

島根原子力発電所 2 号炉 審査資料	
資料番号	EP-015(補)改 55
提出年月日	令和 2 年 4 月 24 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

令和 2 年 4 月
中国電力株式会社

目 次

1. 発電用原子炉の減圧操作について
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
3. G値について
4. 原子炉格納容器内における気体のミキシングについて
5. 深層防護の考え方について
6. 原子炉圧力挙動の解析上の取扱いについて
7. 原子炉隔離時冷却系（R C I C）の運転継続及び原子炉減圧の判断について
8. 原子炉再循環ポンプからのリークについて
9. 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
10. 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
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
12. エントレインメントの影響について
13. 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
14. ほう素の容量について
15. 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
16. 給水流量をランアウト流量（68％）で評価することの妥当性
17. 実効G値に係る電力共同研究の追加実験について
18. 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
19. 燃料プールゲートについて
20. 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
21. 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
22. 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の推移についての補足説明

23. 最長許容炉心露出時間及び原子炉水位不明時の対応について
24. 原子炉水位及びインターロックの概要
25. ペDESTAL外側鋼板の支持能力について
26. 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
27. 大破断LOCAシナリオ想定と異なる事象について
28. 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）
29. ドライウェルサンプへの溶融炉心流入防止対策に期待した場合の溶融炉心・コンクリート相互作用の影響について
30. 原子炉圧力容器表面温度の設置箇所
31. 逃がし安全弁の耐環境性能の確認実績について
32. 原子炉減圧に関する各種対策及び逃がし安全弁(SRV)の耐環境性能向上に向けた今後の取り組みについて
33. 非常用ガス処理系の使用を考慮した評価について
34. 原子炉圧力容器の破損位置について
35. 逃がし安全弁(SRV)出口温度計による炉心損傷の検知性について
36. 炉心損傷前に発生する可能性がある水素の影響について
37. 溶融炉心落下位置がペDESTALの中心軸から外れ、壁側に偏って落下した場合の影響評価
38. 使用する格納容器フィルタベント系の除去効果(DF)について
39. ジルコニウム(Zr)-水反応時の炉心損傷状態について
40. 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
41. 有効性評価解析条件の見直し等について
42. 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
43. 有効性評価における先行プラントとの主要な相違点について
44. ベント実施までの格納容器スプレイの運用について
45. 原子炉満水操作の概要について
46. 9×9燃料で評価することの代表性について

47. 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
48. T B P 対策の概要について
49. I - 1 3 1 の追加放出量の設定について
50. 原子炉隔離時冷却系の水源の違いによる解析結果への影響について
51. 逃がし安全弁吹出量の影響について
52. 島根 2 号炉の原子炉中性子計装系の設備概要について
53. 事故シーケンスグループの分類及び重要事故シーケンスの選定に係る考え方の整理について
54. 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における事象発生 10 時間後までの格納容器圧力等の推移について
55. T R A C G コードの A T W S 解析への適用例
56. S C A T コードの保守性について
57. 外圧支配事象における燃料被覆管の健全性について
58. 原子炉停止機能喪失における起因事象について
59. 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における解析上の除熱条件の設定について
60. 原子炉隔離時冷却系による注水時の原子炉圧力挙動について
61. 原子炉隔離時冷却系による原子炉水位維持における運用と解析条件について
62. 中小破断 L O C A における対策の有効性について
63. 外部電源有無による評価結果への影響について
64. L O C A 時注水機能喪失における急速減圧時の弁数による影響について
65. L O C A 時注水機能喪失における燃料被覆管温度ノード間比較
66. 有効性評価における解析の条件設定について
67. S A F E R における燃料集合体の出力分布の設定について
68. 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
69. 燃料プールの監視について
70. 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

71. 島根2号炉におけるプレコンディショニングの実施状況と非常用ディーゼル発電機の故障率について
72. 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
73. インターフェイスシステムLOCA発生時の検知手段について
74. 炉心損傷前に格納容器代替スプレイを実施した場合の影響について
75. 高圧・低圧注水機能喪失における炉心下部プレナム部のボイド率の推移の詳細について
76. 崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスグループのうち大破断LOCAを起因とした事故シーケンスについて
77. 炉心損傷防止TB及びTW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
78. 原子炉隔離時冷却系及び高圧原子炉代替注水系における注水時の原子炉圧力挙動の差異について
79. 放射線防護具類着用の判断について
80. 原子炉ウェル注水について
81. 共通要因故障を考慮した低圧原子炉代替注水系の実現性及びコントロールセンタ切替手順について
82. サプレッション・チェンバ薬剤注入について
83. 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
84. 損傷炉心による炉心シュラウドへの影響について
85. 残留熱代替除去系の格納容器スプレイ流量について
86. 外部水源を用いた総注水量の制限値について
87. ペDESTAL注水手順及び注水確認手段について
88. 格納容器スプレイによるペDESTALへの流入経路について
89. 溶融炉心の堆積高さの評価に関する考え方について
90. 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

91. ペDESTAL/ドライウエル水位の推移とペDESTAL/ドライウエル底部の状態について
92. ドライウエルクーラの使用を仮定した場合の格納容器除熱効果について
93. デブリが炉外へ放出される場合と炉内に留まる場合の原子炉格納容器内の気体組成と水素燃焼リスクへの影響
94. 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
95. 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
96. 水の放射線分解における α 線の影響について
97. 格納容器除熱に関する基準の変更について
98. 燃料プール水位 (S A) の常時監視について
99. 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
100. 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
101. 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
102. 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
103. 復旧班要員による連続作業の成立性について
104. 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
105. 熔融炉心が原子炉圧力容器の偏心位置から落下し円錐状に堆積した場合の熔融炉心の冠水評価について
106. Z r O₂耐熱材の侵食開始温度の設定について
107. 有効性評価及び実運用における原子炉水位について
108. 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
109. 格納容器代替スプレイの実施箇所について

下線は、今回の提出資料を示す。

21. 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 重要事故シナケンス (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

事故シナケンスグループ	事象と対応の概要	炉心冷却	炉心損傷防止設備 格納容器除熱	電源・水源	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
高圧・低圧注水機能喪失 (T, Q, U, V)	<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 (HPCCS) ・原子炉隔離時冷却系 (RCIC) ・低圧ECCS注水機能 (LPCCS, L, P, C, I)</p>	<p>【高圧注水】 —</p> <p>【減圧】 自動減圧機能付き逃がし安全弁 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 (L 3~L 8 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】 —</p> <p>【ベント】 フィルタベント (W/W) ・サブレーション・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 分後から結電 ・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量補給</p>	<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 (T, Q, U, X)	<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 (HPCCS) ・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】 —</p> <p>【減圧】 代替自動減圧 (2 個) ・原子炉水位低 (L 1) 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、L 3~L 8 維持</p>	<p>【PCVスプレイ】 —</p> <p>【海水除熱】 RHRによる S/P 水冷却 【ベント】 —</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>	<p>—</p>
全交流動力電源喪失 (外箱電源喪失+D/G失敗)+HPCCS失敗 (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り、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結電する。</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 ・L 2~L 8 で水位維持</p> <p>【減圧】 自動減圧機能付き逃がし安全弁 (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、L 3~L 8 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 時間後から結電 ・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>○</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

—：可搬型設備の代替がある常設設備に期待していない

島根2号炉 重要事故シナリオ (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

事故シナリオグループ	事象と対応の概要	炉心損傷防止設備		電源・水源	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		
全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + 高圧炉心冷却失敗 (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時間全交流電源等による交流電源復旧も不となり、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) により原子炉へ注水し、格納容器代替注水系により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 (HPPCS) ・原子炉隔離時冷却系 (RCIC) ・低圧ECCS注水機能 (LPCCS, LPC1) ・全交流動力電源喪失 (外部電源, 非常用D/G)</p> <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、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) により原子炉へ注水し、格納容器代替注水系により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 (HPPCS) ・原子炉隔離時冷却系 (RCIC) ・低圧ECCS注水機能 (LPCCS, LPC1) ・全交流動力電源喪失 (外部電源, 非常用D/G)</p>	<p>炉心冷却</p> <p>[高圧注水] HPAC ・L3～L8で水位維持</p> <p>[減圧] 自動減圧機能付き逃がし安全弁 (6個) ・事象発生から約8.3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、前熱分注水、L3～L8維持</p>	<p>格納容器除熱</p> <p>[PCVスプレイ] 格納容器代替注水系 (可搬型) ・事象発生から約19時間後にPCVスプレイを実施 ・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・水源</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>
全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + SRV再閉失敗 + HPCS失敗 (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により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、格納容器代替注水系 (可搬型) により格納容器冷却系を実施する。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 (HPPCS) ・低圧ECCS注水機能 (LPCCS, LPC1) ・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>【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により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、格納容器代替注水系 (可搬型) により格納容器冷却系を実施する。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 (HPPCS) ・低圧ECCS注水機能 (LPCCS, LPC1) ・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>炉心冷却</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] 減圧 (・開固着した逃がし安全弁1個からの蒸気流出) ・自動減圧機能付き逃がし安全弁 (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、前熱分注水 (L3～L8維持)</p>	<p>格納容器除熱</p> <p>[PCVスプレイ] 格納容器代替注水系 (可搬型) ・事象発生から約21時間後にPCVスプレイを実施 ・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・水源</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

—：可搬型設備の代替がある常設設備に期待していない

高根 2号炉 重要事故シナリオ (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

事故シナリオグループ	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稼働・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] 自動減圧機能付き逃がし安全弁 (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>[PCVSスプレイ] —</p> <p>[海水除熱] 原子炉補機代替冷却系を起動 ・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] 自動減圧機能付き逃がし安全弁 (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水 ・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>[PCVS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PCVS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) ・サブレーション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達まで実施 (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、輸谷貯水槽より低圧原子炉代替注水槽に適宜補給</p>	○	<炉心損傷防止> 事象発生8時間後までは、RCICによる注水を継続し、その後可搬型設備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。
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により未読界を確保する。</p> <p>【機能喪失の前提】 ・スラム機能 (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°C) から10分後</p> <p>[高圧注水] HPCS, RCIC ・水位回復まで定格流量 ・L1Hで水位維持</p> <p>[減圧] —</p> <p>[低圧注水] —</p>	<p>[PCVS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] 自動減圧機能付き逃がし安全弁 (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水 ・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>[PCVS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PCVS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) ・サブレーション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達まで実施 (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、輸谷貯水槽より低圧原子炉代替注水槽に適宜補給</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。
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] 自動減圧機能付き逃がし安全弁 (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

島根2号炉 重要事故シナケンス (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	損傷炉心冷却	格納容器破損防止設備		電源・水源	の成立性
			格納容器破損防止	格納容器破損防止		
格納容器破損モード	<p>【事象概要】</p> <p>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、格納容器の除熱を要する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・高圧ECCS注水機能(HIPCS) ・原子炉隔離時冷却系(RCIC) ・低圧ECCS注水機能(LPCCS, LPC1) ・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] - RHR(A)注入ライン経由で注入</p> <p>低圧原子炉代替注水系(常設)</p> <p>残留熱代替除去系</p> <ul style="list-style-type: none"> ・事象発生10時間後から開始 	<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時間後から開始 <p>[塞塞注入] 可搬式塞塞供給装置</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、輸谷貯水槽より低圧原子炉代替注水槽に適宜補給 	<p>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</p>	
<p>高圧溶融物放出/格納容器劣阻気直接加熱(DCH)</p>	<p>【事象概要】</p> <p>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RVP破損前に手動減圧する。溶融炉心落下前にベデスタルへの水張りを生じ、落下溶融炉心と水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デスタル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、ドライウェ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(HIPCS) ・原子炉隔離時冷却系(RCIC) ・低圧ECCS注水機能(LPCCS, LPC1) ・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] 自動減圧機能付き速がし安全弁(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>[PCVS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PCVS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> <p>サブレーション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達で実施(約32時間)</p>	<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、輸谷貯水槽より低圧原子炉代替注水槽に適宜補給 <p>輸谷貯水槽(格納容器スプレイ)</p>	<p>格納容器破損防止</p> <p><格納容器破損防止></p> <p>リロケーション後、MCC1の発生防止のためにベデスタルに約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>	
<p>原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用(FCI)</p>	<p>【事象概要】</p> <p>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RVP破損前に手動減圧する。溶融炉心落下前にベデスタルへの水張りを生じ、落下溶融炉心と水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デスタル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、ドライウェ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(HIPCS) ・原子炉隔離時冷却系(RCIC) ・低圧ECCS注水機能(LPCCS, LPC1) ・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] 自動減圧機能付き速がし安全弁(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>[PCVS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PCVS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> <p>サブレーション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達で実施(約32時間)</p>	<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、輸谷貯水槽より低圧原子炉代替注水槽に適宜補給 <p>輸谷貯水槽(格納容器スプレイ)</p>	<p>格納容器破損防止</p> <p><格納容器破損防止></p> <p>リロケーション後、MCC1の発生防止のためにベデスタルに約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>	
<p>溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)</p>	<p>過温・過圧破損防止(残留熱代替除去系を使用する場合)</p> <p>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>	<p>[高圧注水] -</p> <p>[減圧] 自動減圧機能付き速がし安全弁(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>[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時間後から開始 <p>*ベントナリオでは注水先は原子炉ではなく、格納容器</p> <p>[塞塞注入] 可搬式塞塞供給装置</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)] 輸谷貯水槽(ベデスタル注水, 格納容器スプレイ)</p>	<p>格納容器破損防止</p> <p><格納容器破損防止></p> <p>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>	
<p>水素燃焼</p>	<p>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> <p>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>	<p>[高圧注水] -</p> <p>[減圧] 自動減圧機能付き速がし安全弁(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>[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時間後から開始 <p>*ベントナリオでは注水先は原子炉ではなく、格納容器</p> <p>[塞塞注入] 可搬式塞塞供給装置</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)] 輸谷貯水槽(ベデスタル注水, 格納容器スプレイ)</p>	<p>格納容器破損防止</p> <p><格納容器破損防止></p> <p>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> <p>水素燃焼の観点では、炉心損傷及びRVP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
- 一：可搬型設備の代替がある常設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
		冷却材漏えい・隔離	注水	除熱	サポート系（電源等）	
想定事故1 燃料プール冷却及び注水機能喪失	燃料プール冷却及び注水機能喪失	なし	[燃料プール注水] 燃料プールの使用（可搬型スプレインノズル使用） ・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）] 輸送貯水槽（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	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] 燃料プールの使用（可搬型スプレインノズル使用） ・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）] 輸送貯水槽（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

一：可搬型設備の代替がある常設設備に期待していない

島根2号炉 重要事故シナリオにおけ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	
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	—
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	<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	—
反応度の誤投入	制御棒の最大反応度値に対する核的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）	—	—	—	—

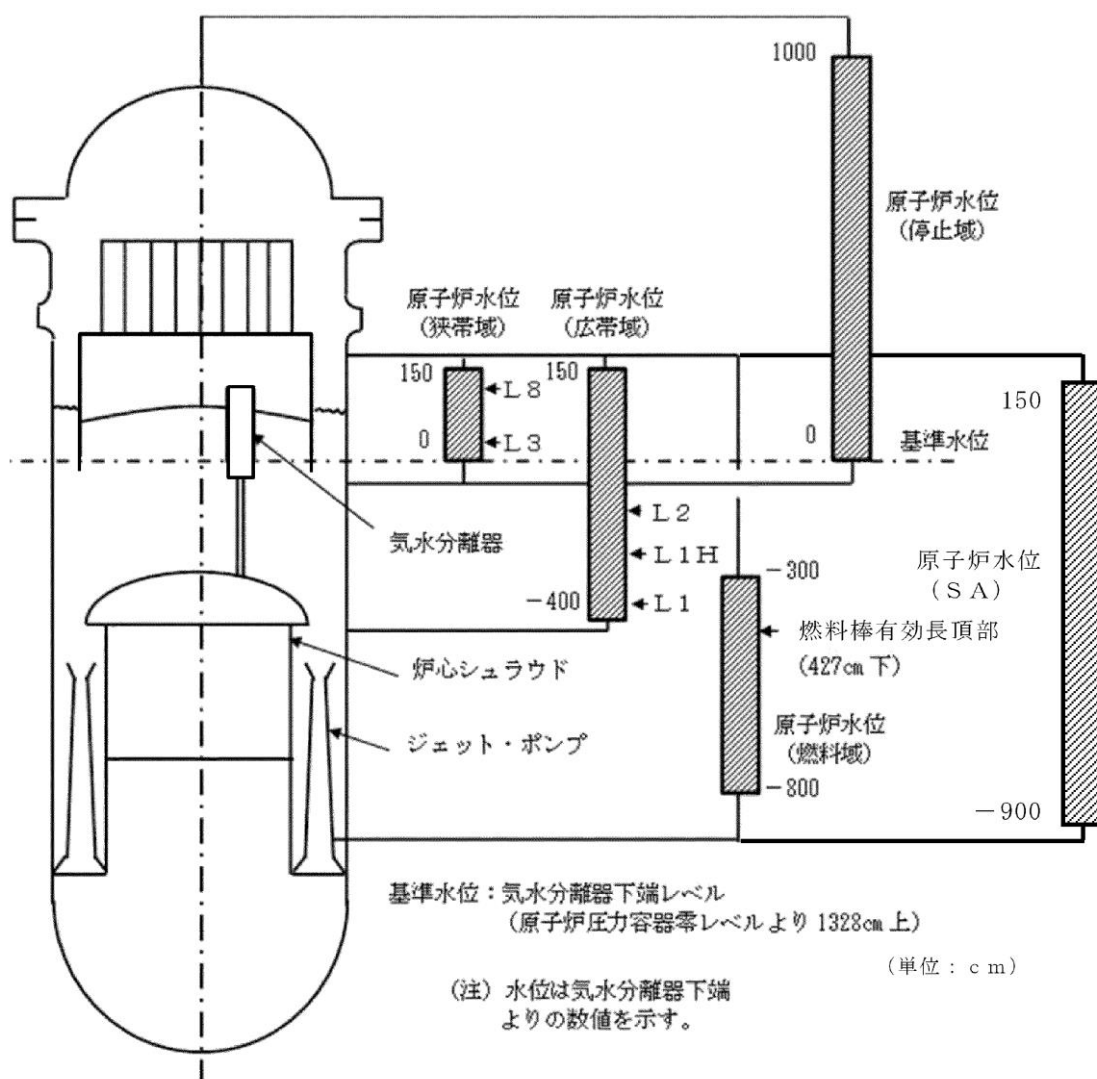
○：可搬型設備で代替することで燃料破損を防止できる

×：可搬型設備の代替では燃料破損を防止できない

一：可搬型設備の代替がある常設設備に期待していない

24. 原子炉水位及びインターロックの概要

原子炉圧力容器水位計装説明図を図1に示す。



原子炉水位	基準水位からの水位	主な水位信号の機能
L 8 (レベル8)	132cm 上	原子炉隔離時冷却系トリップ
L 3 (レベル3)	16cm 上	原子炉スクラム
L 2 (レベル2)	112cm 下	主蒸気隔離弁閉 原子炉隔離時冷却系起動
L 1 H (レベル1 H)	261cm 下	高圧炉心スプレイ系起動
L 1 (レベル1)	381cm 下	低圧炉心スプレイ系起動 低圧注水系起動
T A F	427cm 下	燃料棒有効長頂部

図1 原子炉圧力容器水位計装説明図

41. 有効性評価解析条件の見直し等について

1. 炉心損傷防止対策の有効性評価

1. 1 設置変更許可申請書（平成 25 年 12 月 25 日付）からの解析条件等変更内容について

島根原子力発電所 2 号炉の重大事故等対策の有効性評価において、当社及び先行プラントの審査会合での議論や安全性向上の観点等を踏まえて評価条件等を見直した。以下に、主要な変更内容とその理由を示す。

(1) 高圧注水・減圧機能喪失

格納容器除熱開始を原子炉への注水と同時としていたが、原子炉水位回復後の原子炉水位制御（レベル 3～レベル 8）を踏まえ、原子炉注水による炉心冠水確認後の操作として、原子炉水位高（レベル 8）到達後に格納容器除熱を行うよう変更した。

また、原子炉を冷温停止状態に移行するまでの運転操作を踏まえ、サプレッション・プール水温度静定後の残留熱除去系の運転モードの切り替え操作（低圧注水モードから原子炉停止時冷却モード）を考慮することとした。

	変更前	変更後
残留熱除去系による格納容器除熱開始	原子炉への注水開始時	原子炉水位高（レベル 8）到達時
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉冷却	—	事象発生から 12 時間後

(2) 全交流動力電源喪失

a. 事故シーケンスの細分化

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンスとしては、長期 TB の 1 シーケンスのみの説明とし、全交流動力電源喪失時に原子炉隔離時冷却系の機能喪失が重畳する事故シーケンス（TBU, TBD, TBP）については、「高圧・低圧注水機能喪失」と同様の事象進展となる等としていたが、対策が異なるため 4 シーケンスに細分化することとした。

b. 24 時間全交流動力電源喪失

設置許可基準規則の解釈の「交流動力電源は 24 時間使用できないものとする。」の要求は、長期 TB のみ適用されるとして評価していたが、ガイドの要求通り、TBU, TBD, TBP についても交流動力電源は 24 時間使用できないものとして評価することとした。

(3) 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）

a. 原子炉補機代替冷却系による負荷の見直し

(a) 負荷の追加（その1）

中央制御室及び燃料プールの冷却機能も喪失することを想定し、原子炉補機代替冷却系による負荷に中央制御室換気系及び燃料プール冷却系を追加した。

	変更前	変更後
中央制御室冷却開始	—	事象発生から8時間後
燃料プール冷却開始	—	事象発生から24時間後

(b) 負荷の追加（その2）

重大事故等対処設備の追加に伴う負荷の増加を踏まえ、原子炉補機代替冷却系による負荷に残留熱代替除去系及びCAMS関連設備を追加した。

	変更前	変更後
残留熱代替除去系	—	事象発生から8時間後
CAMS関連設備	—	事象発生から8時間後

b. 原子炉補機代替冷却系による負荷の見直しに伴う重大事故等対策の見直し

原子炉補機代替冷却系による負荷の見直しに伴い、原子炉補機代替冷却系による想定負荷が多くなる接続先での重大事故等対策を考慮した評価に変更した。

	変更前	変更後
原子炉補機代替冷却系の接続先	原子炉建物西側 接続口	原子炉建物南側 接続口
原子炉注水	低圧炉心スプレイ系	C-残留熱除去系(低圧注水モード)
格納容器除熱	A-残留熱除去系(サブレーション・プール水冷却モード)	B-残留熱除去系(サブレーション・プール水冷却モード)

(4) 原子炉停止機能喪失

a. 原子炉隔離時冷却系による注水の反映

原子炉注水について、給水系、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系により行われるが、このうち、原子炉隔離時冷却系による注水が炉内の体積計算（マスバランス計算）に反映されていないことが分かったため、再解析を実施した。

項 目	再解析後	当初申請
燃料被覆管最高温度 (°C)	約 799	約 799
燃料被覆管の酸化量 (%)	1 %以下	1 %以下
原子炉圧力 (MPa[gage])	約 8.68	約 8.68
格納容器圧力 (kPa[gage])	約 167	約 118
サブプレッション・チェンバプール水温 (°C)	約 110	約 99

*原子炉隔離時冷却系による注水開始は、事象発生の約 4.5 分後からであることから、短期解析の炉心側パラメータ（燃料被覆管最高温度、燃料被覆管の酸化量、原子炉圧力）には影響はない。原子炉隔離時冷却系による注水を反映させることで、原子炉水位がわずかに高くなり、炉心流量が増加することにより、原子炉出力がわずかに高くなる。結果として格納容器側パラメータ（格納容器圧力、サブプレッション・チェンバのプール水温）が高くなった。

b. 燃料被覆管最高温度の評価位置の見直し

燃料被覆管最高温度の評価位置をスペーサ直下から温度が最も高くなるノードに見直した。

項 目	見直し後	見直し前
燃料被覆管最高温度 (°C)	約 818	約 799
評価位置	13 ノード	14 ノード (第 4 スペーサ位置)

(5) L O C A 時注水機能喪失

a. 破断面積の事故条件の設定の見直し

再循環ポンプ吸込側配管に対して、燃料被覆管温度の破裂発生防止が可能な限界である破断面積を設定して有効性評価を実施していたが、評価上の操作時間余裕を確認する観点から、燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲で事象進展の特徴を代表でき、かつ、5 分程度の操作時間余裕が確保できる破断面積に見直した。

項 目	見直し後	見直し前
破断面積 (cm ²)	約 3.1	約 4.6
燃料被覆管最高温度 (°C)	約 770	約 805

b. S A F E R 解析に用いる原子炉出力変化の入力値の見直し

S A F E R 解析に用いる原子炉出力変化の入力値について適正化するため、R E D Y コードへの入力値のうち、再循環ポンプトリップ及び原子炉水位低スクラム（レベル 3）時間遅れの条件を見直し、S A F E R 解析を再実施した。

項 目	見直し後	見直し前
燃料被覆管最高温度 (°C)	約 779	約 770

(6) 格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)

a. 破断箇所の事故条件の設定の見直し

インターフェイスシステムLOCAの有効性評価では、保守的に低圧注水系の注水配管の全周破断を想定した条件としていたが、低圧配管の過圧により配管破断は生じないことが確認されたため、現実的な事故条件を想定することとし、低圧部の過圧により生じる可能性のある残留熱除去系熱交換器フランジ部等からの漏えいを事故条件とすることとした。

b. 原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル (以下「BOP」という) における閉止装置設置等による流路面積の見直しの反映

重大事故等対処設備である原子炉建物燃料取替階BOPは、インターフェイスシステムLOCA発生時に開放し、原子炉棟内の圧力及び温度を低下させるが、BOP閉止装置設置等により流路面積が変更となることから、それを考慮した解析に見直した。

なお、流路面積の見直しによって、原子炉棟内の環境改善 (雰囲気温度、湿度及び圧力の低下) が緩やかになることから、現場操作による破断箇所隔離までの時間が変更となった。

項目	見直し後	見直し前
BOP流路面積	約 <input type="text"/> m ² (BOP1.5個分)	約 <input type="text"/> m ² (BOP3個分)
破断箇所隔離の完了時間	事象発生 10 時間後	事象発生 6 時間後

c. SAFER解析に用いる原子炉出力変化の入力値の見直し

SAFER解析に用いる原子炉出力変化の入力値について適正化するため、REDYコードへの入力値のうち、再循環ポンプトリップ及び原子炉水位低スクラム (レベル3) 時間遅れの条件を見直し、SAFER解析を再実施した。

見直し後の解析結果について、原子炉水位の推移が変更となるが、見直し後においても原子炉隔離時冷却系等による注水によって炉心の冠水は維持されることから、有効性評価の評価項目に対する影響はない。

項目	見直し後	見直し前
燃料被覆管最高温度 (°C)	約 309 (初期値)	約 309 (初期値)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

1. 2 第724回審査会合（令和元年6月11日）以降の解析条件等変更内容について

島根原子力発電所2号炉の重大事故等対策の有効性評価における、第724回審査会合（令和元年6月11日）以降の解析条件等変更内容について以下に示す。

(1) 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

「高圧・低圧注水機能喪失（TQUV）」、「高圧注水・減圧機能喪失（TQUX）」、「全交流動力電源喪失（長期TB, TBU/D, TBP）」及び「崩壊熱除去機能喪失（TW（取水機能喪失）, TW（RHR故障）」について、解析の入力誤りや審査会合における議論を踏まえて解析条件を見直した。なお、「原子炉停止機能喪失（TC）」については、第724回審査会合（令和元年6月11日）以降、解析条件等の見直しを行っていない。

シーケンス毎の解析条件の見直し箇所及び主要な評価項目に対する見直し前後の結果を下表に示す。

	解析条件見直し箇所			解析結果最大値					
	①	②	③	燃料被覆管温度 (°C)		格納容器圧力 (kPa[gage])		格納容器温度 (°C)	
				見直し前	見直し後	見直し前	見直し後	見直し前	見直し後
TQUV	○	○	×	約441	約509	約427	約427	約154	約154
TQUX	○	○	×	約705	約728	約54	約54	約78	約78
長期TB	○	×	○	約309	約309	約427	約427	約154	約154
TBU/TBD	○	×	○	約309	約309	約427	約427	約154	約154
TBP	○	×	○	約309	約309	約427	約427	約154	約154
TW 取水機能喪失	○	○	○	約309	約309	約128	約132	約115	約117
TW RHR故障	○	○	○	約309	約309	約427	約427	約154	約154
LOCA 1.(5)b. 再掲	○	○	×	約770	約779	約427	約427	約154	約153
ISLOCA 1.(6)c. 再掲	○	○	×	約309	約309	—	—	—	—

<解析条件の見直し>

- ① スクラム遅れ時間の適正化
 - ② 再循環ポンプトリップ条件を原子炉水位低（レベル2）に変更
 - ③ 急速減圧弁数を6弁に変更
- ：見直しあり，×：見直しなし

1. 3 第 803 回審査会合（令和元年 11 月 28 日）以降の解析条件等変更内容について

島根原子力発電所 2 号炉の重大事故等対策の有効性評価における、第 803 回審査会合（令和元年 11 月 28 日）以降の解析条件等変更内容について以下に示す。

(1) 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

「高圧・低圧注水機能喪失 (TQUV)」、 「全交流動力電源喪失 (長期TB, TBU/D, TBP)」、 「崩壊熱除去機能喪失 (TW (RHR 故障))」 及び 「LOCA 時注水機能喪失」 について、格納容器除熱に関する戦略の変更を踏まえて解析条件を見直した。

シーケンス毎の解析条件の見直し箇所及び主要な評価項目に対する見直し前後の結果を下表に示す。なお、評価項目の燃料被覆管温度に対する解析条件見直しによる評価結果への影響はない。

