

東海第二発電所 審査資料	
資料番号	PS-C-2 改18
提出年月日	平成29年7月19日

# 東海第二発電所

## 重大事故等対策の有効性評価

### 補足説明資料

平成29年7月

日本原子力発電株式会社

本資料のうち、は商業機密又は核物質防護上の観点から公開できません。

目 次

1. 設備概要

1.1 代替制御棒挿入機能

1.2 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能

1.3 過渡時自動減圧機能

1.4 低圧代替注水系（常設，可搬型）

1.5 緊急用海水系

1.6 耐圧強化ベント系

1.7 格納容器圧力逃がし装置

1.8 代替循環冷却系

1.9 常設代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備

1.10 常設代替直流電源設備，可搬型代替直流電源設備

2. 可搬型設備保管場所及びアクセスルートについて

技術的能力 1.0 添付資料 1.0.2 参照

3. 現場操作機器配置図（建屋内）

4. 重大事故等対策の有効性評価における作業毎の成立性確認について

5. 重要事故シーケンス等の選定

6. 判断に用いるグラフ

重大事故等対策の有効性評価 付録 1 参照

7. 原子炉水位及びインターロックの概要

8. 炉心損傷前の原子炉の減圧操作について

9. 運転操作手順書における重大事故等への対応について

10. 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

11. 原子炉停止機能喪失時の運転点について

12. 原子炉停止機能喪失時の運転員の事故対応について

13. 内部事象 P R A における主要なカットセットと F V 重要度に照らした重大事故等防止対策の有効性について
14. 地震 P R A 及び津波 P R A から抽出される事故シーケンスと対策の有効性について
15. 事象発生時の状況判断について 重大事故等対策の有効性評価 付録 1 参照
16. 安定状態の考え方について
17. サプレッション・プール等水位上昇時の計装設備への影響について
18. 原子炉隔離時冷却系の運転継続及び原子炉減圧の判断について
19. 原子炉冷却材再循環ポンプからのリークについて
20. 非常用ガス処理系による系外放出を考慮した被ばく評価について
21. 有効性評価における解析条件の変更等について
22. 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
23. サプレッション・プールの水位上昇に係る構造的な耐性について
24. 非常用ディーゼル発電機が起動した場合の影響について（崩壊熱除去能喪失（取水機能が喪失した場合））
25. 原子炉満水操作の概要について
26. 外部水源温度の条件設定の根拠について
27. 格納容器ベント操作について
28. ほう酸水注入系のほう酸濃度，貯蔵量， $^{10}\text{B}$ の比率等の初期条件
29. ほう酸水注入系起動後の炉心状態（冷却材保有量等）について
30. 中性子束振動の判断について
31. 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
32. 原子炉停止機能喪失時の原子炉低温低圧状態まで導く手順概要について

33. 全制御棒挿入失敗の想定が部分制御棒挿入失敗により出力に偏りが生じた場合を包含しているかについて
34. A D S 自動起動阻止操作失敗による評価結果への影響
35. 給水流量をランアウト流量（68％）で評価することの妥当性
36. 評価におけるブローアウトパネルの位置付けについて
37. インターフェイスシステム L O C A 発生時の低圧配管破断検知について
38. 非常用炉心冷却系等における系統圧力上昇時の対応操作について
39. 不確かさの影響評価の考え方について
40. 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
41. 逃がし安全弁出口温度による炉心損傷の検知性について
42. 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
43. 重大事故等対策における深層防護の考え方について
44. 逃がし安全弁の耐環境性能の確認実績について
45. 米国等の知見に照らした原子炉停止機能喪失事象の解析条件の妥当性
46. 原子炉停止機能喪失時における給水流量低下操作の考え方と給水ランバツクの自動化を今後の課題とする理由
47. 同時被災時における必要な要員及び資源について
48. T B U の対応手順について
49. 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における取水機能喪失の想定内容について
50. G 値について
51. 格納容器内における気体のミキシングについて
52. 水素の燃焼条件について
53. 原子炉圧力容器高圧破損防止のための原子炉手動減圧について
54. ペデスタル（ドライウェル部）注水手順及び注水確認手段について

55. 格納容器頂部注水について
56. 放射線防護具類着用の判断について
57. 放射線環境下における作業の成立性
58. ペDESTAL（ドライウェル部）に落下する溶融デブリ評価条件と落下後の蓄積に関する考慮
59. 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（DCH）」、「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（FCI）」、「溶融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）」と「高圧・低圧注水機能喪失（TQUV）」との対応及び要員数の比較
60. 炉心損傷後及び原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方
61. 希ガス保持による減衰効果について
62. エントレインメントの影響について
63. 常設低圧代替注水系ポンプの機能確保の妥当性について
64. デブリが炉外へ放出される場合と炉内に留まる場合の格納容器内の気体組成と水素燃焼リスクへの影響について
65. 原子炉水位不明時の対応について
66. 有効性評価「水素燃焼」における、ドライウェル及びサブプレッション・チェンバの気体組成の推移について
67. 事故後長期にわたる格納容器の健全性について
68. 原子炉冷却材バウンダリを減圧するための代替設備
69. 格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視設備について
70. 格納容器 pH調整の効果について
71. 原子炉停止機能喪失の300秒以降の燃料被覆管温度挙動について
72. 燃料被覆管の破裂により格納容器雰囲気放射線モニタ線量率にて炉心損傷と判断する場合の被ばく評価について

- 73. 使用済燃料プール監視設備の仕様等について
- 74. 使用済燃料プールの監視について
- 75. 使用済燃料プール（SFP）ゲートについて
- 76. 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
- 77. 反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析について
- 78. 重大事故等発生時における使用済燃料乾式貯蔵設備の影響について
- 79. 敷地境界外での実効線量評価に対する指針との対比について
- 80. サブプレッション・プール初期水位について
- 81. 燃料被覆管の酸化量の評価について
- 82. 有効性評価における運転員等の操作余裕時間の仮定について
- 83. 運転員等操作の判断基準について
- 84. 東海第二の有効性評価解析に対する解析コード適用性について
- 85. 原子炉停止機能喪失の解析条件設定の考え方
- 86. 外圧支配事象における燃料被覆管の健全性について
- 87. ISLOCA時の格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度に対する設計基準事故の代表性について
- 88. 使用済燃料プール水温の管理について
- 89. 「LOCA時注水機能喪失」と「インターフェイスシステムLOCA」の敷地境界外線量評価の条件の違いについて
- 90. 必要な要員及び資源の評価方針
- 91. 有効性評価の想定時間のある可搬型設備を用いた作業のうち、TBPシナリオの場合の成立性評価結果
- 92. 全交流動力電源喪失時の屋内アクセスルート及び操作場所について
- 93. 自然蒸発による水位低下速度について 技術的能力 1.0 添付資料 1.0.2 参照
- 94. 運転停止時における現場作業員の退避について

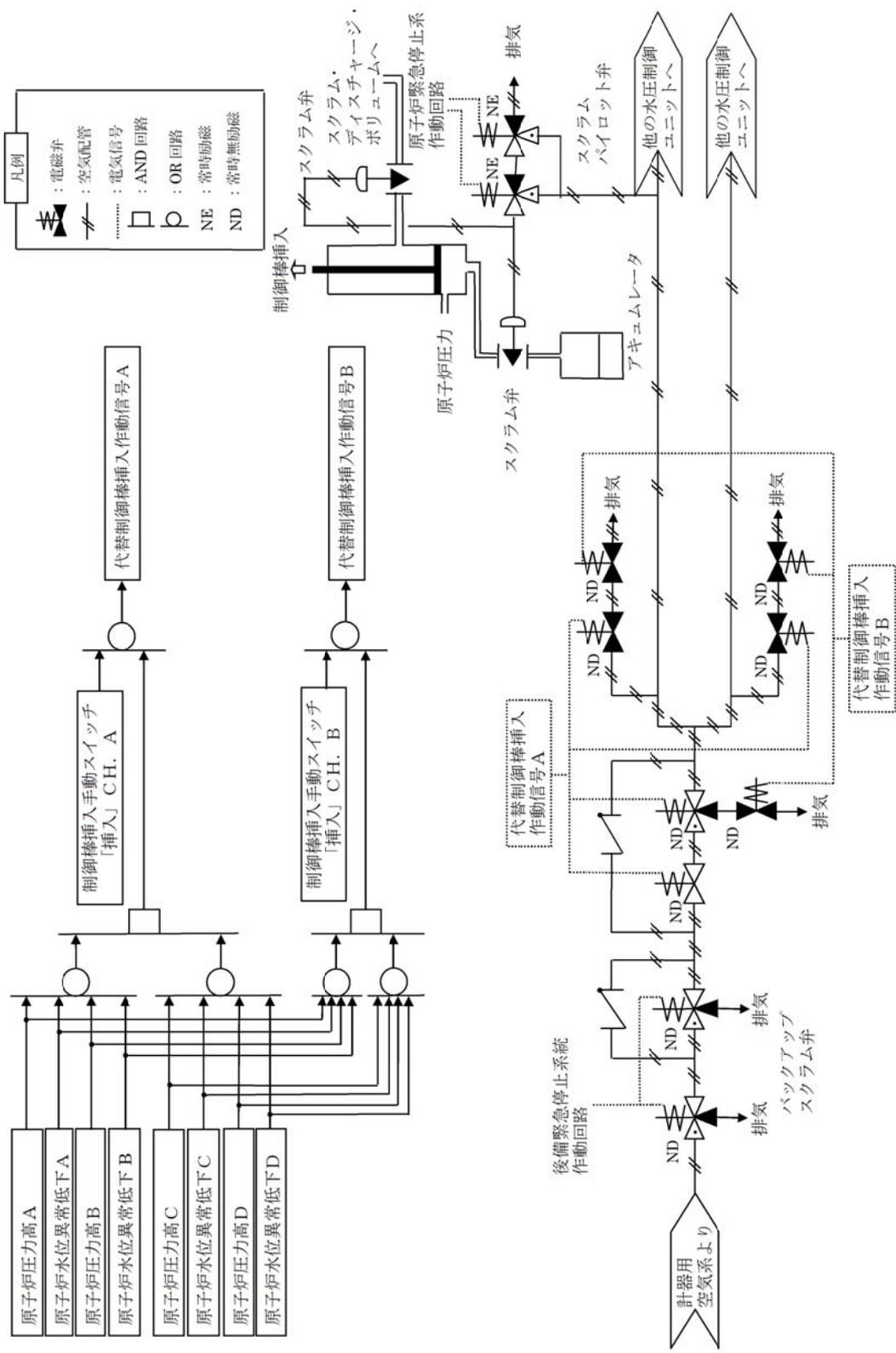
- 95. 使用済燃料プールへの注水手段と優先順位
- 96. TRACGコードのATWS解析への適用例
- 97. 逃がし安全弁の解析条件設定について
- 98. 重大事故等対処設備としての逃がし安全弁7弁の充分性について
- 99. 原子炉運転中における使用済燃料プール対応の時間余裕について
- 100. 緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱
- 101. 炉心燃料格子について

## 1. 設備概要

### 1.1 代替制御棒挿入機能

代替制御棒挿入回路の作動条件

信号の種類	設定値
原子炉水位異常低下	1,245cm (ベッセル底部を 0cm とした場合の高さ) (レベル 2)
原子炉圧力高	7.39MPa [gage]
手動	—

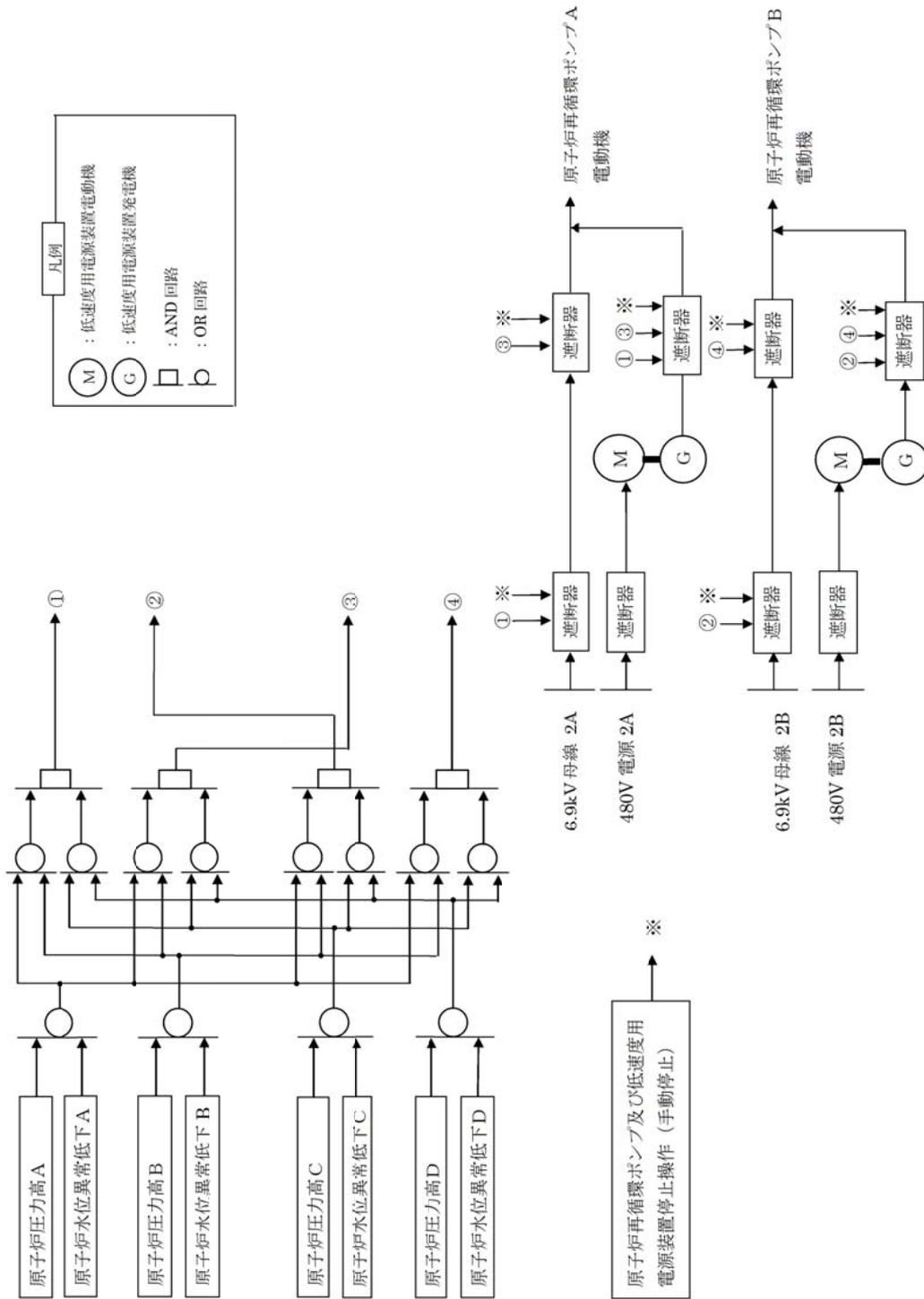


代替制御棒挿入機能 概要図

## 1.2 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能

代替原子炉再循環ポンプトリップ回路の作動条件

信号の種類	設定値
原子炉水位異常低下	1,245cm (ベッセル底部を 0cm とした場合の高さ) (レベル 2)
原子炉圧力高	7.39MPa [gage]
手動	—



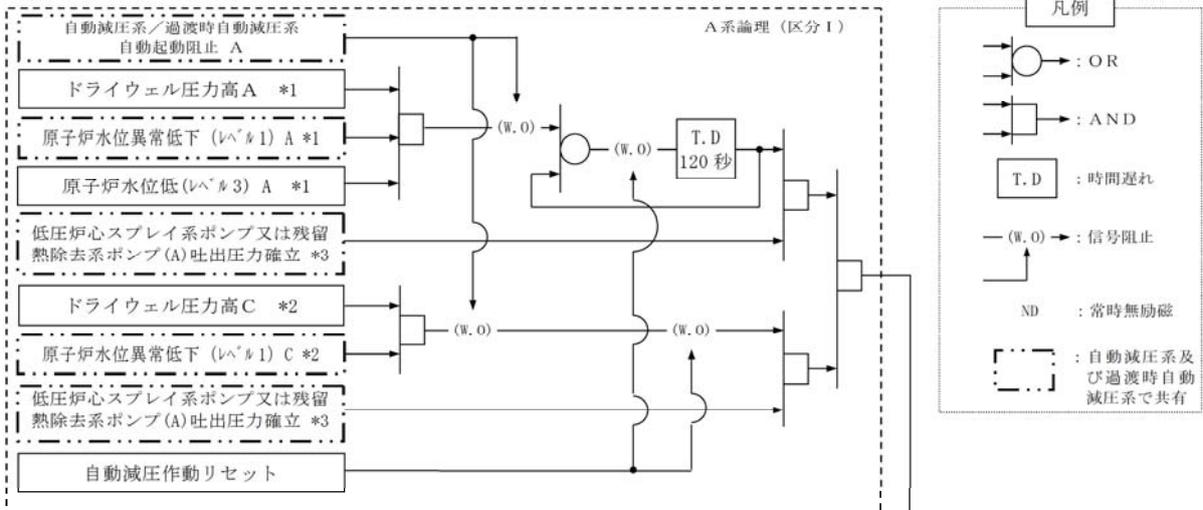
代替原子炉再循環ポンプトリップ機能 概要図

### 1.3 過渡時自動減圧機能

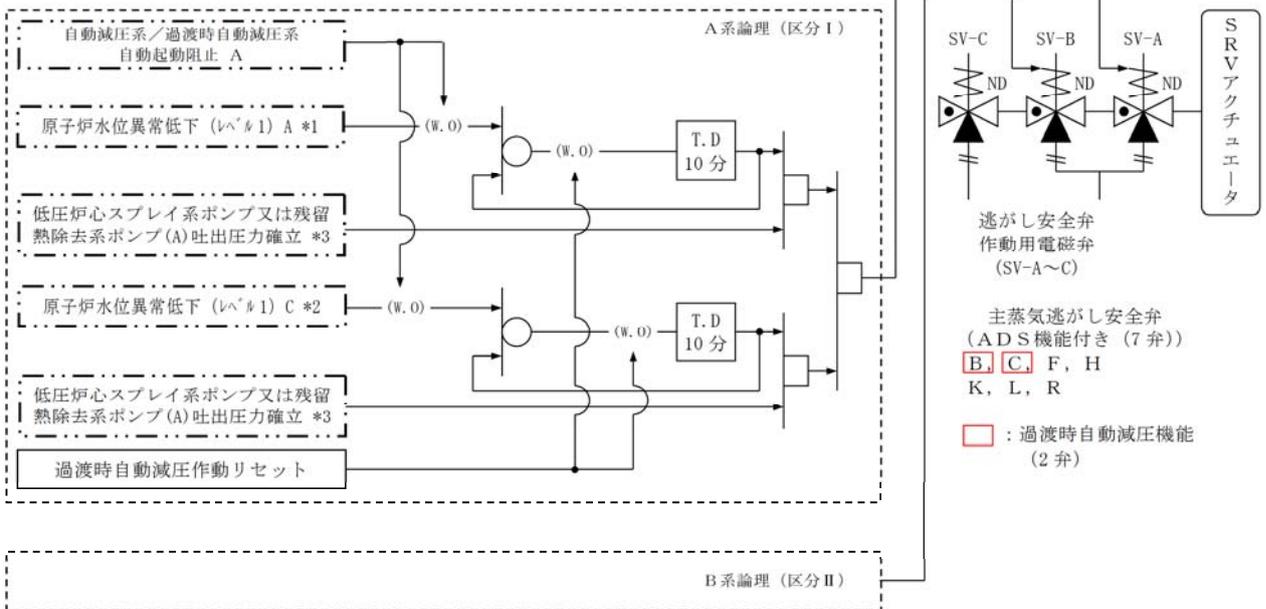
過渡時自動減圧回路の作動条件

信号の種類	設定値
原子炉水位異常低下	960cm (ベッセル底部を 0cm とした場合の高さ) (レベル 1)

自動減圧機能論理回路



過渡時自動減圧機能論理回路



- \*1 : B系論理回路の場合は「A」を「B」に読み替える。
- \*2 : B系論理回路の場合は「C」を「D」に読み替える。
- \*3 : B系論理回路の場合は「低圧炉心スプレー系ポンプ又は残留熱除去系ポンプ(A)吐出圧力確立」を「残留熱除去系ポンプ(B)又は(C)吐出圧力確立」に読み替える。

過渡時自動減圧機能 概要図

#### 1.4 低圧代替注水系（常設，可搬型）

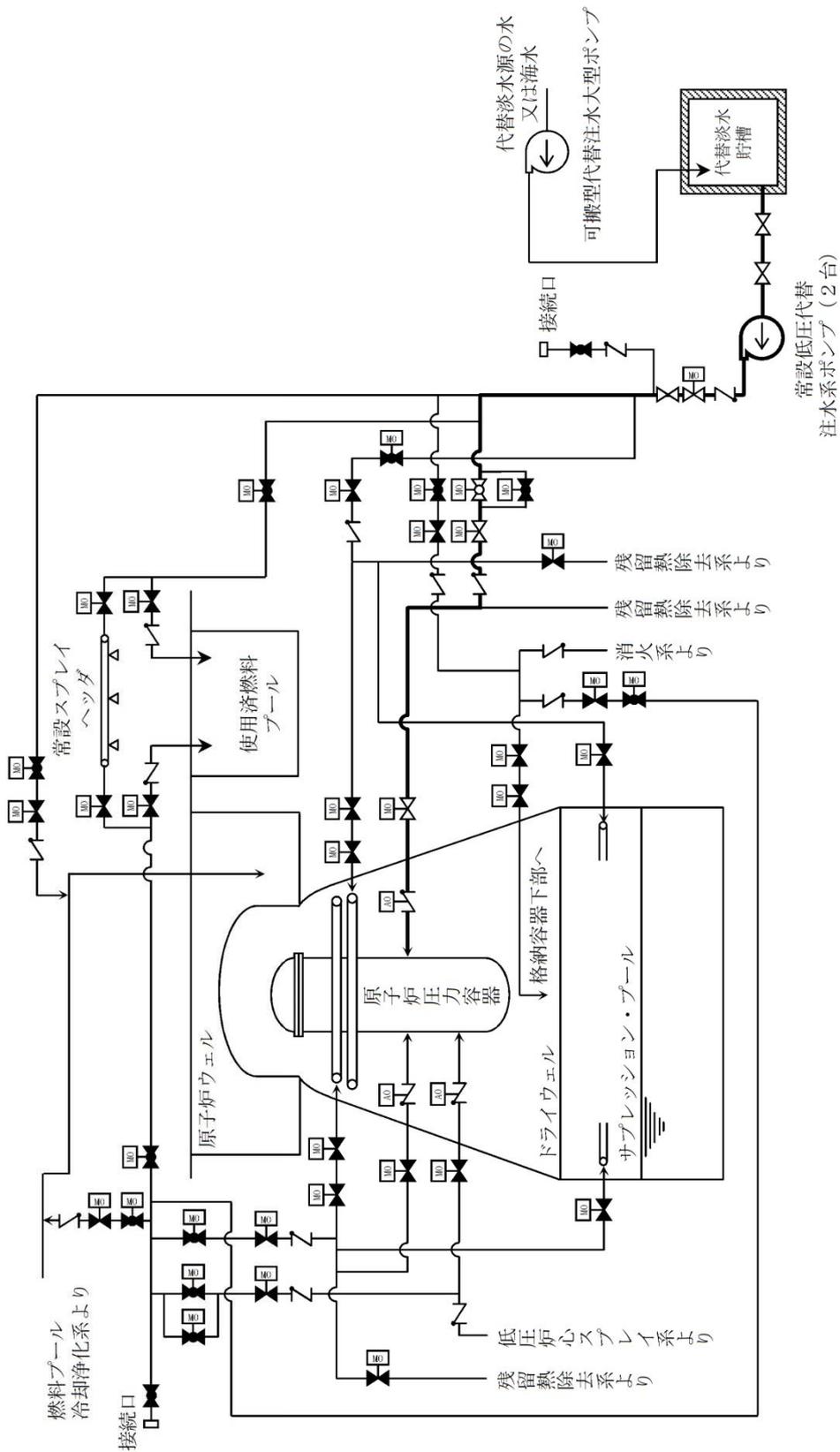
##### (1) 常設低圧代替注水系ポンプ

台数	2
容量	約 200m <sup>3</sup> /h /台
揚程	約 200m

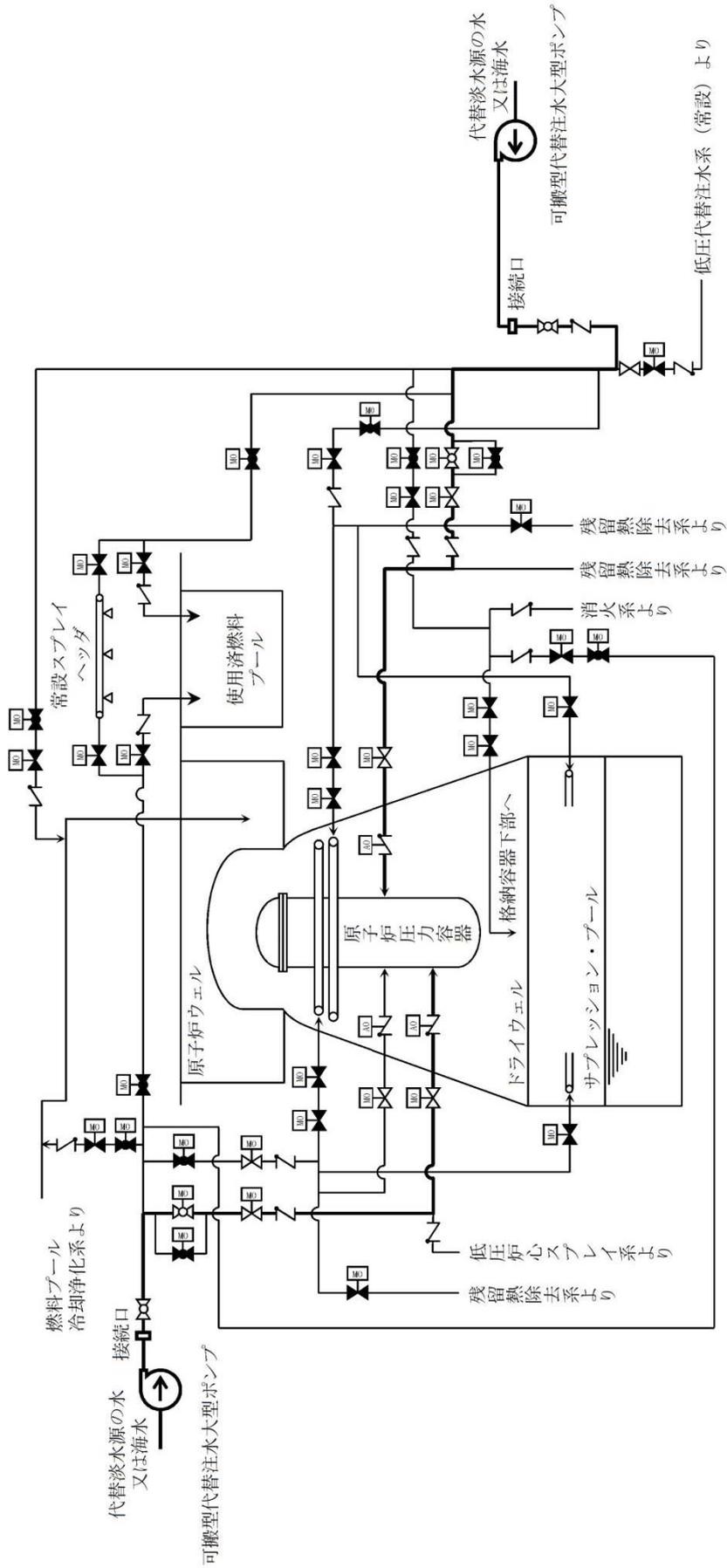
##### (2) 可搬型代替注水大型ポンプ

台数	2（予備 1）
容量	約 1,440m <sup>3</sup> /h /台

（吐出圧力 1.2MPa [gage] において）



低圧代替注水系（常設） 系統概要図



低圧代替注水系（可搬式） 系統概要図

## 1.5 緊急用海水系

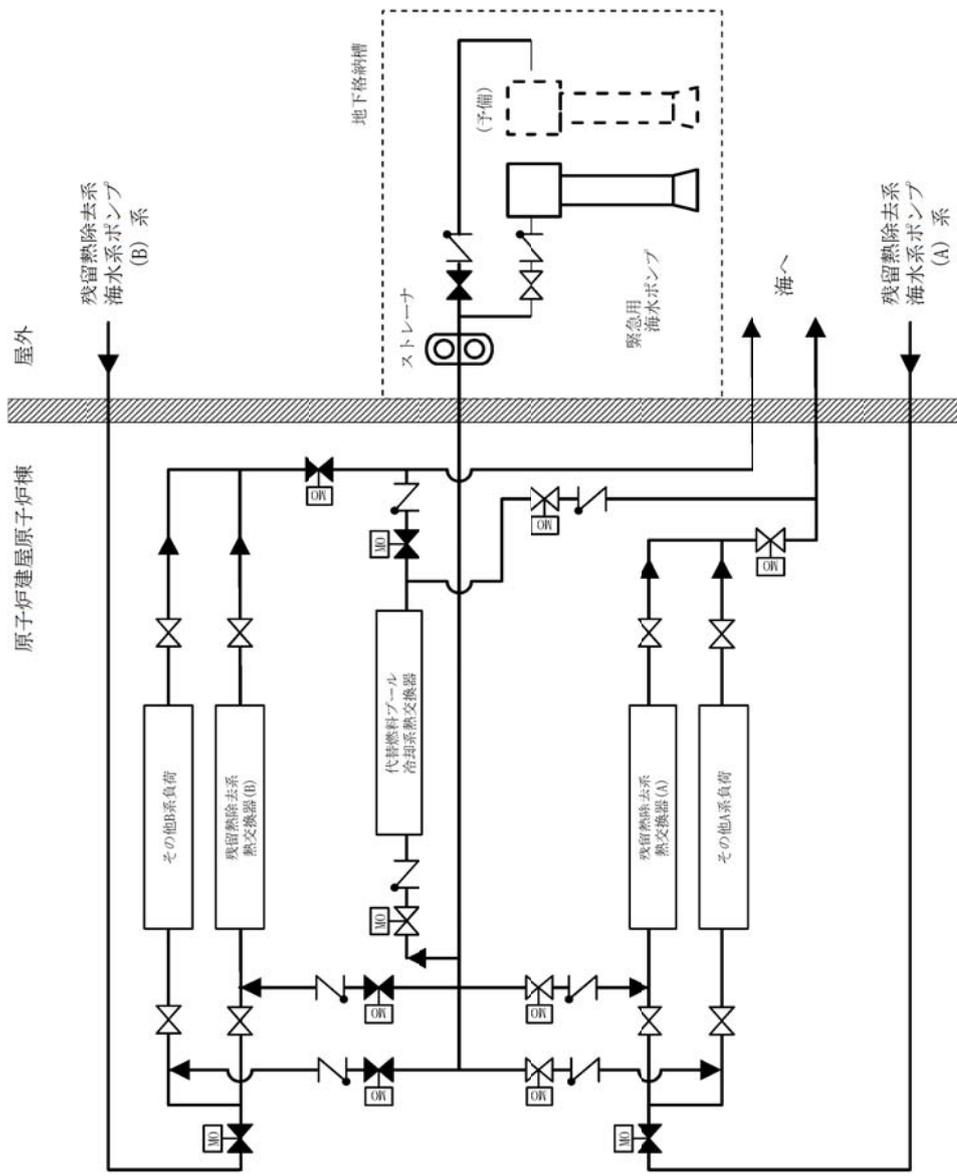
### 緊急用海水ポンプ

台 数	1 (予備 1)
容 量	約 844m <sup>3</sup> / h / 台
揚 程	約 130m

### 残留熱除去系 熱交換器

個 数	2
容 量	約 24MW / 個 (海水温度 32℃において※)

※過去の発電所海水温度を基に設定。



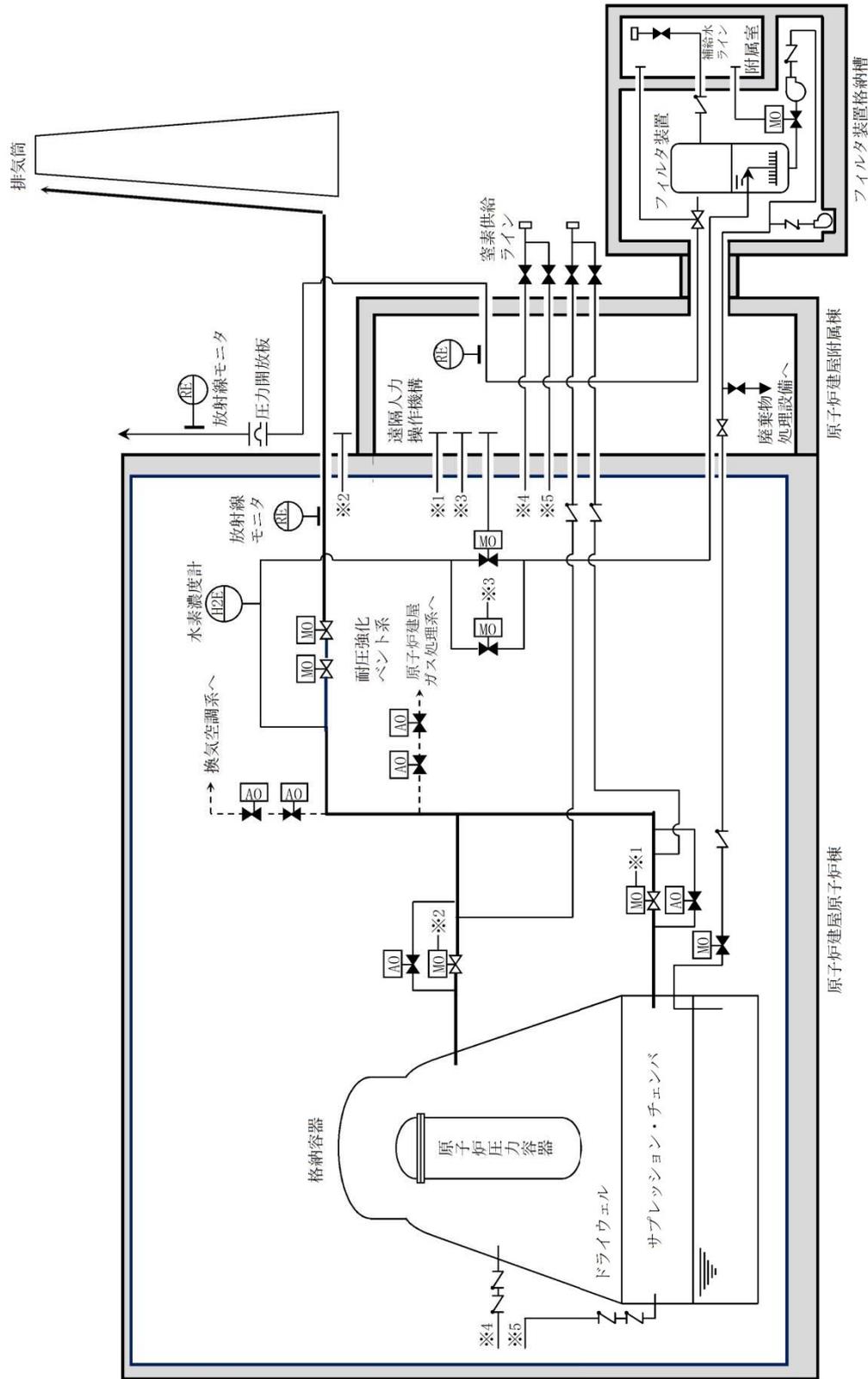
緊急用海水系 系統概要図

## 1.6 耐圧強化ベント系

系統設計流量

約 48,000kg/h

(格納容器圧力 310kPa [gage] において)



耐圧強化ベント 系統概要図

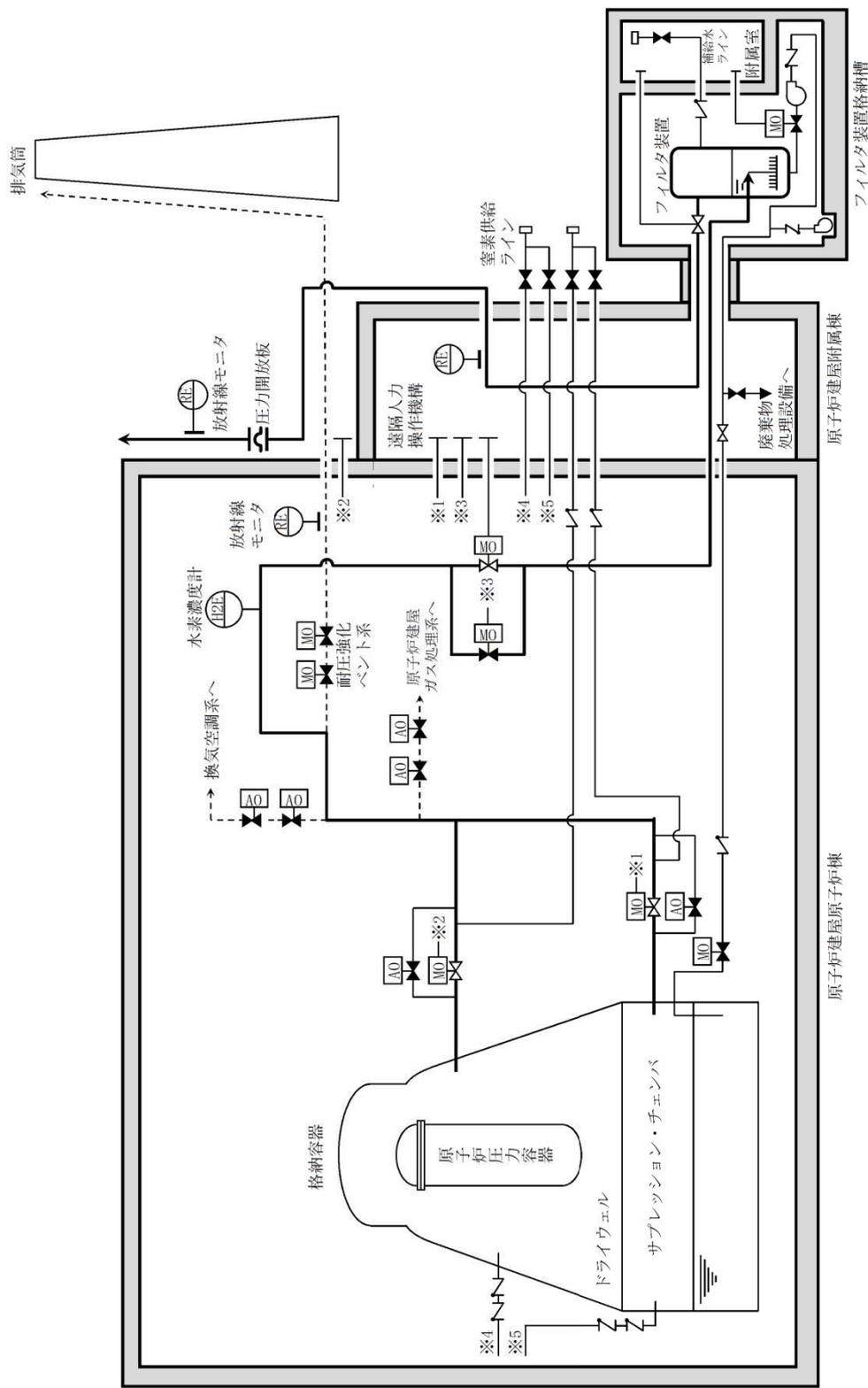
## 1.7 格納容器圧力逃がし装置

### (1) フィルタ装置

基 数	1
系統設計流量	約 13.4kg/s (格納容器圧力 310kPa [gage] において)
粒子状放射性物質除去効率	99.9%以上
材 質	ステンレス鋼

### (2) 圧力開放版

型 式	引張型ラプチャディスク
設定圧力	80kPa (差圧)
呼び径	600A
材 質	ステンレス鋼
個 数	1

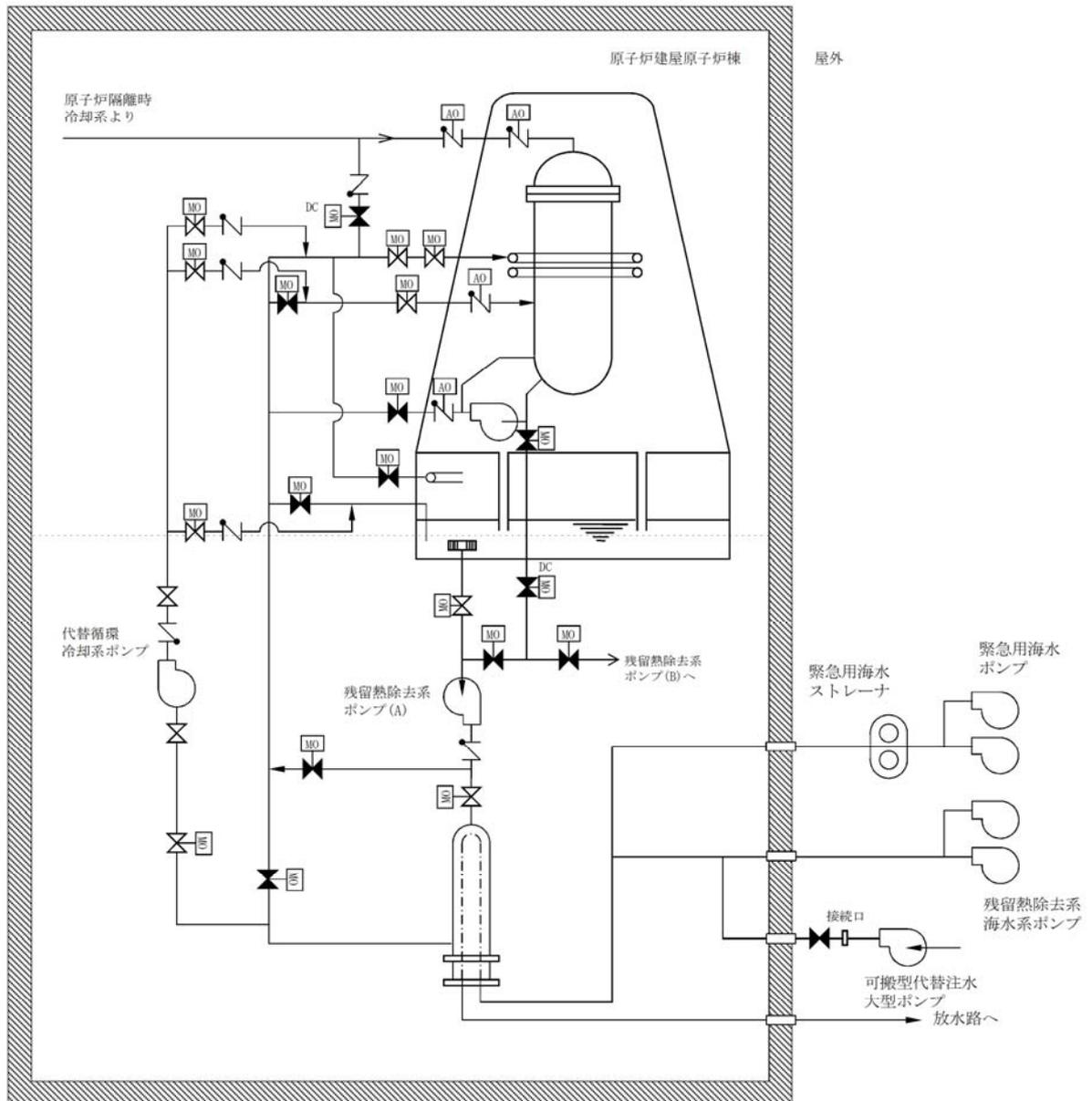


格納容器圧力逃がし装置 系統概要図

## 1.8 代替循環冷却系

### (1) 代替循環冷却系ポンプ

台数	1
容量	約 250m <sup>3</sup> /h /台
揚程	約 165m



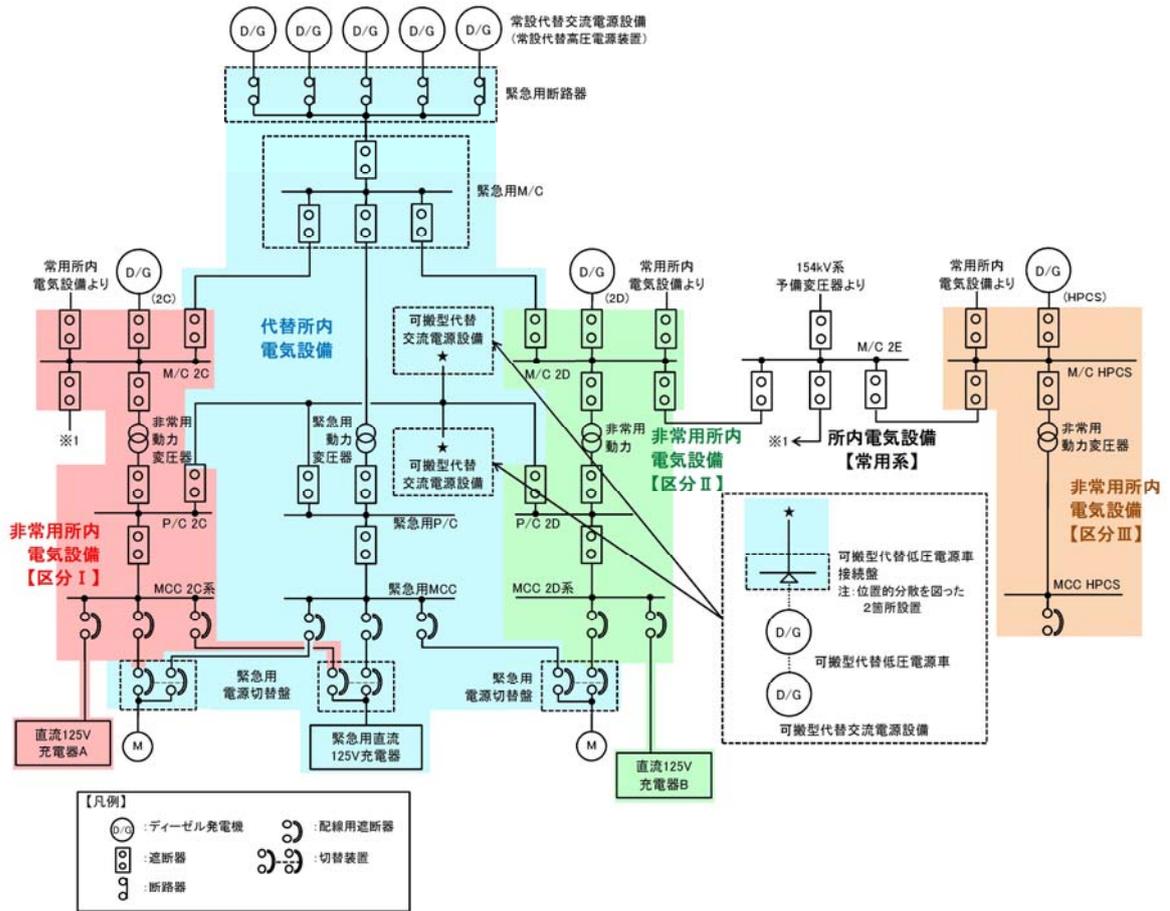
代替循環冷却系 系統概要図

1.9 常設代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備

	常設代替高圧電源装置
エンジン	
台 数	5 (予備 1)
使用燃料	軽油
発電機	
台 数	5 (予備 1)
種 類	防滴保護，空気冷却自己自由通風型
容 量	約 1,725kVA (1 台当たり)
力 率	0.8
電 圧	6,600V
周波数	50Hz

※ 常設代替高圧電源装置は，中央制御室に設置する遠隔起動操作盤を用い遠隔起動操作が可能である。

	可搬型代替低圧電源車
エンジン	
台 数	4 (予備 1)
使用燃料	軽油
発電機	
台 数	4 (予備 1)
種 類	三相交流発電機
容 量	約 500kVA (1 台当たり)
力 率	0.8
電 圧	440V
周波数	50Hz



常設代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備 系統概要図



常設代替高圧電源装置 外観

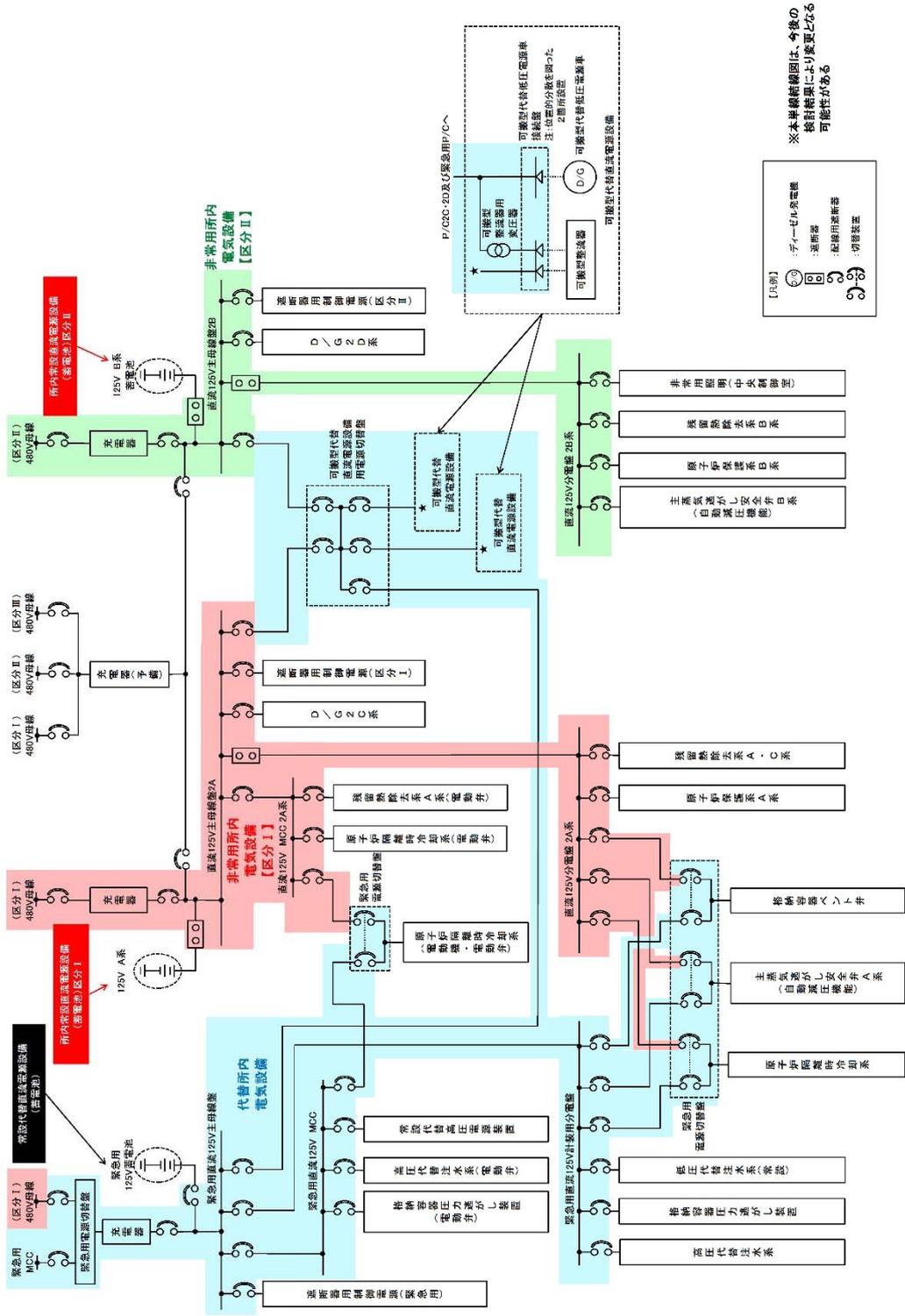


可搬型代替低圧電源車 外観

1.10 常設代替直流電源設備，可搬型代替直流電源設備

	緊急用直流 125V 蓄電池
蓄電池	
形 式	制御弁式据置鉛蓄電池
個 数	1 組 (1 組当たり 116 個)
電 圧	約 125V
容 量	約 6,000Ah/組
充電装置	
型 式	静止型 (シリコン整流器)
台 数	1
容 量	約 19.4kW
充電方式	浮動

	可搬型整流器等
(1) 可搬型代替低 圧電源車	1.9 節参照
(2) 可搬型整流器	
台 数	8 (予備 1)
最大出力	15kW (1 台当たり)



常設代替直流電源設備，可搬型代替直流電源設備 系統概要図

表 重大事故等対策の成立性確認 (1/15)

作業項目	作業・操作の内容	事故シナリオNo.	操作・作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
						温度・湿度	放射線環境	照明	その他(7)セグメント等)			
機能喪失の確認	高圧注水機能喪失の判断 ●高圧炉心スプレイス系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作(失敗)	2.1 2.2 2.6 3.2	2分	2分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に影響を及ぼす程の影響はない。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量とならない。 【炉心損傷がある場合】 67mSv/7日間	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる。	—	
	低圧注水機能喪失の判断 ●低圧炉心スプレイス系及び残留熱除去系(低圧注水系)の手動起動操作(失敗)	2.1 2.6	4分	3分	運転員 (中央制御室)	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量とならない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる。	—	
	全交流動力電源喪失の確認 ●高圧炉心スプレイス系ディゼルス系発電機の手動起動操作(失敗)	2.3.1 2.3.3 2.4.1 2.8 3.1.2 3.1.3 3.2 5.2	1分	1分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に影響を及ぼす程の影響はない。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量とならない。 【炉心損傷がある場合】 67mSv/7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。なお、直流非常灯が使用できない場合には、中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる。	—	
	全交流動力電源喪失の確認 ●非常用ディーゼルス発電機等の手動起動操作(失敗)	2.3.1 2.3.3 2.4.1 2.8 3.1.2 3.1.3 3.2 5.2	2分	2分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に影響を及ぼす程の影響はない。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量とならない。 【炉心損傷がある場合】 67mSv/7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。なお、直流非常灯が使用できない場合には、中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる。	—	
	取水機能喪失の確認 ●残留熱除去系海水系の手動起動操作(失敗)	2.4.1 2.8	10分	4分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に影響を及ぼす程の影響はない。	炉心損傷がないため高線量とならない。	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる。	—	
	崩壊熱除去機能喪失の確認 ●残留熱除去系によるサブレーション・プールの冷却操作(失敗)	2.4.2	5分	5分	運転員 (中央制御室)	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量とならない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる。	—	

表 重大事故等対策の成立性確認 (2/15)

作業項目	作業・操作の内容	事故シナリオNo.	操作・作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
						温度・湿度	放射線環境	照明	その他(7)セグメント等)			
機能喪失の確認	原子炉停止機能喪失の確認及び状況判断 ●原子炉自動スクラム失敗の操作 ●手動スクラムボタンによる手動スクラム操作 ●原子炉モードスイッチ「SHUT DOWN」への切替え操作 ●再循環ポンプトリップの確認	2.5	3分	2分	運転員 (中央制御室)	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となるところはない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	周辺には支障とならない。	—	中央制御室での操作は、通常運転と同様であることから、容易に操作できる。	—
	炉心損傷の確認 ●炉心損傷の確認	3.2	2分	1分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に影響を及ぼす程の影響はない。	67mSv/7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障とならない。	—	中央制御室での操作は、通常運転と同様であることから、容易に操作できる。	—
	原子炉圧力容器破損の判断 ●原子炉圧力容器破損の確認	3.2	5分	4分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に影響を及ぼす程の影響はない。	67mSv/7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障とならない。	—	中央制御室での操作は、通常運転と同様であることから、容易に操作できる。	—

表 重大事故等対策の成立性確認 (3/15)

作業項目	作業・操作の内容	事故シナリオNo.	操作・作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
						温度・湿度	放射線環境	照明	その他(7)セグメント等)			
常設代替高圧電源からの受電操作	常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作 ●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	2.1 2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.4.1 2.4.2 2.6 2.7 2.8 3.1.2 3.1.3 3.2 4.1 4.2 5.2	4分	4分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性はあるが、作業に支障を及ぼす程の影響はない。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 67mSv/7日間	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる。	1.14
		2.3.2 全交流動力電源喪失(TBD, TBU)の場合 :21分 上記以外の場合 :24分	2.3.2 全交流動力電源喪失(TBD, TBU)の場合 :30分 上記以外の場合 :35分	2.3.2 全交流動力電源喪失(TBD, TBU)の場合 :184分 上記以外の場合 :65分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性はあるが、作業に支障を及ぼす程の影響はない。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 67mSv/7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	蓄電池内蔵型照明を作業エリアに配備しているため、建屋内非常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライトやLEDライトを携帯しているため、蓄電池内蔵型照明が使用できない場合においても、操作に影響はない。	—	携帯型有線通話装置、電力保安通信用電話設備(固定電話機、PHS端末)、受信可能な設備により、中央制御室との連絡が可能である。	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる。
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備 ●非常用母線受電準備		2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.4.1 2.8 3.1.2 3.1.3 3.2 5.2	4分	4分	運転員 重大事故等対応要員 (現場)	通常運転時と同程度。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 2.6mSv/h以下	蓄電池内蔵型照明を作業エリアに配備しているため、建屋内非常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライトやLEDライトを携帯しているため、蓄電池内蔵型照明が使用できない場合においても、操作に影響はない。	—	携帯型有線通話装置、電力保安通信用電話設備(固定電話機、PHS端末)、受信可能な設備により、中央制御室との連絡が可能である。	通常運転時等に行うNFB操作と同様であり、容易に操作できる。	1.14

表 重大事故等対策の成立性確認 (4/15)

作業項目	作業・操作の内容	事故シナリオ・No.	操作・作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的 能力 審査基準 No.
						温度・湿度	放射線環境	照明	その他 (7)セパレート等)			
常設代替 高圧電源 装置から の受電操 作	常設代替高圧電源装置による 非常用母線の受電操作 ●非常用母線受電	2.3.1	2.3.2 全 交流動力 電源喪失 (TBD、 TBU)の場 合 :9分 上記以外 の場合 :5分	2.3.2 全 交流動力 電源喪失 (TBD、 TBU)の場 合 :7分 上記以外 の場合 :4分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温 については、空調の 停止により緩慢に 上昇する可能性が あるが、作業に支障 を及ぼす程の影響 はない。	【炉心損傷がない 場合】 炉心損傷がないた め高線量となるこ とはない。 【炉心損傷がある 場合】 67mSv/7日間	直流非常灯が点灯する ことにより、必要に応じて中 央制御室内に配備して いる可搬型照明により、 照度を確保する。	周辺には支障 となる設備は ない。	—	中央制御室での操 作は、通常の運転操 作と同様であること から、容易に操作で きる。	1.14
		2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.4.1 2.8 3.1.2 3.1.3 3.2 5.2				中央制御室の室温 については、空調の 停止により緩慢に 上昇する可能性が あるが、作業に支障 を及ぼす程の影響 はない。	【炉心損傷がない 場合】 炉心損傷がないた め高線量となるこ とはない。 【炉心損傷がある 場合】 67mSv/7日間	直流非常灯が点灯する ことにより、必要に応じて中 央制御室内に配備して いる可搬型照明により、 照度を確保する。	周辺には支障 となる設備は ない。			

表 重大事故等対策の成立性確認 (6/15)

作業項目	作業・操作の内容	事故シナリオNo.	操作・作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
						温度、湿度	放射線環境	照明	その他(アセカウ-ト等)			
低圧代替格納容器(常設)による原子炉注水及び格納容器スプレイング冷却系(常設)の起動準備操作	代替格納容器スプレイング冷却系(常設)及び低圧代替注水系(常設)準備操作 ●原子炉注水、格納容器スプレイング及び原子炉減圧に必要な負荷の電源切替操作	2.4.1 2.8 5.2	4分	3分	運転員(中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はない。	炉心損傷がないことめ高線量としない。	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	—	通常運転時等に行うNFB操作と同様であり、容易に操作できる。		
	代替格納容器スプレイング冷却系(常設)及び低圧代替注水系(常設)準備操作 ●原子炉注水、格納容器スプレイング及び原子炉減圧に必要な負荷の電源切替操作	3.1.2 3.1.3 3.2	4分	3分	運転員(中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はない。	67mSv/7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	—	通常運転時等に行うNFB操作と同様であり、容易に操作できる。		
	代替格納容器スプレイング冷却系(常設)及び低圧代替注水系(常設)準備操作 ●原子炉注水、格納容器スプレイング冷却系(常設)の起動準備操作 ●低圧代替注水系(常設)による原子炉注水系統構成	3.1.2 3.1.3	2分	1分	運転員(中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はない。	67mSv/7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施することから、容易に操作できる。	1.3 1.4 1.6	
	常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)の起動準備操作 ●低圧代替注水系(常設)による原子炉注水系統構成	2.1 2.4.1 2.4.2 2.6 2.7 2.8 5.2	3分	3分	運転員(中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はない。	炉心損傷がないことめ高線量としない。	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施することから、容易に操作できる。		
	代替格納容器スプレイング冷却系(常設)及び低圧代替注水系(常設)準備操作 ●代替格納容器スプレイング冷却系(常設)による格納容器スプレイング及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水系統構成	3.1.2 3.1.3	3分	3分	運転員(中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はない。	67mSv/7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施することから、容易に操作できる。		
	代替格納容器スプレイング冷却系(常設)及び低圧代替注水系(常設)準備操作 ●代替格納容器スプレイング冷却系(常設)による格納容器スプレイング及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水系統構成	3.1.2 3.1.3	3分	3分	運転員(中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はない。	67mSv/7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施することから、容易に操作できる。		

表 重大事故等対策の成立性確認 (8/15)

作業項目	作業・操作の内容	事故シナリオNo.	操作・作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
						温度・湿度	放射線環境	照明	その他(7)セグメント等)			
逃がし安全弁による原子炉減圧操作	逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉減圧操作 ●逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7弁の開放操作	2.1 2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.4.1 2.4.2 2.6 2.7 2.8	1分	1分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はない。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 67mSv/7日間	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる。	1.3
	逃がし安全弁2弁による原子炉急速減圧操作 ●逃がし安全弁2弁による原子炉急速減圧操作	3.2	1分	1分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はない。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 67mSv/7日間	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる。	
逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持 ●逃がし安全弁の開放操作	逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持 ●逃がし安全弁の開放操作	5.1 5.2	1分	1分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はない。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる。	1.14
	タンクローリによる燃料補給操作 ●可搬型設備用廃油タンクからタンクローリへの補給	2.1 2.3.1 2.4.2 2.6 3.1.3 4.1 4.2	90分	82分	重大事故等 対応要員 (現場)	屋外での作業。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 <ベンチ前> 3.5mSv/h以下 <ベンチ後> 5.4mSv/h以下	車両の作業用照明・ヘッドライト・LEDライトにより、操作可能である。夜間においても、操作に影響はない。	アクセスルータ上に支障となる設備はない。	衛星電話設備(固定型、携帯型)、無線連絡設備(固定型、携帯型)、電力保安通信用電話設備(固定型)、電力保安通信用電話機、PHS端末、送受話器のうち、使用可能な設備により、災害対策本部との連絡が可能である。	燃料補給の各操作には複雑な操作手順はなく、容易に操作できる。	
各機器への給油	タンクローリによる燃料補給操作 ●可搬型代替注水大型ポンプへの給油		25分	25分	重大事故等 対応要員 (現場)	屋外での作業。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 <ベンチ前> 3.5mSv/h以下 <ベンチ後> 5.4mSv/h以下	車両の作業用照明・ヘッドライト・LEDライトにより、操作可能である。夜間においても、操作に影響はない。	アクセスルータ上に支障となる設備はない。	衛星電話設備(固定型、携帯型)、無線連絡設備(固定型、携帯型)、電力保安通信用電話設備(固定型)、電力保安通信用電話機、PHS端末、送受話器のうち、使用可能な設備により、災害対策本部との連絡が可能である。	燃料補給の各操作には複雑な操作手順はなく、容易に操作できる。	

表 重大事故等対策の成立性確認 (9/15)

作業項目	作業・操作の内容	事故シナリオNo.	操作・作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
						温度・湿度	放射線環境	照明	その他(7ヶ所等)			
緊急用海水系の起動操作	緊急用海水系を用いた海水通水 ●緊急用海水系による海水通水系統構成	2.4.1 3.1.2 3.2	20分	16分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はない。	67mSv/7日間	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる。	1.7	
緊急用海水系の残留熱除去の起動操作	緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱 ●残留熱除去系の起動操作	2.4.1	2分	2分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はない。	67mSv/7日間	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる。	1.7	
代替循環冷却系の起動	代替循環冷却系準備操作 ●代替循環冷却系系統構成	3.1.2 3.2	35分	27分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はない。	67mSv/7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる。	1.7	
格納容器圧力上昇による格納容器除熱操作	格納容器ベント準備操作 ●格納容器ベント準備(系統構成) ●現場移動(第二弁)	2.1 2.4.2 2.6 3.1.3	5分 45分	4分 40分	運転員 (中央制御室)  重大事故等対応要員 (現場)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はない。  通常運転時と同程度。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 67mSv/7日間	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。  ヘッドライトやLEDライントを携帯しているため、建屋内非常用照明が消灯した場合においても、操作に影響はない。	—  携帯型有線通話装置、電力保安通信用電話設備(固定電話機、PHS端末)、送受信器のうち、使用可能な設備により、中央制御室との連絡が可能である。	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる。  通常運転時等に行う弁の手動操作と同様であり、容易に操作できる。	1.5 1.7	

表 重大事故等対策の成立性確認 (11/15)

作業項目	作業・操作の内容	事故シナリオNo.	操作・作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
						温度・湿度	放射線環境	照明	その他(アセルト等)			
自動減圧系起動阻止操作	自動減圧系等の作動阻止操作 ●自動減圧系/過渡時自動減圧回路の作動阻止操作	2.5	1分	1分	運転員 (中央制御室)	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないことと高線量とはならない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常運転時と同様であることから、容易に操作できる。	1.1
ほうげん系起動操作	ほうげん系注入系の起動操作 ●ほうげん系注入系起動操作	2.5	2分	1分	運転員 (中央制御室)	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないことと高線量とはならない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常運転時と同様であることから、容易に操作できる。	1.1
低圧炉心系起動操作	低圧炉心系注入系の起動操作 ●低圧炉心系注入系起動操作	2.7	2分	2分	運転員 (中央制御室)	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないことと高線量とはならない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常運転時と同様であることから、容易に操作できる。	—
残留熱除去系断管隔離	残留熱除去系の注入弁閉止操作 ●残留熱除去系の注入弁閉止操作 ●現場移動/装備補助 ●残留熱除去系B系の注入弁の閉止操作	2.7	2分	2分	運転員 (中央制御室)	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないことと高線量とはならない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常運転時と同様であることから、容易に操作できる。	1.3
残留熱除去系断管隔離	現場における破損系統の注入弁の閉止操作 ●保護員装備/装備補助 ●現場移動 ●残留熱除去系B系の注入弁の閉止操作	2.7	115分	109分	運転員 重大事故等対応要員 (現場)	操作現場の温度は40℃程度、湿度は100%程度となる可能性があるが、保護具を装着することから、問題はない。	操作現場の放射線線量は最も高い地点で約5.2mSv/hであり、作業時間は60分*1であるため、約5.2mSvの被ばくとなる。	ヘッドライトやLEDライントを携帯しているため、建屋内非常用照明が消灯した場合においても、操作に影響はない。	アークセスループ上に支障となる設備はない。	搬行型有線通話装置、電力保安通信用電話設備(固定電話機、PHS端末)、送受信器のうち、使用可能な設備により、中央制御室との連絡が可能である。	通常運転時等に行う電動弁の手動操作と同様であり、容易に操作できる。	1.3
残留熱除去系断管隔離	残留熱除去系によるサブレーション・プール冷却操作 ●残留熱除去系によるサブレーション・プール冷却モード操作	2.7	6分	6分	運転員 (中央制御室)	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないことと高線量とはならない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常運転時と同様であることから、容易に操作できる。	—
残留熱除去系断管隔離	残留熱除去系によるサブレーション・プール冷却操作 ●低圧注水モードからサブレーション・プール冷却モードへの切替え操作(1系列)	2.2	4分	4分	運転員 (中央制御室)	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないことと高線量とはならない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常運転時と同様であることから、容易に操作できる。	—

※1:2次格納施設内での作業時間にて被ばく評価を実施。

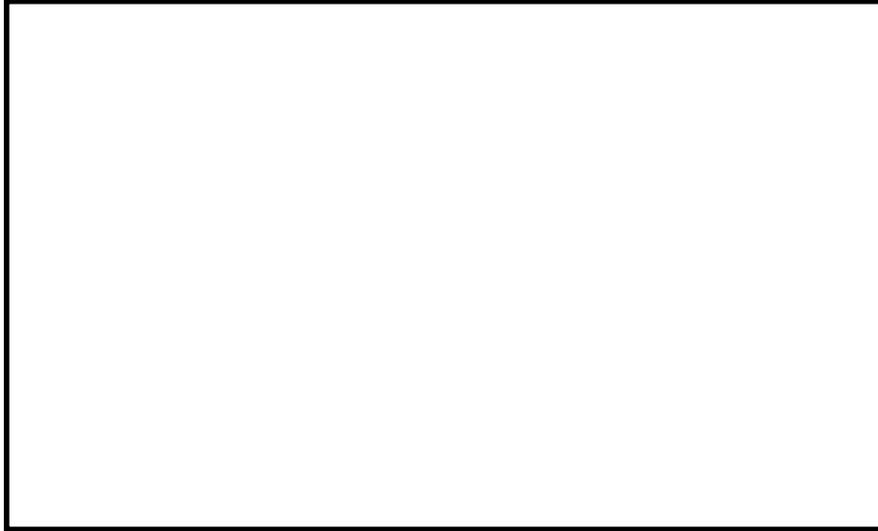
表 重大事故等対策の成立性確認 (12/15)

作業項目	作業・操作の内容	事故シナリオNo.	操作・作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状況	作業環境			連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
						温度・湿度	放射線環境	照明			
残留熱除去系による溶融炉心落下格納容器注水(常設)	残留熱除去系による溶融炉心落下格納容器注水(常設) ●低圧注水モーターからサブレンジション・プールの切替操作(2系列)	2.5	6分	6分	運転員 (中央制御室)	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量とならない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる。	—
		3.1.2 3.1.3	6分	5分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に影響を及ぼす程の影響はない。	67mSv/7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる。	
溶融炉心落下格納容器注水(常設)	格納容器下部注水(常設) ●格納容器下部注水(常設)によるベデスタル(ドライライウエル部)注水開始操作	3.1.2 3.1.3 3.2	4分	3分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に影響を及ぼす程の影響はない。	67mSv/7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる。	
		3.2	1分	1分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に影響を及ぼす程の影響はない。	67mSv/7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる。	1.8
溶融炉心落下格納容器注水(常設)	格納容器下部注水(常設) ●格納容器下部注水(常設)によるベデスタル(ドライライウエル部)注水再開操作【80m <sup>3</sup> /h】	3.2	3分	3分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に影響を及ぼす程の影響はない。	67mSv/7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる。	
		3.2	4分	3分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に影響を及ぼす程の影響はない。	67mSv/7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる。	

6. 判断に用いるグラフ

(1) 最長許容炉心露出時間

手順書に記載している原子炉停止後の経過時間と炉心の健全性が確保される時間（最長許容炉心露出時間）の関係図



第 1 図 最長許容炉心露出時間

(2) 水位不明判断曲線

手順書に記載しているドライウェル空間部温度と原子炉圧力の関係図



第 2 図 水位不明判断曲線

(3) サプレッション・プール水温度禁止領域判断図

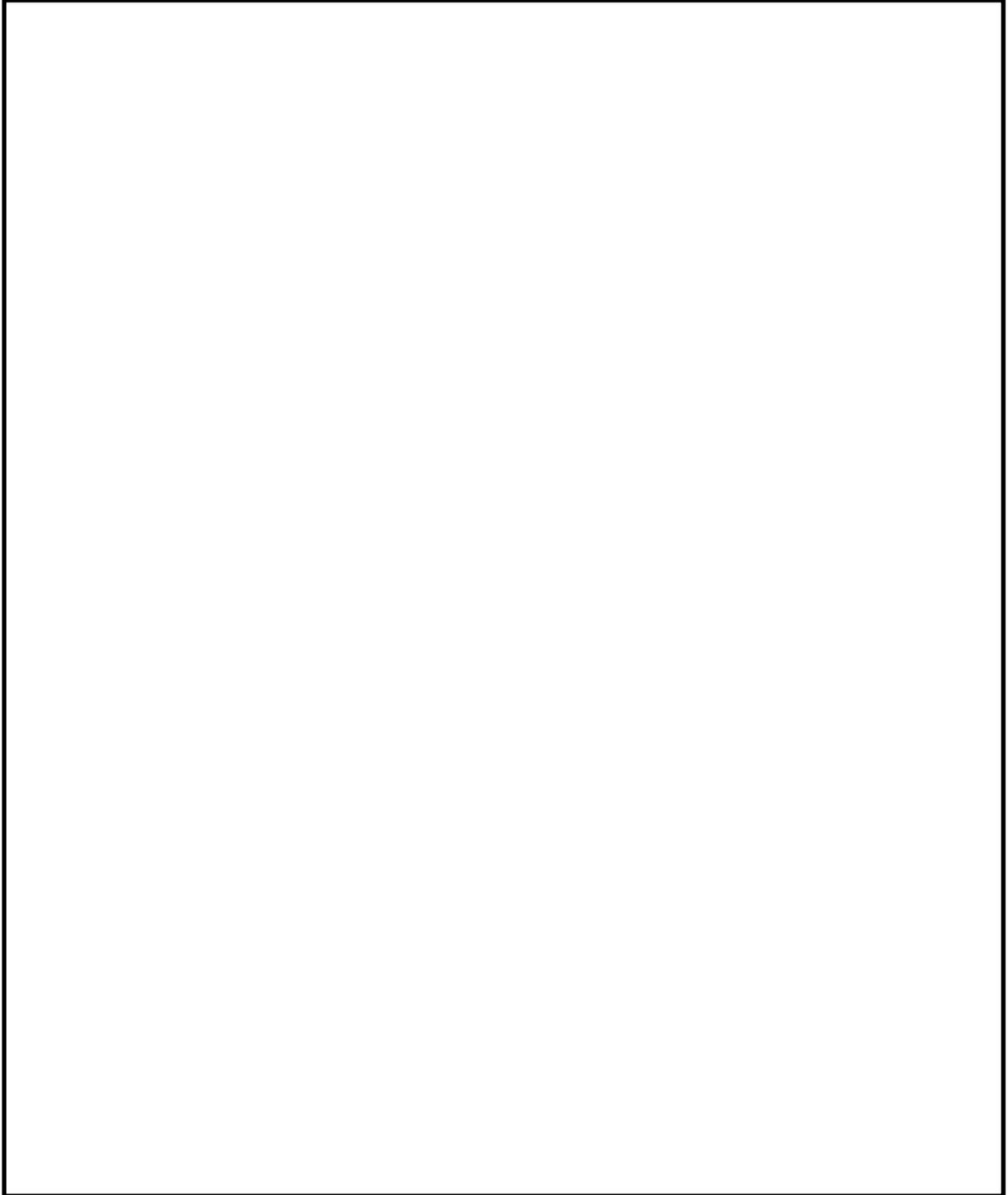
手順書に記載しているサプレッション・プール水温度と原子炉圧力  
の関係図



第3図 サプレッション・プール水温度禁止領域判断図

7. 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概要図を第 1 図に，インターロックの概要を第 1 表に示す。



第 1 図 原子炉圧力容器水位計装概要図

第 1 表 インターロック概要

原子炉水位	基準水位との差	主要なインターロック
L 8 : 原子炉水位高 (レベル 8)	+1,400mm	原子炉隔離時冷却系自動停止 高圧炉心スプレイ系注入弁閉止
L 5 6	+900mm	通常運転水位
L 3 : 原子炉水位低 (レベル 3)	+300mm	原子炉スクラム 非常用ガス処理系自動起動
L 2 : 原子炉水位異常低下 (レベル 2)	-950mm	原子炉隔離時冷却系自動起動 高圧炉心スプレイ系自動起動 主蒸気隔離弁閉止 再循環ポンプトリップ
L 1 : 原子炉水位異常低下 (レベル 1)	-3,800mm	低圧注水系自動起動 低圧炉心スプレイ系自動起動 自動減圧系タイマー作動*
T A F : 燃料有効長頂部	-4,248mm	(燃料有効長頂部)

※：ドライウェル圧力高信号とのアンド条件で作動

## 8. 炉心損傷前の原子炉の減圧操作について

### 1. 原子炉の手動減圧操作

炉心損傷前の原子炉の手動減圧操作には，原子炉圧力容器への熱応力の影響を考慮し，原子炉冷却材温度変化率  $55^{\circ}\text{C}/\text{h}$  以下を監視しながら実施する「通常の減圧」と，事故時において逃がし安全弁 7 弁を開放することにより原子炉を急速に減圧する「急速減圧」がある。

各減圧操作は，低圧で原子炉へ注水可能な手段を確保した上で，以下のとおり判断して実施する。

#### 1.1 通常の減圧操作

通常の減圧操作は，プラント通常起動／停止時及び事故対応中で急速減圧操作の条件が成立していない場合において適用する。

本操作は，主復水器が使用できる場合には，タービンバイパス弁を用いて原子炉の発生蒸気を復水器へ，主復水器が使用できない場合には，逃がし安全弁を間欠で用いてサプレッション・プールへ導くことで原子炉の減圧を行う。

#### 1.2 急速減圧操作

急速減圧操作は，事故対応中において以下のような場合に，逃がし安全弁 7 弁を開放することにより実施する。

① 高圧注水機能喪失等により原子炉水位が低下し，低圧注水機能により原子炉への注水を速やかに行う場合

② 高圧注水機能により原子炉水位が緩やかに上昇しているが，炉

心露出（原子炉水位が燃料有効長頂部以下）の時間が最長許容  
炉心露出時間を上回った場合

③原子炉水位不明が発生し、低圧の注水機能により原子炉圧力容  
器を満水にする場合

④インターフェイスシステム L O C A が発生し、中央制御室から  
の遠隔隔離に失敗した場合

また、以下の場合で減圧操作に時間余裕がある場合は、減圧によ  
る格納容器への熱負荷に留意し、格納容器圧力及び温度を監視しな  
がら逃がし安全弁 7 弁を順次開放するが、原子炉冷却材温度変化率  
55℃/h 以下は適用されない。

⑤サプレッション・プール熱容量制限に到達した場合

⑥格納容器圧力を約 245kPa [gage] 以下に維持できない場合

⑦ドライウエル温度が約 171℃ に到達した場合

⑧サプレッション・プール水位が通常水位 + 6.270m に接近又は  
通常水位 - 50 cm 以下となった場合

本操作は、自動減圧機能付き逃がし安全弁（以下「A D S 弁」と  
いう。）「7 弁」を手動開放することを第一優先とする。

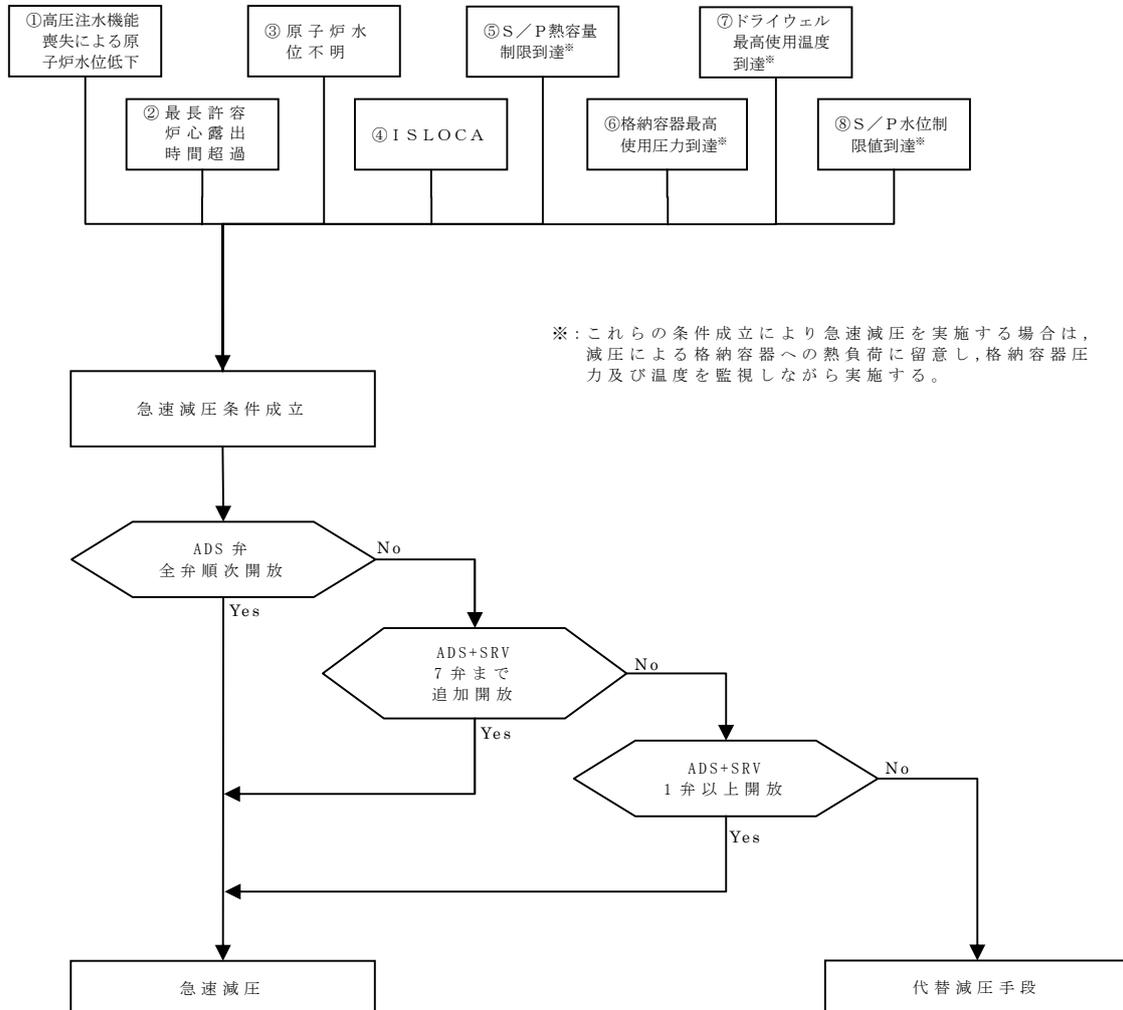
それができない場合は、A D S 弁以外の逃がし安全弁（以下「S  
R V」という。）を含めたものから使用可能なもの「7 弁」を手動開  
放する。

さらに、それもできない場合は、急速減圧に必要な最小弁数であ  
る「1 弁」以上を手動開放することにより急速減圧する。S R V によ  
る減圧ができない場合は、代替の減圧手段を試みる。

なお、急速減圧に必要な最小弁数「1 弁」は、残留熱除去系（低圧

注水系) 1 台による原子炉注水を仮定した場合に燃料被覆管最高温度が 1,200℃以下に抑えられることを条件として設定している。

急速減圧操作の概要は第 1 図のとおり。



第 1 図 急速減圧操作概要

## 2. 原子炉の自動減圧

1. のような運転員による手動操作がない場合でも、事象を収束させるための原子炉減圧として、自動減圧系及び過渡時自動減圧回路の 2 つがある。逃がし安全弁の機能を第 1 表に整理するとともに、概要を以下に示す。

なお、原子炉停止機能喪失（A T W S）の場合は、原子炉の自動減圧により低温の水が注水されることを防止するため、運転員の判断により自動減圧を阻止するための操作スイッチがある。

## 2.1 自動減圧回路（第2図）

非常用炉心冷却系の一部であり、高圧炉心スプレイ系のバックアップ設備として、A D S 弁を開放し原子炉圧力を速やかに低下させ、低圧注水系の早期注水を促す。

具体的には、「原子炉水位異常低下（レベル1）」及び「格納容器圧力高」信号が120秒間継続し、低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）が運転中であれば、A D S 弁7弁が開放する。

## 2.2 過渡時自動減圧回路（第2図）

非常用炉心冷却系の自動減圧機能が動作しない場合においても、炉心の著しい損傷及び格納容器の破損を防止する。

自動減圧回路の動作信号のうち、格納容器圧力高信号が成立しなくても、原子炉の水位が低い状態で一定時間経過した場合は、残留熱除去系（低圧注水系）等の起動を条件に過渡時自動減圧回路は動作する。

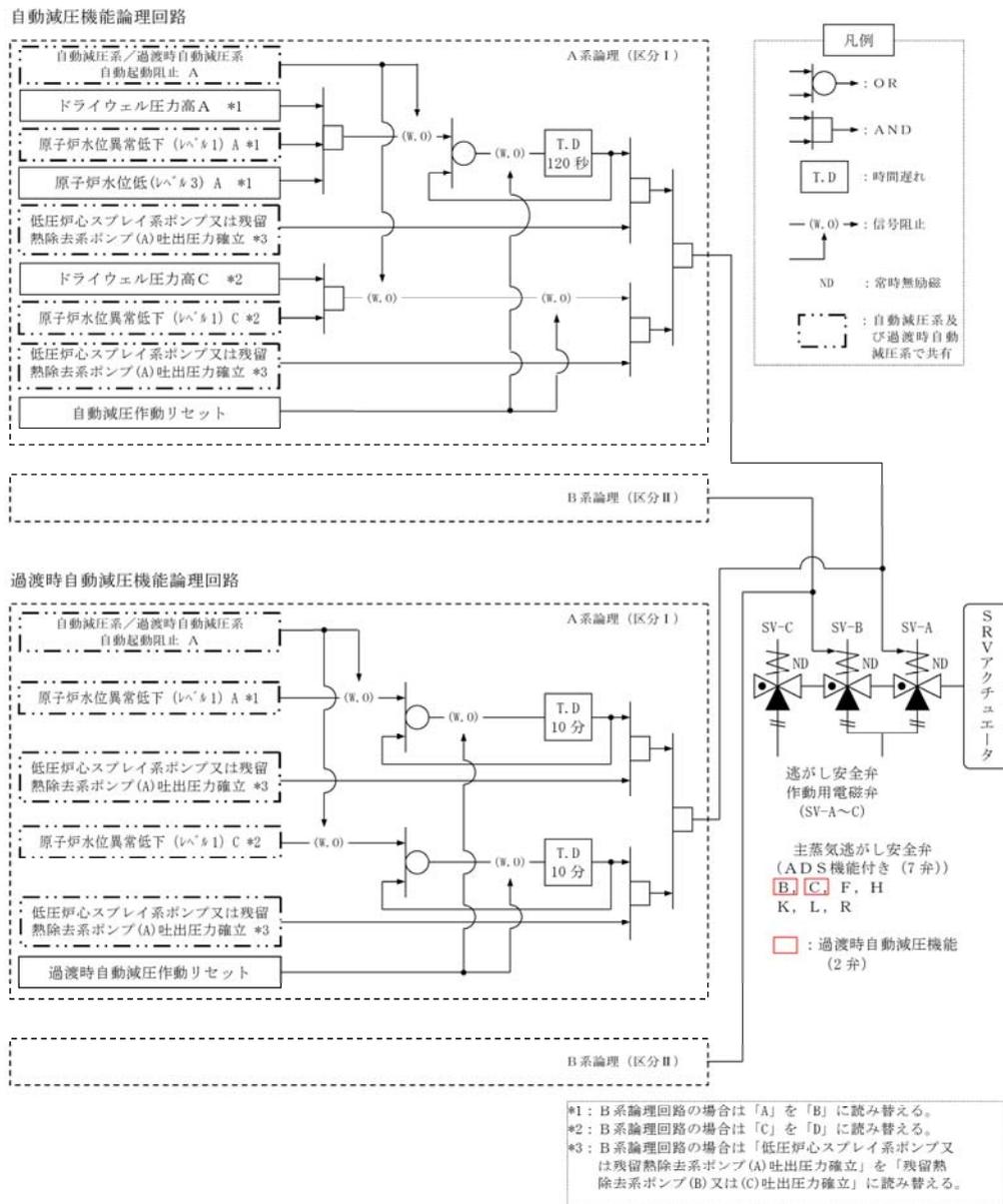
具体的には、原子炉水位異常低下（レベル1）信号が10分間継続し、低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）が運転中であれば、過渡時自動減圧機能付き逃がし安全弁2弁が開放する。

過渡時自動減圧回路は、原子炉水位異常低下（レベル1）に「10分間」の時間遅れを考慮して、炉心損傷に至らない台数を検討した結果、1弁を開放すれば炉心損傷の制限値（燃料被覆管1,200℃以下、被覆管酸化割合15%以下）を満足するため、余裕として1弁を追加

して2弁と設定した。

第1表 逃がし安全弁機能一覧

弁番号	機能			
	逃がし弁機能	安全弁機能	自動減圧回路	過渡時自動減圧回路
(A) (D) (E) (G) (J) (M) (N) (P) (S) (U) (V)	○	○	—	—
(F) (H) (K) (L) (R)	○	○	○	—
(B) (C)	○	○	○	○



第2図 自動減圧機能論理回路

9. 運転操作手順書における重大事故等への対応について

有効性評価の各シナリオについて、運転操作手順書における重大事故等対応についてフロー図に示す。

## 高圧・低圧注水機能喪失

### 事故対応操作補足説明

全給水喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位L3で原子炉はスクラムする。これにより非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）における「スクラム」に移行する。

#### A：EOP「スクラム」

最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。

原子炉水位がL3以上維持不可であることから「水位確保」へ移行する。

また、「格納容器制御導入」を継続監視する。  
ドライウエル圧力が13.7kPa〔gage〕以上であることを確認し「PCV圧力制御」に移行する。

サブプレッション・プール水位が+16.7cm以上であることを確認し、「S/P水位制御」に移行する。

#### B：EOP「水位確保」

プラント状態を的確に把握し、作動すべきものが自動で作動していない場合は手動作動させる。

原子炉水位がL1以上維持可能でないことを確認し、「水位回復」へ移行する。

#### C：EOP「水位回復」

原子炉水位がL1到達後、水位低下継続を確認する。

低圧代替注水系（常設）の準備を実施し、「急速減圧」へ移行する。

#### D：EOP「急速減圧」

低圧代替注水系（常設）が起動していることを確認し、逃がし安全弁7弁を手動開放し原子炉を減圧する。

原子炉減圧後は、原子炉水位計が正常であることを確認し、「水位回復」に移行する。

#### EOP「水位回復」

原子炉減圧により、低圧代替注水系（常設）による注水が開始され、原子炉水位が上昇することを確認する。

原子炉水位が燃料有効長頂部未満でないことを確認し「水位確保」に移行する。

#### EOP「水位確保」

低圧代替注水系（常設）による注水により、原子炉水位をL3～L8で維持するよう制御する。

原子炉水位L3～L8維持可能を確認後「スクラム」へ移行する。

#### EOP「スクラム」

低圧代替注水系（常設）による注水により、原子炉水位をL3～L8で維持可能と判断した後、原子炉水位の連続監視を行う。

#### E：EOP「PCV圧力制御」

サブプレッション・チェンバ圧力が279kPa〔gage〕以上となったことを確認し、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイを実施する。

代替格納容器スプレイ停止後、サブプレッション・チェンバ圧力が310kPa〔gage〕に到達したことを確認し、格納容器ベントを実施する。

#### F：EOP「S/P水位制御」

サブプレッション・プール水位の上昇が継続し+6.5m以上となったことを確認し、代替格納容器スプレイを停止する。

## 高圧注水・減圧機能喪失

### 事故対応操作補足説明

全給水喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位L3で原子炉はスクラムする。これにより非常時運転手順書Ⅱ（微候ベース）における「スクラム」に移行する。

#### A：EOP「スクラム」

最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。

原子炉水位がL3以上維持不可であることから「水位確保」へ移行する。

また、「格納容器制御導入」を継続監視する。

サブプレッション・プール水温度が32℃以上であることを確認し、「S/P温度制御」に移行する。

#### B：EOP「水位確保」

プラント状態を的確に把握し、作動すべきものが自動で作動していない場合は手動作動させる。

原子炉水位がL1以上維持可能でない場合、「水位回復」へ移行する。

#### C：EOP「水位回復」

原子炉水位がL1到達後、低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系起動を確認する。

原子炉水位L1以下及び低圧で注水可能な系統1系統以上起動を確認し「急速減圧」へ移行する。

#### D：EOP「急速減圧」

原子炉水位L1+低圧注水系又は低圧炉心スプレイ系起動+10分後、過渡時自動減圧回路が作動し、逃がし安全弁2弁による原子炉を減圧が開始される。

原子炉減圧後は、原子炉水位計が正常であることを確認し、「水位回復」に移行する。

#### EOP「水位回復」

原子炉減圧により、低圧注水系又は低圧炉心スプレイ系による注水が開始され、原子炉水位が上昇することを確認する。

原子炉水位が燃料有効長頂部未満でないことを確認し「水位確保」に移行する。

#### EOP「水位確保」

低圧注水系又は低圧炉心スプレイ系による注水により、原子炉水位をL3～L8で維持するよう制御する。

原子炉水位L3～L8維持可能を確認後「スクラム」へ移行する。

#### EOP「スクラム」

低圧注水系又は低圧炉心スプレイ系による注水により、原子炉水位をL3～L8で維持可能と判断した後、原子炉水位の連続監視を行う。

#### E：EOP「S/P温度制御」

残留熱除去系によるサブプレッション・プール冷却操作を行う。

## 全交流動力電源喪失（長期TB）

### 事故対応操作補足説明

全給水喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位L3で原子炉はスクラムする。これにより非常時運転手順書Ⅱ（微候ベース）における「スクラム」に移行する。

#### A：EOP「スクラム」

最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。

所内電源喪失を確認することにより、AOP「電源喪失」へ移行し、常設代替高圧電源装置を起動し、緊急用母線を受電、非常用交流母線の復旧を行う。

原子炉水位がL3以上維持不可であることから「水位確保」へ移行する。

また、「格納容器制御導入」を継続監視する。

サブプレッション・プール水温度が32℃以上であることを確認し、「S/P温度制御」に移行する。

ドライウエル圧力が13.7kPa [gage]以上であることを確認し「PCV圧力制御」に移行する。

#### B：EOP「水位確保」

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水により、原子炉水位が上昇することを確認する。

原子炉水位L3～L8維持可能を確認後「スクラム」へ移行する。

#### EOP「スクラム」

原子炉隔離時冷却系による注水により、原子炉水位をL3～L8で維持可能と判断した後、原子炉水位の連続監視を行う。

#### C：EOP「S/P温度制御」

サブプレッション・プール水温度がサブプレッション・プール水熱容量制限値以上になった場合には、「急速減圧」へ移行する。

#### D：EOP「急速減圧」

低圧代替注水系（可搬型）の起動後、逃がし安全弁7弁を手動開放し原子炉を減圧する。

原子炉減圧後は、原子炉水位計が正常であることを確認する。

#### E：EOP「PCV圧力制御」

サブプレッション・チェンバ圧力が279kPa [gage]以上となったことを確認し、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイを実施する。

非常用母線復旧以降、原子炉水位がL3まで低下した場合は残留熱除去系による原子炉注水を再開し、原子炉水位がL8まで上昇した場合は格納容器スプレイを再開することを繰り返す。

## 全交流動力電源喪失（TBD, TBP, TBU）

### 事故対応操作補足説明

全給水喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位L3で原子炉はスクラムする。これにより非常時運転手順書II（徴候ベース）における「スクラム」に移行する。

**A：EOP「スクラム」**  
最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。

所内電源喪失を確認することにより、AO P「電源喪失」へ移行し、常設代替高圧電源装置を起動し、緊急用母線を受電、非常用交流母線の復旧を行う。

原子炉水位がL3以上維持不可であることから「水位確保」へ移行する。

また、「格納容器制御導入」を継続監視する。

ドライウェル圧力が13.7kPa[gage]以上であることを確認し「PCV圧力制御」に移行する。

**B：EOP「水位確保」**  
プラント状態を的確に把握し、作動すべきものが自動で作動していない場合は手動作動させる。

原子炉水位がL1以上維持可能でないことを確認し、「水位回復」へ移行する。

**C：EOP「水位回復」**  
原子炉水位がL1到達後、水位低下継続を確認する。

低圧代替注水系（常設）の準備を実施し、「急速減圧」へ移行する。

**D：EOP「急速減圧」**  
低圧代替注水系（常設）が起動していることを確認し、逃がし安全弁7弁を手動開放し原子炉を減圧する。

原子炉減圧後は、原子炉水位計が正常であることを確認し、「水位回復」に移行する。

**EOP「水位回復」**  
原子炉減圧により、低圧代替注水系（常設）による注水が開始され、原子炉水位が上昇することを確認する。

原子炉水位が燃料有効長頂部未満でないことを確認し「水位確保」に移行する。

**EOP「水位確保」**  
低圧代替注水系（常設）による注水により、原子炉水位をL3～L8で維持するよう制御する。

原子炉水位L3～L8維持可能を確認後「スクラム」へ移行する。

**EOP「スクラム」**  
低圧代替注水系（常設）による注水により、原子炉水位をL3～L8で維持可能と判断した後、原子炉水位の連続監視を行う。

**E：EOP「PCV圧力制御」**  
サブプレッション・チェンバ圧力が279kPa[gage]以上となったことを確認し、格納容器スプレーを実施する。

非常用母線復旧以降、原子炉水位がL3まで低下した場合は残留熱除去系による原子炉注水を再開し、原子炉水位がL8まで上昇した場合は格納容器スプレーを再開することを繰り返す。

崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）、津波浸水による注水機能喪失

事故対応操作補足説明

全給水喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位L3で原子炉はスクラムする。これにより非常時運転手順書II（微候ベース）における「スクラム」に移行する。

A：EOP「スクラム」  
最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。

所内電源喪失を確認することにより、AOP「電源喪失」へ移行し、常設代替高圧電源装置を起動し、緊急用母線を受電、非常用交流母線の復旧を行う。

原子炉水位がL3以上維持不可であることをから「水位確保」へ移行する。

また、「格納容器制御導入」を継続監視する。

サブプレッション・プール水温度が32℃以上であることを確認し、「S/P温度制御」に移行する。

ドライウエル圧力が13.7kPa[gage]以上であることを確認し「PCV圧力制御」に移行する。

B：EOP「水位確保」

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水により、原子炉水位が上昇することを確認する。

原子炉水位L3～L8維持可能を確認後「スクラム」へ移行する。

EOP「スクラム」

原子炉隔離時冷却系による注水により、原子炉水位をL3～L8で維持可能と判断した後、原子炉水位の連続監視を行う。

C：EOP「S/P温度制御」

サブプレッション・プール水温度がサブプレッション・プール水熱容量制限値以上になった場合には、「急速減圧」へ移行する。

D：EOP「急速減圧」

低圧代替注水系（常設）の起動後、逃がし安全弁7弁を手動開放し原子炉を減圧する。

原子炉減圧後は、原子炉水位計が正常であることを確認する。

原子炉水位計正常を確認後、「S/P温度制御」へ移行する。

E：EOP「PCV圧力制御」

サブプレッション・チェンバ圧力が279kPa[gage]以上となったことを確認し、緊急用海水系を使用した残留熱除去系による格納容器スプレーを実施する。

以降、原子炉水位がL3まで低下した場合は残留熱除去系による原子炉注水を再開し、原子炉水位がL8まで上昇した場合は格納容器スプレーを再開することを繰り返す。

## 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）

### 事故対応操作補足説明

全給水喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位L3で原子炉はスクラムする。これにより非常時運転手順書II（微候ベース）における「スクラム」に移行する。

#### A：EOP「スクラム」

最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。

原子炉水位がL3以上維持不可であることをから「水位確保」へ移行する。

また、「格納容器制御導入」を継続監視する。

サブプレッション・プール水温度が32℃以上であることを確認し、「S/P温度制御」に移行する。

ドライウエル圧力が13.7kPa[gage]以上であることを確認し「PCV圧力制御」に移行する。

サブプレッション・プール水位が+16.7cm以上であることを確認し、「S/P水位制御」に移行する。

#### B：EOP「水位確保」

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水により、原子炉水位が上昇することを確認する。

原子炉水位L3～L8維持可能を確認後「スクラム」へ移行する。

#### EOP「スクラム」

原子炉隔離時冷却系による注水により、原子炉水位をL3～L8で維持可能と判断した後、原子炉水位の連続監視を行う。

#### C：EOP「S/P温度制御」

サブプレッション・プール水温度がサブプレッション・プール水熱容量制限値以上になった場合には、「急速減圧」へ移行する。

#### D：EOP「急速減圧」

低圧代替注水系（常設）の起動後、逃がし安全弁7弁を手動開放し原子炉を減圧する。

原子炉減圧後は、原子炉水位計が正常であることを確認する。

原子炉水位計正常を確認後、「S/P温度制御」へ移行する。

#### E：EOP「PCV圧力制御」

サブプレッション・チェンバ圧力が279kPa[gage]以上となったことを確認し、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイを実施する。

代替格納容器スプレイ停止後、サブプレッション・チェンバ圧力が310kPa[gage]に到達したことを確認し、格納容器ベントを実施する。

#### F：EOP「S/P水位制御」

サブプレッション・プール水位の上昇が継続し+6.5m以上となったことを確認し、代替格納容器スプレイを停止する。

## 原子炉停止機能喪失

### 事故対応操作補足説明

主蒸気隔離弁の誤閉止により、原子炉はスクラムする。これにより非常時運転手順書Ⅱ(微候ベース)における「スクラム」に移行する。

#### A: EOP「スクラム」

最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。

原子炉スクラムに失敗していることから「反応度制御」へ移行する。

#### B: EOP「反応度制御」

ドライウエル圧力高(13.7kPa[gage])信号と原子炉水位レベル1信号が検出され120秒経過後、自動減圧系が作動し、非常用炉心冷却系による多量の注水による反応度投入防止のため自動減圧系等の作動阻止を行う。

また、「SLC」操作、「水位」操作、「CR」操作、「圧力」操作を行う。

#### 「SLC」操作

ほう酸水注入系を起動し、ほう酸水注入操作を行う。

ほう酸水全量注入完了後、SLCポンプを停止し、「スクラム」へ移行する。

また、サブプレッション・プール水温度が上昇するため、残留熱除去系によるサブプレッション・プール水冷却を行う。

#### EOP「スクラム」

ほう酸水注入完了後、原子炉未臨界を確認する。また、原子炉水位をL3～L8に維持する。

#### 「水位」操作

原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系により、原子炉注水が確保される。

原子炉出力が高い場合は、原子炉への注水量を調整し、原子炉水位L1付近で維持する。

#### 「CR」操作

代替制御棒挿入機能、スクラムテストスイッチ、ヒューズ引き抜き、制御棒手動挿入等により、制御棒を挿入する。

#### 「圧力」操作

逃がし安全弁にて、原子炉圧力を一定に維持する。

## LOCA時注水機能喪失

### 事故対応操作補足説明

全給水喪失及び原子炉冷却材喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位L3で原子炉はスクラムする。これにより非常時運転手順書II（徴候ベース）における「スクラム」に移行する。

A：EOP「スクラム」  
最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。

原子炉水位がL3以上維持不可であることから「水位確保」へ移行する。

また、「格納容器制御導入」を継続監視する。  
ドライウエル圧力が13.7kPa[gage]以上であることを確認し「PCV圧力制御」に移行する。

サブプレッション・プール水位が+16.7cm以上であることを確認し、「S/P水位制御」に移行する。

B：EOP「水位確保」  
プラント状態を的確に把握し、作動すべきものが自動で作動していない場合は手動作動させる。

原子炉水位がL1以上維持可能でないことを確認し、「水位回復」へ移行する。

C：EOP「水位回復」  
原子炉水位がL1到達後、水位低下継続を確認する。

低圧代替注水系（常設）の準備を実施し、「急速減圧」へ移行する。

D：EOP「急速減圧」  
低圧代替注水系（常設）が起動していることを確認し、逃がし安全弁7弁を手動開放し原子炉を減圧する。

原子炉減圧後は、原子炉水位計が正常であることを確認し、「水位回復」に移行する。

EOP「水位回復」  
原子炉減圧により、低圧代替注水系（常設）による注水が開始され、原子炉水位が上昇することを確認する。

原子炉水位が燃料有効長頂部未満でないことを確認し「水位確保」に移行する。

EOP「水位確保」  
低圧代替注水系（常設）による注水により、原子炉水位をL3～L8で維持するよう制御する。

原子炉水位L3～L8維持可能を確認後「スクラム」へ移行する。

EOP「スクラム」  
低圧代替注水系（常設）による注水により、原子炉水位をL3～L8で維持可能と判断した後、原子炉水位の連続監視を行う。

E：EOP「PCV圧力制御」  
サブプレッション・チェンバ圧力が279kPa[gage]以上となったことを確認し、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイを実施する。

代替格納容器スプレイ停止後、サブプレッション・チェンバ圧力が310kPa[gage]に到達したことを確認し、格納容器ベントを実施する。

F：EOP「S/P水位制御」  
サブプレッション・プール水位の上昇が継続し+6.5m以上となったことを確認し、代替格納容器スプレイを停止する。

格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)

事故対応操作補足説明

全給水喪失及び原子炉冷却材喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位L3で原子炉はスクラムする。これにより非常時運転手順書II (微候ベース) における「スクラム」に移行する。

A: EOP「スクラム」  
最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。

原子炉水位がL3以上維持不可であることから「水位確保」へ移行する。

原子炉水位の低下、原子炉冷却材圧力バウンダリ漏えいに関する警報及び指示の上昇を確認し、「二次格納施設制御」へ移行する。

また、「格納容器制御導入」を継続監視する。サブプレッション・プール水温度が32℃以上であることを確認し、「S/P温度制御」に移行する。

B: EOP「二次格納施設制御」  
インターフェイスシステムLOCAを判断した後、破損箇所を特定し隔離する。

速やかな破損箇所の隔離が不可能な場合は、低圧注水系又は低圧炉心スプレイ系若しくは低圧代替注水系 (常設) を起動する。

低圧で原子炉へ注水可能な系統が起動していることを確認し「急速減圧」へ移行する。

C: EOP「急速減圧」  
低圧で原子炉へ注水可能な系統が起動していることを確認し、速がし安全弁7弁を手動開放し原子炉を減圧する。

原子炉減圧後は、原子炉水位計が正常であることを確認し、「二次格納施設制御」に移行する。

EOP「二次格納施設制御」  
原子炉減圧により、低圧で原子炉へ注水可能な系統による注水により、原子炉水位をL3～L8で維持するよう制御する。  
漏えい箇所の隔離に成功し、原子炉水位L3～L8維持可能を確認後「水位確保」へ移行する。

D: EOP「S/P温度制御」  
残留熱除去系によるサブプレッション・プール冷却操作を行う。

E: EOP「水位確保」  
原子炉水位L3～L8維持可能を確認後「スクラム」へ移行する。

EOP「スクラム」  
低圧で原子炉へ注水可能な系統による注水により、原子炉水位をL3～L8で維持可能と判断した後、原子炉水位の連続監視を行う。

雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)(代替循環冷却を使用する場合), 水素燃焼

事故対応操作補足説明

大破断LOCA発生によりドライウエル圧力が上昇し、ドライウエル圧力高で原子炉はスクラムする。これにより非常時運転手順書Ⅱ(微候ベース)における「スクラム」に移行する。

A: EOP「スクラム」

最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。

所内電源喪失を確認することにより、AOP「電源喪失」へ移行し、常設代替高圧電源装置を起動し、緊急用母線を受電、非常用交流母線の復旧を行う。

また、「格納容器制御導入」を継続監視する。ドライウエル圧力が13.7kPa(gage)以上であることを確認し「PCV圧力制御」に移行する。

B: EOP「PCV圧力制御」

原子炉への注水機能が喪失するため、原子炉水位LO以上維持が不可となる。

その後、CAMS $\gamma$ 線線量率により炉心が損傷したことを確認し、「AM初期対応」へ移行する。

C: EOP「AM初期対応」

代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器スプレイ及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を実施する。

格納容器スプレイの一時停止後、非常時運転手順書Ⅲ(SOP)へ移行する。

雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却を使用する場合), 水素燃焼

事故対応操作補足説明

D: SOP「注水-1」  
低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を継続し、炉心を冠水させる。  
また、並行してベDESTAL (ドライウエル部) の水張りを行うために、「注水-3 a」へ移行する。

原子炉圧力容器の健全性確認後、「除熱-1」及び「注水-2」へ移行する。  
また、「放出」へ移行し、格納容器内水素濃度及び酸素濃度を継続監視する。

E: SOP「注水-3 a」  
格納容器下部注水系 (常設) によるベDESTAL (ドライウエル部) 注水操作を実施する。  
ベDESTAL (ドライウエル部) への水張り完了後、「注水-1」へ移行する。

F: SOP「除熱-1」/「注水-2」  
格納容器圧力 465kPa [gage] 到達後、サブレーション・プール水位が +6.5m に到達するまで、格納容器スプレイを実施する。  
緊急用海水系による海水通水操作が完了し、代替循環冷却に移行可能となった場合は、代替循環冷却運転を開始し、原子炉注水及び格納容器除熱を実施する。

G: SOP「放出」  
格納容器内水素濃度及び酸素濃度を継続監視し、可燃性ガス濃度制御系の復旧を行う。  
酸素濃度が 4.3% 以上に到達した場合は、格納容器ベントを実施する。

雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却を使用しない場合)

事故対応操作補足説明

大破断LOCA発生によりドライウエル圧力が上昇し、ドライウエル圧力高で原子炉はスクラムする。これにより非常時運転手順書Ⅱ(微候ベース)における「スクラム」に移行する。

A: EOP「スクラム」  
最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。

所内電源喪失を確認することにより、AOP「電源喪失」へ移行し、常設代替高圧電源装置を起動し、緊急用母線を受電、非常用交流母線の復旧を行う。

また、「格納容器制御導入」を継続監視する。  
ドライウエル圧力が13.7kPa[gage]以上であることを確認し「PCV圧力制御」に移行する。

B: EOP「PCV圧力制御」  
原子炉への注水機能が喪失するため、原子炉水位LO以上維持が不可となる。  
その後、CAMS $\gamma$ 線線量率により炉心が損傷したことを確認し、「AM初期対応」へ移行する。

C: EOP「AM初期対応」  
代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器スプレイ及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を実施する。  
格納容器スプレイの一時停止後、非常時運転手順書Ⅲ(SOP)へ移行する。

雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)(代替循環冷却を使用しない場合)

事故対応操作補足説明

D: SOP「注水-1」  
低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を継続し、炉心を冠水させる。  
また、並行してベDESTAL(ドライウエル部)の水張りを行うために、「注水-3a」へ移行する。

原子炉圧力容器の健全性確認後、「除熱-1」及び「注水-2」へ移行する。

また、「放出」へ移行し、格納容器内水素濃度及び酸素濃度を継続監視する。

E: SOP「注水-3a」  
格納容器下部注水系(常設)によるベDESTAL(ドライウエル部)注水操作を実施する。ベDESTAL(ドライウエル部)への水張り完了後、「注水-1」へ移行する。

F: SOP「除熱-1」/「注水-2」  
格納容器圧力465kPa [gage] 到達後、サブプレッション・プール水位が+6.5mに到達するまで、格納容器スプレイを実施する。  
サブプレッション・プール水位+6.5mに到達後は、「放出」へ移行する。

G: SOP「放出」  
サブプレッション・プール水位+6.5m 到達後、格納容器スプレイを停止し、格納容器ベントを実施する。

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

事故対応操作補足説明

全給水喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位L3で原子炉はスクラムする。これにより非常時運転手順書Ⅱ（微候ベース）における「スクラム」に移行する。

A：EOP「スクラム」

最初に「原子炉出力」制御にて原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。

所内電源喪失を確認することにより、AOP「電源喪失」へ移行し、常設代替高圧電源装置を起動し、緊急用母線を受電、非常用交流母線の復旧を行う。

原子炉水位がL3以上維持不可であることから「水位確保」へ移行する。

また、「格納容器制御導入」を継続監視する。

B：EOP「水位確保」

プラント状態を的確に把握し、作動すべきものが自動で作動していない場合は手動作動させる。

原子炉水位がL1以上維持可能でないことを確認し、「水位回復」へ移行する。

C：EOP「水位回復」

原子炉への注水機能が喪失しているため、水位低下が継続する。

原子炉注水手段を確保できないため、「AM初期対応」へ移行する。

D：EOP「AM初期対応」

原子炉水位低下が継続し、原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の20%高い位置に到達した時点で、逃がし安全弁2弁による原子炉減圧操作を実施する。

その後、CAMS $\gamma$ 線線量率により炉心が損傷したことを確認し、非常時運転手順書Ⅲ（SOP）へ移行する。

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

事故対応操作補足説明

E：SOP「注水-1」  
ベDESTAL（ドライウエル部）の水張りを行うために、「注水-3 a」へ移行する。  
原子炉圧力容器の健全性確認を実施し、原子炉圧力容器が破損したことを確認する。  
原子炉圧力容器の破損確認後、「除熱-2」及び「注水-3 b」へ移行する。  
また、「放出」へ移行し、格納容器内水素濃度及び酸素濃度を継続監視する。

F：SOP「注水-3 a」  
格納容器下部注水系（常設）によるベDESTAL（ドライウエル部）注水操作を実施する。  
ベDESTAL（ドライウエル部）への水張り完了後、「注水-1」へ移行する。

G：SOP「放出」  
格納容器内水素濃度及び酸素濃度を継続監視し、可燃性ガス濃度制御系の復旧を行う。  
酸素濃度が4.3%以上に到達した場合は、格納容器ベントを実施する。

H：SOP「除熱-2」／「注水-3 b」  
原子炉圧力容器の破損確認後、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイを実施する。格納容器圧力が上昇傾向から低下傾向に転じ、465kPa [gage] 到達後、格納容器スプレイ流量低下操作を実施する。  
また、原子炉圧力容器の破損確認後、格納容器下部注水系（常設）によるベDESTAL（ドライウエル部）注水操作を実施する。格納容器圧力が上昇傾向から低下傾向に転じ、465kPa [gage] 到達後、ベDESTAL（ドライウエル部）注水流量低下操作を実施する。  
格納容器スプレイ流量及びベDESTAL（ドライウエル部）注水流量低下操作実施後、「除熱-3」及び「注水-4」へ移行する。

I：SOP「除熱-3」／「注水-4」  
緊急用海水系による海水通水操作が完了し、代替循環冷却に移行可能となった場合は、代替循環冷却運転を開始し、原子炉注水及び格納容器除熱を実施する。

