

Автоматизированный алгоритм управления аварией с течью из первого контура во второй для энергоблоков Южно-Украинской АЭС

Представлены результаты оценки планируемой модификации энергоблоков Южно-Украинской АЭС с реакторами ВВЭР-1000 в части разработки и внедрения в эксплуатацию автоматизированного алгоритма управления аварией с течью теплоносителя из первого контура во второй. Разработанный алгоритм обеспечивает выполнение комплекса действий, направленных на локализацию аварийного парогенератора и перевод энергоблока в стабильное безопасное состояние без срабатывания паросбросных устройств второго контура или с минимальным количеством циклов срабатывания в случае дополнительных отказов оборудования.

Ключевые слова: реактор ВВЭР-1000, теплогидравлический анализ, течь теплоносителя первого контура во второй, автоматизированный алгоритм, расчетная модель RELAP, обоснование безопасности АЭС.

Г. Г. Балакан, А. Г. Крушинский, И. О. Лола

Автоматизований алгоритм керування аварією з течею з першого контуру до другого для енергоблоків Южно-Української АЕС

Наведено результати оцінки планованої модифікації енергоблоків Южно-Української АЕС з реакторами ВВЭР-1000 в частині розробки та впровадження в експлуатацію автоматизованого алгоритму керування аварією з течею теплоносія з першого контуру до другого. Розроблений алгоритм забезпечує виконання комплексу дій, спрямованих на локалізацію аварійного парогенератора і переведення енергоблока до стабільного безпечного стану без спрацьовувань пароскидних пристроїв другого контуру або з мінімальною кількістю циклів спрацьовування у випадку додаткових відмов обладнання.

Ключові слова: реактор ВВЭР-1000, теплогидравлічний аналіз, теча теплоносія першого контуру в другий, автоматизований алгоритм, розрахункова модель RELAP, обґрунтування безпеки АЕС.

© Г. Г. Балакан, А. Г. Крушинский, И. А. Лола, 2011

Современные подходы к повышению безопасности действующих энергоблоков АЭС предполагают выявление дефицитов безопасности путем анализа численных показателей безопасности — частоты повреждения активной зоны (ЧПАЗ) и частоты предельного аварийного выброса (ЧПАВ). Меры, направленные на повышение безопасности, разрабатываются для компенсации доминантных вкладчиков в ЧПАЗ и ЧПАВ. Согласно результатам анализов безопасности (ВАБ) [1] для аварий с течью теплоносителя из первого контура во второй реакторной установки (РУ) энергоблока № 1 Южно-Украинской АЭС, удельная частота повреждения активной зоны для «малых» течей с разрывом одной теплообменной трубки парогенератора (ПГ) составляет 6 % суммарной ЧПАЗ, а для «больших» течей с разгерметизацией крышки коллектора первого контура парогенератора — около 11 %. Высокие удельные значения ЧПАЗ обусловлены отсутствием систем оперативной диагностики аварии, а также необходимостью вмешательства оператора в работу проектной автоматики технологических защит с целью обеспечить условия для локализации аварийного ПГ при сохранении устойчивого теплоотода от активной зоны реактора без потери теплоносителя через паросбросные устройства (ПСУ) аварийного ПГ за границы второго контура в окружающую среду.

Таким образом, аварии с течью теплоносителя из первого контура во второй являются одними из наиболее сложных и специфических аварий для реакторных установок типа ВВЭР с точки зрения управления аварийным процессом. При данном исходном событии аварии (ИСА) проектная работа автоматики и систем энергоблока не позволяет предотвратить развитие течи теплоносителя первого контура за пределы герметичных ограждений (ГО) с выносом радиоактивности в окружающую среду и достигнуть безопасного стабильного состояния без действий оперативного персонала по управлению аварийным процессом. Такая авария сопровождается безвозвратной потерей запаса теплоносителя баков системы аварийного охлаждения активной зоны реактора (САОЗ), после исчерпания которого теряется возможность охлаждения активной зоны реактора. Для преодоления этой аварии требуются комплексные действия персонала, которые осложняются высокой динамикой развития начальной фазы аварийного процесса, необходимостью вмешиваться в проектную работу систем безопасности и ограничениями по времени, связанными с исчерпанием запасов теплоносителя САОЗ. Из-за недостатков систем оперативной диагностики течей из первого контура во второй увеличивается время от момента возникновения течи до ее подтверждения, принятия решений и выполнения противоаварийных действий.