	解析条件見直し箇所		解析結果最大値					
	①	②	格納容器圧力 (kPa[gage])		格納容器温度 (°C)		敷地境界での実効線量結果 (mSv)	
			見直し前	見直し後	見直し前	見直し後	見直し前*	見直し後*
TQUV	○	×	約 427	約 384	約 154	約 153	長期 TB 未満 (約 24 h)	LOCA 未満 (約 30 h)
長期 TB	○	○	約 427	約 384	約 154	約 151	約 2.2×10^{-2} (約 20 h)	—
TBU/ TBD	○	○	約 427	約 384	約 154	約 151	長期 TB と同等 (約 20 h)	—
TBP	○	○	約 427	約 384	約 154	約 151	長期 TB 未満 (約 22 h)	—
TW RHR 故障	○	×	約 427	約 384	約 154	約 153	長期 TB と同等 (約 20 h)	LOCA 未満 (約 30 h)
LOCA	○	×	約 427	約 384	約 153	約 153	長期 TB 未満 (約 22 h)	約 1.7×10^{-2} (約 27 h)

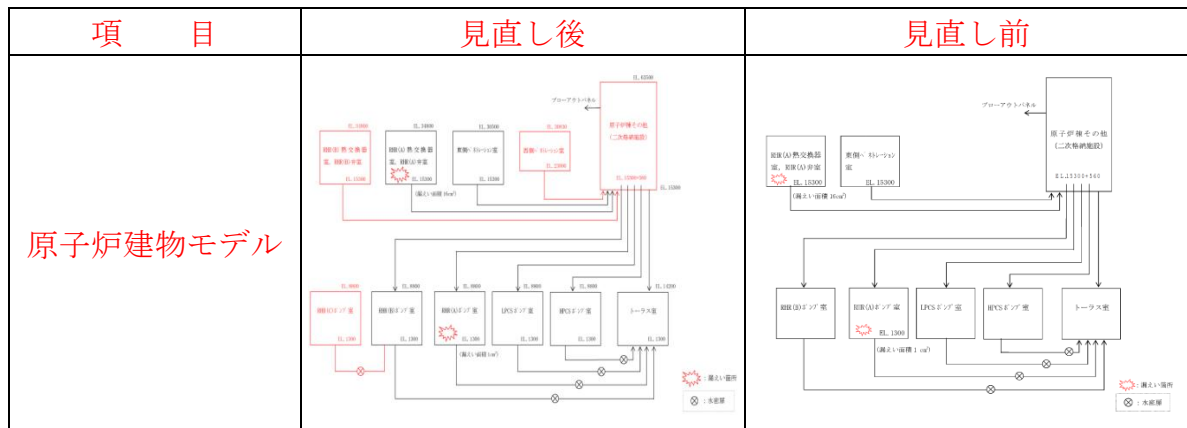
※括弧内はベント時間を記載

<解析条件の見直し>

- ① 炉心損傷前においても格納容器代替スプレイを実施することへの変更
 - ② 格納容器代替スプレイを実施するよう変更したことから、ベント実施までに交流電源の復旧が期待できるため、格納容器除熱手段を格納容器フィルタベント系から残留熱除去系へ変更
- ：見直しあり， ×：見直しなし

(2) 格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)

インターフェイスシステムLOCA発生時の原子炉建物原子炉棟内環境評価において、有効性評価で想定した以外の系統について評価を実施するため、解析モデル (原子炉建物ノード分割モデル) の一部を見直した。なお、原子炉建物大物搬入口の耐震対策に伴う影響 (二次格納施設の範囲の縮小) についても考慮した。



(注) A-残留熱除去系でインターフェイスシステムLOCAが発生した場合を示す。

2. 格納容器破損防止の有効性評価

2. 1 設置変更許可申請書（平成 25 年 12 月 25 日付）からの解析条件等変更内容について

(1) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（残留熱代替除去系を使用しない場合）

a. 格納容器ベント実施基準等の見直し

格納容器ベント実施基準として、サブプレッション・チェンバのベントラインが水没しないよう、「外部注水総量 4,000m³到達時」としていたが、ベント系の耐震信頼性の向上を図るため、「サブプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m 到達時」に見直した。

また、主蒸気隔離弁閉止の条件について、「原子炉水位低（レベル 2）」とされていたが、主蒸気が格納容器内に保持される厳しい条件として「事象発生と同時」に見直した。主蒸気隔離弁閉止条件の変更により、事象初期に格納容器内に保持される主蒸気量が増加したため、格納容器圧力 640kPa[gage]

(1.5Pd) 到達時間が約 28 時間から約 27 時間と若干早期となったものの、評価項目への影響はない。

解析条件の見直し項目

項目	見直し前	見直し後
格納容器ベント 実施基準	外部注水量 4,000m ³ 到達時	サブプレッション・プール水位 が通常水位+約 1.3m 到達
主蒸気隔離弁閉止	原子炉水位低（レベル 2）	事象発生と同時

解析結果

項目	見直し前	見直し後
格納容器圧力 640kPa[gage]到達時間	約 28 時間	約 27 時間
格納容器ベント時間	約 73 時間	約 32 時間
原子炉格納容器バウンダリに かかる圧力の最大値	約 722kPa[gage]	約 659kPa[gage]
原子炉格納容器バウンダリに かかる温度の最大値	約 202℃	約 197℃
Cs-137 放出量 評価結果 (7 日間)	合計 (D/W ベントラインと 建物からの漏えい) 約 3.4TBq	約 4.8TBq

- (2) 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱，原子炉压力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用，溶融炉心・コンクリート相互作用
- a. 物理化学現象発生以降の有効性評価の追加
物理化学現象発生以降の有効性評価として，残留熱代替除去系の運転を含めた安定状態までの解析結果及び作業の成立性等を追加した。
- b. ペDESTALの侵食量評価におけるコリウムシールドの考慮
解析コードMAAPによるペDESTALの侵食量評価において，ドライウェルサンプへの溶融炉心流入防止対策として設置したコリウムシールドについて模擬し，評価を実施した。
- c. DCH対策の原子炉压力容器破損前スプレイの実施
DCH対策の原子炉減圧時において，格納容器内環境の緩和のために，格納容器代替スプレイ系（可搬型）により原子炉压力容器破損前の格納容器スプレイを実施し，ペDESTALへスプレイ水が流入することでペDESTALへの事前水張りを実施する。
- d. ペDESTALへの溶融炉心落下前の初期水張り水位の見直し
従来は，MCCIの観点から，ペDESTALへの初期水張りの水位を深く設定することにより，溶融デブリを落下時に粒子化され，粒子状ベッドとして堆積することで，デブリ冷却性を向上させることが影響緩和のために重要であると考え，初期水張りの水位をドライウェル床面高さと同じ「3.7m（ペDESTAL床面からの水位）」と設定していた。
しかしながら，水深が深い場合は，万が一水蒸気爆発が発生した場合の影響が大きくなる可能性があることや，島根2号炉においては，コリウムシールドの設置によってMCCIによるコンクリート侵食の抑制に期待できるという特徴も踏まえ，可能な限り水位低下させる方針とし，FCIの圧力スパイクを考慮しても原子炉格納容器バウンダリの機能が維持され，溶融炉心の粒子化の効果等によるMCCIの影響緩和に期待でき，さらにFCIの水蒸気爆発が発生した場合の影響を小さく抑えることができる水位として，「2.4m（コリウムシールド上面からの水位）」に見直した。

解析条件の見直し項目

項目	見直し前	見直し後
コリウムシールド	なし	あり
原子炉圧力容器破損前の格納容器スプレイ	なし	あり
初期水張り水位	3.7m (ペDESTAL床面からの水位)	2.4m (コリウムシールド上面からの水位)

解析結果

【高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱】

項目	見直し前	見直し後
原子炉圧力破損直前の原子炉圧力	約 0.1MPa[gage]	約 0.1MPa[gage]

【原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用】

項目	見直し前	見直し後	
圧力スパイクによって原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値	約 235kPa[gage]	約 193kPa[gage]	
圧力スパイクによって原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値	約 127℃	約 123℃	
水蒸気爆発評価	内側鋼板にかかる応力	約 395MPa	約 233MPa
	外側鋼板にかかる応力	約 217MPa	約 140MPa

【溶融炉心・コンクリート相互作用】

項目	見直し前	見直し後
ペDESTAL床面のコンクリート侵食量	約 0.12m	0 m
ペDESTAL壁面のコンクリート侵食量	約 0.10m	約 0.04m

(3) 水素燃焼

格納容器過圧・過温破損防止対策として残留熱代替除去系を追加したことから、格納容器破損モード「水素燃焼」の評価事故シーケンスを、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」のうち、「残留熱代替除去系を使用しない場合」から「残留熱代替除去系を使用する場合」へ変更した。

変更した理由は、「残留熱代替除去系を使用しない場合」では、格納容器フィルタベント系に期待することで、水素濃度及び酸素濃度が低く維持され、水素燃焼の可能性が無視できる状態となるためである。

また、評価事故シーケンスを「残留熱代替除去系を使用する場合」において、G値の不確かさを考慮した場合に、格納容器内の酸素濃度が可燃限界を超える

おそれがあったことから、解析条件の初期条件である酸素濃度を「4 vol%」から「2.5vol%」へ変更した。なお、この条件は運転上許容されている値の上限（保安規定）に基づき設定していることから、運転上許容されている値の上限（保安規定）も、「4 vol%」から「2.5vol%」※へ変更する。

変更後においても、格納容器内の酸素ガス濃度は可燃限界を超えることはない。

※ 現状、プラント起動時に酸素濃度が2 vol%以下となるよう窒素を封入することで、プラント運転中に4 vol%に至らないようにしている。運転上許容されている値の上限（保安規定）の変更に伴い、プラント運転中に変更後の2.5vol%に至らないよう、プラント起動時の酸素濃度を下げることとする。

解析条件の見直し項目

項 目	見直し前	見直し後
評価事故シーケンス	残留熱代替除去系を使用しない場合	残留熱代替除去系を使用する場合
初期酸素濃度	4 vol%	2.5vol%

3. 燃料プールにおける燃料損傷防止対策の有効性評価

3. 1 設置変更許可申請書（平成 25 年 12 月 25 日付）からの解析条件等変更内容について

a. 燃料プールスプレイ系による燃料プールへの注水量の変更

燃料プールスプレイ系の注水量として、常設スプレイヘッダを使用する場合の配管圧損等を考慮した注水量である「120m³/h」を設定していたが、可搬型スプレイノズルを使用する場合も踏まえ、ホース圧損等を考慮した注水量である「48m³/h」に変更した。

b. 放射線の遮蔽の維持に必要な燃料プール水位の変更

必要な遮蔽の目安とした線量率の設定を、緊急作業時における被ばく限度（100mSv）と現場での作業時間に基づく線量率下での作業員の被ばく量を踏まえ、10mSv/hに変更した。

これに伴い、放射線の遮蔽が維持される水位が変更となった。

評価項目	変更前	変更後
必要な遮蔽の目安とした線量率	1mSv/h	10mSv/h
放射線の遮蔽が維持される水位	通常水位から約 2.2m 下	通常水位から約 2.6m 下

c. 燃料プール保有水量及び燃料プール水密度の変更

島根 2 号炉は運転停止中において、燃料プールとキャスク仮置ピット間のゲートを常時開状態としていることから、キャスク仮置ピットの保有水量を燃料プール保有水量に含めていたが、燃料プール水の水位低下をより厳しく評価するため、キャスク仮置ピット内の保有水量を除き、より小さい保有水量に変更した。また、燃料プールが沸騰するまでの時間の評価に使用している水密度を、初期水温の 65℃の値から、より値が小さい 100℃の値に変更した。

評価条件

項目	変更前	変更後
保有水量	約 1,772 m ³	約 1,599 m ³
水密度	981 kg/m ³	958 kg/m ³

評価結果

項 目		変更前	変更後
想定事故 1	燃料プールが沸騰するまでの時間	約 9.0 時間	約 7.9 時間
	放射線の遮蔽が維持される水位に到達するまでの時間	約 1.8 日	約 1.7 日
想定事故 2	燃料プールが沸騰するまでの時間	約 8.7 時間	約 7.6 時間
	放射線の遮蔽が維持される水位に到達するまでの時間	約 1.6 日	約 1.5 日

3. 2 第 781 回審査会合（令和元年 10 月 8 日）以降の解析条件等変更内容について

a. 燃料プールへの注水手段の変更

有効性評価で想定する燃料プールへの注水手段を、手順上優先して使用する燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッド使用）から、より作業時間が長い燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル使用）に変更した。

変更後においても、沸騰による燃料プール水位低下が始まる時間までに注水準備が完了することから、注水開始時間に変更はないため、評価結果^{*}は変わらないことを確認した。

※燃料棒有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保、未臨界の維持

項目	変更前	変更後
注水手段	燃料プールスプレイ系 （常設スプレイヘッド 使用）	燃料プールスプレイ系 （可搬型スプレイノズル 使用）
注水準備が完了する 時間	事象発生から 2 時間 30 分後	事象発生から 3 時間 10 分後
注水開始時間 （沸騰による燃料プール 水位低下が始まる時間）	事象発生から約 7.9 時間後 （想定事故 1） 事象発生から約 7.6 時間後 （想定事故 2）	

b. スロッシング量の見直し

地震起因のスロッシングが発生した場合のスロッシング量を見直した。

見直し後においても、事象発生から 3 時間 10 分後までに燃料プールスプレイ系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

項目	見直し前	見直し後
スロッシング量	約 140m ³	約 180m ³
スロッシングによる 燃料プール水位低下	通常水位から 約 0.84m 下	通常水位から 約 1.1m 下
放射線の遮蔽が維持され る最低水位に到達するま での時間	約 1.2 日	約 1.1 日
燃料棒有効長頂部まで水 位が低下するまでの時間	約 3.5 日	約 3.3 日

4. 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価
4. 1 設置変更許可申請書（平成 25 年 12 月 25 日付）からの解析条件等変更内容について

a. 原子炉設置変更許可申請書 添付書類の記載の修正

原子炉設置変更許可申請書 添付書類十「運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価」では、原子炉水位の変化を評価しているが、その評価において根拠とした図面に数値の誤りがあったため、正しい数値を用いて再評価を行った。

通常水位 誤 5254mm → 正 5104mm

b. 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失におけるプラント状態の見直し

運転停止中のプラント状態については、崩壊熱、保有水量の観点から厳しい状態と考えられる「POS-S 原子炉冷温停止への移行状態」での評価を行っていたが、崩壊熱除去機能喪失事象及び全交流動力電源喪失事象について、RPV の状態が閉止から開放となる POS の場合、RPV を開放すると原子炉隔離時冷却系が使用できなくなることを踏まえ、各 POS にて期待できる緩和設備も考慮し、「POS-A 格納容器及び原子炉圧力容器の開放並びに原子炉ウェル満水への移行状態」に見直した。なお、想定する崩壊熱の不確かさを考慮し、原子炉停止 12 時間後（POS-S の起点となる、復水器真空破壊時点の崩壊熱）での評価も実施している。

c. 原子炉冷却材の流出におけるプラント状態の見直し

運転停止中のプラント状態については、崩壊熱、保有水量の観点から厳しい状態と考えられる「POS-S 原子炉冷温停止への移行状態」での評価を行っていたが、原子炉冷却材流出事象について、原子炉開放時の場合、原子炉水位計による警報発生や緩和設備の起動等に期待できないことから、事象発生時の検知が困難な事象と考えられ、検知性の観点から厳しいと考える「POS-B 原子炉ウェル満水状態」に見直した。なお、想定する保有水量の不確かさを考慮し、原子炉未開放時（POS-S）での評価も実施している。

42. 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

第1表～第4表に炉心損傷防止対策，格納容器破損防止対策，燃料プールの燃料損傷防止対策及び運転停止中の燃料損傷防止対策の有効性評価の各重要事故シーケンス等において機能喪失を仮定した設備の一覧を示す。

第1表 炉心損傷防止対策の有効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧 (1 / 3)

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ等	安全機能の喪失に対する仮定等	解析上考慮しない主なS A設備
高圧・低圧注水機能喪失	過渡事象 (給水流量の全喪失)	—	高圧原子炉代替注水系
	高圧炉心冷却失敗	高圧炉心スプレイス系 原子炉隔離時冷却系	
	低圧炉心冷却失敗	低圧炉心スプレイス系 残留熱除去系 (低圧注水モード)	
高圧注水・減圧機能喪失	過渡事象 (給水流量の全喪失)	—	高圧原子炉代替注水系
	高圧炉心冷却失敗	高圧炉心スプレイス系 原子炉隔離時冷却系	
	原子炉減圧失敗	自動減圧系 手動減圧の失敗	
全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + HPCS失敗	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗)	非常用ディーゼル発電機	常設代替交流電源設備による非常用高圧母線の受電 (～24h)
	HPCS失敗	高圧炉心スプレイス系ディーゼル発電機	
全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + 高圧炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗)	非常用ディーゼル発電機	常設代替交流電源設備による非常用高圧母線の受電 (～24h)
	高圧炉心冷却失敗	高圧炉心スプレイス系ディーゼル発電機 原子炉隔離時冷却系	

第1表 炉心損傷防止対策の有効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧 (2/3)

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ等	安全機能の喪失に対する仮定等	解析上考慮しない主なS A設備
全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+D G失敗) + 直流電源喪失	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+D G失敗)	非常用ディーゼル発電機等	常設代替交流電源設備による非常用高圧母線の受電 (~24h)
	直流電源喪失	115V-B系所内用蓄電池 230V系蓄電池	
	—	原子炉隔離時冷却系	
全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+D G失敗) + S R V再閉失敗 + H P C S失敗	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+D G失敗)	非常用ディーゼル発電機	常設代替交流電源設備による非常用高圧母線の受電 (~24h)
	S R V再閉失敗	逃がし安全弁1個が開固着	
	H P C S失敗	高圧炉心スプレイスディーゼル発電機	

第1表 炉心損傷防止対策の有効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧 (3/3)

事故シケンスグループ	重要事故シケンス等	安全機能の喪失に対する仮定等	解析上考慮しない主なS A設備
崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)	過渡事象 (給水流量の全喪失)	—	—
	崩壊熱除去失敗	原子炉補機海水系 原子炉補機冷却系 高圧炉心スプレイ補機冷却系 (高 圧炉心スプレイ補機海水系)	
	—	全交流動力電源喪失 (外部電源喪 失, 非常用ディーゼル発電機等)	
崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)	過渡事象 (給水流量の全喪失)	—	—
	崩壊熱除去失敗	残留熱除去系	
原子炉炉停止機能喪失	過渡事象 (主蒸気隔離弁閉止)	—	代替制御棒挿入機能
	原子炉炉停止失敗	原子炉自動スクラム 原子炉手動スクラム	
LOCA時注水機能喪失	中破断LOCA	—	—
	高圧炉心冷却失敗	高圧炉心スプレイ系 原子炉隔離時冷却系	
	低圧炉心冷却失敗	低圧炉心スプレイ系 残留熱除去系 (低圧注水モード)	
	—	給水流量の全喪失 自動減圧系*	
	インターフェイズシステムL OCA	インターフェイズシステムLO CAが発生した側の残留熱除去 系の機能喪失	—
	—	給水流量の全喪失	

※「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」を踏まえて設定

第2表 格納容器破損防止対策の有効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧

格納容器破損モード	重要事故シナリオ等	安全機能の喪失に対する仮定等	解析上考慮しない主なS A設備
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (残留熱代替除去系を使用する場合) 水素燃焼	大破断LOCA	—	—
	ECCS注水機能喪失	高圧炉心スプレイ系 低圧炉心スプレイ系 残留熱除去系 (低圧注水モード)	
	全交流動力電源喪失	非常用ディーゼル発電機等	
	—	原子炉補機冷却系 (原子炉補機海水系含む)	
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (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)	大破断LOCA	—	残留熱代替除去系
	ECCS注水機能喪失	高圧炉心スプレイ系 低圧炉心スプレイ系 残留熱除去系 (低圧注水モード)	
	全交流動力電源喪失	非常用ディーゼル発電機等	
	—	原子炉補機冷却系 (原子炉補機海水系含む)	
高圧溶融物放出 / 格納容器雰囲気直接加熱 原子炉圧力容器外の溶融燃料 - 冷却材相互作用 溶融炉心・コンクリート相互作用	過渡事象 (給水流量の全喪失)	—	低圧原子炉代替注水系 (常設) 高圧原子炉代替注水系 ペデスタル代替注水系 (常設)
	高圧炉心冷却失敗	高圧炉心スプレイ系 原子炉隔離時冷却系	残留熱代替除去系 (原子炉注水)
	低圧炉心冷却失敗	低圧炉心スプレイ系 残留熱除去系 (低圧注水モード)	
	—	非常用ディーゼル発電機等 原子炉補機冷却系 (原子炉補機海水系含む)	

第3表 燃料プールの燃料損傷防止対策の有効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧

想定事故	重要事故シナリオ等	安全機能の喪失に対する仮定等	解析上考慮しない主なS A設備
想定事故 1	冷却機能喪失	燃料プール冷却系 残留熱除去系	燃料プールのスプレイスプレイヘッド使用)
	注水機能喪失	燃料プール冷却系 残留熱除去系 復水輸送系 燃料プール補給水系	
想定事故 2	燃料プール内の水の小規模な喪失	—	燃料プールのスプレイスプレイヘッド使用)
	冷却機能喪失	燃料プール冷却系 残留熱除去系	
	注水機能喪失	燃料プール冷却系 残留熱除去系 復水輸送系 燃料プール補給水系	

第4表 運転停止中の燃料損傷防止対策の有効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ等	安全機能の喪失に対する仮定等	解析上考慮しない主なS A設備
崩壊熱除去機能喪失	崩壊熱除去機能喪失	—	—
	崩壊熱除去・炉心冷却失敗	運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	
全交流動力電源喪失	外部電源喪失	—	—
	全交流動力電源喪失	非常用ディーゼル発電機等	
	—	原子炉補機冷却系（原子炉補機海水系含む）	
原子炉冷却材の流出	残留熱除去系切替時の冷却材流出	—	—
	流出隔離・炉心冷却失敗	運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	
	制御棒の誤引き抜き	—	—
反応度の誤投入			

実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド（改正 平成 29 年 11 月 29 日 原子力規制委員会決定） 抜粋

(b) 中小破断 LOCA 時

a) 重要事故シーケンスの例

- i. 中小破断 LOCA の発生後、「高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失する場合」、又は「高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失する場合」に、炉心の著しい損傷に至る。

b) 主要解析条件（「2.2.2 有効性評価の共通解析条件」に記載の項目を除く。）

- i. 原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断を想定する。
- ii. 高圧注水機能として IC、RCIC 及び高圧 ECCS の機能喪失を、低圧注水機能として低圧 ECCS の機能喪失を、原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を仮定する。
- iii. 原子炉冷却材バウンダリの破断口径及び破断位置は、低圧注水を行うために原子炉の減圧又は高圧注水系による炉心冷却を必要とする範囲とする。

c) 対策例

- i. 代替注水設備等による炉心冷却機能の確保
- ii. 逃がし安全弁の手動作動による原子炉の減圧及び低圧注水によって炉心冷却機能を確保
(代替注水設備の動作に原子炉の減圧が必要となる場合)

43. 有効性評価における先行プラントとの主要な相違点について
 1. 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
 (1) 高圧・低圧注水機能喪失

解析コード	項目	島根2号炉 SAFER/MAAP	柏崎6/7 SAFER・CHASTE /MAAP	東海第二 SAFER/MAAP	理由
事故条件	外部電源	外部電源なし (再循環ポンプトリップは 原子炉水位低(レベル 2))	外部電源あり	外部電源あり	SAFERコードによる燃料被覆管温度の評価結果は、燃料被覆管の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから、輻射による影響が詳細に考慮されるCHASTEコードは使用しない。 対策の成立性、必要燃料量の観点で厳しい外部電源なしを設定。 なお、原子炉スクラムまでの炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、再循環ポンプトリップは原子炉水位低(レベル2)にて発生するものとして設定。
機器条件	逃がし安全弁 格納容器フィルタータベ ント系	逃がし弁機能 第一弁全開	逃がし弁機能 格納容器二次隔離弁70%開 度	安全弁機能 第二弁全開	逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バ ウンダリの過度の圧力上昇を抑える。 運用の違い。 島根2号炉においては、格納容器ベント実施時には格納 容器フィルタータベント系の第一弁を全開する運用としてい る。
操作条件	格納容器代替スプレ イ系による原子炉格 納容器冷却	使用する(可搬)	使用する(常設)	使用する(常設)	解析条件の違い。 島根2号炉では、原子炉格納容器冷却は原子炉注水と別 の可搬型設備を用いて有効性評価を実施している。
	逃がし安全弁による 原子炉急速減圧操作	事象発生から30分後	事象発生から約14分後	事象発生から25分後	設定時間は異なるもの、操作時間の積み上げに基づき 設定しているという点では相違点はない。
	格納容器フィルタータベ ント系による原子炉 格納容器除熱操作	サブレーション・プール水 位が通常水位+約1.3m到達 から10分後	格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達時	格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達時	島根2号炉では、操作開始条件は格納容器最高使用圧力 に対する余裕を考慮して設定している。また、中央制御 室における操作所要時間を考慮して、操作開始条件到達 から10分後を設定している。

(2) 高圧注水・減圧機能喪失

項目		島根2号炉 SAFER/MAAP	柏崎6/7 SAFER/MAAP	東海第二 SAFER/MAAP	理由
解析コード					相違点はない。
事故条件	外部電源	外部電源なし (再循環ポンプトリップは 原子炉水位低(レベル 2))	外部電源あり	外部電源あり	必要燃料量の観点で厳しい外部電源なしを設定。 なお、原子炉スクラムまでの炉心の冷却の観点で厳しく なり、外部電源がある場合を包含する条件として、再循 環ポンプトリップは原子炉水位低(レベル2)にて発生 するものとして設定。
機器条件	逃がし安全弁 (原子炉圧力制御 時)	逃がし弁機能	逃がし弁機能	安全弁機能	逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バ ウンダリの過度の圧力上昇を抑える。
	低圧ECCSの台数	残留熱除去系 (低圧注水モード) 1台	残留熱除去系 (低圧注水モード) 1台	<ul style="list-style-type: none"> 残留熱除去系 (低圧注水系) 3台 低圧炉心スプレイス 	低圧ECCSは健全であることを想定しているが、解析 により、残留熱除去系(低圧注水モード)1台による原 子炉注水でも燃料被覆管温度の最大値等の評価項目を満 足することが確認できたため、それを包絡条件として有 効性評価解析の条件としている。

(3) 全交流動力電源喪失

a. 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + HPCS失敗

解析コード	項目	島根2号炉 SAFER/MAAP	柏崎6/7 SAFER/MAAP	東海第二 SAFER/MAAP	理由
機器条件 逃がし安全弁 (原子炉圧力制御 時)	逃がし弁機能	逃がし弁機能	逃がし弁機能	安全弁機能	逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑える。
	交流電源	事象発生から24時間後	事象発生から24時間後	事象発生から24時間後	相違点はない。
交流電源復旧までの原子炉注水 手段	原子炉隔離時冷却系及び低圧原子炉代替注水系 (可搬型) にて原子炉注水を実施。	原子炉隔離時冷却系にて原子炉注水を実施。	原子炉隔離時冷却系にて原子炉注水を実施。	原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系 (可搬型) にて原子炉注水を実施。	原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として、事象発生から約8時間後より低圧原子炉代替注水系 (可搬型) を用いて注水を実施。
格納容器冷却・除熱手段	格納容器圧力384kPa [gage] 到達 (約19時間) 後に格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による格納容器冷却を実施し、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施。	事象発生から16時間後に格納容器復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施。	事象発生から16時間後に格納容器復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施。	格納容器圧力0.279MPa [gage] 到達時に代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却を実施し、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施。	格納容器スプレイ実施基準到達により格納容器スプレイを実施する。残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベンツの実施基準に到達しないため格納容器ベンツを実施しない。

b. 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + 高圧炉心冷却失敗

解析コード	項目	島根2号炉 SAFER/MAAP	柏崎6/7 SAFER/MAAP	東海第二 SAFER/MAAP	理由
機器条件 逃がし安全弁 (原子炉圧力制御)	逃がし弁機能	逃がし弁機能	逃がし弁機能	安全弁機能	逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑える。
	交流電源	事象発生から24時間後	事象発生から24時間後	事象発生から24時間後	相違点はない。
交流電源復旧までの原子炉注水 手段	高圧原子炉代替注水系及び低圧原子炉代替注水系 (可搬型) にて原子炉注水を実施。	高圧代替注水系にて原子炉注水を実施。	高圧代替注水系にて原子炉注水を実施。	高圧代替注水系及び低圧代替注水系 (可搬型) にて原子炉注水を実施。	高圧原子炉代替注水系が機能維持できる時間として、事象発生から約8.3時間後より低圧原子炉代替注水系 (可搬型) を用いて注水を実施。
格納容器冷却・除熱手段	格納容器圧力384kPa [gage] 到達 (約19時間) 後に格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による格納容器冷却を実施し、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施。	事象発生から16時間後に格納容器復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施。	事象発生から16時間後に格納容器復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施。	格納容器圧力0.279MPa [gage] 到達時に代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却を実施し、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施。	格納容器スプレイ実施基準到達により格納容器スプレイを実施する。残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベンツの実施基準に到達しないため格納容器ベンツを実施しない。

c. 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋直流電源喪失

解析コード	項目	島根2号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
機器条件	逃がし安全弁 (原子炉圧力制御)	SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
		逃がし弁機能	逃がし弁機能	安全弁機能	逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑える。
交流電源		事象発生から24時間後	事象発生から24時間後	事象発生から24時間後	相違点はない。
交流電源復旧までの原子炉注水手段		高圧原子炉代替注水系及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）にて原子炉注水を実施。	高圧代替注水系にて原子炉注水を実施。	高圧代替注水系及び低圧代替注水系（可搬型）にて原子炉注水を実施。	高圧原子炉代替注水系が機能維持できる時間として、事象発生から約8.3時間後より低圧原子炉代替注水系（可搬型）を用いて注水を実施。
格納容器冷却・除熱手段		格納容器圧力384kPa [gage] 到達（約19時間）後に格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器冷却を実施し、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施。	事象発生から16時間後に格納容器ベントを実施し、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施。	格納容器圧力0.279MPa [gage] 到達時に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施し、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施。	格納容器スプレイ実施基準到達により格納容器スプレイを実施する。残留熱除去系による格納容器除熱実施前にベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。

d. 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋SRV再開失敗＋HPCS失敗

解析コード	項目	島根2号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
機器条件	逃がし安全弁 (原子炉圧力制御)	SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
		逃がし弁機能	逃がし弁機能	安全弁機能	逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑える。
交流電源		事象発生から24時間後	事象発生から24時間後	事象発生から24時間後	相違点はない。
交流電源復旧までの原子炉注水手段		原子炉隔離時冷却系及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）にて原子炉注水を実施。	原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（可搬型）にて原子炉注水を実施。	原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（可搬型）にて原子炉注水を実施。	相違点はない。
格納容器冷却・除熱手段		格納容器圧力384kPa [gage] 到達（約21時間）後に格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器冷却を実施し、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施。	格納容器圧力0.18MPa [gage] 到達後に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施し、事象発生から18時間後に格納容器ベントを実施。交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施。	格納容器圧力0.279MPa [gage] 到達時に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施し、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施。	残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器ベントの実施基準に到達しないため格納容器ベントを実施しない。

