

2. Троянов В.М., Лавренюк П.И., Молчанов В.Л. Ядерное топливо: состояние и перспективы. — Бюл. Росэнергоатома, 2008, № 5, с. 22—27.
3. Адеев В.А., Панов А.Е. Основные характеристики активной зоны ВВЭР-440 с топливом 3-го поколения. — В сб.: Ядерное топливо нового поколения для АЭС. Результаты разработки, опыт эксплуатации и направления развития. Москва, ОАО «ВНИИНМ», 2010, с. 17—18.

4. Программа БИПР-7А (версия 1.5). Номер паспорта аттестации ПС № 241 от 23.09.2008. Москва, 2008.
5. Mikoláš P. VVER-440 fuel cycles possibilities using modified FA design. — In: Proc. of Symp. of AER. Finland, 2010, v. 1, p. 435—448.

Поступила в Редакцию 24.09.12

УДК 621.039.51

РАБОТОСПОСОБНОСТЬ СИСТЕМ БЕЗОПАСНОСТИ BWR-4 ПРИ ПОЛНОМ ОБЕСТОЧИВАНИИ НА ПРИМЕРЕ ТЯЖЕЛОЙ АВАРИИ НА АЭС «ФУКУСИМА-1» (ЯПОНИЯ)

Долганов К.С., Киселев А.Е., Томащук Д.Ю., Юдина Т.А. (ИБРАЭ РАН, г. Москва)

С 1992 г. в Японии выполнялась программа модернизации АЭС в целях снижения риска радиационных последствий тяжелых аварий. Применительно к АЭС «Фукусима-1» она включала [1]:

организацию альтернативной подпитки активной зоны и охлаждения расплава на внекорпусной стадии аварии за счет соединения перемычками систем подачи воды. Так, система пожаротушения была подсоединена к системе подпитки реактора;

введение сигнала на автоматический сброс давления в реакторе для подпитки водой от низконапорных насосов;

упрочнение газопровода, соединяющего защитную оболочку с вентиляционной трубой, для отвода энергии;

введение аварийных процедур, направленных на восстановление функции отвода остаточного тепла, для надежного охлаждения защитной оболочки;

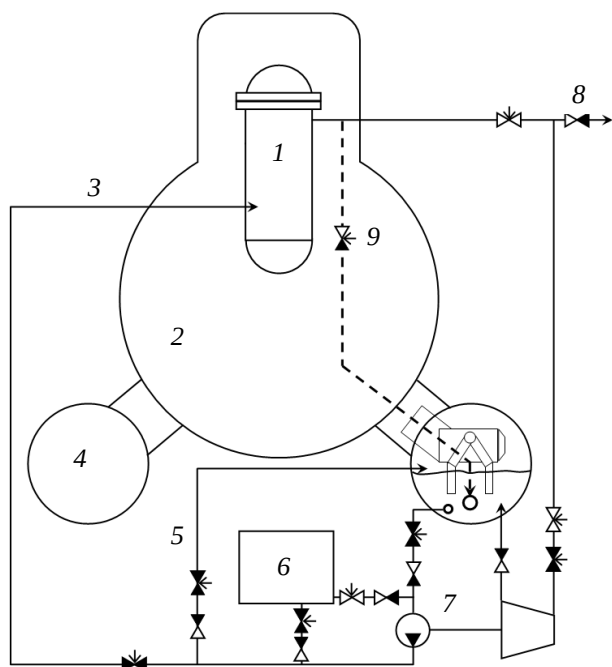
установку и введение аварийных процедур восстановления дизель-генераторов, подключение к шинам 6,9 кВ и 480 В смежных энергоблоков.

Реализация этих мер позволила снизить расчетную частоту повреждения активной зоны и защитной оболочки в 1,5—2 и 5—20 раз соответственно. Таким образом, к моменту аварии на АЭС «Фукусима-1» имелись обоснованная в проекте и технически реализованная возможность подпитки реактора и залива нижней части защитной оболочки водой с помощью дизельных пожарных насосов, значительные запасы воды, системы резервирования энергоснабжения, система вентилирования защитной оболоч-

ки. Однако все эти системы оказались неработоспособны или неэффективны в сложившихся при аварии условиях. В результате на трех энергоблоках имели место длительное осушение и плавление активной зоны. Активная зона 2-го и 3-го энергоблоков охлаждалась долго — 70 и 37 ч соответственно за счет систем безопасности, к пассивным системам не относящимся и для условий, возникающих при длительном полном обесточивании АЭС, не спроектированным. Предметом настоящей статьи является анализ работоспособности систем, обеспечивающих теплоотвод от активной зоны BWR-4, а также причин, которые могли привести к их отказу в ходе развития тяжелой аварии на АЭС «Фукусима-1». В качестве базовых используются опубликованные данные для АЭС США, подобных АЭС «Фукусима-1» по поколению и проекту реактора и защитной оболочки.

