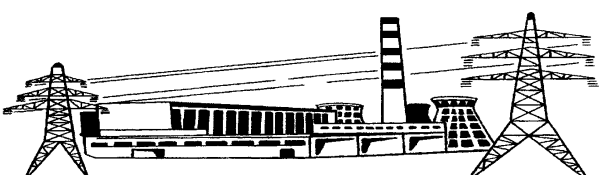
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ИНСТРУКЦИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ



Москва 2004

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Утверждено
Приказом
Минэнерго России
от 30.06.2003 № 265

ИНСТРУКЦИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Москва ЦПТИ ОРГРЭС 2004

© ЦПТИ ОРГРЭС, 2004

Вводится в действие
с 30.06.2003

1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1 Назначение и область применения

1.1.1 В настоящей Инструкции СО 153-34.20.562-2003 приведен порядок предупреждения и ликвидации аварий (далее под "аварией" понимаются все технологические нарушения) на тепловых электростанциях.

В Инструкции рассматриваются только наиболее характерные аварийные ситуации, имеющие место на тепловых электростанциях всех типов. В аварийных ситуациях, не указанных в Инструкции, персонал действует в соответствии с инструкциями предприятия и реальной обстановкой.

При ликвидации аварии действия оперативного персонала направляются на устранение опасности для персонала, предотвращение развития аварии, сохранение в работе оборудования, не затронутого аварией, восстановление тепловой и электрической схем и максимально возможной нагрузки. После ликвидации аварии персонал выясняет состояние отключившегося оборудования и принимает меры к вводу его в работу (подготавливает рабочее место, вызывает ремонтный персонал и др.).

1.1.2 На каждой тепловой электростанции разрабатываются внутренние инструкции по предупреждению и ликвидации аварий.

1.1.3 В инструкции предприятия по эксплуатации оборудования тепловых электростанций включаются разделы по ликвидации аварийных ситуаций.

1.2 Порядок организации работ при ликвидации аварий

1.2.1 Аварийной ситуацией является изменение в нормальной работе оборудования, которое создает угрозу возникновения аварии. Признаки аварии определяются отраслевым нормативным документом.

1.2.2 Важным условием безаварийной работы является сохранение персоналом спокойствия при изменении режима или возникновении неполадок, дисциплинированное и сознательное выполнение указаний, инструкций и распоряжений старшего персонала, недопущение суеты, растерянности, вмешательства в работу посторонних лиц и нарушения единоначалия в смене.

1.2.3 При возникновении аварийной ситуации эксплуатационный персонал принимает меры к локализации и ликвидации создавшегося положения, обеспечив безопасность для людей и оборудования.

1.2.4 Все переключения в аварийных ситуациях производятся оперативным персоналом в соответствии с инструкциями организации при обязательном применении всех защитных средств.

1.2.5 При ликвидации аварии оперативный персонал производит необходимые операции с релейной защитой и автоматикой в соответствии с инструкциями организации.

1.2.6 Оперативный персонал контролирует работу автоматики; убедившись в ее неправильных действиях, переходит на ручное управление. В работу защит оперативный персонал не вмешивается, и лишь при отказе действия защиты персонал выполняет ее функции.

1.2.7 Распоряжения, отдаваемые оперативному персоналу, должны быть краткими и понятными. Отдающий и принимающий команду должны четко представлять порядок производства всех намеченных операций и допустимость их выполнения по состоянию схемы и режиму оборудования. Полученная команда повторяется исполняющим ее лицом. Исполнению подлежат только те распоряжения, которые получены от непосредственного руководителя, лично известного лицу, получающему распоряжение.

1.2.8 Эксплуатационный персонал регистрирует все обстоятельства возникновения аварии в установленном порядке.

1.2.9 Ликвидация аварии на электростанции осуществляется персоналом, находящимся в смене, под непосредственным руководством начальника смены электростанции (НСС). Ликвидацией аварии в цехе руководит начальник смены цеха, а на энергоблоке – старший машинист энергоблока.

1.2.10 Персонал всех ступеней, находящийся на дежурстве, при возникновении аварийной ситуации и ликвидации аварии:

– составляет общее представление о том, что случилось, по показаниям приборов, сигнализации, телесигнализации и по внешним признакам;

– устраняет опасность для персонала и оборудования, вплоть до отключения последнего, если в этом появляется необходимость;

– не вмешивается в работу автоматических устройств, если это не предусмотрено инструкцией;

– обеспечивает нормальную работу основного оборудования, оставшегося в работе, а также механизмов с.н. электростанции;

– выясняет место, характер и объем повреждения и отключает поврежденное оборудование.

1.2.11 О каждой операции по ликвидации аварии следует докладывать вышестоящему оперативному персоналу, не дожидаясь опроса. Руководство цеха и электростанции извещается о происшедшем и о принятых мерах после проведения тех операций, которые следует выполнять немедленно.

1.2.12 При ликвидации аварии все распоряжения диспетчера энергосистемы по вопросам, входящим в его компетенцию, выполняются немедленно, за исключением распоряжений, выполнение которых может представлять угрозу для безопасности людей и сохранности оборудования.

Если распоряжение диспетчера энергосистемы представляется подчиненному персоналу ошибочным, НСС указывает на это диспетчеру. В случае подтверждения диспетчером своего распоряжения НСС его выполняет.

1.2.13 О возникновении аварии руководство электростанции и персонал основных цехов уведомляются телефонисткой по указанию НСС и по радиосети в соответствии с инструкцией организации.

1.2.14 В аварийной ситуации оперативный персонал обеспечивается первоочередной связью, а в случае необходимости по его требованию прерываются остальные переговоры.

1.2.15 Диспетчер энергосистемы срочно информируется НСС о возникновении аварии.

1.2.16 Начальник смены электростанции во время ликвидации общестанционной аварии находится, как правило, в помещении главного (центрального) щита управления, а уходя из него, указывает свое местонахождение.

1.2.17 Начальники смен тепловых цехов и старшие машинисты энергоблоков во время ликвидации аварии находятся, как правило, на своих рабочих местах (блочных или групповых щитах управления) и принимают все меры, направленные на поддержание нормальной работы оборудования, не допуская развития аварии в этих цехах (на энергоблоках).

Начальники смен цехов, покидая рабочее место, указывают свое местонахождение.

1.2.18 Местонахождение начальника смены электроцеха при ликвидации аварии определяется сложившейся обстановкой, о чем он уведомляет НСС и персонал центрального щита управления (ЦЩУ).

1.2.19 Местонахождение дежурного подстанции при ликвидации аварии определяется конкретной обстановкой. О местонахождении он сообщает вышестоящему оперативному персоналу.

1.2.20 Во время ликвидации аварии персонал, непосредственно обслуживающий оборудование, остается на рабочих местах, принимая все меры к сохранению оборудования в работе, а если это невозможно — к его отключению. Уходя, персонал сообщает о своем местонахождении вышестоящему оперативному персоналу. Оставлять рабочее место можно только:

— при явной опасности для жизни;

— для оказания первой помощи пострадавшему при несчастном случае;

— для принятия мер к сохранению целостности оборудования;

— по распоряжению лица, руководящего ликвидацией аварии.

1.2.21 Персонал смены, на оборудовании которого режим не был нарушен, усиливает контроль за работой оборудования, внимательно следит за распоряжениями руководителя ликвидации аварии и готов к действиям в случае распространения аварии на его участок, а при отсутствии связи руководствуется указаниями эксплуатационной и должностной инструкций.

1.2.22 Персонал, не имеющий постоянного рабочего места (обходчики, дежурные слесари, резервный персонал и др.), при возникновении аварии немедленно поступает в распоряжение непосредственного руководителя и по его указанию принимает участие в ликвидации аварии.

1.2.23 Приемка и сдача смены во время ликвидации аварии не производятся; пришедший на смену оперативный персонал используется по усмотрению лица, руководящего ликвидацией аварии.

При аварии, которая требует длительного времени для ее ликвидации, допускается сдача смены по разрешению вышестоящего оперативного дежурного.

1.2.24 После ликвидации аварии лицо, руководившее ликвидацией аварии, обеспечивает сбор объяснительных записок, рапортов персонала, участвовавшего в ликвидации аварий, очевидцев аварии, составляет сообщение об аварии по установленной форме, организует разбор аварии с персоналом, участвовавшим в ее ликвидации, и другими лицами, необходимыми для выяснения причин аварии и определения мер по восстановлению нормального положения на электростанции (в цехе, на энергоблоке).

1.2.25 Начальник смены электростанции помимо сообщения об авариях и нарушениях режима на самой электростанции ставит в известность диспетчера энергосистемы также о следующих нарушениях: автоматических включениях, отключениях, исчезновении напряжения; перегрузках и резких изменениях режима работы транзитных линий электропередачи и трансформаторов, по которым осуществляет-

ся связь электросетей различных напряжений; возникновении несимметричных режимов на генераторах, линиях электропередачи, трансформаторах; резком понижении напряжения в контрольных точках; перегрузке генераторов и работе АВР; возникновении качаний; внешних признаках коротких замыканий как на электростанции, так и вблизи нее; работе защит на отключение; работе АВР, АПВ, ЧАПВ, режимной автоматики; отключении генерирующего оборудования.

1.2.26 Оперативный персонал электростанции может самостоятельно выполнять работы по ликвидации аварии с последующим уведомлением вышестоящего оперативного персонала независимо от наличия или потери связи с соответствующим диспетчером (начальником смены).

Примечание — Потерей связи считается не только нарушение всех видов связи, но и невозможность в течение 2—3 мин связаться с вышестоящим оперативным персоналом из-за его занятости, плохой слышимости и перебоев в работе связи. Наряду с действиями по ликвидации аварии необходимо принять все меры к восстановлению связи.

1.2.27 В инструкции организации указываются операции, которые оперативный персонал проводит самостоятельно при потере связи, а также операции, самостоятельное производство которых не допускается.

1.2.28 Оперативный персонал независимо от присутствия лиц административно-технического персонала несет личную ответственность за ликвидацию аварии, единолично принимая решения и осуществляя мероприятия по восстановлению нормального режима.

Распоряжения руководителей энергообъединения, электростанции, других организаций и их подразделений соответствующему оперативному персоналу по вопросам, входящим в компетенцию вышестоящего оперативного персонала, выполняются лишь по согласованию с последним.

1.2.29 Все оперативные переговоры по ликвидации аварии с момента ее возникновения записываются на магнитофон или жесткий диск компьютера.

1.2.30 Начальники и специалисты, работники цехов, находящиеся на электростанции во время аварии, участвуют в ее

ликвидации, оказывая помощь оперативному персоналу, включая оценку ситуации и принятие оптимального решения.

1.2.31 Технический руководитель электростанции может отстранить от руководства ликвидацией аварии НСС, не справляющегося с ликвидацией аварии, приняв руководство ликвидацией аварии на себя или поручив его другому лицу. О замене необходимо поставить в известность диспетчера энергообъединения и подчиненный оперативный персонал.

1.2.32 Начальник цеха или его заместитель может отстранить от руководства ликвидацией аварии начальника смены соответствующего цеха, не справляющегося с ликвидацией аварии, приняв руководство сменой на себя или поручив его другому лицу. О замене необходимо поставить в известность НСС и оперативный персонал смены.

1.2.33 Работник, принявший руководство ликвидацией аварии на себя, независимо от должности принимает все обязанности отстраненного от руководства работника и оперативно подчиняется вышестоящему руководителю.

Передача руководства ликвидацией аварии оформляется записью в оперативном журнале. Персонал, отстраненный от ликвидации аварии, остается на своем рабочем месте и выполняет распоряжения и указания работника, принявшего на себя руководство ликвидацией аварии.

1.2.34 Во время ликвидации аварии на щите управления электростанции (энергоблока) имеют право находиться лишь те лица, которые непосредственно участвуют в ликвидации аварии, и лица из числа руководящего административно-технического персонала. Список последних утверждается техническим руководителем электростанции и вывешивается при входе на щит.

1.3 Рекомендации по составлению инструкции организации

1.3.1 На каждой электростанции разрабатывается инструкция организации по предупреждению и ликвидации аварий.

1.3.2 Инструкция организации составляется на основании действующих Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, инструкций по

эксплуатации оборудования, правил безопасности и противопожарной безопасности, сборников распорядительных документов по тепломеханическому и электротехническому оборудованию и других нормативных документов учитывающих особенности эксплуатации энергооборудования конкретной электростанции.

1.3.3 Инструкция организации включает перечень конкретных действий персонала при ликвидации типичных аварий и нарушений режима применительно к оборудованию данной электростанции. В ней указываются маршруты следования персонала в случаях, когда по ходу аварии могут создаться условия, опасные для жизни людей или препятствующие нормальному доступу к оборудованию.

1.3.4 В должностных инструкциях каждого лица указываются конкретные разделы и пункты инструкции по предупреждению и ликвидации аварий, требования которых выполняются этим лицом.

1.3.5 В соответствующих пунктах инструкции организации указываются граничные условия допускаемых режимов (например, допускаемые в аварийных режимах перегрузки основного оборудования, длительность перегрузки, пределы отклонения частоты в энергосистеме и допускаемая длительность работы основного оборудования).

2 ОРГАНИЗАЦИЯ И ПОРЯДОК ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

2.1 Нарушение топливоснабжения

2.1.1 Подача твердого топлива может быть прекращена или ограничена вследствие:

— повреждения элементов конвейеров и дробилок, вагоноопрокидывателей;

— поступления угля с повышенной влажностью (забивание течек), а при низких температурах наружного воздуха — смерзания угля;

— отключения одного или нескольких ленточных конвейеров топливоподачи;

— разрыва конвейерной ленты в тракте топливоподачи;

— зависания угля в бункерах сырого угля;

— пожаров в системе топливоподачи и пылеприготовления;

— ошибочных действий эксплуатационного персонала.

2.1.2 Обо всех нарушениях в системе топливоподачи и пылеприготовления оперативный персонал котлотурбинного цеха получает информацию от оперативного персонала топливоподачи или по светозвуковой сигнализации.

2.1.3 При нарушениях в подаче сырого угля котлы некоторое время могут работать на запасном топливе, находящемся в угольных и пылевых бункерах. В этом случае у оперативного персонала имеется время на выяснение причины нарушения и принятие оперативного решения, направленного на удержание в работе оборудования и предотвращение сброса нагрузки электростанцией.