(4) 崩壊熱除去機能喪失
a. 取水機能が喪失した場合

解析コード	項目	島根2号炉 SAFER/MAAP	柏崎6/7 SAFER/MAAP	東海第二 SAFER/MAAP	理由
事故条件	外部電源	外部電源なし (再循環ポンプトリップは 原子炉水位低 (レベル 2))	外部電源なし	外部電源なし (再循環ポンプトリップは 原子炉水位低 (レベル 2))	要員、資源等の観点で厳しい外部電源なしを設定。なお、原子炉スクラムまでの炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、再循環ポンプトリップは原子炉水位低 (レベル2) にて発生するものとして設定。
	逃がし弁機能	逃がし弁機能	逃がし弁機能	安全弁機能	逃がし弁機能にて、原子炉炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑える。
原子炉注水手段		原子炉隔離時冷却系 (水プレッション・プー ル) 及び残留熱除去系 (低 圧注水モード) にて原子炉 注水を実施。	原子炉隔離時冷却系 (水 源：復水貯蔵槽)、低圧代 替注水系 (常設)、残留熱 除去系 (低圧注水モード) にて原子炉注水を実施。	原子炉隔離時冷却系 (水 源：サブプレッション・チェ ンバ)、低圧代替注水系 (常設)、残留熱除去系 (低圧注水系) にて原子炉 注水を実施。	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系の水源は、重大事故等対処設備であるサブプレッション・プー ルとしている。 長期の注水手段確保の観点から、健全に注水している原子炉隔離時冷却系を可能な限り運転継続し、原子炉補機代替注水系を起動後、残留熱除去系 (低圧注水モード) により原子炉注水を実施する。
格納容器冷却・除熱手段		事象発生から8時間後に原 子炉補機代替冷却系 (サブプレ ッション・プー ル) による原子炉格納容器 除熱を実施	代替格納容器スプレイ冷却 系 (常設) による格納容器 冷却を実施し、事象発生か ら20時間後に代替原子炉補 機冷却系を介した残留熱除 去系 (サブプレッション・ チェンバ・プー ル) による格納容器除 熱を実施	格納容器圧力 0.279MPa [gage]到達時に緊 急用海水系を用いた残留熱 除去系 (格納容器スプレイ 冷却系) 及び残留熱除去系 (サブプレッション・プー ル) による格納容器除 熱を実施	格納容器スプレイの実施基準到達前に、原子炉補機代替冷却系を準備し、残留熱除去系 (サブプレッション・プー ル) による格納容器除熱が可能である。

b. 残留熱除去系が故障した場合

解析コード	項目	島根2号炉 SAFER/MAAP	柏崎6/7 SAFER/MAAP	東海第二 SAFER/MAAP	理由
事故条件	外部電源	SAFER/MAAP 外部電源なし (再循環ポンプトリップは 原子炉水位低(レベル 2))	外部電源あり	外部電源あり	相違点はない。 要員、資源等の観点で厳しい外部電源なしを設定。なお、原子炉スクラムまでの炉心の冷却の観点で厳しくなく、外部電源がある場合を包含する条件として、再循環ポンプトリップは原子炉水位低(レベル2)にて発生するものとして設定。
機器条件	逃がし安全弁	逃がし弁機能	逃がし弁機能	安全弁機能	逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑える。
	格納容器フィルタータベ ント系	第一弁全開	格納容器二次隔離弁70%開 度	第二弁全開	運用の違い。 島根2号炉においては、格納容器ベント実施時には格納容器フィルタータベント系の第一弁を全開する運用としている。
操作条件	格納容器代替スプレ イ系による原子炉格 納容器冷却	使用する(可搬)	使用する(常設)	使用する(常設)	解析条件の違い。 島根2号炉では、原子炉格納容器冷却は原子炉注水と別の可搬型設備を用いて有効性評価を実施している。
	格納容器フィルタータベ ント系による原子炉 格納容器除熱操作	サブレシジョン・プールの水 位が通常水位+約1.3m到達 から10分後	格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達時	格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達時	島根2号炉では、操作開始条件は格納容器最高使用圧力 に対する余裕を考慮して設定している。また、中央制御 室における操作所要時間を考慮して、操作開始条件到達 から10分後を設定している。
原子炉減圧後の原子炉注水手段	低圧原子炉代替注水系(常 設)にて原子炉注水を実 施。	低圧原子炉代替注水系(常 設)にて原子炉注水を実 施。	高圧炉心注水系にて原子炉 注水を実施。	低圧代替注水系(常設)に て原子炉注水を実施。	低圧で注水可能な系統として、高圧炉心スプレイ系、低 圧炉心スプレイ系又はC-残留熱除去系(低圧注水モー ド)に期待することも可能であるが、原子炉減圧時の水 位回復性能を確認する観点で、注水流量の小さい低圧原 子炉代替注水系(常設)に期待した評価としている。

(5) 原子炉停止機能喪失

項目	島根2号炉 RE DY / S C A T	柏崎6/7 RE DY / S C A T	東海第二 RE DY / S C A T	理由
解析コード				相違点はない。
初期条件	炉心流量 100%流量	100%流量	85%流量	プラント設計のベースとなる定格炉心流量を設定。低炉心流量の影響は感度解析で確認。
	燃料及び炉心 9×9 燃料 (A型) 及び MOX 燃料228体を装荷し た平衡炉心	9×9 燃料 (A型)	9×9 燃料 (A型)	島根2号炉は、MOX適用プラントであり、圧力上昇によるボイドの減少により印加される正の反応度を厳しく評価するため。
操作条件	自動減圧系の自動起 動阻止操作 事後発生 6 分後	原子炉水位低 (レベル1) 到達後30秒以内 事後発生 11.6分後	事後発生 4 分後	島根2号炉及び東海第二は手順に従い、原子炉停止機能喪失を確認した場合にADSの自動起動を阻止することとしており、プラント状況判断にかかる想定時間が相違している。
	ほう酸水注入系運転 操作 事後発生 11.6分後	事後発生 11分後	事後発生 6 分後	東海第二はADS作動阻止操作終了後、ほう酸水注入系起動に要する時間を考慮して事後発生6分後としているが、島根2号炉はスクラム失敗確認した後から運転余裕時間10分を考慮して設定している。
	残留熱除去系 (サブ レシジョン・プール 水冷却モード) 運転 操作 事後発生 11.6分後	事後発生 10.7分後	事後発生 17分後	島根2号炉及び柏崎6/7はサブレシジョン・プール水温度49℃を確認した後から運転余裕時間10分を考慮している。島根2号炉と東海第二ではLPCI優先のインターロックの継続時間が異なるため、運転余裕時間が異なる。

(6) LOCA時注水機能喪失

解析コード	項目	島根2号炉 SAFER/MAAP	柏崎6/7 SAFER・CHASTE /MAAP	東海第二 SAFER/MAAP	理由
事故条件	起因事象	再循環ポンプ吸込み側配管の破断 破断面積は約3.1cm ²	原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断 破断面積1cm ²	再循環系配管（出口ノズル）の破断 破断面積3.7cm ²	<p>本重要事故シナケンスでは、SAFERコードによる燃料被覆管温度の評価結果は、燃料被覆管の破断判断基準に対して十分な余裕があることから、輻射による影響が詳細に考慮されるCHASTEコードは使用しない。</p> <p>中小破断LOCAに対する条件を下記に基づき設定。 ・破断箇所は、冷却材の流出流量が大きくなるため炉心冷却の観点で厳しい液相部配管とし、液相部配管はシユラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差がないことから、原子炉圧力容器に接続される配管の中で接続位置が低く最大口径となる配管を選定（型式の相違によりABWRである柏崎6/7とは破断を想定する箇所が異なる）。 ・破断面積は炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シナケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表でき破断面積として3.1cm²を設定。 ・外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源なしを設定し、原子炉スクラムまでの炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、再循環ポンプトリップは原子炉水位低（レベル2）にて設定するものとして設定。</p>
機器条件	逃がし安全弁	逃がし弁機能	逃がし弁機能	安全弁機能	逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑える。
	格納容器フィルタータベ	格納容器隔離弁を全開操作	格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積70%開）	第二弁全開	運用の違い。 島根2号炉においては、格納容器ベント実施時には格納容器フィルタータベント系の第一弁を全開する運用としている。
	格納容器代替スプレイ系による原子炉格納容器冷却	使用する（可搬）	使用する（常設）	使用する（常設）	解析条件の違い。 島根2号炉では、原子炉格納容器冷却は原子炉注水と別の可搬型設備を用いて有効性評価を実施している。
操作条件	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生から30分後	事象発生から約14分後	事象発生から25分後	設定時間は異なるもの、操作時間の積み上げに基づき設定しているという点では相違点はない。
	格納容器フィルタータベント系による原子炉格納容器除熱操作	サブレーション・プールの水位が通常水位+約1.3m到達から10分後	格納容器圧力0.31MPa [gage] 到達時	格納容器圧力0.31MPa [gage] 到達時	島根2号炉では、操作開始条件は格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定している。また、中央制御室における操作所要時間を考慮して、操作開始条件到達から10分後を設定している。

(7) 格納容器バイパス (インターフェースシステム LOCA)

解析コード	項目	島根2号炉 SAFER	柏崎6/7 SAFER	東海第二 SAFER	理由
事故条件	起因事象	残留熱除去系(低圧注水モード)の破断 破断面積 残留熱除去系熱交換器フラ ンジ部: 16cm ² 残留熱除去系機器等: 1 cm ²	高圧炉心注水系の吸込配管の破断 破断面積: 10cm ²	残留熱除去系B系熱交換器 フランジの破断 破断面積: 21cm ²	構造健全性評価の結果に基づき破断面積を設定している という点では相違点はない。
	外部電源	外部電源なし	外部電源なし	外部電源なし	外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく、原子 炉水位の低下が早くなることから、外部電源なしを設定 また、原子炉スクラムまでの炉心の冷却の観点で厳しく なり、外部電源がある場合を包含する条件として、再循 環ポンプトリップは原子炉水位低(レベル2)にて発生 するものとして設定。
機器条件	逃がし安全弁	逃がし弁機能	逃がし弁機能	安全弁機能	逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バ ウンダリの過度の圧力上昇を抑える。
操作条件	逃がし安全弁による 原子炉急速減圧操作	事象発生から30分後	事象発生から約15分後	事象発生から15分後	設定時間は異なるもの、操作時間の積み上げに基づき 設定しているという点では相違点はない。
	破断箇所隔離操作	事象発生から10時間後	事象発生から4時間後	事象発生から5時間後	設定時間は異なるもの、作業環境(最大約44℃)を考 慮し、現場移動及び操作に要する時間を考慮して設定し ているという点では相違点はない。
	破断箇所からの漏え い水の温度抑制操作	残留熱除去系をサブレッ ション・プール水冷却モー ド運転から原子炉停止時冷 却モード運転に切替えを 実施	実施しない	実施しない	破断箇所からの漏えい水の温度を抑制し、早期に現場の 環境を改善するための操作として実施。

2. 運転中の原子炉における重大事故

(1) 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (残留熱代替除去系を使用する場合), 水素燃焼

項目		島根2号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
機器条件	原子炉スクラム信号	事象発生と同時に	事象発生と同時に	原子炉水位低 (レベル3) 信号	外部電源喪失を仮定していることから, 事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定。
操作条件	可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内窒素供給操作	事象発生から12時間後	注入しない	格納容器内酸素濃度が4.0vol% (ドライ条件) に到達時	可燃性ガス濃度の上昇を抑制するために, 残留熱代替除去系による格納容器除熱開始後に窒素を供給する運用とされている。

(2) 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (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)

項目		島根2号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
機器条件	原子炉スクラム信号	事象発生と同時に	事象発生と同時に	原子炉水位低 (レベル3) 信号	外部電源喪失を仮定していることから, 事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定。
操作条件	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作	サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m到達から10分後	格納容器圧力が0.62MPa [gage] 接近時	サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m到達後に実施する条件としており, これに中央制御室における操作所要時間10分を考慮して設定。	

(3) 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用，溶融炉心・コンクリート相互作用

解析コード	項目	島根2号炉 MAAP	柏崎6/7 MAAP	東海第二 MAAP	理由
事故条件	起因事象	外部電源なし（全交流動力電源喪失を想定）	外部電源なし（非常用ディーゼル発電機に期待）	外部電源なし（全交流動力電源喪失を想定）	島根2号では，東海第二と同様に，運転員の対応を厳しく評価する観点から全交流動力電源喪失を設定している。 柏崎刈羽においては，レベル1.5PRAの結果を踏まえて全交流動力電源喪失を設定していない。
機器条件	原子炉スクラム信号	事象発生と同時に	事象発生と同時に	原子炉水位低（レベル3）信号	外部電源喪失を仮定していることから，事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定。
	代替格納容器サブレイ冷却	ペデスタル注水： 120m ³ /hにて格納容器内 サブレイ	圧力容器破損前： 70m ³ /hでサブレイ 圧力容器破損後： 130m ³ /h以上でサブレイ	原子炉圧力容器破損直後： 300m ³ /hにて格納容器へ サブレイ 格納容器圧力制御： 130m ³ /hにて格納容器へ サブレイ	島根2号では，事象進展によらず，格納容器サブレイは120m ³ /hで実施することとしている。
	ペデスタル注水	原子炉圧力容器破損前： 120m ³ /hにて格納容器内 サブレイ 原子炉圧力容器破損後： 崩壊熱相当に余裕をみた注 水量にて注水	圧力容器破損前： 90m ³ /hで注水 圧力容器破損後： 崩壊熱相当の注水量にて注 水	80m ³ /hでペデスタルへ注水	島根2号では，原子炉圧力容器破損前の初期水張りは格納容器サブレイで実施するため，格納容器温度及び圧力抑制に必要なサブレイ流量を考慮し120m ³ /hで実施することとしている。 原子炉圧力容器破損後は，溶融炉心冷却が継続可能な流量として設定している。
	窒素供給	100Nm ³ /h	注入しない	200Nm ³ /h	格納容器内の酸素濃度の上昇抑制に必要な流量として設定。

項目		島根 2 号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
操作条件	原子炉急速減圧	原子炉水位が燃料棒有効長底部より燃料棒有効長の20%上の位置に到達した時点	原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置に到達した時点	原子炉水位が燃料棒有効長底部から燃料棒有効長の20%高い位置に到達した時点	ジルコニウム-水反応が著しくなる前に減圧するという考え方は同じではあるが、感度解析結果の差異により、島根2号炉では、BAF+20%で原子炉急速減圧を実施する。
	ペダスタル注水（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）	原子炉圧力容器下鏡温度が300℃に到達したことを確認して開始し、ペダスタルの水位が2.4m（注水量225m ³ 相当）に到達したことを確認した場合に停止する	原子炉圧力容器下鏡温度が300℃に到達したことを確認して開始、格納容器下部の水位が2m（総注水量180m ³ ）に到達したことを確認した場合に停止	—	島根2号では、FCIの圧力スバイクを考慮しても原子炉格納容器バウンダリの機能が維持され、溶融炉心の粒子化の効果等によるMCCIの影響緩和に期待でき、さらにFCIの水蒸気爆発が発生した場合の影響を小さく抑えることができるとして、初期水張り水位を設定している。なお島根2号では、初期水張りを格納容器代替スプレイ系（可搬型）により実施する。 東海第二では、通常運転中からペダスタルに水位が形成されていることから、事前水張りは実施しない。

3. 燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故

(1) 想定事故 1

項目	島根 2 号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
操作条件	燃料プールのスプレイ系による燃料プールへの注水	事象発生から約7.9時間後	事象発生から8時間後	島根 2 号炉は、燃料プールのスプレイ系による注水準備が事象発生から 3 時間 10 分後までに完了することから、燃料プールの水温度が 100℃に到達し、燃料プールの水位が低下し始める事象発生から約 7.9 時間後に注水を開始する操作条件となっている。このため、燃料プールの水位は通常水位を維持する結果となっている。
		事象発生から 12 時間後		柏崎 6/7 は、事象発生から 12 時間後の注水に対しプールの水温度 100℃到達が約 7 時間後となり、東海第二は、事象発生から 8 時間後の注水に対しプールの水温度 100℃到達が約 5.1 時間後となるため、燃料プールの水位の低下が生じる。

(2) 想定事故 2

項目	島根 2 号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
事故条件	配管破断 (損傷) の想定	残留熱除去系配管の配管内径の 1/2 の長さの配管肉厚の 1/2 の幅を有する貫通クラックによる損傷	燃料プールの冷却浄化系配管の破断	島根 2 号炉は、燃料プールの水位 (NWL) と破断箇所での水頭差及び配管圧損を考慮し、事故発生時における流出量を評価した結果から設定。
	漏えいによる燃料プールの水位の低下	—	事象発生と同時に通常水位から約 0.23m 下まで低下	島根 2 号炉は、サイフォンブレイク配管により、サイフォン現象による燃料プールの流出停止に期待した評価としている。
	サイフォン現象による漏えい量	約 70m ³ /h	—	
操作条件	燃料プールのスプレイ系による燃料プールへの注水	事象発生から約 7.6 時間後	事象発生から 8 時間後	島根 2 号炉は、燃料プールのスプレイ系による注水準備が事象発生から 3 時間 10 分後までに完了することから、燃料プールの水温度が 100℃に到達し、燃料プールの水位が低下し始める事象発生から約 7.6 時間後に注水を開始する操作条件となっている。このため、燃料プールの水位は通常水位から約 0.35m 下を維持する結果となっている。
		事象発生から 12 時間後		柏崎 6/7 は、事象発生から 12 時間後の注水に対しプールの水温度 100℃到達が約 7 時間後となり、東海第二は、事象発生から 8 時間後の注水に対しプールの水温度 100℃到達が約 5.0 時間後となるため、燃料プールの水位の低下が生じる。

4. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

(1) 崩壊熱除去機能喪失

項目	島根2号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
事故条件	外部電源なし	外部電源なし	外部電源あり 外部電源なし	島根2号炉は、外部電源の有無は、崩壊熱除去機能の喪失に伴う原子炉水位の低下に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定している。
操作条件	原子炉水位回復から約30分後	原子炉水位回復から約90分後	原子炉水位回復から約1時間45分後	島根2号炉は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱操作（東海第二は必要）。また、島根2号炉はBWR-5であり、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の戻り水が再循環配管に流入する設計のため、原子炉圧力容器への低温水流入による過度な熱衝撃発生を防止を目的とした配管の暖気運転は実施しない（直接RPVに流入する設計であるABWRのKK6/7は実施する）。

(2) 全交流動力電源喪失

項目	島根2号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作	常設代替交流電源設備からの受電操作を考慮し、事象発生から2時間後	島根2号炉は、常設代替交流電源設備からの受電操作を考慮し、事象発生から2時間後としている。事象発生から約0.9時間後に原子炉水温が100℃に到達するため、原子炉水位が低下した後に原子炉注水を開始する。東海第二では原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系（常設）の準備操作が完了し、原子炉水位が低下し始める事象発生から約1.1時間後から注水を開始する。このため、原子炉水位は維持される。
操作条件	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）による原子炉除熱操作	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）による原子炉除熱操作	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）による原子炉除熱操作	島根2号炉は、原子炉補機代替冷却系の準備完了後に残留熱除去系による原子炉除熱を実施することとしている。

(4) 反応度の誤投入

項目	島根2号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
解析コード	APEX/SCAT (RIA用)	APEX	APEX/SCAT (RIA用)	島根2号炉，東海第二は投入される反応度が1ドルを超えるため，SCAT (RIA用) を用いて燃料エンタルピーの評価を実施。
解析条件	制御棒引抜阻止	原子炉周期短信号 (原子炉周期20秒)	期待しない	島根2号炉は，中間領域計装の中性子束高信号 (各レンジフルスケールの90%) による制御棒引抜阻止には保守的に期待していない。 なお，制御棒引抜阻止による制御棒引抜阻止 (各レンジフルスケールの90%) が発生すると制御棒引抜が停止する。ただし，本評価では制御棒の誤引抜により反応度が急激に投入されるため，中性子束高信号 (各レンジフルスケールの90%) と中性子束高信号 (各レンジフルスケールの95%) によるスクラム信号がほぼ同時に発生するため，制御棒引抜阻止に期待した場合でも評価項目に与える影響はほとんどない。
機器条件	原子炉スクラム信号	起動領域計装の原子炉出力ベリオ下短 (10秒)	起動領域モニタの原子炉周期短 (原子炉周期10秒)	島根2号炉は，原子炉周期短による原子炉スクラム信号のインターロックがない (警報のみ) ため，中間領域計装の中性子束高信号 (各レンジフルスケールの95%) でスクラムする。

68. 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

1. はじめに

I S L O C Aが発生した場合、原子炉冷却材が原子炉棟内へ流出することにより、原子炉棟内の温度及び圧力が上昇し、原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル（以下「B O P」という。）が開放する。B O Pが開放することにより、原子炉棟内の蒸気を屋外へ排出するとともに屋外の空気を原子炉棟内へ取り込むことにより原子炉棟内の環境が緩和され、現場での漏えい箇所の隔離操作が可能となる。

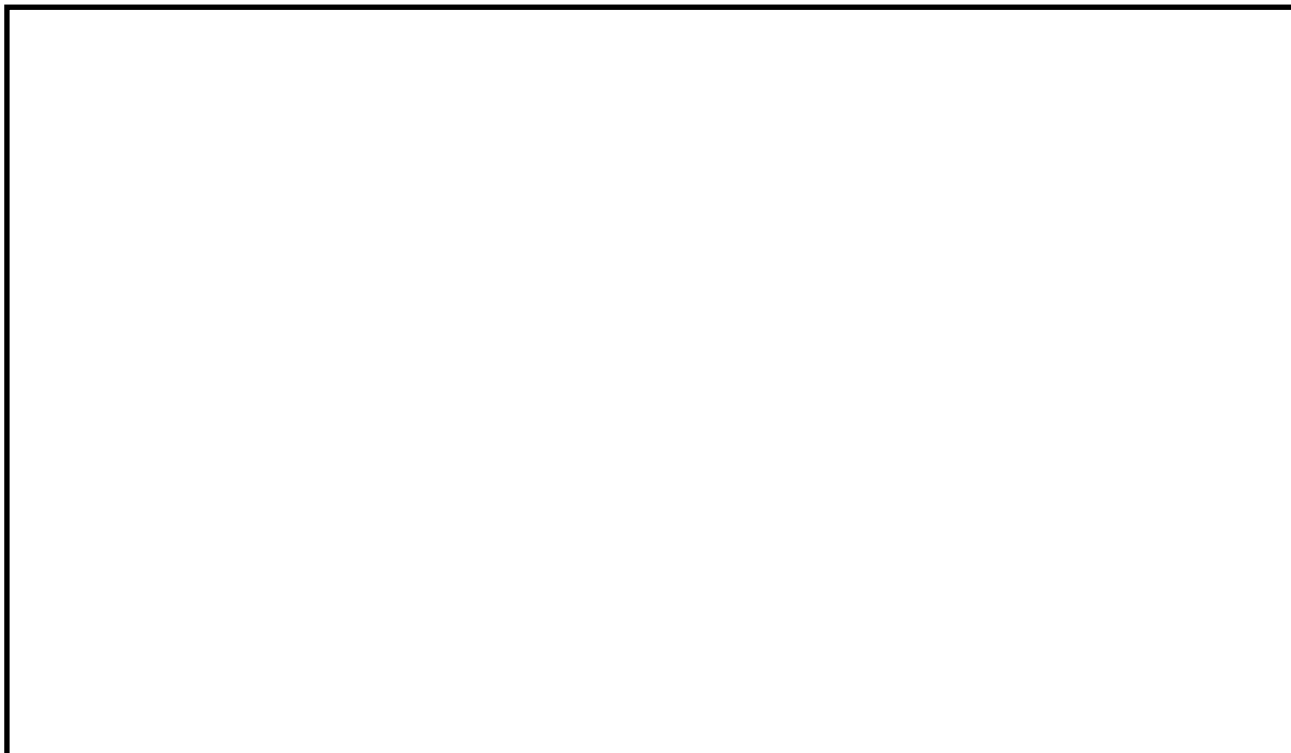
本資料では、屋外へ通じる原子炉棟の開口面積等について説明する。

2. 開口面積について

(1) B O P閉止装置の設置

設置許可基準規則第五十九条（運転員が原子炉制御室にとどまるための設備）の解釈に「原子炉制御室の居住性を確保するために原子炉建屋に設置されたブローアウトパネルを閉止する必要がある場合は、容易かつ確実に閉止操作ができること。また、ブローアウトパネルは、現場において人力による操作が可能なものとする。」が要求されている。

島根原子力発電所2号炉においては、本要求に従いB O P閉止装置を設置することとしており、B O P閉止装置の概要図を図1に示す。なお、B O P閉止装置は欧州加圧水型炉（E P R）に設置されている気密ダンパをベースに詳細設計中である。



（注）詳細設計中であり、変更の可能性有り

図1 B O P閉止装置概要図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(2) 解析条件

原子炉建物燃料取替階にBOPを3個(北側2個, 西側1個)設置している。

西側のBOPについては, BOPの要求機能(主蒸気管破断時等における開放機能と弾性設計用地震動 S_d での閉維持機能の両立)を担保できない可能性があることから期待しない評価としている。これにより, ISLOCA発生時は北側のBOP2個が開放することにより, BOP閉止装置及びBOPを通じて屋外と通気する。BOP閉止装置は現在設計中であるが, 仮にBOPの開口面積を下回る設計結果となった場合, 屋外との通気はBOP閉止装置の開口面積により制限されることが考えられる。このため, BOP閉止装置の開口面積を可能な限り確保するよう設計を進めているが, BOP2個分から25%減少させたBOP1.5個分(約 \square m²)をBOP閉止装置の開口面積の設計下限値として設定し, ISLOCA時の解析条件とする。

なお, BOPの開口面積を1.5個分に減らした場合, 主蒸気管破断事故時において原子炉格納容器に作用する外圧の最大値は変わらず, 設計外圧未満であることを確認している(図3)。