## 10. 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

重要事故シーケンスの選定に当たり、多くの事故シーケンスグループにおいて、過渡事象を起因事象とする事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定している。

過渡事象は事故発生後のプラントの応答に応じて事象分類 A から事象分類 J までに分類しており、各事象分類をグループ化することで代表事象の選定を行っている。第 1 表に過渡事象及び設計基準事故に係る起因事象の同定結果を示し、第 2 表にグループ化の結果を示す。

上記の整理を実施した上で、有効性評価において過渡事象を起因とする重要事故シーケンスの解析を実施する際には、事象進展の厳しさや事故シーケンスグループの特徴等の観点で過渡事象を設定している。

- (1) 「高圧・低圧注水機能喪失」及び「高圧注水・減圧機能喪失」：給水流量の全喪失

「高圧・低圧注水機能喪失」及び「高圧注水・減圧機能喪失」では、事象進展の観点で厳しい原子炉水位の低下が早い事象を選定する。

全給水喪失は、給水が停止し、原子炉水位が低下して原子炉スクラム、タービントリップに至ることから、原子炉水位低（レベル 3）信号による原子炉スクラムまでに大きな出力低下がない。また、原子炉水位異常低下（レベル 2）により、主蒸気隔離弁が閉鎖されるまで原子炉冷却材が原子炉冷却材圧力バウンダリ外へ放出されることになる。このため、給水流量の全喪失は、出力が高く維持された状態で隔離までの時間が遅くなることから、原子炉水位の低下が早い事象と考えられる。

- (2) 「全交流動力電源喪失（長期TB）」及び「全交流動力電源喪失（TB D, TBP, TBU）」：外部電源喪失

「全交流動力電源喪失（長期TB）」及び「全交流動力電源喪失（TB D, TBP, TBU）」では、事故シーケンスグループの特徴を踏まえ、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失することを想定する。

- (3) 「崩壊熱除去機能喪失」：給水流量の全喪失

「崩壊熱除去機能喪失」では、事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しい原子炉水位の低下が早い事象を選定する。

給水流量の全喪失は、原子炉水位が急速に低下して原子炉水位低（レベル3）で原子炉スクラム、原子炉水位異常低下（レベル2）で高圧注水機能の自動起動、主蒸気隔離弁の閉止等が発生することになる。このため、給水流量の全喪失は、事象発生後の状況判断における確認項目の多い事象と考えられる。

- (4) 「原子炉停止機能喪失」：主蒸気隔離弁の誤閉止（隔離事象）

「原子炉停止機能喪失」については、反応度の観点で厳しい原子炉圧力の上昇が大きくなる事象を選定する。

主蒸気隔離弁の誤閉止は、原子炉出力運転中に主蒸気隔離弁の閉止が発生するため、原子炉圧力上昇が大きい事象と考えられる。

第1表 過渡事象及び設計基準事故に係る起因事象の同定結果 (1/2)

過渡事象	東海第二発電所 原子炉設備変更許可申請書 添付書類十における過渡事象及び設計基準事故	EPR1 NP-2230Iによる過渡事象 (注1)		起因事象の状況			緩和設備の状況		事象分類
		原子炉起動時における制御棒引き抜き	出力運転中の制御棒引き抜き	原子炉冷却材圧力バウンダリ	外部電源の有無	主蒸気隔離	初期給復水系の使用可否等	主劣スクラム信号	
原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	28. 起動時における制御棒引き抜き							原子炉出力バトリオ短 (起動領域計装)	(H1)
出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	27. 出力運転中の制御棒引き抜き		制御棒を引き抜いていくと、引抜制御棒近傍の出力が上昇するが、定格出力の105%のところで制御棒引抜阻止信号が出され、制御棒の引き抜きは阻止される。その結果、原子炉スクラムには至らない。						起因事象対象外
原子炉冷却材流量の部分喪失	16. 再循環ポンプ1台トリップ 15. 再循環流量制御系の誤動作 (再循環流量減少)		炉心流量が急速に減少し、ボイドが急増する。ボイドの増加によって原子炉水位は上昇するが、原子炉水位高 (レベル48) によるタービントリップには至らない。						起因事象対象外
原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	18. 再循環停止ループの誤起動		炉心流量が急激に増加する。このため、ボイドが減少し中性子束が増加するが、中性子束高信号発信には至らず、原子炉スクラムには至らない。						起因事象対象外
外部電源喪失	31. 外部電源喪失 32. 補助電源喪失			外部電源なし	タービン側・主蒸気隔離弁未隔離	不可 (電源なし)		蒸気加減弁急速閉	(I)
給水加熱喪失	8. 復水器真空度喪失				主蒸気隔離弁で隔離	可/継続に障害 (ホットウェル水位低下)		主蒸気止め弁閉	(E)
原子炉冷却材流量制御系の誤動作	21. 給水加熱喪失 14. 再循環流量制御系の誤動作 (再循環流量増加)					継続可能		中性子束高 (熱流束相当) 中性子束高 (中性子束)	(B2) (B2)
負荷の喪失	1. 発電機負荷遮断 3. タービントリップ 10. 圧力制御装置の故障 (蒸気流量減少) 13. パイプス弁又は主蒸気加減弁の誤閉鎖 2. 発電機負荷遮断パイプス弁不動作 4. タービントリップパイプス弁不動作					継続可能		蒸気加減弁急速閉又は主蒸気止め弁閉	(A)
主蒸気隔離弁の誤閉止	5. 主蒸気隔離弁の閉鎖 7. 主蒸気隔離弁の部分閉鎖				タービン側で隔離 主蒸気隔離弁で隔離	可/継続に障害 (ホットウェル水位低下) 可/継続に障害 (ホットウェル水位低下)		蒸気加減弁急速閉又は主蒸気止め弁閉 主蒸気隔離弁閉	(D) (C)
給水制御系の故障	6. 主蒸気隔離弁の1弁閉鎖 20. 給水制御系の故障 (流量増加, 出力運転時) 26. 給水制御系の故障 (流量増加, 起動・停止時)					継続可能		中性子束高 主蒸気止め弁閉	(B1) (A)
原子炉圧力制御系の故障	9. 圧力制御装置の故障 (蒸気流量増加) 12. タービンパイプス弁誤開放				主蒸気隔離弁で隔離	可/継続に障害 (ホットウェル水位低下)		主蒸気隔離弁閉	(C)
給水流量の全喪失	22. 全給水流量喪失 23. 給水又は復水ポンプ1台トリップ 24. 給水制御系の故障 (流量減少, 出力運転時) 25. 給水制御系の故障 (流量減少, 起動・停止時)				主蒸気隔離弁で隔離	不可 (起因事象)		原子炉水位低 (レベル3)	(F)
	33. HPCI/HPCSの誤起動					継続可能 (機能低下)		原子炉水位低 (レベル3)	(G)
	11. 逃がし安全弁誤開放/閉鎖					継続可能		主蒸気止め弁閉	(A)
	30. 原子炉保護系故障によるスクラム 34. プラント異常によるスクラム 35. 原子炉保護系計装の故障によるスクラム			冷却材流出あり		可/継続に障害 (冷却材流出)		手動スクラム	(J)
						継続可能 (注3)		原子炉緊急停止系誤信号	(B2)

(注1) 29. 制御棒の異常な挿入, 30. 手動スクラム, 37. 原因不明については対象外とした。  
(注2) 破断面積が小さい場合、原子炉水位が低下せず、隔離されない場合。  
(注3) 給復水系に影響を及ぼす信号が発信していない場合。

第1表 過渡事象及び設計基準事象に係る起因事象の同定結果 (2/2)

設計基準事象	東海第二発電所 原子炉設置変更許可申請書 添付書類十における過渡事象及び設計基準事象	EPR1 NP-2230による過渡事象 (注1)	起因事象の状況		緩和設備の状況		事象分類	
			原子炉冷却材 圧力バウンダリ	外部電源の有無	主蒸気隔離	初期給排水系の 使用可否等		
設計 基準 事象	原子炉冷却材喪失	-	冷却材流出あり		主蒸気隔離弁で隔離 (注2)	可/継続に障害 (冷却材流出) (ホットウェル水位低下)	原子炉水位低 (レベル3)	原子炉冷却材 喪失
	原子炉冷却材流量の喪失	17.全首循環ポンプトリップ				継続可能	主蒸気止め弁閉	(A)
	原子炉冷却材ポンプの軸回着	19.再循環ポンプ軸回着				継続可能	主蒸気止め弁閉	(A)
	放射性気体廃棄物処理施設の破損	-						起因事象対象外
	主蒸気管破断	-						起因事象対象外
	燃料集合体の落下	-						起因事象対象外
	制御棒落下	-						起因事象対象外
	原子炉冷却材喪失 (P CV解折)	-	冷却材流出あり		主蒸気隔離弁で隔離 (注2)	可/継続に障害 (冷却材流出) (ホットウェル水位低下)	原子炉水位低 (レベル3)	原子炉冷却材 喪失
	可燃性ガスの発生	-	冷却材流出あり		主蒸気隔離弁で隔離 (注2)	可/継続に障害 (冷却材流出) (ホットウェル水位低下)	原子炉水位低 (レベル3)	原子炉冷却材 喪失

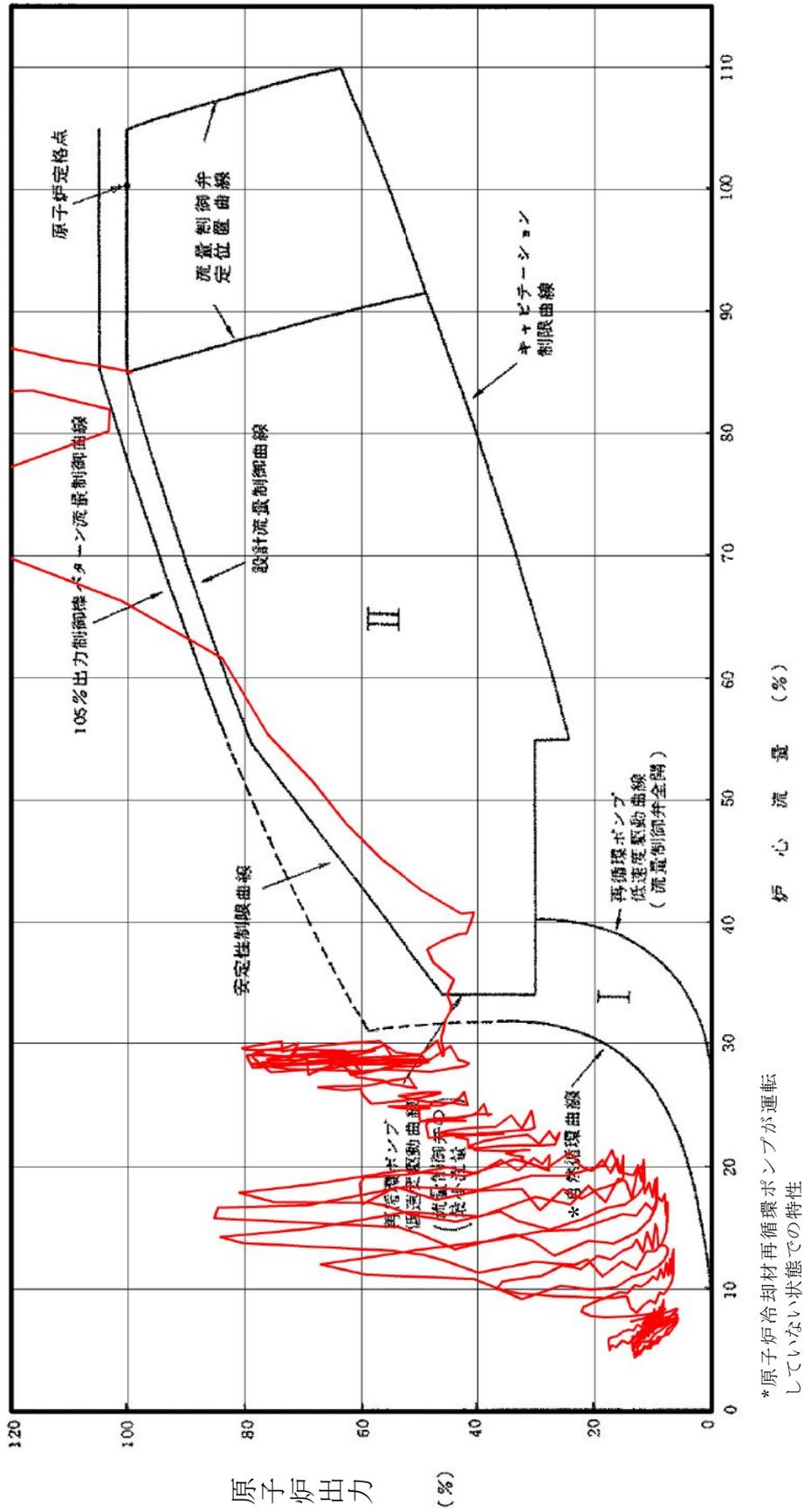
(注1) 29. 制御棒の異常な挿入, 36. 手動スクラム, 37. 原因不明については対象外とした。  
(注2) 破断面積が小さい場合、原子炉水位が低下せず、隔離されないこともある。  
(注3) 給排水系に影響を及ぼす信号が発信しない場合。

第2表 過渡事象のグループ化

事象分類	事象グループ	事象の特徴（グループ化の観点）
A, B1, B2	非隔離事象	タービントリップ等により原子炉が自動スクラムする事象である。タービンバイパス弁は作動する事象であることから、いずれも事象初期から継続して給復水系が利用できる。
C, D, E	隔離事象	主蒸気隔離弁等が閉鎖する事象であり、原子炉とタービン側が互いに隔離される事象である。事象初期には給水系が利用できず、水源であるホットウェルが隔離されるため、給復水系の運転継続に支障が生じる。
F	給水流量の全喪失	原子炉への給水流量の全喪失に伴い、原子炉水位が低下することにより原子炉スクラムに至る事象である。事象初期には給復水系が利用できず他の事象とはプラント応答が異なる。水位低下の観点では給復水系が利用できないことから「水位低下事象」時よりも厳しい事象と考えられる。
G	水位低下事象	原子炉への給水流量の減少に伴い、原子炉水位が低下することにより原子炉スクラムに至る事象である。給水流量のままでは至らないため、給水系の機能は低下しているが事象の初期にも給復水系は利用可能である。
H1, H2	原子炉緊急停止系誤動作等	原子炉緊急停止系の誤動作等が起因となっている事象や、制御棒の誤引抜きに関する事象等の出力増加が軽微な事象である。事象初期で原子炉が隔離されないため、給復水系が利用可能である。
I	外部電源喪失	外部電源が喪失する事象（所内電源が非常用電源以外にない状態）であり、事象の発生により非常用電源の確保が必要になる等、他の事象とはプラント応答が異なる。
J	逃がし安全弁誤開放	原子炉運転中に逃がし安全弁の誤開放に伴い、原子炉冷却材（蒸気）の一部がサブレッション・プールに流出する事象である。原子炉水位の低下は給水系の流量を増加させて対応することや、逃がし安全弁を通して蒸気が放出されるため、復水器ホットウェルへの補給が不足すると、復水器ホットウェル水位低下が発生して給水喪失に至る可能性がある。この場合も、ECS等により原子炉水位を回復することや、誤開放を想定する逃がし安全弁誤開放は全給水喪失に包絡される。なお、誤開放の回路の誤動作による復数の逃がし安全弁の誤開放は、当該事象よりも影響が大きい中LOCAや大LOCAに包絡される。

## 11. 原子炉停止機能喪失時の運転点について

有効性評価「原子炉停止機能喪失」について、運転特性図上に運転点の推移を示した図を、第 1 図として示す。



第1図 有効性評価「原子炉停止機能喪失」における運転特性図上での運転点の推移

## 12. 原子炉停止機能喪失時の運転員の事故対応について

### 1. スクラム初期対応

プラント運転中において、何らかの異常が発生し、自動スクラム又は手動スクラムを実施した場合、運転員はスクラムの成功を全制御棒が全挿入していること及び中性子束が減少していることで確認する。

自動スクラム信号が発生しても、制御棒が全挿入しない場合、直ちに手動スクラムを試みる。

上記操作によっても、全制御棒の「全挿入」又は「0 2 ポジション<sup>※1</sup>」までの挿入が確認できない場合、原子炉停止機能喪失（以下「ATWS」という。）と判断<sup>※2</sup>し、運転員は非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）の「反応度制御（RC/Q）」に従い、原子炉を安全に停止させる操作を行う。

※1：各制御棒は鉛直方向に4 8 ポジションに区分しており、2 ポジション単位で挿入・引抜が可能である。

※2：ATWSは、制御棒の挿入状態により判断し、部分的に挿入されていない場合もATWSと判断する。

### 2. 反応度制御（RC/Q）の操作内容

ATWS判断後、反応度制御（RC/Q）中は原子炉出力<sup>※3</sup>を確認し、出力に応じて以下の対応を行う。

※3：ATWS判断後、反応度制御（RC/Q）中に原子炉出力を確認する場合、平均出力領域計装指示値で確認するが、起動領域計装指示値、主蒸気流量、逃がし安全弁の開個数等で原子炉出力を確認することもできる。

(1) 原子炉出力が 3 %未満の場合

原子炉水位を通常制御範囲（原子炉水位低（レベル 3）設定点～原子炉水位高（レベル 8）設定点）に維持し、制御棒の動作復旧に努める。

(2) 原子炉出力が 3%以上の場合

再循環ポンプを停止することにより、原子炉出力を抑制する。また、残留熱除去系（低圧注水系）等から冷水が大量注入されることで、炉心へ大きな正の反応度が加わり、炉心損傷が生じる可能性を防ぐため、自動減圧系及び過渡時自動減圧回路作動阻止操作を実施する。その後、a～dの操作を適宜並行で実施する。

並行操作が困難な場合は、a．ほう酸水注入系起動操作→b．原子炉水位制御操作→c．制御棒挿入操作→d．原子炉圧力制御操作の順で優先順位をつけて対応することが手順書に定められている。

a．ほう酸水注入系起動操作

以下のいずれかの条件で、ほう酸水注入系起動操作を判断する。

- (a) 第 1 図に示す原子炉出力とサブプレッション・プール水温度の相関曲線を使用し、制御棒の挿入状況によらず、中央制御室で確認可能な平均出力領域計装指示値及びサブプレッション・プール水温度計により、ほう酸水注入系起動操作を判断する。

なお、ほう酸水注入系起動操作を実施するサブプレッション・プール水温度は、49℃を超えた場合（原子炉出力が 10%以上）としている。

これは、原子炉隔離事象が発生している場合に原子炉冷却材喪失事象（LOCA）が発生したとしても、十分な蒸気の凝縮能力が維持できる 77℃以下となるように設定している。

- (b) 異常な中性子束振動<sup>※4</sup>が確認された場合、ほう酸水注入系起動を判断する。

#### b. 原子炉水位制御操作

反応度制御（RC/Q）中は原子炉から放出される蒸気によるサプレッション・プール水温度の上昇，格納容器過圧を防止するため，原子炉出力及び原子炉の隔離状態に応じて原子炉水位を低下させ，原子炉出力を抑制する。

なお，給水流量全喪失や高圧注水系の故障等により，原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル1）設定点を下回る場合においても，冷水が大量に注水されることによる急激な出力上昇を抑制するため，原子炉減圧は注水状況を確認しながら，タービンバイパス弁又は逃がし安全弁を手動で開する手順としている。

#### c. 制御棒挿入操作

中央制御室及び現場盤において制御棒の挿入操作を実施する。

なお，制御棒の挿入方法としては，「代替制御棒挿入機能手動作動」，「スクラム個別スイッチによるスクラム操作」，「スクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ引き抜き」等がある。

#### d. 原子炉圧力制御操作

タービンバイパス弁又は逃がし安全弁により，原子炉圧力を一定に維持する。

※4：A T W S時に、以下のいずれかの基準に合致した場合、異常な中性子束振動と判断する。

- ・平均出力領域計装指示値：2～3秒周期 振幅20%以上
- ・局部出力領域計装指示値：2～3秒周期 振幅10%以上

### 3. 反応度制御（R C / Q）の収束について

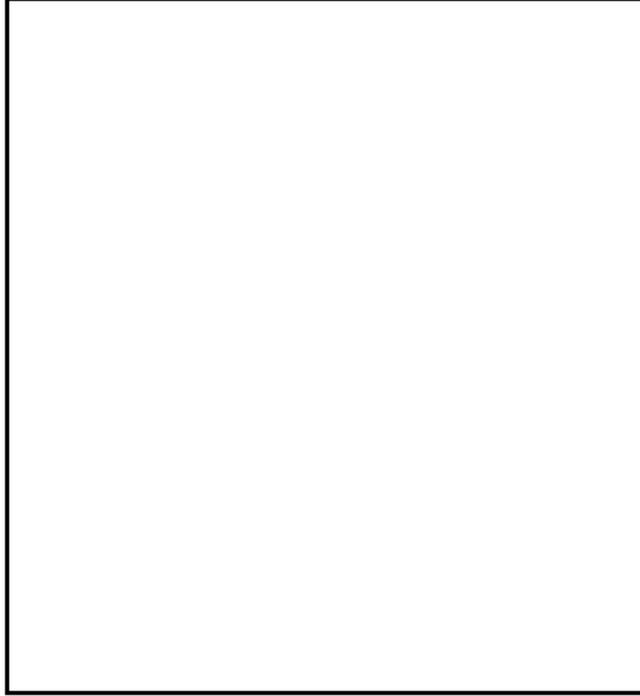
反応度制御（R C / Q）の収束は、全制御棒が「全挿入」又は「0 2ポジション」まで挿入された場合若しくはほう酸水が全量注入されたことにより確認する。

また、ほう酸水注入操作中に、全制御棒が「全挿入」又は「0 2ポジション」まで挿入された場合、ほう酸水注入を停止する。

ほう酸水が全量注入された後は、原子炉水位を通常制御範囲（原子炉水位低（レベル3）設定点～原子炉水位高（レベル8）設定点）に回復させる。

### 4. 反応度制御（R C / Q）における判断者について

非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）における各操作判断は『発電長』が実施すると定めている。そのため、反応度制御（R C / Q）におけるほう酸水注入系起動判断及び原子炉水位低下操作判断についても『発電長』が実施することとなる。



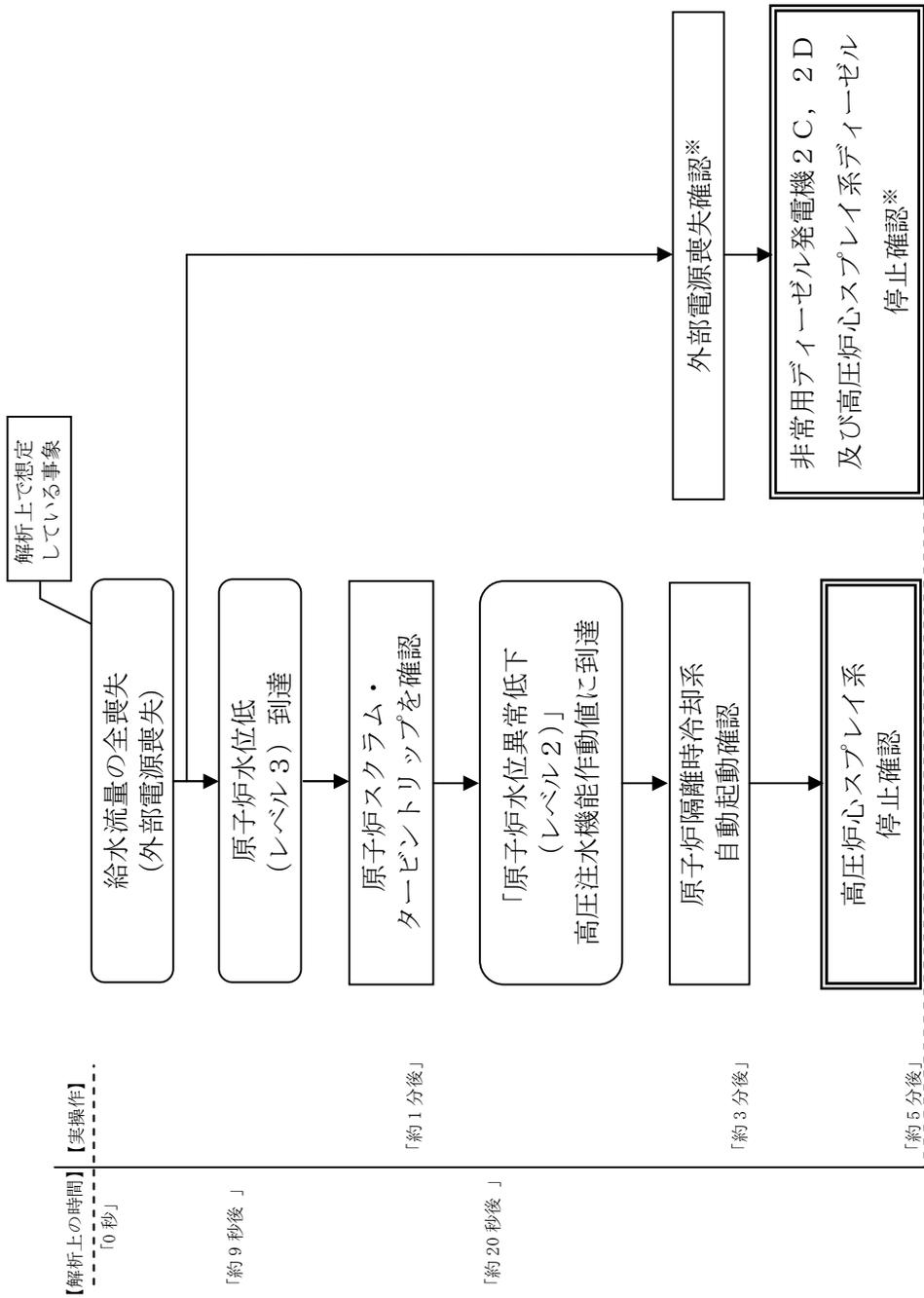
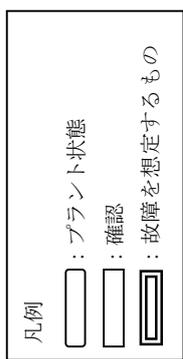
第 1 図 原子炉出力-サプレッション・プール水温度相関曲線

## 15. 事象発生時の状況判断について

有効性評価では、事象発生後はプラント状況の確認と状況判断のみを行うこととし、事故対応操作は原則「事象発生後 10 分以降」から開始するものとしている。具体的には、状況判断の「10 分」は、起因事象の確認、原子炉スクラム・タービントリップ確認、非常用炉心冷却設備等の自動起動状態の確認、外部電源喪失の確認等を行う。状況判断を行った以降に自動起動失敗した非常用炉心冷却設備の手動起動操作を含めた事故対応操作を開始するものとしている。ここでは第 1 図から第 14 図に示すとおり、「事象発生後 10 分」間で余裕をもって状況判断ができることを示す。なお原子炉停止機能喪失事象については、スクラムに失敗する事象であり、その場合は事象緩和のために、手動で原子炉の停止操作を行う必要があるため、スクラム失敗判断後から事故対応操作を行うこととしている。また、以下の事象については、「事象発生 10 分間」の後、連続して事故対応を行うものではないため、ここでの整理の対象外としている。

- ・ 想定事故 1
- ・ 想定事故 2
- ・ 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）
- ・ 原子炉冷却材の流出（停止時）
- ・ 反応度の誤投入（停止時）

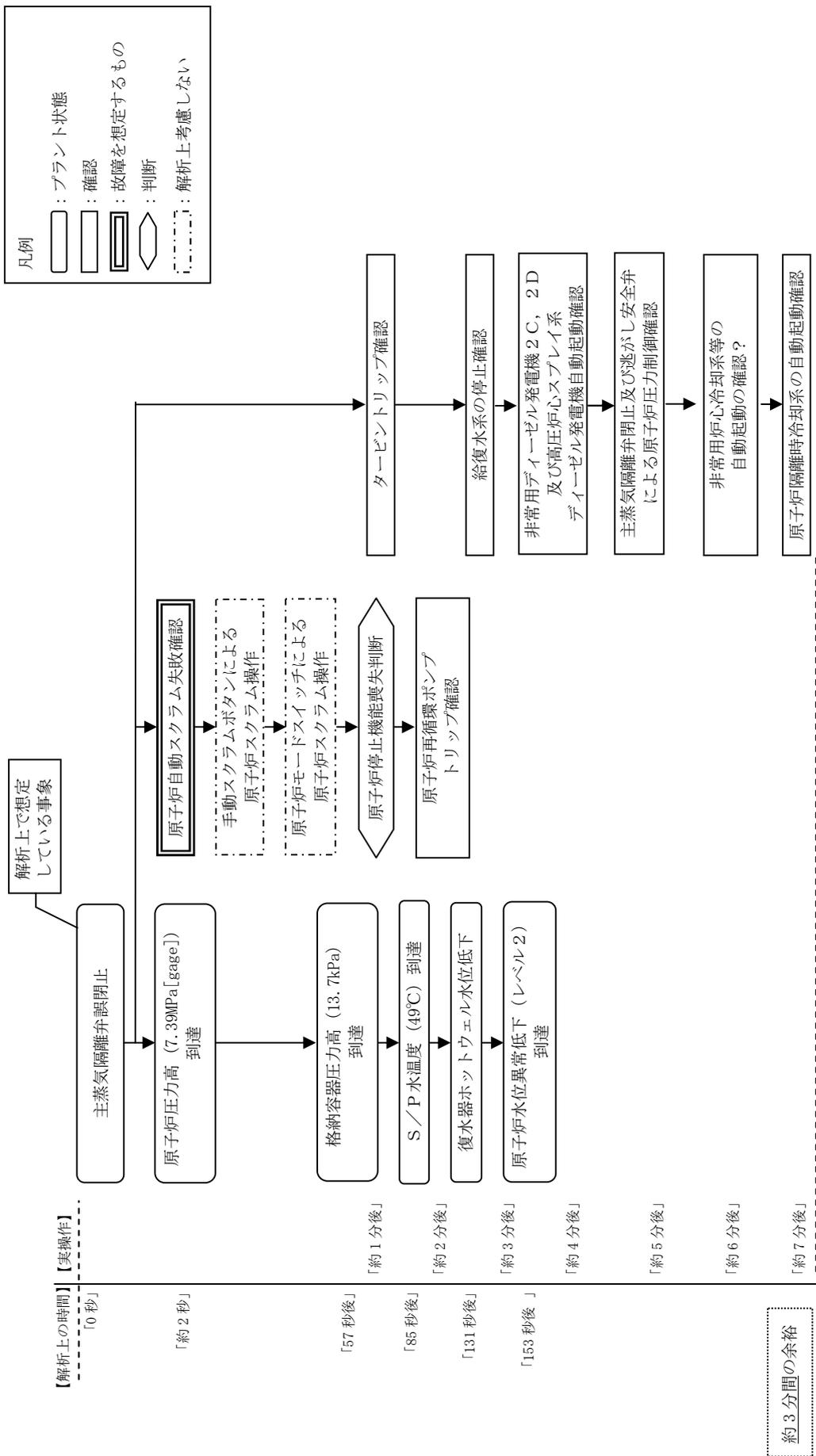
抜粋



※：外部電源がない場合に確認が必要となる項目

第7図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）、津波浸水による注水機能喪失の状況判断

抜粋



第9図 原子炉停止機能喪失 (TC)

## 16. 安定状態の考え方について

### 1. 基本的な考え方

#### (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

##### a. 審査ガイドの要求事項

有効性評価においては、原則として事故が収束し、原子炉が安定停止状態（高温停止状態又は低温停止状態）に導かれる時点までを評価する。（少なくとも外部支援がないものとして7日間評価する。ただし、7日間より短い期間で安定状態に至った場合は、その状態を維持できることを示すこと。）

##### b. 安定状態に対する考え方

#### (a) 安定状態

##### ①原子炉

事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却が維持可能であり、また、冷却のための設備がその後も維持でき、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定停止状態が確立されたものとする。

##### ②格納容器<sup>※1</sup>

炉心冷却が維持された後に、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱により格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定状態が確立されたものとする。

(b) 安定状態後の長期的な状態維持

代替循環冷却系又は残留除去系の復旧により除熱を行うことができる場合、安定状態後の長期的な状態維持が確立されたものとする。

※1: 審査ガイドの要求事項として、格納容器側への安定状態に対する要求はない。しかしながら、炉心冷却を安定的に維持するためには格納容器側の挙動の静定は必要要件となることから、格納容器側の安定状態についても定義した。

(2) 重大事故

a. 審査ガイドの要求事項

有効性評価においては、原則として事故が収束し、原子炉及び原子炉格納容器が安定状態に導かれる時点までを評価する。（少なくとも外部支援がないものとして7日間評価する。ただし、7日間より短い期間で安定状態に至った場合は、その状態を維持できることを示すこと。）

b. 安定状態に対する考え方

(a) 安定状態

①原子炉

事象発生後、重大事故等対処設備を用いた損傷炉心冷却により、損傷炉心の冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。

## ②格納容器

損傷炉心を冠水させた後に、重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱機能（格納容器圧力逃がし装置又は代替循環冷却系）により、格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。

### (b) 安定状態後の長期的な状態維持

代替循環冷却系を用いて又は残留除去系を復旧させ、除熱を行うことができる場合、安定状態後の長期的な状態維持が確立されたものとする。<sup>※2, 3</sup>

※2：安定状態後の長期的な状態維持に関する具体的な要件は以下のとおりであり、重大事故を評価するにあたって安全機能の喪失を仮定した設備の復旧等の措置が必要となる。

- ① 格納容器除熱機能として代替循環冷却系使用又は残留熱除去系復旧による冷却への移行
- ② 格納容器内の水素・酸素濃度の制御を目的とした可燃性ガス濃度制御系の復旧及び格納容器内への窒素封入（パージ）
- ③ 上記の安全機能の維持に必要な電源（外部電源）、冷却水系等の復旧
- ④ 長期的に維持される格納容器の状態（温度・圧力）に対し、適切な地震力に対する格納容器の頑健性の確保<sup>※4</sup>

※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

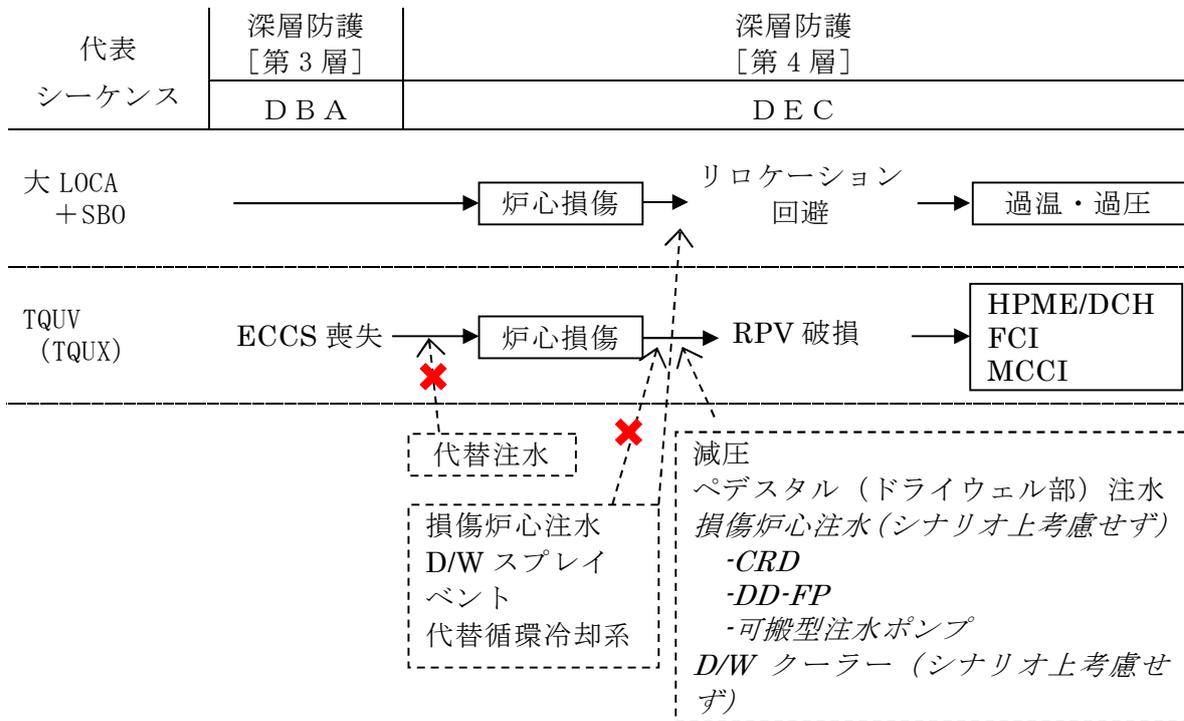
の溶融燃料－冷却材相互作用，溶融炉心・コンクリート相互作用の評価上の扱いについて

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は，炉心損傷後，損傷炉心の冷却が十分でなく，原子炉压力容器破損が生じることで発生する可能性がある物理化学現象である。したがって，損傷炉心の冷却により原子炉压力容器破損に至らないことが示されれば，これらの物理化学現象による格納容器破損防止は達成されることから，第一義的にはこれら物理化学現象による格納容器破損防止対策は損傷炉心の冷却になると考える。

一方，これら物理化学現象への対策の有効性については，審査ガイドにおいて，これら物理化学現象の発生を前提とした評価を求めていることから，これら物理化学現象の観点から厳しい結果となるように，格納容器過圧・過温の観点で格納容器破損防止対策となる損傷炉心の冷却手段に期待せずに評価を行っている（第 1-1 図参照）。したがって，着目する物理化学現象の進展が防止又は停止した後の，格納容器パラメータの推移は，着目する物理化学現象を厳しくするための評価条件に依存してしまうことになるため，格納容器過圧・過温の観点が注目される期間の推移を評価することは適切ではない。

よって，格納容器過圧・過温は，あくまで雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）の事故シーケンスでの代表事象で評価することとし，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

用，溶融炉心・コンクリート相互作用の評価として用いる事故シーケンスに対しては，着目する物理化学現象の進展の防止又は停止を評価し，静的負荷による過圧・過温は評価しない。



第 1-1 図 代表シーケンスの事象進展と対策

※ 4 : 長期的に維持される格納容器の状態 (温度・圧力) での，適切な地震力に対する格納容器の頑健性の確保の考え方について

重大事故発生時における格納容器の耐震性評価として対象となる事故シーケンスは，格納容器温度・圧力条件が厳しい格納容器破損防止の事故シーケンス (格納容器過圧・過温破損シナリオ) が対象となる。

格納容器の耐震評価に際しては，

① 事故後の運転状態 V (L) のうち初期 (例：3 日後) における適切な地震力との組合せ評価

② 事故後の運転状態 V (L) のうち長期 (例：60 日後) における適切な地震力との組合せ評価

を行うこととなる。②に対しては、保守的な想定として、格納容器圧力逃がし装置によるフィード・アンド・ブリード冷却が継続することを前提に評価するという方法もあるが、予備品の活用やサイト外からの支援等を考慮すれば、例えば 60 日程度での格納容器除熱の復旧を考えることは合理的といえる。

よって、②においては、代替循環冷却系の使用又は残留熱除去系の復旧に期待することを前提に評価を実施すべきであると考ええる。また、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の評価として用いる事故シーケンスに対しては、※3 で示した理由と同様に評価シナリオとはしない。

### (3) 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故

#### a. 審査ガイドの要求事項

有効性評価においては、使用済燃料貯蔵槽の水位が回復し、水位及び温度が安定した状態に導かれる時点までを評価する。(少なくとも外部支援がないものとして 7 日間評価する。ただし、7 日間より短い期間で安定状態に至った場合は、その状態を維持できることを示すこと。)

b. 安定状態に対する考え方

(a) 安定状態

事象発生後，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた使用済燃料プールの冷却により，ある時点で，水位及び温度が安定した状態であり，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

(b) 安定状態後の長期的な状態維持

残留熱除去系や燃料プール冷却浄化系等を復旧させ，除熱を行うことができる場合，安定状態後の長期的な状態維持が確立されたものとする。

(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

a. 審査ガイドの要求事項

有効性評価においては，原則として事故が収束し，原子炉が安定状態に導かれる時点までを評価する。

b. 安定状態に対する考え方

(a) 安定状態

事象発生後，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた運転停止中における原子炉の冷却により，ある時点で，水位及び温度が安定した状態であり，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたもの

とする。

(b) 安定状態後の長期的な状態維持

残留熱除去系を復旧させ、除熱を行うことができる場合、安定状態後の長期的な状態維持が確立されたものとする。

## 2. 重要事故シーケンス毎の安定状態に至るまでの事象進展

第2-11表 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（1/2）

事故シーケンスグループ (重要事故シーケンス)	有効性評価における事象進展
2.1 高圧・低圧注水機能喪失 (過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗)	<p>逃がし安全弁により原子炉減圧状態を維持し、低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水を継続することで、炉心の冷却が維持される。その後は、事象発生の約28時間後に格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>代替循環冷却系又は残留熱除去系機能の復旧により除熱を行い、格納容器ベントを閉止し格納容器を隔離することで、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。</p>
2.2 高圧注水・減圧機能喪失 (過渡事象+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗)	<p>逃がし安全弁により原子炉減圧状態を維持し、低圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水を継続することで、炉心の冷却が維持される。その後は、事象発生の約1時間後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで、安定状態の維持が可能となる。</p>
2.3.1 全交流動力電源喪失 (長期TB) (外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗(RCIC成功))	<p>原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心が冠水し、炉心冷却が維持される。可搬型代替注水大型ポンプの準備完了後、原子炉を減圧し、可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水の準備完了後、原子炉を減圧し、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施することで、引き続き炉心が冠水し、炉心冷却が維持される。その後は、常設代替高圧電源装置による交流電源の供給開始後に残留熱除去系を用いた格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで、安定状態の維持が可能となる。</p>
2.3.2 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU, TBP) (外部電源喪失+直流電源失敗+高圧炉心冷却失敗)	<p>逃がし安全弁により原子炉減圧状態を維持し、低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水を継続することで、炉心の冷却が維持される。その後は、常設代替高圧電源装置による交流電源の供給開始後に残留熱除去系を用いた格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで、安定状態の維持が可能となる。</p>

第 2-1 表 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 (2/2)

事故シーケンスグループ (重要事故シーケンス)	有効性評価における事象進展
2.4.1 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合) (過渡事象+崩壊熱除去失敗)	<p>原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心が冠水し、炉心冷却が維持される。サブプレッション・プール熱容量制限に到達後、原子炉を減圧し、低圧代替注水系(常設)を用いた原子炉注水を継続することで、引き続き炉心が冠水し、炉心の冷却は維持される。その後は、緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで、安定状態の維持が可能となる。</p>
2.4.2 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+崩壊熱除去失敗)	<p>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の原子炉注水により炉心が冠水し、炉心冷却が維持される。サブプレッション・プール熱容量制限に到達後、原子炉を減圧し、低圧代替注水系(常設)を用いた原子炉注水を継続することで、引き続き炉心が冠水し、炉心の冷却は維持される。その後は、事象発生の約28時間後に格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>代替循環冷却系又は残留熱除去系機能の復旧により除熱を行い、格納容器ベントを閉止し格納容器を隔離することで、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。</p>
2.5 原子炉停止機能喪失 (過渡事象+原子炉停止失敗)	<p>ほう酸水注入系を用いた炉心へのほう酸水注入により中性子束は徐々に低下し未臨界が達成され、高圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水を継続することで、炉心の冷却は維持される。また、残留熱除去系を用いた格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで、安定状態の維持が可能となる。また、制御棒挿入機能の復旧後は、制御棒を挿入することで、ほう酸水による未臨界維持に代わる未臨界の維持が可能となる。</p>
2.6 LOCA時注水機能喪失 (LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗)	<p>逃がし安全弁により原子炉減圧状態を維持し、低圧代替注水系(常設)を用いた原子炉注水を継続することで、炉心の冷却が維持される。その後は、事象発生の約28時間後に格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>代替循環冷却系又は残留熱除去系機能の復旧により除熱を行い、格納容器ベントを閉止し格納容器を隔離することで、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。</p>
2.7 格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)	<p>事象発生の5時間後に現場操作により破断箇所を隔離することで漏えいが停止し、逃がし安全弁により原子炉減圧状態を維持し、低圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水を継続することで、炉心の冷却が維持される。その後は、残留熱除去系を用いた格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで、安定状態の維持が可能となる。</p>

第 2-2 表 重大事故 (1/2)

格納容器破損モード (評価事故シーケンス)	有効性評価における事象進展
<p>3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (大 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 全交流動力電源喪失)</p>	<p>低圧代替注水系 (常設) による注水継続により損傷炉心が冠水し、損傷炉心の冷却が維持される。その後は、事象発生後の14時間後に代替循環冷却系による除熱、又は格納容器圧力0.62MPa[gage]到達までに格納容器圧力逃がし装置による除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>代替循環冷却系を用いて又は残留熱除去系機能を復旧させ、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。安定状態後の長期的な状態維持に関する具体的な要件は以下のとおり。</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>① 格納容器除熱機能として代替循環冷却系による冷却又は残留熱除去系復旧による冷却への移行</li> <li>② 格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント並びに格納容器内の水素・酸素濃度の制御を目的とした可燃性ガス濃度制御系の復旧</li> <li>③ 上記の安全機能の維持に必要な電源 (外部電源)、冷却水系等の復旧</li> <li>④ 長期的に維持される格納容器の状態 (温度・圧力) に対し、適切な地震力に対する格納容器の頑健性の確保</li> </ol>
<p>3.2 高圧溶融物放出/格納容器直接加熱 (過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 手動減圧失敗 + 炉心損傷後の手動減圧失敗 + D C H)</p>	<p>逃がし安全弁を用いた手動操作による減圧により、原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力は約0.2MPa[gage]であり、2.0MPa[gage]以下に低減することができる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>その後は、代替循環冷却系又は格納容器圧力逃がし装置により安定状態後の長期的な状態維持に導く。 代替循環冷却系を用いて又は残留熱除去系機能を復旧させ、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。安定状態後の長期的な状態維持に関する具体的な要件は上記3.1のとおり。</p>
<p>3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料 (過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + F C I (ペDESTAL))</p>	<p>格納容器下部注水系 (常設) によるペDESTAL (ドライウェル部) 水位を2.2mに制御することにより、圧カスパイクによって格納容器バウンダリにかかる圧力は、格納容器の限界圧力0.62MPa[gage]よりも低い値であり、格納容器のバウンダリ機能は維持される。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>その後は、代替循環冷却系又は格納容器圧力逃がし装置により安定状態後の長期的な状態維持に導く。 代替循環冷却系を用いて又は残留熱除去系機能を復旧させ、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。安定状態後の長期的な状態維持に関する具体的な要件は上記3.1のとおり。</p>
<p>3.4 水素燃焼 (大 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 全交流動力電源喪失 (+格納容器ベントなし))</p>	<p>3.1と同じ。</p>

第 2-2 表 重大事故 (2/2)

格納容器破損モード (評価事故シーケンス)	有効性評価における事象進展
<p>3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用 (過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+デブリ冷却失敗(ペDESTAL))</p>	<p>格納容器下部注水系(常設)によるペDESTAL(ドライウエル部)への注水継続により、溶融炉心・コンクリート相互作用によるペDESTAL(ドライウエル部)床面及び壁面の浸食の停止を維持でき、格納容器安定停止状態が確立される。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>その後は、代替循環冷却系又は残留熱除去系を復旧して除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持に導く。 安定状態後の長期的な状態維持に関する具体的な要件は上記3.1のとおり。</p>

第 2-3 表 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故

想定事故	有効性評価における事象進展
<p>4.1 想定事故1 (使用済燃料プール冷却機能又は注水機能喪失)</p>	<p>代替燃料プール注水系(可搬型)を用いた使用済燃料プールへの注水を実施することで、使用済燃料プール水位は回復、維持され、使用済燃料プールの安定状態が確立される。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>代替燃料プール注水系(可搬型)による使用済燃料プールへの注水を継続し、残留熱除去系等を復旧し、復旧後は補給水系統等によりスキマサージタンクへの補給を実施する。使用済燃料プールの保有水を残留熱除去系等により冷却することによって、安定状態後の状態維持のための冷却が可能となる。</p>
<p>4.2 想定事故2 (使用済燃料プール内の水の小規模な喪失)</p>	<p>代替燃料プール注水系(可搬型)を用いた使用済燃料プールへの注水を実施することで、使用済燃料プール水位は回復、維持され、使用済燃料プールの安定状態が確立される。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>代替燃料プール注水系(可搬型)による使用済燃料プールへの注水を継続しつつ、弁閉止による漏えい箇所の隔離、残留熱除去系又は燃料プール浄化冷却系の復旧を実施し、復旧後は補給水系統等によりスキマサージタンクへの補給を実施する。使用済燃料プールの保有水を残留熱除去系等により冷却することによって、安定状態後の状態維持のための冷却が可能となる。</p>

第2-4表 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

重要事故シーケンス	有効性評価における事象進展
<p>5.1 崩壊熱除去機能喪失 (運転中の残留熱除去系の故障による崩壊熱除去機能喪失)</p>	<p>崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し、沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが、待機していた残留熱除去系(低圧注水系)による注水継続により原子炉水位は回復し、炉心の冷却が維持される。その後、残留熱除去系を原子炉停止時冷却系に切り替え、原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行し、原子炉安定停止状態が確立される。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>残留熱除去系の機能を維持し、除熱を行うことにより、安定停止状態後の状態維持が可能である。</p>
<p>5.2 全交流動力電源喪失 (全交流動力電源喪失に伴う残留熱除去系による崩壊熱除去機能喪失)</p>	<p>崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し、沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが、常設代替高圧電源装置により非常用母線への交流電源の供給を開始した後、低圧代替注水系(常設)により原子炉冷却材の蒸発量に応じて原子炉注水を実施することによって、原子炉水位を通常運転水位付近で維持することにより、炉心の冷却が維持される。その後、残留熱除去系(停止時冷却系)により原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行することができ、原子炉安定停止状態が確立される。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>残留熱除去系の機能を維持し、除熱を行うことにより、安定停止状態後の更なる除熱が可能となる。</p>
<p>5.3 原子炉冷却材の流出 (操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外へ流出する事象)</p>	<p>事象発生直後から原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが、事象発生から2時間後に残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水を行うことで原子炉水位が回復する。その後、原子炉冷却材の流出を停止させ、残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)に切り替えて冷却することで、冷温停止状態を維持することができ、原子炉安定停止状態が確立される。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>残留熱除去系の機能を維持し、除熱を行うことにより、安定停止状態後の状態維持が可能となる。</p>
<p>5.4 反応度の誤投入 (検査中に誤操作により過剰な制御棒の引抜きが行われ、臨界に至る反応度が投入される事象)</p>	<p>運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入されるが、原子炉出力ペリオド短(10秒)信号により原子炉はスクラムして制御棒全挿入となり、未臨界状態となることで、原子炉安定停止状態が確立される。重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員はいない。(安定状態)</p> <p>残留熱除去系機能を維持し、除熱を継続することにより、安定停止状態後の更なる除熱が可能となる。</p>

### 3. 安定状態の整理

重大事故等に応じて整理した安定状態を第 3.1 表に示す。また、第 3.2 表に事故シーケンス毎の安定状態及び安定状態後の長期的な状態維持のための主な対策を示す。

なお、格納容器については、「格納容器限界温度・圧力に関する評価結果」に示すとおり、格納容器の限界温度・圧力の 200℃、2Pd（最高使用圧力の 2 倍:0.62Mpa[gage]）において、少なくとも 7 日間の健全性が確保できることを確認している。

第 3-1 表 安定状態の整理

重大事故等	安定状態
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	原子炉安定停止状態
	格納容器安定状態
重大事故	原子炉安定停止状態
	格納容器安定状態
使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故	使用済燃料プールの水位， 温度安定状態
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	原子炉安定停止状態

第 3-2 表 安定状態における主な対策 (1/3)

重大事故等	事故シーケンス	安定状態	主な対策	安定状態後の長期的な状態維持のための主な対策
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	2.1 高圧・低圧注水機能喪失	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系 (常設)	代替循環冷却系 又は残留熱除去系復旧
		格納容器安定状態	格納容器圧力逃がし装置等	
	2.2 高圧注水・減圧機能喪失	原子炉安定停止状態	低圧炉心スプレイ系	残留熱除去系
		格納容器安定状態	残留熱除去系	
	2.3.1 全交流動力電源喪失 (長期 T B)	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系 (可搬型)	残留熱除去系
		格納容器安定状態	残留熱除去系	
	2.3.2 全交流動力電源喪失 (T B D, T B U, T B P)	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系 (常設)	残留熱除去系
		格納容器安定状態	残留熱除去系	
	2.4.1 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能喪失)	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系 (常設)	残留熱除去系
		格納容器安定状態	残留熱除去系 緊急用海水系	
	2.4.2 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系故障)	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系 (常設)	代替循環冷却系 又は残留熱除去系復旧
		格納容器安定状態	格納容器圧力逃がし装置	
	2.5 原子炉停止機能喪失	原子炉安定停止状態	ほう酸水注入系 高圧炉心スプレイ系	制御棒挿入機能復旧 残留熱除去系
		格納容器安定状態	残留熱除去系	
2.6 LOCA時注水機能喪失	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系 (常設)	代替循環冷却系 又は残留熱除去系復旧	
	格納容器安定状態	格納容器圧力逃がし装置		
2.7 格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)	原子炉安定停止状態	低圧炉心スプレイ系	残留熱除去系	
	格納容器安定状態	残留熱除去系		

第 3-2 表 安定状態における主な対策 (2/3)

重大事故等	事故シーケンス	安定状態	主な対策	安定状態後の長期的な状態維持のための主な対策
重大事故	3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系(常設)	代替循環冷却系又は残留熱除去系復旧 格納容器圧力逃がし装置 可燃性ガス濃度制御系復旧 外部電源, 冷却水等復旧 格納容器の頑健性確保
		格納容器安定状態	代替循環冷却系 格納容器圧力逃がし装置等	
	3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱	原子炉安定停止状態	—	3.1 のとおり
		格納容器安定状態	逃がし安全弁	
	3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用	原子炉安定停止状態	—	3.1 のとおり
		格納容器安定状態	格納容器下部注水系(常設)	
	3.4 水素燃焼	原子炉安定停止状態	3.1 のとおり	3.1 のとおり
		格納容器安定状態	3.1 のとおり	
	3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用	原子炉安定停止状態	—	3.1 のとおり
		格納容器安定状態	格納容器下部注水系(常設)	

第 3-2 表 安定状態における主な対策 (3/3)

重大事故等	事故シーケンス	安定状態	主な対策	安定状態後の長期的な状態維持のための主な対策
使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故	4.1 想定事故 1 (使用済燃料プール冷却機能又は注水機能喪失)	使用済燃料プールの水位, 温度安定状態	代替燃料プール注水系 (可搬型)	残留熱除去系復旧
	4.2 想定事故 2 (使用済燃料プール内の水の小規模な喪失)	使用済燃料プールの水位, 温度安定状態	代替燃料プール注水系 (可搬型)	残留熱除去系復旧
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	5.1 崩壊熱除去機能喪失	原子炉安定停止状態	残留熱除去系 (低圧注水系, 原子炉停止時冷却系)	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)
	5.2 全交流動力電源喪失	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系 (常設) 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)
	5.3 原子炉冷却材の流出	原子炉安定停止状態	残留熱除去系 (低圧注水系, 原子炉停止時冷却系)	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)
	5.4 反応度の誤投入	原子炉安定停止状態	スクラム	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)

#### 4. 安定状態後の長期的な状態維持に関する定量評価

サプレッション・プール水温に関する長期間解析及び残留熱除去系の復旧に関する定量評価について示す。

##### (1) サプレッション・プール水温に関する長期間解析

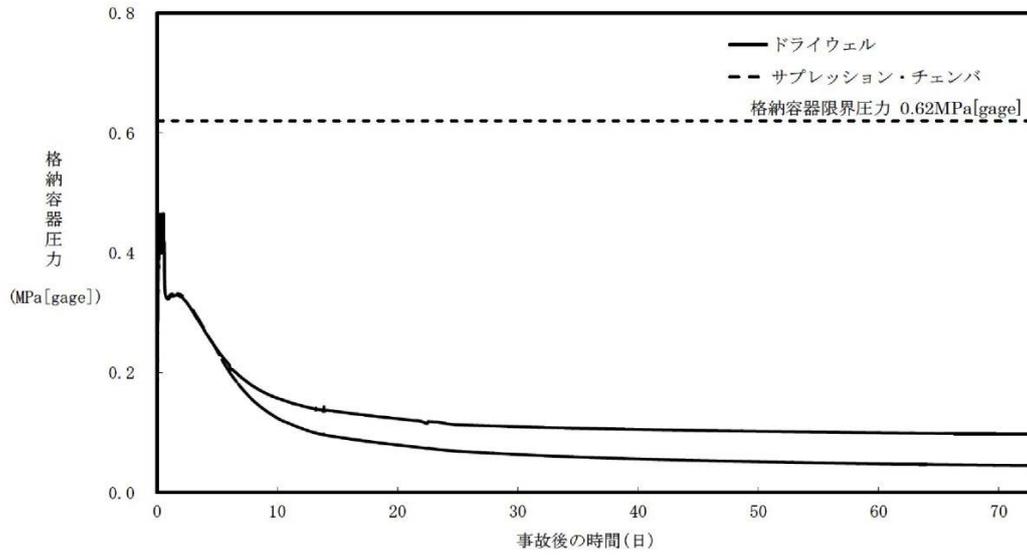
長期的なサプレッション・プール水温の挙動を確認するため、有効性評価の対象とした事故シーケンスのうち、サプレッション・プール水温が高く推移するシーケンスとして、重大事故の「雰囲気圧力・温度による静的負荷（過圧・過温）」シナリオ（代替循環冷却系継続ケース、格納容器ベント継続ケース）及び運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故において格納容器ベントを実施するシーケンスのうち、「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」シナリオについて、サプレッション・プール水温が約 100℃に低下するまでの長期間解析を実施した。

第 4-1 図から第 4-3 図に、格納容器過圧・過温シナリオ（代替循環冷却系継続ケース）における格納容器圧力、格納容器温度及びサプレッション・プール水温の解析結果を示す。同様に、第 4-4 図から第 4-6 図に、格納容器過圧・過温シナリオ（格納容器ベント継続ケース）の解析結果を、第 4-7 図から第 4-9 図に崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）シナリオの解析結果を示す。

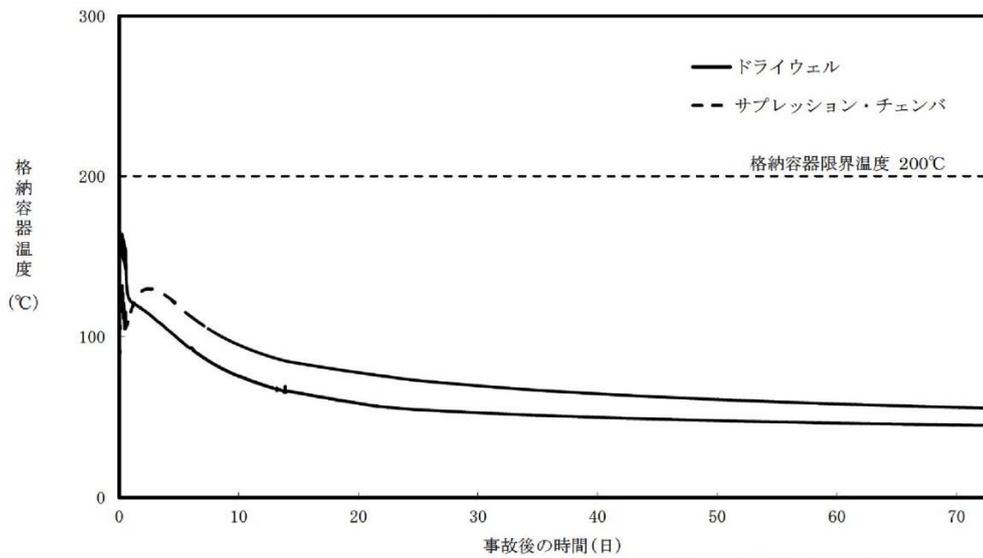
第 4-3 図、第 4-6 図及び第 4-8 図に示すように、格納容器過圧・過温シナリオ（代替循環冷却系継続ケース及び格納容器ベント継続ケース）及び崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）シナリオにおいて、事象発生 7 日後時点では、サプレッション・プール水温は最高使用温度の 104℃（格納容器設計条件を決定するための冷却材喪失事故時の解析結果での最高温度に余裕を持たせた温度）を上回っているものの、格納容器の構

造部は、事象発生後の経過時間にかかわらず 200℃、2Pd において健全性を確保できることを確認している。また、ドライウェル主フランジや機器搬入出用ハッチ等のシール部についても、200℃、2Pd において 7 日間の健全性を確認しているとともに、それ以降の 150℃（シール部に用いている改良 E P D M 製シール材の一般特性としての耐熱温度）環境下におけるシール機能の維持についても試験により確認している。いずれの解析結果においても、事象発生 7 日後以降の 100℃に低下するまでの全期間に渡り 150℃を下回っているため、格納容器の放射性物質の閉じ込め機能は維持される。

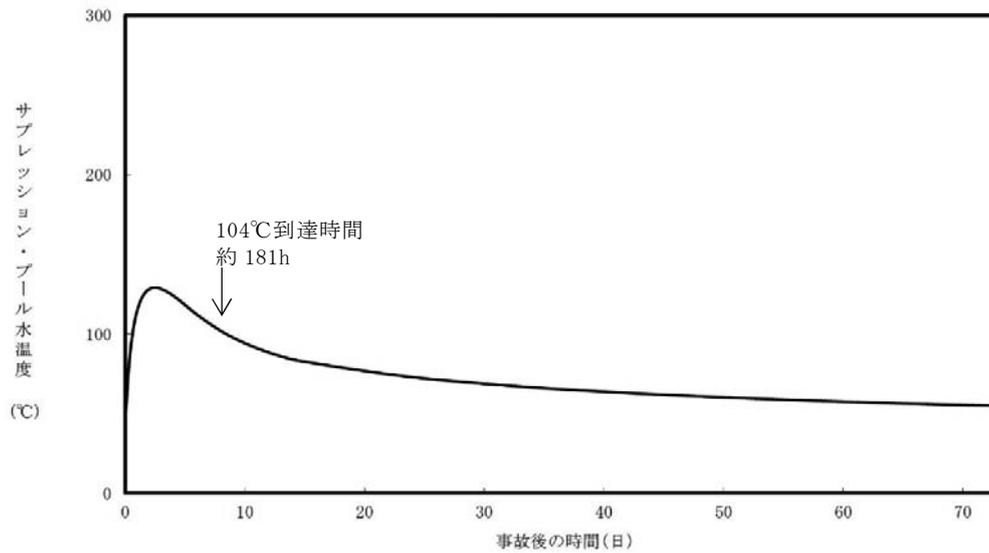
したがって、事象発生 7 日後以降にサブプレッション・プール水温が最高使用温度を上回っていても格納容器の健全性が問題となることはない。



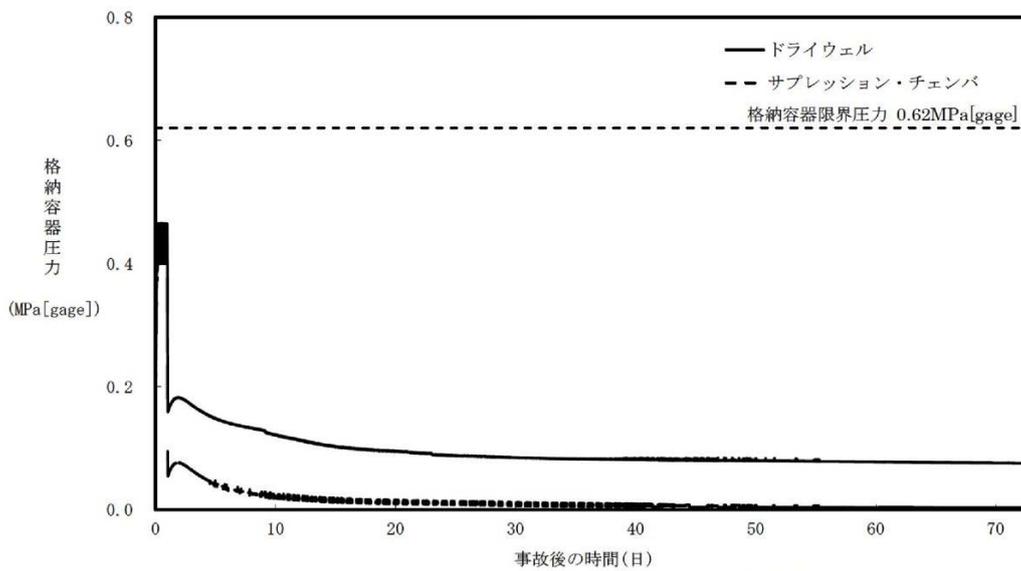
第 4-1 図 格納容器圧力の推移（格納容器過圧・過温破損シナリオ）  
（代替循環冷却系継続ケース）



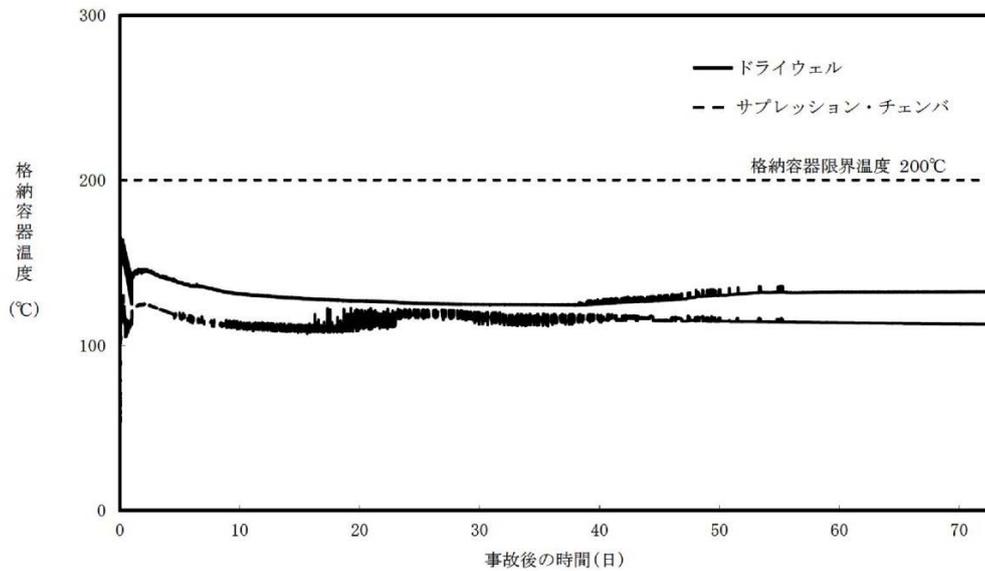
第 4-2 図 格納容器雰囲気温度の推移（格納容器過圧・過温破損シナリオ）  
（代替循環冷却系継続ケース）



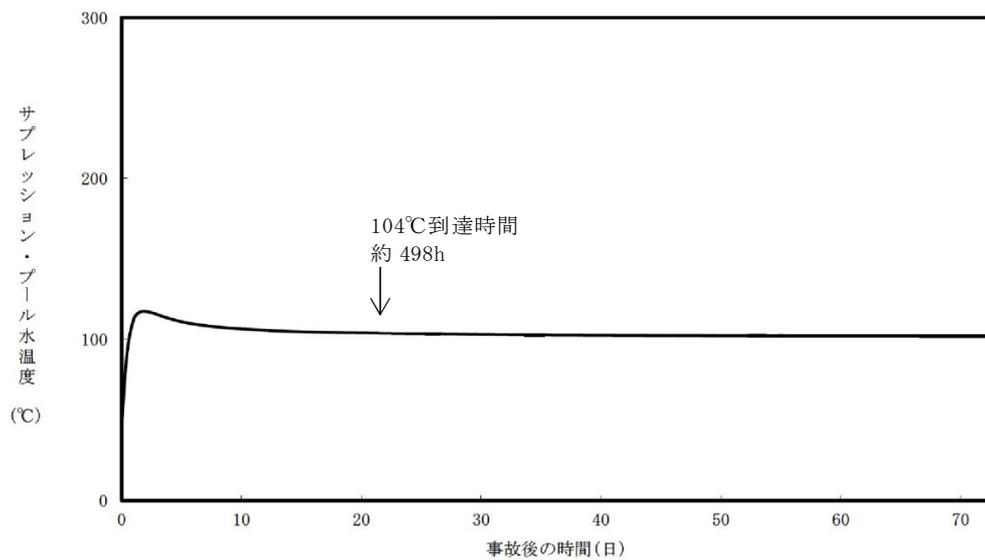
第 4-3 図 サプレッション・プール水温の推移（格納容器過圧・過温破損シナリオ）（代替循環冷却系継続ケース）



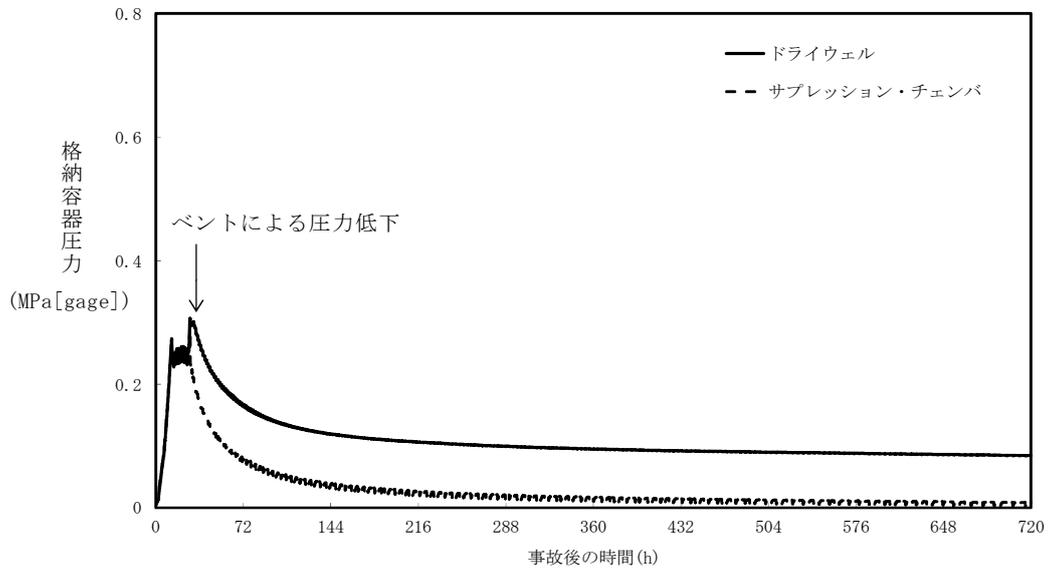
第 4-4 図 格納容器圧力の推移（格納容器過圧・過温破損シナリオ）（格納容器ベント継続ケース）



第 4-5 図 格納容器雰囲気温度の推移 (格納容器過圧・過温破損シナリオ)  
(格納容器ベント継続ケース)

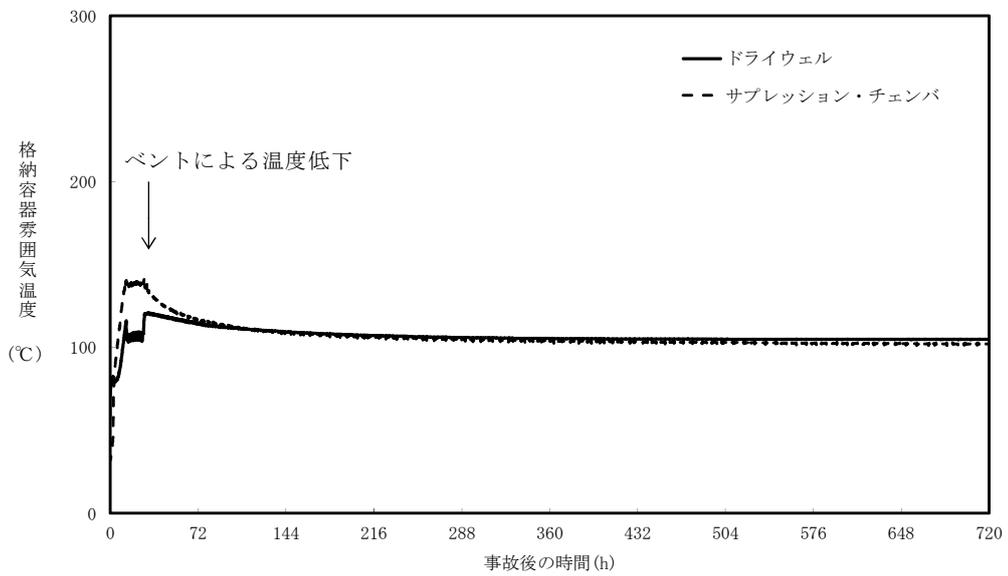


第 4-6 図 サプレッション・プール水温度の推移  
(格納容器過圧・過温破損シナリオ) (格納容器ベント継続ケース)



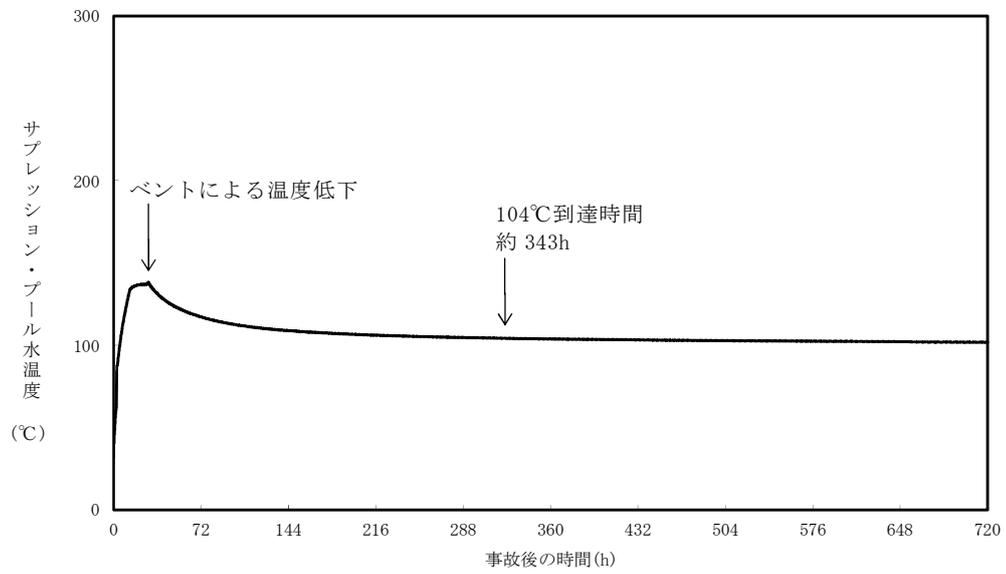
第 4-7 図 格納容器圧力の推移

(崩壊熱除去系機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合) )



第 4-8 図 格納容器雰囲気温度の推移

(崩壊熱除去系機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合) )



第 4-9 図 サプレッション・プール水温度の推移  
 (崩壊熱除去系機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合) )

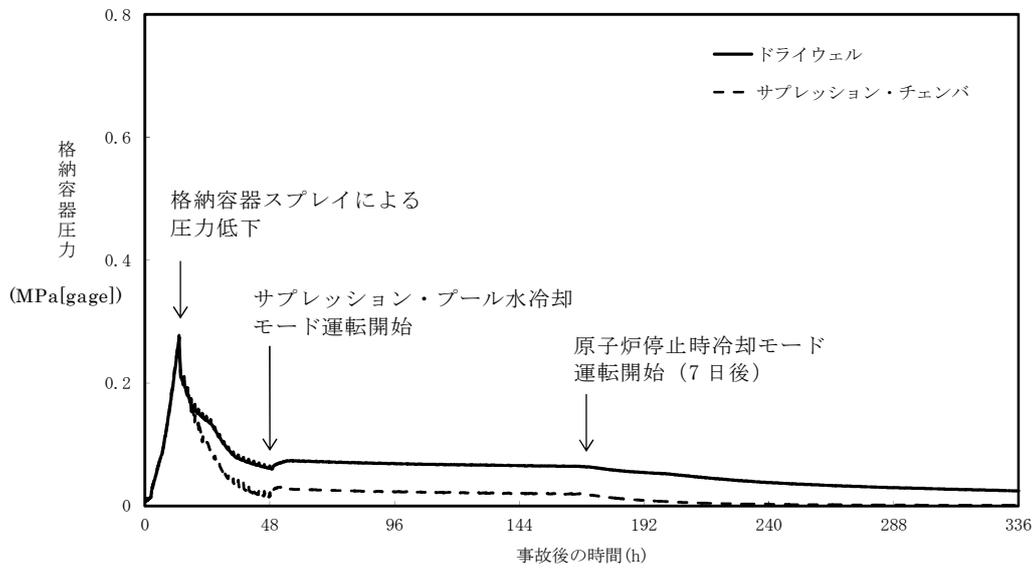
(2) 残留熱除去系の復旧に関する定量評価

残留熱除去系が復旧した場合の長期的な格納容器パラメータの挙動を確認するため、除熱容量が残留熱除去系／残留熱除去系海水系に比べて小さい緊急用海水系を用いて、残留熱除去系にて冷却を実施する「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」シナリオを例に評価を行った。

第 4-10 図から第 4-12 図に、崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）シナリオにおける格納容器圧力、サプレッション・プール水温及びサプレッション・プール水位の時間変化の解析結果を示す。

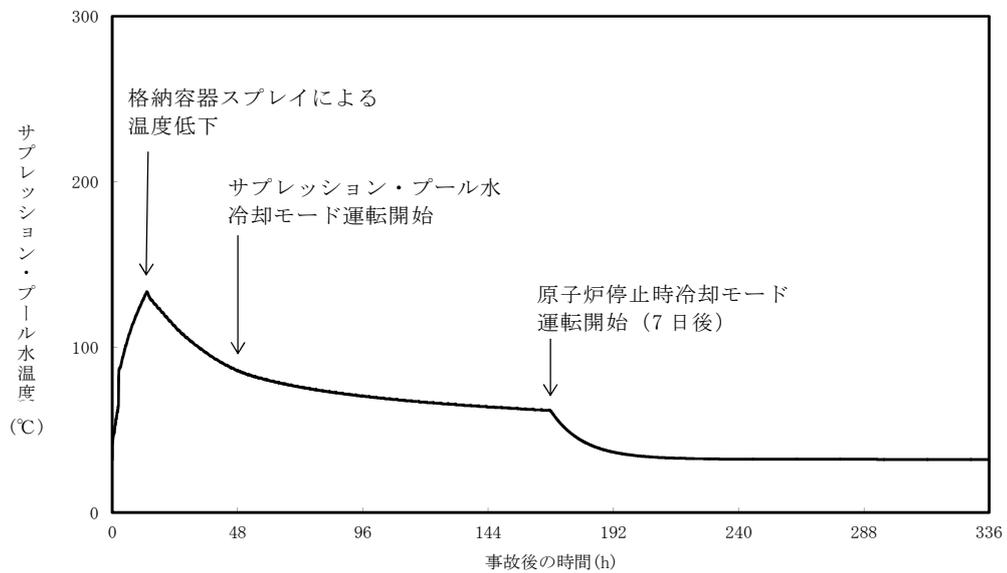
第 4-11 図に示すとおり、サプレッション・プール水温は事象発生の約 13 時間後に残留熱除去系による格納容器除熱を開始した以降に低下傾向となり、事象発生の 7 日後までに最高使用温度 (104℃) を下回る。その後、事象発生の 7 日後に原子炉停止時冷却モード運転を開始すると、除熱性能が向上し、第 4-10 図及び第 4-11 図に示すとおり、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温は大幅に低下する。サプレッション・プール水位については、第 4-12 図に示すとおり残留熱除去系により格納容器除熱を実施しつつ、サプレッション・プール水源にて原子炉注水を行うことで上昇は抑制される。

以上から、残留熱除去系の復旧により安定状態後の長期的な状態維持が可能である。



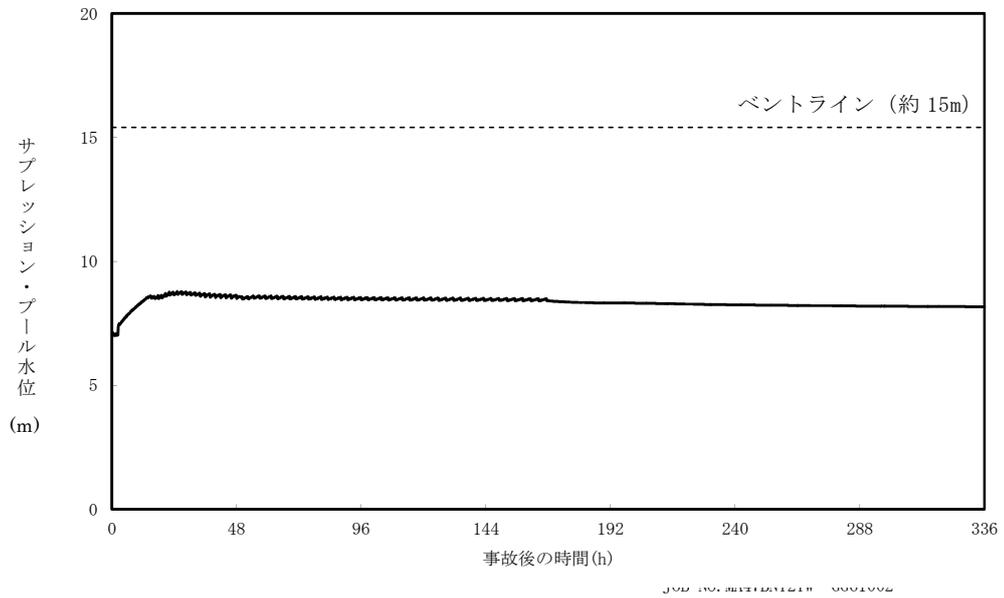
第 4-10 図 格納容器圧力の推移

(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合) )



第 4-11 図 サプレッション・プール水温の推移

(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合) )



第 4-12 図 サプレッション・プール水位の推移  
 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合) )

## 5. 残留熱除去系の復旧について

### (1) 残留熱除去系の復旧方法及び予備品の確保について

残留熱除去系の機能喪失の原因によっては、大型機器の交換が必要となり復旧に時間を要する場合も想定されるが、予備品の活用やサイト外からの支援等を考慮すれば、1 か月程度で残留熱除去系を復旧させることが可能となる場合もあると考えられる。

残留熱除去系の復旧に当たり、残留熱除去系海水系については、予備品を保有することで復旧までの時間が短縮でき、成立性の高い作業で機能回復できる機器として、電動機を予備品として確保し、重要安全施設との位置的分散を考慮し保管している。

一方、残留熱除去系については、防潮堤等の津波対策及び火災、溢水等対策による原子炉建屋内の区分分離の強化対策を踏まえると、複数の残留熱除去系が同時に機能喪失することはないと考えられる。

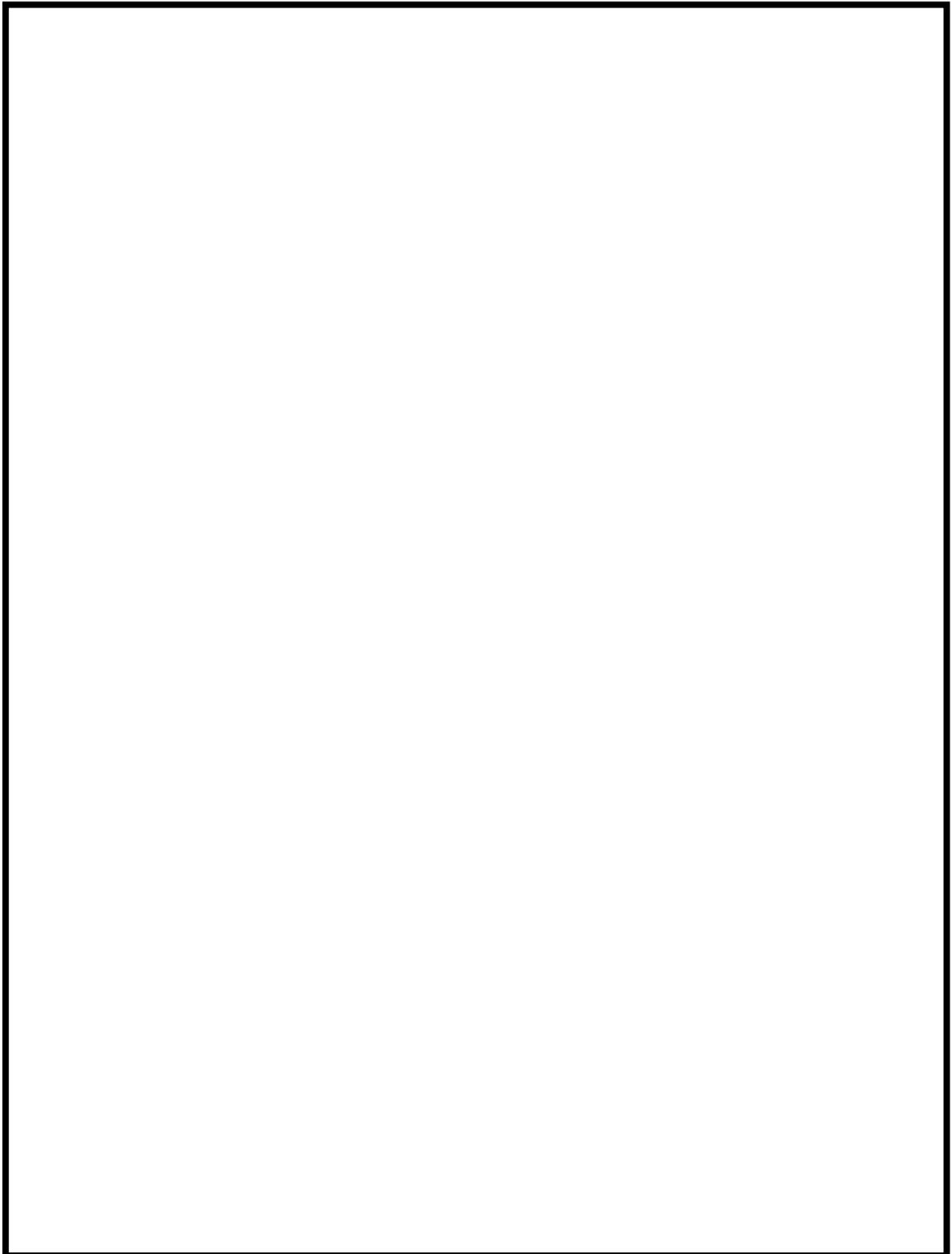
なお、ある1系統の残留熱除去系の電動機が浸水し、当該の残留熱除去系が機能喪失に至った場合においても、残りの系統の残留熱除去系電動機を接続することにより復旧する手順を準備する。

### (2) 残留熱除去系の復旧手順について

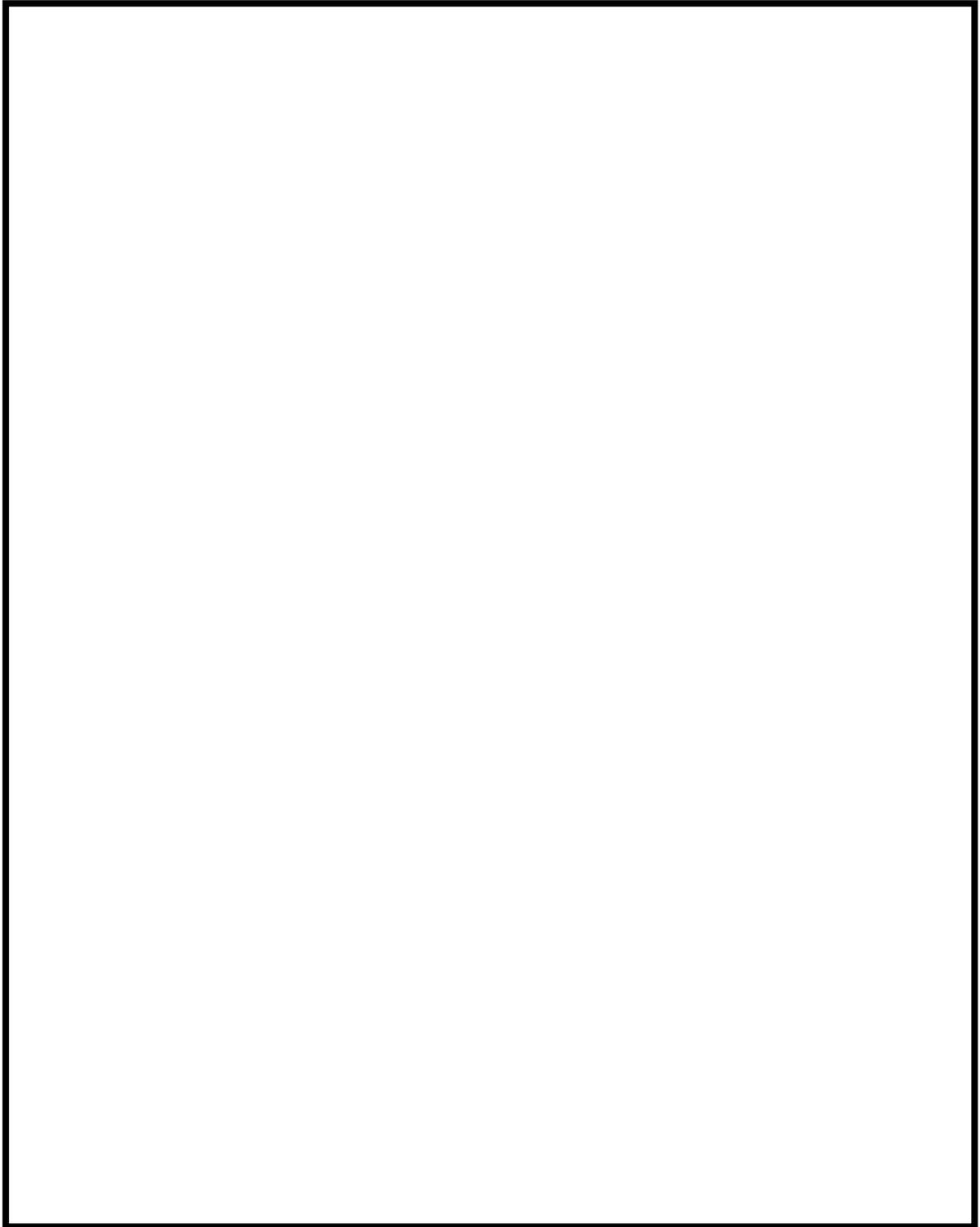
炉心損傷又は格納容器破損に至る可能性のある事象が発生した場合に、運転員及び災害対策要員により残留熱除去系を復旧するための手順を整備している。

本手順では、機器の故障個所、復旧に要する時間、炉心損傷又は格納容器破損に対する時間余裕に応じて「恒久対策」、「応急対策」又は「代替対策」のいずれかを選択するものとしている。具体的には、故障個所の特定と対策の選択を行い、故障個所に応じた復旧手順にて復旧を行う。第7図

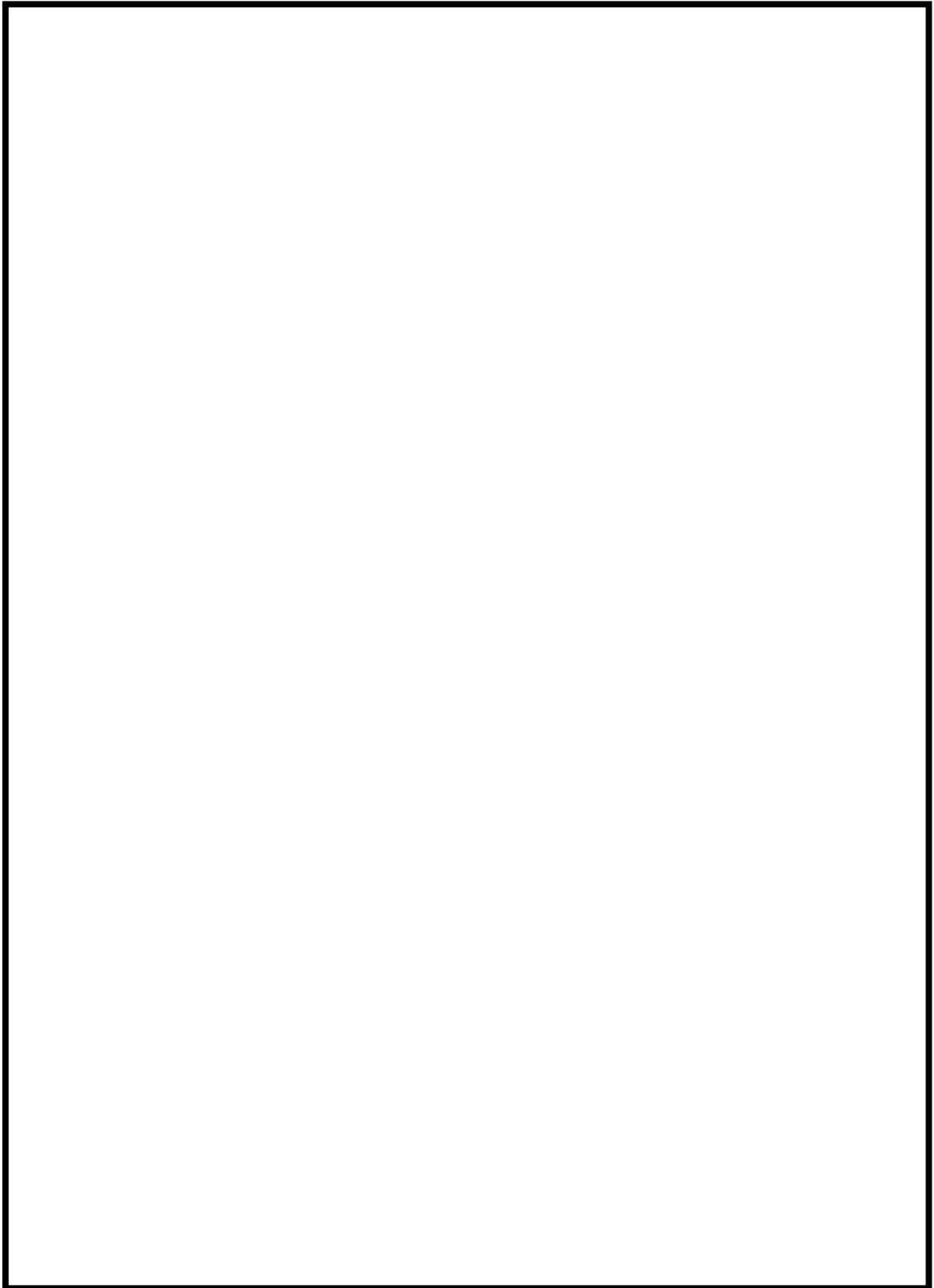
に，手順書の記載例を示す。



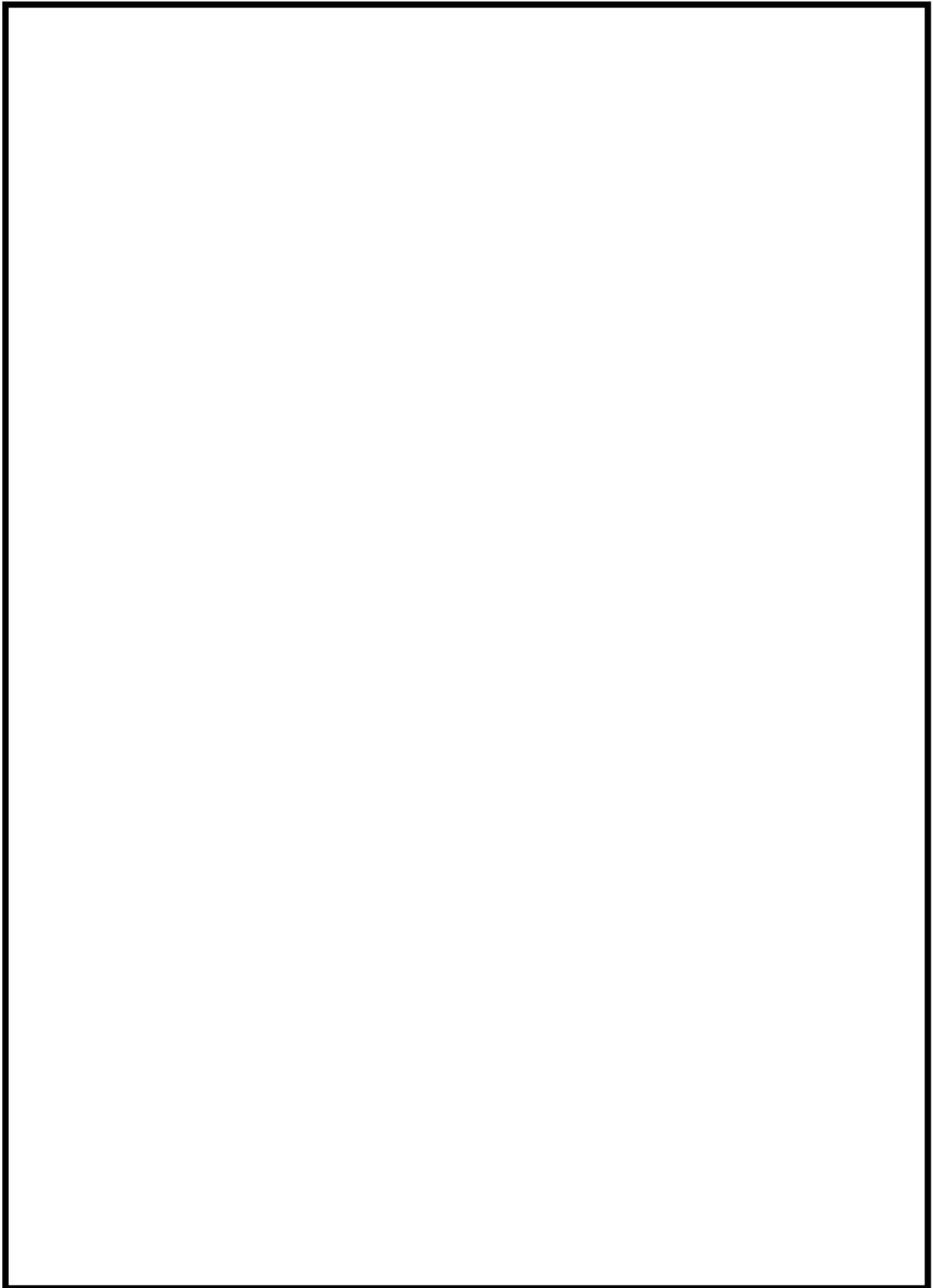
第7図 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (1/7)



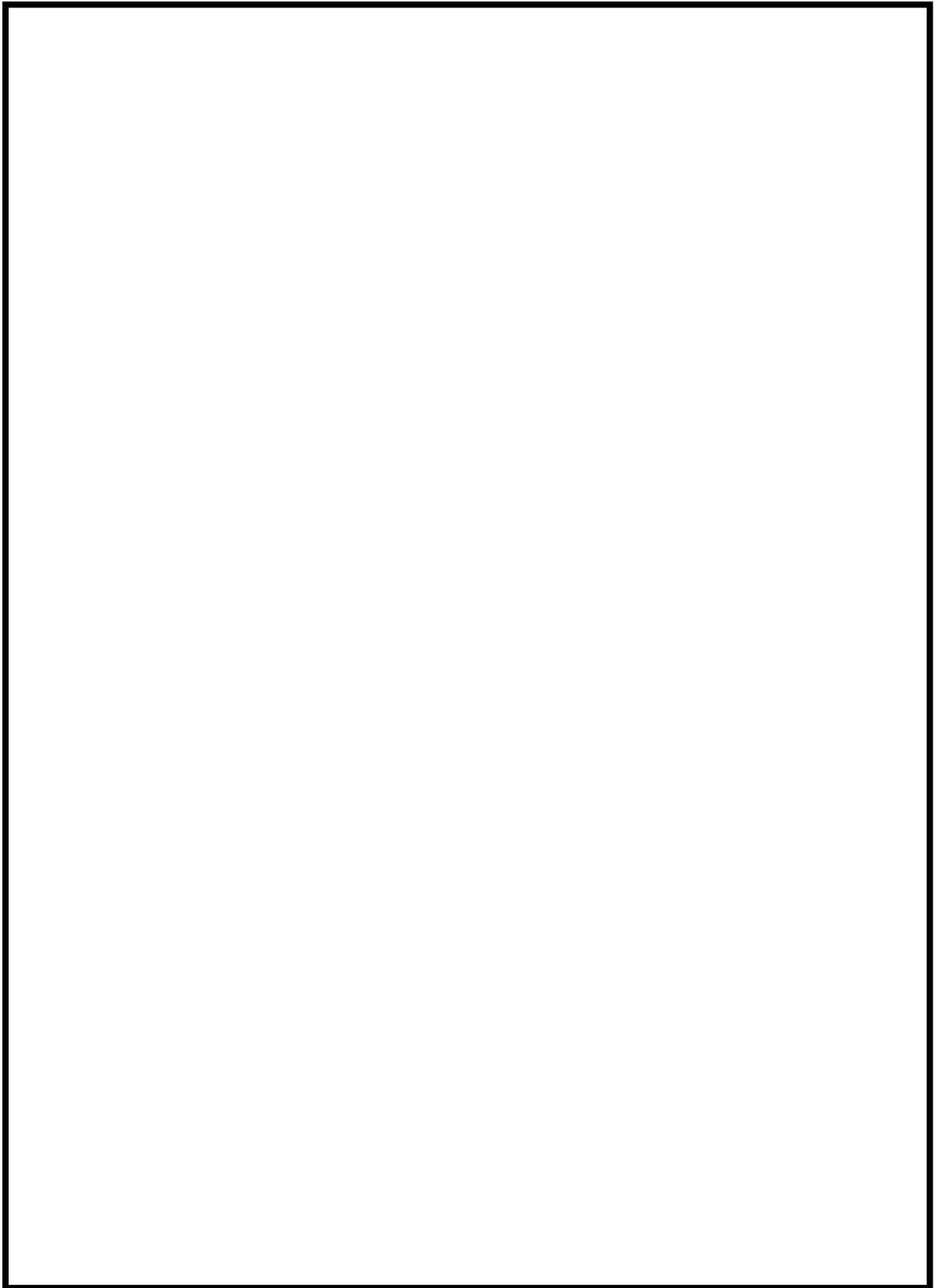
第7図 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (2/7)



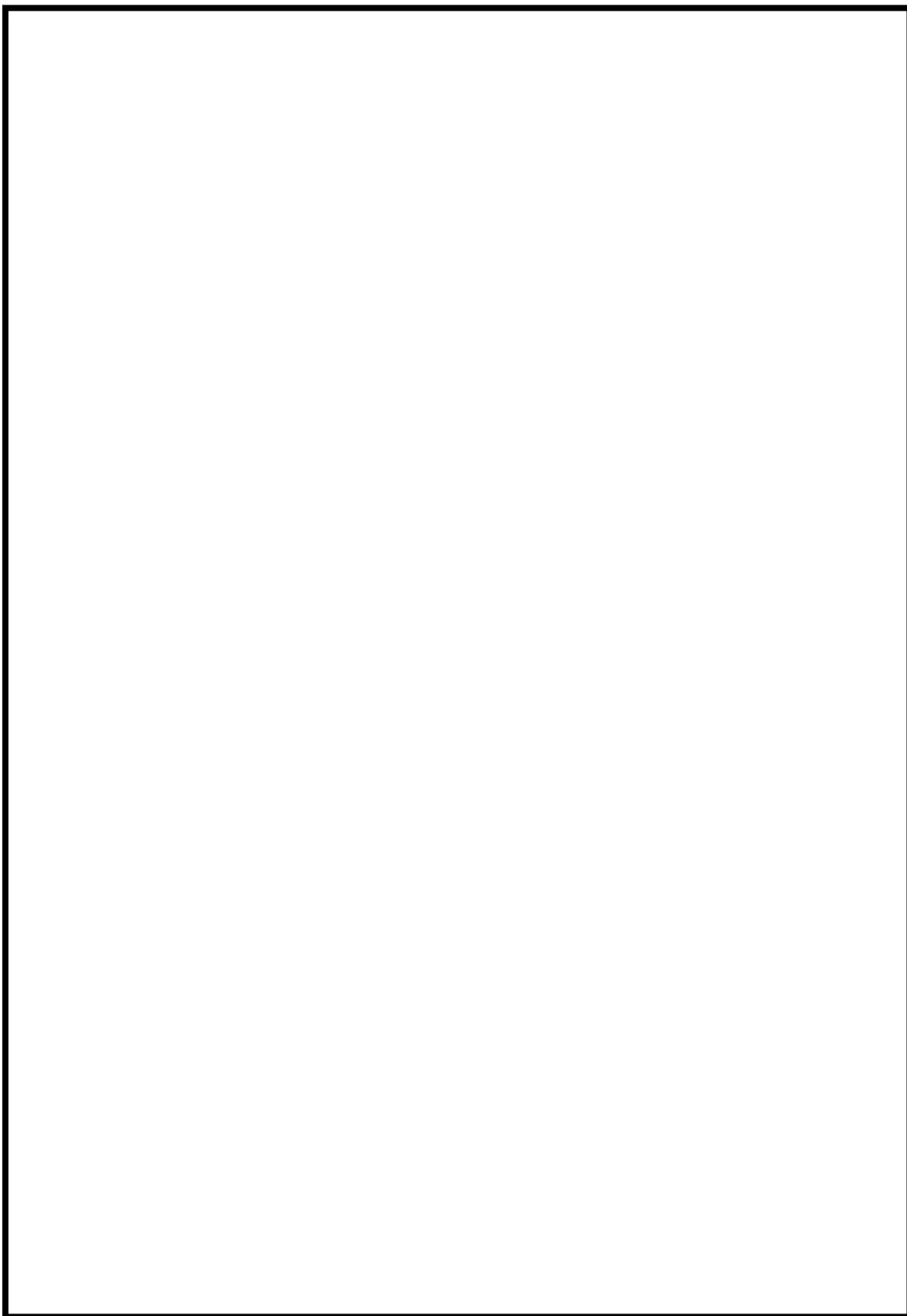
第 7 図 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (3/7)



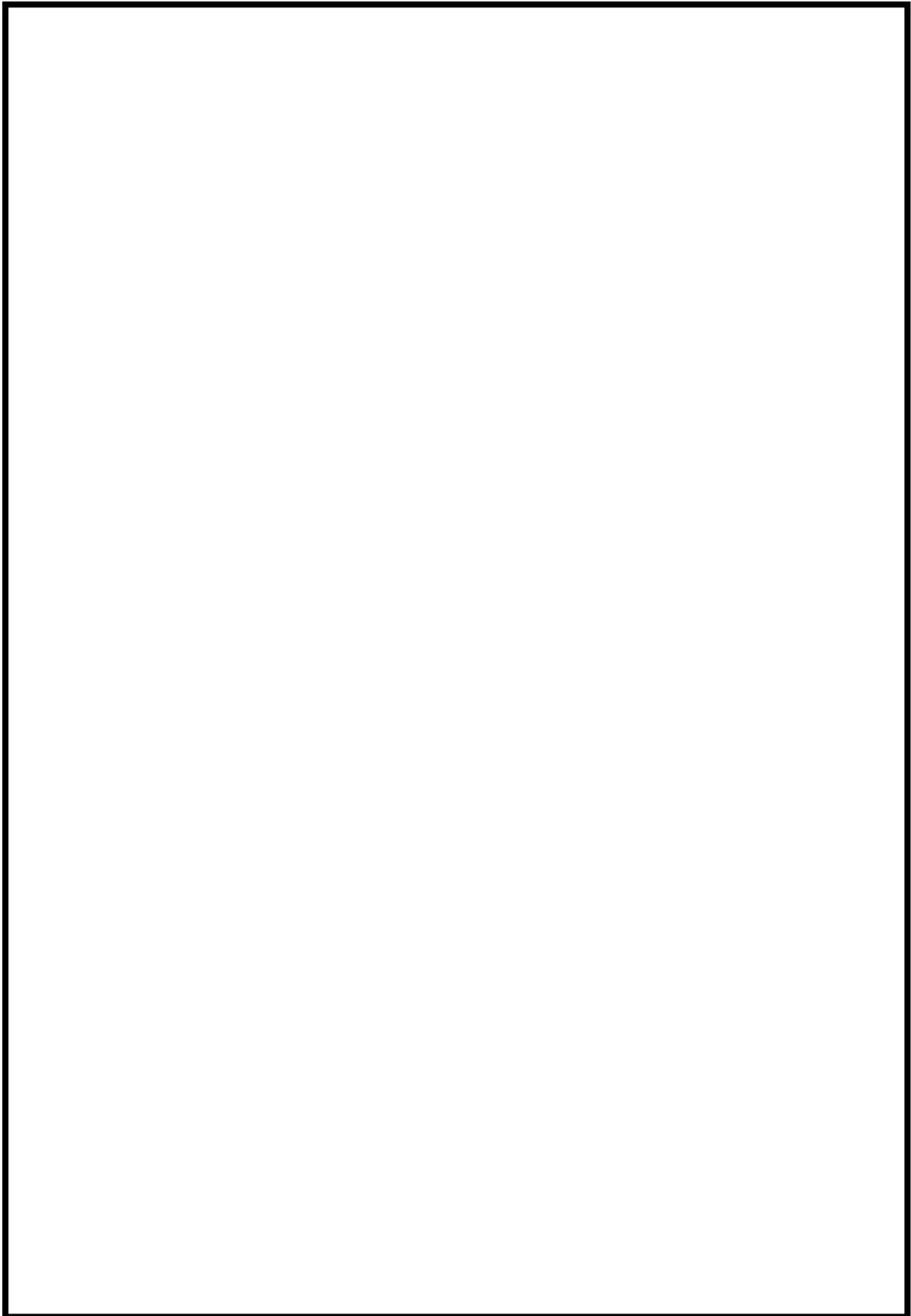
第 7 図 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (4/7)



第 7 図 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (5/7)



第7図 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (6/7)



第7図 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (7/7)

## 6. 格納容器内の可燃性ガス濃度制御

重大事故時において格納容器ベントにより格納容器除熱を実施している場合は、残留熱除去系による格納容器除熱機能が使用可能な状態になり、長期にわたり格納容器の冷却が可能であること、格納容器内の可燃性ガス濃度測定が可能であり、可燃性ガス濃度制御系により格納容器内の水の放射線分解により発生する酸素／水素を可燃限界濃度に到達することなく制御が可能であることが確認された場合に、格納容器ベントを停止することができる。

残留熱除去系による格納容器除熱は、格納容器スプレイ又はサプレッション・プール水冷却運転のみで実施する。しかし、長期安定停止状態における格納容器ベント停止後の格納容器除熱は、崩壊熱が低下しているためサプレッション・プール水冷却運転のみで実施可能である。

なお、格納容器スプレイを実施するような場合においては、格納容器内の急激な蒸気凝縮により格納容器圧力が負圧になることを防止するため、格納容器圧力高スクラム設定点を格納容器スプレイ停止設定値としている。運転員は格納容器スプレイ停止操作を行う。残留熱除去系による格納容器スプレイは運転員の操作により実施され、自動的に動作するものではない。

格納容器ベント停止後の格納容器可燃性ガス濃度制御は、可燃性ガス濃度制御系により格納容器内の酸素／水素を再結合することにより、可燃限界濃度に到達することなく長期安定停止状態を維持することが可能である。

さらに、長期的な保管として、格納容器の不活性化を可搬型窒素供給装置による窒素ガス封入により実施することができる。

## 17. サプレッション・プール等水位上昇時の計装設備への影響について

### 1. はじめに

格納容器破損防止対策において、原子炉注水、格納容器スプレイを継続した場合、サプレッション・プール水位は上昇するが、ウェットウェル側からの格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベントを実施するためには、ウェットウェルベントラインの水没を防止する必要があることから、外部水源注水量制限（通常水位+6.5m）を設け、制限に達した場合は格納容器スプレイを停止する。

有効性評価シナリオにおいて、最も格納容器内の水位が上昇するシナリオは格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却系を使用しない場合）シナリオであり、格納容器ベント実施による圧力低下によりサプレッション・プール水位は、サプレッション・チェンバ底面（EL. -4.0m）から約 15m（EL. 約 10.9m）まで上昇する評価となる。ここでは、サプレッション・プール水位が上昇した場合の計装設備への影響を評価する。

また、ペDESTAL（ドライウェル部）に蓄水する状況として、当該部への注水による格納容器下部水位の上昇が考えられることから、ペDESTAL（ドライウェル部）における計装設備への影響も評価する。

### 2. 評価結果

格納容器内に設置される重大事故等時に使用する計装設備は、原子炉圧力容器温度計、ドライウェル雰囲気温度計、サプレッション・チェンバ雰囲気温度計、サプレッション・プール水温度計及び格納容器下部水位計がある。サプレッション・プール水位が EL. 10.9m まで上昇した場合、通常運転時から水面下に設置しているサプレッション・プール水温度計は水面以下となる状

