

資料 2 - 2

泊発電所 3 号炉審査資料	
資料番号	SAE718-9 r. 5.0
提出年月日	令和5年1月30日

泊発電所 3 号炉
重大事故等対策の有効性評価
比較表

7.1.8 格納容器バイパス

令和 5 年 1 月
北海道電力株式会社

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR 固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
比較結果等を取りまとめた資料				
1. 先行審査実績等を踏まえた泊3号炉まとめ資料の変更状況(2017年3月以降)				
1-1) 設計方針・運用・体制などを変更し、まとめ資料を修正した箇所と理由				
a. 大飯3/4号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし				
b. 女川2号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし				
c. 他社審査会合の指摘事項等を確認した結果、変更したもの : なし				
d. 当社が自主的に変更したもの : なし				
1-2) 設計方針・運用・体制を変更するものではないが、まとめ資料の記載の充実を行った箇所と理由				
a. 大飯3/4号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし				
b. 女川2号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし				
c. 他社審査会合の指摘事項等を確認した結果、変更したもの : なし				
d. 当社が自主的に変更したもの : なし				
1-3) バックフィット関連事項				
なし				
2. 大飯3/4号炉・高浜3/4号炉まとめ資料との比較結果の概要				
2-1) 比較表の構成について				
・泊と大飯、高浜で記載が異なる箇所は右上凡例に従い色付けをし、「相違理由」欄に相違理由を記載しているプラントを【高浜】【大飯】と記載している				
・泊の「格納容器バイパス」は「インターフェイスシステム LOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」の2つの重要事故シーケンスで評価している。女川は「インターフェイスシステム LOCA」のみ。泊の「インターフェイスシステム LOCA」の横に女川の「インターフェイスシステム LOCA」を掲載する。				
2-2) 泊3号炉の特徴について				
・泊3号は他のPWR3ループプラントに比べて以下の特徴がある（添付資料6.5.8）				
●補助給水流量が小さい : 「全交流動力電源喪失」では、蒸気発生器保有水量の回復が遅くなる傾向がある				
●余熱除去ポンプの注入特性（高圧時の注入流量が若干多い） : 「ECCS注水機能喪失（2インチ破断）」では、燃料が露出せず終始冠水状態となる				
●CV関連パラメータ（CV自由体積が若干小さく、格納容器再循環ユニットの除熱特性も若干低い） : 原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度が高めに推移する傾向がある				
2-3) 有効性評価の主な項目（1/2）				
項目	大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
事故シーケンスグループの特徴	原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力パウダリを構成する機器が破損し、さらに1次冷却材が原子炉格納容器外へ漏えいする。このため、緩和措置がとられない場合には、1次冷却材の原子炉格納容器外への漏えいが継続し、炉心損傷に至る。	大飯と同じ	原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力パウダリを構成する機器が破損し、さらに1次冷却材が原子炉格納容器外へ漏えいすることを想定する。このため、破損箇所から1次冷却材が流出し、原子炉容器内水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉容器内水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。	相違なし （記載表現は異なるが事故シーケンスグループの特徴としては同様）

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
2-3) 有効性評価の主な項目 (2/2)				
項目	大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
炉心損傷防止対策	<p>炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、主蒸気逃がし弁、高圧注入ポンプ等によるクールダウンアンドリサーキュレーションを整備する。</p> <p>さらに、余熱除去系の接続に失敗する場合は想定して、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いたフィードアンドブリードを整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、余熱除去系による炉心冷却を整備する。また、余熱除去系の接続に失敗する場合は想定して、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備する。</p>	<p>炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、主蒸気逃がし弁、充てん/高圧注入ポンプ等によるクールダウンアンドリサーキュレーションを整備する。</p> <p>さらに、余熱除去系の接続に失敗する場合は想定して、充てん/高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリードを整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱、及び余熱除去系の接続に失敗する場合は想定して、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備する。</p>	<p>炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として蒸気発生器2次側への注水と主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却、加圧器逃がし弁の開操作による1次冷却系の減圧並びに高圧注入ポンプ等による炉心注水を整備し、安定状態に向けた対策として、余熱除去系による炉心冷却を継続する。</p> <p>さらに、余熱除去系の接続に失敗する場合は想定して、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いたフィードアンドブリード、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱及び格納容器スプレイポンプを用いた代替再循環を整備する。</p>	<p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> 泊では具体的な対策を記載しているが、対策の内容は大飯・高浜と同様 <p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> 泊では余熱除去系の接続に失敗した場合の記載をまとめて記載しているが、対策の内容は大飯・高浜と同様
重要事故シーケンス	<ul style="list-style-type: none"> 「インターフェイスシステム LOCA」 「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」 			相違なし
有効性評価の結果 (評価項目等)	<p>燃料被覆管温度：炉心が冠水状態にあることから初期値（約 390℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p> <p>燃料被覆管温度：炉心は冠水状態にあることから初期値（約 350℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p>			相違なし
a. インターフェイスシステム LOCA (上段)	<p>燃料被覆管温度：炉心が冠水状態にあることから初期値（約 380℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p> <p>燃料被覆管温度：炉心は冠水状態にあることから初期値（約 380℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p>			<p>（設計の相違により燃料被覆管温度初期値が異なるが、いずれも初期値以下にとどまり1,200℃以下となる）</p>
b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故 (下段)	<p>燃料被覆管温度：炉心が冠水状態にあることから初期値（約 340℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p> <p>燃料被覆管温度：炉心は冠水状態にあることから初期値（約 350℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p>			

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
2-4) 主な相違				
項目	大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	差異の説明
解析条件（IS-LOCA時の余熱除去機能の喪失）	泊と同じ	余熱除去機能が喪失するものとする。（2系統喪失）	余熱除去系入口隔離弁の誤開又は破損が発生した側の余熱除去機能が喪失するものとする。（1系統喪失）	設計の相違 ・設備構成の違いにより、高浜は余熱除去系2系統が機能喪失するのに対して、泊、大飯は余熱除去系1系統の機能喪失を想定
2-5) 相違理由の省略				
相違理由	大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違が生じている理由
設備名称の相違	燃料取替用水ビット	燃料取替用水タンク	燃料取替用水ビット	－
	A格納容器スプレイポンプ	A格納容器スプレイポンプ	B格納容器スプレイポンプ	－
	B格納容器スプレイポンプ	B格納容器スプレイポンプ	A格納容器スプレイポンプ	－
	高圧注入ポンプ	充てん/高圧注入ポンプ	高圧注入ポンプ	－
	充てんポンプ	充てん/高圧注入ポンプ	充てんポンプ	－
	格納容器スプレイ設備	格納容器スプレイ設備	原子炉格納容器スプレイ設備	－
	復水ビット	復水タンク	補助給水ビット	－
記載表現の相違	1次冷却系	1次系	1次冷却系	（大飯と同様）
	2次冷却系	2次系	2次冷却系	（大飯と同様）
	閉操作	閉止	閉操作	（大飯と同様）
	開操作	開放	開操作	（大飯と同様）
	最低保有水量	最低保有水量	最小保有水量	泊では蓄圧タンクの保有“水量”に対して「最低保有水量」ではなく「最小保有水量」がより適正と判断
	動作	作動	動作	（大飯と同様）
	低下	低下	減少	1次冷却系の保有“水量”に対して低下ではなく減少がより適正と判断
	蒸散	蒸散	蒸発	泊では「蒸発」で統一

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>2.8 格納容器バイパス</p> <p>2.8.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「インターフェイスシステムLOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器が破損し、さらに1次冷却材が原子炉格納容器外へ漏えいする。このため、緩和措置がとられない場合には、1次冷却材の原子炉格納容器外への漏えいが継続し、炉心損傷に至る。</p>	<p>2.8 格納容器バイパス</p> <p>2.8.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「インターフェイスシステムLOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器が破損し、さらに1次冷却材が原子炉格納容器外へ漏えいする。このため、緩和措置がとられない場合には、1次冷却材の原子炉格納容器外への漏えいが継続し、炉心損傷に至る。</p>	<p>2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）</p> <p>2.7.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「ISLOCA」（インターフェイスシステムLOCAの発生後、隔離できないまま炉心損傷に至るシーケンス）である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することを想定する。このため、破断箇所から原子炉冷却材が流出し、原子炉炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、インターフェイスシステムLOCAが発生したことによって、最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、インターフェイスシステムLOCAに対する重大事故等対処設備及びイン</p>	<p>7.1.8 格納容器バイパス</p> <p>7.1.8.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」に含まれる事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「インターフェイスシステムLOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器が破損し、さらに1次冷却材が原子炉格納容器外へ漏えいすることを想定する。このため、破損箇所から1次冷却材が流出し、原子炉容器内水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉容器内水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、格納容器バイパスが発生したことによって、最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、格納容器バイパスに対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【女川】 記載方針の相違 ・女川の格納容器バイパスはIS-LOCAのみだが、PWRはIS-LOCAの他に「蒸気発生器伝熱管破損時の破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」も想定するため記載が異なる</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【女川】 記載方針の相違 ・泊はIS-LOCA及びSGTR+隔離失敗では</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>したがって、本事故シーケンスグループでは、1次冷却系を減温、減圧し、漏えいを抑制することにより、炉心損傷を防止する。</p> <p>長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、主蒸気逃がし弁、高圧注入ポンプ等によるクールダウンアンドリサーキュレーションを整備する。</p> <p>さらに、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いたフィードアン</p>	<p>したがって、本事故シーケンスグループでは、1次系を減温、減圧し、漏えいを抑制することにより、炉心損傷を防止する。</p> <p>長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、主蒸気逃がし弁、充てん/高圧注入ポンプ等によるクールダウンアンドリサーキュレーションを整備する。</p> <p>さらに、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、充てん/高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充</p>	<p>ターフェイスシステムLOCAの発生箇所の隔離に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図り、また、逃がし安全弁によって原子炉を減圧することによる原子炉冷却材の漏えいの抑制及びインターフェイスシステムLOCAの発生箇所の隔離によって、格納容器外への原子炉冷却材の流出の防止を図る。</p> <p>また、残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧手段及び運転員の破断箇所隔離による漏えい停止手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。</p>	<p>したがって、本事故シーケンスグループでは、高圧注入系及び充てん系により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図り、また、加圧器逃がし弁及び主蒸気逃がし弁によって1次冷却系を減圧することによる1次冷却材の漏えいの抑制によって、原子炉格納容器外への1次冷却材の流出の防止を図る。</p> <p>また、原子炉格納容器スプレイ設備による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として蒸気発生器2次側への注水と主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却、加圧器逃がし弁の開操作による1次冷却系の減圧並びに高圧注入ポンプ等による炉心注水を整備し、安定状態に向けた対策として、余熱除去系による炉心冷却を継続する。</p> <p>さらに、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いたフィードアン</p>	<p>有効性評価上隔離に期待していない</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川以降の反映） ・泊では具体的な対策を記載</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>ドブリードを整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、余熱除去系による炉心冷却を整備する。また、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備する。</p> <p>対策の概略系統図を第2.8.1図及び第2.8.2図に、対応手順の概要を第2.8.3図から第2.8.6図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第2.8.1表及び第2.8.2表に示す。</p> <p>a. インターフェイスシステム LOCA 事故シーケンスグループのうち、「インターフェイスシステム LOCA」における3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計18名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員10名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は6名である。この必要な要員と作業項目について第2.8.7図に示す。</p>	<p>てん系によるフィードアンドブリードを整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱、及び余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備する。</p> <p>対策の概略系統図を第2.8.1.1図及び第2.8.1.2図に、対応手順の概要を第2.8.1.3図から第2.8.1.6図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第2.8.1.1表及び第2.8.1.2表に示す。</p> <p>a. インターフェイスシステム LOCA 事故シーケンスグループのうち、「インターフェイスシステム LOCA」における3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び本部要員で構成され、合計18名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視・指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員10名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う本部要員は6名である。この必要な要員と作業項目について第2.8.1.7図に示す。</p>	<p>また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱手段を整備する。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第2.7.1図から第2.7.4図に、手順の概要を第2.7.5図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.7.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員で構成され、合計30名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、発電課長1名、発電副長1名及び運転操作対応を行う運転員5名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う発電所対策本部要員は6名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は17名である。必要な要員と作業項目について第2.7.6図に示す。</p>	<p>ドブリード、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱及び格納容器スプレイポンプを用いた代替再循環を整備する。</p> <p>また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として原子炉格納容器スプレイ設備による原子炉格納容器除熱手段を整備する。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第7.1.8.1図及び第7.1.8.2図に、手順の概要を第7.1.8.3図から第7.1.8.6図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第7.1.8.1表及び第7.1.8.2表に示す。</p> <p>a. インターフェイスシステム LOCA 事故シーケンスグループのうち、「インターフェイスシステム LOCA」において、重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び災害対策本部要員で構成され、合計9名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う発電課長（当直）及び副長の2名、運転操作対応を行う運転員4名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う災害対策本部要員は3名である。必要な要員と作業項目について第7.1.8.7図に示す。</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・余熱除去系の接続に失敗した場合の記載を合わせて記載</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 体制の相違 ・要員体制の差異</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR 固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(a) プラントトリップの確認 事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。 また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。 プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>(b) 安全注入シーケンス作動状況の確認 「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。 安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p>	<p>(a) プラントトリップの確認 事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。 また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。 プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>(b) 安全注入シーケンス作動状況の確認 「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。 安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、高圧安全注入流量等である。</p>	<p>a. インターフェイスシステム LOCA 発生 原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、インターフェイスシステム LOCA が発生する。破断箇所から原子炉冷却材が流出することにより、原子炉建屋ブローアウトパネルが開放する。</p> <p>b. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認 事象発生後に外部電源喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。 原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。</p> <p>c. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始する。 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量等である。</p>	<p>(a) プラントトリップの確認 事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。 また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。 プラントトリップを確認するために必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>(b) 安全注入シーケンス作動状況の確認 「ECCS 作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。 安全注入シーケンス作動状況を確認するために必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【高浜】 設備名称の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR 固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(c) 蓄圧注入系動作の確認</p> <p>1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。</p> <p>蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力である。</p> <p>(d) 余熱除去系統からの漏えいの判断</p> <p>余熱除去系統からの漏えいの兆候があり加圧器水位及び圧力の低下、補助建屋内放射線監視モニタの指示上昇、蒸気発生器伝熱管漏えい監視モニタ指示正常等により、インターフェイスシステム LOCA の発生を判断する。</p> <p>余熱除去系統からの漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。 (添付資料 2.8.12)</p>	<p>(c) 蓄圧注入系動作の確認</p> <p>1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。</p> <p>蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力である。</p> <p>(d) 余熱除去系統からの漏えいの判断</p> <p>余熱除去系統からの漏えいの兆候があり加圧器水位・圧力の低下、補助建屋内放射線監視モニタの指示上昇、格納容器内モニタ・蒸気発生器関連モニタ指示正常等により、インターフェイスシステム LOCA の発生を判断する。</p> <p>余熱除去系統からの漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p>	<p>d. 高圧炉心スプレイ系機能喪失確認</p> <p>原子炉水位低（レベル2）信号により高圧炉心スプレイ系の自動起動信号が発生するが、起動失敗又は出口流量等の指示が上昇しないこと等により高圧炉心スプレイ系機能喪失を確認する。</p> <p>高圧炉心スプレイ系の機能喪失を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、高圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量等である。</p> <p>e. インターフェイスシステム LOCA 発生確認</p> <p>原子炉水位及び原子炉圧力の低下により LOCA 事象を確認し、格納容器温度及び格納容器圧力の上昇がないことから格納容器外での漏えい事象であることを確認し、高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力指示の上昇（破断面積が大きく漏えい量が多い場合は、運転員の対応なしに低下傾向を示す場合もある）により低圧設計部分が過圧されたことを確認し、インターフェイスシステム LOCA が発生したことを確認する。</p> <p>インターフェイスシステム LOCA 発生を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、ドライウエル圧力、高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力等である。</p> <p>なお、監視可能であればエリア放射線モニタ、床漏えい警報、火災報知器動作等により原子炉建屋内の状況を参考情報として得るこ</p>	<p>(c) 蓄圧注入系動作の確認</p> <p>1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。</p> <p>蓄圧注入系動作を確認するために必要な計装設備は、1次冷却材圧力（広域）である。</p> <p>(d) 余熱除去系統からの漏えいの判断</p> <p>余熱除去系統からの漏えいの兆候があり加圧器水位及び圧力の低下、排気筒ガスモニタの指示上昇、蒸気発生器関連モニタ指示正常等によりインターフェイスシステム LOCA の発生を判断する。</p> <p>余熱除去系統からの漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。 (添付資料 7.1.8.18)</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【高浜】 記載方針の相違</p> <p>【高浜】 添付資料の相違</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(e) 余熱除去系統隔離 中央制御室での操作にて余熱除去ポンプを全台停止するとともに、燃料取替用水ピット水の流出を抑制するために、燃料取替用水ピットと余熱除去系統の隔離を行う。 また、1次冷却系保有水量低下を抑制するために1次冷却系の減圧操作を開始する前に、1次冷却系統と余熱除去系統の隔離操作を行う。 なお、隔離操作については漏えい側系統及び健全側系統ともに行う。 余熱除去系統隔離に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p> <p>(f) 余熱除去系統の隔離失敗の判断及び対応操作 1次冷却材圧力の低下が継続することで余熱除去系統の隔離失敗と判断し、燃料取替用水ピット補給操作を行う。 余熱除去系統の隔離失敗の判断に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>(g) 蒸気発生器2次側による炉心冷却 中央制御室にて主蒸気逃がし弁を開操作し、蒸気発生器2次側による1次冷却系の減温、減圧を行う。</p>	<p>(e) 余熱除去系統隔離 中央制御室での操作にて余熱除去ポンプを全台停止するとともに、燃料取替用水タンク水の流出を抑制するために、燃料取替用水タンクと余熱除去系統の隔離を行う。 また、1次系保有水量低下を抑制するために1次系の減圧操作を開始する前に、1次冷却材系統と余熱除去系統の隔離操作を行う。 なお、隔離操作については漏えい側系統及び健全側系統ともに行う。 余熱除去系統隔離に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p> <p>(f) 余熱除去系統の隔離失敗の判断及び対応操作 1次冷却材圧力の低下が継続することで余熱除去系統の隔離失敗と判断し、燃料取替用水タンク補給操作を行う。 余熱除去系統の隔離失敗の判断に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>(g) 蒸気発生器2次側による炉心冷却 中央制御室にて主蒸気逃がし弁を全開し、蒸気発生器2次側による1次系の減温、減圧を行う。</p>	<p>とが可能である。</p> <p>f. 中央制御室での高圧炉心スプレイ系隔離失敗 中央制御室からの遠隔操作により高圧炉心スプレイ系の隔離操作を実施するが、HPCS注入隔離弁の開操作に失敗する。</p> <p>高圧炉心スプレイ系の隔離失敗を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉圧力等である。</p>	<p>(e) 余熱除去系統隔離 中央制御室での操作にて余熱除去ポンプを全台停止するとともに、燃料取替用水ピット水の流出を抑制するために、燃料取替用水ピットと余熱除去系統の隔離を行う。 また、1次冷却系保有水量の減少を抑制するために1次冷却系の減圧操作を開始する前に、1次冷却系統と余熱除去系統の隔離操作を行う。 なお、隔離操作については漏えい側系統及び健全側系統ともに行う。 余熱除去系統隔離を確認するために必要な計装設備は、低圧注入流量等である。</p> <p>(f) 余熱除去系統の隔離失敗の判断及び対応操作 1次冷却材圧力の低下が継続することで余熱除去系統の隔離失敗と判断し、燃料取替用水ピット補給操作を行う。 余熱除去系統の隔離失敗の判断に必要な計装設備は、1次冷却材圧力（広域）等である。</p> <p>(g) 蒸気発生器2次側による炉心冷却 中央制御室にて主蒸気逃がし弁を開操作し、蒸気発生器2次側による1次冷却系の減温、減圧を行う。</p>	<p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>う。</p> <p>蒸気発生器への注水は補助給水ポンプにて行う。</p> <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p> <p>(h) 加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧</p> <p>非常用炉心冷却設備停止条件確立及び1次冷却系からの漏えい量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動で開操作し、1次冷却系の強制減圧を行う。</p> <p>加圧器逃がし弁操作の際は、1次冷却系のサブクール度を確保した段階で実施する。</p> <p>加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>(j) 蓄圧タンク出口弁閉操作</p> <p>1次冷却材圧力計指示が0.6MPa[gage]になれば、蓄圧タンク出口弁を閉操作する。</p> <p>蓄圧タンク出口弁閉操作に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p>	<p>蒸気発生器への注水は補助給水ポンプにて行う。</p> <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p> <p>(h) 加圧器逃がし弁開放による1次系減圧</p> <p>非常用炉心冷却設備停止条件確立及び1次系からの漏えい量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動開放し、1次系の強制減圧を行う。</p> <p>加圧器逃がし弁操作の際は、1次系のサブクール度を確保した段階で実施する。</p> <p>加圧器逃がし弁開放による1次系減圧に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>(添付資料 2.8.1)</p> <p>(j) 蓄圧タンク出口弁閉止</p> <p>1次冷却材圧力計指示が0.6MPa[gage]になれば、蓄圧タンク出口弁を閉止する。</p> <p>蓄圧タンク出口弁閉止に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p>	<p>g. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p>中央制御室からの遠隔操作による高圧炉心スプレイ系の隔離が失敗するため、破断箇所からの漏えい量を抑制するため低圧注水機能による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室の遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能）2個を手動操作し原子炉を急速減圧する。</p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力等である。</p> <p>h. 低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位回復確認</p> <p>原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧注水機能の系統圧力を下回ると原子炉への注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>原子炉水位の回復を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、残留熱除去系ポンプ出口流量等である。</p>	<p>う。</p> <p>蒸気発生器への注水は補助給水ポンプにて行う。</p> <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材温度（広域-高温側）等である。</p> <p>(h) 加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧</p> <p>非常用炉心冷却設備停止条件確立及び1次冷却系からの漏えい量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動で開操作し、1次冷却系の強制減圧を行う。</p> <p>加圧器逃がし弁操作の際は、1次冷却系のサブクール度を確保した段階で実施する。</p> <p>加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧に必要な計装設備は、1次冷却材圧力（広域）等である。</p> <p>(i) 蓄圧タンク出口弁閉操作</p> <p>非常用炉心冷却設備停止条件の満足又は1次冷却材圧力（広域）指示が0.6MPa[gage]になれば、蓄圧タンク出口弁を閉操作する。</p> <p>蓄圧タンク出口弁閉操作に必要な計装設備は、1次冷却材圧力（広域）等である。</p>	<p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・ECCS停止条件の満足による出口弁閉止の場合もあるため明記（伊方と同様）</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【比較のため(i)項を移動】</p> <p>(i) 高圧注入から充てん注入への切替え 非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高圧注入から充てん注入へ切り替える。</p> <p>高圧注入から充てん注入への切替えに必要な計装設備は、高圧注入流量等である。 (添付資料 2.8.1)</p>	<p>【比較のため(i)項を移動】</p> <p>(i) 高圧注入から充てん注入への切替え 非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高圧注入から充てん注入へ切り替える。</p> <p>高圧注入から充てん注入への切替えに必要な計装設備は、高圧安全注入流量等である。</p>	<p>i. 残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転 原子炉急速減圧によりサブプレッションプール水温が 32℃を超えた時点で、低圧注水機能による原子炉注水が維持されていることを確認後、残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転を開始する。 残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転を確認するために必要な計装設備は、サブプレッションプール水温度等である。</p>	<p>(j) 高圧注入から充てん注入への切替え 非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高圧注入から充てん注入へ切り替える。</p> <p>高圧注入から充てん注入への切替えに必要な計装設備は、高圧注入流量等である。 (添付資料 7.1.8.1)</p>	<p>【高浜】 設備名称の相違</p>
<p>【比較のため(l)項を移動】</p> <p>(l) 健全側余熱除去系による 1次冷却系の冷却 余熱除去系統からの漏えい停止を確認すれば、健全側の余熱除去系による炉心冷却を開始する。</p> <p>余熱除去系による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p>	<p>【比較のため(l)項を移動】</p> <p>(l) 蒸気発生器2次側を使用した除熱の確認 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水及び主蒸気逃がし弁開放により蒸気発生器2次側を使用した除熱を継続して行う。</p> <p>蒸気発生器2次側を使用した除熱の確認に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p>	<p>j. 現場操作での高圧炉心スプレイ系隔離操作 破断箇所からの漏えい抑制が継続し、現場操作により HPCS 注入隔離弁の全閉操作を実施し、高圧炉心スプレイ系を隔離する。</p> <p>高圧炉心スプレイ系の隔離を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。</p>	<p>(k) 健全側余熱除去系による炉心冷却への切替え 1次冷却材圧力（広域）指示が 2.7MPa[gage]以下、1次冷却材温度（広域－高温側）指示が 177℃未満となり余熱除去系が使用可能となれば、健全側の余熱除去系による冷却を開始し、余熱除去系の運転状態を確認する。 健全側余熱除去系による炉心冷却を判断するために必要な計装設備は、1次冷却材温度（広域－高温側）等であり、余熱除去系の運転状態を確認するために必要な計装設備は低圧注入流量等である。</p>	<p>【高浜】 設計の相違 ・泊、大飯は余熱除去系1系統からの漏えいを想定しており、健全側の余熱除去系が使用可能であるため、切替操作を記載（伊方と同様）</p> <p>【大飯】 記載方針の相違 ・余熱除去系による炉心冷却を開始する条件等を詳細に記載（伊方、玄海と同様）</p>
<p>(k) 現場での余熱除去システムの隔離及び余熱除去系統からの漏えい停止確認</p>	<p>(k) 現場での余熱除去システムの隔離及び余熱除去系統からの漏えい停止確認</p>	<p>k. 高圧炉心スプレイ系隔離後の水位維持 高圧炉心スプレイ系の隔離が成</p>	<p>(l) 現場での余熱除去システムの隔離及び余熱除去系統からの漏えい停止確認</p>	<p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>漏えい側余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）を閉操作することにより隔離を行い、余熱除去系統からの漏えい停止を確認する。なお、早期の流出停止を目的として、1次冷却材圧力を監視しつつ準備が整い次第、操作を実施する。</p> <p>現場での余熱除去系統の隔離及び余熱除去系統からの漏えい停止確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>(添付資料 2. 8. 18)</p> <p>長期対策として余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。</p> <p>なお、原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンを運転し継続的に行う。</p>	<p>漏えい側余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）を閉止することにより隔離を行い、余熱除去系統からの漏えい停止を確認する。なお、早期の流出停止を目的として、1次冷却材圧力を監視しつつ準備が整い次第、操作を実施する。</p> <p>現場での余熱除去系統の隔離及び余熱除去系統からの漏えい停止確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p>	<p>功した後は、低圧注水機能により原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、残留熱除去系ポンプ出口流量等である。</p> <p>以降、炉心冷却及び格納容器除熱は残留熱除去系により継続的に行う。</p>	<p>漏えい側余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）を閉操作することにより隔離を行い、余熱除去系統からの漏えい停止を確認する。なお、早期の流出停止を目的として、1次冷却材圧力を監視しつつ準備が整い次第、操作を実施する。</p> <p>現場での余熱除去系統の隔離及び余熱除去系統からの漏えい停止を確認するために必要な計装設備は、1次冷却材圧力（広域）等である。</p> <p>(添付資料 7. 1. 8. 19)</p> <p>以降、炉心冷却は余熱除去系により継続的に行い、また、原子炉格納容器除熱は、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンを運転し継続的に行う。原子炉格納容器の圧力が上昇した場合には、原子炉格納容器スプレイ設備により継続的に行う。</p>	<p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【高浜】 添付資料の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR 固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故</p> <p>事故シーケンスグループのうち、「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」における3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計16名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員8名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は6名である。この必要な要員と作業項目について第2.8.8図に示す。</p> <p>(a) プラントトリップの確認</p> <p>事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。</p> <p>また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。</p> <p>プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>(b) 安全注入シーケンス作動状況の確認</p> <p>「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動し</p>	<p>b. 蒸気発生器伝熱管破損発生時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故</p> <p>事故シーケンスグループのうち、「蒸気発生器伝熱管破損発生時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」における3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び本部要員で構成され、合計16名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視・指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員8名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う本部要員は6名である。この必要な要員と作業項目について第2.8.1.8図に示す。</p> <p>(a) プラントトリップの確認</p> <p>事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。</p> <p>また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。</p> <p>プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>(b) 安全注入シーケンス作動状況の確認</p> <p>「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動し</p>	<p>【要員に関して再掲】</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員で構成され、合計30名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、発電課長1名、発電副課長1名及び運転操作対応を行う運転員5名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う発電所対策本部要員は6名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は17名である。必要な要員と作業項目について第2.7.6図に示す。</p>	<p>b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故</p> <p>事故シーケンスグループのうち、「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」において、重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び災害対策本部要員で構成され、合計9名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う発電課長（当直）及び副課長の2名、運転操作対応を行う運転員4名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う災害対策本部要員は3名である。必要な要員と作業項目について第7.1.8.8図に示す。</p> <p>(a) プラントトリップの確認</p> <p>事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。</p> <p>また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。</p> <p>プラントトリップを確認するために必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>(b) 安全注入シーケンス作動状況の確認</p> <p>「ECCS 作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動してい</p>	<p>【大飯、高浜】 体制の相違 ・要員体制の差異</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>ていることを確認する。</p> <p>安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p> <p>(c) 蒸気発生器伝熱管の漏えいの判断</p> <p>蒸気発生器伝熱管漏えい監視モニタ指示、蒸気発生器水位及び主蒸気圧力の上昇、加圧器水位及び圧力の低下により、蒸気発生器伝熱管破損発生^{の判断}及び破損側蒸気発生器の判定を行う。</p> <p>蒸気発生器伝熱管の漏えいの判断に必要な計装設備は、主蒸気圧力等である。</p> <p>(d) 補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認</p> <p>安全注入シーケンス作動等による補助給水ポンプの自動起動及び補助給水流量が確立していることを確認する。</p> <p>補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認に必要な計装設備は、蒸気発生器補助給水流量等である。</p> <p>(e) 破損側蒸気発生器の隔離</p> <p>破損側蒸気発生器の隔離操作として、破損側蒸気発生器への補助給水停止、主蒸気隔離弁の閉操作、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉操作等を行う。</p> <p>(添付資料 2.8.2)</p>	<p>ていることを確認する。</p> <p>安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、高圧安全注入流量等である。</p> <p>(c) 蒸気発生器伝熱管の漏えいの判断</p> <p>蒸気発生器細管漏えい監視モニタ指示上昇、蒸気発生器水位・圧力の上昇及び加圧器水位・圧力の低下により、蒸気発生器伝熱管破損発生^{の判断}及び破損側蒸気発生器の判定を行う。</p> <p>蒸気発生器伝熱管の漏えいの判断に必要な計装設備は、蒸気発生器蒸気圧力等である。</p> <p>(d) 補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認</p> <p>安全注入シーケンス作動等による補助給水ポンプの自動起動及び補助給水流量が確立していることを確認する。</p> <p>補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認に必要な計装設備は、蒸気発生器補助給水流量等である。</p> <p>(e) 破損側蒸気発生器の隔離</p> <p>破損側蒸気発生器の隔離操作として、破損側蒸気発生器への補助給水停止、主蒸気隔離弁の閉止、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉止等を行う。</p> <p>(添付資料 2.8.2)</p>		<p>ていることを確認する。</p> <p>安全注入シーケンス作動状況を確認するために必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p> <p>(c) 蒸気発生器伝熱管の漏えいの判断</p> <p>蒸気発生器伝熱管漏えい監視モニタ指示上昇、蒸気発生器水位及び圧力の上昇、加圧器水位及び圧力の低下により、蒸気発生器伝熱管破損発生^{の判断}及び破損側蒸気発生器の判定を行う。</p> <p>蒸気発生器伝熱管の漏えいの判断に必要な計装設備は、主蒸気ライン圧力等である。</p> <p>(d) 補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認</p> <p>安全注入シーケンス作動等による補助給水ポンプの自動起動及び補助給水流量が確立していることを確認する。</p> <p>補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立を確認するために必要な計装設備は、補助給水流量等である。</p> <p>(e) 破損側蒸気発生器の隔離</p> <p>破損側蒸気発生器の隔離操作として、破損側蒸気発生器への補助給水停止、主蒸気隔離弁の閉操作、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉操作等を行う。</p> <p>(添付資料 7.1.8.2)</p>	<p>【高浜】 設備名称の相違</p> <p>【高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(f) 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断</p> <p>破損側蒸気発生器の隔離操作完了後に、破損側主蒸気圧力計指示が無負荷圧力(7.53MPa[gage])より低下し、減圧が継続すれば、破損側蒸気発生器圧力の減圧継続を判断する。</p> <p>破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断に必要な計装設備は、主蒸気圧力等である。</p>	<p>(f) 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断</p> <p>破損側蒸気発生器の隔離操作完了後に、破損側蒸気発生器圧力が無負荷圧力(6.93MPa[gage])より低下し、減圧が継続すれば、破損側蒸気発生器圧力の減圧継続を判断する。</p> <p>破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断に必要な計装設備は、蒸気発生器蒸気圧力等である。</p>		<p>(f) 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断</p> <p>破損側蒸気発生器の隔離操作完了後に、破損側蒸気発生器圧力が無負荷圧力(6.93MPa[gage])より低下し、減圧が継続すれば、破損側蒸気発生器圧力の減圧継続を判断する。</p> <p>破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断に必要な計装設備は、主蒸気ライン圧力等である。</p>	<p>【大飯】 設備名称の相違</p> <p>【大飯】 設計の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p>
<p>(g) 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応</p> <p>破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応操作として、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却及び燃料取替用水ピット補給操作を行う。</p> <p>健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度(広域)等である。</p>	<p>(g) 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応</p> <p>破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応操作として、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却及び燃料取替用水タンク補給操作を行う。</p> <p>健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度(広域)等である。</p>		<p>(g) 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応</p> <p>破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応操作として、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却及び燃料取替用水ピット補給操作を行う。</p> <p>健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却に必要な計装設備は、1次冷却材温度(広域-高温側)等である。</p>	<p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p>
<p>(h) 加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧</p> <p>非常用炉心冷却設備停止条件確立及び1次冷却系からの漏えい量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動で開操作することで1次冷却系の強制減圧を行う。</p> <p>加圧器逃がし弁操作の際は、1次冷却系サブクール度を確保した段階で実施する。</p> <p>加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧に必要な計装設</p>	<p>(h) 加圧器逃がし弁開放による1次系減圧</p> <p>非常用炉心冷却設備停止条件確立及び1次系からの漏えい量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動開放することで1次系の強制減圧を行う。</p> <p>加圧器逃がし弁操作の際は、1次系サブクール度を確保した段階で実施する。</p> <p>加圧器逃がし弁開放による1次系減圧に必要な計装設備は、1次</p>		<p>(h) 加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧</p> <p>非常用炉心冷却設備停止条件確立及び1次冷却系からの漏えい量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動で開操作することで1次冷却系の強制減圧を行う。</p> <p>加圧器逃がし弁操作の際は、1次冷却系サブクール度を確保した段階で実施する。</p> <p>加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧に必要な計装設</p>	<p>【大飯、高浜】</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>(i) 蓄圧タンク出口弁閉操作 蓄圧注入による破損側蒸気発生器2次側への漏えい量を抑制するため、1次冷却材圧力が蓄圧タンクの保持圧力（4.04MPa[gage]）になる前に蓄圧タンク出口弁を閉操作する。 蓄圧タンク出口弁閉操作に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>(j) 高圧注入から充てん注入への切替え 非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高圧注入から充てん注入へ切り替える。 高圧注入から充てん注入への切替えに必要な計装設備は、高圧安全注入流量等である。</p> <p>(k) 余熱除去系による炉心冷却 1次冷却材圧力計指示2.7MPa[gage]以下及び1次冷却材高温側温度（広域）計指示177℃以下となり余熱除去系統が使用可能になれば、1次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を開始する。 余熱除去系による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p>	<p>冷却材圧力等である。</p> <p>(i) 蓄圧タンク出口弁閉止 蓄圧注入による破損側蒸気発生器2次側への漏えい量を抑制するため、1次冷却材圧力が蓄圧タンクの保持圧力（4.04MPa[gage]）になる前に蓄圧タンク出口弁を閉止する。 蓄圧タンク出口弁閉止に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>(j) 高圧注入から充てん注入への切替え 非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高圧注入から充てん注入へ切り替える。 高圧注入から充てん注入への切替えに必要な計装設備は、高圧安全注入流量等である。</p> <p>(k) 余熱除去系による炉心冷却 1次冷却材圧力計指示2.7MPa[gage]以下及び1次冷却材高温側温度（広域）計指示177℃以下となり余熱除去系統が使用可能になれば、1次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を開始する。 余熱除去系による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p>		<p>備は、1次冷却材圧力（広域）等である。</p> <p>(i) 蓄圧タンク出口弁閉操作 蓄圧注入による破損側蒸気発生器2次側への漏えい量を抑制するため、1次冷却材圧力が蓄圧タンクの保持圧力（4.04MPa[gage]）になる前に蓄圧タンク出口弁を閉操作する。 蓄圧タンク出口弁閉操作に必要な計装設備は、1次冷却材圧力（広域）等である。</p> <p>(j) 高圧注入から充てん注入への切替え 非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高圧注入から充てん注入へ切り替える。 高圧注入から充てん注入への切替えに必要な計装設備は、高圧安全注入流量等である。</p> <p>(k) 余熱除去系による炉心冷却 1次冷却材圧力（広域）指示2.7MPa[gage]以下及び1次冷却材高温側温度（広域-高温側）指示177℃未満となり余熱除去系統が使用可能になれば、1次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を開始する。 余熱除去系による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材温度（広域-高温側）等である。</p>	<p>設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 運用の相違 (玄海と同様)</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(l) 1次冷却系と破損側蒸気発生器均圧操作による破損側蒸気発生器からの漏えい停止</p> <p>余熱除去系による冷却継続により、1次冷却系と破損側蒸気発生器を均圧させ、破損側蒸気発生器からの漏えいを停止する。</p> <p>破損側蒸気発生器からの漏えい停止に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>以降、長期対策として余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。</p>	<p>(l) 1次系と破損側蒸気発生器均圧操作による破損側蒸気発生器からの漏えい停止</p> <p>余熱除去系による冷却継続により、1次系と破損側蒸気発生器を均圧させ、破損側蒸気発生器からの漏えいを停止する。</p> <p>破損側蒸気発生器からの漏えい停止に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>以降、長期対策として余熱除去系統による炉心冷却を継続的に行う。</p>		<p>(l) 1次冷却系と破損側蒸気発生器均圧操作による破損側蒸気発生器からの漏えい停止</p> <p>余熱除去系による冷却継続により、1次冷却系と破損側蒸気発生器を均圧させ、破損側蒸気発生器からの漏えいを停止する。</p> <p>破損側蒸気発生器からの漏えい停止に必要な計装設備は、1次冷却材圧力（広域）等である。</p> <p>以降、炉心冷却は余熱除去系により継続的に行い、また、原子炉格納容器除熱は、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンを運転し継続的に行う。原子炉格納容器の圧力が上昇した場合には、原子炉格納容器スプレッド設備により継続的に行う。</p>	<p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p>
<p>(m) 1次冷却系のフィードアンドブリード</p> <p>余熱除去系が使用不能の場合には、すべての加圧器逃がし弁を手動で開操作し、充てん系によるフィードアンドブリードを行う。</p> <p>1次冷却系のフィードアンドブリードに必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p>	<p>(m) 1次系のフィードアンドブリード</p> <p>余熱除去系統が使用不能の場合には、すべての加圧器逃がし弁を手動で開放し、充てん注入によるフィードアンドブリードを行う。</p> <p>1次系のフィードアンドブリードに必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p>		<p>(m) 1次冷却系のフィードアンドブリード</p> <p>余熱除去系が使用不能の場合には、すべての加圧器逃がし弁を手動で開操作し、充てん系によるフィードアンドブリードを行う。</p> <p>1次冷却系のフィードアンドブリードに必要な計装設備は、1次冷却材温度（広域－高温側）等である。</p>	<p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p>
<p>(n) 代替再循環運転への切替え</p> <p>長期対策として、余熱除去系統が使用不能の場合、格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が再循環運転可能水位（56%）に再循環運転開始後の水位低下の可能性を</p>	<p>(n) 代替再循環運転への切替え</p> <p>長期対策として、余熱除去系統が使用不能の場合、格納容器再循環サンプ広域水位計指示が再循環運転可能水位（67%）に再循環運転開始後の水位低下の可能性を考慮</p>		<p>(n) 代替再循環運転への切替え</p> <p>余熱除去系が使用不能の場合、格納容器再循環サンプ水位（広域）指示が再循環運転可能水位（71%）に再循環運転開始後の水位低下の可能性を考慮した水位76%</p>	<p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>考慮した水位 61%以上となれば、代替再循環運転に切り替える。代替再循環運転に切替え後は、格納容器再循環サンプからA格納容器スプレイポンプを経てA格納容器スプレイ冷却器で冷却した水をA余熱除去系統及びA格納容器スプレイ系統に整備している連絡ラインより炉心注水することで、継続的な炉心冷却を行う。</p> <p>代替再循環運転への切替えに必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p> <p>なお、原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンを運転し継続的に行う。</p>	<p>した水位 72%以上となれば、代替再循環運転に切り替える。代替再循環運転に切替え後は、格納容器再循環サンプからA格納容器スプレイポンプを経てA格納容器スプレイ冷却器で冷却した水をA余熱除去系統及びA格納容器スプレイ系統に整備している連絡ラインより炉心へ注水することで、継続的な炉心冷却を行う。</p> <p>代替再循環運転への切替えに必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p> <p>なお、原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンを運転し継続的に行う。</p>		<p>以上となれば、代替再循環運転に切り替える。代替再循環運転に切替え後は、格納容器再循環サンプからB-格納容器スプレイポンプを経てB-格納容器スプレイ冷却器で冷却した水をB-余熱除去系統及びB-格納容器スプレイ系統に整備している連絡ラインより炉心注水することで、継続的な炉心冷却を行う。</p> <p>代替再循環運転への切替えに必要な計装設備は、低圧注入流量等である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 7.1.8.16)</p>	<p>【大飯、高浜】 設備名称の相違 ・泊はB系を使用するが、大飯、高浜はA系を使用する ・使用する設備については同等</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載箇所の相違（女川実録の反映）</p> <p>・泊は炉心冷却に合わせて格納容器除熱に関して(1)項に記載</p> <p>【大飯、高浜】 添付資料の相違 ・泊では再循環切替水位について添付資料を新規作成</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>2.8.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、格納容器バイパス時の漏えい経路の違いを考慮した「インターフェイスシステムLOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ポイド率変化及び気液分離・対向流、1次冷却系における冷却材流量変化、冷却材放出、沸騰・凝縮・ポイド率変化、気液分離・対向流、圧力損失、ECCS強制注入及びECCS蓄圧タンク注入、加圧器における冷却材放出、並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達、冷却材放出及び2次側給水が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードM-RELAP5により1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>(添付資料 2.8.15)</p>	<p>2.8.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、格納容器バイパス時の漏えい経路の違いを考慮した「インターフェイスシステムLOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ポイド率変化及び気液分離・対向流、1次冷却系における冷却材流量変化、冷却材放出、沸騰・凝縮・ポイド率変化、気液分離・対向流、圧力損失、ECCS強制注入及びECCS蓄圧タンク注入、加圧器における冷却材放出、並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達、冷却材放出及び2次側給水が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードM-RELAP5により1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p>	<p>2.7.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分とのインターフェイスが、直列に設置された2個の隔離弁のみで隔離された系統において、隔離弁が両弁ともに破損又は誤開放することで、低圧設計部分が過圧される「ISLOCA」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ポイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及び三次元効果並びに原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ポイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）及びECCS注水（給水系・代替注水設備含む）が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFERにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p>	<p>7.1.8.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、格納容器バイパス時の漏えい経路の違いを考慮した「インターフェイスシステムLOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ポイド率変化及び気液分離・対向流、1次冷却系における冷却材流量変化、冷却材放出、沸騰・凝縮・ポイド率変化、気液分離・対向流、圧力損失、ECCS強制注入及びECCS蓄圧タンク注入、加圧器における冷却材放出、並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達、冷却材放出及び2次側給水が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードM-RELAP5により1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】 添付資料の相違 ・加圧器水位調整モデルに関する資料であり、大飯はCVバイパス事象で加圧器水位の調整に関して相違するため感度解析を実施している</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シナシスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件 本重要事故シナシスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.8.3表及び第2.8.4表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シナシス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>(添付資料2.8.3)</p> <p>a. インターフェイスシステム LOCA (a) 事故条件 i. 起回事象 起回事象として、余熱除去系統入口隔離弁の誤開又は破損による余熱除去系統の圧力上昇により、余熱除去系統からの漏えいが発生するものとする。1次冷却材の漏えい箇所として、余熱除去系逃がし弁、余熱除去系機器等からの漏えいが発生するものとする。余熱除去ポンプ入口逃がし弁及び余熱除去冷却器出口逃がし弁の破断口径については、実機における口径を基に</p>	<p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シナシスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件 本重要事故シナシスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.8.2.1表及び第2.8.2.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シナシス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>(添付資料2.8.3)</p> <p>a. インターフェイスシステム LOCA (a) 事故条件 i. 起回事象 起回事象として、余熱除去系統入口隔離弁の誤開又は破損による余熱除去系統の圧力上昇により、余熱除去系統からの漏えいが発生するものとする。1次冷却材の漏えい箇所として、余熱除去系逃がし弁の作動、余熱除去系機器等からの漏えいが発生するものとする。余熱除去ポンプ入口逃がし弁及び余熱除去冷却器出口逃がし弁の破断口径については、実機における口径</p>	<p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シナシスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件 本重要事故シナシスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.7.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シナシス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件 (a) 起回事象 破断箇所は、運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち、原子炉圧力容器から低圧設計配管までの弁数が2個であり、インターフェイスシステム LOCAが発生する可能性が最も高く、かつ、機能喪失時の事象進展が厳しくなる高圧炉心スプレイ系の低圧設計部であるポンプの吸込配管とする。 他の系統^{*1}では隔離弁の開閉試験が行われないか又は開閉試</p>	<p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シナシスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件 本重要事故シナシスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.1.8.3表及び第7.1.8.4表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シナシス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. インターフェイスシステム LOCA (a) 事故条件 i. 起回事象 起回事象として、余熱除去系統入口隔離弁の誤開又は破損による余熱除去系統の圧力上昇により、余熱除去系統からの漏えいが発生するものとする。1次冷却材の漏えい箇所として、余熱除去系逃がし弁、余熱除去系機器等からの漏えいが発生するものとする。余熱除去ポンプ入口逃がし弁及び余熱除去冷却器出口逃がし弁の破断口径については、実機における口径を基に</p>	<p>・泊は CV バイパス事象で加圧器水位の調整方法は同一の扱いのため感度解析は不要</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実機の反映）</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>設定し、余熱除去系機器等については、実機における破断面積に係る評価値に余裕を考慮した値を設定する。また、余熱除去系機器等の破断面積の評価においては、余熱除去系統の圧力挙動の評価結果を踏まえ、配管破断は生じることはなく、余熱除去系統の低圧側に静的に1次冷却系統の圧力及び温度相当まで加圧及び加温されるものとして</p> <p>(i) 原子炉格納容器外の余熱除去冷却器出口逃がし弁 (等価直径約 2.5cm (約 1 インチ) 相当、1個)</p> <p>(ii) 原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁 (等価直径約 10cm (約 4 インチ) 相当、1個)</p> <p>(iii) 原子炉格納容器外の余熱除去系機器等 (等価直径約 2.8cm (約 1.12 インチ) 相当) (添付資料 2.8.4)</p> <p>ii. 安全機能の喪失に対する仮定 余熱除去系統入口隔離弁の誤開又は破損が発生した側の余熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>iii. 外部電源 外部電源はないものとする。</p>	<p>を基に設定し、余熱除去系機器等については、実機における破断面積に係る評価値に余裕を考慮した値を設定する。また、余熱除去系機器等の破断面積の評価においては、余熱除去系統の圧力挙動の評価結果を踏まえ、配管破断は生じることはなく、余熱除去系統の低圧側に静的に1次冷却材系統の圧力及び温度相当まで加圧及び加温されるものとしている。</p> <p>(i) 原子炉格納容器外の余熱除去冷却器出口逃がし弁 (低温側2個, 高温側1個) (等価直径約 3.3cm (約 1.3 インチ) 相当)</p> <p>(ii) 原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁 (2個) (等価直径約 11cm (約 4.2 インチ) 相当)</p> <p>(iii) 原子炉格納容器外の余熱除去系機器等 (等価直径約 4.1cm (約 1.6 インチ) 相当) (添付資料 2.8.4)</p> <p>ii. 安全機能の喪失に対する仮定 余熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>iii. 外部電源 外部電源はないものとする。</p>	<p>験中に2個以上の弁で隔離機能が維持されることに対して、高圧炉心スプレイ系は開閉試験時に隔離弁が1個となる。</p> <p>※1 残留熱除去系 (低圧注水モード)、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 及び低圧炉心スプレイ系がある。低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 (低圧注水モード) については、低圧設計配管までの弁数が3個設置されている。</p> <p>また、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) については、低圧設計配管までの弁数が2個であるが、運転中の隔離弁の開閉試験は実施しない。</p> <p>破断面積は、低圧設計部の耐圧バウンダリとなる箇所に対して、実耐力を踏まえた評価を行った結果、25cm²を超えないことを確認しているが、保守的に約35cm²とする。</p> <p>(添付資料 2.7.1)</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 インターフェイスシステム LOCA が発生した高圧炉心スプレイ系が機能喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源なしの場合は、給復</p>	<p>設定し、余熱除去系機器等については、実機における破断面積に係る評価値に余裕を考慮した値を設定する。また、余熱除去系機器等の破断面積の評価においては、余熱除去系統の圧力挙動の評価結果を踏まえ、配管破断は生じることはなく、余熱除去系統の低圧側に静的に1次冷却系統の圧力及び温度相当まで加圧及び加温されるものとして</p> <p>(i) 原子炉格納容器外の余熱除去冷却器出口逃がし弁 (等価直径約 2.5cm (1 インチ) 相当、1個)</p> <p>(ii) 原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁 (等価直径約 7.6cm (3 インチ) 相当、1個)</p> <p>(iii) 原子炉格納容器外の余熱除去系機器等 (等価直径約 2.9cm (1.15 インチ) 相当) (添付資料7.1.8.4)</p> <p>ii. 安全機能の喪失に対する仮定 余熱除去系入口隔離弁の誤開又は破損が発生した側の余熱除去系が機能喪失するものとする。</p> <p>iii. 外部電源 外部電源なしの場合は、常用</p>	<p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・高浜は余熱除去系2系統からの漏えいに対して泊、大飯は1系統からの漏えいを想定する ・破断口径の相違</p> <p>【高浜】 設計の相違 ・高浜は余熱除去系2系統からの漏えいに対して泊、大飯は1系統漏えいを想定するため</p> <p>【大飯、高浜】</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しくなる。</p> <p>(b) 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>i. 高圧注入ポンプ 炉心への注水は、高圧注入ポンプ2台を使用するものとし、漏えい量を増加させる観点から、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性（高圧注入特性：0m³/h～約360m³/h、OMPa[gage]～約15.8MPa[gage]）を用いるものとする。</p> <p>ii. 補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ2台及び</p>	<p>外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しくなる。</p> <p>(b) 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>i. 充てん/高圧注入ポンプ 炉心への注水は、充てん/高圧注入ポンプ2台を使用するものとし、漏えい量を増加させる観点から、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性（高圧注入特性：0m³/h～約220m³/h、OMPa[gage]～約19.4MPa[gage]）を用いるものとする。</p> <p>ii. 補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ2台及び</p>	<p>水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。また、原子炉スクラムまでの原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が大きくなることで、炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。</p> <p>(b) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が、原子炉水位低（レベル2）で自動起動し、90.8m³/h（7.86MPa[gage]～1.04MPa[gage]において）の流量で注水するものとする。</p> <p>(c) 低圧炉心スプレイ系 原子炉水位低（レベル1）で自動起動し、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧後に、1,050m³/h（0.78MPa[di]に</p>	<p>系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点で炉心冷却上厳しくなることから、外部電源は使用できないものと仮定し、ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。</p> <p>(b) 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>i. 原子炉トリップ信号 原子炉トリップは、原子炉圧力低信号によるものとする。</p> <p>ii. 高圧注入ポンプ 炉心への注水は、高圧注入ポンプ2台を使用するものとし、漏えい量を増加させる観点から、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性（高圧注入特性：0m³/h～約350m³/h、0MPa[gage]～約15.7MPa[gage]）を用いるものとする。</p> <p>iii. 補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ2台及び</p>	<p>記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR 固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>タービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、非常用炉心冷却設備作動限界値到達の 60 秒後に 4 基の蒸気発生器に合計 370m³/h の流量で注水するものとする。</p> <p>iii. 蓄圧タンク</p> <p>蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、蓄圧注入のタイミングを遅くすることで 1 次冷却系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量については、最低保有水量を用いる。なお、本事象は事象発生後の事象進展が比較的早く、蓄圧タンクの初期条件の不確かさによる漏えい量に与える影響は小さいことから、他の事象と同様に以下の取扱いとする。</p> <p>蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力） 4.04MPa[gage]</p> <p>蓄圧タンクの保有水量（最低保有水量） 26.9m³（1 基当たり） (添付資料 2.8.5)</p> <p>iv. 主蒸気逃がし弁</p> <p>2 次冷却系強制冷却として主蒸気逃がし弁 4 個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁 1 個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の 10%を処理するものとする。</p>	<p>タービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、解析上は非常用炉心冷却設備作動限界値到達 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 280m³/h の流量で注水するものとする。</p> <p>iii. 蓄圧タンク</p> <p>蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、蓄圧注入のタイミングを遅くすることで 1 次系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量については、評価項目となるパラメータに与える影響を確認した上で、最低保有水量を用いる。なお、本事象は事象発生後の事象進展が比較的早く、蓄圧タンクの初期条件の不確かさによる漏えい量に与える影響は小さいことから、他の事象と同様に以下の取扱いとする。</p> <p>蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力） 4.04MPa[gage]</p> <p>蓄圧タンクの保有水量（最低保有水量） 29.0m³（1 基当たり） (添付資料 2.8.5)</p> <p>iv. 主蒸気逃がし弁</p> <p>2 次系強制冷却として主蒸気逃がし弁 3 個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁 1 個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の 10%を処理するものとする。</p>	<p>において）（最大 1,135m³/h）の流量で注水するものとする。</p> <p>(d) 残留熱除去系（低圧注水モード）</p> <p>原子炉水位低（レベル 1）で自動起動し、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧後に、1 台当たり 1,136m³/h（0.14MPa[di] において）（最大 1,191m³/h）の流量で注水するものとする。</p> <p>(e) 逃がし安全弁</p> <p>逃がし安全弁（逃がし弁機能）にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には逃がし安全弁（自動減圧機能）（2 個）を使用するものとし、容量として、1 個当たり定格主蒸気流量の約 8%を処理するものとする。</p>	<p>タービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、非常用炉心冷却設備作動限界値到達 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 150m³/h の流量で注水するものとする。</p> <p>iv. 蓄圧タンク</p> <p>蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、蓄圧注入のタイミングを遅くすることで 1 次冷却系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いるものとする。また、初期保有水量については、最小保有水量を用いるものとする。なお、本事象は事象発生後の事象進展が比較的早く、蓄圧タンクの初期条件の不確かさによる漏えい量に与える影響は小さいことから、他の事象と同様に以下の取扱いとする。</p> <p>蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力） 4.04MPa[gage]</p> <p>蓄圧タンクの保有水量（最小保有水量） 29.0m³（1 基当たり） (添付資料 7.1.8.5)</p> <p>v. 主蒸気逃がし弁</p> <p>2 次冷却系強制冷却として主蒸気逃がし弁 3 個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁 1 個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の 10%を処理するものとする。</p>	<p>【大飯、高浜】 設計の相違</p> <p>【高浜】 設計方針の相違</p> <p>【大飯】 設計の相違</p> <p>【大飯】 設計の相違</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>v. 余熱除去系逃がし弁吹止まり圧力</p> <p>余熱除去冷却器出口逃がし弁及び余熱除去ポンプ入口逃がし弁は、設計値にて閉止するものとする。</p> <p>(c) 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>i. 主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却は、事象の判断、余熱除去系統の隔離操作、主蒸気逃がし弁の開操作時間等を考慮して、非常用炉心冷却設備作動信号発信から25分後に開始するものとする。</p> <p>ii. 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。</p> <p>iii. 加圧器逃がし弁の開閉操作に係る以下の条件が成立すれば、1個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。</p> <p>(i) 非常用炉心冷却設備停止条件成立前</p> <p>イ. サブクール度 60℃以上で開操作</p> <p>ロ. サブクール度 40℃以下又は加圧器水位 50%以上で閉操作</p> <p>(ii) 非常用炉心冷却設備停止条件成立後</p>	<p>v. 余熱除去系逃がし弁吹止まり圧力</p> <p>余熱除去冷却器出口逃がし弁及び余熱除去ポンプ入口逃がし弁は、設計値にて閉止するものとする。</p> <p>(c) 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>運転員等操作に関する条件として、「1.3(5) 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>i. 主蒸気逃がし弁の開放による2次系強制冷却は、事象の判断、余熱除去系の隔離操作、主蒸気逃がし弁の開操作時間等を考慮して、非常用炉心冷却設備作動信号発信から25分後に開始するものとする。</p> <p>ii. 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。</p> <p>iii. 加圧器逃がし弁の開閉操作に係る以下の条件が成立すれば、1個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。</p> <p>(i) 非常用炉心冷却設備停止条件成立前</p> <p>イ. サブクール度 60℃以上で開操作</p> <p>ロ. サブクール度 40℃以下又は加圧器水位 50%以上で閉操作</p> <p>(ii) 非常用炉心冷却設備停止条件成立後</p>	<p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、インターフェースシステムLOCAの発生を確認した後、中央制御室において隔離操作を行うが、その隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の操作時間に余裕時間を考慮して事象発生から30分後に開始するものとする。</p> <p>(b) 高圧炉心スプレイ系の破断箇所隔離操作は、インターフェースシステムLOCA発生時の現場環境条件を考慮し、事象発生から4時間20分後に開始するものとし、操作時間は40分間とする。 (添付資料 2.7.1)</p>	<p>vi. 余熱除去系逃がし弁吹止まり圧力</p> <p>余熱除去冷却器出口逃がし弁及び余熱除去ポンプ入口逃がし弁は、設計値にて閉止するものとする。</p> <p>(c) 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>i. 主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却は、事象の判断、余熱除去系統の隔離操作、主蒸気逃がし弁の開操作時間等を考慮して、非常用炉心冷却設備作動信号発信から25分後に開始するものとする。</p> <p>ii. 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。</p> <p>iii. 加圧器逃がし弁の開閉操作に係る以下の条件が成立すれば、1個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。</p> <p>(i) 非常用炉心冷却設備停止条件成立前</p> <p>イ. サブクール度 60℃以上で開操作</p> <p>ロ. サブクール度 40℃以下又は加圧器水位 50%以上で閉操作</p> <p>(ii) 非常用炉心冷却設備停止条件成立後</p>	