2.1.4 При нарушениях в подаче твердого топлива оперативный персонал по указанию НСС:

— разгружает котлы, работающие на основном топливе;

— организует подсветку пылеугольного факела резервным топливом. Одновременно принимаются меры к восстановлению подачи угля к системе пылеприготовления.

2.1.5 При нарушениях в подаче топлива на одном или нескольких котлах электростанции остальные нормально работающие котлы должны быть загружены до максимально возможной нагрузки с целью поддержания заданного суточного графика электрической нагрузки.

2.1.6 Подача мазута может быть прекращена или ограничена вследствие:

— останова мазутонасосной;

— подачи в котельную сильно увлажненного мазута;

— срыва работы мазутных насосов;

— разрыва магистральных мазутопроводов или мазутопроводов в пределах котла;

— ошибочных переключений в схеме мазутопроводов.

2.1.7 Наиболее характерными признаками нарушений в системе подачи мазута в котлы являются:

— резкое понижение давления мазута в магистрали и после регулирующих мазутных клапанов;

— снижение или колебание расхода мазута;

— снижение паропроизводительности барабанного котла и понижение температуры пара и воды по тракту прямоточного котла;

— появление течи мазута, а в случае разрыва мазутопровода в котельном отделении — увеличение расхода и падение давления мазута.

2.1.8 Останов оборудования мазутонасосной может произойти вследствие потери питания с.н. мазутонасосной из-за недостаточно надежной схемы питания мазутонасосной.

2.1.9 Поступление к котлам сильно увлажненного мазута может быть вызвано несовершенством схемы мазутонасосной, недостаточным дренированием (удалением) замазученных вод из мазутного хозяйства ТЭС, отсутствием разогрева мазута в баках из-за неудовлетворительного состояния змеевиков, ненадежностью и малоэффективностью схемы циркуляционного перемешивания мазута, недостаточностью контроля за влажностью мазута в баках.

2.1.10 При появлении признаков, характеризующих поступление в топку котла увлажненного мазута (резкое изменение содержания кислорода, колебание разрежения в топке, нестабильный топочный режим), принимаются меры к предотвращению попадания влаги с топливом, например, переключение на резервный мазутный бак.

2.1.11 При погасании факела в топке из-за поступления увлажненного мазута котел останавливается. Последующая растопка котла осуществляется на мазуте после выявления и устранения причины попадания воды с мазутом, а если это невозможно — производится растопка котла на газе.

2.1.12 Срыв работы мазутных насосов может произойти из-за недостаточного уровня мазута в мазутных баках, а также в случаях, когда не обеспечено удаление воздуха из насосов перед их пуском.

2.1.13 При срыве работы мазутных насосов из-за малого запаса жидкого топлива на электростанции и в случае останова котлов из-за понижения давления мазута следует:

— сосредоточить остатки жидкого топлива в одной из емкостей;

— включить мазутные насосы и приступить к растопке одного из котлов (если растопка на мазуте не удается, необходимо перейти на растопку котла на газе);

— после растопки котел перевести на сжигание пыли с подсветкой пылеугольного факела газом или на сжигание газа.

2.1.14 Подача газа может быть прекращена или ограничена вследствие:

— повреждения или разрыва газопроводов;

— понижения давления газа до аварийного значения, указанного в инструкциях предприятия, из-за неисправности регуляторов давления газораспределительного пункта (ГРП) и невозможности повышения давления газа;

— самопроизвольного закрытия быстродействующего газового клапана или задвижек газопровода, вследствие которого произошло понижение давления газа до уставки срабатывания защиты на останов энергоблока;

— попадания совместно с газом газового конденсата (газолина), если его дренирование не дает положительных результатов;

— ошибочных действий оперативного персонала, приведших к вышеперечисленным нарушениям в работе или к угрозе повреждения котлов.

2.1.15 Наиболее характерными признаками прекращения или сокращения расхода газа на котел, определяемыми на блочном щите управления или по месту, являются: резкое понижение давления газа после регулирующих клапанов, резкое снижение расхода газа к котлу, уменьшение паропроизводительности барабанного котла, снижение параметров по тракту прямоточного котла, понижение температуры газов в поворотной камере.

2.1.16 Характерными признаками разрыва газопровода являются внезапное появление сильного шума истекающего газа, падение давления газа в газопроводе.

2.1.17 В случае разрыва газопровода внутри котельной отключается поврежденный участок газопровода ближайшими задвижками с обеих сторон, открываются имеющиеся на

поврежденном участке газопровода продувочные свечи, проверяется надежность отключения участка от газовых коллекторов (при необходимости устанавливаются заглушки, если их установка возможна в сложившейся аварийной ситуации).

2.1.18 При разрыве газопровода немедленно останавливаются котлы, находящиеся в зоне выхода природного газа.

2.1.19 В случае утечки газа через неплотности газопроводов или их арматуры (трещина в сварном шве, пропуск фланцев, неплотность сальников и др.) принимаются меры к предупреждению взрыва или загорания газа, для чего отключается поврежденный участок газопровода, открываются окна и двери для создания усиленной вентиляции в районе утечки, прекращаются работы в зоне распространения газа, не допускается в загазованном районе зажигание факелов, включение электроприборов, курение, проведение огневых работ до полного удаления газа. Для предупреждения попадания газа на сторону всасывания дутьевые вентиляторы переводятся на наружный забор воздуха (при условии, что существующие механизмы привода перекидных шиберов обеспечат выполнение этой операции во время ликвидации аварии).

2.1.20 Прекращается допуск людей в район распространения газа, проверяется степень загазованности плохо вентилируемых мест, принимаются меры к устранению повреждения газопровода.

2.1.21 Значительное понижение давления газа в газопроводе влечет за собой опасность затягивания факела в устье горелки, обрыва факела и взрыва в топке. В связи с этим не допускается работа на газе при давлении газа перед горелками ниже 5 кПа (0,05 кгс/см^2).

2.1.22 При резком понижении давления газа до уровня срабатывания защиты при понижении давления газа и отключении котлов последующая немедленная растопка котла и пуск энергоблока осуществляются на мазуте. При отсутствии мазута аварийная растопка котлов производится на газе с принятием особых мер предосторожности, указанных в инструкциях предприятия.

2.1.23 При резком понижении давления газа перед котлом до уровня, не достигшего уставки срабатывания защи-

ты, газомазутные котлы немедленно разгружаются и переводятся на сжигание мазута от мазутопроводов, находящихся в резерве. Параллельно выясняется причина понижения давления газа, дается команда на мазутное хозяйство на включение дополнительных мазутных насосов и поддержание максимального давления, а также на подъем температуры в напорном мазутопроводе до номинальной. Пылеугольные котлы, работающие на пыли с подсветкой пылеугольного факела газом, переводятся на подсветку мазутом.

2.1.24 При всех нарушениях в газоснабжении, приводящих к понижению давления газа, в инструкциях организации определяется минимальная продолжительность перевода всех котлов электростанции на сжигание твердого топлива, мазута и на перевод подсветки котла на мазут.

2.1.25 Для предотвращения аварии с полным сбросом нагрузки, с потерей питания с.н. из-за понижения давления газа в инструкциях организации предусматриваются следующие мероприятия для быстрого перевода котлов на сжигание другого вида топлива (угольной пыли и мазута):

— определяются действия оперативного персонала по переводу работы электростанции газа на другой вид топлива;

— устанавливается очередность разгрузки и аварийного останова оборудования;

— определяются количество и тип оборудования, которое обеспечивает удержание с.н. при минимальных нагрузках;

— определяются порядок и сроки ввода в работу оборудования топливного хозяйства;

— определяются порядок действия оперативного персонала при понижении давления до ГРП и после него, а также порядок ввода в работу оборудования ГРП, находящегося в резерве.

2.1.26 При работе электростанции на газе оборудование станционных хозяйств твердого и жидкого топлива постоянно поддерживается в резерве. Для этого на мазутном хозяйстве готовится к работе резервуар с температурой мазута в нем не ниже 60 °С, а также осуществляется постоянная рециркуляция мазута по мазутопроводам котельной с температурой не ниже 90 °С.

2.1.27 При составлении графиков вывода оборудования систем пылеприготовления и топливоподачи в ремонт предусматривается возможность перевода электростанции на сжигание твердого топлива в случае прекращения подачи газа.

2.1.28 Для поддержания систем пылеприготовления и топливоподачи в резерве предусматривается необходимая численность оперативного персонала для возможности оперативного перевода оборудования на сжигание твердого топлива. В инструкциях организации определяется минимальная продолжительность операций по переводу оборудования на сжигание твердого топлива. Выявленные при опробовании дефекты устраняются.

2.2 Разрыв мазутопроводов

2.2.1 При разрыве магистрального мазутопровода с обильным выходом мазута и опасностью его возгорания, сопровождающемся резким понижением давления и отключением котлов защитой при понижении давления мазута, оперативный персонал принимает меры к надежному отключению поврежденного мазутопровода задвижками со стороны котельной и мазутонасосной, вплоть до останова мазутонасосной, если это необходимо, и организуется уборка пролитого мазута. В зоне разлива мазута немедленно прекращаются все виды огневых работ. Одновременно с выполнением неотложных работ вызывается пожарная команда (не дожидаясь возможного возгорания мазута). Техника пожаротушения развертывается и находится в готовности к ликвидации возгорания до полной уборки пролитого мазута.

2.2.2 Растопка котла от второго магистрального мазутопровода начинается после отключения поврежденного мазутопровода и принятия мер к предупреждению вытекания мазута и его загорания.

2.2.3 Растопка котлов на газе разрешается с соблюдением всех мер безопасности в случае невозможности быстрой подачи мазута к котлам от второго резервного мазутопровода или вывода в ремонт на длительное время обоих магистральных мазутопроводов.

2.2.4 При повреждении магистрального мазутопровода, вследствие которого произошло понижение давления мазута без отключения котлов, оперативный персонал:

— немедленно отключает поврежденный участок мазутопровода и принимает меры к предотвращению растекания и возгорания пролитого мазута;

— переводит пылеугольные котлы на подсветку газом;

— переводит газомазутные котлы на сжигание природного газа и включает защиты при понижении давления газа и воздуха;

— сообщает НСС о случившемся и обеспечивает нормальное газоснабжение котлов.

2.2.5 При разрыве мазутопровода в пределах котла (на участке мазутного кольца) оперативный персонал:

— немедленно отключает поврежденный участок мазутопровода задвижками, аварийно останавливает котел (энергоблок);

— приступает к уборке пролитого мазута, не допуская его растекания;

— вызывает пожарную команду, не дожидаясь загорания мазута, и организовывает тушение при загорании до прибытия пожарной команды;

— ограждает опасное место, не допуская посторонних лиц к месту повреждения;

— отключает на аварийном котле разводку газа и сжатого воздуха, электродвигатели и кабели, оказавшиеся в зоне пожара.

2.3 Загорание хвостовых поверхностей нагрева котлов

2.3.1 Особое внимание необходимо уделить работе мазутных горелок котлов, особенно при низких теплонапряжениях в топке (при растопке, совместном сжигании угля и мазута, при низких нагрузках и др.), не допуская значительного сажеобразования, выноса сажи из топки и последующего отложения ее, а также невоспламенившихся маслянистых фракций тяжелых нефтепродуктов на воздухоподогревателях и электродах электрофильтров.

2.3.2 Для предупреждения загорания хвостовых поверхностей нагрева:

— выполняются мероприятия по уменьшению сажеобразования, совершенствованию форсунок, пускоостановочных и других нестационарных режимов; проводятся профилактические очистки и обмывки (в том числе паром и горячей водой) как на работающем, так и на остановленном энергоблоке:

— контролируется состояние низкотемпературных поверхностей нагрева (температуры газов, воздуха, их разности и др.);

— систематически осматриваются воздухоподогреватели остановленного котла;

— оборудуются котлы устройствами для обмывки и водяного пожаротушения воздухоподогревателей, обеспечивающими подачу расчетного объема воды;

— обеспечивается при растопке подогрев воздуха перед 1-й ступенью воздухоподогревателя котлов не ниже 60 °С;

— инструктируется персонал в части усиления им контроля за работой хвостовых поверхностей нагрева с целью недопущения загораний, их своевременного выявления и ликвидации, особенно в нестационарных режимах.

2.3.3 При проявлении признаков резкого повышения температуры уходящих газов, разности температур между газом и воздухом в одном или нескольких газоходах оперативный персонал:

— немедленно гасит котел;

— отключает тягодутьевые машины, закрыв их направляющие аппараты, исключив вентиляцию топки и газоходов; заключение о прекращении горения может быть сделано только после тщательного внутреннего осмотра поверхностей нагрева и газоходов;

— включает все виды внутреннего пожаротушения и обмывки воздухоподогревателей;

— обеспечивает обильное наружное орошение газохода (воздуховода) и подачу воды через люки непосредственно на горящие поверхности с помощью пожарных стволов силами собственного оперативного и ремонтного персонала, а также с привлечением пожарных подразделений;

— прокачивает воду через экономайзер и создает необходимый расход аккумулированного пара через пароперегреватель открытием продувки в атмосферу для предупреждения повреждений.

2.4 Повреждение трубопроводов в пределах котлов

2.4.1 При выявлении парений или других признаков повреждения необогреваемых гибов котлов принимаются меры к понижению давления в барабане, разгрузке котла с последующим остановом котла (энергоблока).

2.4.2 Оперативный персонал выявляет незначительные парения или свищи на паропроводах и немедленно докладывает о них вышестоящему руководителю. При появлении сильного шума в зоне прохождения необогреваемых гибов и резком понижении давления в барабане котла оперативный персонал немедленно гасит котел (отключает энергоблок) и принимает меры к ускоренному понижению давления пара. Предварительный осмотр места повреждения производится под контролем руководства котлотурбинного цеха после понижения давления до 2-3 МПа (20-30 кгс/см^2).

2.5 Повреждение трубопроводов питательной воды и главных паропроводов

2.5.1 Аварии, связанные с повреждениями трубопроводов питательной воды (свищи, пробои прокладок, трещины, разрывы), относятся к разряду наиболее тяжелых аварий на электростанциях. Они могут привести к повреждениям основного и вспомогательного оборудования струей воды, поверхностей нагрева котла из-за прекращения или снижения расхода воды на котел, а также создать серьезную угрозу безопасности эксплуатационного персонала. Поэтому при ликвидации аварий на трубопроводах питательной воды эксплуатационный персонал проявляет особую оперативность и осторожность.

