

島根原子力発電所 2 号炉 審査資料	
資料番号	EP-015(補)改 77(比)
提出年月日	令和 3 年 7 月 26 日

島根原子力発電所 2 号炉

重大事故等対策の有効性評価 成立性確認

補足説明資料

比較表

令和 3 年 7 月
中国電力株式会社

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）

まとめ資料比較表 [有効性評価 補足説明資料]

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;">目次</p> <p><u>1. 原子炉の減圧操作について</u></p> <p>2. 重要事故シーケンスの起因とする過渡事象の選定について</p> <p>3. G 値について</p> <p>4. <u>格納容器内における気体のミキシングについて</u></p> <p>5. 深層防護の考え方について</p> <p>6. 原子炉圧力挙動の解析上の取扱いについて</p> <p>7. 原子炉隔離時冷却系 (RCIC) の運転継続及び原子炉減圧の判断について</p> <p>8. <u>6/7 号炉 冷却材再循環ポンプからのリークの有無について</u></p> <p>9. <u>崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合) における平均出力燃料集合体での燃料被覆管最高温度の代表性について</u></p> <p>10. <u>非常用ディーゼル発電機が起動成功した場合の影響について (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))</u></p> <p>11. 原子炉注水手段がない場合の原子炉減圧の考え方について</p> <p>12. エントレインメントの影響について</p> <p>13. <u>復水補給水系 (MUWC) の機能分散について</u></p> <p>14. サプレッション・チェンバのスクラビングによるエアロゾル捕集効果</p> <p>15. <u>再循環流量制御系の運転モードによる評価結果への影響</u></p>	<p style="text-align: center;">目次</p>	<p style="text-align: center;">目次</p> <p>1. 重要事故シーケンスの起因とする過渡事象の選定について</p> <p>2. G 値について</p> <p>3. <u>原子炉格納容器内における気体のミキシングについて</u></p> <p>4. 深層防護の考え方について</p> <p>5. 原子炉圧力挙動の解析上の取扱いについて</p> <p>6. <u>原子炉隔離時冷却系 (RCIC) の運転継続及び原子炉減圧の判断について</u></p> <p>7. <u>原子炉再循環ポンプからのリークについて</u></p> <p>8. <u>高圧・低圧注水機能喪失における平均出力燃料集合体での燃料被覆管最高温度の代表性について</u></p> <p>9. <u>取水機能喪失時の非常用ディーゼル発電設備が起動した場合の影響について</u></p> <p>10. 原子炉注水手段がない場合の原子炉減圧の考え方について</p> <p>11. エントレインメントの影響について</p> <p>12. サプレッション・チェンバのスクラビングによるエアロゾル捕集効果</p>	<p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2 号炉は技術的能力資料「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」にて記載している。</p> <p>・資料構成の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2 号炉は、低圧原子炉代替注水ポンプによる原子炉注水と格納容器スプレイを同時に使用する運用としていないことから、同様の補足説明資料は作成していない。</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2 号炉での評価結果は、事象発生約 2.5</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>16. ほう酸水注入系(SLC)起動後の炉心状態(冷却材保有量等)について</u></p> <p>17. 給水ポンプのトリップ条件を復水器ホットウェル枯渇とした場合の評価結果への影響</p> <p>18. 給水流量をランアウト流量(68%)で評価することの妥当性</p> <p>19. 実効G値に係る電力共同研究の追加実験について</p> <p>20. 想定事故2においてサイフォン現象を想定している理由について</p> <p>21. <u>使用済燃料プール(SFP)ゲートについて</u></p> <p>22. <u>サイフォン現象によるSFP水の漏えい停止操作について</u></p> <p>23. <u>格納容器過圧・過温破損シナリオにおける原子炉冷却材再循環ポンプからのリークの有無について</u></p>	<p><u>4. ほう酸水注入系起動後の炉心状態(冷却材保有量等)について</u></p> <p>14. 給水ポンプトリップ条件を復水器ホットウェル枯渇とした場合の評価結果への影響</p>	<p><u>13. ほう素の容量について</u></p> <p>14. 給水ポンプトリップ条件を復水器ホットウェル枯渇とした場合の評価結果への影響<u>について</u></p> <p>15. 給水流量をランアウト流量(68%)で評価することの妥当性</p> <p>16. 実効G値に係る電力共同研究の追加実験について</p> <p>17. 想定事故2においてサイフォン現象を想定している理由について</p> <p>18. <u>燃料プールゲートについて</u></p>	<p>秒で原子炉圧力高信号が発生し、再循環ポンプがトリップする。運転モードが評価結果に及ぼす影響はないため、同様の補足説明資料は作成していない。</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉と先行2社では記載のロジックが違うものの、記載内容としては、ほう酸濃度設計値が残留熱除去系の希積分を考慮しても未臨界に必要なほう酸水を確保できる点を説明しており同等である。</p> <p>【柏崎6/7】 島根2号炉は、想定事故2の評価において、静的サイフォンブレーカの効果に期待し、漏えい箇所の隔離操作による漏えい停止に期待していないため、同様の補足説明資料は作成していない。</p> <p>【柏崎6/7】 島根2号炉は、原子炉再循環ポンプからの漏えいを想定しているが、</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>24. 炉心損傷及び原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方</p> <p>25. 常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性</p> <p>26. <u>高圧・低圧注水機能喪失及びLOCA時注水機能喪失シナリオにおける原子炉圧力の最大値の差異について</u></p> <p>27. 有効性評価「水素燃焼」における、ドライウェル及びサブプレッション・チェンバの気体組成の推移についての補足説明</p> <p>28. <u>最長許容炉心露出時間及び水位不明判断曲線</u></p> <p>29. 原子炉水位及びインターロックの概要</p> <p>30. <u>格納容器下部(ペDESTAL)外側鋼板の支持能力について</u></p> <p>31. <u>格納容器下部ドライウェル(ペDESTAL)に落下する溶融デブリ評価条件と落下後の堆積に関する考慮</u></p> <p>32. <u>初期炉心流量90%としたケースにおける給水ポンプトリップ後の流量低下について(原子炉停止機能喪失)</u></p> <p>33. <u>原子炉格納容器への窒素注入について</u></p>	<p>17. 常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性</p> <p>1. 原子炉水位及びインターロックの概要</p>	<p>19. 炉心損傷、原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方</p> <p>20. 常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性</p> <p>21. 有効性評価「水素燃焼」における、ドライウェル及びサブプレッション・チェンバの気体組成の推移についての補足説明</p> <p>22. 原子炉水位及びインターロックの概要</p> <p>23. <u>圧力容器ペDESTAL外側鋼板の支持能力について</u></p> <p>24. <u>原子炉格納容器下部に落下する溶融デブリ評価条件と落下後の堆積に関する考慮</u></p>	<p>格納容器構造の相違により、D/W 雰囲気温度が漏えい評価に影響しないことから、同様の補足説明資料は作成していない。</p> <p>【柏崎 6/7】 柏崎 6/7 の解析結果に係る内容であり、島根 2号炉は、当該シナリオで原子炉の圧力差はないため、同様の補足説明資料は作成していない。</p> <p>【柏崎 6/7】 個別の操作に係る詳細な判断基準を示した内容であり、このような運転操作の考え方についてはプラント固有なものではないため、島根 2号炉は同様の添付資料を作成していない。</p> <p>【柏崎 6/7】 柏崎 6/7 の解析結果に係る内容であるため、同様の補足説明資料は作成していない。</p> <p>【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、S A設</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>34. <u>柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉 格納容器下部水位調整設備の基本設計方針について</u></p> <p>35. <u>大 LOCA シナリオ想定と異なる事象について</u></p> <p>36. ADS 自動起動阻止操作の失敗による評価結果への影響(参考評価)</p> <p>37. <u>ドライウェルサンプへの熔融炉心流入防止対策に期待した場合の熔融炉心・コンクリート相互作用の影響について</u></p> <p>38. <u>TBP 対策の概要について</u></p> <p>39. 原子炉圧力容器表面温度の設置箇所</p> <p>40. <u>重要事故シーケンス組合せにおける要員数評価</u></p> <p>41. <u>原子炉格納容器の漏えい孔におけるエアロゾル粒子の捕集係数について</u></p>	<p>15. ADS 自動起動阻止操作の失敗による評価結果への影響</p>	<p>25. <u>大破断 LOCA シナリオ想定と異なる事象について</u></p> <p>26. <u>ADS 自動起動阻止操作の失敗による評価結果への影響(参考評価)</u></p> <p>27. <u>ドライウェルサンプへの熔融炉心流入防止対策に期待した場合の熔融炉心・コンクリート相互作用の影響について</u></p> <p>28. 原子炉圧力容器表面温度の設置箇所</p>	<p>備である可搬式窒素供給設備により、7日以内に窒素注入を実施する運用としていることから、同様の補足説明資料は作成していない。</p> <p>【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、該当の設備を設置する方針ではないことから、同様の補足説明資料は作成していない。</p> <p>【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は技術的能力資料「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて記載している。</p> <p>【柏崎 6/7】 柏崎 6/7 の同時被災における異なる事故シーケンスが発生した場合を想定した説明資料であり、島根 2 号炉は単独申請のため、同様の補足説明資料は作成していない。</p> <p>【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は「59 条補足説明資料 59-11</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>放出量の差の要因等について</u></p> <p>52. <u>ジルコニウム (Zr) -水反応時の炉心損傷状態について</u></p>	<p><u>の放出量の差の要因等について</u></p> <p>24. <u>ジルコニウム (Z r) -水反応時の炉心損傷状態について</u></p> <p><u>2. 炉心燃料格子について</u></p> <p><u>5. 原子炉停止機能喪失時の運転点について</u></p> <p><u>6. 非常用炉心冷却系等における系統圧力上昇時の対応操作について</u></p> <p>7. <u>有効性評価における解析条件の変更等について</u></p> <p>8. <u>SAFER における高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号の模擬について</u></p>	<p><u>いて</u></p> <p>37. <u>ジルコニウム (Zr)-水反応時の炉心損傷状態について</u></p> <p>38. <u>燃料プール水の沸騰状態継続時の鉄筋コンクリートへの熱影響について</u></p> <p>39. <u>有効性評価解析条件の見直し等について</u></p>	<p>【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は, 燃料プールの沸騰継続時の鉄筋コンクリートへの影響を確認するため作成している (内容は東海第二 添付資料 4.1.13 と同様)。</p> <p>【東海第二】 各炉心燃料格子の特徴と適用プラント例等に関する一般的な内容をまとめた資料であるため, 同様の補足説明資料は作成していない。</p> <p>【東海第二】 原子炉停止機能喪失時の P - F マップ上の推移を参考として示した資料であるため, 同様の補足説明資料は作成していない。</p> <p>【東海第二】 有効性評価で想定している配管破断を伴う ISLOCA への対応についての説明資料であり, 島根 2号炉は, 対応手順の概要 (第 2.7.1-2 図) に示しており, 同様の補足説明資料は作成していない。</p> <p>《比較表なし》</p> <p>【東海第二】 SAFER における原子</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 data-bbox="943 527 1644 554"><u>9. 緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱</u></p> <p data-bbox="943 888 1703 957"><u>10. 米国等の知見に照らした原子炉停止機能喪失事象の解析条件の妥当性</u></p> <p data-bbox="943 1199 1703 1268"><u>11. 原子炉停止機能喪失時における給水流量低下操作の考え方と給水ランバックの自動化を今後の課題とする理由</u></p> <p data-bbox="943 1782 1703 1852"><u>12. 全制御棒挿入失敗の想定が部分制御棒挿入失敗により出力に偏りが生じた場合を包絡しているかについて</u></p>		<p data-bbox="2534 212 2813 506">炉水位計装のモデル化に関して説明した資料であり、解析コードに関する知見をまとめた資料であるため、同様の補足説明資料は作成していない。</p> <p data-bbox="2534 527 2813 863">【東海第二】 東海第二固有の設備である緊急用海水系を用いた場合の格納容器除熱効果を説明した資料であるため、同様の補足説明資料は作成していない。</p> <p data-bbox="2534 884 2813 1178">【東海第二】 島根2号炉の評価条件は先行炉と同等であり、米国等の評価条件とも大きな相違はないことから、同様の補足説明資料は作成していない。</p> <p data-bbox="2534 1199 2813 1766">【東海第二】 島根2号炉は、給水流量低下操作または給水ランバックを期待しなくても、評価項目パラメータは判断項目を十分下回ることを確認しており、給水流量低下操作、給水ランバックの取り扱いが判断基準に影響を与えないことから、同様の補足説明資料は作成していない。</p> <p data-bbox="2534 1787 2813 1902">【東海第二】 不安定現象による燃料被覆管温度への影響</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 data-bbox="943 436 1709 510"><u>13. 原子炉停止機能喪失の300秒以降の燃料被覆管温度挙動について</u></p> <p data-bbox="943 747 1522 779"><u>16. TRACGコードのATWS解析への適用例</u></p> <p data-bbox="943 1016 1546 1047"><u>18. 原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作について</u></p> <p data-bbox="943 1377 1308 1409"><u>19. 格納容器圧力挙動について</u></p>		<p data-bbox="2534 212 2810 415">は限定的であるあることを、REDYコード説明資料で確認していることから、同様の補足説明資料は作成していない。</p> <p data-bbox="2534 436 2674 468">【東海第二】</p> <p data-bbox="2534 485 2810 730">島根2号炉の燃料被覆管温度は、300秒までに最高値となることを確認していることから、同様の補足説明資料は作成していない。</p> <p data-bbox="2534 751 2674 783">【東海第二】</p> <p data-bbox="2534 800 2810 1003">TRACコードを用いた参考解析であるため、島根2号炉は同様の補足説明資料を作成していない。</p> <p data-bbox="2534 1024 2674 1056">【東海第二】</p> <p data-bbox="2534 1073 2810 1360">島根2号炉のLOCA時の隔離操作については、対応手順の概要(第3.1.2.1-2図)に示していることから、同様の補足説明資料は作成していない。</p> <p data-bbox="2534 1381 2674 1413">【東海第二】</p> <p data-bbox="2534 1430 2810 1892">格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」における格納容器パラメータの先行電力との比較を説明した資料であり、島根2号炉は、3連表により比較していることから、同様の補足説明資料は作成していない。</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><u>20. 再循環系のランバック機能について</u></p> <p><u>21. 東海第二の有効性評価解析に対する解析コード適用性について</u></p> <p><u>25. 残留熱除去系レグシールライン弁の閉止操作について</u></p>	<p><u>40. 有効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧について</u></p> <p><u>41. 9×9 燃料で評価することの代表性について</u></p> <p><u>42. 自動減圧機能及び代替自動減圧機能の論理回路について</u></p> <p><u>43. 全希ガス漏えい率及び I-131 の追加放出量の設定について</u></p> <p><u>44. 島根 2 号炉の原子炉中性子計装系の設備概要について</u></p> <p><u>45. 外圧支配事象における燃料被覆管の健全性について</u></p> <p><u>46. I S L O C A 時における屋外への蒸気排出条件について</u></p> <p><u>47. I S L O C A 時の冷却水から気相への放射性物質の放出割合について</u></p> <p><u>48. 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源について</u></p> <p><u>49. 炉心損傷防止 T B 及び T W シナリオにおける原子炉急速減圧時の弁数の見直しについて</u></p> <p><u>50. 格納容器ベント実施基準の変更に伴う希ガスによる被ばく評価結果への影響について</u></p> <p><u>51. 外部水源を用いた総注水量の制限値について</u></p>	<p>【東海第二】 原子炉再循環ポンプのランバック機能について説明した資料であるが、島根 2 号炉の有効性評価では、ランバック機能に期待していないことから、同様の補足説明資料は作成していない。</p> <p>【東海第二】 MARK-II 型格納容器における解析コードの検証及び妥当性確認を記載した資料であるため、同様の補足説明資料は作成していない。</p> <p>【東海第二】 残留熱除去系使用時の基本的な手順について説明した資料であるため、同様の補足説明資料は作成していない。</p> <p>《比較表なし》</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
		52. <u>格納容器スプレイによる原子炉格納容器下部への流入経路について</u>	《比較表なし》
		53. <u>熔融炉心の堆積高さの評価に関する考え方について</u>	《比較表なし》
		54. <u>水蒸気爆発実験と実プラントの水蒸気爆発評価におけるエネルギー変換効率の比較について</u>	《比較表なし》
		55. <u>ペDESTAL/ドライウェル水位の推移と原子炉格納容器下部/ドライウェル底部の状態について</u>	《比較表なし》
		56. <u>有効性評価における格納容器内の水素及び酸素排出等について</u>	《比較表なし》
		57. <u>コリウムシールドスリット内に熔融デブリが流入した場合の熱伝導解析</u>	《比較表なし》
		58. <u>格納容器除熱に関する基準の変更について</u>	《比較表なし》
		59. <u>格納容器ベント実施時のサプレッション・プール水位の不確かさについて</u>	《比較表なし》
		60. <u>ベントが2 P dまで遅延した場合のC s放出量への影響について</u>	《比較表なし》
		61. <u>格納容器ベント開始時間見直しに伴う操作の成立性への影響について</u>	《比較表なし》
		62. <u>格納容器ベントに伴う一時待避中の給油作業中断が重大事故時の対応に与える影響について</u>	《比較表なし》
		63. <u>緊急時対策要員による連続作業の成立性について</u>	《比較表なし》
		64. <u>原子炉注水手段がない場合の原子炉手動減圧タイミングと減圧弁数の関係性について</u>	《比較表なし》
		65. <u>有効性評価及び実運用における原子炉水位について</u>	《比較表なし》
		66. <u>高圧・低圧注水機能喪失 炉心下部プレナム部ボイド率に関する感度解析</u>	《比較表なし》
		67. <u>格納容器代替スプレイの実施箇所について</u>	《比較表なし》
		68. <u>燃料補給手順見直しに伴う作業の成立性確認について</u>	《比較表なし》
		69. <u>原子炉満水操作の概要について</u>	《比較表なし》
		70. <u>所内常設蓄電式直流電源設備の負荷切替操作の時間的余裕について</u>	《比較表なし》
		71. <u>Z r O₂耐熱材の侵食開始温度の設定について</u>	《比較表なし》
		72. <u>有効性評価「熔融炉心・コンクリート相互作用」の感度解析ケースにおけるドライウェル及びサプレッション・チェンバ気相濃度挙動等について</u>	《比較表なし》
		73. <u>原子炉隔離時冷却系の原子炉圧力低圧運転点における性能確認について</u>	《比較表なし》

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. 重要事故シーケンスの起因とする過渡事象の選定について</p> <p>各種PRA等の結果により実施した重要事故シーケンスの選定の結果として、<u>当社では多くの事故シーケンスグループにおいて過渡事象を起因とする事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定している。</u></p> <p>内部事象運転時レベル1PRAにて示した通り、過渡事象としては運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故の一部を考慮しているが、有効性評価において解析を実施するに際しては、その具体的な事象を設定する必要がある。</p> <p>その考え方は、「<u>柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について</u>」にも一部示しているが、本資料では、高圧・低圧注水機能喪失を例に、設定の考え方を補足する。</p> <p>1. 過渡事象の特徴と選定に際しての整理</p> <p>第1表に<u>柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉設置変更許可申請書添付書類十</u>において評価の対象とした運転時の異常な過渡変化、<u>設計基準事故</u>について、分類・整理した結果を示す。第1表の右端の<u>事象分類</u>は、事象発生時のプラント応答を考慮して分類した結果である。<u>これらを事象の特徴に応じて更にグループ化する。</u>その上で、重要事故シーケンスで想定する過渡事象のグループを選定し、グループ内の過渡事象から、より評価に適した事象を選定する。<u>第2表にグループ化の結果を示す。</u></p> <p>高圧・低圧注水機能喪失では、現状の設置許可ベースの注水機能を喪失した際の重大事故等対策の有効性を確認する。本事象には代替の注水機能による注水が有効な対策と考えられ、<u>柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉の有効性評価においても低圧代替注水系(常設)にて注水する場合の対策の有効性を確認している。</u></p> <p>代替の注水機能によって炉心損傷防止を図る場合、原子炉水位の低下が早く、原子炉スクラム時のインベントリが少なくなる事象が厳しいと考えられる。</p> <p><u>外部電源の有無の影響は次項において述べるため除外すると、上記の観点で厳しい事象としては、「全給水喪失」が該当する。</u>このため、高圧・低圧注水機能喪失の重要事故シーケンスの評価においては起因となる過渡事象とし</p>	<p>資料なし</p>	<p>1. 重要事故シーケンスの起因とする過渡事象の選定について</p> <p>各種PRA等の結果により実施した重要事故シーケンスの選定の結果として、<u>多くの事故シーケンスグループにおいて過渡事象を起因とする事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定している。</u></p> <p>内部事象運転時レベル1PRAにて示したとおり、過渡事象としては運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故の一部を考慮しているが、有効性評価において解析を実施するに際しては、その具体的な事象を設定する必要がある。</p> <p>その考え方は、「<u>島根原子力発電所2号炉事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について</u>」にも一部示しているが、本資料では、高圧・低圧注水機能喪失を例に、設定の考え方を補足する。</p> <p>1. 過渡事象の特徴と選定に際しての整理</p> <p>第1表に<u>島根2号炉設置変更許可申請書添付書類十</u>において評価の対象とした運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故について、分類・整理した結果を示す。第1表の右端は、事象発生時のプラント応答を考慮して分類した<u>PR Aの起因事象</u>である。</p> <p><u>また、第2表に、起因事象のグループ化の結果を示す。</u>そのうえで、重要事故シーケンスで想定する過渡事象のグループを選定し、グループ内の過渡事象から、より評価に適した事象を選定する。</p> <p>高圧・低圧注水機能喪失では、現状の設置許可ベースの注水機能を喪失した際の重大事故等対策の有効性を確認する。本事象には代替の注水機能による注水が有効な対策と考えられ、<u>島根原子力発電所2号炉の有効性評価においても低圧原子炉代替注水系(常設)にて注水する場合の対策の有効性を確認している。</u></p> <p>代替の注水機能によって炉心損傷防止を図る場合、原子炉水位の低下が早く、原子炉スクラム時のインベントリが少なくなる事象が厳しいと考えられるため、高圧・低圧注水機能喪失の重要事故シーケンスの評価においては起因となる過渡事象として「全給水喪失」を設定した。</p>	<p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>東海第二では、同様の補足資料を作成していないため、比較の対象としない。</p> <p>・記載方針の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、外部電源の有無の影響について</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>て「全給水喪失」を設定した。</p> <p>2. 外部電源有無の影響</p> <p>外部電源の有無が事象進展及びパラメータの変動に及ぼす影響については、<u>重要事故シーケンスの有効性評価の詳細な条件を設定する段階で感度解析等を実施し、選定した。高圧・低圧注水機能喪失についても、外部電源の有無が事象進展及びパラメータの変動に及ぼす影響を確認している。評価条件を第3表に、評価結果を第1図に示す。</u></p> <p><u>評価の結果を比較すると、外部電源有りの場合、過渡事象発生後も再循環ポンプが停止しないため^{※1}、過渡事象発生から原子炉水位低(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。このため、外部電源有りの場合の方が原子炉水位低(レベル3)によってスクラムに至るタイミングがわずかに早い。スクラム後の水位の低下も外部電源有りの場合の方が早い。これは、過渡事象発生から原子炉水位低(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ており、活発に核分裂反応が生じていることから、スクラム後の崩壊熱が高くなるためである。また、運転員操作の時間余裕の観点でも外部電源有りの場合の方が厳しい。手順としては高圧・低圧注水機能の喪失を確認後、低圧代替注水系(常設)の準備を開始し、注入の準備が出来次第、原子炉の減圧操作となるため、外部電源の有無が減圧のタイミングを決定するものではないが、原子炉水位の低下が早い外部電源有りの場合の方が、より早いタイミングでの減圧が必要となる。ただし、燃料被覆管最高温度(PCT)は、早いタイミングで減圧した外部電源有りの場合の方が高い値を示しているものの、その差は約5℃であり、外部電源の有無によって大きな差が表れるものではない。</u></p> <p><u>上記の通り、外部電源有りの場合の方がスクラムのタイミング及び水位の低下が早いものの、急速減圧に伴うPCTの差はわずかであり、他のパラメータにも時間差以外の大きな違いは見られないことから、結果的に、外部電源の有無は本事故シーケンスの評価において有意な違いをもたらす条件ではないと考える。</u></p> <p><u>※1 過渡事象及び設計基準事故における「原子炉冷却材流量の喪失(再循環ポンプ・トリップ)」を除く</u></p>		<p>2. 外部電源有無の影響</p> <p>外部電源の有無が事象進展及びパラメータの変動に及ぼす影響については、<u>有効性評価の資料中において、「外部電源あり」の解析も行っており、燃料被覆管の最高温度について「外部電源あり」の方が「外部電源なし」より高くなるが、判断基準を満足していることを確認している。</u></p>	<p>て、有効性評価の資料中に既に記載している。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・記載方針の相違 <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根2号炉は、外部電源の有無の影響について、有効性評価の資料中に既に記載している。</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>3. 初期水位の影響</p> <p><u>初期水位が事象進展及びパラメータの変動に及ぼす影響については、重要事故シーケンスの有効性評価の詳細な条件を設定する段階で感度解析等を実施し、確認した。</u></p> <p><u>高圧・低圧注水機能喪失についても、初期水位が事象進展及びパラメータの変動に及ぼす影響を確認している。評価条件を第4表に、評価結果を第2図に示す。</u></p> <p><u>評価の結果から、初期水位を低くすると水位低下及び炉心露出時間に差が表れるものの、急速減圧に伴うPCTの差は約7℃とわずかであり、他のパラメータにも時間差以外の大きな違いは見られないことから、結果的に、初期水位は本事故シーケンスの評価において有意な違いをもたらす条件ではないと考える。</u></p> <p style="text-align: right;">以上</p>			<p>・記載方針の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、初期水位の影響について、不確かさの整理において、事象発生後の炉注水までの水位低下量に比べ軽微であり影響はないと整理している。</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 style="text-align: center;">第1表 運転時の異常な過渡変化・設計基準事故による起因事象の同定</p> <div style="border: 1px solid black; height: 500px; width: 100%;"></div>		<p style="text-align: center;">第1表 過渡変化・設計基準事故による起因事象の同定</p> <div style="border: 1px solid black; height: 450px; width: 100%;"></div> <p style="font-size: small; margin-top: 5px;"> <small>注1</small> 運転時の異常な過渡変化とは、運転時において、設計基準事故と同等以上の過渡変化を伴った過渡変化を指す。 <small>注2</small> 1号炉(1号炉)は、2011年12月17日に発生した、1号炉の燃料棒破断による過渡変化と同等以上の過渡変化を伴った過渡変化とした。 <small>注3</small> 2号炉(2号炉)は、2011年12月17日に発生した、2号炉の燃料棒破断による過渡変化と同等以上の過渡変化を伴った過渡変化とした。 <small>注4</small> 3号炉(3号炉)は、2011年12月17日に発生した、3号炉の燃料棒破断による過渡変化と同等以上の過渡変化を伴った過渡変化とした。 <small>注5</small> 4号炉(4号炉)は、2011年12月17日に発生した、4号炉の燃料棒破断による過渡変化と同等以上の過渡変化を伴った過渡変化とした。 <small>注6</small> 5号炉(5号炉)は、2011年12月17日に発生した、5号炉の燃料棒破断による過渡変化と同等以上の過渡変化を伴った過渡変化とした。 <small>注7</small> 6号炉(6号炉)は、2011年12月17日に発生した、6号炉の燃料棒破断による過渡変化と同等以上の過渡変化を伴った過渡変化とした。 <small>注8</small> 7号炉(7号炉)は、2011年12月17日に発生した、7号炉の燃料棒破断による過渡変化と同等以上の過渡変化を伴った過渡変化とした。 </p>	

第2表 運転時の異常な過渡変化・設計基準事故象のグループ化

事故分類	事故の特徴(グループ化の観点)	事故グループ
A, B1, B2	タービントリップなどにより原子炉がスクラムする事故であり、タービンバイパス弁は正常に作動する事故であることから、いずれも事故初期から継続して給復水系が利用できる。	非隔離事故
C, D1, D2, E	主蒸気隔離弁(MSIV)などが閉鎖する事故であり、原子炉とタービン側が互いに隔離される事故である。事故初期には給復水系が利用できるが、水源である主復水器のホットウェルが隔離されるため、給復水系の運転継続に支障が生ずる。	隔離事故
F	タービンからの給水流量が全喪失する事故であり、原子炉水位が低下することにより原子炉スクラムに至る事故である。事故初期には給復水系が利用できず、他の事故とはプラント応答が異なる。水位低下の観点では給復水系が利用できることからの「G」の水位低下事故よりも厳しい事故と考えられる。	全給水喪失
G	タービンからの給水流量が減少し、原子炉水位が低下することにより原子炉スクラムに至る事故である。給水流量の全喪失までには至らないため、機能は低下しているが事故の初期にも給復水系は利用可能である。	水位低下事故
H1, H2	原子炉保護系(RPS)の誤動作が起因となっている事故や、制御棒の誤引き抜きに関する事故など出力の増加が軽微な事故である。事故初期で原子炉が隔離されないため、給復水系が利用可能である。	RPS 誤動作等
I	外部電源が喪失する事故であり、事故の発生により非常用電源の確保が必要になるなど、他の事故とはプラント応答が異なる。	外部電源喪失
J	原子炉運転中に主蒸気逃がし安全弁(SRV)が誤開放する事故である。誤開放を想定する弁数は発生頻度の観点から1弁としているため、本事故は事故発生後速やかにスクラムに至る事故では無い。原子炉冷却材(蒸気)の流出を伴うが、原子炉水位の低下には給復水系による対応が可能である。SRVを通じてサブプレッションプール水中に蒸気が放出されるため、復水器ホットウェル(H/W)への補給が不足すると復水器H/Wの水位が低下し、給水喪失に至る可能性がある。しかしながら、この場合の事故進展から全給水喪失に至る頻度を概算すると、起因事故「SRV 誤開放」の発生頻度(1×10 ⁻³ /炉年)と、少なくとも「SRV 漏えい」警報の認知失敗、「サブプレッションプール温度高」警報の認知失敗、「主復水器H/W水位低」警報の認知失敗が生じると考えられ、各警報の認知失敗確率を保守的に0.1として、全給水喪失に至る頻度は1×10 ⁻⁶ /炉年となり、これは他の起因事故の発生頻度と比較しても低い値であり、その他のパラメータの変化や認知失敗確率の保守性を考慮すると、更に低い値になると考えられる。以上の通り、起因事故「SRV 誤開放」の後、「全給水喪失」に至る頻度は十分に低く、起因事故として考慮する必要性は低いものと考ええる。	SRV 誤開放

事故分類	事故の特徴(グループ化の観点)	事故グループ
A, B1, B2	タービントリップなどにより原子炉がスクラムする事故であり、タービンバイパス弁は正常に作動する事故であることから、いずれも事故初期から継続して給復水系が利用できる。	非隔離事故
C, D1, D2, E	主蒸気隔離弁(MSIV)などが閉鎖する事故であり、原子炉とタービン側が互いに隔離される事故である。事故初期には給復水系が利用できるが、水源である主復水器のホットウェルが隔離されるため、給復水系の運転継続に支障が生ずる。	隔離事故
F	タービンからの給水流量が全喪失する事故であり、原子炉水位が低下することにより原子炉スクラムに至る事故である。事故初期には給復水系が利用できず、他の事故とはプラント応答が異なる。水位低下の観点では給復水系が利用できることからの「G」の水位低下事故よりも厳しい事故と考えられる。	全給水喪失
G	タービンからの給水流量が減少し、原子炉水位が低下することにより原子炉スクラムに至る事故である。給水流量の全喪失までには至らないため、機能は低下しているが事故の初期にも給復水系は利用可能である。	水位低下事故
H1, H2	原子炉保護系(RPS)の誤動作が起因となっている事故や、制御棒の誤引き抜きに関する事故など出力の増加が軽微な事故である。事故初期で原子炉が隔離されないため、給復水系が利用可能である。	RPS 誤動作等
I	外部電源が喪失する事故であり、事故の発生により非常用電源の確保が必要になるなど、他の事故とはプラント応答が異なる。	外部電源喪失
J	原子炉運転中に主蒸気逃がし安全弁(SRV)が誤開放する事故である。誤開放を想定する弁数は発生頻度の観点から1弁としているため、本事故は事故発生後速やかにスクラムに至る事故では無い。原子炉冷却材(蒸気)の流出を伴うが、原子炉水位の低下には給復水系による対応が可能である。SRVを通じてサブプレッションプール水中に蒸気が放出されるため、復水器ホットウェル(H/W)への補給が不足すると復水器H/Wの水位が低下し、給水喪失に至る可能性がある。しかしながら、この場合の事故進展から全給水喪失に至る頻度を概算すると、起因事故「SRV 誤開放」の発生頻度(1×10 ⁻³ /炉年)と、少なくとも「SRV 漏えい」警報の認知失敗、「サブプレッションプール温度高」警報の認知失敗、「主復水器H/W水位低」警報の認知失敗が生じると考えられ、各警報の認知失敗確率を保守的に0.1として、全給水喪失に至る頻度は1×10 ⁻⁶ /炉年となり、これは他の起因事故の発生頻度と比較しても低い値であり、その他のパラメータの変化や認知失敗確率の保守性を考慮すると、更に低い値になると考えられる。以上の通り、起因事故「SRV 誤開放」の後、「全給水喪失」に至る頻度は十分に低く、起因事故として考慮する必要性は低いものと考ええる。	SRV 誤開放

事故分類	事故の特徴(グループ化の観点)	事故グループ
A, B1, B2	タービントリップなどにより原子炉がスクラムする事故であり、タービンバイパス弁は正常に作動する事故であることから、いずれも事故初期から継続して給復水系が利用できる。	非隔離事故
C, D1, D2, E	主蒸気隔離弁(MSIV)などが閉鎖する事故であり、原子炉とタービン側が互いに隔離される事故である。事故初期には給復水系が利用できるが、水源である主復水器のホットウェルが隔離されるため、給復水系の運転継続に支障が生ずる。	隔離事故
F	タービンからの給水流量が全喪失する事故であり、原子炉水位が低下することにより原子炉スクラムに至る事故である。事故初期には給復水系が利用できず、他の事故とはプラント応答が異なる。水位低下の観点では給復水系が利用できることからの「G」の水位低下事故よりも厳しい事故と考えられる。	全給水喪失
G	タービンからの給水流量が減少し、原子炉水位が低下することにより原子炉スクラムに至る事故である。給水流量の全喪失までには至らないため、機能は低下しているが事故の初期にも給復水系は利用可能である。	水位低下事故
H1, H2	原子炉保護系(RPS)の誤動作が起因となっている事故や、制御棒の誤引き抜きに関する事故など出力の増加が軽微な事故である。事故初期で原子炉が隔離されないため、給復水系が利用可能である。	RPS 誤動作等
I	外部電源が喪失する事故であり、事故の発生により非常用電源の確保が必要になるなど、他の事故とはプラント応答が異なる。	外部電源喪失
J	原子炉運転中に逃がし安全弁が誤開放する事故である。誤開放を想定する弁数は発生頻度の観点から1弁としているため、本事故は事故発生後速やかにスクラムに至る事故ではない。原子炉冷却材(蒸気)の流出を伴うが、原子炉水位の低下には給復水系による対応が可能である。逃がし安全弁を通じてサブプレッションプール水中に蒸気が放出されるため、復水器ホットウェルへの補給が不足すると復水器ホットウェルの水位が低下し、給水喪失に至る可能性がある。しかしながら、この場合の事故進展から全給水喪失に至る頻度を概算すると、起因事故「逃がし安全弁誤開放」の発生頻度(1×10 ⁻³ /炉年)と、少なくとも「逃がし安全弁漏えい」警報の認知失敗、「サブプレッションプール温度高」警報の認知失敗、「復水器ホットウェル水位低」警報の認知失敗が生じると考えられ、各警報の認知失敗確率を保守的に0.1として、全給水喪失に至る頻度は1×10 ⁻⁶ /炉年となる。これは他の起因事故の発生頻度と比較しても低い値であり、その他のパラメータの変化や認知失敗確率の保守性を考慮すると、さらに低い値になると考えられる。以上のとおり、起因事故「逃がし安全弁誤開放」の後、「全給水喪失」に至る頻度は十分に低く、起因事故として考慮する必要性は低いものと考ええる。	逃がし安全弁 誤開放

備考
・記載方針の相違 【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 align="center">第3表 外部電源有無の感度解析における主要解析条件</p>																																																	
<table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>解析条件</th> <th>備考*</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="5">初期条件</td> <td>原子炉熱出力</td> <td>3,926 MW</td> <td>定格出力, ベースケースと同じ</td> </tr> <tr> <td>原子炉圧力</td> <td>7.07 MPa[gage]</td> <td>定格圧力, ベースケースと同じ</td> </tr> <tr> <td>原子炉水位</td> <td>通常運転水位</td> <td>ベースケースと同じ</td> </tr> <tr> <td>最大線出力密度</td> <td>44.0 kW/m</td> <td>ベースケースと同じ</td> </tr> <tr> <td>原子炉停止後の崩壊熱</td> <td>ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33 GWd/t)</td> <td>ベースケースと同じ</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">事故条件</td> <td>起回事象</td> <td>給水流量の全喪失</td> <td>ベースケースと同じ</td> </tr> <tr> <td>安全機能の喪失に対する仮定</td> <td>高圧・低圧注水機能喪失</td> <td>RCIC, HPCF, LPFL の機能喪失 ベースケースと同じ</td> </tr> <tr> <td>外部電源</td> <td>有り/無し</td> <td>感度解析対象</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">重大事故等対策に 関連する機器条件</td> <td>スクラム信号</td> <td>原子炉水位低(レベル3)</td> <td>ベースケースと同じ</td> </tr> <tr> <td>逃がし安全弁</td> <td>8 個</td> <td>ベースケースと同じ</td> </tr> <tr> <td>低圧代替注水系(常設)</td> <td>最大 300 m³/h で注水, その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御</td> <td>ベースケースと同じ</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">重大事故等対策に 関連する操作</td> <td>低圧代替注水系(常設)の追加起動及び中央制御室における系統構成</td> <td>急速減圧実施までに完了</td> <td>ベースケースと同等</td> </tr> <tr> <td>原子炉急速減圧操作</td> <td>原子炉水位低(レベル1)到達から 5 分後</td> <td>ベースケースと同等</td> </tr> </tbody> </table>	項目	解析条件	備考*	初期条件	原子炉熱出力	3,926 MW	定格出力, ベースケースと同じ	原子炉圧力	7.07 MPa[gage]	定格圧力, ベースケースと同じ	原子炉水位	通常運転水位	ベースケースと同じ	最大線出力密度	44.0 kW/m	ベースケースと同じ	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33 GWd/t)	ベースケースと同じ	事故条件	起回事象	給水流量の全喪失	ベースケースと同じ	安全機能の喪失に対する仮定	高圧・低圧注水機能喪失	RCIC, HPCF, LPFL の機能喪失 ベースケースと同じ	外部電源	有り/無し	感度解析対象	重大事故等対策に 関連する機器条件	スクラム信号	原子炉水位低(レベル3)	ベースケースと同じ	逃がし安全弁	8 個	ベースケースと同じ	低圧代替注水系(常設)	最大 300 m ³ /h で注水, その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	ベースケースと同じ	重大事故等対策に 関連する操作	低圧代替注水系(常設)の追加起動及び中央制御室における系統構成	急速減圧実施までに完了	ベースケースと同等	原子炉急速減圧操作	原子炉水位低(レベル1)到達から 5 分後	ベースケースと同等			<p>・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は, 外部電源の有無の影響について, 有効性評価の資料中に既に記載している。</p>
項目	解析条件	備考*																																															
初期条件	原子炉熱出力	3,926 MW	定格出力, ベースケースと同じ																																														
	原子炉圧力	7.07 MPa[gage]	定格圧力, ベースケースと同じ																																														
	原子炉水位	通常運転水位	ベースケースと同じ																																														
	最大線出力密度	44.0 kW/m	ベースケースと同じ																																														
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33 GWd/t)	ベースケースと同じ																																														
事故条件	起回事象	給水流量の全喪失	ベースケースと同じ																																														
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧・低圧注水機能喪失	RCIC, HPCF, LPFL の機能喪失 ベースケースと同じ																																														
	外部電源	有り/無し	感度解析対象																																														
重大事故等対策に 関連する機器条件	スクラム信号	原子炉水位低(レベル3)	ベースケースと同じ																																														
	逃がし安全弁	8 個	ベースケースと同じ																																														
	低圧代替注水系(常設)	最大 300 m ³ /h で注水, その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	ベースケースと同じ																																														
重大事故等対策に 関連する操作	低圧代替注水系(常設)の追加起動及び中央制御室における系統構成	急速減圧実施までに完了	ベースケースと同等																																														
	原子炉急速減圧操作	原子炉水位低(レベル1)到達から 5 分後	ベースケースと同等																																														
<p>※ 有効性評価「高圧・低圧注水機能喪失」の評価条件をベースケースとする。</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>第4表 原子炉初期水位に関する感度解析における主要解析条件</p> <table border="1" data-bbox="160 346 908 1255"> <thead> <tr> <th data-bbox="160 346 210 401">項目</th> <th data-bbox="210 346 667 401">解析条件</th> <th data-bbox="667 346 908 401">備考*</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="160 401 210 455">原子炉熱出力</td> <td data-bbox="210 401 667 455">3,926 MW</td> <td data-bbox="667 401 908 455">定格出力、ベースケースと同じ</td> </tr> <tr> <td data-bbox="160 455 210 491">原子炉圧力</td> <td data-bbox="210 455 667 491">7.07 MPa[gage]</td> <td data-bbox="667 455 908 491">定格圧力、ベースケースと同じ</td> </tr> <tr> <td data-bbox="160 491 210 541">原子炉水位</td> <td data-bbox="210 491 667 541">①通常運転水位(NWL)(13.4 m) ②原子炉水位低(レベル 3)(12.85 m)</td> <td data-bbox="667 491 908 541">感度解析対象</td> </tr> <tr> <td data-bbox="160 541 210 590">最大線出力密度</td> <td data-bbox="210 541 667 590">44.0 kW/m</td> <td data-bbox="667 541 908 590">ベースケースと同じ</td> </tr> <tr> <td data-bbox="160 590 210 640">原子炉停止後の崩壊熱</td> <td data-bbox="210 590 667 640">ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33 GWd/t)</td> <td data-bbox="667 590 908 640">ベースケースと同じ</td> </tr> <tr> <td data-bbox="160 640 210 676">起因事象</td> <td data-bbox="210 640 667 676">給水流量の全喪失</td> <td data-bbox="667 640 908 676">ベースケースと同じ</td> </tr> <tr> <td data-bbox="160 676 210 726">安全機能の喪失に対する仮定</td> <td data-bbox="210 676 667 726">高圧・低圧注水機能喪失</td> <td data-bbox="667 676 908 726">RCIC, HPCF, LPFL の機能喪失 ベースケースと同じ</td> </tr> <tr> <td data-bbox="160 726 210 774">外部電源</td> <td data-bbox="210 726 667 774">有り</td> <td data-bbox="667 726 908 774">ベースケースと同じ</td> </tr> <tr> <td data-bbox="160 774 210 825">スクラム信号</td> <td data-bbox="210 774 667 825">原子炉水位低(レベル 3)</td> <td data-bbox="667 774 908 825">ベースケースと同じ</td> </tr> <tr> <td data-bbox="160 825 210 926">再循環ポンプ(RIP)トリップ</td> <td data-bbox="210 825 667 926">原子炉水位低(レベル 3)で RIP4 台停止, 原子炉水位低(レベル 2)で RIP6 台停止</td> <td data-bbox="667 825 908 926">ベースケースと同じ</td> </tr> <tr> <td data-bbox="160 926 210 976">逃がし安全弁</td> <td data-bbox="210 926 667 976">8 個</td> <td data-bbox="667 926 908 976">ベースケースと同じ</td> </tr> <tr> <td data-bbox="160 976 210 1058">低圧代替注水系(常設)</td> <td data-bbox="210 976 667 1058">最大 300 m³/h で注水, その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御</td> <td data-bbox="667 976 908 1058">ベースケースと同じ</td> </tr> <tr> <td data-bbox="160 1058 210 1140">低圧代替注水系(常設)の追加起動及び中央制御室における系統構成</td> <td data-bbox="210 1058 667 1140">急速減圧実施までに完了</td> <td data-bbox="667 1058 908 1140">ベースケースと同等</td> </tr> <tr> <td data-bbox="160 1140 210 1255">原子炉急速減圧操作</td> <td data-bbox="210 1140 667 1255">原子炉水位低(レベル 1) 到達から 5 分後</td> <td data-bbox="667 1140 908 1255">—</td> </tr> </tbody> </table>			項目	解析条件	備考*	原子炉熱出力	3,926 MW	定格出力、ベースケースと同じ	原子炉圧力	7.07 MPa[gage]	定格圧力、ベースケースと同じ	原子炉水位	①通常運転水位(NWL)(13.4 m) ②原子炉水位低(レベル 3)(12.85 m)	感度解析対象	最大線出力密度	44.0 kW/m	ベースケースと同じ	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33 GWd/t)	ベースケースと同じ	起因事象	給水流量の全喪失	ベースケースと同じ	安全機能の喪失に対する仮定	高圧・低圧注水機能喪失	RCIC, HPCF, LPFL の機能喪失 ベースケースと同じ	外部電源	有り	ベースケースと同じ	スクラム信号	原子炉水位低(レベル 3)	ベースケースと同じ	再循環ポンプ(RIP)トリップ	原子炉水位低(レベル 3)で RIP4 台停止, 原子炉水位低(レベル 2)で RIP6 台停止	ベースケースと同じ	逃がし安全弁	8 個	ベースケースと同じ	低圧代替注水系(常設)	最大 300 m ³ /h で注水, その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	ベースケースと同じ	低圧代替注水系(常設)の追加起動及び中央制御室における系統構成	急速減圧実施までに完了	ベースケースと同等	原子炉急速減圧操作	原子炉水位低(レベル 1) 到達から 5 分後	—	<p>・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、初期水位の影響について、不確かさの整理において、事象発生後の炉注水までの水位低下量に比べ軽微であり影響はないと整理している。</p>
項目	解析条件	備考*																																														
原子炉熱出力	3,926 MW	定格出力、ベースケースと同じ																																														
原子炉圧力	7.07 MPa[gage]	定格圧力、ベースケースと同じ																																														
原子炉水位	①通常運転水位(NWL)(13.4 m) ②原子炉水位低(レベル 3)(12.85 m)	感度解析対象																																														
最大線出力密度	44.0 kW/m	ベースケースと同じ																																														
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33 GWd/t)	ベースケースと同じ																																														
起因事象	給水流量の全喪失	ベースケースと同じ																																														
安全機能の喪失に対する仮定	高圧・低圧注水機能喪失	RCIC, HPCF, LPFL の機能喪失 ベースケースと同じ																																														
外部電源	有り	ベースケースと同じ																																														
スクラム信号	原子炉水位低(レベル 3)	ベースケースと同じ																																														
再循環ポンプ(RIP)トリップ	原子炉水位低(レベル 3)で RIP4 台停止, 原子炉水位低(レベル 2)で RIP6 台停止	ベースケースと同じ																																														
逃がし安全弁	8 個	ベースケースと同じ																																														
低圧代替注水系(常設)	最大 300 m ³ /h で注水, その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	ベースケースと同じ																																														
低圧代替注水系(常設)の追加起動及び中央制御室における系統構成	急速減圧実施までに完了	ベースケースと同等																																														
原子炉急速減圧操作	原子炉水位低(レベル 1) 到達から 5 分後	—																																														
<p>※ 有効性評価「高圧・低圧注水機能喪失」の評価条件をベースケースとする。</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>原子炉圧力変化</p> <p>原子炉水位(シュラウド内水位)変化</p> <p>原子炉注水流量変化</p> <p>燃料被覆管温度変化</p> <p>原子炉水位(シュラウド外水位)変化</p> <p>燃料被覆管酸化割合変化</p> <p>----- : 外部電源無し ———— : 外部電源有り(ベースケース)</p> <p>燃料被覆管最高温度 外部電源有 : 874 °C 外部電源無 : 869 °C</p> <p>第1図 高圧・低圧注水機能喪失シーケンスにおける外部電源有無 の感度解析 (K7, ADS(L1+5 分後減圧)+MUWC 2 台作動)</p>			<p>・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は, 外部電源の有無の影響について, 有効性評価の資料中に既に記載している。</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>原子炉圧力変化</p> <p>原子炉水位(シュラウド内水位)変化</p> <p>原子炉注水流量変化</p> <p>燃料被覆管温度変化</p> <p>原子炉水位(シュラウド外水位)変化</p> <p>燃料被覆管酸化割合変化</p> <p>-----: 初期水位 L3(ベースケース) ————: 初期水位 NWL</p> <p>燃料被覆管最高温度 初期水位 L3 : 881 °C 初期水位 NWL : 874 °C</p> <p>第2図 原子炉初期水位に関する感度解析 (K7, ADS(L1)+MUWC 2 台作動)</p>			<p>・記載方針の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は, 初期水位の影響について, 不確かさの整理において, 事象発生後の炉注水までの水位低下量に比べ軽微であり影響はないと整理している。</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 style="text-align: center;">3. G 値について</p> <p>1. これまでの許認可解析に用いたG 値と今回の申請で採用したG 値について</p> <p>従来、G値は可燃性ガス濃度制御系性能評価解析で使用しており、以前にはその値として、Regulatory Guide 1.7(Rev.2) [1]の記載に基づき、$G(H_2)/G(O_2)=0.5/0.25$が使用されていた。この値はRegulatory Guide 1.7の前身であるSafetyGuide7(1971年3月)に既に記載されている。当時、既に、一般的知見として水の放射線分解の短時間内の1次反応に基づくG値(以下「初期G値」という。)は$G(H_2)=0.43\sim 0.45$となることが知られており、Regulatory Guide 1.7(Rev.2)のG値はこの初期G値を包絡するものとなっている。</p> <p>しかし、この初期G値は水の放射線分解の1次反応に基づく値であるため、その後の2次反応、つまり水素と酸素の再結合反応を含めた最終的な水素、酸素の発生割合を示す実効的なG値(以下「実効G値」という。)に比べてかなり大きい値となる。</p> <p>格納容器内の可燃性ガス濃度の評価においても必要となるのは正味の発生割合を表すこの実効G値である。これに関して電力共同研究「事故時放射線分解に関する研究」(昭和61年～62年度) [2] (以下「電共研」という。)にて水の放射線分解に関する実験を実施し、可燃性ガス濃度制御系性能評価条件下での実効G値として次の結果を得た。</p> <p style="text-align: center;">沸騰状態 : $G(H_2) < 0.4$, $G(O_2) < 0.2$ 非沸騰状態 : $G(H_2) < 0.25$, $G(O_2) < 0.125$</p> <p>この結果に基づき、<u>柏崎刈羽原子力発電所6, 7号炉(昭和63年申請)や東京電力東通原子力発電所1号炉等</u>、沸騰水型原子力発電所では、可燃性ガス濃度の評価 [3] において、沸騰状態で $G(H_2)/G(O_2)=0.4/0.2$、非沸騰状態で $G(H_2)/G(O_2)=0.25/0.125$ を採用している。</p> <p>電共研では、重大事故条件を想定した環境下でも実験を実施しており、実効G値として次の結果を得ている。</p> <p style="text-align: center;">沸騰状態 : $G(H_2) < 0.27$, $G(O_2) \approx 0$ 非沸騰状態 : $G(H_2) < 0.06$, $G(O_2) < 0.03$</p>	<p style="text-align: center;">添付資料3.4.2 シビアアクシデント条件下で用いるG値の設定について</p> <p>1. これまでの許認可解析に用いたG値と有効性評価で適用したG値について</p> <p>従来、G値は可燃性ガス濃度制御系性能評価解析(以下「FCS性能解析」という。)で使用しており、以前にはその値として、Regulatory Guide 1.7(Rev.2) [1]の記載に基づき $G(H_2)/G(O_2)=0.5/0.25$ が使用されていた。この値はRegulatory Guide1.7の前身であるSafety Guide 7(1971年3月)に記載されている。当時、既に一般的知見として、水の放射線分解の短時間内の一次反応に基づくG値(以下「初期G値」という。)は $G(H_2)=0.43\sim 0.45$ となることが知られており、Regulatory Guide 1.7(Rev.2)のG値はこの初期G値を包絡するものとなっている。</p> <p>しかし、この初期G値は水の放射線分解の一次反応に基づく値であるため、その後の二次反応、つまり水素と酸素の再結合反応を含めた最終的な水素、酸素の発生割合を示す実効的なG値(以下「実効G値」という。)に比べてかなり大きい値となる。</p> <p>格納容器内の可燃性ガス濃度の評価においても必要となるのは、正味の発生割合を表す実効G値である。これに関して、電力共同研究「事故時放射線分解に関する研究」(昭和61～62年度) [2] (以下「基本実験」という。)において水の放射線分解に関する実験を実施し、可燃性ガス濃度系性能評価条件下での実効G値として次の結果を得た。</p> <p style="text-align: center;">沸騰状態 : $G(H_2) < 0.4$, $G(O_2) < 0.2$ 非沸騰状態 : $G(H_2) < 0.25$, $G(O_2) < 0.125$</p> <p>この結果に基づき、<u>東海第二発電所等の沸騰水型原子力発電所</u>では、可燃性ガス濃度の評価 [3] において、沸騰状態で $G(H_2)/G(O_2)=0.4/0.2$、非沸騰状態で $G(H_2)/G(O_2)=0.25/0.125$ を採用している。</p> <p>基本実験では、重大事故条件を想定した環境下でも実験を実施しており、実効G値として次の結果を得ている。</p> <p style="text-align: center;">沸騰状態 : $G(H_2) < 0.27$, $G(O_2) \approx 0$ 非沸騰状態 : $G(H_2) < 0.06$, $G(O_2) < 0.03$</p>	<p style="text-align: center;">2. G値について</p> <p>1. これまでの許認可解析に用いたG値と今回の申請で採用したG値について</p> <p>従来、G値は可燃性ガス濃度制御系性能評価解析で使用しており、以前にはその値として、Regulatory Guide 1.7(Rev.2) [1]の記載に基づき、$G(H_2)/G(O_2)=0.5/0.25$が使用されていた。この値はRegulatory Guide 1.7の前身であるSafety Guide7(1971年3月)に既に記載されている。当時、既に、一般的知見として水の放射線分解の短時間内の1次反応に基づくG値(以下「初期G値」という。)は $G(H_2)=0.43\sim 0.45$ となることが知られており、Regulatory Guide 1.7(Rev.2)のG値はこの初期G値を包絡するものとなっている。</p> <p>しかし、この初期G値は水の放射線分解の1次反応に基づく値であるため、その後の2次反応、つまり水素と酸素の再結合反応を含めた最終的な水素、酸素の発生割合を示す実効的なG値(以下「実効G値」という。)に比べてかなり大きい値となる。</p> <p>原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度の評価においても必要となるのは正味の発生割合を表すこの実効G値である。これに関して電力共同研究「事故時放射線分解に関する研究」(昭和61年～62年度) [2] (以下「電共研」という。)にて水の放射線分解に関する実験を実施し、可燃性ガス濃度制御系性能評価条件下での実効G値として次の結果を得た。</p> <p style="text-align: center;">沸騰状態 : $G(H_2) < 0.4$, $G(O_2) < 0.2$ 非沸騰状態 : $G(H_2) < 0.25$, $G(O_2) < 0.125$</p> <p>この結果に基づき、<u>島根原子力発電所2号炉等の沸騰水型原子力発電所</u>では、可燃性ガス濃度の評価 [3] において、沸騰状態で $G(H_2)/G(O_2)=0.4/0.2$、非沸騰状態で $G(H_2)/G(O_2)=0.25/0.125$ を採用している。</p> <p>電共研では、重大事故条件を想定した環境下でも実験を実施しており、実効G値として次の結果を得ている。</p> <p style="text-align: center;">沸騰状態 : $G(H_2) < 0.27$, $G(O_2) \approx 0$ 非沸騰状態 : $G(H_2) < 0.06$, $G(O_2) < 0.03$</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>この結果に基づき、今回の申請では、水素燃焼の評価において、非沸騰状態でのG値($G(H_2)/G(O_2)=0.06/0.03$)を採用している。</p>	<p>この結果に基づき、<u>有効性評価</u>では、水素燃焼の評価において、非沸騰状態でのG値 ($G(H_2)/G(O_2)=0.06/0.03$) を採用している。</p> <p><u>また、電力共同研究「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究（以下「追加実験」という。）」^[4]において、水の放射線分解に係る追加実験を行った。追加実験では、試験条件の温度、沸騰状態、水素濃度、よう素濃度の感度によるG値への影響を確認しており、基本実験の結果を用いることは妥当であることを確認している。</u></p> <p><u>各評価で用いるG値について、第1表に示す。</u></p>	<p>この結果に基づき、<u>今回の申請</u>では、水素燃焼の評価において、非沸騰状態でのG値($G(H_2)/G(O_2)=0.06/0.03$)を採用している。</p>	<p>・記載箇所の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、補足説明資料「16.実効G値に係る電力共同研究の追加実験について」において記載している。</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>2. 電力共同研究「事故時放射線分解に関する研究」の概要</p> <p>(1) 実験装置及び実験方法</p> <p>電共研では、BWRの実機事故条件を模擬した水の放射線分解実験を実施することにより、種々の事故条件下で生成される可燃性ガスの生成割合(G 値)の検討を行った。</p> <p>実験に使用した実験装置を図2-1 及び図2-2 に示す。非沸騰実験では15 リットルの硬質ガラス製照射容器を使用。また沸騰実験では1.8 リットルのステンレス製照射容器を使用している。</p> <p>実験は照射容器内に純水を所定量注入した後、高純度アルゴン(Ar)ガスで脱気し、水素ガス、酸素ガスポンベを用いて雰囲気条件(気液相の水素、酸素初期濃度)を設定する。その後よう素、鉄、銅等の不純物を所定量添加し、循環ポンプで均一混合させる。沸騰実験の場合、更にマントルヒータにより加熱、沸騰させる。</p> <p>全ての条件が定常状態に達した後、^{60}Co のガンマ線源により照射を開始、水の放射線分解で生成される水素、酸素濃度を溶存水素計(DH 計)、溶存酸素計(DO計)及びガスクロマトグラフで測定する。水の吸収線量は、水を媒体とした標準的な換算係数を用いて評価した。</p> <p>実機の事故条件を考慮して、実験ではLOCA 条件、FCS 性能解析条件、重大事故条件3種類の事故条件を想定し、各事故条件下でG 値の実測を実施した。</p> <p>なお、以下で示す図2-3～図2-8 は、連続測定である液相中の濃度を除き、サンプリングにより計測された濃度測定値に基づいてフィッティングを行っている。</p> <p>(2) 実験条件及び実験結果</p> <p>表2-1 に実験でのパラメータ設定範囲と実機の想定事故条件との比較を示す。実機の想定事故条件は実機の事故時の環境条件及び照射設備を考慮して設定した。</p> <p>実験結果を表2-2、図2-3～図2-8 に示す。</p> <p>実験結果は、ガンマ線の吸収線量に対する液相中及び気相中の水素及び酸素濃度(絶対量)で整理している。また、ガンマ線の吸収線量とこれによる分子量の増加量から実効G 値を求めている。</p>	<p>2. 電力共同研究「事故時放射線分解に関する研究」(基本実験)</p> <p>2.1 基本実験の概要</p> <p>(1) 実験装置及び実験方法</p> <p>基本実験では、BWRの実機事故条件を模擬した水の放射線分解実験を実施することにより、種々の事故条件下で生成される可燃性ガスの生成割合 (G 値) の検討を行った。</p> <p>実験に使用した実験装置を第1 図及び第2 図に示す。非沸騰実験では 15 リットルの硬質ガラス製照射容器を使用。また、沸騰実験では 1.8 リットルのステンレス製照射容器を使用している。</p> <p>実験は、照射容器内に純水を所定量注入した後、高純度アルゴン (A r) ガスで脱気し、水素ガス、酸素ガスポンベを用いて雰囲気条件 (気液相の水素、酸素初期濃度) を設定する。その後、よう素、鉄、銅等の不純物を所定量添加し、循環ポンプで均一混合させる。沸騰実験の場合、更にマントルヒータにより加熱、沸騰させる。</p> <p>全ての条件が定常状態に達した後、^{60}Co のガンマ線源に照射を開始、水の放射線分解で生成される水素、酸素濃度を溶存水素計 (DH計)、溶存酸素計 (DO計) 及びガスクロマトグラフで測定する。水の吸収線量は、水を媒体とした標準的な換算係数を用いて評価した。</p> <p>実機の事故条件を考慮して、実験ではLOCA条件、FCS性能解析条件及び重大事故条件の3種類の条件を想定し、各条件下でG 値の実測を実施した。</p> <p>なお、以下で示す第3 図から第8 図は、連続測定である液相中の濃度を除き、サンプリングにより計測された濃度測定値に基づいてフィッティングを行っている。</p> <p>(2) 試験条件及び実験結果</p> <p>実験結果を第2 表、第3 図から第8 図に示す。</p> <p>実験結果は、ガンマ線の吸収線量に対する液相中及び気相中の水素及び酸素濃度 (絶対量) で整理している。また、ガンマ線の吸収線量とこれによる分子量の増加量から実効G 値を求めている。</p>	<p>2. 電力共同研究「事故時放射線分解に関する研究」の概要</p> <p>(1) 実験装置及び実験方法</p> <p>電共研(基本実験)では、BWRの実機事故条件を模擬した水の放射線分解実験を実施することにより、種々の事故条件下で生成される可燃性ガスの生成割合(G 値)の検討を行った。</p> <p>実験に使用した実験装置を図1 及び図2 に示す。非沸騰実験では15 リットルの硬質ガラス製照射容器を使用し、また沸騰実験では1.8 リットルのステンレス製照射容器を使用している。</p> <p>実験は照射容器内に純水を所定量注入した後、高純度アルゴン(A r)ガスで脱気し、水素ガス、酸素ガスポンベを用いて雰囲気条件(気液相の水素、酸素初期濃度)を設定する。その後、よう素、鉄、銅等の不純物を所定量添加し、循環ポンプで均一混合させる。沸騰実験の場合、更にマントルヒータにより加熱、沸騰させる。</p> <p>全ての条件が定常状態に達した後、^{60}Co のガンマ線源により照射を開始、水の放射線分解で生成される水素、酸素濃度を溶存水素計(DH計)、溶存酸素計(DO計)及びガスクロマトグラフで測定する。水の吸収線量は、水を媒体とした標準的な換算係数を用いて評価した。</p> <p>実機の事故条件を考慮して、実験ではLOCA条件、FCS性能解析条件、重大事故条件の3種類の事故条件を想定し、各事故条件下でG 値の実測を実施した。</p> <p>なお、以下で示す図3～図8 は、連続測定である液相中の濃度を除き、サンプリングにより計測された濃度測定値に基づいてフィッティングを行っている。</p> <p>(2) 実験条件及び実験結果</p> <p>表1 に実験でのパラメータ設定範囲と実機の想定事故条件との比較を示す。</p> <p>実機の想定事故条件は実機の事故時の環境条件及び照射設備を考慮して設定した。</p> <p>実験結果を表2、図3～図8 に示す。</p> <p>実験結果は、ガンマ線の吸収線量に対する液相中及び気相中の水素及び酸素濃度(絶対量)で整理している。また、ガンマ線の吸収線量とこれによる分子量の増加量から実効G 値を求めている。</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>なお、G値とは100eVの放射線エネルギー吸収により発生する分子数であるが、水の放射線分解で生成する水素及び酸素は、水中で起こる化学反応により分子数が変化するため、ここでは、化学反応による変化(よう素等の不純物の影響)を考えに入れた値を実効G値として評価している。</p> <p>(a) LOCA ベースの結果：図2-3, 2-4</p> <p>非沸騰条件の場合には、液相中及び気相中の水素及び酸素濃度にほとんど変化がないことから、実効G値は0と見なし得る。</p> <p>沸騰条件の場合には、水素濃度の実効G値は、照射開始初期は約0.4分子/100eVと高いが、その後安定し0.2分子/100eV程度になる。また、酸素濃度の場合には0と見なし得る。</p> <p>沸騰実験で得られた実効G値は、非沸騰実験に比べガスの気相への移行速度が大きくなるため全般に大きくなる。</p> <p>(b) FCS 性能解析ベースの結果：図2-5, 2-6</p> <p>非沸騰条件の場合には、得られた実効G値として水素は0.14分子/100eV、酸素は0.06分子/100eVである。</p> <p>沸騰条件の場合には、照射開始初期の水素は0.43分子/100eVだが、その後安定し0.36分子/100eV程度になる。また、酸素は0.14分子/100eVである。</p> <p>FCS性能解析では、沸騰条件の水素のG値として実験結果の0.36分子/100eVに余裕を見て0.4分子/100eVの一定値を用いている。</p> <p>(c) 重大事故ベースの結果：図2-7, 2-8</p> <p>非沸騰条件の場合には、初期水素濃度が高いことによる抑制効果(再結合効果)によって、得られた実効G値として水素は0.06分子/100eV、酸素は0.03分子/100eVとなり、FCS性能解析ベースの約半分である。</p> <p>沸騰条件の場合には、非沸騰条件の場合と同様、水素による抑制効果により実効G値は低減され、水素は0.27分子/100eV、酸素はほぼ0になる。</p> <p>(3) 実験から得られた知見</p> <p>以上の実験結果及び他のパラメータ実験結果からの知見を以下に示す。</p> <p>(a) よう素放出の無いLOCA条件下、非沸騰状態での実効G値は水素、酸素のいずれも0と見なし得る。LOCA条件下での</p>	<p>なお、G値とは100eVの放射線エネルギー吸収により発生する分子数であるが、水の放射線分解で生成する水素及び酸素は、水中で起こる化学反応により分子数が変化するため、ここでは、化学反応による変化(よう素等の不純物の影響)を考えに入れた値を実効G値として評価している。</p> <p>a. LOCAベースの結果：第3図, 第4図</p> <p>非沸騰条件の場合には、液相中及び気相中の水素及び酸素濃度にほとんど変化がないことから、実効G値は0と見なし得る。</p> <p>沸騰条件の場合には、水素濃度の実効G値は、照射開始初期は約0.4分子/100eVと高いが、その後安定し0.2分子/100eV程度になる。また、酸素濃度の場合には0と見なし得る。</p> <p>沸騰実験で得られた実効G値は、非沸騰実験に比べガスの気相への移行速度が大きくなるため全般に大きくなる。</p> <p>b. FCS性能解析ベースの結果：第5図, 第6図</p> <p>非沸騰条件の場合には、得られた実効G値として水素は0.14分子/100eV、酸素は0.06分子/100eVである。</p> <p>沸騰条件の場合には、照射開始初期の水素は0.43分子/100eVだが、その後安定し0.36分子/100eV程度になる。また、酸素は0.14分子/100eVである。</p> <p>FCS性能解析では、沸騰条件の水素のG値として実験結果の0.36分子/100eVに余裕を見て0.4分子/100eVの一定値を用いている。</p> <p>c. 重大事故ベースの結果：第7図, 第8図</p> <p>非沸騰条件の場合には、初期水素濃度が高いことによる抑制効果(再結合効果)によって、得られた実効G値として水素は0.06分子/100eV、酸素は0.03分子/100eVとなり、FCS性能解析ベースの約半分である。</p> <p>沸騰条件の場合には、非沸騰条件の場合と同様、水素による抑制効果により実効G値は低減され、水素は0.27分子/100eV、酸素はほぼ0になる。</p> <p>(3) 実験から得られた知見</p> <p>以上の実験結果及び他のパラメータ実験結果からの知見を以下に示す。</p> <p>a. よう素放出のないLOCA条件下、非沸騰状態での実効G値は水素、酸素のいずれも0と見なし得る。LOCA</p>	<p>なお、G値とは100eVの放射線エネルギー吸収により発生する分子数であるが、水の放射線分解で生成する水素及び酸素は、水中で起こる化学反応により分子数が変化するため、ここでは、化学反応による変化(よう素等の不純物の影響)を考えに入れた値を実効G値として評価している。</p> <p>(a) LOCAベースの結果：図3及び図4</p> <p>非沸騰条件の場合には、液相中及び気相中の水素及び酸素濃度にほとんど変化がないことから、実効G値は0と見なし得る。</p> <p>沸騰条件の場合には、水素濃度の実効G値は、照射開始初期は約0.4分子/100eVと高いが、その後安定し0.2分子/100eV程度になる。また、酸素濃度の場合には0と見なし得る。</p> <p>沸騰実験で得られた実効G値は、非沸騰実験に比べガスの気相への移行速度が大きくなるため全般に大きくなる。</p> <p>(b) FCS性能解析ベースの結果：図5及び図6</p> <p>非沸騰条件の場合には、得られた実効G値として水素は0.14分子/100eV、酸素は0.06分子/100eVである。</p> <p>沸騰条件の場合には、照射開始初期の水素は0.43分子/100eVだが、その後安定し0.36分子/100eV程度になる。また、酸素は0.14分子/100eVである。</p> <p>FCS性能解析では、沸騰条件の水素のG値として実験結果の0.36分子/100eVに余裕を見て0.4分子/100eVの一定値を用いている。</p> <p>(c) 重大事故ベースの結果：図7及び図8</p> <p>非沸騰条件の場合には、初期水素濃度が高いことによる抑制効果(再結合効果)によって、得られた実効G値として水素は0.06分子/100eV、酸素は0.03分子/100eVとなり、FCS性能解析ベースの約半分である。</p> <p>沸騰条件の場合には、非沸騰条件の場合と同様、水素による抑制効果により実効G値は低減され、水素は0.27分子/100eV、酸素はほぼ0になる。</p> <p>(3) 実験から得られた知見</p> <p>以上の実験結果及び他のパラメータ実験結果からの知見を以下に示す。</p> <p>(a) よう素放出の無いLOCA条件下、非沸騰状態での実効G値は水素、酸素のいずれも0と見なし得る。LOCA条件下での</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>実効G値は以下の値となる。</p> <p>沸騰状態 : $G(H_2) < 0.2$, $G(O_2) < 0.1$</p> <p>(b) 多量のような素放出と小さな金属-水反応を仮定したFCS性能解析条件下での実効G値は以下の値となる。</p> <p>沸騰状態 : $G(H_2) < 0.4$, $G(O_2) < 0.2$</p> <p>非沸騰状態 : $G(H_2) < 0.25$, $G(O_2) < 0.125$</p> <p>(c) 多量のような素放出と大きな金属-水反応を仮定した重大事故条件下での実効G値は以下の値となる。上記(b)項のFCS性能解析条件下での値より小さくなる理由は、金属-水反応によって格納容器中に水素が多く存在するため、水素と酸素の再結合反応が促進されたことによるものと考えられる。</p> <p>沸騰状態 : $G(H_2) < 0.27$, $G(O_2) \approx 0$</p> <p>非沸騰状態 : $G(H_2) < 0.06$, $G(O_2) < 0.03$</p> <p>(d) (a)～(c)項より、実効G値はよう素放出量が高くなると増加し、金属-水反応割合(水素放出量)が大きくなると減少する。</p> <p>(e) 初期酸素濃度の実効G値に及ぼす影響は小さい。ただし、酸素濃度が高くなると若干増加する傾向がある。</p> <p>(f) よう素以外の不純物(Fe^{2+}, Cu^{2+}等)の実効G値に及ぼす影響は小さく、よう素を多量に含む場合は無視し得る。また、よう素を含まない場合には、実効G値を幾分増加させるが、Fe^{2+}については酸素を減少させる傾向がある。</p>	<p>条件下での実効G値は以下の値となる。</p> <p>沸騰状態 : $G(H_2) < 0.2$, $G(O_2) < 0.1$</p> <p><u>b.</u> 多量のような素放出と小さな金属-水反応を仮定したFCS性能解析条件下での実効G値は以下の値となる。</p> <p>沸騰状態 : $G(H_2) < 0.4$, $G(O_2) < 0.2$</p> <p>非沸騰状態 : $G(H_2) < 0.25$, $G(O_2) < 0.125$</p> <p><u>c.</u> 多量のような素放出と大きな金属-水反応を仮定した重大事故条件下での実効G値は以下の値となる。上記<u>b.</u>のFCS性能解析条件下での値より小さくなる理由は、金属-水反応によって格納容器中に水素が多く存在するため、水素と酸素の再結合反応が促進されたことによるものと考えられる。</p> <p>沸騰状態 : $G(H_2) < 0.27$, $G(O_2) \approx 0$</p> <p>非沸騰状態 : $G(H_2) < 0.06$, $G(O_2) < 0.03$</p> <p><u>d.</u> <u>a.</u>～<u>c.</u>により、実効G値はよう素放出量が高くなると増加し、金属-水反応割合(水素放出量)が大きくなると減少する。</p> <p><u>e.</u> 初期酸素濃度の実効G値に及ぼす影響は小さい。ただし、酸素濃度が高くなると若干増加する傾向がある。</p> <p><u>f.</u> よう素以外の不純物(Fe^{2+}, Cu^{2+}等)の実効G値に及ぼす影響は小さく、よう素を多量に含む場合は無視し得る。また、よう素を含まない場合には実効G値を幾分増加させるが、Fe^{2+}については酸素を減少させる傾向がある。</p>	<p>の実効G値は以下の値となる。</p> <p>沸騰状態 : $G(H_2) < 0.2$, $G(O_2) < 0.1$</p> <p><u>(b)</u> 多量のような素放出と小さな金属-水反応を仮定したFCS性能解析条件下での実効G値は以下の値となる。</p> <p>沸騰状態 : $G(H_2) < 0.4$, $G(O_2) < 0.2$</p> <p>非沸騰状態 : $G(H_2) < 0.25$, $G(O_2) < 0.125$</p> <p><u>(c)</u> 多量のような素放出と大きな金属-水反応を仮定した重大事故条件下での実効G値は以下の値となる。上記<u>(b)</u>項のFCS性能解析条件下での値より小さくなる理由は、金属-水反応によって原子炉格納容器中に水素が多く存在するため、水素と酸素の再結合反応が促進されたことによるものと考えられる。</p> <p>沸騰状態 : $G(H_2) < 0.27$, $G(O_2) \approx 0$</p> <p>非沸騰状態 : $G(H_2) < 0.06$, $G(O_2) < 0.03$</p> <p><u>(d)</u> <u>(a)</u>～<u>(c)</u>項より、実効G値はよう素放出量が高くなると増加し、金属-水反応割合(水素放出量)が大きくなると減少する。</p> <p><u>(e)</u> 初期酸素濃度の実効G値に及ぼす影響は小さい。ただし、酸素濃度が高くなると若干増加する傾向がある。</p> <p><u>(f)</u> よう素以外の不純物(Fe^{2+}, Cu^{2+}等)の実効G値に及ぼす影響は小さく、よう素を多量に含む場合は無視し得る。また、よう素を含まない場合には、実効G値を幾分増加させるが、Fe^{2+}については酸素を減少させる傾向がある。</p>	

表2-1 実験条件のパラメータ範囲と実機の想定事故条件との比較

パラメータ	条件	実験条件	想定事故条件		
			LOCA	FCS性能解析	重大事故
初期水素濃度 (金属-水反応)					
初期酸素濃度					
初期よう素濃度 (炉心からの放出割合)					
不純物					
温度					
pH					

表1 実験条件のパラメータ範囲と実機の想定事故条件との比較

パラメータ	条件	実験条件	想定事故条件		
			LOCA	FCS性能解析	重大事故
初期水素濃度 (金属-水反応)					
初期酸素濃度					
初期よう素濃度 (炉心からの放出割合)					
不純物					
温度					
pH					

第1表 各評価で用いるG値

	可燃性ガス濃度評価	格納容器破損防止対策 の有効性評価
沸騰	G(H ₂)=0.4 G(O ₂)=0.2	G(H ₂)=0.06
非沸騰	G(H ₂)=0.25 G(O ₂)=0.125	G(O ₂)=0.03

表2-2 実験結果

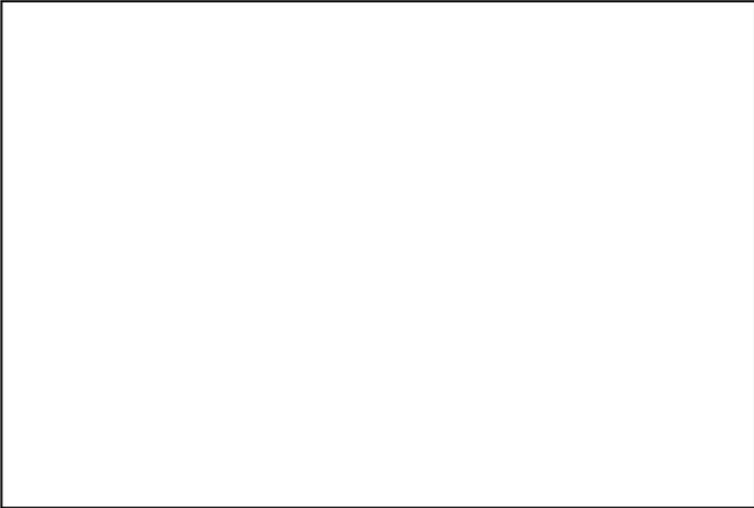
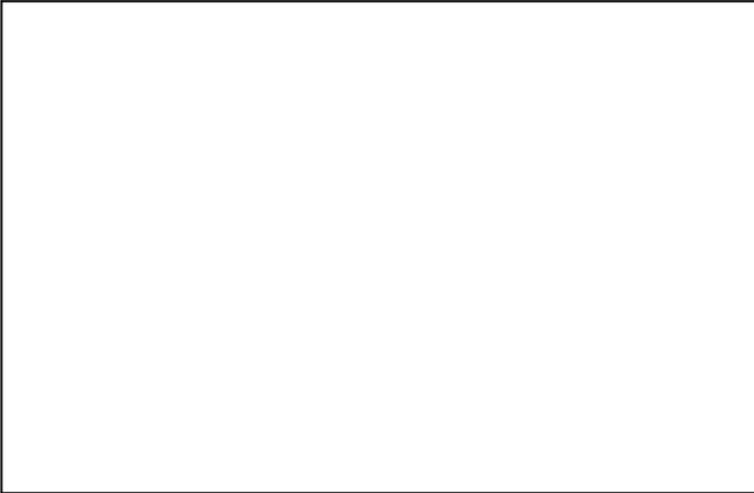
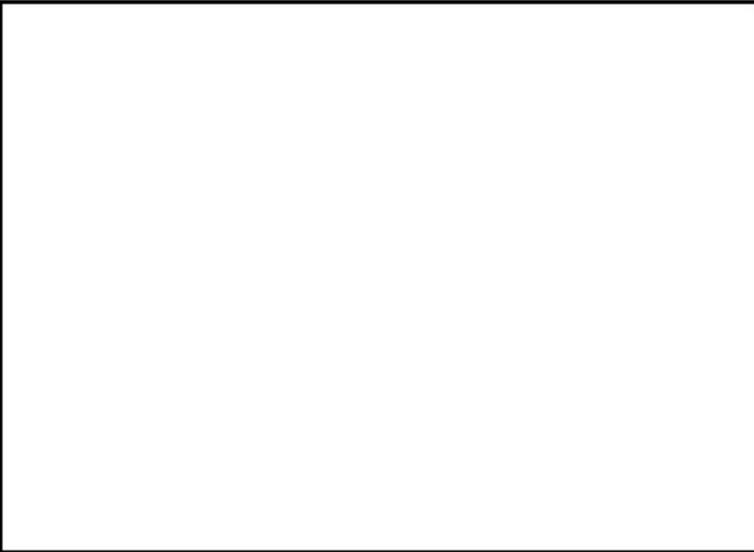
事故条件	パラメータ					実測値(実効G値) [分子/100eV]	
	金属-水 反応割合	初期酸素 濃度	よう素 放出割合	不純物 添加	温度	G(H ₂)	G(O ₂)
LOCA 条件	非沸騰						
	沸騰						
FCS性能 解析条件	非沸騰						
	沸騰						
重大事故 条件	非沸騰						
	沸騰						

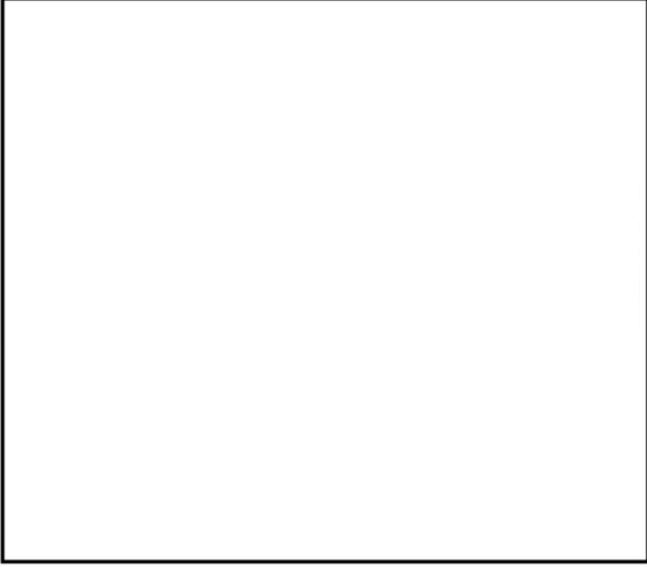
第2表 実験結果

事故条件	パラメータ					実測値(実効G値) [分子/100eV]	
	金属-水 反応割合	初期酸素 濃度	よう素 放出割合	不純物 添加	温度	G(H ₂)	G(O ₂)
LOCA 条件	非沸騰						
	沸騰						
FCS性能 解析条件	非沸騰						
	沸騰						
重大事故 条件	非沸騰						
	沸騰						

表2 実験結果

事故条件	パラメータ					実測値(実効G値) [分子/100eV]	
	金属-水 反応割合	初期酸素 濃度	よう素 放出割合	不純物 添加	温度	G(H ₂)	G(O ₂)
LOCA 条件	非沸騰						
	沸騰						
FCS 性能解析 条件	非沸騰						
	沸騰						
重大事故 条件	非沸騰						
	沸騰						

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>図2-1 非沸騰実験装置の概要</p>	<p>第1図 非沸騰実験装置の概要</p>	<p>図1 非沸騰実験装置の概要</p>	
			
<p>図2-2 沸騰実験装置の概要</p>	<p>第2図 沸騰実験装置の概要</p>	<p>図2 沸騰実験装置の概要</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
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;">  <p>図2-3 気相部と液相部における水素及び酸素濃度 (LOCA ベース：非沸騰状態)</p> </div> <div style="text-align: center;">  <p>図2-4 気相部と液相部における水素及び酸素濃度 (LOCA ベース：沸騰状態)</p> </div> </div>	<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;">  <p>第3図 気相部と液相部における水素及び酸素濃度 (LOCA ベース：非沸騰状態)</p> </div> <div style="text-align: center;">  <p>第4図 気相部と液相部における水素及び酸素濃度 (LOCA ベース：沸騰状態)</p> </div> </div>	<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;">  <p>図3 気相部と液相部における水素及び酸素濃度 (LOCAベース：非沸騰状態)</p> </div> <div style="text-align: center;">  <p>図4 気相部と液相部における水素及び酸素濃度 (LOCAベース：沸騰状態)</p> </div> </div>	備考

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
<div data-bbox="166 936 798 1404" style="border: 1px solid black; width: 100%; height: 100%;"></div> <p data-bbox="828 951 911 1535">図2-5 気相部と液相部における水素及び酸素濃度 (FCS 性能解析ベース：非沸騰状態)</p> <div data-bbox="166 260 807 737" style="border: 1px solid black; width: 100%; height: 100%;"></div> <p data-bbox="828 281 911 865">図2-6 気相部と液相部における水素及び酸素濃度 (FCS 性能解析ベース：沸騰状態)</p>	<div data-bbox="952 942 1614 1398" style="border: 1px solid black; width: 100%; height: 100%;"></div> <p data-bbox="1626 907 1709 1518">第5図 気相部と液相部における水素及び酸素濃度 (F C S 性能解析ベース：非沸騰状態)</p> <div data-bbox="952 275 1623 726" style="border: 1px solid black; width: 100%; height: 100%;"></div> <p data-bbox="1626 233 1709 844">第6図 気相部と液相部における水素及び酸素濃度 (F C S 性能解析ベース：沸騰状態)</p>	<div data-bbox="1742 974 2398 1549" style="border: 1px solid black; width: 100%; height: 100%;"></div> <p data-bbox="2412 972 2496 1556">図5 気相部と液相部における水素及び酸素濃度 (F C S 性能解析ベース：非沸騰状態)</p> <div data-bbox="1742 264 2392 831" style="border: 1px solid black; width: 100%; height: 100%;"></div> <p data-bbox="2412 268 2496 852">図6 気相部と液相部における水素及び酸素濃度 (F C S 性能解析ベース：沸騰状態)</p>	備考

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
<div data-bbox="163 982 795 1493" style="border: 1px solid black; width: 100%; height: 100%;"></div> <p data-bbox="836 989 917 1570">図2-7 気相部と液相部における水素及び酸素濃度 (重大事故ベース：非沸騰状態)</p> <div data-bbox="163 264 795 777" style="border: 1px solid black; width: 100%; height: 100%;"></div> <p data-bbox="836 281 917 863">図2-8 気相部と液相部における水素及び酸素濃度 (重大事故ベース：沸騰状態)</p>	<div data-bbox="949 982 1614 1444" style="border: 1px solid black; width: 100%; height: 100%;"></div> <p data-bbox="1629 932 1709 1545">第7図 気相部と液相部における水素及び酸素濃度 (苛酷事故ベース：非沸騰状態)</p> <div data-bbox="949 302 1584 737" style="border: 1px solid black; width: 100%; height: 100%;"></div> <p data-bbox="1629 254 1709 867">第8図 気相部と液相部における水素及び酸素濃度 (苛酷事故ベース：沸騰状態)</p>	<div data-bbox="1742 982 2401 1570" style="border: 1px solid black; width: 100%; height: 100%;"></div> <p data-bbox="2421 989 2502 1577">図7 気相部と液相部における水素及び酸素濃度 (重大事故ベース：非沸騰状態)</p> <div data-bbox="1742 275 2401 863" style="border: 1px solid black; width: 100%; height: 100%;"></div> <p data-bbox="2421 281 2502 867">図8 気相部と液相部における水素及び酸素濃度 (重大事故ベース：沸騰状態)</p>	備考

