

# 島根原子力発電所 2 号炉 重大事故等対策の有効性評価

---

## (コメント回答)

令和 2 年 6 月  
中国電力株式会社

## <審査会合での指摘事項に対する回答>

1. 確率論的リスク評価（PRA）・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 ..... P2
2. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策 ..... P20

# 1. 確率論的リスク評価（PRA）・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

# 1. 審査会合での指摘事項に対する回答

No.	審査会合日	指摘事項の内容	回答頁
1	平成31年4月9日 (PRA)	PRAに限ることではないが、例えば、人的過誤における余裕時間、感度解析等については、他プラントの審査資料、審査会合での議論等を踏まえて、審査資料に適切に反映すること。	4
2	平成31年4月9日 (PRA)	配管のフラジリティ評価について、他の配管で代表しているものと個別に評価しているものが分かる一覧表を示すこと。	5, 6
3	平成31年4月9日 (PRA)	ケーブルトレイのフラジリティ評価に用いている塑性エネルギー吸収係数の根拠となるデータを提示すること。	7
4	令和元年5月9日 (シーケンス選定)	津波PRA、地震PRAの見直し前後の結果の違い（炉心損傷頻度の増加）が、重要事故シーケンス選定時の評価に対してどの程度影響があるか、具体的な考察を説明すること。	8, 9
5	令和元年5月9日 (シーケンス選定)	フラジリティ評価の手法変更と評価対象機器リストの変更（対象設備の削除、評価部位の変更）との関係について、体系立てて説明すること。	10～12
6	令和元年5月9日 (シーケンス選定)	地震PRA特有の炉心損傷直結事象の事故シーケンス選定除外理由として、値が小さいことを挙げているが、 $10^{-7}$ 程度を閾値として判断していることを説明に追記すること。	13
7	令和元年5月9日 (シーケンス選定)	許容限界と疲労評価に基づく安全余裕について、耐震設計上の方針も踏まえて考え方を説明すること。	14, 15
8	令和元年5月9日 (シーケンス選定)	試験の配管モデルの限界値がフラジリティ評価に適用できるとする考え方について説明すること。	16, 17
9	令和元年5月9日 (シーケンス選定)	EL20m津波による敷地浸水量評価解析で1号機や3号機側からの浸水量が少ないこと、津波の回り込みに対する考え方を説明すること。	18, 19

# 1. 審査会合での指摘事項に対する回答（No.1）

- 指摘事項（第701回審査会合（平成31年4月9日）PRA）  
PRAに限ることではないが、例えば、人的過誤における余裕時間、感度解析等については、他プラントの審査資料、審査会合での議論等を踏まえて、審査資料に適切に反映すること。
- 回答  
他プラントの審査資料、審査会合での議論を再度確認し、島根2号炉審査資料の記載適正化、感度解析の追加を行った。  
例として「人的過誤における余裕時間」、「起因事象発生前の人的過誤を考慮した場合の感度解析」に関する反映内容を、以下に示す。
  - 人的過誤における余裕時間  
余裕時間の考え方について、「炉心損傷回避の対応操作に許容される時間」という記載をしていたが、操作や余裕時間の起点を明確にするため、「炉心損傷を防止するために事故時の運転手順書に記載された操作の中で必要となる操作に対し、事象発生後からその操作の遂行までに許容される時間」という記載に修正した。
  - 起因事象発生前の人的過誤を考慮した場合の感度解析  
起因事象発生前の人的過誤として考えられる「電動弁または手動弁の開け忘れ、閉め忘れ（スクリーニングされた操作）」及び「非常用D/Gガバナ調整忘れ」については、機能試験やチェックリストによる独立した機器の状態確認を実施している等の理由により発生の可能性が低いため、PRAからは定性的にスクリーニングを実施している。  
これらについて、スクリーニングを実施しない場合の感度解析を行い、全炉心損傷頻度のベースケースが $6.2 \times 10^{-6}$ /炉年であるのに対し、感度解析では $6.3 \times 10^{-6}$ /炉年となり影響はほとんどないことを確認し、資料に反映した。

## 1. 審査会合での指摘事項に対する回答（No.2）（1/2）

- 指摘事項（第701回審査会合（平成31年4月9日）PRA）  
配管のフラジリティ評価について，他の配管で代表しているものと個別に評価しているものが分かる一覧表を示すこと。
- 回答
  - 配管系のフラジリティ評価について，代表評価と個別評価の一覧を表2-1に示す。

# 1. 審査会合での指摘事項に対する回答 (No.2) (2/2)

## ■ 回答 (続き)

表2-1 配管系のフラジリティ評価法

評価方法	対象配管	フラジリティ評価結果			評価方法	対象配管	フラジリティ評価結果		
		評価部位	中央値 (G)	HCLPF (G)			評価部位	中央値 (G)	HCLPF (G)
			$\beta_r$					$\beta_u$	
原子炉補機海水系配管のフラジリティ評価結果で代表している	高圧炉心スプレイ系配管	配管本体	1.41*	0.63*	個別にフラジリティ評価を行っている	原子炉格納容器内配管 (PLR配管)	配管本体	1.68	0.75
			0.25*					0.25	
			0.24*					0.24	
	高圧炉心スプレイ補機冷却系配管	配管本体	1.41*	0.63*		燃料移送系配管	配管本体	1.52	0.67
			0.25*					0.25	
			0.24*					0.25	
	高圧炉心スプレイ補機海水系配管	配管本体	1.41*	0.63*		原子炉補機海水系配管	配管本体	1.60*	0.68*
			0.25*					0.26*	
			0.24*					0.26*	
決定論評価で最も厳しい結果となるサポートのフラジリティ評価結果で代表している	原子炉隔離時冷却系配管	サポート	2.10	0.88	制御棒駆動系配管	サポート	2.77	1.16	
			0.27				0.27		
			0.26				0.26		
	原子炉補機冷却系配管	サポート	2.10	0.88		高圧炉心スプレイ系非常用ディーゼル発電設備燃料移送系配管	配管本体	1.52	0.67
			0.27					0.25	
			0.26					0.25	
	残留熱除去系配管	サポート	2.10	0.88		逃がし安全弁窒素ガス供給系配管	配管本体	5.14	2.30
			0.27					0.25	
			0.26					0.24	

※：代表配管のフラジリティ評価においては、最も厳しい条件となる配管区分の減衰定数を考慮するため、個別評価と代表評価でフラジリティ評価結果が異なる。

# 1. 審査会合での指摘事項に対する回答 (No.3)

- 指摘事項 (第701回審査会合 (平成31年4月9日) PRA)  
ケーブルトレイのフラジリティ評価に用いている塑性エネルギー吸収係数の根拠となるデータを提示すること。
- 回答
  - ケーブルトレイサポートの塑性率は、弾塑性サポートを有する複数の試験体に対する複数の地震波・加速度による加振試験結果<sup>[1]</sup>から設定した。
  - 標準試験では塑性率 $\mu = 3$ 程度、大加速度試験においては塑性率 $\mu = 4.5$ 程度まで安定な応答が得られている。



単純な配管系

複雑な配管系

図3-1 弾塑性サポートを有する配管の加振試験体

表3-1 弾塑性サポートを有する配管の加振試験ケース

最大塑性率 $\mu$	試験体	入力地震波[gal]	
3程度	アングル鋼 単純な配管系	地震波A	100~700
		地震波B	100~700
		地震波C	100~1,000
	角型鋼管 単純な配管系	地震波A	100~600
		地震波B	100~1,400
	アングル鋼 複雑な配管系	地震波A	1,100~2,000
地震波B		1,100~2,000	
4.5	角型鋼管 単純な配管系	地震波C	1,800
(参考) 5.5	アングル鋼 単純な配管系	地震波A	1,500

[1] 社団法人 日本電気協会電気技術基準調査委員会, "配管系の弾塑性設計法に関する調査報告書", 平成6年6月



# 1. 審査会合での指摘事項に対する回答 (No.4) (1/2)

- 指摘事項 (第713回審査会合 (令和元年5月9日) シーケンス選定)  
津波PRA, 地震PRAの見直し前後の結果の違い (炉心損傷頻度の増加) が, 重要事故シーケンス選定時の評価に対してどの程度影響があるか, 具体的な考察を説明すること。
- 回答
  - 地震ハザード及びフラジリティの変更により, 加速度区分毎の地震発生頻度及び評価対象機器の損傷確率に影響するため, 地震PRA及び津波PRAの全ての事故シーケンスの炉心損傷頻度 (CDF) が変わっている。見直し前後の結果を表4-1に示す。
  - 見直し前の全CDFが $7.7 \times 10^{-6}$  / 炉年であったのに対し, 見直し後の全CDFは $1.4 \times 10^{-5}$  / 炉年と増加しているが, 各事故シーケンスグループのなかでCDFが大きくなる事故シーケンスは, 見直し前後で同じである。
  - 見直し前後でのシーケンス毎の相対的な大小関係は変わらず, また地震津波特有シーケンスのCDFは大きいものでも $10^{-7}$ 前半程度と十分に小さく, 重要事故シーケンス選定の評価に対する影響はない。

# 1. 審査会合での指摘事項に対する回答 (No.4) (2/2)

## 回答 (続き)

表4-1 地震ハザード変更に伴うPRA見直し前後比較表

事故シナシス	事故シナシス別の炉心損傷頻度 (1/1年)						全CDFに対する寄与割合 (%) (変更後)	全CDFに対する寄与割合 (%) (変更前)	事故シナシスグループ別CDF (1/1年) (変更後)	事故シナシスグループ別CDF (1/1年) (変更前)	全CDFに対する寄与割合 (%) (変更後)	全CDFに対する寄与割合 (%) (変更前)		
	内部事象	地震 (変更後)	地震 (変更前)	津波 (変更後)	津波 (変更前)	合計 (変更後)							合計 (変更前)	
1	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	3.0E-09	9.2E-07	3.5E-08	-	-	9.2E-07	3.8E-08	6.4	0.5	9.4E-07	4.2E-08	6.5	0.6
過渡事象+圧力バウナダリ健全性 (S R V再開) 失敗+高圧炉心冷却 (H P C S) 失敗+低圧炉心冷却失敗	3.4E-11	1.4E-08	6.8E-10	-	-	1.4E-08	7.1E-10	0.1	0.0					
手動停止+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	4.7E-13	-	-	-	2.2E-09	4.7E-13	2.2E-09	0.0	0.0					
手動停止+圧力バウナダリ健全性 (S R V再開) 失敗+高圧炉心冷却 (H P C S) 失敗+低圧炉心冷却失敗	1.5E-13	-	-	-	1.2E-09	1.5E-13	1.2E-09	0.0	0.0					
サポート系喪失+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	2.3E-10	-	-	-	-	2.3E-10	2.3E-10	0.0	0.0					
サポート系喪失+圧力バウナダリ健全性 (S R V再開) 失敗+高圧炉心冷却 (H P C S) 失敗+低圧炉心冷却失敗	4.0E-12	-	-	-	-	4.0E-12	4.0E-12	0.0	0.0					
2	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	4.0E-09	1.0E-07	4.6E-09	-	-	1.1E-07	8.6E-09	0.8	0.1	1.1E-07	9.7E-09	0.8	0.1
手動停止+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	5.7E-13	-	-	-	-	5.7E-13	5.7E-13	0.0	0.0					
サポート系喪失+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	1.1E-09	-	-	-	-	1.1E-09	1.1E-09	0.0	0.0					
3	外部電源喪失+交流電源 (D G-A, B) 失敗+高圧炉心冷却 (H P C S) 失敗	2.7E-09	2.0E-06	3.1E-07	-	-	2.0E-06	3.1E-07	14	4.1	3.4E-06	3.8E-07	24	5
外部電源喪失+交流電源 (D G-A, B) 失敗+圧力バウナダリ健全性 (S R V再開) 失敗+高圧炉心冷却 (H P C S) 失敗	8.2E-12	1.5E-08	1.4E-09	-	-	1.5E-08	1.4E-09	0.1	0.0					
外部電源喪失+交流電源 (D G-A, B) 失敗+高圧炉心冷却失敗	1.2E-11	1.4E-06	6.2E-08	-	-	1.4E-06	6.2E-08	9.6	0.8					
外部電源喪失+直流電源 (区分1, 2) 喪失+高圧炉心冷却 (H P C S) 失敗	3.8E-12	5.8E-09	1.1E-09	-	-	5.8E-09	1.1E-09	0.0	0.0					
過渡事象+崩壊熱除去失敗	4.5E-06	1.1E-06	7.6E-08	-	-	5.7E-06	4.6E-06	40	60.3					
過渡事象+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗	1.7E-11	4.2E-07	2.2E-08	-	-	4.2E-07	2.2E-08	2.9	0.3					
過渡事象+圧力バウナダリ健全性 (S R V再開) 失敗+崩壊熱除去失敗	3.3E-08	3.2E-09	2.7E-10	-	-	3.6E-08	3.3E-08	0.3	0.4					
過渡事象+圧力バウナダリ健全性 (S R V再開) 失敗+高圧炉心冷却 (H P C S) 失敗+崩壊熱除去失敗	3.6E-11	4.4E-09	1.9E-14	-	-	4.4E-09	3.7E-11	0.0	0.0					
手動停止+崩壊熱除去失敗	1.2E-08	-	-	-	4.1E-07	1.2E-08	4.2E-07	0.1	5.5					
手動停止+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗	1.1E-14	-	-	-	-	1.1E-14	1.1E-14	0.0	0.0					
手動停止+圧力バウナダリ健全性 (S R V再開) 失敗+崩壊熱除去失敗	3.1E-11	-	-	-	-	3.1E-11	3.1E-11	0.0	0.0					
手動停止+圧力バウナダリ健全性 (S R V再開) 失敗+高圧炉心冷却 (H P C S) 失敗+崩壊熱除去失敗	1.7E-14	-	-	-	-	1.7E-14	1.7E-14	0.0	0.0					
4	サポート系喪失+崩壊熱除去失敗	1.2E-06	-	-	-	-	1.2E-06	1.2E-06	8.3	15.5	7.8E-06	6.7E-06	54	88
サポート系喪失+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗	1.4E-10	-	-	-	-	1.4E-10	1.4E-10	0.0	0.0					
サポート系喪失+圧力バウナダリ健全性 (S R V再開) 失敗+崩壊熱除去失敗	3.8E-09	-	-	-	-	3.8E-09	3.8E-09	0.0	0.1					
サポート系喪失+圧力バウナダリ健全性 (S R V再開) 失敗+高圧炉心冷却 (H P C S) 失敗+崩壊熱除去失敗	3.7E-12	-	-	-	-	3.7E-12	3.7E-12	0.0	0.0					
冷却材喪失 (小破断LOCA) +崩壊熱除去失敗	5.4E-09	-	-	-	-	5.4E-09	5.4E-09	0.0	0.1					
冷却材喪失 (小破断LOCA) +高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗	3.1E-14	-	-	-	-	3.1E-14	3.1E-14	0.0	0.0					
冷却材喪失 (中破断LOCA) +崩壊熱除去失敗	3.6E-09	-	-	-	-	3.6E-09	3.6E-09	0.0	0.0					
冷却材喪失 (中破断LOCA) +高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗	3.8E-12	-	-	-	-	3.8E-12	3.8E-12	0.0	0.0					
冷却材喪失 (大破断LOCA) +崩壊熱除去失敗	3.6E-10	-	-	-	-	3.6E-10	3.6E-10	0.0	0.0					
冷却材喪失 (大破断LOCA) +高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗	3.7E-13	-	-	-	-	3.7E-13	3.7E-13	0.0	0.0					
外部電源喪失+交流電源 (D G-A, B) 失敗	4.4E-07	-	-	-	-	4.4E-07	4.4E-07	3.1	5.8					
外部電源喪失+交流電源 (D G-A, B) 失敗+圧力バウナダリ健全性 (S R V再開) 失敗	1.3E-09	-	-	-	-	1.3E-09	1.3E-09	0.0	0.0					
外部電源喪失+直流電源 (区分1, 2) 失敗	6.3E-10	-	-	-	-	6.3E-10	6.3E-10	0.0	0.0					
5	過渡事象+原子炉停止失敗	6.4E-10	3.3E-07	9.5E-08	-	-	3.3E-07	9.6E-08	2.3	1.2	8.5E-07	1.6E-07	6.0	2.1
冷却材喪失 (小破断LOCA) +原子炉停止失敗	8.7E-13	-	-	-	-	8.7E-13	8.7E-13	0.0	0.0					
冷却材喪失 (中破断LOCA) +原子炉停止失敗	5.8E-13	-	-	-	-	5.8E-13	5.8E-13	0.0	0.0					
冷却材喪失 (大破断LOCA) +原子炉停止失敗	5.8E-14	-	-	-	-	5.8E-14	5.8E-14	0.0	0.0					
全交流電源喪失 (外部電源喪失+交流電源・補機冷却系喪失) +原子炉停止失敗	-	5.2E-07	6.9E-08	-	-	5.2E-07	6.9E-08	3.6	0.9					
6	冷却材喪失 (小破断LOCA) +高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	2.8E-15	-	-	-	-	2.8E-15	2.8E-15	0.0	0.0	4.3E-13	4.3E-13	0.0	0.0
冷却材喪失 (小破断LOCA) +高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	5.7E-15	-	-	-	-	5.7E-15	5.7E-15	0.0	0.0					
冷却材喪失 (中破断LOCA) +高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	3.5E-13	-	-	-	-	3.5E-13	3.5E-13	0.0	0.0					
冷却材喪失 (中破断LOCA) +高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	3.9E-14	-	-	-	-	3.9E-14	3.9E-14	0.0	0.0					
冷却材喪失 (大破断LOCA) +高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	3.4E-14	-	-	-	-	3.4E-14	3.4E-14	0.0	0.0					
7	格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)	3.3E-09	-	-	-	-	3.3E-09	3.3E-09	0.0	0.0	3.3E-09	3.3E-09	0.0	0.0
8	Excessive LOCA	-	4.2E-07	1.5E-07	-	-	4.2E-07	1.5E-07	2.91	1.96	4.2E-07	1.5E-07	2.9	2.0
9	計装・制御系喪失	-	1.5E-07	1.0E-08	-	-	1.5E-07	1.0E-08	1.03	0.13	1.5E-07	1.0E-08	1.0	0.1
10	格納容器バイパス	-	3.5E-09	6.5E-11	-	-	3.5E-09	6.5E-11	0.02	0.00	3.5E-09	6.5E-11	0.0	0.0
11	原子炉格納容器損傷	-	3.4E-07	2.6E-08	-	-	3.4E-07	2.6E-08	2.40	0.34	3.4E-07	2.6E-08	2.4	0.3
12	原子炉圧力容器損傷	-	1.7E-07	7.5E-08	-	-	1.7E-07	7.5E-08	1.20	0.98	1.7E-07	7.5E-08	1.2	1.0
13	原子炉建物損傷	-	3.1E-08	9.7E-09	-	-	3.1E-08	9.7E-09	0.22	0.13	3.1E-08	9.7E-09	0.2	0.1
14	制御室建物損傷	-	1.4E-08	1.5E-09	-	-	1.4E-08	1.5E-09	0.02	0.01	1.4E-08	1.5E-09	0.1	0.0
15	廃棄物処理建物損傷	-	1.8E-10	1.6E-10	-	-	1.8E-10	1.6E-10	0.00	0.00	1.8E-10	1.6E-10	0.0	0.0
16	直接炉心損傷に至る事象	-	-	-	1.2E-07	5.7E-08	1.2E-07	5.7E-08	0.8	0.7	1.2E-07	5.7E-08	0.8	0.7
合計		6.2E-06	7.9E-06	9.5E-07	1.2E-07	4.7E-07	1.4E-05	7.7E-06	100	100	1.4E-05	7.7E-06	100	100

地震PRA, 津波PRAの評価見直しを行っており、その結果を反映している項目を示す。

## 1. 審査会合での指摘事項に対する回答（No.5）（1/3）

- 指摘事項（第713回審査会合（令和元年5月9日）シーケンス選定）  
フラジリティ評価の手法変更と評価対象機器リストの変更（対象設備の削除，評価部位の変更）との関係について，体系立てて説明すること。
- 回答  
機器リストにおいて追加又は削除した機器及び評価部位を変更した機器について，以下に地震PRAにおけるフラジリティ評価の見直し内容を示す。
  - 機器リストに追加した機器  
逃がし安全弁窒素ガス供給系空気作動弁（グローブ）については，長期的な逃がし安全弁への窒素供給確保のため新たに追加している。
  - 機器リストから削除した機器  
燃料支持金具は，炉心支持板と共に機能するものであり評価においては炉心支持板のフラジリティで代表されること，また低圧炉心スプレイ系機器は除熱機能も有する残留熱除去系に完全依存であり，本評価においてはこれらのフラジリティを考慮していないためリストから削除している。

# 1. 審査会合での指摘事項に対する回答 (No.5) (2/3)

## ■ 回答 (続き)

### ➤ 評価部位を変更した機器

評価部位を変更した機器について、変更内容を以下に示す。

機器	評価部位		変更内容
	変更前	変更後	
原子炉格納容器	ベースプレート (サプレッション・チェンバ サポート)	シヤラグ (R P V支持構造)	サプレッション・チェンバ損傷は炉心損傷直結事象ではなく水源機能喪失として緩和系にてモデル化したことにより、原子炉格納容器についてはRPV支持機能として評価対象とする機器をサプレッション・チェンバサポートからシヤラグに見直した。
制御棒駆動機構ハウジング レストレントビーム	フランジボルト	一般部	フランジボルトの決定論評価における保守性の見直しにより、最弱部位となる一般部を評価対象とした。
逃がし安全弁 窒素ガス供給系配管	サポート	配管本体	決定論評価において裕度の小さい他の系統の配管の脆弱性評価結果で代表していたが、当該配管の脆弱性を個別に適用することにより保守性を見直した。