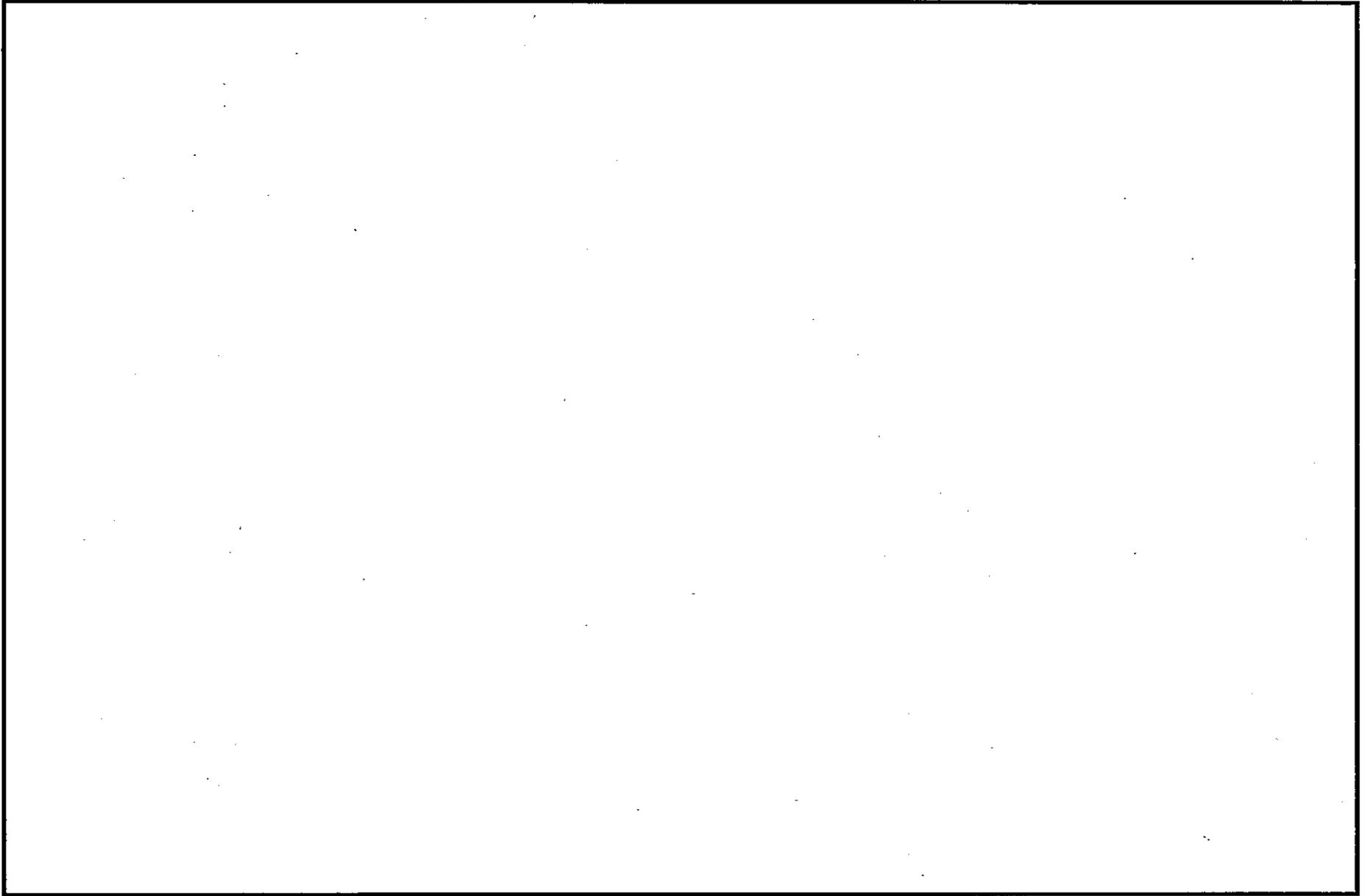
態が継続する。また、格納容器下部水位計はサプレッション・プール水位上昇によって水没することはないが、格納容器下部水位計は当該部への注水に伴い水没する。これらの重大事故等時に使用の計装設備は、検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、水没により機能喪失しない設計としている。また、重大事故等時の耐環境性向上（原子炉格納容器の限界温度・圧力である 200℃、2Pd の蒸気条件下での健全性確保）を図る設計としている。

第 1 表に格納容器内の計装設備の設置高さを、第 1 図に格納容器内の計装設備の配置を示す。

第1表 格納容器内の計装設備の設置高さ

計装設備※1	台数	検出器設置高さ	影響評価
①原子炉圧力容器温度計	4		原子炉圧力容器温度計4台は水没しない。なお、検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、事故時の耐環境性向上を図る設計としている。
②ドライウェル雰囲気温度計	8		ドライウェル雰囲気温度計8台は水没しない。なお、検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、事故時の耐環境性向上を図る設計としている。
③サプレッション・チェンバ 雰囲気温度計	2		サプレッション・チェンバ雰囲気温度計2台は水没しない。なお、検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、事故時の耐環境性向上を図る設計としている。
④サプレッション・プール水 温度計	3		サプレッション・プール水温度計3台は水没するが、検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、事故時の耐環境性向上を図る設計としている。
⑤格納容器下部水位計	7		格納容器下部水位計（電極式）7台は水没するが、水位計であり、また、検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、事故時の耐環境性向上を図る設計としている。

※1 表中の丸数字は第1図の丸数字に対応する。



第 1 図 格納容器内の計装設備の配置

18. 原子炉隔離時冷却系の運転継続及び原子炉減圧の判断について

1. 原子炉隔離時冷却系について

原子炉隔離時冷却系は、全交流動力電源喪失時にも原子炉で発生した蒸気を駆動源として高圧での原子炉注水が可能で系統である。原子炉で発生した蒸気を駆動源としていることから、崩壊熱の熱エネルギーを原子炉隔離時冷却系ポンプ駆動用のタービンで消費することにより、サプレッション・プールへの熱負荷が低減される。また、蒸気駆動であるため、原子炉を減圧する場合には、原子炉圧力が約 0.4MPa [gage] まで低下した時点で停止するインターロックが設置されている。

原子炉隔離時冷却系は、サプレッション・プール及び復水貯蔵タンクを水源として運転することが可能であり、サプレッション・プール水源で運転する場合には、サプレッション・プール水温度が 106℃ に到達するまで運転継続することが可能である。

2. 低圧注水への移行の判断について

崩壊熱除去機能が喪失している場合には、崩壊熱を消費する観点から、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を継続する。

しかし、サプレッション・プール水温度が徐々に上昇するため、サプレッション・プール熱容量制限に到達した時点で、低圧で注水可能な系統の待機状態を確認した上で原子炉を減圧し、低圧の原子炉注水に移行する。

低圧で注水可能な系統が使用可能でない場合は、交流電源復旧又は可搬型設備により低圧で注水可能な系統の準備が完了するまでは、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を継続し、低圧で注水可能な系統の準備が完了した時点で原子炉を減圧し、低圧の原子炉注水に移行する。

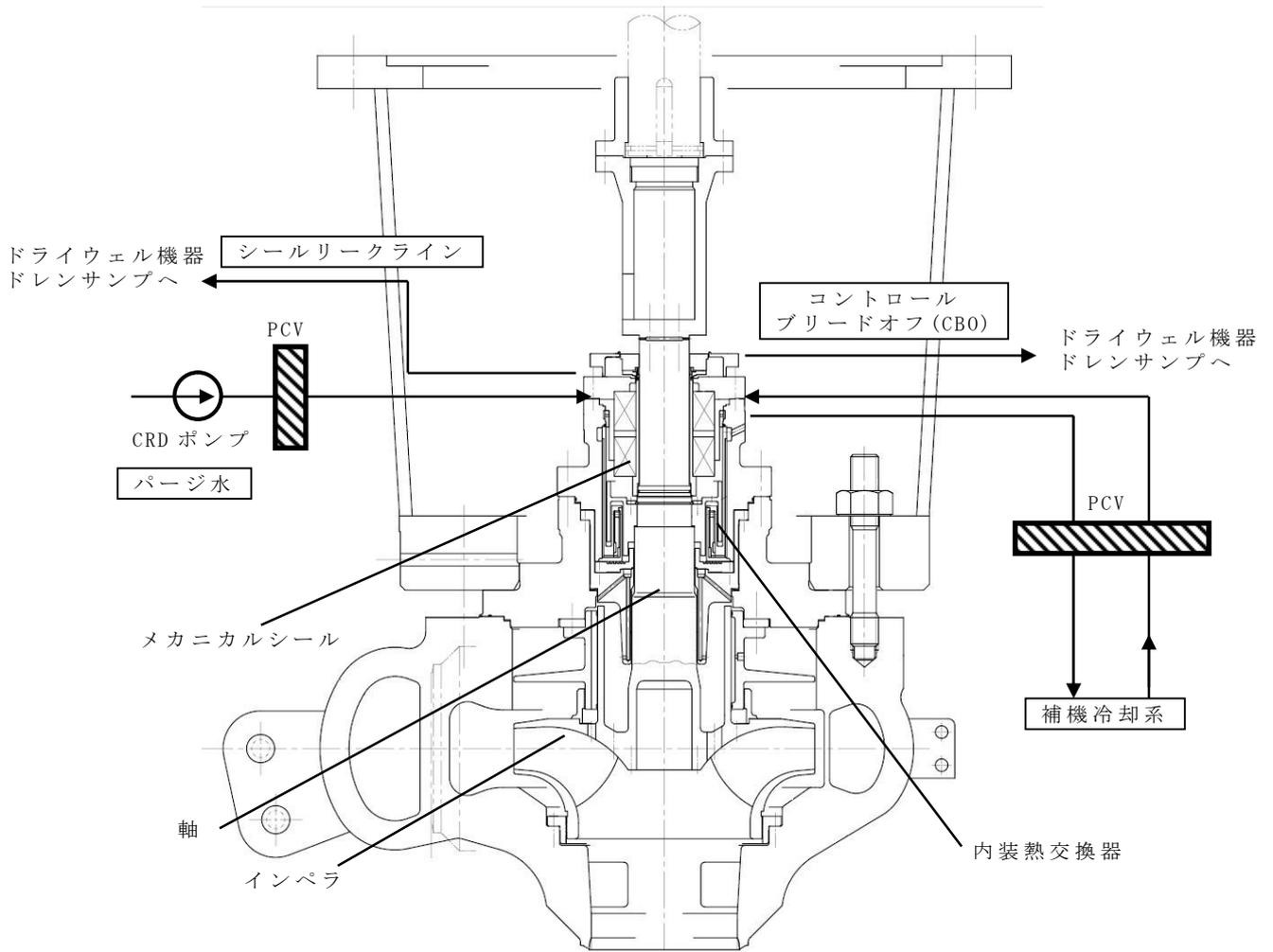
## 19. 原子炉再循環ポンプからのリークについて

### 1. はじめに

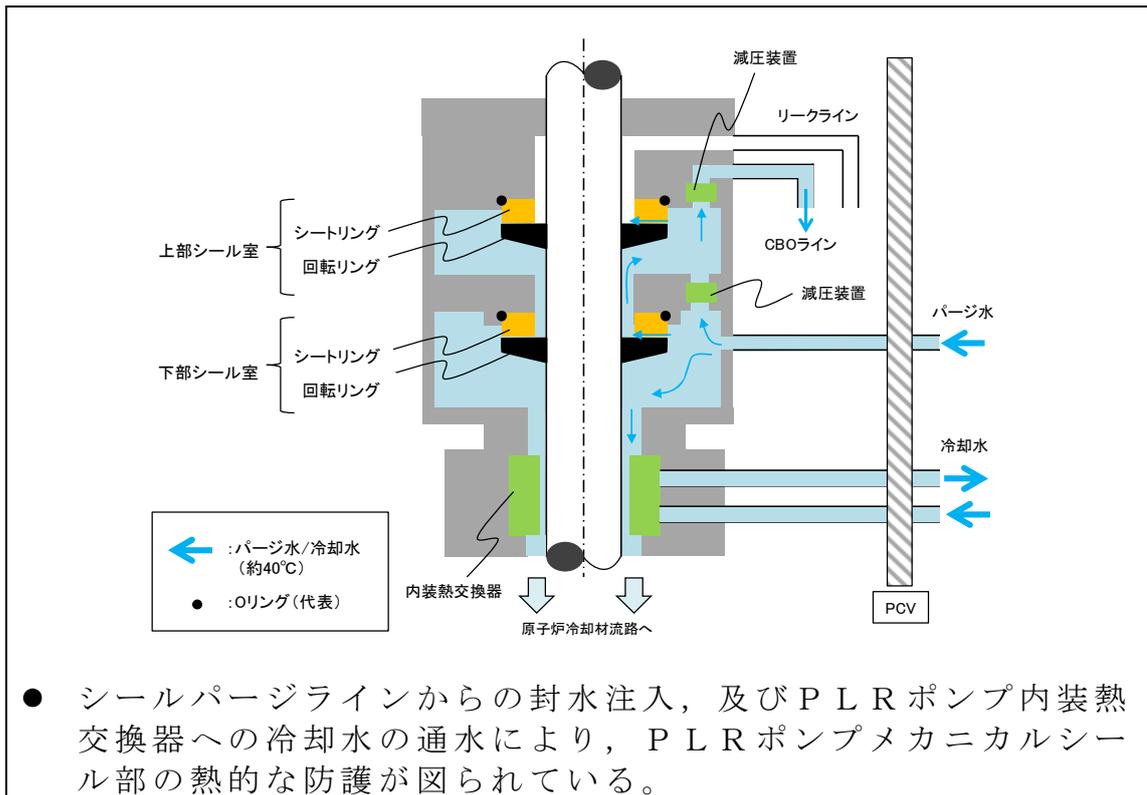
再循環ポンプ（以下「P L R ポンプ」という。）の概略図を第 1 図に示す。通常運転中，P L R ポンプメカニカルシール部は，制御棒駆動水圧系によるシールパージラインからの封水注入，及びP L R ポンプ内装熱交換器への原子炉補機冷却系による冷却水通水によって，熱的な防護が図られている（第 2 図）。

一方，全交流動力電源喪失（以下「S B O」という。）時には，制御棒駆動水圧系及び原子炉補機冷却系が停止し，シールパージラインからの封水注入，及びP L R ポンプ内装熱交換器への冷却水の通水が停止するため，メカニカルシール部は高温の原子炉冷却材にさらされて温度が徐々に上昇する。シール部の健全性が高温・高圧の原子炉冷却材により失われた場合，P L R ポンプからの原子炉冷却材の漏えいが想定される（第 3 図）。

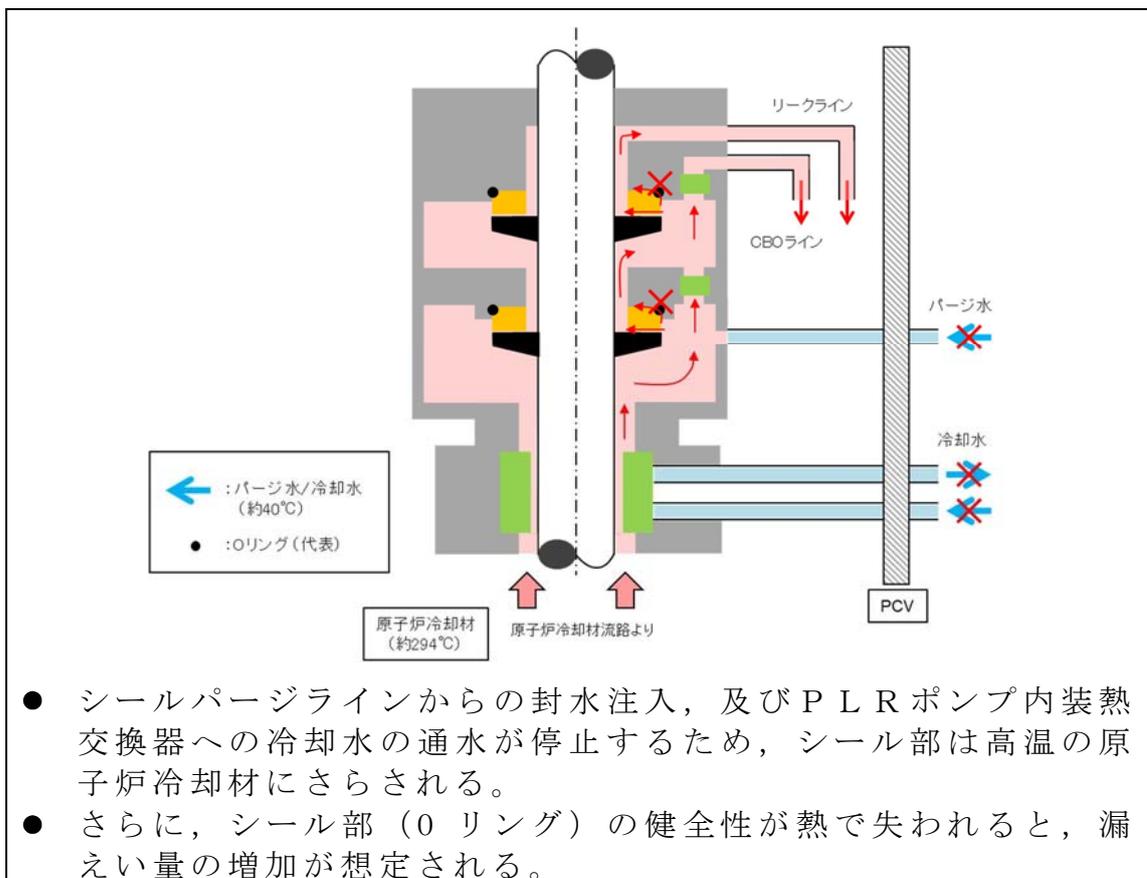
このため，S B O 時におけるP L R ポンプへの冷却水が喪失した場合のメカニカルシールからの原子炉冷却材の漏えい量を評価する実証試験を実施した。



第 1 図 P L R ポンプ 概略図



第 2 図 P L R ポンプ メカニカルシールの状況（通常運転時）



第 3 図 P L R ポンプ メカニカルシールの状況（冷却水喪失時）

## 2. 実証試験による評価

### (1) 試験概要

P L R ポンプで使用している実機メカニカルシールを使用し、冷却水喪失時を模擬した試験条件で試験を実施した。

a . 実施場所：多目的蒸気源試験設備

b . 試験装置：P L R ポンプメカニカルシールフルスケール※実証試験設備（第 4 図）

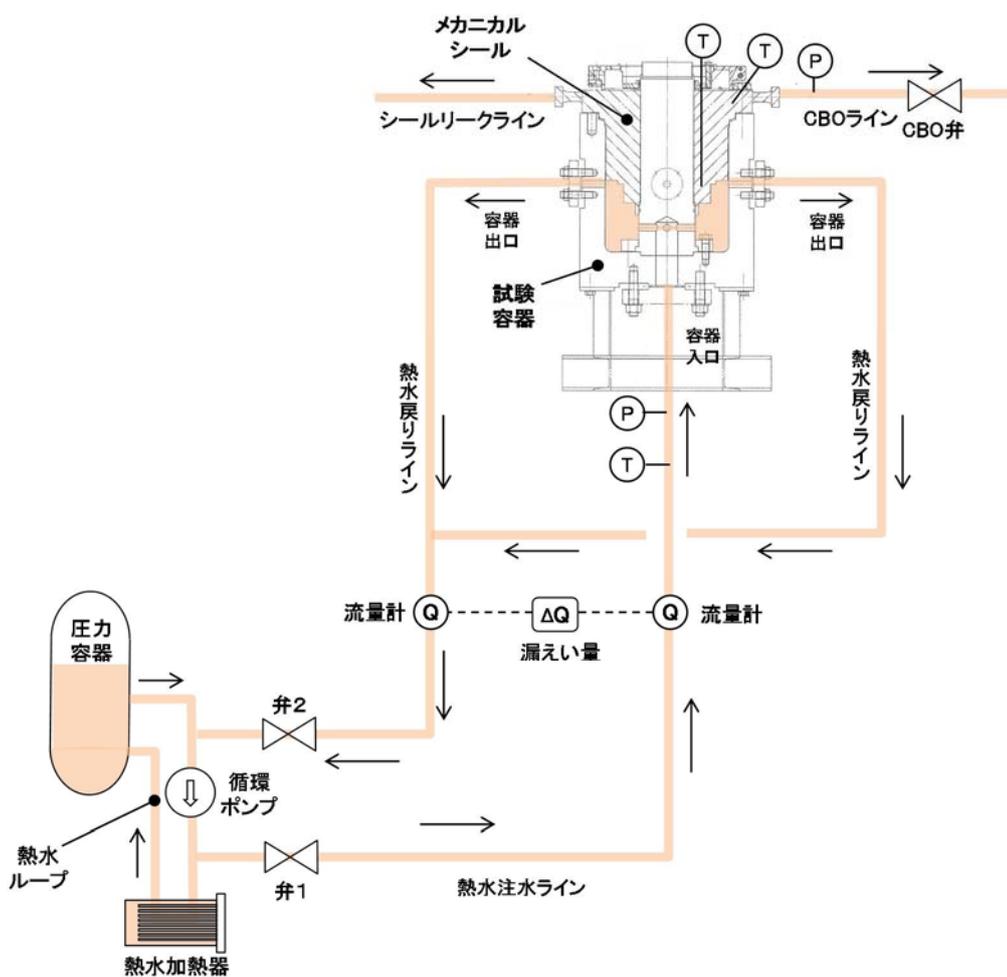
※：試験に用いたメカニカルシールは実機と同一品とし、軸径及びメカニカルシール部ギャップも実機と同一とした。B W R で使用されているメカニカルシールは全てタンデム型コンタクトシールであり、代表として N シールを使用した。

c . 系統構成：実機メカニカルシールの系統構成を模擬（第 5 図）

d . 試験方法：メカニカルシールに供給する熱水を循環させることにより、温度・圧力を制御し、実機における S B O 発生後の温度・圧力を模擬するとともに、熱水の入口流量と出口流量の差を漏えい量として計測した。なお、圧力の変化は、原子炉隔離時冷却系（R C I C）作動による原子炉圧力の減圧幅を包絡する条件とし、温度はその圧力に対応する飽和温度とした。



第 4 図 試験装置外観



第 5 図 実証試験時の系統構成

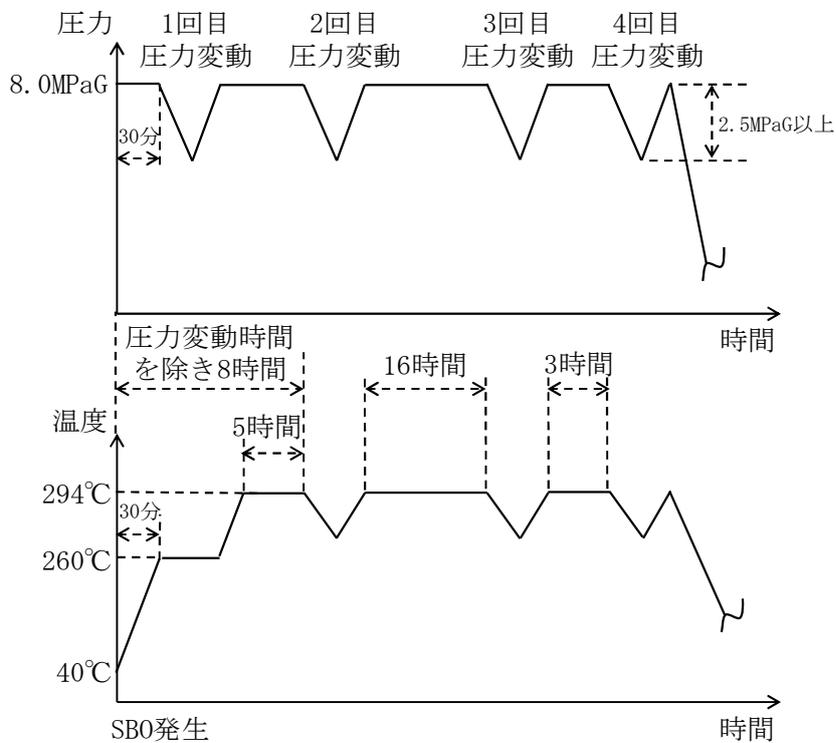
(2) 試験条件

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

第1表 試験条件

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

※ SBO発生後、24時間後までのRCICによる圧力変動幅をSAFER解析結果より決定した。なお、圧力変動中の温度は飽和温度とした。



第6図 試験時間における温度及び圧力条件

### 3. 試験結果及び漏えい量の影響について

実証試験時のメカニカルシールへの熱水注入の系統構成の概要を第 5 図に示す。SBO時のRCIC又は高圧代替注水系運転時における原子炉冷却材圧力及び温度を包絡した熱水並びに圧力変動を加えた熱水を試験容器下部からメカニカルシール室へ注水し、試験中の漏えい量を測定した。

SBO時における冷却水喪失時を模擬した実証試験を実施した結果、高温の熱水の浸入によりメカニカルシールの O リングの一部が損傷するものの、その損傷部分を通して外部に漏えいする経路により漏えい量は制限されるため、完全ではないものの、ある程度のシール機能を有し続けることで、試験時間が 24 時間以上においても、最大漏えい量は約 0.6t/h であった。

RCIC等の注水流量及び逃がし安全弁から放出される冷却材流量と比較しても十分小さい（RCICの注入流量の約 1%）ことから炉内インベントリの観点で事象進展に及ぼす影響は小さく、また、格納容器への熱負荷は小さいことから格納容器健全性に影響を与えることはない。

20. 非常用ガス処理系による系外放出を考慮した被ばく評価について

炉心損傷防止対策の有効性評価のうち、格納容器ベントを実施する「高圧・低圧注水機能喪失」、「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」及び「L O C A時注水機能喪失」においては、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を厳しく見積もる観点で、格納容器からの漏えいを考慮しない条件で評価を実施しており、敷地境界外における実効線量評価においてもこの条件を踏襲している。このため、格納容器からの漏えい及び非常用ガス処理系による系外放出を考慮した場合の敷地境界外の実効線量評価への影響について、非常用ガス処理系による系外放出を考慮している設計基準事故の「原子炉冷却材喪失」の評価結果と比較することにより確認した。

「原子炉冷却材喪失」及び「L O C A時注水機能喪失」の評価条件の比較を第1表に、敷地境界外の実効線量の評価結果の比較を第2表に示す。第1表に示すとおり、無機よう素及び有機よう素の格納容器気相部への移行割合は「原子炉冷却材喪失」の方が大きくなっているものの、「原子炉冷却材喪失」における放射性物質の系外への放出は格納容器漏えい率及び非常用ガス処理系の換気率に基づく緩やかなものであるため、「原子炉冷却材喪失」における実効線量は、「L O C A時注水機能喪失」における実効線量よりも約2桁小さい値となっている。

以上により、「L O C A時注水機能喪失」等の敷地境界外の実効線量評価において、格納容器からの漏えい及び非常用ガス処理系による系外放出の影響を考慮した場合でも、その影響は約2桁程度小さく、有意ではないことを確認した。

第1表 評価条件の比較

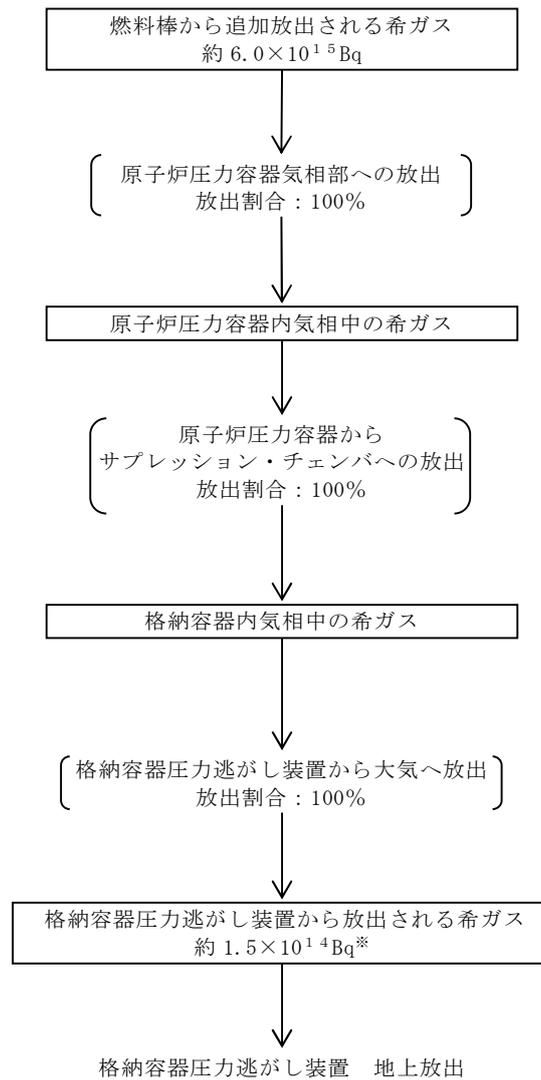
		L O C A時注水機能喪失 (S A)		原子炉冷却材喪失 (D B A)		
格納容器 への移行 割合	炉内液相部から 気相部への移行 割合	希ガス	100%	100%		
		有機よう素	10%	100%		
		無機よう素	8.09%	100%		
	炉内から格納容 器への移行割合	希ガス	100%			
		有機よう素				
		無機よう素				
格納容器 内での低 減効果	サプレッショ ン・プール除染 係数	希ガス	—	—		
		有機よう素	—	—		
		無機よう素	1/10 (D F 10)	1/101 (分配係数 100)		
	格納容器内沈着	希ガス	—	—		
		有機よう素	—	—		
		無機よう素	—	1/2		
格納容器気相部への移行割 合 <sup>※1</sup>		希ガス	1	1		
		有機よう素	1	10		
		無機よう素	1	約 1.7		
フィルタベント/非常用ガ ス処理系による低減効果		希ガス	—	—		
		有機よう素	1/50 (D F 50)	3/100 (除去効率 97%)		
		無機よう素	1/100 (D F 100)	3/100 (除去効率 97%)		
大気拡散条件		格納容器漏 えい率等	格納容器漏えい率；漏えいなし 格納容器ベント；約 28 時間後に 100%放出	格納容器漏えい率；0.5%/day 非常用ガス処理系換気率； 1回/day		
		$\chi/Q$	格納容器圧力逃がし装置（地上 放出）： $2.9 \times 10^{-5} \text{ s/m}^3$ 耐圧強化ベント系（排気筒放出） <sup>※2</sup> ： $2.0 \times 10^{-6} \text{ s/m}^3$	非常用ガス処理系（排気筒放 出） <sup>※2</sup> ： $8.0 \times 10^{-7} \text{ s/m}^3$		
		$D/Q$	格納容器圧力逃がし装置（地上 放出）： $4.0 \times 10^{-19} \text{ Gy/Bq}$ 耐圧強化ベント系（排気筒放出） <sup>※2</sup> ： $8.1 \times 10^{-20} \text{ Gy/Bq}$	非常用ガス処理系（排気筒放 出） <sup>※2</sup> ： $4.5 \times 10^{-20} \text{ Gy/Bq}$		

(※1) L O C A時注水機能喪失における格納容器気相部への移行割合を 1 として規格化した値

(※2) 同じ排気筒放出の場合でも、実効放出継続時間の違いにより  $\chi/Q$  及び  $D/Q$  の値は異なる。

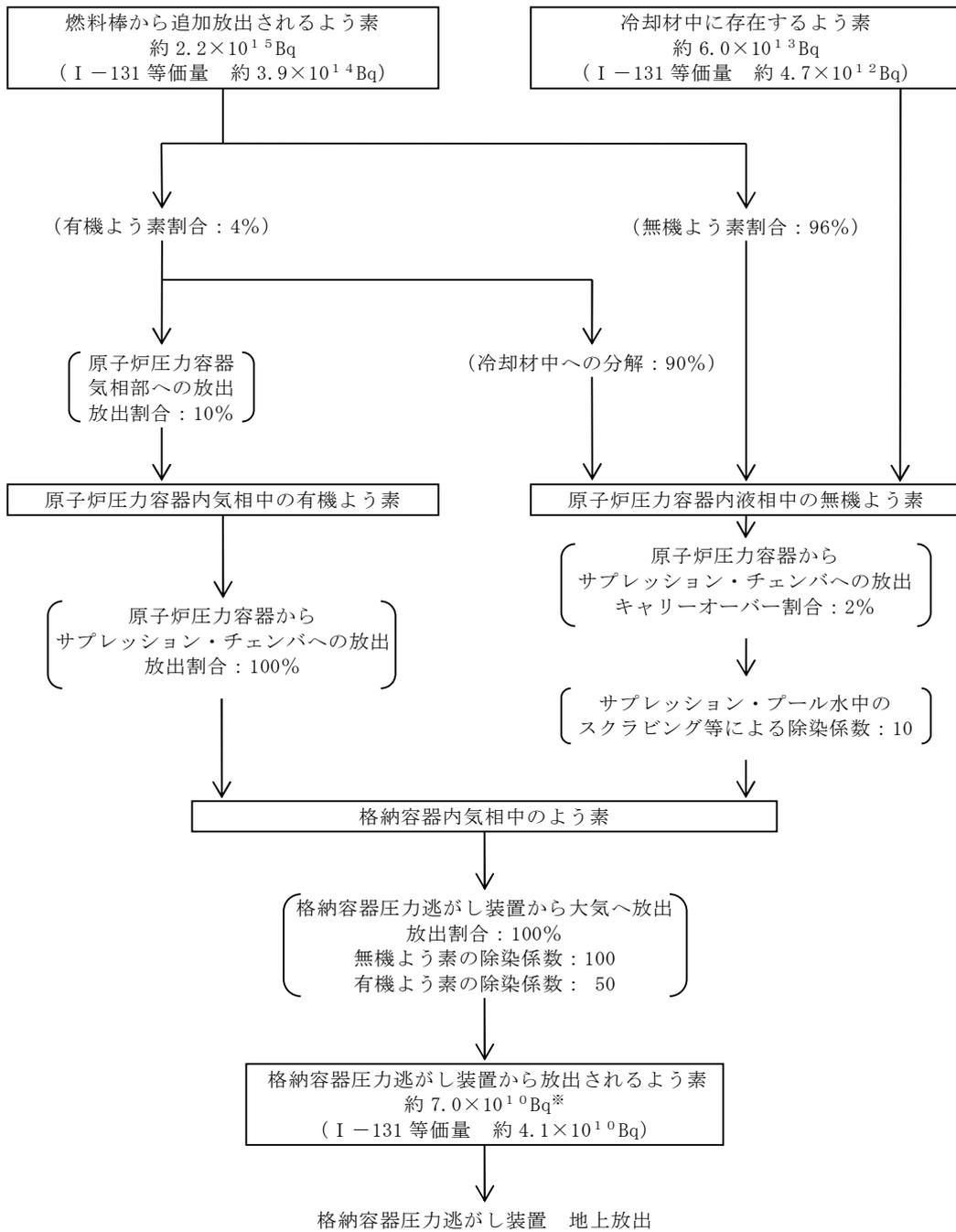
第2表 敷地境界外での実効線量評価結果の比較

事故シーケンスグループ等	放出経路	実効線量 (mSv)
L O C A時注水機能喪失	格納容器圧力逃がし装置による格納容 器ベント (ウェットウェルベント)	約 $7.6 \times 10^{-2}$
	耐圧強化ベント系による格納容器ベン ト (ウェットウェルベント)	約 $9.8 \times 10^{-2}$
原子炉冷却材喪失 (設計基準事故)	非常用ガス処理系による放出	約 $2.7 \times 10^{-4}$



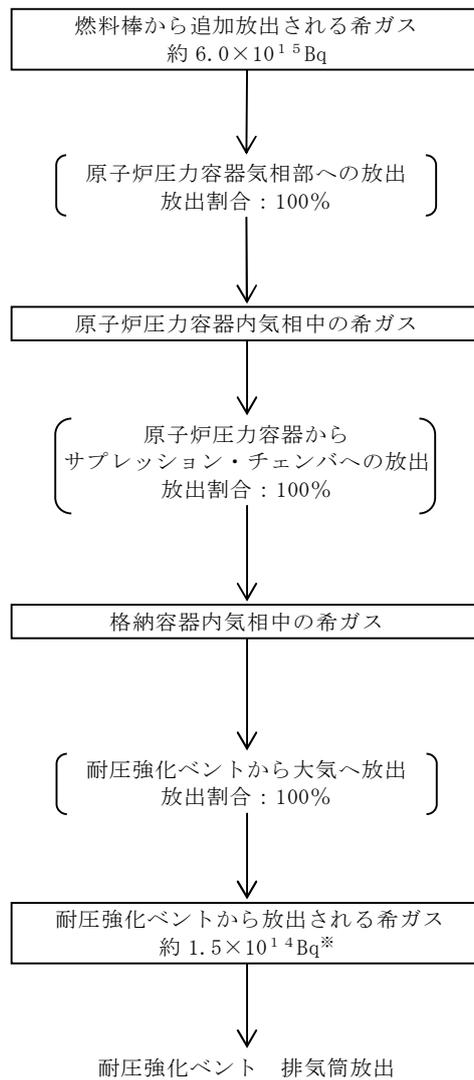
※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

第 1 図 LOCA 時注水機能喪失時の格納容器圧力逃がし装置による  
格納容器ベント時の放射性希ガスの大気放出過程  
( $\gamma$  線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)



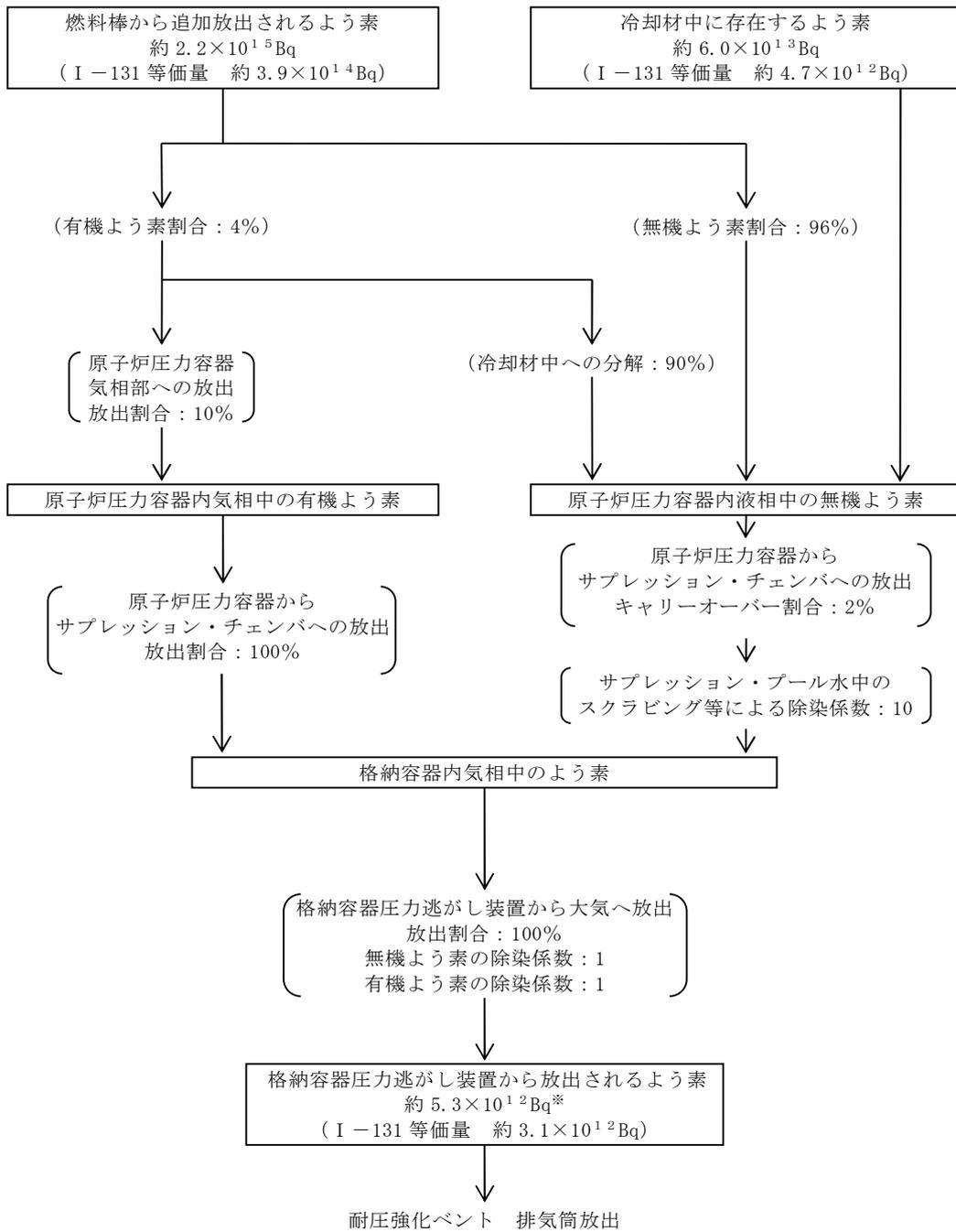
※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

第 2 図 LOCA 時注水機能喪失時の格納容器圧力逃がし装置による  
格納容器ベント時の放射性よう素の大気放出過程



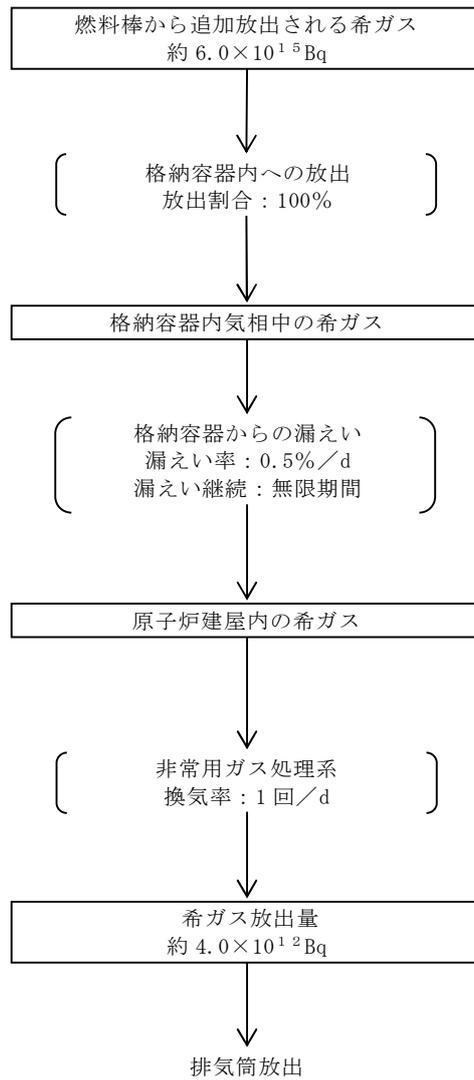
※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

第 3 図 LOCA 時注水機能喪失時の耐圧強化ベントによる  
格納容器ベント時の放射性希ガスの大気放出過程  
（ $\gamma$  線実効エネルギー 0.5MeV 換算値）



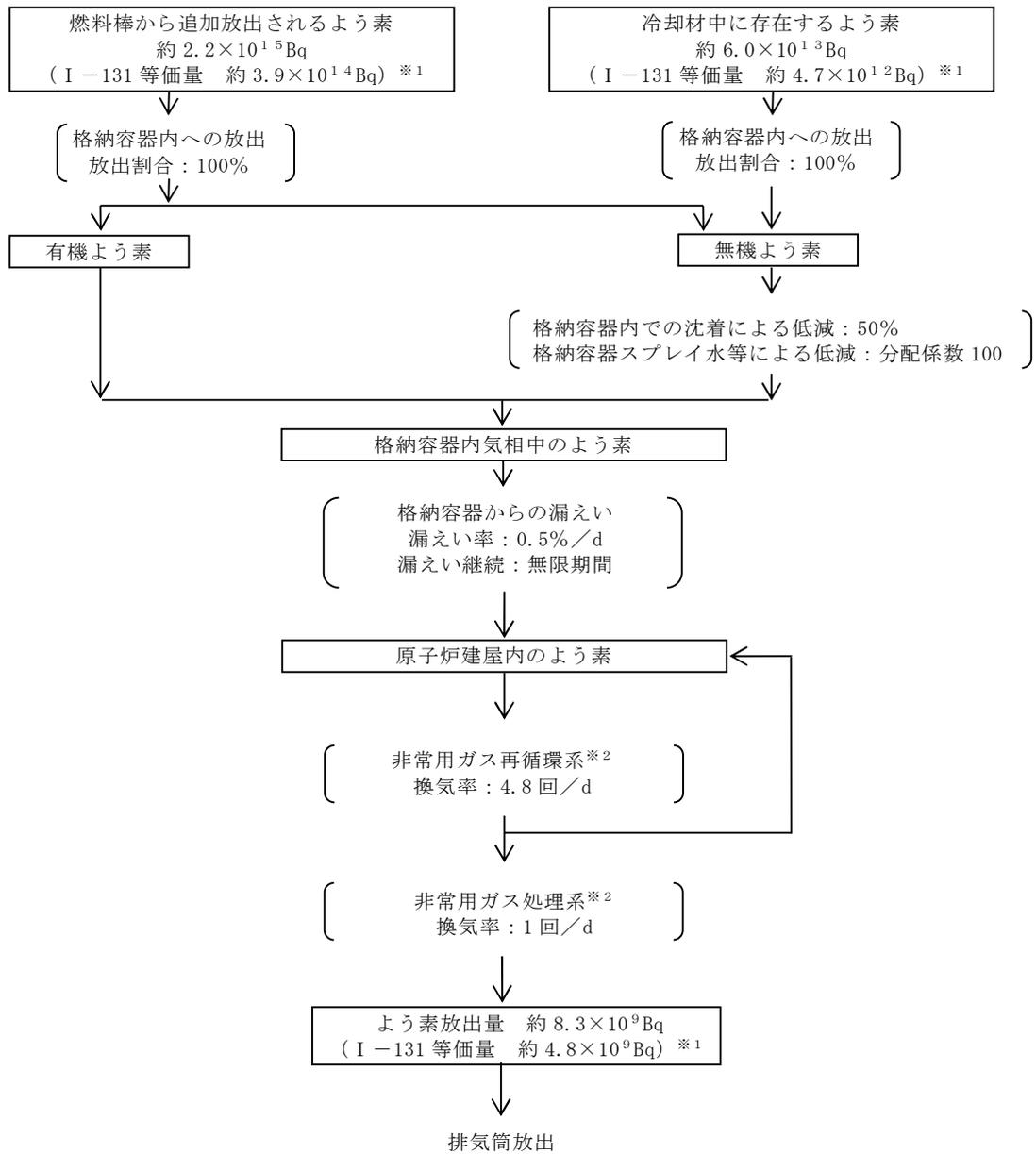
※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

第 4 図 耐圧強化ベントによる格納容器ベント時の  
放射性よう素の大気放出過程



第5図 原子炉冷却材喪失（事故）時の放射性希ガスの大気放出過程

（ $\gamma$ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値）



〔 ※ 1 : 小児実効線量係数換算  
 ※ 2 : よう素の除去効率：再循環 90%，外部放出 97% 〕

第6図 原子炉冷却材喪失（事故）時の放射性よう素の大気放出過程

## 21. 有効性評価における解析条件の変更等について

### 1. 有効性評価における解析条件の変更について

各シーケンスの有効性評価における解析条件の変更について1.1から1.4に、解析条件の変更前後の評価結果を別紙1に示す。

#### 1.1 炉心損傷防止の有効性評価における解析条件の変更について

東海第二発電所の重大事故等対策の有効性評価について、先行プラントの審査状況、東海第二発電所の設備設計の進捗等を踏まえ、設置変更許可申請時点から解析条件を変更した。第1表に主要な変更内容、以下に概要を示す。

##### (1) 高圧・低圧注水機能が喪失した場合の原子炉減圧操作条件の変更

申請時は、原子炉減圧操作条件として原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル1）設定点に到達してから10分の時間余裕を考慮していたが、設備設計の進捗に伴い運転手順に基づく前段の操作・確認事項（状況判断、高圧代替注水系の操作失敗等）の積み上げ時間（約25分後）に変更した。

##### (2) 炉心損傷防止対策における常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）のスプレイ流量の変更

申請時は、従前の運転手順に基づき常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ実施時の流量として $110\text{m}^3/\text{h}$ を設定していたが、申請解析において格納容器圧力が徐々に上昇していることを踏まえ、圧力抑制が可能な流量としてスプレイ流量を $130\text{m}^3/\text{h}$ に変更した。なお、運転手順についてもスプレイ流量の目安を同様に変更する。

- (3) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)のスプレイ停止基準の変更

申請時は、従前の運転手順に基づき代替格納容器スプレイの停止の基準を、サプレッション・プール水位がウェットウェルベントラインから 1m 下に到達した時点と設定していたが、格納容器ベントに伴うサプレッション・プール減圧沸騰による一時的な水位上昇の影響を考慮し、通常水位＋6.5m に変更した。

- (4) 原子炉圧力制御時に期待する逃がし安全弁機能の変更

申請時は、通常動作する逃がし安全弁（逃がし弁機能）に期待していたが、逃がし安全弁（逃がし弁機能）の駆動用窒素を供給する不活性ガス系が重大事故等対処設備ではないことを考慮し、「原子炉停止機能喪失」の有効性評価を除き駆動に窒素を必要としない逃がし安全弁（安全弁機能）に期待した原子炉圧力制御に変更した。また、「原子炉停止機能喪失」については、原子炉水位が高めに維持された方が反応度の観点で厳しい想定であること及び高圧炉心スプレイ系の原子炉注水流量は原子炉圧力に依存することを考慮し、原子炉圧力制御は逃がし安全弁（逃がし弁機能）に期待することとしている。

なお、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作時に逃がし安全弁の駆動用窒素を供給する高圧窒素ガス供給系は重大事故等対処設備に位置づける。

- (5) 原子炉隔離時冷却系等の水源の変更

申請時は、復水貯蔵タンクに期待した有効性評価を実施していたが、基準地震動の審査状況を踏まえ復水貯蔵タンクは耐震性の観点から重大事

故等対処設備には位置づけないこととし、低圧代替注水系（常設）の水源は代替淡水貯槽、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源はサプレッション・プールに変更した。また、代替淡水貯槽は地下設置とすることから水温を 30℃とした。

(6) 「全交流動力電源喪失（長期 T B）」操作条件の変更

原子炉隔離時冷却系の水源をサプレッション・プールに変更したことに伴い、「全交流動力電源喪失（長期 T B）」の有効性評価では、原子炉隔離時冷却系の運転継続性が確認されているサプレッション・プール水温度約 106℃にまでに可搬型代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水に移行する操作条件に変更した。また、低圧代替注水系（可搬型）の可搬型代替注水大型ポンプは、原子炉注水と格納容器スプレイとを同時に実施する容量を確保していることから、可搬型代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイを実施する操作条件に変更した。

(7) 「原子炉停止機能喪失」初期条件、操作条件等の変更

初期条件の炉心流量は、反応度の観点で厳しい条件として運転範囲の下限である 85%流量に変更した。

原子炉隔離時冷却系の水源をサプレッション・プールに変更したことに伴い、「原子炉停止機能喪失」の有効性評価では、サプレッション・プール水温度 106℃にて原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を停止する操作条件に変更した。

また、原子炉注水については給水系、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系により実施するが、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）に反映されないことが分かったため、反映されるように修正した。

(8) 「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」破断面積の変更

申請時は、保守的に残留熱除去系（低圧注水系）注水配管の全周破断を想定していたが、構造健全性評価の結果、隔離弁の誤開等により低圧設計部分が過圧された場合でも破損が発生しないことが確認されたため、ISLOCA発生時の構造健全性評価を踏まえ、保守的に残留熱除去系熱交換器フランジ部に  $21 \text{ cm}^2$  の漏えいが発生する想定に変更した。

(9) 緊急用海水系の設置

敷地に遡上する津波を考慮した場合にも使用可能な常設の重大事故等対処設備として緊急用海水系を設置することとした。これに伴い、「2.4.1 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において期待する代替の海水取水設備を代替残留熱除去系海水系から緊急用海水系に変更した。ただし、操作条件（格納容器除熱の開始）及び機器条件（除熱性能）について変更はない。

なお、代替残留熱除去系海水系については自主対策設備として整備する。

第1表 解析条件の主要な変更内容（炉心損傷防止対策）

解析条件	変更前（申請時）	変更後
(1) 高圧・低圧注水機能が喪失した場合の原子炉減圧操作	原子炉水位異常低下（レベル1）到達の10分後	前段の操作・確認事項の積み上げ時間（25分後）
(2) 炉心損傷防止対策における代替格納容器スプレイ冷却系（常設）のスプレイ流量	110m <sup>3</sup> /h	130m <sup>3</sup> /h
(3) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）のスプレイ停止基準（サブプレッション・プール水位）	ベントライン-1m	通常水位+6.5m
(4) 原子炉圧力制御時に期待する逃がし安全弁機能（原子炉停止機能喪失を除く）	逃がし弁機能	安全弁機能
(5) 原子炉隔離時冷却系等の水源	復水貯蔵タンク	代替淡水貯槽 サブプレッション・プール
(6) 「全交流動力電源喪失（長期TB）」マネジメント	可搬型設備に期待しない	可搬型設備による原子炉注水及び格納容器スプレイに期待
(7) 「原子炉停止機能喪失」マネジメント, 初期炉心流量	【運転員等操作】	
	原子炉隔離時冷却系により注水継続（復水貯蔵タンク水源）	サブプレッション・プール水温度106℃にて原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を停止
	【初期炉心流量】	
	100%流量	85%流量
(8) 「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」破断面積	低圧注水系注入配管の両端破断（463 cm <sup>2</sup> ）	構造健全性評価を踏まえた破断（熱交換器フランジ部, 21 cm <sup>2</sup> ）
(9) 緊急用海水系の設置	代替残留熱除去系海水系（可搬型設備） ・機器条件；約24MW ・操作条件（格納容器除熱開始）；サブプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達時	緊急用海水系（常設設備） ・機器条件；約24MW ・操作条件（格納容器除熱開始）；サブプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達時

## 1.2 格納容器破損防止対策の有効性評価における解析条件の変更について

東海第二発電所の重大事故等対策の有効性評価について、先行プラントの審査状況、東海第二発電所の設備設計の進捗等を踏まえ、設置変更許可申請時点から解析条件を変更した。第2表に主要な変更内容、以下に概要を示す。

### (1) 炉心損傷後の格納容器スプレイ流量の変更

申請時は、運転手順に従い炉心損傷後の格納容器スプレイ流量を  $250\text{m}^3/\text{h}$  としていたが、 $130\text{m}^3/\text{h}$  のスプレイ流量でも十分な格納容器圧力の抑制効果が確認されたことから、原子炉注水及び格納容器スプレイを同時に実施する際の原子炉注水流量の最大化及び炉心損傷前後のスプレイ流量の統一の観点で炉心損傷後の格納容器スプレイ流量を  $130\text{m}^3/\text{h}$  に変更した。

### (2) 代替循環冷却系の起動

格納容器除熱手段の強化及び格納容器ベント遅延のため、重大事故等対処設備として、代替循環冷却系の追設することとしているため、代替循環冷却系の機能に期待した有効性評価を実施することに変更した。

### (3) 格納容器内窒素注入の実施

申請時は格納容器内酸素濃度が可燃限界に到達しないことをウェット条件にて確認することにしていたが、格納容器ベントによる排出ガスが格納容器圧力逃がし装置の系統内における蒸気凝縮を踏まえると可燃限界濃度を超える可能性があるため、ドライ条件においても可燃限界濃度未満に維持するように、格納容器内窒素注入を実施することに変更した。

(4) 炉心損傷後の格納容器ベント実施基準の変更

申請時は、炉心損傷後の格納容器ベントの実施基準を格納容器限界圧力620kPa[gage]到達時としていたが、中央制御室からの遠隔操作による格納容器ベント失敗後に現場操作による格納容器ベント操作を実施する場合の時間を考慮し、格納容器スプレイの停止基準であるサプレッション・プール水位 通常水位+6.5m到達時に変更した。

(5) 格納容器スプレイ実施基準の追加

原子炉圧力容器が破損し、デブリがペデスタル（ドライウエル部）の水プールに落下した際の格納容器圧力の上昇を抑制するため、原子炉圧力容器破損を認知した場合に300m<sup>3</sup>/hにて常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により格納容器スプレイを実施する基準を追加した。

(6) 格納容器内初期酸素濃度の変更

申請時は保安規定で定める格納容器内酸素濃度の上限値である4.0Vo1%を初期酸素濃度として設定していたが、事故時の格納容器内酸素濃度をドライ条件にて可燃限界濃度未満に維持するため、(3)の変更と合わせ、保安規定で定める格納容器内酸素濃度の上限値及び評価条件の初期酸素濃度を2.5Vo1%に変更することにした。

第2表 解析条件の主要な変更内容（格納容器破損防止）

解析条件	変更前（申請時）	変更後
(1) 炉心損傷後の格納容器スプレィ流量の変更	250m <sup>3</sup> /h	130m <sup>3</sup> /h
(2) 代替循環冷却系の起動	—	事象発生 90 分後に起動
(3) 格納容器窒素注入の実施	—	格納容器内酸素濃度 4.0Vol%（ドライ）に到達した時点で、200Nm <sup>3</sup> /h にて注入
(4) 炉心損傷後の格納容器ベント実施基準の変更	620kPa[gage]（2Pd）到達時	サブプレッション・プール水位通常水位+6.5m 到達時
(5) 格納容器スプレィ実施基準の追加	—	原子炉圧力容器破損を判断した時点で、300m <sup>3</sup> /h にて実施
(6) 格納容器初期酸素濃度の変更	4.0Vol%	2.5Vol%

### 1.3 使用済燃料プールの有効性評価における解析条件の変更について

東海第二発電所の使用済燃料プールにおける重大事故等対策の有効性評価について、先行プラントの審査状況、東海第二発電所の設備設計の進捗等を踏まえ、設置変更許可申請時点から評価条件を変更した。第3表に主要な変更内容、以下に概要を示す。

#### (1) 燃料の崩壊熱

申請時から、燃料の崩壊熱の評価方法を変更し、その値を精緻化した。この変更に伴い、評価に用いる崩壊熱を、申請時の評価結果である約9.9MWから、約9.1MWに変更した。

#### (2) 使用済燃料プールの保有水量

申請時は、使用済燃料プールの保有水量としてキャスクピットを含めた約1,273m<sup>3</sup>としていたが、運用上キャスクピットが隔離される可能性を考慮し、キャスクピットを除外した使用済燃料プール保有水量(約1,189m<sup>3</sup>)に変更した。

#### (3) 使用済燃料プールへの注水開始時間の変更

申請時は、異常事象の認知、代替燃料プール注水系(可搬型)の準備に要する時間等を考慮して、事象発生から6時間後に注水を開始するものとしていたが、放射線の遮蔽が維持される水位到達までの時間余裕を考慮し、使用済燃料プールへの注水開始時間を事象発生から8時間後に変更した。

第3表 評価条件の主要な変更内容（想定事故1，想定事故2）

評価条件	変更前（申請時）	変更後
(1)燃料の崩壊熱	約 9.9MW	約 9.1MW
(2)使用済燃料プールの保有水量	約 1,273m <sup>3</sup>	約 1,189m <sup>3</sup>
(3)使用済燃料プールへの注水開始時間	事象発生から 6 時間後	事象発生から 8 時間後

#### 1.4 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における評価条件の変更について

東海第二発電所の運転停止中の原子炉における重大事故等対策の有効性評価について、先行プラントの審査状況、東海第二発電所の設備設計の進捗等を踏まえ、設置変更許可申請時点から評価条件を変更した。第4表に主要な変更内容、以下に概要を示す。

##### (1) 「崩壊熱除去機能喪失」及び「原子炉冷却材の流出」における原子炉注水開始時間の変更

申請時は、「崩壊熱除去機能喪失」及び「原子炉冷却材の流出」における原子炉注水開始時間を、事象の認知に要する時間と操作に要する時間を含めて事象発生から1時間後としていたが、事象の認知に要する時間に更に時間余裕を見込んで、原子炉注水開始時間を事象発生から2時間後に変更した。

##### (2) 全交流動力電源喪失における残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の海水系の変更及び原子炉の除熱開始時間の変更

申請時は、代替残留熱除去系海水系による残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を評価条件としていたが、常設代替高圧電源装置により残留熱除去系海水系の運転が可能であることを考慮し、残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を評価条件とすることに変更した。この変更に伴い、原子炉の除熱開始時間を事象発生後23時間から事象発生後4時間10分に変更した。

なお、代替残留熱除去系海水系については自主対策設備として整備する。

第 4 表 評価条件の主要な変更内容(運転停止中原子炉における燃料損傷防止)

評価条件	変更前（申請時）	変更後
(1) 「崩壊熱除去機能喪失」及び「原子炉冷却材の流出」における炉心への注水開始時間	事象発生から 1 時間後	事象発生から 2 時間後
(2) 「全交流動力電源喪失」における残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の海水系及び原子炉の除熱開始時間	代替残留熱除去系海水系	残留熱除去系海水系
	事象発生から 23 時間後	事象発生から 4 時間 10 分後

2. 有効性評価における柏崎刈羽6，7号炉との主要な相違点について

2.1 炉心損傷防止の有効性評価における柏崎刈羽6，7号炉との主要な相違点について

(1) 高圧・低圧注水機能喪失

項目		東海第二	柏崎刈羽6，7号炉	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER・CHASTE/MAAP	東海第二では、燃料被覆管温度の評価項目に対する余裕を考慮し、SAFERコードによる保守的な評価結果を提示している。
事故条件	外部電源	外部電源あり ただし、運転員等操作の観点では、外部電源なしを考慮	外部電源あり	相違点はない。 東海第二では、運転員等操作の観点では外部電源がない場合も考慮している。
機器条件	逃がし安全弁（原子炉圧力制御時） 格納容器圧力逃がし装置	安全弁機能 格納容器二次隔離弁全開	逃がし弁機能 格納容器二次隔離弁 70%開度	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、また、原子炉減圧時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなることで、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している。 運用の違い。 東海第二では、格納容器ベント実施時は二次隔離弁を全開とする運用としている。
操作条件	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）	事象発生から 25 分後	事象発生から 14 分後	設定時間は違うが、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実態として相違点はない。

(2) 高圧注水・減圧機能喪失

項目	東海第二	柏崎刈羽6, 7号炉	理由
解析コード	SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
事故条件	外部電源あり ただし、運転員等操作の観点では、外部電源なしを考慮	外部電源あり	相違点はない。 東海第二では、運転員等操作の観点では外部電源がない場合も考慮している。
機器条件	逃がし安全弁(原子炉圧力制御時) 安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、また、原子炉減圧時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなることで、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している。
低圧ECCSの台数	残留熱除去系(低圧注水系)3台及び低圧炉心スプレイス	低圧注水系1台	東海第二においては、高圧注水・減圧機能喪失時の機能喪失状態を考慮し、自動起動する低圧ECCS全台による原子炉注水を設定している。 なお、残留熱除去系(低圧注水系)1台による原子炉注水を想定した場合の感度解析を実施し、この場合にも評価項目を満足することを確認している。

(3) 全交流動力電源喪失(長期TB)

項目	東海第二	柏崎刈羽6, 7号炉	理由
解析コード	SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
機器条件	逃がし安全弁(原子炉圧力制御時) 安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している。
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(サブプレッション・プール水源)にて原子炉注水を実施し、事故発生8時間1分後に原子炉を減圧し、低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水を実施	原子炉隔離時冷却系(復水貯蔵槽水源)にて原子炉注水を実施	東海第二においては、原子炉隔離時冷却系の水源をサブプレッション・プールとしていることから、サブプレッション・プール水温度上昇により原子炉隔離時冷却系が機能喪失するまでに交流動力電源を必要としない可搬型の原子炉注水に切り換えることとしている。
格納容器冷却・除熱手段	サブプレッション・チェンババ圧力279kPa[gage]到達時に代替格納容器スプレイス冷却系(可搬型)による格納容器冷却を実施し、格納容器ベントは実施せず、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	事故発生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	東海第二においては、運転手順に従い代替格納容器スプレイス冷却系(可搬型)による格納容器スプレイスを実施することとしている。これに伴い、交流電源に期待可能な事象発生24時間後まで格納容器圧力が格納容器ベント実施基準(310kPa[gage])に到達しないことから、格納容器ベントではなく、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することとしている。

(4) 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)

項目	東海第二	柏崎刈羽6, 7号炉	理由
解析コード	SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
機器条件	安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している。
交流電源	24時間交流電源の復旧に期待しない	24時間交流電源の復旧に期待しない	相違点はない。
交流電源復旧までの原子炉注水手段	高圧代替注水系にて原子炉注水を実施し、事象発生の8時間1分後に原子炉を減圧し、低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水を実施	高圧代替注水系(復水貯蔵槽水)にて原子炉注水を実施	東海第二においては、高圧代替注水系の水源をサブレッション・プールとされていることから、サブレッション・プール水温度上昇により高圧代替注水系が機能喪失するまでに交流動力電源を必要としない可搬型の原子炉注水に切り換えることとしている。
格納容器冷却・除熱手段	サブレッション・チェンバ圧力279kPa[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、格納容器ベントは実施せず、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	事象発生の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	東海第二においては、運転手順に従い代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器スプレイを実施することとしている。これに伴い、交流電源に期待可能な事象発生の24時間後まで格納容器圧力が格納容器ベント実施基準(310kPa[gage])に到達しないことから、格納容器ベントではなく、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することとしている。

(5) 全交流動力電源喪失 (TBP)

項目	東海第二	柏崎刈羽6, 7号炉	理由
解析コード	SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
機器条件	安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持されることで、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待しているが、事象発生時に逃がし安全弁1弁の開固着が発生する本事故シーケンスでは実態として相違点はない。
交流電源	24時間交流電源の復旧に期待しない	24時間交流電源の復旧に期待しない	相違点はない。

(6) 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）

項目		東海第二	柏崎刈羽6，7号炉	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
事故条件	外部電源	外部電源あり ただし、運転員等操作の観点では、外部電源なしを考慮	外部電源なし	東海第二では、外部電源はありとしているが、運転員等操作の観点では外部電源がない場合も考慮していることから、実態として相違点はない。
機器条件	逃がし安全弁(原子炉圧力制御時)	安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している。
	格納容器冷却・除熱手段	サブレーション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達時に緊急用海水系を用いたたた残留熱除去系(格納容器サブレイ冷却系)による格納容器除熱を実施	代替格納容器サブレイ冷却系による格納容器冷却を実施し、事象発生の20時間後に代替原子炉補機冷却系を用いたたた残留熱除去系による格納容器除熱を実施	実際には残留熱除去系の起動準備が完了した時点で、サブレーション・プール水温度が32℃を超過している場合はサブレーション・プール冷却モード運転、サブレーション・チェンバ圧力が245kPa[gage]を超過している場合は格納容器サブレイモード運転を実施するが、東海第二では、操作余裕時間を確認する観点で、評価上はサブレーション・チェンバ圧力が代替格納容器サブレイの実施基準である279kPa[gage]に到達した時点で格納容器サブレイモード運転を開始するものと設定している。

(7) 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）

項目		東海第二	柏崎刈羽6，7号炉	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
事故条件	外部電源	外部電源あり ただし、運転員等操作の観点では、外部電源なしを考慮	外部電源あり	相違点はない。 東海第二では、運転員等操作の観点では外部電源がない場合も考慮している。
機器条件	逃がし安全弁(原子炉圧力制御時)	安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している。
	格納容器圧力逃がし装置	格納容器二次隔離弁全開	格納容器二次隔離弁70%開度	運用の違い。 東海第二では、格納容器ベント実施時は二次隔離弁を全開とする運用としている。
原子炉減圧後の原子炉注水手段		低圧代替注水系(常設)による原子炉注水	高圧炉心注水系による原子炉注水	東海第二においては、原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で、評価上は注水流量が小さい低圧代替注水系(常設)に期待した評価としている。

(8) 原子炉停止機能喪失

項目		東海第二	柏崎刈羽6, 7号炉	理由
解析コード		REDY/SCAT	REDY/SCAT	
初期条件	炉心流量	85%流量	100%流量	相違点はない。 東海第二においては、反応度の観点で厳しい条件として、初期炉心流量を運転範囲の下限である85%流量(41,060 t/h)に設定している。
操作条件	自動減圧系等の自動阻止操作	事象発生から4分後	自動減圧系の自動起動阻止操作に成功する	10分以内の操作に期待しているという点で相違はないが、東海第二においては、原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の自動阻止操作に要する時間を考慮して設定している。
	ほう酸水注入系の起動操作	事象発生から6分後	原子炉スクラムの失敗を確認した後から10分後に起動	東海第二においては、自動減圧系等の自動阻止操作の後にほう酸水注入系の起動操作に要する時間を考慮して設定している。
	残留熱除去系によるサブプレッション・プールの冷却操作	事象発生から17分後	サブプレッション・チェンバ・プールの水温49℃到達から10分後	東海第二においては、運転手順に基づき、状況判断及び残留熱除去系によるサブプレッション・プールの冷却操作要する時間を考慮して設定している。

(9) L O C A 時注水機能喪失

項目		東海第二	柏崎刈羽 6, 7 号炉	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER・CHASTE/MAAP	東海第二では、燃料被覆管温度の評価項目に対する余裕を考慮し、SAFERコードによる保守的な評価結果を提示している。
事故条件	起因事象	再循環配管の破断 破断面積は 3.7cm <sup>2</sup>	原子炉压力容器下部のドレン配管の破断 破断面積は 1cm <sup>2</sup>	破断箇所は、液相部配管を選定しており、実態として相違点はない。 破断面積は、絶対値の違いはあるが、燃料被覆管の破断防止が可能な最大面積を感度解析により確認し、感度解析ケースの事象進展がベースケースと有意な差が無いことを確認した上で、本事象シナリオの特徴を代表できる条件を設定しているという点で、実態として相違点はない。
	外部電源	外部電源あり ただし、運転員等操作の観点では、外部電源なしを考慮するとともに、給水流量の全喪失を想定	外部電源なし	東海第二では、外部電源はありとしているが、評価上は給水流量の全喪失を想定しており、運転員等操作の観点では外部電源がない場合も考慮していることから、実態として相違点はない。
機器条件	逃がし安全弁（原子炉圧力制御時）	安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、また、原子炉減圧時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなることで、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している。
	格納容器圧力逃がし装置	格納容器二次隔離弁全開	格納容器二次隔離弁 70%開度	運用の違い。 東海第二では、格納容器ベント実施時は二次隔離弁を全開とする運用とされている。
操作条件	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）	事象発生から 25 分後	事象発生から 14 分後	設定時間は違うが、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。

(10) インターフェイシステムLOCA

項目		東海第二	柏崎刈羽6, 7号炉	理由
解析コード		SAFER	SAFER	相違点はない。
事故条件	起因事象	SAFER 残留熱除去系B系熱交換器フランジの 破断 破断面積は約21cm <sup>2</sup>	高圧炉心注水系の吸込配管の 破断 破断面積は約10cm <sup>2</sup>	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実態として相違点はない。 東海第二においては、ISLOCA発生時の構造健全性評価により低圧設計部に破損は発生しないことを確認しており、加圧範囲の中で最も大きなシール構造である残留熱除去系熱交換器フランジ部に21cm <sup>2</sup> の破断面積を設定している。
	安全機能の喪失に対する仮定	インターフェイシステムLOCAの発生を想定する残留熱除去系B系並びに同じ原子炉建屋西側区画に設置されている高圧炉心スプレイレイ系及び残留熱除去系C系の機能喪失	インターフェイシステムLOCAが発生した側の高圧炉心注水系の機能喪失	東海第二においては、ISLOCA発生系統の機能喪失に加えて、保守的に破断箇所から原子炉建屋への原子炉冷却材漏えいにより同じ原子炉建屋西側区画に設置されている系統(高圧炉心スプレイレイ系及び残留熱除去系C系)が機能喪失する設定としている。
機器条件	外部電源	外部電源あり ただし、運転員等操作の観点では、外部電源なしを考慮するとともに、給水流量の全喪失を想定	外部電源なし	東海第二では、外部電源はありとしているが、評価上は給水流量の全喪失を想定しており、運転員等操作の観点では外部電源がない場合も考慮していることから、実態として相違点はない。
操作条件	逃がし安全弁(原子炉圧力制御時) 破断箇所の隔離操作	安全弁機能 事象発生5時間	逃がし弁機能 事象発生4時間	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している。 設定時間は違いますが、作業環境を考慮し、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、実態として相違点はない。

## 2.2 格納容器破損防止の有効性評価における柏崎刈羽6，7号炉との主要な相違点について

### (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）、水素燃焼

項目	東海第二	柏崎刈羽6，7号炉	理由
事故条件	大破断LOCA (原子炉再循環系の吸込み配管の破断)	大破断LOCA (残留熱除去系配管の破断)	原子炉圧力容器から格納容器への冷却材流出を大きく見積もる厳しい設定として、東海第二においては、原子炉圧力容器バウンダリに接続する配管のうち、口径が最大である原子炉再循環系の吸込み配管における両端破断を設定
機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル3）信号	東海第二においては、短時間であるが原子炉熱出力が維持される厳しい設定として、外部電源喪失時のタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては考慮せず、原子炉水位低（レベル3）にてスクラムするものとして設定
	可搬型窒素発生装置	200Nm <sup>3</sup> /h	東海第二においては、格納容器内をドライ条件で可燃限界濃度未満に維持するために、格納容器内に窒素注入を実施することにより、設計値を設定
	格納容器圧力逃がし装置	格納容器隔離弁全開	東海第二においては、格納容器隔離弁全開にて格納容器ベントを実施する設計としている
操作条件	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	事象発生25分後	東海第二においては、原子炉注水に伴って炉内で発生する過熱蒸気が破断口から格納容器側に移行し格納容器温度を急激に上昇させるため、原子炉注水と同時に格納容器スプレイを実施する手順とすることから、操作時間を考慮して設定
	代替循環冷却系	事象発生90分後	東海第二においては、緊急用海水系及び代替循環冷却系は常設設備であり中央制御室からの操作により対応可能であるため、操作時間を考慮して設定
	可搬型窒素発生装置	格納容器内酸素濃度4.0Vol%（ドライ）到達時	東海第二においては、格納容器内酸素濃度を4.3Vol%到達にて格納容器ベントを実施することとしているため、格納容器ベント遅延の観点から設定
	格納容器圧力逃がし装置	サブレシジョン・ブール水位が通常水位+6.5m到達時	東海第二においては、中央制御室からの遠隔操作失敗後に現場操作に要する時間を考慮して設定

(2) 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

項目	東海第二	柏崎刈羽6，7号炉	理由
事故条件	外部電源なし（全ての非常用ディーゼルの機能喪失を想定）	外部電源なし（ただし，非常用ディーゼル発電機に期待）	東海第二においては，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
機器条件	原子炉スクラム 原子炉水位低（レベル3）信号	原子炉スクラム 原子炉水位低（レベル3）信号	東海第二においては，原子炉水位低下を厳しく見積もる観点から，短時間であるが原子炉熱出力が維持される厳しい設定として，原子炉水位低（レベル3）にてスクラムするものとして設定
	逃がし安全弁（原子炉圧力制御時）	安全弁機能	東海第二においては，原子炉圧力が高めに維持され，また，原子炉減圧時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなることで，評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している
操作条件	代替循環冷却系	事象発生 90 分後から圧力容器破損後の格納容器圧力が低下傾向となるまではドライウエルへ連続スプレイを実施。その後，ドライウエルと原子炉へ流量配分し，それぞれ連続スプレイ及び連続注水を実施。	東海第二においては，緊急用海水系及び代替循環冷却系は常設設備であり中央制御室からの操作により対応可能であるため，操作時間を考慮して設定。 また，原子炉圧力容器が破損し，デブリがベデスタル（ドライウエル部）の水プールに落下した際の格納容器圧力の上昇を抑制する観点から設定。
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	原子炉圧力容器破損の判断後に，ドライウエルへ連続スプレイを実施。再度格納容器圧力が上昇し，格納容器圧力 465kPa[gage]に到達した場合に間欠スプレイを実施。	東海第二においては，原子炉圧力容器が破損し，デブリがベデスタル（ドライウエル部）の水プールに落下した際の急激な格納容器圧力の上昇を抑制する観点から連続スプレイ条件を設定。 また，その後も格納容器圧力の緩やかな上昇を抑制する観点から間欠スプレイ条件を設定。

2.3 使用済燃料プールの有効性評価における柏崎刈羽6，7号炉との主要な相違点について

(1) 想定事故 1

柏崎刈羽6，7号炉との主要な相違点はない。

(2) 想定事故 2

事故条件	項目	東海第二	柏崎刈羽6，7号炉	理由
	漏えいによる使用済燃料プール水位の低下	静的サイフォンブレイカにより、サイフォン現象による流出が停止される 事象発生と同時に通常水位から約0.23m下まで低下	サイフォンブレイク孔によるサイフォンブレイクに期待しないため、漏えい隔離操作実施（事象発生150分後）まで水位低下が継続	東海第二では、耐震性も含めて機器、弁類等の故障及び人的過誤の余地のない単管構造の静的サイフォンブレイカ（重大事故等対処設備）による、サイフォン現象による使用済燃料プール水の流出停止に期待した評価としている。なお、逆止弁式のサイフォンブレイカについては、その効果に期待していない。

## 2.4 運転停止中の原子炉での有効性評価における柏崎刈羽6，7号炉との主要な相違点について

### (1) 崩壊熱除去機能喪失

項目	東海第二	柏崎刈羽6，7号炉	理由
事故条件	外部電源 事象認知まで：外部電源あり 事象認知後：外部電源なし	柏崎刈羽なし 外部電源なし	東海第二においては、外部電源が喪失するとインターロックにより残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の再起動ができないため、事象認知の観点では外部電源がある場合の方が厳しい。このため、事象認知（事象発生から1時間）までは外部電源があるものとした。 また、事象発生1時間以降は、外部電源が喪失すると原子炉保護系電源の復旧等が必要となり、運転員操作に時間を要するという観点で厳しい条件となるため、外部電源がないものと仮定した。

### (2) 全交流動力電源喪失

項目	東海第二	柏崎刈羽6，7号炉	理由
操作条件	低圧代替注水系（常設）の注水開始時間	事象発生から145分後	東海第二においては、事象発生から25分で低圧代替注水系（常設）の起動準備操作が完了すると設定している。原子炉の沸騰開始は事象発生から約1.1時間後であり、原子炉冷却材の蒸発量に応じた原子炉注水を実施すること、原子炉水位を通常運転水位付近で維持することができる。
	残留熱除去系（停止時冷却系）による原子炉冷却	事象発生から20分後	東海第二においては、残留熱除去系海水系に期待した評価としており、常設代替高圧電源装置から非常用母線への給電操作時間及び残留熱除去系の起動操作時間等の積み上げにより残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転開始時間を設定している。

### (3) 原子炉冷却材の流出

項目	東海第二	柏崎刈羽6, 7号炉	理由
事故条件	外部電源あり	外部電源なし	東海第二においては、外部電源がない場合、原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ入口弁が自動閉となり、冷却材流出が停止することから、原子炉冷却材流出の観点が厳しい外部電源ありを仮定した。
機器条件	原子炉圧力容器の状態 原子炉の初期水位	原子炉圧力容器開放、原子炉ウエル満水	東海第二においては、原子炉水位が遮蔽水位に到達するまでの時間余裕の観点から最も厳しくなる、原子炉圧力容器未開放、かつ原子炉水位が通常運転水位の状態を仮定した。なお、原子炉水位が通常運転水位の場合は、原子炉水位低下による警報発報や緩和設備の自動起動に期待できることも考えられるが、有効性評価ではこれらに期待しないことにより認知の観点からも厳しい扱いとした。
操作条件	流出箇所の隔離	原子炉への注水開始後	東海第二においては、運転手順書に基づき、原子炉水位回復操作を優先するため、流出箇所の隔離は、原子炉への注水開始後に実施する。

### (4) 反応度の誤投入

項目	東海第二	柏崎刈羽6, 7号炉	理由
機器条件	期待しない	原子炉周期短信号（原子炉周期 20 秒）	東海第二においては、原子炉出力ペリオド短（20 秒）、及び原子炉出力ペリオド短（10 秒）による制御棒引抜阻止には保守的に期待していない。

## 解析条件の変更前後の評価結果について

## 1. 炉心損傷防止対策の有効性評価における解析条件の変更前後の評価結果

解析条件の変更前後における各重要事故シーケンスの評価結果を第 1 表から第 8 表に示す。なお、敷地境界外での実効線量の評価シーケンスは、全交流動力電源喪失（長期 T B）から L O C A 時注水機能喪失に変更した。

第 1 表 評価結果（高圧・低圧注水機能喪失）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
燃料被覆管最高温度	469℃	338℃	1200℃以下
燃料被覆管酸化量	被覆管厚さの 1%以下	同左	被覆管厚さの 15%以下
原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる圧力	約 7.67MPa[gage]	約 8.09MPa[gage]	10.34MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる圧力	約 0.31MPa[gage]	約 0.31MPa[gage]	0.62MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる温度	約 144℃	約 143℃	200℃以下
（格納容器ベント時間）	約 28 時間	約 28 時間	—

第 2 表 評価結果（高圧注水・減圧機能喪失）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
燃料被覆管最高温度	684℃	711℃	1200℃以下
燃料被覆管酸化量	被覆管厚さの 1%以下	同左	被覆管厚さの 15%以下
原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる圧力	約 7.67MPa[gage]	約 8.09MPa[gage]	10.34MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる圧力	約 0.04MPa[gage]	約 0.04MPa[gage]	0.62MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる温度	約 86℃	約 90℃	200℃以下

第 3 表 評価結果（全交流動力電源喪失（長期 T B））

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
燃料被覆管最高温度	初期値	初期値	1200℃以下
燃料被覆管酸化量	被覆管厚さの 1%以下	同左	被覆管厚さの 15%以下
原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる圧力	約 7.67MPa[gage]	約 8.46MPa[gage]	10.34MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる圧力	約 0.31MPa[gage]	約 0.28MPa[gage]	0.62MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる温度	約 161℃	約 141℃	200℃以下
（格納容器ベント時間）	約 18 時間	—	—

第4表 評価結果（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
燃料被覆管最高温度	初期値	初期値	1200℃以下
燃料被覆管酸化量	被覆管厚さの1%以下	同左	被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる圧力	約 7.67MPa[gage]	約 8.09MPa[gage]	10.34MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる圧力	約 0.30MPa[gage]	約 0.28MPa[gage]	0.62MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる温度	約 143℃	約 141℃	200℃以下

第5表 評価結果（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去機能が喪失した場合））

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
燃料被覆管最高温度	初期値	初期値	1200℃以下
燃料被覆管酸化量	被覆管厚さの1%以下	同左	被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる圧力	約 7.67MPa[gage]	約 8.09MPa[gage]	10.34MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる圧力	約 0.31MPa[gage]	約 0.31MPa[gage]	0.62MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる温度	約 144℃	約 143℃	200℃以下
（格納容器ベント時間）	約 30 時間	約 28 時間	—

第6表 評価結果（原子炉停止機能喪失）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
燃料被覆管最高温度	859℃	872℃	1200℃以下
燃料被覆管酸化量	被覆管厚さの1%以下	同左	被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる圧力	約 8.39MPa[gage]	約 8.49MPa[gage]	10.34MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる圧力	約 0.16MPa[gage]	約 0.20MPa[gage]	0.62MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる温度	約 106℃	約 115℃	200℃以下

第7表 評価結果（LOCA時注水機能喪失）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
燃料被覆管最高温度	573℃	616℃	1200℃以下
燃料被覆管酸化量	被覆管厚さの1%以下	同左	被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる圧力	約 7.67MPa[gage]	約 8.09MPa[gage]	10.34MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる圧力	約 0.31MPa[gage]	約 0.31MPa[gage]	0.620MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる温度	約 144℃	約 138℃	200℃以下
（格納容器ベント時間）	約 28 時間	約 28 時間	—

第8表 評価結果（インターフェイスシステムLOCA）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
燃料被覆管最高温度	初期値	初期値	1200℃以下
燃料被覆管酸化量	被覆管厚さの1%以下	同左	被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる圧力	約 7.23MPa[gage]	約 8.09MPa[gage]	10.34MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる圧力	—*	—*	0.620MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる温度	—*	—*	200℃以下

※：格納容器バイパス事象であり，評価項目に対して十分な余裕があることから比較対象外とした。

2. 格納容器破損防止対策の有効性評価における評価条件の変更前後の評価結果

評価条件の変更前後における評価結果を第9表及び第10表に示す。

第9表 評価結果（雰囲気圧力・温度による静的負荷  
（格納容器過圧・過温破損）, 水素燃焼）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
格納容器バウンダリにかかる圧力	0.62MPa[gage]	約0.47MPa[gage]	0.62MPa[gage]以下
格納容器バウンダリにかかる温度	約189℃	約157℃ （壁面温度）	200℃以下
ベント時の Cs-137 総放出量（7日間）	約 $1 \times 10^{-4}$ TBq	S/Cベント 約 $0.11 \times 10^{-3}$ TBq D/Wベント 約0.35TBq	100TBq以下
格納容器内の最大酸素濃度（7日間）	ドライ条件 4.1vol%	ドライ条件 4.0vol%	格納容器内の水素濃度がドライ条件に換算して酸素濃度が5Vol%以下

第10表 評価結果（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）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
格納容器バウンダリにかかる圧力	●kPa[gage] （原子炉压力容器破損時）	約0.47MPa[gage] （7日間の最大値）	620 kPa[gage]以下
格納容器バウンダリにかかる温度	約●℃	約●℃	200℃以下
原子炉压力容器破損時の原子炉圧力	約0.16MPa[gage]以下	約●MPa[gage]以下	2.0MPa[gage]以下
溶融炉心の冷却	ペDESTAL（ドライウェル部）にて冷却維持可能	ペDESTAL（ドライウェル部）にて冷却維持可能	溶融炉心と格納容器バウンダリが接触せず，適切に冷却できること
溶融炉心の侵食量	侵食せず，指示機能が維持される	侵食せず，指示機能が維持される	侵食により格納容器の構造材の支持機能が喪失しないこと

3. 使用済燃料プールの有効性評価における評価条件の変更前後の評価結果
- 評価条件の変更前後における各想定事故の評価結果を第 11 表及び第 12 表に示す。

第 11 表 評価結果（想定事故 1）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
使用済燃料プール水位	燃料有効長頂部から 約 7.1m 上	燃料有効長頂部から 約 6.8m 上	燃料有効長頂部の冠水 遮蔽維持 (目安：10mSv/h <sup>※</sup> )
未臨界の維持	未臨界を維持	未臨界を維持	未臨界の維持

※：必要な遮蔽が維持される使用済燃料プール水位は燃料有効長頂部の約 6.4m 上

第 12 表 評価結果（想定事故 2）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
使用済燃料プール水位	燃料有効長頂部から 約 6.8m 上	燃料有効長頂部から 約 6.6m 上	燃料有効長頂部の冠水 遮蔽維持 (目安：10mSv/h <sup>※</sup> )
未臨界の維持	未臨界を維持	未臨界を維持	未臨界の維持

※：必要な遮蔽が維持される使用済燃料プール水位は燃料有効長頂部の約 6.4m 上

4. 運転停止中原子炉の有効性評価における評価条件の変更前後の評価結果
- 評価条件の変更前後における各重要事故シーケンスの評価結果を第13表から第15表に示す。

第13表 評価結果（崩壊熱除去機能喪失）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
原子炉水位	原子炉水位の低下なし	燃料有効長頂部から約4.2m上	燃料有効長頂部冠水 遮蔽維持 (目安：10mSv/h <sup>※</sup> )
未臨界の維持	未臨界を維持	未臨界を維持	未臨界の維持

※：必要な遮蔽が維持される原子炉水位は燃料有効長頂部の約1.7m上

第14表 評価結果（全交流動力電源喪失）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
原子炉水位	原子炉水位の低下なし	原子炉水位の低下なし	燃料有効長頂部冠水 遮蔽維持 (目安：10mSv/h <sup>※</sup> )
未臨界の維持	未臨界を維持	未臨界を維持	未臨界の維持

※：必要な遮蔽が維持される原子炉水位は燃料有効長頂部の約1.7m上

第15表 評価結果（原子炉冷却材の流出）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
原子炉水位	燃料有効長頂部から約3.7m上	燃料有効長頂部から約2.2m上	燃料有効長頂部冠水 遮蔽維持 (目安：10mSv/h <sup>※</sup> )
未臨界の維持	未臨界を維持	未臨界を維持	未臨界の維持

※：必要な遮蔽が維持される原子炉水位は燃料有効長頂部の約1.7m上

## 22. 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

### 1. 燃料集合体初期出力の燃料被覆管最高温度への影響の整理

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」等において、平均出力燃料集合体で燃料被覆管最高温度が発生する理由は、以下のように整理できる。

- ・注水設備の観点からは、これらの事故シーケンスでは事象発生後、早期に低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水を行うため、原子炉水位の低下により平均出力燃料集合体及び高出力燃料集合体は一部露出するものの高出力燃料集合体が過度に露出することはない。平均出力燃料集合体と高出力燃料集合体は、上下プレナム間差圧が均等になるよう集合体入口流量が分配されるため、初期の燃料集合体出力が高く、発生するボイドの割合が大きい高出力燃料集合体では、二相水位としては高めとなり、燃料被覆管温度が最大となる位置においても炉心の露出時間が長期間とならないことから、燃料被覆管温度の上昇が抑制される。
- ・崩壊熱の観点からは、設計基準事故のLOCA解析と比較して、これらの事故シーケンスは事故後時間が経過しているため崩壊熱が十分低下しており、平均出力燃料集合体と高出力燃料集合体の燃料棒1本当たりの出力の差（絶対値）は、事故直後に比べて小さくなり、温度上昇率の差が小さくなる。このため、二相水位が低いことにより炉心露出期間が長くなる平均出力燃料集合体における燃料被覆管温度が高くなる傾向となる。

### 2. 燃料集合体初期出力に対する燃料被覆管最高温度の感度解析

燃料集合体初期出力の燃料被覆管最高温度への影響を確認するため、第1表に示すとおり、代表的な事故シーケンスについて、高出力燃料集合体の初

期出力を変化させた場合の燃料被覆管最高温度に関する感度解析を実施した。

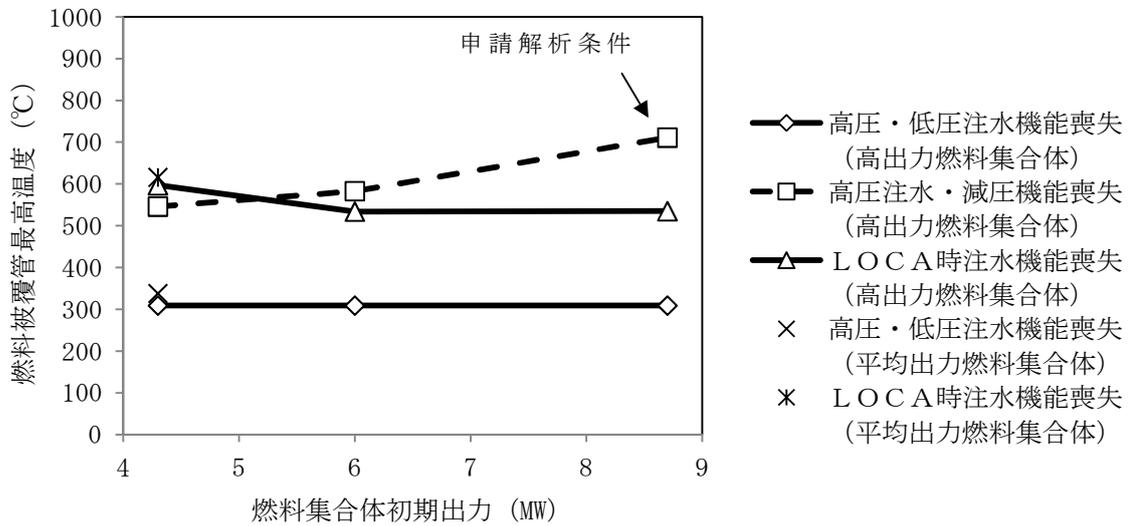
なお、燃料棒の線出力密度については、初期出力に比例して変化させている。

第1図に、燃料集合体初期出力と燃料被覆管最高温度の関係を示す。高圧注水・減圧機能喪失では、申請解析条件での高出力燃料集合体初期出力の場合において燃料被覆管最高温度が最も高くなり、高圧・低圧注水機能喪失及びL O C A時注水機能喪失では、いずれの高出力燃料集合体初期出力の場合においても、ほぼ同等の燃料被覆管最高温度となっている。

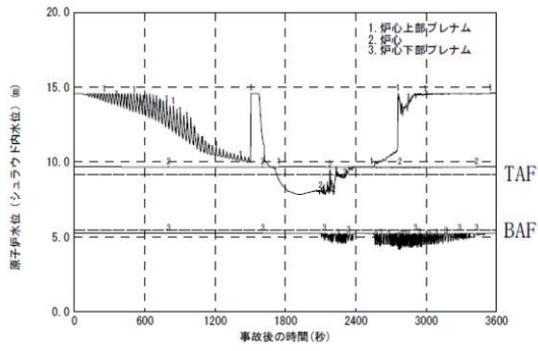
以上から、高圧・低圧注水機能喪失等において、平均出力燃料集合体の燃料被覆管最高温度を代表としても問題とならない。

第 1 表 高出力燃料集合体初期出力と燃料被覆管最高温度の関係

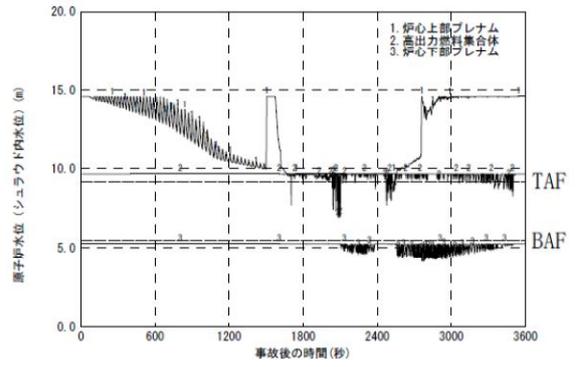
事故シーケンス	高出力燃料集合体初期出力	
	高圧・低圧注水機能喪失	約 8.7MW
約 6.0MW		申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間
約 4.3MW		平均出力燃料集合体初期出力と同等
高圧注水・減圧機能喪失	約 8.7MW	申請解析条件
	約 6.0MW	申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間
	約 4.3MW	平均出力燃料集合体初期出力と同等
L O C A 時注水機能喪失	約 8.7MW	申請解析条件
	約 6.0MW	申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間
	約 4.3MW	平均出力燃料集合体初期出力と同等



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



平均出力燃料集合体



高出力燃料集合体

第 2 図 原子炉水位挙動の例（高圧・低圧注水機能喪失）

23. サプレッション・プールの水位上昇に係る構造的な耐性について

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」の事象進展では、格納容器の健全性を維持するために、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置等により格納容器冷却及び除熱を行う。

代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却時は、原子炉からの蒸気の流入に加えて格納容器スプレイによる水が格納容器内に滞留するため、スプレイ量に応じてサプレッション・プール水位が上昇するが、通常水位+約 6.5m となった時点で格納容器スプレイを停止し、この後格納容器圧力が 0.31MPa [gage] 到達で格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作を行う。

この場合、サプレッション・プール水位は、通常水位である約 7m から 6.5m 上昇した約 13.5m となり、この水位分に相当する水頭圧は 0.133MPa であり、0.31MPa [gage] に本水頭圧を加味しても格納容器限界圧力 0.62MPa [gage] よりも十分低く、格納容器の構造的な耐性に影響を与えるものではない。

24. 非常用ディーゼル発電機が起動成功した場合の影響について  
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))

1. はじめに

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」においては、外部電源の喪失に加え、取水機能喪失により非常用ディーゼル発電機の冷却水の冷却手段が喪失することから、全交流動力電源喪失を想定している。実際には、冷却水の冷却手段を喪失した場合でも、非常用ディーゼル発電機は起動可能であり、一定時間の電源供給が行われると考えられる。ここでは、これによる影響について考察する。

2. 非常用ディーゼル発電機による給電の影響について

外部電源喪失時に取水機能が喪失した場合、冷却水の供給手段が喪失した状態で非常用ディーゼル発電機が自動起動することで、全交流動力電源喪失は回避される。その後、原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し、保有水量が減少することで原子炉水位は低下する。原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が開始され、原子炉水位が維持される。

この際、自動起動した非常用ディーゼル発電機は、冷却水の供給手段を喪失しているため、運転継続によって冷却水及び潤滑油温度が上昇し、インターロックにより停止する。非常用ディーゼル発電機が停止するまでの対応は、中央制御室のみで実施可能であり、要員の配置に与える影響はなく、また、その後の対応手順は、非常用ディーゼル発電機の機能喪失を最初から想定した場合と同様である。なお、非常用ディーゼル発電機が起動することによ

て、待機中の機器が自動起動するが、プラントに悪影響を及ぼすものではない。

### 3. まとめ

取水機能が喪失し、冷却水の冷却手段が喪失した場合も非常用ディーゼル発電機は自動起動するが、冷却水の冷却手段がないことにより非常用ディーゼル発電機がインターロックにより自動停止するまで給電が行われ、全交流動力電源喪失に至る時間が延長されるのみであり、対応手順に影響を及ぼすことはない。

## 25. 原子炉満水操作の概要について

### 1. 不測事態「水位不明（C3）」からの満水操作

原子炉水位が不明になった場合又は水位不明判断曲線の水位不明領域に入った場合、原子炉の満水操作を実施する。

この場合、原子炉水位をできるだけ高く維持するために逃がし安全弁を1弁以上（可能なら3弁）開とし、高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系（低圧注水系）又は代替の注水系統にて原子炉へ注水し、原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を  MPa 以上に維持することで、原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

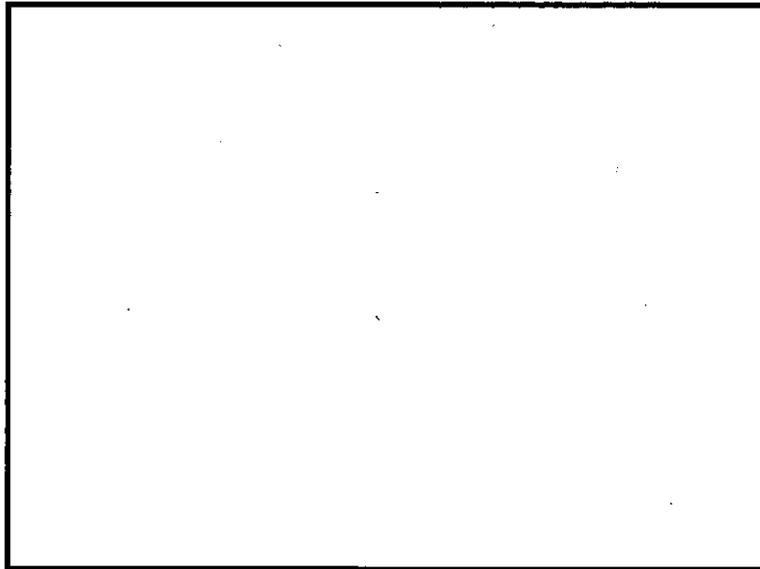
原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を  MPa 以上に維持できない場合は、逃がし安全弁の開個数を減らし（最少1弁）、原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を  MPa 以上に維持する。 MPa 以上に維持できない場合は他の代替手段で原子炉の満水状態を確認する。

原子炉の満水状態を確認できない場合は、自動減圧機能付き逃がし安全弁7弁を開とし、原子炉水位をできるだけ高く維持する。

なお、原子炉の満水状態の確認に際しては、低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系（低圧注水系）等の低圧の注水系統を使用し、逃がし安全弁の開弁数、注水系統数及び注水流量を調整することにより、必要な差圧を確保した上で、できるだけ原子炉圧力を低く維持する手順としているため、原子炉を過圧するおそれはない。また、低圧の注水系統にて満水状態を確認できない場合には、高圧の注水系統を用いるが、この場合も低圧の注水系統を使用する場合と同様の手順としているため、原子炉を過圧することはない。万一、原子炉圧力が上昇した場合においても、残りの逃がし安全弁が開設定圧力に到達した時点で自動開することから、原子炉を過圧するおそれはない。

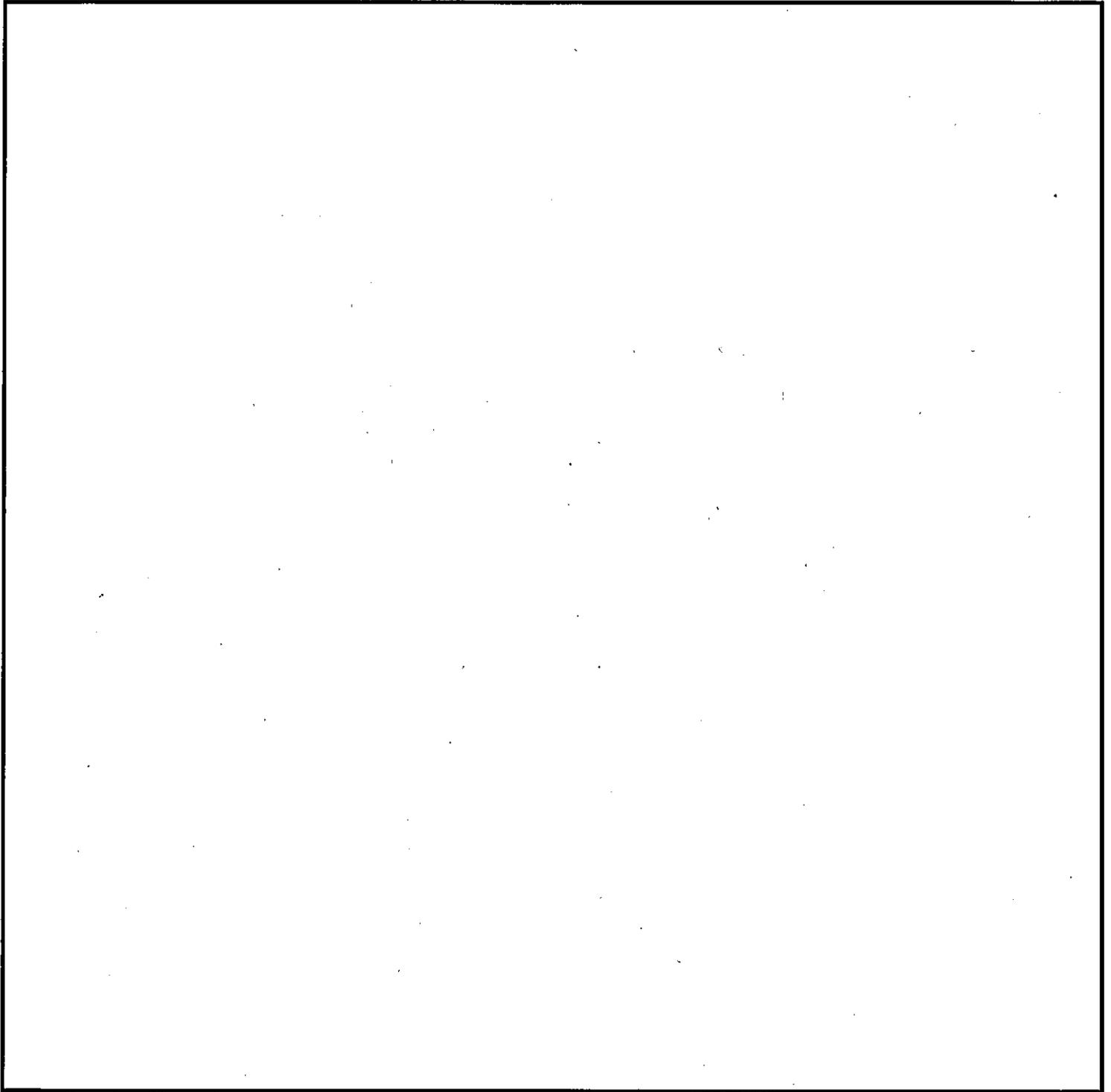
【水位不明判断条件】

- a. 原子炉水位指示計の電源が喪失した場合
- b. 原子炉水位計の指示に「バラツキ」があり、原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることが判定できない場合
- c. ドライウェル空間部温度が、原子炉圧力容器飽和温度に達した場合  
(不測事態「水位不明 (C3)」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)

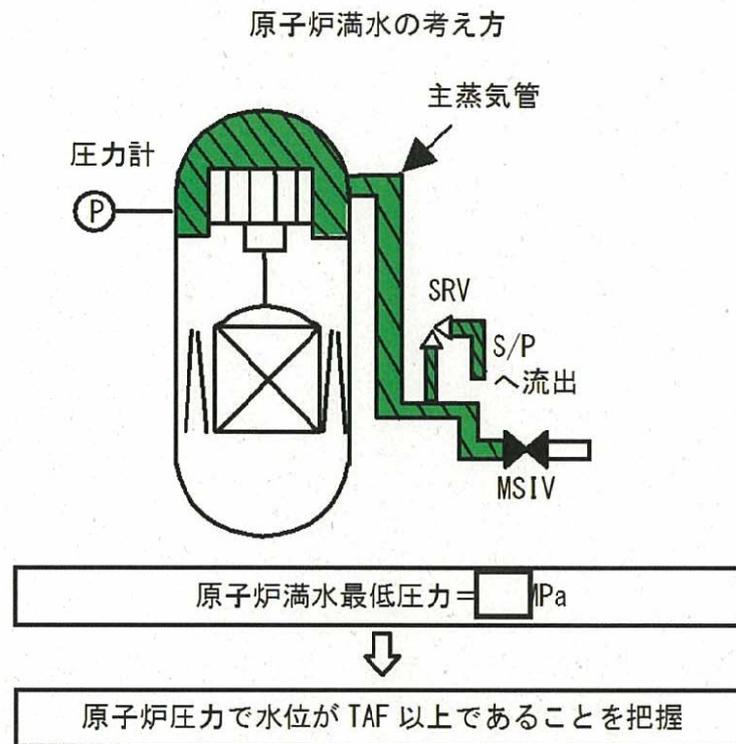


第1図 不測事態「水位不明 (C3)」水位不明判断曲線

2. 満水操作フロー概要（水位不明時）



【原子炉満水状態の確認方法】



原子炉圧力はサプレッション・チェンバ圧力より原子炉満水化に必要な差圧以上で、かつできるだけ低い圧力に維持すること。

LOCA時及び代替の注水システムを用いて注水時等、原子炉圧力とサプレッション・チェンバ間の差圧を  MPa 以上に確保できない場合の満水状態の確認方法としては、以下により行うこと。

- ① 開放逃がし安全弁排気管に設置されている温度計の指示値を温度記録計にて確認する。

この開放逃がし安全弁排気管温度が原子炉圧力容器本体の水温とほぼ同一であり、かつ、他の逃がし安全弁排気管温度と有意な差があることを確認する。

これにより、原子炉圧力容器へ注入された液体は開放逃がし安全弁及び

排気管を経由して、サプレッション・プールへ移送されていることが確認でき、また、原子炉圧力容器の水位は主蒸気管ノズルレベル以上に確保されていることが確認できる。

- ② ポンプ追加起動により原子炉圧力が上昇すれば原子炉圧力容器は満水状態であり、原子炉圧力が変化しなければ満水していないと予想される。

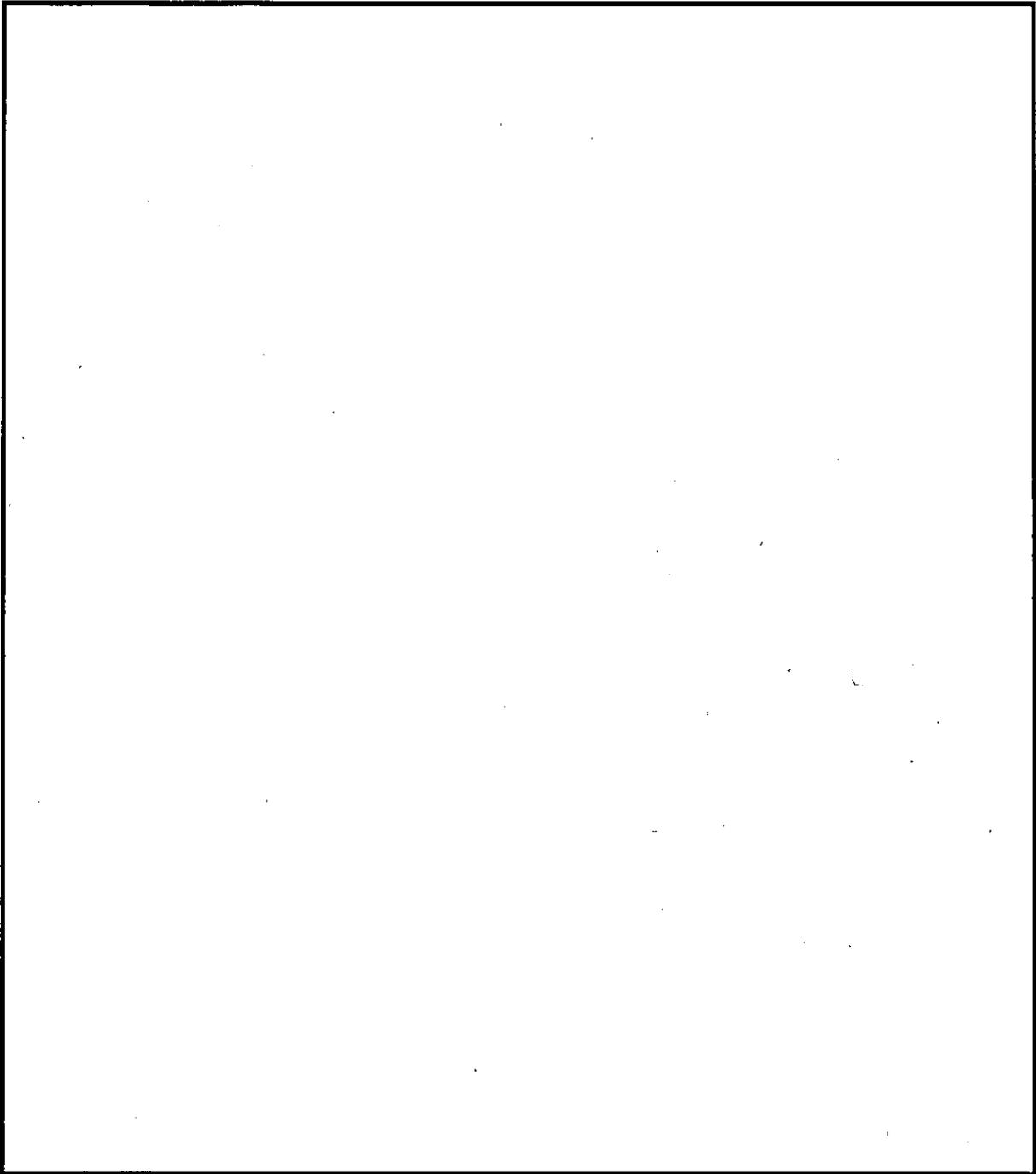
#### 4. 「PCV圧力制御（PC/P）」からの満水操作

サブプレッション・チェンバ圧力が 279kPa [gage] に到達し、格納容器スプレイによる圧力抑制ができない場合に、原子炉の満水操作を実施する。

この場合、原子炉を満水にすることで、直接格納容器空間部へ熱が放出されることを防止する。また、冷却水の注入に伴う格納容器内の蒸気凝縮により、格納容器減圧を促進する効果も期待する。

原子炉水位をできるだけ高く維持するために、逃がし安全弁を 3 弁以上開とし、高圧注水機能、低圧注水機能又は代替注水機能を用いて注水を実施する。

5. 満水操作フロー概要（「PCV圧力制御（PC/P）」からの満水操作）



## 26. 外部水源温度の条件設定の根拠について

主要解析条件のうち、低圧代替注水系(常設)等の代替淡水貯槽を水源とする設備の注水温度を35℃に設定している。以下に設定根拠を示す。

### 1. 代替淡水貯槽の水温設定

代替淡水貯槽は地下埋設式であり、外気温の影響を受けにくく、年間を通じて安定である。また、地下数十cmであれば地中温度は30℃を下回るため(第1図)、代替淡水貯槽の水温についても30℃を下回ると考えられる。

### 2. 外部水源(淡水貯水池)の水温設定

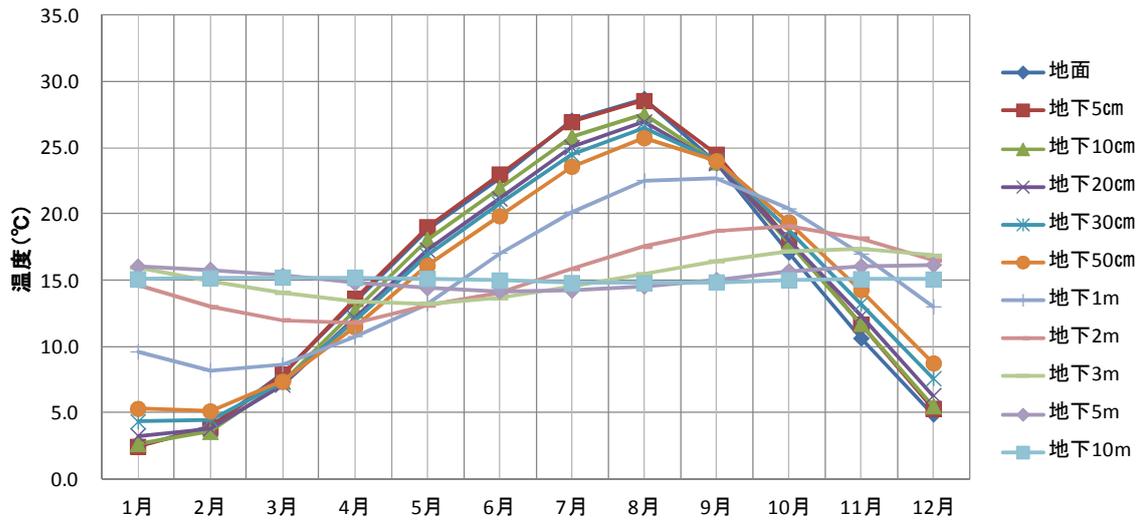
淡水貯水池の水温としては、湖沼等の一般的な温度が約35℃以下であることを参考に、35℃として設定している。参考に、東海第二発電所近傍の湖沼として、霞ヶ浦における過去の水温変化を第2図に示す。霞ヶ浦の最深部深さは約7.1m、淡水貯水池の最深部深さは約5.5mと同程度のオーダーであり、各水深における水温は同程度になるものと考えられる。第2図では水面近くの水深20cmにおける水温を示しているが、水深が深くなれば水温は低くなることから、淡水貯水池の水温として設定している35℃は高めの水温であると考えられる。

### 3. 低圧代替注水系(常設)等の注水温度の設定

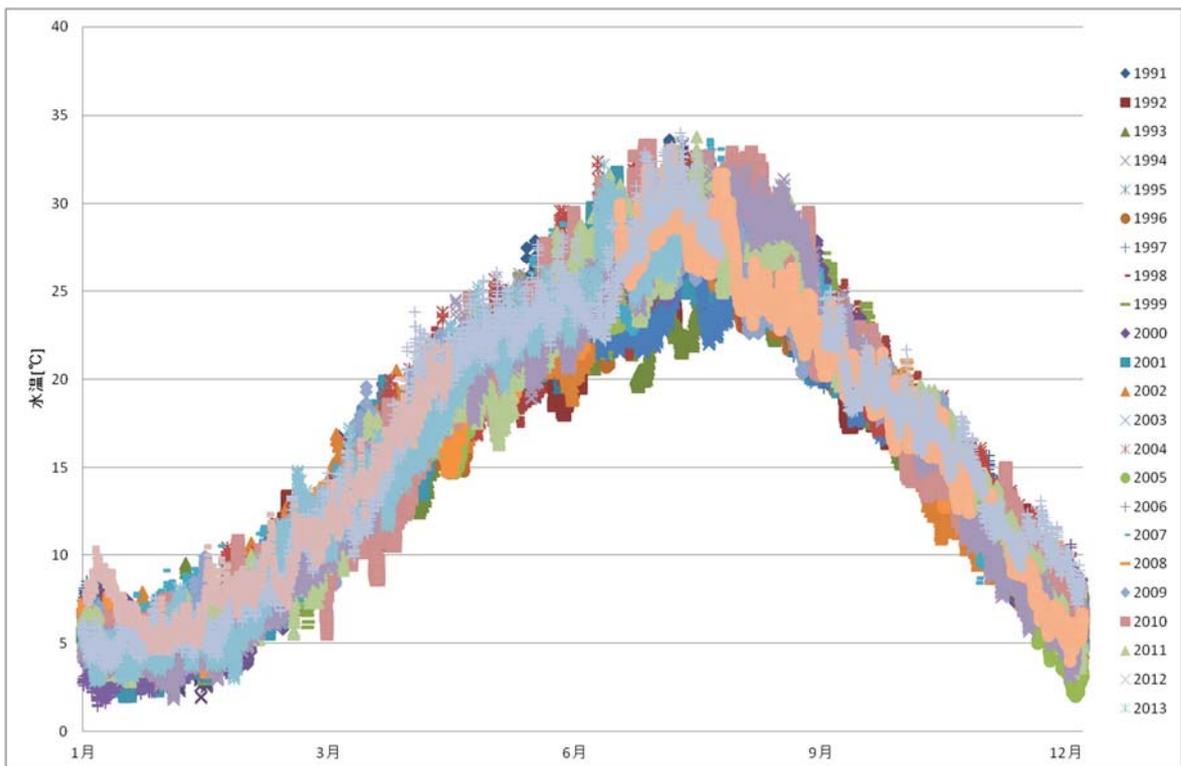
事象初期については代替淡水貯槽の水温である30℃で注水されるが、淡水貯水池からの水源補給実施後は、注水温度は35℃に近づくこととなる。したがって、解析上の設定として、注水による炉心の冷却効果やスプレイによる圧力抑制効果について厳しくする評価する観点から水源温度を高めに設定す