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>イ. サブクール度 20℃以上で開操作</p> <p>ロ. サブクール度 10℃以下で閉操作</p> <p>iv. 以下に示す非常用炉心冷却設備停止条件が成立、又は原子炉トリップ後2.5時間経過すれば、炉心注水を高圧注入から充てん注入に同時に切り替えるものとする。</p> <p>(i) サブクール度 40℃以上</p> <p>(ii) 加圧器水位 50%以上</p> <p>(iii) 1次冷却材圧力が安定又は上昇、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中</p> <p>(iv) 蒸気発生器狭域水位下端以上又は電動補助給水ポンプ1台が設計流量以上で注水中</p> <p>【比較のため移動】</p> <p>vi. 運用上実際の操作では、充てんポンプによる充てん流量を調整することで、加圧器水位を計測範囲内に維持するが、漏えい側余熱除去ポンプ入口弁の閉止と同時に充てんポンプを停止するものとする。</p> <p>v. 以下に示す余熱除去運転条件が成立すれば、健全側余熱除去系による炉心冷却を開始するものとする。</p>	<p>イ. サブクール度 20℃以上で開操作</p> <p>ロ. サブクール度 10℃以下で閉操作</p> <p>iv. 以下に示す非常用炉心冷却設備停止条件が成立、又は原子炉トリップ後1時間経過すれば、充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水を、高圧注入から充てん注入に切り替えるものとし、切替えに2分の操作時間を考慮するものとする。</p> <p>(i) サブクール度 40℃以上</p> <p>(ii) 加圧器水位 50%以上</p> <p>(iii) 1次冷却材圧力が安定又は上昇、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中</p> <p>(iv) 蒸気発生器狭域水位下端以上又は電動補助給水ポンプ1台の設計流量以上で注水中</p> <p>v. 運用上実際の操作では、充てん/高圧注入ポンプによる充てん流量を調整することで、加圧器水位を計測範囲内に維持するが、漏えい側余熱除去ポンプ入口弁の閉止と同時に充てん/高圧注入ポンプを停止するものとする。</p>		<p>イ. サブクール度 20℃以上で開操作</p> <p>ロ. サブクール度 10℃以下で閉操作</p> <p>iv. 以下に示す非常用炉心冷却設備停止条件が成立、又は原子炉トリップ後1時間経過すれば、蓄圧タンクを隔離し、高圧注入から充てん注入に同時に切り替えるものとし、4分の操作時間を考慮するものとする。</p> <p>(i) サブクール度 40℃以上</p> <p>(ii) 加圧器水位 50%以上</p> <p>(iii) 1次冷却材圧力が安定又は上昇、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中</p> <p>(iv) 蒸気発生器狭域水位下端以上又は電動補助給水ポンプ1台の設計流量以上で注水中</p> <p>v. 充てんポンプによる充てん流量を調整することで、加圧器水位を計測範囲内に維持する。</p> <p>vi. 以下に示す余熱除去運転条件が成立すれば、健全側余熱除去設備による炉心冷却を開始するものとする。</p>	<p>【大飯】 設計の相違 ・充てん注入により除熱可能な時間が大飯は泊よりも短い</p> <p>【大飯、高浜】 解析条件の相違 ・泊では運転手順との整合を図り蓄圧タンク隔離後に充てんポンプによる注水に切り替えるが、大飯、高浜は充てん注入開始後に蓄圧タンクを隔離する条件としている（高浜 1/2号炉と同様）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違</p> <p>【大飯、高浜】 解析条件の相違 ・泊は解析と実際の操作が同一（伊方と同様）</p> <p>【高浜】 設計の相違 ・泊、大飯は余熱除去系1系統からの漏</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(i) 1次冷却材温度 177℃以下</p> <p>(ii) 1次冷却材圧力 2.7MPa[gage]以下</p> <p>b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故</p> <p>(a) 事故条件</p> <p>i. 起因事象</p> <p>起因事象として、1基の蒸気発生器の伝熱管1本が瞬時に両端破断を起こすものとする。</p> <p>ii. 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>破損側蒸気発生器隔離失敗の想定として、原子炉トリップ後に主蒸気逃がし弁が動作した時点で、破損側蒸気発生器につながる主蒸気安全弁1個が開固着するものとする。</p> <p>iii. 外部電源</p> <p>外部電源はないものとする。</p> <p>外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しくなる。</p> <p>(b) 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>i. 高圧注入ポンプ</p> <p>炉心への注水は、高圧注入ポンプ2台を使用するものとし、</p>	<p>b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故</p> <p>(a) 事故条件</p> <p>i. 起因事象</p> <p>起因事象として、1基の蒸気発生器の伝熱管1本が瞬時に両端破断を起こすものとする。</p> <p>ii. 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>破損側蒸気発生器隔離失敗の想定として、原子炉トリップ後に主蒸気逃がし弁が動作した時点で、破損側蒸気発生器につながる主蒸気安全弁1個が開固着するものとする。</p> <p>iii. 外部電源</p> <p>外部電源はないものとする。</p> <p>外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しくなる。</p> <p>(b) 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>i. 充てん/高圧注入ポンプ</p> <p>炉心への注水は、充てん/高圧注入ポンプ2台を使用するものとし、</p>		<p>(i) 1次冷却材温度 177℃未満</p> <p>(ii) 1次冷却材圧力 2.7MPa[gage]以下</p> <p>b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故</p> <p>(a) 事故条件</p> <p>i. 起因事象</p> <p>起因事象として、1基の蒸気発生器の伝熱管1本が瞬時に両端破断を起こすものとする。</p> <p>ii. 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>破損側蒸気発生器隔離失敗の想定として、原子炉トリップ後に主蒸気逃がし弁が動作した時点で、破損側蒸気発生器につながる主蒸気安全弁1個が開固着するものとする。</p> <p>iii. 外部電源</p> <p>外部電源なしの場合は、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しくなることから、外部電源は使用できないものと仮定し、ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。</p> <p>(b) 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>i. 原子炉トリップ信号</p> <p>原子炉トリップは、原子炉圧力低信号あるいは過大温度ΔT高信号によるものとする。</p> <p>ii. 高圧注入ポンプ</p> <p>炉心への注水は、高圧注入ポンプ2台を使用するものとし、</p>	<p>えいを想定しており、健全側の余熱除去系が使用可能</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実録の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実録の反映）</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>漏えい量を増加させる観点から、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性（高圧注入特性：0m³/h～約360m³/h、0MPa[gage]～約15.8MPa[gage]）を用いるものとする。</p> <p>ii. 補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し、非常用炉心冷却設備作動限界値到達の60秒後に4基の蒸気発生器に合計370m³/hの流量で注水するものとする。</p> <p>iii. 主蒸気逃がし弁 2次冷却系強制冷却のため、健全側蒸気発生器につながる主蒸気逃がし弁3個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理するものとする。</p> <p>(c) 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>i. 破損側蒸気発生器の隔離操作として、原子炉トリップから10分後に、破損側蒸気発生器につながるタービン動補助給水ポン</p>	<p>のとし、漏えい量を増加させる観点から、設計値に余裕を考慮した最大注入特性（高圧注入特性：0m³/h～約220m³/h、0MPa[gage]～約19.4MPa[gage]）を用いるものとする。</p> <p>ii. 補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し、解析上は非常用炉心冷却設備作動限界値到達の60秒後に3基の蒸気発生器に合計280m³/hの流量で注水するものとする。</p> <p>iii. 主蒸気逃がし弁 2次系強制冷却のため、健全側主蒸気逃がし弁2個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理するものとする。</p> <p>(c) 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3(5) 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>i. 破損側蒸気発生器の隔離操作として、原子炉トリップから10分後に、破損側蒸気発生器につながるタービン動補助給水ポン</p>	<p>女川原子力発電所2号炉</p>	<p>漏えい量を増加させる観点から、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性（高圧注入特性：0m³/h～約350m³/h、0MPa[gage]～約15.7MPa[gage]）を用いるものとする。</p> <p>iii. 補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し、非常用炉心冷却設備作動限界値到達60秒後に3基の蒸気発生器に合計150m³/hの流量で注水するものとする。</p> <p>iv. 主蒸気逃がし弁 2次冷却系強制冷却のため、健全側蒸気発生器につながる主蒸気逃がし弁2個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理するものとする。</p> <p>(c) 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>i. 破損側蒸気発生器の隔離操作として、原子炉トリップから10分後に、破損側蒸気発生器につながるタービン動補助給水ポン</p>	<p>【高浜】 記載表現の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違</p> <p>【大飯】 設計の相違</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>ブ駆動蒸気元弁の閉操作、破損側蒸気発生器への補助給水の停止操作及び破損側蒸気発生器につながる主蒸気隔離弁の閉操作を開始し、操作完了に約2分を要するものとする。</p> <p>ii. 健全側蒸気発生器につながる主蒸気逃がし弁の開操作は、破損側蒸気発生器隔離操作の完了時点で開始し、操作完了に1分を要するものとする。</p> <p>iii. 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。</p> <p>iv. 加圧器逃がし弁の開閉操作に係る以下の条件が成立すれば、1個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。</p> <p>(i) 非常用炉心冷却設備停止条件成立前</p> <p>イ. サブクール度 60℃以上で開操作</p> <p>ロ. サブクール度 40℃以下又は加圧器水位 50%以上で閉操作</p> <p>(ii) 非常用炉心冷却設備停止条件成立後</p> <p>イ. サブクール度 20℃以上で開操作</p> <p>ロ. サブクール度 10℃以下で閉操作</p> <p>v. 以下に示す非常用炉心冷却設備停止条件が成立すれば、炉心注水を高圧注入から充てん注入に切り替えるものとし、切替えに2分の操作時間を考慮するも</p>	<p>ブ駆動蒸気元弁の閉止操作、破損側蒸気発生器への補助給水の停止操作及び破損側蒸気発生器につながる主蒸気隔離弁の閉止操作を開始し、操作完了に約2分を要するものとする。</p> <p>ii. 健全側の主蒸気逃がし弁の開操作は、破損側蒸気発生器隔離操作の完了時点で開始し、操作完了に1分を要するものとする。</p> <p>iii. 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。</p> <p>iv. 加圧器逃がし弁の開閉操作に係る以下の条件が成立すれば、1個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。</p> <p>(i) 非常用炉心冷却設備停止条件成立前</p> <p>イ. サブクール度 60℃以上で開操作</p> <p>ロ. サブクール度 40℃以下又は加圧器水位 50%以上で閉操作</p> <p>(ii) 非常用炉心冷却設備停止条件成立後</p> <p>イ. サブクール度 20℃以上で開操作</p> <p>ロ. サブクール度 10℃以下で閉操作</p> <p>v. 以下に示す非常用炉心冷却設備停止条件が成立すれば、充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水を、高圧注入から充てん注入に切り替えるものとし、切替</p>		<p>ブ駆動蒸気元弁の閉操作、破損側蒸気発生器への補助給水の停止操作及び破損側蒸気発生器につながる主蒸気隔離弁の閉操作を開始し、操作完了に約2分を要するものとする。</p> <p>ii. 健全側蒸気発生器につながる主蒸気逃がし弁の開操作は、破損側蒸気発生器隔離操作の完了時点で開始し、操作完了に1分を要するものとする。</p> <p>iii. 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。</p> <p>iv. 加圧器逃がし弁の開閉操作に係る以下の条件が成立すれば、1個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。</p> <p>(i) 非常用炉心冷却設備停止条件成立前</p> <p>イ. サブクール度 60℃以上で開操作</p> <p>ロ. サブクール度 40℃以下又は加圧器水位 50%以上で閉操作</p> <p>(ii) 非常用炉心冷却設備停止条件成立後</p> <p>イ. サブクール度 20℃以上で開操作</p> <p>ロ. サブクール度 10℃以下で閉操作</p> <p>v. 以下に示す非常用炉心冷却設備停止条件が成立すれば、炉心注水を高圧注入から充てん注入に切り替えるものとし、切替えに2分の操作時間を考慮するも</p>	<p>【高浜】 記載表現の相違</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>のとする。</p> <p>(i) サブクール度 40℃以上</p> <p>(ii) 加圧器水位 50%以上</p> <p>(iii) 1次冷却材圧力が安定又は上昇、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中</p> <p>(iv) 健全側蒸気発生器の狭域水位下端以上又は健全側蒸気発生器への電動補助給水ポンプ1台の設計流量以上で注水中</p> <p>vi. 充てんポンプによる充てん流量を調整することで、加圧器水位を計測範囲内に維持するものとする。</p> <p>vii. 以下に示す余熱除去運転条件が成立すれば、余熱除去系による炉心冷却を開始するものとする。</p> <p>(i) 1次冷却材温度 177℃以下</p> <p>(ii) 1次冷却材圧力 2.7MPa[gage]以下</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>a. インターフェイスシステム LOCA</p> <p>インターフェイスシステム LOCA の事象進展を第 2.8.4 図に、1次冷却材圧力、1次冷却材温度、1次冷却系保有水量、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第 2.8.9 図から第 2.8.20 図、給水流量及び蒸気流量の2次冷却系パラメータの推移を第 2.8.21 図及び第 2.8.22 図に示す。</p>	<p>えに2分の操作時間を考慮するものとする。</p> <p>(i) サブクール度 40℃以上</p> <p>(ii) 加圧器水位 50%以上</p> <p>(iii) 1次冷却材圧力が安定又は上昇、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中</p> <p>(iv) 健全側の蒸気発生器狭域水位下端以上又は健全側蒸気発生器への電動補助給水ポンプ1台の設計流量以上で注水中</p> <p>vi. 充てん/高圧注入ポンプによる充てん流量を調整することで、加圧器水位を計測範囲内に維持するものとする。</p> <p>vii. 以下に示す余熱除去運転条件が成立すれば、余熱除去系による炉心冷却を開始するものとする。</p> <p>(i) 1次冷却材温度 177℃以下</p> <p>(ii) 1次冷却材圧力 2.7MPa[gage]以下</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>a. インターフェイスシステム LOCA</p> <p>インターフェイスシステム LOCA の事象進展を第 2.8.1.4 図に、1次冷却材圧力、1次冷却材温度、1次系保有水量、燃料被覆管温度等の1次系パラメータの推移を第 2.8.2.1 図から第 2.8.2.12 図、給水流量及び蒸気流量の2次系パラメータの推移を第 2.8.2.13 図及び第 2.8.2.14 図に示す。</p>	<p>のとする。</p> <p>(i) サブクール度 40℃以上</p> <p>(ii) 加圧器水位 50%以上</p> <p>(iii) 1次冷却材圧力が安定又は上昇、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中</p> <p>(iv) 健全側蒸気発生器の蒸気発生器狭域水位下端以上又は健全側蒸気発生器への電動補助給水ポンプ1台の設計流量以上で注水中</p> <p>vi. 充てんポンプによる充てん流量を調整することで、加圧器水位を計測範囲内に維持するものとする。</p> <p>vii. 以下に示す余熱除去運転条件が成立すれば、余熱除去系による炉心冷却を開始するものとする。</p> <p>(i) 1次冷却材温度 177℃未満</p> <p>(ii) 1次冷却材圧力 2.7MPa[gage]以下</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シークエンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）^{※2}、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉压力容器内保有水量の推移を第2.7.7図から第2.7.12図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率、破断流量の推移及び</p>	<p>のとする。</p> <p>(i) サブクール度 40℃以上</p> <p>(ii) 加圧器水位 50%以上</p> <p>(iii) 1次冷却材圧力が安定又は上昇、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中</p> <p>(iv) 健全側蒸気発生器の蒸気発生器狭域水位下端以上又は健全側蒸気発生器への電動補助給水ポンプ1台の設計流量以上で注水中</p> <p>vi. 充てんポンプによる充てん流量を調整することで、加圧器水位を計測範囲内に維持するものとする。</p> <p>vii. 以下に示す余熱除去運転条件が成立すれば、余熱除去系による炉心冷却を開始するものとする。</p> <p>(i) 1次冷却材温度 177℃未満</p> <p>(ii) 1次冷却材圧力 2.7MPa[gage]以下</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>a. インターフェイスシステム LOCA</p> <p>インターフェイスシステム LOCA の事象進展を第 7.1.8.4 図に、1次冷却材圧力、1次冷却材温度、1次冷却系保有水量、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第 7.1.8.9 図から第 7.1.8.20 図に、給水流量及び蒸気流量の2次冷却系パラメータの推移を第 7.1.8.21 図及び第 7.1.8.22 図に示す。</p>	<p>相違理由</p> <p>[大飯、高浜] 運用の相違（玄海と同様）</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR 固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(a) 事象進展</p> <p>事象発生後、余熱除去系統入口隔離弁の誤開または破損が発生した側の余熱除去系逃がし弁及び余熱除去系機器等からの漏えいにより1次冷却材圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p> <p>事象発生時の約 21 秒後に「原子炉圧力低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動することにより、ほう酸水が炉心に注水される。また、補助給水ポンプが自動</p>	<p>(a) 事象進展</p> <p>事象発生後、余熱除去系逃がし弁及び余熱除去系機器等からの漏えいにより1次冷却材圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p> <p>事象発生時の約 15 秒後に「原子炉圧力異常低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動することにより、ほう酸水が炉心に注水される。また、補助給水ポンプが</p>	<p>燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.7.13図から第2.7.19図に示す。</p> <p>※2 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、ECCS の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。原子炉水位計（燃料域）は、シュラウド内を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後に外部電源喪失となり、給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉はスクラムし、また、原子炉水位低（レベル2）で再循環ポンプ2台全てがトリップするとともに、原子炉隔離時冷却系が自動起動する。</p> <p>破断口から原子炉冷却材が流出することにより原子炉水位は低下するが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を開始する。</p>	<p>(a) 事象進展</p> <p>事象発生後、余熱除去系統入口隔離弁の誤開又は破損が発生した側の余熱除去系逃がし弁及び余熱除去系機器等からの漏えいにより1次冷却材圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p> <p>事象発生時の約 26 秒後に「原子炉圧力異常低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動することにより、ほう酸水が炉心に注水される。また、補助給水ポンプが</p>	<p>【高浜】 解析条件の相違</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR 固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>起動し、蒸気発生器への注水を開始される。</p> <p>事象発生の約 11 分後に1次冷却材圧力が余熱除去冷却器出口逃がし弁の吹止まり圧力まで低下するため、逃がし弁が閉止することで1次冷却系保有水量が回復する。</p> <p>事象発生の約 25 分後に主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却を開始するとともに、1次冷却系からの漏えい量抑制のため、事象発生の約 63 分後に炉心注水を高圧注入から充てん注入へ切替えを実施する。また、事象発生の約 63 分後に健全側余熱除去系による炉心冷却を開始する。</p> <p>その後、漏えい側の余熱除去ポンプ入口弁（ツインパワー弁）を閉止することで漏えいは停止する。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.8.6)</p>	<p>自動起動し、蒸気発生器への注水を開始される。</p> <p>事象発生の約 7 分後に1次冷却材圧力が余熱除去冷却器出口逃がし弁の吹止まり圧力まで低下するため、逃がし弁が閉止することで1次系保有水量が回復する。</p> <p>事象発生の約 25 分後に主蒸気逃がし弁の開放による2次系強制冷却を開始するとともに、1次系からの漏えい量抑制のため、事象発生の約 62 分後に充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水について、高圧注入から充てん注入への切替えを実施する。</p> <p>その後、余熱除去ポンプ入口弁（ツインパワー弁）を閉止することで漏えいは停止する。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.8.6)</p>	<p>事象発生 15 分後の中央制御室における破断箇所の隔離に失敗するため、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能）2 個を手動開することで、原子炉を減圧し、原子炉冷却材の漏えいの抑制を図る。</p> <p>原子炉減圧により、原子炉隔離時冷却系が機能喪失するとともに、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、有効燃料棒頂部を下回るが、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始すると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。また、主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル 2）で全閉する。</p> <p>事象発生 5 時間後、現場操作により高圧炉心スプレイ系の破断箇所を隔離した後は、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）により原子炉水位は適切に維持される。</p> <p>燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から噴霧流冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水す</p>	<p>自動起動し、蒸気発生器への注水を開始される。</p> <p>事象発生の約 16 分後に1次冷却材圧力が余熱除去冷却器出口逃がし弁の吹止まり圧力まで低下するため、逃がし弁が閉止することで1次冷却系保有水量が回復する。</p> <p>事象発生の約 25 分後に主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却を開始するとともに、1次冷却系からの漏えい量抑制のため、事象発生の約 60 分後に炉心注水を高圧注入から充てん注入へ切替えを実施する。また、事象発生の約 64 分後に健全側余熱除去系による炉心冷却を開始する。</p> <p>その後、漏えい側の余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）を閉止することで漏えいは停止する。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 7.1.8.6)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【高浜】 設計の相違</p> <p>・泊、大飯は余熱除去系の1系統漏えいを想定するため、健全側余熱除去系による冷却を実施</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(b) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は第 2.8.20 図に示すとおり、炉心が冠水状態にあることから初期値（約 390℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p> <p>1次冷却材圧力は第 2.8.9 図に示すとおり、初期値（約 15.9MPa[gage]）以下となる。この</p>	<p>(b) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は第 2.8.2.12 図に示すとおり、炉心が冠水状態にあることから初期値（約 380℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p> <p>1次冷却材圧力は第 2.8.2.1 図に示すとおり、初期値（約 15.9MPa[gage]）以下となる。この</p>	<p>ると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。</p> <p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉減圧により増加する。また、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が継続され、その原子炉圧力変化により増減する。</p> <p>その後は、残留熱除去系による原子炉圧力容器及び格納容器除熱手順に従い、冷温停止状態に移行することができる。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第 2.7.13 図に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約 357℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第 2.7.7 図に示すとおり、逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により、約</p>	<p>原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁の動作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであるが、原子炉格納容器の圧力が上昇した場合は原子炉格納容器スプレイ作動信号により、原子炉格納容器スプレイ設備による原子炉格納容器除熱を行う。</p> <p>(b) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は第 7.1.8.20 図に示すとおり、炉心が冠水状態にあることから初期値（約 380℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>1次冷却材圧力は第 7.1.8.9 図に示すとおり、初期値（約 15.9MPa[gage]）以下となる。この</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・原子炉格納容器の事象進展に関する記載</p> <p>【大飯】 解析結果の相違 【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>ため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.3MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍(20.59MPa[gage])を下回る。</p> <p>また、原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁の動作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお、格納容器スプレイ設備の作動に至った場合、格納容器スプレイ設備の性能は、原子炉設置許可申請書添付書類十「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.308MPa[gage]及び約 132℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器の最高使用圧力(0.39MPa[gage])及び最高使用温度(144℃)を下回る。</p> <p>第 2.8.9 図及び第 2.8.10 図に示すように、事象発生の 8 時間後においても1次冷却材圧力及び温度は整定しており、炉心は安定して</p>	<p>ため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍 (20.59MPa[gage])を下回る。</p> <p>また、原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁の動作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお、格納容器スプレイ設備の作動に至った場合、格納容器スプレイ設備の性能は、設計基準事故「原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.249MPa[gage]及び約 125℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器の最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回る。</p> <p>第 2.8.2.1 図及び第 2.8.2.2 図に示すように、事象発生の 8 時間後においても1次冷却材圧力及び温度は整定しており、炉心は安定</p>	<p>7.38MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差(高々約 0.3MPa)を考慮しても、約 7.68MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍(10.34MPa[gage])を下回る。</p> <p>原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、原子炉減圧及び破断箇所隔離後の格納容器内への蒸気流入により上昇する。一方、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度が最も高くなる設計基準事故である「原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「原子炉冷却材喪失」においては、インターフェイスシステム LOCA とは異なり、事象開始から格納容器内に原子炉冷却材が流出し続ける事故を想定し解析しており、この場合でも原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.33MPa[gage]及び約 146℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>中央制御室からの遠隔操作による高圧炉心スプレイ系の破断箇所隔離には失敗するが、逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉</p>	<p>ため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、1次冷却材圧力と1次冷却材ポンプ吐出部との差(高々約 0.3MPa)を考慮しても、約 16.2MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍(20.592MPa[gage])を十分下回る。</p> <p>また、原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁の動作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお、原子炉格納容器スプレイ設備の作動に至った場合、原子炉格納容器スプレイ設備の性能は、原子炉設置許可申請書添付書類十「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.241MPa[gage]及び約 124℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、原子炉格納容器最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回る。</p> <p>第 7.1.8.9 図及び第 7.1.8.10 図に示すように、事象発生の 120 分時点においても1次冷却材圧力及び温度は低下傾向を示しているこ</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違(女川実績の反映) 【大飯】 設計の相違 【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・泊は既許可の設置変更許可申請書記載値の桁数が多い</p> <p>【高浜】 記載表現の相違</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・既許可添付十章の解析結果の相違</p> <p>【大飯】 設計の相違</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・泊は安定状態を確</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>冷却されている。その後、事象発生約9.8時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに健全側余熱除去系による除熱を継続することにより、安定停止状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 2.8.7)</p>	<p>して冷却されている。その後は、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱を継続することにより、事象発生約433時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱を継続することにより、安定停止状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 2.8.7)</p>	<p>減圧を実施し破断箇所からの原子炉冷却材の漏えい抑制を図り、低圧炉心スプレー系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を継続することで、炉心の冷却が維持される。その後は、現場操作にて高圧炉心スプレー系の破断箇所を隔離し、低圧炉心スプレー系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水並びに残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 2.7.2)</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p>	<p>とから、炉心は安定して冷却されている。その後は、余熱除去系による炉心冷却を継続することにより、事象発生約20時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。その後も健全側余熱除去系による除熱を継続することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 7.1.8.7)</p> <p>本評価では、「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p>	<p>認できる120分までの解析としている 【伊方と同様】 【高浜】 設計の相違 ・泊、大飯は余熱除去系1系統漏えいのため健全側の余熱除去系が使用可能 【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） 【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故</p> <p>蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故の事象進展を第 2.8.6 図に、1次冷却材圧力、1次冷却材温度、1次冷却系保有水量、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第 2.8.23 図から第 2.8.32 図に、蒸気発生器水位、蒸気流量等の2次冷却系パラメータの推移を第 2.8.33 図から第 2.8.35 図に示す。</p> <p>(a) 事象進展</p> <p>事象発生後、破断した伝熱管を通じて1次冷却材が蒸気発生器2次側に流出することで1次冷却材圧力が低下し、事象発生の約5分後に「過大温度ΔT高」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p> <p>事象発生の約6分後の主蒸気逃がし弁作動と同時に破損側蒸気発生器につながる主蒸気安全弁開固着を仮定しているため、1次冷却材温度及び圧力が低下することで、事象発生の約8分後に「原子炉圧力低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動することにより、ほう酸水が炉心に注水されることで1次冷却系保有水量が上昇に転じる。また、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器へ</p>	<p>b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故</p> <p>蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故の事象進展を第 2.8.1.6 図に、1、2次系圧力、1次冷却材温度、1次系保有水量、燃料被覆管温度等の1次系パラメータの推移を第 2.8.2.15 図から第 2.8.2.24 図に、蒸気発生器水位、蒸気流量等の2次系パラメータの推移を第 2.8.2.25 図から第 2.8.2.27 図に示す。</p> <p>(a) 事象進展</p> <p>事象発生後、破断した伝熱管を通じて1次冷却材が蒸気発生器2次側に流出することで1次冷却材圧力が低下し、事象発生の約6分後に「過大温度ΔT高」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p> <p>事象発生の約6分後の主蒸気逃がし弁作動と同時に破損側ループの主蒸気安全弁開固着を仮定しているため、1次冷却材温度及び圧力が低下することで、事象発生の約7分後に「原子炉圧力低と加圧器水位低の一致」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動することにより、ほう酸水が炉心に注水されることで1次系保有水量が上昇に転じる。また、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器</p>	<p>女川原子力発電所2号炉</p>	<p>b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故</p> <p>蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故の事象進展を第 7.1.8.6 図に、1次冷却材圧力、1次冷却材温度、1次冷却系保有水量、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第 7.1.8.23 図から第 7.1.8.32 図に、蒸気発生器水位、蒸気流量等の2次冷却系パラメータの推移を第 7.1.8.33 図から第 7.1.8.35 図に示す。</p> <p>(a) 事象進展</p> <p>事象発生後、破断した伝熱管を通じて1次冷却材が蒸気発生器2次側に流出することで1次冷却材圧力が低下し、事象発生の約10分後に「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p> <p>事象発生の約10分後の主蒸気逃がし弁作動と同時に破損側蒸気発生器につながる主蒸気安全弁開固着を仮定しているため、1次冷却材温度及び圧力が低下することで、事象発生の約10分後に「原子炉圧力低と加圧器水位低の一致」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動することにより、ほう酸水が炉心に注水されることで1次冷却系保有水量が増加に転じる。また、補助給水ポンプが自動</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・過大温度ΔT保護 限界値の設定の相違 (原子炉圧力高で原子炉トリップするのは伊方と同様) 【大飯、高浜】 解析結果の相違 【高浜】 記載表現の相違 【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>の注水が開始される。</p> <p>原子炉トリップの10分後に破損側蒸気発生器の隔離操作を開始し、その約2分後に隔離操作を完了する。さらに、破損側蒸気発生器の隔離操作を完了した時点から健全側蒸気発生器につながる主蒸気逃がし弁の開操作を開始し、1分後に完了する。</p> <p>加圧器水位の回復と1次冷却系からの漏えい量低減のため、事象発生約27分後に加圧器逃がし弁による1次冷却系の減圧を実施し、事象発生約36分後に炉心注水を高圧注入から充てん注入へ切替えを実施する。その後、事象発生約2.3時間後に余熱除去系による冷却を開始することにより、1次冷却材圧力は低下し、1次冷却材圧力と破損側蒸気発生器の2次側圧力が平衡になった時点で、1次冷却材の2次冷却系への漏えいは停止する。</p> <p>(添付資料 2.8.6、2.8.17)</p>	<p>への注水が開始される。</p> <p>原子炉トリップの10分後に破損側蒸気発生器の隔離操作を開始した後、その約2分後に隔離操作を完了する。さらに、破損側蒸気発生器の隔離操作を完了した時点から健全側主蒸気逃がし弁の開操作を開始し、1分後に完了する。</p> <p>加圧器水位の回復と1次系からの漏えい量低減のため、事象発生約31分後に加圧器逃がし弁による1次系の減圧を実施し、事象発生約47分後に充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水について、高圧注入から充てん注入への切替えを実施する。その後、事象発生約2.2時間後に余熱除去系による冷却を開始することにより、1次冷却材圧力は低下し、1次冷却材圧力と破損側蒸気発生器の2次側圧力が平衡になった時点で、1次冷却材の2次冷却系への漏えいは停止する。</p> <p>(添付資料 2.8.6)</p>		<p>起動し、蒸気発生器への注水が開始される。</p> <p>原子炉トリップの10分後に破損側蒸気発生器の隔離操作を開始し、その約2分後に隔離操作を完了する。さらに、破損側蒸気発生器の隔離操作を完了した時点から健全側蒸気発生器につながる主蒸気逃がし弁の開操作を開始し、1分後に完了する。</p> <p>加圧器水位の回復と1次冷却系からの漏えい量低減のため、事象発生約30分後に加圧器逃がし弁による1次冷却系の減圧を実施し、事象発生約37分後に炉心注水を高圧注入から充てん注入へ切替えを実施する。その後、事象発生約2.0時間後に余熱除去系による冷却を開始することにより、1次冷却材圧力は低下し、1次冷却材圧力と破損側蒸気発生器の2次側圧力が平衡になった時点で、1次冷却材の2次冷却系への漏えいは停止する。</p> <p>加圧器逃がし弁の開閉操作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであるが、原子炉格納容器の圧力が上昇した場合は原子炉格納容器スプレイ作動信号により、原子炉格納容器スプレイ設備による原子炉格納容器除熱を行う。</p> <p>(添付資料 7.1.8.6、7.1.8.15)</p>	<p>相違理由</p> <p>【高浜】 記載表現の相違</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・原子炉格納容器の事象進展に関しても記載</p> <p>【高浜】</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(b) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は第 2.8.32 図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値（約 350℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p> <p>1次冷却材圧力は第 2.8.23 図に示すとおり、初期値（約 15.7MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.3MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍(20.59MPa[gage])を下回る。</p> <p>また、加圧器逃がし弁の開閉操作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした 1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお、格納容器スプレイ設備の作動に至った場合、格納容器スプレイ設備の性能は、原子炉設置</p>	<p>(b) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は第 2.8.24 図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値（約 340℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p> <p>1次冷却材圧力は第 2.8.15 図に示すとおり、初期値（約 15.7MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍 (20.59MPa[gage]) を下回る。</p> <p>また、加圧器逃がし弁の開閉操作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした 1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお、格納容器スプレイ設備の作動に至った場合、格納容器スプレイ設備の性能は、設計基準事</p>	<p>【評価項目等のみ再掲】</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第 2.7.13 図に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約 357℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第 2.7.7 図に示すとおり、逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により、約 7.38MPa[gage] 以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても、約 7.68MPa[gage] 以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。</p> <p>原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、原子炉減圧及び破断箇所隔離後の格納容器内への蒸気流入により上昇する。一方、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度が最も高くなる設計基準事故である「原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な</p>	<p>(b) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は第 7.1.8.32 図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値（約 350℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>1次冷却材圧力は第 7.1.8.23 図に示すとおり、初期値（約 15.7MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、1次冷却材圧力と1次冷却材ポンプ吐出部との差（高々約 0.5MPa）を考慮しても、約 16.2MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（20.592MPa[gage]）を十分下回る。</p> <p>また、加圧器逃がし弁の開閉操作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした 1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお、原子炉格納容器スプレイ設備の作動に至った場合、原子炉格納容器スプレイ設備の性能</p>	<p>添付資料の相違</p> <p>【高浜】 解析結果の相違 【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯】 設計の相違 【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・泊は既許可の設置変更許可申請書記載値の相違が多い</p> <p>【高浜】</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR 固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>許可申請書添付書類十「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.308MPa[gage]及び約132℃にとどまる。このため本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力(0.39MPa[gage])及び最高使用温度(144℃)を下回る。</p> <p>第2.8.23図及び第2.8.24図に示すように、事象発生約4.0時間後においても1次冷却材圧力及び温度は低下傾向を示していることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、余熱除去系の運転を継続することにより、事象発生約4.5時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに、余熱除去系の運転を継続することにより、安定停止状態を維持できる。また、余熱除去系が使用不能の場合においても、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリード及び格納容器スプレイポンプによる代替再循環を行うことにより、事象発生約46時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。その後も格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転を継続することにより、</p>	<p>故「原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.249MPa[gage]及び約125℃にとどまる。このため本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回る。</p> <p>第2.8.2.15図及び第2.8.2.16図に示すように、事象発生約5.5時間後においても1次冷却材圧力及び温度は低下傾向を示していることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、余熱除去系の運転を継続することにより、事象発生約9.7時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに、余熱除去系の運転を継続することにより、安定停止状態を維持できる。また、余熱除去系が使用不能の場合においても、充てん/高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリード及び格納容器スプレイポンプによる代替再循環を行うことにより、事象発生約28.0時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。その後も格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転を継続する</p>	<p>変化」の「原子炉冷却材喪失」においては、インターフェイスシステム LOCA とは異なり、事象開始から格納容器内に原子炉冷却材が流出し続ける事故を想定し解析しており、この場合でも原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約0.33MPa[gage]及び約146℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>中央制御室からの遠隔操作による高圧炉心スプレイ系の破断箇所隔離には失敗するが、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧を実施し破断箇所からの原子炉冷却材の漏えい抑制を図り、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を継続することで、炉心の冷却が維持される。その後は、現場操作にて高圧炉心スプレイ系の破断箇所を隔離し、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水並びに残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 2.7.2)</p>	<p>は、原子炉設置許可申請書添付書類十「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.241MPa[gage]、約124℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、原子炉格納容器最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回る。</p> <p>第7.1.8.23図及び第7.1.8.24図に示すように、事象発生約5時間後においても1次冷却材圧力及び温度は低下傾向を示していることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、余熱除去系の運転を継続することにより、事象発生約14.5時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに、余熱除去系の運転を継続することにより、安定停止状態を維持できる。また、余熱除去系が使用不能の場合においても、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリード及び格納容器スプレイポンプによる代替再循環を行うことにより、事象発生約32.9時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。その後も格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転を継続することで安定</p>	<p>記載表現の相違</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・既許可添付十章の 解析結果の相違 【大飯】 設計の相違</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 評価結果の相違 ・低温停止の1次冷却材温度93℃の評価を大飯は解析で示しているが、高浜・泊は定検実績等から示しており泊は運転実績が少ないため低温停止の実績時間が長い、そのため低温停止の時間評価も長くなっている。 【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>安定停止状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 2.8.8、2.8.9、2.8.10、2.8.11、2.8.13)</p>	<p>ことにより、安定停止状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 2.8.8、2.8.9、2.8.10、2.8.11、2.8.12、2.8.13)</p>	<p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p>	<p>状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>本評価では、「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>(添付資料 7.1.8.8、7.1.8.9、7.1.8.10、7.1.8.11、7.1.8.12)</p>	<p>【大飯、高浜】記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】記載方針の相違（女川実績の反映）</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR 固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>2.8.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本重要事故シーケンスは、運転員等操作である2次冷却系強制冷却、加圧器逃がし弁開閉操作による1次冷却系の減温、減圧を行うとともに、高圧注入から充てん注入への切替操作等を行うクールダウンアンドリサーキュレーションにより炉心を冷却し、漏えい量を抑制することが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、原子炉トリップ又は非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次冷却系強制冷却、並びに1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）等を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p>	<p>2.8.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本重要事故シーケンスは、運転員等操作である2次系強制冷却、加圧器逃がし弁開閉操作による1次系の減温、減圧を行うとともに、高圧注入から充てん注入への切替操作等を行うクールダウンアンドリサーキュレーションにより炉心を冷却し、漏えい量を抑制することが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、原子炉トリップ又は非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次系強制冷却、並びに1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）等を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p>	<p>2.7.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断し、格納容器外へ原子炉冷却材が流出することが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作及び高圧炉心スプレイ系の破断箇所隔離操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p>	<p>7.1.8.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>格納容器バイパスでは、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器が破損し、原子炉格納容器外へ1次冷却材が流出することが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、原子炉トリップ又は非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次冷却系強制冷却、並びに1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）等を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p>	<p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>・操作の特徴ではなく事故の特徴について記載</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における沸騰・ポイド率変化及び気液分離・対向流に係るポイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析等の結果から、炉心水位について最大で0.3m低く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、インターフェイスシステム LOCAでは、主配管につながる枝管の下流側にある弁等からの流出を仮定するため枝管の形状圧損及び摩擦圧損が模擬されず、破断流量を実際よりも多く評価することから、漏えい量を少なく評価する不確かさについて考</p>	<p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における沸騰・ポイド率変化及び気液分離・対向流に係るポイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、炉心水位について最大で0.3m低く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、インターフェイスシステム LOCAでは、主配管につながる枝管の下流側にある弁等からの流出を仮定するため枝管の形状圧損及び摩擦圧損が模擬されず、破断流量を実際よりも多く評価することから、漏えい量を少なく評価する不確かさについて考</p>	<p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は、燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.7.3)</p>	<p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における沸騰・ポイド率変化及び気液分離・対向流に係るポイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析等の結果から、炉心水位について最大で0.3m低く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、インターフェイスシステム LOCAでは、主配管につながる枝管の下流側にある弁等からの流出を仮定するため枝管の形状圧損及び摩擦圧損が模擬されず、破断流量を実際よりも多く評価することから、漏えい量を少なく評価する不確かさについて考</p>	

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>慮する必要はない。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系の減圧が遅くなるため、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次冷却系強制冷却の開始が遅くなる。</p> <p>また、1次冷却系の減圧が遅くなることで1次冷却材の飽和温度の低下が遅くなり、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。</p> <p>一方、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%~50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系の減圧が遅くなるため、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次冷却系強制冷却の開始が遅くなる。</p>	<p>慮する必要はない。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次系の減圧が遅くなるため、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次系強制冷却の開始が遅くなる。</p> <p>また、1次系の減圧が遅くなることで1次冷却材の飽和温度の低下が遅くなり、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。</p> <p>一方、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%~50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次系の減圧が遅くなるため、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次系強制冷却の開始が遅くなる。</p>		<p>慮する必要はない。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系の減圧が遅くなるため、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次冷却系強制冷却の開始が遅くなるが、操作手順（非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点として操作開始）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>また、1次冷却系の減圧が遅くなることで1次冷却材の飽和温度の低下が遅くなり、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなるが、操作手順（1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点として操作開始）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>一方、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%~50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系の減圧が遅くなるため、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次冷却系強制冷却の開始が遅くなるが、操</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・運転員等操作時間に与える影響について詳細に記載</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・運転員等操作時間に与える影響について詳細に記載</p> <p>【大飯、高浜】</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>また、1次冷却系の減圧が遅くなることで1次冷却材の飽和温度の低下が遅くなり、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。</p> <p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、インターフェイスシステム LOCA において、2次冷却系強制冷却等による減圧時に1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材温度は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。</p>	<p>また、1次系の減圧が遅くなることで1次冷却材の飽和温度の低下が遅くなり、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。</p> <p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、インターフェイスシステム LOCA において、2次系強制冷却等による減圧時に1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材温度は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。</p>		<p>作手順（非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点として操作開始）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>また、1次冷却系の減圧が遅くなることで1次冷却材の飽和温度の低下が遅くなり、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなるが、操作手順（1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点として操作開始）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、インターフェイスシステム LOCA において、2次冷却系強制冷却等による減圧時に1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材温度は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなるが、操作手順（1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点として操作開始）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与え</p>	<p>記載方針の相違（女川実績の反映） ・運転員等操作時間に与える影響について詳細に記載</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・運転員等操作時間に与える影響について詳細に記載</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・運転員等操作時間に与え</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、インターフェイスシステム LOCA において、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱・凝縮量を小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の蒸気発生器での伝熱・凝縮量は解析結果に比べて大きくなり、1次冷却材温度が低くなることから、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時に1次側・2次側の熱伝達を小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次側・2次側の熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、1次冷却材温度が低くなることから、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から</p>	<p>1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、インターフェイスシステム LOCA において、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱・凝縮量を小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の蒸気発生器での伝熱・凝縮量は解析結果に比べて大きくなり、1次冷却材温度が低くなることから、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次系強制冷却による減圧時に1次側・2次側の熱伝達を小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次側・2次側の熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、1次冷却材温度が低くなることから、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から</p>	<p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時に1次側・2次側の熱伝達を小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次側・2次側の熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、1次冷却材温度が低くなることから、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から</p>	<p>る影響はない。</p> <p>1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、インターフェイスシステム LOCA において、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱・凝縮量を小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の蒸気発生器での伝熱・凝縮量は解析結果に比べて大きくなり、1次冷却材温度が低くなることから、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなるが、操作手順（1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点として操作開始）には変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時に1次側・2次側の熱伝達を小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次側・2次側の熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、1次冷却材温度が低くなることから、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から</p>	<p>【大飯、高浜】記載方針の相違（女川実績の反映） ・運転員等操作時間に与える影響について詳細に記載</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>ら充てん注入への切替操作の開始が早くなる。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析等の結果から、炉心水位について最大で0.3m低く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の炉心水位は解析結果に比べて高くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しか</p>	<p>充てん注入への切替操作の開始が早くなる。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、炉心水位について最大で0.3m低く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の炉心水位は解析結果に比べて高くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しか</p>	<p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めめに評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めめに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めめに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料 2.7.3)</p>	<p>ら充てん注入への切替操作の開始が早くなるが、操作手順（1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点として操作開始）に変わりはないことから、運転員等操作時間を与える影響はない。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析等の結果から、炉心水位について最大で0.3m低く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の炉心水位は解析結果に比べて高くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しか</p>	<p>【大飯、高浜】記載方針の相違（女川実績の反映） ・運転員等操作時間 に与える影響について詳細に記載</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>し、インターフェイスシステム LOCA では、主配管につながる枝管の下流側にある弁等からの流出を仮定するため枝管の形状圧損及び摩擦圧損が模擬されず、破断流量を実際よりも多く評価することから、漏えい量を少なく評価する不確かさについて考慮する必要はない。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。一方、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%~50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、インターフェイスシステム LOCA において、2次冷却系強制冷却等による減圧時に1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されるこ</p>	<p>し、インターフェイスシステム LOCA では、主配管につながる枝管の下流側にある弁等からの流出を仮定するため枝管の形状圧損及び摩擦圧損が模擬されず、破断流量を実際よりも多く評価することから、漏えい量を少なく評価する不確かさについて考慮する必要はない。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。一方、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%~50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、インターフェイスシステム LOCA において、2次系強制冷却等による減圧時に1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなり、1次系保有水量の低下が抑制されることから、</p>		<p>し、インターフェイスシステム LOCA では、主配管につながる枝管の下流側にある弁等からの流出を仮定するため枝管の形状圧損及び摩擦圧損が模擬されず、破断流量を実際よりも多く評価することから、漏えい量を少なく評価する不確かさについて考慮する必要はない。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。一方、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%~50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、インターフェイスシステム LOCA において、2次冷却系強制冷却等による減圧時に1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなり、1次冷却系保有水量の減少が抑制されるこ</p>	

