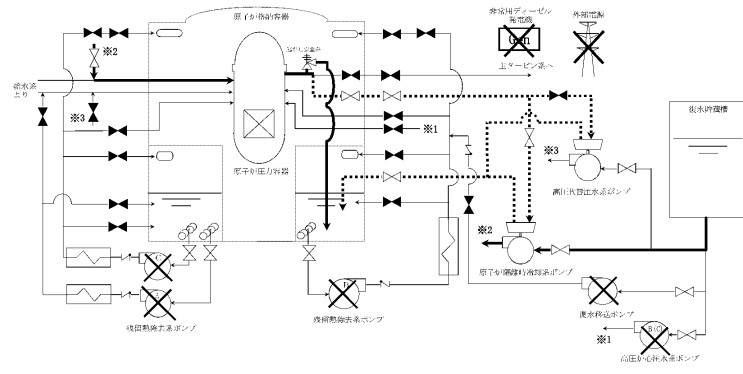


柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2.4.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び逃がし安全弁による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び代替原子炉補機冷却系を介した<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水手段、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却手段、<u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重要事故シーケンス「<u>過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗</u>」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、<u>低圧代替注水系（常設）</u>、代替原子炉補機冷却系を介した<u>残留熱除去系（低圧注</u></p>	<p>2.4.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、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。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」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、<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び逃がし安全弁（<u>自動減圧機能</u>）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び緊急用海水系を用いた<u>残留熱除去系（低圧注水系）</u>による原子炉注水手段並びに緊急用海水系を用いた<u>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</u>及び残留熱除去系（<u>サプレッション・プール冷却系</u>）による<u>格納容器除熱手段</u>を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重要事故シーケンス「<u>過渡事象（給水流量の全喪失）＋RHR失敗</u>」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、<u>低圧代替注水系（常設）</u>、緊急用海水系を用いた<u>残留熱除去系（低圧注水系）</u>及び</p>	<p>2.4.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、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。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」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、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水手段、<u>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重要事故シーケンス「<u>過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗</u>」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、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉</p>	<p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</p> <p>【東海第二】 島根 2号炉は、格納容器代替スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないこと及び崩壊熱が蓄熱しているサプレッション・プールを直接冷却するため、サプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎 6/7，東海第二】</p>

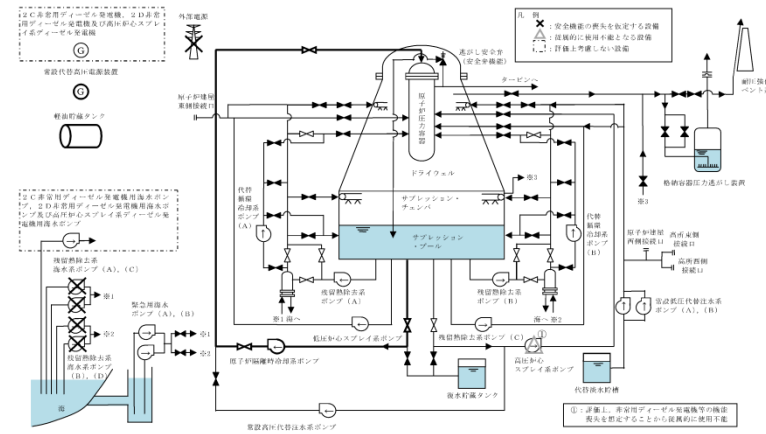
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>水モード) 及び逃がし安全弁による原子炉注水, 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却, 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) による原子炉格納容器除熱を実施することにより, 炉心損傷することはない。</u></p> <p>その結果, 燃料被覆管温度及び酸化量, 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力, 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は, 評価項目を満足している。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, 運転員及び緊急時対策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, <u>低下代替注水系 (常設), 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (低下注水モード) 及び逃がし安全弁による原子炉注水, 代替原子炉補機冷却系を介</u></p>	<p><u>逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉注水並びに緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 及び残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) 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。</u></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, <u>格納容器バウンダリ</u>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, <u>災害対策要員</u>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, <u>低下代替注水系 (常設), 緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (低下注水系) 及び逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉注水, 緊急用海水系を用いた</u></p>	<p>注水, <u>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) による原子炉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。</u></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, <u>原子炉格納容器バウンダリ</u>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, <u>運転員及び緊急時対策要員</u>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, <u>残留熱除去系 (低下注水モード) 及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水, 原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系 (サブプレッション・</u></p>	<p>島根2号炉は, 残留熱除去系 (低下注水モード) による原子炉注水を実施。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は, 残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は, 格納容器代替スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないこと及び崩壊熱が蓄熱しているサブプレッション・プールを直接冷却するため, サブプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>島根2号炉は, 残留熱</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>した残留熱除去系(サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)による原子炉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ーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」に対して有効である。</p>	<p>残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)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ーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」に対して有効である。</p>	<p>プール水冷却モード)による原子炉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ーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」に対して有効である。</p>	<p>除去系(低圧注水モード)による原子炉注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、格納容器代替スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないこと及び崩壊熱が蓄熱しているサブプレッション・プールを直接冷却するため、サブプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。</p>

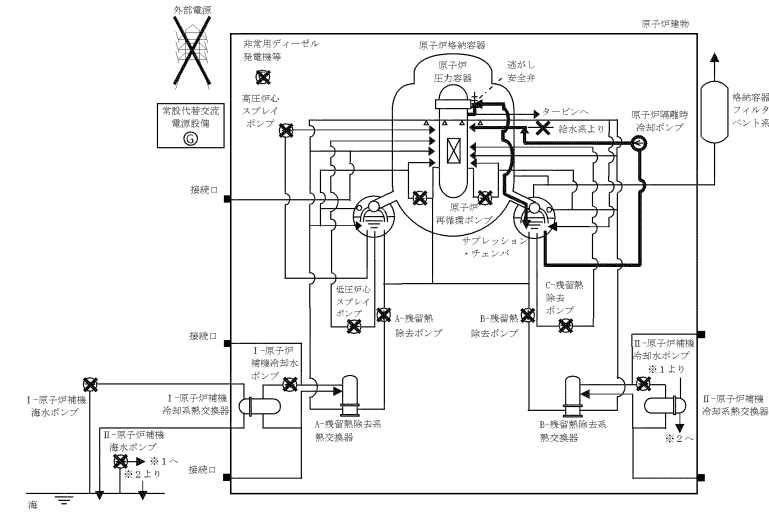
・設備設計の相違
【柏崎6/7, 東海第二】



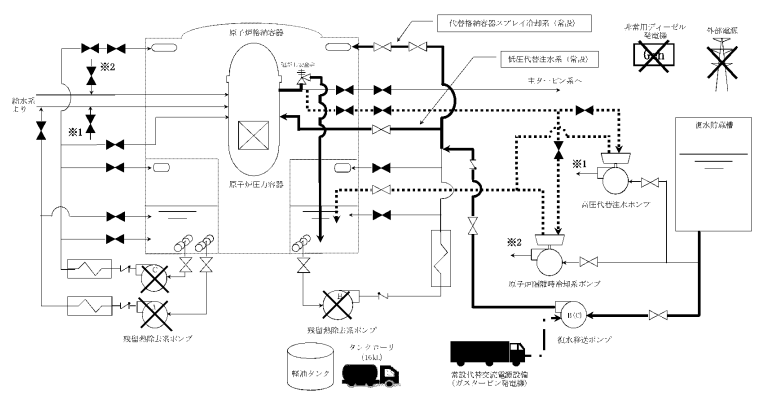
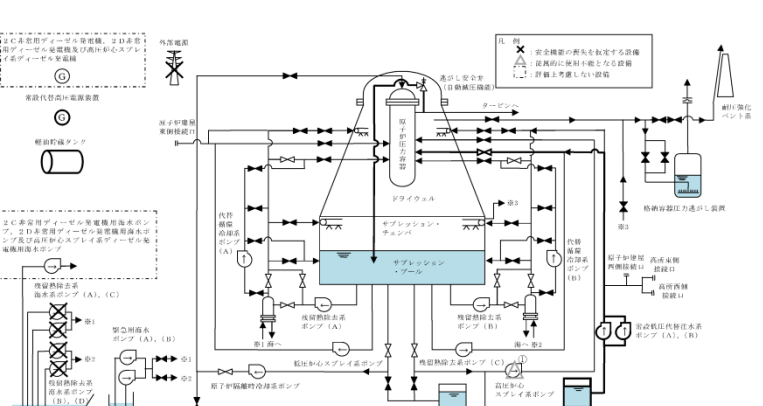
第 2.4.1.1 図 「崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)」
の重大事故等対策の概略系統図 (1/4)
(原子炉注水及び原子炉急速減圧)

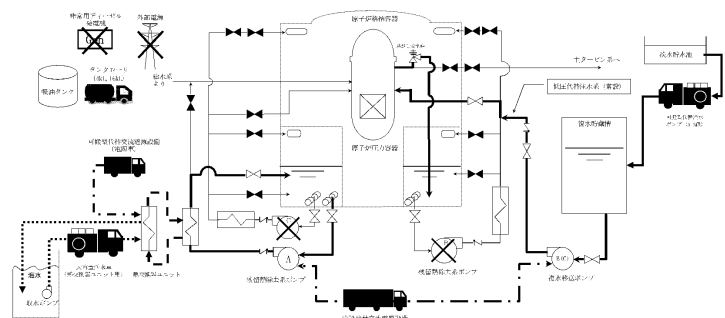


第 2.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)
時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
(原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階)

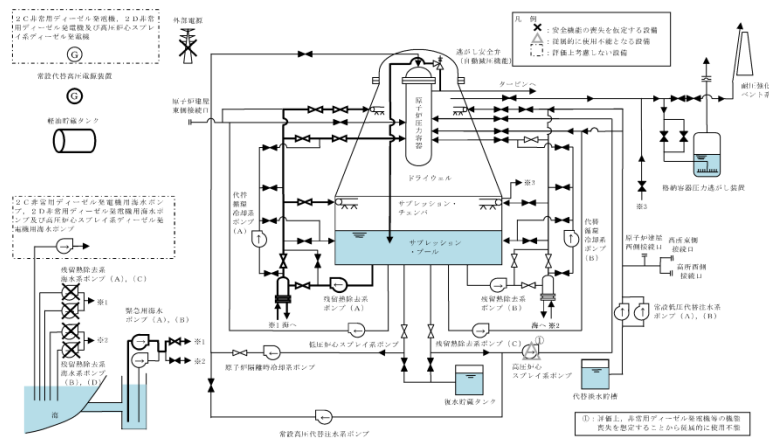


第 2.4.1.1-1(1) 図 「崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した
場合)」の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉注水及び原子炉急速減圧)

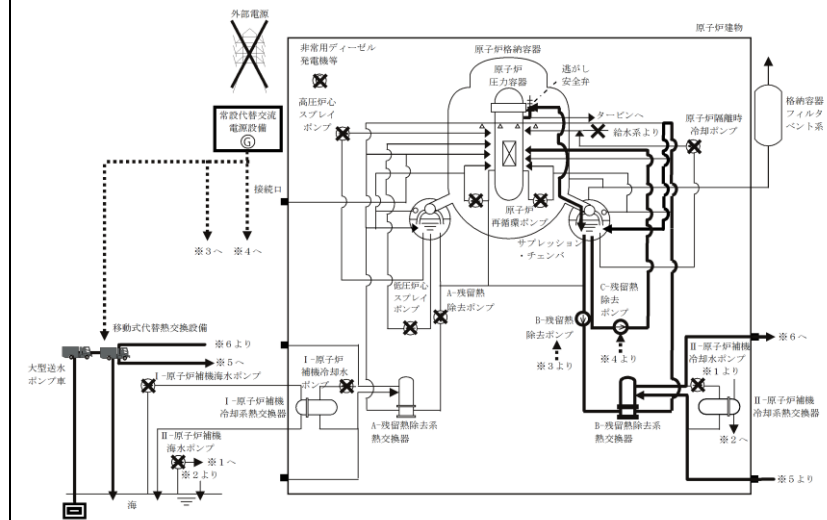
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
 <p>※低圧代替注水系 (常設) と代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) は、同じ復水移送ポンプを用いて弁の切り替えにより実施する。</p>	 <p>※低圧代替注水系 (常設) と代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) は、同じ復水移送ポンプを用いて弁の切り替えにより実施する。</p>		<p>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</p>
<p>第2.4.1.2 図「崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合) の重大事故等対策の概略系統図 (2/4) (原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)</p>	<p>第2.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合) 時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3) (低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水段階)</p>		



第 2.4.1.3 図 「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」
の重大事故等対策の概略系統図 (3/4)
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



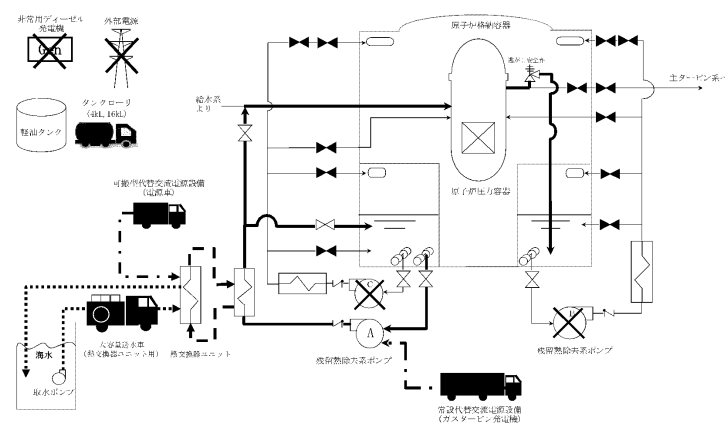
第 2.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)
時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
(緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納
容器除熱段階)



第 2.4.1.1-1(2) 図 「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した
場合)」の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

・設備設計の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
島根 2号炉は、残留熱
除去系(低圧注水モード)
による原子炉注水を実
施。

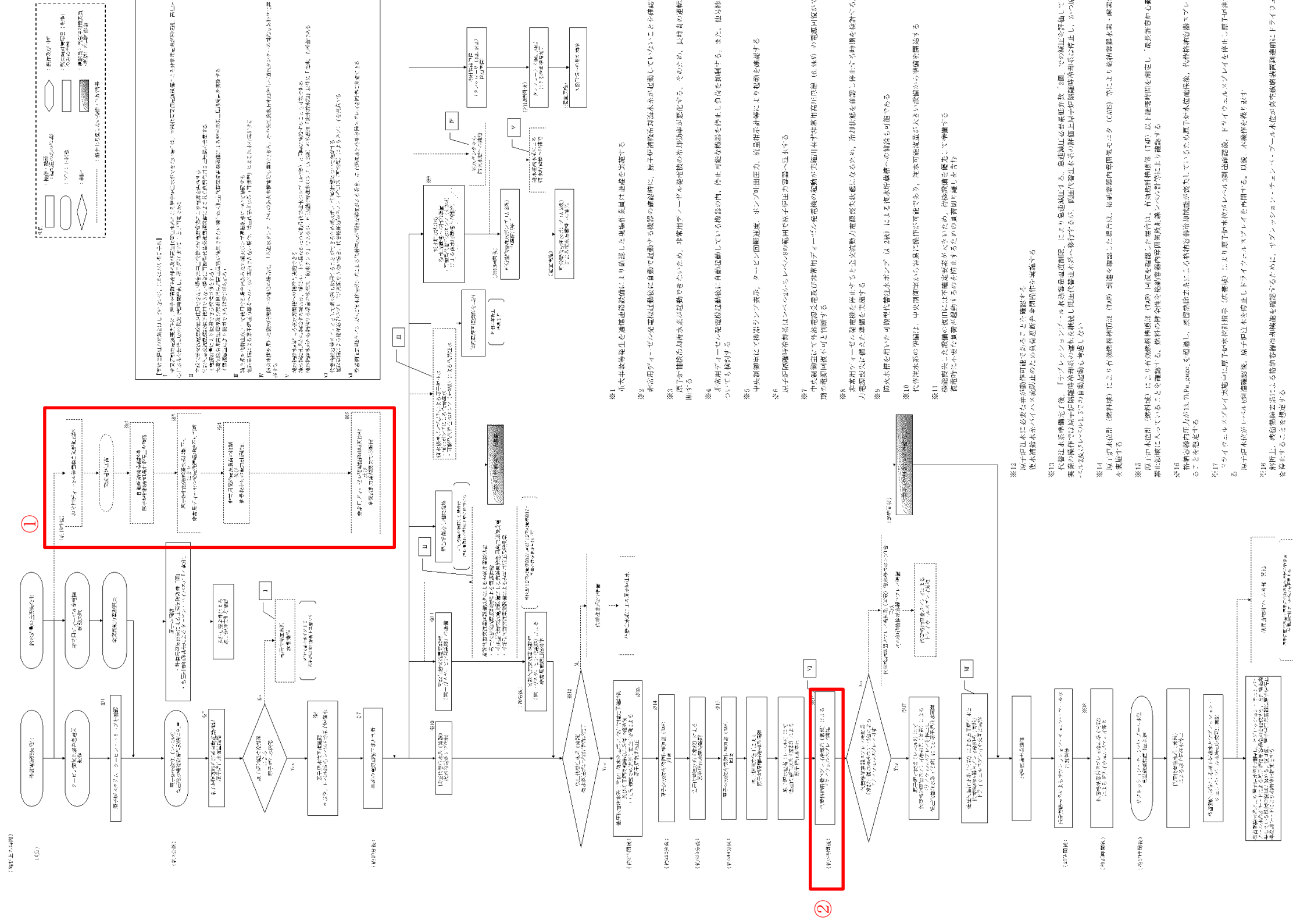


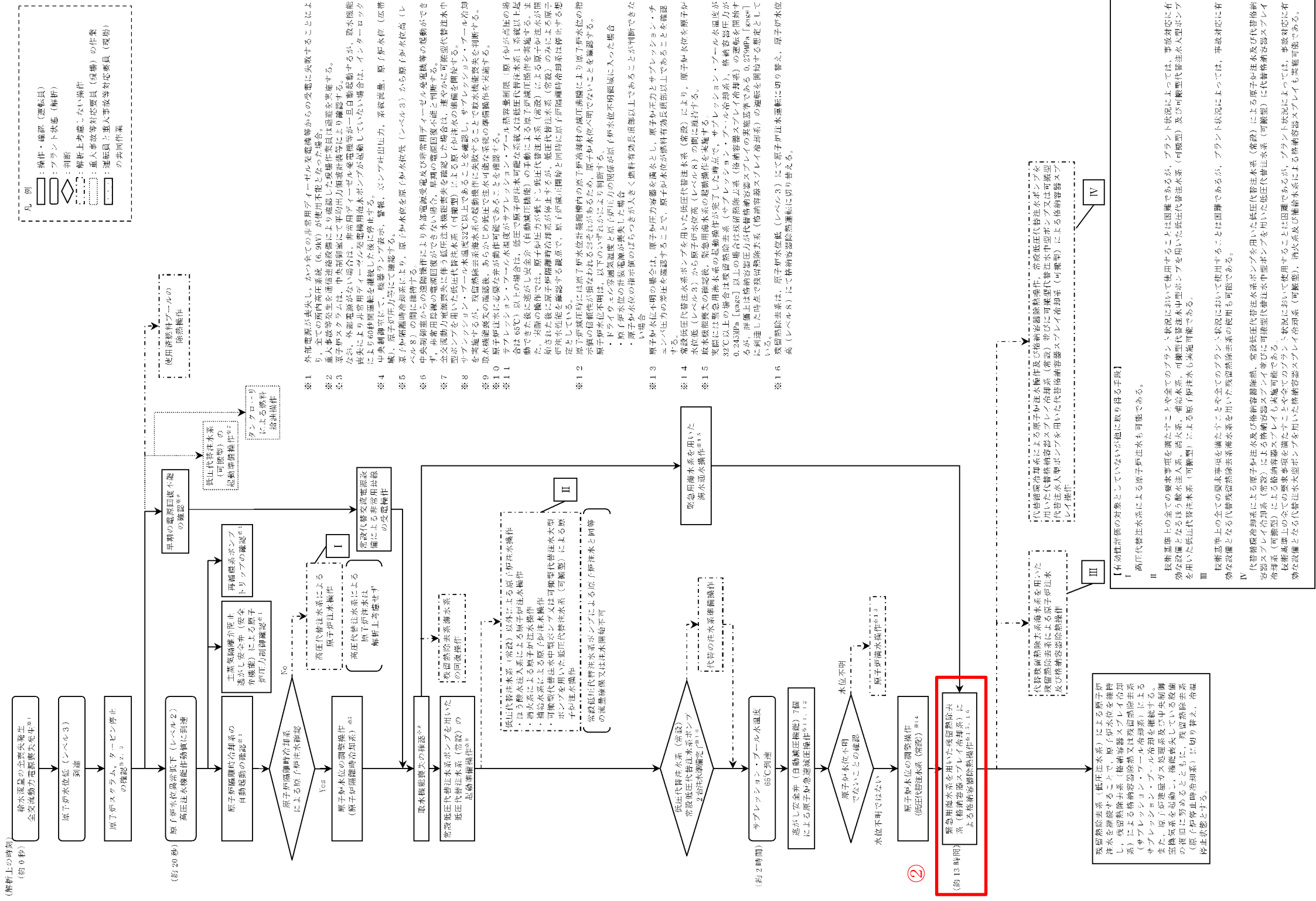
※残留熱除去系の低圧注水モードとサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードを切り替え
て、原子炉水位をレベル3からレベル8の範囲で維持する。

第 2.4.1.4 図 「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」
の重大事故等対策の概略系統図 (4/4)
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

差異理由は、島根2号炉「第2.4.1.1-2図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の対応手順の概要」の備考欄参照

第2.4.1.5図 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の対応手順の概要





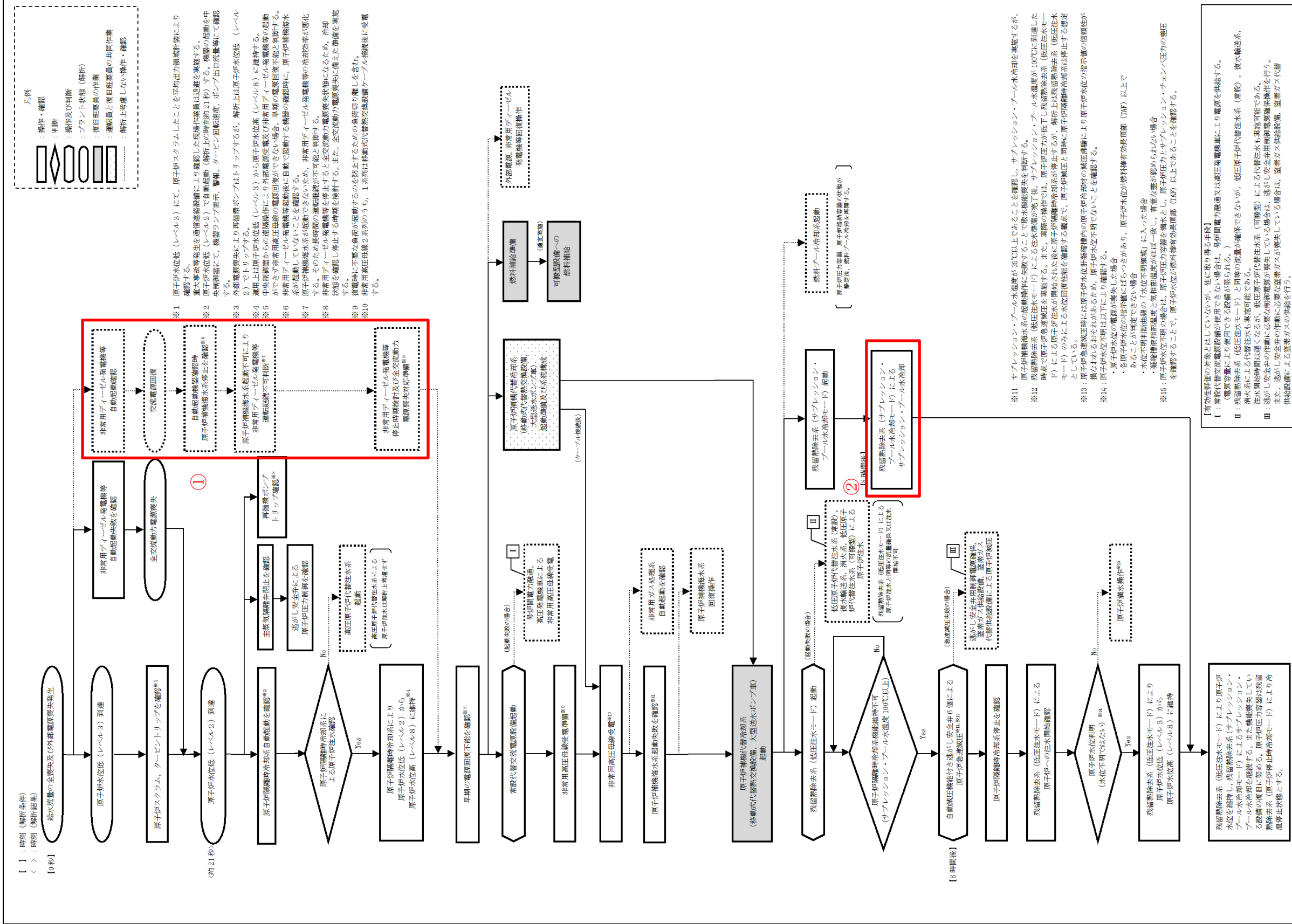
凡例

- ：操作・確認 (運転員)
- ◇：アラート状態 (解析)
- ：判断
- ▽：解析上考慮しない操作
- ：重大事故等対応要員 (現場) の作業
- ：運転員と重大事故等対応要員 (現場) の共同作業

※1 外部電源が喪失し、かつ全ての非常用ディーゼルの発電機からの受電に失敗することにより、全ての屋内配電系統(6.9kV)が使用不能となった場合。
※2 重大事故等発生を通信設備を通じて確認した現場作業員は退避を要する。
※3 原子炉システムは、中央制御室にて平均出力調整装置等により制御する。
※4 事故により非常用ディーゼルの発電機が一旦自動起動するが、配電系統の故障により非常用ディーゼルの発電機が一旦自動起動しない場合は、インターロックにより自動的に停止させる。
※5 中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ吐出圧力、系統流量、原子炉水位(レベル)により原子炉水位を監視することを確認する。
※6 原子炉水位が原子炉水位高(レベル8)の間を維持する。
※7 中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼルの発電機等の起動ができ、非常用ディーゼルの電源回復ができていない場合、早期の電源回復を判断する。
※8 全交差動力増進装置に故障した低圧注水機を監視した場合、確実に可動型代替注水機による注水を停止し、低圧注水機(可動型)による注水機を監視し、サブプレッシャポンプの稼働を確認する。
※9 原子炉水位が原子炉水位高(レベル8)の間を維持することを確認する。
※10 原子炉水位が原子炉水位高(レベル8)の間を維持することを確認する。
※11 原子炉水位が原子炉水位高(レベル8)の間を維持することを確認する。
※12 原子炉水位が原子炉水位高(レベル8)の間を維持することを確認する。
※13 原子炉水位が原子炉水位高(レベル8)の間を維持することを確認する。
※14 原子炉水位が原子炉水位高(レベル8)の間を維持することを確認する。
※15 原子炉水位が原子炉水位高(レベル8)の間を維持することを確認する。
※16 原子炉水位が原子炉水位高(レベル8)の間を維持することを確認する。

第 2.4.1-2 図 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合) の対応手順の概要

差異理由は、島根2号炉「第2.4.1.1-2図 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)」の対応手順の概要」の備考欄参照



第2.4.1.1-2 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）の対応手順の概要

備考

- ・設備設計の相違
- 【東海第二】
- ①島根2号炉は、崩壊熱除去機能と非常用ディーゼル発電機等の取水設備は同一のため、取水機能喪失に伴い非常用ディーゼル発電機等も機能喪失する。東海第二では、崩壊熱除去機能の取水設備と非常用ディーゼル発電機等の取水設備を独立して設置していることから、崩壊熱除去機能喪失により非常用ディーゼル発電機等は機能喪失しない。
- ・解析結果の相違
- 【柏崎6/7】
- ②島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器代替スプレイを実施しない。
- 【東海第二】
- ②島根2号炉は、格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが、サブプレッション・プール水冷却の実施基準に到達するため、残留熱除去系によるサブプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。

差異理由は、島根2号炉「第2.4.1.1-3図「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の作業と所要時間」の備考欄参照

崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（分）													備考						
	責任者	当直長		1人		中央監視 緊急時対策本部連絡		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130							
	指挿者	6号	当直副長	7号	当直副長	1人	各号炉運転操作指揮																				
	通報連絡者	緊急時対策本部要員			5人		中央制御室連絡 発電所外部連絡																				
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)																						
	6号	7号	6号	7号	6号	7号																					
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-	・給水流量の監視 ・全交流動力電源喪失確認 ・原子炉スクラム、タービン・トリップ確認																				
原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉隔離時冷却系 原子炉注水確認																				
非常電源回線操作 (解除上り等要せず)	-	-	-	-	-	-	・非常電源ケーブル検査機 後戻り ・非常電源 同定																				
常設代替交流電源設備準備操作 (第一ガスタービン発電機)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・第一ガスタービン発電機 起動																				
常設代替交流電源設備運転 (第一ガスタービン発電機)	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・非常用高圧母線 D系 受電準備 (中央制御室)																				
常設代替交流電源設備からの 非常用高圧母線 D系 受電準備操作	(1人) C, D	(2人) c, d	-	-	-	-	・放射線防護設備準備																				
	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	-	-	・現場移動 ・非常用高圧母線 D系 受電準備 (電源線受電準備)																				
	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	-	-	・現場移動 ・非常用高圧母線 D系 受電準備 (コントロールパネル目視確認)																				
常設代替交流電源設備からの 非常用高圧母線 D系 受電操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・非常用高圧母線 D系 受電確認																				
	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	-	-	・非常用高圧母線 D系 受電																				
常設代替交流電源設備からの 非常用高圧母線 C系 受電準備操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・非常用高圧母線 C系 受電準備 (中央制御室)																				
	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	-	-	・現場移動 ・非常用高圧母線 C系 受電準備																				
常設代替交流電源設備からの 非常用高圧母線 C系 受電操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・非常用高圧母線 C系 受電確認																				
	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	-	-	・非常用高圧母線 C系 受電																				
原子炉注水系統 (常設) 準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・復水移送ポンプ (B)の 起動/運転確認 ・原子炉注水系統 (常設) 系統構成																				
	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	-	-	・現場移動 ・低圧注水系統 (常設) 復水系統構成 ・復水系統構成はライン切替式																				

第2.4.1.6図 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の作業と所要時間（1/2）

差異理由は、島根2号炉「第2.4.1.1-3図「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の作業と所要時間」の備考欄参照

崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）				経過時間（分）		備考
機中項目	実施場所・必要員数 【1】は機中業務 移動してきた要員			機中の内容		
	責任者	当直班班長	1人	中央監視 運転操作指図		
	補佐	当直副班長	1人	運転操作指図指図		
	指揮者等	当直班班員 (指揮者等)	4人	初期対応の指揮 発電所内外連絡		
	当直班班員 (中央監視室)	当直班班員 (現場)	東大事故等対応要員 (現場)			
状況判断	2人 A, B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●給水装置全喪失の確認 ●全交流動力電源喪失確認 ●原子炉スクラムの確認 ●クローブ停止の確認 ●主蒸気減圧弁閉止及びPSVがし安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力制御の確認 ●再循環ポンプ停止の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の停止確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認 	10分	全交流動力電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の停止確認は、外部電源がない場合に実施される
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時合弁閉止）	【1人】 A	-	-	●原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力の調整操作	原子炉水位を原子炉水位盤（レベル2）から原子炉水位盤（レベル3）の間に維持	
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	-	-	●高圧炉心スプレイズシステム発電機の手動起動操作（失敗）	1分	外部電源がない場合に実施される
	【1人】 B	-	-	●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	2分	外部電源がない場合に実施される
電源確保操作対応	-	-	2人 a, b	●電源回復操作	適宜実施	燃料上考慮しない 外部電源がない場合に実施される
常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	-	-	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	1分	外部電源がない場合に実施される
常設代替交流電源設備による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	-	-	●非常用母線の受電準備操作（中央監視室）	35分	外部電源がない場合に実施される
	-	2人 C, D	-	●非常用母線の受電準備操作（現場）	75分	外部電源がない場合に実施される
常設代替交流電源設備による非常用母線の受電操作	【1人】 B	-	-	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動操作	8分	外部電源がない場合に実施される
	-	-	-	●非常用母線の受電操作	5分	外部電源がない場合に実施される
取水機能喪失の確認	【1人】 B	-	-	●残存熱除去系排水系の手動起動操作（失敗）	4分	
残存熱除去系排水系の手動起動操作	-	【2人】 C, D	-	●残存熱除去系排水系の手動起動操作、失敗原因調査		燃料上考慮しない
常設代替排水系ポンプを用いた常設代替排水系（常設）の起動操作	【1人】 A	-	-	●常設代替排水系ポンプを用いた常設代替排水系（常設）による原子炉注水系統の起動操作及び起動操作	3分	
可搬型代替排水系ポンプを用いた常設代替排水系（可搬型）の起動準備操作	-	-	3人 a, b, c	●可搬型代替排水系ポンプの移動、ボース電線等の操作	170分	燃料上考慮しない

第2.4.1-3 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）の作業と所要時間（1/2）

差異理由は、島根2号炉「第2.4.1.1-3図「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の作業と所要時間」の備考欄参照

				崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）													
機作項目	実施箇所・必要員数 【】は他作業後 移動してきた要員			機作の内容	経過時間（時間）												備考
	当直運転員 （中央制御室）	当直運転員 （現場）	重大事故等対応要員 （現場）		0	4	8	12	16	20	24	28	32	36	40	44	
原子炉水位の調整 操作（原子炉隔離 時冷却）	【1人】 A	-	-	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作													
常設低圧代替注水 ポンプを用いた 低圧代替注水系 （常設）の起動操 作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	3分												取水機能喪失の確認後に実施する
過剰安全弁（自 動減圧機）によ る原子炉圧力減 圧操作	【1人】 B	-	-	●過剰安全弁（自動減圧機）の自動開放操作	1分												
原子炉水位の調整 操作（低圧代替注 水系（常設））	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作													
緊急用海水系を 用いた残留熱除去 系（低圧注水系） による原子炉注水 操作並びに残留熱 除去系（格納容器ス プライン冷却系）に よる格納容器除熱 操作又は残留熱除 去系（サブプレッ ション・プール冷却 系）によるサブプレ ッション・プール 冷却操作	【1人】 A	-	-	●緊急用海水系による海水注水の系統構成操作及び起動操作 ●残留熱除去系（低圧注水系）の起動操作 ●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプライン冷却系）による格納容器除熱操作又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却の交互運転操作	20分	2分											
格納容器熱目アールの 除熱操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ポンプ）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作													<p>解除し得ない スロウダウンによる水位 低下がある場合は代替燃料 プール冷卻系の起動まで に実施する</p> <p>解除し得ない 有状態後継ぎで実施する</p>
可搬型代替注水中 間ポンプを用いた 低圧代替注水系 （可搬型）の起動 準備操作	-	-	5人 （～）	●可搬型代替注水中間ポンプの移動、ホース搬送等の操作	170分												解除し得ない
必要員合計	2人 A, B	2人 C, D	10人 （～）														

第2.4.1-3 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）の作業と所要時間（2/2）

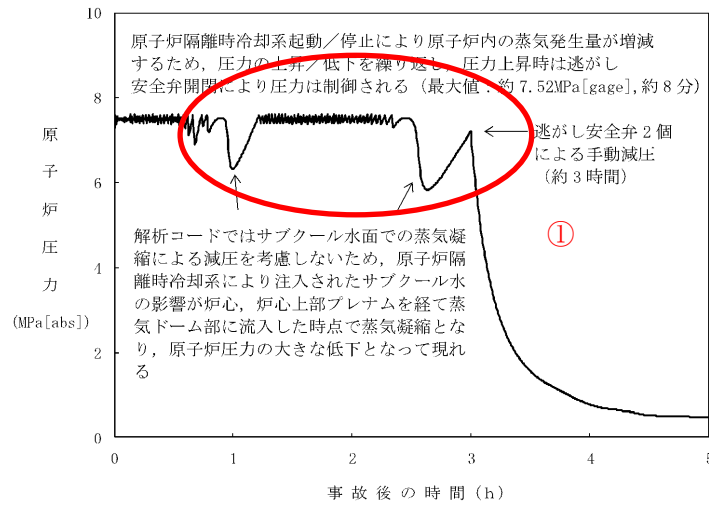
島根原子力発電所 2号炉

備考

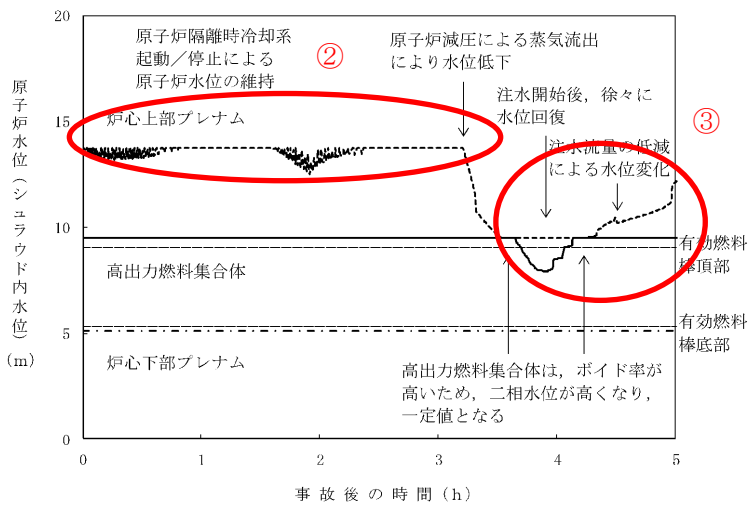
崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）				経過時間（分）		経過時間（時間）														備考																				
				10	20	30	40	50	60	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
操作項目	実施要所・必要人員数			操作の内容	▽ 緊急停止 ▽ 原子炉スクラム ▽ 約1秒 原子炉水位低（レベル2） ▽ プラント状況判断																															8時間 ナプレッション・プール水温100℃到達 原子炉急減圧 原子炉隔離時冷却系停止 残置熱除去系（超圧注水モード） 原子炉注水開始				
	責任者	当直係	1人			中央制御室監視 緊急時対策本部連絡																																		
	指揮者	当直副係	1人			運転操作指揮																																		
	通報連絡等を行う要員	指揮者	1人			初期での指揮																																		
状況判断	1人 A	-	-	-	10分																																			
原子炉注水操作	(1)A A	-	-	-	原子炉水位レベル2～レベル8で維持																																			
交流電源回復操作	-	-	-	-	非常用ディーゼル発電機等 機能回復 外部電源 回復																														解析上考慮せず 対応可能な要員により対応する					
電動代替交流電源起動 運転操作	(1)A A	-	-	-	10分																									20分										
D系非常用高圧圧縮機受電準備	-	2人 B, C	-	-	10分																									30分										
D系非常用高圧圧縮機受電操作	(1)A A	-	-	-																									5分											
D系非常用高圧圧縮機受電準備（復旧）	-	2人 B, C	-	-																									5分											
C系非常用高圧圧縮機受電準備	(1)A A	-	-	-																									20分											
C系非常用高圧圧縮機受電準備（復旧）	-	2人 B, C	-	-																									20分											
C系非常用高圧圧縮機受電操作	(1)A A	-	-	-																									5分											
C系非常用高圧圧縮機受電準備（復旧）	-	2人 B, C	-	-																									5分											
取水機能喪失の確認	(1)A A	-	-	-																									10分											
原子炉隔離時冷却系回復操作	-	-	-	-	原子炉隔離時冷却系 機能回復																														解析上考慮せず 対応可能な要員により対応する					
原子炉隔離時冷却系準備 操作	-	-	14人 a, b, c	-	10分																									1時間20分										
	-	-	3人 c, d, e	-																									10分											
	-	-	-	-																									1時間40分											
	-	-	-	-																									1時間40分											
原子炉隔離時冷却系運転	-	-	2人 a, b	-	原子炉隔離時冷却系 運転状態監視																														運直実施					
原子炉急減圧操作	(1)A A	-	-	-																									10分											
残置熱除去系 （超圧注水モード）運転	(1)A A	-	-	-																									10分											
残置熱除去系（超圧注水モード）注水操作	(1)A A	-	-	-																									原子炉水位をレベル3～レベル8で維持											
残置熱除去系（ナプレッション・プール水冷却モード）運転	(1)A A	-	-	-																									10分											
残置熱除去系（ナプレッション・プール水冷却モード）運転と監視	(1)A A	-	-	-																									残置熱除去系（ナプレッション・プール水冷却モード）運転と監視											
燃料補給準備	-	-	-	-	10分																																			
燃料補給作業	-	-	2人 d, e	-																									1時間50分						タンクローリー積込に応じて運直輸送タンクから補給					
非常用ガス処理系 運転確認	(1)A A	-	-	-																									5分						解析上考慮せず					
燃料プール冷却系 準備操作	(1)A A	-	-	-																									原子炉隔離時冷却系 冷却水流量調整										10分	燃料プール冷却系熱交換器への冷却水送水操作
燃料プール冷却系 再開	(1)A A	-	-	-																									原子炉隔離時冷却系 系統構成										30分	
燃料プール冷却系 再開	(1)A A	-	-	-																									燃料プール冷却系再開										10分	燃料プール冷却系再開 ・燃料プール冷却水ポンプを再起動し燃料プールの冷却再開する。 ・必要に応じてスキマージタンクへの補給を実施する。
必要人員数 合計	1人 A	-	4人 B, C, D, E	19人 a, b, c																																				

第 2. 4. 1. 1-3 図 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の作業と所要時間

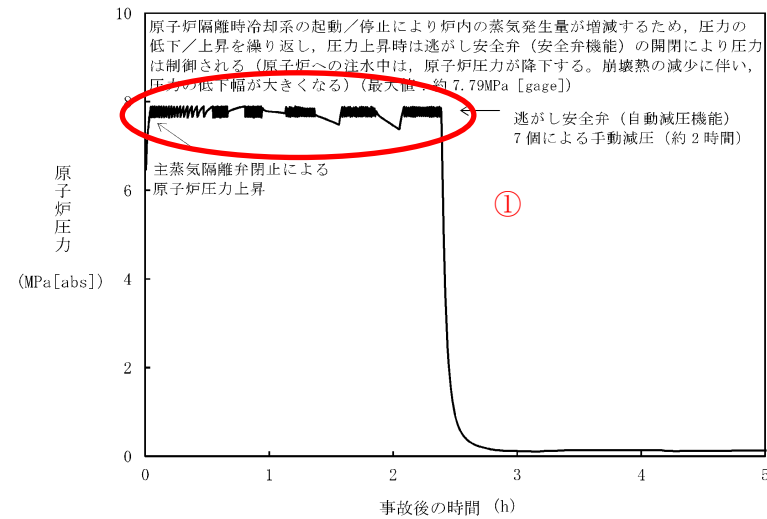
・解析結果の相違に基づく差異
 ・設備設計・手順に基づく想定時間の差異
 ・解析上考慮しない操作を含めて実際に実施する操作について要員の充足性を確認（ただし、事前に対応する要員を定めることが難しい機能回復操作を除く）



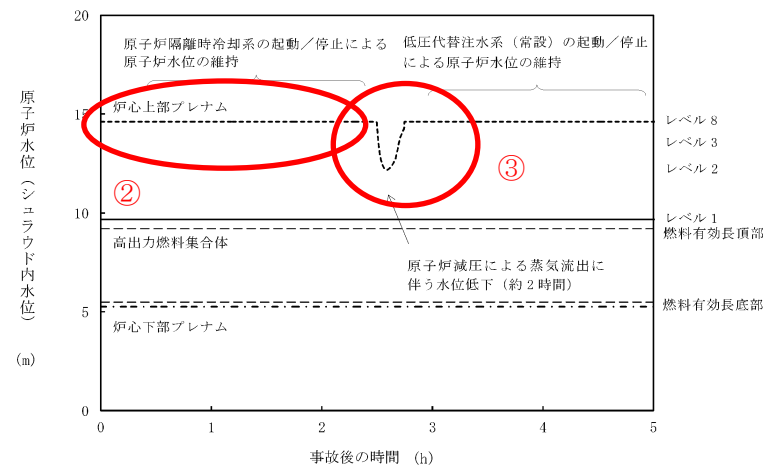
第 2.4.1.7 図 原子炉圧力の推移



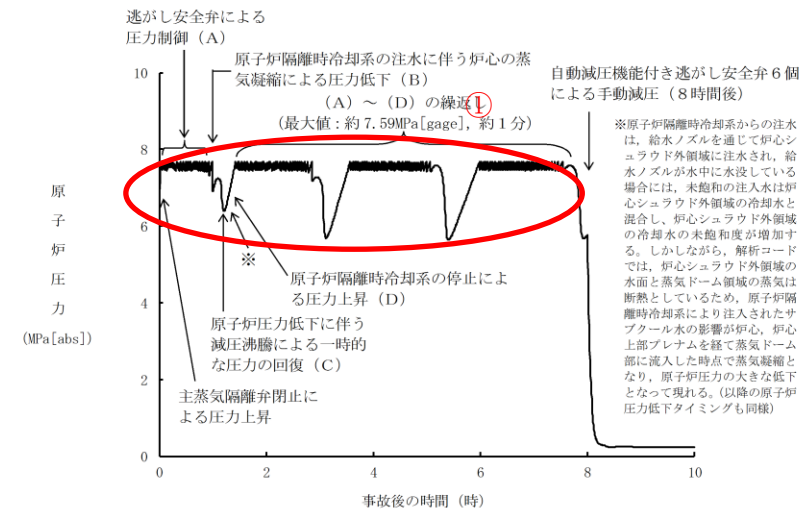
第 2.4.1.8 図 原子炉水位(シュラウド内水位)の推移



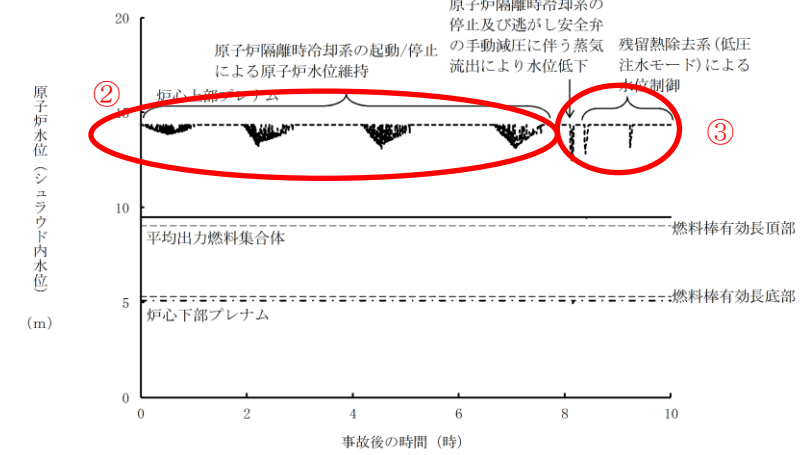
第 2.4.1-4 図 原子炉圧力の推移



第 2.4.1-5 図 原子炉水位(シュラウド内水位)の推移



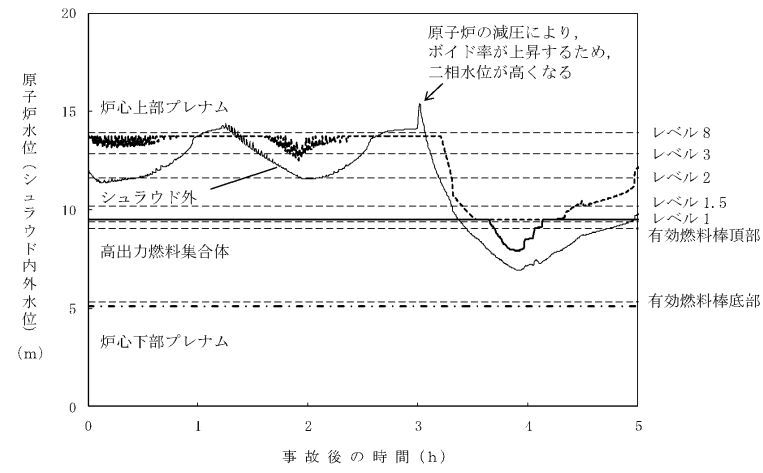
第 2.4.1.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