Расчетный анализ аварий с течами из первого контура во второй [1], [2], [3], а также анализ действий оператора на полномасштабном тренажере (ПМТ) [4] показывают, что располагаемый интервал времени для критичных переключений на начальной фазе аварии в самом неблагоприятном случае (при отрыве крышки коллектора первого контура ПГ) не превышает 5 мин. Для управления аварийным процессом на начальной стадии требуется оперативное выполнение серии последовательных переключений для снижения тепловой нагрузки и локализации аварийного ПГ, организации аварийного расхолаживания РУ и своевременного вывода из работы САОЗ высокого давления (ВД). Многие из этих действий являются взаимозависимыми,

когда положительный эффект от выполнения последующих действий зависит от успешного выполнения предыдущих. Время для принятия решения и выполнения действий ограничивается запасом теплоносителя для подпитки первого контура. Кроме того, высока вероятность открытия и не закрытия клапанов быстродействующей редукционной установки сброса пара в атмосферу (БРУ-А) и/или предохранительных клапанов парогенератора (ПК ПГ) на аварийном ПГ. Это может стать причиной безвозвратной потери теплоносителя первого контура и неуправляемого выброса радиоактивных веществ в окружающую среду.

Наличие указанных негативных особенностей аварийного процесса и критических ограничений по времени для успешных действий оператора обуславливают необходимость ввода в эксплуатацию средств оперативного контроля течи теплоносителя из первого контура во второй, а также необходимость автоматизации переключений на самой активной фазе истечения теплоносителя для стабилизации процесса и локализации течи. Отдельные результаты изучения характерных специфических особенностей аварии с течью теплоносителя первого контура во второй и разработки алгоритма управления аварией, в том числе определение объемов автоматизации, изложены в [5]. Ниже представлены результаты оценки дальнейших исследований, касающихся совершенствования алгоритма управления авариями с течью теплоносителя из первого контура во второй.

Характерные особенности протекания аварии.

В результате образования течи из первого контура во второй теплоноситель первого контура начинает поступать в объем аварийного ПГ. Происходит снижение уровня в компенсаторе давления (КД) и давления в первом контуре. При этом поведение основных параметров РУ и работа оборудования будут зависеть от эквивалентного диаметра течи.

Результаты влияния размера течи на отдельные характеристики переходного процесса, такие как время срабатывания аварийной защиты (АЗ) реактора, начальный и установившийся расход в течь, масса теплоносителя, поступившего в аварийный ПГ из первого контура до момента срабатывания АЗ реактора, а также масса выброса через ПСУ аварийного ПГ в атмосферу (за 1 ч после срабатывания АЗ) представлены на рис. 1–4. Расчетное моделирование сценариев аварийных процессов выполнено с применением теплогидравлической модели РУ с реактором ВВЭР-1000/В-302 для компьютерного кода RELAP5/Mod3.2.

Результаты расчетного анализа показали, что наименьший граничный диаметр некомпенсируемой течи коллектора ПГ составляет 15 мм. В расчетных сценариях рассмотрены следующие диаметры течей: 15; 18,4; 20; 26; 30; 40; 60; 80 и 100 мм (здесь 18,4 и 26 мм — соответственно разрывы одной и двух теплообменных трубок ПГ Ду 13 с двухсторонним истечением теплоносителя). При этом для течей малого сечения формирование сигнала АЗ происходит по снижению уровня в КД, а для течей Ду 30 и более — по снижению давления в первом контуре.

Во всем рассматриваемом диапазоне некомпенсируемых течей из первого контура во второй, включая максимальную Ду 100, давление в аварийном ПГ на начальной стадии аварии до срабатывания АЗ реактора не повышается, поскольку ограничивается работой регулирующих клапанов турбины. Например, при течи Ду 100 в результате отрыва крышки коллектора ПГ увеличение положения