ることとし、解析期間を通じて淡水貯水池の水温である35℃一定として設定している。

なお、代替淡水貯槽の水源容量はプラントが安定状態に至るまでに必要な水量を有しており、水源補給は炉心の冷却を安定的に実施している状態で実施することとなるため、淡水貯水池の温度がプラント状態に与える影響は小さいと考えられる。



第1図 地中温度の年間月別平均温度の変動（水戸市）  
 （「地中温度等に関する資料」（農業気象資料第3号，1982）に基づく）



第2図 霞ヶ浦の水温変化（水深20cm）  
 （国立環境研究所 地球環境研究センターHPに基づく）

## 27. 格納容器ベント操作について

原子炉格納容器フィルタベント系を用いた格納容器ベント運用に係る主要な事項について、以下に整理する。

### 1. ベント実施の判断基準

ベント実施の判断基準を第 1 表に示す。

第 1 表 ベント実施判断基準

炉心状態	目的	実施判断基準
炉心損傷なし	過圧破損防止	格納容器圧力 310kPa [gage] (最高使用圧力 : 1Pd) 到達
		格納容器スプレイが実施できない場合
炉心損傷を判断した場合※1	過圧破損防止	サブプレッション・プール通常水位+6.5m 到達
		格納容器スプレイが実施できない場合
	水素燃焼防止	格納容器酸素濃度がウェット条件にて 4.3%到達
	環境へ放出される放射性物質の総量の低減	格納容器温度 200℃到達
原子炉建屋水素濃度 2%到達		

※ 1 : 格納容器内雰囲気放射線モニタの  $\gamma$  線線量率が設計基準事故 (原子炉冷却材喪失) 相当の 10 倍を超過

炉心損傷なしの場合は、格納容器圧力が上昇すれば格納容器圧力が 217kPa [gage] から 279kPa [gage] の範囲で間欠格納容器スプレイを実施し、サブプレッション・プール通常水位+6.5m に到達すれば格納容器スプレイを停止し、

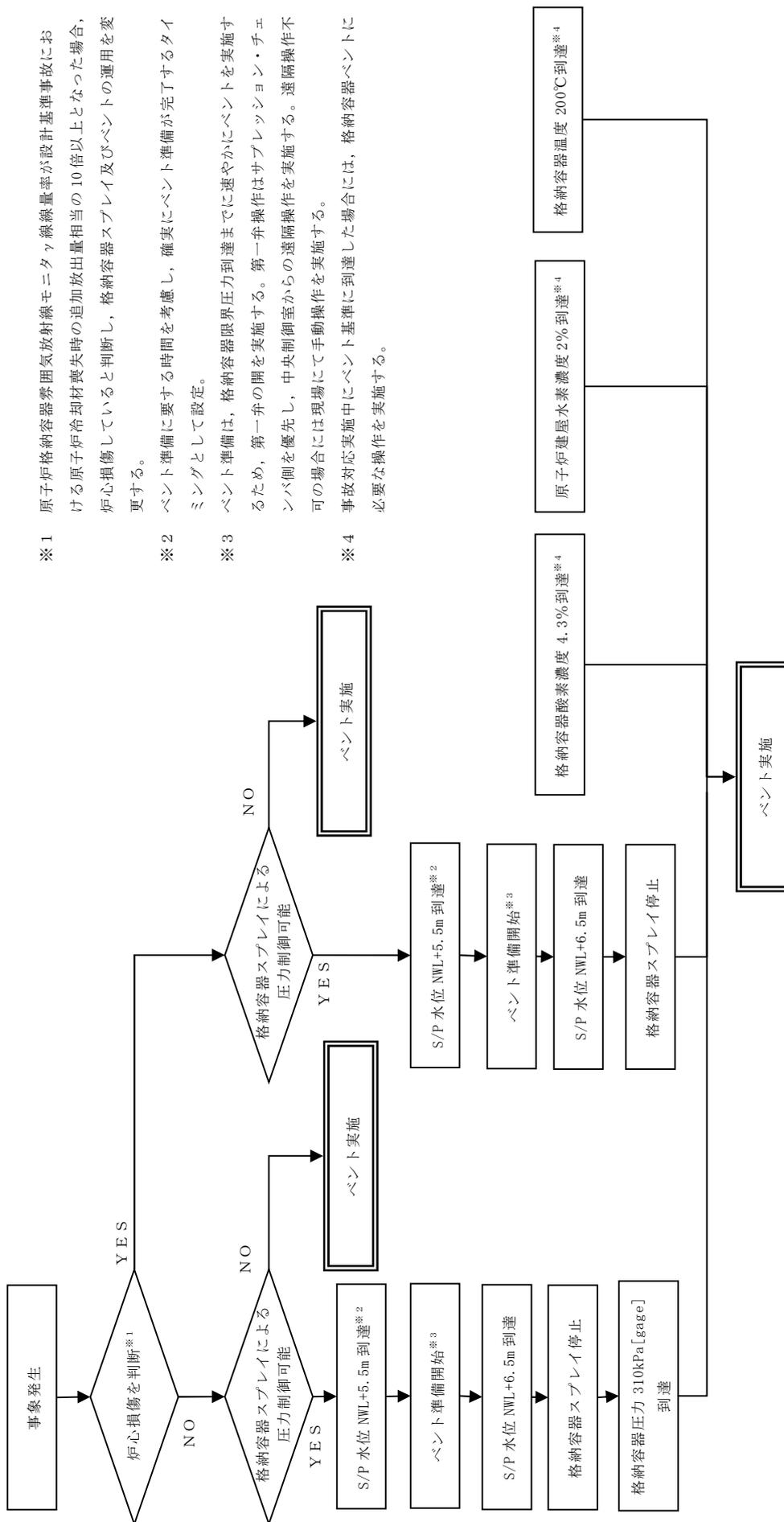
格納容器の最高使用圧力である 310kPa [gage] (1Pd) に到達した時点でベントの実施を判断する。一方、炉心損傷を判断した場合は、格納容器圧力が上昇すれば 400kPa [gage] から 465kPa [gage] の範囲で間欠格納容器スプレイを実施し、サプレッション・プール通常水位+6.5m に到達した時点で格納容器スプレイを停止するとともにベントの実施を判断する。格納容器スプレイができない場合には、減圧手段を確保する観点からベント実施を判断する。

また、炉心損傷を判断した場合は、水-ジルコニウム反応により大量の水素が発生し、格納容器内の水素濃度は可燃限界の 4% を超過する。その後、水の放射線分解によって格納容器内酸素濃度が上昇し、格納容器内水素・酸素濃度が可燃限界に到達することにより、格納容器内で水素燃焼が発生するおそれがある。この水素燃焼の発生を防止するため、格納容器内酸素濃度がウェット条件にて 4.3% に到達した時点でベント操作を実施することで格納容器内の水素・酸素を排出する。

重大事故等対処設備が健全に機能せず格納容器が破損する恐れがある場合及び格納容器の機能の劣化により格納容器からの著しい漏えいが発生した場合には、フィルタ装置を介したベントを実施することにより、環境へ放出される放射性物質の総量の低減を図る。

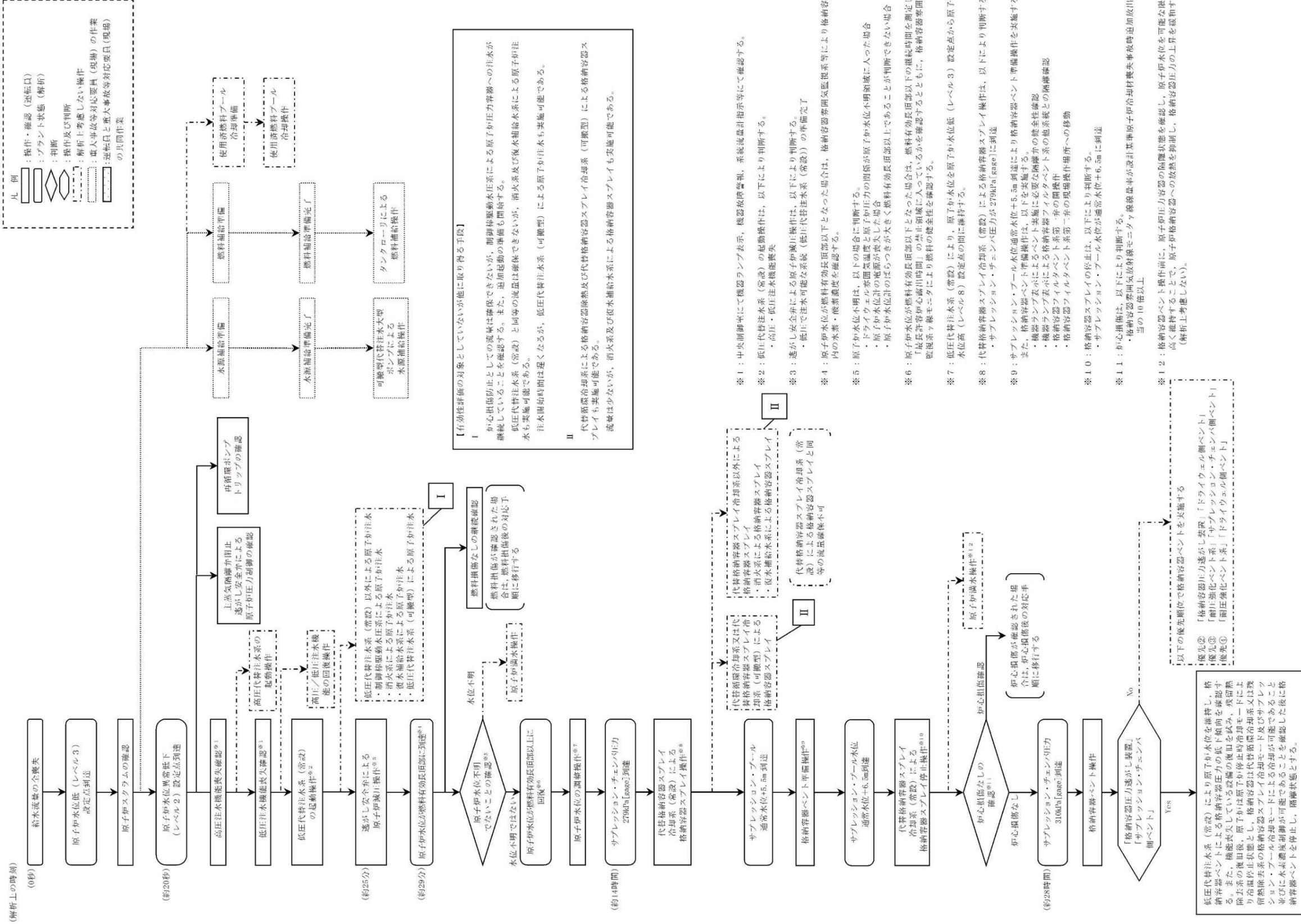
## 2. ベント運用

格納容器ベントに係る全体運用を第 1 図に示す。また、有効性評価の「高圧・低圧注水機能喪失」を例に、対応手順の概要を第 2 図に、作業と所要時間を第 3 図に示す。



- ※1 原子炉格納容器雰囲気放射線モニタ線線量率が設計基準事故における原子炉冷却材喪失時の追加放出量相当の10倍以上となった場合、炉心損傷していると判断し、格納容器スプレイ及びベントの運用を変更する。
- ※2 ベント準備に要する時間を考慮し、確実にベント準備が完了するタイミングとして設定。
- ※3 ベント準備は、格納容器限界圧力到達までに速やかにベントを実施するため、第一弁の開を実施する。第一弁操作はサブプレッジョン・チェンバ側を優先し、中央制御室からの遠隔操作を実施する。遠隔操作不可の場合には現場にて手動操作を実施する。
- ※4 事故対応実施中にベント基準に到達した場合には、格納容器ベントに必要な操作を実施する。

第1図 格納容器ベントに係る運用



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

第2図 「高圧・低圧注水機能喪失」時の対応手順の概要



第3図 「高圧・低圧注水機能喪失」時の作業と所要時間(1/2)

				高圧・低圧注水機能喪失											
操作項目	実施箇所・必要員数			操作の内容	経過時間(時間)										備考
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応員 (現場)		4	8	12	16	20	24	28	32	36	40	
原子炉水位の調整操作	【1人】 B	—	—	●低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の調整操作	事象発生 ▼25分 原子炉減圧開始 ▼約14時間 サプレッション・チェンバ压力279kPa [gage] 到達 ▼約24時間 サプレッション・プール水位 通常水位+5.5m到達 ▼約27時間 サプレッション・プール水位 通常水位+6.5m到達 ▼約28時間 サプレッション・チェンバ压力310kPa [gage] 到達 原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)設定点から原子炉水位高(レベル8)設定点の間に維持										
代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作	【1人】 B	—	—	●格納容器スプレイ操作	格納容器スプレイ中、適宜状態監視										
代替蒸発冷却系の起動操作	【1人】 B	—	—	●代替蒸発冷却系による原子炉注水操作 ●代替蒸発冷却系による格納容器スプレイ操作	注水開始後、適宜原子炉水位調整 格納容器スプレイ中、適宜状態監視										解析上考慮しない 代替蒸発冷却系のみで状態維持が可能な場合は、低圧代替注水系(常設)による注水を停止する
原子炉減水操作	【1人】 B	—	—	●原子炉注水流量の増加操作	原子炉水位を可能な限り高く維持										解析上考慮しない
使用済燃料プールの冷却操作	—	—	—	●使用済燃料プールの冷却操作											対応可能な要員にて実施
格納容器ベント準備操作	【1人】 A	—	—	●格納容器ベント準備(系統構成)	5分										
	—	3人 C, D, E	—	●現場移動(第一番) ●格納容器ベント準備(系統構成)	125分										解析上考慮しない
	—	—	3人 (招集)	●現場移動(第二番)	45分										
格納容器圧力差がし装置等による格納容器除熱操作	【1人】 A	—	—	●中央制御室からの格納容器ベント操作	格納容器ベント実施後、適宜状態監視										
	—	—	【3人】 (招集)	●現場手動による格納容器ベント操作	30分										解析上考慮しない
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給準備	—	—	8人 a~h	●可搬型代替注水大型ポンプの移動、ホース敷設等	150分										
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	—	—	【2人】 a, b	●ポンプ起動及び水源補給操作	適宜実施										水源枯渇までは十分余裕がある
燃料補給準備	—	—	2人 (招集)	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給	110分										タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
燃料補給操作	—	—	2人 (招集)	●可搬型代替注水大型ポンプへの給油	適宜実施										
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	8人 a~h (招集5人)												

第3図 「高圧・低圧注水機能喪失」時の作業と所要時間(2/2)

## (1) ベント準備

### a. ベント準備

ベント準備の判断は、ベント実施判断基準の到達までに確実にベント準備操作が完了する基準として、炉心損傷有無に関わらず、サプレッション・プール通常水位+5.5m 到達によりベント準備を判断する。

### b. ベント準備事項

ベント準備判断により、以下の準備事項を行う。

#### (a) ベント実施に必要な隔離弁の健全性確認

中央制御室にてベント実施に必要な隔離弁の健全性を確認するため、当該弁に電源が供給されていることを表示灯により確認する。(第4図①～③)

#### (b) 他系統との隔離確認

ベント操作前に、中央制御室にて他系統（換気空調系、原子炉建屋ガス処理系及び耐圧強化ベント系）と隔離する弁が全閉となっていることを表示灯により確認する。(第4図④～⑥)

#### (c) 第一弁の開操作

ベント実施判断後に速やかにベントを開始できるよう、ベントを行うために開操作が必要な隔離弁 2 弁のうち、「第一弁」を中央制御室にて開操作する。万一、中央制御室での開操作ができない場合には、現場にて第一弁の人力による開操作を実施する。(第4図①又は②)

格納容器フィルタベント系の放出経路として、サプレッション・チェンバからとドライウエルから放出する経路の2通りがあるが、サプレッション・プールにおけるスクラビング効果（粒子状放射性物質の低減効果）が期待できるサプレッション・チェンバからのベントを優先して使用する。

ただし、サプレッション・チェンバからのベントが実施できない場合には、ドライウエルからのベントを実施する。

(d) 第二弁操作のための要員移動（炉心損傷を判断した場合）

炉心損傷を判断した場合、格納容器圧力が620kPa[gage]到達までに確実にベントが実施できるよう、ベント実施基準到達までに第二弁操作場所に移動し、待機する。

c. ベント準備作業の考え方

有効性評価におけるベントにおいては、ベント実施を判断した場合に第二弁の開操作のみで速やかにベント開始できるよう、その他のベント開始に必要な作業の実施を目的としている。本操作はベント実施に不可欠な操作であることから、ベント実施後に繰り延べ可能な作業はない。なお、ベント準備実施基準であるサプレッション・プール通常水位+5.5m到達以前に第1表に示すベント実施基準のいずれかを満たした場合には、ベント準備操作とベント実施操作を連続して実施する。

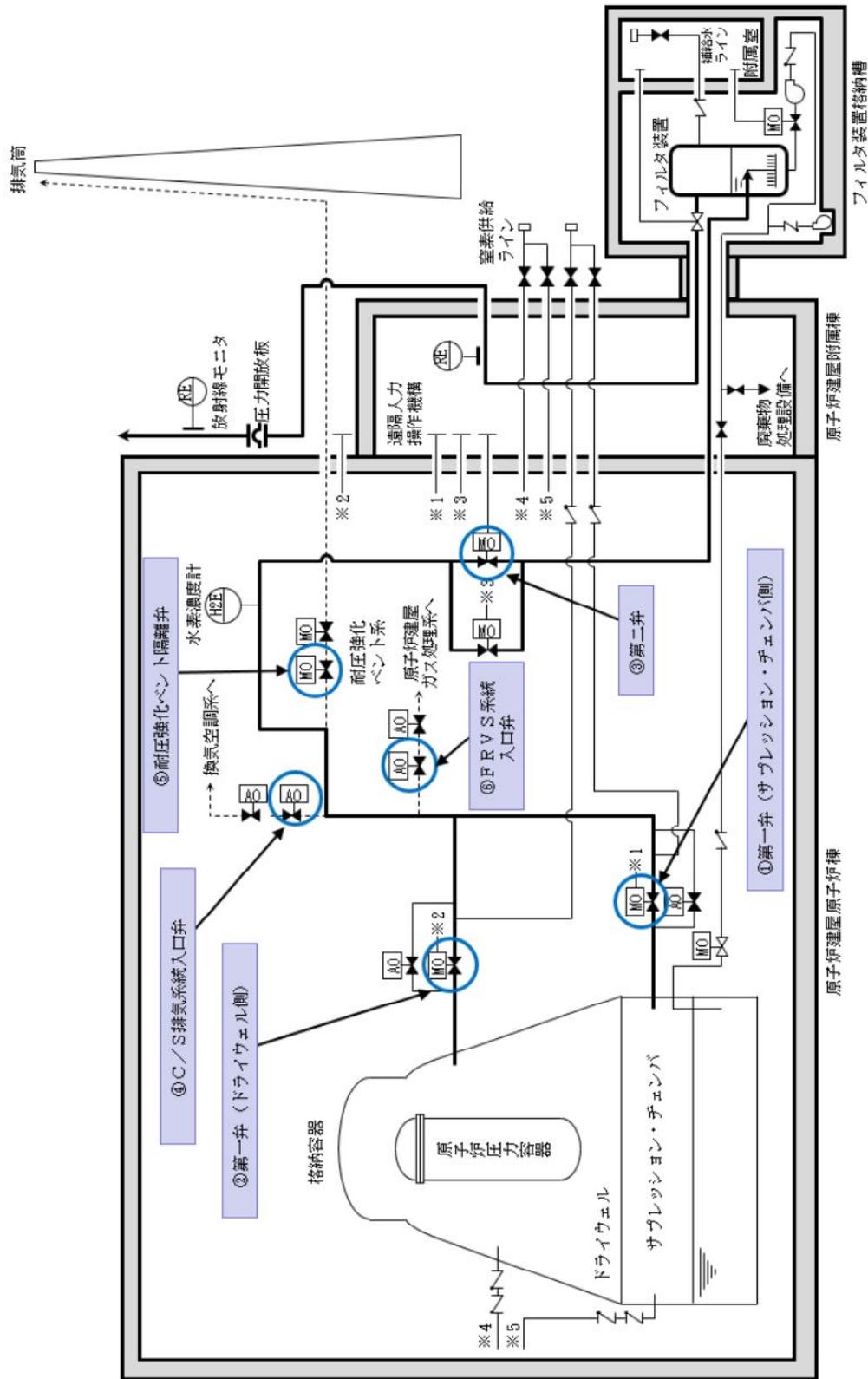
d. ベント準備の作業環境

ベント準備の作業項目及び作業環境を第2表に示す。

ベント準備は、中央制御室、原子炉建屋附属棟及び屋外でベント実施前に行うが、作業の支障になる事項はない。

第 2 表 ベント準備時の作業項目及び作業環境

作業項目	作業場所	作業環境				連絡手段
		温度・湿度	放射線量	照明	その他	
他系統との隔離	中央制御室	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はない。	【炉心損傷前】 炉心損傷していないため、高線量となることはない。	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。なお、非常用照明及び直流非常灯が使用できない場合には、中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—
ベント実施に必要な隔離弁の健全性確認			【炉心損傷後】 67mSv/7日間			
第一弁開操作 (移動含む)	原子炉建屋附属棟 (二次格納施設外)	通常運転時と同程度。	【炉心損傷前】 炉心損傷していないため、高線量となることはない。	ヘッドライトやLEDライトを携帯しているため、建屋内非常用照明が消灯した場合においても、操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	携行型有線通話装置、電力保安通信用電話設備(固定電話機、PHS端末)、送受話器のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。
第二弁への現場移動 (炉心損傷時)	屋外 原子炉建屋附属棟 (二次格納施設外)		【炉心損傷後】 3.5mSv/h以下			



第 4 図 格納容器フィルタータレント系の系統概要図 (操作対象箇所)

## (2) ベント実施

### a. ベント実施判断及び操作

第1表に示すベント基準の概要を以下に示す。ベント実施に当たっては、第二弁（第4図③）を開操作することでベントを開始する。ベント準備が完了していない場合は、ベント準備を実施後に第二弁を開操作し、ベントを実施する。

#### (a) 炉心損傷なしの場合

##### i) 格納容器圧力 310kPa [gage] 到達

格納容器の健全性を確保するため、最高使用圧力である 310kPa [gage] に到達した時点でベントを実施する。

##### ii) 格納容器スプレイが実施できない場合

格納容器スプレイが実施できない場合には、格納容器過圧破損防止のため、ベント実施を判断する。

#### (b) 炉心損傷を判断した場合

##### i) サプレッション・プール通常水位+6.5m 到達

格納容器へ大量の放射性物質が放出されることから、環境への放射性物質の放出を極力遅らせることでベント時の外部影響を軽減させるため、限界圧力である 620kPa [gage] に到達するまでにベントを実施する。具体的には、中央制御室での遠隔操作に失敗した場合の現場手動操作時間を考慮し、格納容器スプレイ停止基準であるサプレッション・プール通常水位+6.5m に到達した時点でベントを実施する。

##### ii) 格納容器酸素濃度がウェット条件にて 4.3% に到達した場合

炉心損傷時には、水-ジルコニウム反応及び水の放射線分解等により水素・酸素が発生し、可燃限界に到達すると水素燃焼が発生する恐れがある。これを防止するため、可燃限界到達前に格納容器内の水素・酸素を排出することを目的として、格納容器酸素濃度がウェット条件にて4.3%に到達した場合にベントを実施する。

iii) 格納容器スプレイが実施できない場合

格納容器スプレイが実施できない場合には、格納容器過圧破損防止のため、ベント実施を判断する。

iv) 格納容器温度が 200℃に到達時点

格納容器への十分な注水等ができない場合、格納容器雰囲気過熱状態になり、格納容器は限界圧力に達する前に限界温度である 200℃に達し、いずれは過温破損に至る。このような場合、フィルタ装置を介した放出経路を形成し、環境への放射性物質の放出を極力低減することを目的としてベントを実施する。

v) 原子炉建屋水素濃度 2%到達時点

原子炉建屋水素濃度 2%到達時点で格納容器からの異常な漏えいを判断し、格納容器圧力を低下させることで漏えい箇所からの漏えい量を低減し、フィルタ装置を介さない環境への放射性物質の放出を極力低減することを目的としてベントを実施する。

b. ベント開始時の確認パラメータ

第3表に示すパラメータによりベントが開始されたことを確認する。

パラメータに変化が見られない場合は、ベント失敗の可能性があるため、現場操作によるベントを実施する。

第3表 確認パラメータ（ベント操作開始時）

確認パラメータ	確認内容
格納容器圧力	指示値が低下すること
フィルタ装置圧力	指示値が上昇すること
フィルタ装置温度	
フィルタ装置出口放射線量率	

c. ベント実施操作の妥当性

ベント実施時における作業項目及び作業環境等を第4表に示す。

ベント実施時の作業は、炉心損傷後ベントの放射線量などの作業環境等を考慮しても、実施可能である。

第 4 表 ベント実施時の作業項目及び作業環境

作業項目	作業場所	作業環境				連絡手段
		温度・湿度	放射線量	照明	その他	
第二弁開操作	中央制御室	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はない。	<p>【炉心損傷前】 炉心損傷していないため、高線量となることはない。</p> <p>【炉心損傷後】 67mSv/7日間</p>	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。なお、非常用照明及び直流非常灯が使用できない場合には、中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—
	原子炉建屋附属棟（二次格納施設外）	通常運転時と同程度。	<p>【炉心損傷前】 炉心損傷がないため、高線量となることはない。</p> <p>【炉心損傷後】 6.7mSv/h以下</p>	ヘッドライトやLEDライトを携帯しているため、建屋内非常用照明が消灯した場合においても、操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	携帯型有線通話装置、電力保安通信用電話設備（固定電話機、PHS端末）、送受信器のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。

(3) ベント継続時

a. ベント継続中の確認パラメータ

ベント継続時は，第5表に示すパラメータによりベント継続状況に異常がないことを確認する。

また，フィルタ装置容器への水及び薬液の補給が必要になった場合には，水及び薬液を外部接続口から補給する。

第5表 確認パラメータ（ベント継続時）

確認パラメータ	確認内容
格納容器圧力及び温度	各パラメータに異常な変化がないこと
サプレッション・プール水位	
フィルタ装置圧力	
フィルタ装置水位	
フィルタ装置温度	
フィルタ装置出口放射線量率	
モニタリングポスト放射線量率	

b. ベント継続の考え方

ベントは，格納容器除熱機能が喪失した際の唯一の除熱手段であることから，格納容器除熱機能が復旧するまで継続する。

また，炉心損傷がない場合のベント実施中に炉心損傷を判断した場合においても，ベントを継続する運用とする。これは，ベント実施までには代替格納容器スプレイを実施し外部注水制限に達しており，炉心のリロケーション及び原子炉圧力容器破損時に発生する過熱蒸気の影響による格納圧力の急激な上昇がある場合にスプレイが出来ないためである。加えて，ベント停

止しても格納容器の圧力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。また、このような事態では、炉心損傷を判断する場合までに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。

#### (4) ベント停止

##### a. ベント停止時の判断基準

ベント停止時は、第6表に示す機能が全て復旧したことにより、長期的に格納容器の安定状態を継続できることが確認され、第7表に示すパラメータの確認によりベント停止操作が可能であることを判断した場合には、第一弁を閉とすることでベントを停止する。

第 6 表 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
格納容器除熱機能	残留熱除去系又は代替循環冷却系	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
	残留熱除去系海水系，緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系	
格納容器負圧防止機能	可搬型窒素供給装置	残留熱除去系等の運転に伴う蒸気凝縮により、格納容器内が負圧になることを防止する
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・酸素濃度計	格納容器内の水素・酸素濃度を監視する

第 7 表 確認パラメータ（ベント停止時）

確認パラメータ	確認内容
格納容器圧力及び温度	310kPa [gage] 以下であること及び 200℃ 以下であること
格納容器水素濃度	可燃限界未満であること

第 5 図及び第 6 図に示すとおり、ベント停止前から窒素発生装置による格納容器への窒素供給を行い、ベント停止後も継続し、システムを含めて不活性化することで、水素濃度は低く抑えられ、可燃限界には至らない。

b. ベント停止の作業環境

ベント停止時における作業項目及び作業環境等を第 8 表に示す。

ベント停止時の作業は、炉心損傷を判断した場合のベントの放射線量などの作業環境等を考慮しても、実施可能である。

第 8 表 ベント停止時の作業項目及び作業環境

作業項目	作業場所	作業環境				連絡手段
		温度・湿度	放射線量	照明	その他	
第一弁閉操作	中央制御室	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はない。	<p>【炉心損傷前】 炉心損傷していないため、高線量となることはない。</p> <p>【炉心損傷後】 67mSv/7日間</p>	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。なお、非常用照明及び直流非常灯が使用できない場合には、中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—
	原子炉建屋附属棟（二次格納施設外）	通常運転時と同程度。	<p>【炉心損傷前】 炉心損傷していないため、高線量となることはない。</p> <p>【炉心損傷後】 3.0mSv/h以下</p>	ヘッドライトやLEDライトを携帯しているため、建屋内非常用照明が消灯した場合においても、操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	携行型有線通話装置、電力保安通信用電話設備（固定電話機、PHS端末）、送受信器のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。
窒素供給操作	屋外	— (屋外での作業)	<p>【炉心損傷前】 炉心損傷していないため、高線量となることはない。</p> <p>【炉心損傷後】 3.0mSv/h以下</p>	車両の作業用照明・ヘッドライト・LEDライトにより、操作可能である。夜間においても、操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	衛星電話設備（固定型、携帯型）、無線連絡設備（固定型、携帯型）、電力保安通信用電話設備（固定電話機、PHS端末）、送受信器のうち、使用可能な設備により、災害対策本部に連絡する。

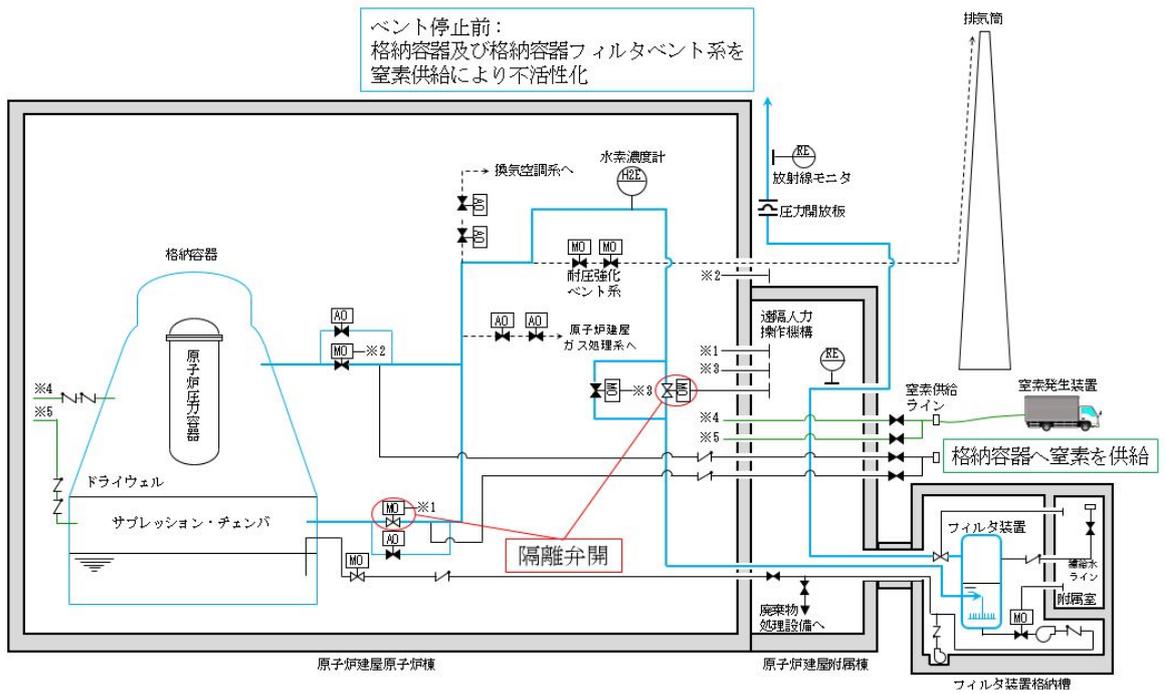
(6) ベント停止後の対応

ベント停止後は、第6図に示すとおり、窒素発生装置により原子炉格納容器フィルタベント系統内及び格納容器内に窒素を供給し、格納容器内及びフィルタ装置内で水の放射線分解によって発生する水素を掃気することにより系統内の水素濃度を可燃限界未満に維持する。

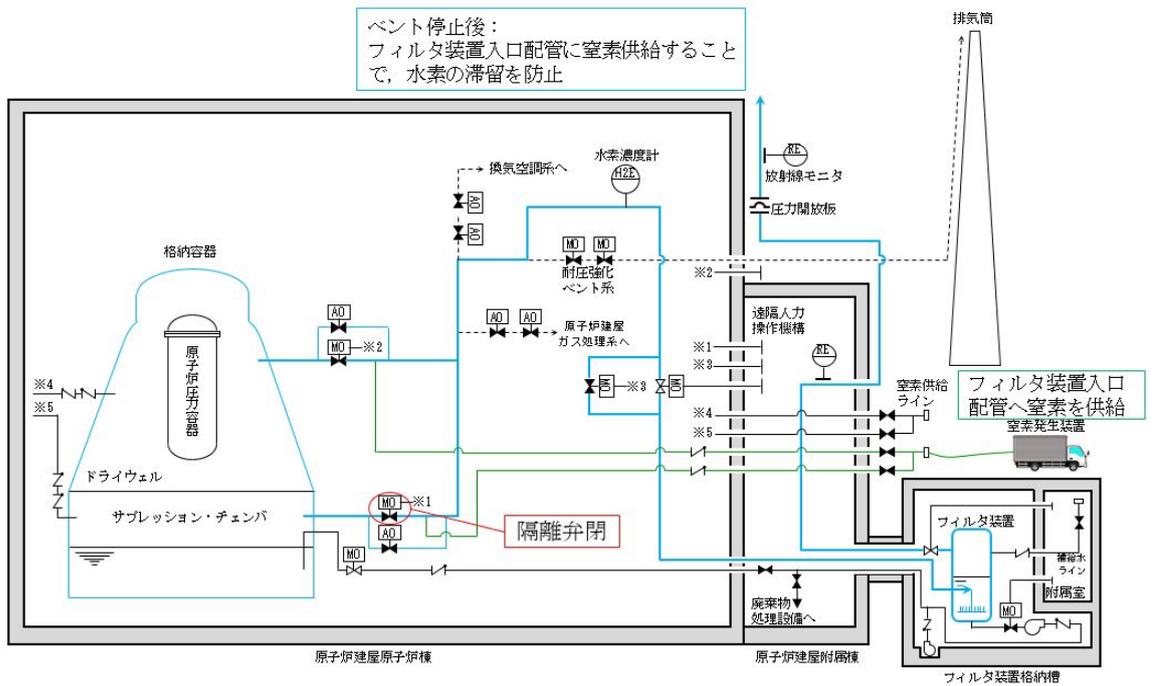
また、第9表に示すパラメータにより格納容器及び格納容器フィルタベント系に異常がないことを確認する。

第9表 確認パラメータ（ベント停止後）

確認パラメータ	確認内容
格納容器圧力及び温度	・ 格納容器内が負圧でないこと ・ ベント停止後長期的に格納容器圧力及び温度の異常な上昇がないこと
格納容器水素濃度	格納容器内及びフィルタ装置入口の水素濃度の異常な上昇がないこと
フィルタ装置入口水素濃度	
フィルタ装置水位	フィルタ装置の水位が確保されていること (フィルタ装置のスクラビング水の移送時を除く)
フィルタ装置温度	温度の異常な上昇がないこと
フィルタ装置出口放射線量率	放射線量率の異常な上昇がないこと



第 5 図 窒素供給概要図 (ベント停止前)



第 6 図 窒素供給概要図 (ベント停止後)

28. ほう酸水注入系のほう酸濃度、貯蔵量、 $^{10}\text{B}$ の比率等の初期条件

原子炉停止機能喪失におけるほう酸水注入系の解析条件は以下のとおりであり、ほう酸水注入系の設計値を使用している。

○ほう酸水注入系の解析条件

- ・ほう酸水注入ポンプ容量：1630/min
- ・ほう酸水濃度：13.4wt%
- ・高温停止に必要なボロン濃度：379ppm

○ほう酸水注入系の設計

ほう酸水注入系は、定格出力運転中の原子炉を、制御棒を挿入せずにほう酸水の注入によって、定格出力運転から冷温未臨界まで原子炉を移行させ、その状態を維持できるように設計している。

原子炉を冷温停止状態にするのに必要なほう酸濃度の設計値は、冷温停止に必要な濃度（600ppm）に、中性子吸収材と冷却材の希釈及び混合の不完全さに対する余裕を考慮して、1,000ppmとしている。

この1,000ppmを確保するために必要なボロン量をほう酸水注入系貯蔵タンク内に五ほう酸ナトリウム溶液として貯蔵するので、五ほう酸ナトリウム必要量は2,270kgである。

五ほう酸ナトリウム溶液の15°Cにおける溶解度は13.4wt%で、溶液の比重は約1.1であり、ほう酸水注入系貯蔵タンク内の五ほう酸ナトリウムを2,270kgにするためには15.4m<sup>3</sup>のほう酸水を保持するように管理すればよい。

したがって、ほう酸水注入系貯蔵タンクの容量は、上記所要量を確保できる19.5m<sup>3</sup>としている。

29. ほう酸水注入系起動後の炉心状態（冷却材保有量等）について

ほう酸水注入完了後に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を運転しても原子炉の未臨界確保が可能であることを以下に示す。

○原子炉の未臨界確保の確認

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を起動する時点では、ほう酸水は原子炉圧力容器内ではほぼ均一化された状態にある。東海第二発電所のほう酸濃度設計値は 1,000ppm であることから、これを起点として評価する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）は、炉水を再循環ポンプ（A）入口弁の前から取水し、残留熱除去系ポンプ、熱交換器を介し、再循環ポンプ出口弁下流又は原子炉隔離時冷却系の原子炉圧力容器頭部スプレイノズル（残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）（A）を用いた場合）へ戻すことにより、冷却された炉水を再び原子炉圧力容器へ注入する。残留熱除去系配管に存在する系統水は、ジェットポンプノズル又は原子炉圧力容器頭部スプレイノズルを通り、セパレータからの再循環流と混合し、ダウンコマ領域に注入される。

原子炉停止後に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を起動した場合の全炉心流量は  $12,000\text{m}^3/\text{h} \sim 14,000\text{m}^3/\text{h}$  程度（実績値）であり、ここから残留熱除去系系統流量を差し引いた流量が再循環流である。残留熱除去系（停止時冷却系）を起動した場合の全炉心流量を  $12,000\text{m}^3/\text{h}$  と仮定すると、ほう素を含まない残留熱除去系系統水  $1,692\text{m}^3/\text{h}$  (0ppm) はジェットポンプノズルから噴射され、1,000ppm のほう素を含む再循環流  $10,308\text{m}^3/\text{h}$  (=全炉心流量  $12,000\text{m}^3/\text{h}$  - 残留熱除去系系統流量  $1,692\text{m}^3/\text{h}$ ) を吸引合流し、ジェットポンプを下

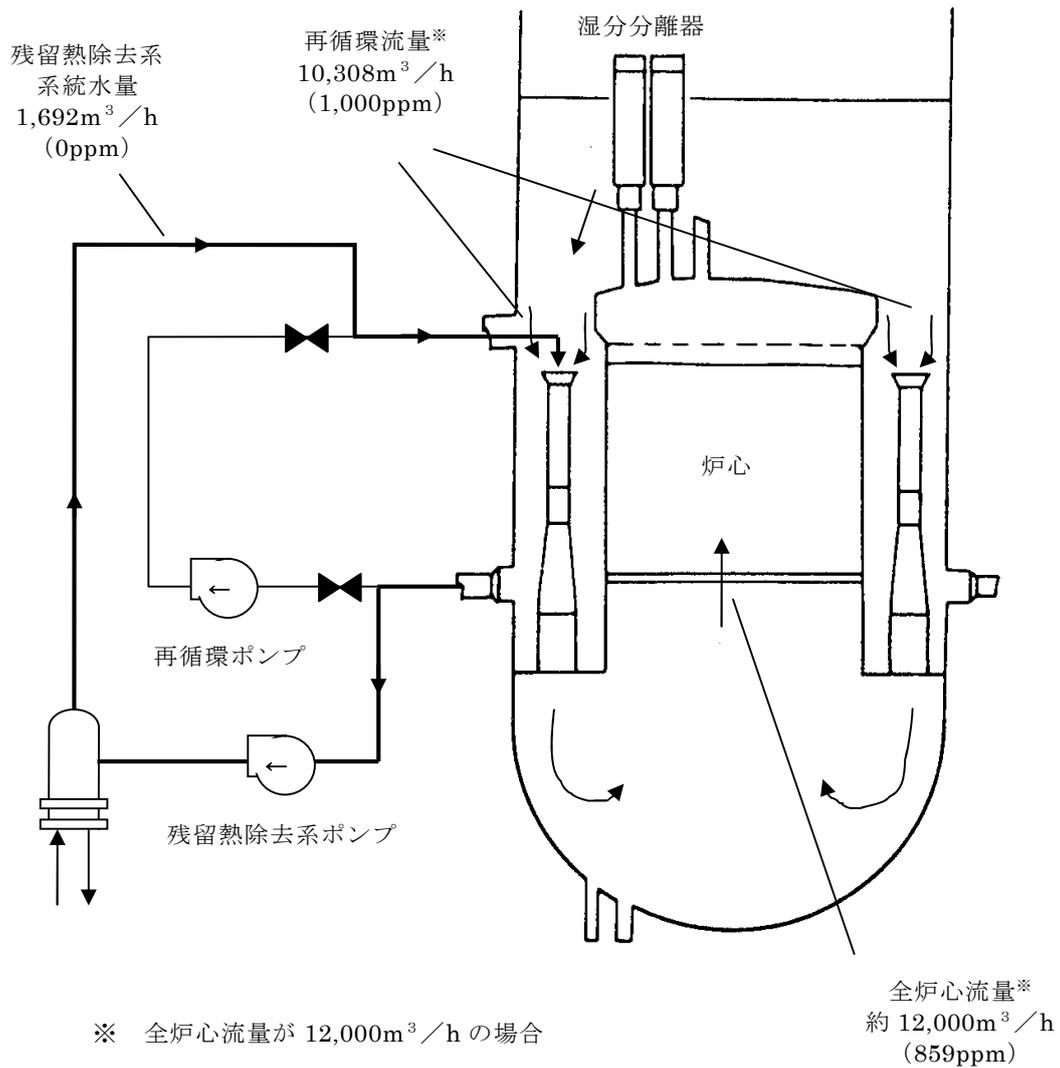
降し，下部プレナムを通過して炉心部に到達するまでの間に十分混合されて 859ppm の混合水となり，炉心部へと流入する。

<混合水の濃度の算出>

$$\frac{1,692\text{m}^3/\text{h} \times 0\text{ppm} + 10,308\text{m}^3/\text{h} \times 1,000\text{ppm}}{1,692\text{m}^3/\text{h} + 10,308\text{m}^3/\text{h}} = 859\text{ppm}$$

各部位における流量とほう素濃度をまとめて第 1 図に示す。残留熱除去系配管に存在するほう素を含まない系統水がダウンカマ領域に注入されても炉心に流入する時には約 859ppm のほう素濃度となっており，東海第二発電所のほう酸水注入系の系統設計上，冷温停止に必要なほう素濃度である 600ppm を満足しているため未臨界性は維持される。

以上より，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により，残留熱除去系配管に存在するほう素を含まない系統水が注入されることを考慮しても，安全余裕を確保できる。



第 1 図 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）概略系統図

### 30. 中性子束振動の判断について

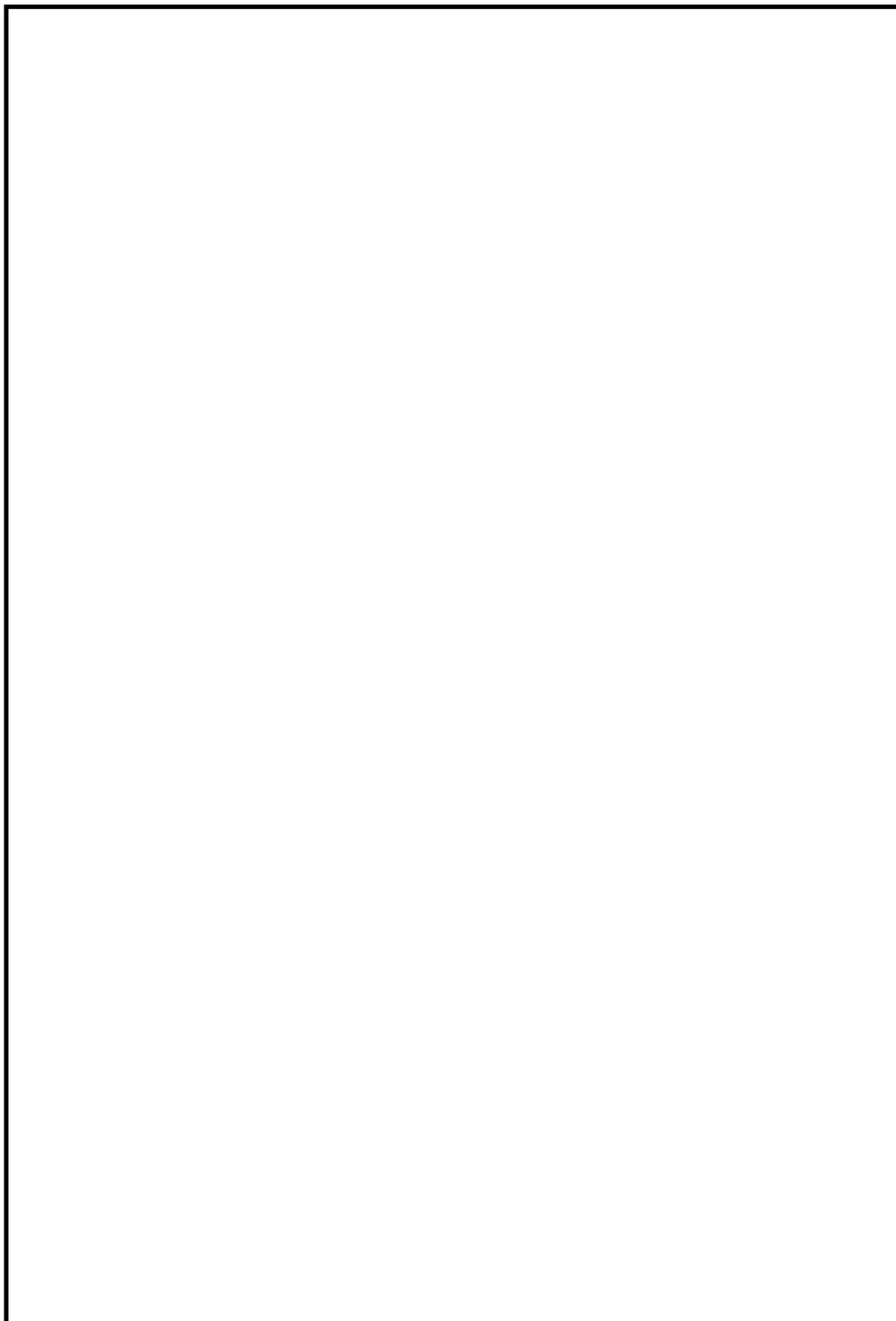
中性子束振動の判断は、複数の平均出力領域計装指示値が2～3秒周期で振動し、最大振幅が20%を超えた場合又は複数の局所出力領域計装指示値が2～3秒周期で振動し、最大振幅が10%を超えた場合をその基準としており、「非常時運転手順書（事象ベース）」に定めている。

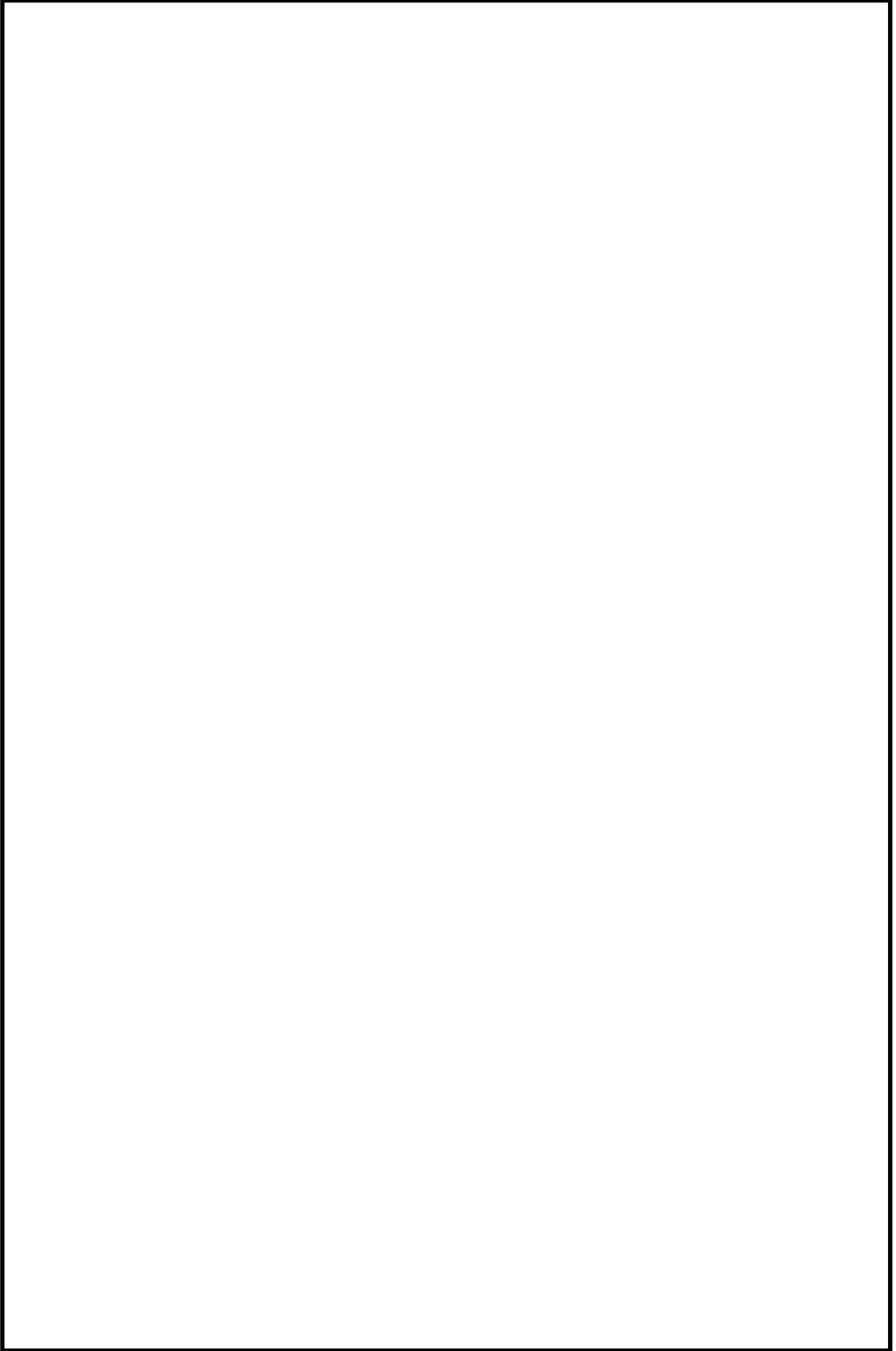
中性子束振動が発生した場合、その対応操作として速やかに原子炉を手動スクラムすることとしている。

有効性評価では原子炉停止機能喪失を想定していることから、中性子束振動が発生した場合は、「非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）」の「反応度制御（RC/Q）」において、ほう酸水注入系による原子炉の未臨界確保を試みることとなる。

なお、原子炉停止機能喪失時は逃がし安全弁の開閉による原子炉圧力変動に伴い中性子束の変動が生じる。「非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）」では、開閉を繰り返している逃がし安全弁を手動開することにより、原子炉圧力及び中性子束の変動を抑制することとしている。

【非常時運転手順書（事象ベース） 8.2 「再循環ポンプトリップ事故」】 抜粋





### 31. 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

#### 1. はじめに

原子炉停止機能喪失の有効性評価では、主蒸気流量の遮断に伴う給水加熱喪失により原子炉出力が上昇し、復水器ホットウェル水位の低下により電動給水ポンプがトリップするまで上昇を継続する。

一方、燃料被覆管温度の挙動は、ベースケースにおいては事象発生直後のファーストピークが最も高くなるが、上記の給水加熱喪失に伴う原子炉出力上昇の影響はセカンドピークに現れる。また、原子炉出力の上昇が継続することで、サブプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の評価にも影響する。

このため、電動給水ポンプのトリップ時刻が評価結果に与える影響を確認するため、保守的に復水器ホットウェル水位の低下で電動駆動給水ポンプがトリップせずに復水器ホットウェルが枯渇するまで運転を継続するとした場合の感度解析を実施した。

#### 2. 評価条件

電動給水ポンプのトリップ条件を復水器ホットウェル枯渇とした以外はベースケースと同じ評価条件である。

#### 3. 評価結果

感度解析の評価結果を第 1 図から第 12 図に示す。また、評価結果のまとめを第 1 表に示す。

電動給水ポンプがトリップするまでの時刻は、事象発生から約 319 秒後となり、ベースケースの約 131 秒後から約 188 秒遅れる結果となった。

燃料被覆管最高温度（以下「PCT」という。）は、流量と出力のミスマッチが継続することで、1,194℃とベースケースよりも高くなるが、評価項目を満足する。また、サプレッション・プール水温度の最高値は 148℃、格納容器圧力の最高値は 0.50MPa[gage]となり、いずれも評価項目を満足する。

以上の結果より、電動給水ポンプがトリップせずに、復水器ホットウエルが枯渇するまで運転が継続すると仮定した場合についても評価項目を満足することを感度解析により確認した。

なお、原子炉停止機能喪失時の実際の運転操作においては、運転員は給水流量を手動にて調整し、原子炉水位を低めに維持することで原子炉出力を低下させるとともに、格納容器圧力上昇時には残留熱除去系による格納容器スプレイを実施する。

第 1 表 電動給水ポンプ運転継続による評価項目への影響

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

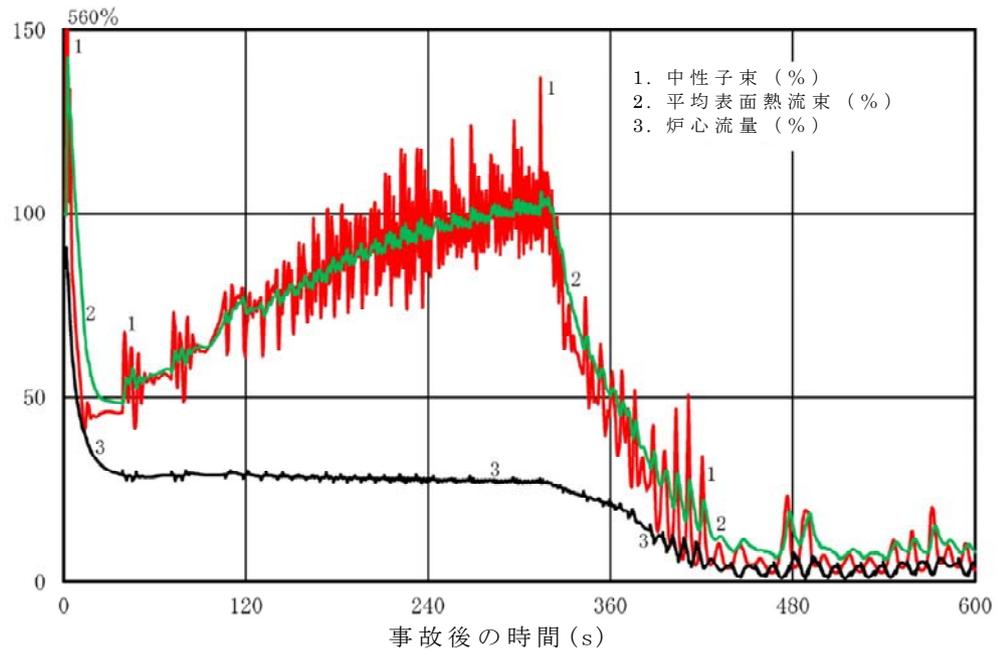
※ 熱伝達相関式(修正 Dougall-Rohsenow 式)の適用性について

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

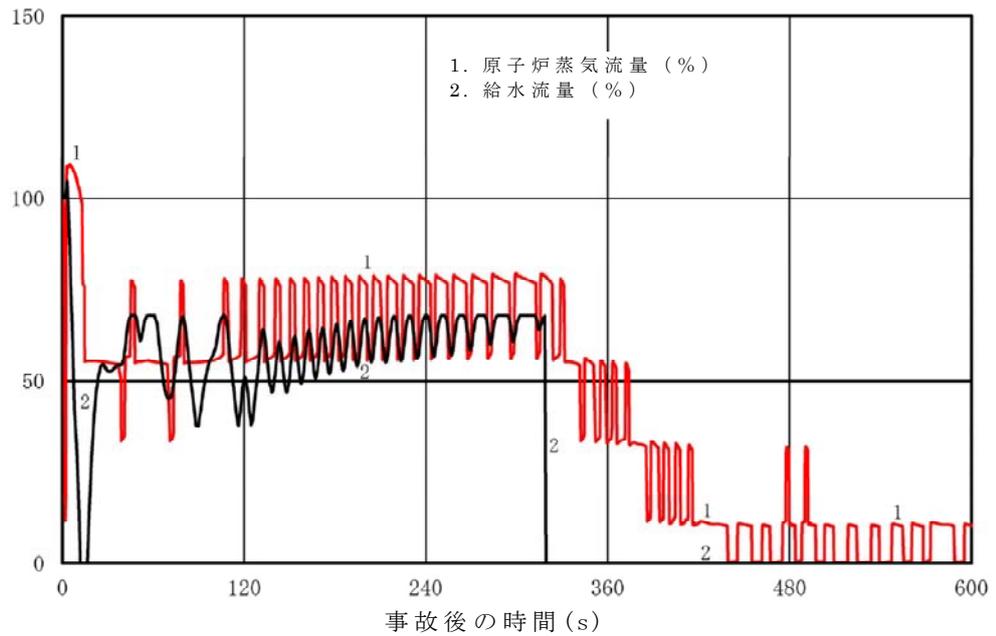
これは、修正 Dougall-Rohsenow 式では燃料被覆管表面温度を保守側に評価するために燃料被覆管表面での液滴蒸発の効果を無視している特性が影響しているものと考えられる。

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

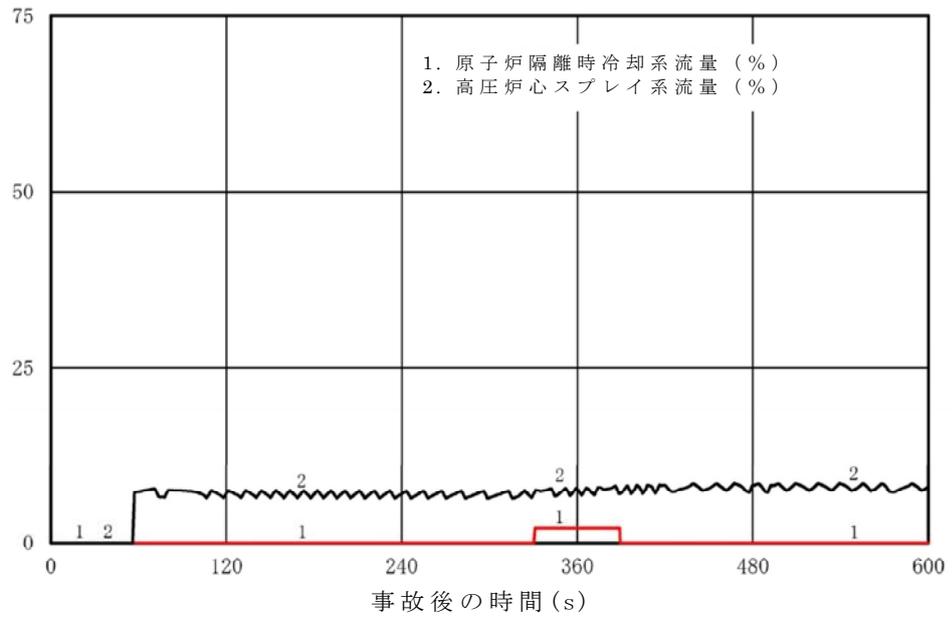
<sup>1</sup>重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて 第 4 部 SCAT



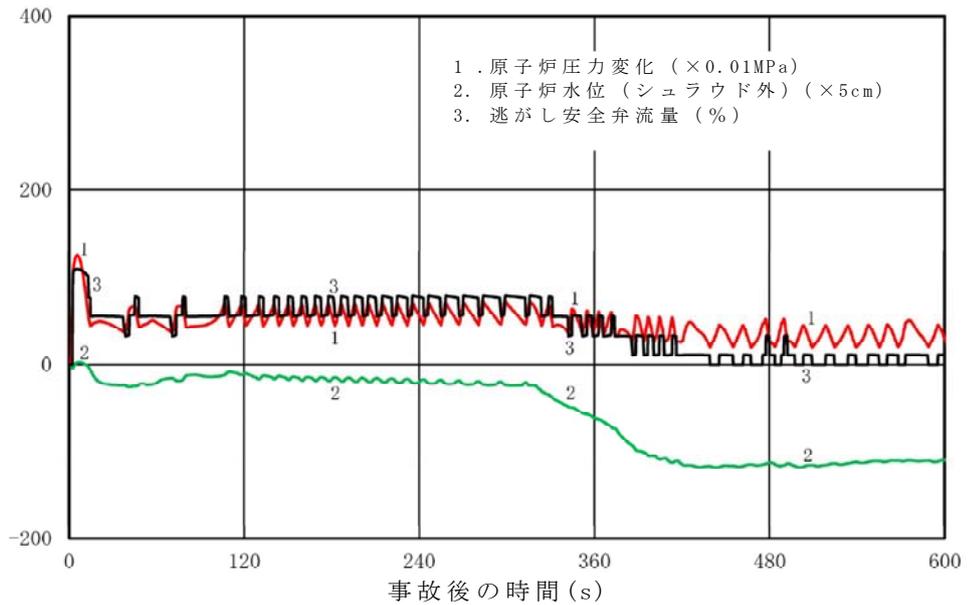
第 1 図 中性子束及び炉心流量の推移（短期）



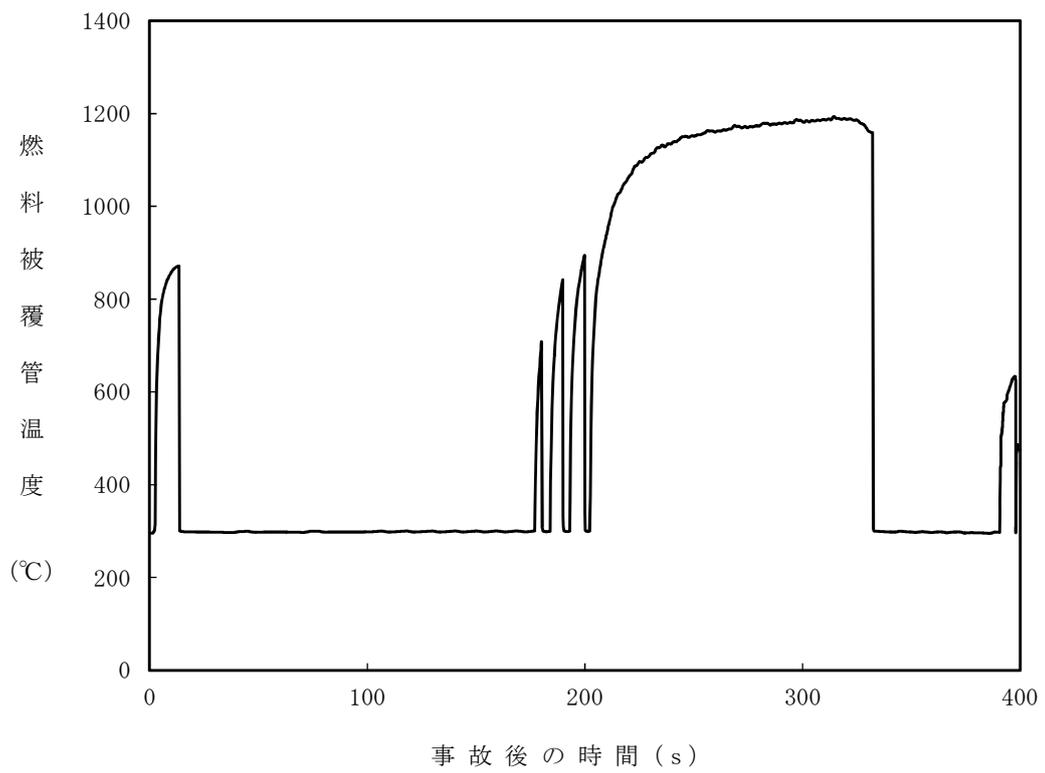
第 2 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移（短期）



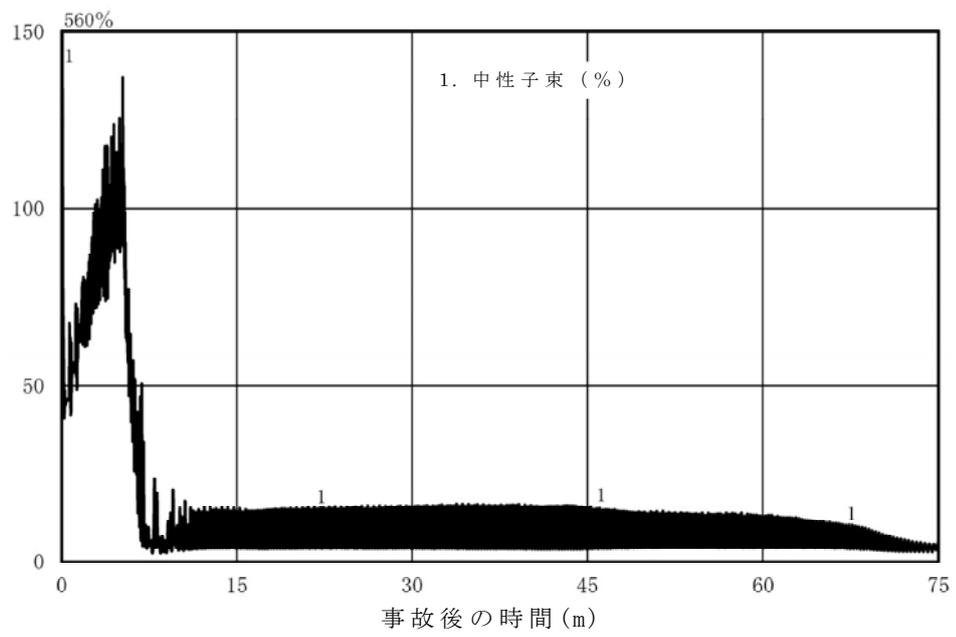
第 3 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移  
(短期)



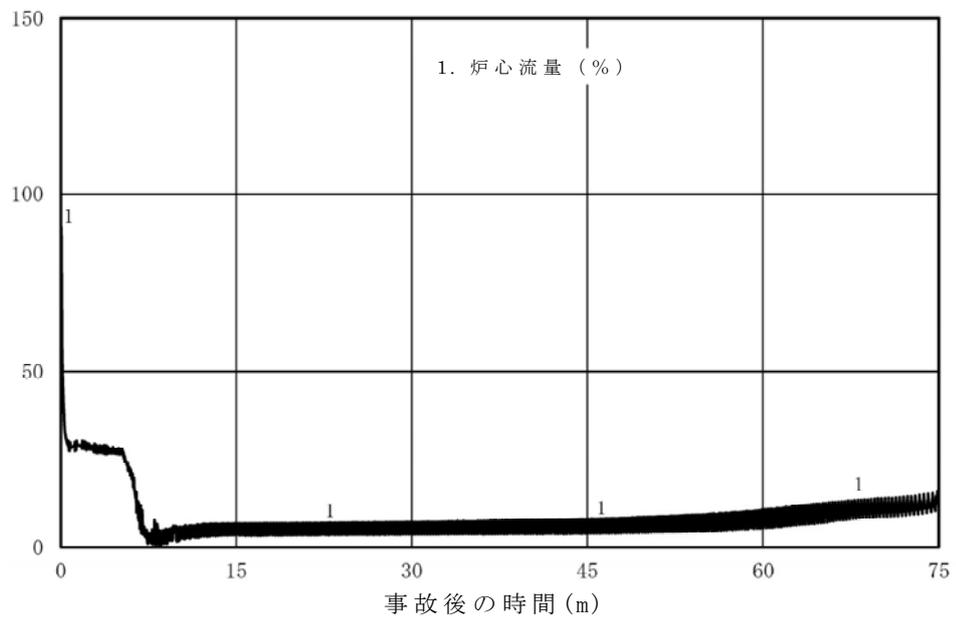
第 4 図 原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）及び  
逃がし安全弁の流量の推移（短期）



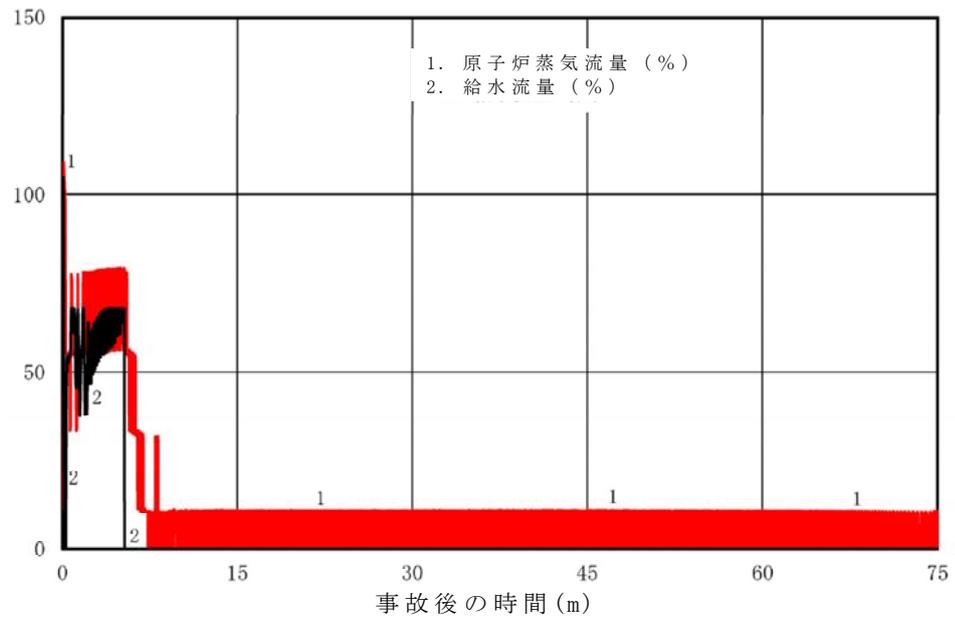
第 5 図 燃料被覆管温度の時間変化（短期）



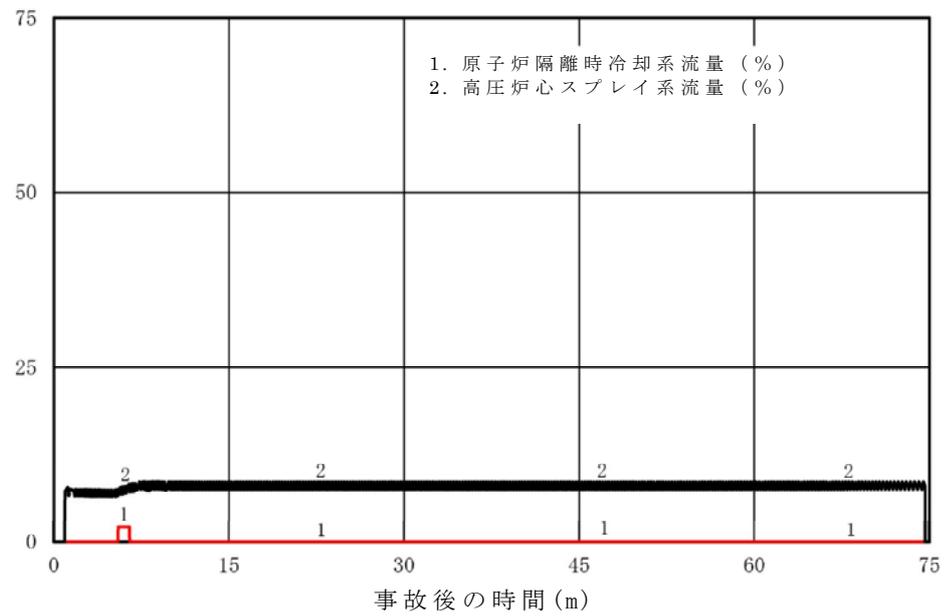
第 6 図 中性子束の推移 (長期)



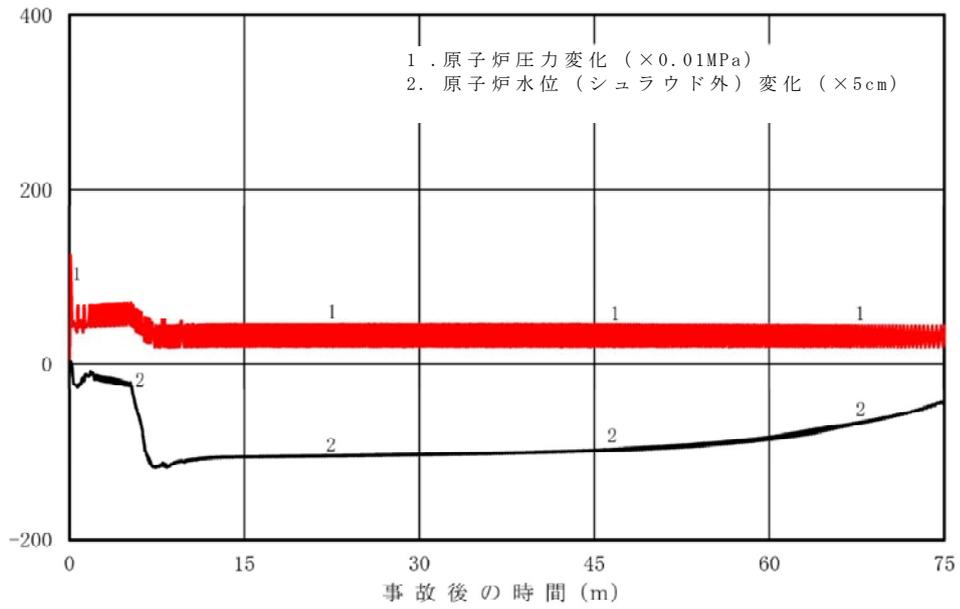
第 7 図 給水流量及び平均表面熱流束の推移 (長期)



第 8 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移（長期）

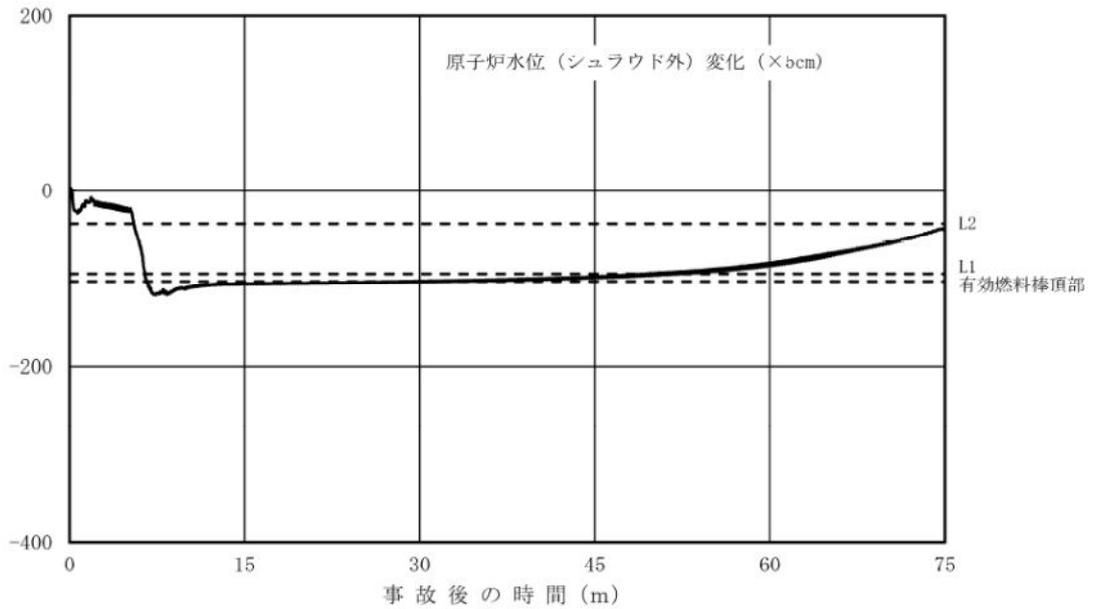


第 9 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移  
（長期）

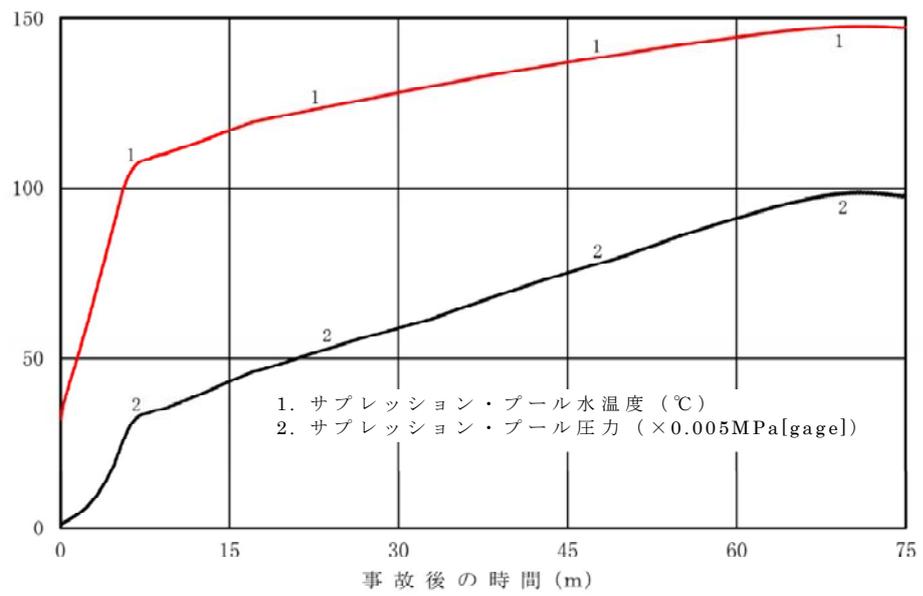


第 10 図 原子炉圧力及び原子炉水位（シュラウド外水位）の推移

（長期）



第 11 図 原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（長期）



第 12 図 サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移  
(長期)

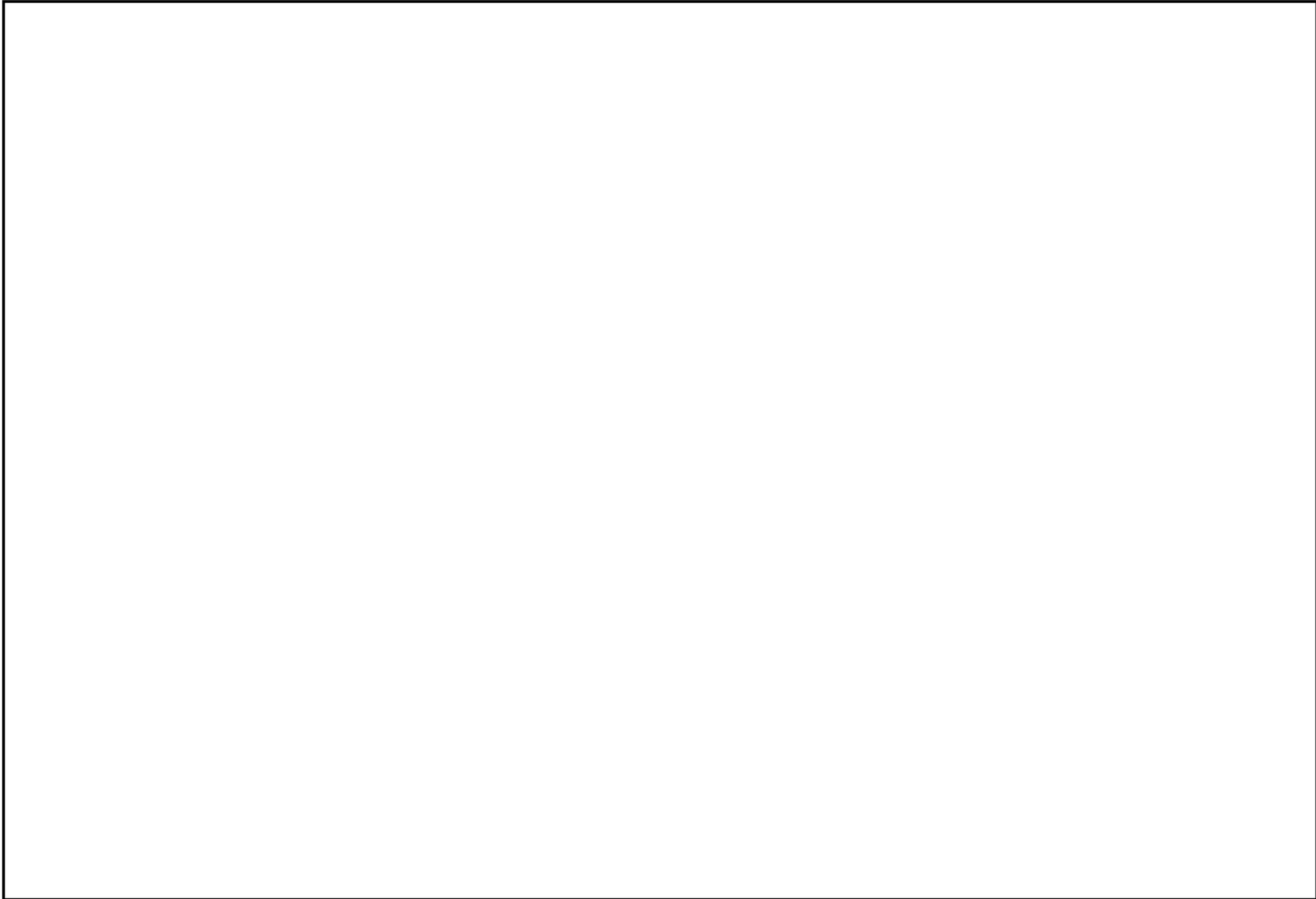
32. 原子炉停止機能喪失時の原子炉低温低圧状態まで導く手順概要について

原子炉停止機能喪失事象の発生時は「非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）」の「反応度制御（RC/Q）」（第1図参照）の操作を実施する。「反応度制御」では「ほう酸水の全量注入完了」又は「全制御棒全挿入又は02ポジションまで挿入」にて「反応度制御（RC/Q）」を完了する手順となっている。

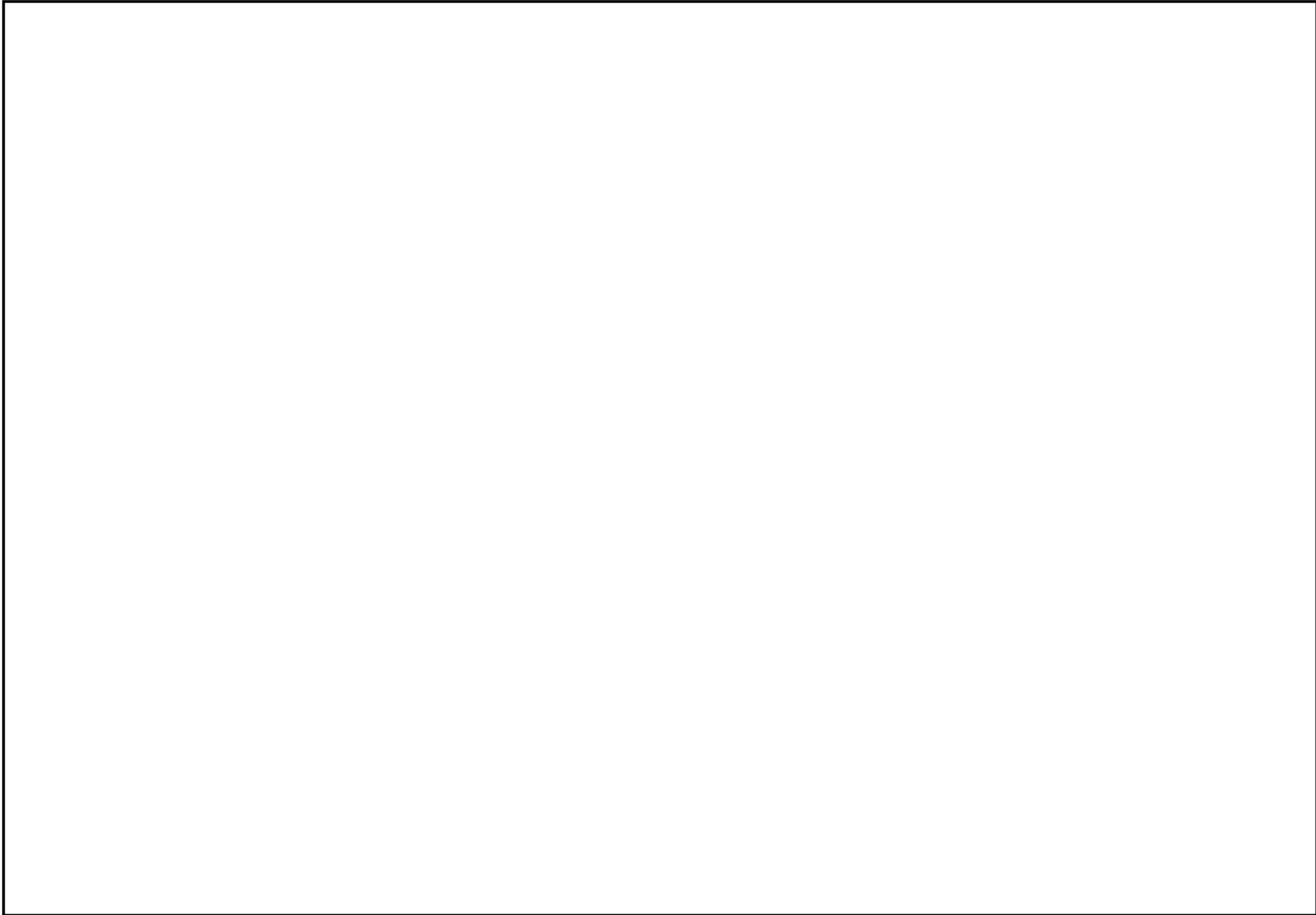
「反応度制御（RC/Q）」操作完了後は、「非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）」の「スクラム（RC）」（第2図参照）にて、「原子炉出力」，「原子炉水位」，「原子炉圧力」，「タービン・電源」，「モニタ確認」，「格納容器制御への導入」，「二次格納施設制御への導入」，「使用済燃料プール制御への導入」の各項目の確認及び操作をする。

サプレッション・プール（S/P）水温度が、「S/P温度制御（SP/T）」（第3図参照）「S/P熱容量制限曲線」の運転禁止領域に入ることから、「急速減圧（C2）」（第4図参照）の手順に従い各パラメータを確認しながら原子炉減圧操作を実施する。

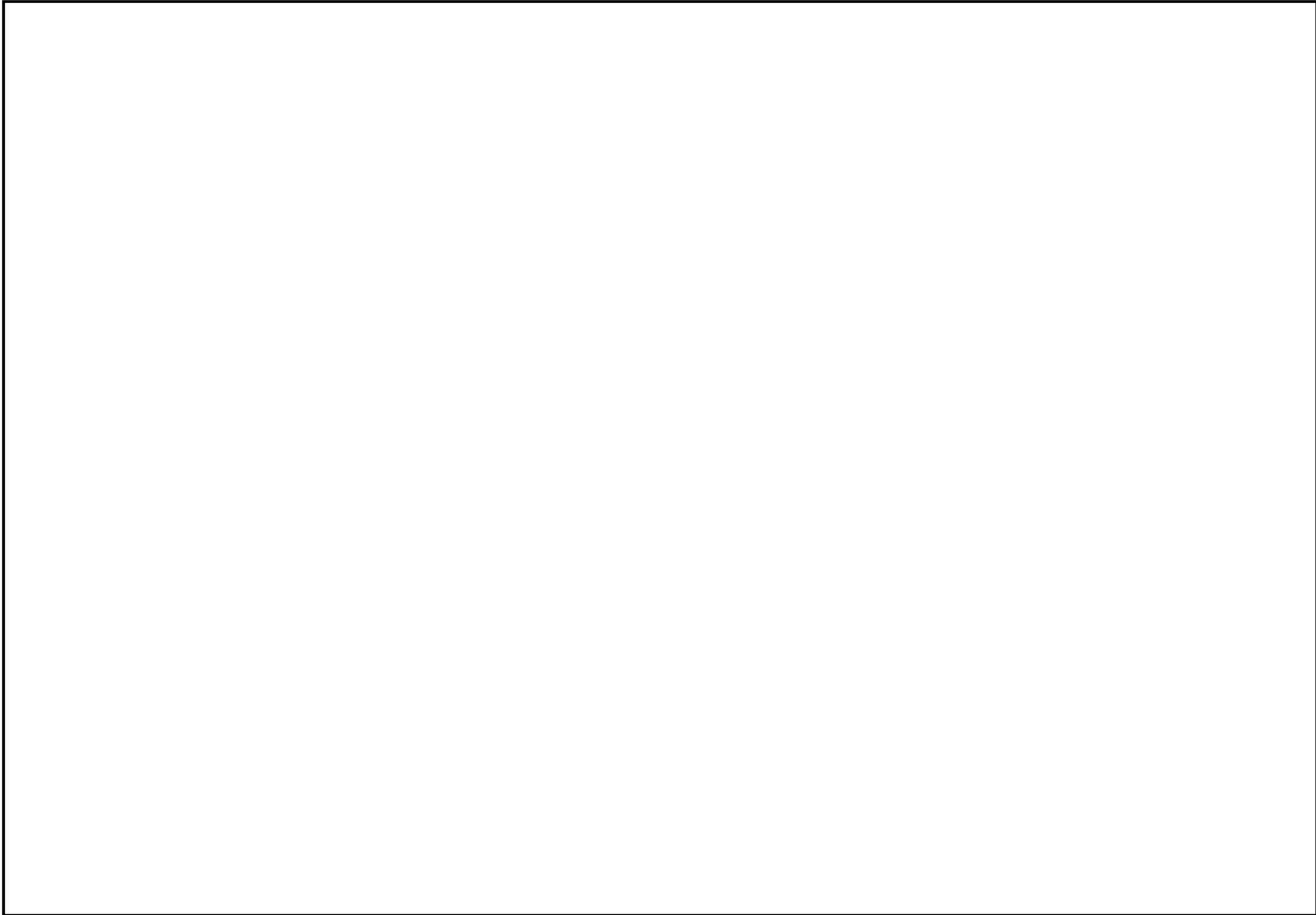
減圧操作終了後は未臨界状態を維持することになるが、ほう酸水注入系は残留熱除去系の系統水を考慮しても冷温未臨界を維持可能な量のほう酸水を注入していることから、原子炉減圧後は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を運転することで、速やかに原子炉を冷温停止状態に移行させることが可能である。



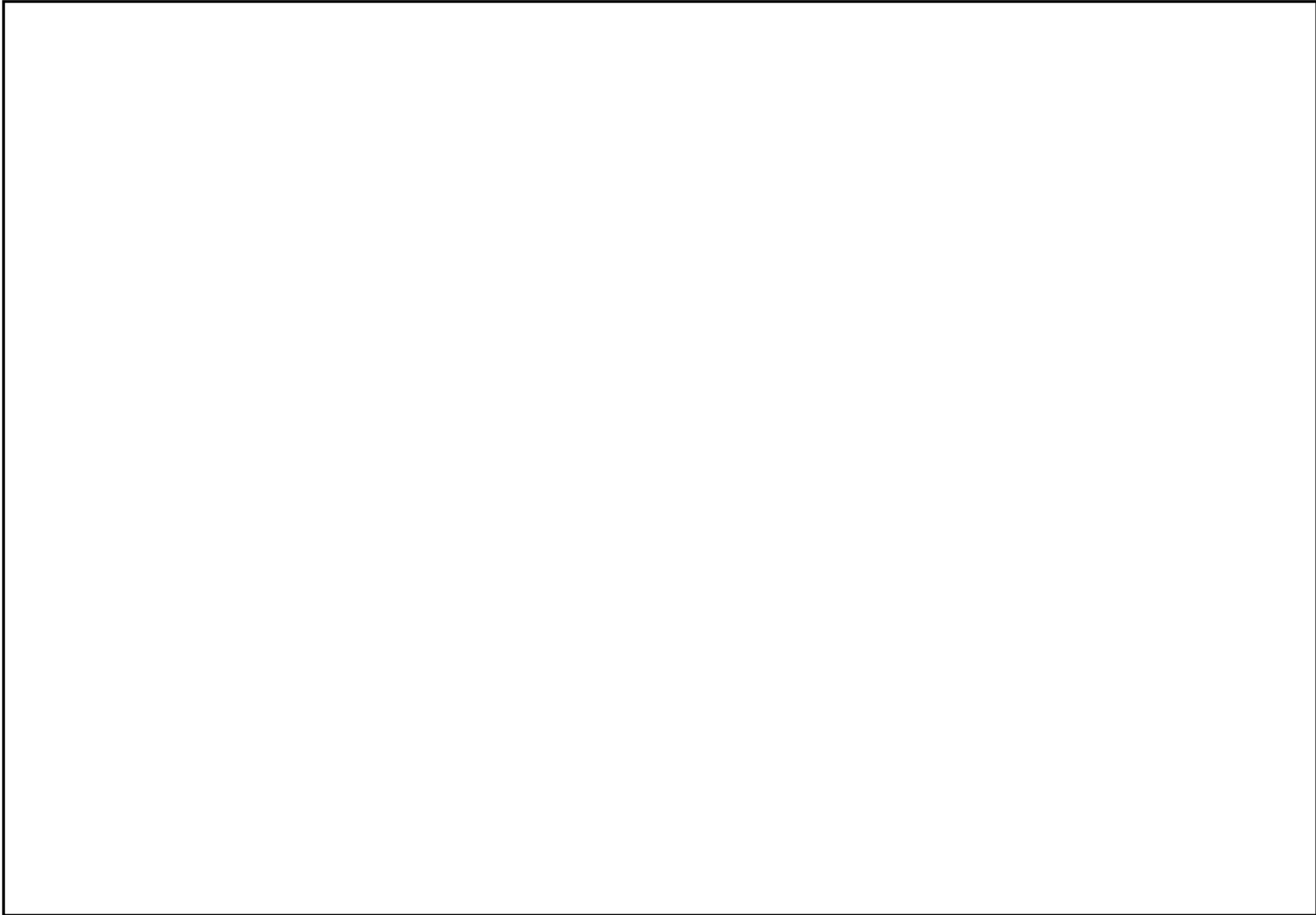
第 1 図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）反応度制御（RC/Q）フロー図



第2図 非常時運転手順書II（徴候ベース）スクラム（RC）フロー図



第3図 非常時運転手順書II（徴候ベース）S/P温度制御（SP/T）フロー図



第4図 非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）急速減圧（C2）フロー図

33. 全制御棒挿入失敗の想定が部分制御棒挿入失敗により出力に偏りが生じた場合を包絡しているかについて

部分的な制御棒挿入失敗の場合、プラント全体の挙動としては全制御棒挿入失敗に比べて原子炉出力が低下するため、評価項目となるパラメータである原子炉圧力、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度に及ぼす影響は小さくなる。

ここでは部分的な制御棒挿入失敗により、径方向出力分布に偏りが生じた場合の燃料被覆管最高温度（以下「PCT」という。）への影響について、検討した結果を示す。

(1) 部分制御棒挿入失敗の発生パターンについて

BWR-5の制御棒は水圧駆動系（以下「HCU」という。）により挿入される。部分的な制御棒挿入失敗としては、水圧駆動系の故障、電氣的な故障のいずれかによる機能喪失が考えられる。

① 水圧駆動系の故障

水圧駆動系の故障の場合について考えると、1台のHCUによって挿入される制御棒は1本であることから、同時に3～4台のHCUが故障したことを想定しても、その他の制御棒は挿入されるため、原子炉の出力はほぼゼロになる（第1表参照）。

② 電氣的な故障

電氣的な故障の場合について考えると、水圧制御ユニットは4グループに分割されていて、それぞれのグループに属する制御棒は炉心径方向に分散配置されているため、電磁弁作動回路の接点固着等の共通原因故障により、部分的に制御棒挿入に失敗しても径方向に対して制御棒挿入の偏りが生じることはな

い（第2表参照）。

(2) 部分制御棒挿入失敗時の影響について

万が一、部分制御棒挿入失敗事象が発生し、径方向出力分布に偏りが生じた場合には、燃料被覆管温度に関係する項目として、バンドル出力及び核熱安定性の発振限界に対する余裕への影響が考えられる。しかしながら、以下に示すとおり、部分制御棒挿入失敗時のPCTへの影響は、全制御棒の挿入失敗時の評価に包絡されていると考える。

a. バンドル出力

部分制御棒挿入失敗の場合、(1)に示すように原子炉出力は全制御棒失敗の場合に比べ低く整定するため、給水による注水量が全制御棒挿入失敗時に比べて少なく、給水加熱喪失による出力上昇が抑えられる。これにより、制御棒未挿入領域のバンドル出力上昇は、全制御棒挿入失敗に比べ低くなるため、PCTへの影響は全制御棒挿入失敗時の評価に包絡されることが考えられる。

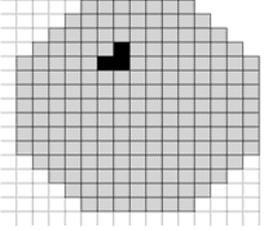
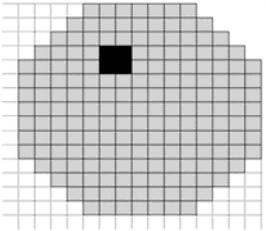
b. 核熱安定性の発振限界に対する余裕

部分制御棒挿入失敗の場合、全制御棒挿入失敗時に比べて制御棒未挿入領域のバンドル出力上昇が低く、当該領域でのボイド率の上昇も小さくなる。これより、ボイド反応度フィードバックが小さくなり、給水加熱喪失状態における核熱安定性の発振限界に対する余裕が大きくなるため、炉心一体振動による出力振動は発生し難くなると考えられる。したがって、核熱不安定による出力振動発生に伴うPCTへの影響は、全制御棒挿入失敗時の評価に

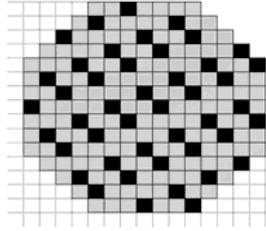
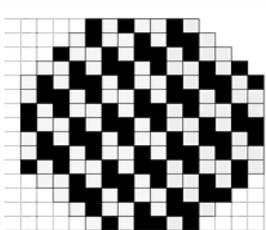
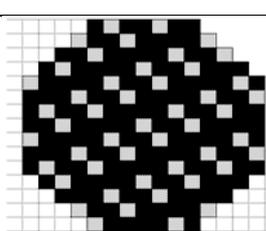
包絡されると考えられる。

なお、領域不安定事象に対しては、(1)の想定される部分制御棒挿入失敗の発生パターンの検討に示すように、スクラム時に数本の制御棒だけが挿入され、原子炉出力が高めに整定し、かつ、径方向出力分布に偏りが生じることにより、領域不安定が発生し易くなるパターンとなることはないと考えられる。

第 1 表 制御棒の水圧制御ユニットの故障による部分制御棒挿入の  
パターン

部分制御棒挿入失敗時のパターン		仮定した失敗要因	原子炉出力
	隣接 3 本の 制御棒 未挿入	個々の制御棒の水圧制御ユニット の機械的故障の同時発生	未臨界 (未臨界)
	隣接 4 本の制 御棒 未挿入	同上	~ 0 % (~ 0 %)

第 2 表 電気系統故障による部分制御棒挿入のパターン

部分制御棒挿入失敗時のパターン		仮定した失敗要因	原子炉出力
	分散 1/4 炉心 制御棒 未挿入	電気系統の故障 水圧制御ユニットグループ (スクラムグループ) 1 系統の失敗	未臨界 (未臨界)
	分散 1/2 炉心 制御棒 未挿入	電気系統の故障 水圧制御ユニットグループ (スクラムグループ) 2 系統の失 敗	~ 0 % (~ 0 %)
	分散 3/4 炉心 制御棒 未挿入	電気系統の故障 水圧制御ユニットグループ (スクラムグループ) 3 系統の失 敗	~ 20%程度 (~ 10%程度)

■ : 未挿入制御棒

( ) 内は再循環ポンプトリップ後の推定値

### 34. 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）

#### 1. はじめに

自動減圧系は、ドライウェル圧力高（13.7kPa [gage]）信号及び原子炉水位異常低下（レベル1）信号の発信から120秒の時間遅れの後、低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）のポンプ吐出圧力が確立している場合に作動し、逃がし安全弁7弁を開放することで原子炉を急速減圧する。

自動減圧系の作動によって原子炉が急速減圧された場合、高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）により、炉心に大量の低温水が注入される。これは、制御棒等による未臨界が確保されていない原子炉に対して、炉心のボイドの急激な潰れに伴う急激な出力上昇をもたらすこととなる。

この急激な出力上昇を防ぐために、原子炉スクラム失敗時には、自動減圧系の自動起動を阻止するための操作スイッチを設けるとともに、手順書を整備し、継続的な訓練を実施している。これを考慮し、「原子炉停止機能喪失」の有効性評価では、運転員による自動減圧系の自動起動を阻止する操作に期待している。

ここでは、自動減圧系の自動起動を阻止する操作に失敗した場合の影響を確認するため、TRACG（READYでは減圧挙動<sup>\*</sup>を取り扱うことができないため）を用いて感度解析を実施した。なお、TRACGコードはREADYコードで取り扱うことができない中性子束振動現象を評価し、評価結果を参照するために用いたコードである。本評価はこの目的に照らして実施したものではないため、本評価はあくまで参考評価の位置づけである。

※：低圧状態における修正 Shumway 関連式の適用性

TRACGに組み込まれているリウエット関連式である、修正 Shumway 関連式は、

試験データベースの圧力範囲が 0.4～0.9MPa とされている（TRACG Model Description (NEDO-32176) 6.6.7 章参照）。よって、修正 Shumway 相関式は、ADS 自動起動阻止失敗時に原子炉圧力が減圧された低圧状態（0.5～0.6MPa 程度）においても適用可能であり、かつ、最小安定膜沸騰温度を保守側（低め）に予測する。

## 2. 評価条件

自動減圧系の自動起動を阻止する操作に失敗すること以外は、ベースケースと同じ評価条件である。この場合、残留熱除去系は原子炉注水に使用することから、サブプレッション・プール冷却モード運転には期待しないこととする。

## 3. 評価結果

評価結果を第 1 図から第 7 図に示す。評価結果のまとめを第 1 表に示す。

事象発生後約 400 秒で自動減圧系が作動することにより原子炉圧力が低下し、高圧炉心スプレイ系の注水流量が増加するとともに約 550 秒から低圧炉心スプレイ系、約 590 秒から低圧注水系による注水が開始される。これに伴い炉内のボイド率が低下することで、正の反応度が投入され、約 600 秒、約 1,000 秒付近で原子炉出力が上昇する。その後、ボイド及びドップラフィードバックによる負の反応度印加及び原子炉圧力の上昇に伴う原子炉注水流量の減少により原子炉出力は低下する。

燃料被覆管最高温度は、約 660 秒後に約 590℃まで上昇する。また、全反応度が最大となるのは 590 秒時点で約 1\$ である。

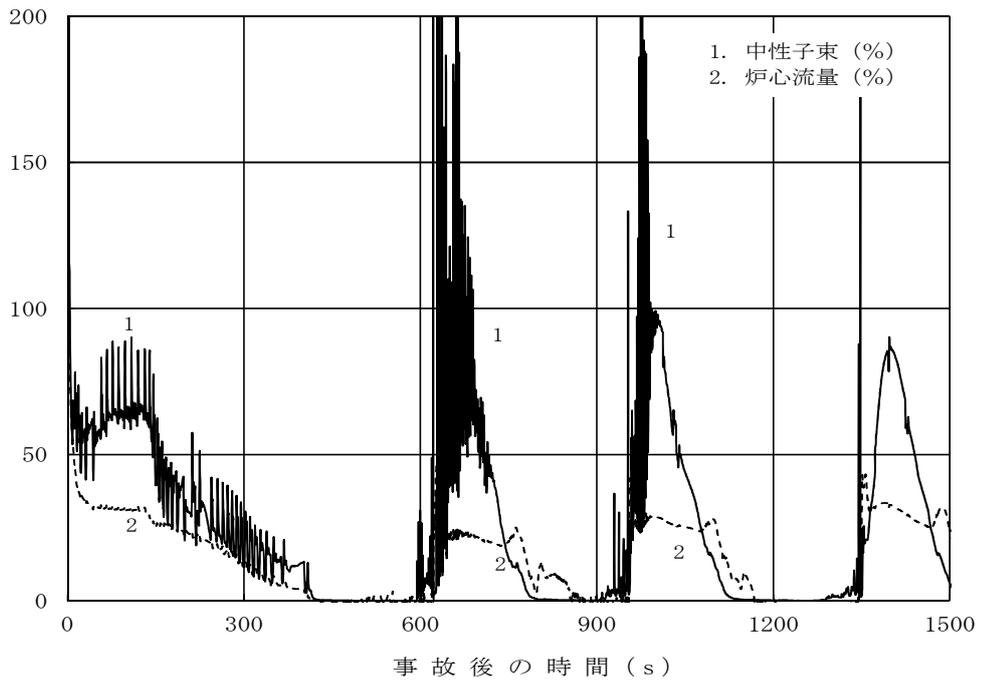
以降は、低圧炉心スプレイ系等の注水に伴う原子炉出力の上昇及び原子炉圧力上昇により原子炉注水流量が減少することに伴う原子炉出力の低下を繰り返すが、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸注入により徐々に原子炉出

力が低下する傾向となる。

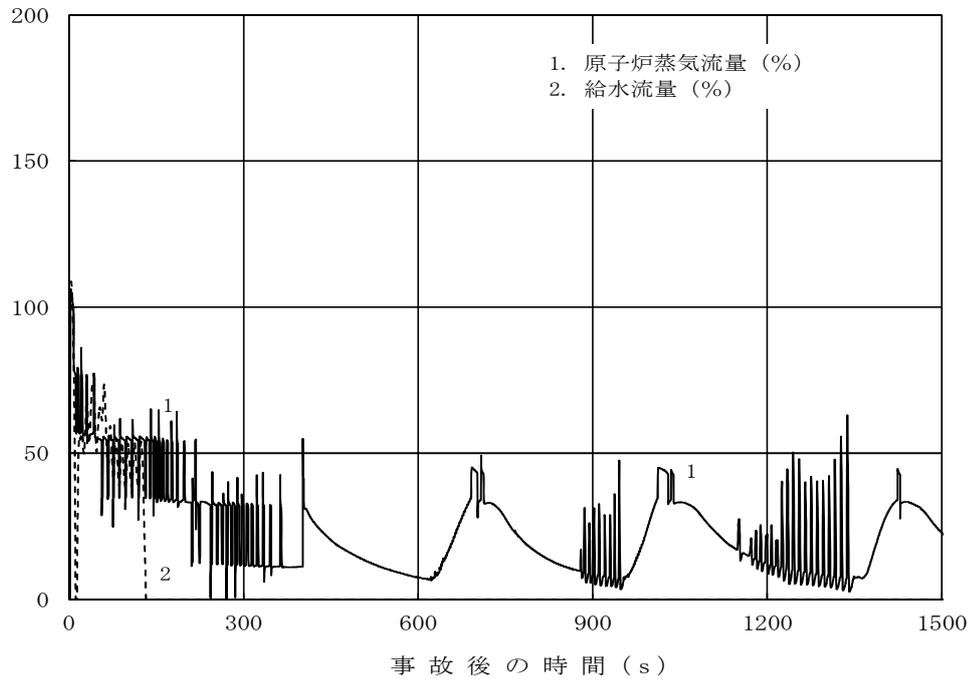
第 1 表 ADS 自動起動阻止操作の失敗を考慮した場合の評価項目への影響

評価項目	解析結果 (TRACG 参考解析)
燃料被覆管温度 (°C)	約 590
燃料被覆管の酸化量 (%)	— (評価せず)
原子炉冷却材バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約 8.09
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	0.37 <sup>※1</sup>
原子炉格納容器バウンダリの温度 (サプレッション・プール水温 (°C))	137 <sup>※1</sup>

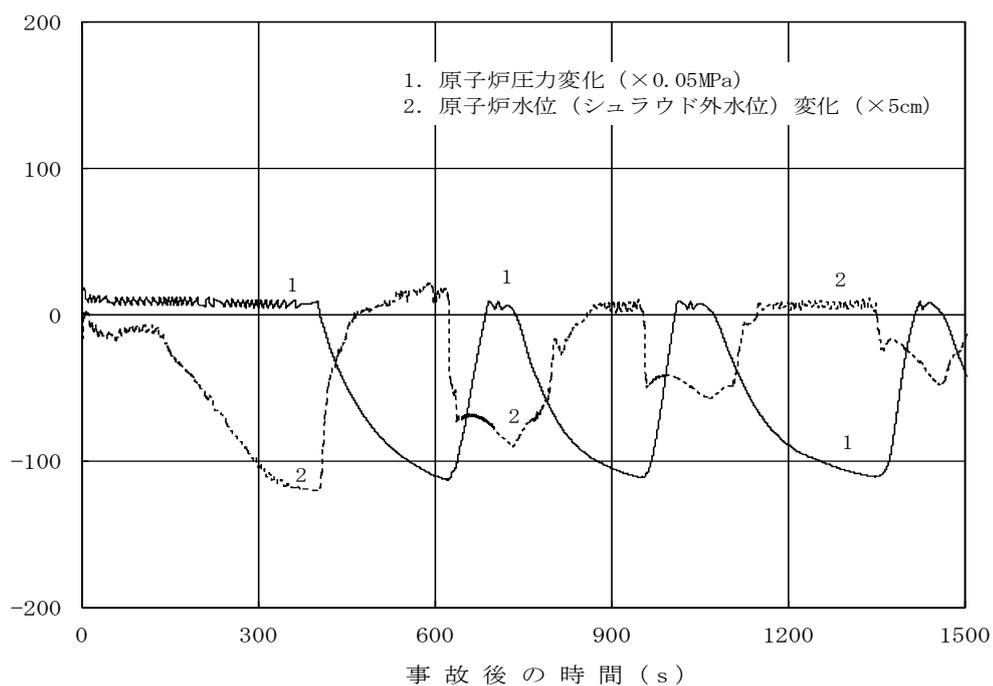
※1 1,500 秒時点での値



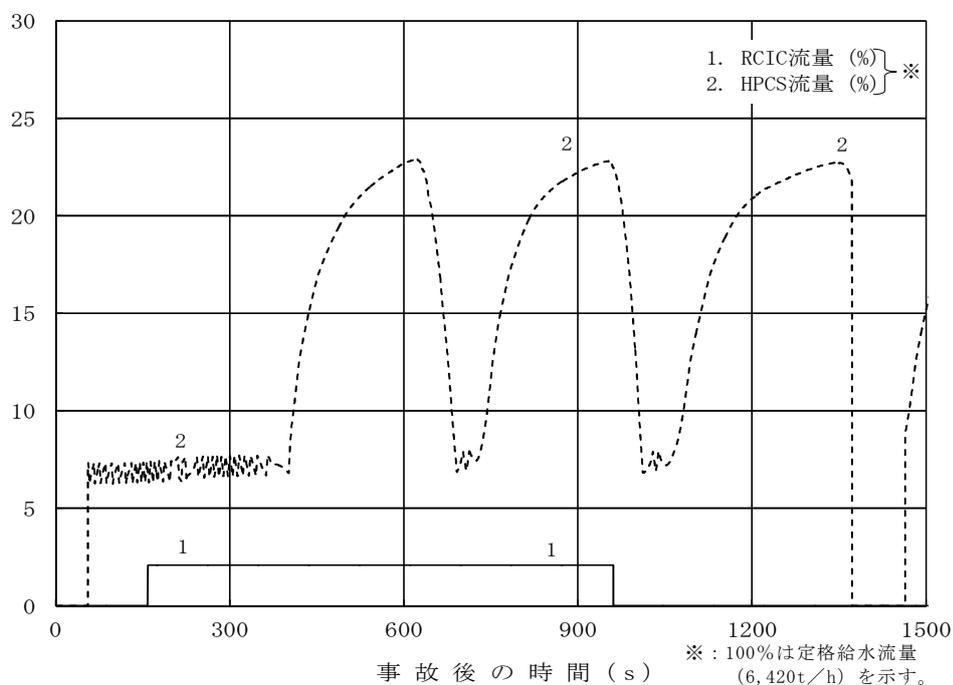
第1図 中性子束，炉心流量の時間変化（事象発生から1,500秒後まで）



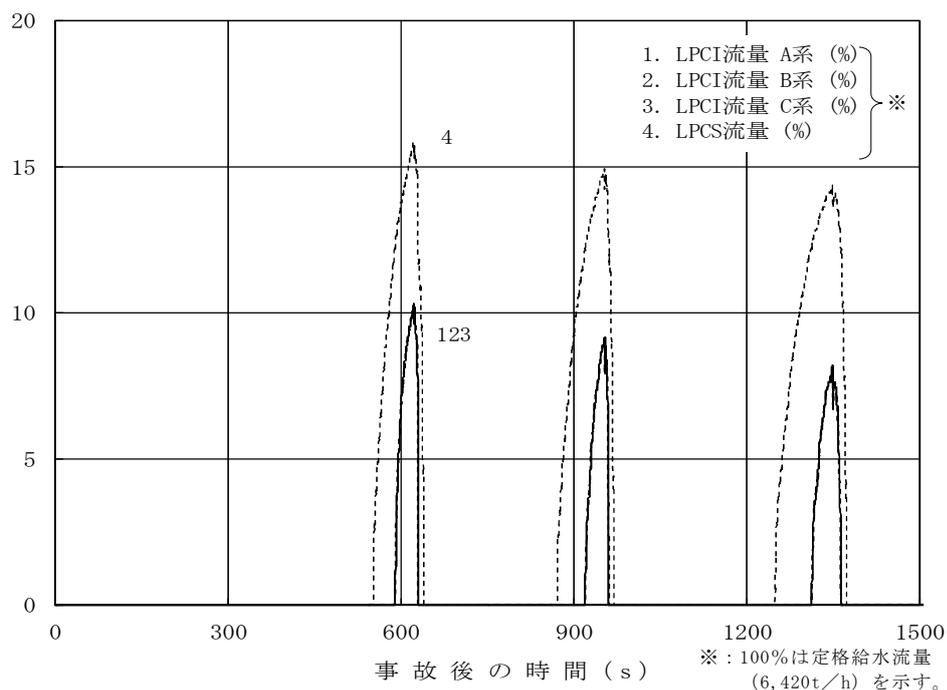
第2図 原子炉蒸気流量，給水流量の時間変化  
（事象発生から1,500秒後まで）