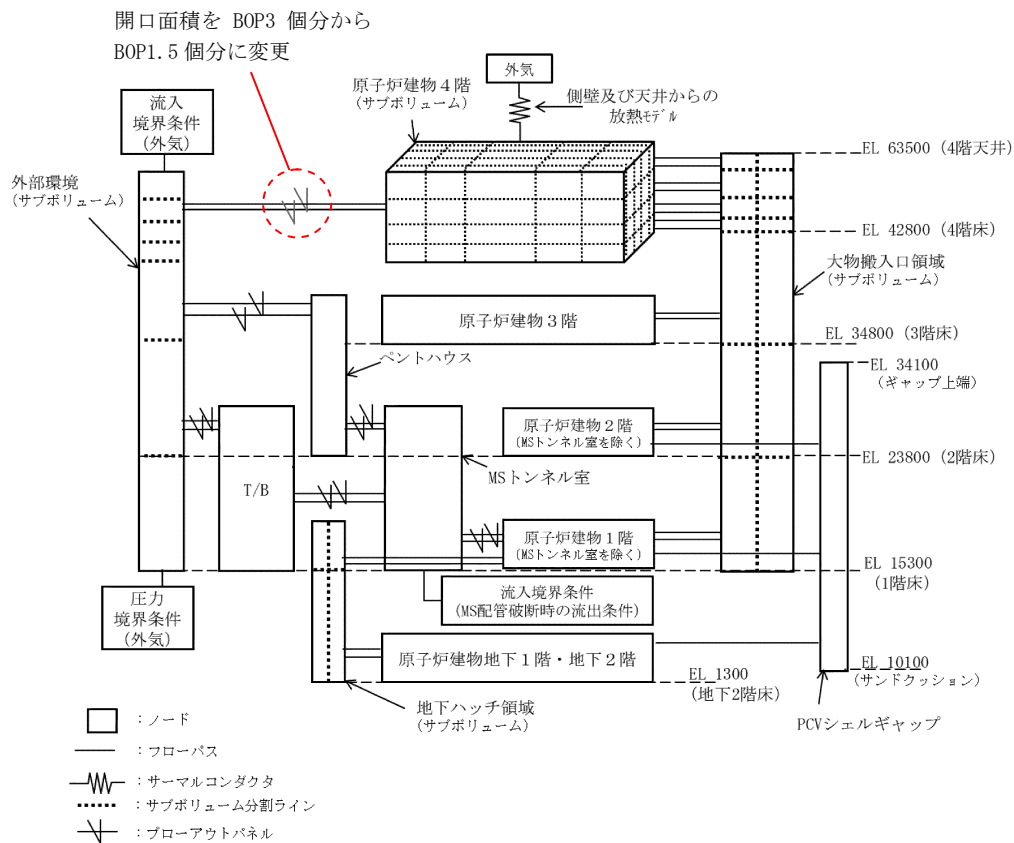


図2 GOthic 解析によるノード分割図

本資料のうち, 枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

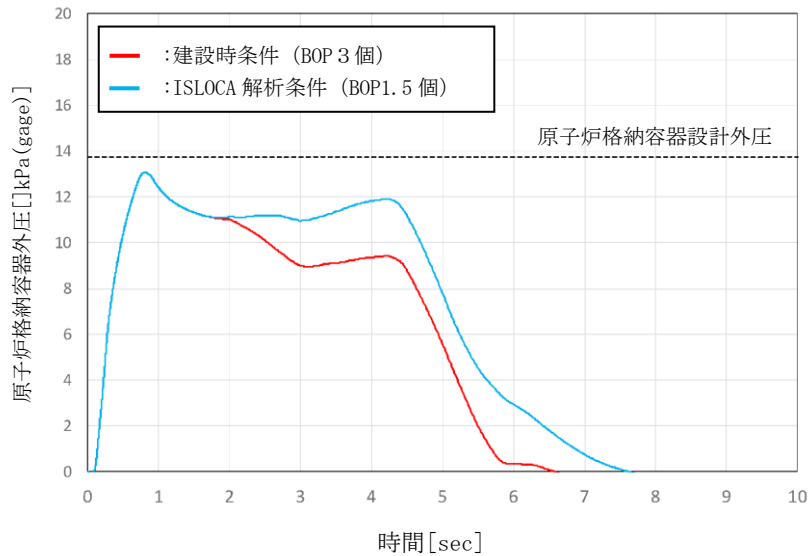


図3 主蒸気管破断事故時の原子炉格納容器外圧の圧力変化

3. 同時開放の信頼性について

原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル (BOP) と原子炉建物 4 階 (燃料取替階) より下階からの圧力伝播箇所である大物搬入口との位置関係を図 4 に示す。圧力は音速で伝播し、圧力伝播箇所と BOP の最短距離は約 26m、最長距離は約 40m であり圧力到達の時間差は約 0.04 秒であることから、BOP は同時に開放するものと判断する。



図4 圧力伝播箇所とBOPの位置関係

4. BOP 開放後の対応について

ISLOCA 発生時の BOP 開放後の対応として、漏えい個所の隔離が完了し原子炉棟内の温度が低下している場合には、BOP 閉止装置を閉止し、二次格納施設のバウンダリ機能を確保する。

以上

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

72. 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

(1) 水源切替手段の再検討について

R C I C水源切替の自動化について、既許可での切替手段に新規制への対応を踏まえ有効な回路構成を検討したが、**回路構成の変更に伴いC S Tの第一水源としての有用性が大きく損なわれるとともに**、R C I C/H P C Sの信頼性を損わずに対処することが困難なため、既許可の先行炉と同様に第一水源をS/Cとすることとした。

<既許可>

高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の第一水源はC S Tとなっており、C S T水位の低下もしくはS/Cの水位が上昇した場合に、S/Cへ自動または手動にて切り替える方法をとっている。

・現状のC S T水位による水源切替方法

➤ H P C S

水位低信号による自動切替え

➤ R C I C

水位低信号による警報確認後、運転員による手動切替え

<新規制への対応について>

新規制基準に照らして、既設回路を再確認したところ以下の事項への対応が必要となった。

- (1) 耐震Sクラス未満であるC S T付近に設置される水位計による切替判断ではなく、健全性の確保された検出器による切替判断
- (2) C S Tを含む同エリアのタンク全3基（C S T、補助C S T、トーラス水受入タンク）破損による溢水を想定し、C S T水が水位低設定値まで低下しない状況^{*1}においても検出可能な方法

*1：C S TエリアのBクラス設備が破損した場合の溢水想定では、遮蔽壁内およびダクトスペース等に漏えい水が貯留するため、C S T内の水位が低下しない可能性がある。

<再検討内容>

(1) 検出手段への対応（水位による切替方式）（図1）

C S T破損時でもC S T水位を検知するため、溢水影響を受けない範囲かつ耐震Sクラスの範囲でC S T水位を検出する方法について検討した。

C S T水位の変動は、R C I Cポンプ入口でも圧力変動としてとらえることが出来るため、R C I Cポンプ入口配管に圧力伝送器（Sクラス）を設置することにより、水頭圧でのC S T水位検知できることから対応可能である。

(2) -1 溢水への対処（水位による切替方式）（図1）

CSTを含む同エリアのタンク全基破損による溢水を想定し、CST内外の水位が平衡した状態*2での水源切替方法について検討した。

本検討における溢水量は、CST内外の平衡水位を可能な限り低減するため、CSTエリアに設置されているタンク（CST、補助CST、トールラス水受入タンク）に運用上保有されている必要水量として評価した。

必要水量に限定した溢水評価でも、CST内外の平衡水位は、現状の水源切替水位よりも高いレベルであるため、設定値を平衡水位以上に引き上げなければ、CSTが破損していても水源が切り替わらない可能性がある。ただし、設定値を平衡水位以上に引き上げた場合は、事故時に使用できる最低水量が800m³から360m³となる。水源をCSTとした場合の解析結果（補足説明資料「50. 原子炉隔離時冷却系の水源の違いによる解析結果への影響について」）において、800m³では約30時間の注水が可能であるが、360m³では約10時間に短縮される。同評価におけるS/C水温の100℃到達時間は約9.6時間後のため、約10時間分の容量では、CSTからS/Cへ水源を切替えても、RCICがS/C水源として使用できない水温100℃以上となっているため、注水継続は不可能となる。よって、溢水を想定した場合において水位による水源切替では、使用可能な水量が極端に制限されることにより、CSTの第一水源としての有用性が大きく損なわれる結果となる。

*2：CST破損により、CST外への漏えいが発生するとCST水位が低下するが、CSTエリアに貯留した漏えい水がCST水位と同じ高さになった時点で水位低下は停止する（平衡した状態）。漏えいによるCST水位低下が停止した水位を平衡水位としている。

(2) -2 溢水への対処（水位によらない切替方式）

溢水の要因および結果により、溢水が生じていることを検知するため、以下の検知手段を検討した。

(a) 地震大検知（図2）

Bクラス設備の地震による破損可能性がある場合に、CSTエリアの溢水有無に関わらず切り替える検知方法である。この場合、地震時には保守的に切替えが行われるが、地震以外の何らかの要因でCSTエリアの溢水が生じた場合に対する有効な手段とはなっていないため、溢水検知手段としては不十分である。

(b) 漏えい検知（図3）

タンク等の破損によりCSTエリアに溢水が生じたことをもって切り替える検知方法である。この場合、溢水時に切替えを行うことが出来るが、CSTエリアは屋外と同等の環境下となるため小動物や結露などによる漏えい検知器の誤動作により、溢水が生じていなくとも水源が切替わる可能性がある。安全保護回路の関連回路(MS-2)としての信頼性を

満足できないため、安全重要度に応じた要求事項を満足できない。

(3) 水源切替失敗時の安全機能への影響

溢水時に水源切替に失敗した場合は、一度タンク外へ漏えいした水に含まれる異物がCST内へ流入することによりRCIC/HPCSポンプの健全性が確保できない可能性がある。

確実に水源切替が出来ない限り、CSTを第一水源とすることによる安全機能への影響は無視できない。

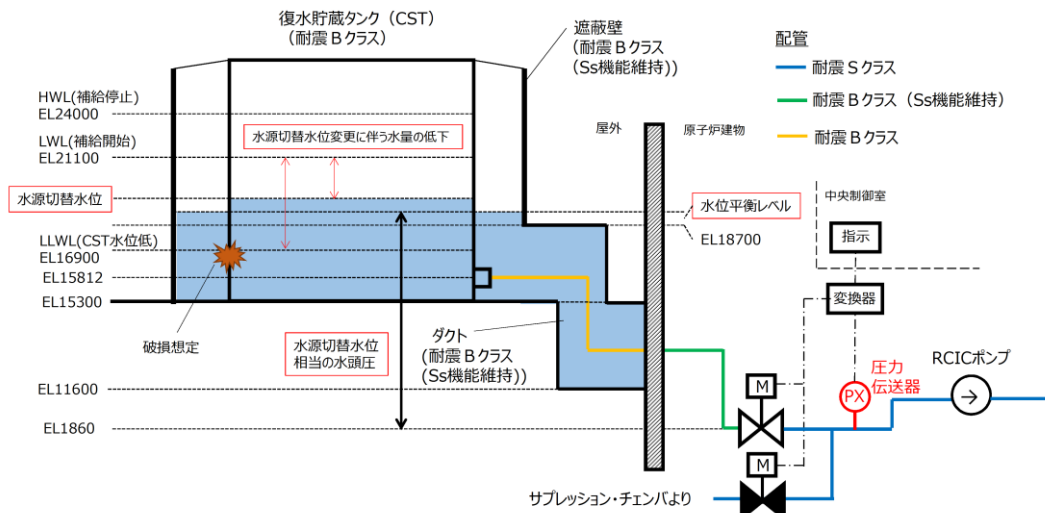


図1 水位による切替方式 概要図

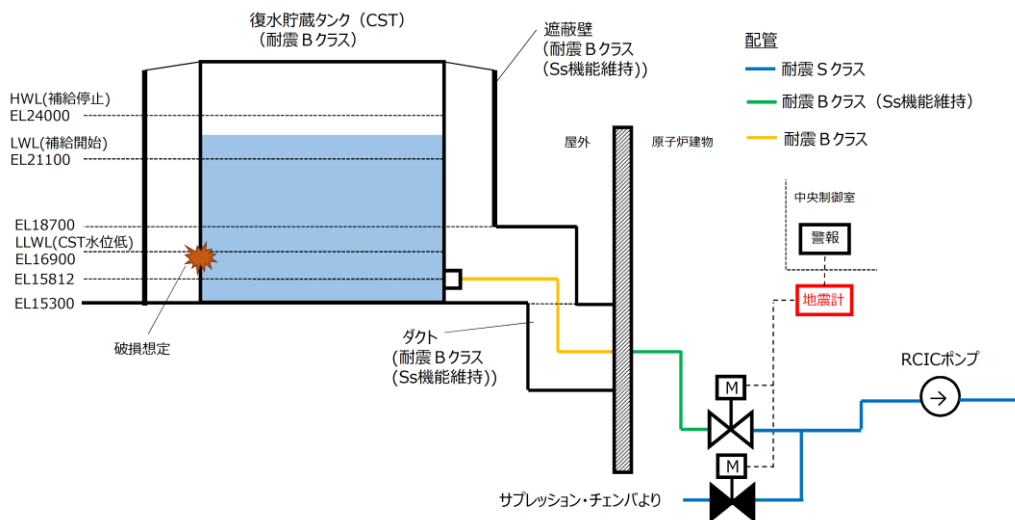


図2 水位によらない切替方式 (地震大検知) 概要図

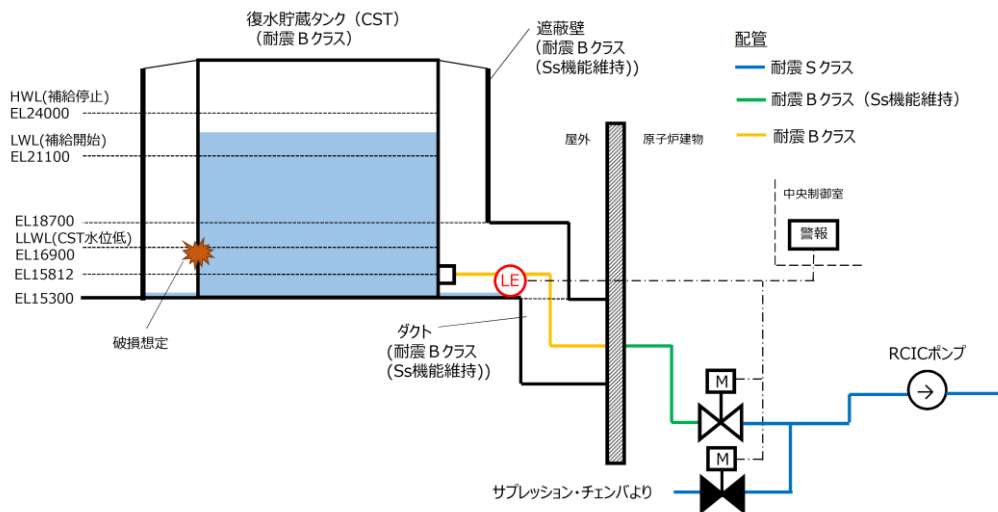


図3 水位によらない切替方式 (漏えい検知) 概要図

(2) C S Tの設計基準対象施設としての位置付け

高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の第一水源について、C S Tからサプレッション・チェンバに変更することに伴い、設計基準対象施設としての位置付けについて、以下に示す。

a. 安全機能の重要度分類

高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源であるC S Tは、当該系の機能遂行のうえで不可欠な水源ではないものの、通常運転時に第一水源として運用していることを踏まえ、直接関連系と位置付けていたが、サプレッション・チェンバへの第一水源の変更に伴い、C S Tは当該系に課せられた設計条件を担保するうえで必要な設備と位置付けられなくなることから、C S Tの安全重要度は、間接関連系のMS-3と整理する。

なお、C S T出口切替弁、ポンプのC S Tからの入口配管・弁も同様に変更となる。

表1 C S Tの安全機能の重要度の変更前後の比較

安全機能	当該系	重要度 (C S T)	
		変更前	変更後
①原子炉停止後の 除熱機能	高圧炉心スプレイ系	MS-1 (直接関連系)	<u>MS-3 (間接関連系)</u>
	原子炉隔離時冷却系	MS-1 (直接関連系)	<u>MS-3 (間接関連系)</u>
②炉心冷却機能	高圧炉心スプレイ系	MS-1 (直接関連系)	<u>MS-3 (間接関連系)</u>
③放射性物質の 貯蔵機能	復水輸送系	PS-3 (当該系)	変更なし
④プラント運転 補助機能	復水輸送系	PS-3 (直接関連系)	変更なし
⑤原子炉冷却材の 補給機能	制御棒駆動水压系	MS-3 (当該系)	変更なし
	原子炉隔離時冷却系	MS-3 (当該系)	<u>MS-3 (間接関連系)</u>

b. 安全施設としての適合性

C S Tの安全機能の重要度の変更に伴い、重要安全施設ではない安全施設となるため、設置許可基準規則第12条に対して、以下の設計方針とする。なお、C S Tは重要安全施設ではなくなることから、第12条第2項及び第6項は対象外となる。

- ・ C S Tが有する安全機能を確保し、かつ、維持し得る設計とする。【第1項】
- ・ 通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時に想定される圧力、温度、湿度、放射線等の環境条件下において、期待されている安全機能を発揮できる設計とする。【第3項】
- ・ 健全性及び能力を確認するため、安全機能の重要度に応じ、必要性及びプラントに与える影響を考慮して、発電用原子炉の運転中又は停止中に試験

又は検査ができる設計とする。【第4項】

- ・ 蒸気タービン等の損壊に伴う飛散物により安全性を損なうことのない設計とする。【第5項】
- ・ 共用・相互接続しない設計とする。【第7項】

設置許可基準規則第12条以外の条文に対しても、上記に示すCSTの安全施設としての扱いを反映する。

c. 既設置許可への影響

高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の第一水源変更に伴う既設置許可への影響を以下のとおり確認した。

(a) 本文, 添付書類八

高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源として, CST, サプレッション・チェンバともに記載しており, 影響はない。なお, サプレッション・チェンバが第一水源となることを考慮した記載へ見直す。

(b) 添付書類十

運転時の異常な過渡変化及び事故解析において, CSTを水源として期待していないため, 影響はない。

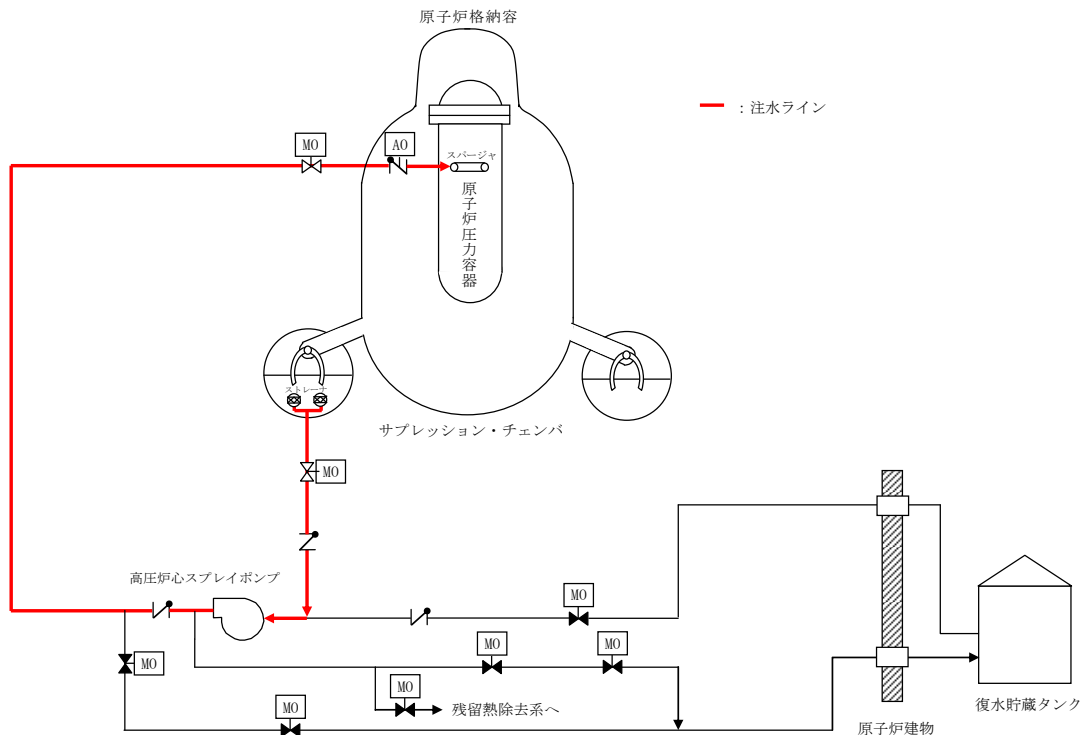


図4 高圧炉心スプレイ系系統概要図

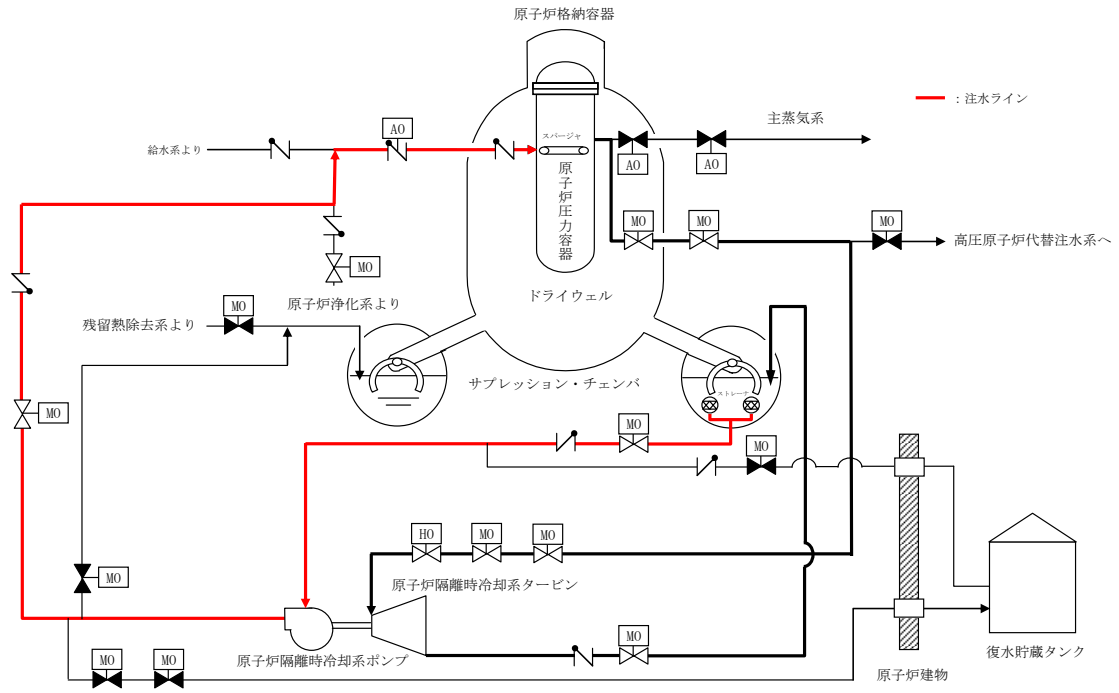


図5 原子炉隔離時冷却系系統概要図

73. インターフェイスシステムLOCA発生時の検知手段について

1. インターフェイスシステムLOCAと原子炉格納容器内でのLOCAの判別並びに判断について

第1表にインターフェイスシステムLOCA及び原子炉格納容器内でのLOCA発生時のパラメータ比較を示す。

インターフェイスシステムLOCAと原子炉格納容器内でのLOCAは、どちらも原子炉冷却材の漏えい事象であるが、漏えい箇所が原子炉格納容器の内側か外側かという点で異なる。

このため、原子炉圧力、原子炉水位といった原子炉冷却材一次バウンダリ内のパラメータは同様の挙動を示すが、エリア放射線モニタや格納容器圧力といった原子炉格納容器内外のパラメータ変化に相違が表れるので、容易にインターフェイスシステムLOCAと判別することができる。

また、第1表に示すパラメータの変化や警報が発報することと、運転中の弁の開閉試験時に発生するため、早期にインターフェイスシステムLOCAが発生したことが判断できる。

第1表 インターフェイスシステムLOCAと原子炉格納容器内でのLOCAのパラメータ比較について

	各パラメータ・警報	徴 候	
		インターフェイスシステムLOCA	原子炉格納容器内でのLOCA
インターフェイスシステムLOCA発生を確認するパラメータ	原子炉圧力	低下※2	低下※2
	原子炉水位	低下※2	低下※2
	格納容器圧力	変化なし	上昇
	格納容器温度	変化なし	上昇
	残留熱除去又は低圧炉心スプレイポンプ出口圧力※1	上昇	変化なし
インターフェイスシステムLOCA発生場所(エリア)を特定可能なパラメータ	火災感知器	警報発報	警報発報なし
	監視カメラ	現場状況確認	—
	漏えい検知器	警報発報	警報発報なし
	温度検知器	警報発報	警報発報なし
	エリアモニタ	上昇	変化なし

※1 インターフェイスシステムLOCA発生系統

※2 漏えい量により変動しない場合がある。

2. インターフェイスシステムLOCA発生場所(エリア)の特定方法について

A-残留熱除去系の機器・配管等が設置されているポンプ室、熱交換器室、PCVペネトレーション室、トーラス室は第1図に示すとおり、分離されたエリアに火災感知器、監視カメラ、漏えい検知器、温度検知器やエリアモニタを設置しており、インターフェイスシステムLOCA発生時は警報・指示値等によりインターフェイスシステムLOCA発生場所(エリア)の特定が可能である。

また、有効性評価においては、A－残留熱除去系のインターフェイスシステムLOCA事象を想定しているが、B、C－残留熱除去系及び低圧炉心スプレイ系についても、第2図～第4図に示すとおり漏えい確認設備を設置しており、A－残留熱除去系と同様の対応をとることによりインターフェイスシステムLOCA発生場所（エリア）の特定が可能である。

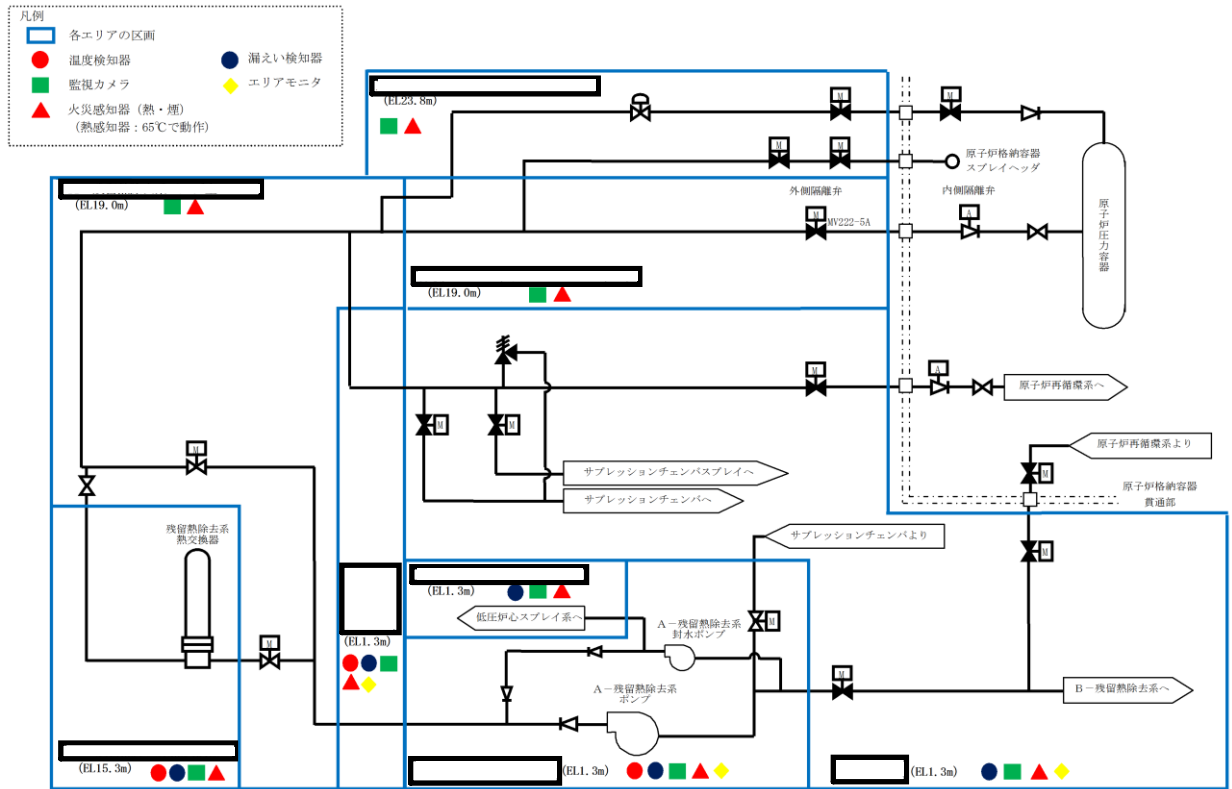
なお、評価上、インターフェイスシステムLOCAの発生が想定される場所（エリア）には第2表に示すとおり、火災感知器、監視カメラ及び漏えい検知器等を設置している。第3表～第7表に各エリアに設置された漏えい確認設備の仕様を示す。また、第5図～第7図に漏えい確認設備の配置及び監視カメラの映像を示す。

上記の漏えい確認設備、一次系パラメータ及びポンプ出口圧力と合わせ総合的に判断することでインターフェイスシステムLOCAの検知・発生場所の特定が可能である。インターフェイスシステムLOCA発生検知と発生場所の特定手順について、第8図に示す。

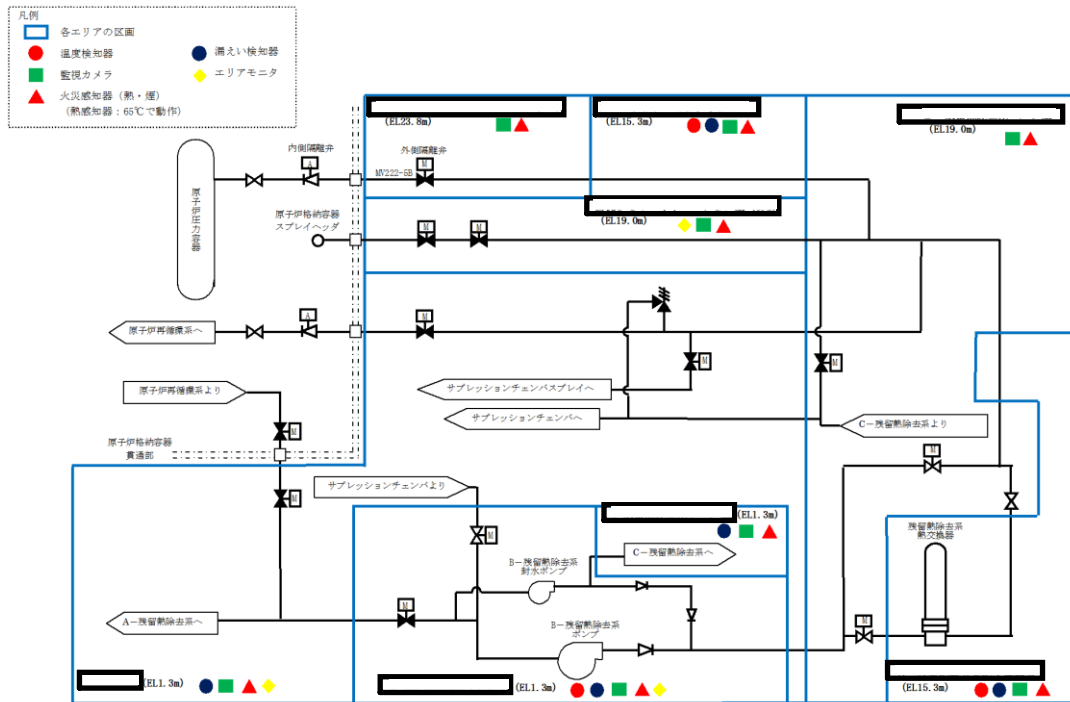
第2表 インターフェイスシステムLOCAの発生が想定される場所（エリア）の漏えい確認設備について