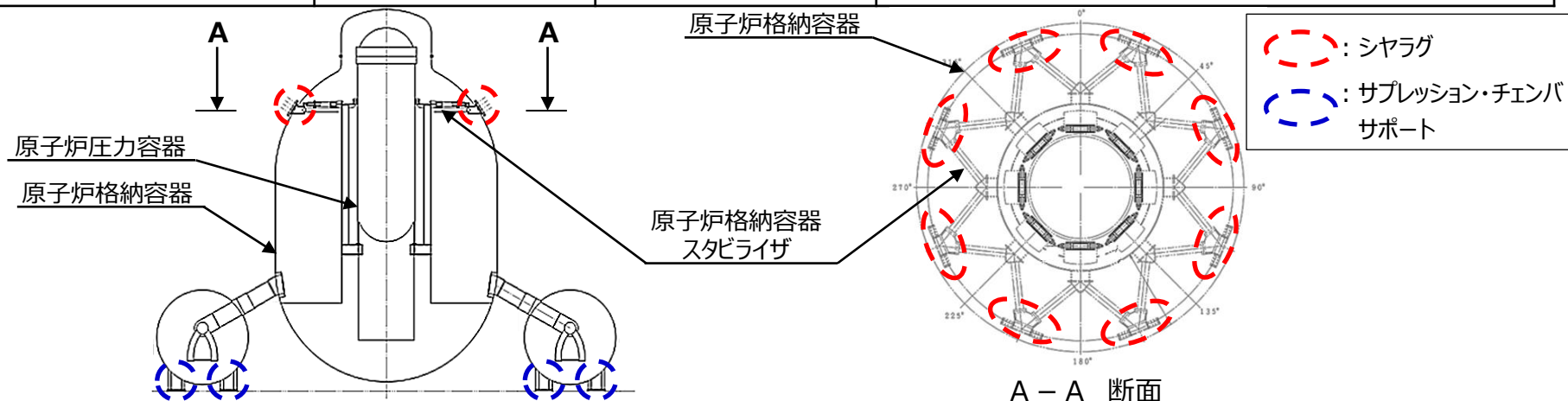


図5-1 原子炉格納容器の評価部位

# 1. 審査会合での指摘事項に対する回答 (No.5) (3/3)

## ■ 回答 (続き)

### <制御棒駆動機構ハウジングレストレントビームの評価部位の見直し>

- 制御棒駆動機構ハウジングレストレントビームにおけるフランジボルトの耐震評価では、せん断荷重を全てボルトの断面で受け持つとして評価しているが、実際にはボルトとスプライスプレートとの間に生じる摩擦力により、ボルトの受け持つ荷重は低減される。
- 摩擦力の考慮により決定論評価における保守性を見直した結果、一般部が最弱部位となったため、フラジリティ評価対象を一般部に見直している。

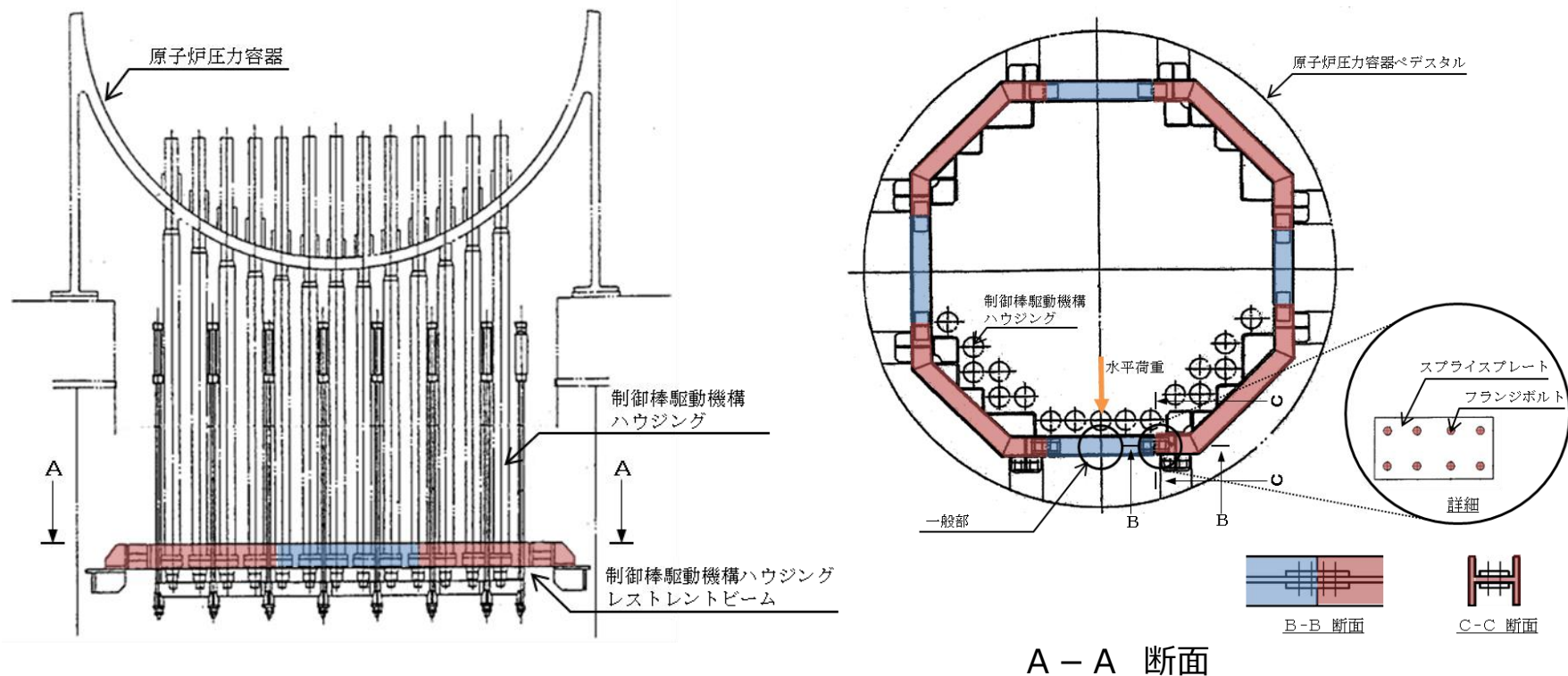


図5-2 制御棒駆動機構ハウジングレストレントビームの構造

# 1. 審査会合での指摘事項に対する回答 (No.6)

- 指摘事項 (第713回審査会合 (令和元年5月9日) シーケンス選定)  
地震PRA特有の炉心損傷直結事象の事故シーケンス選定除外理由として、値が小さいことを挙げているが、 $10^{-7}$ 程度を閾値として判断していることを説明に追記すること。
- 回答  
地震PRA特有の炉心損傷直結事象の事故シーケンス選定除外理由として、 $10^{-7}$ 程度を閾値として判断していることを説明に追記 (表6-1の下線部) した。

表6-1 「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」の変更前後比較表

変更前	変更後
1. 炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定について …… 1.1.2.2 追加すべき事故シーケンスグループの検討 ……  上記の整理のとおり、 a. の場合は炉心損傷を防止できると考えられるため、評価を詳細化することで(1)～(8)の各事故シーケンスの炉心損傷頻度は現在の値よりも更に小さい値になると推定される。……	1. 炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定について …… 1.1.2.2 追加すべき事故シーケンスグループの検討 …… <u>(1)～(8)の事故シーケンスについては、地震レベル1 P R A から抽出される事故シーケンスであるが、炉心損傷頻度は<math>10^{-7}</math> / 炉年程度と小さく、上記の整理のとおり、</u> a. の場合は炉心損傷を防止できると考えられるため、評価を詳細化することで(1)～(8)の各事故シーケンスの炉心損傷頻度は現在の値よりも更に小さい値になると推定される。……

# 1. 審査会合での指摘事項に対する回答（No.7）（1/2）

- 指摘事項（第713回審査会合（令和元年5月9日）シーケンス選定）  
許容限界と疲労評価に基づく安全余裕について、耐震設計上の方針も踏まえて考え方を説明すること。
- 回答
  - 配管系終局強度試験<sup>[1]</sup>において以下の結果が得られているため、フラジリティ評価に用いる現行の配管系の設計手法は、応力評価に対して十分な余裕を有しており、実機配管系における地震時の損傷は疲労によるものであると考えられる。
    - ・試験体の発生応力が許容応力に達する入力地震レベル及びこの1.5～4倍以上となる入力地震レベルでの加振試験を実施した結果、配管の崩壊現象や破損による内部水の漏えいは生じておらず、許容応力を用いた現行の設計手法が保守的な手法であることが確認されている。
    - ・1回の地震波加振では損傷が確認されず、加振試験を繰返し行った結果、エルボでき裂貫通による内部水の漏えいが生じ、ラチェット変形を含む低サイクル疲労による破損限界が確認された（図7-1参照）。

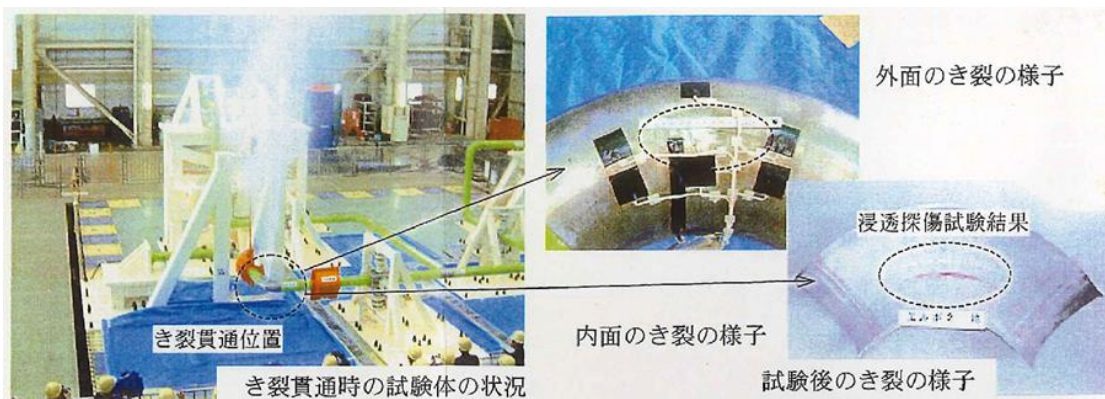


図7-1 配管系終局試験

[1] 財団法人 原子力発電技術機構, “平成15年度原子力発電施設耐震信頼性実証に関する報告書その1 配管系終局強度”, 平成15年9月

# 1. 審査会合での指摘事項に対する回答 (No.7) (2/2)

## ■ 回答 (続き)

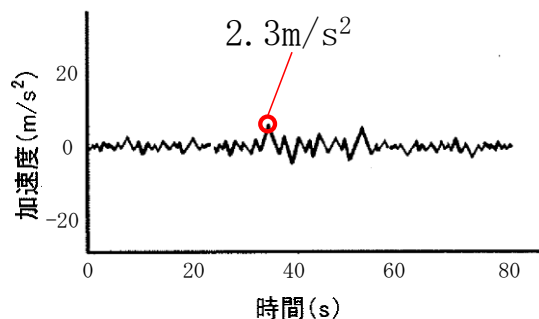
- 配管終局試験結果を用いた配管系の解析において、配管バウンダリは設計レベルの12倍程度の安全余裕が確認されている。ここで、安全余裕は以下の式により算出する。

$$(\text{安全余裕})^{\ast 3} = \frac{(\text{1回の地震で配管が疲労破損するとしたときの入力地震レベル})^{\ast 2}}{(\text{設計上許容される入力地震レベル})^{\ast 1}}$$

※1 JEAG4601に規定される供用状態 D s の許容限界に達する入力地震レベル

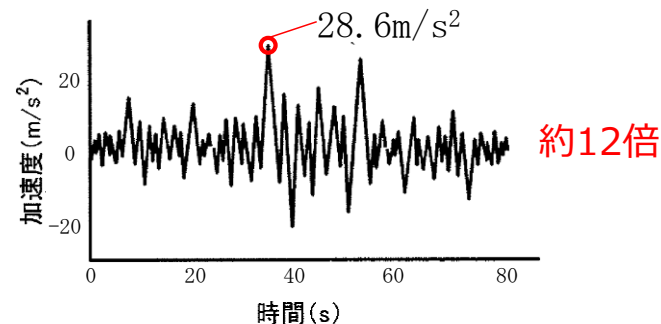
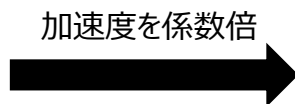
※2 分母と同じ地震波において加速度の大きさを係数倍することにより、1回の加振で配管が疲労損傷するとしたときの入力地震レベル

※3 許容応力を用いた現行の設計手法に対して、実際の配管が有する安全余裕を示している。



最大応力発生箇所：エルボ (STS410)  
発生最大応力：411 [MPa]  
(供用状態Dsの許容限界)

設計上許容される入力地震レベル



最大応力発生箇所：エルボ (STS410)  
発生最大応力：5111 [MPa]<sup>※4</sup>  
(1回の地震で疲労破損するときの応力)

※4 現行の配管設計手法である弾性解析による値

1回の地震で配管が疲労破損する  
ときの入力地震レベル

図7-2 安全余裕のイメージ図



## 1. 審査会合での指摘事項に対する回答（No.8）（1/2）

- 指摘事項（第713回審査会合（令和元年5月9日）シーケンス選定）  
試験の配管モデルの限界値がフラジリティ評価に適用できるとする考え方について説明すること。
- 回答  
以下の理由により、配管系終局強度試験<sup>[1]</sup>の試験結果について、島根2号炉の配管系に適用可能であると考える。
  - 島根2号炉の配管系の応力評価について、現行の設計手法における許容応力は保守的であることを試験により確認している。
  - 試験体に対し、耐震評価上厳しい条件（加振方向、入力波の周波数成分）の加振を行っている。
  - 試験体は一般的な配管の構成要素（直管、エルボ、ティ等）が模擬されている。
  - 試験では最大応力発生箇所であるエルボにおいて疲労損傷が生じている。実機配管においても試験と同様にエルボにおける発生応力が他の箇所に対して大きくなる結果が得られており（図8-1及び図8-2参照）、実機配管においても試験体と同様にエルボの疲労損傷が生じるものと考えられる。

[1] 財団法人 原子力発電技術機構, “平成15年度原子力発電施設耐震信頼性実証に関する報告書その1 配管系終局強度”, 平成15年9月

# 1. 審査会合での指摘事項に対する回答 (No.8) (2/2)

## ■ 回答 (続き)

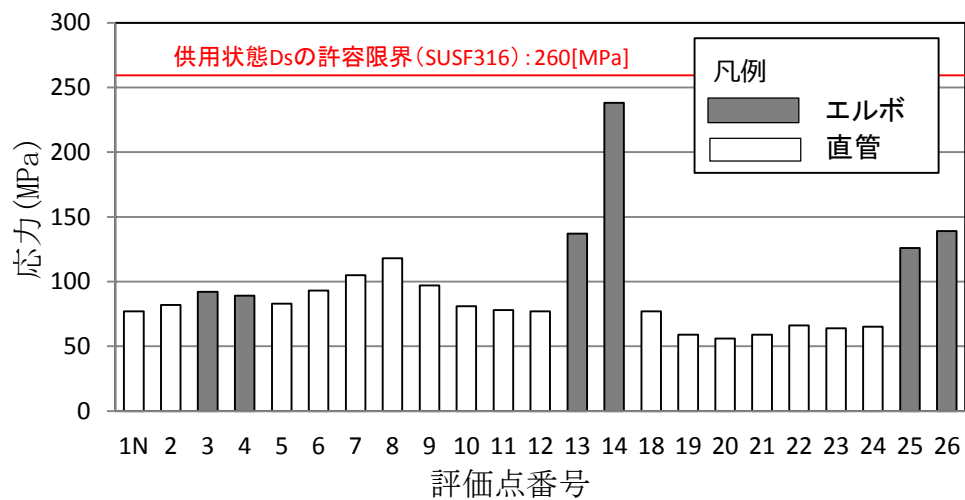
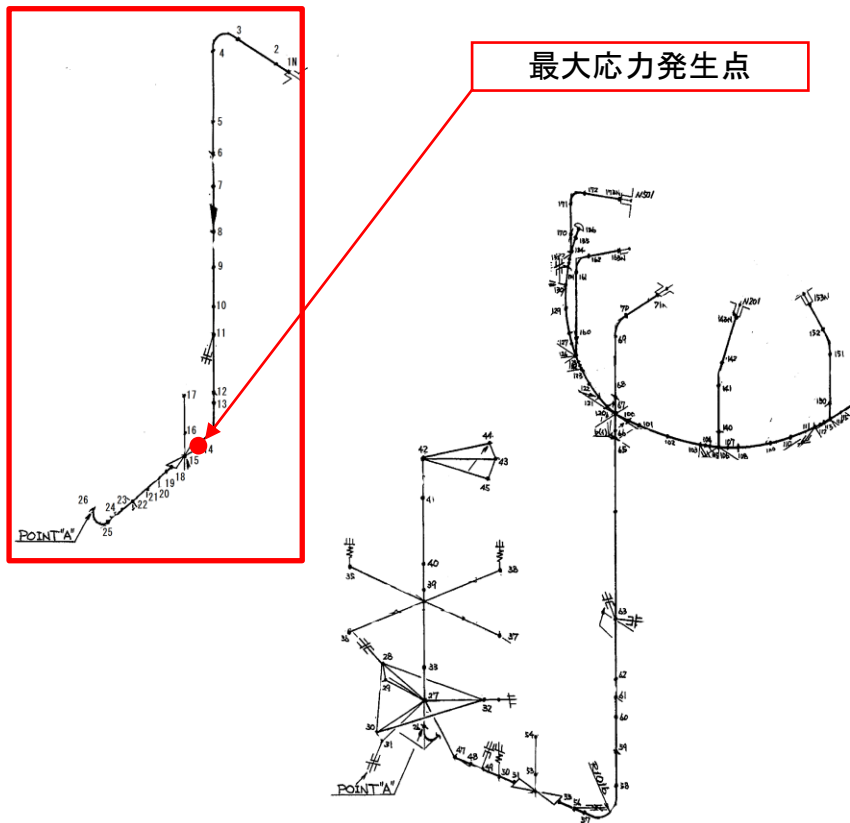


図8-2 原子炉再循環系配管の各評価点応力分布

図8-1 原子炉再循環系配管の解析モデル

## 1. 審査会合での指摘事項に対する回答（No.9）（1/2）

- 指摘事項（第713回審査会合（令和元年5月9日）シーケンス選定）  
EL20m津波による敷地浸水量評価解析で1号機や3号機側からの浸水量が少ないこと、津波の回り込みに対する考え方を説明すること。（2号炉タービン建物への浸水量に主に寄与する浸水経路の考え方について）
  
- 回答
  - 敷地内浸水解析では、1～3号炉取水路・放水路及び防波壁等の全ての浸水経路からの浸水を考慮している。
    - 1～3号炉取水路・放水路の構造を模擬しており、経路毎の入力条件となる津波の時刻歴波形に対する応答の相違により、1～3号炉における浸水量が異なっている。
    - 排水路等から敷地外への流出は、考慮していない。
  - 津波の回り込みは、3号炉南側では浸水水位が低く、2号炉側への回り込みはない。また、1号炉側は2号炉側に比べ浸水量が少なく、浸水水位も低いため、2号炉側への回り込みはない。
  - 2号炉タービン建物への浸水量は、2号炉タービン建物前面における浸水量に主に寄与する浸水経路（2号炉取水槽，2号炉放水槽，防波壁及び防波壁通路防波扉）から流入する全量とした。

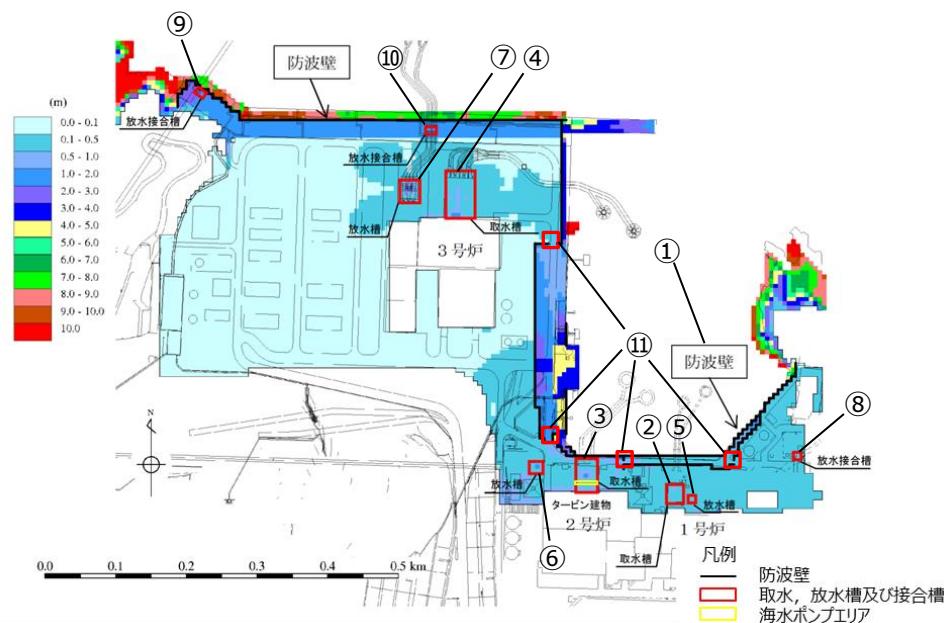
# 1. 審査会合での指摘事項に対する回答 (No.9) (2/2)

## ■ 回答 (続き)

表9-1 防波壁通路防波扉を開条件としたEL20m津波による敷地内浸水解析結果※

浸水経路		EL20m津波による敷地内浸水量 (m <sup>3</sup> )	EL20m津波による敷地内浸水高さ (敷地内浸水深)
①	防波壁 (越波)	約2,000	・海水ポンプエリア付近： EL9.0m～EL9.5m (0.5m～1.0m) ・タービン建物付近： EL9.0m～EL9.5m (0.5m～1.0m)
②	1号炉取水槽	約200	
③	2号炉取水槽	約2,800	
④	3号炉取水槽	約1,100	
⑤	1号炉放水槽	約100	
⑥	2号炉放水槽	約1,900	
⑦	3号炉放水槽	約4,800	
⑧	1号炉放水接合槽	約500	
⑨	2号炉放水接合槽	約3,200	
⑩	3号炉放水接合槽	約5,400	
⑪	防波壁通路防波扉	約2,000	
合計 (①～⑪の合計)		約24,000	
敷地内浸水量のうちタービン建物に考慮する浸水 (①+③+⑥+⑪)		約8,700	