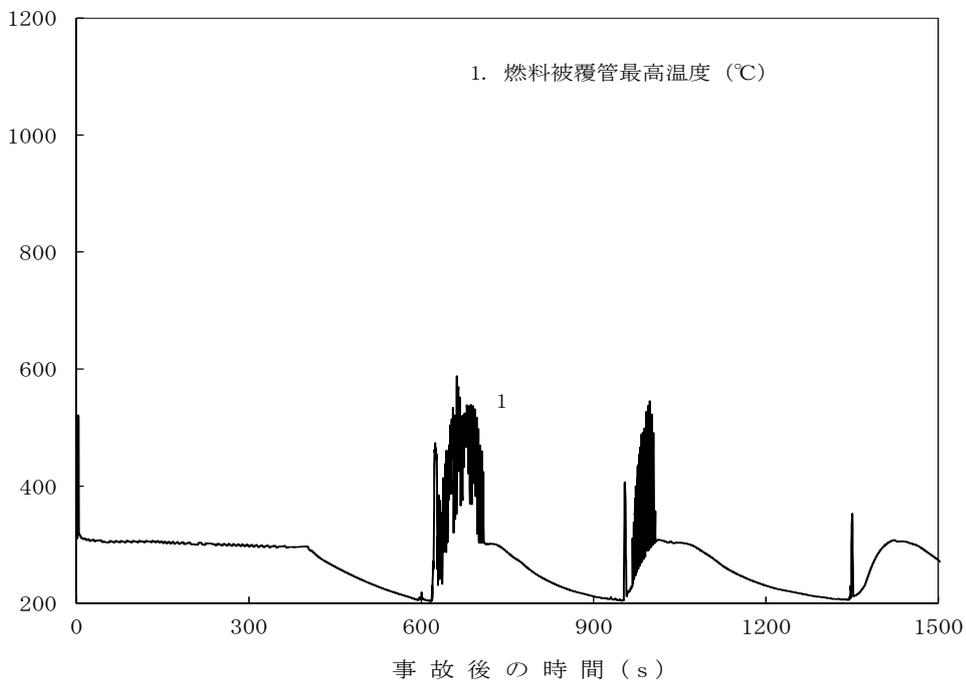
第3図 原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）の時間変化  
（事象発生から1,500秒後まで）



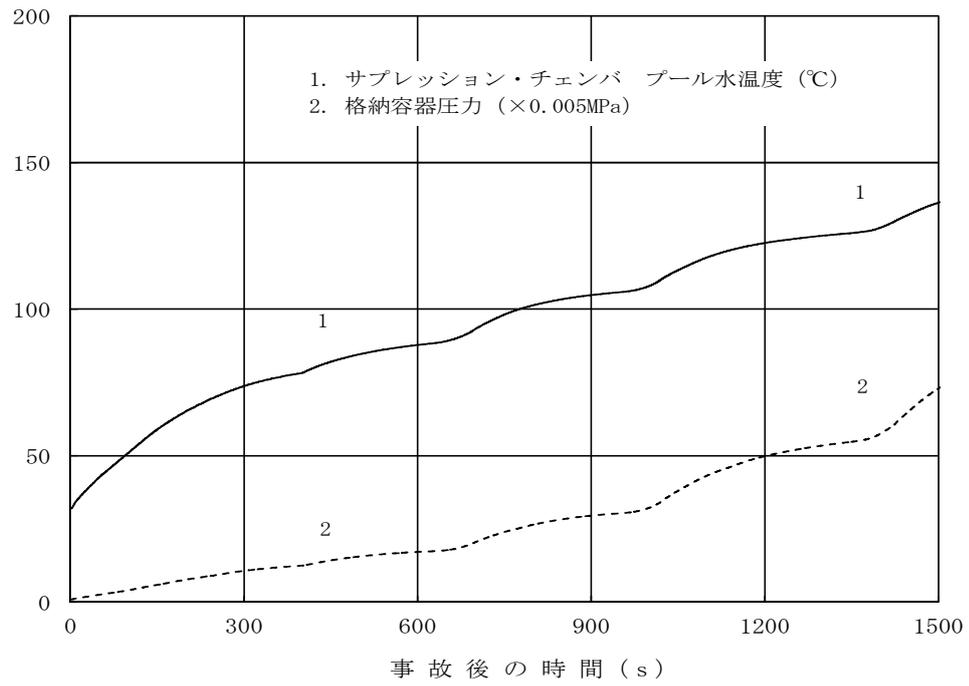
第4図 原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系の流量の  
時間変化（事象発生から1,500秒後まで）



第 5 図 低圧炉心スプレイ系，残留熱除去系（低圧注水系）の流量の時間変化  
 （事象発生から 1,500 秒後まで）



第 6 図 燃料被覆管温度の時間変化  
 （事象発生から 1,500 秒後まで）



第7図 サプレッション・プールの水温，格納容器圧力の時間変化  
(事象発生から1,500秒後まで)

### 35. 給水流量をランアウト流量（68％）で評価することの妥当性

今回の申請において示した解析ケースでは、給水流量をランアウト流量(68%)で評価しているが、原子炉圧力が高い場合、給水流量は68%以下となることが考えられる。この場合、ホットウェル水位低までの時間が長くなり、評価結果に影響を与える可能性がある。以下に、現状の解析条件の妥当性について示す。

給水流量は、原子炉圧力が高くなることにより減少する傾向であるが、次のとおり、原子炉停止機能喪失解析において68%を設定していることは有効性評価の目的に照らして妥当であると判断している。

給水流量を68%よりも少なく設定した場合には、復水器ホットウェル水位低による給水喪失までの時間は長くなる。一方で、給水流量が少ない場合は、炉心入口サブクール変化が小さくなり出力上昇が抑制される傾向となるため、燃料被覆管温度はより低下すると考えられる。同様に、原子炉から発生する蒸気量が低下するため、サプレッション・プール水温度や圧力上昇は抑制される。

給水流量が少なくなり、給水喪失までの時間が長くなったとしても、出力が抑制されることになるため、解析結果としては給水流量68%の場合と同程度になり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいと考えられる。

なお、給水流量68%は、添付書類十の過渡解析における「給水制御系の故障」の最大給水流量条件として、炉心入口サブクールの増加による出力上昇を大きめにすることにより解析結果を厳しくする観点から設定されている値である。

## 36. 評価におけるブローアウトパネルの位置付けについて

インターフェイスシステム LOCA（以下「ISLOCA」という。）発生時において、ブローアウトパネルが開放することを想定しているが、設計基準事故での想定と同様の条件で作動する等の理由により、ブローアウトパネルは重大事故等対処設備に該当しないと考える。以下に設備の詳細な位置付けをまとめる。

## 1. ブローアウトパネルの目的，設計

ブローアウトパネルは、格納容器に作用する外圧が格納容器の最高使用外圧を超えないようにするとともに、配管破断による圧力荷重によって建屋構造体の健全性が損なわれないようにするため、格納容器外の原子炉冷却材配管の破断時等に発生した圧力を建屋外に逃がすことを目的として設計されている。

パネルの開放機構は設定圧力により止め金具が変形し、パネル本体が外れて有効流路面積が確保される単純な仕組みであり、一度開放すると自動で閉鎖することはない。

## 2. 設計基準事故でのブローアウトパネルの取扱い

設計基準事故の主蒸気破断時の線量評価においてはタービン建屋のブローアウトパネルからの放出を想定しており、原子炉建屋内の主蒸気管破断時においても同様に原子炉建屋のブローアウトパネルが開放されることに期待している。設計基準事故のブローアウトパネルの取扱いは、建屋及び格納容器の機能維持のための設備であり、設計基準事故対処設備である。

### 3. 有効性評価でのブローアウトパネルの取扱い

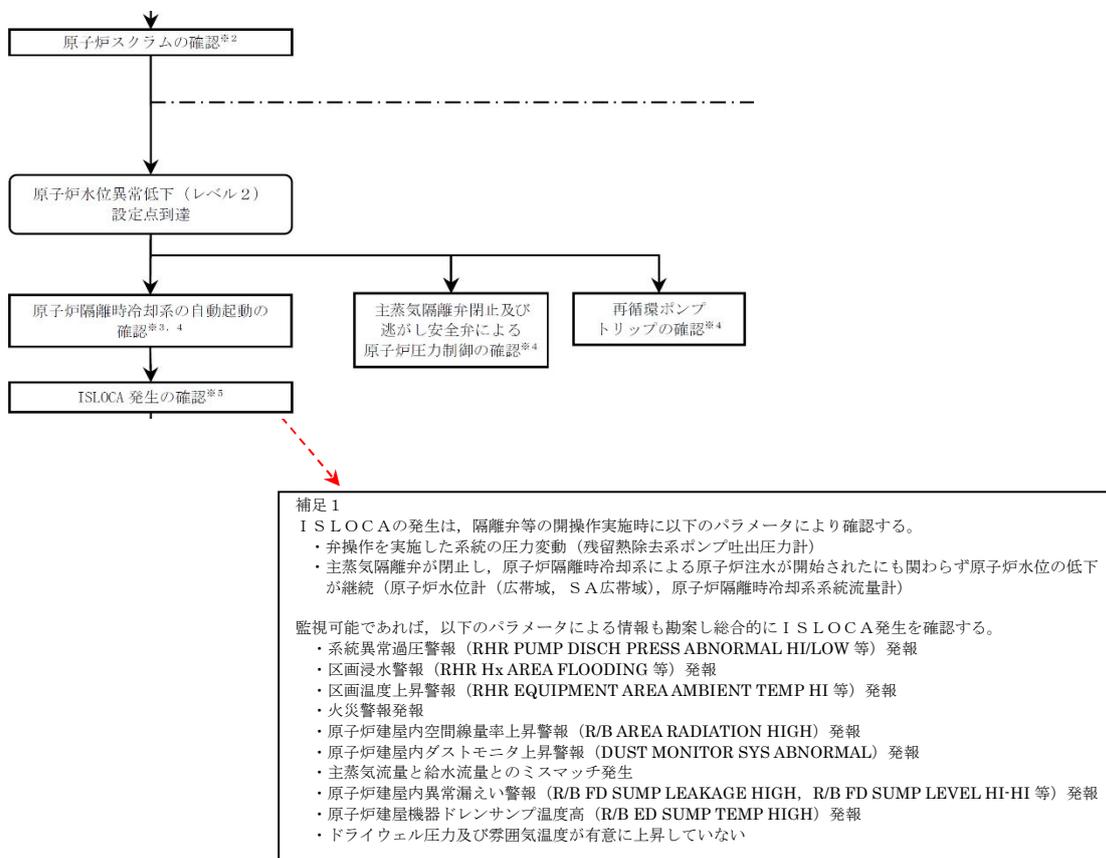
有効性評価で示した I S L O C A においては事象発生後すぐに原子炉建屋内圧が上昇し、設定圧力に至ることで原子炉建屋のブローアウトパネルが開放されるため、設計基準事故と同様の条件で作動するものである。

また、評価では、運転員の速やかな事象認知及び隔離操作に期待していないが、実際の定例試験「残留熱除去系 A (B) 電動弁作動試験」時には系統過圧により「RHR PUMP A (B) DISCH PRESS ABNORMAL HI / LO」の警報が発生し、定例試験を実施していた弁を速やかに閉鎖することになる。こうした現実的な対応を考慮した場合、原子炉建屋の圧力はブローアウトパネルが開放されるような圧力には至らない。

37. インターフェイスシステム L O C A 発生時の低圧配管破断検知について

- (1) 系統圧力上昇時の対応操作は、警報処置手順書にて対応する。
- ・ 高圧炉心スプレイ系，原子炉隔離時冷却系，低圧炉心スプレイ系，残留熱除去系（低圧注水系）配管の圧力上昇時は，保安規定第 32 条逸脱時の措置に従う。
  - ・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）配管の圧力上昇時は，プラントを通常停止する。
- (2) 系統圧力が上昇し低圧配管が破断した場合は、「本文 第 2.7-2 図」の補足 1 と同等の確認をすることにより漏えいを検知する。

【本文 第 2.7-2 図抜粋】



38. 非常用炉心冷却系等における系統圧力上昇時の対応操作について

プラント運転中に弁の開閉試験を実施している高圧炉心スプレイ系，原子炉隔離時冷却系，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）において，系統圧力上昇が発生した場合の対応操作を警報処置手順書に定めている。

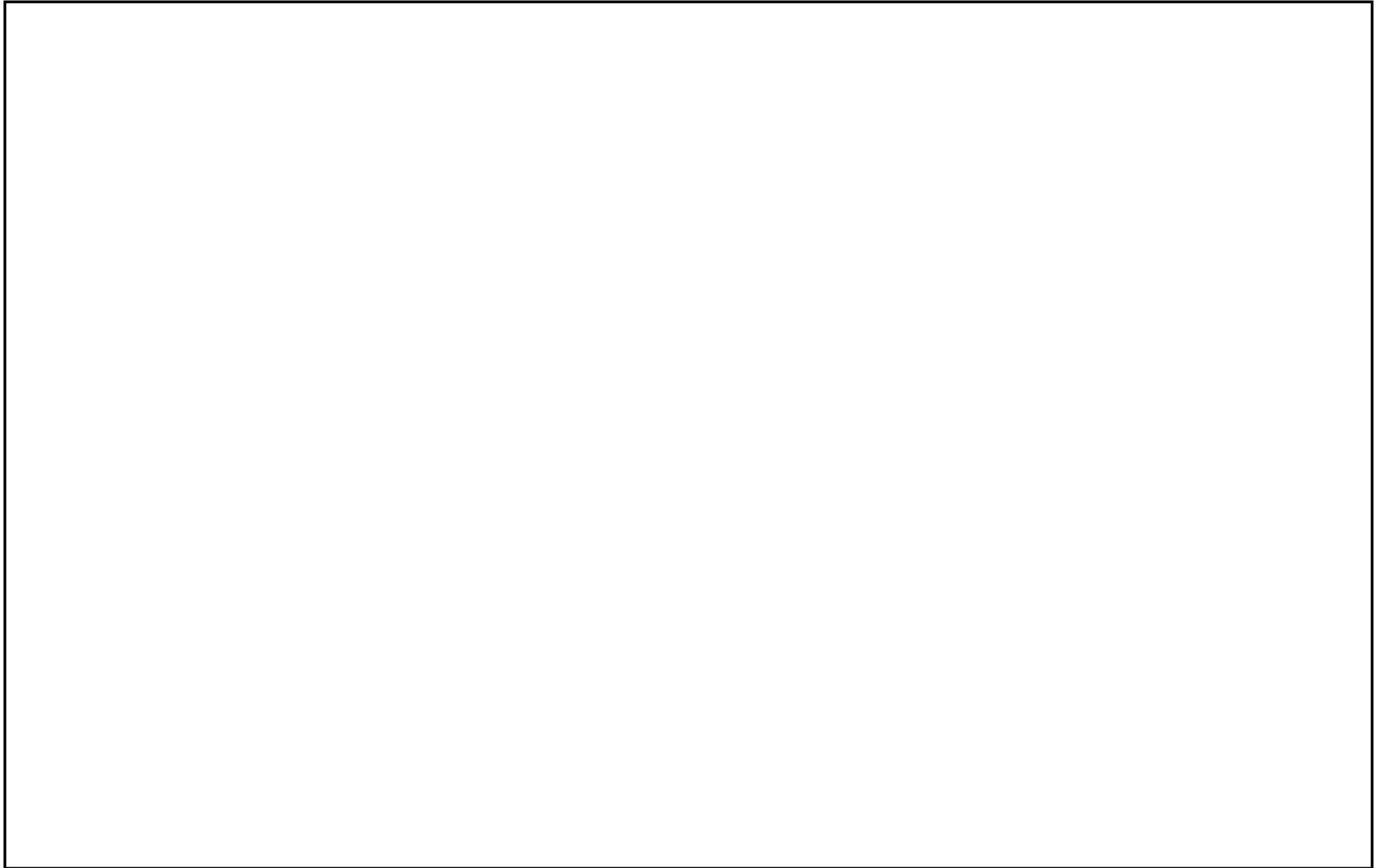
警報処置手順書に定めている系統圧力降下操作及び高圧側境界弁の開閉操作を実施しても圧力上昇が解消されない場合，保安規定第 32 条「非常用炉心冷却系及び原子炉隔離時冷却系の系統圧力監視」（以下「第 32 条」という。）に基づいて対応することとなる。なお，第 32 条に定められている運転上の制限は，「原子炉冷却材の漏えいにより過圧されていないこと」であり，その判断基準を警報処置手順書に定めている。

また，プラント運転中に弁の開閉試験を実施しない残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）吸込み配管については系統圧力上昇発生時の対応操作として，警報処置手順書に定められている系統圧力降下操作及び格納容器外側隔離弁の増締め操作を実施するが，これらの操作を実施しても圧力上昇が解消されない場合はプラント通常停止対応をすることになる。

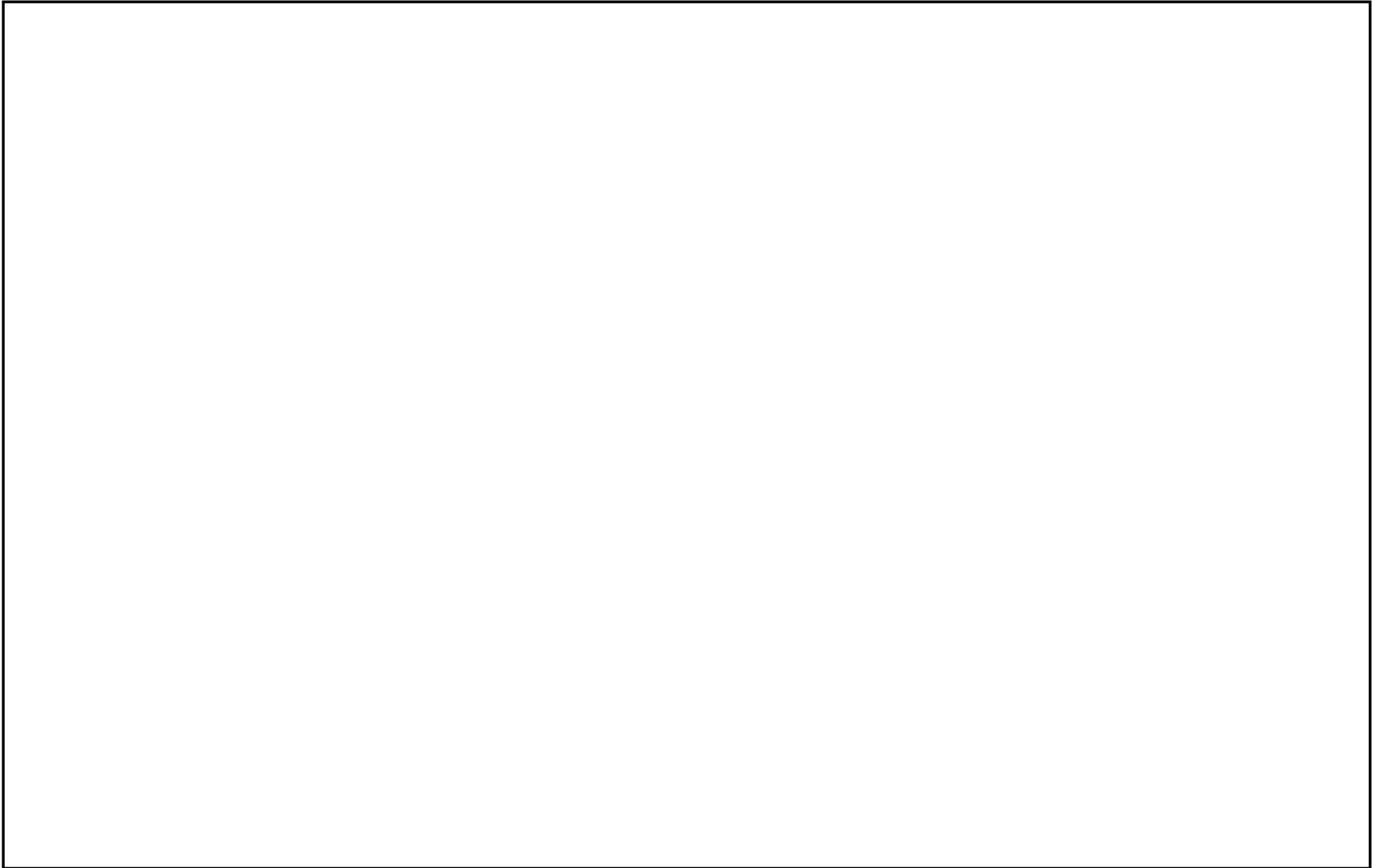
なお，非常用炉心冷却系ポンプの手動起動試験後に，隔離された非常用炉心冷却系の系統水が温度上昇し，系統の圧力が上昇する傾向が見られる場合がある。

この場合における圧力の変化は緩やかな上昇傾向を示すが，有効性評価のインターフェイスシステム L O C A で想定している圧力の変化は急激な上昇傾向を示す。また，前者はポンプ手動起動試験後に，後者は注入弁の開閉試験時に発生する可能性があり，圧力上昇が発生するタイミングも異なることから，両者の識別は可能である。

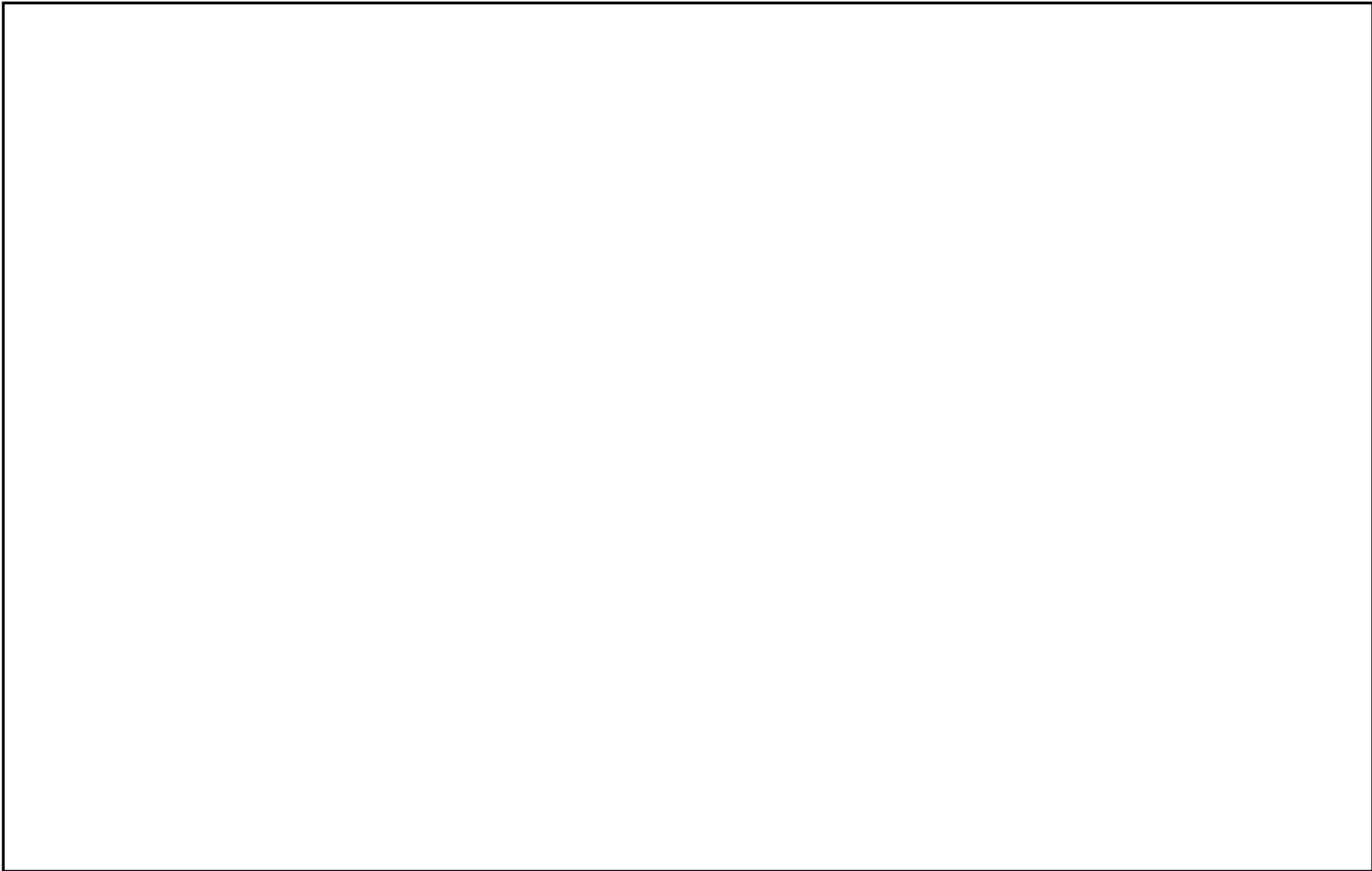
【警報処置手順書】「HPCS PUMP SUCTION PRESS HI/LO」



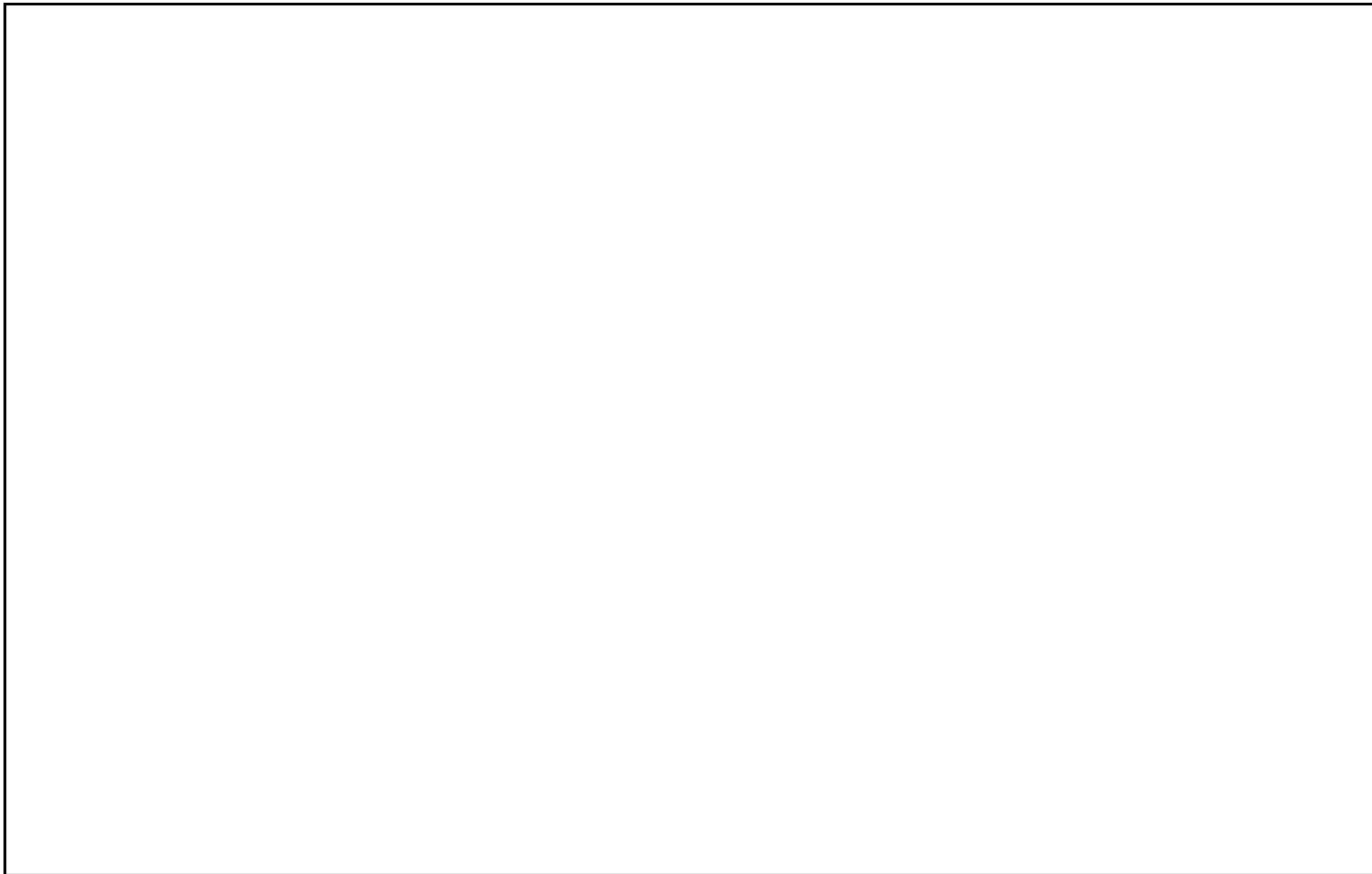
【警報処置手順書】※低圧の系統を代表して「RHR PUMP A DISCH PRESS ABNORMAL HI/LO」



【警報処置手順書】「RCIC PUMP SUCTION PRESS HIGH」



【警報処置手順書】「RHR SHUTDOWN HEADER PRESS HIGH」



### 39. 不確かさの影響評価の考え方について

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。

また、操作の不確かさの影響評価の範囲として、操作の不確かさが操作開始時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作余裕時間を評価するものとする。ここで、操作の不確かさの影響とは、運転員等操作に対する不確かさ要因である、認知、要員配置、移動、操作所要時間、他の並列操作有無及び操作の確実さに起因して生じる運転員等操作の開始時間の変動が、有効性評価の成立性に与える影響のことである。

不確かさ等の影響確認は、評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕が小さくなる場合に感度解析等を行う。事象推移が緩やかであり、重畳する影響因子がないと考えられる等、影響が容易に把握できる場合は、選定している重要事故シーケンス等の解析結果等を用いて影響を確認する。事象推移が早く、現象が複雑である等、影響が容易に把握できない場合は、事象の特徴に応じて解析条件を変更した感度解析によりその影響を確認する。

#### 1. 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

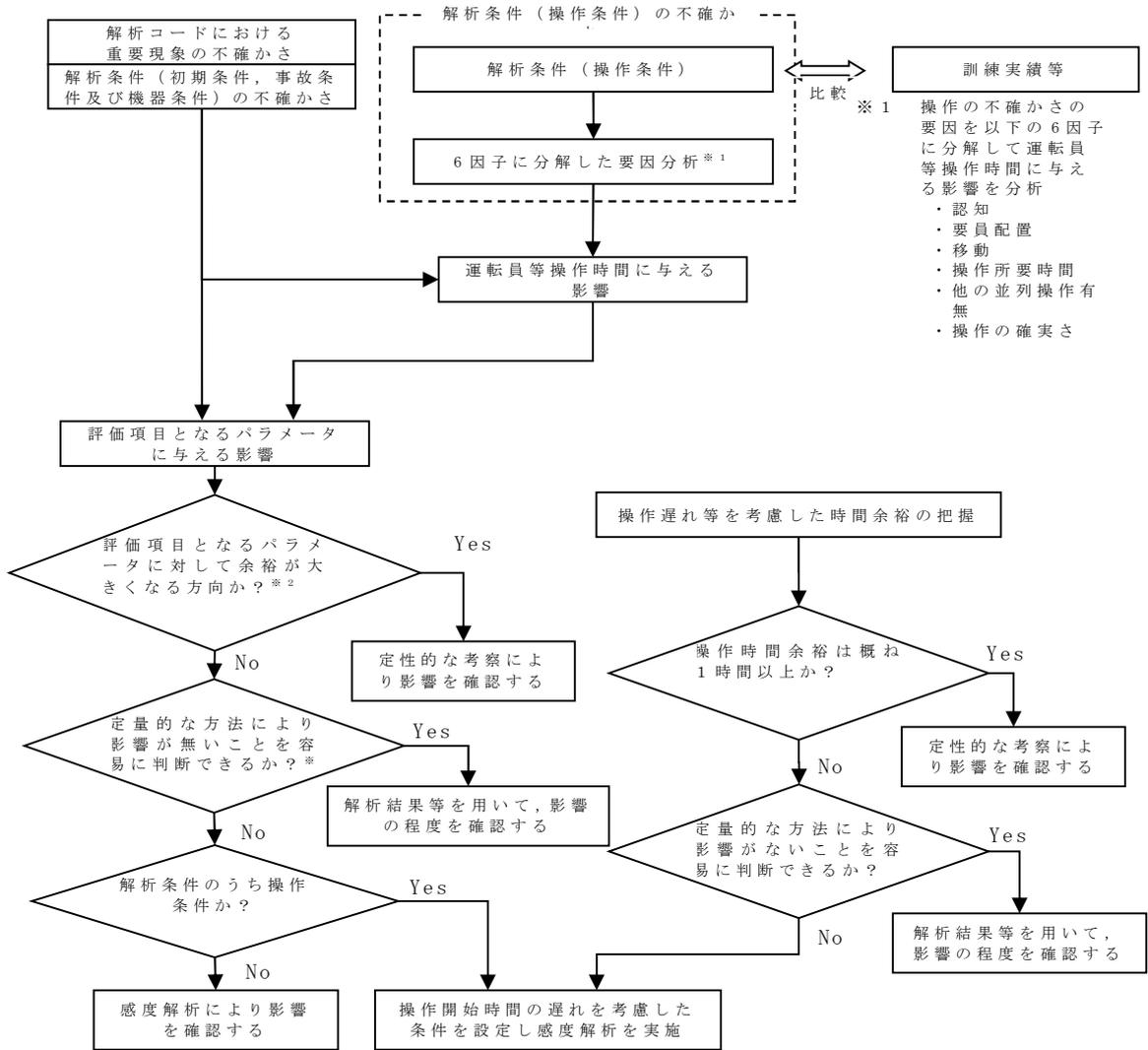
本文「1.4 有効性評価に使用する計算プログラム」においては、重要現象として評価指標及び運転操作に対する影響が大きい又は中程度と考えられる物理現象を選定しており、そのうち本文第 1.7-1 表から本文第 1.7-3 表に示す物理現象を有効性評価において評価項目となるパラメータに有意な影響を与えると整理している。解析コードの不確かさは、選定している重要事故シーケンス等における上記の物理現象に対する不確かさを考慮し、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

## 2. 解析条件の不確かさの影響評価

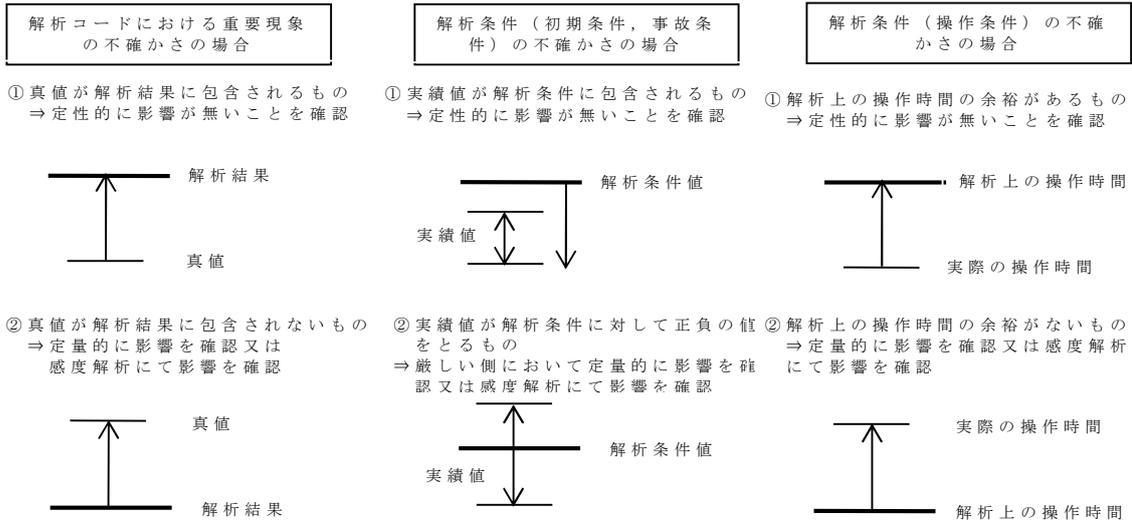
解析条件のうち、初期条件、事故条件及び機器条件の不確かさについて、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。また、解析条件のうち操作条件の不確かさとして、操作の不確かさ要因に起因して生じる運転員等操作の開始時間の変動が、その操作開始時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

## 3. 操作時間余裕の把握

解析上考慮する運転員等操作について、その遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。



※2 評価項目となるパラメータに対する影響評価の考え方



40. 常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性

(1) 炉心損傷防止対策

※常設設備を別の常設設備に変更することは想定しない

事故シーケンスグループ	事故と対応の概要	炉心損傷防止設備			常設重大事故等対処設備の可搬型設備での代替	
		炉心冷却	格納容器除熱	電源・水源		
高圧・低圧注水機能喪失	<p>【事象概要】過渡事象（全給水喪失）発生と共に高圧及び低圧の注水機能喪失が発生する。これに対し低圧代替注水系（常設）を用いて原子炉注水を実施し、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）を用いた格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・高圧注水機能（HPCS, RCIC）</li> <li>・低圧注水機能（LPCS, LPCI）</li> </ul>	<p>【高圧注水】－</p> <p>【減圧】<u>逃がし安全弁</u>（7弁）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・事象発生から25分後に<u>手動減圧</u></li> </ul> <p>【低圧注水】<u>常設低圧代替注水系ポンプ</u>×2</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系C系ライン経由で注入</li> <li>・最小流量特性で原子炉水位低（レベル3）設定点～原子炉水位高（レベル8）設定点にて水位維持</li> </ul>	<p>【格納容器スプレイ】<u>常設低圧代替注水系ポンプ</u>×2</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系B系ライン経由で注入</li> <li>・サブプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達以降130m<sup>3</sup>/hでスプレイ（炉注水と同時に）</li> </ul> <p>【海水除熱】－</p> <p>【格納容器ベント】<u>格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント系</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・サブプレッション・チェンバ圧力310kPa[gage]で実施（約28時間）</li> </ul>	<p>【電源】<u>非常用ディーゼル発電機、常設代替高圧電源装置</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・外部電源なし</li> <li>・プラント状況判断の後、常設代替高圧電源装置2台により給電（低圧代替注水系（常設）に給電）</li> </ul> <p>【水源（補給含む）】<u>代替淡水貯槽、淡水貯水池、可搬型代替注水大型ポンプ</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・48時間以降から淡水貯水池より代替淡水貯槽に水位が上昇する流量で補給</li> </ul>	×	<p>&lt;炉心損傷防止&gt;</p> <p>炉心損傷回避のためには、約1時間までに注水する必要があるが、可搬型設備の使用開始は8時間後を想定しているため、可搬型設備では炉心損傷は防止できない。</p>
高圧注水・減圧機能喪失	<p>【事象概要】過渡事象（全給水喪失）発生と共に高圧注水機能及び原子炉減圧機能の喪失が発生する。これに対し過渡時自動減圧回路を用いて原子炉を減圧した後残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水、残留熱除去系を用いた格納容器除熱を実施する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・高圧注水機能（HPCS, RCIC）</li> <li>・減圧機能</li> </ul>	<p>【高圧注水】－</p> <p>【減圧】<u>過渡時自動減圧回路</u>（2弁）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・原子炉水位異常低下（レベル1）設定点到達から10分後に自動減圧</li> </ul> <p>【低圧注水】<u>残留熱除去系（低圧注水系）、低圧炉心スプレイ系</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・最小流量特性で原子炉水位高（レベル8）設定点到達後、低圧炉心スプレイ系で原子炉水位低（レベル3）設定点～原子炉水位高（レベル8）設定点にて水位維持</li> </ul>	<p>【格納容器スプレイ】－</p> <p>【海水除熱】<u>残留熱除去系海水系、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・原子炉水位高（レベル8）設定点到達後に残留熱除去系1系列を低圧注水系からサブプレッション・プール冷却系に移行</li> </ul> <p>【格納容器ベント】－</p>	<p>【電源】<u>非常用ディーゼル発電機</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・外部電源なし</li> </ul> <p>【水源（補給含む）】サブプレッション・プール</p>	－	<p>常設重大事故等対処設備に期待していない。</p>
全交流動力電源喪失（長期TB）	<p>【事象概要】全交流動力電源喪失が発生すると共に、24時間は代替電源等による交流電源復旧も不可となる。これに対し直流電源により8時間原子炉隔離時冷却系を用いた原子炉注水を継続する。8時間後からは低圧代替注水系（可搬型）を用いて原子炉注水を継続し、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）を用いて格納容器冷却を実施する。24時間後からは、常設代替高圧電源装置から給電し、残留熱除去系を用いて原子炉注水及び格納容器除熱の切替え運転を実施する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・全交流動力電源（外部電源、非常用ディーゼル発電機等）</li> </ul>	<p>【高圧注水】<u>原子炉隔離時冷却系</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・原子炉水位低（レベル3）設定点～原子炉水位高（レベル8）設定点にて水位維持</li> </ul> <p>【減圧】<u>逃がし安全弁</u>（7弁）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・事象発生から8時間1分後（可搬型代替注水大型ポンプ接続後）に<u>手動減圧</u></li> </ul> <p>【低圧注水】<u>可搬型代替注水大型ポンプ</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・手動減圧後、最小流量特性で注水</li> <li>・原子炉水位低（レベル3）設定点～原子炉水位高（レベル8）にて水位維持</li> </ul> <p><u>残留熱除去系（低圧注水系）</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・24時間後、最小流量特性で注水</li> <li>・原子炉水位低（レベル3）設定点～原子炉水位高（レベル8）にて水位維持</li> <li>・原子炉注水停止期間中は格納容器除熱に使用</li> </ul>	<p>【格納容器スプレイ】－</p> <p>【海水除熱】<u>残留熱除去系海水系、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・原子炉注水との切替え運転</li> </ul> <p>【格納容器ベント】－</p>	<p>【電源】<u>所内常設直流電源設備、常設代替高圧電源装置</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・外部電源なし</li> <li>・直流電源の負荷切離しを実施し、8時間原子炉隔離時冷却系に供給</li> <li>・24時間後に常設代替高圧電源装置から給電</li> </ul> <p>【水源（補給含む）】<u>代替淡水貯槽、サブプレッション・プール</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・初期水量のみで対応可能。</li> </ul>	○	<p>&lt;炉心損傷防止&gt;</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>

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

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

※常設設備を別の常設設備に変更することは想定しない

事故シナリオグループ	事故と対応の概要	炉心損傷防止設備			常設重大事故等対処設備の可搬型設備での代替	
		炉心冷却	格納容器除熱	電源・水源		
全交流動力電源喪失 (TBD)	<p>【事象概要】全交流動力電源喪失が発生すると共に、直流電源の喪失が重畳する。これに対し常設代替高压電源装置を起動し、低圧代替注水系（常設）により原子炉注水を実施する。その後、常設代替高压電源装置から給電し、残留熱除去系を用いた原子炉注水及び格納容器除熱の切替え運転を実施する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>全交流動力電源（外部電源、非常用ディーゼル発電機等）</li> <li>直流電源</li> </ul>	<p>【高压注水】－</p> <p>【減圧】逃がし安全弁（7弁）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>事象発生から25分後</li> </ul> <p>【低圧注水】常設代替低圧注水ポンプ×2</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>残留熱除去系C系ライン経由で注入</li> <li>手動減圧後、最小流量特性で注水</li> <li>原子炉水位低（レベル3）設定点～原子炉水位高（レベル8）設定点にて水位維持</li> </ul> <p><u>残留熱除去系（低圧注水系）</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>サブプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達以降、最小流量特性で注水</li> <li>原子炉水位低（レベル3）設定点～原子炉水位高（レベル8）にて水位維持</li> <li>原子炉注水停止期間中は格納容器除熱に使用</li> </ul>	<p>【格納容器スプレイ】－</p> <p>【海水除熱】<u>残留熱除去系海水系、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>サブプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達以降、除熱開始</li> <li>原子炉注水との切替え運転</li> </ul> <p>【格納容器ベント】－</p>	<p>【電源】<u>常設代替直流電源設備、常設代替高压電源装置</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>外部電源なし</li> <li>プラント状況判断の後、常設代替高压電源装置2台（低圧代替注水系（常設）に給電）、低圧代替注水系（常設）による注水開始後、常設代替高压電源装置5台から給電（残留熱除去系等に給電）</li> </ul> <p>【水源（補給含む）】<u>代替淡水貯槽、サブプレッション・プール</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>初期水量のみで対応可能。</li> </ul>	×	<p>&lt;炉心損傷防止&gt;</p> <p>炉心損傷回避のためには、約1時間までに注水する必要があるが、可搬型設備の使用開始は8時間を想定しているため、可搬型設備では炉心損傷は防止できない。</p>
崩壊熱除去機能喪失 (取水機能喪失)	<p>【事象概要】過渡事象（全給水喪失）発生と共に取水機能喪失が発生する。これに対し、原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水を実施する。その後、緊急用海水系及び残留熱除去系を用いた原子炉注水及び格納容器除熱の切替え運転を実施する。</p> <p>【機能喪失の想定】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>取水機能（残留熱除去系海水系）</li> </ul>	<p>【高压注水】<u>原子炉隔離時冷却系</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉水位低（レベル3）設定点～原子炉水位高（レベル8）設定点水位維持</li> </ul> <p>【減圧】逃がし安全弁（7弁）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>サブプレッション・プール熱容量制限到達時</li> </ul> <p>【低圧注水】常設代替低圧注水ポンプ×2</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>残留熱除去系C系ライン経由で注入</li> <li>手動減圧後、最小流量特性で注水</li> <li>原子炉水位低（レベル3）設定点～原子炉水位高（レベル8）設定点水位維持</li> </ul> <p><u>残留熱除去系（低圧注水系）</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>サブプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達以降、最小流量特性で注水</li> <li>原子炉水位低（レベル3）設定点～原子炉水位高（レベル8）にて水位維持</li> <li>原子炉注水停止期間中は格納容器除熱に使用</li> </ul>	<p>【格納容器スプレイ】－</p> <p>【海水除熱】<u>緊急用海水系、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>サブプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達以降、除熱開始</li> <li>原子炉注水との切替え運転</li> </ul> <p>【格納容器ベント】－</p>	<p>【電源】<u>常設代替高压電源装置</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>外部電源なし</li> <li>2時間後までに常設代替高压電源装置2台（低圧代替注水系（常設）に給電）、低圧代替注水系（常設）による注水開始後、常設代替高压電源装置5台から給電（残留熱除去系等に給電）</li> </ul> <p>【水源（補給含む）】<u>代替淡水貯槽、サブプレッション・プール</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>初期水量のみで対応可能。</li> </ul>	○	<p>&lt;炉心損傷防止&gt;</p> <p>事象発生8時間後までは、原子炉隔離時冷却系を用いた原子炉注水を継続し、その後、可搬型代替注水大型ポンプを用いた注水を実施することで炉心損傷を防止できる。</p>
崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去機能喪失)	<p>【事象概要】過渡事象（全給水喪失）発生と共に残留熱除去機能喪失が発生する。これに対し、原子炉隔離時冷却系、高压炉心スプレイ系及び低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水を実施し、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）を用いた格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施する。</p> <p>【機能喪失の想定】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>残留熱除去系</li> </ul>	<p>【高压注水】<u>原子炉隔離時冷却系、高压炉心スプレイ系</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉水位低（レベル3）設定点～原子炉水位高（レベル8）設定点にて水位維持</li> </ul> <p>【減圧】逃がし安全弁（7弁）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>サブプレッション・プール熱容量制限到達時</li> </ul> <p>【低圧注水】常設代替低圧注水ポンプ×2</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>残留熱除去系C系ライン経由で注入</li> <li>手動減圧後、最小流量特性で注水</li> <li>原子炉水位低（レベル3）設定点～原子炉水位高（レベル8）設定点にて水位維持</li> </ul>	<p>【格納容器スプレイ】<u>常設低圧代替注水系ポンプ×2</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>残留熱除去系B系ライン経由で注入</li> <li>サブプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達以降 130m<sup>3</sup>/h でスプレイ（炉注水と同時に）</li> </ul> <p>【海水除熱】－</p> <p>【格納容器ベント】<u>格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント系</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>サブプレッション・チェンバ圧力 310kPa [gage] で実施（約28時間）</li> </ul>	<p>【電源】<u>非常用ディーゼル発電機、常設代替高压電源装置</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>外部電源なし</li> <li>2時間後までに常設代替高压電源装置2台（低圧代替注水系（常設）に給電）</li> </ul> <p>【水源（補給含む）】<u>代替淡水貯槽、淡水貯水池、可搬型代替注水大型ポンプ</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>48時間以降から淡水貯水池より代替淡水貯槽に水位が上昇する流量で補給</li> </ul>	○	<p>&lt;炉心損傷防止&gt;</p> <p>事象発生8時間後までは、原子炉隔離時冷却系又は高压炉心スプレイ系を用いた原子炉注水を継続し、その後、可搬型代替注水大型ポンプを用いた注水を実施することで炉心損傷を防止できる。</p>

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

※常設設備を別の常設設備に変更することは想定しない

事故シーケンスグループ	事故と対応の概要	炉心損傷防止設備			常設重大事故等対処設備の可搬型設備での代替	
		炉心冷却	格納容器除熱	電源・水源		
原子炉停止機能喪失	<p>【事象概要】過渡事象（MSIV閉）発生と共に全制御棒挿入失敗（ARI含む）が発生する。これに対し、代替RPTで出力上昇を抑制し、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系で冠水を維持し、ほう酸注入系により未臨界を確保する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>スクラム機能（RPS）</li> <li>代替制御棒挿入機能（ARI）</li> </ul>	<p>【原子炉停止】代替RPT、ほう酸注入系</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>ほう酸注入系の起動は事象発生後6分後</li> </ul> <p>【高圧注水】電動駆動給水ポンプ、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>給復水系による原子炉注水はホットウェル水位低低による電動給水ポンプトリップまで</li> <li>原子炉隔離時冷却系は原子炉水位異常低下（レベル2）設定点到達、高圧炉心スプレイ系は格納容器圧力高設定点で自動起動し、原子炉水位異常低下（レベル1）設定点近傍に水位を維持</li> </ul> <p>【減圧】-</p> <p>【低圧注水】-</p>	<p>【格納容器スプレイ】-</p> <p>【海水除熱】残留熱除去系海水系、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）×2</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>事象発生17分後以降除熱開始</li> </ul> <p>【格納容器ベント】-</p>	<p>【電源】外部電源</p> <p>【水源（補給含む）】サブプレッション・プール</p>	-	常設重大事故等対処設備に期待していない。
LOCA時注水機能喪失	<p>【事象概要】中小LOCA（再循環配管3.7cm<sup>2</sup>の破損想定）発生と共に高圧及び低圧の非常用炉心冷却系注水機能喪失が発生する。これに対し低圧代替注水系（常設）を用いて原子炉注水を実施し、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）を用いた格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>高圧注水機能（HPCS、RCIC）</li> <li>低圧注水機能（LPCS、LPCI）</li> </ul>	<p>【高圧注水】-</p> <p>【減圧】逃がし安全弁（7弁）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>事象発生から25分後に手動減圧</li> </ul> <p>【低圧注水】常設低圧代替注水系ポンプ×2</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>残留熱除去系C系ライン経由で注入</li> <li>最小流量特性で原子炉水位低（レベル3）設定点～原子炉水位高（レベル8）設定点にて水位維持</li> </ul>	<p>【格納容器スプレイ】常設低圧代替注水系ポンプ×2</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>残留熱除去系B系ライン経由で注入</li> <li>サブプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達以降130m<sup>3</sup>/hでスプレイ（炉注水と同時に）</li> </ul> <p>【海水除熱】-</p> <p>【格納容器ベント】格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント系</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>サブプレッション・チェンバ圧力310kPa[gage]で実施（約28時間）</li> </ul>	<p>【電源】非常用ディーゼル発電機、常設代替高圧電源装置</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>外部電源なし</li> <li>プラント状況判断の後、常設代替高圧電源装置2台により給電（低圧代替注水系（常設）に給電）</li> </ul> <p>【水源（補給含む）】代替淡水貯槽、淡水貯水池、可搬型代替注水大型ポンプ</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>48時間以降から淡水貯水池より代替淡水貯槽に水位が上昇する流量で補給</li> </ul>	×	<p>&lt;炉心損傷防止&gt;</p> <p>炉心損傷回避のためには、約1時間までに注水する必要があるが、可搬型設備の使用開始は8時間を想定しているため、可搬型設備では炉心損傷は防止できない。</p>
格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）	<p>【事象概要】ISLOCA（残留熱除去系熱交換器フランジ部の漏えいを想定）が発生する。これに対し、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系（常設）を用いて原子炉注水を実施すると共に、破断箇所を隔離する。</p> <p>【機能喪失の想定】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>HPCS</li> <li>残留熱除去系B系、C系</li> </ul>	<p>【高圧注水】原子炉隔離時冷却系</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉水位低（レベル3）設定点～原子炉水位高（レベル8）設定点水位維持</li> </ul> <p>【減圧】逃がし安全弁（7弁）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>事象発生から15分後に手動減圧</li> </ul> <p>【低圧注水】低圧炉心スプレイ系</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉水位異常低下（レベル1）設定点到達時に停止</li> </ul> <p>常設代替低圧注水ポンプ×2</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>残留熱除去系C系ライン経由で注入</li> <li>事象発生17分後に最小流量特性で注水</li> <li>原子炉水位低（レベル3）設定点近傍に水位維持</li> </ul>	<p>【格納容器スプレイ】-</p> <p>【海水除熱】残留熱除去系海水系、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>事象発生25分後以降除熱開始</li> </ul> <p>【格納容器ベント】-</p>	<p>【電源】非常用ディーゼル発電機、常設代替高圧電源装置</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>外部電源なし</li> </ul> <p>【水源（補給含む）】代替淡水貯槽、サブプレッション・プール</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>初期水量のみで対応可能。</li> </ul>	×	<p>&lt;炉心損傷防止&gt;</p> <p>炉心損傷回避のためには、約15分後までに注水する必要があるが、可搬型設備の使用開始は8時間を想定しているため、可搬型設備では炉心損傷は防止できない。</p>

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

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

※常設設備を別の常設設備に変更することは想定しない

事故シナリオグループ	事故と対応の概要	炉心損傷防止設備			常設重大事故等対処設備の可搬型設備での代替	
		炉心冷却	格納容器除熱	電源・水源		
津波浸水による注水機能喪失	<p>【事象概要】津波により取水機能喪失及び原子炉注水機能喪失が発生する。これに対し、浸水防護対策を実施し内包する設備を防護するとともに、原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水を実施する。その後、緊急用海水系及び残留熱除去系を用いた原子炉注水及び格納容器除熱の切替え運転を実施する。</p> <p>【機能喪失の想定】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>取水機能（残留熱除去系海水系、非常用ディーゼル発電機海水系）</li> </ul>	<p>【高圧注水】<u>原子炉隔離時冷却系</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉水位低（レベル3）設定点～原子炉水位高（レベル8）設定点水位維持</li> </ul> <p>【減圧】逃がし安全弁（7弁）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>サブプレッション・プール熱容量制限到達時</li> </ul> <p>【低圧注水】<u>常設代替低圧注水ポンプ</u>×2</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>残留熱除去系C系ライン経由で注入</li> <li>手動減圧後、最小流量特性で注水</li> <li>原子炉水位低（レベル3）設定点～原子炉水位高（レベル8）設定点水位維持</li> </ul> <p><u>残留熱除去系（低圧注水系）</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>サブプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達以降、最小流量特性で注水</li> <li>原子炉水位低（レベル3）設定点～原子炉水位高（レベル8）にて水位維持</li> <li>原子炉注水停止期間中は格納容器除熱に使用</li> </ul>	<p>【格納容器スプレイ】－</p> <p>【海水除熱】<u>緊急用海水系、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>サブプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達以降、除熱開始</li> <li>原子炉注水との切替え運転</li> </ul> <p>【格納容器ベント】－</p>	<p>【電源】<u>常設代替高圧電源装置</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>外部電源なし</li> <li>2時間後までに常設代替高圧電源装置2台（低圧代替注水系（常設）に給電）、低圧代替注水系（常設）による注水開始後、常設代替高圧電源装置5台から給電（残留熱除去系等に給電）</li> </ul> <p>【水源（補給含む）】<u>代替淡水貯槽、サブプレッション・プール</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>初期水量のみで対応可能。</li> </ul>	－	敷地への津波浸水を考慮し、可搬型設備に期待しない評価を実施

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

(2) 格納容器破損防止対策

※常設設備を別の常設設備に変更することは想定しない

格納容器破損モード	事象設定	格納容器防止設備			常設設備の可搬型での代替
		損傷炉心冷却	格納容器破損防護	電源・水源	
<p>雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用する場合)</p>	<p>【事象概要】大LOCA（原子炉再循環系の吸込み配管の両端破断）発生と共に高圧及び低圧の注水機能喪失及び全交流動力電源喪失が発生し、炉心損傷に至る。これに対し、25分後に常設代替高圧電源装置から給電した低圧代替注水系（常設）により炉心へ注水し、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び代替循環冷却系により格納容器を除熱する。</p> <p>【機能喪失の前提】 ・高圧注水機能（HPCS, RCIC） ・低圧注水機能（LPCI, LPCS） ・全交流動力電源（外部電源、非常用ディーゼル発電機等）</p>	<p>【高圧注水】－</p> <p>【減圧】（破断口からの減圧）</p> <p>【低圧注水】<u>常設低圧代替注水系ポンプ×2</u> ・残留熱除去系C系ライン経由で注入 ・事象発生から25分後に最大流量で原子炉注水 ・再冠水後、崩壊熱相当の注水量に調整</p>	<p>【格納容器スプレイ】<u>常設低圧代替注水系ポンプ×2</u> ・残留熱除去系Bライン経由で注入 ・事象発生から25分後に130m<sup>3</sup>/hでスプレイ（炉注水と同時） ・再冠水後、間欠的に130m<sup>3</sup>/hでスプレイ</p> <p>【ペDESTAL（ドライウエル部）注水】－</p> <p>【海水除熱】<u>緊急用海水系、代替循環冷却系</u> ・事象発生12時間後から開始</p>	<p>【電源】<u>常設代替高圧電源装置</u> ・外部電源なし ・プラントの状況判断の後、常設代替高圧電源装置2台により給電（低圧代替注水系（常設）及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）に給電）</p> <p>【水源（補給含む）】<u>代替淡水貯槽、サブプレッション・プール</u> ・初期水量のみで対応可能。</p>	<p>×</p> <p>&lt;損傷炉心注水&gt; 可搬型設備が使用可能となる8時間時点では原子炉圧力容器は破損しており、可搬型設備では原子炉圧力容器破損前の損傷炉心注水は行えない。</p> <p>&lt;格納容器破損防止&gt; 可搬型設備が使用可能となる8時間時点では原子炉圧力容器は破損しており、可搬型設備では原子炉圧力容器破損前のペDESTAL（ドライウエル部）への注水は行えない。</p> <p>水素燃焼の観点では、炉心損傷及び原子炉圧力容器破損有無に係らず事象発生から7日間は酸素濃度が可燃限界の5vol%に到達しない。</p>
<p>雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)(代替循環冷却系を使用しない場合)</p>	<p>【事象概要】大LOCA（原子炉再循環系の吸込み配管の両端破断）発生と共に高圧及び低圧の注水機能喪失及び全交流動力電源喪失が発生し、炉心損傷に至る。これに対し、25分後に常設代替高圧電源装置から給電した低圧代替注水系（常設）により炉心へ注水し、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置により格納容器を除熱する。</p> <p>【機能喪失の前提】 ・高圧注水機能（HPCS, RCIC） ・低圧注水機能（LPCI, LPCS） ・全交流動力電源（外部電源、非常用ディーゼル発電機等）</p>	<p>【高圧注水】－</p> <p>【減圧】（破断口からの減圧）</p> <p>【低圧注水】<u>常設低圧代替注水系ポンプ×2</u> ・残留熱除去系C系ライン経由で注入 ・事象発生から25分後に最大流量で原子炉注水 ・再冠水後、崩壊熱相当の注水量に調整</p>	<p>【格納容器スプレイ】<u>常設低圧代替注水系ポンプ×2</u> ・残留熱除去系Bライン経由で注入 ・事象発生から25分後に130m<sup>3</sup>/hでスプレイ（炉注水と同時） ・再冠水後、間欠的に130m<sup>3</sup>/hでスプレイ</p> <p>【ペDESTAL（ドライウエル部）注水】－</p> <p>【海水除熱】－</p> <p>【ベント】<u>格納容器圧力逃がし装置</u> ・サブプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m到達にて実施。（約23時間後）</p>	<p>【電源】<u>常設代替高圧電源装置</u> ・外部電源なし ・プラントの状況判断の後、常設代替高圧電源装置2台により給電（低圧代替注水系（常設）及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）に給電）</p> <p>【水源（補給含む）】<u>代替淡水貯槽、淡水貯水池、可搬型代替注水大型ポンプ</u> ・48時間以降から淡水貯水池より代替淡水貯槽に水位が上昇する流量で補給</p>	<p>×</p> <p>&lt;損傷炉心注水&gt; 可搬型設備が使用可能となる8時間時点では原子炉圧力容器は破損しており、可搬型設備では原子炉圧力容器破損前の損傷炉心注水は行えない。</p> <p>&lt;格納容器破損防止&gt; 可搬型設備が使用可能となる8時間時点では原子炉圧力容器は破損しており、可搬型設備では原子炉圧力容器破損前のペDESTAL（ドライウエル部）への注水は行えない。</p>

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

※常設設備を別の常設設備に変更することは想定しない

格納容器破損モード	事象設定	格納容器防止設備			常設設備の可搬型での代替
		損傷炉心冷却	格納容器破損防護	電源・水源	
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱 (DCH)	<p>【事象概要】高圧及び低圧注水機能喪失、重大事故等対処設備の原子炉注水機能の喪失が発生、低圧注水機能を喪失しているため手順に従い原子炉水位が燃料有効長頂部から燃料有効長の20%高い位置に到達した時点で手動減圧する。その後、炉心損傷に至ることから、ペDESTAL（ドライウエル部）への水張りをを行う。原子炉圧力容器破損に伴い溶融炉心と水の相互作用による荷重が生じるが、格納容器の健全性は維持される。また、ペDESTAL（ドライウエル部）への事前水張り及び溶融炉心落下後のペDESTAL（ドライウエル部）への注水によりコア・コンクリート反応は抑制される。その後は代替循環冷却系による格納容器除熱を実施する。</p> <p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・高圧注水機能（HPCS, RCIC）</li> <li>・低圧注水機能（LPCS, LPCI）</li> <li>・全交流動力電源（外部電源、非常用ディーゼル発電機等）</li> <li>・低圧代替注水機能（低圧代替注水系（常設））</li> </ul>	<p>【高圧注水】－</p> <p>【減圧】<u>逃がし安全弁（2弁）</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・原子炉水位が燃料有効長頂部から燃料有効長の20%高い位置に到達で手動減圧</li> </ul> <p>【低圧注水】－</p>	<p>【格納容器スプレイ】<u>常設低圧代替注水系ポンプ×2</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系Bライン経由で注入</li> <li>・原子炉圧力容器破損（約4.5時間後）を検知し、300m<sup>3</sup>/hでスプレイ（ペDESTAL（ドライウエル部）注水と同時）</li> <li>・格納容器圧力が低下傾向に転じた後、間欠的に130m<sup>3</sup>/hでスプレイ</li> </ul> <p>【ペDESTAL（ドライウエル部）注水】<u>常設低圧代替注水系ポンプ×2</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・炉心損傷を確認後、事前水張り</li> <li>・原子炉圧力容器破損（約4.5時間後）を検知し、80m<sup>3</sup>/hで注水</li> <li>・格納容器圧力が低下傾向に転じた後、崩壊熱相当量の注水</li> </ul> <p>【海水除熱】<u>緊急用海水系、代替循環冷却系</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・事象発生12時間後から開始</li> </ul>	<p>【電源】<u>常設代替高圧電源装置</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・外部電源なし</li> <li>・プラントの状況判断の後、常設代替高圧電源装置2台により給電（代替格納容器スプレイ冷却系（常設）に給電）</li> </ul> <p>【水源（補給含む）】<u>代替淡水貯槽、サプレッション・プール</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・初期水量のみで対応可能。</li> </ul>	<p>×</p> <p>&lt;格納容器破損防止&gt; 可搬型設備が使用可能となる8時間時点では原子炉圧力容器は破損しており、可搬型設備では原子炉圧力容器破損前のペDESTAL（ドライウエル部）への注水は行えない。</p>
原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用 (FCI)					
溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI)					

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

(3) 使用済燃料貯蔵槽における燃料損傷防止対策

※常設設備を別の常設設備に変更することは想定しない

想定事故	起回事象	燃料損傷防止対策				常設重大事故等対処設備の可搬型設備での代替
		漏えい・隔離	注水	除熱	電源・水源	
想定事故 1	崩壊熱除去機能及び冷却材補給機能喪失	なし	<u>可搬型代替注水大型ポンプ</u> ・代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）を使った注水 ・事象発生から8時間後に注水開始	期待しない	【電源】 <u>非常用ディーゼル発電機，常設代替高圧電源装置</u> ・外部電源なし ・プラント状況判断の後，常設代替高圧電源装置2台により給電（代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）に給電） 【水源（補給含む）】 <u>代替淡水貯槽</u> ・初期水量のみで対応可能	— 常設重大事故等対処設備に期待していない。
想定事故 2	冷却材流出（使用済燃料プール冷却浄化系の配管破断）	【漏えい】 <u>使用済燃料プール冷却浄化系ポンプの下流側における配管破断</u> ・残留熱除去系に比べて耐震性の低い使用済燃料プール冷却浄化系を想定  【漏えい停止】 <u>静的サイフォンブレイカ</u> ・使用済燃料プール水位が通常水位から0.23m下まで低下した時点で漏えいが停止する	<u>可搬型代替注水大型ポンプ</u> ・代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）を使った注水 ・事象発生から8時間後に注水開始	期待しない	【電源】 <u>非常用ディーゼル発電機，常設代替高圧電源装置</u> ・外部電源なし ・プラント状況判断の後，常設代替高圧電源装置2台により給電（代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）に給電） 【水源（補給含む）】 <u>代替淡水貯槽</u> ・初期水量のみで対応可能	— 常設重大事故等対処設備に期待していない。

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

(4) 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策

※常設設備を別の常設設備に変更することは想定しない

事故シーケンス グループ	起回事象	燃料損傷防止対策				常設重大事故等対処設備の可搬型設備での代替	
		原子炉停止	炉心冷却	除熱	電源・水源		
崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	崩壊熱除去機能喪失	—	<b>逃がし安全弁</b> （1弁） ・注水前に炉圧上昇に伴い手動減圧を実施 <b>待機中の残留熱除去系（低圧注水系）</b> ・手動減圧後、定格流量で注水することにより、水位を回復 ・事象発生から2時間後に注水開始	<b>待機中の残留熱除去系（停止時冷却系）、残留熱除去系海水系</b> ・注水による水位回復後に系統構成を行い、事象発生から4.4時間後に除熱開始	<b>【電源】非常用ディーゼル発電機</b> ・外部電源なし <b>【水源（補給含む）】サプレッション・プール</b>	—	—
全交流動力電源喪失	全交流動力電源喪失	—	<b>逃がし安全弁</b> （1弁） ・注水前に炉圧上昇に伴い手動減圧 <b>低圧代替注水ポンプ（常設）</b> ・残留熱除去系C系ライン経由で注入 ・手動減圧後、蒸発量と同等の流量を注水することにより、通常運転水位を維持 ・事象発生から24分後に起動準備操作完了	<b>残留熱除去系（停止時冷却系）、残留熱除去系海水系</b> ・注水による水位維持の間に系統構成を行い、事象発生から4.1時間後に除熱開始	<b>【電源】常設代替高圧電源装置</b> ・外部電源なし ・事象発生から21分で常設代替高圧電源装置2台により低圧代替注水系（常設）に給電 ・事象発生から1.7時間で常設代替高圧電源装置5台により残留熱除去系等に給電 <b>【水源（補給含む）】代替淡水貯槽</b> ・初期水量のみで対応可能	×	<燃料損傷防止> 燃料損傷回避のためには、約6時間までに注水する必要があるが、可搬型設備の使用開始は8時間を想定しているため、可搬型設備では炉心損傷は防止できない。
原子炉冷却材の流出	残留熱除去系の運転号機の切替時におけるミニマムフローラインからの原子炉冷却材の流出	—	<b>待機中の残留熱除去系（低圧注水系）</b> ・定格流量で注水することにより、水位を回復 ・事象発生から2時間後に注水開始	<b>待機中の残留熱除去系（停止時冷却系）、残留熱除去系海水系</b> ・注水による水位維持の間に漏えい箇所の隔離及び残留熱除去系（停止時冷却系）への系統構成を行い、準備完了後に除熱開始 ・注水による水位維持の間に漏えい箇所の隔離を実施するため、残留熱除去系（停止時冷却系）への系統構成の余裕時間は十分長い	<b>【電源】非常用ディーゼル発電機</b> ・外部電源なし <b>【水源（補給含む）】サプレッション・プール</b>	—	—
反応度の誤投入	最大値制御棒の引き抜き時に誤って斜め隣接の制御棒を引き抜き	<b>安全保護系</b> ・原子炉出力ベリオド短（10秒）	—	—	—	—	—

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

#### 41. 逃がし安全弁出口温度による炉心損傷の検知性について

炉心損傷開始の判断は、格納容器内雰囲気放射線レベルにより行うが、逃がし安全弁（以下「SRV」という。）出口温度（排気管温度）による炉心損傷の検知性については以下のとおり。

##### 1. SRV排気管温度計の設備概要

SRV排気管温度計は、原子炉運転中にSRVからの漏えいを検出するために、SRVの吐出配管に設けており、測定範囲は0～300℃である。温度検出器は、SRV本体からの熱伝導による誤検出を防ぐために、弁本体から十分離れた位置に取り付けている。

##### 2. 原子炉水位低下時の原子炉圧力容器内温度の概略挙動

事故発生後、原子炉水位が低下する過程において、炉心が冠水した状態では、炉心部及び原子炉圧力容器ドーム部の温度は、ともに定格原子炉圧力（6.93MPa[gage]）ないしはSRV動作圧力（安全弁機能の最大8.31MPa[gage]）に対応する飽和蒸気温度近傍（約286℃～約299℃）となる。

さらに、原子炉水位が低下すると、炉心が露出した炉心部と原子炉圧力容器ドーム部は過熱蒸気雰囲気となり、温度は飽和蒸気温度を超えて上昇する。

##### 3. SRV排気管温度計による炉心損傷の検知性

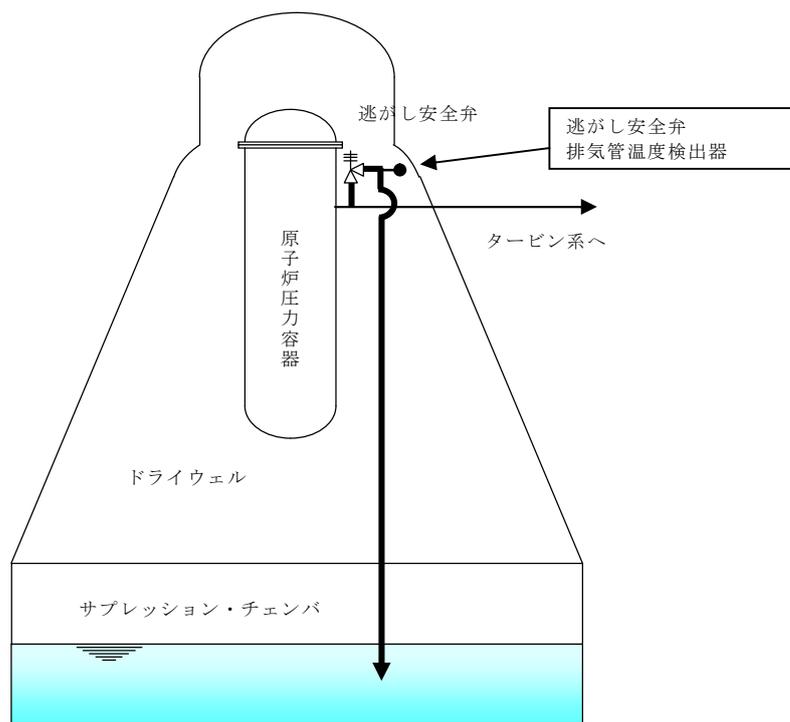
事故発生後、SRVによる減圧を行うと、SRV排気管温度計は原子炉圧力容器ドーム部の温度に相当する温度を指示すると考えられる。

原子炉水位の低下により炉心が露出し、原子炉圧力容器ドーム部が過熱蒸気雰囲気となっている状態でSRVが開放した場合、SRV排気管温度計の

指示値は、飽和蒸気温度近傍よりも高い温度を示し、更に過熱度が大きいと温度計の測定範囲（300℃）を超えるため、指示値はオーバースケールになると考えられる。

一方、炉心が露出した場合において、炉心は蒸気冷却等により健全性を維持している場合と、損傷している場合が考えられる。

したがって、不確かさはあるものの、SRV排気管温度計のオーバースケールにより炉心損傷を検知できる可能性がある。



第 1 図 逃がし安全弁排気管温度計の概略設置図

## 42. 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

「添付資料 3.1.3.1」で評価している“雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時における格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の Cs-137 放出量”は、サプレッション・チェンバのスクラビングによるエアロゾル状の放射性物質の捕集についても期待しており、その捕集効果はMAAPコード内（SUPRA評価式）で考慮している。

事故発生後、サプレッション・プール水は沸騰するが、沸騰時には気泡中の水蒸気凝縮に伴う除去効率の向上が見込めないため、捕集効果に影響を及ぼす可能性がある。

ここでは、サプレッション・プール水の沸騰による捕集効果への影響について検討を行った。

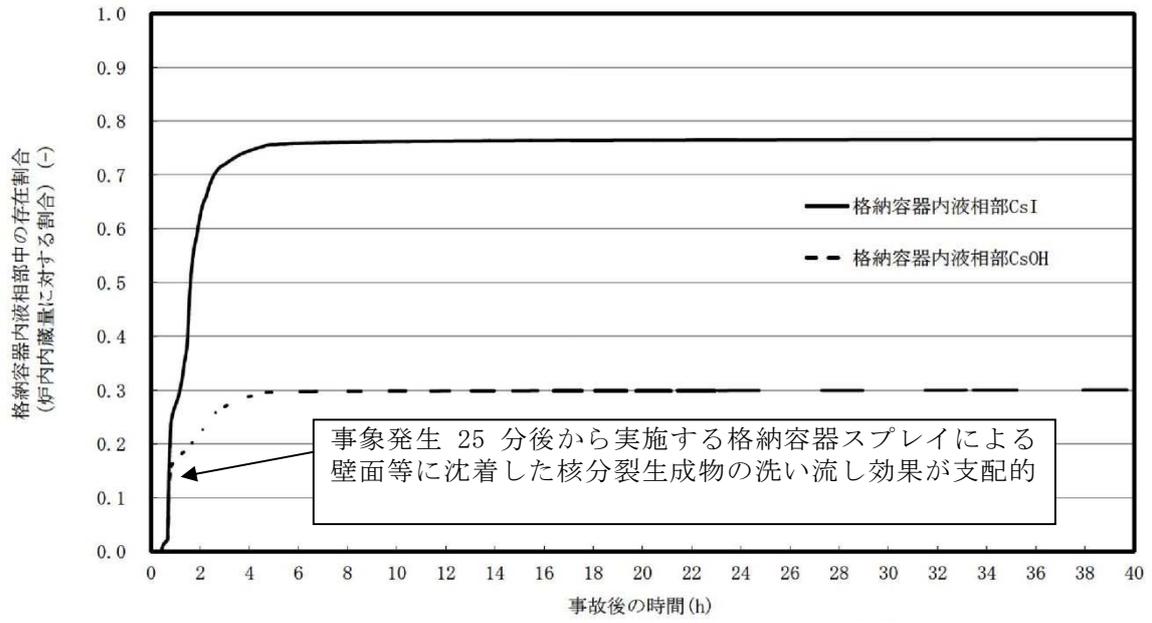
### 1. スクラビング時のサプレッション・プール水の状態

事故発生後、CsI及びCsOHは原子炉圧力容器から格納容器内気相部へ移行し、また、その大部分は格納容器内液相部に移行する。MAAP解析により得られた格納容器内液相部中のCsI及びCsOHの存在割合の時間推移を第1図に、サプレッション・プール水温の時間推移を第2図に示す。

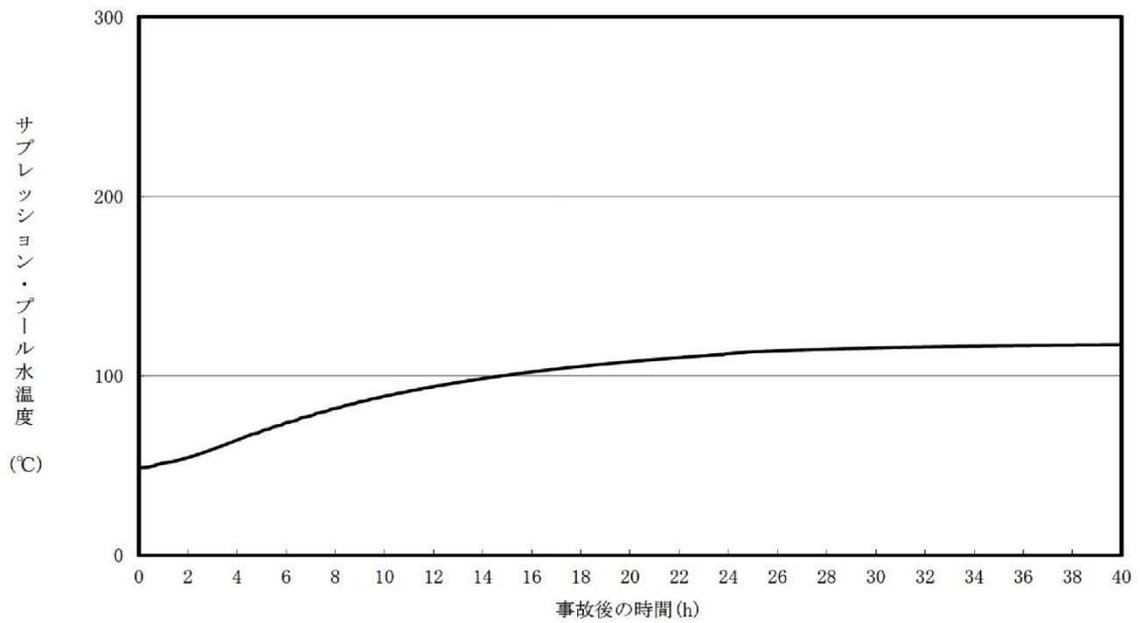
第1図より、格納容器の壁面等に沈着した核分裂生成物がドライウェルスプレイによって洗い流される効果や初期のブローダウンによるスクラビングの効果等により、CsI及びCsOHの大部分が初期の数時間で液相部へ移行することが分かる。また、第2図より、最初の数時間においては、サプレッション・プール水温は未飽和状態であり、沸騰は起きていないことがわかる。すなわち、サプレッション・プールでスクラビングされる大部分のCsI及びCsOHは、最初の数時間の非沸騰状態でその効果を受け、残り

の少量のCsI及びCsOHが沸騰状態下でのスクラビングを受けることになる。

このことから、サプレッション・チェンバの総合的な捕集効果に対しては、沸騰条件下でのスクラビング効果の影響よりも、非沸騰状態下でのスクラビング効果の影響が支配的になると考えられる。



第1図 格納容器内液相部中の存在割合



第2図 サプレッション・プール水温

## 2. 沸騰時のスクラビング効果

沸騰時においても少量のエアロゾル粒子がサプレッション・プールのスクラビングを受けるため、沸騰時のスクラビング効果が極めて小さい場合は、サプレッション・チェンバの総合的な捕集効果に与える影響は大きくなる可能性がある。

沸騰時のスクラビング効果については、電力共同研究にて実験が行われており、未飽和時のスクラビング効果との比較が行われている。試験の概要と試験結果を以下に示す。

### (1) 試験の概要

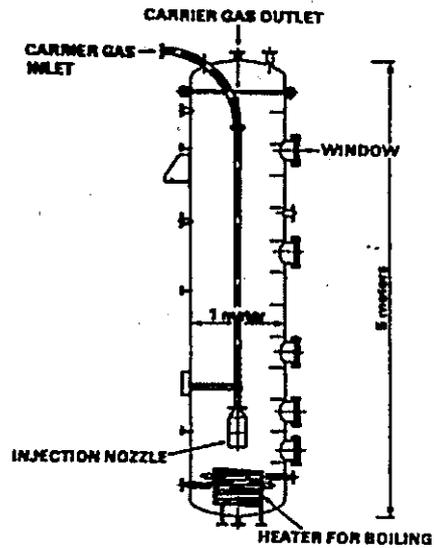
試験装置は直径約 1m、高さ 5m の第 3 図に示す円筒状容器であり、第 1 表に示す試験条件のもと、スクラバ水のスクラビング効果を測定している。

### (2) 試験結果

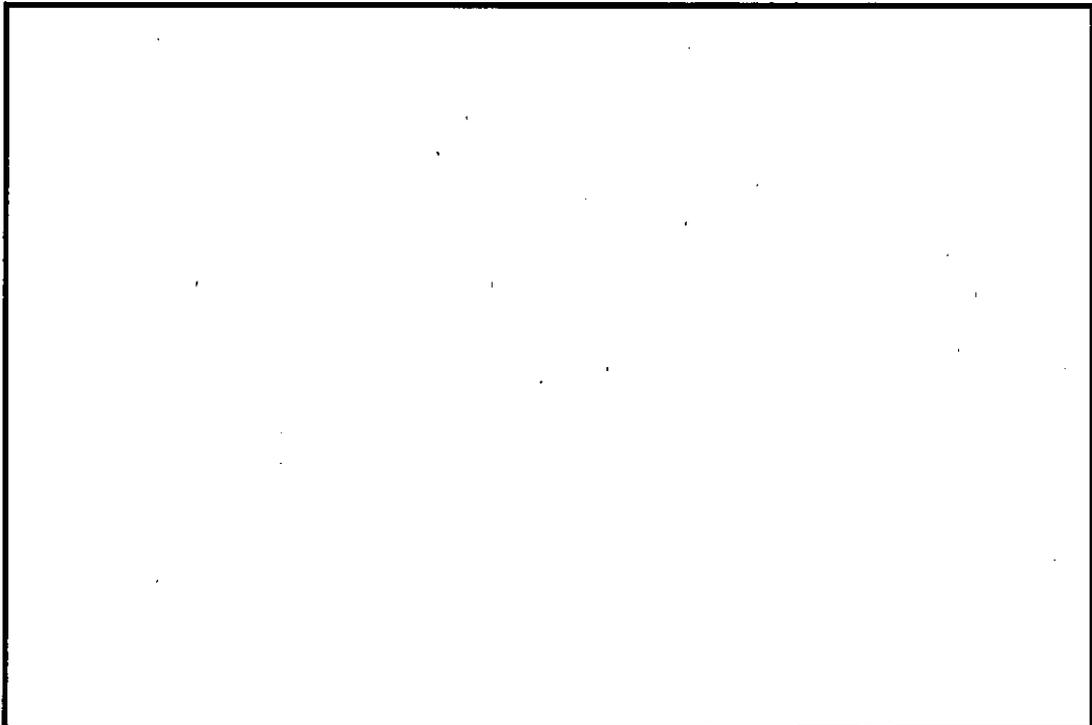
スクラバ水が未飽和である場合と、沸騰している場合の試験結果を第 4 図に示す。第 4 図では未飽和時の実験データを白丸、沸騰時の実験データを黒丸で示しており、スクラバ水の水深を実機と同程度（約 3m）とした場合には、スクラビング効果は沸騰時と未飽和時で同等程度となっている。このことから、実機においても、沸騰後にサプレッション・プールのスクラビング効果が全く無くなる（DF=1）ことにはならず、沸騰後のスクラビングがサプレッション・チェンバの総合的な捕集効果に与える影響は限定的となると考えられる。

第1表 試験条件

Parameter		Standard Value	Range
Geometric property	injection nozzle diameter (cm)	15	1~15
	scrubbing depth (meters)	2.7	0~3.3
Hydraulic property	pool water temperature (°C)	30	20~110
	carrier gas temperature (°C)	150	20~300
	slime fraction (vol.%)	50	0~50
	carrier gas flow rate (L/min)	500	100~2000
Aerosol property	particle diameter (μm)	0.21~1.1	0.1~1.9
	material	LATEX	LATEX, CaI



第3図 試験装置の概要



第4図 エアロゾル粒子に対するスクラビング効果

出典：共同研究報告書「放射能放出低減装置に関する開発研究」

(PHASE 2) 最終報告書 平成5年3月

#### 43. 重大事故等対策における深層防護の考え方について

東海第二における重大事故等対策における深層防護の考え方について以下に述べる。

##### (1) BWRの特徴を踏まえた深層防護の考え方及び重大事故等対策の基本方針

BWRの事故時の運転操作は、炉心損傷防止及び炉心損傷後の格納容器破損防止のいずれの対応においても、原子炉への注水を最優先とし、炉心損傷の防止又は炉心損傷の進展防止を図りつつ、同時に原子炉格納容器の健全性を確保することが重要となる。炉心損傷の防止及び炉心損傷の進展防止には原子炉注水、格納容器の健全性確保のためには格納容器注水が有効な対策となる。また、BWRでは、原子炉圧力バウンダリに接続する最大口径配管の破断（大破断LOCA）時にも、比較的小流量の代替注水系により原子炉注水及び格納容器注水に必要な流量を確保することが可能である。

深層防護の観点では、IAEAのように設計基準事故（DBA）をレベル3、設計拡張状態（DEC）をレベル4とする考え方や、WENRAのように単一故障を起因とする事故をレベル3. a、多重故障を起因とする著しい炉心損傷の防止をレベル3. b、著しい炉心損傷後の格納容器破損防止を第4層とする考え方があるが、BWRでは「著しい炉心損傷」の発生の有無に依らず原子炉注水及び格納容器注水が必要となることから、東海第二ではIAEAの深層防護の考え方を参照し、設計基準を超えるレベル4の

領域では、原子炉注水及び格納容器注水を同時に実施可能な重大事故等対策を複数整備し信頼性を確保することを重大事故等対策における基本方針としている。

原子炉注水機能及び格納容器注水機能を一つの系統で兼用する場合、それぞれの機能に対して独立した系統を使用する場合と比較して、系統の起動時間の短縮が図れるとともに、数個の弁操作のみで同時に運用することが可能となり運用面でも利点があると考えている。

上記の基本方針に従い、東海第二では原子炉注水及び格納容器注水を同時に実施可能な重大事故等対処設備として、常設低圧代替注水系ポンプ、代替循環冷却系ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプを整備している。この他に高圧での原子炉注水が可能な常設高圧代替注水系ポンプを整備している。なお、常設低圧代替注水系ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプについては、原子炉圧力容器破損後に用いるペDESTAL注水機能も備えている。

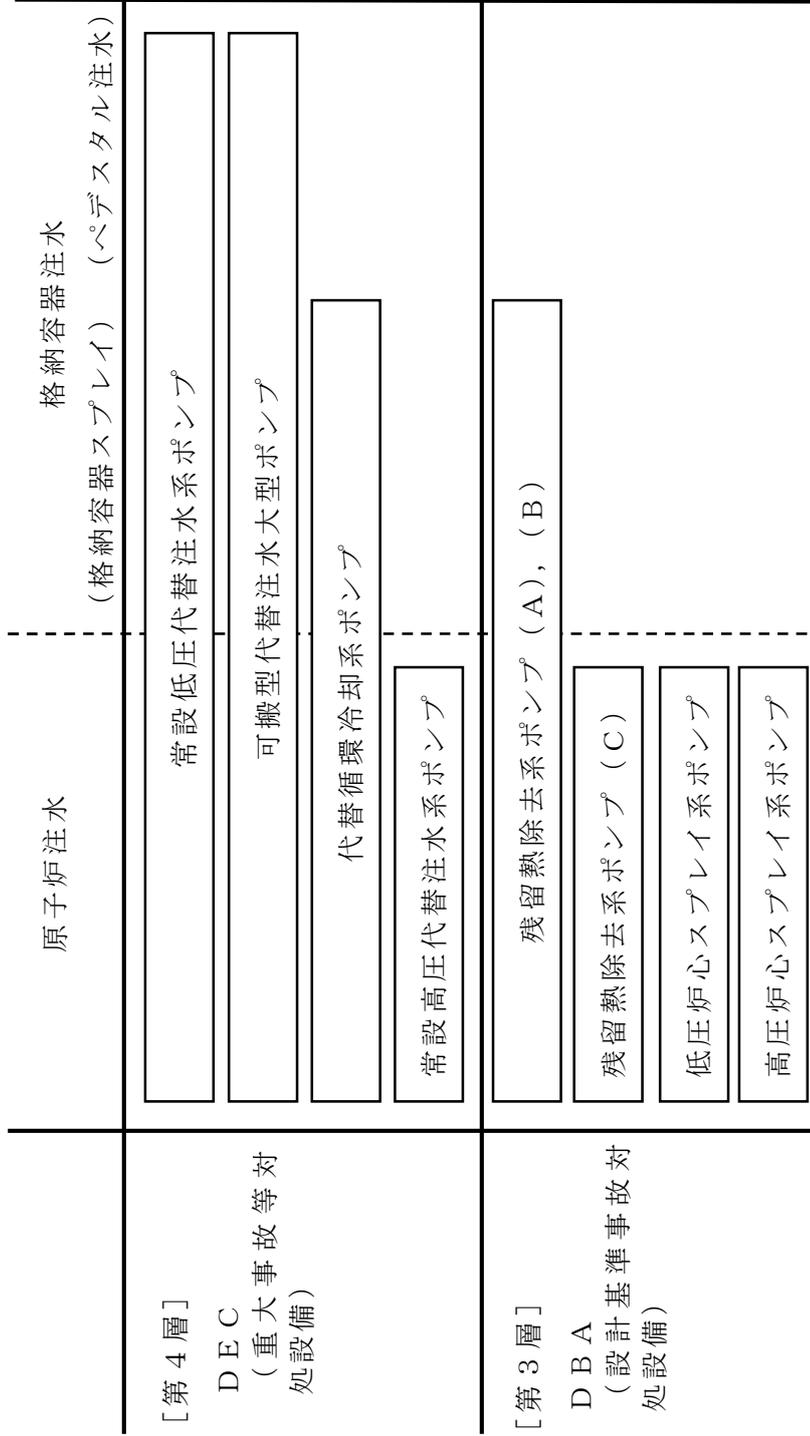
## (2) 原子炉圧力容器破損後の物理化学現象による格納容器破損防止対策

東海第二では、前述の方針に基づき整備した重大事故等対策により、炉心損傷の防止又は原子炉圧力容器の破損防止が可能であることを有効性評価において確認している。また、解析コード、解析条件及び操作開始時間の不確かさに起因した操作遅れ等を考慮した場合にも、同様に炉心損傷の防止又は原子炉圧力容器の破損防止が可能であることを確認している。

一方、原子力規制委員会指定の格納容器破損モードのうち、高

圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（以下「DCH」という。）、原子炉圧力容器外溶融燃料－冷却材相互作用（以下「FCI」という。）及び溶融炉心・コンクリート相互作用（以下「MCCI」という。）については、原子炉圧力容器破損後に発生する物理化学現象である。

前述のとおり、東海第二では重大事故対策が有効に機能する場合、炉心損傷の防止又は原子炉圧力容器の破損防止が可能であるため、DCH、FCI及びMCCIは発生せず、これらの物理化学現象による格納容器破損防止は達成される。しかしながら、核分裂生成物の環境放出を抑制する障壁としての機能を持つ格納容器の重要性を考慮し、格納容器に対して直接的な脅威となる物理化学現象であるDCH、FCI及びMCCIが仮に発生した場合でも、格納容器破損の防止が達成可能な手段を有しており、かつマネジメントを有効に実施可能であることを有効性評価において確認している。これらの物理化学現象に対する有効性評価においては、原子炉圧力容器の破損を発生させるために、原子炉圧力容器破損まで原子炉注水を実施しないといた評価上の仮定をあえて置いているが、この仮定は深層防護における層間の独立性の考え方とは別個の要請に基づく処理である。

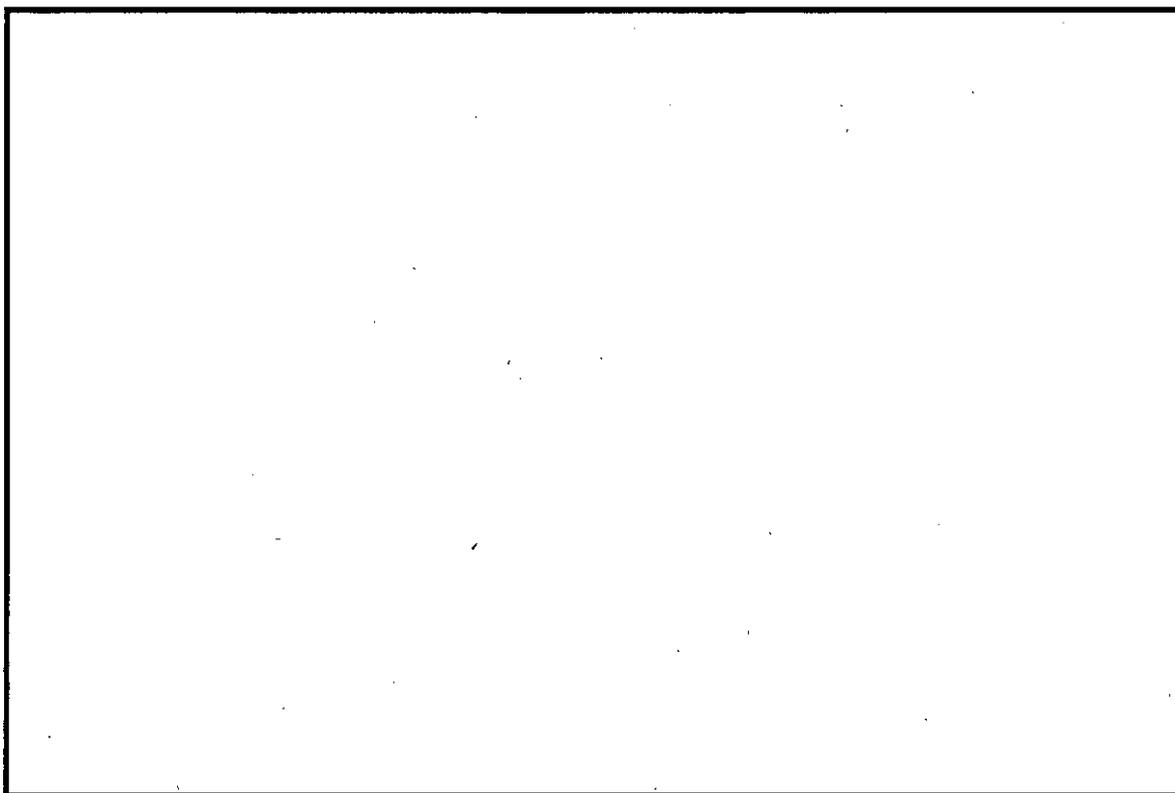


第1図 第3層及び第4層にて期待する注水設備

#### 44. 逃がし安全弁の耐環境性能の確認実績について

逃がし安全弁（以下「SRV」という。）については、電力共同研究「安全上重要な機器の信頼性確認に関する研究」において設計基準事故時を想定した環境試験を実施し、その信頼性を確認している。

試験条件を第1図に示す。第1図の環境試験中、SRVが正常に作動することを確認したことから、少なくとも第1図に包絡される環境下ではSRVの機能は正常に維持されると考える。



第1図 設計基準事故環境下における加速劣化試験の試験条件

#### 45. 米国等の知見に照らした原子炉停止機能喪失事象の解析条件の 妥当性

原子炉停止機能喪失事象の解析条件について、米国のBWRプラントとの比較を第1表に示す。

米国では、一部の項目において、設計基準事故の条件に合わせた解析値を使用しているが、東海第二発電所の解析条件では、ガイドに基づき設計値を使用していること、米国では原子炉側と格納容器側を同時に解析していないことに伴う高圧系の起動、停止条件が異なることが、主な相違点として挙げられる。

ただし、これらの相違は、対策の有効性を評価するという観点において問題となるものではなく、東海第二発電所の原子炉停止機能喪失における解析条件は妥当であると考ええる。

#### < 参考資料 >

- ・ COLUMBIA GENERATING STATION SAFETY ANALYSIS REPORT, Chapter 4, December 2013
- ・ COLUMBIA GENERATING STATION SAFETY ANALYSIS REPORT, Chapter 15, December 2013

第 1 表 解析条件の比較

No	項目	米国	東海第二	備考
1	原子炉出力	約 105%出力	定格値	定格運転状態
2	原子炉圧力	定格圧力	定格圧力	定格運転状態
3	炉心流量	100%炉心流量	85%炉心流量	定格運転状態
4	蒸気流量	約 105%蒸気流量	定格値	定格運転状態
5	給水温度	定格運転相当	定格運転相当	定格運転状態
6	ボイド係数 保守ファクタ	(保守ファクタあり)	1.25 倍	
7	ドップラ係数 保守ファクタ		0.9 倍	
8	MSIV 閉鎖	設計値	設計値下限	
9	SRV モード	逃がし弁モード	逃がし弁モード	
10	SRV 設定値/容量	逃がし弁解析値	逃がし弁設計値	注 1
11	炉圧高 ATWS-RPT	解析値	設計値	注 1
12	SLC ポンプ容量	325L/min(2 台起動)	163L/min(1 台起動)	米国は 2 台運転
13	SLC 濃度	設計値	設計値	
14	RCIC 起動	L 2	L 2	
15	RCIC 起動遅れ	(記載なし)	0 秒	注 2
16	RCIC 注水流量	設計値	設計値	注 2
17	HPCS 起動	L 2	格納容器圧力高	米国では、原子炉側と格納容器側を同時に解析していないため、格納容器圧力高をトリガーとしていない。
18	HPCS 起動遅れ	(記載なし)	0 秒	注 2
19	HPCS 注水流量	設計値	実力ベースの注水特性	注 2
20	RCIC/HPCS 停止	L 8	水位低下維持操作による	
21	RHR 冷却容量	設計値	設計値	
22	初期 S/P 体積	設計値	設計値	
23	初期 S/P 水温度	約 32℃	32℃	
24	SLC 起動	手動 (ATWS 炉圧高又は S/P 水温度高の遅い方から 2 分)	手動 (事象発生から 6 分)	
25	RHR 起動	手動 (事象発生から 11 分)	手動 (事象発生から 17 分)	
26	給水ランバック	手動 (S/P 水温度高)	なし	

(注 1) 米国は D B A 評価に用いている解析値を使用。国内は設計値を使用している。

(注 2) 原子炉水位が高めに維持された方が反応的に厳しい条件となることから、東海第二では起動遅れを 0 秒とし注水流量は実力ベースの注水特性を用いている。但し、RCIC については一定流量に制御されるため設計値の注水特性を用いている。

#### 46. 原子炉停止機能喪失時における給水流量低下操作の考え方と給水ランバックの自動化を今後の課題とする理由

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の有効性評価では、給水ランバック操作を想定していない。このため、復水器ホットウェル水位の低下により給水ポンプがトリップするまでの間、給水系により原子炉水位が維持されるため、原子炉出力は高い状態を維持し、原子炉で発生した蒸気が逃がし安全弁を介してサプレッション・プールへ流入する状態が継続する。

一方、本来の運転手順では原子炉停止機能喪失が発生した場合、運転員によって給水流量を低下させ、出力を抑制する（給水ランバック操作）ことから、今回の有効性評価はこの点で保守的な評価となっている。

以下では、現在定めている給水ランバック操作による出力抑制の考え方と米国の一部で導入されている給水ランバックの自動化を今後の検討課題と位置付ける理由を示す。

##### 1. 給水ランバック操作について

原子炉の停止機能が喪失した場合には、「非常時運転操作手順書（徴候ベース）」の「反応度制御（RC/Q）」に従い対応する。

「反応度制御（RC/Q）」では、「原子炉が隔離状態にあり、かつ原子炉出力が3%以上」又は「タービン停止中で、かつ原子炉出力が55%以上である場合」に、給水を手動で絞り原子炉水位低下操作を行うことを定めている。

これによって原子炉水位が低下することで原子炉出力が抑制され

るとともに、サプレッション・プールへの蒸気流入も低減される。  
この場合、原子炉水位は原子炉水位異常低下（レベル1）近傍に維持することとしている。

## 2. 自動化を考慮した場合の対応時間とプラント挙動について

自動化（米国の例では中性子束と原子炉圧力高の and 条件）した場合のプラント挙動では、解析結果よりも早いタイミングで原子炉水位を低下させることで原子炉出力の上昇が緩和され、沸騰遷移による燃料被覆管温度の上昇が抑制されると共に、サプレッション・プールへの蒸気の流入量が低下し、サプレッション・プール水温度上昇が抑制されるものと考えられる。

しかしながら、有効性評価で示した解析結果では、事象発生から約 131 秒後に「復水器ホットウェル水位低」により給水系が停止している。このように、比較的短時間で給水系の停止に至ることから、仮に給水ランバックを自動化してもサプレッション・プール水温度上昇抑制に寄与する効果は限定的と考える。

## 3. 給水ランバックの自動化を見込まない理由

有効性評価で示した解析結果では、運転員による給水ランバック操作を考慮していないが、評価項目を満足し、炉心損傷を防止できる結果となっている。給水ランバックについては、事象発生から数十秒後のサプレッション・プール水温度の上昇を抑制する観点で有効と考えられるが、サプレッション・プール水温度については、運転員による給水ランバック操作を考慮していない有効性評価で示した解析結果であっても約 115℃であり、評価項目である格納容器の

限界温度 200℃に対して十分な余裕がある。この観点から、今回の評価条件を前提としても給水ランバックの自動化は原子炉停止機能喪失事象への必須の対策とはならないものとする。また、原子炉停止機能喪失事象への重大事故等防止対策としては今回の評価では考慮していない出力抑制機能として代替制御棒挿入を備えている。

給水ランバックは炉心への冷却材供給を抑制する操作であり、これを自動化した場合、誤動作が生じた際には予期せぬ炉水位の低下につながる恐れがある。原子炉水位の維持は原子炉安全上の重要な項目であり、これに外乱を与えうるインターロックの導入は設計思想の観点からも十分な検討が必要とする。

給水ランバックの自動化は米国の一部のプラントにおいて採用されており、サプレッション・プール水温度の上昇を抑制する観点では一定の効果が見込まれるものの、運転員による操作対応でも十分許容できる範囲で制御できると及び予期せぬ誤動作が生じた際には原子炉水位への外乱となることが懸念されるため、既設プラントへの追設の要否については今後の検討課題として取り組むたいと考えている。

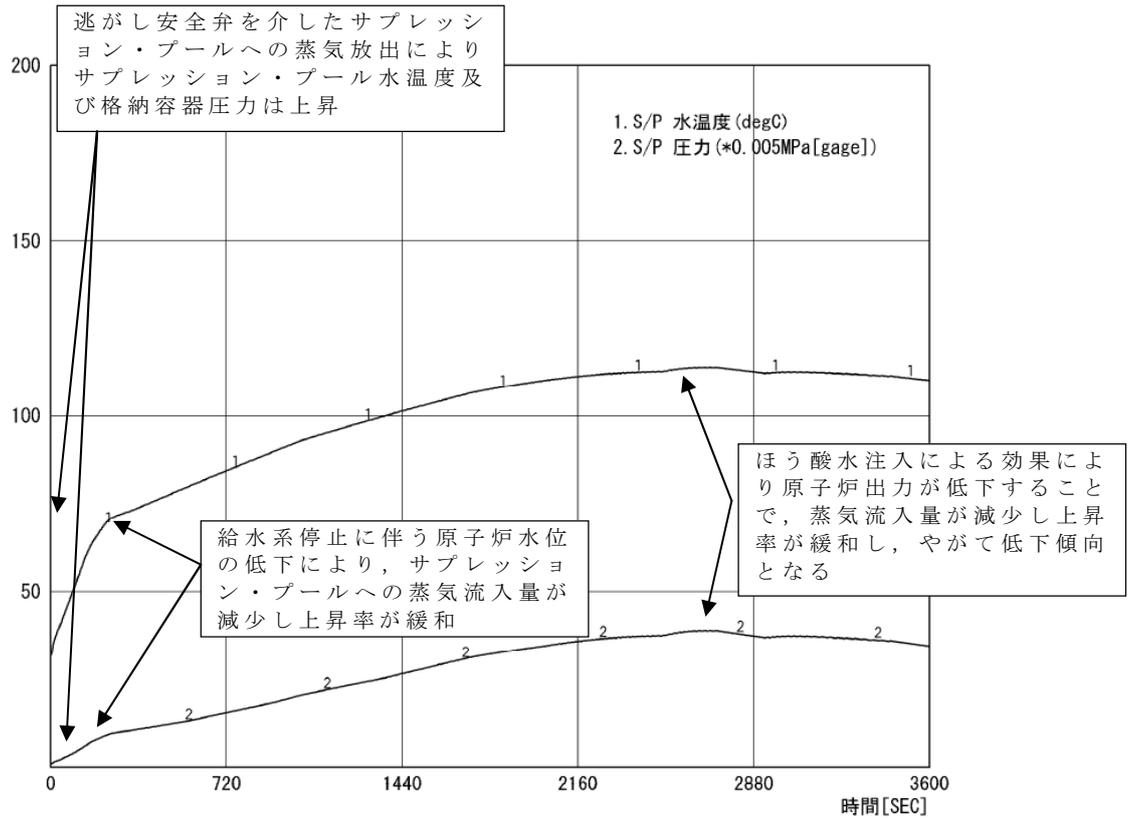


図 サプレッション・プールの水温，格納容器圧力の時間変化

## 47. 同時被災時における必要な要員及び資源について

東海第二発電所の原子炉運転中に重大事故等が発生した場合、使用済燃料プールについても重大事故等が発生すると想定し、それらの対応を含めた同時被災時に必要な要員、資源について整理する。

なお、更に使用済燃料乾式貯蔵設備の原子炉等との重大事故等同時被災を想定しても、使用済燃料乾式貯蔵容器への対応を要する状態にはならないため、原子炉及び使用済燃料プールの重大事故等の対応に必要な要員及び資源は使用されることはなく確保される。

また、東海第二発電所と同一敷地内に設置している東海発電所(廃止措置中、核燃料搬出済み。)等の他事業所の同時被災を想定しても、東海第二発電所の重大事故等の対応に必要な要員及び資源を使用することがなく、他事業所が被災する状況になった場合においても、東海第二発電所の重大事故等対応に係るアクセスルートが確保されるようにしている。

### 1. 同時被災時に必要な要員及び資源の十分性

#### (1) 想定する重大事故等

使用済燃料プールに係る重大事故等を除く有効性評価の各シナリオのうち、必要な要員及び資源（水源、燃料及び電源）毎に最も厳しいシナリオを想定する。

使用済燃料プールについては、全交流動力電源喪失及びスロッシングの発生を想定する。

第1表に想定する状態を示す。上記に対して、7日間の対応に必要な要員、必要な資源への影響を確認する。

なお、火災対応に係る要員及び資源は重大事故等対応に必要な要員及び

資源と重複利用することがないため、ここでは、火災対応に係る要員及び資源の評価は行わない。

(2) 評価結果

a. 必要な要員の評価

重大事故等発生時に必要な使用済燃料プールへの対応操作については、常設低圧代替注水ポンプ等を、炉心等への対応と使用済燃料プールへの対応に同時に使用することが可能であり、使用済燃料プールへの対応が必要となるまでには1日以上の余裕がある。このため、原子炉側への重大事故等対策を行っている運転員、災害対策要員にて対応可能である。

b. 必要な資源の評価

(a) 水源

水源の使用量が最も多い「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却を使用しない場合）」を想定すると、炉心注水、格納容器スプレー等のために、7日間で約5,690m<sup>3</sup>の水が必要となる。また、第2表に示すとおり、事象発生から7日間に必要となる使用済燃料プールへの注水量（通常水位までの水位回復及びその後の水位維持）は、約542m<sup>3</sup>となる。（合計約6,232m<sup>3</sup>）水源として、代替淡水貯槽に約4,300m<sup>3</sup>及び淡水貯水池に約5,000m<sup>3</sup>の水を保有しているため、原子炉及び使用済燃料プールの対応について、7日間の対応は確保である。

(b) 燃料（軽油）

軽油貯蔵タンクの軽油消費量が最も多い「高圧・低圧注水機能喪失」を想定すると、非常用ディーゼル発電機（2台）及び高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機並びに常設代替交流電源設備の7日間の運転継

続に約 755.5kL\*が必要となる。

また、可搬型設備用軽油タンクの軽油消費量が最も多い「高圧・低圧注水機能喪失」を想定すると、可搬型代替注水大型ポンプの7日間の運転継続に約 36.6kL\*が必要となる。

軽油貯蔵タンクに約 800kL、可搬型設備用軽油タンクに約 210kLの軽油を保有していることから、原子炉及び使用済燃料プールの対応について、7日間の対応は可能である。

※：保守的に事象発生直後から運転を想定し、燃費は最大負荷時を想定。

#### (c) 電源

常設代替交流電源設備からの電源供給により、重大事故等の対応に必要な負荷に電源供給が可能である。なお、常設代替交流電源設備、可搬型代替交流電源設備等からの給電ができない場合に備え、可搬型計測器使用等の手順を用意している。

#### (3) 重大事故等時対応への影響について

「(2) 評価結果」に示すとおり、重大事故等発生時に必要となる対応操作は、運転員、災害対策要員及び2時間以降の発電所外からの招集要員にて対応可能であることから、重大事故等に対応する要員に影響を与えない。

確保する各資源にて原子炉及び使用済燃料プールにおける7日間の対応が可能である。

以上のことから、原子炉及び使用済燃料プールで同時に重大事故等が発生した場合にも、その対応への影響はない。

## 2. まとめ

1. に示すとおり，原子炉及び使用済燃料プールにおいて同時に重大事故等が発生した場合にも，対応は可能である。

第 1 表 想定する状態

項目	状 態
要員	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 全交流動力電源喪失</li> <li>・ 使用済燃料プールでスロッシング発生</li> <li>・ 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用しない場合）」</li> <li>・ 「想定事故2（使用済燃料プール漏えい）」※<sup>1</sup></li> </ul>
水源	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 全交流動力電源喪失</li> <li>・ 使用済燃料プールでスロッシング発生</li> <li>・ 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却を使用しない場合）」</li> <li>・ 「想定事故2（使用済燃料プール漏えい）」※<sup>1</sup></li> </ul>
燃料	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 外部電源喪失※<sup>2</sup></li> <li>・ 使用済燃料プールでスロッシング発生</li> <li>・ 「高圧・低圧注水機能喪失」</li> <li>・ 「想定事故2（使用済燃料プール漏えい）」※<sup>1</sup></li> </ul>
電源	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 全交流動力電源喪失</li> <li>・ 使用済燃料プールでスロッシング発生</li> <li>・ 「全交流動力電源喪失（T B D）」</li> <li>・ 「想定事故2（使用済燃料プール漏えい）」※<sup>1</sup></li> </ul>

※<sup>1</sup> 同時被災時の使用済燃料プール状態を想定する。また、サイフォン現象による漏えい量より、スロッシングによる溢水量の方が多いため、スロッシングによる漏えいを想定する。

※<sup>2</sup> 燃料については、消費量を保守的に評価する観点から、外部電源喪失が発生し、非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備の運転を継続させる状態を想定する。

第 2 表 使用済燃料プールの対応に必要な水量等

	使用済燃料プール
炉心燃料	装荷済
原子炉開放状態	未開放（プールゲート閉）
水位	通常運転水位
想定するプラントの状態	スロッシングによる漏えい
スロッシング溢水量 [m <sup>3</sup> ]	約 82
100℃到達までの時間 [h] <sup>※1</sup>	約 36
必要な注水量① <sup>※2</sup> [m <sup>3</sup> @168h]	約 461
事故発生から燃料有効長頂部到達までの時間 [h] <sup>※1</sup>	約 260
必要な注水量② <sup>※3</sup> [m <sup>3</sup> @168h]	約 542