想定場所		確認設備	火災感知器※ ¹	監視カメラ	漏えい検知器	温度検知器	エリアモニタ
A－残留熱除去系	熱交換器	上部：熱5，煙2 下部：熱2，煙2	上部：1 下部：2	下部：1	上部：6	—	
	ポンプ	熱3，煙3	1	1	6	1	
B－残留熱除去系	熱交換器	上部：熱5，煙2 下部：熱1，煙1	上部：1 下部：2	下部：1	上部：6	—	
	ポンプ	熱3，煙3	1	1	6	1	
C－残留熱除去系	ポンプ	熱5，煙4	1	1	—	—	
低圧炉心スプレイ系	ポンプ	熱2，煙2	2	1	—	—	

※1：熱は熱感知器，煙は煙感知器を示す。

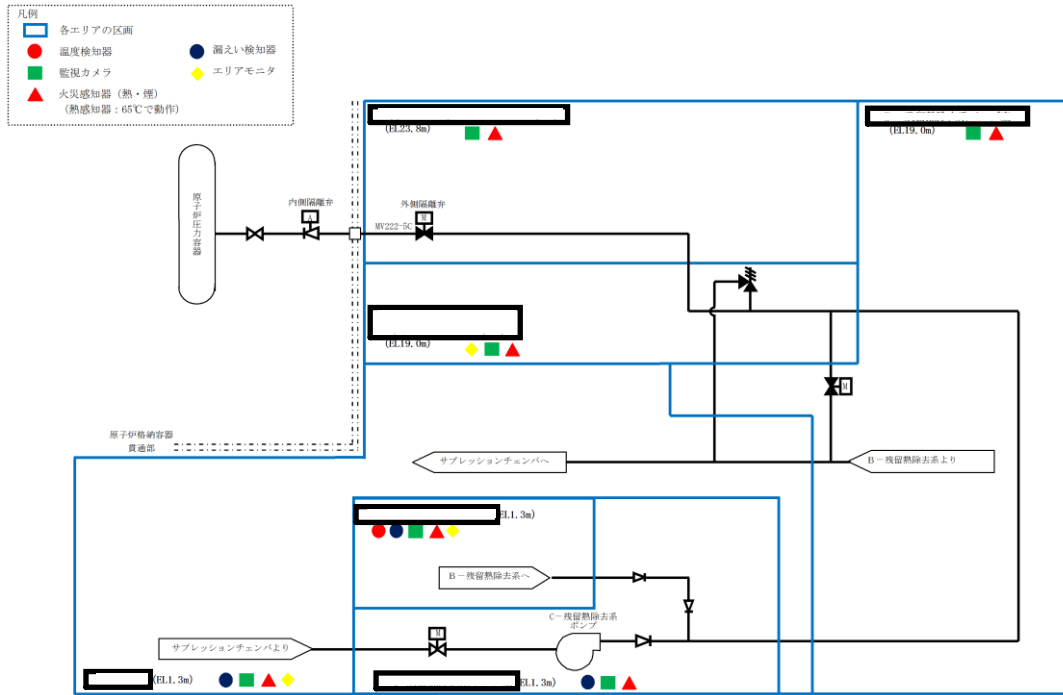


第1図 A-残留熱除去系漏えい確認設備概要図

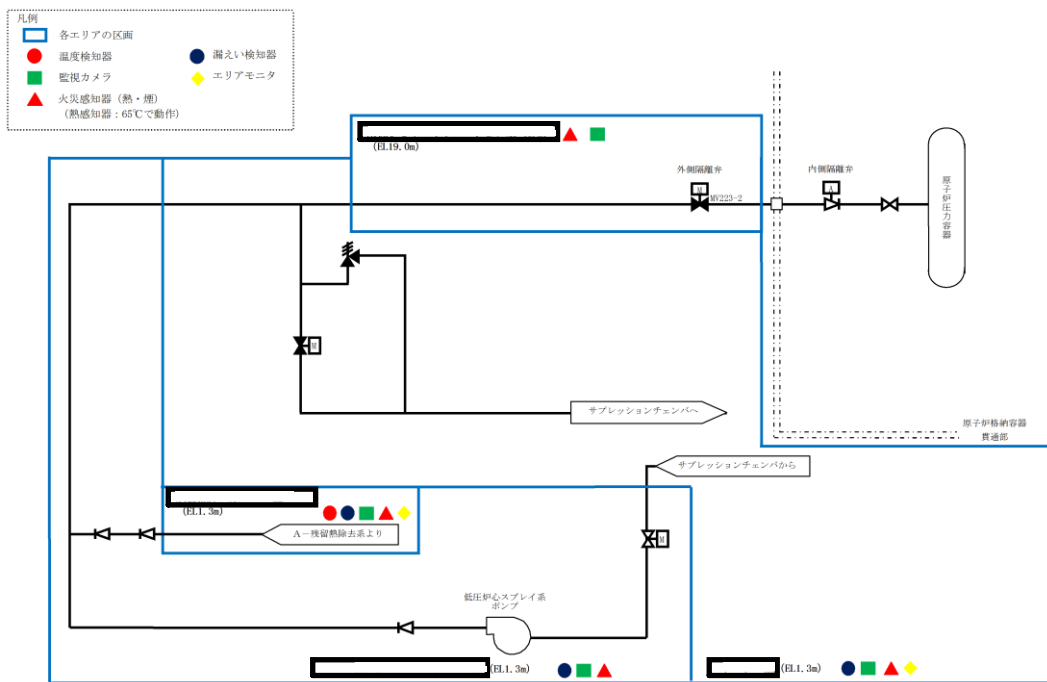


第2図 B-残留熱除去系漏えい確認設備概要図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第3図 C-残留熱除去系漏えい確認設備概要図



第4図 低圧炉心スプレイ系漏えい確認設備概要図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第3表 火災感知器仕様

型式	種別	公称感知温度 公称感知濃度	耐震性	電源
熱感知器	熱アナログ式 スポット型感知器	40℃～85℃ (1℃刻み)	S s 機能維持	非常用電源
煙感知器	光電アナログ式 スポット型感知器	2.4～17.2%/m (0.2%/m刻み)	S s 機能維持	非常用電源

第4表 監視カメラ仕様

項目	仕様
耐震性, 電源	S s 機能維持, 非常用電源
解像度	1280x720(JPEG)/1280x960(H. 264)
最低被写体照度	デイモード(カラー) : 0.4lux, ナイトモード(白黒) : 0.02lux
動作環境	温度 : -10℃～+50℃, 湿度 : 5%～85%(結露不可)
パン角度範囲	340°
テルト角度範囲	100°

第5表 漏えい検知器仕様

設置区画	機器番号	検知高さ	耐震性	電源
A-残留熱除去系 ポンプ室	LE255-58	床面より 25mm	耐震クラスC	非常用電源
B-残留熱除去系 ポンプ室	LE255-59	床面より 25mm	耐震クラスC	非常用電源
C-残留熱除去系 ポンプ室	LE252-517	サンプル床面より 20mm	耐震クラスC	非常用電源
低圧炉心スプレイ ポンプ室	LE252-514	サンプル床面より 20mm	耐震クラスC	非常用電源
A-残留熱除去系 熱交換器室	LE255-214	床面より 20mm	耐震クラスC	非常用電源
B-残留熱除去系 熱交換器室	LE255-215	床面より 20mm	耐震クラスC	非常用電源

第6表 温度検知器仕様

設置区画	機器番号	測定原理	検出器設置高さ	耐震性	電源
A-残留熱除去系 ポンプ室	TE222-3A-1~6 (6点)	熱電対	床面より 約4.2m上	耐震クラスS	無停電電源 (AC100V)
B-残留熱除去系 ポンプ室	TE222-3B-1~6 (6点)	熱電対	床面より 約4.0m上	耐震クラスS	無停電電源 (AC100V)
A-残留熱除去系 熱交換器室	TE222-4A-1~6 (6点)	熱電対	床面より 約3.9m上	耐震クラスS	無停電電源 (AC100V)
B-残留熱除去系 熱交換器室	TE222-4B-1~6 (6点)	熱電対	床面より 約2.9m上	耐震クラスS	無停電電源 (AC100V)

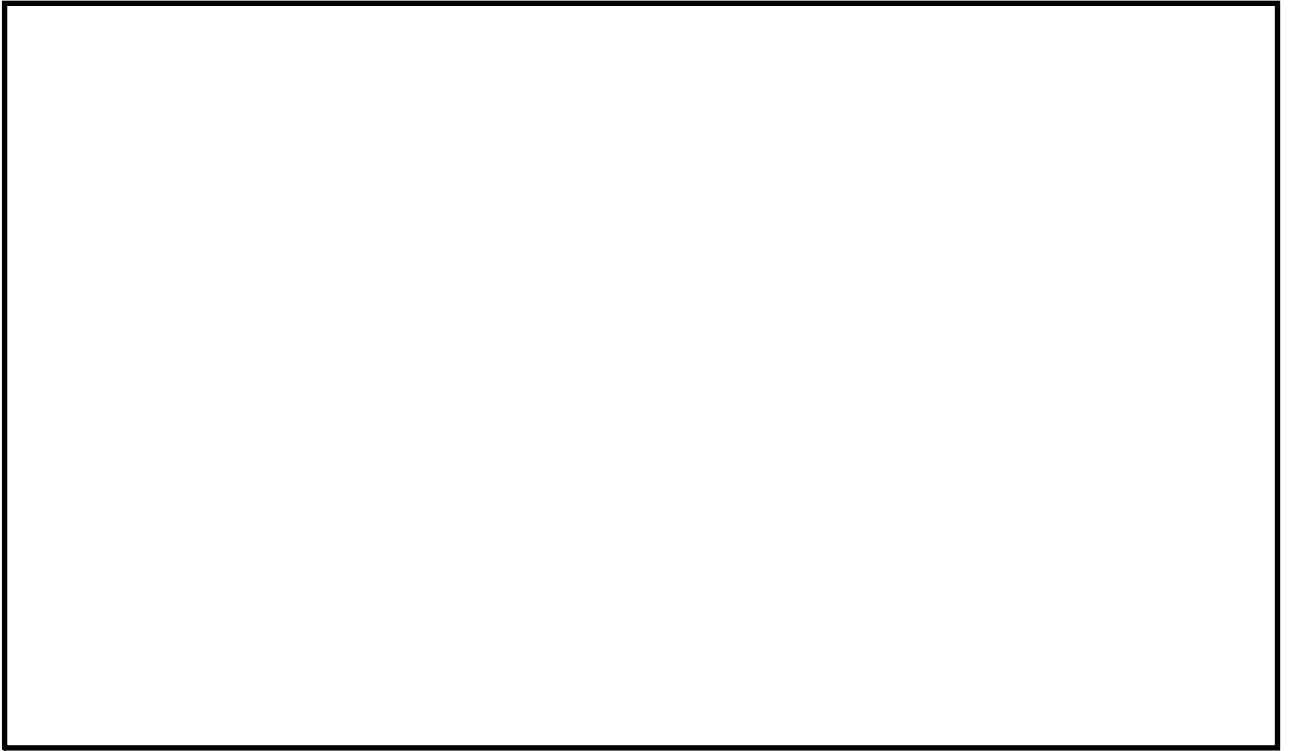
第7表 エリア放射線モニタ仕様

設置区画	検出器	測定線種	測定範囲 (mSv/h)	耐震性	電源
A-残留熱除去系 ポンプ室	電離箱	空間γ線	$10^{-3} \sim 10^1$	耐震クラスC	非常用電源
B-残留熱除去系 ポンプ室	電離箱	空間γ線	$10^{-3} \sim 10^1$	耐震クラスC	非常用電源



第5図 漏えい確認設備の配置及び監視カメラの映像（原子炉建物地下2階）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

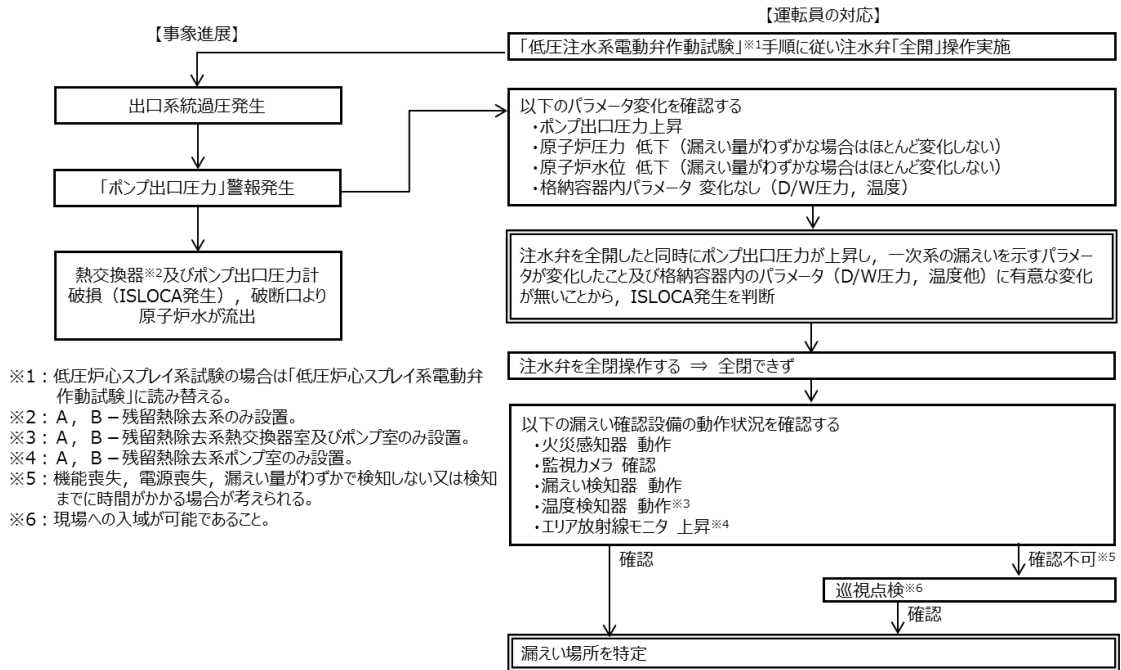


第6図 漏えい確認設備の配置及び監視カメラの映像（原子炉建物1階）



第7図 漏えい確認設備の配置及び監視カメラの映像（原子炉建物2階）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第8図 インターフェイスシステムLOCA発生の検知と発生場所の特定に関する総合的な判断の手順

77. 炉心損傷防止TB及びTW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

運転手順では、図1に示すとおり、手動操作により急速減圧を実施する際の逃がし安全弁の個数は6個と定めており、6個使用できない場合は、急速減圧に必要な最小個数である1個以上を使用することとしている。

一方、TB及びTWシナリオについては、原子炉隔離時冷却系等の高圧注水に成功し、炉心は冠水維持している事象であるため、先行の状況も踏まえて2個に設定し、対策の有効性を確認したものである。

手動操作により急速減圧を実施する際の逃がし安全弁の個数による感度を検証するため、一例として長期TBにおいて運転手順と同じ個数とした場合の解析を実施した。評価の結果、図2、3に示すとおり、**急速減圧を実施する際の逃がし安全弁の個数が6個の場合は2個の場合と比べて、原子炉冷却材の流出流量が大きくなり原子炉水位の低下が早くなるものの、原子炉圧力の低下が早く、低圧原子炉代替注水系（可搬型）の注水開始時間が早まることにより原子炉水位の回復が早くなっている。**このため、図4に示すとおり、使用する逃がし安全弁の個数が少なくなるほど、注水が開始されるタイミングが遅れ、水位回復が遅れる結果となることを確認した。一方で、評価項目である燃料被覆管温度は、図5に示すとおり、温度上昇しないことを確認した。

TB及びTWの解析条件として設定している急速減圧を実施する際の逃がし安全弁の個数については、手順上の6個よりも少ない個数を設定していたが、有効性評価は最適評価であること及び6個で解析をしている他の炉心損傷防止シナリオとの整合を図る観点から、TB及びTWシナリオについて、急速減圧を実施する際の逃がし安全弁の個数を6個の評価に見直す。

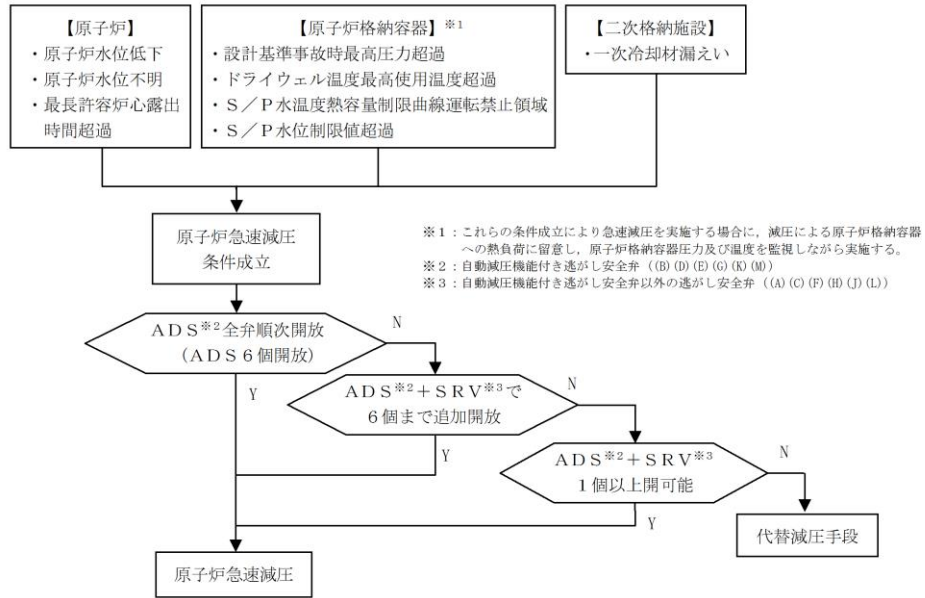


図1 原子炉「急速減圧」操作概要

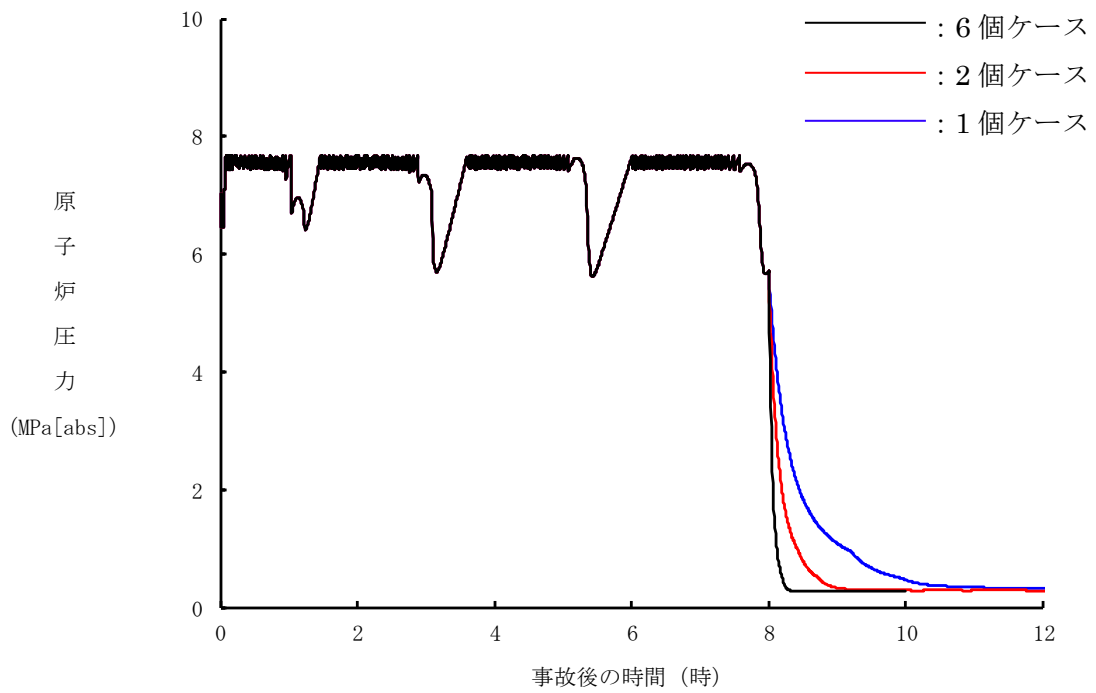


図2 原子炉圧力の推移（長期TB 1弁，2弁及び6弁）

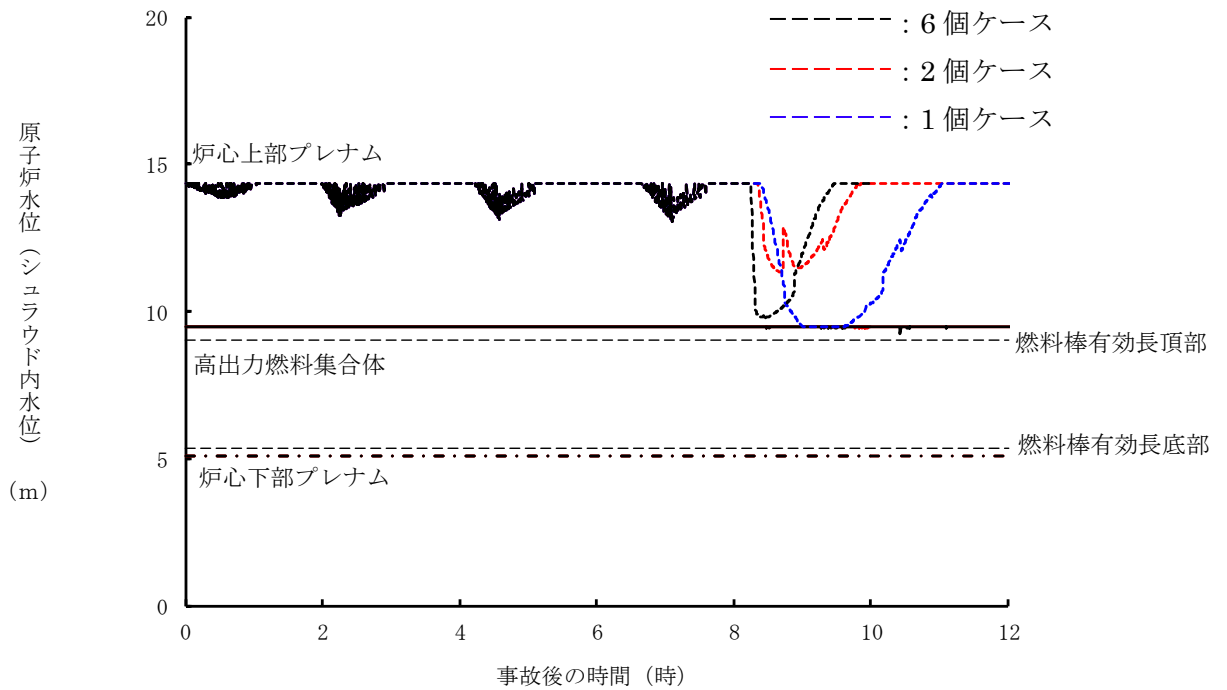


図3 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移（長期TB 1弁，2弁及び6弁）

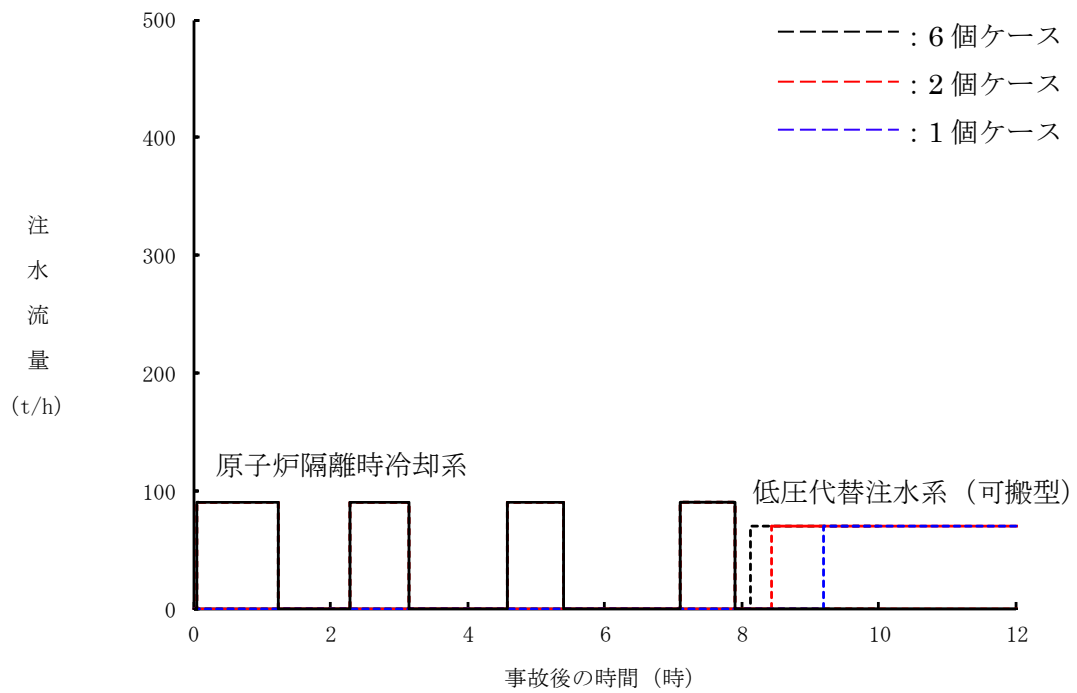


図4 注水流量の推移 (長期TB 1弁, 2弁及び6弁)

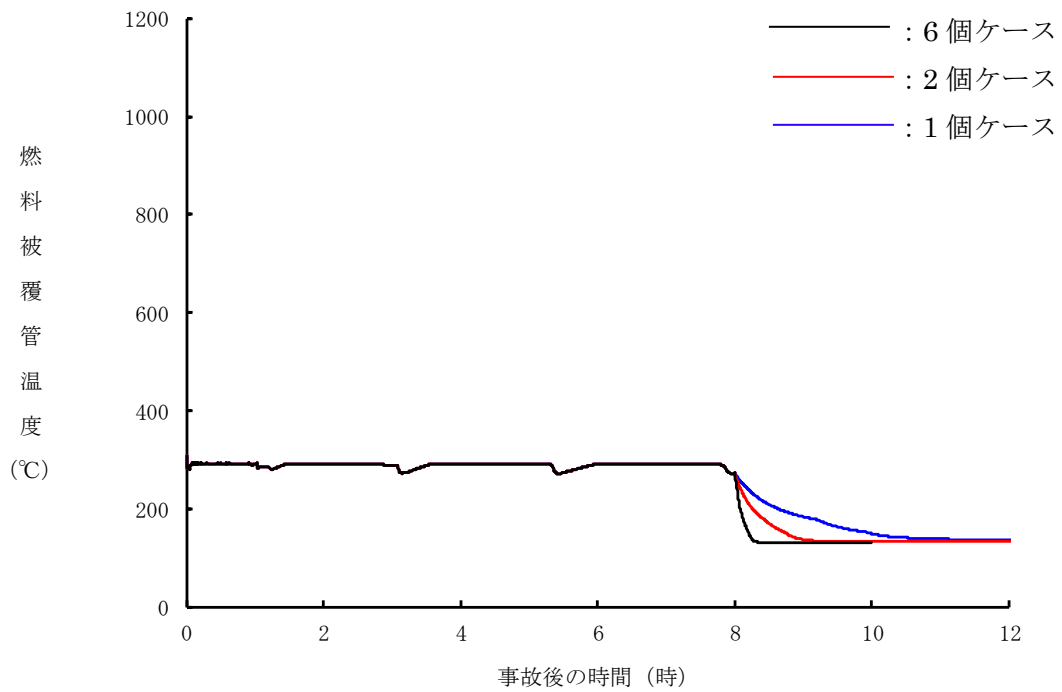


図5 燃料被覆管温度の推移 (長期TB 1弁, 2弁及び6弁)

97. 格納容器除熱に関する基準の変更について

(1) 格納容器除熱に関する基本的考え方

重大事故等の発生により、格納容器の圧力及び温度が上昇するような場合には、炉心損傷の有無に係わらず、格納容器ベントの実施は格納容器バウンダリの喪失となり、環境への放射性物質の放出につながることから、残留熱除去系や残留熱代替除去系（以下、「RHR等」という。）を用いて、最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送することを第一の選択とする。

万一、RHR等が何らかの理由で機能喪失し、格納容器ベントの実施が避けられない場合においても、RHR等の復旧に注力し、可能な限り格納容器ベントを回避する。

また、格納容器ベントまでの時間をできるだけ延ばすという観点から格納容器代替スプレイ（外部水源）という手段は有効であり、特に炉心損傷後については、RHR等の復旧時間を確保するだけでなく、格納容器ベントを遅延できることから、防災上の観点からも有利である。ただし、格納容器の耐震性確保の観点から、格納容器代替スプレイは永続的に実施することはできない（S/P水位 通常水位+約 1.3m 到達で停止）。