2.5.2 Повреждения трубопроводов питательной воды могут произойти вследствие:

— эрозионного износа;

— гидравлических ударов в трубопроводах;

— недостаточной компенсации тепловых расширений при защемлении на опоре;

— неисправности подвижных опор;

— некачественной сварки трубопроводов или дефектной технологии обработки стыков.

2.5.3 Наиболее характерными признаками повреждения трубопроводов питательной воды являются:

— внезапное появление сильного шума и удара в зоне расположения трубопроводов;

— уменьшение общего расхода питательной воды и расхода воды по потокам;

— понижение давления питательной воды перед котлом, до регулирующего питательного клапана и после него;

— понижение уровня воды в барабане;

— перегрузка питательных насосов;

— расхождение в показаниях водомеров и паромеров;

— понижение давления до встроенных задвижек и повышение температуры пара по тракту прямоточного котла;

— заполнение паром помещения.

2.5.4 При появлении указанных признаков повреждения трубопроводов питательной воды оперативный персонал в первую очередь обеспечивает безопасность людей, сохранность оборудования, выясняет причины аварии и принимает меры к ее ликвидации.

2.5.5 При появлении свищей в сварных стыках трубопроводов, пробое прокладки во фланцевых соединениях арматуры, сильном парении через фланцы или сварные стыки во избежание дальнейшего развития аварии оперативный персонал немедленно удаляет людей из зоны аварийного участка, отключает поврежденный участок трубопровода, принимает меры к защите оборудования от попадания на него воды (особенно на электродвигатели, маслобаки, маслопроводы), закрывает проходы в опасную зону и вывешивает предупреждающие плакаты.

2.5.6 В случае дальнейшего развития повреждения и невозможности отключения поврежденного участка соответ-

ствующее оборудование (питательный насос, котел, турбина) останавливается.

2.5.7 При разрыве трубопроводов питательной воды:

— останавливается котел;

— отключаются турбина и генератор;

— останавливаются питательные и бустерные насосы;

— выводятся люди из помещения, где произошел разрыв;

— принимаются меры к обеспечению безопасности персонала и защиты оборудования от попадания на него струй воды;

— понижается давление в котле до нуля.

2.5.8 На электростанциях с поперечными связями при повреждении общестанционных коллекторов питательной воды отключается поврежденный участок задвижками и выполняются необходимые схемные переключения с целью удержания в работе котлов и турбин. Если поврежденный участок трубопровода отключить невозможно, аварийно останавливается часть котельного и турбинного оборудования.

2.5.9 Значительные повреждения (разрывы) главных паропроводов относятся к числу наиболее тяжелых аварий, требующих немедленного принятия мер к останову работающего основного оборудования с аварийным понижением давления пара через предохранительные клапаны, продувочные и сбросные устройства.

2.5.10 Причинами разрыва главных паропроводов могут быть:

— недостаточная компенсация тепловых расширений при защемлении паропровода;

— неудовлетворительное качество металла;

— некачественная сварка;

— снижение прочности металла вследствие ползучести;

— гидравлические удары в паропроводах.

2.5.11 При разрыве дренажных труб, воздушников, возникновении свищей в штуцерах главного паропровода, сальниковых уплотнениях разъемов и штоков арматуры главных паропроводов:

— принимаются меры к ограждению поврежденного участка; вывешивается плакат "Опасная зона";

— принимаются меры к защите работающего оборудования от попадания пара и воды;

— выясняется характер и опасность возникших повреждений, принимаются меры к отключению поврежденного участка;

— в случае развития повреждения и невозможности отключения поврежденного участка останавливается энергоблок (котел, турбина).

2.5.12 При разрывах или появлении прогрессирующего пропуска пара через фланцевые соединения:

— останавливаются энергоблок (котел, турбина);

— принимаются меры к немедленному отключению и ограждению поврежденного участка;

— принимаются меры к вентиляции помещений, заполненных паром, и предупреждению попадания влаги на электрооборудование.

2.5.13 Для предупреждения повреждений паропроводов высокого давления из-за установки на них деталей из углеродистой стали вместо легированной:

— при приемке вновь смонтированного оборудования проверяется наличие документации о результатах стилоскопирования металла всех деталей паропроводов;

— пуск оборудования в эксплуатацию производится только после получения заключения лаборатории металлов о результатах контроля качества металла (соответствие металла условиям поставки, стилоскопический анализ металла, качество сварных соединений и др.).

2.6 Повреждение корпусов подогревателей высокого давления (ПВД)

2.6.1 На некоторых электростанциях с энергоблоками 200 и 300 МВт имели место тяжелые повреждения оборудования турбин из-за отрыва корпусов ПВД, поставленных под давление, вследствие превышения предела прочности фланцевых соединений. При этом давлением питательной воды корпус АВД выталкивался на высоту в несколько десятков метров, разрушая фермы и перекрытие машзала, а при падении — оборудование машзала, вызывая пожары.

2.6.2 Основными причинами таких аварий являются:

— недопустимый износ и утонение входных (выходных) участков змеевиков ПВД;

— несрабатывание защиты ПВД при повышении уровня конденсата греющего пара до I и II предела;

— неправильные действия оперативного персонала.

2.6.3 Для предотвращения разрушения корпусов ПВД:

— проверяется по графику работа защиты ПВД, расследуется каждый случай ее несрабатывания и принимаются меры к устранению дефектов;

— проверяется исправность сигнализации при повышении уровня в ПВД до I и II предела;

— выполняется сигнализация по обесточиванию схемы питания защит ПВД и обеспечивается возможность ее проверки;

— производится в период капитальных и средних ремонтов ультразвуковой контроль толщины стенок змеевиков и перепускных трубопроводов с их отбраковкой и заменой;

— указывается в инструкциях организации нагрузка, при которой производится включение (отключение) ПВД по пару и воде при пуске (останове) энергоблока. Операции по включению (отключению) ПВД производятся единовременно, т.е. одним и тем же лицом без перерыва и отвлечения его на выполнение других операций, под контролем лица из числа старшего оперативного персонала.

2.6.4 Подогреватели высокого давления считаются отключенными, когда полностью закрыта запорная арматура на трубопроводе отбора пара, закрыты задвижки на трубопроводах питательной воды, закрыта арматура на дренаже конденсата греющего пара и открыты воздушники.

2.6.5 Работа ПВД при выведенной или неработоспособной защите или отдельных ее элементов не осуществляется.

2.6.6 При возникновении аварийного положения, связанного с переполнением ПВД и несрабатыванием защиты ПВД I предела, выполняются все операции по отключению ПВД, предусмотренные действием защиты ПВД I предела, и выясняются причины переполнения ПВД и несрабатывания защиты. Если результаты опрессовки по воде укажут на течь трубной системы, ПВД выводится в ремонт.

2.6.7 Необходимо иметь в виду, что если ПВД переполнился и защита I предела не сработала, может не сработать и защита II предела, так как по схеме действия последняя работает после переполнения ПВД до II предела по факту срабатывания защиты I предела.

Поэтому наряду с выполнением операций по отключению ПВД (см. п. 2.6.6) устанавливается непрерывный контроль за уровнями в ПВД по приборам и водомерным колонкам и при дальнейшем повышении уровня до II предела выводится АВР питательных электронасосов, отключаются питательные насосы и останавливается энергоблок.

2.6.8 В случае несрабатывания защиты II предела во избежание разрыва корпуса ПВД при обнаружении по прибору повышения уровня до II предела или срабатывании сигнализации при повышении уровня в ПВД до II предела отключаются питательные насосы с выводом устройств автоматического включения (АВР). Перепроверка уровней в этом случае не допускается, так как при массовом повреждении змеевиков время от начала переполнения до отрыва корпуса может составить менее 1 мин. Поэтому немедленно принимаются меры к ликвидации аварийной ситуации.

2.6.9 При отрыве корпуса ПВД, разрушении им ферм, перекрытий и оборудования принимаются меры к останову поврежденного оборудования и отключению поврежденных трубопроводов и маслопроводов, выпуску водорода, не заходя в зону возможного падения металлоконструкций и плит перекрытия.

2.7 Повреждение маслосистемы турбины, сопровождающееся выбросом масла и его воспламенением

2.7.1 На маслосистеме действующей турбины какие-либо работы, которые могли бы привести к ее разуплотнению, не производятся. Пожароопасные работы на маслосистеме и в непосредственной близости к ней не производятся.

2.7.2 При воспламенении масла, вызванном нарушением плотности маслосистемы и невозможностью немедленно ликвидировать пожар имеющимися средствами, турбина оста-

навливается автоматом безопасности со срывом вакуума, при этом обеспечивается подача масла на смазку при минимальном избыточном давлении масла 0,03-0,04 МПа (0,3-0,4 кгс/см^2) до останова роторов. Снабжение уплотняющих подшипников системы водородного охлаждения генератора маслом производится их масляными насосами вплоть до полного вытеснения водорода из системы. Подача масла на подшипники турбины до останова роторов прекращается в случаях, угрожающих целостности оборудования из-за больших утечек масла и распространения пожара.

2.7.3 Аварийный слив масла из масляного бака производится в исключительном случае — для локализации пожара после вытеснения водорода из системы водородного охлаждения генератора. В схемах маслоснабжения уплотнений генератора с демпферными баками аварийный слив производится до окончания вытеснения водорода с учетом времени, в течение которого будет происходить снабжение уплотнений генератора от демпферного бака (это время, определяемое вместимостью демпферных баков, указывается в инструкции организации).

2.7.4 Отключение генератора производится немедленно после отключения турбины, проверки надежности закрытия стопорных и регулирующих клапанов на линиях свежего пара и парапромперегрева и начала закрытия главной паровой задвижки (ГПЗ).

2.7.5 На аварийных турбине и генераторе отключаются разводки масла, водорода, сжатого воздуха.

2.7.6 Для предупреждения развития пожара в совмещенных маслосистемах турбин и питательных насосов, а также при наличии свища в системе регулирования или при угрозе распространения пожара на маслопроводы высокого давления отключается турбина ключом аварийного останова и пусковой масляный насос.

2.7.7 Быстрота и четкие действия персонала при появлении течи масла и загорании его, как показывают результаты расследования аварий, предотвращают выход из строя оборудования турбоустановки и аварийный слив масла из системы, который, как правило, сопровождается выплавлением подшипников.

2.7.8 При пожаре из-за разрушения нескольких подшипников (разрушения валопровода турбины), разрыва маслопроводов турбина отключается автоматом безопасности, генератор отключается от сети без выдержки времени с одновременным остановом всех масляных насосов смазки, выпуском водорода, отключением масляных насосов уплотнения вала генератора и срывом вакуума, сливом масла из маслобака.

2.7.9 При воспламенении масла на турбоагрегатах, оснащенных системой предотвращения развития загорания масла, подшипники которых (включая уплотнения вала генератора) оснащены противоаварийными емкостями масла, и невозможности ликвидировать очаг горения имеющимися средствами пожаротушения оперативный персонал пользуется специальным ключом, поворот которого в положение "Пожар" обеспечивает:

— немедленное отключение турбины и генератора;

— срабатывание светозвуковой сигнализации "Пожар на турбине" на центральном, блочном и местных щитах управления;

— срыв вакуума;

— запрет на включение и отключение масляных насосов системы регулирования;

— отключение масляных насосов смазки с выдержкой времени 60 с и запрет на их включение.

При несрабатывании указанной защиты или отдельных ее элементов персонал дублирует ее действие.

При угрожающем развитии загорания масла вблизи генератора и его газомасляной системы персонал приступает к аварийному выпуску водорода с одновременной подачей инертного газа в генератор и картеры подшипников.

После понижения давления газа в генераторах, имеющих противоаварийные емкости масла, до 0,1 МПа (1 кгс/см^2) персонал вводит запрет АВР масляных насосов уплотнения вала генератора и отключает работающий масляный насос, затем продолжает операции по предотвращению развития пожара и его ликвидации.

2.8 Повреждение турбины из-за разгона роторов

2.8.1 Разгон турбины до частоты вращения, превышающей значение, указанное заводом-изготовителем, при несрабатывании автомата безопасности и дополнительной защиты приводит к разрушению лопаточного аппарата, поломке валопровода.

2.8.2 Разрушение валопровода приводит к повреждению подшипников турбины и генератора, загоранию масла и водорода, выводу из строя турбоагрегата на длительное время.

2.8.3 Наиболее опасными режимами с точки зрения возможности разгона роторов являются:

— испытание автомата безопасности повышением частоты вращения, сопровождающееся неправильными действиями персонала;

— неконтролируемый пуск турбины с самопроизвольным набором частоты вращения из-за неисправности систем парораспределения, регулирования и ошибок персонала;

— внезапный сброс нагрузки с отключением генератора и динамическим "забросом" частоты вращения ротора, неудержанием холостого хода и несрабатыванием автомата безопасности.

2.8.4 При появлении неисправностей отдельных элементов системы регулирования и безопасности турбины принимаются меры к их немедленному устранению, а если это не удается, останавливается энергоблок (турбина).

Перечень конкретных неисправностей и указания о действиях оперативного персонала при их возникновении в зависимости от сложности и опасности для данного типа турбин приводятся в инструкциях организации.

2.8.5 Особую опасность представляют заедания и недозакрытия стопорных и регулирующих клапанов на линиях свежего пара и парапромперегрева, при которых принимаются меры, обеспечивающие безопасный останов турбины. Решение о необходимости немедленного отключения турбины или об оставлении ее кратковременно в работе принимается техническим руководителем электростанции в зависимости от конкретных условий.

Перед остановом турбины: понижается давление пара в паропроводах свежего пара; разгружается турбина до значения, которое допускает неисправный клапан, полным закрытием главного сервомотора системы регулирования; закрывается полностью ГПЗ; после проверки с целью убедиться в том, что нагрузка генератора отрицательна, отключается турбина автоматом безопасности и отключается генератор от сети.