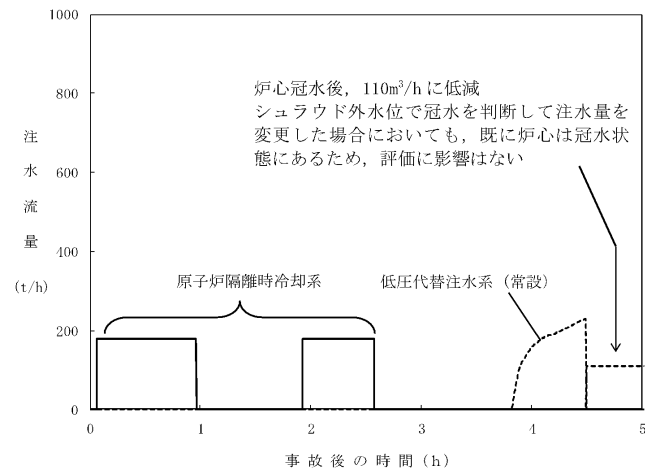
第 2.4.1.2-1(2) 図 原子炉水位(シュラウド内水位)の推移

・解析結果の相違
【東海第二】
 ①柏崎 6/7 及び島根 2号炉は、原子炉隔離時冷却系を給水ラインに接続するが、東海第二では原子炉隔離時冷却系をヘッドスプレーに接続することによる挙動の相違。
【柏崎 6/7, 東海第二】
 ②原子炉注水に使用する設備及び原子炉水位維持範囲の相違

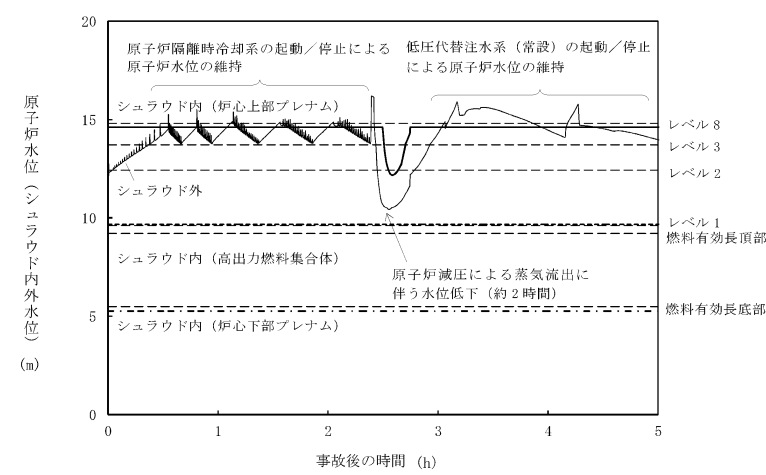
【柏崎 6/7, 東海第二】
 ③原子炉注水特性(流量及び吐出圧)の相違及び減圧弁数の違いによる原子炉水位低下及び回復速度の相違。



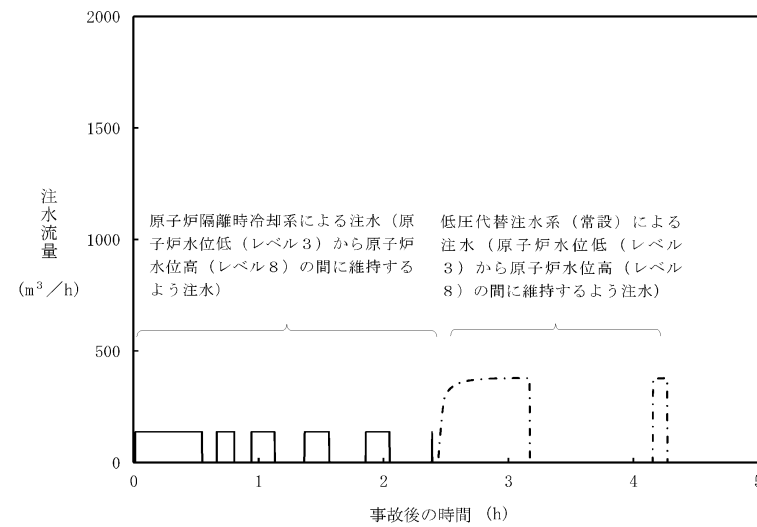
第 2.4.1.9 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



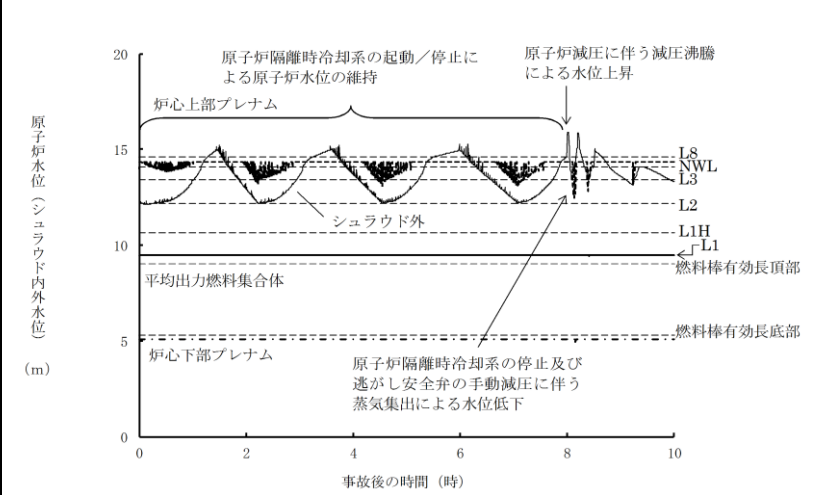
第 2.4.1.10 図 注水流量の推移



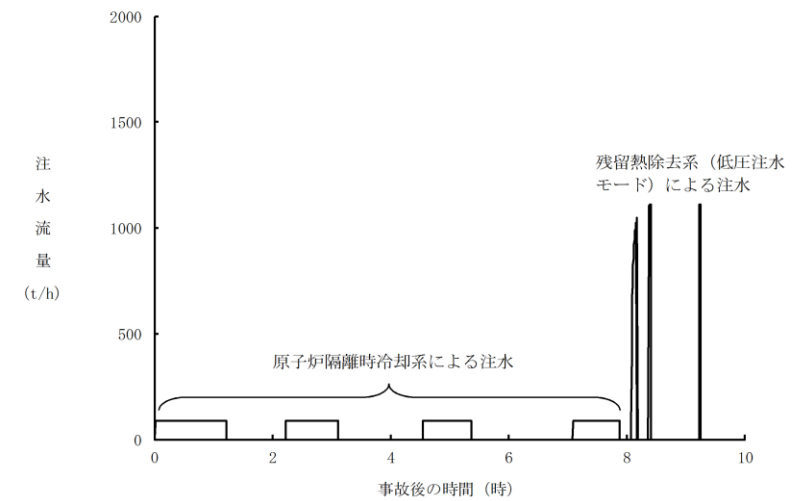
第 2.4.1-6 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



第 2.4.1-7 図 注水流量の推移

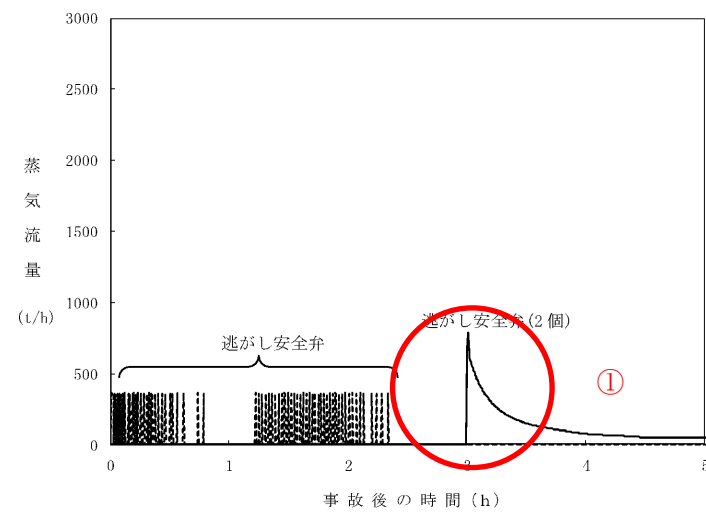


第 2.4.1.2-1(3) 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移

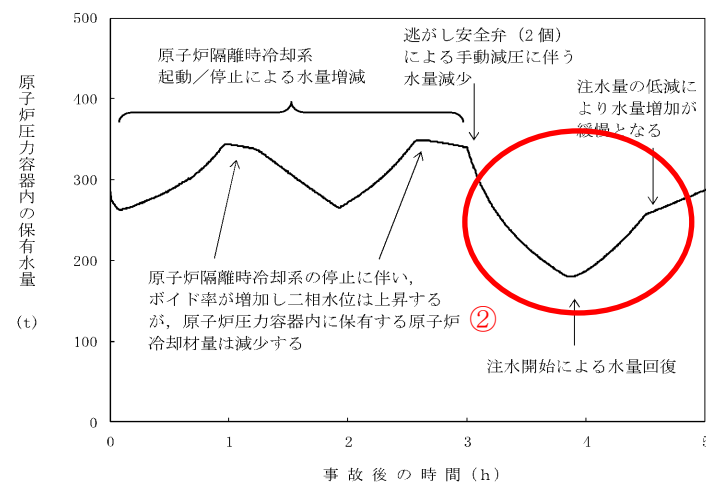


第 2.4.1.2-1(4) 図 注水流量の推移

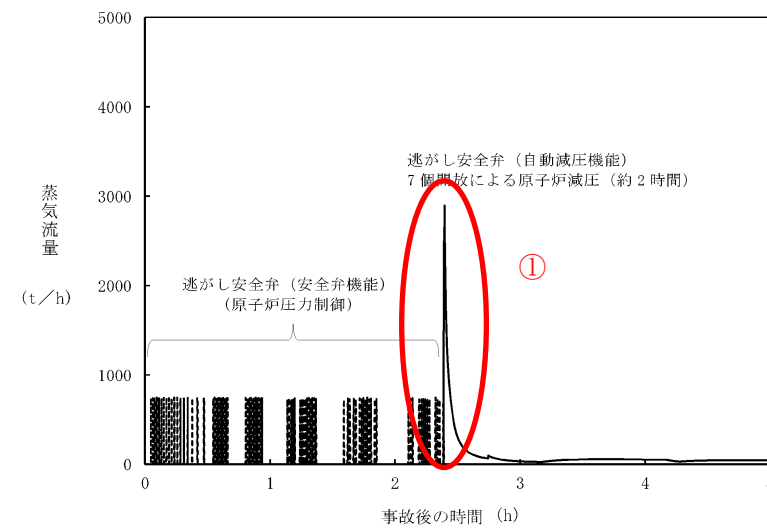
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



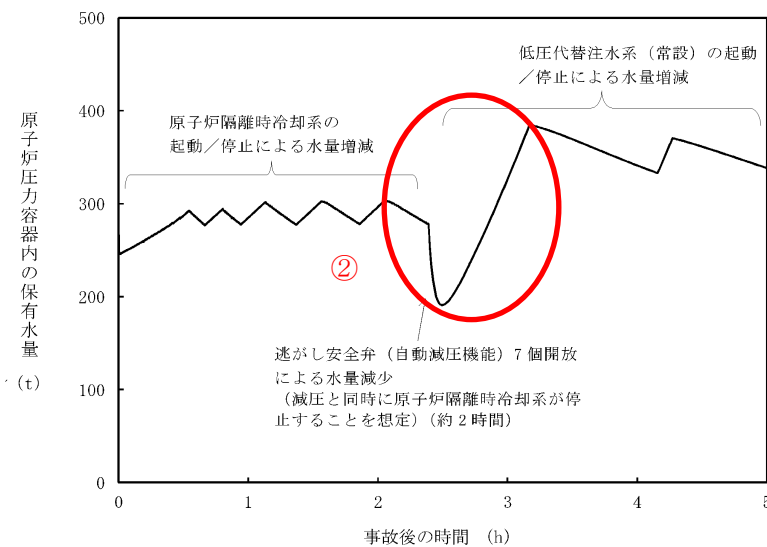
第2.4.1.11図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



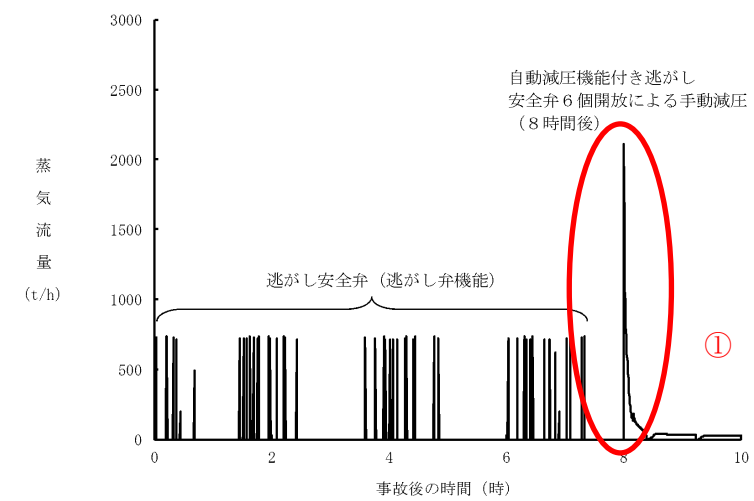
第2.4.1.12図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



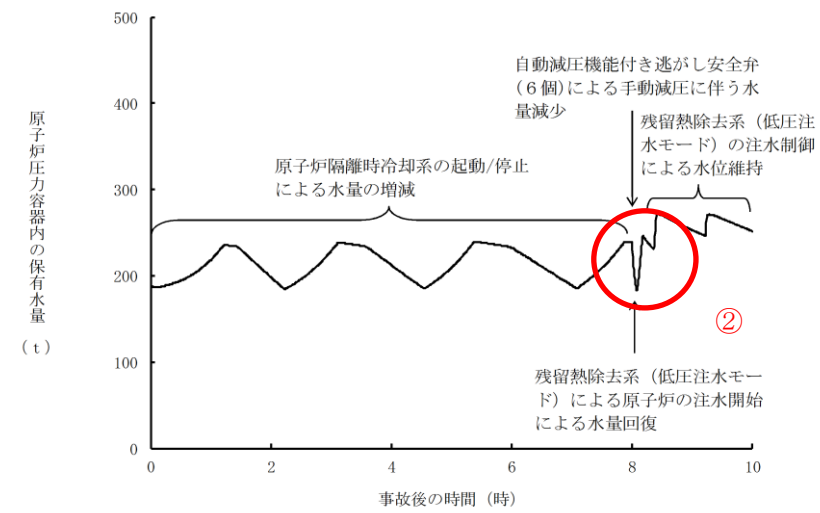
第2.4.1-8図 逃がし安全弁からの蒸気流出流量の推移



第2.4.1-9図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



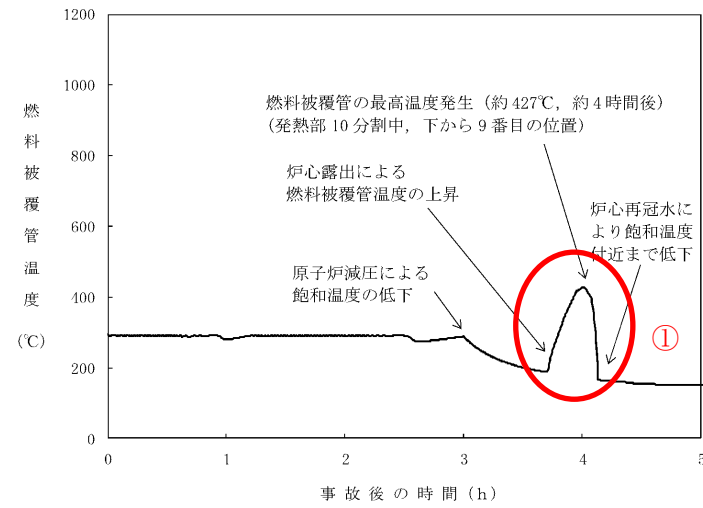
第2.4.1.2-1(5)図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



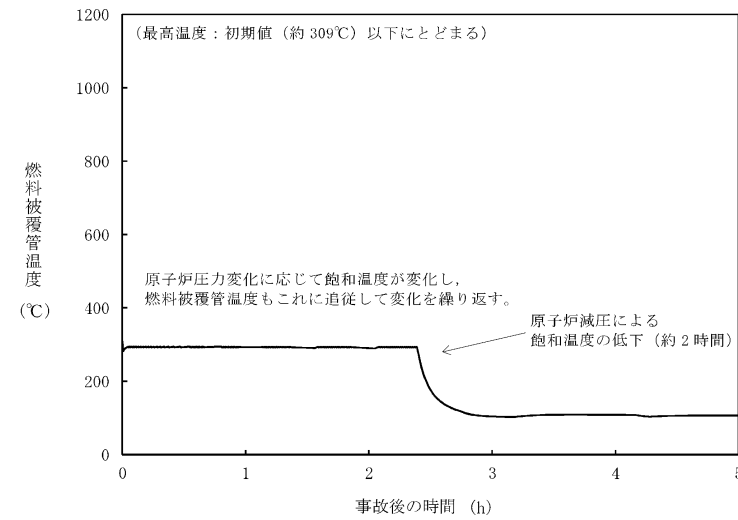
第2.4.1.2-1(6)図 原子炉压力容器内の保有水量の推移

・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
①原子炉減圧に使用する弁数の違いによる蒸気流量の相違。

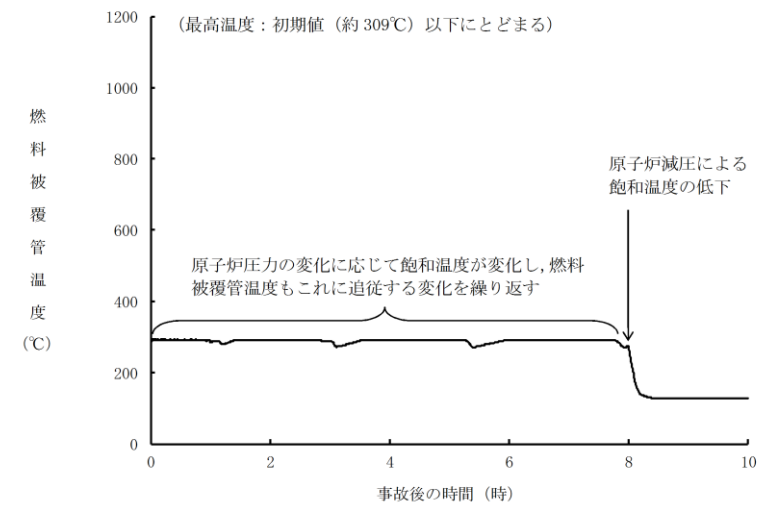
【柏崎6/7, 東海第二】
②原子炉減圧に使用する弁数及び原子炉注水特性(流量及び吐出圧)の違いによる保有水量の減少量の相違。



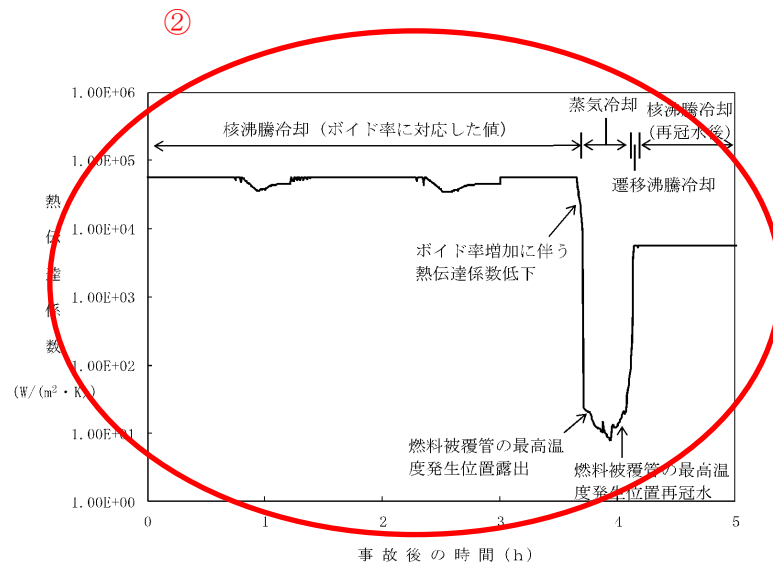
第 2.4.1.13 図 燃料被覆温度の推移



第 2.4.1-10 図 燃料被覆管温度の推移



第 2.4.1.2-1(7) 図 燃料被覆温度の推移



第 2.4.1.14 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

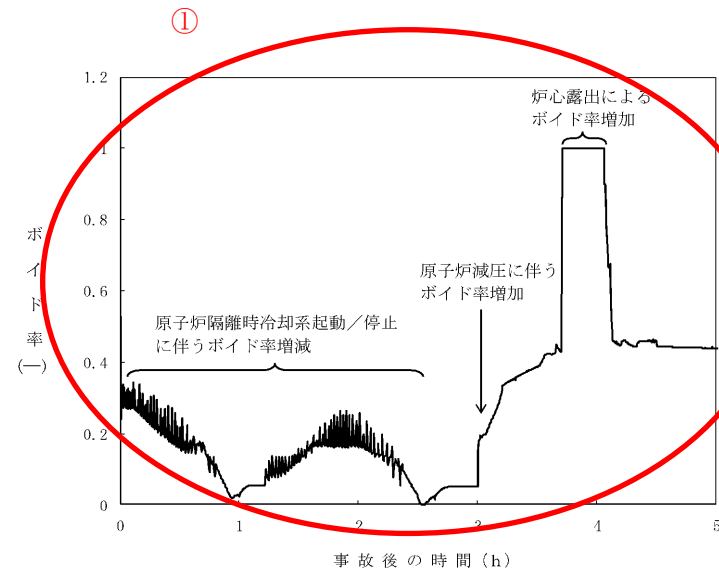
・解析結果の相違

【柏崎 6/7】

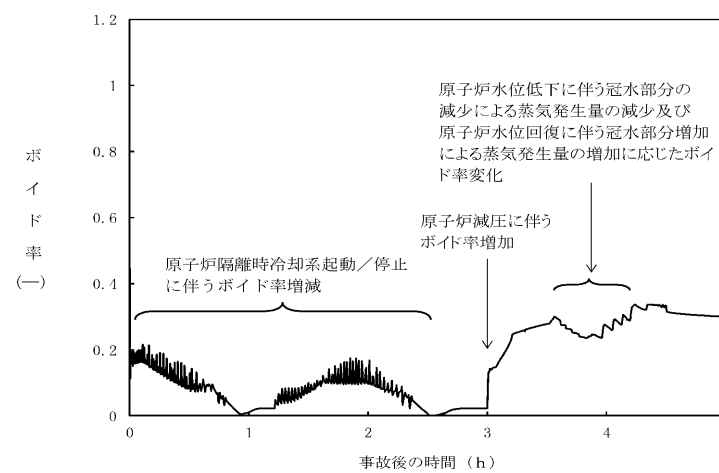
①原子炉注水特性（流量及び吐出圧）の相違及び減圧弁数の違いによる減圧沸騰時の二相水位上昇速度の相違に起因し、柏崎 6/7 では炉心部が露出するため燃料被覆管温度が上昇する。

【柏崎 6/7】

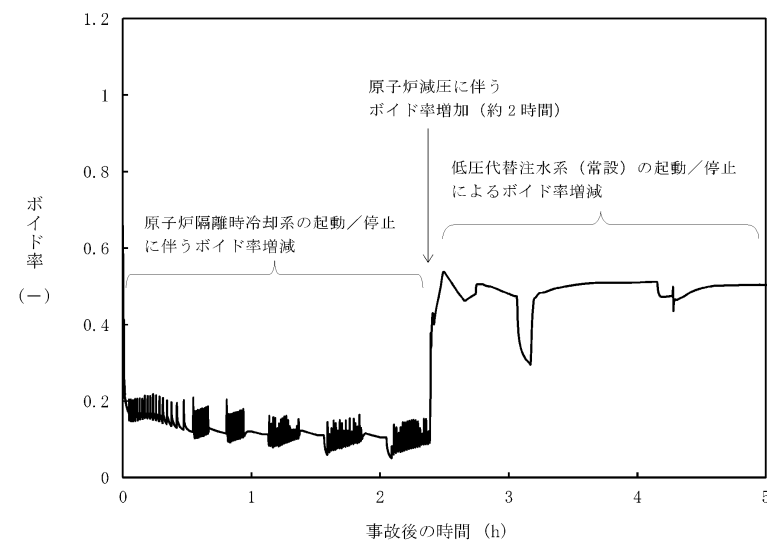
②島根 2号炉は、燃料被覆管温度が上昇しないことから、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、ボイド率及び燃料被覆管温度と燃料被覆管温度の円周方向の応力の関係のグラフは記載しない整理としている。



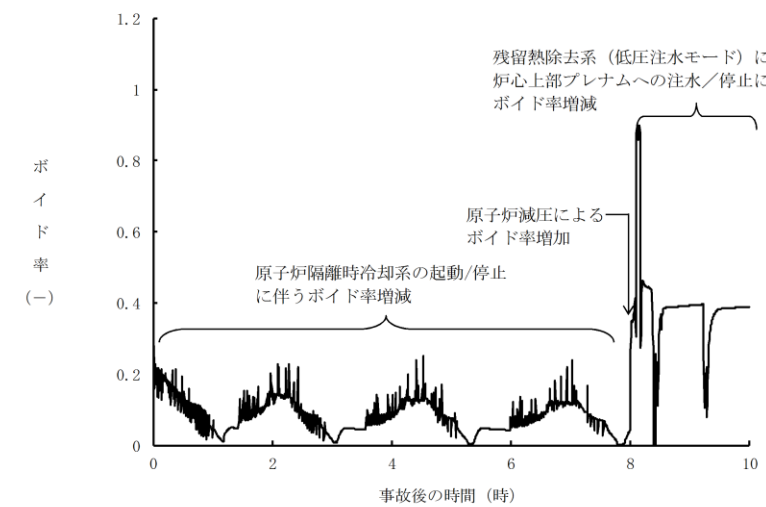
第 2.4.1.15 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



第 2.4.1.16 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移

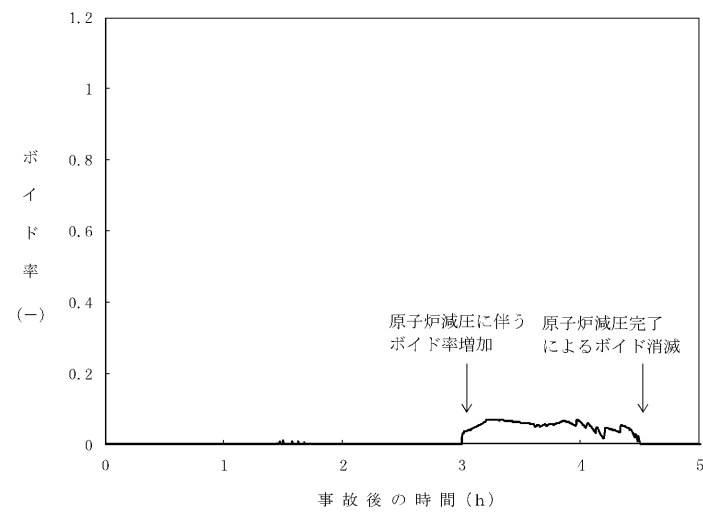


第 2.4.1-11 図 高出力燃料集合体におけるボイド率の推移

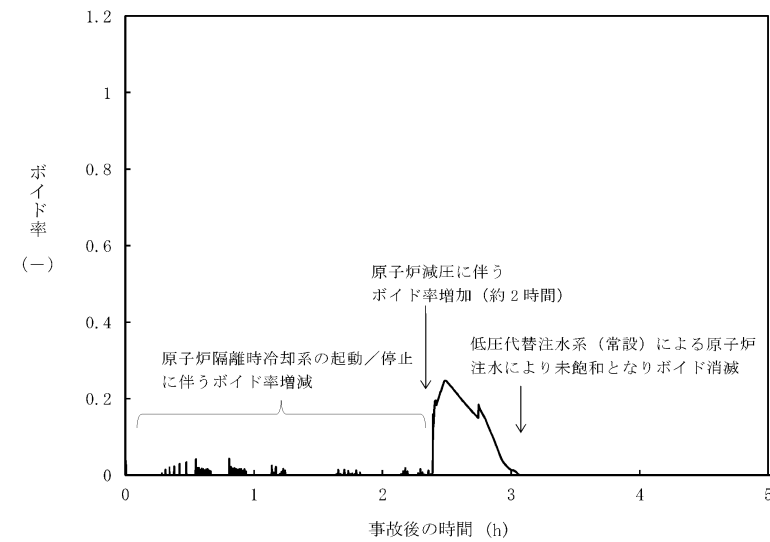


第 2.4.1.2-1(8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

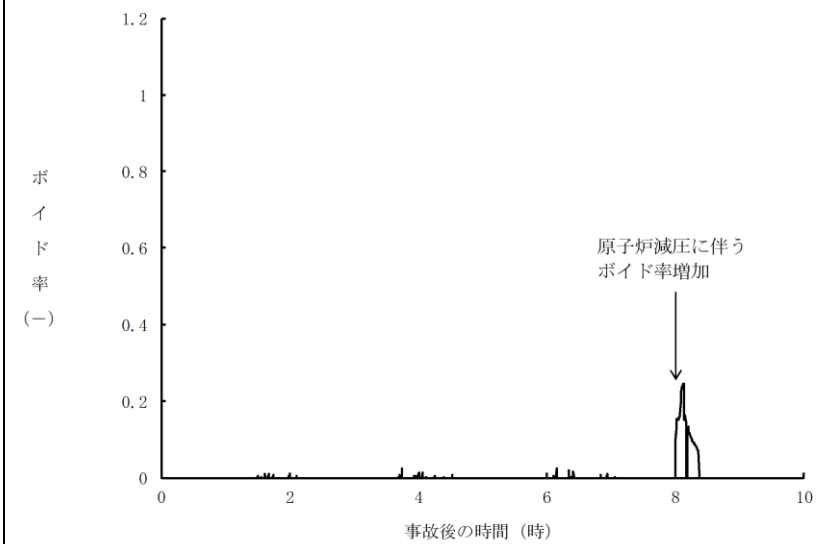
・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
①島根 2 号炉は、燃料被覆管温度が上昇しないことから、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、ボイド率及び燃料被覆管温度と燃料被覆管温度の円周方向の応力の関係のグラフは記載しない整理としている。



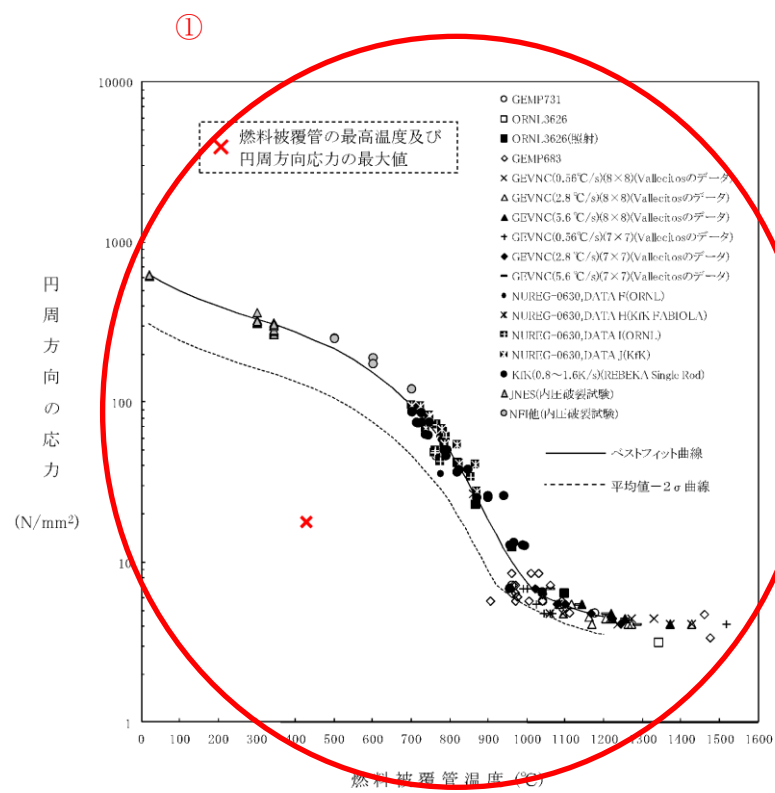
第2.4.1.17図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



第2.4.1-12図 炉心下部プレナムにおけるボイド率の推移



第2.4.1.2-1(9)図 炉心下部プレナムのボイド率の推移

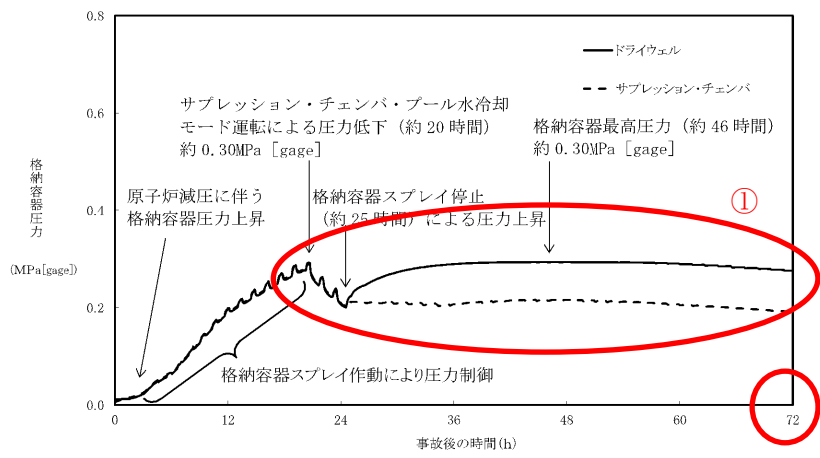


第2.4.1.18図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

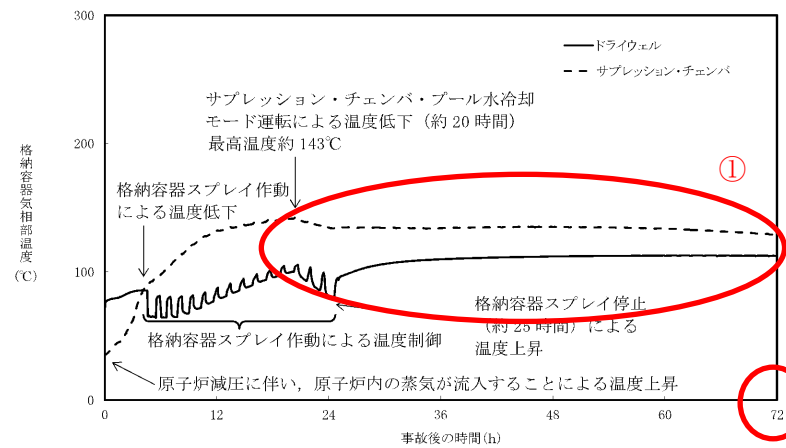
・解析結果の相違

【柏崎6/7】

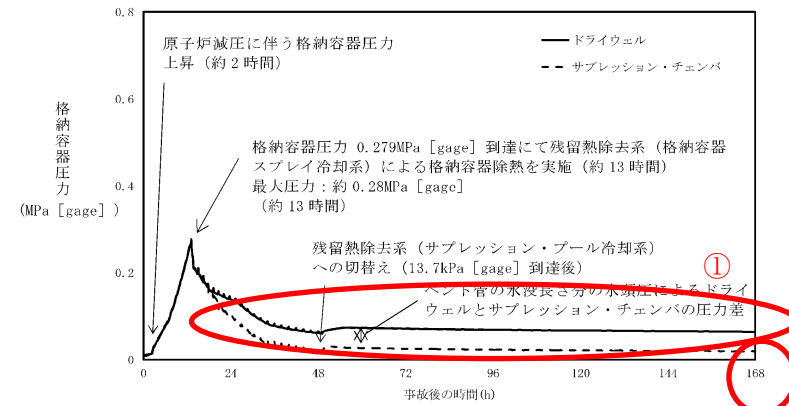
①島根2号炉は、燃料被覆管温度が上昇しないことから、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、ボイド率及び燃料被覆管温度と燃料被覆管温度の円周方向の応力の関係のグラフは記載しない整理としている。



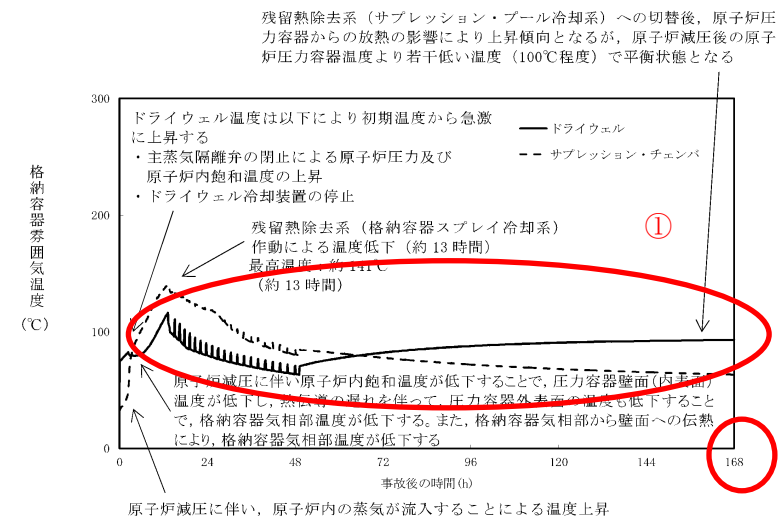
第 2. 4. 1. 19 図 格納容器圧力の推移



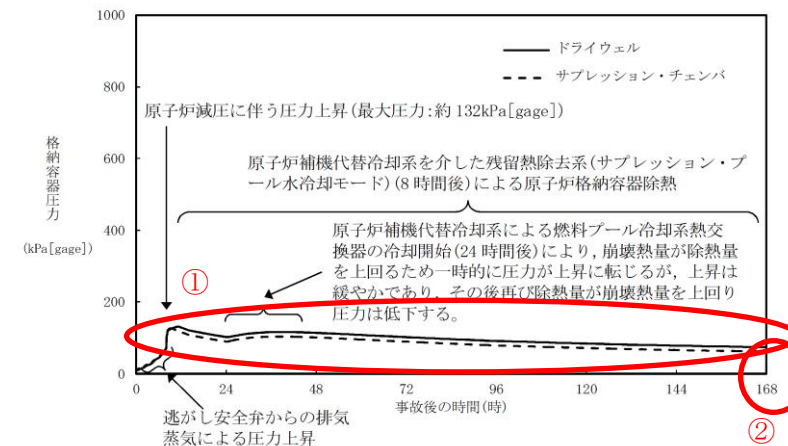
第 2. 4. 1. 20 図 格納容器気相部温度の推移



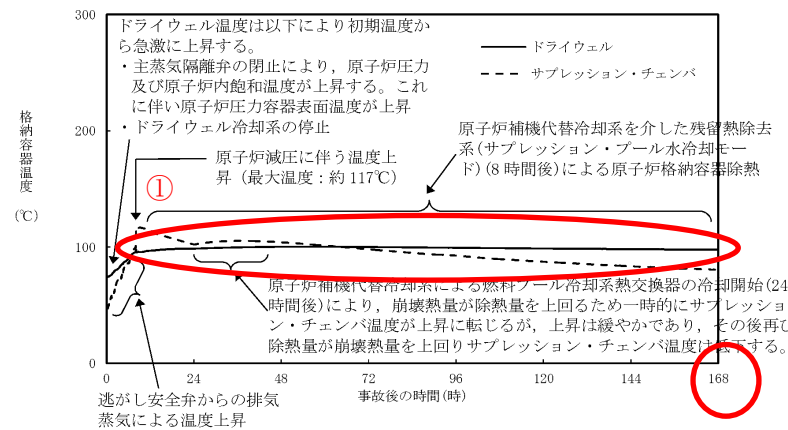
第 2. 4. 1-13 図 格納容器圧力の推移



第 2. 4. 1-14 図 格納容器雰囲気温度の推移



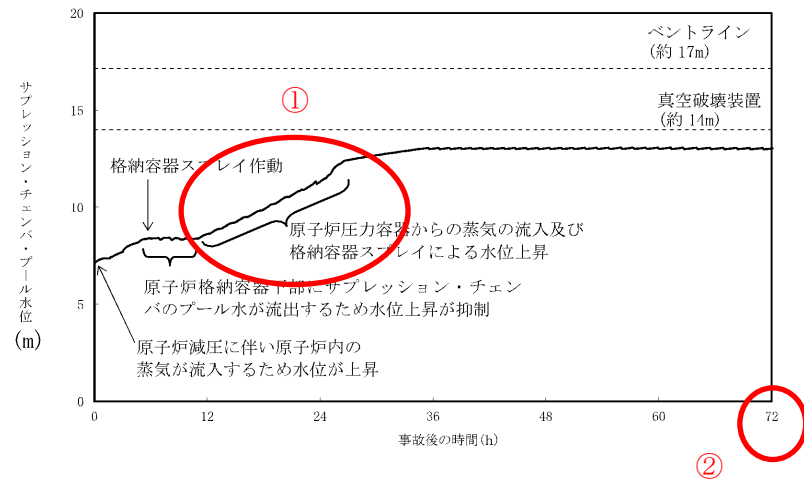
第 2. 4. 1. 2-1(10) 図 格納容器圧力の推移



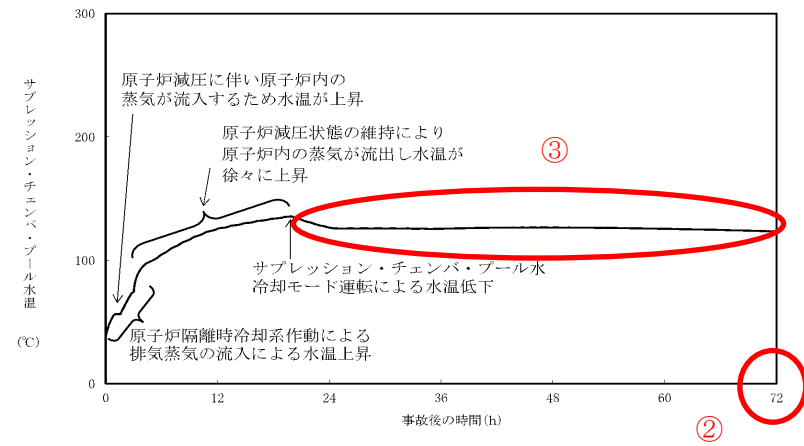
第 2. 4. 1. 2-1(11) 図 格納容器温度の推移

・解析結果の相違
 【柏崎 6/7, 東海第二】
 ①伝熱容量の違いに伴う格納容器圧力及び温度の挙動の相違。
 【柏崎 6/7, 東海第二】
 ②解析時間の相違。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017. 12. 20 版)