※：敷地内浸水解析では、1～3号炉取水路・放水路の構造を模擬しており、経路毎の入力条件となる津波の時刻歴波形に対する応答を考慮した解析を実施している。防波扉は常時閉運用とするが、使用済燃料の搬出等のため開にする場合がある。開にしている頻度は小さく、また、津波発生時には津波襲来前に防波扉を閉止できると考えられるためその影響は軽微であると考えられるものの、開状態を仮定して評価を実施した。本想定により、敷地内浸水量を保守的に見積もることとなるが、防波壁通路防波扉からの浸水量は、EL20m津波における敷地内浸水量の1割程度であり、大きな影響を及ぼすものではないことがわかる



上記浸水解析は①～⑪の浸水経路全てを考慮したものであり、排水路等から敷地外への流出は考慮していない。津波の回り込みについて、3号炉南側では浸水水位が低く、2号炉側への回り込みはなく、また1号炉側は2号炉側に比べ浸水量は少なく、浸水水位も低いため、2号炉側への回り込みはないため、タービン建物を介した原子炉建物への浸水を評価するためのタービン建物への浸水量は、タービン建物の海側前面における浸水量に主に寄与する浸水経路となる①、③、⑥、⑪からの浸水が全て流入すると仮定した。

図9-1 EL20m津波による敷地内浸水深分布

## 2. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策

## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答（1/2）

No.	審査会合日	指摘事項の内容	回答頁
242	令和元年10月31日	解析条件（破断箇所の隔離時間）の見直しについて、ブローアウトパネルの流路面積の設定の考え方について整理して説明すること。また、既設ブローアウトパネルを減らすことによる他の解析への影響についても示すこと。	23～25
243	令和元年10月31日	ブローアウトパネル開放の信頼性について定量的に説明すること。	26
251	令和元年11月28日	耐圧強化ベントの配管ルート等について詳細に示すとともに、高低差及び枝管も含めて水素対策や凝縮水の滞留対策等を説明すること。	27～29
252	令和元年11月28日	RCICの第一水源をCSTからS/Pへ変更する理由について、水位設定値を変えた場合のCSTの水量とCSTを水源とした場合の影響評価の関係を説明すること。	30, 31
253	令和元年11月28日	逃がし安全弁の解析条件としてTB, TWシーケンスで最も厳しい逃がし安全弁2弁開で評価するとしていたことを踏まえ、2弁開の条件での影響についても説明すること。	32
254	令和元年11月28日	ISLOCA発生の評価条件として、操作場所及びアクセスルートに対し、蒸気や漏えい水の回り込みの影響について、定性的説明ではなく、系統ごとに漏えいの発生箇所とエレベーションも含め図面等を用いて定量的に説明すること。また、ISLOCA検知手段として、検知設備の設置状況や検知性能を踏まえた検知手段の成立性を示すとともに、温度検知器とエリアモニタがないエリアについての漏えい検知、ISLOCAの総合的な判断とは具体的に何をするのか手順を説明すること。	33～41
255	令和元年11月28日	LOCA時注水機能喪失と崩壊熱除去機能喪失時の輪谷貯水槽から給水時間の相違点について、原子炉注水の考え方も踏まえて説明すること。	42, 43

## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答（2/2）

No.	審査会合日	指摘事項の内容	回答頁
256	令和元年11月28日	急速減圧により下部プレナム部にCCFLによりボイドが形成されるが、ボイドが存在する期間（CCFLが継続する期間）及び燃料棒への影響について説明すること。	44
257	令和元年11月28日	原子炉水位計について、差圧から水位に直す時の換算式やMAAPの解析結果及び温度計の配置、型式等を含め基本的な内容を資料としてまとめ説明すること。	45～50
261	令和2年2月20日	S/C雰囲気温度を実施基準としたS/Cスプレイの手順を整備していない理由について、S/Cスプレイによる効果等データを踏まえて説明すること。その際、事故シーケンスによっては、S/Cの方が高温・高圧になること、S/Cへ放射性物質の放出が行われることも考慮すること。 また、仮にS/Cスプレイを実施する場合、低圧時にベント実施を判断することになるが、その場合のベント実施の考え方を説明すること。	51～54
262	令和2年2月20日	ベント戦略の変更により影響を受けるTQUV以外の事故シーケンスについても、有効性評価へ変更後の評価結果を示すこと。	55～63
263	令和2年2月20日	手順側のベント準備の判断フローについて、今回のベント戦略の変更を適切に反映するとともに炉心損傷有りの場合は「残留熱除去系又は残留熱代替除去系による格納容器除熱可能」の判断が2回出てくる理由、ベント準備と格納容器代替スプレイ開始の実施のタイミングについて説明すること。	64
264	令和元年12月24日 (保管アクセス)	可搬型設備の必要台数について、有効性評価の審査を踏まえて整理すること。	65
265	令和2年5月18日 (保管アクセス)	SA手順として新たに整備したディーゼル燃料貯蔵タンクからの燃料補給手順の方がより所要時間がかかることを踏まえ、この手順で有効性評価を行うこと。	66, 67

## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答（No.242）（1/3）

- 指摘事項（第790回審査会合（令和元年10月31日）ISLOCA）  
解析条件（破断箇所の隔離時間）の見直しについて、ブローアウトパネルの流路面積の設定の考え方について整理して説明すること。また、既設ブローアウトパネルを減らすことによる他の解析への影響についても示すこと。
  
- 回答
  - 原子炉建物燃料取替階にブローアウトパネル（BOP）を3個（北側2個，西側1個）設置している。BOPの要求機能は主蒸気管破断時等における開放機能及び弾性設計用地震動Sdでの閉維持機能であり，開放機能と閉維持機能の両立が求められる。先行プラントの審査を踏まえ，耐震評価方法（3次元面外応答評価）を用いて評価した結果，北側BOP（2個）は開放圧力を引き上げることにより要求機能を確保することが可能であるが，西側BOP（1個）については，開放機能と閉維持機能を両立させることが困難であったため，閉鎖する方針とする。
  
  - ISLOCA時は2個のBOP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が，BOP閉止装置は現在設計中であり，仮にBOP閉止装置の開口面積（待機時の開状態）がBOPの開口面積を下回る設計となった場合，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と考えられる。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個分をBOP閉止装置の開口面積の設計下限値と設定し，ISLOCA時の解析条件とする。



## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答（No.242）（2/3）

### ■ 回答（続き）

- 主蒸気管破断事故時における原子炉格納容器（PCV）外側（図242-1の水色部分）に作用する圧力変化及び原子炉建物4階（図242-1の黄色部分）における圧力変化の解析に用いたノード分割図を図242-1に示す。
- 建設時条件である原子炉建物燃料取替階BOPの開口面積3個分の場合（解析ケース1）と、原子炉建物燃料取替階BOPの開口面積を1.5個分に減らした場合（解析ケース2）で解析を行い、原子炉建物燃料取替階BOPの開口面積を減らす事によるPCV外圧の影響を確認する。

#### 原子炉建物燃料取替階BOP

【解析ケース1】3個分（開放圧力3.5kPa）：建設時条件

【解析ケース2】1.5個分（開放圧力7.0kPa）：BOP要求機能の確保及びBOP閉止装置の設置を考慮

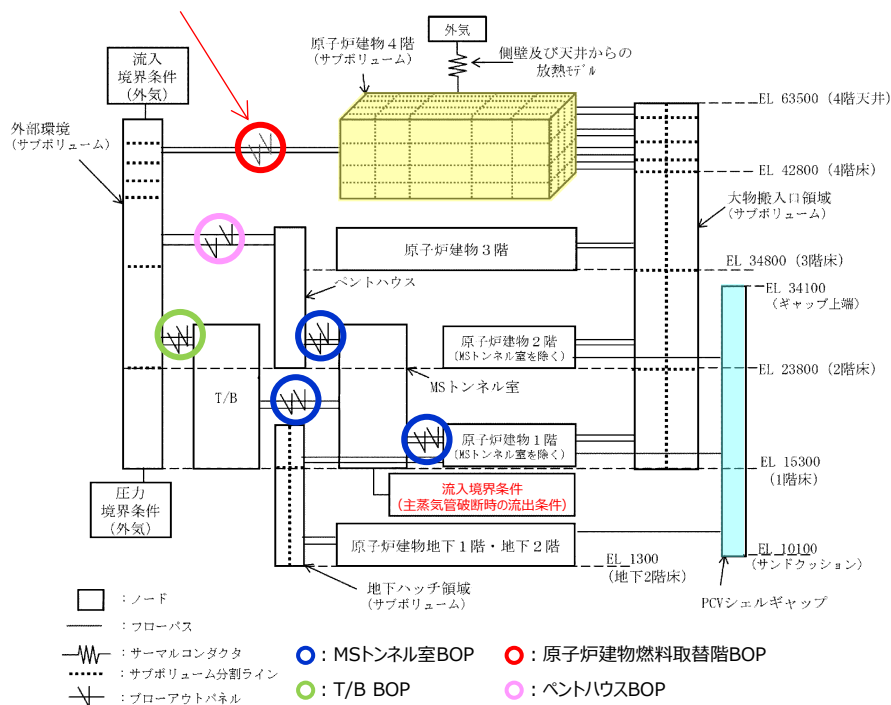


図242-1 GOTHIC解析によるノード分割図

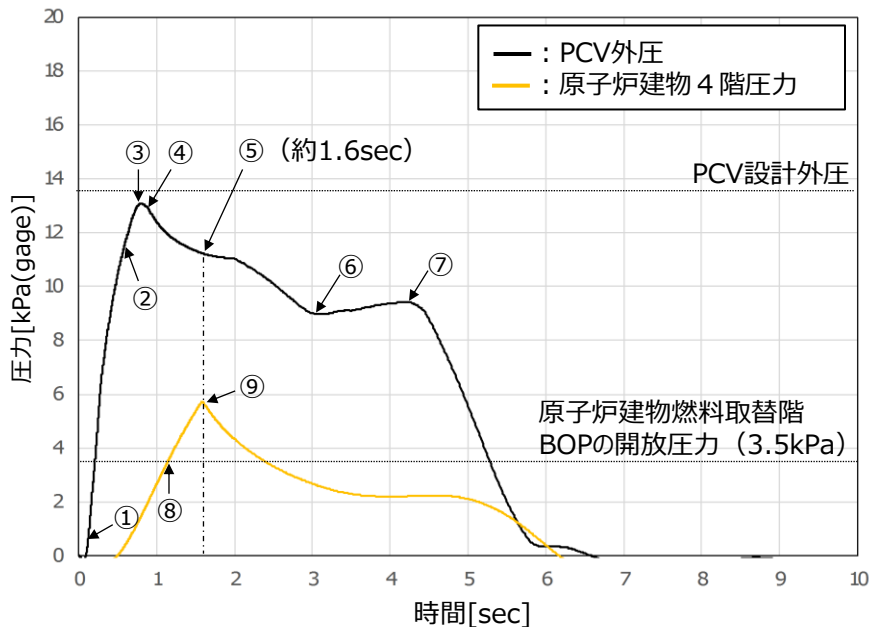
## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答 (No.242) (3/3)

### ■ 回答 (続き)

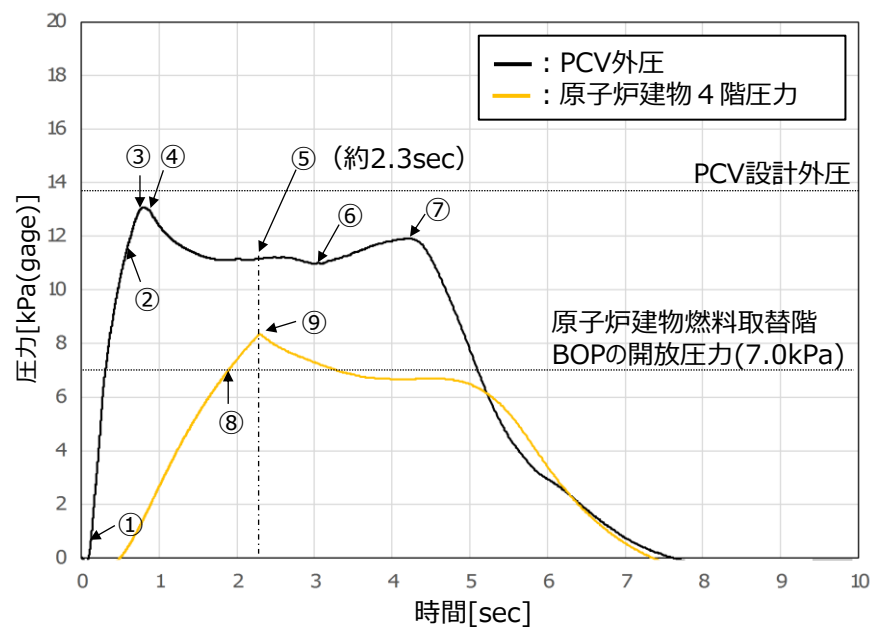
- 解析結果を図242-2に示す。原子炉建物燃料取替階BOPの開口面積を1.5個分に減らした場合 (解析ケース2) においても、PCV外圧の最大値は、建設時条件である原子炉建物燃料取替階BOPの開口面積3個分の場合 (解析ケース1) と同値となり、設計外圧未満であることを確認した。

#### 【挙動説明】

- |                               |                                       |
|-------------------------------|---------------------------------------|
| ①MSトンネル室BOP開放 (約0.1sec)       | ⑥漏えい冷却材が蒸気流から二相流になることに伴う流出量の増加        |
| ②ペントハウスBOP開放 (約0.6sec)        | ⑦MSIV閉鎖開始による流出量の減少                    |
| ③MSトンネル室BOP等の開放による冷却材流出エリアの増加 | ⑧原子炉建物燃料取替階BOPの開放圧力に到達                |
| ④T/B BOP開放 (約0.9sec)          | ⑨開放圧力到達から0.5secの時間遅れで原子炉建物燃料取替階BOPが開放 |
| ⑤原子炉建物燃料取替階 BOP開放             |                                       |



(a) 解析ケース1 (開口面積: 3個分, 開放圧力: 3.5kPa)



(b) 解析ケース2 (開口面積: 1.5個分, 開放圧力: 7.0kPa)

図242-2 主蒸気管破断事故時のPCV外圧及び原子炉建物4階圧力の変化

## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答 (No.243)

- 指摘事項 (第790回審査会合 (令和元年10月31日) ISLOCA)  
ブローアウトパネル開放の信頼性について定量的に説明すること。
- 回答

原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル (BOP) はクリップにより原子炉建物外壁に設置されており、事故時に原子炉棟内の圧力が上昇した際にBOPが押し出されることにより開放する (図243-1)。原子炉建物4階 (燃料取替階) に設置する2個の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243-2に示す。圧力は音速で伝播し、大物搬入口とBOPの最短距離は約26m、最長距離は約40mである。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。

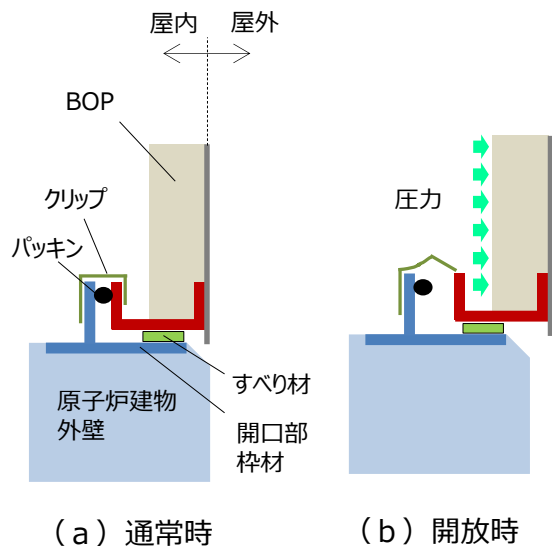


図243-1 BOP断面図

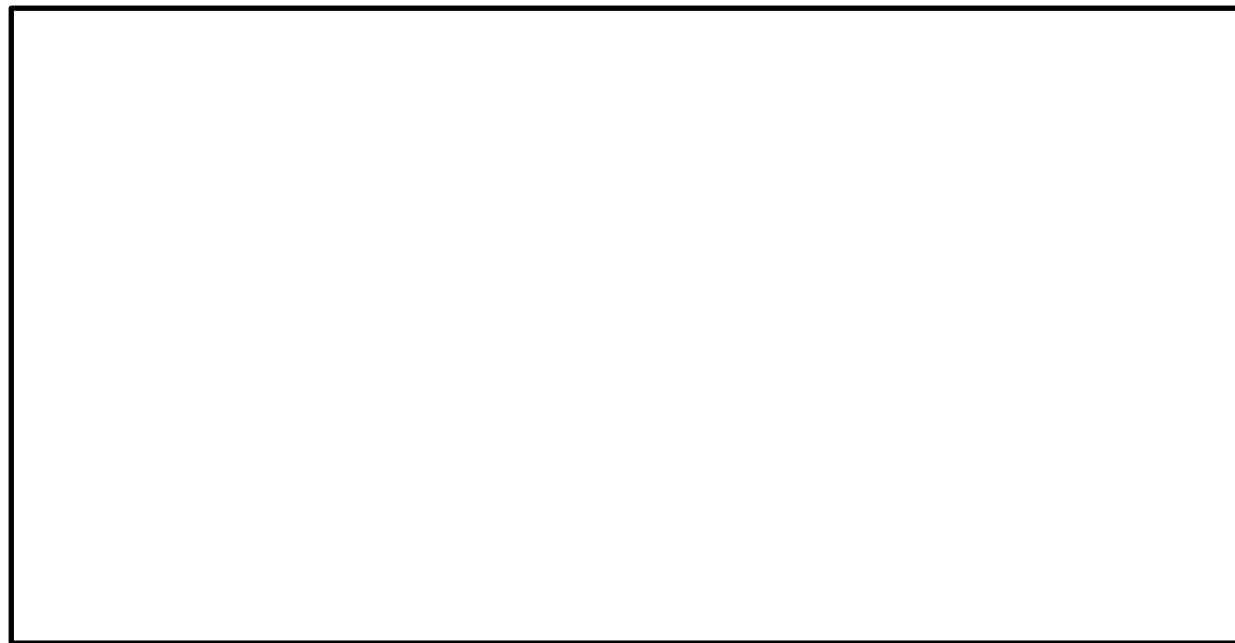


図243-2 圧力伝播箇所とBOPの位置関係

## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答（No.251）（1/3）

- 指摘事項（第803回審査会合（令和元年11月28日）炉心損傷防止コメント回答）  
耐圧強化ベントの配管ルート等について詳細に示すとともに，高低差及び枝管も含めて水素対策や凝縮水の滞留対策等を説明すること。
- 回答
  - 原子炉格納容器から非常用ガス処理系排気管放出端までの耐圧強化ベントラインの配管ルートを図251-1に示す。

図251-1 耐圧強化ベントライン配管ルート図

## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答（No.251）（2/3）

### ■ 回答（続き）

- 耐圧強化ベントラインは炉心損傷前に使用することを前提としているため、ベントガスに含まれる水素は微量であることから、格納容器ベント中に可燃限界濃度に達することはないが、耐圧強化ベントラインから分岐している配管の水素爆発防止対策に関する状況を以下に示す。
  - ✓ 原子炉棟空調換気系との隔離弁（AV217-19）までの配管【図中①】は、水平配管であり閉止端までの距離が短いため、水素が蓄積することはないと考えられる。
  - ✓ 非常用ガス処理系との隔離弁（AV226-12）までの配管【図中②】は、ハイポイントを有するが、水素の蓄積を防止する目的で、ハイポイント箇所から耐圧強化ベントラインへのバイパスライン【図中③】を設置する。
  - ✓ 以下の配管は、水素は微量であるものの、蓄積する可能性が否定できないため、窒素供給により系統内の排気及び不活性化を行うことが可能な可搬式窒素供給装置を確保している。
    - 格納容器フィルタベント系との隔離弁（MV226-13）までの配管【図中④】
    - 非常用ガス処理系との隔離弁（MV226-2A,2B）から耐圧強化ベントラインとの合流部までの配管【図中⑤, ⑥】

図251-2 耐圧強化ベントラインから他系統への分岐部の配管ルート図

## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答（No.251）（3/3）

### ■ 回答（続き）

- 耐圧強化ベントラインを使用した場合、ベント開始直後から系統内で蒸気凝縮によりドレンが発生し、ローポイントにドレン溜まりが出来る可能性はあるが、以下のとおり、格納容器圧力 約10kPa[gage] 以上であればベントガスによって排気管放出端からドレンを排出できる。
  - 垂直管内で上向きにガスが流れる場合にガスに随伴してドレンが排出される現象（気液対向流制限現象）の発生条件について、非常用ガス処理系排気管においてKu値※に基づき評価した結果、ベントガス流速が約 [ ] より大きい場合にベントガスに随伴してドレンが排出される。
  - ベントガス流速 約 [ ] をベントガス密度及び配管断面積に基づき、ベントガス流量に換算すると約 [ ] となる。
  - 系統の圧力損失計算結果より、ベントガス流量 約 [ ] の時の格納容器圧力は約10 kPa[gage] となる。

※ Kutateladze数[-]：配管内において、ガスが上向きに流れる力と液相が下向きに受ける力との比で表される無次元数

図251-3 耐圧強化ベントラインのローポイントから排気管放出端までの配管ルート図

## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答 (No.252)