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>とから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、インターフェイスシステム LOCAにおいて、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱・凝縮量を小さく評価することにより、1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることにより、漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時における1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなり、漏えい量が少なることで1次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価 a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p>	<p>評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、インターフェイスシステム LOCAにおいて、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱・凝縮量を小さく評価することにより、1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることにより、漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次系強制冷却による減圧時における1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなり、漏えい量が少なることで1次系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価 a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p>	<p>とから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、インターフェイスシステム LOCAにおいて、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱・凝縮量を小さく評価することにより、1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることにより、漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次系強制冷却による減圧時における1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなり、漏えい量が少なることで1次系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価 a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p>	<p>とから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、インターフェイスシステム LOCAにおいて、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱・凝縮量を小さく評価することにより、1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることにより、漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時における1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなり、漏えい量が少なることで1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価 a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p>	<p></p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.8.3表及び第2.8.4表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えらるる炉心崩壊熱及びインターフェイスシステム LOCA 時の破断口径、並びに評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる蓄圧タンク初期保有水量に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心</p>	<p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.8.2.1表及び第2.8.2.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えらるる炉心崩壊熱（標準値）及びインターフェイスシステム LOCA 時の破断口径、標準値として設定している蒸気発生器2次側保有水量、並びに評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる蓄圧タンク初期保有水量に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している崩壊</p>	<p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.7.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えらるる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42.0kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t</p>	<p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第7.1.8.3表及び第7.1.8.4表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えらるる炉心崩壊熱及びインターフェイスシステム LOCA 時の破断口径、並びに評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる蓄圧タンク初期保有水量に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の原子炉停止後の炉心崩壊熱を最確条件とした場合、解</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【高浜】 記載内容の相違 ・泊は個別解析のため、標準値に係る記載をしない（大飯と同様）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなる。よって、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次冷却系強制冷却及び1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。</p> <p>インターフェイスシステム LOCA 時の破断口径を最確値とした場合、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、破断箇所からの漏えい量が少なくなる。このため、1次冷却材圧力の低下が遅くなり、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次冷却系強制冷却の開始が遅くなる。一方、1次冷却材圧力の低下が遅くなることで1次冷却材の飽和温度の低下も遅くなり、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。</p>	<p>熱より小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなる。よって、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次冷却系強制冷却及び1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。</p> <p>インターフェイスシステム LOCA 時の破断口径を最確値とした場合、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、破断箇所からの漏えい量が少なくなる。このため、1次冷却材圧力の低下が遅くなり、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次冷却系強制冷却の開始が遅くなる。一方、1次冷却材圧力の低下が遅くなることで1次冷却材の飽和温度の低下も遅くなり、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。</p>	<p>に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約31GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の炉心流量及び原子炉水位は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。</p> <p>なお、外部電源がある場合は、給復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の逃がし安全弁は、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している弁数より多くなり、急速減圧時の減圧時間が短くなること</p>	<p>析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなる。よって、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次冷却系強制冷却操作及び1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなるが、操作手順（非常用炉心冷却設備作動信号の発信及び1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点として操作開始）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>事故条件のインターフェイスシステム LOCA 時の破断口径を最確条件とした場合、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、破断箇所からの漏えい量が少なくなる。このため、1次冷却材圧力の低下が遅くなり、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次冷却系強制冷却の開始が遅くなる。一方、1次冷却材圧力の低下が遅くなることで1次冷却材の飽和温度の低下も遅くなり、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなるが、操作手順（非常用炉心冷却設備作動信号の発信及び1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点として操作</p>	<p>【川実績の反映】</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(b) 評価項目となるパラメータへの影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率が低下し、1次冷却系保有水量の低下が抑制される。このため、評価項目となるパ</p>	<p>蒸気発生器2次側保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定している保有水量より多くなるため、2次側保有水量の違いによる2次系による冷却効果はわずかに大きくなるが、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータへの影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率が低下する。また、インターフェイスシステム LOCA 時の破断口径を最確値とした場合、破</p>	<p>で低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の注水開始時間が早くなるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.7.3)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42.0kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対応したもとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 31Gwd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合</p>	<p>開始)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の原子炉停止後の炉心崩壊熱を最確条件とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率が低下し、1次冷却系保有水量の減少が抑制される。この</p>	<p>【高浜】 評価方針の相違 ・泊は個別解析のため不確かさの影響評価の対象外（大飯と同様）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） 【高浜】 記載方針の相違 （大飯と同様）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>ラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>インターフェイスシステム LOCA 時の破断口径を最確値とした場合、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、1次冷却材の流出量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>蓄圧タンクの初期保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定している保有水量より多くなる。蓄圧タンクの初期保有水量が多い方が蓄圧タンク気相部の初期体積が小さくなり、注水に伴う気相部圧力の低下が大きくなることから、1次冷却系への注水量の観点から厳しくなる。その影響を事象推移から確認した結果、蓄圧タンクによる炉心注水より前に、高圧注入ポンプによる炉心注水により1次冷却系保有水量は回復に転じていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>断箇所からの漏えい量が低下する。よって、1次系保有水量の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>蒸気発生器2次側保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定している保有水量より多くなるため、2次側の冷却効果はわずかに大きくなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>蓄圧タンクの初期保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定している保有水量より多くなる。蓄圧タンクの初期保有水量が多い方が蓄圧タンク気相部の初期体積が小さくなり、注水に伴う気相部圧力の低下が大きくなることから、1次系への注水量の観点から厳しくなる。その影響を事象推移から確認した結果、蓄圧タンクによる炉心注水より前に、充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水により1次系保有水量は回復に転じていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなるが、本重要事故シーケンスは格納容器バイパス事象であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の炉心流量及び原子炉水位は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。</p> <p>なお、外部電源がある場合は、給復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されるため、事象進展が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>機器条件の逃がし安全弁は、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している弁数より多くなり、急速減圧時の減圧時間が短くなることで低圧炉心スプレー系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の注水</p>	<p>ため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>事故条件のインターフェイスシステム LOCA 時の破断口径を最確条件とした場合、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、1次冷却材の流出量が少なくなり、1次冷却系保有水量の減少が抑制される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>機器条件の蓄圧タンクの初期保有水量を最確条件とした場合、解析条件で設定している保有水量より多くなる。蓄圧タンクの初期保有水量が多い方が蓄圧タンク気相部の初期体積が小さくなり、注水に伴う気相部圧力の低下が大きくなることから、1次冷却系への注水量の観点から厳しくなる。その影響を事象推移から確認した結果、蓄圧タンクによる炉心注水より前に高圧注入ポンプによる炉心注水により1次冷却系保有水量は回復に転じていることから、評価項目となるパラメータに与える影</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【高浜】 評価方針の相違 ・泊は個別解析のため不確かさの影響評価の対象外（大飯と同様）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響、並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。</p> <p>(a) 要員の配置による他の操作に与える影響</p> <p>インターフェイスシステム LOCA における2次冷却系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第2.8.7図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配</p>	<p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響、並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。</p> <p>(a) 要員の配置による他の操作に与える影響</p> <p>インターフェイスシステム LOCA における2次系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第2.8.1.7図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置</p>	<p>開始時間が早くなることにより、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>機器条件の低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料 2.7.3)</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から30分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、破断箇所の隔離操作の失敗の認知時間は、時間余裕を含めて設定されていることから、その後に行う原</p>	<p>響はない。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件のインターフェイスシステム LOCA における2次冷却系強制冷却操作は、解析上の操作開始時間として非常用炉心冷却設備動作信号発信から25分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>・女川同様に解析上の操作開始時間を記載したため、各操作</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>【再掲】 インターフェイスシステム LOCA における2次冷却系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第2.8.7図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>【再掲】 インターフェイスシステム LOCA における2次冷却系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第2.8.7図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p>	<p>による他の操作に与える影響はない。</p> <p>【再掲】 インターフェイスシステム LOCA における2次系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第2.8.1.7図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>【再掲】 インターフェイスシステム LOCA における2次系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第2.8.1.7図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p>	<p>子炉減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、この場合、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水が早期に実施されることから、原子炉水位維持の点では問題とならない。</p> <p>操作条件の高圧炉心スプレイ系の破断箇所隔離操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から4時間20分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、隔離操作を実施すべき弁を容易に認知でき、現場での操作場所は漏えい箇所と異なる場所であり、漏えいの影響を受けにくいいため、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>(添付資料 2.7.3)</p>	<p>ことから、運転員等操作時間に与える影響はない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は早まる若しくは遅くなる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件のインターフェイスシステム LOCA における加圧器逃がし弁の開閉操作は、解析上の操作開始時間として非常用炉心冷却設備停止条件成立から4分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は早まる若しくは遅くなる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件のインターフェイスシステム LOCA における高圧注入から充てん注入への切替操作は、解析上の操作開始時間として加圧器逃がし弁開閉操作に係る条件成立後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。当該</p>	<p>条件毎に書き分けた</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>ない。</p> <p>また、余熱除去系統の隔離操作として実施する余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の閉操作は、第 2.8.7 図に示すとおり、現場の操作であるが、同一の運転員等による他の操作がないことから、要員の配置による他の操作への影響はない。なお、余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の操作位置は漏えいの影響を受けにくい場所にあるため、破断口径の不確かさにより漏えい量の変動しても、余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の閉操作の成立性に影響を与えない。</p> <p>蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における2次冷却系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第 2.8.8 図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p>	<p>い。</p> <p>また、余熱除去系統の隔離操作として実施する余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の閉操作は、第 7.1.8.7 図に示すとおり、現場での操作であるが、同一の運転員等による他の操作がないことから、要員の配置による他の操作への影響はない。なお、余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の操作位置は漏えいの影響を受けにくい場所にあるため、破断口径の不確かさにより漏えい量の変動しても、余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の閉操作の成立性に影響を与えない。</p> <p>蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における健全側主蒸気逃がし弁開放による2次系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第 2.8.1.8 図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p>		<p>操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は早まる若しくは遅くなる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>また、余熱除去系統の隔離操作として実施する余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の閉操作は、第 7.1.8.7 図に示すとおり、現場の操作であるが、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は想定上の設定とほぼ同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。なお、余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の操作位置は漏えいの影響を受けにくい場所にあるため、破断口径の不確かさにより漏えい量の変動しても、余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の閉操作の成立性に影響を与えない。</p> <p>操作条件の蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における健全側蒸気発生器による2次冷却系強制冷却は、解析上の操作開始時間として破損側蒸気発生器隔離操作完了後1分で開始を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。当該操作は、解析コー</p>	<p>【大飯、高浜】記載表現の相違（女川実録の反映） ・女川同様に解析上の操作開始時間を記載したため、各操作条件毎に書き分けた</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【再掲】</p> <p>蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における2次冷却系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第2.8.8図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>【再掲】</p> <p>蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における2次冷却系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第2.8.8図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p>	<p>【再掲】</p> <p>蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における健全側主蒸気逃がし弁開放による2次系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第2.8.1.8図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>【再掲】</p> <p>蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における健全側主蒸気逃がし弁開放による2次系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第2.8.1.8図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p>		<p>ド及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は早まる若しくは遅くなる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における加圧器逃がし弁の開閉操作は、解析上の操作開始時間として加圧器逃がし弁開閉操作に係る条件成立後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は早まる若しくは遅くなる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における高圧注入から充てん注入への切替操作は、解析上の操作開始時間として非常用炉心冷却設備停止条件成立から2分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>2次冷却系強制冷却は、炉心崩壊熱等の不確かさにより1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなることで、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が早くなり、これに伴い操作開始が早くなる。</p> <p>また、蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における2次冷却系強制冷却は、解析上の開始時間と運用として実際に見込まれる開始時間の差異等により操作開始が早くなる。これらのように操作開始が早くなる場合には、1次冷却系からの漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>一方、インターフェイスシステム LOCA における2次冷却系強制冷却は、冷却材放出における臨界流</p>	<p>はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>2次系強制冷却は、炉心崩壊熱の不確かさにより1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなることで、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が早くなり、これに伴い操作開始が早くなる。</p> <p>また、蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における健全側蒸気発生器による2次系強制冷却は、解析上の開始時間と運用として実際に見込まれる開始時間の差異により操作開始が早くなる。これらのように操作開始が早くなる場合には、1次系からの漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の低下が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>一方、インターフェイスシステム LOCA における2次系強制冷却は、冷却材放出における臨界流モ</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、この場合、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水が早期に実施されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は早まる若しくは遅くなる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の2次冷却系強制冷却は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は炉心崩壊熱等の不確かさにより1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなることで、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が早くなり、これに伴い操作開始が早くなる。</p> <p>また、操作条件の蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における健全側蒸気発生器による2次冷却系強制冷却は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の開始時間と運用として実際に見込まれる開始時間の差異等により操作開始が早くなる。これらのように操作開始が早くなる場合には、1次冷却系からの漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>一方、操作条件のインターフェイスシステム LOCA における2次冷却系強制冷却は、運転員等操作時</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR 固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>モデル等の不確かさにより、1次冷却系からの漏えい量が少なくなり、1次冷却材圧力の低下が遅くなることで、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が遅くなり、これに伴い操作開始が遅くなる。このように操作開始が遅くなる場合は、1次冷却系からの漏えい量と操作遅れ時間の程度により燃料被覆管温度上昇に対する余裕は小さくなるが、高圧注入ポンプによる炉心注水により1次冷却系保有水量は確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作は、炉心崩壊熱等の不確かさにより1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなることで、操作開始が早くなる。このように操作開始が早くなる場合には、1次冷却系からの漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握 操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータ</p>	<p>デルの不確かさ等により、1次系からの漏えい量が少なくなり、1次冷却材圧力の低下が遅くなることで、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が遅くなり、これに伴い操作開始が遅くなる。このように操作開始が遅くなる場合は、1次系からの漏えい量と操作遅れ時間の程度により燃料被覆管温度上昇に対する余裕は小さくなるが、充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水により1次系保有水量は確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作は、炉心崩壊熱等の不確かさ等により1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなることで、操作開始が早くなる。このように操作開始が早くなる場合には、1次系からの漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の低下が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握 操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータ</p>	<p>操作条件の高圧炉心スプレイ系の破断箇所隔離操作は、運転員等操作時間に与える影響として、隔離操作の実施の有無に関わらず、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の原子炉注水継続により、炉心は再冠水されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>(添付資料2.7.3)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目とな</p>	<p>間に与える影響として、実態の操作開始時間は冷却材放出における臨界流モデル等の不確かさにより、1次冷却系からの漏えい量が少なくなり、1次冷却材圧力の低下が遅くなることで、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が遅くなり、これに伴い操作開始が遅くなる。このように操作開始が遅くなる場合は、1次冷却系からの漏えい量と操作遅れ時間の程度により燃料被覆管温度上昇に対する余裕は小さくなるが、高圧注入ポンプによる炉心注水により1次冷却系保有水量は確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は炉心崩壊熱等の不確かさにより1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなることで、操作開始が早くなる場合には、1次冷却系からの漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目とな</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実態の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>タに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を評価する。</p> <p>インターフェイスシステム LOCA 時において、2次冷却系強制冷却の操作時間余裕としては、水源となる燃料取替用水ピット枯渇までの時間として、第2.8.36 図に示す2次冷却系強制冷却開始までの最大注水流量が継続するものとして概算した。その結果、約2時間の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>加圧器逃がし弁の開操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水ピット枯渇までの時間として、第2.8.36 図に示す主蒸気逃がし弁開による1次冷却系の減温、減圧操作を考慮し、大気圧時点での高圧注入流量が継続するものとして概算した。その結果、約2時間の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故時において、破損側蒸気発生器の隔離操作及び2次冷却系強制冷却の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水ピット枯渇までの時間として、第2.8.37 図に示す2次冷却系強制冷却開始までの最大注水流量が継続するものとして概算した。その結果、約7時間の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>加圧器逃がし弁の開操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の時間余裕としては、水源となる燃料取替用</p>	<p>タに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を評価する。</p> <p>インターフェイスシステム LOCA 時において、2次系強制冷却の操作時間余裕としては、水源となる燃料取替用水タンク枯渇までの時間として、第2.8.3.1 図に示す2次系強制冷却開始までの最大注水流量が継続するものとして概算した。その結果、約2時間の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>加圧器逃がし弁開放操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水タンク枯渇までの時間として、第2.8.3.1 図に示す主蒸気逃がし弁開による1次系の減温、減圧操作を考慮し、大気圧時点での高圧注入流量が継続するものとして概算した。その結果、約1時間の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故時において、破損側蒸気発生器の隔離操作及び2次系強制冷却の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水タンク枯渇までの時間として、第2.8.3.2 図に示す2次系強制冷却開始までの最大注水流量が継続するものとして概算した。その結果、約6時間の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>加圧器逃がし弁開放操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の時間余裕としては、水源となる燃料取替用</p>	<p>るパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作については、原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により、炉心はおおむね冠水維持されることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の高圧炉心スプレイ系の破断箇所隔離操作については、隔離操作の実施の有無に関わらず、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の原子炉注水継続により、炉心は再冠水されることから、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 2.7.3)</p>	<p>るパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>インターフェイスシステム LOCA 時において、操作条件の2次冷却系強制冷却の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水ピット枯渇までの時間として、第7.1.8.36 図に示す2次冷却系強制冷却開始までの最大注水流量が継続するものとして概算した。その結果、約3時間の時間余裕がある。</p> <p>操作条件の加圧器逃がし弁の開操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水ピット枯渇までの時間として、第7.1.8.36 図に示す主蒸気逃がし弁開による1次冷却系の減温、減圧操作を考慮し、大気圧時点での高圧注入流量が継続するものとして概算した。その結果、約3時間の時間余裕がある。</p> <p>蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故時において、操作条件の破損側蒸気発生器の隔離操作及び2次冷却系強制冷却の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水ピット枯渇までの時間として、第7.1.8.37 図に示す2次冷却系強制冷却操作開始までの最大注水流量が継続するものとして概算した。その結果、約5時間の時間余裕がある。</p> <p>操作条件の加圧器逃がし弁開操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の時間余裕としては、水源となる燃</p>	<p>川実績の反映</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>水ビット枯渇までの時間として、第2.8.37 図に示す主蒸気逃がし弁開による1次冷却系の減温、減圧操作を考慮し、大気圧時点の高圧注入流量が継続するものとして概算した。その結果、約4時間の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。</p> <p>その結果、解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれらが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員等によるクールダウンアンドリサーキュレーションにより、1次冷却系への注水、1次冷却系の減温、減圧を行うこと等により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.8.14、2.8.16)</p>	<p>水タンク枯渇までの時間として、第2.8.3.2 図に示す主蒸気逃がし弁開による1次系の減温、減圧操作を考慮し、大気圧時点の高圧注入流量が継続するものとして概算した。その結果、約5時間の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。</p> <p>その結果、解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれらが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員等によるクールダウンアンドリサーキュレーションにより、1次系への注水、1次系の減温、減圧を行うこと等により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.8.14、2.8.15)</p>	<p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。</p> <p>その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p>	<p>料取替用水ビット枯渇までの時間として、第7.1.8.37 図に示す主蒸気逃がし弁開による1次冷却系の減温、減圧操作を考慮し、大気圧時点の高圧注入流量が継続するものとして概算した。その結果、約3時間の時間余裕がある。</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。</p> <p>その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>(添付資料7.1.8.13、7.1.8.14)</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>2.8.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シークエンスグループ「格納容器バイパス」において、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「2.8.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり18名である。したがって、「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員74名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シークエンス「格納容器バイパス」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シークエンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。</p> <p>なお、重要事故シークエンス「インターフェイスシステム LOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」において、燃料及び電源の評価結果は同じであり、水源の評価結果は各々について以下に示す。</p>	<p>2.8.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シークエンスグループ「格納容器バイパス」において、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「2.8.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり18名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している重大事故等対策要員118名で対応可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シークエンス「格納容器バイパス」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シークエンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。</p> <p>なお、重要事故シークエンス「インターフェイスシステム LOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」において、燃料及び電源の評価結果は同じであり、水源の評価結果は各々について以下に示す。</p>	<p>2.7.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シークエンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「2.7.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり30名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員の30名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シークエンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>(添付資料 2.7.4)</p>	<p>7.1.8.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シークエンスグループ「格納容器バイパス」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「7.1.8.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり9名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している中央制御室の運転員、災害対策本部要員、災害対策要員及び災害対策要員（支援）の33名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シークエンスグループ「格納容器バイパス」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>なお、重要事故シークエンス「インターフェイスシステム LOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」において、燃料及び電源の評価結果は同じであり、水源の評価結果は各々について以下に示す。</p>	<p>【大飯、高浜】 体制の相違 ・要員体制の差異</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・泊はシングルプラント評価のためツインプラントでの評価である大飯、高浜とは評価条件が異なる（女川と同様）</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>a. 水源</p> <p>重要事故シーケンス「インターフェイスシステム LOCA」において、復水ピット（1,035m³：有効水量）を水源とする補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による2次冷却系の冷却については、復水ピットが枯渇するまでの約18.7時間の注水継続が可能であり、事象発生の約63分後から健全側余熱除去系による冷却を実施した以降は、炉心冷却のための蒸気発生器への注水継続は不要である。</p> <p>また、燃料取替用水ピット（約1,860m³：有効水量）を水源とする高圧注入ポンプによる炉心注水については、事象発生の約63分後に充てんポンプに切り替えて炉心注水を継続する。</p> <p>その後、余熱除去系統からの漏えい停止確認以降は、事象収束のための注水継続は不要である。</p> <p>重要事故シーケンス「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」において、復水ピット（約1,035m³：有効水量）を水源とする補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による2次冷却系の冷却については、復水ピットが</p>	<p>a. 水源</p> <p>重要事故シーケンス「インターフェイスシステム LOCA」において、復水タンク（646m³：有効水量）を水源とする補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による2次系冷却については、復水タンクが枯渇するまでの約12.5時間の注水継続が可能であり、この間に消防ポンプを用いた海水補給が可能である。</p> <p>また、燃料取替用水タンク（1,600m³：有効水量）を水源とする充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水については、事象発生の約62分後に高圧注入から充てん注入に切り替えて炉心注水を継続する。</p> <p>その後、余熱除去系統からの漏えい停止確認以降は、事象収束のための注水継続は不要である。</p> <p>重要事故シーケンス「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」において、復水タンク（646m³：有効水量）を水源とする補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による2次系冷却については、復水タンクが枯渇するま</p>	<p>a. 水源</p> <p>インターフェイスシステム LOCA 発生後の隔離までの流出量は、約450m³となり、流出量分の注水が必要となる。水源として、復水貯蔵タンクに約1,192m³の水を保有している。インターフェイスシステム LOCA により復水貯蔵タンクが使用できない場合においても、サブプレッションチェンバに約2,800m³の水を保有しており、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水並びに残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱は、サブプレッションチェンバ内のプール水を水源とし、循環することから、水源が枯渇することはない。これにより必要な水量が確保可能であり、7日間の継続実施が可能である。</p>	<p>a. 水源</p> <p>重要事故シーケンス「インターフェイスシステム LOCA」において、補助給水ピット（570m³：有効水量）を水源とする補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による2次冷却系冷却については、補助給水ピットが枯渇するまでの約7.4時間の注水継続が可能であるが、それまでに余熱除去系による炉心冷却が可能となる。余熱除去系に切替えた以降は、余熱除去系による炉心冷却を継続することにより、炉心冷却のための蒸気発生器への注水継続は不要である。</p> <p>また、燃料取替用水ピット（1,700m³：有効水量）を水源とする高圧注入ポンプによる炉心注水については、事象発生後約60分後に充てんポンプに切り替えて炉心注水を継続する。</p> <p>その後、余熱除去系統からの漏えい停止確認以降は、事象収束のための注水継続は不要である。</p> <p>重要事故シーケンス「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」において、補助給水ピット（570m³：有効水量）を水源とする補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による2次冷却系の冷却については、補助給水ピット</p>	<p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・補助給水ピット水量の差異により注水継続時間が異なる 【高浜】 設計の相違 ・泊、大飯は1系統の漏えいのため、健全側の余熱除去系が使用可能 【大飯】 記載方針の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR 固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>枯渇するまでの約 18.7 時間の注水継続が可能であり、事象発生の約 2.3 時間後に余熱除去系による冷却に切り替えた以降は、炉心冷却のための蒸気発生器への注水継続は不要である。また、燃料取替用水ピット（約 1,860m³：有効水量）を水源とする高圧注入ポンプによる炉心注水については、事象発生の約 36 分後に充てんポンプに切り替えて炉心注水を継続する。</p> <p>その後、1 次冷却系の減圧操作により、蒸気発生器2次側圧力と均圧し、破損側蒸気発生器からの漏えいが停止した以降は、事象収束のための注水継続は不要である。なお、余熱除去系の接続に失敗した場合においては、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリード運転を実施するとともに、代替再循環運転へ切り替えることにより長期冷却が可能である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後 7 日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約 594.7kL の重油が必要となる。</p>	<p>での約 12.5 時間の注水継続が可能であり、事象発生の約 2.2 時間後に余熱除去系による冷却に切り替えた移行は、炉心冷却のための蒸気発生器への注水継続は不要である。また、燃料取替用水タンク（1,600m³：有効水量）を水源とする充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水については、事象発生の約 47 分後に高圧注入から充てん注入に切り替えて炉心注水を継続する。</p> <p>その後、1 次系の減圧操作により、蒸気発生器2次側圧力と均圧し、破損側蒸気発生器からの漏えいが停止した以降は、事象収束のための注水継続は不要である。なお、余熱除去系の接続に失敗した場合においては、充てん注入によるフィードアンドブリード運転を実施するとともに、代替再循環運転へ切り替えることにより長期冷却が可能である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後 7 日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約 450.9kL の重油が必要となる。</p>	<p>女川原子力発電所2号炉</p> <p>b. 燃料</p> <p>非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、事象発生後 7 日間最大負荷で運転した場合、約 735kL の軽油が必要となる。</p> <p>大容量送水ポンプ（タイプ I）による復水貯蔵タンクへの給水については、保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ（タイプ I）の運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 32kL の軽油が必要となる。常設代替交流電源設備については、重大事故</p>	<p>泊発電所3号炉</p> <p>トが枯渇するまでの約 7.4 時間の注水継続が可能であり、事象発生の約 2.0 時間後に余熱除去系による冷却に切り替えた以降は、炉心冷却のための蒸気発生器への注水継続は不要である。また、燃料取替用水ピット（1,700 m³：有効水量）を水源とする高圧注入ポンプによる炉心注水については、事象発生の約 37 分後に充てんポンプに切り替えて炉心注水を継続する。</p> <p>その後、1 次冷却系の減圧操作により、蒸気発生器2次側圧力と均圧し、破損側蒸気発生器からの漏えいが停止した以降は、事象収束のための注水継続は不要である。なお、余熱除去系の接続に失敗した場合においては、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリード運転を実施するとともに、代替再循環運転へ切り替えることにより長期冷却が可能である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後 7 日間最大負荷で運転した場合、約 527.1kL の軽油が必要となる。</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・補助給水ピット水量の差異により注水継続時間が異なる</p> <p>【高浜】 記載方針の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・必要な燃料量の相違 ・泊は軽油のみを使用する</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR 固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後の運転を想定して、7日間の運転継続に約 3.1kL の重油が必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要な重油はこれらを合計して約 597.8kL となるが、「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯蔵タンク及び重油タンクの合計容量(620kL)にて供給可能である。</p> <p>c. 電源</p>	<p>電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後の運転を想定して、7日間の運転継続に約 2.8kL の重油が必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要な重油はこれらを合計して約 453.7kLとなるが、「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯蔵タンク及び重油タンク(460kL)にて供給可能である。</p> <p>c. 電源</p>	<p>等対応に必要な電源供給は行わないものの、外部電源喪失により自動起動することから、保守的に事象発生後 24 時間、緊急用電気品建屋への電源供給を想定した場合、約 25kL の軽油が必要となる。</p> <p>軽油タンク（約 755kL）及びガスタービン発電設備軽油タンク（約 300kL）にて合計約 1,055kL の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給及び大容量送水ポンプ（タイプ I）による復水貯蔵タンクへの給水について、7日間の継続が可能である。</p> <p>緊急時対策所への電源供給については、保守的に事象発生直後の電源車（緊急時対策所用）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約 17kL の軽油が必要となるが、緊急時対策所軽油タンク（約 18kL）の使用が可能であることから、7日間の継続が可能である（合計使用量約 809kL）。</p> <p>【再掲】</p> <p>軽油タンク（約 755kL）及びガスタービン発電設備軽油タンク（約 300kL）にて合計約 1,055kL の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給及び大容量送水ポンプ（タイプ I）による復水貯蔵タンクへの給水について、7日間の継続が可能である。</p> <p>c. 電源</p>	<p>緊急時対策所への電源供給については、保守的に事象発生直後の緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、7日間の運転継続に約 7.4kL の軽油が必要となる。</p> <p>ディーゼル発電機燃料油貯蔵タンクにて約 540kL の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、ディーゼル発電機による電源供給及び緊急時対策所への電源供給について、7日間の継続が可能である（合計使用量約 534.5kL）。</p> <p>c. 電源</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）【大飯、高浜】 設備名称の相違 【大飯、高浜】 設計の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） 【大飯、高浜】 設計の相違 ・貯蔵容量の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR 固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>ディーゼル発電機の電源負荷について、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料2.1.12)</p>	<p>ディーゼル発電機の電源負荷について、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料2.1.12)</p>	<p>外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所への電源供給を行う電源車（緊急時対策所用）についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p>	<p>外部電源は使用できないものと仮定し、ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、ディーゼル発電機の負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所への電源供給を行う緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料7.1.8.17)</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・緊急時の評価結果についても記載</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>2.8.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」では、1次冷却材の原子炉格納容器外への漏えいが継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として主蒸気逃がし弁、高圧注入ポンプ等によるクールダウンアンドリサーキュレーションを整備しており、</p> <p>さらに、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリードを整備している。長期対策として余熱除去系による炉心冷却を整備する。また、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備している。</p>	<p>2.8.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」では、1次冷却材の原子炉格納容器外への漏えいが継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として主蒸気逃がし弁、充てん/高圧注入ポンプ等によるクールダウンアンドリサーキュレーションを整備しており、</p> <p>さらに、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、充てん/高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリードを整備している。長期対策として主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱、及び余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備している。</p>	<p>2.7.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、格納容器外へ原子炉冷却材が流出することで、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧手段及び運転員の破断箇所隔離による漏えい停止手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サブレーションプール水冷却モード）による格納容器除熱手段を整備している。</p>	<p>7.1.8.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器が破損し、原子炉格納容器外へ1次冷却材が流出することで、原子炉容器内水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として蒸気発生器2次側への注水と主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却、加圧器逃がし弁の開操作による1次冷却系の減圧並びに高圧注入ポンプ及び充てんポンプによる炉心注水、安定状態に向けた対策として余熱除去系による炉心冷却を整備している。</p> <p>さらに、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリード、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱及び格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備している。</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・通常の余熱除去系による炉心冷却ができない場合を女川に合わせて記載し、余熱除去系の接続に失敗する場合をまとめて記載</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」の重要事故シーケンス「インターフェイスシステム LOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、運転員等操作によるクールダウンアンドリサーキュレーション等を実施することにより、炉心が露出することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定停止状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさに並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>重大事故等対策要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源について、外部電源喪失を仮定しても供給可能である。</p> <p>以上のことから、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」において、クールダウンアンドリサーキュレーション</p>	<p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」の重要事故シーケンス「インターフェイスシステム LOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、運転員等操作によるクールダウンアンドリサーキュレーション等を実施することにより、炉心が露出することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定停止状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさに並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>重大事故等対策要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源について、外部電源喪失を仮定しても供給可能である。</p> <p>以上のことから、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」において、ク</p>	<p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」の重要事故シーケンス「ISLOCA」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水並びに残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注</p>	<p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」の重要事故シーケンス「インターフェイスシステム LOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、蒸気発生器2次側への注水と主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却、加圧器逃がし弁の開操作による1次冷却系の減圧並びに高圧注入ポンプ及び充てんポンプによる炉心注水を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員、災害対策本部要員、災害対策要員及び災害対策要員（支援）にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、蒸気発生器2次側への注水と主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却、加圧器逃がし弁の</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）・具</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シナシスに対して有効であり、事故シナシスグループ「格納容器バイパス」に対して有効である。</p>	<p>等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シナシスに対して有効であり、事故シナシスグループ「格納容器バイパス」に対して有効である。</p>	<p>水、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急速減圧、運転員の破断箇所隔離による漏えい停止、残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シナシスに対して有効であることが確認でき、事故シナシスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」に対して有効である。</p>	<p>開操作による1次冷却系の減圧並びに高圧注入ポンプ及び充てんポンプによる炉心注水等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シナシスに対して有効であることが確認でき、事故シナシスグループ「格納容器バイパス」に対して有効である。</p>	<p>体系的な炉心損傷防止対策を記載 【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・泊では文章内で重復する表現のため記載していない（伊方と同様）</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

第 2.8.1 表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について
 (インターフェースシステムLOCA) (1/3)

対策及び操作	手順	事故設備	可動設備	計装設備
a. プラントトリップの要	・事業の発生に伴い、原子炉トリップ及びローピッド ・緊急停止の発生時の緊急を認識し、所定 ・電源及び外部電源喪失の発生を判断する。	-	-	原子炉中子室 中間域中子室 中性子制御域中子室
b. 緊急注入シーケンス作 動状態の確認	・「緊急注入作動」警報により非常用炉心冷却設備 作動指令が发出し、緊急注入シーケンスが作動 していることを確認する。	燃料冷却用水ポンプ 余熱除去ポンプ 緊急注入ポンプ	-	高圧注入装置 燃料冷却用水ポンプ 緊急注入ポンプ
c. 緊急注入系動作の確認	・1次冷却材圧力の低下に伴い、緊急注入系が動 作することを確認する。	緊急タンク	-	1次冷却材圧力
d. 余熱除去系からの漏 えいの判断	・余熱除去系からの漏えいの発生は、高圧注入装置 水位及び圧力の低下、補助冷却材循環流量の 低下、高圧注入ポンプの停止、高圧注入ポンプ モータ電流異常により、インターフェースシ ステムLOCAの発生を判断する。	-	-	1次冷却材圧力 高圧注入装置

【 1 】は有効性評価上維持しない重大事故

第 2.8.1.1 表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について
 (インターフェースシステムLOCA) (1/3)

対策及び操作	手順	事故設備	可動設備	計装設備
a. プラントトリップの要	・事業の発生に伴い、原子炉トリップ及びローピ ッドトリップが作動する。 ・非常用電源及び外部電源喪失の発生を判断し、所定 電源及び外部電源喪失の発生を判断する。	-	-	原子炉中子室 中間域中子室 中性子制御域中子室
b. 緊急注入シーケンス作 動状態の確認	・「緊急注入作動」警報により非常用炉心冷却設備 作動指令が发出し、緊急注入シーケンスが作動 していることを確認する。	燃料冷却用水ポンプ 余熱除去ポンプ 緊急注入ポンプ	-	高圧注入装置 燃料冷却用水ポンプ 余熱除去ポンプ 緊急注入ポンプ
c. 緊急注入系動作の確認	・1次冷却材圧力の低下に伴い、緊急注入系が動 作することを確認する。	緊急タンク	-	1次冷却材圧力
d. 余熱除去系からの漏 えいの判断	・余熱除去系からの漏えいの発生は、高圧注入装置 水位及び圧力の低下、補助冷却材循環流量の 低下、高圧注入ポンプの停止、高圧注入ポンプ モータ電流異常により、インターフェースシ ステムLOCAの発生を判断する。	-	-	1次冷却材圧力 高圧注入装置 燃料冷却用水ポンプ 余熱除去ポンプ 緊急注入ポンプ

【 1 】は有効性評価上維持しない重大事故

第 2.1 表 「格納容器バイパス (インターフェースシステムLOCA) の重大事故等対策について (1/2)

操作及び確認	手順	事故設備	可動設備	計装設備
インターフェースシステムLO CA発生	・原子炉のトリップに伴い、原子炉トリップ及びローピ ッドトリップが作動する。 ・非常用電源及び外部電源喪失の発生を判断し、所定 電源及び外部電源喪失の発生を判断する。	-	-	原子炉中子室 中間域中子室 中性子制御域中子室
緊急注入シーケンス作 動状態の確認	・「緊急注入作動」警報により非常用炉心冷却設備 作動指令が发出し、緊急注入シーケンスが作動 していることを確認する。	燃料冷却用水ポンプ 余熱除去ポンプ 緊急注入ポンプ	-	高圧注入装置 燃料冷却用水ポンプ 余熱除去ポンプ 緊急注入ポンプ
緊急注入系動作の確認	・1次冷却材圧力の低下に伴い、緊急注入系が動 作することを確認する。	緊急タンク	-	1次冷却材圧力
高圧注入ポンプによる高圧注 入	・高圧注入ポンプの作動に伴い、高圧注入ポンプが動 作することを確認する。	高圧注入ポンプ	-	高圧注入ポンプ 高圧注入ポンプ

【 1 】は有効性評価上維持しない重大事故

第 7.1.8.1 表 「格納容器バイパス」の重大事故等対策について
 (インターフェースシステムLOCA) (1/3)

対策及び操作	手順	事故設備	可動設備	計装設備
a. プラントトリップの要	・事業の発生に伴い、原子炉トリップ及びローピッドトリップが作 動する。 ・非常用電源及び外部電源喪失の発生を判断し、所定電源及び外部電 源喪失の発生を判断する。	-	-	原子炉中子室 中間域中子室 中性子制御域中子室
b. 緊急注入シーケンス作 動の確認	・「緊急注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動指令が发出し、 緊急注入シーケンスが作動していることを確認する。	燃料冷却用水ポンプ 高圧注入ポンプ 緊急注入ポンプ	-	高圧注入装置 燃料冷却用水ポンプ 緊急注入ポンプ
c. 緊急注入系動作の確認	・1次冷却材圧力の低下に伴い、緊急注入系が作動することを確認 する。	緊急タンク	-	1次冷却材圧力 (ICM) 高圧注入ポンプ (ICM)
d. 余熱除去系からの漏えい の判断	・余熱除去系からの漏えいの発生は、高圧注入ポンプ水位及び圧力の 低下、高圧注入ポンプの停止、高圧注入ポンプモータ電流異常により、 インターフェースシステムLOCAの発生を判断する。	-	-	1次冷却材圧力 (ICM) 高圧注入ポンプ (ICM)

【 1 】は有効性評価上維持しない重大事故

相違理由

【大飯、高浜】
 名称等の相違
 ・設備仕様等の差
 異により「手順」
 「重大事故等対処
 設備」の記載、名
 称が異なる

【大飯、高浜】
 記載方針の相違
 (女川実績の反
 映)

・泊でも女川同
 様、重大事故等対
 処設備(設計基準
 拡張)の分類を導
 入する予定であ
 り、整理出来次第、
 有効性評価値
 を反映する

7.1.8 格納容器パイパス

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

第 2.8.1.2 表 「格納容器パイパス」における重大事故等対策について
 (蒸気発生器伝熱管破損+破損箇蒸気発生器隔離失敗) (1/4)

対策及び備考	手順	重大事故等対策	相違設備	許容設備
a. プラントトリップの機能	・ 事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びターボジェネレーターを機能させる。 ・ 非常用冷却水の喪失時の電圧を監視し、所定電圧及び非常用冷却水の喪失を判断する。	—	—	—
b. 緊急注入シーケンス作動の機能	・ 「緊急注入作動」警報により非常用冷却水の供給動作が開始し、緊急注入シーケンスが作動していることを確認する。	—	—	—
c. 蒸気発生器伝熱管破損の検出の機能	・ 蒸気発生器伝熱管破損の検出警報により、蒸気発生器伝熱管破損の発生を判断し、蒸気発生器伝熱管破損の発生を判断する。	—	—	—
d. 隔離装置パイパスの機能	・ 「蒸気発生器伝熱管破損」警報により非常用冷却水の供給動作が開始し、緊急注入シーケンスが作動していることを確認する。	—	—	—
e. 破損箇蒸気発生器の隔離の機能	・ 破損箇蒸気発生器の隔離警報により、破損箇蒸気発生器への隔離動作を行う。	—	—	—

第 2.8.1.2 表 「格納容器パイパス」における重大事故等対策について
 (蒸気発生器伝熱管破損+破損箇蒸気発生器隔離失敗) (1/4)

対策及び備考	手順	重大事故等対策	相違設備	許容設備
a. プラントトリップの機能	・ 事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びターボジェネレーターを機能させる。 ・ 非常用冷却水の喪失時の電圧を監視し、所定電圧及び非常用冷却水の喪失を判断する。	—	—	—
b. 緊急注入シーケンス作動の機能	・ 「緊急注入作動」警報により非常用冷却水の供給動作が開始し、緊急注入シーケンスが作動していることを確認する。	—	—	—
c. 蒸気発生器伝熱管破損の検出の機能	・ 蒸気発生器伝熱管破損の検出警報により、蒸気発生器伝熱管破損の発生を判断し、蒸気発生器伝熱管破損の発生を判断する。	—	—	—
d. 隔離装置パイパスの機能	・ 「蒸気発生器伝熱管破損」警報により非常用冷却水の供給動作が開始し、緊急注入シーケンスが作動していることを確認する。	—	—	—
e. 破損箇蒸気発生器の隔離の機能	・ 破損箇蒸気発生器の隔離警報により、破損箇蒸気発生器への隔離動作を行う。	—	—	—

第 7.1.8.2 表 「格納容器パイパス」の重大事故等対策について
 (蒸気発生器伝熱管破損時に破損箇蒸気発生器の隔離に失敗する事故) (1/4)

対策及び備考	手順	重大事故等対策	相違設備	許容設備
a. プラントトリップの機能	・ 事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びターボジェネレーターを機能させる。 ・ 非常用冷却水の喪失時の電圧を監視し、所定電圧及び非常用冷却水の喪失を判断する。	—	—	—
b. 緊急注入シーケンス作動の機能	・ 「緊急注入作動」警報により非常用冷却水の供給動作が開始し、緊急注入シーケンスが作動していることを確認する。	—	—	—
c. 蒸気発生器伝熱管破損の検出の機能	・ 蒸気発生器伝熱管破損の検出警報により、蒸気発生器伝熱管破損の発生を判断し、蒸気発生器伝熱管破損の発生を判断する。	—	—	—
d. 隔離装置パイパスの機能	・ 「蒸気発生器伝熱管破損」警報により非常用冷却水の供給動作が開始し、緊急注入シーケンスが作動していることを確認する。	—	—	—
e. 破損箇蒸気発生器の隔離の機能	・ 破損箇蒸気発生器の隔離警報により、破損箇蒸気発生器への隔離動作を行う。	—	—	—

第 7.1.8.2 表 「格納容器パイパス」の重大事故等対策について
 (蒸気発生器伝熱管破損時に破損箇蒸気発生器の隔離に失敗する事故) (1/4)

対策及び備考	手順	重大事故等対策	相違設備	許容設備
a. プラントトリップの機能	・ 事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びターボジェネレーターを機能させる。 ・ 非常用冷却水の喪失時の電圧を監視し、所定電圧及び非常用冷却水の喪失を判断する。	—	—	—
b. 緊急注入シーケンス作動の機能	・ 「緊急注入作動」警報により非常用冷却水の供給動作が開始し、緊急注入シーケンスが作動していることを確認する。	—	—	—
c. 蒸気発生器伝熱管破損の検出の機能	・ 蒸気発生器伝熱管破損の検出警報により、蒸気発生器伝熱管破損の発生を判断し、蒸気発生器伝熱管破損の発生を判断する。	—	—	—
d. 隔離装置パイパスの機能	・ 「蒸気発生器伝熱管破損」警報により非常用冷却水の供給動作が開始し、緊急注入シーケンスが作動していることを確認する。	—	—	—
e. 破損箇蒸気発生器の隔離の機能	・ 破損箇蒸気発生器の隔離警報により、破損箇蒸気発生器への隔離動作を行う。	—	—	—

相違理由

【大飯、高岡】
 名称等の相違
 ・ 設備仕様等の差異により「手順」
 「重大事故等対処設備」の記載、名称が異なる

【大飯、高岡】
 記載方針の相違
 (女川実績の反映)

・ 泊でも女川同様、重大事故等対処設備(設計基準取扱い)の分類を導入する予定であり、整理出来次第、有効性評価値に反映する

7.1.8 格納容器パイパス

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所3／4号炉	高浜発電所3／4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																			
<p>第2.8.2表 「格納容器パイパス」における重大事故等対策について (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) (4/4)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>重大事故等対応設備</th> <th>可稼設備</th> <th>計装設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>手順</td> <td>高設設備 A格納容器スプレ インポンプ(RH1B S-CSS連続ク イン使用) A格納容器スプレ イン制御 A格納容器再循環サ ンプ A格納容器再循環サ ンプスターリン グ 燃料油貯蔵タンク 風田ファン</td> <td>格納容器再循環ポン プ水位(広域) 格納容器再循環ポン プ水位(広域) 1次冷却材低温側温度 (広域) 1次冷却材高温側温度 (広域) 1次冷却材圧力 全熱除去流量 加圧器水位 加圧器水位</td> </tr> </tbody> </table> <p>【1】は有効性評価上期待しない重大事故</p>	重大事故等対応設備	可稼設備	計装設備	手順	高設設備 A格納容器スプレ インポンプ(RH1B S-CSS連続ク イン使用) A格納容器スプレ イン制御 A格納容器再循環サ ンプ A格納容器再循環サ ンプスターリン グ 燃料油貯蔵タンク 風田ファン	格納容器再循環ポン プ水位(広域) 格納容器再循環ポン プ水位(広域) 1次冷却材低温側温度 (広域) 1次冷却材高温側温度 (広域) 1次冷却材圧力 全熱除去流量 加圧器水位 加圧器水位	<p>第2.8.1.2表 「格納容器パイパス」における重大事故等対策について (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) (4/4)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>重大事故等対応設備</th> <th>可稼設備</th> <th>計装設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>手順</td> <td>高設設備 A格納容器スプレ インポンプ A格納容器スプレ イン制御 熱納容器再循環サ ンプ 熱納容器再循環サ ンプスターリン グ 代替再循環配管 デューゼル発電機 燃料油貯蔵タンク</td> <td>格納容器再循環ポン プ水位 格納容器再循環ポン プ水位 1次冷却材低温側温度 (広域) 1次冷却材高温側温度 (広域) 1次冷却材圧力 全熱除去流量 加圧器水位 燃料取替用水タンク水 位</td> </tr> </tbody> </table> <p>【1】は有効性評価上期待しない重大事故</p>	重大事故等対応設備	可稼設備	計装設備	手順	高設設備 A格納容器スプレ インポンプ A格納容器スプレ イン制御 熱納容器再循環サ ンプ 熱納容器再循環サ ンプスターリン グ 代替再循環配管 デューゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	格納容器再循環ポン プ水位 格納容器再循環ポン プ水位 1次冷却材低温側温度 (広域) 1次冷却材高温側温度 (広域) 1次冷却材圧力 全熱除去流量 加圧器水位 燃料取替用水タンク水 位	<p>第7.1.8.2表 「格納容器パイパス」の重大事故等対策について (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故) (4/4)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>重大事故等対応設備</th> <th>常設設備</th> <th>可稼設備</th> <th>計装設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>手順</td> <td>D-格納容器スプレインポンプ B-格納容器再循環ポンプ B-格納容器再循環ポンプスター リン 加圧器及び加圧器配管 デューゼル発電機燃料油貯蔵 タンク</td> <td>D-格納容器再循環ポン プ水位(広域) 格納容器再循環ポン プ水位(広域) 1次冷却材温度(広域)高温 側 1次冷却材温度(広域)低温 側 1次冷却材圧力(広域) 加圧器水位 加圧器水位</td> <td>格納容器再循環ポン プ水位(広域) 格納容器再循環ポン プ水位(広域) 1次冷却材温度(広域)高温 側 1次冷却材温度(広域)低温 側 1次冷却材圧力(広域) 加圧器水位 加圧器水位</td> </tr> </tbody> </table> <p>【1】は有効性評価上期待しない重大事故</p> <p>【1】：重大事故等対応設備(設計方針相違)</p> <p>【1】：重大事故等対応設備(設計方針相違)</p> <p>【1】：重大事故等対応設備(設計方針相違)</p>	重大事故等対応設備	常設設備	可稼設備	計装設備	手順	D-格納容器スプレインポンプ B-格納容器再循環ポンプ B-格納容器再循環ポンプスター リン 加圧器及び加圧器配管 デューゼル発電機燃料油貯蔵 タンク	D-格納容器再循環ポン プ水位(広域) 格納容器再循環ポン プ水位(広域) 1次冷却材温度(広域)高温 側 1次冷却材温度(広域)低温 側 1次冷却材圧力(広域) 加圧器水位 加圧器水位	格納容器再循環ポン プ水位(広域) 格納容器再循環ポン プ水位(広域) 1次冷却材温度(広域)高温 側 1次冷却材温度(広域)低温 側 1次冷却材圧力(広域) 加圧器水位 加圧器水位	<p>【大飯、高浜】 名称等の相違 ・設備仕様等の差 異により「手順」 「重大事故等対策 設備」の記載、名 称が異なる 【大飯、高浜】 記載方針の相違 (女川実績の反 映) ・泊でも女川同 様、重大事故等対 処設備(設計基準 拡張)の分類を導 入する予定であ り、整理出来な いため、有効性評価 へ反映する</p>
重大事故等対応設備	可稼設備	計装設備																					
手順	高設設備 A格納容器スプレ インポンプ(RH1B S-CSS連続ク イン使用) A格納容器スプレ イン制御 A格納容器再循環サ ンプ A格納容器再循環サ ンプスターリン グ 燃料油貯蔵タンク 風田ファン	格納容器再循環ポン プ水位(広域) 格納容器再循環ポン プ水位(広域) 1次冷却材低温側温度 (広域) 1次冷却材高温側温度 (広域) 1次冷却材圧力 全熱除去流量 加圧器水位 加圧器水位																					
重大事故等対応設備	可稼設備	計装設備																					
手順	高設設備 A格納容器スプレ インポンプ A格納容器スプレ イン制御 熱納容器再循環サ ンプ 熱納容器再循環サ ンプスターリン グ 代替再循環配管 デューゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	格納容器再循環ポン プ水位 格納容器再循環ポン プ水位 1次冷却材低温側温度 (広域) 1次冷却材高温側温度 (広域) 1次冷却材圧力 全熱除去流量 加圧器水位 燃料取替用水タンク水 位																					
重大事故等対応設備	常設設備	可稼設備	計装設備																				
手順	D-格納容器スプレインポンプ B-格納容器再循環ポンプ B-格納容器再循環ポンプスター リン 加圧器及び加圧器配管 デューゼル発電機燃料油貯蔵 タンク	D-格納容器再循環ポン プ水位(広域) 格納容器再循環ポン プ水位(広域) 1次冷却材温度(広域)高温 側 1次冷却材温度(広域)低温 側 1次冷却材圧力(広域) 加圧器水位 加圧器水位	格納容器再循環ポン プ水位(広域) 格納容器再循環ポン プ水位(広域) 1次冷却材温度(広域)高温 側 1次冷却材温度(広域)低温 側 1次冷却材圧力(広域) 加圧器水位 加圧器水位																				

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器パイパス

大飯発電所3/4号炉

高浜発電所3/4号炉

女川原子力発電所2号炉

泊発電所3号炉

相違理由

第 2.8.3 表 「格納容器パイパス」の主要解析条件 (インターフェースシステム LOCA) (1/3)

項目	主要解析条件
解析コード	M-RE-LAP5
解析出力 (評価)	DOSG (HAWD)LO2
1次冷却材圧力 (初期値)	13.41+0.21MPa(gage)
1次冷却材平均温度 (初期値)	307.1+0.2℃
炉心温度	F1D、炉心温度計算プログラムにて炉心温度を決定 (サイタル-制御を仮定)
炉心温度上昇率 (初期値)	50m (1分あたり)
配管摩擦	配管摩擦係数と配管径を仮定 (配管摩擦係数は、配管径と配管長さの関数として決定)
炉心温度の最大上昇率 (仮定)	外部電源なし

第 2.8.2.1 表 「格納容器パイパス」の主要解析条件 (インターフェースシステム LOCA) (1/3)

項目	主要解析条件
解析コード	M-RE-LAP5
解析出力 (評価)	10%LO2 (21MPa)LO2
1次冷却材圧力 (初期値)	13.41+0.21MPa(gage)
1次冷却材平均温度 (初期値)	307.1+0.2℃
炉心温度	F1D、炉心温度計算プログラムにて炉心温度を決定 (サイタル-制御を仮定)
炉心温度上昇率 (初期値)	50m (1分あたり)
配管摩擦	配管摩擦係数と配管径を仮定 (配管摩擦係数は、配管径と配管長さの関数として決定)
炉心温度の最大上昇率 (仮定)	外部電源なし

第 2.7.2 表 主要解析条件 (格納容器パイパス (インターフェースシステム LOCA)) (1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	M-RE-LAP5	-
炉心平均出力	2,400MW	定常炉心平均出力として設定
炉心平均温度	303.000 (平均)	定常炉心平均出力として設定
炉心流量	30.6-10%N	定常炉心平均出力として設定
炉心の温度	約320℃	炉心平均出力による値
炉心の圧力	約19.7℃	炉心平均出力による値
炉心圧力	炉心平均出力 (19.7MPa) + 炉心圧力 (0.1MPa) + 炉心圧力 (0.1MPa)	炉心平均出力による値
燃料	30×燃料(10%)	-
最大炉出力	31,900kW	炉心平均出力の最大値として設定
炉心平均温度の最大値	333.100-10.1-10% (標準値 330.0℃)	炉心平均出力の最大値として設定
炉心平均温度	30℃	炉心平均出力の最大値 (10%平均) として設定

第 2.7.2 表 主要解析条件 (格納容器パイパス (インターフェースシステム LOCA)) (2/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
炉心平均出力	2,400MW	-
炉心平均温度	303.000 (平均)	-
炉心流量	30.6-10%N	-
炉心の温度	約320℃	-
炉心の圧力	約19.7℃	-
炉心圧力	炉心平均出力 (19.7MPa) + 炉心圧力 (0.1MPa) + 炉心圧力 (0.1MPa)	-
燃料	30×燃料(10%)	-
最大炉出力	31,900kW	-
炉心平均温度の最大値	333.100-10.1-10% (標準値 330.0℃)	-
炉心平均温度	30℃	-

第 7.1.8.3 表 「格納容器パイパス」の主要解析条件 (インターフェースシステム LOCA) (1/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	M-RE-LAP5	-
炉心平均出力 (初期値)	10%LO2 (21MPa)LO2	-
1次冷却材圧力 (初期値)	13.41+0.21MPa(gage)	-
1次冷却材平均温度 (初期値)	306.6+0.2℃	-
炉心温度	F1D、炉心温度計算プログラムにて炉心温度を決定 (サイタル-制御を仮定)	-
炉心温度上昇率 (初期値)	50m (1分あたり)	-
配管摩擦	配管摩擦係数と配管径を仮定 (配管摩擦係数は、配管径と配管長さの関数として決定)	-
炉心温度の最大上昇率 (仮定)	外部電源なし	-

【大飯、高浜】
 設計の相違
 ・泊は個別解析であり、設備仕様も異なることから「主要解析条件」及び「条件設定の考え方」の記載が一部異なる
 【大飯、高浜】
 名称等の相違

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器パイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																						
<p>第2.8.3表 「格納容器パイパス」の主要解析条件（インターフェースシステムLOCA）（3/3）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>主要解析条件</th> <th>条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2号炉加圧器動作時</td> <td>非常用炉心冷却設備作動信号発生から25分後</td> <td>運転員等機体時間として、緊急事態に10分、非常用炉心冷却設備作動信号発生から25分後、各設備システム停止操作、非常用加圧器の起動を要する。必要の場合、運転員等機体時間として1分を要する。</td> </tr> <tr> <td>補助水循環の調整</td> <td>高気圧蒸気発生機本体内</td> <td>運転員等機体時間として、高気圧蒸気発生機本体内に維持するように設定。</td> </tr> <tr> <td>加圧器減圧し甲の閉鎖操作</td> <td>加圧器減圧し甲の閉鎖操作に係る条件成立後</td> <td>運転員等機体時間として、加圧器減圧し甲の閉鎖操作に係る条件が成立すれば直ちに閉鎖するよう設定。</td> </tr> <tr> <td>高圧注入から、高圧注入への切替操作</td> <td>非常用炉心冷却設備の格納容器減圧成立後</td> <td>運転員等機体時間として、高圧注入から高圧注入への切替操作を要する。</td> </tr> <tr> <td>充てん減量の調整</td> <td>加圧器本体内圧範囲内</td> <td>運転員等機体時間として、加圧器本体内圧範囲内に維持するように設定。</td> </tr> </tbody> </table>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	2号炉加圧器動作時	非常用炉心冷却設備作動信号発生から25分後	運転員等機体時間として、緊急事態に10分、非常用炉心冷却設備作動信号発生から25分後、各設備システム停止操作、非常用加圧器の起動を要する。必要の場合、運転員等機体時間として1分を要する。	補助水循環の調整	高気圧蒸気発生機本体内	運転員等機体時間として、高気圧蒸気発生機本体内に維持するように設定。	加圧器減圧し甲の閉鎖操作	加圧器減圧し甲の閉鎖操作に係る条件成立後	運転員等機体時間として、加圧器減圧し甲の閉鎖操作に係る条件が成立すれば直ちに閉鎖するよう設定。	高圧注入から、高圧注入への切替操作	非常用炉心冷却設備の格納容器減圧成立後	運転員等機体時間として、高圧注入から高圧注入への切替操作を要する。	充てん減量の調整	加圧器本体内圧範囲内	運転員等機体時間として、加圧器本体内圧範囲内に維持するように設定。	<p>第2.8.2.1表 「格納容器パイパス」の主要解析条件（インターフェースシステムLOCA）（3/3）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>主要解析条件</th> <th>条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2号炉加圧器動作時</td> <td>非常用炉心冷却設備作動信号発生から25分後</td> <td>運転員等機体時間として、緊急事態に10分、非常用炉心冷却設備作動信号発生から25分後、各設備システム停止操作、非常用加圧器の起動を要する。必要の場合、運転員等機体時間として1分を要する。</td> </tr> <tr> <td>補助水循環の調整</td> <td>高気圧蒸気発生機本体内</td> <td>運転員等機体時間として、高気圧蒸気発生機本体内に維持するように設定。</td> </tr> <tr> <td>加圧器減圧し甲の閉鎖操作</td> <td>加圧器減圧し甲の閉鎖操作に係る条件成立後</td> <td>運転員等機体時間として、加圧器減圧し甲の閉鎖操作に係る条件が成立すれば直ちに閉鎖するよう設定。</td> </tr> <tr> <td>高圧注入から、高圧注入への切替操作</td> <td>非常用炉心冷却設備の格納容器減圧成立後</td> <td>運転員等機体時間として、高圧注入から高圧注入への切替操作を要する。</td> </tr> <tr> <td>充てん減量の調整</td> <td>加圧器本体内圧範囲内</td> <td>運転員等機体時間として、加圧器本体内圧範囲内に維持するように設定。</td> </tr> </tbody> </table>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	2号炉加圧器動作時	非常用炉心冷却設備作動信号発生から25分後	運転員等機体時間として、緊急事態に10分、非常用炉心冷却設備作動信号発生から25分後、各設備システム停止操作、非常用加圧器の起動を要する。必要の場合、運転員等機体時間として1分を要する。	補助水循環の調整	高気圧蒸気発生機本体内	運転員等機体時間として、高気圧蒸気発生機本体内に維持するように設定。	加圧器減圧し甲の閉鎖操作	加圧器減圧し甲の閉鎖操作に係る条件成立後	運転員等機体時間として、加圧器減圧し甲の閉鎖操作に係る条件が成立すれば直ちに閉鎖するよう設定。	高圧注入から、高圧注入への切替操作	非常用炉心冷却設備の格納容器減圧成立後	運転員等機体時間として、高圧注入から高圧注入への切替操作を要する。	充てん減量の調整	加圧器本体内圧範囲内	運転員等機体時間として、加圧器本体内圧範囲内に維持するように設定。		<p>第7.1.8.3表 「格納容器パイパス」の主要解析条件（インターフェースシステムLOCA）（3/3）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>主要解析条件</th> <th>条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2号炉加圧器動作時</td> <td>非常用炉心冷却設備作動信号発生から25分後</td> <td>運転員等機体時間として、緊急事態に10分、非常用炉心冷却設備作動信号発生から25分後、各設備システム停止操作、非常用加圧器の起動を要する。必要の場合、運転員等機体時間として1分を要する。</td> </tr> <tr> <td>補助水循環の調整</td> <td>高気圧蒸気発生機本体内</td> <td>運転員等機体時間として、高気圧蒸気発生機本体内に維持するように設定。</td> </tr> <tr> <td>加圧器減圧し甲の閉鎖操作</td> <td>加圧器減圧し甲の閉鎖操作に係る条件成立後</td> <td>運転員等機体時間として、加圧器減圧し甲の閉鎖操作に係る条件が成立すれば直ちに閉鎖するよう設定。</td> </tr> <tr> <td>高圧注入から、高圧注入への切替操作</td> <td>非常用炉心冷却設備の格納容器減圧成立後</td> <td>運転員等機体時間として、高圧注入から高圧注入への切替操作を要する。</td> </tr> <tr> <td>充てん減量の調整</td> <td>加圧器本体内圧範囲内</td> <td>運転員等機体時間として、加圧器本体内圧範囲内に維持するように設定。</td> </tr> </tbody> </table>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	2号炉加圧器動作時	非常用炉心冷却設備作動信号発生から25分後	運転員等機体時間として、緊急事態に10分、非常用炉心冷却設備作動信号発生から25分後、各設備システム停止操作、非常用加圧器の起動を要する。必要の場合、運転員等機体時間として1分を要する。	補助水循環の調整	高気圧蒸気発生機本体内	運転員等機体時間として、高気圧蒸気発生機本体内に維持するように設定。	加圧器減圧し甲の閉鎖操作	加圧器減圧し甲の閉鎖操作に係る条件成立後	運転員等機体時間として、加圧器減圧し甲の閉鎖操作に係る条件が成立すれば直ちに閉鎖するよう設定。	高圧注入から、高圧注入への切替操作	非常用炉心冷却設備の格納容器減圧成立後	運転員等機体時間として、高圧注入から高圧注入への切替操作を要する。	充てん減量の調整	加圧器本体内圧範囲内	運転員等機体時間として、加圧器本体内圧範囲内に維持するように設定。	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・泊は個別解析であり、設備仕様も異なることから「主要解析条件」及び「条件設定の考え方」の記載が一部異なる 【大飯、高浜】 名称等の相違</p>
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																																																								
2号炉加圧器動作時	非常用炉心冷却設備作動信号発生から25分後	運転員等機体時間として、緊急事態に10分、非常用炉心冷却設備作動信号発生から25分後、各設備システム停止操作、非常用加圧器の起動を要する。必要の場合、運転員等機体時間として1分を要する。																																																								
補助水循環の調整	高気圧蒸気発生機本体内	運転員等機体時間として、高気圧蒸気発生機本体内に維持するように設定。																																																								
加圧器減圧し甲の閉鎖操作	加圧器減圧し甲の閉鎖操作に係る条件成立後	運転員等機体時間として、加圧器減圧し甲の閉鎖操作に係る条件が成立すれば直ちに閉鎖するよう設定。																																																								
高圧注入から、高圧注入への切替操作	非常用炉心冷却設備の格納容器減圧成立後	運転員等機体時間として、高圧注入から高圧注入への切替操作を要する。																																																								
充てん減量の調整	加圧器本体内圧範囲内	運転員等機体時間として、加圧器本体内圧範囲内に維持するように設定。																																																								
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																																																								
2号炉加圧器動作時	非常用炉心冷却設備作動信号発生から25分後	運転員等機体時間として、緊急事態に10分、非常用炉心冷却設備作動信号発生から25分後、各設備システム停止操作、非常用加圧器の起動を要する。必要の場合、運転員等機体時間として1分を要する。																																																								
補助水循環の調整	高気圧蒸気発生機本体内	運転員等機体時間として、高気圧蒸気発生機本体内に維持するように設定。																																																								
加圧器減圧し甲の閉鎖操作	加圧器減圧し甲の閉鎖操作に係る条件成立後	運転員等機体時間として、加圧器減圧し甲の閉鎖操作に係る条件が成立すれば直ちに閉鎖するよう設定。																																																								
高圧注入から、高圧注入への切替操作	非常用炉心冷却設備の格納容器減圧成立後	運転員等機体時間として、高圧注入から高圧注入への切替操作を要する。																																																								
充てん減量の調整	加圧器本体内圧範囲内	運転員等機体時間として、加圧器本体内圧範囲内に維持するように設定。																																																								
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																																																								
2号炉加圧器動作時	非常用炉心冷却設備作動信号発生から25分後	運転員等機体時間として、緊急事態に10分、非常用炉心冷却設備作動信号発生から25分後、各設備システム停止操作、非常用加圧器の起動を要する。必要の場合、運転員等機体時間として1分を要する。																																																								
補助水循環の調整	高気圧蒸気発生機本体内	運転員等機体時間として、高気圧蒸気発生機本体内に維持するように設定。																																																								
加圧器減圧し甲の閉鎖操作	加圧器減圧し甲の閉鎖操作に係る条件成立後	運転員等機体時間として、加圧器減圧し甲の閉鎖操作に係る条件が成立すれば直ちに閉鎖するよう設定。																																																								
高圧注入から、高圧注入への切替操作	非常用炉心冷却設備の格納容器減圧成立後	運転員等機体時間として、高圧注入から高圧注入への切替操作を要する。																																																								
充てん減量の調整	加圧器本体内圧範囲内	運転員等機体時間として、加圧器本体内圧範囲内に維持するように設定。																																																								