2.8.6 При внезапном отключении генератора и разгоне роторов:

— отключается турбина автоматом безопасности по месту и с БЩУ, вращением маховика регулятора скорости турбины он выводится в положение "ноль" по лимбу;

— закрывается ГПЗ и открываются все предохранительные клапаны на паропроводах, обеспечивая продувку паропроводов и аварийный сброс пара в атмосферу, обеспаривание линий промперегрева;

— срывается вакуум открытием задвижек срыва вакуума и прекращением подачи пара на эжекторы и уплотнения турбины;

— закрываются дистанционно обратные клапаны отбора (КОС), производится вручную обтяжка арматуры (ГПЗ, на линиях отборов).

2.9 Нарушения технического водоснабжения и водно-химического режима

2.9.1 Повреждения циркуляционных насосов и циркуляционных водоводов в системах прямоточного водоснабжения приводят к уменьшению расхода циркуляционной воды и необходимости быстрой разгрузки турбоагрегатов вследствие резкого понижения вакуума, к их останову при полном прекращении расхода циркуляционной воды через конденсаторы турбин, а также к затоплению помещений машинного зала на минусовых отметках.

Уменьшение расхода циркуляционной воды может также являться следствием засорения трубных досок конденсатора при прорыве вращающихся сеток береговой насосной станции (БНС), забивания льдом грубых решеток глубинного во-

дозабора перед БНС, забивания шугой вращающихся сеток БНС в зимнее время.

2.9.2 Признаками неисправностей в системе технического водоснабжения, определяемых по приборам БЩУ и по месту, являются понижение давления циркуляционной воды перед конденсатором, понижение вакуума, срыв сифонов циркуляционной воды в сливных циркуляционных водоводах, повышение температуры металла выхлопных патрубков турбины, повышение температуры масла после маслоохладителей и газа в генераторе.

2.9.3 В зимнее время схема сбросных каналов циркуляционной воды, обогрев ковшей БНС предотвращают переохлаждение циркуляционной воды и шугообразование. Необходимо также исключить обмерзание вращающихся сеток, обеспечив их периодическое вращение и подвод к ним горячей воды.

При первых признаках забивания льдом грубых решеток глубинного водозабора или забивания шугой вращающихся сеток БНС ремонтный персонал производит механическую очистку грубых решеток. Вращающиеся сетки включаются в непрерывную работу и обеспечивают непрерывную подачу на них горячей воды и очистку подручными средствами.

2.9.4 При заклинивании отдельных вращающихся сеток БНС останавливается соответствующий циркуляционный насос с периодическим включением его на непродолжительное время для обогрева всасывающих камер циркуляционных насосов обратным потоком нагретой воды.

2.9.5 При засорении трубных досок конденсаторов выполняется их поочередная механическая очистка.

2.9.6 При повреждениях (разрывах) циркуляционных водоводов немедленно отключается поврежденный участок коллектора циркуляционной воды и отключается циркуляционный насос, работающий на поврежденный циркуляционный водовод.

2.9.7 При любых повреждениях технического водоснабжения немедленно принимаются меры к включению эжекторов циркуляционной системы, разгрузке энергоблоков в зависимости от понижающегося вакуума, резервированию

подачи охлаждающей воды на маслоохладители турбины и в систему газоохлаждения генератора.

2.9.8 Для предупреждения разрыва напорных циркуляционных водоводов с поступлением большого количества воды в БНС заблаговременно выполняется проверка монтажных люков и сварных стыков, компенсаторов циркуляционных водоводов.

Если затопление электродвигателей циркуляционных насосов по каким-либо причинам предотвратить не удалось, останавливаются циркуляционные насосы и разбираются схемы электродвигателей.

В противоаварийных инструкциях организации указываются конкретные меры и ответственные исполнители по поддержанию уровня воды в водохранилище в допустимых пределах как в условиях паводка, так и в условиях резкого понижения уровня, связанного с повреждением элементов гидросооружений (ограждающих дамб, плотин, водяных затворов и др.)

2.9.9 При полном прекращении подачи добавочной циркуляционной воды в систему оборотного водоснабжения с градирнями нет необходимости в немедленном останове всех энергоблоков. Потери циркуляционной воды за счет испарения в градирнях составляют обычно около 1,5 % общего расхода циркуляционной воды, за счет продувки градирен — около 0,5 % и на вспомогательном оборудовании — около 0,2 %.

Возможная продолжительность работы всего оборудования ТЭС при прекращении подпитки добавочной водой в схемах с градирнями составляет не менее 1,5—2,0 ч и зависит от вместимости бассейна.

2.9.10 Длительное отсутствие подачи добавочной воды, как правило, связано с выходом из строя БНС из-за ее затопления, разрыва добавочного водовода, перерыва в снабжении электроэнергией циркуляционных насосов.

Первоочередными задачами оперативного персонала в этих условиях являются: выявление и устранение повреждения, максимальное сокращение потерь циркуляционной воды в схеме электростанции, перевод схемы обессоливания хим-

цеха на городскую воду, подпитку теплосети по возможности от других ТЭЦ.

2.9.11 В аварийных ситуациях, связанных со значительными повреждениями циркуляционных водоводов и невозможностью быстрого их устранения, маслоохладители, газоохладители и прочие агрегаты переводятся на охлаждение от резервного источника (при его наличии).

2.9.12 При крупных повреждениях и прекращении подпитки добавочной водой на продолжительный срок своевременно принимаются меры к разгрузке и останову части энергоблоков (турбин) для дополнительной экономии циркуляционной воды.

2.9.13 В противоаварийных инструкциях организации предусматриваются конкретные режимы работы установленного оборудования на случай перерывов в снабжении системы оборотного водоснабжения добавочной водой.

2.9.14 Нарушения подачи химически очищенной (обессоленной) воды от водоподготовительной установки (ВПУ) могут происходить вследствие крупных повреждений трубопроводов либо резкого изменения режима работы ВПУ и снижения качества химически очищенной воды.

2.9.15 При нарушениях в подаче химически очищенной (обессоленной) воды вследствие разрыва трубопровода немедленно отключается поврежденный участок и подача воды осуществляется по дублирующему трубопроводу. При этом принимаются все необходимые меры к восстановлению уровня подпитки энергоблока (котла) до исчерпания запаса воды в баках запасного конденсата (БЗК).

2.9.16 На электростанциях снижение качества химически очищенной (обессоленной) воды может явиться следствием попадания в нее за счет неплотности арматуры растворов реагентов при регенерации отключенных фильтров. При этом следует:

— перейти на подпитку котлов из резервного БЗК;

— восстановить качество;

— сдренировать воду ухудшенного качества из отключенного БЗК и заполнить его после этого водой нормального качества.

2.9.17 При всех нарушениях качества химически очищенной (обессоленной) воды предпринимаются срочные меры к выявлению и устранению их причины. Вынужденными являются меры по ограничению подпитки химически очищенной (обессоленной) водой и прекращению пусковых операций (если таковые выполнялись) на энергоблоках. Немедленно выполняются все мероприятия по максимальному сокращению потерь конденсата в цикле.

2.9.18 Конкретные мероприятия по ликвидации аварийного положения из-за нарушения водно-химического режима излагаются в инструкции предприятия.

3 ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ОБЩЕСТАНЦИОННЫХ АВАРИЙ

3.1 Понижение частоты тока в энергосистеме

3.1.1 Частота электрического тока в энергосистемах должна поддерживаться на уровне 50 Гц с отклонениями ±0,1 Гц. Понижение частоты в энергосистеме происходит из-за дефицита генерируемой мощности или из-за отключения межсистемных и внутрисистемных электрических связей.

Глубокое понижение частоты ниже 49,0 Гц недопустимо по режиму работы котлов тепловых электростанций, имеющих питательные электронасосы. При длительном (более 1 мин) понижении частоты ниже 48 Гц (уточняется в инструкциях организации) возникает угроза срыва питательных насосов и останова энергоблоков от технологических защит.

Понижение частоты ухудшает режим работы лопаточного аппарата мощных турбин, сокращает срок работы лопаток.

Работа при пониженной частоте может привести к повреждению блочных трансформаторов, узлов системы возбуждения и другого электрооборудования.

3.1.2 Применяется следующая системная автоматика для поддержания частоты и предотвращения развития аварий, о наличии (или отсутствии в данной системе) которой знает оперативный персонал электростанции для принятия правильных решений:

1) система регулирования частоты;

2) устройства автоматического частотного пуска, загрузки и включения резервной мощности электростанций ЧАПВ (гидроэлектростанций, ГАЭС, ГТУ). Эти операции (вторичное регулирование) могут наряду с загрузкой агрегатов тепловых электростанций и взятием допустимых перегрузок по распоряжению диспетчера выполняться и вручную. Уставки загрузки и включения резервной мощности находятся в диапазоне 49,3 – 49,8 Гц;

3) спецочередь АЧР с уставкой по частоте 49,3 – 49,0 Гц на случай, когда путем действия ЧАПВ либо оперативных действий и регулирования турбин не удается предотвратить понижение частоты (предотвращение понижения частоты до верхних уставок АЧРII);

4) АЧРI (быстродействующая) с разными уставками частоты для прекращения понижения частоты (46 – 47 Гц), АЧРII – медленнодействующая с различными уставками по частоте и времени для повышения частоты после работы АЧРI (после работы АЧРII частота должна повыситься более 49,3 Гц). Кроме того, применяется дополнительная АЧР по факту местного, локального дефицита мощности (действует, не дожидаясь понижения частоты). Она селективно действует только при местных дефицитах.

Если частота в результате действия АЧР не повышается выше 49,3 Гц, персоналом принимаются дополнительные, экстренные меры;

5) для предотвращения полного погашения района и ликвидации аварии с глубоким понижением частоты (например, для тепловых электростанций с поперечными связями применяются ступени 45 – 46 Гц, 0,5 с и 47 Гц, 30 – 40 с) применяется частотная делительная автоматика (ЧДА). Она обеспечивает сохранение в работе с.н. электростанции, предотвращает ее полный останов. При этом электростанция или ее часть выделяется с примерно сбалансированной нагрузкой либо отдельные агрегаты (агрегат) выделяются на питание с.н.

3.1.3 Для предотвращения возможного понижения частоты или перегрузки межсистемных и внутрисистемных связей от диспетчера получается ожидаемый баланс мощности

в период прохождения максимума нагрузок с выполненным анализом этого баланса и рекомендациями по его предотвращению. Для тепловых электростанций в случае ожидаемого дефицита мощности и возможного понижения частоты при необходимости могут быть выполнены следующие мероприятия:

– дана команда на разворот энергетического оборудования из холодного резерва;

– приостановлена подготовка к выводу в ремонт генерирующего оборудования;

– выведено из ремонта в пределах аварийной готовности генерирующее и другое электрооборудование, отсутствие которого снижает выдачу мощности.

3.1.4 Если частота понижается до 49,9 Гц и, несмотря на ввод диспетчером резерва мощности (резервных гидроагрегатов, ГАЭС и т.д.), понижается до 49,8 Гц диспетчер обеспечивает восстановление частоты путем ограничения потребителей согласно инструкции.

В этих условиях персонал электростанции обеспечивает при необходимости увеличение мощности всех работающих генераторов до значения, требующегося для поддержания частоты. При этом следует обращать особое внимание на понижение частоты по сравнению с длительно установившимся пониженным уровнем частоты.

3.1.5 При работе с частотой в пределах от 49,8 до 49,3 Гц, когда должен вводиться автоматически или вручную имеющийся в энергосистеме резерв, и внезапном понижении частоты относительно предшествующего установившегося значения на 0,1 Гц и более НСС немедленно запрашивает у диспетчера разрешение на загрузку ТЭС, принимает меры к выполнению его распоряжения (полная загрузка работающих агрегатов, включение вращающихся резервных агрегатов, см. п. 3.1.3 и т.д.).

3.1.6 При работе с частотой в пределах от 49,3 до 49,1 Гц и внезапном понижении частоты на 0,1 Гц, но не ниже 49,1 Гц (резервирование в энергосистеме, недостаточно или не может быть полностью введено, возможно, сработала спецочередь АЧР) НСС немедленно запрашивает разрешение дис-

петчера на полную мобилизацию резервов мощности и принимает меры к выполнению его распоряжений (дальнейшее понижение частоты приведет к работе АЧР и потере питания значительного числа потребителей). При отсутствии связи с диспетчером персонал обеспечивает набор полной нагрузки самостоятельно, в том числе и на генераторах, выведенных из резерва. Если после набора мощности частота продолжает понижаться, персонал ТЭС на агрегатах, имеющих вращающий резерв, самостоятельно увеличивает нагрузку вплоть до взятия возможных перегрузок.

Нагружение прекращается по команде диспетчера системы. Обо всех изменениях нагрузок электростанции и о достижении предельных нагрузок на отходящих от ТЭС линиях электропередачи дежурный персонал ТЭС немедленно докладывает диспетчеру энергообъединения. При получении от диспетчера распоряжения приостанавливается нагружение или уменьшается нагрузка агрегатов, дежурный персонал ТЭС немедленно выполняет указание, обеспечив разгрузку с максимально допустимой скоростью.

3.1.7 Если частота, несмотря на принятые меры, не поднимается выше 49,3 Гц, оперативный персонал электростанции самостоятельно с последующим уведомлением диспетчера:

— поднимает, если это еще не сделано, полную электрическую нагрузку на всех агрегатах, работавших ранее и введенных в работу из резерва (в том числе и на агрегатах с теплофикационной нагрузкой);

— берет возможные аварийные перегрузки на генераторах и другом оборудовании;

— вводит в работу электрооборудование, выведенное из ремонта в резерв в пределах аварийной готовности (см. п. 3.1.3);

— задерживает отключение в ремонт и вывод в резерв агрегатов;

— принимает меры к включению отключенных, но еще вращающихся паровых турбин, а также котлов, находящихся под давлением.

3.1.8 При большой потере генерирующей мощности и резком понижении частоты, если несмотря на работу АЧР

частота остается на уровне 49—48,9 Гц и ниже, снимаются запреты на самостоятельные действия оперативного персонала электростанций по экстренной мобилизации резервной мощности перегрузок агрегатов (если она еще осталась), отключению части механизмов с.н. (мельницы и т.д.) для увеличения мощности.

В этом режиме решающую роль играет диспетчер, ответственный за регулирование частоты, который по истечении 3—5 мин (времени, достаточного для использования оставшихся резервов) повышает частоту отключением потребителей, не допуская при этом перегрузки внутрисистемных и межсистемных связей. При этом отключения производятся по указанию диспетчера во всех энергосистемах. По указанию диспетчера с шин электростанции отключаются указанные им потребители.