- 指摘事項 (第803回審査会合 (令和元年11月28日) 炉心損傷防止コメント回答)  
RCICの第一水源をCSTからS/Pへ変更する理由について、水位設定値を変えた場合のCSTの水量とCSTを水源とした場合の影響評価の関係を説明すること。
- 回答  
以下の理由から復水貯蔵タンク (CST) の第一水源としての有用性が低下することとなり、CST等の破損による溢水時の水源切替失敗のリスクも踏まえた上で、第一水源はサプレッション・チェンバ (S/C) が適当であると判断した。
  - 原子炉隔離時冷却系 (RCIC) の水源をCSTとした場合の解析結果において、水位設定値の変更前に使用できる最低水量800m<sup>3</sup>では約30時間の注水が可能であるが、水位設定値の変更後に使用できる最低水量360m<sup>3</sup>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、図252-1のとおり約9.6時間後のため、約10時間分の容量では、S/C水温の100℃到達とほぼ同時にCSTが水源として使用できなくなり、RCICは注水継続できず低圧注水に移行することとなる。

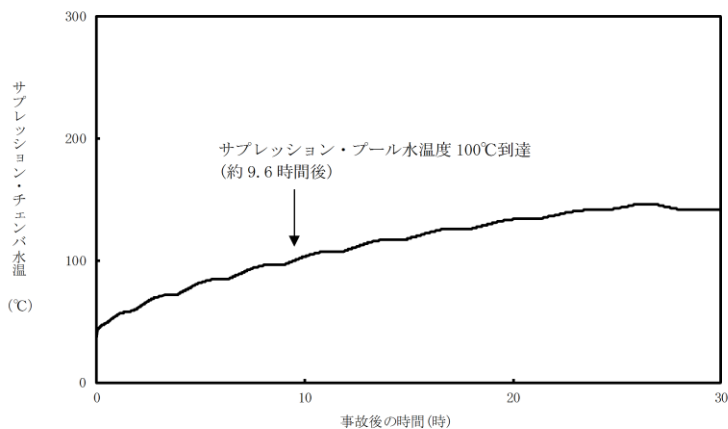


図252-1 サプレッション・プール水温度  
(長期TB：RCICの水源をCSTとした場合)

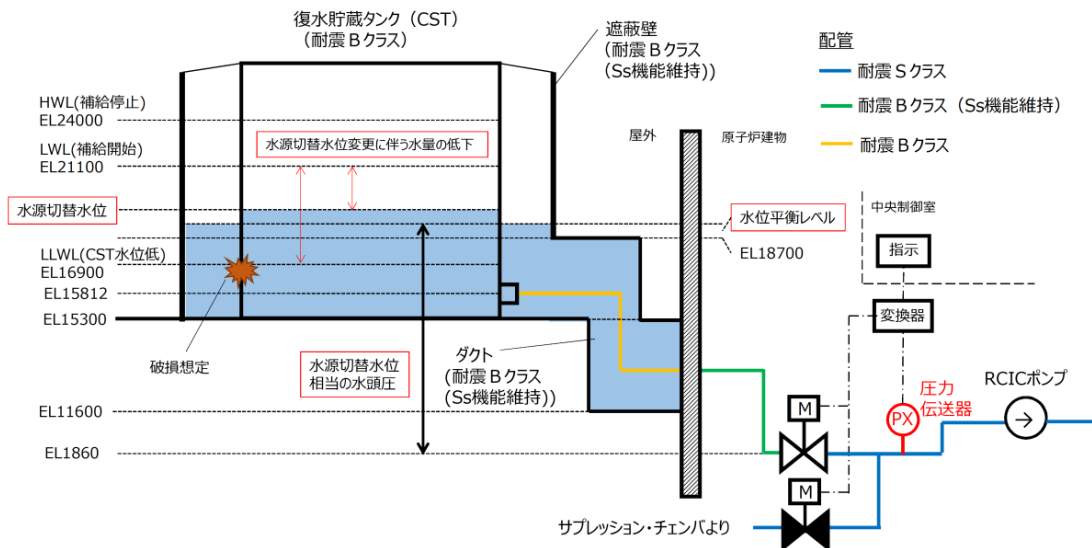


図252-2 水位による切替方式 概要図

# 参考：有効性評価審査会合資料抜粋（2019.11.28）

## ■ 指摘事項（第742回審査会合（令和元年7月9日）長期T B）

原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンクからサプレッション・チェンバに自動で切り替えるとしていることについて、インターロックの信頼性，判断の有無，ライン構成，誤操作防止等について説明すること。

## ■ 回答

既許可における原子炉隔離時冷却系(R C I C)の水源切替は，復水貯蔵タンク（C S T）水位が低下した場合にサプレッション・チェンバ（S / C）へ手動で切り替える方法をとっているため，自動化について検討を行ったが，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処が必要となる。

(1) 既設C S T水位計以外の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基破損による溢水\*1を想定しても検出可能な方法

これらについて，水位による切替方式，地震大による切替方式，漏えい検知による切替方式の検討を行った結果，C S Tを第一水源とした場合にR C I C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。

なお，高圧炉心スプレイ系でも同様の対処が必要となるため，第一水源をC S TからS / Cに変更する。

\* 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。

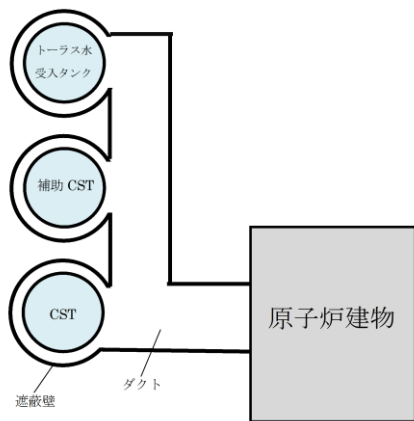


図211-1 C S Tエリア配置概要図

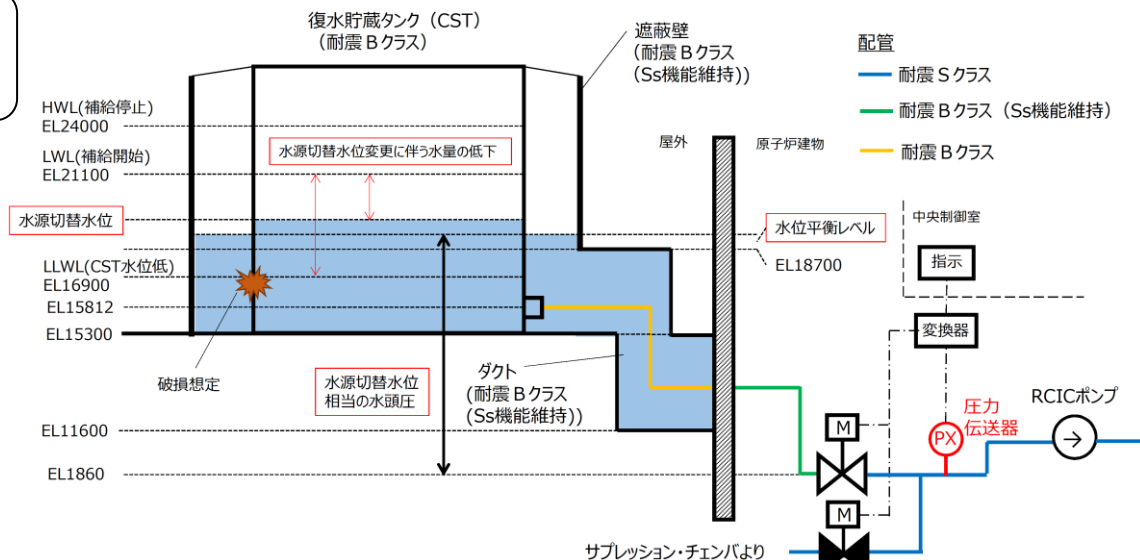


図211-2（代表例）水位による切替方式



## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答（No.253）

- 指摘事項（第803回審査会合（令和元年11月28日）炉心損傷防止コメント回答）  
逃がし安全弁の解析条件としてTB，TWシーケンスで最も厳しい逃がし安全弁2弁開で評価するとしていたことを踏まえ，2弁開の条件での影響についても説明すること。
- 回答
  - 長期TBシナリオにおいて，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確認した結果を図253-1及び図253-2に示す。
  - 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。
  - よって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が，有効性評価は最適評価であることを踏まえ，6個での原子炉減圧操作を条件とし解析を行い，各判断項目を満足することを確認している。

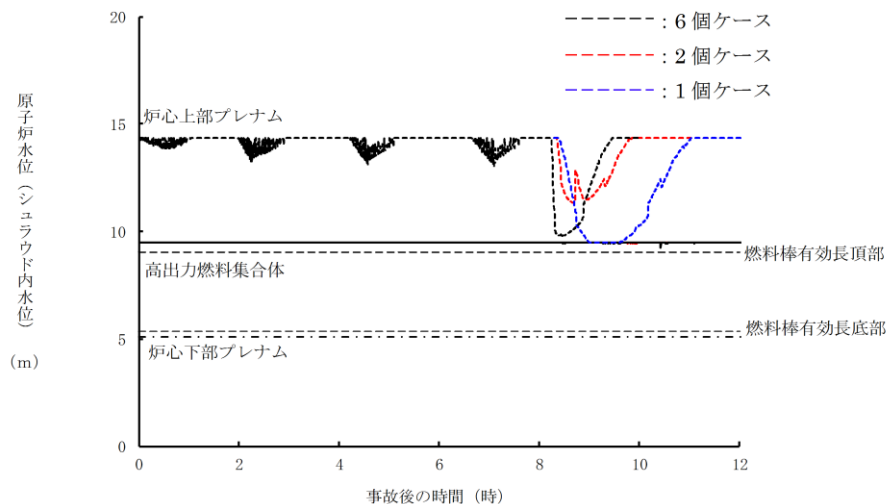


図253-1 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移

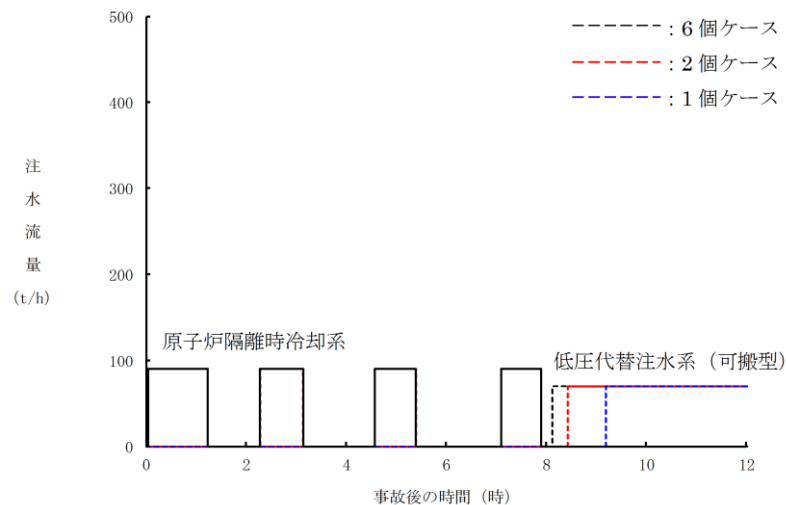


図253-2 注水流量の推移

## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答（No.254）（1/9）

- 指摘事項（第803回審査会合（令和元年11月28日）炉心損傷防止コメント回答）  
ISLOCA発生の評価条件として、操作場所及びアクセスルートに対し、蒸気や漏えい水の回り込みの影響について、定性的説明ではなく、系統ごとに漏えいの発生箇所とエレベーションも含め図面等を用いて定量的に説明すること。  
また、ISLOCA検知手段として、検知設備の設置状況や検知性能を踏まえた検知手段の成立性を示すとともに、温度検知器とエリアモニタがないエリアについての漏えい検知、ISLOCAの総合的な判断とは具体的に何をやるのか手順を説明すること。
- 回答  
【ISLOCA発生時の原子炉建物原子炉棟内環境評価について】
  - 有効性評価で想定した以外の系統におけるISLOCA発生時の環境評価を実施するため、一部解析モデルを見直した。（図254-1の朱記部分）なお、R/B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）も考慮した。
  - 見直し後のモデルを用いて、各系統（ISLOCA発生確率の高いA、B、C - 残留熱除去系及び低圧炉心スプレイ系）でISLOCAが発生した場合の原子炉建物原子炉棟内の環境（雰囲気温度、湿度、圧力及び溢水による影響）を評価し、この結果から何れのケースにおいても、操作場所及びアクセスルートに対して蒸気や漏えい水の回り込みの影響がないことを確認した。以下、代表2ケースを示す。

### ○ A-残留熱除去系におけるISLOCA発生時の評価

解析結果に基づく、ISLOCA発生時の原子炉棟内状況概要を図254-2に、溢水範囲を図254-3に、蒸気の滞留範囲を図254-4に、原子炉建物内の雰囲気温度の推移を図254-5に、溢水評価結果を表254-1に示す。

#### （1）溢水による影響

- ✓ モデル見直し後において、事象発生から現場隔離操作の完了時間（10時間）までの原子炉冷却材の漏えい量は約600m<sup>3</sup>となり、モデル見直し前の評価結果から変更はない。
- ✓ 図254-2及び図254-3に示すとおり、隔離操作が必要な注水弁（MV222-5A）は原子炉建物中1階（EL19.0m）の床面上に設置されているため溢水影響はなく、また隔離操作場所へは溢水影響のない2階（EL23.8m）からアクセスするため、操作場所へのアクセス性及び操作性への影響はない。

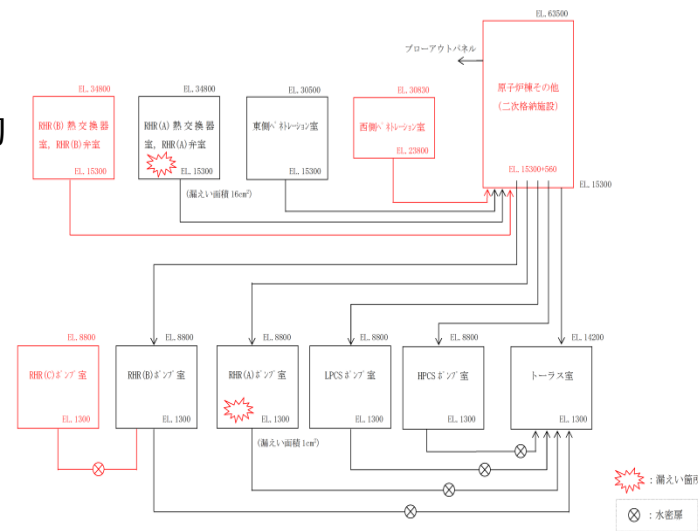


図254-1 原子炉建物ノード分割モデル

## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答 (No.254) (2/9)

### ■ 回答 (続き)

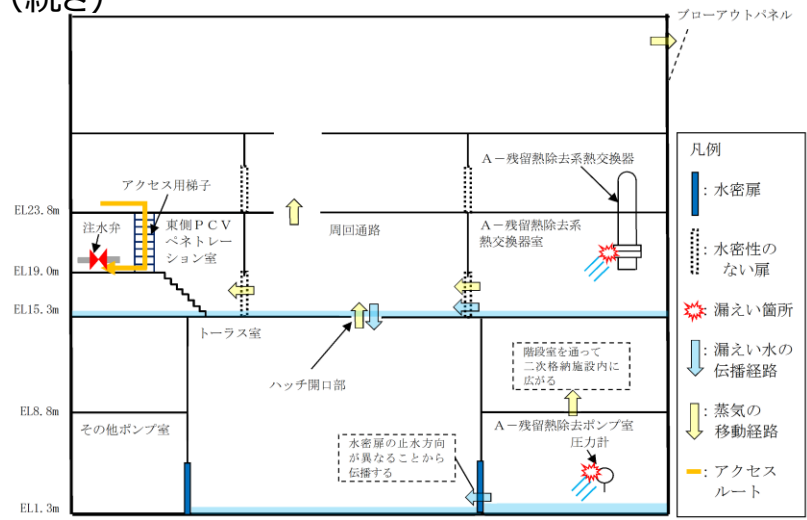


図254-2 ISLOCA発生時の原子炉棟内状況概要

表254-1 溢水評価結果

建物	EL [m]	評価区画	流入を考慮する他区画	溢水量 [m] <sup>3</sup> ※1	滞留面積 [m] <sup>2</sup>	床勾配 [m]	① 溢水水位 FL+ [m]※2	機器番号	ISLOCA時に必要となる系統の溢水防護対象設備※3	② 機能喪失高さ FL+ [m]※2	影響評価	備考
原子炉建物	15.3	R-1F-03N	R-1F-05N	560	808	0.075	0.17※4	2-R1R-1-8B	B-原子炉圧力容器計器ラック	0.56	①<②	
		R-1F-22N	R-1F-04N									
	15.3	R-1F-07-1N	R-1F-05N	560	860	0.075	0.17※4	MV227-3	ADS 逃し機能用外側隔離弁	0.30	①<②	
			R-1F-04N									
			R-1F-03N									
			R-1F-22N									
	1.3	R-1F-10N	R-1F-05N	560	827	0.075	0.17※4	MV222-15B	B-R1R テスト弁	1.99	①<②	
			R-1F-04N									
	1.3	R-B2F-31N	R-1F-05N	595	1041	0.075	0.65	MV224-9	HPCS ポンプ CST 側第2 ミニマ7ホ-弁	7.63	①<②	
			R-1F-04N									
R-1F-03N												
R-1F-22N												
1.3	R-B2F-02N	R-1F-05N	595	1041	0.075	0.65	MV224-9	HPCS ポンプ CST 側第2 ミニマ7ホ-弁	7.63	①<②		
		R-1F-04N										

- : 溢水源のある区画
- ※1 事象発生 10 時間後の溢水量
- ※2 基準床からの高さ
- ※3 評価対象区画で機能喪失高さが最も低い機器
- ※4 ハッチからの排出評価を実施

図254-3 A-残留熱除去系 溢水範囲

## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答（No.254）（3/9）

### ■ 回答（続き）

（2）漏えいした蒸気の回り込みに伴う雰囲気温度・湿度上昇の影響

✓ モデル見直し後において、漏えいした蒸気の回り込みによってアクセスルートとなる「原子炉棟その他（二次格納施設）」及び操作場所である「東側PCVペネトレーション室」における雰囲気温度の最大値は約78℃となるが、原子炉減圧後に原子炉棟内環境が静定する事象発生の約9時間後から現場隔離操作の完了時間として設定している10時間後までの温度は約44℃である。また、湿度は100%である。

✓ この現場環境下において、運転員は防護具等※を着用することで、操作場所への移動及び隔離操作は可能であり、注水弁の隔離操作における原子炉棟内の滞在時間は約38分である。

※ 汚染防護服，耐熱服，個人線量計，作業用長靴，酸素呼吸器，綿手袋，ゴム手袋

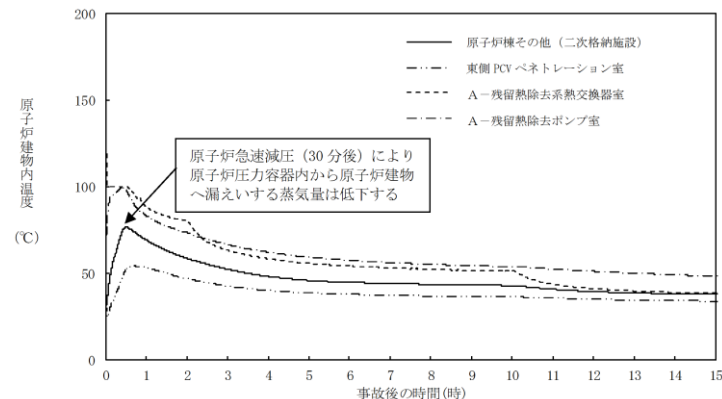


図254-5 原子炉建物内の雰囲気温度の推移

図254-4 A-残留熱除去系 蒸気滞留範囲

以上より、A-残留熱除去系におけるISLOCA発生時において、操作場所及びアクセスルートに対して蒸気や漏えい水の回り込みの影響はなく、現場操作による破断箇所への隔離は可能である。

## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答 (No.254) (4/9)

### ■ 回答 (続き)

#### ○ 低圧炉心スプレイ系におけるISLOCA発生時の評価

解析結果に基づく、ISLOCA発生時の原子炉棟内状況概要を図254-6に、溢水範囲を図254-7に、蒸気の滞留範囲を図254-8に、原子炉建物内の雰囲気温度の推移を図254-9に、溢水評価結果を表254-2に示す。

#### (1) 溢水による影響

- ✓ 図254-6に示すとおり、「低圧炉心スプレイポンプ室」で発生した漏えい水は、境界に設置している水密扉の止水方向が異なることから「トーラス室」に伝播する。この時、事象発生10時間後まで隔離が実施できないことを想定した場合でも、原子炉冷却材の漏えい量は約16m<sup>3</sup>である。
- ✓ 低圧炉心スプレイ系の隔離操作が必要な注水弁 (MV223-2) は、原子炉建物中1階 (EL19.5m) の床面上に設置されており、ISLOCAにより漏えいが発生する機器は、地下2階 (EL1.3m) に設置されている。隔離操作場所へは溢水影響のない1階 (EL15.3m) からアクセスするため、アクセス性への影響はない。