Охлаждение активной зоны при полном обесточивании АЭС. Работа всех предусмотренных для охлаждения и подпитки активной зоны BWR-4 проектных систем безопасности требует источников тока. На 2-м и 3-м энергоблоках АЭС «Фукусима-1» затопление площадки цунами привело к отказу дизель-генераторов и потере систем, питаемых переменным током. Сохранили работоспособность только системы, требующие наличия источников постоянного тока: две независимые системы высоконапорной подпитки реактора RCIC и HPCI и предохранительные клапаны. Питание постоянным током обеспечивалось за счет аккумуляторных батарей и мобильных внешних источников. В отсутствие постоянного тока потеря охлаждения и плавление активной зоны BWR-4 неизбежны.

При аварии, обусловленной полным обесточиванием АЭС, активная зона BWR-4 на начальной стадии аварии охлаждается за счет согласованной работы одной из двух систем высоконапорной подпитки реактора и предохранительных клапанов, после открытия персоналом клапанов и снижения давления — за счет подачи воды в активную зону от внешних источников с помощью низконапорных насосов. После отсечения реактора от конечного стока тепла — конденсатора турбины рост давления ограничивается открытием предохранительных клапанов. При снижении уровня теплоносителя в реакторе до определенной отметки клапаны закрываются, и в работу включается одна из двух систем высоконапорной подпитки (см. рисунок). Важно, что для ее пуска должен быть открыт отсечной клапан, питаемый переменным током (480 В). Основным компонентом системы подпитки является турбонасос 7, с помощью которого вода подается в реактор из бака запаса конденсата 6 или водного бака защитной оболочки 4. Насос механически связан с валом турбины. Вращение турбины обеспечивается паром, поступающим из реактора и сбрасываемым под уровень воды в водном баке. После восстановления уровня теплоносителя система подпитки отключается, рост



Принципиальная схема системы высоконапорной подпитки BWR-4 (RCIC): 1 — реактор; 2 — сухой бокс; 3 — линия подпитки; 4 — водный бак (тор); 5 — возвратная линия; 6 — бак запаса конденсата; 7 — турбонасос; 8 — стопорный регулирующий клапан; 9 — предохранительный клапан

давления снова приводит к открытию предохранительного клапана, и цикл повторяется. На 2-м и 3-м энергоблоках работа систем в таком режиме обеспечивала теплоотвод от активной зоны в течение 70 и 37 ч соответственно.

Обе системы высоконапорной подпитки BWR-4 технологически и функционально подобны, но отличаются расходом подаваемой в реактор воды и областью применения. При полном обесточивании АЭС основной является система RCIC, обеспечивающая меньший расход подпитки, система HPCI используется в качестве резерва. Системы подпитки работоспособны в диапазоне давления в реакторе 1,2—8 МПа.

Временные характеристики работы основной системы подпитки в ходе аварии, вызванной полным обесточиванием АЭС, могут быть оценены из ее расходных характеристик и геометрических характеристик реактора. Объем корпуса реактора между высотными отметками, соответствующими уставкам включения и отключения системы, составляет около 50 м^3 с учетом объема внутрикорпусных устройств, принятого равным 20%. При проектном расходе пара из реактора на турбину системы подпитки $17 \text{ м}^3/\text{ч}$ и расходе подпитки $136,5 \text{ м}^3/\text{ч}$ время заполнения этого объема водой составляет около 0,5 ч [2]. На стадии осушения реактора пар сбрасывается через предохранительные клапаны в водный бак защитной оболочки с расходом $49 \text{ м}^3/\text{ч}$, и уставка включения подпитки достигается через 1 ч. Таким образом, среднее время работы основной системы подпитки составляет ~0,5 ч, время ожидания — 1 ч.