3.1.9 При понижении частоты до 47,5 Гц и дальнейшем понижении до конкретного значения, указываемого в инструкции организации, для предотвращения полного останова тепловых электростанций выделяются электрические с.н. на несинхронное питание от одного-двух генераторов электростанции, отключенных от сети. Возможно также отделение электростанции или ее части с примерно сбалансированной нагрузкой района электросети, в котором будет восстановлена номинальная частота. Такое выделение производится действием ЧДА или самостоятельно НСС с уведомлением диспетчера энергосистемы. Режимы работы с переводом одного-двух турбогенераторов на питание электрических с.н. оставшихся в работе турбогенераторов или с выделением части турбогенераторов на питание ограниченного района электросети с номинальной частотой, гарантирующей сохранение в работе не менее одного турбогенератора, указываются в инструкции по ликвидации аварий, разработанной в организации.

Условия, при которых необходимо выделить с.н. при понижении частоты, указываются в инструкции электростанции. Там же указывается основная схема электросети и порядок выделения турбогенераторов.

3.1.10 При определении конкретной схемы выделяемой части с.н. учитываются следующие основные положения:

— трансформаторы, питающие с.н. от выделенных генераторов, обеспечивают питание с.н. двух-трех соседних агрегатов;

— в состав выделенных энергоблоков входят энергоблоки, оснащенные РОУ, обеспечивающие паровые с.н.

3.1.11 За работой выделенных турбогенераторов, обеспечивающих электрические с.н. своих и соседних энергоблоков, включенных в сеть, устанавливается особый контроль. В частности, поддержание номинальной частоты вращения турбогенераторов осуществляется не только автоматическими регуляторами частоты турбин, но контролируется как с БЩУ, так и по месту.

В случае когда создается угроза аварийного останова турбогенераторов, котлов (по давлению и температуре пара или питательной воды, вакууму, по истечении времени работы турбин при пониженной частоте и другим причинам, не связанных по с.н. с выделенными турбогенераторами), они разгружаются и отделяются от электросети вместе с механизмами с.н. и нагрузкой потребителей раньше, чем параметры их потребуют полного отключения.

3.1.12 При резком понижении частоты, сопровождающемся глубоким понижением напряжения, вследствие которого могут создаться условия для отказа в работе автоматической частотной разгрузки (особенно на переменном оперативном токе), НСС самостоятельно проводит мероприятия по выделению с.н. на несинхронное питание (см. п. 3.1.9).

3.1.13 При значительном понижении частоты в энергообъединении и работе автоматической частотной разгрузки, делительной автоматики и противоаварийной автоматики происходит резкое изменение частоты. Оперативный персонал в этом случае:

— удерживает генераторы в сети (либо разделенных участках сети) или, если создается угроза их аварийного останова, разгружает их, отключает от электросети и переводит на нагрузку с.н.;

— участвует в регулировании частоты и напряжения путем экстренного набора или снижения нагрузок (активной и реактивной) с контролем загрузки транзитных линий и ав-

тотрансформаторов связи, допустимые перегрузки которых должны быть указаны в инструкции организации;

– исключает при выполнении переключений в электрических схемах объединение цепей с несинхронными напряжениями, которые могут быть на сборных шинах ОРУ разных напряжений или в системах сборных шин одного напряжения, а также на секциях устройств с.н. 6 и 0,4 кВ;

– не допускает потерю электрических и паровых с.н. электростанции.

3.1.14 Аварийное понижение частоты до 46 Гц и менее может привести к полному останову электростанции. В этом случае персонал, если не работают или отсутствуют устройства ЧДА, принимает меры к сохранению в работе не менее одного энергоблока для обеспечения последующего разворота электростанции согласно противоаварийной инструкции организации.

3.2 Повышение частоты тока в энергосистеме

3.2.1 Повышение частоты тока происходит при избытке генерируемой мощности из-за отключения мощных потребителей, узлов энергообъединений, разрыва межсистемных связей, выделения электростанции на питание отдельного узла энергообъединения.

3.2.2 При повышении частоты может возникнуть асинхронный ход, в результате которого может произойти разрушение роторов турбины и генератора, повреждение вспомогательного оборудования электростанции. Продолжительность работы турбогенераторов при повышенной частоте ограничена. При внезапном (в течение нескольких секунд) повышении частоты в пределах до 50,1 Гц совместно с диспетчером определяется причина повышения частоты, а при частоте более 50,2 Гц НСС с разрешения диспетчера энергообъединения принимает необходимые меры к изменению генерирующей мощности тепловой электростанции с целью понижения частоты в энергосистеме. При этом контролируются перетоки по линиям, отходящим от электростанции.

3.2.3 При повышении частоты выше 50,4 Гц, когда практически исчерпаны регулировочные возможности ТЭС и ГЭС в части понижения частоты (начинает осуществляться аварийная разгрузка АЭС), оперативный персонал электростанции принимает меры к понижению частоты путем отключения или максимально возможной разгрузки требуемого количества энергоблоков по согласованию с диспетчером. При этом производится отключение блоков с сохранением с.н. либо блоки остаются в сети с минимально возможной нагрузкой. Снижение генерируемой мощности осуществляется дистанционным воздействием (дополнение к действию автоматических регуляторов) на систему управления мощностью турбин и на уменьшение паропроизводительности котлов, при этом удерживаются допустимые параметры и устойчивый режим работы котлов и контролируются перетоки по линиям, отходящим от электростанции.

3.2.4 Начальники смен электростанций, выделенных для самостоятельных действий персонала, при дальнейшем повышении частоты до 51,5 Гц (если нет других указаний в инструкции предприятия) без указаний диспетчера энергообъединения (оперативный персонал БЩУ только по указанию НСС) экстренно снижают генерируемую мощность отключением части агрегатов или энергоблоков, удерживая допустимые параметры и устойчивый режим работы котлов.

Перечень самостоятельно отключаемого персоналом оборудования, а также очередность отключения приводятся в инструкциях организации. При этом учитываются условия сохранения питания с.н. электростанций, поддержания отключенных котлов и турбин на холостом ходу для последующей синхронизации генераторов и набора мощности.

3.2.5 О выполненных самостоятельно экстренных отключениях оборудования персонал электростанции сразу же ставить в известность диспетчера энергообъединения.

3.2.6 В особых случаях, когда при повышении частоты в отдельных энергосистемах (узлах энергосистем) оказывается необходимым для сохранения устойчивости по каким-либо конкретным межсистемным или внутрисистемным связям не допустить срабатывания автоматической разгрузки станции

(АРС), оперативный персонал электростанции в пределах резервов и допускаемых перегрузок повышает мощность турбин и паропроизводительность котлов или в крайнем случае сохраняет их прежнюю нагрузку. При этом в случае необходимости выводятся из работы те автоматические устройства, действие которых мешает реализации требований режима.

Основаниями для указанных действий оперативного персонала могут служить:

— получение распоряжения вышестоящего оперативного персонала;

— срабатывание специальной командной сигнализации;

— достоверное выявление (по приборам и сигналам) возникновения режима, требующего именно таких действий (если это предусмотрено инструкцией предприятия).

3.2.7 При резком повышении частоты (51 Гц и более) с возникновением качаний при несрабатывании АРС персоналу ТЭС разрешается отключить турбогенераторы от сети с обеспечением возможности повторной синхронизации. При этом турбогенераторы должны работать на с.н. с сохранением номинальной частоты вращения. Персоналу необходимо внимательно следить за параметрами котлов и турбогенераторов, не допуская нарушения режима и обеспечивая их готовность к включению в сеть, а также нагружению.

3.3 Асинхронные режимы

3.3.1 Асинхронный режим в энергообъединении может возникнуть вследствие нарушения статической или динамической устойчивости ввиду перегрузки межсистемных транзитных связей (аварийное отключение большой генерирующей мощности, резкий рост потребляемой мощности, отказ устройств противоаварийной автоматики), отказа выключателей или защит при КЗ, несинхронного включении связей (например, несинхронного АПВ). При этом нарушается синхронизм отдельных электростанций по отношению к энергообъединению или между отдельными частями энергообъединения и возникает асинхронный ход.

Кроме перечисленных асинхронных режимов в энергообъединении иногда по другим причинам возникает асинхронный ход отдельного генератора, работающего с возбуждением, и асинхронный ход генератора при потере им возбуждения.

3.3.2 Признаком асинхронного хода отдельных электростанций по отношению к энергообъединению или между отдельными частями энергообъединения являются устойчивые глубокие периодические колебания тока и мощности на электростанциях и по линии связи, определяемые по качанию стрелок амперметров, ваттметров в цепях генераторов, трансформаторов, линий электропередачи. Характерным является возникновение разности частот между частями энергосистем, вышедшими из синхронизма, несмотря на сохранение электрической связи между ними. Одновременно с колебаниями тока и мощности наблюдаются колебания напряжения. Наибольшие колебания напряжения обычно имеют место в точках, близких к центру качаний. Наиболее вероятной точкой центра качаний является середина транзитных линий электропередачи, связывающих вышедшие из синхронизма электростанции или части энергосистемы. По мере удаления от центра качаний колебания напряжения понижаются до малозаметных значений. Однако в зависимости от конфигурации системы и соотношения индуктивных сопротивлений центр качаний может оказаться и на шинах электростанции. На шинах электростанций, находящихся вблизи центра качаний, происходят периодические глубокие колебания напряжения с понижением его ниже аварийно допустимых значений, в том числе на с.н. с возможным отключением ответственных механизмов с.н. и отдельных агрегатов. Для генераторов этих электростанций характерно нарушение синхронизма со сбросом мощности. При нарушении синхронизма и глубоком понижении частоты в дефицитном районе до значения срабатывания АЧР возможна автоматическая синхронизация и прекращение асинхронного режима.

3.3.3 Прекращение асинхронного хода обеспечивается действиями системной противоаварийной автоматики, диспет-

черского персонала энергообъединения, оперативного персонала электростанции. При нарушении устойчивости межсистемных транзитных линий связи возникший асинхронный режим нормально должен ликвидироваться АЛАР. Если почему-либо АЛАР отказала и асинхронный режим продолжается, диспетчер дает команду на разделение транзитов, асинхронно работающих энергосистем или узлов в местах установки АЛАР.

При появлении характерных признаков асинхронного хода оперативный персонал электростанций, если не сработала или отсутствует автоматика ликвидации асинхронного хода режима, немедленно принимает меры к восстановлению нормальной частоты, не дожидаясь распоряжения диспетчера энергообъединения. Это может способствовать ресинхронизации.

В частях энергообъединения, где наблюдается глубокое понижение напряжения, частотомеры, особенно вибрационные, могут давать неустойчивые или неправильные показания. В этих случаях персонал руководствуется показаниями тахометров турбин.

3.3.4 Если при достижении нормальной частоты асинхронный ход не прекращается, персонал электростанции, на которой при возникновении аварии частота повысилась, производит ее дальнейшее понижение только по распоряжению диспетчера.

3.3.5 Понижение частоты на электростанциях, где она повысилась, производится непрерывным воздействием на механизм управления турбин как дистанционно, так и вручную в сторону снижения нагрузки до прекращения качания или понижения частоты, но не ниже 48,5 Гц; допускается также (только на время ресинхронизации) снижение нагрузки ограничителем мощности.

3.3.6 Повышение частоты в тех частях энергообъединения, в которых она понизилась, производится путем набора нагрузки на электростанциях, имеющих резерв, с максимально допустимой по инструкциям организации скоростью нагружения турбин до прекращения качаний или достижения нормальной частоты (или нормального числа оборотов по показаниям тахометров).

3.3.7 При асинхронном ходе оперативный персонал электростанции, если это предусмотрено в инструкциях организации, поднимает напряжение до предельно допустимого.

3.3.8 Показателем правильных действий оперативного персонала является уменьшение частоты качаний.

По мере выравнивания частот в энергообъединении период качаний увеличивается, и при разнице частот порядка 1,0 – 0,5 Гц вышедшие из синхронизма электростанции втягиваются в синхронизм.

3.3.9 После прекращения асинхронного хода восстанавливается (с учетом фактической схемы) нормальная нагрузка электростанции.

3.3.10 При появлении качаний токов, мощности и напряжения персонал электростанции может отличить синхронные качания от асинхронного режима. При синхронных качаниях по линиям связи мощность, как правило, не меняет своего знака и сохраняет свое среднее значение за период, поэтому при синхронных качаниях не бывает устойчивой разности частот в соответствующих частях энергосистемы. Синхронные качания токов и напряжений на генераторах обычно происходят около среднего значения, близкого к нормальному (до появления качаний) значению. Чаще всего они носят затухающий характер. Для ускорения прекращения синхронных качаний генераторов производится разгрузка их по активной мощности и повышается реактивная мощность без перегрузки транзитных связей. При синхронных качаниях по межсистемным связям повышается напряжение на электростанциях приемной части системы (уменьшение перетока за счет использования резерва или отключения потребителей).

3.3.11 Асинхронный ход одного генератора при потере возбуждения ввиду неисправности либо ошибок персонала имеет свои особенности. При потере возбуждения генератор может быть оставлен в работе и нести активную нагрузку. Оставление генератора в работе в этом случае либо его отключение защитой от потери возбуждения определяется местными условиями работы генератора в сети и возможностями быстрой его разгрузки.

На каждой электростанции составляется перечень генераторов, допускающих работу без возбуждения, с указанием допустимой активной мощности и длительности работы без возбуждения.

Внешними признаками потери возбуждения на генераторах являются:

— потребление генератором из электросети большой реактивной мощности, значение которой зависит от напряжения в энергосистеме и активной мощности генератора;

— понижение напряжения на шинах электростанции;

— частичный сброс активной мощности и ее качания;

— ускорение ротора и его вращение с опережающим скольжением. Ток ротора при этом исчезает или в роторе появляется переменный ток с частотой скольжения.