7.1.8 格納容器パイパス

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

第 2.8.4 表 「格納容器パイパス」の主要解析条件
 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) (1/3)

項目	主要解析条件
解析コード	M-RELAP5
炉心出力 [単位]	100% (0.341 MW) ⁽¹⁾ (1.0)
1次冷却材圧力 [種類]	15.41+0.21 MPa(gage)
1次冷却材平均温度 [種類]	302.3+2.2℃
炉心循環 [種類]	P：日本原子力発電所環境 システム：P1 (0.6) (0.5) P2 (0.5) (0.5) (0.5) (0.5) [サイクルと主軸を指定]
炉心温度 [種類]	506 (自動値)
炉心温度 [種類]	圧力調整弁の閉鎖状態 伝熱管破損側を開放
安全機器の状態に 対する仮定	主軸伝熱管1本の閉鎖 安全機器は動作しない
外部電源	外部電源なし

注：本解析条件は、格納容器パイパスの主要解析条件として設定されている。その他の解析条件は、本解析条件と同一である。また、本解析条件は、本解析条件の主要解析条件として設定されている。その他の解析条件は、本解析条件と同一である。

第 2.8.5 表 「格納容器パイパス」の主要解析条件
 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) (1/3)

項目	主要解析条件
解析コード	M-RELAP5
炉心出力 [単位]	100% (0.341 MW) ⁽¹⁾ (1.0)
1次冷却材圧力 [種類]	15.41+0.21 MPa(gage)
1次冷却材平均温度 [種類]	302.3+2.2℃
炉心循環 [種類]	P：日本原子力発電所環境 システム：P1 (0.6) (0.5) P2 (0.5) (0.5) (0.5) (0.5) [サイクルと主軸を指定]
炉心温度 [種類]	496 (1.5) (自動)
炉心温度 [種類]	1本の蒸気発生器の伝熱管 1本の閉鎖状態
安全機器の状態に 対する仮定	主軸伝熱管1本の閉鎖 安全機器は動作しない
外部電源	外部電源なし

第 7.1.8.4 表 「格納容器パイパス」の主要解析条件
 (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故) (1/3)

項目	主要解析条件
解析コード	RELAP5
炉心出力 [種類]	100% (0.625 MW) (1.1) (1.0)
1次冷却材圧力 [種類]	15.41+0.21 MPa(gage)
炉心循環 [種類]	P：日本原子力発電所環境 システム：P1 (0.6) (0.5) P2 (0.5) (0.5) (0.5) (0.5) [サイクルと主軸を指定]
炉心温度 [種類]	506 (自動値)
炉心温度 [種類]	1本の蒸気発生器の 伝熱管1本の閉鎖状態
安全機器の状態に 対する仮定	主軸伝熱管1本の閉鎖 安全機器は動作しない
外部電源	外部電源なし

第 7.1.8.4 表 「格納容器パイパス」の主要解析条件
 (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故) (1/3)

項目	主要解析条件
解析コード	RELAP5
炉心出力 [種類]	100% (0.625 MW) (1.1) (1.0)
1次冷却材圧力 [種類]	15.41+0.21 MPa(gage)
炉心循環 [種類]	P：日本原子力発電所環境 システム：P1 (0.6) (0.5) P2 (0.5) (0.5) (0.5) (0.5) [サイクルと主軸を指定]
炉心温度 [種類]	506 (自動値)
炉心温度 [種類]	1本の蒸気発生器の 伝熱管1本の閉鎖状態
安全機器の状態に 対する仮定	主軸伝熱管1本の閉鎖 安全機器は動作しない
外部電源	外部電源なし

相違理由

【大飯、高浜】
 設計の相違
 ・泊は個別解析で
 あり、設備仕様も
 異なることから
 「主要解析条件」
 及び「条件設定の
 考え方」の記載が
 一部異なる
 【大飯、高浜】
 名称等の相違

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器パイパス

第 2.8.4 表 「格納容器パイパス」主要解析条件

(蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) (2/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 (12.7MPa(948kPa)) (応答時間:2.0秒) 過大流量(1.5倍) 過大流量(1.5倍) (1次冷却回路温度等の相違) (応答時間:6.0秒)	トリップ発生時に炉内温度を考慮した安全余裕として、解析に用いているトリップ発生値を低下させ、抽出遅延による結果回避し時間等を考慮した遅延の値として、応答時間を設定。
非常用中心冷却設備作動信号	原子炉圧力低 (12.7MPa(948kPa)) (応答時間:2.0秒)	非常用中心冷却設備作動時には格納容器を考慮し、抽出遅延による結果回避し時間等を考慮した遅延の値として、応答時間を設定。
高圧注入ポンプ	最大注入流量(1.5倍) (応答時間:2.0秒) 0MPa(1atm)~約19.0MPa(140atm) (応答時間:6.0秒)	設計値に注入配管の破断位置等を考慮し、注入高圧注入ポンプの流量を考慮し、抽出遅延による結果回避し時間等を考慮した遅延の値として、応答時間を設定。
補助給水ポンプ	370m ³ /h (蒸気発生器4基合計)	補助給水ポンプの稼働時間は、設計値として各ポンプに設定している主要流量より、1割増しとなる流量として設定。
圧縮蒸気発生器	定格圧縮蒸気発生(1.5倍増し) (1割増し)	圧縮蒸気発生器は、1割増しとなる流量として設定。

第 2.8.2.2 表 「格納容器パイパス」主要解析条件

(蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) (2/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 (12.7MPa(948kPa)) (応答時間:2.0秒) 過大流量(1.5倍) 過大流量(1.5倍) (1次冷却回路温度等の相違) (応答時間:6.0秒)	トリップ発生時に炉内温度を考慮した安全余裕として、解析に用いているトリップ発生値を低下させ、抽出遅延による結果回避し時間等を考慮した遅延の値として、応答時間を設定。
非常用中心冷却設備作動信号	原子炉圧力低と高圧注入ポンプの一方 (12.0MPa(896kPa)) (応答時間:2.0秒)	非常用中心冷却設備作動時には格納容器を考慮し、抽出遅延による結果回避し時間等を考慮した遅延の値として、応答時間を設定。
高圧注入ポンプ	最大注入流量(1.5倍) (応答時間:2.0秒) 0MPa(1atm)~約19.0MPa(140atm) (応答時間:6.0秒)	設計値に注入配管の破断位置等を考慮し、注入高圧注入ポンプの流量を考慮し、抽出遅延による結果回避し時間等を考慮した遅延の値として、応答時間を設定。
補助給水ポンプ	非常用中心冷却設備作動時流量から 400 秒後に圧縮蒸気発生器 280m ³ /h (蒸気発生器4基合計)	補助給水ポンプの稼働時間は、設計値として各ポンプに設定している主要流量より、1割増しとなる流量として設定。
圧縮蒸気発生器	定格圧縮蒸気発生(1.5倍増し) (1割増し)	圧縮蒸気発生器は、1割増しとなる流量として設定。

女川原子力発電所2号炉

泊発電所3号炉

第 7.1.8.4 表 「格納容器パイパス」の主要解析条件
(蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故) (2/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 (12.7MPa(948kPa)) (応答時間:0秒) 過大流量(1.5倍) 過大流量(1.5倍) (1次冷却回路温度等の相違) (応答時間:6.0秒)	トリップ発生時に炉内温度を考慮した遅延の値として、解析に用いているトリップ発生値を低下させ、抽出遅延による結果回避し時間等を考慮した遅延の値として、応答時間を設定。
非常用中心冷却設備作動信号	原子炉圧力低と高圧注入ポンプの一方 (12.0MPa(896kPa)) (応答時間:0秒)	非常用中心冷却設備作動時には格納容器を考慮し、抽出遅延による結果回避し時間等を考慮した遅延の値として、応答時間を設定。
高圧注入ポンプ	最大注入流量(1.5倍) (応答時間:0秒) 0MPa(1atm)~約19.0MPa(140atm) (応答時間:6.0秒)	設計値に注入配管の破断位置等を考慮し、注入高圧注入ポンプの流量を考慮し、抽出遅延による結果回避し時間等を考慮した遅延の値として、応答時間を設定。
補助給水ポンプ	非常用中心冷却設備作動時流量から 400 秒後に圧縮蒸気発生器 280m ³ /h (蒸気発生器4基合計)	補助給水ポンプの稼働時間は、設計値として各ポンプに設定している主要流量より、1割増しとなる流量として設定。
圧縮蒸気発生器	定格圧縮蒸気発生(1.5倍増し) (1割増し)	圧縮蒸気発生器は、1割増しとなる流量として設定。

相違理由

【大飯、高浜】
 設計の相違
 ・泊は個別解析であり、設備仕様も異なることから
 「主要解析条件」及び「条件設定の考え方」の記載が一部異なる
 【大飯、高浜】
 名称等の相違

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器パイパス

第2.8.4表 「格納容器パイパス」の主要解析条件

【蒸気発生器元熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗】(3/3)

主要解析条件

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
①破損側蒸気発生器への補助給水 ②破損側蒸気発生器からの冷却水供給 ③蒸気発生器元熱管破損発生 ④格納容器元熱管破損発生	原子炉トリップ後10分で開始し、約2分で完了 破損側蒸気発生器隔離操作完了後1分で隔離 格納容器元熱管破損発生 蒸気発生器元熱管破損発生	原子炉トリップ後10分間、必要量の冷却水を確保し、約2分で完了。 破損側蒸気発生器隔離操作完了後1分を想定し、必要量の冷却水を確保して設定。
⑤格納容器元熱管破損発生 ⑥格納容器元熱管破損発生 ⑦格納容器元熱管破損発生 ⑧格納容器元熱管破損発生	補助給水流量の調整 加圧器運転がし畢の期間操作 高圧注入から充てん注入への切替操作 充てん流量の調整	高圧注入から充てん注入への切替操作を想定して設定。 高圧注入から充てん注入への切替操作を想定して設定。 高圧注入から充てん注入への切替操作を想定して設定。
⑨格納容器元熱管破損発生 ⑩格納容器元熱管破損発生 ⑪格納容器元熱管破損発生 ⑫格納容器元熱管破損発生	全熱除去系による 中心冷却開始	全熱除去系が成立すれば、全熱除去系による中心冷却を開始するよう設定。

第2.8.2.2表 「格納容器パイパス」の主要解析条件

【蒸気発生器元熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗】(3/3)

主要解析条件

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
①破損側蒸気発生器への補助給水 ②破損側蒸気発生器からの冷却水供給 ③蒸気発生器元熱管破損発生 ④格納容器元熱管破損発生	原子炉トリップ後10分で開始し、約2分で完了 破損側蒸気発生器隔離操作完了後1分で隔離 格納容器元熱管破損発生 蒸気発生器元熱管破損発生	原子炉トリップ後10分間、必要量の冷却水を確保し、約2分で完了。 破損側蒸気発生器隔離操作完了後1分を想定し、必要量の冷却水を確保して設定。
⑤格納容器元熱管破損発生 ⑥格納容器元熱管破損発生 ⑦格納容器元熱管破損発生 ⑧格納容器元熱管破損発生	補助給水流量の調整 加圧器運転がし畢の期間操作 高圧注入から充てん注入への切替操作 充てん流量の調整	高圧注入から充てん注入への切替操作を想定して設定。 高圧注入から充てん注入への切替操作を想定して設定。 高圧注入から充てん注入への切替操作を想定して設定。
⑨格納容器元熱管破損発生 ⑩格納容器元熱管破損発生 ⑪格納容器元熱管破損発生 ⑫格納容器元熱管破損発生	全熱除去系による 中心冷却開始	全熱除去系が成立すれば、全熱除去系による中心冷却を開始するよう設定。

第2.8.2.2表 「格納容器パイパス」の主要解析条件

【蒸気発生器元熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗】(3/3)

主要解析条件

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
①破損側蒸気発生器への補助給水 ②破損側蒸気発生器からの冷却水供給 ③蒸気発生器元熱管破損発生 ④格納容器元熱管破損発生	原子炉トリップ後10分で開始し、約2分で完了 破損側蒸気発生器隔離操作完了後1分で隔離 格納容器元熱管破損発生 蒸気発生器元熱管破損発生	原子炉トリップ後10分間、必要量の冷却水を確保し、約2分で完了。 破損側蒸気発生器隔離操作完了後1分を想定し、必要量の冷却水を確保して設定。
⑤格納容器元熱管破損発生 ⑥格納容器元熱管破損発生 ⑦格納容器元熱管破損発生 ⑧格納容器元熱管破損発生	補助給水流量の調整 加圧器運転がし畢の期間操作 高圧注入から充てん注入への切替操作 充てん流量の調整	高圧注入から充てん注入への切替操作を想定して設定。 高圧注入から充てん注入への切替操作を想定して設定。 高圧注入から充てん注入への切替操作を想定して設定。
⑨格納容器元熱管破損発生 ⑩格納容器元熱管破損発生 ⑪格納容器元熱管破損発生 ⑫格納容器元熱管破損発生	全熱除去系による 中心冷却開始	全熱除去系が成立すれば、全熱除去系による中心冷却を開始するよう設定。

第7.1.8.4表 「格納容器パイパス」の主要解析条件

【蒸気発生器元熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故】(3/3)

主要解析条件

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
①破損側蒸気発生器への補助給水 ②破損側蒸気発生器からの冷却水供給 ③蒸気発生器元熱管破損発生 ④格納容器元熱管破損発生	原子炉トリップ後10分で開始し、約2分で完了 破損側蒸気発生器隔離操作完了後1分で隔離 格納容器元熱管破損発生 蒸気発生器元熱管破損発生	原子炉トリップ後10分間、必要量の冷却水を確保し、約2分で完了。 破損側蒸気発生器隔離操作完了後1分を想定し、必要量の冷却水を確保して設定。
⑤格納容器元熱管破損発生 ⑥格納容器元熱管破損発生 ⑦格納容器元熱管破損発生 ⑧格納容器元熱管破損発生	補助給水流量の調整 加圧器運転がし畢の期間操作 高圧注入から充てん注入への切替操作 充てん流量の調整	高圧注入から充てん注入への切替操作を想定して設定。 高圧注入から充てん注入への切替操作を想定して設定。 高圧注入から充てん注入への切替操作を想定して設定。
⑨格納容器元熱管破損発生 ⑩格納容器元熱管破損発生 ⑪格納容器元熱管破損発生 ⑫格納容器元熱管破損発生	全熱除去系による 中心冷却開始	全熱除去系が成立すれば、全熱除去系による中心冷却を開始するよう設定。

相違理由

【大飯、高浜】
 設計の相違
 ・泊は個別解析であり、設備仕様も異なることから「主要解析条件」及び「条件設定の考え方」の記載が一部異なる
 【大飯、高浜】
 名称等の相違

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第 2.8.1 図 「格納容器バイパス」の重大事故等対策の戦略系統図 (インターフェイスシステムLOCA)</p>	<p>第 2.8.1.1 図 「格納容器バイパス」の重大事故等対策の戦略系統図 (インターフェイスシステムLOCA)</p>	<p>第 2.8.1.1 図 「格納容器バイパス」(インターフェイスシステムLOCA) の重大事故等対策の戦略系統図 (1/2) (原子炉停止)</p>	<p>第 7.1.8.1 図 「格納容器バイパス」の重大事故等対策の戦略系統図 (インターフェイスシステムLOCA) (1/2) (2次冷却系強制冷却、1次冷却系強制減圧及び炉心注水)</p>	<p>【大飯、高浜】 設計の相違 【大飯、高浜】 名称等の相違 【大飯、高浜】 記載方針の相違 (女川実績の反映)</p>
<p>第 2.8.2 図 「格納容器バイパス」の重大事故等対策の戦略系統図 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	<p>第 2.8.1.2 図 「格納容器バイパス」の重大事故等対策の戦略系統図 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	<p>第 2.8.1.2 図 「格納容器バイパス」(インターフェイスシステムLOCA) の重大事故等対策の戦略系統図 (2/2) (原子炉停止、格納容器隔離及び炉心注水)</p>	<p>第 7.1.8.1 図 「格納容器バイパス」の重大事故等対策の戦略系統図 (インターフェイスシステムLOCA) (2/2) (健全側全熱除去による炉心冷却)</p>	<p>対応手段に応じた戦略系統図とし、図のタイトルで識別</p>
<p>第 2.8.2 図 「格納容器バイパス」の重大事故等対策の戦略系統図 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	<p>第 2.8.1.2 図 「格納容器バイパス」の重大事故等対策の戦略系統図 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	<p>第 2.8.1.4 図 「格納容器バイパス」(インターフェイスシステムLOCA) の重大事故等対策の戦略系統図 (2/2) (原子炉停止、格納容器隔離及び炉心注水)</p>	<p>第 7.1.8.2 図 「格納容器バイパス」の重大事故等対策の戦略系統図 (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故) (2/2) (余熱除去による炉心冷却)</p>	<p>外部電源、デジーゼル発電機を通記</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第 2.8.3 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (判定プロセス) (インターフェイスシステムLOCA) (1/2)</p>	<p>第 2.8.1.3 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (判定プロセス) (インターフェイスシステムLOCA) (1/2)</p>	<p>第 7.1.8.3 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (判定プロセス) (インターフェイスシステムLOCA) (1/2)</p>	<p>第 7.1.8.3 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (判定プロセス) (インターフェイスシステムLOCA) (1/2)</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・使用する手順の構成の相違により、示し方が異なる部分はあるが、事発判別プロセスとしての内容同等</p>

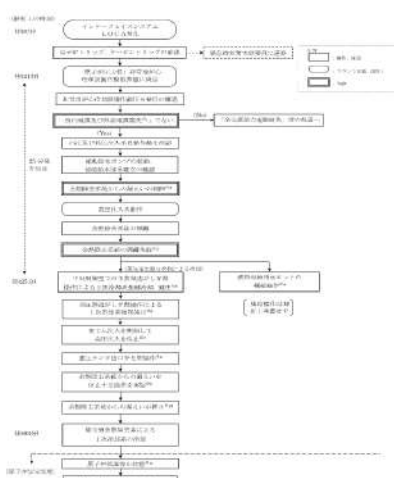
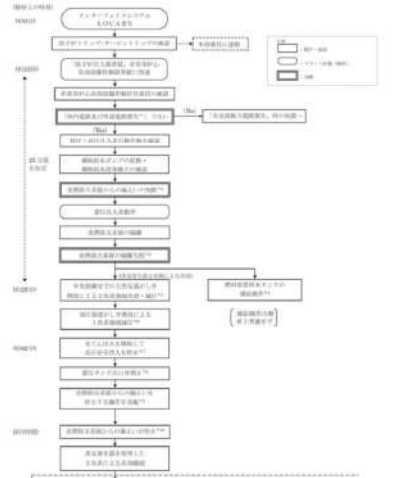
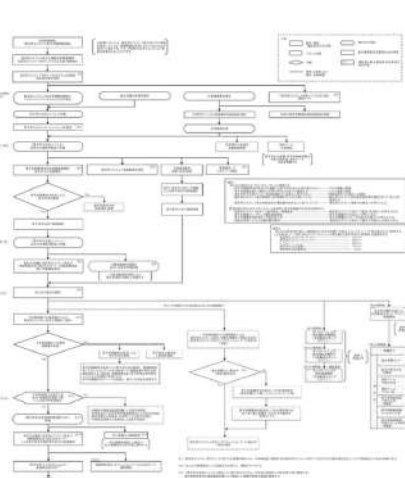
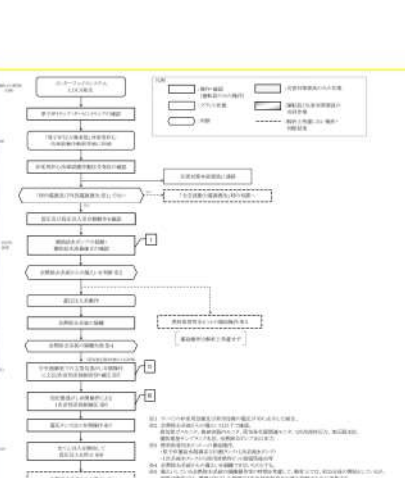
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図 2.8.0 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (判定プロセス) (インターフェイスシステムLOCA) (2/2)</p>	<p>第 2.8.1.3 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (判定プロセス) (インターフェイスシステムLOCA) (2/2)</p>	<p>第 7.1.8.3 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (判定プロセス) (インターフェイスシステムLOCA) (2/2)</p>	<p>第 7.1.8.3 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (判定プロセス) (インターフェイスシステムLOCA) (2/2)</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・使用する手順の構成の相違により 示し方が異なる部分はあるが、事発 判別プロセスとして 内容が同等</p>

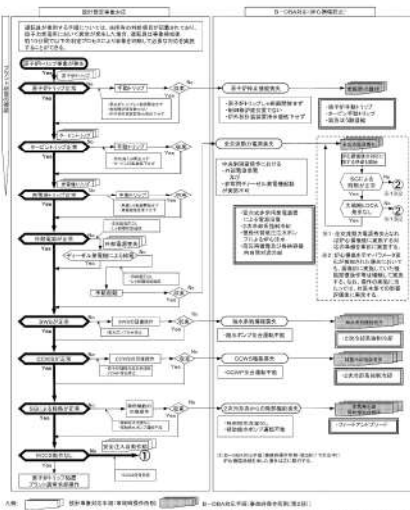
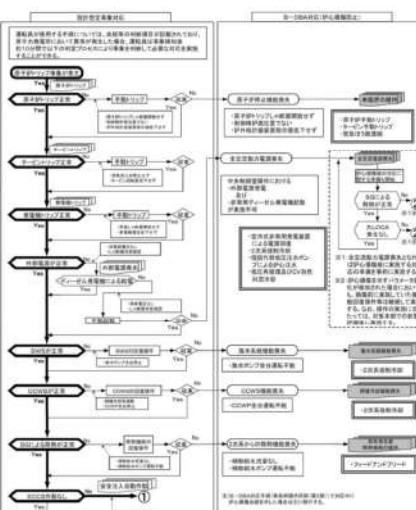
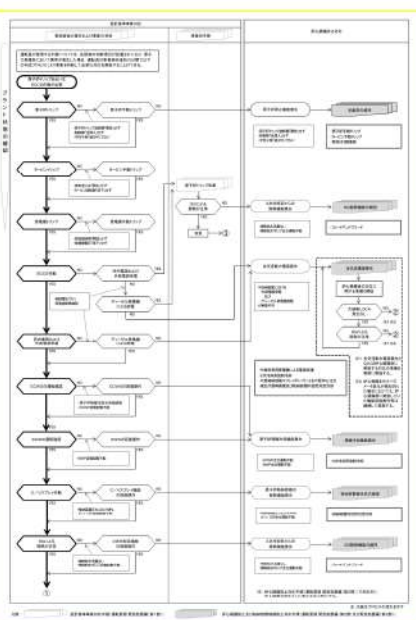
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第 2.8.4 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (「インターフェイスシステム LOCA」の事象進展)</p>	 <p>第 2.8.1.4 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (「インターフェイスシステム LOCA」の事象進展)</p>	 <p>第 7.1.8 表 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (「インターフェイスシステム LOCA」の事象進展)</p>	 <p>第 7.1.8 表 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (「インターフェイスシステム LOCA」の事象進展)</p>	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 (女川実績の反映) ・凡例に記載の通り 運転員及び保安員が 作業を分けて記載 ・解析上考慮しない 操作・判断結果 を破線で記載 ・有効性評価の対象 とはしていない が、ほかに取り得 る手段を記載 【大阪、高浜】 設計の相違 解析結果の相違 【大阪、高浜】 名称等の相違</p>

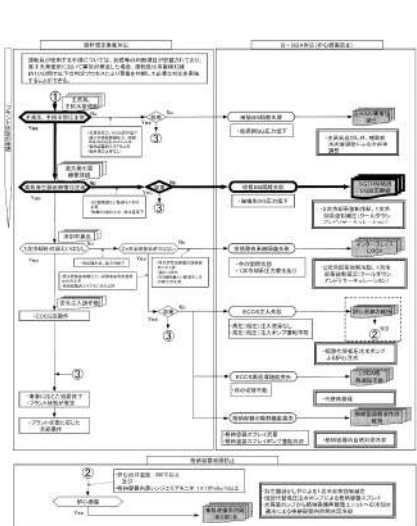
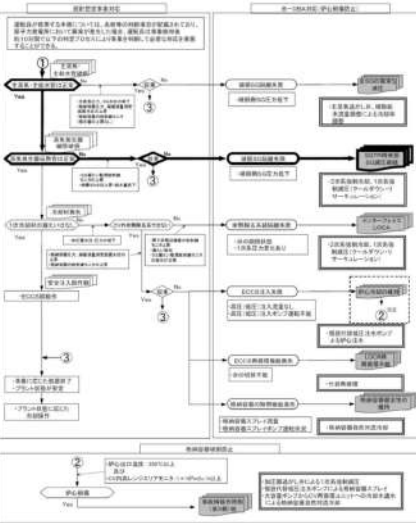
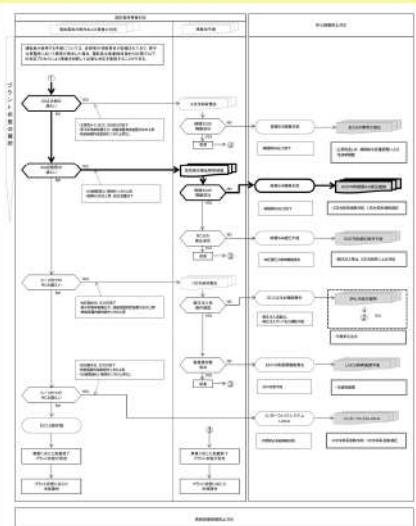
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第 2.8.5 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (判定プロセス) (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) (1/2)</p>	 <p>第 2.8.1.5 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (判定プロセス) (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) (1/2)</p>	<p>（この欄は空欄です）</p>	 <p>第 7.1.8.5 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (判定プロセス) (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故) (1/2)</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・使用する手順の構成の相違により、示し方が異なる部分はあるが、事発判別プロセスとしての内容同等</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第 2.8.5 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (判定プロセス) (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) (2/2)</p>	 <p>第 2.8.1.5 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (判定プロセス) (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) (2/2)</p>	<p>(Blank area for comparison)</p>	 <p>第 7.1.8.3 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (判定プロセス) (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故) (2/2)</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・使用する手順の構成の相違により 示し方が異なる部分はあるが、事発 判別プロセスとして 内容が同等</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第 2.8.6 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (「蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗」の事象進展)</p>	<p>第 2.8.1.6 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (「蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗」の事象進展)</p>		<p>第 7.1.8.6 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事象」の事象進展)</p>	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 (女川実績の反映) ・凡例に記載の通り 運転員及び保安員が 作業を分けて記載 ・解析上考慮し ない操作・判断結果 を破綻で記載 ・有効性評価の対象 とはしていない が、ほかに取り得 る手段を記載 【大阪、高浜】 設計の相違 解析結果の相違 【大阪、高浜】 名称等の相違</p>

7.1.8 格納容器バイパス

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第2.8.7図 「格納容器バイパス」の作業と所要時間 (インターフェースシステムLOCA)</p>	<p>第2.8.1.7図 「格納容器バイパス」の作業と所要時間 (インターフェースシステムLOCA)</p>	<p>第2.8.1.8図 「格納容器バイパス」の作業と所要時間 (インターフェースシステムLOCA)</p>	<p>第7.1.8.1図 「格納容器バイパス」の作業と所要時間 (インターフェースシステムLOCA)</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 (女川実績の反映) ・運転員を中央操作室と現場に分けて記載 ・解析上考慮しない作業を色分けして記載 【大飯、高浜】 設計の相違 解析結果の相違 【大飯、高浜】 名称等の相違</p>

7.1.8 格納容器バイパス

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図 2.8.1.8 図 「格納容器バイパス」の作業と所要時間 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	<p>図 2.8.1.8 図 「格納容器バイパス」の作業と所要時間 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	<p>図 2.8.1.8 図 「格納容器バイパス」の作業と所要時間 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	<p>図 2.8.1.8 図 「格納容器バイパス」の作業と所要時間 (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事象)</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 (女川実績の反映) ・運転員を中央操作室と現場に分けて記載 ・解析上考慮しない作業を色分けして記載 【大飯、高浜】 設計の相違 解析結果の相違 【大飯、高浜】 名称等の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器パイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>大飯発電所3/4号炉</p> <p>第2.8.9図 1次冷却材圧力の推移 (インターフェイスシステムLOCA)</p> <p>第2.8.10図 1次冷却材温度の推移 (インターフェイスシステムLOCA)</p>	<p>高浜発電所3/4号炉</p> <p>第2.8.2.1図 1次冷却材圧力の推移 (インターフェイスシステムLOCA)</p> <p>第2.8.2.2図 1次冷却材温度の推移 (インターフェイスシステムLOCA)</p> <p>格納容の漏洩は検査に依る事案ですので高浜することはできません。</p>	<p>女川原子力発電所2号炉</p> <p>(事象進展が異なるため、以下、事象進展図は比較のためではなく参考までに記載)</p> <p>第2.7.7図 原子炉圧力の推移</p> <p>第2.7.8図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移</p>	<p>泊発電所3号炉</p> <p>第7.1.8.9図 1次冷却材圧力の推移 (インターフェイスシステムLOCA)</p> <p>第7.1.8.10図 1次冷却材温度の推移 (インターフェイスシステムLOCA)</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・泊、大飯は余熱除去系1系からの漏えいを想定するため圧力は高浜に比べ比較的高めに推移 ・泊は漏えい側の余熱除去系からの漏えいが継続する状況で事象収束が確認できる時間として120分まで評価 (伊方と同様)</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器パイパス

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第 2.8.11 図 1次冷却系保有水量の推移 (インターフェイスシステムLOCA)</p>	<p>第 2.8.2.3 図 1次系保有水量の推移 (インターフェイスシステムLOCA)</p>	<p>第 2.7.9 図 原子炉水位 (シュワウド内外水位) の推移</p>	<p>第7.1.8.11 図 1次冷却系保有水量の推移 (インターフェイスシステムLOCA)</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・泊、大阪は余熱除去系1系統からの漏えいを想定するため漏えい量が相対的に少なく、1次冷却系注水流量も高めなことから、1次冷却系保有水量は高浜に比べ比較的多めに推移する</p>
<p>第 2.8.12 図 1次冷却系注水流量 (高圧及び充てん) の推移 (インターフェイスシステムLOCA)</p>	<p>第 2.8.2.4 図 1次系注水流量 (高圧及び充てん) の推移 (インターフェイスシステムLOCA)</p>	<p>第 2.7.10 図 注水流量の推移</p>	<p>第7.1.8.12 図 1次冷却系注水流量 (高圧及び充てん) の推移 (インターフェイスシステムLOCA)</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・泊は余熱除去系1系統からの漏えいを想定しているため破断流量が少なく充てん注入による注水流量が少なくなる ・大阪、高浜は充てん注入は最大流量を設定して解析している</p>

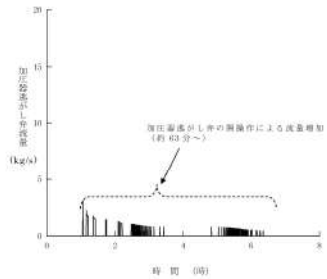
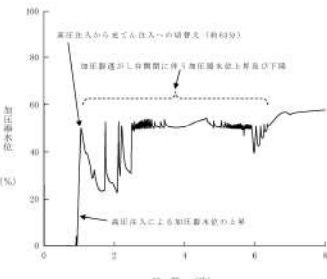
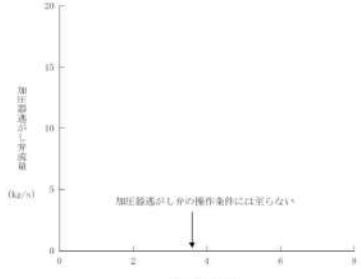
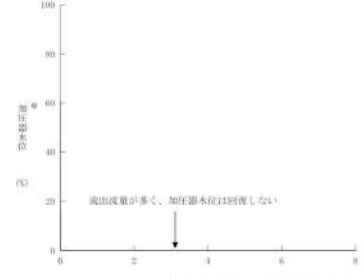
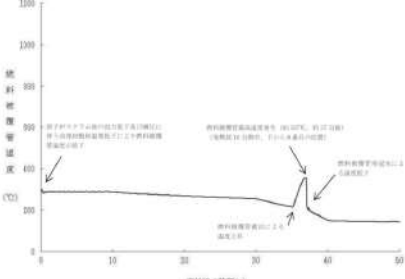
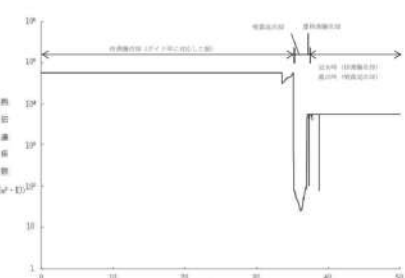
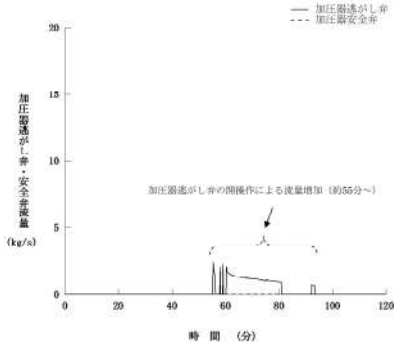
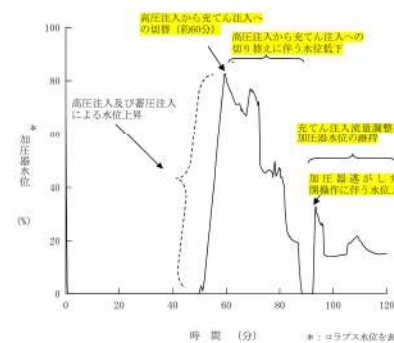
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第2.8.13図 1次冷却系注水流量（蓄圧注入）の推移（インターフェイスシステムLOCA）</p>	<p>第2.8.2.5図 1次系注水流量（蓄圧注入）の推移（インターフェイスシステムLOCA）</p>	<p>第2.7.11図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>	<p>第7.1.8.13図 1次冷却系注水流量（蓄圧注入）の推移（インターフェイスシステムLOCA）</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・泊、大阪は余熱除去系1系統からの漏えいを想定するため、1次冷却系注水の低下率が小さく、蓄圧注入開始時間が遅れる</p>
<p>第2.8.14図 注水流量積分値の推移（インターフェイスシステムLOCA）</p>	<p>第2.8.2.6図 注水流量積分値の推移（インターフェイスシステムLOCA）</p>	<p>第2.7.12図 原子炉圧力容器内保水量の推移</p>	<p>第7.1.8.14図 注水流量積分値の推移（インターフェイスシステムLOCA）</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>

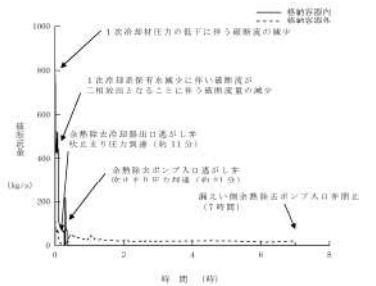
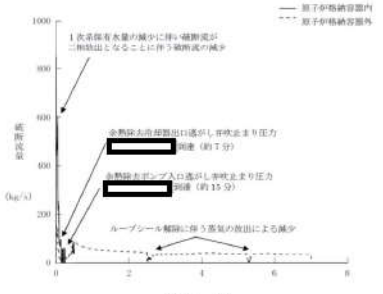
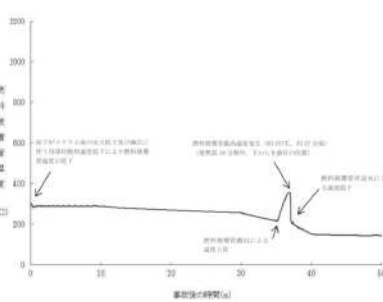
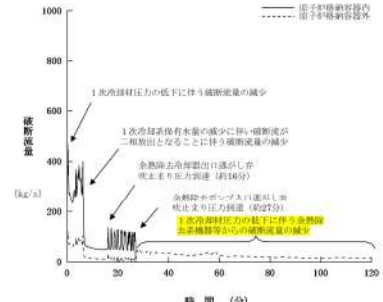
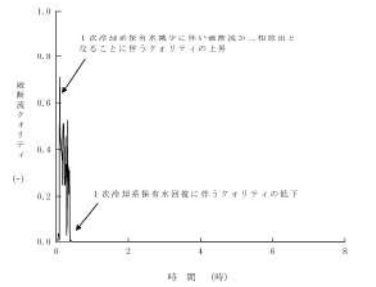
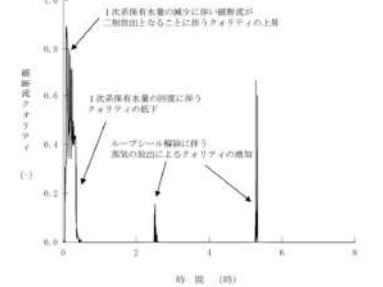
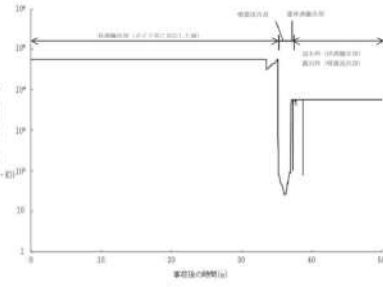
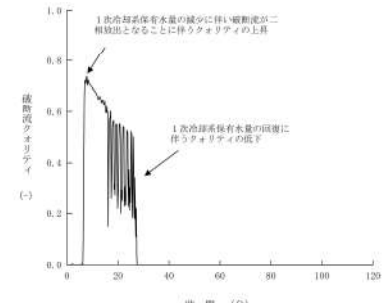
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第 2.8.15 図 加圧器逃がし弁流量の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>  <p>第 2.8.16 図 加圧器水位の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	 <p>第 2.8.2.7 図 加圧器逃がし弁流量の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>  <p>第 2.8.2.8 図 加圧器水位の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	 <p>第 2.7.13 図 燃料被覆管温度の推移</p>  <p>第 2.7.14 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p>	 <p>第 7.1.8.15 図 加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>  <p>第 7.1.8.16 図 加圧器水位の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・泊、大飯は、余熱除去系 1 系統からの漏えいのため破断流量が少なく、1 次冷却系注水流量も多いことから加圧器水位が回復し、加圧器逃がし弁が動作する</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・泊、大飯は、余熱除去系 1 系統からの漏えいのため破断流量が少なく、1 次冷却系注水流量も高めなことから加圧器水位が回復する</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第 2.8.17 図 破断流量の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	 <p>第 2.8.2.9 図 破断流量の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	 <p>第 2.7.13 図 燃料被覆管温度の推移</p>	 <p>第 7.1.8.17 図 破断流量の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
 <p>第 2.8.18 図 破断流クオリティの推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	 <p>第 2.8.2.10 図 破断流クオリティの推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p> <p>物質の範囲は検査に係る事案ですので公開することはできません。</p>	 <p>第 2.7.14 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p>	 <p>第 7.1.8.18 図 破断流クオリティの推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>

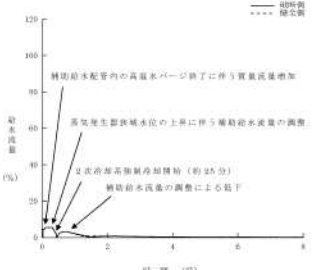
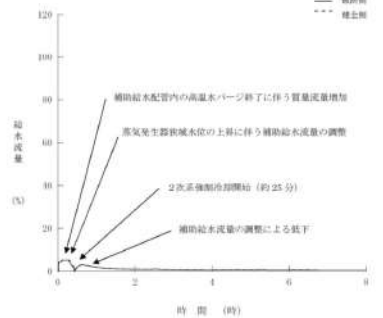
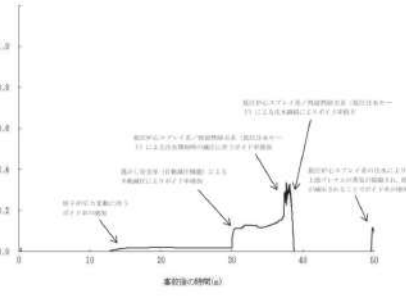
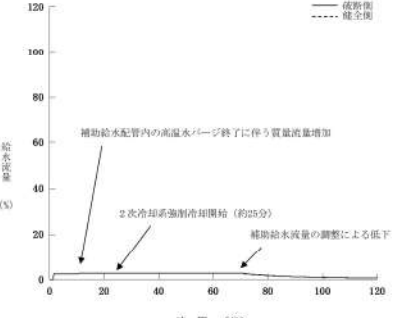
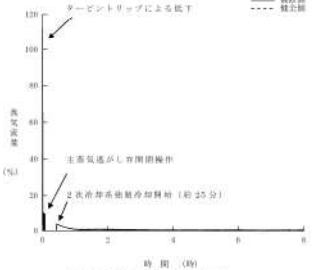
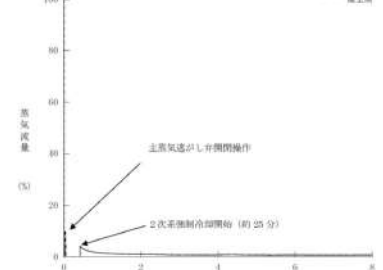
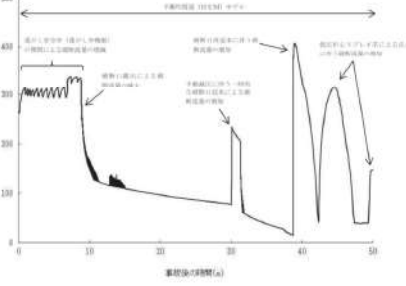
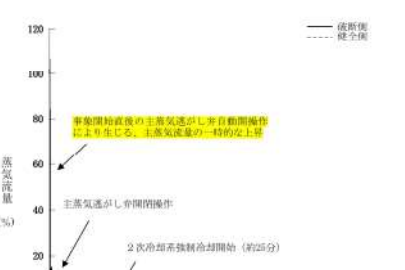
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第 2.8.19 図 炉心上端ボイド率の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	<p>第 2.8.21 図 炉心上端ボイド率の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	<p>第 2.7.15 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移</p>	<p>第 7.1.8.19 図 炉心上端ボイド率の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・泊、大阪は余熱除去系1系統からの漏えいを想定しているため破断流量が少なく、高圧注入により加圧器水位が回復しボイド率は低下する</p>
<p>第 2.8.20 図 燃料被覆管温度の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	<p>第 2.8.212 図 燃料被覆管温度の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	<p>第 2.7.16 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p>	<p>第 7.1.8.20 図 燃料被覆管温度の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第 2.8.21 図 蒸気発生器への給水流量の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	 <p>第 2.8.21.3 図 蒸気発生器への給水流量の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	 <p>第 2.7.17 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p>	 <p>第 7.1.8.21 図 給水流量の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>
 <p>第 2.8.22 図 蒸気流量の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	 <p>第 2.8.21.4 図 蒸気流量の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	 <p>第 2.7.18 図 破断流量の推移</p>	 <p>第 7.1.8.22 図 蒸気流量の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>

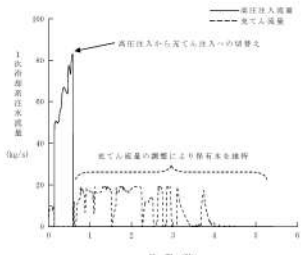
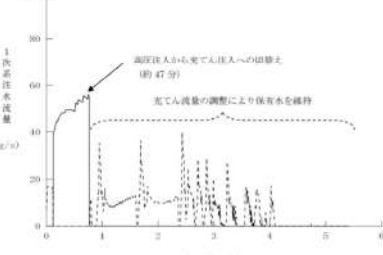
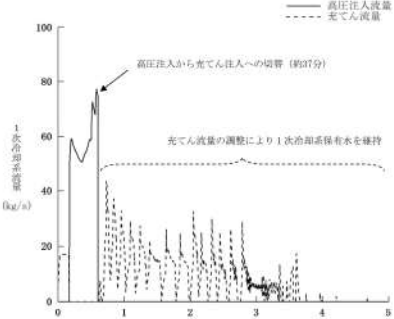
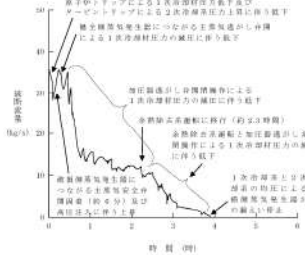
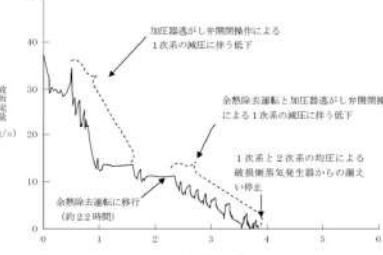
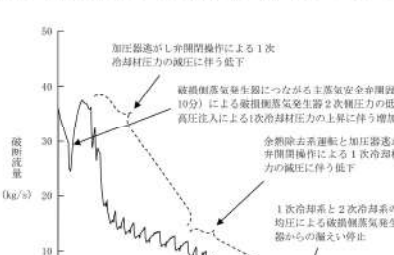
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器パイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>大飯発電所3/4号炉</p> <p>第2.8.23図 1、2次冷却系圧力の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p> <p>第2.8.24図 1次冷却材温度の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	<p>高浜発電所3/4号炉</p> <p>第2.8.215図 1、2次系圧力の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p> <p>第2.8.216図 1次冷却材温度の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	<p>女川原子力発電所2号炉</p> <p>第2.7.19図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の内周方向の応力の関係</p>	<p>泊発電所3号炉</p> <p>第7.1.8.23図 1、2次冷却系圧力の推移 (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p> <p>第7.1.8.24図 1次冷却材温度の推移 (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>

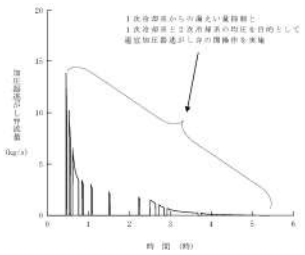
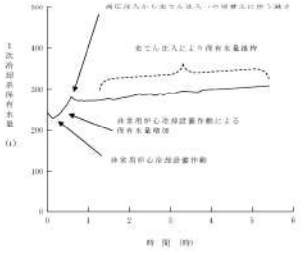
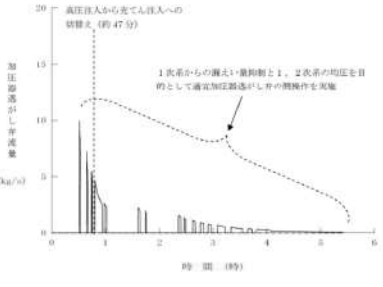
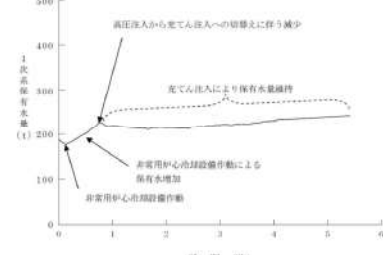
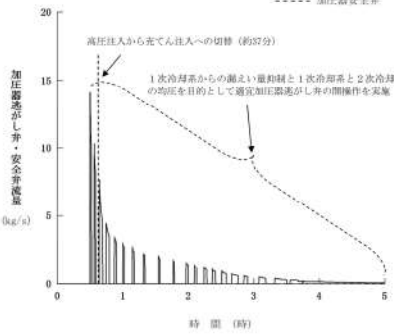
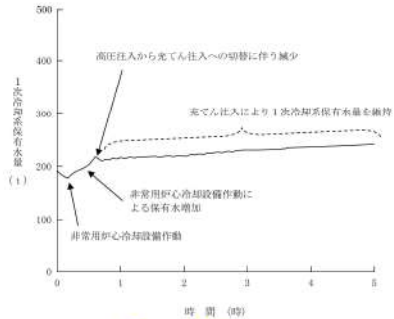
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第 2.8.25 図 1 次冷却系注水流量の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	 <p>第 2.8.2.17 図 1 次系注水流量の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>		 <p>第 7.1.8.25 図 1 次冷却系注水流量の推移 (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>
 <p>第 2.8.26 図 破断流量の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	 <p>第 2.8.2.18 図 破断流量の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>		 <p>第 7.1.8.26 図 破断流量の推移 (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は補助給水流 量が少なく健全側 蒸気発生器水位の 回復が遅いため、 補助給水注入流量 が維持される時間 が長く、2 次冷却 系強制冷却の蒸気 発生器への冷水補 給による冷却効果 が大きくなること でサブクールが確 保され、加圧器迷 がし弁の動作回数 が増加する。

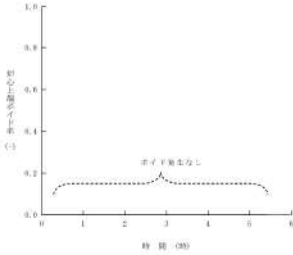
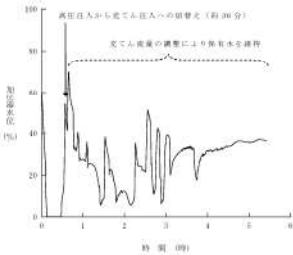
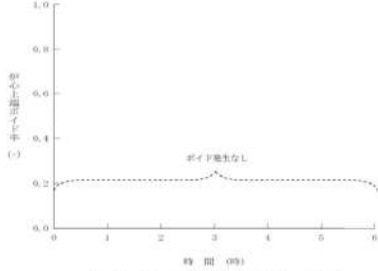
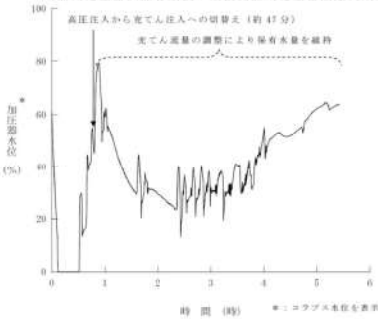
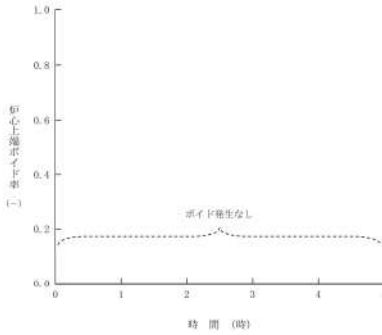
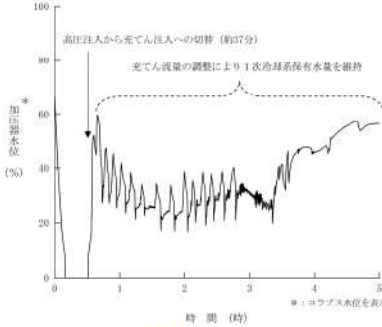
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>大阪発電所3/4号炉</p>  <p>第2.8.27図 加圧器逃がし弁流量の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>  <p>第2.8.28図 1次冷却系保有水量の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	<p>高浜発電所3/4号炉</p>  <p>第2.8.219図 加圧器逃がし弁流量の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>  <p>第2.8.220図 1次系保有水量の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)^甲 <small>※：1次系保有水量と加圧器逃がし弁の関係については、資料資料2.8.14参照</small></p>	<p>女川原子力発電所2号炉</p>	<p>泊発電所3号炉</p>  <p>第7.1.8.27図 加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移 (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>  <p>第7.1.8.28図 1次冷却系保有水量の推移 (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>	<p>相違理由</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・泊は補助給水流 量が少なく健全側 蒸気発生器水位の 回復が遅いため、 補助給水注入流量 が維持される時間 が長く、2次冷却 系強制冷却の蒸気 発生器への冷水補 給による冷却効果 が大きくなること でサブクールが確 保され、加圧器逃 がし弁の動作回数 が増加する。</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第 2.8.29 図 炉心上端ボイド率の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>  <p>第 2.8.30 図 加圧器水位の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	 <p>第 2.8.2.21 図 炉心上端ボイド率の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>  <p>第 2.8.2.22 図 加圧器水位の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) <small>※：1次系保水水量と加圧器水位の関係については、資料資料 2.8.16 参照</small></p>		 <p>第 7.1.8.29 図 炉心上端ボイド率の推移 (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>  <p>第 7.1.8.30 図 加圧器水位の推移 (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第 2.8.31 図 原子炉格納容器内水位の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	<p>第 2.8.2.23 図 原子炉格納容器内水位の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>		<p>第 7.1.8.31 図 原子炉格納容器内水位の推移 (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>	
<p>第 2.8.32 図 燃料被覆管温度の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	<p>第 2.8.2.24 図 燃料被覆管温度の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>		<p>第 7.1.8.32 図 燃料被覆管温度の推移 (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>