Основным источником воды для обеих систем высоконапорной подпитки является бак запаса конденсата, расположенный вне реакторного здания. После его осушения система подпитки автоматически переводится в замкнутый режим работы с подачей воды из водного бака.

Ограничение и снижение давления в реакторе. Работа систем высоконапорной подпитки реактора неразрывно связана с предохранительными клапанами. По выполняемым функциям они разделяются на контрольные и аварийные. В ходе аварии в промежутках между включениями системы подпитки оператор регулирует очередность открытия контрольных клапанов так, чтобы пар сбрасывался на противоположных сторонах водного бака, обеспечивая равномерный нагрев воды в нем. Аварийные

клапаны входят в систему автоматического сброса давления. В случае полного обесточивания они открываются либо автоматически по уставке «высокое давление и низкий уровень теплоносителя в реакторе», либо оператором с блочного щита управления. Типовые аварийные инструкции, разработанные Сообществом операторов АЭС с BWR (BWROG), требуют открытия аварийных предохранительных клапанов в случае частичного осушения активной зоны после потери функции подпитки [3]. Необходимость сброса давления в реакторе объясняется следующими причинами: снижение давления позволяет использовать системы подпитки низкого давления, существенно интенсифицируется охлаждение активной зоны паром, исключается прямой нагрев защитной оболочки при выбросе диспергированной массы расплава в случае разрыва корпуса реактора внутренним давлением, уменьшается скорость выхода массы и энергии расплава после разрушения корпуса, снижается температура воды в реакторе, что увеличивает эффективность охлаждения первых порций расплава при контакте с водой на днище корпуса.

Начало аварийного сброса давления играет важную роль с точки зрения охлаждения активной зоны. Раннее открытие клапанов приводит к потере теплоносителя без эффективного охлаждения твэлов, позднее — к интенсификации парокриониевой реакции.

В случае бездействия оператора или невозможности открытия предохранительные клапаны работают в пассивном режиме, сброс пара происходит через один и тот же клапан. Это приводит к локальному нагреву воды вблизи перфорированного концевика паросбросной линии и возникновению осциллирующих нагрузок на конструкцию водного бака защитной оболочки. При критическом истечении пара в нагретую воду нагрузки могут достигать значений, при которых водный бак разрушается. Подобная авария произошла на АЭС «Вюргассен» (ФРГ) в 1972 г., когда из-за отказа предохранительных клапанов в открытом положении произошло разрушение стенки конденсационного бака (аналог водного бака) и более 1000 м³ радиоактивной воды попало в окружающую среду, включая р. Везер [4].

Управление предохранительными клапанами становится невозможным при потере постоянного тока, снижении давления в газовой сис-

теме или в результате механического отказа. Если клапан открыт, обесточивание соленоидов приводит к прекращению подачи газа и его закрытию [3]. При наличии постоянного тока возможность управления клапаном ограничена временем сохранения необходимого давления газа, которое составляет не менее 24 ч и обеспечивает 3—5 срабатываний [5]. Рост давления в сухом боксе защитной оболочки в ходе аварии приводит к повышенному расходу газа для открытия клапанов. Достижение предельного перепада давления между защитной оболочкой и газовой системой клапанов может привести к их закрытию. При давлении в реакторе 6—7 МПа область давления в защитной оболочке, в которой открытие клапанов становится невозможно, начинается примерно с 700 кПа. На АЭС «Хоуп Крик» (США) давление в газовой системе составляло 720 кПа, предельный перепад давления 138 кПа [5]. Давление в защитной оболочке 2-го энергоблока АЭС «Фукусима-1» до момента отключения системы высоконапорной подпитки не превышало 450 кПа, что не исключало возможности принудительного открытия предохранительных клапанов и сброса давления в реакторе, но с учетом расхода газа для привода и потери постоянного тока ограничивало длительное управление ими.

С точки зрения охлаждения активной зоны сброс давления в реакторе в условиях полного обесточивания целесообразен, если произошел отказ систем подпитки реактора, обеспечено длительное сохранение источников постоянного тока и возможна подача воды в реактор из внешних источников с помощью низконапорных насосов. Потеря тока после снижения давления приводит к закрытию клапанов, повторному росту давления, прекращению низконапорной подпитки, осушению и плавлению активной зоны при высоком давлении.