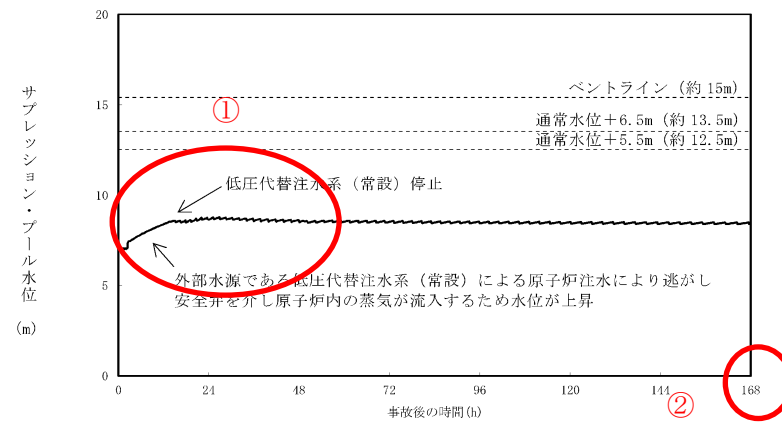


第 2.4.1.21 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

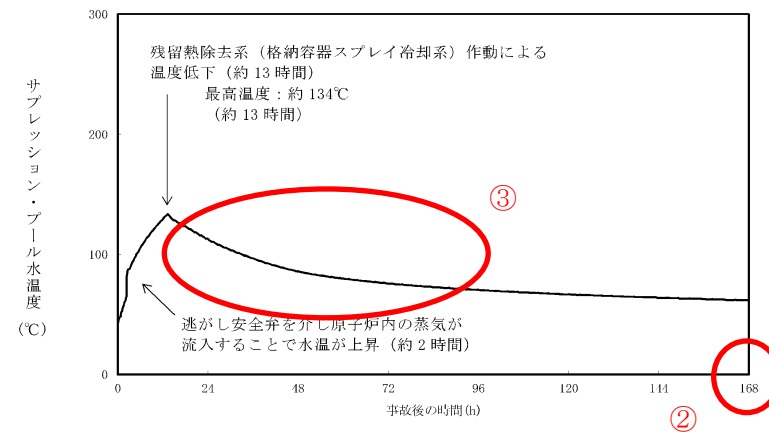


第 2.4.1.22 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

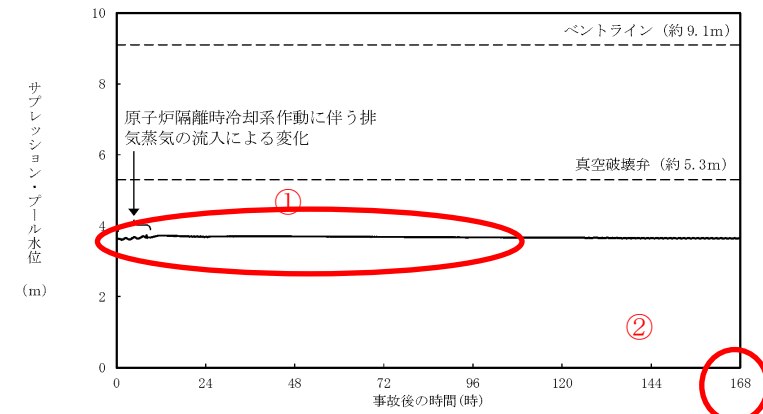


第 2.4.1-15 図 サプレッション・プール水位の推移

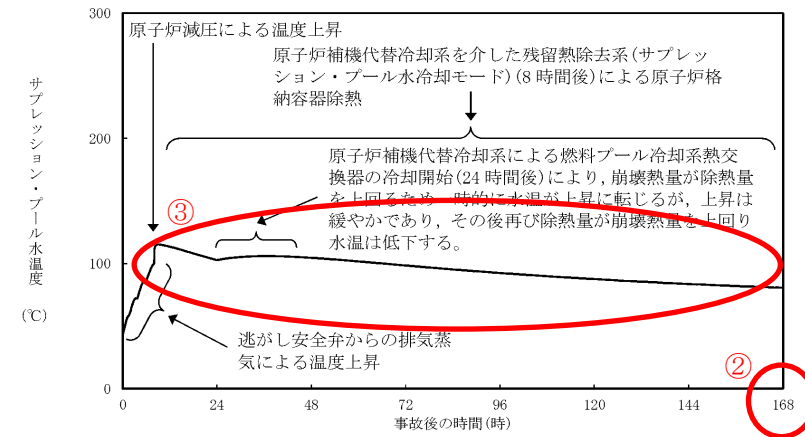


第 2.4.1-16 図 サプレッション・プール水温度の推移

島根原子力発電所 2号炉



第 2.4.1.2-1(12) 図 サプレッション・プール水位の推移



第 2.4.1.2-1(13) 図 サプレッション・プール水温度の推移

備考

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
 ①島根 2号炉は、内部水源を用いた原子炉注水及び格納容器除熱を実施することによる水位挙動の相違。
【柏崎 6/7, 東海第二】
 ②解析時間の相違。

【柏崎 6/7, 東海第二】
 ③伝熱容量の違いに伴うサプレッション・プール水温度の相違。

第2.4.1.1表 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備	
		常設設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム機能	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	所内蓄電池直流電源設備	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル2）（信号により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） 原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。 原子炉注水機停止後、高圧代替注水水を起動し、原子炉水位を回復する。	【原子炉隔離時冷却系】 原子炉隔離時冷却系 所内蓄電池直流電源設備	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (S) 原子炉隔離時冷却系系統流量 高圧代替注水水位 (SA) 高圧代替注水水位 (S) 高圧代替注水水位 (S)
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧代替注水機停止後、高圧代替注水水を起動し、原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 常設代替直流電源設備	高圧代替注水水位 (SA) 高圧代替注水水位 (S)
逃がし安全弁による原子炉急減圧	常設代替直流電源設備による交流電源供給時、高圧代替注水機を起動し、逃がし安全弁を閉鎖し、逃がし安全弁による手動減圧を行う。	常設代替直流電源設備 高圧代替注水機	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (S)
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	原子炉急減圧により、低圧代替注水系（常設）の系圧力を下回ると、低圧代替注水機（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉隔離時冷却系（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	常設代替直流電源設備 低圧代替注水機	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (S) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (S) 高圧代替注水水位 (SA) 高圧代替注水水位 (S)
代替格納容器スプレッド（常設）による原子炉隔離時冷却	原子炉水位が、原子炉水位高（レベル8）に到達した場合、代替格納容器スプレッド（常設）により原子炉隔離時冷却機を起動する。格納容器スプレッド中に原子炉水位が原子炉水位高（レベル3）まで低下した場合は、格納容器スプレッドを停止し、原子炉注水を再開する。原子炉水位高（レベル8）まで回復後、原子炉注水を停止し、格納容器スプレッドを再開する。	常設代替直流電源設備 代替格納容器スプレッド	格納容器内圧力 (0/0) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (S) 高圧代替注水水位 (SA) 高圧代替注水水位 (S)
残留熱除去系（サブプレッジョン・チェンバ・プールの水冷モード）運転	常設代替直流電源設備による交流電源供給時、代替格納容器スプレッドを停止し、残留熱除去系によるサブプレッジョン・チェンバ・プールの水冷モード運転を開始する。	常設代替直流電源設備 サブプレッジョン・チェンバ・プールの水冷モード	【残留熱除去系系統流量】 サブプレッジョン・チェンバ・プールの水温度
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	サブプレッジョン・チェンバ・プールの水位が、異常高レベルに到達した場合、低圧代替注水機（常設）による原子炉注水を再開する。	常設代替直流電源設備 サブプレッジョン・チェンバ・プールの水冷モード	サブプレッジョン・チェンバ・プールの水温度 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (S) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (S)

第2.4.1-1表 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における重大事故等対策について（1/2）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	125V系蓄電池A系 125V系蓄電池B系	-	平均出力領域計装* 起動領域計装*
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位異常低下（レベル2）信号により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。これにより原子炉水位は回復し、以降原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	原子炉隔離時冷却系* サブプレッジョン・チェンバ* 125V系蓄電池A系	-	原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域)* 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域) 原子炉隔離時冷却系系統流量* サブプレッジョン・プールの水温度 残留熱除去系海水系系統流量*
取水機能喪失の確認	サブプレッジョン・プールの水温度が32℃に到達し、中央制御室からの遠隔操作によりサブプレッジョン・プールの冷却を試みるが、残留熱除去系海水系の起動に失敗したことを確認し、取水機能喪失を確認する。	常設代替直流電源設備 軽油貯蔵タンク	-	-
逃がし安全弁による原子炉急減圧	常設低圧代替注水系ポンプを2台起動し、逃がし安全弁（自動減圧機能）7個を全開し、原子炉急減圧を実施する。	常設代替直流電源設備 逃がし安全弁（自動減圧機能）* 常設低圧代替注水系ポンプ 軽油貯蔵タンク	-	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力*

① * 既許可の対象となつている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第2.4.1.1-1表 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故等対策について（1/2）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム機能	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	所内常設蓄電池直流電源設備	-	平均出力領域計装
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	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。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】 サブプレッジョン・チェンバ 所内常設蓄電池直流電源設備	-	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 【原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量】
逃がし安全弁による原子炉急減圧	常設代替直流電源設備による交流電源供給及び原子炉隔離時冷却系の準備完了後、残留熱除去系（低圧注水モード）を起動し、原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサブプレッジョン・プールの水温度100℃で、自動減圧機能付き逃がし安全弁6個による手動減圧を行う。	常設代替直流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 自動減圧機能付き逃がし安全弁 【残留熱除去系（低圧注水モード）】	移動式代替蓄熱交換設備 大型送水ポンプ車 タンクローリー	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 サブプレッジョン・プールの水温度 (SA)
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉急減圧により、残留熱除去系（低圧注水モード）の系統圧力を下回ると、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。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。	常設代替直流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 サブプレッジョン・チェンバ	移動式代替蓄熱交換設備 大型送水ポンプ車 タンクローリー	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (燃料域) 【残留熱除去ポンプ出口流量】

① * 重大事故等対処設備（設計基準拡張）
有効性評価上考慮しない操作

本文比較表に記載の差異以外で主要な差異について記載

- ・記載表現の相違
- 【東海第二】
- ①島根2号炉は、重大事故等時に設計基準対処施設としての機能を期待する設備を「重大事故等対処設備（設計基準拡張）」と位置付けている。
- ・解析結果の相違
- 【柏崎6/7, 東海第二】
- ②格納容器スプレッドを実施しないことに伴う計装設備の差異（ドライウェル圧力、サブプレッジョン・チェンバ圧力、ドライウェル雰囲気温度、サブプレッジョン・チェンバ雰囲気温度は格納容器スプレッド実施時の確認項目）

第2.4.1-1 表 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合) における重大事故等対策について (2/2)

操作及び確認	手順	重大事故等対策設備	
		常設設備	可搬設備
低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、低圧代替注水系 (常設) の系統圧力を下回る時、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を開始する。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。	常設代替交流電源 常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 軽油貯蔵タンク	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力* 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域)* 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 低圧代替注水系原子炉注水流量 (常設ライン用) 代替淡水貯槽水位
残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器除熱	常設代替交流電源設備による交流電源供給 (レベル3) まで低下した場合、格納容器除熱を停止し残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 残留熱除去系 (格納容器) スプレイ冷却系* 緊急用海水系 サブレンション・チェンバ* 軽油貯蔵タンク	② ドライウエール圧力 サブレンション・チェンバ圧力 ドライウエール雰囲気温度 サブレンション・チェンバ雰囲気温度 サブレンション・プールの温度 残留熱除去系系統流量*
残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水	格納容器除熱中に原子炉水位が原子炉水位低 (レベル3) まで低下した場合、格納容器除熱を停止し残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 残留熱除去系 (低圧注水系)* 緊急用海水系 サブレンション・チェンバ* 軽油貯蔵タンク	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力* 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域)* 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 残留熱除去系系統流量*

① * 既許可の対象となっている設備を重大事故等対策設備に位置付けるもの

第2.4.1.1-1 表 「崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)」 の重大事故等対策について (2/2)

判断及び操作	手順	重大事故等対策設備	
		常設設備	可搬型設備
残留熱除去系 (サブレンション・プールの冷却モード) 運転	常設代替交流電源設備による交流電源供給及び原子炉補機代替冷却系の準備完了後、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系によるサブレンション・プールの冷却モード運転を開始する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 【残留熱除去系 (サブレンション・プールの冷却モード)】	移動式代替熱交換設備 大型送水ポンプ車 タンクローリー
			② 【残留熱除去ポンプ出口流量】 サブレンション・プールの温度 (SA)

① 【 】 : 重大事故等対策設備 (設計基準拡張) 有効性評価上考慮しない操作

第2.4.1.2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合 (取水機能が喪失した場合)) (1/5))

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	-
原子炉熱出力	3.926MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	7.07MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター下流から+119cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	52.200t/h	定格流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約10℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	-
最大線出力密度	44.0kW/m	① 設計限界値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	② サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定
初期条件	7.350m ³	③ ドライウェル内体積の設計値 (全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)
格納容器容積 (ドライウェル)	空間部：5.960m ³ 液相部：3.580m ³	④ ウェットウェル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウェル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m (通常運転水位)	⑤ 通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定
サブプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
格納容器圧力	5.2kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
格納容器温度	57℃	⑥ 通常運転時の格納容器温度として設定
外部水源の温度	50℃ (事象開始12時間以降は45℃, 事象開始24時間以降は40℃)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

第2.4.1-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (1/6))

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	-
原子炉熱出力	3.293MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力 (圧力容器下ム部)	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター下流から+126 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	48,300 t/h	定格流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	-
最大線出力密度	44.0kW/m	① 通常運転時の熱的制限値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	② 1 サイクルの運転期間 (13ヶ月) に調整運転期間 (約1ヶ月) を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
初期条件	5,700m ³	設計値
格納容器体積 (ドライウェル)	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	③ 設計値 (通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値として設定)

第2.4.1.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (1/4))

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	-
原子炉熱出力	2.436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下流から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6×10 ⁴ t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型), 9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包摂されること、また、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が小さく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しかったため、MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型) の評価に包摂されることを考慮し、代表的に9×9燃料 (A型) を設定
初期条件	44.0kW/m	① 通常運転時の熱的制限値
最大線出力密度	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	② サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
原子炉停止後の崩壊熱	7.900m ³	③ ドライウェル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
格納容器容積 (ドライウェル)	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³	④ サブプレッション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
格納容器容積 (サブプレッション・チェンバ)	3.43kPa (ドライウェル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
真空破壊装置	3.61m (通常運転水位)	⑤ 通常運転時のサブプレッション・プール水位として設定
サブプレッション・プール水位	35℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温の上限値として設定

- ・解析条件の相違
- 【柏崎6/7】
- ①条件設定は同じだが、通常運転時の熱的制限値を設定していることを明確に記載。
- 【東海第二】
- ②条件設定は同じだが、設定プロセスが異なり、平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対して、ばらつきとして10%の保守性を考慮し設定。
- ③柏崎6/7及び島根2号炉は、格納容器容積 (サブプレッション・チェンバ) 及びサブプレッション・プール水位の解析条件を通常水位で設定。東海第二では圧力抑制効果を厳しくする観点で、通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値を設定。
- ④島根2号炉においても、通常運転時の格納容器温度はドライウェル冷却機にて制御されており、条件設定の考え方としては同様。

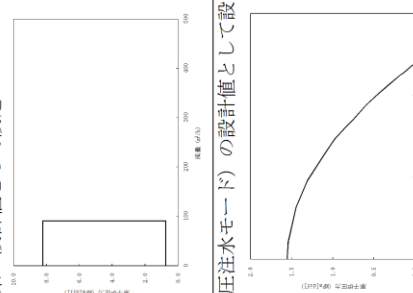
第 2.4.1.2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (2/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位の低下で厳しい事象を設定
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定
	外部電源	取水機能の喪失により非常用ディーゼル発電機が機能喪失することから、外部電源なしの場合の方が、全交流動力電源喪失となり、要員、資源等の観点で厳しいことから設定

第 2.4.1-2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (2/6)

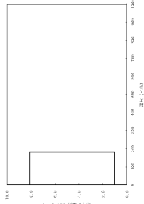
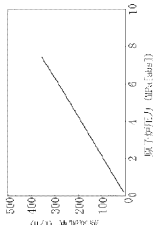
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	真空破壊装置	真空破壊装置の設定値
	サブレーション・プール水位	③ 通常運転時のサブレーション・プール水位の下限値として設定
	サブレーション・プール水温度	通常運転時のサブレーション・プール水温度の上限値として設定
	格納容器圧力	通常運転時の格納容器圧力を包含する値
事故条件	格納容器雰囲気温度	④ 通常運転時の格納容器雰囲気温度 (ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度) として設定
	外部水源の水温	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
	起因事象	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定
	外部電源	評価上、非常用ディーゼル発電機等の取水機能喪失を想定することから、外部電源なしの場合には全交流動力電源喪失となり、要員、資源等の観点で厳しい条件となる

第 2.4.1.2-1 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (2/4)

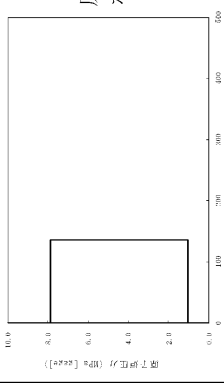
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
初期条件	格納容器圧力	5.0kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	④ 通常運転時の格納容器温度として設定
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	取水機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定
重大事故等対策に関連する機器条件	外部電源	外部電源なし	評価上、非常用ディーゼル発電機等の取水機能喪失を想定することから、外部電源なしの場合には全交流動力電源喪失となり、要員、資源等の観点で厳しい条件となる
	原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05 秒)	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル2) 信号により自動起動 91m ³ /h (8.21~0.74MPa [diff] において) にて注水	
	残留熱除去系 (低圧注水モード)	1.136m ³ /h (0.14MPa [diff] において) にて注水	残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定

備考
・解析条件の相違

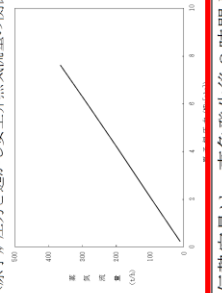
第 2.4.1.2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (3/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急閉門 (遅れ時間: 0.08 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル 2) にて自動起動 182m ³ /h (8.12~1.03MPa[diff]において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし弁機能 7.51 MPa[gage] × 1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa[gage] × 1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa[gage] × 4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa[gage] × 4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa[gage] × 4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa[gage] × 4 個, 380 t/h/個	逃がし弁機能の逃がし弁機能の設計値として設定
	逃がし安全弁 ⑤ 自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 個を閉することによる原子炉急速減圧 原子炉圧力と逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気流量の関係 	逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定

第 2.4.1-2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (3/6)

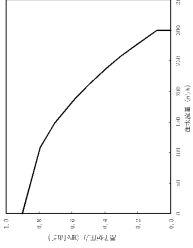
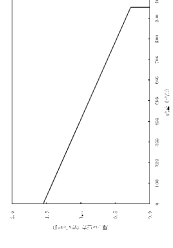
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル 3) 信号 (遅れ時間: 1.05 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下 (レベル 2) (信号にて自動起動 136.7m ³ / h (7.86MPa [gage] ~ 1.04MPa [gage] において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
重大事故等対策に関連する機器条件		

第 2.4.1.2-1 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし弁機能 7.58MPa[gage] × 2 個, 367t/h/個 7.65MPa[gage] × 3 個, 370t/h/個 7.72MPa[gage] × 3 個, 373t/h/個 7.79MPa[gage] × 4 個, 377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
	逃がし安全弁 ⑤ 自動減圧機能付き逃がし安全弁の 6 個を開することによる原子炉急速減圧 原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係 	逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
原子炉補機代替冷却系	伝熱容量は、事象発生後 8 時間から 24 時間において約 16MW、事象発生 24 時間以降において約 11MW (サブレーション・プール水温度 100°C、海水温度 30°C) とする。	原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定
残留熱除去系 (サブレーション・プール冷却モード)	伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり事象発生後 8 時間から 24 時間において約 16MW、事象発生 24 時間以降において約 11MW (サブレーション・プール水温度 100°C、海水温度 30°C) においてとする。	原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定

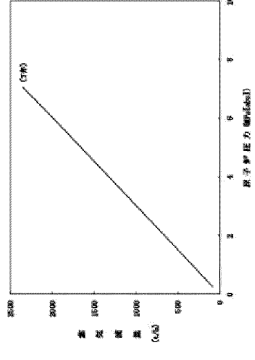
・解析条件の相違
【東海第二】
⑤柏崎 6/7 及び島根 2号炉は、逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気流量をグラフに記載。

第2.4.1.2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
低圧代替注水系 (常設)	最大 300m ³ /h で注水し、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	140m ³ /h にて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定
代替原子炉補機冷却系	約 23MW (サブプレッション・チェンバ・プール水温 100℃、海水温度 30℃において)	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定
残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)	熱交換器 1 基あたり約 8MW (サブプレッション・チェンバ・プール水温 52℃、海水温度 30℃において)	残留熱除去系の設計値として設定
残留熱除去系 (低圧注水モード)	サブプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置 1m に到達した時点で手動起動し、954m ³ /h (0.27MPa[dif]) にて注水	残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定 

重大事故対策に関連する機器条件

第2.4.1-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (4/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
逃がし安全弁	安全弁機能 7.79MPa [gauge] × 2 個, 385.2t/h (1 個当たり) 8.10MPa [gauge] × 4 個, 400.5t/h (1 個当たり) 8.17MPa [gauge] × 4 個, 403.9t/h (1 個当たり) 8.24MPa [gauge] × 4 個, 407.2t/h (1 個当たり) 8.31MPa [gauge] × 4 個, 410.6t/h (1 個当たり) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) の 7 個を閉することによる原子炉急速減圧 < 原子炉圧力と逃がし安全弁 7 個の蒸気流量の関係 > 	逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定 逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量と原子炉圧力の関係から設定

重大事故対策に関連する機器条件

第2.4.1.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系 (低圧注水モード) による注水操作	事象発生から 8 時間後に原子炉減圧後、注水開始	原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定
原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) による原子炉格納容器除熱操作	事象発生から 8 時間後	原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定

重大事故対策に関連する操作条件

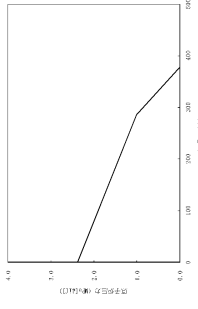
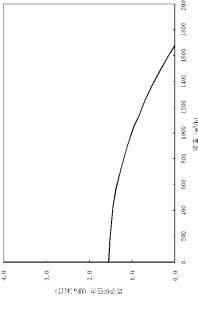
・解析条件の相違

第 2.4.1.2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (5/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 70 分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定
低圧代替注水系 (常設) 起動操作	常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
逃がし安全弁による原子炉減圧操作	事象発生約 3 時間後	低圧代替注水系 (常設) 起動操作後、原子炉水位がレベル 8 に到達した時点
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 13.7kPa (gage) 到達後の原子炉水位高 (レベル 8) 到達時	原子炉水位制御 (レベル 3 からレベル 8) が可能であり、原子炉格納容器除熱機能が喪失し設計基準事故時の最高圧力に到達することを踏まえて設定
代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定
代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プールの水冷却モード運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による格納容器除熱機能回復を踏まえて設定
代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系の低圧注水モード運転操作	サブプレッション・チェンバ・プールの水位が、真空破壊装置 1m に到達した時点	格納容器圧力抑制機能維持を踏まえて設定

重大事故等対策に関連する操作条件

第 2.4.1-2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (5/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
低圧代替注水系 (常設)	最大 378m ³ /h で注水	設計値に注入配管の管路圧損を考慮した値として設定 
緊急用海水系	伝熱容量: 約 24MW (サブプレッション・プールの水温度 100℃, 海水温度 32℃において)	熱交換器の設計性能に基づき、残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定
残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系)	・ 1,692m ³ /h にて格納容器内にスプレイ ・ 伝熱容量は、熱交換器 1 基当たり約 24MW (サブプレッション・プールの水温度 100℃, 海水温度 32℃において)	残留熱除去系の設計値として設定 伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定
残留熱除去系 (低圧注水系)	1,605m ³ /h (0.14MPa [dif] において) (最大) 1,676m ³ /h にて注水	残留熱除去系 (低圧注水系) の設計値として設定 

重大事故等対策に関連する機器条件

・解析条件の相違

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備 考								
<p>第2.4.1-2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (6/6)</p>			<p>・解析条件の相違</p>								
<p>重大事故等 関連する操 作条件に</p>	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 30%;">項 目</th> <th style="width: 30%;">主要解析条件</th> <th style="width: 40%;">条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作</td> <td>サブプレッション・プール水温度 65℃到達時</td> <td>サブプレッション・プール熱容量制限を踏まえて設定</td> </tr> <tr> <td>緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器除熱操作</td> <td>格納容器圧力 0.279MPa [gage] 到達時</td> <td>余裕時間を確認する観点で代替格納容器スプレイの実施基準である格納容器圧力 0.279MPa [gage] に到達した場合に開始するものとして設定</td> </tr> </tbody> </table>	項 目		主要解析条件	条件設定の考え方	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	サブプレッション・プール水温度 65℃到達時	サブプレッション・プール熱容量制限を踏まえて設定	緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.279MPa [gage] 到達時	余裕時間を確認する観点で代替格納容器スプレイの実施基準である格納容器圧力 0.279MPa [gage] に到達した場合に開始するものとして設定
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方									
逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	サブプレッション・プール水温度 65℃到達時	サブプレッション・プール熱容量制限を踏まえて設定									
緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.279MPa [gage] 到達時	余裕時間を確認する観点で代替格納容器スプレイの実施基準である格納容器圧力 0.279MPa [gage] に到達した場合に開始するものとして設定									

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: center;">添付資料2.4.1.1 安定状態について</p> <p>崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器圧力逃がし装置等，残留熱除去系又は代替循環冷却系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について <u>逃がし安全弁を開維持することで，低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。</u></p>	<p style="text-align: center;">添付資料 2.4.1.1 安定状態について (崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）)</p> <p>崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の安定状態については，以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却が維持可能であり，また，冷却のための設備がその後も機能維持でき，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>格納容器安定状態：<u>炉心冷却が維持された後に</u>，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱により格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。<u>サプレッション・プール熱容量制限に到達後，原子炉を減圧し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。</u></p>	<p style="text-align: center;">添付資料 2.4.1.1 安定状態について (崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）)</p> <p>崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>原子炉格納容器安定状態：<u>炉心冠水後に</u>，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系，残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について <u>原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。事象発生から8時間後に原子炉を減圧し，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心冠水が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。</u></p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は，耐圧強化ベントを使用しない。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2号炉は，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を想定。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>原子炉格納容器安定状態の確立について</u> 炉心冷却を継続し、事象発生から<u>20時間後に代替原子炉補機冷却系</u>を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり、格納容器温度は150℃を下回るとともに、ドライウェル温度は、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく、原子炉格納容器安定状態が確立される。</p> <p>また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。 また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態の維持が可能となる。 (添付資料2.1.1 別紙1)</p>	<p><u>格納容器安定状態の確立について</u> 炉心冷却を継続し、<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u>による格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度は安定*</u>又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は150℃を下回るとともに、ドライウェル<u>雰囲気温度は</u>、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく、<u>格納容器安定状態が確立される。</u> <u>なお、残留熱除去系による格納容器除熱開始後の原子炉注水は、緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）にて実施する</u></p> <p>また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>（※）残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）に切り替えると、原子炉圧力容器からの放熱の影響によりドライウェル雰囲気温度は僅かに上昇傾向となる。ただし、残留熱除去系による格納容器除熱は確立しており、長期的には減圧後の原子炉圧力容器温度（100℃程度）より若干低い温度で平衡状態となることから、この状態も含め安定傾向とする。</p> <p>【安定状態の維持について】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。 また、<u>残留熱除去系の機能を維持し炉心冷却及び除熱を継続することで、安定状態の維持が可能となる。</u> (添付資料2.1.2 別紙1)</p>	<p><u>原子炉格納容器安定状態の確立について</u> 炉心冷却を継続し、事象発生から<u>8時間後に原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）</u>による原子炉格納容器除熱を開始することで、格納容器圧力及び<u>温度は安定又は低下*</u>傾向となり、格納容器温度は150℃を下回るとともに、ドライウェル温度は、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく、<u>原子炉格納容器安定状態が確立される。</u></p> <p>また、重大事故等対策に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>（※）事象発生から24時間後に、原子炉補機代替冷却系による燃料プール冷却系熱交換器の冷却を開始することにより、崩壊熱量が除熱量を上回るため一時的に格納容器温度は僅かに上昇傾向となる。ただし、残留熱除去系による格納容器除熱は確立しており、長期的には再び除熱量が崩壊熱量を上回り、格納容器温度は低下傾向となる。</p> <p>【安定状態の維持について】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。 また、<u>残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態の維持が可能となる。</u> (添付資料2.1.2 別紙1 参照)</p>	<p>島根2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、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。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7 東海第二】</p>

表 1-1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (崩壊熱除去機能が喪失した場合) (2/2)

【SAFER】分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	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
原子炉圧容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位(シュワウド外水位)に関する不確かさを取り扱う。シュワウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコアラフラス水位が取り扱われれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	初期の注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉減圧後の注水開始は、水位低下発動が早い場合であっても、これら操作手順(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。水位低下発動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお、解析コードでは、シュワウド外水位は現実的に評価されることから不確かさは小さい。	シュワウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出(臨界流・差圧流)	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABRRの実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材材流を連系的に評価する。関連する運転操作として急減速後後の注水操作があるが、注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前段であり、原子炉圧力及び原子炉水位の変動が運転員等操作時間に与える影響はない。	主蒸気速がし非流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は、有効性実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイムラグに与える影響は小さい。
ECS注水(給水系・代替注水設備含む)	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づいて原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めめに評価する。	TBL, ROSA-III, FIST-ABRRの実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めめに評価する。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)

第 1-2 表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (SAFER) (2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	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
原子炉圧容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABRRの実験解析において、成分を扱っていない。実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めめに評価する。	運転操作はシュワウド外水位(原子炉水位)に基づき操作であることから、運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	有効性評価解析では原子炉水位が燃料有効長頂部を下回ることで、炉心沸騰後の再注水過程で表れる解析結果に重点を置き、炉心水位変動を考慮する必要がなく、解析コードは炉心内の二相水位変化をとおおむね同等に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出(臨界流・差圧流)	臨界流モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位(シュワウド外水位)に関する不確かさを取り扱う。シュワウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコアラフラス水位が取り扱われれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位(シュワウド外水位)を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。破断口及び蒸気が安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平均的質流に達するのには十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平均的質流モデルを適用可能である。
ECS注水(給水系・代替注水設備含む)	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づいて原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めめに評価する。	TBL, ROSA-III, FIST-ABRRの実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めめに評価する。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

表 1-1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (崩壊熱除去機能が喪失した場合) (2 / 2)

【SAFER】分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	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
原子炉圧容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位(シュワウド外水位)に関する不確かさを取り扱う。シュワウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコアラフラス水位が取り扱われれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉減圧時冷卻系による注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉減圧後の注水開始は、原子炉水位(シュワウド外)低下発動が早い場合であっても、これら操作手順(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。水位低下発動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお、解析コードでは、シュワウド外水位は現実的に評価されることから不確かさは小さい。	シュワウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。破断口からの流出は、有効性実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイムラグに与える影響は小さい。
	冷却材放出(臨界流・差圧流)	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABRRの実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めめに評価する。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。破断口及び蒸気が安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平均的質流に達するのには十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平均的質流モデルを適用可能である。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
ECS注水(給水系・代替注水設備含む)	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づいて原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めめに評価する。	TBL, ROSA-III, FIST-ABRRの実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めめに評価する。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

島根原子力発電所 2号炉

備考

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (崩壊熱除去機能が喪失した場合) (2/3)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	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
	解析条件	最確条件			
サブプレッショ ン・チェンバ ール水位	35℃	約30℃~約35℃ (実測値)	通常運転時のサブプレッショ ン・チェンバール水位の上限値 として設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は、解析条件で設定している高温よりも低 くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレ イに与える影響は小さく、運転員等操作時 間には与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している高温よりも低くなる ため、格納容器の蒸気量は大きくならず格納容器熱負荷が減少となるまで に与える影響は小さい。
格納容器圧力	5.2kPa [range]	約3kPa [range] ~ 約7kPa [range] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力と して設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を 与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は 小さい。例えば、ゆらぎによる格納容器圧力初期ピーク(約 20時間での約290kPa)であるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇 量は約2kPaであり非常に小さい。したがって、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は与える影響は小 さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得 るが、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク(約20時間)までの圧力上 昇率(平均)は1時間あたり約14kPa(約200kPa)である のに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。 したがって、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。
格納容器温度	57℃	約43℃~約62℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度と して設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している高温よりも低 くなるため、格納容器圧力上昇に対する格納容器ス プレイによる圧力抑制効果は小さくなり、副次スプレイの間に 存在していることから運転員等操作時間には与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している高温よりも低くなる ため、格納容器温度は格納容器スプレイにより緩和し温度となること から、初期温度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。
真空破壊装置		3.43kPa (ドラライウェル・サブレ ンション・チェンバ間差 圧) (設計値)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える 影響はなく、運転員等操作時間には与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響は なく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
外部水源の温 度		約35℃~約50℃ (実測値)	復水ポンプ吐出速度を参 考に設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は、解析条件で設定している高温よりも低 くなる可能性があるが、格納容器圧力上昇に対する格納容器ス プレイによる圧力抑制効果は小さくなり、副次スプレイの間に 存在していることから運転員等操作時間には与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している高温よりも低くなる 可能性があるが、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧 力抑制効果は小さくなり、副次スプレイの間に存在していることから、 運転員等操作時間には与える影響は小さい。
外部水源の容 量		21.40m ³ 以上 (淡水貯水池水量+復水 貯蔵槽水量)	淡水貯水池及び通常運転中の 復水貯蔵槽の水量を参考に設 定	最確条件とした場合は、解析条件よりも水源容量の余裕は大き くなる。また、事象発生12時間後からの復水貯蔵槽水量がポン (4-6)による補給により復水貯蔵槽は枯渇しないことから、 運転員等操作時間には与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる ため、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果 は小さくなり、副次スプレイの間に存在していることから、運転員等操 作時間には与える影響は小さい。
燃料の容量		2.140kL以上 (燃料タンク容量+ガス タービン発電機用燃料タン ク容量)	通常時の軽油タンク及びガス タービン発電機用燃料タンク の運用量を参考に設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大き くなる。また、事象発生直後から最大燃料容量を定しても燃 料は枯渇しないことから、運転員等操作時間には与える影響はな い。	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる ため、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果 は小さくなり、副次スプレイの間に存在していることから、運転員等操 作時間には与える影響は小さい。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (2/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	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
	解析条件	最確条件			
原子炉停止後の 崩壊熱		ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度 約31.0kWh/4 (実測値)	1.サイクルの運転期間(3ヶ月)に 調査運転期間(約1ヶ月)を考慮し した運転期間に対応する燃焼度とし て設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱 よりも小さくなるため、発生する蒸気量は減少し、原子 炉水位の低下は緩和され、また、炉心融出後の燃料 被覆温度の低下は緩和され、それに伴う炉心冷却材 の放出も減少することから、格納容器圧力及び炉心温 度の上昇が小さくなるが、操作手順(原子炉減圧後速 やかに低圧水に移行することに変わらな)から、 運転員等操作時間には与える影響は小さい。	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 りも小さくなるため、発生する蒸気量は減少し、原子 炉水位の低下は緩和され、また、炉心融出後の燃料被覆 温度の低下は緩和され、それに伴う炉心冷却材の放出も 減少することから、格納容器圧力及び炉心温度の上昇 は小さくなるが、格納容器圧力及び炉心温度の上昇は格納 容器スプレイにより抑制されることから、評価項目となる パラメータに与える影響は小さい。
格納容器圧力		5kPa [range]	通常運転時の格納容器圧力を包 容する値として設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも水源容量の余裕は大き くなる。また、事象発生12時間後からの復水貯蔵槽水量がポン (4-6)による補給により復水貯蔵槽は枯渇しないことから、 運転員等操作時間には与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる ため、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果 は小さくなり、副次スプレイの間に存在していることから、運転員等操 作時間には与える影響は小さい。
格納容器 空側温度		約25℃~約58℃ (実測値)	通常運転時の格納容器空側温度 (ドラライウェル内ガス冷却表面の 設計温度)として設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも格納容器空側温度 が上昇し、格納容器圧力及び炉心温度の上昇が小さ くなる。また、事象発生直後から最大燃料容量を定しても燃 料は枯渇しないことから、運転員等操作時間には与える影響はな い。	最確条件とした場合は、解析条件よりも格納容器空側温度が 上昇し、格納容器圧力及び炉心温度の上昇が小さくなる ため、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果 は小さくなり、副次スプレイの間に存在していることから、運転員等操 作時間には与える影響は小さい。
格納容器体積 (ドラライウェル)		5.700m ³ (設計値)	設計値	最確条件とした場合は、解析条件よりも格納容器体積 が減少し、格納容器圧力及び炉心温度の上昇が小さ くなる。また、事象発生直後から最大燃料容量を定しても燃 料は枯渇しないことから、運転員等操作時間には与える影響はな い。	最確条件とした場合は、解析条件よりも格納容器体積が減少し、格納 容器圧力及び炉心温度の上昇が小さくなるため、格納容器圧力上昇に 対する格納容器体積(サブプレッショ ン・チェンバール)の液面の高さの幅は非常に小さい。例 えば、サブプレッショ ン・チェンバール水位の上昇は約12mであり、その割合 は約1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影 響は小さい。
格納容器体積 (サブプレッショ ン・チェンバ ール)		空間部：約4.058 m ³ 液相部：約4.092m ³ 約3.308m ³ (実測値)	設計値(通常運転時のサブプレッ ション・チェンバール水位の下限値に基づき設 定)	最確条件とした場合は、解析条件よりも格納容器体積 が減少し、格納容器圧力及び炉心温度の上昇が小さ くなる。また、事象発生直後から最大燃料容量を定しても燃 料は枯渇しないことから、運転員等操作時間には与える影響はな い。	最確条件とした場合は、解析条件よりも格納容器体積(サブプレッ ション・チェンバール)の液面の高さの幅は非常に小さい。例 えば、サブプレッショ ン・チェンバール水位の上昇は約12mであり、その割合 は約1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影 響は小さい。
サブプレッショ ン・チェンバ ール水位		7.000m ³ ~ 7.070m ³ (実測値)	通常運転時のサブプレッショ ン・チェンバール水位の下限値として設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも格納容器体積 が減少し、格納容器圧力及び炉心温度の上昇が小さ くなる。また、事象発生直後から最大燃料容量を定しても燃 料は枯渇しないことから、運転員等操作時間には与える影響はな い。	最確条件とした場合は、解析条件よりも格納容器体積(サブプレッ ション・チェンバール)の液面の高さの幅は非常に小さい。例 えば、サブプレッショ ン・チェンバール水位の上昇は約12mであり、その割合 は約1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影 響は小さい。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (崩壊熱除去機能が喪失した場合) (2/3)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	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
	解析条件	最確条件			
格納容器空側 温度(ドラライ ウェル)	7.900℃	7.900℃ (設計値)	ドラライウェル内体積の設計値 (内部液面及び構造の体積 を考慮した設計)	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与 える影響はなく、運転員等操作時間には与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象 進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータ に与える影響はない。
格納容器空側 温度(サブプレ ッショ ン・チェンバ ール)	空間部：4.700m ³ 液相部：2.800m ³ (設計値)	空間部：4.700m ³ 液相部：2.800m ³ (設計値)	通常運転時のサブプレッ ション・チェンバール水位 の体積を包絡する値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与 える影響はなく、運転員等操作時間には与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象 進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータ に与える影響はない。
真空破壊装置	3.43kPa (ドラライウェル・サ ブレッショ ン・チェンバ間差 圧) (設計値)	3.43kPa (ドラライウェル・サ ブレッショ ン・チェンバ間差 圧) (設計値)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与 える影響はなく、運転員等操作時間には与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象 進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータ に与える影響はない。
サブプレッ ション・チェ ンバール水位	3.6m (通常運転水位)	約3.50m~約3.60m (実測値)	通常運転時のサブプレッ ション・チェンバール水位 として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変 動を与え得るが、ゆらぎによるサブプレッ ション・チェンバール水位の上昇は約12mであり、その割合 は約1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影 響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変 動を与え得るが、ゆらぎによるサブプレッ ション・チェンバール水位の上昇は約12mであり、その割合 は約1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影 響は小さい。
サブプレッ ション・チェ ンバール温度	35℃	約19℃~約35℃ (実測値)	通常運転時のサブプレッ ション・チェンバール温度 として設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも格納容器空側温度 が上昇し、格納容器圧力及び炉心温度の上昇が小さ くなる。また、事象発生直後から最大燃料容量を定しても燃 料は枯渇しないことから、運転員等操作時間には与える影響はな い。	最確条件とした場合は、解析条件よりも格納容器空側温度が 上昇し、格納容器圧力及び炉心温度の上昇が小さくなる ため、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果 は小さくなり、副次スプレイの間に存在していることから、運転員等操 作時間には与える影響は小さい。
格納容器圧力	5.0kPa [range]	約5kPa [range] ~ 約7kPa [range] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力と して設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも格納容器空側温度 が上昇し、格納容器圧力及び炉心温度の上昇が小さ くなる。また、事象発生直後から最大燃料容量を定しても燃 料は枯渇しないことから、運転員等操作時間には与える影響はな い。	最確条件とした場合は、解析条件よりも格納容器空側温度が 上昇し、格納容器圧力及び炉心温度の上昇が小さくなる ため、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果 は小さくなり、副次スプレイの間に存在していることから、運転員等操 作時間には与える影響は小さい。
燃料の容量	1.180m ³	1.180m ³ 以上 (合計貯蔵槽)	発電所構内に貯蔵している全 貯蔵槽を参考に、最確条件を包 絡する値として設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大き くなる。また、事象発生直後から最大燃料容量を定しても燃 料は枯渇しないことから、運転員等操作時間には与える影響はな い。	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる ため、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果 は小さくなり、副次スプレイの間に存在していることから、運転員等操 作時間には与える影響は小さい。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)) (3/3)

項目	解析条件(初期条件、事故条件及び確認条件)の不確かさ		条件設定の考え方	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
	解析条件	最確条件			
起回事象	給水流量の急減失 崩壊熱除去機能喪失	—	原子炉水位の低下の観点で厳しい事故を設定 取水流量の異常により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定	—	—
安全機能の喪失に対する仮定	—	—	取水流量の異常により非常用冷却水供給が停止するものとして設定	—	—
外部電源	—	—	安全機能の喪失により非常用冷却水供給が停止するものとして設定	—	—
原子炉スクラム信号	原子炉スクラム信号(約1.05秒)	原子炉スクラム信号(約1.05秒)	原子炉スクラム信号(約1.05秒)	—	—
過熱し安全弁	—	—	—	—	—
燃料の質量	約 1.010tL	約 1.010tL	—	—	—
起回事象	—	—	—	—	—
安全機能の喪失に対する仮定	—	—	—	—	—
外部電源	—	—	—	—	—

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (3/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	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
	解析条件	最確条件			
サブプレッジョン・プール水温度	約 15℃～約 32℃ (実績値)	約 15℃～約 32℃ (実績値)	通常運転時のサブプレッジョン・プール水温度の上限値として設定	—	—
作動圧力: 3.45MPa (ドライウェル・ラプレッジョン・チェン・小間差圧)	約 8.600MPa	約 8.600MPa	真空破壊装置の設定値	—	—
外部水源の質量	約 1.010tL	約 1.010tL	西側取水貯水設備及び代替普通水貯水の管理下流量を設定	—	—
燃料の質量	約 1.010tL	約 1.010tL	燃料タンクの管理下流量を設定	—	—
起回事象	—	—	—	—	—
安全機能の喪失に対する仮定	—	—	—	—	—
外部電源	—	—	—	—	—

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)) (3/3)

項目	解析条件(初期条件、事故条件及び確認条件)の不確かさ		条件設定の考え方	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
	解析条件	最確条件			
起回事象	給水流量の急減失 崩壊熱除去機能喪失	—	原子炉水位の低下が厳しい事故を設定 取水流量の異常により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定	—	—
安全機能の喪失に対する仮定	—	—	—	—	—
外部電源	—	—	—	—	—
原子炉スクラム信号	原子炉スクラム信号(約1.05秒)	原子炉スクラム信号(約1.05秒)	原子炉スクラム信号(約1.05秒)	—	—
過熱し安全弁	—	—	—	—	—
燃料の質量	約 1.010tL	約 1.010tL	—	—	—
起回事象	—	—	—	—	—
安全機能の喪失に対する仮定	—	—	—	—	—
外部電源	—	—	—	—	—

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (4/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	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
	解析条件	最確条件			
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間 1.05 秒)	原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間 1.05 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事故進展に影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事故進展に影響はない。評価項目となるパラメータに与える影響はない。
速がし安全弁	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79MPa[gage] ~ 8.31MPa[gage] (1個当たり) 385.2t/h (1個当たり) ~ 410.6t/h (1個当たり)	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79MPa[gage] ~ 8.31MPa[gage] (1個当たり) 385.2t/h (1個当たり) ~ 410.6t/h (1個当たり)	速がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件と同等であることから、事故進展に影響はない。	解析条件と最確条件と同等であることから、事故進展に影響はない。評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	(原子炉手動減圧操作時) 速がし安全弁 (自動減圧機能) 7割を開放することによる原子炉減圧	(原子炉手動減圧操作時) 速がし安全弁 (自動減圧機能) 7割を開放することによる原子炉減圧	速がし安全弁の設計値に基づき原子炉減圧と蒸気流量の関係から設定	解析条件と最確条件と同等であることから、事故進展に影響はない。	解析条件と最確条件と同等であることから、事故進展に影響はない。評価項目となるパラメータに与える影響はない。
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 (7.86MPa[gage] ~ 1.04MPa[gage] において注水)	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 (7.86MPa[gage] ~ 1.04MPa[gage] において注水)	設計値を適用 原子炉隔離時冷却系は、タービン回転起動により原子炉圧力に依存する一定の流量にて注水する設計となっている	解析条件と最確条件は同様であることから、事故進展に影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事故進展に影響はない。評価項目となるパラメータに与える影響はない。
重大事故対策に關する機器条件					

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (5/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	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
	解析条件	最確条件			
低圧(代替)注水系 (常設)	(原子炉注水甲線時) (2台) ・注水流速: $0\text{m}^3/\text{h} \sim 378\text{m}^3/\text{h}$ ・注水圧力: $0\text{MPa}[\text{gIG}] \sim 2.38\text{MPa}[\text{dIG}]$	(原子炉注水甲線時) (2台) ・注水流速: $0\text{m}^3/\text{h} \sim 378\text{m}^3/\text{h}$ ・注水圧力: $0\text{MPa}[\text{dIG}] \sim 2.38\text{MPa}[\text{dIG}]$	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定	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。	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。
残留熱除去系 (即注注水系)	$1.695\text{m}^3/\text{h}$ (0.14MPa [dIG]において) (最大 $1.676\text{m}^3/\text{h}$ (1系) 相当なり)	$1.695\text{m}^3/\text{h}$ (0.14MPa [dIG]において) (最大 $1.676\text{m}^3/\text{h}$ (1系) 相当なり)	設計値として設定	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。注水後の操作として注水維持可能な注水量に制約するが、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。	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。注水後の操作として注水維持可能な注水量に制約するが、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。
残留熱除去系(後納容器スプレイ冷却系) 残留熱除去系(予プレッション・プールの付帯系)	・ $1.692\text{m}^3/\text{h}$ にて格納容器内にスプレイ ・伝熱容量は、熱交換器1基当たり約24MW (サブプレッション・プール水温度 100°C 、海水温度 32°C において)	・ $1.692\text{m}^3/\text{h}$ にて格納容器内にスプレイ ・伝熱容量は、熱交換器1基当たり約24MW (サブプレッション・プール水温度 100°C 、海水温度 32°C において)	残留熱除去系の設計値として設定 伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき、蒸気の凝縮を包含する高めの海水温度を設定	実際の注水量及び伝熱容量は、解析条件と最確条件と同等であることから、事故進展に影響はない。 スプレイ流量及び伝熱容量は、解析条件と最確条件と同等であることから、事故進展に影響はない。 運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量及び伝熱容量は、解析条件と最確条件と同等であることから、事故進展に影響はない。 スプレイ流量及び伝熱容量は、解析条件と最確条件と同等であることから、事故進展に影響はない。 運転員等操作時間に与える影響はない。
緊急用海水系	約24MW (サブプレッション・プール水温度 100°C 、海水温度 32°C において)	約24MW (サブプレッション・プール水温度 100°C 、海水温度 32°C において)	熱交換器の設計性能に基づき、残留熱除去系の除熱性能を概しくする高めの値で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	解析条件と最確条件と同等であることから、事故進展に影響はない。 運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件と同等であることから、事故進展に影響はない。 運転員等操作時間に与える影響はない。
重大事故対策に 関連する機器 条件					