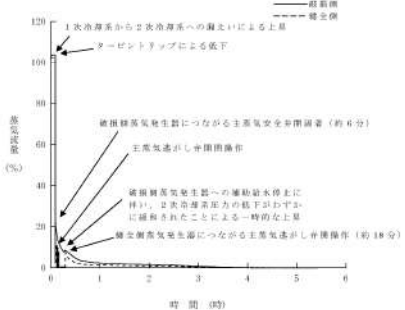
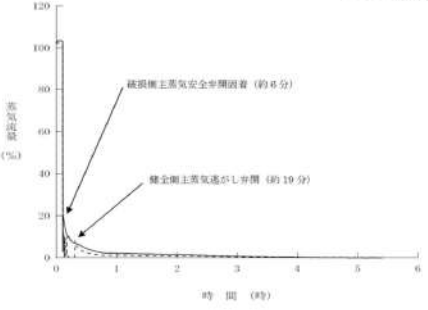
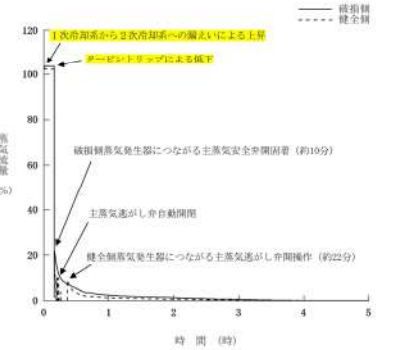
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第 2.8.33 図 蒸気発生器水位の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	<p>第 2.8.2.25 図 蒸気発生器水位の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>		<p>第 7.1.8.33 図 蒸気発生器水位の推移 (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.8.34 図 蒸気発生器への給水流量の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	<p>第 2.8.2.26 図 蒸気発生器への給水流量の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>		<p>第 7.1.8.34 図 給水流量の推移 (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・泊は補助給水流量が少なく、蒸気発生器水位の回復が遅いため、健全側の補助給水調整が懸念</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

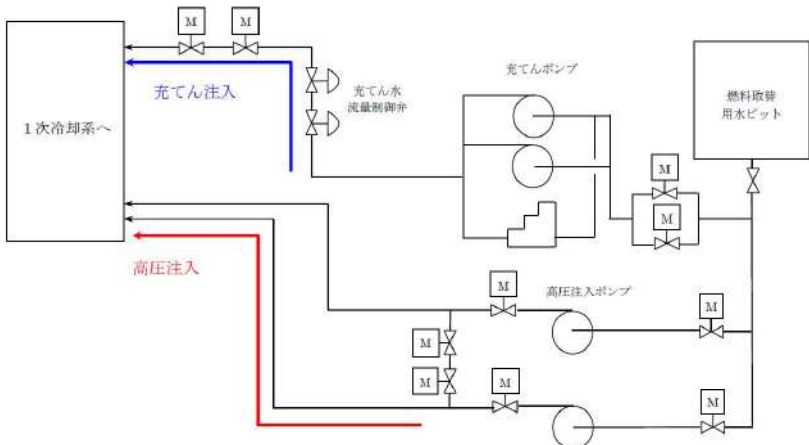
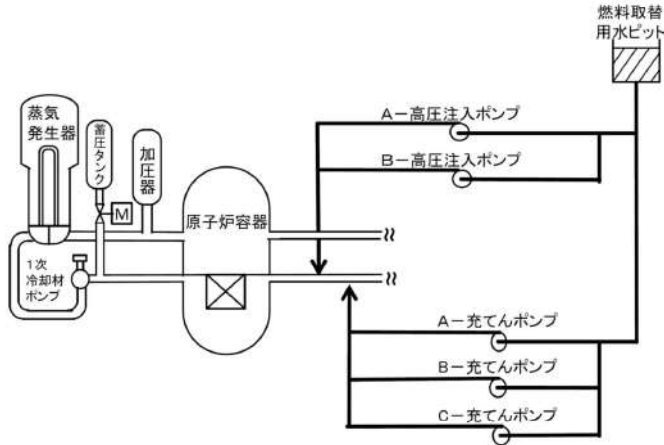
大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第 2.8.35 図 蒸気流量の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	 <p>第 2.8.2.27 図 蒸気流量の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>		 <p>第 7.1.8.35 図 蒸気流量の推移 (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器パイパス

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第 2.8.36 図 1 次冷却系注水流量（高圧及び充てん）の推移（インターフェイスシステム L.O.C.A.）（操作時間余裕確認）</p>	<p>第 2.8.3.1 図 1 次系注水流量（高圧及び充てん）の推移（インターフェイスシステム L.O.C.A.）（操作時間余裕確認）</p>	<p>第 2.8.3.2 図 1 次系注水流量（高圧及び充てん）の推移（蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗）（操作時間余裕確認）</p>	<p>第 7.1.8.36 図 1 次冷却系注水流量の推移（インターフェイスシステム L.O.C.A.）（操作時間余裕確認）</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.8.37 図 1 次冷却系注水流量（高圧及び充てん）の推移（蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗）（操作時間余裕確認）</p>	<p>第 2.8.3.2 図 1 次系注水流量（高圧及び充てん）の推移（蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗）（操作時間余裕確認）</p>	<p>第 2.8.3.2 図 1 次系注水流量（高圧及び充てん）の推移（蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗）（操作時間余裕確認）</p>	<p>第 7.1.8.37 図 1 次冷却系注水流量の推移（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）（操作時間余裕確認）</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>

7.1.8 格納容器バイパス（添付資料 7.1.8.1 インターフェイスシステム LOCA 時における高圧注入から充てん注入への切替えについて）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 2.8.1</p> <p>インターフェイスシステム LOCA 時における高圧注入から充てん注入への切替えについて</p> <p>インターフェイスシステム LOCA において破断規模が小さく1次冷却系がサブクール状態の場合には、1次冷却材圧力は高圧注入により保持されるので、1次冷却系からの放出流量を減少させるため、非常用炉心冷却設備停止条件を確認し条件が満足すれば高圧注入から充てん注入に切り替え、注水量を減少させて1次冷却系の減圧を促進させる手順としている。</p> <p>また、非常用炉心冷却設備停止条件が満足されない場合においても、原子炉トリップ後 2.5 時間程度経過後には、崩壊熱レベル*が低くなっており充てん注入による炉心の除熱が可能であることから、燃料取替用水ピット保有水の消費を減らす目的で、高圧注入から充てん注入に切り替える手順としている。</p> <p>※充てん注入により除熱可能な崩壊熱レベル</p> <p>原子炉トリップ 2.5 時間後の崩壊熱レベルは炉心出力（定格比）約 % であり、低圧時の充てん流量（約 kg/sec）により除熱可能な崩壊熱レベル約 % より低く、充てん注入による除熱が可能</p> <p style="text-align: center;"><高圧注入と充てん注入ラインの系統概要></p>  <p style="text-align: center;">枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.1.8.1</p> <p>インターフェイスシステム LOCA 時における高圧注入から充てん注入への切替えについて</p> <p>インターフェイスシステム LOCA において破断規模が小さく1次冷却系がサブクール状態の場合には、1次冷却材圧力は高圧注入により保持されるので、1次冷却系からの放出流量を減少させるため、非常用炉心冷却設備停止条件を確認し条件が満足すれば高圧注入から充てん注入に切り替え、注水量を減少させて1次冷却系の減圧を促進させる手順としている。</p> <p>また、非常用炉心冷却設備停止条件が満足されない場合においても、原子炉トリップ後 1 時間程度経過後には、崩壊熱レベル*が低くなっており充てん注入による炉心の除熱が可能であることから、燃料取替用水ピット保有水の消費を減らす目的で、高圧注入から充てん注入に切り替える手順としている。</p> <p>※充てん注入により除熱可能な崩壊熱レベル</p> <p>原子炉トリップ 1 時間後の崩壊熱レベルは炉心出力（定格比）約 1.4% であり、低圧時の充てん流量（約 kg/s）により除熱可能な崩壊熱レベル約 % より低く、充てん注入による除熱が可能。</p>  <p style="text-align: center;">図 高圧注入と充てん流入ラインの系統概要</p> <p style="text-align: center;">枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。</p>	<p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス（添付資料 7.1.8.2 破損側SGの隔離操作を実施の際に補助給水の停止操作の妥当性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 2.8.2</p> <p style="text-align: center;">破損側SGの隔離操作を実施の際に補助給水の停止操作の妥当性について</p> <p>1. 破損側SGへの補助給水を停止した場合の影響</p> <p>SGTR発生時においては、健全側SGのみを用いた2次冷却系による炉心冷却及び1、2次冷却系の均圧操作による漏えい停止が可能であり、破損側SGへの補助給水を停止させることによる悪影響はないと考えている。</p> <p>2. 破損側SGへの補助給水を停止しなかった場合の影響</p> <p>仮に破損側SGへの補助給水を停止しなかった場合、1次冷却系からの漏えいの制御が困難なことからSG2次側が満水に至る可能性がある。この場合、1次冷却系から2次冷却系へ漏えいした放射性物質のうち水に保持されやすい性質を持つ無機よう素が、気液分配を期待できない状態で外部へ放出されることによる被ばく上の影響が考えられる。</p> <p>したがって、SGTR発生時においては周辺環境への被ばく低減の観点で、健全側SGを用いた1次冷却系の冷却・均圧操作を優先した上で、破損側SGが満水となるリスクを避けるために破損側SGへの補助給水を停止する手順としている。</p> <p>3. 海外における知見</p> <p>米国US-EPRや仏国EDFのSGTR時の手順を確認した結果、上記と同様に健全側SGでの冷却・減圧を優先した上で、破損側SGの補助給水を停止させる手順となっていることを確認している。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.1.8.2</p> <p style="text-align: center;">破損側SGの隔離操作を実施の際に補助給水の停止操作の妥当性について</p> <p>1. 破損側SGへの補助給水を停止した場合の影響</p> <p>SGTR発生時においては、健全側SGのみを用いた2次冷却系による炉心冷却及び1、2次冷却系の均圧操作による漏えい停止が可能であり、破損側SGへの補助給水を停止させることによる悪影響はないと考えている。</p> <p>2. 破損側SGへの補助給水を停止しなかった場合の影響</p> <p>仮に破損側SGへの補助給水を停止しなかった場合、1次冷却系からの漏えいの制御が困難なことからSG2次側が満水に至る可能性がある。この場合、1次冷却系から2次冷却系へ漏えいした放射性物質のうち水に保持されやすい性質を持つ無機よう素が、気液分配を期待できない状態で外部へ放出されることによる被ばく上の影響が考えられる。</p> <p>したがって、SGTR発生時においては周辺環境への被ばく低減の観点で、健全側SGを用いた1次冷却系の冷却・均圧操作を優先した上で、破損側SGが満水となるリスクを避けるために破損側SGへの補助給水を停止する手順としている。</p> <p>3. 海外における知見</p> <p>米国US-EPRや仏国EDFのSGTR時の手順を確認した結果、上記と同様に健全側SGでの冷却・減圧を優先した上で、破損側SGの補助給水を停止させる手順となっていることを確認している。</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス (添付資料 7.1.8.3 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件 (格納容器バイパス))

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																																																								
<p style="text-align: right;">添付資料 2.8.3</p> <p style="text-align: center;">大飯3, 4号炉の重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について (格納容器バイパス)</p> <p>重要事故シーケンス「インターフェイスシステムLOCA」における個別解析条件を第1表、「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」における個別解析条件を第2表に示す。</p> <p style="text-align: center;">第1表 システム熱水力解析用データ (格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA))</p> <table border="1" data-bbox="297 475 893 1284"> <thead> <tr> <th>名称</th> <th>数値</th> <th>解析上の取り扱い</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>(1) 原子炉保護設備</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 「原子炉圧力低」</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>原子炉トリップ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 設定点</td> <td>12.73MPa[gage]</td> <td>設計値 (トリップ限界値)</td> </tr> <tr> <td> ii 応答時間</td> <td>2秒後に制御棒落下開始</td> <td>最大値 (設計要求値)</td> </tr> <tr> <td>(2) 事象収束に重要な機器・操作関連</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 「原子炉圧力低」</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>非常用炉心冷却設備作動</td> <td>12.04MPa[gage]</td> <td>設計値 (作動限界値)</td> </tr> <tr> <td> i 設定点</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> ii 応答時間</td> <td>2.0秒</td> <td>最大値 (設計要求値)</td> </tr> <tr> <td> iii 給水開始</td> <td>非常用炉心冷却設備作動限界値到達の27秒後(自動起動)</td> <td>最大値 (設計要求値)</td> </tr> <tr> <td> iv 基数</td> <td>高压注入ポンプ 2台</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td> v 容量</td> <td>最大注入特性 (第2図参照)</td> <td>最大値 (設計値に余裕を考慮した値)</td> </tr> <tr> <td> vi 停止条件</td> <td>- サブクール度40℃以上 - 加圧器水位60%以上 - 1次冷却材圧力(広域)が安定又は上昇、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中 - 蒸気発生器狭域水位下端以上又は蒸気発生器へ電動補助給水ポンプ1台の設計流量以上で注水中</td> <td>運転員等操作条件</td> </tr> <tr> <td>2) 補助給水ポンプ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 給水開始 (起動遅れ時間)</td> <td>非常用炉心冷却設備作動限界値到達の60秒後(自動起動)</td> <td>最大値 (設計要求値)</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" data-bbox="297 1295 893 1422"> <thead> <tr> <th>名称</th> <th>数値</th> <th>解析上の取り扱い</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td> ii 蒸気発生器水位維持</td> <td>狭域水位内</td> <td>運転員等操作条件</td> </tr> <tr> <td> iii 個数</td> <td>電動2台+タービン動1台</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td> iv 容量</td> <td>約370m³/h (蒸気発生器4基合計)</td> <td>最小値 (設計値に余裕を考慮した値)</td> </tr> </tbody> </table>	名称	数値	解析上の取り扱い	(1) 原子炉保護設備			1) 「原子炉圧力低」			原子炉トリップ			i 設定点	12.73MPa[gage]	設計値 (トリップ限界値)	ii 応答時間	2秒後に制御棒落下開始	最大値 (設計要求値)	(2) 事象収束に重要な機器・操作関連			1) 「原子炉圧力低」			非常用炉心冷却設備作動	12.04MPa[gage]	設計値 (作動限界値)	i 設定点			ii 応答時間	2.0秒	最大値 (設計要求値)	iii 給水開始	非常用炉心冷却設備作動限界値到達の27秒後(自動起動)	最大値 (設計要求値)	iv 基数	高压注入ポンプ 2台	設計値	v 容量	最大注入特性 (第2図参照)	最大値 (設計値に余裕を考慮した値)	vi 停止条件	- サブクール度40℃以上 - 加圧器水位60%以上 - 1次冷却材圧力(広域)が安定又は上昇、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中 - 蒸気発生器狭域水位下端以上又は蒸気発生器へ電動補助給水ポンプ1台の設計流量以上で注水中	運転員等操作条件	2) 補助給水ポンプ			i 給水開始 (起動遅れ時間)	非常用炉心冷却設備作動限界値到達の60秒後(自動起動)	最大値 (設計要求値)	名称	数値	解析上の取り扱い	ii 蒸気発生器水位維持	狭域水位内	運転員等操作条件	iii 個数	電動2台+タービン動1台	設計値	iv 容量	約370m ³ /h (蒸気発生器4基合計)	最小値 (設計値に余裕を考慮した値)	<p style="text-align: right;">添付資料 7.1.8.3</p> <p style="text-align: center;">重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件 (格納容器バイパス)</p> <p>重要事故シーケンス「インターフェイスシステムLOCA」における個別解析条件を第1表、「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」における個別解析条件を第2表に示す。</p> <p style="text-align: center;">第1表 システム熱水力解析用データ (格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA))</p> <table border="1" data-bbox="1223 494 1809 1380"> <thead> <tr> <th>名称</th> <th>数値</th> <th>解析上の取り扱い</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>(1) 原子炉保護設備</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 「原子炉圧力低」</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>原子炉トリップ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 設定点</td> <td>12.73MPa[gage]</td> <td>設計値 (トリップ限界値)</td> </tr> <tr> <td> ii 応答時間</td> <td>2秒後に制御棒落下開始</td> <td>最大値 (設計要求値)</td> </tr> <tr> <td>(2) 事象収束に重要な機器・操作関連</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 「原子炉圧力異常低」非常用炉心冷却設備作動</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 設定点</td> <td>11.30MPa[gage]</td> <td>設計値 (作動限界値)</td> </tr> <tr> <td> ii 応答時間</td> <td>2.0秒</td> <td>最大値 (設計要求値)</td> </tr> <tr> <td> iii 給水開始</td> <td>非常用炉心冷却設備作動限界値到達の25秒後(自動起動)</td> <td>最大値 (設計要求値)</td> </tr> <tr> <td> iv 基数</td> <td>高压注入ポンプ 2台</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td> v 容量</td> <td>最大注入特性 (第2図参照)</td> <td>最大値 (設計値に余裕を考慮した値)</td> </tr> <tr> <td> vi 停止条件</td> <td>- サブクール度40℃以上 - 加圧器水位60%以上 - 1次冷却材圧力(広域)が安定又は上昇、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中 - 蒸気発生器狭域水位下端以上又はSGへ電動補助給水ポンプ1台の設計流量以上で注水中</td> <td>運転員等操作条件</td> </tr> <tr> <td>2) 補助給水ポンプ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 給水開始 (起動遅れ時間)</td> <td>非常用炉心冷却設備作動限界値到達の60秒後(自動起動)</td> <td>最大値 (設計要求値)</td> </tr> <tr> <td> ii 蒸気発生器水位の維持</td> <td>狭域水位内</td> <td>運転員等操作条件</td> </tr> <tr> <td> iii 個数</td> <td>電動2台+タービン動1台</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td> iv 容量</td> <td>150m³/h (蒸気発生器3基合計)</td> <td>最小値 (設計値に余裕を考慮した値)</td> </tr> </tbody> </table>	名称	数値	解析上の取り扱い	(1) 原子炉保護設備			1) 「原子炉圧力低」			原子炉トリップ			i 設定点	12.73MPa[gage]	設計値 (トリップ限界値)	ii 応答時間	2秒後に制御棒落下開始	最大値 (設計要求値)	(2) 事象収束に重要な機器・操作関連			1) 「原子炉圧力異常低」非常用炉心冷却設備作動			i 設定点	11.30MPa[gage]	設計値 (作動限界値)	ii 応答時間	2.0秒	最大値 (設計要求値)	iii 給水開始	非常用炉心冷却設備作動限界値到達の25秒後(自動起動)	最大値 (設計要求値)	iv 基数	高压注入ポンプ 2台	設計値	v 容量	最大注入特性 (第2図参照)	最大値 (設計値に余裕を考慮した値)	vi 停止条件	- サブクール度40℃以上 - 加圧器水位60%以上 - 1次冷却材圧力(広域)が安定又は上昇、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中 - 蒸気発生器狭域水位下端以上又はSGへ電動補助給水ポンプ1台の設計流量以上で注水中	運転員等操作条件	2) 補助給水ポンプ			i 給水開始 (起動遅れ時間)	非常用炉心冷却設備作動限界値到達の60秒後(自動起動)	最大値 (設計要求値)	ii 蒸気発生器水位の維持	狭域水位内	運転員等操作条件	iii 個数	電動2台+タービン動1台	設計値	iv 容量	150m ³ /h (蒸気発生器3基合計)	最小値 (設計値に余裕を考慮した値)	
名称	数値	解析上の取り扱い																																																																																																																								
(1) 原子炉保護設備																																																																																																																										
1) 「原子炉圧力低」																																																																																																																										
原子炉トリップ																																																																																																																										
i 設定点	12.73MPa[gage]	設計値 (トリップ限界値)																																																																																																																								
ii 応答時間	2秒後に制御棒落下開始	最大値 (設計要求値)																																																																																																																								
(2) 事象収束に重要な機器・操作関連																																																																																																																										
1) 「原子炉圧力低」																																																																																																																										
非常用炉心冷却設備作動	12.04MPa[gage]	設計値 (作動限界値)																																																																																																																								
i 設定点																																																																																																																										
ii 応答時間	2.0秒	最大値 (設計要求値)																																																																																																																								
iii 給水開始	非常用炉心冷却設備作動限界値到達の27秒後(自動起動)	最大値 (設計要求値)																																																																																																																								
iv 基数	高压注入ポンプ 2台	設計値																																																																																																																								
v 容量	最大注入特性 (第2図参照)	最大値 (設計値に余裕を考慮した値)																																																																																																																								
vi 停止条件	- サブクール度40℃以上 - 加圧器水位60%以上 - 1次冷却材圧力(広域)が安定又は上昇、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中 - 蒸気発生器狭域水位下端以上又は蒸気発生器へ電動補助給水ポンプ1台の設計流量以上で注水中	運転員等操作条件																																																																																																																								
2) 補助給水ポンプ																																																																																																																										
i 給水開始 (起動遅れ時間)	非常用炉心冷却設備作動限界値到達の60秒後(自動起動)	最大値 (設計要求値)																																																																																																																								
名称	数値	解析上の取り扱い																																																																																																																								
ii 蒸気発生器水位維持	狭域水位内	運転員等操作条件																																																																																																																								
iii 個数	電動2台+タービン動1台	設計値																																																																																																																								
iv 容量	約370m ³ /h (蒸気発生器4基合計)	最小値 (設計値に余裕を考慮した値)																																																																																																																								
名称	数値	解析上の取り扱い																																																																																																																								
(1) 原子炉保護設備																																																																																																																										
1) 「原子炉圧力低」																																																																																																																										
原子炉トリップ																																																																																																																										
i 設定点	12.73MPa[gage]	設計値 (トリップ限界値)																																																																																																																								
ii 応答時間	2秒後に制御棒落下開始	最大値 (設計要求値)																																																																																																																								
(2) 事象収束に重要な機器・操作関連																																																																																																																										
1) 「原子炉圧力異常低」非常用炉心冷却設備作動																																																																																																																										
i 設定点	11.30MPa[gage]	設計値 (作動限界値)																																																																																																																								
ii 応答時間	2.0秒	最大値 (設計要求値)																																																																																																																								
iii 給水開始	非常用炉心冷却設備作動限界値到達の25秒後(自動起動)	最大値 (設計要求値)																																																																																																																								
iv 基数	高压注入ポンプ 2台	設計値																																																																																																																								
v 容量	最大注入特性 (第2図参照)	最大値 (設計値に余裕を考慮した値)																																																																																																																								
vi 停止条件	- サブクール度40℃以上 - 加圧器水位60%以上 - 1次冷却材圧力(広域)が安定又は上昇、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中 - 蒸気発生器狭域水位下端以上又はSGへ電動補助給水ポンプ1台の設計流量以上で注水中	運転員等操作条件																																																																																																																								
2) 補助給水ポンプ																																																																																																																										
i 給水開始 (起動遅れ時間)	非常用炉心冷却設備作動限界値到達の60秒後(自動起動)	最大値 (設計要求値)																																																																																																																								
ii 蒸気発生器水位の維持	狭域水位内	運転員等操作条件																																																																																																																								
iii 個数	電動2台+タービン動1台	設計値																																																																																																																								
iv 容量	150m ³ /h (蒸気発生器3基合計)	最小値 (設計値に余裕を考慮した値)																																																																																																																								

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス (添付資料 7.1.8.3 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件 (格納容器バイパス))

大飯発電所3 / 4号炉			泊発電所3号炉			相違理由
名 称	数 値	解析上の取り扱い	名 称	数 値	解析上の取り扱い	
ii 蒸気発生器水位維持 狭域水位内 iii 個数 電動2台+タービン動1台 iv 容量 約370m ³ /h (蒸気発生器4基合計)			運転員等操作条件 設計値 最小値 (設計値に余裕を考慮した値)			
3) 蓄圧タンク i 出口弁閉止 1次冷却材圧力 0.6MPa[gage]到達 ii 基数 4基 (1ループ当たり1基) iii 保持圧力 4.04MPa[gage] iv 保有水量 26.9m ³ (1基当たり)			運転員等操作条件 設計値 最低保持圧力 最低保有水量			
4) 充てんポンプ i 注入開始 非常用炉心冷却設備停止条件成立後 ii 個数 2台 iii 容量 68 m ³ /h			運転員等操作余裕の考え方 設計値 (全3台中1台は待機) 設計値			
5) 主蒸気逃がし弁 i 2次系強制冷却開始 SI信号発信後25分 ii 個数 4個 (1ループ当たり1個) iii 容量 定格主蒸気流量の10% (1個当たり)			運転員等操作余裕の考え方 設計値 設計値			
6) 加圧器逃がし弁 i 開閉操作開始 (1) 非常用炉心冷却設備停止条件成立 サブクール度60℃以上で開操作 サブクール度40℃以下又は加圧器水位50%以上で閉操作			運転員等操作条件			
名 称 数 値 解析上の取り扱い (2) 非常用炉心冷却設備停止条件成立後の漏えい量抑制 サブクール度20℃以上で開操作 サブクール度10℃以下で閉操作			運転員等操作条件 設計値			
ii 個数 1個 iii 容量 95t/h (1個当たり)			運転員等操作条件 設計値			
7) 余熱除去系 i 冷却開始 余熱除去系接続条件 1次冷却材温度が177℃以下 1次冷却材圧力が2.7MPa[gage]以下 ii 個数 1台			運転員等操作条件			
名 称 数 値 解析上の取り扱い (1) 非常用炉心冷却設備停止条件成立前 サブクール度60℃以上で開操作 サブクール度40℃以下又は加圧器水位50%以上で閉操作 (2) 非常用炉心冷却設備停止条件成立後の漏えい量抑制 サブクール度20℃以上で開操作 サブクール度10℃以下で閉操作			運転員等操作条件 設計値 設計値			
ii 個数 1個 iii 容量 95t/h (1個当たり)			運転員等操作条件 設計値			
7) 余熱除去系 i 給水開始 余熱除去系接続条件 1次冷却材温度が177℃未満 1次冷却材圧力が2.7MPa[gage]以下 ii 個数 1台			運転員等操作条件 使用可能台数			
名 称 数 値 解析上の取り扱い 3) 蓄圧タンク i 出口弁閉止 非常用炉心冷却設備停止条件の成立又は1次冷却材圧力0.6MPa[gage]到達 ii 基数 3基 (1ループ当たり1基) iii 保持圧力 4.04MPa[gage] iv 保有水量 29.0m ³ (1基当たり)			運転員等操作条件 設計値 最低保持圧力 最小保有水量			
4) 充てんポンプ i 注入開始 非常用炉心冷却設備停止条件成立後 ii 個数 2台 iii 容量 160 m ³ /h以下で、加圧器水位を維持するように調整			運転員等操作余裕の考え方 設計値 (全3台中1台は待機) 最大値 (設計値に余裕を考慮した値)			
iv 加圧器水位の維持 計測室部内			運転員等操作条件			
5) 主蒸気逃がし弁 i 2次系強制冷却開始 SI信号発信後25分 ii 個数 3個 (1ループ当たり1個) iii 容量 定格主蒸気流量の10% (1個当たり)			運転員等操作余裕の考え方 設計値 設計値			
6) 加圧器逃がし弁 i 開閉操作開始 (1) 非常用炉心冷却設備停止条件成立前 サブクール度60℃以上で開操作 サブクール度40℃以下又は加圧器水位50%以上で閉操作 (2) 非常用炉心冷却設備停止条件成立後の漏えい量抑制 サブクール度20℃以上で開操作 サブクール度10℃以下で閉操作			運転員等操作条件 設計値 設計値			
ii 個数 1個 iii 容量 95t/h (1個当たり)			運転員等操作条件 設計値			

(左記については前ページで比較済み)

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス (添付資料 7.1.8.3 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件 (格納容器バイパス))

大飯発電所3 / 4号炉			泊発電所3号炉			相違理由																																																																											
<table border="1"> <thead> <tr> <th>名称</th> <th>数値</th> <th>解析上の取り扱い</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ii 個数</td> <td>1個</td> <td>運転員等操作条件</td> </tr> <tr> <td>iii 容量</td> <td>95t/h (1個当たり)</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>7) 余熱除去系</td> <td>余熱除去系接続条件</td> <td></td> </tr> <tr> <td>i 冷却開始</td> <td>1次冷却材温度が177℃以下 1次冷却材圧力が2.7MPa[gage]以下</td> <td></td> </tr> <tr> <td>ii 個数</td> <td>1台</td> <td></td> </tr> <tr> <td>8) 原子炉格納容器外の余熱除去冷却器出口逃がし弁</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>i 吹き止まり圧力</td> <td>約 <input type="text"/> MPa[gage]</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>9) 原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>i 吹き止まり圧力</td> <td>約 <input type="text"/> MPa[gage]</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>(3) 事故条件</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 破断箇所 (漏えい箇所)</td> <td>破断口径 (等価直径)</td> <td></td> </tr> <tr> <td>i 原子炉格納容器外の余熱除去冷却器出口逃がし弁</td> <td>約2.5cm (約1インチ)</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>ii 原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁</td> <td>約10cm (約4インチ)</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>iii 余熱除去系機器等</td> <td>約2.8cm (1.12インチ相当)</td> <td>評価値に対して余裕を考慮した値</td> </tr> </tbody> </table>			名称	数値	解析上の取り扱い	ii 個数	1個	運転員等操作条件	iii 容量	95t/h (1個当たり)	設計値	7) 余熱除去系	余熱除去系接続条件		i 冷却開始	1次冷却材温度が177℃以下 1次冷却材圧力が2.7MPa[gage]以下		ii 個数	1台		8) 原子炉格納容器外の余熱除去冷却器出口逃がし弁			i 吹き止まり圧力	約 <input type="text"/> MPa[gage]	設計値	9) 原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁			i 吹き止まり圧力	約 <input type="text"/> MPa[gage]	設計値	(3) 事故条件			1) 破断箇所 (漏えい箇所)	破断口径 (等価直径)		i 原子炉格納容器外の余熱除去冷却器出口逃がし弁	約2.5cm (約1インチ)	設計値	ii 原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁	約10cm (約4インチ)	設計値	iii 余熱除去系機器等	約2.8cm (1.12インチ相当)	評価値に対して余裕を考慮した値	<p>(左記については前ページで比較済み)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>名称</th> <th>数値</th> <th>解析上の取り扱い</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>8) 原子炉格納容器外の余熱除去冷却器出口逃がし弁</td> <td><input type="text"/> MPa[gage]</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>i 吹き止まり圧力</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>9) 原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁</td> <td><input type="text"/> MPa[gage]</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>i 吹き止まり圧力</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>(3) 事故条件</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 破断箇所 (漏えい箇所)</td> <td>破断口径 (等価直径)</td> <td></td> </tr> <tr> <td>i 原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁</td> <td>約7.6cm (3インチ)</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>ii 原子炉格納容器外の余熱除去冷却器出口逃がし弁</td> <td>約2.5cm (1インチ)</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>iii 余熱除去系機器等</td> <td>約2.9cm (1.15インチ)</td> <td>評価値に対して余裕を考慮した値</td> </tr> </tbody> </table>			名称	数値	解析上の取り扱い	8) 原子炉格納容器外の余熱除去冷却器出口逃がし弁	<input type="text"/> MPa[gage]	設計値	i 吹き止まり圧力			9) 原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁	<input type="text"/> MPa[gage]	設計値	i 吹き止まり圧力			(3) 事故条件			1) 破断箇所 (漏えい箇所)	破断口径 (等価直径)		i 原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁	約7.6cm (3インチ)	設計値	ii 原子炉格納容器外の余熱除去冷却器出口逃がし弁	約2.5cm (1インチ)	設計値	iii 余熱除去系機器等	約2.9cm (1.15インチ)	評価値に対して余裕を考慮した値	
名称	数値	解析上の取り扱い																																																																															
ii 個数	1個	運転員等操作条件																																																																															
iii 容量	95t/h (1個当たり)	設計値																																																																															
7) 余熱除去系	余熱除去系接続条件																																																																																
i 冷却開始	1次冷却材温度が177℃以下 1次冷却材圧力が2.7MPa[gage]以下																																																																																
ii 個数	1台																																																																																
8) 原子炉格納容器外の余熱除去冷却器出口逃がし弁																																																																																	
i 吹き止まり圧力	約 <input type="text"/> MPa[gage]	設計値																																																																															
9) 原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁																																																																																	
i 吹き止まり圧力	約 <input type="text"/> MPa[gage]	設計値																																																																															
(3) 事故条件																																																																																	
1) 破断箇所 (漏えい箇所)	破断口径 (等価直径)																																																																																
i 原子炉格納容器外の余熱除去冷却器出口逃がし弁	約2.5cm (約1インチ)	設計値																																																																															
ii 原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁	約10cm (約4インチ)	設計値																																																																															
iii 余熱除去系機器等	約2.8cm (1.12インチ相当)	評価値に対して余裕を考慮した値																																																																															
名称	数値	解析上の取り扱い																																																																															
8) 原子炉格納容器外の余熱除去冷却器出口逃がし弁	<input type="text"/> MPa[gage]	設計値																																																																															
i 吹き止まり圧力																																																																																	
9) 原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁	<input type="text"/> MPa[gage]	設計値																																																																															
i 吹き止まり圧力																																																																																	
(3) 事故条件																																																																																	
1) 破断箇所 (漏えい箇所)	破断口径 (等価直径)																																																																																
i 原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁	約7.6cm (3インチ)	設計値																																																																															
ii 原子炉格納容器外の余熱除去冷却器出口逃がし弁	約2.5cm (1インチ)	設計値																																																																															
iii 余熱除去系機器等	約2.9cm (1.15インチ)	評価値に対して余裕を考慮した値																																																																															
<p><input type="text"/> 枠囲みの範囲は機密に係る事項のため、公開することはできません。</p>			<p><input type="text"/> 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。</p>																																																																														

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス (添付資料 7.1.8.3 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件 (格納容器バイパス))

大飯発電所3 / 4号炉			泊発電所3号炉			相違理由
第2表 システム熱水力解析用データ (格納容器バイパス (蒸気発生器伝熱管破損))			第2表 システム熱水力解析用データ (格納容器バイパス (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故))			
名 称	数 値	解析上の取り扱い	名 称	数 値	解析上の取り扱い	
(1) 原子炉保護設備			(1) 原子炉保護設備			
1) 「過大温度ΔT高」			1) 「過大温度ΔT高」			
原子炉トリップ			原子炉トリップ			
i 設定点	1次冷却材平均温度等の関数 (第1図参照)	設計値 (トリップ限界値)	i 設定点	1次冷却材平均温度等の関数 (第1図参照)	設計値 (トリップ限界値)	
ii 応答時間	6秒後に制御棒落下開始	最大値 (設計要求値)	ii 応答時間	6秒後に制御棒落下開始	最大値 (設計要求値)	
2) 「原子炉圧力低」			2) 「原子炉圧力低」			
原子炉トリップ			原子炉トリップ			
i 設定点	12.73MPa[gage]	設計値 (トリップ限界値)	i 設定点	12.73MPa[gage]	設計値 (トリップ限界値)	
ii 応答時間	2秒後に制御棒落下開始	最大値 (設計要求値)	ii 応答時間	2秒後に制御棒落下開始	最大値 (設計要求値)	
(2) 事象収束に重要な機器・操作関連			(2) 事象収束に重要な機器・操作関連			
1) 「原子炉圧力低」非常用炉心冷却設備作動			1) 「原子炉圧力低」非常用炉心冷却設備作動			
i 設定点	12.04MPa[gage]	設計値 (作動限界値)	i 設定点	12.04MPa[gage] (圧力) 水位検出器下端水位 (水位)	設計値 (作動限界値)	
ii 応答時間	2.0秒	最大値 (設計要求値)	ii 応答時間	2.0秒	最大値 (設計要求値)	
iii 給水開始 (起動遅れ時間)	非常用炉心冷却設備作動限界値到達の27秒後(自動起動)	最大値 (設計要求値)	iii 給水開始 (起動遅れ時間)	非常用炉心冷却設備作動限界値到達の25秒後(自動起動)	最大値 (設計要求値)	
iv 基数	高圧注入ポンプ 2台	設計値	iv 基数	高圧注入ポンプ 2台	設計値	
v 容量	最大注入特性 (第2図参照)	最大値 (設計値に余裕を考慮した値)	v 容量	最大注入特性 (第2図参照)	最大値 (設計値に余裕を考慮した値)	
vi 停止条件	- サブクール度40℃以上 - 加圧器水位50%以上 - 1次冷却材圧力(広域)が安定又は上昇、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中 - 健全側蒸気発生器狭域水位下端以上又は健全側蒸気発生器へ電動補助給水ポンプ1台の設計流量以上で注水中	運転員等操作条件	vi 停止条件	- サブクール度40℃以上 - 加圧器水位50%以上 - 1次冷却材圧力(広域)が安定又は上昇、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中 - 健全側の蒸気発生器狭域水位下端以上又は健全側蒸気発生器への電動補助給水ポンプ1台の設計流量以上で注水中	運転員等操作条件	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.1.8 格納容器バイパス (添付資料 7.1.8.3 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件 (格納容器バイパス))

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 緑字：記載表現、設備名称の相違 (実質的な相違なし)

大飯発電所3/4号炉			泊発電所3号炉			相違理由																												
名 称	数 値	解析上の取り扱い	名 称	数 値	解析上の取り扱い																													
<p>vi 停止条件</p> <ul style="list-style-type: none"> - サブクール度 40℃以上 - 加圧器水位 50%以上 - 1次冷却材圧力 (広域) が安定又は上昇、かつ 蓄圧タンク不動作又は 隔離中 - 健全側蒸気発生器異常 水位下層以上又は健全側 側蒸気発生器へ電動補助 給水ポンプ 1台の設 計流量以上で圧水中 <p style="text-align: right;">} 運転員等操作条件</p>																																		
<p>2) 補助給水ポンプ</p> <table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td>i 注水開始 (起動遅れ時間)</td> <td>非常用炉心冷却設備作動限 界到達後の 60 秒(自動起 動)</td> <td>最大値 (設計要求値)</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td>ii 蒸気発生器水位の維持</td> <td>設定水位内</td> <td>運転員等操作条件</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td>iii 個数</td> <td>電動 2 台+タービン動 1 台</td> <td>設計値</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td>iv 容量</td> <td>約 370m³/h (蒸気発生器 4 基合計) (破損蒸気発生器隔離前)</td> <td>最小値 (設計値に余裕を考慮した値)</td> <td colspan="4"></td> </tr> </table>							i 注水開始 (起動遅れ時間)	非常用炉心冷却設備作動限 界到達後の 60 秒(自動起 動)	最大値 (設計要求値)					ii 蒸気発生器水位の維持	設定水位内	運転員等操作条件					iii 個数	電動 2 台+タービン動 1 台	設計値					iv 容量	約 370m ³ /h (蒸気発生器 4 基合計) (破損蒸気発生器隔離前)	最小値 (設計値に余裕を考慮した値)				
i 注水開始 (起動遅れ時間)	非常用炉心冷却設備作動限 界到達後の 60 秒(自動起 動)	最大値 (設計要求値)																																
ii 蒸気発生器水位の維持	設定水位内	運転員等操作条件																																
iii 個数	電動 2 台+タービン動 1 台	設計値																																
iv 容量	約 370m ³ /h (蒸気発生器 4 基合計) (破損蒸気発生器隔離前)	最小値 (設計値に余裕を考慮した値)																																
<p>3) 破損側蒸気発生器隔離操作</p> <table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td>i 隔離操作開始</td> <td>原子炉トリップ後 10 分 で 開始し、約 2 分で完了</td> <td>運転員等操作余裕の考え方</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td>ii 隔離操作対象</td> <td>(1) 破損蒸気発生器への補 助給水停止 (2) 破損蒸気発生器につな がるタービン動補助給 水ポンプ駆動蒸気元弁 閉止 (3) 破損蒸気発生器につな がる主蒸気隔離弁閉止</td> <td>運転員等操作条件</td> <td colspan="4"></td> </tr> </table>							i 隔離操作開始	原子炉トリップ後 10 分 で 開始し、約 2 分で完了	運転員等操作余裕の考え方					ii 隔離操作対象	(1) 破損蒸気発生器への補 助給水停止 (2) 破損蒸気発生器につな がるタービン動補助給 水ポンプ駆動蒸気元弁 閉止 (3) 破損蒸気発生器につな がる主蒸気隔離弁閉止	運転員等操作条件																		
i 隔離操作開始	原子炉トリップ後 10 分 で 開始し、約 2 分で完了	運転員等操作余裕の考え方																																
ii 隔離操作対象	(1) 破損蒸気発生器への補 助給水停止 (2) 破損蒸気発生器につな がるタービン動補助給 水ポンプ駆動蒸気元弁 閉止 (3) 破損蒸気発生器につな がる主蒸気隔離弁閉止	運転員等操作条件																																
<p>4) 充てんポンプ</p> <table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td>i 注水開始</td> <td>非常用炉心冷却設備停止条件成立後 2分</td> <td>運転員等操作余裕の考え方</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td>ii 個数</td> <td>2台</td> <td>設計値</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td>iii 容量</td> <td>160 m³/h 以下で、加圧器水位を維持 するように調整</td> <td>最大値 (設計値に余裕を考慮した値)</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td>iv 加圧器水位の維持</td> <td>計測範囲内</td> <td>運転員等操作条件</td> <td colspan="4"></td> </tr> </table>							i 注水開始	非常用炉心冷却設備停止条件成立後 2分	運転員等操作余裕の考え方					ii 個数	2台	設計値					iii 容量	160 m ³ /h 以下で、加圧器水位を維持 するように調整	最大値 (設計値に余裕を考慮した値)					iv 加圧器水位の維持	計測範囲内	運転員等操作条件				
i 注水開始	非常用炉心冷却設備停止条件成立後 2分	運転員等操作余裕の考え方																																
ii 個数	2台	設計値																																
iii 容量	160 m ³ /h 以下で、加圧器水位を維持 するように調整	最大値 (設計値に余裕を考慮した値)																																
iv 加圧器水位の維持	計測範囲内	運転員等操作条件																																
<p>5) 主蒸気逃がし弁</p> <table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td>i 2次系強制冷却開始</td> <td>破損側蒸気発生器 隔離操作完了後 1分</td> <td>運転員等操作余裕の考え方</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td>ii 個数</td> <td>3 個 (健全側 1 ループ当り 1 個)</td> <td>運転員等操作条件</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td>iii 容量</td> <td>定格ループ流量の 10%/割 (定格運転時)</td> <td>設計値</td> <td colspan="4"></td> </tr> </table>							i 2次系強制冷却開始	破損側蒸気発生器 隔離操作完了後 1分	運転員等操作余裕の考え方					ii 個数	3 個 (健全側 1 ループ当り 1 個)	運転員等操作条件					iii 容量	定格ループ流量の 10%/割 (定格運転時)	設計値											
i 2次系強制冷却開始	破損側蒸気発生器 隔離操作完了後 1分	運転員等操作余裕の考え方																																
ii 個数	3 個 (健全側 1 ループ当り 1 個)	運転員等操作条件																																
iii 容量	定格ループ流量の 10%/割 (定格運転時)	設計値																																
<p>6) 加圧器逃がし弁</p> <table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td>i 開閉操作開始</td> <td>(1) 非常用炉心冷却設備停止条件成 立前 サブクール度 60℃以上で閉操作 サブクール度 40℃以下又は加圧 器水位 50%以上で閉操作 (2) 非常用炉心冷却設備停止条件成 立後の漏えい量抑制 サブクール度 20℃以上で閉操作 サブクール度 10℃以下で閉操作</td> <td>運転員等操作条件</td> <td colspan="4"></td> </tr> </table>							i 開閉操作開始	(1) 非常用炉心冷却設備停止条件成 立前 サブクール度 60℃以上で閉操作 サブクール度 40℃以下又は加圧 器水位 50%以上で閉操作 (2) 非常用炉心冷却設備停止条件成 立後の漏えい量抑制 サブクール度 20℃以上で閉操作 サブクール度 10℃以下で閉操作	運転員等操作条件																									
i 開閉操作開始	(1) 非常用炉心冷却設備停止条件成 立前 サブクール度 60℃以上で閉操作 サブクール度 40℃以下又は加圧 器水位 50%以上で閉操作 (2) 非常用炉心冷却設備停止条件成 立後の漏えい量抑制 サブクール度 20℃以上で閉操作 サブクール度 10℃以下で閉操作	運転員等操作条件																																
<table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <th>名 称</th> <th>数 値</th> <th>解析上の取り扱い</th> </tr> <tr> <td>iii 容量</td> <td>68m³/h 以下で、加圧器水位 を維持するように調整</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>iv 加圧器水位の維持</td> <td>計測範囲内</td> <td>運転員等操作条件</td> </tr> </table>			名 称	数 値	解析上の取り扱い	iii 容量	68m ³ /h 以下で、加圧器水位 を維持するように調整	設計値	iv 加圧器水位の維持	計測範囲内	運転員等操作条件																							
名 称	数 値	解析上の取り扱い																																
iii 容量	68m ³ /h 以下で、加圧器水位 を維持するように調整	設計値																																
iv 加圧器水位の維持	計測範囲内	運転員等操作条件																																

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス (添付資料 7.1.8.3 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件 (格納容器バイパス))

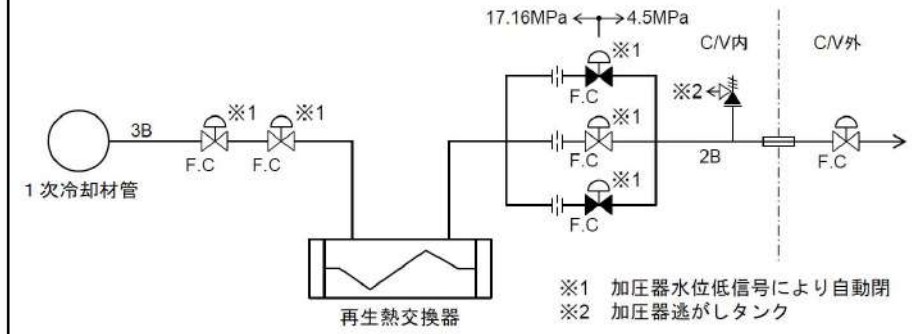
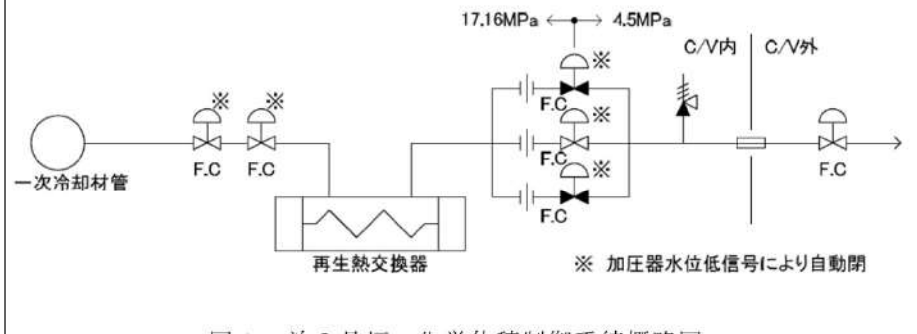
大飯発電所3 / 4号炉			泊発電所3号炉			相違理由				
名称	数 値	解析上の取り扱い	(左記については前ページで比較済み)							
iii 容量	68m³/h以下で、加圧器水位を維持するように調整	設計値								
iv 加圧器水位の維持	計測範囲内	運転員等操作条件								
5) 主蒸気逃がし弁										
i 2次系強制冷却開始	破損側蒸気発生器隔離操作完了後1分	運転員等操作余裕の考え方								
ii 個数	3個(健全側1ループ当たり1個)	運転員等操作条件								
iii 容量	定格ループ流量の10%/個(定格運転時)	設計値								
6) 加圧器逃がし弁										
i 開閉操作開始	(1) 非常用炉心冷却設備停止条件成立前 サブクール度60℃以上で開操作 サブクール度40℃以下又は加圧器水位50%以上で閉操作 (2) 非常用炉心冷却設備停止条件成立後の漏えい量抑制 サブクール度20℃以上で開操作 サブクール度10℃以下で閉操作	運転員等操作条件								
ii 個数	1個	運転員等操作条件								
iii 容量	95t/h(1個当たり)	設計値								
7) 余熱除去系										
i 冷却開始	余熱除去系接続条件 1次冷却材温度が177℃以下 1次冷却材圧力が2.7MPa[gage]以下	運転員等操作条件								
ii 個数	2台	設計値								
iii 容量	約681 m³/h(1基当たり) 以下で低温停止状態に向けて冷却するように調整	設計値								
名称	数 値	解析上の取り扱い	(左記については前ページで比較済み)							
(3) 事故条件										
1) 蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器の伝熱管1本の両端破断	事故想定								
2) 破損側蒸気発生器の隔離失敗	主蒸気安全弁1個の開閉着	事故想定								
名称	数 値	解析上の取り扱い					(左記については前ページで比較済み)			
ii 個数	1個	運転員等操作条件								
iii 容量	95t/h(1個当たり)	設計値								
7) 余熱除去系										
i 冷却開始	余熱除去系接続条件 1次冷却材温度が177℃未満 1次冷却材圧力が2.7MPa[gage]以下	運転員等操作条件								
ii 個数	2台	設計値								
iii 容量	681 m³/h(1基当たり)以下で低温停止状態に向けて冷却するように調整	設計値								
(3) 事故条件										
1) 蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器の伝熱管1本の両端破断	事故想定								
2) 破損側蒸気発生器の隔離失敗	主蒸気安全弁1個の開閉着	事故想定								

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス (添付資料 7.1.8.3 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件 (格納容器バイパス))

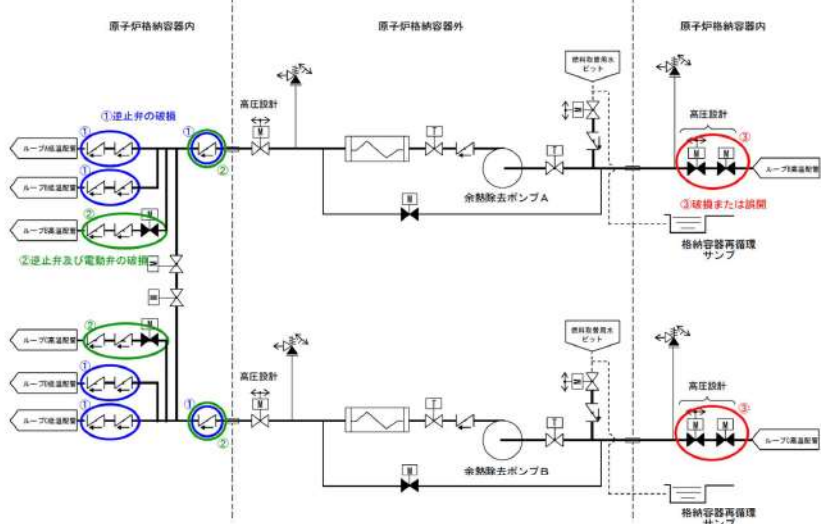
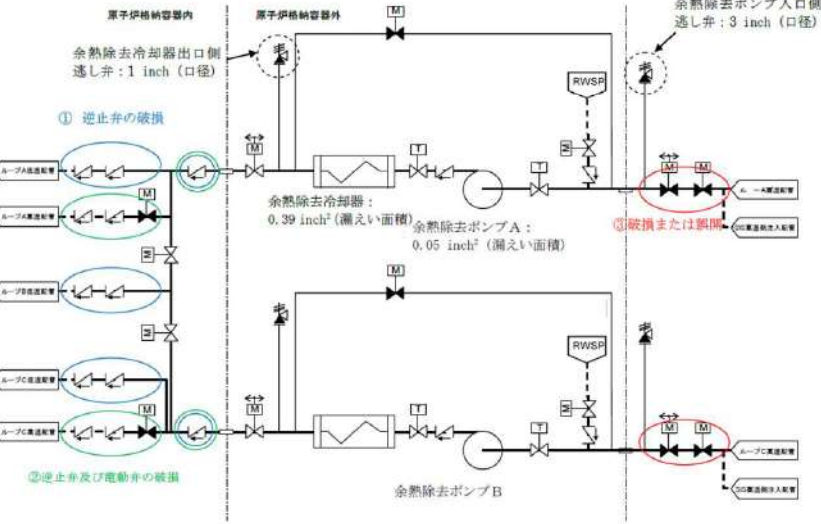
大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第1図 過大温度ΔT高及び過大出力ΔT高による保護限界図 (代表例)</p>	<p>第1図 過大温度ΔT高及び過大出力ΔT高による保護限界図 (代表例)</p>	
<div style="border: 2px solid black; height: 300px; width: 100%;"></div> <p>第2図 高圧注入ポンプの最大注入流量 (2台運転時)</p> <p>枠囲みの範囲は機密に係る事項のため、公開することはできません。</p>	<div style="border: 2px solid black; height: 300px; width: 100%;"></div> <p>第2図 高圧注入ポンプの最大注入流量 (2台運転時)</p> <p>枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。</p>	

7.1.8 格納容器バイパス（添付資料 7.1.8.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の余熱除去系統の破断箇所及び破断面積について）