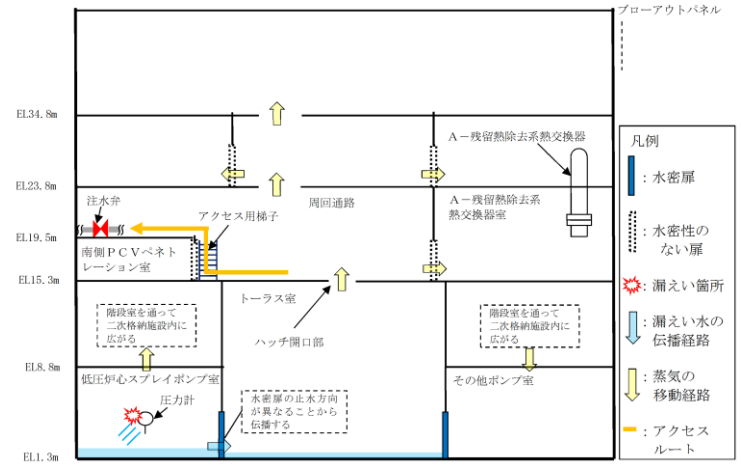


表254-2 溢水評価結果

建物	EL [m]	評価 区画	流入を考慮する 他区画	溢水量 [m <sup>3</sup> ] <sup>※1</sup>	滞留面積 [m <sup>2</sup> ]	床勾配 [m]	① 溢水水位高さ FL+ [m] <sup>※2</sup>	機器番号	ISLOCA時に必要となる系統の溢水防護対象設備 <sup>※3</sup>	機能喪失高さ FL+ [m] <sup>※2</sup>	影響 評価	備考
原子炉建物	1.3	R-B2F-31N	R-B2F-09N	15.8	1039	0.075	0.10	MV224-9	HPCSポンプ CST側第2ミッド7-弁	7.63	①<②	

- : 溢水源のある区画
- ※1 事象発生10時間後の溢水量
- ※2 基準床からの高さ
- ※3 評価対象区画で機能喪失高さが最も低い機器

図254-7 低圧炉心スプレイ系 溢水範囲

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. 審査会合での指摘事項に対する回答 (No.254) (5/9)

### ■ 回答 (続き)

(2) 漏えいした蒸気の回り込みに伴う雰囲気温度・湿度上昇の影響

- ✓ 「低圧炉心スプレイポンプ室」において漏えいした蒸気及び溢水の伝播区画において発生した蒸気は、図254-8のように各隣接区画の圧力差に応じて原子炉棟内に伝播する。アクセスルート及び操作場所である「原子炉棟その他 (二次格納施設)」における雰囲気温度は、初期温度から僅かに上昇するが、現場操作の完了までの雰囲気温度の最大値は約31℃であり、想定している作業環境 (約44℃) 未満で推移する。湿度については漏えい箇所からの漏えいが継続するため、ゆっくりと上昇を続けた後、高い値で維持される。なお、圧力については漏えい発生後から上昇傾向となるものの、ブローアウトパネルの開放圧力には到達しない。
- ✓ この現場環境下において、運転員は防護具等を着用することで、操作場所への移動及び隔離操作は可能であり、注水弁の隔離操作における原子炉棟内の滞在時間は約41分である。

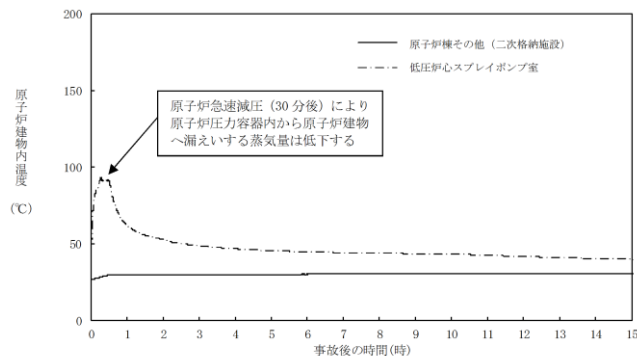


図254-9 原子炉建物内の雰囲気温度の推移

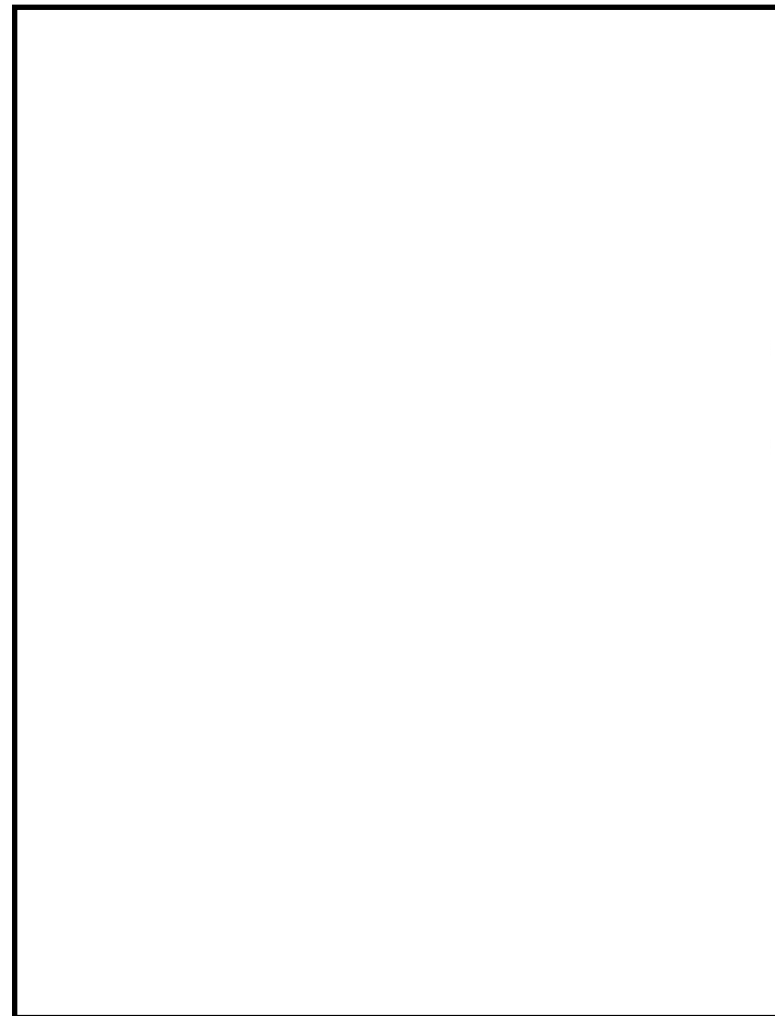


図254-8 低圧炉心スプレイ系 蒸気滞留範囲

以上より、低圧炉心スプレイ系におけるISLOCA発生時において、操作場所及びアクセスルートに対して蒸気や漏えい水の回り込みの影響はなく、現場操作による破断箇所の隔離は可能である。

## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答（No.254）（6/9）

### ■ 回答（続き）

【各エリアの漏えい確認設備の設置状況と漏えいエリアの特定方法について】

- ISLOCAの発生が想定される場所（エリア）に設置されている検知器及び検知性をまとめたものを表254-3に示す。表のとおり各エリアには漏えい確認設備が複数設置されており、そのうち1つ以上検知すればISLOCA発生時の漏えいエリアであると判断する。なお、万一検知器による検知ができない場合は、運転員の巡視点検により漏えい箇所を特定する。
- 各エリアの漏えい確認設備の仕様を(1)～(5)以下に示すとともに、設置場所及び監視カメラの映像について図254-13に示す。

表254-3 ISLOCA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

数字は、検知器の設置台数を表す。

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	エリア放射線モニタ
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) 火災感知器

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)	Ss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)	Ss機能 維持	非常用 電源



熱感知器 煙感知器  
図254-10 火災感知器の外形

#### (2) 監視カメラ

※1：熱は熱感知器，煙は煙感知器を示す。

項目	仕様
耐震性，電源	Ss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°



図254-11 カメラ外観

## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答 (No.254) (7/9)

### ■ 回答 (続き)

#### (3) 漏えい検知器

設置区画	機器番号	検知高さ	耐震性	電源
A-RHRポンプ室	LE255-58	床面より25mm	耐震クラスC	非常用電源
B-RHRポンプ室	LE255-59	床面より25mm	耐震クラスC	非常用電源
C-RHRポンプ室	LE252-517	サンブ床面より20mm	耐震クラスC	非常用電源
LPCSポンプ室	LE252-514	サンブ床面より20mm	耐震クラスC	非常用電源
A-RHR熱交換器室	LE255-214	床面より20mm	耐震クラスC	非常用電源
B-RHR熱交換器室	LE255-215	床面より20mm	耐震クラスC	非常用電源

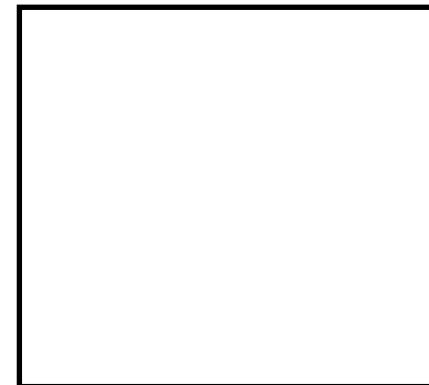


図254-12 漏えい検知器の構造及び外観

#### (4) 温度検知器

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-RHRポンプ室	TE222-3A-1～6 (6点)	熱電対	ポンプ室床面より約4.2m上	耐震クラスS	無停電電源 (AC100V)
B-RHRポンプ室	TE222-3B-1～6 (6点)	熱電対	ポンプ室床面より約4.0m上	耐震クラスS	無停電電源 (AC100V)
A-RHR熱交換器室	TE222-4A-1～6 (6点)	熱電対	熱交室床面より約3.9m上	耐震クラスS	無停電電源 (AC100V)
B-RHR熱交換器室	TE222-4B-1～6 (6点)	熱電対	熱交室床面より約2.9m上	耐震クラスS	無停電電源 (AC100V)

#### (5) エリア放射線モニタ

設置区画	検出器	測定線種	測定範囲 (mSv/h)	耐震性	電源
A-RHR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-RHR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



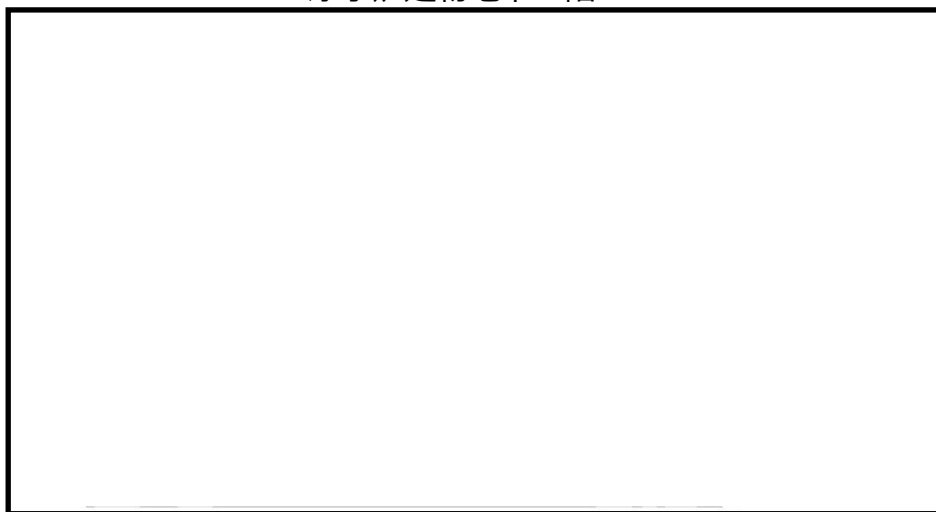
## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答 (No.254) (8/9)

### ■ 回答 (続き)



原子炉建物地下2階

原子炉建物1階



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。

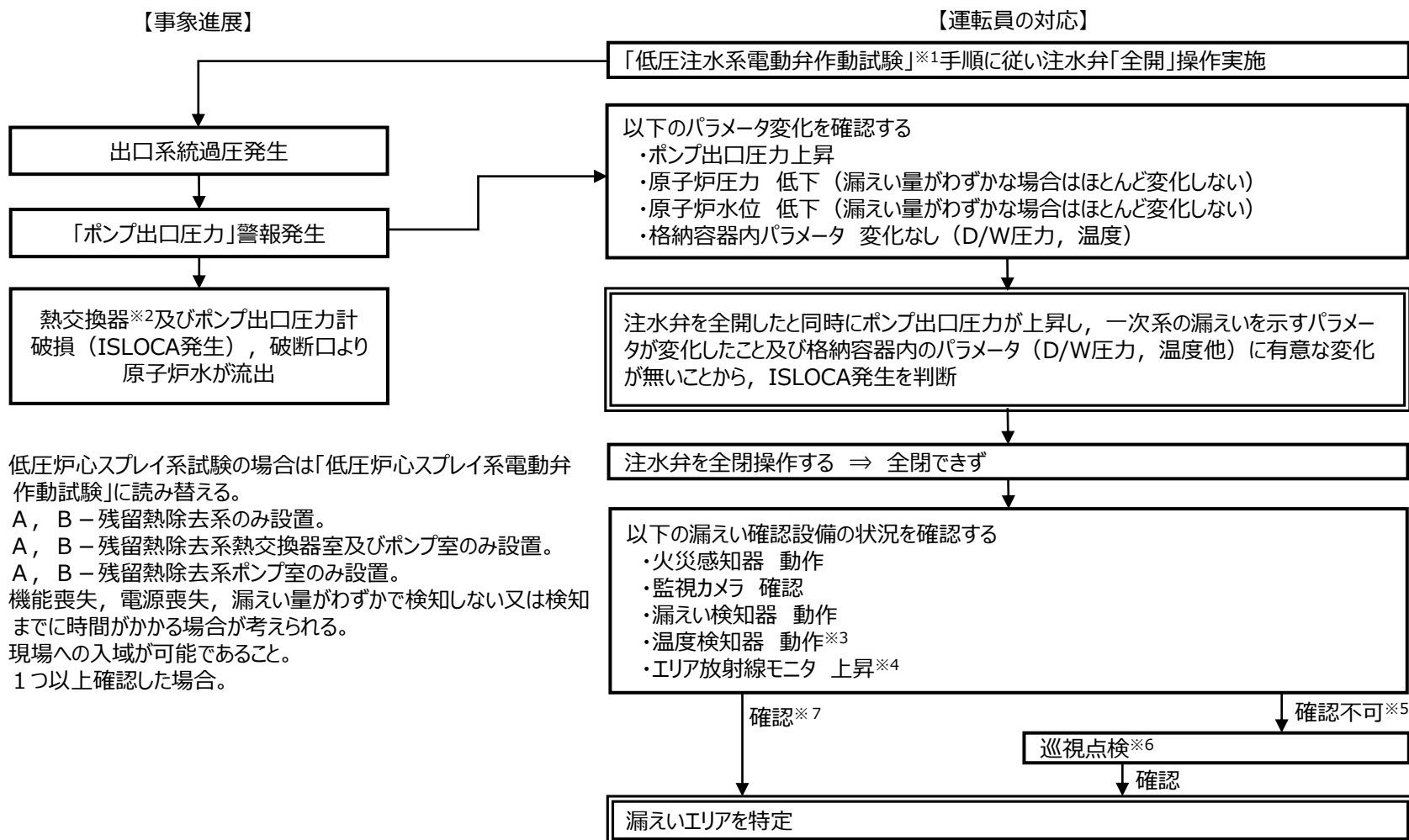
図254-13 検知器設置場所監視カメラ映像

## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答（No.254）（9/9）

### ■ 回答（続き）

#### 【ISLOCAの総合的な判断について】

- ISLOCA発生時の運転員による認知から、漏えいエリアの特定までの総合的な判断の手順を以下に示す。各エリアにおける漏えい確認設備の状況を確認することにより、漏えいエリアの特定を実施する。



## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答（No.255）（1/2）

- 指摘事項（第803回審査会合（令和元年11月28日）炉心損傷防止コメント回答）  
LOCA時注水機能喪失と崩壊熱除去機能喪失時の輪谷貯水槽から給水時間の相違点について、原子炉注水の考え方も踏まえて説明すること。
- 回答
  - LOCA時注水機能喪失と崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）において、原子炉隔離時冷却系の運転の有無の違いはあるが、輪谷貯水槽（西）から低圧原子炉代替注水槽への補給準備の着手判断※は同様であることから、いずれも事象発生10分後から準備を開始し、事象発生2時間30分後に準備が完了する。
  - 低圧原子炉代替注水槽への補給操作は、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水により、低圧原子炉代替注水槽の水位が低下することを確認し適宜実施する手順としている。表255-1及び表255-2に示すとおり、当該2シーケンスにおいては低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水の開始時間が異なることから、低圧原子炉代替注水槽への補給開始時間の記載が異なることとなる。

※ 低圧原子炉代替注水槽を水源とした原子炉圧力容器への注水等の各種注水が必要で、輪谷貯水槽（西1）又は輪谷貯水槽（西2）が使用可能な場合。

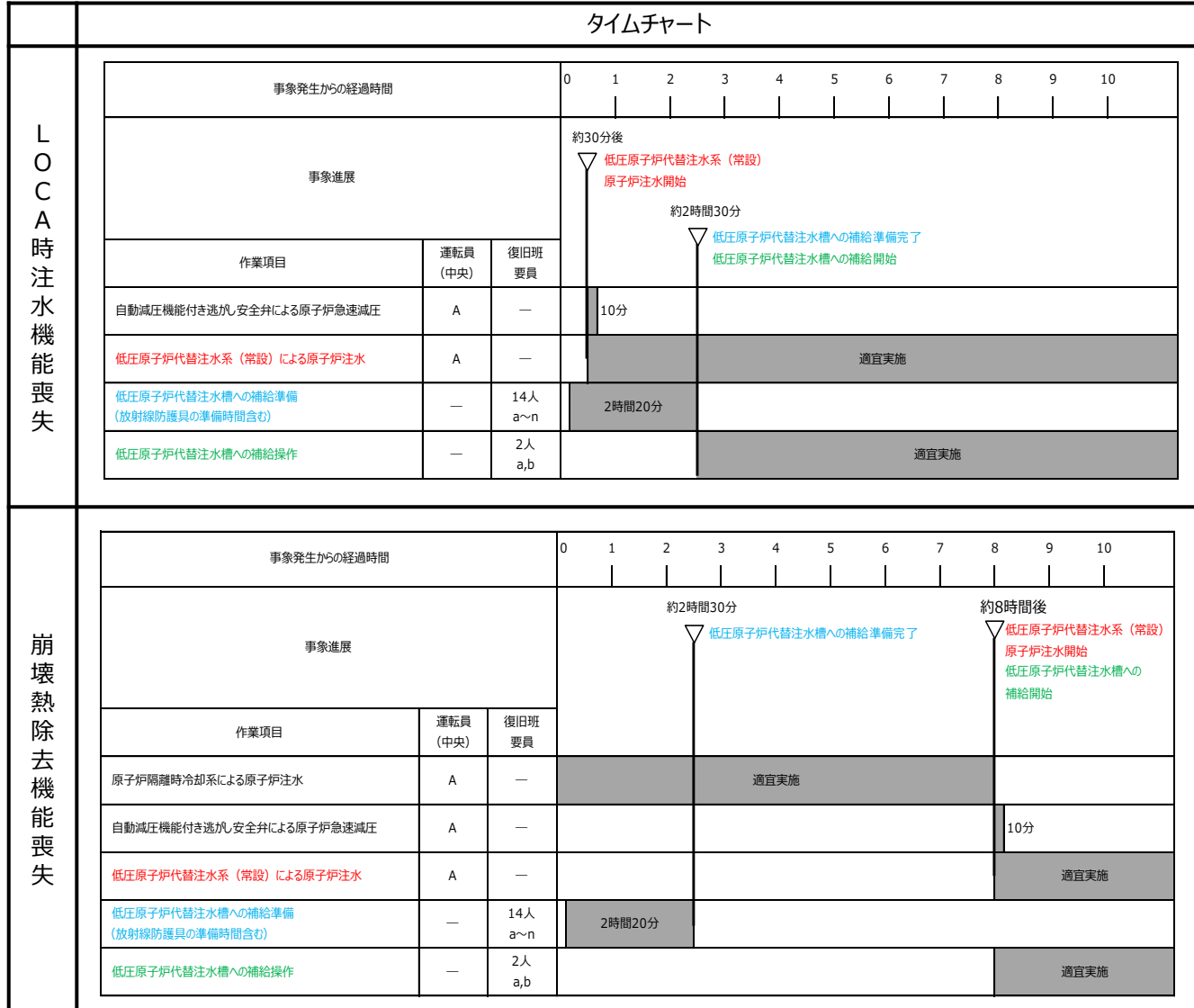
表255-1 LOCA時注水機能喪失と崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）の比較

	LOCA時注水機能喪失	崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)
低圧原子炉代替注水系（常設） による原子炉注水	事象発生30分後以降	事象発生8時間後以降 (事象発生8時間後まで原子炉隔離時冷却系により 原子炉注水を実施)
輪谷貯水槽（西）から低圧原子炉 代替注水槽への補給	事象発生2時間30分後に準備完了	
	事象発生2時間30分後以降	事象発生8時間後以降

## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答 (No.255) (2/2)

■ 回答 (続き)

表255-2 LOCA時注水機能喪失と崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合) のタイムチャート比較



## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答（No.256）

- 指摘事項（第803回審査会合（令和元年11月28日）炉心損傷防止コメント回答）  
急速減圧により下部プレナム部にCCFLによりボイドが形成されるが、ボイドが存在する期間（CCFLが継続する期間）及び燃料棒への影響について説明すること。
- 回答
  - TQUVのベース解析では、図256-1に示すとおり炉心下部プレナム部のボイドが存在し続ける（CCFLが継続する）結果となるため、CCFLモデルを外した感度解析を実施し、燃料被覆管温度に与える影響を確認した。
  - 感度解析の結果を図256-2に示す。下部プレナム部のボイド率は低下傾向となり、約54分後にボイド率はゼロとなる。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炉心部の水量が減少するため、原子炉水位の上昇は遅れる結果となる。
  - このため、燃料被覆管温度については、表256-1に示すとおり感度解析の方が大きくなるが、判断基準である1,200℃を下回ることを確認した。