Системы подпитки охлаждали активную зону 2-го и 3-го энергоблоков длительное время. Электропитание их элементов могло осуществляться от аккумуляторных батарей 3-го энергоблока и мобильных источников. В то же время низконапорная подпитка всех реакторов была невозможна из-за затопления части пожарных насосов. Можно предположить, что в сложившихся условиях эксплуатирующая компания ТЕРСО преследовала цель оттянуть начало снижения давления в реакторах, надеясь восста-

новить систему низконапорной подачи воды. Однако это было сопряжено с риском полной потери возможности открытия клапанов с блочного щита управления для сброса давления.

Открытие клапанов вручную невозможно, поскольку они расположены вне зоны доступа (внутри сухого бокса). На некоторых АЭС с BWR для длительного управления ими с блочного щита управления установлены отдельные дизель-генераторы и резервные емкости с азотом. Были ли оснащены японские АЭС подобными системами, неизвестно. Решение о снижении давления в реакторах было принято после отказа систем подпитки. К этому времени источники тока для открытия и удержания клапанов уже были исчерпаны, поэтому в качестве альтернативных использовались автомобильные аккумуляторы [2].

Важной особенностью BWR-4 с защитной оболочкой типа Mark I является существенная зависимость скорости снижения давления в реакторе от давления в защитной оболочке. После открытия аварийных клапанов давление снижается до 0,34—0,62 МПа [5]. При длительной работе в условиях полного обесточивания конденсационные возможности водного бака теряются, и конечное давление в реакторе после открытия клапанов может остаться на высоком уровне, что препятствует подаче воды от дизельных насосов. Именно это произошло на 2-м энергоблоке, когда к моменту завершения работ по организации низконапорной подпитки реактора давление в защитной оболочке уже достигло 0,45 МПа [2]. Подать воду в реактор удалось лишь после снижения давления.

Системы подпитки реактора. Надежное функционирование систем высоконапорной подпитки BWR-4 при полном обесточивании определяется многими факторами [5]. Отказ этих систем может быть вызван потерей постоянного тока, нагревом или исчерпанием воды в источнике, ростом давления в водном баке, нагревом воздуха в помещениях. Системы подпитки отключаются в результате любых событий, приводящих к снижению давления в реакторе ниже 1,2 МПа, например, вследствие открытия аварийных клапанов или отказа в открытом положении контрольного клапана. Недопустимость отказов контрольных клапанов при авариях с полным обесточиванием АЭС определяет жесткие требования к их надежнос-

ти. Так, на АЭС «Пич-Боттом 2» (США) число срабатываний до отказа в открытом положении составляет 187 циклов [6].

Оценим влияние каждого фактора на работоспособность систем подпитки в условиях аварии на АЭС «Фукусима-1».

Запас аккумуляторных батарей. Запас времени до начала осушения активной зоны при аварии с полным обесточиванием АЭС в значительной мере определяется временем работы аккумуляторных батарей. После отказа дизель-генераторов постоянный ток необходим для управления расходом подпитки и обеспечения проектных характеристик работы системы высоконапорной подпитки (конденсация протечек пара, удаление неконденсирующихся газов и конденсата протечек, охлаждение масла), для питания средств измерения, предохранительных клапанов. На 2-м энергоблоке основные источники постоянного тока были затоплены. Однако за счет мобильных источников система подпитки реактора могла продолжать работать долго. Если мобильные источники не использовались, фактором, способствовавшим отдалению начала плавления активной зоны 2-го энергоблока, могла служить работа системы подпитки в непроектом режиме. По одной из версий после цунами управление работавшей на тот момент системой подпитки было потеряно: при обесточивании регулирующие клапаны на паровой линии остались частично открыты, что привело к отводу пара из реактора с неконтролируемым расходом.

На 3-м энергоблоке время до разряда аккумуляторных батарей оценивается 36 ч [2]. Оно совпадает с суммарным временем работы обеих систем высоконапорной подпитки. Однако разряд батареи не может рассматриваться в качестве причины останова систем подпитки, так как на 2-м энергоблоке потеря постоянного тока в результате затопления не привела к отказу работавшей системы подпитки.

Сопоставление длительности работы батарей на 3-м энергоблоке с известными оценками 4—8 ч обнаруживает существенные различия [7]. Важно выяснить, может ли время разряда аккумуляторов на 3-м энергоблоке рассматриваться как характерное для их надежной работы, поскольку этот вопрос актуален для всех АЭС.