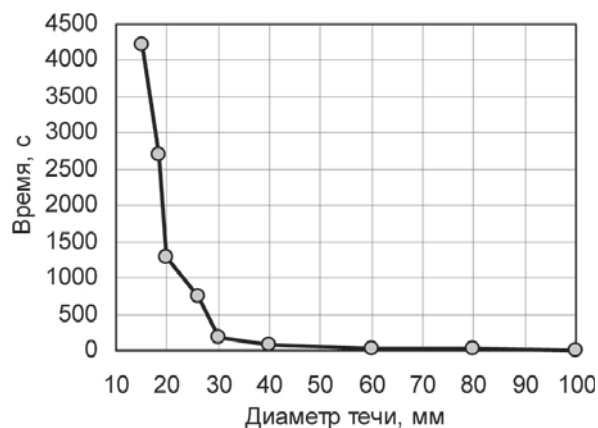


Рис. 1. Время от начала аварии до срабатывания АЗ реактора

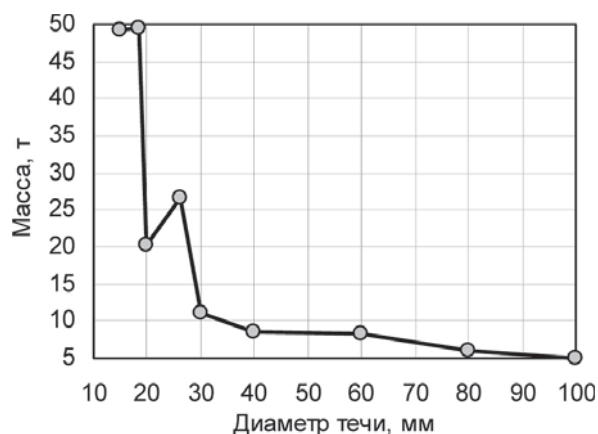


Рис. 2. Масса теплоносителя, вышедшего в течь до срабатывания АЗ реактора

штоков регулирующих клапанов турбины составляет около 25 %. Рост уровня в аварийном ПГ (АПГ) на данном этапе отмечается как крайне незначительный. После срабатывания АЗ реактора и закрытия стопорных клапанов (СК) турбины заметного роста давления в аварийном ПГ также не происходит при условии сохранения в работе быстродействующей редукционной установки сброса пара в конденсатор (БРУ-К). При этом начинается рост уровня в АПГ. Интенсивность увеличения уровня пропорциональна размеру течи. В случае отказа работы БРУ-К после срабатывания АЗ давление в АПГ растет до уставки открытия БРУ-А. Время от момента закрытия СК турбины до открытия БРУ-А зависит от размера течи и составляет около 4 мин для наибольшего диаметра течи. Влияние размера течи на интервал времени считая от момента закрытия СК турбины до открытия БРУ-А аварийного ПГ (в случае отказа БРУ-К) показано на рис. 5.

После завершения начальной «активной» фазы аварийного процесса происходит «псевдостабильзация» состояния, при этом потеря теплоносителя в течь компенсируется подпиткой от систем САОЗ ВД. Расход в течь для нижней области рассматриваемого диапазона течей устанавливается пропорционально условному диаметру течи; для верхней части диапазона расход не зависит от размера разрыва и устанавливается равным максимальному расходу подпитки от систем САОЗ ВД. Граница между этими двумя