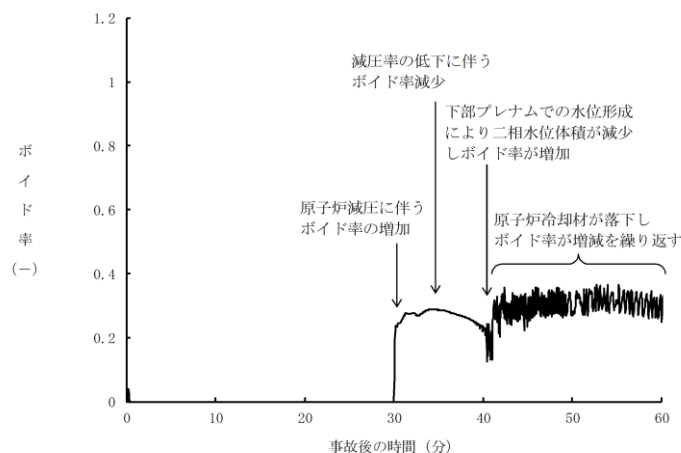


図256-1 下部プレナム部ボイド率の推移（ベース解析）

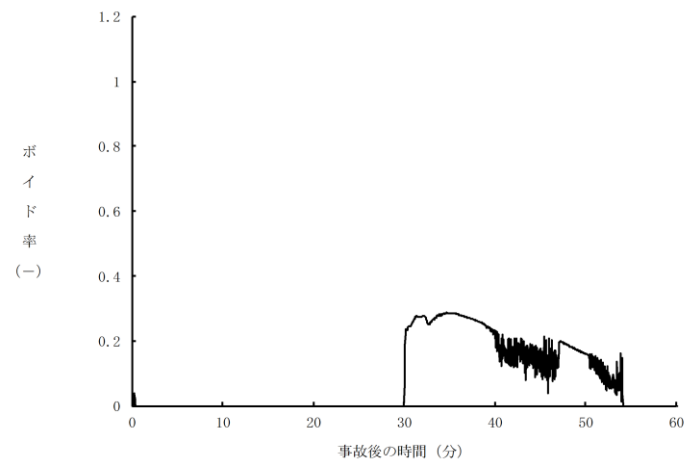


図256-2 下部プレナム部ボイド率の推移（感度解析）

表256-1 感度解析結果

評価項目	解析結果		判断基準
	ベース解析	感度解析	
燃料被覆管の最高温度	約509℃	約523℃	1,200℃以下

## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答（No.257）（1/5）

- 指摘事項（第803回審査会合（令和元年11月28日）炉心損傷防止コメント回答）  
原子炉水位計について、差圧から水位に直す時の換算式やMAAPの解析結果及び温度計の配置、型式等を含め基本的な内容を資料としてまとめ説明すること。

### ■ 回答

【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(RPV)の近傍に設置し、凝縮槽とRPV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)及び原子炉圧力(P<sub>RPV</sub>)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( $\rho_r$ )、凝縮槽側液相密度( $\rho_s$ )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

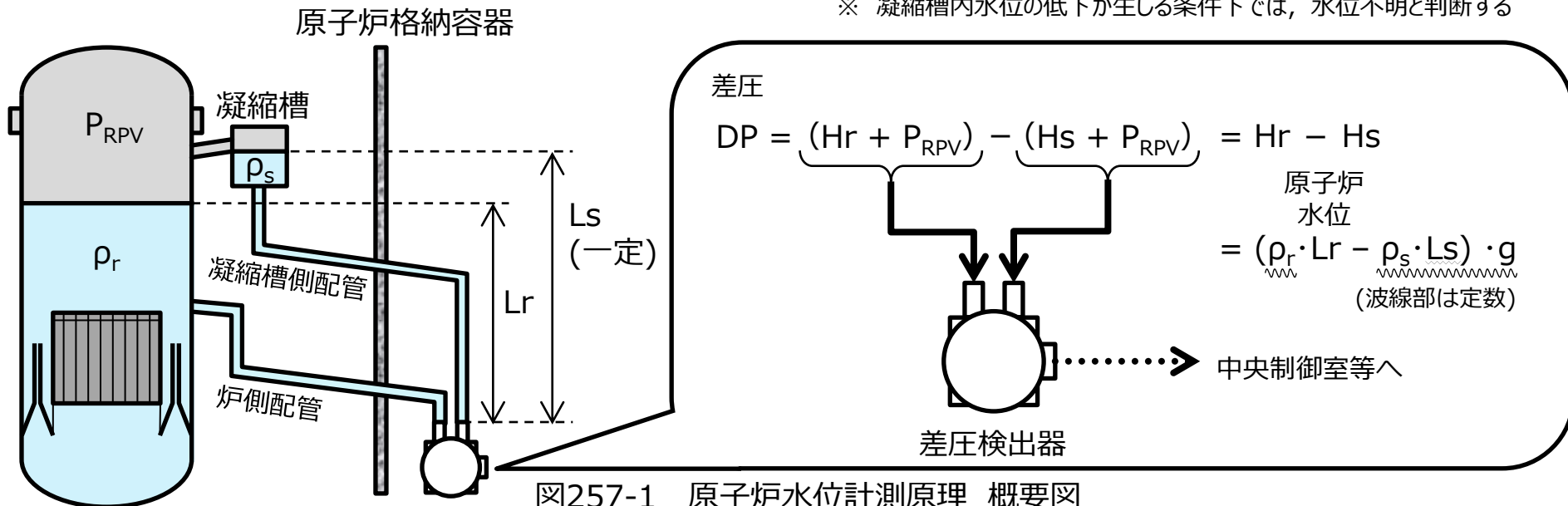


図257-1 原子炉水位計測原理 概要図

## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答 (No.257) (2/5)

### ■ 回答(続き)

#### (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複数の水位計を設置している。

表257-1 原子炉水位計の種類と主要用途

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	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	RPV
原子炉水位 (燃料域)	-800～-300cm	事故時監視	-	大気圧 飽和	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	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	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

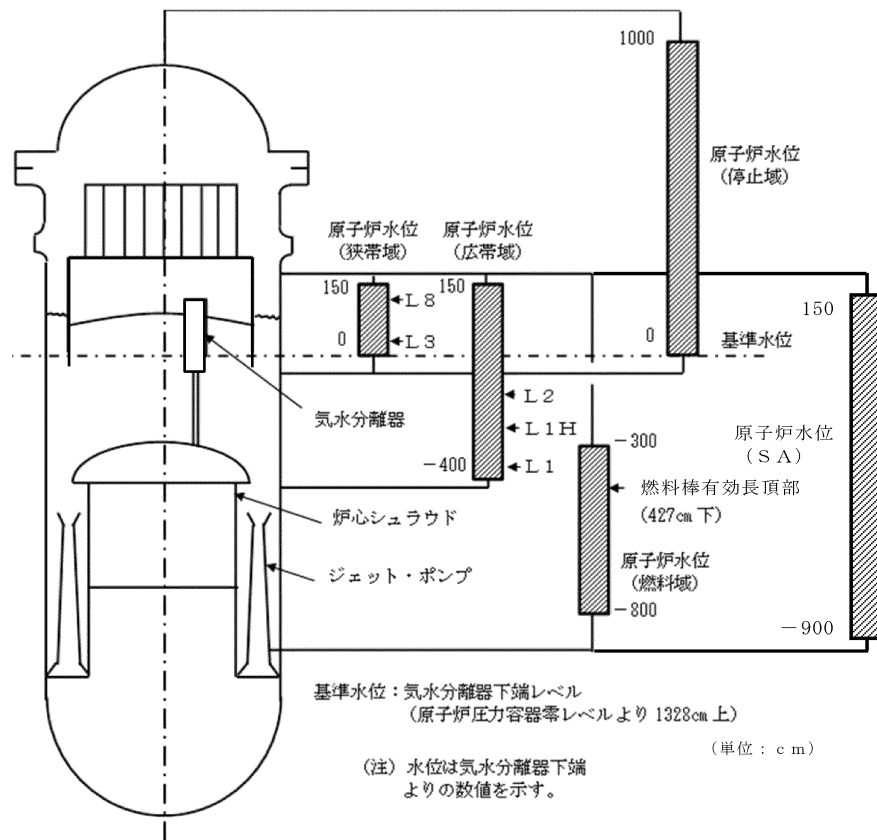


図257-2 原子炉水位計の概要図

## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答 (No.257) (3/5)

### ■ 回答(続き)

#### (3) 実際の炉内条件と校正条件の相違による影響

##### ➤ 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計測としている。

##### ➤ 炉水密度変化による影響

校正条件は水位計が主に使用される温度・圧力で定義するため、校正条件と異なる温度・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密度影響はほとんどない。事故時には温度・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、炉心冠水判断及びTAF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) 及び原子炉水位 (SA) …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。炉内が高温の状態で大気圧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。



## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答 (No.257) (4/5)

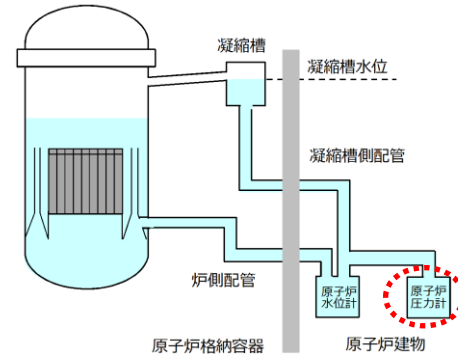
### ■ 回答(続き)

#### (4) 原子炉水位 (燃料域) 及び原子炉水位 (SA) の補正手順

- 炉内が校正条件と比べ高温の状態では水位の絶対値を把握するため、原子炉水位 (燃料域) 及び原子炉水位 (SA) の補正曲線 (図257-4) を使用した補正手順を定めている。
- 補正時の炉内は飽和状態のため、温度または圧力の実測値を元にした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。
- 原子炉水位補正曲線を用いた、原子炉水位の補正手順を以下に示す。

(例：DCHシナリオにおける急速減圧開始の判断基準水位BAF+20%を確認する場合)

- ① 原子炉圧力計の指示値を確認する。  
(約7.8MPa(急速減圧前最大値))
- ② 原子炉圧力7.8MPa(①で確認)において、BAF+20%(-724cm)時の原子炉水位計指示値は26cm低めの約-750cmであることを補正曲線(図257-4)により確認する。
- ③ 原子炉水位計の指示値を確認し、約-750cm(②で確認)を示した時に、急速減圧開始(実水位BAF+20%)を判断する。



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 (SA)	弾性圧力検出器	1	0~11MPa[gage]	中央制御室

図257-3 重大事故等時に使用可能な原子炉圧力計の仕様

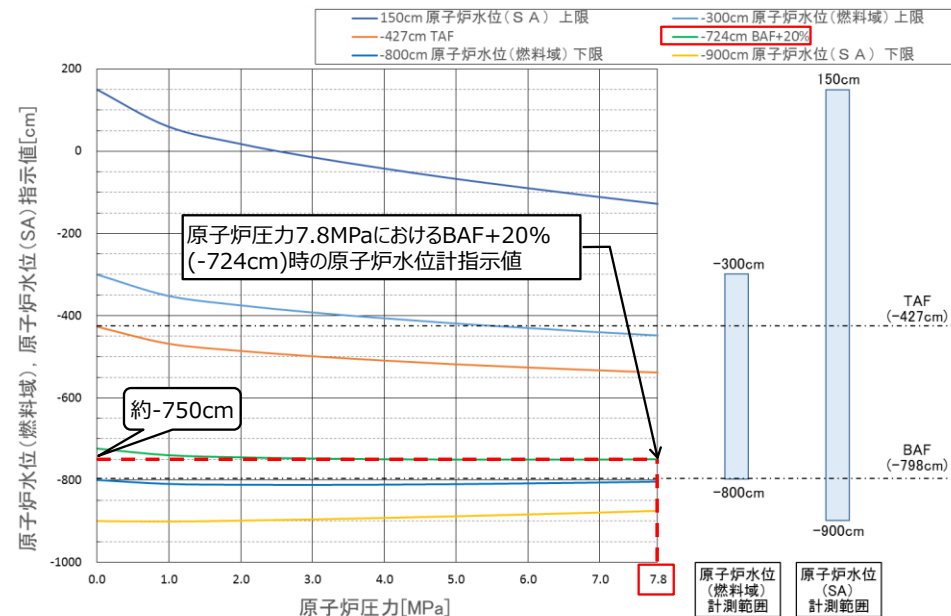


図257-4 原子炉水位 (燃料域) 及び原子炉水位 (SA) 補正曲線

## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答 (No.257) (5/5)

### ■ 回答(続き)

#### 【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257-5 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。

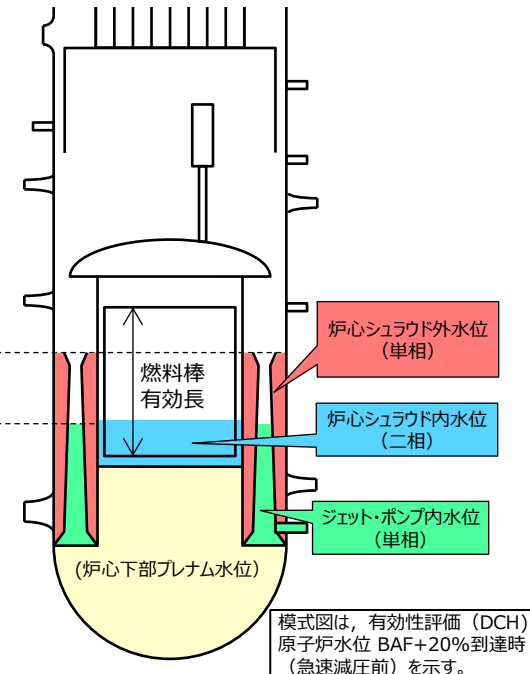
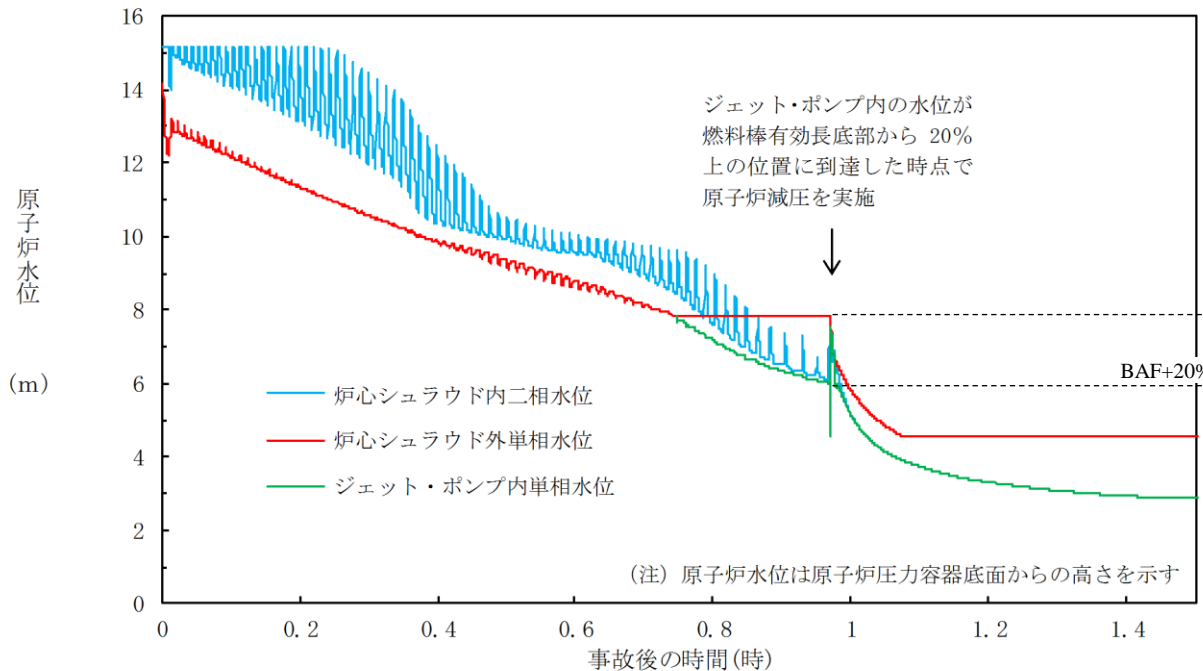


図257-5 原子炉水位の推移 (DCH)

# 参考：有効性評価審査会合資料抜粋（2019.11.28）

■ 指摘事項（第748回審査会合（令和元年7月25日）崩壊熱除去機能喪失）  
重大事故等発生時，原子炉水位計の凝縮槽に水が無い場合は，  
水位不明判断曲線により判断が可能なのか，詳細に説明すること。

■ 回答

- 原子炉水位不明については，現状以下により確認している。
  - ・原子炉水位の電源が喪失した場合
  - ・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
  - ・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合（図230-1）
- 水位不明判断曲線の確認に使用している「原子炉圧力計」及び「ドライウェル温度計」はSA計器であること及び複数あるドライウェル温度計のうち，1点（図230-2）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，上記の基準で対応は可能である。
- なお，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230-3のとおり凝縮槽に温度計を設置（自主）し，以下を水位不明判断の確認項目に加える。
  - ・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。

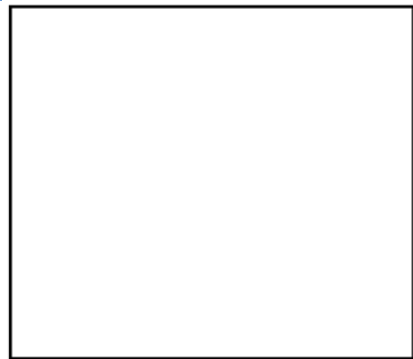


図230-1 水位不明判断曲線

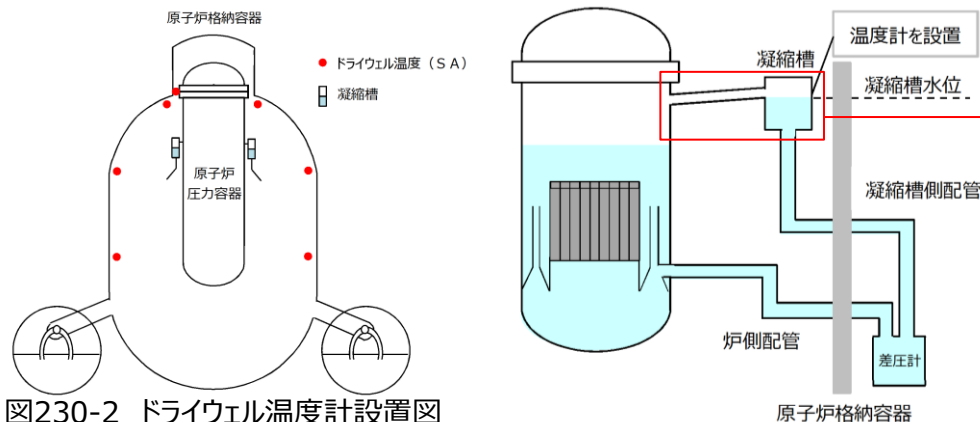


図230-2 ドライウェル温度計設置図

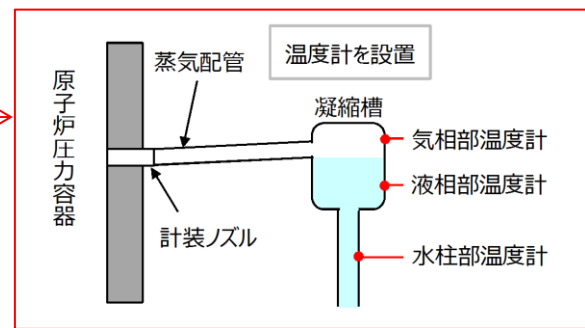


図230-3 凝縮槽温度計 設置位置

## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答（No.261）（1/4）

- 指摘事項（第838回審査会合（令和2年2月20日）ベント戦略）  
S/C雰囲気温度を実施基準としたS/Cスプレィの手順を整備していない理由について、S/Cスプレィによる効果等データを踏まえて説明すること。その際、事故シーケンスによっては、S/Cの方が高温・高圧になること、S/Cへ放射性物質の放出が行われることも考慮すること。  
また、仮にS/Cスプレィを実施する場合、低圧時にベント実施を判断することになるが、その場合のベント実施の考え方を説明すること。

### ■ 回答

#### 【サプレッション・チェンバへ格納容器スプレィを実施した場合の感度解析】

- サプレッション・チェンバに格納容器スプレィを実施した場合の効果を確認することを目的に、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シーケンスであるTQUVを一例として表261-1の条件を用いて感度解析を実施した。
- 表261-2に示すとおり、格納容器ベント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・チェンバにスプレィを実施した場合は、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。
- 図261-1及び図261-2に示すとおり、格納容器スプレィ実施後の格納容器圧力及び温度については、いずれにスプレィ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、TQUVの場合においても、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ィを実施することが有効であることを確認した。

表261-1 感度解析条件

項目	解析条件	
	ベース解析	感度解析
格納容器スプレィ実施箇所	ドライウエル	サプレッション・チェンバ
格納容器スプレィ流量	120m <sup>3</sup> /h	60m <sup>3</sup> /h※

※：サプレッション・チェンバスプレィの系統設計最大流量

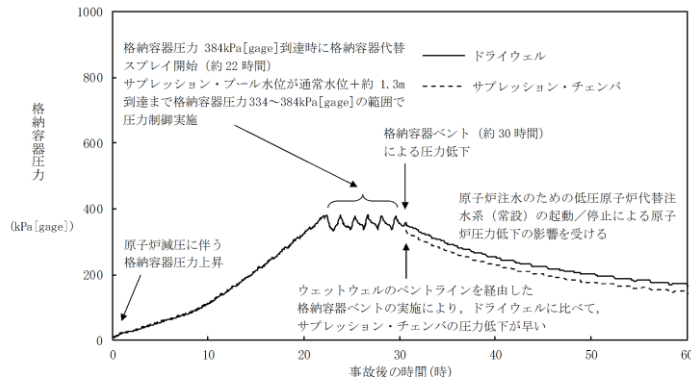
表261-2 感度解析結果

評価項目	解析結果	
	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℃

## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答 (No.261) (2/4)