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>2.2 基本実験の実機への適用性</u></p> <p><u>基本実験において評価したG値を用いるに当たり、実験条件(重大事故条件のうち非沸騰)と実機条件を比較した確認結果を第3表及び第4表に示す。</u></p> <p><u>第3表では、各種パラメータが酸素の実効G値に与える影響を評価しており、実験条件は実機で想定されるシビアアクシデント環境を考慮した場合においても評価結果に与える影響は軽微であることを確認している。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>吸収線量については、水素の実効G値は吸収線量が多いほど小さくなる傾向があり^{[2][5]}、酸素についても同様の傾向であることを確認している^[2]。酸素濃度の長期(7日間)の推移を見る観点では、事象進展を考えた上で事象発生から約1.5時間後の吸収線量に相当する$1 \times 10^4 \text{ Gy}$で求めた実効G値を用いることは保守的であり妥当と考える。(第9図参照)</u> ・<u>よう素放出割合については、水素の実効G値はよう素濃度が高いほど大きくなる傾向があり^{[2][6]}、酸素についても同様の傾向であることを確認している^[2]。しかしながら、第10図を参照すると、左記の程度の割合の相違であれば、G値(測定データの傾き)に大きな違いは現れないと考えられることから、有効性評価において、電共研の実験結果に基づく実効G値を用いることは妥当と考える。</u> ・<u>ジルコニウム-水反応割合(溶存水素濃度)については、水素の実効G値は溶存水素濃度が高いほど小さくなる傾向があり^{[2][4]}、酸素についても同様の傾向であることを確認している^[2]。このことから、ジルコニウム-水反応割合が小さい電共研の実験結果に基づく実効G値を用いることは妥当と考える。(第11図参照)</u> ・<u>初期酸素濃度については、少なくとも初期酸素濃度数vol%程度では、初期酸素濃度は酸素の実効G値に影響を及ぼすものではないと考える^[2]。(第12図参照)</u> ・<u>沸騰・非沸騰については、沸騰状態では酸素の実効G値はほぼ0となる傾向がある。このことから、非沸騰状態での電共研の実験結果に基づく実効G値を用いることは妥当と考える^[2]。(第13図参照)</u> ・<u>温度については、温度が高いほど、再結合反応が促進されるため実効G値は小さくなる傾向がある。事故時には温度は室温を上回るため、室温での電共研の実験結果に基づく</u> 		<p>・記載箇所の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、「添付資料 3.4.2 水の放射線分解の評価について」において記載している。</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><u>実効G値を用いることは保守的であり妥当と考える^{[2][5]}。</u> <u>(第14図参照)</u></p> <p><u>・pHについては、中性環境下では酸素の実効G値は僅かに小さい傾向を示すが、その差は小さい。このため、中性条件下の試験で求めた電共研の実験結果に基づく実効G値を用いることに問題はないと考える^[2]。(第15図参照)</u></p> <p><u>第4表では、シビアアクシデント環境下で発生し得る不純物の影響について評価を行い、G値への影響が軽微であることを確認している。</u></p> <p><u>・金属イオン等(F e, C u, B)については、よう素存在条件下において、金属イオン等(F e, C u, B)が添加された場合の解析結果からは、実効G値への影響は見られない^[2]。(第12図参照)</u></p> <p><u>・ホウ酸については、水のpHに影響するが、pHの違いによる実効G値への影響は小さい^[2]。</u></p> <p><u>・コンクリートについては、安定な酸化物でエアロゾルとして挙動し、水にはほとんど溶けないため、放射線分解への影響は小さい。また、MCCI時にCO₂が発生し水のpHに影響するが、pHの変化によるG値への影響は小さい^{[2][4]}。</u></p> <p><u>・有機物については、酸素を消費する反応に寄与し、実効G値を低減する^[4]。(第16,17図参照)</u></p> <p><u>以上から、格納容器破損防止対策の有効性評価において、基本実験において評価したG値を用いることは妥当であると判断した。</u></p>		

第3表 各種パラメータが酸素の実効G値に与える影響

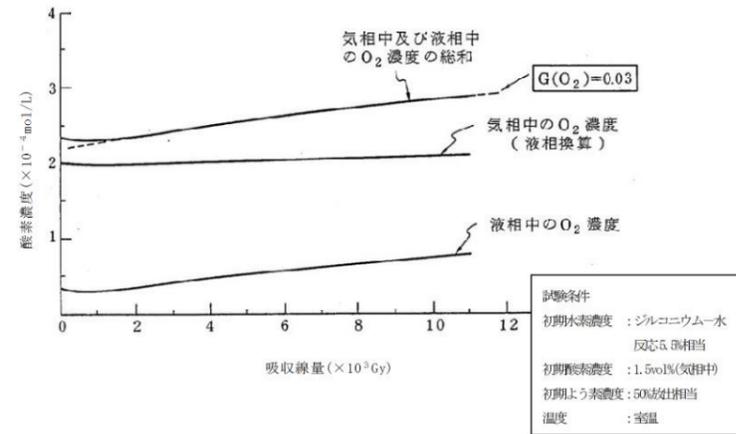
パラメータ	電共研の実験	有効性評価	酸素の実効G値への影響と保守性
吸収線量	~1×10 ⁴ Gy	サブプレッション・プールでの吸収線量は事象発生から約1.5時間後で1×10 ⁴ Gyを超える。	水素の実効G値は吸収線量が多いほど小さくなる傾向があり ^[20] 、酸素についても同様の傾向であることを確認している ^[2] 。酸素濃度の長期(7日間)の推移を見る観点では、事象進展を考えた上で事象発生から約1.5時間後の吸収線量に相当する1×10 ⁴ Gyで求めた実効G値を用いることは保守的であり妥当と考える。(第9図参照)
よう素放出割合	50% (立地審査指針における仮想事故条件を設定)	約64%	水素の実効G値はよう素濃度が高いほど大きくなる傾向があり ^[20] 、酸素についても同様の傾向であることを確認している ^[2] 。しかしながら、第10図を参照すると、左記の程度の割合の相違であれば、G値(測定データの傾き)に大きな違いは現れないと考えられることから、有効性評価において、電共研の実験結果に基づく実効G値を用いることは妥当と考える。
ジルコニウム-水反応割合(溶存水素濃度)	5.5%	約10.1%	水素の実効G値は溶存水素濃度が高いほど小さくなる傾向があり ^[20] 、酸素についても同様の傾向であることを確認している ^[2] 。このことから、ジルコニウム-水反応割合が小さい電共研の実験結果に基づく実効G値を用いることは妥当と考える。(第11図参照)
初期酸素濃度	1.5%	2.5%	少なくとも初期酸素濃度数vol%程度では、初期酸素濃度は酸素の実効G値に影響を及ぼすものでない ^[2] と考える。(第12図参照)
沸騰・非沸騰	非沸騰状態	炉内: 沸騰状態 サブプレッション・プール: 非沸騰状態	沸騰状態で酸素の実効G値はほぼ0となる傾向がある。このことから、非沸騰状態での電共研の実験結果に基づく実効G値を用いることは妥当と考える ^[2] 。(第13図参照)
温度	室温	室温以上	温度が高いほど、再結合反応が促進されるため実効G値は小さくなる傾向がある。事故時には温度は室温を上回るため、室温での電共研の実験結果に基づく実効G値を用いることは保守的であり妥当と考える ^[20] 。(第14図参照)
pH	中性	事故対応の中で変動する可能性がある。	中性環境下では酸素の実効G値は僅かに小さい傾向を示すが、その差は小さい。このため、中性条件下の試験で求めた電共研の実験結果に基づく実効G値を用いることに問題はないと考える ^[2] 。(第15図参照)

第4表 よう素以外の不純物が酸素の実効G値に与える影響

物質	発生原因	シビアアクシデント環境下における発生量	酸素の実効G値への影響
金属イオン等 (Fe, Cu, B)	炉内構造物等	0~2ppm (TMI-2事故時の冷却材中不純物濃度やBWRプラント通常運転時における金属濃度等の評価を参考に設定)	よう素存在条件下において、金属イオン等(Fe, Cu, B)が添加された場合の解析結果からは、実効G値への影響は見られない ^[2] 。(第12図参照)
ホウ酸	制御棒材の酸化、MCCI時の化学反応	約1×10 ⁻³ mol/L (格納容器内での想定発生量とサブプレッション・プール液相体積から概算)	水のpHに影響するが、pHの違いによる実効G値への影響は小さい ^[2] 。
コンクリート	主成分のSiO ₂ , CaO, Al ₂ O ₃ , MgOなどがMCCI時放出	安定な酸化物でエアロゾルとして挙動し、水にはほとんど溶けない	安定な酸化物でエアロゾルとして挙動し、水にはほとんど溶けないため、放射線分解への影響は小さい。また、MCCI時にCO ₂ が発生し水のpHに影響するが、pHの変化によるG値への影響は小さい ^[20] 。
有機物	電線被覆材などの熱分解や放射線分解	約1.1×10 ⁻⁶ mol/L (格納容器内での想定発生量とサブプレッション・プール液相体積から概算)	酸素を消費する反応に寄与し、実効G値を低減する ^[4] 。(第16, 17図参照)

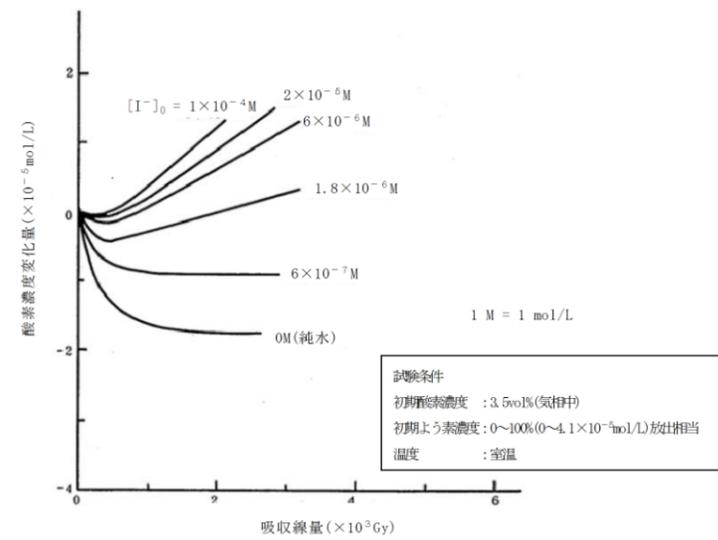
・記載箇所の相違
【東海第二】
島根2号炉は、「添付資料 3.4.2 水の放射線分解の評価について」において記載している。

・記載箇所の相違
【東海第二】
 島根2号炉は、「添付資料 3.4.2 水の放射線分解の評価について」において記載している。

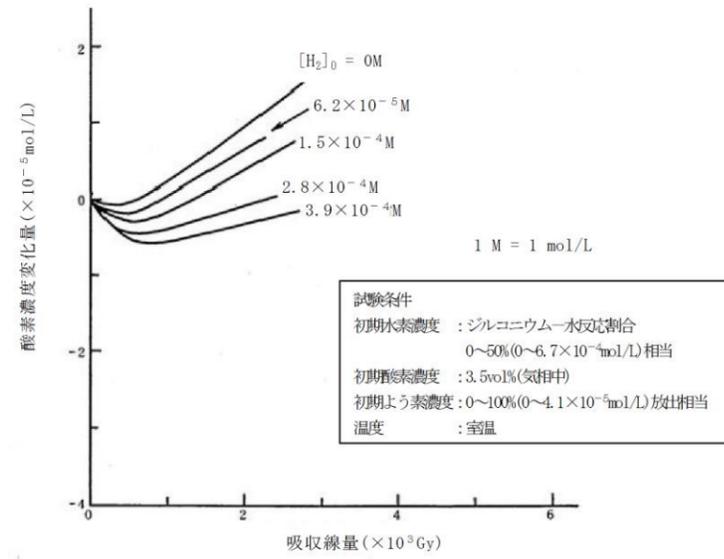


第9図 本評価における実効G値の設定根拠とした電共研の実験

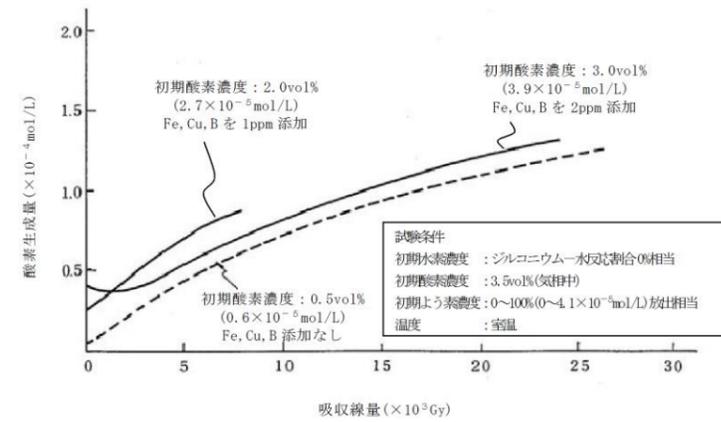
結果



第10図 溶存酸素濃度と吸収線量の関係(よう素濃度を変化させた場合)



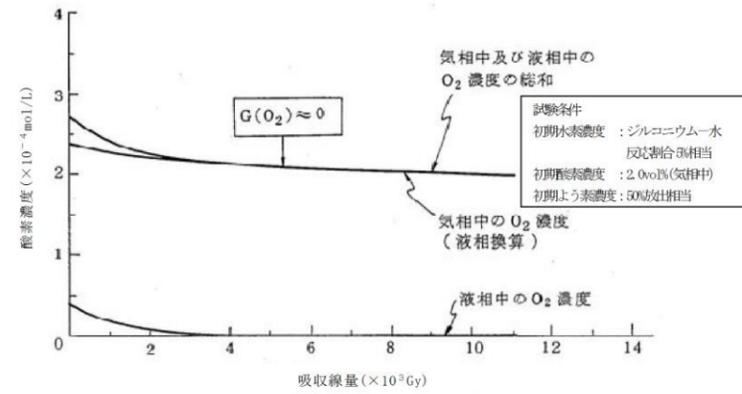
第 11 図 溶存酸素濃度と吸収線量の関係 (溶存水素濃度を变化させた場合)



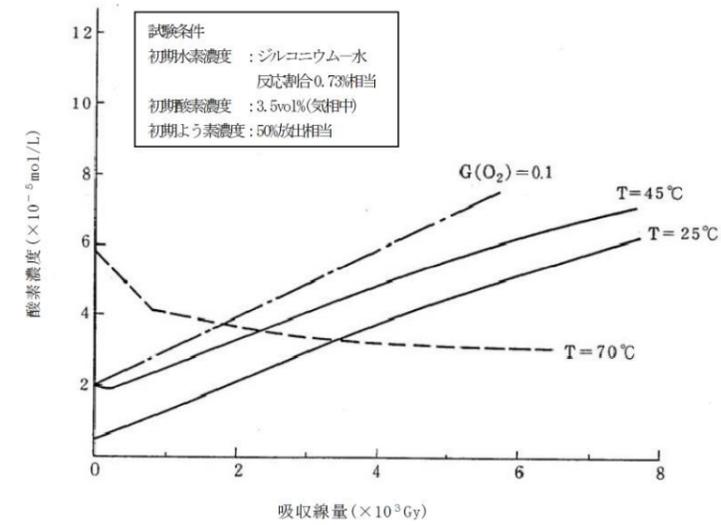
第 12 図 溶存酸素濃度及び不純物 (Fe, Cu, B) の有無と吸収線量の関係
(酸素濃度及び不純物 (Fe, Cu, B) の添加量を変化させた場合)

・記載箇所の相違
【東海第二】
 島根 2 号炉は、「添付資料 3.4.2 水の放射線分解の評価について」において記載している。

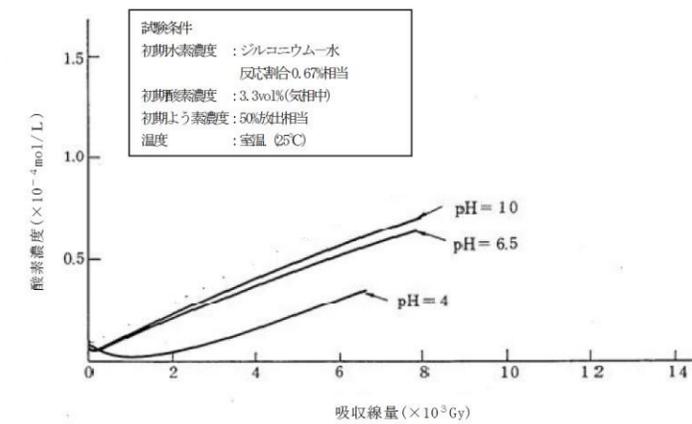
・記載箇所の相違
【東海第二】
 島根2号炉は、「添付資料 3.4.2 水の放射線分解の評価について」において記載している。



第13図 溶存酸素濃度と吸収線量の関係 (沸騰状態)



第14図 溶存酸素濃度と吸収線量の関係 (温度を変化させた場合)



第15図 溶存酸素濃度と吸収線量の関係 (pHを変化させた場合)

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
	<div data-bbox="961 260 1688 684" data-label="Figure"> </div> <p data-bbox="943 705 1706 737">第 16 図 溶存酸素濃度と吸収線量の関係 (エタノール添加なし)</p> <div data-bbox="961 800 1688 1224" data-label="Figure"> </div> <p data-bbox="943 1245 1706 1276">第 17 図 溶存酸素濃度と吸収線量の関係 (エタノール添加あり)</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. 電力共同研究「事故時放射線分解に関する研究」の妥当性に関する補足</p> <p>電共研では、研究を進める上での手法の妥当性を確認するため、実験結果に関する過去の知見^[4] ^[5]との比較を行っている。また、この電共研の結果から得られたG値は、可燃性ガス濃度制御系の性能確認に使用されている^[3]。以下、電共研の概要について示す。</p> <p>(1) 実験方法について</p> <p>電共研では、純水に対する照射を行い、照射量と水素及び過酸化水素濃度について確認している。また、オークリッジ国立研究所(ORNL)においても純水に対する照射の実験が行われており、照射量と水素濃度の関係が報告されている。^[4]これらの結果は、照射量に対する水素の生成割合が照射開始から徐々に低下する点で同等の傾向を示している。純水に対する照射試験について、電共研及びORNLにおける実験の概要を図3-1 及び図3-2 に、実験の結果を図3-3 及び図3-4に示す。</p> <p>電共研では、上記の純水に対する照射を行った試験装置を用い、よう素や水素濃度を上昇させた条件での実験を行っている。このことから、照射及びこれに伴って生じる水素及び酸素の濃度を測定する点で、電共研での実験方法は妥当なものと考ええる。</p> <p>(2) 添加物の影響とG 値の増減</p> <p>添加された場合、G 値に影響を及ぼすよう素と水素について、添加量とG 値の変化の傾向について確認するとともに、過去の知見^[5]と電共研の実験結果の傾向が同様であることを確認している。</p> <p>○よう素を添加した場合</p> <p>水中へのよう素の添加がG 値を上昇させる側に作用することについては、従来から知られていたものの^[5]、電共研では、実験系内によるよう素を添加した場合についての、添加量とG 値の関係をj確認している。傾向として、よう素の添加量が増加すると水素及び酸素共にG 値は上昇する傾向を示している。また、この増加の要因は、式①の再結合反応が、式②のよう素がOHラジカルを還元する反応によって阻害されることによ</p>	<p>2.3 基本実験の妥当性に関する補足</p> <p>基本実験では、研究を進める上での手法の妥当性を確認するため、実験結果に係る過去の知見^[5]^[6]との比較を行っている。また、この基本実験の結果から得られたG値は、可燃性ガス濃度制御系の性能確認に使用されている^[3]。以下、基本実験と過去の知見との比較の概要について示す。</p> <p>(1) 実験方法について</p> <p>基本実験では、純水に対する照射を行い、照射量と水素及び過酸化水素濃度について確認している。また、オークリッジ国立研究所(ORNL)においても純水に対する照射の実験が行われており、照射量と水素濃度の関係が報告されている^[5]。これらの結果は、照射量に対する水素の生成割合が照射開始から徐々に低下する点で同等の傾向を示している。純水に対する照射試験について、基本実験及びORNLにおける実験の概要を第18図及び第19図、実験の結果を第20図及び第21図に示す。</p> <p>基本実験では、上記の純水に対する照射を行った試験装置を用い、よう素や水素濃度を上昇させた条件での実験を行っている。このことから、照射及びこれに伴って生じる水素及び酸素の濃度を測定する点で、基本実験での実験方法は妥当なものと考ええる。</p> <p>(2) 添加物の影響とG 値の増減</p> <p>水中に添加された場合にG値に影響を及ぼすよう素と水素について、添加量とG値の変化の傾向について確認するとともに、過去の知見^[6]と基本実験の実験結果の傾向が同様であることを確認している。</p> <p>a. よう素を添加した場合</p> <p>水中へのよう素の添加がG値を上昇させる側に作用することについては、従来から知られていたものの^[5]、基本実験では実験系内によるよう素を添加した場合についての添加量とG値の関係をj確認している。傾向として、よう素の添加量が増加すると水素及び酸素共にG値は上昇する傾向を示している。また、この増加の要因は、式(1)の再結合反応が、式(2)のよう素がOHラジカルを還元する反応によ</p>	<p>3. 電力共同研究「事故時放射線分解に関する研究」の妥当性に関する補足</p> <p>電共研では、研究を進める上での手法の妥当性を確認するため、実験結果に関する過去の知見^[4]^[5]との比較を行っている。また、この電共研の結果から得られたG値は、可燃性ガス濃度制御系の性能確認に使用されている。^[3]以下、電共研の概要について示す。</p> <p>(1)実験方法について</p> <p>電共研では、純水に対する照射を行い、照射量と水素及び過酸化水素濃度について確認している。また、オークリッジ国立研究所(ORNL)においても純水に対する照射の実験が行われており、照射量と水素濃度の関係が報告されている^[4]。これらの結果は、照射量に対する水素の生成割合が照射開始から徐々に低下する点で同等の傾向を示している。純水に対する照射試験について、電共研及びORNLにおける実験の概要を図9 及び図10 に、実験の結果を図11 及び図12に示す。</p> <p>電共研では、上記の純水に対する照射を行った試験装置を用い、よう素や水素濃度を上昇させた条件での実験を行っている。このことから、照射及びこれに伴って生じる水素及び酸素の濃度を測定する点で、電共研での実験方法は妥当なものと考え</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>るものと考えられている。これは、式②の反応速度定数k_2と式①の反応速度定数k_1に大きな差があることから推定できる。</p> $\text{H}_2 + \text{OH} \rightarrow \text{H} + \text{H}_2\text{O} \quad k_1 = 3.5 \times 10^7 \text{ mol/l/s} \quad \text{式①}$ $\text{I}^- + \text{OH} \rightarrow \text{I} + \text{OH}^- \quad k_2 = 1.5 \times 10^{10} \text{ mol/l/s} \quad \text{式②}$ <p>○よう素及び水素を添加した場合</p> <p>電共研では、実験系内に水素を添加した場合についての、添加量とG値の関係を確認している。傾向として、水素の添加量が増加すると水素及び酸素共にG値は低下する傾向を示している。水素のG値の傾向については、米国原子力規制委員会(NRC)によって反応モデルの作成及び評価が実施されており、よう素が添加されていても水素の添加量が増加するとG値は低下すると報告されている。^[5] また、この低下の要因は、水素濃度の増加によって式①の再結合反応が促進されることで、水素及び酸素の発生割合が低下することによるものと考えられる。NRCにおける評価の結果を図3-5に、電共研における実験の結果を図3-6に示す。</p> <p>4. 参考文献</p> <p>[1] Regulatory Guide 1.7 (Rev. 2 Nov. 1978) Control of Combustible Gas Concentrations In Containment Following A Loss-of-Coolant Accident.</p> <p>[2] 電力共同研究「事故時放射線分解に関する研究」(昭和63年3月)</p> <p>[3] 「沸騰水型原子力発電所 可燃性ガス濃度制御系について」(株式会社東芝, TLR0002A 改訂3, 平成10年2月)</p>	<p>よって阻害されることによるものと考えられる。これは、式(2)の反応速度定数k_2と式(1)の反応速度定数k_1に大きな差があることから推定できる。</p> $\text{H}_2 + \text{OH} \rightarrow \text{H} + \text{H}_2\text{O} \quad k_1 = 3.5 \times 10^7 \text{ mol/L/s} \quad \text{(1)}$ $\text{I}^- + \text{OH} \rightarrow \text{I} + \text{OH}^- \quad k_2 = 1.5 \times 10^{10} \text{ mol/L/s} \quad \text{(2)}$ <p>b. よう素及び水素を添加した場合</p> <p>基本実験では、実験系内に水素を添加した場合についての添加量とG値の関係を確認している。傾向として、水素の添加量が増加すると水素及び酸素共にG値は低下する傾向を示している。水素のG値の傾向については、米国原子力規制委員会(NRC)によって反応モデルの作成及び評価が実施されており、よう素が添加されていても水素の添加量が増加するとG値は低下すると報告されている^[6]。また、この低下の要因は、水素濃度の増加によって式(1)の再結合反応が促進されることで、水素及び酸素の発生割合が低下することによるものと考えられる。NRCにおける評価の結果を第22図に、基本実験における実験の結果を第23図に示す。</p> <p>【比較のため、「4.」を記載】</p> <p>4. 参考文献</p> <p>[1] Regulatory Guide 1.7 (Rev. 2 Nov. 1978) Control of Combustible Gas Concentrations In Containment Following A Loss-of-Coolant Accident.</p> <p>[2] 「事故時放射線分解に関する研究」BWR電力共同研究 昭和63年3月</p> <p>[3] 「沸騰水型原子力発電所 可燃性ガス濃度制御系について」(株式会社東芝, TLR002A 改訂3, 平成10年2月)</p> <p>[4] 「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究」BWR電力共同研究 平成12年3月</p>	<p>られている。これは、式②の反応速度定数k_2と式①の反応速度定数k_1に大きな差があることから推定できる。</p> $\text{H}_2 + \text{OH} \rightarrow \text{H} + \text{H}_2\text{O} \quad k_1 = 3.5 \times 10^7 \text{ mol/l/s} \quad \text{式①}$ $\text{I}^- + \text{OH} \rightarrow \text{I} + \text{OH}^- \quad k_2 = 1.5 \times 10^{10} \text{ mol/l/s} \quad \text{式②}$ <p>○よう素及び水素を添加した場合</p> <p>電共研では、実験系内に水素を添加した場合についての、添加量とG値の関係を確認している。傾向として、水素の添加量が増加すると水素及び酸素共にG値は低下する傾向を示している。水素のG値の傾向については、米国原子力規制委員会(NRC)によって反応モデルの作成及び評価が実施されており、よう素が添加されていても水素の添加量が増加するとG値は低下すると報告されている^[5]。また、この低下の要因は、水素濃度の増加によって式①の再結合反応が促進されることで、水素及び酸素の発生割合が低下することによるものと考えられる。NRCにおける評価の結果を図13に、電共研における実験の結果を図14に示す。</p> <p>4. 参考文献</p> <p>[1] Regulatory Guide 1.7 (Rev. 2 Nov. 1978) Control of Combustible Gas Concentrations In Containment Following A Loss-of-Coolant Accident.</p> <p>[2] 電力共同研究「事故時放射線分解に関する研究」(昭和63年3月)</p> <p>[3] 「沸騰水型原子力発電所 可燃性ガス濃度制御系について」(株式会社東芝, TLR0002A 改訂3, 平成10年2月)</p>	<p>備考</p> <p>・記載箇所の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、補足説明資料「16.実効G値に係る電力共同研究の追</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>[4] Zittel, H. E., “Boiling water reactor accident radiolysis studies”, ORNL-TM-2412 Part VIII (1970).</p> <p>[5] Parczewski, K. I., et.al., “Generation of hydrogen and oxygen by radiolytic decomposition of water in some BWR’ s”, U. S. NRC Joint ANS/ASME Conference, Aug. (1984).</p>	<p>[5] Zittel, H. E., “Boiling water reactor accident radiolysis studies”, ORNL-TM-2412 Part VIII (1970).</p> <p>[6] Parczewski, K. I., et.al., “Generation of hydrogen and oxygen by radiolytic decomposition of water in some BWRs”, U. S. NRC Joint ANS/AMSE Conference, Aug. (1984).</p> <p>【ここまで】</p>	<p>[4] Zittel, H. E., “Boiling water reactor accident radiolysis studies”, ORNL-TM-2412PartV Ⅲ (1970).</p> <p>[5] Przewski, K. 1., et. al., “Generation of hydrogen and oxygen by radiolytic decomposition of water in some BWR’ s”, U. S. NRC Joint ANS/ASME Conference, Aug. (1984).</p>	<p>加実験について」において記載している。</p>

容積	カプセル液相	100 cm ³
	タンク気相	350 cm ³
	タンク液相	250 cm ³
	循環流量	15 cm ³ /min
	初期温度 (実験パラメータ)	15 °C, 95 °C

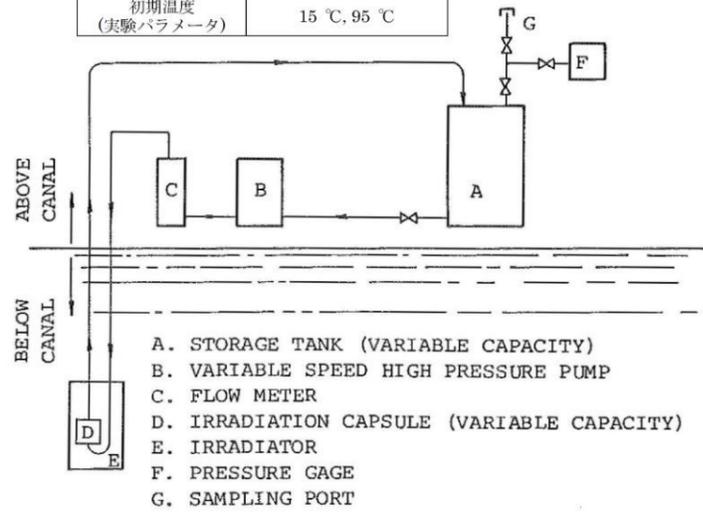
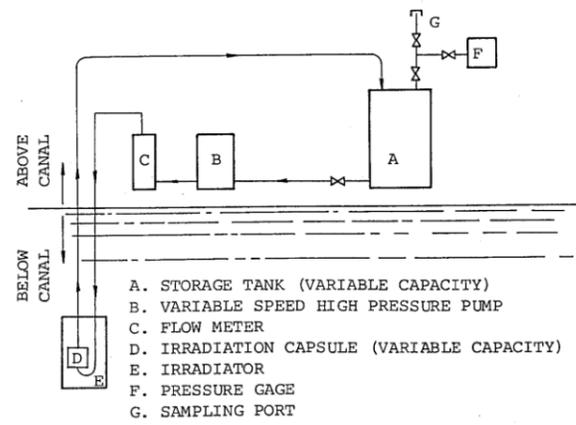


図3-1 ORNL による照射実験のループ

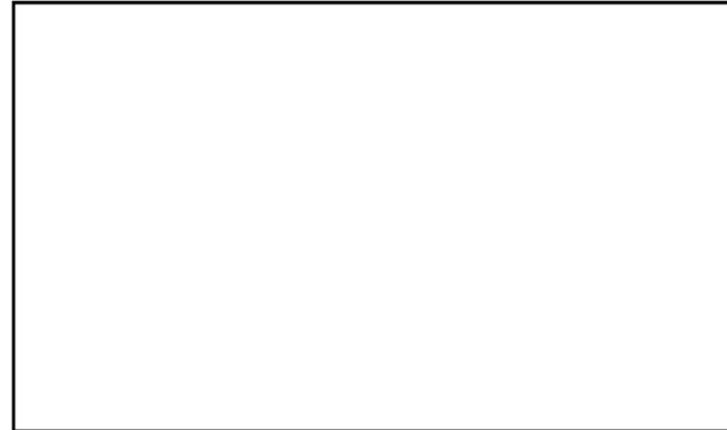


図3-2 電共研による純水照射の手順と実験で用いた容器の略図

容積	カプセル液相	100cm ³
	タンク気相	350cm ³
	タンク液相	250cm ³
	循環流量	14cm ³ /min
	初期温度 (実験パラメータ)	15°C, 95°C



第 18 図 ORNL による照射実験のループ



第 19 図 基本実験による純水照射の手順と実験で用いた容器の概略

容積	カプセル液相	100cm ³
	タンク気相	350cm ³
	タンク液相	250cm ³
	循環流量	15cm ³ /min
	初期温度 (実験パラメータ)	15°C, 95°C

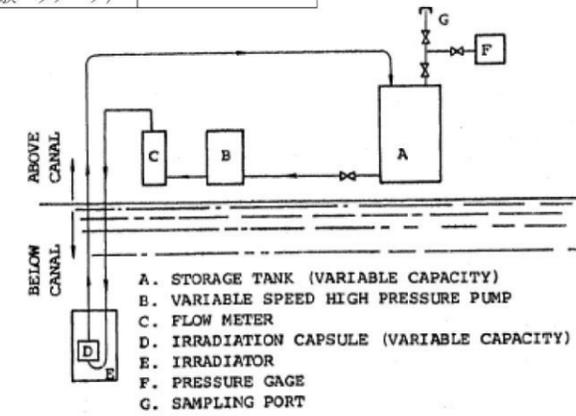


図 9 ORNL による照射実験のループ



図 10 電共研による純水照射の手順と実験で用いた容器の略図

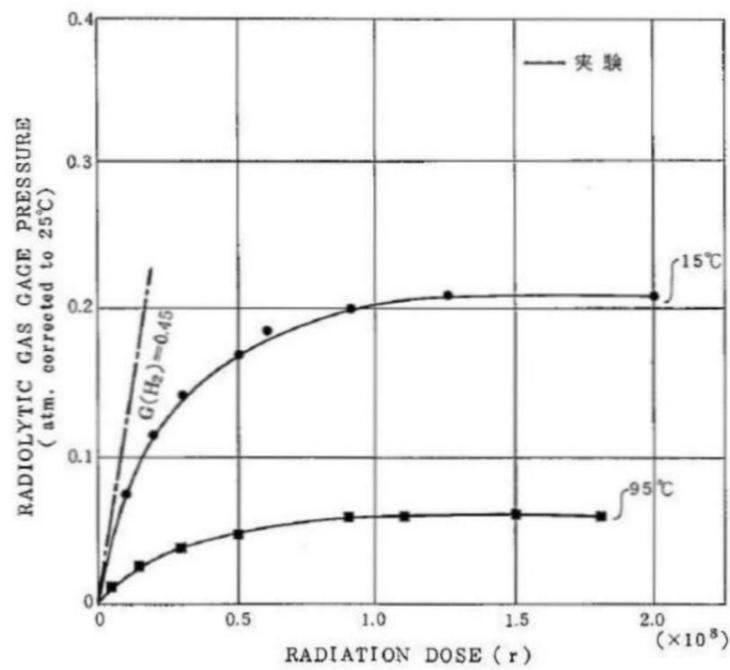


図3-3 ORNL による実験結果(純水に対する照射)

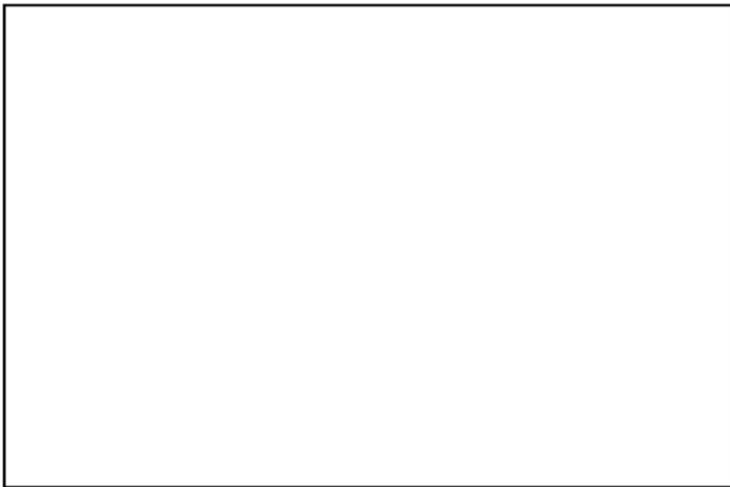
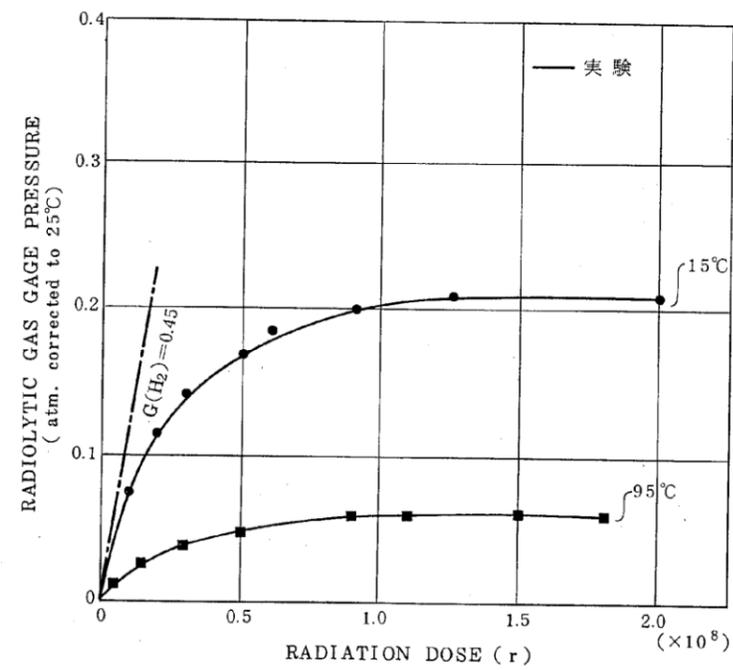


図3-4 電共研による実験結果(純水に対する照射)



第20図 ORNLによる実験結果 (純水に対する照射)



第21図 基本実験による実験結果 (純水に対する照射)

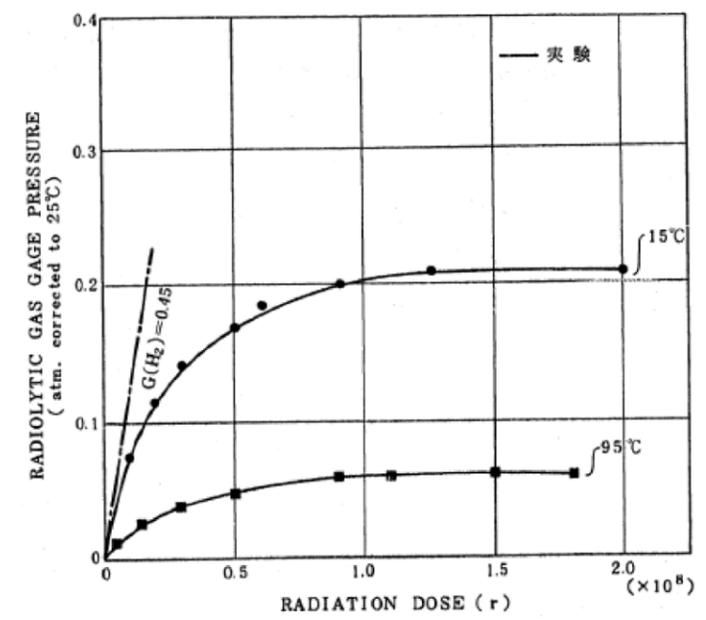


図11 ORNLによる実験結果(純水に対する照射)



図12 電共研による実験結果(純水に対する照射)

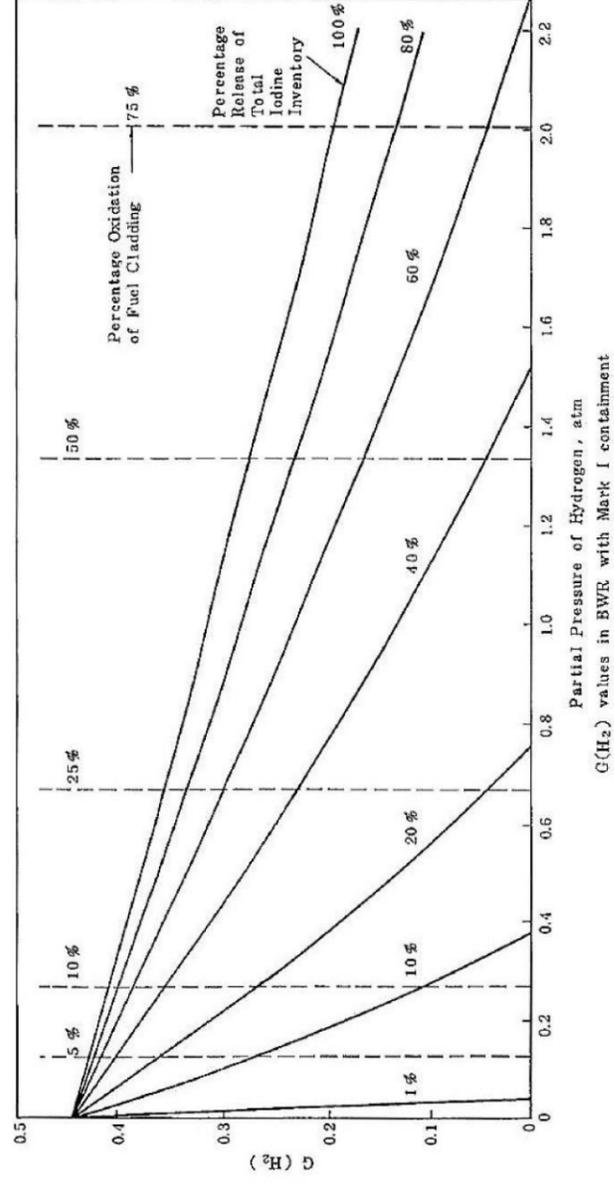
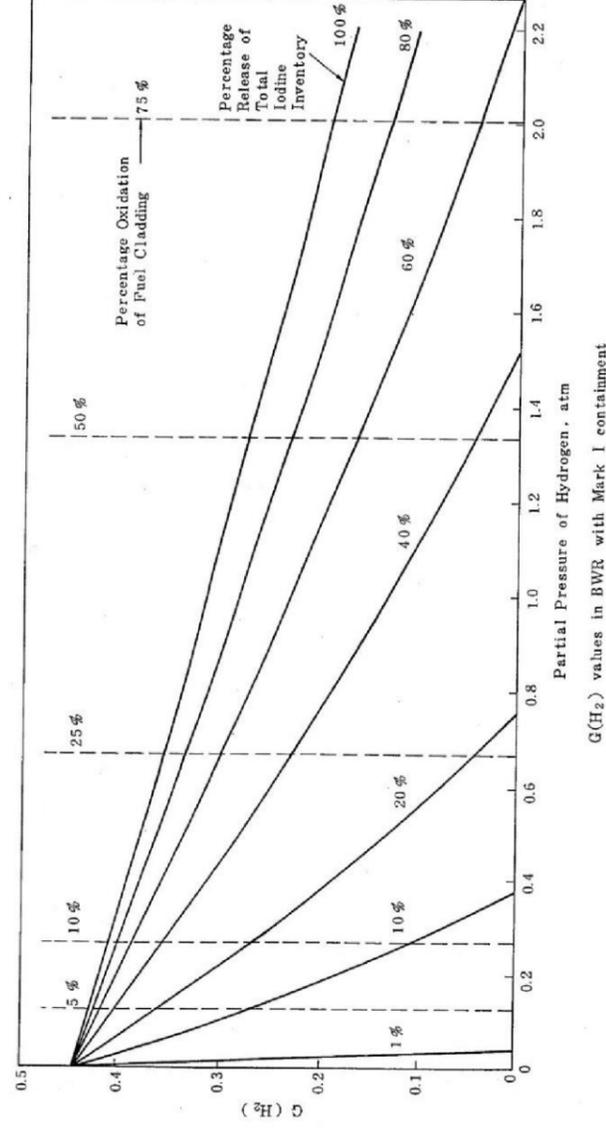


図3-5 NRC による評価結果(よう素及び水素の濃度と $G(H_2)$ の変化)



第22図 NRCによる評価結果
(よう素及び水素の濃度と $G(H_2)$ の変化)

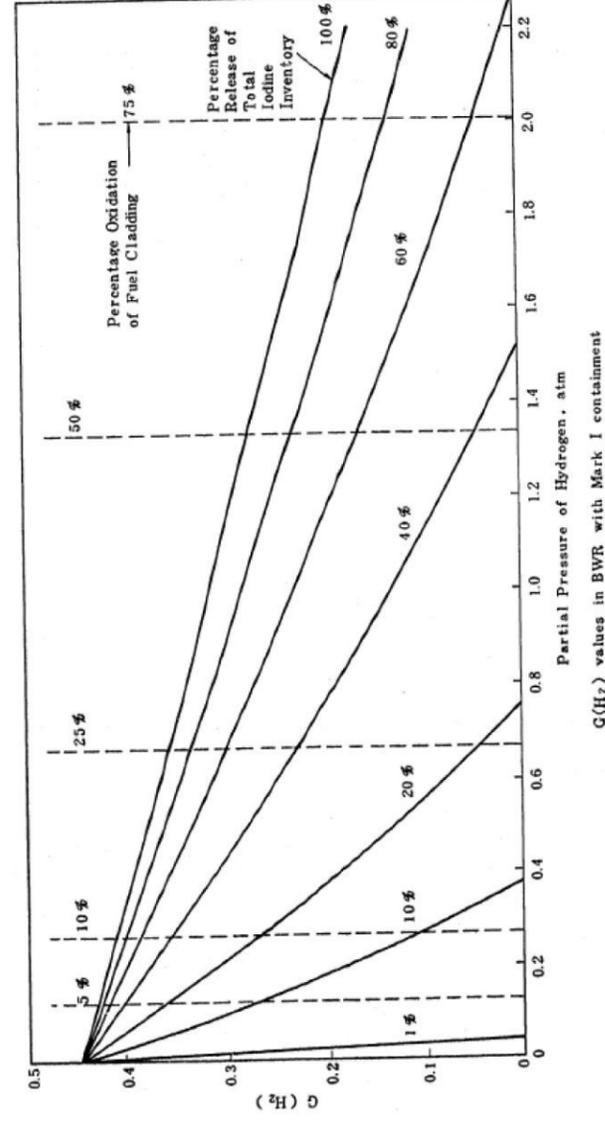


図13 NRCによる評価結果(よう素及び水素の濃度と $G(H_2)$ の変化)

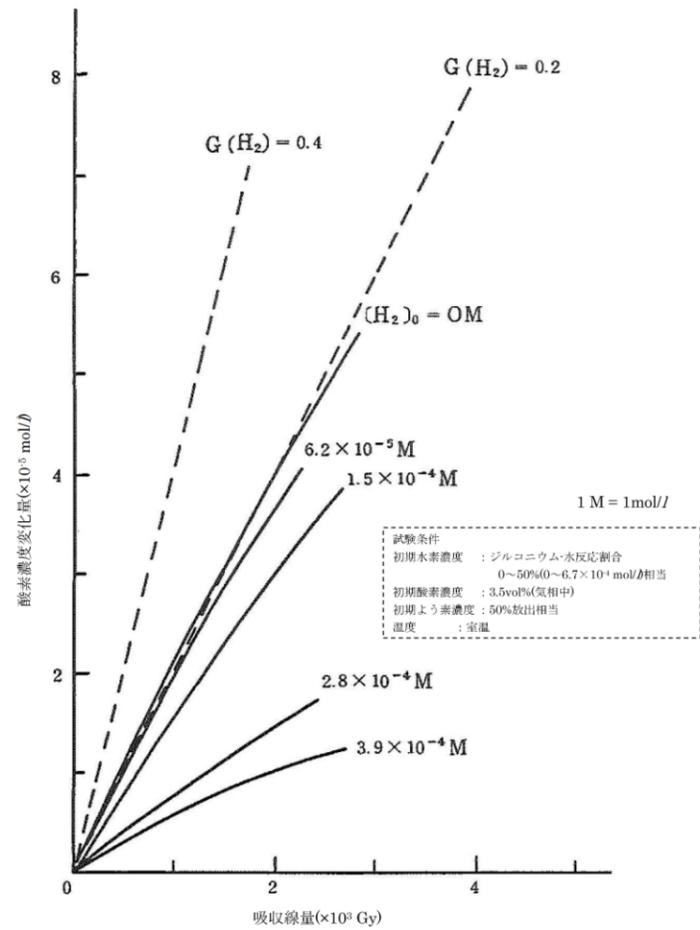
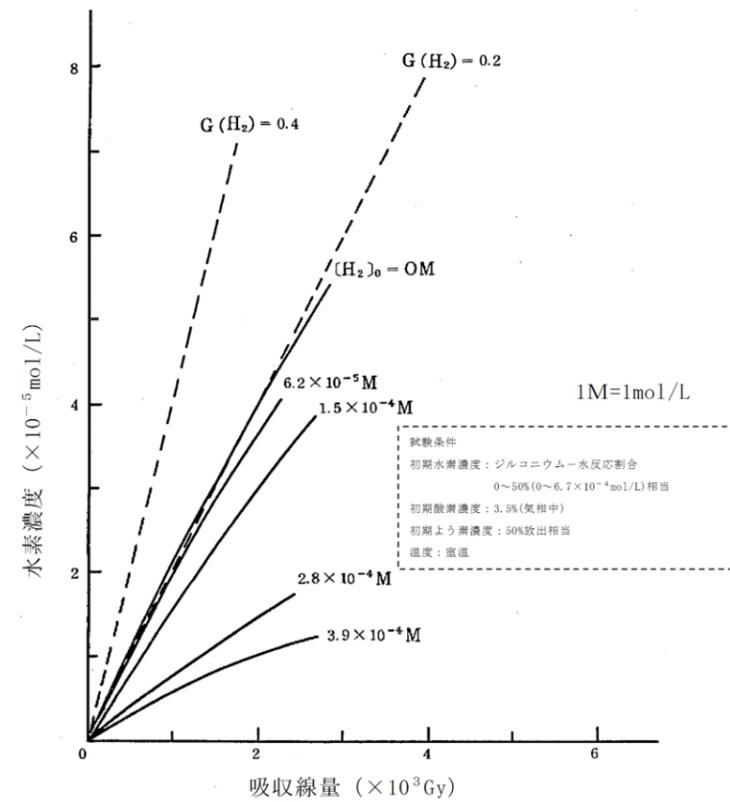


図3-6 電共研による実験結果
(溶存水素濃度と吸収線量の関係(溶存水素濃度を変化させた場合))



第23図 基本実験による実験結果
(溶存水素濃度と吸収線量の関係(溶存水素濃度を変化させた場合))

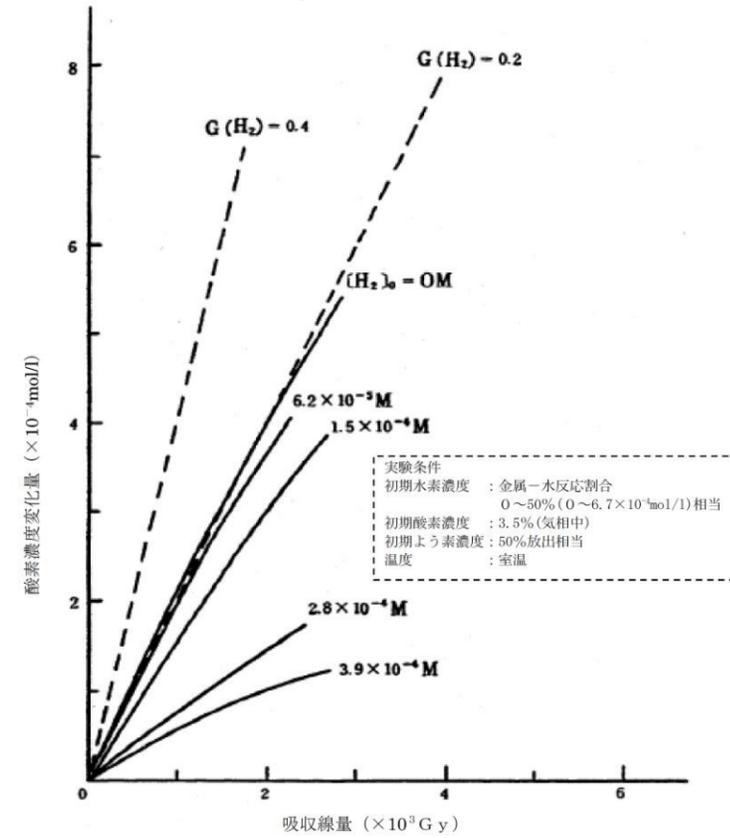


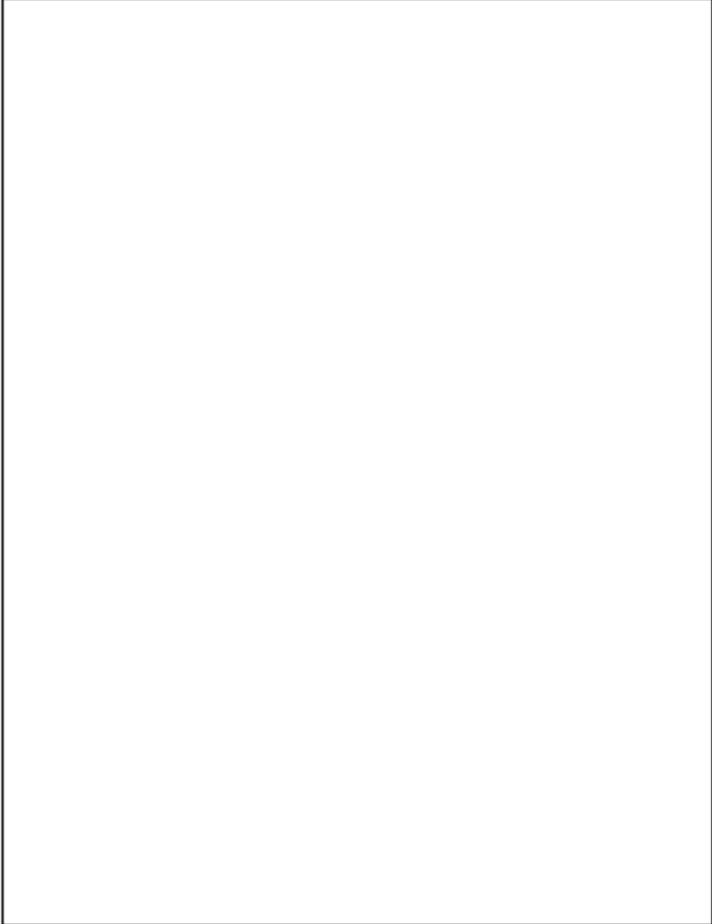
図14 電共研による実験結果
(溶存水素濃度と吸収線量の関係(溶存水素濃度を変化させた場合))

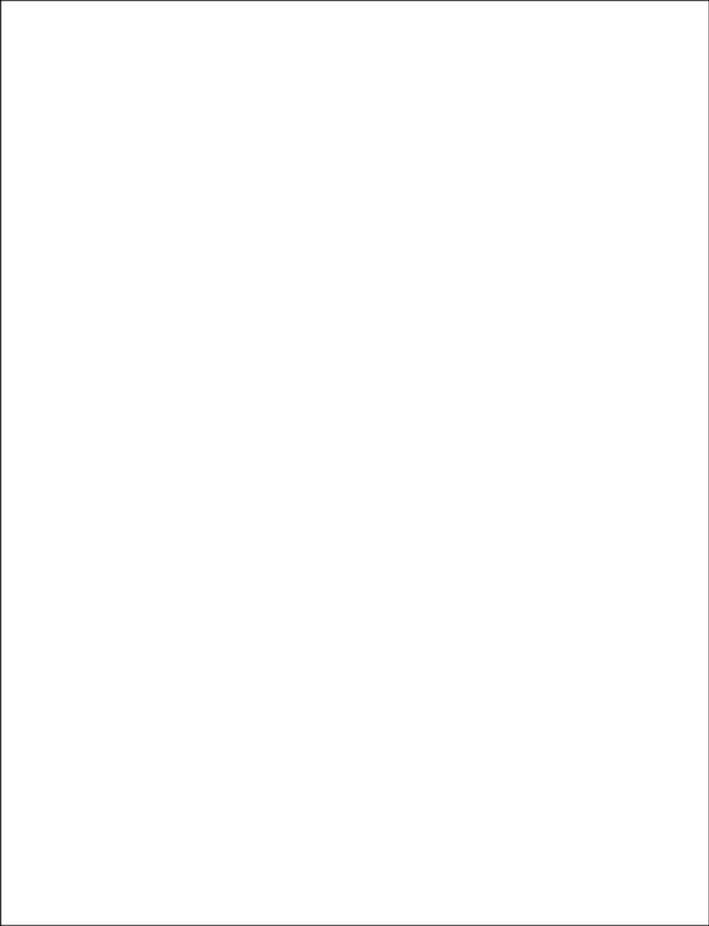
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(参 考) その他の文献における実効G 値に関する報告</p> <p>勝村による報告^[1]では、平成23 年3 月15 日に発生した福島第一原子力発電所4 号機の水素爆発の原因を探るため、沸騰水及び海水注入下での水素のG 値を実験で測定している。</p> <p>この実験では、沸騰した純水からはG 値0.24 相当の水素ガスの発生を検出し、沸騰した3.5%食塩水（海水相当）からはG 値0.54 *相当の水素ガス発生を検出したと報告されており、いずれも<u>柏崎刈羽原子力発電所6 号及び7 号炉の有効性評価「水素燃焼」</u>で使用している水素ガスのG 値0.06 と比べて大きな値となっている。</p> <p>本報告では酸素のG 値に関しては論じられていないが、仮に水素ガスのG 値と同様に酸素ガスも高いG 値で発生したとしても、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が共に可燃領域に至る恐れがある場合には、<u>格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント系（ウェットウェルベント）</u>によって原子炉格納容器内の気体を環境中に排出し、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を低減することができることから、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が共に可燃領域に至ることは無い。</p> <p>[1] 勝村庸介,「福島第一原子力発電所第四号機の水素爆発の謎 - 沸騰水のラジオリシスと水素濃縮 -」放射線化学 第92 号 (2011)</p> <p>※水の放射線分解によるG 値は、分解初期（初期G 値0.45）の後の再結合（水素とOH ラジカル）により初期G 値を理論的に超えないにも関わらず、G 値0.54 の水素発生が検出されているが、この原因については、水蒸気凝縮によって水素濃度が高めに測定されたためと考察している。</p>	<p>(参考) その他の文献における実効G 値に関する報告</p> <p>勝村による報告^[1]では、平成 23 年 3 月 15 日に発生した福島第一原子力発電所 4 号機の水素爆発の原因を探るため、沸騰水及び海水注入下での水素のG 値を実験で測定している。</p> <p>この実験では、沸騰した純水からはG 値 0.24 相当の<u>水素</u>の発生を検出し、沸騰した 3.5%食塩水（海水相当）からはG 値 0.54*相当の<u>水素</u>発生を検出したと報告されており、いずれも<u>東海第二発電所</u>の有効性評価「水素燃焼」で使用している<u>水素</u>のG 値 0.06 と比べて大きな値となっている。</p> <p>本報告では酸素のG 値に関しては論じられていないが、仮に<u>水素</u>のG 値と同様に<u>酸素</u>も高いG 値で発生したとしても、<u>格納容器</u>内の水素濃度及び酸素濃度が共に可燃領域に至るおそれがある場合には、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>によって<u>格納容器</u>内の気体を環境中に排出し、<u>格納容器</u>内の水素濃度及び酸素濃度を低減することができることから、<u>格納容器</u>内の水素濃度及び酸素濃度が共に可燃領域に至ることはない。</p> <p>※：水の放射線分解によるG 値は、分解初期（初期G 値 0.45）の後の再結合（水素とOHラジカル）により初期G 値を理論的に超えないにも関わらず、G 値 0.54 の水素発生が検出されているが、この原因については、水蒸気凝縮によって水素濃度が高めに測定されたためと考察している。</p> <p>[1] 勝村庸介, “福島第一原子力発電所第四号機の水素爆発の謎 - 沸騰水のラジオリシスと水素濃縮 -”, 放射線化学 第 92 号, (2011).</p>	<p>(参 考) その他の文献における実効G 値に関する報告</p> <p>勝村による報告^[1]では、平成 23 年 3 月 15 日に発生した福島第一原子力発電所 4 号機の水素爆発の原因を探るため、沸騰水及び海水注入下での水素のG 値を実験で測定している。</p> <p>この実験では、沸騰した純水からはG 値 0.24 相当の<u>水素ガス</u>の発生を検出し、沸騰した 3.5%食塩水（海水相当）からはG 値 0.54*相当の<u>水素ガス</u>発生を検出したと報告されており、いずれも<u>島根原子力発電所2号炉</u>の有効性評価「水素燃焼」で使用している<u>水素ガス</u>のG 値 0.06 と比べて大きな値となっている。</p> <p>本報告では酸素のG 値に関しては論じられていないが、仮に<u>水素ガス</u>のG 値と同様に<u>酸素ガス</u>も高いG 値で発生したとしても、<u>原子炉格納容器</u>内の水素濃度及び酸素濃度が共に可燃領域に至る恐れがある場合には、<u>格納容器フィルタベント系</u>によって<u>原子炉格納容器</u>内の気体を環境中に排出し、<u>原子炉格納容器</u>内の水素濃度及び酸素濃度を低減することができることから、<u>原子炉格納容器</u>内の水素濃度及び酸素濃度が共に可燃領域に至ることは無い。</p> <p>※水の放射線分解によるG 値は、分解初期（初期G 値 0.45）の後の再結合（水素とOHラジカル）により初期G 値を理論的に超えないにもかかわらず、G 値 0.54 の水素発生が検出されているが、この原因については、水蒸気凝縮によって水素濃度が高めに測定されたためと考察している。</p> <p>[1] 勝村庸介,「福島第一原子力発電所第四号機の水素爆発の謎 - 沸騰水のラジオリシスと水素濃縮 -」放射線化学 第 92 号 (2011)</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>4. <u>格納容器内における気体のミキシングについて</u></p> <p>BWR の格納容器内の気体のミキシング効果については、電力共同研究等^{[1][2]}によって確認している。その結果として、<u>格納容器内は格納容器スプレイや温度差による自然対流に伴う攪拌効果がある場合には十分なミキシング効果が短時間に得られることを確認している。また、PWR を模擬した体系においても同様にミキシング効果が得られることが確認されている。</u>^[3]</p> <p><u>今回の申請における「水素燃焼」のシナリオでは、間欠的なスプレイの実施及び格納容器内の温度差により、格納容器内は十分にミキシングされるものと考えられる。事象発生から約22.5 時間後の代替循環冷却の運転開始前に数十分間復水移送ポンプの運転を停止するが、この間についても格納容器内の温度差によってミキシングされるものと考えられる。</u></p> <p>格納容器スプレイを実施している場合の格納容器内の気体の流動については、<u>過去に格納容器内への触媒式FCS の設置を検討した際に、汎用CFD コード(STAR-CD)を用いてRCCV 型格納容器をモデル化し、各ノードの水素濃度を評価している。</u>^[1] 評価結果を図1 に示す。評価の結果、<u>格納容器内の気体は良くミキシングされることが確認されており、この結果からも、LOCA 後の長時間経過後に格納容器スプレイを継続している間は十分にミキシングされることが分かる。</u></p> <p>温度差がある場合のミキシング効果についての実験結果^[2]を図2 に示す。図2は5℃の温度差がある場合のミキシング効果を示しており、<u>He 等の軽い気体を含んでいても、実験開始から約20 分後には十分にミキシングされることを示して</u></p>	<p>添付資料 3. 4. 7</p> <p><u>格納容器内における気体のミキシングについて</u></p> <p>BWRの格納容器内の気体のミキシング効果については、電力共同研究「格納容器内ミキシング確認試験に関する研究」(S57年度) [1]によって、<u>格納容器スプレイや温度差による自然対流に伴う攪拌効果がある場合には十分なミキシング効果が短時間に得られることを確認している。</u></p> <p><u>格納容器破損モード「水素燃焼」における評価事故シナリオでは、事象発生後90分までは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の実施及び格納容器内の温度差により、格納容器内は十分にミキシングされるものと考えられる。また、事象発生後90分以降は、代替循環冷却系による格納容器除熱操作の実施により、格納容器内はミキシングされるものと考えられる。さらに、崩壊熱によって炉心で発生した蒸気が格納容器内へ放出されることによってもミキシングが促進される。</u></p> <p>格納容器スプレイを実施している場合の格納容器内の気体の流動については、上記研究にて実験的に確認されている。実験結果を第1図に示す。10vol%の空気希釈ヘリウムガスの供給を停止すると、格納容器スプレイにより短時間で十分なミキシング効果が得られることが示されている。</p> <p><u>格納容器内雰囲気と壁面に温度差がある場合のミキシング効果についての実験結果を第2図に示す。第2図は格納容器内雰囲気と壁面に5℃の温度差がある場合のミキシング効果を示しており10vol%の空気希釈ヘリウムガスを供給して</u></p>	<p>3. <u>原子炉格納容器内における気体のミキシングについて</u></p> <p>BWRの原子炉格納容器内における気体のミキシング効果については、電力共同研究「格納容器内ミキシング確認試験に関する研究」(S57年度) ^[1]によって確認している。その結果として、<u>原子炉格納容器内は格納容器スプレイや温度差による自然対流に伴う攪拌効果がある場合には十分なミキシング効果が短時間に得られることを確認している。また、PWRを模擬した体系においても同様にミキシング効果が得られることが確認されている。</u>^[2]</p> <p><u>格納容器破損モード「水素燃焼」における評価事故シナリオでは、事象発生から約10 時間後の残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱の実施及び原子炉格納容器内の温度差により、原子炉格納容器内は十分にミキシングされるものと考えられる。</u></p> <p>格納容器スプレイを実施している場合の原子炉格納容器内の気体の流動については、<u>電力共同研究にて実験的に確認されている。実験結果を図1に示す。10vol%の空気希釈ヘリウムガスの供給を停止すると、格納容器スプレイにより短時間で十分なミキシング効果が得られていることが示されている。</u></p> <p><u>原子炉格納容器内雰囲気と壁面に温度差がある場合のミキシング効果についての実験結果^[1]を図2に示す。図2は原子炉格納容器内雰囲気と壁面に5℃の温度差がある場合のミキシング効果を示しており、10vol%の空気希釈ヘリウムガスを供給して</u></p>	<p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、残留熱代替除去系の運転開始前に格納容器スプレイの実施基準に到達しない。</p> <p>・設備設計、運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 原子炉格納容器除熱開始までの準備時間等の相違。</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 引用している文献が異なる。</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>いる。BWR の格納容器内では、原子炉圧力容器が熱源として考えられるため、少なくとも5℃以上の温度差は生じているものと考えられる。このため、BWR の格納容器内において、気体が成層化する等の位置的な濃度の偏りが生じる可能性は低いと考える。</p>	<p>るが、実験開始から約20分後までには十分にミキシングされることを示している。BWRの格納容器内では、原子炉圧力容器が熱源として考えられるため、格納容器内雰囲気と壁面において少なくとも5℃以上の温度差は生じているものと考えられる。このため、BWRの格納容器内において、気体が成層化する等の位置的な濃度の著しい偏りが生じる可能性は低いと考えられる。さらに、本試験は、より成層化の可能性が高い軽密度気体であるヘリウムにて攪拌効果を確認しているため、格納容器内での水素燃焼を防止するためのベント実施判断基準として設定している酸素については、濃度の著しい偏りが生じる可能性は更に低いと考えられる。</p> <p>また、シビアアクシデント条件下における格納容器内の気体のミキシング効果については、比較的単純な形状から大規模で複雑な形状の試験装置に至る国内外の試験において検討されている。代表的なものとして、旧（財）原子力発電技術機構による試験で得られた知見[2]を以下にまとめる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・軽密度気体（試験では水素をヘリウムで模擬）の放出による自然循環のみでも、ミキシングは比較的良好であった。 ・水蒸気発生を考慮したケースでは、ミキシングは促進された。 ・上部区画へ軽密度気体を放出して濃度の偏りを生じさせたケースでも、格納容器スプレイを作動させることによりミキシングは達成された。 <p>本試験はPWRプラントを模擬したものであるが、複雑な区画を含む形状においても十分なミキシングが得られたことが確認されており、BWRプラントでも同様の効果が期待できると考えられる。</p> <p>したがって、これらの知見を踏まえると、格納容器破損モード「水素燃焼」における評価事故シーケンスにおいては、格納容器スプレイの実施、格納容器内の温度差等によりミキシング効果が得られると考えられる。</p> <p><u>なお、格納容器スプレイ停止後は速やかに格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを実施するため、格納容器内の可燃性ガスは排出される。</u></p>	<p>いるが、実験開始から約 20 分後には十分にミキシングされることを示している。BWRの原子炉格納容器内では、原子炉圧力容器が熱源として考えられるため、原子炉格納容器内雰囲気と壁面において少なくとも5℃以上の温度差は生じているものと考えられる。このため、BWRの原子炉格納容器内において、気体が成層化する等の位置的な濃度の偏りが生じる可能性は低いと考える。さらに、本試験は、より成層化の可能性が高い軽密度気体であるヘリウムにて攪拌効果を確認しているため、原子炉格納容器内での水素燃焼を防止するためのベント実施判断基準として設定している酸素については、濃度の著しい偏りが生じる可能性は更に低いと考えられる。</p> <p>また、シビアアクシデント条件下における原子炉格納容器内の気体のミキシング効果については、比較的単純な形状から大規模で複雑な形状の試験装置に至る国内外の試験において検討されている。代表的なものとして、旧（財）原子力発電技術機構による試験で得られた知見[2]を以下にまとめる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・軽密度気体（試験では水素をヘリウムで模擬）の放出による自然循環のみでも、ミキシングは比較的良好であった。 ・水蒸気発生を考慮したケースでは、ミキシングは促進された。 ・上部区画へ軽密度気体を放出して濃度の偏りを生じさせたケースでも、格納容器スプレイを作動させることによりミキシングは達成された。 <p>本試験はPWRプラントを模擬したものであるが、複雑な区画を含む形状においても十分なミキシングが得られたことが確認されており、BWRプラントでも同様の効果が期待できると考えられる。</p> <p>したがって、これらの知見を踏まえると、格納容器破損モード「水素燃焼」における評価事故シーケンスにおいては、格納容器スプレイの実施、原子炉格納容器内の温度差等によりミキシング効果が得られると考えられる。</p>	<p>備考</p> <p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>水素燃焼における評価事故シーケンスは、残留熱代替除去系を用いる場合であることから、記載していない。</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>[1] <u>社内研究「触媒式FCS 導入に向けた格納容器内熱流動特性の評価(フェーズ2)」(平成19 年3 月)</u></p> <p>[2] <u>電力共同研究「格納容器内ミキシング確認試験に関する研究」(昭和58 年3 月)</u></p> <p>[3] <u>重要構造物安全評価(原子炉格納容器信頼性実証事業)に関する総括報告書(平成15 年3 月)</u></p>	<p>[1] 共同研究報告書, 格納容器内ミキシング確認試験に関する研究 (S57 年度)</p> <p>[2] 重要構造物安全評価 (原子炉格納容器信頼性実証事業) に関する総括報告書, 財団法人 原子力発電技術機構 (平成15 年3 月)</p>	<p>[1] <u>共同研究報告書, 格納容器内ミキシング確認試験に関する研究 (S57 年度)</u></p> <p>[2] <u>重要構造物安全評価 (原子炉格納容器信頼性実証事業) に関する総括報告書, 財団法人 原子力発電技術機構 (平成15 年3 月)</u></p>	<p>・記載方針の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>引用している文献が異なる。</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 data-bbox="154 1285 920 1365">図1 事故 (LOCA) 発生後1000時間 (準定常状態) における格納容器内水素濃度分布</p>	 <p data-bbox="1032 1285 1626 1323">第1図 格納容器スプレイ実施時のガス濃度変化</p>	 <p data-bbox="1840 1285 2398 1323">図1 格納容器スプレイ実施時のガス濃度変化</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 data-bbox="320 1243 753 1272">図2 温度差によるミキシングの影響</p>	 <p data-bbox="973 1243 1665 1272">第2図 温度差によるミキシング効果 (ガス濃度変化結果)</p>	 <p data-bbox="1783 1243 2445 1272">図2 温度差によるミキシング効果 (ガス濃度変化結果)</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>5. 深層防護の考え方について</p> <p>1. 基本的な考え方 深層防護の3層と4層との境界は、著しい炉心損傷の防止という原子炉安全上の重要な目的に照らして、著しい炉心損傷があるか否かで区分する。すなわち、3層＝著しい炉心損傷防止、4層＝著しい炉心損傷後の格納容器損傷防止、とすることが適切である。 ここで、著しい炉心損傷の有無の境界となる3層と4層の間は、防護策間の独立性が特に重要となるが、実運用上は、3層と4層で同じ設備を用いる場合もあることから、従属要因及び共通要因が排除できること、それぞれのレイヤーで多様な設備を有し高い信頼性を確保していることに加え、（後述の）事象評価上の仮定であり3層と4層間の独立性の要求とは異なる考慮であることを明確にする。</p> <p>2. 実態を踏まえた運用 1. で述べたような深層防護のレイヤー設定を踏まえ重大事故等対処設備を設置・運用しているが、原子炉圧力容器内に燃料がある以上は、炉心損傷の前後によらず原子炉圧力容器内に注水する必要があり、「著しい炉心損傷」の前後という深層防護の考え方における境界と、注水先としての原子炉圧力容器・格納容器の境界は必ずしも一致しない。 BWR では、制御棒のみで未臨界を確保でき、原子炉注水も格納容器スプレイも低圧条件ならほぼ同じ設備構成で可能となる。したがって、格納容器内へのスプレイ（又は注水）について、専用のポンプ、弁、配管、水源、電源などを設けることを考えたとしても、少しの設備追加で原子炉圧力容器への注水も可能となるため、炉心損傷の防止（3層での事象の収束）を一層確実にする観点からも、格納容器へのスプレイ（または注水）に特化した設備にするよりも原子炉圧力容器内にも注水できる設備とする方が原子炉安全上有益である。 また、BWR は事象進展（水位低下）が極めて早い大破断LOCA で</p>	<p>【比較のため、「添付資料 1. 1. 1」を記載】</p> <p>添付資料 1. 1. 1 重大事故等対策における深層防護の考え方について</p> <p>東海第二発電所における重大事故等対策における深層防護の考え方について以下に述べる。</p> <p>1. BWRの特徴を踏まえた深層防護の考え方及び重大事故等対策の基本方針 BWRの事故時の運転操作は、炉心損傷防止及び炉心損傷後の格納容器破損防止のいずれの対応においても、原子炉への注水を最優先とし、炉心損傷の防止又は炉心損傷の進展防止を図りつつ、同時に格納容器の健全性を確保することが重要となる。炉心損傷の防止及び炉心損傷の進展防止には原子炉注水、格納容器の健全性確保のためには格納容器注水が有効な対策となる。また、BWRでは、原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する最大口径配管の破断（大破断LOCA）時にも、比較的小流量の代替注水系により原子炉注水及び格納容器注水に必要な流量を確保することが可能である。 深層防護の観点では、IAEAのように設計基準事故（DBA）をレベル3、設計拡張状態（DEC）をレベル4とする考え方や、WENRAのように単一故障を起因とする事故をレベル3. a、多重故障を起因とする著しい炉心損傷の防止をレベル3. b、著しい炉心損傷後の格納容器破損防止を第4層とする考え方があるが、BWRでは「著しい炉心損傷」の発生の有無に依らず原子炉注水及び格納容器注水が必要となることから、東海第二発電所ではIAEAの深層防護の考え方を参照し、設計基準を超えるレベル4の領域では、原子炉注水及び格納容器注水を同時に実施可能な重大事故等対策を複数整備し信頼性を確保することを重大事故等対策における基本方針としている。 原子炉注水機能及び格納容器注水機能を一つの系統で兼用する場合、それぞれの機能に対して独立した系統を使用する場合と比較して、系統の起動時間の短縮が図れるとともに、数個の弁操作のみで同時に運用することが可能となり運用面でも利点があると考えている。 上記の基本方針に従い、東海第二発電所では原子炉注水及び格納容器注水を同時に実施可能な重大事故等対処設備として、常設低圧代替注水系ポンプ、代替循環冷却系ポンプ、可搬型代替注水</p>	<p>4. 深層防護の考え方について</p> <p>1. 基本的な考え方 深層防護の3層と4層との境界は、著しい炉心損傷の防止という原子炉安全上の重要な目的に照らして、著しい炉心損傷があるか否かで区分する。すなわち、3層＝著しい炉心損傷防止、4層＝著しい炉心損傷後の格納容器損傷防止、とすることが適切である。 ここで、著しい炉心損傷の有無の境界となる3層と4層の間は、防護策間の独立性が特に重要となるが、実運用上は、3層と4層で同じ設備を用いる場合もあることから、従属要因及び共通要因が排除できること、それぞれのレイヤーで多様な設備を有し高い信頼性を確保していることに加え、（後述の）事象評価上の仮定であり3層と4層間の独立性の要求とは異なる考慮であることを明確にする。</p> <p>2. 実態を踏まえた運用 1. で述べたような深層防護のレイヤー設定を踏まえ重大事故等対処設備を設置・運用しているが、原子炉圧力容器内に燃料がある以上は、炉心損傷の前後によらず原子炉圧力容器内に注水する必要があり、「著しい炉心損傷」の前後という深層防護の考え方における境界と、注水先としての原子炉圧力容器・原子炉格納容器の境界は必ずしも一致しない。 BWRでは、制御棒のみで未臨界を確保でき、原子炉注水も格納容器スプレイも低圧条件ならほぼ同じ設備構成で可能となる。したがって、原子炉格納容器内へのスプレイ（又は注水）について、専用のポンプ、弁、配管、水源、電源などを設けることを考えたとしても、少しの設備追加で原子炉圧力容器への注水も可能となるため、炉心損傷の防止（3層での事象の収束）を一層確実にする観点からも、原子炉格納容器へのスプレイ（または注水）に特化した設備にするよりも原子炉圧力容器内にも注水できる設備とする方が原子炉安全上有益である。 また、BWRは事象進展（水位低下）が極めて早い大破断LO</p>	<p>・東海第二については内容が似通っていることから参考のため添付資料を記載しているが、記載ぶりが柏崎 6/7 と記載内容が大きく異なるため、比較の対象としない。</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>あっても、炉心のリロケーションが発生するまでには無注水が継続しても1時間半程度あり、3層での事象の収束が不可能な場合（炉心損傷する場合）でも、原子炉圧力容器内での損傷炉心冷却とするために原子炉圧力容器内への注水を何よりも優先すべきである。よって、深層防護の考え方としては3層と4層を明確に区別しているものの、実際の設備としては、3層用、4層用といった明確な区別をしない方が原子炉安全上有益であり、例えば注水手段は、原子炉圧力容器と格納容器のどちらにも注水できる設備として設置・運用していくことになる。</p> <p>一方、重大事故のうち、格納容器破損モードに対する対策の有効性を評価する上では、著しい炉心損傷に伴うプラント状態や熔融炉心の格納容器内への落下に伴う格納容器内の物理現象を生じさせるために、あえて原子炉圧力容器内への注水をしないといった評価上の仮定を置いたものであり、個々のレイヤー内に十分な信頼性をもたせようとする3層と4層間の独立性の考え方とは別個の要請に基づく処理である。</p> <p>したがって、あるレイヤーで特定の現象を生じさせることを目的とした機能停止を、次のレイヤーにおける機能喪失と扱う必然性はなく、当該機能の信頼性を踏まえて個別に設定すべきである。</p>	<p>中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプを整備している。この他に高圧での原子炉注水が可能な常設高圧代替注水系ポンプを整備している。なお、常設低圧代替注水系ポンプ、可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプについては、原子炉圧力容器破損後に用いるペDESTAL（ドライウエル部）注水機能も備えている。</p> <p>2. 原子炉圧力容器破損後の物理化学現象による格納容器破損防止対策</p> <p>東海第二発電所では、前述の方針に基づき整備した重大事故等対策により、炉心損傷の防止又は原子炉圧力容器の破損防止が可能であることを有効性評価において確認している。また、解析コード、解析条件及び操作開始時間の不確かさに起因した操作遅れ等を考慮した場合にも、同様に炉心損傷の防止又は原子炉圧力容器の破損防止が可能であることを確認している。</p> <p>一方、原子力規制委員会指定の格納容器破損モードのうち、高圧熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱（以下「DCH」という。）、原子炉圧力容器外熔融燃料-冷却材相互作用（以下「FCI」という。）及び熔融炉心・コンクリート相互作用（以下「MCCI」という。）については、原子炉圧力容器破損後に発生する物理化学現象である。</p> <p>前述のとおり、東海第二発電所では重大事故等対策が有効に機能する場合、炉心損傷の防止又は原子炉圧力容器の破損防止が可能であるため、DCH、FCI及びMCCIは発生せず、これらの物理化学現象による格納容器破損防止は達成される。しかしながら、核分裂生成物の環境放出を抑制する障壁としての機能を持つ格納容器の重要性を考慮し、格納容器に対して直接的な脅威となる物理化学現象であるDCH、FCI及びMCCIが仮に発生した場合でも、格納容器破損の防止が達成可能な手段を有しており、かつ、マネジメントを有効に実施可能であることを有効性評価において確認している。これらの物理化学現象に対する有効性評価においては、原子炉圧力容器の破損を発生させるために、原子炉圧力容器破損まで原子炉注水を実施しないとといった評価上の仮定をあえて置いているが、この仮定は深層防護における層間の独立性の考え方とは別個の要請に基づく処理である。</p> <p>【ここまで】</p>	<p>CAであっても、炉心のリロケーションが発生するまでには無注水が継続しても1.5時間程度あり、3層での事象の収束が不可能な場合（炉心損傷する場合）でも、原子炉圧力容器内での損傷炉心冷却とするために原子炉圧力容器内への注水を何よりも優先すべきである。よって、深層防護の考え方としては3層と4層を明確に区別しているものの、実際の設備としては、3層用、4層用といった明確な区別をしない方が原子炉安全上有益であり、例えば注水手段は、原子炉圧力容器と原子炉格納容器のどちらにも注水できる設備として設置・運用していくことになる。</p> <p>一方、重大事故のうち、格納容器破損モードに対する対策の有効性を評価する上では、著しい炉心損傷に伴うプラント状態や熔融炉心の格納容器内への落下に伴う原子炉格納容器内の物理現象を生じさせるために、あえて原子炉圧力容器内への注水をしないといった評価上の仮定を置いたものであり、個々のレイヤー内に十分な信頼性をもたせようとする3層と4層間の独立性の考え方とは別個の要請に基づく処理である。</p> <p>したがって、あるレイヤーで特定の現象を生じさせることを目的とした機能停止を、次のレイヤーにおける機能喪失と扱う必然性はなく、当該機能の信頼性を踏まえて個別に設定すべきである。</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>3. <u>復水補給水系 (MUWC) について</u></p> <p>MUWCは、深層防護の3層(著しい炉心損傷の防止)における原子炉圧力容器内への注水として、4層(格納容器の破損防止策)における代替格納容器スプレイ、代替循環冷却、損傷炉心の冷却のためのペDESTAL注水手段として、個々の評価にあたりクレジットをとっている。</p> <p>MUWC自体は3台のポンプをもっていることに加え、3層の原子炉圧力容器注水機能を構成するものとしては、MUWCの他にも<u>高圧代替注水系 (HPAC) や可搬型代替注水ポンプ</u>を有している。同じく4層の格納容器の破損防止機能としては、<u>循環冷却、格納容器ベント、可搬型代替注水ポンプ</u>を有している。</p> <p>以上を踏まえると、3層、4層それぞれのレイヤーで高い信頼性を有していることから、現象を生じさせるための評価上の仮定として3層でMUWCによる原子炉圧力容器注水を期待しない場合でも、4層の<u>代替格納容器スプレイ、ペDESTAL注水</u>としてクレジットをとることは適切である。(表及び図参照)</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>【比較のため、「添付資料3.1.2.3」を記載】</p> <p>1. 常設低圧代替注水系ポンプの機能</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプは以下の5つの機能に期待している。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉水位を維持し炉心損傷の防止及び炉心損傷の進展を防止するための低圧代替注水機能 ・ 格納容器の過圧・過温破損防止のための代替格納容器スプレイ機能 ・ 格納容器内での溶融炉心の冷却のためのペDESTAL(ドライウェル部)注水機能 ・ 格納容器のトップヘッドフランジ部からの漏えいを抑制するための格納容器頂部注水機能 ・ 使用済燃料プール水位を維持し燃料損傷を防止するための代替使用済燃料プール注水機能 <p>2. 常設低圧代替注水系ポンプの機能確保について</p> <p>(1) 単一の機能に期待する場合</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプは、各注水先の最大流量を包絡する注水量を確保できる設計としている。</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプにより注水する際の系統構成は、中央制御室からの遠隔操作により行い、現場操作は不要である。また、各注水先へ注水する際の操作の相違点は、開操作する弁の違いのみであり、各弁の操作も中央制御室からの遠隔操作が可能であることから、困難な操作はない。</p> <p>このように、常設低圧代替注水系ポンプの単一の機能の確保については問題ないと考えられる。</p> <p>(2) 複数の機能に期待する場合</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプは、複数個所への同時注水を想定したものとなっており、想定する同時注水の組合せで必要流量が確保できる設計としている。また、想定する同時注水の組合せで、重大事故等による影響の緩和が可能であることを有効性評価にて示している。</p> <p>① 原子炉注水と格納容器スプレイ</p> <p>大破断LOCAが発生し、非常用炉心冷却系からの注水に失敗した場合、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水と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同時に実施する。この場合の最大流量の組合せは、</p>	<p>3. <u>低圧原子炉代替注水系(常設)について</u></p> <p><u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>は、深層防護の3層(著しい炉心損傷の防止)における原子炉圧力容器内への注水として、4層(格納容器の破損防止策)における<u>格納容器代替スプレイ</u>、損傷炉心の冷却のための<u>ペDESTAL代替注水手段</u>としての機能を有している。</p> <p><u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>の他にも、3層の原子炉圧力容器注水機能を構成するものとしては、<u>高圧原子炉代替注水系 (HPAC) や低圧原子炉代替注水系(可搬型)</u>を有している。同じく4層の原子炉格納容器の破損防止機能としては、<u>残留熱代替除去系、格納容器フィルタベント系、ペDESTAL代替注水系(可搬型)</u>を有している。</p> <p>以上を踏まえると、3層、4層それぞれのレイヤーで高い信頼性を有していることから、現象を生じさせるための評価上の仮定として3層で<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>による原子炉圧力容器への注水を期待しない場合でも、4層の<u>格納容器代替スプレイ、ペDESTAL注水</u>として機能を期待することは適切である。(表1及び図1参照)</p>	<p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉の代替循環冷却機能は残留熱代替除去系にある。</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>原子炉注水 230m³/h, 格納容器スプレイ 130m³/h であるが, この条件で炉心の冷却並びに格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制できることを有効性評価で確認するとともに, この流量が確保できる設計としている。なお, 上記以外の同時注水については, 原子炉へは崩壊熱相当での注水となるため, 上記注水流量を超えることはない。</p> <p>② 原子炉注水とペDESTAL (ドライウエル部) 注水 大破断 L O C A が発生し非常用炉心冷却系からの注水に失敗し, 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) による格納容器冷却に成功した場合, 原子炉水位 L 0 到達後に格納容器冷却を停止し, 原子炉注水とペDESTAL (ドライウエル部) の水張りを実施する。この場合の最大流量の組合せは, 原子炉注水として崩壊熱相当の流量, ペDESTAL (ドライウエル部) の水張りとして 80m³/h であるが, この条件で炉心の冷却及びペDESTAL (ドライウエル部) の必要水位を確保できることを有効性評価にて確認するとともに, この流量が確保できる設計としている。</p> <p>③ 格納容器スプレイとペDESTAL (ドライウエル部) 注水 原子炉注水に失敗し, 原子炉圧力容器が破損する場合, 格納容器スプレイとペDESTAL (ドライウエル部) への注水を同時に実施する。この場合の最大流量の組合せは, 格納容器スプレイ 300m³/h, ペDESTAL (ドライウエル部) 注水 80m³/h であるが, この条件で格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制並びにペDESTAL (ドライウエル部) に落下した熔融炉心の冷却等ができることを有効性評価で確認するとともに, この流量を確保できる設計としている。</p> <p>④ その他注水先の組合せ その他の組合せとして, 格納容器頂部又は使用済燃料プールへの注水が重畳することも考えられる。これら注水先へは, 間欠的に注水を行い一定量の水位を維持するため, ①, ②及び③の最大流量の注水等と異なるタイミング又は系統の余力で注水等を行うため, 対応が可能である。</p> <p>また, 複数の注水先に注水するための操作については, 各注水先へ注水するための操作に必要な時間を考慮した有効性評価により, 炉心冷却や熔融炉心の冷却等ができることを確認している。</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>以上より、常設低圧代替注水系ポンプの複数の機能の確保についても問題ないと考えられる。</p> <p>3. 常設低圧代替注水系ポンプの機能の冗長性について</p> <p>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、原子炉隔離時冷却系、高圧代替注水系及び代替循環冷却系を用いた手段に加え、アクセスルートの確保を確認した後であれば低圧代替注水系（可搬型）によって機能を補うことも可能である。</p> <p>また、格納容器スプレイについては、代替循環冷却系及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）、ペDESTAL（ドライウェル部）注水については格納容器下部注水系（可搬型）、格納容器頂部注水については格納容器頂部注水系（可搬型）、使用済燃料プール注水については可搬型代替注水大型ポンプ及び可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）によって機能を補うことも可能である。このように、常設低圧代替注水系ポンプの各機能については冗長性を持たせることで機能強化を図っている。機能強化のイメージを第1図に示す。</p> <p>【ここまで】</p>		