Запас подпиточной воды. С учетом оцененного среднего времени работы подпитки 0,5 ч и времени ожидания 1 ч можно определить время осушения бака запаса конденсата. При проектном расходе подпитки 136,5 м³/ч [2], объеме воды в баках на момент аварии около 67% (данные ТЕРСО) и полном объеме 2500 м³ воды в баках хватило бы примерно на 12 ч непрерывной работы систем подпитки на каждом энергоблоке или с учетом времени ожидания между циклами включения подпитки на 36 ч. Так как сведений о пополнении баков водой нет, на 37-й ч аварии всасывающая линия системы подпитки должна была быть переключена на водный бак защитной оболочки. Но оценки нагрева и роста уровня воды в водном баке указывают на то, что, вероятнее всего, это было выполнено намного раньше.

Нагрев и рост уровня воды в водном баке. Нагрев воды начинается при достижении предельной конденсационной мощности, когда сбрасываемый из реактора пар не успевает конденсироваться. Вследствие этого происходит рост давления, что может привести к отключению систем подпитки из-за высокого противодавления на выходе турбины. Предельно допустимая температура воды в баке при заданном давлении в реакторе, когда она еще может сконденсировать пар при аварийном сбросе давления в нем, определяется расчетным путем по предельной теплоемкости. При давлении 6,9 МПа температура воды не должна превышать 85 °С. Согласно аварийным инструкциям на АЭС США с BWR-4 в случае превышения предельного значения требуется аварийный сброс давления в реакторе. Однако это приводит к отключению систем подпитки. При работе систем подпитки и предохранительных клапанов на 2-м и 3-м энергоблоках вода должна была нагреться до 85 °С через 10 ч после обесточивания АЭС. О сбросе давления в реакторе в это время не сообщалось, т.е. после достижения предельной теплоемкости воды система подпитки продолжала работать. С учетом роста давления в защитной оболочке недогрев 10°, определяющий пределы эффективной конденсации, сохранялся примерно до 14-го ч аварии, после чего скорость роста давления должна была увеличиться, создавая угрозу отключения систем подпитки из-за предельного противодавления на выходе турбины.

Длительная работа систем подпитки в разомкнутом цикле с подачей воды из бака запаса конденсата и сбросом пара из реактора в водный бак может привести к переполнению водного бака за счет увеличения массы и нагрева воды в процессе конденсации пара. В соответствии с аварийными инструкциями существенный рост уровня воды недопустим. Поэтому при повышении уровня на 0,18 м предусматривается автоматический или принудительный перевод систем в замкнутый режим работы с подачей воды из водного бака [8]. На 2-м и 3-м энергоблоках он имеет объем 6140 м³ [2] и примерно наполовину заполнен водой. За 14 ч конденсации пара рост уровня воды составил бы 0,74 м, что не могло привести к переполнению бака (малый радиус 4,5 м), но означало выход за пределы шкалы измерения уровня ($\pm 0,63$ м) и требовало перевода системы теплоотвода в замкнутый режим работы. Отметим, что если это было выполнено операторами, баки запаса конденсата еще не должны были быть полностью осушены.

Останов систем подпитки при работе в замкнутом режиме может произойти и из-за отказа турбонасосов. Поскольку водный бак находится на более низкой высотной отметке, чем бак запаса конденсата, нагрев воды в нем ограничен из условия сохранения напора на всасе турбонасосов, исключающего их кавитацию. Кроме того, часть забираемой воды используется для охлаждения масла в подшипниках насосов. Поэтому ее температура не должна превышать 85 °С. На 2-м и 3-м энергоблоках этот предел мог быть достигнут к 10-му ч аварии, т.е. сразу после перевода в замкнутый режим система подпитки должна была бы автоматически отключиться (предположительно на 14-м ч аварии). Это не произошло, возможно, из-за отсутствия тока для генерации сигнала.

Таким образом, если источник воды для системы подпитки был переключен, начиная с 14-го ч после обесточивания ее насосы работали с превышением кавитационного предела. Это должно было привести к их останову, однако система подпитки отключилась на обоих энергоблоках лишь спустя десятки часов. Более того, за это время давление в защитной оболочке должно было бы превысить уставку отключения турбины. Сохранение системы подпитки в работе позволяет сделать предположение, что могла иметь место разгерметизация кожуха водного

бака с истечением пара в соответствующее помещение и ограничением давления.