※1 初期水温を使用済燃料プール水温の実績を踏まえて40℃とした場合の時間

※2 「必要な注水量①」：蒸発による水位低下防止に必要な注水量。

※3 「必要な注水量②」：通常水位までの回復及びその後の水位維持に必要な注水量。

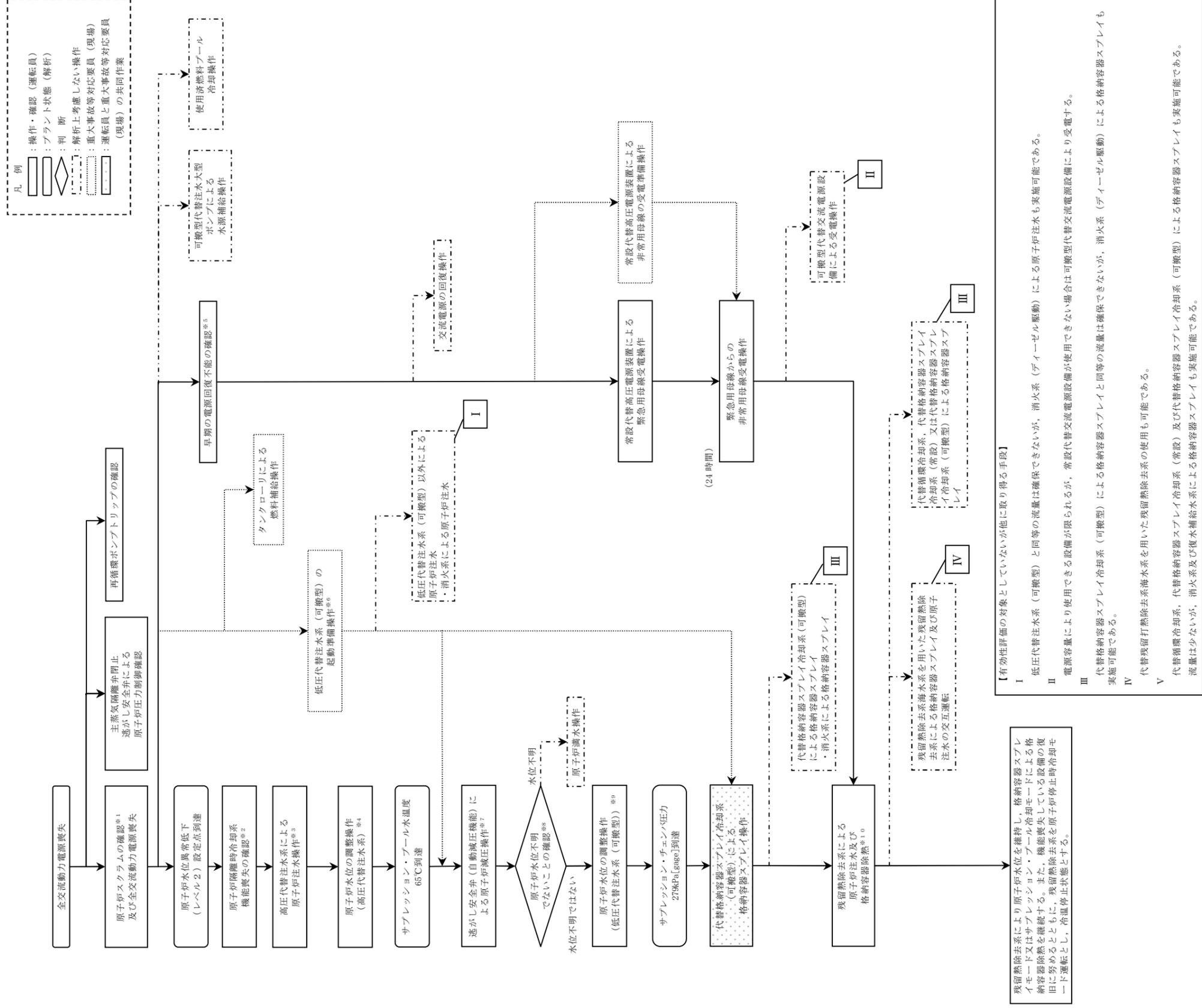
#### 48. T B Uの対応手順について

T B Uの対応手順の概要及び作業と所要時間について第1図から第2図に示す。T B Uは、T B Dと同様に全交流動力電源喪失に加えて蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系の機能喪失が発生することから、高圧代替注水系により原子炉注水を実施し、低圧代替注水系（可搬型）の起動準備が完了後、原子炉を減圧し低圧での原子炉注水を実施する。

T B Uは、T B Dと比較して事象初期に非常用ディーゼル発電機等や原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）が追加されるが、直流電源喪失に伴う可搬型照明の準備、インターロックバイパス操作及び直流電源の受電切替操作が不要となることから、高圧代替注水系による原子炉注水実施までの状況判断、操作等に要する時間はほぼ同等となる（解析上は25分を設定）。

また、事象後期の格納容器冷却・除熱操作については、T B D及びT B Uに違いはない。

以上により、有効性評価においては、高圧代替注水系の起動操作に時間に要するT B Dを代表としている。



※ 1：原子炉スクラムは、中央制御室にて平均出力領域等により確認する。  
 ※ 2：原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達しても原子炉隔離時冷却系が自動起動しない場合は、手動起動を試みる。  
 ※ 3：高圧代替注水系の起動操作は原子炉水位高（レベル3）設定点から原子炉水位低（レベル8）設定点の間に行われる。  
 ※ 4：高圧代替注水系により、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に行われる。  
 ※ 5：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。  
 ※ 6：全交流動力電源喪失を確認した場合、速やかに低圧代替注水（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。  
 ※ 7：サブプレッション・プール水温度がサブプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は65℃）に到達又は超過した場合は、低圧代替注水（可搬型）のみによる原子炉注水性能を確認する。実際の操作では、高圧代替注水（可搬型）による原子炉注水が開始された後に低圧代替注水（可搬型）のみに原子炉注水性能を確認する。  
 ※ 8：原子炉水位不明は、以下により判断する。  
 ・トライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合  
 ・原子炉水位計の電源が喪失した場合  
 ・原子炉水位計のばらつきが大きくなり有効燃料長頂部以上であることが判断できない場合  
 ※ 9：低圧代替注水（可搬型）により、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に行われる。  
 ※ 10：残留熱除去系は、原子炉水位低（レベル3）設定点にて原子炉注水モード運転に切り換え、原子炉水位高（レベル8）設定点にて格納容器スプレイモード運転に切り替える。

第1図 全交流動力電源喪失（TBU）の対応手順の概要

全交流動力電源喪失 (TBU)					経過時間 (分)												備考	
					0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	
操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は他作業後移動してきた要員				操作の内容	事象発生 原子炉スクラム プラント状況判断 25分 高圧代替注水系による原子炉注水開始												
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮														
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐														
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡														
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)														
状況判断	2人 A, B	-	-	-	10分													
全交流動力電源喪失の確認	【1人】 A	-	-	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作 (失敗)	1分													
	【1人】 B	-	-	●非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作 (失敗)	2分													
交流電源の回復操作	-	-	-	●非常用ディーゼル発電機の機能回復 ●外部電源の機能回復												解析上考慮しない 対応可能な要員にて実施		
高圧注水機能喪失の判断	【1人】 A	-	-	●高圧注水機能喪失の判断	2分													
高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	-	-	●高圧代替注水系による原子炉注水 系統構成		6分												
原子炉水位の調整操作 (高圧代替注水系)	【1人】 A	-	-	●高圧代替注水系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持													
直流電源の負荷切り離し操作 (中央制御室)	【1人】 B	-	-	●不要負荷の切離し操作		6分												

第2図 全交流動力電源喪失 (TBU) の作業と所要時間 (1/2)

				全交流動力電源喪失 (TBU)																									
				経過時間 (時間)																備考									
				4	8	12	16	20	24	28	32	36	40																
操作項目	実施箇所・必要員数			操作の内容																									
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応員 (現場)																										
原子炉水位の調整操作 (高圧代替注水系)	【1人】 A	—	—	●高圧代替注水系による原子炉注水の調整操作																									
原子炉水位の調整操作 (高圧代替注水系)	—	—	10人 a~j	●アクセスルート復旧、可搬型代替注水大型ポンプ準備、代替淡水貯槽からのホース敷設等	170分																								
低圧代替注水系 (可搬型) の起動準備操作	—	—	【2人】 a, b	●可搬型代替注水大型ポンプ起動操作	起動後、適宜監視																								
低圧代替注水系 (可搬型) の起動準備操作	—	—	【2人】 c, d	●淡水貯水池B(A)から淡水貯水池A(B)への補給	60分																								
低圧代替注水系 (可搬型) の起動準備操作	—	2人 C, D	2人 k, l 2人 (招集)	●原子炉注水のための系統構成	125分																								
タンクローリによる燃料補給操作	—	—	2人 (招集)	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給 ●可搬型代替注水大型ポンプへの給油	90分																タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給								
逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉減圧操作	【1人】 B	—	—	●逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7弁の開放操作	1分																								
原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系 (可搬型))	—	【2人】 C, D	【2人】 (招集)	●原子炉注水の流量調整	系統構成後、適宜流量調整																								
直流電源の負荷切り離し操作 (現場)	—	1人 E	1人 m	●不要負荷の切り離し操作	50分																								
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	—	—	●受電前準備	35分																								
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	—	【1人】 E	【1人】 n	●受電前準備	70分																								
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	—	【1人】 E	【3人】 k, l, m 2人 (招集)	●格納容器スプレイのための系統構成 ●格納容器スプレイの流量調整	175分																								
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	—	—	●常設代替高圧電源装置5台起動及び緊急用母線への受電操作	15分																								
常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作	【1人】 B	—	—	●緊急用高圧母線から非常用母線2C系への受電操作 ●非常用母線2C系から非常用母線2D系への受電操作	5分																								
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】 A	—	—	●残留熱除去系海水系の起動操作 ●残留熱除去系による原子炉注水 ●残留熱除去系による格納容器スプレイ操作及び原子炉注水の交互運転	4分 2分																原子炉水位高 (レベル8) 設定点にて格納容器スプレイ又はサプレッション・プール冷却開始への切替え操作を実施し、原子炉水位低 (レベル3) 設定点にて原子炉注水への切替え操作を実施								
使用済燃料プールの冷却操作	—	—	—	●使用済燃料プールの冷却操作																	使用済燃料プールの除熱機能が喪失した場合でも、プール水温度が80°Cに到達するまでには1日以上時間余裕があるため、本操作は対応可能な要員にて実施する。								
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	—	—	—	●可搬型代替注水大型ポンプの移動、ホース敷設等 ●ポンプ起動及び水源補給操作																	対応可能な要員にて実施する								
必要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	13人 a~n 及び招集6人																										

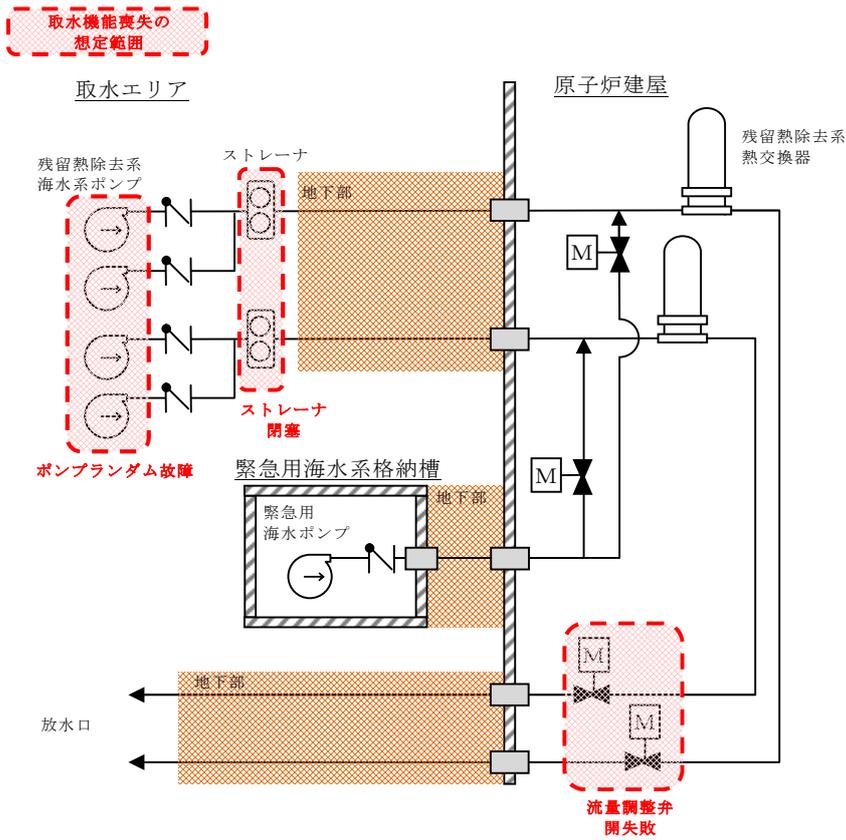
第2図 全交流動力電源喪失 (TBU) の作業と所要時間 (2/2)

49. 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における取水機能喪失の想定内容について

東海第二発電所では，出力運転時内部事象レベル1 P R Aの結果に基づき取水機能喪失による崩壊熱除去機能喪失に至る主要なカットセットとして「残留熱除去系海水ポンプのランダム故障」及び「海水ストレーナ閉塞」を抽出している。

緊急用海水系は，第1図に示すとおり残留熱除去系熱交換器の上流側に接続する。このため，ポンプランダム故障及び海水ストレーナ閉塞に対して有効な対策となる。

なお，崩壊熱除去機能喪失の主要カットセットの中には「残留熱除去系海水系の流量調整弁開失敗」も含まれるが，この故障に対しては残留熱除去系（淡水系）が故障した場合の崩壊熱除去機能喪失に対する重大事故等対策である格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント系による格納容器除熱が有効な対策となる。



第 1 図 緊急用海水系系統概要図と取水機能喪失の想定範囲

1. これまでの許認可解析に用いたG値と今回の申請で採用したG値について
- 従来、G値は可燃性ガス濃度制御系性能評価解析（以下「FCS性能解析」という。）で使用しており、以前にはその値としてRegulatory Guide1.7(Rev.2)の記載に基づき、 $G(H_2)/G(O_2)=0.5/0.25$ が使用されていた。この値はRegulatory Guide1.7の前身であるSafety Guide7(1971年3月)<sup>[1]</sup>に記載されている。当時、既に、一般的知見として水の放射線分解の短時間内の一次反応に基づくG値（以下「初期G値」という。）は $G(H_2)=0.43\sim 0.45$ となることが知られており、Regulatory Guide1.7(Rev.2)のG値はこの初期G値を包絡するものとなっている。

しかし、この初期G値は水の放射線分解の一次反応に基づく値であるため、その後の二次反応、つまり水素と酸素の再結合反応を含めた最終的な水素、酸素の発生割合を示す実効的なG値（以下「実効G値」という。）に比べてかなり大きい値となる。

格納容器内の可燃性ガス濃度の評価においても必要となるのは正味の発生割合を表すこの実効G値である。これに関して電力共同研究「事故時放射線分解に関する研究」（昭和61～62年度）<sup>[2]</sup>（以下「基本実験」という。）にて水の放射線分解に関する実験を実施し、可燃性ガス濃度系性能評価条件下での実効G値として次の結果を得た。

沸騰状態 :  $G(H_2) < 0.4$ ,  $G(O_2) < 0.2$

非沸騰状態 :  $G(H_2) < 0.25$ ,  $G(O_2) < 0.125$

この結果に基づき、東海第二発電所等の沸騰水型原子力発電所では、可燃性ガス濃度の評価<sup>[3]</sup>において、沸騰状態で $G(H_2)/G(O_2)=0.4/0.2$ 、非沸騰状態で $G(H_2)/G(O_2)=0.25/0.125$ を採用している。

基本実験では、重大事故条件を想定した環境下でも実験を実施しており、実効G値として次の結果を得ている。

沸騰状態 :  $G(H_2) < 0.27$ ,  $G(O_2) \approx 0$

非沸騰状態 :  $G(H_2) < 0.06$ ,  $G(O_2) < 0.03$

この結果に基づき、今回の申請では、水素燃焼の評価において、非沸騰状態でのG値 ( $G(H_2)/G(O_2)=0.06/0.03$ ) を採用している。

また、電力共同研究「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究（以下「追加実験」という。）」<sup>[6]</sup>において、水の放射線分解に係る追加実験を行った。追加実験では、試験条件の温度、沸騰状態、水素濃度、よう素濃度の感度によるG値への影響を確認しており、基本実験の結果を用いることは妥当であることを確認している。

## 2. 電力共同研究「事故時放射線分解に関する研究」（基本実験）

### 2.1 基本実験の概要

#### (1) 実験装置及び実験方法

基本実験では、BWRの実機事故条件を模擬した水の放射線分解実験を実施することにより、種々の事故条件下で生成される可燃性ガスの生成割合（G値）の検討を行った。

実験に使用した実験装置を第1図及び第2図に示す。非沸騰実験では15リットルの硬質ガラス製照射容器を使用。また、沸騰実験では1.8リットルのステンレス製照射容器を使用している。

実験は、照射容器内に純水を所定量注入した後、高純度アルゴン(Ar)ガスで脱気し、水素ガス、酸素ガスポンペを用いて雰囲気条件（気液相の水素、酸素初期濃度）を設定する。その後、よう素、鉄、銅等の不純物を所定量添加し、循環ポンプで均一混合させる。沸騰実験の場合、更にマン

トルヒータにより加熱，沸騰させる。

全ての条件が定常状態に達した後， $Co-60$ の $\gamma$ 線源に照射を開始，水の放射線分解で生成される水素，酸素濃度を溶存水素計（DH計），溶存酸素計（DO計）及びガスクロマトグラフで測定する。水の吸収線量は，水を媒体とした標準的な換算係数を用いて評価した。

実機の事故条件を考慮して，実験ではLOCA条件，FCS性能解析条件及び重大事故条件の三種類の条件を想定し，各条件下でG値の実測を実施した。

なお，以下で示す第3図から第8図は，連続測定である液相中の濃度を除き，サンプリングにより計測された濃度測定値に基づいてフィッティングを行っている。

## (2) 試験条件及び実験結果

第1表に実験でのパラメータ設定範囲と実機の想定事故条件との比較を示す。実機の想定事故条件は，実機の事故時の環境条件及び照射設備を考慮して設定した。

実験結果を第2表，第3図から第8図に示す。

実験結果は， $\gamma$ 線の吸収線量に対する液相中及び気相中の水素及び酸素濃度（絶対量）で整理している。また， $\gamma$ 線の吸収線量とこれによる分子量の増加量から実効G値を求めている。

なお，G値とは100eVの放射線エネルギー吸収により発生する分子数であるが，水の放射線分解で生成する水素及び酸素は，水中で起こる化学反応により分子数が変化するため，ここでは，化学反応による変化（よう素等の不純物の影響）を考えに入れた値を実効G値として評価している。

a. LOCAベースの結果：第3図，第4図

非沸騰条件の場合には、液相中及び気相中の水素及び酸素濃度にほとんど変化がないことから、実効G値は0と見なしうる。

沸騰条件の場合には、水素濃度の実効G値は、照射開始初期は約0.4分子/100eVと高いが、その後安定し0.2分子/100eV程度になる。また、酸素濃度の場合は0と見なしうる。

沸騰実験で得られた実効G値は、非沸騰実験に比べガスの気相への移行速度が大きくなるため全般に大きくなる。

b. FCS性能解析ベースの結果：第5図，第6図

非沸騰条件の場合には、得られた実効G値として水素は0.14分子/100eV、酸素は0.06分子/100eVである。

沸騰条件の場合には、照射開始初期の水素は0.43分子/100eVだが、その後安定し0.36分子/100eV程度になる。また、酸素は0.14分子/100eVである。

FCS性能解析では、沸騰条件の水素のG値として実験結果の0.36分子/100eVに余裕を見て0.4分子/100eVの一定値を用いている。

c. 重大事故ベースの結果：第7図，第8図

非沸騰条件の場合には、初期水素濃度が高いことによる抑制効果（再結合効果）によって、得られた実効G値として水素は0.06分子/100eV、酸素は0.03分子/100eVとなり、FCS性能解析ベースの約半分である。

沸騰条件の場合には、非沸騰条件の場合と同様、水素による抑制効果により実効G値は低減され、水素は0.27分子/100eV、酸素はほぼ0になる。

(3) 実験から得られた知見

以上の実験結果及び他のパラメータ実験結果からの知見を以下に示す。

a. よう素放出の無い L O C A 条件下, 非沸騰状態での実効 G 値は水素, 酸素のいずれも 0 と見なしうる。L O C A 条件下での実効 G 値は以下の値となる。

沸騰状態 :  $G(H_2) < 0.2, G(O_2) < 0.1$

b. 多量のよう素放出と小さな金属-水反応を仮定した F C S 性能解析条件下での実効 G 値は以下の値となる。

沸騰状態 :  $G(H_2) < 0.4, G(O_2) < 0.2$

非沸騰状態 :  $G(H_2) < 0.25, G(O_2) < 0.125$

c. 多量のよう素放出と大きな金属-水反応を仮定した重大事故条件下での実効 G 値は以下の値となる。上記 b. の F C S 性能解析条件下での値より小さくなる理由は, 金属-水反応によって格納容器中に水素が多く存在するため, 水素と酸素の再結合反応が促進されたことによるものと考えられる。

沸騰状態 :  $G(H_2) < 0.27, G(O_2) \doteq 0$

非沸騰状態 :  $G(H_2) < 0.06, G(O_2) < 0.03$

d. a. ~ c. により, 実効 G 値はよう素放出量が高くなると増加し, 金属-水反応割合 (水素放出量) が大きくなると減少する。

e. 初期酸素濃度の実効 G 値に及ぼす影響は小さい。ただし, 酸素濃度が高くなると若干増加する傾向がある。

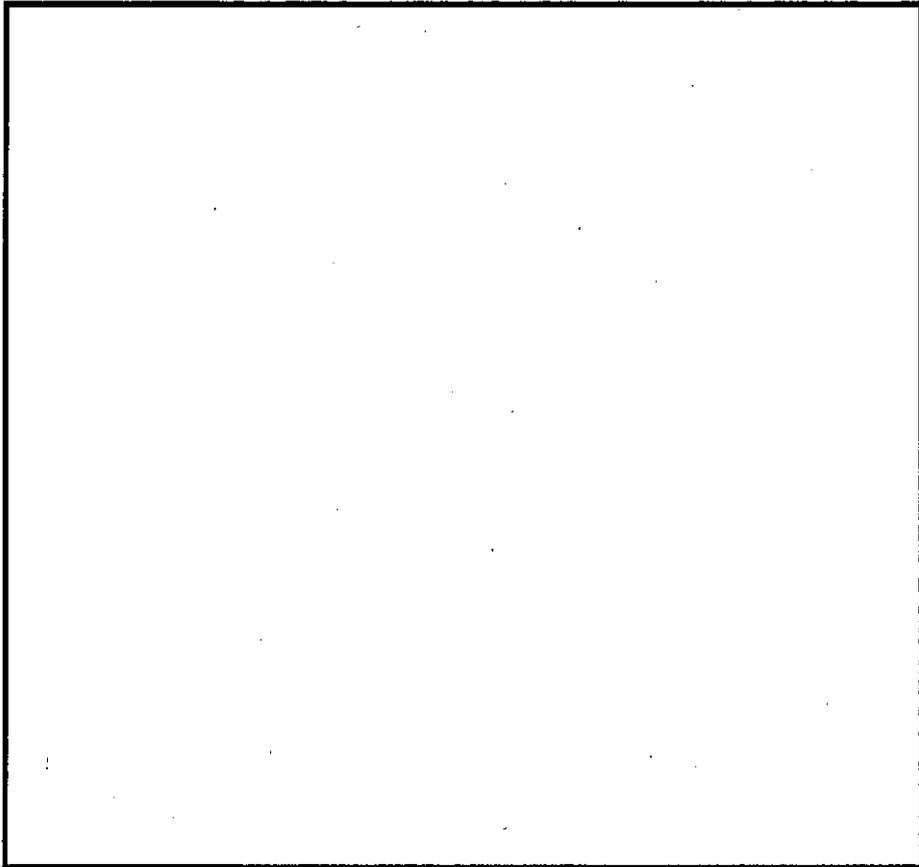
f. よう素以外の不純物 ( $F e^{2+}, C u^{2+}$  等) の実効 G 値に及ぼす影響は小さく, よう素を多量に含む場合は無視しうる。また, よう素を含まない場合には実効 G 値を幾分増加させるが,  $F e^{2+}$  については酸素を減少させる傾向がある。

第1表 試験条件のパラメータ範囲と実機の想定事故条件との比較

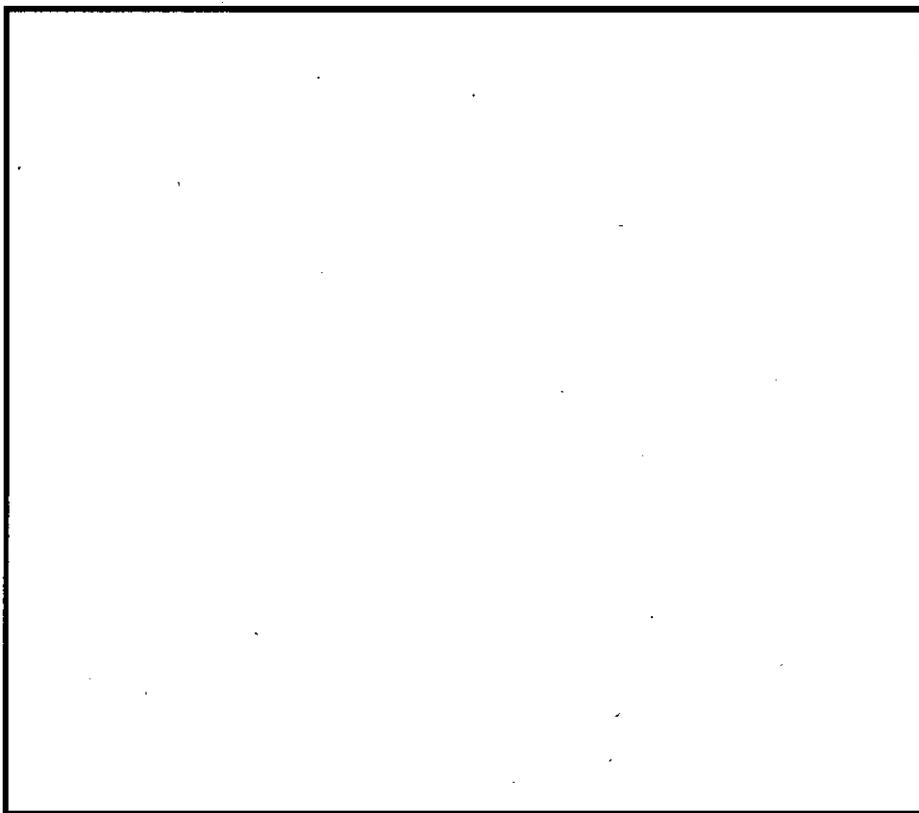
条件 パラメータ	試験条件	想定事故条件		
		LOCA	FCS性能解析	重大事故
初期水素濃度 (金属-水反応)				
初期酸素濃度				
初期よう素濃度 (炉心からの放出割合)				
不純物				
温度				
pH				

第 2 表 実験結果

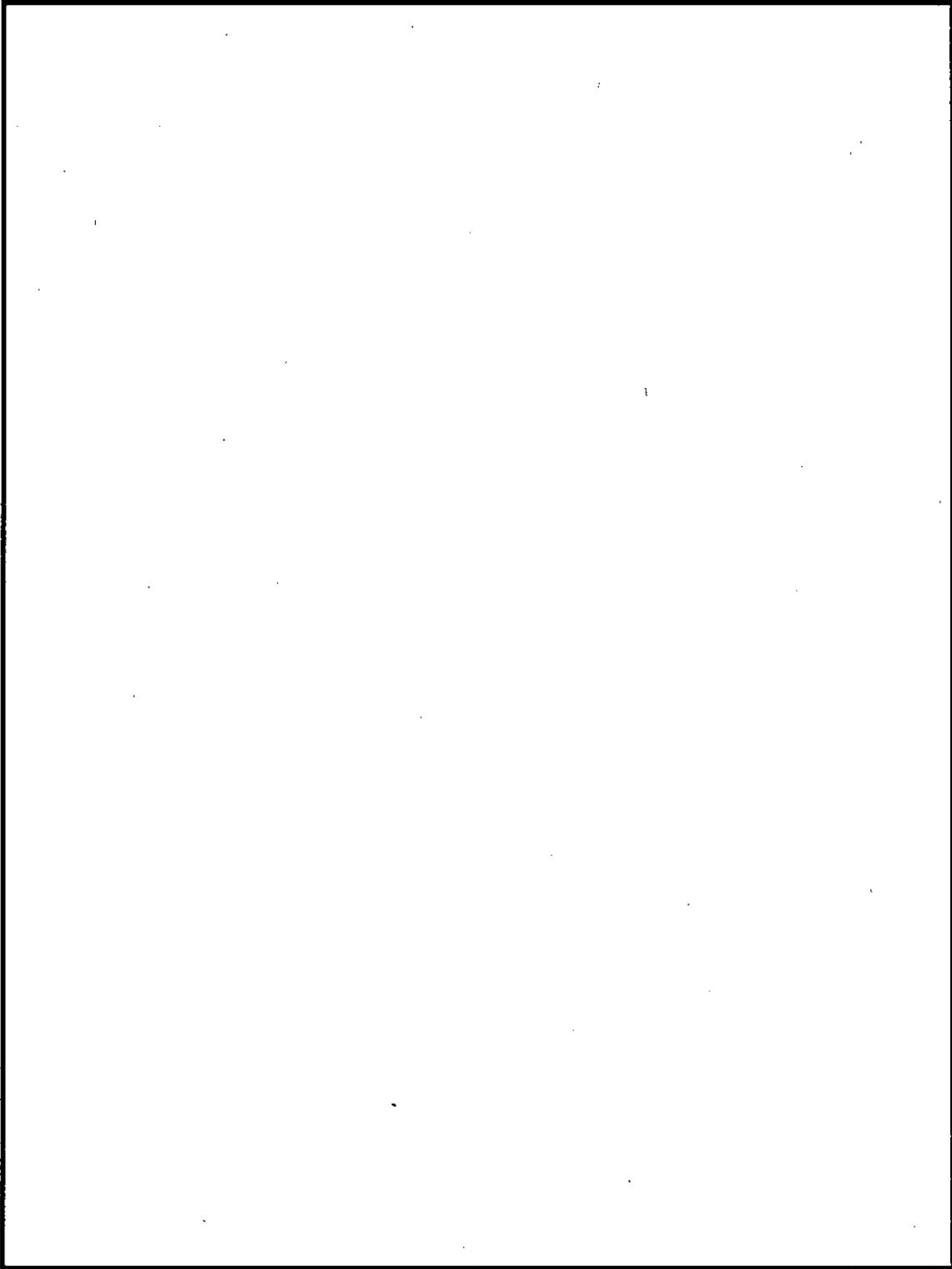
事故条件		パラメータ					実測値 (実効G値) [分子/100eV]	
		金属-水 反応割合	初期酸素 濃度	よう素 放出割合	不純物 添加	温度	G (H <sub>2</sub> )	G (O <sub>2</sub> )
LOCA 条件	非沸騰							
	沸騰							
FCS性能 解析条件	非沸騰							
	沸騰							
重大事故 条件	非沸騰							
	沸騰							



第1図 非沸騰実験装置の概要

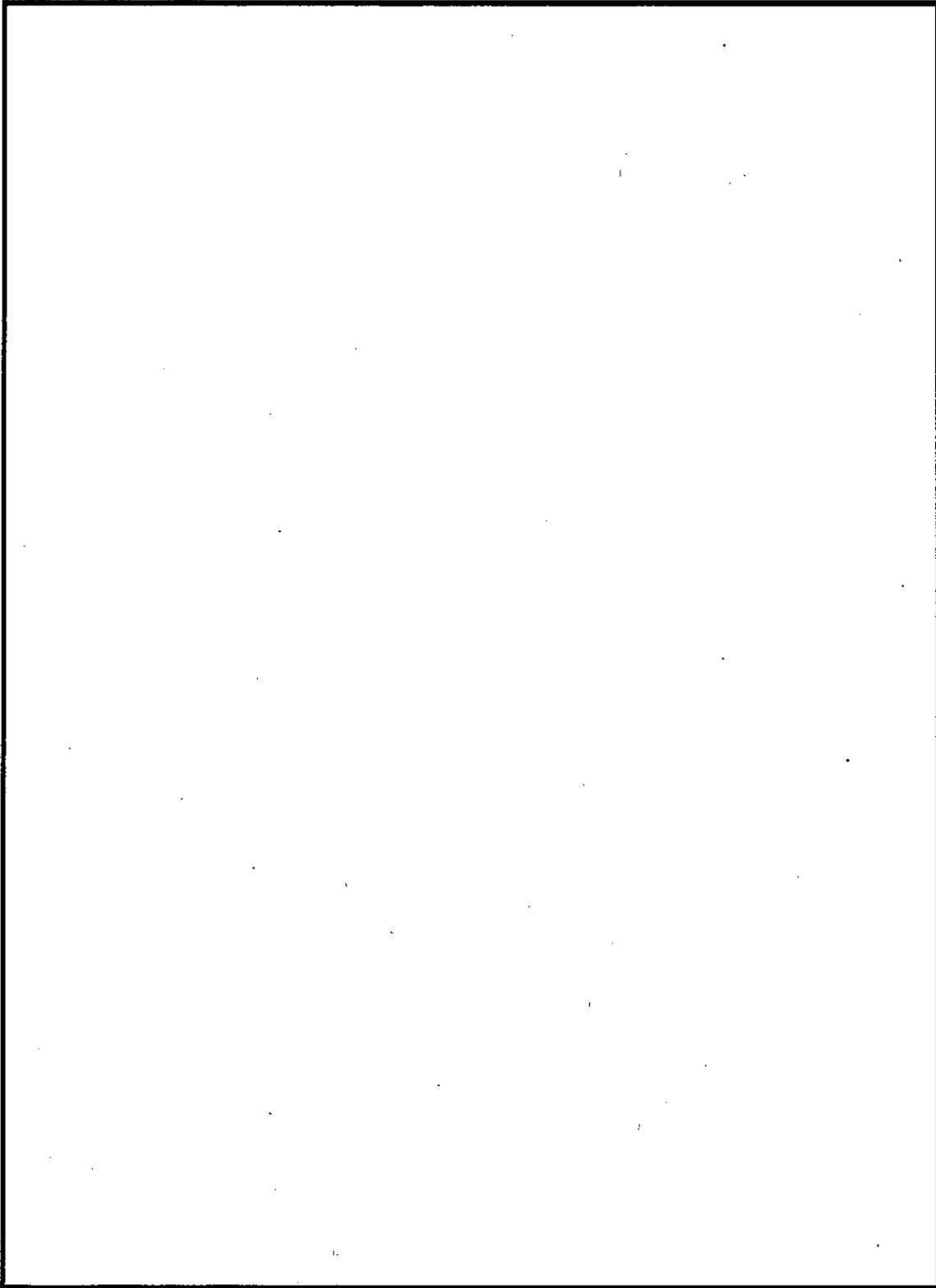


第2図 沸騰実験装置の概要



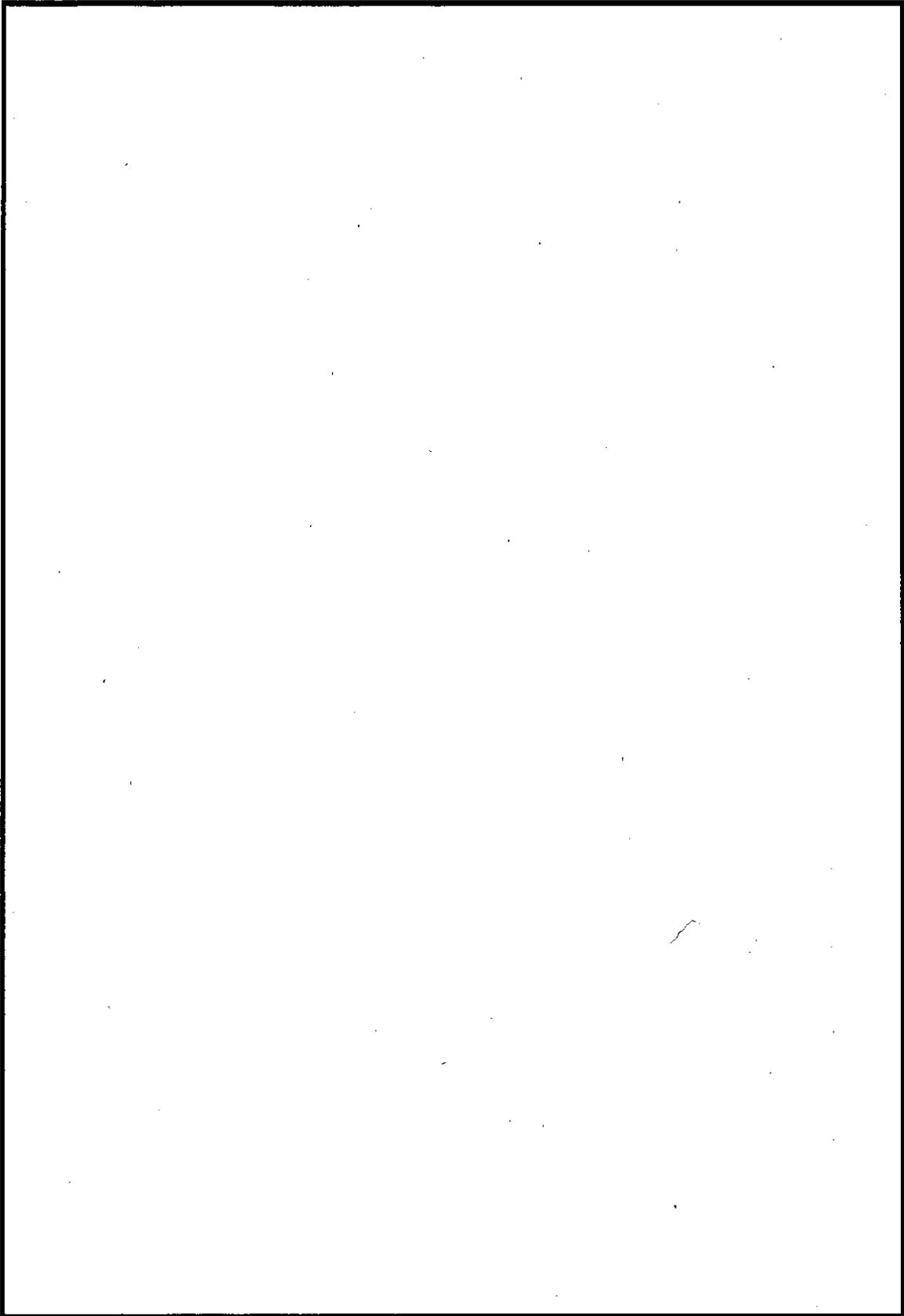
第3図 気相部と液相部における水素及び酸素濃度

(LOCA ベース：非沸騰状態)



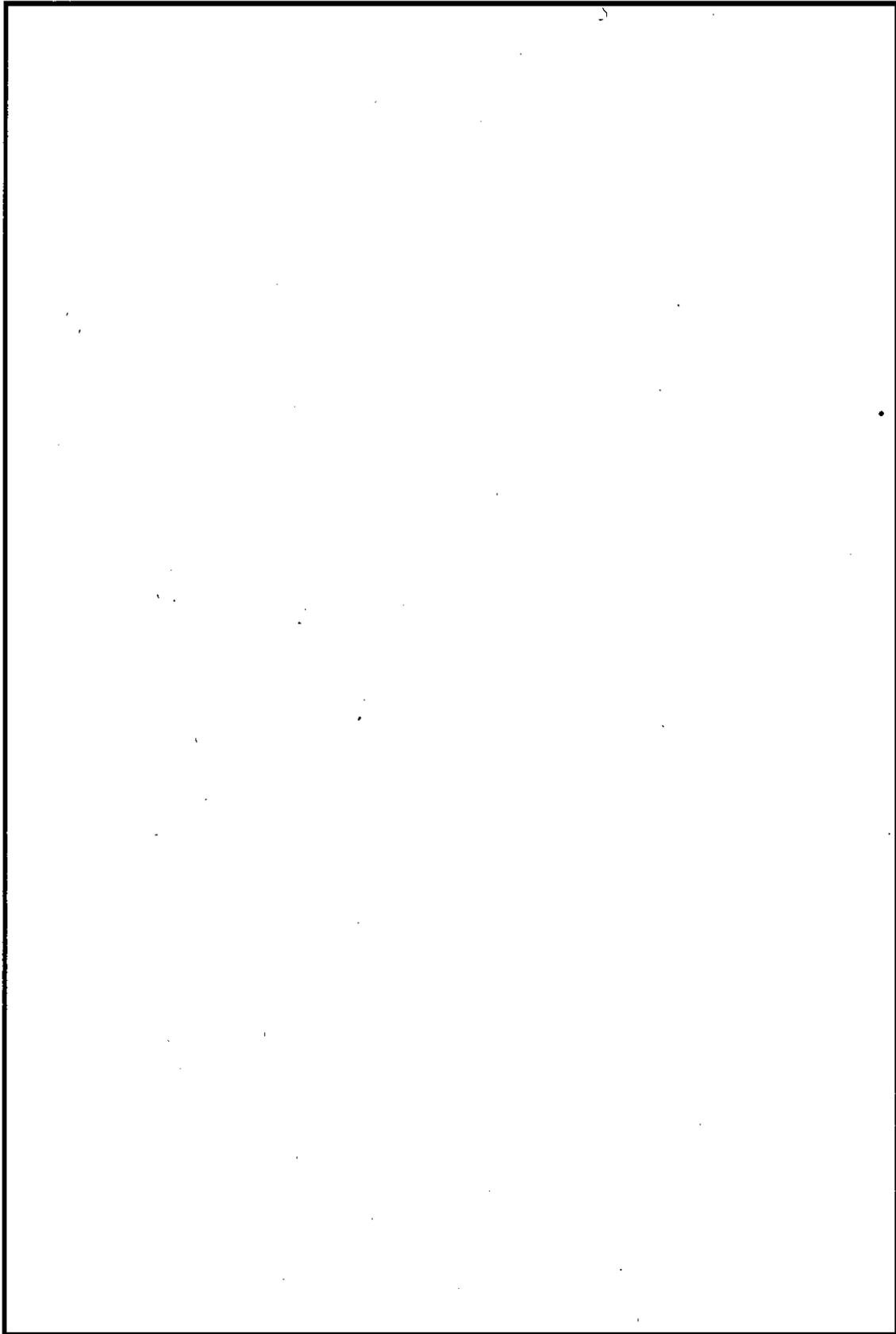
第4図 気相部と液相部における水素及び酸素濃度

(LOCA ベース：沸騰状態)



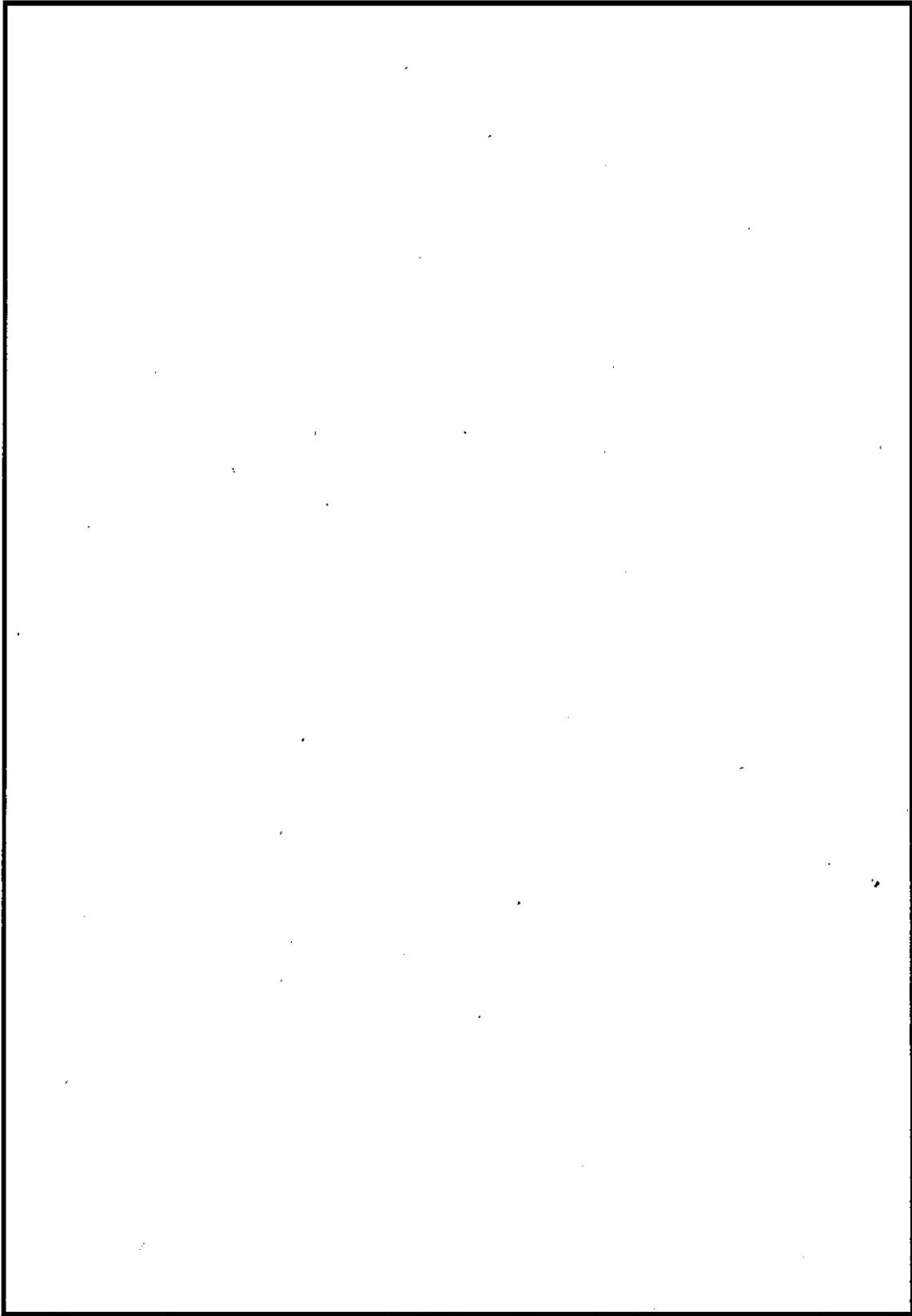
第 5 図 気相部と液相部における水素及び酸素濃度

(F C S 性能解析ベース：非沸騰状態)



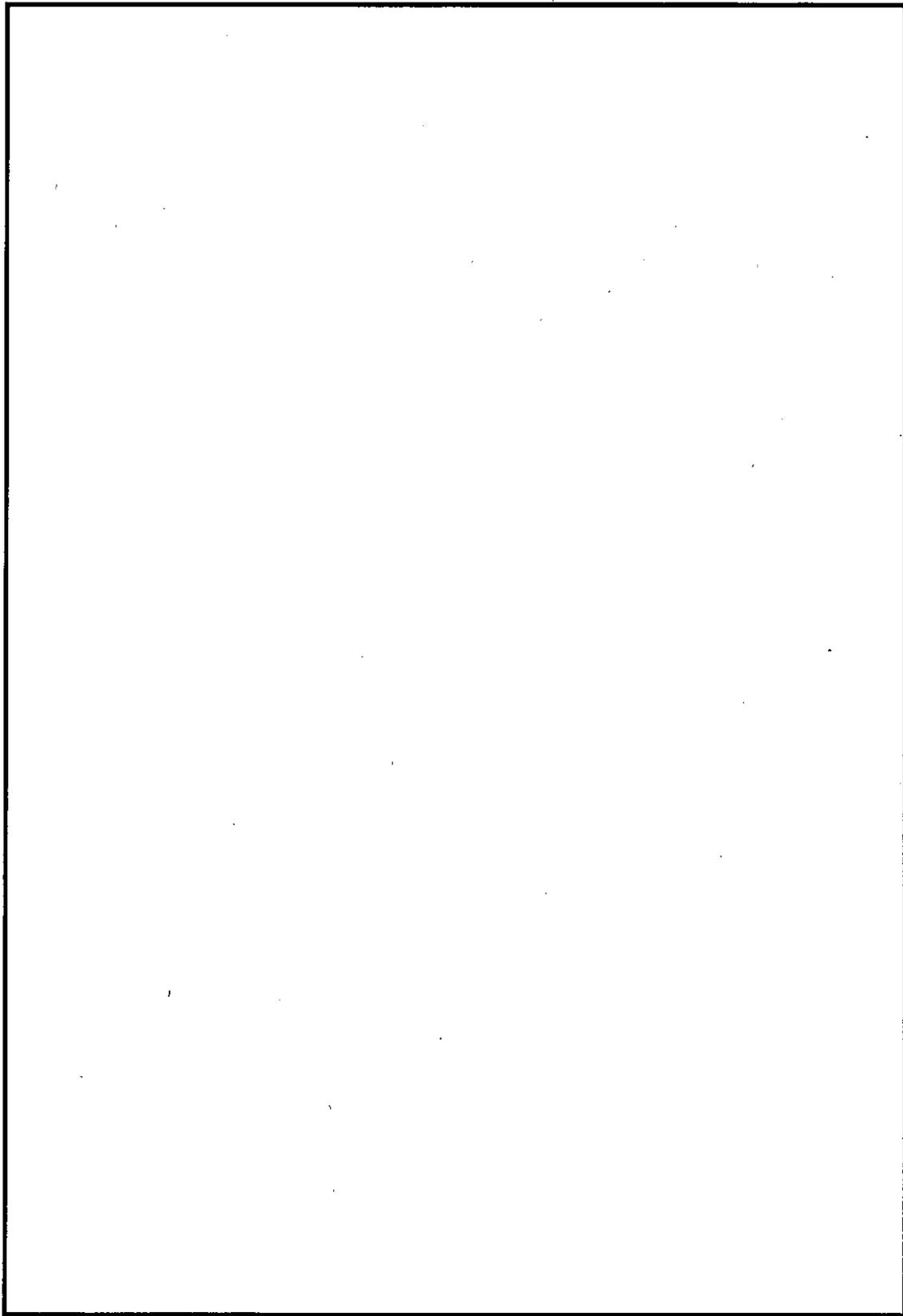
第 6 図 気相部と液相部における水素及び酸素濃度

(FCS 性能解析ベース：沸騰状態)



第7図 気相部と液相部における水素及び酸素濃度

(苛酷事故ベース：非沸騰状態)



第 8 図 気相部と液相部における水素及び酸素濃度

(苛酷事故ベース：沸騰状態)

## 2.2 基本実験の妥当性に関する補足

基本実験では、研究を進める上での手法の妥当性を確認するため、実験結果に関する過去の知見<sup>[4][5]</sup>との比較を行っている。また、この基本実験の結果から得られたG値は、可燃性ガス濃度制御系の性能確認に使用されている<sup>[3]</sup>。以下、基本実験の概要について示す。

### (1) 実験方法について

基本実験では、純水に対する照射を行い、照射量と水素及び過酸化水素濃度について確認している。また、オークリッジ国立研究所（ORNL）においても純水に対する照射の実験が行われており、照射量と水素濃度の関係が報告されている<sup>[4]</sup>。これらの結果は、照射量に対する水素の生成割合が照射開始から徐々に低下する点で同等の傾向を示している。純水に対する照射試験について、基本実験及びORNLにおける実験の概要を第9図及び第10図、実験の結果を第11図及び第12図に示す。

基本実験では、上記の純水に対する照射を行った試験装置を用い、よう素や水素濃度を上昇させた条件での実験を行っている。このことから、照射及びこれに伴って生じる水素及び酸素の濃度を測定する点で、基本実験での実験方法は妥当なものとする。

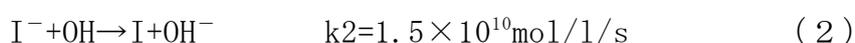
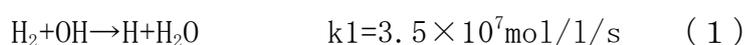
### (2) 添加物の影響とG値の増減

添加された場合、G値に影響を及ぼすよう素と水素について、添加量とG値の変化の傾向について確認するとともに、過去の知見<sup>[5]</sup>と基本実験の実験結果の傾向が同様であることを確認している。

#### a. よう素を添加した場合

水中へのよう素の添加がG値を上昇させる側に作用することについて

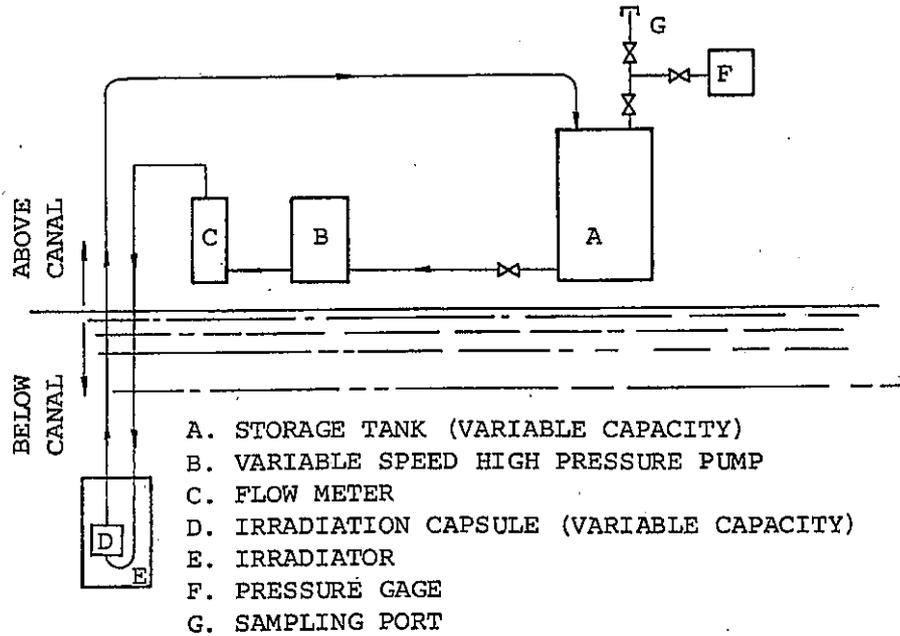
では、従来から知られていたものの<sup>[5]</sup>、基本実験では実験系内によう素を添加した場合についての添加量とG値の関係を確認している。傾向として、よう素の添加量が増加すると水素及び酸素共にG値は上昇する傾向を示している。また、この増加の要因は、式（1）の再結合反応が、式（2）のよう素がOHラジカルを還元する反応によって阻害されることによるものと考えられる。これは、式（2）の反応速度定数k<sub>2</sub>と式（1）の反応速度定数k<sub>1</sub>に大きな差があることから推定できる。



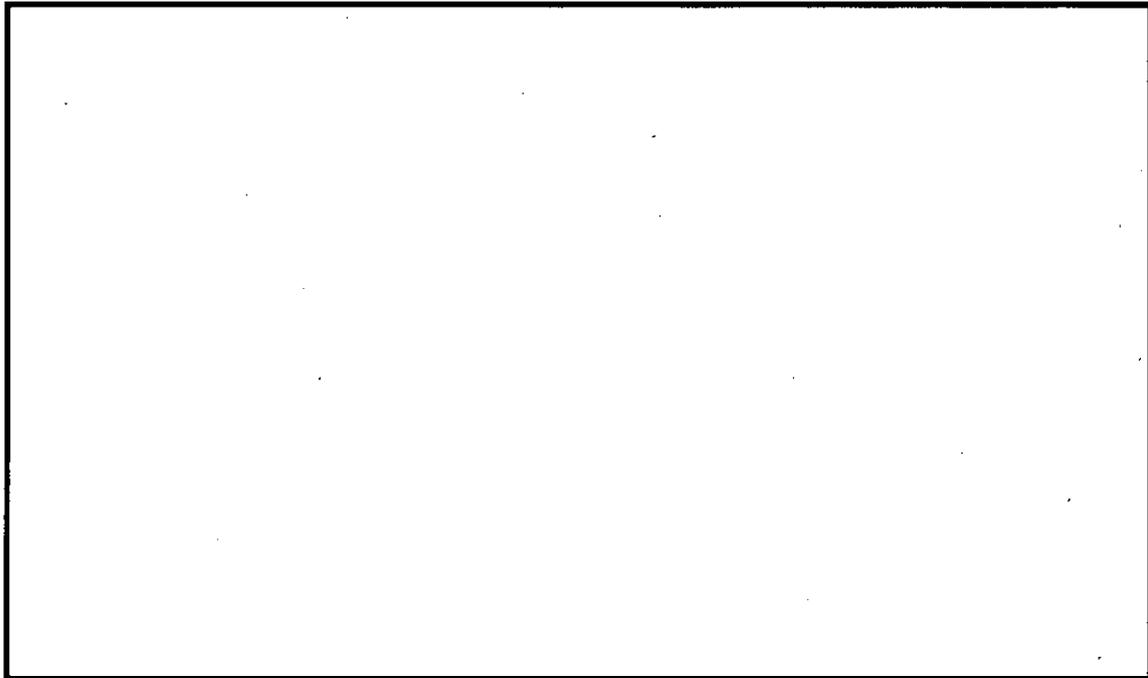
#### b. よう素及び水素を添加した場合

基本実験では、実験系内に水素を添加した場合についての添加量とG値の関係を確認している。傾向として、水素の添加量が増加すると水素及び酸素共にG値は低下する傾向を示している。水素のG値の傾向については、米国原子力規制委員会(NRC)によって反応モデルの作成および評価が実施されており、よう素が添加されていても水素の添加量が増加するとG値は低下すると報告されている<sup>[5]</sup>。また、この低下の要因は、水素濃度の増加によって式（1）の再結合反応が促進されることで、水素及び酸素の発生割合が低下することによるものと考えられる。NRCにおける評価の結果を第13図に、基本実験における実験の結果を第14図に示す。

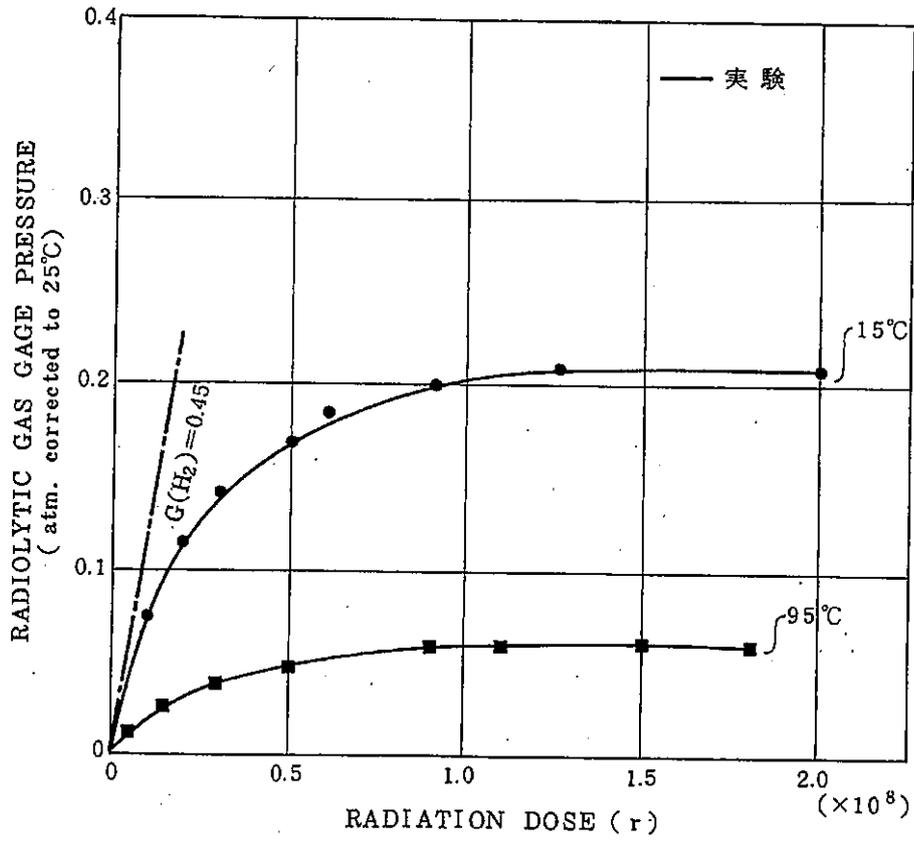
容積	カプセル液相	100cm <sup>3</sup>
	タンク気相	350cm <sup>3</sup>
	タンク液相	250cm <sup>3</sup>
循環流量		14cm <sup>3</sup> /min
初期温度 (実験パラメータ)		15℃, 95℃



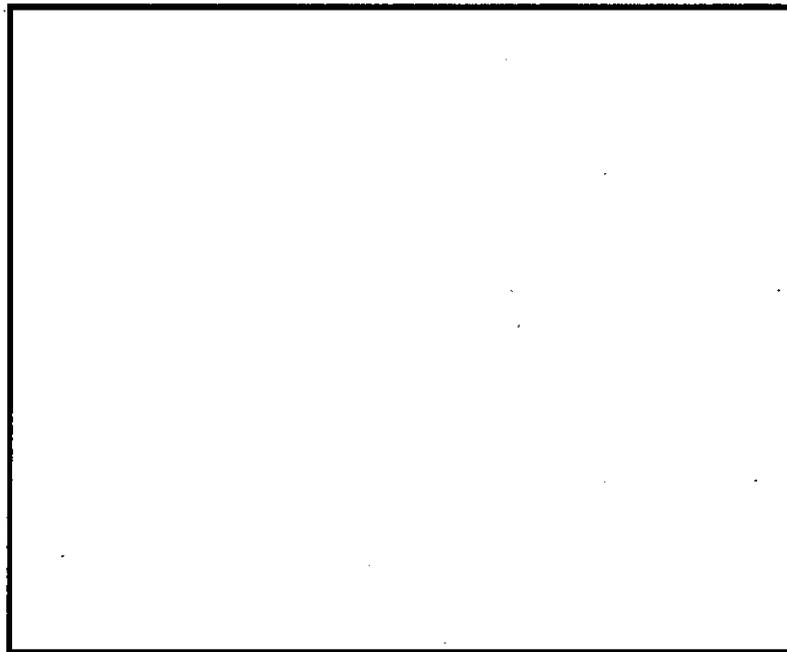
第9図 ORNLによる照射実験のループ



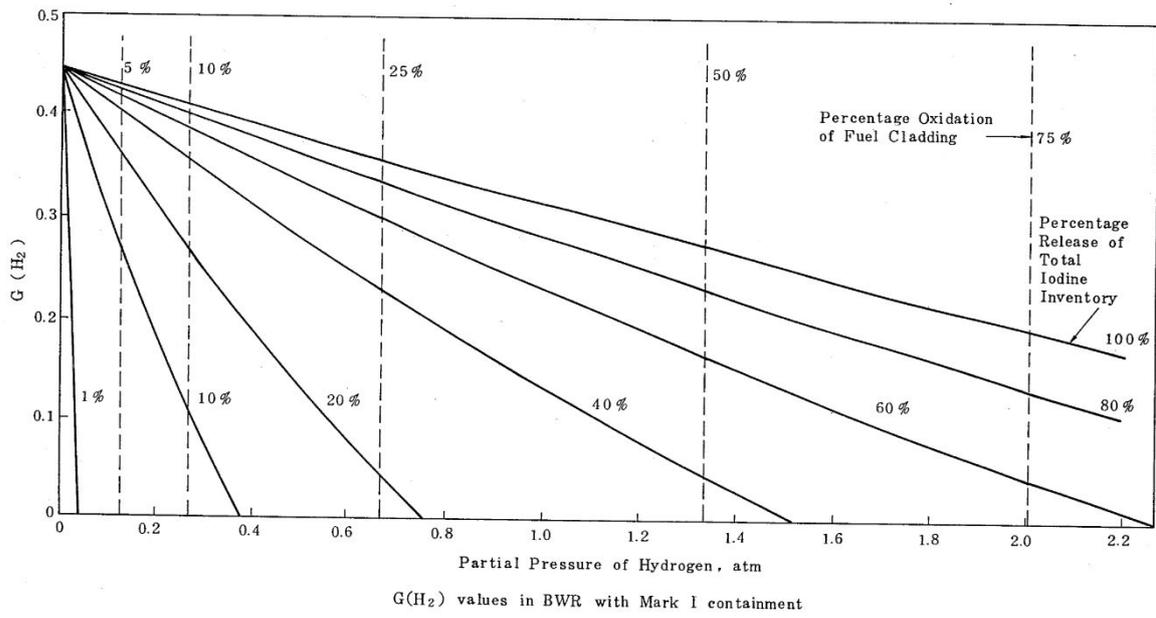
第10図 基本実験による純水照射の手順と実験で用いた容器の概略



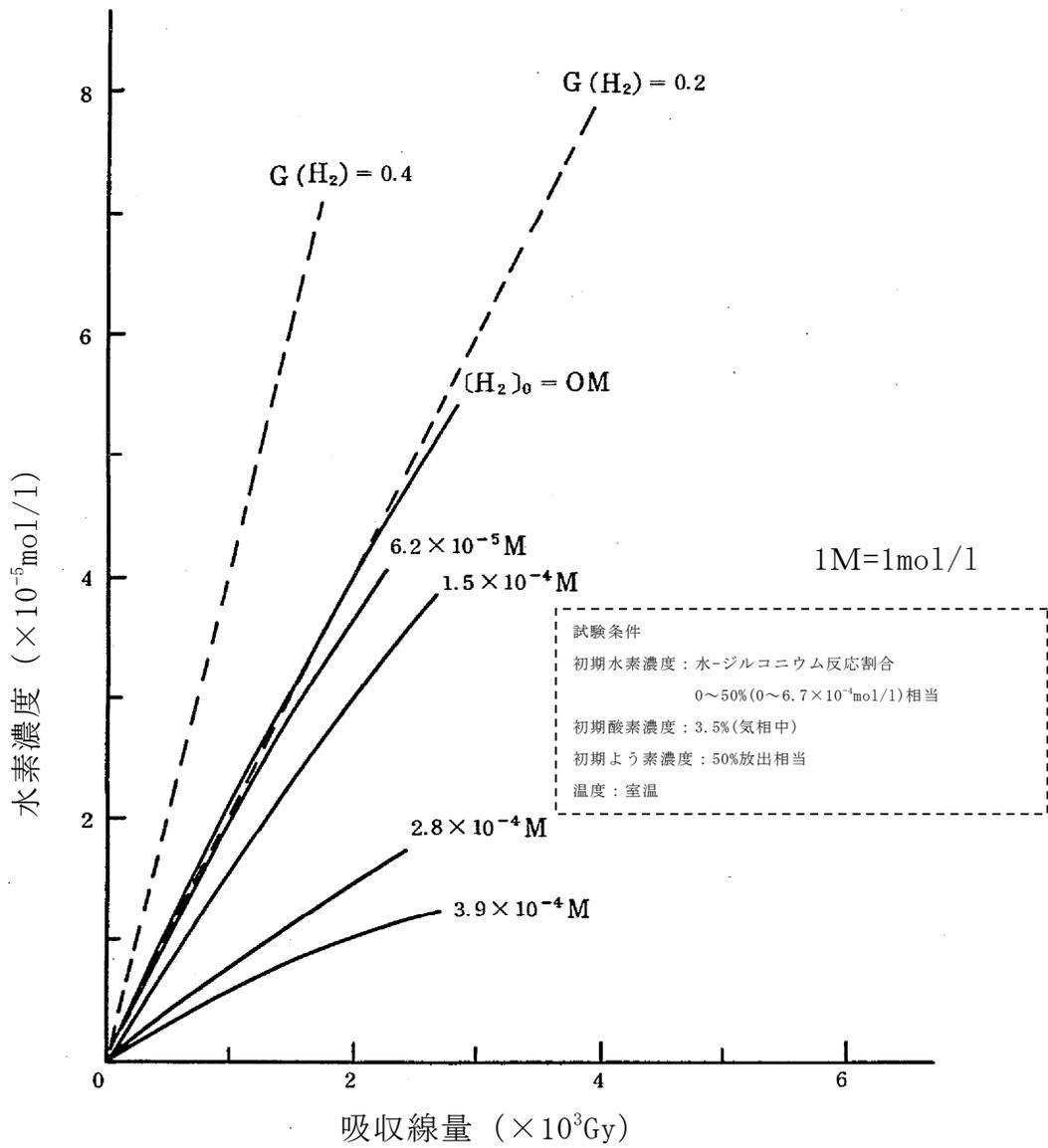
第 11 図 ORNL による実験結果 (純水に対する照射)



第 12 図 基本実験による実験結果 (純水に対する照射)



第 13 図 NRC による評価結果  
 (よう素及び水素の濃度と G (H<sub>2</sub>) の変化)



第 14 図 基本実験による実験結果

(溶存水素濃度と吸収線量の関係 (溶存水素濃度を変化させた場合))

### 3. 電力共同研究「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究」(追加実験)

#### 3.1 追加実験の概要

##### (1) 実験装置及び実験方法

追加実験では、常温から高温に至るケースについて試験を行うため、170℃(飽和蒸気圧 691kPa[gage])までの試験が可能な照射容器を用いた。

実験に使用した装置を第 15 図に示す。装置は、照射容器、液相循環ライン、気相サンプリングライン、ガス注入ライン等から成る。照射容器はステンレス製で、容量は 2ℓ である。照射容器内には 3 本のガス注入ラインが接続されており、水素、酸素、窒素ガスにより所定の初期水質に調整することができる。照射容器内の水はバンドヒーターにより所定の温度に昇温される。液相中の水はポンプにより循環される。液相循環ラインには溶存水素計(DH計)、溶存酸素計(DO計)、導電率計等が設置されている。試験水は冷却された後、DH計、DO計により、液相中の水素、酸素濃度を連続測定される。気相中のガスはポンプにより循環される。気相循環ラインにはガスクロマトグラフが設けられている。ガンマ線照射により発生したガスは冷却された後、ガスクロマトグラフで気相中の水素、酸素濃度をバッチ測定する。

全ての条件が定常状態に達した後、Co-60ガンマ線源にて照射を開始し、DH計、DO計で液相の水素・酸素濃度を測定するとともに、ガスクロマトグラフでバッチサンプリングを行い気相中の水素・酸素濃度を測定した。

実験は、温度、沸騰の有無、初期水素濃度、酸素濃度を試験パラメータとして変化させG値の実測を実施した。

## (2) 試験条件及び実験結果

試験条件及び実験結果を第3表，第16図に示す。

沸騰している場合は水素・酸素のG値が0であること，また，沸騰していない場合は試験条件によりG値に若干のばらつきがあることを確認した。

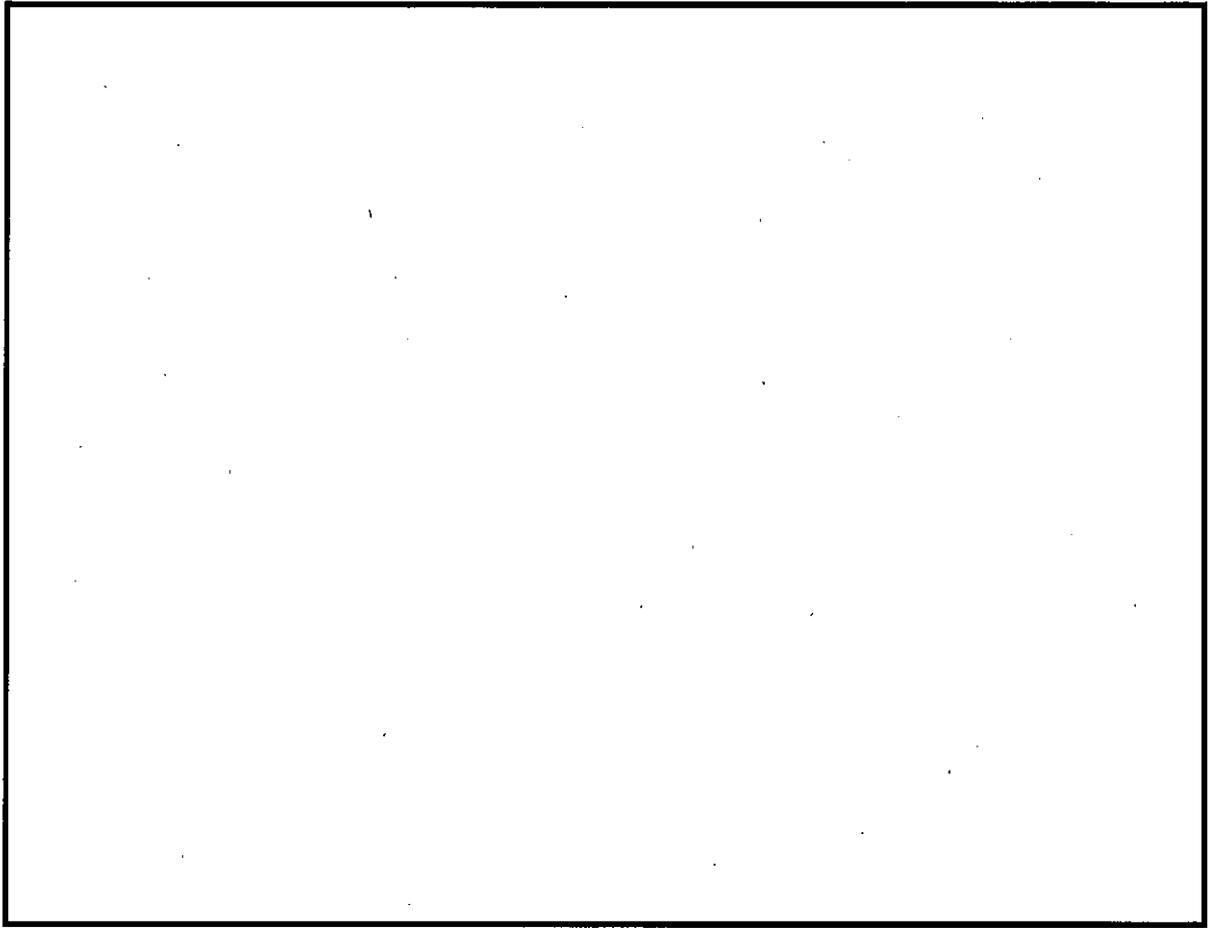
長期試験における吸収線量と水素・酸素の変化量の相関では，水素・酸素共にその増加量が吸収線量の増加と共に飽和する傾向を確認できた。吸収線量  $1 \times 10^4 \text{Gy}$  における実効G値は，水素：0.036，酸素：0.023であり，基本実験と同程度であった。

### 3.2 実験から得られた知見

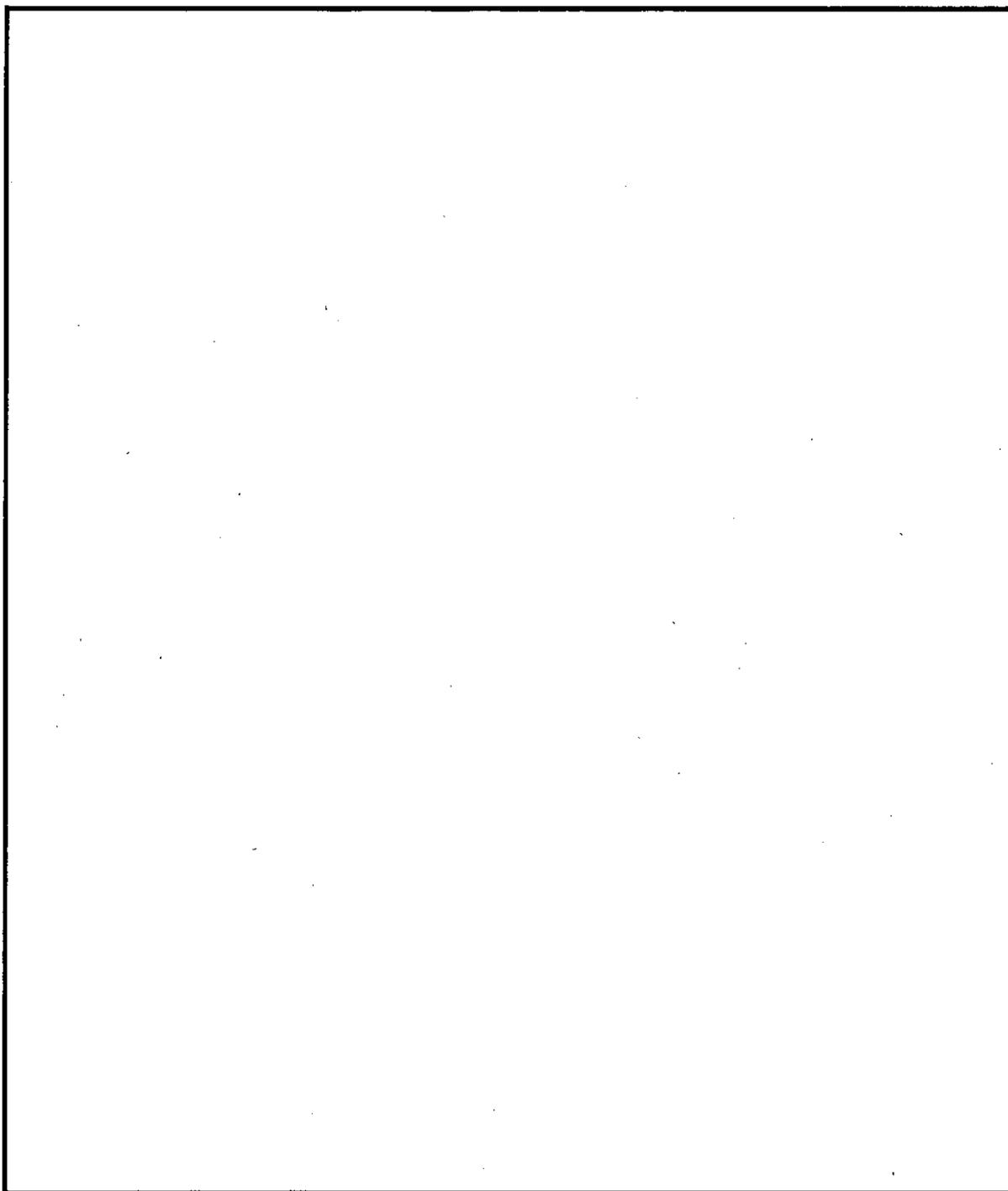
基本実験と追加実験は，異なる実験装置，異なる実験実施者によって行われたが，追加実験により同程度の実効G値が確認できたことから，実効G値の有する不確かさは小さいと考える。また，水素・酸素の増加量が吸収線量の増加と共に飽和する点で同様の傾向を確認できたことから，実効G値を事象発生初期（1.5時間後<sup>\*</sup>）の吸収線量から定めることは，事象発生から168時間後までを評価する本事象に適用する上で保守的な設定と考える。よって，前回の実験結果をもとに有効性評価を用いる実効G値を定めていること及び長期試験の結果を踏まえて， $1 \times 10^4 \text{Gy}$  におけるG値を用いるのは妥当と考える。

第3表 試験条件及び実験結果

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



第 15 図 実験装置の概要



第 16 図 実験結果：水素・酸素の変化量と吸収線量の関係

(①及び①' の G 値)

#### 4. 参考文献

- [1] ReGulatoryGuide1.7 (Rev.2 Nov. 1978) Control of Combustible Gas Concentrations In Containment FollowinG A Loss-of-Coolant Accident.
- [2] 「事故時放射線分解に関する研究」BWR 電力共同研究 昭和 63 年 3 月
- [3] 「沸騰水型原子力発電所 可燃性ガス濃度制御について」(株式会社東芝, TLR0002A 改訂 3, 平成 10 年 2 月)
- [4] Zittel, H. W., " Boiling water reactor accident radiolysis studies" , ORNT-TM-2412 Part VIII (1970)
- [5] Prczewski, K. I., et.al., "Generation of hydroGen and oxyGen by radiolytic decomposition of water in some BWRs" , U.S. NRC Joint ANS/AMSE Conference, AuG. (1984).
- [6] 「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究」BWR 電力共同研究 平成 12 年 3 月

## 51. 格納容器内における気体のミキシングについて

BWRの格納容器内の気体のミキシング効果については、電力共同研究「格納容器内ミキシング確認試験に関する研究」(S57年度)<sup>[1]</sup>によって、格納容器スプレイや温度差による自然対流に伴う攪拌効果がある場合には十分なミキシング効果が短時間に得られることを確認している。

格納容器破損モード「水素燃焼」における評価事故シーケンスでは、事象発生約 23 時間までは間欠的なスプレイの実施及び格納容器内の温度差により、格納容器内は十分にミキシングされるものと考えられる。また、約 23 時間以降は格納容器内の温度差によってミキシングされるものと考えられる。さらに、崩壊熱によって炉心で発生した蒸気が格納容器内へ放出されることによってもミキシングが促進される。

格納容器スプレイを実施している場合の格納容器内の気体の流動については、本研究にて実験的に確認されている。実験結果を第 1 図に示す。ガスの供給を停止すると、格納容器スプレイにより短期間で十分なミキシング効果が得られることが示されている。

温度差がある場合のミキシング効果についての実験結果を第 2 図に示す。第 2 図は 5°C の温度差がある場合のミキシング効果を示しており、He 等の軽密度気体を含んでいるが、実験開始から約 20 分後までには十分にミキシングされることを示している。BWR の格納容器内では、原子炉圧力容器が熱源として考えられるため、少なくとも 5°C 以上の温度差は生じているものと考えられる。このため、BWR の格納容器内において、気体が成層化する等の位置的な濃度の著しい偏りが生じる可能性は低いと考えられる。

また、シビアアクシデント条件下における格納容器内の気体のミキシング効果については、比較的単純な形状から大規模で複雑な形状の試験装置に至る国内外の試験において検討されている。代表的なものとして、旧（財）原子力発電技術機構による試験で得られた知見<sup>[2]</sup>を以下にまとめる。

- ・軽密度気体（試験では水素をヘリウムで模擬）の放出による自然循環のみでも、ミキシングは比較的良好であった。
- ・水蒸気発生を考慮したケースでは、ミキシングは促進された。
- ・上部区画へ軽密度気体を放出して濃度の偏りを生じさせたケースでも、格納容器スプレイを作動させることによりミキシングは達成された。

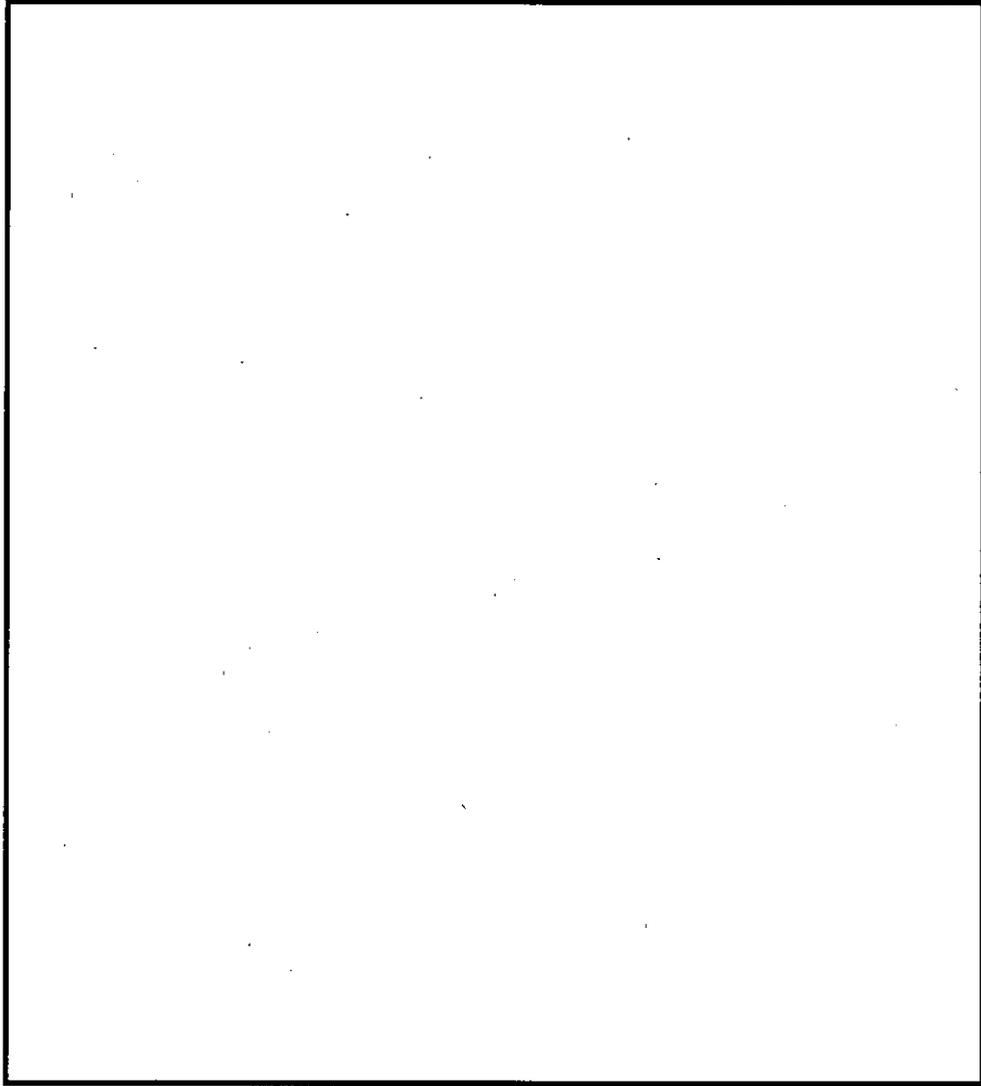
本試験はPWRプラントを模擬したものであるが、複雑な区画を含む形状においても十分なミキシングが得られたことが確認されており、BWRプラントでも同様の効果が期待できると考えられる。

従って、これらの知見を踏まえると、格納容器破損モード「水素燃焼」における評価事故シーケンスにおいては、格納容器スプレイの実施、格納容器内の温度差等によりミキシング効果が得られると考えられる。

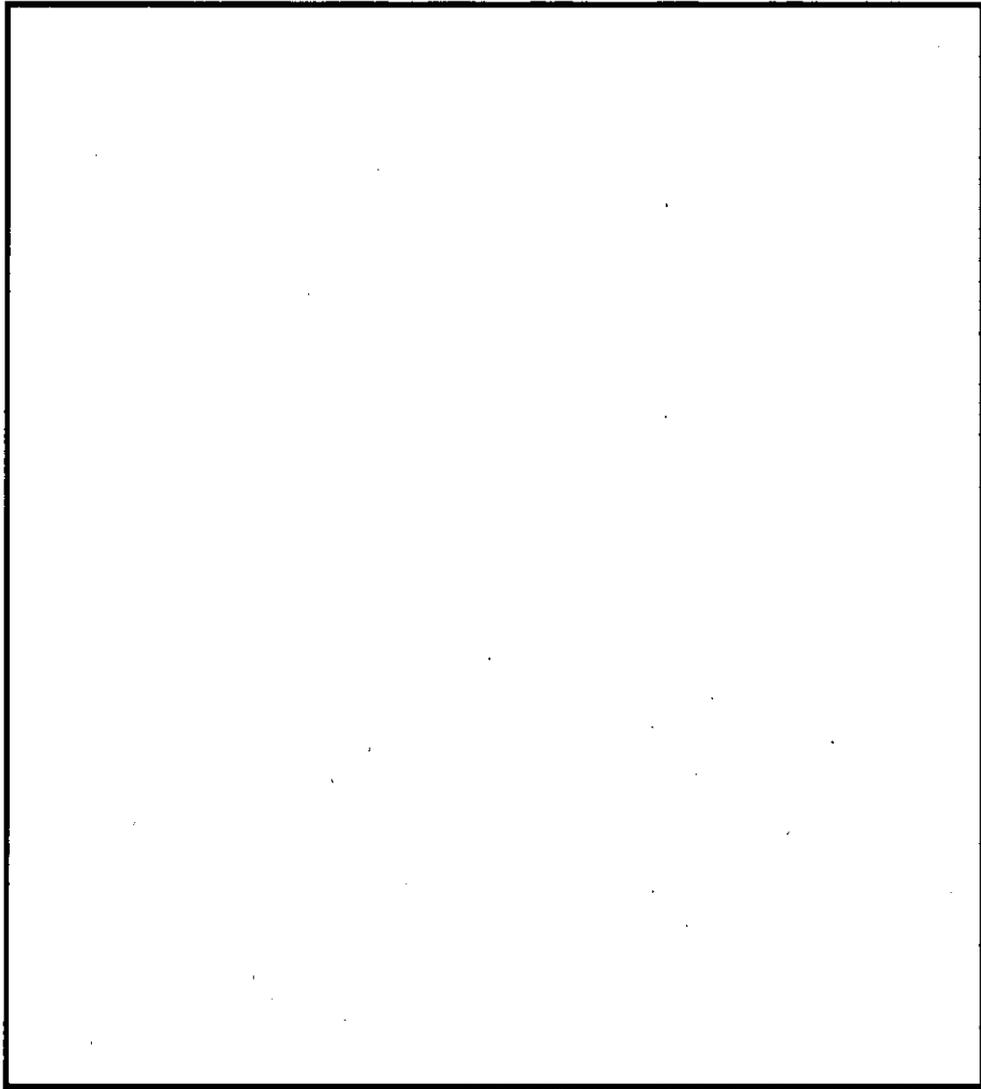
なお、格納容器スプレイ停止後は速やかに格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを実施するため、格納容器内の可燃性ガスは排出される。

[1]共同研究報告書，格納容器内ミキシング確認試験に関する研究（S57年度）

[2]重要構造物安全評価(原子炉格納容器信頼性実証事業)に関する総括報告書，財団法人 原子力発電技術機構（平成15年3月）



第1図 格納容器スプレイ実施時のガス濃度変化

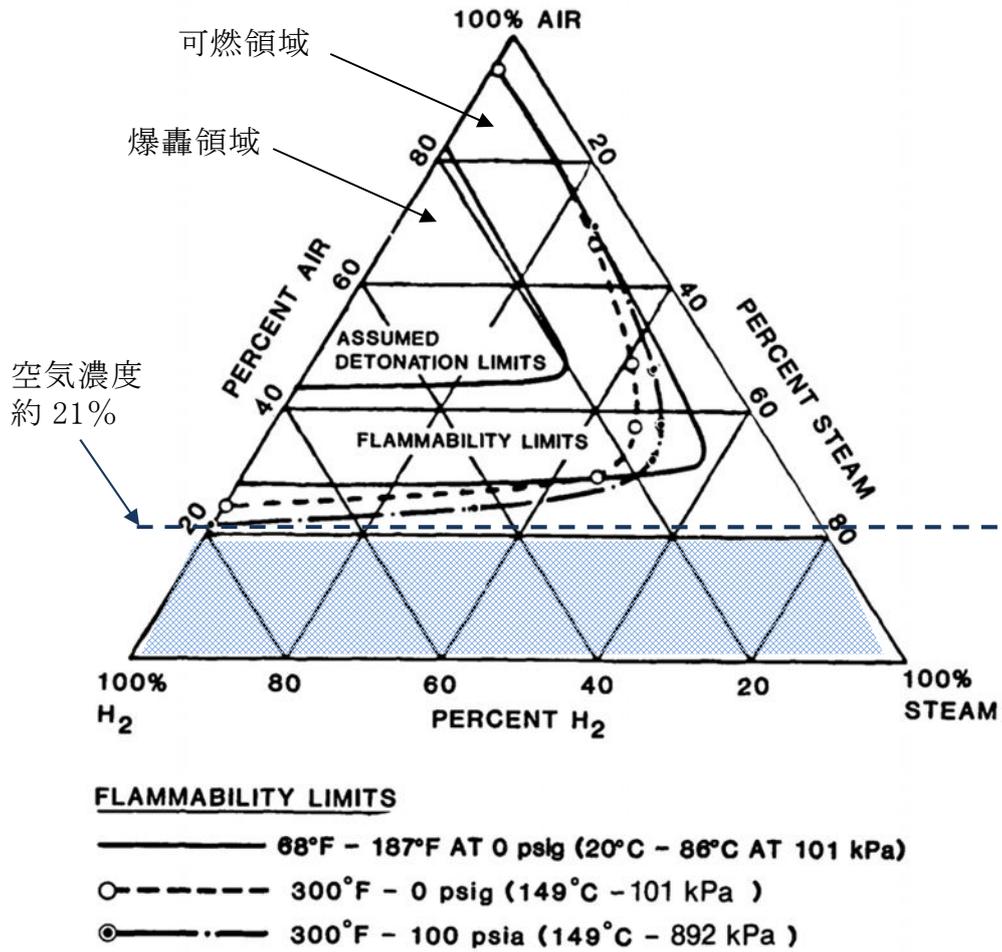


第2図 温度差によるミキシング効果（ガス濃度変化結果）

## 52. 水素の燃焼条件について

水素燃焼の発生条件として、第1図のような水素－空気－水蒸気の三元図を用いることが知られている<sup>[1]</sup>。本図は、水素燃焼が生じる可能性のある水素、空気、水蒸気それぞれの濃度比率を、可燃領域として逗子したものである。また、水素爆轟についても同様に爆轟領域として示されている。

格納容器破損モード「水素燃焼」における評価事故シーケンスでは、水素濃度は、ジルコニウム－水反応に伴う大量発生によって、13vol%を超えるものの、酸素濃度はウェット条件の最大値が約4.3%となる。一般に空気中の酸素の割合が約21%であることから、酸素濃度が約4.3%未満に対応する空気の濃度を考えると約21%未満となる。よって、図示された可燃領域または爆轟領域と重なることはない。



第1図 混合条件下における可燃限界と爆轟限界

[1]Camp, A.L et al., " Light Water Reactor Hydrogen Manual" ,  
 NUREG/CR-2726(1983)

### 53. 原子炉圧力容器高圧破損防止のための原子炉手動減圧について

原子炉圧力容器高圧破損防止のための原子炉手動減圧を実施する原子炉水位及び原子炉手動減圧に用いる弁数については、下記にまとめる減圧のタイミングに関する解析に基づいて決定している。

#### (1) 原子炉手動減圧のタイミングに関する解析

原子炉手動減圧のタイミングを検討するために、減圧のタイミングを変化させたM A A P解析を実施した。条件としては、原子炉水位異常低下（レベル1）（以下、「L 1」という）に達してから10分、20分、30分、40分後にADSによる減圧をした場合で解析した。この結果として、第1図及び第2図にADS7弁時の原子炉水位及び積算水素発生量、第3図及び第4図にSRV2弁時の原子炉水位及び積算水素発生量、第5図及び第6図にSRV1弁時の原子炉水位及び積算水素発生量を示す。また、主要なパラメータの変化を第1表に示す。これらの図表に示すように、水素の積算発生量では、40分後と50分後の間に水素の発生量に大きな差があることを考えると、原子炉水位L 1 + 40分後までに減圧する必要がある。

#### (2) 原子炉手動減圧を実施する原子炉水位

M A A P解析によるシュラウド水位、及び炉心水位に基づいて検討した。上述した解析結果より、L 1 + 40分到達時に炉心領域の水位はB A Fから燃料長の20%程度であり、これを原子炉手動減圧実施の水位とする。

#### (3) 原子炉手動減圧に用いる弁数

(1)及び(2)で示した原子炉手動減圧を実施する原子炉水位に到達するL 1 + 40分近辺の減圧タイミングに着目すると、水素発生量は逃し安全弁1

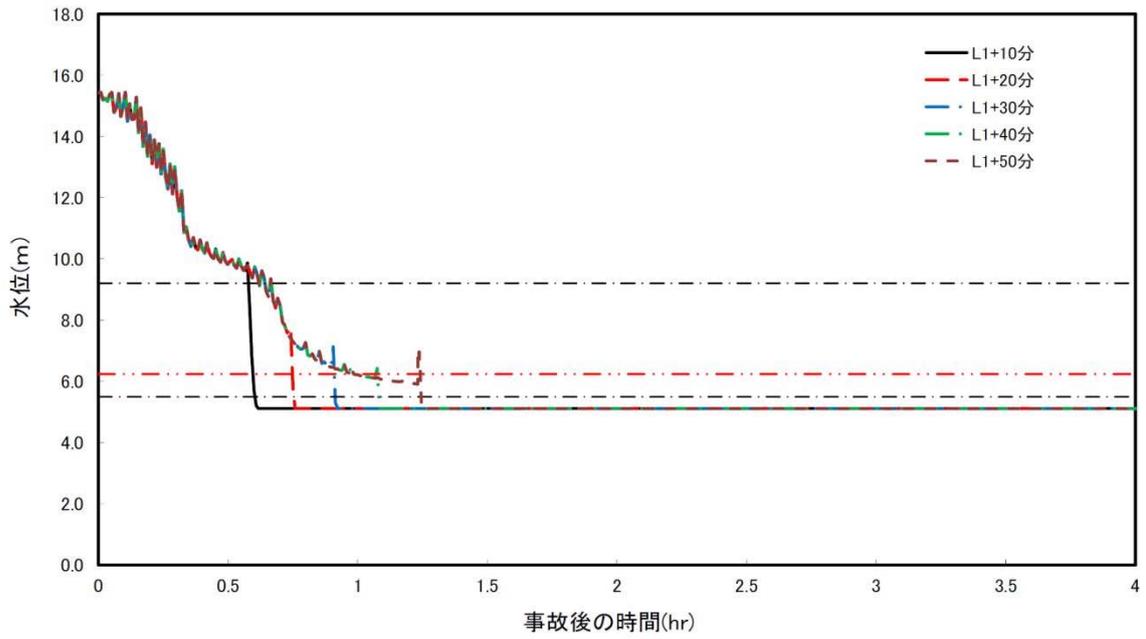
弁以外ではほぼ同様であるが、減圧時の炉内蒸気発生量の観点からは、A D Sによる減圧よりも逃し安全弁2弁による減圧の方が緩やかであり、被覆管に対する負荷は小さい。このことから、注水手段が無い場合の減圧弁数は逃し安全弁2弁とする。

第 1 表 原子炉手動減圧のタイミングに関する解析結果

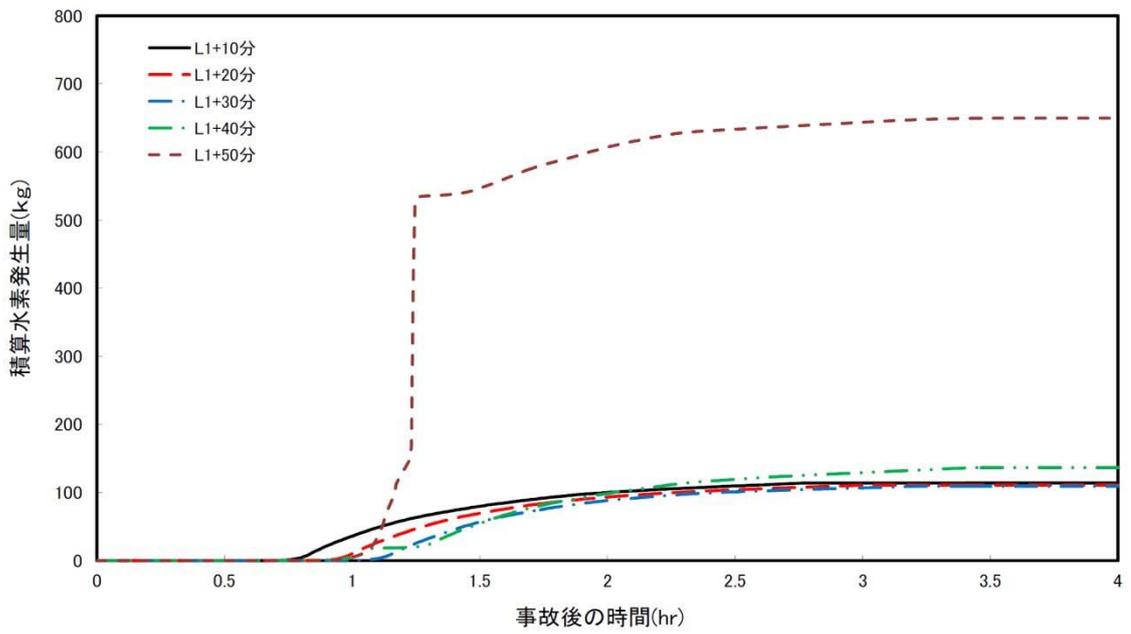
減圧弁数	L1 到達後の 時間遅れ[分]	水素発生量 [kg]	被覆管への 荷重*
ADS (7 弁)	10	114	87
	20	111	78
	30	109	163
	40	137	119
	50	650	68
SRV2 弁	10	272	40
	20	253	106
	30	295	92
	35	295	51
	40	578	98
SRV1 弁	10	403	80
	20	405	83
	30	469	63
	40	599	103

\*減圧時の最大炉内蒸気流量[kg/s]

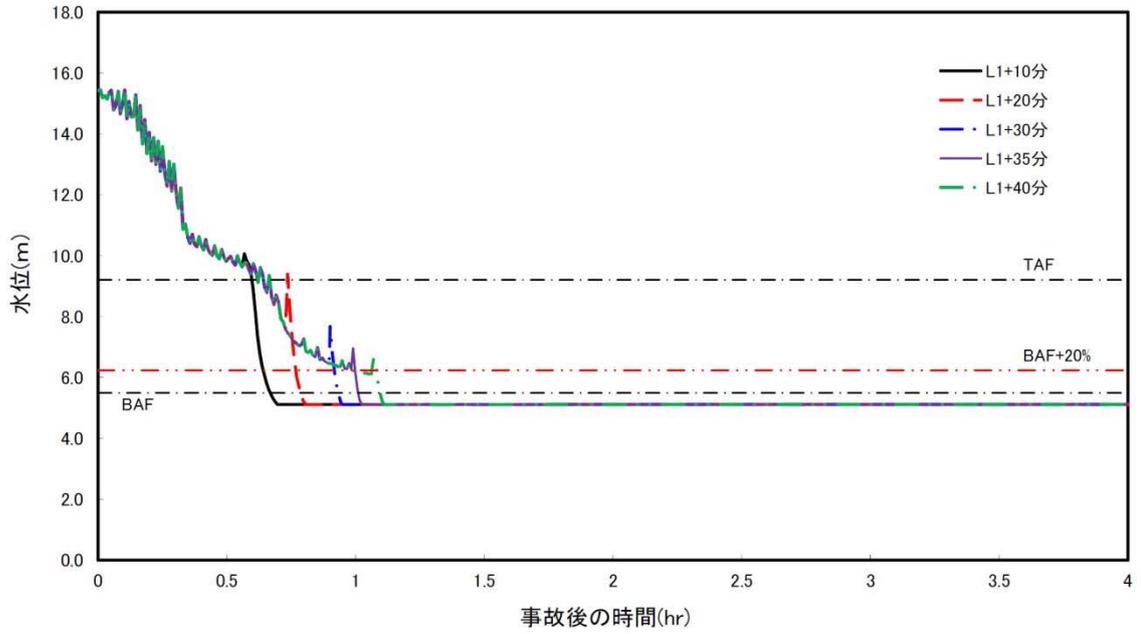
(減圧時に燃料被覆管が受ける荷重としては、燃料被覆管内外の圧力差による応力等が考えられ、蒸気流量の増加とともに大きくなると考えられることから、加わる荷重の指標として蒸気流量を参考としている)



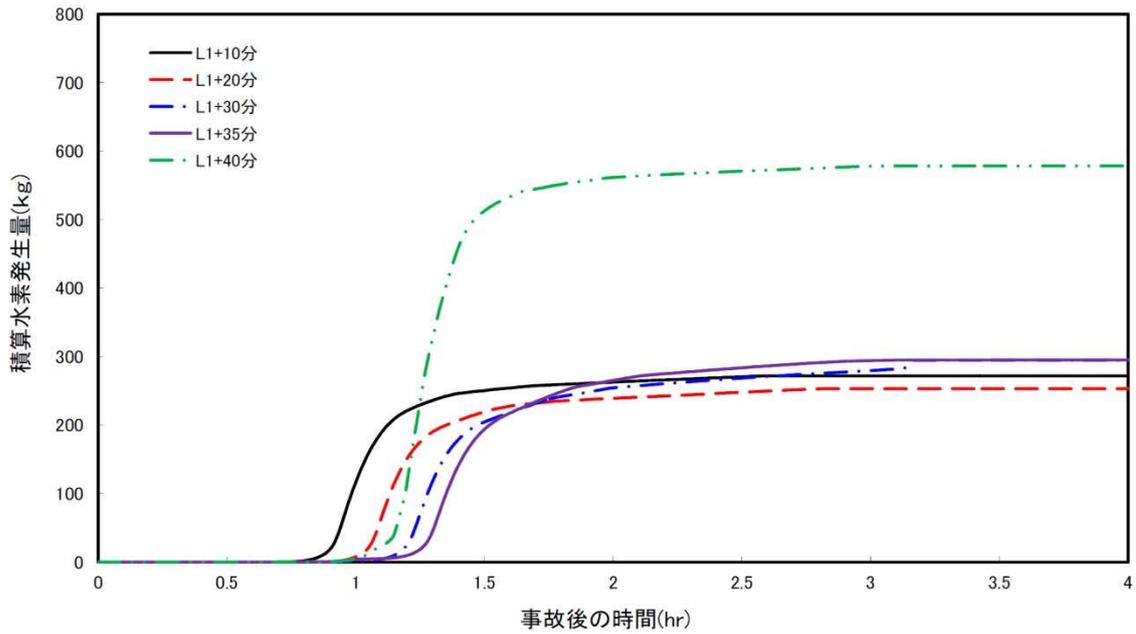
第 1 図 原子炉水位の時間変化 (A D S 7 弁)



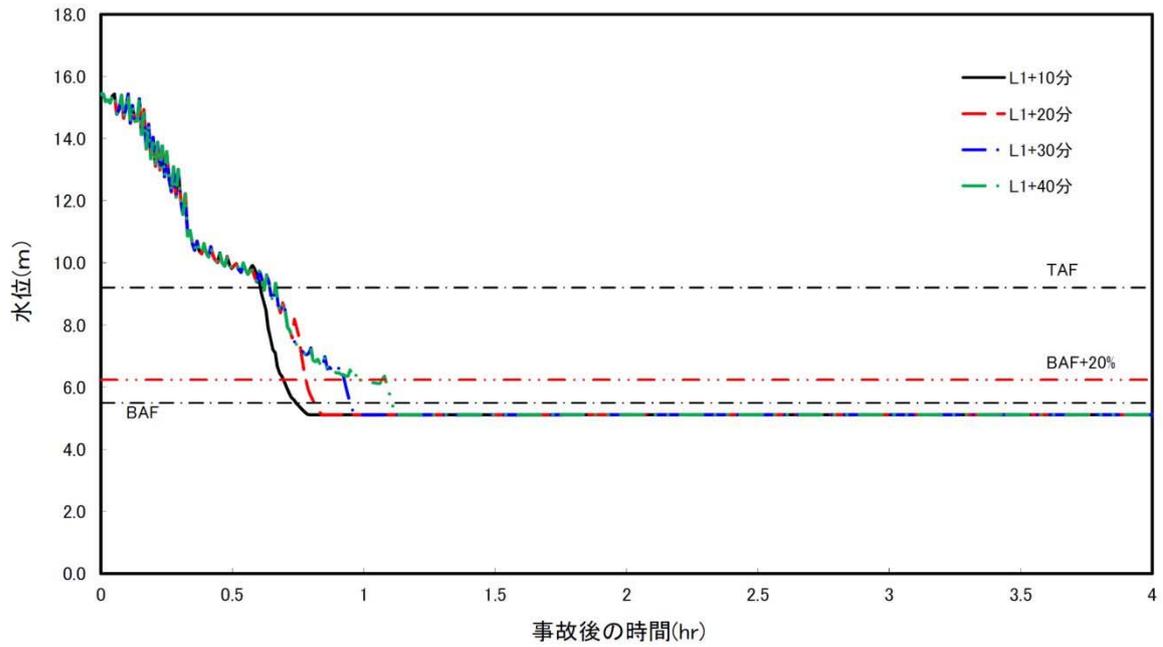
第 2 図 水素発生量 (A D S 7 弁)



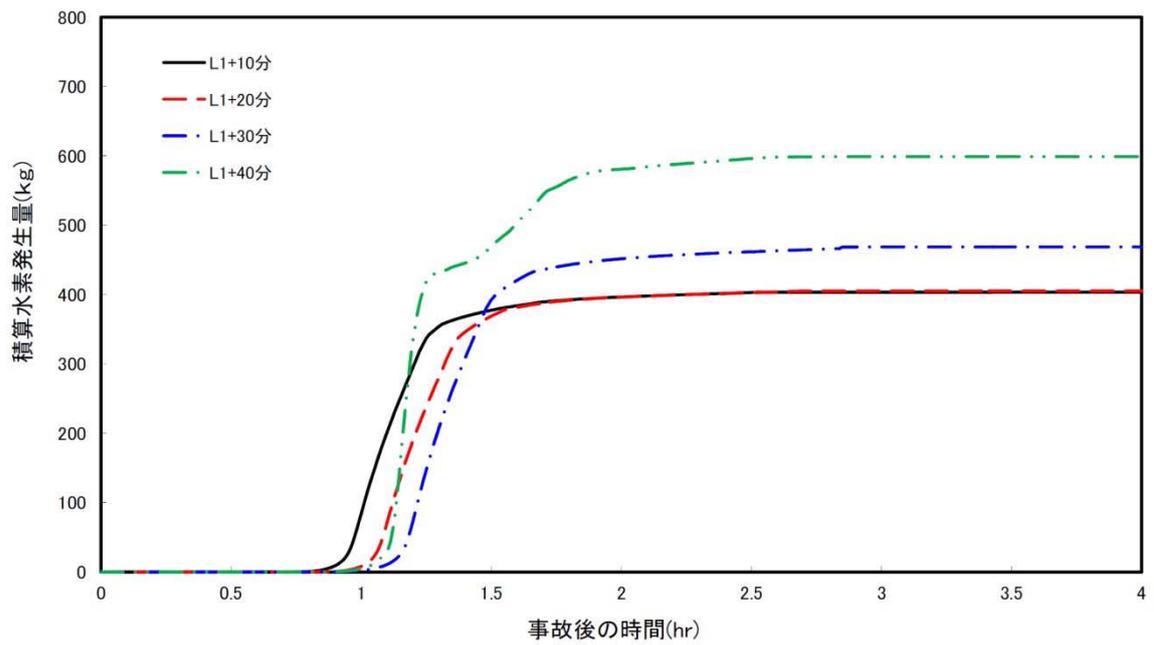
第 3 図 原子炉水位の時間変化 (SRV2 弁)



第 4 図 水素発生量 (SRV2 弁)



第 5 図 原子炉水位の時間変化 (SRV1 弁)



第 6 図 水素発生量 (SRV1 弁)

## 54. ペDESTAL (ドライウエル部) 注水手順及び注水確認手段について

### 1. ペDESTAL (ドライウエル部) 注水手順

ペDESTAL (ドライウエル部) 注水は、炉心損傷後に溶融炉心が原子炉圧力容器下部プレナムに落下し、原子炉圧力容器が破損に至る可能性がある場合に、あらかじめペDESTAL (ドライウエル部) に注水することで、原子炉圧力容器破損後の溶融炉心の冷却を向上させ、溶融炉心・コンクリート相互作用の緩和を図ることを目的としている。

さらに、ペDESTAL (ドライウエル部) に落下した溶融炉心への注水を継続し、溶融炉心を冠水冷却する。

ペDESTAL (ドライウエル部) 注水の系統概要図を第1図に示す。なお、操作に必要となる電動弁は常設代替交流電源により操作可能となる。

#### (1) ペDESTAL (ドライウエル部) 注水の実施条件

炉心損傷後、可能な限り早く初期水張りを実施する観点から、常設低圧代替注水ポンプの注水能力に余裕ができた時点で、ペDESTAL (ドライウエル部) 水位 2.2m まで水張り (初期水張り) を開始する。具体的には、「炉心損傷が確認され原子炉冷却維持が可能になった場合」又は「炉心損傷が確認され原子炉への注水ができない場合」において、ペDESTAL (ドライウエル部) への水張りを開始する。

例えば、雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) シーケンスでは、事象発生後 25 分後に常設代替交流電源による緊急母線への受電後、常設低圧代替注水ポンプにて原子炉注水を実施する。その後、原子炉水位 L0 以上維持により損傷炉心の冷却成功を確認後、原子炉注水流量を崩壊熱相当に変更する。崩壊熱相当の注水に変更したことで常設低

圧代替注水ポンプの注水能力に余裕ができるため、ペDESTAL（ドライウエル部）への初期水張りを開始する。

初期水張り実施後、原子炉圧力容器破損を確認した場合は、溶融炉心を継続的に冷却するため注水を実施する。原子炉圧力容器破損を確認した直後は、溶融炉心とペDESTAL（ドライウエル部）の初期水張り水の接触による急激な蒸気発生の影響でペDESTAL水が枯渇することを防止する観点から、崩壊熱相当以上の注水量（80m<sup>3</sup>/h）で注水する。その後、格納容器圧力の降下により溶融炉心のクエンチを確認した後は、崩壊熱相当の注水量とする。

なお、原子炉圧力容器破損は、原子炉圧力、ドライウエル圧力、ペDESTAL雰囲気温度等のパラメータが同時に顕著な変動を示したことで判断する。

(2) ペDESTAL（ドライウエル部）注水の手順（常設低圧代替注水ポンプ起動操作を含む操作手順）

- a. 常設低圧代替注水タンクの水を使用するため、常設低圧代替注水タンク出口弁を「全開」にする。
- b. 常設低圧代替注水ポンプを起動後、ペDESTAL注入ライン隔離弁を「全開」にする。
- c. ペDESTAL注入ライン流量調整弁を「開」とし、ペDESTAL（ドライウエル部）への注水を開始する。必要な流量が確保できるよう、当該弁の開度を調整する。
- d. ペDESTAL水位計及びペDESTAL注入流量計を監視し、ペDESTAL（ドライウエル部）水位 2.2m の到達により注水を停止する。
- e. 原子炉圧力容器破損直後は、崩壊熱相当以上の注水量（80m<sup>3</sup>/h）で注水する。その後、溶融炉心のクエンチを確認した後は第 1 表の崩壊熱相