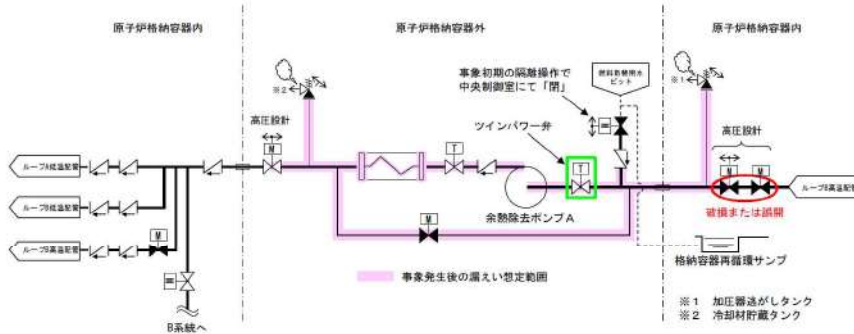
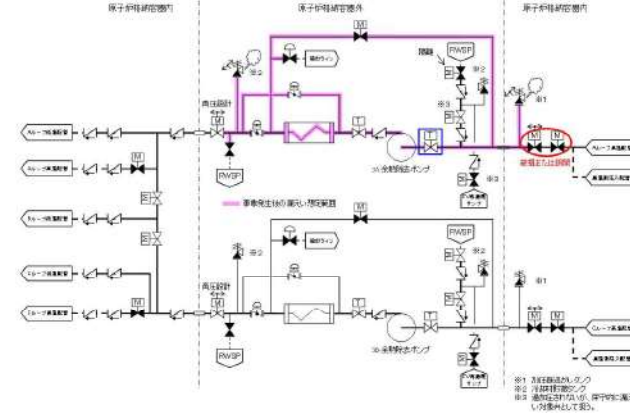
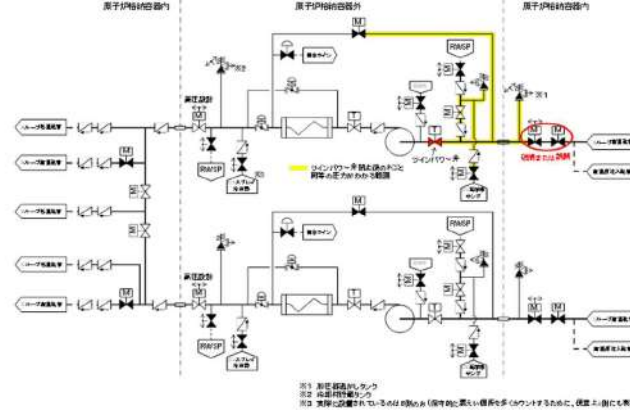
大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付資料 2.8.4</p> <p style="text-align: center;">インターフェイスシステム LOCA 発生時の余熱除去系統の破断箇所及び破断面積について</p> <p>1. 事象発生を想定する系統と発生原因について</p> <p>大飯3/4号炉において、インターフェイスシステム LOCA（以下、「ISLOCA」という。）が想定される系統と発生原因について、以下のとおり検討を行った。</p> <p>1.1 事象発生を想定する系統の設定</p> <p>大飯3/4号炉の主要系統のうち、1次冷却系統と物理的に配管が接続された状態にある系統であって、低圧設計であり、運転時の破損想定によって格納容器外への冷却材の漏えいを引き起こすものとしては、余熱除去系統（低圧注入系と一部兼用）及び化学体積制御系統がある。</p> <p>このうち、化学体積制御系統については、通常運転状態においても使用されるものであり、格納容器内の抽出オリフィスによって減圧されていること、漏えいが生じた場合にも加圧器水位低下に伴う自動抽出隔離（直列3弁）がかかること、及び破損に伴い系統が機能喪失した場合にも非常用炉心冷却系による事象収束に期待できることから、炉心損傷に至ることはない。（図1参照）</p> <p>一方、余熱除去系統については、1次冷却系統が低圧状態での使用を前提としており、後述のとおり、入口部にあつては、通常運転状態では閉止している電動隔離弁を直列に2台設置、出口部にあつては、逆止弁を直列に3台設置する等して信頼性を高めているものの、隔離弁等の誤開、故障等により、運転中に当該系統が高圧状態となって破損した場合には、当該系統が非常用炉心冷却系の一部を構成することもあり、早期の緩和手段を講じなければ、格納容器外への一次冷却材の流出が継続し、炉心損傷に至る可能性がある。（図2参照）</p> <p>以上のことから、ISLOCA を想定する系統として余熱除去系統を選定した。</p>  <p style="text-align: center;">図1 大飯3/4号炉 化学体積制御系統概略図</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.1.8.4</p> <p style="text-align: center;">インターフェイスシステム LOCA 発生時の余熱除去系統の破断箇所及び破断面積について</p> <p>1. 事象発生を想定する系統と発生原因について</p> <p>泊3号炉において、インターフェイスシステム LOCA（以下、「ISLOCA」という。）が想定される系統と発生原因について、以下のとおり検討を行った。</p> <p>1.1 事象発生を想定する系統の設定</p> <p>泊3号炉の主要系統のうち、1次冷却系統と物理的に配管が接続された状態にある系統であって、低圧設計であり、運転時の破損想定によって格納容器外への冷却材の漏えいを引き起こすものとしては、余熱除去系統（低圧注入系と一部兼用）及び化学体積制御系統がある。</p> <p>このうち、化学体積制御系統については、通常運転状態においても使用されるものであり、原子炉格納容器内の抽出オリフィスによって減圧されていること、漏えいが生じた場合にも加圧器水位低下に伴う自動抽出隔離（直列3弁）がかかること、及び破損に伴い系統が機能喪失した場合にも非常用炉心冷却系による事象収束に期待できることから、炉心損傷に至ることはない。（図1参照）</p> <p>一方、余熱除去系統については、1次冷却系統が低圧状態での使用を前提としており、後述のとおり、入口部にあつては、通常運転状態では閉止している電動隔離弁を直列に2台設置、出口部にあつては、逆止弁を直列に3台設置する等して信頼性を高めているものの、隔離弁等の誤開、故障等により、運転中に当該系統が高圧状態となって破損した場合には、当該系統が非常用炉心冷却系の一部を構成することもあり、早期の緩和手段を講じなければ、原子炉格納容器外への一次冷却材の流出が継続し、炉心損傷に至る可能性がある。（図2参照）</p> <p>以上のことから、ISLOCA を想定する系統として余熱除去系統を選定した。</p>  <p style="text-align: center;">図1 泊3号炉 化学体積制御系統概略図</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス (添付資料 7.1.8.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の余熱除去系統の破断箇所及び破断面積について)

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>1.2 破断発生原因の想定について</p> <p>余熱除去系統における ISLOCA の発生原因としては、以下の①から③に示すとおり3つの原因が考えられる。また、余熱除去系統の概略図を図2に示す。</p>  <p>図2 大飯3/4号炉 余熱除去系統概略図</p> <p>① 低温側配管注入ライン上の逆止弁が直列3台とも破損する。</p> <p>② 高温側配管注入ラインの逆止弁が直列3台とも破損し、加えて余熱除去系高温側配管注入ライン弁も破損する。</p> <p>③ 余熱除去系入口第1隔離弁及び第2隔離弁の破損あるいは誤開が発生する。</p> <p>ケース①及び②の場合、余熱除去系出口弁は高圧設計であるとともに通常時開であり、事象発生時に1次系圧力の影響を受けないことから故障の可能性は低いと考えられる。したがって、中央制御室からの閉操作により事象は収束すると考えられる。</p> <p>ケース③の場合にも、余熱除去系入口弁の誤開であれば、直列に2台設置されている電動弁を中央制御室からの閉操作により隔離することが可能と考えられるが、本事象においては、余熱除去系入口弁が2台とも開状態となり、さらに中央制御室からの閉操作が不可能となった場合を想定する。</p> <p>ケース③の場合、設計仕様以上の高温・高圧の1次冷却材系統の水が余熱除去系統に流入し、機器が破損し漏えいが発生することが想定される。</p> <p>想定する漏えい箇所については、余熱除去ポンプ入口逃がし弁及び余熱除去冷却器出口逃がし弁の作動による流出並びに余熱除去系機器等の破損による漏えいを想定する。</p>	<p>1.2 破断発生原因の想定について</p> <p>余熱除去系統における ISLOCA の発生原因としては、以下の①から③に示すとおり3つの原因が考えられる。また、余熱除去系統の概略図を図2に示す。</p>  <p>図2 泊3号炉 余熱除去系統概略図</p> <p>ケース①：低温側配管注入ライン上の逆止弁が直列3台とも破損する。</p> <p>ケース②：高温側配管注入ラインの逆止弁が直列3台とも破損し、加えて余熱除去系高温側配管注入ライン弁も破損する。</p> <p>ケース③：余熱除去系入口第1隔離弁及び第2隔離弁の破損あるいは誤開が発生する。</p> <p>ケース①及び②の場合、余熱除去系出口弁は高圧設計であるとともに通常時開であり、事象発生時に1次冷却系の圧力の影響を受けないことから故障の可能性は低いと考えられる。したがって、中央制御室からの閉操作により事象は収束すると考えられる。</p> <p>ケース③の場合にも、余熱除去系入口隔離弁の誤開であれば、直列に2台設置されている電動弁を中央制御室からの閉操作により隔離することが可能と考えられるが、本事象においては、余熱除去系入口隔離弁が2台とも開状態となり、さらに中央制御室からの閉操作が不可能となった場合を想定する。</p> <p>ケース③の場合、設計仕様以上の高温・高圧の1次冷却材系統の水が余熱除去系統に流入し、機器が破損し漏えいが発生することが想定される。</p> <p>想定する漏えい箇所については、余熱除去ポンプ入口逃がし弁及び余熱除去冷却器出口逃がし弁の作動による流出並びに余熱除去系機器等の破損による漏えいを想定する。</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>本想定では、1次系圧力を余熱除去系統の逃がし弁作動圧力以下まで減圧して漏えいを抑制し、最終的には余熱除去ポンプ入口に設置されたツインプワー弁を閉止することで余熱除去系の隔離を行い、漏えいを停止させる。余熱除去系入口弁が2台とも開状態（ケース③）に想定される余熱除去系統の状態を図3に示す。</p>  <p>図3 大飯3/4号炉 余熱除去系統概略図（ケース③）</p>	<p>〔余熱除去系機器の漏えい想定〕</p> <ul style="list-style-type: none"> ・余熱除去ポンプ：メカニカルシール部 ・余熱除去冷却器：ガスケット部 ・余熱除去系弁：グランド部 <p>本想定では、1次冷却系の圧力を余熱除去系統の逃がし弁作動圧力以下まで減圧して漏えいを抑制し、最終的には余熱除去ポンプ入口に設置されたツインプワー弁を現場で閉止することで余熱除去系の隔離を行う必要があるため、運転員の作業性の観点から最も厳しくなる想定である。ケース③における余熱除去系統の漏えい箇所の想定及び隔離後の漏えい箇所の想定についてそれぞれ図3、図4に示す。</p>  <p>図3 泊3号炉 余熱除去系統概略図（ケース③における漏えい想定範囲）</p>  <p>図4 泊3号炉 余熱除去系統概略図（ケース③における隔離後の漏えい想定範囲）</p>	<p>記載方針の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

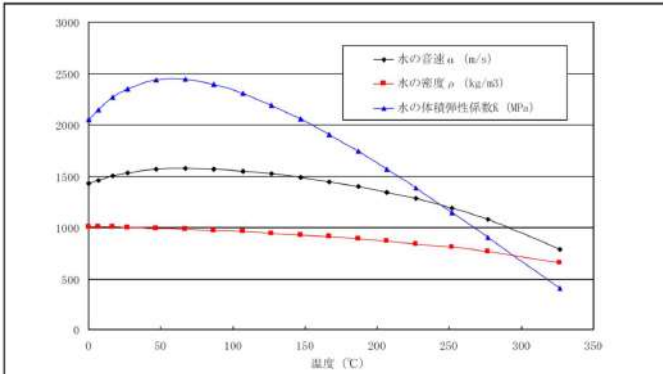
7.1.8 格納容器バイパス (添付資料 7.1.8.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の余熱除去系統の破断箇所及び破断面積について)

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>2. 実機における余熱除去系統の破断箇所及び破断面積の評価</p> <p>大飯3/4号炉において、ISLOCA 発生時に想定される余熱除去系統の破断箇所及び破断面積について、実機の系統構成及び各機器の特徴を踏まえて以下のとおり評価した。</p> <p>2.1 余熱除去系統の圧力挙動</p> <p>通常運転中、高温・高圧の1次冷却材系統と常温・低圧の余熱除去系統は、余熱除去系入口第一隔離弁及び第二隔離弁の2個の電動仕切弁で隔離されている。評価においては、事象終息の観点で最も厳しいと想定される2個の隔離弁の同時開事象を想定する。</p> <p>一般に、大きな圧力差のある系統間が隔離弁の誤開放等により突然連通した場合、低圧側の系統に大きな水撃力が発生することが知られている。特に、低圧側の系統に気相部が存在する場合、圧力波の共振が発生し、大きな水撃力が発生する可能性があるが、余熱除去系統は満水状態で運転待機状態にあるため、その懸念はない。</p> <p>一方、満水状態であったとしても、隔離弁が急激な開動作（以下、「急開」という。）となる場合は大きな水撃力が発生するが、緩やかな開動作であれば管内で生じる水撃力も緩やかとなり、また、後述するとおり圧力波の共振による大きな水撃力も発生せず、圧力がバランスするまで低圧系統が加圧される。（参考資料 3.1.1 参照）</p> <p>2個の余熱除去系統の入口隔離弁は、電動仕切弁であり、駆動機構にねじ構造やギアボックス等があるため、機械的要因では急開とはなり難い。また、両弁の電動での開弁速度は、第一弁が約92秒（全ストローク262mm）、第二弁が約40秒（全ストローク262mm）となっており、電気的要因では急開とならないことから、誤開を想定した場合、水撃事象が発生するような急開とならない。なお、2個の隔離弁の動作信号回路は独立しており、電気的、機械的な共通要因で同時に開動作するおそれはない。</p> <p>文献*によると、配管端に設置された弁の急開、急閉（急激な閉動作）により管内で圧力波の共振が発生するのは、弁の開放時間もしくは閉鎖時間（T）が、圧力波が長さ（L）の管路内を往復するのに要する時間（μ）より短い場合であるとされている。</p> $\theta = \frac{T}{\mu} \leq 1$ $\mu = \frac{2L}{\alpha}$ <p>θ：弁の時間定数 T：弁の開放時間もしくは閉鎖時間（s） μ：管路内を圧力が往復する時間（s） L：配管長（m） α：圧力波の伝播速度（m/s）</p>	<p>2. 実機における余熱除去系統の破断箇所及び破断面積の評価</p> <p>泊3号炉において、ISLOCA 発生時に想定される余熱除去系統の破断箇所及び破断面積について、実機の系統構成及び各機器の特徴を踏まえて以下のとおり評価した。</p> <p>2.1 余熱除去系統の圧力挙動</p> <p>通常運転中、高温・高圧の1次冷却材系統と常温・低圧の余熱除去系統は、余熱除去系入口第1隔離弁及び第2隔離弁の2個の電動仕切弁で隔離されている。評価においては、事象終息の観点で最も厳しいと想定される2個の隔離弁の同時開事象を想定する。</p> <p>一般に、大きな圧力差のある系統間が隔離弁の誤開放等により突然連通した場合、低圧側の系統に大きな水撃力が発生することが知られている。特に、低圧側の系統に気相部が存在する場合、圧力波の共振が発生し、大きな水撃力が発生する可能性があるが、余熱除去系統は満水状態で運転待機状態にあるため、その懸念はない。</p> <p>一方、満水状態であったとしても、隔離弁が急激な開動作（以下、「急開」という。）となる場合は大きな水撃力が発生するが、緩やかな開動作であれば管内で生じる水撃力も緩やかとなり、また、後述するとおり圧力波の共振による大きな水撃力も発生せず、圧力がバランスするまで低圧系統が加圧される。（参考資料-1参照）</p> <p>2個の余熱除去系統の入口隔離弁は、電動仕切弁であり、駆動機構にねじ構造やギアボックス等があるため、機械的要因では急開とはなり難い。また、両弁の電動での開弁速度は、第1弁が約[]秒（全ストローク[]mm）、第2弁が約[]秒（全ストローク[]mm）となっており、電気的要因では急開とならないことから、誤開を想定した場合、水撃事象が発生するような急開とならない。なお、2個の隔離弁の動作信号回路は独立しており、電気的、機械的な共通要因で同時に開動作するおそれはない。</p> <p>[]枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。</p> <p>文献*によると、配管端に設置された弁の急開、急閉（急激な閉動作）により管内で圧力波の共振が発生するのは、弁の開放時間もしくは閉鎖時間（T）が、圧力波が長さ（L）の管路内を往復するのに要する時間（μ）より短い場合であるとされている。</p> $\theta = \frac{T}{\mu} \leq 1$ $\mu = \frac{2L}{\alpha}$ <p>θ：弁の時間定数 T：弁の開放時間もしくは閉鎖時間（s） μ：管路内を圧力が往復する時間（s） L：配管長（m） α：圧力波の伝播速度（m/s）</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス（添付資料 7.1.8.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の余熱除去系統の破断箇所及び破断面積について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>*1. 水撃作用と圧力脈動〔改訂版〕 第2編「水撃作用」（勸原子力中央研究所 元特任研究員 秋元徳三）</p> <p>ここでαは管路内の流体を伝わる圧力波の伝播速度であり、音速とみなすことができ、配管長（L）を実機の余熱除去系統配管の配管長^{*2}を基に保守的に200m^{*3}とし、水の音速（α）を1,500m/s^{*4}とすると、管路内を圧力波が往復する時間（μ）は約0.27秒となる。即ち、弁開放時間（T）を0.1秒とすると圧力波が共振することになり、一方、10秒とすると圧力波の共振は生じないこととなる。</p> <p>*2. 余熱除去系統の入口側隔離弁から出口側逃がし弁までの間隔：約118m</p> <p>*3. 配管長を実機より長く設定することは相対的に弁の開放時間を短く評価することになり、圧力波の共振の発生条件に対し保守的となる。</p> <p>*4. 「新編流体の力学 中山泰喜著」より水の音速は下式で示され、圧力15MPa一定条件では水の音速はおおよそ1,500m/sとなる。</p> $\alpha = \sqrt{\frac{K}{\rho}}$ <p>K：水の体積弾性係数（MPa） ρ：水の密度（kg/m³）</p>	<p>*1. 水撃作用と圧力脈動〔改訂版〕 第2編「水撃作用」（勸原子力中央研究所 元特任研究員 秋元徳三）</p> <p>ここでαは管路内の流体を伝わる圧力波の伝播速度であり、音速とみなすことができ、配管長（L）を実機の余熱除去系統配管の配管長^{*2}を基に保守的に200m^{*3}とし、水の音速（α）を1,500m/s^{*4}とすると、管路内を圧力波が往復する時間（μ）は約0.27秒となる。即ち、弁開放時間（T）を0.1秒とすると圧力波が共振することになり、一方、10秒とすると圧力波の共振は生じないこととなる。</p> <p>*2. 余熱除去系統の入口側隔離弁から出口側逃がし弁までの間隔：約 m</p> <p>*3. 配管長を実機より長く設定することは相対的に弁の開放時間を短く評価することになり、圧力波の共振の発生条件に対し保守的となる。</p> <p>*4. 「新編流体の力学 中山泰喜著」より水の音速は下式で示される。また、圧力15MPa一定条件での温度と水（音速、密度、体積弾性係数）との関係を図5に示す。</p> $\alpha = \sqrt{\frac{K}{\rho}}$ <p>K：水の体積弾性係数（MPa） ρ：水の密度（kg/m³）</p> <p> 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。</p> <div style="text-align: center;">  <p>図5 温度と水（音速、密度、体積弾性係数）との関係（圧力15MPa一定）</p> </div> <p>温度約70°Cで水の音速は最大（約1,580m/s）となる。それ以降は水の密度に比べ水の体積弾性係数の減少が大きいことから、音速は低下していく。</p>	<p>記載方針の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス（添付資料 7.1.8.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の余熱除去系統の破断箇所及び破断面積について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>余熱除去系統の入口側に設置されている隔離弁の開放時間は10秒以上と想定されることから、上記のとおり圧力波の共振による水撃作用の増幅が生じて、余熱除去系統内の機器に1次冷却材系統の圧力を大きく上回る荷重がかかることはない。</p> <p>なお、既往の研究として、(財)原子力発電技術機構原子力安全解析所「レベル2 P S A手法の整備に関する報告書＝PWRプラント＝」（以下、「NUPEC 報告書」という。）においては、2個の隔離弁が0.1秒で同時に急開し、系統中の逃がし弁も全く動作しないことなど、極めて保守的な前提の下、圧力波の影響を評価し、その上で配管等が破壊に至らないことを示している。（参考資料 3.1.2 参照）</p> <p>一方、「NUREG/CR-5744 “Assessment of ISLOCA Risk-Methodology and Application to a Westinghouse Four-Loop Ice Condenser Plant”」（以下、「NUREG 報告書」という。）においては、弁開放に要する時間を10秒として解析を行っており、余熱除去系統には、1次冷却材系統の定常圧力が静的に加わるとしている。なお、NUREG 報告書においては弁の全開時間に係る流体過渡の考察がなされており、圧力波の共振のような現象は全開時間が10秒以上であれば無視出来るとされている。（参考資料 3.1.3 参照）</p> <p>以上のことから、大飯3/4号炉においては、余熱除去系統の低圧側は静的に1次冷却材系統の圧力相当まで加圧されるものとした。</p> <p>2.2 余熱除去系統（実機）の破断面積について</p> <p>余熱除去系統の低圧側が、静的に1次冷却材系統の圧力・温度相当（15.4MPa、300℃）まで加圧・加温されるものとして漏えい箇所及びそれぞれの機器の漏えいが発生する箇所の面積（以下、余熱除去冷却器のフランジ部や弁のグランド部の隙間部等からの漏えいについても、漏えいが発生する箇所の面積を「破断面積」という。）について評価した。</p> <p>なお、評価対象範囲を図4に示すとともに、評価対象範囲に設置される機器等を表1に整理する。</p>	<p>余熱除去系統の入口側に設置されている隔離弁の開放時間は10秒以上と想定されることから、上記のとおり圧力波の共振による水撃作用の増幅が生じて、余熱除去系統内の機器に1次冷却材系統の圧力を大きく上回る荷重がかかることはない。</p> <p>なお、既往の研究として、(財)原子力発電技術機構原子力安全解析所「レベル2 P S A手法の整備に関する報告書＝PWRプラント＝」（以下、「NUPEC 報告書」という。）においては、2個の隔離弁が0.1秒で同時に急開し、系統中の逃がし弁も全く動作しないことなど、極めて保守的な前提の下、圧力波の影響を評価し、その上で配管等が破壊に至らないことを示している。（参考資料－2 参照）</p> <p>一方、「NUREG/CR-5744 “Assessment of ISLOCA Risk-Methodology and Application to a Westinghouse Four-Loop Ice Condenser Plant”」（以下、「NUREG 報告書」という。）においては、弁開放に要する時間を10秒として解析を行っており、余熱除去系統には、1次冷却材系統の定常圧力が静的に加わるとしている。なお、NUREG 報告書においては弁の全開時間に係る流体過渡の考察がなされており、圧力波の共振のような現象は全開時間が10秒以上であれば無視出来るとされている。（参考資料－3 参照）</p> <p>以上のことから、泊3号炉においては、余熱除去系統の低圧側は静的に1次冷却材系統の圧力相当まで加圧されるものとした。</p> <p>2.2 余熱除去系統（実機）の破断面積について</p> <p>余熱除去系統の低圧側が、静的に1次冷却材系統の圧力・温度相当（15.4MPa、300℃）まで加圧・加温されるものとして漏えい箇所及びそれぞれの機器の漏えいが発生する箇所の面積（以下、余熱除去冷却器のマンホール管台フランジ部や弁のグランド部の隙間部等からの漏えいについても、漏えいが発生する箇所の面積を「破断面積」という。）について評価した。</p> <p>なお、評価対象範囲を図6に示すとともに、評価対象範囲に設置される機器等を表1に整理する。</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス（添付資料 7.1.8.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の余熱除去系統の破断箇所及び破断面積について）

大飯発電所3 / 4号炉				泊発電所3号炉				相違理由
表1 評価対象範囲に設置される機器等				表1 評価対象範囲に設置される機器等				
機器等		弁番号*3、個数等		機器等		弁番号、個数等		
		A系統	B系統			A系統	B系統	
余熱除去冷却器		1個		余熱除去冷却器		1個		
余熱除去ポンプ		1個		余熱除去ポンプ		1個		
逃がし弁		3V-RH-004A 3V-RH-042A	3V-RH-004B 3V-RH-042B	逃がし弁		3V-RH-004A 3V-RH-027A	3V-RH-004B 3V-RH-027B	
		2個				2個		
弁	プロセス弁	3V-RH-005A	3V-RH-005B	弁	プロセス弁	3V-RH-005A	3V-RH-005B	
		3V-RH-012A	3V-RH-012B			3V-RH-006A	3V-RH-006B	
		3V-RH-016A	3V-RH-016B			3V-RH-008A	3V-RH-008B	
		3V-RH-601	3V-RH-611			3V-RH-013A	3V-RH-013B	
		3V-RH-603	3V-RH-613			3V-RH-016A	3V-RH-016B	
		3V-RH-604	3V-RH-614			3FCV-601	3FCV-611	
		3V-RH-026A	3V-RH-026B			3HCV-603	3HCV-613	
		3V-RH-027A	3V-RH-027B			3FCV-604	3FCV-614	
		3V-SI-097A	3V-RH-097B			3V-RH-023A	3V-RH-023B	
		3V-RH-061	3V-RH-061*1			3V-RH-026A	3V-RH-026B	
		3V-RH-101*2	3V-RH-101			3V-RH-055A*	3V-RH-055B*	
		11個				15個		
計器入口弁 (計器本体を含む)		3FT-601	3FT-611	計器入口弁 (計器本体を含む)		3FT-601	3FT-611	
		3FT-604	3FT-614			3FT-604	3FT-614	
		3PI-600	3PI-610			3PI-600	3PI-610	
		3PI-605	3PI-615			3PT-601	3PT-611	
		3PT-601	3PT-611			3PT-601	3PT-611	
		3PI-606	3PI-616			4個		
		6個				4個		
その他の弁	ベント弁	1式		その他の弁	ベント弁	1式		
	ドレン弁	1式			ドレン弁	1式		
	計器隔離弁	1式			計器隔離弁	1式		
	サンプル弁	1式			サンプル弁	1式		
余熱除去系統配管		1式		余熱除去系統配管		1式		

*1. 3V-RH-061 はA系統に設置されているが、保守的にB系統で ISLOCA が発生した場合にも破断面積に含める。

*2. 3V-RH-101 はB系統に設置されているが、保守的にA系統で ISLOCA が発生した場合にも破断面積に含める。

*3. 4号の機器及び弁番号のユニット番号については3⇒4と読み替えるものとする。

*3V-RH-055A、B、058A、Bは過加圧される弁ではないが、保守的にグランド部からの漏えい発生を考慮する。

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

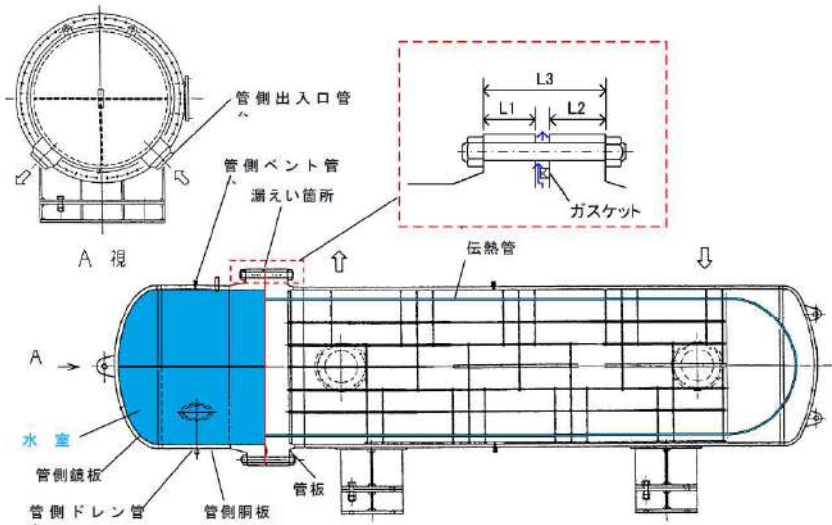
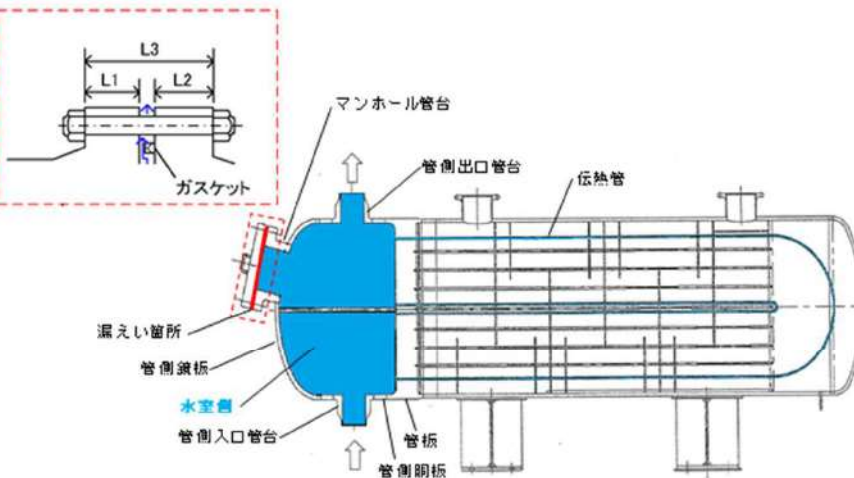
7.1.8 格納容器バイパス (添付資料 7.1.8.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の余熱除去系統の破断箇所及び破断面積について)

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図4 評価対象範囲系統図(3号炉) (1/2)</p>	<p>図6 評価対象範囲系統図</p>	
<p>図4 評価対象範囲系統図(4号炉) (2/2)</p>		

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス（添付資料 7.1.8.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の余熱除去系統の破断箇所及び破断面積について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(1) 余熱除去冷却器</p> <p>余熱除去冷却器については、ISLOCA 発生時に加圧・加温される部位について「大飯発電所第3号炉 工事計画認可申請書」及び「大飯発電所第4号炉 工事計画認可申請書」（以下、「既工認」という。）を基に設計上の裕度を算出し、裕度が2.0以下となった管側胴板、管側鏡板、管側出入口管台（厚さ及び補強面積）、管板及び管側フランジについて評価した。また、厚さが最も薄い伝熱管についても評価した。</p> <p style="text-align: right;">（図5、別紙3.1.1参照）</p>  <p style="text-align: center;">図5 余熱除去冷却器</p> <p>a. 管側胴板、管側鏡板、管側出入口管台、管板及び伝熱管の厚さ</p> <p>管側胴板、管側鏡板、管側出入口管台、管板及び伝熱管の厚さについては、次表に示す「発電用原子力設備規格 設計・建設規格（2005年版（2007年追補版を含む）（第I編 軽水炉規格）JSME S NC1-2005/2007）（以下、「設計・建設規格」という。）を適用して必要な最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要な最小厚さを上回り、評価した各部位は破損せず漏れは発生しないことを確認した。</p>	<p>(1) 余熱除去冷却器</p> <p>余熱除去冷却器については、ISLOCA 発生時に加圧・加温される部位について「泊発電所第3号機 工事計画認可申請書」（以下、「既工認」という。）を基に設計上の裕度を算出し、裕度が2.0以下となった管側胴板、管側鏡板、管側出入口管台（厚さ及び補強面積、溶接部強度）、マンホール管台（補強面積、溶接部強度）、管板及び伝熱管について評価した。</p> <p style="text-align: right;">（図7、別紙-1参照）</p>  <p style="text-align: center;">図7 余熱除去冷却器</p> <p>a. 管側胴板、管側鏡板、管側出入口管台、管板及び伝熱管の厚さ</p> <p>管側胴板、管側鏡板、管側出入口管台、管板及び伝熱管の厚さについては、次表に示す「発電用原子力設備規格 設計・建設規格（2005年版（2007年追補版を含む）（第I編 軽水炉規格）JSME S NC1-2005/2007）（以下、「設計・建設規格」という。）を適用して必要な最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要な最小厚さを上回り、評価した各部位は破損せず漏れは発生しないことを確認した。</p>	<p>設計の相違 小さい</p>

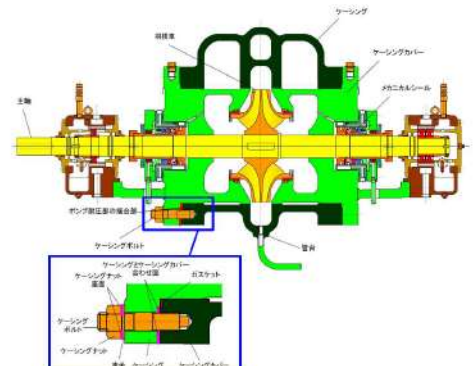
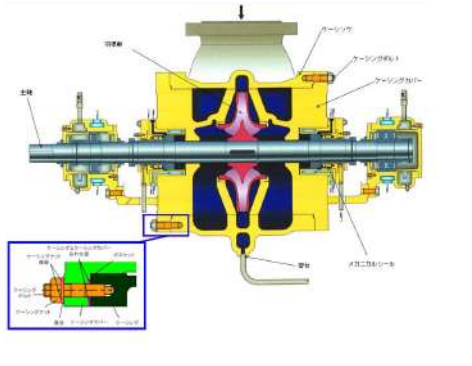
泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.1.8 格納容器バイパス (添付資料 7.1.8.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の余熱除去系統の破断箇所及び破断面積について)

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所3/4号炉				泊発電所3号炉				相違理由														
評価部位	実機の最小厚さ	必要な最小厚さ	適用規格	評価部位	実機の最小厚さ	必要な最小厚さ	適用規格															
管側胴板		32.3mm	設計・建設規格「PVC-3122 円筒形の胴の厚さの規定」	管側胴板		32.3mm	設計・建設規格「PVC-3122 円筒形の胴の厚さの規定」	設計の相違														
管側鏡板		32.3mm	設計・建設規格「PVC-3225 半だ円形鏡板の厚さの規定 1」	管側鏡板		32.3mm	設計・建設規格「PVC-3225 半だ円形鏡板の厚さの規定 1」															
管側出入口管台		5.2mm	設計・建設規格「PVC-3610 管台の厚さの規定」	管側出入口管台 (先端部)		5.2mm	設計・建設規格「PVC-3610 管台の厚さの規定」															
管板		216.5mm	設計・建設規格「PVC-3510 管穴の中心間距離および管板の厚さの規定」	管板		196.4mm	設計・建設規格「PVC-3510 管穴の中心間距離および管板の厚さの規定」															
伝熱管		0.4mm	設計・建設規格「PVC-3610 管台の厚さの規定」	伝熱管		0.4mm	設計・建設規格「PVC-3610 管台の厚さの規定」															
<p>b. 管側出入口管台の補強面積及び溶接部強度</p> <p>管側出入口管台の補強面積については、既工認の手法を適用して補強に有効な面積及び補強に必要な面積、並びに、溶接部の負うべき荷重及び予想される破断箇所の強さを算出した。その結果、下表のとおり、補強に有効な面積及び予想される破断箇所の強さは、それぞれ補強に必要な面積及び溶接部の負うべき荷重を上回り、管側出入口管台は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。</p>				<p>b. 管側出入口管台及びマンホール管台の補強面積及び溶接部強度</p> <p>管側出入口管台及びマンホール管台の補強面積については、既工認の手法を適用して補強に有効な面積及び補強に必要な面積、並びに、溶接部の負うべき荷重及び予想される破断箇所の強さを算出した。その結果、下表のとおり、補強に有効な面積及び予想される破断箇所の強さは、それぞれ補強に必要な面積及び溶接部の負うべき荷重を上回り、管側出入口管台及びマンホール管台は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。</p>				設計の相違														
<table border="1"> <thead> <tr> <th>評価部位</th> <th>補強に有効な面積</th> <th>補強に必要な面積</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>管側出入口管台</td> <td>9,003mm²</td> <td>8,091mm²</td> </tr> </tbody> </table>				評価部位	補強に有効な面積	補強に必要な面積	管側出入口管台		9,003mm ²	8,091mm ²	<table border="1"> <thead> <tr> <th>評価部位</th> <th>補強に有効な面積</th> <th>補強に必要な面積</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>管側出入口管台</td> <td>8,933mm²</td> <td>8,030mm²</td> </tr> <tr> <td>マンホール管台</td> <td>13,682mm²</td> <td>11,662mm²</td> </tr> </tbody> </table>				評価部位	補強に有効な面積	補強に必要な面積	管側出入口管台	8,933mm ²	8,030mm ²	マンホール管台	13,682mm ²
評価部位	補強に有効な面積	補強に必要な面積																				
管側出入口管台	9,003mm ²	8,091mm ²																				
評価部位	補強に有効な面積	補強に必要な面積																				
管側出入口管台	8,933mm ²	8,030mm ²																				
マンホール管台	13,682mm ²	11,662mm ²																				
<table border="1"> <thead> <tr> <th>評価部位</th> <th>予想される破断箇所の強さ</th> <th>溶接部の負うべき荷重</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>管側出入口管台</td> <td>4,706,496N</td> <td>2,582,141N</td> </tr> </tbody> </table>				評価部位	予想される破断箇所の強さ	溶接部の負うべき荷重	管側出入口管台	4,706,496N	2,582,141N	<table border="1"> <thead> <tr> <th>評価部位</th> <th>破断が想定される溶接部の強さ</th> <th>溶接部の負うべき荷重</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>管側出入口管台</td> <td>5,626,402N</td> <td>2,922,624N</td> </tr> <tr> <td>マンホール管台</td> <td>8,439,681N</td> <td>6,166,155N</td> </tr> </tbody> </table>				評価部位	破断が想定される溶接部の強さ	溶接部の負うべき荷重	管側出入口管台	5,626,402N	2,922,624N	マンホール管台	8,439,681N	6,166,155N
評価部位	予想される破断箇所の強さ	溶接部の負うべき荷重																				
管側出入口管台	4,706,496N	2,582,141N																				
評価部位	破断が想定される溶接部の強さ	溶接部の負うべき荷重																				
管側出入口管台	5,626,402N	2,922,624N																				
マンホール管台	8,439,681N	6,166,155N																				
<p>枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。</p>				<p>枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。</p>				設計の相違														
<p>c. 管側フランジの応力</p> <p>管側フランジの応力については、「設計・建設規格」の「PVC-3710 フランジの規格」より、日本工業規格 JIS B 8265 (2003)「圧力容器の構造—一般事項」(以下、「JIS B 8265」という。)を準用し、ISLOCA</p>																						

7.1.8 格納容器バイパス（添付資料 7.1.8.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の余熱除去系統の破断面積及び破断面積について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由														
<p>発生時の圧力・温度条件下における発生応力及び許容応力を算出した。その結果、下表のとおり、発生応力は許容応力以下であり、管側フランジは破損せず漏えいは発生しないことを確認した。</p> <table border="1" data-bbox="212 239 985 367"> <thead> <tr> <th>評価部位</th> <th>発生応力</th> <th>許容応力</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>管側フランジ</td> <td>312MPa</td> <td>391MPa</td> </tr> </tbody> </table> <p>d. 管側フランジと管板の接合部</p> <p>管側フランジと管板の接合部については、1次冷却材系統の圧力・温度条件下においてもガスケットは機能し、有意な漏えいは発生しないと考えられるが、余熱除去系統の中のガスケットを使ったシール構造で破損した際の影響が最も大きいと考えられることから、評価にあたっては、ISLOCA 発生時の圧力・温度条件下におけるボルト、フランジ及び管板の伸び量の合計分隙間が開き漏えいが発生するものと想定して、破断面積を算出した。</p> <p>漏えいが想定される余熱除去冷却器管側フランジ部の破断面積を下表に示す。</p> <table border="1" data-bbox="212 646 985 774"> <thead> <tr> <th>評価部位</th> <th>破断面積 (inch²)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>管側フランジと管板の接合部</td> <td>0.28</td> </tr> </tbody> </table>	評価部位	発生応力	許容応力	管側フランジ	312MPa	391MPa	評価部位	破断面積 (inch ²)	管側フランジと管板の接合部	0.28	<p>c. マンホール管台フランジ部</p> <p>マンホール管台フランジ部については、1次冷却材系統の圧力・温度条件下においてもガスケットは機能し、有意な漏えいは発生しないと考えられるが、余熱除去系統の中のガスケットを使ったシール構造で破損した際の影響が大きいと考えられることから、評価にあたっては、ISLOCA 発生時の圧力・温度条件下におけるボルト、フランジ及び蓋板の伸び量の合計分隙間が開き漏えいが発生するものと想定して、破断面積を算出した。</p> <p>漏えいが想定される余熱除去冷却器マンホール管台フランジ部の破断面積を下表に示す。</p> <table border="1" data-bbox="1097 646 1915 774"> <thead> <tr> <th>評価部位</th> <th>破断面積 (inch²)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>マンホール管台フランジ部</td> <td>0.07</td> </tr> </tbody> </table>	評価部位	破断面積 (inch ²)	マンホール管台フランジ部	0.07	
評価部位	発生応力	許容応力														
管側フランジ	312MPa	391MPa														
評価部位	破断面積 (inch ²)															
管側フランジと管板の接合部	0.28															
評価部位	破断面積 (inch ²)															
マンホール管台フランジ部	0.07															
<p>(2) 余熱除去ポンプ</p> <p>余熱除去ポンプについては、既工認を基に ISLOCA 発生時に加圧・加温されるケーシング（吸込み・吐出ノズル）、管台、ケーシングカバー及びケーシングボルトについて評価した。なお、吸込み・吐出ノズルはフランジ端までケーシング厚さと同じ厚さを確保しているため、ケーシング厚さを代表として評価した。また、非金属性部品を使用するメカニカルシールについても評価に加えた。(図6、図7、別紙3.1.2 参照)</p>  <p>図6 余熱除去ポンプ</p>	<p>(2) 余熱除去ポンプ</p> <p>余熱除去ポンプについては、既工認を基に ISLOCA 発生時に加圧・加温されるケーシング（吸込み・吐出ノズル）、管台、ケーシングカバー及びケーシングボルトについて評価した。なお、吸込み・吐出ノズルはフランジ端までケーシング厚さと同じ厚さを確保しているため、ケーシング厚さを代表として評価した。また、非金属性部品を使用するメカニカルシールについても評価に加えた。(図8、図9、別紙一2 参照)</p>  <p>図8 余熱除去ポンプ</p>															

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 緑字：記載表現、設備名称の相違 (実質的な相違なし)

大飯発電所3 / 4号炉

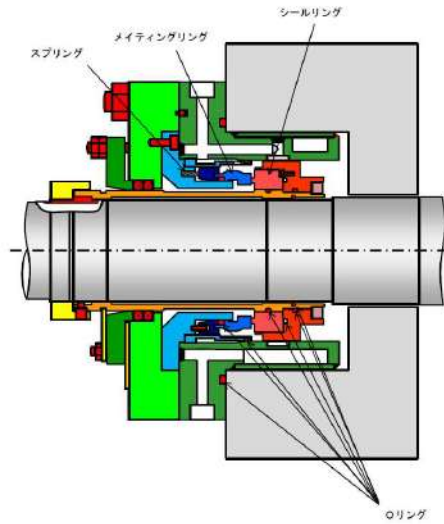


図7 メカニカルシール

泊発電所3号炉

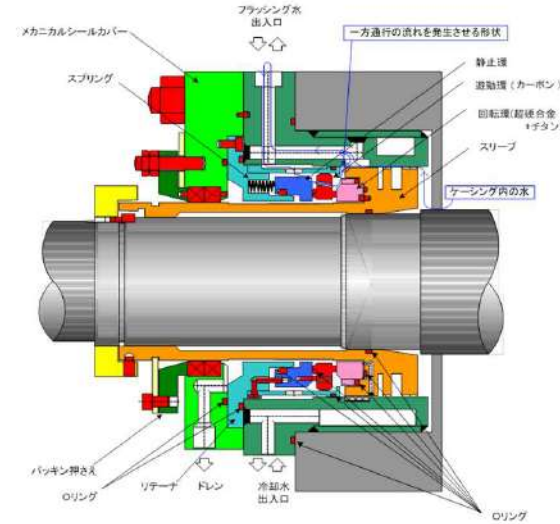


図9 メカニカルシール

相違理由

a. ケーシング、管台、ケーシングカバー

ケーシング、管台、ケーシングカバーについては、下表に示す規格を適用して必要な最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要な最小厚さを上回り、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	発生応力	許容応力	実機の最小厚さ	必要な最小厚さ	適用規格
ケーシング	198MPa	341MPa	30mm	17.4mm	設計・建設規格「PMC-3320 ケーシングの厚さの規定」
管台	90MPa	391MPa	2.2mm	0.6mm	設計・建設規格「PMC-3610 管台の構造強度の規定」
ケーシングカバー	195MPa	341MPa	72mm	54.4mm	設計・建設規格「PMC-3410 ケーシングカバーの構造強度の規定」

a. ケーシング、管台、ケーシングカバー

ケーシング、管台、ケーシングカバーについては、下表に示す規格を適用して必要な最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要な最小厚さを上回り、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	発生応力	許容応力	実機の最小厚さ	必要な最小厚さ	適用規格
ケーシング	225MPa	341MPa		17.8mm	設計・建設規格「PMC-3320 ケーシングの厚さの規定」
管台	82MPa	391MPa		0.7mm	設計・建設規格「PMC-3610 管台の構造強度の規定」
ケーシングカバー	181MPa	341MPa		59.6mm	設計・建設規格「PMC-3410 ケーシングカバーの構造強度の規定」

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス（添付資料 7.1.8.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の余熱除去系統の破断箇所及び破断面積について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																					
<p>b. ケーシングボルト</p> <p>ケーシングボルトについては、「設計・建設規格」の「PMC-3510 ボルトの構造強度の規定」より、「JIS B 8265」を適用して ISLOCA 発生時の圧力・温度条件下における発生応力及び許容応力を算出した。その結果、下表のとおり、発生応力は許容応力以下であり、ケーシングボルトは破損せず漏えいは発生しないことを確認した。</p> <table border="1" data-bbox="212 341 983 467"> <thead> <tr> <th>評価部位</th> <th>発生応力</th> <th>許容応力</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ケーシングボルト</td> <td>213MPa</td> <td>425MPa</td> </tr> </tbody> </table> <p>c. ポンプ耐圧部の接合部</p> <p>ポンプ耐圧部の接合部については、ケーシングボルトの内圧と熱による伸び量、及びケーシングカバーの熱による伸び量を評価し、ケーシングボルトの伸び量からケーシングカバーの伸び量を差し引いた伸び量がマイナスであることを確認した。</p> <p>伸び量がマイナスの場合は、ポンプ耐圧部の接合部は圧縮されることになる。ケーシングとケーシングカバーの合わせ面については、ケーシングとケーシングカバーがメタルタッチしており、それ以上ガスケットが圧縮しない構造となっていることから、ケーシングナット座面の面圧とケーシングとケーシングカバー合わせ面の面圧を評価した。その結果、下表のとおり、発生応力は許容応力以下であり、ケーシングナット座面とケーシングとケーシングカバー合わせ面は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。</p> <table border="1" data-bbox="239 861 954 1035"> <thead> <tr> <th>評価部位</th> <th>発生応力</th> <th>許容応力</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ケーシングナット座面</td> <td>129MPa</td> <td>391MPa</td> </tr> <tr> <td>ケーシングとケーシングカバー合わせ面</td> <td>40MPa</td> <td>341MPa</td> </tr> </tbody> </table> <p>d. メカニカルシール</p> <p>メカニカルシールについては、メカニカルシールを構成する非金属製部品であるシールリング（カーボン製）及びOリング（フッ素ゴム製）について評価した。その結果、下表のとおり、シールリングの圧縮強度は ISLOCA 発生時の高圧条件下でシール面に発生する最大の面圧を上回ること、Oリングの耐熱性は ISLOCA 発生時の温度条件を上回ることからメカニカルシールは破損せず、有意な漏えいは発生しないことを確認した。</p>	評価部位	発生応力	許容応力	ケーシングボルト	213MPa	425MPa	評価部位	発生応力	許容応力	ケーシングナット座面	129MPa	391MPa	ケーシングとケーシングカバー合わせ面	40MPa	341MPa	<p>b. ケーシングボルト</p> <p>ケーシングボルトについては、「設計・建設規格」の「PMC-3510 ボルトの構造強度の規定」より、「JIS B 8265」を適用して ISLOCA 発生時の圧力・温度条件下における発生応力及び許容応力を算出した。その結果、下表のとおり、発生応力は許容応力以下であり、ケーシングボルトは破損せず漏えいは発生しないことを確認した。</p> <table border="1" data-bbox="1111 341 1910 467"> <thead> <tr> <th>評価部位</th> <th>発生応力</th> <th>許容応力</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ケーシングボルト</td> <td>258MPa</td> <td>425MPa</td> </tr> </tbody> </table> <p>c. ポンプ耐圧部の接合部</p> <p>ポンプ耐圧部の接合部については、ケーシングボルトの内圧と熱による伸び量、及びケーシングカバーの熱による伸び量を評価し、ケーシングボルトの伸び量からケーシングカバーの伸び量を差し引いた伸び量がガスケット復元量 以下であり、有意な漏えいは発生しない事を確認した。</p> <p>d. メカニカルシール</p> <p>メカニカルシールについては、メカニカルシールを構成する非金属製部品である遊動環（カーボン製）及びOリング（フッ素ゴム製）について評価した。その結果、下表のとおり、遊動環の圧縮強度は ISLOCA 発生時の高圧条件下でシール面に発生する最大の面圧を上回ること、Oリングの耐熱性は ISLOCA 発生時の温度条件を上回ることからメカニカルシールは破損せず、有意な漏えいは発生しないことを確認した。</p>	評価部位	発生応力	許容応力	ケーシングボルト	258MPa	425MPa	<p>評価結果の相違</p>
評価部位	発生応力	許容応力																					
ケーシングボルト	213MPa	425MPa																					
評価部位	発生応力	許容応力																					
ケーシングナット座面	129MPa	391MPa																					
ケーシングとケーシングカバー合わせ面	40MPa	341MPa																					
評価部位	発生応力	許容応力																					
ケーシングボルト	258MPa	425MPa																					

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.1.8 格納容器バイパス (添付資料 7.1.8.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の余熱除去系統の破断箇所及び破断面積について)

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所3/4号炉			泊発電所3号炉			相違理由			
評価部位	面圧又は評価温度	許容値	評価部位	面圧又は評価温度	許容値				
メカニカルシールのシールリング	□ MPa (面圧)	約 100MPa*	メカニカルシールの遊動環	□ (面圧)	約 100MPa*				
メカニカルシールのOリング	300℃ (評価温度)	315℃ (カタログ値)	メカニカルシールのOリング	300℃ (評価温度)	315℃ (カタログ値)				
*1. シールリングの材料はカーボン。カーボンの圧縮強度は約 100MPa。			*1. 遊動環の材料はカーボン。カーボンの圧縮強度は約 100MPa。			設計の相違			
<div style="border: 1px dashed black; padding: 5px;"> 枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。 </div>			□ 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。						
(3) 逃がし弁 逃がし弁については、ISLOCA 発生時に吹き出し前に加圧される弁座、弁体、入口配管、吹き出し後に加圧される弁耐圧部、弁耐圧部の接合部、出口配管を評価した。なお、入口配管及び出口配管（ともにフランジ部を含む）の評価については、(5)に記載する。 対象となる逃がし弁は、3V-RH-004A、B「余熱除去ポンプ入口逃がし弁」（以下、「入口逃がし弁」という。）及び 3V-RH-042A、B「余熱除去冷却器出口逃がし弁」（以下、「出口逃がし弁」という。）である。			(3) 逃がし弁 逃がし弁については、ISLOCA 発生時に吹き出し前に加圧される弁座、弁体、入口配管、吹き出し後に加圧される弁耐圧部、弁耐圧部の接合部、出口配管を評価した。なお、入口配管及び出口配管（ともにフランジ部を含む）の評価については、(5)に記載する。 対象となる逃がし弁は、3V-RH-004A、B「余熱除去ポンプ入口逃がし弁」（以下、「入口逃がし弁」という。）、及び 3V-RH-027A、B「余熱除去冷却器出口逃がし弁」（以下、「出口逃がし弁」という。）である。泊3号炉では前述の逃がし弁の他に、3V-RH-062A、B「余熱除去ポンプ RWSP/再循環サンプ側入口逃がし弁」（以下、「RWSP/再循環サンプ側入口逃がし弁」）が設置されている。RWSP/再循環サンプ側入口逃がし弁と余熱除去系の母管との間には逆止弁が設置されており、ISLOCA 発生時は逆止弁の閉止方向に圧力が作用する事及び逆止弁は出荷前の試験によりシートリーク量が非常に少ないことを確認していることから、RWSP/再循環サンプ側入口逃がし弁からの吹き出しが生じたとしても逆止弁のシートリーク相当と少量となり、余熱除去系の母管に接続される逃がし弁 (3V-RH-004A、B 及び 3V-RH-027A、B) からの吹き出し量と比較して無視しえる。したがって、有効性評価上は RWSP/再循環サンプ側入口逃がし弁からの吹き出しは発生しないものとして扱う。 また、RWSP/再循環サンプ側入口逃がし弁の吹き出し容量は逆止弁のシートリーク量に比べ大きいため、逆止弁のシートリークが発生しても RWSP/再循環サンプ側入口逃がし弁の入口側は吹き出し圧力の □ 以下に留まり弁、配管の設計条件を超えることはないと考えられるため、RWSP/再循環サンプ側入口逃がし弁及び接続配管は評価対象外とする。 ただし、弁グランド部からの漏えい個所の想定については、対象箇所を保守的に多く想定するために RWSP/再循環サンプ側入口逃がし弁の設置区間にあるプロセス弁も漏えい発生箇所として想定するものとする。			逃がし弁及び出口逃がし弁の設定圧力は、それぞれ □ MPa 及び □ MPa であり、ISLOCA 発生後、15.4MPa になる以前に吹き出し、圧力は低下すると考えられるが、ここでは、逃がし弁の吹き出し前に加圧される箇所と吹き出し後に加圧される箇所の両方とも 15.4MPa、300℃になるものとして評価した。(図8、別紙3.1.3参照)			設備の相違
逃がし弁及び出口逃がし弁の設定圧力は、それぞれ □ MPa 及び □ MPa であり、ISLOCA 発生後、15.4MPa になる以前に吹き出し、圧力は低下すると考えられるが、ここでは、逃がし弁の吹き出し前に加圧される箇所と吹き出し後に加圧される箇所の両方とも 15.4MPa、300℃になるものとして評価した。(図10、別紙-3参照)			逃がし弁及び出口逃がし弁の設定圧力は、それぞれ □ 及び □ であり、ISLOCA 発生後、15.4MPa になる以前に吹き出し、圧力は低下すると考えられるが、ここでは、逃がし弁の吹き出し前に加圧される箇所と吹き出し後に加圧される箇所の両方とも 15.4MPa、300℃になるものとして評価した。(図10、別紙-3参照)						

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所3 / 4号炉

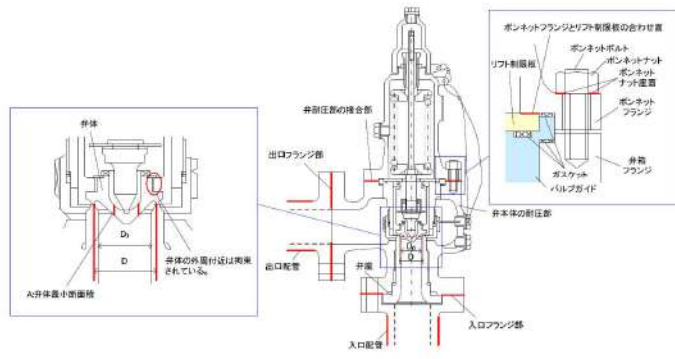


図8 逃がし弁

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

a. 弁座及び弁本体の耐圧部

弁座及び弁本体の耐圧部については、下表に示す規格を準用又は適用して必要な最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要な最小厚さを上回り、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位		実機の最小厚さ	必要な最小厚さ	適用規格
入口 逃がし弁	弁座	[Redacted]	5.7mm	設計・建設規格「VVC-3230 耐圧部に取り付く管台の必要最小厚さ」
	弁本体の耐圧部		4.6mm	設計・建設規格「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」
出口 逃がし弁	弁座		2.0mm	設計・建設規格「VVC-3230 耐圧部に取り付く管台の必要最小厚さ」
	弁本体の耐圧部		2.2mm	設計・建設規格「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