Персонал электростанции в случае, когда генератор не отключается при потере возбуждения, одновременно с принятием мер к восстановлению возбуждения или переводу его на резервный возбудитель проводит следующие мероприятия:

— снижает активную мощность генератора до 40 % (целесообразно применять автоматическую разгрузку при работе защиты от потери возбуждения с помощью приставки в составе ЭЧСР, либо приставку и механизм управления турбин с высокой скоростью);

— обеспечивает повышение напряжения за счет увеличения реактивной мощности других работающих генераторов;

— при питании с.н. отпайкой от блока генератор-трансформатор обеспечивает нормальное напряжение на его шинах переводом питания с помощью устройства АВР на резервный трансформатор или использованием регулирования напряжения на трансформаторах с.н.

Если в течение времени, указанного в инструкциях организации, восстановить возбуждение не удается, генератор разгружается и отключается от сети.

3.3.12 При выходе из синхронизма одного генератора с возбуждением НСС, если не произошло автоматического отключения, немедленно отключает его от сети с одновре-

менным отключением АГП. Выход генератора из синхронизма может быть вызван неправильными действиями оперативного персонала (например, резким уменьшением тока ротора при работе генератора с резервным электромашинным возбудителем) либо повреждением в АРВ и в результате его неправильным функционированием при КЗ и других режимах.

Выход генератора из синхронизма сопровождается изменением значений (качаниями) токов, напряжения, активной и реактивной мощности. Из-за неравномерного ускорения и изменяющегося магнитного поля вышедший из синхронизма генератор издает гул. Частота электрического тока в сети остается практически неизменной.

Оперативный персонал электростанции после отключения генератора, вышедшего из синхронизма, докладывает об этом диспетчеру, регулирует режим работы электростанции, определяет и устраняет причину нарушения синхронизма. При исправном состоянии оборудования (отсутствии повреждения генератора и других силовых элементов) и устройств автоматики турбогенератор синхронизируется, включается в сеть, производится подъем нагрузки.

При появлении качаний токов, мощности и напряжения на всех генераторах электростанции и резком изменении частоты (повышении, понижении) оперативный персонал действует согласно требованиям пп. 3.3.2 – 3.3.9.

3.4 Разделение энергосистемы

3.4.1 Разделение энергообъединения на части и исчезновение напряжения в отдельных его частях может произойти вследствие:

– глубокого понижения частоты и напряжения;

– отключения транзитных линий электропередачи из-за перегрузки;

– неправильной работы защит или неправильных действий оперативного персонала;

– отказа в работе выключателей;

– асинхронного хода и действия делительных защит.

3.4.2 При разделении энергообъединения в одних его частях возникает дефицит, а в других — избыток активной и реактивной мощности и, как следствие, повышение или понижение частоты и напряжения.

3.4.3 Оперативный персонал электростанций при возникновении указанных режимов:

— сообщает диспетчеру энергообъединения о происшедших отключениях на электростанции, отклонениях частоты и напряжения и наличии перегрузок транзитных линий электропередачи;

— принимает меры к восстановлению напряжения и частоты на шинах электростанций в разделившихся частях системы согласно указаниям пп. 3.3.5, 3.3.6. При невозможности повысить частоту в дефицитной по мощности отделившейся системе повышение частоты (после принятия всех мер) выполняется отключением потребителей по согласованию с диспетчером;

— снимает перегрузки с транзитных линий электропередачи при угрозе нарушения статической устойчивости;

— обеспечивает надежную работу механизмов с.н. вплоть до выделения их на несинхронное питание при понижении частоты до установленных для данной электростанции пределов;

— синхронизирует отделившиеся во время аварии генераторы при наличии напряжения от энергообъединения (или при появлении его после исчезновения).

При отсутствии напряжения на шинах отключенные генераторы (не входящие в схему выделения с.н.) удерживаются на холостом ходу или в состоянии готовности к быстрому развороту и обратному включению в сеть с набором нагрузки.

По требованию диспетчера отделяются от части энергообъединения отдельные генераторы или целиком электростанция, ее синхронизируют с дефицитной частью энергообъединения.

3.4.4 При появлении напряжения на шинах электростанции, выделенной для работы на сбалансированный район электросети или на с.н., оперативный персонал включает на

параллельную работу генераторы, работающие на холостом ходу. Включение может выполняться с помощью самосинхронизации, если такой способ включения им разрешен и если с.н. этих генераторов получают питание от схемы выделения. Пониженные значения напряжения и частоты не являются причиной отказа от применения метода самосинхронизации.

Оперативный персонал электростанций, напряжение на которых было полностью потеряно, при появлении напряжения немедленно принимает меры к развороту механизмов с.н. и генераторов и к их включению в сеть.

3.4.5 Разворот оборудования электростанции производится по заранее разработанной схеме с питанием от генераторов электростанций, работающих с выделенными с.н. После разворота генераторов осуществляется их синхронизация с генераторами резервного источника, от которого подавалось напряжение.

3.5 Понижение напряжения

3.5.1 Автоматические регуляторы систем возбуждения генераторов обеспечивают подержание напряжения на шинах электростанций со статизмом 3-5 % при изменении реактивной мощности генератора на номинальную ($Q_{ном}$). При понижении напряжения в контрольных точках АРВ генераторов, стремясь поддержать неизменным напряжение на шинах станции, увеличивают выдачу реактивной мощности. По указанию диспетчера выдача Q может меняться персоналом станции по отношению к диспетчерскому графику воздействием на уставку АРВ. Однако при понижении напряжения в заданной контрольной точке или у энергообъектов системы ниже определенного значения это напряжение будет поддерживаться за счет использования перегрузочной способности генераторов. При этом через определенное время, в соответствии с перегрузочными характеристиками генератора, автоматика уменьшит ток ротора до номинального значения, что может привести к более глубокому понижению напряжения и возможному распаду энергосистемы. В случае

отказа ограничения автоматика отключит генератор защитой от перегрузки. В течении этого времени после совместного с диспетчером выяснения причин понижения напряжения диспетчер принимает меры к повышению напряжения в энергосистеме (увеличение загрузки СК, включение батарей статических конденсаторов, отключение шунтирующих реакторов, изменение коэффициентов трансформации трансформаторов, оснащенных РПН, снижению перетоков мощности по линиям). Если использование резервов реактивной мощности оказывается недостаточным, увеличение загрузки по реактивной мощности в энергосистемах с пониженным напряжением может быть получено при разгрузке турбогенераторов по активной мощности. В дефицитной системе это не рекомендуется из-за возможных увеличений допустимых перетоков по линии связи. Однако если понижение напряжения станет ниже необходимого для работы с.н. электростанции, то разгрузка по активной мощности вместе с отключением части потребителей станет необходимой.

3.5.2 При авариях в энергосистеме или на других параллельно работающих генераторах станции (КЗ, близкое или удаленное; наброс большой нагрузки), сопровождающихся резким понижением напряжения, АРВ обеспечит увеличение тока возбуждения до двойного значения или до перегрузок по ротору, определяемых значением понижения напряжения. Персонал электростанции при этом не вмешивается в действие автоматики, определяя правильность ее работы по сигнализации.

3.6 Повышение напряжения

3.6.1 Поддержание напряжения в контрольных точках энергосистемы, а также у энергообъектов системы обеспечивает диспетчер энергосистемы. При повышенном напряжении по указанию диспетчера персонал электростанции снижает загрузку генераторов электростанций по реактивной мощности, работающих в режиме выдачи, переводит их в режим потребления (увеличения потребления) реактивной мощности. В принципе такое увеличение потребления Q осу-

ществляется автоматически с помощью АРВ при повышении напряжения. Персонал лишь корректирует величину Q, воздействуя на уставку АРВ.

3.6.2 При повышения напряжения на шинах электростанции вступает в работу ограничитель минимального возбуждения, ограничивая дальнейшее потребление реактивной мощности. Для ограничения напряжения при дальнейшем его повышении диспетчер применяет другие меры (СК, отключение батарей статических конденсаторов, включение шунтирующих реакторов, изменение коэффициентов трансформации трансформаторов, оснащенных устройствами РПН).

3.6.3 При нормальном напряжении в энергосистеме и вступлении в работу ОМВ (ошибочная операция при регулировании возбуждения) следует воздействием на уставку АРВ вывести ОМВ из работы.

3.7 Несимметричные режимы и их ликвидация

3.7.1 Если при отключении КЗ выключатель блока или линии отключается не всеми фазами, а УРОВ не работает (неисправен или выведен из действия), оперативный персонал разгружает генератор энергоблока до нуля по мощности и до холостого хода (ХХ) по току ротора, отключает все смежные выключатели для обесточивания СШ (секции), к которой присоединены генератор энергоблока или линия, оказавшиеся в несимметричном режиме. Перед отключением всех смежных выключателей делается однократная попытка дистанционного отключения выключателя, отключившегося не всеми фазами. В отдельных случаях более удобно отключить присоединение с противоположной стороны, для чего следует сообщить о неполнофазном режиме диспетчеру, который при возможности и отключает присоединение.

3.7.2 Во время планового останова или синхронизации генератора энергоблока при отключении или включении его выключателя может возникнуть несимметричный режим генератора вследствие неполнофазного отключения или включения выключателя. Специальные защитные устройства могут оказаться нечувствительны к такому режиму. В этом слу-

чае дежурный персонал, получив сигнал о непереключении фаз, попытается ликвидировать несимметрию подачей импульса на отключение выключателя генератора. Если такая попытка оказалась неудачной, а котел еще не погашен, нужно восстановить подачу пара в турбину и перевести генератор из режима двигателя в режим ХХ. Частоту вращения поддерживать на уровне частоты сети, а ток ротора на уровне тока ХХ. В этом режиме (допустим, 10—15 мин) необходимо подготовить схему РУ и снять напряжение с дефектного выключателя со стороны энергосистемы с помощью шиносоединительного или обходного выключателя (при схеме ОРУ с двойной системой шин и одним выключателем на цепь) или смежными выключателями (при отсутствии такой схемной возможности).

Если во время возникновения неполнофазного режима котел уже не может подать пар в турбину, несимметричный режим ликвидируется отключением генератора энергоблока путем быстрого обесточивания соответствующей СШ (быстро разгружаются и отключаются блоки, отключаются линии, присоединенные к той СШ, к которой подключен блок с дефектным выключателем). При этом необходимо иметь в виду, что турбогенератор, находящийся в режиме двигателя, не может работать более 2—4 мин.

3.7.3 Если в нормальном режиме при отключении (включении) выключателя линии возникнет несимметричный режим в результате неполнофазного отключения или включения выключателя, специальные защитные устройства могут оказаться нечувствительными к такому режиму.

Оперативный персонал попытается ликвидировать несимметрию подачей импульса на отключение выключателя. Если попытка отключения дефектного выключателя оказалась неудачной, а несимметрия токов на генераторах менее 10 %, персонал подготавливает схему и снимает напряжение со стороны ОРУ с дефектного выключателя в зависимости от схемы с помощью шиносоединительного, обходного или другого выключателя (линия может быть отключена с противоположной стороны). Если несимметрия более 10 %, то выполняется быстрое обесточивание соответствующей СШ (секции).

3.8 Ликвидация аварий в схеме с.н. электростанций

3.8.1 При потере с.н. и отказе АВР вручную включается питание от резервного трансформатора.

3.8.2 Резервные трансформаторы с.н. находятся "в горячем резерве", т.е. на первичную сторону должно постоянно подаваться напряжение и постоянно находиться в работе схема АВР с.н., обеспечивающая при необходимости включение работающего на ХХ резервного трансформатора с.н. на секцию, потерявшую питание.

3.8.3 В ремонтных режимах часть с.н. находящихся в ремонте блоков зачастую длительно получает питание от резервного трансформатора с.н. В результате при потере с.н. работающего блока не обеспечивается резервирование его с.н. от резервного трансформатора с.н. Следует использовать резервный трансформатор с.н. (РТСН) для питания секций ремонтируемых блоков в течение минимально возможного времени (опробование механизмов и т.д.).

3.8.4 После включения блока в сеть сразу же осуществляется перевод его с.н. с резервного ТСН на рабочий ТСН. Длительное питание с.н. работающего блока от резервного ТСН не допускается.

4 ПОРЯДОК ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТ ПРИ СБРОСАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ

4.1 Полный сброс электрической нагрузки без потери с.н.

4.1.1 Полный сброс нагрузки всеми генераторами электростанции может произойти вследствие нарушений в энергосистеме или в главной схеме электростанции, а также при возникновении аварии на отдельном оборудовании электростанции и неправильных действиях персонала.

4.1.2 При выделении энергоблока на несинхронное питание с.н. его перевод на нагрузку с.н. может осуществляться с переводом котла на растопочную нагрузку и работой энергоблоков на нагрузке с.н. либо барабанных котлов, работающих на твердом топливе, с погашением котла и работой энер-

гоблока на нагрузке с.н. за счет аккумулированного тепла (кратковременно, с последующей растопкой и работой котла на растопочной нагрузке).

4.1.3 Для конденсационных энергоблоков предпочтительнее применять вариант перевода энергоблока на нагрузку с.н. с переводом котла на растопочную нагрузку.

Перевод энергоблоков 150, 300 МВт с барабанными либо прямоточными котлами на нагрузку с.н. осуществляется с переводом котла на растопочную нагрузку при номинальном давлении свежего пара.

Перевод энергоблоков 300 МВт на нагрузку с.н. может быть задействован с поддержанием номинального давления свежего пара. Если энергоблок 300 МВт допускает работу на скользящем давлении и при этом обеспечивается надежность экранной системы котла при растопочной нагрузке и давлении пара перед турбиной 16 МПа (160 кгс/см^2) и диапазон регулирования гидромуфты ПЭН обеспечивает понижение давления питательной воды за ПЭН до 22 МПа (220 кгс/см^2), предпочтительно применять вариант защиты с понижением давления пара, дополнив ее воздействием на принудительное открытие предохранительных клапанов с задержкой их закрытия.

4.1.4 Перевод энергоблоков мощностью 150; 200; 300; 500 и 800 МВт на нагрузку с.н. с переводом котла (котлов) на растопочную нагрузку выполняется автоматически от схемы, фиксирующей отключение генератора от сети, при срабатывании соответствующих технологических защит.

4.1.5 Предельная продолжительность работы энергоблоков на нагрузке с.н. 40 мин.

При переводе энергоблоков на нагрузку с.н. время воздействия противоаварийной автоматики рекомендуется уменьшить до 10—15 мин, если нет дополнительных указаний заводов-изготовителей.