図 1 に格納容器除熱に関する概略系統図を示す。

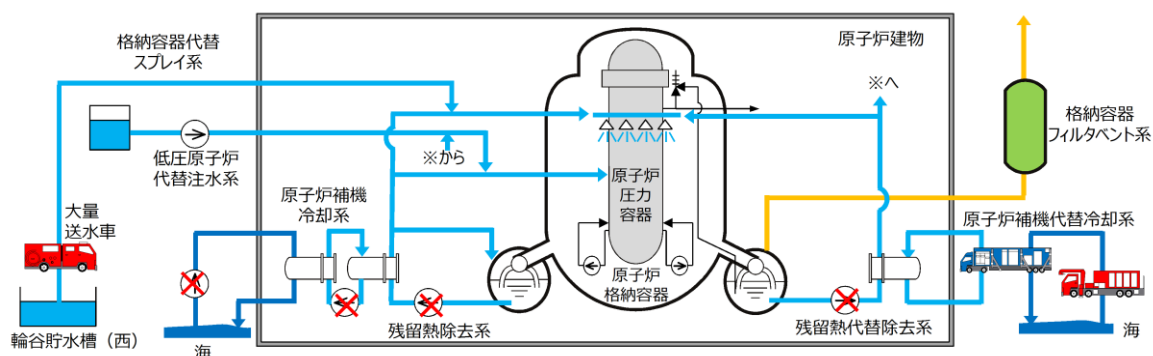


図 1 格納容器除熱に関する概略系統図

(2) 格納容器除熱に関する戦略の変更

環境中への放射性物質の放出による影響は、炉心損傷前よりも炉心損傷後に格納容器ベントを実施した場合の方が大きいことから、炉心損傷後の格納容器ベントを可能な限り遅延させることが重要であると、格納容器除熱に関する戦略を立てていた。このため、発生する可能性は極めて小さいシナリオではあるが、炉心損傷後の格納容器ベントを遅延できる可能性があることから、炉心損傷前に格納容器代替スプレイを極力控える（RHR等の早期復旧見込みがある場合に限り実施）こととしていた。

しかしながら、格納容器除熱については、残留熱除去系の代替設備として残留熱代替除去系を迫設し、格納容器ベントよりも優先して実施するとしたことから、格納容器ベントを実施する可能性は相対的に低下している状況となっている。

このように、格納容器除熱に関する信頼性が向上している状況を踏まえると、発生する可能性が小さいシナリオを考慮して手順を複雑化させるよりも、炉心損傷“前”、“後”に係わらず、各フェーズにおいて最も有効な戦略とすることが望ましい。万一、RHR等の機能が期待できない状況においては、炉心損傷“前”、“後”のいずれにおいても、まずは格納容器代替スプレイを実施することが、格納容器ベントを遅延させる観点から有効である。

以上を踏まえ、炉心損傷前においてRHR等の復旧見込み有無に係わらず、基準到達時（格納容器圧力 384kPa[gage]）に格納容器代替スプレイを実施することに変更する。

(3) 戦略変更後の格納容器代替スプレイ及び格納容器ベント実施基準

炉心損傷前の格納容器代替スプレイ及び格納容器ベントの変更前後の実施基準を表1に、概略フローを図2に示す。

格納容器代替スプレイの実施基準について、格納容器圧力が 384kPa[gage]に到達した時点で開始し、334kPa[gage]に低下した場合、又はサプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3mに到達時点で停止する基準に変更はないが、RHR等の復旧見込みがある場合に実施するとしていた基準は削除することとする。

また、炉心損傷前の格納容器ベント実施基準について、格納容器圧力が 427kPa[gage]に到達する場合としていたが、格納容器代替スプレイの停止基準であるサプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m到達以降、格納容器フィルタベント系以外に格納容器圧力・温度を制御する手段はなくなることから、この時点で格納容器ベントを実施する基準へ変更する。

これらの変更により、維持する格納容器圧力は異なるものの、炉心損傷前後における格納容器代替スプレイ及び格納容器ベント実施の考え方は同じとなる。

表1 炉心損傷前の格納容器代替スプレイ及び格納容器ベント実施基準
変更前後比較

	炉心損傷前		(参考) 炉心損傷後
	変更前	変更後	
格納容器代替スプレイ	格納容器圧力が 384kPa [gage] に到達した時点で開始し, 334kPa [gage] に低下した場合, 又はサブプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m に到達した時点で停止	同左 (変更なし)	格納容器圧力が 640kPa [gage] に到達した時点で開始し, 588kPa [gage] に低下した場合, 又はサブプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m に到達した時点で停止
	RHR 等の復旧見込みがある場合に実施	(削除)	—
格納容器ベント	格納容器圧力が 427kPa [gage] に到達する場合に開始	サブプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m に到達する場合に開始	同左
		格納容器圧力が 384kPa [gage] 以下に維持できない場合*に開始	格納容器圧力が 640kPa [gage] 以下に維持できない場合*に開始

※ 重大事故等対処設備の機能喪失を仮定した場合

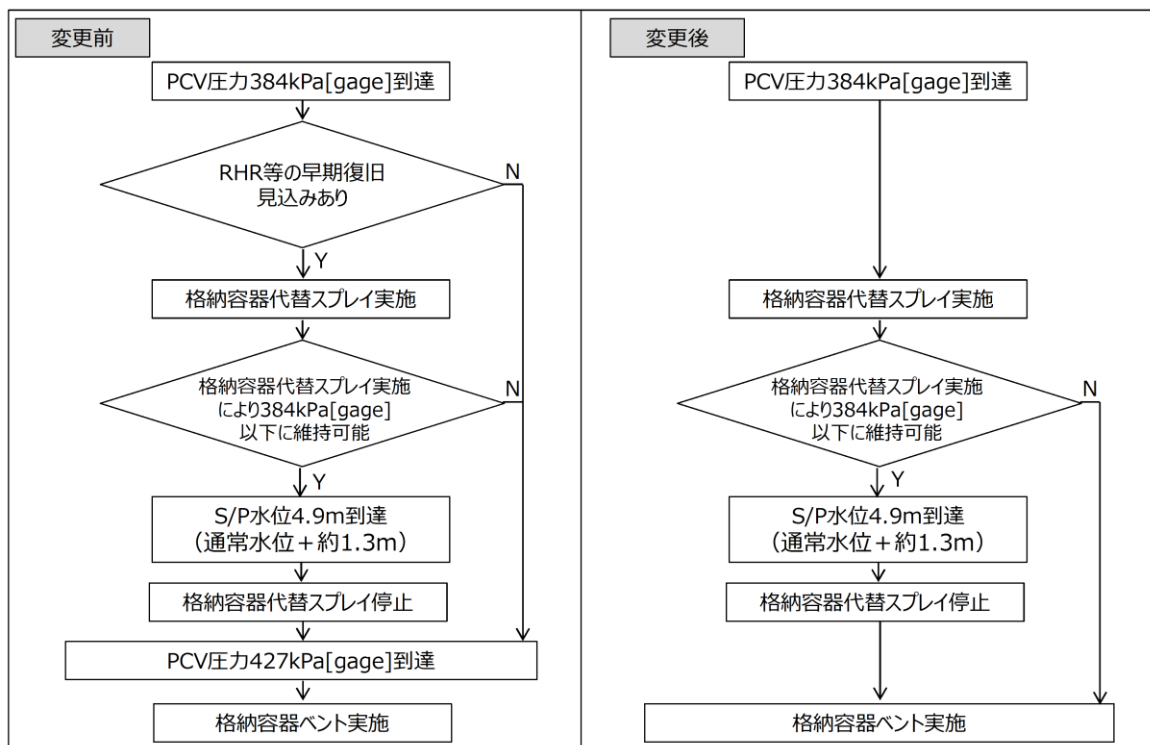


図2 炉心損傷前の格納容器代替スプレイ及び格納容器ベント実施時の概略フロー 変更前後比較

(4) 格納容器代替スプレイ及び格納容器ベント実施基準変更による有効性評価への影響

a. 変更を有する事故シーケンスグループについて

表2に、基準変更による炉心損傷防止対策の有効性評価の変更有無を示す。

表2のとおり、TQUV、TW（RHR故障）及びLOCAについては、格納容器代替スプレイ実施後に格納容器ベントを実施する評価に変更する。一方で、TQUX、TW（取水機能喪失）、TC及びISLOCAについては、格納容器代替スプレイ実施基準（格納容器圧力 384kPa[gage]到達）に至らないことから、変更はない。

なお、長期TB、TBU/TBD及びTBPについては、格納容器代替スプレイの実施により、格納容器ベント実施基準到達（サプレッション・プール水位 通常水位+約 1.3m到達）が事象発生 24 時間後以降となることから、24 時間後以降は交流電源を復旧して格納容器除熱を残留熱除去系により実施し、格納容器ベントは実施しない評価へ変更する。

表2 炉心損傷防止対策の有効性評価における変更有無

事故シーケンスグループ	変更有無
TQUV	変更あり（格納容器代替スプレイ実施後に格納容器ベントを実施）
TQUX	変更なし
長期TB	変更あり（格納容器代替スプレイ実施後、事象発生 24 時間後に交流電源を復旧し残留熱除去系により格納容器を除熱）
TBU/TBD	
TBP	
TW（取水機能喪失）	変更なし
TW（RHR故障）	変更あり（格納容器代替スプレイ実施後に格納容器ベントを実施）
TC	変更なし
LOCA	変更あり（格納容器代替スプレイ実施後に格納容器ベントを実施）
ISLOCA	変更なし

b. 有効性評価結果への影響

変更前後の主要な解析結果について、TQUVを一例として表3に示す。また、変更前後のTQUVの格納容器圧力の推移を図3に、格納容器温度の推移を図4に、サプレッション・プール水温度の推移を図5に、サプレッション・プール水位の推移を図6に示す。

表3に示すとおり、変更後においても解析結果が判断基準を満足することを確認した。なお、表3はTQUVの変更前後を示しているが、その他の事故シーケンスグループにおいても変更後の結果は同様の傾向であり、判断基準を満足することを確認している。

また、図3に示すとおり、変更後については、事象発生から約 22 時間後に格納容器圧力が 384kPa[gage]に到達することから、この時点から格納容器代

替スプレイを間欠にて実施する。その後、図6に示すとおり、事象発生から約30時間後にサプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達することから、格納容器代替スプレイを停止し、格納容器ベントを実施する。

表3 解析結果変更前後 (TQUV)

評価項目	解析結果		判断基準
	変更前	変更後	
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値	約 427kPa [gage]	約 384kPa [gage]	853kPa [gage] (格納容器限界圧力) 未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値	約 154℃	約 153℃	200℃ (格納容器限界温度) 未満

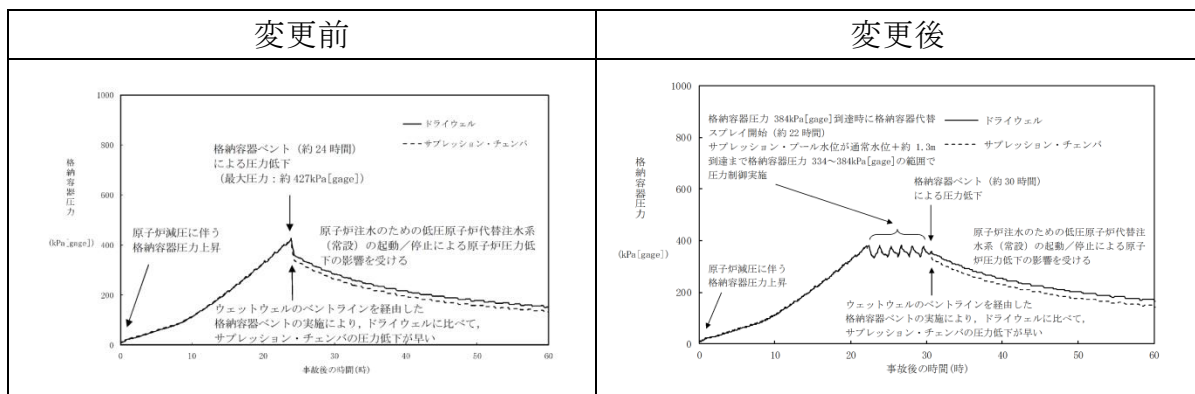


図3 格納容器圧力の推移 (TQUV)

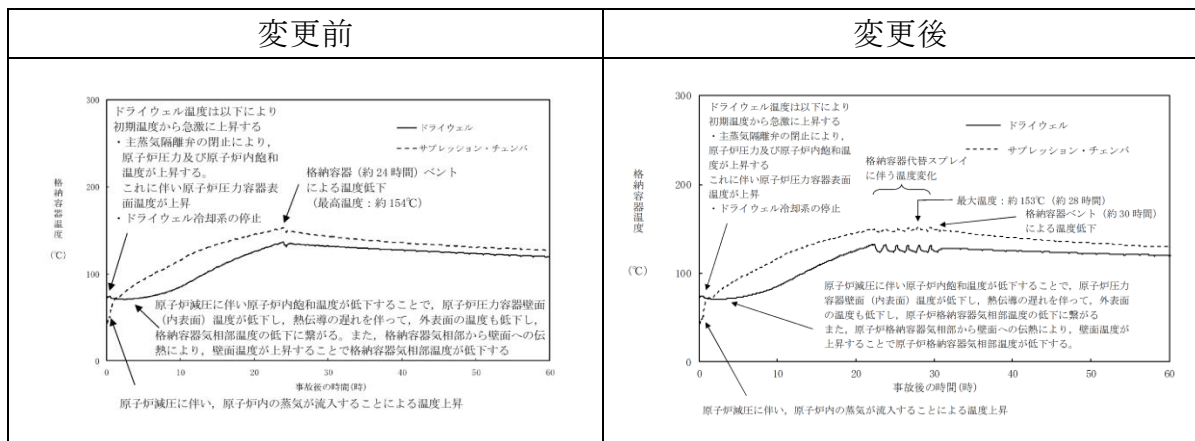


図4 格納容器温度の推移 (TQUV)

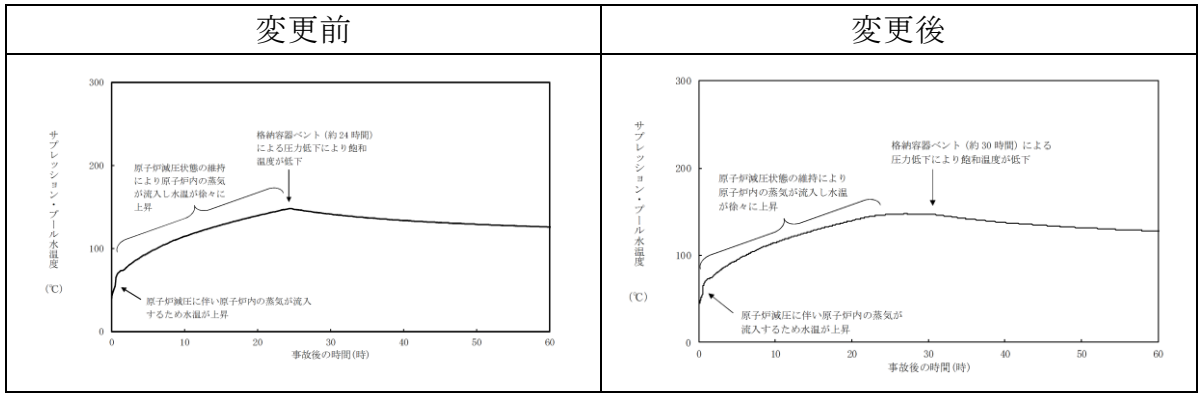


図5 サプレッション・プール水温度の推移 (TQUV)

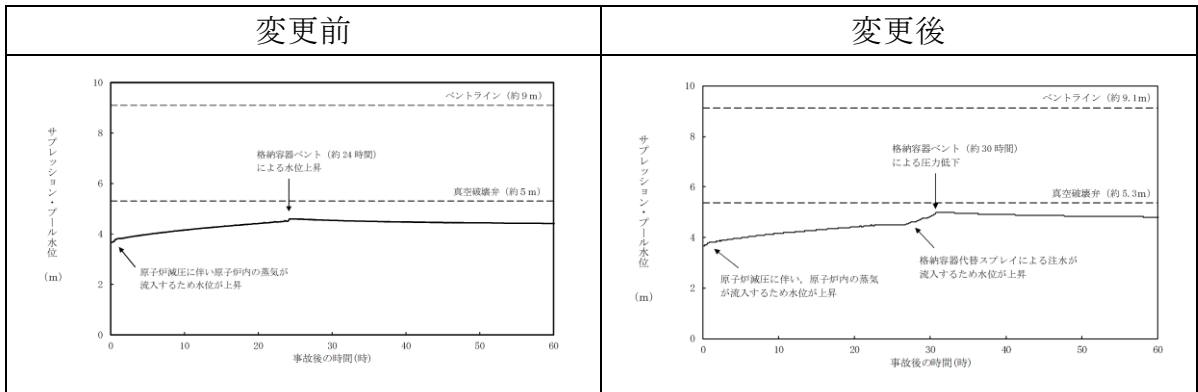


図6 サプレッション・プール水位の推移 (TQUV)

c. 敷地境界での実効線量評価結果への影響

長期TB等において格納容器ベントを実施しない結果に変更となったことから、敷地境界での実効線量を評価する事故シーケンスグループは、変更後において格納容器ベントが最も早期となるLOCAとなる。

変更後においても、表4に示すとおり解析結果が判断基準を満足することを確認した。

表4 敷地境界での実効線量結果 変更前後

項目	解析結果		判断基準
	変更前	変更後	
事故シーケンスグループ	長期TB	LOCA	—
格納容器ベント時間	約20時間	約27時間	—
実効線量結果	約 2.2×10^{-2} mSv	約 1.7×10^{-2} mSv	5 mSv 以下

(5) 炉心損傷前後における格納容器除熱に関する戦略

炉心損傷後における格納容器代替スプレイ及び格納容器ベントの概略フローを図7に示す。

維持する格納容器圧力は異なるものの、炉心損傷前後における格納容器代替スプレイ及び格納容器ベント実施の考え方は同じである。

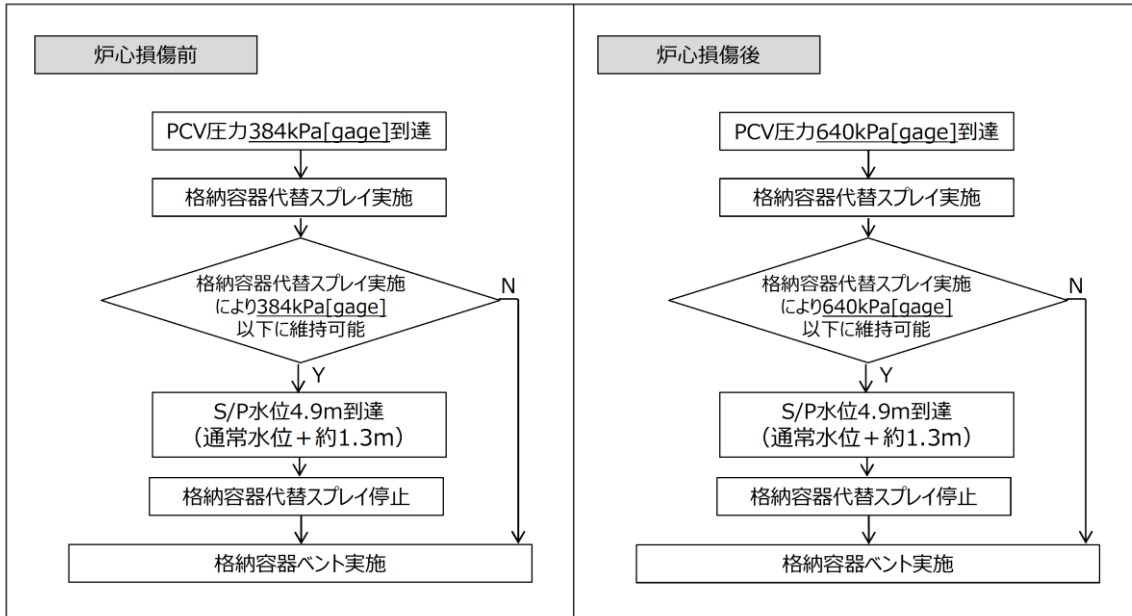


図7 格納容器代替スプレイ及び格納容器ベント実施時の概略フロー
炉心損傷前後比較

(6) 格納容器ベント停止の考え方について

表5に格納容器ベント停止のために必要な機能及び設備を示す。表5に示す機能が全て使用可能となり、格納容器圧力が427kPa[gage]（1Pd）未満、格納容器温度が171℃未満並びに格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合に格納容器ベントを停止可能であると判断する。

なお、炉心損傷前の格納容器ベント実施中に炉心損傷を判断した場合は、格納容器ベントを継続する運用とする。これは、格納容器ベント実施までには格納容器代替スプレイにより外部注水制限に到達していることが想定され、格納容器の過圧を抑制する手段が格納容器ベントのみであるためである。

格納容器ベントを継続した場合でも、一時的にベントを停止する場合と比較し、以下のとおり被ばくの観点で大きな差異はないと考えられる。

- ・格納容器ベントを停止しても格納容器圧力の上昇により再度ベントすることとなり、希ガス保持時間を大きく確保することはできないこと
- ・このような事態では、原子炉スクラムしてからある程度の時間が経過していることから、希ガスの減衰時間は十分に確保されており、ベントを停止しない場合でも大きな放出量にならないと考えられること

表5 格納容器ベント停止のために必要な機能及び設備

必要な機能	設備	設備概要
格納容器除熱	残留熱除去系又は残留熱代替除去系	格納容器内に残存する核分裂生成物から発生する崩壊熱を除去し、最終的な熱の逃がし場へ熱を輸送する
	原子炉補機代替冷却系	
窒素供給機能	可搬式窒素供給装置	<ul style="list-style-type: none"> ・格納容器内が負圧になることを防止する ・系統内のパージを実施する
格納容器内水素・酸素濃度制御機能	可燃性ガス濃度制御系	水の放射線分解によって発生する水素及び酸素の濃度が可燃限界濃度に到達することを防止する
	格納容器水素・酸素濃度	格納容器内の水素・酸素濃度を監視する

107. 有効性評価及び実運用における原子炉水位について

1. 実運用における原子炉水位について

(1) 原子炉水位計の測定原理

原子炉水位計は凝縮槽を原子炉圧力容器の近傍に設置し、凝縮槽と原子炉圧力容器の液相に接続した計装配管により格納容器外へ圧力を導き、差圧(DP)を計測し中央制御室等では水位として監視している。検出器には凝縮槽側とRPV側の水位(Lr, Ls)に応じた水頭圧(Hr, Hs)および原子炉圧力(P_{RPV})が加わるが、差圧(DP)は原子炉圧力成分が相殺され水頭圧差(Hr-Hs)となる。凝縮槽の水位(Ls)は常に一定*であるため、RPV側液相密度(ρ_r)、凝縮槽側液相密度(ρ_s)を校正条件として定めることで、差圧(DP)から原子炉水位(Lr)へ換算している。

(※:凝縮槽内水位の低下が生じる条件下では、水位不明と判断する)

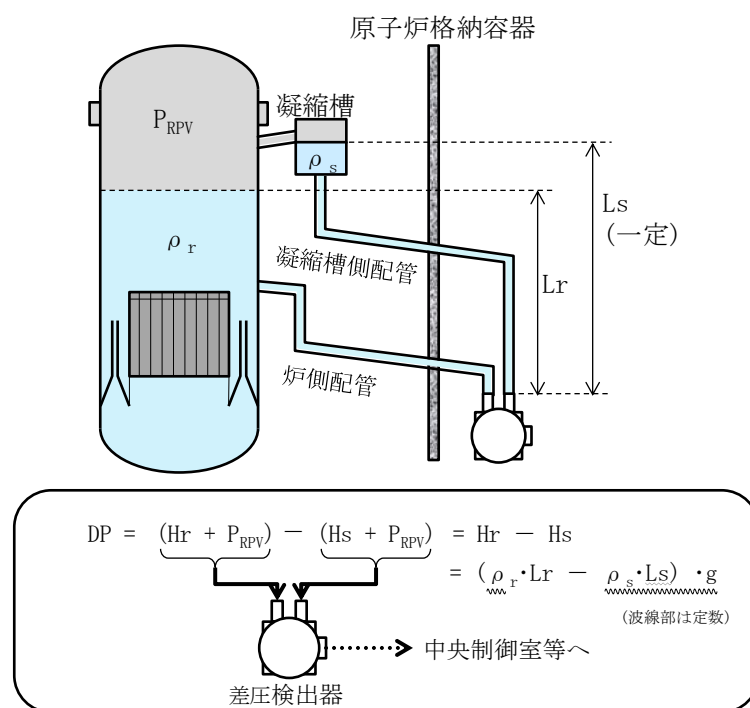


図1 原子炉水位計測原理 概要図

(2) 原子炉水位計測の概要

差圧を原子炉水位に換算するためには冷却材等の密度を校正条件として定める必要があるが、密度は原子炉圧力容器内の圧力・温度の影響を受け一定ではない。大幅な密度変化の計測影響は無視できないため、主要な用途に応じて校正条件を設定した以下に示すような複数の水位計を設置している。

- ① 原子炉水位 (狭帯域)
- ② 原子炉水位 (広帯域)
- ③ 原子炉水位 (燃料域)
- ④ 原子炉水位 (S A)

⑤ 原子炉水位（停止域）

原子炉水位計の概要図を図2，主な使用状態及び校正条件を表1に示す。

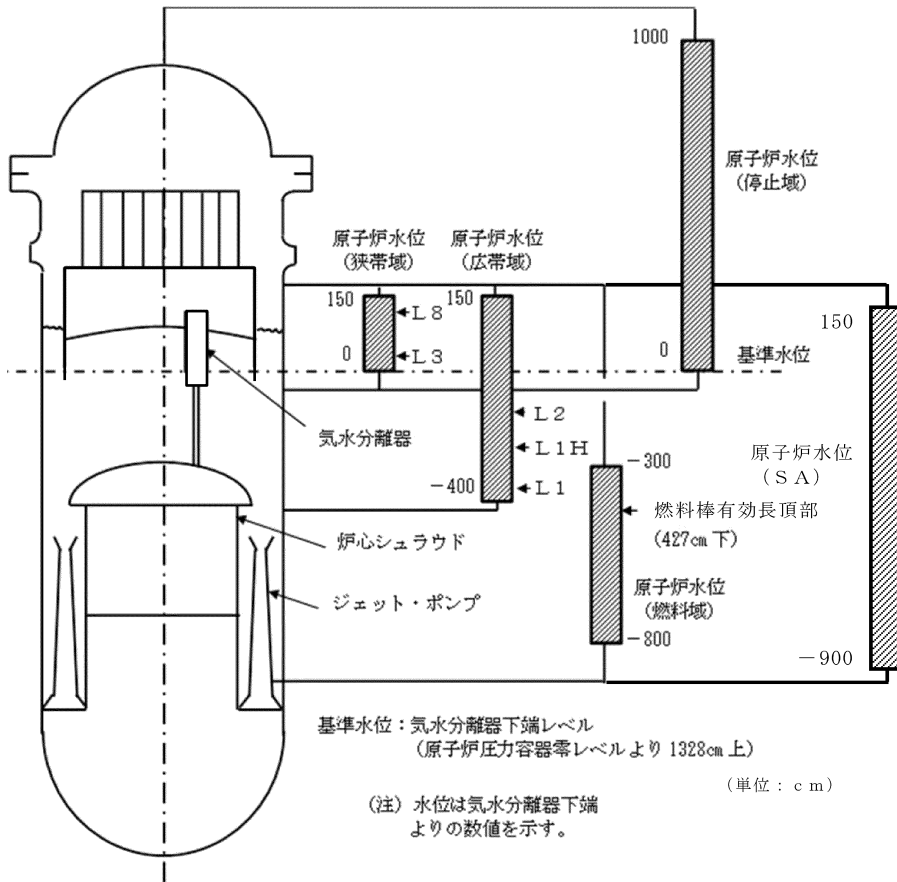


図2 原子炉水位計の概要図

表1 主な使用状態及び校正条件

計器名称	計測範囲 ^{※1}	主要用途	安全保護系 作動設定値	校正条件 (炉内)	炉側計装 ノズル位置
原子炉水位 (狭帯域) ^{※3}	0 ~ 150cm	通常時監視 給水制御	(L8) L3	定格圧力 飽和条件	RPV
原子炉水位 (広帯域)	-400 ~ 150cm	通常時監視 事故時監視	L2 L1H L1	定格圧力 飽和条件	RPV
原子炉水位 (燃料域)	-800 ~ -300cm	事故時監視	—	大気圧 飽和条件	ジェット・ ポンプ ^{※2}
原子炉水位 (SA)	-900 ~ 150cm	事故時監視	—	大気圧 飽和条件	ジェット・ ポンプ ^{※2}
原子炉水位 (停止域) ^{※3}	0 ~ 1000cm	停止時監視	—	大気圧 不飽和条件	RPV

※1：基準点(0cm)は気水分離器下端（原子炉圧力容器零レベルより1328cm）

※2：炉心シュラウド内水位の変動を検出するため

※3：自主対策設備

(3) 実水位と計測水位の関係

a) 炉水の状態（単相／二相）による影響

校正条件にボイド率は考慮していないため、原子炉水位計は炉水の状態によらず単相としての水位を計測結果として出力する。そのため、原子炉水位の計測値は二相水位に対して低めに計測されることとなるが、二相水位は計測値以上にあり、安全保護系は所定の水位到達前に水位低下を検知し作動することから単相での計測としている。

b) 原子炉压力容器内条件変化による影響

校正条件は水位計が主に使用される温度・圧力で定義しており、異なる温度・圧力条件下での計測値には、炉水密度が相違することにより以下の影響が生じる。

- ・ 校正条件よりも高温の場合
密度が小さくなり同質量での体積が増加するため、計測値よりも高め水位となる。
- ・ 校正条件よりも低温の場合
密度が大きくなり同質量での体積が減少するため、計測値よりも低め水位となる。

通常運転時は原子炉圧力制御により校正条件とほぼ同じ状態が維持されるため影響はほとんどない。事故時においては温度・圧力が変動するが、事故時監視に使用する下記水位計への影響は設計上の考慮がなされている。