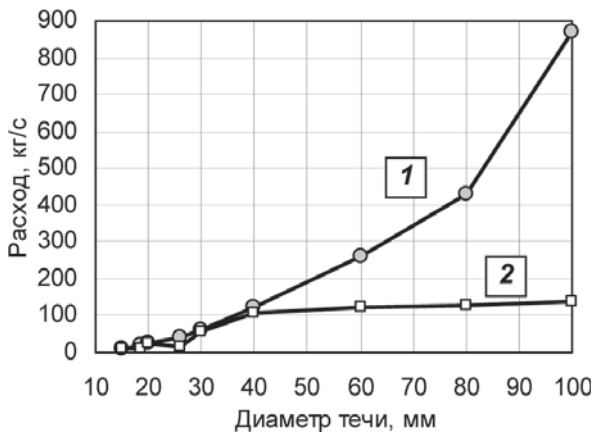


Рис. 3. Расход теплоносителя в течь: 1 — начальный; 2 — установившийся

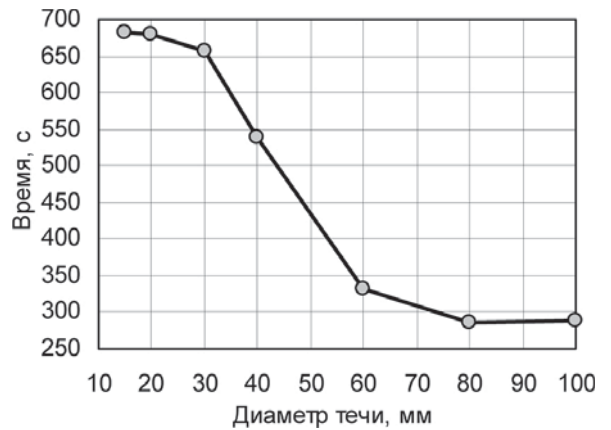


Рис. 5. Время до открытия БРУ-А АПГ после закрытия СК турбины

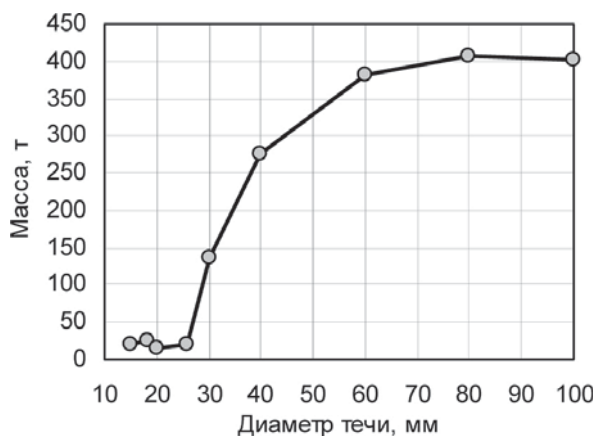


Рис. 4. Масса теплоносителя, вышедшего в атмосферу за 1 ч после срабатывания АЗ реактора

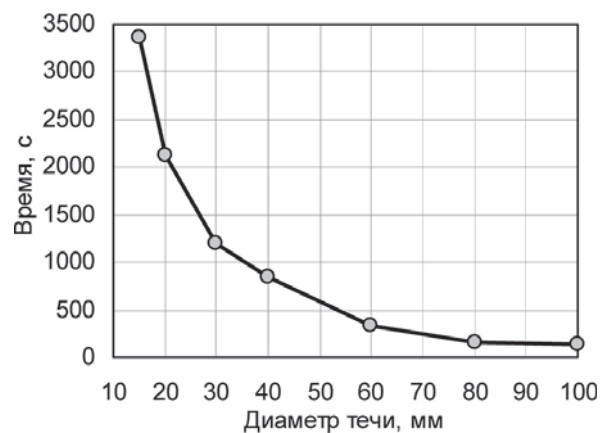


Рис. 6. Время заполнения аварийного ПГ в зависимости от размера течи

поддиапазонами находится в области 40–50 мм (рис. 3). Состояние РУ характеризуется невосполнимой потерей теплоносителя с выносом радиоактивности за пределы герметичных ограждений (ГО) и продолжается вплоть до полного опустошения баков САОЗ и прекращения подпитки РУ. Потеря теплоносителя за пределы ГО происходит:

при работающем БРУ-К — заполнением паропроводов второго контура и конденсаторов турбины; при этом радиация распространяется по системам второго контура за пределами ГО, включая конденсатно-питательный тракт;

при запрете работы БРУ-К — через БРУ-А аварийного ПГ с выбросом радиоактивного теплоносителя в окружающую среду.

Учитывая, что БРУ-К не квалифицированы для работы на пароводяной смеси, реализация первого из указанных выше режимов может привести к зависимому отказу БРУ-К и, соответственно, через некоторое время аварийный процесс со сбросом теплоносителя через БРУ-К может превратиться в режим со сбросом через БРУ-А АПГ в окружающую среду. Влияние размера течи на время заполнения аварийного ПГ показано на рис. 6. Несмотря на то, что БРУ-А квалифицированы для работы на пароводяной смеси, длительная их работа в режиме истечения водяной фазы при большом количестве циклов срабатывания на протяжении аварийного процесса повышает вероятность отказа БРУ-А АПГ.

Таким образом, штатные действия автоматики недостаточны для того, чтобы стабилизировать аварийный процесс и исключить риск развития дополнительных «зависимых» отказов БРУ-К и БРУ-А, предотвратить невосполнимую потерю теплоносителя и, тем самым, потерю возможности обеспечить охлаждение активной зоны. При этом все этапы развития аварийного процесса будут сопровождаться выходом радиоактивности за пределы ГО (особенно мощный выход радиоактивных материалов начинается после разогрева активной зоны реактора и повреждения ядерного топлива). Согласно результатам расчетного моделирования для случая с отрывом крышки коллектора ПГ, приблизительно через 3,6 ч аварийного процесса начинается оголение активной зоны реактора и устойчивый рост температуры оболочек твэлов, через 4,2 ч достигается критерий повреждения активной зоны реактора — максимальная температура оболочек твэлов 1200 °С.