表 重大事故の各現象におけるクレジットの取り方

破損モード	事故シナリオ	3層 (③-2)	4層 (④-1)
3.1 格納容器過圧・過温破損	大破断 LOCA + ECCS 注水機能喪失 + SBO	常設代替交流電源設備 (GTG) が炉心損傷までに電源を供給できなため原子炉注水ができず著しい炉心損傷に至る = 著しい炉心の損傷に伴うプラント状態を生じさせるために、3層では注水機能に期待せず	損傷炉心の冷却 【事象初期 (~22.5h)】 MWC2 台で RPV 内の損傷炉心に注水 【事象後期 (22.5h~)】 MWC2 台を使用した循環冷却 (原子炉注水・格納容器スプレイの同時実施)
3.2 DCH	TQUX	全ての原子炉注水機能が喪失するため、原子炉注水ができず著しい炉心損傷に至る = 溶融炉心の格納容器内への落下に伴う格納容器内の物理現象を生じさせるために、3層では注水機能に期待せず	【事象初期 (~20.5h)】 MWC1 台で原子炉格納容器下部に溶融炉心の落下に先立って水張り + その後の原子炉格納容器下部への注水 【事象初期 (~20.5h)】 同左 + MWC2 台で原子炉格納容器内にスプレイ
3.3 炉外 FCI	TQUV		
3.5 MCC I			【事象後期 (20.5h~)】 MWC2 台を使用した循環冷却 (格納容器下部注水・格納容器スプレイの同時実施)

表 1 重大事故の各現象に対する対応例

破損モード	事故シナリオ	3層 (③-2)	④層 (④-1)
3.1 格納容器過圧・過温破損	大破断 LOCA + ECCS 注水機能喪失 + SBO	常設代替交流電源設備 (GTG) が炉心損傷までに電源を供給出来ないため原子炉注水が出来ず著しい炉心損傷に至る = 著しい炉心の損傷に伴うプラント状態を生じさせるために、3層では注水機能に期待せず	損傷炉心の冷却 【事象初期 (~10h)】 低圧原子炉代替注水系 (常設) で原子炉圧力容器内の損傷炉心に注水 【事象後期 (10h~)】 残留熱代替除去系を使用した循環冷却 (原子炉注水・格納容器スプレイの同時実施)
3.2 DCH	TQUX	全ての原子炉注水機能が喪失するため、原子炉注水ができず著しい炉心損傷に至る = 溶融炉心の格納容器内への落下に伴う格納容器内の物理現象を生じさせるために、3層では注水機能に期待せず	【事象初期 (~10h)】 同左 【事象初期 (~10h)】 格納容器代替スプレイ系 (可搬型) でベデスタルに溶融炉心の落下に先立って水張り + その後のベデスタルへの注水 【事象後期 (10h~)】 残留熱代替除去系を使用した循環冷却 (格納容器スプレイ)
3.3 炉外 FCI			
3.5 MCC I			【事象後期 (10h~)】 残留熱代替除去系を使用した循環冷却 (格納容器スプレイ)

- ・設備設計の相違
 - ・運用の相違
- 【柏崎 6/7】

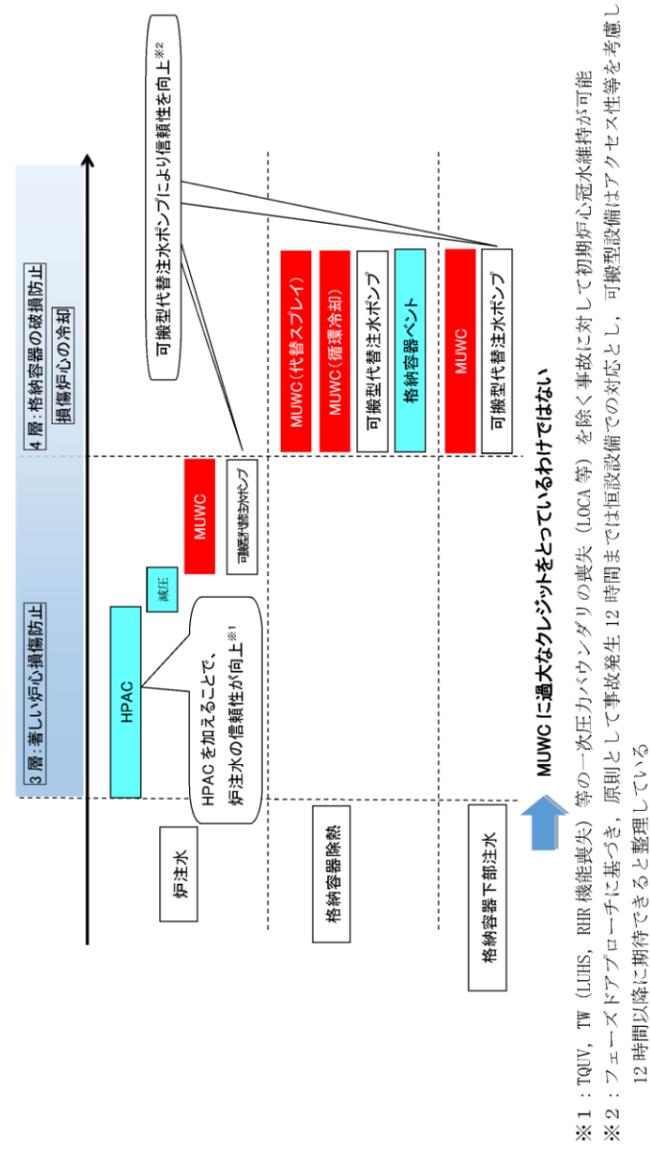


図 ③-2 層, 4 層における注水等に期待する設備

	原子炉注水	格納容器注水 (格納容器スプレイ) (ペDESTAL注水)
[第4層] D E C (重大事故等 処設備)	常設低圧代替注水系ポンプ 可搬型代替注水大型ポンプ 可搬型代替注水中型ポンプ 代替循環冷却系ポンプ (A), (B) 常設高圧代替注水系ポンプ	
[第3層] D B A (設計基準事故 処設備)	残留熱除去系ポンプ (A), (B) 残留熱除去系ポンプ (C) 低圧炉心スプレイ系ポンプ 高圧炉心スプレイ系ポンプ	

第1図 第3層及び第4層にて期待する注水設備

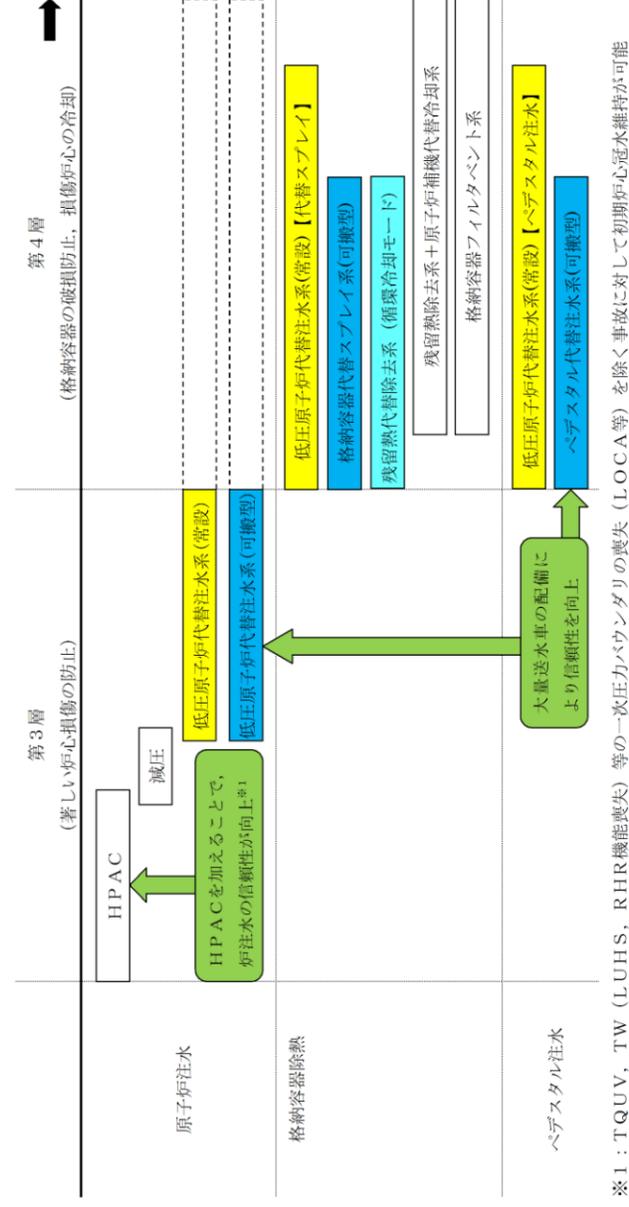


図 1 第3層及び第4層における注水等に期待する設備

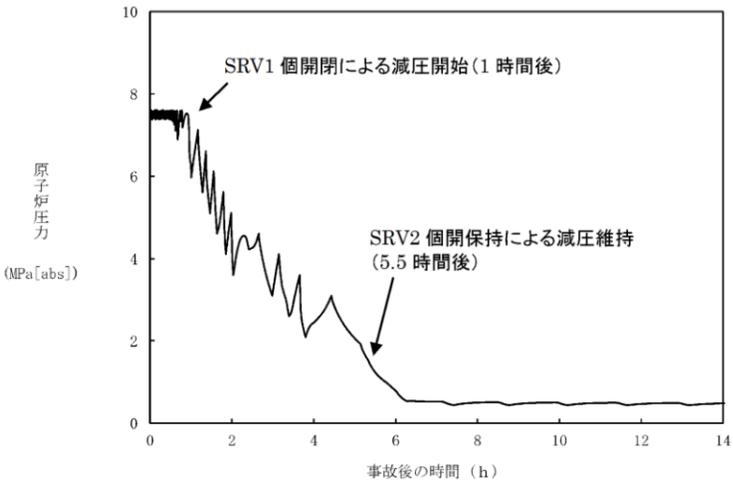
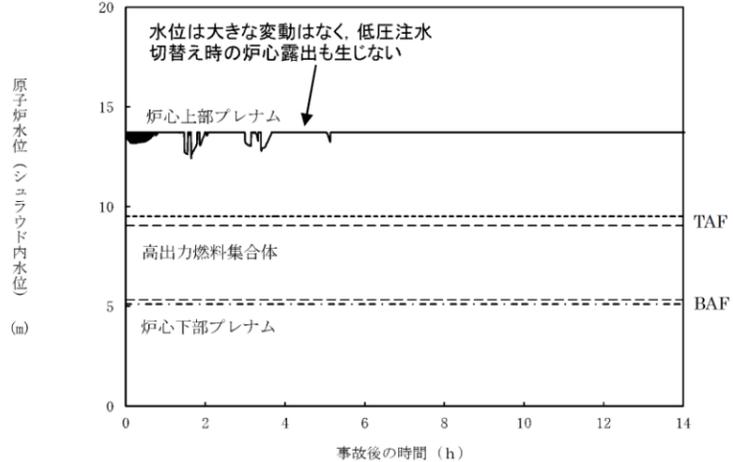
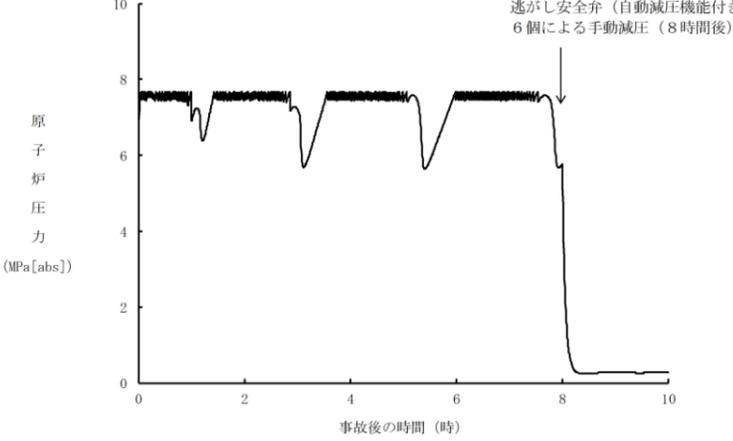
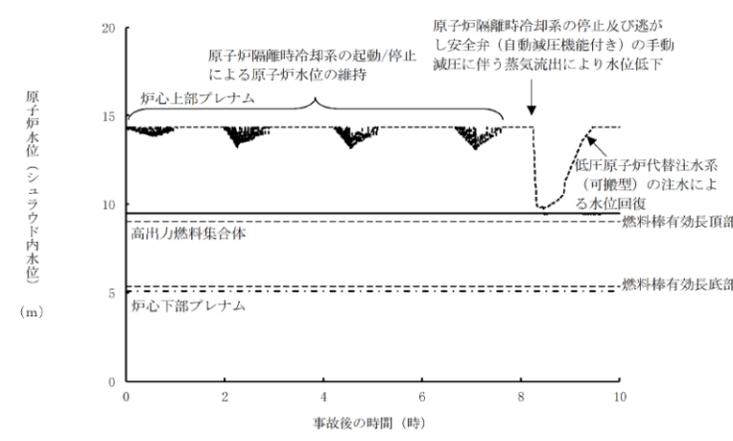
備考
・設備設計の相違
・運用の相違
【柏崎 6/7】

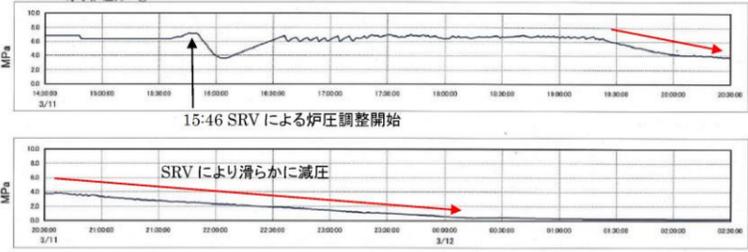
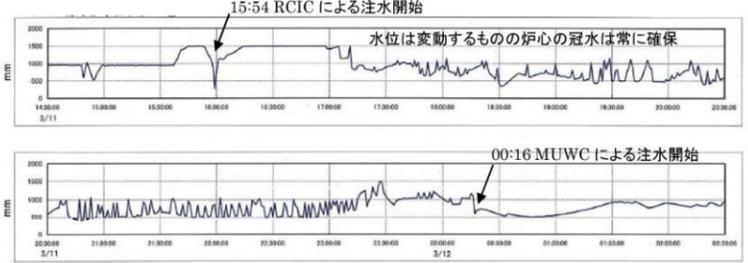
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>6. 原子炉圧力挙動の解析上の取扱いについて</p> <p>1. BWR の圧力制御方式について</p> <p><u>従来のBWR</u> では、圧力制御方式としてタービン入口圧力制御方式を採用しており、主蒸気加減弁は弁上流側の圧力により通過蒸気流量を制御している。</p> <p>SAFER の主蒸気流量モデルは、このタービン入口圧力制御方式による圧力制御を簡略的に模擬しており、通過蒸気流量は以下の式により計算される。</p> $W_{ST} = \frac{W_{SR}}{2\Delta P_R} \left[\sqrt{G_S^2 + 4\Delta P_R (P + \Delta P_R + G_S - P_R)} - G_S \right]$ <p>ここで、</p> <p>WST : 主蒸気加減弁を通過する流量 WSR : 定格主蒸気流量 ΔPR : 定常状態での配管内圧力低下 GS : 圧力調整幅 P : 過渡時の圧力 PR : 定格圧力</p> <p>2. <u>ABWR の圧力制御方式及びSAFER のABWR への適用性について</u></p> <p><u>ABWR</u> では、圧力制御方式として原子炉ドーム圧力制御方式を採用しており、主蒸気加減弁は原子炉ドーム圧力により通過蒸気流量を制御している。</p> <p><u>原子炉スクラム後は、タービン入口圧力制御方式及び原子炉ドーム圧力制御方式によらず、主蒸気加減弁及びタービンバイパス弁により圧力設定に応じた一定の原子炉圧力制御に移行することとなる。(第1図参照)</u></p> <p><u>SAFER の主蒸気流量モデルは、原子炉ドーム圧力制御方式を模擬したものではないが、有効性評価においては、早期に原子炉スクラムすることから、圧力制御方式の差異は、第1図に示す一定の原子炉圧力まで低下する事象発生初期のごく短時間に現れる程度である。上記より事故後長期の冷却材インベントリ評価に対する影響は無視できる。</u></p>	<p>資料なし</p>	<p>5. 原子炉圧力挙動の解析上の取扱いについて</p> <p>1. BWRの圧力制御方式について</p> <p><u>BWR-5</u>では、圧力制御方式としてタービン入口圧力制御方式を採用しており、主蒸気加減弁は弁上流側の圧力により通過蒸気流量を制御している。</p> <p>SAFERの主蒸気流量モデルは、このタービン入口圧力制御方式による圧力制御を簡略的に模擬しており、通過蒸気流量は以下の式により計算される。</p> $W_{ST} = \frac{W_{SR}}{2\Delta P_R} \left[\sqrt{G_S^2 + 4\Delta P_R (P + \Delta P_R + G_S - P_R)} - G_S \right]$ <p>ここで、</p> <p>W_{ST} : 主蒸気加減弁を通過する流量 W_{SR} : 定格主蒸気流量 ΔP_R : 定常状態での配管内圧力低下 G_S : 圧力調整幅 P : 過渡時の圧力 P_R : 定格圧力</p>	<p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>ABWR固有の圧力制御方式に対するSAFER解析の適用性を示した内容であることから、島根2号炉では、記載していない。</p>

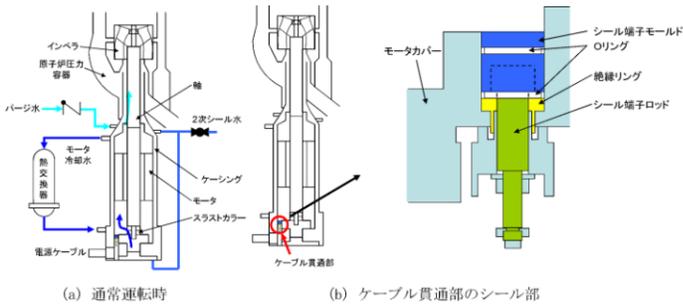
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p data-bbox="172 210 914 331"><u>また、主蒸気隔離弁閉止後においては、タービン系が隔離されることから、原子炉圧力は逃がし安全弁による制御となるため圧力制御による差異は発生しない。</u></p> <p data-bbox="172 346 914 424"><u>このことから、原子炉ドーム圧力制御方式を採用しているABWRにSAFER 解析を適用する影響は無視しうる程度と考えられる。</u></p> <div data-bbox="178 787 845 1249"> <p data-bbox="178 787 845 1249">The graph plots reactor pressure in MPa[abs] on the y-axis (0 to 10) against time in minutes on the x-axis (0 to 50). The pressure starts at approximately 7.5 MPa at time 0. It rises to a peak of about 8.5 MPa between 5 and 15 minutes, with a jagged line indicating fluctuations. After 15 minutes, the pressure drops sharply to near 0 MPa by 20 minutes and remains stable thereafter. Annotations include: '圧力制御方式により 差異が生じる箇所' (Point where differences occur due to pressure control method) pointing to the initial rise; '原子炉圧力は一定制御となる' (Reactor pressure becomes constant control) pointing to the stable low-pressure region.</p> </div> <p data-bbox="178 1281 890 1323"><u>第1図 原子炉圧力の推移 (高圧・低圧注水機能喪失の例)</u></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>7. 原子炉隔離時冷却系 (RCIC) の運転継続及び原子炉減圧の判断について</p> <p>1. 事象初期の注水 RCIC は事象初期に原子炉が高圧状態でかつ交流動力電源が全て喪失した状態でも原子炉注水を可能とする重要な設備である。 事象初期に全交流動力電源喪失となった場合、あるいは、交流動力電源が生きていた場合でもLOCA のように大容量の注水を必要とする事象を除き、崩壊熱を消費しサプレッション・チェンバ・プール (S/P) への熱負荷を軽減する観点からRCIC による原子炉注水を継続する。</p> <p>2. 低圧注水への移行の判断 福島事故時の福島第一3号炉の高圧注水系 (HPCI) 停止・再起動不可の反省も踏まえ、低圧注水機能の信頼性が高い*ことを確認した時点で、高圧注水 (RCIC) から低圧注水に移行するのが基本的な方針である。 *「低圧注水機能の信頼性が高い」の例：低圧注水2 系統が駆動源や水源も含め待機でき冗長性が確保されていること。 →常設代替交流電源設備 (GTG) で駆動し復水貯蔵槽 (CSP) を水源とする低圧代替注水系 (常設) で1 系統、付帯するディーゼル機関で駆動し、ろ過水タンクを水源とする消火ポンプでもう1 系統、等。</p> <p>3. 原子炉減圧のペース 原子炉減圧は、RCIC による注水で原子炉水位を維持しつつ、主蒸気逃がし安全弁 (SRV) の1 個ないし2 個を使用し、S/P の熱容量の制限にかからないよう徐々に減圧する。こうすることで、急激な減圧による原子炉冷却材の流出に伴う炉心露出を回避することができる。</p> <p>4. 低圧注水の信頼性を確保できないと判断した場合 低圧注水機能の信頼性を確保できないと判断した場合には、RCIC による原子炉注水を継続する。RCIC の最長継続運転時間は、RCIC の制御に用いる蓄電池の容量から決まる24 時間となる。RCIC で注水継続している時間内に低圧注水機能の信頼性を</p>	<p>資料なし</p>	<p>6. 原子炉隔離時冷却系 (RCIC) の運転継続及び原子炉減圧の判断について</p> <p>1. 事象初期の注水 原子炉隔離時冷却系 (以下「RCIC」という。) は事象初期に原子炉が高圧状態でかつ交流動力電源がすべて喪失した状態でも原子炉注水を可能とする重要な設備である。 事象初期に全交流動力電源喪失となった場合、あるいは、交流動力電源が生きていた場合でもLOCAのように大容量の注水を必要とする事象を除き、崩壊熱を消費しサプレッション・チェンバ (以下「S/C」という。) への熱負荷を軽減する観点からRCICによる原子炉注水を継続する。 なお、高圧原子炉代替注水系についても同様の考え方である。</p> <p>2. 低圧注水への移行の判断 RCICから低圧注水に移行する考え方を以下に示す。</p> <p>(1) RCIC運転継続について 残留熱除去系によるサプレッション・プール (以下「S/P」という。) 水冷却が行えない場合は、崩壊熱を消費しS/Cへの熱負荷を軽減する観点からRCICによる原子炉注水を継続する。</p>	<p>・運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧注水系運転時に低圧注水系が準備完了した場合でも、高圧注水系を機能の健全性が確認されている温度 (S/P水温度100℃) まで運転継続する。</p>

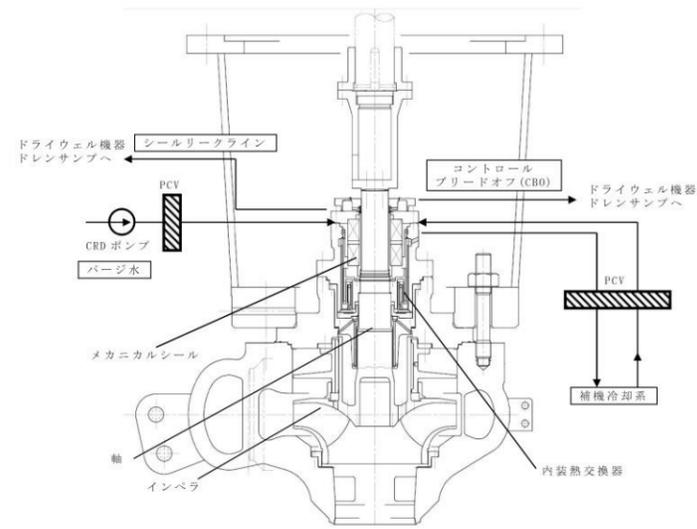
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>確保し低圧注水に移行する。</u> <u>最長継続時間を超えるおそれがある場合、もしくはRCIC が機能喪失した場合には、低圧注水機能の信頼性が高くなくても低圧注水に移行する。</u></p> <p>5. 操作に伴うパラメータの挙動 (1) 評価 ○事象の流れ <u>事象発生</u> → <u>RCIC で注水</u> → <u>低圧注水確保</u> → <u>SRV1 個を閉じ減圧</u> → <u>SRV2 個を開保持</u> → <u>炉圧1MPa 以下を維持</u> → <u>注水をMUWC2 台に切替</u></p> <p>○結果 <u>SRV1 個の開閉に伴う原子炉圧力の変動はあるものの(第1-1</u></p>		<p><u>また、代替注水手段確保後に原子炉を減圧した場合、RCIC は原子炉減圧により機能喪失するため、健全な注水手段の一つを意図的に喪失させることとなる。</u> <u>長期の注水手段確保(残留熱除去系の復旧、多様な代替注水手段の準備、資源(水源、燃料等)の長期間確保)の観点から、健全に注水しているRCIC を可能な限り運転継続する。</u></p> <p>(2) RCIC 運転継続状態での原子炉急速減圧の条件について <u>事故対応手順ではS/P水温度が熱容量制限(S/P水温度77℃)に到達した時点で急速減圧に移行することとなっている。ただし、崩壊熱除去機能喪失時においてRCIC が運転している場合は、崩壊熱を消費しS/Cへの熱負荷を軽減しつつ注水を維持する観点から、S/P水温度が77℃に到達しても急速減圧には移行しない。</u> <u>S/P水温度が100℃に到達した場合は、RCIC の機能維持が困難となる恐れ^{※1}があるため、原子炉の急速減圧を行い、代替注水手段による原子炉注水に切替える。</u> <u>※1：S/Pを水源として運転している場合において、S/P水温度100℃までは機器の健全性が確認されている。</u></p> <p>3. 操作に伴うパラメータの挙動 (1) 評価 ○事象の流れ <u>事象発生</u> → <u>RCIC で注水</u> → <u>低圧注水確保</u> → <u>RCIC 機能維持が困難となる条件に到達</u> → <u>逃がし安全弁(自動減圧機能付き)6個を開し減圧(評価上、減圧と同時にRCIC 停止)</u> → <u>注水を低圧原子炉代替注水系(常設)に切替</u></p> <p>○結果 <u>評価上、逃がし安全弁(自動減圧機能付き)6個の開と同</u></p>	<p>備考</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧注水系運転時に低圧注水系が準備完了した場合でも、高圧注水系を機能の健全性が確認されている温度(S/P水温度100℃)まで運転継続する。</p> <p>・解析条件の相違</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 data-bbox="181 212 923 289">図), 原子炉水位は減圧に伴う変動も小さく安定的に維持されていることが確認できる (第1-2 図)。</p>  <p data-bbox="371 1108 706 1140">第1-1 図 原子炉圧力の挙動</p>  <p data-bbox="201 1780 854 1812">第1-2 図 減圧時の原子炉水位 (シュラウド内) の挙動</p>		<p data-bbox="1789 212 2502 289">時にRCICが停止しているものの、原子炉水位の低下は小さく安定的に維持されていることが確認できる (図1, 図2)。</p> <p data-bbox="1789 300 2502 468">実際の手順はRCIC運転継続の状態では逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 6個を開し、原子炉圧力低下によるRCIC停止までは注水を継続していることから、本結果より原子炉水位の低下は小さいと考えられる。</p>  <p data-bbox="1973 1108 2270 1140">図1 原子炉圧力の挙動</p>  <p data-bbox="1804 1780 2412 1812">図2 減圧時の原子炉水位 (シュラウド内) の挙動</p>	<p data-bbox="2546 212 2680 243">【柏崎 6/7】</p> <p data-bbox="2546 1108 2739 1182">・解析結果の相違 【柏崎 6/7】</p> <p data-bbox="2546 1780 2739 1854">・解析結果の相違 【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>(2) 福島事故時の福島第二4号炉 (2F-4) の実挙動</p> <p>福島事故時の2F-4では、津波到達後の3月11日15時46分からSRV による炉圧調整を開始するとともに、15時54分からRCIC による原子炉注水を開始。</p> <p>SRV により炉圧を滑らかに低減させる間に、復水補給水系 (MUWC) による注水を準備し、RCICを約8時間運転させた後の3月12日00時16分にMUWC による注水に移行した。</p> <p>第2-1図に原子炉圧力の挙動、第2-2 図に原子炉水位の挙動を示す。炉圧をゆっくりと下げつつ、炉心の冠水を常に維持しながらRCICからMUWCに注水を切り替えている。</p>  <p>第2-1 図 原子炉圧力の挙動 (2F-4)</p>  <p>第2-2 図 原子炉水位 (狭帯域) の挙動 (2F-4)</p> <p style="text-align: right;">以 上</p>			<p>・記載方針の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>柏崎 6/7 固有の説明資料。</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>8. <u>6/7号炉 冷却材再循環ポンプからのリークの有無について</u></p> <p>1. 概要</p> <p>冷却材再循環ポンプ (RIP) は第1 図(a)に示すように、ポンプ本体及び補助系統 (モータ冷却水系, パージ水系及び2 次シール水系) から構成される。モータ冷却水系は、ポンプ軸に設置したスラストカラー (補助インペラ) により強制循環させた冷却水によりモータ部の冷却を行い、熱交換器を介して熱を放出する閉ループ構造となっている。パージ水系は、原子炉冷却材中の不純物 (クラッド) がケーシング内に侵入するのを防ぐため、制御棒駆動系 (CRD 系) からパージ水を供給し、ケーシング側から原子炉圧力容器側に向かう流れを作る構造となっている。なお、2 次シール水系については分解点検時に使用するため、通常運転時はシール水が供給されず、閉ループが構成される。</p>  <p>第1 図 冷却材再循環ポンプ</p> <p>冷却材再循環ポンプとCRD 系が停止し、モータ冷却水とパージ水が喪失した場合、モータ冷却水系と2 次シール水系は閉ループで構成されていること、またパージ水系についても逆止弁があることから、これらの補助系統から原子炉冷却材が漏えいすることはない。</p> <p>一方、第1 図 (b)に示すケーブル貫通部は、原子炉冷却材温度の影響は受けにくいものの、周辺温度である下部ドライウェル雰囲気温度の影響を受け易く、下部ドライウェル雰囲気温度の上昇により、ケーブル貫通部のシール機能が維持できず原子炉冷却材が漏えいする可能性がある。</p> <p>以上から、炉心損傷防止の重要事故シーケンスの中で下部ドライウェル雰囲気温度が最も高くなる「全交流動力電源喪失」につ</p>	<p>添付資料2.3.1.9</p> <p>再循環系ポンプからのリークについて</p> <p>1. はじめに</p> <p>再循環系ポンプ (以下「PLRポンプ」という。) の概略図を第1 図に示す。通常運転中、PLRポンプメカニカルシール部は、制御棒駆動水圧系によるシールパージラインからの封水注入及びPLRポンプ内装熱交換器への原子炉補機冷却系による冷却水通水によって、熱的な防護が図られている (第2 図)。</p> <p>一方、全交流動力電源喪失 (以下「SBO」という。) 時には、制御棒駆動水圧系及び原子炉補機冷却系が停止し、シールパージラインからの封水注入及びPLRポンプ内装熱交換器への冷却水の通水が停止するため、メカニカルシール部は高温の原子炉冷却材にさらされることで温度が上昇する。シール部の健全性が高温・高圧の原子炉冷却材により失われた場合、PLRポンプからの原子炉冷却材の漏えいが想定される (第3 図)。</p> <p>このため、SBO時におけるPLRポンプへの冷却水が喪失した場合のメカニカルシールからの原子炉冷却材の漏えい量を評価する実証試験を実施した。</p>	<p>7. <u>原子炉再循環ポンプからのリークについて</u></p> <p>1. はじめに</p> <p>原子炉再循環ポンプ (以下「PLRポンプ」という。) の概略図を第1 図に示す。通常運転中、PLRポンプメカニカルシール部は、制御棒駆動水圧系によるシールパージラインからの封水注入及びPLRポンプ内装熱交換器への原子炉補機冷却系による冷却水通水によって、熱的な防護が図られている (第2 図)。</p> <p>一方、全交流動力電源喪失 (以下「SBO」という。) 時には、制御棒駆動水圧系及び原子炉補機冷却系が停止し、シールパージラインからの封水注入及びPLRポンプ内装熱交換器への冷却水の通水が停止するため、メカニカルシール部は高温の原子炉冷却材にさらされて温度が徐々に上昇する。シール部の健全性が高温・高圧の原子炉冷却材により失われた場合、PLRポンプからの原子炉冷却材の漏えいが想定される (第3 図)。</p> <p>このため、SBO時におけるPLRポンプへの冷却水が喪失した場合のメカニカルシールからの原子炉冷却材の漏えい量を評価する実証試験を実施した。</p>	<p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>A B W R プラントである柏崎 6/7 の原子炉再循環系ポンプはインターナショナルポンプであり、原子炉冷却材の漏えい想定箇所が異なる。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>A B W R プラントである柏崎 6/7 の原子炉再循環系ポンプはインターナショナルポンプであり、原子炉冷却材の漏えい想定箇所が異なる。</p>

いて、原子炉冷却材再循環ポンプのケーブル貫通部からの漏えいの発生有無の評価を行った。



第1図 PLRポンプ 概略図

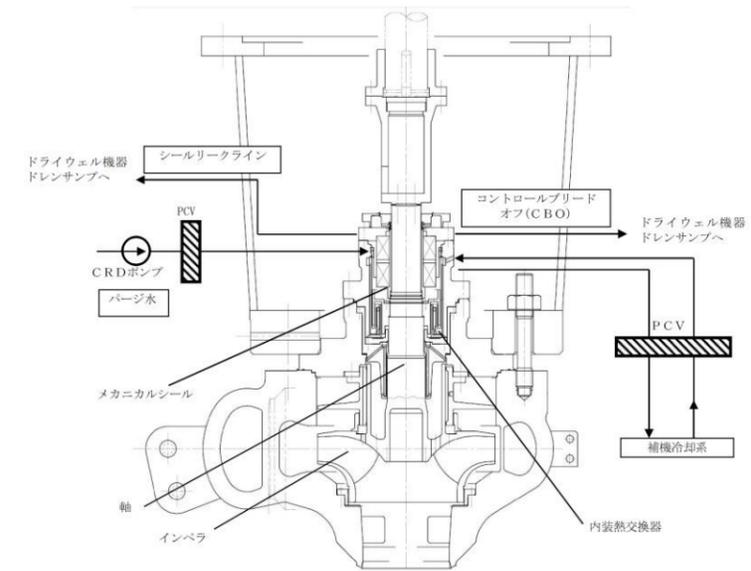
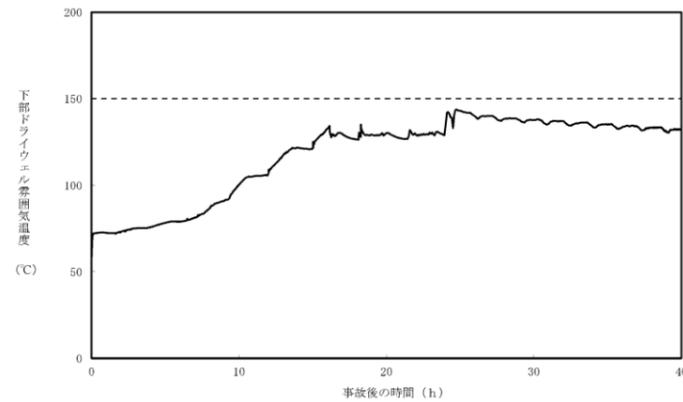


図1 PLRポンプ 概略図

2. ケーブル貫通部からの漏えいの発生有無の評価

全交流動力電源喪失時の下部ドライウエル雰囲気温度の解析結果を第2図に示す。



第2図 全交流動力電源喪失時の下部ドライウエル雰囲気温度

下部ドライウエル雰囲気温度は最大で145°C程度である。このことから、ケーブル貫通部のシール部温度についても周辺温度である下部ドライウエル雰囲気温度以上の温度になるとは考えられず、最大でも145°C程度となると考えられる。

一方、ケーブル貫通部のシール部には、第1表の部品及び材料が使われている。

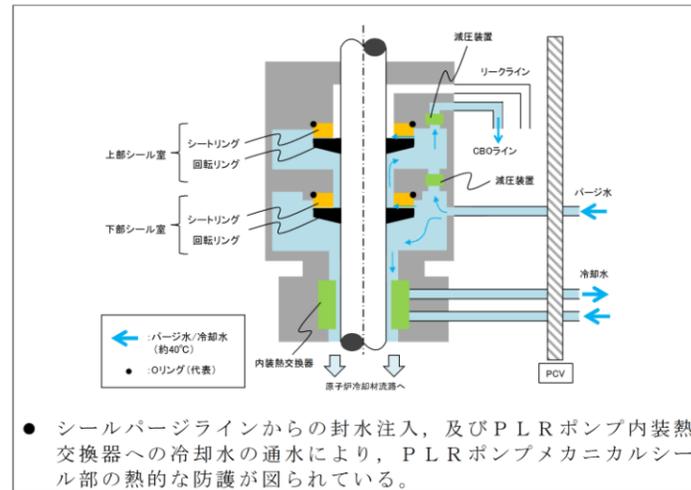
第1表 冷却材再循環ポンプのケーブル貫通部の部品及び許容温度

部品	材料	許容温度
シール端子モールド	硬質ゴム	約70 [°C]
シール端子ロッド絶縁部 /絶縁リング	FRP (繊維強化プラスチック)	約150 [°C]

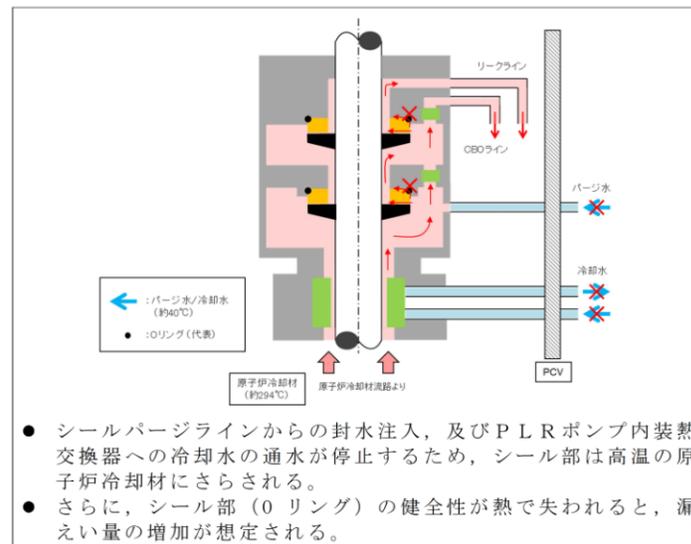
ケーブル貫通部のシール部材の許容温度はそれぞれ約70°C、約150°Cとなっており、シール端子モールド及びそれに取り付くリングについてはシール機能を維持できないが、シール端子ロッド絶縁部及び絶縁リングについてはシール機能を維持できると考えられる。

以上から、下部ドライウエル雰囲気温度が最も高くなる全交流動力電源喪失時でも、ケーブル貫通部のシール機能は維持され、有意な原子炉冷却材の漏えいが発生することはないと考えられる。

・設備設計の相違
【柏崎6/7】
ABWRプラントである柏崎6/7の原子炉再循環系ポンプはインターナルポンプであり、原子炉冷却材の漏えい想定箇所が異なる。



第2図 PLRポンプ メカニカルシールの状況 (通常運転時)



第3図 PLRポンプ メカニカルシールの状況 (冷却水喪失時)

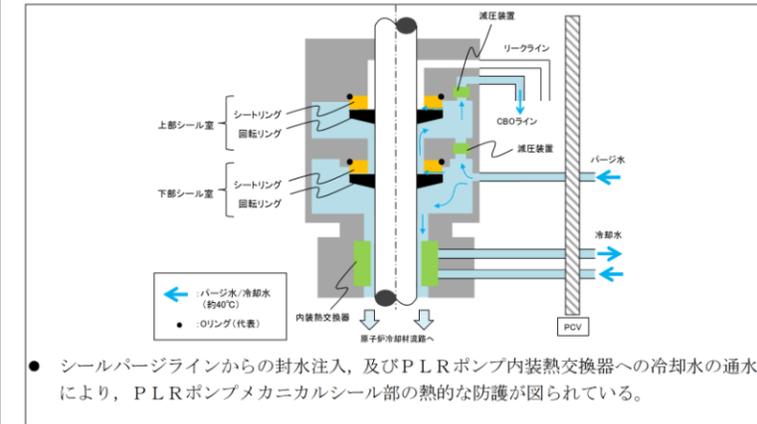


図2 PLRポンプ メカニカルシールの状況 (通常運転時)

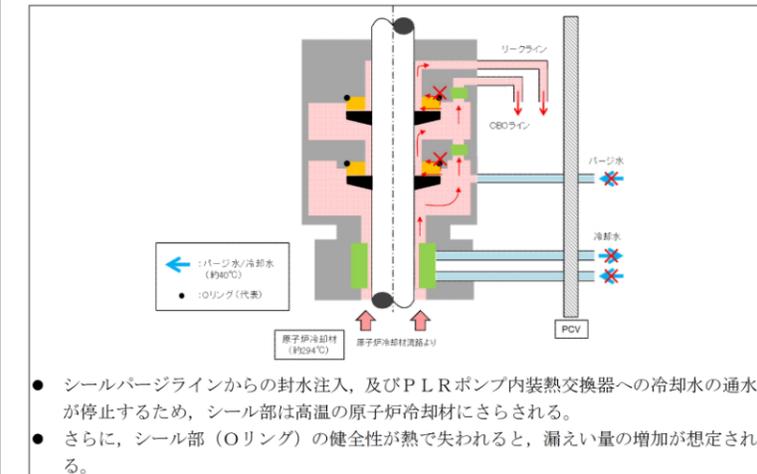


図3 PLRポンプ メカニカルシールの状況 (冷却水喪失時)

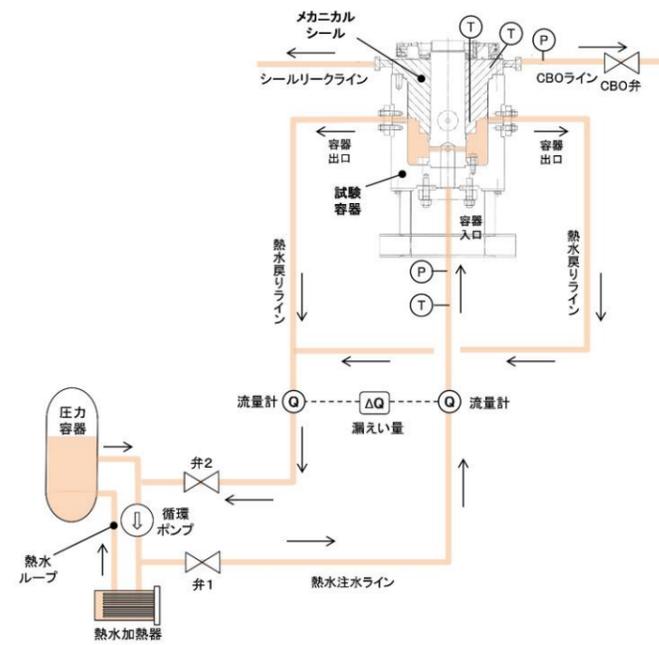
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>2. 実証試験による評価</p> <p>(1) 試験概要</p> <p>PLRポンプで使用している実機メカニカルシールを使用し、冷却水喪失時を模擬した試験条件で試験を実施した。</p> <p>a. 実施場所：多目的蒸気源試験設備</p> <p>b. 試験装置：PLRポンプメカニカルシールフルスケール※実証試験設備 (第4図)</p> <p>※：試験に用いたメカニカルシールは実機と同一品とし、軸径及びメカニカルシール部ギャップも実機と同一とした。BWRで使用されているメカニカルシールは全てタンデム型コンタクトシールであり、代表としてNシールを使用した。</p> <p>c. 系統構成：実機メカニカルシールの系統構成を模擬 (第5図)</p> <p>d. 試験方法：メカニカルシールに供給する熱水を循環させることにより、温度・圧力を制御し、実機におけるSBO発生後の温度・圧力を模擬するとともに、熱水の入口流量と出口流量の差を漏えい量として計測した。なお、圧力の変化は、原子炉隔離時冷却系(RCIC)作動による原子炉圧力の減圧幅を包絡する条件とし、温度はその圧力に対応する飽和温度とした。</p>	<p>2. 実証試験による評価</p> <p>(1) 試験概要</p> <p>PLRポンプで使用している実機メカニカルシールを使用し、冷却水喪失時を模擬した試験条件で試験を実施した。</p> <p>a. 実施場所：多目的蒸気源試験設備</p> <p>b. 試験装置：PLRポンプメカニカルシールフルスケール※実証試験設備 (図4)</p> <p>※：試験に用いたメカニカルシールは実機と同一品とし、軸径及びメカニカルシール部ギャップも実機と同一とした。BWRで使用されているメカニカルシールは全てタンデム型コンタクトシールであり、代表としてNシールを使用した。</p> <p>c. 系統構成：実機メカニカルシールの系統構成を模擬 (図5)</p> <p>d. 試験方法：メカニカルシールに供給する熱水を循環させることにより、温度・圧力を制御し、実機におけるSBO発生後の温度・圧力を模擬するとともに、熱水の入口流量と出口流量の差を漏えい量として計測した。なお、圧力の変化は、原子炉隔離時冷却系(RCIC)作動による原子炉圧力の減圧幅を包絡する条件とし、温度はその圧力に対応する飽和温度とした。</p>	<p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>ABWRプラントである柏崎6/7の原子炉再循環系ポンプはインターナルポンプであり、原子炉冷却材の漏えい想定箇所が異なる。</p>



第4図 試験装置外観



図4 試験装置外観



第5図 実証試験時の系統構成

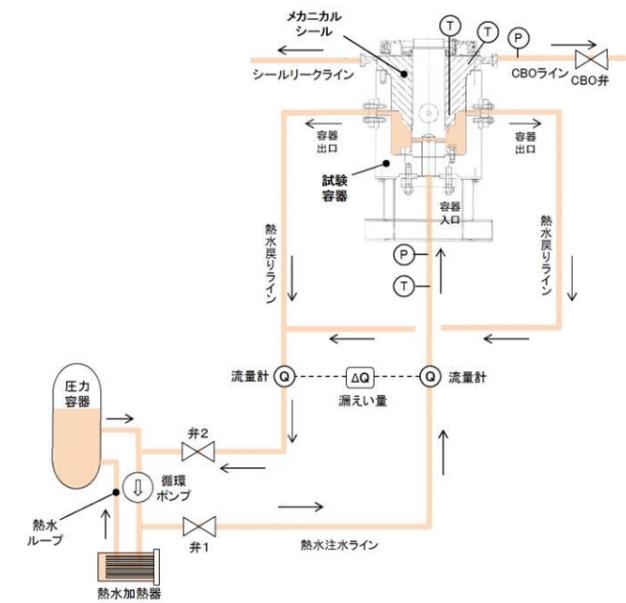


図5 実証試験時の系統構成

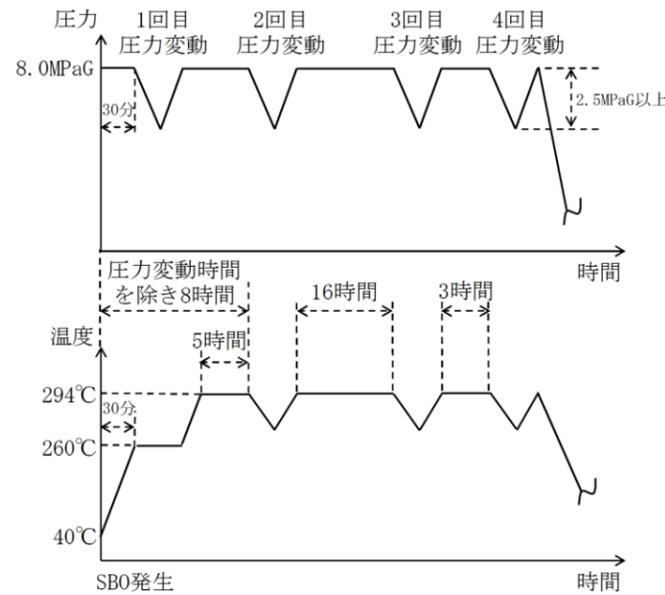
(2) 試験条件

SBO発生時の温度・圧力を包絡するよう試験を実施した。試験条件を第1表に示す。また、試験時間における温度・圧力を第6図に示す。

第1表 試験条件

	値	備考
圧力	8.0MPa[gage]	R C I C 起動後の原子炉圧力を包絡する値
温度	294℃	R C I C 起動後の原子炉冷却材温度を包絡する値
試験時間	24 時間以上	S B O 時の圧力・温度を包絡した状態における時間
圧力変動幅	2.5MPa 以上*	S B O 発生後の炉圧変動幅を包絡する値

※ SBO発生後、約8時間後までのRCICによる圧力変動幅をSAFER解析結果より決定した。なお、圧力変動中の温度は飽和温度とした。



第6図 試験時間における温度及び圧力条件

(2) 試験条件

SBO発生時の温度・圧力を包絡するよう試験を実施した。試験条件を表1に示す。また、試験時間における温度・圧力を図6に示す。

表1 試験条件

	値	備考
圧力	8.0MPa[gage]	SBO発生後の炉圧を包絡する値
温度	294℃	SBO発生後の炉水温度を包絡する値
試験時間	24 時間以上	SBO時の圧力・温度を包絡した状態における時間
圧力変動幅	2.5MPa[gage]以上*	SBO発生後の炉圧変動幅を包絡する値

※SBO発生後、約8時間後までのRCICによる圧力変動幅をSAFER解析結果より決定した。なお、圧力変動中の温度は飽和温度とした。

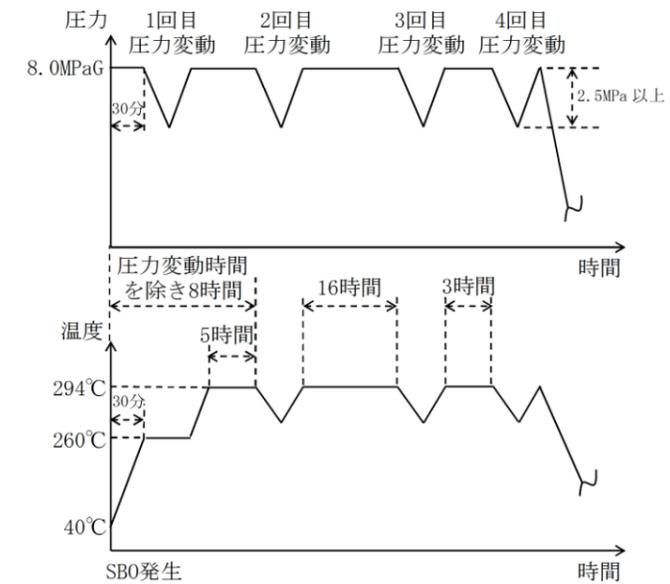


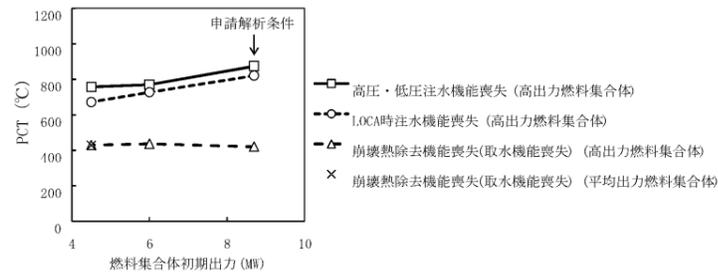
図6 試験時間における温度及び圧力条件

・設備設計の相違【柏崎6/7】
A B W R プラン
トである柏崎 6/7
の原子炉再循環系
ポンプはインター
ナルポンプであり、
原子炉冷却材の漏
えい想定箇所が異
なる。

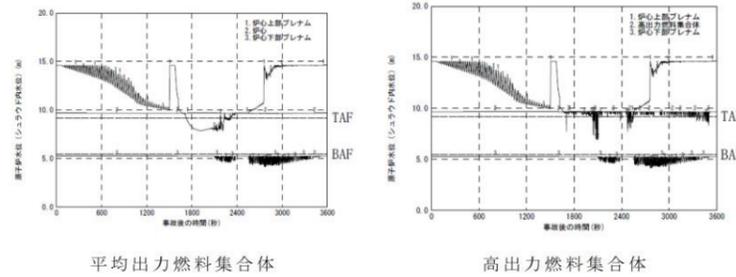
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>3. 試験結果及び漏えい量の影響について</p> <p><u>実証試験時のメカニカルシールへの熱水注入の系統構成の概要を第5図に示す。</u></p> <p>SBO時のRCIC又は<u>高圧代替注水系運転時</u>における原子炉冷却材圧力及び温度を包絡した熱水並びに圧力変動を加えた熱水を試験容器下部からメカニカルシール室へ注水し、試験中の漏えい量を測定した。</p> <p>SBO時における冷却水喪失時を模擬した実証試験を実施した結果、高温の熱水の浸入によりメカニカルシールのOリングの一部が損傷するものの、その損傷部分を通して外部に漏えいする経路により漏えい量は制限されるため、完全ではないものの、ある程度のシール機能を有し続けることで、試験時間が24時間以上においても、最大漏えい量は約0.6t/hであった。</p> <p>RCIC等の注水流量及び逃がし安全弁から放出される<u>冷却材流量</u>と比較しても十分小さい(RCICの注入流量の約1%)ことから炉内インベントリの観点で事象進展に及ぼす影響は小さく、また、<u>格納容器</u>への熱負荷は小さいことから<u>格納容器健全性</u>に影響を与えることはない。</p>	<p>3. 試験結果及び漏えい量の影響について</p> <p>SBO時のRCIC又は<u>高圧原子炉代替注水系運転時</u>における原子炉冷却材圧力及び温度を包絡した熱水並びに圧力変動を加えた熱水を試験容器下部からメカニカルシール室へ注水し、試験中の漏えい量を測定した。</p> <p>SBO時における冷却水喪失時を模擬した実証試験を実施した結果、高温の熱水の浸入によりメカニカルシールのOリングの一部が損傷するものの、その損傷部分を通して外部に漏えいする経路により漏えい量は制限されるため、完全ではないものの、ある程度のシール機能を有し続けることで、試験時間が24時間以上においても、最大漏えい量は約0.6t/hであった。</p> <p>RCIC等の注水流量及び逃がし安全弁から放出される<u>原子炉冷却材流量</u>と比較しても十分小さい(RCICの注入流量の約1%)ことから炉内インベントリの観点で事象進展に及ぼす影響は小さく、また、<u>原子炉格納容器</u>への熱負荷は小さいことから<u>原子炉格納容器健全性</u>に影響を与えることはない。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>A B W R プラントである柏崎 6/7の原子炉再循環系ポンプはインターナルポンプであり、原子炉冷却材の漏えい想定箇所が異なる。</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>9. <u>崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)</u>における平均出力燃料集合体での燃料被覆管最高温度の代表性について</p> <p>1. 燃料集合体初期出力の燃料被覆管最高温度への影響の整理 <u>崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)</u>において、平均出力燃料集合体で燃料被覆管最高温度が発生する理由は、以下のように整理できる。</p> <ul style="list-style-type: none"> 注水設備の観点からは、本事故シーケンスでは<u>高圧注水系(原子炉隔離時冷却系)</u>と<u>低圧注水系(低圧代替注水系(常設))</u>を用いた原子炉注水を行うため、<u>広範囲の原子炉圧力において注水がなされることにより、高出力燃料集合体が過度に露出することはない。</u>平均出力燃料集合体と高出力燃料集合体は、上下プレナム間差圧が均等になるよう集合体入口流量が配分されるため、燃料集合体初期出力が高く、発生するボイドの割合が大きい高出力燃料集合体では、二相水位としては高めとなり、燃料被覆管温度の上昇が抑制される。 崩壊熱の観点からは、本事故シーケンスは事故後時間が経過しているため崩壊熱が十分低下しており、平均出力燃料集合体と高出力燃料集合体の燃料棒1本当たりの出力の差(絶対値)は、事故直後に比べて小さくなり、温度上昇率の差が小さくなる。このため、二相水位が低いことにより炉心露出期間が長くなる平均出力燃料集合体における燃料被覆管温度が高くなる傾向となる。 	<p>添付資料 2. 1. 1 平均出力燃料集合体での燃料被覆管最高温度の代表性について</p> <p>1. 燃料集合体初期出力の燃料被覆管最高温度への影響の整理 <u>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」</u>等において、平均出力燃料集合体で燃料被覆管最高温度が発生する理由は、以下のように整理できる。</p> <ul style="list-style-type: none"> 注水設備の観点からは、<u>これらの事故シーケンスでは事象発生後、早期に低圧代替注水系(常設)を用いた原子炉注水を行うため、原子炉水位の低下により平均出力燃料集合体及び高出力燃料集合体は一部露出するものの高出力燃料集合体が過度に露出することはない。</u>平均出力燃料集合体と高出力燃料集合体は、上下プレナム間差圧が均等になるよう集合体入口流量が配分されるため、<u>初期の燃料集合体出力が高く、発生するボイドの割合が大きい高出力燃料集合体では、二相水位としては高めとなり、燃料被覆管温度の上昇が抑制される。</u>燃料被覆管温度が最大となる位置においても炉心の露出時間が長期間とならないことから、燃料被覆管温度の上昇が抑制される。 崩壊熱の観点からは、<u>設計基準事故のLOCA解析と比較して、これらの事故シーケンスは事故後時間が経過しているため崩壊熱が十分低下しており、平均出力燃料集合体と高出力燃料集合体の燃料棒1本当たりの出力の差(絶対値)は、事故直後に比べて小さくなり、温度上昇率の差が小さくなる。</u>このため、二相水位が低いことにより炉心露出期間が長くなる平均出力燃料集合体における燃料被覆管温度が高くなる傾向となる。 	<p>8. <u>高圧・低圧注水機能喪失</u>における平均出力燃料集合体での燃料被覆管最高温度の代表性について</p> <p>1. 燃料集合体初期出力の燃料被覆管最高温度への影響の整理 <u>高圧・低圧注水機能喪失</u>において、平均出力燃料集合体で燃料被覆管最高温度が発生する理由は、以下のように整理できる。</p> <ul style="list-style-type: none"> 注水設備の観点からは、<u>本事故シーケンスでは低圧原子炉代替注水系(常設)により原子炉注水を行うため、原子炉水位の低下により平均出力燃料集合体、高出力燃料集合体は共に一部が露出するものの高出力燃料集合体が過度に露出することはない。</u>平均出力燃料集合体と高出力燃料集合体は、上下プレナム間差圧が均等になるよう集合体入口流量が配分されるため、<u>燃料集合体初期出力が高く、発生するボイドの割合が大きい高出力燃料集合体では、二相水位としては高めとなり、燃料被覆管温度が最大となる位置においても炉心の露出時間が長期間とならないことから、燃料被覆管温度の上昇が抑制される。</u> 崩壊熱の観点からは、<u>設計基準事故のLOCA解析と比べ本事故シーケンスは事故後時間が経過しているため崩壊熱が十分低下しており、平均出力燃料集合体と高出力燃料集合体の燃料棒1本当たりの出力の差(絶対値)は、事故直後に比べて小さくなり、温度上昇率の差が小さくなる。</u>このため、二相水位が低いことにより炉心露出期間が長くなる平均出力燃料集合体における燃料被覆管温度が高くなる傾向となる。 <p>図1に、高圧・低圧注水機能喪失における平均出力燃料集合体及び高出力燃料集合体の原子炉水位の挙動を示す。平均出力燃料集合体と比較して、高出力燃料集合体では炉心の露</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> 解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、平均出力燃料集合体でPCTが発生する代表事故シーケンスグループとして、「高圧・低圧注水機能喪失」を選定。 (以降, 同様な相違については記載省略) 解析条件の相違 【柏崎6/7】 比較対象の事故シーケンスが異なっており、島根2号炉は、当該の事故シーケンスにおいて、高圧注水系の注水を実施しない。

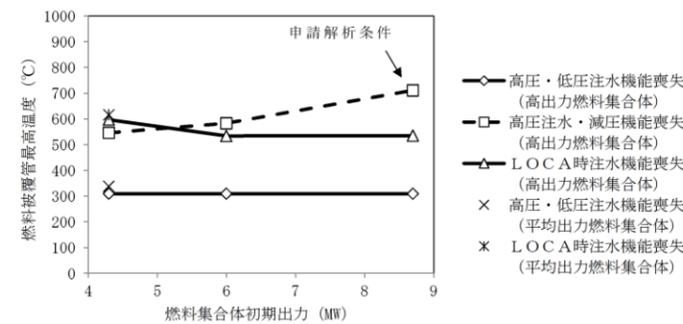
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																																																	
<p>2. 燃料集合体初期出力に対する燃料被覆管最高温度の感度解析</p> <p>燃料集合体初期出力の燃料被覆管最高温度への影響を確認するため、<u>第1表</u>に示すとおり、代表的な事故シーケンスについて、高出力燃料集合体の初期出力を変化させた場合の燃料被覆管最高温度に関する感度解析を実施した。</p> <p><u>第1図</u>に、燃料集合体初期出力と燃料被覆管最高温度の関係を示す。<u>高圧・低圧注水機能喪失及びLOCA 時注水機能喪失</u>では、<u>ベースケース</u>での高出力燃料集合体初期出力の場合において燃料被覆管最高温度が最も高くなり、<u>崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)</u>では、<u>いずれの高出力燃料集合体初期出力の場合においても、ほぼ同等の燃料被覆管最高温度となっている。</u></p> <p>以上から、<u>崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)</u>において、不確かさを考慮すれば、平均出力燃料集合体の燃料被覆管最高温度を代表としても問題とならない。</p> <p style="text-align: center;">第1表 解析ケース</p> <table border="1" data-bbox="163 1606 831 1890"> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th colspan="2">初期出力 (高出力燃料集合体)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">高圧・低圧注水機能喪失</td> <td>約 9MW</td> <td>申請解析条件</td> </tr> <tr> <td>約 6MW</td> <td>申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間</td> </tr> <tr> <td>約 4.5MW</td> <td>平均出力燃料集合体初期出力と同じ</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">LOCA 時注水機能喪失</td> <td>約 9MW</td> <td>申請解析条件</td> </tr> <tr> <td>約 6MW</td> <td>申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間</td> </tr> <tr> <td>約 4.5MW</td> <td>平均出力燃料集合体初期出力と同じ</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)</td> <td>約 9MW</td> <td>申請解析条件</td> </tr> <tr> <td>約 6MW</td> <td>申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間</td> </tr> <tr> <td>約 4.5MW</td> <td>平均出力燃料集合体初期出力と同じ</td> </tr> </tbody> </table>	事故シーケンス	初期出力 (高出力燃料集合体)		高圧・低圧注水機能喪失	約 9MW	申請解析条件	約 6MW	申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間	約 4.5MW	平均出力燃料集合体初期出力と同じ	LOCA 時注水機能喪失	約 9MW	申請解析条件	約 6MW	申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間	約 4.5MW	平均出力燃料集合体初期出力と同じ	崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)	約 9MW	申請解析条件	約 6MW	申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間	約 4.5MW	平均出力燃料集合体初期出力と同じ	<p>2. 燃料集合体初期出力に対する燃料被覆管最高温度の感度解析</p> <p>燃料集合体初期出力の燃料被覆管最高温度への影響を確認するため、<u>第1表</u>に示すとおり、代表的な事故シーケンスについて、高出力燃料集合体の初期出力を変化させた場合の燃料被覆管最高温度に関する感度解析を実施した。</p> <p>なお、燃料棒の線出力密度については、初期出力に比例して変化させている。</p> <p><u>第1図</u>に、燃料集合体初期出力と燃料被覆管最高温度の関係を示す。<u>高圧注水・減圧機能喪失</u>では、申請解析条件での高出力燃料集合体初期出力の場合において燃料被覆管最高温度が最も高くなり、<u>高圧・低圧注水機能喪失及びLOCA時注水機能喪失</u>では、<u>いずれの高出力燃料集合体初期出力の場合においても、ほぼ同等の燃料被覆管最高温度となっている。</u></p> <p>以上から、高圧・低圧注水機能喪失等において、平均出力燃料集合体の燃料被覆管最高温度を代表としても問題とならない。</p> <p style="text-align: center;">第1表 高出力燃料集合体初期出力と燃料被覆管最高温度の関係</p> <table border="1" data-bbox="964 1648 1558 1900"> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th colspan="2">高出力燃料集合体初期出力</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">高圧・低圧注水機能喪失</td> <td>約 8.7MW</td> <td>申請解析条件</td> </tr> <tr> <td>約 6.0MW</td> <td>申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間</td> </tr> <tr> <td>約 4.3MW</td> <td>平均出力燃料集合体初期出力と同等</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">高圧注水・減圧機能喪失</td> <td>約 8.7MW</td> <td>申請解析条件</td> </tr> <tr> <td>約 6.0MW</td> <td>申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間</td> </tr> <tr> <td>約 4.3MW</td> <td>平均出力燃料集合体初期出力と同等</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">LOCA 時注水機能喪失</td> <td>約 8.7MW</td> <td>申請解析条件</td> </tr> <tr> <td>約 6.0MW</td> <td>申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間</td> </tr> <tr> <td>約 4.3MW</td> <td>平均出力燃料集合体初期出力と同等</td> </tr> </tbody> </table>	事故シーケンス	高出力燃料集合体初期出力		高圧・低圧注水機能喪失	約 8.7MW	申請解析条件	約 6.0MW	申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間	約 4.3MW	平均出力燃料集合体初期出力と同等	高圧注水・減圧機能喪失	約 8.7MW	申請解析条件	約 6.0MW	申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間	約 4.3MW	平均出力燃料集合体初期出力と同等	LOCA 時注水機能喪失	約 8.7MW	申請解析条件	約 6.0MW	申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間	約 4.3MW	平均出力燃料集合体初期出力と同等	<p>出時間が長期間とならないことから、平均出力燃料集合体で燃料被覆管最高温度が発生する。</p> <p>2. 燃料集合体初期出力に対する燃料被覆管最高温度の感度解析</p> <p>燃料集合体初期出力の燃料被覆管最高温度への影響を確認するため、<u>表1</u>に示すとおり、代表的な事故シーケンスについて、高出力燃料集合体の初期出力*を変化させた場合の燃料被覆管最高温度に関する感度解析を実施した。</p> <p>なお、<u>燃料棒の線出力密度については、初期出力に比例して変化させている。</u></p> <p><u>図2</u>に、燃料集合体初期出力と燃料被覆管最高温度の関係を示す。<u>LOCA時注水機能喪失</u>では、<u>感度解析条件 (再循環配管 (出口ノズル) における破断面積 4.2cm² の場合)</u>での高出力燃料集合体初期出力の場合において燃料被覆管最高温度が最も高くなり、<u>高圧・低圧注水機能喪失</u>では、<u>申請解析条件での高出力燃料集合体初期出力以外の場合において、ほぼ同等の燃料被覆管最高温度となっている。</u></p> <p>以上から、<u>高圧・低圧注水機能喪失</u>において、<u>不確かさを考慮すれば平均出力燃料集合体の燃料被覆管最高温度を代表としても問題とならない。</u></p> <p>※ 高出力燃料集合体の初期出力は、下記のとおり設定している。</p> <p>高出力燃料集合体の初期出力＝ 線出力密度/軸方向出力分布×燃料棒本数×燃料棒有効長</p> <p>なお、平均出力燃料集合体の初期出力は、定格熱出力 2,436MW を燃料集合体体数 560 体で除した値を設定している。</p> <p style="text-align: center;">表1 解析ケース</p> <table border="1" data-bbox="1736 1606 2463 1890"> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th colspan="2">初期出力 (高出力燃料集合体)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">高圧・低圧注水機能喪失</td> <td>約 9 MW</td> <td>申請解析条件</td> </tr> <tr> <td>約 6 MW</td> <td>申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間</td> </tr> <tr> <td>約 4.5 MW</td> <td>平均出力燃料集合体初期出力と同じ</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">LOCA 時注水機能喪失</td> <td>約 9 MW</td> <td>申請解析条件</td> </tr> <tr> <td>約 6 MW</td> <td>申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間</td> </tr> <tr> <td>約 4.5 MW</td> <td>平均出力燃料集合体初期出力と同じ</td> </tr> </tbody> </table>	事故シーケンス	初期出力 (高出力燃料集合体)		高圧・低圧注水機能喪失	約 9 MW	申請解析条件	約 6 MW	申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間	約 4.5 MW	平均出力燃料集合体初期出力と同じ	LOCA 時注水機能喪失	約 9 MW	申請解析条件	約 6 MW	申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間	約 4.5 MW	平均出力燃料集合体初期出力と同じ	<p>備考</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 感度解析を実施する事故シーケンスの相違。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 感度解析を実施する事故シーケンスの相違。</p>
事故シーケンス	初期出力 (高出力燃料集合体)																																																																			
高圧・低圧注水機能喪失	約 9MW	申請解析条件																																																																		
	約 6MW	申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間																																																																		
	約 4.5MW	平均出力燃料集合体初期出力と同じ																																																																		
LOCA 時注水機能喪失	約 9MW	申請解析条件																																																																		
	約 6MW	申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間																																																																		
	約 4.5MW	平均出力燃料集合体初期出力と同じ																																																																		
崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)	約 9MW	申請解析条件																																																																		
	約 6MW	申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間																																																																		
	約 4.5MW	平均出力燃料集合体初期出力と同じ																																																																		
事故シーケンス	高出力燃料集合体初期出力																																																																			
高圧・低圧注水機能喪失	約 8.7MW	申請解析条件																																																																		
	約 6.0MW	申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間																																																																		
	約 4.3MW	平均出力燃料集合体初期出力と同等																																																																		
高圧注水・減圧機能喪失	約 8.7MW	申請解析条件																																																																		
	約 6.0MW	申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間																																																																		
	約 4.3MW	平均出力燃料集合体初期出力と同等																																																																		
LOCA 時注水機能喪失	約 8.7MW	申請解析条件																																																																		
	約 6.0MW	申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間																																																																		
	約 4.3MW	平均出力燃料集合体初期出力と同等																																																																		
事故シーケンス	初期出力 (高出力燃料集合体)																																																																			
高圧・低圧注水機能喪失	約 9 MW	申請解析条件																																																																		
	約 6 MW	申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間																																																																		
	約 4.5 MW	平均出力燃料集合体初期出力と同じ																																																																		
LOCA 時注水機能喪失	約 9 MW	申請解析条件																																																																		
	約 6 MW	申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間																																																																		
	約 4.5 MW	平均出力燃料集合体初期出力と同じ																																																																		



第1図 燃料集合体初期出力に対する燃料被覆管最高温度 (PCT) の感度解析結果



第2図 原子炉水位挙動の例 (高圧・低圧注水機能喪失)



第1図 燃料集合体初期出力に対する燃料被覆管最高温度の感度解析結果

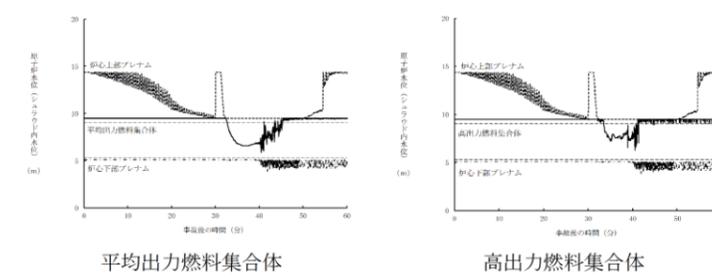


図1 原子炉水位挙動 (高圧・低圧注水機能喪失)

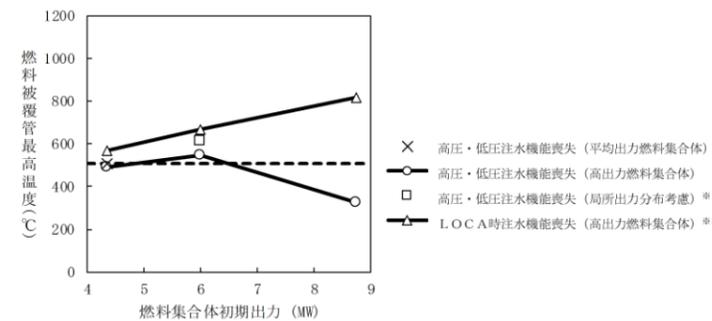


図2 燃料集合体初期出力に対する燃料被覆管最高温度の感度解析結果

※1 高出力燃料集合体の初期出力が約6 MWにおいて、高出力燃料棒の最大線出力密度を44kW/mに設定した場合の高出力燃料棒の燃料被覆管最高温度をプロット
 約6 MW = [高出力燃料棒の線出力密度 (44kW/m) × 高出力燃料棒の本数 (1本) + 平均出力燃料棒の線出力密度 (約30kW/m) × 平均出力燃料棒の本数 (73本)] × 燃料棒有効長 / 軸方向出力分布

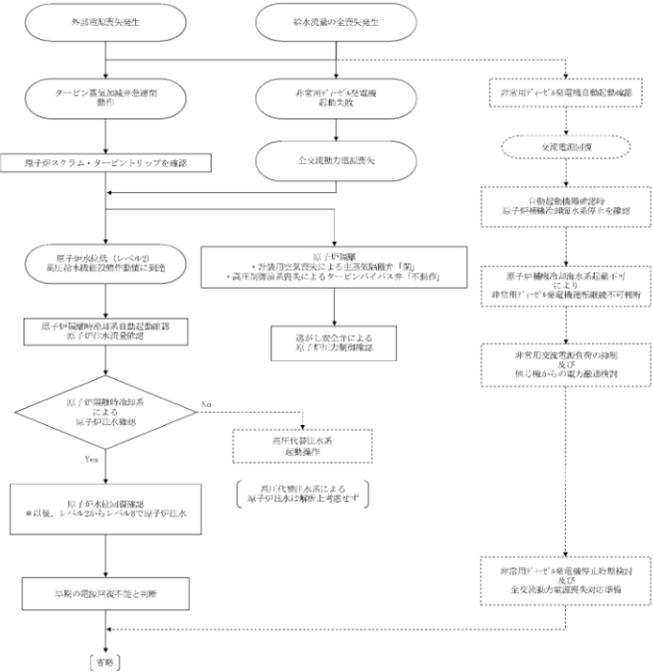
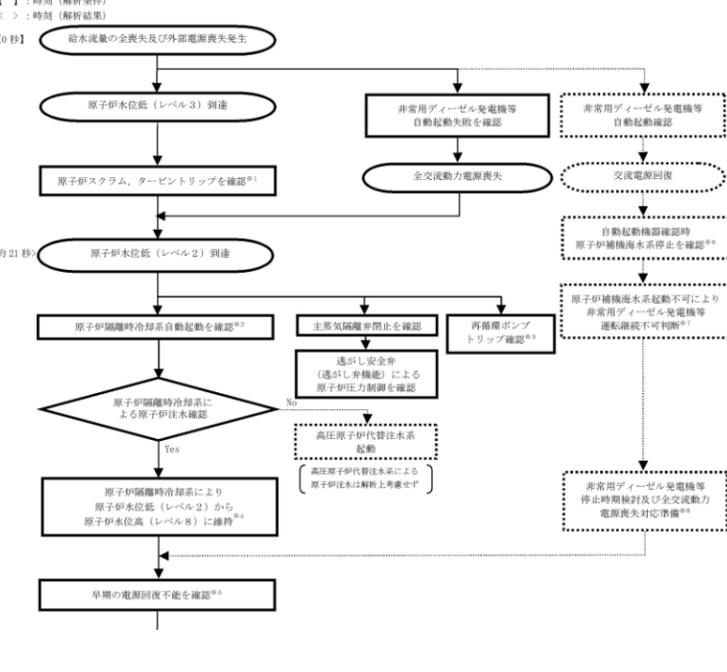
※2 再循環配管 (出口ノズル) における破断面積4.2cm²の結果をプロット

・解析結果の相違【東海第二】

・解析結果の相違【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>10. <u>非常用ディーゼル発電機が起動成功した場合の影響について</u> (<u>崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)</u>)</p> <p>1. はじめに 有効性評価の崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合) シナリオにおいては、外部電源の喪失に加え、取水機能喪失により非常用ディーゼル発電機 (以下「D/G」という。) の冷却水の冷却手段が喪失することから、全交流動力電源喪失を想定している。</p> <p>実際には、冷却水の冷却手段を喪失した状態でも、D/G は起動可能であり、一定時間の電源供給が行われると考えられる。ここでは、これによる影響について考察する。</p> <p>2. 非常用ディーゼル発電機による給電の影響について 第1 図に、冷却水の冷却手段を喪失したD/G の起動 (外部電源なし) を考慮した対応手順の概要を示す。</p> <p>取水機能喪失により冷却水の冷却手段が喪失した状態で、D/G が起動することで、全交流動力電源喪失は回避される。</p> <p>しかし、この際も逃がし安全弁の動作の影響や崩壊熱による原子炉冷却材の蒸発により、原子炉水位は低下する。原子炉水位が原子炉水位低 (レベル2) に到達した時点で原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が開始され、原子炉水位の維持が行われる。</p>	<p>添付資料 2. 4. 1. 3</p> <p>非常用ディーゼル発電機が起動成功した場合の影響について</p> <p>1. はじめに <u>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)」</u>においては、<u>外部電源喪失を想定するとともに、非常用ディーゼル発電機等の取水機能も喪失することを想定するため、全交流動力電源喪失となる。</u></p> <p><u>本事故シーケンスグループの有効性評価では全交流動力電源喪失を想定して運転員等操作時間を設定していることから、対応手順や運転員等操作時間に与える影響はない。しかしながら、実際には、海水冷却手段を喪失した場合でも、非常用ディーゼル発電機等は起動可能であり、一定時間の電源供給が行われることから、これによる影響について考察する。</u></p> <p>2. 非常用ディーゼル発電機による給電の影響について</p> <p><u>外部電源喪失時に非常用ディーゼル発電機等の海水冷却手段が喪失した場合、海水冷却手段が喪失した状態で非常用ディーゼル発電機等が自動起動することで、全交流動力電源喪失は回避される。</u></p> <p><u>その後、原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し、保有水量が減少することで原子炉水位は低下する。原子炉水位が原子炉水位異常低下 (レベル2) に到達した時点で原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が開始され、原子炉水位が維持される。</u></p>	<p>9. <u>取水機能喪失時の非常用ディーゼル発電設備が起動した場合の影響について</u></p> <p>1. はじめに 有効性評価の崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合) シナリオにおいては、外部電源の喪失に加え、取水機能喪失により非常用ディーゼル発電機等の冷却手段が喪失することから、全交流動力電源喪失を想定している。</p> <p>実際には、冷却水の冷却手段を喪失した状態でも、非常用ディーゼル発電機等は起動可能であり、一定時間の電源供給が行われると考えられる。ここでは、これによる影響について考察する。</p> <p>2. 非常用ディーゼル発電機等による給電の影響について 図1 に、冷却水の冷却手段を喪失した非常用ディーゼル発電機等の起動 (外部電源なし) を考慮した対応手順の概要を示す。</p> <p>取水機能喪失により冷却水の冷却手段が喪失した状態で、非常用ディーゼル発電機等が起動することで、全交流動力電源喪失は回避される。</p> <p>しかし、この際も逃がし安全弁の動作の影響や崩壊熱による原子炉冷却材の蒸発により、原子炉水位は低下する。原子炉水位が原子炉水位低 (レベル2) に到達した時点で原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が開始され、原子炉水位の維持が行われる。</p>	<p>備考</p> <p>・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。</p> <p>・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。</p> <p>・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。</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>この時、<u>D/G</u>は、冷却水の冷却手段を喪失しているため、運転継続によって、冷却水及び潤滑油温度が上昇し、その運転が不可能になることが想定される。</p> <p>このため、<u>D/G</u>による電源供給は可能であるものの、早期の電源回復不能と判断し、<u>常設代替交流電源設備及び低圧代替注水系(常設)の起動準備を開始する。その後、D/Gを停止し、全交流動力電源喪失に至った時点で、常設代替交流電源設備からの電源供給を開始し、逃がし安全弁による原子炉減圧及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を行う。</u></p> <p><u>D/G</u>を停止するまでの対応は、中央制御室のみで実施可能であり、要員の配置に与える影響はなく、また、その後の対応手順は、全交流動力電源喪失を最初から想定した場合と同様である。なお、<u>D/G</u>が起動することによって、待機中の機器(原子炉補機冷却系など)が自動起動するが、プラントに悪影響を及ぼすものではない。</p> <p>3. まとめ 取水機能が喪失し、冷却水の冷却手段が喪失した場合も<u>D/G</u>の起動は可能である。この場合、冷却水の冷却手段がないことにより<u>D/G</u>を停止するまで、給電が行われ、全交流動力電源喪失に至る時間が延長されるのみであり、対応手順に影響は及ぼ</p>	<p>この際、<u>自動起動した非常用ディーゼル発電機等は、海水冷却手段を喪失しているため、運転継続によって冷却水及び潤滑油温度が上昇し、インターロックにより停止する。</u></p> <p>非常用ディーゼル発電機等が停止するまでの対応は、中央制御室のみで実施可能であり、要員の配置に与える影響はなく、また、その後の対応手順は、<u>非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を最初から想定した場合と同様である。なお、非常用ディーゼル発電機等が起動することによって、待機中の機器が自動起動するが、プラントに悪影響を及ぼすものではない。</u></p> <p>3. まとめ <u>非常用ディーゼル発電機等は、海水冷却手段が喪失した場合でも自動起動するが、海水冷却手段がないことによる温度上昇に伴いインターロックにより自動停止するまで給電が行われ、全交流動力電源喪失に至る時間が延長されるのみであり、対応</u></p>	<p>この時、<u>非常用ディーゼル発電機等は、冷却水の冷却手段を喪失しているため、運転継続によって、冷却水及び潤滑油温度が上昇し、その運転が不可能になることが想定される。</u></p> <p>このため、<u>非常用ディーゼル発電機等による電源供給は可能であるものの、早期の電源回復不能と判断し、常設代替交流電源設備を起動し、非常用ディーゼル発電機等を停止する。</u></p> <p><u>非常用ディーゼル発電機等を停止するまでの対応は、中央制御室のみで実施可能であり、要員の配置に与える影響はなく、また、その後の対応手順は、全交流動力電源喪失を最初から想定した場合と同様である。なお、非常用ディーゼル発電機等が起動することによって、待機中の機器(原子炉補機冷却系)が自動起動するが、プラントに悪影響を及ぼすものではない。</u></p> <p>3. まとめ 取水機能が喪失し、冷却水の冷却手段が喪失した場合も<u>非常用ディーゼル発電機等</u>の起動は可能である。この場合、冷却水の冷却手段がないことにより<u>非常用ディーゼル発電機等</u>を停止するまで、給電が行われ、全交流動力電源喪失</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 【東海第二】 東海第二では、取水機能喪失により非常用ディーゼル発電機用海水ポンプが起動していない場合は、自動停止する。 ・運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、常設代替交流電源設備の起動後も原子炉隔離時冷却系による注水を継続し、原子炉隔離時冷却系の機能維持が不可と判断された場合に低圧注水へ移行する運用としているため、原子炉注水の記載はしていない。 ・設備設計の相違 【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>さない。</p> 	<p>手順に影響を及ぼすことはない。</p>	<p>に至る時間が延長されるのみであり、対応手順に影響は及ぼさない。</p> 	<p>東海第二では、取水機能喪失により非常用ディーゼル発電機用海水ポンプが起動していない場合は、自動停止する。</p>
<p>第1図 冷却水が喪失したD/G が起動した時の対応手順の概要(抜粋) (崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))</p>		<p>図1 冷却水が喪失した非常用ディーゼル発電機等が起動した時の対応手順の概要(抜粋) (崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))</p>	<p>・運用の相違 【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>11. 原子炉注水手段がない場合の原子炉減圧の考え方について</p> <p>炉心損傷後、原子炉へ注水できない場合には、蒸気冷却による燃料の冷却効果に期待するために原子炉減圧を遅らせ、シュラウド内の原子炉水位計(燃料域水位計)で原子炉水位が「有効燃料棒底部(BAF)+燃料棒有効長さの10%高い位置」を下回った場合に逃がし安全弁(SRV) 2個で原子炉の減圧を実施する手順としている。</p> <p>原子炉減圧を実施する水位および弁数は、以下の評価結果をもとに決定している。</p> <p>(1) 原子炉減圧のタイミングについて</p>	<p>添付資料 3. 2. 1</p> <p>原子炉圧力容器高圧破損防止のための原子炉手動減圧について</p> <p>原子炉への注水手段がなく原子炉圧力容器の破損に至るおそれがある場合には、原子炉圧力容器高圧破損防止のための原子炉手動減圧を実施する必要がある。この際、蒸気冷却による燃料の冷却効果に期待するために原子炉減圧を遅らせ、原子炉水位計(燃料域)で原子炉水位が「燃料有効長底部から燃料有効長の20%上の位置」(以下「BAF+20%」という。)に到達した場合に、逃がし安全弁(自動減圧機能) 2個で原子炉の減圧を実施する手順としている。</p> <p>減圧を実施する水位及び弁の個数については、以下の評価結果を基に決定している。</p> <p>(1) 原子炉手動減圧のタイミングについて</p>	<p>10. 原子炉注水手段がない場合の原子炉減圧の考え方について</p> <p>原子炉への注水手段がなく原子炉圧力容器の破損に至るおそれがある場合には、原子炉圧力容器高圧破損防止のための原子炉手動減圧を実施する必要がある。この際、蒸気冷却による燃料の冷却効果に期待するために原子炉減圧を遅らせ、シュラウド内の原子炉水位計(燃料域)で原子炉水位が「燃料棒有効長底部より燃料棒有効長の20%上の位置」(以下「BAF+20%」という。)に到達した場合に、逃がし安全弁(自動減圧機能付き) 2個で原子炉の減圧を実施する手順としている。</p> <p>減圧を実施する水位及び弁の個数については、以下の評価結果を基に決定している。</p> <p>1. 原子炉手動減圧のタイミングについて</p> <p>格納容器破損モード「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」では、溶融炉心、水蒸気及び水素ガスの急速な放出に伴い原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷が加えられることを防止するため、原子炉圧力容器破損までに逃がし安全弁の手動開操作により原子炉減圧を実施し、原子炉冷却材圧力を2.0MPa[gage]以下に低減する必要がある。</p> <p>しかしながら、蒸気冷却による燃料の冷却効果に期待するという観点で原子炉減圧を遅くする一方で、原子炉圧力容器破損のタイミングが見通せない中で運転員による手動操作が必要な状況下であることを踏まえると、到達予測が容易である原子炉水位で判断することが妥当とした。なお、原子炉水位が低下し燃料棒有効長底部(以下「BAF」という。)を下回った以降、原子炉減圧を実施した場合には、SA事象進展等に対して以下の悪影響が考えられる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉水位計(燃料域)による水位確認が不可となる。 ・燃料がヒートアップしているため、水素発生量が増加する。 ・水素発生量の増加により反応熱が増加し、原子炉圧力容器破損タイミングが早くなる。 ・減圧から原子炉圧力容器破損の時間が短く、高圧破損のリスクが上昇する。 ・水素発生量の増加及び原子炉圧力容器破損の早期化によ 	<p>・評価結果の相違【柏崎6/7】</p>