- ・ 原子炉水位（広帯域）…校正条件：定格圧力・飽和温度
減圧・注水後に校正条件よりも低温となり計測値よりも低め水位となるが、原子炉水位（燃料域）の計測範囲をオーバーラップさせており、炉心冠水判断およびT A F以上の水位回復傾向監視は可能である。
- ・ 原子炉水位（燃料域）および原子炉水位（S A）
…校正条件：大気圧，飽和温度
実際の水位よりも高めに水位を判断することがないよう、事故収束までの最低温度を校正条件としている。炉内が高温の状態の本水位計により水位の絶対値を正確に把握する必要がある場合に備え、補正曲線を使用した手順を整備している。

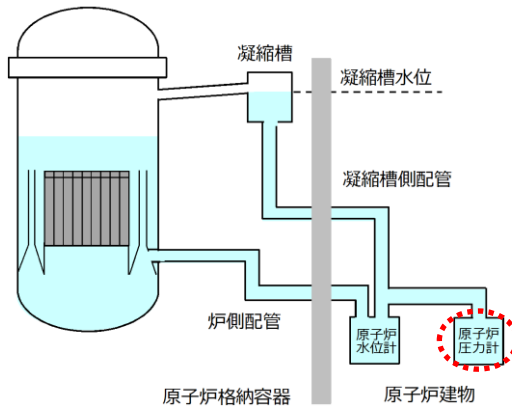
(4) 実運用上における補正

炉内が校正条件と比べ高温の状態での水位の絶対値を把握するため、原子炉水位（燃料域）または原子炉水位（S A）の補正曲線（図4）を使用した補正手順を定めている。DCHのシナリオにおける急速減圧判断時を例にとると、原子炉圧力約7.8MPaにおけるBAF+20%(-724cm)への到達判断は、指示値が約-750cm

のときに行う。

低温停止となるまでは原子炉压力容器内は飽和状態であるため、温度または圧力による密度補正が可能である。通常運転中の炉水温度は原子炉再循環ポンプ入口温度計等により直接計測しているが、原子炉再循環系が事故時には停止しており測定出来ない。そのため、補正曲線は事故時においても直接計測可能な原子炉圧力計による圧力基準曲線としている。

重大事故等時に使用可能としている原子炉圧力計の仕様を図3に示す。



計器名称	検出器の種類	個数	計測範囲	監視場所
原子炉圧力	弾性圧力検出器	2	0～10MPa[gage]	中央制御室
原子炉圧力 (S A)	弾性圧力検出器	1	0～11MPa[gage]	中央制御室

図3 重大事故等時に使用可能な原子炉圧力計の仕様

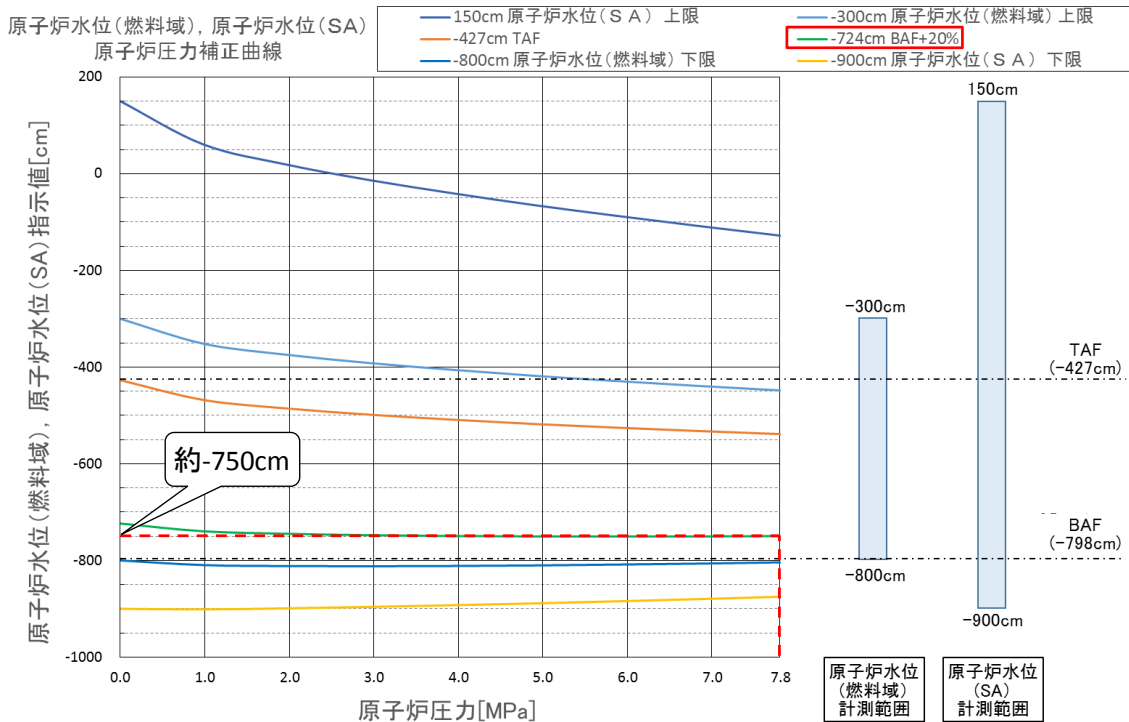


図4 原子炉水位 (燃料域) 及び原子炉水位 (S A) 補正曲線

2. 有効性評価における原子炉水位について

有効性評価において用いているMAAPコードでは、原子炉水位のうち、炉心シュラウド内水位については二相水位、炉心シュラウド外水位及びジェット・ポンプ内水位については単相水位で出力される（一例：図5 DCHシナリオの原子炉水位）。MAAPでは、原子炉水位を原子炉圧力で補正するモデルとはなっていないため、炉心シュラウド外及びジェット・ポンプ内の単相水位は実機における圧力補正後の水位に相当する。

DCHシナリオでは、原子炉水位がBAF+20%到達時に急速減圧を実施している。MAAPコードでは、BAF+20%到達の判断をジェット・ポンプ内単相水位を用いているため、実運用において判断する水位（原子炉水位(燃料域)または原子炉水位(SA)指示値から圧力補正を行った水位)と同等となっている。

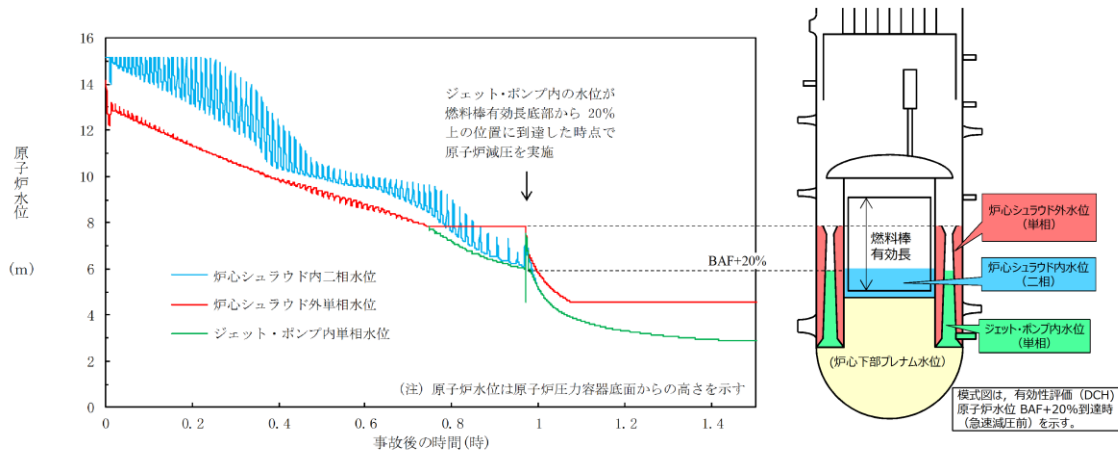


図5 原子炉水位の推移 (DCH)

(参考) 原子炉水位計 差圧計算式

原子炉水位は、炉側配管の水頭圧と凝縮槽側配管の水頭圧の差圧を水位として計測しているが、原子炉水位計を設計する上では、計測基準点（原子炉水位 0 cm）が気水分離器下端（原子炉压力容器零レベルより 1328cm）であること、および配管内の水密度が一律でないことを考慮する。

計装配管の周囲環境が異なる「原子炉压力容器内」「原子炉格納容器内」「原子炉建物内」でそれぞれ原子炉水位計の使用条件を考慮した密度を設定した上で、以下の計算式により差圧から計測基準点からの原子炉水位への換算を行う。

計測基準点からの原子炉水位 (L_X) における差圧
 = 炉側配管の水頭圧 - 凝縮槽側配管の水頭圧
 = $\left[\left\{ \rho_{S(RPV)} \cdot (L_A - L_X) + \rho_{W(RPV)} \cdot (L_X + L_B) + \rho_{W(PCV)} \cdot L_D \right\} - \left\{ \rho_{W(PCV)} \cdot L_C + \rho_{W(R/B)} \cdot L_E \right\} \right] \times g$

※ $\rho_{S(RPV)}$: RPV 蒸気相の密度, $\rho_{W(RPV)}$: RPV 液相部の密度, $\rho_{W(PCV)}$: PCV 液相部の密度
 $\rho_{W(R/B)}$: R/B 液相部の密度, g : 重力加速度

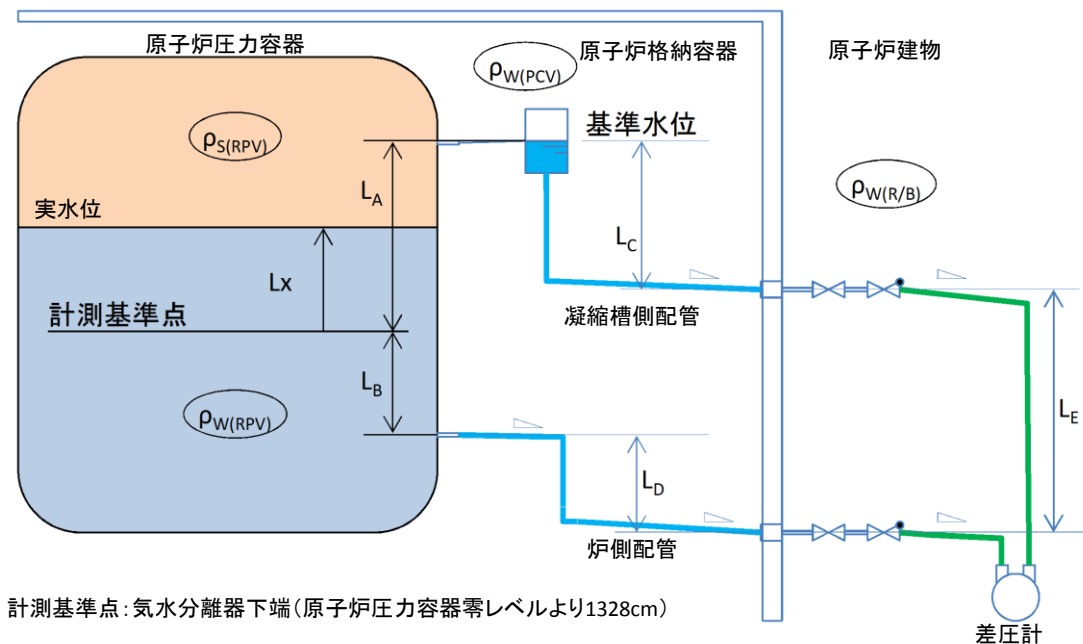


図6 原子炉水位計の構成概要図

(参考2) 原子炉水位不明を判断する計装設備について

(1) 水位不明判断条件

原子炉水位不明は以下により確認する。

- a. 原子炉水位の電源が喪失した場合
- b. 原子炉水位の指示に「ばらつき」があり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部以上であることが判定できない場合
- c. ドライウェル雰囲気温度が，原子炉圧力に対する飽和温度に達した場合（事故時操作要領書（徴候ベース）の中で定める水位不明判断曲線で水位不明領域に入った場合）
- d. 凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合



図7 水位不明判断曲線

(2) 原子炉水位不明を判断する計装設備

重大事故等対処設備である原子炉圧力計及びドライウェル温度計により水位不明判断曲線から原子炉水位不明を判断する。

図8のとおり複数あるドライウェル温度計のうち，1点でも水位不明領域に入った場合は凝縮槽内の水が蒸発したものとみなし，保守的に原子炉水位不明と判断（実際には，ドライウェル内の1点のみの温度上昇では，凝縮槽内の水が即座に蒸発することは考えにくい）することから，上記の判断条件で対応は可能である。

また，原子炉水位計の健全性を更に確実に検知するため，凝縮槽内の水位が適正に維持されていることを確認することを目的として図9のとおり凝縮槽に温度計を設置（自主）し，凝縮槽液相部温度と気相部温度の有意な差から原子炉水位不明を判断する。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

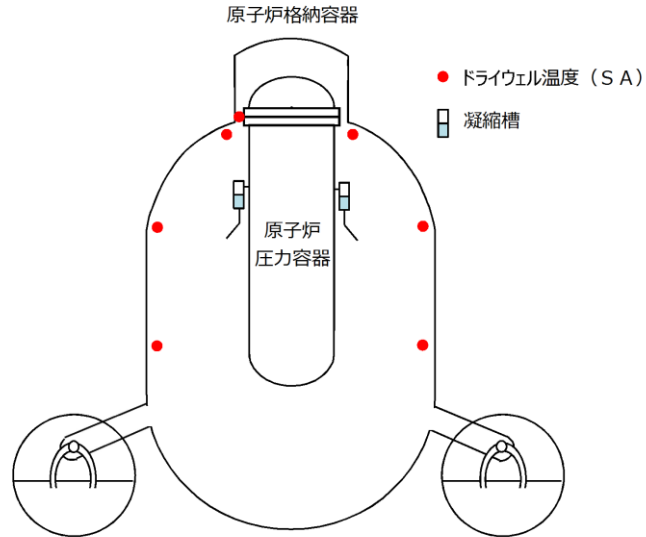


図8 ドライウェル温度計設置図

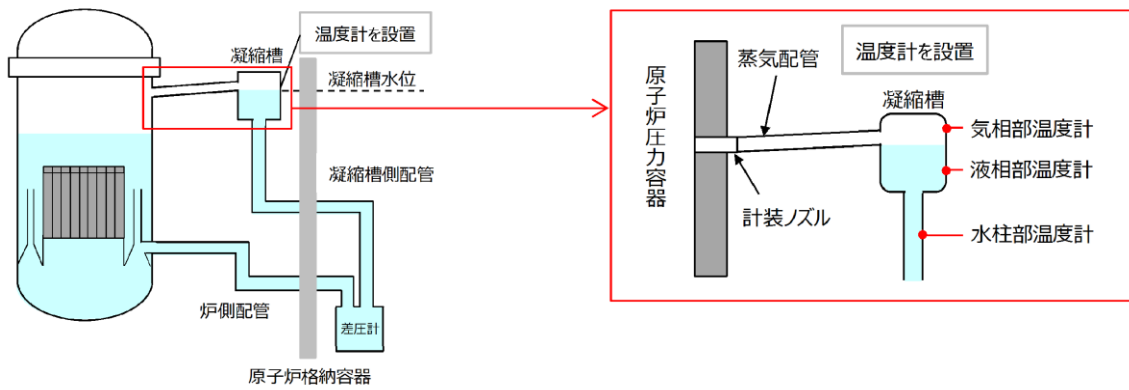


図9 凝縮槽温度計設置位置

108. 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

有効性評価「高圧・低圧注水機能喪失（TQUV）」等のベース解析では、原子炉減圧後の低圧原子炉代替注水系により注水し、炉心が再冠水する過程において、炉心下部プレナム部の水位の形成及びCCFLが発生し、炉心部から炉心下部プレナム部へ未飽和の冷却材が落下することにより、炉心下部プレナム部の水位及びボイド率が増減する結果となっている。

TQUVのベース解析では、この現象が原子炉への注水開始から60分まで継続しており、炉心の再冠水に影響を及ぼしていることが考えられることから、炉心下部プレナム部ボイド率の挙動に着目した感度解析を実施した。

(1) 感度解析条件

ベース解析では、炉心下部プレナム部のボイドが存在し続けている（CCFLが継続している）ため、感度解析ではCCFLモデルを外した解析を実施した。

CCFLモデルの使用有無に関する条件以外については、ベース解析と感度解析の条件は同じとしている。

(2) 解析結果

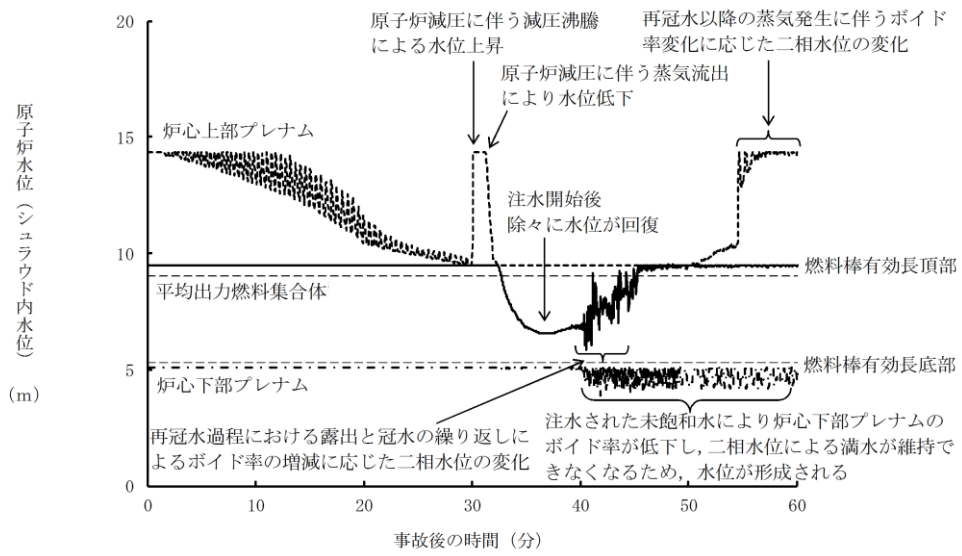
ベース解析及び感度解析の解析結果一覧を表1に、原子炉水位（シュラウド内水位）の推移を図1に、燃料被覆管温度の推移を図2に、炉心下部プレナム部ボイド率の推移を図3に示す。

感度解析の結果、炉心下部プレナム部の水位が増減する挙動はなくなり、ボイド率は低下傾向になって、約54分後にボイド率は0となる。このため、ベース解析と比較して炉心下部プレナム部に蓄積する水量が増加し、約50分以降の原子炉水位の上昇は遅れる結果となる。

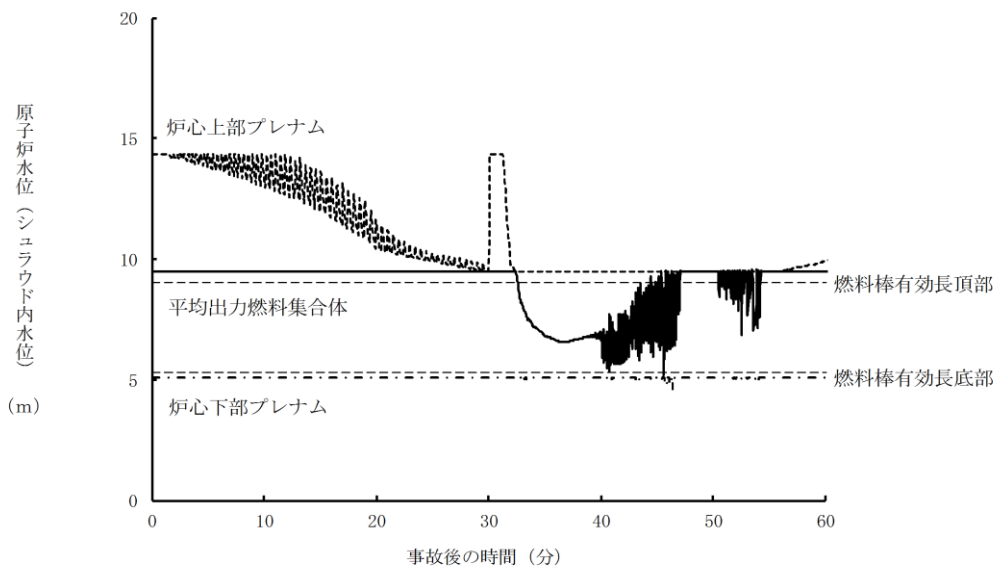
そのため、燃料被覆管温度については、感度解析の方が大きくなるが、判断基準である1200℃を下回ることを確認した。

表1 解析結果一覧

評価項目	ベース解析	感度解析	判断基準
燃料被覆管の最高温度	約509℃	約523℃	1200℃以下
燃料被覆管の酸化割合	1%以下	1%以下	15%以下
破裂有無	無	無	—

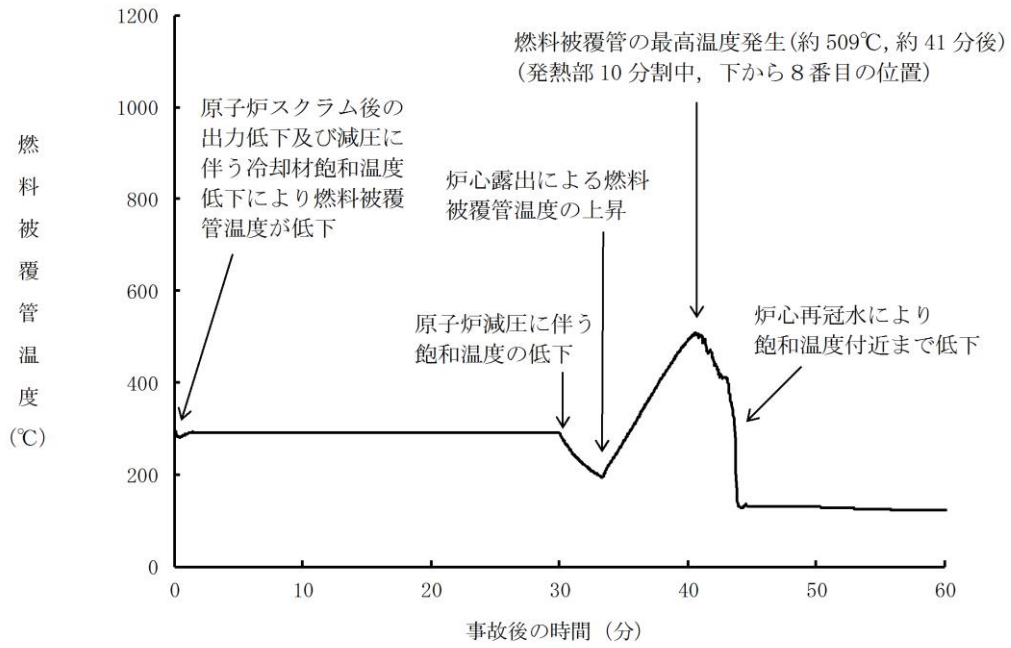


(ベース解析)

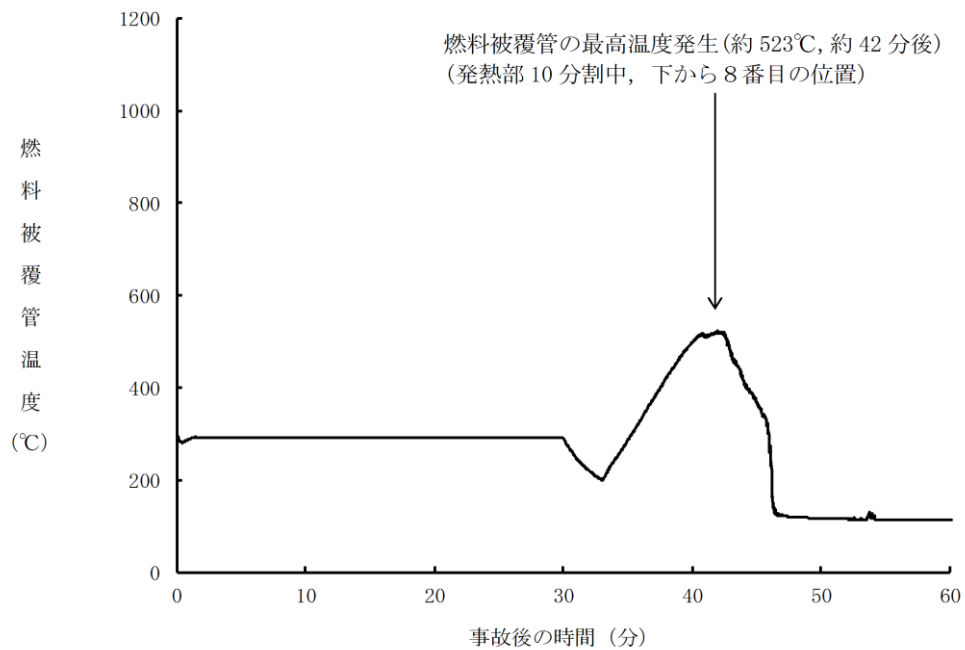


(感度解析)

図1 原子炉水位 (シユラウド内水位) の推移

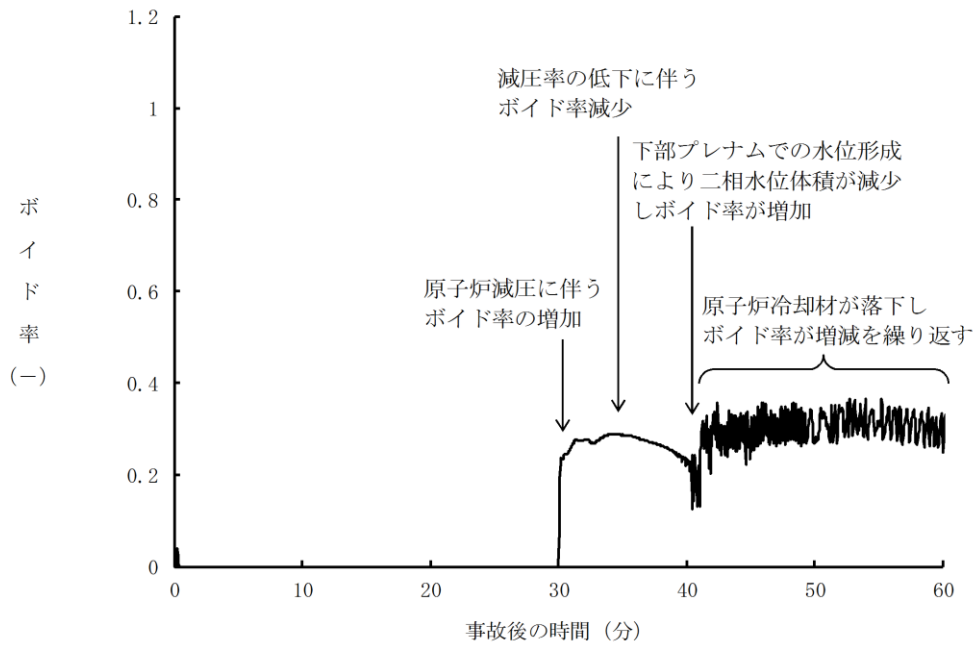


(ベース解析)

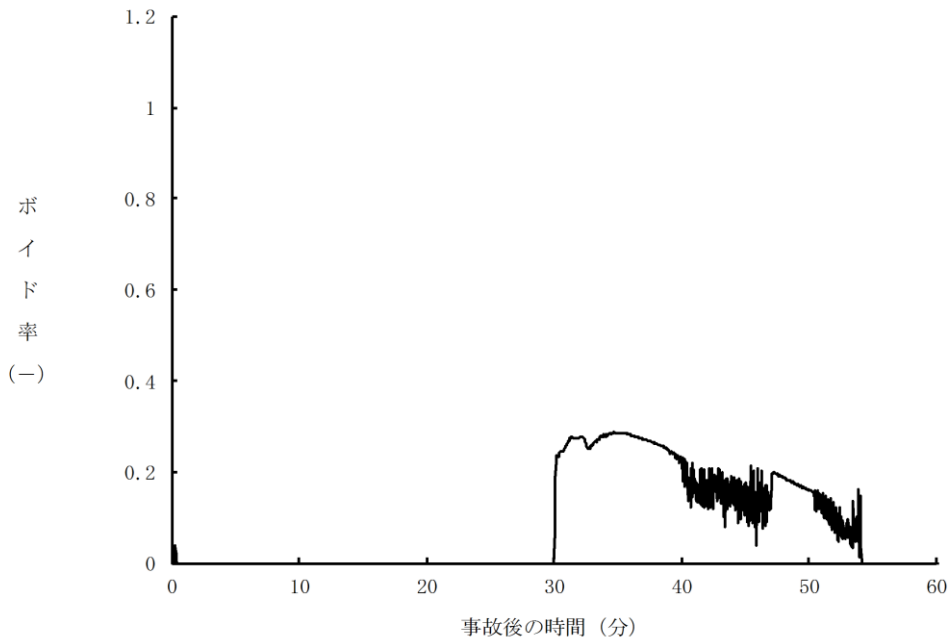


(感度解析)

図 2 燃料被覆管温度の推移



(ベース解析)



(感度解析)

図3 炉心下部プレナム部ボイド率の推移

109. 格納容器代替スプレイの実施箇所について

島根2号炉では、外部水源を用いた格納容器代替スプレイは、ドライウェルへ実施することとしている。

LOCAが発生しているような状況においては、炉内で発生した水蒸気が直接ドライウェルに放出されることから、ドライウェルにスプレイを実施し、水蒸気を凝縮させることが格納容器圧力制御の観点から有効である。

一方で、有効性評価「高圧・低圧注水機能喪失」等で示している事故シナリオでは、急速減圧を実施し、炉内で発生する熱はサブプレッション・プールを経由してサブプレッション・チェンバへ移行することから、このような状態ではサブプレッション・チェンバにスプレイを実施する方が有効な可能性がある。