### ■ 回答 (続き)

#### ベース解析 (ドライウェルスプレイ)



#### 感度解析 (サブプレッション・チェンバースプレイ)

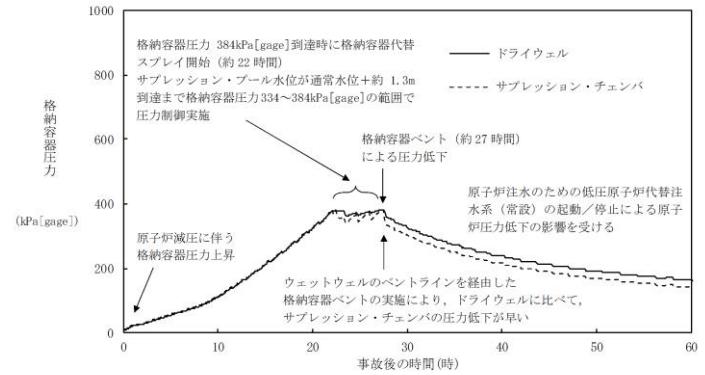


図261-1 格納容器圧力の推移 (TQUV)

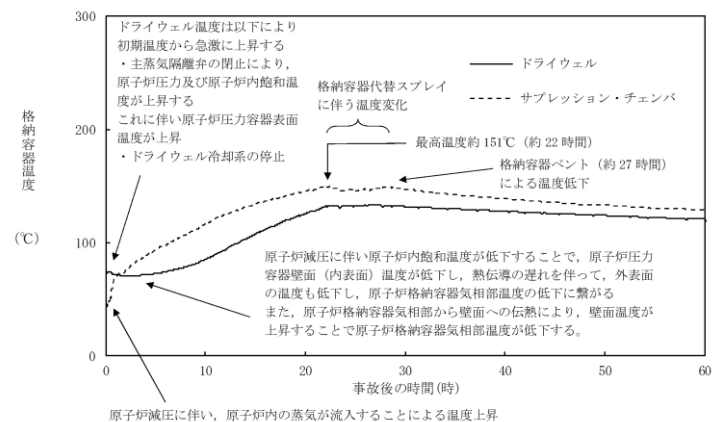
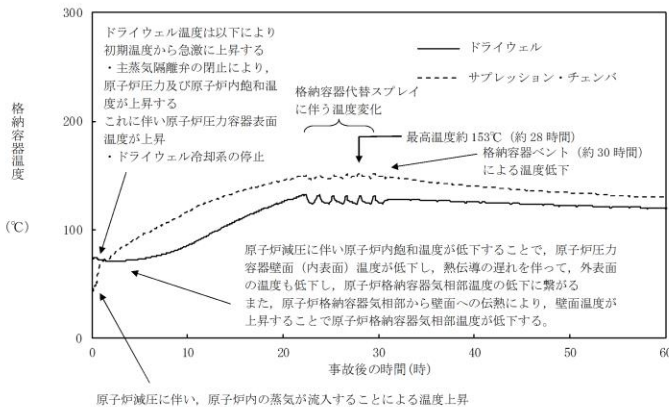


図261-2 格納容器温度の推移 (TQUV)

## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答（No.261）（3/4）

### ■ 回答（続き）

#### 【格納容器スプレイの実施タイミングに関する感度解析】

- TQUV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]に到達する時間は事象発生から約22時間後であるが、それよりも早期の事象発生約7時間後にサブプレッション・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、感度解析を実施した。
- 図261-4に示すとおり、事象発生約7時間後からサブプレッション・チェンバへスプレイを開始した以降もサブプレッション・チェンバの雰囲気温度は上昇し続け、図261-5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ブプレッション・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。
- 以上より、サブプレッション・チェンバの最高使用温度104℃未滿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℃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。

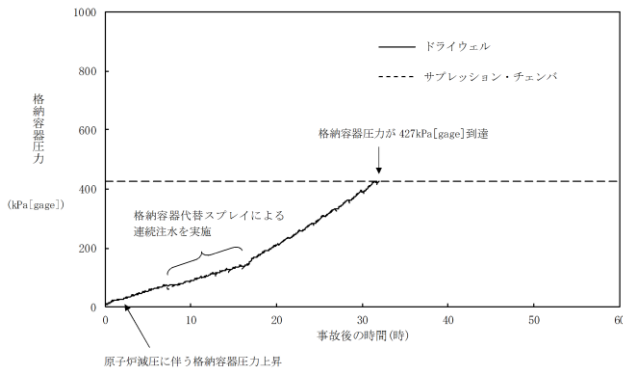


図261-3 格納容器圧力の推移

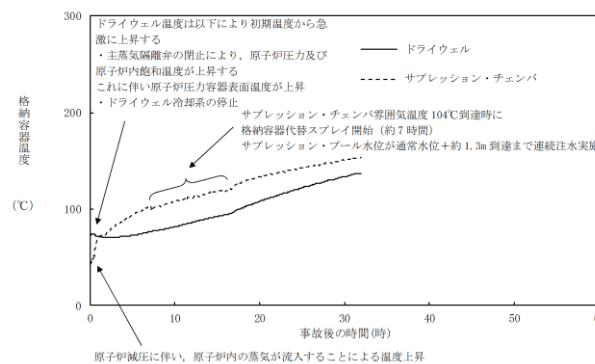


図261-4 格納容器温度の推移

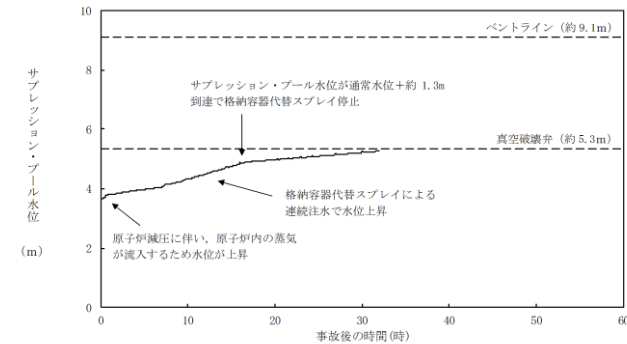


図261-5 サプレッション・プール水位の推移

※ 格納容器圧力が最高使用圧力の427kPa[gage]に到達するまでの期間、解析を実施

## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答（No.261）（4/4）

### ■ 回答（続き）

#### 【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エルへ移行するため、ドライウエ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、TQUV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、サプレッション・チェンバへ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・チェンバへ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。

## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答（No.262）（1/9）

- 指摘事項（第838回審査会合（令和2年2月20日）ベント戦略）  
ベント戦略の変更により影響を受けるTQUV以外の事故シーケンスについても、有効性評価へ変更後の評価結果を示すこと。
- 回答  
【格納容器代替スプレイ及び格納容器ベント実施基準の変更】  
➤ 表262-1に、ベント戦略変更による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示す。

表262-1 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	PCV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S/P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）	PCV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S/P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	PCV圧力が427kPa[gage]に到達する場合に開始	S/P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



## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答（No.262）（2/9）

### ■ 回答（続き）

#### 【基準変更による有効性評価への影響】

- 表262-2に、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による炉心損傷防止対策の有効性評価における変更有無を示す。
- 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]）に至らないことから、変更はない。
- 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（S/P水位：通常水位＋約1.3m到達）が24時間以降となることから、格納容器除熱をRHRにより実施し、格納容器ベントは実施しないことへ変更した。

表262-2 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RHRにより格納容器除熱）
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

## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答（No.262）（3/9）

### ■ 回答（続き）

- シーケンス毎の主要な評価項目に対する見直し前後の結果を表262-3に示す。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、解析条件見直しによる燃料被覆管温度の評価結果への影響はない。
- また、表262-3に示すとおり、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になり、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。

表262-3 シーケンス毎の主要な評価項目に対する見直し前後の結果

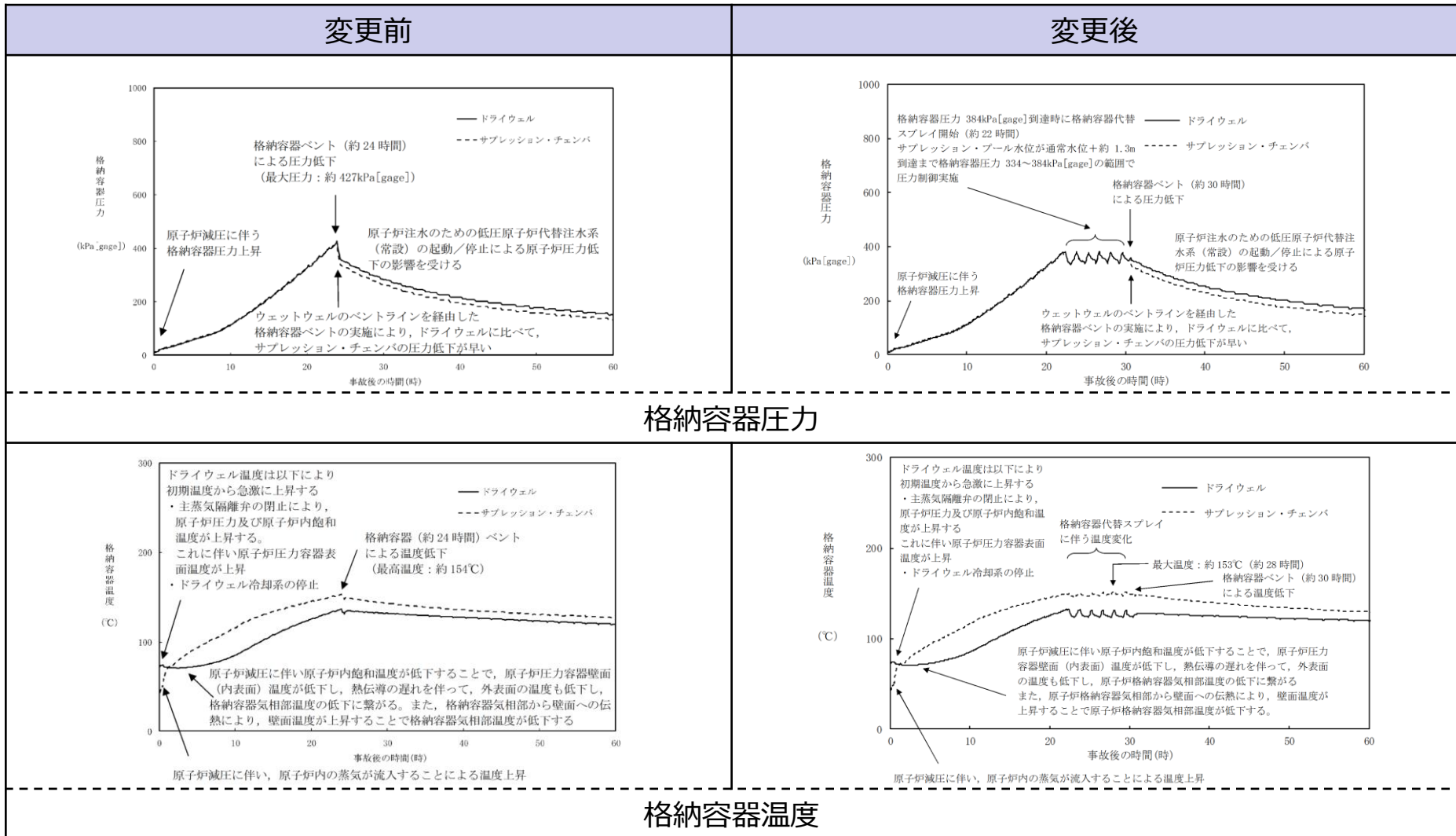
シーケンス	解析結果						判断基準
	①格納容器圧力 (kPa[gage])		②格納容器温度 (°C)		③敷地境界での実効線量結果 (mSv)		
	変更前	変更後	変更前	変更後	変更前※	変更後※	
T Q U V	約427kPa[gage]	約384kPa[gage]	約154°C	約153°C	長期TB未満 (約24 h)	LOCA未満 (約30 h)	①853kPa [gage] (格 納容器限界 圧力) 未満  ②200°C (格納容器 限界温度) 未満  ③5mSv以 下
長期 T B	約427kPa[gage]	約384kPa[gage]	約154°C	約151°C	約 $2.2 \times 10^{-2}$ (約20 h)	—	
T B U / T B D	約427kPa[gage]	約384kPa[gage]	約154°C	約151°C	長期TBと同等 (約20 h)	—	
T B P	約427kPa[gage]	約384kPa[gage]	約154°C	約151°C	長期TB未満 (約22 h)	—	
T W (R H R故障)	約427kPa[gage]	約384kPa[gage]	約154°C	約153°C	長期TBと同等 (約20 h)	LOCA未満 (約30 h)	
L O C A	約427kPa[gage]	約384kPa[gage]	約153°C	約153°C	長期TB未満 (約22 h)	約 $1.7 \times 10^{-2}$ (約27 h)	

※ 括弧内はベント時間を記載

## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答 (No.262) (4/9)

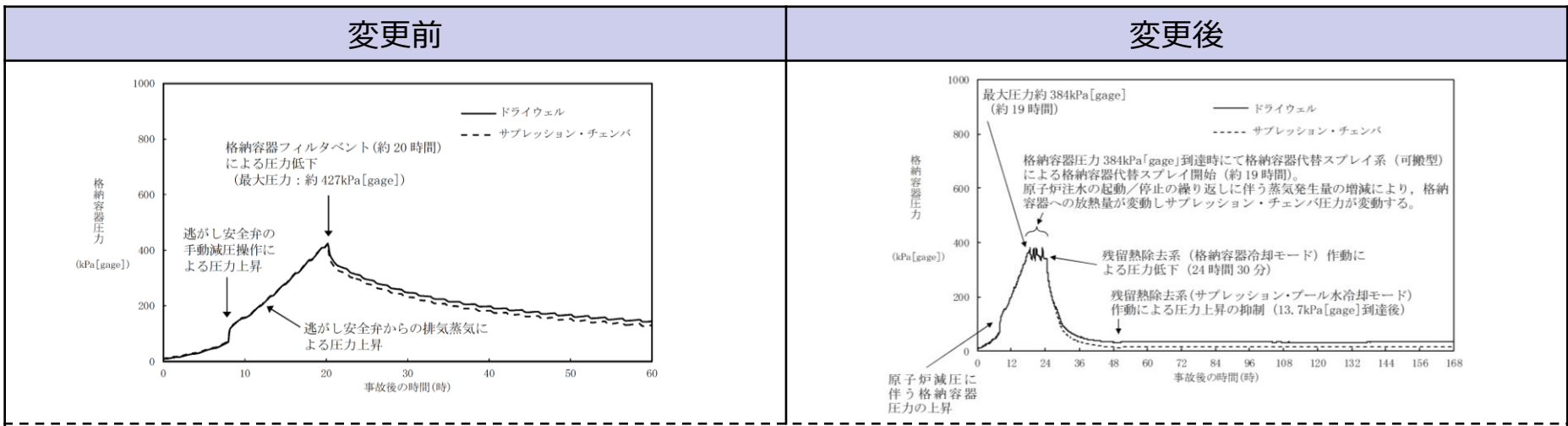
### ■ 回答 (続き)

- 基準変更前後における格納容器圧力及び格納容器温度の推移を以下に示す。  
【TQUV】

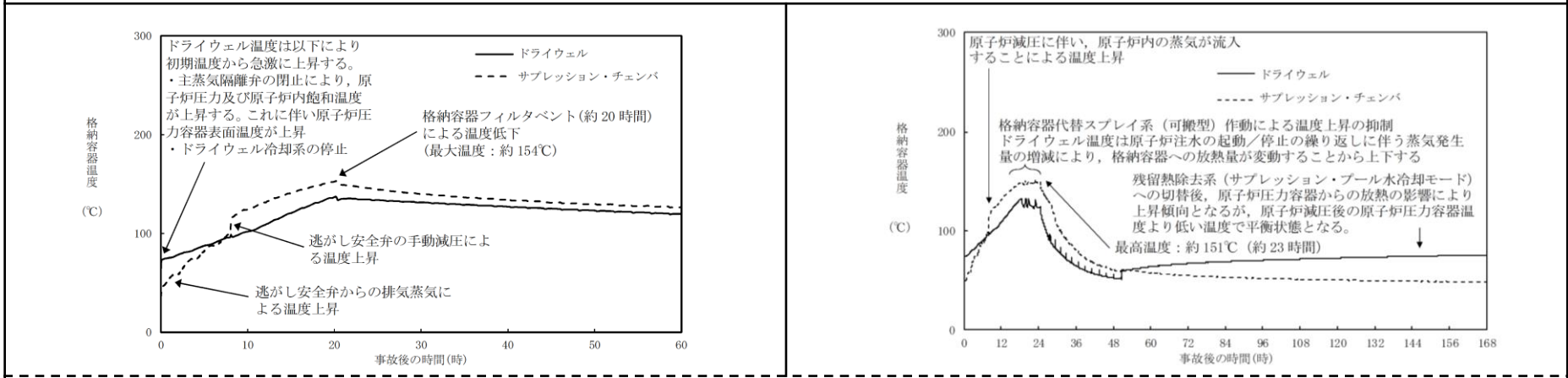


## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答 (No.262) (5/9)

■ 回答 (続き)  
【長期TB】



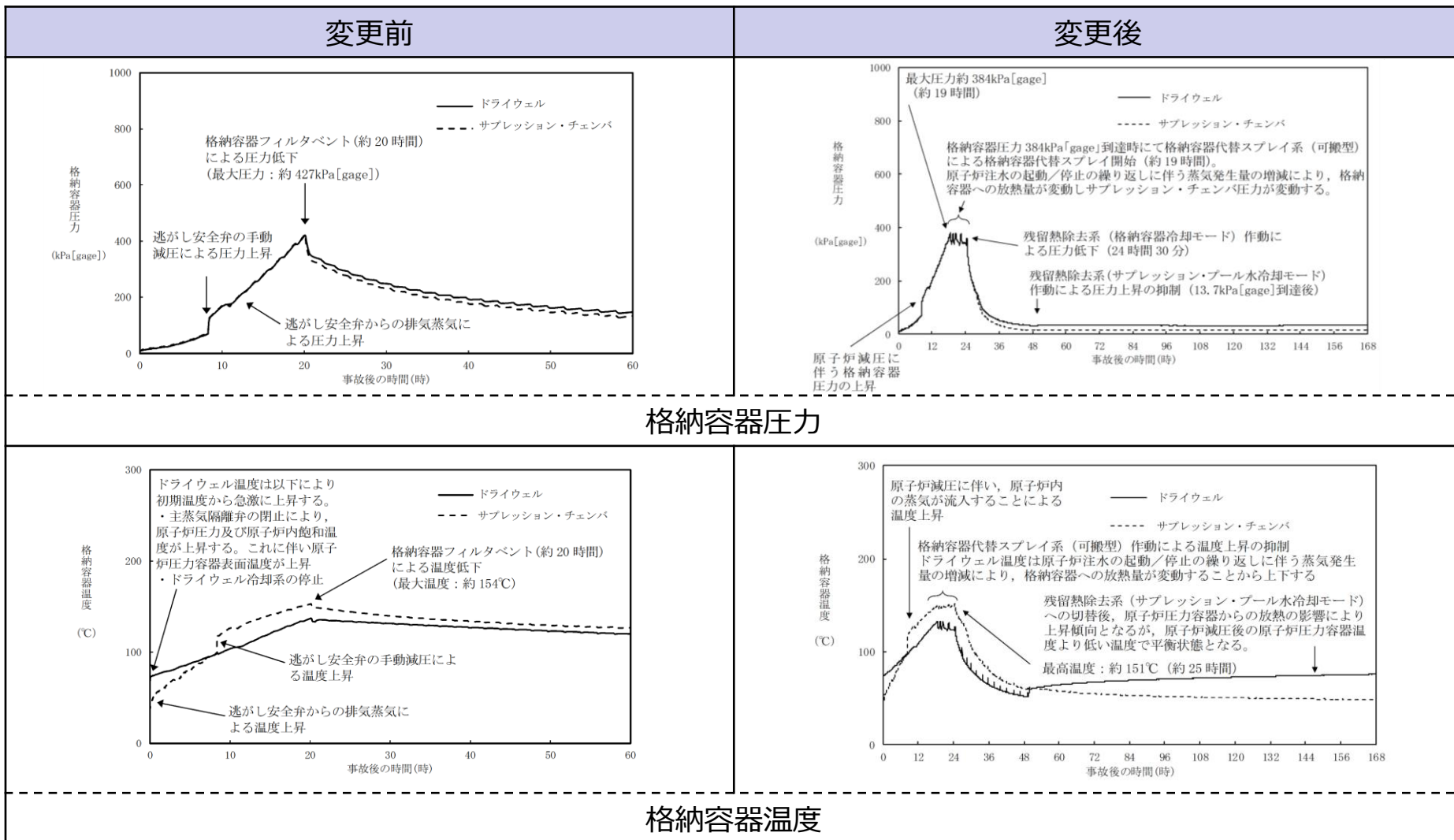
格納容器圧力



格納容器温度

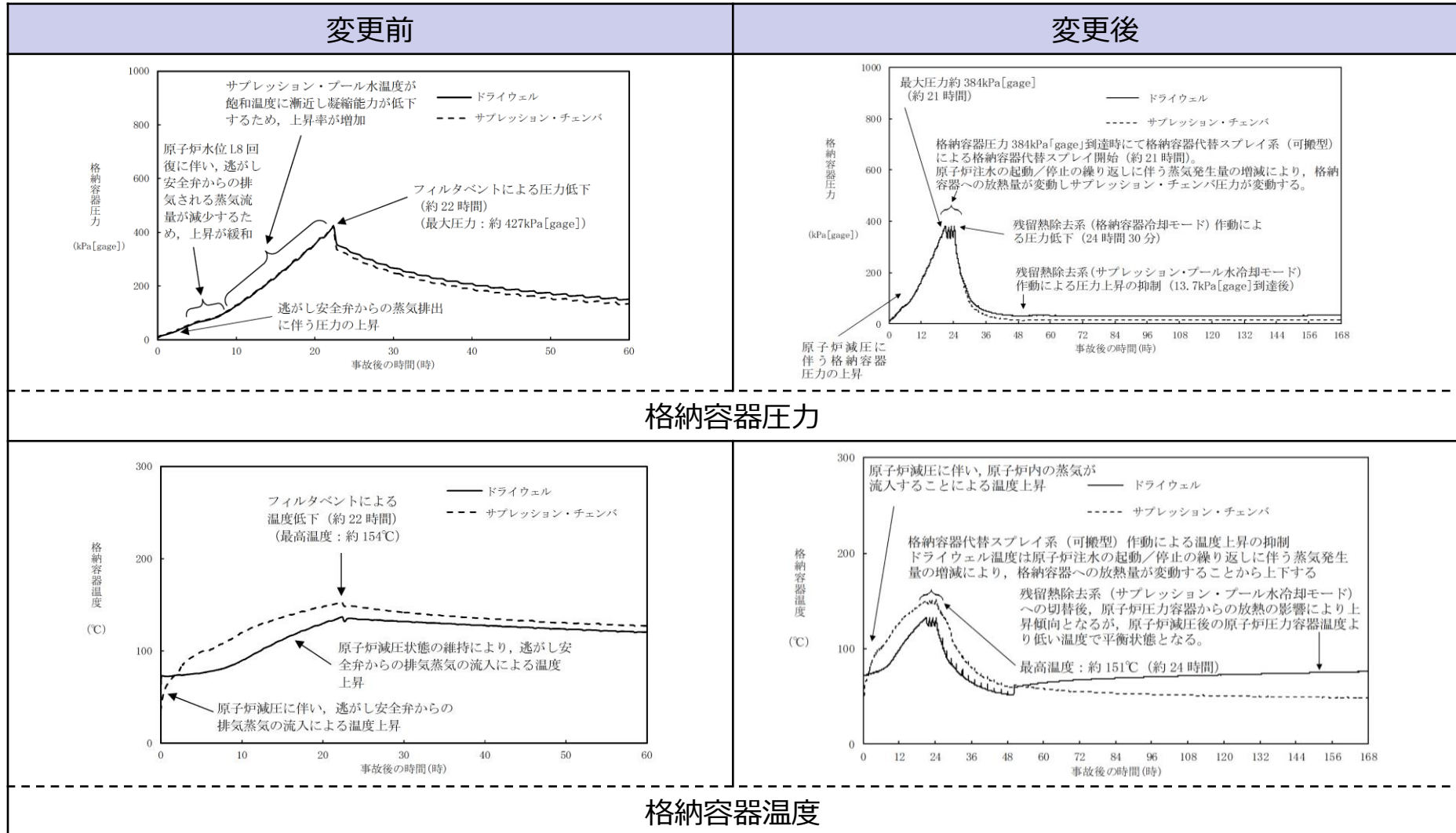
## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答 (No.262) (6/9)