表3 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
(崩壊熱除去機能が喪失した場合) (3/4)

項目	運転員(運転員)の正確な操作上の操作	運転員(運転員)の正確な操作上の操作	操作の不確かさ要因	運転員(運転員)の正確な操作上の操作	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
代用運転員による運転員(運転員)の正確な操作上の操作	運転員(運転員)の正確な操作上の操作	運転員(運転員)の正確な操作上の操作	運転員(運転員)の正確な操作上の操作	運転員(運転員)の正確な操作上の操作	運転員(運転員)の正確な操作上の操作	運転員(運転員)の正確な操作上の操作	運転員(運転員)の正確な操作上の操作
運転員(運転員)の正確な操作上の操作	運転員(運転員)の正確な操作上の操作	運転員(運転員)の正確な操作上の操作	運転員(運転員)の正確な操作上の操作	運転員(運転員)の正確な操作上の操作	運転員(運転員)の正確な操作上の操作	運転員(運転員)の正確な操作上の操作	運転員(運転員)の正確な操作上の操作
運転員(運転員)の正確な操作上の操作	運転員(運転員)の正確な操作上の操作	運転員(運転員)の正確な操作上の操作	運転員(運転員)の正確な操作上の操作	運転員(運転員)の正確な操作上の操作	運転員(運転員)の正確な操作上の操作	運転員(運転員)の正確な操作上の操作	運転員(運転員)の正確な操作上の操作

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

添付資料2.4.1.4

7日間における燃料の対応について（崩壊熱除去機能が喪失した場合）

プラント状況：6号及び7号炉運転中。1～5号炉停止中。
 事象：崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）は6号及び7号炉を想定、保守的に全ての設備が、事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。
 なお、全プラント上で外部電源喪失が発生することとし、5号炉原子炉建屋内緊急時対応用可搬型電源設備等、プラントに設置しない設備も対象とする。

時系列	判定	合計
事象発生直後～事象発生後7日間	6号及び7号炉軽油タンク 各約1,020kL(注3)及び ガスタービン発電機用軽油タンク容量 約2,140kL(注3)であり、7 日間対応可能。	7日間の 軽油消費量 約632kL
1. 000/h×24h×7日×3台=504,00kL ※1	代替原子炉建屋冷却系専用の電源車 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 110kWh×24h×7日×2台=36,960kWh	7日間の 軽油消費量 約632kL
2. 1,879/h×24h×7日×2台=631,344kWh ※2	代替原子炉建屋冷却系専用の電源車 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 110kWh×24h×7日×2台=36,960kWh	7日間の 軽油消費量 約632kL
3. 1,879/h×24h×7日×2台=631,344kWh ※2	代替原子炉建屋冷却系専用の電源車 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 110kWh×24h×7日×2台=36,960kWh	7日間の 軽油消費量 約632kL
4. 1,879/h×24h×7日×2台=631,344kWh ※2	代替原子炉建屋冷却系専用の電源車 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 110kWh×24h×7日×2台=36,960kWh	7日間の 軽油消費量 約632kL
5. 1,879/h×24h×7日×2台=631,344kWh ※2	代替原子炉建屋冷却系専用の電源車 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 110kWh×24h×7日×2台=36,960kWh	7日間の 軽油消費量 約632kL
6. 1,879/h×24h×7日×2台=631,344kWh ※2	代替原子炉建屋冷却系専用の電源車 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 110kWh×24h×7日×2台=36,960kWh	7日間の 軽油消費量 約632kL
7. 1,879/h×24h×7日×2台=631,344kWh ※2	代替原子炉建屋冷却系専用の電源車 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 110kWh×24h×7日×2台=36,960kWh	7日間の 軽油消費量 約632kL

※1 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台であるが、保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。
 ※2 保安規定に基づき消費。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)

東海第二発電所 (2018.9.12版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

7日間における燃料の対応について
 (崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))

保守的に全ての設備が、事象発生直後から7日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置 5台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 420.0L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×5台(運転台数) =約352.8kL	7日間の 軽油消費量 約352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約800kLであり、7日間対応可能
緊急時対策用発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 411L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×1台(運転台数) =約70.0kL	7日間の 軽油消費量 約70.0kL	緊急時対策用発電機燃料貯蔵タンクの容量は約75kLであり、7日間対応可能

添付資料 2.4.1.5

7日間における燃料の対応について
 (崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))

保守的に全ての設備が、事象発生直後から7日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
ガスタービン発電機 1台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 2.09m³/h×24h×7日×1台=351.12m³	7日間の 軽油消費量 約405m³	ガスタービン発電機用軽油タンクの容量は約450m³であり、7日間対応可能
大型送水ポンプ車 1台起動 0.31m³/h×24h×7日×1台=52.08m³	7日間の 軽油消費量 約8m³	緊急時対策用燃料地下タンクの容量は約45m³であり、7日間対応可能
緊急時対策用発電機 1台 0.0469 m³/h×24h×7日×1台=7.8792m³		

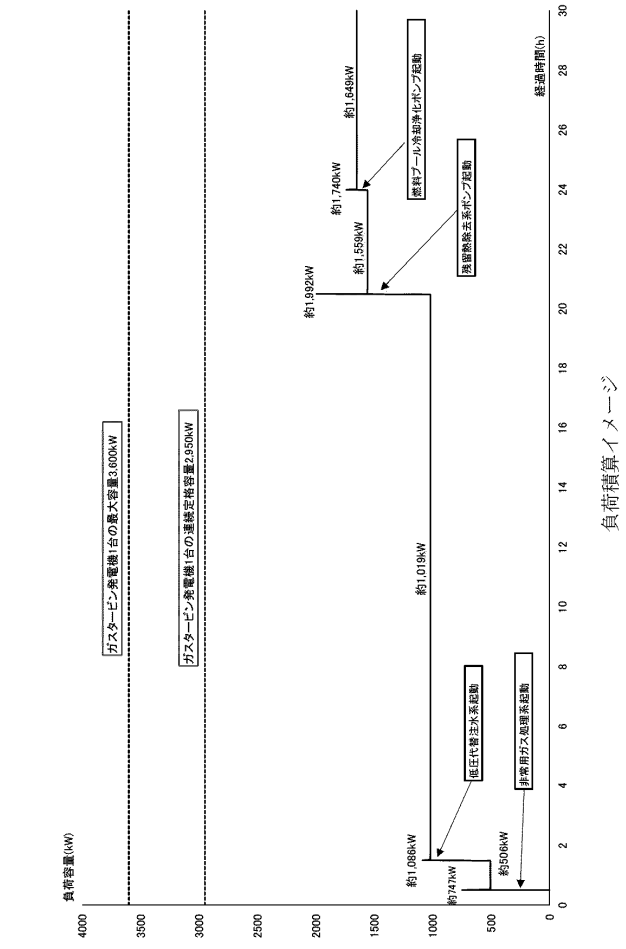
添付資料 2.4.1.3

・設備設計の相違
 【柏崎6/7】
 島根2号炉は、緊急時対策用発電機用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。

・評価結果の相違
 【柏崎6/7, 東海第二】

常設代替交流電源設備の負荷（崩壊熱除去機能が喪失した場合）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)



6号炉	
直流125V充電器盤A	約94kW
直流125V充電器盤A-2	約56kW
AM用直流125V充電器盤	約41kW
直流125V充電器盤B	約98kW
交流120V中央制御室計測用分電盤A,B	約12kW
非常用照明	約100kW
中央制御室可搬型陽圧化空調機	3kW
復水移送ポンプ	55kW
復水移送ポンプ	55kW
残留熱除去系ポンプ(起動時)	540kW (973kW)
燃料プール冷却浄化ポンプ(起動時)	90kW (181kW)
非常用ガス処理系排風機等*	約37kW
その他必要な設備	約103kW
その他不要な設備	約366kW
合計(連続最大容量)	約1649kW
(最大容量)	約1992kW

*非常用ガス処理系湿分除去装置、及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。

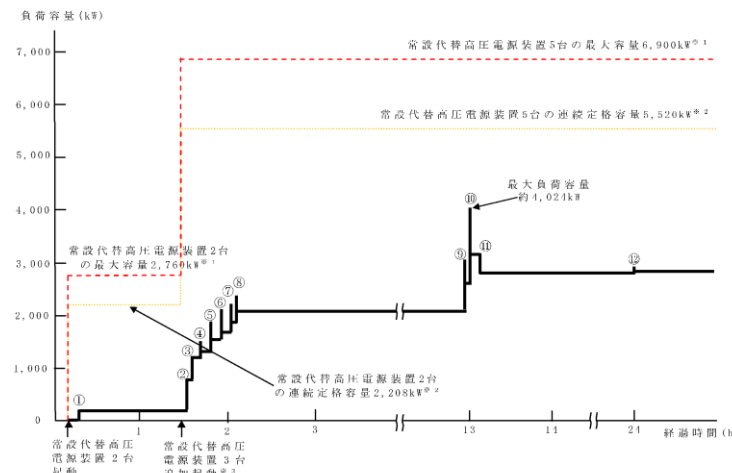
東海第二発電所 (2018.9.12版)

添付資料2.4.1.6

常設代替交流電源設備の負荷
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))

主要負荷リスト 【電源設備:常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	緊急用自動起動設備 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷	約120 約97	約245	約217
②	非常用母線2C自動起動設備 ・直流125V充電器A ・非常用照明* ・120/240V計装用主母線盤2A ・その他必要な負荷 ・その他不要な負荷**	約79 約108 約134 約14 約234	約799	約786
③	非常用母線2D自動起動設備 ・直流125V充電器B ・非常用照明* ・120/240V計装用主母線盤2B ・その他必要な負荷 ・その他不要な負荷**	約60 約86 約134 約135	約1,206	約1,201
④	非常用ガス再循環系排風機 ・非常用ガス処理系排風機 ・その他必要な負荷 ・停止負荷	約55 約8 約95 約52	約1,495	約1,307
⑤	中央制御室換気系空調機ファン 中央制御室換気系フィルタ系ファン その他必要な負荷	約45 約8 約183	約1,884	約1,543
⑥	非常用排気ファン その他必要な負荷	約8 約154	約2,097	約1,705
⑦	常設代替注水系ポンプ	約190	約2,190	約1,895
⑧	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約2,380	約2,085
⑨	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約510 約4	約2,380	約2,599
⑩	残留熱除去系ポンプ その他必要な負荷	約584 約3	約4,024	約3,186
⑪	停止負荷	約380	—	約2,806
⑫	常設低圧代替注水系ポンプ2台 代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約2,915	約2,836



※1 常設代替高圧電源装置の出力運転時の容量(1,380kW)運転台数=最大容量
 ※2 常設代替高圧電源装置の出力運転時の容量(1,380kW)運転台数=連続定格容量
 ※3 非常用母線2C自動起動設備の容量(1,206kW)運転台数=最大容量
 ※4 非常用母線2D自動起動設備の容量(1,201kW)運転台数=最大容量
 ※5 非常用母線2C自動起動設備の容量(1,206kW)運転台数=最大容量
 ※6 非常用母線2D自動起動設備の容量(1,201kW)運転台数=最大容量
 ※7 非常用母線2C自動起動設備の容量(1,206kW)運転台数=最大容量
 ※8 非常用母線2D自動起動設備の容量(1,201kW)運転台数=最大容量
 ※9 非常用母線2C自動起動設備の容量(1,206kW)運転台数=最大容量
 ※10 非常用母線2D自動起動設備の容量(1,201kW)運転台数=最大容量
 ※11 非常用母線2C自動起動設備の容量(1,206kW)運転台数=最大容量
 ※12 非常用母線2D自動起動設備の容量(1,201kW)運転台数=最大容量

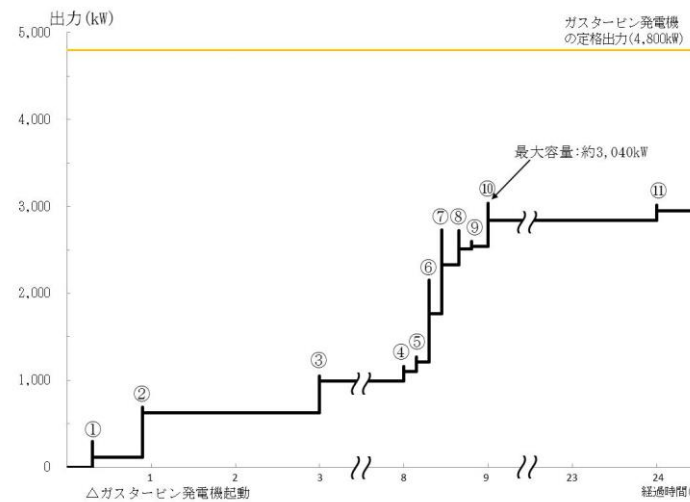
島根原子力発電所 2号炉

添付資料2.4.1.4

常設代替交流電源設備の負荷
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))

主要負荷リスト
電源設備:ガスタービン発電機 定格出力:4,800kW

起動順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の最大負荷容量 (kW)
①	ガスタービン発電機付帯設備	約111	約300	約111
②	充電器, 非常用照明, 非常用ガス処理系他(D系高圧母線受電時の自動投入負荷)	約518	約695	約629
③	充電器, 非常用照明, 非常用ガス処理系他(C系高圧母線受電時の自動投入負荷)	約359	約1,050	約988
④	A-淡水ポンプ(移動式代替熱交換設備)	約110	約1,158	約1,098
⑤	B-淡水ポンプ(移動式代替熱交換設備)	約110	約1,268	約1,208
⑥	C-残留熱除去ポンプ	約560	約2,151	約1,768
⑦	B-残留熱除去ポンプ	約560	約2,732	約2,328
⑧	B-中央制御室送風機	約180	約2,723	約2,508
⑨	B-中央制御室非常用再循環送風機	約30	約2,600	約2,538
⑩	B-中央制御室冷凍機	約300	約3,040	約2,838
⑪	B-燃料プール冷却水ポンプ	約110	約3,013	約2,948



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

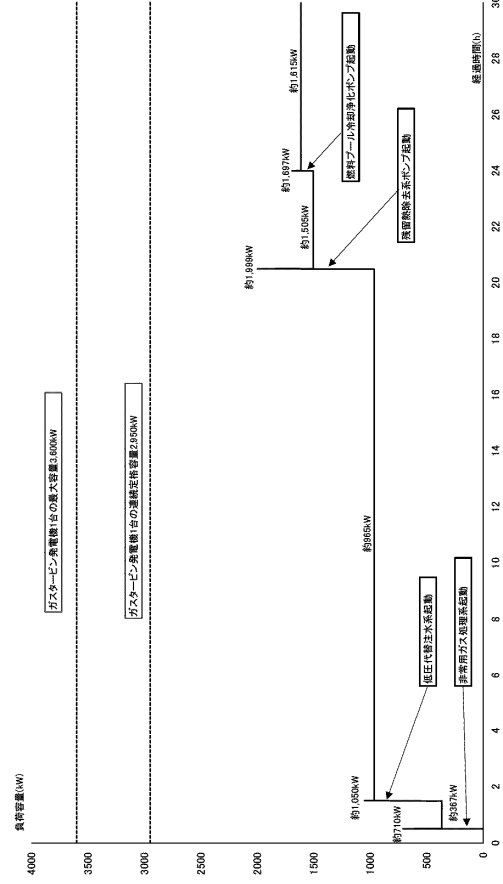
備考

・設備設計の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
常設代替交流電源設備から電源供給が必要となる負荷の相違

常設代替交流電源設備の負荷（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）

<7号炉>

	7号炉
直流125V充電器盤A	約94kW
直流125V充電器盤A-2	約56kW
AM用直流125V充電器盤	約41kW
直流125V充電器盤B	約98kW
交流120V中央制御室計測用分電盤A,B	約6kW
非常用照明	約100kW
中央制御室可搬型扇圧化空調機	3kW
復水移送ポンプ	55kW
復水移送ポンプ	55kW
残留熱除去系ポンプ(起動時)	540kW (1034kW)
燃料プール冷却浄化ポンプ(起動時)	110kW (192kW)
非常用ガス処理系排風機等*	約20kW
その他必要な設備	約116kW
その他不要な設備	約321kW
合計(連続最大容量) (最大容量)	約1615kW (約1999kW)



負荷積算イメージ

※非常用ガス処理系扇圧化装置、及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。

実線・・設備運用又は体制等の相違 (設計方針の相違)
 波線・・記載表現、設備名称の相違 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2.4.2 残留熱除去系が故障した場合</p> <p>2.4.2.1 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「崩壊熱除去機能喪失」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, ①「過渡事象+崩壊熱除去失敗」, ②「過渡事象+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗」, ③「通常停止+崩壊熱除去失敗」, ④「通常停止+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑤「サポート系喪失+崩壊熱除去失敗」, ⑥「サポート系喪失+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑦「小破断 LOCA+崩壊熱除去失敗」, ⑧「中破断 LOCA+RHR 失敗」及び⑨「大破断 LOCA+RHR 失敗」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>2.4.2 残留熱除去系が故障した場合</p> <p>2.4.2.1 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「崩壊熱除去機能喪失」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, ①「過渡事象+RHR失敗」, ②「過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗」, ③「外部電源喪失+DG失敗 (HPCS成功)」, ④「外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS成功)」, ⑤「外部電源喪失+直流電源喪失 (HPCS成功)」, ⑥「手動停止/サポート系喪失 (手動停止)+RHR失敗」, ⑦「手動停止/サポート系喪失 (手動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗」, ⑧「サポート系喪失 (自動停止)+RHR失敗」, ⑨「サポート系喪失 (自動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗」, ⑩「サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失)+DG失敗 (HPCS成功)」, ⑪「サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失)+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS成功)」, ⑫「小破断 LOCA+RHR失敗」, ⑬「中破断 LOCA+RHR失敗」及び⑭「大破断 LOCA+RHR失敗」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>本事故シーケンスグループは, LOCAを起因事象とする事故シーケンスも含め炉心冷却に成功する。中長期的な格納</p>	<p>2.4.2 残留熱除去系が故障した場合</p> <p>2.4.2.1 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「崩壊熱除去機能喪失」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, ①「過渡事象+崩壊熱除去失敗」, ②「過渡事象+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」, ③「過渡事象+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+崩壊熱除去失敗」, ④「過渡事象+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑤「手動停止+崩壊熱除去失敗」, ⑥「手動停止+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑦「手動停止+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑧「手動停止+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑨「サポート系喪失+崩壊熱除去失敗」, ⑩「サポート系喪失+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑪「サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑫「サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑬「冷却材喪失 (小破断 LOCA) +崩壊熱除去失敗」, ⑭「冷却材喪失 (小破断 LOCA) +高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑮「冷却材喪失 (中破断 LOCA) +崩壊熱除去失敗」, ⑯「冷却材喪失 (中破断 LOCA) +高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑰「冷却材喪失 (大破断 LOCA) +崩壊熱除去失敗」, ⑱「冷却材喪失 (大破断 LOCA) +高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑲「外部電源喪失+交流電源 (DG-A, B) 失敗」, ⑳「外部電源喪失+交流電源 (DG-A, B) 失敗+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗」及び㉑「外部電源喪失+直流電源 (区分1, 2) 失敗」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>備考</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く）の発生後、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、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、残留熱除去系が故障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、残留熱除去系の有する炉心冷却及び原子炉格納容器除熱機能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>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及び高圧炉心注水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る。また、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。</p>	<p><u>容器圧力及び雰囲気温度上昇の観点では、崩壊熱が支配要因となることからLOCAも過渡事象も同等となり、崩壊熱除去機能喪失に対する重大事故等対策に違いはない。また、LOCA時注水機能喪失及び雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）にて、LOCAに加えて崩壊熱除去機能が喪失した場合の重大事故等対策の有効性を確認している。以上を踏まえ、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く。）の発生後、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</u></p> <p>本事故シーケンスグループは、残留熱除去系が故障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、残留熱除去系の有する炉心冷却及び格納容器除熱機能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>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及び高圧炉心スプレイ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る。また、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施する。</p>	<p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く）の発生後、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、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、残留熱除去系が故障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、残留熱除去系の有する炉心冷却及び原子炉格納容器除熱機能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>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及び低圧原子炉代替注水系（常設）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る。また、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。</p>	<p>島根2号炉は、LOCAを起因とし崩壊熱除去に失敗するシーケンスが抽出され、その対策の有効性は「LOCA時注水機能喪失」及び「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」にて、LOCAに崩壊熱除去機能喪失を重畳させることで確認している。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、耐圧強化ベントを自主設備として位置付けている (以降、同様な相違については記載省略)</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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及び高圧炉心注水系による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁を開維持することで、<u>高圧炉心注水系</u>による炉心冷却を継続する。</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<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却手段、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.4.2.1図から第2.4.2.3図に、手順の概要を第2.4.2.4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2.4.2.1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、<u>事象発生10時間までの6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計24名</u>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、<u>当直長1名（6号及び7号炉兼任）、当直副長2名、運転操作対応を行う運転員8名</u>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<u>緊急時対策本部要員は5名、緊急時対策要員（現場）は8名</u>である。</p> <p>また、<u>事象発生10時間以降に追加に必要な要員は、フィルタ装置薬液補給作業を行うための参集要員20名</u>である。必要な要員と作業項目について第2.4.2.5図に示す。</p>	<p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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、<u>高圧炉心スプレイ系、低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、<u>逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>を開維持することで、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による炉心冷却を継続する。</p> <p>また、<u>格納容器</u>の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による格納容器冷却手段及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.4.2-1図に、手順の概要を第2.4.2-2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2.4.2-1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、<u>事象発生2時間までの重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員（初動）18名</u>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、<u>当直発電長1名、当直副発電長1名及び運転操作対応を行うための当直運転員4名</u>である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は<u>4名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員は8名</u>である。</p> <p>また、<u>事象発生2時間以降に追加に必要な参集要員は、タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員2名及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作を行うための重大事故等対応要員3名</u>である。必要な要員と作業項目について第2.4.2-3図に示す。</p>	<p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁</u>による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、<u>自動減圧機能付き逃がし安全弁</u>を開維持することで、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による炉心冷却を継続する。</p> <p>また、<u>原子炉格納容器</u>の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段、格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.4.2.1-1(1)図から第2.4.2.1-1(3)図に、手順の概要を第2.4.2.1-2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2.4.2.1-1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、<u>緊急時対策要員28名</u>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、<u>当直長1名、当直副長1名、運転操作対応を行う運転員3名</u>である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は<u>5名、復旧班要員は18名</u>である。</p> <p>必要な要員と作業項目について第2.4.2.1-3図に示す。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。 ・運用及び体制の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。 ・運用及び設備設計の相違 【柏崎6/7，東海第二】 プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお、これら要員28名は夜

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>24名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム確認</p> <p>運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域モニタ等</u>である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水</p> <p>原子炉スクラム後、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が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</p>	<p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>18名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム確認</p> <p>運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域計装等</u>である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水</p> <p>原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、<u>原子炉水位異常低下（レベル2）</u>で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</p>	<p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>28名</u>で対処可能である。</p> <p>a. <u>外部電源喪失及び原子炉スクラム確認</u></p> <p><u>原子炉の出力運転中に外部電源喪失となり、</u>運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域計装</u>である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水</p> <p>原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、<u>原子炉水位低（レベル2）</u>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ことにより、原子炉水位が回復する。</p>	<p>間・休日を含め発電所に常駐している要員である。</p> <p>・体制の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】 運用及び設備の相違に伴う、必要要員数の相違。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、SA事象を鑑みて、外部電源の喪失を仮定している。</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、中性子源領域計装（SRM）及び中間領域計装（IRM）、柏崎6/7，東海第二は起動領域計装（SRNM）を採用している。柏崎6/7，東海第二は、運転時挿入されているSRNMにより確認が可能な設備として、等を記載しているが、島根2号炉は、SRM及びIRMが運転時引き抜きのため、平均出力領域計装（APRM）により確認することとしている。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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、<u>原子炉水位及び原子炉隔離時冷却系系統流量等</u>である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>c. 残留熱除去系機能喪失確認</p> <p>原子炉隔離時冷却系運転により、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温</u>が上昇するため、<u>残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード</u>を起動するが、<u>残留熱除去系の故障によりサブプレッション・プール冷却は失敗する。</u></p> <p>残留熱除去系の故障を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去系ポンプ吐出圧力等</u>である。</p> <p>d. 逃がし安全弁による原子炉減圧</p> <p><u>運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故により、主復水器による原子炉減圧ができないため、中央制御室からの遠隔操作によって主蒸気隔離弁を手動で全閉し、かつ、逃がし安全弁を手動開操作し原子炉を減圧する。</u></p>	<p>原子炉隔離時冷却系及び<u>高压炉心スプレイ系</u>による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位（広帯域）、原子炉隔離時冷却系系統流量等</u>である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（<u>レベル3</u>）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>c. 残留熱除去系機能喪失確認</p> <p>原子炉隔離時冷却系運転により、サブプレッション・プール水温度が上昇するため、<u>残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u>を起動するが、<u>残留熱除去系の故障によりサブプレッション・プール冷却は失敗する。</u></p> <p>残留熱除去系の故障を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去系ポンプ吐出圧力等</u>である。</p> <p>d. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p><u>残留熱除去系機能喪失を確認後、<u>低压代替注水系（常設）</u>による原子炉注水の準備*として、中央制御室からの遠隔操作により常設<u>低压代替注水系ポンプ2台</u>を起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁（<u>残留熱除去系注入弁</u>）が開動作可能であることを確認する。</u></p> <p><u>サブプレッション・プール熱容量制限により、中央制御室からの遠隔操作によって<u>低压代替注水系（常設）</u>による原子炉注水の準備が完了後、<u>逃がし安全弁（自動減圧機能）7個</u>を手動開操作し原子炉を急速減圧する。また、<u>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が停止したことを確認する。</u></u></p>	<p>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、<u>原子炉水位（広帯域）、原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量等</u>である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（<u>レベル2</u>）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>c. 残留熱除去系機能喪失確認</p> <p>原子炉隔離時冷却系運転により、<u>サブプレッション・プール水温度</u>が上昇するため、<u>残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）</u>を起動するが、<u>残留熱除去系の故障によりサブプレッション・プール冷却は失敗する。</u></p> <p>残留熱除去系の故障を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去ポンプ出口流量等</u>である。</p> <p>d. 逃がし安全弁による原子炉減圧</p> <p><u>低压原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水の準備*として、中央制御室からの遠隔操作により<u>常設代替交流電源設備</u>を起動しSA低压母線に給電後、<u>低压原子炉代替注水ポンプ</u>を起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁（<u>A-RHR注水弁及びFLSR注水隔離弁</u>）が開動作可能であることを確認する。</p> <p><u>原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサブプレッション・プール水温度 100℃で、中央制御室からの遠隔操作によって<u>自動減圧機能付き逃がし安全弁6個</u>を手動開操作し原子炉を急速減圧する。</u></p>	<p>炉減圧後は<u>低压原子炉代替注水系（常設）</u>による注水を実施。なお、<u>高压炉心スプレイ系</u>が自動起動する水位（レベル1H）まで低下しない。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 解析における水位制御の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 島根2号炉は、外部電源喪失を想定しているため、常設代替交流電源設備起動後、<u>低压原子炉代替注水ポンプ</u>へ電源を供給し起動操作を実施する。</p> <p>・設備設計及び運用の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生8時間後</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>原子炉減圧を確認するために必要な計測設備は、原子炉圧力である。</p> <p>e. <u>高圧炉心注水系による原子炉注水</u> <u>原子炉圧力が低下するため、原子炉隔離時冷却系系統流量が低下し原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系が自動起動し、原子炉水位は回復する。</u> <u>高圧炉心注水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、高圧炉心注水系系統流量等である。</u> <u>原子炉水位回復確認後、原子炉隔離時冷却系は停止する。</u></p> <p>f. <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却</u> 崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び</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、原子炉圧力である。</p> <p>※ 本事故シーケンスでは、低圧で注水可能な系統として、高圧炉心スプレイ系、<u>低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）C系</u>に期待することも可能であるが、原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で、注水流量の小さい<u>低圧代替注水系（常設）</u>に期待した評価としている。</p> <p>e. <u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水</u> 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が<u>低圧代替注水系（常設）</u>の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。 <u>低圧代替注水系（常設）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）、低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）等である。</u></p> <p>f. <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却</u> 崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び</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、<u>原子炉圧力（SA）、原子炉圧力、サプレッション・プール水温度（SA）</u>である。</p> <p>※ 本事故シーケンスでは、低圧で注水可能な系統として、高圧炉心スプレイ系、<u>低圧炉心スプレイ系又はC-残留熱除去系（低圧注水モード）</u>に期待することも可能であるが、原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で、注水流量の小さい<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>に期待した評価としている。</p> <p>e. <u>低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水</u> 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。 <u>低圧原子炉代替注水系（常設）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）、原子炉水位（燃料域）、代替注水流量（常設）等である。</u> <u>原子炉水位回復後は、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。</u></p> <p>f. <u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却</u> 崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び</p>	<p>以降は低圧原子炉代替注水系（常設）を用いて注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、手順上の弁数を設定。 ・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系の機能維持不可を判断するため、サプレッション・プール水温度を監視。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。 ・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、原子炉注

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>温度が上昇する。格納容器圧力が <u>0.18MPa[gage]</u> に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃ に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により <u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u> による原子炉格納容器冷却を実施する。</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、<u>格納容器内圧力、復水補給水系流量(RHR B系代替注水流量)</u> 等である。</p> <p>g. <u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱の準備として、<u>原子炉格納容器二次隔離弁を原子炉建屋内の原子炉区域外からの人力操作により開する。</u></p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による原子炉格納容器冷却を継続しても、<u>格納容器圧力が 0.31MPa[gage]</u> に</p>	<p>雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が <u>0.279MPa [gage]</u> に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃ に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により <u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u> による格納容器冷却を実施する。また、<u>低圧代替注水系(常設)</u> による原子炉注水を継続する。</p> <p>なお、<u>低圧代替注水系(常設)</u> による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却は、<u>常設低圧代替注水系ポンプ 2 台により同時に実施可能な設計としている。</u></p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、<u>ドライウェル圧力、サプレッション・チェンバ圧力、低圧代替注水系格納容器スプレイ流量(常設ライン用)</u> 等である。</p> <p>g. <u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱の準備として、<u>第一弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。</u></p> <p>サプレッション・プール水位が、<u>通常水位+6.5m</u> に到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により <u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u> による格納容器冷却を停止する。<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u> による格納容器冷却の停止後、格納容器圧力は徐々に上昇する。格納容器圧力が <u>0.31MPa [gage]</u> に到達した場合、<u>第二弁を中央制御室</u></p>	<p>雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が <u>384kPa[gage]</u> に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃ に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により <u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)</u> による <u>原子炉格納容器冷却</u> を実施する。</p> <p><u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)</u> による <u>原子炉格納容器冷却</u> を確認するために必要な計装設備は、<u>ドライウェル圧力(SA)、サプレッション・チェンバ圧力(SA)、格納容器代替スプレイ流量</u> 等である。</p> <p>g. <u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱 <u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱の準備として、<u>NGC非常用ガス処理入口隔離弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。</u></p> <p>サプレッション・プール水位が、<u>通常水位+約 1.3m</u> に到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により <u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)</u> による <u>原子炉格納容器冷却</u> を停止する。</p> <p><u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)</u> による <u>原子炉格納容</u></p>	<p>水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ実施基準の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、電源がある場合、中央制御室で操作可能である。</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、格納容器バウンダリの維持及び現場における炉心損傷後のベント実施時(準備操作含む)の被ばく評価結果を考慮し、第2弁(ベント装置側)から開操作する。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ停止基準の相違。</p> <p>・運用の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>到達した場合、<u>原子炉格納容器二次隔離弁</u>を中央制御室からの遠隔操作によって<u>中間開操作</u>することで、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、<u>格納容器内圧力</u>等である。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、<u>格納容器内雰囲気放射線レベル</u>等である。</p> <p>サプレッション・チェンバ側からの<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、<u>サプレッション・チェンバ・プール水位</u>である。</p> <p>以降、炉心冷却は、<u>高圧炉心注水系</u>による注水により継続的に行い、また、原子炉格納容器除熱は、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>により継続的に行う。</p> <p>2.4.2.2 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、<u>過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）</u>を起因事象とし、<u>逃がし安全弁再閉失敗</u>を含まず高圧状態が継続される「<u>過渡事象（給水流量の全喪失）+崩壊熱除去失敗</u>」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</p>	<p>からの遠隔操作によって<u>全開操作</u>することで、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による<u>格納容器除熱</u>を実施する。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、<u>サプレッション・チェンバ圧力</u>等である。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、<u>格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）</u>等である。</p> <p>サプレッション・チェンバ側からの<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、<u>サプレッション・プール水位</u>である。</p> <p>以降、炉心冷却は、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による注水により継続的に行い、また、<u>格納容器除熱</u>は、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>により継続的に行う。</p> <p>2.4.2.2 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、<u>過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）</u>を起因事象とし、<u>逃がし安全弁再閉失敗</u>を含まず高圧状態が継続される「<u>過渡事象（給水流量の全喪失）+RHR失敗</u>」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</p>	<p><u>器冷却の停止後</u>、<u>NGC N2 トーラス出口隔離弁</u>を中央制御室からの遠隔操作によって<u>開操作</u>することで、<u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、<u>ドライウエル圧力（SA）</u>等である。</p> <p>格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、<u>格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウエル）</u>等である。</p> <p>サプレッション・チェンバ側からの<u>格納容器フィルタベント系</u>のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、<u>サプレッション・プール水位（SA）</u>である。</p> <p>以降、炉心冷却は、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による注水により継続的に行い、また、<u>原子炉格納容器除熱</u>は、<u>格納容器フィルタベント系</u>により継続的に行う。</p> <p>2.4.2.2 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、<u>過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）</u>を起因事象とし、<u>逃がし安全弁再閉失敗</u>を含まず高圧状態が継続される「<u>過渡事象（給水流量の全喪失）+崩壊熱除去失敗</u>」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</p>	<p>【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>島根2号炉は、<u>格納容器代替スプレイ停止基準（サプレッション・プール水位通常水位+約1.3m）</u>到達により<u>格納容器代替スプレイ</u>を停止後、<u>格納容器ベント</u>を実施する運用としている。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>料被覆管変形, 沸騰・ボイド率変化, 気液分離(水位変化)・対向流, 三次元効果, 原子炉压力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化, 気液分離(水位変化)・対向流, 冷却材放出(臨界流・差圧流), ECCS注水(給水系・代替注水設備含む)並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動, 構造材との熱伝達及び内部熱伝導, 気液界面の熱伝達, スプレイ冷却, 格納容器ベントが重要現象となる。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, シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力, 原子炉水位, 燃料被覆管温度, 格納容器圧力, 格納容器温度等の過渡応答を求める。</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, 本重要事故シーケン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</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.4.2.2表に示す。また, 主要な解析条件について, 本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として, 給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は以下の観点により使用できるものと仮定する。</p> <p>a) 事象の進展に対する影響</p> <p>外部電源がある場合, 事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより, 原子炉水位低(レベル3)による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され, 原子炉水位の低下が早いため, 事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。</p>	<p>料被覆管変形, 沸騰・ボイド率変化, 気液分離(水位変化)・対向流及び三次元効果, 原子炉压力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化, 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)並びに格納容器における格納容器各領域間の流動, 構造材との熱伝達及び内部熱伝導, 気液界面の熱伝達, スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。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 及びシビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力, 原子炉水位, 燃料被覆管温度, 格納容器圧力, 格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。</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, 本重要事故シーケン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</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.4.2-2表に示す。また, 主要な解析条件について, 本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として, 給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は以下の観点により使用できるものと仮定する。</p> <p>a) 事象の進展に対する影響</p> <p>外部電源がある場合, 事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップしないことにより, 原子炉水位低(レベル3)による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され, 原子炉水位の低下が早いため, 事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。</p>	<p>料被覆管変形, 沸騰・ボイド率変化, 気液分離(水位変化)・対向流, 三次元効果, 原子炉压力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化, 気液分離(水位変化)・対向流, 冷却材放出(臨界流・差圧流), ECCS注水(給水系・代替注水設備含む)並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動, 構造材との熱伝達及び内部熱伝導, 気液界面の熱伝達, スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。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, シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力, 原子炉水位, 燃料被覆管温度, 格納容器圧力, 格納容器温度等の過渡応答を求める。</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, 本重要事故シーケン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</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.4.2.2-1表に示す。また, 主要な解析条件について, 本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として, 給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。</p> <p>a) 事象の進展に対する影響</p> <p>外部電源がある場合, 事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより, 原子炉水位低(レベル3)による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され, 原子炉水位の低下が早いため, 事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。</p>	<p>備考</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は, 重大事故等対策に対する影響が大きい外部電源なしを設定。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>しかし、本評価では、初期の炉心冠水維持は原子炉隔離時冷却系にて行い、その後高圧炉心注水系による注水に移行し、炉心冷却が継続されることから、外部電源の有無の影響は小さい。</u></p> <p>b) 重大事故等対策に対する影響</p> <p>本解析においては、残留熱除去系の喪失を仮定しており、非常用交流電源設備は使用可能であることから、<u>外部電源の有無によって、常設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が必要となることはない。</u></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</p> <p>原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。</p> <p><u>(b) 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能</u></p> <p><u>原子炉水位の低下に伴い、原子炉水位低（レベル3）信号により再循環ポンプ4台を自動停止し、原子炉水位低（レベル2）信号により残りの再循環ポンプ6台を自動停止するものとする。</u></p> <p>(c) 原子炉隔離時冷却系</p> <p>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、<u>182m³/h (8.12~1.03MPa[dif]において)</u>の流量で注水するものとする。</p> <p><u>(d) 高圧炉心注水系</u></p> <p><u>高圧炉心注水系が原子炉水位低（レベル1.5）で自動起動し、727m³/h (0.69MPa[dif]において)の流量で注水するものとする。</u></p>	<p><u>しかし、本評価では、初期の炉心冠水維持は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系にて行い、その後低圧代替注水系（常設）による注水に移行し、炉心冷却が継続されることから、外部電源の有無の影響は小さい。</u></p> <p>b) 重大事故等対策に対する影響</p> <p><u>外部電源喪失時には、低圧代替注水系（常設）の起動前に常設代替交流電源設備の起動が必要となるが、運転員等操作においては、外部電源喪失についても考慮することで、外部電源がない場合を包含する評価となる。</u></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</p> <p>原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。</p> <p><u>(b) ATWS緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）</u></p> <p><u>原子炉水位の低下に伴い、原子炉水位異常低下（レベル2）信号により再循環系ポンプ2台全てを自動停止するものとする。</u></p> <p>(c) 原子炉隔離時冷却系</p> <p>原子炉隔離時冷却系が<u>原子炉水位異常低下（レベル2）</u>で自動起動し、<u>136.7m³/h (7.86MPa [gage] ~1.04MPa [gage] において)</u>の流量で注水するものとする。</p> <p><u>(d) 高圧炉心スプレイ系</u></p> <p><u>高圧炉心スプレイ系が原子炉水位異常低下（レベル2）で自動起動し、1,419m³/h (1.38MPa [dif] において)（最大1,419m³/h）の流量で注水するものとする。</u></p>	<p><u>このため、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。</u></p> <p>b) 重大事故等対策に対する影響</p> <p><u>本解析においては、残留熱除去系の喪失を仮定しており、非常用交流電源設備は使用可能であるが、外部電源がない場合には低圧原子炉代替注水系（常設）の起動前に常設代替交流電源設備の起動が必要となることから、要員、資源等の観点で厳しくなる。</u></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</p> <p>原子炉スクラムは、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</p> <p>原子炉隔離時冷却系が<u>原子炉水位低（レベル2）</u>で自動起動し、<u>91m³/h (8.21~0.74MPa[dif]において)</u>の流量で注水するものとする。</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、事象を厳しくする観点から、再循環ポンプは原子炉水位低（レベル2）でトリップするものとしている。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、低圧原子炉代替注水系（常設）の起動に常設代替交流電源設備が必要となる。</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、外部電源がある場合を包含する条件として、再循環ポンプトリップの条件を設定している。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(e) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、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、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁 (1 個) を使用するものとし、容量として、1 個あたり定格主蒸気流量の約 5% を処理するものとする。</p> <p>(f) 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、<u>140m³/h</u>にて原子炉格納容器内にスプレイする。</p> <p>(g) 格納容器圧力逃がし装置等 格納容器圧力逃がし装置等により、格納容器圧力 <u>0.62MPa [gage]</u> における最大排出流量 <u>31.6kg/s</u> に対し</p>	<p>(e) 逃がし安全弁 逃がし安全弁 (安全弁機能) 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) (7 個) を使用するものとし、容量として、1 個あたり定格主蒸気流量の約 6% を処理するものとする。</p> <p>(f) 低圧代替注水系 (常設) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉減圧後に、<u>最大 378m³/h</u>にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。<u>また、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は、230m³/h</u>にて原子炉へ注水する。</p> <p>(g) 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 格納容器圧力及び雰囲気温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、<u>130m³/h</u>にて格納容器内にスプレイする。</p> <p>(h) 格納容器圧力逃がし装置等 格納容器圧力逃がし装置等により、格納容器圧力 <u>0.31MPa [gage]</u> における排出流量 <u>13.4kg/s</u> に対して、</p>	<p>(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、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、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁 (6 個) を使用するものとし、容量として、1 個あたり定格主蒸気流量の約 8% を処理するものとする。</p> <p>(d) 低圧原子炉代替注水系 (常設) 自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧後に <u>200m³/h (原子炉圧力1.00MPa [gage]において)</u>にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。</p> <p>(e) 格納容器代替スプレイ系 (可搬型) 格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、<u>120m³/h</u>にて原子炉格納容器内にスプレイする。</p> <p>(f) 格納容器フィルタベント系 格納容器フィルタベント系により、格納容器圧力 <u>427kPa [gage]</u> における最大排出流量 <u>9.8 kg/s</u> に対して、</p>	<p>想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系 (常設) による注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は、逃がし弁機能での圧力制御を想定している。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、手順上の弁数を設定。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。 <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・設備設計の相違

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>て、<u>原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積70%開^{※1}）にて原子炉格納容器除熱を実施する。</u></p> <p><u>※1 操作手順においては、原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を流路面積70%相当で中間開操作するが、格納容器圧力の低下傾向を確認できない場合は、増開操作を実施する。</u></p> <p><u>なお、耐圧強化ベント系を用いた場合は、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合と比較して、排出流量は大きくなり、格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。</u></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>(a) <u>逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、サブプレッション・チェンバ・プール水温が49℃に到達した場合に実施する。</u></p> <p>(b) <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が0.18MPa[gage]に到達した場合に実施する。</u></p>	<p><u>第二弁を全開にて格納容器除熱を実施する。</u></p> <p><u>なお、耐圧強化ベント系を用いた場合は、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合と比較して、排出流量は大きくなり、格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。</u></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>(a) <u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、サブプレッション・プール水温度が65℃に到達した場合に実施する。</u></p> <p>(b) <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、格納容器圧力が0.279MPa [gage] に到達した場合に実施する。</u></p>	<p><u>格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱を実施する。</u></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>(a) <u>逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、事象発生8時間後から開始し、減圧後に低圧原子炉代替注水系（常設）により原子炉注水を開始するものとする。なお、低圧原子炉代替注水ポンプ等は常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。</u></p> <p>(b) <u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が384kPa[gage]に到達した場合に実施する。</u></p>	<p>【柏崎6/7，東海第二】 ・運用の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、格納容器隔離弁を全開操作することにより格納容器ベントを実施。</p> <p>・設備設計及び運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生8時間後以降は低圧原子炉代替注水系（常設）を用いて注水を実施。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7，東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ実施基準の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>なお、格納容器スプレイは、<u>格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した後、格納容器ベント実施前に停止する。</u></p> <p>(c) <u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱操作は、<u>格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した場合</u>に実施する。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケ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)※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.2.6図から第2.4.2.11図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.4.2.12図から第2.4.2.14図に、格納容器圧力、格納容器温度、<u>サプレッション・チェンバ・プール水位</u>及び水温の推移を第2.4.2.15図から第2.4.2.18図に示す。</p> <p>※2 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、非常用炉心冷却系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</p>	<p>なお、格納容器スプレイは、サプレッション・プール水位が通常水位+6.5mに到達した場合に停止する。</p> <p>(c) <u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱操作は、<u>格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した場合</u>に実施する。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケ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)※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.2-4図から第2.4.2-9図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.4.2-10図から第2.4.2-12図に、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度、サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.4.2-13図から第2.4.2-16図に示す。</p> <p>※ 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、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位(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(広帯域)、原子炉水位(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。</p>	<p>なお、格納容器スプレイは、<u>サプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した場合に停止する。</u></p> <p>(c) <u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱操作は、<u>サプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m到達から10分後</u>に実施する。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケ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)※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.2.2-1(1)図から第2.4.2.2-1(6)図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.4.2.2-1(7)図から第2.4.2.2-1(9)図に、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッション・プール水位及び水温度の推移を第2.4.2.2-1(10)図から第2.4.2.2-1(13)図に示す。</p> <p>※ 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、非常用炉心冷却系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、水位が燃料棒有</p>	<p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、格納容器スプレイにより格納容器圧力が制御できるため、水位制限によりスプレイを停止している。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ停止基準の相違</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、有効性評価の格納容器ベント実施に係る条件として、実運用と同じ想定としている。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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。<u>6号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を、7号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。</u></p> <p>a. 事象進展</p> <p>給水流量の全喪失後、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がスクラムし、また、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て原子炉水位は適切に維持される。</p> <p>再循環ポンプについては、<u>原子炉水位低（レベル3）で4台トリップし、原子炉水位低（レベル2）で残り6台がトリップする。</u></p> <p><u>原子炉水位が回復した時点で、残留熱除去系の早期復旧が期待できないことを考慮して、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁1個を手動開することで、原子炉を減圧する。原子炉減圧後も原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を継続し、原子炉水位低（レベル1.5）で高圧炉心注水系が自動起動した後、原子炉隔離時冷却系を手動停止する。</u>その後は、<u>高圧炉心注水系</u>による原子炉注水によって、原子炉水位は適切に維持される。</p>	<p>なお、水位が燃料有効長頂部付近となった場合には、<u>原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。</u></p> <p>a. 事象進展</p> <p>給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下する。また、原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムし、<u>原子炉水位異常低下（レベル2）</u>で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動して原子炉水位は適切に維持される。</p> <p>再循環系ポンプについては、<u>原子炉水位異常低下（レベル2）</u>で2台全てがトリップする。</p> <p><u>低圧代替注水系（常設）</u>を起動し、<u>サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限である65℃に到達した時点で、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）7個</u>を手動開することで、原子炉を減圧する。<u>原子炉減圧により原子炉隔離時冷却系は停止する。</u>その後は、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水によって、原子炉水位は適切に維持される。</p>	<p>有効長頂部付近となった場合には、<u>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。</u></p> <p>a. 事象進展</p> <p>給水流量の全喪失後、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がスクラムし、<u>また、原子炉水位低（レベル2）</u>で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は適切に維持される。</p> <p>再循環ポンプについては、<u>原子炉水位低（レベル2）で2台全てがトリップする。</u></p> <p><u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>を起動し、<u>事象発生から8時間経過した時点で、中央制御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁6個</u>を手動開することで、原子炉を減圧する。その後は、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水によって、原子炉水位は適切に維持される。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。なお、高圧炉心スプレイ系が自動起動する水位（レベル1H）まで低下しない。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ・設備設計及び運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生8時間後以降は低圧原子炉代替注水系（常設）を用いて注水を実施。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、手順上の弁数を設定