以下では、サブプレッション・チェンバへ格納容器スプレイを実施した場合の効果及び必要性等について確認した。

(1) サプレッション・チェンバへ格納容器スプレイを実施した場合の感度解析

サブプレッション・チェンバに格納容器スプレイを実施した場合の効果を確認することを目的に、「高圧・低圧注水機能喪失」において示している事故シナリオを一例として感度解析を実施した。

a. 解析条件

感度解析におけるベース解析との解析条件の比較を表1に示す。格納容器スプレイの実施箇所及び格納容器スプレイ流量以外の条件は、ベース解析と同じである。サブプレッション・チェンバへスプレイを実施する場合の必要流量は $10\text{m}^3/\text{h}$ *であるが、格納容器圧力及び温度を制御するためには流量が大きい方が効果的であることから、系統設計最大流量を踏まえて $60\text{m}^3/\text{h}$ を設定した。

※ サプレッション・チェンバのスプレイに必要な流量

有効性評価におけるMAAP解析では、十分なエアロゾル除去効果を確保する観点から、スプレイ液滴径を 2mm に設定している。

格納容器スプレイ流量とスプレイ液滴径の関係における実験[1]では、ノズルあたりの流量が \square L/min以上確保される流量では、最大の液滴径が 2mm 以下となる。

サブプレッション・チェンバのスプレイヘッドのノズル数は、 \square 個であることから、下式に示すとおり、スプレイ流量 $10\text{m}^3/\text{h}$ 以上を確保することで、スプレイノズルあたりの流量は \square L/minを確保できる。

$$\begin{aligned} \cdot \text{最低流量} &= \square (\text{L/min/ノズル}) \times \square (\text{ノズル}) \\ &= 160 (\text{L/min}) \\ &= 9.6\text{m}^3/\text{h} \end{aligned}$$

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

表1 ベース解析及び感度解析条件比較（高圧・低圧注水機能喪失）

項目	ベース解析	感度解析
格納容器スプレイ 実施箇所	ドライウエル	サプレッション・ チェンバ
格納容器スプレイ流量	120m ³ /h	60m ³ /h
格納容器スプレイ 実施操作条件	<ul style="list-style-type: none"> ・ 格納容器圧力 384kPa [gage] 到達時 (334kPa [gage]～ 384kPa [gage] で間欠) ・ サプレッション・プール 水位通常水位＋約 1.3m 到達時に停止 	同左
格納容器ベント 実施操作条件	サプレッション・プール水 位通常水位＋約 1.3m 到達 から 10 分後	同左

b. 解析結果

感度解析におけるベースケースとの解析結果の比較を表2に示す。また、ベースケース及び感度解析各々の格納容器圧力の推移を図1に、格納容器温度の推移を図2に、サプレッション・プール水位の推移を図3に、サプレッション・プール水温度の推移を図4に示す。

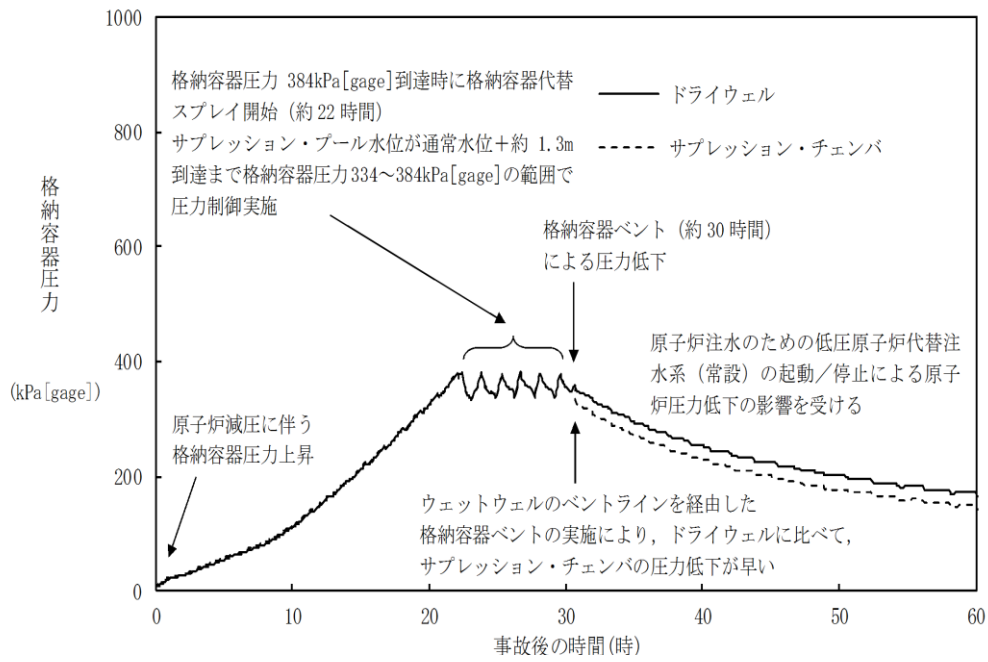
表2に示すとおり、格納容器ベント時間すなわちサプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達する時間は、感度解析の方が早期となる。これは、サプレッション・チェンバにスプレイを実施した場合は、ドライウエル（ペDESTAL含む）内に水が溜まらないため、その分サプレッション・プール水位が上昇しやすいことが要因である。

一方で、図1及び図2に示すとおり、格納容器スプレイ実施後の格納容器圧力及び格納容器温度については、いずれにスプレイを実施した場合でも制御できており、格納容器冷却の効果に大きな差異はない。

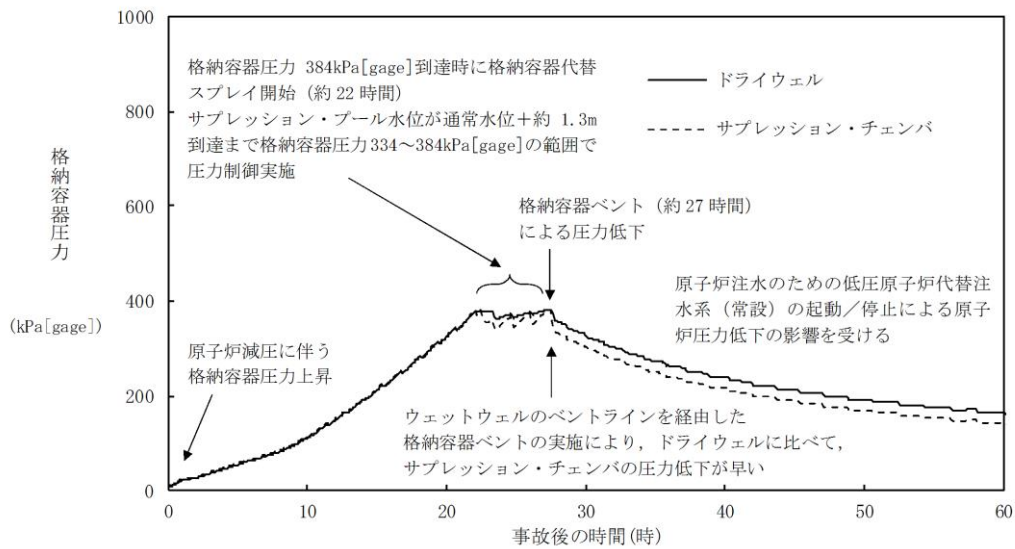
以上より、高圧・低圧注水機能喪失で示す事象のように炉内で発生する熱がサプレッション・チェンバ側に移行する場合においても、格納容器ベント時間遅延の観点からドライウエルにスプレイを実施することが有効であることを確認した。

表2 ベース解析及び感度解析結果比較（高圧・低圧注水機能喪失）

項目	ベース解析	感度解析
格納容器ベント時間	約 30 時間後	約 27 時間後
原子炉格納容器バウンダリに かかる圧力の最大値	約 384kPa [gage]	約 384kPa [gage]
原子炉格納容器バウンダリに かかる温度の最大値	約 153℃	約 151℃

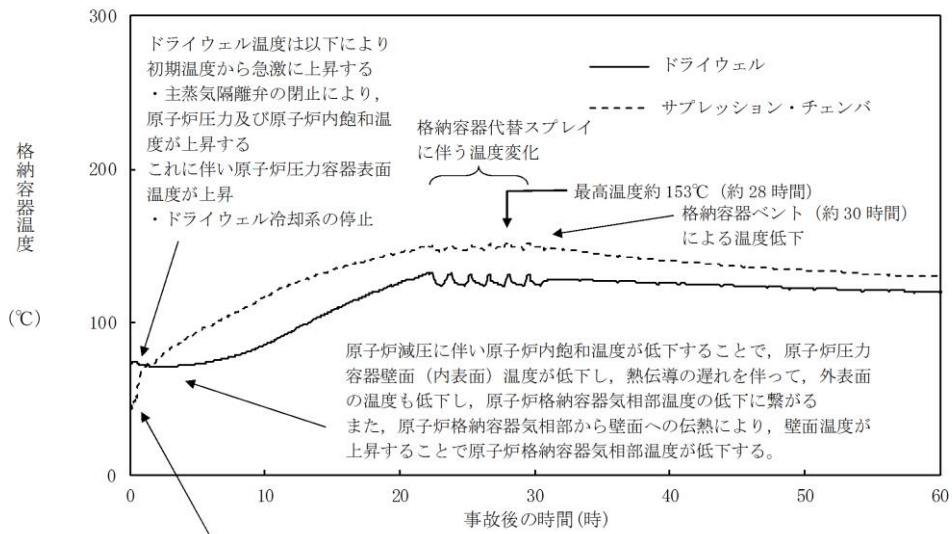


ベース解析 (ドライウエルスプレー実施)



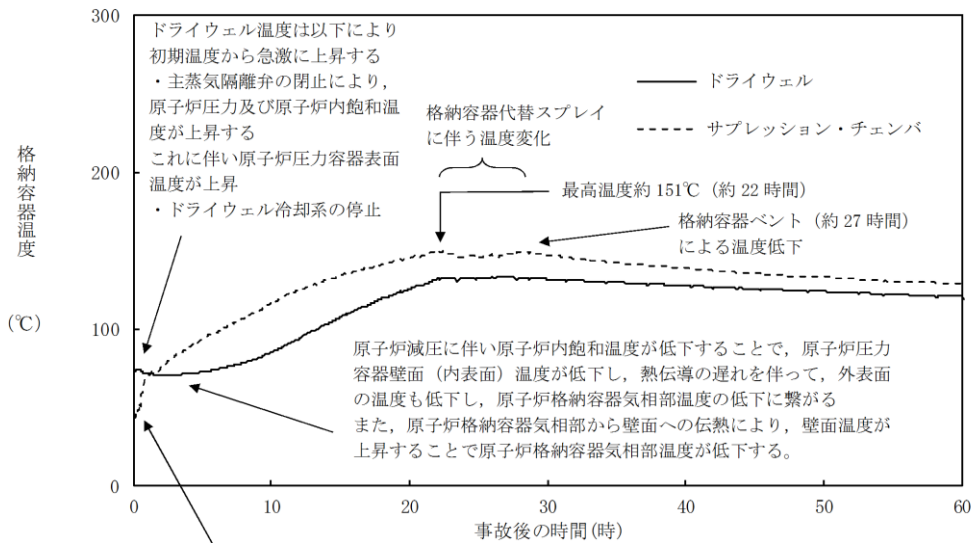
感度解析 (サブプレッション・チェンバスプレー実施)

図 1 格納容器圧力の推移 (高圧・低圧注水機能喪失)



原子炉減圧に伴い、原子炉内の蒸気が流入することによる温度上昇

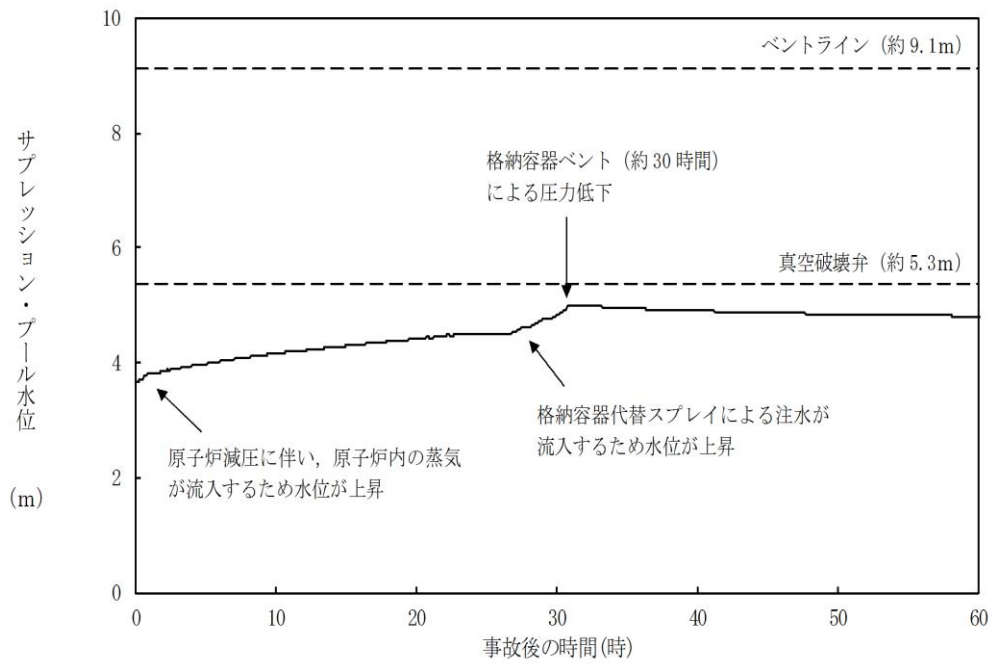
ベース解析 (ドライウエルスプレイ実施)



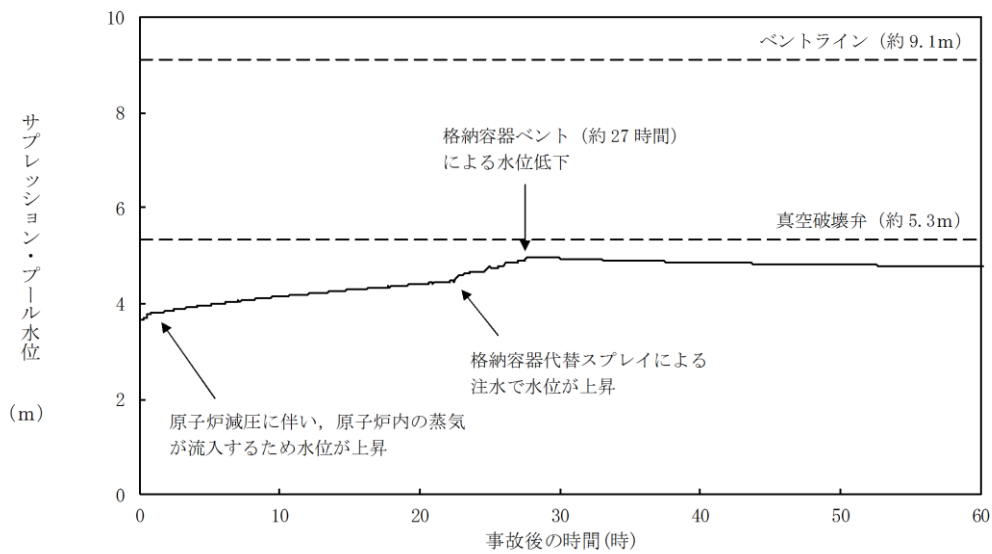
原子炉減圧に伴い、原子炉内の蒸気が流入することによる温度上昇

感度解析 (サブプレッション・チェンバスプレイ実施)

図 2 格納容器温度の推移 (高圧・低圧注水機能喪失)

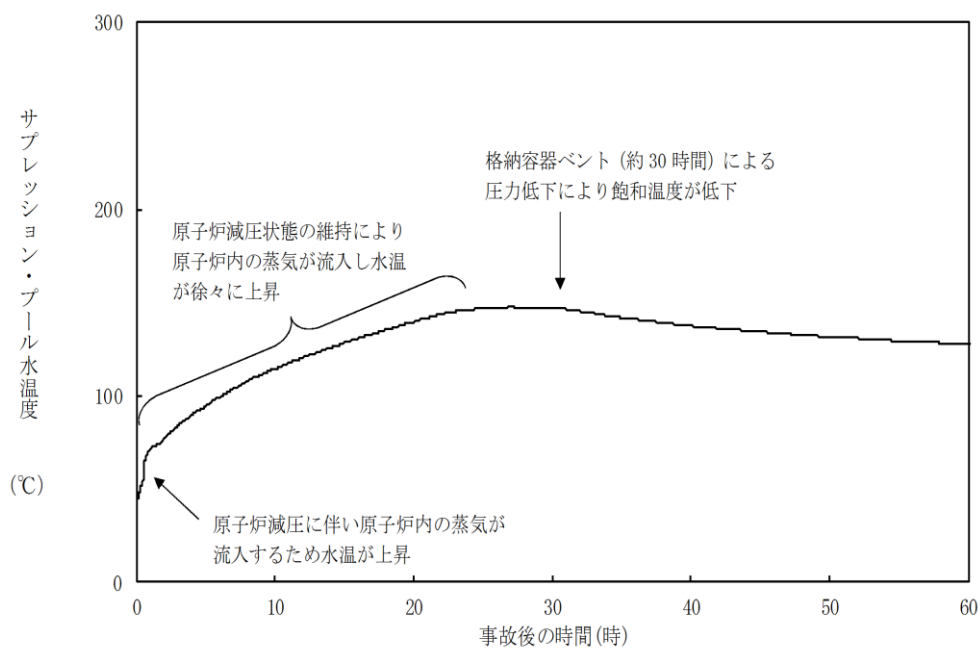


ベース解析 (ドライウェルスプレイ実施)

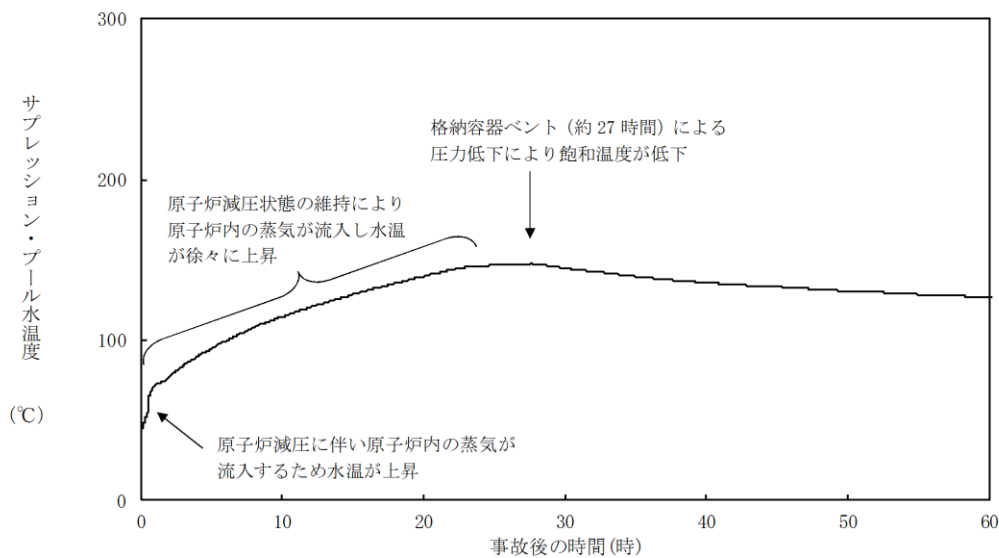


感度解析 (サブプレッション・チェンバスプレイ実施)

図3 サブプレッション・プール水位の推移 (高圧・低圧注水機能喪失)



ベース解析 (ドライウェルスプレイ実施)



感度解析 (サブプレッション・チェンバースプレイ実施)

図4 サプレッション・プール水温度の推移 (高圧・低圧注水機能喪失)

(2) 格納容器スプレイの実施タイミングに関する感度解析

「高圧・低圧注水機能喪失」では、格納容器代替スプレイの実施基準である格納容器圧力 384kPa[gage]に到達する時間は約 22 時間後であるが、それよりも早期の約 7 時間後にサプレッション・チェンバの雰囲気温度は最高使用温度の 104℃に到達する。

サプレッション・チェンバの雰囲気温度 104℃到達時に格納容器スプレイを実施した場合の効果を確認するため、「高圧・低圧注水機能喪失」に示す事故シーケンスを一例として感度解析を実施した。

a. 解析条件

事故シーケンスは、「高圧・低圧注水機能喪失」とし、感度解析条件を表 3 に示す。格納容器スプレイの開始は、サプレッション・チェンバ雰囲気温度 104℃到達時とし、サプレッション・プール水位通常水位+約 1.3m 到達時に停止する条件とした。

表 3 感度解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）

項目	感度解析
格納容器スプレイ実施箇所	サプレッション・チェンバ
格納容器スプレイ流量	60m ³ /h
格納容器スプレイ 実施操作条件	・サプレッション・チェンバ雰囲気温度 104℃ 到達時（連続実施） ・サプレッション・プール水位通常水位+約 1.3m 到達時に停止

b. 解析結果

格納容器圧力の推移を図 5 に、格納容器温度の推移を図 6 に、サプレッション・プール水位の推移を図 7 に、サプレッション・プール水温度の推移を図 8 に示す。なお、手順上はサプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m 到達時に格納容器ベント実施することとなるが、本解析では格納容器スプレイ停止後の格納容器圧力及び温度等の挙動を確認する観点から、格納容器圧力が 427kPa[gage]到達まで解析を実施した。

図 6 に示すとおり、事象発生約 7 時間後からサプレッション・チェンバへスプレイを開始した以降もサプレッション・チェンバの雰囲気温度は上昇し続ける。また、図 7 に示すとおり、事象発生から約 17 時間後に格納容器ベントの実施基準であるサプレッション・プール水位：通常水位+約 1.3m に到達し、TQUV のベースケース（格納容器圧力 384kPa[gage]到達時に格納容器スプレイを開始）の約 30 時間後よりも早期となる。

サプレッション・チェンバへのスプレイ流量を増加させることにより、格納容器温度の制御が可能となる可能性はあるが、格納容器ベント実施基準であるサプレッション・プール水位通常水位+約 1.3m 到達がさらに早期となる。

以上より、サブプレッション・チェンバの最高使用温度 104°C未満に制御することができず、また格納容器ベントの実施が早期となるため、サブプレッション・チェンバ 104°C到達時のサブプレッション・チェンバへのスプレイ実施は、効果的な戦略ではない。

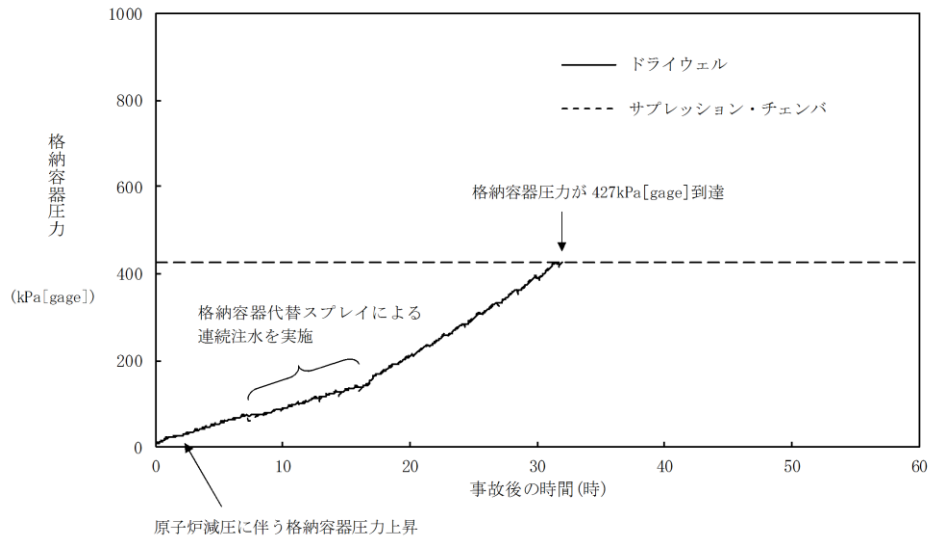


図5 格納容器圧力の推移

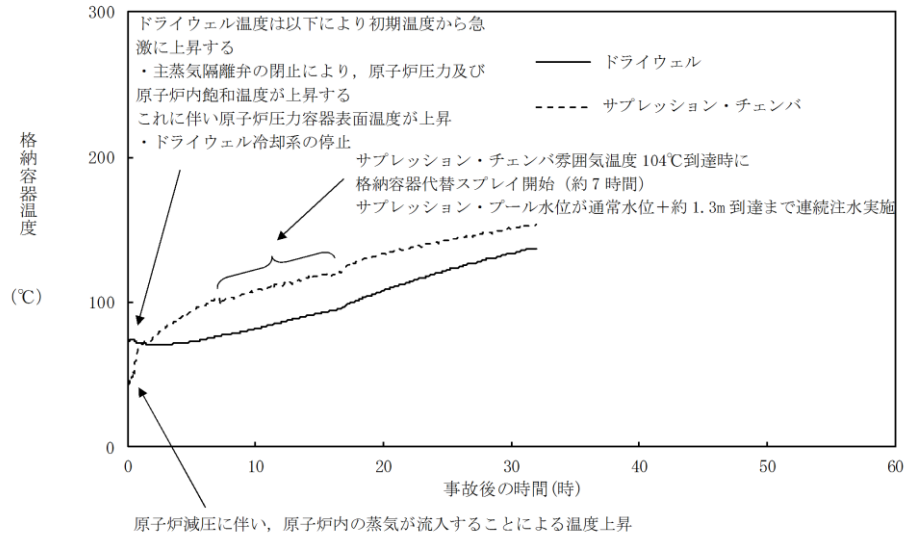


図6 格納容器温度の推移

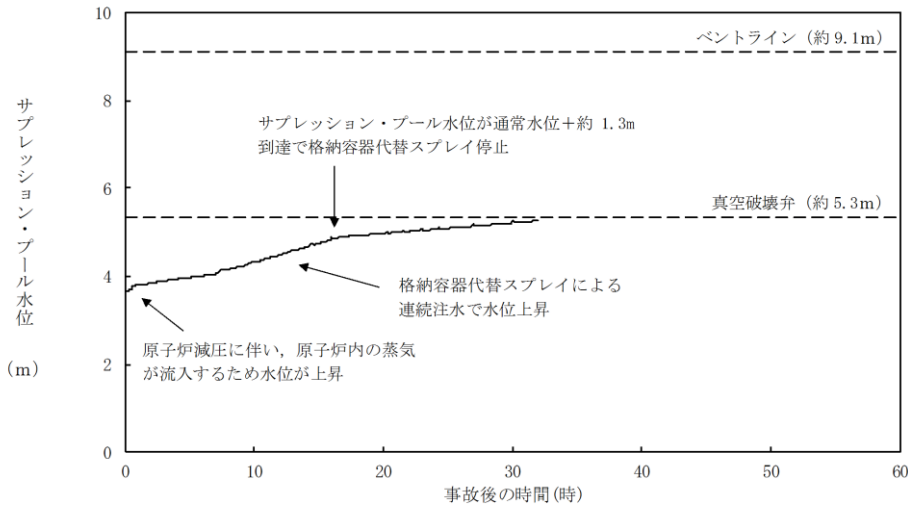


図7 サプレッション・プール水位の推移

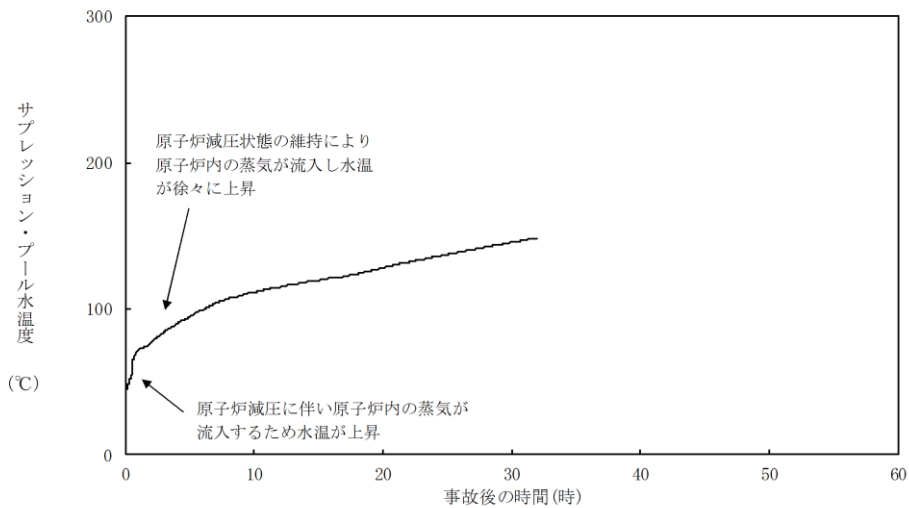


図8 サプレッション・プール水温度の推移

(3) 核分裂生成物の除去効果について

LOCAが発生しているような状況においては、炉内で発生した核分裂生成物が直接ドライウェルへ移行するため、ドライウェルへスプレイを実施することにより核分裂生成物を除去することができる。

一方で、「高圧・低圧注水機能喪失」等の事故シーケンスでは、炉内で発生した核分裂生成物は、逃がし安全弁からサプレッション・プールを経由しサプレッション・チェンバ気相部へ移行することとなる。しかしながら、原子炉内で炉水中から炉内気相部への核分裂生成物移行割合は小さく、更にサプレッション・プール水中を経由することで核分裂生成物を除去することから、サプレッション・チェンバ気相部へ移行する核分裂生成物は少ないものとなり、サプ

レッシュン・チェンバヘスプレイを実施することによる核分裂生成物の除去効果は、限定的である。

また、被ばく評価において支配的となる希ガスは、格納容器スプレイにより除去されないため、仮にサプレッション・チェンバヘのスプレイ実施による除去効果を期待したとしても、線量低減効果は限定的である。