泊発電所3号炉

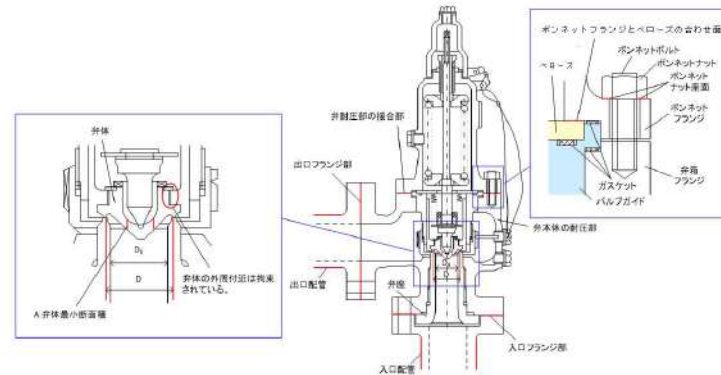


図10 逃がし弁

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

a. 弁座及び弁本体の耐圧部

弁座及び弁本体の耐圧部については、下表に示す規格を準用又は適用して必要な最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要な最小厚さを上回り、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位		実機の最小厚さ	必要な最小厚さ	適用規格
入口 逃がし弁	弁座	[Redacted]	4.7mm	設計・建設規格「VVC-3230 耐圧部に取り付く管台の必要最小厚さ」
	弁本体の耐圧部		4.6mm	設計・建設規格「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」
出口 逃がし弁	弁座		2.0mm	設計・建設規格「VVC-3230 耐圧部に取り付く管台の必要最小厚さ」
	弁本体の耐圧部		2.2mm	設計・建設規格「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

相違理由

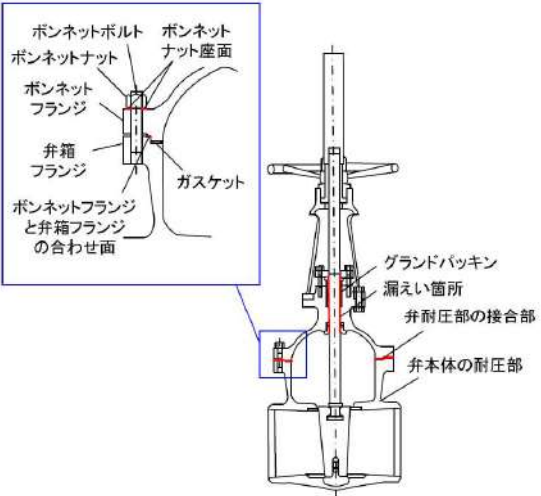
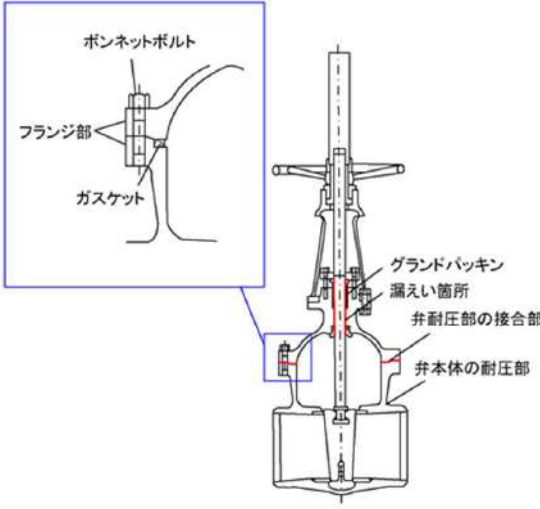
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.1.8 格納容器バイパス (添付資料 7.1.8.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の余熱除去系統の破断箇所及び破断面積について)

大飯発電所3 / 4号炉		泊発電所3号炉		相違理由																								
<p>b. 弁体</p> <p>弁体については、弁体の入口側に 15.4MPa が加えられた際に弁体の厚さが最も薄い箇所に発生するせん断応力を評価した。その結果、下表のとおり、発生応力は許容応力以下であり、弁体は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">評価部位</th> <th>発生応力</th> <th>許容応力</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>入口 逃がし弁</td> <td>弁体</td> <td>160.6MPa</td> <td>175.2MPa</td> </tr> <tr> <td>出口 逃がし弁</td> <td>弁体</td> <td>63.4MPa</td> <td>175.2MPa</td> </tr> </tbody> </table>		評価部位		発生応力	許容応力	入口 逃がし弁	弁体	160.6MPa	175.2MPa	出口 逃がし弁	弁体	63.4MPa	175.2MPa	<p>b. 弁体</p> <p>弁体については、弁体の入口側に 15.4MPa が加えられた際に弁体の厚さが最も薄い箇所に発生するせん断応力を評価した。その結果、下表のとおり、発生応力は許容応力以下であり、弁体は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">評価部位</th> <th>発生応力</th> <th>許容応力</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>入口 逃がし弁</td> <td>弁体</td> <td>120.66MPa</td> <td>175.2MPa</td> </tr> <tr> <td>出口 逃がし弁</td> <td>弁体</td> <td>63.40MPa</td> <td>175.2MPa</td> </tr> </tbody> </table>		評価部位		発生応力	許容応力	入口 逃がし弁	弁体	120.66MPa	175.2MPa	出口 逃がし弁	弁体	63.40MPa	175.2MPa	
評価部位		発生応力	許容応力																									
入口 逃がし弁	弁体	160.6MPa	175.2MPa																									
出口 逃がし弁	弁体	63.4MPa	175.2MPa																									
評価部位		発生応力	許容応力																									
入口 逃がし弁	弁体	120.66MPa	175.2MPa																									
出口 逃がし弁	弁体	63.40MPa	175.2MPa																									
<p>c. 弁耐圧部の接合部</p> <p>弁耐圧部の接合部については、ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量、及びボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量を評価し、ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がプラスの場合とマイナスの場合について評価を行った。</p> <p>・伸び量がプラスの場合</p> <p>ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がガスケットの復元量^{*1}以下であり、有意な漏えいは発生しないことを確認した。</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">評価部位</th> <th>伸び量</th> <th>ガスケットの復元量</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>出口 逃がし弁</td> <td>弁耐圧部 の接合部</td> <td>0.002mm</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>*1. ガスケットに締付面圧を加えていくと弾性変形が生じ、更に締付面圧を加えていくと塑性変形が生じる。塑性変形したガスケットの締付面圧を緩和した場合、弾性領域分のみが復元する性質がある。弁耐圧部の接合部のシールのため、ガスケットには塑性領域まで締付面圧を加えて初期圧縮を加えており、締付面圧緩和時に弾性領域分の復元が生じる。ガスケットの復元量 <input type="text"/> は、メーカ試験によって確認した値。</p> <p><input type="text"/> 枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。</p>		評価部位		伸び量	ガスケットの復元量	出口 逃がし弁	弁耐圧部 の接合部	0.002mm		<p>c. 弁耐圧部の接合部</p> <p>弁耐圧部の接合部については、ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量、及びボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量を評価し、ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がプラスの場合とマイナスの場合について評価を行った。</p> <p>・伸び量がプラスの場合</p> <p>ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がガスケットの復元量^{*1}以下であり、有意な漏えいは発生しないことを確認した。</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">評価部位</th> <th>伸び量</th> <th>ガスケットの復元量</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>出口 逃がし弁</td> <td>弁耐圧部 の接合部</td> <td>0.003mm</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>*1. ガスケットに締付面圧を加えていくと弾性変形が生じ、更に締付面圧を加えていくと塑性変形が生じる。塑性変形したガスケットの締付面圧を緩和した場合、弾性領域分のみが復元する性質がある。弁耐圧部の接合部のシールのため、ガスケットには塑性領域まで締付面圧を加えて初期圧縮を加えており、締付面圧緩和時に弾性領域分の復元が生じる。ガスケットの復元量 <input type="text"/> は、メーカ試験によって確認した値。</p> <p><input type="text"/> 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。</p>		評価部位		伸び量	ガスケットの復元量	出口 逃がし弁	弁耐圧部 の接合部	0.003mm										
評価部位		伸び量	ガスケットの復元量																									
出口 逃がし弁	弁耐圧部 の接合部	0.002mm																										
評価部位		伸び量	ガスケットの復元量																									
出口 逃がし弁	弁耐圧部 の接合部	0.003mm																										
<p>・伸び量がマイナスの場合</p> <p>伸び量がマイナスの場合は、弁耐圧部の接合部は圧縮されることになる。弁耐圧部の接合部については、ボンネットフランジとリフト制限板がメタルタッチしており、それ以上ガスケットが圧縮しない構造となっていることから、ボンネットナット座面の面圧とボンネットフランジとリフト制限板の合わせ面の面圧を評価した。その結果、下表のとおり、発生応力は許容応力以下であり、ボンネットナ</p>		<p>・伸び量がマイナスの場合</p> <p>伸び量がマイナスの場合は、弁耐圧部の接合部は圧縮されることになる。弁耐圧部の接合部については、ボンネットフランジとペローズがメタルタッチしており、それ以上ガスケットが圧縮しない構造となっていることから、ボンネットナット座面の面圧とボンネットフランジとペローズの合わせ面</p>																										

7.1.8 格納容器バイパス（添付資料 7.1.8.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の余熱除去系統の破断箇所及び破断面積について）

大飯発電所3 / 4号炉		泊発電所3号炉		相違理由																						
<p>ット座面とボンネットフランジとリフト制限板の合わせ面は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">評価部位</th> <th>発生応力</th> <th>許容応力</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">入口 逃がし弁</td> <td>ボンネットナット座面</td> <td>431.7MPa</td> <td>604MPa</td> </tr> <tr> <td>ボンネットフランジと リフト制限板の合わせ面</td> <td>221.3MPa</td> <td>438MPa（ボンネットフランジ） 374MPa（リフト制限板）</td> </tr> </tbody> </table>		評価部位		発生応力	許容応力	入口 逃がし弁	ボンネットナット座面	431.7MPa	604MPa	ボンネットフランジと リフト制限板の合わせ面	221.3MPa	438MPa（ボンネットフランジ） 374MPa（リフト制限板）	<p>の面圧を評価した。その結果、下表のとおり、発生応力は許容応力以下であり、ボンネットナット座面とボンネットフランジとベローズの合わせ面は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">評価部位</th> <th>発生応力</th> <th>許容応力</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">入口 逃がし弁</td> <td>ボンネットナット座面</td> <td>431.7MPa</td> <td>604MPa</td> </tr> <tr> <td>ボンネットフランジと ベローズの合わせ面</td> <td>149.7MPa</td> <td>438MPa（ボンネットフランジ） 374MPa（ベローズ）</td> </tr> </tbody> </table>		評価部位		発生応力	許容応力	入口 逃がし弁	ボンネットナット座面	431.7MPa	604MPa	ボンネットフランジと ベローズの合わせ面	149.7MPa	438MPa（ボンネットフランジ） 374MPa（ベローズ）	<p>設計の相違</p>
評価部位		発生応力	許容応力																							
入口 逃がし弁	ボンネットナット座面	431.7MPa	604MPa																							
	ボンネットフランジと リフト制限板の合わせ面	221.3MPa	438MPa（ボンネットフランジ） 374MPa（リフト制限板）																							
評価部位		発生応力	許容応力																							
入口 逃がし弁	ボンネットナット座面	431.7MPa	604MPa																							
	ボンネットフランジと ベローズの合わせ面	149.7MPa	438MPa（ボンネットフランジ） 374MPa（ベローズ）																							
<p>(4) 弁（逃がし弁を除く）</p> <p>余熱除去系統には、プロセス弁、計器入口弁及びその他の弁があり、それらの弁について評価した。（別紙 3.1.4 参照）</p> <p>a. プロセス弁</p> <p>プロセス弁の構成部品のうち、ISLOCA 発生時に漏えいが発生すると想定される部位は、弁箱及び弁蓋からなる弁本体の耐圧部、弁耐圧部の接合部及びグランド部があり、それらについて評価した。プロセス弁の評価部位を図9～図12に示す。</p>		<p>(4) 弁（逃がし弁を除く）</p> <p>余熱除去系統には、プロセス弁、計器入口弁及びその他の弁があり、それらの弁について評価した。（別紙-4参照）</p> <p>a. プロセス弁（3V-RH-006A、B及び3V-RH-008A、Bを除く）</p> <p>プロセス弁の構成部品のうち、ISLOCA 発生時に漏えいが発生すると想定される部位は、弁箱及び弁蓋からなる弁本体の耐圧部、弁耐圧部の接合部及びグランド部があり、それらについて評価した。プロセス弁の評価部位を図11～図14に示す。</p> <p>なお、ISLOCA 発生時にかかると想定する圧力以上で耐圧試験を実施している3V-RH-006A、B及び3V-RH-008A、Bは十分な耐圧性を確認できているため評価不要とする。</p>																								
 <p>図9 仕切弁</p>		 <p>図11 仕切弁</p>																								

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 緑字：記載表現、設備名称の相違 (実質的な相違なし)

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図10 電動弁</p> <p>図11 バタフライ弁</p>	<p>図12 バタフライ弁</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 緑字：記載表現、設備名称の相違 (実質的な相違なし)

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<div data-bbox="385 204 806 694" data-label="Image"> </div> <p data-bbox="510 710 689 734">図 1.2 空気作動弁</p> <p data-bbox="152 1294 331 1318">(a) 弁本体の耐圧部</p> <p data-bbox="152 1329 1048 1422">弁本体の耐圧部については、設計・建設規格の「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」を適用して必要な最小厚さを算出した。その結果、次表のとおり、実機の弁箱及び弁蓋の最小厚さは必要な最小厚さを上回り、弁本体の耐圧部は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。</p>	<div data-bbox="1182 284 1836 614" data-label="Image"> </div> <p data-bbox="1440 638 1579 662">図 1.3 逆止弁</p> <div data-bbox="1236 774 1780 1212" data-label="Image"> </div> <p data-bbox="1406 1228 1624 1252">図 1.4 ツインパワー弁</p> <p data-bbox="1064 1294 1243 1318">(a) 弁本体の耐圧部</p> <p data-bbox="1064 1329 1960 1422">弁本体の耐圧部については、設計・建設規格の「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」を適用して必要な最小厚さを算出した。その結果、次表のとおり、実機の弁箱及び弁蓋の最小厚さは必要な最小厚さを上回り、弁本体の耐圧部は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス（添付資料 7.1.8.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の余熱除去系統の破断箇所及び破断面積について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																		
<table border="1" data-bbox="244 209 947 325"> <thead> <tr> <th>評価部位</th> <th>実機の最小厚さ</th> <th>必要な最小厚さ</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>弁本体の耐圧部</td> <td style="border: 2px solid black;"></td> <td>1.0～7.4mm</td> </tr> </tbody> </table>	評価部位	実機の最小厚さ	必要な最小厚さ	弁本体の耐圧部		1.0～7.4mm	<table border="1" data-bbox="1137 209 1879 325"> <thead> <tr> <th>評価部位</th> <th>実機の最小厚さ</th> <th>必要な最小厚さ</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>弁本体の耐圧部</td> <td style="border: 2px solid black;"></td> <td>1.0～7.4mm</td> </tr> </tbody> </table>	評価部位	実機の最小厚さ	必要な最小厚さ	弁本体の耐圧部		1.0～7.4mm							
評価部位	実機の最小厚さ	必要な最小厚さ																		
弁本体の耐圧部		1.0～7.4mm																		
評価部位	実機の最小厚さ	必要な最小厚さ																		
弁本体の耐圧部		1.0～7.4mm																		
<p style="border: 1px dashed black; padding: 2px;">枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。</p>	<p style="border: 1px solid black; padding: 2px;">枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。</p>																			
<p>(b) 弁耐圧部の接合部</p> <p>弁耐圧部の接合部については、ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量、及びボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量を評価し、ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がプラスの場合とマイナスの場合について評価を行った。</p> <p>・伸び量がプラスの場合 当該プラントの対象弁において、伸び量がプラスになる弁はないことより、全弁伸び量がマイナスの場合の評価を実施する。</p> <p>・伸び量がマイナスの場合 伸び量がマイナスの場合は、弁耐圧部の接合部は圧縮されることになる。弁耐圧部の接合部については、ボンネットフランジと弁箱フランジがメタルタッチしており、それ以上ガスケットが圧縮しない構造となっていることから、ボンネットナット座面の面圧とボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面の面圧を評価した。その結果、下表のとおり、発生応力は許容応力以下であり、ボンネットナット座面とボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。</p> <table border="1" data-bbox="266 991 925 1145"> <thead> <tr> <th>評価部位</th> <th>発生応力</th> <th>許容応力</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ボンネットナット座面</td> <td>98.3～494.1MPa</td> <td>604、632MPa</td> </tr> <tr> <td>ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面</td> <td>79.5～207.6MPa</td> <td>420、427MPa（ボンネットフランジ） 420MPa（弁箱フランジ）</td> </tr> </tbody> </table>	評価部位	発生応力	許容応力	ボンネットナット座面	98.3～494.1MPa	604、632MPa	ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面	79.5～207.6MPa	420、427MPa（ボンネットフランジ） 420MPa（弁箱フランジ）	<p>(b) 弁耐圧部の接合部</p> <p>弁耐圧部の接合部については、ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量、及びボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量を評価した結果、ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量は全てマイナスとなったことから、その際の評価を行った。</p> <p>伸び量がマイナスの場合は、弁耐圧部の接合部は圧縮されることになる。弁耐圧部の接合部については、ボンネットフランジと弁箱フランジがメタルタッチしており、それ以上ガスケットが圧縮しない構造となっていることから、ボンネットナット座面の面圧とボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面の面圧を評価した。その結果、下表のとおり、発生応力は許容応力以下であり、ボンネットナット座面とボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。</p> <table border="1" data-bbox="1171 991 1843 1145"> <thead> <tr> <th>評価部位</th> <th>発生応力</th> <th>許容応力</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ボンネットナット座面</td> <td>98.3～564.9MPa</td> <td>604、632MPa</td> </tr> <tr> <td>ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面</td> <td>59.3～216.8MPa</td> <td>420、427MPa（ボンネットフランジ） 420MPa（弁箱フランジ）</td> </tr> </tbody> </table>	評価部位	発生応力	許容応力	ボンネットナット座面	98.3～564.9MPa	604、632MPa	ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面	59.3～216.8MPa	420、427MPa（ボンネットフランジ） 420MPa（弁箱フランジ）	<p>評価結果の相違</p>
評価部位	発生応力	許容応力																		
ボンネットナット座面	98.3～494.1MPa	604、632MPa																		
ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面	79.5～207.6MPa	420、427MPa（ボンネットフランジ） 420MPa（弁箱フランジ）																		
評価部位	発生応力	許容応力																		
ボンネットナット座面	98.3～564.9MPa	604、632MPa																		
ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面	59.3～216.8MPa	420、427MPa（ボンネットフランジ） 420MPa（弁箱フランジ）																		
<p>(c) 弁のグランド部</p> <p>弁のグランド部（逆止弁を除く）については、1次冷却材系統の圧力・温度条件下においてもグランドパッキンは機能し、有意な漏えいは発生しないと考えられるが、評価にあたっては保守的にグランドパッキンの存在を無視してグランド部から漏えいするものと想定し、弁本体と弁棒の隙間部の断面積を破断面積とした。ただし、15.4MPa以上で耐圧試験を実施しているプロセス弁からは漏えいしないものとした。</p> <p>グランド部からの漏えいが想定されるプロセス弁の破断面積を下表に示す。</p>	<p>(c) 弁のグランド部</p> <p>弁のグランド部（逆止弁を除く）については、1次冷却材系統の圧力・温度条件下においてもグランドパッキンは機能し、有意な漏えいは発生しないと考えられるが、評価にあたっては保守的にグランドパッキンの存在を無視してグランド部から漏えいするものと想定し、弁本体と弁棒の隙間部の断面積を破断面積とした。ただし、15.4MPa以上で耐圧試験を実施しているプロセス弁からは漏えいしないものとした。</p> <p>グランド部からの漏えいが想定されるプロセス弁の破断面積を下表に示す。</p>																			

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 緑字：記載表現、設備名称の相違 (実質的な相違なし)

大飯発電所3 / 4号炉				泊発電所3号炉				相違理由																																												
<table border="1"> <thead> <tr> <th>弁番号*2</th> <th>破断面積 (inch²)</th> <th>弁番号*2</th> <th>破断面積 (inch²)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>3V-RH-005A, B</td> <td>0.05</td> <td>3FCV-604, 614</td> <td>0.01</td> </tr> <tr> <td>3V-RH-017A, B</td> <td>0.04</td> <td>3V-RH-032A, B</td> <td>0.04</td> </tr> <tr> <td>3FCV-601, 611</td> <td>0.02</td> <td>3V-RH-033A, B</td> <td>0.03</td> </tr> <tr> <td>3HCV-603, 613</td> <td>0.01</td> <td>3V-RH-061*1</td> <td>0.02</td> </tr> </tbody> </table>				弁番号*2	破断面積 (inch ²)	弁番号*2	破断面積 (inch ²)		3V-RH-005A, B	0.05	3FCV-604, 614	0.01	3V-RH-017A, B	0.04	3V-RH-032A, B	0.04	3FCV-601, 611	0.02	3V-RH-033A, B	0.03	3HCV-603, 613	0.01	3V-RH-061*1	0.02	<table border="1"> <thead> <tr> <th>弁番号</th> <th>破断面積 (inch²)</th> <th>弁番号</th> <th>破断面積 (inch²)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>3V-RH-005A, B</td> <td>0.10</td> <td>3V-RH-023A, B</td> <td>0.04</td> </tr> <tr> <td>3V-RH-016A, B</td> <td>0.08</td> <td>3V-RH-055A, B*1</td> <td>0.05</td> </tr> <tr> <td>3FCV-601, 611</td> <td>0.02</td> <td>3V-RH-058A, B*1</td> <td>0.05</td> </tr> <tr> <td>3HCV-603, 613</td> <td>0.01</td> <td>3V-RH-100*3</td> <td>0.02</td> </tr> <tr> <td>3FCV-604, 614</td> <td>0.01</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: right;">合計 0.38 inch²</p>				弁番号	破断面積 (inch ²)	弁番号	破断面積 (inch ²)	3V-RH-005A, B	0.10	3V-RH-023A, B	0.04	3V-RH-016A, B	0.08	3V-RH-055A, B*1	0.05	3FCV-601, 611	0.02	3V-RH-058A, B*1	0.05	3HCV-603, 613	0.01	3V-RH-100*3	0.02	3FCV-604, 614	0.01	—	—
弁番号*2	破断面積 (inch ²)	弁番号*2	破断面積 (inch ²)																																																	
3V-RH-005A, B	0.05	3FCV-604, 614	0.01																																																	
3V-RH-017A, B	0.04	3V-RH-032A, B	0.04																																																	
3FCV-601, 611	0.02	3V-RH-033A, B	0.03																																																	
3HCV-603, 613	0.01	3V-RH-061*1	0.02																																																	
弁番号	破断面積 (inch ²)	弁番号	破断面積 (inch ²)																																																	
3V-RH-005A, B	0.10	3V-RH-023A, B	0.04																																																	
3V-RH-016A, B	0.08	3V-RH-055A, B*1	0.05																																																	
3FCV-601, 611	0.02	3V-RH-058A, B*1	0.05																																																	
3HCV-603, 613	0.01	3V-RH-100*3	0.02																																																	
3FCV-604, 614	0.01	—	—																																																	
<p>*1. 3V-RH-061 はB系統に設置されているが、保守的にA系統で ISLOCA が発生した場合にも破断面積に含める。</p> <p>*2. 4号の機器及び弁番号のユニット番号については3⇒4と読み替えるものとする。</p> <p>b. 計器入口弁</p> <p>計器入口弁は ISLOCA 発生時の圧力 (15.4MPa) を上回る圧力で耐圧試験を実施しており、破損せず漏れは発生しないが、耐圧試験を ISLOCA 発生時の圧力を下回る圧力で実施している計器本体に 15.4MPa が加えられた場合、破損する可能性がある。また、耐圧試験圧力が 15.4MPa 以上の計器本体からは漏れは発生しないものとし、通常運転中は取外されている計器 (3号炉: 3PI-605、615、606、616、4号炉: 4PI-605、615、606、616) は破断面積計算の対象外とした。ISLOCA により計器本体が破損し漏れが起きた場合、計器入口弁の内径に応じて漏れ量が決まるため、破断面積は破損が想定される計器の入口弁の内径から算出した。計器入口弁を図13に示す。</p>				<p>*1 3V-RH-055A, B 及び 3V-RH-058A, B は過加圧される弁ではないため漏れは生じないと考えられるが、保守的評価となるように破断面積の考慮対象とする。</p> <p>*2 3V-RH-100 はB系統に設置されているが、保守的にA系統で ISLOCA が発生した場合にも破断面積に含める。</p> <p>b. 計器入口弁</p> <p>計器入口弁は ISLOCA 発生時の圧力 (15.4MPa) を上回る圧力 (32.4MPa) で耐圧試験を実施しており、破損せず漏れは発生しないが、耐圧試験を ISLOCA 発生時の圧力を下回る圧力で実施している計器本体に 15.4MPa が加えられた場合、破損する可能性がある。なお、15.4MPa 以上の耐圧性能を有している計器本体は破損しない。ISLOCA により計器本体が破損し漏れが起きた場合、計器入口弁の内径に応じて漏れ量が決まるため、破断面積は破損が想定される計器の入口弁の内径から算出した。計器入口弁を図15に示す。</p>				記載方針の相違																																												
<p style="text-align: center;">図13 計器入口弁</p> <p>漏れ量が想定される計器の入口弁の破断面積を下表に示す。</p>				<p style="text-align: center;">図15 計器入口弁</p> <p>漏れ量が想定される計器の入口弁の破断面積を下表に示す。</p>																																																

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス（添付資料 7.1.8.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の余熱除去系統の破断箇所及び破断面積について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																						
<table border="1" data-bbox="262 242 931 497"> <thead> <tr> <th>弁番号^{*2}</th> <th>破断面積 (inch²)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>3FT-601, 611</td> <td>0.020×2 箇所 (弁 1 個あたり) [0.044×2 箇所 (弁 1 個あたり)]^{*1}</td> </tr> <tr> <td>3FT-604</td> <td>— [0.044×2 箇所]^{*1}</td> </tr> <tr> <td>3FT-614^{*3}</td> <td>0.020×2 箇所 [0.044×2 箇所]^{*1}</td> </tr> <tr> <td>3PT-601, 611</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>3PI-600, 610</td> <td>0.031[0.044]^{*1}</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="145 512 425 537">*1. []内は大飯4号炉を示す。</p> <p data-bbox="145 545 896 571">*2. 4号の機器及び弁番号のユニット番号については3⇒4と読み替えるものとする。</p> <p data-bbox="145 579 1048 639">*3. 計器入口弁のうち 3FT-614 は余熱除去系統のB系統に設置されているが、保守的にA系統で ISLOCA が発生した場合にも破断面積に含める。</p> <p data-bbox="145 683 293 708">c. その他の弁</p> <p data-bbox="145 716 1048 777">ベント弁、ドレン弁、計器隔離弁及びサンプル弁については、ISLOCA 発生時の圧力 (15.4MPa) を上回る圧力で耐圧試験を実施しており、破損せず漏えいは発生しない。</p> <p data-bbox="163 817 871 842">ベント弁、ドレン弁、計器隔離弁及びサンプル弁の耐圧試験圧力を下表に示す。</p> <table border="1" data-bbox="241 895 949 1003"> <thead> <tr> <th></th> <th>ベント弁 ドレン弁</th> <th>計器隔離弁</th> <th>サンプル弁</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>耐圧試験 圧力</td> <td>15.49 MPa</td> <td>46.58 MPa</td> <td>46.58 MPa</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="145 1056 351 1082">(5) 余熱除去系統配管</p> <p data-bbox="145 1090 1048 1150">配管の構成部品のうち ISLOCA 発生時に漏えいが発生すると想定される部位は、管及びフランジ部があり、それらについて評価した。</p> <p data-bbox="871 1158 1037 1184">(別紙 3.1.5 参照)</p> <p data-bbox="145 1227 215 1252">a. 管</p>	弁番号 ^{*2}	破断面積 (inch ²)	3FT-601, 611	0.020×2 箇所 (弁 1 個あたり) [0.044×2 箇所 (弁 1 個あたり)] ^{*1}	3FT-604	— [0.044×2 箇所] ^{*1}	3FT-614 ^{*3}	0.020×2 箇所 [0.044×2 箇所] ^{*1}	3PT-601, 611	—	3PI-600, 610	0.031[0.044] ^{*1}		ベント弁 ドレン弁	計器隔離弁	サンプル弁	耐圧試験 圧力	15.49 MPa	46.58 MPa	46.58 MPa	<table border="1" data-bbox="1140 247 1874 392"> <thead> <tr> <th>弁番号</th> <th>破断面積 (inch²)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>3FT-601, 611</td> <td>0.02×2 箇所 (弁 1 個あたり)</td> </tr> <tr> <td>3FT-604, 614</td> <td>0.02×2 箇所 (弁 1 個あたり)</td> </tr> <tr> <td>3PI-600, 610</td> <td>0.03</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="1686 397 1879 422">合計 0.11 inch²</p> <p data-bbox="1061 683 1202 708">c. その他の弁</p> <p data-bbox="1061 716 1964 809">ベント弁、ドレン弁、計器隔離弁、サンプル弁及び一部のプロセス弁 (3V-RH-006A、B、3V-RH-008A、B) については、ISLOCA 発生時の圧力 (15.4MPa) を上回る圧力で耐圧試験を実施しており、破損せず漏えいは発生しない。</p> <p data-bbox="1061 817 1964 877">ベント弁、ドレン弁、計器隔離弁、サンプル弁、3V-RH-006A、B 及び 3V-RH-008A、B の耐圧試験圧力を下表に示す。</p> <table border="1" data-bbox="1144 895 1868 1005"> <thead> <tr> <th></th> <th>ベント弁 ドレン弁</th> <th>計器隔離弁</th> <th>サンプル弁</th> <th>3V-RH-006A、B 3V-RH-008A、B</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>耐圧試験 圧力</td> <td>15.49 MPa 以上</td> <td>46.51 MPa</td> <td>15.49 MPa 以上</td> <td>15.49 MPa 以上</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="1061 1056 1261 1082">(5) 余熱除去系統配管</p> <p data-bbox="1061 1090 1964 1150">配管の構成部品のうち ISLOCA 発生時に漏えいが発生すると想定される部位は、管及びフランジ部があり、それらについて評価した。</p> <p data-bbox="1798 1158 1955 1184">(別紙-5 参照)</p> <p data-bbox="1061 1227 1122 1252">a. 管</p> <p data-bbox="1061 1260 1964 1422">3V-RH-062A、B (RWS P / 再循環サンプ側入口逃がし弁) が設置されている区間は、同弁と余熱除去系の母管の間に逆止弁がある事、逆止弁のシートリークによる漏えい量が少ないことは出荷前の試験で確認されている事、逆止弁のシートリークが生じても逃がし弁が吹き出すことで加圧された状態は緩和されることから、設計圧力を超えることはないと考えられる。従って、RWS P / 再循環サンプ側入口逃がし弁に接続される配管は評価対象範囲から除外する。</p>	弁番号	破断面積 (inch ²)	3FT-601, 611	0.02×2 箇所 (弁 1 個あたり)	3FT-604, 614	0.02×2 箇所 (弁 1 個あたり)	3PI-600, 610	0.03		ベント弁 ドレン弁	計器隔離弁	サンプル弁	3V-RH-006A、B 3V-RH-008A、B	耐圧試験 圧力	15.49 MPa 以上	46.51 MPa	15.49 MPa 以上	15.49 MPa 以上	<p data-bbox="1966 716 2076 742">設計の相違</p> <p data-bbox="1966 1260 2076 1286">設計の相違</p>
弁番号 ^{*2}	破断面積 (inch ²)																																							
3FT-601, 611	0.020×2 箇所 (弁 1 個あたり) [0.044×2 箇所 (弁 1 個あたり)] ^{*1}																																							
3FT-604	— [0.044×2 箇所] ^{*1}																																							
3FT-614 ^{*3}	0.020×2 箇所 [0.044×2 箇所] ^{*1}																																							
3PT-601, 611	—																																							
3PI-600, 610	0.031[0.044] ^{*1}																																							
	ベント弁 ドレン弁	計器隔離弁	サンプル弁																																					
耐圧試験 圧力	15.49 MPa	46.58 MPa	46.58 MPa																																					
弁番号	破断面積 (inch ²)																																							
3FT-601, 611	0.02×2 箇所 (弁 1 個あたり)																																							
3FT-604, 614	0.02×2 箇所 (弁 1 個あたり)																																							
3PI-600, 610	0.03																																							
	ベント弁 ドレン弁	計器隔離弁	サンプル弁	3V-RH-006A、B 3V-RH-008A、B																																				
耐圧試験 圧力	15.49 MPa 以上	46.51 MPa	15.49 MPa 以上	15.49 MPa 以上																																				

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス（添付資料 7.1.8.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の余熱除去系統の破断箇所及び破断面積について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																														
<p>評価対象範囲内の配管は、クラス2配管とクラス3配管（3号炉：逃がし弁 3V-RH-042A、B、3V-RH-004A、B 下流の配管、4号炉：逃がし弁 4V-RH-042A、B、4V-RH-004A、B 下流の配管）から構成されている。クラス2配管については、「設計・建設規格」の「PPC-3530 供用状態 A および B における一次＋二次応力制限」を適用し、ISLOCA 発生時の圧力・温度条件下における一次＋二次合計応力及び許容応力を算出した。その結果、下表のとおり、一次＋二次合計応力が許容応力を超える箇所がある。最大の一次＋二次合計応力を下表に示す。</p> <table border="1" data-bbox="224 375 963 534"> <thead> <tr> <th>評価部位</th> <th>号炉</th> <th>一次＋二次合計応力 (最大値)</th> <th>許容応力</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">管</td> <td>3号炉</td> <td>458MPa</td> <td>298MPa</td> </tr> <tr> <td>4号炉</td> <td>458MPa</td> <td>298MPa</td> </tr> </tbody> </table> <p>このため、設計・建設規格の「PPC-1210 クラス2配管の材料および構造の特例」を適用して「PPB-1000 クラス1配管」の「PPB-3536 簡易弾塑性解析」に基づく繰返しピーク応力強さが、材料ごとに定められる10回の許容繰返し回数に対応する繰返しピーク応力強さの値を超えないことから、配管の変形が延性破壊に至らない程度であることを確認した。</p> <p>PPB-3536の規定に基づく評価結果を下表に示す。</p> <table border="1" data-bbox="224 782 963 941"> <thead> <tr> <th>評価部位</th> <th>号路</th> <th>繰返しピーク応力強さ (最大値)</th> <th>許容応力^{*1}</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">管</td> <td>3号炉</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>4号炉</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>^{*1}。許容応力は、設計・建設規格 付録材料図 表 Part8 図2における10回の許容繰返し回数に対応する許容繰返しピーク応力強さ。</p> <div style="border: 1px dashed black; padding: 5px; margin: 10px 0;"> <p>枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。</p> </div> <p>クラス3配管については、設計・建設規格の中でクラス2配管のように熱により発生する応力を考慮した応力計算の規定はないことから、内圧及び熱の影響が最も厳しくなる配管を選定し、一般的な評価手法を用いて内圧、自重、及び熱の影響による歪量を算出した。その結果、下表のとおり、発生歪量は日本工業規格 JIS G 3459(2004)「配管用ステンレス鋼管」(以下、「JIS G 3459」という。)で材料に要求される引張り強さに相当する歪量(以下、「許容歪量」という。)以下であり、管は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。</p>	評価部位	号炉	一次＋二次合計応力 (最大値)	許容応力	管	3号炉	458MPa	298MPa	4号炉	458MPa	298MPa	評価部位	号路	繰返しピーク応力強さ (最大値)	許容応力 ^{*1}	管	3号炉			4号炉			<p>評価対象範囲内の配管は、クラス2配管とクラス3配管（逃がし弁 3V-RH-027A、B、3V-RH-004A、B 下流の配管及び逆止弁 3V-RH-008A、B 上流の配管）から構成されている。クラス2配管については、「設計・建設規格」の「PPC-3530 供用状態 A および B における一次＋二次応力制限」を適用し、ISLOCA 発生時の圧力・温度条件下における一次＋二次合計応力及び許容応力を算出した。その結果、下表のとおり、最大の一次＋二次合計応力は許容応力以下であり、管は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。</p> <table border="1" data-bbox="1198 375 1803 534"> <thead> <tr> <th>評価部位</th> <th>一次＋二次合計応力</th> <th>許容応力</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">管</td> <td>202～295MPa</td> <td>298MPa</td> </tr> <tr> <td>227～232MPa</td> <td>310MPa</td> </tr> </tbody> </table> <p>クラス3配管については、設計・建設規格の中でクラス2配管のように熱により発生する応力を考慮した応力計算の規定はないことから、内圧及び熱の影響が最も厳しくなる配管を選定し、一般的な評価手法を用いて内圧、自重、及び熱の影響による歪量を算出した。その結果、下表のとおり、発生歪量は日本工業規格 JIS G 3459(2004)「配管用ステンレス鋼管」(以下、「JIS G 3459」という。)で材料に要求される引張り強さに相当する歪量(以下、「許容歪量」という。)以下であり、管は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。</p>	評価部位	一次＋二次合計応力	許容応力	管	202～295MPa	298MPa	227～232MPa	310MPa	
評価部位	号炉	一次＋二次合計応力 (最大値)	許容応力																													
管	3号炉	458MPa	298MPa																													
	4号炉	458MPa	298MPa																													
評価部位	号路	繰返しピーク応力強さ (最大値)	許容応力 ^{*1}																													
管	3号炉																															
	4号炉																															
評価部位	一次＋二次合計応力	許容応力																														
管	202～295MPa	298MPa																														
	227～232MPa	310MPa																														

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.1.8 格納容器バイパス (添付資料 7.1.8.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の余熱除去系統の破断箇所及び破断面積について)

大飯発電所3 / 4号炉			泊発電所3号炉			相違理由																															
評価部位	発生歪量	許容歪量	評価部位	発生歪量	許容歪量																																
管	6%	19%	管	5%	19%																																
<p>b. フランジ部</p> <p>フランジ部については、設計・建設規格の「PPC-3414 フランジ」を適用して算出したフランジ応力算定用圧力からフランジボルトの伸び量を算出した。また、フランジとフランジボルトの熱伸び量を算出した。その結果、下表のとおり、圧力と熱によるフランジボルトの伸び量から熱によるフランジ部の伸び量を差し引いた伸び量はガスケットの復元量^{*2}以下であり、有意な漏えいは発生しないことを確認した。また、合計伸び量がマイナスの場合は、ガスケットの圧縮量が増加することになるため、ガスケットの初期圧縮量に合計伸び量を加えた合計圧縮量が最大圧縮量^{*3}以下であることを確認した。</p> <p>*1. ガスケットの最大圧縮量 [] は、ガスケットを圧縮させ、性能に影響がないことをメーカ試験によって確認した値。</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>評価部位</th> <th>伸び量</th> <th>ガスケットの復元量</th> <th>ガスケットの初期圧縮量</th> <th>ガスケットの合計圧縮量</th> <th>ガスケットの最大圧縮量^{*3}</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">フランジ部</td> <td>-0.12～ -0.14mm</td> <td rowspan="3">[]</td> <td rowspan="3">[]</td> <td rowspan="3">[]</td> <td rowspan="3">[]</td> </tr> <tr> <td>-0.06、 -0.08mm</td> </tr> <tr> <td>-0.01、 0.001mm</td> </tr> </tbody> </table> <p>*2. ガスケットに締付面圧を加えていくと弾性変形が生じ、更に締付面圧を加えていくと塑性変形が生じる。塑性変形したガスケットの締付面圧を緩和した場合、弾性領域分のみが復元する性質がある。フランジ部のシールのため、ガスケットには塑性領域まで締付面圧を加えて初期圧縮を加えており、締付面圧緩和時に弾性領域分の復元が生じる。ガスケットの復元量 [] は、メーカ試験によって確認した値。</p> <p>*3. ガスケットの最大圧縮量 [] は、ガスケットを圧縮させ、性能に影響がないことをメーカ試験によって確認した値。</p> <p>以上のとおり、実機における余熱除去系統（実機）の破断面積について評価した。その結果を表2に整理する。また、漏えいが発生すると想定される機器について図14に示す。</p> <p>[] 枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。</p>			評価部位	伸び量	ガスケットの復元量	ガスケットの初期圧縮量	ガスケットの合計圧縮量	ガスケットの最大圧縮量 ^{*3}	フランジ部	-0.12～ -0.14mm	[]	[]	[]	[]	-0.06、 -0.08mm	-0.01、 0.001mm	<p>b. フランジ部</p> <p>フランジ部については、設計・建設規格の「PPC-3414 フランジ」を適用して算出したフランジ応力算定用圧力からフランジボルトの伸び量を算出した。また、フランジとフランジボルトの熱伸び量を算出した。その結果、下表のとおり、圧力と熱によるフランジボルトの伸び量から熱によるフランジ部の伸び量を差し引いた伸び量は全てマイナスとなった。伸び量がマイナスの場合は、ガスケットの圧縮量が増加することになる。ガスケットの初期圧縮量に伸び量を加えた合計圧縮量が最大圧縮量^{*1}以下であり、フランジ部は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>評価部位</th> <th>伸び量</th> <th>ガスケットの初期圧縮量</th> <th>ガスケットの合計圧縮量</th> <th>ガスケットの最大圧縮量^{*1}</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">フランジ部</td> <td>-0.10mm</td> <td rowspan="3">[]</td> <td rowspan="3">[]</td> <td rowspan="3">[]</td> </tr> <tr> <td>-0.06、 -0.12mm</td> </tr> <tr> <td>-0.01、 -0.12、 -0.09、 -0.22mm</td> </tr> <tr> <td></td> <td>-0.02mm</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>*1. ガスケットの最大圧縮量 [] は、ガスケットを圧縮させ、性能に影響がないことをメーカ試験によって確認した値。</p> <p>[] 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。</p> <p>以上のとおり、実機における余熱除去系統（実機）の破断面積について評価した。その結果を表2に整理する。また、漏えいが発生すると想定される機器について図16に示す。</p>			評価部位	伸び量	ガスケットの初期圧縮量	ガスケットの合計圧縮量	ガスケットの最大圧縮量 ^{*1}	フランジ部	-0.10mm	[]	[]	[]	-0.06、 -0.12mm	-0.01、 -0.12、 -0.09、 -0.22mm		-0.02mm				設計の相違
評価部位	伸び量	ガスケットの復元量	ガスケットの初期圧縮量	ガスケットの合計圧縮量	ガスケットの最大圧縮量 ^{*3}																																
フランジ部	-0.12～ -0.14mm	[]	[]	[]	[]																																
	-0.06、 -0.08mm																																				
	-0.01、 0.001mm																																				
評価部位	伸び量	ガスケットの初期圧縮量	ガスケットの合計圧縮量	ガスケットの最大圧縮量 ^{*1}																																	
フランジ部	-0.10mm	[]	[]	[]																																	
	-0.06、 -0.12mm																																				
	-0.01、 -0.12、 -0.09、 -0.22mm																																				
	-0.02mm																																				
						記載箇所の相違																															

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.1.8 格納容器バイパス (添付資料 7.1.8.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の余熱除去系統の破断箇所及び破断面積について)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 緑字：記載表現、設備名称の相違 (実質的な相違なし)

大飯発電所3 / 4号炉

泊発電所3号炉

相違理由

表2 大飯3 / 4号炉 余熱除去系統 (実機) の破断面積について

表2 泊3号炉 余熱除去系統 (実機) の破断面積について

破断面積	実機評価 (inch ²)		実機評価の整理
	設備	値	
余熱除去冷却器	0.28		<ul style="list-style-type: none"> 管側鋼板、縦板、管側出入口管台、管板及び伝熱管の最小厚さは必要な最小厚さを上回っており、漏えいは発生しない。 管側出入口管台の補強に有効な面積は補強に必要な面積を上回っており、漏えいは発生しない。 管側フランジの発生応力は許容応力以下であり、漏えいは発生しない。 管側フランジと管板の接合部については、1次冷却材系統の圧力・温度条件下においてもガスケットは機能し、有意な漏えいは発生しないと考えられるが、余熱除去系統の中のガスケットを使ったシール機能と補強で、破損した際の影響が最も大きいと考えられることから、ISLOCA 発生時の圧力・温度条件下におけるボルト、フランジ及び管板の伸び量の合計分隙間が開き漏えいが発生するものと想定して、破断面積を算出した。
余熱除去ポンプ	0		<ul style="list-style-type: none"> ケーシング、管台、ケーシングカバーの最小厚さは必要な最小厚さを上回っており、漏えいは発生しない。 ケーシングボルトの発生応力は許容応力以下であり、漏えいは発生しない。 ケーシングナット底面の面圧とケーシングとケーシングカバーの合わせ面の面圧は、許容応力以下であり、漏えいは発生しない。 メカニカルシールのシールリングの評価面圧、リングの評価温度は許容値を満足しており、有意な漏えいは発生しない。
逃がし弁	0		<ul style="list-style-type: none"> 弁座及び弁本体の耐圧部の最小厚さは必要な最小厚さを上回っており、漏えいは発生しない。 弁体の発生応力は許容応力以下であり、漏えいは発生しない。 ボンネットボルトの伸び量はガスケットの復元量以下であり、有意な漏えいは発生しない。 ボンネットナット底面の面圧をボンネットフランジとリフト副鋼板の合わせ面の面圧は、許容応力以下であり、漏えいは発生しない。
弁	プロセス弁 ^{*1}	0.22	<ul style="list-style-type: none"> 弁本体の耐圧部の最小厚さは必要な最小厚さを上回っており、漏えいは発生しない。 ボンネットボルトの伸び量はガスケットの復元量以下であり、有意な漏えいは発生しない。 ボンネットナット底面の面圧とボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面の面圧は、許容応力以下であり、漏えいは発生しない。 グランドパッキンは機能し、有意な漏えいは発生しないと考えられるが、グランドパッキンの存在を無視してグランド部から漏えいするものと想定し、弁本体と弁体の接合部の破断面積を破断面積とした。
	計器入口弁 ^{*2} (計器本体を含む)	0.11 [0.22] ^{*3}	<ul style="list-style-type: none"> 計器入口弁は ISLOCA 発生時の圧力を上回る圧力で耐圧試験を実施しており破損しないが、計器本体は耐圧試験圧力が ISLOCA 発生時の圧力よりも低いものがあり、それらは破損し漏えいが発生する可能性がある。このことから、破損する可能性がある計器の計器入口弁の内径から破断面積を算出した。
	その他の弁	0	<ul style="list-style-type: none"> ISLOCA 発生時の圧力を上回る圧力で耐圧試験を実施しており、漏えいは発生しない。
余熱除去系統配管	0		<ul style="list-style-type: none"> 管の発生応力は許容応力以下であり、漏えいは発生しない。 フランジ部のガスケットの合計圧縮量はガスケットの最大圧縮量以下であり、漏えいは発生しない。

破断面積	実機評価 (inch ²) (cm ²)		実機評価の整理
	設備	値	
余熱除去冷却器	0.07 (約 0.45)		<ul style="list-style-type: none"> 管側鋼板、縦板、管側出入口管台、管板及び伝熱管の最小厚さは必要な最小厚さを上回っており、漏えいは発生しない。 管側出入口管台及びマンホール管台の補強に有効な面積は補強に必要な面積を上回っており、漏えいは発生しない。 管側出入口管台及びマンホール管台の接合部の負うべき荷重は予想される破断箇所の強さを上回っており、漏えいは発生しない。 マンホール管台フランジ部については、1次冷却材系統の圧力・温度条件下においてもガスケットは機能し、有意な漏えいは発生しないと考えられるが、余熱除去系統の中のガスケットを使ったシール機能で破損した際の影響が大きいと考えられることから、詳細にあたっては、ISLOCA 発生時の圧力・温度条件下におけるボルト、フランジ及び管板の伸び量の合計分隙間が開き漏えいが発生するものと想定して、破断面積を算出した。
余熱除去ポンプ	0		<ul style="list-style-type: none"> ケーシング、管台、ケーシングカバーの最小厚さは必要な最小厚さを上回っており、漏えいは発生しない。 ケーシングボルトの発生応力は許容応力以下であり、漏えいは発生しない。 ケーシングボルトの伸び量からケーシングカバーの伸び量を差し引いた伸び量はガスケット復元量以下であり、有意な漏えいは発生しない。 メカニカルシールの遊動量の圧縮強度、リングの耐熱温度は ISLOCA 発生時の面圧又は温度条件を上回っており、有意な漏えいは発生しない。
逃がし弁	0		<ul style="list-style-type: none"> 弁座及び弁本体の耐圧部の最小厚さは必要な最小厚さを上回っており、漏えいは発生しない。 弁体の発生応力は許容応力以下であり、漏えいは発生しない。 ボンネットボルトの伸び量はガスケットの復元量以下であり、有意な漏えいは発生しない。 ボンネットナット底面の面圧とボンネットフランジとペローズの合わせ面の面圧は、許容応力以下であり、漏えいは発生しない。
弁	プロセス弁 ^{*1}	0.38 (約 2.45)	<ul style="list-style-type: none"> 弁本体の耐圧部の最小厚さは必要な最小厚さを上回っており、漏えいは発生しない。 ボンネットボルトの伸び量はガスケットの復元量以下であり、有意な漏えいは発生しない。 ボンネットナット底面の面圧とボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面の面圧は、許容応力以下であり、漏えいは発生しない。 グランドパッキンは機能し、有意な漏えいは発生しないと考えられるが、グランドパッキンの存在を無視してグランド部から漏えいするものと想定し、弁本体と弁体の接合部の破断面積を破断面積とした。
	計器入口弁 (計器本体を含む)	0.11 (約 0.71)	<ul style="list-style-type: none"> 計器入口弁は ISLOCA 発生時の圧力を上回る圧力で耐圧試験を実施しており破損しない。計器本体は耐圧試験圧力が ISLOCA 発生時の圧力よりも低いものがあり、それらは破損し漏えいが発生する可能性がある。このことから、破損する可能性がある計器の計器入口弁の内径から破断面積を算出した。
	その他の弁	0	<ul style="list-style-type: none"> ISLOCA 発生時の圧力を上回る圧力で耐圧試験を実施しており、漏えいは発生しない。
余熱除去系統配管	0		<ul style="list-style-type: none"> 管の発生応力は許容応力以下であり、漏えいは発生しない。 フランジ部のガスケットの合計圧縮量はガスケットの最大圧縮量以下であり、漏えいは発生しない。

*1. プロセス弁のうち、3V-RH-061 は余熱除去系統のA系統に設置されているが、保守的にB系統で ISLOCA が発生した場合にも破断面積に含める。
 *2. []内は大飯4号炉を示す。
 *3. 計器入口弁のうち、3FT-614 は余熱除去系統のA系統に設置されているが、保守的にB系統で ISLOCA が発生した場合にも破断面積に含める。

*1. プロセス弁のうち、3V-RH-100 は余熱除去系統のB系統に設置されているが、保守的にA系統で ISLOCA が発生した場合にも破断面積に含める。

■ 漏えいが発生すると想定される機器

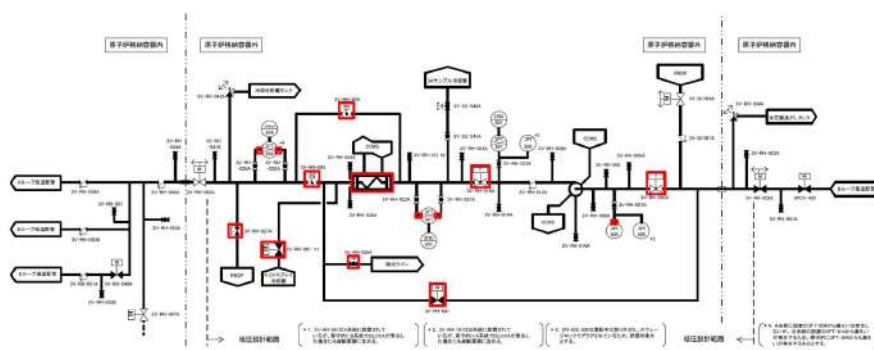


図 1-4 ISLOCA 発生時に漏えいが発生すると想定される機器 (3号炉) (1/2)

■ 漏えいが発生すると想定される機器

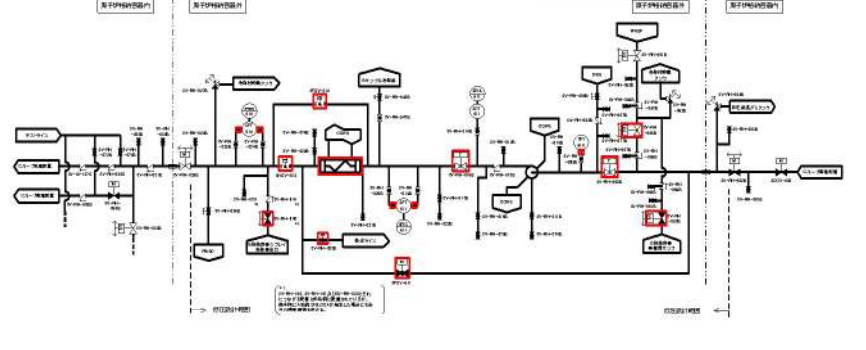
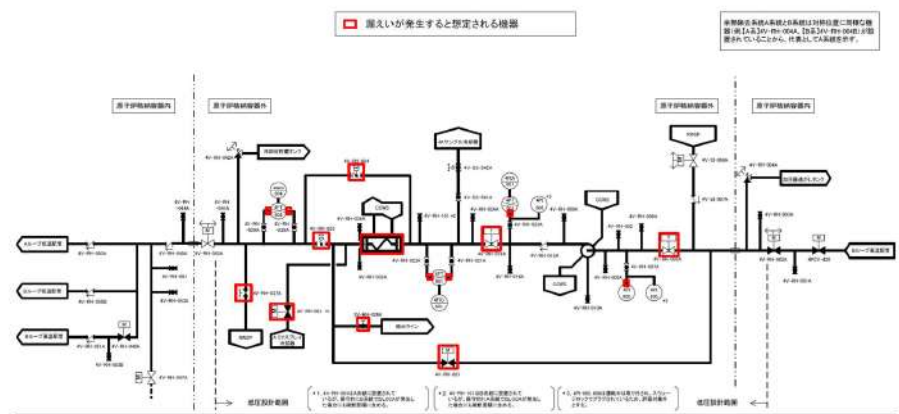