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<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。<u>また、高圧炉心注水系による原子炉注水時に、炉心上部プレナム部の蒸気が凝縮され、原子炉が減圧されることにより、ボイド率が一時的に増加し、高出力燃料集合体が一時的に露出する。</u></p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱を行う。</p> <p>原子炉格納容器除熱は、事象発生から約 22 時間経過した時点で実施する。なお、原子炉格納容器除熱時の<u>サブプレッション・チェンバ・プール水位は、真空破壊装置（約 14m）及びベントライン（約 17m）</u>に対して、十分に低く推移するため、<u>真空破壊装置の健全性は維持される。</u></p> <p>b. 評価項目等 原子炉水位は<u>おおむね有効燃料棒頂部</u>を下回ることな</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。<u>また、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水時に、炉心上部プレナム部の蒸気が凝縮され、原子炉が減圧されることにより、ボイド率が一時的に増加し、高出力燃料集合体が一時的に露出する。</u></p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。そのため、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱を行う。</p> <p>格納容器除熱は、事象発生から約 28 時間経過した時点で実施する。なお、<u>格納容器除熱時のサブプレッション・プール水位は、真空破壊装置（約 15m）及びベントライン（約 15m）</u>に対して、十分に低く推移するため、<u>真空破壊装置の健全性は維持される。</u></p> <p>b. 評価項目等 原子炉水位は<u>おおむね燃料有効長頂部</u>を下回ることな</p>	<p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については、原子炉減圧により増加する。</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱を行う。</p> <p>原子炉格納容器除熱は、事象発生から約30時間経過した時点で実施する。なお、<u>原子炉格納容器除熱時のサブプレッション・プール水位は、真空破壊弁（約5.3m）及びベントライン（約9.1m）</u>に対して、低く推移するため、<u>真空破壊弁の健全性は維持される。</u></p> <p>b. 評価項目等 原子炉水位は<u>燃料棒有効長頂部</u>を下回ることなく、炉心</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2 号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2 号炉は、高圧炉心スプレイ系を使用しないため、同様な挙動は発生しない。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2 号炉では、炉心の冠水は維持される。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 真空破壊装置（弁）、ベントラインの高さの相違。</p> <p>・解析結果の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>く、炉心は<u>おおむね冠水維持</u>されるため、燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.4.2.12図</u>に示すとおり初期値(約310℃)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>原子炉圧力は、<u>第2.4.2.6図</u>に示すとおり、<u>7.07MPa[gage]</u>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、<u>約7.37MPa[gage]</u>以下であり、最高使用圧力の1.2倍(10.34MPa[gage])を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による原子炉格納容器冷却及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱を行うことによって、<u>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0.31MPa[gage]及び約144℃</u>に抑えられ、<u>原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る</u>。</p> <p><u>第2.4.2.7図</u>に示すとおり、<u>高圧炉心注水系</u>による注水継続により炉心が<u>おおむね冠水</u>し、炉心の冷却が維持される。その後は、<u>約22時間後に格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉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 style="text-align: right;">(添付資料2.4.2.1)</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、事象発生から<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.3.1 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)」の実効線量の評価結果以下となり、</p>	<p>く、炉心は<u>おおむね冠水維持</u>されるため、燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.4.2-10図</u>に示すとおり初期値(約309℃)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>原子炉圧力は、<u>第2.4.2-4図</u>に示すとおり、<u>約7.79MPa[gage]</u>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、<u>約8.09MPa[gage]</u>以下であり、最高使用圧力の1.2倍(10.34MPa[gage])を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が<u>格納容器内</u>に流入することによって、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>は徐々に上昇するが、<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による格納容器冷却及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱を行うことによって、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、<u>約0.31MPa[gage]及び約143℃</u>に抑えられ、<u>格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る</u>。</p> <p><u>第2.4.2-5図</u>に示すとおり、<u>低圧代替注水系(常設)</u>による注水継続により炉心が<u>おおむね冠水</u>し、炉心の冷却が維持される。その後は、<u>約28時間後に格納容器圧力逃がし装置等</u>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>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベント時の非居住区域境界及び敷地境界での実効線量の評価結果は、<u>サブプレッション・プールでのスクラビングによる放射性物質の除染効果を見込まない厳しい評価</u>としている「2.6 LOCA時注水機能喪失」のドライウェルベント時の実効線量</p>	<p>は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.4.2.2-1(7)図</u>に示すとおり、初期値(約309℃)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>原子炉圧力は、<u>第2.4.2.2-1(1)図</u>に示すとおり、<u>約7.59MPa[gage]</u>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、<u>約7.89MPa[gage]</u>以下であり、最高使用圧力の1.2倍(10.34MPa[gage])を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が<u>原子炉格納容器内</u>に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、<u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)</u>による<u>原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱を行うことによって、<u>格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、それぞれ約384kPa[gage]及び約153℃</u>に抑えられ、<u>原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る</u>。</p> <p><u>第2.4.2.2-1(2)図</u>に示すとおり、<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、<u>約30時間後に格納容器フィルタベント系</u>による原子炉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 style="text-align: right;">(添付資料2.4.2.1)</p> <p>格納容器フィルタベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、事象発生から<u>格納容器フィルタベント系</u>の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.6 LOCA時注水機能喪失」の実効線量の評価結果と以下となり、5mSvを下回るこ</p>	<p>【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系(常設)による注水を実施。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・評価方針の相違 【東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>5mSv を下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</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)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.4.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 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。 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、<u>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減圧操作、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作とする。</u></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 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>a. 運転員等操作時間に与える影響 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、炉心が冠水維持する場合は燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われ、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</p>	<p>の評価結果以下となり、5mSv を下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>(添付資料2.4.2.1)</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)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.4.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 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。 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、<u>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、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作とする。</u></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 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>a. 運転員等操作時間に与える影響 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、炉心が冠水維持する場合は燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ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</p>	<p>とから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</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)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.4.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 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。 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、<u>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減圧操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水開始操作、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作とする。</u></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 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>a. 運転員等操作時間に与える影響 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、炉心が冠水維持する場合は燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動及び低圧原子炉代替注水系（常設）により行われ、<u>また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低</u></p>	<p>備考</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、事象発生から12時間までの操作に限らず、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作を抽出。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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及び<u>高压炉心注水系</u>の自動起動により行われることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確か</p>	<p>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及び<u>高压炉心スプレイ系</u>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)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに<u>気液界面の熱伝達</u>の不確かさ</p>	<p><u>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。</u></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及び<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>により行われ、<u>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)に変わりはない</u>ことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、<u>気液界面の熱伝達</u>の不確か</p>	<p>島根2号炉は、高压炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系(常設)による注水を実施。なお、高压炉心スプレイ系が自動起動する水位(レベル1H)まで低下しない。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系で機能維持できる期間注水し、その後速やかに低圧原子炉代替注水系(常設)にて注水を実施するため。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、高压炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系(常設)による注水を実施。なお、高压炉心スプレイ系が自動起動する水位(レベル1H)まで低下しない。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>さとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。</p> <p>しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置等</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置等</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 2.4.2.2)</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、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は<u>おおむね有効燃料棒頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>おおむね冠水維持</u>されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約310℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>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に評価するが、原子炉水位は<u>おおむね有効燃料棒頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>おおむね冠水維持</u>されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約310℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>として、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。</p> <p>しかし、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置等</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置等</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 2.4.2.2)</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、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は<u>おおむね燃料有効長頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>おおむね冠水維持</u>されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>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に評価するが、原子炉水位は<u>おおむね燃料有効長頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>おおむね冠水維持</u>されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>さとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。</p> <p>しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）及び格納容器フィルタベント系によるベント操作</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）及び格納容器フィルタベント系によるベント操作</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 2.4.2.2)</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、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は<u>燃料棒有効長頂部</u>を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>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に評価するが、原子炉水位は<u>燃料棒有効長頂部</u>を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>備考</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉では、炉心の冠水は維持される。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉では、炉心の冠水は維持される。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料2.4.2.2)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>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>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，<u>第2.4.2.2表</u>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ると考えられ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<u>約42kW/m以下</u>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及び<u>高压炉心注水系の自動起動</u>により行われ，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>格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって<u>格納容器雰囲気温度</u>を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により<u>格納容器雰囲気温度</u>及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料2.4.2.2)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>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>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，<u>第2.4.2-2表</u>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ると考えられ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<u>約33kW/m～約41kW/m</u>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及び<u>高压炉心スプレイ系の自動起動</u>により行われ，また，操作手順（原子炉減圧後速やかに<u>低压注水</u>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>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって<u>格納容器温度</u>を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び<u>温度</u>の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により<u>格納容器温度</u>及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料2.4.2.2)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>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>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，<u>第2.4.2.2-1表</u>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ると考えられ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<u>約40.6kW/m以下</u>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及び<u>低压原子炉代替注水系（常設）</u>により行われ，<u>また，操作手順（原子炉減圧後速やかに低压注水に移行する）</u>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>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・実績値の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は，高压炉心スプレイ系及び低压炉心

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<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 に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/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、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、サプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力の上昇が遅くなるが、操作手順（サプレッション・チェンバ・プール水温に応じて原子炉減圧すること及び格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）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>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部</u>、<u>サプレッション・チェンバ・プール水位</u>、格納容器圧力及び格納容器温度は、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、<u>炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。</u></p> <p>なお、<u>外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給されることから、運転員等操作時間に</u></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、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の上昇が遅くなるが、操作手順（サプレッション・プール水温度に応じて原子炉減圧すること及び格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）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>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部</u>、<u>サプレッション・プール水位</u>、格納容器圧力並びに<u>格納容器雰囲気温度</u>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、<u>炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップせず原子炉水位異常低下（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。</u></p> <p>なお、<u>外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備により電源が供給され、ま</u></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 に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/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、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の上昇が遅くなるが、操作手順（サプレッション・プール水温度に応じて原子炉減圧すること及び格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）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>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>サプレッション・プール水位</u>、格納容器圧力及び格納容器温度は、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、常設代替交流電源設備の起動が必要となり、要員、資源等の観点で厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また、<u>原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。</u></p> <p>なお、<u>外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、また原子炉減</u></p>	<p>スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> 実績値の相違 <p>【東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。</p> <ul style="list-style-type: none"> 整理方針の相違 <p>【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、サプレッション・チェンバの空間部及び液相部のゆらぎを、サプレッション・プール水位のゆらぎで代表させていることから、記載していない。</p> <ul style="list-style-type: none"> 解析条件の相違 <p>【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、外部電源ありを包含する条件を設定。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>与える影響はない。</u></p> <p>機器条件の<u>高圧炉心注水系</u>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。<u>冠水後</u>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 2.4.2.2)</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<u>約 42kW/m 以下</u>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、原子炉水位は<u>おおむね有効燃料棒頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>おおむね冠水維持</u>されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約 310℃)を上回ることはないことから、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 に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/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、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパ</p>	<p><u>た、低圧代替注水系(常設)の起動準備操作時間は外部電源がない場合も考慮して設定していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>機器条件の<u>高圧炉心スプレイ系</u>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。<u>冠水後</u>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 2.4.2.2)</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<u>約 33kW/m～約 41kW/m</u>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、原子炉水位は<u>おおむね燃料有効長頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>おおむね冠水維持</u>されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約 309℃)を上回ることはないことから、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、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価</p>	<p><u>圧後も低圧原子炉代替注水系(常設)により炉心冷却が維持されるため、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>機器条件の<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>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。<u>水位回復後</u>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 2.4.2.2)</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<u>約 40.6kW/m 以下</u>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、原子炉水位は<u>燃料棒有効長頂部</u>を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約 309℃)を上回ることはないことから、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 に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/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、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び<u>温度</u>の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び<u>温度</u>の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパ</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系(常設)による注水を実施。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉では、炉心の冠水は維持される。 ・実績値の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉の最確条件を記載。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉では、炉心の冠水は維持される。 ・実績値の相違 【東海第二】 島根 2号炉の最確条件を記載。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>ラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部、サブプレッション・チェンバ・プール水位</u>、格納容器圧力及び格納容器温度は、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、<u>炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は、外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップするため、原子炉水位の低下が遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</u></p> <p><u>なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給される。</u></p> <p>機器条件の<u>高圧炉心注水系</u>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。 (添付資料2.4.2.2)</p> <p>b. 操作条件 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</p>	<p>項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器体積（サブプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部、サブプレッション・プール水位、格納容器圧力並びに格納容器雰囲気温度</u>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、<u>炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップせず原子炉水位異常低下（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は、外部電源喪失と同時に再循環系ポンプがトリップするため、原子炉水位の低下が遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</u></p> <p><u>なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備により電源が供給される。</u></p> <p>機器条件の<u>高圧炉心スプレイ系</u>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。 (添付資料2.4.2.2)</p> <p>b. 操作条件 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</p>	<p>ラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器容積、<u>サブプレッション・プール水位</u>、格納容器圧力及び格納容器温度は、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、<u>常設代替交流電源設備の起動が必要となり、要員、資源等の観点で厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。</u></p> <p><u>なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、また原子炉減圧後も低圧原子炉代替注水系（常設）により炉心冷却が維持されるため、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</u></p> <p>機器条件の<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>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。 (添付資料2.4.2.2)</p> <p>b. 操作条件 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</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・整理方針の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、サブプレッション・チェンバの空間部及び液相部のゆらぎを、サブプレッション・プール水位のゆらぎで代表させていることから、記載していない。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、外部電源ありを包含する条件を設定。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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減圧操作は、解析上の操作開始時間として<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温 49℃到達時を設定している。</u>運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、事故時の重要監視パラメータとして<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温を継続監視しており、また、サブプレッション・チェンバ・プール水温の上昇は緩やかであることから、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。</u></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が遅れる可能性があるが、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>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 <u>0.18MPa [gage] 到達時を設定している。</u>運転員等操作時間に与える影響として、<u>実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力 0.18MPa [gage]）に到達するのは、事象発生後の約 10 時間後であり、格納容器スプレイの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ操作が可能であることから、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。</u>当該操作は、<u>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が遅れる可能性があるが、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。</u></p>	<p>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<u>急速</u>減圧操作は、解析上の操作開始時間として<u>サブプレッション・プール水温 65℃到達時を設定している。</u>運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、事故時の重要監視パラメータとしてサブプレッション・プール水温を継続監視しており、また、サブプレッション・プール水温の上昇は緩やかであることから、実態の操作開始時間は解析上の設定と<u>ほぼ同等</u>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>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が遅れる可能性があるが、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>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 <u>0.279MPa [gage] 到達時を設定している。</u>運転員等操作時間に与える影響として、<u>常設低圧代替注水系ポンプ 2 台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する可能性がある操作は同一の制御盤による実施が可能であるため、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、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。</u>当該操作は、<u>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が遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、並列して実施する可能性がある操作は同一の制御盤により実施可能であることから、他の操作に与える影響はない。</u></p>	<p>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減圧操作及び<u>低圧原子炉代替注水系（常設）による注水開始操作は、解析上の操作開始時間として、<u>事象発生 8 時間後から開始し、減圧後に注水を開始するものとしている。</u></u>運転員等操作時間に与える影響として、実際の運転操作においては、事故時の重要監視パラメータとして<u>サブプレッション・プール水温を継続監視しており、また、サブプレッション・プール水温の上昇は緩やかであることから、実態の操作開始時間は解析上の設定と同等であり、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。</u></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が遅れる可能性があるが、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><u>操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力が <u>384kPa [gage] 到達時を設定している。</u>運転員等操作時間に与える影響として、<u>格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力 384kPa [gage] 到達時点で速やかに操作を実施可能であり、操作開始時間に与える影響は小さい。</u>当該操作は、<u>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遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う要員を配置しており、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。</u></u></p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違【柏崎 6/7, 東海第二】 ・設備設計及び運用の相違【柏崎 6/7, 東海第二】 <p>島根 2 号炉は、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生 8 時間後以降は低圧原子炉代替注水系（常設）を用いて注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違【柏崎 6/7, 東海第二】 ・型式の相違による格納容器スプレイ実施基準の相違 ・運用の相違【東海第二】 <p>島根 2 号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 0.31MPa [gage]）に到達するのは、事象発生の約 22 時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから、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。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約 20 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、原子炉格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage] であることから、原子炉格納容器の健全性の点では問題とならない。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遅れる可能性があるが、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。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.2.2)</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とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 0.31MPa [gage]）に到達するのは、事象発生の約 28 時間後であり、格納容器ベントの準備操作はサプレッション・プール水位の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、当該操作は中央制御室からの遠隔操作により実施可能であることから、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。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約 75 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage] であることから、格納容器の健全性の点では問題とならない。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遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、<u>並列して実施する場合があります</u>操作とは同一の制御盤により実施可能であることから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.2.2)</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、<u>事故時の重要監視パラメータとしてサプレッション・プール水温度を継続監視しており、また、サプレッション・プール水温度の上昇は緩やかであることから、</u>実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>操作条件の格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間としてサプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m に到達から 10 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、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（サプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m）に到達するのは、事象発生の約 30 時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから、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。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、90 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、原子炉格納容器の限界圧力は 853kPa [gage] であることから、原子炉格納容器の健全性の点では問題とならない。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遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、<u>他の操作との重複もないことから、</u>他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.2.2)</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減圧操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）による注水開始操作は、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とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、有効性評価の格納容器ベント実施に係る条件として、実運用と同じ想定としている。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は、格納容器ベントの準備操作を格納容器圧力基準で実施することとしている。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 現場操作時間の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉 (Mark-I 改) と柏崎 6/7 (ABWR), 東海第二 (Mark-II) の最高使用圧力の相違。</p> <p>・運用の相違 【東海第二】</p>
<p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による</p>	<p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による</p>	<p>操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による</p>	<p>・設備設計及び運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生 8 時間後以降は低圧原子炉代替注水系（常設）を用いて注水を実施。</p> <p>・運用の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>る原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<u>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、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合、遅くなる場合のいずれにおいても、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>操作条件の<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<u>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、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、<u>約20分程度</u>操作開始時間が遅れる可能性がある。</p> <p>格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は <u>0.31MPa [gage]</u> より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、原子炉格納容器の限界圧力は <u>0.62MPa [gage]</u> であることから、原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。 <u>(添付資料2.4.2.2)</u></p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>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減圧操作については、逃がし安全弁による原子炉減圧までの時間は事象発生から<u>約1時間</u>であり、準備時間が確保できることから、時間余</p>	<p>る格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<u>常設低圧代替注水系ポンプ2台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合がある操作は同一の制御盤による実施が可能であるため、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、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、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合、遅くなる場合のいずれにおいても、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>操作条件の<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<u>格納容器ベントの準備操作はサプレッション・プール水位の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、当該操作は中央制御室からの遠隔操作により実施可能であることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、<u>約75分程度</u>操作開始時間が遅れる可能性がある。</p> <p>格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は <u>0.31MPa [gage]</u> より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、<u>格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage]</u> であることから、<u>格納容器の健全性</u>という点では問題とはならない。 <u>(添付資料2.4.2.2)</u></p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>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<u>急速減圧</u>操作については、逃がし安全弁による原子炉減圧までの時間は事象発生から<u>約2時間</u>であり、準備時間が確保できることから、時間</p>	<p><u>原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力384kPa[gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり、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、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>操作条件の<u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<u>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、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、<u>90分程度</u>操作開始時間が遅れる可能性がある。</p> <p>格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は <u>384kPa[gage]</u> より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、<u>原子炉格納容器の限界圧力は 853kPa[gage]</u> であることから、<u>原子炉格納容器の健全性</u>という点では問題とはならない。 <u>(添付資料2.4.2.2)</u></p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>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減圧操作及び<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>による注水開始操作については、逃がし安全弁による原子炉減圧までの時間は事象発生から<u>8時</u></p>	<p>【東海第二】 島根2号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 現場操作時間の相違。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉(Mark-I改)と柏崎6/7(ABWR), 東海第二(Mark-II)の最高使用圧力の相違。</p> <p>・設備設計及び運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、原子炉隔離</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>裕がある。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約10時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約22時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p> <p>また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は0.31MPa [gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、原子炉格納容器の限界圧力0.62MPa [gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」においても事象発生約38時間後であり、約16時間以上の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.2.2)</p> <p>(4) まとめ 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。その結果、</p>	<p>余裕がある。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約13時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約28時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p> <p>また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は0.31MPa [gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、格納容器の限界圧力0.62MPa [gage]に至るまでの時間は、格納容器スプレイを停止した時点の格納容器圧力約0.256MPa [gage]から0.31MPa [gage]到達までの時間が約1時間であることを考慮すると、0.31MPa [gage]から0.62MPa [gage]に到達するまでに5時間程度の準備時間が確保でき、現場操作に要する時間は75分程度であることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.1.7, 2.4.2.2)</p> <p>(4) まとめ 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。その結果、</p>	<p>間であり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p style="color: red;">操作条件の格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約19時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約30時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p> <p>また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は384kPa [gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、原子炉格納容器の限界圧力853 kPa [gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」においても事象発生約35時間後であり、約5時間以上の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.2.2, 3.1.3.8)</p> <p>(4) まとめ 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。その結果、</p>	<p>時冷却系の運転に期待できる事象発生8時間後以降は低圧原子炉代替注水系(常設)を用いて注水を実施。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉(Mark-I改)と柏崎6/7(ABWR), 東海第二(Mark-II)の最高使用圧力の相違。</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 島根2号炉及び柏崎6/7では、3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)の評価結果を引用。東海第二は、本シーケンスでの評価結果を元に余裕時間を算出。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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。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>2.4.2.4 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>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、<u>6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における事象発生10時間までに必要な要員は、</u>「2.4.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり <u>24名</u>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<u>運転員、緊急時対策要員等の72名</u>で対処可能である。</p> <p><u>また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は20名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。</u></p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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>a. 水源</p>	<p>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。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>2.4.2.4 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>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、<u>重大事故等対策時における事象発生2時間までに必要な要員は、</u>「2.4.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり <u>18名</u>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<u>災害対策要員(初動)の39名</u>で対処可能である。</p> <p><u>また、事象発生2時間以降に必要な参集要員は5名であり、発電所構外から2時間以内に参集可能な要員の72名で確保可能である。</u></p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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>a. 水源</p>	<p>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。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>2.4.2.4 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>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、<u>重大事故等対策時に必要な要員は、</u>「2.4.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり <u>28名</u>である。「6.2 重大事故等対策に必要な要員の評価結果」で説明している<u>緊急時対策要員の45名</u>で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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>a. 水源</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用及び体制の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。 【柏崎6/7，東海第二】 プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお、これら要員28名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。 ・運用の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり合計約6,200m³の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計12,400m³の水が必要である。</u></p> <p>水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。</p> <p>また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）により復水貯蔵槽へ給水することで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。</p> <p><u>ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが、これは、可搬型設備を事象発生から12時間以内に使用できなかつた場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。</u></p> <p><u>なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.2.3)</p>	<p><u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、合計約5,410m³の水が必要である。</u></p> <p>水源として、代替淡水貯槽に約4,300m³及び西側淡水貯水設備に約4,300m³の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。</p> <p>また、西側淡水貯水設備の水を可搬型代替注水中型ポンプにより代替淡水貯槽へ給水することで、代替淡水貯槽を枯渇させることなく、代替淡水貯槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。</p> <p>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水については、サブプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはない。<u>なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.2.3)</p>	<p><u>低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、合計約3,600m³の水が必要となる。</u></p> <p>水源として、低圧原子炉代替注水槽に約740m³及び輪谷貯水槽（西）に約7,000m³の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。</p> <p>また、事象発生8時間以降に輪谷貯水槽（西）の水を、低圧原子炉代替注水槽へ給水することで、低圧原子炉代替注水槽を枯渇させることなく低圧原子炉代替注水槽を水源とした7日間の注水継続が可能となる。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水については、サブプレッション・チェンバのプール水を水源とし注水することから、水源が枯渇することはない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.2.3)</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。</p> <p>・水量評価結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、SA事象を鑑みて、外部電源の喪失を仮定している。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、事象発生後から必要な可搬型設備を準備し、使用することを想定。</p>

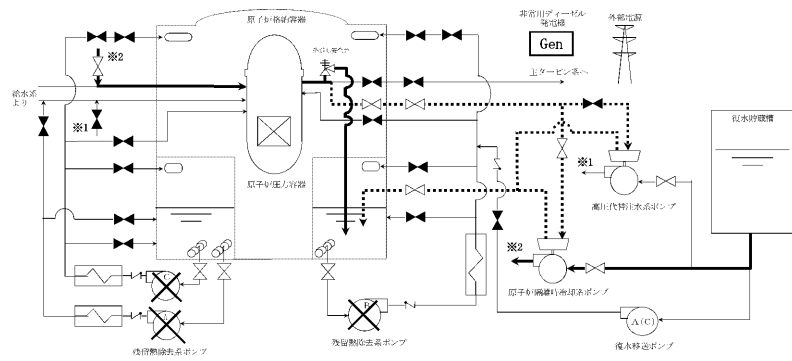
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>b. 燃料</p> <p><u>可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) による復水貯蔵槽への給水</u>については、保守的に事象発生直後からの<u>可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) の運転</u>を想定すると、7 日間の運転継続に号炉あたり約 15kL の軽油が必要となる。</p> <p><u>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定し、事象発生後 7 日間非常用ディーゼル発電機を最大負荷で運転した場合、号炉あたり約 753kL の軽油が必要となる。</u></p> <p><u>5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給</u>については、事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に合計約 13kL の軽油が必要となる (6 号及び 7 号炉合計約 1,549kL)。</p> <p><u>6 号及び 7 号炉の各軽油タンクにて約 1,020kL (6 号及び 7 号炉合計約 2,040kL) 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、可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) による復水貯蔵槽への給水、非常用ディーゼル発電機による電源供給、5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給</u>について、7 日間の継続が可能である。 (添付資料 2.4.2.4)</p>	<p>b. 燃料</p> <p><u>可搬型代替注水中型ポンプ (1 台) による代替淡水貯蔵槽への給水</u>については、保守的に事象発生直後からの<u>可搬型代替注水中型ポンプ (1 台) の運転</u>を想定すると、7 日間の運転継続に約 6.0kL の軽油が必要となる。<u>可搬型設備用軽油タンクにて約 210kL の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、可搬型代替注水中型ポンプ (1 台) による代替淡水貯蔵槽への給水</u>について、7 日間の継続が可能である。</p> <p><u>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備 (常設代替高圧電源装置 2 台) による電源供給を想定し、事象発生後 7 日間これらを最大負荷で運転した場合、合計約 755.5kL の軽油が必要となる。</u></p> <p><u>軽油貯蔵タンクにて約 800kL の軽油を保有しており、こ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及び常設代替交流電源設備 (常設代替高圧電源装置 2 台) による電源供給</u>について、7 日間の継続が可能である。</p> <p><u>緊急時対策所用発電機による電源供給</u>については、事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 70.0kL の軽油が必要となる。<u>緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約 75kL の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給</u>について、7 日間の継続が可能である。 (添付資料 2.4.2.4)</p>	<p>b. 燃料</p> <p><u>大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び格納容器スプレイ</u>については、保守的に事象発生直後からの<u>大量送水車の運転</u>を想定すると、7 日間の運転継続に約 11m³の軽油が必要となる。<u>常設代替交流電源設備による電源供給</u>については、事象発生後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 352m³の軽油が必要となる。<u>合計約 363m³の軽油が必要となる。ガスタービン発電機用軽油タンクにて約 450m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び格納容器スプレイ、常設代替交流電源設備による電源供給</u>について、7 日間の運転継続が可能である。</p> <p><u>非常用ディーゼル発電機等による電源供給</u>については、事象発生後 7 日間非常用ディーゼル発電機等を最大負荷で運転した場合、<u>運転継続に約 700m³の軽油が必要となる。ディーゼル燃料貯蔵タンクにて約 730m³の軽油を保有しており、こ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</u>について 7 日間の運転継続が可能である。</p> <p><u>緊急時対策所用発電機による電源供給</u>については、事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 8m³の軽油が必要となる。<u>緊急時対策所用燃料地下タンクにて約 45m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給</u>について、7 日間の継続が可能である。 (添付資料 2.4.2.4)</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> 燃料評価結果の相違【柏崎 6/7, 東海第二】 解析条件の相違【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、SA 事象を鑑みて、外部電源の喪失を仮定している。 設備設計の相違【柏崎 6/7,】 島根 2 号炉は、緊急時対策所用発電機は専用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。 設備設計の相違【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>c. 電源</p> <p><u>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても、6号及び7号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は、各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</u></p> <p>また、<u>5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機</u>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>2.4.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、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。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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及び<u>高圧炉心注水系</u>による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として<u>代替格納容器</u></p>	<p>c. 電源</p> <p><u>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等による電源供給を想定した場合においても、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。</u></p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として、<u>約1,141kW</u>必要となるが、常設代替交流電源設備（<u>常設代替高圧電源装置2台</u>）の連続定格容量は<u>約2,208kW</u>であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、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。 (添付資料2.4.2.5)</p> <p>2.4.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、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。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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、<u>高圧炉心スプレイ系</u>、<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び<u>逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>による原</p>	<p>c. 電源</p> <p><u>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及び常設代替交流電源設備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。</u></p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、<u>約354kW</u>必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が<u>約4,800kW</u>であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、<u>緊急時対策所用発電機</u>についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。 (添付資料2.4.2.5)</p> <p>2.4.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、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。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>及び<u>自動減圧機能付き逃がし安全弁</u>による原子炉</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は，SA事象を考慮して，外部電源の喪失を想定している。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。 ・電源設備容量の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は，常設代替電源設備から電源供給する負荷が異なる。なお，柏崎6/7は必要負荷について外部電源で電源供給を行う。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は，モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7】

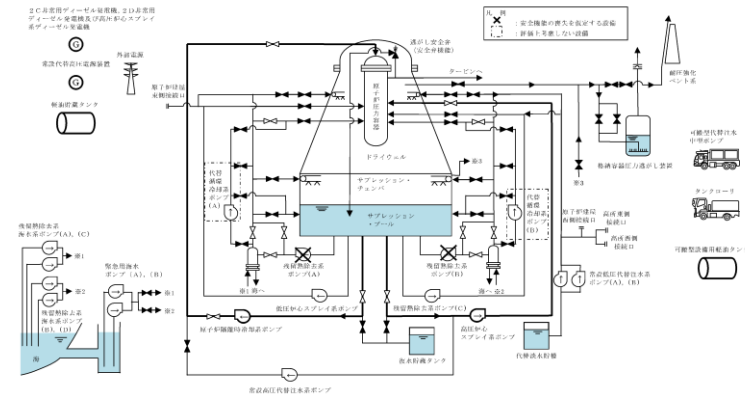
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>スプレイ冷却系(常設)による原子炉格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」の重要事故シーケンス「過渡事象(給水流量の全喪失)+崩壊熱除去失敗」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による原子炉格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉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、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>なお、格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</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、運転員及び緊急時対策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及び高圧炉心注水系による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器</p>	<p>子炉注水手段、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」の重要事故シーケンス「過渡事象(給水流量の全喪失)+RHR失敗」について有効性評価を行った。上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、低圧代替注水系(常設)及び逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等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>なお、格納容器圧力逃がし装置等の使用による非居住区域境界及び敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</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、災害対策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、高圧炉心スプレイ系、低圧代替注水系(常設)及び逃がし安全弁(自動減圧機能)によ</p>	<p>注水手段、安定状態に向けた対策として格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却手段及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」の重要事故シーケンス「過渡事象(給水流量の全喪失)+崩壊熱除去失敗」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、低圧原子炉代替注水系(常設)及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水、格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却、格納容器フィルタベント系による原子炉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、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、安定状態を維持出来る。</p> <p>なお、格納容器フィルタベント系の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</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、緊急時対策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、低圧原子炉代替注水系(常設)及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水、</p>	<p>島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系(常設)による注水を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系(常設)による注水を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対して有効である。</p>	<p>る原子炉注水、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>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ーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対して有効である。</p>	<p><u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉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ーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対して有効である。</p>	<p>島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</p>

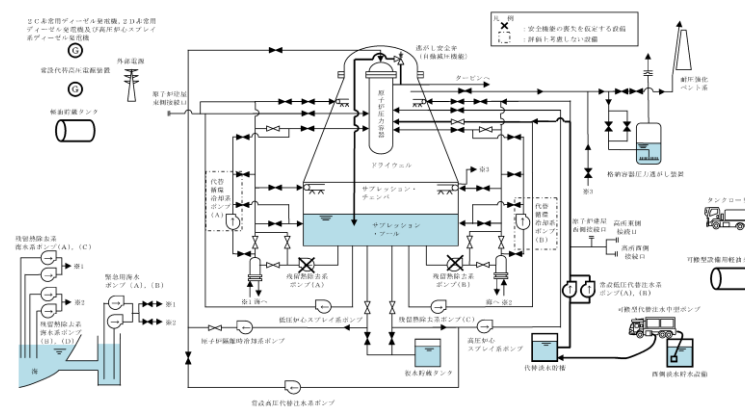
・設備設計の相違
【柏崎6/7, 東海第二】



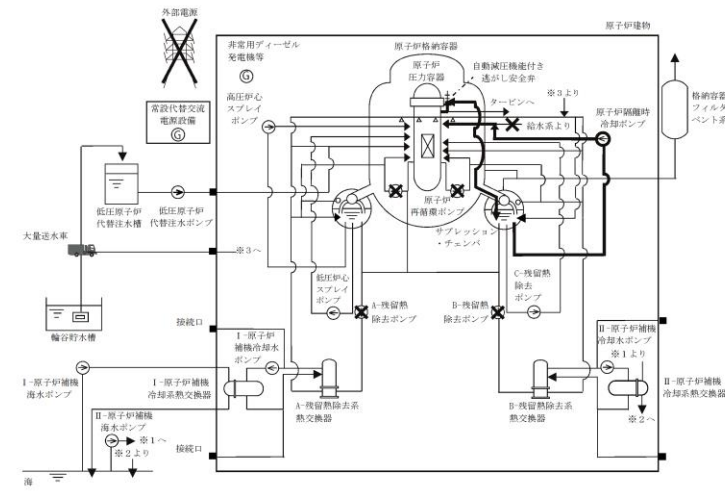
第2.4.2.1 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策の概略系統図（1/3）
（原子炉減圧及び原子炉注水）



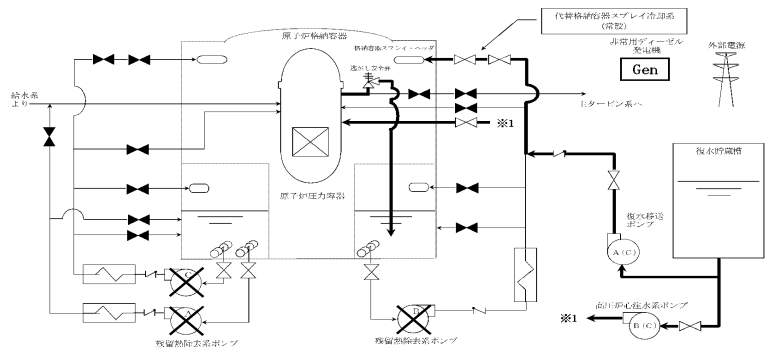
第2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（1/4）
（原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水段階）



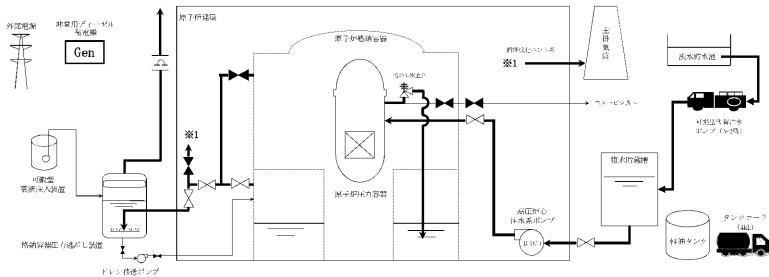
第2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（2/4）
（低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階）



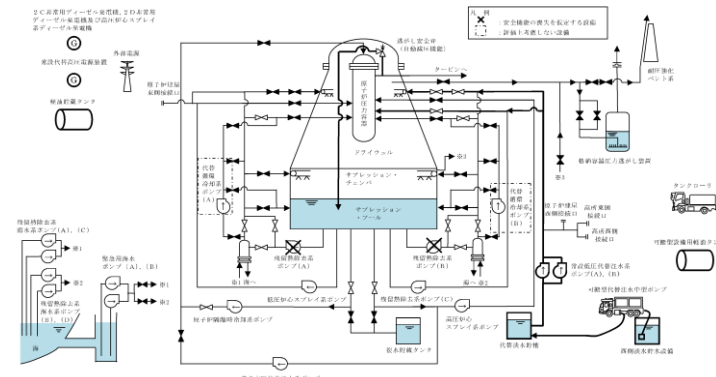
第2.4.2.1-1(1) 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策の概略系統図
（原子炉減圧及び原子炉注水）



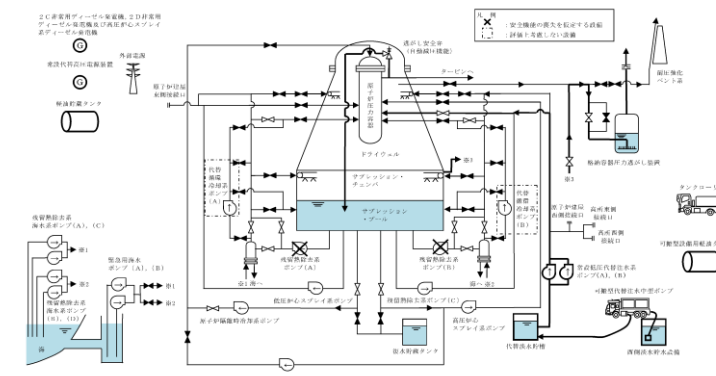
第2.4.2.2 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策の概略系統図（2/3）
（原子炉減圧，原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）



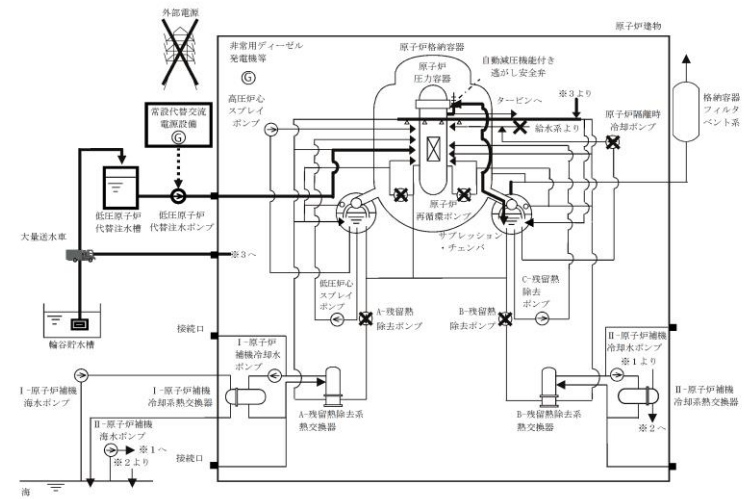
第2.4.2.3 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策の概略系統図（3/3）
（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）



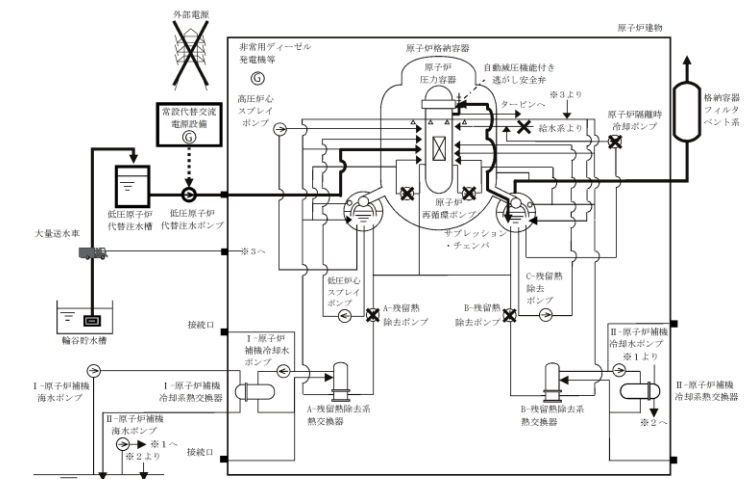
第2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（3/4）
（低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による格納容器冷却段階）



第2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（4/4）
（低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱段階）



第2.4.2.1-1(2) 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策の概略系統図
（原子炉注水及び原子炉格納容器冷却）

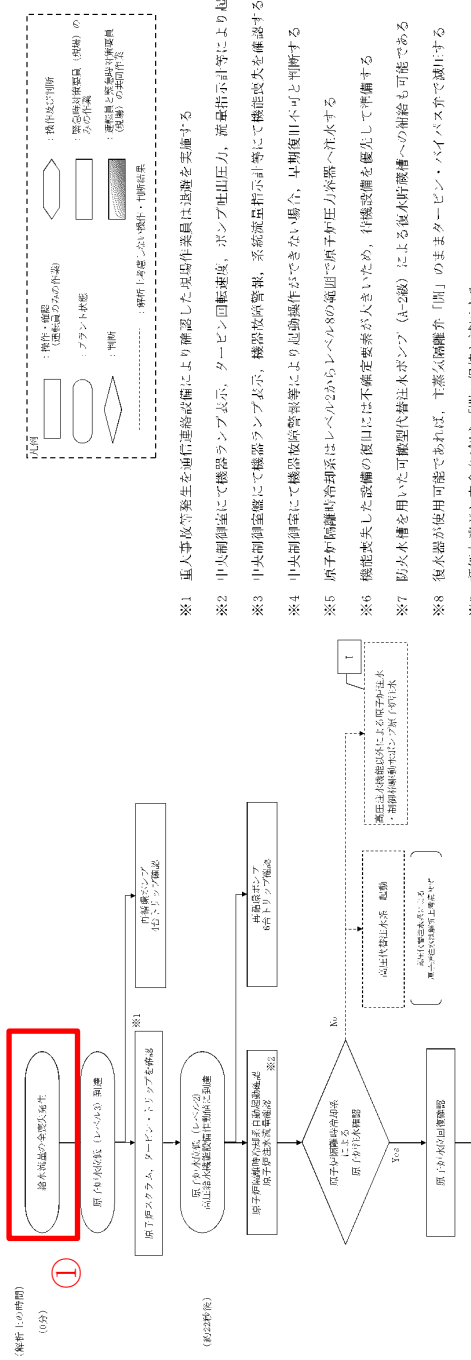


第2.4.2.1-1(3) 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策の概略系統図
（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）

・解析条件の相違
【柏崎6/7，東海第二】
島根2号炉は，高圧炉心スプレィ系及び低圧炉心スプレィ系に期待しない想定としているため，原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。

・設備設計の相違
【柏崎6/7，東海第二】

・運用の相違
【柏崎6/7，東海第二】
外部水源による格納容器スプレィを実施する場合，スプレィ実施以降の炉心損傷の発生を想定すると，格納容器内の保有水量の観点から，スプレィを実施しない場合に比べ，格納容器ベントまでの時間が短くなる。島根2号炉は，ベント遅延効果を図るため，残留熱除去系又は残留熱代替除去系の復旧が期待できない場合は格納容器代替スプレィ系による格納容器冷却操作を実施しない。