### ■ 回答 (続き) 【TBU/TBD】



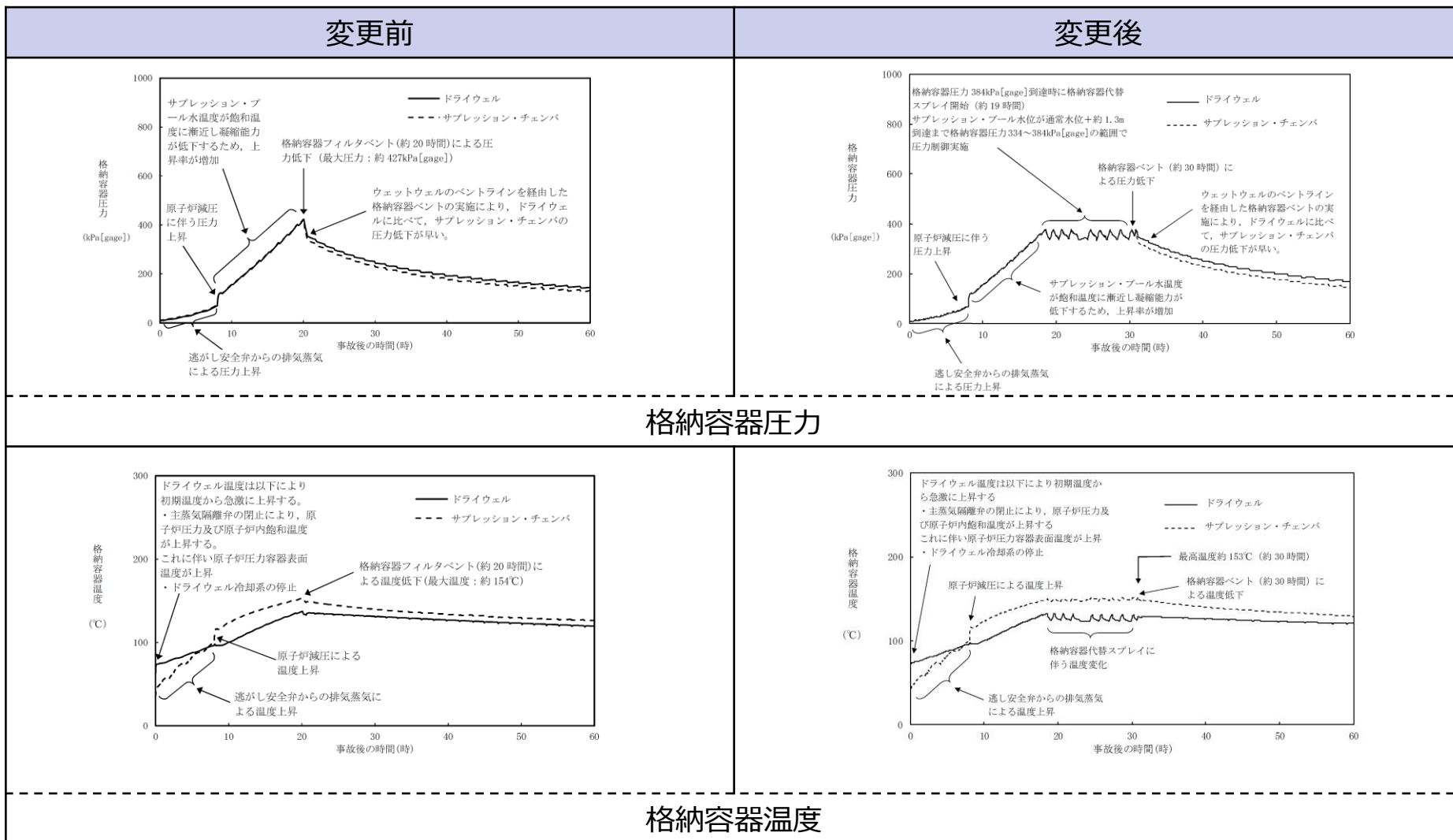
## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答 (No.262) (7/9)

### ■ 回答 (続き) 【TBP】



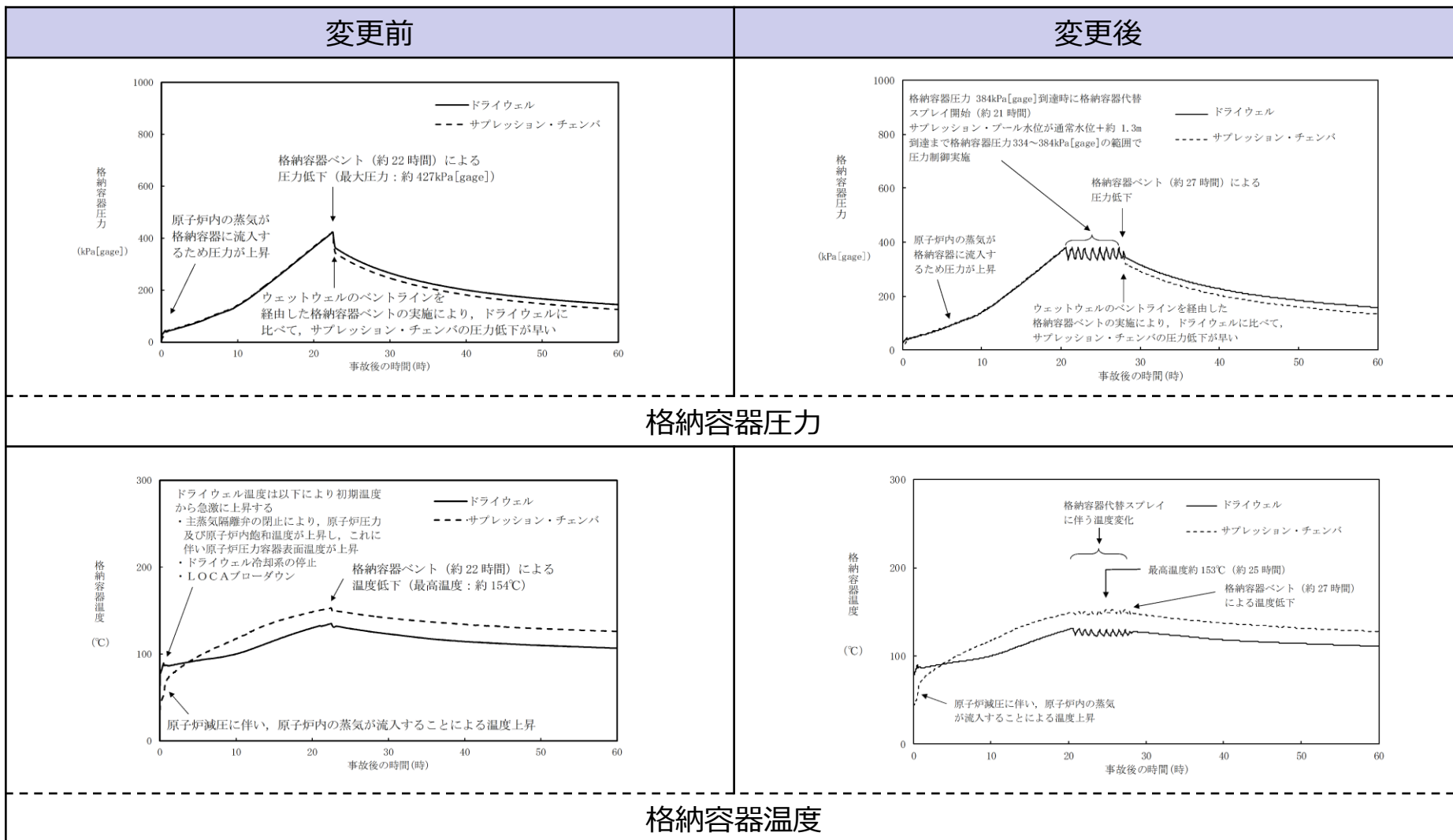
## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答 (No.262) (8/9)

### ■ 回答 (続き) 【TW (RHR故障)】



## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答 (No.262) (9/9)

### ■ 回答 (続き) 【LOCA】





## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答 (No.263)

- 指摘事項 (第838回審査会合 (令和2年2月20日) ベント戦略)  
手順側のベント準備の判断フローについて、今回のベント戦略の変更を適切に反映するとともに炉心損傷有りの場合は「残留熱除去系又は残留熱代替除去系による格納容器除熱可能」の判断が2回出てくる理由、ベント準備と格納容器代替スプレイ開始の実施のタイミングについて説明すること。
- 回答
  - 重大事故等の事象進展及び原子炉補機代替冷却系の準備時間を考慮し、炉心損傷前後のそれぞれのタイミングで、残留熱除去系又は残留熱代替除去系による格納容器の除熱の可否を確認することとしている。なお、炉心損傷前後において残留熱除去系の復旧又は原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱代替除去系の準備状況を適宜確認し、残留熱除去系又は残留熱代替除去系の運転が可能となった時点で格納容器除熱を開始する。
  - ベント準備開始と格納容器代替スプレイ開始の着手基準は、いずれも格納容器圧力640kPa[gage]到達であり、ベント準備開始 (運転員) 及び格納容器代替スプレイ開始 (復旧班要員) は並行して実施する。

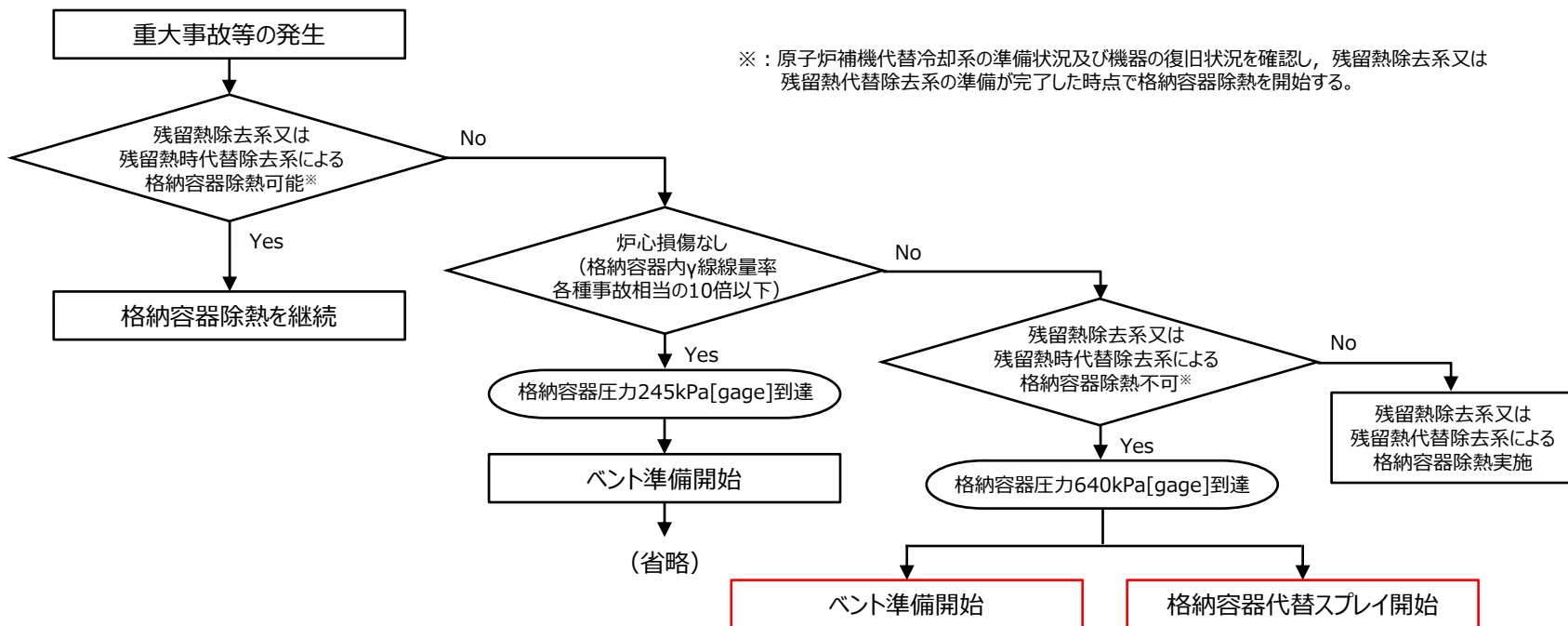


図263-1 ベント実施の判断フロー (抜粋)

## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答 (No.264)

- 指摘事項 (第819回審査会合 (令和元年12月24日) 保管場所及びアクセスルート) 可搬型設備の必要台数について、有効性評価の審査を踏まえて整理すること。
- 回答
  - 有効性評価の全交流動力電源喪失のシナリオにおける大量送水車を使用した注水のうち、格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による原子炉格納容器へのスプレイ及び低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉圧力容器への注水を同時に行う場合が、大量送水車の使用上、最も厳しい条件となる。
  - 輪谷貯水槽 (西) を水源とし、格納容器代替スプレイ系 (可搬型) によるスプレイ及び低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による注水を同時に行った場合の必要流量は、大量送水車 1 台にて確保可能であることを確認していることから、大量送水車の必要台数は 1 台としている。
  - なお、原子炉圧力容器及び原子炉格納容器との同時注水の要否を検討する必要がある系統として、燃料プールのスプレイ系があるが、燃料プールのスプレイ系の機能に期待している有効性評価 (想定事故 1 ※<sup>1</sup> 及び想定事故 2 ※<sup>2</sup>) においては、原子炉圧力容器の全燃料を燃料プールに移送した状態であることから、燃料プールのスプレイ系は原子炉圧力容器及び原子炉格納容器と同時注水を行うことはない。

※ 1 想定事故 1 : 燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、燃料プール内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故

※ 2 想定事故 2 : サيفون現象等により燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し、燃料プールの水位が低下する事故

表264-1 同時注水する場合の必要流量及び送水先圧力

	注水流量 [m <sup>3</sup> /h]	送水先圧力 [MPa]
格納容器代替スプレイ系 (可搬型)	120	0.427 (1Pd)
低圧原子炉代替注水系 (可搬型)	30	0.5

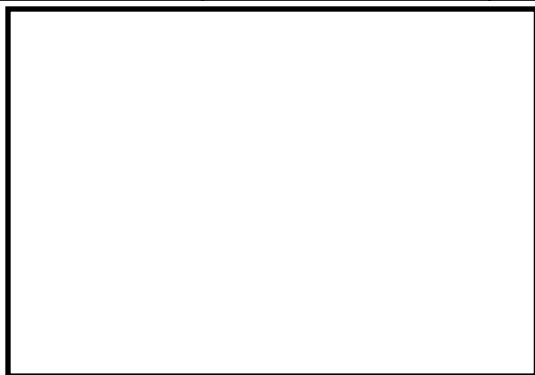


図264-1 低圧原子炉代替注水系ホースルート図

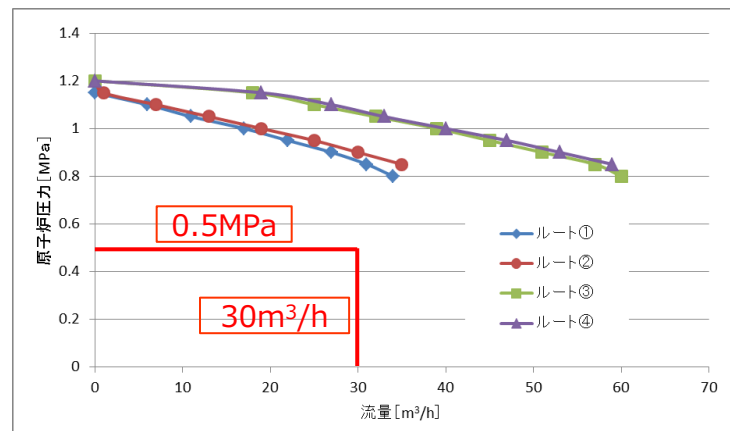


図264-2 原子炉圧力容器への注水特性 (格納容器代替スプレイ120m<sup>3</sup>/h 同時注水時)

## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答（No.265）（1/2）

- 指摘事項（第858回審査会合（令和2年5月18日）保管場所及びアクセスルート）  
SA手順として新たに整備したディーゼル燃料貯蔵タンクからの燃料補給手順の方がより所要時間がかかることを踏まえ、この手順で有効性評価を行うこと。
- 回答
  - 土石流対応の一環として、ディーゼル燃料貯蔵タンクからの燃料抜き取り手順をSA手順としたが、現状有効性評価で示している、ガスタービン発電機用軽油タンクからの燃料抜き取り時間より作業時間が長い。（表265-1）
  - 有効性評価において、作業時間が長いディーゼル燃料貯蔵タンクからの燃料抜き取りを実施した場合でも、以下のとおり作業が成立すること確認しており、有効性評価の各シーケンスについて、「ガスタービン発電機用軽油タンクからの燃料抜き取り」から、「ディーゼル燃料貯蔵タンクからの燃料抜き取り」作業に変更する。

### 【ディーゼル燃料貯蔵タンクを使用した燃料抜き取り手順の有効性評価における作業成立性】

- 有効性評価のうち、可搬型設備への燃料補給開始が最も早いシナリオは、「全交流動力電源喪失（TBP）」であり、図265-1のとおり、事象発生から約2時間20分後に大量送水車を起動し、燃料消費が始まる。
- 大量送水車は、起動後燃料枯渇まで約3時間30分運転継続が可能（事象発生から約5時間50分後）であるが、燃料補給作業の完了時間は、燃料抜き取り後の大量送水車への移動及び給油時間を踏まえても、事象発生から約3時間10分後であり、燃料枯渇前に給油が可能である。
- 上記のとおり、可搬型設備を使用するタイミングが最も早い、「全交流動力電源喪失（TBP）」シナリオにて作業の成立性を確認したが、有効性評価のその他シナリオにおいても確認を実施し、燃料抜き取り時間が延びた場合でも、成立することを確認した。

## 2. 審査会合での指摘事項に対する回答（No.265）（2/2）

### ■ 回答（続き）

表265-1 有効性評価における燃料抜き取り作業時間の変更

	作業時間	
	所要時間目安※1	想定時間※2
ガスタービン発電機用軽油タンクからの燃料抜き取り手順	1時間34分	1時間50分
ディーゼル燃料貯蔵タンクからの燃料抜き取り手順	2時間12分	2時間30分

※1：実機による検証及び模擬により算出した時間

※2：移動時間＋操作時間に余裕を見て設定

必要な要員と作業項目			経過時間（分）						経過時間（時間）						備考	
			10	20	30	40	50	60	1	2	3	4	5	6		7
操作項目	実施箇所・必要人員数		操作の内容													
	運転員 (中央制御室)	復旧班要員	事象発生約20分後 タンクローリ準備開始 事象発生約3時間10分後 燃料補給開始 事象発生約5時間50分 大量送水車燃料枯渇時間（運転から約3時間30分後）													
状況判断	1人 A	—	10分													
低圧原子炉代替注水系 (可搬型) 準備操作	—	14人 a~n	2時間10分						運転後 約3時間30分後 燃料枯渇							
低圧原子炉代替注水系 (可搬型) 注水操作	—	(2人) a, b							原子炉水位をレベル3～レベル8で維持							
燃料補給準備	—	(2人) r, s	10分													
	—		2時間30分						タンクローリへ抜き取り後、大量送水車への移動4分 大量送水車への給油12分を考慮							
燃料補給作業	—		適宜実施													

図265-1 有効性評価におけるディーゼル燃料貯蔵タンクを使用した成立性確認  
(全交流動力電源喪失 (TBP) の場合)