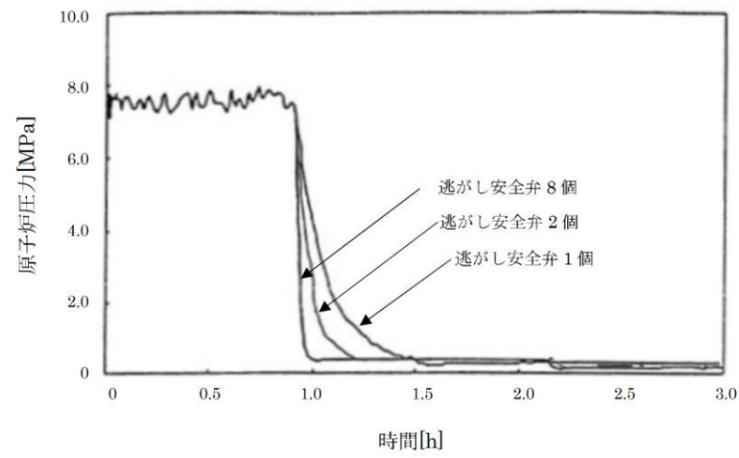
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>原子炉へ注水できない場合の原子炉減圧のタイミングを決定するため、原子炉水位が「原子炉水位低(レベル1)」に到達してから10分、20分、30分、40分、50分、60分後のそれぞれのタイミングで原子炉を減圧する場合の解析を実施し、水素の積算発生量を評価した。</p> <p>ここでの原子炉減圧は、SRV8個(自動減圧機能付逃がし安全弁全弁)によって実施されるものとした。</p> <p>評価結果を第1表に示す。水素の積算発生量については、50分後と60分後の間に大きな差が表れた。</p> <p>この評価結果から、酸化反応(ジルコニウム-水反応)が活発になる前の、原子炉水位低(レベル1)から40分後までに原子炉減圧を実施する必要があると判断した。</p> <p>なお、表1のSRV8個での10分、20分、30分、40分のタイミングでの原子炉減圧の結果からは、原子炉減圧のタイミングを遅くすることで水素発生量が減少している。しかしながら、第2表のSRV2個及び1個で原子炉減圧する場合を見ると、原子炉減圧のタイミングを遅くしても、水素発生量は減少せず、10分、20分、30分、40分で増減(ばらつき)を示している。第2表のSRV2個及び1個で原子炉減圧する場合の評価結果を踏まえ、第1表のSRV8個での評価結果もばらつきが表れた結果であり、顕著な傾向を示したものでは無いと考える。しかしながら、50分後と60分後の間に大きな差が生じるのはこのばらつきの影響ではなく、炉心形状が維持されている段階での炉心のヒートアップのタイミングに大量の蒸気が通過することによるものであると考えられる。このため、10分、20分、30分、40分での水素発生量のばらつきは本結論に影響を与えるものではない。</p> <p>(2) 原子炉減圧の弁数について</p> <p>原子炉減圧の際に開放する弁数を決定するため、原子炉水位低(レベル1)到達から10~40分後に、SRV1個、2個、8個で原子炉減圧した場合のそれぞれについて、水素発生量と燃料被覆管の荷重を評価した。</p>	<p>原子炉への注水手段がない場合の原子炉手動減圧のタイミングを検討するため、原子炉水位が「原子炉水位異常低下(レベル1)」(以下「L1」という。)に到達後10分から50分のそれぞれのタイミングで減圧する場合の解析を実施し、水素の積算発生量を評価した。減圧に用いる逃がし安全弁(自動減圧機能)の弁の個数は、7個(逃がし安全弁(自動減圧機能)全て)、2個及び1個のそれぞれで実施されるものとした。</p> <p>評価結果を第1表に示すとともに、それぞれの弁の個数で減圧した場合の原子炉水位及び積算水素発生量の推移を、第1図から第6図に示す。これらの評価結果から、水素の積算発生量については、おおむねL1到達後35分から50分の間で大きな差が現れた。</p> <p>この評価結果から、酸化反応(ジルコニウム-水反応)が活発になる前の、L1到達後35分までに減圧を実施することが望ましいと判断した。</p> <p>(2) 原子炉手動減圧に用いる弁の個数について</p> <p>第1表より、(1)で判断した原子炉手動減圧を実施するタイミング(L1到達後35分)近辺の減圧タイミングに着目すると、逃がし安全弁(自動減圧機能)1個の場合の水素発生量が大きくなっている。また、減圧時の炉内蒸気流量の観点では、逃が</p>	<p>り、原子炉格納容器過圧・過温破損を防止するためのマネジメントの時間余裕が短くなる。</p> <p>これらを踏まえ、原子炉への注水手段がない場合の原子炉手動減圧のタイミングを検討するため、原子炉水位が「原子炉水位低(レベル1)」(以下「L1」という。)に到達後10分から60分までのそれぞれのタイミングで減圧する場合の解析を実施し、水素の積算発生量^{*1}を評価した。減圧に用いる逃がし安全弁の弁の個数は、6個(逃がし安全弁(自動減圧機能付き)全弁)で実施されるものとした。</p> <p>評価結果を第1表、第1図及び第2図に示す。水素の積算発生量については、L1到達後40分後と50分後の間に大きな差が表れた。</p> <p>この評価結果から、酸化反応(ジルコニウム-水反応)が活発になる前の、L1到達後40分後までに減圧を実施することが望ましいと判断した。</p> <p>なお、第1表の逃がし安全弁(自動減圧機能付き)全弁(6個)での原子炉減圧の結果及び第2表の逃がし安全弁2個及び1個での原子炉減圧の結果について、10分、20分、30分、40分のタイミングで多少の増減(ばらつき)を示しているものの、50分後と60分後の間に大きな差が生じるのはこのばらつきの影響ではなく、炉心形状が維持されている段階での炉心のヒートアップのタイミングに大量の蒸気が通過することによるものであると考えられる。このため、10分、20分、30分、40分での水素発生量の多少のばらつきは本結論に影響を与えるものではない。</p> <p>※1 事象が安定した時点である事象発生から3時間後までの積算量。なお、3時間以降の水素量の増加はない。</p> <p>2. 原子炉手動減圧に用いる弁の個数について</p> <p>第2表及び第7図から第10図より、1.で判断した原子炉手動減圧を実施するタイミング(L1到達後40分)近辺の減圧タイミングに着目すると、逃がし安全弁1個の場合の水素発生量が大きくなっている。また、減圧時の炉内蒸気流量の</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・評価結果の相違【東海第二】 ・評価結果の相違【東海第二】 ・評価結果の相違【柏崎6/7, 東海第二】 ・評価結果の相違【柏崎6/7, 東海第二】 ・評価結果の相違【柏崎6/7】 ・評価結果の相違【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>評価結果を第2表に示す。水素発生量は、逃がし安全弁1個で原子炉減圧した場合以外は、ほぼ同等となった。原子炉減圧時の炉内蒸気流量の観点では、SRV8個で原子炉減圧した場合よりも、逃がし安全弁2個で原子炉減圧した場合の方が流量が少ないことから、被覆管に対する負荷が小さいものと考える。</p> <p>原子炉減圧完了までの時間については、第1図に示す通り、弁数が少ないほど長くなるが、いずれの場合も原子炉圧力容器破損までの時間に対しては十分な余裕があるため、原子炉圧力容器破損時の熔融炉心落下量など、原子炉圧力容器破損後の事象進展に与える影響は小さい。</p> <p>以上から、原子炉減圧の際に開放する弁数はSRV2個とした。</p> <p>(3) 原子炉減圧を実施する水位について</p> <p>(1)の評価結果から、原子炉の減圧を原子炉水位低(レベル1)到達から50分後以降に実施する場合に水素の積算発生量の顕著な増加が見られること及び、(2)の評価結果から、原子炉の減圧を原子炉水位低(レベル1)到達から10~40分後に実施する場合には、原子炉減圧実施時間に応じた水素の積算発生量に傾向が確認されないことを踏まえ、蒸気冷却による燃料の冷却効果に期待する観点から、原子炉減圧は水位低(レベル1)から40分後に実施するものとし、判断基準としてはこれに相当する原子炉水位を用いることとした。原子炉水位低(レベル1)から40分後の原子炉水位を評価すると、原子炉水位はBAF+10%程度であるため、これを原子炉減圧実施の水位とした。</p>	<p>し安全弁(自動減圧機能)7個の場合よりも逃がし安全弁(自動減圧機能)2個の場合の方が、炉内蒸気流量が小さいことから、被覆管に対する負荷が小さいものと考える。</p> <p>減圧完了までの時間については、第1図、第3図及び第5図のとおり、弁の個数が少ないほど長くなるが、いずれの場合も原子炉圧力容器破損までの時間に対しては十分な余裕があるため、原子炉圧力容器破損時の熔融炉心落下量など、原子炉圧力容器破損後の事象進展に与える影響は小さい。</p> <p>以上から、原子炉手動減圧の際に開放する弁の個数は逃がし安全弁(自動減圧機能)2個とした。</p> <p>(3) 原子炉手動減圧を実施する原子炉水位について</p> <p>上記評価結果より、原子炉手動減圧をL1到達後35分以降に実施する場合に水素の積算発生量に顕著な増加が見られること、また、減圧をL1到達後10分から35分の間で実施する場合には水素の積算発生量に有意な傾向が確認されないことを踏まえ、蒸気冷却による燃料の冷却効果に期待する観点から、減圧はL1到達後35分で実施するものとし、判断基準としてはこのタイミングに相当する原子炉水位を用いることとした。</p> <p>第3図より、L1到達後35分での原子炉水位はBAF+20%程度であることから、これを原子炉手動減圧実施の水位とした。</p>	<p>観点では、逃がし安全弁(自動減圧機能付き)全弁(6個)の場合よりも逃がし安全弁2個の場合の方が、炉内蒸気流量が小さいことから、燃料被覆管にかかる荷重が小さいものと考える。なお、低圧注水がある場合、水位回復の観点から早めに減圧すべきであるが、低圧注水がない場合には、注水ができない状況であってもできるだけ燃料破損を遅らせる観点から減圧に用いる弁数は少ない方が望ましい。</p> <p>水素発生量については、減圧が遅くなるほど蒸気量は小さくなるが炉心ヒートアップは進むこともあり、減圧時間が遅い方が水素発生量が多くなる傾向となっている。</p> <p>水素発生量を抑えつつ、燃料被覆管の荷重を低く抑える観点から、減圧時に開放する適切な弁数は2個と判断した。ただし、減圧が遅くなり水素ガスが多く発生したとしても、450kg程度であれば、原子炉過圧破損の観点から原子炉格納容器圧力への影響は過大ではないと考える。</p> <p>減圧完了までの時間については、第3図から第6図に示すとおり、弁の個数が少ないほど長くなるが、いずれの場合も原子炉圧力容器破損までの時間に対しては十分な余裕があるため、原子炉圧力容器破損時の熔融炉心落下量など、原子炉圧力容器破損後の事象進展に与える影響は小さい。</p> <p>以上から、原子炉手動減圧の際に開放する弁数は逃がし安全弁2個とした。</p> <p>3. 原子炉手動減圧を実施する水位について</p> <p>上記評価結果より、原子炉手動減圧をL1到達後50分後以降に実施する場合に水素の積算発生量の顕著な増加が見られること、また、減圧をL1到達後10分から40分の間で実施する場合には水素の積算発生量に有意な傾向が確認されないことを踏まえ、蒸気冷却による燃料の冷却効果に期待する観点から、原子炉減圧はL1到達後40分で実施するものとし、判断基準としてはこのタイミングに相当する原子炉水位を用いることとした。原子炉水位低(レベル1)から40分後の原子炉水位を評価すると、原子炉水位はBAF+20%程度であることから、これを減圧実施の水位とした。仮に原子炉水位がBAF+20%で減圧操作できなかった場合でも、BAFに到達するまでに約30分間の時間余裕があり、また、原子炉急速減圧操作は原子炉水位の低下傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能であることから、操作の不確かさはない。</p>	<p>・評価結果の相違【柏崎6/7】</p> <p>・評価結果の相違【東海第二】</p> <p>・評価結果の相違【柏崎6/7】</p>

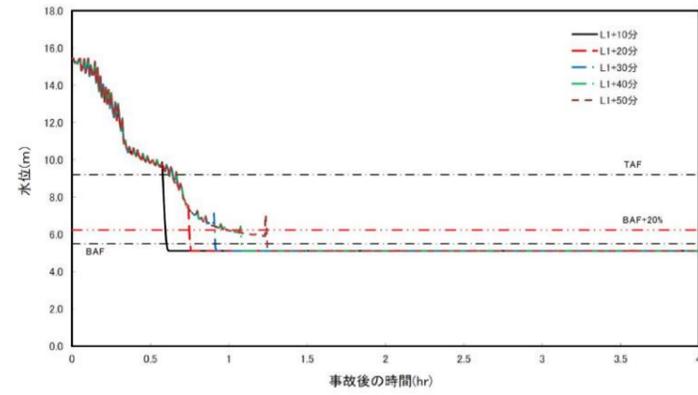
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>なお、海外における同様の判断基準を調査した結果、米国の緊急時操作ガイドライン(EPG)^[1]の例では、不測事態の蒸気冷却の手順において、原子炉へ注水できない場合の原子炉減圧の判断基準をBAF+70%程度としていることを確認した。これは、BAF+70%程度よりも原子炉水位が高い状況では、注水が無くかつ原子炉減圧していない状態でも冠水部分の燃料から発生する蒸気により露出部分の燃料を冷却できると判断しているものと推定される。当社の判断基準は、米国の例との差異はあるものの、上述の評価結果を踏まえ定めているものであり、妥当であると考え。</p> <p>(4) 原子炉水位の確認手段について</p> <p>原子炉水位は、原子炉水位計(燃料域水位計)によって確認する。原子炉水位がBAF+10%に到達する時点(事象発生から約1.4時間後)では、原子炉圧力容器内の気相部温度は飽和温度を超えているが、ドライウェル内の気相部温度は約80℃であることから、原子炉水位計の凝縮槽内の水位は維持され、原子炉水位計による原子炉水位の確認は可能と考える。</p> <p>また、仮に水位不明となった場合は急速減圧を実施する手順となっており、同等の対応となることから、運転員の対応に影響はない。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>なお、海外における同様の判断基準を調査した結果、米国の緊急時操作ガイドライン(EPG)^[1]の例では、不測事態の蒸気冷却の手順において、原子炉へ注水できない場合の原子炉減圧の判断基準をBAF+70%程度としていることを確認した。これは、BAF+70%程度よりも原子炉水位が高い状況では、注水が無くかつ原子炉減圧していない状態でも、冠水部分の燃料から発生する蒸気により露出部分の燃料を冷却できると判断しているものと推定される。当社の判断基準は、米国の例との差異はあるものの、上述の評価結果を踏まえ蒸気冷却効果、水素発生量及び被覆管に対する負荷の観点から定めているものであり、妥当であると考え。</p> <p>(4) 原子炉水位の確認手段について</p> <p>原子炉水位は、原子炉水位計(燃料域)によって確認する。原子炉水位がBAF+20%に到達する時点(事象発生から約38分後)では、原子炉圧力容器内の気相部温度は飽和温度を超えているが、ドライウェル内の気相部温度は80℃程度であることから、原子炉水位計の凝縮槽内の水位は維持され、原子炉水位計による原子炉水位の確認は可能と考える。</p> <p>また、仮に水位不明となった場合は炉心損傷を判断した時点で急速減圧を実施する手順となっており、同等の対応となることから、運転員の対応に影響はない。</p>	<p>なお、海外における同様の判断基準を調査した結果、米国の緊急時操作ガイドライン(EPG)^[1]の例では、不測事態の蒸気冷却の手順において、原子炉へ注水できない場合の原子炉減圧の判断基準をBAF+70%程度としていることを確認した。これはBAF+70%程度よりも原子炉水位が高い状況では、注水が無くかつ原子炉減圧していない状態でも、冠水部分の燃料から発生する蒸気により露出部分の燃料を冷却できると判断しているものと推定される。当社の判断基準は、米国の例との差異はあるものの、上述の評価結果を踏まえ蒸気冷却効果、水素発生量及び被覆管に対する負荷の観点から定めているものであり、妥当であると考え。</p> <p>4. 原子炉水位の確認手段について</p> <p>原子炉水位は原子炉水位計(燃料域)によって確認し、第11図に示す補正曲線を用いて原子炉圧力に対する補正を行いBAF+20%を判断する。高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱において、原子炉水位計(燃料域)がBAF+20%に到達する時点(事象発生から約1時間後)では、原子炉圧力容器内の気相部温度は飽和温度を超えているが、ドライウェル内の気相部温度は約77℃であり、第12図に示す水位不明判断曲線の水位不明領域に入っていないことから、原子炉水位計(燃料域)の凝縮槽内の水位は維持され、原子炉水位計(燃料域)による原子炉水位の確認は可能と考える。</p> <p>また、第12図に示す水位不明判断曲線は、すべての原子炉水位計の水位不明判断に使用し、仮に水位不明となった場合は急速減圧を実施する手順となっており、同等の対応となることから、運転員の対応に影響はない。</p> <p>なお、原子炉水位計の凝縮槽内の水位を確認する手段として、凝縮槽表面の気相部と液相部に温度計を設置することとしており、気相部と液相部に温度差がある場合には、凝縮槽</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・記載表現の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、BAF+20%補正曲線で判断する手段を記載 ・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 ・記載表現の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、水位不明でないことを水位不明曲線で判断する手段を記載 ・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、原子炉水位低(レベル1)到達以降、水位不明となった場合は原子炉水位低(レベル1)到達から40分後に減圧する。 ・記載表現の相違 【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>[参考文献]</p> <p>[1] “ABWR design Control Document [Tier 2, Chapter 18 Human Factors Engineering]”, GE Nuclear Energy, Mar. , 1997</p>	<p>[1] “ABWR Design Control Document [Tier2, Chapter18, Human Factors Engineering]”, GE Nuclear Energy, Mar. 1997.</p>	<p>内の水位が維持されており、また、気相部と液相部に温度差がない場合には、凝縮槽内の水が蒸発し、水位不明となっていることを判断することが可能である。</p> <p>5. 原子炉手動減圧に用いる逃がし安全弁の選定について</p> <p>原子炉注水機能喪失時の原子炉手動減圧に用いる逃がし安全弁は、以下に示す条件を考慮し「B弁」及び「M弁」を選定している。</p> <p>【選定条件】</p> <p>①自動減圧機能及び代替自動減圧機能を有する弁とし、本機能が作動した場合に必要な以上の逃がし安全弁が開としないようにする。</p> <p>②過熱蒸気による逃がし安全弁損傷防止の観点から、開放する弁は可能な限り隔離させる。(第13図)</p> <p>③残留熱除去系の機能喪失防止の観点から、開放する弁は残留熱除去系ストレーナから可能な限り隔離させる。(第14図)</p> <p>④サブプレッション・プール水温度の上昇を均一にするため、可能な限り離れた排気管の位置の弁とする。(第14図)</p> <p>第14図に示すとおり、「B弁」と「M弁」の排気ラインは比較的近接しているが、サブプレッション・プール水量(2800m³)を勘案すると原子炉からの蒸気凝縮は十分可能である。サブプレッション・プールへの熱影響の観点(【選定条件】④)からは、「B弁」と「M弁」の排気ラインは比較的近接しているが、重大事故対応における悪影響を考慮し、その他の選定条件(【選定条件】①～③)をすべて満たす弁を選定している。</p> <p>[参考文献]</p> <p>[1] “ABWR design Control Document [Tier 2, Chapter 18 Human Factors Engineering]”, GE Nuclear Energy, Mar. , 1997</p>	<p>島根2号炉は、凝縮槽に設置している温度計による水位確認手段を記載。</p> <p>・記載表現の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>島根2号炉は、原子炉手動減圧に用いる逃がし安全弁の選定の考え方を記載</p>

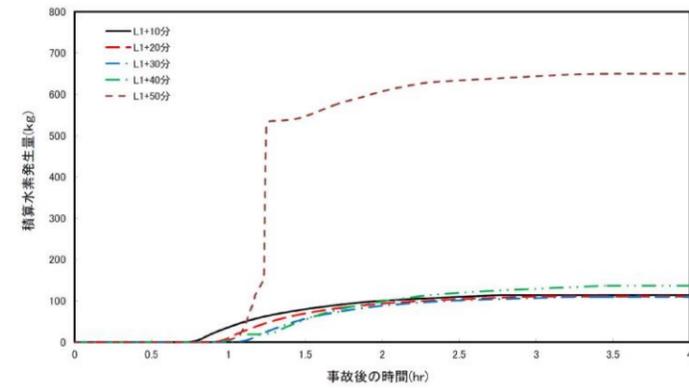
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																																																																																																																																				
<p align="center">第1表 原子炉減圧のタイミングに関する評価結果 (SRV8個で原子炉減圧した場合)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>原子炉水位低(レベル1)到達後の時間遅れ</th> <th>10分</th> <th>20分</th> <th>30分</th> <th>40分</th> <th>50分</th> <th>60分</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>水素発生量[kg]</td> <td>370</td> <td>270</td> <td>220</td> <td>180</td> <td>270</td> <td>820*</td> </tr> </tbody> </table> <p>※ 原子炉水位の低下に伴う燃料棒の過熱により、原子炉水位低(レベル1)到達後50分を過ぎたタイミングで原子炉を減圧すると、ジルコニウム-水反応による水素発生量が著しく増加する。(「3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」におけるジルコニウム-水反応による水素発生量は約1400kg)</p>	原子炉水位低(レベル1)到達後の時間遅れ	10分	20分	30分	40分	50分	60分	水素発生量[kg]	370	270	220	180	270	820*	<p align="center">第1表 原子炉手動減圧に関する解析結果</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>減圧弁数</th> <th>L1到達後の時間遅れ[分]</th> <th>水素発生量[kg]</th> <th>被覆管への荷重*</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="5">逃がし安全弁(自動減圧機能)7個</td> <td>10</td> <td>114</td> <td>87</td> </tr> <tr> <td>20</td> <td>111</td> <td>78</td> </tr> <tr> <td>30</td> <td>109</td> <td>163</td> </tr> <tr> <td>40</td> <td>137</td> <td>119</td> </tr> <tr> <td>50</td> <td>650</td> <td>68</td> </tr> <tr> <td rowspan="5">逃がし安全弁(自動減圧機能)2個</td> <td>10</td> <td>272</td> <td>40</td> </tr> <tr> <td>20</td> <td>253</td> <td>106</td> </tr> <tr> <td>30</td> <td>295</td> <td>92</td> </tr> <tr> <td>35</td> <td>295</td> <td>51</td> </tr> <tr> <td>40</td> <td>578</td> <td>98</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">逃がし安全弁(自動減圧機能)1個</td> <td>10</td> <td>403</td> <td>80</td> </tr> <tr> <td>20</td> <td>405</td> <td>83</td> </tr> <tr> <td>30</td> <td>469</td> <td>63</td> </tr> <tr> <td>40</td> <td>599</td> <td>103</td> </tr> </tbody> </table> <p align="right">*減圧時の最大炉内蒸気流量[kg/s]</p> <p>(減圧時に燃料被覆管が受ける荷重としては、燃料被覆管内外の圧力差による応力等が考えられ、蒸気流量の増加とともに大きくなると考えられることから、加わる荷重の指標として蒸気流量を参考としている)</p>	減圧弁数	L1到達後の時間遅れ[分]	水素発生量[kg]	被覆管への荷重*	逃がし安全弁(自動減圧機能)7個	10	114	87	20	111	78	30	109	163	40	137	119	50	650	68	逃がし安全弁(自動減圧機能)2個	10	272	40	20	253	106	30	295	92	35	295	51	40	578	98	逃がし安全弁(自動減圧機能)1個	10	403	80	20	405	83	30	469	63	40	599	103	<p align="center">第1表 原子炉減圧のタイミングに関する評価結果 (逃がし安全弁(自動減圧機能付き)全弁(6個)で減圧した場合)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>原子炉水位低(レベル1)到達後の時間遅れ</th> <th>10分</th> <th>20分</th> <th>30分</th> <th>40分</th> <th>50分</th> <th>60分</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>積算水素発生量(3時間後まで)[kg]</td> <td>70</td> <td>70</td> <td>70</td> <td>80</td> <td>350</td> <td>310</td> </tr> </tbody> </table> <p align="center">第2表 減圧弁数に関する評価結果</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>減圧弁数</th> <th>L1到達後の時間遅れ[分]</th> <th>原子炉水位(燃料域)の目安</th> <th>積算水素発生量(3時間後まで)[kg]</th> <th>被覆管への荷重*</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">逃がし安全弁(自動減圧機能付き)全弁(6個)</td> <td>10</td> <td>BAF+121%</td> <td>70</td> <td>130</td> </tr> <tr> <td>20</td> <td>BAF+69%</td> <td>70</td> <td>110</td> </tr> <tr> <td>30</td> <td>BAF+29%</td> <td>70</td> <td>130</td> </tr> <tr> <td>40</td> <td>BAF+18%</td> <td>80</td> <td>150</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">逃がし安全弁2個</td> <td>10</td> <td>BAF+121%</td> <td>140</td> <td>80</td> </tr> <tr> <td>20</td> <td>BAF+69%</td> <td>130</td> <td>70</td> </tr> <tr> <td>30</td> <td>BAF+29%</td> <td>140</td> <td>60</td> </tr> <tr> <td>40</td> <td>BAF+18%</td> <td>160</td> <td>100</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">逃がし安全弁1個</td> <td>10</td> <td>BAF+121%</td> <td>200</td> <td>60</td> </tr> <tr> <td>20</td> <td>BAF+69%</td> <td>200</td> <td>50</td> </tr> <tr> <td>30</td> <td>BAF+29%</td> <td>220</td> <td>30</td> </tr> <tr> <td>40</td> <td>BAF+18%</td> <td>380</td> <td>30</td> </tr> </tbody> </table> <p align="right">* 原子炉減圧時の最大炉内蒸気流量[kg/s]</p> <p>(減圧時に燃料被覆管が受ける荷重としては、燃料被覆管内外の圧力差による応力等が考えられ、蒸気流量の増加とともに大きくなると考えられることから、加わる荷重の指標として蒸気流量を参考としている。)</p>	原子炉水位低(レベル1)到達後の時間遅れ	10分	20分	30分	40分	50分	60分	積算水素発生量(3時間後まで)[kg]	70	70	70	80	350	310	減圧弁数	L1到達後の時間遅れ[分]	原子炉水位(燃料域)の目安	積算水素発生量(3時間後まで)[kg]	被覆管への荷重*	逃がし安全弁(自動減圧機能付き)全弁(6個)	10	BAF+121%	70	130	20	BAF+69%	70	110	30	BAF+29%	70	130	40	BAF+18%	80	150	逃がし安全弁2個	10	BAF+121%	140	80	20	BAF+69%	130	70	30	BAF+29%	140	60	40	BAF+18%	160	100	逃がし安全弁1個	10	BAF+121%	200	60	20	BAF+69%	200	50	30	BAF+29%	220	30	40	BAF+18%	380	30	<p>・評価結果の相違【柏崎6/7】</p> <p>・記載方針の相違【東海第二】</p> <p>・評価結果の相違【柏崎6/7, 東海第二】</p>															
原子炉水位低(レベル1)到達後の時間遅れ	10分	20分	30分	40分	50分	60分																																																																																																																																																	
水素発生量[kg]	370	270	220	180	270	820*																																																																																																																																																	
減圧弁数	L1到達後の時間遅れ[分]	水素発生量[kg]	被覆管への荷重*																																																																																																																																																				
逃がし安全弁(自動減圧機能)7個	10	114	87																																																																																																																																																				
	20	111	78																																																																																																																																																				
	30	109	163																																																																																																																																																				
	40	137	119																																																																																																																																																				
	50	650	68																																																																																																																																																				
逃がし安全弁(自動減圧機能)2個	10	272	40																																																																																																																																																				
	20	253	106																																																																																																																																																				
	30	295	92																																																																																																																																																				
	35	295	51																																																																																																																																																				
	40	578	98																																																																																																																																																				
逃がし安全弁(自動減圧機能)1個	10	403	80																																																																																																																																																				
	20	405	83																																																																																																																																																				
	30	469	63																																																																																																																																																				
	40	599	103																																																																																																																																																				
原子炉水位低(レベル1)到達後の時間遅れ	10分	20分	30分	40分	50分	60分																																																																																																																																																	
積算水素発生量(3時間後まで)[kg]	70	70	70	80	350	310																																																																																																																																																	
減圧弁数	L1到達後の時間遅れ[分]	原子炉水位(燃料域)の目安	積算水素発生量(3時間後まで)[kg]	被覆管への荷重*																																																																																																																																																			
逃がし安全弁(自動減圧機能付き)全弁(6個)	10	BAF+121%	70	130																																																																																																																																																			
	20	BAF+69%	70	110																																																																																																																																																			
	30	BAF+29%	70	130																																																																																																																																																			
	40	BAF+18%	80	150																																																																																																																																																			
逃がし安全弁2個	10	BAF+121%	140	80																																																																																																																																																			
	20	BAF+69%	130	70																																																																																																																																																			
	30	BAF+29%	140	60																																																																																																																																																			
	40	BAF+18%	160	100																																																																																																																																																			
逃がし安全弁1個	10	BAF+121%	200	60																																																																																																																																																			
	20	BAF+69%	200	50																																																																																																																																																			
	30	BAF+29%	220	30																																																																																																																																																			
	40	BAF+18%	380	30																																																																																																																																																			
<p align="center">第2表 原子炉減圧時の弁数に関する評価結果</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>原子炉減圧時の弁数</th> <th>原子炉水位低(レベル1)到達後の時間遅れ</th> <th>水素発生量[kg]</th> <th>被覆管への荷重*</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">SRV8個</td> <td>10分</td> <td>370</td> <td>100</td> </tr> <tr> <td>20分</td> <td>270</td> <td>270</td> </tr> <tr> <td>30分</td> <td>220</td> <td>210</td> </tr> <tr> <td>40分</td> <td>180</td> <td>220</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">SRV2個</td> <td>10分</td> <td>360</td> <td>90</td> </tr> <tr> <td>20分</td> <td>400</td> <td>140</td> </tr> <tr> <td>30分</td> <td>280</td> <td>80</td> </tr> <tr> <td>40分</td> <td>400</td> <td>70</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">SRV1個</td> <td>10分</td> <td>560</td> <td>70</td> </tr> <tr> <td>20分</td> <td>640</td> <td>60</td> </tr> <tr> <td>30分</td> <td>510</td> <td>50</td> </tr> <tr> <td>40分</td> <td>620</td> <td>60</td> </tr> </tbody> </table> <p align="right">※ 原子炉減圧時の最大炉内蒸気流量[kg/s]</p>	原子炉減圧時の弁数	原子炉水位低(レベル1)到達後の時間遅れ	水素発生量[kg]	被覆管への荷重*	SRV8個	10分	370	100	20分	270	270	30分	220	210	40分	180	220	SRV2個	10分	360	90	20分	400	140	30分	280	80	40分	400	70	SRV1個	10分	560	70	20分	640	60	30分	510	50	40分	620	60	<p align="center">第1表 原子炉手動減圧に関する解析結果</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>減圧弁数</th> <th>L1到達後の時間遅れ[分]</th> <th>水素発生量[kg]</th> <th>被覆管への荷重*</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="5">逃がし安全弁(自動減圧機能)7個</td> <td>10</td> <td>114</td> <td>87</td> </tr> <tr> <td>20</td> <td>111</td> <td>78</td> </tr> <tr> <td>30</td> <td>109</td> <td>163</td> </tr> <tr> <td>40</td> <td>137</td> <td>119</td> </tr> <tr> <td>50</td> <td>650</td> <td>68</td> </tr> <tr> <td rowspan="5">逃がし安全弁(自動減圧機能)2個</td> <td>10</td> <td>272</td> <td>40</td> </tr> <tr> <td>20</td> <td>253</td> <td>106</td> </tr> <tr> <td>30</td> <td>295</td> <td>92</td> </tr> <tr> <td>35</td> <td>295</td> <td>51</td> </tr> <tr> <td>40</td> <td>578</td> <td>98</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">逃がし安全弁(自動減圧機能)1個</td> <td>10</td> <td>403</td> <td>80</td> </tr> <tr> <td>20</td> <td>405</td> <td>83</td> </tr> <tr> <td>30</td> <td>469</td> <td>63</td> </tr> <tr> <td>40</td> <td>599</td> <td>103</td> </tr> </tbody> </table> <p align="right">*減圧時の最大炉内蒸気流量[kg/s]</p> <p>(減圧時に燃料被覆管が受ける荷重としては、燃料被覆管内外の圧力差による応力等が考えられ、蒸気流量の増加とともに大きくなると考えられることから、加わる荷重の指標として蒸気流量を参考としている)</p>	減圧弁数	L1到達後の時間遅れ[分]	水素発生量[kg]	被覆管への荷重*	逃がし安全弁(自動減圧機能)7個	10	114	87	20	111	78	30	109	163	40	137	119	50	650	68	逃がし安全弁(自動減圧機能)2個	10	272	40	20	253	106	30	295	92	35	295	51	40	578	98	逃がし安全弁(自動減圧機能)1個	10	403	80	20	405	83	30	469	63	40	599	103	<p align="center">第2表 減圧弁数に関する評価結果</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>減圧弁数</th> <th>L1到達後の時間遅れ[分]</th> <th>原子炉水位(燃料域)の目安</th> <th>積算水素発生量(3時間後まで)[kg]</th> <th>被覆管への荷重*</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">逃がし安全弁(自動減圧機能付き)全弁(6個)</td> <td>10</td> <td>BAF+121%</td> <td>70</td> <td>130</td> </tr> <tr> <td>20</td> <td>BAF+69%</td> <td>70</td> <td>110</td> </tr> <tr> <td>30</td> <td>BAF+29%</td> <td>70</td> <td>130</td> </tr> <tr> <td>40</td> <td>BAF+18%</td> <td>80</td> <td>150</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">逃がし安全弁2個</td> <td>10</td> <td>BAF+121%</td> <td>140</td> <td>80</td> </tr> <tr> <td>20</td> <td>BAF+69%</td> <td>130</td> <td>70</td> </tr> <tr> <td>30</td> <td>BAF+29%</td> <td>140</td> <td>60</td> </tr> <tr> <td>40</td> <td>BAF+18%</td> <td>160</td> <td>100</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">逃がし安全弁1個</td> <td>10</td> <td>BAF+121%</td> <td>200</td> <td>60</td> </tr> <tr> <td>20</td> <td>BAF+69%</td> <td>200</td> <td>50</td> </tr> <tr> <td>30</td> <td>BAF+29%</td> <td>220</td> <td>30</td> </tr> <tr> <td>40</td> <td>BAF+18%</td> <td>380</td> <td>30</td> </tr> </tbody> </table> <p align="right">* 原子炉減圧時の最大炉内蒸気流量[kg/s]</p> <p>(減圧時に燃料被覆管が受ける荷重としては、燃料被覆管内外の圧力差による応力等が考えられ、蒸気流量の増加とともに大きくなると考えられることから、加わる荷重の指標として蒸気流量を参考としている。)</p>	減圧弁数	L1到達後の時間遅れ[分]	原子炉水位(燃料域)の目安	積算水素発生量(3時間後まで)[kg]	被覆管への荷重*	逃がし安全弁(自動減圧機能付き)全弁(6個)	10	BAF+121%	70	130	20	BAF+69%	70	110	30	BAF+29%	70	130	40	BAF+18%	80	150	逃がし安全弁2個	10	BAF+121%	140	80	20	BAF+69%	130	70	30	BAF+29%	140	60	40	BAF+18%	160	100	逃がし安全弁1個	10	BAF+121%	200	60	20	BAF+69%	200	50	30	BAF+29%	220	30	40	BAF+18%	380	30	<p>・評価結果の相違【柏崎6/7, 東海第二】</p>
原子炉減圧時の弁数	原子炉水位低(レベル1)到達後の時間遅れ	水素発生量[kg]	被覆管への荷重*																																																																																																																																																				
SRV8個	10分	370	100																																																																																																																																																				
	20分	270	270																																																																																																																																																				
	30分	220	210																																																																																																																																																				
	40分	180	220																																																																																																																																																				
SRV2個	10分	360	90																																																																																																																																																				
	20分	400	140																																																																																																																																																				
	30分	280	80																																																																																																																																																				
	40分	400	70																																																																																																																																																				
SRV1個	10分	560	70																																																																																																																																																				
	20分	640	60																																																																																																																																																				
	30分	510	50																																																																																																																																																				
	40分	620	60																																																																																																																																																				
減圧弁数	L1到達後の時間遅れ[分]	水素発生量[kg]	被覆管への荷重*																																																																																																																																																				
逃がし安全弁(自動減圧機能)7個	10	114	87																																																																																																																																																				
	20	111	78																																																																																																																																																				
	30	109	163																																																																																																																																																				
	40	137	119																																																																																																																																																				
	50	650	68																																																																																																																																																				
逃がし安全弁(自動減圧機能)2個	10	272	40																																																																																																																																																				
	20	253	106																																																																																																																																																				
	30	295	92																																																																																																																																																				
	35	295	51																																																																																																																																																				
	40	578	98																																																																																																																																																				
逃がし安全弁(自動減圧機能)1個	10	403	80																																																																																																																																																				
	20	405	83																																																																																																																																																				
	30	469	63																																																																																																																																																				
	40	599	103																																																																																																																																																				
減圧弁数	L1到達後の時間遅れ[分]	原子炉水位(燃料域)の目安	積算水素発生量(3時間後まで)[kg]	被覆管への荷重*																																																																																																																																																			
逃がし安全弁(自動減圧機能付き)全弁(6個)	10	BAF+121%	70	130																																																																																																																																																			
	20	BAF+69%	70	110																																																																																																																																																			
	30	BAF+29%	70	130																																																																																																																																																			
	40	BAF+18%	80	150																																																																																																																																																			
逃がし安全弁2個	10	BAF+121%	140	80																																																																																																																																																			
	20	BAF+69%	130	70																																																																																																																																																			
	30	BAF+29%	140	60																																																																																																																																																			
	40	BAF+18%	160	100																																																																																																																																																			
逃がし安全弁1個	10	BAF+121%	200	60																																																																																																																																																			
	20	BAF+69%	200	50																																																																																																																																																			
	30	BAF+29%	220	30																																																																																																																																																			
	40	BAF+18%	380	30																																																																																																																																																			



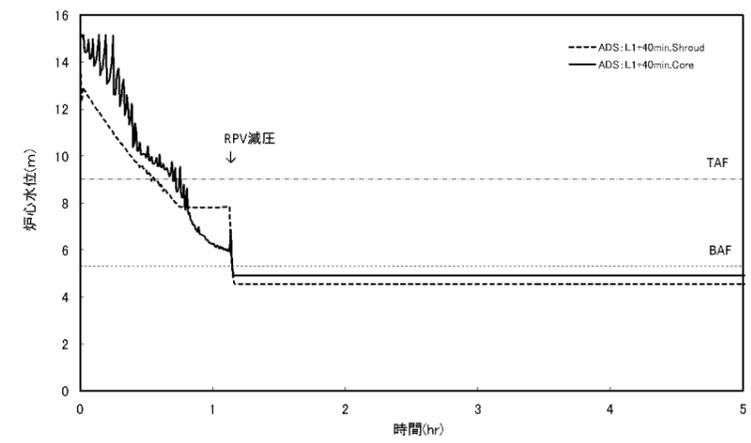
第1図 原子炉減圧時の原子炉圧力の推移



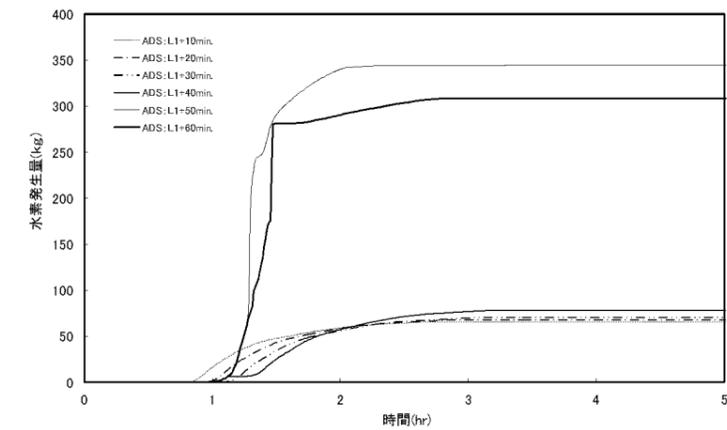
第1図 原子炉水位の時間変化
(逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 個)



第2図 積算水素発生量の時間変化
(逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 個)

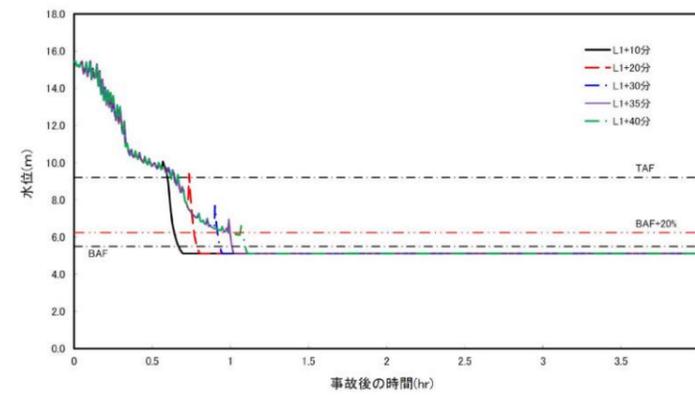


第1図 原子炉水位の時間変化
(逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 全弁 (6 個))

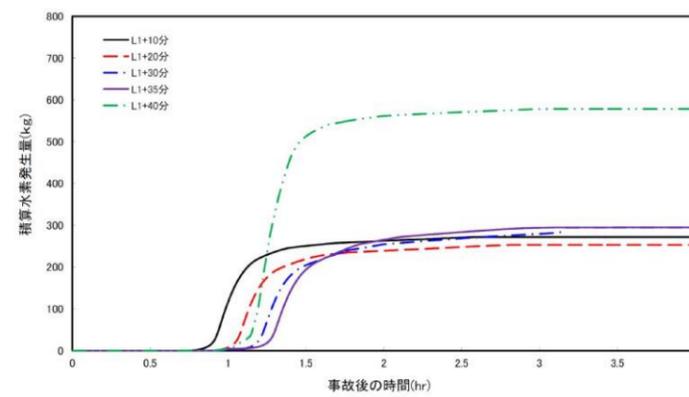


第2図 積算水素発生量の時間変化
(逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 全弁 (6 個))

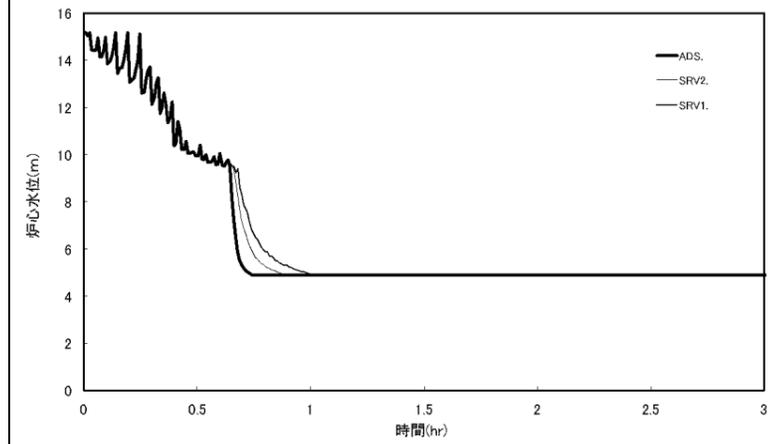
・評価結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



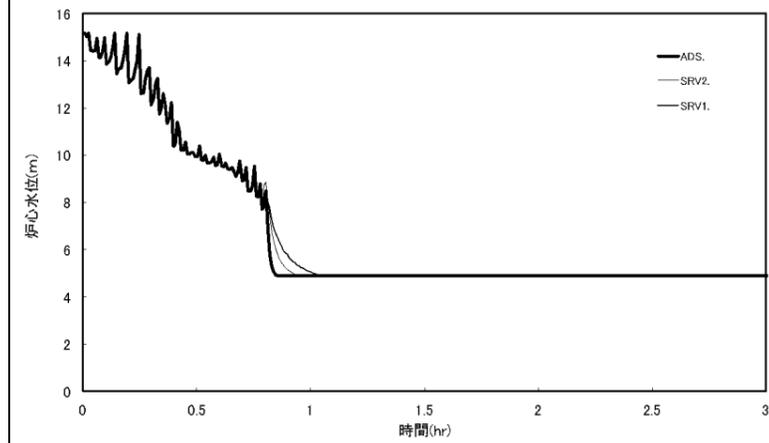
第3図 原子炉水位の時間変化
(逃がし安全弁 (自動減圧機能) 2個)



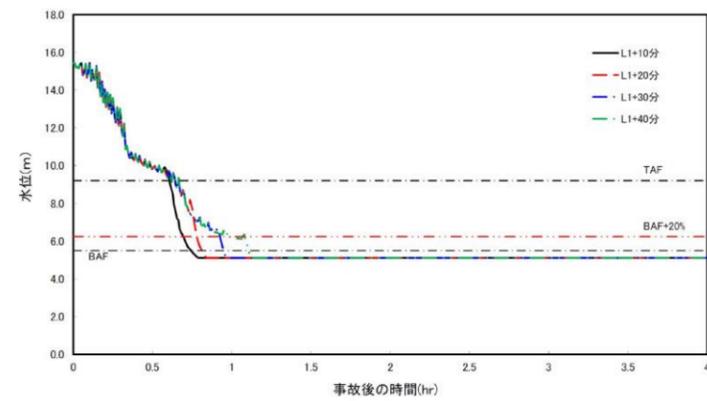
第4図 積算水素発生量の時間変化
(逃がし安全弁 (自動減圧機能) 2個)



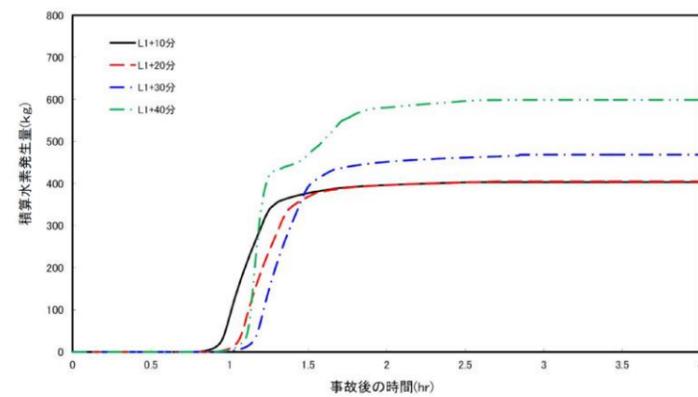
第3図 原子炉水位の時間変化
(L 1+10分で減圧)



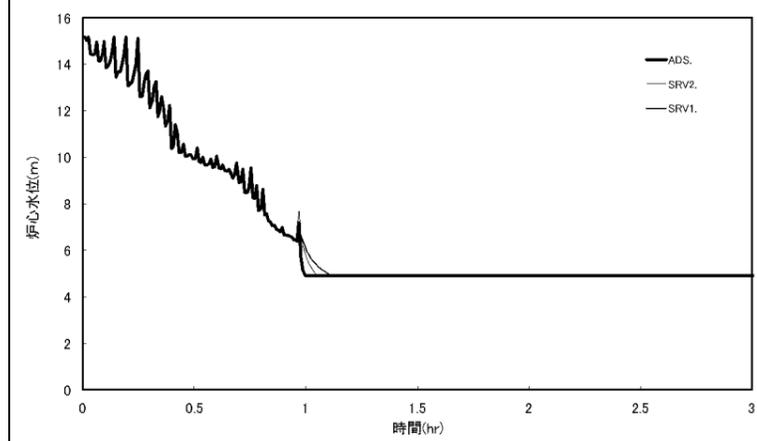
第4図 原子炉水位の時間変化
(L 1+20分で減圧)



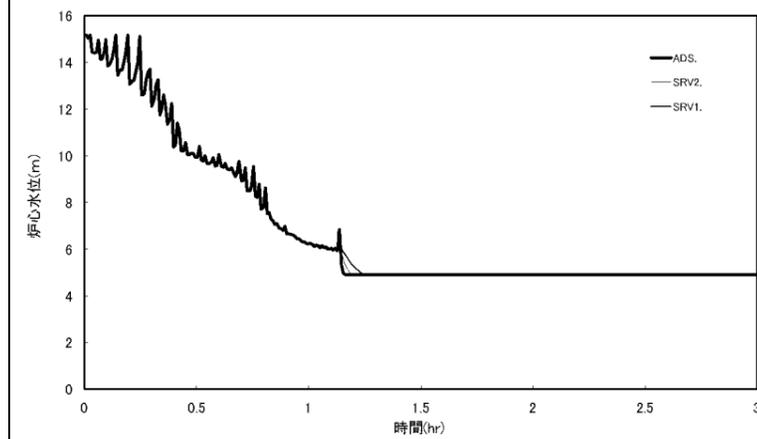
第5図 原子炉水位の時間変化
(逃がし安全弁 (自動減圧機能) 1 個)



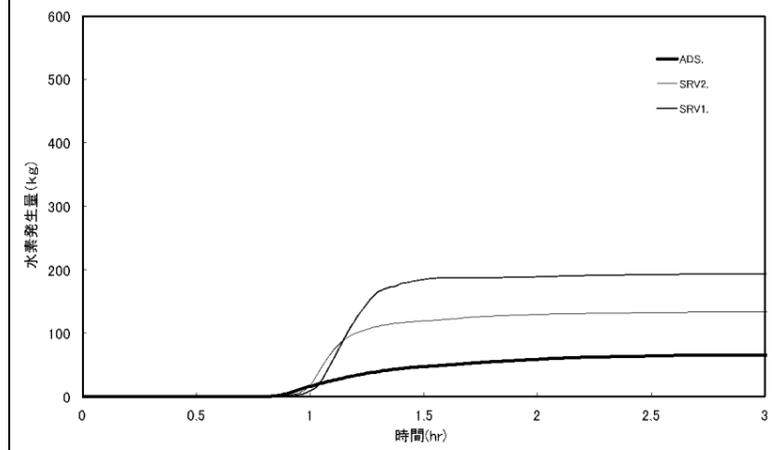
第6図 積算水素発生量の時間変化
(逃がし安全弁 (自動減圧機能) 1 個)



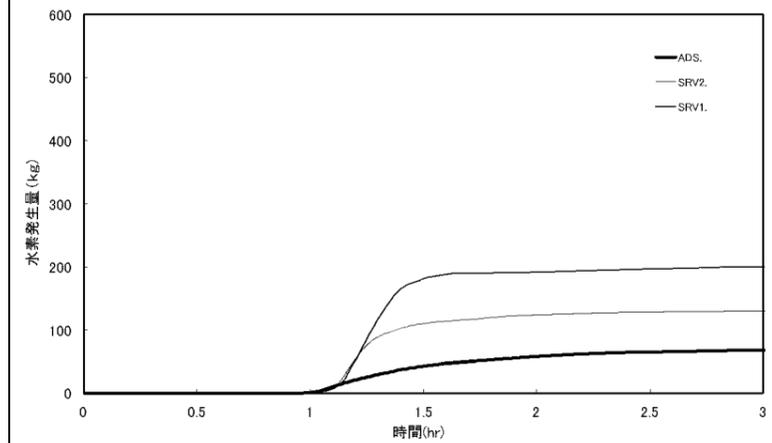
第5図 原子炉水位の時間変化
(L 1+30 分で減圧)



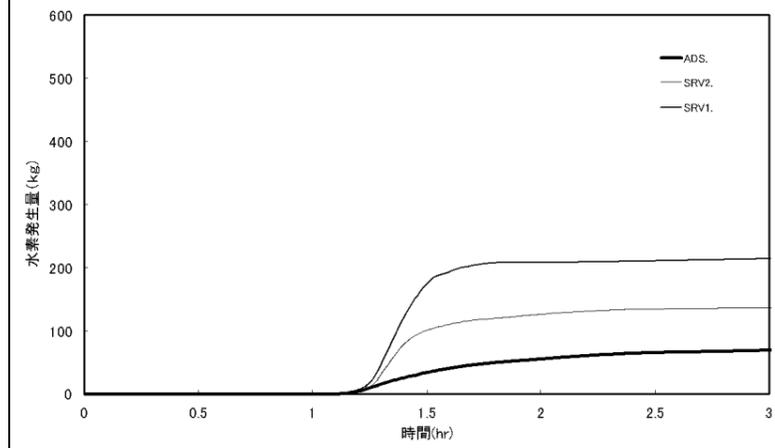
第6図 原子炉水位の時間変化
(L 1+40 分で減圧)



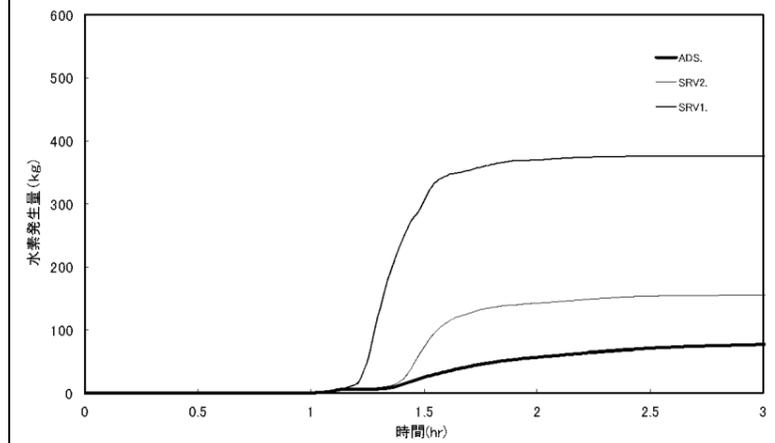
第7図 積算水素発生量の時間変化
(L 1+10分で減圧)



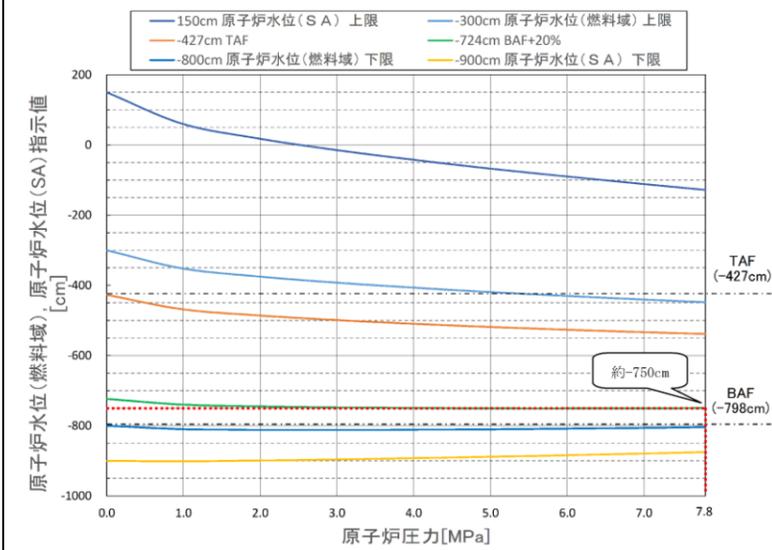
第8図 積算水素発生量の時間変化
(L 1+20分で減圧)



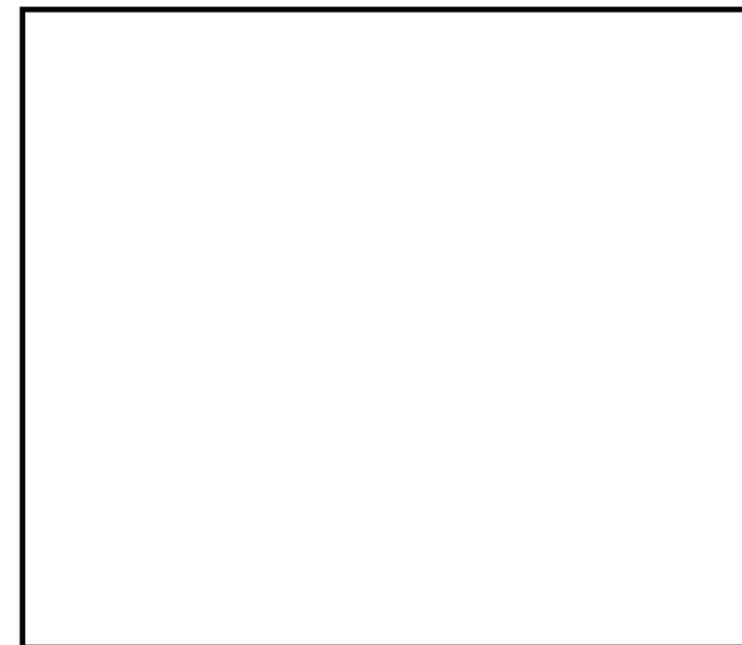
第9図 積算水素発生量の時間変化
(L 1+30分で減圧)



第10図 積算水素発生量の時間変化
(L 1+40分で減圧)



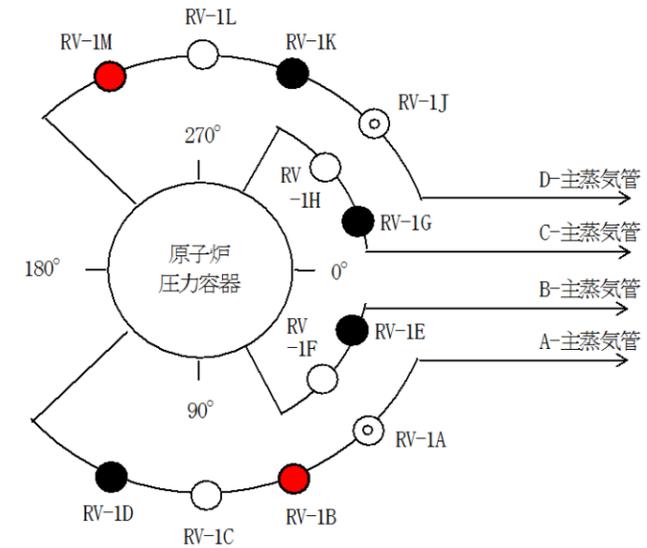
第11図 原子炉水位（燃料域）及び原子炉水位（S A）補正曲線



第12図 水位不明判断曲線

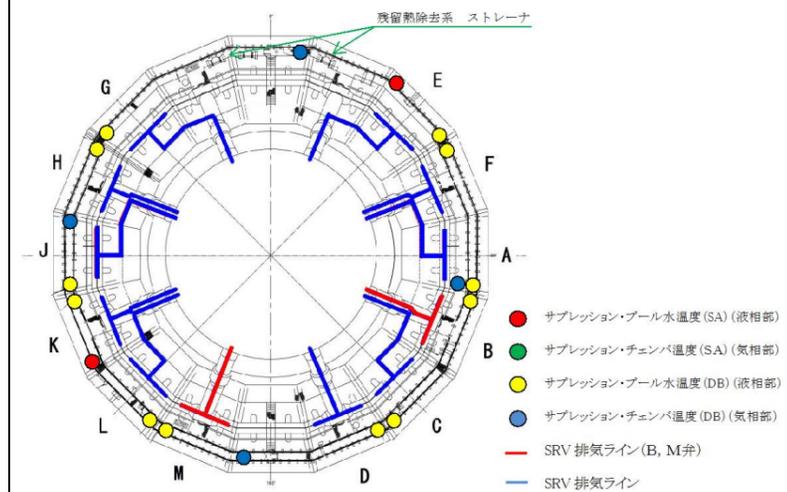
・記載表現の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
島根2号炉は, B A F + 20%補正曲線で判断する手段を記載

・記載表現の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
島根2号炉は, 水位不明でないことを水位不明曲線で判断する手段を記載



- 凡例
- : 逃がし安全弁 (自動減圧機能+逃がし弁機能)
 - : 逃がし安全弁 (逃がし弁機能)
 - ⊙ : 逃がし安全弁 (逃がし弁機能+逃がし安全弁窒素ガス代替供給系)

第13図 逃がし安全弁の配置図

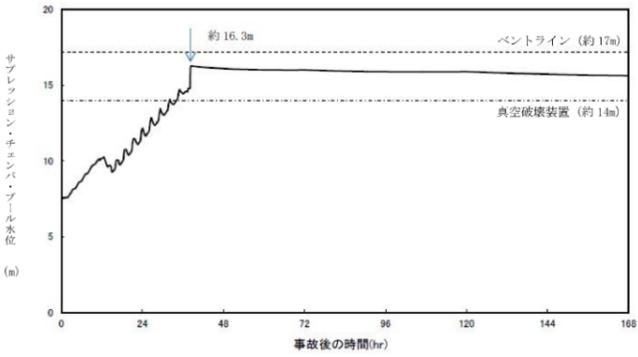
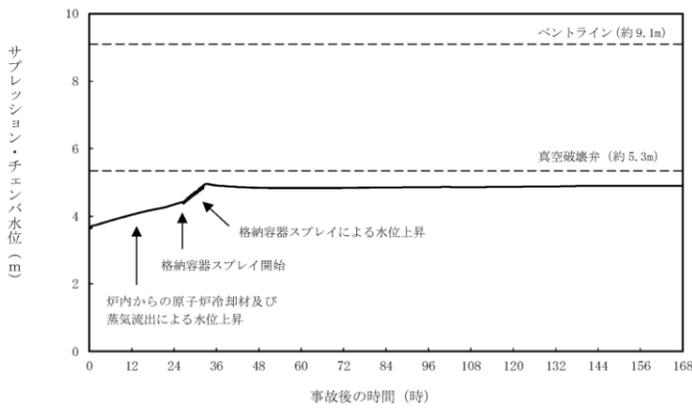


第14図 サプレッション・チェンバ内の逃がし安全弁排気管の配置図

・記載表現の相違
 【柏崎6/7, 東海第二】
 島根2号炉は, 原子炉手動減圧に用いる逃がし安全弁の選定の考え方を記載

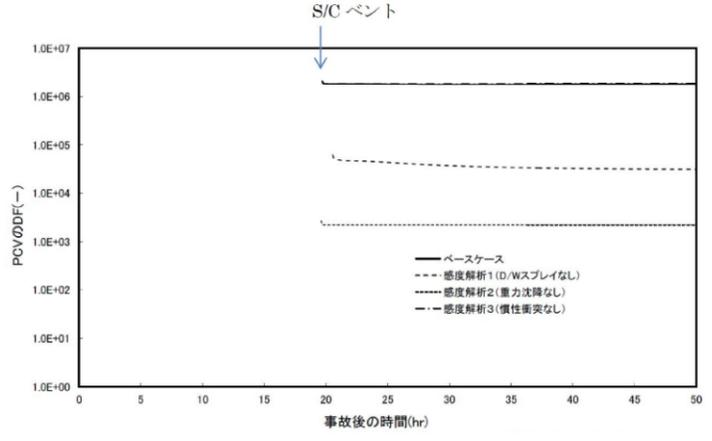
・記載表現の相違
 【柏崎6/7, 東海第二】
 島根2号炉は, 原子炉手動減圧に用いる逃がし安全弁の選定の考え方を記載

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>12. エントレインメントの影響について</p> <p>1. はじめに</p> <p>有効性評価シナリオにおいて、最もサプレッション・チェンバ・プール水位が上昇するシナリオは、格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却系を使用しない場合）シナリオであり、原子炉注水、格納容器スプレイを継続した場合、サプレッション・チェンバ・プール水位は上昇し、格納容器ベント実施後に、サプレッション・チェンバ・プール水位は最も高くなる。</p> <p>ここでは、上記状態におけるエントレインメントの影響について評価する。</p> <p>2. エントレインメントの影響</p> <p>サプレッション・チェンバのプール水が飽和温度となっている状態で、サプレッション・チェンバからの格納容器ベントを実施すると、サプレッション・チェンバ内の気体が排出されるため、ドライウエルに蓄水していた水やベント管内の水がサプレッション・チェンバへ流入し、真空破壊装置近辺であったサプレッション・チェンバ・プール水位が約16.3m まで上昇する（第1図参照）。</p> <p>このとき、以下に示すように、サプレッション・チェンバのプール水が全て減圧沸騰するという保守的な仮定により水位上昇を評価すると、サプレッション・チェンバ・プール水位は約0.7m 上昇し、約17.0m となる。サプレッション・チェンバのベントライン下端高さは約17.2m であるため、エントレインメントは回避できると考えられる。</p> <p>なお、現実的にはサプレッション・チェンバ・プールの下部には水頭圧がかかるため全体が減圧沸騰することはないことから、サプレッション・チェンバ・プール水位は約17.0m より低くなると考えられる。</p> <p>また、サプレッション・チェンバのプール水面の飛沫が、格納容器ベント時に同伴してベント配管内に取り込まれたとしても、配管内に滞留水が形成されない構造の設計としているため、ベントラインが閉塞することはない。</p>	<p>資料なし</p>	<p>11. エントレインメントの影響について</p> <p>1. はじめに</p> <p>有効性評価シナリオにおいて、最もサプレッション・プール水位が上昇するシナリオは、格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用しない場合）シナリオであり、原子炉注水、格納容器スプレイを継続した場合、サプレッション・プール水位は上昇し、格納容器ベント実施後、サプレッション・プール水位は最も高くなる。</p> <p>ここでは、上記状態におけるエントレインメントの影響について評価する。</p> <p>2. エントレインメントの影響</p> <p>サプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m に到達した時点で格納容器スプレイを停止し、その後速やかにウェットウエルベントを実施する場合、図1に示すとおり、ベント時のサプレッション・プール水位は約5.0m であり、ベントライン下端（約9.1m）に対して余裕がある。</p> <p>このとき、サプレッション・プールの水が全て減圧沸騰するという保守的な仮定により水位上昇を評価すると、ベント時のサプレッション・プール水位は、約5.0m に対して減圧沸騰により若干上昇するが、ほぼ変化はない。サプレッション・チェンバのベントライン下端高さは約9.1m であるため、エントレインメントは回避できると考えられる。</p> <p>なお、現実的にはサプレッション・チェンバの下部には水頭圧がかかるため全体が減圧沸騰することはないことから、水位は全て減圧した場合よりも低くなると考えられる。</p> <p>また、サプレッション・プール水面の飛沫が、ベント時に同伴してベント配管内に取り込まれたとしても、配管内に滞留水が形成されない構造設計としているため、ベントラインが閉塞することはない。</p>	<p>備考</p> <p>・解析条件の相違【柏崎 6/7】</p> <p>・解析結果の相違【柏崎 6/7】</p> <p>・設備設計の相違【柏崎 6/7】</p> <p>・解析結果の相違【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>＜サブプレッション・チェンバ・プール水位上昇評価＞ <u>減圧沸騰時のボイド率からサブプレッション・チェンバ・プール水位の上昇分を求める。</u> <u>サブプレッション・チェンバのプール水中で一様な蒸気発生がある場合の平均ボイド率は、ドリフトフラックスモデルから以下の計算により求める。</u></p> $\alpha = \frac{jg}{vg + jg \times Co}$ <p><i>jg</i>: サプレッション・チェンバのプール表面での見かけ蒸気速度 ($9.42 \times 10^{-3} \text{m/s}$) <i>vg</i>: ドリフト速度 ($0.227 \text{m/s}$) <i>Co</i>: 分布定数 (1.0)</p> <p>よって、平均ボイド率 α を求めると約0.040 となる。</p> <p>以上より、減圧沸騰によりサブプレッション・チェンバのプール水は約4.0%体積膨張する。格納容器ベント時のサブプレッション・チェンバ・プール水位は約16.3m に対して、減圧沸騰により水位は約0.7m 上昇し、約17.0m となる。</p>  <p>第1 図 サプレッション・チェンバ・プールの水位変化 (格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用しない場合))</p> <p style="text-align: right;">以上</p>		 <p>図1 サプレッション・プール水位変化 (格納容器過圧・過温破損 (残留熱代替除去系を使用しない場合))</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・解析結果の相違 【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>14. サプレッション・チェンバのスクラビングによるエアロゾル捕集効果</p> <p>「添付資料3.1.3.3」で評価している“<u>雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時において代替循環冷却系を使用しない場合における格納容器圧力逃がし装置からのCs-137放出量評価について</u>”は、サプレッション・チェンバのスクラビングによるエアロゾル状の放射性物質の捕集についても期待しており、その捕集効果はMAAP コード内（SUPRA 評価式）で考慮している。</p> <p>事故発生後サプレッション・プール水は沸騰するが、沸騰時には気泡中の水蒸気凝縮に伴う除去効率の向上が見込めないため、捕集効果に影響を及ぼす可能性がある。</p> <p>ここでは、サプレッション・プール水の沸騰による捕集効果への影響について検討を行った。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 3. 1. 3. 6</p> <p style="text-align: center;"><u>格納容器内での除去効果について</u></p> <p><u>MAAPにおけるCs-137に対する格納容器内の除去効果として、沈着、サプレッション・プールでのスクラビング及びドライウェルスプレイを考慮している。また、沈着については、重力沈降、拡散泳動、熱泳動、慣性衝突、FPガス凝縮/再蒸発で構成される。（「重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」の「第5部 MAAP」（抜粋）参照）</u></p> <p><u>「重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」の「第5部 MAAP」（抜粋）</u></p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <p>(2) FPの状態変化・輸送モデル</p> <p>高温燃料から出た希ガス以外のFPは雰囲気の温度に依存して凝固し、エアロゾルへ変化する。気相及び液相中のFPの輸送においては、熱水力計算から求まる体積流量からFP輸送量を計算する。FPがガス状とエアロゾル状の場合は、気体の流れに乗って、原子炉圧力容器内と原子炉格納容器内の各部に輸送される。水プール上に沈着したFPの場合は、区画内の水の領域間の移動に伴って輸送される。また、炉心あるいは溶融炉心中のFPの場合は、溶融炉心の移動量に基づいて輸送される。</p> <p>FPの輸送モデルは上述の仮定に基づいており、炉心燃料から放出されてから原子炉格納容器に到達する経路としては、次のとおりである。燃料から原子炉圧力容器内に放出されたFPは、原子炉圧力容器破損前にはLOCA破損口あるいは逃がし安全弁から原子炉格納容器へ放出される。また、原子炉圧力容器破損後には原子炉圧力容器破損口若しくは格納容器下部に落下した溶融炉心からFPが原子炉格納容器へ放出される。逃がし安全弁を通じて放出されたFPはスクラビングによってサプレッション・チェンバ液相部へ移行する。原子炉格納容器の気相部へ放出されたFPは、気体の流れに伴って原子炉格納容器内を移行する。</p> </div>	<p>12. サプレッション・チェンバのスクラビングによるエアロゾル捕集効果</p> <p>「添付資料 3. 1. 3. 3」で評価している“<u>雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時において残留熱代替除去系を使用しない場合における格納容器フィルタベント系からのCs-137放出量評価について</u>”は、サプレッション・チェンバのスクラビングによるエアロゾル状の放射性物質の捕集についても期待しており、その捕集効果はMAAPコード内（SUPRA 評価式）で考慮している。</p> <p>事故発生後サプレッション・プール水は沸騰するが、沸騰時には気泡中の水蒸気凝縮に伴う除去効率の向上が見込めないため、捕集効果に影響を及ぼす可能性がある。</p> <p>ここでは、サプレッション・プール水の沸騰による、捕集効果への影響について検討を行った。</p>	<p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>東海第二では、MAAPコードにおけるFP状態変化・輸送モデルの抜粋を記載。</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>原子炉圧力容器及び原子炉格納容器内での気体、エアロゾル及び構造物表面上(沈着)の状態間の遷移を模擬している。原子炉格納容器内のF P輸送モデル概要を図3.3-15に示す。</p> <p>エアロゾルの沈着の種類としては、重力沈降、拡散泳動、熱泳動、慣性衝突、F Pガス凝縮、F Pガス再蒸発を模擬している。なお、沈着したエアロゾルの再浮遊は考慮していない。</p> <p>重力沈降は、Stokesの重力沈降式とSmoluchowski方程式(エアロゾルの粒径分布に対する保存式)の解から得られる無次元相関式を用いて、浮遊するエアロゾル質量濃度から沈着率を求める。なお、Smoluchowski方程式を無次元相関式としているのは解析時間短縮のためであり、この相関式を使用したMAAPのモデルは様々な実験データと比較して検証が行われている。</p> <p>拡散泳動による沈着は、水蒸気凝縮により生じるStefan流(壁面へ向かう流体力学的気流)のみを考慮して沈着率を求める。</p> <p>熱泳動による沈着は、Epsteinのモデルを用い、沈着面での温度勾配による沈着速度及び沈着率を求める。</p> <p>慣性衝突による沈着は、原子炉格納容器内でのみ考慮され、流れの中にある構造物に、流線から外れたエアロゾルが衝突するものと仮定し、沈着率は重力沈降の場合と同様にSmoluchowski方程式の解から得られる無次元相関式を用いて求める。</p> <p>F Pガスの凝縮は、F Pガスの構造物表面への凝縮であり、雰囲気中の気体状F P圧力がF P飽和蒸気圧を超えると構造物表面への凝縮を計算する。</p> <p style="text-align: center;">5-66</p> <p>F Pガスの再蒸発は、凝縮と逆であり、気体状F Pの圧力がF Pの飽和蒸気圧を下回ると、蒸発が起こると仮定している。</p> <p>エアロゾルのプール水によるスクラビング現象による除去効果の取り扱いに関しては、スクラビングによる除染係数(D F)を設定し、エアロゾル除去効果が計算される。D Fの値は、クエンチャ、垂直ベント、水平ベントの3つの種類のスクラビング機器に対し、詳細コード SUPRA^[9]を用いて、圧力、プール水深、キャリアガス中の水蒸気質量割合、プール水のサブクール度及びエアロゾル粒子径をパラメータとして評価した結果を内蔵しており、これらのデータから求める。</p> <p>また、格納容器スプレーによるF P除去も模擬しており、スプレー液滴とエアロゾルとの衝突による除去率を衝突効率、スプレーの液滴径、流量及び落下高さから計算する。</p>		<p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>東海第二では、MAAPコードにおけるF P状態変化・輸送モデルの抜粋を記載。</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>1. <u>沈着及びドライウェルスプレイによる除去効果</u></p> <p><u>沈着及びドライウェルスプレイによる除去効果を確認するため、感度解析を行った。解析結果を第1図に示す。なお、感度解析では、以下の式により格納容器内の除去効果（除染係数（以下「DF」という。））を算出している。</u></p> <p><u>格納容器内DF = 格納容器内へのCsI放出割合 / ベントラインから大気へのCsI放出割合</u></p>  <p>第1図 <u>エアロゾルに対する格納容器内の除去効果（感度解析結果）</u></p> <p>第1図より、ベースケースにおけるDF（10^6オーダー）との比較から、重力沈降のDFは10^3程度、ドライウェルスプレイのDFは$10 \sim 10^2$程度であることがわかる。これより、重力沈降及びドライウェルスプレイ両方によるDFは$10^4 \sim 10^5$程度となるため、Cs-137に対する格納容器内の除去効果は、重力沈降及びドライウェルスプレイの影響が大きいと考える。</p>		<p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>東海第二では、エアロゾルに対する格納容器内の除去効果を示すため、感度解析結果を記載。</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>1. スクラビング時のサプレッション・プール水の状態</p> <p>事故発生後、CsI 及びCsOH は原子炉圧力容器から原子炉格納容器内気相部へ移行し、また、その大部分は原子炉格納容器内の液相部に移行する。MAAP 解析により得られた原子炉格納容器内の液相部中のCsI 及びCsOH の存在割合の時間推移を図1 に、サプレッション・プール水温の時間推移を図2 に示す。</p> <p>図1 より、<u>原子炉格納容器の壁面等に沈着した核分裂生成物が格納容器スプレイによって洗い流される効果や初期のブローダウンによるスクラビングの効果等により</u>、CsI 及びCsOH の大部分が初期の数時間で液相部へと移行することが分かる。また、図2 より、最初の数時間においては、サプレッション・プール水温は未飽和状態であり、沸騰は起きていないことがわかる。すなわち、サプレッション・プールでスクラビングされる大部分のCsI及びCsOH は、最初の数時間で非沸騰状態下でのその効果を受け、残りの少量のCsI 及びCsOHが沸騰状態下でのスクラビングを受けることになる。</p> <p>このことから、サプレッション・チェンバの総合的な捕集効果に対しては、沸騰条件下でのスクラビング効果の影響よりも、非沸騰状態下でのスクラビング効果の影響の方が支配的になると考えられる。</p>	<p>2. サプレッション・プールでのスクラビングによる除去効果</p> <p>(1) <u>スクラビング効果について</u></p> <p><u>スクラビングは、エアロゾルを含む気体がプール内に移行する場合、気泡が分裂しながら上昇していく過程においてエアロゾルが気泡界面に到達した時点で水に溶解して気体から除去される現象である。スクラビングにおけるエアロゾル除去のメカニズムは、プールへの注入時の水との衝突や気泡がプール水中を上昇していく過程における慣性衝突等が考えられる。</u></p>	<p>1. スクラビング時のサプレッション・プール水の状態</p> <p>事故発生後、CsI 及びCsOHは原子炉圧力容器から原子炉格納容器内気相部へ移行し、また、その大部分は原子炉格納容器内液相部に移行する。MAAP解析により得られた原子炉格納容器内液相部中のCsI 及びCsOHの存在割合の時間推移を第1図に、サプレッション・プール水温の時間推移を第2図に示す。</p> <p>第1図より、<u>初期のブローダウンによるスクラビングの効果等により</u>、CsI 及びCsOHの大部分が初期の数時間で液相部へと移行することが分かる。また、第2図より、最初の数時間においては、サプレッション・プール水温は未飽和状態であり、沸騰は起きていないことがわかる。すなわち、サプレッション・プールでスクラビングされる大部分のCsI及びCsOHは、最初の数時間で非沸騰状態下でのその効果を受け、残りの少量のCsI 及びCsOHが沸騰状態下でのスクラビングを受けることになる。</p> <p>このことから、サプレッション・チェンバの総合的な捕集効果に対しては、沸騰条件下でのスクラビング効果の影響よりも、非沸騰状態下でのスクラビング効果の影響の方が支配的になると考えられる。</p>	<p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、MAAP解析により得られたCsI及びCsOHのサプレッション・プールへの移行割合や水温を記載。</p>

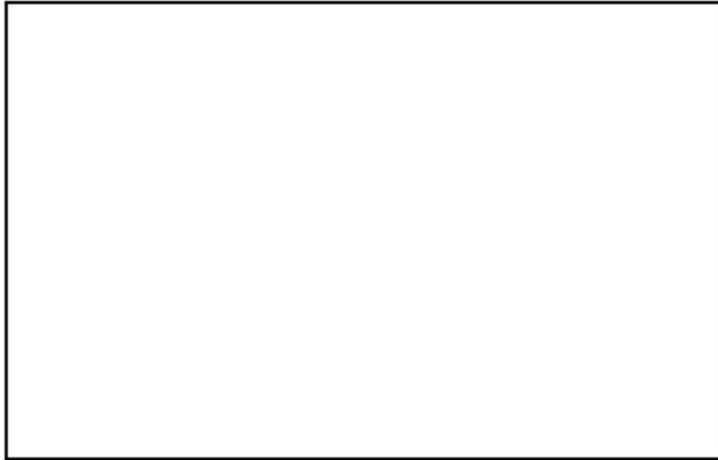


図1 原子炉格納容器内の液相部中の存在割合

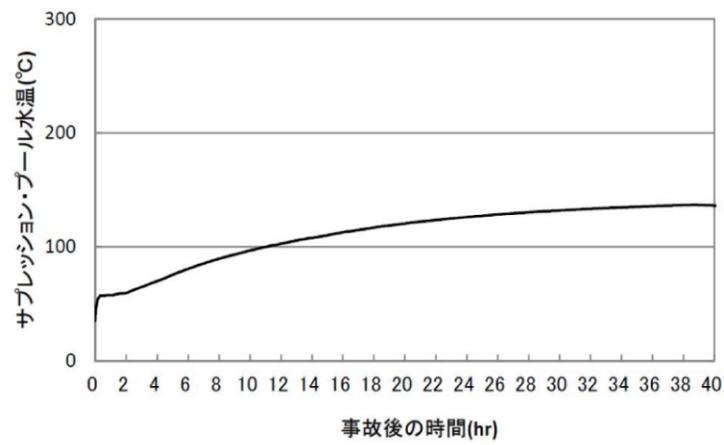
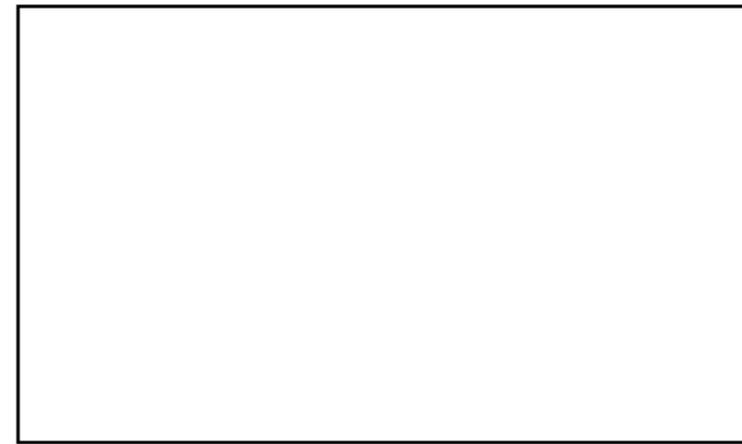
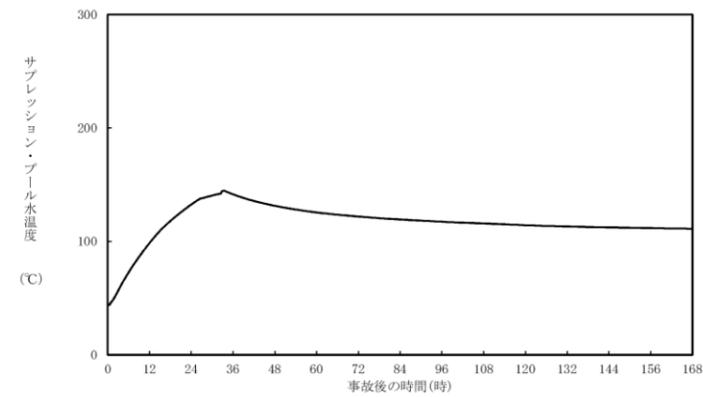