4.1.6 При переводе энергоблоков на нагрузку с.н. и котла на растопочную нагрузку нагружение энергоблока после включения генератора в сеть следует производить в соответствии с указаниями и графиками-заданиями для пуска из горячего состояния, содержащимися в инструкциях по пуску из различных тепловых состояний.

4.1.7 В процессе перевода энергоблока с барабанным котлом на нагрузку с.н. с погашением котла оперативный персонал:

— проверяет выполнение всех автоматических воздействий, предусмотренных защитой и блокировками, и при отказе в прохождении отдельных команд выполняет их вручную, используя дистанционное управление;

— убедившись, что система регулирования не допустила срабатывания автомата безопасности, устанавливает синхронизатором номинальную частоту вращения ротора турбины 3000 об/мин;

— открывает обратные клапаны на отборах турбины;

— включает охлаждение выхлопного патрубка ЦНД турбины;

— переводит электродвигатели дымососов котла на первую скорость, на газомазутных котлах отключает по одному дымососу и дутьевому вентилятору;

— оставляет в работе по одному конденсатному и питательному насосу, отключает сливные насосы ПНД турбины.

4.1.8 Предельная продолжительность работы на нагрузке с.н. с использованием аккумулирующей способности котлов 10 мин для энергоблоков с газомазутными котлами и 15 мин с пылеугольными. По истечении этого времени включаются мазутные (газовые) горелки для обеспечения тепловыделения в топке котла на уровне 10-12 % номинального исходя из условий стабилизации давления свежего пара при закрытом БРОУ на уровне, близком к сохранившемуся до начала растопки котла. Операции по растопке котла следует производить в соответствии с указаниями эксплуатационной инструкции по пуску из горячего состояния.

Перед включением генератора в сеть увеличивается уровень тепловыделения до 15—18 % номинального. Нагружение энергоблока ведется в соответствии с указаниями инструкции по пуску энергоблока из горячего состояния.

4.1.9 Суммарная продолжительность работы энергоблока на нагрузке с.н. за счет использования теплоаккумулирующей способности котла и после его растопки составляет не более 40 мин. Если в течение указанного времени условия

для включения генератора в сеть не будут созданы, выполняются операции по останову энергоблока в соответствии с указаниями эксплуатационной инструкции.

4.1.10 При полном сбросе электростанцией электрической нагрузки и потере связи с энергообъединением принимаются меры к подключению максимально возможной нагрузки ближайших районов на один или несколько выделенных энергоблоков.

4.1.11 В режиме работы электростанции с выделенным одним или несколькими энергоблоками (агрегатами на ТЭС с поперечными связями) особое внимание следует уделять сохранению паровых с.н.; с этой целью оперативный персонал обеспечивает:

— максимальную паропроизводительность пусковой котельной (если она имеется);

— отключение всех внешних потребителей пара;

— минимальную продолжительность работы предохранительных клапанов котла;

— быстрый останов невыделенных энергоблоков со срывом вакуума, погашением и закупоркой котлов для аккумуляции тепла;

— включение в работу на выделенных энергоблоках РОУ высокого давления (при наличии таковых) с подачей пара от нее в общестанционный коллектор с.н., который должен для уменьшения потерь пара секционироваться.

4.1.12 Для максимального сокращения потерь конденсата при полных сбросах нагрузки электростанцией обеспечивается:

— минимальная продолжительность работы предохранительных клапанов и аварийного сброса из деаэраторов, конденсаторов турбин, барабанов котлов;

— отключение схем непрерывной и периодической продувки на котлах, исключение переливов дренажных баков, откачки всех возможных дренажей в БЗК;

— полная производительность ВПУ для выработки химически обессоленной воды и очистки грязного конденсата.

Контроль за запасом конденсата, его использованием, меры по сокращению потерь пара и конденсата, работу ВПУ

с полной производительностью обеспечивают начальники смен химического и котлотурбинного цехов.

4.1.13 В режиме работы выделенных энергоблоков (агрегатов) и срочного останова остальных энергоблоков ведется контроль за давлением мазута в мазутных коллекторах. Во избежание предельно допустимого давления часть мазутонасосов своевременно останавливается.

4.1.14 Пуск остановленных энергоблоков (котлов и турбоагрегатов) осуществляется после загрузки выделенных энергоблоков (агрегатов) и достижения достаточного паросъема от них в коллектор с.н. электростанции. Состав и количество одновременно пускаемых энергоблоков определяются возможностями обеспечения их паровых и электрических с.н., а также степенью загруженности оперативного персонала.

4.1.15 В процессе пуска необходимо контролировать значение и длительность перегрузки резервных трансформаторов с.н., не превышая значений, допускаемых в аварийных условиях. После включения энергоблока в электросеть питание его с.н. переводится на рабочий трансформатор для разгрузки резервного.

4.1.16 С учетом реальной обстановки на электростанции, а также во избежание ее полного останова ограничения по работе энергоблока на с.н. согласно п. 4.1.5 могут быть сняты при условии соблюдения нормальных режимов работы котла и турбины. Работа выделенного энергоблока для питания с.н. нескольких энергоблоков при аварийной частоте электросети должна быть обеспечена в течение всего времени, необходимого для восстановления частоты электросети.

4.2 Полный сброс электрической нагрузки с потерей с.н.

4.2.1 Останов электростанции с потерей электрических и, следовательно, паровых с.н. является тяжелой аварией с серьезными последствиями для оборудования электростанции и энергосистемы, поскольку приводит к обесточиванию и прекращению подачи тепла и пара ответственным потре-

бителем, потере рабочего освещения и рабочего питания, обесточиванию ответственных механизмов (масляных насосов, пожарных насосов, подзарядных агрегатов и др.) и может привести к повреждению основного оборудования и длительному простою электростанции.

4.2.2 При потере электрических с.н. оперативный персонал принимает следующие меры:

— проверяет по месту и при необходимости выполняет вручную (при отсутствии напряжения в цепях управления) операции по обеспечению безопасного останова агрегатов и энергоблоков;

— отключает (квитирует ключи на отключение) воздушные выключатели энергоблоков;

— отключает (квитирует ключи на отключение) масляные выключатели 6 кВ от рабочих вводов энергоблоков и собирает схему питания с.н. 6 кВ от резервных шин;

— отключает (квитирует ключи на отключение) все механизмы с.н. 6 кВ и 0,4 кВ как в главном корпусе, так и во вспомогательных установках (вспомогательная установка, топливоподача, береговые насосные станции, очистные сооружения);

— проверяет включение в работу по блокировкам аварийных масляных насосов системы смазки турбины и уплотнений вала генератора;

— закрывает вручную всю оперативную арматуру, обеспечивающую полную закупорку котлов и деаэраторов для сохранения аккумулированного в них пара; при этом обеспечивается минимальная продолжительность работы предохранительных клапанов;

— закрывает вручную всю оперативную арматуру на трубопроводах подачи пара внешним потребителем;

— останавливает турбоагрегаты со срывом вакуума с целью сокращения времени выбега роторов до минимума, обеспечивает включение в работу валоповоротных устройств турбоагрегатов.

4.2.3 Емкость аккумуляторных батарей обеспечивает работу аварийных масляных насосов турбоагрегата в течение 30 мин, поэтому во избежание особо тяжелых последствий

аварий напряжение переменного тока в схему с.н. 6 и 0,4 кВ подается не позднее этого времени.

4.2.4 Начальник смены электростанции и начальник смены электроцеха подготавливают шины электростанции к принятию напряжения от энергосистемы, при этом:

— если шины обесточены из-за аварии в энергосистеме, оперативный персонал электростанции самостоятельно не производит никаких операций в электрической части главной схемы (кроме отключений воздушных выключателей блоков), а дожидается подачи напряжения на обесточенные по любой из транзитных линий и в любое время без предупреждения;

— если шины обесточились из-за КЗ на шинах или отходящем присоединении, а также по другим причинам (ложная или неправильная работа защиты шин, ошибки персонала), принимаются меры к локализации поврежденного участка или устранению причины ложного срабатывания защиты.

4.2.5 Для каждой электростанции инструкциями предусматриваются основные и запасные (резервные или аварийные) варианты подачи напряжения от энергообъединения на шины электростанции, а от них в схему с.н.

4.2.6 При отсутствии непосредственной связи с диспетчером энергообъединения НСС через дежурную телефонистку устанавливает связь (используя любые виды связи и пароли) с диспетчером сетевого предприятия, от которого будет осуществляться подача напряжения в схему с.н. электростанции по одному из заранее разработанных вариантов, и согласовывает с ним схему подачи и регулирования напряжения.

4.2.7 При полной потере связи с диспетчером энергообъединения и диспетчерами сетевых предприятий НСС самостоятельно приступает к подаче напряжения на шины и далее в схему с.н. электростанции путем пробных включений шин по заранее намеченной очередности. Если в процессе поочередного опробования на шинах появится напряжение, дальнейшее опробование следует прекратить и срочно подать напряжение в схему с.н.

4.2.8 В схеме с.н. электростанции напряжение в первую очередь должно подаваться на:

— масляные насосы смазки турбины и уплотнений вала генератора;

— подзарядные агрегаты аккумуляторных батарей;

— валоповоротные устройства турбин;

— щиты управления и сборки 0,4 кВ, питающие освещение главного корпуса, мазутонасосных, помещений топливоподачи, ВПУ, электролизной, а в темное время суток — дополнительно ОРУ, территорий мазутохозяйства, топливоподачи и пристанционного узла;

— пожарные насосы с электродвигателями переменного тока;

— мазутонасосы;

— все механизмы энергоблока (агрегата), подлежащего пуску первыми.

4.2.9 При достаточной мощности источника питания с.н. напряжение дополнительно подается на ВПУ, промливневые хозфекальные насосные, топливоподачу, багерные, шламовые и дренажные насосы, а также на механизмы энергоблока, подлежащие пуску вторыми.

4.2.10 После подачи напряжения на схему с.н. электростанции и при достаточной мощности источника питания для разворота хотя бы одного энергоблока (котла и турбоагрегата) НСС и начальник смены котлотурбинного цеха организовывают пуск одного энергоблока (котла), для чего:

— выбирается один из энергоблоков (котлов и турбоагрегатов), не получивший повреждений при полном сбросе нагрузки электростанции и оборудованной РОУ для подачи пара в коллектор с.н.;

— обеспечивается максимальная производительность пусковой котельной и подача аккумулированного пара от соседних энергоблоков (котлов);

— обеспечивается подача мазута от одного из мазутных насосов на растапливаемый котел. До подъема давления в растапливаемом котле и включения в работу на нем РОУ-25/10 подача пара на мазутное хозяйство не допускается;

— обеспечивается подача пара от коллектора с.н. на уплотнения и эжекторы турбины и после достижения растопочного вакуума растапливается котел;

— растапливается барабанный котел только после его подпитки и достижения растопочного уровня в барабане котла, проверки фактического уровня по водоуказательным колонкам барабана;

— во избежание исчерпания запаса пара в коллекторе с.н. растопка котла производится ускоренно; допустимое увеличение форсировки котла (приблизительно на 25—30 %) оговаривается в инструкциях организации;

— включаются в работу РОУ, установленные на энергоблоке, для питания от них собственных паровых нужд пускаемого блока.

4.2.11 При пуске энергоблоков (котла и турбоагрегатов ТЭС с поперечными связями) НСС руководствуется следующими основными положениями:

— включение питательного электронасоса на первоначально пускаемом энергоблоке (котле и турбоагрегате) выполняется с разрешения дежурного диспетчера энергосистемы;

— включение энергоблоков (турбогенераторов) в сеть осуществляется по мере их готовности с последующим уведомлением дежурного диспетчера энергосистемы;

— нагружение энергоблоков (турбоагрегатов) выше минимально необходимой нагрузки производится с разрешения дежурного диспетчера энергосистемы;

— при нагружении энергоблоков контролируются перетоки по линиям и поддерживается частота на шинах;

— включение воздушных выключателей отключенных ранее присоединений выполняется с разрешения и по команде дежурного диспетчера энергосистемы.

4.2.12 После включения в сеть и нагружения до нагрузки 30—40 % номинального первого пускаемого энергоблока начинаются операции по пуску очередного энергоблока (котла и турбоагрегата), не получившего повреждений при полном сбросе нагрузки электростанции. Пуск энергоблока осуществляется в соответствии с инструкцией организации

с использованием пара на с.н. от частично нагруженного первого энергоблока.

4.2.13 После включения в сеть и нагружения до нагрузки 30 – 40 % номинальной второго пускаемого энергоблока начинаются операции по пуску двух очередных энергоблоков, оборудованных РОУ для подачи пара в коллектор с.н.

4.2.14 Количество одновременно пускаемых энергоблоков определяется возможностями обеспечения их паровых и электрических с.н. от действующих энергоблоков и загрузкой оперативного персонала. После нагружения до нагрузки 30 – 40 % номинальной трех-четырех энергоблоков допускается включение в работу второго мазутного насоса, топливоподачи и других непервоочередных объектов, а также схем отпуска тепла внешним потребителям.

4.2.15 При невозможности быстрого разворота оборудования мощных электростанций подъем напряжения в энергообъединении или в отдельных его частях производится под руководством диспетчера энергообъединения одновременной синхронизацией генераторов электростанций, сохранивших с.н.

4.3 Частичный сброс нагрузки электростанции

4.3.1 Частичный сброс нагрузки электростанции может произойти из-за отключения или частичного сброса нагрузки энергоблока, котла, турбины, генератора и отсутствия резервной мощности на электростанции.

4.3.2 Причинами частичного сброса электрической нагрузки энергоблока могут быть:

– прикрытие главного сервомотора;
– прикрытие ГПЗ;
– снижение параметров пара;
– понижение вакуума;
– повышение частоты в системе;
– дополнительный расход пара через пускосбросные или предохранительные устройства.

4.3.3 Частичный сброс нагрузки энергоблока может произойти вследствие отключения одного из двух работающих

механизмов (бустерного, конденсатного, питательного, циркуляционного насосов, тягодутьевого механизма и др.), если резервный не включился.

4.3.4 Признаками частичного сброса электрической нагрузки из-за причин, указанных в п. 4.3.2, являются:

— уменьшение активной нагрузки по мегаваттметру и тока статора;

— понижение давления в регулирующей ступени ЦВД;

— уменьшение расхода пара, питательной воды и топлива.