※1 重大事故発生を進行連絡設備により確認した見当付作業者は迅速を実施する

※2 中央制御室にて機器ランプ表示、タービン回転速度、ポンプ吐出圧力、流量指示計等にて機能喪失を確認する

※3 中央制御室にて機器ランプ表示、格納容器監視、系統流量指示計等にて機能喪失を確認する

※4 中央制御室にて機器監視等により起動操作ができない場合、早期復旧不可と判断する

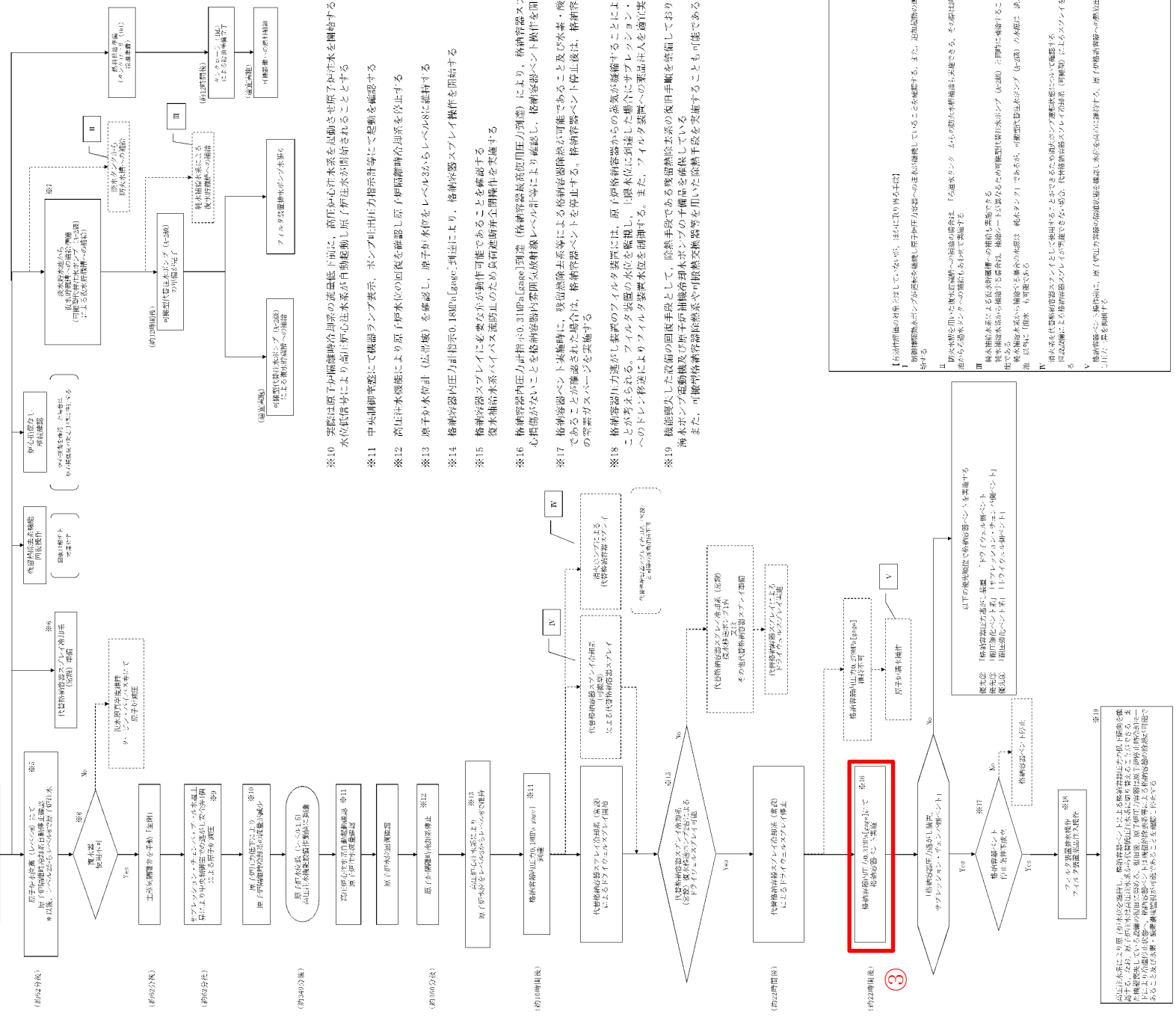
※5 原子炉格納容器系はレベル8からレベル8の範囲で原子炉圧力制御へ注水する

※6 機能喪失した設備の復旧には不確定要素が入り込むため、計機設備を優先して準備する

※7 貯水機構を用いた可搬型注水ポンプ (A-32機) による復水貯蔵槽への注給も可能である

※8 復水器が使用可能であれば、主蒸気隔離弁「開」のままタービン・バイパス弁で復旧する

※9 評価上逃がし安全弁1機を「閉」保持し復旧する



※10 実際は原子炉格納容器系の流量低下前に、高圧中心注水系を起動させ原子炉注水を開始するが、解析上原子炉水位信号により高圧中心注水系が自動起動し原子炉注水が開始されることとする

※11 中央制御室にて機器ランプ表示、ポンプ吐出力指示計等にて起動を確認する

※12 高圧注水保護により原子炉水位の回復を確認し原子炉格納容器系を停止する

※13 原子炉水位計 (広帯域) を確認し、原子炉水位をレベル8からレベル8に維持する

※14 格納容器内圧力計指示0.18MPa (Level) 到達により、格納容器スプレイト操作を開始する

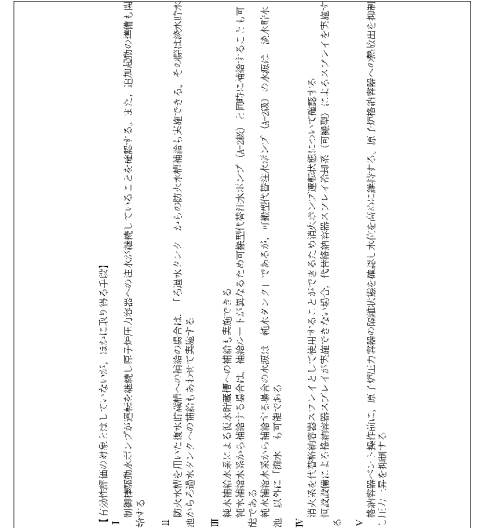
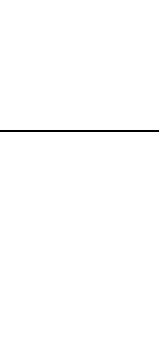
※15 格納容器スプレイトに必要な圧力が発生することを確認する

※16 格納容器内圧力計指示0.31MPa (Level) 到達 (格納容器昇圧圧力/到達) により、格納容器スプレイト操作を開始し、格納容器内圧力計指示0.31MPa (Level) 到達により確認し、格納容器スプレイト操作を開始する

※17 格納容器スプレイトに必要圧力が発生することを確認し、格納容器スプレイト操作を開始する

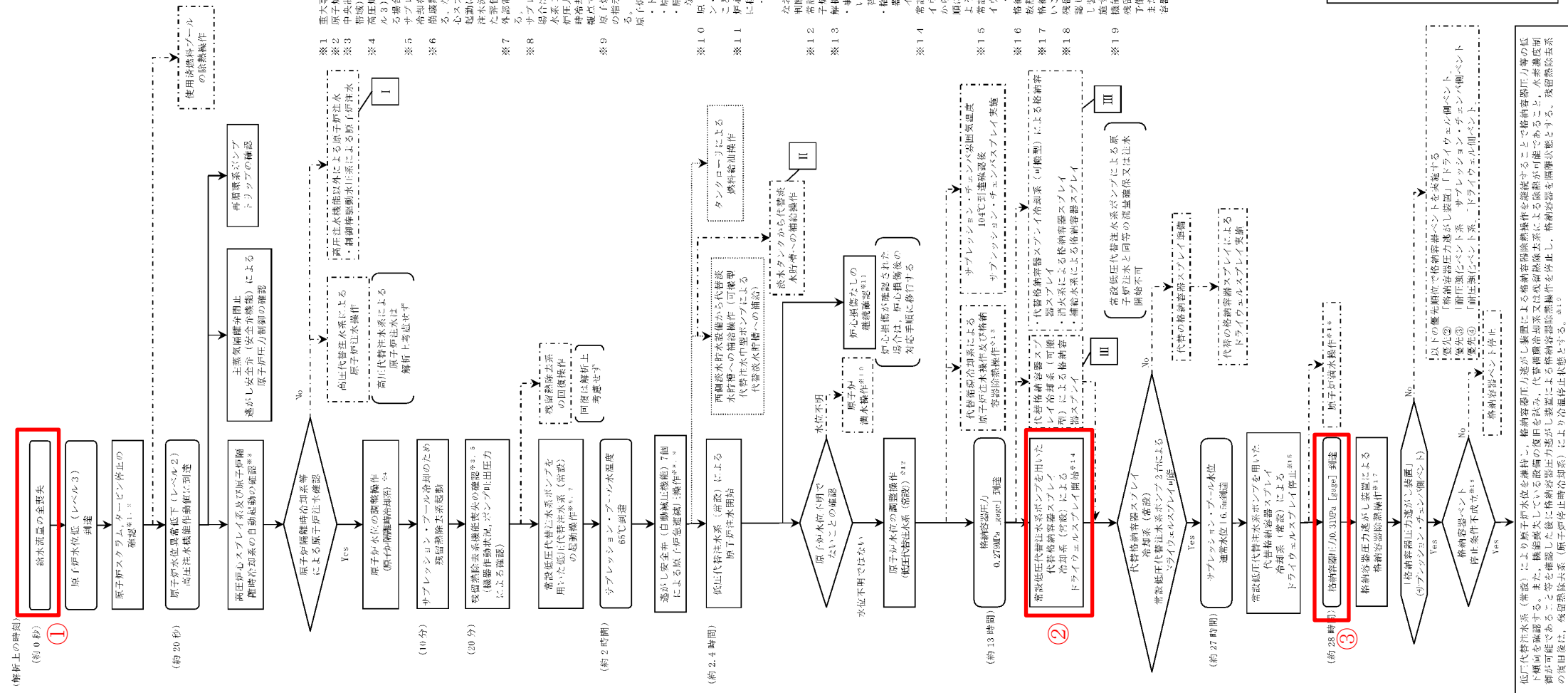
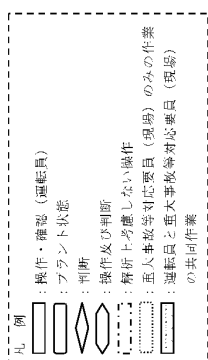
※18 格納容器内圧力計指示が上昇するに際しては、原子炉格納容器からの蒸気が凝縮することにより水位が上昇することが考えられる。フィルタ装置の水位を監視し、上限水位に到達した場合にはサブドレンポンプ・サブドレンポンプへのドレン移送によりフィルタ装置水位を調整する。また、フィルタ装置への蒸気注入を適宜実施する

※19 凝縮器上した蒸留の回収手段として、蒸留手段である復留熱除去系の復旧手続を開始しており、原子炉格納容器系注水ポンプの注水機能を確保し、復留熱除去系を用いた蒸留手段を実施することも可能である



第 2.4.2.4 図 「崩壊熱除去系が故障した場合」の対応手順の概要

備考
 差異理由は、島根2号炉「第2.4.2.1-2図「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」の対応手順の概要」の備考欄参照



第 2.4.2-2 図 崩壊熱除去系が故障した場合の対応手順の概要

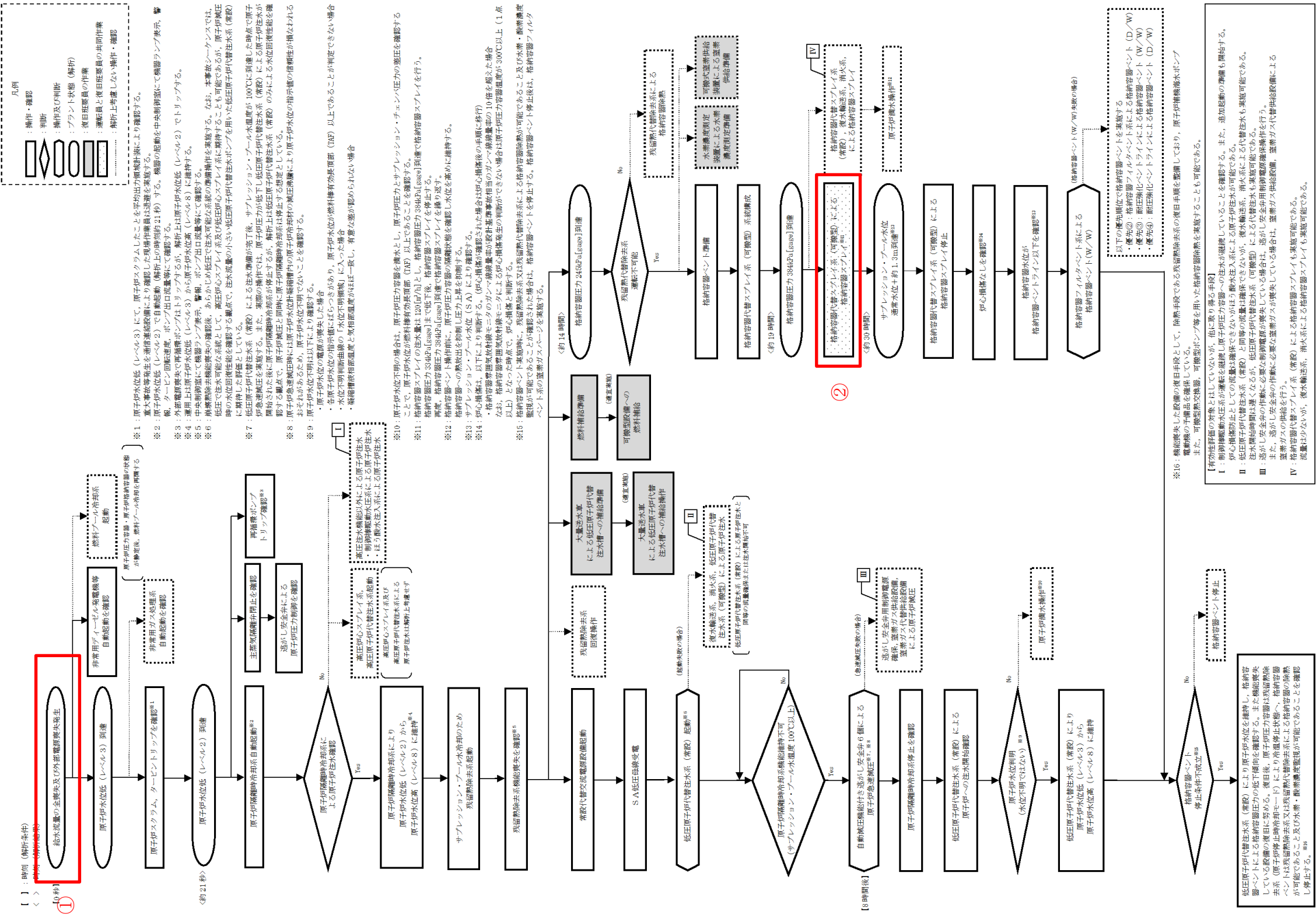
備考
差異理由は、島根 2 号炉「第 2.4.2.1-2 図「崩壊熱除去系が故障した場合」の対応手順の概要」の備考欄参照

- 【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】
- 機件基準上の全ての機件事項を調べることでアラート状況に付随して使用するが、アラート状況によっては、事故対応に有効な設備となる制御機動作水圧による原子炉水位も実施可能である。
 - 「放水ポンク」から可換型代替注水ポンプ又は可換型代替注水ポンプによる代替注水ポンプによる注水も実施可能である。
 - 可換型代替注水ポンプ又は可換型代替注水ポンプによる注水も実施可能である。
 - 常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレッド/冷却系 (常設) による注水を確保するが、可換型代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレッド/冷却系 (非常設) による注水も実施可能である。
 - 可換型代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレッド/冷却系 (非常設) による注水を確保するが、アラート状況に付随して使用するが、アラート状況に付随して使用する可換型代替注水ポンプによる注水も実施可能である。
 - 可換型代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレッド/冷却系 (非常設) による注水を確保するが、アラート状況に付随して使用する可換型代替注水ポンプによる注水も実施可能である。

以下の機件項目で格納容器レベルを監視する

- 機件① 格納容器圧力過剰防止装置「ドライウェル/チェンバールベント」
- 機件② 格納容器圧力過剰防止装置「ドライウェル/チェンバールベント」
- 機件③ 格納容器圧力過剰防止装置「ドライウェル/チェンバールベント」
- 機件④ 格納容器圧力過剰防止装置「ドライウェル/チェンバールベント」

格納容器圧力過剰防止装置「ドライウェル/チェンバールベント」の機件項目で格納容器レベルを監視する

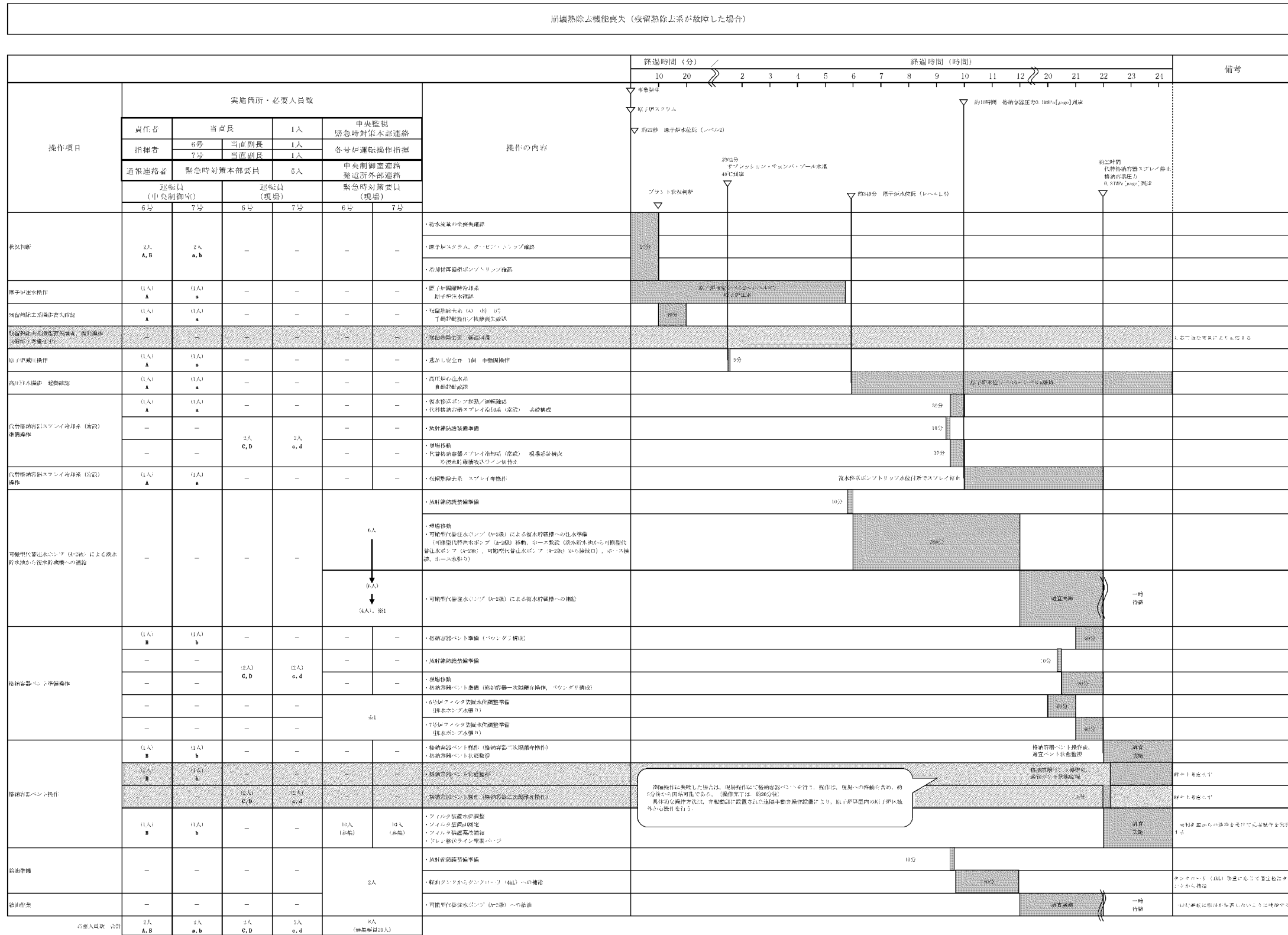


第2.4.2.1-2図 「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」の対応手順の概要

備考

- ・解析条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
①島根2号炉は, SA 事象を鑑みて, 外部電源の喪失を仮定している。
- ・運用の相違
【東海第二】
②島根2号炉は, 原子炉注水と格納容器スプレイの実施について, 別々のポンプを用いることとしている。
- ・運用の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
③島根2号炉は, 格納容器代替スプレイ停止基準(サプレッション・プール水位通常水位+約 1.3 m) 到達により格納容器代替スプレイを停止後, 格納容器ベントを実施する運用としている。

差異理由は、島根2号炉「第2.4.2.1-3図「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」の作業と所要時間」の備考欄参照



第2.4.2.5 図 「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」の作業と所要時間

				経過時間(分)											備考		
				0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100		110	
崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)																	
操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は操作前後移動してきた要員			操作の内容	▼ 事象発生 ▼ 原子炉スクラム ▼ 約20秒 原子炉水位異常低下(レベル2)到達 ▼ プラント状況判断												
	責任者	当直室電長	1人														中央監視 運転操作出掛
	補佐	当直副室長	1人														運転操作指揮補佐
	班班長等	災害対策要員 (指揮者等)	4人														活動での指揮 発電所内外連絡
	当直運転員 (中央監視室)	当直運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)													
状況判断	2人 A, B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●給水流量急喪失の確認 ●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●再建機ポンプトリップの確認 ●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認 ●圧力抑制弁閉止及び及び安全弁(安全弁機能)による原子炉圧力抑制の確認 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 	10分											外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は、外部電源がない場合に実施する	
原子炉水位の調整 操作(原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系)	【1人】 A	-	-	●原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の調整操作	低圧代替注水(常設)による原子炉注水が開始されるまでの間、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)の間に維持。原子炉水位が安定して維持される場合は、高圧炉心スプレイ系は待機状態とする												
崩壊熱除去機能喪失の確認	【1人】 B	-	-	●残留熱除去系(サブプレッション・プールの冷却系)によるサブプレッション・プールの除熱操作(失敗)	10分												
残留熱除去系の回復操作	-	2人 C, D	-	●残留熱除去系の回復操作、失敗原因調査	適宜実施											解除上向きしない	
常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	-	-	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	5分											外部電源がない場合に実施する	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた高圧代替注水系(常設)の起動操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水(常設)による原子炉注水の業績構成操作及び起動操作	5分												

差異理由は、島根2号炉「第2.4.2.1-3図「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」の作業と所要時間」の備考欄参照

第2.4.2-3 図 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)の作業と所要時間(1/2)

差異理由は、島根2号炉「第2.4.2.1-3図「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」の作業と所要時間」の備考欄参照

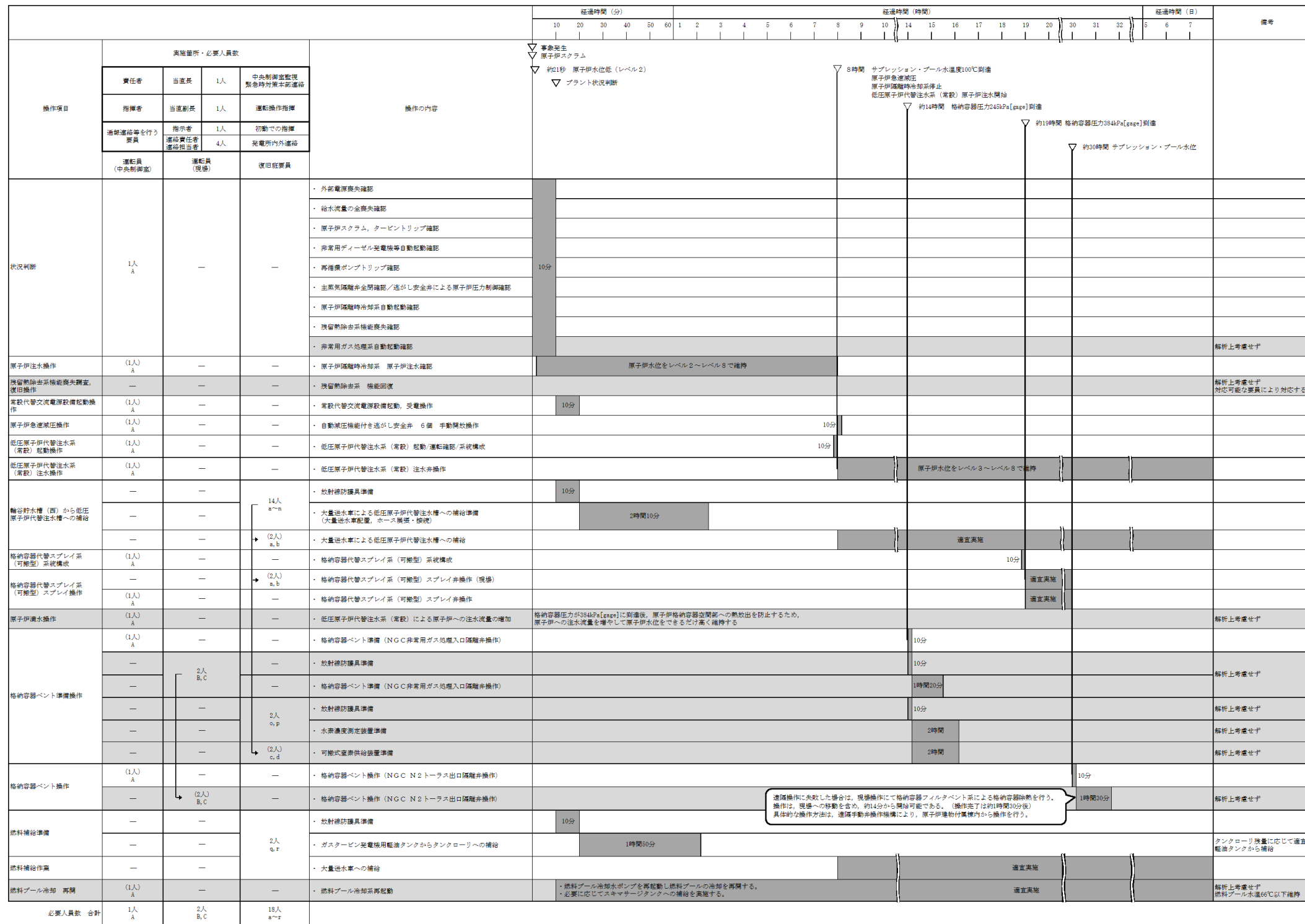
				経過時間(時間)												備考				
				4	8	12	16	20	24	28	32	36	40	44	48					
崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)																				
操作項目	実施箇所・必要員数			操作の内容																
	当直運転員(中央制御室)	当直運転員(現場)	重大事故等対応要員(現場)																	
原子炉水位の調整操作(原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系)	【1人】 A	—	—	●原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の調整操作																
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水(常設)の起動操作	【1人】 A	—	—	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水(常設)による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	3分															サブプレッション・プール熱等準則値未満まで注水
過剰安全弁(自動減圧機構)による原子炉空圧減圧操作	【1人】 B	—	—	●過剰安全弁(自動減圧機構)の起動操作	1分															
原子炉水位の調整操作(低圧代替注水系(常設))	【1人】 A	—	—	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水(常設)による原子炉注水の調整操作	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)の間に維持															
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作	【1人】 A	—	—	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作	格納容器スプレイ中、適宜状態監視															
代替格納容器冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作	【1人】 A	—	—	●代替格納容器冷却系による原子炉注水操作 ●代替格納容器冷却系による格納容器除熱操作	注水開始後、適宜原子炉水位調整 格納容器スプレイ中、適宜状態監視												解新上考慮しない 代替格納容器冷却系のみで状態維持が可能な場合は、低圧代替注水(常設)による注水を停止する			
原子炉注水操作	【1人】 A	—	—	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水(常設)による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を可能な限り高く維持												解新上考慮しない			
使用済燃料プールの除熱操作	【1人】 A	—	—	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系による海水注水の系統構成操作及び起動操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作	適宜実施												解新上考慮しない スクラッピングによる未放射線量がある場合は代替燃料プール冷却系の起動まで実施する			
格納容器圧力過剰装置等による格納容器除熱の準備操作	【1人】 A	—	—	●格納容器圧力過剰装置等による格納容器除熱の準備操作(中央制御室での第一準備)	20分															解新上考慮しない 約25時間後までに実施する
格納容器圧力過剰装置等による格納容器除熱の準備操作(サブプレッション・チェンバール)	【1人】 A	—	—	●第一準備格納容器除熱への移動 ●格納容器圧力過剰装置等による格納容器除熱の準備操作(現場での第二準備)	15分															解新上考慮しない
格納容器圧力過剰装置等による格納容器除熱の準備操作(中央制御室での第二準備)	【1人】 A	—	—	●格納容器圧力過剰装置等による格納容器除熱の準備操作(中央制御室での第二準備)	5分															解新上考慮しない
格納容器圧力過剰装置等による格納容器除熱の準備操作(現場での第二準備)	—	—	3人 (a, b)	●第二準備格納容器除熱への移動 ●格納容器圧力過剰装置等による格納容器除熱の準備操作(現場での第二準備)	125分															解新上考慮しない
自備供水貯水設備を本機とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替注水貯水への給水操作	—	—	5人 (a-h)	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、キース設置等の操作	180分															代替注水貯水の給水には十分な時間がある
タンクローリによる燃料給水操作	—	—	2人 (a, b)	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、キース設置等の操作	90分															代替注水貯水の給水に応じて適宜給水を実施する
タンクローリによる燃料給水操作	—	—	2人 (a, b)	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、キース設置等の操作	90分															タンクローリ残量に応じて適宜給水を実施する
必要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	8人 a-h (必要員5人)																	

第2.4.2-3 図 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)の作業と所要時間(2/2)

島根原子力発電所 2号炉

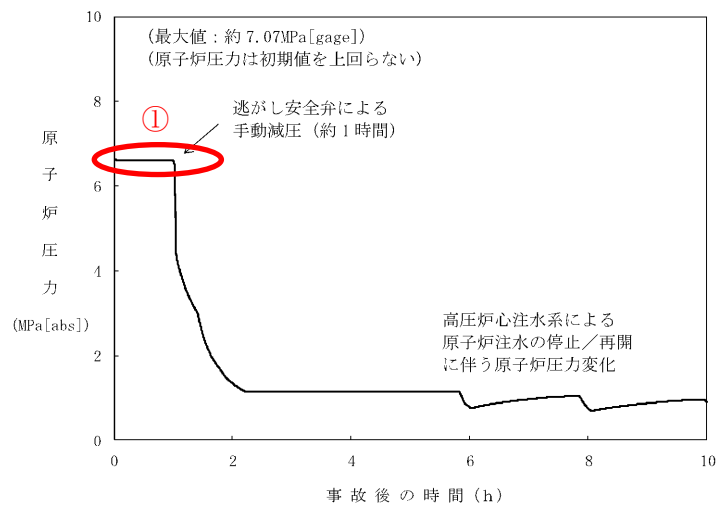
備考

崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）

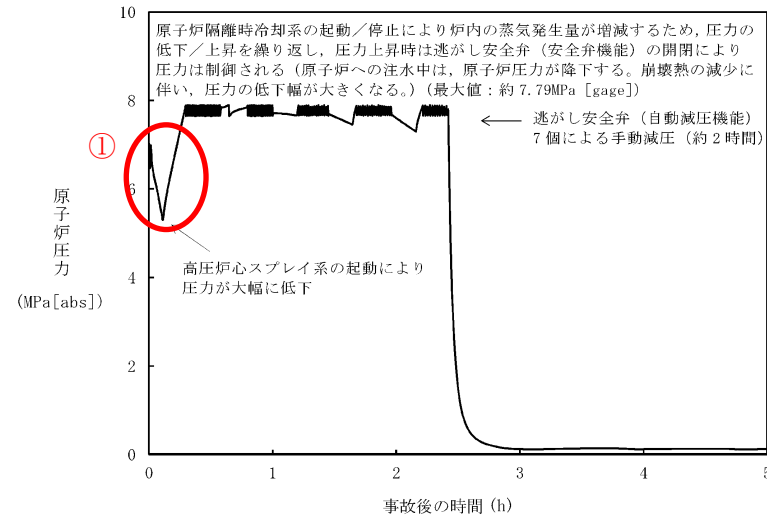


- ・解析結果の相違に基づく差異
- ・設備設計・手順に基づく想定時間の差異
- ・解析上考慮しない操作を含めて実際に実施する操作について要員の充足性を確認（ただし、事前に対応する要員を定めることが難しい機能回復操作を除く）

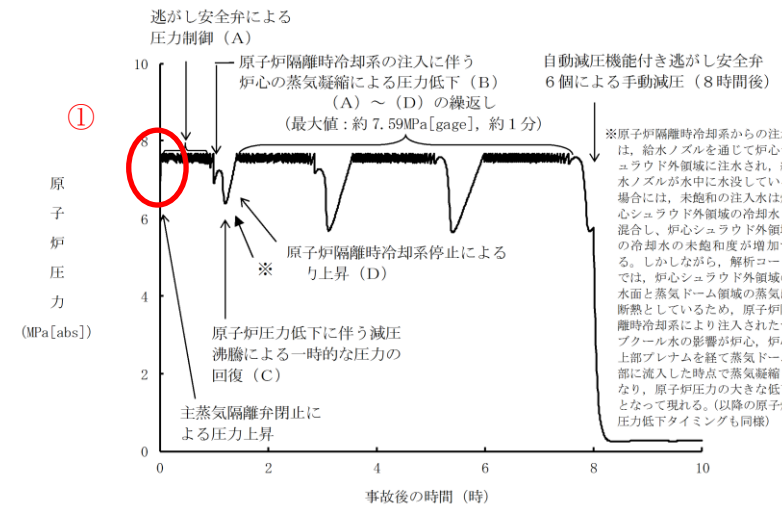
第2.4.2.1-3 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の作業と所要時間



第2.4.2.6 図 原子炉圧力の推移

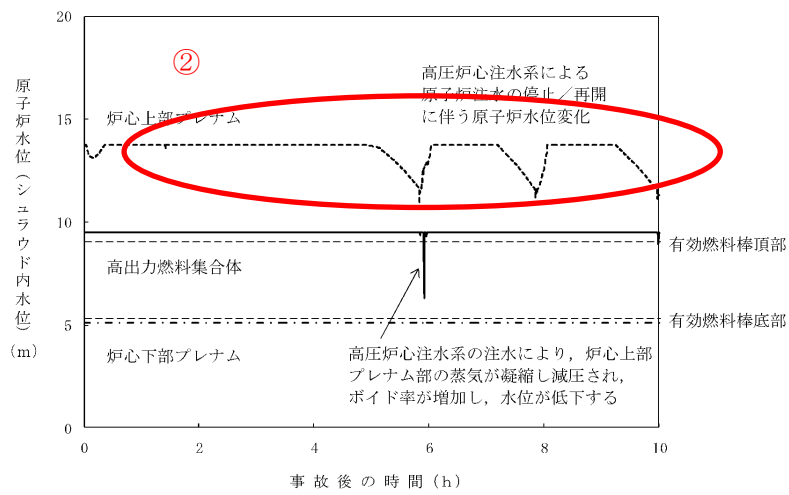


第2.4.2-4 図 原子炉圧力の推移

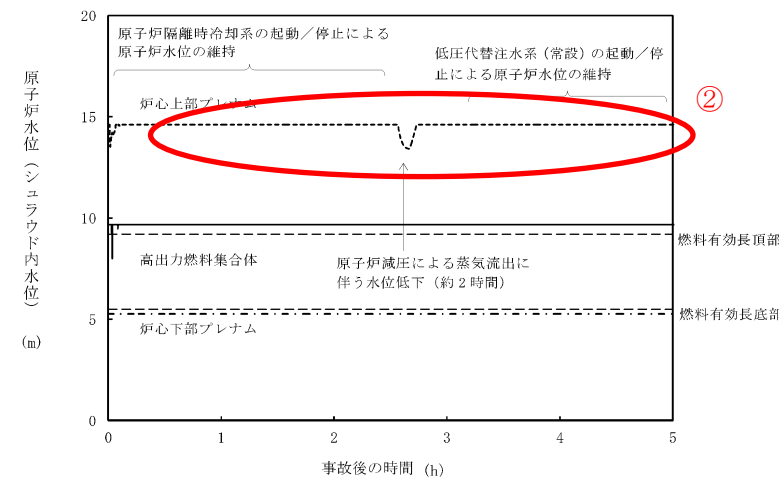


第2.4.2.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移

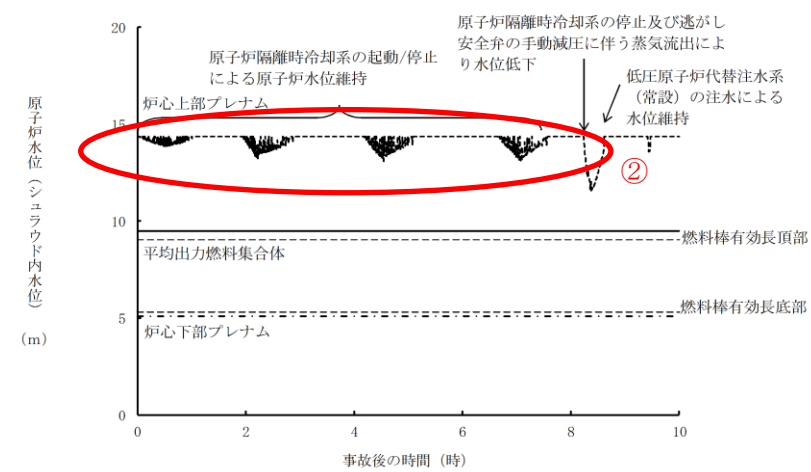
・解析結果の相違
【柏崎6/7】
①東海第二及び島根2号炉は、L2でMSIVが自動閉し、原子炉隔離時冷却系が自動起動するが、柏崎6/7では、L2で原子炉隔離時冷却系の自動起動により原子炉注水が行なわれ、MSIV自動閉の設定であるL1.5まで原子炉水位が低下しないことから、原子炉圧力の挙動が異なる。



第2.4.2.7 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移

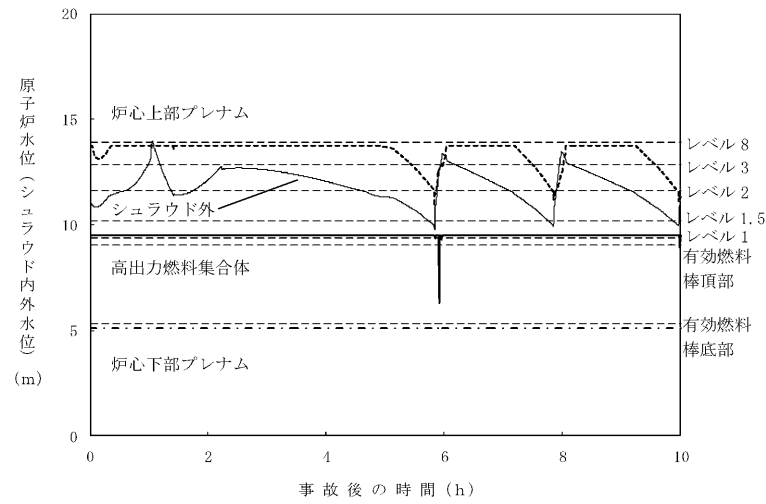


第2.4.2-5 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移

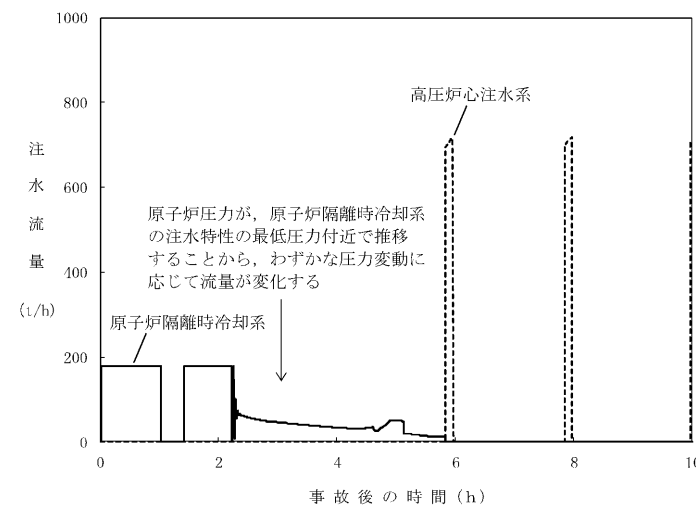


第2.4.2.2-1(2) 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移

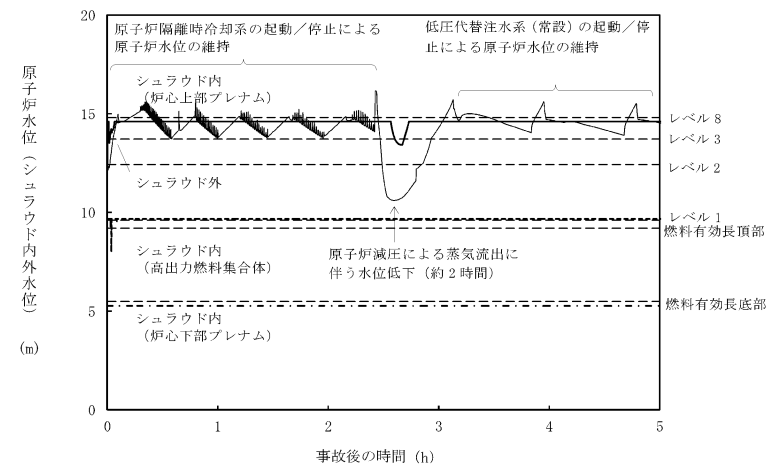
【柏崎6/7, 東海第二】
②原子炉注水に使用する設備及び原子炉水位維持範囲の相違



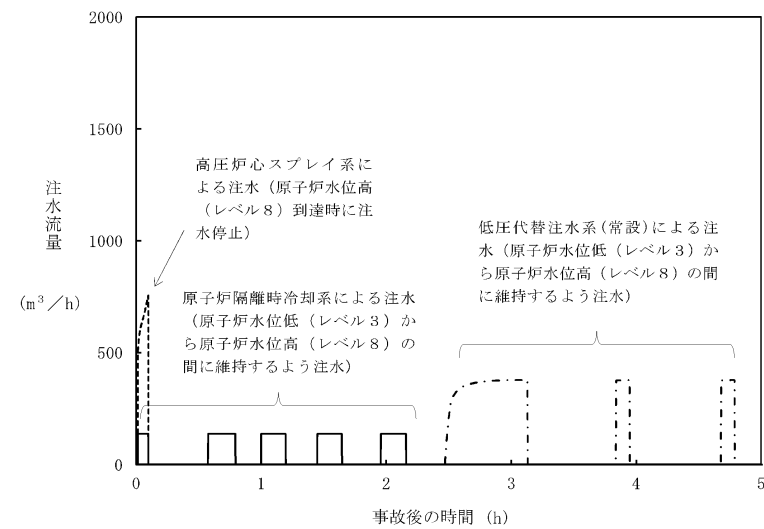
第 2.4.2.8 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



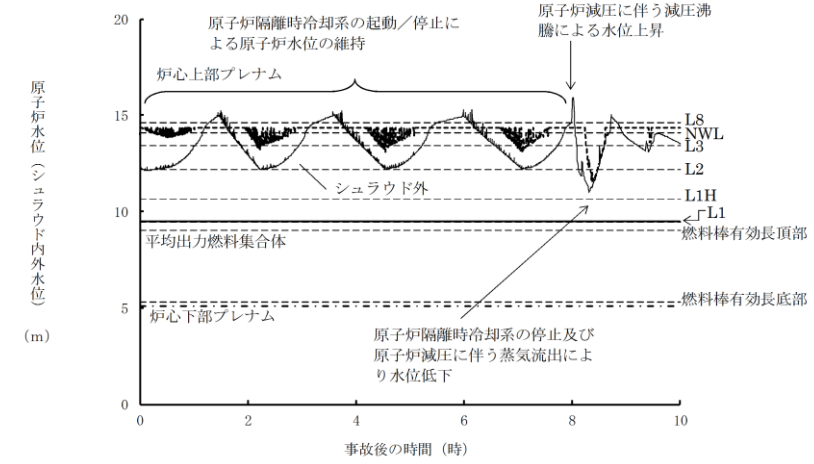
第 2.4.2.9 図 注水流量の推移



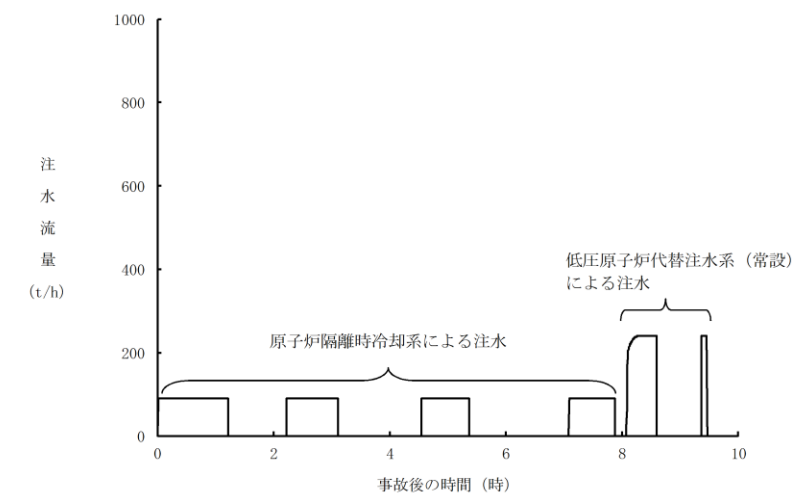
第 2.4.2-6 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



第 2.4.2-7 図 注水流量の推移



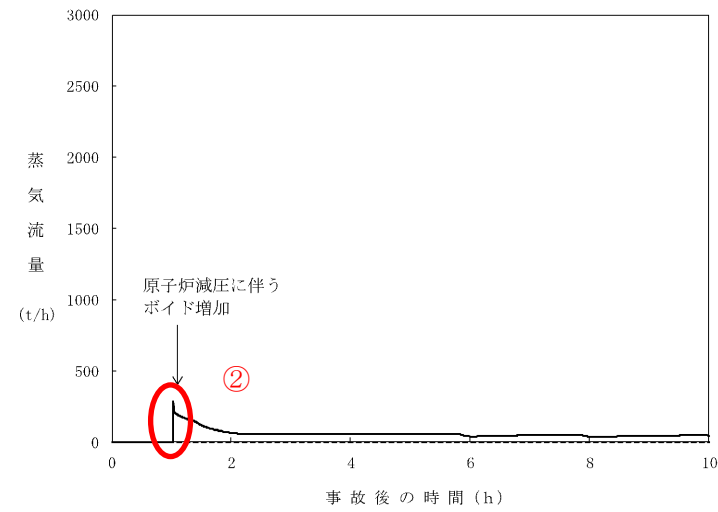
第 2.4.2.2-1(3) 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



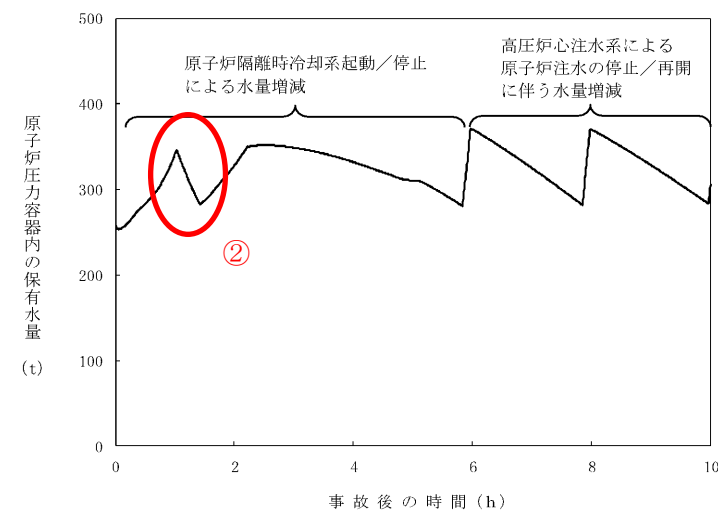
第 2.4.2.2-1(4) 図 注水流量の推移

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
注水設備の相違*による注水パターンの相違

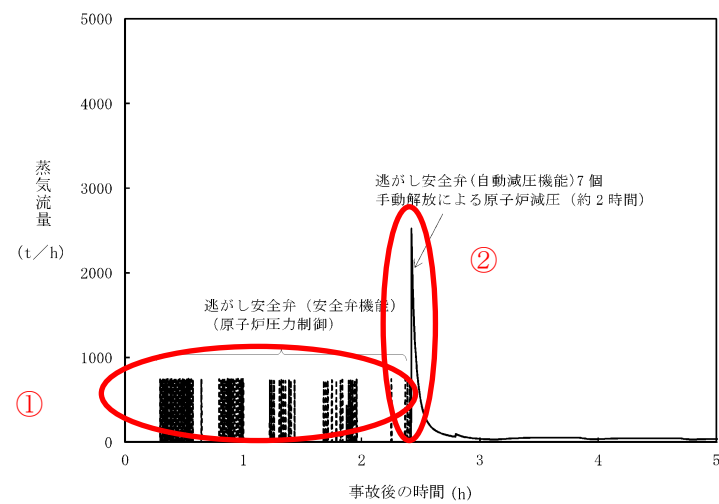
*
島根 2号炉：原子炉隔離時冷却系, 低圧原子炉代替注水系 (常設) (減圧後)
東海第二：原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心スプレイ系, 低圧代替注水系 (常設) (減圧後)
柏崎 6/7：原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心注水系 (減圧後)