図2 サプレッション・プール水温



第1図 原子炉格納容器内液相部中の存在割合



第2図 サプレッション・プール水温度

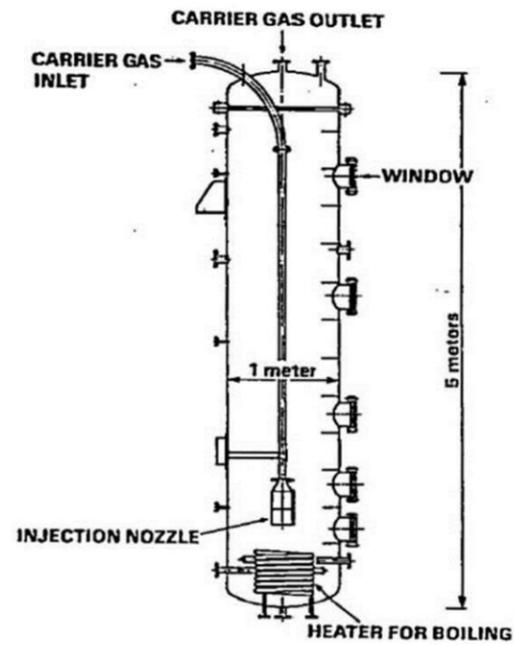
・解析結果の相違
【柏崎 6/7】

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>(2) <u>MAAP解析上の扱いについて</u></p> <p><u>スクラビングによる除去効果について、MAAP解析ではスクラビング計算プログラム (SUPRAコード) により計算されたDF値のデータテーブルに、プール水深、エアロゾルの粒子径、キャリアガス中の水蒸気割合、格納容器圧力及びサプレッション・プールのサブクール度の条件を補間して求めている。</u></p> <p><u>SUPRAコードでは、スクラビングに伴う初期気泡生成時及び気泡上昇時のエアロゾルの除去効果をモデル化しており、気泡挙動 (気泡サイズ及び気泡上昇速度)、初期気泡生成時のDF、気泡上昇時のDFを評価式により与えている。第2図に、気泡中のエアロゾルが気泡界面に到達するまでの過程を示す。気泡上昇時における各過程の除去速度を評価することでエアロゾルのDFを与えている。</u></p> <div data-bbox="979 861 1676 1249" data-label="Diagram"> </div> <p>第2図 <u>スクラビングによるエアロゾル捕集効果</u></p>		<p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>東海第二では、スクラビングによる除去効果に対するMAAP解析上の扱いを記載。</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) SUPRAコードによる計算結果と実験結果の比較について</p> <p>SUPRAコードによる計算結果については、電力共同研究^{※1}にて実験結果との比較検討が行われている。試験条件及び試験装置の概要を第1表及び第3図に示す。また、試験結果を第4図から第10図に示す。</p> <p>試験結果より、SUPRAコードによる計算結果と実験結果について、キャリアガス流量等のパラメータ値の増減によるDF値の傾向はおおむね一致していることを確認した。</p> <p>また、粒径 [] μm までの粒子について、SUPRAコードによる計算結果が実験結果より小さいDF値を示しており、保守的な評価であることを確認した。</p> <p>一方、粒径 [] μm の粒子について、SUPRAコードによる計算結果が実験結果より大きいDF値を示しているが、これは実験とSUPRAコードで用いている粒子の違い(実験: LATEX粒子(密度 [] g/cm³), SUPRAコード: CsOH(密度 [] g/cm³))が影響しているためである。SUPRAコードの計算結果を密度補正^{※2}した第7図及び第9図では、SUPRAコードによる計算結果は実験結果よりおおむね小さいDF値を示すことが確認できる。</p> <p>以上より、SUPRAコードにより計算されたDF値を用いることは妥当と考える。</p> <p>※1 共同研究報告書「放射能放出低減装置に関する開発研究」(PHASE 2)最終報告書 平成5年3月</p> <p>※2 実験ではLATEX粒子を用いているため、その粒径は [] となる。一方、SUPRAコードではCsOHの粒径を基にしているため、粒径に粒子密度 ([] /cm³) の平方根を乗じることにより [] に換算する。</p>		<p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>東海第二では、SUPRAコードの検証結果を記載。</p>

第1表 試験条件

Parameter		Standard Value	Range
Geometric property	injection nozzle diameter (cm)	15	1~15
	scrubbing depth (meters)	2.7	0~3.8
Hydraulic property	pool water temperature (°C)	80	20~110
	carrier gas temperature (°C)	150	20~300
	steam fraction (vol.%)	50	0~80
	carrier gas flow rate (L/min)	500	300~2000
Aerosol property	particle diameter (μm)	0.21~1.1	0.1~1.9
	material	LATEX	LATEX, CsI



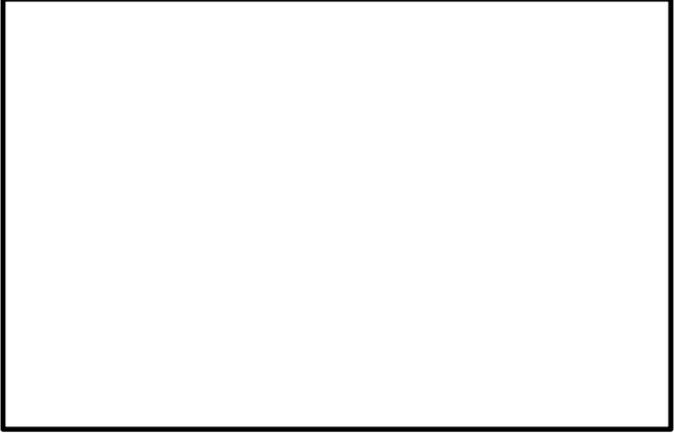
第3図 試験装置の概要

・記載方針の相違
【東海第二】
 東海第二では、SU PRAコードの検証結果を記載。

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
	<div data-bbox="991 394 1665 827" data-label="Figure"></div> <div data-bbox="1050 842 1605 869" data-label="Caption"><p>第4図 キャリアガス流量に対するDFの比較</p></div> <div data-bbox="991 1073 1665 1505" data-label="Figure"></div> <div data-bbox="1092 1520 1564 1547" data-label="Caption"><p>第5図 プール水温に対するDFの比較</p></div>		

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
	<div data-bbox="991 411 1665 846" style="border: 1px solid black; height: 200px; margin-bottom: 20px;"></div> <p data-bbox="1092 884 1564 915">第6図 水蒸気割合に対するDFの比較</p> <div data-bbox="991 1016 1665 1451" style="border: 1px solid black; height: 200px; margin-bottom: 20px;"></div> <p data-bbox="1012 1470 1632 1501">第7図 水蒸気割合に対するDFの比較 (密度補正)</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
	<div data-bbox="997 390 1668 823" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1050 835 1608 869" data-label="Caption"> <p>第8図 スクラビング水深に対するDFの比較</p> </div> <div data-bbox="997 1045 1668 1478" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="973 1507 1668 1541" data-label="Caption"> <p>第9図 スクラビング水深に対するDFの比較 (密度補正)</p> </div>		

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 data-bbox="1092 842 1558 873">第10図 ガス温度に対するDFの比較</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>2. 沸騰時のスクラビング効果</p> <p>沸騰後においても少量のエアロゾル粒子がサプレッション・プールのスクラビングを受けるため、沸騰時のスクラビング効果が極めて小さい場合は、サプレッション・チェンバの総合的な捕集効果に与える影響は大きくなる可能性がある。</p> <p>沸騰時のスクラビング効果については、電力共同研究にて実験が行われており、未飽和時のスクラビング効果との比較が行われている。試験の概要と試験結果を以下に示す。</p> <p>(1) 試験の概要</p> <p>試験装置は直径約1m、高さ5m の図3 に示す円筒状容器であり、表1 に示す試験条件のもと、スクラバ水のスクラビング効果を測定している。</p> <p>(2) 試験結果</p> <p>スクラバ水が未飽和である場合と、沸騰している場合の試験結果を図4 に示す。図4 では未飽和時の実験データを白丸、沸騰時の実験データを黒丸で示しており、スクラバ水の水深を実機と同程度（約3m）とした場合では、スクラビング効果は沸騰時と未飽和時で同等程度となっている。このことから、実機においても、沸騰後にサプレッション・プールのスクラビング効果が全く無くなる（DF=1）ことにはならず、沸騰後のスクラビングがサプレッション・チェンバの総合的な捕集効果に与える影響は限定的となると考えられる。</p>		<p>2. 沸騰時のスクラビング効果</p> <p>(1) スクラビング効果に関する試験</p> <p>沸騰後においても少量のエアロゾル粒子がサプレッション・プールのスクラビングを受けるため、沸騰時のスクラビング効果が極めて小さい場合は、サプレッション・チェンバの総合的な捕集効果に与える影響は大きくなる可能性がある。</p> <p>沸騰時のスクラビング効果については、電力共同研究にて実験が行われており、未飽和時のスクラビング効果との比較が行われている。試験の概要と試験結果を以下に示す。</p> <p>a. 試験の概要</p> <p>試験装置は直径約1m、高さ5m の第3図に示す円筒状容器であり、第1表に示す試験条件のもと、スクラバ水のスクラビング効果を測定している。</p> <p>b. 試験結果</p> <p>スクラバ水が未飽和である場合と、沸騰している場合の試験結果を第4図に示す。第4図では未飽和時の実験データを白丸、沸騰時の実験データを黒丸で示しており、スクラバ水の水深を実機と同程度（約1m）とした場合では、スクラビング効果は沸騰時と未飽和時で同等程度となっている。このことから、実機においても、沸騰後にサプレッション・プールのスクラビング効果が全く無くなる（DF=1）ことにはならず、沸騰後のスクラビングがサプレッション・チェンバの総合的な捕集効果に与える影響は限定的となると考えられる。</p>	<p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、沸騰時のスクラビング効果について電力共同研究にて実施した試験概要をまとめている。</p>

表 1 試験条件

Parameter		Standard Value	Range
Geometric property	injection nozzle diameter (cm)	15	1~15
	scrubbing depth (meters)	2.7	0~3.8
Hydraulic property	pool water temperature (°C)	80	20~110
	carrier gas temperature (°C)	150	20~300
	steam fraction (vol.%)	50	0~80
Aerosol property	carrier gas flow rate (L/min)	500	300~2000
	particle diameter (μm)	0.21~1.1	0.1~1.9
material		LATEX	LATEX, CsI

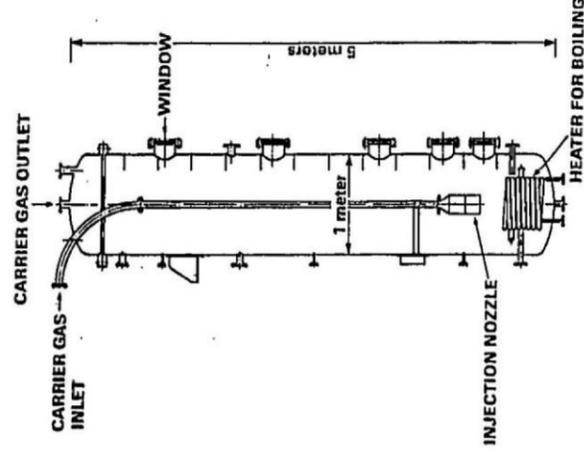
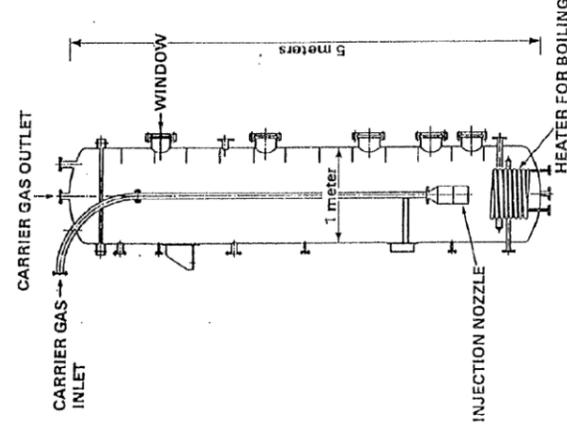


図 3 試験装置の概要

第 1 表 試験条件

Parameter		Standard Value	Range
Geometric property	injection nozzle diameter (cm)	15	1~15
	scrubbing depth (meters)	2.7	0~3.8
Hydraulic property	pool water temperature (°C)	80	20~110
	carrier gas temperature (°C)	150	20~300
	steam fraction (vol.%)	50	0~80
Aerosol property	carrier gas flow rate (L/min)	500	300~2000
	particle diameter (μm)	0.21~1.1	0.1~1.9
material		LATEX	LATEX, CsI

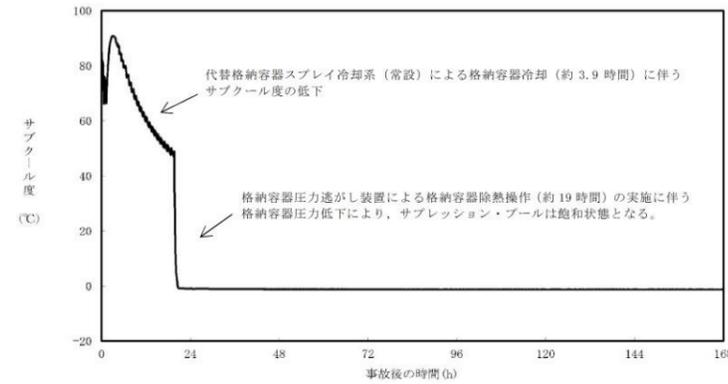


第 3 図 試験装置の概要

・記載方針の相違
【東海第二】
 島根 2 号炉は、沸騰時のスクラビング効果について電力共同研究にて実施した試験概要をまとめている。

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
<div data-bbox="216 275 863 800" data-label="Image"> </div> <p data-bbox="261 842 813 869">図4 エアロゾル粒子に対するスクラビング効果</p> <p data-bbox="151 888 899 961">出典：共同研究報告書「放射能放出低減装置に関する開発研究」 (PHASE2) 最終報告書 平成5 年3 月</p>		<div data-bbox="1777 275 2454 1199" data-label="Image"> </div> <p data-bbox="1819 1245 2421 1272">第4図 エアロゾル粒子に対するスクラビング効果</p> <p data-bbox="1739 1335 2487 1409">出典：共同研究報告書「放射能放出低減装置に関する開発研究」 (PHASE2) 最終報告書 平成5 年3 月</p>	<p data-bbox="2534 258 2742 285">・記載方針の相違</p> <p data-bbox="2534 304 2674 331">【東海第二】</p> <p data-bbox="2534 350 2807 554">島根2号炉は、沸騰時のスクラビング効果について電力共同研究にて実施した試験概要をまとめている。</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>(4) <u>沸騰による除去効果への影響について</u></p> <p>「<u>雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）</u>」の代替循環冷却系を使用できない場合では、第11図のとおり、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（以下、「格納容器ベント」という。）の実施に伴いサブプレッション・プールは飽和状態（沸騰状態）になるため、サブプレッション・プールの沸騰による除去効果への影響を確認した。MAAP解析条件及び評価結果を第2表及び第3表に示す。なお、エアロゾルの粒径については、スクラビング前後でそれぞれ最も割合の多い粒径について除去効果への影響を確認した。その結果、第3表のとおり沸騰時の除去効果は非沸騰時に比べて小さいことを確認した。</p> <p><u>ただし、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の代替循環冷却系を使用できない場合では、第12図のとおり、原子炉圧力容器内のCs-137は、大破断LOC Aにより生じた破断口より格納容器内気相部へ移行し、その後重力沈降等により、事象発生5時間程度で大部分が格納容器内液相部へ移行するため、本評価においてサブプレッション・プールの沸騰による除去効果の減少の影響はほとんどないと考え</u>る。</p> <p><u>なお、CsI、CsOHの沸点はそれぞれ1,280℃、272.3℃以上※3であり、シビアアクシデント時に格納容器内でCsI、CsOHが揮発することは考えにくい</u>が、サブプレッション・プールの沸騰に伴い液相部中のCsI、CsOHの一部が気相部へ移行する可能性がある。ただし、その場合でも、ドライウェルから格納容器圧力逃がし装置を介した場合のCs-137放出量（事象発生7日間で約18TBq）に包絡されると考えられる。</p> <p>※3 <u>化合物の辞典 高本 進・稲本直樹・中原勝儼・山崎 昶[編集] 1997年11月20日</u></p>	<p>(2) <u>沸騰による除去効果への影響について</u></p> <p><u>スクラビングによる除去効果について、MAAP解析ではスクラビング計算プログラム（SUPRAコード）により計算されたDF値のデータテーブルに、プール水深、エアロゾルの粒子径、キャリアガス中の水蒸気割合、格納容器圧力及びサブプレッション・プールのサブクール度の条件を補間して求めている。</u></p> <p>「<u>雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）</u>」の残留熱代替除去系を使用しない場合では、第5図のとおり、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントの実施に伴いサブプレッション・プールは飽和状態（沸騰状態）になるため、サブプレッション・プールの沸騰による除去効果への影響を確認した。</p> <p>MAAP評価条件及び評価結果を第2表及び第3表に示す。なお、エアロゾルの粒径については、スクラビング前後でそれぞれ最も割合の多い粒径について除去効果への影響を確認した。その結果、第3表のとおり沸騰時の除去効果は非沸騰時に比べて小さいことを確認した。</p>	<p>・記載箇所の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉では、「1. スクラビング時のサブプレッション・プール水の状態」に記載している。</p> <p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>東海第二では、再揮発による影響を記載している。</p>



第 11 図 サプレッション・プールのサブクール度の推移

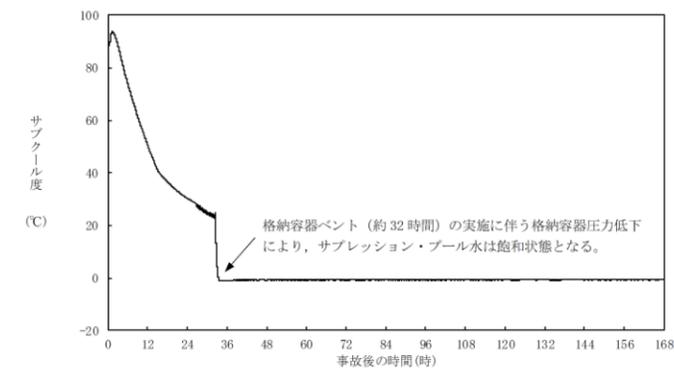
第 2 表 評価条件

項目	評価条件*	選定理由
蒸気割合	<input type="checkbox"/> %	格納容器ベント実施前のドライウェルにおける蒸気割合 (約 55%) 相当
格納容器圧力	<input type="checkbox"/> kPa [gage]	格納容器ベント実施前の格納容器圧力 (400kPa [gage] ~465kPa [gage]) 相当
サプレッション・プール水深	<input type="checkbox"/> m	実機では水深 3m 以上のため、設定上限値を採用
サブクール度	<input type="checkbox"/> °C	未飽和状態として設定 (設定上限値)
	<input type="checkbox"/> °C	飽和状態として設定 (設定下限値)
エアロゾルの粒径 (半径)	<input type="checkbox"/> μm	スクラビング前において、最も割合が多い粒径
	<input type="checkbox"/> μm	スクラビング後において、最も割合が多い粒径

* SUPRAコードにより計算されたデータテーブルの設定値を採用

第 3 表 評価結果

粒径	DF	
	未飽和状態 (サブクール度 <input type="checkbox"/> °C)	飽和状態 (サブクール度 <input type="checkbox"/> °C)
<input type="checkbox"/> μm	<input type="checkbox"/>	
<input type="checkbox"/> μm		



第 5 図 サプレッション・プールのサブクール度の推移

第 2 表 評価条件

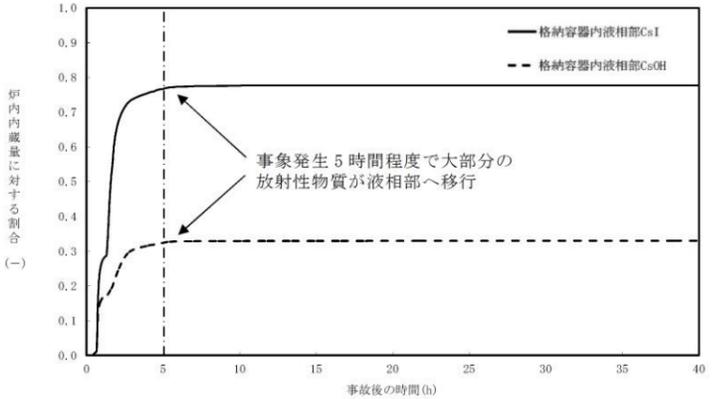
項目	評価条件*	選定理由
蒸気割合	<input type="checkbox"/> %	格納容器ベント実施前の D/W における蒸気割合 (約 89%) 相当
格納容器圧力	<input type="checkbox"/> kPa [gage]	格納容器ベント実施前の格納容器圧力を考慮して設定 (設定上限値)
サプレッション・プール水深	<input type="checkbox"/> m	実機では水深 3m 以上のため、設定上限値を採用
サブクール度	<input type="checkbox"/> °C	未飽和状態として設定 (設定上限値)
	<input type="checkbox"/> °C	飽和状態として設定 (設定下限値)
エアロゾルの粒径 (半径)	<input type="checkbox"/> μm	スクラビング前の最も割合が多い粒径
	<input type="checkbox"/> μm	スクラビング後の最も割合が多い粒径

* SUPRAコードにより計算されたデータテーブルの設定値を採用

第 3 表 評価結果

粒径 (半径)	DF	
	未飽和状態 (サブクール度 <input type="checkbox"/> °C)	飽和状態 (サブクール度 <input type="checkbox"/> °C)
<input type="checkbox"/> μm	<input type="checkbox"/>	
<input type="checkbox"/> μm		

・記載方針の相違
【東海第二】
解析結果の相違。

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 data-bbox="1068 745 1573 787">第12図 格納容器内液相部中の存在割合</p>		<p data-bbox="2522 210 2819 378">・記載箇所の相違 【東海第二】 島根2号炉は、図1に記載している。</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>16. <u>ほう酸水注入系(SLC)起動後の炉心状態(冷却材保有量等)について</u></p> <p>現行の設置許可変更申請における SLC の設計条件は、今回の申請解析におけるプラント状態に対しても原子炉を未臨界とすることが可能である。以下に、ほう酸水注入完了後に RHR 停止時冷却モードを運転しても原子炉の未臨界確保が可能であることを示す。</p> <p>○原子炉の未臨界確保の確認</p> <p>RHR 停止時冷却モードを起動する時点では、ほう酸水は原子炉圧力容器内でほぼ均一化された状態にある。柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉(KK6/7)のほう酸濃度設計値は 1320ppm であることから、これを起点として評価する。</p> <p>RHR 停止時冷却モードは、圧力容器に直結した RHR 配管から炉水を取水し、RHR ポンプ、熱交換器を介し、給水配管又は低圧注水系配管へ戻すことにより、冷却された炉水を再び原子炉圧力容器へ注入する。RHR 配管に存在する系統水は、給水ノズル又は低圧注水ノズルを通り、セパレータからの再循環流と混合し、給水スパージャ又は低圧注水スパージャからダウンカマ領域に注入される。</p> <p>ほう素を含まない RHR 系統水 950 m³/h(0ppm)は低圧注水スパージャからほう素を含む再循環流 1925 m³/h(1320ppm)に注入され、約 9 m のダウンカマを下降する間に十分混合されて 880ppm の混合水になる。これら混合水は、原子炉冷却材再循環ポンプを通ることによる、流路の縮流、拡大によりさらに混合され、下部プレナムへと入る。</p>	<p>4. <u>ほう酸水注入系起動後の炉心状態(冷却材保有量等)について</u></p> <p>ほう酸水注入完了後に残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)を運転しても原子炉の未臨界確保が可能であることを以下に示す。</p> <p>○原子炉の未臨界確保の確認</p> <p>残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)を起動する時点では、ほう酸水は原子炉圧力容器内でほぼ均一化された状態にある。東海第二発電所のほう酸濃度設計値は 1,000ppm であることから、これを起点として評価する。</p> <p>残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)は、炉水を再循環系ポンプ(A)入口弁の前から取水し、残留熱除去系ポンプ、熱交換器を介し、再循環系ポンプ出口弁下流又は原子炉隔離時冷却系の原子炉圧力容器頭部スプレイノズル(残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)A系を用いた場合)へ戻すことにより、冷却された炉水を再び原子炉圧力容器へ注入する。残留熱除去系配管に存在する系統水は、ジェットポンプノズル又は原子炉圧力容器頂部スプレイノズルを通り、セパレータからの再循環流と混合し、ダウンカマ領域に注入される。</p> <p>原子炉停止後に残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)を起動した場合の全炉心流量は 12,000m³/h~14,000m³/h 程度(実績値)であり、ここから残留熱除去系系統流量を差し引いた流量が再循環流量である。残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)を起動した場合の全炉心流量を 12,000m³/h と仮定すると、ほう素を含まない残留熱除去系系統水 1,692m³/h(0ppm)はジェットポンプノズルから噴射され、1,000ppm のほう素を含む再循環流 10,308m³/h(=全炉心流量 12,000m³/h-残留熱除去系系統流量 1,692m³/h)を吸引合流し、ジェットポンプを下降し、下部プレナムを通過して炉心部に到達するまでの間に十分混合されて 859ppm の混合水となり、炉心部へと流入する。</p>	<p>13. <u>ほう素の容量について</u></p> <p>1. ほう酸水注入系の設計及び解析条件について</p> <p>ほう酸水注入系は、定格出力運転中の原子炉を、制御棒を挿入せずにほう酸水の注入によって、定格出力運転から冷温未臨界まで原子炉を移行させ、その状態を維持できるように設計している。</p> <p>このために必要なほう酸濃度の設計値は、「MOX燃料が装荷されるまでのサイクル」では冷温停止に必要な濃度(600ppm)に、不完全混合による余裕及び残留熱除去系配管の希釈による余裕を見込み、1000ppm としている。</p> <p>この、1000ppm を確保するために必要な、ほう酸水溶液に含まれる五ほう酸ナトリウム必要量は 1820kg であり、五ほう酸ナトリウムの 15℃における溶解度は 13.4wt%で、溶液の比重は約 1.1 であるため、タンク内の五ほう酸ナトリウム量を 1820kg とするためには 12.3m³のほう酸水を保持すれば良く、実際のタンク容量は所要量に比べて十分大きい。</p> <p>また、「MOX燃料が装荷されたサイクル以降」においても、ほう酸水注入系作動時における実効増倍率の温度依存性を図 1 に示すが、残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)による炉心冷却により炉内のほう酸水が希釈されることを考慮しても、十分に炉心の未臨界を確保できるだけの容量のほう酸水をほう酸水貯蔵タンク内に保持することとしている。</p> <p>有効性評価においては、高温停止に必要なほう酸量は三次元炉心解析コード(TGBLA/LOGOS*)で評価しており、ほう酸水注入系に対する設計値として、ほう酸水注入ポンプ容量 162L/分、飽和温度に対応するほう酸溶液中の五ほう酸ナトリウムの重量(比重)13.4wt%を用いて解析を行っている。</p> <p>※TGBLA/LOGOSは、ほう酸水注入系による未臨界性</p>	<p>・記載方針の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根 2 号炉と先行 2 社では記載のロジックが違うものの、記載内容としては、ほう酸濃度設計値が残留熱除去系の希積分を考慮しても未臨界に必要なほう酸水を確保できる点を説明をしており同等である。</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><混合水の濃度の算出> $(950 \text{ m}^3/\text{h} \times 0\text{ppm} + 1925 \text{ m}^3/\text{h} \times 1320 \text{ ppm}) / (950 \text{ m}^3/\text{h} + 1925 \text{ m}^3/\text{h}) = \text{約 } 880\text{ppm}$</p> <p>また、原子炉冷却材再循環ポンプを通り、下部プレナムへ入る約 880ppm の混合水は、下部プレナムにおいてその他多くの原子炉冷却材再循環ポンプから吐き出された濃度の高いほう酸水と制御棒駆動機構ハウジングの間を横切りながら合流し、上向き流れとなり、制御棒案内管の隙間を流れるに従い十分混合されるため、炉心部に到達するまでには更にほう素濃度が上昇している。</p> <p>各部位における流量とほう素濃度をまとめて図 1 に示す。RHR 配管に存在するほう素を含まない系統水がダウンカマ領域に注入されても炉心に流入する時には約 880ppm 以上、炉心に到達するまでにはそれ以上の十分に高いほう素濃度となっており、KK6/7 の SLC の系統設計上、未臨界に必要なほう素濃度である 850ppm を満足しているため未臨界性は維持される。</p> <p>以上より、RHR 停止時冷却モードにより、RHR 配管に存在するほう素を含まない系統水が注入されることを考慮しても、安全余裕を確保できる。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p><混合水の濃度の算出> $\frac{1,692\text{m}^3/\text{h} \times 0\text{ppm} + 10,308\text{m}^3/\text{h} \times 1,000\text{ppm}}{1,692\text{m}^3/\text{h} + 10,308\text{m}^3/\text{h}} = 859\text{ppm}$</p> <p>各部位における流量とほう素濃度をまとめて第 1 図に示す。残留熱除去系配管に存在するほう素を含まない系統水がダウンカマ領域に注入されても炉心に流入する時には約 859ppm のほう素濃度となっており、東海第二発電所のほう酸水注入系の系統設計上、冷温停止に必要なほう素濃度である 600ppm を満足しているため未臨界性は維持される。</p> <p>以上より、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により、残留熱除去系配管に存在するほう素を含まない系統水が注入されることを考慮しても、安全余裕を確保できる。</p>	<p>評価手法に用いられている三次元解析モデルにより評価を行う解析コードである。</p> <p>従来の一点近似解析モデルによる評価手法は、炉心を空間的に一点で近似し炉心の反応度を評価するものであり、出力分布の効果が考慮されていない。三次元解析モデルでは、出力分布を三次元で評価しており、炉心の各領域における核定数に出力分布の重みづけを行うことで出力分布の効果を考慮できるため、一点近似解析と比較して、より精緻に算出される傾向となる。</p> <p>三次元解析モデルを用いた手法は、従来よりも高度化された手法であり「ほう酸水注入系による未臨界性評価手法の高度化について（TGBLA/LOGOS版）」^[1]において、評価手法の妥当性が確認されている。</p> <p>なお、原子炉停止機能喪失事象においては、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）起動時に原子炉冷却材保有水量が大きくなり、原子炉内のほう酸濃度は低下するが、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の起動及び通常運転水位からの水位変動による希釈の効果は、ほう酸水注入系設計時に想定している保守性を十分下回っている。このため、原子炉停止機能喪失事象においても、未臨界は維持される。</p>	

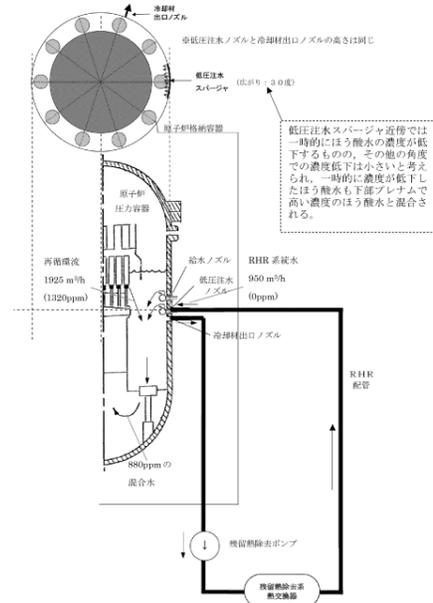
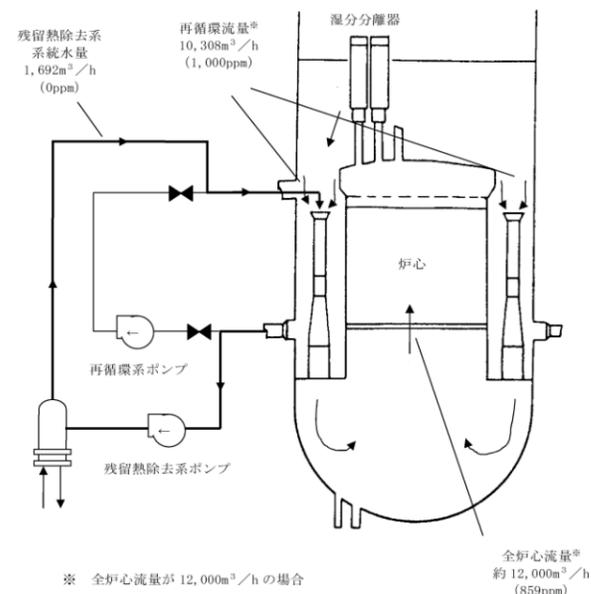


図1 RHR 停止時冷却モード概略系統図



第1図 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）概略系統図

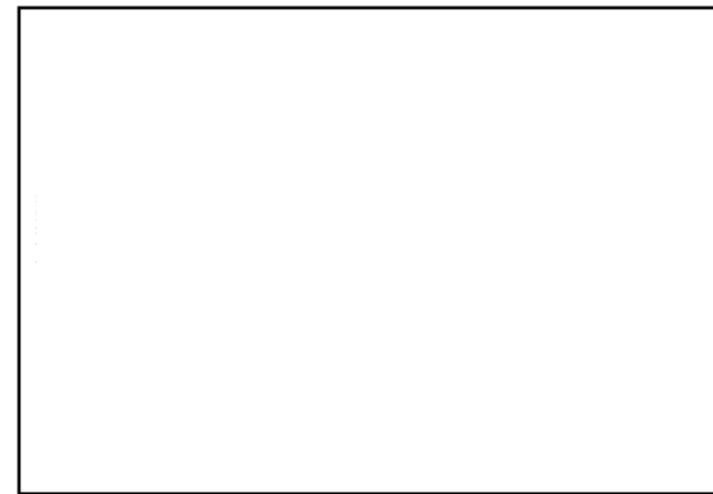


図1 ほう酸水注入系作動時における実効増倍率の温度依存性（9×9燃料（A型）及びMOX燃料 228 体を装荷した炉心による評価例）

[1] 「沸騰水型原子力発電所 ほう酸水注入系における未臨界性評価手法の高度化について（TGBLA/LOGOS 版）」（東北電力株式会社，東京電力株式会社，中部電力株式会社，北陸電力株式会社，中国電力株式会社，日本原子力発電株式会社，電源開発株式会社，株式会社グローバル・ニュークリア・フュエル・ジャパン，平成 19 年 10 月）

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>17. 給水ポンプのトリップ条件を復水器ホットウェル枯渇とした場合の評価結果への影響</p> <p>1. はじめに 原子炉停止機能喪失の有効性評価では、<u>事象発生から約173秒後に復水器水位低下により電動駆動給水ポンプがトリップして原子炉水位が低下し、原子炉水位低信号(レベル2)で代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能によって残り6台の冷却材再循環ポンプがトリップするものとしている。</u></p> <p>一方、<u>更に保守的な仮定として、復水器水位低下で電動駆動給水ポンプがトリップせず、復水器ホットウェルが枯渇するまで運転継続すると仮定した場合、原子炉水位が高めに維持され、原子炉水位低信号(レベル2)での代替冷却材再循環ポンプ・トリップが発生する時刻が遅くなり、炉心流量及び原子炉出力が高くなる。その結果、サブプレッション・チェンバ・プール水温度及び格納容器圧力は今回の申請において示した解析ケース(以下、「ベースケース」という。)に比べ高めに推移すると考えられる。</u></p> <p>このため、復水器ホットウェルが枯渇するまで運転継続すると仮定した場合の影響について感度解析を実施した。</p> <p>2. 評価条件 <u>電動駆動給水ポンプのトリップの条件を復水器ホットウェル枯渇とした以外はベースケースと同じである。</u></p> <p>3. 評価結果 <u>ベースケースと同等の条件で電動駆動給水ポンプのトリップの条件を復水器ホットウェル枯渇とした場合の評価結果を図1から図12に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。</u></p> <p><u>電動駆動給水ポンプが停止するまでの時刻は事象発生から約255秒後となり、ベースケースの約173秒から約82秒遅れる結果となった。</u></p> <p><u>燃料被覆管の最高温度は、流量と出力のミスマッチが継続することで、ベースケースよりも高くなるが、判断基準は満足している。サブプレッション・チェンバ・プール水温の最高</u></p>	<p>14 給水ポンプ・トリップ条件を復水器ホットウェル枯渇とした場合の評価結果への影響</p> <p>1. はじめに 原子炉停止機能喪失の有効性評価では、<u>主蒸気流量の遮断に伴う給水加熱喪失により原子炉出力が上昇し、復水器ホットウェル水位の低下により電動駆動給水ポンプがトリップするまで上昇を継続する。</u></p> <p>一方、<u>燃料被覆管温度の挙動は、ベースケースにおいては事象発生直後のファーストピークが最も高くなるが、上記の給水加熱喪失に伴う原子炉出力上昇の影響はセカンドピークに現れる。また、原子炉出力の上昇が継続することで、サブプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の評価にも影響する。</u></p> <p>このため、<u>電動駆動給水ポンプのトリップ時刻が評価結果に与える影響を確認するため、保守的に復水器ホットウェル水位の低下で電動駆動給水ポンプがトリップせずに復水器ホットウェルが枯渇するまで運転を継続とした場合の感度解析を実施した。</u></p> <p>2. 評価条件 <u>電動駆動給水ポンプのトリップ条件を復水器ホットウェル枯渇とした以外はベースケースと同じ評価条件である。</u></p> <p>3. 評価結果 感度解析の評価結果を第1図から第12図に示す。また、評価結果のまとめを第1表に示す。</p> <p><u>電動駆動給水ポンプがトリップするまでの時刻は、事象発生から約319秒後となり、ベースケースの約131秒後から約188秒遅れる結果となった。</u></p> <p><u>燃料被覆管最高温度(以下「PCT」という。)は、流量と出力のミスマッチが継続することで、約1,194℃とベースケースよりも高くなるが、評価項目を満足する。また、サブプレ</u></p>	<p>14. 給水ポンプトリップ条件を復水器ホットウェル枯渇とした場合の評価結果への影響について</p> <p>1.はじめに 原子炉停止機能喪失の有効性評価では、<u>主蒸気流量の遮断に伴う給水加熱喪失により原子炉出力が上昇し、復水器ホットウェル水位の低下により電動機駆動給水ポンプがトリップするまで上昇を継続する。</u></p> <p>一方、<u>燃料被覆管温度の挙動は、ベースケースにおいては事象発生直後のファーストピークが最も高くなるが、上記の給水加熱喪失に伴う原子炉出力上昇の影響はセカンドピークに現れる。また、原子炉出力の上昇が継続することで、サブプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の評価にも影響する。</u></p> <p>このため、<u>電動機駆動給水ポンプのトリップ時刻が評価結果に与える影響を確認するため、保守的に復水器ホットウェル水位の低下で電動機駆動給水ポンプがトリップせずに復水器ホットウェルが枯渇するまで運転を継続とした場合の影響について感度解析を実施した。</u></p> <p>(1) 評価条件 <u>電動機駆動給水ポンプのトリップの条件を復水器ホットウェル枯渇とした以外はベースケースと同じ評価条件である。</u></p> <p>(2) 評価結果 感度解析の評価結果を図1から図12に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。</p> <p><u>電動機駆動給水ポンプがトリップするまでの時刻は事象発生から約541秒後となり、ベースケースの約230秒から約311秒遅れる結果となった。</u></p> <p><u>燃料被覆管温度の最高値はベースケースと同じであり、また、サブプレッション・プール水温度の最高値は136℃、格納容器圧力の最高値は約360kPa[gage]であり、評価項目を満足</u></p>	<p>備考</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ABWRとBWR-5の型式の違いによる相違。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】 ・解析結果の相違 【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>値は127℃、格納容器バウンダリの圧力の最高値は0.29MPa[gage]であり、判断基準を満足している。</p> <p>以上の結果より、電動駆動給水ポンプがトリップせず、復水器ホットウェルが枯渇するまで運転継続すると仮定した場合についても判断基準を満足する。従って、炉心損傷防止対策の有効性を確認するという観点からは、設計通りに復水器水位低下で電動駆動給水ポンプがトリップする設定とすることは評価条件として妥当であると考える。</p> <p>なお、実際の操作においては、反応度制御中は原子炉から放出される蒸気によるサプレッション・チェンバ・プール水温の上昇及び格納容器過圧を防止するため、原子炉出力及び原子炉の隔離状態に応じて給水を手動で絞り、原子炉出力を抑制する。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>ッション・プール水温の最高値は約148℃、格納容器圧力の最高値は約0.50MPa[gage]となり、いずれも評価項目を満足する。</p> <p>以上の結果より、電動駆動給水ポンプがトリップせずに、復水器ホットウェルが枯渇するまで運転が継続すると仮定した場合についても評価項目を満足することを感度解析により確認した。</p> <p>なお、原子炉停止機能喪失時の実際の運転操作においては、運転員は給水流量を手動にて調整し、原子炉水位を低めに維持することで原子炉出力を低下させるとともに、格納容器圧力上昇時には残留熱除去系による格納容器スプレイを実施する。</p>	<p>している。</p> <p>以上の結果より、電動機駆動給水ポンプがトリップせず、復水器ホットウェルが枯渇するまで運転継続すると仮定した場合についても評価項目を満足することを感度解析により確認した。</p> <p>なお、原子炉停止機能喪失時の実際の運転操作においては、運転員は給水流量を手動にて調整し、原子炉水位を低めに維持することで原子炉出力を低下させるとともに、格納容器圧力上昇時には残留熱除去系による格納容器スプレイを実施する。</p>	

表1 電動駆動給水ポンプ運転継続による判断基準への影響

項目	感度解析	ベースケース	判断基準
電動駆動給水ポンプ	復水器ホットウエルが枯渇するまで運転継続(約255秒後)	復水器水位低でトリップ(約173秒後)	—
燃料被覆管最高温度(℃)	約1100*	約1060	1200℃以下
燃料被覆管の酸化量	3%以下	2%以下	酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力(MPa[gage])	約9.08	約9.08	10.34MPa[gage](最高使用圧力の1.2倍)を下回る
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力(MPa[gage])	約0.29	約0.19	0.62MPa[gage](限界圧力)を下回る
原子炉格納容器バウンダリの温度(サブプレッション・チェンバ・プール水温(℃))	約127	約113	200℃(限界温度)を下回る

※ 熱伝達相関式(修正Dougall-Rohsenow式)の適用性について SCAT コードの説明資料1では、燃料被覆管温度700~800℃程度の範囲について、5×5 高温ポストBT 試験と解析の結果を比較している。比較の結果、クオリティが0.9 程度となる位置で修正Dougall-Rohsenow 式の評価の保守性が小さくなることを確認したことから、クオリティが大きくなることで保守性が小さくなる傾向を示すものと考えている。

これは、修正Dougall-Rohsenow 式では燃料被覆管表面温度を保守側に評価するために燃料被覆管表面での液滴蒸発の効果を見逃している特性が影響しているものと考えられる。

本評価における、燃料被覆管最高温度が発生する時間領域での燃料被覆管最高温度の発生位置(14ノード位置)のクオリティは0.6~0.7 程度である。この場合、修正Dougall-Rohsenow 式の評価の保守性は小さくなる傾向であると考えられるものの、修正Dougall-Rohsenow 式を適用することによって保守側の評価結果が得られると考えられる。このため、燃料被覆管最高温度が1200℃以下であることを確認する観点で、修正Dougall-Rohsenow式を適用することに問題は無いと考える。

1 柏崎刈羽原子力発電所6 号及び7 号炉 重大事故等対策の有効性評価について 付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて 第4 部 SCAT

第1表 電動駆動給水ポンプ運転継続による評価項目への影響

項目	感度解析	ベースケース	評価項目
電動駆動給水ポンプ	復水器が枯渇するまで運転継続(約319秒後)	復水器水位低でトリップ(約131秒後)	—
燃料被覆管最高温度(℃)	約1,194	約872	1,200℃以下
燃料被覆管の酸化量(%)	約5%	1%以下	酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力(MPa[gage])	約8.49	約8.49	10.34MPa[gage](最高使用圧力の1.2倍)を下回る
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力(MPa[gage])	約0.50	約0.20	0.62MPa[gage]を下回る
原子炉格納容器バウンダリの温度(サブプレッション・プール水温(℃))	約148	約115	200℃を下回る

※ 熱伝達相関式(修正Dougall-Rohsenow式)の適用性について SCATコードの説明資料1では、燃料被覆管温度700℃~800℃程度の範囲について、5×5高温ポストBT試験と解析の結果を比較している。比較の結果、クオリティが0.9程度となる位置で修正Dougall-Rohsenow式の評価の保守性が小さくなることを確認したことから、クオリティが大きくなることで保守性が小さくなる傾向を示すものと考えている。

これは、修正Dougall-Rohsenow式では燃料被覆管表面温度を保守側に評価するために燃料被覆管表面での液滴蒸発の効果を見逃している特性が影響しているものと考えられる。

本評価における、燃料被覆管最高温度が発生する時間領域での燃料被覆管最高温度の発生位置(第4スぺーサ位置)のクオリティは0.5~0.6程度である。この場合、修正Dougall-Rohsenow 式の評価の保守性は小さくなる傾向であると考えられるものの、修正Dougall-Rohsenow式を適用することによって保守側の評価結果が得られると考えられる。このため、燃料被覆管最高温度が1,200℃以下であることを確認する観点で、修正Dougall-Rohsenow式を適用することに問題はない。

表1 電動機駆動給水ポンプ運転継続による評価項目への影響

項目	感度解析	ベースケース	評価項目
電動機駆動給水ポンプ	復水器ホットウエルが枯渇するまで運転継続(約541秒後)	復水器水位低でトリップ(約230秒後)	—
燃料被覆管最高温度(℃)	約818	約818	1,200℃以下
燃料被覆管の酸化量(%)	1%以下	1%以下	15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値(MPa[gage])	8.91	8.91	10.34MPa[gage]未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値(kPa[gage])	360	167	853kPa[gage]未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値(サブプレッション・プール水温(℃))	136	110	200℃(格納容器限界温度)未満

※ 熱伝達相関式(修正Dougall-Rohsenow式)の適用性について 解析コード(SCATコード)^[1]では、燃料被覆管温度700℃~800℃程度の範囲について、5×5 高温ポストBT試験と解析の結果を比較している。比較の結果、クオリティが0.9程度となる位置で修正Dougall-Rohsenow式の評価の保守性が小さくなることを確認したことから、クオリティが大きくなることで保守性が小さくなる傾向を示すものと考えている。

これは、修正Dougall-Rohsenow式では燃料被覆管表面温度を保守側に評価するために燃料被覆管表面での液滴蒸発の効果を見逃している特性が影響しているものと考えられる。

本評価における、燃料被覆管最高温度が発生する時間領域での燃料被覆管最高温度の発生位置(第4スぺーサ位置)のクオリティは0.5~0.6程度である。この場合、修正Dougall-Rohsenow式の評価の保守性は小さくなる傾向であると考えられるものの、修正Dougall-Rohsenow式を適用することによって保守側の評価結果が得られると考えられる。このため、燃料被覆管最高温度が1,200℃以下であることを確認する観点で、修正Dougall-Rohsenow式を適用することに問題はない。

[1]「沸騰水型原子力発電所 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コード(SCAT)について」、東芝エネルギーシステムズ株式会社、TLR-093、日立GEニュークリア・エナジー株式会社、HLR-122、平成30年5月

・解析結果の相違【柏崎6/7、東海第二】

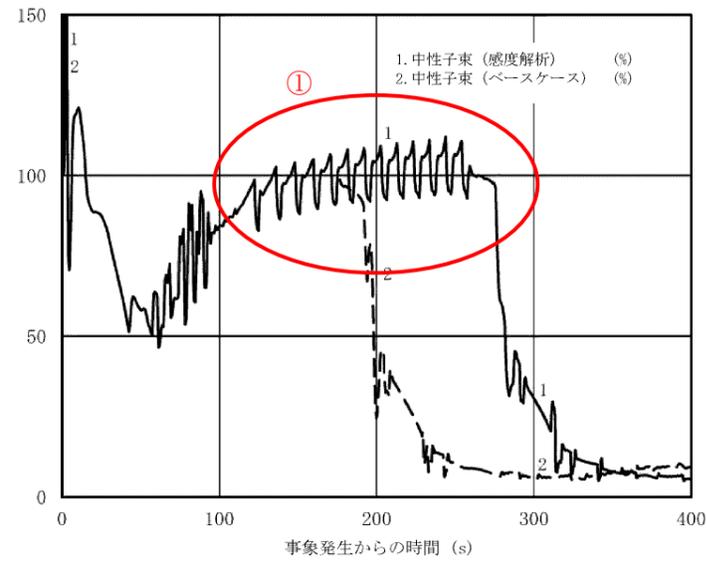


図1 中性子束の時間変化(事象発生から400 秒後まで)

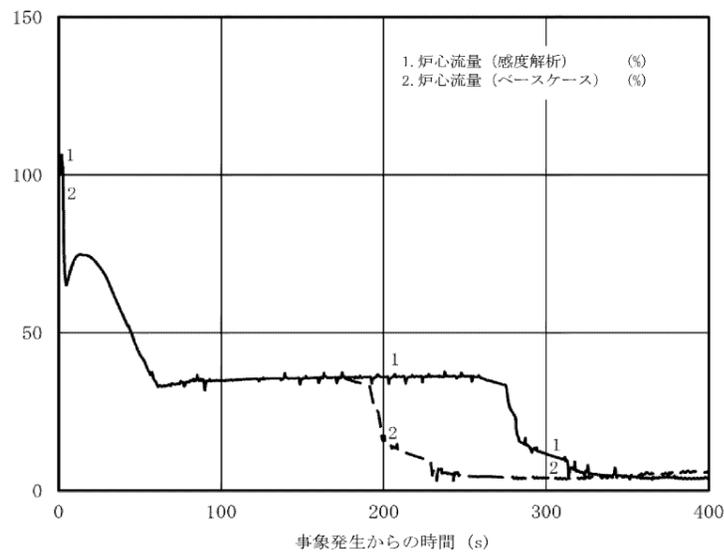
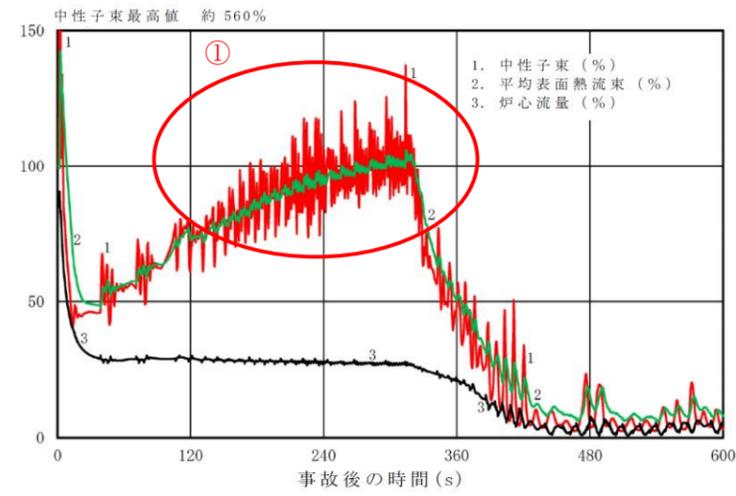


図2 炉心流量の時間変化(事象発生から400 秒後まで)



第1図 中性子束及び炉心流量の推移(短期)

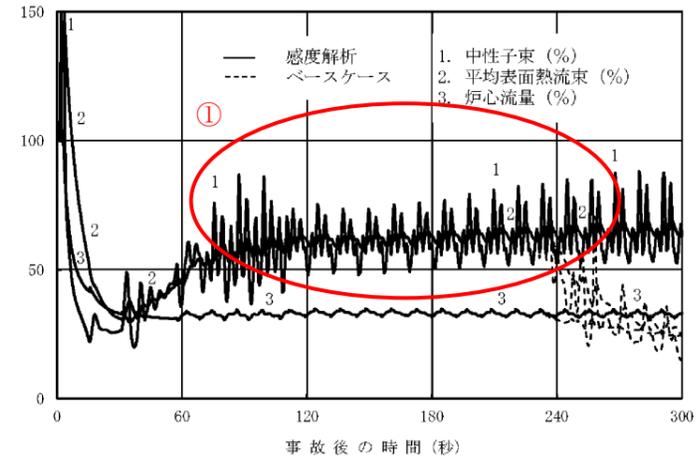


図1 中性子束, 平均表面熱流束, 炉心流量の推移(事象発生から300 秒後まで)

・解析結果の相違
 【柏崎6/7, 東海第二】
 ①島根2号炉は, 定格給水量に対するHPCS注水量が大きいため, 原子炉水位が回復し, 給水量は制御により減少するため, 給水加熱喪失による出力上昇が小さい。

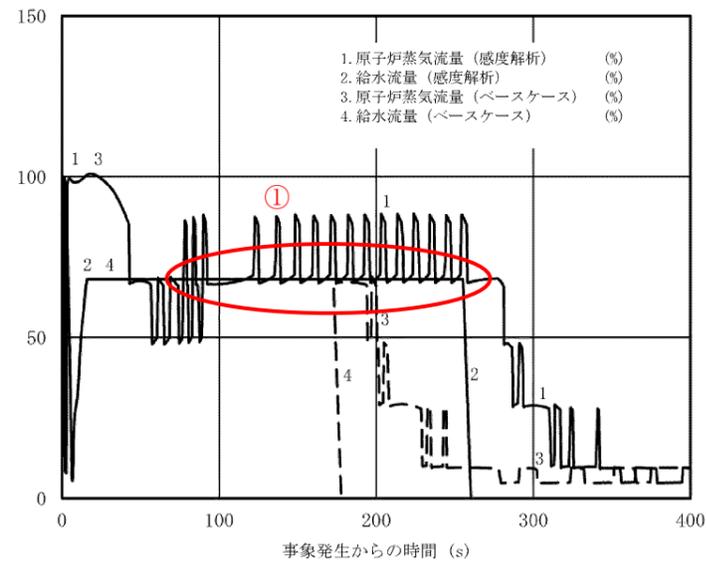


図3 原子炉蒸気流量, 給水流量の時間変化(事象発生から400 秒後まで)

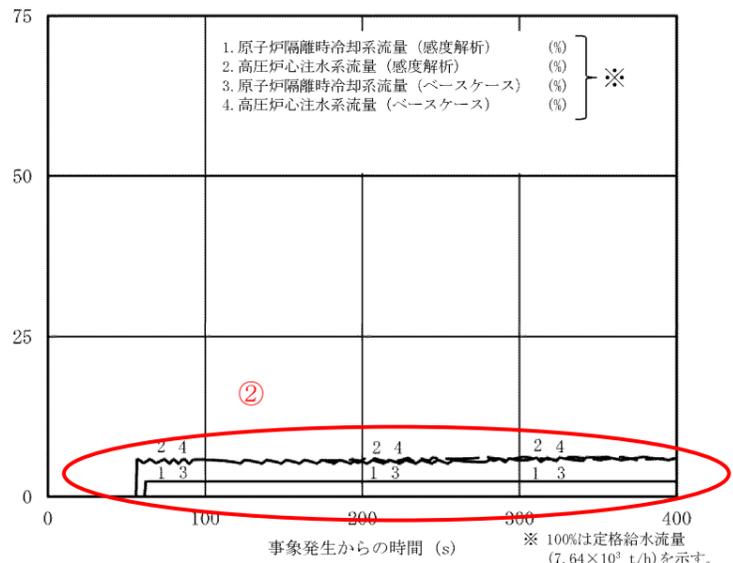
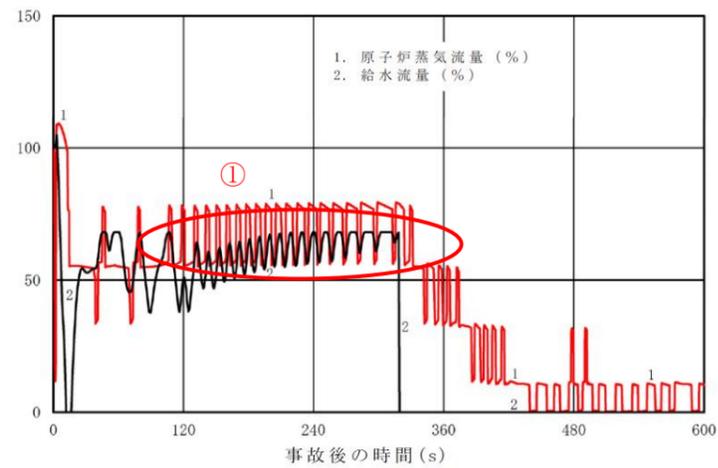
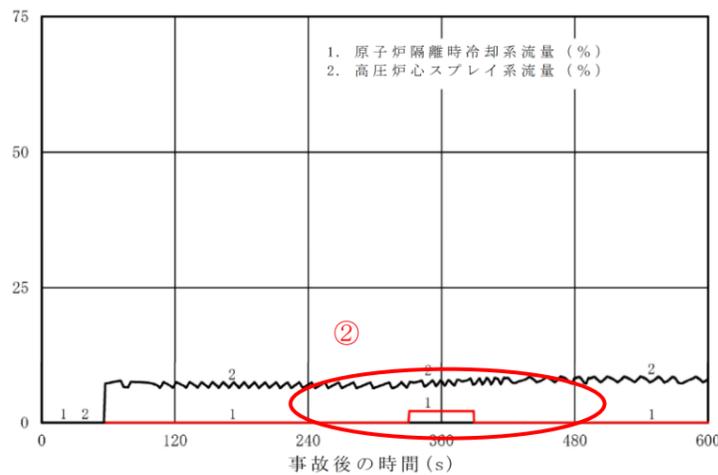


図4 原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心注水系の流量の時間変化(事象発生から400 秒後まで)



第2 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移 (短期)



第3 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移 (短期)

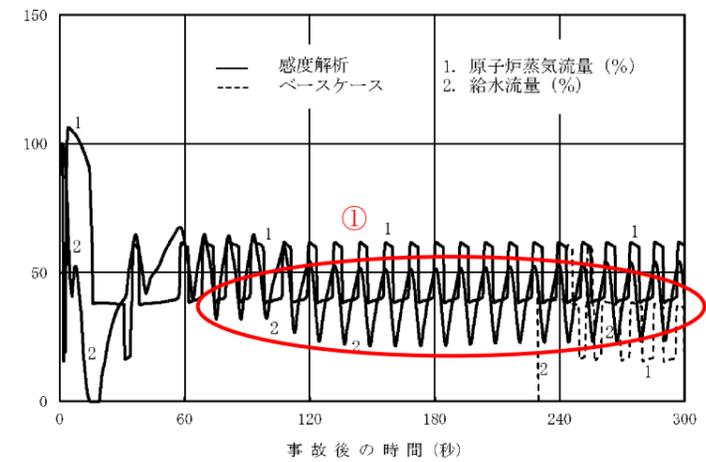


図2 原子炉蒸気流量, 給水流量の推移 (事象発生から 300 秒後まで)

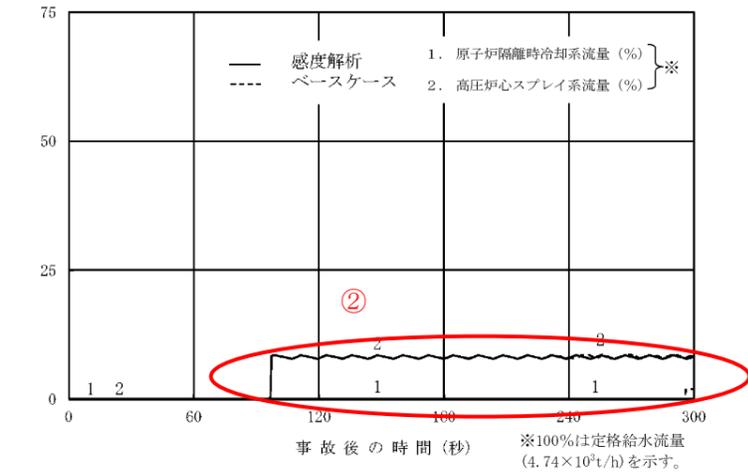


図3 原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心スプレイ系の流量の推移 (事象発生から 300 秒後まで)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
①島根 2号炉は, 定格給水流量に対するHPC S注水量が大きいため, 原子炉水位が回復し, 給水流量が制御により減少する。

②島根 2号炉は, 原子炉水位低(レベル2)に到達する前にサブプレッション・プール水温度が100℃になるため, 原子炉隔離時冷却系が起動しない。
柏崎 6/7 はドライウエル圧力高により原子炉隔離時冷却系が起動し, 東海第二は原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が起動したのち, 水源温度上昇により停止する。

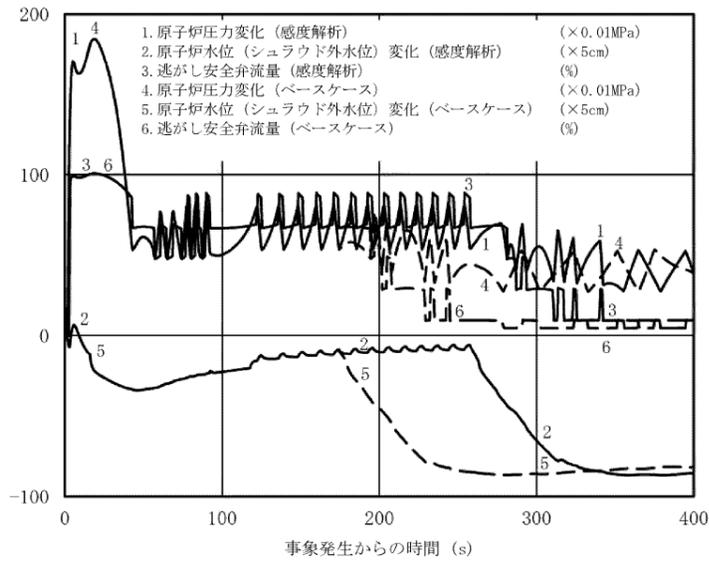


図5 原子炉圧力，原子炉水位(シュラウド外水位)，逃がし安全弁流量の時間変化(事象発生から400 秒後まで)

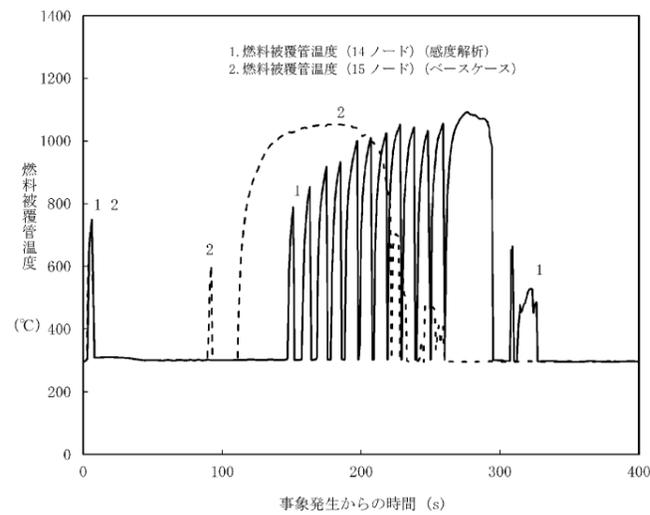
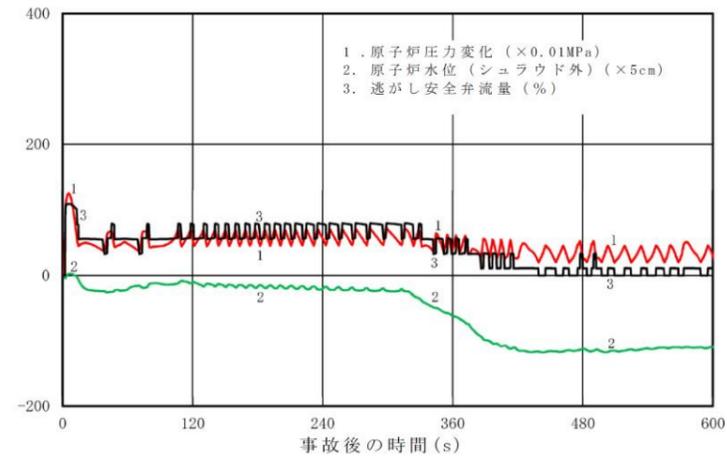
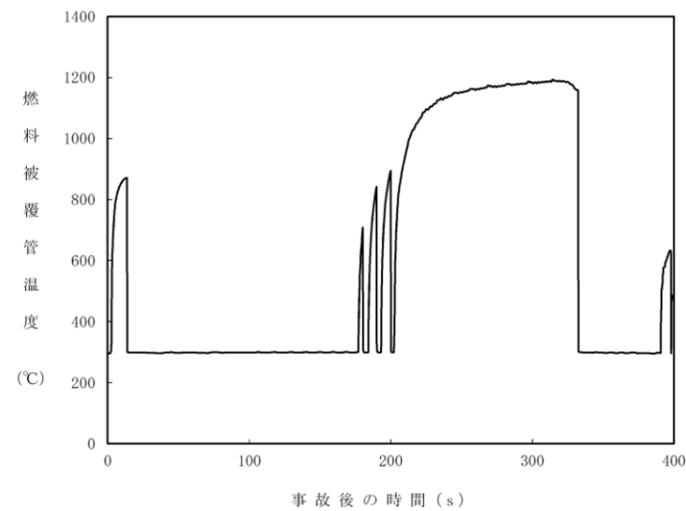


図6 燃料被覆管温度の時間変化(事象発生から400 秒後まで)



第4図 原子炉圧力，原子炉水位(シュラウド外水位)及び逃がし安全弁の流量の推移(短期)



第5図 燃料被覆管温度の時間変化(短期)

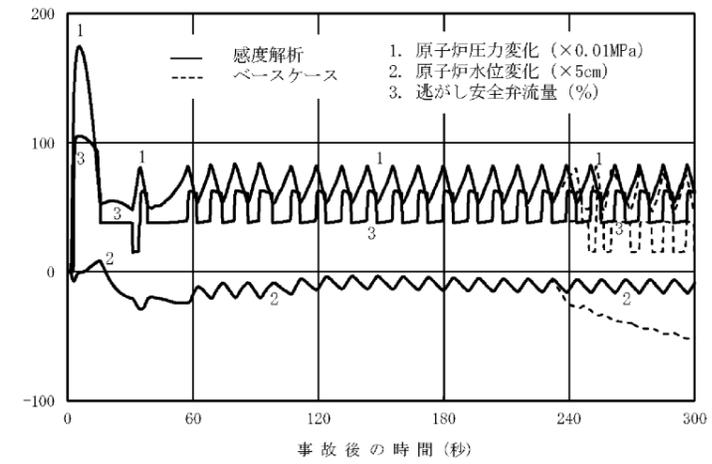


図4 原子炉圧力，原子炉水位(シュラウド外水位)，逃がし安全弁流量の推移(事象発生から300 秒後まで)

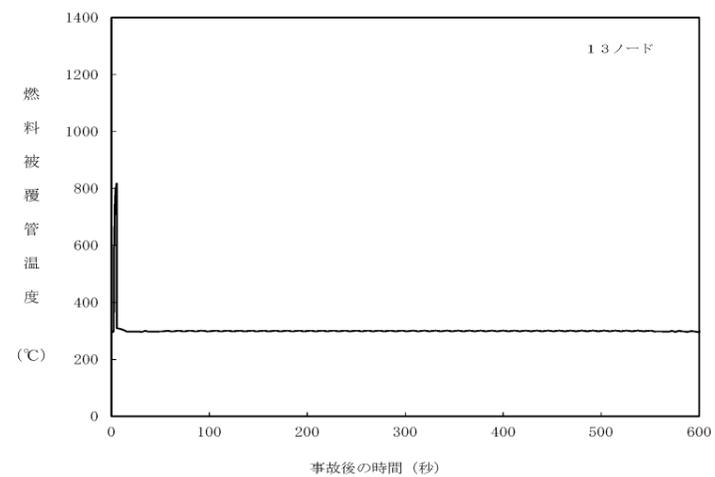


図5 燃料被覆管温度の推移(事象発生から600 秒後まで)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7，東海第二】

・解析結果の相違
【柏崎 6/7，東海第二】
島根 2号炉は，給水加熱喪失後の出力上昇が小さいため挙動が異なる。

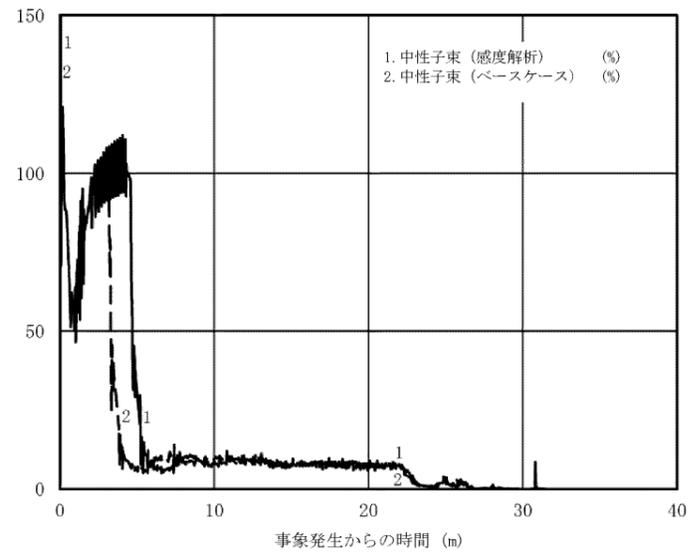


図7 中性子束の時間変化(事象発生から40 分後まで)

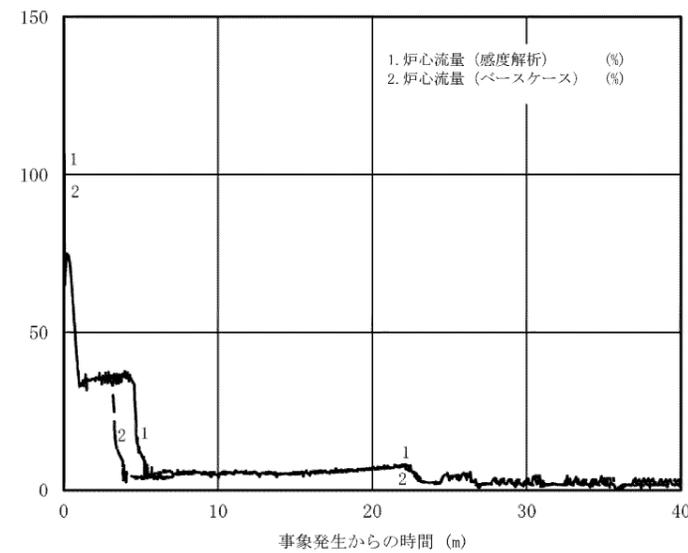
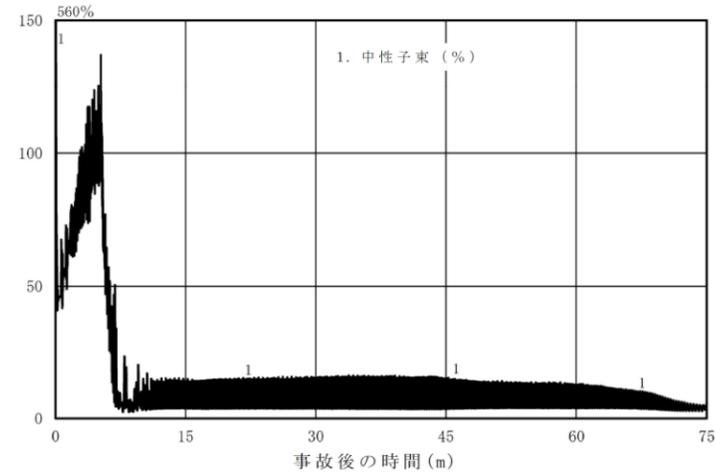
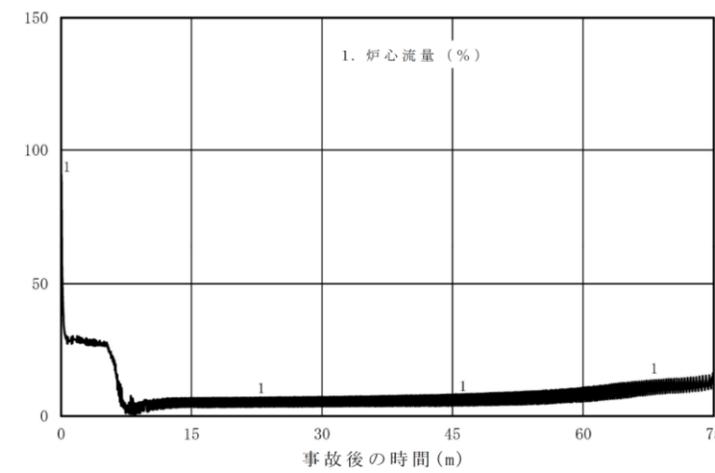


図8 炉心流量の時間変化(事象発生から40 分後まで)



第6図 中性子束の推移(長期)



第7図 給水流量及び平均表面熱流束の推移(長期)

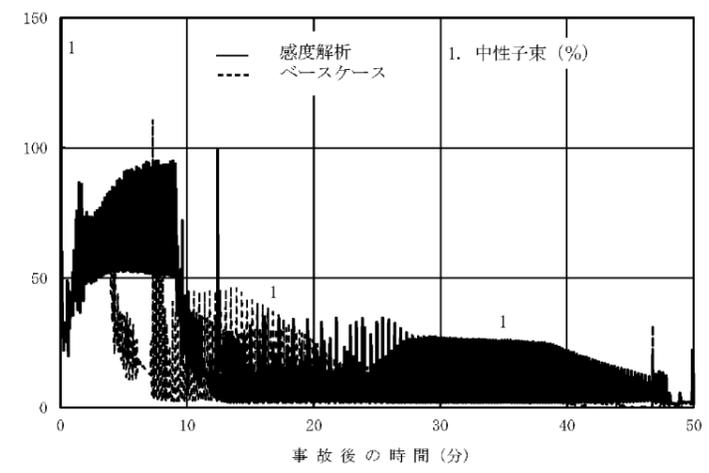


図6 中性子束の推移(事象発生から50分後まで)

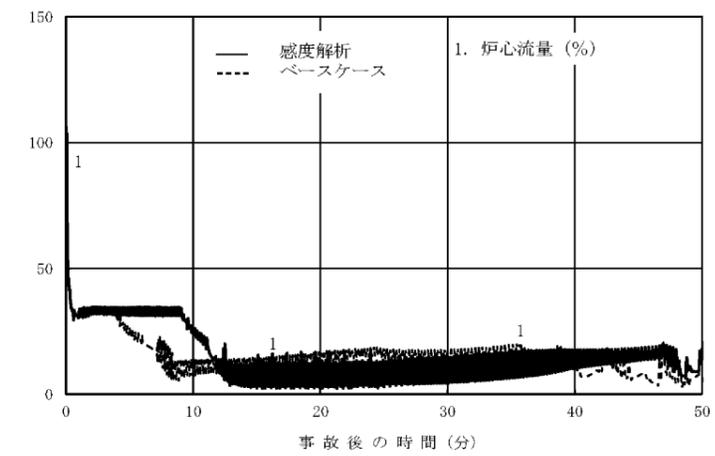


図7 炉心流量の推移(事象発生から50分後まで)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

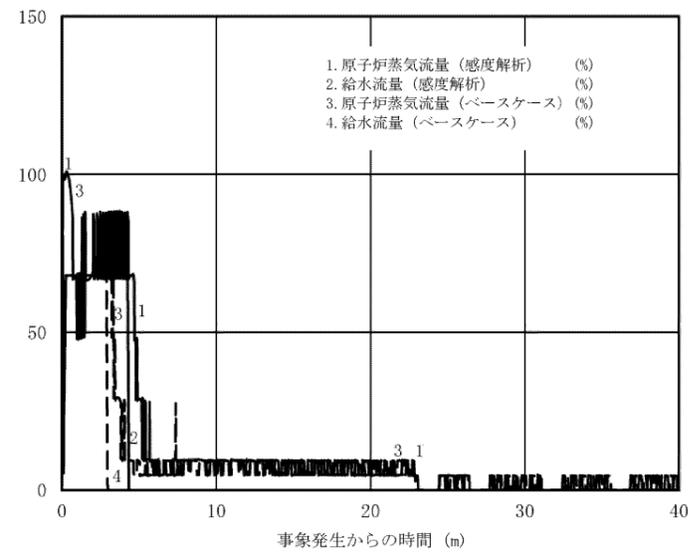


図9 原子炉蒸気流量，給水流量の時間変化(事象発生から40 分後まで)

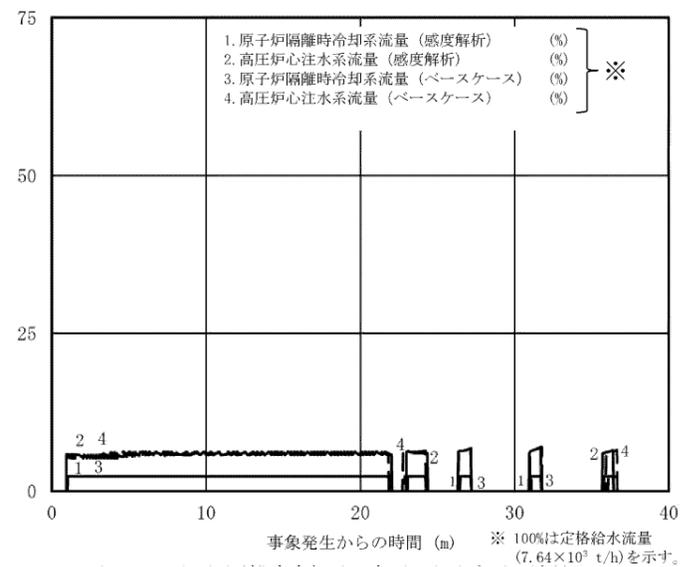
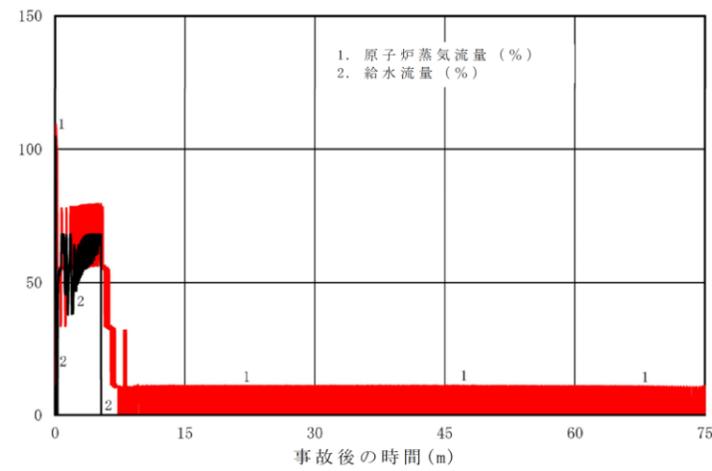
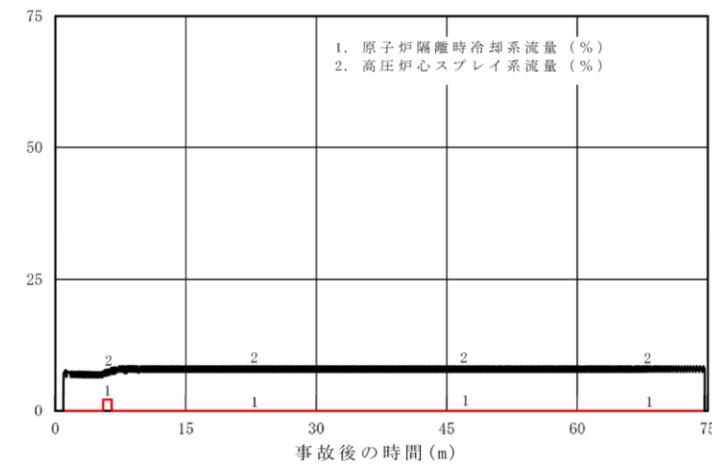


図10 原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系の流量の時間変化(事象発生から40 分後まで)



第8図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移(長期)



第9図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移(長期)

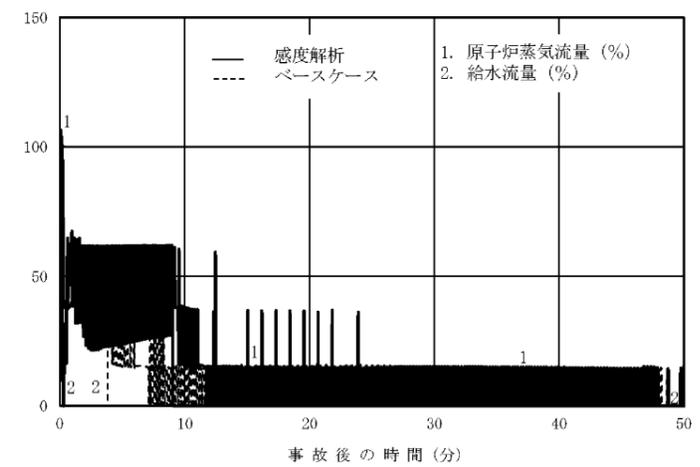


図8 原子炉蒸気流量，給水流量の推移(事象発生から50分後まで)

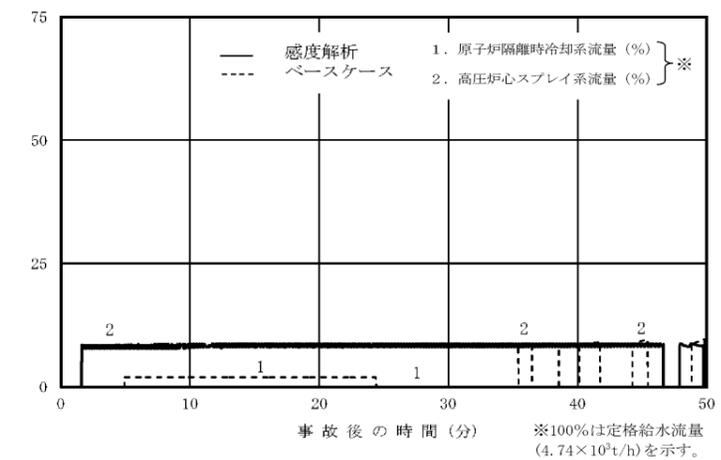


図9 原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系の流量の推移(事象発生から50分後まで)

・解析結果の相違
【柏崎6/7，東海第二】

・解析結果の相違
【柏崎6/7，東海第二】

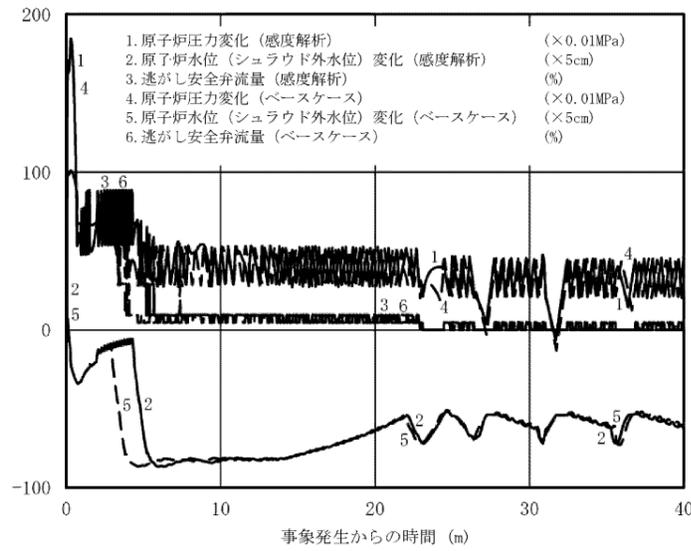
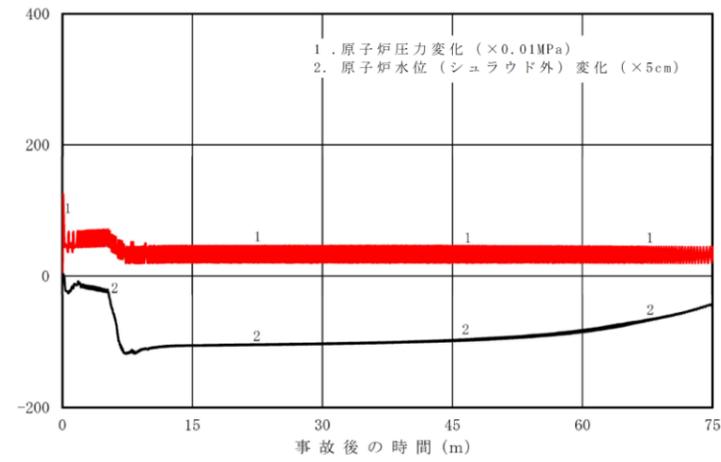
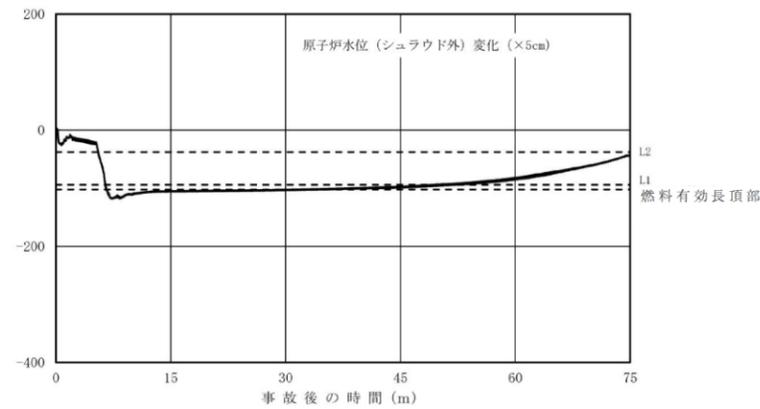


図11 原子炉圧力, 原子炉水位(シュラウド外水位), 逃がし安全弁流量の時間変化(事象発生から40 分後まで)



第 10 図 原子炉圧力及び原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (長期)



第 11 図 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (長期)

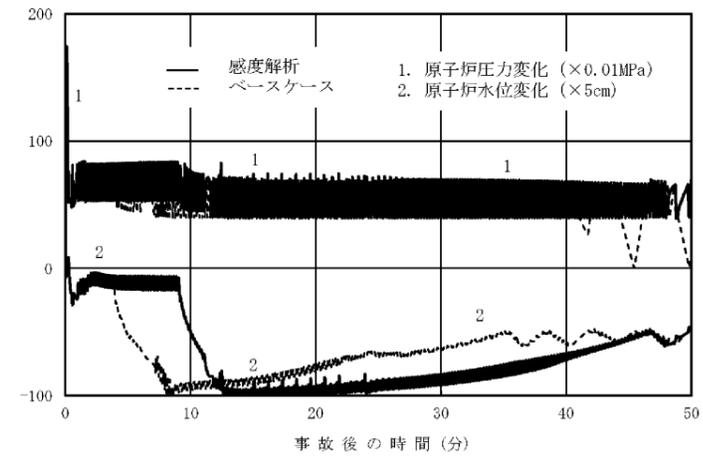


図 10 原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から 50 分後まで)

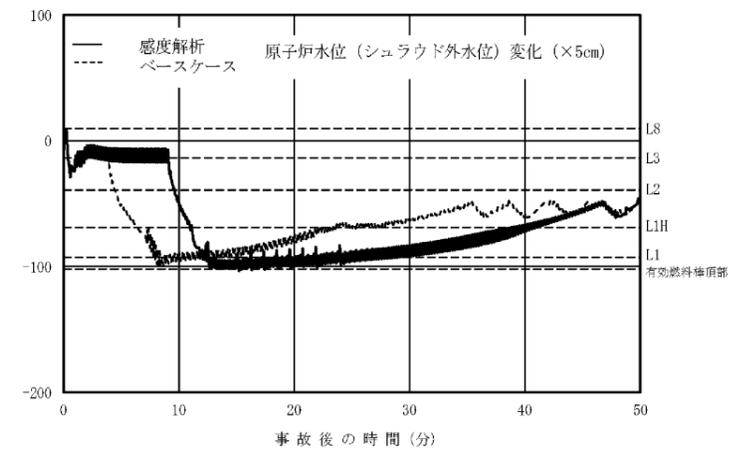


図 11 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から 50 分後まで)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