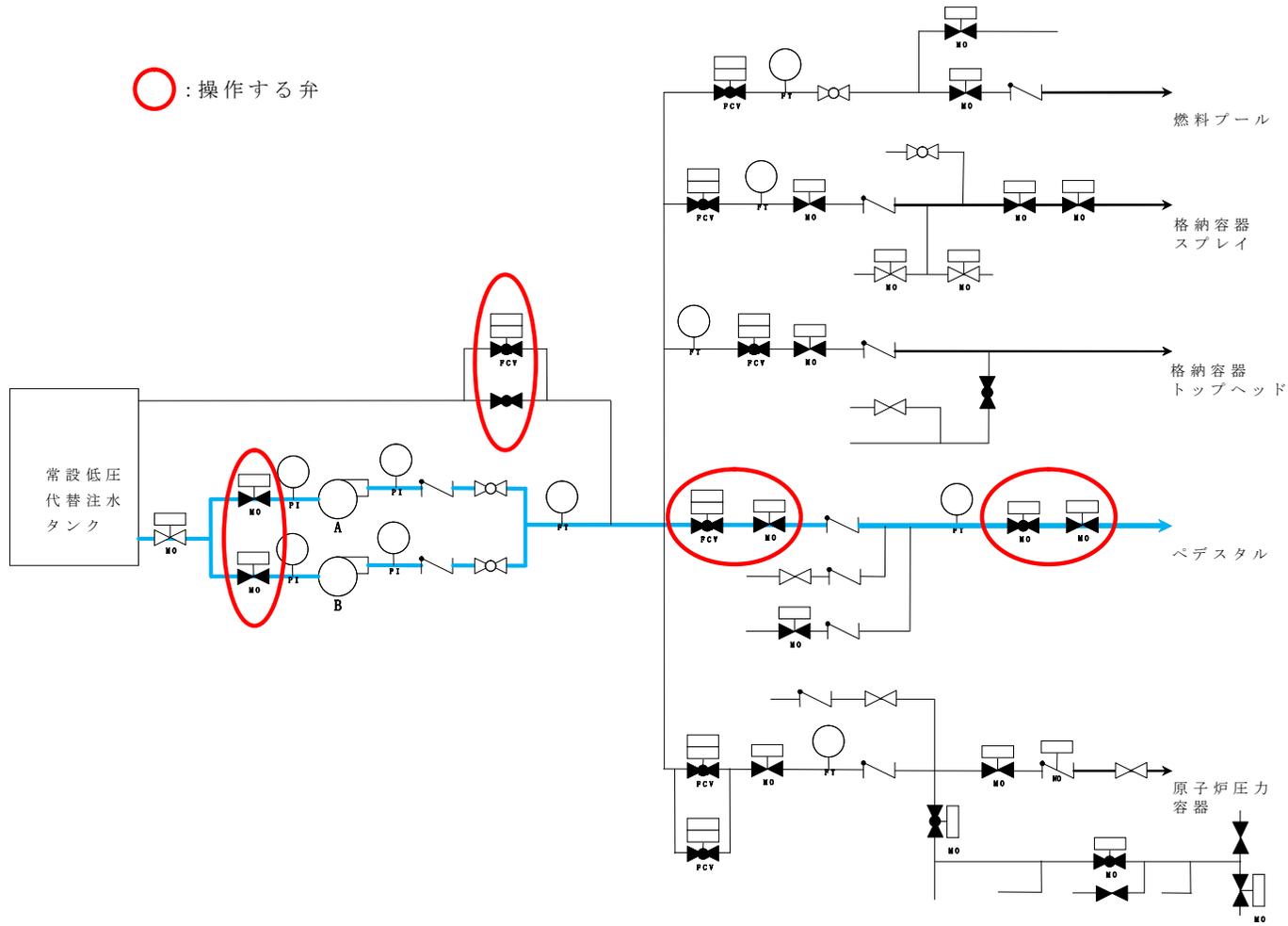
当量の注水を実施する。注水流量は低圧代替注水系格納容器下部注水流量計にて確認する。

第1表 ペDESTAL（ドライウエル部）注水の必要注水量

原子炉スクラム後の経過時間(h)	注水流量(m <sup>3</sup> /h)
1～6	50
6～12	37
12～24	32
24～36	24
36～48	23
48～60	21
60～72	20
72～84	19
84～96	18
96～120	17
120～132	16
132～144	15
144～168	14

## 2. 注水確認手段

上記の通り、ペDESTAL（ドライウエル部）注水の確認は、ペDESTAL水位計及び低圧代替注水系格納容器下部注水流量計によって行う。



第 1 図 格納容器下部注水系（常設）系統概要図

55. 格納容器頂部注水について

(1) 格納容器頂部注水の位置づけ

これまでの福島第一原子力発電所の事故（以下「1 F 事故」という。）の分析では、格納容器トップヘッドのフランジ部がシール機能を喪失したために、放射性物質の放出につながった可能性が高いと評価している<sup>[1]</sup>。

1 F 事故では、シール材が高温高圧条件の蒸気環境下に長時間さらされることによって劣化し、格納容器の閉じ込め機能を喪失したものと考えられるが、こうした状況は、損傷炉心に対する注水や格納容器スプレーによる除熱が十分に機能しなかったことから、結果として格納容器内は高温環境となり、シリコン製シール材の劣化が時間経過と共に進行したと考えられる。

このことから、速やかに炉心への注水及び格納容器スプレーができるよう安全対策を講じることにより、局所的な影響を含めた格納容器の過温破損を防止できると考える。

常設低圧代替注水ポンプによる格納容器頂部への注水は、有効性評価では、直接の漏えい防止としての機能には期待していない設備であり、格納容器のトップヘッドフランジ部からの漏えい防止を更に確実にすることを目的として整備しているものであるため、自主対策設備と位置づけている。

(2) 格納容器頂部注水の運用について

格納容器頂部注水の運用の手段として、プラント運転中より事前に水張りしておく手段も考えられる。しかし、格納容器頂部の事前水張り運用については、格納容器ヘッドの腐食影響等による悪影響の懸念がある。

よって、格納容器内温度・圧力を適切に制御することを前提に、炉心損

傷を確認した以降の手段として実施できる運用としている。

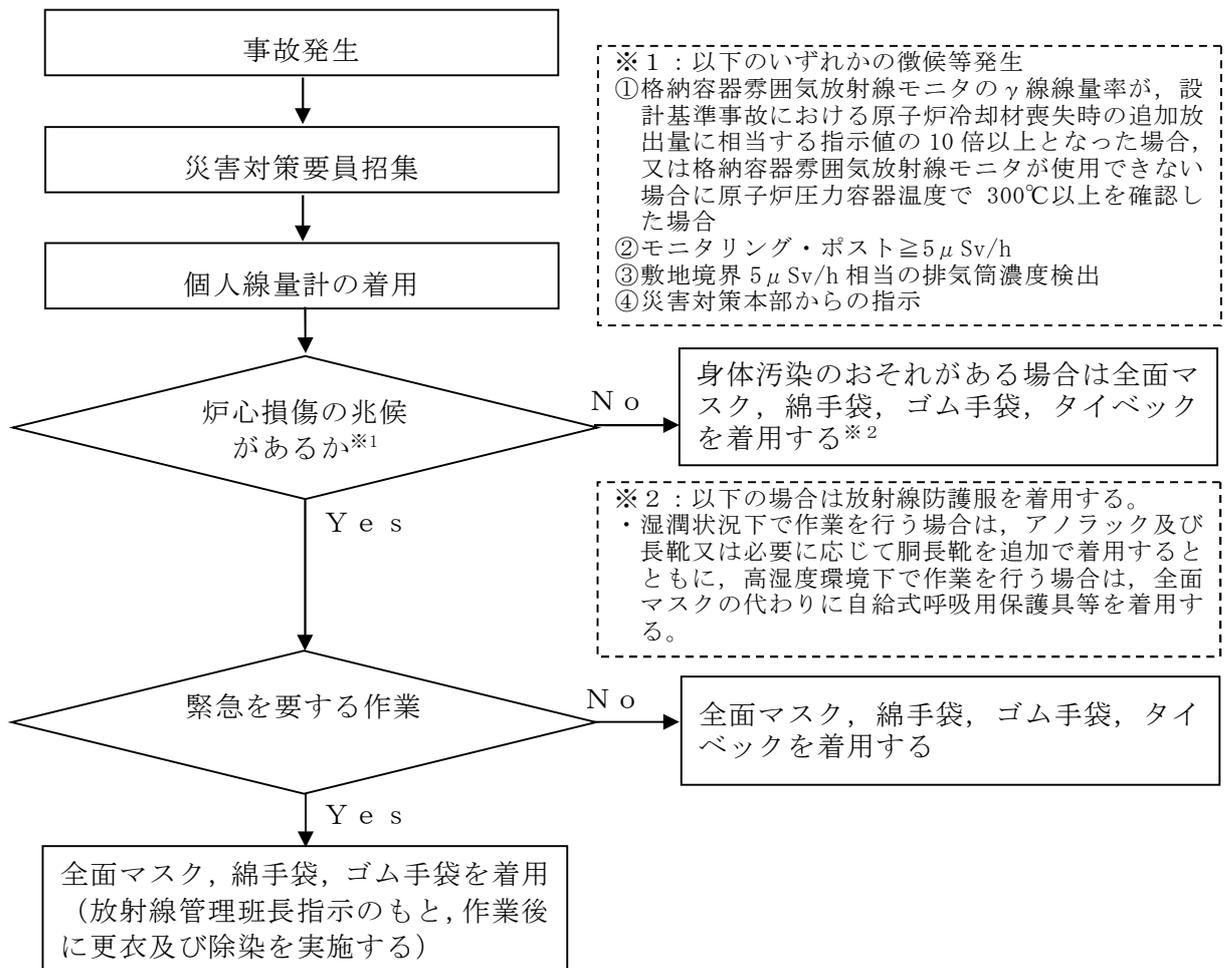
[1]福島第一原子力発電所1～3号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明  
問題に関する検討第2回進捗報告(平成26年8月6日東京電力株式会社)

56. 放射線防護具類着用の判断について

初動対応時における災害対策要員の現場作業における放射線防護具類については、以下のとおり整備する。また、初動対応時における適切な放射線防護具類の選定については、発電長又は放射線管理班長が判断し、着用を指示する。

1. 初動対応時における放射線防護具類の選定

重大事故等発生時は事故対応に緊急性を要すること、通常運転時とは異なる区域の汚染が懸念されることから、通常の防護具類の着用基準ではなく、以下のフローのように作業環境、緊急性等に応じて合理的かつ効果的な放射線防護具類を使用することで、災害対策要員の被ばく線量を低減する。(第1図参照)



第1図 放射線防護具の選定方法

## 2. 初動対応時における装備

- ・ 発電長又は放射線管理班長が着用について判断した場合に必要な放射線防護具を速やかに着用できるように、常時、中央制御室、緊急時対策所に必要数を保管する。
- ・ 災害対策要員のうち、現場作業を行う要員については、初動対応時から個人線量計を着用することにより、要員の外部被ばく線量を適切に管理することが可能である。なお、作業現場に向かう際には、放射線防護具類を携行する。
- ・ 炉心損傷の徴候がある場合には、放射性物質の放出が予測されることから、発電長又は放射線管理班長が適切な放射線防護具類を判断し、要員に着用を指示する。指示を受けた要員は指示された放射線防護具類を着用する。
- ・ 炉心損傷の徴候がある場合、かつ、汚染防護服を着用する時間もない緊急を要する作業を実施する場合には、発電長又は放射線管理班長の指示のもと、全面マスクと綿手袋及びゴム手袋を着用して作業を実施する。なお、身体汚染が発生した場合には、作業後に更衣及び除染を実施する。
- ・ 遮蔽ベストは、移動を伴う作業においては作業時間が増加し被ばく線量が増加する可能性があるため原則着用せず、移動を伴わない高線量作業時に着用する。
- ・ 湿潤状況下（管理区域内で内部溢水が起こっている場所や雨天時等）で作業を行う場合には、アノラック及び長靴又は必要に応じて胴長靴を追加で着用するとともに、全面マスクに装着するチャコールフィルターの劣化が早くなる恐れがある場合には自給式呼吸用保護具を着用する。

(第1表, 第2図参照)

第1表 災害対策要員の初動対応時における装備

名 称	着用基準	
	炉心損傷の徴候有り	炉心損傷の徴候無し
個人線量計	必ず着用	同左
綿手袋・ゴム手袋	必ず着用	身体汚染の恐れがある場合に着用
タイベック	緊急を要する作業を除き着用	身体汚染の恐れがある場合に着用
アノラック	湿潤状況下で作業を行う場合に着用	身体汚染の恐れがある湿潤作業を行う場合に着用
長靴・洞長靴	湿潤状況下で作業を行う場合に着用	身体汚染の恐れがある湿潤作業を行う場合に着用
遮蔽ベスト	移動を伴わない高線量作業時に着用	同左
全面マスク	原則着用（自給式呼吸用保護具等を着用する場合を除く）	身体汚染の恐れがある場合に着用
自給式呼吸用保護具	湿潤状況下で作業を行う場合に着用	同左



個人線量計



タイベック



アノラック



長靴



胴長靴



遮蔽ベスト



全面マスク



自給式呼吸用保護具

第2図 放射線防護具類

## 57. 放射線環境下における作業の成立性

格納容器過圧・過温破損の重要事故シーケンスにおける作業の成立性を確認するため、被ばく量の評価を行った。

### 1. 想定する作業と作業時間帯，作業エリア

成立性を確認する上で対象とする作業は、「添付資料 1.3.1 重大事故等対策の有効性評価における作業毎の成立性確認結果について」に示す作業とする。各作業の作業エリア（原子炉建屋内，原子炉建屋外），作業時間帯（格納容器ベント実施前，格納容器ベント実施後）を第 1 表に示す。

### 2. 想定シナリオ

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」で想定される事故シーケンスに対して，代替循環冷却系を使用しない場合を想定した事故シナリオを選定する。

### 3. 被ばく経路

各作業で評価対象とする被ばく経路を第 1 表に示す。また，被ばく経路の概念図を第 1 図及び第 2 図に示す。

第1表 想定する作業及び被ばく経路

評価経路	評価内容	格納容器ベント実施前の作業		格納容器ベント実施後の作業	
		非常用母線の受電操作	格納容器ベント準備操作 (現場移動(第二弁))	可搬型代替注水 大型ポンプ等による 水源補給準備・操作	燃料補給準備・操作
		屋内	屋内	屋外	屋外
格納容器から原子炉建屋に漏えいする放射性物質	原子炉建屋内の放射性物質からのγ線による被ばく(直接ガンマ線及びスカイシャインガンマ線による外部被ばく)	○	○	○	○
大気中へ放出される放射性物質	大気中へ放出された放射性物質からのγ線による被ばく(クラウドシャインによる外部被ばく)	—	—	○	○
	大気中へ放出された放射性物質の吸入摂取による内部被ばく	—	—	○	○
	地表に沈着した放射性物質からの放射性物質からのγ線による被ばく(グラウンドシャインによる外部被ばく)	○	○	○	○
作業場所(室内)に取り込まれた放射性物質	作業場所(室内)に取り込まれた放射性物質からのγ線による外部被ばく	○	○	—	—
	作業場所(室内)に取り込まれた放射性物質の吸入摂取による内部被ばく	○	○	—	—
フィルタ及び配管内の放射性物質	格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置及び配管内の放射性物質からのガンマ線による外部被ばく(直接ガンマ線による外部被ばく)	—※1	○	○	○
事象開始後		16分後	20時間12分後	48時間後※2	48時間後
作業時間(移動時間含む)		70分	45分(移動時間) 180分(弁開放作業)※3	150分(準備作業) 300分(補給作業)※4	110分(準備作業) 30分/回(補給作業)※5

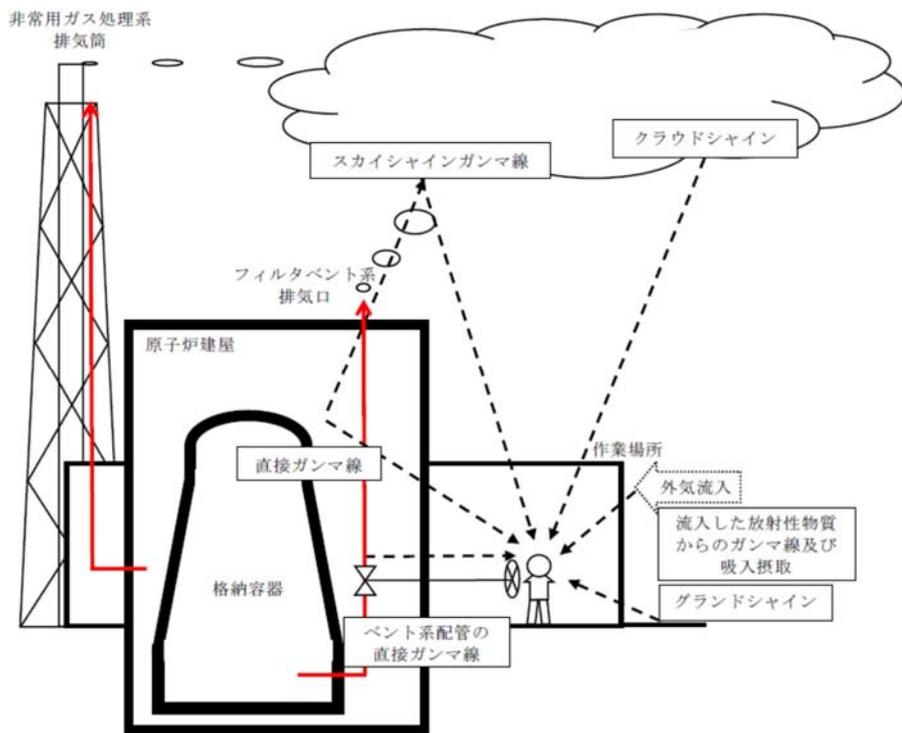
※1 作業場所はフィルタ装置及びフィルタベント配管から十分な隔離距離があるため、対象外

※2 準備作業については格納容器ベント実施前にも実施することもあるが、被ばく評価上、保守的に格納容器ベント実施後に行うことを想定

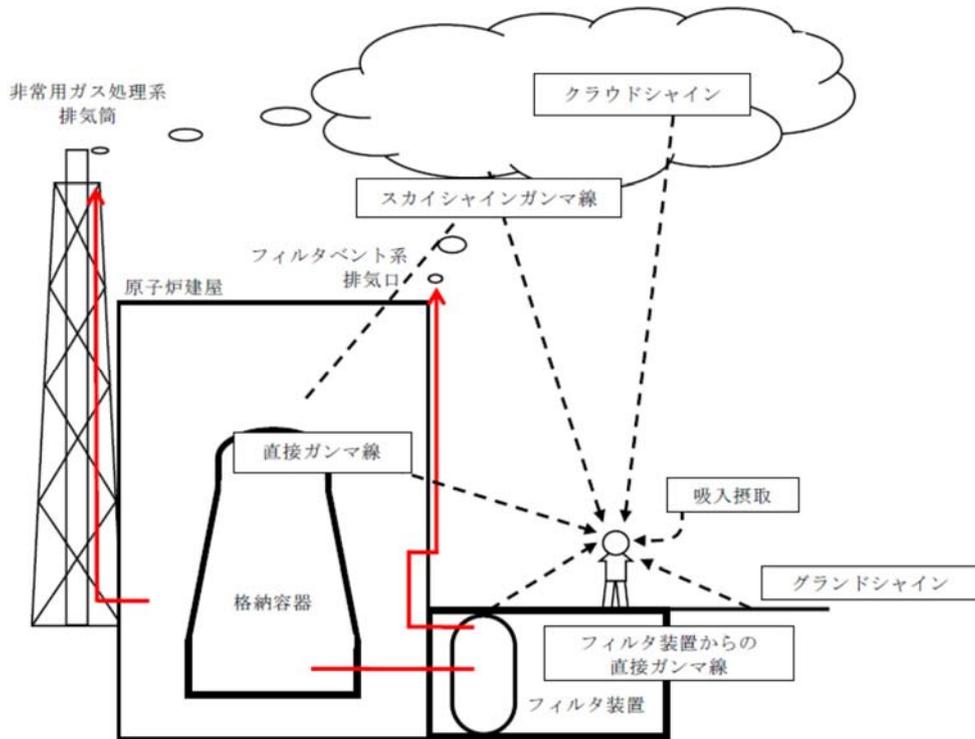
※3 作業区画での待機時間を含む。

※4 淡水貯水池から代替淡水貯槽への補給時間

※5 1回当たりの燃料補給時間、給油作業は3.5時間毎に行う。



第1図 被ばく経路概念図（屋内作業）



第2図 被ばく経路概念図（屋外作業）

#### 4. 評価方法

##### (1) 格納容器から原子炉建屋内に漏えいする放射性物質

原子炉建屋外の作業エリアにおいては、原子炉建屋内の放射性物質からの直接ガンマ線及びスカイシャインガンマ線による実効線量を、作業エリアの位置、建屋の配置、形状等から評価する。直接ガンマ線については、QAD-CGGP2Rコードを用い、スカイシャインガンマ線については、ANISNコード及びG33-GP2Rコードを用いて評価する。

原子炉建屋内の作業エリアにおいては、原子炉建屋内の放射性物質からのガンマ線による実効線量を、QAD-CGGP2Rコードを用いて評価する。

##### (2) 大気中へ放出される放射性物質

大気中へ放出された放射性物質による作業エリアでの被ばくは、事故期間中の大気中への放射性物質の放出量を基に、大気拡散効果及び作業エリアを囲む壁等によるガンマ線の遮へい効果を考慮して作業員の実効線量を評価する。

##### (3) 外気から屋内に取り込まれた放射性物質

外気から屋内に取り込まれた放射性物質による作業エリアでの被ばくは、事故期間中の大気中への放射性物質量を基に大気拡散効果を考慮し、屋内に取り込まれる放射性物質の濃度を屋外濃度と同等と仮定して作業員の実効線量を評価する。

##### (4) フィルタ装置内及び配管内の放射性物質

フィルタ装置及び配管内に取り込まれた放射性物質による作業エリアでの被ばくは、フィルタ装置及び配管内に取り込まれた放射性物質からの直接ガンマ線による実効線量を、作業エリアの位置、フィルタ装置及び配管の位置、形状等から評価する。評価に当たっては、QAD-CGGP2Rコードを用いる。

## 5. 評価対象作業

第1表に示す作業のうち、格納容器ベント実施後に比較的早い段階で作業を行う、「水源補給準備・操作」及び「燃料補給準備・操作」に伴う被ばく量が特に大きくなる。これら2つの作業を評価対象とし、評価条件を第2-1表～第2-6表に示す。また、線量率の評価結果を第3表に示す。

## 6. 評価結果

評価に使用する作業時間は第1表に示す作業時間とする。「水源補給準備・操作」に伴う被ばく量は約40mSv(=約5.4mSv/h×約7.5h)、「燃料補給に係る作業」に伴う被ばく量は約13mSv(=約5.4mSv/h×約2.3h)となり、何れも作業可能である。

第 2-1 表 大気中への放出放射能量評価条件 (1/3)

項 目	評価条件	選定理由
炉心熱出力	3293MWt	定格熱出力
運転時間	1 サイクル : 10,000h (416 日) 2 サイクル : 20,000h 3 サイクル : 30,000h 4 サイクル : 40,000h 5 サイクル : 50,000h	1 サイクル 13 ヶ月 (395 日) を考慮して、燃料の最高取出燃焼度に余裕を持たせ長めに設定
取替炉心の燃料装荷割合	1 サイクル : 0.229 (200 体) 2 サイクル : 0.229 (200 体) 3 サイクル : 0.229 (200 体) 4 サイクル : 0.229 (200 体) 5 サイクル : 0.084 (72 体)	取替炉心の燃料装荷割合に基づき設定

第 2-1 表 大気中への放出放射能量評価条件 (2/3)

項目	評価条件	選定理由
放出開始時刻	格納容器漏えい：事象発生直後 格納容器ベント：約23.6時間	MAAP解析に基づき設定
格納容器内pH制御の効果	未考慮	格納容器内 pH 制御設備は、重大事故等対処設備と位置付けていないため考慮しない
原子炉压力容器から格納容器に放出されるよう素の形態	粒子状よう素：5% 無機よう素：91% 有機よう素：4%	R. G. 1. 195 に基づき設定
格納容器から原子炉建屋への漏えい率	希ガス及び粒子状よう素 1Pd以下：0.9Pdで0.5%/d 1Pd超過：2.0Pdで1.3%/d に相当する開口面積の設定 無機よう素及び有機よう素 1h後～24h後：1.3%/d その他の期間：0.5%/d	格納容器の設計漏えい率及びAECの式に基づき設定
原子炉建屋から大気中へ放出される放射性物質の放出割合	希ガス類：約 $6.1 \times 10^{-3}$ CsI類：約 $1.1 \times 10^{-4}$ CsOH類：約 $3.2 \times 10^{-5}$ Sb類：約 $7.6 \times 10^{-6}$ TeO <sub>2</sub> 類：約 $7.6 \times 10^{-6}$ SrO類：約 $3.0 \times 10^{-6}$ BaO類：約 $3.0 \times 10^{-6}$ MoO <sub>2</sub> 類：約 $3.8 \times 10^{-7}$ CeO <sub>2</sub> 類：約 $7.6 \times 10^{-8}$ La <sub>2</sub> O <sub>3</sub> 類：約 $3.0 \times 10^{-8}$	MAAP解析結果に基づき設定
ベントラインから大気への放出割合	希ガス類：約 $9.4 \times 10^{-1}$ CsI類：約 $6.9 \times 10^{-7}$ CsOH類：約 $6.7 \times 10^{-7}$ Sb類：約 $1.3 \times 10^{-7}$ TeO <sub>2</sub> 類：約 $1.3 \times 10^{-7}$ SrO類：約 $5.4 \times 10^{-8}$ BaO類：約 $5.4 \times 10^{-8}$ MoO <sub>2</sub> 類：約 $6.7 \times 10^{-9}$ CeO <sub>2</sub> 類：約 $1.3 \times 10^{-9}$ La <sub>2</sub> O <sub>3</sub> 類：約 $5.4 \times 10^{-10}$	MAAP解析結果に基づき設定

第 2-1 表 大気中への放出放射エネルギー評価条件 (3/3)

項目	評価条件	選定理由
格納容器内でのエアロゾルの除去効果	M A A P 解析に基づく	M A A P 解析で評価
格納容器内での有機よう素の除去係数	未考慮	保守的に考慮しないものとした。
格納容器等への無機よう素の沈着率	$9.0 \times 10^{-4}$ (1/s) (カットオフDF200後は自然沈着無し)	C S E 実験に基づき無機よう素の自然沈着率を設定
サプレッション・プールでのスクラビングによる無機よう素の除去係数	有機よう素 : 1 無機よう素 : 10	Standard Review Plan 6.5.5 に基づき設定
非常用ガス処理系のフィルタ除去効率	よう素フィルタ : 97% 微粒子フィルタ : 99%	設計値に基づき設定
非常用ガス再循環系のフィルタ除去効率	よう素フィルタ : 90%	設計値に基づき設定
格納容器圧力逃がし装置の除去係数	希ガス : 1 有機よう素 : 50 無機よう素 : 100 粒子状放射性物質 : 1000	設計値に基づき設定

第 2-2 表 放射性物質の大気中への放出量 (7 日間積算値)

核種グループ	停止時炉内内臓量 (Bq) (gross 値)	放出放射エネルギー (Bq) (gross 値)
		格納容器圧力逃がし装置及び よう素フィルタを経由した放出
希ガス類	約 $2.2 \times 10^{19}$	約 $8.3 \times 10^{18}$
よう素類	約 $2.8 \times 10^{19}$	約 $6.3 \times 10^{15}$
CsOH 類	約 $1.1 \times 10^{18}$	約 $6.4 \times 10^{11}$
Sb 類	約 $1.3 \times 10^{19}$	約 $2.2 \times 10^{10}$
TeO <sub>2</sub> 類	約 $6.7 \times 10^{18}$	約 $3.3 \times 10^{11}$
SrO 類	約 $1.2 \times 10^{19}$	約 $1.4 \times 10^{11}$
BaO 類	約 $1.2 \times 10^{19}$	約 $1.8 \times 10^{11}$
MoO <sub>2</sub> 類	約 $2.4 \times 10^{19}$	約 $6.7 \times 10^{10}$
CeO <sub>2</sub> 類	約 $7.4 \times 10^{19}$	約 $4.1 \times 10^{10}$
La <sub>2</sub> O <sub>3</sub> 類	約 $5.5 \times 10^{19}$	約 $1.0 \times 10^{10}$

第 2-3 表 放射性物質の大気拡散評価条件

項目	評価条件	選定理由
大気拡散評価モデル	ガウスプルームモデル	審査ガイドを参照
気象データ	東海第二発電所における 1 年間の気象資料 (2005 年 4 月～2006 年 3 月) 地上風 : 地上高 10m 排気筒風 : 地上高 140m	フィルタベント系排気口からの放出は保守的に建屋放出として地上風 (地上高 10m) の気象データ 非常用ガス処理系排気筒からの放出は排気筒放出として排気筒風 (地上高 140m) の気象データ
実効放出継続時間	1 時間	保守的に 1 時間と設定
放出源及び放出源高さ	原子炉建屋漏えい 地上0m フィルタベント系 排気口 : 55m 非常用ガス処理系 排気筒 : 95m	フィルタベント系排気口からの放出は建屋影響を考慮し建屋屋上からの放出と想定し設定 非常用ガス処理系排気筒からの放出は方位ごとの風洞実験結果のうち保守的に最低の方位の有効高さを設定
累積出現頻度	小さい方から累積して 97%	審査ガイドを参照
建屋巻き込み	考慮する	建屋放出及びフィルタベント系排気口放出は、放出源から近距離の建屋 (原子炉建屋) の影響を受けるため、建屋による巻き込み現象を考慮
巻き込みを生じる代表建屋	原子炉建屋	放出源であり、巻き込みの影響が最も大きい建屋として設定
評価点	作業エリアで最大となる地点	作業場所及びアクセスルートを考慮し、保守的に設定

第 2-4 表 相対濃度 ( $\chi/Q$ ) 及び相対線量 ( $D/Q$ )

放出源	評価点	相対濃度 ( $\chi/Q$ ) ( $s/m^3$ )	相対線量 ( $D/Q$ ) ( $Gy/Bq$ )
原子炉建屋漏えい	作業エリアで最大となる地点	約 $8.0 \times 10^{-4}$	—
フィルタベント系排気口	作業エリアで最大となる地点	約 $4.0 \times 10^{-4}$	約 $8.7 \times 10^{-19}$
非常用ガス処理系排気口	作業エリアで最大となる地点	約 $3.0 \times 10^{-6}$	約 $1.2 \times 10^{-19}$

第2-5表 線量換算係数及び地表面への沈着速度

項目	評価条件	選定理由
線量換算係数	成人実効線量換算係数使用 (主な核種を以下に示す) I-131 : $2.0 \times 10^{-8}$ Sv/Bq I-132 : $3.1 \times 10^{-10}$ Sv/Bq I-133 : $4.0 \times 10^{-9}$ Sv/Bq I-134 : $1.5 \times 10^{-10}$ Sv/Bq I-135 : $9.2 \times 10^{-10}$ Sv/Bq Cs-134 : $2.0 \times 10^{-8}$ Sv/Bq Cs-136 : $2.8 \times 10^{-9}$ Sv/Bq Cs-137 : $3.9 \times 10^{-8}$ Sv/Bq 上述の核種以外の核種は ICRP Pub. 71 等に基づく	ICRP Publication71 等に基づく
呼吸率	1.2m <sup>3</sup> /h	「発電用軽水型原子炉の安全評価に関する審査指針」(平成2年8月30日 原子力安全委員会決定 一部改訂 平成13年3月29日 原子力安全委員会)の第2表の成人活動時の呼吸率を設定
地表への沈着速度	エアロゾル : 1.2cm/s 無機よう素 : 1.2cm/s 有機よう素 : 沈着無し 希ガス : 沈着無し	線量目標値評価指針(降水時における沈着率の2~3倍大きい)を参考に、湿性沈着を考慮して乾性沈着速度(0.3cm/s)の4倍を設定。乾性沈着速度は NUREG/CR-4551 Vol.2 <sup>*1</sup> より設定

※1 : NUREG/CR-4551 Vol.2” Evaluation of Severe Accident Risks: Quantification Major Input Parameters”

第 2-6 表 防護措置

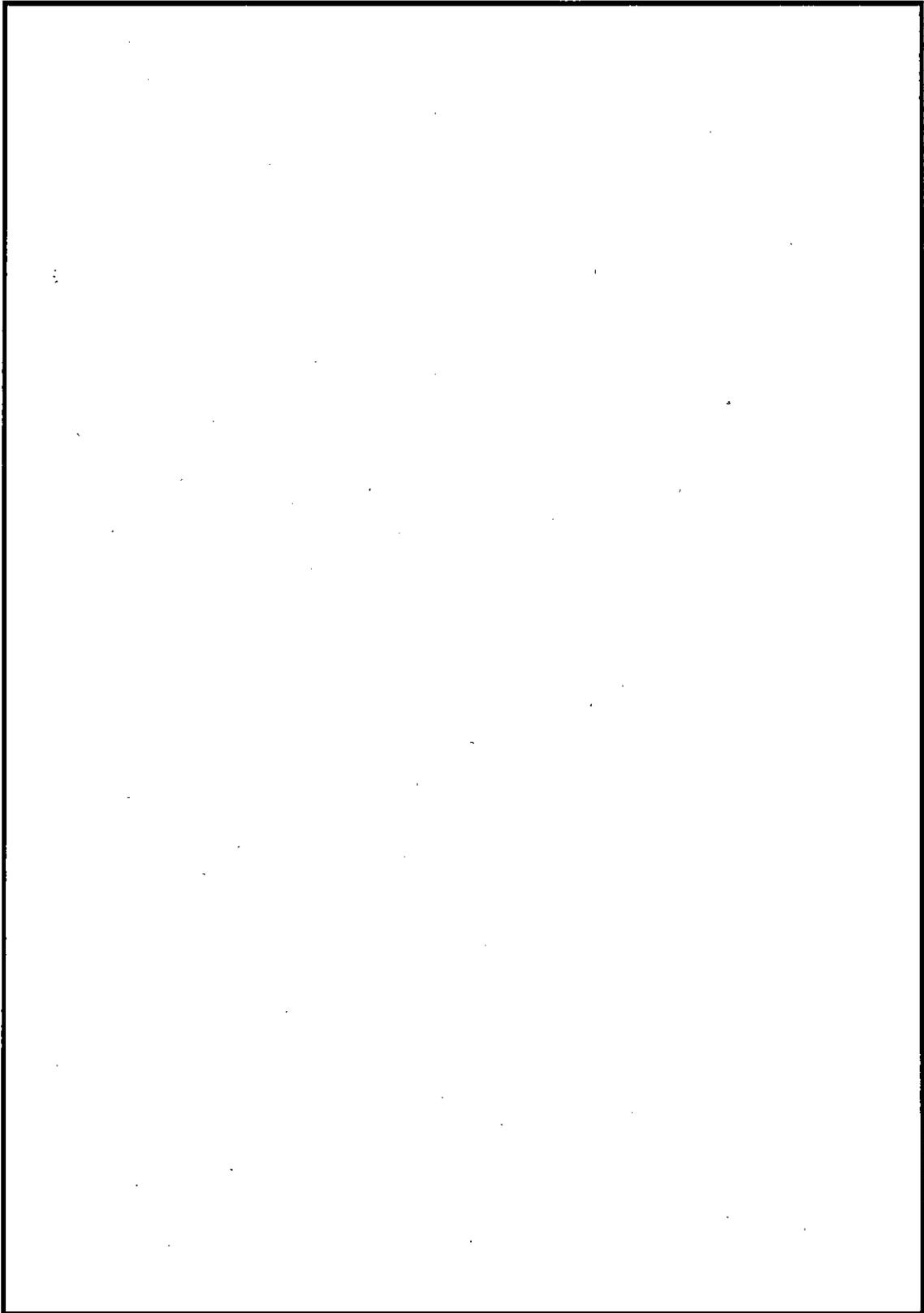
項 目	評価条件	選定理由
マスクによる除染係数	50	着用を考慮し, 期待できる除染係数として設定
安定よう素剤服用	考慮しない	服用を考慮しないものとした。
防護服着用	考慮しない	着用を考慮しないものとした。

第3表 被ばく評価結果

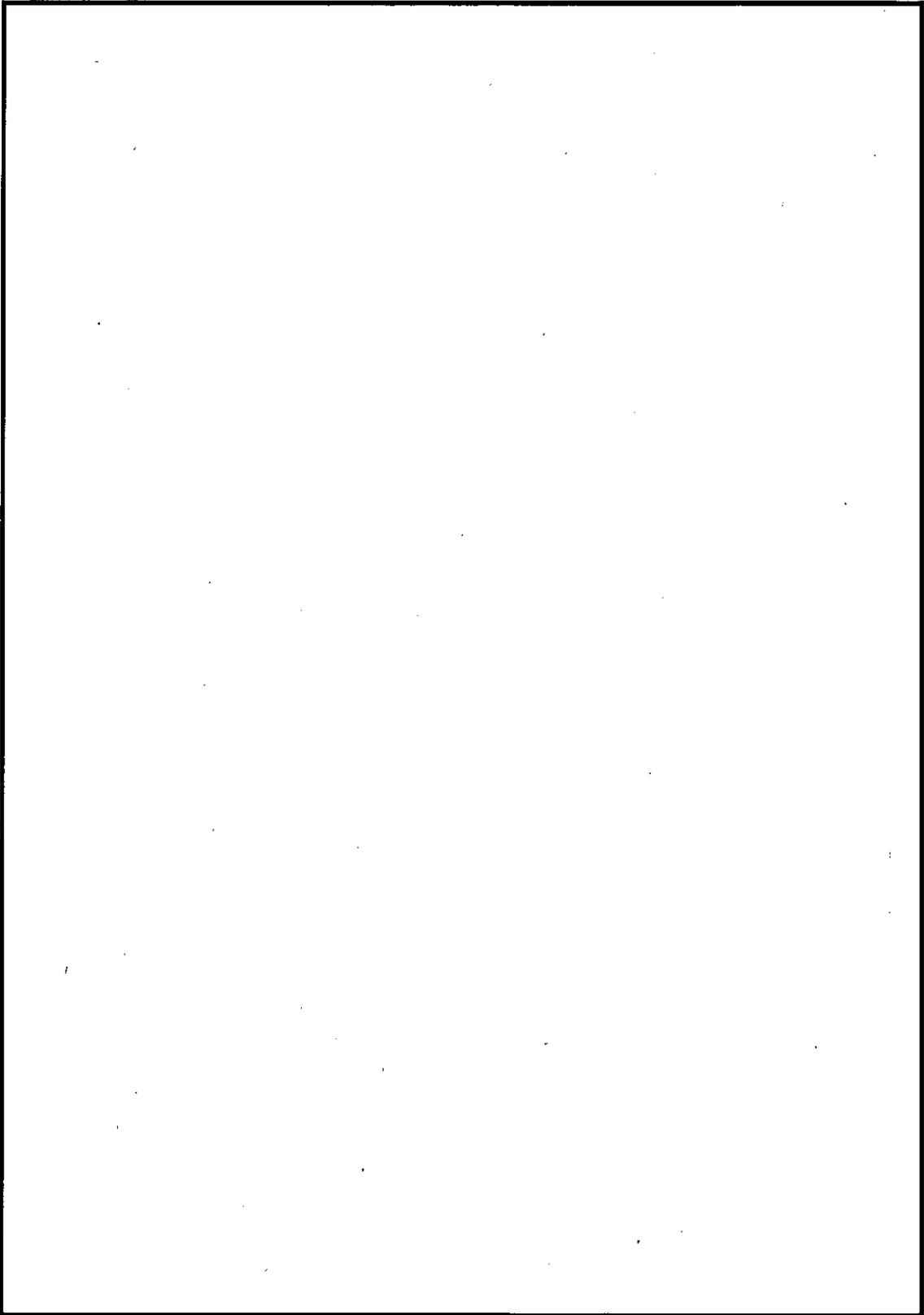
(mSv/h)

評価経路	評価内容	格納容器ベント実施後の作業 (屋外)
		水源補給準備・操作 燃料補給準備・操作
格納容器から 原子炉建屋に 漏えいする放 射性物質	原子炉建屋内の放射性物質か らの $\gamma$ 線による被ばく（直接 ガンマ線及びスカイシャイン ガンマ線による外部被ばく）	約 $1.5 \times 10^0$
大気中へ放出 される放射 性物質	大気中へ放出された放射性物 質からの $\gamma$ 線による被ばく （クラウドシャインによる外 部被ばく）	約 $2.5 \times 10^{-2}$
	大気中へ放出された放射性物 質からの $\gamma$ 線による被ばく （吸入摂取による内部被ば く）	約 $3.4 \times 10^{-3}$
	地表に沈着した放射性物質か らの放射性物質からの $\gamma$ 線に よる被ばく（グランドシャイ ンによる外部被ばく）	約 $3.2 \times 10^0$
フィルタ及び 配管内の放射 性物質	格納容器圧力逃がし装置のフィル タ装置及び配管内の放射性物質か らのガンマ線による外部被ばく （直接ガンマ線による外部被 ばく）	約 $6.3 \times 10^{-1}$
合計線量率※		約 $5.4 \times 10^0$

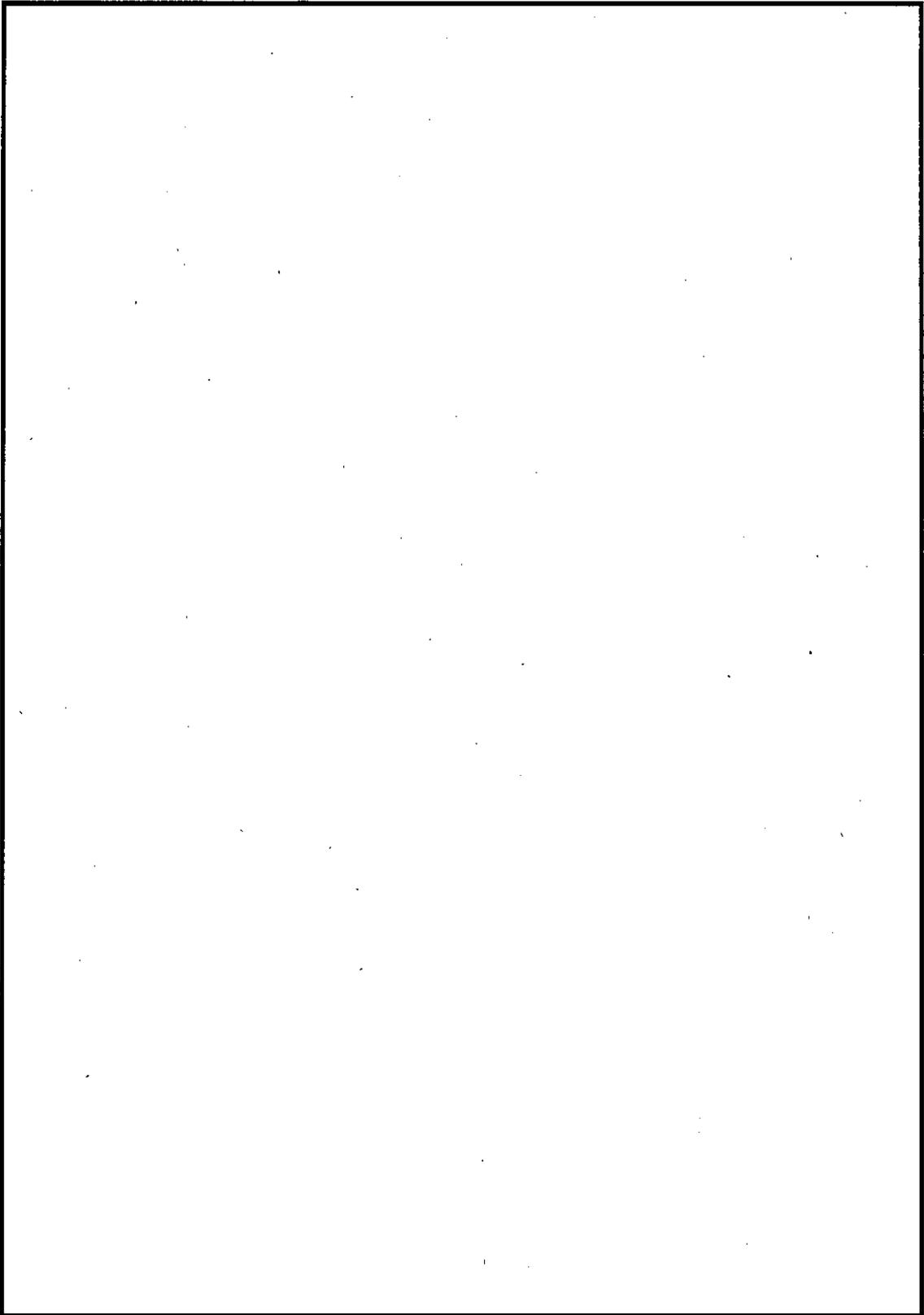
※ 事象発生 48 時間後の線量率



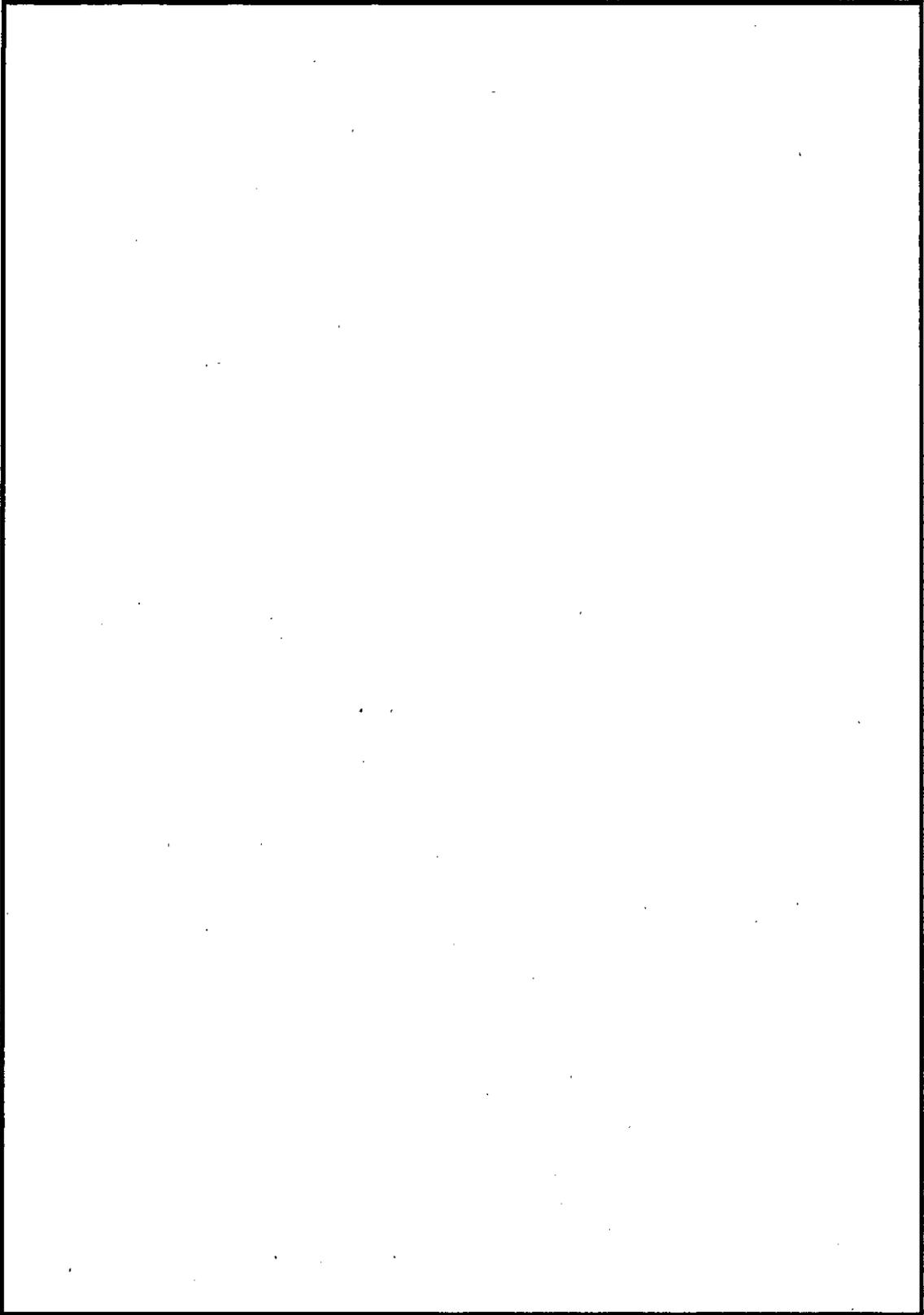
第 3-1 図 原子炉建屋からの直接線・スカイシャイン線のモデル (1/6)



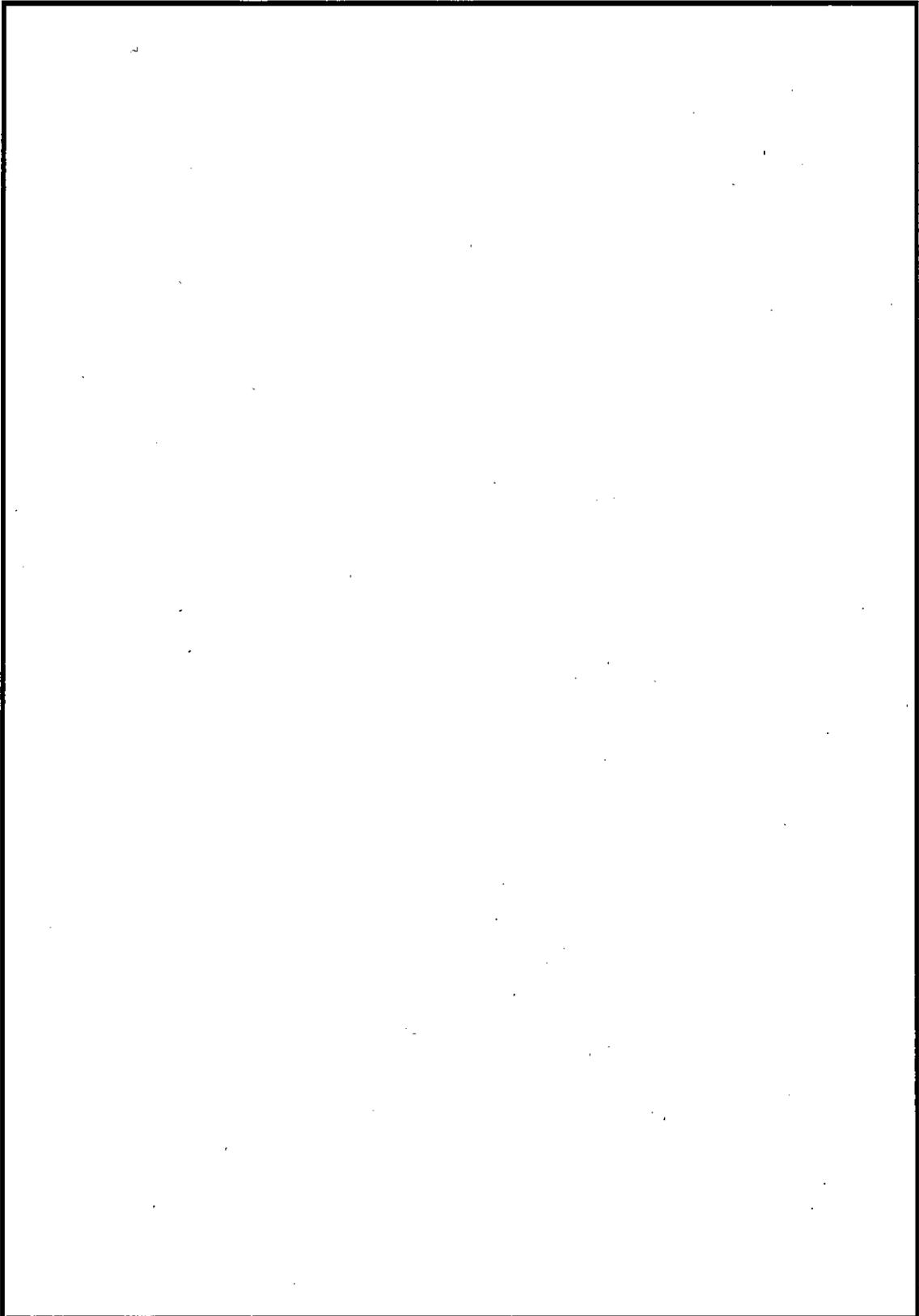
第 3-2 図 原子炉建屋からの直接線・スカイシャイン線のモデル (2/6)



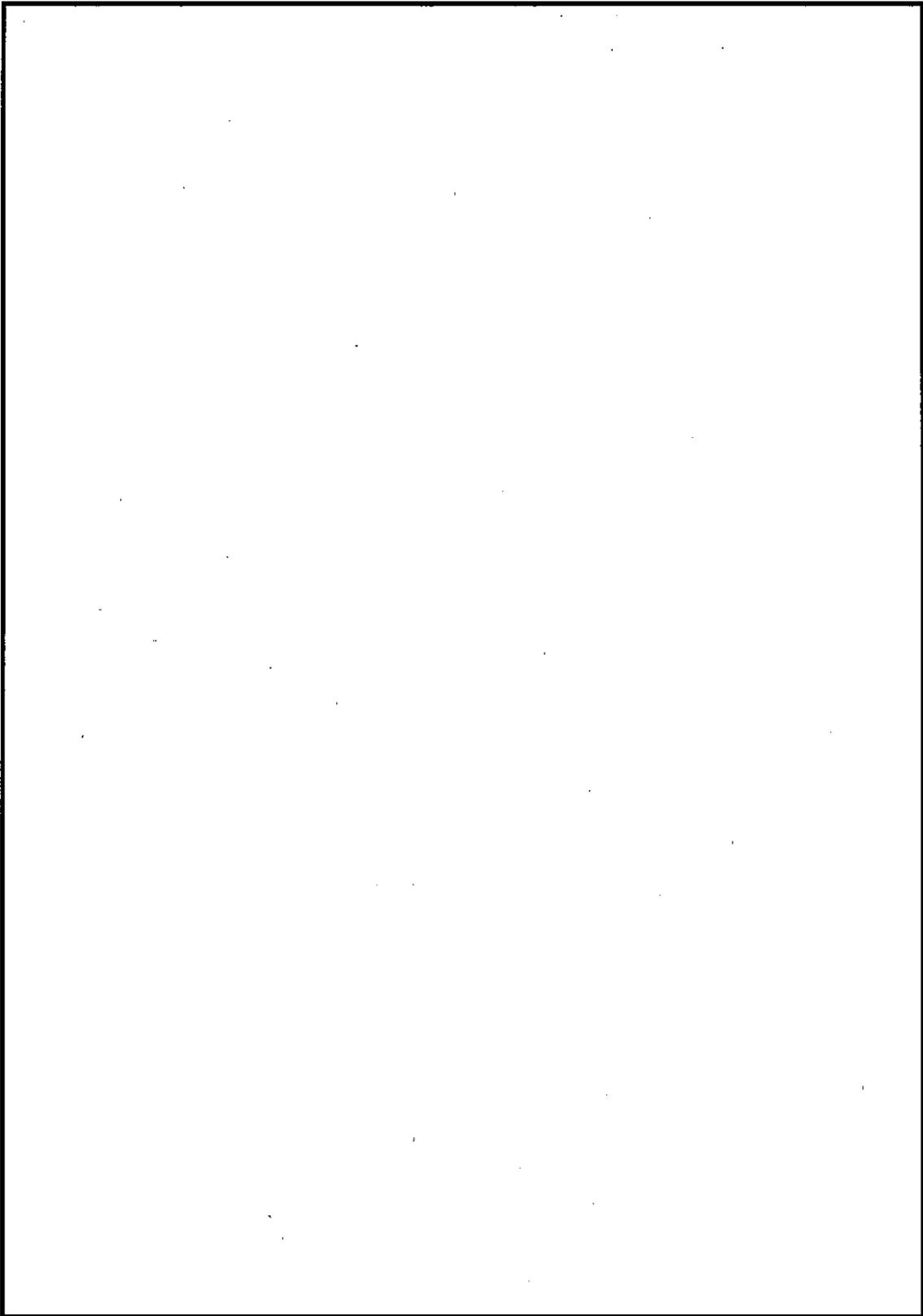
第 3-3 図 原子炉建屋からの直接線・スカイシャイン線のモデル (3/6)



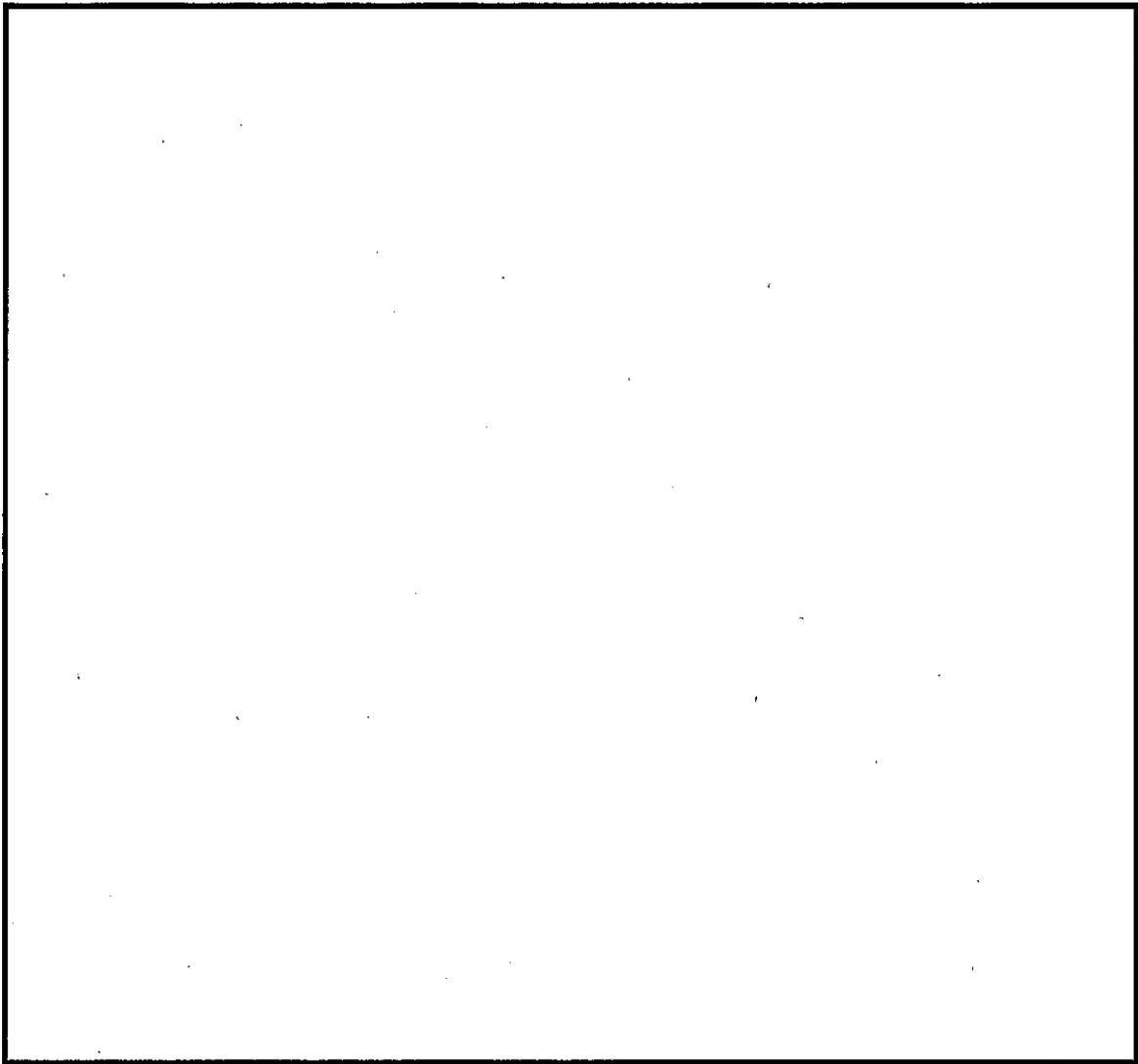
第 3-4 図 原子炉建屋からの直接線・スカイシャイン線のモデル (4/6)



第 3-5 図 原子炉建屋からの直接線・スカイシャイン線のモデル (5/6)



第 3-6 図 原子炉建屋からの直接線・スカイシャイン線のモデル (6/6)



第 3-7 図 格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置格納槽からの直接線のモデル

58. ペDESTAL (ドライウエル部) に落下する溶融デブリ評価条件と落下後の蓄積に関する考慮

1. 溶融デブリの評価条件

東海第二発電所では、MCCIの評価にMAAPコードを用いている。MCCIの評価においては、全炉心に相当する量が溶融デブリとしてペDESTAL (ドライウエル部) に落下するものとしており、この溶融デブリには炉内構造物等を考慮している。溶融デブリの拡がりに関する評価条件を第1表に示す。

2. 東海第二発電所のMCCIの評価における溶融デブリの堆積高さ

東海第二発電所のMCCIの評価では、落下した溶融デブリがペDESTAL (ドライウエル部) に一様に広がるものとしており、この場合の堆積高さは約 1.2mとなる。ペDESTAL (ドライウエル部) に落下した溶融炉心とペDESTALの構造の位置関係を第1図に示す。サンプルへの流入配管のうち、設置位置が最も低い床ドレン配管においても、ペDESTAL (ドライウエル部) の床面から床ドレン配管下端までの高さは約  m であるため、ドライウエル床に溶融デブリが拡がることはない。なお、溶融炉心の流動性は高いため、床ドレン配管下端を上回るほど高く堆積することはないと考えられる。

3. 溶融デブリの堆積高さの不確かさについて

(1) ペDESTAL (ドライウエル部) 内の構造物の影響

ペDESTAL (ドライウエル部) 内には、様々な構造物が存在しており、その構造物が堆積したデブリにより溶融し、デブリ堆積高さが増加する可能性がある。

したがって、制御棒や炉心支持板等の炉内構造物も含めた全炉心相当の  $UO_2$  及び  $Zr$  等のデブリ容積に加えて、ペDESTAL (ドライウエル部) 内の構造物が溶融した場合のデブリ増加分を考慮する。ペDESTAL (ドライウエル部) に存在する構造物を第2表に示す。ペDESTAL (ドライウエル部) 内構造物を考慮した場合、デブリ堆積高さは約 1.3m となり、ペDESTAL (ドライウエル部) の床面から床ドレン配管下端までの高さ約  m 未満であることから、ドライウエル床に溶融デブリが拡がることはない。

## (2) デブリ粒子化に伴う影響

重大事故対策であるペDESTAL 内の初期水張りを実施した際、落下してくる溶融デブリの一部は粒子化すると考えられる。デブリの粒子化を考慮するとデブリ内部空隙の影響によりデブリの堆積高さが増加する。

ペDESTAL (ドライウエル部) 水位を初期水張り水位である 2.2m とし、考慮した場合、Ricou-Spalding 相関式<sup>[1]</sup>から、粒子化割合は約 30% と評価される。このとき粒子化したデブリのポロシティは、PULiMS 実験<sup>[2]</sup>の結果 (0.29~0.37) から保守的に 0.50 を考慮する。(1) で示したペDESTAL 構造物がすべて溶融したと仮定した場合でも堆積高さは約 1.7m となり、ペDESTAL (ドライウエル部) 床から床ドレン配管下端までの高さ約  m 未満であるため、保守的な仮定においてもドライウエル床にデブリが拡がることはない。

## 4. 溶融デブリのペDESTAL 水プール内での挙動について

DEFOR 実験<sup>[3]</sup>における粒子化したデブリの挙動を第2図に示す。水面から高さ 20cm の位置からデブリを落下させているが、デブリは水面を漂う

ことはなく、水中を落下していることが分かる。

また、粒子化したデブリの密度は  $8,000\text{kg}/\text{m}^3$  程度であり、水の密度  $1,000\text{kg}/\text{m}^3$  に対して十分に大きいため、このことから粒子化したデブリは水中を降下すると考えられる。

以上より、初期水張りを実施したペDESTAL水プール中に落下したデブリは粒子化するものの、水面を漂うことがないため、ペDESTAL開口部から溢れ出る水に伴ってドライウェルへ流出することはないと考えられる。

## 5. 参考文献

- [1] (財) 原子力安全研究協会, 「シビアアクシデント対策評価のための格納容器イベントツリーに関する検討」, 平成 13 年 7 月
- [2] A. Konovalenko, et al., Experimental Results on Pouring and Underwater Liquid Melt Spreading and Energetic Melt-coolant Interaction, NUTHOS-9, September 2012.
- [3] P. Kudinov, et al., Agglomeration and Size Distribution of Debris in DEFOR-A Experiments with Bi2O3-WO3 Corium Simulant Melt, Nuclear Engineering and Design, Vol. 263

第1表 溶融デブリに関する評価条件

項目	設定値	設定根拠
溶融デブリ落下割合	100% (約 <input type="text"/> t)	保守的に全炉心相当量が落下するものとして設定
溶融デブリの比重	約 <input type="text"/> kg/m <sup>3</sup>	MAAPコードによる評価結果 (炉内構造物の組成・質量等を考慮)
溶融デブリ組成	第3図参照	
ペDESTAL床面積	約 <input type="text"/> m <sup>2</sup>	設計値

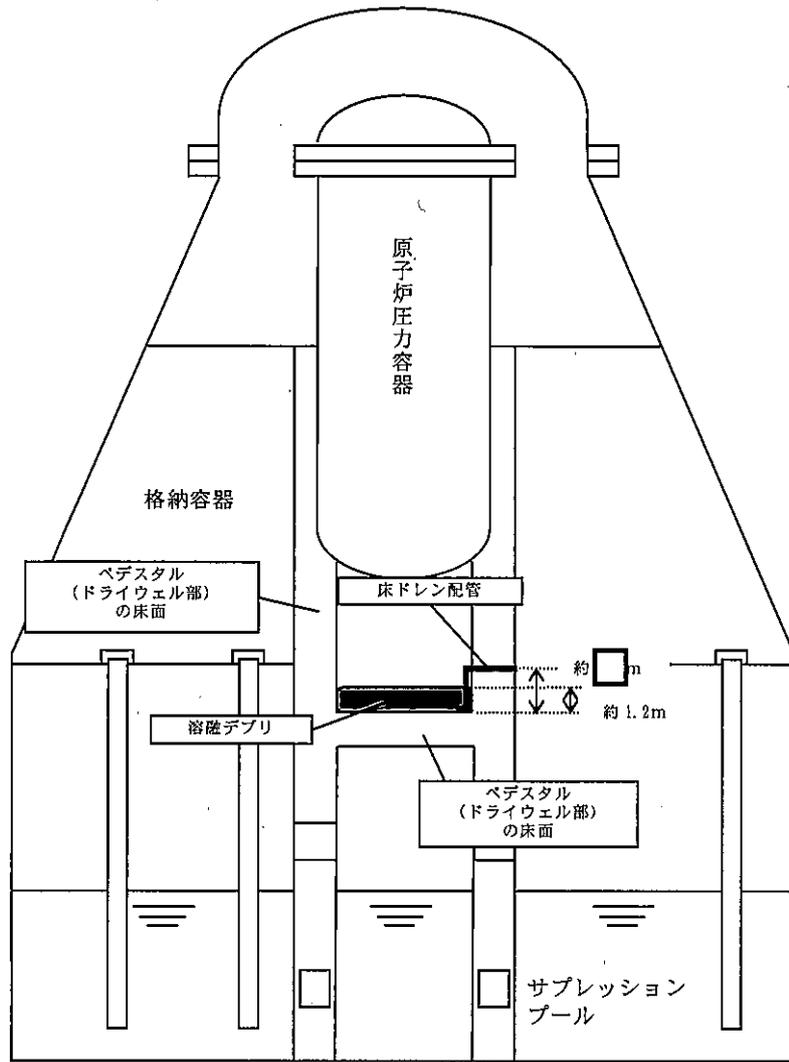
第2表 ペDESTAL (ドライウェル部) 内構造物の重量

構造物	組成	重量kg/体積 m <sup>3</sup> *1
ターンテーブル	SUS	<input type="text"/>
CRD交換機		
CRDハウジング (9本)*2		
CRD機構 (9本)*3		
ターンテーブル動力機構		
ドレン配管		
その他		
サポート類等	炭素鋼	<input type="text"/>
その他		
ペDESTAL内構造物 合計		<input type="text"/> m <sup>3</sup>

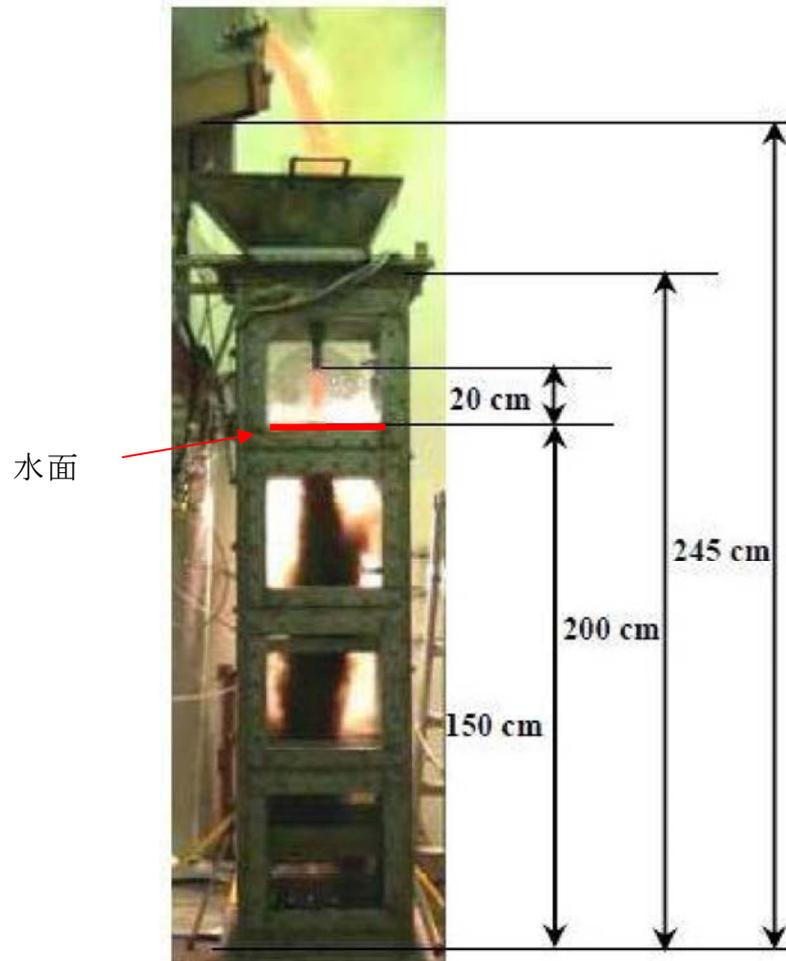
※1 重量から体積への換算は、格納容器限界圧力時の水の飽和温度である 166℃時の密度を用いて算出。

※2 CRDハウジング 1本あたり  kg。185体では重量  kg、体積  m<sup>3</sup>

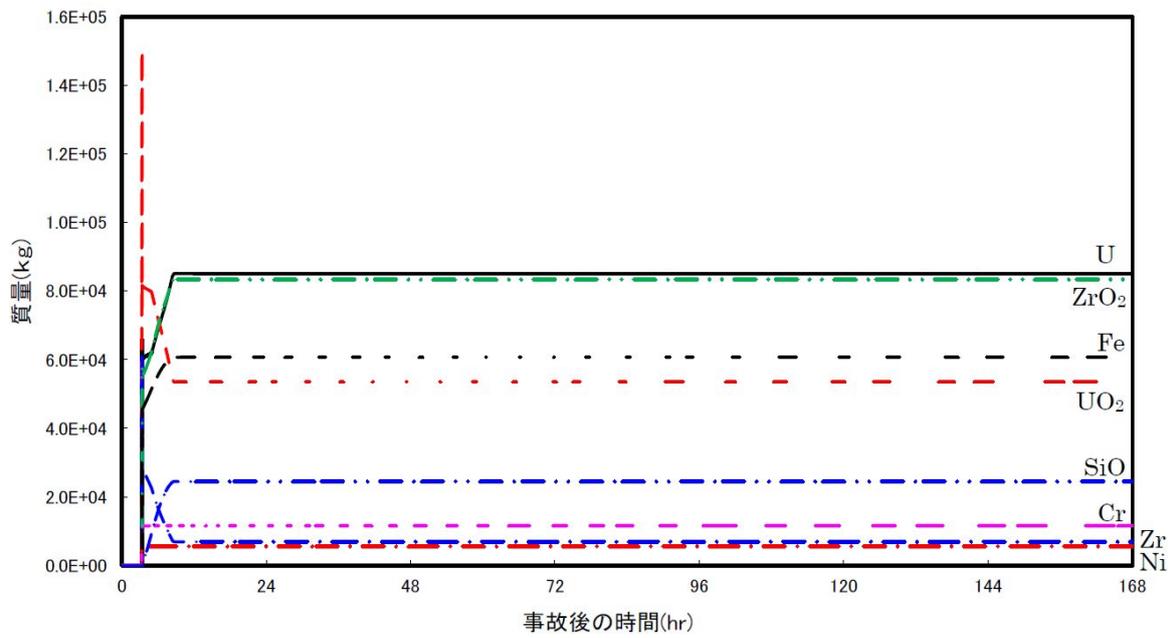
※3 CRD機構 1本あたり  kg。185体では重量  kg、体積  m<sup>3</sup>



第1図 東海第二発電所 (Mark-II型) の格納容器の概要図



第 2 図 D E F O R 実 験 実 験 観 察



第 3 図 溶融炉心の組成の推移

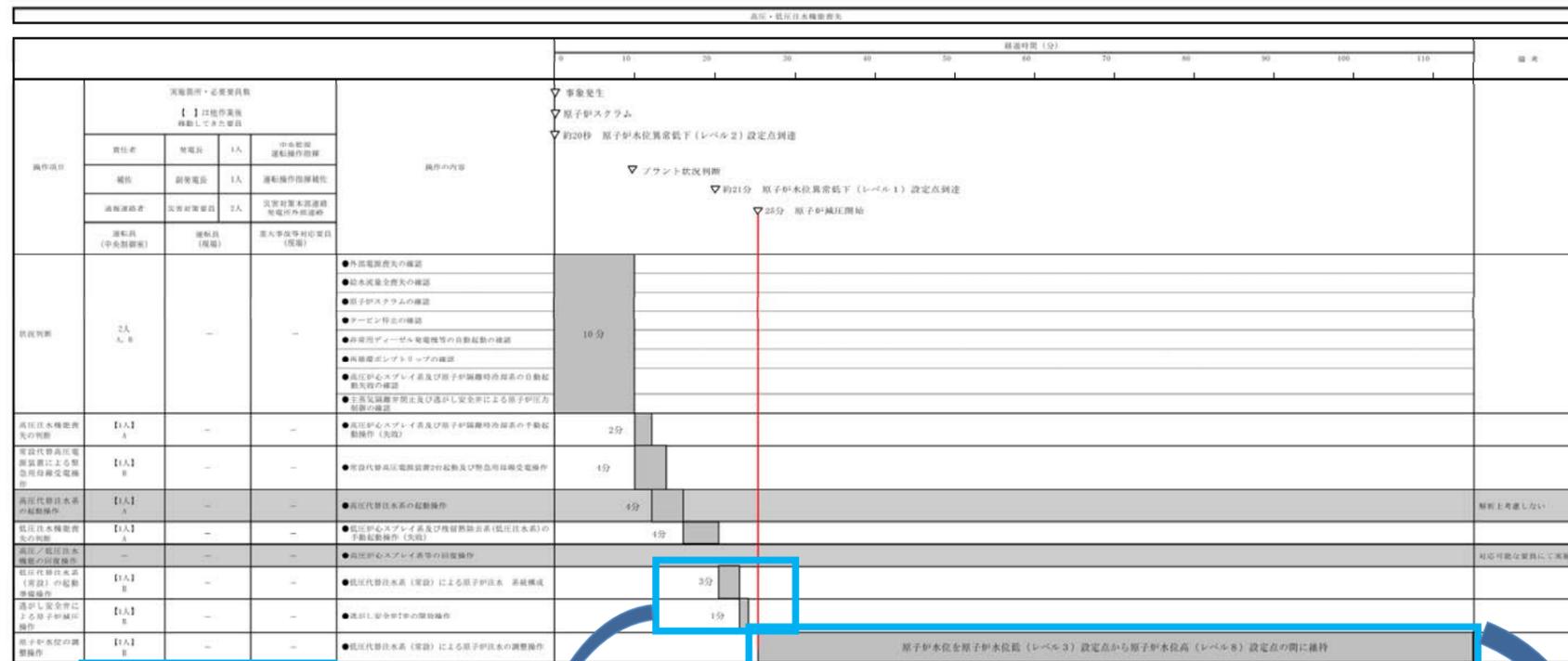
補足 58-6

59. 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱(DCH)」, 「原子炉压力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用(FCI)」, 「溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)」と「高圧・低圧注水機能喪失(TQUV)」との対応及び要員数の比較

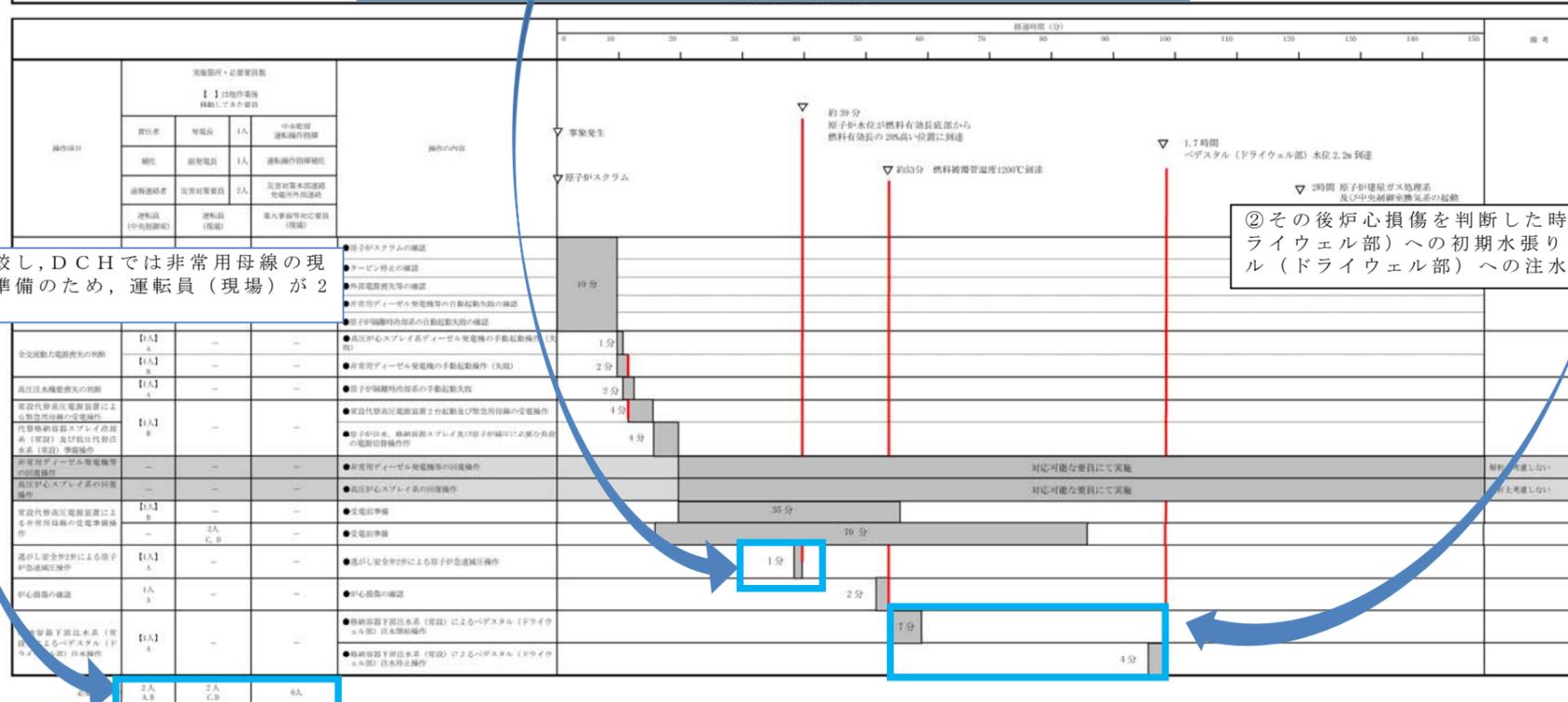
DCH, FCI, MCCIについては、シーケンス選定及びDCH, FCI, MCCI各シナリオの有効性評価における説明の通り、重大事故等防止対策に期待する場合、これらの現象の発生に至るシーケンスはないと整理している。このため、今回の評価では重大事故等防止対策の一部に期待しないものとして、各物理化学現象に伴う格納容器破損が懸念される状態に至るシナリオを設定している。

TQUVとDCH, FCI, MCCIを比較した場合の対応の相違は、DCH, FCI, MCCIでは全交流動力電源の喪失を重畳させていることから、電源の復旧操作が必要となる。また、TQUVで炉心損傷防止対策として実施していた常設低圧代替注水系ポンプによる原子炉注水がDCH, FCI, MCCIのシナリオでは実施できないため、格納容器破損防止対策である常設低圧代替注水系ポンプによるペDESTAL（ドライウェル部）への注水に変更となることである。

この変更に伴う要員の変化については、電源の復旧操作に係る運転員（現場）による現場での受電前準備操作が必要となり、要員数はTQUVへの対応と比較し、2名多くなる。ただし「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の39名で対処可能である。TQUVとDCH, FCI, MCCIで想定している作業と所要時間の比較を第1図に示す。



①原子炉注水機能喪失を確認後、可能な限り復旧を試みるが、復旧できずに原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の20%高い位置に到達(約39分後)した場合は原子炉急速減圧を行う。



③ TQUVと比較し、DCHでは非常用母線の現場での受電前準備のため、運転員(現場)が2名多い。

②その後炉心損傷を判断した時点で、格納容器下部注水(常設)によりペDESTAL(ドライウエル部)への初期水張りを行い、原子炉圧力容器破損後は80m<sup>3</sup>/hにてペDESTAL(ドライウエル部)への注水を行う。

第1図 TQUVとDCH時の作業と所要時間

## 60. 炉心損傷後及び原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方

炉心損傷後及び原子炉圧力容器破損後における運転員の対応手順を非常時運転手順書Ⅱ（以下「E O P」という。）及び非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）（以下「S O P」という。）に定めている。

基本的な炉心損傷後の対応手順はS O Pに定めているが、炉心損傷前後のインターフェースを明確にするため、E O PのAM初期対応（C 4）（以下「E O P（C 4）」という。）の中で、S O Pへの移行手順を定めている。

以下に、炉心損傷後及び原子炉圧力容器破損後における注水や除熱の考え方を示す。

### 1. 炉心損傷及び原子炉圧力容器破損前後の注水及び除熱の考え方

#### (1) 炉心損傷後の対応について

炉心損傷を判断した後においても、炉心損傷前と同様に原子炉注水を実施し、炉心損傷の進展を防止する手順としている。

そのため、原子炉注水手段を確保した上で、逃がし安全弁による減圧操作を実施することで、原子炉注水を実施する手順にしている。原子炉注水ができない場合においても、炉心損傷の有無に関わらず、原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の20%高い位置に到達した場合には逃がし安全弁による原子炉減圧を実施し、継続して注水手段の確保に努めることにしている。以上のことから、炉心損傷前後による対応方針に違いはない。

ただし、L O C A時に炉心が損傷した場合には、ヒートアップした炉心へ原子炉注水を実施することにより、炉内で発生する過熱蒸

気がドライウエルに直接放出され格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が考えられる。そこで、格納容器の健全性を確保するために、L O C A時に炉心損傷を判断した場合には、原子炉注水とドライウエルスプレイを同時に実施する手順を定めることにしている。この場合の原子炉注水とドライウエルスプレイの優先順位は、格納容器破損防止を優先するためドライウエルスプレイを優先させることにしている。

また、L O C A時に炉心が損傷し原子炉注水が実施できない場合、いずれはリロケーションに伴う熔融炉心と原子炉圧力容器下部プレナム水との接触による発生蒸気がドライウエルに放出することを踏まえて、ドライウエルスプレイを実施する手順としている。

## (2) 原子炉圧力容器破損前の対応について

通常運転時からペDESTAL（ドライウエル部）内水位を1mに維持する構造としているが、炉心損傷判断後は、原子炉圧力容器破損時の熔融炉心の冷却を考慮し、格納容器下部水位を確実に1m確保するためにペDESTAL（ドライウエル部）への注水を実施する手順とする。

## (3) 原子炉圧力容器破損後の対応について

原子炉圧力容器破損後は、ドライウエルへの原子炉冷却材の流出及び熔融炉心とペDESTAL（ドライウエル部）の事前水張り水との相互作用により、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇することが考えられるため、原子炉圧力容器破損を判断した場合は格納容器スプレイを優先して実施する手順としている。なお、原子炉

圧力容器破損後に直接圧力が上昇するのはドライウエルであるため、格納容器スプレイはウェットウエル側よりもドライウエル側を優先して実施する。

また、ペDESTAL（ドライウエル部）に落下した溶融炉心の冷却維持のため、ペDESTAL（ドライウエル部）注水を実施するとともに、原子炉圧力容器内に残存する溶融炉心を冷却するため、原子炉注水を並行して実施することになっている。

### 3. 重大事故等対処設備における注水及び除熱手段の優先順位

非常用炉心冷却系等の注水機能が喪失した場合、炉心損傷に至る可能性があり、その場合、重大事故等対処設備である低圧代替注水系（常設）、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）、格納容器下部注水系（常設）、代替循環冷却系の機能に期待し、炉心損傷の進展防止及び格納容器破損防止を図る手順としている。これらの系統の主な特徴を第1表に示す。

第1表 注水及び除熱手段の特徴

系統	注水先	ポンプ	水源
低圧代替注水系（常設）	原子炉圧力容器	常設低圧代替注水ポンプ	代替淡水貯槽
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	ドライウエル		
格納容器下部注水系（常設）	ペDESTAL(ドライウエル部)		
代替循環冷却系	原子炉圧力容器	代替循環冷却系ポンプ	サプレッション・プール
	ドライウエル		
	サプレッション・プール		

低圧代替注水系（常設）、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器下部注水系（常設）（以下「低圧代替注水系（常設）等」

という)は常設低圧代替注水ポンプを共用しており、系統構成により各注水先に同時に供給できるが、外部水源を用いた手段であるため、使用期間中に崩壊熱相当以上の注水を行った場合は、サプレッション・プール水位が上昇することになる。一方、代替循環冷却系は内部水源であるため、格納容器への水の持ち込みはないが、残留熱除去系海水系又は緊急用海水系等の補機系の起動後に期待できる系統となる。

これらの特徴を考慮し、重大事故等対処設備における注水及び除熱の優先順位を以下のとおり定めている。

早期の注水が必要な場合には、非常用炉心冷却系等の機能喪失要因が不明確な状況においても早急に使用可能となる手段が求められることから、補機系の起動を必要とせず、より独立性が確保されている低圧代替注水系(常設)等を初期対応として優先させることにしている。その後、中長期における注水及び除熱手段としては、格納容器への水の持ち込みを制限する観点から、代替循環冷却系による対応を実施し、サプレッション・プールを水源とした対応に移行する手順としている。

#### 4. 原子炉圧力容器破損後における操作の優先順位

原子炉圧力容器破損に至る事態においては、原子炉圧力容器内における熔融炉心の状態、原子炉圧力容器破損口の状態、ペDESTAL(ドライウエル部)への熔融炉心の落下量、格納容器圧力及び雰囲気温度等、格納容器内の状態の不確かさが大きく、また、注水又は除熱を実施可能な設備が限定されることが想定される。そのため、注水及び除熱の優先順位を明確にし、手順に定めることにしている。

原子炉圧力容器破損判断後における運転操作の優先順位及びその考え方を以下に示す。

優先順位 1 : 格納容器スプレイ※

優先順位 2 : ペDESTAL (ドライウエル部) 注水

優先順位 3 : 原子炉注水

※: 1. (3)に記載のとおり、ウェットウエル側よりもドライウエル側のスプレイを優先する

原子炉圧力容器破損後におけるこれらの対応は可能な限り並行して実施すべきものであるが、スプレイを優先する理由は、ドライウエルスプレイ又はウェットウエルスプレイを開始する状況は格納容器過圧又は過温破損の防止及び早期の格納容器ベントを抑制するための運転操作が必要な状況であり、これに即応する必要があるためである。ドライウエルスプレイとウェットウエルスプレイでは、より広い空間にスプレイすること等により、格納容器の圧力及び温度の抑制効果が高いと考えられるドライウエルスプレイを優先することとしている。

ペDESTAL (ドライウエル部) への注水については、ペDESTAL (ドライウエル部) 内水位が原子炉圧力容器破損前から確保されていることを考慮し、スプレイに次ぐ優先順位としている。

原子炉圧力容器破損後の原子炉圧力容器への注水には、原子炉圧力容器内の残存する溶融炉心の冷却及び原子炉圧力容器破損口からの冷却材の流出することによるペDESTAL (ドライウエル部) の溶融炉心の冷却にも期待できると考えられるが、原子炉圧力容器破損口からの冷却材の流出状況を確実に把握することは困難なことから、ペDESTAL (ドライウエル部) への必要な注水を実施した後の優先

順位としている。

## 61. 希ガス保持による減衰効果について

### (1) 放出時間の考え方

格納容器フィルタベント系にて除去できず、ベント時の外部被ばくの主因となる希ガスについては、可能な限り格納容器内に保持することで時間減衰させることが有効である。格納容器破損防止対策の有効性評価のうち、雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用しない場合）においては、事象発生後約 23 時間の時点まで保持し、ベントを実施することとしている。

ここでは、より希ガスを格納容器内に保持する観点から 23 時間以降も格納容器スプレイを継続させ、約 37 時間後にドライウェル側からのベントを実施した場合と比較する。公衆被ばくへの影響を評価するため、外部被ばくの主因となる希ガス及び長期土壌汚染の要因となる Cs-137 放出量を評価項目とする。

### (2) 評価ケース

#### a. 23 時間ベントケース（サプレッション・チェンバ側からのベント）

格納容器破損防止対策の有効性評価における「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」と同様のベント方法であり、事象開始から約 23 時間後にサプレッション・プール水位が通常水位 + 6.5m に到達した時点で格納容器スプレイを停止し、サプレッション・チェンバ側からベントを実施する。圧力推移を第 1 図に示す。

#### b. 37 時間ベントケース（ドライウェル側からのベント）

a. の事故シナリオにおいて、スプレイ停止基準であるサプレッション・プール水位が通常水位 + 6.5m に到達した後も格納容器スプレイを継

続させ、ドライウェルベントラインが水没しない水位まで蓄水させた評価を実施した。圧力推移を第2図に示す。

MAAP解析の結果、ドライウェルの空間体積が減少することに伴い格納容器スプレイ効果が低減するため、約37時間時点で格納容器圧力が限界圧力である620kPa[gage]に到達する結果となったことから、約37時間後にドライウェルベントを実施した。

### (3) 評価結果

サプレッション・チェンバ側からのベントケースの放出量を1として規格化した場合のドライウェル側からのベントケースの放出量の相対値を第1表に示す。

第1表 ドライウェルベントケースにおける希ガス及びCs-137放出量

事故シナリオ	放出量	
	希ガス	Cs-137
サプレッション・チェンバ側からのベント (23時間)	1	1
ドライウェル側からのベント (37時間)	約0.95	約 $2.4 \times 10^4$

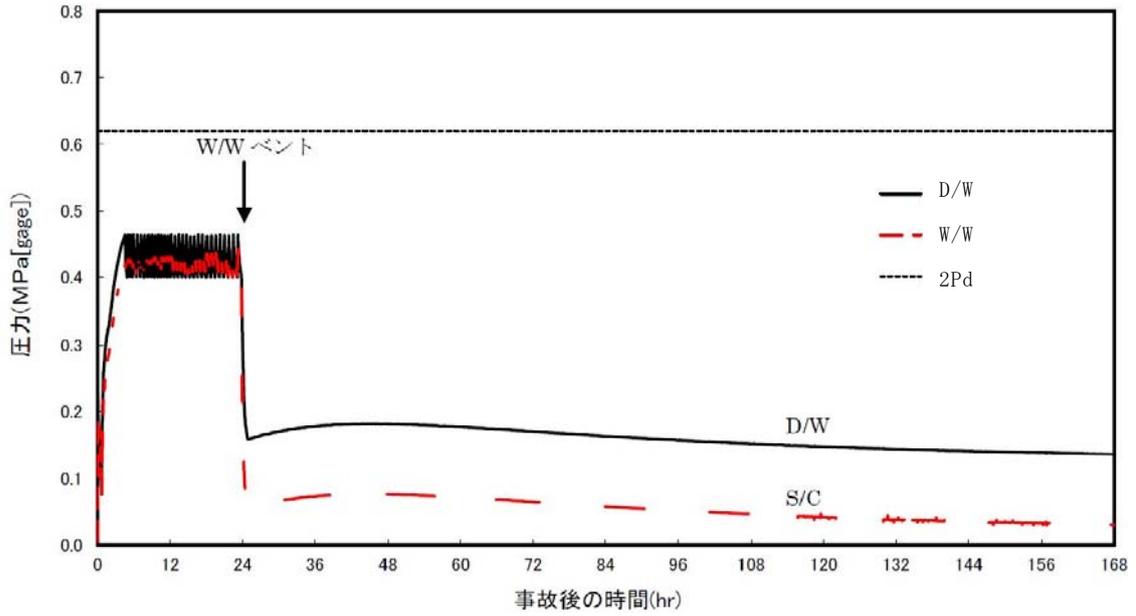
希ガスの放出量はサプレッション・チェンバ側からのベントに対してドライウェル側からのベントケースは約0.95倍であり、希ガスの減衰効果は限定的となっている。これは、第3図の希ガスの減衰曲線に示すように、事象発生後から12時間程度の間は大きく減衰するものの、事象発生23時間後から37時間後までの間の減衰効果が大きくないことを示している。

Cs-137 の放出量に関しては、サプレッション・チェンバ側からのベントに対してドライウェル側からのベントは約  $2.4 \times 10^4$  倍と大きく増加する結果となった。これは、ドライウェル側からのベントの場合、サプレッション・チェンバ側からのベントに対してサプレッション・プールでのスクラビング効果が得られなくなるためである。

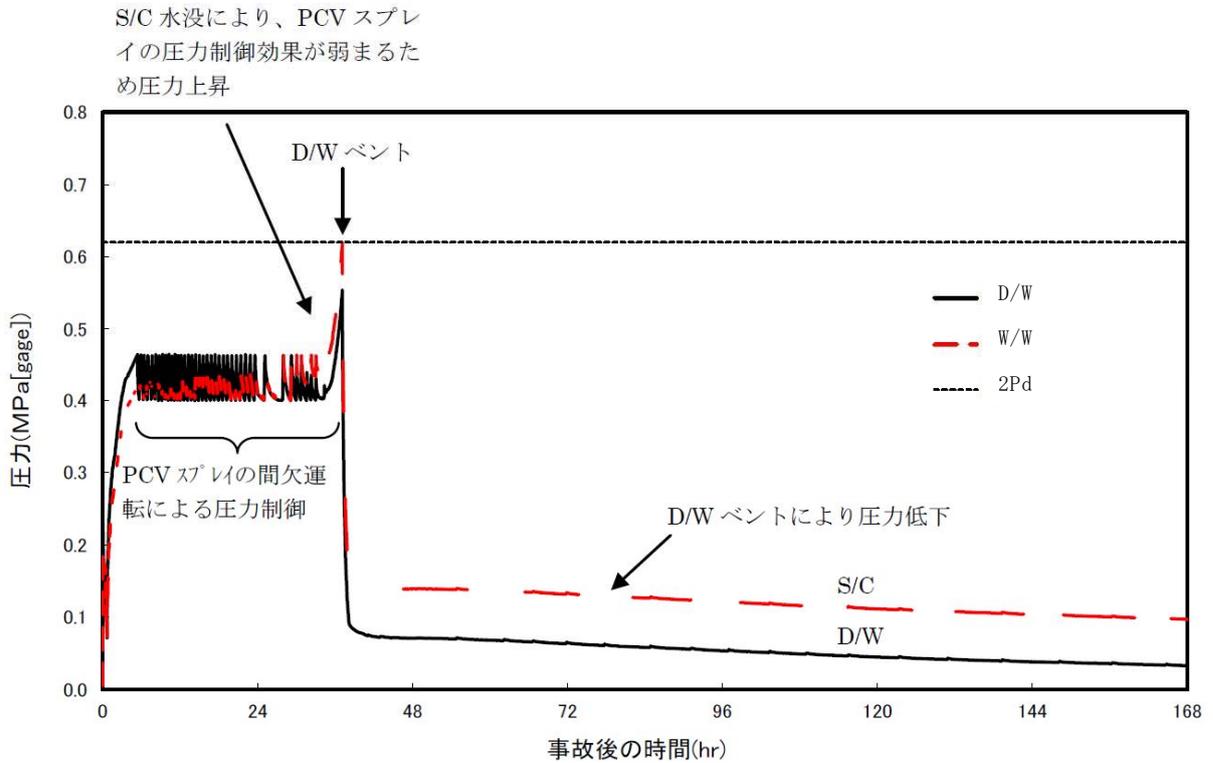
#### (4) まとめ

より希ガスの時間減衰効果に期待するため、注水制限まで格納容器スプレイを実施した後に格納容器ベントを実施するが、上記のとおり、現在の有効性評価におけるベント時間よりも遅くした場合の希ガスの減衰効果は限定的となる。そのため、長期にわたる土壌汚染を抑制する観点から、サプレッション・チェンバ側からのベントを選択することが好ましいと考えられる。

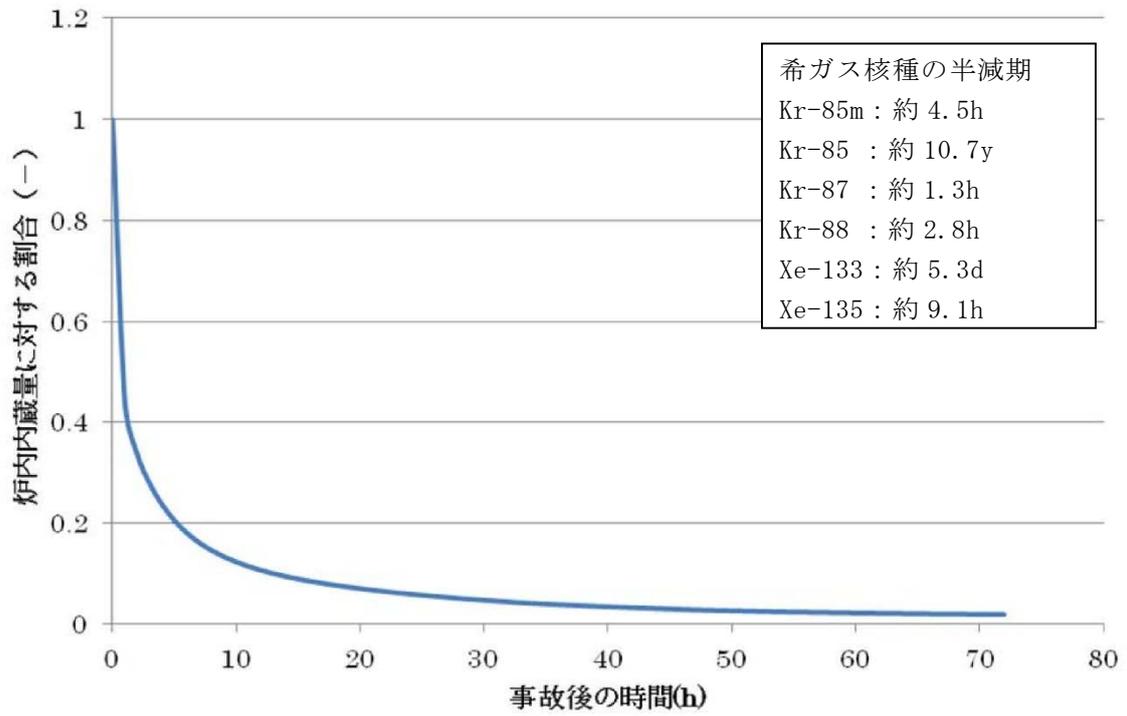
また、格納容器スプレイ効果や事象進展に伴う格納容器限界圧力上昇に対する余裕を確保する観点からも、サプレッション・チェンバ側からのベントを選択することが好ましいと考えられる。



第1図 23時間ベントケース（サブプレッション・チェンバ側からのベント）の格納容器圧力推移



第2図 37時間ベントケース（ドライウェル側からのベント）の格納容器圧力推移



第3図 事故発生後の希ガス発生量の時間変化(核種合計)

## 62. エントレインメントの影響について

### 1. はじめに

有効性評価シナリオにおいて、サプレッション・プール水位が上昇するシナリオは、格納容器過圧・過温破損シナリオであり、原子炉注水、格納容器スプレイを継続した場合、サプレッション・プール水位は上昇し、格納容器ベント実施後、サプレッション・プール水位は最も高くなる。

ここでは上記状態におけるエントレインメントの影響について評価した結果を示す。

なお、評価によりベントラインが一部閉塞する結果になったことを踏まえ、格納容器スプレイ停止基準を約 0.65m 引き下げ、サプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達した時点で格納容器スプレイを停止することで、エントレインメントの影響を考慮してもベントラインの一部閉塞を回避する運用に変更することとする。

### 2. エントレインメントの影響

サプレッション・プール水が飽和温度となっている状態で、サプレッション・チェンバからベントを実施すると、サプレッション・チェンバ内の気体が排出されるため、ドライウェルに蓄水していた水やベント管の水がサプレッション・プールへ流入し、サプレッション・プール水位が約 14.9m まで上昇する（第 1 図及び第 2 図参照）。

このとき、以下に示すように、サプレッション・プール水がすべて減圧沸騰するという保守的な仮定により水位上昇を評価すると、水位は約 0.626m 上昇し、約 15.526m となる。この時、ベントライン下端より 0.353m 上部まで水が到達することとなる。この時ベントライン開口面積の約 75% が水没する

結果となるが、第3図に示すとおり、ベントラインの開口面積の80%が水没している場合においても、ベント実施により格納容器圧力を低下させることが可能であり、減圧沸騰の影響によってベントが妨げられることはない。

現実的にはサプレッション・プールの下部には水頭圧がかかり、全体が減圧沸騰することはないことから、水位は約15.526mより小さくなると考えられる。

また、サプレッション・プール水面の飛沫が、ベント時に同伴してベント配管内に取り込まれたとしても、配管内に滞留水が形成されない構造の設計としているため、ベントラインが閉塞することはなく、エントレインメントは回避できると考える。

#### 【水位上昇評価】

減圧沸騰時のボイド率からサプレッション・プール水位の上昇分を求める。

サプレッション・プール水中で一様な蒸気発生がある場合の平均ボイド率は、ドリフトフラックスモデルから以下の計算により求める。

$$\alpha = \frac{jg}{Vg + jgCo}$$

$jg$  : サプレッション・プール表面での見かけ蒸気速度

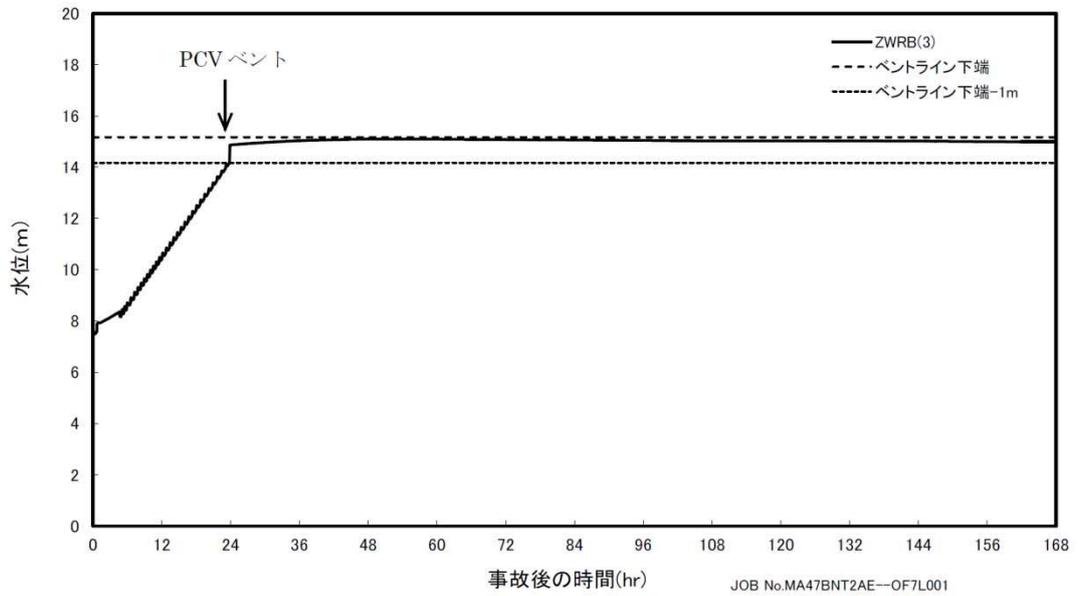
(1.02E-2m/s)

$Vg$  : ドリフト速度(0.230m/s)

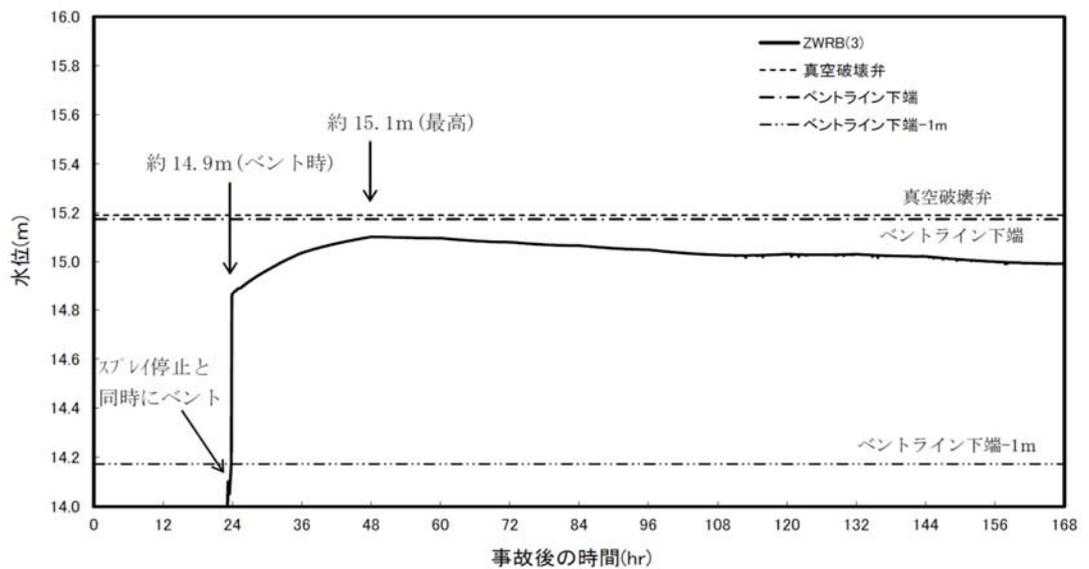
$Co$  : 分布定数(1.0)

平均ボイド率 $\alpha$ を求めると約0.042となる。

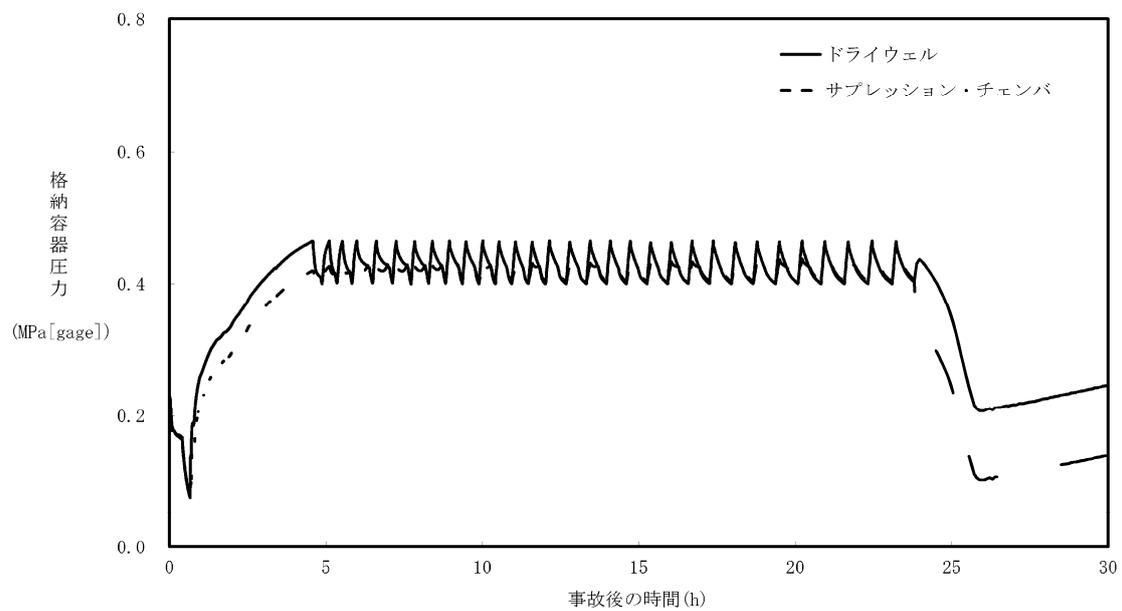
以上より、減圧沸騰によりS/P水は約4.2%体積膨張する。ベント時のS/P水位は約14.9mに対して、減圧沸騰により水位は約0.6m上昇し、約15.5mとなる。



第1図 サプレッション・プール水位の推移（格納容器過圧・過温破損シナリオ）



第2図 サプレッション・プール水位の推移（水位スパン拡大）（格納容器過圧・過温破損シナリオ）



第3図 ベントラインの開口面積を20%とした場合の格納容器圧力の推移

## 63. 常設低圧代替注水系ポンプの機能確保の妥当性について

### 1. 常設低圧代替注水系ポンプの機能

常設低圧代替注水系ポンプは以下の5つの機能に期待している。

- ・原子炉水位を維持し炉心損傷を防止するための低圧代替注水機能
- ・使用済燃料プール水位を維持し燃料損傷を防止するための注水機能
- ・格納容器の過圧・過温破損防止のための代替格納容器スプレイ機能
- ・格納容器内での損傷炉心の冷却のためのペDESTAL(ドライウェル部)注水機能
- ・格納容器のトップヘッドフランジ部からの漏えい防止するための格納容器頂部注水機能

### 2. 常設低圧代替注水系ポンプの機能確保について

#### (1) 単一の機能に期待する場合

常設低圧代替注水系ポンプは、各注水先の最大流量を包絡する注水量を確保できる設計としている。

また、常設低圧代替注水系ポンプにより注水する際の系統構成は、中央制御室からの遠隔操作により行い、現場操作は不要である。また、各注水先へ注水する際の操作の相違点は、開操作する弁の違いのみであり、各弁の操作も中央制御室からの遠隔操作が可能であることから、困難な操作はない。

このように、常設低圧代替注水系ポンプの単一の機能の確保については問題ないと考えられる。

#### (2) 複数の機能に期待する場合

常設低圧代替注水系ポンプは、複数個所への同時注水を想定したものと

なっており、想定する同時注水の組み合わせで必要流量が確保できる設計としている。また、想定する同時注水の組み合わせで、重大事故等の緩和が可能であることを有効性評価にて示している。

① 原子炉への注水と格納容器スプレイ

大破断 L O C A が発生し、非常用炉心冷却設備からの注水に失敗した場合、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水と代替格納容器スプレイ系（常設）による格納容器スプレイを同時に実施する。この場合の最大流量の組み合わせは、原子炉注水  $230\text{m}^3/\text{h}$ 、格納容器スプレイ  $130\text{m}^3/\text{h}$  であるが、この条件で炉心の冷却及び格納容器の圧力及び温度を抑制できることを有効性評価で確認するとともに、この流量を設計にて考慮している。なお、上記以外の同時注水については、原子炉へは崩壊熱相当での注水となるため、上記注水流量を超えることはない。

② 原子炉への注水とペDESTAL（ドライウエル部）への注水

大破断 L O C A が発生し非常用炉心冷却設備からの注水に失敗し、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ系（常設）による格納容器スプレイに成功した場合、格納容器スプレイを停止し、原子炉への注水とペDESTAL（ドライウエル部）の水張りを実施する。この場合の最大流量の組み合わせは、原子炉注水が崩壊熱相当の流量、ペDESTAL（ドライウエル部）の水張りとして  $100\text{m}^3/\text{h}$  であるが、この条件で炉心の冷却及びペDESTAL（ドライウエル部）の必要水位を確保できることを有効性評価にて確認するとともに、この流量を設計にて考慮している。

③ 格納容器スプレイとペDESTAL（ドライウエル部）への注水

原子炉注水に失敗し、原子炉圧力容器が破損する場合、格納容器スプレイとペDESTAL（ドライウエル部）への注水を同時に実施する。この

場合の最大流量の組み合わせは、格納容器スプレイ 300m<sup>3</sup>/h、ペデスタル（ドライウェル部）注水 80m<sup>3</sup>/h であるが、この条件で格納容器の圧力及び温度の抑制並びにペデスタル（ドライウェル部床面）に落下した熔融炉心の冷却等ができることを有効性評価で確認するとともに、この流量を設計にて考慮している。なお、熔融炉心の冷却が進んだ後は、格納容器スプレイを 130m<sup>3</sup>/h、ペデスタル（ドライウェル部）への注水を崩壊熱相当まで低下させるため、上記注水流量を超えることはない。

#### ④ その他注水先の組み合わせ

その他の組み合わせとして、格納容器頂部又は使用済燃料貯蔵プールへの注水が重畳することも考えられる。これら注水先へは、間欠的に注水を行い一定量の水位を維持することになるため、①、②及び③の最大流量の注水等を実施しているときと異なるタイミング又は系統の余力で注水等を行うため、対応が可能である。