Для предотвращения тяжелых последствий данной аварии требуются действия по управлению аварийным процессом, направленные на изоляцию аварийного ПГ, предотвращение необратимой потери борированной воды САОЗ, а также управление давлением первого контура для предотвращения открытия ПСУ второго контура.

Задачи управления аварией и результаты моделирования. Для того чтобы обеспечить перевод РУ в безопасное конечное состояние «холодный останов», в разрабатываемых

стратегиях и алгоритмах управления аварией должны предусматриваться следующие элементы.

- Снижение перепада давления между первым контуром и АПГ, что является необходимым условием для прекращения потери теплоносителя в течь и минимизации количества радиоактивного теплоносителя, выходящего за пределы первого контура. Достигается снижением давления первого контура с помощью впрыска в КД и/или работы системы аварийного газоудаления (САГ) из КД в барботажный бак (ББ) на начальной фазе аварийного процесса.

- Поддержание давления в АПГ ниже параметров срабатывания ПСУ с целью недопущения развития течи за пределы ГО и выхода радиоактивности в окружающую среду. Достигается на начальной фазе аварийного процесса задержкой закрытия быстродействующего запорно-отсечного клапана (БЗОК) аварийного ПГ и наложением запрета открытия БРУ-А АПГ, а в дальнейшем — с помощью впрыска в КД и/или системы САГ в режиме ограничения давления и ограничением работы САОЗ ВД и системы подпитки-продувки первого контура «ТК» по давлению в первом контуре.

- Локализация «радиоактивного» теплоносителя, вышедшего из первого контура, в пределах аварийного ПГ за наиболее короткое время. Это достигается наложением запрета работы БРУ-К при повышении уровня в АПГ, а в дальнейшем — своевременным закрытием БЗОК аварийного ПГ, а также изоляцией АПГ по питательной воде и продувке. Слишком раннее закрытие БЗОК АПГ недопустимо, поскольку это приводит к росту давления в АПГ, открытию БРУ-А или ПК ПГ и выбросу радиоактивности в окружающую среду.

- Обеспечение достаточного запаса теплоносителя в первом контуре и уровня в КД. Это достигается своевременным прекращением течи и подпиткой от систем САОЗ ВД и/или ТК. Обязательным условием для восстановления уровня в КД является впрыск в КД или работа САГ из КД в ББ.

- Создание условий для естественной циркуляции (ЕЦ) по неаварийным петлям главного циркуляционного контура (ГЦК) и возобновление запаса до насыщения. Это достигается обеспечением достаточного запаса теплоносителя в первом контуре и расхолаживанием неаварийных ПГ.

- Создание стояночной концентрации в теплоносителе первого контура. Достигается организацией водообмена в РУ с помощью работы системы продувки-подпитки параллельно процессу расхолаживания.

- Расхолаживание аварийной петли. Достигается запуском ГЦН хотя бы одной неаварийной петли после восстановления запаса до насыщения в этой петле.

В соответствии с вышеизложенным, процесс управления аварией условно разделен на две стадии. На первой стадии выполняются действия, которые требуются непосредственно после формирования сигнала «Течь из первого контура во второй». Из-за значительного количества таких действий при малом времени на их реализацию они должны выполняться автоматически. К ним относятся запрет работы БРУ-А АПГ, ограничение тепловой нагрузки АПГ, ввод ограничений на преждевременное закрытие СК турбины и БЗОК на паропроводе аварийного ПГ, на работу БРУ-К при повышении уровня в АПГ, а также действия по подготовке условий для эффективного теплоотвода через неаварийные ПГ. На второй стадии алгоритма выполняются действия, которые обеспечивают достижение основных целей управления, — локализация АПГ и перевод

энергоблока в стабильное безопасное состояние. Перечень действий, последовательность и время их выполнения выбраны на основании предварительного расчетного анализа различных вариантов управления аварией, в том числе при наложении отказов оборудования. На второй стадии реализуются меры по ограничению давления в первом контуре, ограничению работы на контур каналов САОЗ ВД, изоляции АПГ по пару и питательной воде и, как следствие, стабилизации параметров энергоблока с целью дальнейшего перевода в безопасное состояние «холодный останов».