・解析結果の相違
【東海第二】

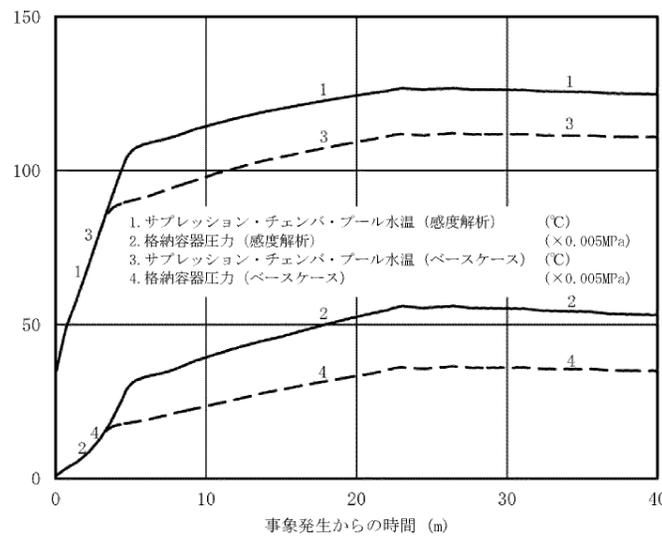
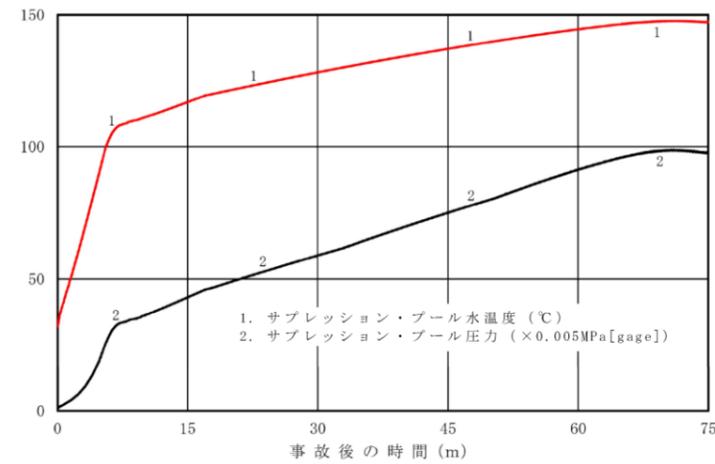


図12 サプレッション・チェンバ・プールの水温，格納容器圧力の時間変化
 (事象発生から40分後まで)



第12図 サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移
 (長期)

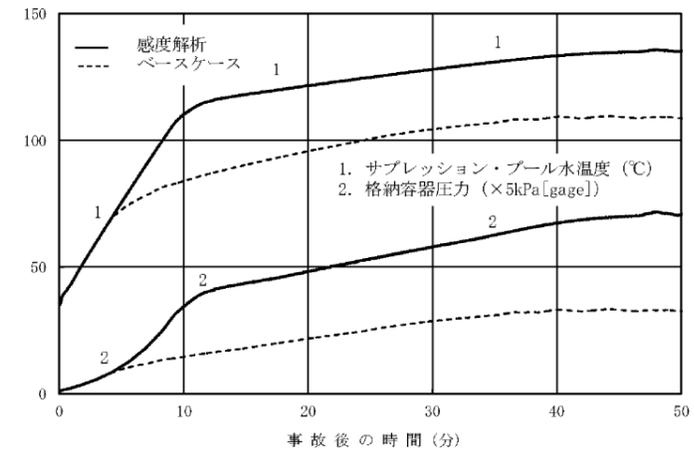


図12 サプレッション・プール水温度，格納容器圧力の推移
 (事象発生から50分後まで)

・解析結果の相違
 【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>18. 給水流量をランアウト流量 (68%) で評価することの妥当性</p> <p>今回の申請において示した解析ケースでは、給水流量をランアウト流量 (68%) で評価しているが、原子炉圧力が高い場合、給水流量は68%以下となることが考えられる。この場合、<u>ホットウェル水位低までの時間が長くなり、評価結果に影響を与える可能性がある。</u>以下に、現状の解析条件の妥当性について示す。</p> <p>給水流量は、原子炉圧力が高くなることにより減少する傾向であるが、次の通り、原子炉停止機能喪失解析において68%を設定していることは有効性評価の目的に照らして妥当であると判断している。</p> <p>給水流量を68%よりも少なく設定した場合には、<u>復水器ホットウェル水位低による給水喪失までの時間は長くなる。</u>一方で、給水流量が少ない場合は、炉心入口サブクール度変化が小さくなり出力上昇が抑制される傾向となるため、燃料被覆管温度の<u>最大値はより低下すると考えられる。</u>同様に、原子炉から発生する蒸気量が低下するため、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温度や圧力上昇は抑制される。</u></p> <p>給水流量が少なくなり、<u>給水喪失までの時間が長くなったとしても、出力が抑制されることになるため、解析結果としては給水流量68%の場合と同程度になり、判断基準を逸脱するようなことはない</u>と考えられる。</p> <p>なお、給水流量68%は、添付書類十の過渡解析における「給水制御系の故障」の最大給水流量条件として、炉心入口サブクール度の増加による出力上昇を大きめにすることにより解析結果を厳しくする観点から設定されている値である。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 1.5.5</p> <p>給水流量をランアウト流量 (68%) で評価することの妥当性</p> <p>今回の申請において示した解析ケースでは、給水流量をランアウト流量 (68%) で評価しているが、原子炉圧力が高い場合、給水流量は68%以下となることが考えられる。この場合、<u>復水器ホットウェル水位低による給水・復水系停止までの時間が長くなり、評価結果に影響を与える可能性がある。</u>以下に、現状の解析条件の妥当性について示す。</p> <p>給水流量は、原子炉圧力が高くなることにより減少する傾向であるが、次のとおり、原子炉停止機能喪失解析において68%を設定していることは有効性評価の目的に照らして妥当であると判断している。</p> <p>給水流量を68%よりも少なく設定した場合には、<u>復水器ホットウェル水位低による給水・復水系停止までの時間は長くなる。</u>一方で、給水流量が少ない場合は、炉心入口サブクール度の変化が小さくなり出力上昇が抑制される傾向となるため、燃料被覆管温度はより低下すると考えられる。同様に、原子炉から発生する蒸気量が低下するため、<u>サブプレッション・プール水温度や圧力上昇は抑制される。</u></p> <p>給水流量が少なくなり、<u>給水・復水系停止までの時間が長くなったとしても、出力が抑制されることになるため、解析結果としては給水流量68%の場合と同程度になり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい</u>と考えられる。</p> <p>なお、給水流量68%は、添付書類十の過渡解析における「給水制御系の故障」の最大給水流量条件として、炉心入口サブクール度の増加による出力上昇を大きめにすることにより解析結果を厳しくする観点から設定されている値である。</p>	<p>15. 給水流量をランアウト流量 (68%) で評価することの妥当性</p> <p>今回の申請において示した解析ケースでは、給水流量をランアウト流量 (68%) で評価しているが、原子炉圧力が高い場合、給水流量は68%以下となることが考えられる。この場合、<u>復水器ホットウェル水位低による復水・給水系停止までの時間が長くなり、評価結果に影響を与える可能性がある。</u>以下に、現状の解析条件の妥当性について示す。</p> <p>給水流量は、原子炉圧力が高くなることにより減少する傾向であるが、次のとおり、原子炉停止機能喪失解析において68%を設定していることは有効性評価の目的に照らして妥当であると判断している。</p> <p>給水流量を68%よりも少なく設定した場合には、<u>復水器ホットウェル水位低による復水・給水系停止までの時間は長くなる。</u>一方で、給水流量が少ない場合は、炉心入口サブクール度変化が小さくなり出力上昇が抑制される傾向となるため、燃料被覆管温度はより低下すると考えられる。同様に、原子炉から発生する蒸気量が低下するため、<u>サブプレッション・プール水温度や圧力上昇は抑制される。</u></p> <p>給水流量が少なくなり、<u>復水・給水系停止までの時間が長くなったとしても、出力が抑制されることになるため、解析結果としては給水流量68%の場合と同程度になり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい</u>と考えられる。</p> <p>なお、給水流量68%は、添付書類十の過渡解析における「給水制御系の故障」の最大給水流量条件として、炉心入口サブクール度の増加による出力上昇を大きめにすることにより解析結果を厳しくする観点から設定されている値である。</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>19. 実効G値に係る電力共同研究の追加実験について</p> <p>1. 電力共同研究 (基本実験)</p> <p>有効性評価における水の放射線分解の評価では、電力共同研究「事故時放射線分解に関する研究^[1] (以下「電共研 (基本実験)」という。)」の実験結果をもとに、水素及び酸素の実効G値 (100 eVあたりの分子発生量) を、それぞれ0.06, 0.03としている。</p> <p>電共研 (基本実験) では、重大事故の際の格納容器内の環境を想定し、試験条件を設定した。実験装置及び実験方法を別添1に示す。試験条件及び実験結果を表1に示す。また、吸収線量と水素濃度・酸素濃度の相関を図1に示す。図1のとおり、水素・酸素の増加量は吸収線量の増加とともに飽和する傾向にあり、有効性評価に用いた実効G値 (水素: 0.06, 酸素: 0.03) は、事象発生から約1.4時間後までのサブプレッション・プールでの吸収線量に相当する1×10^4 Gyの傾きから求めたものである。</p> <p>2. 電力共同研究 (追加実験)</p> <p>その後、電共研「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究^[2] (以下「電共研 (追加実験)」という。)」において、水の放射線分解に係る追加実験を行った。追加実験では、試験条件の温度、沸騰状態、水素濃度、酸素濃度の感度によるG値への影響を確認した。実験装置及び実験方法を別添2に示す。</p>	<p>添付資料 3.4.2</p> <p>3. <u>電力共同研究「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究」(追加実験)</u></p> <p>3.1 <u>追加実験の概要</u></p> <p>(1) <u>実験装置及び実験方法</u></p> <p><u>追加実験では、常温から高温に至るケースについて試験を行うため、170℃ (飽和蒸気圧 691kPa[gage]) までの試験が可能な照射容器を用いた。</u></p> <p><u>実験に使用した装置を第24図に示す。装置は、照射容器、液相循環ライン、気相サンプリングライン、ガス注入ライン等から成る。照射容器はステンレス製で、容量は2Lである。照射容器内には3本のガス注入ラインが接続されており、水素、酸素、窒素ガスにより所定の初期水質に調整することができる。照射容器内の水はバンドヒーターにより所定の温度に昇温される。液相中の水はポンプにより循環される。液相循環ラインには溶存水素計 (DH計)、溶存酸素計 (DO計)、導電率計等が設置されている。試験水は冷却された後、DH計、DO計により、液相中の水素、酸素濃度を連続測定される。気相中のガスはポンプにより循環される。気相循環ラインにはガスクロマトグラフが設けられている。ガンマ線照射により発生したガスは冷却された後、ガスクロマトグラフで気相中の水素、酸素濃度をバッチ測定する。</u></p> <p><u>全ての条件が定常状態に達した後、Co-60ガンマ線源にて照射を開始し、DH計、DO計で液相の水素・酸素濃度を測定</u></p>	<p>16. 実効G値に係る電力共同研究の追加実験について</p> <p>1. 電力共同研究 (基本実験)</p> <p>有効性評価における水の放射線分解の評価では、電力共同研究「事故時放射線分解に関する研究^[1] (以下「電共研 (基本実験)」という。)」の実験結果をもとに、水素及び酸素の実効G値 (100 eVあたりの分子発生量) を、それぞれ0.06, 0.03としている。</p> <p>電共研 (基本実験) では、重大事故の際の原子炉格納容器内の環境を想定し、試験条件を設定した。実験装置及び実験方法を別添1に示す。試験条件及び実験結果を表1に示す。また、吸収線量と水素濃度・酸素濃度の相関を図1に示す。図1のとおり、水素・酸素の増加量は吸収線量の増加とともに飽和する傾向にあり、有効性評価に用いた実効G値 (水素: 0.06, 酸素: 0.03) は、事象発生から約1.5時間後までのサブプレッション・プールでの吸収線量に相当する1×10^4 Gyの傾きから求めたものである。</p> <p>2. 電力共同研究 (追加実験)</p> <p>その後、電共研「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究^[2] (以下「電共研 (追加実験)」という。)」において、水の放射線分解に係る追加実験を行った。追加実験では、試験条件の温度、沸騰状態、水素濃度、酸素濃度の感度によるG値への影響を確認した。実験装置及び実験方法を別添2に示す。</p>	<p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・記載箇所の相違 【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、後述の別添2において記載している。</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>電共研(追加実験)の試験条件及び実験結果を表2に示す。表2に示すとおり、沸騰している場合は、水素・酸素のG値が0であること、また、沸騰していない場合は試験条件によりG値に若干のばらつきがあることを確認した。</p> <p>加えて、ベースケースのB④では、長期試験を行い吸収線量と水素・酸素の変化量の相関を確認した。吸収線量と水素・酸素の変化量の相関を図2に示す。図2に示すとおり、水素・酸素共にその増加量が吸収線量の増加とともに飽和する傾向を確認できた。吸収線量1×10^4 Gyにおける実効G値は、水素:0.036、酸素:0.023であり、電共研(基本実験)と同程度であった。</p> <p>3. 実験結果の不確かさについて</p> <p>電共研(基本実験)と電共研(追加実験)は、異なる実験装置、異なる実験実施者によって行われたが、追加実験により同程度の実効G値が確認できたことから、実効G値の有する不確かさは小さいと考える。また、水素・酸素の増加量が吸収線量の増加とともに飽和する点で同様の傾向を確認できたことから、実効G値を事象発生初期(約1.4時間後)の吸収線量から定めることは、事象発生から168時間後までを評価する本事象に適用する上で保守的な設定と考える。よって、前回の実験結果をもとに有効性評価に用いる実効G値を定めていること及び長期試験の結果を踏まえて、1×10^4 GyにおけるG値を用いるのは妥当と考える。</p>	<p><u>するとともに、ガスクロマトグラフでバッチサンプリングを行い気相中の水素・酸素濃度を測定した。</u></p> <p><u>実験は、温度、沸騰の有無、初期水素濃度、よう素濃度を試験パラメータとして変化させG値の実測を実施した。</u></p> <p>(2) <u>試験条件及び実験結果</u></p> <p><u>試験条件及び実験結果を第5表、第25図に示す。</u></p> <p>沸騰している場合は水素・酸素のG値が0であること、また、沸騰していない場合は試験条件によりG値に若干のばらつきがあることを確認した。</p> <p>長期試験における吸収線量と水素・酸素の変化量の相関では、水素・酸素共にその増加量が吸収線量の増加と共に飽和する傾向を確認できた。吸収線量1×10^4 Gyにおける実効G値は、水素:0.036、酸素:0.023であり、<u>基本実験と同程度であった。</u></p> <p>3.2 <u>実験から得られた知見</u></p> <p><u>基本実験と追加実験は、異なる実験装置、異なる実験実施者によって行われたが、追加実験により同程度の実効G値が確認できたことから、実効G値の有する不確かさは小さいと考える。</u>また、水素・酸素の増加量が吸収線量の増加と共に飽和する点で同様の傾向を確認できたことから、実効G値を事象発生初期(1.5時間後)の吸収線量から定めることは、事象発生から168時間後までを評価する本事象に適用する上で保守的な設定と考える。よって、前回の実験結果を基に有効性評価を用いる実効G値を定めていること及び長期試験の結果を踏まえて、1×10^4 GyにおけるG値を用いるのは妥当と考える。</p>	<p>電共研(追加実験)の試験条件及び実験結果を表2に示す。表2に示すとおり、沸騰している場合は、水素・酸素のG値が0であること、また、沸騰していない場合は試験条件によりG値に若干のばらつきがあることを確認した。</p> <p>加えて、ベースケースのB①では、<u>長期試験(B①')</u>を行い吸収線量と水素・酸素の変化量の相関を確認した。吸収線量と水素・酸素の変化量の相関を図2に示す。図2に示すとおり、水素・酸素共にその増加量が吸収線量の増加とともに飽和する傾向を確認できた。吸収線量1×10^4 Gyにおける実効G値は、水素:0.036、酸素:0.023であり、<u>電共研(基本実験)と同程度であった。</u></p> <p>3. <u>実験結果の不確かさについて</u></p> <p><u>電共研(基本実験)と電共研(追加実験)は、異なる実験装置、異なる実験実施者によって行われたが、追加実験により同程度の実効G値が確認できたことから、実効G値の有する不確かさは小さいと考える。</u>また、水素・酸素の増加量が吸収線量の増加とともに飽和する点で同様の傾向を確認できたことから、実効G値を事象発生初期(約1.5時間後)の吸収線量から定めることは、事象発生から168時間後までを評価する本事象に適用する上で保守的な設定と考える。よって、前回の実験結果をもとに有効性評価に用いるG値を定めていること及び長期試験の結果を踏まえて、1×10^4 GyにおけるG値を用いるのは妥当と考える。</p>	<p>・解析結果の相違 【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>【参考文献】</p> <p>[1] 「事故時放射線分解に関する研究」 BWR 電力共同研究 昭和63年3月</p> <p>[2] 「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究」 BWR 電力共同研究平成12年3月</p>	<p>【比較のため、「4.」を記載】</p> <p>4. 参考文献</p> <p>[1] <u>Regulatory Guide 1.7 (Rev.2 Nov.1978) Control of Combustible Gas Concentrations In Containment Following A Loss-of-Coolant Accident.</u></p> <p>[2] 「事故時放射線分解に関する研究」 BWR 電力共同研究 昭和63年3月</p> <p>[3] <u>「沸騰水型原子力発電所 可燃性ガス濃度制御について」(株式会社東芝, TLR002A 改訂3, 平成10年2月)</u></p> <p>[4] 「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究」 BWR 電力共同研究 平成12年3月</p> <p>[5] <u>Zittel,H.E., “Boiling water reactor accident radiolysis studies”, ORNL-TM-2412 Part VIII (1970).</u></p> <p>[6] <u>Parczewski,K.I., et.al., “Generation of hydrogen and oxygen by radiolytic decomposition of water in some BWRs”, U.S. NRC Joint ANS/AMSE Conference, Aug.(1984).</u></p> <p>【ここまで】</p>	<p>【参考文献】</p> <p>[1] 「事故時放射線分解に関する研究」 BWR 電力共同研究 昭和63年3月</p> <p>[2] 「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究」 BWR 電力共同研究 平成12年3月</p>	<p>・記載箇所の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は, 補足説明資料「2. G値について」において記載している。</p>

表1 電共研（基本実験）の試験条件及び実験結果

試験 ケース	試験条件					実験結果		
	温度 [°C]	沸騰/ 非沸騰	水素濃度 M-W 反応 相当[%]	酸素濃度 [vol%]	よう素濃度 放出相当 [%]	吸収線量 [Gy]	水素 G 値	酸素 G 値
A①	室温	非沸騰	5.5	1.5	50	2×10 ³	0.12	0.06
A①'	室温	非沸騰	5.5	1.5	50	1×10 ⁴	0.06	0.03

表2 電共研（追加実験）の試験条件及び実験結果

試験 ケース	試験条件					実験結果		
	温度 [°C]	沸騰	M-W 反応 割合 [%]	酸素濃度 [vol%]	よう素 放出 [%]	吸収線量 [Gy]	水素 G 値	酸素 G 値
①								
①'								
②								
③								
④								
⑤								
⑥								
⑦								
⑧								

第5表 試験条件及び実験結果

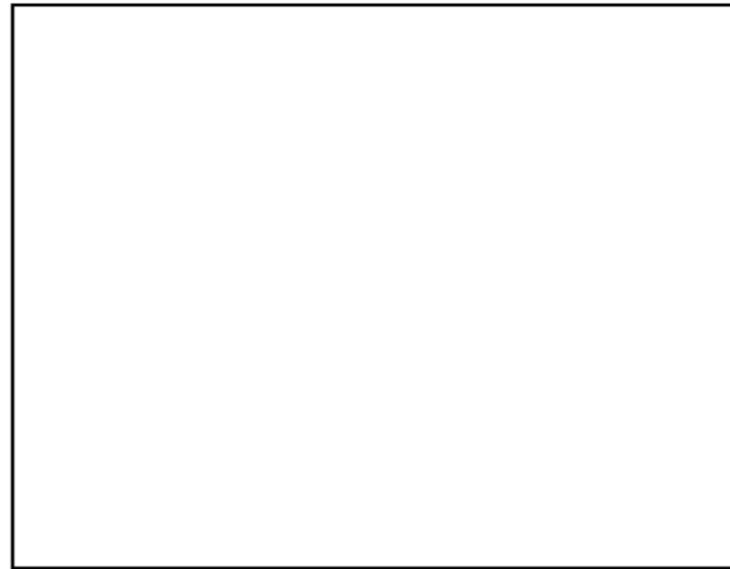
試験 ケース	試験条件					実験結果		
	温度 [°C]	沸騰	M-W 反応 割合 [%]	酸素濃度 [vol%]	よう素 放出 [%]	吸収線量 [Gy]	水素 G 値	酸素 G 値
①								
①'								
②								
③								
④								
⑤								
⑥								
⑦								
⑧								

表1 電共研（基本実験）の試験条件及び実験結果

試験 ケース	試験条件					実験結果		
	温度 [°C]	沸騰/ 非沸騰	水素濃度 M-W 反応 相当[%]	酸素濃度 [vol%]	よう素濃度 放出相当 [%]	吸収線量 [Gy]	水素 G 値	酸素 G 値
A①	室温	非沸騰	5.5	1.5	50	2×10 ³	0.12	0.06
A①'	室温	非沸騰	5.5	1.5	50	1×10 ³	0.06	0.03

表2 電共研（追加実験）の試験条件及び実験結果

試験 ケース	試験条件					実験結果		
	温度 [°C]	沸騰	水素濃度 M-W 反応 相当[%]	酸素濃度 [vol%]	よう素濃度 放出相当 [%]	吸収線量 [Gy]	水素 G 値	酸素 G 値
B①								
B①'								
B②								
B③								
B④								
B⑤								
B⑥								
B⑦								
B⑧								



第 24 図 実験装置の概要

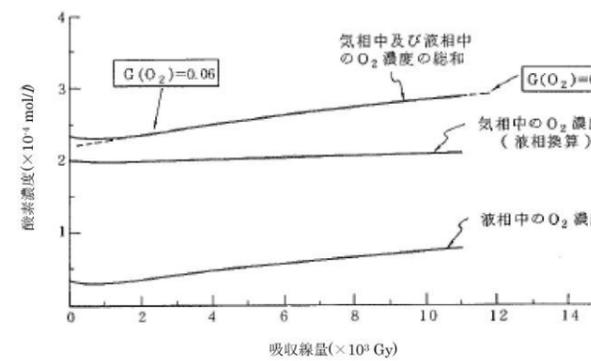
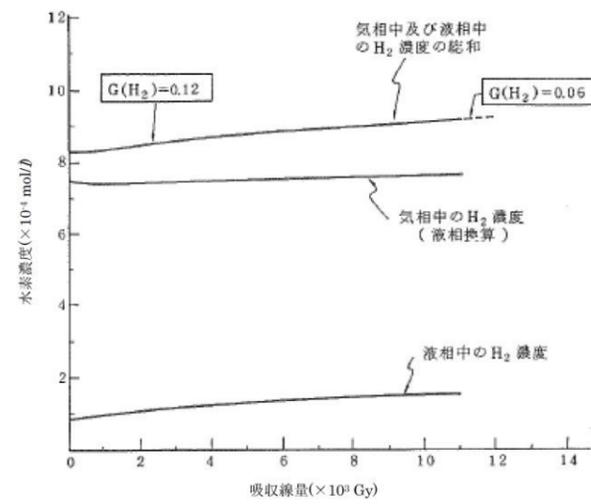
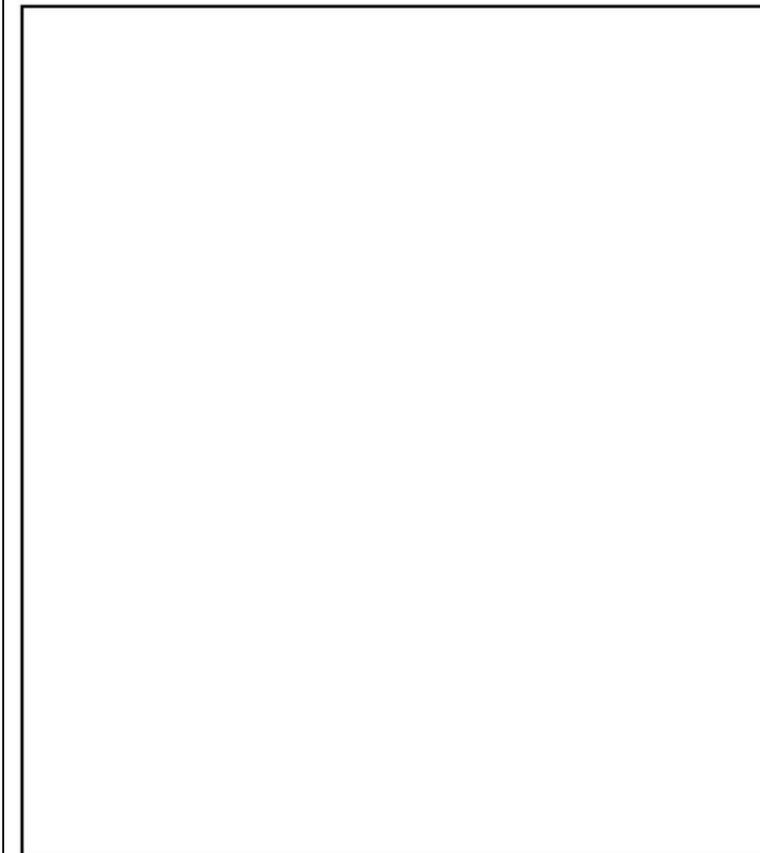
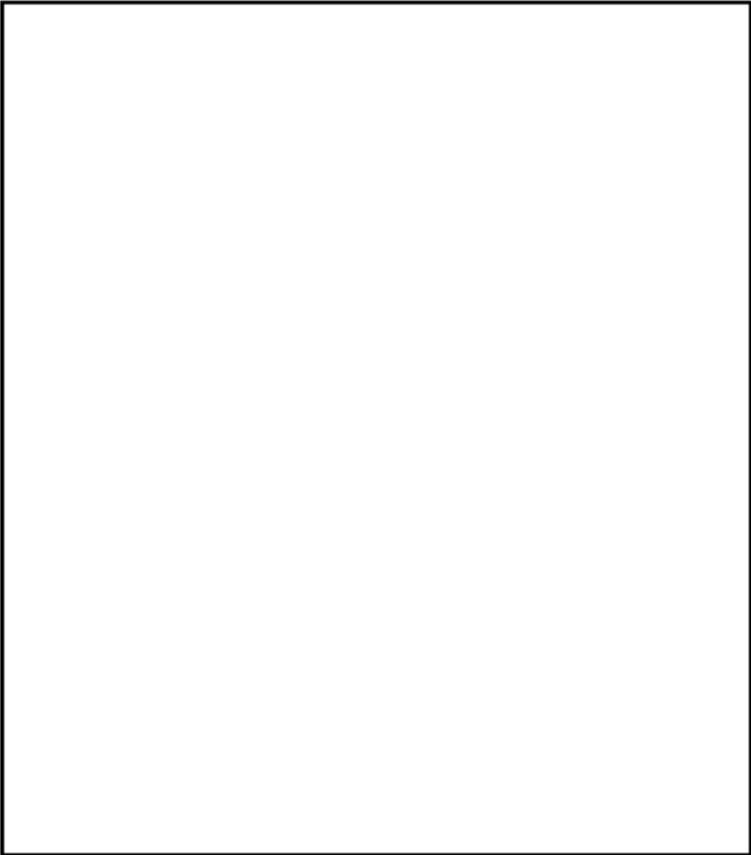
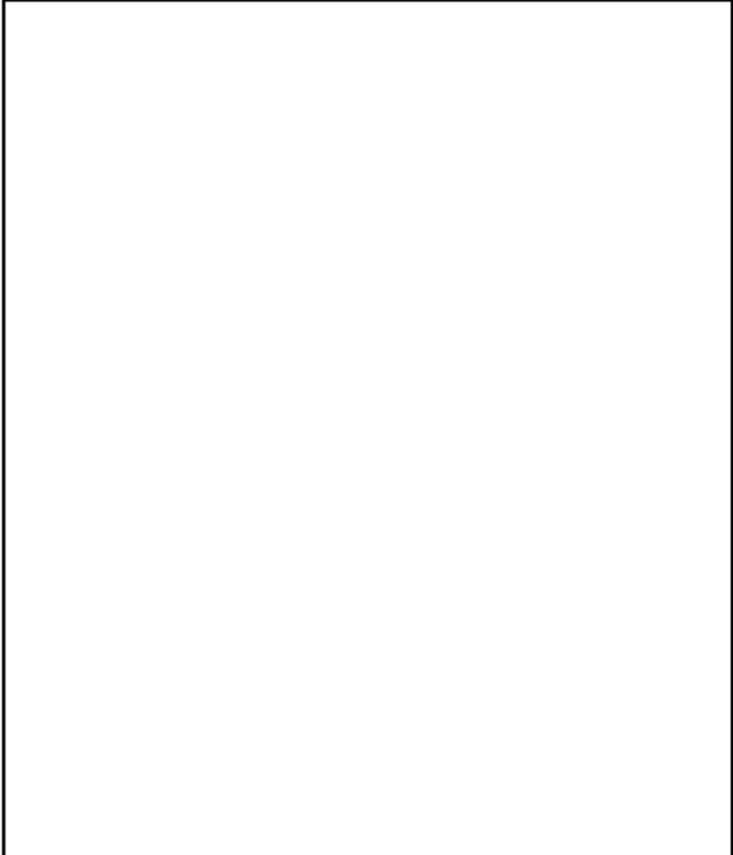
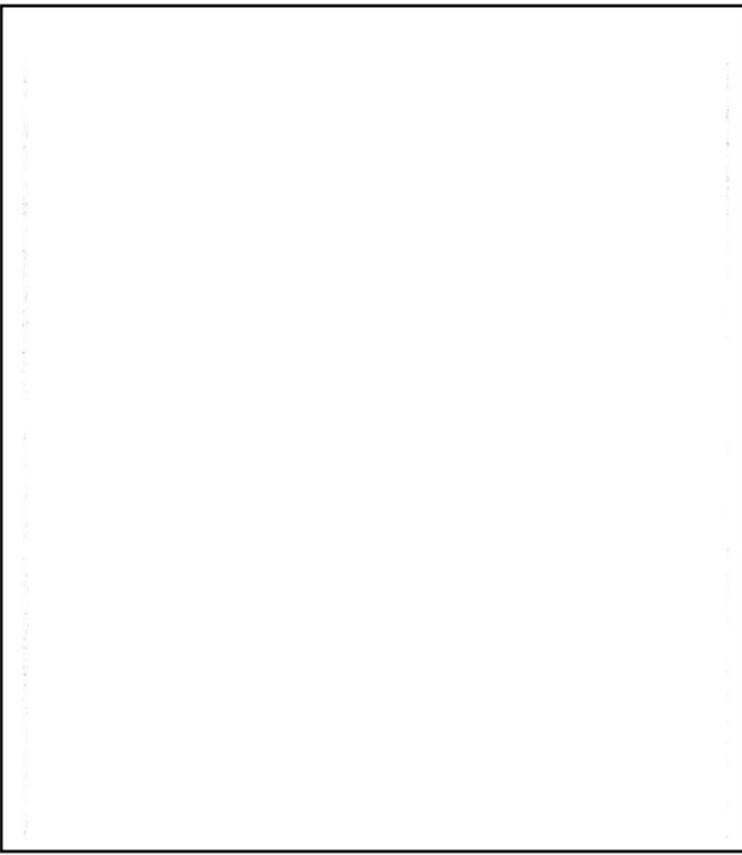
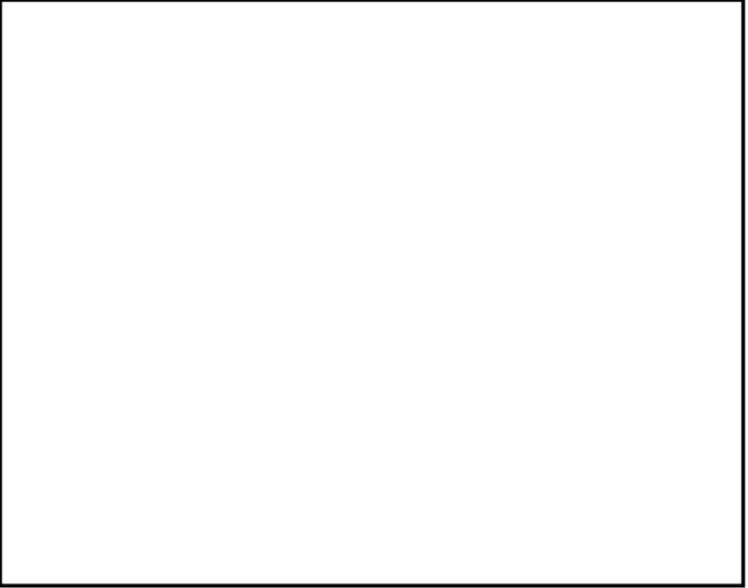


図1 電共研（基本実験）の実験結果：水素・酸素濃度と吸収線量
の関係
(A①及びA①' のG 値)

図 1 電共研（基本実験）の実験結果：水素・酸素濃度と吸収線
量の関係
(A①及びA①' のG 値)

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>図2 電共研（追加実験）の実験結果：水素・酸素の変化量と吸収線量の関係（B④' のG 値）</p>	<p>第25 図 実験結果：水素・酸素の変化量と吸収線量の関係（①及び①' のG 値）</p>	<p>図2 電共研（追加実験）の実験結果：水素・酸素の変化量と吸収線量の関係（B①' のG 値）</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>別添1</p> <p>電力共同研究「事故時放射線分解に関する研究」(昭和61年度～昭和62年度)(電共研(基本実験))では、実機事故時を模擬した照射実験装置により、多量のような素を含む系及び沸騰状態の系等、総合的かつ広範囲に水の放射線分解に関する実験を行った。</p> <p>実験に使用した装置を図1及び図2に示す。装置は照射容器、液相循環ライン、気相サンプリングライン、ガス注入ライン等から成る。非沸騰実験の照射容器は約150の硬質ガラス、沸騰実験では約1.80のステンレス製容器を使用する。照射容器及び液相循環ラインに所定の純水を注入後、Arガスで脱気し、H₂、O₂ガスで気相及び液相のH₂、O₂初期濃度の調整を行う。その後、よう素、鉄、銅などの不純物を添加し、循環ポンプで均一混合させた。沸騰実験の場合、更にマントルヒーターにより加熱、沸騰させる。</p> <p>全ての条件が定常状態に達した後、Co-60ガンマ線源にて照射を開始し、溶存水素計(DH計)及び溶存酸素計(DO計)で液相の水素・酸素濃度を測定するとともに、ガスクロマトグラフでバッチサンプリングを行い気相中の水素・酸素濃度を測定した。</p> <p>実機の事故条件(ライセンスベース、各種事故ベース、重大事故ベース)を模擬し、各事故条件下でのG値の実測を実施した。</p>	<p>【比較のため、「2.」の一部を記載】</p> <p>(1) 実験装置及び実験方法</p> <p>基本実験では、BWRの実機事故条件を模擬した水の放射線分解実験を実施することにより、種々の事故条件下で生成される可燃性ガスの生成割合(G値)の検討を行った。</p> <p>実験に使用した実験装置を第1図及び第2図に示す。非沸騰実験では15リットルの硬質ガラス製照射容器を使用。また、沸騰実験では1.8リットルのステンレス製照射容器を使用している。</p> <p>実験は、照射容器内に純水を所定量注入した後、高純度アルゴン(Ar)ガスで脱気し、水素ガス、酸素ガスボンベを用いて雰囲気条件(気液相の水素、酸素初期濃度)を設定する。その後、よう素、鉄、銅等の不純物を所定量添加し、循環ポンプで均一混合させる。沸騰実験の場合、更にマントルヒーターにより加熱、沸騰させる。</p> <p>全ての条件が定常状態に達した後、Co-60のガンマ線源にて照射を開始し、水の放射線分解で生成される水素、酸素濃度を溶存水素計(DH計)、溶存酸素計(DO計)及びガスクロマトグラフで測定する。水の吸収線量は、水を媒体とした標準的な換算係数を用いて評価した。</p> <p>実機の事故条件を考慮して、実験ではLOCA条件、FCS性能解析条件及び重大事故条件の三種類の条件を想定し、各条件下でG値の実測を実施した。</p> <p>【ここまで】</p>	<p>別添1</p> <p>電力共同研究「事故時放射線分解に関する研究」(昭和61年度～昭和62年度)(電共研(基本実験))では、実機事故時を模擬した照射実験装置により、多量のような素を含む系及び沸騰状態の系等、総合的かつ広範囲に水の放射線分解に関する実験を行った。</p> <p>実験に使用した装置を図1及び図2に示す。装置は照射容器、液相循環ライン、気相サンプリングライン、ガス注入ライン等から成る。非沸騰実験の照射容器は約150の硬質ガラス、沸騰実験では約1.80のステンレス製容器を使用する。照射容器及び液相循環ラインに所定の純水を注入後、Arガスで脱気し、H₂、O₂ガスで気相及び液相のH₂、O₂初期濃度の調整を行う。その後、よう素、鉄、銅などの不純物を添加し、循環ポンプで均一混合させた。沸騰実験の場合、更にマントルヒーターにより加熱、沸騰させる。</p> <p>全ての条件が定常状態に達した後、Co-60ガンマ線源にて照射を開始し、溶存水素計(DH計)及び溶存酸素計(DO計)で液相の水素・酸素濃度を測定するとともに、ガスクロマトグラフでバッチサンプリングを行い気相中の水素・酸素濃度を測定した。</p> <p>実機の事故条件(ライセンスベース、各種事故ベース、重大事故ベース)を模擬し、各事故条件下でのG値の実測を実施した。</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>図1 電共研（基本実験）の非沸騰実験装置</p>		<p>図1 電共研（基本実験）の非沸騰実験装置</p>	
			
<p>図2 電共研（基本実験）の沸騰実験装置</p>		<p>図2 電共研（基本実験）の沸騰実験装置</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>別添2</p> <p>電力共同研究「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究」(平成11年度)(電共研(追加実験))では、常温から高温に至るケースについて試験を行うため、170℃(飽和蒸気圧7.8気圧)までの試験が可能な照射容器を用いた。</p> <p>実験に使用した装置を図1に示す。装置は照射容器、液相循環ライン、気相サンプリングライン、ガス注入ライン等から成る。照射容器はステンレス製で、容量は2ℓである。照射容器内には3本のガス注入ラインが接続されており、水素、酸素、窒素ガスにより所定の初期水質に調整することができる。照射容器内の水はバンドヒーターにより所定の温度に昇温される。液相中の水はポンプにより循環される。液相循環ラインにはDH計、DO計、導電率計等が設置されている。試験水は冷却された後、DH計、DO計により、液相中の水素、酸素濃度を連続測定される。気相中のガスはポンプにより循環される。気相循環ラインにはガスクロマトグラフが設けられている。ガンマ線照射により発生したガスは冷却された後、ガスクロマトグラフで気相中の水素、酸素濃度をバッチ測定する。</p> <p>全ての条件が定常状態に達した後、Co-60ガンマ線源にて照射を開始し、<u>溶存水素計(DH計)</u>及び<u>溶存酸素計(DO計)</u>で液相の水素・酸素濃度を測定するとともに、ガスクロマトグラフでバッチサンプリングを行い気相中の水素・酸素濃度を測定した。</p> <p>実験は、温度、沸騰の有無、初期水素濃度、よう素濃度を試験パラメータとして変化させG値の実測を実施した。</p>	<p>【比較のため、「3.1」の一部を記載】</p> <p>(1) 実験装置及び実験方法</p> <p>追加実験では、常温から高温に至るケースについて試験を行うため、170℃(飽和蒸気圧691kPa[gage])までの試験が可能な照射容器を用いた。</p> <p>実験に使用した装置を第24図に示す。装置は、照射容器、液相循環ライン、気相サンプリングライン、ガス注入ライン等から成る。照射容器はステンレス製で、容量は2Lである。照射容器内には3本のガス注入ラインが接続されており、水素、酸素、窒素ガスにより所定の初期水質に調整することができる。照射容器内の水はバンドヒーターにより所定の温度に昇温される。液相中の水はポンプにより循環される。液相循環ラインには溶存水素計(DH計)、溶存酸素計(DO計)、導電率計等が設置されている。試験水は冷却された後、DH計、DO計により、液相中の水素、酸素濃度を連続測定される。気相中のガスはポンプにより循環される。気相循環ラインにはガスクロマトグラフが設けられている。ガンマ線照射により発生したガスは冷却された後、ガスクロマトグラフで気相中の水素、酸素濃度をバッチ測定する。</p> <p>全ての条件が定常状態に達した後、Co-60ガンマ線源にて照射を開始し、DH計、DO計で液相の水素・酸素濃度を測定するとともに、ガスクロマトグラフでバッチサンプリングを行い気相中の水素・酸素濃度を測定した。</p> <p>実験は、温度、沸騰の有無、初期水素濃度、よう素濃度を試験パラメータとして変化させG値の実測を実施した。</p> <p>【ここまで】</p>	<p>別添2</p> <p>電力共同研究「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究」(平成11年度)(電共研(追加実験))では、常温から高温に至るケースについて試験を行うため、170℃(飽和蒸気圧691kPa[gage])までの試験が可能な照射容器を用いた。</p> <p>実験に使用した装置を図1に示す。装置は照射容器、液相循環ライン、気相サンプリングライン、ガス注入ライン等から成る。照射容器はステンレス製で、容量は2ℓである。照射容器内には3本のガス注入ラインが接続されており、水素、酸素、窒素ガスにより所定の初期水質に調整することができる。照射容器内の水はバンドヒーターにより所定の温度に昇温される。液相中の水はポンプにより循環される。液相循環ラインには<u>溶存水素計(DH計)</u>、<u>溶存酸素計(DO計)</u>、導電率計等が設置されている。試験水は冷却された後、DH計、DO計により、液相中の水素、酸素濃度を連続測定される。気相中のガスはポンプにより循環される。気相循環ラインにはガスクロマトグラフが設けられている。ガンマ線照射により発生したガスは冷却された後、ガスクロマトグラフで気相中の水素、酸素濃度をバッチ測定する。</p> <p>全ての条件が定常状態に達した後、Co-60ガンマ線源にて照射を開始し、<u>DH計</u>及び<u>DO計</u>で液相の水素・酸素濃度を測定するとともに、ガスクロマトグラフでバッチサンプリングを行い気相中の水素・酸素濃度を測定した。</p> <p>実験は、温度、沸騰の有無、初期水素濃度、よう素濃度を試験パラメータとして変化させG値の実測を実施した。</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
<div data-bbox="172 304 890 819" data-label="Image"> </div> <div data-bbox="320 884 744 911" data-label="Caption"> <p>図1 電共研（追加実験）の実験装置</p> </div>	<div data-bbox="943 974 1715 1633" data-label="Bibliography"> <p>4. 参考文献</p> <p>[1] Regulatory Guide 1.7 (Rev.2 Nov.1978) Control of Combustible Gas Concentrations In Containment Following A Loss-of-Coolant Accident.</p> <p>[2] 「事故時放射線分解に関する研究」BWR電力共同研究 昭和63年3月</p> <p>[3] 「沸騰水型原子力発電所 可燃性ガス濃度制御について」(株式会社東芝, TLR002A 改訂3, 平成10年2月)</p> <p>[4] 「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究」BWR電力共同研究 平成12年3月</p> <p>[5] Zittel,H.E., “Boiling water reactor accident radiolysis studies”, ORNL-TM-2412 Part VIII (1970).</p> <p>[6] Parczewski,K.I., et.al., “Generation of hydrogen and oxygen by radiolytic decomposition of water in some BWRs”, U.S. NRC Joint ANS/AMSE Conference, Aug.(1984).</p> </div>	<div data-bbox="1745 268 2493 856" data-label="Image"> </div> <div data-bbox="1893 884 2318 911" data-label="Caption"> <p>図1 電共研（追加実験）の実験装置</p> </div>	

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>(参考) その他の文献における実効G値に関する報告</u></p> <p><u>勝村による報告^[1]では、平成 23 年 3 月 15 日に発生した福島第一原子力発電所 4 号機の水素爆発の原因を探るため、沸騰水及び海水注入下での水素のG値を実験で測定している。</u></p> <p><u>この実験では、沸騰した純水からはG値 0.24 相当の水素の発生を検出し、沸騰した 3.5%食塩水（海水相当）からはG値 0.54[*]相当の水素発生を検出したと報告されており、いずれも東海第二発電所の有効性評価「水素燃焼」で使用している水素のG値 0.06 と比べて大きな値となっている。</u></p> <p><u>本報告では酸素のG値に関しては論じられていないが、仮に水素のG値と同様に酸素も高いG値で発生したとしても、格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が共に可燃領域に至るおそれがある場合には、格納容器圧力逃がし装置によって格納容器内の気体を環境中に排出し、格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を低減することができることから、格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が共に可燃領域に至ることはない。</u></p> <p><u>※：水の放射線分解によるG値は、分解初期（初期G値 0.45）の後の再結合（水素とOHラジカル）により初期G値を理論的に超えないにも関わらず、G値 0.54 の水素発生が検出されているが、この原因については、水蒸気凝縮によって水素濃度が高めに測定されたためと考察している。</u></p> <p><u>[1] 勝村庸介，“福島第一原子力発電所第四号機の水素爆発の謎－沸騰水のラジオリシスと水素濃縮－”，放射線化学 第 92 号，(2011)。</u></p>		<p>・記載箇所の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根 2 号炉は、補足説明資料「2. G値について」において記載している。</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>20. 想定事故2 においてサイフォン現象を想定している理由について</p> <p>想定事故2 において、<u>使用済燃料プール(以下、SFP)</u>に接続される配管から漏えいが発生した際に逆止弁の機能が十分に働かず、サイフォン現象によるプール水の小規模な喪失が発生することを想定している。</p> <p>しかしながら、<u>SFP</u> からの水の漏えいは、他の事象が起因となることも考えられる。ここでは、サイフォン現象によるプール水の漏えいを想定事故2 の想定とした理由について示す。</p> <p>1. <u>SFP</u> から水の漏えいを引き起こす可能性のある事象</p> <p><u>SFP</u> から水が漏えいする可能性のある事象としては、以下が考えられる。</p> <p>① サイフォン現象による漏えい</p> <p>② <u>SFP ライナー部</u>の損傷</p> <p>③ <u>SFP ゲート</u>の損傷</p> <p>④ <u>プールゲート開放時の原子炉ウェル及びD/S ピット側のライナー部</u>の損傷</p> <p>⑤ 地震発生に伴うスロッシングによる漏えい</p> <p>2. 各事象の整理</p> <p>①サイフォン現象による漏えい</p> <p>サイフォン現象による漏えいは設計で考慮されているサイフォン防止用逆止弁が機能せず、かつ配管が破断した場合において発生する。</p> <p>サイフォン現象による漏えいが停止されない場合、<u>SFP</u> の底部にあるディフューザ付近まで漏えいが継続する。</p> <p><u>SFP</u> の冷却時に使用する配管は残留熱除去系配管のように基準地震動を考慮しても高い信頼性を持つが、<u>燃料プール冷却浄化系</u>にはる過脱塩装置廻り等のBクラスの配管が含</p>	<p>添付資料 4. 2. 2</p> <p>想定事故2 においてサイフォン現象を想定している理由について</p> <p>1. はじめに</p> <p>想定事故2 においては、<u>使用済燃料プール(以下「SFP」という。)</u>に接続されている配管から漏えいが発生した際に、<u>真空破壊弁が動作せず</u>、サイフォン現象によるプール水の小規模な喪失が発生することを想定している。</p> <p>しかしながら、<u>SFP</u>からの<u>プール水</u>の漏えいは、他の事象が起因となることも考えられる。ここでは、サイフォン現象によるプール水の漏えいを想定事故2 の<u>評価対象</u>とした理由について示す。</p> <p>2. <u>SFP</u>から水の漏えいを引き起こす可能性のある事象</p> <p><u>SFP</u>から水が漏えいする可能性のある事象としては、以下が考えられる。</p> <p>①サイフォン現象による漏えい</p> <p>② <u>SFP ライナー部</u>の損傷</p> <p>③ <u>SFP ゲート</u>の損傷</p> <p>④ <u>SFPゲート開放時の原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側のライナー部</u>の損傷</p> <p>⑤地震発生に伴うスロッシングによる漏えい</p> <p>3. 各事象の整理</p> <p>①サイフォン現象による漏えい</p> <p>サイフォン現象による漏えいは、<u>燃料プール冷却浄化系又は残留熱除去系ポンプ出口逆止弁からディフューザまでの配管等が破断し、かつSFP内へ入る配管に設置されているサイフォン現象を防止するための真空破壊弁が機能しない場合</u>に発生する。</p> <p>サイフォン現象による漏えいが停止されない場合、<u>SFP</u>の底部にあるディフューザ付近まで漏えいが継続する。</p> <p><u>SFP</u>の冷却時に使用する配管のうち、<u>残留熱除去系の配管は耐震Sクラスの配管であり、基準地震動S Sを考慮しても高い信頼性を有しているが、燃料プール冷却浄化系は耐震Bクラ</u></p>	<p>17. 想定事故2 においてサイフォン現象を想定している理由について</p> <p>想定事故2 において、<u>燃料プール</u>に接続される配管から漏えいが発生した際に<u>逆止弁の機能が十分に働かず</u>、サイフォン現象によるプール水の小規模な喪失が発生することを想定している。</p> <p>しかしながら、<u>燃料プール</u>からの水の漏えいは、他の事象が起因となることも考えられる。ここでは、サイフォン現象によるプール水の漏えいを想定事故2 の<u>想定</u>とした理由について示す。</p> <p>1. <u>燃料プール</u>から水の漏えいを引き起こす可能性のある事象</p> <p><u>燃料プール</u>から水が漏えいする可能性のある事象としては、以下が考えられる。</p> <p>①サイフォン現象による漏えい</p> <p>②<u>燃料プールライナー部</u>の損傷</p> <p>③<u>燃料プールゲート</u>の損傷</p> <p>④<u>燃料プールゲート開放時の原子炉ウェル及び気水分離器・蒸気乾燥器ピット(以下「DSP」という。)</u>ライナー部の損傷</p> <p>⑤地震発生に伴うスロッシングによる漏えい</p> <p>2. 各事象の整理</p> <p>①サイフォン現象による漏えい</p> <p>サイフォン現象による漏えいは、<u>設計で考慮されているサイフォン防止用逆止弁が全て機能せず、かつ配管が破断した場合</u>に発生する。</p> <p>サイフォン現象による漏えいが停止されない場合、<u>燃料プールの底部にあるディフューザ付近まで漏えいが継続する。</u></p> <p><u>燃料プールの冷却時に使用する配管は残留熱除去系配管のように基準地震動を考慮しても高い信頼性をもつが、燃料プール冷却系にはる過脱塩装置廻り等のBクラスの配管が含まれ</u></p>	<p>備考</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、燃料プール冷却系配管上に設置されている逆止弁が開固着した場合にサイフォン現象が発生する。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、燃料プール冷却系配管上に設置されている逆止弁が開固着した場合にサイフォン現象が発生する。</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>まれる。</p> <p>逆止弁の固着及び配管破断による小規模な漏えいが発生した場合、運転員は現場の漏えい検知器やスキマサージタンクの水位低下、<u>SFP 水位</u>の低下等により事象を認知できるため、検知は容易である。</p> <p>補給の手段は、配管の破断箇所及び隔離箇所に依存することから、<u>残留熱除去系</u>や<u>サブプレッションプール水浄化系</u>の注水ラインからの注水ができない場合も考えられる。</p> <p>なお、漏えい量はサイフォン防止用逆止弁の異物噛み込みによる固着及び配管の<u>クラック破断</u>を想定すると最大約 <u>70m³/h</u> となる。</p> <p>運転員は、事象認知後に燃料プール代替注水設備を用いて漏えい量に応じた補給を実施することで、<u>SFP</u> の水位及び冷却機能は維持される。</p> <p>②<u>SFP ライナー部の破損</u></p> <p><u>SFP</u> の管体は基準地震動によっても機能が維持される設計であり、高い信頼性を持つ設備である。</p> <p>仮に<u>SFP ライナー部</u>が破損し漏えいが発生した場合、漏えいした<u>使用済燃料プール</u>の保有水は<u>SFPライナー漏えい検出器</u>のドレン溜りに流れ込み、この水位によりプール水の漏えいを検知し警報が発信される (図1参照)。</p> <p>運転員はこの警報発生やプール水位の低下等により事象を認知できるため、検知は容易である。ただし、ライナードレン部は<u>使用済燃料プール</u>のバウンダリとしての機能を持たないことから漏えいを停止することが困難であり、漏えいが継続する。</p>	<p>スであるため、<u>残留熱除去系</u>に比べて耐震性が低い。</p> <p><u>燃料プール冷却浄化系</u>又は<u>残留熱除去系の配管破断</u>、及び<u>真空破壊弁</u>が機能しないことにより小規模な漏えいが発生した場合、運転員は漏えい検知器、スキマサージタンクの水位低下、<u>SFP水位</u>の低下等により事象を認知できるため、<u>認知</u>は容易である。</p> <p><u>SFP</u>への注水手段は、配管の破断箇所及び隔離箇所に依存することから、<u>残留熱除去系</u>、<u>補給水系</u>等の注水ラインから注水ができない場合も考えられる。</p> <p>運転員は、事象認知後に<u>常設低圧代替注水系ポンプ</u>による<u>代替燃料プール注水系 (注水ライン)</u> 又は<u>可搬型代替注水中型ポンプ</u>による<u>代替燃料プール注水系 (注水ライン)</u> 等を用いて漏えい量に応じた注水を実施し、<u>SFP水位</u>は維持される。</p> <p>②<u>SFP ライナー部の破損</u></p> <p><u>SFP</u>の管体は基準地震動<u>SS</u>によっても機能が維持される設計であり、高い信頼性を有する設備である。</p> <p>仮に<u>SFPライナー部</u>が破損し漏えいが発生した場合は、漏えい水は<u>使用済燃料プールライナードレン漏えい検知系配管内</u>に流れ込み、<u>水位検出器</u>により警報が発報する (第1図参照)。</p> <p>運転員はこの警報発生や<u>SFP水位</u>の低下等により事象を認知できるため、<u>認知</u>は容易である。ただし、ライナードレン部は<u>SFP</u>のバウンダリとしての機能を有していないことから、漏えいを停止することは困難であり、漏えいが継続する。</p>	<p>る。</p> <p>逆止弁の固着及び配管破断による小規模な漏えいが発生した場合、運転員は現場の漏えい検知器やスキマサージタンクの水位低下、<u>燃料プール水位</u>の低下等により事象を認知できるため、<u>検知</u>は容易である。</p> <p>補給の手段は、配管の破断箇所及び隔離箇所に依存することから、<u>残留熱除去系</u>や<u>燃料プール冷却系</u>の注水ラインからの注水ができない場合も考えられる。</p> <p>なお、漏えい量はサイフォン防止用逆止弁の異物噛み込みによる固着及び配管の<u>全周破断</u>を想定すると約 <u>400m³/h</u> となる。</p> <p>運転員は、事象認知後に<u>燃料プールのスプレイ系</u>を用いて漏えい量に応じた補給を実施することで、<u>燃料プールの水位</u>及び<u>冷却機能</u>は維持される。</p> <p>②<u>燃料プールライナー部の破損</u></p> <p><u>燃料プール</u>の管体は基準地震動によっても機能が維持される設計であり、高い信頼性を持つ設備である。</p> <p>仮に<u>燃料プールライナー部</u>が破損し漏えいが発生した場合、漏えいした<u>燃料プール</u>の保有水は<u>燃料プールライナー漏えい検出器</u>のドレン溜りに流れ込み、この水位により<u>プール水の漏えい</u>を検知し警報が発報される (第1図参照)。</p> <p>運転員はこの警報発報や<u>プール水位</u>の低下等により事象を認知できるため、<u>検知</u>は容易である。ただし、ライナードレン部は<u>燃料プール</u>のバウンダリとしての機能を持たないことから漏えいを停止することが困難であり、漏えいが継続する。</p>	<p>・設備設計の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、燃料プール冷却系配管上に設置されている逆止弁が開固着した場合にサイフォン現象が発生する。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>系統構成の相違。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>破断想定との相違による漏えい量の相違。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>東海第二では、燃料プールへの注水が可能な常設SA系統がある。</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>補給等の対応手段は、ライナー部破損による漏えいが<u>残留熱除去系やサプレッションプール水浄化系</u>といった注水ラインに影響を与えないため、常用の注水設備及び重大事故等対応設備（<u>燃料プール代替注水系</u>）となる。</p> <p>なお、<u>SFPライナー部からの漏えい量</u>（一部の箇所の破損を想定）を評価すると、最大でも<u>40m³/h</u>（ライナードレンの配管径と水頭圧の関係より算出）程度となり、漏えいしたプール水はライナードレンより<u>H₂Oサンプル</u>へと流出する。漏えい量に応じた補給の継続が可能であればSFPの水位及び冷却機能は維持されるが、<u>漏えいの継続による排水対策も必要であるため</u>、大規模損壊の対応となる。</p> <p>この場合、<u>燃料プール代替注水系</u>等によるSFPスプレイの実施や漏えいした水を水源として再びSFPへと注水を実施する等の対応により、使用済燃料の著しい損傷の進行を緩和できる。</p>	<p>注水等の対応手段は、ライナー部破損による漏えいが<u>残留熱除去系や補給水系の注水ライン</u>に影響を与えるものではないため、常用の注水設備又は重大事故等対応設備（<u>常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）</u>、又は<u>可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）</u>）となる。</p> <p>なお、<u>SFPライナー部からの漏えい量</u>（一部の箇所の破断を想定）を評価すると、最大でも約<u>35m³/h</u>（ライナードレンの配管径と水頭圧の関係により算出）となり、漏えい量に応じた注水の継続が可能であればSFP水位及び冷却機能は維持されるが、<u>注水流量が不足しSFP水位の低下が継続する場合には大規模損壊の対応となる</u>。</p> <p>この場合、<u>常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）</u>、<u>可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）</u>、又は<u>可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）</u>によるSFPへのスプレイを実施する等の対応により、使用済燃料の著しい損傷の進行を緩和できる。</p>	<p>補給等の手段は、ライナー部破損による漏えいが<u>残留熱除去系や燃料プール冷却系</u>といった注水ラインに影響を与えないため、常用の注水設備及び重大事故等対応設備（<u>燃料プールのスプレイ系</u>）となる。</p> <p>なお、<u>燃料プールライナー部からの漏えい量</u>（一部の箇所の破損を想定）を評価すると、最大でも約<u>27m³/h</u>（ライナードレンの配管径と水頭圧の関係より算出）程度となり、漏えいしたプール水はライナードレンより<u>機器ドレン系</u>へと流出する。漏えい量に応じた補給の継続が可能であれば<u>燃料プールの水位及び冷却機能は維持されるが</u>、<u>補給流量が不足し燃料プール水位の低下が継続する場合には大規模損壊の対応となる</u>。</p> <p>この場合、<u>燃料プールのスプレイ系</u>等による燃料プールのスプレイの実施の対応により、使用済燃料の著しい損傷の進行を緩和できる。</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 系統構成の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 東海第二では、燃料プールへの注水が可能な常設SA系統がある。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 設備仕様の相違による漏えい量の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 東海第二では、燃料プールへの注水が可能な常設SA系統がある。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉では燃料プールのライナードレンを再び燃料プールに戻さない</p>

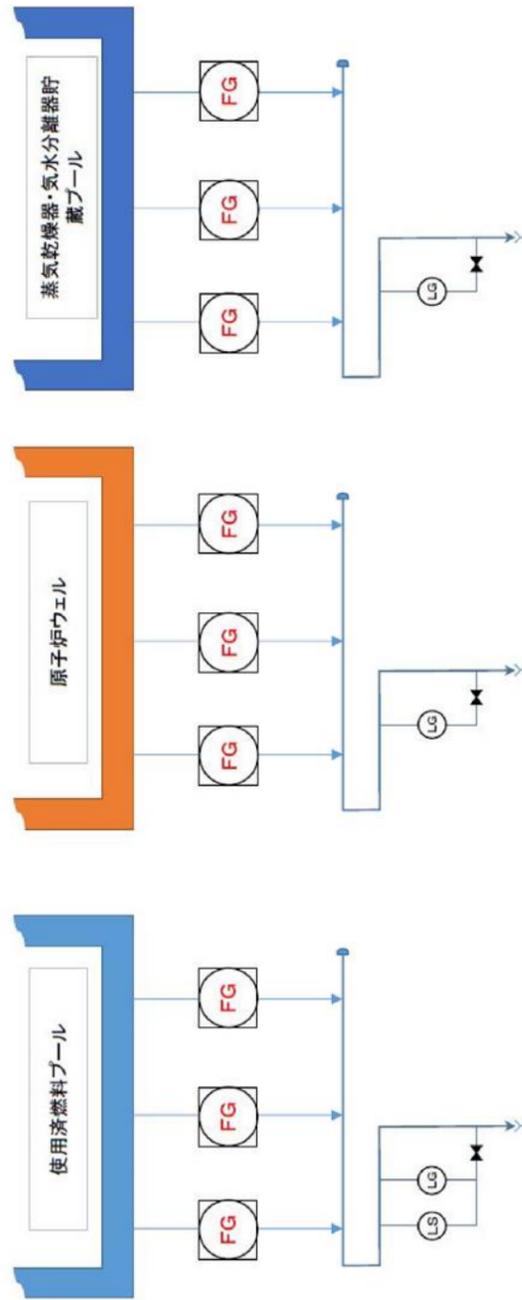
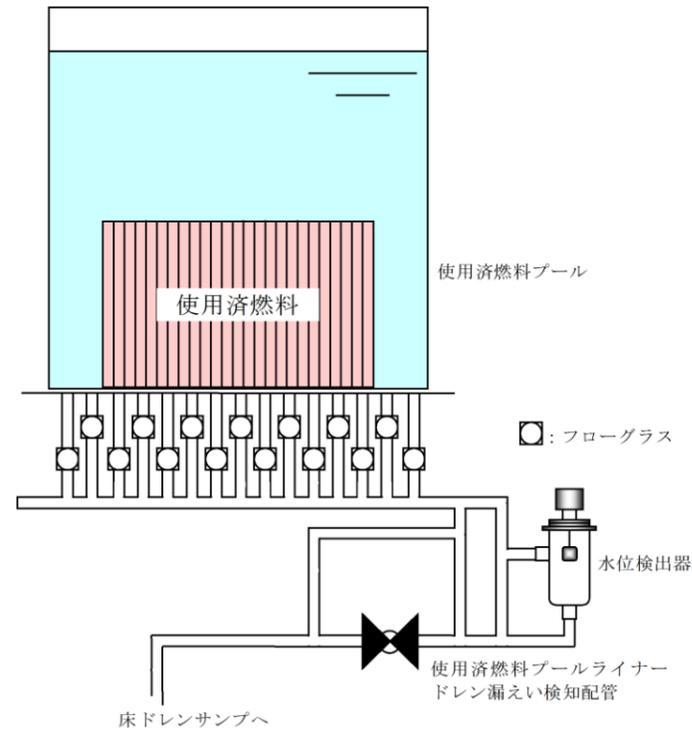
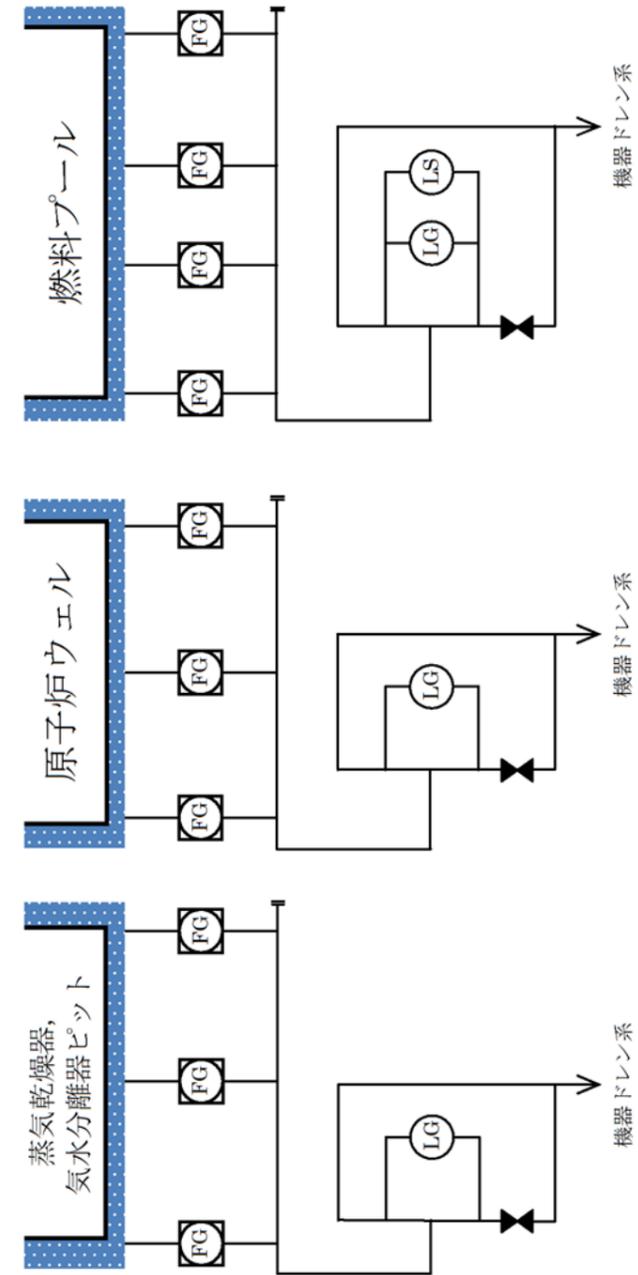


図1 使用済燃料プール，原子炉ウェル，及び蒸気乾燥器・気水分離器貯蔵プール(D/S ピット)のライナー部



第1図 ライナードレンの構造図



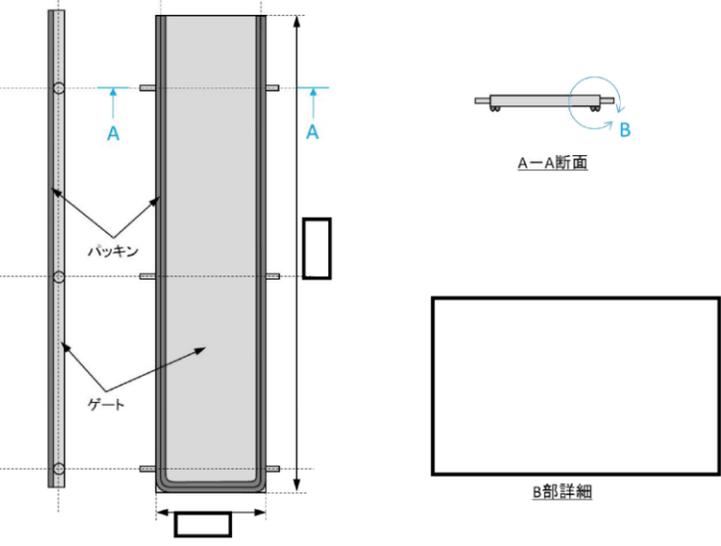
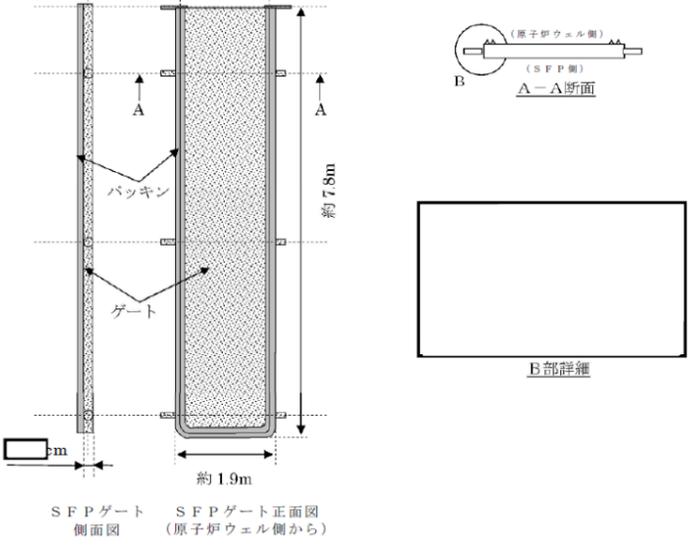
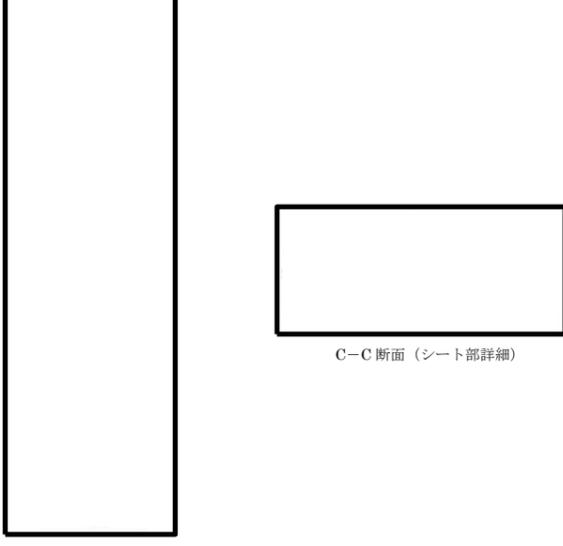
第1図 蒸気乾燥器，気水分離器ピット (DSP)，原子炉ウェル及び燃料プールのライナー部

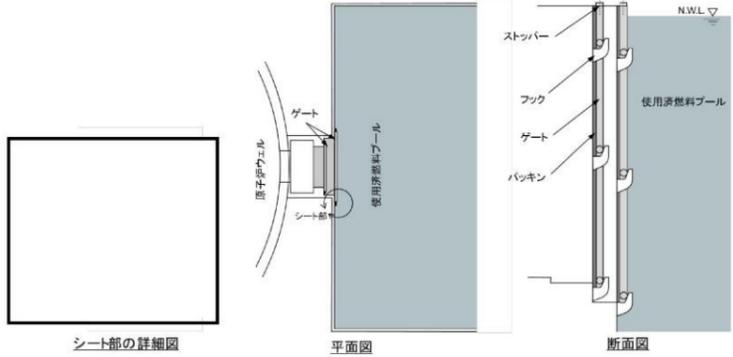
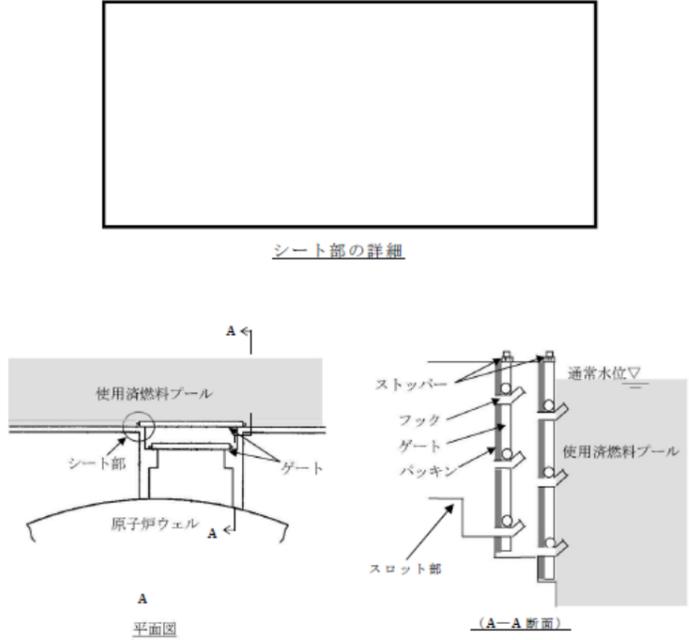
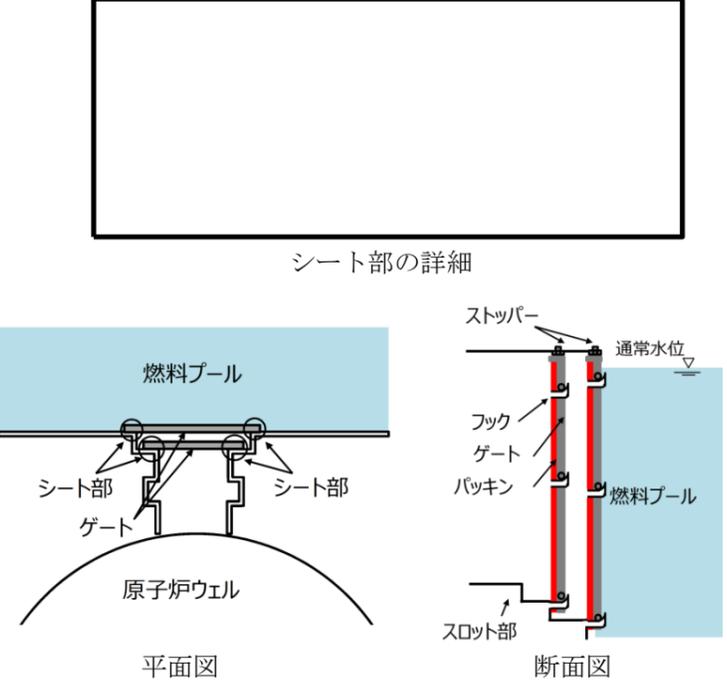
・設備設計の相違
【柏崎6/7，東海第二】