Нагрев среды и рост давления в защитной оболочке. При полном обесточивании отключается система охлаждения, и тепловые потери с корпуса реактора и паропроводов (по нашим оценкам около 0,7 МВт), а также возможные течи пара через уплотнения циркуляционных насосов вызывают нагрев атмосферы сухого бокса. Часть оборудования, размещенного в сухом боксе, не рассчитана на работу в условиях повышенной температуры, поэтому нагрев среды в нем не должен превышать 138 °С [9]. Максимальная температура кожуха сухого бокса, проходок, соленоидов предохранительных клапанов, изоляции электрокабелей не должна превышать 148,9 °С [8]. При превышении 260 °С уплотнения разрушаются и выбиваются давлением из стенки сухого бокса [3]. Работа 2-го энергоблока в течение почти 3 сут без охлаждения могла привести к нагреву и отказу клапанов, а также к потере герметичности сухого бокса с выходом смеси пара, азота и водорода в помещения реакторного здания. Более того, нагрев атмосферы в сухом боксе до 171 °С требует от оператора снижения давления в реакторе, что приводит к останову системы высоконапорной подпитки. Поскольку на 2-м и 3-м энергоблоках этого не было сделано, система подпитки продолжала работать.

Нагрев атмосферы сухого бокса приводит к дополнительному росту давления в защитной оболочке, значит, и на выходе турбины. Согласно данным [2] уставка отключения турбины (445 кПа) была достигнута примерно к 60-му ч аварии на 2-м энергоблоке и к 40-му ч аварии на 3-м энергоблоке. Поэтому достижение предельного противодействия можно рассматривать в качестве одной из причин остановки системы подпитки.

Нагрев воздуха в помещениях с оборудованием систем подпитки. При длительной работе систем подпитки без принудительной вентиляции температура воздуха в помещениях, где расположены элементы этих систем, возрастает вследствие тепловых потерь паропроводов, нагрева токопроводящих частей оборудования и протечек пара в случае разрушения сальниковых уплотнений. Поскольку рост температуры свидетельствует также о наличии течи пара, при достижении определенного значения (71—

93 °С) предусмотрено автоматическое отключение обеих систем подпитки. В случае аварии, вызванной полным обесточиванием, такое отключение систем ошибочно, и аварийными процедурами разрешается его блокирование. Согласно данным [5] турбонасосы систем сохраняют работоспособность без охлаждения воздуха в помещениях в течение 4 ч. В дальнейшем возможен их перегрев. На 2-м и 3-м энергоблоках турбонасосы работали гораздо дольше. Маловероятно, что в сложившихся условиях операторами предпринимались специальные меры по их охлаждению. Возможно, следует учитывать охлаждение за счет естественной циркуляции воздуха по помещениям. Также важно проанализировать соответствие условий, в которых испытывались насосы, сложившимся при аварии.

Выводы. Из анализа данных можно предполагать, что на 2-м и 3-м энергоблоках АЭС «Фукусима-1» в ходе аварии в результате переопрессовки и нагрева разгерметизировалась защитная оболочка. Это могло привести к утечке водорода в помещения реакторного здания еще до начала ее вентилирования. На 2-м энергоблоке могло произойти разрушение водного бака из-за механических нагрузок при длительном сбросе горячего пара в насыщенную воду.

Отключение систем подпитки реактора на обоих энергоблоках могло быть вызвано достижением предельного противодействия на выходе турбин из-за роста давления в защитной оболочке или вследствие кавитации турбонасосов. При этом на 2-м и 3-м энергоблоках системы подпитки длительно сохраняли работоспособность после прогрева источника воды (водного бака) до насыщения, хотя должны были отключиться из-за кавитации в турбонасосах. Это требует специального изучения.

Учитывая потерю источников постоянного тока на 2-м энергоблоке, длительная работа систем безопасности (70 ч) может быть объяснена использованием персоналом АЭС альтернативных источников тока и сжатого газа для управления предохранительными клапанами, а также работой системы подпитки в нештатном режиме. Как показала авария на АЭС «Фукусима-1», отказ отдельных элементов, использующих постоянный ток, не означает обязательный отказ всей системы.