4.3.5 Во всех случаях снижения нагрузки выясняется причина, вызвавшая сброс нагрузки.

4.3.6 При сбросе нагрузки из-за неудовлетворительной работы системы автоматического регулирования частоты и мощности (САРЧМ) отключается САРЧМ с переводом на дистанционное управление турбиной с БЩУ или по месту.

4.3.7 При сбросе нагрузки из-за неисправности в цепях управления турбиной снимается оперативный ток, управление турбиной осуществляется по месту и восстанавливается нагрузка.

4.3.8 О плохой работе системы регулирования турбины ставится в известность начальник смены котлотурбинного цеха и НСС. В дальнейшем оперативный персонал действует по их указаниям.

4.3.9 При снижении нагрузки, вызванном снижением параметров, выясняется причина снижения параметров и принимаются меры к их восстановлению. При необходимости устанавливается нагрузка на энергоблоке, обеспечивающая поддержание номинальных параметров и выполнение требований режимной карты. Одной из причин снижения параметров и паропроизводительности котла может явиться ухудшение качества твердого, жидкого и газообразного топлива.

4.3.10 При сбросе нагрузки контролируются:

— уровень воды в барабане, деаэраторах, конденсаторе;

— параметры пара, вакуум в конденсаторе, осевой сдвиг, относительное положение роторов и вибрация;

— температура масла на сливе из подшипников;

— горение в топке.

4.3.11 При аварийном отключении энергоблока оперативный персонал:

— контролирует работу защит и блокировок, не вмешиваясь в их действия, если они правильные;

— проверяет выполнение всех воздействий на механизмы и арматуру, предусмотренных системами защит и блокировок;

— особенно внимательно следит за прекращением подачи топлива и воды в котел, закрытием стопорных и регулирующих клапанов турбины, отключением генератора;

— квитирует ключи отключившихся механизмов, не дожидаясь выяснения причины аварийного отключения, принимает меры к обеспечению возможности последующего пуска энергоблока.

4.3.12 В случае невозможности пуска энергоблока (необходим ремонт оборудования) дальнейшие операции по останову производятся в зависимости от характера предстоящих работ.

4.3.13 При отключении котла оперативный персонал:

— контролирует срабатывания защит и блокировок, а в случае их отказа выполняет необходимые операции вручную;

— гасит топку, прекратив подачу топлива; прекращает подачу воды в котел, удостоверившись в отсутствии горения в топке; отключает котел от турбины и закрывает главные паровые задвижки; квитирует ключи отключившихся механизмов; загружает до предельной нагрузки другие работающие котлы, пускает резервные котлы для обеспечения заданного графика нагрузки; не дожидаясь выяснения причины аварийного отключения, принимает меры к обеспечению возможности последующего пуска котла (энергоблока).

4.3.14 При отключении питательного турбонасоса автоматически включается ПЭН. В этом случае котел немедленно разгружается до нагрузки, обеспечиваемой ПЭН, в следующем порядке:

— уменьшается расход топлива;

— устанавливается расход воды, соответствующий данной нагрузке, согласно требованиям режимной карты;

— подрегулируется тепловая нагрузка энергоблока исходя из необходимости поддержания температуры свежего пара на прежнем режиме.

4.3.15 При отключении дутьевого вентилятора, дымососа, РВП, мельничного вентилятора котел (энергоблок) разгружается до нагрузки, равной 60-65 % номинальной, автоматически при наличии автоматической системы аварийного разгружения блока (АСАРБ) или вручную оперативным персоналом.

4.3.16 При отключении генератора из-за аварии в энергосистеме НСС обеспечивает возможность его быстрого включения в сеть. Для этого после отключения от сети генератор оставляется в работе с нагрузкой с.н. Если при отключении генератора ХХ удержать не удалось, уже в процессе останова турбогенератор должен готовиться к развороту из горячего состояния. Целесообразно осуществлять быструю автоматическую разгрузку для обеспечения ХХ и сохранения с.н.

4.3.17 При отключении генератора от сети защитами при внутренних повреждениях наряду с отключением выключателя энергоблока отключается АГП и выключатели рабочего трансформатора с.н. со стороны шин 6 кВ. Одновременно срабатывают технологические защиты энергоблока, действием которых гасится топка и начинается останов турбины (закрываются стопорные клапаны и ГПЗ). Отключение генератора опасно возможностью разгона ротора турбины, особенно в случае пропуска или недозакрытия ГПЗ, стопорных или регулирующих клапанов. В этом случае персонал принимает все меры, указанные в инструкции организации, для предотвращения разгона ротора турбины и его повреждения.

Особое внимание необходимо обратить на наличие напряжения на шинах 0,4 кВ, от которых питаются электродвигатели рабочих механизмов, обеспечивающих сохранность основного оборудования, а также на сборках приводов задвижек и средств измерений.

Оперативный персонал выясняет причину отключения генератора и в зависимости от этого по согласованию с руководством ТЭС решает, выводить его в ремонт или готовить к включению.

4.3.18 Если одновременно с отключением генератора произошло обесточивание СШ, на которую включены также и резервные трансформаторы с.н., следует:

— обеспечить в первую очередь подачу напряжения (через резервные шины 0,4 кВ) на шины щитов машинного зала и котельной от резервных трансформаторов 6/0,4 кВ, не затронутых аварией, если это напряжение не было подано автоматически АВР шин 0,4 кВ;

— выполнить перевод турбогенераторов с аварийных масляных насосов на рабочие для предупреждения полного разряда аккумуляторных батарей. Включить в работу со стороны шин 0,4 кВ электродвигатели подзарядных агрегатов аккумуляторных батарей, если они отключались защитой обратного тока;

— отделить поврежденное оборудование и подать напряжение на шины от энергосистемы или через трансформаторы связи от шин другого напряжения электростанции, включить резервные трансформаторы с.н. и подать напряжение на обесточенные рабочие секции с.н.;

— подготовить оборудование и схемы для включения генератора в электросеть.

4.3.19 Во всех случаях сброса нагрузки на одном или нескольких энергоблоках (котлах, турбинах) оперативный персонал немедленно принимает меры к поддержанию заданного графика электрической нагрузки электростанции, нагружает оставшиеся в работе энергоблоки или пускает энергоблоки, находящиеся в резерве.

4.3.20 При невозможности восстановления по каким-либо причинам исходной нагрузки обеспечивается нормальная работа электростанции в новом режиме.

5 РАБОТА ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ПРИ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ ОТКЛОНЕНИЯХ ТЕМПЕРАТУРЫ НАРУЖНОГО ВОЗДУХА

5.1 Понижения температуры наружного воздуха в зимний период вызывают повышенную опасность аварийных остановов оборудования. В этих условиях организуется систематическое измерение температуры на наименее обогреваемых участках цехов, оборудовании ВПУ, баках запасного конденсата, багерных насосов, топливоподаче,

оборудовании, расположенном возле торцов и боковых стен главного корпуса, в зоне неработающих котлов и турбин, а также в местах расположения соединительных (импульсных) линий уровнемеров, расходомеров, манометров. Понижение температуры в неотапливаемых галереях топливоподачи может привести к нарушению эластичности и разрыву конвейерных лент.

5.2 Для обеспечения безаварийной работы энергооборудования в условиях глубокого понижения температуры наружного воздуха уплотняются и утепляются рабочие помещения в процессе подготовки к осенне-зимнему сезону. При этом полностью восстанавливается остекление, заделываются всякого рода отверстия, закрываются фонари котельного цеха, уплотняются двери и оконные проемы, изолируются трубопроводы внешних коммуникаций, ремонтируются и опробоваются в работе калориферы и другие нагревательные и теплозавесные аппараты, ремонтируются и налаживаются система водяного отопления зданий и сооружений.

5.3 При понижении температуры наружного воздуха:

— повышается температура системы отопления (калориферов, регистров, батарей и др.) до предельно допустимой по режимной карте;

— в зонах цехов, где существует пониженный уровень температур, устанавливается и обеспечивается работа необходимого числа обогревающих устройств с соблюдением правил пожарной безопасности и организацией постоянного контроля за ними;

— повышается температура мазута за мазутоподогревателями и в мазутных баках до максимально возможной по режимной карте.

5.4 При резких понижениях температуры в зимний период оперативный персонал усиливает надзор и учащает обходы оборудования внешних коммуникаций.

5.5 При необходимости выполняются дополнительные мероприятия по обеспечению плюсовой температуры воздуха в рабочих помещениях, в частности:

— приоткрываются люки на коробах горячего воздуха с частичным выпуском горячего воздуха в цех;

— максимально используются системы рециркуляции горячей воды, пара, горячего воздуха;

— переключаются дутьевые вентиляторы на забор наружного воздуха;

— устанавливаются в наиболее опасных зонах цеха воздуходувки с подводом к ним горячего воздуха посредством временных трубопроводов и шлангов.

5.6 Для предотвращения случаев срабатывания защит вследствие замерзания приборов и соединительных трубок датчиков, находящихся на сквозняках и в зонах отрицательных температур, устанавливаются временные ширмы у наиболее ответственных приборов и соединительных трубок с организацией их локального обогрева горячим воздухом.

5.7 Для повышения надежности эксплуатации электростанции вводятся в работу все основное резервное оборудование (котлы, турбины, подогреватели сетевой воды и др.) и все котлы пусковой котельной.

Мазутопроводы от подогревателей мазута, находящихся в резерве, дренируются и пропариваются, включаются в работу спутники парового обогрева мазутопровода и периодически контролируется их работа.

Контролируется циркуляция технической воды через резервные механизмы работающих энергоблоков.

5.8 Для предупреждения замерзания резервных наружных трубопроводов, пожарных водопроводов обеспечивается непрерывная циркуляция среды по ним. Это относится также к системам шлакозолопроводов, трубопроводам химически очищенной воды, технической воды, мазута. Если пожарные гидранты окажутся в зоне отрицательных температур, для предотвращения их замерзания периодически создается расход воды через них.

Для создания циркуляции воды в тупиковых участках пожарных трубопроводов приоткрываются соответствующие дренажи.

В галереях ленточных конвейеров топливоподачи отключается подача воды на гидросмыв и аспирацию во избежание ее замерзания.

5.9 В системах прямоточного циркуляционного водоснабжения обеспечивается рециркуляция теплой воды в водоприемный ковш БНС.

5.10 В системах оборотного циркуляционного водоснабжения поддерживается температура циркуляционной воды на входе в конденсаторы турбин не ниже +10 °С, для чего закрываются створки на работающих градирнях, часть градирен отключается с полным опорожнением стояков и лучей. Открывается обогрев чаши градирни.

5.11 Особо опасными являются температуры наружного воздуха до −35...−40 °С, сопровождающиеся образованием в цехах тумана, увлажнением и снижением сопротивления изоляции обмоток электродвигателей, а следовательно, их повреждением. Поэтому наряду с утеплением цехов выполняются мероприятия по предупреждению повышенной влажности в помещениях, особенно при минусовой температуре воздуха. Прекращаются все работы, связанные с мойкой оборудования и разливом воды, а также ликвидируются все парения и течи воды.

Имеющимися средствами предотвращается доступ холодного воздуха в помещения главного корпуса, мазутонасосных, топливоподачи, ВПУ и конденсация влаги на электроаппаратуру и электродвигатели.

5.12 Повышения температуры наружного воздуха приводят к высоким (значительно превышающим нормативные) температурам воздуха в рабочих зонах на отметках обслуживания главного корпуса, повышенной пожароопасности в цехах, особенно в местах прохождения кабельных потоков со сравнительно слабой изоляцией. При этом высокая влажность, сочетающаяся с высокими температурами, наблюдается в помещениях паропроводных галерей, деаэраторных, машинного отделения на промежуточных отметках обслуживания.

Для электростанций в районах с высокой расчетной температурой наружного воздуха (+30 °С и выше) предусматривается охлаждение приточного воздуха и организуется максимальный воздухообмен в рабочих помещениях.

Вследствие повышения температуры охлаждающей воды особое внимание уделяется выполнению профилактических мероприятий по поддержанию нормального вакуума в конденсаторах турбин и обеспечению нормального охлаждения механизмов технической водой. В случае необходимости турбоагрегаты частично разгружаются.

СОДЕРЖАНИЕ

1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ 3
1.1 Назначение и область применения 3
1.2 Порядок организации работ при ликвидации аварий 4
1.3 Рекомендации по составлению инструкции организации .. 9
2 ОРГАНИЗАЦИЯ И ПОРЯДОК ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ 10
2.1 Нарушение топливоснабжения 10
2.2 Разрыв мазутопроводов 16
2.3 Загорание хвостовых поверхностей нагрева котлов 17
2.4 Повреждение трубопроводов в пределах котлов 19
2.5 Повреждение трубопроводов питательной воды и главных паропроводов 19
2.6 Повреждение корпусов подогревателей высокого давления (ПВД) 22
2.7 Повреждение маслосистемы турбины, сопровождающееся выбросом масла и его воспламенением 24
2.8 Повреждение турбины из-за разгона роторов 27
2.9 Нарушения технического водоснабжения и водно-химического режима 28
3 ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ОБЩЕСТАНЦИОННЫХ АВАРИЙ 32
3.1 Понижение частоты тока в энергосистеме 32
3.2 Повышение частоты тока в энергосистеме 38
3.3 Асинхронные режимы 40
3.4 Разделение энергосистемы 45
3.5 Понижение напряжения 47
3.6 Повышение напряжения 48
3.7 Несимметричные режимы и их ликвидация 49
3.8 Ликвидация аварий в схеме с.н. электростанций 51

4 ПОРЯДОК ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТ ПРИ СБРОСАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ 51
4.1 Полный сброс электрической нагрузки без потери с.н. 51
4.2 Полный сброс электрической нагрузки с потерей с.н. 55
4.3 Частичный сброс нагрузки электростанции 60
5 РАБОТА ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ПРИ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ ОТКЛОНЕНИЯХ ТЕМПЕРАТУРЫ НАРУЖНОГО ВОЗДУХА 64

Подписано к печати 17.03.2004
Печать ризография
Уч.-изд. л. 4,3
Тираж 200 экз.
Заказ №
Издат. № 03-33

ЦПТИ ОРГРЭС
107023, Москва, Семеновский пер., д. 15

gost.e-ecolog.ru