Для оценки результатов расчетного анализа эффективности алгоритма управления аварийным процессом используются следующие детализированные критерии:

- предотвращение плавления активной зоны реактора;
- предотвращение выхода радиоактивности в атмосферу и минимизация выхода радиоактивности (пропорционально количеству теплоносителя) за пределы первого контура и гермообъема;

- работоспособность алгоритма для всего диапазона возможных течей первого контура во второй;

- своевременное (как можно более раннее) прекращение потери теплоносителя в течь;

- значения и тенденции изменения параметров — минимизация снижения массы теплоносителя первого контура и уровня в реакторе;

- наличие достаточного теплоотвода через второй контур;

- восстановление устойчивой естественной циркуляции по неаварийным петлям ГЦК;

- восстановление уровня в КД;

- обеспечение (восстановление) запаса до насыщения;

- обеспечение подкритичности РУ;

- отсутствие открытия ПСУ АПГ или минимизация количества циклов срабатывания при невозможности избежать открытия (для сценариев, в которых такое открытие ПСУ постулируется или предопределено наложением дополнительных отказов и не зависит от исходного ИСА); предотвращение срабатывания ПСУ АПГ при заполненном парогенераторе;

- минимизация массы теплоносителя первого контура, сбрасываемого через САГ на бак-барботер и, по возможности, недопущение разрыва мембраны и поступления теплоносителя первого контура в помещения ГО;

- устойчивость алгоритма к наложению дополнительных отказов оборудования и наложению дополнительных ИСА — сохранение работоспособности и соответствия основным критериям.

Результаты выполненных расчетов аварийных сценариев продемонстрировали работоспособность и эффективность алгоритма для всего диапазона течей из первого контура во второй. Расчетные анализы показали, что при проектном протекании аварийного процесса (без наложения дополнительных отказов или ИСА) разработанный алгоритм управления аварией обеспечивает выполнение требуемых функций безопасности и критериев приемлемости.

В табл. 1 указаны ключевые события, а на рис. 7—10 показаны основные параметры аварийного процесса при реализации разработанного алгоритма, по которым выполняется оценка эффективности алгоритма управления аварией. К таким событиям относятся время прекращения потери теплоносителя в течь, отсутствие циклов срабатывания ПСУ на АПГ, наличие естественной циркуляции по неаварийным петлям ГЦК, восстановление уровня в КД,

Таблица 1. Характеристики аварийного процесса при проектной работе систем и автоматики согласно разработанному алгоритму

Характеристики процесса	Диаметр течи, мм			
	15	20	40	100
Прекращение потери теплоносителя за пределы ГО, с	400	400	400	400
Прекращение потери теплоносителя в течь, с	4840	3220	2420	420
Количество циклов срабатывания ПСУ на АПГ	0	0	0	0
Наличие циркуляции теплоносителя через активную зону реактора	Работа трех из четырех ГЦН	Работа двух из четырех ГЦН	Работа двух из четырех ГЦН	Устойчивая ЕЦ
Восстановление уровня в КД, с	5840	5720	3920	2480
Запас до насыщения	>10°C	>10°C	>10°C	Восстановлен через 180 с

восстановление запаса до насыщения. Поскольку начало действия алгоритма привязано к формированию сигнала «Течь из первого контура во второй», то для удобства анализа результатов расчетов при различных диаметрах течи начало отсчета времени в табл. 1 приведено ко времени формирования указанного сигнала (соответствует времени срабатывания АЗ реактора). Ключевые параметры (см. рис. 7–10) демонстрируют ограничение массы теплоносителя, вышедшего в течь до и после ввода в действие алгоритма

управления, сохранение массы теплоносителя в первом контуре и уровня теплоносителя в реакторе, а также увеличение времени заполнения аварийного ПГ.

Как показали результаты анализа, повышение давления в АПГ до открытия его ПСУ на начальной стадии аварии может происходить вследствие слишком раннего закрытия СК турбины, причем более раннее закрытие СК обуславливает более высокое давление во втором контуре, в том числе в аварийном ПГ. Это может произойти либо

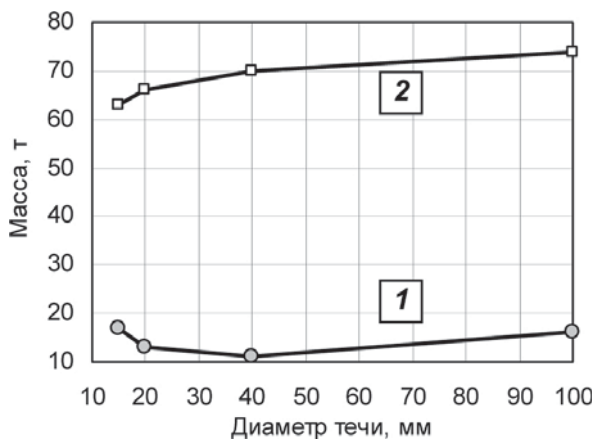


Рис. 7. Масса теплоносителя первого контура, вышедшего в течь: 1 — до ввода алгоритма; 2 — после ввода алгоритма