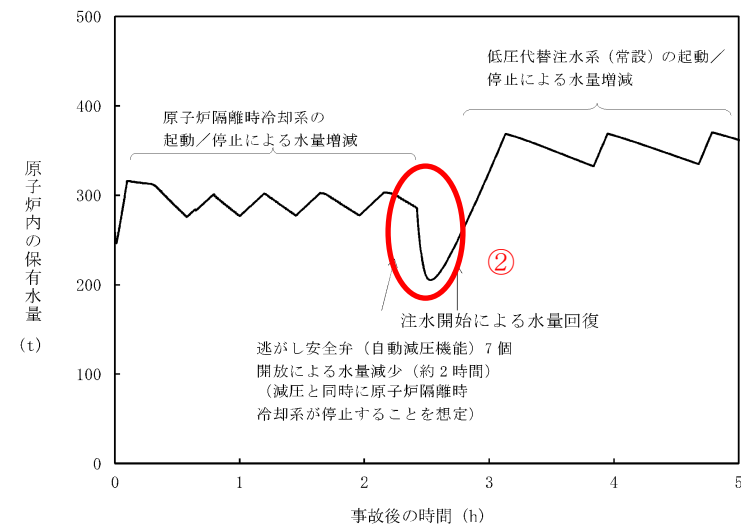
第2.4.2.10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



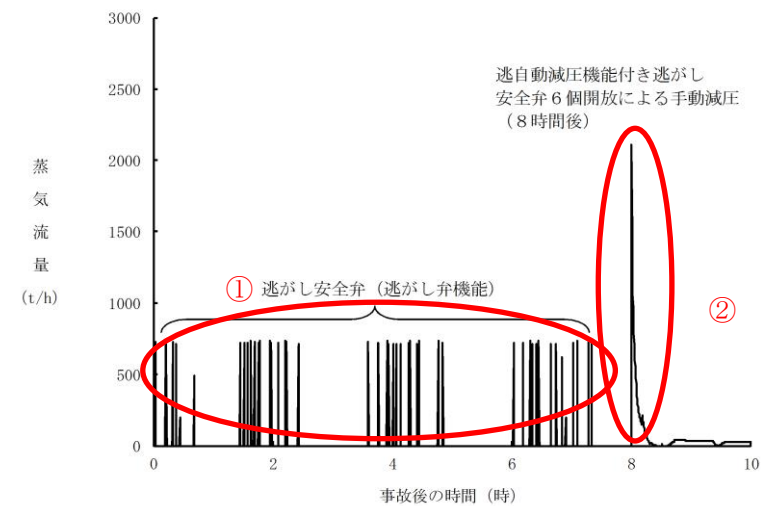
第2.4.2.11 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



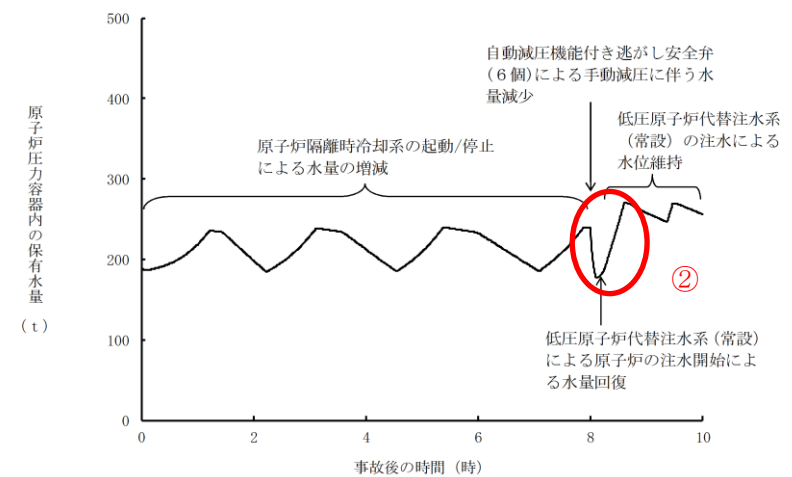
第2.4.2-8 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



第2.4.2-9 図 原子炉压力容器内保有水量の推移

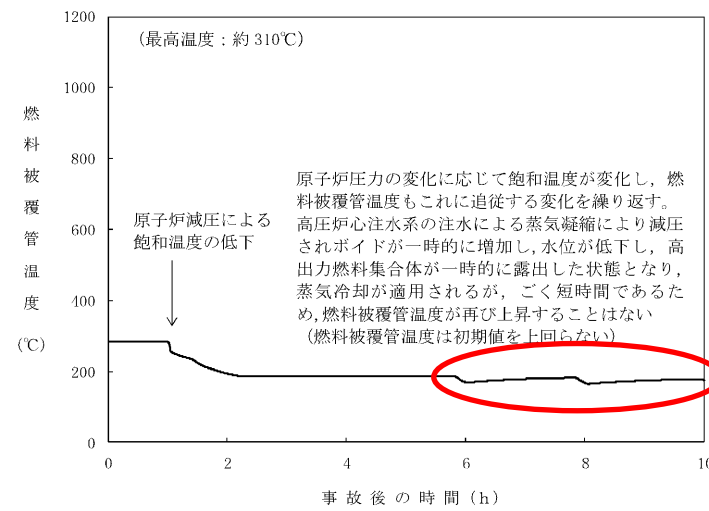


第2.4.2.2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

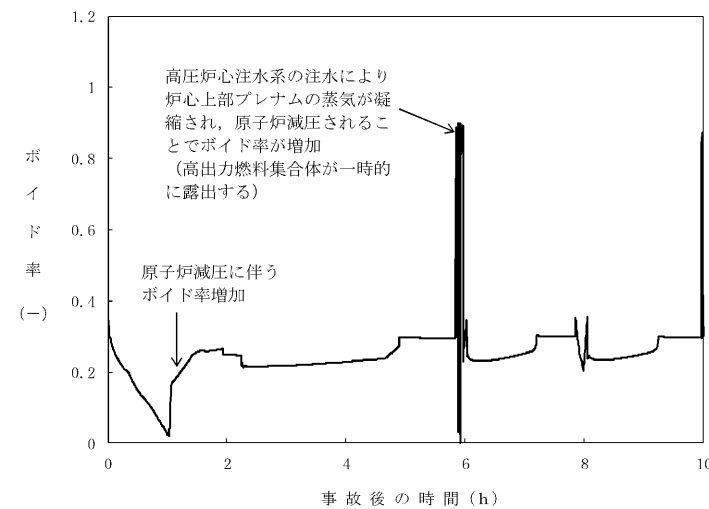


第2.4.2.2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移

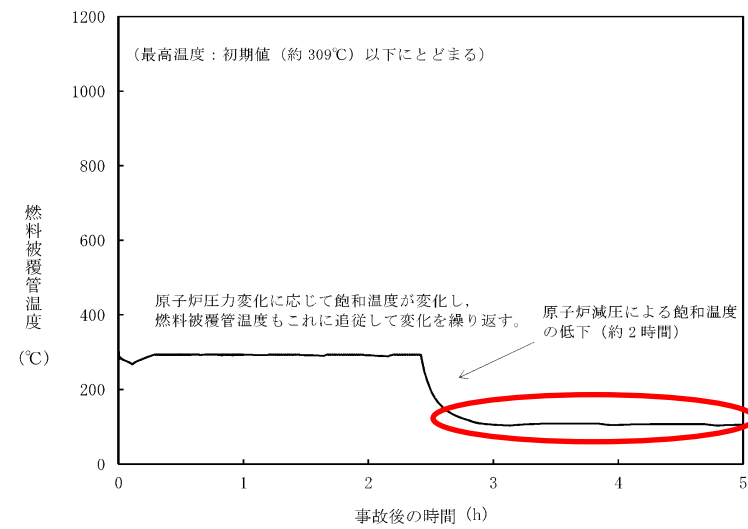
・解析結果の相違
【柏崎6/7】
 ①東海第二及び島根2号炉は、事象発生早期に原子炉水位がL2に到達した時点でMSIV閉となり、SRVにより原子炉圧力が制御される。
【柏崎6/7、東海第二】
 ②原子炉減圧に使用する弁数の違いによる蒸気流量及び原子炉圧力容器保有水量の相違。



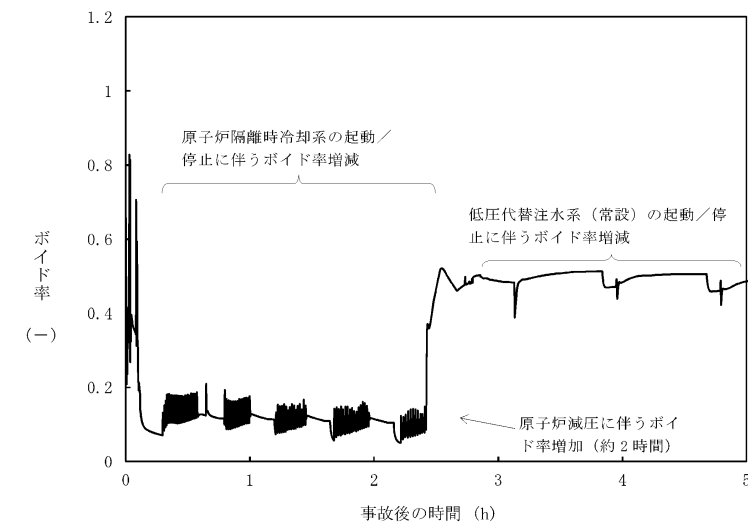
第 2.4.2.12 図 燃料被覆管温度の推移



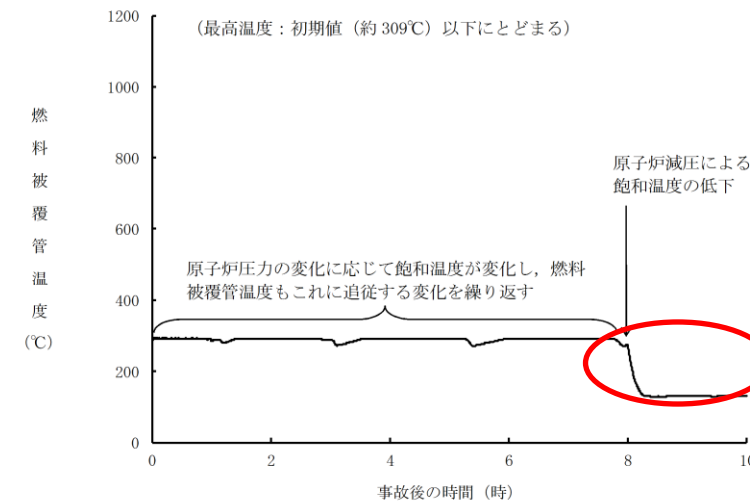
第 2.4.2.13 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



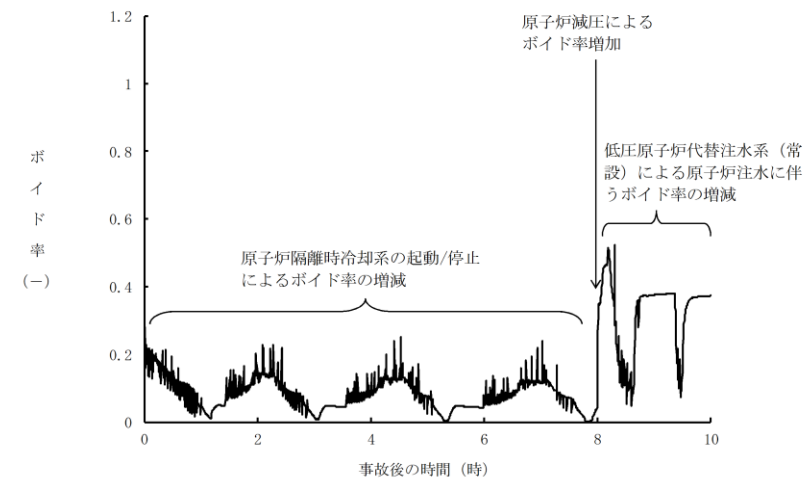
第 2.4.2-10 図 燃料被覆管温度の推移



第 2.4.2-11 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

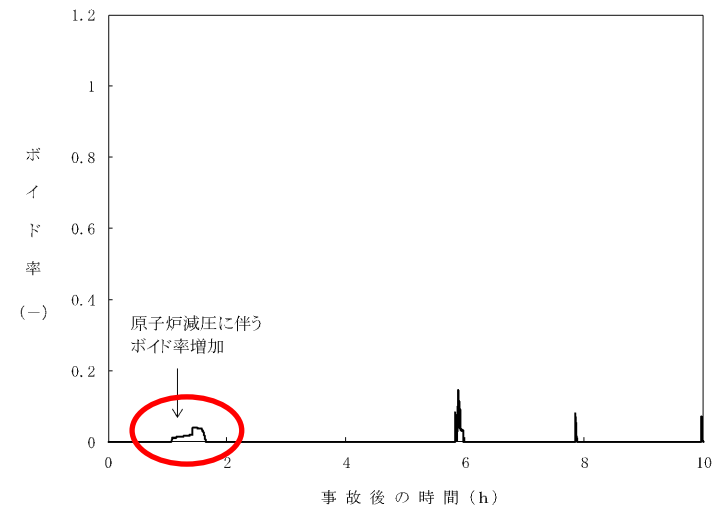


第 2.4.2.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移

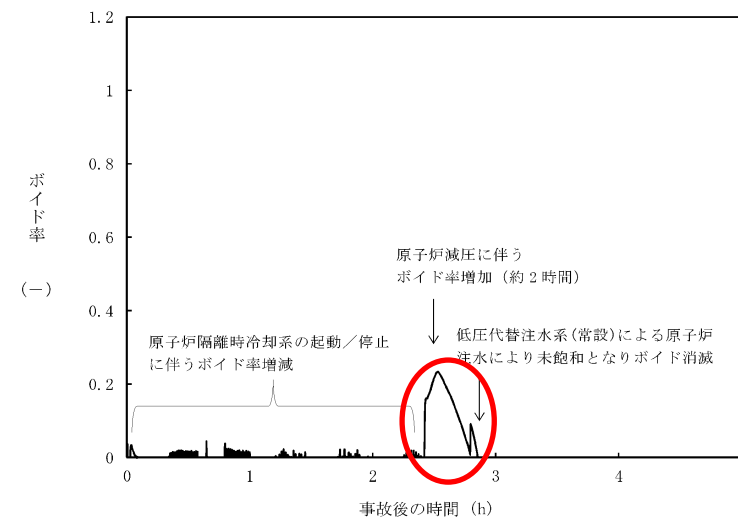


第 2.4.2.2-1(8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

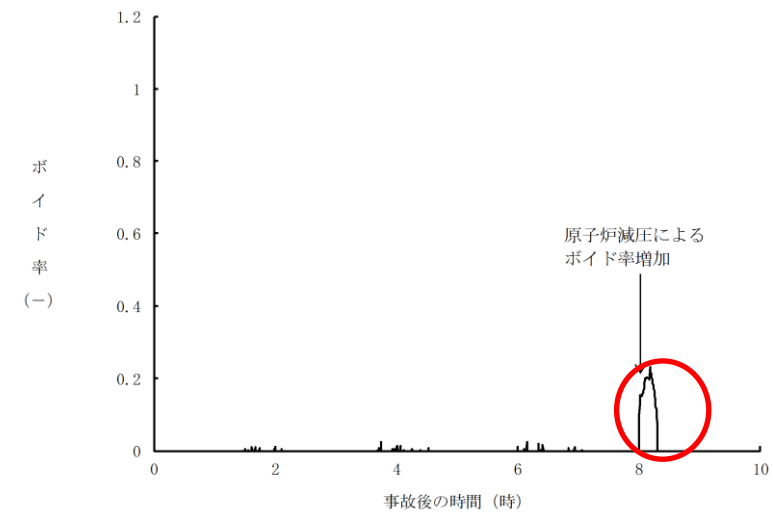
・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
東海第二及び島根 2 号炉は、原子炉減圧後、低圧代替注水による原子炉注水を実施することから、柏崎 6/7 の挙動とはならない。



第 2.4.2.14 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

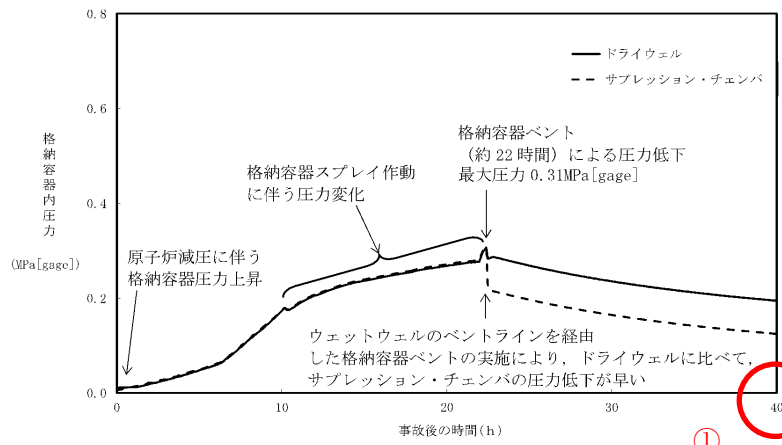


第 2.4.2-12 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

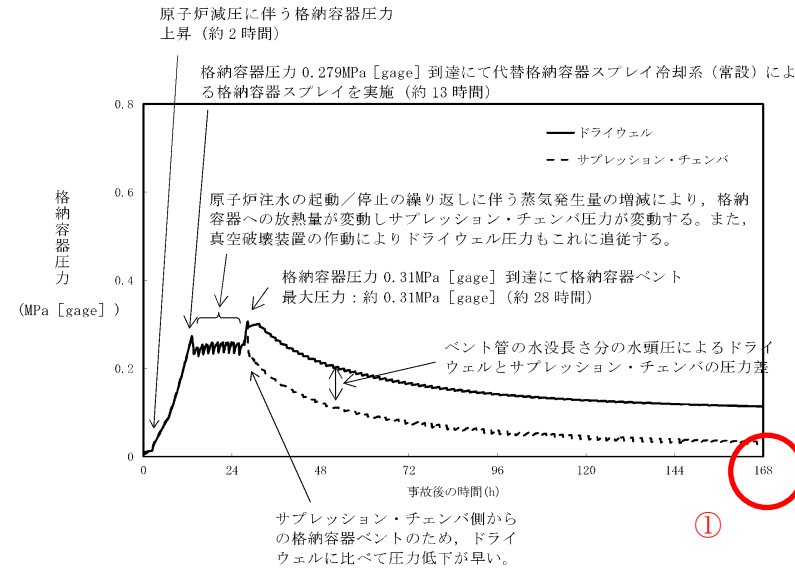


第 2.4.2.2-1(9) 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

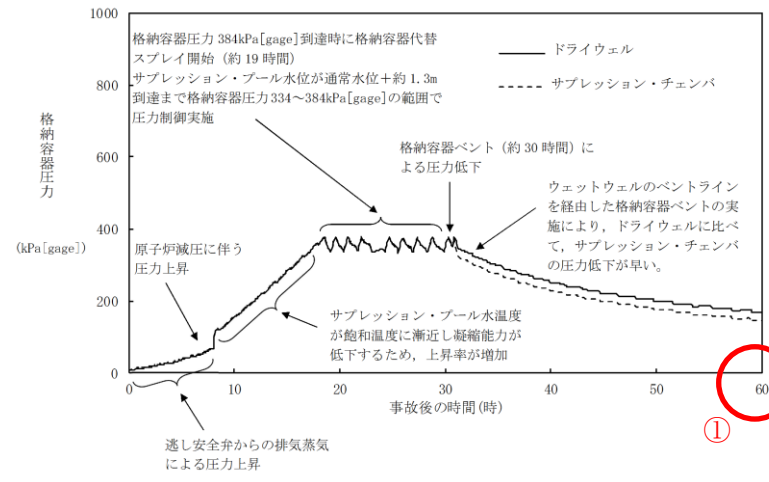
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
 原子炉減圧に使用する弁数の違いによるボイド率増加量の相違。



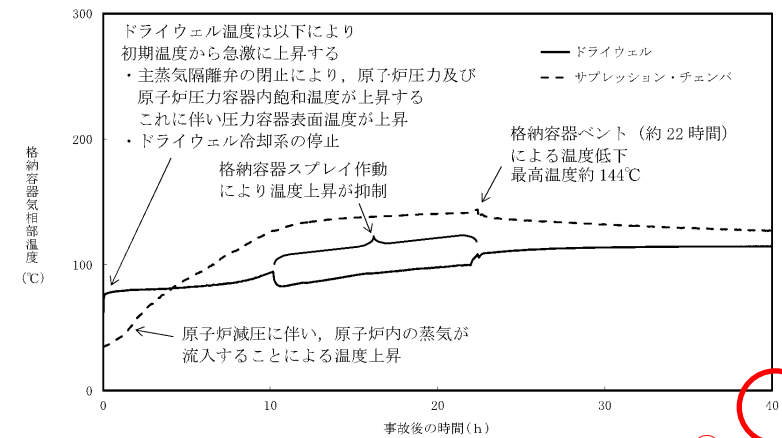
第2.4.2.15 図 格納容器圧力の推移



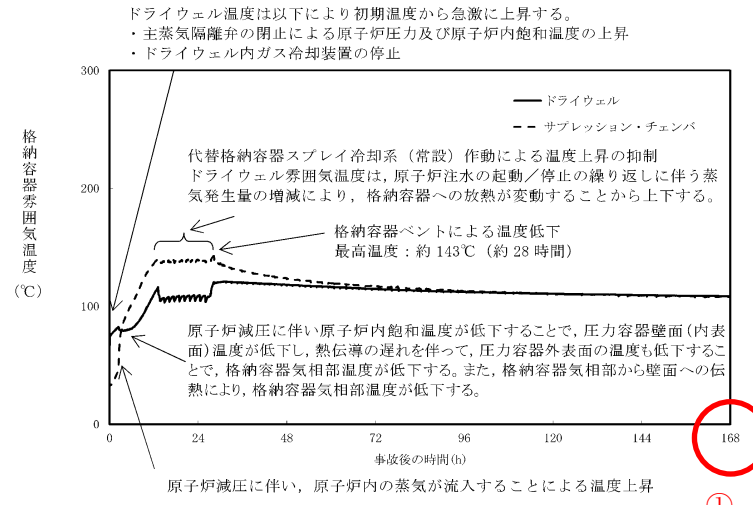
第2.4.2-13 図 格納容器圧力の推移



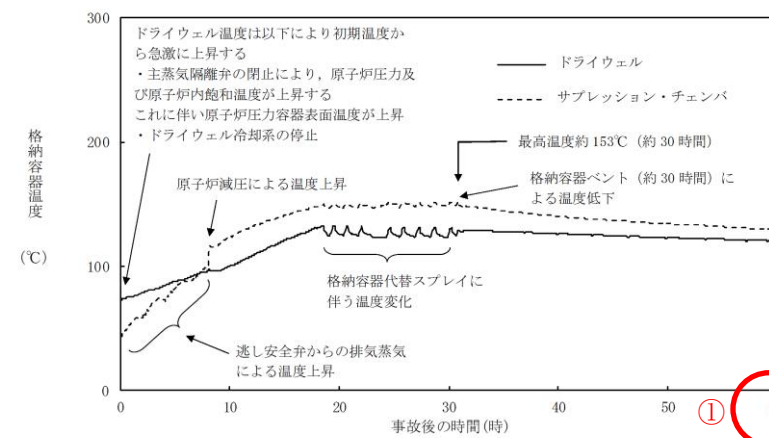
第2.4.2.2-1(10) 図 格納容器圧力の推移



第2.4.2.16 図 格納容器気相部温度の推移

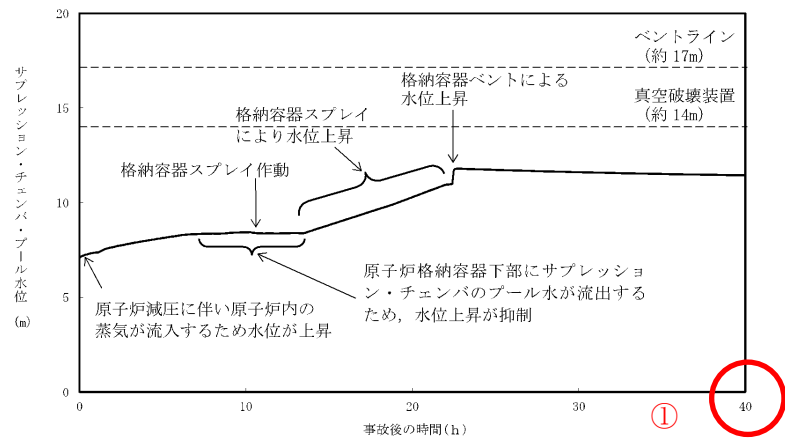


第2.4.2-14 図 格納容器雰囲気温度の推移

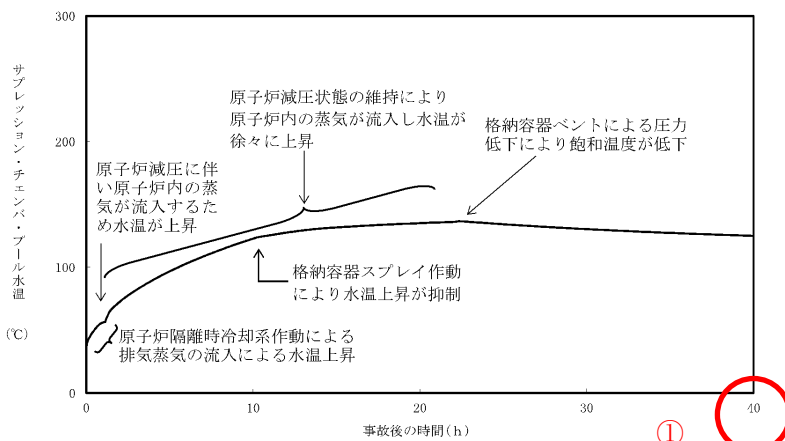


第2.4.2.2-1(11) 図 格納容器温度の推移

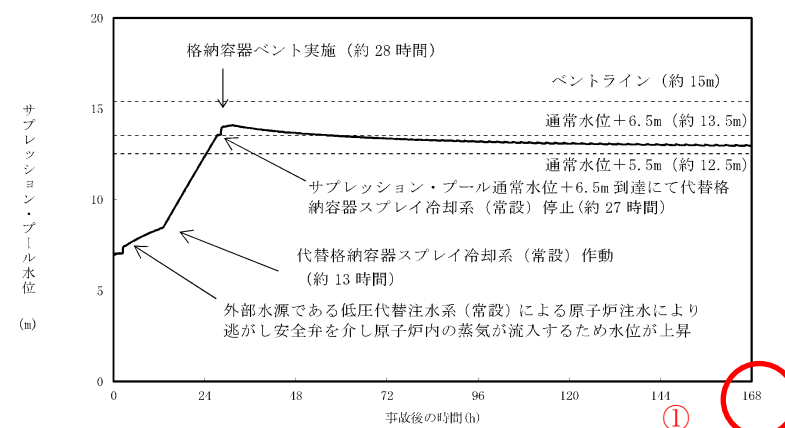
・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
①解析時間の相違。



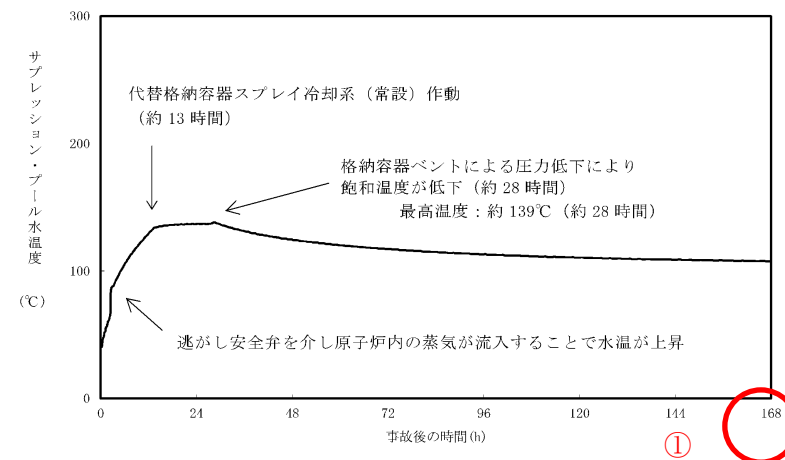
第2.4.2.17 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移



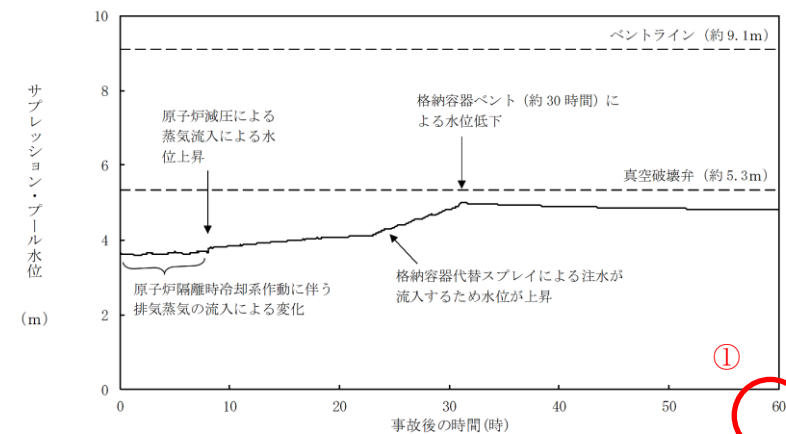
第2.4.2.18 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移



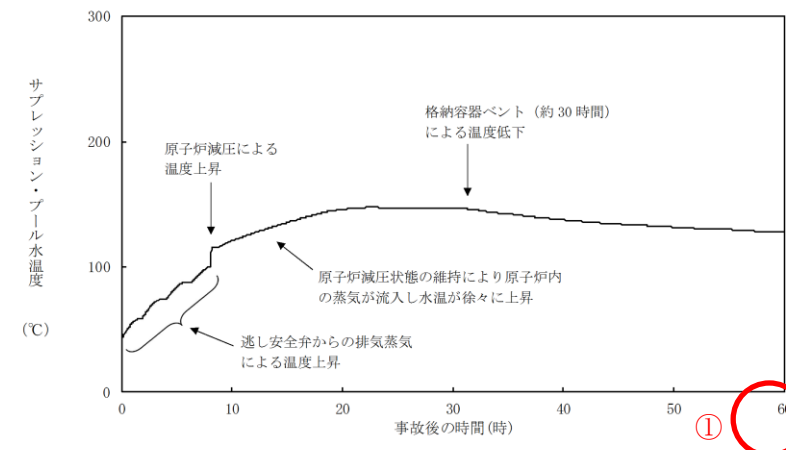
第2.4.2-15 図 サプレッション・プール水位の推移



第2.4.2-16 図 サプレッション・プール水温度の推移



第2.4.2.2-1(12) 図 サプレッション・プール水位の推移



第2.4.2.2-1(13) 図 サプレッション・プール水温度の推移

・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
①解析時間の相違。

第 2.4.2.1 表 「崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備	
		常設設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	-	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低 (レベル 2) 信号により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。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低 (レベル 2) から原子炉水位高 (レベル 8) の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】 原子炉注水	原子炉水位 (SA) 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 原子炉注水 (SA)
高圧代替注水系による原子炉注水	原子炉隔離時冷却系機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 原子炉注水	原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系系統流量 原子炉注水 (SA)
残留熱除去系機能喪失確認	原子炉隔離時冷却系の運転によりサブプレッシャ・チェンバ・プール水温が上昇する。残留熱除去系によるサブプレッシャ・チェンバ・プール水温が上昇し、以後原子炉水位は回復する。残留熱除去系が自動起動し、原子炉水位は回復する。	-	【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】 サブプレッシャ・チェンバ・プール水温
逃がし安全弁による原子炉減圧	原子炉隔離時冷却系の運転によりサブプレッシャ・チェンバ・プール水温が上昇する。残留熱除去系によるサブプレッシャ・チェンバ・プール水温が上昇し、以後原子炉水位は回復する。	逃がし安全弁	原子炉注水 (SA)
高圧炉心注水系による原子炉注水	原子炉減圧に伴い原子炉隔離時冷却系の流量が低下し原子炉水位が低下する。原子炉水位低 (レベル 3) により高圧炉心注水系が自動起動し、原子炉水位は回復する。	【高圧炉心注水系】 原子炉注水	原子炉水位 (SA) 【高圧炉心注水系系統流量】 原子炉注水 (SA)
代替格納容器スプレッド冷却系 (常設)	格納容器圧力が 0.1MPa(Geop)到達した場合、代替格納容器スプレッド冷却系 (常設) により原子炉隔離時冷却系を復元する。	代替格納容器 原子炉注水	格納容器内圧力 (D/W) 原子炉注水 (SA)
格納容器圧力逃がし装置による原子炉注水	格納容器圧力が 0.31MPa(Geop)到達した場合、格納容器圧力逃がし装置により原子炉隔離時冷却系を復元する。	格納容器圧力逃がし装置 原子炉注水	格納容器内圧力 (D/W) 原子炉注水 (SA)

① 【1】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

第 2.4.2-1 表 崩壊熱除去機能喪失時 (残留熱除去系が故障した場合) における重大事故等対策について (1/3)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	-	-	平均出力領域計装* 起動領域計装*
原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水	原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号により原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低 (レベル 3) から原子炉水位高 (レベル 8) の間で維持する。	原子炉隔離時冷却系* 高圧炉心注水系* サブプレッシャ・チェンバ	-	原子炉水位 (SA 広帯域) 原子炉水位 (SA 燃料域) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉隔離時冷却系系統流量* 高圧炉心注水系系統流量* サブプレッシャ・チェンバ吐出圧力* 残留熱除去系ポンプ吐出圧力* サブプレッシャ・チェンバ・プール水温
残留熱除去系機能喪失確認	原子炉隔離時冷却系の運転によりサブプレッシャ・チェンバ・プール水温が上昇するため、残留熱除去系 (サブプレッシャ・チェンバ冷却系) を起動するが、残留熱除去系の故障によりサブプレッシャ・チェンバ・プール冷却は失敗する。	-	-	-
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設低圧代替注水系ポンプ逃がし安全弁 (自動減圧機能)* により逃がし安全弁が動作し、原子炉急速減圧を実施する。	常設低圧代替注水系ポンプ 逃がし安全弁 (自動減圧機能)*	-	原子炉注水 (SA) 原子炉注水*

① * 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.4.2.1-1 表 「崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)」の重大事故等対策について (1/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	原子炉の出力運転中に外部電源喪失となり、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【ディーゼル燃料貯蔵タンク】	-	平均出力領域計装
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	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。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低 (レベル 2) から原子炉水位高 (レベル 8) の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】 サブプレッシャ・チェンバ	-	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 【原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量】 サブプレッシャ・チェンバ・プール水温 (SA)
残留熱除去系機能喪失確認	原子炉隔離時冷却系の運転によりサブプレッシャ・チェンバ・プール水温が上昇するため、残留熱除去系 (サブプレッシャ・チェンバ冷却系) を起動するが、残留熱除去系機能喪失により起動失敗する。	-	-	【残留熱除去系ポンプ出口流量】 サブプレッシャ・チェンバ・プール水温 (SA)
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	低圧原子炉代替注水系 (常設) を起動し、原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサブプレッシャ・チェンバ・プール水温 100℃で、自動減圧機能付き逃がし安全弁 6 個による手動減圧を行う。	常設代替注水系電源設備 低圧原子炉代替注水系 (常設) 自動減圧機能付き逃がし安全弁	-	原子炉注水 (SA) 原子炉注水 サブプレッシャ・チェンバ・プール水温 (SA)

① 【1】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

有効性評価上考慮しない操作

本文比較表に記載の差異以外で主要な差異について記載
・記載表現の相違
【東海第二】
①島根 2号炉は、重大事故等時に設計基準対処施設としての機能を期待する設備を「重大事故等対処設備 (設計基準拡張)」と位置付けている。

第2.4.2-1 表 崩壊熱除去機能喪失時(残留熱除去系が故障した場合)における重大事故等対策について(2/3)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
低圧代替注水系(常設)による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、低圧代替注水系(常設)の系統圧力を下回ると、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始する。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。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリー	原子炉圧力(SA) 原子炉圧力* 原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA燃料域) 原子炉水位(広帯域)* 原子炉水位(燃料域)* 低圧代替注水系原子炉注水流量(常設ライン用) 代替淡水貯槽水位
代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器冷却	代替循環冷却系を起動し、原子炉注水を実施する。また、格納容器圧力が0.245MPa [gage]に到達した場合は、格納容器スプレイを実施する。	緊急用海水系 代替循環冷却系 サブレーション・チェンバ* -	-	原子炉圧力(SA) 原子炉圧力* ドラウエル圧力 サブレーション・チェンバ圧力 サブレーション・プールの水温度 原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA燃料域) 原子炉水位(燃料域)* 原子炉水位(燃料域)* 代替循環冷却系原子炉注水流量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量

① * 既許可の対象となつている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
■：有効性評価上考慮しない操作

第2.4.2.1-1 表 「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」の重大事故等対策について(2/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水	原子炉急速減圧により、低圧原子炉代替注水系(常設)の系統圧力を下回ると、低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水を開始する。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。	常設交流電源設備 ガスタタービン発電機用軽油タンク 低圧原子炉代替注水系(常設) 低圧原子炉代替注水槽	大量送水車 タンクローリー	原子炉圧力(SA) 原子炉圧力 原子炉水位(SA) 原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(燃料域) 代替注水流量(常設) 低圧原子炉代替注水槽水位
格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が384kPa [gage]に到達した場合、格納容器代替スプレイ系(可搬型)により原子炉格納容器冷却を実施する。 格納容器圧力が334kPa [gage]まで低下した場合、又はサブレーション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した場合は、格納容器代替スプレイ系(可搬型)による格納容器スプレイを停止する。	ガスタタービン発電機用軽油タンク	大量送水車 タンクローリー	ドラウエル圧力(SA) サブレーション・チェンバ圧力(SA) 格納容器代替スプレイ流量 サブレーション・プール水位(SA)

① 【】：重大事故等対処設備(設計基準拡張)
■：有効性評価上考慮しない操作

第 2.4.2-1 表 崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）における重大事故等対策について（3/3）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	格納容器圧力が 0.279MPa [gage] に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により格納容器冷却を実施する。また、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	ドライウエル圧力 サブレーション・チェンバール圧力 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライオン用） 低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライオン用） 代替淡水貯槽水位
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系	—	ドライウエル圧力 サブレーション・チェンバール圧力 サブレーション・プール水位 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W） 格納容器雰囲気放射線モニタ（S/C） フィルタ装置圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）

①

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.4.2.1-1 表 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策について（3/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱	サブレーション・プール水位が通常水位+約 1.3m に到達した場合、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器フィルタベント系	—
判断及び操作	手順	常設設備	計装設備
		ドライウエル圧力 (SA) サブレーション・チェンバール圧力 (SA) サブレーション・プール水位 (SA) 格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) 格納容器雰囲気放射線モニタ (サブレーション・チェンバール) スクラバ容器水位 スクラバ容器圧力 第 1 ベントフィルタ出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)	

①

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
有効性評価上考慮しない操作

第2.4.2.2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (1/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉側	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	—
原子炉熱出力	3.926MWt	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	7.07MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター下流から+119cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約10℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	—
最大線出力密度	44.0 kW/m	① 設計限界値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	② サイクル末期の燃焼度はばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定
格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m ³	③ トライウエル内各種の設計値 (主として内部機器及び構造物の体積を除いた値)
格納容器容積 (ウェットウエル)	空腔部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	③ ウェットウエル内各種の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル・サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m (通常運転水位)	③ 通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定
サブプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
格納容器圧力	5.2kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
格納容器温度	57℃	④ 通常運転時の格納容器温度として設定
外部水源の温度	50℃ (事象開始12時間以降は45℃, 事象開始24時間以降は40℃)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

初期条件

第2.4.2-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (1/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	—
原子炉熱出力	3,293MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター下流から+126cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	48,300 t/h	定格流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	—
最大線出力密度	44.0kW/m	① 通常運転時の熱的制限値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	② 1サイクルの運転期間 (13ヶ月) に調整運転期間 (約1ヶ月) を考慮した運転期間に対応する燃焼度として設定
格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m ³	設計値
格納容器体積 (サブプレッション・チェンバ)	空腔部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	③ 設計値 (通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値として設定)

初期条件

第2.4.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	—
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下流から+83cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6×10 ⁴ t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型) は熱力学的特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包摂されること、また、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きき、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため、MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型) の評価に包摂されることを考慮し、代表的に9×9燃料 (A型) を設定
最大線出力密度	44.0kW/m	① 通常運転時の熱的制限値
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	② サイクル末期の燃焼度はばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
格納容器空間容積 (ドライウエル)	7,900m ³	③ ドライウエル内各種の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
格納容器空間容積 (サブプレッション・チェンバ)	空腔部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³	③ サブプレッション・チェンバ内各種の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
真空破壊弁	3.43kPa (ドライウエル・サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊弁の設定値
サブプレッション・プール水位	3.61m (通常運転水位)	③ 通常運転時のサブプレッション・プール水位として設定
サブプレッション・プール水温	35℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温の上限値として設定
格納容器圧力	5.0kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定

初期条件

- ・解析条件の相違
- 【柏崎6/7】
- ①条件設定は同じだが、通常運転時の熱的制限値を設定していることを明確に記載。
- 【東海第二】
- ②条件設定は同じだが、設定プロセスが異なり、平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対して、ばらつきとして10%の保守性を考慮し設定。
- ③柏崎6/7及び島根2号炉は、格納容器容積 (サブプレッション・チェンバ) 及びサブプレッション・プール水位の解析条件を通常水位で設定。東海第二では圧力抑制効果を厳しくする観点で、通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値を設定。
- ④島根2号炉においても、通常運転時の格納容器温度はドライウエル冷却機にて制御されており、条件設定の考え方としては同様。

第2.4.2.2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (2/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失すると設定
	外部電源	外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低 (レベル3) による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いいため、炉心冷却上厳しくなる

第2.4.2-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (2/6)

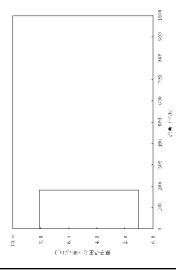
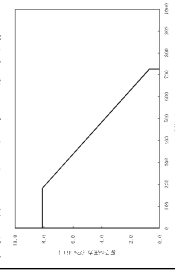
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	真空破壊装置	3.45kPa (ドライウェル・サブレーション・チェンバール差圧) ③
	サブレーション・ブール水位	6.983m (通常運転範囲の下限値)
	サブレーション・ブール水温度	32℃
	格納容器圧力	5kPa [gage]
事故条件	格納容器雰囲気温度	57℃ ④
	外部水源の水温	35℃
	起因事象	給水流量の全喪失
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失
外部電源	外部電源あり	外部電源あり

第2.4.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (2/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器温度	57℃ ④
	外部水源の温度	35℃
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失
重大事故等対策に関連する機器条件	外部電源	外部電源なし
	原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05 秒)
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉水位低 (レベル2) 信号により自動起動	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	原子炉隔離時冷却系	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定
	低圧原子炉代替注水系 (常設)	低圧原子炉代替注水系 (常設) の設計値として設定

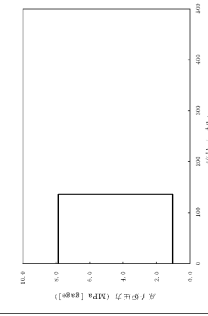
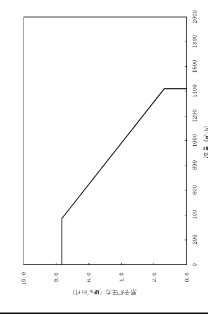
・解析条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

第2.4.2.2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (3/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが、原子炉水位低 (レベル3) で4台、原子炉水位低 (レベル2) で残りの6台がトリップ	原子炉冷却材再循環系のインターロックとして設定
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル2) にて自動起動 182m ³ /h (8.12~1.03MPa [dif] において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
高圧炉心注水系	原子炉水位低 (レベル1.5) にて自動起動 727m ³ /h (0.69MPa [dif] において) にて注水	高圧炉心注水系の設計値として設定 

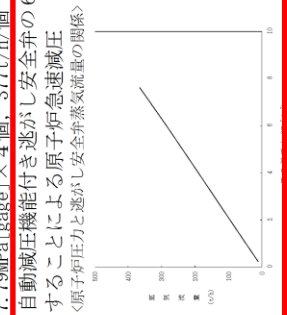
重大事故等対策に関連する機器条件

第2.4.2-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (3/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム	原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間: 1.05秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
A.T.W.S緩和设备 (代替再循環系ポンプトリップ機能)	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号で2台全てがトリップ	A.T.W.S緩和设备 (代替再循環系ポンプトリップ機能) のインターロックとして設定
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 136.7m ³ /h (7.86MPa [gage] ~1.04MPa [gage] において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
高圧炉心スプレイ系	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 1,419m ³ /h (1.38MPa [dif] において) (最大1,419m ³ /h) にて注水	高圧炉心スプレイ系の設計値として設定 

重大事故等対策に関連する機器条件

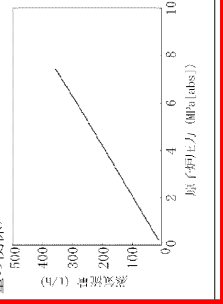
第2.4.2.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58MPa [gage] × 2個, 367t/h/個 7.65MPa [gage] × 3個, 370t/h/個 7.72MPa [gage] × 3個, 373t/h/個 7.79MPa [gage] × 4個, 377t/h/個 自動減圧機能付き逃がし安全弁の6個を開することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定 逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
格納容器代替スプレイ系 (可搬型)	120m ³ /h にて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定
格納容器フィルタベント系	格納容器圧力 427kPa [gage] における最大排出流量 9.8 kg/s に対して、格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器フィルタベント系の設計値として設定