図 1-6 ISLOCA 発生時に漏えいが発生すると想定される機器

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>図1-4 ISLOCA発生時に漏えいが発生すると想定される機器(4号炉) (2/2)</p>		
<p>3. ISLOCAの有効性評価における解析条件について</p> <p>3.1 破断口径の設定について</p> <p>ISLOCA発生時、高温・高圧の1次冷却材が余熱除去系統に流入し、入口逃がし弁及び出口逃がし弁から流出するとともに、余熱除去冷却器のフランジ部や弁のグランド部等から高温・高圧の1次冷却材が大気圧状態の環境に臨界流となって流出することが想定される。</p> <p>ISLOCAの有効性評価に用いた解析コードM-RELAP5において、サブクール条件の臨界流にHenry-Fauskeの式を、二相条件の臨界流にMoodyの式を用いている。Henry-Fauskeの式の適用性については、Henry-Fauskeの式を用いて算出した流量が各種の試験値とよく一致することが確認されている。Moodyの式で算出した流量については、二相条件の臨界流に対し、実際に生ずるとと思われる流量の1.6～1.7倍に相当し、保守的な評価ができるモデルとして知られている。</p> <p>また、ISLOCAの有効性評価に使用した解析コードM-RELAP5の適用性については、実機を模擬した大型試験装置であるMarviken試験装置で、様々な試験条件（原子炉容器から開口部までの距離と開口部の直径との比、サブクール度等）で臨界流試験が実施されており、M-RELAP5で算出した質量流量が、サブクール条件では、試験データの質量流量とよく一致すること、及び二相条件では試験データの質量流量より多い保守的な値となることが確認されている。（平成25年12月17日PWR4社審査会合資料「重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて（第1部M-RELAP5）」参照）</p>	<p>3. ISLOCAの有効性評価における解析条件について</p> <p>3.1 破断口径の設定について</p> <p>ISLOCA発生時、高温・高圧の1次冷却材が余熱除去系統に流入し、入口逃がし弁及び出口逃がし弁から流出するとともに、余熱除去冷却器のマンホール管台フランジ部や弁のグランド部等から高温・高圧の1次冷却材が大気圧状態の環境に臨界流となって流出することが想定される。</p> <p>ISLOCAの有効性評価に用いた解析コードM-RELAP5において、サブクール条件の臨界流にHenry-Fauskeの式を、二相条件の臨界流にMoodyの式を用いている。サブクール条件の臨界流については、流量は破断面積に比例すること、及びHenry-Fauskeの式を用いて算出した流量がサブクール条件各種の試験値とよく一致することが確認されている。二相条件の臨界流についても、Marviken臨界流試験により、流量は破断面積に比例することが確認されている。（参考資料-4）</p> <p>また、Moodyの式で算出した流量については、二相条件の臨界流に対し、実際に生ずるとと思われる流量の1.6～1.7倍に相当し、保守的な評価ができるモデルとして知られている。（昭和56年7月20日原子力安全委員会決定「軽水型動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針について」参照）</p> <p>また、ISLOCAの有効性評価に使用した解析コードM-RELAP5の適用性については、実機を模擬した大型試験装置であるMarviken試験装置で、様々な試験条件（原子炉容器から開口部までの距離と開口部の直径との比、サブクール度等）で臨界流試験が実施されており、サブクール条件下では、試験データの質量流量が、Henry-Fauskeの式を用いて算出した流量とよく一致すること、及び二相条件では試験データの質量流量に対しMoodyの式を用いて算出した流量は、保守的に評価できることが確認されている。（平成25年12月17日PWR4社審査会合資料「重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて（第1部M-RELAP5）」参照）</p>	<p>設計の相違</p> <p>記載表現の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.1.8 格納容器バイパス (添付資料 7.1.8.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の余熱除去系統の破断箇所及び破断面積について)

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>解析で用いている Henry-Fauske の式及び Moody の式においては、その流量は破断箇所の形状に依存せず、漏えいが発生する箇所の面積（以下、余熱除去冷却器のフランジ部や弁のグランド部の隙間部等からの漏えいが発生する箇所の面積を「破断面積」という。）に依存（比例）する。</p> <p>このことから、ISLOCA の有効性評価においては、逃がし弁を除いて、余熱除去系統の各機器の破断面積を加算した値を解析条件として設定した。</p> <p>3.2 破断面積の設定について</p> <p>破断面積については、ISLOCA 発生時の条件（静加圧条件）、及び過去の知見から、NUPEC 報告書の代表プラントの値を参考に設定した。</p> <p>NUPEC 報告書では、余熱除去系入口第1隔離弁及び第2隔離弁が 0.1 秒で同時に開放するものと仮定しており、圧力波の影響を考慮して、機器の破断面積を算出している。本破断面積は、高圧設計の弁が瞬時に全開になるとともに、全ての余熱除去逃がし弁の不作動という、発生が考えられない状況を仮定したうえで、理論的に算出した場合の最大のものであり、漏えい量を多く見積もることとなる。</p> <p>2.2 で述べたとおり、実機で想定される破断面積は、NUPEC 報告書を参考に算出した弁、余熱除去ポンプ及び余熱除去冷却器の破断面積に比べ小さいが、ISLOCA の有効性評価においては、保守的に NUPEC 報告書に基づく破断面積を解析条件とした。具体的には以下のとおりである。</p> <p>(1) 余熱除去系統配管</p> <p>ISLOCA 発生時の圧力・温度条件下において配管に発生する応力は許容応力を下回ることから、NUPEC 報告書と同様に漏えいは想定していない。また、フランジ部についても、フランジボルトの伸び量はガasketの復元量以下であり、漏えいは想定していない。</p> <p>(2) 余熱除去系統の機器</p> <p>余熱除去系統の機器の破損による漏えいについては、NUPEC 報告書において、ISLOCA の起因事象となる余熱除去系低圧配管の破断面積の特定を目的として代表 PWR プラントを対象とした検討がなされており、等価直径を 1.12inch としている。代表 PWR プラントと大飯3/4号炉の余熱除去系統を比較すると、表3に示すとおり主配管の仕様はほぼ同じであり機器仕様もほぼ同じであることから、NUPEC 報告書の破断面積を大飯3/4号炉に適用することが可能であることから、次のとおりとした。</p> <p>弁の破断面積については、実機は 0.44inch² であり、NUPEC 報告書における代表プラントでは 0.55inch² としている。ISLOCA 解析においては、保守的に代表プラントと同じ 0.55inch² とした。</p> <p>余熱除去ポンプの破断面積については、実機では各部位は破損せず有意な漏えいは発生しないと考えられるが、保守的に NUPEC 報告書における代表プラントの破断面積と同じ 0.05inch² とした。</p> <p>余熱除去冷却器の破断面積については、実機の破断面積は 0.28inch² であるが、保守的に NUPEC 報告書における代表プラントの破断面積と同じ 0.39inch² とした。</p> <p>前述した通り、漏えいは臨界流の状態であり、流量は破断面積に比例することから、余熱除去系統の機器の破断面積を合計し、その値から等価直径を 1.15inch と算出した。</p>	<p>解析で用いている Henry-Fauske の式及び Moody の式においては、その流量は破断箇所の形状に依存せず、漏えいが発生する箇所の面積（以下、余熱除去冷却器のマンホール管台フランジ部や弁のグランド部の隙間部等からの漏えいが発生する箇所の面積を「破断面積」という。）に依存（比例）する。</p> <p>このことから、ISLOCA の有効性評価においては、逃がし弁を除いて、余熱除去系統の各機器の破断面積を加算した値から等価直径を算出して解析条件として設定した。</p> <p>3.2 破断面積から算出した等価直径の設定について</p> <p>破断面積については、ISLOCA 発生時の条件（静加圧条件）、及び過去の知見から、NUPEC 報告書の代表プラントの値を参考に設定した。</p> <p>NUPEC 報告書では、余熱除去系入口第1隔離弁及び第2隔離弁が 0.1 秒で同時に開放するものと仮定しており、圧力波の影響を考慮して、機器の破断面積を算出している。本破断面積は、高圧設計の弁が瞬時に全開になるとともに、全ての余熱除去逃がし弁の不作動という、発生が考えられない状況を仮定したうえで、理論的に算出した場合の最大のものであり、漏えい量を多く見積もることとなる。</p> <p>2.2 で述べたとおり、実機で想定される破断面積は、NUPEC 報告書を参考に算出した弁、余熱除去ポンプ及び余熱除去冷却器の破断面積に比べ小さいが、ISLOCA の有効性評価においては、保守的に NUPEC 報告書に基づく破断面積を解析条件とした。具体的には以下のとおりである。</p> <p>(1) 余熱除去系統配管</p> <p>ISLOCA 発生時の圧力・温度条件下において配管に発生する応力は許容応力を下回ることから、NUPEC 報告書と同様に漏えいは想定していない。また、フランジ部についても、フランジボルトの伸び量はガasketの復元量以下であり、漏えいは想定していない。</p> <p>(2) 余熱除去系統の機器</p> <p>余熱除去系統の機器の破損による漏えいについては、NUPEC 報告書において、ISLOCA の起因事象となる余熱除去系低圧配管の破断面積の特定を目的として代表 PWR プラントを対象とした検討がなされており、等価直径を 1.12inch としている。代表 PWR プラントと泊3号炉の余熱除去系統を比較すると、表3に示すとおり主配管の仕様はほぼ同じであり機器仕様もほぼ同じであることから、NUPEC 報告書の破断面積を泊3号炉用に補正して適用することが可能であることから、次のとおりとした。</p> <p>弁の破断面積については、実機は 0.49inch² であり、NUPEC 報告書における代表プラントでは 0.55inch² としている。ISLOCA 解析においては、保守的に代表プラントの値を丸め 0.60inch² とした。</p> <p>余熱除去ポンプの破断面積については、実機では各部位は破損せず有意な漏えいは発生しないと考えられるが、保守的に NUPEC 報告書における代表プラントの破断面積と同じ 0.05inch² とした。</p> <p>余熱除去冷却器の破断面積については、実機の破断面積は 0.07inch² であるが、保守的に NUPEC 報告書における代表プラントの破断面積と同じ 0.39inch² とした。</p> <p>前述した通り、漏えいは臨界流の状態であり、流量は破断面積に比例することから、余熱除去系統の機器の破断面積を合計し、その値から等価直径を 1.15inch と算出した。</p>	<p>設計の相違</p>

7.1.8 格納容器バイパス（添付資料 7.1.8.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の余熱除去系統の破断面所及び破断面積について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																								
<p style="text-align: center;">表3 余熱除去系主配管の仕様</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 30%;"></th> <th style="width: 35%;">NUPEC 報告書 (代表 PWR プラント)</th> <th style="width: 35%;">大飯3/4号炉</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>余熱除去ポンプ入ロライン CV 貫通部～余熱除去ポンプ ・ 厚さ ・ 配管径 ・ 材料</td> <td>10.3/12.7/11.1 mm 12/16/14inch SUS304</td> <td>10.3/12.7/11.1 mm 12/16/14inch SUS304</td> </tr> <tr> <td>余熱除去ポンプ～余熱除去冷却器 ・ 厚さ ・ 配管径 ・ 材料</td> <td>10.3/9.3 mm 12/10inch SUS304</td> <td>10.3/9.3 mm 12/10inch SUS304</td> </tr> <tr> <td>余熱除去冷却器～格納容器外側隔離弁 ・ 厚さ ・ 配管径 ・ 材料</td> <td>9.3 mm 10inch SUS304</td> <td>9.3 mm 10inch SUS304</td> </tr> </tbody> </table>		NUPEC 報告書 (代表 PWR プラント)	大飯3/4号炉	余熱除去ポンプ入ロライン CV 貫通部～余熱除去ポンプ ・ 厚さ ・ 配管径 ・ 材料	10.3/12.7/11.1 mm 12/16/14inch SUS304	10.3/12.7/11.1 mm 12/16/14inch SUS304	余熱除去ポンプ～余熱除去冷却器 ・ 厚さ ・ 配管径 ・ 材料	10.3/9.3 mm 12/10inch SUS304	10.3/9.3 mm 12/10inch SUS304	余熱除去冷却器～格納容器外側隔離弁 ・ 厚さ ・ 配管径 ・ 材料	9.3 mm 10inch SUS304	9.3 mm 10inch SUS304	<p style="text-align: center;">表3 余熱除去系主配管の仕様</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 30%;"></th> <th style="width: 35%;">NUPEC 報告書 (代表 PWR プラント)</th> <th style="width: 35%;">泊3号炉</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>余熱除去ポンプ入ロライン CV 貫通部～余熱除去ポンプ 最高使用圧力 最高使用温度 厚さ 配管径 材料</td> <td>4.5MPa 200℃ 10.3/12.7/11.1 mm 12/16/14 インチ SUS304</td> <td>4.5MPa 200℃ 10.3/12.7/11.1 mm 12/16/14 インチ SUS304</td> </tr> <tr> <td>余熱除去ポンプ～余熱除去冷却器 最高使用圧力 最高使用温度 厚さ 配管径 材料</td> <td>4.5MPa 200℃ 10.3/9.3mm 12/10 インチ SUS304</td> <td>4.5MPa 200℃ 9.3mm 10 インチ SUS304</td> </tr> <tr> <td>余熱除去冷却器～格納容器外側隔離弁 最高使用圧力 最高使用温度 厚さ 配管径 材料</td> <td>4.5MPa 200℃ 8.3mm 10 インチ SUS304</td> <td>4.5MPa 200℃ 9.3mm 10 インチ SUS304</td> </tr> </tbody> </table>		NUPEC 報告書 (代表 PWR プラント)	泊3号炉	余熱除去ポンプ入ロライン CV 貫通部～余熱除去ポンプ 最高使用圧力 最高使用温度 厚さ 配管径 材料	4.5MPa 200℃ 10.3/12.7/11.1 mm 12/16/14 インチ SUS304	4.5MPa 200℃ 10.3/12.7/11.1 mm 12/16/14 インチ SUS304	余熱除去ポンプ～余熱除去冷却器 最高使用圧力 最高使用温度 厚さ 配管径 材料	4.5MPa 200℃ 10.3/9.3mm 12/10 インチ SUS304	4.5MPa 200℃ 9.3mm 10 インチ SUS304	余熱除去冷却器～格納容器外側隔離弁 最高使用圧力 最高使用温度 厚さ 配管径 材料	4.5MPa 200℃ 8.3mm 10 インチ SUS304	4.5MPa 200℃ 9.3mm 10 インチ SUS304	
	NUPEC 報告書 (代表 PWR プラント)	大飯3/4号炉																								
余熱除去ポンプ入ロライン CV 貫通部～余熱除去ポンプ ・ 厚さ ・ 配管径 ・ 材料	10.3/12.7/11.1 mm 12/16/14inch SUS304	10.3/12.7/11.1 mm 12/16/14inch SUS304																								
余熱除去ポンプ～余熱除去冷却器 ・ 厚さ ・ 配管径 ・ 材料	10.3/9.3 mm 12/10inch SUS304	10.3/9.3 mm 12/10inch SUS304																								
余熱除去冷却器～格納容器外側隔離弁 ・ 厚さ ・ 配管径 ・ 材料	9.3 mm 10inch SUS304	9.3 mm 10inch SUS304																								
	NUPEC 報告書 (代表 PWR プラント)	泊3号炉																								
余熱除去ポンプ入ロライン CV 貫通部～余熱除去ポンプ 最高使用圧力 最高使用温度 厚さ 配管径 材料	4.5MPa 200℃ 10.3/12.7/11.1 mm 12/16/14 インチ SUS304	4.5MPa 200℃ 10.3/12.7/11.1 mm 12/16/14 インチ SUS304																								
余熱除去ポンプ～余熱除去冷却器 最高使用圧力 最高使用温度 厚さ 配管径 材料	4.5MPa 200℃ 10.3/9.3mm 12/10 インチ SUS304	4.5MPa 200℃ 9.3mm 10 インチ SUS304																								
余熱除去冷却器～格納容器外側隔離弁 最高使用圧力 最高使用温度 厚さ 配管径 材料	4.5MPa 200℃ 8.3mm 10 インチ SUS304	4.5MPa 200℃ 9.3mm 10 インチ SUS304																								
<p>(3) 逃がし弁 入口逃がし弁及び出口逃がし弁の作動による流出を想定した。 NUPEC 報告書における代表プラントでは、入口逃がし弁は4inch、出口逃がし弁は1inchである。 一方、大飯3/4号炉の入口逃がし弁につながる入口配管径は4inch、出口逃がし弁につながる入口配管径は1inchであり、それ以上の吹き出しは考えられないことから、実機に基づきそれぞれの逃がし弁につながる入口配管径を等価直径とした。 ISLOCA の有効性評価において用いた破断面積を、実機で想定される破断面積と合わせて表4に整理する。解析においては、1.12inch、4inch及び1inchの低温側配管のスプリット破断として条件設定した。</p>	<p>(3) 逃がし弁 入口逃がし弁及び出口逃がし弁の作動による流出を想定した。 NUPEC 報告書における代表プラントでは、入口逃がし弁は4inch、出口逃がし弁は1inchである。 一方、泊3号炉の入口逃がし弁につながる入口配管径は3inch、出口逃がし弁につながる入口配管径は1inchであり、それ以上の吹き出しは考えられないことから、実機に基づきそれぞれの逃がし弁につながる入口配管径を等価直径とした。 ISLOCA の有効性評価において用いた破断面積を、実機で想定される破断面積と合わせて表4に整理する。解析においては、1.15inch、3inch及び1inchの低温側配管のスプリット破断として条件設定した。</p>																									

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.1.8 格納容器バイパス (添付資料 7.1.8.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の余熱除去系統の破断面所及び破断面積について)

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所3 / 4号炉					泊発電所3号炉					相違理由	
表4 ISLOCAの有効性評価で用いた破断面積					表4 ISLOCAの有効性評価で用いた破断面積						
破断面積 (inch ²)	①弁	0.55	0.55 ^{*2}	プロセス弁 (8個)	0.22	①弁	0.55 (約3.55)	0.60 ^{*1} (約3.87)	プロセス弁 (9個)	0.38 (約2.45)	
				計器入口弁 (3個)	0.11 [0.22]				計器入口弁 (3個)	0.11 (約0.71)	
	②余熱除去ポンプ	0.05	0.05 ^{*3}	0		②余熱除去ポンプ	0.05 (約0.32)	0.05 ^{*2} (約0.32)	0		
	③余熱除去冷却器	0.39	0.39 ^{*3}	0.28		③余熱除去冷却器	0.39 (約2.52)	0.39 ^{*2} (約2.52)	0.07 (約0.45)		
	①, ②, ③合計	0.99	0.99	0.61[0.72]		①, ②, ③合計	0.99 (約6.39)	1.04 (約6.71)	0.56 (約3.61)		
等価直径 (inch)	①, ②, ③合計	1.12	1.12	0.88[0.96]		①, ②, ③合計	1.12 (約2.84)	1.15 (約2.92)	0.84 (約2.13)		
	入口逃がし弁	4	4	4		入口逃がし弁 ^{*4}	4 (約10.16)	3 (約7.62)	3 (約7.62)		
	出口逃がし弁	1	1	1		出口逃がし弁 ^{*4}	1 (約2.54)	1 (約2.54)	1 (約2.54)		
*1. NUPEC 報告書における代表プラントの値 *2. NUPEC 報告書の代表プラントで該当する弁が明確には分からないが、保守的に代表プラント数値とした。 *3. NUPEC 報告書の代表プラントと大飯3/4号炉の漏えいを想定する余熱除去ポンプ及び余熱除去冷却器の個数はそれぞれ1個であり同数である。漏えい量は保守的に代表プラントの値を使用した。 *4. 等価直径 = ((破断面積 / π) ^ 0.5) × 2、又は逃がし弁につながる入口配管の径 *5. []内は大飯4号炉を示す。					*1. 代表プラントで該当する弁が明確でないことから、NUPEC 報告書の値に対し不確実性を考慮した数値とした。 *2. 代表プラントと泊3号炉の漏えいを想定する余熱除去ポンプ及び余熱除去冷却器の個数はそれぞれ1個であり同数である。漏えい量は保守的に代表プラントの値を使用した。 *3. 等価直径 = ((破断面積 / π) ^ 0.5) × 2、又は逃がし弁につながる入口配管の径 *4. 逃がし弁の破断面積は、「0」であるが、作動設定値に応じて正常動作し実機の等価直径にて流出するものとしている。						

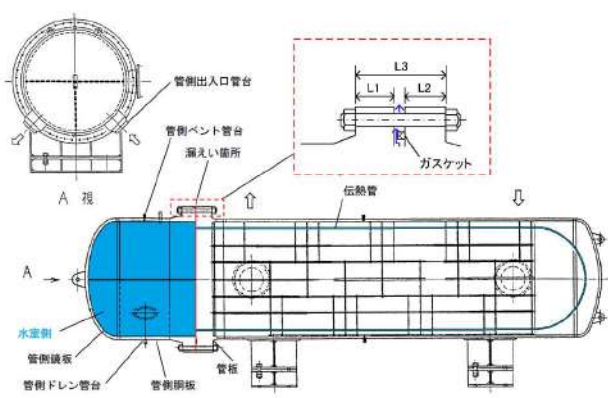
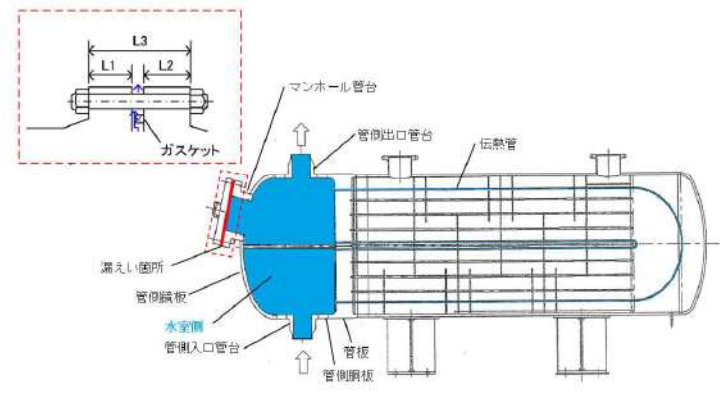
泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.1.8 格納容器バイパス (添付資料 7.1.8.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の余熱除去系統の破断箇所及び破断面積について)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 緑字：記載表現、設備名称の相違 (実質的な相違なし)

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																																																								
<p style="text-align: right;">別紙-1</p> <p style="text-align: center;">余熱除去冷却器からの漏えいの可能性について</p> <p>既工認から、設計上の裕度を算出し、裕度の低い管側胴板、管側鏡板、管側出入口管台 (厚さ及び補強面積、溶接部強度)、管板及び管側フランジと厚さが最も薄い伝熱管について、ISLOCA 発生時の高温 (300℃)、高圧 (15.4MPa) の条件下で漏えいが発生しないことを以下のとおり確認した。</p> <p>管側フランジと管板との接合部については、余熱除去系統の中のガスケットを使ったシール構造で、破損した際の影響が最も大きいと考えられることから、漏えいを想定し破断面積を算出した。</p> <p>1. 強度評価</p> <p>1.1 評価部位の選定</p> <p>既工認から、設計上の裕度を算出し、裕度が2.0以下の管側胴板、管側鏡板、管側出入口管台 (厚さ及び補強面積、溶接部強度)、管板及び管側フランジについて15.4MPa、300℃の条件で評価した。また、厚さが最も薄い伝熱管についても評価した。表1に既工認強度計算結果の設計裕度、図1に余熱除去冷却器の構造を示す。</p> <p style="text-align: center;">表1 既工認強度計算結果の設計裕度 (4.5MPa、200℃)</p> <table border="1" data-bbox="237 737 954 1216"> <thead> <tr> <th>評価部位</th> <th>実機の値</th> <th>判定基準</th> <th>裕度</th> <th>備考</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>管側胴板</td> <td><input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)</td> <td>≧33.4mm (必要な最小厚さ)</td> <td><input type="checkbox"/></td> <td></td> </tr> <tr> <td>管側鏡板</td> <td><input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)</td> <td>≧33.4mm (必要な最小厚さ)</td> <td><input type="checkbox"/></td> <td></td> </tr> <tr> <td>管側出入口管台</td> <td><input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)</td> <td>≧5.4mm (必要な最小厚さ)</td> <td><input type="checkbox"/></td> <td></td> </tr> <tr> <td>管側ドレン管台</td> <td><input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)</td> <td>≧0.8mm (必要な最小厚さ)</td> <td><input type="checkbox"/></td> <td></td> </tr> <tr> <td>管側ベント管台</td> <td><input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)</td> <td>≧0.8mm (必要な最小厚さ)</td> <td><input type="checkbox"/></td> <td></td> </tr> <tr> <td>管板</td> <td><input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)</td> <td>≧220.1mm (必要な最小厚さ)</td> <td><input type="checkbox"/></td> <td></td> </tr> <tr> <td>伝熱管</td> <td><input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)</td> <td>≧0.5mm (必要な最小厚さ)</td> <td><input type="checkbox"/></td> <td></td> </tr> <tr> <td>管側出入口管台 (補強計算)</td> <td>8695mm² (補強に有効な面積)</td> <td>≧8367mm² (補強に必要な面積)</td> <td>1.039</td> <td></td> </tr> <tr> <td>管側出入口管台 (溶接部強度)</td> <td>136020kg (溶接部の強さ)</td> <td>≧80866kg (溶接部の負うべき荷重)</td> <td>1.682</td> <td></td> </tr> <tr> <td>管側フランジ</td> <td>8.9kg/mm² (発生応力)</td> <td>≦11.3kg/mm² (許容応力)</td> <td>1.269</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p style="border: 1px dashed black; padding: 5px; margin-top: 10px;">枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。</p>	評価部位	実機の値	判定基準	裕度	備考	管側胴板	<input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)	≧33.4mm (必要な最小厚さ)	<input type="checkbox"/>		管側鏡板	<input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)	≧33.4mm (必要な最小厚さ)	<input type="checkbox"/>		管側出入口管台	<input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)	≧5.4mm (必要な最小厚さ)	<input type="checkbox"/>		管側ドレン管台	<input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)	≧0.8mm (必要な最小厚さ)	<input type="checkbox"/>		管側ベント管台	<input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)	≧0.8mm (必要な最小厚さ)	<input type="checkbox"/>		管板	<input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)	≧220.1mm (必要な最小厚さ)	<input type="checkbox"/>		伝熱管	<input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)	≧0.5mm (必要な最小厚さ)	<input type="checkbox"/>		管側出入口管台 (補強計算)	8695mm ² (補強に有効な面積)	≧8367mm ² (補強に必要な面積)	1.039		管側出入口管台 (溶接部強度)	136020kg (溶接部の強さ)	≧80866kg (溶接部の負うべき荷重)	1.682		管側フランジ	8.9kg/mm ² (発生応力)	≦11.3kg/mm ² (許容応力)	1.269		<p style="text-align: right;">別紙-1 (1/10)</p> <p style="text-align: center;">余熱除去冷却器からの漏えいの可能性について</p> <p>既工認から、設計上の裕度を算出し、裕度の低い管側胴板、管側鏡板、管側出入口管台 (厚さ及び補強面積、溶接部強度)、マンホール管台 (補強面積、溶接部強度)、管板、伝熱管について、ISLOCA 発生時の高温 (300℃)、高圧 (15.4MPa) の条件下で漏えいが発生しないことを以下のとおり確認した。</p> <p>マンホール管台フランジ部については、余熱除去系統の中のガスケットを使ったシール構造で、破損した際の影響が最も大きいと考えられることから、漏えいを想定し破断面積を算出した。</p> <p>1. 強度評価</p> <p>1.1 評価部位の選定</p> <p>既工認から、設計上の裕度を算出し、裕度が2.0以下の管側胴板、管側鏡板、管側出入口管台 (厚さ及び補強面積、溶接部強度)、マンホール管台 (補強面積、溶接部強度)、管板、伝熱管について15.4MPa、300℃の条件で評価した。表1に既工認強度計算結果の設計裕度、図1に余熱除去冷却器の構造を示す。</p> <p style="text-align: center;">表1 既工認強度計算結果の設計裕度 (4.5MPa、200℃)</p> <table border="1" data-bbox="1205 737 1816 1216"> <thead> <tr> <th>評価部位</th> <th>実機の値</th> <th>判定基準</th> <th>裕度</th> <th>備考</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>管側胴板</td> <td><input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)</td> <td>≧33.3mm (必要な最小厚さ)</td> <td><input type="checkbox"/></td> <td></td> </tr> <tr> <td>管側鏡板</td> <td><input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)</td> <td>≧33.3mm (必要な最小厚さ)</td> <td><input type="checkbox"/></td> <td></td> </tr> <tr> <td>管側出入口管台 (付根部)</td> <td><input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)</td> <td>≧7.1mm (必要な最小厚さ)</td> <td><input type="checkbox"/></td> <td></td> </tr> <tr> <td>管側出入口管台 (先端部)</td> <td><input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)</td> <td>≧5.4mm (必要な最小厚さ)</td> <td><input type="checkbox"/></td> <td></td> </tr> <tr> <td>マンホール管台</td> <td><input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)</td> <td>≧11.3mm (必要な最小厚さ)</td> <td><input type="checkbox"/></td> <td></td> </tr> <tr> <td>管板</td> <td><input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)</td> <td>≧199.3mm (必要な最小厚さ)</td> <td><input type="checkbox"/></td> <td></td> </tr> <tr> <td>伝熱管</td> <td><input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)</td> <td>≧0.5mm (必要な最小厚さ)</td> <td><input type="checkbox"/></td> <td></td> </tr> <tr> <td>管側出入口管台 (補強計算)</td> <td>8660mm² (補強に有効な面積)</td> <td>≧8290mm² (補強に必要な面積)</td> <td>1.045</td> <td></td> </tr> <tr> <td>管側出入口管台 (溶接部強度)</td> <td>159000N (溶接部の強さ)</td> <td>≧88400N (溶接部の負うべき荷重)</td> <td>1.798</td> <td></td> </tr> <tr> <td>マンホール管台 (補強計算)</td> <td>13300mm² (補強に有効な面積)</td> <td>≧12100mm² (補強に必要な面積)</td> <td>1.099</td> <td></td> </tr> <tr> <td>マンホール管台 (溶接部強度)</td> <td>239000N (溶接部の強さ)</td> <td>≧182000N (溶接部の負うべき荷重)</td> <td>1.313</td> <td></td> </tr> <tr> <td>マンホールフランジ</td> <td>46N/mm² (発生応力)</td> <td>≦111N/mm² (許容応力)</td> <td>2.413</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center; margin-top: 10px;"><input type="checkbox"/> 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。</p>	評価部位	実機の値	判定基準	裕度	備考	管側胴板	<input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)	≧33.3mm (必要な最小厚さ)	<input type="checkbox"/>		管側鏡板	<input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)	≧33.3mm (必要な最小厚さ)	<input type="checkbox"/>		管側出入口管台 (付根部)	<input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)	≧7.1mm (必要な最小厚さ)	<input type="checkbox"/>		管側出入口管台 (先端部)	<input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)	≧5.4mm (必要な最小厚さ)	<input type="checkbox"/>		マンホール管台	<input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)	≧11.3mm (必要な最小厚さ)	<input type="checkbox"/>		管板	<input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)	≧199.3mm (必要な最小厚さ)	<input type="checkbox"/>		伝熱管	<input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)	≧0.5mm (必要な最小厚さ)	<input type="checkbox"/>		管側出入口管台 (補強計算)	8660mm ² (補強に有効な面積)	≧8290mm ² (補強に必要な面積)	1.045		管側出入口管台 (溶接部強度)	159000N (溶接部の強さ)	≧88400N (溶接部の負うべき荷重)	1.798		マンホール管台 (補強計算)	13300mm ² (補強に有効な面積)	≧12100mm ² (補強に必要な面積)	1.099		マンホール管台 (溶接部強度)	239000N (溶接部の強さ)	≧182000N (溶接部の負うべき荷重)	1.313		マンホールフランジ	46N/mm ² (発生応力)	≦111N/mm ² (許容応力)	2.413		<p style="color: red;">設計の相違</p>
評価部位	実機の値	判定基準	裕度	備考																																																																																																																						
管側胴板	<input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)	≧33.4mm (必要な最小厚さ)	<input type="checkbox"/>																																																																																																																							
管側鏡板	<input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)	≧33.4mm (必要な最小厚さ)	<input type="checkbox"/>																																																																																																																							
管側出入口管台	<input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)	≧5.4mm (必要な最小厚さ)	<input type="checkbox"/>																																																																																																																							
管側ドレン管台	<input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)	≧0.8mm (必要な最小厚さ)	<input type="checkbox"/>																																																																																																																							
管側ベント管台	<input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)	≧0.8mm (必要な最小厚さ)	<input type="checkbox"/>																																																																																																																							
管板	<input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)	≧220.1mm (必要な最小厚さ)	<input type="checkbox"/>																																																																																																																							
伝熱管	<input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)	≧0.5mm (必要な最小厚さ)	<input type="checkbox"/>																																																																																																																							
管側出入口管台 (補強計算)	8695mm ² (補強に有効な面積)	≧8367mm ² (補強に必要な面積)	1.039																																																																																																																							
管側出入口管台 (溶接部強度)	136020kg (溶接部の強さ)	≧80866kg (溶接部の負うべき荷重)	1.682																																																																																																																							
管側フランジ	8.9kg/mm ² (発生応力)	≦11.3kg/mm ² (許容応力)	1.269																																																																																																																							
評価部位	実機の値	判定基準	裕度	備考																																																																																																																						
管側胴板	<input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)	≧33.3mm (必要な最小厚さ)	<input type="checkbox"/>																																																																																																																							
管側鏡板	<input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)	≧33.3mm (必要な最小厚さ)	<input type="checkbox"/>																																																																																																																							
管側出入口管台 (付根部)	<input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)	≧7.1mm (必要な最小厚さ)	<input type="checkbox"/>																																																																																																																							
管側出入口管台 (先端部)	<input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)	≧5.4mm (必要な最小厚さ)	<input type="checkbox"/>																																																																																																																							
マンホール管台	<input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)	≧11.3mm (必要な最小厚さ)	<input type="checkbox"/>																																																																																																																							
管板	<input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)	≧199.3mm (必要な最小厚さ)	<input type="checkbox"/>																																																																																																																							
伝熱管	<input type="checkbox"/> (実機の最小厚さ)	≧0.5mm (必要な最小厚さ)	<input type="checkbox"/>																																																																																																																							
管側出入口管台 (補強計算)	8660mm ² (補強に有効な面積)	≧8290mm ² (補強に必要な面積)	1.045																																																																																																																							
管側出入口管台 (溶接部強度)	159000N (溶接部の強さ)	≧88400N (溶接部の負うべき荷重)	1.798																																																																																																																							
マンホール管台 (補強計算)	13300mm ² (補強に有効な面積)	≧12100mm ² (補強に必要な面積)	1.099																																																																																																																							
マンホール管台 (溶接部強度)	239000N (溶接部の強さ)	≧182000N (溶接部の負うべき荷重)	1.313																																																																																																																							
マンホールフランジ	46N/mm ² (発生応力)	≦111N/mm ² (許容応力)	2.413																																																																																																																							

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>図1 余熱除去冷却器</p>	 <p>図1 余熱除去冷却器</p>	
<p>1.2 評価方法</p> <p>(1) 管側胴板の評価</p> <p>設計・建設規格「PVC-3122 円筒形の胴の厚さの規定」を適用して必要な最小厚さを算出し、実機の最小厚さが必要な最小厚さを上回ることを確認した。</p> $t = \frac{PD_i}{2S\eta - 1.2P} \quad (\text{PVC-3})$ <p>t：管側胴板の必要な最小厚さ (mm) P：15.4 (MPa) Di：胴の内径 (Di=1600 (mm)) S：設計引張強さ (Su=391 (MPa)、at300℃、SUS304) η：継ぎ手の効率 (η=1 (-))</p> <p>(2) 管側鏡板の評価 (鏡部)</p> <p>設計・建設規格「PVC-3225 半だ円形鏡板の厚さの規定1」を適用して必要な最小厚さを算出し、実機の最小厚さが必要な最小厚さを上回ることを確認した。</p> $i = \frac{PDK}{2S\eta - 0.2P} \quad (\text{PVC-32.1})$ <p>t：管側鏡板 (鏡部) の必要な最小厚さ (mm) P：15.4 (MPa) D：鏡板の内面における長径 (D=1600 (mm))</p>	<p>1.2 評価方法</p> <p>(1) 管側胴板の評価</p> <p>設計・建設規格「PVC-3122 円筒形の胴の厚さの規定」を適用して必要な最小厚さを算出し、実機の最小厚さが必要な最小厚さを上回ることを確認した。</p> $t = \frac{PD_i}{2S\eta - 1.2P} \quad (\text{PVC-3})$ <p>t：管側胴板の必要な最小厚さ (mm) P：15.4 (MPa) Di：胴の内径 (Di=1600 (mm)) S：設計引張強さ (Su=391 (MPa)、at300℃、SUS304) η：継ぎ手の効率 (η=1 (-))</p> <p>(2) 管側鏡板の評価 (鏡部)</p> <p>設計・建設規格「PVC-3225 半だ円形鏡板の厚さの規定1」を適用して必要な最小厚さを算出し、実機の最小厚さが必要な最小厚さを上回ることを確認した。</p> $i = \frac{PDK}{2S\eta - 0.2P} \quad (\text{PVC-32.1})$ <p>t：管側鏡板 (鏡部) の必要な最小厚さ (mm) P：15.4 (MPa) D：鏡板の内面における長径 (D=1600 (mm))</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表


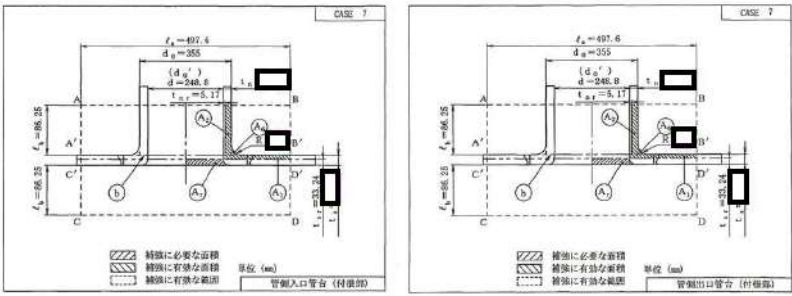
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス（添付資料 7.1.8.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の余熱除去系統の破断箇所及び破断面積について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>K：半だ円鏡板の形状による係数 (K=1 (-))</p> $K = \frac{1}{6} \left\{ 2 + \left(\frac{D}{2h} \right)^2 \right\} \quad (\text{PVC-32.2})$ <p>h：鏡板の内面における短径の1/2 (h=400.0 (mm)) S：設計引張強さ (Su=391 (MPa)、at300℃、SUS304) η：継ぎ手の効率 (η=1 (-))</p> <p>(フランジ部) 設計・建設規格「PVC-3122 円筒形の胴の厚さの規定」を適用して必要な最小厚さを算出し、実機の最小厚さが必要な最小厚さを上回ることを確認した。</p> $t = \frac{PD_i}{2S\eta - 1.2P} \quad (\text{PVC-3})$ <p>t：管側鏡板（フランジ部）の必要な最小厚さ (mm) P：15.4 (MPa) Di：胴の内径 (Di=1600 (mm)) S：設計引張強さ (Su=391 (MPa)、at300℃、SUS304) η：継ぎ手の効率 (η=1 (-))</p> <p>(3) 管側出入口管台の評価 設計・建設規格「PVC-3610 管台の厚さ規定」を適用して必要な最小厚さを算出し、実機の最小厚さが必要な最小厚さを上回ることを確認した。</p> $t = \frac{PD_0}{2S\eta + 0.8P} \quad (\text{PVC-40})$ <p>t：管側出入口管台の必要な最小厚さ (mm) P：15.4 (MPa) D₀：管側出入口管台の外径 (D₀=267.4 (mm)) S：設計引張強さ (Su=391 (MPa)、at300℃、SUSF304) η：継ぎ手の効率 (η=1 (-))</p> <p>(4) 管板の評価 設計・建設規格「PVC-3510 管穴の中心間距離および管板の厚さの規定」を適用して必要な最小厚さを算出し、実機の最小厚さが必要な最小厚さを上回ることを確認した。</p> $t = \frac{FD}{2} \sqrt{\frac{P}{S}} \quad (\text{PVC-39.1})$ <p>t：管板の必要な最小厚さ (mm) F：管板の支え方による係数 (F=1.25 (-))</p>	<p>K：半だ円鏡板の形状による係数 (K=1 (-))</p> $K = \frac{1}{6} \left\{ 2 + \left(\frac{D}{2h} \right)^2 \right\} \quad (\text{PVC-32.2})$ <p>h：鏡板の内面における短径の1/2 (h=400.0 (mm)) S：設計引張強さ (Su=391 (MPa)、at300℃、SUS304) η：継ぎ手の効率 (η=1 (-))</p> <p>(フランジ部) 設計・建設規格「PVC-3122 円筒形の胴の厚さの規定」を適用して必要な最小厚さを算出し、実機の最小厚さが必要な最小厚さを上回ることを確認した。</p> $t = \frac{PD_i}{2S\eta - 1.2P} \quad (\text{PVC-3})$ <p>t：管側鏡板（フランジ部）の必要な最小厚さ (mm) P：15.4 (MPa) Di：胴の内径 (Di=1600 (mm)) S：設計引張強さ (Su=391 (MPa)、at300℃、SUS304) η：継ぎ手の効率 (η=1 (-))</p> <p>(3) 管側出入口管台（先端部）の評価 設計・建設規格「PVC-3610 管台の厚さ規定」を適用して必要な最小厚さを算出し、実機の最小厚さが必要な最小厚さを上回ることを確認した。</p> $t = \frac{PD_0}{2S\eta + 0.8P} \quad (\text{PVC-40})$ <p>t：管側出入口管台の必要な最小厚さ (mm) P：15.4 (MPa) D₀：管側出入口管台の外径 (D₀=267.4 (mm)) S：設計引張強さ (Su=391 (MPa)、at300℃、SUSF304) η：継ぎ手の効率 (η=1 (-))</p> <p>(4) 管板の評価 設計・建設規格「PVC-3510 管穴の中心間距離および管板の厚さの規定」を適用して必要な最小厚さを算出し、実機の最小厚さが必要な最小厚さを上回ることを確認した。</p> $t = \frac{FD}{2} \sqrt{\frac{P}{S}} \quad (\text{PVC-39.1})$ <p>t：管板の必要な最小厚さ (mm) F：管板の支え方による係数 (F=1.24 (-))</p>	<p>設計の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス（添付資料 7.1.8.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の余熱除去系統の破断箇所及び破断面積について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>D：パッキンの中心径 (D=1745.0 (mm))</p> <p>P：15.4 (MPa)</p> <p>S：設計引張強さ (Su=391 (MPa)、at300℃、SUSF304)</p> <p>(5) 伝熱管の評価 設計・建設規格「PVC-3610 管台の厚さの規定」を適用して必要な最小厚さを算出し、実機の最小厚さが必要な最小厚さを上回ることを確認した。</p> $t = \frac{PD_0}{2S\eta + 0.8P} \quad (\text{PVC-40})$ <p>t：伝熱管の必要な最小厚さ (mm)</p> <p>P：15.4 (MPa)</p> <p>D₀：伝熱管の外径 (D₀=19.0 (mm))</p> <p>S：設計引張強さ (Su=391 (MPa)、at300℃、SUS304TB)</p> <p>η：継ぎ手の効率 (η=1 (-))</p> <p>(6) 管側出入口管台（補強計算）の評価 既工認の手法を適用して補強に有効な面積及び補強に必要な面積を算出し、補強に有効な面積が補強に必要な面積を上回ることを確認した。図2に既工認の該当箇所の抜粋を示す。</p>  <p>図2 既工認の抜粋</p> <div style="border: 1px dashed black; padding: 5px; width: fit-content; margin: 10px auto;"> <p>枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。</p> </div> <p>①補強に必要な面積 (Ar)</p> <p>面取り半径 r がある時</p> $Ar = d \cdot tsr \cdot F + 2r^2 \left(1 - \frac{\pi}{4}\right) = 8091 \text{ (mm}^2\text{)}$ <p>d：管台の穴径 (d=248.8 (mm))</p>	<p>D：パッキンの中心径 (D=1600.0 (mm))</p> <p>P：15.4 (MPa)</p> <p>S：設計引張強さ (Su=391 (MPa)、at300℃、SUSF304)</p> <p>(5) 伝熱管の評価 設計・建設規格「PVC-3610 管台の厚さの規定」を適用して必要な最小厚さを算出し、実機の最小厚さが必要な最小厚さを上回ることを確認した。</p> $t = \frac{PD_0}{2S\eta + 0.8P} \quad (\text{PVC-40})$ <p>t：伝熱管の必要な最小厚さ (mm)</p> <p>P：15.4 (MPa)</p> <p>D₀：伝熱管の外径 (D₀=19.0 (mm))</p> <p>S：設計引張強さ (Su=391 (MPa)、at300℃、SUS304TB)</p> <p>η：継ぎ手の効率 (η=1 (-))</p> <p>(6) 管側出入口管台（補強計算）の評価 既工認の手法を適用して補強に有効な面積及び補強に必要な面積を算出し、補強に有効な面積が補強に必要な面積を上回ることを確認した。図2に既工認の該当箇所の抜粋を示す。</p>  <p>図2 既工認の抜粋</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: 10px auto;"> <p>枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。</p> </div> <p>①補強に必要な面積 (Ar)</p> $Ar = d \cdot tsr \cdot F = 8030 \text{ (mm}^2\text{)}$ <p>d：管台の穴径 (d=248.8 (mm))</p>	<p>設計の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス（添付資料 7.1.8.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の余熱除去系統の破断箇所及び破断面積について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>tsr：補強計算に使用する計算必要厚さ（tsr= <input type="text"/> (mm)）</p> $tsr = \frac{PDi}{2S-1.2P}$ <p>P：15.4(MPa) Di：胴の内径（Di=1600 (mm)） S：設計引張強さ（Su=391 (MPa)、at300°C、SUS304）</p> <p>F：係数（F=1）</p> <p>r：すみのR（r= <input type="text"/> (mm)）</p> <p>②補強に有効な面積（At） At=A1+A2+A6=9003 (mm²)</p> <p>A₁ = (η・ts-F・tsr) d=1425.2 (mm²) η：継手効率（η=1.00） ts：胴板の実機の最小厚さ（ts= <input type="text"/> (mm)）</p> <p>F：係数（F=1） tsr：補強計算に使用する計算必要厚さ（tsr=32.27 (mm)） d：管台の穴径（d=248.8 (mm)）</p> <p>A₂=2 (tn-tnr) lb=7406.5 (mm²) tn：管台の実機の最小厚さ（tn= <input type="text"/> (mm)） tnr：補強計算に使用する計算必要厚さ（tnr=5.02 (mm)）</p> $tnr = \frac{PDi}{2S-1.2P}$ <p>P=15.4Mpa Di：管台の内径（Di=248.8 (mm)） S：設計引張強さ（Su=391 (MPa)、at300°C、SUSF304）</p> <p>lb：補強に有効な範囲（lb=95.0 (mm)）</p> $A_6 = 2R^2(1-\frac{\pi}{4}) = 171.7 (mm^2)$ <p>R：管台取付け部のR（R= <input type="text"/> (mm)）</p> <div style="border: 1px dashed black; padding: 5px; width: fit-content; margin-top: 10px;"> 枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。 </div>	<p>tsr：補強計算に使用する計算必要厚さ（tsr=32.27 (mm)）</p> $tsr = \frac{PDi}{2S-1.2P}$ <p>P：15.4(MPa) Di：胴の内径（Di=1600 (mm)） S：設計引張強さ（Su=391 (MPa)、at300°C、SUS304）</p> <p>F：係数（F= <input type="text"/>）</p> <p>②補強に有効な面積（At） At=A1+A2+A6=8933 (mm²)</p> <p>A₁ = (η・ts-F・tsr) d=554.4 (mm²) η：継手効率（η=1.00） ts：胴板の実機の最小厚さ（ts= <input type="text"/> (mm)）</p> <p>F：係数（F=1） tsr：補強計算に使用する計算必要厚さ（tsr=32.27 (mm)） d：管台の穴径（d=248.8 (mm)）</p> <p>A₂=2 (tn-tnr) lb=8207.9 (mm²) tn：管台の実機の最小厚さ（tn= <input type="text"/> (mm)） tnr：補強計算に使用する計算必要厚さ（tnr=5.02 (mm)）</p> $tnr = \frac{PDi}{2S-1.2P}$ <p>P=15.4MPa Di：管台の内径（Di=248.8 (mm)） S：設計引張強さ（Su=391 (MPa)、at300°C、SUSF304）</p> <p>lb：補強に有効な範囲（lb=86.25 (mm)）</p> $A_6 = 2R^2(1-\frac{\pi}{4}) = 171.7 (mm^2)$ <p>R：管台取付け部のR（R= <input type="text"/> (mm)）</p> <p style="text-align: center;"><input type="text"/> 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。</p>	<p>設計の相違</p>

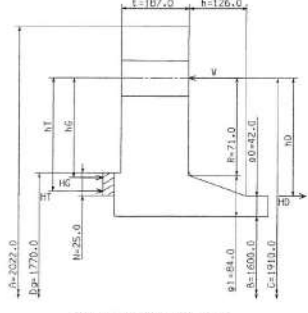
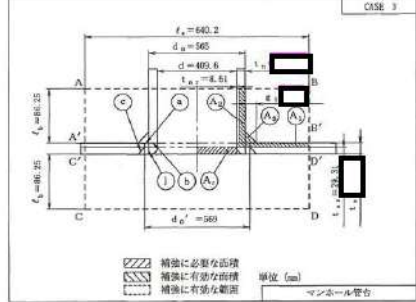
泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス（添付資料 7.1.8.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の余熱除去系統の破断箇所及び破断面積について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(7) 管側出入口管台（溶接部強度）の評価</p> <p>既工認の手法を適用して予想される破断箇所の強さ及び溶接の負うべき荷重を算出し、予想される破断箇所の強さが溶接の負うべき荷重を上回ることを確認した。</p> <p>①溶接部の負うべき荷重 (W)</p> $W = do' \cdot tsr \cdot S - (\eta \cdot ts - F \cdot tsr) (la - do') \cdot S = 2582141 \text{ (N)}$ <p>do' : 管台の穴径 (do'=248.8(mm)) tsr : 補強計算に使用する計算必要厚さ (tsr=32.27 (mm)) S : 設計引張強さ (Su=391 (MPa)、at300℃、SUS304) η : 継手効率 (η=1.00) ts : 胴板の実機の最小厚さ (ts=□ (mm)) F : 係数 (F=1) la : 補強に有効な範囲 (la=497.6 (mm))</p> <p>②溶接部の強さ (Wi)</p> $W_1 = \text{㊦} = 4706496 \text{ (N)}$ <p>㊦ : 溶接部の強さ (㊦=4706496)</p> $\text{㊦} = \frac{1}{2} \pi d \cdot tn \cdot \sigma_4$ <p>d : 管台の穴径 (d=248.8(mm)) tn : 管台の実機の最小厚さ (tn=□ (mm)) σ₄ : 溶接部の単位面積当たりの強さ (σ₄=273.7 (MPa)) σ₄=S・η₄ S : 設計引張強さ (Su=391 (MPa)、at300℃、SUS304) η₄ : 溶接部の強さを求める場合の係数 (η₄=0.7)</p> <p style="border: 1px dashed black; padding: 2px;">枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。</p>	<p>(7) 管側出入口管台（溶接部強度）の評価</p> <p>既工認の手法を適用して予想される破断箇所の強さ及び溶接の負うべき荷重を算出し、予想される破断箇所の強さが溶接の負うべき荷重を上回ることを確認した。</p> <p>①溶接部の負うべき荷重 (W)</p> $W = do' \cdot tsr \cdot S - (\eta \cdot ts - F \cdot tsr) (la - do') \cdot S = 2922624 \text{ (N)}$ <p>do' : 管台の穴径 (do'=248.8(mm)) tsr : 補強計算に使用する計算必要厚さ (tsr=32.27 (mm)) S : 設計引張強さ (Su=391 (MPa)、at300℃、SUS304) η : 継手効率 (η=1.00) ts : 胴板の実機の最小厚さ (ts=□ (mm)) F : 係数 (F=1) la : 補強に有効な範囲 (la=497.6 (mm))</p> <p>②溶接部の強さ (Wi)</p> $W_1 = \text{㊦} = 5626402 \text{ (N)}$ <p>㊦ : 溶接部の強さ (㊦=5626402)</p> $\text{㊦} = \frac{1}{2} \pi d \cdot tn \cdot \sigma_4$ <p>d : 管台の穴径 (d=248.8(mm)) tn : 管台の実機の最小厚さ (tn=□ (mm)) σ₄ : 溶接部の単位面積当たりの強さ (σ₄=273.7 (MPa)) σ₄=S・η₄ S : 設計引張強さ (Su=391 (MPa)、at300℃、SUS304) η₄ : 溶接部の強さを求める場合の係数 (η₄=0.7)</p> <p>□ 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。</p>	<p>設計の相違</p>

7.1.8 格納容器バイパス（添付資料 7.1.8.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の余熱除去系統の破断箇所及び破断面積について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(8) 管側フランジの評価</p> <p>設計・建設規格「PVC-3710 フランジの規格」より、「JIS B 8265」を準用して発生応力及び許容応力を算出し、発生応力が許容応力を下回ることを確認した。図3に既工認の該当箇所の抜粋を示す。</p> <p>なお、管側フランジについては、詳細な過渡条件における値（11.5MPa、300℃）にて評価した。</p>  <p>図3 既工認の抜粋</p> <p>①計算上必要なボルト荷重の算出</p> <p>a. 内圧によってフランジに加わる全荷重 (H)</p> $H = \frac{\pi}{4} G^2 \cdot P = 27729728 \text{ (N)}$ <p>G : ガスケット反力円の直径 (G=1752.2 (mm)) $G = D_g - 2b$ D_g : ガスケットの外径 (D_g=1770.0 (mm)) b : ガスケット座の有効幅 (b=8.9 (mm)) P : 11.5 (MPa)</p> <p>b. 気密を十分に保つためにガスケットに加える圧縮力 (H_p)</p> $H_p = 2 \pi \cdot b \cdot G \cdot m \cdot P = 3384024 \text{ (N)}$ <p>m : ガスケット係数 (m=3.00 (JIS B 8265 附属書3 表2による)) P : 11.5 (MPa)</p> <p>c. 使用状態における必要な最小ボルト荷重 (W_{n1})</p> $W_{n1} = H + H_p = 31113752 \text{ (N)}$ <p>②フランジに作用するモーメントの算出</p> <p>a. 使用状態でのボルト荷重 (W₀)</p> $W_0 = W_{n1} = 31113752 \text{ (N)}$	<p>(8) マンホール管台（補強計算）の評価</p> <p>既工認の手法を適用して補強に有効な面積及び補強に必要な面積を算出し、補強に有効な面積が補強に必要な面積を上回ることを確認した。図3に既工認の該当箇所の抜粋を示す。</p>  <p>図3 既工認の抜粋</p> <p>①補強に必要な面積 (Ar)</p> $Ar = d \cdot tsr \cdot F = 11662 \text{ (mm}^2\text{)}$ <p>d : 管台の穴径 (d=409.6 (mm)) tsr : 補強計算に使用する計算必要厚さ (tsr=28.47 (mm))</p> $tsr = \frac{PK_1 D}{2S - 0.2P}$ <p>P : 15.4 (MPa) K₁ : 半だ円鏡板の形状による係数 (K₁=0.9) D : 鏡板の内面における長径 (D=1600 (mm)) S : 設計引張強さ (Su=391 (MPa), at300℃, SUS304)</p> <p>F : 係数 <input type="text" value=""/></p> <p>②補強に有効な面積 (At)</p> $At = A1 + A2 + A5 = 13682 \text{ (mm}^2\text{)}$ $A1 = (\eta \cdot ts - F \cdot tsr) (1a - d) = 1390.5 \text{ (mm}^2\text{)}$ <p>η : 継手効率 (η=1.00) ts : 鏡板の実機の最小厚さ (ts= <input type="text" value=""/>) F : 係数 (F=1) tsr : 補強計算に使用する計算必要厚さ (tsr=28.47 (mm)) 1a : 補強に有効な範囲 (1a=640.2 (mm)) d : 管台の穴径 (d=409.6 (mm)) $A2 = 2 (t_n - t_{nr}) 1b = 11891.9 \text{ (mm}^2\text{)}$ t_n : 管台の実機の最小厚さ (t_n= <input type="text" value=""/>)</p>	<p>設計の相違</p>