Время разрядки аккумуляторов на 3-м энергоблоке составило 36 ч, что значительно больше известных оценок и требует детального изучения ввиду актуальности оптимального расходования мощности батарей при авариях с полным обесточиванием.

Анализ аварийных процессов на АЭС «Фукусима-1» основан на опубликованных данных и текущем понимании происшедших событий. По мере появления результатов обследования энергоблоков выводы могут быть дополнены и уточнены.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Fujimoto H., Kondo K., Ito T.** Circumstances and Present Situation of Accident Management Implementation in Japan. OECD/NEA Workshop ISAMM, Böttstein, 2009.
2. **Examination** of Accident at Tokyo Electric Power Co., Inc.'s Fukushima Daiichi Nuclear Power Station and Proposal of Countermeasures. JNTI, 2012.

3. **Perspectives** on Reactor Safety. NUREG/CR-6042/Rev. 2. NRC/ORNL/SNL, 2002.
4. **Hulkower S.** The Effects of Regulation on the Performance of Nuclear Power in the United States and the Federal Republic of Germany. Massachusetts Institute of Technology, 1986.
5. **Excerpt** from Hope Creek Loss of Offsite Power and Station Blackout Event Tree Notebook. Attachment 6-1. PSEG, 2010.
6. **Confirmatory** Thermalhydraulic Analysis to Support Specific Success Criteria in the Standardized Plant Analysis Risk Models — Surry and Peach Bottom. NUREG-1953. NRC, 2010.
7. **Identification** and Assessment of BWR In-Vessel SAMGs. NUREG/CR-5869. ORNL, 1992.
8. **Station** Blackout at Browns Ferry Unit One — Accident Sequence Analysis. NUREG/CR-2182. NRC/ORNL, 1981.
9. **Equipment** Operability during Station Blackout Events. NUREG/CR-4942. SNL, 1987.

Поступила в Редакцию 01.08.2012

УДК 621.039.52.034.3

ВЫБОР КОНСТРУКТИВНОЙ СХЕМЫ ТУРБОМАШИНЫ ЗАМКНУТОГО ГАЗОТУРБИННОГО ЦИКЛА АЭС С ВТГР

Кодочигов Н.Г., Головки В.Ф., Ганин М.Е. (ОАО «ОКБМ Африкантов», г. Нижний Новгород)

В настоящей статье на примере характерных проектов МГР-Т (Россия) и RBMR (ЮАР) анализируется конструктивная схема турбомашин в целях выбора ее рациональной конфигурации, обеспечивающей высокий к.п.д. и удовлетворяющей требованиям надежности и безопасности при работе системы преобразования энергии в замкнутом газотурбинном цикле с ВТГР. Система преобразования энергии реакторной установки МГР-Т тепловой мощностью 600 МВт включает в себя вертикально ориентированную одновальную турбомушину, рекуператор, водоохлаждаемые предварительный и промежуточный холодильники [1]. Одновальная конфигурация турбомашин на полном электромагнитном подвесе, состоящая из генератора и турбокомпрессора, позволила скомпоновать систему преобразования энергии в едином герметичном корпусе, что предопределило ее компактность и минимизацию гидравлических потерь в первом контуре. Однако одновальная конструкция большой мощности с частотой вращения, равной частоте сети (50 Гц), имеет большое число ступеней компрессора и соот-

ветственно массу ротора с лопастными системами.

На стадии концептуального проекта реакторной установки RBMR тепловой мощностью 265 МВт рассматривалась трехвальная конструкция из двух вертикальных турбокомпрессоров низкого и высокого давления на электромагнитных подшипниках с частотой вращения 14 200 и 15 200 об./мин соответственно и турбогенератора с частотой вращения 3000 об./мин. Основное оборудование установки размещалось в отдельных вертикальных корпусах [2]. Такая конфигурация турбомашин сократила массу роторов и соответственно нагрузки на электромагнитные подшипники, однако размещение в отдельных корпусах, соединенных трубопроводами, увеличило границы давления первого контура и гидравлического сопротивления.

ВТГР с газотурбинным циклом. Установка с ВТГР и газотурбинным циклом должна устойчиво и эффективно работать на 100%-ной электрической нагрузке в заданном диапазоне ее изменения (от 15 до 100% $N_{ном}$) со скоростью до 10%/мин и обеспечивать пуск и останов уста-