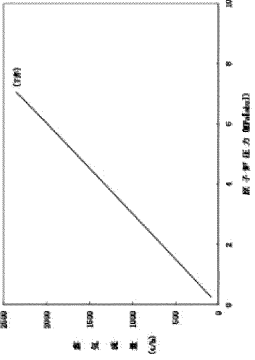
重大事故等対策に関連する機器条件

・解析条件の相違
【東海第二】
⑤柏崎6/7及び島根2号炉は、逃がし安全弁1個当たりの蒸気流量をグラフに記載。

第2.4.2.2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能が喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (4/5)

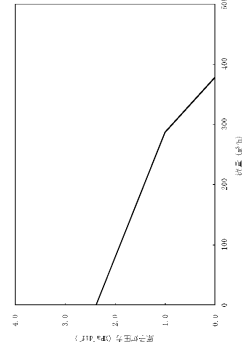
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
逃がし安全弁 ⑤	逃がし弁機能 7.51MPa [gage] × 1 個, 363t/h/個 7.58MPa [gage] × 1 個, 367t/h/個 7.65MPa [gage] × 4 個, 370t/h/個 7.72MPa [gage] × 4 個, 373t/h/個 7.79MPa [gage] × 4 個, 377t/h/個 7.86MPa [gage] × 4 個, 380t/h/個 自動減圧機能付き逃がし安全弁 1 個 を開することによる原子炉減圧 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気流 量の関係＞ 	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として 設定 逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び 原子炉圧力の関係から設定
	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 格納容器圧力逃がし装置等	140m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ 格納容器圧力が0.62MPa [gage]における 最大排出流量 31.6kg/s に対して、 原子炉格納容器二次隔離弁の中間開 操作 (流路面積 70%開) にて原子炉格 納容器除熱

第2.4.2-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能が喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (4/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
逃がし安全弁 ⑤	安全弁機能 7.79MPa [gage] × 2 個, 385.2t/h (1 個当たり) 8.10MPa [gage] × 4 個, 400.5t/h (1 個当たり) 8.17MPa [gage] × 4 個, 403.9t/h (1 個当たり) 8.24MPa [gage] × 4 個, 407.2t/h (1 個当たり) 8.31MPa [gage] × 4 個, 410.6t/h (1 個当たり) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) の 7 個を開するこ とによる原子炉急速減圧 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁 7 個の蒸気流量の 関係＞ 	逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定 逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量と原子炉圧力の関 係から設定
	重大事故等対策に関連する機器条件	

・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

第 2.4.2-2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能が喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (5/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系 (常設) 最大 378m ³ /h で注水 (格納容器スプレイ実施前)	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 
	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	設計に基づき、併用時の注入先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定 格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が 0.31MPa [gage] における排出流量 13.4kg/s に対して、第二弁を全開にて格納容器除熱

・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

第2.4.2.2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (5/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	サブレーション・チェンバ・プールの水温 49℃到達時
	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.18MPa [gage] 到達時
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時

高温待機運転中のサブレーション・チェンバ・プール水最高温度 (蒸気凝縮能力維持) を踏まえて設定

設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定

格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

第2.4.2-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (6/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁原子炉急速減圧操作	サブレーション・プール水温度 65℃到達時
	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.279MPa [gage] 到達時
	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時

サブレーション・プール熱容量制限を踏まえて設定

格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮し設定

格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

第2.4.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系 (常設) による注水操作	事象発生から 8 時間後に原子炉減圧後、注水開始
	格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による格納容器冷却操作	格納容器圧力 384kPa [gage] 到達時 384~334kPa [gage] の範囲で維持
	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作	サブレーション・プール水位が通常水位 + 約 1.3m 到達から 10 分後

原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として設定

格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定

中央制御室における操作所要時間を考慮して設定
操作開始条件は格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定

備考
・解析条件の相違
【東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>添付資料2.4.2.1 安定状態について</p> <p>崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器圧力逃がし装置等，残留熱除去系又は代替循環冷却系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。</p>	<p>添付資料 2.4.2.1 安定状態について (崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）)</p> <p>崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の安定状態については、以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却が維持可能であり，また，冷却のための設備がその後も機能維持でき，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>格納容器安定状態：炉心冷却が維持された後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱により格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定状態が確立されたものとする。</p>	<p>添付資料 2.4.2.1 安定状態について（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））</p> <p>崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系，残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。</p>	<p>備考</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は，耐圧強化ベントを自主設備として位置付けている。（以降，同様な相違については記載省略）</p>
<p>【安定状態の確立について】</p> <p>原子炉安定停止状態の確立について</p> <p>逃がし安全弁を開維持することで，高圧炉心注水系による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。</p>	<p>【安定状態の確立について】</p> <p>原子炉安定停止状態の確立について</p> <p>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。サブプレッション・プール熱容量制限に到達後，原子炉を減圧し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。</p>	<p>【安定状態の確立について】</p> <p>原子炉安定停止状態の確立について</p> <p>原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。事象発生から8時間後に原子炉を減圧し，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。</p>	<p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2号炉は，高圧炉心スプレイ系自動起動水位まで低下しない。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2号炉は，原子炉</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>原子炉格納容器安定状態の確立について</u></p> <p>炉心冷却を継続し、事象発生から約22 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり、格納容器温度は150℃を下回るとともに、ドライウェル温度は、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく、原子炉格納容器安定状態が確立される。</p> <p>なお、除熱機能として格納容器圧力逃がし装置等を使用するが、本事象より使用までの時間が短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.3.1 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)」の実効線量約4.9×10^{-2}mSv 以下となり、燃料被覆管破裂は発生しないため、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはなく、敷地境界での実効線量評価は5mSv を十分に下回る。</p> <p>また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。</p> <p>また、代替循環冷却系を用いて又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い、原子炉格納容器を隔離することによって、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。</p> <p>(添付資料2.1.1 別紙1)</p>	<p><u>格納容器安定状態の確立について</u></p> <p>炉心冷却を継続し、事象発生約28時間後に格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は150℃を下回るとともに、ドライウェル雰囲気温度は、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく、格納容器安定状態が確立される。</p> <p>なお、除熱機能として格納容器圧力逃がし装置等を使用するが、敷地境界における実効線量は、サプレッション・プールでのスクラビングによる放射性物質の除染効果を見込まない厳しい評価としている「2.6 LOCA時注水機能喪失」の評価結果約6.2×10^{-1}mSv以下となり、また、燃料被覆管の破裂も発生しないことから、周辺公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。</p> <p>また、代替循環冷却系又は残留熱除去系の復旧により除熱を行い、格納容器ベントを閉止し格納容器を隔離することで、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。</p> <p>(添付資料2.1.2 別紙1)</p>	<p><u>原子炉格納容器安定状態の確立について</u></p> <p>炉心冷却を継続し、事象発生から約30 時間後に格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となり、格納容器温度は150℃を下回るとともに、ドライウェル温度は、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく、原子炉格納容器安定状態が確立される。</p> <p>なお、除熱機能として格納容器フィルタベント系を使用するが、本事象より使用までの時間が短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.6 LOCA時注水機能喪失」の実効線量約1.7×10^{-2}mSv 以下となり、燃料被覆管破裂は発生しないため、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることなく、敷地境界での実効線量評価は5mSv を十分に下回る。また、重大事故対策に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。</p> <p>また、残留熱代替除去系を用いて又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い、原子炉格納容器を隔離することによって、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。</p> <p>(添付資料2.1.1 別紙1 参照)</p>	<p>隔離時冷却系が機能維持できる時間として設定。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p>

第1-1表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間となるパラメータとなるパラメータに与える影響 (SAFER) (2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	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
炉心	沸騰・ボイド半凝化、気液分離(水位置変化)・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL、ROSA-III、FIRST-ABWRの気液解析において、二相流体変化は、燃料棒間には注水不足等の蒸気成分を考慮している。気液分離現象とおおむね同等の注水による燃料棒冷却(蒸気相対熱伝達係数)は同等である。不確かさは20℃~40℃程度である。 また、炉心炉心圧力の評価において、ROSA-IIIでは、より低い圧力で見逃し、解析時、低圧注水系の起動タイミングを早め、可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が認められた理由は、水面上に露出した上部支持格納等の構造材の温度が燃料棒周囲管からの輻射や過熱蒸気により上昇し、ROSA-IIIのモデルで冷却された際に蒸気が発生したためであり、低圧代替注水系を注水手段として用いている不確かさである。このため、燃料棒周囲管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングと考える必要はない。	運転員等操作時間にはシミュレーション(炉心炉心水位)に基づく条件であることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	有効性評価解析では炉心炉心水位がおおむね燃料棒周囲を冷却する条件に設定されている。炉心炉心水位が低下すると、炉心炉心水位低下を考慮することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	沸騰・凝縮・ボイド半凝化、気液分離(水位置変化)・対向流	二相流体の流動モデル	TBL、ROSA-III、FIRST-ABWRの高解析において、炉心炉心水位を除き、ダウンカマの下部水位(シミュレーション)に関する不確かさを取り扱う。シミュレーションについては、燃料棒周囲管温度及び運転員等操作のどちらに対しても二相流体の流動モデルの妥当性を検証する。二相流体モデルの妥当性を検証する必要がある。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位(シミュレーション)を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉圧力容器	冷却材放出(臨界沸騰・対向流)	臨界沸騰モデル	冷却材放出(臨界沸騰・対向流)に関する不確かさを考慮する必要がある。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	ECCS注水(給水系・代替注水系含む)	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる、各系の高設計条件に基づく原子炉注水系の関係を考慮しており、機械設備作動時に注水流量を少なめに与え、燃料棒周囲管温度を高め評価する。	解析コードは、原子炉注水流量を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、原子炉注水流量を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

表1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)) (2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	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
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド半凝化、気液分離(水位置変化)・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位(シミュレーション)に関する不確かさを取り扱う。シミュレーションについては、燃料棒周囲管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相流体及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性を検証する。二相流動モデルの妥当性を検証する必要がある。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉冷却系による注水開始は自動開始であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉注水開始(減圧後)は、原子炉注水(減圧注水)に低下移動が早い場合であっても、これら操作手順(減圧後)は運転員等操作時間に与える影響は小さい。水位低下移動が早い場合においては、運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、炉心炉心水位は、炉心炉心水位(シミュレーション)を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	シミュレーションで炉心炉心水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、本シナリオでは炉心炉心水位は燃料棒周囲を冷却することなく、炉心炉心水位は燃料棒周囲を冷却することなく、炉心炉心水位(シミュレーション)を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	冷却材放出(臨界沸騰・対向流)	臨界沸騰モデル	TBL、ROSA-III、FIRST-ABWRの冷却材放出(臨界沸騰・対向流)に関する不確かさを考慮しており、機械設備作動時に注水流量を少なめに与え、燃料棒周囲管温度を高め評価する。	解析コードは、原子炉注水流量を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、原子炉注水流量を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
ECCS注水(給水系・代替注水系含む)	ECCS注水(給水系・代替注水系含む)	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる、各系の高設計条件に基づく原子炉注水系の関係を考慮しており、機械設備作動時に注水流量を少なめに与え、燃料棒周囲管温度を高め評価する。	解析コードは、原子炉注水流量を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、原子炉注水流量を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと評価項目との関係 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (2/3)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
	解析条件	最確条件			
格納容器圧力	5.2kPa[Loge] (実測値)	約3kPa[Loge] 約7kPa[Loge] (実測値)	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇率が格納容器ベント時間と与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率 (平均) は1時間あたり約14kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇率は約2kPaであり、格納容器ベント時間が約9分早くなる程度である。したがって、事象進展に与える影響は小さい。また、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇率が格納容器ベント時間と与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率 (平均) は1時間あたり約14kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇率は約2kPaであり、格納容器ベント時間が約9分早くなる程度である。したがって、事象進展に与える影響は小さい。	
格納容器温度	57℃	約43℃~約62℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度と評価項目との関係は小さいことから、初期温度が事象進展に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、格納容器温度が格納容器スプレイトにより格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。	
真空破壊装置	3.43kPa (ドラライクウェル-サブプレッジョン・チェンバ間差圧) (設計値)	3.43kPa (ドラライクウェル-サブプレッジョン・チェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響は小さい。	
外部水源の温度	50℃ (事象発生後12時間以降は45℃、事象開始24時間以降は40℃)	約35℃~約50℃ (実測値)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温より可能性があり、原子炉水位変動に与える影響は小さい。また、格納容器圧力上昇による格納容器スプレイトによる格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。	
外部水源の容量	約21.400m ³	21.400m ³ 以上 (淡水貯水池水量+復水貯蔵槽水量)	淡水貯水池及び通常運転中の復水貯蔵槽の容量を参考に設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温より可能性があり、原子炉水位変動に与える影響は小さい。また、格納容器圧力上昇による格納容器スプレイトによる格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。	
燃料の容量	約2.040KL	2.040KL以上 (軽油タンク容量)	通常時の軽油タンクの運用値を参考に設定	最確条件とした場合は、解析条件より燃料容量の余裕は大きいことから、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。また、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと評価項目との関係 (2/6)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉停止後の炉心温度	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 336kA/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度 約316kA/t (実積値)	1サイクルの運転期間 (13ヶ月) に運転期間 (約1ヶ月) を考慮した運転期間に相当する燃焼度として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している炉心温度より小さいため、発生する蒸気量は小さくなり、原子炉停止後の燃料の放出量は小さくなり、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している炉心温度より小さいため、発生する蒸気量は小さくなり、原子炉停止後の燃料の放出量は小さくなり、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。
格納容器圧力	5kPa[Loge]	約2.2kPa[Loge] 約4.7kPa[Loge] (実積値)	通常運転時の格納容器圧力を包摂する値として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している圧力より小さいため、格納容器圧力上昇による格納容器スプレイトによる格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している圧力より小さいため、格納容器圧力上昇による格納容器スプレイトによる格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。
格納容器 蒸気温度	57℃	約25℃~約58℃ (実積値)	通常運転時の格納容器蒸気温度 (ドラライクウェル内ガス冷却表面の設計温度) として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している蒸気温度より可能性があり、原子炉停止後の燃料の放出量は小さくなり、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している蒸気温度より可能性があり、原子炉停止後の燃料の放出量は小さくなり、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。
格納容器内積 (ドラライクウェル)	5.100m ³	5.100m ³ (設計値)	設計値	最確条件とした場合は、解析条件で設定している内積より可能性があり、原子炉停止後の燃料の放出量は小さくなり、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している内積より可能性があり、原子炉停止後の燃料の放出量は小さくなり、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。
格納容器体積 (サブプレッジョン・チェンバ)	空相部: 4.100m ³ 液相部: 3.300m ³	空相部: 約1.058m ³ 約4.092m ³ 液相部: 約3.308m ³ 約3.342m ³ (実測値)	設計値 (通常運転時のサブプレッジョン・チェンバ水位の下限値に基づき設定)	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水位より可能性があり、原子炉停止後の燃料の放出量は小さくなり、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水位より可能性があり、原子炉停止後の燃料の放出量は小さくなり、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと評価項目との関係 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (2/3)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
	解析条件	最確条件			
格納容器空間積 (ドラライクウェル)	7.900m ³	7.900m ³ (設計値)	ドライクウェル内積の設計値 (全体積から外部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響は小さい。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響は小さい。
格納容器空間積 (サブプレッジョン・チェンバ)	空相部: 4.700m ³ 液相部: 2.800m ³ (設計値)	空相部: 4.700m ³ 液相部: 2.800m ³ (設計値)	サブプレッジョン・チェンバの設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響は小さい。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響は小さい。
真空破壊装置	3.43kPa (ドラライクウェル-サブプレッジョン・チェンバ間差圧) (設計値)	3.43kPa (ドラライクウェル-サブプレッジョン・チェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響は小さい。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響は小さい。
サブプレッジョン・チェンバ水位	約3.0m (通常運転水位)	約3.0m~約6.0m (実測値)	通常運転時のサブプレッジョン・チェンバ水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎによるサブプレッジョン・チェンバ水位の上昇率は通常運転時に対して非常に小さい。例えば、初期に10%程度に達するまでの圧力上昇率 (平均) は1時間あたり約2.5kPaであるのに対し、ゆらぎによる圧力上昇率は約1kPaであり、ゆらぎによる圧力上昇率は約1.5kPa程度であり、ゆらぎによる圧力上昇率は約1.5kPa程度である。したがって、事象進展に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎによるサブプレッジョン・チェンバ水位の上昇率は通常運転時に対して非常に小さい。例えば、初期に10%程度に達するまでの圧力上昇率 (平均) は1時間あたり約2.5kPaであるのに対し、ゆらぎによる圧力上昇率は約1kPaであり、ゆらぎによる圧力上昇率は約1.5kPa程度である。したがって、事象進展に与える影響は小さい。
サブプレッジョン・チェンバ温度	35℃	約19℃~約35℃ (実測値)	通常運転時のサブプレッジョン・チェンバ温度の上限値として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温より可能性があり、原子炉停止後の燃料の放出量は小さくなり、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温より可能性があり、原子炉停止後の燃料の放出量は小さくなり、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。
格納容器圧力	5.0kPa[Loge]	約15kPa[Loge] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している圧力より可能性があり、原子炉停止後の燃料の放出量は小さくなり、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している圧力より可能性があり、原子炉停止後の燃料の放出量は小さくなり、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。
格納容器温度	57℃	約45℃~約55℃程度 (実測値)	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している格納容器温度より可能性があり、原子炉停止後の燃料の放出量は小さくなり、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している格納容器温度より可能性があり、原子炉停止後の燃料の放出量は小さくなり、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。
外部水源の温度	35℃	31℃以下 (実測値)	原子炉停止時の外部冷却水の温度を参考に設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している外部冷却水の温度より可能性があり、原子炉停止後の燃料の放出量は小さくなり、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している外部冷却水の温度より可能性があり、原子炉停止後の燃料の放出量は小さくなり、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。
外部水源の容量	7.700m ³	7.700m ³ 以上 (合計貯蔵)	原子炉停止時の貯蔵水容量を参考に設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している貯蔵水の容量より可能性があり、原子炉停止後の燃料の放出量は小さくなり、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している貯蔵水の容量より可能性があり、原子炉停止後の燃料の放出量は小さくなり、格納容器圧力上昇に与える影響は小さい。
燃料の容量	1.180m ³	1.180m ³ 以上 (合計貯蔵)	通常時の軽油タンクの運用値を参考に設定	最確条件とした場合は、解析条件より燃料容量の余裕は大きいことから、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。また、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件より燃料容量の余裕は大きいことから、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。また、運転員等操作時間と与える影響は小さい。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (4/6)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	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
	解析条件	最確条件			
起因事象	給水流量の全喪失	-	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定	-	-
安全機能の喪失に対する仮定	崩壊除去機能喪失	-	残留熱除去系の機能による崩壊熱除去機能の喪失を設定	-	-
外部電源	外部電源あり	-	外部電源がある場合、事象発生と同時に自動降圧ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低下(レベル3)による原子炉スラフアップまでは原子炉出力が強く維持され、原子炉水位の低下が早いいため、炉心冷却上層しなくなる	炉心冷却上層しなくなる観点から、事象発生と同時に自動降圧ポンプがトリップすることにより、原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等及び冷却水系統(常設)、緊急用海水系及び残熱除去系の起動操作時間(常設)、緊急用海水系及び残熱除去系の起動操作時間、運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心冷却上層しなくなる観点から、事象発生と同時に自動降圧ポンプがトリップすることにより、原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等及び冷却水系統(常設)、緊急用海水系及び残熱除去系の起動操作時間(常設)、緊急用海水系及び残熱除去系の起動操作時間、運転員等操作時間に与える影響はない。
原子炉システムA41号	原子炉水位低(レベル3)141号(澄れ時間1.05秒)	原子炉水位低(レベル3)141号(澄れ時間1.05秒)	安全降圧系等の遅れ時間を考慮して設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象範囲に影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象範囲に影響はない。
ATWS緩和設備(代替降圧ポンプトリップ機能)	原子炉水位異常低下(レベル2)14号で3台全てがトリップ	原子炉水位異常低下(レベル2)14号で2台全てがトリップ	ATWS緩和設備(代替降圧ポンプトリップ機能)のインテグレーションとして設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象範囲に影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象範囲に影響はない。
過しがし安全弁	(原子炉手動減圧設備)作時)連動し安全弁(自動減圧機能)作時を開放することによる原子炉減圧	(原子炉手動減圧設備)作時)連動し安全弁(自動減圧機能)作時を開放することによる原子炉減圧	過しがし安全弁の設計値に基づき原子炉減圧の間隔から設定	解析条件と最確条件と同等であることから、事象範囲に影響はない。	解析条件と最確条件と同等であることから、事象範囲に影響はない。

第2表 解析条件を最悪条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (5/6)

項 H	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	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
	解析条件	最悪条件			
重要かつ故障等発生に 関する機器条件に	原子炉水位異常常低下 (レベル2) 信号にて 自動起動 $136.7\text{m}^3/\text{h}$ $(7.86\text{MPa}[\text{gage}] \sim$ $1.04\text{MPa}[\text{gage}]$ におい て)にて注水	原子炉水位異常常低下 (レベル2) 信号にて 自動起動 $136.7\text{m}^3/\text{h}$ $(7.86\text{MPa}[\text{gage}] \sim$ $1.04\text{MPa}[\text{gage}]$ におい て)にて注水	設計値を設定 原子炉降圧時冷却系は、タービン回 転数制御により原子炉圧力に依ら ず一定の流量にて注水する設計と なっている	解析条件と最悪条件は同様であることから、事故進展に 影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最悪条件は同様であることから、事故進展に影 響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はな い。
	原子炉水位異常常低下 (レベル2) 信号にて 自動起動 $1.419\text{m}^3/\text{h}$ (1.38MPa [dH]において) (最 大 $1.419\text{m}^3/\text{h}$)にて 注水	原子炉水位異常常低下 (レベル2) 信号にて 自動起動 $1.419\text{m}^3/\text{h}$ (1.38MPa [dH]において) (最 大 $1.419\text{m}^3/\text{h}$)にて 注水	設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の 依存性)、原子炉水位の回復は早くなる。注水後の機 作として短水維持可能な注水量に制御するが、注水後の機 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。	実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の 依存性)、原子炉水位の回復は早くなる。注水後の機 作となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

第2表 解析条件を最悪条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (6/6)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	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
	解析条件	最悪条件			
低圧代替注水系 (常設)	(原子炉注水平常時) ・注水流速: 0m ³ /h~378m ³ /h ・注水圧力: 0MPa(dif)~2.38MPa(dif)	(原子炉注水平常時) ・注水流速: 0m ³ /h~378m ³ /h ・注水圧力: 0MPa(dif)~2.38MPa(dif)	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定	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。従来後の機件として注水維持可能な注水量に調整するが、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。	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。
	(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流速: 230m ³ /h以上	(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流速: 230m ³ /h以上	設計に基づき、併用時の注入圧力系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定	最悪条件とした場合、サブプレッション・プールの水位の上昇が緩和されることから、サブプレッション・プールの水位を操作開始の起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。	最悪条件とした場合でも、スプレイ流量は、格納容器圧力の上昇を抑制可能な範囲で調整し、また、代替格納容器スプレイ併用時 (常設) の停止後に格納容器高圧使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施する運転員等操作に変わりはない。格納容器圧力の最高値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
代替格納容器スプレイ常設系 (常設)	スプレイ流量: 130m ³ /h (一定)	スプレイ流量: 102m ³ /h~130m ³ /h	格納容器常設系空気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定	実際の流量が解析より多い場合、格納容器圧力及び蒸気発生速度の上昇の抑制効果は大きくなるが、操作手順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。	最悪条件とした場合でも、スプレイ流量は、格納容器圧力の上昇を抑制可能な範囲で調整し、また、代替格納容器スプレイ併用時 (常設) の停止後に格納容器高圧使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施する運転員等操作に変わりはない。格納容器圧力の最高値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
格納容器圧力逃がし装置等	排気流量: 13.4kg/s (格納容器圧力 0.31MPa(gage) において)	排気流量: 13.4kg/s (格納容器圧力 0.31MPa(gage) において)	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して、格納容器圧力及び蒸気温度を低下させるのに必要な排出流量として設定	実際の流量が解析より多い場合、格納容器圧力及び蒸気発生速度の上昇の抑制効果は大きくなるが、操作手順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。	実際の流量が解析より多い場合、格納容器圧力及び蒸気発生速度の上昇の抑制効果は大きくなるが、操作手順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。

重大事象発生時
運転員等
機器故障
機器異常
機器故障
機器異常
機器故障
機器異常

表3 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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）（1/3））

項目	操作条件(操作条件)の不確かさ 解折上の操作条件 解折上の操作条件	操作の不確かさ要因	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	操作時間余 裕	訓練実績等
運転員等 操作条件	運転員等 操作条件 【注】 運転員等 操作条件 【注】 運転員等 操作条件	【注】 運転員等 操作条件 【注】 運転員等 操作条件	【注】 運転員等 操作条件 【注】 運転員等 操作条件	【注】 運転員等 操作条件 【注】 運転員等 操作条件	【注】 運転員等 操作条件 【注】 運転員等 操作条件	【注】 運転員等 操作条件 【注】 運転員等 操作条件
	運転員等 操作条件 【注】 運転員等 操作条件	【注】 運転員等 操作条件 【注】 運転員等 操作条件	【注】 運転員等 操作条件 【注】 運転員等 操作条件	【注】 運転員等 操作条件 【注】 運転員等 操作条件	【注】 運転員等 操作条件 【注】 運転員等 操作条件	【注】 運転員等 操作条件 【注】 運転員等 操作条件

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（1/4）

項目	解折上の 操作条件	操作の不確かさ要因	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	操作時間余 裕	訓練実績等
運転員等 操作条件	運転員等 操作条件 【注】 運転員等 操作条件	【注】 運転員等 操作条件 【注】 運転員等 操作条件	【注】 運転員等 操作条件 【注】 運転員等 操作条件	【注】 運転員等 操作条件 【注】 運転員等 操作条件	【注】 運転員等 操作条件 【注】 運転員等 操作条件	【注】 運転員等 操作条件 【注】 運転員等 操作条件

表3 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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）（1/3））

項目	解折上の 操作条件	操作の不確かさ要因	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	操作時間余 裕	訓練実績等
運転員等 操作条件	運転員等 操作条件 【注】 運転員等 操作条件	【注】 運転員等 操作条件 【注】 運転員等 操作条件	【注】 運転員等 操作条件 【注】 運転員等 操作条件	【注】 運転員等 操作条件 【注】 運転員等 操作条件	【注】 運転員等 操作条件 【注】 運転員等 操作条件	【注】 運転員等 操作条件 【注】 運転員等 操作条件

表3 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（崩壊熱除去機能喪失）（2/3）

項目	解析上の操作開始時間	解析条件（操作条件）の不確かさ		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	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方				
復水貯蔵槽への補給	事象発生から12時間後	可搬型設備に関して、事象発生から12時間までは、その機能に期待しないと仮定	復水貯蔵槽への補給までの時間、事象発生から12時間あり十分な時間余裕がある。	-	-	-	復水貯蔵槽への補給は、復水貯蔵槽から可搬型代替注水ポンプ(A-2級)を用いて実施する。可搬型代替注水ポンプ(A-2級)の配置、復水貯蔵槽からの注水準備は、所要時間300分想定であり、訓練実績等により約345分であり、想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。
各機器への給油 (可搬型代替注水ポンプ(A-2級))	事象発生から12時間後以降、適宜	各機器への給油は、解析条件ではないとしている操作の成立や確認に必要な操作・作業各機器の使用開始時間を踏まえて設定	各機器への給油開始までの時間は、事象発生から12時間あり十分な時間余裕がある。	-	-	-	有効性評価では、復水貯蔵槽への補給用の可搬型代替注水ポンプ(A-2級)(6号及び7号炉；各4台)への給油を期待している。各機器への給油準備作業について、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)への給油準備(現地移動開始からタンクローリ(組)への補給完了まで)は、所要時間140分のところ訓練実績等では約98分を実施可能なことを確認した。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響(2/4)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不能かき要因	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	操作時間余裕	訓練実績等
代替格納容器スプレイト系(常設)による格納容器冷却操作	格納容器圧力0.279MPa(gage)到達時	格納容器圧力0.279MPa(常設)に達している場合、冷却水を供給し、格納容器圧力を0.279MPa(常設)以下に制御することにより、格納容器を冷却する。	【認知】 事故時には電源監視パラメータである格納容器圧力を連続監視しており、また、格納容器スプレイト系の操作実施基準(格納容器圧力0.279MPa(gage))に到達するまでは事象発生後約13時間後であり、比較的緩やかなパラメータ変化であることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり、当該運転室は中央制御室に常駐していることとから、操作開始時間に与える影響はない。【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。【操作所要時間】 中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり、緩やかな圧力上昇に対して操作所要時間は十分に短く、操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。【他の並列操作有無】 並列して実施する場合は、同一の制御盤による対応が可能であることから、他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。また、代替格納容器スプレイト系(常設)は、低圧代替注水系(常設)とポンプ等を共用しているが、常設低圧代替注水系ポンプ2台により原子炉注水と格納容器スプレイトの並走を同時に実施可能な環境が確保されている。【操作の確実性】 中央制御室の制御盤等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さいこととから、訓練実績等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に低い。	常設低圧代替注水系ポンプ2台により格納容器スプレイト系と原字注水を同時に実施可能な環境が確保されており、また、並列して実施する場合は、同一の制御盤による対応が可能であるため、不確実な要因による影響は小さい。また、操作開始時間に与える影響は、格納容器スプレイト系(常設)と原字注水を同時に実施する場合とほぼ同等であり、格納容器冷却操作は格納容器スプレイト系(常設)による影響は小さい。当分の間、格納容器冷却操作は、格納容器スプレイト系(常設)による影響を考慮して実施することとする。	格納容器冷却操作は、格納容器冷却ポンプが格納容器内に冷却水を供給し、格納容器内の冷却水を格納容器内に循環させることにより、格納容器を冷却する。格納容器冷却ポンプは、格納容器冷却ポンプ(A-2級)に接続されている。格納容器冷却ポンプは、格納容器冷却ポンプ(A-2級)に接続されている。格納容器冷却ポンプは、格納容器冷却ポンプ(A-2級)に接続されている。	中央制御室において、格納容器冷却ポンプ(A-2級)の運転を監視し、格納容器冷却ポンプ(A-2級)の運転を監視する。格納容器冷却ポンプ(A-2級)の運転を監視する。	

東海第二発電所 (2018.9.12版)

表3 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（崩壊熱除去機能喪失）（2/3）

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不能かき要因	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	操作時間余裕	訓練実績等
低圧原子炉代替注水ポンプへの運転開始	格納容器圧力0.279MPa(常設)到達時	格納容器圧力0.279MPa(常設)に達している場合、冷却水を供給し、格納容器圧力を0.279MPa(常設)以下に制御することにより、格納容器を冷却する。	【認知】 事故時には電源監視パラメータである格納容器圧力を連続監視しており、また、格納容器スプレイト系の操作実施基準(格納容器圧力0.279MPa(gage))に到達するまでは事象発生後約13時間後であり、比較的緩やかなパラメータ変化であることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり、当該運転室は中央制御室に常駐していることとから、操作開始時間に与える影響はない。【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。【操作所要時間】 中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり、緩やかな圧力上昇に対して操作所要時間は十分に短く、操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。【他の並列操作有無】 並列して実施する場合は、同一の制御盤による対応が可能であることから、他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。また、代替格納容器スプレイト系(常設)は、低圧代替注水系(常設)とポンプ等を共用しているが、常設低圧代替注水系ポンプ2台により原子炉注水と格納容器スプレイトの並走を同時に実施可能な環境が確保されている。【操作の確実性】 中央制御室の制御盤等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さいこととから、訓練実績等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に低い。	常設低圧代替注水系ポンプ2台により格納容器スプレイト系と原字注水を同時に実施可能な環境が確保されており、また、並列して実施する場合は、同一の制御盤による対応が可能であるため、不確実な要因による影響は小さい。また、操作開始時間に与える影響は、格納容器スプレイト系(常設)と原字注水を同時に実施する場合とほぼ同等であり、格納容器冷却操作は格納容器スプレイト系(常設)による影響は小さい。当分の間、格納容器冷却操作は、格納容器スプレイト系(常設)による影響を考慮して実施することとする。	格納容器冷却操作は、格納容器冷却ポンプが格納容器内に冷却水を供給し、格納容器内の冷却水を格納容器内に循環させることにより、格納容器を冷却する。格納容器冷却ポンプは、格納容器冷却ポンプ(A-2級)に接続されている。格納容器冷却ポンプは、格納容器冷却ポンプ(A-2級)に接続されている。格納容器冷却ポンプは、格納容器冷却ポンプ(A-2級)に接続されている。	中央制御室において、格納容器冷却ポンプ(A-2級)の運転を監視し、格納容器冷却ポンプ(A-2級)の運転を監視する。格納容器冷却ポンプ(A-2級)の運転を監視する。	
低圧原子炉代替注水ポンプへの運転開始	格納容器圧力0.279MPa(常設)到達時	格納容器圧力0.279MPa(常設)に達している場合、冷却水を供給し、格納容器圧力を0.279MPa(常設)以下に制御することにより、格納容器を冷却する。	【認知】 事故時には電源監視パラメータである格納容器圧力を連続監視しており、また、格納容器スプレイト系の操作実施基準(格納容器圧力0.279MPa(gage))に到達するまでは事象発生後約13時間後であり、比較的緩やかなパラメータ変化であることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり、当該運転室は中央制御室に常駐していることとから、操作開始時間に与える影響はない。【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。【操作所要時間】 中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり、緩やかな圧力上昇に対して操作所要時間は十分に短く、操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。【他の並列操作有無】 並列して実施する場合は、同一の制御盤による対応が可能であることから、他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。また、代替格納容器スプレイト系(常設)は、低圧代替注水系(常設)とポンプ等を共用しているが、常設低圧代替注水系ポンプ2台により原子炉注水と格納容器スプレイトの並走を同時に実施可能な環境が確保されている。【操作の確実性】 中央制御室の制御盤等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さいこととから、訓練実績等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に低い。	常設低圧代替注水系ポンプ2台により格納容器スプレイト系と原字注水を同時に実施可能な環境が確保されており、また、並列して実施する場合は、同一の制御盤による対応が可能であるため、不確実な要因による影響は小さい。また、操作開始時間に与える影響は、格納容器スプレイト系(常設)と原字注水を同時に実施する場合とほぼ同等であり、格納容器冷却操作は格納容器スプレイト系(常設)による影響は小さい。当分の間、格納容器冷却操作は、格納容器スプレイト系(常設)による影響を考慮して実施することとする。	格納容器冷却操作は、格納容器冷却ポンプが格納容器内に冷却水を供給し、格納容器内の冷却水を格納容器内に循環させることにより、格納容器を冷却する。格納容器冷却ポンプは、格納容器冷却ポンプ(A-2級)に接続されている。格納容器冷却ポンプは、格納容器冷却ポンプ(A-2級)に接続されている。格納容器冷却ポンプは、格納容器冷却ポンプ(A-2級)に接続されている。	中央制御室において、格納容器冷却ポンプ(A-2級)の運転を監視し、格納容器冷却ポンプ(A-2級)の運転を監視する。格納容器冷却ポンプ(A-2級)の運転を監視する。	

島根原子力発電所 2号炉

備考

表3 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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）（3/3））

項目	解析上の操作開始時間	解析上の操作条件設定の考え方	操作の不確かな要因	運転員と与える影響	操作時間余裕	運転員と与える影響	運転員と与える影響
格納容器圧力減らし要 格納容器除熱 格納容器冷却	格納容器圧力減らし要 格納容器除熱 格納容器冷却	格納容器圧力減らし要 格納容器除熱 格納容器冷却	運転員が格納容器圧力減らし要を認識するまでの時間、格納容器除熱運転開始までの時間、格納容器冷却運転開始までの時間	運転員が格納容器圧力減らし要を認識するまでの時間、格納容器除熱運転開始までの時間、格納容器冷却運転開始までの時間	運転員が格納容器圧力減らし要を認識するまでの時間、格納容器除熱運転開始までの時間、格納容器冷却運転開始までの時間	運転員が格納容器圧力減らし要を認識するまでの時間、格納容器除熱運転開始までの時間、格納容器冷却運転開始までの時間	運転員が格納容器圧力減らし要を認識するまでの時間、格納容器除熱運転開始までの時間、格納容器冷却運転開始までの時間

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（3/4）

項目	解析上の操作開始時間	解析上の操作条件設定の考え方	操作の不確かな要因	運転員と与える影響	操作時間余裕	運転員と与える影響	運転員と与える影響
格納容器圧力減らし要 格納容器除熱 格納容器冷却	格納容器圧力減らし要 格納容器除熱 格納容器冷却	格納容器圧力減らし要 格納容器除熱 格納容器冷却	運転員が格納容器圧力減らし要を認識するまでの時間、格納容器除熱運転開始までの時間、格納容器冷却運転開始までの時間	運転員が格納容器圧力減らし要を認識するまでの時間、格納容器除熱運転開始までの時間、格納容器冷却運転開始までの時間	運転員が格納容器圧力減らし要を認識するまでの時間、格納容器除熱運転開始までの時間、格納容器冷却運転開始までの時間	運転員が格納容器圧力減らし要を認識するまでの時間、格納容器除熱運転開始までの時間、格納容器冷却運転開始までの時間	運転員が格納容器圧力減らし要を認識するまでの時間、格納容器除熱運転開始までの時間、格納容器冷却運転開始までの時間

東海第二発電所 (2018.9.12版)

表3 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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）（3/3））

項目	解析上の操作開始時間	解析上の操作条件設定の考え方	操作の不確かな要因	運転員と与える影響	操作時間余裕	運転員と与える影響	運転員と与える影響
格納容器圧力減らし要 格納容器除熱 格納容器冷却	格納容器圧力減らし要 格納容器除熱 格納容器冷却	格納容器圧力減らし要 格納容器除熱 格納容器冷却	運転員が格納容器圧力減らし要を認識するまでの時間、格納容器除熱運転開始までの時間、格納容器冷却運転開始までの時間	運転員が格納容器圧力減らし要を認識するまでの時間、格納容器除熱運転開始までの時間、格納容器冷却運転開始までの時間	運転員が格納容器圧力減らし要を認識するまでの時間、格納容器除熱運転開始までの時間、格納容器冷却運転開始までの時間	運転員が格納容器圧力減らし要を認識するまでの時間、格納容器除熱運転開始までの時間、格納容器冷却運転開始までの時間	運転員が格納容器圧力減らし要を認識するまでの時間、格納容器除熱運転開始までの時間、格納容器冷却運転開始までの時間

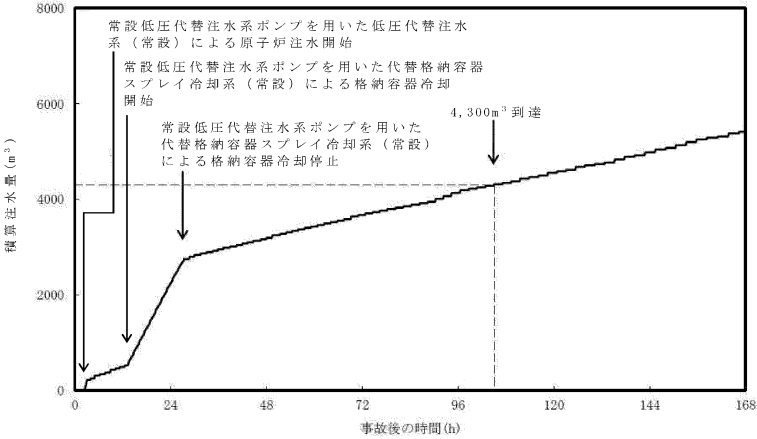
島根原子力発電所 2号炉

備考

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (4/4)

項目	解折上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	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	操作時間余裕	評価基礎等
操作条件	代替淡水貯槽への補給操作	代替淡水貯槽への補給は、解折条件で想定している継続に必要な作業であり、代替淡水貯槽が枯渇しないように設定	代替淡水貯槽の枯渇までには24時間以上の時間余裕があり、補給開始までの準備時間180分を考慮しても、十分な時間余裕がある。	-	-	-	代替淡水貯槽への補給は所要時間180分のところ、訓練実績等により約164分で実施可能なことを確認した。
	代替淡水貯槽への補給に用いる可搬型代替注水ポンプへの燃料給油操作	可搬型代替注水ポンプへの燃料給油は、解折条件で想定している継続に必要な作業であり、燃料が枯渇しないように設定	可搬型代替注水ポンプの燃料枯渇までには約310分の時間余裕があり、給油開始までの準備時間110分及び可搬型代替注水ポンプへの給油20分を考慮しても、十分な時間余裕がある。	-	-	-	可搬型代替注水ポンプへの燃料給油は所要時間110分のところ、訓練実績等により約98分で実施可能なことを確認した。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>添付資料 2.4.2.3</p> <p>7日間における水源の対応について (崩壊熱除去機能が故障した場合)</p> <p>7日間における水源の対応について (崩壊熱除去機能が故障した場合)</p> <p>○水源 復水貯蔵槽水量：約1,700m³ 淡水貯水池：約18,000m³</p> <p>○水使用パターン ①原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系による原子炉注水 事象発生後に原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系により注水する。 ②代替格納容器スプレィ冷却系 (常設) による代替原子炉格納容器スプレィ 格納容器圧力が0.18MPa [gage]となった以降に代替格納容器スプレィ 冷却系による代替原子炉格納容器スプレィを実施する (140m³/h)。 ③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送 事象発生12時間後から可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 4台を 用いて130m³/hで淡水貯水池の水を復水貯蔵槽へ移送する。</p> <p>○時間評価 (右図) 事象発生12時間までは復水貯蔵槽を水源として原子炉注水及び代替原子炉格納容器スプレィを実施するため、復水貯蔵槽水量は減少する。 事象発生12時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため、水量の減少割合は低下する。格納容器スプレィ停止後に格納容器ベントを実施し、 その後は崩壊熱相当で注水することから復水貯蔵槽水量は回復し、以降安定して冷却が可能である。</p> <p>○水源評価結果 時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また、7日間の対応を考慮すると、6号及び7号炉のそれぞれで約6,200m³必要となる。 6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、約12,400m³が必要となる。各号炉の復水貯蔵槽に約18,000m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有する ことから、6号及び7号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量を確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。</p>	<p>添付資料 2.4.2.3</p> <p>7日間における水源の対応について (崩壊熱除去機能が喪失 (残留熱除去系が故障した場合))</p> <p>1. 水源に関する評価</p> <p>① 淡水源 (有効水量)</p> <ul style="list-style-type: none"> 代替淡水貯槽：約4,300m³ 西側淡水貯水設備：約4,300m³ <p>2. 水使用パターン</p> <p>① 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水 サプレッション・プール水温度が65℃に到達する事象発生 約2時間後、代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系 ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を 実施する。 炉心冠水後は、原子炉水位高 (レベル8) 設定点から原子 炉水位低 (レベル3) 設定点の範囲で注水する。</p> <p>② 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレィ 冷却系 (常設) による格納容器冷却 格納容器圧力が0.279 MPa [gage]に到達する事象発生約 13時間後、代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポ ンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系 (常設) による格 納容器冷却を実施する。 サプレッション・プール水位が通常水位+6.5 mに到達後、 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷 却系 (常設) による格納容器冷却を停止する。</p> <p>③ 西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給 可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給準備が完了後、 西側淡水貯水設備の水を代替淡水貯槽へ補給する。</p>	<p>添付資料 2.4.2.3</p> <p>7日間における水源の対応について (崩壊熱除去機能が故障した場合)</p> <p>○水源 低圧原子炉代替注水槽：約740m³ 輪谷貯水槽 (西) ※：約7,000m³ ※設置許可基準規則56条【解釈】1b)項を満足するための代替淡水源 (措置)</p> <p>○水使用パターン ①低圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉注水 事象発生8時間後の原子炉減圧後は、炉心冠水まで最大流量 (250m³/h) で注水する。 炉心冠水後は、崩壊熱に応じた注水量で注水する。 ②輪谷貯水槽 (西) から低圧原子炉代替注水槽への移送 事象発生8時間後から大量送水車を用いて120m³/hで低圧原子炉代替注水槽へ移送する。 ③格納容器代替スプレィ系 (可搬型) による格納容器スプレィ 事象発生19時間後から格納容器圧力に応じ、120m³/hで間欠運転を実施。</p> <p>○時間評価 (右図) 事象発生8時間後までは原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため、低圧原子炉代替注水槽水量は減少しない。事象発生 8時間後から低圧原子炉代替注水槽を水源として原子炉注水と同時に低圧原子炉代替注水槽に補給を実施するため水量は回復する。 事象発生19時間後から格納容器圧力に応じた格納容器スプレィを実施するため、低圧原子炉代替注水槽への移送を一旦停止するが、 格納容器スプレィは間欠運転であるため、格納容器スプレィ停止後は低圧原子炉代替注水槽への移送を再開し、以降安定して冷却可 能である。</p> <p>○水源評価結果 時間評価の結果から低圧原子炉代替注水槽が枯渇することはない。また、7日間の対応を考慮すると、約3,600m³必要となり、安定して冷 原子炉代替注水槽に約740m³及び輪谷貯水槽 (西) に約7,000m³の水を保有することから、必要水量は確保可能であり、安定して冷 却を継続することが可能である。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> 解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、原子炉 減圧後に低圧原子炉代 替注水系 (常設) による 原子炉注水を想定。 評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、事象発 生後から必要な可搬型 設備を準備し、使用する ことを想定。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>3. 時間評価</p> <p>事象発生から常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始されるまでは、原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため、代替淡水貯槽の水量は減少しない。</p> <p>事象発生 2 時間以降は、原子炉注水等によって、代替淡水貯槽の水量は減少する。</p> <p>可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給の準備が完了する事象発生後約 300 分時点で代替淡水貯槽は枯渇していない。その後、西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給を実施するため、代替淡水貯槽は枯渇することがない。</p>  <p>第1図 外部水源による積算注水量 (崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）)</p> <p>4. 水源評価結果</p> <p>時間評価の結果から代替淡水貯槽が枯渇することはない。また、7日間の対応を考慮すると、合計約 5,410m³の水が必要となる。代替淡水貯槽及び西側淡水貯水設備に合計約 8,600m³の水を保有することから必要水量を確保している。このため、安定して冷却を継続することが可能である。</p>		