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>③SFP ゲートの破損</p> <p>使用済燃料プールゲートは補足説明資料「21. 使用済燃料プール (SFP) ゲートについて」に示すように十分信頼性があり、地震発生時においてもその機能が維持される。仮にゲートが外れてプール水の漏えいが発生した場合であっても、ゲート下端 (スロット部) は使用済燃料の有効長頂部より高い位置にあるため、ゲート下端 (スロット部) 到達後に漏えいは停止し、その後の崩壊熱相当の蒸発量に応じた注水を実施することで冠水は維持される。</p> <p>運転員はプールゲート破損による漏えい警報確認やプール水位の低下等により事象を認知できるため、検知は容易である。</p> <p>冠水維持完了後、原子炉ウェル及びD/S ピット側の管体に異常がなければ注水によって水位を回復させ、SFP の水位及び冷却機能を維持することができる。また、原子炉ウェル及びD/S ピット側の管体から漏えいがある場合であっても常用の注水設備及び重大事故等対処設備 (燃料プール代替注水系) 等を用いることで崩壊熱による水の蒸発に応じた給水作業が可能のため、燃料の健全性が確保される。</p> <p>④プールゲート開放時の原子炉ウェル及びD/S ピット側のライナー部の損傷</p> <p>SFP ゲート開放時における原子炉ウェル及びD/S ピット側のライナー部破損においても②と同様、破断箇所の特定制や検知が容易であることに加えて、③と同様にゲート下端 (スロット部) 以下には水位は低下せず、使用済燃料の有効長頂部との位置関係により燃料の冠水は維持される。</p> <p>その後、原子炉ウェル及びD/S ピット側の管体に異常がなければ注水によって水位を回復させ、SFP の水位及び冷却機能を維持することができる。また、原子炉ウェル及びD/S ピット側の管体から漏えいがある場合であっても常用の注水設備及び重大事故等対処設備 (燃料プール代替注水系) 等を</p>	<p>③SFPゲートの損傷</p> <p>SFPゲートは「添付資料 4.1.8 使用済燃料プール (SFP) ゲートについて」に示すように十分信頼性があり、基準地震動SSに対してもその機能は維持される。仮にゲートが外れてプール水の漏えいが発生した場合であっても、ゲート下端 (スロット部) は使用済燃料の燃料有効長頂部より高い位置にあるため、ゲート下端 (スロット部) 到達後に漏えいは停止し、その後の崩壊熱相当の蒸発量に応じた注水を実施することで冠水は維持される。</p> <p>運転員はSFPゲート破損による漏えい警報確認やSFP水位の低下等により事象を認知できるため、認知は容易である。</p> <p>原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側の管体に異常がなければ、蒸発量以上の注水を行うことでSFP水位を回復させ、SFP水位及び冷却機能を維持することができる。また、原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側の管体から漏えいがある場合であっても、常用の注水設備及び重大事故等対処設備 (常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン)、又は可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン)) 等を用いることで崩壊熱による水の蒸発に応じた注水が可能であるため、燃料の健全性は確保される。</p> <p>④SFPゲート開放時の原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側のライナー部の損傷</p> <p>SFPゲート開放時における原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側のライナー部が損傷する場合においても、③と同様にゲート下端 (スロット部) 以下にはSFP水位は低下せず、使用済燃料の燃料有効長頂部との位置関係により燃料の冠水は維持される。</p> <p>また、運転員はライナー部の破損によるSFP水位の低下等により事象を認知できるため、認知は容易である。</p> <p>その後、原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側の管体に異常がなければ注水によってSFP水位を回復させ、SFP水位及び冷却機能を維持することができる。また、原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側の管体から漏えいがある場合であっても、常用の注水設備及び重大事故等対</p>	<p>③燃料プールゲートの損傷</p> <p>燃料プールゲートは補足説明資料「18. 燃料プールゲートについて」に示すように十分な信頼性があり、地震発生時においてもその機能が維持される。仮にゲートが外れてプール水の漏えいが発生した場合であっても、ゲート下端 (スロット部) は使用済燃料の燃料棒有効長頂部より高い位置にあるため、ゲート下端 (スロット部) 到達後に漏えいは停止し、その後の崩壊熱相当の蒸発量に応じた注水を実施することで冠水は維持される。</p> <p>運転員は、プールゲート破損による漏えい警報確認やプール水位の低下等により事象を認知できるため、検知は容易である。</p> <p>冠水維持完了後、原子炉ウェル及びD/S P側の管体に異常がなければ注水によって水位を回復させ、燃料プールの水位及び冷却機能を維持することができる。また、原子炉ウェル及びD/S P側の管体から漏えいがある場合であっても常用の注水設備及び重大事故等対処設備 (燃料プールのプレイ系) 等を用いることで崩壊熱による水の蒸発に応じた給水作業が可能のため、燃料の健全性が確保される。</p> <p>④プールゲート開放時の原子炉ウェル及びD/S P側のライナー部の損傷</p> <p>燃料プールゲート開放時における原子炉ウェル及びD/S P側のライナー部損傷においても②と同様、損傷箇所の特定制や検知が容易であることに加え、③と同様にゲート下端 (スロット部) 以下には水位は低下せず、使用済燃料の燃料棒有効長頂部との位置関係により冠水は維持される。</p> <p>その後、原子炉ウェル及びD/S P側の管体に異常がなければ注水によって水位を回復させ、燃料プールの水位及び冷却機能を維持することができる。また、原子炉ウェル及びD/S P側の管体から漏えいがある場合であっても常用の注水設備及び重大事故等対処設備 (燃料プールのプレイ系) 等を用い</p>	<p>・設備設計の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>東海第二では、燃料プールへの注水が可能な常設SA系統がある。</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>用いることで崩壊熱による水の蒸発に応じた給水作業が可能のため、燃料の健全性が確保される。</p> <p>⑤地震発生に伴うスロッシングによる漏えい 地震発生時、スロッシングにより使用済燃料プールの保有水が漏えいし、その漏えい量は最大で約710m³（「内部溢水の影響評価について」参照）となる。この時、通常運転水位から3m程度まで水位が低下するが、燃料有効長頂部の冠水は維持される。</p> <p>スロッシング発生時、運転員は現場の漏えい検知器、SFP水位の低下、燃料貯蔵プールエリアの線量率上昇等により事象を認知できるため、検知は容易である。</p> <p>初期にSFP水位が低下し現場環境が悪化するため、原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業を伴う対応は困難となる。ただし、水位低下が燃料有効長頂部に到達するまでの時間余裕は2日以上あり、原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業が不要である常設スプレイ配管を用いた燃料プール代替注水系等による注水を行うことで燃料の健全性が確保される。</p>	<p>処設備（常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、又は可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン））等を用いることで崩壊熱による水の蒸発に応じた注水が可能であるため、燃料の健全性は確保される。</p> <p>⑤地震発生に伴うスロッシングによる漏えい 地震発生時、スロッシングによりSFPの保有水が漏えいし、このとき、通常水位から約0.70mまでSFP水位が低下するが、使用済燃料の燃料有効長頂部の冠水は維持される。</p> <p>スロッシング発生時、運転員は現場の漏えい検知器、SFP水位の低下等により事象を認知できるため、検知は容易である。</p> <p>スロッシングによりSFP水位が低下した場合でも遮蔽は維持されるため、オペレーティングフロアでの作業は可能であることから、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）により注水を行うことも可能である。また、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）等を使用した使用済燃料プールへの注水を行うことで燃料の健全性は確保される。</p>	<p>ることで崩壊熱による水の蒸発に応じた給水作業が可能のため、燃料の健全性が確保される。</p> <p>⑤地震発生に伴うスロッシングによる漏えい 地震発生時、スロッシングにより燃料プールの保有水が漏えいし、その漏えい量は最大で180m³となる。この時、通常運転水位から約1.1m水位が低下するが、燃料棒有効長頂部の冠水は維持される。</p> <p>スロッシング発生時、運転員は燃料プール水位の低下等により事象を認知できるため、検知は容易である。</p> <p>なお、燃料プール水位の低下後においても、遮蔽維持水位（通常運転水位から約2.6m下の水位）を下回ることはない。また、プール水の蒸発により水位低下が燃料棒有効長頂部に到達するまでの時間余裕は3日以上あるため、常用の注水設備及び重大事故等対処設備（燃料プールスプレイ系）等を用いることで崩壊熱による水の蒸発に応じた注水が可能のため、燃料の健全性は確保される。</p>	<p>・設備設計の相違 【東海第二】 東海第二では、燃料プールへの注水が可能な常設SA系統がある。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 設備仕様の相違によるスロッシング時のプール水の漏えい量の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 柏崎6/7、東海第二では現場の漏えい検知器も使用する。また、柏崎6/7ではスロッシングによる燃料プール水位低下量が大きいことから、線量率の上昇によっても事象の検知が可能である。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 設備仕様の相違により、島根2号炉は、スロッシングが発生しても燃料プール水位は遮蔽維持水位を下回ることが無いため、オペフロアの作業が可能である。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 東海第二では、燃料プ</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. 想定事故2及び大規模損壊での想定</p> <p>有効性評価では「2. 各事象の整理」で想定する事象の中で、「<u>②SFPライナー部の破損</u>」を除く事象に対して、燃料の損傷を防止できることを確認している。</p> <p>大規模損壊は、これらの想定時に常用の注水設備及び重大事故等対処設備による注水操作ができない状態、漏えいが継続する状況（「<u>②SFPライナー部の破損</u>」を含む）、及び常用の注水設備及び重大事故等対処設備による注水能力を超える漏えいにより水位が維持できない状況を想定した事象である。</p> <p>この対策として、<u>燃料プール代替注水系（スプレイ機能）</u>や放水設備等によるスプレイを実施することで使用済燃料の著しい損傷の進行の緩和及び環境への放射性物質放出の低減を行う。</p> <p>4. 結論</p> <p>SFP からプール水の漏えいが発生する可能性のある①～⑤の事象について検討した。</p> <p>使用済燃料有効長頂部より高い位置で漏えいが停止する事象は③、④、⑤であり、基準地震動の地震の影響を考慮して発生のおそれが小さいものは②、③である。</p> <p>①の「サイフォン現象による漏えい」は、逆止弁固着を想定するとBクラス配管が含まれることから漏えいが使用済燃料有効長頂部以下まで継続する恐れがあり、また注水ラインの破断により対応可能な注水手段が限定されることから有効性評価において選定している。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>3. 想定事故2及び大規模損壊での想定</p> <p>有効性評価では「<u>3. 各事象の整理</u>」で想定する事象の中で、「<u>②SFPライナー部の損傷</u>」を除く事象に対して、燃料の損傷を防止できることを確認している。</p> <p>大規模損壊は、これらの想定時に常用の注水設備及び重大事故等対処設備による注水操作ができない状態、漏えいが継続する状況（「<u>②SFPライナー部の損傷</u>」を含む）、及び常用の注水設備並びに重大事故等対処設備による注水能力を超える漏えいによりSFP水位が維持できない状況を想定した事象である。</p> <p>この対策として、<u>常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）</u>によるSFPへのスプレイ及び放水設備によるスプレイを実施することで使用済燃料の著しい損傷の進行の緩和及び環境への放射性物質放出の低減を行う。</p> <p>4. 結論</p> <p>SFPからプール水の漏えいが発生する可能性のある①～⑤の事象について検討した。</p> <p>使用済燃料の燃料有効長頂部より高い位置で漏えいが停止する事象は③、④、⑤であり、基準地震動SSの地震の影響を考慮して発生のおそれが小さいものは②、③である。</p> <p>①の「サイフォン現象による漏えい」は、<u>真空破壊弁が機能しないこと</u>を想定すると、<u>SFPに接続する配管に耐震Bクラス配管が含まれることから、漏えいが使用済燃料の燃料有効長頂部以下まで継続するおそれがあり、また、注水ラインの破断により対応可能な注水手段が限定されることから、有効性評価において選定している。</u></p>	<p>3. 想定事故2及び大規模損壊での想定</p> <p>有効性評価では「<u>2. 各事象の整理</u>」で想定する事象の中で、「<u>②燃料プールライナー部の破損</u>」を除く事象に対して、燃料の損傷を防止できることを確認している。</p> <p>大規模損壊は、これらの想定時に常用の注水設備及び重大事故等対処設備による注水操作ができない状態、漏えいが継続する状況（「<u>②燃料プールライナー部の破損</u>」を含む）、及び常用の注水設備及び重大事故等対処設備による注水能力を超える漏えいにより水位が維持できない状況を想定した事象である。</p> <p>この対策として、<u>燃料プールのスプレイ系（スプレイ機能）</u>や放水設備等によるスプレイを実施することで使用済燃料の著しい損傷の進行の緩和及び環境への放射性物質放出の低減を行う。</p> <p>4. 結論</p> <p><u>燃料プール</u>からプール水の漏えいが発生する可能性のある①～⑤の事象について検討した。</p> <p>使用済燃料の燃料棒有効長頂部より高い位置で漏えいが停止する事象は③、④、⑤であり、基準地震動の地震の影響を考慮して発生のおそれが小さいものは②、③である。</p> <p>①の「サイフォン現象による漏えい」は、<u>逆止弁固着</u>を想定するとBクラス配管が含まれることから漏えいが使用済燃料の燃料棒有効長頂部以下まで継続するおそれがあり、また注水ラインの破断により対応可能な注水手段が限定されることから有効性評価において選定している。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>ールへの注水が可能な常設SA系統がある。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 東海第二では、燃料プールへの注水が可能な常設SA系統がある。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 島根2号炉は、燃料プール冷却系配管上に設置されている逆止弁が開固着した場合にサイフォン現象が発生する。</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 data-bbox="278 254 819 285">21. <u>使用済燃料プール (SFP) ゲート</u>について</p> <p data-bbox="172 342 902 420">○<u>使用済燃料プールゲート</u>については、以下の理由により十分信頼性があるため、大規模な流出はない。</p> <p data-bbox="181 478 902 646">(1) <u>SFPゲート</u>はSFPと原子炉ウェルの流路に設けられたフックに設置され、ストッパーにより浮き上がりを防止する設計とし、<u>SFPゲート</u>のフック及びストッパーは基準地震動S_sによる地震荷重に対し強度上問題ないことを確認。</p> <p data-bbox="181 703 902 825">(2) <u>SFPゲート</u>について基準地震動S_sによる地震荷重、静水圧及び動水圧（スロッシング荷重）を考慮して評価を行い、強度上問題ないことを確認。</p> <p data-bbox="181 840 902 1050">(3) <u>SFPゲートパッキン</u>の材質はシリコンゴムであり、納入時に特性試験（耐水試験（JIS K 6258）：100℃—70h、圧縮永久ひずみ試験（JIS K 6262）：150℃—70h）により材料健全性を確認しており、<u>SFP保有水</u>が沸騰した場合においてもシート性能を確保可能。</p>  <p data-bbox="210 1690 839 1722">図1 SFP ゲートの構造図（6号炉、内側ゲートの例）</p>	<p data-bbox="1516 212 1694 243">添付資料4.1.8</p> <p data-bbox="1056 254 1590 285"><u>使用済燃料プール (SFP) ゲート</u>について</p> <p data-bbox="952 342 1682 420">○<u>SFPゲート</u>については、以下の理由により十分信頼性があるため、大規模な流出はない。</p> <p data-bbox="961 478 1682 688">(1) <u>SFPゲート</u>はSFPと原子炉ウェルの流路に設けられたフックに設置され、ストッパーにより浮き上がりを防止する設計とし、<u>SFPゲート</u>のフック及びストッパーは基準地震動S_sによる地震荷重に対し強度上問題ない設計とする。</p> <p data-bbox="961 703 1682 825">(2) <u>SFPゲート</u>について基準地震動S_sによる地震荷重、静水圧及び動水圧（スロッシング荷重）を考慮して評価を行い、強度上問題ない設計とする。</p> <p data-bbox="961 840 1682 1050">(3) <u>SFPゲートパッキン</u>の材質はシリコンゴムであり、納入時に特性試験（耐水試験（JIS K 6258）：100℃—70h、圧縮永久ひずみ試験（JIS K 6262）：150℃—70h）により材料健全性を確認しており、<u>SFP保有水</u>が沸騰した場合においてもシート性能を確保可能。</p>  <p data-bbox="1020 1690 1614 1722">第1図 SFPゲートの構造図（内側ゲートの例）</p>	<p data-bbox="1947 254 2318 285">18. <u>燃料プールゲート</u>について</p> <p data-bbox="1739 342 2499 420">○<u>燃料プールゲート</u>については、以下の理由により十分信頼性があるため、大規模な流出はない。</p> <p data-bbox="1754 478 2499 688">(1) <u>燃料プールゲート</u>は燃料プールと原子炉ウェルの流路に設けられたフックに設置され、ストッパーにより浮き上がりを防止する設計とし、<u>燃料プールゲート</u>のフック及びストッパーは基準地震動S_sによる地震荷重に対し強度上問題ないことを確認。</p> <p data-bbox="1754 703 2499 825">(2) <u>燃料プールゲート</u>について基準地震動S_sによる地震荷重、静水圧及び動水圧（スロッシング荷重）を考慮して評価を行い、強度上問題ないことを確認。</p> <p data-bbox="1754 840 2499 1050">(3) <u>燃料プールゲートパッキン</u>の材質はシリコンゴムであり、納入時に特性試験（耐水試験（JIS K 6258）：100℃—72h、圧縮永久ひずみ試験（JIS K 6262）：150℃—72h）により材料健全性を確認しており、<u>燃料プール保有水</u>が沸騰した場合においてもシート性能を確保可能。</p>  <p data-bbox="1798 1690 2412 1722">図1 燃料プールゲートの構造図（内側ゲートの例）</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>○SFPゲートのシール機能について以下に示す。</p> <p>(1) SFPゲートは原子炉ウェルとSFPの流路に二重に設置されており、内側のゲートからリークした場合においても外側のゲートによりシート性能を確保可能。</p> <p>(2) SFPゲートのパッキンは二重シールとなっており、外側のパッキンからリークした場合においても内側のパッキンによりシート性能を確保可能。(パッキンは水圧により面圧を確保し、ストッパーにより据付状態を保持)</p>  <p>図2 SFPゲート据付状態の概要図 (6号炉の例)</p>	<p>○SFPゲートのシール機能について以下に示す。</p> <p>(1) SFPゲートは原子炉ウェルとSFPの流路に二重に設置されており、内側のゲートからリークした場合においても外側のゲートによりシート性能を確保可能。</p> <p>(2) SFPゲートのパッキンは二重シールとなっており、外側のパッキンからリークした場合においても内側のパッキンによりシート性能を確保可能。(パッキンは水圧により面圧を確保し、ストッパーにより据付状態を保持)</p>  <p>第2図 SFPゲート据付状態の概要図</p>	<p>○燃料プールゲートのシール機能について以下に示す。</p> <p>(1) 燃料プールゲートは、原子炉ウェルと燃料プールの流路に二重に設置されており、内側のゲートからリークした場合においても外側のゲートによりシート性能を確保可能。</p> <p>(2) 燃料プールゲートのパッキンは二重シールとなっており、外側のパッキンからリークした場合においても内側のパッキンによりシート性能を確保可能。(パッキンは水圧により面圧を確保し、ストッパーにより据付状態を保持)</p>  <p>図2 燃料プールゲート据付状態の概要図</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>(参考) <u>SFPゲート</u>が外れた場合</p> <p>万一、<u>SFPゲート</u>が外れることにより<u>SFP保有水</u>が原子炉ウェル側へ流出した場合の水位等に対する評価を参考に実施した。</p> <p>○評価条件</p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>SFPゲート</u>は、地震等が発生した場合も十分信頼性があるものであるが、保守的に<u>SFPゲート</u>が外れ、かつゲート下端（スロット部）まで水位が低下した場合を想定し、<u>燃料有効長頂部</u>まで水位が低下するまでの時間余裕を評価した。 <p>なお、原子炉が未開放の状態であった場合、漏えいした<u>SFP</u>の保有水が、原子炉ウェルや<u>D/Sピット</u>に流れ込むことで原子炉ウェル側の水位を上昇させ、水位が原子炉ウェル側と<u>SFP側</u>が均一になった際に<u>SFP</u>からの保有水の漏えいを停止させることも考えられるが、ここではその効果に期待しないものとした。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・熱負荷は、想定事故1および想定事故2と同様に<u>約11MW</u>とした。 	<p>(参考) <u>SFPゲート</u>が外れた場合</p> <p><u>SFPゲート</u>が外れることにより<u>SFP水</u>が原子炉ウェル側へ流出した場合の水位及び<u>線量</u>等に対する評価を実施した。</p> <p>○評価条件</p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>SFPゲート</u>は、地震等が発生した場合でも十分信頼性があるものであるが、本評価では、保守的に、<u>SFPゲート</u>が外れ、かつゲート下端（スロット部）まで<u>SFP水位</u>が低下した場合を想定し、その後使用済燃料の崩壊熱により<u>SFP水位</u>が<u>燃料有効長頂部</u>まで低下するまでの時間余裕を評価した。 <p>なお、原子炉が未開放の状態であった場合、漏えいした燃料プールの保有水が原子炉ウェルや<u>ドライヤ気水分離器貯蔵プール</u>に流れ込むことで原子炉ウェルの水位を上昇させ、原子炉ウェル側と<u>SFP側</u>の水位が均一になった際に<u>SFP</u>からの保有水の漏えいが停止することも考えられるが、本評価においてはその効果に期待しないものとした。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>SFP内</u>の使用済燃料の崩壊熱は、想定事故1及び想定事故2と同様に、<u>約9.1MW</u>とした。 	<p>(参考) <u>燃料プールゲート</u>が外れた場合</p> <p>万一、<u>燃料プールゲート</u>が外れることにより<u>燃料プール保有水</u>が原子炉ウェル側へ流出した場合の水位等に対する評価を参考に実施した。</p> <p>○評価条件</p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>燃料プールゲート</u>は、地震等が発生した場合も十分信頼性があるものであるが、保守的に<u>燃料プールゲート</u>が外れ、かつゲート下端（スロット部）まで<u>水位</u>が低下した場合を想定し、<u>燃料棒有効長頂部</u>まで<u>水位</u>が低下するまでの時間余裕を評価した。 <p>なお、原子炉が未開放の状態であった場合、漏えいした<u>燃料プール</u>の保有水が、原子炉ウェルや<u>気水分離器・蒸気乾燥器ピット</u>に流れ込むことで原子炉ウェル側の水位を上昇させ、<u>水位</u>が原子炉ウェル側と<u>燃料プール側</u>が均一になった際に<u>燃料プール</u>からの保有水の漏えいを停止させることも考えられるが、ここではその効果に期待しないものとした。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・熱負荷は、<u>有効性評価</u>（想定事故1及び想定事故2）と同様に<u>約7.8MW</u>とした。 	<p>・設備設計の相違 【柏崎6/7，東海第二】 設備仕様の相違による崩壊熱量の相違。</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>・サイフォン等による漏えいはサイフォンブレイク孔や現場の隔離操作により停止されるものとした。</p> <table border="1" data-bbox="201 1192 920 1318"> <thead> <tr> <th></th> <th>SFP保有水量 (流出前)</th> <th>原子炉ウェル等 への流量</th> <th>SFP保有水量 (流出後)</th> <th>SFP水位 低下量(通常運転 水位からの低下)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>6号炉</td> <td>約2080m³</td> <td>約1560m³</td> <td>約520m³</td> <td>約6.7m</td> </tr> <tr> <td>7号炉</td> <td>約2090m³</td> <td>約1610m³</td> <td>約480m³</td> <td>約6.9m</td> </tr> </tbody> </table> <p>* 燃料有効長頂部冠水部は燃料有効長頂部を設定(有効性評価で保守的に用いている燃料ハンドル上部(燃料有効長頂部より0.5m程度高い位置)は用いない)</p>		SFP保有水量 (流出前)	原子炉ウェル等 への流量	SFP保有水量 (流出後)	SFP水位 低下量(通常運転 水位からの低下)	6号炉	約2080m ³	約1560m ³	約520m ³	約6.7m	7号炉	約2090m ³	約1610m ³	約480m ³	約6.9m	<p>・サイフォン等による漏えいは静的サイフォンブレイクや現場の隔離操作により停止されるものとした。</p> <table border="1" data-bbox="979 1165 1697 1348"> <tbody> <tr> <td>SFP保有水量(流出前)</td> <td>約1,189m³</td> </tr> <tr> <td>原子炉ウェル等への流出量</td> <td>約813m³</td> </tr> <tr> <td>プール保有水量(流出後)</td> <td>約376m³</td> </tr> <tr> <td>プール水位低下量(通常運転水位からの低下)</td> <td>約7.0m</td> </tr> </tbody> </table>	SFP保有水量(流出前)	約1,189m ³	原子炉ウェル等への流出量	約813m ³	プール保有水量(流出後)	約376m ³	プール水位低下量(通常運転水位からの低下)	約7.0m	<p>・サイフォン等による漏えいはサイフォンブレイク配管により停止されるものとした。</p> <table border="1" data-bbox="1745 1159 2469 1270"> <thead> <tr> <th>SFP保有水量 (流出前)</th> <th>原子炉ウェル側 への流出量</th> <th>SFP保有水量 (流出後)</th> <th>SFP水位低下量 (通常運転水位か らの低下量)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約1,599m³</td> <td>約1,152m³</td> <td>約447m³</td> <td>約7.0m</td> </tr> </tbody> </table> <p>※ 燃料棒有効長頂部冠水部は燃料棒有効長頂部を設定(有効性評価で保守的に用いている燃料ハンドル上部(燃料棒有効長頂部より0.6m程度高い位置)は用いない)</p>	SFP保有水量 (流出前)	原子炉ウェル側 への流出量	SFP保有水量 (流出後)	SFP水位低下量 (通常運転水位か らの低下量)	約1,599m ³	約1,152m ³	約447m ³	約7.0m	<p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】 柏崎6/7は、配管に穴を設けてサイフォンブレイクを行う構造であるが、島根2号炉は、逆止弁のボンネットにサイフォンブレイク配管を設置する構造としている。</p> <p>・運用の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉のサイフォンブレイク配管は、手動弁の隔離操作に期待することなく、自動的に放射線の遮蔽に必要な水位以下にならないようにサイフォン現象を停止することが可能な設計としている。</p> <p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】 島根2号炉は、評価条件の補足を記載している。</p>
	SFP保有水量 (流出前)	原子炉ウェル等 への流量	SFP保有水量 (流出後)	SFP水位 低下量(通常運転 水位からの低下)																														
6号炉	約2080m ³	約1560m ³	約520m ³	約6.7m																														
7号炉	約2090m ³	約1610m ³	約480m ³	約6.9m																														
SFP保有水量(流出前)	約1,189m ³																																	
原子炉ウェル等への流出量	約813m ³																																	
プール保有水量(流出後)	約376m ³																																	
プール水位低下量(通常運転水位からの低下)	約7.0m																																	
SFP保有水量 (流出前)	原子炉ウェル側 への流出量	SFP保有水量 (流出後)	SFP水位低下量 (通常運転水位か らの低下量)																															
約1,599m ³	約1,152m ³	約447m ³	約7.0m																															

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>○算定結果</p> <p>評価の結果、事象発生開始からSFPの保有水が沸騰を開始するまでの時間余裕は約1.7時間(7号炉の場合)であった。</p> <p>また、沸騰による水位低下により燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間余裕は約4.7時間(7号炉の場合)であった。</p> <p>水位の低下により線量率は上昇するため原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業は困難となるが、事象開始から燃料有効長頂部まで水位が低下する時間余裕は4時間以上あるため、原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業が不要である注水手段(燃料プール代替注水系(常設又は可搬型))により燃料損傷の防止が可能である。</p>	<p>○評価結果</p> <p>事象発生からSFP保有水の沸騰開始までの時間余裕は約1.6時間であった。</p> <p>また、沸騰によりSFP水位が低下し、SFP水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は約3.2時間であった。</p> <p>SFP水位の低下により原子炉建屋原子炉棟6階の線量率は上昇するため、原子炉建屋原子炉棟6階での作業は困難となるが、事象開始から燃料有効長頂部までSFP水位が低下する時間余裕は約3.2時間あるため、原子炉建屋原子炉棟6階での作業が不要である注水手段(代替燃料プール注水系(注水ライン)等)によりSFPにおける燃料損傷を防止することができる。</p>	<p>○算定結果</p> <p>評価の結果、事象発生開始から燃料プールの保有水が沸騰を開始するまでの時間余裕は約2.2時間であった。</p> <p>また、沸騰による水位低下により燃料棒有効長頂部まで水位が低下するまでの時間余裕は約5.7時間であった。</p> <p>水位の低下により線量率は上昇するため原子炉建物原子炉棟4階での作業は困難となるが、事象開始から燃料棒有効長頂部まで水位が低下する時間余裕は5時間以上あるため、原子炉建物原子炉棟4階での作業が不要である注水手段(燃料プールスプレイ系(常設スプレイヘッド))により燃料損傷の防止が可能である。</p>	<p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】 設備仕様の相違によるプールゲート破損時のプール水沸騰開始時間の相違。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】 設備仕様の相違によるプールゲート破損時の燃料棒有効長頂部まで水位が低下するまでの時間の相違。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】 設備仕様の相違によるプールゲート破損時の燃料棒有効長頂部まで水位が低下するまでの時間の相違。</p>																	
<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>6号炉</th> <th>7号炉</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>冷却機能停止及びゲートからの流出後、沸騰までの時間</td> <td>約1.9時間</td> <td>約1.7時間</td> </tr> <tr> <td>事象開始から燃料有効長頂部まで水位が低下する時間</td> <td>約6.7時間</td> <td>約4.7時間</td> </tr> </tbody> </table>		6号炉	7号炉	冷却機能停止及びゲートからの流出後、沸騰までの時間	約1.9時間	約1.7時間	事象開始から燃料有効長頂部まで水位が低下する時間	約6.7時間	約4.7時間	<table border="1"> <tbody> <tr> <td>冷却機能停止及びSFPゲートからの流出後、SFP水が沸騰するまでの時間</td> <td>約1.6時間</td> </tr> <tr> <td>事象発生から燃料有効長頂部までSFP水位が低下するまでの時間</td> <td>約3.2時間</td> </tr> </tbody> </table>	冷却機能停止及びSFPゲートからの流出後、SFP水が沸騰するまでの時間	約1.6時間	事象発生から燃料有効長頂部までSFP水位が低下するまでの時間	約3.2時間	<table border="1"> <tbody> <tr> <td>冷却機能停止及び燃料プールゲートからの流出後、燃料プール水が沸騰するまでの時間</td> <td>約2.2時間</td> </tr> <tr> <td>事象発生から燃料有効長頂部まで燃料プール水位が低下するまでの時間</td> <td>約5.7時間</td> </tr> </tbody> </table>	冷却機能停止及び燃料プールゲートからの流出後、燃料プール水が沸騰するまでの時間	約2.2時間	事象発生から燃料有効長頂部まで燃料プール水位が低下するまでの時間	約5.7時間	
	6号炉	7号炉																		
冷却機能停止及びゲートからの流出後、沸騰までの時間	約1.9時間	約1.7時間																		
事象開始から燃料有効長頂部まで水位が低下する時間	約6.7時間	約4.7時間																		
冷却機能停止及びSFPゲートからの流出後、SFP水が沸騰するまでの時間	約1.6時間																			
事象発生から燃料有効長頂部までSFP水位が低下するまでの時間	約3.2時間																			
冷却機能停止及び燃料プールゲートからの流出後、燃料プール水が沸騰するまでの時間	約2.2時間																			
事象発生から燃料有効長頂部まで燃料プール水位が低下するまでの時間	約5.7時間																			

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>○まとめ</p> <p>ゲート部はスロッシング荷重等を考慮しても十分に信頼性のあるものであり、かつ万一、<u>使用済燃料プールのゲート部からリークがあった場合であっても</u>、水位が<u>最大6.9m</u>低下するが、燃料が露出することはなく、燃料有効長頂部まで水位が低下する時間の<u>約4.7時間</u>後までに<u>原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業が不要である注水手段（燃料プール代替注水系（常設又は可搬型））</u>により注水することで燃料損傷の防止が可能である。</p>	<p>○まとめ</p> <p><u>SFPゲート部はスロッシング荷重等を考慮しても十分に信頼性があるものであり</u>、万一<u>SFPゲート部からリークがあった場合でも</u>、<u>SFP水位が約7.0m</u>低下するが、燃料が露出することは<u>ないことから</u>、<u>SFP水位が燃料有効長頂部まで低下する時間の約3.2時間</u>後までに<u>原子炉建屋原子炉棟6階での作業が不要である注水手段（代替燃料プール注水系（注水ライン）等）</u>により注水を開始することで<u>SFP内燃料の損傷を防止することが可能である</u>。</p>	<p>○まとめ</p> <p>ゲート部はスロッシング荷重等を考慮しても十分に信頼性のあるものであり、かつ万一、<u>燃料プールのゲート部からリークがあった場合であっても</u>、水位が<u>約7.0m</u>低下するが、燃料が露出することはなく、燃料棒有効長頂部まで水位が低下する時間の<u>約5.7時間</u>後までに<u>原子炉建物原子炉棟4階での作業が不要である注水手段（燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッド））</u>により注水することで<u>燃料損傷の防止が可能である</u>。</p>	<p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>設備仕様の相違によるプールゲート破損時のプール水位低下量の相違。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>設備仕様の相違によるプールゲート破損時の燃料棒有効長頂部まで水位が低下するまでの時間の相違。</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>24. 炉心損傷及び原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方</p> <p>柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉(以下「KK6/7」という。)では、炉心損傷が生じた場合あるいは事象が進展し、原子炉圧力容器(以下「RPV」という。)破損に至った場合の緊急時対策本部のうち技術支援組織が使用する手順をアクシデントマネジメントの手引き(以下「AMG」という。)に、運転員が使用する手順を事故時運転操作手順書(シビアアクシデント)(以下「SOP」という。)に整備している。このため、有効性評価における重大事故時の運転員の対応はSOPに従ったものとなっている。</p> <p>SOPには、炉心損傷後の状況に応じた対応が可能となるよう対応フローを定めており、対応の優先順位等についても定めている。このため、想定される状況に対して網羅的に対応可能な手順になっていると考えるが、ここでは、炉心損傷後の格納容器内の状況を場合分けし、それらについてSOPによる対応が可能であることを確認する。SOPの対応フローを図1に示す。また、格納容器の構造図を図2に示す。</p> <p>1. 各炉心損傷モードへの対応の網羅性</p> <p>炉心損傷モードのうち、格納容器先行破損の炉心損傷モード^{*1}を除くと、TQUV, TQUX, TB(長期TB, TBU, TBP, TBD), LOCAが抽出される。</p> <p>このうち、TQUV, TQUX, TB(長期TB, TBU, TBP, TBD)は、炉心損傷の時点でRPVが健全であり、RPV内の冷却材はSRVを通じてサプレッション・チェンバ(以下「S/C」という。)に放出されている点で、炉心損傷の時点でのRPVの健全性及び格納容器の冷却材の状況が同じ炉心損傷モードである。TQUV, TBPは炉心損傷の時点でRPV内が減圧されていることに対し、TQUX, 長期TB, TBU, TBDでは炉心損傷の時点でRPV内が減圧されていないが、SOPにおいて、原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの10%高い位置に到達した時点でRPVを減圧する手順としていることから、その後は同じ対応となる。</p> <p>一方LOCA(LOCA後の注水失敗による炉心損傷)は、炉心損傷の時点でRPVのバウンダリ機能を喪失しており、RPV内の冷却材が上部ドライウエル(以下「D/W」という。)に直接放出さ</p>	<p>添付資料 3. 1. 2. 1</p> <p>炉心損傷及び原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方について</p>	<p>19. 炉心損傷、原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方</p> <p>島根原子力発電所2号炉では、炉心損傷が生じた場合あるいは事象が進展し、原子炉圧力容器(以下「RPV」という。)破損に至った場合の緊急時対策本部による対応をアクシデントマネジメントガイド(以下「AMG」という。)に、運転員による対応を、事故時操作要領書(シビアアクシデント)(以下「SOP」という。)に定めている。このため、有効性評価における炉心損傷後の重大事故時の運転員の対応はSOPに従ったものとなっている。</p> <p>SOPには、炉心損傷後の状況に応じた対応が可能となるよう対応フローを定めており、対応の優先順位等についても定めている。このため、想定される状況に対して網羅的に対応可能な手順になっていると考えるが、ここでは、炉心損傷後の原子炉格納容器内の状況を場合分けし、それらについてSOPによる対応が可能であることを確認する。SOPの対応フローを図1に示す。また、原子炉格納容器の構造図を図2に示す。</p> <p>1. 各炉心損傷モードへの対応の網羅性</p> <p>炉心損傷モードのうち、格納容器先行破損の炉心損傷モード^{*1}を除くと、TQUV, TQUX, TB(長期TB, TBU, TBD, TBP), LOCAが抽出される。</p> <p>このうち、TQUV, TQUX, TB(長期TB, TBU, TBD, TBP)は、炉心損傷の時点でRPVが健全であり、RPV内の原子炉冷却材はSRVを通じてサプレッション・チェンバ(以下「S/C」という。)に放出されている点で、炉心損傷の時点でのRPVの健全性及び原子炉格納容器の原子炉冷却材の状況が同じ炉心損傷モードである。TQUV, TBPは炉心損傷の時点でRPV内が減圧されていることに対し、TQUX, 長期TB, TBU, TBDでは炉心損傷の時点でRPV内が減圧されていないが、SOPにおいて、原子炉水位が燃料棒有効長さ底部より燃料棒有効長の20%上の位置でRPVを減圧する手順としていることから、その後は同じ対応となる。</p> <p>一方LOCA(LOCA後の注水失敗による炉心損傷)は、炉心損傷の時点でRPVバウンダリ機能を喪失しており、RPV内の原子炉冷却材がドライウエル(以下「D/W」という。)</p>	<p>備考</p> <p>・評価結果の相違【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>れる炉心損傷モードである。このため、炉心損傷時点での格納容器の圧力、温度等のパラメータには他の炉心損傷モードとの違いが生じるが、各々のパラメータに応じた運転操作がSOPに定められており、対応は可能である。</p> <p>また、LOCAが発生し、D/Wに放出された冷却材の多くは、<u>連通孔からその真下にあるベント管(垂直管)を通してS/Cに流入すると考えられるものの、連通孔とベント管(垂直管)は直結されておらず、その間には下部D/Wに対して開放されている箇所があり、LOCAによって放出された冷却材の一部は格納容器下部に流入すると考えられる。これにより、格納容器下部に水位が形成される可能性が考えられる。</u></p> <hr/> <p>※1 格納容器先行破損の炉心損傷モードによって炉心損傷に至った場合、炉心損傷の時点で原子炉格納容器が破損していることから、SOPに想定する対応の可否についての不確かさが大きいと考え、ここでの考察から除外した。しかしながら、現実的にはSOPに準じ、注水及び除熱を試みるものと考えられる。</p> <p>炉心損傷後の手順として、RPVの破損及び格納容器下部への熔融炉心落下に備えた格納容器下部への注水を定めており、格納容器下部の水位が<u>2m(注水量180m³相当)</u>に到達していることを確認した後、格納容器下部への注水を停止する。前述の通り、LOCAの場合にはあらかじめ水位が形成されている可能性が考えられるが、この場合も同様に格納容器下部水位計にて水位<u>2m</u>を確認した後、格納容器下部への注水を停止する。</p> <p>熔融炉心落下時の格納容器下部の水位は、原子炉圧力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用(以下「炉外FCI」という。)及び熔融炉心・コンクリート相互作用(以下「MCCI」という。)への対応を考慮し、<u>2m</u>相当としている。しかしながら、仮に格納容器下部の水位が<u>2m</u>より高い場合であっても、炉外FCIやMCCIによる格納容器の機能維持に問題は無いことを確認^{※2}している。</p> <p>以上より、いずれの炉心損傷モードを経た場合についてもSOPによって炉心損傷後の対応をとることが可能である。</p>		<p>に直接放出される炉心損傷モードである。このため、炉心損傷時点での原子炉格納容器の圧力、温度等のパラメータには他の炉心損傷モードとの違いが生じるが、各々のパラメータに応じた運転操作がSOPに定められており、対応は可能である。</p> <p>また、LOCAが発生し、D/Wに放出された原子炉冷却材は原子炉格納容器下部に流入し、<u>原子炉格納容器下部に水位が形成されると考えられる。</u></p> <hr/> <p>※1 格納容器先行破損の炉心損傷モードによって炉心損傷に至った場合、炉心損傷の時点で原子炉格納容器が破損していることから、SOPに想定する対応の可否についての不確かさが大きいと考え、ここでの考察から除外した。しかしながら、現実的にはSOPに準じ、注水及び除熱を試みるものと考えられる。</p> <p>炉心損傷後の手順として、RPVの破損及び原子炉格納容器下部への熔融炉心落下に備えた原子炉格納容器下部への注水を定めており、<u>ペDESTAL水位が2.4m(注水量225m³)</u>に到達していることを確認した後、原子炉格納容器下部への注水を停止する。前述のとおり、LOCAの場合にはあらかじめ水位が形成されている可能性が考えられるものの、<u>どの炉心損傷モードを経た場合であってもペDESTAL水位計にて水位2.4m</u>を確認した後、原子炉格納容器下部への注水を停止する。</p> <p>熔融炉心落下時のペDESTAL水位は、原子炉圧力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用(以下「炉外FCI」という。)及び熔融炉心・コンクリート相互作用(以下「MCCI」という。)への対応を考慮し、<u>2.4m</u>相当としている。しかしながら、仮にペDESTAL水位が<u>2.4m</u>より高い場合であっても、炉外FCIやMCCIによる原子炉格納容器の機能維持に問題ないことを確認^{※2}している。</p> <p>以上より、いずれの炉心損傷モードを経た場合についてもSOPによって炉心損傷後の対応をとることが可能である。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違【柏崎6/7】 ・運用の相違【柏崎6/7】 初期水張り深さの相違。 ・運用の相違【柏崎6/7】 ・運用及び解析条件の相違【柏崎6/7】 島根2号炉は、水位が高い場合の想定として、制御棒駆動機構搬出入口下端位置までの水位(約3.8m)が形成されているものとした。

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>2. 注水及び除熱の考え方 炉心損傷後の注水及び除熱の考え方については、<u>徴候に応じて対応することとしている。</u></p> <p>まず、RPVの破損に至る前の段階においては、RPV内の炉心の状況によらずRPV への注水を優先する手順としている。</p>	<p>【比較のため、「添付資料 3. 1. 2. 1」の一部を記載】</p> <p>2. <u>炉心損傷及び原子炉圧力容器破損前後の注水及び除熱の考え方</u></p> <p>(1) <u>常設低圧代替注水系ポンプを用いた系統</u> a. <u>炉心損傷後の対応について</u> <u>炉心損傷を判断した後は、補機系が不要であり短時間で注水が可能な低圧代替注水系（常設）により原子炉へ注水する手順としている。また、原子炉注水ができない場合においても、注水手段の確保に努めることとしている。したがって、炉心損傷前後ともに原子炉注水を実施する対応方針に違いはないが、事象進展の違いによって以下の異なる手順となる。</u></p> <p>①LOCA時に炉心が損傷した場合は、<u>ヒートアップした炉心へ原子炉注水を実施することにより、炉内で発生する過熱蒸気がドライウエルに直接放出されドライウエル圧力及び雰囲気温度が急上昇する。そこで、格納容器の健全性を確保するために、LOCAの判断（ドライウエル圧力 13.7kPa[gage]以上）及び炉心損傷の判断（ドライウエル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上）により、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作と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（ドライウエルスプレイ）を同時に実施する。この場合、原子炉注水により過熱蒸気が発生することから、先行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操作（ドライウエルスプレイ）を実施し、その後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作を実施することで、ドライウエルスプレイを実施している状態で原子炉へ注水する手順とする。</u></p> <p>②LOCA時に炉心が損傷して原子炉注水が実施できない場合は、<u>いずれは溶融炉心の炉心下部プレナムへの移行に伴う原子炉圧力容器下部プレナム水との接触による発生蒸気がドライウエルに放出され、ドライウエル圧力及</u></p>	<p>2. 注水及び除熱の考え方 炉心損傷後の注水及び除熱の考え方については、<u>RPVの破損の有無で大別している。</u></p> <p>まず、RPVの破損に至る前の段階においては、<u>RPV内の炉心の状況によらずRPVへの注水を優先する手順としている。</u></p>	<p>・記載方針の相違 【東海第二】 島根2号炉は、RPVの破損に至る前の段階においては、RPV内の炉心の状況によらず原子炉注水を優先する手順としている。東海第二では、炉心損傷後の対応について、事象進展の違いにより対応が異なることから、その対応手順について記載している。</p>

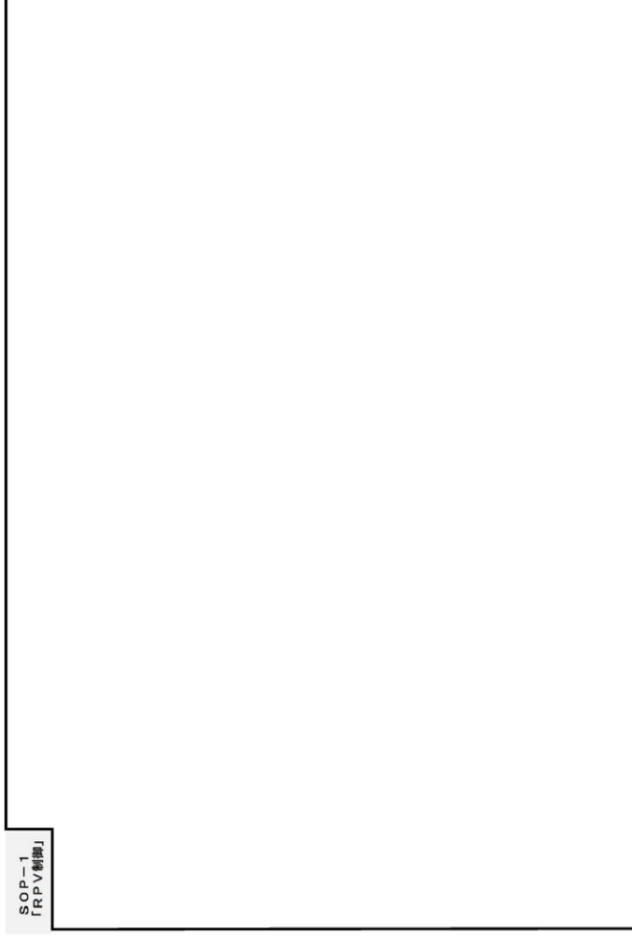
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>その後、RPV を破損させることなく原子炉水位を安定させることに成功した場合はRPVへの注水及び必要に応じて格納容器からの除熱を並行して実施する手順としている。ただし、RPV 下鏡部温度が300 °Cに到達し、RPV 下部プレナムへの熔融炉心の落下が想定される場合はRPV への注水と並行して格納容器下部への注水(水位2.0 m(注水量180m³ 相当))を実施する手順としている。</p> <p>次に、RPVが破損した後は、格納容器下部に崩壊熱に相当する量の注水を実施する手順としている。SOP及びAMG に定めるRPV 破損の判定方法に基づきRPV の破損を判定した後は、格納容器下部に直接崩壊熱相当量の注水を実施することとしており、その注水量は格納容器外の流量計にて確認する手順として</p>	<p><u>び雰囲気温度が急上昇することを踏まえて、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（ドライウエルスプレイ）を実施する手順とする。ただし、実際の操作としては、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（ドライウエルスプレイ）を実施後に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作を実施することから、炉心損傷の判断後にドライウエルスプレイをする手順は①と同様である。</u></p> <p><u>b. 原子炉圧力容器破損前の対応について</u></p> <p><u>③通常運転時からペDESTAL（ドライウエル部）水位を約1mに維持する構造としているが、炉心損傷判断後は、原子炉圧力容器破損時の熔融炉心の冷却を考慮し、ペDESTAL（ドライウエル部）水位を確実に約1m確保するために格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウエル部）水位の確保操作を実施する手順とする。</u></p> <p><u>c. 原子炉圧力容器破損後短期の対応について</u></p> <p><u>④原子炉圧力容器破損を検知した後は、熔融炉心とペDESTAL（ドライウエル部）に存在する水との相互作用により、ドライウエル圧力及び雰囲気温度が急上昇するため、原子炉圧力容器破損を判断した場合は、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（ドライウエルスプレイ）を実施する手順とする。</u></p> <p><u>⑤ドライウエルスプレイを開始した後は、ペDESTAL（ドライウエル部）に落下した熔融炉心の冷却維持のため、格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウエル部）注水操作を実施する手順とする。</u></p>	<p>その後、RPVを破損させることなく原子炉水位を安定させることに成功した場合はRPVへの注水及び必要に応じて原子炉格納容器からの除熱を並行して実施する手順としている。ただし、RPV下鏡部温度が300 °Cに到達し、RPV下部プレナムへの熔融炉心の落下が想定される場合はRPVへの注水と並行して原子炉格納容器下部への注水(水位2.4m(注水量225m³))を実施する手順としている。</p> <p>次に、RPVが破損した後は、原子炉格納容器下部に崩壊熱に余裕をみた量の注水を実施する手順としている。SOP及びAMGに定めるRPV破損の判定方法に基づきRPVの破損を判定した後は、原子炉格納容器下部に崩壊熱に余裕をみた量の注水を実施することとしており、その注水量はペDESTAL水</p>	<p>・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、事故時に原子炉圧力容器破損の徴候により原子炉格納容器下部に水張りを生ずる運用としている。東海第二では、通常運転時からペDESTAL（ドライウエル部）に約1mの水プールを形成している。</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、原子炉圧力容器破損判断にて格納容器スプレイによる格納容器冷却を実施する手順としていない。</p> <p>・運用の相違 【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>いる。なお、この流量計の先に下部D/W 以外への分岐は無く、確実に下部D/W への注水量を確認出来る設備構成となっている。また、格納容器からの除熱が必要な場合は下部D/W への注水と格納容器からの除熱とを並行して実施する手順としている。</p> <hr/> <p>※2 柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉 重大事故等対策の有効性評価について 「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用 添付資料3.3.3 格納容器下部の水張りの適切性」参照。格納容器下部水位の増加によって物理現象発生時の格納容器への負荷が高くなると考えられる炉外FCI について、格納容器下部水位が7.0 m(リターンライン相当)の場合であっても、格納容器下部の内側鋼板の最大応力は約278 MPa であり、水位2 m の場合の約32 MPa と比べて約9 倍に増加しているが、格納容器下部の内側鋼板の降伏応力(490 MPa)を十分に下回っており、格納容器破損に至るおそれはないことを確認している。格納容器下部の水位上昇の要因がLOCA に起因する冷却材である場合、サブクール度は低くなり炉外FCI 発生可能性そのものを小さくするとともに、発生した場合でも発生する最大応力は小さくなるものとする。</p>	<p>d. 本システムの停止及び一時的な運転について</p> <p>⑥本システムは外部水源を用いた手段であり、本システムの運転継続によりサプレッション・プール水位が上昇する。そこで、格納容器ベントを遅延させる観点から、本システムによる原子炉注水操作や格納容器冷却操作（ドライウェルスプレイ）を停止し、代替循環冷却系による格納容器除熱操作を実施する。</p> <p>⑦ただし、代替循環冷却系による格納容器除熱操作を実施する状態において格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する場合には、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（ドライウェルスプレイ）を一時的に実施する手順とする。</p>	<p>位及び原子炉格納容器外の流量計にて確認する手順としている。なお、本流量計の先にある原子炉格納容器下部以外への分岐配管については、逆止弁または常時閉の手動弁があり、他系統へ流入することなく、確実に原子炉格納容器下部への注水量を確認できる設備構成となっている。また、原子炉格納容器からの除熱が必要な場合は原子炉格納容器下部への注水と原子炉格納容器からの除熱とを並行して実施する手順としている。</p> <hr/> <p>※2 島根原子力発電所2号炉 重大事故等対策の有効性評価について 「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用 添付資料3.3.3 原子炉格納容器下部への水張り実施の適切性」参照。ペダスタル水位が高い方が物理現象発生時の原子炉格納容器への負荷が高くなると考えられる炉外FCI について、溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下する前に、原子炉格納容器下部に約 3.8m (制御棒駆動機構搬出入口下端位置) の水位が形成されているものとした。これ以上の水位を形成させるためには、ドライウェル床面全面を満たしながら上昇させる必要があることから、仮に原子炉格納容器下部注水を入れすぎたとしても制御棒駆動機構搬出入口下端位置以上の水位となることは考えにくい。また、ここでは現実的な溶融炉心の落下様態を想定した条件を適用して評価した場合、原子炉格納容器下部の内側鋼板の最大応力は 14MPa であり、原子炉格納容器下部の内側鋼板の降伏応力(490MPa)を十分に下回っており、格納容器破損に至る恐れはないことを確認している。原子炉格納容器下部の水位上昇の要因がLOCA に起因する原子炉冷却材であった場合、サブクール度は低くなり炉外 FCI 発生可能性そのものを小さくするとともに、発生した場合でも発生する最大応力は小さくなるものとする。</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・運用の相違 【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>しかしながら、RPV が破損した後は、RPV 内の溶融炉心の状態、RPV 破損口の状態、<u>格納容器下部</u>への溶融炉心の落下量、格納容器圧力及び温度等、<u>格納容器内</u>の状態の不確かさが大きく、また、注水又は除熱を実施可能な設備が限定され、注水又は除熱に使用できる流量が不足する場合を想定すると、重大事故時に確実なアクシデントマネジメントを実施できるよう、注水及び除熱の優先順位を明確化しておく必要がある。このため、AMGではRPV破損判定後の運転操作の優先順位を次の様に定めている。</p> <p>優先順位1：D/W スプレイ</p> <ul style="list-style-type: none"> ・開始条件：格納容器圧力<u>465kPa</u>(1.5Pd)以上又は格納容器温度190℃以上 ・停止条件：格納容器圧力<u>390kPa</u> 以下 ・流量：<u>140 m³/h</u> 以上 	<p>(2) <u>代替循環冷却系</u></p> <p><u>⑧代替循環冷却系は残留熱除去系海水系又は緊急用海水系等の補機系の起動後に期待できる系統であり、運転開始までに一定の時間を要するが、内部水源であるため本系統の運転継続によりサプレッション・プール水位は上昇しない。したがって、起動が可能となった時点で本系統を運転開始する手順とし、サプレッション・プール水位の上昇を抑制しつつ、原子炉注水操作や格納容器冷却操作（ドライウェルスプレイ）を実施することで、損傷炉心の冷却や格納容器の冷却及び除熱を実施することとする。</u></p> <p>3. <u>各事象の対応の流れについて</u></p> <p><u>炉心損傷に至る事象としては、起因事象がLOCAの場合と過渡事象の場合で事象進展が異なることが考えられる。また、初期に原子炉注水に成功する場合と成功しない場合においても、事象進展が異なることが考えられる。以上の事象進展の違いを踏まえ、事故対応の流れを第1図に示す。</u></p>	<p>しかしながら、RPVが破損した後は、RPV内の溶融炉心の状態、RPV破損口の状態、<u>原子炉格納容器下部</u>への溶融炉心の落下量、格納容器圧力及び温度等、<u>原子炉格納容器内</u>の状態の不確かさが大きく、また、注水又は除熱を実施可能な設備が限定され、注水又は除熱に使用できる流量が不足する場合を想定すると、重大事故時に確実なアクシデントマネジメントを実施できるよう、注水及び除熱の優先順位を明確化しておく必要がある。このため、<u>SOP及びAMG</u>ではRPV破損判定後の運転操作の優先順位を次の様に定めている。</p> <p>優先順位1：D/Wスプレイ</p> <ul style="list-style-type: none"> ・開始条件：格納容器圧力 <u>640kPa</u> (1.5Pd) 以上又は格納容器温度 190℃以上 ・停止条件：格納容器圧力 <u>588kPa</u> 以下又は格納容器温度 <u>171℃以下</u> ・流量：<u>120m³/h</u> 	<ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、RPVが破損した後の注水及び除熱の運転操作について、どの炉心損傷モードを経た場合であっても同じ優先順位で実施する。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ・運用の相違 【柏崎6/7】 スプレイ停止基準の相違。 ・運用の相違 【柏崎6/7】

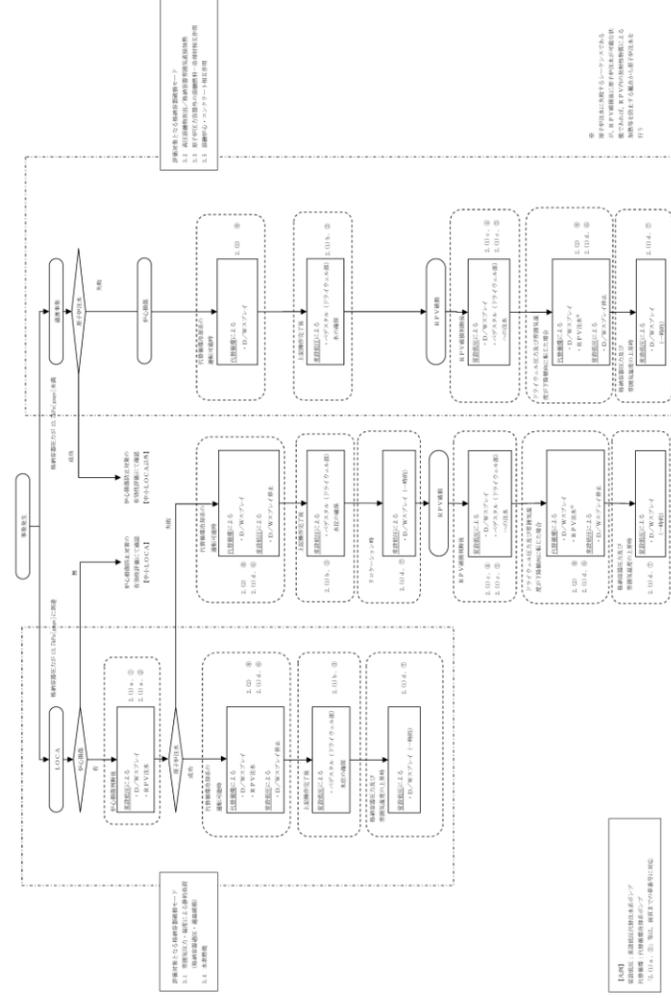
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>優先順位2 : S/C スプレイ</p> <ul style="list-style-type: none"> ・開始条件, 停止条件及び流量は優先順位1 と同じ <p>優先順位3 : 格納容器下部注水</p> <ul style="list-style-type: none"> ・流量 : 崩壊熱相当量(スクラム後5~10 時間 : 50 m³/h, 10~20 時間 : 40 m³/h, 20時間以降 : 35 m³/h)で注水 <p>優先順位4 : RPV 破損後のRPV への注水</p> <ul style="list-style-type: none"> ・流量 : 30 m³/h(S/C 水源でECCS を運転できる場合は全量注水) <p>これらは可能な限り並行して実施すべきものであるが, 中でもスプレイを優先する理由は, D/W スプレイ又はS/C スプレイを開始する状況は格納容器過圧又は過温破損の防止及び早期の格納容器ベントを抑制するための運転操作が必要な状況であり, これに即応する必要があるためである。D/W スプレイとS/C スプレイでは, より広い空間にスプレイすること等により, 格納容器の圧力及び温度の抑制効果が高いと考えられるD/W スプレイを優先することとしている。</p> <p>格納容器下部の溶融炉心の冷却については, RPV 破損前の注水により180 m³ (スクラム後5~10 時間後の崩壊熱に換算すると約3.6 時間分) の原子炉冷却材が確保されていること及びスプレイされた冷却材の流入によりS/C 水位が上昇した後は, リターンラインから格納容器下部への冷却材の流出による格納容器下部への注水にも期待できる(通常運転水位からリターンラインまでの体積は約810 m³であり, 流量140 m³/hで連続スプレイする場合, スプレイ開始から約5.8 時間でS/C 水位がリタ</p>		<p>優先順位 2 : 原子炉格納容器下部注水</p> <ul style="list-style-type: none"> ・流量 : 崩壊熱に余裕をみた量 (スクラム後~ 5 時間 : 60m³/h, 5~10 時間 : 55m³/h, 10~20 時間 : 35m³/h, 20 時間~40 時間 : 30m³/h, 40 時間~80 時間 : 20m³/h, 80 時間~120 時間 : 15m³/h, 120 時間以降 : 12m³/h) で注水 <p>優先順位 3 : RPV 破損後のRPV への注水</p> <ul style="list-style-type: none"> ・流量 : 15m³/h (S/C 水源でECCS を運転できる場合は全量注水) <p>これらは可能な限り並行して実施すべきものであるが, 中でも格納容器スプレイを優先する理由は, 格納容器スプレイを開始する状況は格納容器過圧又は過温破損の防止及び早期の格納容器ベントを抑制するための運転操作が必要な状況であり, これに即応する必要があるためである。D/W スプレイとS/C スプレイでは, より広い空間にスプレイすること等により, 原子炉格納容器の圧力及び温度の抑制効果が高いと考えられるD/W スプレイを実施することとしている。また, D/Wにスプレイを実施することで原子炉格納容器下部へ冷却材が流入するため, 原子炉格納容器下部の溶融炉心の冷却にも期待できる。</p> <p>原子炉格納容器下部の溶融炉心の冷却については, RPV 破損前の注水により原子炉格納容器下部には約 70m³(スクラム後5~10 時間後の崩壊熱に換算すると約2時間分)の冷却材が確保されていること及びD/Wスプレイした冷却材がD/W床面から原子炉格納容器下部へ流入することにも期待できることを考慮し, D/Wスプレイに次ぐ優先順位としている。</p>	<p>島根 2 号炉では外部水源による S / C スプレイには期待しない。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違【柏崎 6/7】 ・設備設計の相違【柏崎 6/7】 ・設備設計の相違【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は D / W スプレイにより原子炉格納容器下部へ冷却材が流入する。 ・運用の相違【柏崎 6/7】 ・設備設計の相違【柏崎 6/7】 ABWR はリターンラインがあることから, スプレイ水の格納容器下部への冷却材の流出による格納容器下部へ

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>ーンラインに到達する。)ことを考慮し、<u>スプレイに次ぐ優先順位</u>としている。</p> <p>RPV 破損後のRPV への注水には、RPV 内に残存する溶融炉心の冷却及びRPV 破損口から<u>冷却材</u>が流出することによる<u>格納容器下部</u>の溶融炉心の冷却にも期待できると考えられるが、RPV 破損口からの<u>冷却材</u>の流出の状況を確実に把握することは困難なことから、<u>格納容器下部注水</u>に必要な流量を確保した後の優先順位としている。</p> <p>しかしながら、RPV が破損した後の注水及び除熱の優先順位については、<u>現在改めて検討を進めているところであり、検討の結果によっては今後、前述の優先順位は変わりうるもの</u>と考えている。</p> <p><u>スプレイ又は注水により、S/C 水位が真空破壊弁高さまで到達する時点でスプレイを停止し、格納容器ベントを実施する。</u></p> <p><u>S/C 水位がリターンラインを上回る場合等、状況に応じて格納容器下部への注水の流量を抑制する余地はあると考えられるものの、格納容器下部の溶融炉心を確実に冷却する観点から、格納容器下部注水を停止する手順は定めておらず、崩壊熱相当量を注水し続ける手順</u>としている。</p> <p>以上の通り、<u>格納容器内の状態の不確かさを考慮しても、SOPによって確実なアクシデントマネジメントを実施することが可能である。</u></p> <p style="text-align: right;"><u>以上</u></p>		<p>RPV破損後のRPVへの注水には、RPV内に残存する溶融炉心の冷却及びRPV破損口から<u>原子炉冷却材</u>が流出することによる<u>原子炉格納容器下部</u>に堆積している溶融炉心の冷却にも期待できると考えられるが、RPV破損口からの<u>原子炉冷却材</u>の流出の状況を確実に把握することは困難なことから、<u>原子炉格納容器下部注水</u>に必要な流量を確保した後の優先順位としている。</p> <p>しかしながら、RPVが破損した後の注水及び除熱の優先順位については、<u>今後の検討結果により、前述の優先順位は変わりうるもの</u>と考えている。</p> <p><u>D/Wスプレイまたは注水により、S/C水位が通常水位+約1.3mに到達する時点でスプレイを停止し、格納容器ベントを実施する。ベント開始後は、崩壊熱に余裕をみた量の注水を継続し、原子炉格納容器下部の溶融炉心の冷却を継続する。</u></p> <p>以上のとおり、<u>原子炉格納容器内の状態の不確かさを考慮しても、SOPによって確実なアクシデントマネジメントを実施することが可能である。</u></p>	<p>の注水にも期待できる。</p> <p>・運用及び設備設計の相違 【柏崎 6/7】</p>



SOP-1
「RPV制御」

図1 SOP の対応フロー(1/3)



第1図 事故対応の流れ

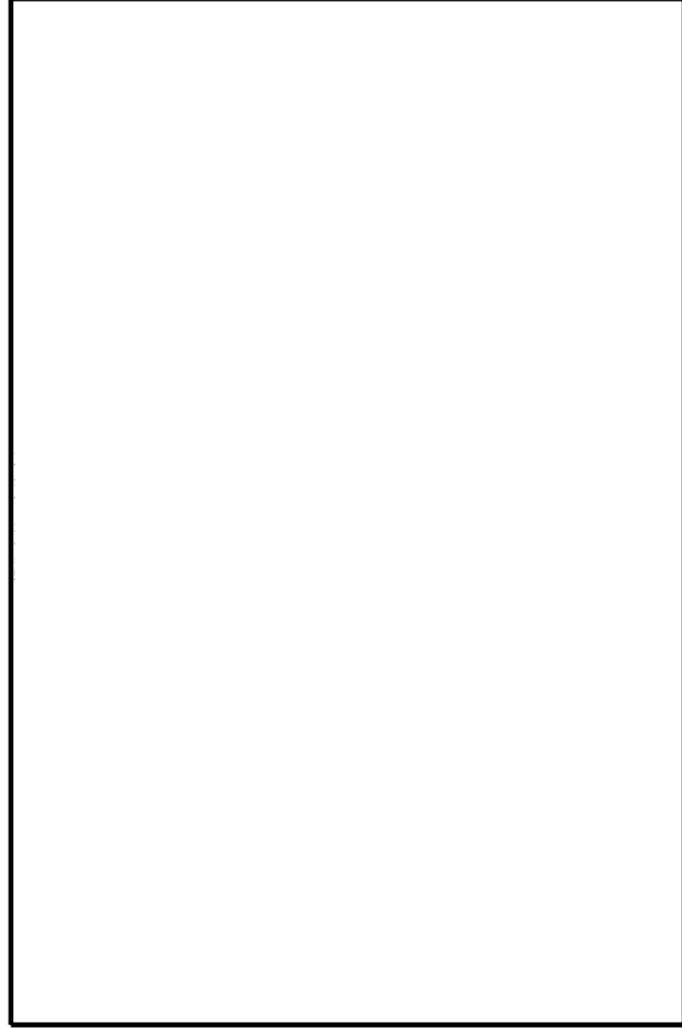


図1 SOP の対応フロー(全体)

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
<div data-bbox="172 569 807 1509" style="border: 1px solid black; width: 100%; height: 100%; position: relative;"> <div data-bbox="172 1409 219 1509" style="position: absolute; top: 5px; left: 5px; font-size: 8px;">SOP-2 「PCV新機」</div> </div> <div data-bbox="834 957 872 1289" style="text-align: center; margin-top: 10px;">図 1 SOP の対応フロー(2/3)</div>			

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
<div data-bbox="172 569 813 1516" style="border: 1px solid black; width: 100%; height: 100%; position: relative;"> <div data-bbox="172 1415 219 1507" style="position: absolute; top: 5px; left: 5px; font-size: 8px;"> SOP-3 「R/目録編」 </div> <div data-bbox="834 957 872 1289" style="position: absolute; right: 5px; bottom: 5px; transform: rotate(90deg); font-size: 10px;"> 図 1 SOP の対応フロー (3/3) </div> </div>			

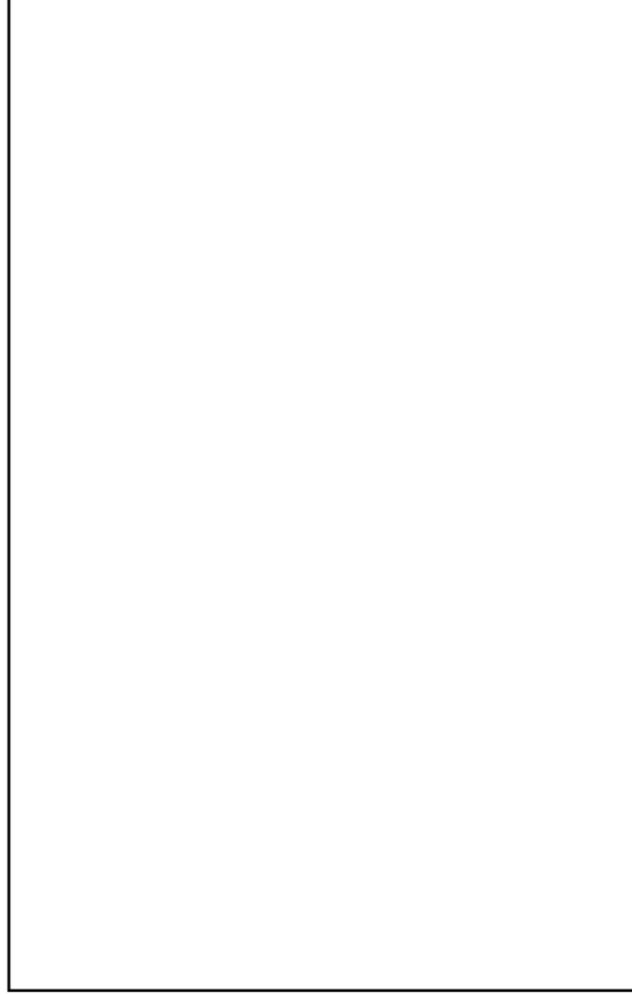


図2 格納容器の構造図 (ABWR, RCCV 型格納容器)

【ここまで】

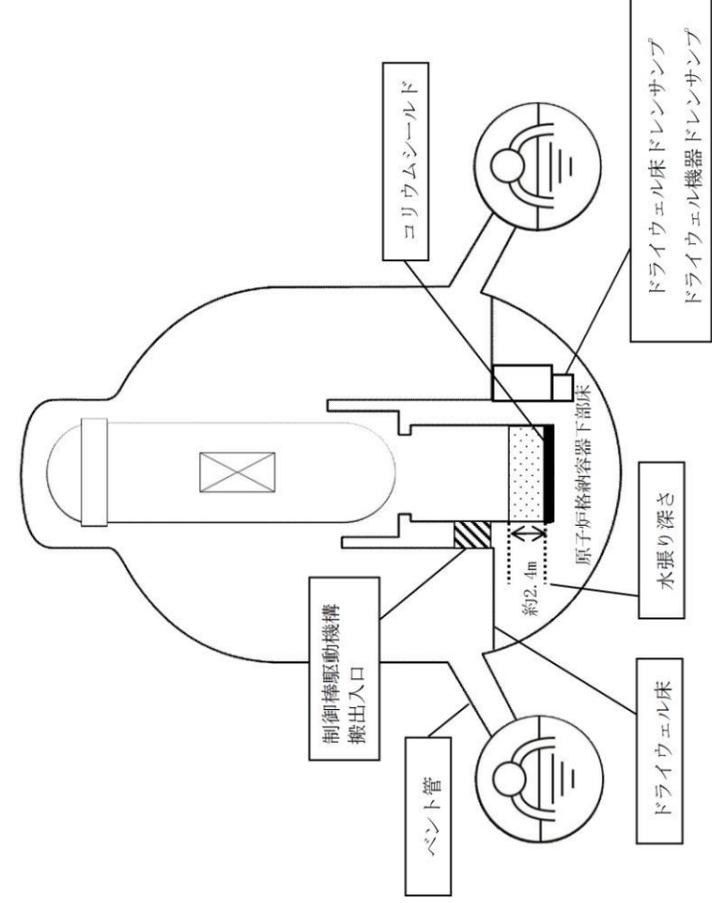


図2 原子炉格納容器の構造図

25. 常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性

柏崎刈羽 6 号及び 7 号炉 重要事故シーケンス(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)の概要

※常設設備を別の常設設備に変更することは考慮していない

事故シーケンスグループ	事象と対応の概要	炉心損傷防止設備			常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性
		炉心冷却	格納容器除熱	電源・水源	
高圧・低圧注水機能喪失 (TQVV)	<p>【事象概要】過渡事象(全給水喪失)発生と共に高圧及び低圧のECOS注水機能喪失が発生する。これに対し代替低圧注水設備(MUNO)により炉心へ注水し、格納容器ベントにより除熱する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> 高圧ECOS注水機能 (HPCF, RCIC) 低圧ECOS注水機能 (LPFL) 	<p>【高圧注水】-</p> <p>【減圧】S/R弁(8弁)</p> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生から約14分後に手動減圧 <p>【低圧注水】MUNO×2台</p> <ul style="list-style-type: none"> RHR(B)洗浄水ライン経由で注入 再冠水まで定格流量 再冠水後110m³/h、L3~L8水位維持 (PCVスプレイとの切替運転) 	<p>【PCVスプレイ】MUNO×2台</p> <ul style="list-style-type: none"> RHR(B)洗浄水ライン経由で注入 PCV圧力180kPa[range]到達以降140m³/hでスプレイ(炉注水との切替運転) <p>【海水除熱】-</p> <p>【ベント】FV又は耐圧強化(N/W)ベント</p> <ul style="list-style-type: none"> PCV圧力Pdで実施(約17時間後) 	<p>【電源】外部電源</p> <p>※外部電源「無し」の場合、事象発生と同時にRIPが全台トリップするため事象進展が速くなる。解析結果を厳しくするため、外部電源「有り」を想定</p> <p>【水源(補給含む)】CSP, 消防車</p> <ul style="list-style-type: none"> 12時間後から130m³/hでCSPに補給 	<p><炉心損傷防止></p> <p>炉心損傷回避のためには、約1時間までに高圧で注水する必要があるが、可搬型設備の使用開始は12時間を想定しているため、可搬型設備では炉心損傷は防止できない。</p> <p><格納容器破損防止></p> <p>リロケーション後、MOC1の発生防止のために下部ベズタルに7時間までに180m³(水深2m)の水張り完了を完了させる必要があるが、可搬型設備の使用開始は12時間を想定しているため、可搬型設備では対応できない。</p> <p><可搬型設備の実力値を考慮した場合></p> <p>消防車の注水は、事象発生後1時間で開始した訓練実績を踏まえ、消防車による注水の実施により、リロケーションを回避でき、RPVの破損及びPCVの破損は回避できると考えられる。</p>
高圧注水・減圧機能喪失 (TQUX)	<p>【事象概要】過渡事象(全給水喪失)発生と共に高圧のECOS注水機能及び自動減圧機能喪失が発生する。これに対し代替の自動減圧機能により原子炉を減圧、低圧ECOSにより注水し、RHRにより除熱する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> 高圧ECOS注水機能 (HPCF, RCIC) 自動減圧機能 (ADS) 	<p>【高圧注水】-</p> <p>【減圧】トランジェントADS(4弁)</p> <ul style="list-style-type: none"> L1到達10分後に自動減圧 <p>【低圧注水】RHR-LPFL×1台</p> <ul style="list-style-type: none"> 定格流量、L3~L8水位維持 	<p>【PCVスプレイ】-</p> <p>【海水除熱】RHR-S/Cクーリング×1、RHR-SHC×2</p> <ul style="list-style-type: none"> 12時間後にRHR-LPFLを停止、RHR-S/Cクーリング×1、RHR-SHC×2で除熱 <p>【ベント】-</p>	<p>【電源】外部電源</p> <p>【水源(補給含む)】S/C</p> <ul style="list-style-type: none"> 初期水量のみで対応可能。 RHR-SHCへの移行により注水不要となる。 	-
全交流動力電源喪失 (TB)	<p>【事象概要】全交流動力電源喪失が発生すると共に、24時間は代替電源等による交流電源復旧も不可となる。これに対し容量を増強した直流電源により24時間RCICによる原子炉注水を継続し、格納容器ベントにより除熱する。24時間後からは空冷式GTGから給電したLPFLにより注水し(約30分)、水位回復後、格納容器スプレイに切替を行う。加えて、低圧代替注水系(常設)を起動し、これにより原子炉への注水を行う。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源(外部電源、非常用D/G) 	<p>【高圧注水】RCIC</p> <ul style="list-style-type: none"> L2~L8間で水位維持 <p>【減圧】S/R弁(2弁)</p> <ul style="list-style-type: none"> 24時間後、RHRが待機状態になった後、手動減圧 <p>【低圧注水】RHR-LPFL(B)×1台</p> <ul style="list-style-type: none"> 手動減圧後、定格流量で注水 原子炉水位L8になった時点で、PCVスプレイに切替 MUNO×2台 RHR(A)洗浄水ライン経由で注水 	<p>【PCVスプレイ】RHR(B)-PCVスプレイ</p> <ul style="list-style-type: none"> LPFLにより、原子炉水位L8に到達した時点で切替 <p>【海水除熱】代替Hx</p> <ul style="list-style-type: none"> 24時間後に代替Hxを起動 <p>【ベント】FV又は耐圧強化(N/W)ベント</p> <ul style="list-style-type: none"> PCV圧力Pdで実施(約16時間後) 原子炉減圧に合わせてベント停止 	<p>【電源】直流電源、空冷式GTG</p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源無し 直流電源の負荷切離しを実施し、24時間RCICに供給 24時間後に空冷式GTGから給電 <p>【水源(補給含む)】CSP, 消防車</p> <ul style="list-style-type: none"> 12時間後から130m³/hでCSPに補給 	○
全交流電源喪失+RC10失効 (TBU)	<p>【事象概要】全交流動力電源喪失が発生すると共に、24時間は代替電源等による交流電源復旧も不可となる。加えて、RC10の機能喪失が重畳する。AM用直流電源により24時間HPAGによる原子炉注水を継続し、格納容器ベントにより除熱する。24時間後からは空冷式GTGから給電したLPFLにより注水し(約30分)、水位回復後、格納容器スプレイに切替を行う。加えて、低圧代替注水系(常設)を起動し、これにより原子炉への注水を行う。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源(外部電源、非常用D/G) 原子炉隔離時冷却系 	<p>【高圧注水】HPAC</p> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生後25分、手動起動 24時間後、RHRが待機状態になった後、手動減圧 <p>【減圧】S/R弁(2弁)</p> <ul style="list-style-type: none"> 24時間後、RHRが待機状態になった後、手動減圧 <p>【低圧注水】RHR-LPFL(B)×1台</p> <ul style="list-style-type: none"> 手動減圧後、定格流量で注水 原子炉水位L8になった時点で、PCVスプレイに切替 MUNO×2台 RHR(A)洗浄水ライン経由で注水 	<p>【PCVスプレイ】RHR(B)-PCVスプレイ</p> <ul style="list-style-type: none"> LPFLにより、原子炉水位L8に到達した時点で切替 <p>【海水除熱】代替Hx</p> <ul style="list-style-type: none"> 24時間後に代替Hxを起動 <p>【ベント】FV又は耐圧強化(N/W)ベント</p> <ul style="list-style-type: none"> PCV圧力Pdで実施(約16時間後) 原子炉減圧に合わせてベント停止 	<p>【電源】AM用直流電源、空冷式GTG</p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源無し 24時間HPAGに供給 24時間後に空冷式GTGから給電 <p>【水源(補給含む)】CSP, 消防車</p> <ul style="list-style-type: none"> 12時間後から130m³/hでCSPに補給 	○
全交流電源喪失+直流電源喪失 (TBD)	<p>【事象概要】全交流動力電源喪失が発生すると共に、24時間は代替電源等による交流電源復旧も不可となる。加えて、直流電源の機能喪失が重畳する。AM用直流電源により、24時間HPAGによる原子炉注水を継続し、格納容器ベントにより除熱する。24時間後からは空冷式GTGから給電したLPFLにより注水し(約30分)、水位回復後、格納容器スプレイに切替を行う。加えて、低圧代替注水系(常設)を起動し、これにより原子炉への注水を行う。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源(外部電源、非常用D/G) 直流電源 	<p>【高圧注水】RCIC</p> <ul style="list-style-type: none"> L2~L8間で水位維持 <p>【減圧】S/R弁(2弁)</p> <ul style="list-style-type: none"> 24時間後、RHRが待機状態になった後、手動減圧 <p>【低圧注水】RHR-LPFL(B)×1台</p> <ul style="list-style-type: none"> 手動減圧後、定格流量で注水 原子炉水位L8になった時点で、PCVスプレイに切替 MUNO×2台 RHR(A)洗浄水ライン経由で注水 	<p>【PCVスプレイ】</p> <ul style="list-style-type: none"> 低圧代替注水系(可搬型) 80m³/hでスプレイ(格納容器圧力0.18MPa到達後) <p>【海水除熱】代替Hx、RHR(B)-S/Cクーリング</p> <p>【ベント】</p> <ul style="list-style-type: none"> PCV圧力Pdで実施(約18時間後) 	<p>【電源】空冷式GTG</p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源無し 24時間後に空冷式GTGから給電 <p>【水源(補給含む)】CSP, 消防車</p> <ul style="list-style-type: none"> 4時間後から130m³/hでCSPに補給 	○
全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再開失敗 (TBP)	<p>【事象概要】全交流動力電源喪失が発生すると共に、SRV1弁が開閉する。開閉したSRV1からの蒸気流出により、RCICが動作不能となるまではRCICにより注水する。事象発生から4時間後に、SRV2弁の手動閉により原子炉を減圧し、低圧代替注水系(可搬型)での注水を行う。25.5時間後からは空冷式GTGから給電したLPFLにより注水を行う。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源(外部電源、非常用D/G) SRV1弁開閉 	<p>【高圧注水】RCIC</p> <ul style="list-style-type: none"> L2~L8間で水位維持 <p>【減圧】</p> <ul style="list-style-type: none"> 開閉したSRV1弁からの蒸気流出 S/R弁(2弁) 低圧代替注水系(可搬型)の使用が可能となった時点で(約4時間後)で手動減圧 <p>【低圧注水】</p> <ul style="list-style-type: none"> 低圧代替注水系(可搬型) 84m³/h(格納容器スプレイ実施前) 40m³/h(格納容器スプレイ実施~RHRによる注水まで) RHR-LPFL(B)×1台 定格流量で注水 	<p>【PCVスプレイ】</p> <ul style="list-style-type: none"> 低圧代替注水系(可搬型) 80m³/hでスプレイ(格納容器圧力0.18MPa到達後) <p>【海水除熱】代替Hx、RHR(B)-S/Cクーリング</p> <p>【ベント】</p> <ul style="list-style-type: none"> PCV圧力Pdで実施(約18時間後) 	<p>【電源】空冷式GTG</p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源無し 24時間後に空冷式GTGから給電 <p>【水源(補給含む)】CSP, 消防車</p> <ul style="list-style-type: none"> 4時間後から130m³/hでCSPに補給 	○
蒸気発生除去機能喪失 (取水機能喪失) (TW)	<p>【事象概要】過渡事象(全給水喪失)発生と共に取水機能喪失が発生する。これに対しRCIC、MUNOで注水を継続する。20時間後に代替原子炉補機冷却系を接続・起動し、RHRにより除熱する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> 取水機能(RCW, RSW) 	<p>【高圧注水】RCIC</p> <ul style="list-style-type: none"> L2~L8間で水位維持 <p>【減圧】S/R弁(2弁)</p> <ul style="list-style-type: none"> 70分以降のL8時点(約3時間後)で手動減圧 <p>【低圧注水】MUNO×2台</p> <ul style="list-style-type: none"> RHR(B)洗浄水ライン経由で注入 70分以降(約3時間後)注水開始、再冠水まで定格流量 再冠水後110m³/h、L3~L8水位維持 (PCVスプレイとの切替運転) 	<p>【PCVスプレイ】MUNO×2台</p> <ul style="list-style-type: none"> RHR(B)洗浄水ライン経由で注入 70分以降(約3時間後)注水開始、再冠水まで定格流量 再冠水後110m³/h、L3~L8水位維持 (PCVスプレイとの切替運転) <p>【海水除熱】代替Hx、RHR(A)-S/Cクーリング</p> <ul style="list-style-type: none"> 20時間後に代替Hxを起動 <p>【ベント】-</p>	<p>【電源】空冷式GTG</p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源無し 70分後から給電(RHR、MUNO等に給電) <p>【水源(補給含む)】CSP, 消防車</p> <ul style="list-style-type: none"> 12時間後から130m³/hでCSPに補給 	○

○：可搬型設備で代替することで炉心損傷を防止できる

×：可搬型設備の代替では炉心損傷を防止できない

柏崎刈羽6号及び7号炉 重要事故シーケンス(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故)の概要

※常設設備を別の常設設備に変更することは考慮していない

事故シーケンスグループ	事象と対応の概要	炉心損傷防止設備			常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性	
		炉心冷却	格納容器除熱	電源・水源		
崩壊熱除去機能喪失 (TW)	【事象概要】過渡事象(全給水喪失)発生と共に残留熱除去系機能喪失が発生する。これに対しRCIG、HPCFで注水を継続し、格納容器ベントにより除熱する。 【機能喪失の前提】 ・残留熱除去系(RHR)	【高圧注水】RCIG(事象初期)、HPCF 【減圧】S/R弁(1弁) ・手動減圧	【PCVスプレイ】MUWC×2台 ・RHR(B)洗浄水ライン経由で注入 ・PCV圧力180kPa[gage]到達以降140m ³ /hでスプレイ 【海水除熱】－ 【ベント】FV又は耐圧強化(W/W)ベント ・PCV圧力1Pdで実施(約22時間後)	【電源】外部電源 【水源(補給含む)】CSP、消防車 ・12時間後から130m ³ /hでCSPに補給	－	－
原子炉停止機能喪失 (TC)	【事象概要】過渡事象(MSIV閉)発生と共に全OR挿入失敗(ARI含む)が発生する。これに対し、代替RPTで出力上昇を抑制し、RCIG、HPCFで冠水を維持し、SLCIにより未臨界を確保する。 【機能喪失の前提】 ・スクラム機能(RPS) ・代替制御棒挿入機能(ARI)	【原子炉停止】代替RPT、SLC×1 ・SLC注入はスクラム失敗確認から10分後 【高圧注水】M/D-RFP、RCIG、HPCF ・M/D-RFP運転はホットウェル水位低下によるトリップまで ・RCIG、HPCFはD/W圧力「高」で起動、L1.5付近で水位維持 【減圧】－ 【低圧注水】－	【PCVスプレイ】－ 【海水除熱】RHR-S/Cクーリング×3 ・S/C水温高到達から10分後 【ベント】－	【電源】外部電源 【水源】CSP ・高圧注水の初期水源はCSPだが、事象発生から約30秒でD/W圧力「高」によりS/Cに切り替わる。	－	－
LOCA時注水機能喪失 (中小LOCA)	【事象概要】小LOCA(1cm ² の破損想定)発生と共に高圧及び低圧のECCS注水機能喪失が発生する。これに対し代替低圧注水設備(MUWC)により炉心へ注水し、格納容器ベントにより除熱する。 【機能喪失の前提】 ・高圧ECCS注水機能(HPCF、RCIG) ・低圧ECCS注水機能(LPFL) ・自動減圧機能(ADS)	【高圧注水】－ 【減圧】S/R弁(8弁) ・事象発生から約18分後に手動減圧 【低圧注水】MUWC×2台 ・RHR(B)洗浄水ライン経由で注入 ・再冠水まで定格流量 ・再冠水後110m ³ /h、L3~L8水位維持(PCVスプレイとの切替運転)	【PCVスプレイ】MUWC×2台 ・RHR(B)洗浄水ライン経由で注入 ・PCV圧力180kPa[gage]到達以降140m ³ /hでスプレイ(炉注水との切替運転) 【海水除熱】－ 【ベント】FV又は耐圧強化(W/W)ベント ・PCV圧力1Pdで実施(約17時間後)	【電源】非常用D/G ・外部電源無し 【水源(補給含む)】CSP、消防車 ・12時間後から130m ³ /hでCSPに補給	×	<炉心損傷防止> 炉心損傷回避のためには、約1時間までに高圧で注水する必要があるが、可搬型設備の使用開始は12時間を想定しているため、可搬型設備では炉心損傷は防止できない。 <格納容器破損防止> リロケーション後、MCC1の発生防止のために下部ベDESTALに7時間までに180m ³ (水深2m)の水張りを完了させる必要があるが、可搬型設備の使用開始は12時間を想定しているため、可搬型設備では対応できない。 <可搬型設備の実力値を考慮した場合> 消防車の注水は、事象発生後1時間で開始した訓練実績を踏まえ、消防車による注水の実施により、リロケーションを回避でき、RPVの破損及びPCVの破損は回避できると考えられる。
IS-LOCA	【事象概要】ISLOCA(HPCFポンプ吸込側の配管の10cm ² 破断を想定)が発生する。これに対しRCIG、HPCFで注水すると共に、破断箇所を隔離する。 【機能喪失の前提】－	【高圧注水】RCIG(事象初期) 【減圧】S/R弁(8弁) 事象発生から、15分後に中央制御室による破断箇所隔離に失敗し、漏えい抑制のために手動減圧(・破断口からの減圧) 【低圧注水】HPCF(健全側)	【PCVスプレイ】－ 【海水除熱】RHR-S/Cクーリング 【ベント】－	【電源】非常用D/G ・外部電源無し 【水源】CSP	－	－

○：可搬型設備で代替することで炉心損傷を防止できる

×：可搬型設備の代替では炉心損傷を防止できない

17 常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性

(1) 炉心損傷防止対策

※常設設備を別の常設設備に変更することは想定しない

事故シーケンス グループ	事故と対応の概要	炉心損傷防止設備			常設重大事故等対処設備の可搬型設備での代替	
		炉心冷却	格納容器除熱	電源・水源		
高圧・低圧注水機能喪失	<p>【事象概要】 過渡事象（全給水喪失）発生とともに高圧及び低圧の注水機能喪失が発生する。これに対し低圧代替注水系（常設）を用いて原子炉注水を実施し、代替格納容器スプレ冷却系（常設）を用いた格納容器冷却及び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。</p> <p>【機能喪失の前提】 ・高圧注水機能（HPCS^{*1}, RCIC^{*1}） ・低圧注水機能（LPCS^{*1}, LPCI^{*1}）</p>	<p>【高圧注水】 —</p> <p>【減圧】 <u>逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>（7個） ・事象発生から25分後に<u>手動減圧</u></p> <p>【低圧注水】 <u>低圧代替注水系（常設）</u> ・残留熱除去系C系ライン経由で注入 ・原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）にて水位維持</p>	<p>【格納容器スプレイ】 <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u> ・残留熱除去系B系ライン経由で注入 ・格納容器圧力 0.279MPa [gage] 到達以降 130m³/h でスプレイ（原子炉注水と同時）</p> <p>【海水除熱】 —</p> <p>【格納容器ベント】 <u>格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント系</u> ・格納容器圧力 0.31MPa [gage] で実施（約28時間）</p>	<p>【電源】 <u>非常用ディーゼル発電機等、常設代替高圧電源装置</u> ・外部電源なし^{**2} ・プラント状況判断の後、常設代替高圧電源装置 2 台により給電（低圧代替注水系（常設）に給電）</p> <p>【水源（補給含む）】 <u>代替淡水貯槽、西側淡水貯水設備、可搬型代替注水中型ポンプ</u> ・代替淡水貯槽を水源とした注水の開始時点で水位が上昇する流量で補給</p>	×	<p><炉心損傷防止> 炉心損傷回避のためには、事象発生の約1時間までに注水する必要があるが、可搬型設備の使用開始は3時間後を想定しているため、可搬型設備では炉心損傷は防止できない。</p>
高圧注水・減圧機能喪失	<p>【事象概要】 過渡事象（全給水喪失）発生とともに高圧注水機能及び原子炉減圧機能の喪失が発生する。これに対し過渡時自動減圧機能を用いて原子炉を減圧した後残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水、残留熱除去系を用いた格納容器除熱を実施する。</p> <p>【機能喪失の前提】 ・高圧注水機能（HPCS^{*1}, RCIC^{*1}） ・減圧機能</p>	<p>【高圧注水】 —</p> <p>【減圧】 <u>逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>（2個） ・原子炉水位異常低下（レベル1）到達から10分後に自動減圧</p> <p>【低圧注水】 <u>残留熱除去系（低圧注水系）、低圧炉心スプレイ系</u> ・原子炉水位高（レベル8）到達後、低圧炉心スプレイ系で原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）にて水位維持</p>	<p>【格納容器スプレイ】 —</p> <p>【海水除熱】 <u>残留熱除去系海水系、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u> ・原子炉水位高（レベル8）到達後に残留熱除去系1系列を低圧注水系からサブプレッション・プール冷却系に移行</p> <p>【格納容器ベント】 —</p>	<p>【電源】 <u>非常用ディーゼル発電機等</u> ・外部電源なし^{**2}</p> <p>【水源（補給含む）】 <u>サブプレッション・チェンバ</u></p>	—	<p>常設重大事故等対処設備に期待していない。</p>

※1 HPCS：高圧炉心スプレイ系，RCIC：原子炉隔離時冷却系，LPCS：低圧炉心スプレイ系，LPCI：残留熱除去系（低圧注水系）

※2 事故条件としては外部電源ありを設定しているが、運転員等操作や資源（水源、電源、燃料）の評価においては外部電源なしを考慮

○：可搬型設備に代替可能
×：可搬型設備に代替不能
—：常設重大事故等対処設備に期待していない

※常設設備を別の常設設備に変更することは想定しない

事故シナリオ グループ	事故と対応の概要	炉心損傷防止設備			常設重大事故等対処設備の可搬型設備での代替	
		炉心冷却	格納容器除熱	電源・水源		
全交流動力電源喪失 (長期 T B)	<p>【事象概要】 全交流動力電源喪失が発生するとともに、24 時間は代替電源等による交流電源復旧も不可となる。これに対し直流電源により 8 時間原子炉隔離時冷却系を用いた原子炉注水を継続する。8 時間後からは低圧代替注水系（可搬型）を用いて原子炉注水を継続し、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）を用いて格納容器冷却を実施する。24 時間後からは、常設代替高圧電源装置から給電し、残留熱除去系を用いて原子炉注水及び格納容器除熱の切替運転を実施する。</p> <p>【機能喪失の前提】 ・全交流動力電源（外部電源、非常用ディーゼル発電機等）</p>	<p>【高圧注水】 <u>原子炉隔離時冷却系</u> ・原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）にて水位維持</p> <p>【減圧】 <u>逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>（7 個） ・事象発生から 8 時間 1 分後（可搬型代替注水中型ポンプ接続後）に手動減圧</p> <p>【低圧注水】 <u>可搬型代替注水中型ポンプ</u> ・手動減圧後注水 ・原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）にて水位維持</p> <p><u>残留熱除去系（低圧注水系）</u> ・事象発生 24 時間後注水 ・原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）にて水位維持 ・原子炉注水停止期間中は格納容器除熱に使用</p>	<p>【格納容器スプレイ】 <u>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）</u> ・格納容器圧力 0.279MPa[gage] 到達以降 130m³/h でスプレイ（原子炉注水と同時）</p> <p>【海水除熱】 <u>残留熱除去系海水系，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系），残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u> ・原子炉注水との切替運転</p> <p>【格納容器ベント】 -</p>	<p>【電源】 <u>所内常設直流電源設備，常設代替高圧電源装置</u> ・外部電源なし ・直流電源の負荷切離を実施し、事象発生 8 時間の間原子炉隔離時冷却系に供給 ・事象発生 24 時間後に常設代替高圧電源装置から給電</p> <p>【水源（補給含む）】 <u>サブプレッション・チェンバ，西側淡水貯水設備，可搬型代替注水中型ポンプ</u> ・初期水量のみで対応可能。</p>	○	<炉心損傷防止> 可搬型設備による重大事故等対処設備の有効性を確認している。
全交流動力電源喪失 (T B D)	<p>【事象概要】 全交流動力電源喪失が発生するとともに、直流電源の喪失が重畳する。これに対し緊急用蓄電池により 8 時間高圧代替注水系を用いた原子炉注水を継続する。8 時間後からは低圧代替注水系（可搬型）を用いて原子炉注水を継続し、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）を用いて格納容器冷却を実施する。24 時間後からは、常設代替高圧電源装置から給電し、残留熱除去系を用いて原子炉注水及び格納容器除熱の切替運転を実施する。</p> <p>【機能喪失の前提】 ・全交流動力電源（外部電源、非常用ディーゼル発電機等） ・直流電源</p>	<p>【高圧注水】 <u>高圧代替注水系</u> ・原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）にて水位維持</p> <p>【減圧】 <u>逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>（7 個） ・事象発生から 8 時間 1 分後（可搬型代替注水中型ポンプ接続後）に手動減圧</p> <p>【低圧注水】 <u>可搬型代替注水中型ポンプ</u> ・手動減圧後注水 ・原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）にて水位維持</p> <p><u>残留熱除去系（低圧注水系）</u> ・事象発生 24 時間後注水 ・原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）にて水位維持 ・原子炉注水停止期間中は格納容器除熱に使用</p>	<p>【格納容器スプレイ】 <u>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）</u> ・格納容器圧力 0.279MPa[gage] 到達以降 130m³/h でスプレイ（原子炉注水と同時）</p> <p>【海水除熱】 <u>残留熱除去系海水系，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系），残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u> ・原子炉注水との切替運転</p> <p>【格納容器ベント】 -</p>	<p>【電源】 <u>常設代替直流電源設備，常設代替高圧電源装置</u> ・外部電源なし ・事象発生 24 時間後に常設代替高圧電源装置から給電</p> <p>【水源（補給含む）】 <u>サブプレッション・チェンバ，西側淡水貯水設備，可搬型代替注水中型ポンプ</u> ・初期水量のみで対応可能。</p>	○	<炉心損傷防止> 可搬型設備による重大事故等対処設備の有効性を確認している。