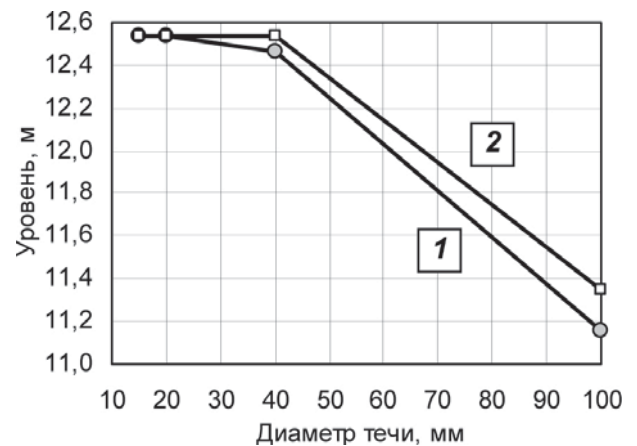


Рис. 9. Уровень в реакторе: 1 — минимальный; 2 — на момент изоляции АПГ по пару

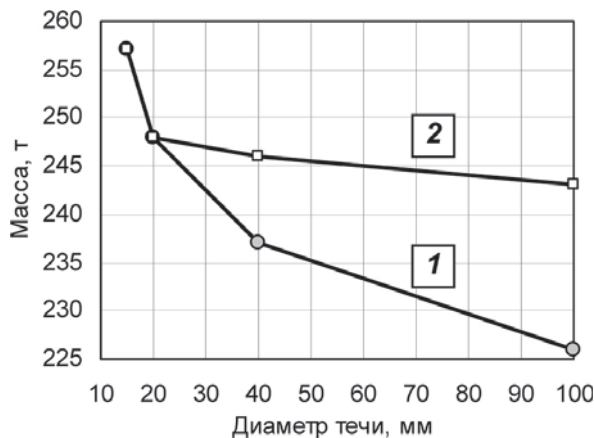


Рис. 8. Масса теплоносителя в первом контуре: 1 — минимальная; 2 — на момент изоляции АПГ по пару

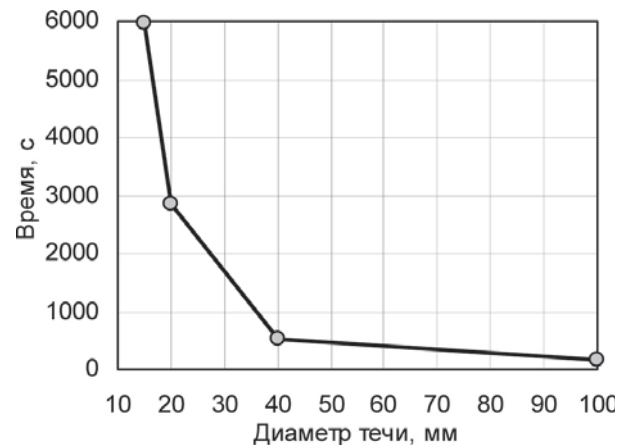


Рис. 10. Время заполнения аварийного ПГ в зависимости от размера течи

в результате преждевременного закрытия СК турбины персоналом, либо в случае наложения на рассматриваемое ИСА обесточивания энергоблока. Для исключения ошибочных действий персонала требуется ввод временного запрета на закрытие персоналом СК турбины. Результаты расчетного моделирования показывают, что в случае развития аварии без наложения обесточивания энергоблока выполнение автоматических действий первой стадии управления аварией позволяет исключить выброс радиоактивного теплоносителя в окружающую среду в начале аварии, непосредственно после формирования сигнала «Течь теплоносителя первого контура во второй», а также подготовить условия для изоляции аварийного ПГ.

Наложение запрета работы БРУ-А аварийного ПГ позволяет повысить порог допустимого давления в АПГ и снизить риск открытия ПСУ, а соответственно и выброса радиоактивного теплоносителя первого контура в окружающую среду. Автоматический ввод временного запрета на закрытие БЗОК аварийного ПГ персоналом способствует исключению возможных ошибочных действий по преждевременному закрытию БЗОК АПГ на начальной стадии аварийного процесса, что могло бы привести к открытию ПСУ аварийного ПГ. Также для предотвращения открытия ПСУ АПГ выполняются действия по управлению давлением первого контура. С этой целью снижаются уставки по давлению для электронагревателей КД и для системы впрыска в КД из «холодной нитки» ГЦК, организуется впрыск в КД от системы подпитки первого контура «ТК» с работой в автоматическом режиме поддержания давления. Чтобы исключить истечение жидкой фазы теплоносителя через БРУ-К, которые не квалифицированы для работы на воде, вводится запрет работы БРУ-К при повышении уровня в аварийном ПГ.

С выдержкой времени после ввода в действие алгоритма управления начинается вторая стадия автоматизированного алгоритма управления аварией (время начала второй стадии определено по результатам предварительного анализа). Прежде всего предпринимаются меры по ограничению давления первого контура. Для этого в заданных диапазонах давления первого контура (исключающих открытие ПСУ АПГ) используются системы впрыска в КД из ГЦТ и от «ТК», а также система сдвухи из КД в ББ. На данной стадии также расхлаживаются неповрежденные ПГ. Аварийный ПГ изолируется по питательной воде закрытием арматуры на подводе основной и аварийной питательной воды.

С выдержкой времени после формирования сигнала «Течь из первого контура во второй» снимается запрет и закрывается БЗОК на паропроводе аварийного ПГ. С учетом уровня в КД и наличия запаса до насыщения в реакторе ограничивается (путем перевода на рециркуляцию) подача борированной воды в первый контур от высоконапорных систем САОЗ. Эти комплексные действия позволяют добиться изоляции течи и прекращения потери теплоносителя (см. рис. 7).

Расчетные анализы демонстрируют, что проектная работа алгоритма (без наложения дополнительных ИСА или отказов) позволяет:

прекратить течь из первого контура;
минимизировать количество теплоносителя первого контура (и соответственно радиоактивности), вышедшего за границы первого контура и за границы ГО за счет «быстрой» изоляции аварийного ПГ по пару;
исключить срабатывание ПСУ АПГ и выход радиоактивности в атмосферу;
достигнуть стабильного состояния, при котором обеспечиваются все ФБ;
создать условия для дальнейшего перевода РУ в безопасное конечное состояние (может быть выполнено персоналом в спокойных условиях без ограничения по времени и без стрессовой нагрузки).

Выводы

Разработанный алгоритм управления аварией с течью теплоносителя первого контура во второй предполагает выполнение комплекса действий, направленных на локализацию аварийного парогенератора и перевод энергоблока в стабильное безопасное состояние без срабатывания паросбросных устройств второго контура. Результаты выполненных расчетных анализов подтверждают эффективность применения алгоритма при течи теплоносителя из первого контура во второй и демонстрируют, что при проектном протекании аварийного процесса разработанный алгоритм обеспечивает выполнение требуемых функций безопасности и критериев приемлемости.

Список литературы

1. Отчет по анализу безопасности. Вероятностный анализа безопасности. Блок 1 Южно-Украинской АЭС: Итоговый отчет. 23.1.27.ОБ.04. — 2007.
2. Разработка обосновывающих материалов для внедрения ТВС-А с УГТ на энергоблоке № 1 Южно-Украинской АЭС с РУ В-302. Анализ нарушений нормальной эксплуатации и проектных аварий при работе энергоблока на мощности: Отчет ЮУАЭС. — 2007.
3. Проектирование оптимальных стратегий аварийных процедур и проектных рекомендаций по модификации оборудования защит и блокировок для восстановления функций безопасности на основе расчетно-аналитических исследований по стратегиям и алгоритмам управления аварийными процессами в случае течи теплоносителя первого контура во второй РУ ВВЭР-1000 блока № 1 ЮУ АЭС. ЕР8-2006.310.ОД.1. — К., 2006.
4. Анализ надежности противоаварийных действий оперативного персонала АЭС с использованием полномасштабного тренажера для реакторных установок ВВЭР-1000 «малой» серии Южно-Украинской АЭС» ЕР39-2006.130.ОД.1. — К., 2006.
5. Kim V., Kuznetsov V., Balakan G., Gromov G., Krushynskyy A., Sholomitsky S., Lola I. Analysis and development of the automated emergency algorithm to control primary to secondary LOCA for SUNPP safety upgrading. Proceeding of the seventeenth Symposium of Atomic Energy Research (AER). Yalta, Ukraine. 23–29 September, 2007. — P. 631–646.

Надійшла до редакції 23.12.2010.