○：可搬型設備に代替可能
×：可搬型設備に代替不能
-：常設重大事故等対処設備に期待していない

※常設設備を別の常設設備に変更することは想定しない

事故シークエンス グループ	事故と対応の概要	炉心損傷防止設備			常設重大事故等対処設備の可搬型設備での代替
		炉心冷却	格納容器除熱	電源・水源	
全交流動力電源喪失 (TBP)	<p>【事象概要】 全交流動力電源喪失が発生するとともに、逃がし安全弁1弁の開固着が重畳する。これに対し常設代替高压電源装置を起動し、低压代替注水系（常設）により原子炉注水を実施する。その後、常設代替高压電源装置から給電し、残留熱除去系を用いた原子炉注水及び格納容器除熱の切替運転を実施する。</p> <p>【機能喪失の前提】 ・全交流動力電源（外部電源、非常用ディーゼル発電機等）</p>	<p>【高压注水】 <u>原子炉隔離時冷却系</u> ・原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）にて水位維持</p> <p>【減圧】 <u>逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>（7個） ・事象発生から3時間1分後（可搬型代替注水中型ポンプ接続後）に手動減圧</p> <p>【低压注水】 <u>可搬型代替注水中型ポンプ</u> ・手動減圧後注水 ・原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）にて水位維持</p> <p><u>残留熱除去系（低压注水系）</u> ・事象発生24時間後注水 ・原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）にて水位維持 ・原子炉注水停止期間中は格納容器除熱に使用</p>	<p>【格納容器スプレイ】 <u>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）</u> ・格納容器圧力 0.279MPa[gage]到達以降 130m³/hでスプレイ（原子炉注水と同時）</p> <p>【海水除熱】 <u>残留熱除去系海水系、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u> ・原子炉注水との切替運転</p> <p>【格納容器ベント】 -</p>	<p>【電源】 <u>常設代替直流電源設備、常設代替高压電源装置</u> ・外部電源なし ・事象発生24時間後に常設代替高压電源装置から給電</p> <p>【水源（補給含む）】 <u>サブプレッション・チェンバ、西側淡水貯水設備、可搬型代替注水中型ポンプ</u> ・初期水量のみで対応可能。</p>	<p><炉心損傷防止> ○ 可搬型設備による重大事故等対処設備の有効性を確認している。</p>
崩壊熱除去機能喪失 (取水機能喪失)	<p>【事象概要】 過渡事象（全給水喪失）発生とともに取水機能喪失が発生する。これに対し、原子炉隔離時冷却系、低压代替注水系（常設）を用いた原子炉注水を実施する。その後、緊急用海水系及び残留熱除去系を用いた原子炉注水及び格納容器除熱の切替運転を実施する。</p> <p>【機能喪失の想定】 ・取水機能（残留熱除去系海水系）</p>	<p>【高压注水】 <u>原子炉隔離時冷却系</u> ・原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）にて水位維持</p> <p>【減圧】 <u>逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>（7個） ・サブプレッション・プール熱容量制限到達時</p> <p>【低压注水】 <u>低压代替注水系（常設）</u> ・残留熱除去系C系ライン経由で注入 ・手動減圧後注水 ・原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）にて水位維持</p> <p><u>残留熱除去系（低压注水系）</u> ・格納容器圧力 0.279MPa[gage]到達以降注水 ・原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）にて水位維持 ・原子炉注水停止期間中は格納容器除熱に使用</p>	<p>【格納容器スプレイ】 -</p> <p>【海水除熱】 <u>緊急用海水系、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u> ・格納容器圧力 0.279MPa[gage]到達以降、除熱開始 ・原子炉注水との切替運転</p> <p>【格納容器ベント】 -</p>	<p>【電源】 <u>常設代替高压電源装置</u> ・外部電源なし ・2時間後までに常設代替高压電源装置2台（低压代替注水系（常設）に給電）、低压代替注水系（常設）による注水開始後、常設代替高压電源装置5台から給電（残留熱除去系等に給電）</p> <p>【水源（補給含む）】 <u>サブプレッション・チェンバ、代替淡水貯槽</u> ・初期水量のみで対応可能。</p>	<p><炉心損傷防止> ○ 事象発生3時間後までは、原子炉隔離時冷却系を用いた原子炉注水を継続し、その後、低压代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施することで炉心損傷を防止できる。</p>

○：可搬型設備に代替可能
×：可搬型設備に代替不能
-：常設重大事故等対処設備に期待していない

※常設設備を別の常設設備に変更することは想定しない

事故シーケンスグループ	事故と対応の概要	炉心損傷防止設備			常設重大事故等対処設備の可搬型設備での代替
		炉心冷却	格納容器除熱	電源・水源	
崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去機能喪失)	<p>【事象概要】 過渡事象（全給水喪失）発生とともに残留熱除去機能喪失が発生する。これに対し、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水を実施し、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）を用いた格納容器冷却、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。</p> <p>【機能喪失の想定】 ・残留熱除去系</p>	<p>【高圧注水】 原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系 ・原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）にて水位維持</p> <p>【減圧】 逃がし安全弁（自動減圧機能）（7個） ・サブプレッション・プール熱容量制限到達時</p> <p>【低圧注水】 低圧代替注水系（常設） ・残留熱除去系C系ライン経由で注入 ・手動減圧後注水 ・原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）にて水位維持</p>	<p>【格納容器スプレイ】 代替格納容器スプレイ冷却系（常設） ・残留熱除去系B系ライン経由で注入 ・格納容器圧力 0.279MPa〔gage〕到達以降 130m³/h でスプレイ（炉注水と同時）</p> <p>【海水除熱】 -</p> <p>【格納容器ベント】 格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント系 ・格納容器圧力 0.31MPa〔gage〕で実施（約 28 時間）</p>	<p>【電源】 非常用ディーゼル発電機等、常設代替高圧電源装置 ・外部電源なし※2 ・2 時間後までに常設代替高圧電源装置 2 台（低圧代替注水系（常設）に給電）</p> <p>【水源（補給含む）】 サブプレッション・チェンバ、代替淡水貯槽、西側淡水貯水設備、可搬型代替注水中型ポンプ ・代替淡水貯槽を水源とした注水の開始時点で水位が上昇する流量で補給</p>	<p>○ <炉心損傷防止> 事象発生 3 時間後までは、原子炉隔離時冷却系又は高圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水を継続し、その後、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施することで炉心損傷を防止できる。</p>
原子炉停止機能喪失	<p>【事象概要】 過渡事象（MS I V閉）発生とともに全制御棒挿入失敗（ARI含む）が発生する。これに対し、代替RPTで出力上昇を抑制し、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系で冠水を維持し、ほう酸注入系により未臨界を確保する。</p> <p>【機能喪失の前提】 ・スクラム機能（RPS） ・代替制御棒挿入機能（ARI）</p>	<p>【原子炉停止】 代替RPT、ほう酸注入系 ・ほう酸注入系の起動は事象発生後の6分後</p> <p>【高圧注水】 電動駆動給水ポンプ、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系 ・給復水系による原子炉注水はホットウェル水位低低による電動給水ポンプトリップまで ・原子炉隔離時冷却系は原子炉水位異常低下（レベル2）到達、高圧炉心スプレイ系は格納容器圧力高で自動起動し、原子炉水位異常低下（レベル1）近傍に水位を維持</p> <p>【減圧】 -</p> <p>【低圧注水】 -</p>	<p>【格納容器スプレイ】 -</p> <p>【海水除熱】 残留熱除去系海水系、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）×2 ・事象発生 17 分後以降除熱開始</p> <p>【格納容器ベント】 -</p>	<p>【電源】 外部電源</p> <p>【水源（補給含む）】 サブプレッション・チェンバ</p>	<p>- 常設重大事故等対処設備に期待していない。</p>

※2 事故条件としては外部電源ありを設定しているが、運転員等操作や資源（水源、電源、燃料）の評価においては外部電源なしを考慮

○：可搬型設備に代替可能
×：可搬型設備に代替不能
-：常設重大事故等対処設備に期待していない

※常設設備を別の常設設備に変更することは想定しない

事故シナリオグループ	事故と対応の概要	炉心損傷防止設備			常設重大事故等対処設備の可搬型設備での代替	
		炉心冷却	格納容器除熱	電源・水源		
LOCA時注水機能喪失	<p>【事象概要】 中破断LOCA (再循環系配管 3.7cm²の破損想定) 発生とともに高圧及び低圧の非常用炉心冷却系注水機能喪失が発生する。これに対し低圧代替注水系 (常設) を用いて原子炉注水を実施し、代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) を用いた格納容器冷却及び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。</p> <p>【機能喪失の前提】 ・高圧注水機能 (HPCS^{*1}, RCIC^{*1}) ・低圧注水機能 (LPCS^{*1}, LPCI^{*1})</p>	<p>【高圧注水】 —</p> <p>【減圧】 <u>逃がし安全弁 (自動減圧機能)</u> (7 個) ・事象発生から 25 分後に手動減圧</p> <p>【低圧注水】 <u>低圧代替注水系 (常設)</u> ・残留熱除去系 C 系ライン経由で注入 ・原子炉水位低 (レベル 3) から原子炉水位高 (レベル 8) にて水位維持</p>	<p>【格納容器スプレイ】 <u>代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)</u> ・残留熱除去系 B 系ライン経由で注入 ・格納容器圧力 0.279MPa [gage] 到達以降 130m³/h でスプレイ (炉注水と同時)</p> <p>【海水除熱】 —</p> <p>【格納容器ベント】 <u>格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント系</u> ・格納容器圧力 0.31MPa [gage] で実施 (約 28 時間)</p>	<p>【電源】 <u>非常用ディーゼル発電機, 常設代替高圧電源装置</u> ・外部電源なし ・プラント状況判断の後, 常設代替高圧電源装置 2 台により給電 (低圧代替注水系 (常設) に給電)</p> <p>【水源 (補給含む)】 <u>代替淡水貯槽, 西側淡水貯水設備, 可搬型代替注水大型ポンプ</u> ・代替淡水貯槽を水源とした注水の開始時点で水位が上昇する流量で補給</p>	×	<p><炉心損傷防止> 炉心損傷回避のためには, 約 1 時間までに注水する必要があるが, 可搬型設備の使用開始は 3 時間を想定しているため, 可搬型設備では炉心損傷は防止できない。</p>
格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)	<p>【事象概要】 ISLOCA (残留熱除去系熱交換器フランジ部の漏えいを想定) が発生する。これに対し, 原子炉隔離時冷却系, 低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系 (常設) を用いて原子炉注水を実施するとともに, 破断箇所を隔離する。</p> <p>【機能喪失の想定】 ・HPCS^{*1} ・残留熱除去系 B 系, C 系</p>	<p>【高圧注水】 <u>原子炉隔離時冷却系</u> ・原子炉水位低 (レベル 3) から原子炉水位高 (レベル 8) 水位維持</p> <p>【減圧】 <u>逃がし安全弁 (自動減圧機能)</u> (7 個) ・事象発生から 15 分後に手動減圧</p> <p>【低圧注水】 <u>低圧炉心スプレイ系</u> ・原子炉水位異常低下 (レベル 1) 到達時に停止 <u>低圧代替注水系 (常設)</u> ・残留熱除去系 C 系ライン経由で注入 ・事象発生 17 分後に注水 ・原子炉水位低 (レベル 3) 近傍に水位維持</p>	<p>【格納容器スプレイ】 —</p> <p>【海水除熱】 <u>残留熱除去系海水系, 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系), 残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系)</u> ・事象発生 25 分後以降除熱開始</p> <p>【格納容器ベント】 —</p>	<p>【電源】 <u>非常用ディーゼル発電機, 常設代替高圧電源装置</u> ・外部電源なし</p> <p>【水源 (補給含む)】 <u>代替淡水貯槽, サプレッション・チェンバ</u> ・初期水量のみで対応可能。</p>	○	<p><炉心損傷防止> 事象発生 3 時間後までは, 原子炉隔離時冷却系及び低圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水を継続し, その後, 低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を実施することで炉心損傷を防止できる。</p>

○: 可搬型設備に代替可能
×: 可搬型設備に代替不能
—: 常設重大事故等対処設備に期待していない

※常設設備を別の常設設備に変更することは想定しない

事故シナリオ グループ	事故と対応の概要	炉心損傷防止設備			常設重大事故等対処設備の可搬型設備での代替
		炉心冷却	格納容器除熱	電源・水源	
津波浸水による最終ヒートシンク喪失	<p>【事象概要】 津波により最終ヒートシンク喪失が発生する。また、全交流動力電源喪失が発生するとともに、24時間は代替電源等による交流電源復旧も不可となる。これに対し、浸水防護対策を実施し内包する設備を防護するとともに、直流電源により8時間原子炉隔離時冷却系を用いた原子炉注水を継続する。8時間後からは低圧代替注水系(可搬型)を用いて原子炉注水を継続し、代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)を用いて格納容器冷却を実施する。24時間後からは、常設代替高圧電源装置から給電し、緊急用海水系及び残留熱除去系を用いた原子炉注水及び格納容器除熱の切替運転を実施する。</p> <p>【機能喪失の想定】 ・取水機能(残留熱除去系海水系、非常用ディーゼル発電機海水系)</p>	<p>【高圧注水】 <u>原子炉隔離時冷却系</u> ・原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)にて水位維持</p> <p>【減圧】 <u>逃がし安全弁(自動減圧機能)</u>(7個) ・事象発生から8時間1分後(可搬型代替注水中型ポンプ接続後)に手動減圧</p> <p>【低圧注水】 <u>可搬型代替注水中型ポンプ</u> ・手動減圧後注水 ・原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)にて水位維持 <u>残留熱除去系(低圧注水系)</u> ・事象発生24時間後注水 ・原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)にて水位維持 ・原子炉注水停止期間中は格納容器除熱に使用</p>	<p>【格納容器スプレイ】 <u>代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)</u> ・格納容器圧力0.279MPa[gage]到達以降130m³/hでスプレイ(原子炉注水と同時)</p> <p>【海水除熱】 <u>緊急用海水系、残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)、残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)</u> ・原子炉注水との切換え運転</p> <p>【格納容器ベント】 -</p>	<p>【電源】 <u>所内常設直流電源設備、常設代替高圧電源装置</u> ・外部電源なし ・直流電源の負荷切離を実施し、事象発生8時間の間原子炉隔離時冷却系に供給 ・事象発生24時間後に常設代替高圧電源装置から給電</p> <p>【水源(補給含む)】 <u>サブプレッション・チェンバ、西側淡水貯水設備、可搬型代替注水中型ポンプ</u> ・初期水量のみで対応可能。</p>	<p>○ <炉心損傷防止> 可搬型設備による重大事故等対処設備の有効性を確認している。</p>

○：可搬型設備に代替可能
×：可搬型設備に代替不能
-：常設重大事故等対処設備に期待していない

20. 常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性

島根2号炉 重要事故シーケンス（運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）の概要（1/3）

※常設設備を別の常設設備に変更することは考慮していない

事故シーケンスグループ	事象と対応の概要	炉心損傷防止設備			常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性	
		炉心冷却	格納容器除熱	電源・水源		
高圧・低圧注水機能喪失 (TQUV)	<p>【事象概要】 過渡事象（全給水喪失）発生とともに高圧及び低圧の注水機能喪失が発生する。これに対し低圧原子炉代替注水系（常設）により原子炉へ注水し、格納容器ベントにより除熱する。</p> <p>【機能喪失の前提】 ・高圧ECCS注水機能（HPCS） ・原子炉隔離時冷却系（RCIC） ・低圧ECCS注水機能（LPCS, LPCI）</p>	<p>[高圧注水] ー</p> <p>[減圧] 逃がし安全弁（自動減圧機能付き）6個 ・事象発生から約30分後</p> <p>[低圧注水] 低圧原子炉代替注水系（常設） ・RHR注入ライン経由で注入 ・再冠水まで定格流量 ・再冠水後、崩壊熱分注水（L3～L8維持）</p>	<p>[PCVスプレイ] 格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・事象発生から約22時間後にPCVスプレイを実施 [海水除熱] ー</p> <p>[ベント] フィルタベント（W/W） ・サブプレッション・プール水位が通常水位＋約1.3mに到達で実施（約30時間後）</p>	<p>[電源] 非常用ディーゼル発電機 ・事象発生と同時に起動 ガスタービン発電機 ・事象発生10分後から給電 ・外部電源なし</p> <p>[水源（補給含む）] 低圧原子炉代替注水槽 ・準備完了後、輪谷貯水槽より低圧原子炉代替注水槽に適宜補給</p>	×	<p><炉心損傷防止> 炉心損傷回避のためには、約1時間までに注水する必要があるが、可搬型設備の使用は約2時間20分を想定しているため、可搬型設備による原子炉注水では炉心損傷は防止できない。</p>
高圧注水・減圧機能喪失 (TQUX)	<p>【事象概要】 過渡事象（全給水喪失）発生とともに高圧注水機能喪失の発生及び減圧機能として原子炉の手動減圧の失敗を想定する。これに対し代替自動減圧機能により原子炉を減圧、低圧ECCSにより注水し、RHRにより除熱する。</p> <p>【機能喪失の前提】 ・高圧ECCS注水機能（HPCS） ・原子炉隔離時冷却系（RCIC） ・減圧機能（手動減圧失敗）</p>	<p>[高圧注水] ー</p> <p>[減圧] 代替自動減圧（2個） ・原子炉水位低（L1）到達10分後自動減圧</p> <p>[低圧注水] 低圧ECCS ・再冠水まで定格流量 ・再冠水後、崩壊熱分注水、L3～L8維持</p>	<p>[PCVスプレイ] ー</p> <p>[海水除熱] RHRによるS/P水冷却</p> <p>[ベント] ー</p>	<p>[電源] 非常用ディーゼル発電機 ・事象発生と同時に起動 ・外部電源なし</p> <p>[水源（補給含む）] S/C ・初期水量のみで対応可能</p>	ー	ー
全交流動力電源喪失 (長期TB)	<p>【事象概要】 全交流動力電源喪失が発生するとともに24時間は代替電源等による交流電源復旧も不可となる。これに対し容量を増強した直流電源により24時間直流電源を維持し、RCICによる原子炉注水を8時間継続し、8時間以降低圧原子炉代替注水系（可搬型）により原子炉へ注水し、格納容器代替スプレイ系（可搬型）によりPCVスプレイを実施する。24時間後からはガスタービン発電機から給電する。</p> <p>【機能喪失の前提】 ・全交流動力電源喪失（外部電源、非常用D/G等）</p>	<p>[高圧注水] RCIC ・L2～L8で水位維持</p> <p>[減圧] 逃がし安全弁（自動減圧機能付き）（6個） ・事象発生から約8時間後に手動減圧</p> <p>[低圧注水] ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・RHR注入ライン経由で注入 ・水位回復まで定格流量 ・水位回復後、崩壊熱分注水、L3～L8維持</p>	<p>[PCVスプレイ] 格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・事象発生から約19時間後にPCVスプレイを実施 残留熱除去系（格納容器冷却モード） ・事象発生から24時間30分後にPCVスプレイを実施</p> <p>[海水除熱] 原子炉補機冷却系 ・事象発生から約24時間後に原子炉補機冷却系を起動</p>	<p>[電源] ガスタービン発電機 ・事象発生24時間後から給電 ・常設直流電源により24時間直流電源を維持 ・外部電源なし</p> <p>[水源（補給含む）] 輪谷貯水槽 ・輪谷貯水槽から原子炉へ注水</p>	○	<p><炉心損傷防止> 可搬型設備による重大事故等対処設備の有効性を確認している。</p>

- ：可搬型設備で代替することで炉心損傷を防止できる
- ×：可搬型設備の代替では炉心損傷を防止できない
- ー：可搬型設備の代替がある常設設備に期待していない

・設備設計及び運用の相違
【柏崎6/7，東海第二】

島根2号炉 重要事故シーケンス（運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）の概要（2/3）

※常設設備を別の常設設備に変更することは考慮していない

事故シーケンス グループ	事象と対応の概要	炉心損傷防止設備			常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合 の成立性
		炉心冷却	格納容器除熱	電源・水源	
全交流動力電源喪失 (TBU)	<p>【事象概要】 全交流動力電源喪失が発生するとともに24時間は代替電源等による交流電源復旧も不可となり、高圧及び低圧の注水機能喪失が発生する。これに対し容量を増強した直流電源により24時間直流電源を維持し、HPACによる原子炉注水を8.3時間継続し、それ以降低圧原子炉代替注水系（可搬型）にて原子炉へ注水し、格納容器代替スプレイ系によりPCVスプレイを実施する。24時間後からはガスタービン発電機から給電する。</p> <p>【機能喪失の前提】 ・高圧ECCS注水機能（HPCS） ・原子炉隔離時冷却系（RCIC） ・低圧ECCS注水機能（LPCS, LPCI） ・全交流動力電源喪失（外部電源、非常用D/G）</p>	<p>[高圧注水] HPAC ・L3～L8で水位維持</p> <p>[減圧] 逃がし安全弁（自動減圧機能付き）（6個） ・事象発生から約8.3時間後に手動減圧</p>	<p>[PCVスプレイ] 格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・事象発生から約19時間後にPCVスプレイを実施 残留熱除去系（格納容器冷却モード） ・事象発生から24時間30分後にPCVスプレイを実施</p> <p>[海水除熱] 原子炉補機冷却系 ・事象発生から約24時間後に原子炉補機冷却系を起動</p>	<p>[電源] ガスタービン発電機 ・事象発生24時間後から給電 ・常設直流電源により24時間直流電源を維持 ・外部電源なし</p> <p>[水源（補給含む）] 輪谷貯水槽 ・輪谷貯水槽から原子炉へ注水</p>	○ ＜炉心損傷防止＞ 可搬型設備による重大事故等対処設備の有効性を確認している。
全交流動力電源喪失 (TBD)	<p>【事象概要】 全交流動力電源喪失が発生するとともに直流電源喪失し、高圧及び低圧の注水機能喪失が発生する。これに対し容量を増強した直流電源により24時間直流電源を維持し、HPACによる原子炉注水を8.3時間継続し、それ以降低圧原子炉代替注水系（可搬型）にて原子炉へ注水し、格納容器代替スプレイ系によりPCVスプレイを実施する。24時間後からはガスタービン発電機から給電する。</p> <p>【機能喪失の前提】 ・高圧ECCS注水機能（HPCS） ・原子炉隔離時冷却系（RCIC） ・低圧ECCS注水機能（LPCS, LPCI） ・全交流動力電源喪失（外部電源、非常用D/G） ・直流電源喪失</p>	<p>[低圧注水] 低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・RHR注入ライン経由で注入 ・水位回復まで定格流量 ・水位回復後、崩壊熱分注水、L3～L8維持</p>	<p>[海水除熱] 原子炉補機冷却系 ・事象発生から約24時間後に原子炉補機冷却系を起動</p>	<p>[電源] ガスタービン発電機 ・事象発生24時間後から給電 ・常設直流電源により24時間直流電源を維持 ・外部電源なし</p> <p>[水源（補給含む）] 輪谷貯水槽 ・輪谷貯水槽から原子炉へ注水</p>	○ ＜炉心損傷防止＞ 可搬型設備による重大事故等対処設備の有効性を確認している。
全交流動力電源喪失 (TBP)	<p>【事象概要】 全交流動力電源喪失が発生するとともに逃がし安全弁1個が開固着し、原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで原子炉注水機能が喪失する。これに対し低圧原子炉代替注水系（可搬型）により原子炉へ注水し、格納容器代替スプレイ系（可搬型）により格納容器冷却を実施する。ガスタービン発電機により直流電源を維持し、非常用母線は24時間後から給電する。</p> <p>【機能喪失の前提】 ・高圧ECCS注水機能（HPCS） ・低圧ECCS注水機能（LPCS, LPCI） ・全交流動力電源喪失（外部電源、非常用D/G） ・逃がし安全弁1個開固着</p>	<p>[高圧注水] RCIC ・SRV1個開固着により水位低下継続 ・原子炉圧力低下により機能喪失</p> <p>[減圧] （・開固着した逃がし安全弁1個からの蒸気流出） ・逃がし安全弁（自動減圧機能付き）（6個） 低圧原子炉代替注水系（可搬型）の使用が可能となった時点（約2時間20分後）で手動減圧</p> <p>[低圧注水] 低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・RHR注入ライン経由で注入 ・水位回復まで定格流量 ・水位回復後、崩壊熱分注水（L3～L8維持）</p>	<p>[PCVスプレイ] 格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・事象発生から約21時間後にPCVスプレイを実施 残留熱除去系（格納容器冷却モード） ・事象発生から24時間30分後にPCVスプレイを実施</p> <p>[海水除熱] 原子炉補機冷却系 ・事象発生から約24時間後に原子炉補機冷却系を起動</p>	<p>[電源] ガスタービン発電機 ・事象発生24時間後から給電 ・常設直流電源により24時間直流電源を維持 ・外部電源なし</p> <p>[水源（補給含む）] 輪谷貯水槽 ・輪谷貯水槽から原子炉へ注水</p>	○ ＜炉心損傷防止＞ 可搬型設備による重大事故等対処設備の有効性を確認している。

- ：可搬型設備で代替することで炉心損傷を防止できる
- ×：可搬型設備の代替では炉心損傷を防止できない
- －：可搬型設備の代替がある常設設備に期待していない

・設備設計及び運用の相違
【柏崎6/7、東海第二】

島根2号炉 重要事故シーケンス（運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）の概要（3/3）

※常設設備を別の常設設備に変更することは考慮していない

事故シーケンスグループ	事象と対応の概要	炉心損傷防止設備			常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性
		炉心冷却	格納容器除熱	電源・水源	
崩壊熱除去機能喪失 (取水機能喪失) (TW)	<p>【事象概要】 過渡事象（全給水喪失）が発生するとともに取水機能喪失が発生する。これに対しRCICによる原子炉注水を継続し、8時間後に原子炉補機代替冷却系を接続・起動し、LPCIにより原子炉へ注水し、RHRにより除熱する。</p> <p>【機能喪失の前提】 ・取水機能（RSW）</p>	<p>【高圧注水】 RCIC ・L2～L8で水位維持</p> <p>【減圧】 逃がし安全弁（自動減圧機能付き）（6個） ・事象発生から約8時間後</p> <p>【低圧注水】 LPCI ・水位回復まで定格流量 ・水位回復後、崩壊熱分注水、L3～L8維持</p>	<p>【PCVスプレイ】 -</p> <p>【海水除熱】 原子炉補機代替冷却系 ・事象発生8時間後に原子炉補機代替冷却系を起動</p> <p>【ベント】 -</p>	<p>【電源】 ガスタービン発電機 ・事象発生10分後から給電 ・外部電源なし</p> <p>【水源（補給含む）】 S/C ・初期水量のみで対応可能</p>	-
崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去機能喪失) (TW)	<p>【事象概要】 過渡事象（全給水喪失）が発生するとともに残留熱除去機能喪失が発生する。これに対しRCICによる原子炉注水を継続し、8時間後からは低圧原子炉代替注水系（常設）にて注水を継続し、格納容器ベントにより除熱する。</p> <p>【機能喪失の前提】 ・残留熱除去系（RHR）</p>	<p>【高圧注水】 RCIC ・L2～L8で水位維持</p> <p>【減圧】 逃がし安全弁（自動減圧機能付き）（6個） ・事象発生から約8時間後に手動減圧</p> <p>【低圧注水】 低圧原子炉代替注水系（常設） ・RHR注入ライン経由で注入 ・水位回復まで定格流量 ・水位回復後、崩壊熱分注水、L3～L8維持</p>	<p>【PCVスプレイ】 格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・事象発生から約19時間後にPCVスプレイを実施</p> <p>【海水除熱】 -</p> <p>【ベント】 フィルタベント（W/W） ・サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達で実施（約30時間後）</p>	<p>【電源】 非常用ディーゼル発電機 ・事象発生と同時に起動 ガスタービン発電機 ・事象発生10分後から給電 ・外部電源なし</p> <p>【水源（補給含む）】 低圧原子炉代替注水槽 ・準備完了後、輪谷貯水槽より低圧原子炉代替注水槽に適宜補給</p>	○
原子炉停止機能喪失 (TC)	<p>【事象概要】 過渡事象（主蒸気隔離弁閉止）発生とともに全制御棒挿入失敗（ARI含む）が発生する。これに対しHPCS及びRCICにより注水を継続し、SLCにより未臨界を確保する。</p> <p>【機能喪失の前提】 ・スクラム機能（RPS） ・代替制御棒挿入機能（ARI） ・代替原子炉再循環ポンプトリップ機能（RPT）</p>	<p>【原子炉停止】 SLC ・SLC注入はS/C水温高（49℃）から10分後</p> <p>【高圧注水】 HPCS, RCIC ・水位回復までは定格流量 ・LIHで水位維持</p> <p>【減圧】 -</p> <p>【低圧注水】 -</p>	<p>【PCVスプレイ】 -</p> <p>【海水除熱】 RHRによるS/P水冷却</p> <p>【ベント】 -</p>	<p>【電源】 外部電源</p> <p>【水源（補給含む）】 S/C ・初期水量のみで対応可能</p>	-
LOCA時注水機能喪失 (中破断LOCA)	<p>【事象概要】 LOCA発生とともに高圧及び低圧注水機能喪失が発生する。これに対し低圧原子炉代替注水系（常設）により原子炉へ注水し、格納容器ベントにより除熱する。</p> <p>【機能喪失の前提】 ・高圧ECCS注水機能（HPCS） ・原子炉隔離時冷却系（RCIC） ・低圧ECCS注水機能（LPCS, LPCI） ・自動減圧機能（ADS）</p>	<p>【高圧注水】 -</p> <p>【減圧】 逃がし安全弁（自動減圧機能付き）（6個） ・事象発生から約30分後に手動減圧</p> <p>【低圧注水】 低圧原子炉代替注水系（常設） ・RHR注入ライン経由で注入 ・再冠水まで定格流量 ・再冠水後、崩壊熱分注水（L3～L8維持）</p>	<p>【PCVスプレイ】 格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・事象発生から約21時間後にPCVスプレイを実施</p> <p>【海水除熱】 -</p> <p>【ベント】 フィルタベント（W/W） ・サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達で実施（約27時間後）</p>	<p>【電源】 非常用ディーゼル発電機 ・事象発生と同時に起動 ガスタービン発電機 ・事象発生10分後から給電 ・外部電源なし</p> <p>【水源（補給含む）】 低圧原子炉代替注水槽 ・準備完了後、輪谷貯水槽より低圧原子炉代替注水槽に適宜補給</p>	×
格納容器バイパス (ISLOCA)	<p>【事象概要】 ISLOCA（残留熱除去系熱交換器フランジ部、残留熱除去系機器等からの漏えいを想定）が発生する。これに対しHPCS及びRCICにより注水を継続し、破断箇所を隔離する。</p> <p>【機能喪失の前提】 -</p>	<p>【高圧注水】 HPCS, RCIC</p> <p>【減圧】 逃がし安全弁（自動減圧機能付き）（6個） ・事象発生から約30分後に中央制御室による破断箇所隔離に失敗し、漏えい抑制のために手動減圧</p> <p>【低圧注水】 -</p>	<p>格納容器バイパス事象であるため、格納容器側のマネジメントは不要（ただし、破断箇所の隔離後は通常の停止手順で冷温停止に移行）</p>	<p>【電源】 外部電源</p> <p>【水源（補給含む）】 S/C ・初期水量のみで対応可能</p>	-

- ：可搬型設備で代替することで炉心損傷を防止できる
- ×：可搬型設備の代替では炉心損傷を防止できない
- ：可搬型設備の代替がある常設設備に期待していない

・設備設計及び運用の相違
【柏崎6/7、東海第二】

柏崎刈羽6号及び7号炉 重要事故シーケンス(運転中の原子炉における重大事故)の概要

※常設設備を別の常設設備に変更することは考慮していない

格納容器破損モード	事象設定	格納容器破損防止設備			常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性
		損傷炉心冷却	格納容器破損防護	電源・水源	
過温・過圧破損 (代替循環冷却)	<p>【事象概要】大LOCA(SHC吸込配管の全破断を想定)発生と共に高圧及び低圧のECGS注水機能喪失及び全交流動力電源喪失が発生し、炉心損傷に至る。これに対し、70分後に空冷式GTGから給電しMUNICにより炉心へ注水し、代替循環冷却の実施により除熱する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> 高圧ECGS注水機能(HPCF、RC1C) 低圧ECGS注水機能(LPFL) 全交流動力電源(外部電源、非常用D/G) 	<p>【高圧注水】-</p> <p>【減圧】(破断口からの減圧)</p> <p>【低圧注水】MUNIC×2台(RHR(B)洗浄水ライン経由)</p> <ul style="list-style-type: none"> 70分以降注水開始、再冠水まで定格流量 再冠水後90m³/h、破断口~L1水位維持(PCVスプレイトの切替運転) 代替Hxの準備が完了後、最大流量で原子炉注水 事象発生22時間後、MUNIC全停止 消防車(RHR(B)洗浄水ライン経由) 事象発生22.2時間から開始 	<p>【PCVスプレイト】MUNIC×2台</p> <ul style="list-style-type: none"> RHR(B)洗浄水ライン経由で注入 再冠水後140m³/hでスプレイト(炉注水との切替運転) 20.1時間後、最大流量でPCVスプレイトを実施 <p>【海水除熱】代替Hx</p> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生20時間後準備完了 <p>【代替循環冷却】MUNICを用いた代替循環冷却</p> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生22.5時間から開始 	<p>【電源】空冷式GTG</p> <ul style="list-style-type: none"> 70分後から給電(MUNICに給電) <p>【水源(補給含む)】CSP、消防車</p> <ul style="list-style-type: none"> 12時間後から130m³/hでCSPに補給 	<p>×</p> <p><炉心損傷防止> 炉心損傷回避のためには、約1時間までに高圧で注水する必要があるが、可搬型設備の使用開始は12時間を想定しているため、可搬型設備では炉心損傷は防止できない。</p> <p><格納容器破損防止> リロケーション後、MCCIの発生防止のために下部ベスタルに7時間までに180m³(水深2m)の水張りを完了させる必要があるが、可搬型設備の使用開始は12時間を想定しているため、可搬型設備では対応できない。</p> <p><可搬型設備の実力値を考慮した場合> 消防車の注水は、事象発生後1時間で開始した訓練実績を踏まえると、消防車による注水の実施により、リロケーションを回避でき、RPVの破損及びベント等によりPCVの破損は回避できると考えられる。</p>
過温・過圧破損 (格納容器ベント)	<p>【事象概要】大LOCA(SHC吸込配管の全破断を想定)発生と共に高圧及び低圧のECGS注水機能喪失及び全交流動力電源喪失が発生し、炉心損傷に至る。これに対し、70分後に空冷式GTGから給電しMUNICにより炉心へ注水し、格納容器ベントにより除熱する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> 高圧ECGS注水機能(HPCF、RC1C) 低圧ECGS注水機能(LPFL) 全交流動力電源(外部電源、非常用D/G) 代替循環冷却 	<p>【高圧注水】-</p> <p>【減圧】(破断口からの減圧)</p> <p>【低圧注水】MUNIC×2台(RHR(B)洗浄水ライン経由)</p> <ul style="list-style-type: none"> 70分以降注水開始、再冠水まで定格流量 再冠水後90m³/h、破断口~L1水位維持(PCVスプレイトの切替運転) 	<p>【PCVスプレイト】MUNIC×2台</p> <ul style="list-style-type: none"> RHR(B)洗浄水ライン経由で注入 再冠水後140m³/hでスプレイト(炉注水との切替運転) <p>【海水除熱】-</p> <p>【ベント】FV又は耐圧強化(W/W)ベント</p> <ul style="list-style-type: none"> PCV圧力2Pdで実施(約38時間後) 	<p>【電源】空冷式GTG</p> <ul style="list-style-type: none"> 70分後から給電(MUNICに給電) <p>【水源(補給含む)】CSP、消防車</p> <ul style="list-style-type: none"> 12時間後から130m³/hでCSPに補給 	<p>×</p> <p><炉心損傷防止> 炉心損傷回避のためには、約1時間までに高圧で注水する必要があるが、可搬型設備の使用開始は12時間を想定しているため、可搬型設備では炉心損傷は防止できない。</p> <p><格納容器破損防止> リロケーション後、MCCIの発生防止のために下部ベスタルに7時間までに180m³(水深2m)の水張りを完了させる必要があるが、可搬型設備の使用開始は12時間を想定しているため、可搬型設備では対応できない。</p> <p><可搬型設備の実力値を考慮した場合> 消防車の注水は、事象発生後1時間で開始した訓練実績を踏まえると、消防車による注水の実施により、リロケーションを回避でき、RPVの破損及びベント等によりPCVの破損は回避できると考えられる。</p>

○：可搬型設備で代替することで炉心損傷を防止できる

×：可搬型設備の代替では炉心損傷を防止できない

柏崎刈羽6号及び7号炉 重要事故シーケンス(運転中の原子炉における重大事故)の概要

※常設設備を別の常設設備に変更することは考慮していない

格納容器破損モード	事象設定	格納容器破損防止設備			常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性	
		損傷炉心冷却	格納容器破損防護	電源・水源		
高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱 (HPWE/DCH) 溶融燃料-冷却材相互作用 (FCI)	<p>【事象概要】高圧及び低圧のEGCS注水機能、自動減圧機能、重大事故等対処設備の原子炉注水機能の喪失が発生、低圧注水機能を喪失しているため手順に従い手動減圧をせず、原子炉が高圧の状態での炉心損傷に至る(※)。その後、手順に従いBAF+燃料有効長10%で手動減圧する。溶融炉心落下前(RPV下鏡300℃を起点)にベデスタルへの2mの水張りを行うと共に格納容器スプレイを行い確実に原子炉の減圧を継続する。RPV破損に伴い溶融炉心と水との相互作用による荷重が生じるが、PCVの健全性は維持される。また2mの水張り及び溶融炉心落下後のベデスタルへの注水によりコア・コンクリート反応は抑制される。その後は注水先を原子炉ではなく下部D/Wとした代替循環冷却を行い格納容器の除熱を継続する。</p> <p>※重大事故等対処設備(MUWCによる炉注水)に期待する場合、上記事象による炉心損傷は防止できるため、重大事故等対処設備による炉注水にも期待していない。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> 高圧EGCS注水機能(HPCF、RCIC) 自動減圧機能(ADS) 低圧EGCS注水機能(LPFL) 低圧代替注水系(MUWC) 	<p>【高圧注水】-</p> <p>【減圧】S/R弁(2弁)</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位BAF+10%で手動減圧 <p>【低圧注水】-</p>	<p>【PCVスプレイ】代替格納容器スプレイ</p> <ul style="list-style-type: none"> RPV下鏡温度300℃で開始(SRV環境温度緩和、70m³/h) PCV圧力465kPa[gage]で開始、390kPa[gage]で停止(130m³/h) <p>【ベデスタル注水】MUWC</p> <ul style="list-style-type: none"> RPV破損前(下鏡温度300℃(3.7時間後)から2m(90m³/hで2時間)の水張り RPV破損後は20時間後までMUWCで崩壊熱相当量の注水 <p>【海水除熱】代替Hx</p> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生20時間後準備完了 <p>【代替循環冷却】MUWCを用いた代替循環冷却(※)</p> <ul style="list-style-type: none"> 事象発生20.5時間から開始 ※本シナリオでの注水先は原子炉ではなく下部D/W 	<p>【電源】非常用D/G</p> <p>【水源(補給含む)】CSP、消防車</p> <ul style="list-style-type: none"> 12時間後から130m³/hでCSPに補給 	-	-
溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)					×	<p><格納容器破損防止></p> <p>リロケーション後、MCCIの発生防止のために下部ベデスタルに7時間までに180m³(水深2m)の水張りを完了させる必要があるが、可搬型設備では対応できない。</p> <p><可搬型設備の実力値を考慮した場合></p> <p>消防車の注水は、事象発生後1時間で開始した訓練実績を踏まえると、消防車によるベデスタルへの注水の実施及びベントにより、PCVの破損は回避できると考えられる。</p>
水素燃焼	過温・過圧破損(代替循環冷却)と同じ。	過温・過圧破損(代替循環冷却)と同じ。	過温・過圧破損(代替循環冷却)と同じ。	過温・過圧破損(代替循環冷却)と同じ。	×	<p><炉心損傷防止></p> <p>過温・過圧破損(代替循環冷却)と同じ。</p> <p><格納容器破損防止></p> <p>過温・過圧破損(代替循環冷却)と同じ。</p> <p>水素燃焼の観点では、炉心損傷及びRPV破損有無に係らず事象発生から7日間は酸素濃度が可燃限界の5vol%に到達しない。</p> <p><可搬型設備の実力値を考慮した場合></p> <p>過温・過圧破損(代替循環冷却)と同じ。</p> <p>水素燃焼の観点では、炉心損傷及びRPV破損有無に係らず事象発生から7日間は酸素濃度が可燃限界の5vol%に到達しない。</p>

○：可搬型設備で代替することで炉心損傷を防止できる

×：可搬型設備の代替では炉心損傷を防止できない

(2) 格納容器破損防止対策

※常設設備を別の常設設備に変更することは想定しない

格納容器破損モード	事象設定	格納容器破損防止設備			常設設備の可搬型での代替
		損傷炉心冷却	格納容器破損防止	電源・水源	
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損） （代替循環冷却系を使用する場合）	<p>【事象概要】 大LOCA（再循環系配管（出口ノズル）の両端破断）発生とともに高圧及び低圧の注水機能喪失及び全交流動力電源喪失が発生し、炉心損傷に至る。これに対し、25分後に常設代替高圧電源装置から給電した低圧代替注水系（常設）により炉心へ注水し、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び代替循環冷却系により格納容器を冷却・除熱する。</p> <p>【機能喪失の前提】 ・高圧注水機能（HPCS, RCIC） ・低圧注水機能（LPCI, LPCS） ・全交流動力電源（外部電源、非常用ディーゼル発電機等）</p>	<p>【高圧注水】 —</p> <p>【減圧】 （破断口からの減圧）</p> <p>【低圧注水】 <u>常設低圧代替注水系ポンプ（2台）</u> ・残留熱除去系C系ライン経由で注入 ・事象発生から25分後に230m³/hで実施</p> <p><u>緊急用海水系、代替循環冷却系</u> ・事象発生90分後から開始</p>	<p>【格納容器スプレイ】 <u>常設低圧代替注水系ポンプ（2台）</u> ・残留熱除去系B系ライン経由で注入 ・事象発生から25分後に130m³/hで実施</p> <p>【ベDESTAL（ドライウエル部）注水】 —</p> <p>【海水除熱】 <u>緊急用海水系、代替循環冷却系</u> ・事象発生90分後から開始</p> <p>【格納容器ベント】 —</p> <p>【窒素注入】 <u>可搬型窒素供給装置</u> ・格納容器内酸素濃度4.0vol%（ドライ条件）到達で窒素注入開始</p>	<p>【電源】 <u>常設代替高圧電源装置</u> ・外部電源なし ・プラントの状況判断の後、常設代替高圧電源装置2台を起動し、緊急用母線に給電（低圧代替注水系（常設）及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）に給電） ・その後、常設代替高圧電源装置3台を追加起動し、非常用母線に給電</p> <p>【水源（補給含む）】 <u>代替淡水貯槽、サブプレッション・プール</u> ・初期水量のみで対応可能</p>	<p><損傷炉心冷却> 作業開始から170分で可搬型設備による原子炉注水が可能となるが、炉心損傷しており作業現場周辺の線量が高い場合には作業着手が遅れる可能性がある。原子炉注水を実施できない場合、事象発生から3.3時間後に原子炉圧力容器が破損することから、可搬型設備では原子炉圧力容器破損前の損傷炉心注水は行えない可能性がある。</p> <p>×</p> <p><格納容器破損防止> ベDESTAL（ドライウエル部）には通常運転時から1m水位が確保されているため、原子炉圧力容器破損に伴い溶融炉心が落下することで蒸気が発生し、格納容器の過圧・過温に寄与する。作業着手が遅れた場合には、格納容器スプレイによって原子炉圧力容器破損時の過圧・過温を抑制できない可能性がある。また、ベDESTAL（ドライウエル部）注水も実施できないため、溶融炉心の露出やベDESTALの侵食によって、格納容器の健全性に影響を与える可能性がある。</p>
水素燃焼	<p>【事象概要】 大LOCA（再循環系配管（出口ノズル）の両端破断）発生とともに高圧及び低圧の注水機能喪失及び全交流動力電源喪失が発生し、炉心損傷に至る。これに対し、25分後に常設代替高圧電源装置から給電した低圧代替注水系（常設）により炉心へ注水し、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により格納容器を冷却・除熱する。</p> <p>【機能喪失の前提】 ・高圧注水機能（HPCS, RCIC） ・低圧注水機能（LPCI, LPCS） ・全交流動力電源（外部電源、非常用ディーゼル発電機等）</p>	<p>【高圧注水】 —</p> <p>【減圧】 （破断口からの減圧）</p> <p>【低圧注水】 <u>常設低圧代替注水系ポンプ（2台）</u> ・残留熱除去系C系ライン経由で注入 ・事象発生から25分後に230m³/hで実施 ・原子炉水位LO到達後、崩壊熱相当の注水量に調整</p>	<p>【格納容器スプレイ】 <u>常設低圧代替注水系ポンプ（2台）</u> ・残留熱除去系B系ライン経由で注入 ・事象発生から25分後に130m³/hで実施 ・原子炉水位LO到達後、130m³/hで圧力制御（0.400MPa[gage]～0.465MPa[gage]）</p> <p>【ベDESTAL（ドライウエル部）注水】 —</p> <p>【海水除熱】 —</p> <p>【格納容器ベント】 <u>格納容器圧力逃がし装置</u> ・サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m到達にて実施（約19時間後）</p> <p>【窒素注入】 —</p>	<p>【電源】 <u>常設代替高圧電源装置</u> ・外部電源なし ・プラントの状況判断の後、常設代替高圧電源装置2台を起動し、緊急用母線に給電（低圧代替注水系（常設）及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）に給電） ・その後、常設代替高圧電源装置3台を追加起動し、非常用母線に給電</p> <p>【水源（補給含む）】 <u>代替淡水貯槽、西側淡水貯水設備、可搬型代替注水中型ポンプ</u> ・代替淡水貯槽を水源とした注水の開始時点で水位が上昇する流量で補給</p>	<p><損傷炉心冷却> 作業開始から170分で可搬型設備による原子炉注水が可能となるが、炉心損傷しており作業現場周辺の線量が高い場合には作業着手が遅れる可能性がある。原子炉注水を実施できない場合、事象発生から3.3時間後に原子炉圧力容器が破損することから、可搬型設備では原子炉圧力容器破損前の損傷炉心注水は行えない可能性がある。</p> <p>×</p> <p><格納容器破損防止> ベDESTAL（ドライウエル部）には通常運転時から1m水位が確保されているため、原子炉圧力容器破損に伴い溶融炉心が落下することで蒸気が発生し、格納容器の過圧・過温に寄与する。作業着手が遅れた場合には、格納容器スプレイによって原子炉圧力容器破損時の過圧・過温を抑制できない可能性がある。また、ベDESTAL（ドライウエル部）注水も実施できないため、溶融炉心の露出やベDESTALの侵食によって、格納容器の健全性に影響を与える可能性がある。</p>

○：可搬型設備に代替可能
×：可搬型設備に代替不能
—：常設重大事故等対処設備に期待していない

※常設設備を別の常設設備に変更することは想定しない

格納容器破損モード	事象設定	格納容器破損防止設備			常設設備の可搬型での代替
		損傷炉心冷却	格納容器破損防止	電源・水源	
<p>高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱 (DCH)</p>	<p>【事象概要】 給水流量の全喪失の発生とともに高圧及び低圧の注水機能喪失及び全交流動力電源喪失が発生し、重大事故等対処設備による原子炉注水を考慮しないため炉心損傷に至る。 手順に従い、原子炉水位が燃料有効長頂部から燃料有効長の20%上の位置に到達した時点で、逃がし安全弁2弁を用いて原子炉を手動減圧する。 原子炉圧力容器破損が破損し、溶融炉心がベDESTAL (ドライウエル部) に落下することで、溶融炉心と水の相互作用による荷重が生じるが、代替循環冷却系による格納容器除熱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により格納容器の健全性は維持される。また、ベDESTAL (ドライウエル部) のプール水及び溶融炉心落下後のベDESTAL (ドライウエル部) 注水により溶融炉心・コンクリート相互作用は抑制される。その後は代替循環冷却系による格納容器除熱を実施する。</p>	<p>【高圧注水】 -</p> <p>【減圧】 <u>逃がし安全弁 (自動減圧機能) (2弁)</u> ・原子炉水位が燃料有効長頂部から燃料有効長の20%上の位置に到達した時点で手動減圧 (DCH防止)</p> <p>【低圧注水】 <u>緊急用海水系、代替循環冷却系</u> ・原子炉圧力容器破損 (約4.5時間後) 後、100m³/hで原子炉注水</p>	<p>【格納容器スプレイ】 <u>常設低圧代替注水系ポンプ (2台)</u> ・残留熱除去系B系ライン経由で注入 ・原子炉圧力容器破損 (約4.5時間後) を検知後、300m³/hでスプレイ ・格納容器圧力が低下傾向に転じた後、130m³/hで圧力制御 (0.400MPa[gage]~0.465MPa[gage])</p> <p>【ベDESTAL (ドライウエル部) 注水】 <u>常設低圧代替注水系ポンプ (2台)</u> ・炉心損傷を確認後、ベDESTAL (ドライウエル部) 水位調整 ・原子炉圧力容器破損 (約4.5時間後) を検知後、80m³/hで注水 ・ベDESTAL (ドライウエル部) 水位を2.25m~2.75mに制御</p> <p>【海水除熱】 <u>緊急用海水系、代替循環冷却系</u> ・事象発生90分後から開始</p> <p>【格納容器ベント】 -</p> <p>【窒素注入】 <u>可搬型窒素供給装置</u> ・格納容器内酸素濃度4.0vol% (ドライ条件) 到達で窒素注入開始</p>	<p>【電源】 <u>常設代替高圧電源装置</u> ・外部電源なし ・プラントの状況判断の後、常設代替高圧電源装置2台を起動し、緊急用母線に給電 (低圧代替注水系 (常設) 及び代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) に給電) ・その後、常設代替高圧電源装置3台を追加起動し、非常用母線に給電</p> <p>【水源 (補給含む)】 <u>代替淡水貯槽、サブプレッション・プール</u> ・初期水量のみで対応可能。</p>	<p>○：可搬型設備に代替可能 ×：可搬型設備に代替不能 -：常設重大事故等対処設備に期待していない</p>
<p>原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用 (FCI)</p>	<p>【機能喪失の前提】 ・高圧注水機能 (HPCS, RCIC) ・低圧注水機能 (LPCS, LPCI) ・全交流動力電源 (外部電源, 非常用ディーゼル発電機等)</p> <p>【評価上の仮定】 ・原子炉圧力容器破損までの重大事故等対処設備による原子炉注水を考慮しない</p>	<p>○：可搬型設備に代替可能 ×：可搬型設備に代替不能 -：常設重大事故等対処設備に期待していない</p>	<p>○：可搬型設備に代替可能 ×：可搬型設備に代替不能 -：常設重大事故等対処設備に期待していない</p>	<p>○：可搬型設備に代替可能 ×：可搬型設備に代替不能 -：常設重大事故等対処設備に期待していない</p>	<p>○：可搬型設備に代替可能 ×：可搬型設備に代替不能 -：常設重大事故等対処設備に期待していない</p>
<p>溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI)</p>	<p>○：可搬型設備に代替可能 ×：可搬型設備に代替不能 -：常設重大事故等対処設備に期待していない</p>	<p>○：可搬型設備に代替可能 ×：可搬型設備に代替不能 -：常設重大事故等対処設備に期待していない</p>	<p>○：可搬型設備に代替可能 ×：可搬型設備に代替不能 -：常設重大事故等対処設備に期待していない</p>	<p>○：可搬型設備に代替可能 ×：可搬型設備に代替不能 -：常設重大事故等対処設備に期待していない</p>	<p>○：可搬型設備に代替可能 ×：可搬型設備に代替不能 -：常設重大事故等対処設備に期待していない</p>

×
<格納容器破損防止>
ベDESTAL (ドライウエル部) には通常運転時から1m水位が確保されているため、原子炉圧力容器破損に伴い溶融炉心が落下することで蒸気が発生し、格納容器の過圧・過温に寄与する。作業着手が遅れた場合には、格納容器スプレイによって原子炉圧力容器破損時の過圧・過温を抑制できない可能性がある。また、ベDESTAL (ドライウエル部) 注水も実施できないため、溶融炉心の露出やベDESTALの侵食によって、格納容器の健全性に影響を与える可能性がある。

島根2号炉 重要事故シーケンス（運転中の原子炉における重大事故）の概要

※常設設備を別の常設設備に変更することは考慮していない

格納容器破損モード	事象設定	格納容器破損防止設備			常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性	
		損傷炉心冷却	格納容器破損防止	電源・水源		
過温・過圧破損防止（残留熱代替除去系を使用する場合）	<p>【事象概要】 大破断LOCA（再循環ポンプ吸込側配管の瞬時同時破断を想定）発生とともに高圧及び低圧注水機能喪失及び全交流動力電源喪失が発生し、炉心損傷に至る。これに対し、ガスタービン発電機から給電した、残留熱代替除去系により炉心への注水、格納容器の除熱を実施する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・高圧ECCS注水機能（HPCS） ・低圧ECCS注水機能（LPCS、LPCI） ・全交流動力電源喪失（外部電源、非常用D/G） 	<p>[高圧注水] -</p> <p>[減圧] -（LOCAにより減圧）</p> <p>[低圧注水] 低圧原子炉代替注水系（常設）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・RHR（A）注入ライン経由で注入 ・残留熱代替除去系 ・事象発生10時間から開始 	<p>[海水除熱] 原子炉補機代替冷却系</p> <ul style="list-style-type: none"> ・事象発生10時間後準備完了 <p>[代替循環冷却] 残留熱代替除去系を用いた代替循環冷却</p> <ul style="list-style-type: none"> ・事象発生10時間から開始 <p>[窒素注入] 可搬式窒素供給装置</p> <ul style="list-style-type: none"> ・事象発生12時間後から注入開始 	<p>[電源] ガスタービン発電機</p> <ul style="list-style-type: none"> ・外部電源なし ・事象発生10分後から給電 <p>[水源（補給含む）] 低圧原子炉代替注水槽（原子炉注水）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・準備完了後、輪谷貯水槽より低圧原子炉代替注水槽に適宜補給 	○	<p><格納容器破損防止> リロケーション後、MCCIの発生防止のためにベDESTALに約3.3時間までに水深2.4mの水張りを完了させる必要があるが、可搬型設備で対応できる。</p>
過温・過圧破損防止（残留熱代替除去系を使用しない場合）	<p>【事象概要】 大破断LOCA（再循環ポンプ吸込側配管の瞬時両端破断を想定）発生とともに高圧及び低圧注水機能喪失及び全交流動力電源喪失が発生し、炉心損傷に至る。これに対しガスタービン発電機から給電した低圧原子炉代替注水系（常設）により炉心へ注水し、格納容器ベントにより除熱する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・高圧ECCS注水機能（HPCS） ・低圧ECCS注水機能（LPCS、LPCI） ・全交流動力電源喪失（外部電源、非常用D/G） 	<p>[高圧注水] -</p> <p>[減圧] -（LOCAにより減圧）</p> <p>[低圧注水] 低圧原子炉代替注水系（常設）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・RHR（A）注入ライン経由で注入 	<p>[PCVスプレイ] 格納容器代替スプレイ系（可搬型）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・事象発生から約27時間後にPCVスプレイを実施 <p>[海水除熱] -</p> <p>[ベント] フィルタベント（W/W）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達で実施（約32時間） 	<p>[電源] ガスタービン発電機</p> <ul style="list-style-type: none"> ・外部電源なし ・事象発生10分後から給電 <p>[水源（補給含む）] 低圧原子炉代替注水槽（原子炉注水）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・準備完了後、輪谷貯水槽より低圧原子炉代替注水槽に適宜補給 ・輪谷貯水槽（格納容器スプレイ） 	○	<p><格納容器破損防止> リロケーション後、MCCIの発生防止のためにベDESTALに約3.3時間までに水深約2.4mの水張りを完了させる必要があるが、可搬型設備で対応できる。</p>
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（DCH）	<p>【事象概要】 過渡事象（全給水喪失）が発生するとともに高圧及び低圧の注水機能（重大事故等対処設備を含む）、自動減圧機能喪失が発生し、炉心損傷に至る。この後に、手順に従いBAF+燃料有効長20%でRPV破損前に手動減圧する。溶融炉心落下前にベDESTALへの水張りを行う。落下溶融炉心と水との相互作用による荷重が生じるが、PCVの健全性は維持される。また、水張り及び溶融炉心落下後のベDESTALへの注水によりコンクリート反応は抑制される。その後は注水先を原子炉ではなく、ドライウエルとした代替循環冷却を行い、格納容器の除熱を継続する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・高圧ECCS注水機能（HPCS） ・原子炉隔離時冷却系（RCIC） ・低圧ECCS注水機能（LPCS、LPCI） ・自動減圧機能（ADS） ・全交流動力電源喪失（外部電源、非常用D/G） 	<p>[高圧注水] -</p> <p>[減圧] 逃がし安全弁（自動減圧機能付き）（2個）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・BAF+燃料棒有効長20%で手動減圧 <p>[低圧注水] -</p>	<p>[ベDESTAL注水] 格納容器代替スプレイ系（可搬型）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・RPV破損前は、原子炉圧力容器下鏡温度300℃到達（約3.1時間後）を確認し、格納容器代替スプレイ系（可搬型）でベDESTAL水位2.4m（注水量225m³）まで水張り <p>ベDESTAL代替注水系（可搬型）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・RPVの破損を確認後、ベDESTAL代替注水系（可搬型）で崩壊熱相当に余裕を見た注水量にてベDESTALに注水 <p>[海水除熱] 原子炉補機代替冷却系</p> <ul style="list-style-type: none"> ・事象発生10時間後準備完了 <p>[代替循環冷却] 残留熱代替除去系を用いた代替循環冷却</p> <ul style="list-style-type: none"> ・事象発生10時間から開始 <p>※本シナリオでは注水先は原子炉ではなく、格納容器</p> <p>[窒素注入] 可搬式窒素供給装置</p> <ul style="list-style-type: none"> ・事象発生12時間後から注入開始 	<p>[電源] ガスタービン発電機</p> <ul style="list-style-type: none"> ・外部電源なし ・事象発生10分後から給電 <p>[水源（補給含む）] 輪谷貯水槽（ベDESTAL注水、格納容器スプレイ）</p>	-	-
原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用（FCI）						
溶融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）					○	<p><格納容器破損防止> 可搬型設備による重大事故等対処設備の有効性を確認している。</p>
水素燃焼	過温・過圧破損（残留熱代替除去系を使用する場合）と同じ。	過温・過圧破損（残留熱代替除去系を使用する場合）と同じ。	過温・過圧破損（残留熱代替除去系を使用する場合）と同じ。	過温・過圧破損（残留熱代替除去系を使用する場合）と同じ。	○	<p><格納容器破損防止> 過温・過圧破損（残留熱代替除去系を使用する場合）と同じ。 水素燃焼の観点では、炉心損傷及びRPV破損有無に係らず事象発生から7日間は酸素濃度が可燃限界の5vol%に到達しない。</p>

- ：可搬型設備で代替することで格納容器破損を防止できる
- ×：可搬型設備の代替では格納容器破損を防止できない
- ：可搬型設備の代替がある常設設備に期待していない

・設備設計及び運用の相違
【柏崎6/7、東海第二】

重要事故シーケンス(使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれのある事故)の概要

※常設設備を別の常設設備に変更することは考慮していない

No	事故シーケンス	起回事象	重大事故等対処設備等				常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性	
			冷却材漏えい・隔離	注水	除熱	サポート系(電源等)		
1	想定事故1	冷却機能および注水機能喪失	なし	燃料プール代替注水系 ・常設スプレイヘッダ等を使った可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による注水 (12時間後)	期待しない	・非常用ディーゼル発電機(外電喪失時)による給電有り ・水源:淡水貯水池	—	—
2	想定事故2	サイフォン現象等による使用済燃料プール水の小規模な喪失	漏えいあり 隔離操作は現場(2F弁室)にて実施を想定	燃料プール代替注水系 ・常設スプレイヘッダ等を使った可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による注水 (12時間後)	期待しない	・非常用ディーゼル発電機(外電喪失時)による給電有り ・水源:淡水貯水池	—	—

○: 可搬型設備で代替することで炉心損傷を防止できる

×: 可搬型設備の代替では炉心損傷を防止できない

(3) 使用済燃料貯蔵槽における燃料損傷防止対策

※常設設備を別の常設設備に変更することは想定しない

想定事故	起回事象	燃料損傷防止対策				常設重大事故等対処設備の可搬型設備での代替	
		漏えい・隔離	注水	除熱	電源・水源		
想定事故 1	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失	なし	<p><u>可搬型代替注水中型ポンプ</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水 事象発生から 8 時間後に注水開始 	期待しない	<p>【電源】常設代替交流電源設備</p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源なし プラント状況判断の後、常設代替高圧電源装置 2 台により給電（代替燃料プール注水系（注水ライン）に給電） <p>【水源（補給含む）】西側淡水貯設備</p> <ul style="list-style-type: none"> 初期水量のみで対応可能 	—	常設重大事故等対処設備に期待していない。
想定事故 2	冷却材流出（使用済燃料プール冷却浄化系の配管破断）	<p>【漏えい】使用済燃料プール冷却浄化系ポンプの下流側における配管破断</p> <ul style="list-style-type: none"> 残留熱除去系に比べて耐震性の低い使用済燃料プール冷却浄化系を想定 <p>【漏えい停止】サイフォンブレーク用配管</p> <ul style="list-style-type: none"> 使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.23m 下まで低下した時点で漏えいが停止する 	<p><u>可搬型代替注水中型ポンプ</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水 事象発生から 8 時間後に注水開始 	期待しない	<p>【電源】常設代替交流電源設備</p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源なし プラント状況判断の後、常設代替高圧電源装置 2 台により給電（代替燃料プール注水系（注水ライン）に給電） <p>【水源（補給含む）】西側淡水貯槽設備</p> <ul style="list-style-type: none"> 初期水量のみで対応可能 	—	常設重大事故等対処設備に期待していない。

○：可搬型設備に代替可能
 ×：可搬型設備に代替不能
 —：常設重大事故等対処設備に期待していない

島根 2号炉 燃料プールにおける重大事故に至るおそれのある事故の概要

※常設設備を別の常設設備に変更することは考慮していない

事故シナリオ	起回事象	重大事故等対処設備等			常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性	
		冷却材漏えい・隔離	注水	除熱		
想定事故1	燃料プール冷却及び注水機能喪失	なし	[燃料プール注水] 燃料プールのスプレー系(可搬型スプレーノズル使用) ・事象発生約7.9時間後に注水開始	期待しない	[電源] 非常用ディーゼル発電機 ・事象発生と同時に起動 ・外部電源なし [水源(補給含む)] 輪谷貯水槽(燃料プール注水)	<燃料損傷防止> ○ 可搬型設備による重大事故等対処設備の有効性を確認している。
想定事故2	燃料プール冷却等の配管破断	漏えい(FPC, RHRポンプよりプール側) サイフォンブレイク配管により漏えい停止	[燃料プール注水] 燃料プールのスプレー系(可搬型スプレーノズル使用) ・事象発生約7.6時間後に注水開始	期待しない	[電源] 非常用ディーゼル発電機 ・事象発生と同時に起動 ・外部電源なし [水源(補給含む)] 輪谷貯水槽(燃料プール注水)	<燃料損傷防止> ○ 可搬型設備による重大事故等対処設備の有効性を確認している。

- ：可搬型設備で代替することで燃料損傷を防止できる
- ×：可搬型設備の代替では燃料損傷を防止できない
- －：可搬型設備の代替がある常設設備に期待していない

・設備設計及び運用の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

重要事故シーケンス(運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれのある事故)の概要

※常設設備を別の常設設備に変更することは考慮していない

No	事故シーケンス	起因事象	重大事故等対処設備等					常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性	
			停止系	減圧	注水	除熱	サポート系(電源等)		
1	崩壊熱除去機能喪失	運転中の残留熱除去系の故障	—	炉圧上昇に伴い手動減圧実施する。	待機中の残留熱除去系による低圧注水モード(2時間後)	注水完了後、残留熱除去系による原子炉停止時冷却モード	・非常用ディーゼル発電機による電源あり ・水源:サブプレッション・チェンバのプール水	—	—
2	全交流動力電源喪失	全交流動力電源喪失	—	炉圧上昇に伴い手動減圧実施する。	低圧代替注水系(常設)(145分後)	代替原子炉補機冷却系、常設代替交流電源設備を用いた残留熱除去系による原子炉停止時冷却モード(20時間後)	・代替原子炉補機冷却系 ・常設代替交流電源設備 ・水源:復水貯蔵槽(水源切り替え不要)	×	<炉心損傷防止> 崩壊熱による冷却材の蒸発により、有効燃料棒頂部まで約5時間で至るため、可搬型設備での代替では炉心損傷は防げない。 <格納容器破損防止> 12時間後からの可搬型設備を用いた注水の実施により、格納容器破損は防止できる可能性がある。 <可搬型設備の実力値を考慮した場合> 消防車の注水は、事象発生後1時間で開始した訓練実績を踏まえると、消防車による注水の実施により、燃料損傷を防止できると考えられる。
3	原子炉冷却材の流出	RHRの系統切替時ミニマムフロー弁の閉操作忘れ	—	—	残留熱除去系による低圧注水モード(2時間後)	注水完了後、残留熱除去系による原子炉停止時冷却モード	・非常用ディーゼル発電機による電源あり ・水源:サブプレッション・チェンバのプール水	—	—
4	反応度の誤投入	運転停止中の原子炉において、制御棒1本が全引抜されている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定	安全保護系(SRNMベリオド短縮)	—	—	—	【電源】外部電源 制御棒引き抜き阻止スクラム	—	—

○：可搬型設備で代替することで炉心損傷を防止できる

×：可搬型設備の代替では炉心損傷を防止できない

(4) 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策

※常設設備を別の常設設備に変更することは想定しない

事故シーケンス グループ	起因事象	燃料損傷防止対策				常設重大事故等対処設備の可搬型設備での代替	
		原子炉停止	炉心冷却	除熱	電源・水源		
崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)	崩壊熱除去機能喪失	—	<u>逃がし安全弁 (1弁)</u> ・注水前に炉圧上昇に伴い原子炉減圧操作を実施 <u>待機中の残留熱除去系 (低圧注水系)</u> ・原子炉減圧操作の実施後、定格流量で注水することにより、水位を回復 ・事象発生から約2時間後に注水操作開始	<u>待機中の残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)</u> 、 <u>残留熱除去系海水系</u> ・注水による水位回復後に系統構成を行い、事象発生から3時間45分後に除熱操作開始	【電源】非常用ディーゼル発電機 ・外部電源なし 【水源 (補給含む)】サブプレッション・チェンバ	—	—
全交流動力電源喪失	全交流動力電源喪失	—	<u>逃がし安全弁 (1弁)</u> ・注水前に炉圧上昇に伴い原子炉減圧操作を実施 <u>低圧代替注水系 (常設)</u> ・残留熱除去系C系ライン経由で注入 ・原子炉減圧操作の実施後、原子炉冷却材の蒸散を補うために必要な流量を注水することにより、通常運転水位を維持 ・事象発生から25分後に起動準備操作完了	<u>残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)</u> 、 <u>緊急用海水系</u> ・注水による水位維持の間に系統構成を行い、事象発生から4時間10分後に除熱操作開始	【電源】常設代替交流電源設備 ・外部電源なし ・事象発生から21分で常設代替高圧電源装置2台により低圧代替注水系 (常設) に給電 ・事象発生から1時間45分で常設代替高圧電源装置5台により残留熱除去系等に給電 【水源 (補給含む)】代替淡水貯槽 ・初期水量のみで対応可能	○	<燃料有効長頂部の冠水、遮蔽維持水位の維持> 低圧代替注水系 (可搬型) により、事象発生6.3時間後までに原子炉注水を実施することで、燃料有効長頂部の冠水が可能。また、事象発生4.5時間後までに原子炉注水を実施することで、遮蔽維持水位の維持が可能
原子炉冷却材の流出	残留熱除去系の系統切替時の原子炉冷却材流出	—	<u>待機中の残留熱除去系 (低圧注水系)</u> ・定格流量で注水することにより、水位を回復 ・事象発生から約2時間後に注水操作開始	<u>待機中の残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)</u> 、 <u>残留熱除去系海水系</u> ・注水による水位維持の間に漏えい箇所の隔離及び残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) への系統構成を行い、準備完了後に除熱開始 ・注水により水位を維持している間に漏えい箇所の隔離を実施するため、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) への系統構成の時間余裕は十分長い	【電源】非常用ディーゼル発電機 ・外部電源なし 【水源 (補給含む)】サブプレッション・チェンバ	—	—
反応度の誤投入	運転停止中の原子炉において、制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象	<u>安全保護系</u> ・原子炉出力ペリオド短 (10秒)	—	—	—	—	—

○：可搬型設備に代替可能
 ×：可搬型設備に代替不能
 —：常設重大事故等対処設備に期待していない

島根2号炉 重要事故シーケンス（運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれのある事故）の概要

※常設設備を別の常設設備に変更することは考慮していない

事故シーケンス	起回事象	重大事故等対処設備等				常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性	
		停止系	減圧	注水	除熱	電源・水源	
崩壊熱除去機能喪失	運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障による崩壊熱除去機能喪失	—	炉圧上昇に伴い手動減圧を実施	【低圧注水】 残留熱除去系（低圧注水モード） ・事象発生2時間後から注水を実施	【海水除熱】 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） ・原子炉水位回復から約30分後から除熱を開始	【電源】非常用ディーゼル発電機 ・事象発生と同時に起動 ・外部電源なし	—
全交流動力電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等による外部電源を喪失（及び全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失による全交流動力電源喪失）	—	炉圧上昇に伴い手動減圧を実施	【低圧注水】 低圧原子炉代替注水系（常設） ・事象発生2時間後から注水を実施	【海水除熱】 原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） ・事象発生10時間後から除熱を実施	【電源】ガスタービン発電機 ・外部電源なし ・事象発生10分後から給電 【水源（補給含む）】低圧原子炉代替注水槽 ・準備完了後、輪谷貯水槽より低圧原子炉代替注水槽に適宜補給	○ <燃料損傷防止> 崩壊熱による冷却材の蒸発により、TAF到達まで約6.1時間であり、原子炉注水を2時間30分から開始できることから、可搬型設備で対応できる。
原子炉冷却材の流出	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の系統切替時に原子炉冷却材が流出（ミニマムフロー弁の閉操作忘れ）	—	—	【低圧注水】低圧ECCS 残留熱除去系（低圧注水モード） ・事象発生2時間後から注水を実施	【海水除熱】 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） ・原子炉注水後除熱を開始	【電源】非常用ディーゼル発電機 ・事象発生と同時に起動 ・外部電源なし	—
反応度の誤投入	制御棒の最大反応度値に対する核制限値を超える斜め隣接の制御棒が誤引抜される	安全保護系（中性子束高）	—	—	—	【電源】 外部電源	—

○：可搬型設備で代替することで燃料破損を防止できる

×：可搬型設備の代替では燃料破損を防止できない

—：可搬型設備の代替がある常設設備に期待していない

・設備設計及び運用の相違
【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>27. 有効性評価「水素燃焼」における、ドライウエル及びサプレッション・チェンバの気体組成の推移についての補足説明</p> <p>有効性評価「水素燃焼」における、ドライウエル及びサプレッション・チェンバの気体組成の推移のうち、主にドライ条件での酸素濃度の変化の理由について説明を補足し、<u>図1</u>に示す。</p> <p>また、<u>本事象への対応中に水蒸気の凝縮が急速に進んだ場合の影響を保守的に確認する観点から、残留熱除去系が機能喪失した状態で本事象に至っている状況を踏まえると非現実的な想定ではあるが、事象発生から16時間で残留熱除去系が復旧し、更に、実際には流量を調整しながらスプレイを実施するため非現実的な運転操作の想定であるが、ドライウエルへの格納容器スプレイ(流量954m³/h)が連続で実施された場合の影響を評価した。残留熱除去系によるドライウエルへの格納容器スプレイは、有効性評価「水素燃焼」においてドライウエルの水蒸気濃度が低下傾向を示した時点(事象発生から約16時間後の、ドライウエルの水蒸気の濃度が99%を下回った時点)から開始するものとした。評価結果の気相濃度の推移を<u>図2</u>及び<u>図3</u>に示す。</u></p> <p><u>図2</u>及び<u>図3</u>から、<u>仮に、本事象への対応中に水蒸気の凝縮が急速に進んだ場合であっても、格納容器内には窒素及び水素を主とする非凝縮性ガスが相当量存在しているため、格納容器内が負圧になることは無く、また、ドライウエルの圧力が低下すると、酸素濃度5%未満の気体がサプレッション・チェンバから流入するため、ドライウエルの酸素濃度が5%を上回ることは無いことを確認した。</u></p> <p><u>即ち、有効性評価「水素燃焼」において、ドライ条件でのドライウエルの気体組成の約6時間後から約18時間後に示されているような、酸素濃度が5%を上回る状況に至ることは無い。</u></p> <p><u>更に、SGTSの起動による原子炉建屋の雰囲気温度の低下に伴い、格納容器内の水蒸気が凝縮して格納容器内の酸素濃度が上昇する可能性も考えられるが、原子炉格納容器は厚さ約2mのコンクリートであるため、原子炉建屋の温度変化が原子炉格納容器内の雰囲気温度に有意な影響を与えることは無いと考えられる。</u></p> <p><u>ここで、原子炉格納容器の壁面温度に着目することとし、有効性評価「水素燃焼」においてより高い温度を経験するドライウエル内壁面及び外壁面の温度の推移を<u>図4</u>に、原子炉建屋の雰囲気温度の推移を<u>図5</u>に示す。<u>図4</u>及び<u>図5</u>から、原子炉格納容器の内壁面の温度変化に対して外壁面の温度変化は小さく、原子炉建</u></p>	<p>資料なし</p>	<p>21. 有効性評価「水素燃焼」における、ドライウエル及びサプレッション・チェンバの気体組成の推移についての補足説明</p> <p>有効性評価「水素燃焼」における、ドライウエル及びサプレッション・チェンバの気体組成の推移のうち、主にドライ条件での酸素濃度の変化の理由について説明を補足し、<u>図1</u>に示す。</p>	<p>備考</p> <p>・記載方針の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>柏崎6/7では、<u>図1</u>の他に、短期間の気相濃度の推移(<u>図2</u>、<u>3</u>)および原子炉建屋の雰囲気温度の低下に伴う格納容器水蒸気凝縮の考察(<u>図4</u>、<u>5</u>)が記載されている。</p> <p>島根2号炉は、これらの内容は<u>図1</u>の考察に含まれることから、<u>図1</u>の記載のみとしている。</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><u>屋の雰囲気温度に与える影響は小さいことが確認できる。</u></p> <p><u>さらに、原子炉建屋の雰囲気温度が変化した場合の影響を確認すると、原子炉格納容器から原子炉建屋への除熱量は、ドライウエル内壁面温度が170℃、原子炉建屋の雰囲気温度が30℃の場合で約0.32MW、原子炉建屋の雰囲気温度を保守的に0℃とした場合でも約0.38MWであり、これらの放熱量は、有効性評価「水素燃焼」における代替循環冷却系の除熱量(約22.5時間以降で約12~15MW)と比較しても十分に小さいことから、SGTSの起動による原子炉建屋の温度変化を想定しても、原子炉格納容器内の雰囲気温度及び圧力に有意な影響を与えることは無く、格納容器内の気体組成に対しても有意な影響は無いと考える。</u></p> <p style="text-align: right;">以上</p>			

相違理由は島根2号炉の図1備考欄参照

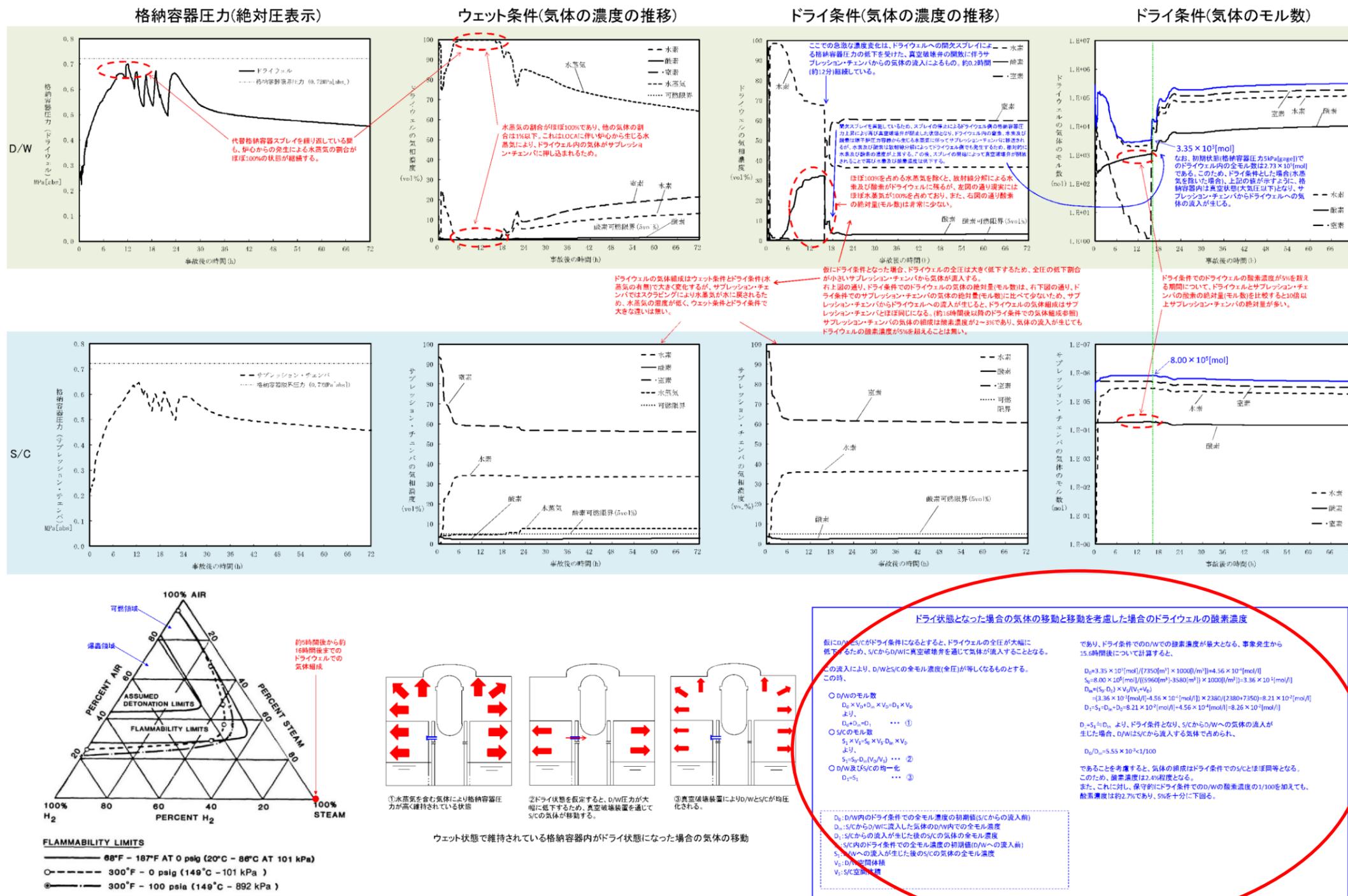


図1 有効性評価「水素燃焼」におけるドライウェル及びサプレッション・チェンバの気体組成についての補足説明

・解析結果の相違
 【柏崎6/7】
 島根2号炉と柏崎6/7におけるドライウェルおよびサブプレッション・チェンバのモル濃度や空間体積の相違により、ドライ条件となった場合の気相の移動を考慮したドライウェル酸素濃度の結果が相違する。

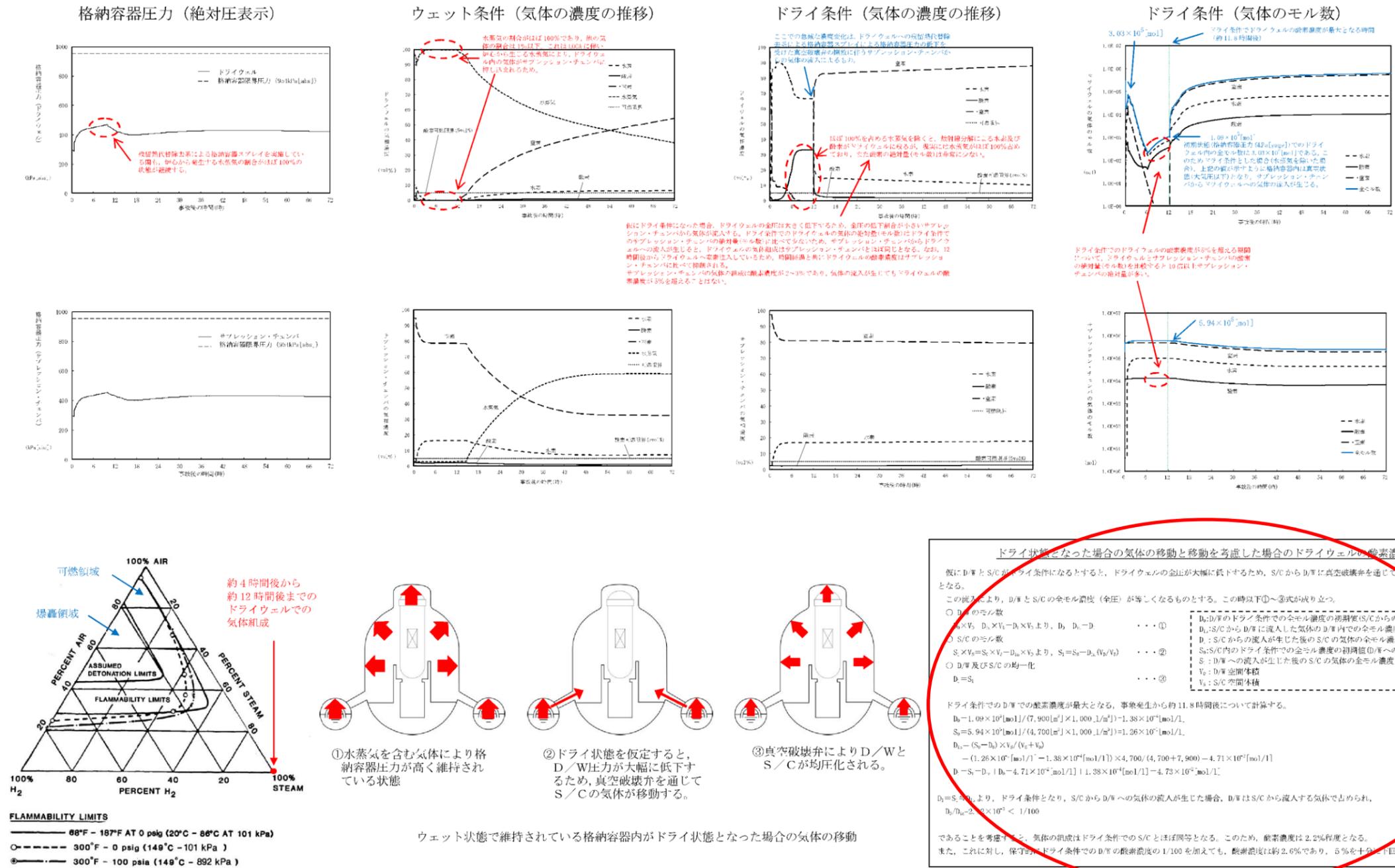


図1 有効性評価「水素燃焼」におけるドライウェル及びサブプレッション・チェンバの気体組成についての補足説明

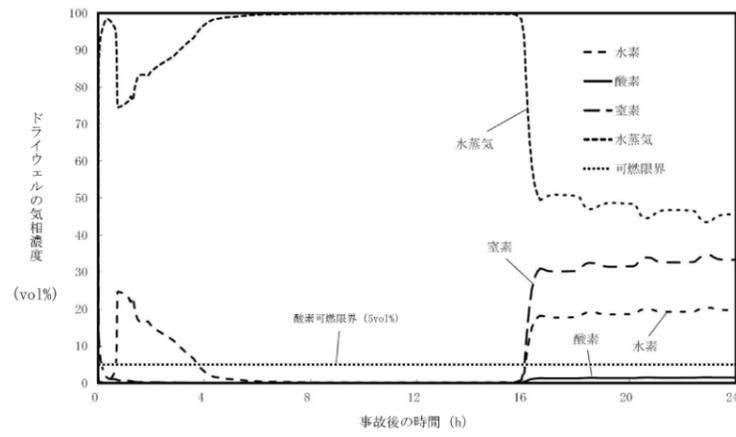


図2 ドライウエルの気相濃度 (ウエット条件)

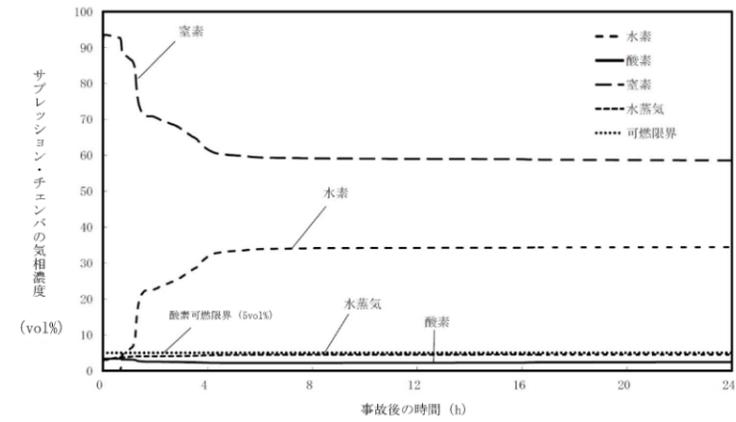
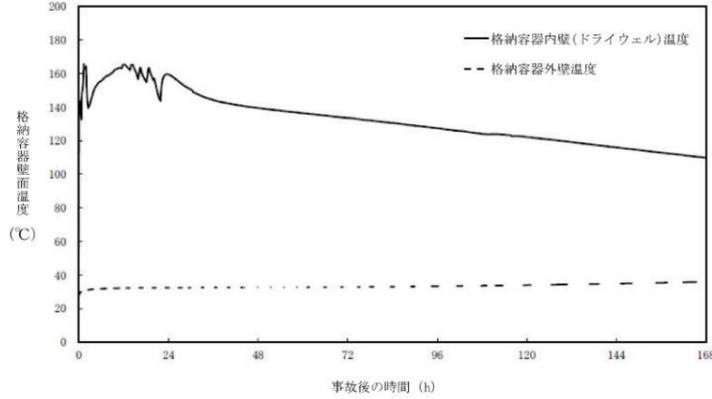
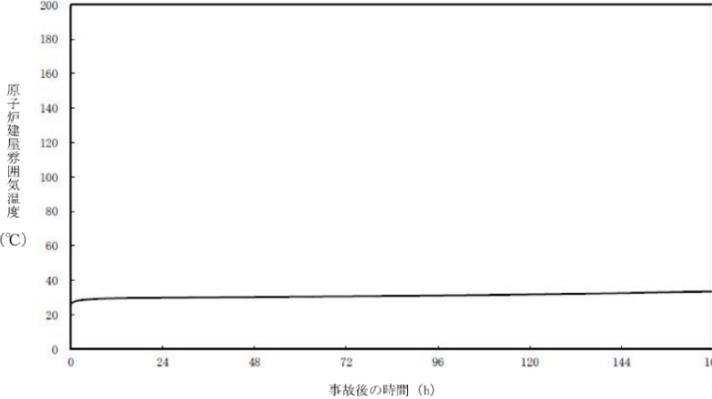


図3 サプレッション・チェンバの気相濃度 (ウエット条件)

・記載方針の相違
【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 data-bbox="356 703 712 735">図4 格納容器壁面温度の推移</p>  <p data-bbox="341 1249 727 1281">図5 原子炉建屋雰囲気温度の推移</p>			<p data-bbox="2537 252 2745 325">・ 記載方針の相違 【柏崎 6/7】</p>