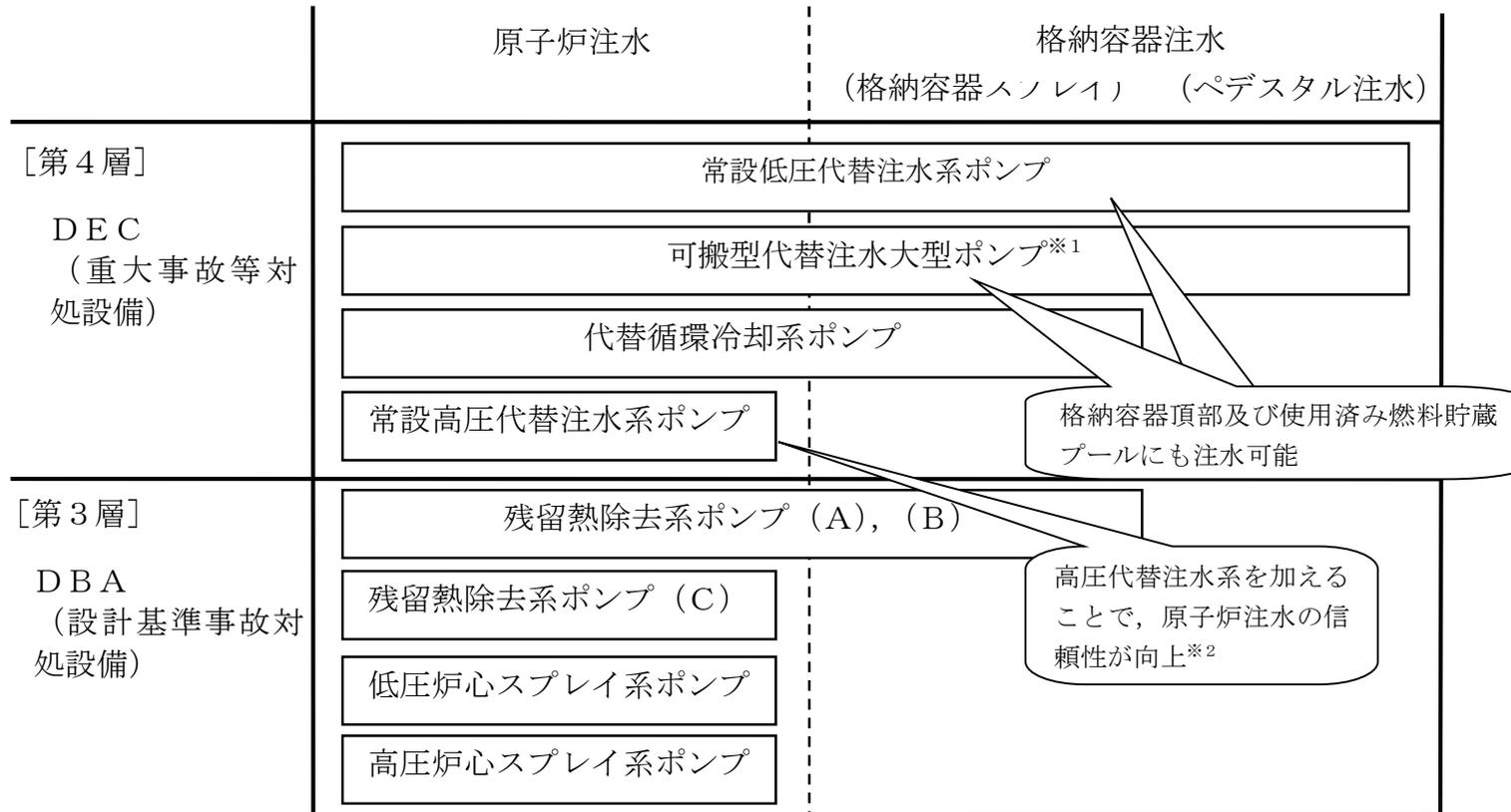
また、複数の注水先に注水するための操作については、各注水先へ注水するための操作に必要な時間を考慮した有効性評価により、炉心冷却や熔融炉心の冷却等ができることを確認している。

以上より、常設低圧代替注水系ポンプの複数の機能の確保についても問題ないと考えられる。

### 3. 常設低圧代替注水系ポンプの機能の冗長性について

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉の注水については、原子炉隔離時冷却系、高圧代替注水系及び代替循環冷却系を用いた手段に加え、アクセスルートの確保を確認した後であれば低圧代替注水系（可搬型）によって機能を補うことも可能である。また、格納容器

スプレイについては代替循環冷却系及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）、格納容器下部注水については格納容器下部注水系（可搬型）、格納容器頂部注水については格納容器頂部注水系（可搬型）並びに使用済燃料プール注水については代替燃料プール注水系（可搬型）によって機能を補うことも可能である。このように、常設低圧代替注水系ポンプの各機能については冗長性を持たせることで機能強化を図っている。機能強化のイメージを第1図に示す。



※1：可搬型設備でありアクセスルート復旧までは期待できないが、信頼性を向上させている。

※2：TQUV, TW (LUHS, RHR 機能喪失), SBO 等の一次圧力バウンダリの喪失 (LOCA 等) を除く事故に対して初期炉心冠水維持が可能

第1図 第3層及び第4層にて期待する注水設備

64. デブリが炉外へ放出される場合と炉内に留まる場合の格納容器内の気体組成と水素燃焼リスクへの影響について

有効性評価「水素燃焼」では「大LOCA＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋全交流動力電源喪失（＋格納容器ベント無し）」によって炉心損傷に至るものの、重大事故等対処設備である低圧代替注水が健全に動作し、損傷炉心を原子炉圧力容器内に保持する事故シーケンスにて水素燃焼リスクの影響を評価している。この事故シーケンスと、炉心が溶融し、仮に重大事故等対処設備である低圧代替注水が健全に動作せず、原子炉圧力容器を貫通してペDESTAL（ドライウエル部）床面に落下する場合を比較すると、後者は炉心損傷の程度がより著しいと考えられ、水－ジルコニウム反応による水素の発生量が多くなり、また、溶融炉心落下後のコア・コンクリート反応による非凝縮性ガスの発生が加わることから、格納容器内の非凝縮性ガス（水素含む）の量が前者（損傷炉心を原子炉圧力容器内に保持する事故シーケンス）に比べて多くなると考えられる。一方で、後者は格納容器内に移行する放射性物質の量が多くなり、格納容器内での水の放射線分解による水素及び酸素の発生量は多くなると考えられる。

上記の影響の相対的な関係により、後者（溶融炉心が格納容器下部に落下する事故シーケンス）の方が、前者（損傷炉心を原子炉圧力容器内に保持する事故シーケンス）より厳しい（酸素濃度が高くなる）傾向になっている（「3.4 水素燃焼」における「第3.4-3図 ドライウエルの気相濃度の推移(ウェット条件)」及び「第3.4-4図 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移(ウェット条件)」と、「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」における「第3.5-5図 ドライウエルの気相濃度の推移（ウェット条件）」及び「第3.5-6図 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移（ウェット条件）」参照）。

ただし、後者（溶融炉心が格納容器下部に落下する事故シーケンス）においても、格納容器内の酸素濃度が4.3vol%（ウェット）に到達した場合に水素燃焼の発生防止を目的とした格納容器ベントを実施する運用としていることから、格納容器ベント実施により格納容器内の非凝縮性ガスのほとんどは格納容器圧力逃がし装置を通じて排出されることとなり、格納容器内の酸素濃度が可燃性限界（約5%）に到達するおそれはない。

65. 原子炉水位不明時の対応について

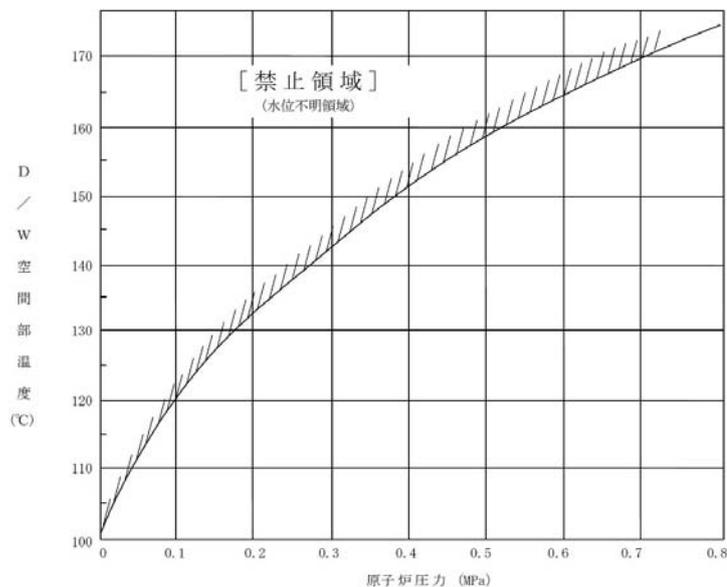
(1) 概要

重大事故等対処設備とする原子炉水位計は、原子炉水位（S A広帯域）及び原子炉水位（S A燃料域）があり、それぞれの計測範囲で原子炉压力容器内の水位を確認する。

(2) 水位不明判断条件

以下の場合、原子炉水位不明と判断する。

- a. 原子炉水位指示計の電源が喪失した場合
- b. 原子炉水位計の指示に「バラツキ」があり、原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることが判定できない場合
- c. ドライウェル空間部温度が、原子炉压力容器飽和温度に達した場合（不測事態「水位不明（C3）」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）



第1図 水位不明判断曲線

- (3) 有効性評価「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」における水位不明時の対応について

有効性評価の格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンスでは、原子炉冷却材喪失（大破断LOCA）により、第1図に示す水位不明領域となるため、運転員は水位不明と判断する。

この場合、炉心損傷判断後の対応手順に従い、原子炉停止後の経過時間に応じた必要注水時間の継続注水を実施しシュラウド内水位回復に必要な注水量（原子炉水位LOまで回復させるため必要な注水量）を注水した後、崩壊熱相当の注水量とする。

- (4) 炉心損傷後における水位不明判断時の対応手順について

上記のとおり、炉心損傷後の対応手順として、LOCA時に水位不明を判断し外部水源に期待した原子炉注水を実施する場合には、手順に従い、第1表に示す原子炉水位LOまで水位回復させるために必要な注水時間を $230\text{m}^3/\text{h}$ 以上で継続して注水する。原子炉水位LOに到達後は、崩壊熱相当以上の注水を実施する場合には、原子炉に持ち込んだ水がLOCA破断口から格納容器へ移行した分がサブプレッション・プール水位上昇につながるため、格納容器スプレイ停止及び格納容器ベントが早まる。そのため、原子炉水位LO到達後は、ベントを可能な限り遅延させ環境への影響を低減させるため、崩壊熱相当の注水とする。

なお、第1表に示す必要注水時間は、原子炉底部から原子炉水位LOまでに冠水させるために必要な注水量に加え、注水開始時点での崩壊熱除去に必要な注水量を考慮し設定した。

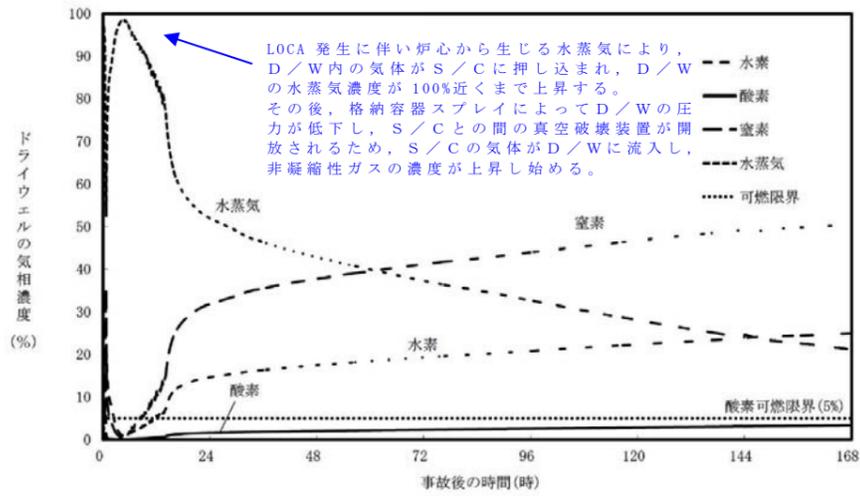
第1表 水位不明時に必要注水時間（LOCA）

原子炉水位LO到達までに必要な注水時間 (注水流量230m <sup>3</sup> /h以上)	
原子炉注水開始時間 (原子炉停止後の経過時間)	注水時間
5分～	55分
10分～	50分
15分～	45分
25分～	40分
1時間～	35分
12時間～	30分

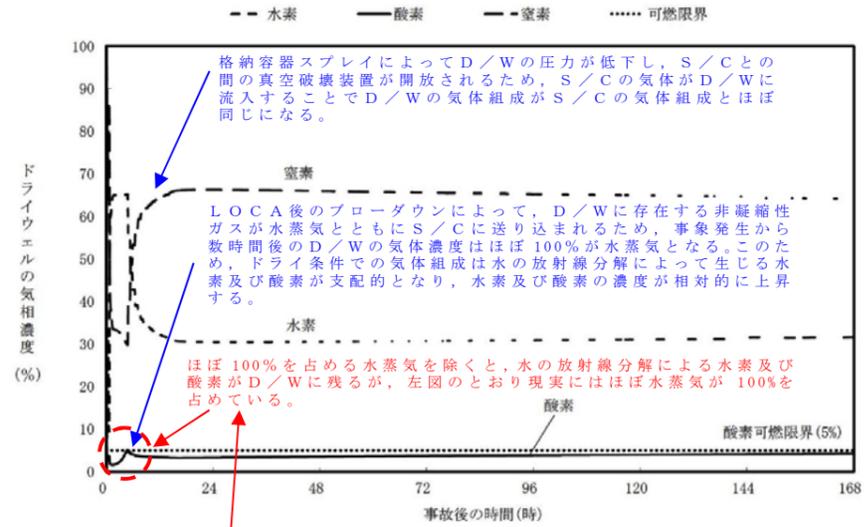
66. 有効性評価「水素燃焼」における，ドライウエル及びサプレッション・チェンバの気体組成の推移について

有効性評価「水素燃焼」における，ドライウエル（以下「D/W」という。）及びサプレッション・チェンバ（以下「S/C」という。）の気体組成の推移のうち，主にドライ条件での酸素濃度の変化の理由について説明を補足し，第1図に示す。

ウェット条件（気体の濃度の推移）



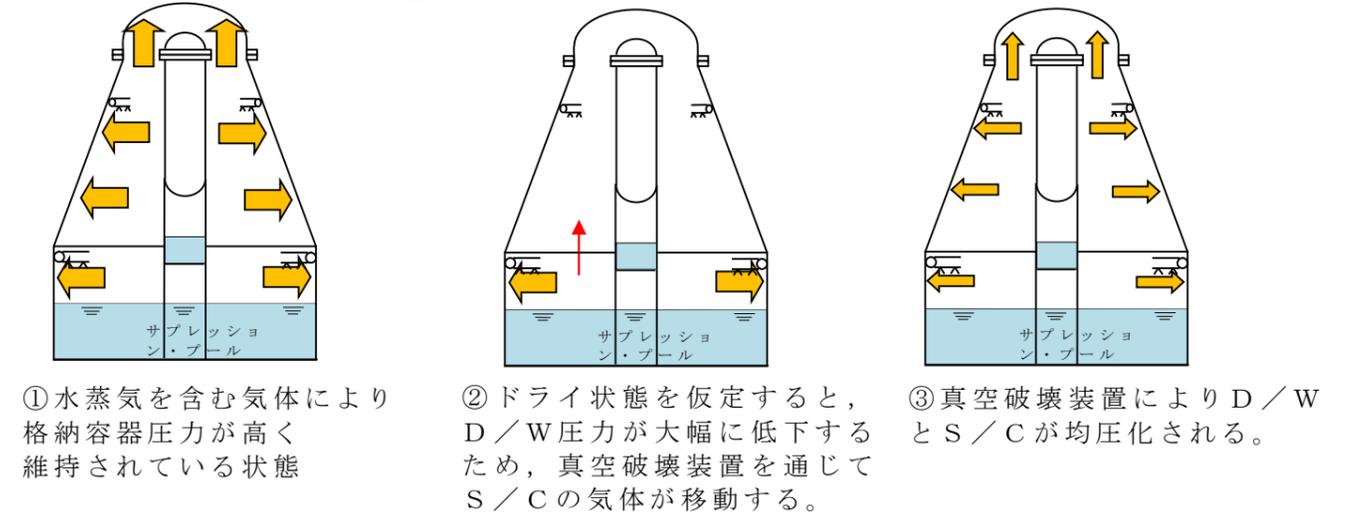
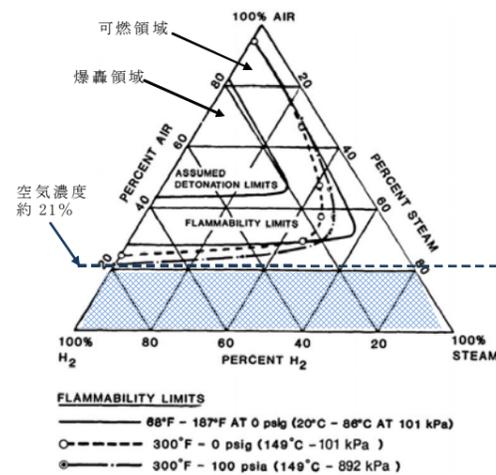
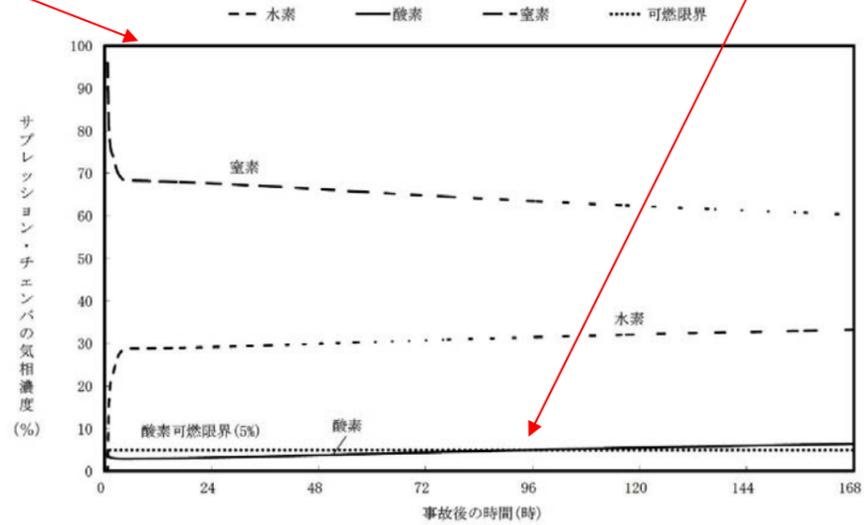
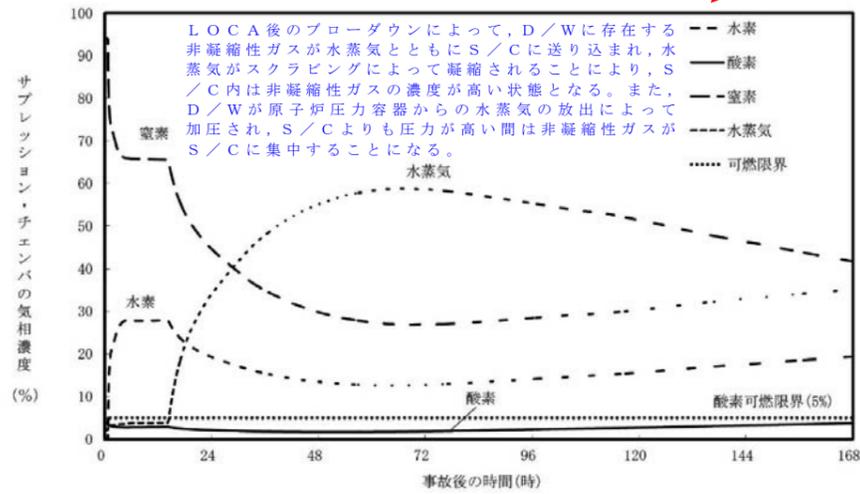
ドライ条件（気体の濃度の推移）



ウェット条件の場合、S/Cの水蒸気濃度の上昇により非凝縮性ガスの濃度が低下する。  
ドライ条件の場合、水の放射線分解により水素及び酸素濃度が上昇し、窒素濃度が低下する。

仮にドライ条件となった場合、D/Wの全圧は大きく低下するため、全圧の低下割合が小さいS/Cから気体が流入する。S/CからD/Wの流入が生じると、D/Wの気体組成はS/Cとほぼ同じになる。（約20時間後以降のドライ条件での気体組成参照）S/Cの酸素濃度は5%よりも低い場合、気体の流入が生じてD/Wの酸素濃度が5%を超えることは無い。

事象発生約94時間までは、ドライ条件を仮定しても酸素濃度は5.0vol%未満で推移するが、事象発生約94時間後以降のS/Cの酸素濃度は5.0vol%を超える。ただし、ウェット条件においては、事象発生から7日間の酸素濃度は可燃限界には到達せず、仮に格納容器スプレイの誤動作などにより水蒸気量が低下しても、ペント基準である酸素濃度4.3vol%により格納容器ペントを実施するため、可燃限界である5.0vol%に達することはない。



ウェット状態で維持されている格納容器内がドライ状態になった場合の気体の移動

第1図 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

## 67. 事故後長期にわたる格納容器の健全性について

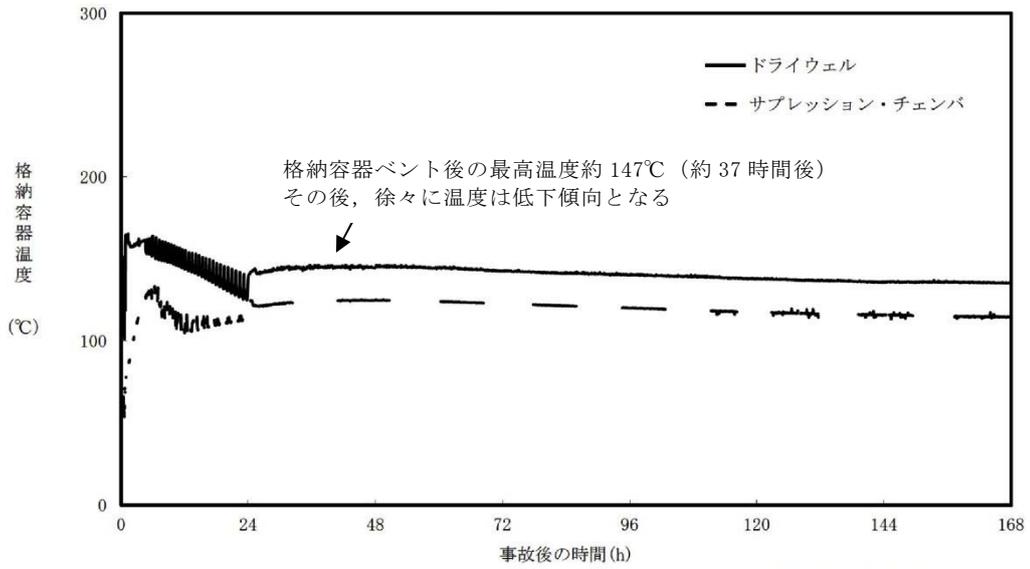
格納容器の限界温度・圧力である200℃、2Pd (620kPa [gage]) の状態が168時間 (7日間) 継続した場合においても、部位毎に想定される機能喪失要因を考慮した評価を実施し、格納容器の放射性物質の閉じ込め機能の健全性を確認している (付録2「原子炉格納容器限界温度・圧力に関する評価結果」参照)。

このうち200℃、2Pdについて時間経過を考慮した評価が必要な部位はシール部であるため、事象発生後7日以降においては格納容器温度が150℃を超えない範囲でプラントマネジメントすることで、長期的な格納容器の閉じ込め機能を確保できると考える。

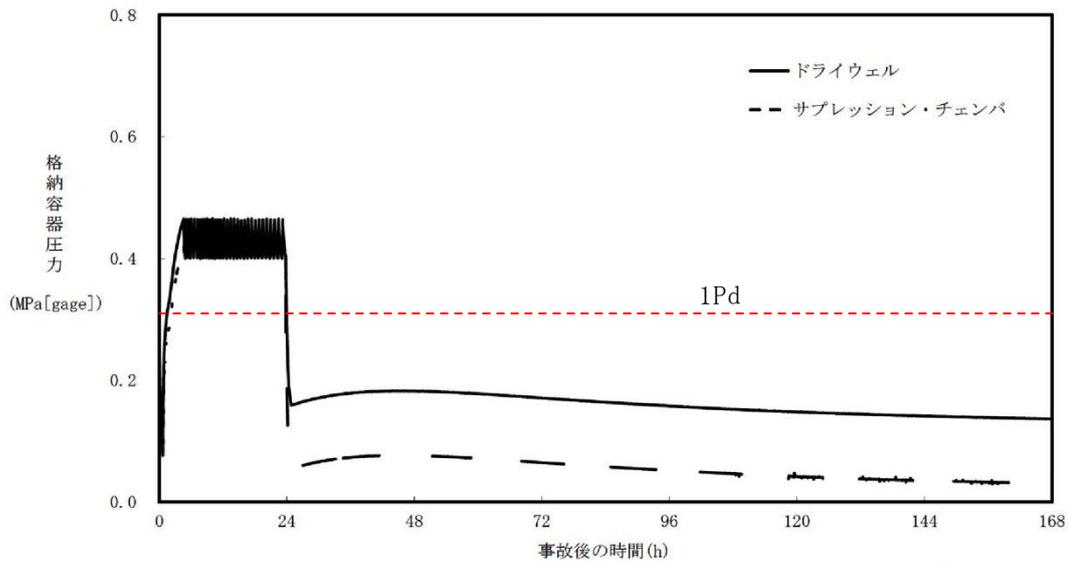
### 1. 事故後168時間以降の格納容器温度・圧力の推移

格納容器温度が高温で維持される期間が長い「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用しない場合)」では、事故発生約23時間後に格納容器ベントの実施になるが、事象発生7日間の格納容器ベント実施後における格納容器の最高温度は約147℃ (約37時間後) であり、その後、徐々に温度低下し、7日以降は150℃以下となる (第1図参照)。

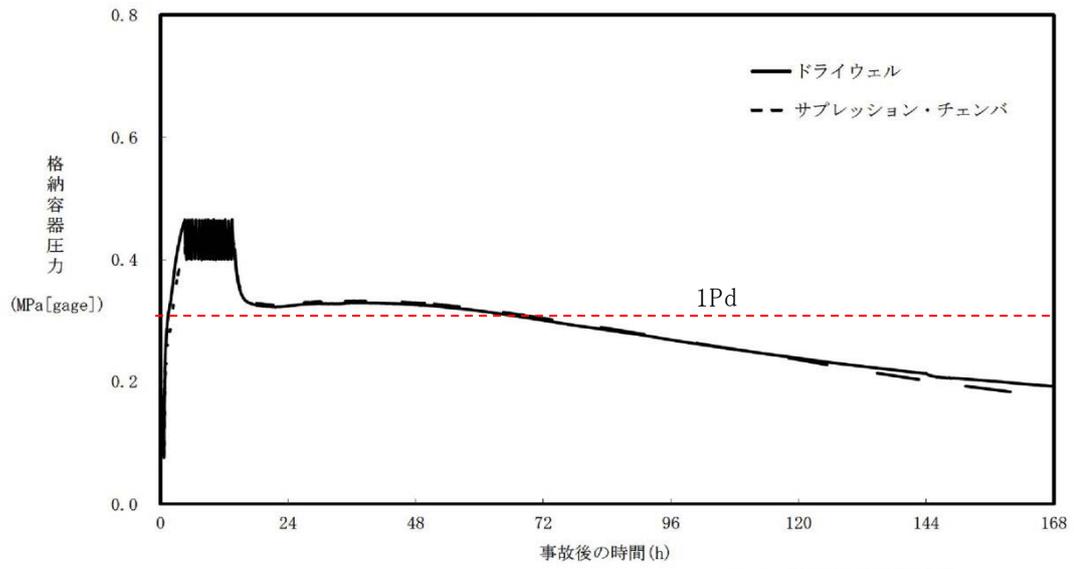
格納容器圧力においては、第2図に示すとおり、格納容器ベントにより7日以内に1Pd以下に低下する。また、代替循環冷却系を使用する「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用する場合)」においても、第3図に示すとおり、7日以内に1Pd以下となる。



第1図 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）  
 （代替循環冷却系を使用しない場合）における格納容器温度の推移



第2図 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）  
 （代替循環冷却系を使用しない場合）における格納容器圧力の推移



第3図 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）  
 （代替循環冷却系を使用する場合）における格納容器圧力の推移

## 2. 事故後168時間以降のシール部健全性

ハッチ類及び配管貫通部に使用する改良EPDM材について、168時間(7日)以降の劣化特性を確認するため、シール材の基礎特性試験を実施した。試験条件は168時間までは200℃、168時間以降は150℃とした。

第1表 改良EPDM材の基礎特性データの経時変化

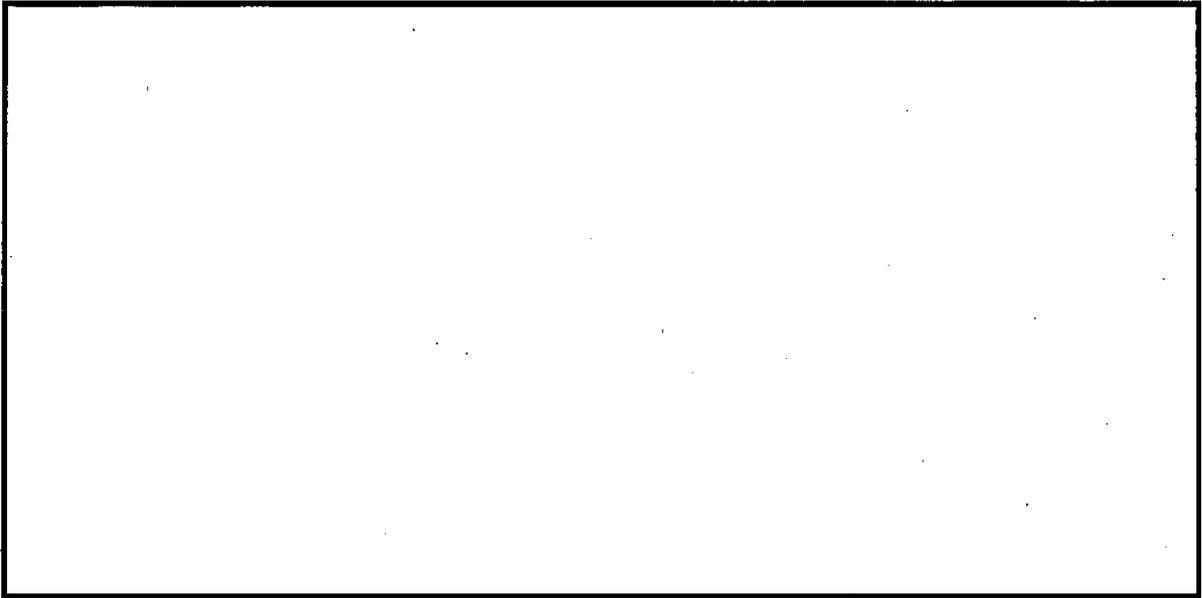
試験 時間	試験 温度	圧縮永久ひずみ率 [%]		硬さ		質量変化率 [%]	
		実測値	平均値	実測値	平均値	実測値	平均値
0～168h	200℃						
0～168h +7日	200℃ →150℃						
0～168h +30日	200℃ →150℃						

注)  $\gamma$ 線  MGy照射済の試験体を用い、飽和蒸気環境下に暴露した後の測定値

第1表に示すとおり、改良EPDM材が200℃条件を7日間経験しても、一般特性としての耐熱温度の150℃まで低下すれば、それ以降は有意な劣化傾向は見られない。したがって、事故後7日以降における格納容器の温度を150℃と設定した場合でも、シール部の機能は十分維持される。

また、シール部を有するフランジ部の開口量評価のうち、許容開口量に対する裕度が最も小さいドライウェル主フランジについて、2Pdにおける開口量は  mmであるが、第1表に示すとおり試験時間7日以降、150℃環境下での改良EPDM材の圧縮永久ひずみ率は  %以下（圧縮永久ひずみ率  %におけるドライウェル主フランジの許容開口量は  mm）であることから、仮に事故後7日以

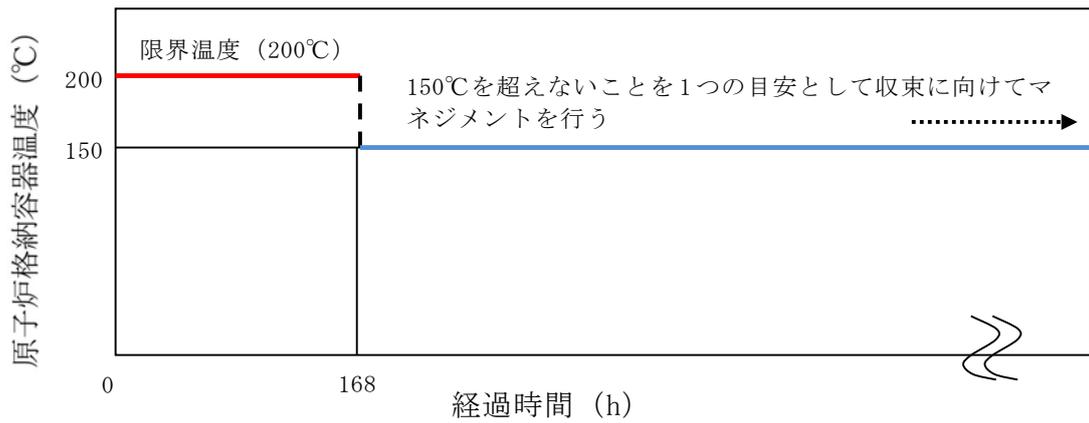
降に2Pdの内圧が負荷されたとしてもシール機能を確保できると考える（第4図参照）。



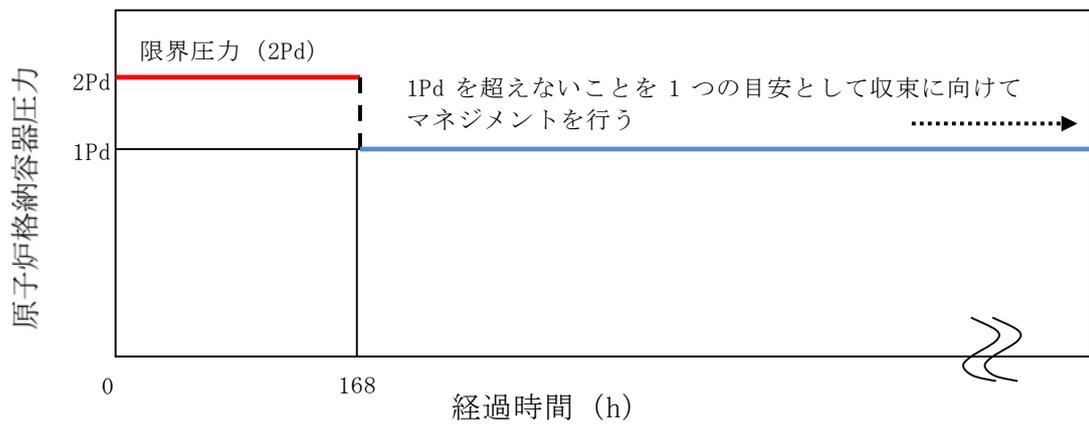
第4図 ドライウェル主フランジ部の内圧と開口量の関係  
(250℃において)

### 3. 事故発生後7日以降の考え方

前述の結果を踏まえ、事故発生後7日以降については、格納容器温度が150℃を超えない範囲及び格納容器圧力が2Pdを超えない範囲でプラント状態を運用することで、格納容器の健全性は長期的に維持されると考える。ただし、事故環境が継続することにより、熱劣化等の閉じ込め機能低下要因が存在することを踏まえ、長期的なマネジメントの目安として、事故発生後7日以降の領域においては、格納容器温度は150℃を超えない範囲及び格納容器圧力は1Pdを超えない範囲でプラント状態を運用することで、格納容器の長期健全性を維持する（第5図、第6図参照）。



第5図 原子炉格納容器温度の事故発生7日以降の考え方



第6図 原子炉格納容器圧力の事故発生7日以降の考え方

68. 原子炉冷却材バウンダリを減圧するための代替設備

「高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の有効性評価においては、原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の20%高い位置に到達した時点で、原子炉を手動減圧することとしている。このとき、通常の減圧手段により原子炉の減圧操作が実施できない場合に取り得る手段について、以下のものがある。

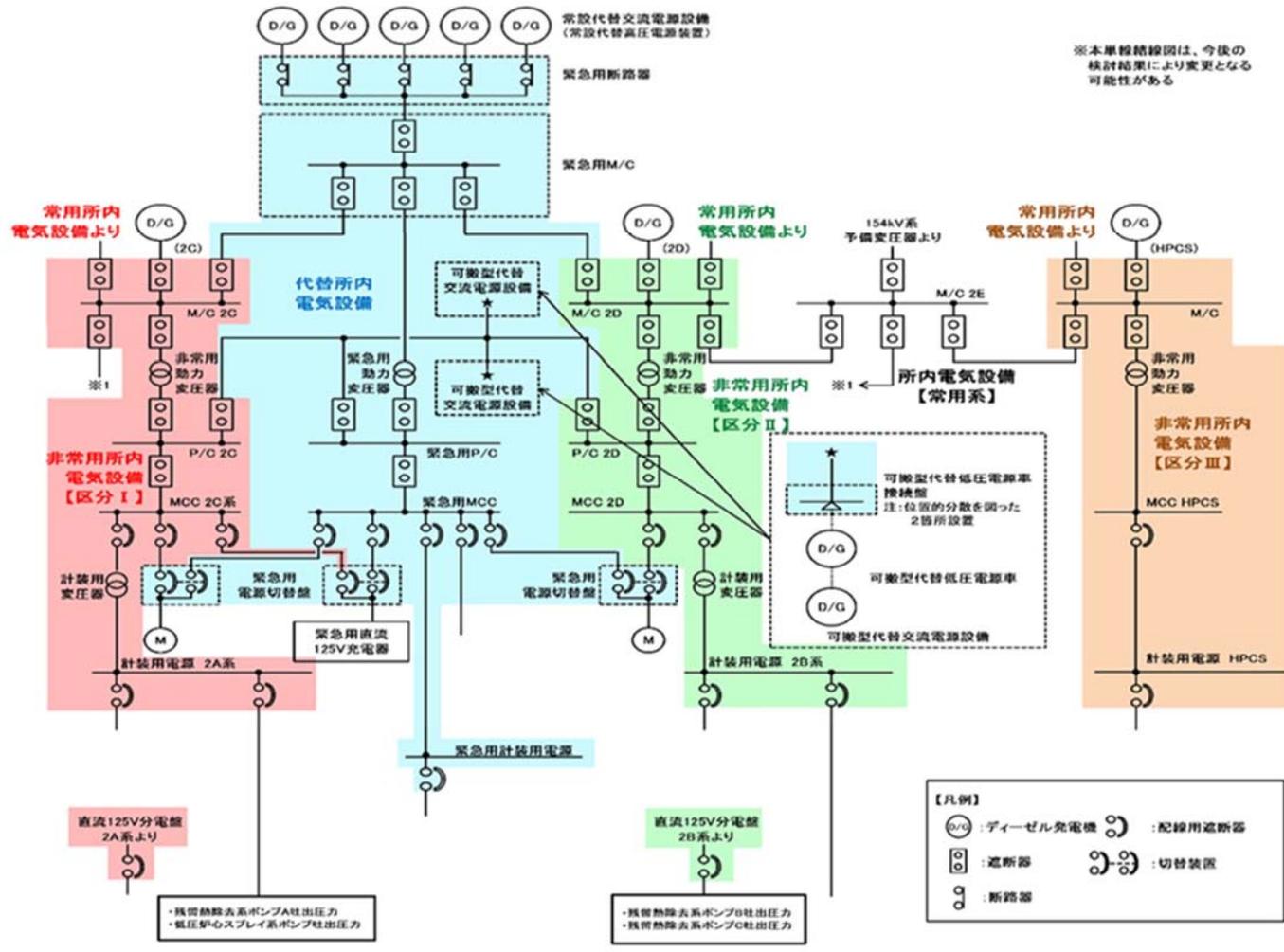
- ・主蒸気逃がし安全弁機能回復（可搬型代替直流電源給電及び常設代替直流電源設備）
  - ・主蒸気逃がし安全弁機能回復（代替窒素供給）
  - ・主蒸気逃がし安全弁機能回復（可搬型窒素供給装置（小型））【自主対策設備】
  - ・代替逃がし安全弁駆動装置による減圧【自主対策設備】
1. 主蒸気逃がし安全弁機能回復（可搬型代替直流電源給電及び常設代替直流電源設備）

主蒸気逃がし安全弁の駆動に必要な常設直流電源が喪失した場合でも、緊急電源切替盤を切り替えることで、可搬型代替直流電源設備からの供給により、主蒸気逃がし安全弁（自動減圧機能付き）7個の駆動が可能な設計とする。可搬型代替直流電源設備として、可搬型代替交流電源設備（可搬型代替低圧電源車）を配備する。

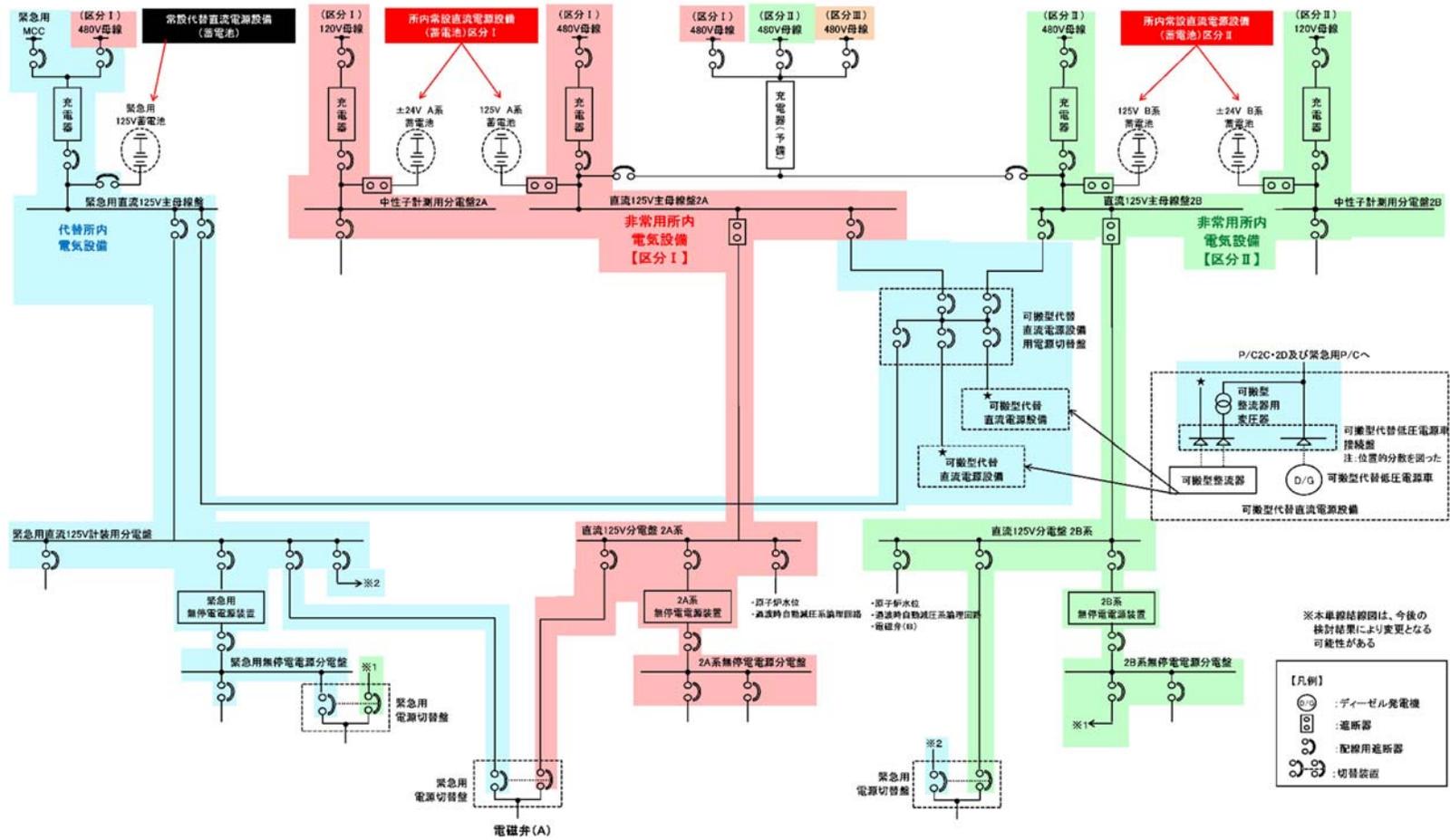
可搬型代替低圧電源車は可搬型代替低圧電源車接続盤に接続し、可搬型整流器を経由することで、主蒸気逃がし安全弁（自動減圧機能付き）へ電源供給できる設計とする。また、可搬型設備用軽油タンクより、タンクローリを用いて燃料を補給できる設計とする。

また、駆動回路に逃がし弁安全弁用可搬型蓄電池を接続することで、主蒸気逃がし安全弁（自動減圧機能）2個の駆動が可能な設計とする。逃がし安

全弁用可搬型蓄電池は、24時間にわたり主蒸気逃がし安全弁（自動減圧機能）2個を連続開可能な容量を有する設計とする。直流電源単線結線図について第1図及び第2図に示す。



第1図 単線結線図



第2図 単線結線図

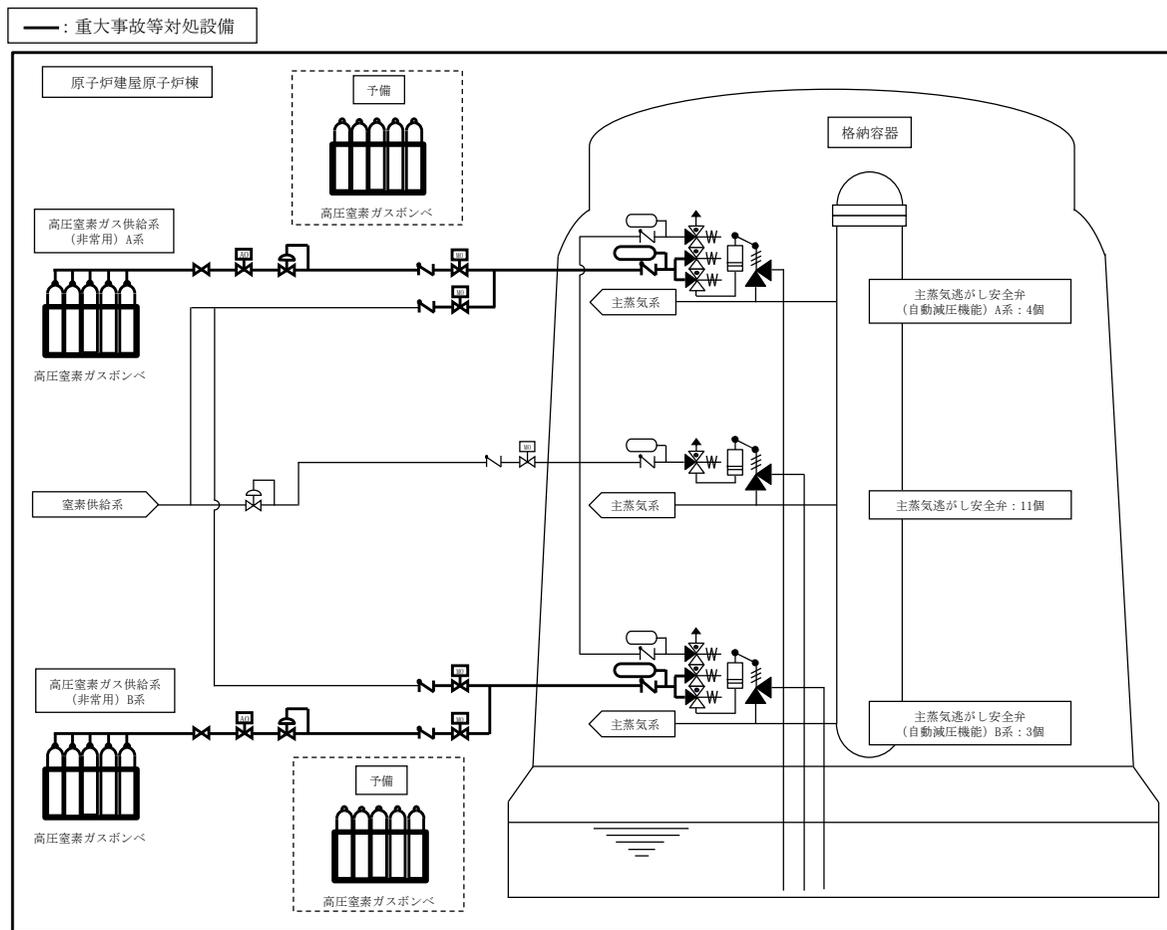
## 2. 主蒸気逃がし安全弁機能回復（代替窒素供給）

主蒸気逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の駆動に必要な、自動減圧機能用アキュムレータの供給圧力が喪失した場合に備え、高圧窒素ガス供給系（非常用）を設ける。

本系統は、主蒸気逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の自動減圧機能用アキュムレータに対して窒素ガスを供給するものであり、高圧窒素ガスポンペ、高圧窒素ガス供給系（非常用）配管・弁等で構成する。

高圧窒素ガス供給系（非常用）は、不活性ガス系からの窒素供給圧力が低下した場合に自動的に高圧ガスポンペ供給弁が開となり、高圧窒素ガスポンペの窒素ガスを自動減圧機能用アキュムレータに供給する。なお、高圧窒素ガスポンペの圧力が低下した場合は、現場操作により高圧窒素ガスポンペの交換を実施する。

高圧窒素ガス供給系（非常用）の系統圧力は、主蒸気逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の作動環境条件を考慮して格納容器圧力が設計圧力の2倍の状態（2Pd）においても全開可能な圧力に設定する。高圧窒素ガス供給系（非常用）の系統概要図を第3図に示す。



・電源設備については「3.14電源設備（設置許可基準規則第57条に対する設計方針を示す章）」で示す。  
 ・計装設備については「3.15計測設備（設置許可基準規則第58条に対する設計方針を示す章）」で示す。

- : 主蒸気逃がし安全弁
- : 電磁弁
- : アキュムレータ  
(逃がし弁機能用)  
(自動減圧機能用)
- : 電動弁
- : 空気作動弁
- : 減圧弁
- : 逆止弁
- : 手動弁

第 3 図 高圧窒素ガス供給系（非常用）の系統概要図

3. 主蒸気逃がし安全弁機能回復（可搬型窒素供給装置（小型））【自主対策設備】

可搬型窒素供給装置（小型）を窒素ガス供給系（非常用）に接続し、自動減圧機能用アキュムレータに窒素ガスを供給することで、主蒸気逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の機能を回復させて、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧する。

4. 代替逃がし安全弁駆動装置による減圧【自主対策設備】

代替逃がし安全弁駆動装置は、高圧窒素ガス供給系（非常用）との独立性、位置的分散を考慮した系統構成で、代替逃がし安全弁駆動装置用高圧窒素ガスポンベからの窒素ガスを、手動操作により主蒸気逃がし安全弁（自動減圧機能なし 11 個のうち 4 個）に供給する。

代替主蒸気逃がし安全弁駆動装置による主蒸気逃がし安全弁の駆動は、電磁弁操作を必要とせず、排気ポートから直接主蒸気逃がし安全弁駆動用アクチュエータに高圧窒素ガスを供給することで、主蒸気逃がし安全弁を開操作することができる。

69. 格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視設備について

炉心の著しい損傷時に格納容器内の水素濃度が変動する可能性のある範囲で水素濃度を監視するため、格納容器内水素濃度 (SA) を設ける。

また、格納容器内で水素及び酸素が発生するため、格納容器内水素濃度 (SA) に加え、酸素濃度の監視設備として格納容器内酸素濃度 (SA) を設ける。

これらの設備は、全交流動力電源又は所内常設蓄電式直流電源が喪失した場合には代替電源設備からの給電により、中央制御室において監視が可能である。

(1) 格納容器内水素濃度 (SA)

a. 主要仕様

検出器の種類：熱伝導式

計測範囲：0～100vol%

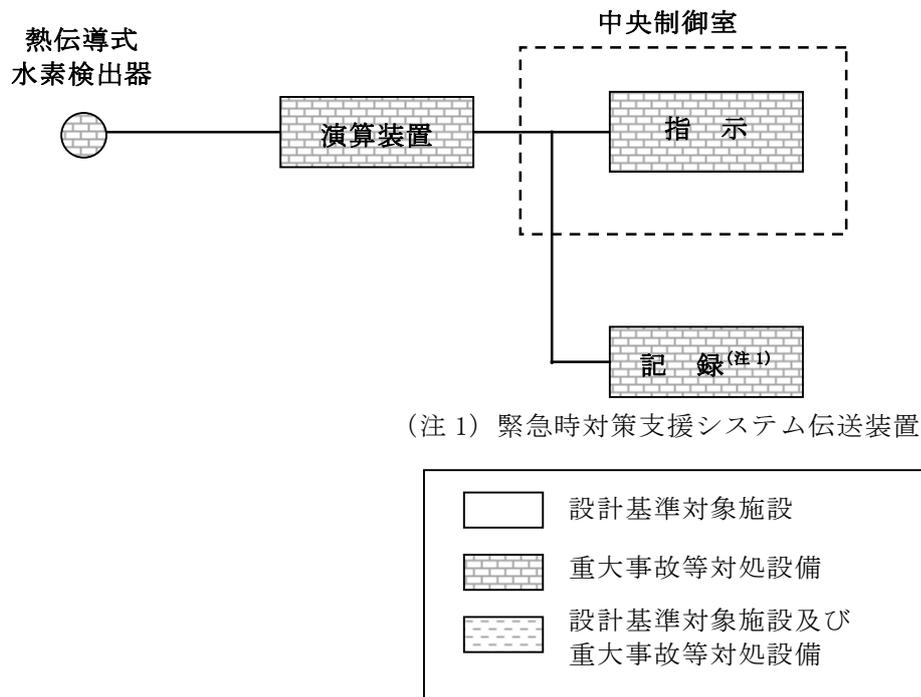
個数：1

取付箇所：原子炉建屋原子炉棟□階

監視可能時間：常設代替高圧電源装置等による給電開始以降

b. 設備概要

熱伝導式水素検出器にて水素濃度を検出し、演算装置にて電気信号へ変換する処理を行った後、格納容器内水素濃度を中央制御室に指示し、記録装置にて記録する。格納器内水素濃度 (SA) の概略構成図を第 1 図に示す。



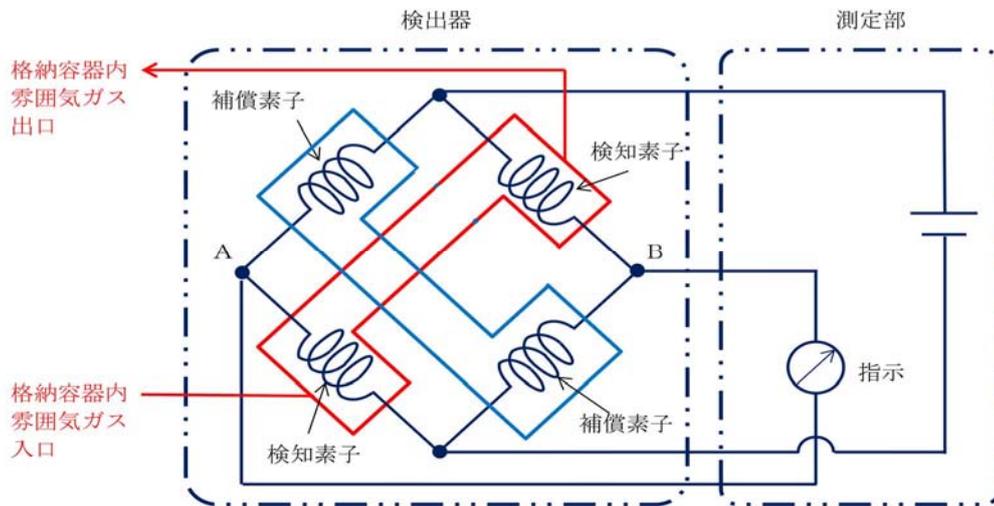
第1図 格納容器内水素濃度（SA）の概略構成図

c. 測定原理

熱伝導式の水素検出器は、第2図に示すとおり、検知素子と補償素子（白金）でブリッジ回路が構成されている。検知素子の部分に、測定対象ガスが流れるようになっており、補償素子の部分には基準となる窒素ガスが密閉されているため、測定対象ガスとは接触しない構造になっている。

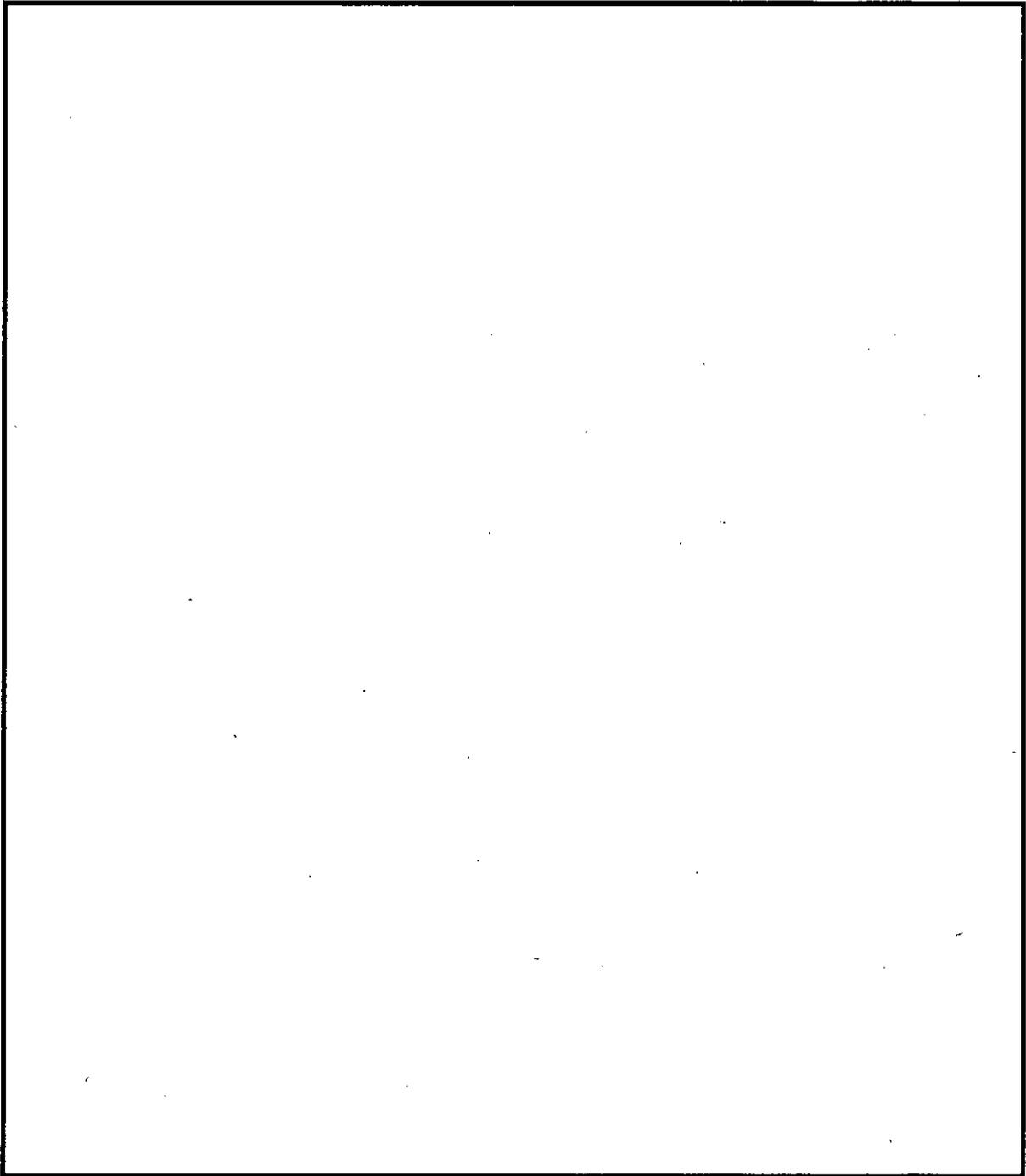
水素濃度計の指示部より電圧を印可して検知素子と補償素子の両方のサーミスタを一定温度に加熱した状態で、検知素子側に水素を含む測定ガスを流すと、測定ガスが熱を奪い、検知素子の温度が低下することにより抵抗が低下する。検知素子の抵抗が低下するとブリッジ回路の平衡が失われ、第2図のAB間に電位差が生じる。この電位差が水素濃度に比例する原理を用いて、水素濃度を測定する。

なお、格納容器内水素濃度の計測範囲 0~100vol%において、最大±1.7vol%の誤差を有している。



第2図 格納容器内水素濃度 (SA) 検出回路の概要図

d. 配置場所



第3図 格納容器内水素濃度 (SA) 及び格納容器内酸素濃度 (SA) の配置図 (原子炉建屋原子炉棟□階)

(2) 格納容器内酸素濃度 (SA)

a. 主要仕様

検出器の種類：磁気力式

計測範囲：0～25vol%

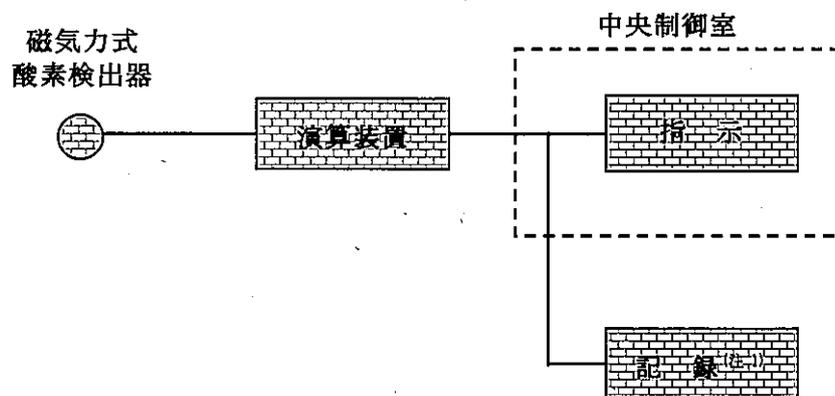
個数：1

取付箇所：原子炉建屋原子炉棟□階

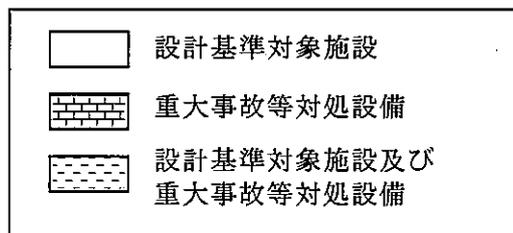
監視可能時間：常設代替高圧電源装置等による給電開始以降

b. 設備概要

磁気力式酸素検出器にて酸素濃度を検出し、演算装置にて電気信号へ変換する処理を行った後、格納容器内の酸素濃度を中央制御室に指示し、記録装置にて記録する。格納容器内酸素濃度 (SA) の概略構成図を第 4 図に示す。



(注1) 緊急時対策支援システム伝送装置



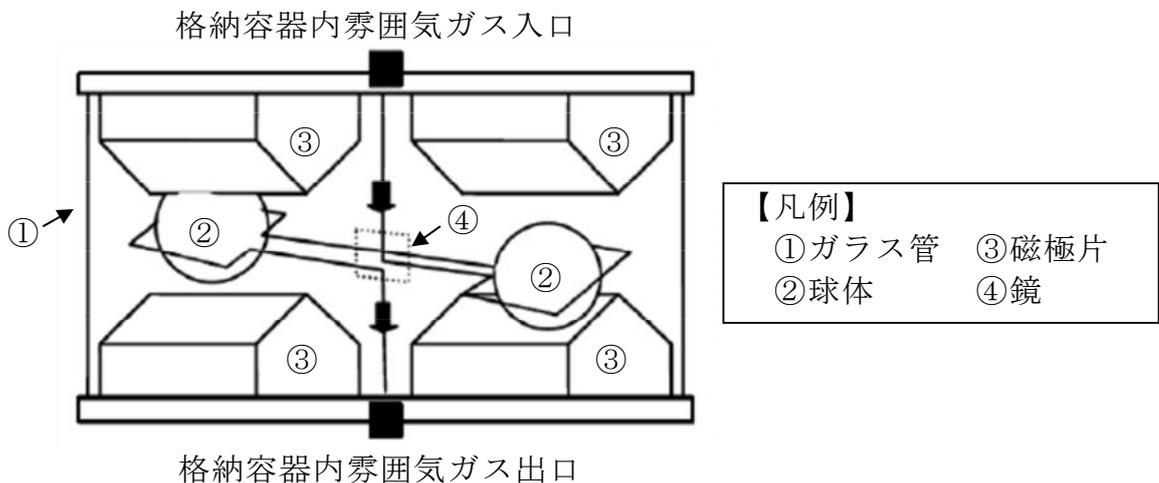
第 4 図 格納容器内酸素濃度 (SA) の概略構成図

c. 測定原理

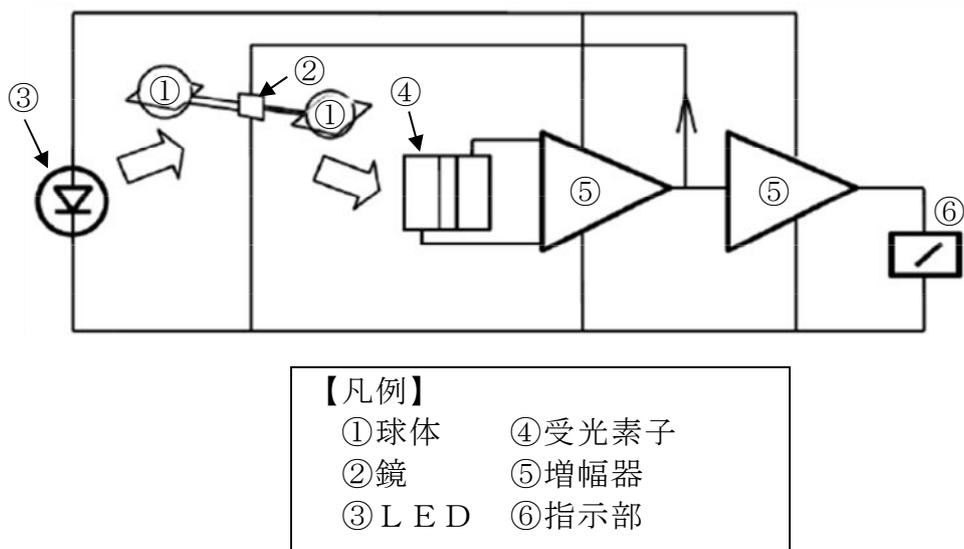
磁気力式の酸素検出器は、第5図及び第6図に示すとおり、吊るされた2つの球体、くさび型状の磁極片、LEDからの光を受光素子へ反射する鏡等にて構成されている。

ガラス管内は、磁極片により不均一な磁場が形成されており、そこに強い磁化率を持つ酸素分子が流れ込むと、磁場に引き寄せられ、吊るされた2つの球体は遠ざかり、回転運動が生じる。これにより、LEDからの光を受光素子へ反射する鏡の向きが変わることで、受光素子に当たる光量に変化し、電圧が生じる。この電圧が酸素濃度に比例する原理を用いて、酸素濃度を測定する。

なお、格納容器内酸素濃度の計測範囲0～25vol%において、計器仕様は最大±0.6vol%の誤差を有している。



第5図 格納容器内酸素濃度 (SA) 内部構造図



第 6 図 格納容器内酸素濃度 (SA) 電気回路図

d. 配置場所

格納容器内酸素濃度 (SA) の配置を第 3 図に示す。

## 70. 格納容器 pH 調整の効果について

よう素放出量の低減対策として導入する東海第二の格納容器 pH 調整系は、有効性評価等においては、格納容器 pH 調整系の効果に期待しないものとしており、格納容器に放出されるよう素の形態を、R.G.1.195 “Methods and Assumptions for Evaluating Radiological Consequences of Design Basis Accidents at Light Water Nuclear Power Reactors” で示されている、「有機よう素 4%、無機よう素 91%、粒子状よう素 5%」の割合を用いて評価している。

以下では、格納容器 pH 調整による、よう素の化学形態への影響について整理した。

### 1. よう素の化学形態

#### (1) pH 調整時のよう素化学形態について

NUREG-1465 には、よう素の化学形態に対する存在割合について記載しており、格納容器液相部の pH を 7 以上に維持できれば、格納容器内に放出される無機よう素は約 5%を越えないこと、有機よう素は無機よう素の 3% (0.15%) を越えないことが示されている。

また、よう素の化学形態に関する研究の成果をまとめた報告書である NUREG/CR-5732<sup>\*1</sup>では、pH が 7 以上の場合と 7 未満の場合について、重大事故時のよう素形態に関して複数のプラントに対する評価を行っている。

pH 調整した場合の結果及び pH 調整しない場合の結果を第 1 表及び第 2 表に示す。例として、Peach Bottom (BWR-MARK I) の評価結果では、pH 調整を実施しない場合においては、有機よう素 0.07%、無機よう素 28.9%、粒子状よう素 71.0%、pH 調整を実施した場合においては、有機よう素

0.0004%，無機よう素 0.05%，粒子状よう素 99.95%と示されている。評価結果を比較すると，いずれのプラントにおいても，pH 調整した場合には，有機よう素及び無機よう素の割合が小さく，大部分が粒子状よう素となっている。これは，格納容器液相部を pH7 以上にすることにより，格納容器内に放出される無機よう素が抑制されると共に，無機よう素から転換される有機よう素も少なくなるためであると考えられる。

第 1 表 重大事故時に pH 調整した場合 (pH $\geq$ 7) のよう素の化学形態  
(NUREG/CR-5732)

Table 3.6 Distribution of iodine species for pH controlled above 7

Plant	Accident	Fraction of total iodine in containment (%)			
		I <sub>2</sub> (g)	I <sub>2</sub> (t)	I <sup>-</sup> (t)	CH <sub>3</sub> I (g)
Grand Gulf	TC $\gamma$	0.05	0.03	99.92	0.001
	TQUV $\gamma$	0.01	0.03	99.96	0.0003
Peach Bottom	AE $\gamma$	0.002	0.03	99.97	0.0001
	TC2 $\gamma$	0.02	0.03	99.95	0.0004
Sequoyah	TBA	0.21	0.03	99.76	0.004
Surry	TMLB' $\gamma$	1.9	0.03	98.0	0.03
	AB $\gamma$	2.4	0.03	97.5	0.03

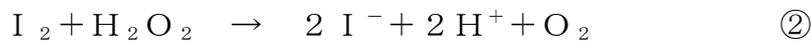
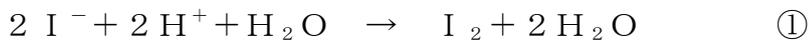
第 2 表 重大事故時に pH 調整しない場合のよう素の化学形態  
(NUREG/CR-5732)

Table 3.7 Distribution of iodine species for uncontrolled pH

Plant	Accident	Fraction of total iodine in containment (%)			
		I <sub>2</sub> (g)	I <sub>2</sub> (t)	I <sup>-</sup> (t)	CH <sub>3</sub> I (g)
Grand Gulf	TC $\gamma$	26.6	15.3	58.0	0.2
	TQUV $\gamma$	6.6	18.3	75.1	0.06
Peach Bottom	AE $\gamma$	1.6	21.6	76.8	0.01
	TC2 $\gamma$	10.9	18.0	71.0	0.07
Sequoyah	TBA	69.2	9.9	20.5	0.4
Surry	TMLB' $\gamma$	97.1	1.5	0.7	0.7
	AB $\gamma$	97.6	1.2	0.6	0.6

(2) pH調整によるよう素揮発抑制効果について

NUREG/CR-5950<sup>※2</sup>によると、水の放射線分解で生成する過酸化水素が、以下に示す反応式により「I<sup>-</sup>をI<sub>2</sub>にする反応」と「I<sub>2</sub>をI<sup>-</sup>にする反応」の両方を引き起こすことから、放射線照射環境下において、I<sup>-</sup>とI<sub>2</sub>の平衡関係が成立し、その平衡関係は線量率に依存しない、と仮定している。



すなわち、H<sub>2</sub>O<sub>2</sub>依存下においては、H<sup>+</sup>濃度が高い（pH 低）場合は、①式が優勢に進行してI<sub>2</sub>が生成する。一方、H<sup>+</sup>濃度が低い（pH 高）場合は、②式が優勢となり、I<sup>-</sup>が生成する。

この仮定に基づく評価結果として、Linらの試験結果<sup>※1</sup>を第1図に示す。アルカリ性領域（pH≧7）では、よう素の揮発が抑制されている試験結果となっていることがわかる。

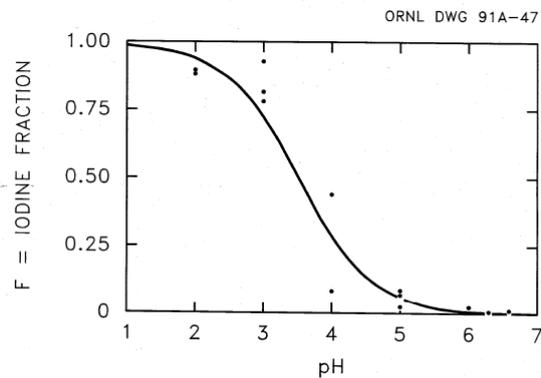


Figure 3.1 Radiolytic conversion of I to I<sub>2</sub> [data from C. C. Lin, *J. Inorg. Nucl. Chem.* 42, 1101 (1980)]

第1図 液相中におけるI<sub>2</sub>とI<sup>-</sup>の平衡とpHの関係

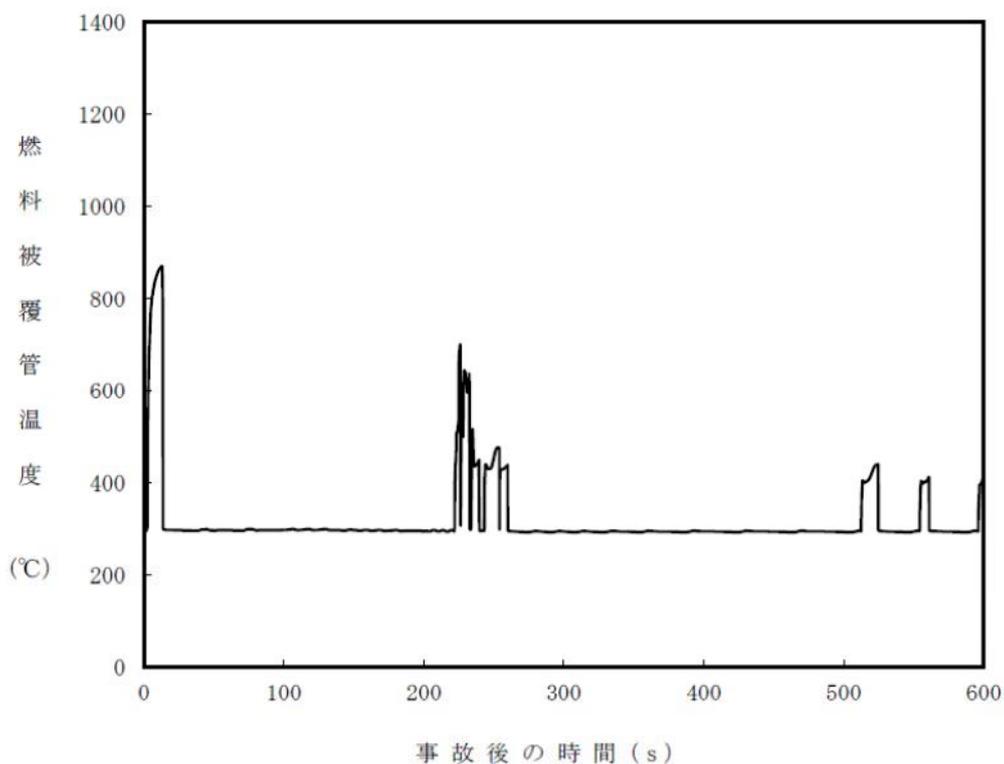
※1: NUREG/CR-5732 “Iodine Chemical Forms in LWR Severe Accidents”

※2: NUREG/CR-5950 “Iodine Evolution and pH Control”

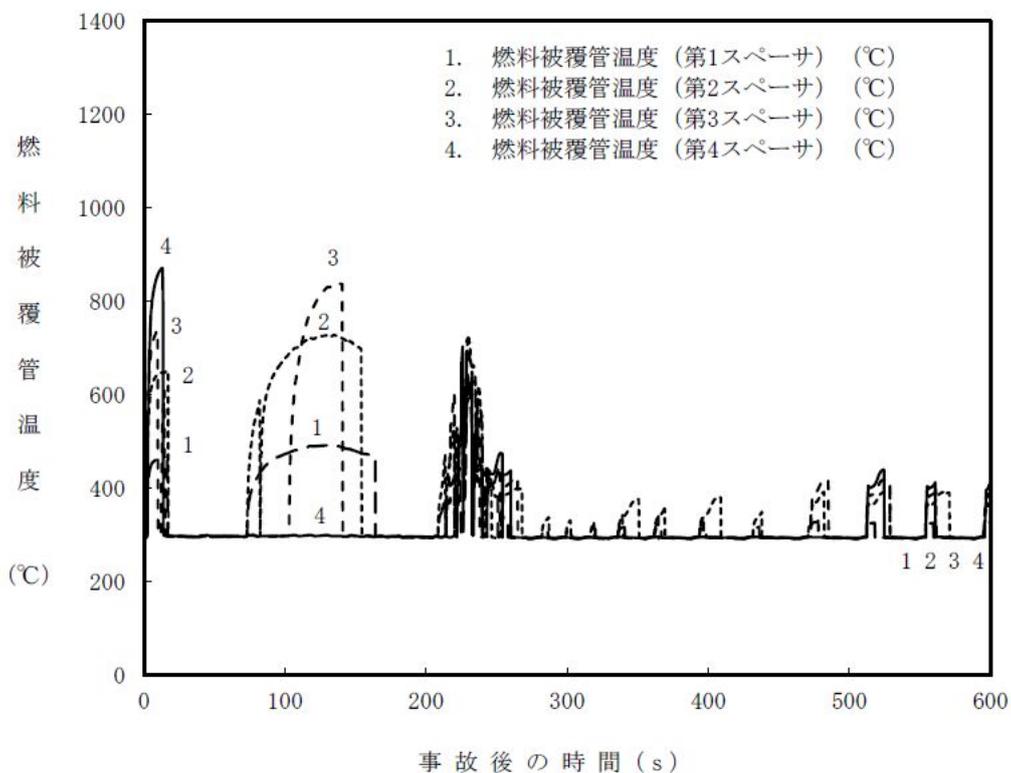
## 71. 原子炉停止機能喪失の 300 秒以降の燃料被覆管温度挙動について

復水器ホットウェル水位の低下により給水ポンプが停止した後に中性子束及び原子炉水位が静定する 600 秒までの燃料被覆管温度の推移を第 1 図（燃料被覆管最高温度発生位置）及び第 2 図（沸騰遷移発生位置）に示す。

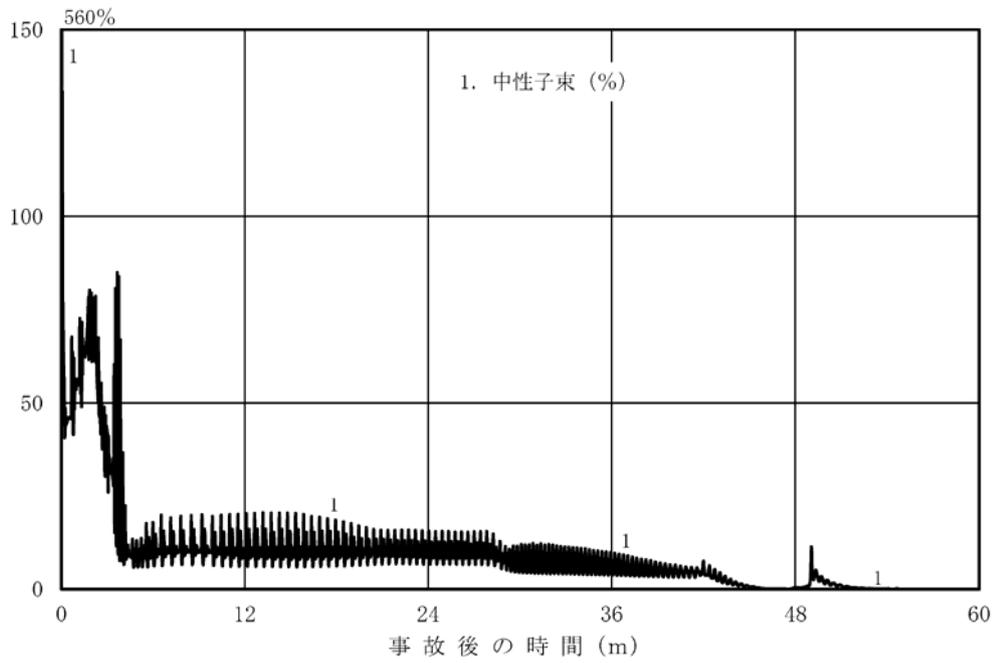
300 秒以降も沸騰遷移に伴う被覆管温度の上昇及びリウエットによる温度低下を繰り返す挙動が見られるが、給水ポンプ停止に伴い原子炉出力が大幅に低下していることから、ファーストピークを上回ることはない。また、600 秒以降は、ほう酸水注入に伴い徐々に原子炉出力が低下することから、沸騰遷移発生に伴う被覆管温度の上昇は徐々に抑制される。



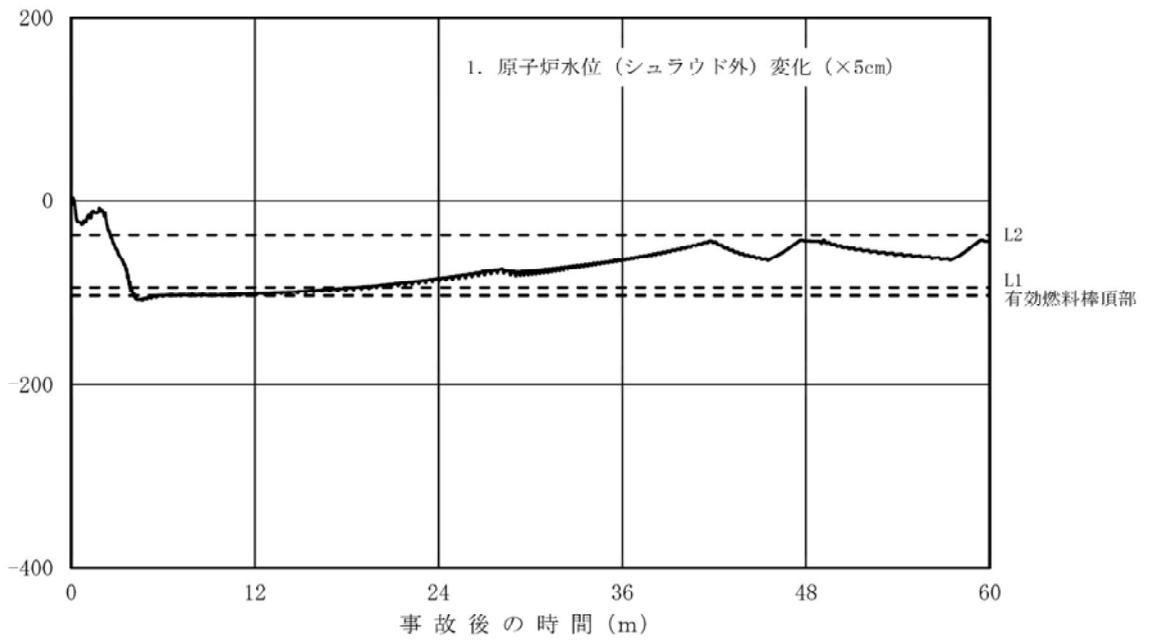
第1図 燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の水位（600秒まで）



第2図 燃料被覆管温度（沸騰遷移発生位置）の水位（600秒まで）



第3図 中性子束の水位 (60分まで)



第4図 原子炉水位の水位 (60分まで)

72. 燃料被覆管の破裂により格納容器雰囲気放射線モニタ線量率にて炉心損傷と判断する場合の被ばく評価について

格納容器雰囲気放射線モニタ線量率にて炉心損傷と判断する条件は設計基準事故相当の $\gamma$ 線線量率の10倍（追加放出相当の10倍）であり、そのソースタームは全燃料の1%相当の燃料被覆管が破裂した場合に格納容器ベントを実施した際の敷地境界での実効線量について評価する。

1. 評価条件

格納容器ベント実施時の希ガス及びよう素の被ばく評価手法及び評価条件について、以下に示す。なお、以下の条件のうち、(3)～(9)は「2.6 L O C A時注水機能喪失」と同じである。

- (1) 燃料の被覆管破裂割合は全燃料の1%とし、燃料ペレット内から燃料ギャップ部への放出割合は、希ガス10%、よう素5%とする。
- (2) 事象発生前の冷却材中のよう素の量は、燃料棒から放出されるよう素の量に比べ十分小さいため考慮しないこととする。
- (3) 燃料棒から放出されるよう素のうち有機よう素は4%とし、残りの96%は無機よう素とする。
- (4) 燃料棒から放出される核分裂生成物のうち、希ガスはすべて瞬時に気相部に移行するものとする。また、有機よう素のうち10%は瞬時に気相部に移行するものとし、残りは分解するものとする。有機よう素から分解したよう素、無機よう素が気相部にキャリーオーバーされる割合は2%とする。
- (5) 原子炉圧力容器気相部の核分裂生成物は、破断口及び逃がし安全弁を介して崩壊熱相当の蒸気に同伴し、格納容器内に移行するものとする。こ

の場合、希ガス及び有機よう素の全量が、無機よう素は格納容器ベント開始までに発生する崩壊熱相当の蒸気に伴う量が移行するものとする。

- (6) ドライウェルからのベント実施を考慮して、サプレッション・プールのスクラビングによる除去効果は考慮しない。また、核分裂生成物の減衰は、格納容器ベント開始までの期間について考慮する。
- (7) 敷地境界外における実効線量は、内部被ばくによる実効線量及び外部被ばくによる実効線量の和として計算し、よう素の内部被ばくによる実効線量(1)式で、希ガスの外部被ばくによる実効線量は(2)式で、それぞれ計算する。

$$H_{I2} = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi / Q \cdot Q_I \dots\dots\dots (1)$$

R : 呼吸率 (m<sup>3</sup>/h)

呼吸率Rは、事故期間が比較的短いことを考慮し、小児の活動時の呼吸率 0.31m<sup>3</sup>/h を秒当たりに換算して用いる。

H<sub>∞</sub> : よう素 (I-131) を 1Bq 吸入した場合の小児の実効線量 (1.6×10<sup>-7</sup>Sv/Bq)

χ/Q : 相対濃度 (s/m<sup>3</sup>)

Q<sub>I</sub> : 事故期間中のよう素の大気放出量 (Bq)

(I-131 等価量—小児実効線量係数換算)

$$H_{\gamma} = K \cdot D / Q \cdot Q_{\gamma} \dots\dots\dots (2)$$

K : 空気吸収線量から実効線量当量への換算係数  
(K=1Sv/Gy)

D/Q : 相対線量 (Gy/Bq)

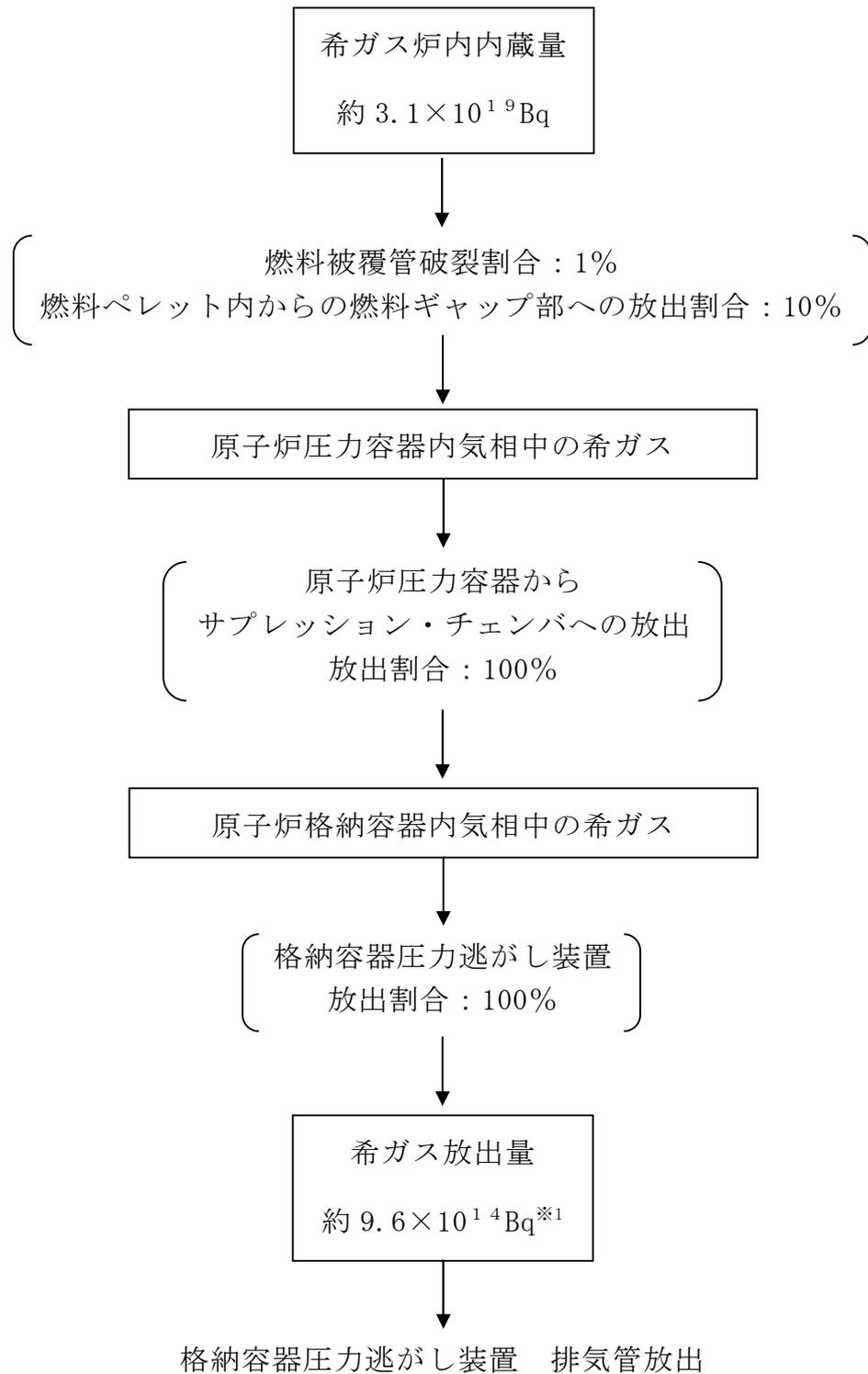
$Q_{\gamma}$  : 事故期間中の希ガスの大気放出量 (Bq)

( $\gamma$ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)

- (8) 大気拡散条件は、格納容器圧力逃がし装置を用いる場合は、地上放出、実効放出継続時間 1 時間の値として、  
相対濃度 ( $\chi/Q$ ) を  $2.921 \times 10^{-5} \text{ s/m}^3$ 、相対線量 ( $D/Q$ ) を  $3.982 \times 10^{-19} \text{ Gy/Bq}$  とする。
- (9) 格納容器圧力逃がし装置による有機よう素の除染係数を 50、無機よう素の除染係数を 100 とする。

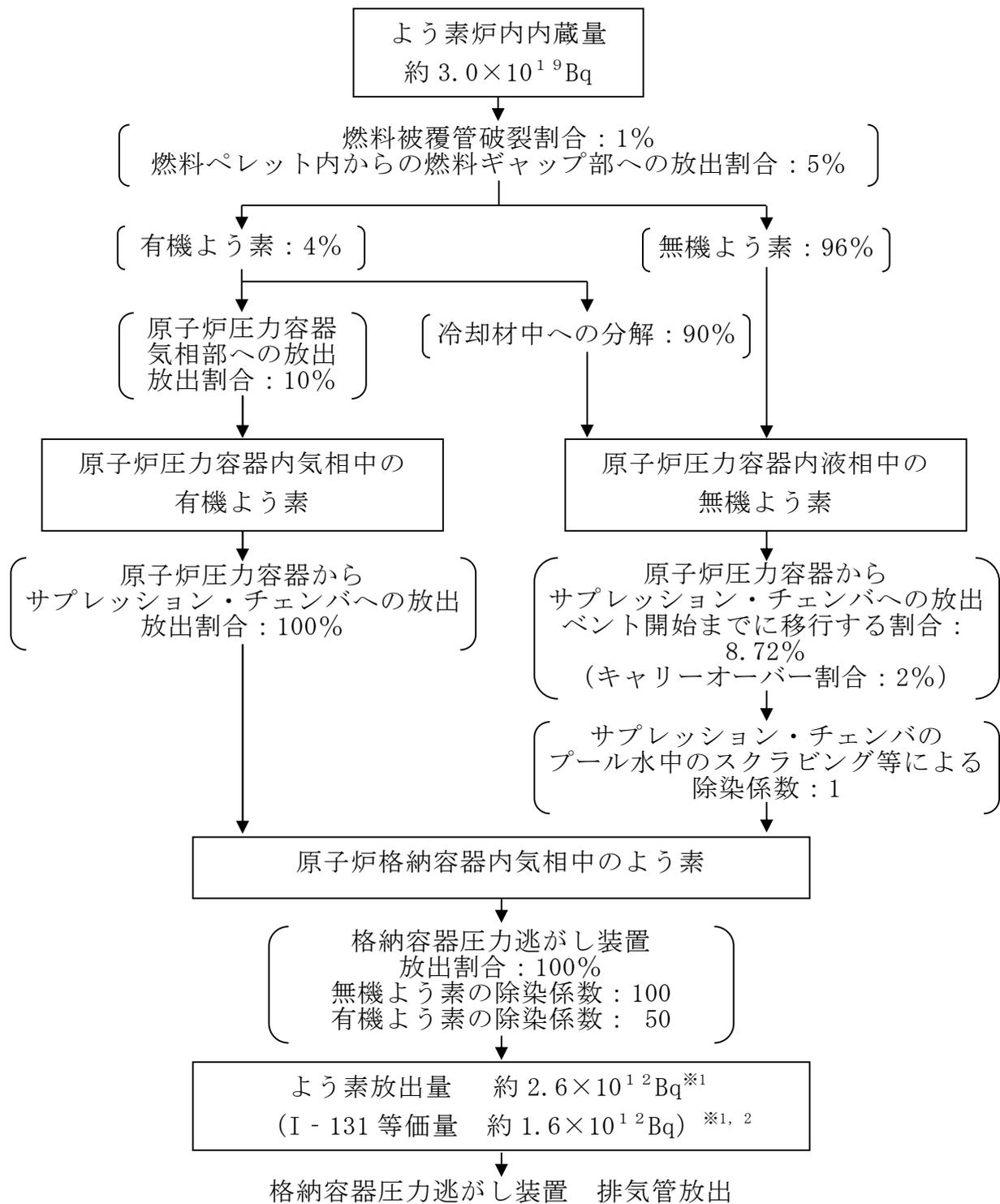
## 2. 敷地境界での実効線量評価結果

設計基準事故相当の  $\gamma$  線線量率の 10 倍の格納容器雰囲気放射線モニタにて格納容器フィルタベントを実施した際の敷地境界での実効線量は約 1.1mSv となり、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことを（発生事故当たり概ね 5mSv 以下）を確認した。



※1：ベント開始（事象発生 29 時間後）までの核分裂生成物の自然減衰を考慮する。

第 1 図 格納容器雰囲気放射線モニタ線量率にて炉心損傷と判断する場合の格納容器圧力逃がし装置によるベント時の放射性希ガスの大気放出過程（ $\gamma$  線実効エネルギー 0.5MeV 換算値）



※1：ベント開始（事象発生 29 時間後）までの核分裂生成物の自然減衰を考慮する。  
 ※2：内部被ばくによる実効線量評価に用いるよう素（小児実効線量係数換算）

第 2 図 格納容器雰囲気放射線モニタ線量率にて炉心損傷と判断する場合の  
 格納容器圧力逃がし装置によるベント時の放射性よう素の大気放出過程

## 73. 使用済燃料プール監視設備の仕様等について

### 1. 概要

重大事故等時に使用済燃料プールの状態を監視する設備として、使用済燃料プール水位・温度（S A広域）、使用済燃料プール温度（S A）、使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）及び使用済燃料プール監視カメラを設ける。

### 2. 仕様

第1表 使用済燃料プール監視設備の仕様

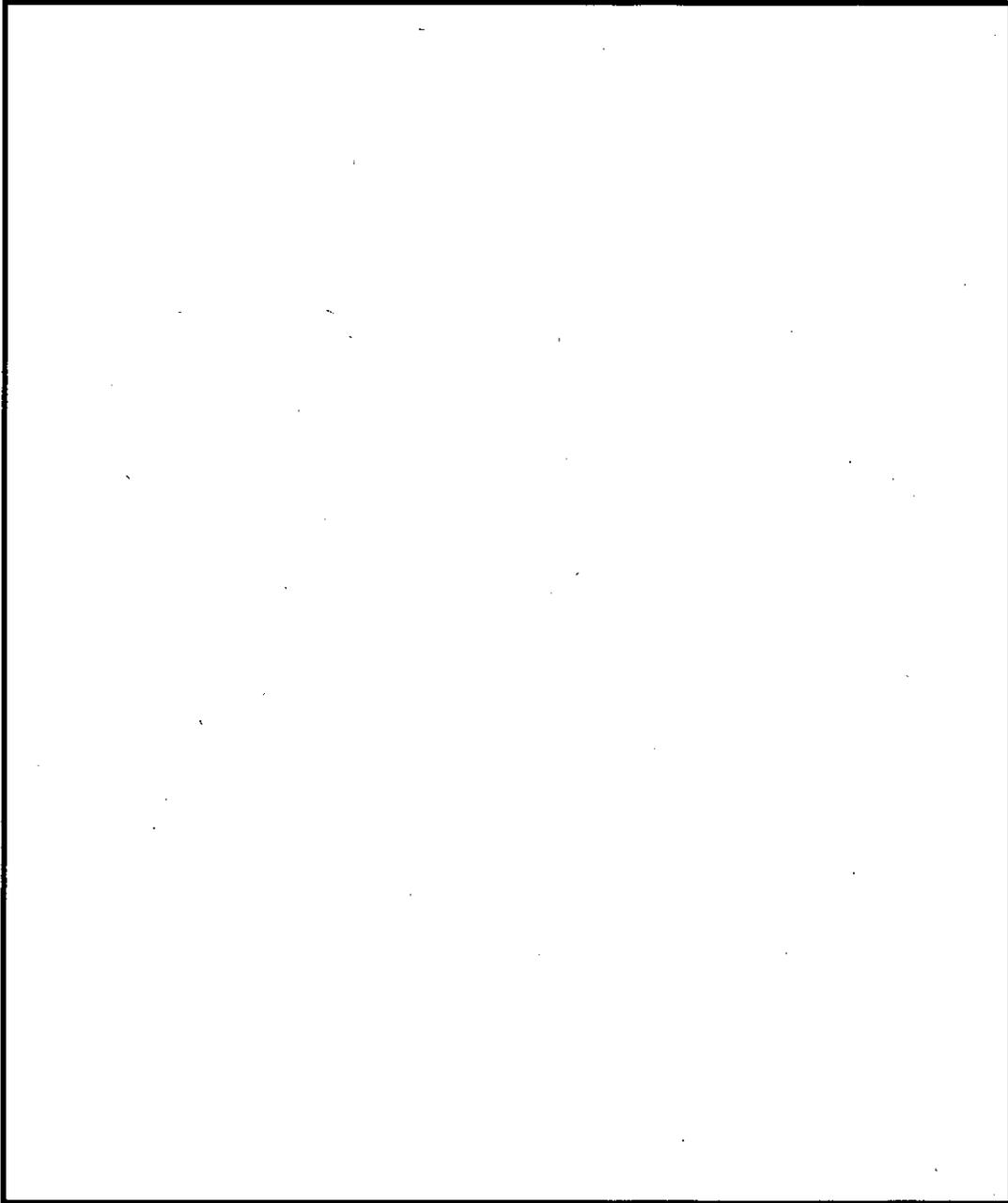
名 称	仕 様 <sup>※1</sup>
使用済燃料プール水位・温度（S A広域）	検出器種類：水位検出器（ガイドパルス式） 計測範囲：-4300～+7200mm <sup>※2</sup> （EL. 35, 077mm～46, 577mm） 個数：1 取付場所：原子炉建屋 6 階
	検出器種類：温度検出器（測温抵抗体） 計測範囲：0～120℃ 個数：1（検出点 2 箇所） 取付場所：原子炉建屋 6 階
使用済燃料プール温度（S A）	検出器種類：温度検出器（熱電対） 計測範囲：0～120℃ 個数：1（検出点 8 箇所） 取付場所：原子炉建屋 6 階
使用済燃料プールエリア放射線モニタ （高レンジ・低レンジ）	検出器種類：イオンチェンバ検出器 計測範囲：10 <sup>-3</sup> ～10 <sup>4</sup> mSv/h（低レンジ） 10 <sup>-2</sup> ～10 <sup>5</sup> Sv/h（高レンジ） 個数：各 1 個 取付場所：原子炉建屋 6 階
使用済燃料プール監視カメラ	種類：赤外線カメラ 個数：1 取付場所：原子炉建屋 6 階

※1：現在の計画値

※2：使用済燃料ラック上端（EL. 39, 377 mm）を基準（0mm）とする。

### 3. 設備概要

#### (1) 配置図



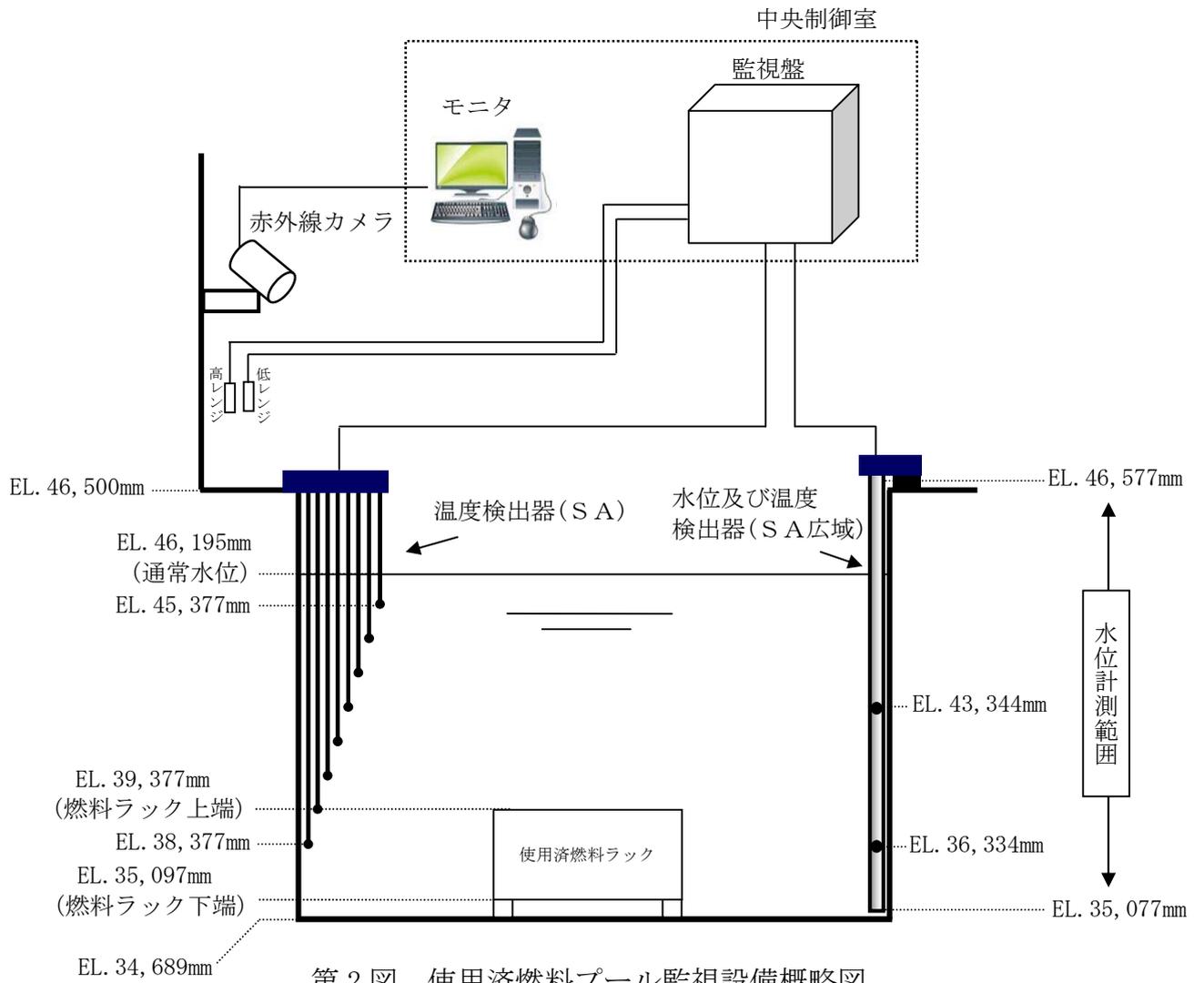
**【凡例】**

- ①使用済燃料プール水位・温度(SA広域)
- ②使用済燃料プール温度(SA)
- ③使用済燃料プールエリア放射線モニタ(高レンジ・低レンジ)
- ④使用済燃料プール監視カメラ

第1図 使用済燃料プール監視設備配置図

補足 73-2

(2) 系統概略図



#### 74. 使用済燃料プールの監視について

##### 1. 通常時の監視項目の概要

通常時における使用済燃料プールに関するパラメータの監視についての概要を下表に示す。

第1表 通常時における使用済燃料プールに関連するパラメータの監視項目

項目	監視対象	監視方法	確認頻度	異常発生に伴う警報確認	備考
スキマサージタンク水位	<ul style="list-style-type: none"> <li>スキマサージタンク水位計</li> </ul>	パラメータ確認	1回/時間	<ul style="list-style-type: none"> <li>水位高/水位低時の警報発生時 (スキマサージタンク水位)</li> </ul>	水位低による燃料プール冷却浄化系ポンプトリップのインターロックあり
使用済燃料プール水位	<ul style="list-style-type: none"> <li>使用済燃料プール水位計</li> <li>使用済燃料プール水位・温度計 (SA 広域)</li> <li>使用済燃料プール監視カメラ</li> </ul>	パラメータ確認 現場状態確認	1回/時間 現場巡視点検時	<ul style="list-style-type: none"> <li>水位高/低/低の警報発生時 (使用済燃料プール水位計/使用済燃料プール水位・温度計 (SA 広域))</li> </ul>	—
燃料プール水温	<ul style="list-style-type: none"> <li>使用済燃料プール温度計</li> <li>使用済燃料プール水位・温度計 (SA 広域)</li> <li>使用済燃料プール温度計 (SA)</li> </ul>	パラメータ確認	1回/時間	<ul style="list-style-type: none"> <li>温度高の警報発生時 (使用済燃料プール温度計/使用済燃料プール水位・温度計 (SA 広域))</li> </ul>	—
燃料プールの冷却系の運転状態	<ul style="list-style-type: none"> <li>燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系の運転状態</li> </ul>	現場状態確認	現場巡視点検時	<ul style="list-style-type: none"> <li>系統故障警報等の発生時</li> </ul>	—
漏えいの有無	<ul style="list-style-type: none"> <li>ライナードレンプログラム</li> </ul>	現場状態確認	現場巡視点検時	<ul style="list-style-type: none"> <li>ライナードレンたまりレベル</li> <li>漏えい検知器、床漏えい検知器等の警報発生時</li> </ul>	—
使用済燃料プールのエアの線量率	<ul style="list-style-type: none"> <li>燃料取替フロア燃料プールエリア放射線モニタ</li> <li>使用済燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)</li> <li>原子炉建屋換気系排気ダクト放射線モニタ</li> </ul>	パラメータ確認	1回/時間	<ul style="list-style-type: none"> <li>燃料取替フロア燃料プールエリア放射線モニタ高警報の発生時</li> </ul>	—

## 2. 有効性評価での事象発生と運転員の認知について

使用済燃料プールの有効性評価での運転員の事象認知について検討した。

### (1) 想定事故 1

使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失を想定する場合、その機能喪失は各系統の故障警報の発生や、外部電源喪失等の事象発生に伴う中央制御室の変化により、運転員が事象の発生を認知する。

想定事故 1 では残留熱除去系ポンプ及び燃料プール冷却浄化系ポンプの故障を想定しているが、中央制御室内の警報の故障を想定した場合や、警報が発報しない事象を想定した場合でも、運転員による中央制御室内の巡視において「燃料プール水温」等のパラメータを確認していることから、中央制御室の運転員は異常事象の認知が可能である。

### (2) 想定事故 2

使用済燃料プール水の小規模な漏えいが発生して使用済燃料プールの水位が低下する事象においては、第 1 表の「スキマサージタンク水位」及び「燃料プール水位」のパラメータの変化に伴う複数の警報、並びにスキマサージタンク水位の低下により燃料プール冷却浄化系ポンプのトリップに伴う警報等により、中央制御室の運転員が事象の発生を認知する。

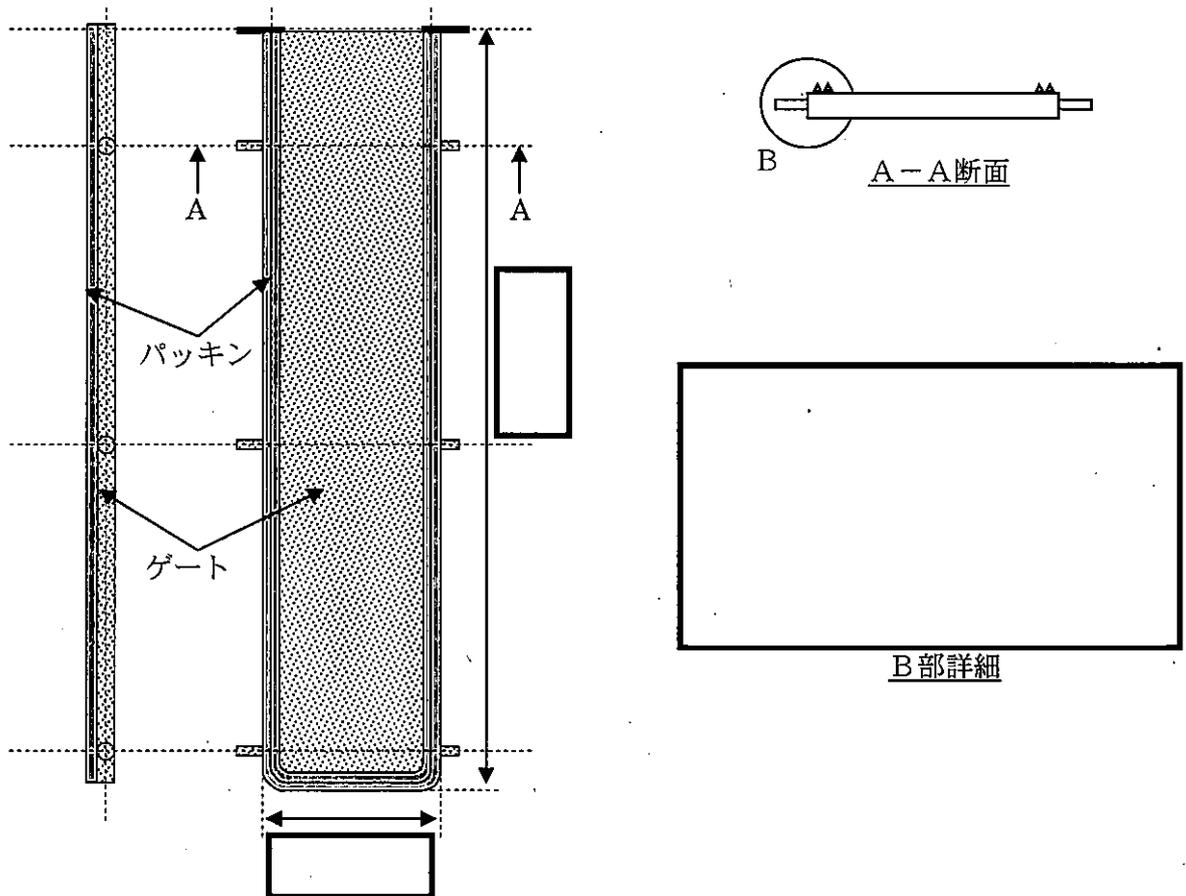
想定事故 2 では、燃料プール冷却浄化系配管の破断を想定しており、静的サイフォンブレーカの作動により燃料プールの水位は通常水位より 0.23m 下までの低下にとどまるが、「スキマサージタンク水位」等のパラメータの変化に伴う警報が発報しない事象を想定した場合でも、運転員による中央制御室内の巡視において「スキマサージタンク水位」、「燃料プール水位」、「燃料プール水温」等のパラメータを確認していることから、中央制御室の運転員は異常事象の認知が可能である。

以上より、有効性評価での運転員の事象認知の想定は妥当であると考える。

## 75. 使用済燃料プール（SFP）ゲートについて

○SFPゲートについては、以下の理由により十分信頼性があるため、大規模な流出はない。

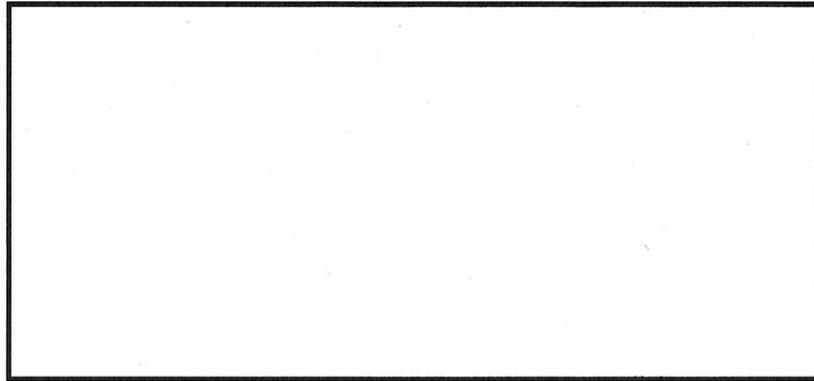
- (1) SFPゲートはSFPと原子炉ウエルの流路に設けられたフックに設置され、ストッパーにより浮き上がりを防止する設計とし、SFPゲートのフック及びストッパーは基準地震動 $S_s$ による地震荷重に対し強度上問題ない設計とする。
- (2) SFPゲートについて基準地震動 $S_s$ による地震荷重、静水圧及び動水圧（スロッシング荷重）を考慮して評価を行い、強度上問題ない設計とする。
- (3) SFPゲートパッキンの材質はシリコンゴムであり、納入時に特性試験（耐水試験（JIS K 6258）：100℃-70h、圧縮永久ひずみ試験（JIS K 6262）：150℃-70h）により材料健全性を確認しており、SFP保有水が沸騰した場合においてもシート性能を確保可能。



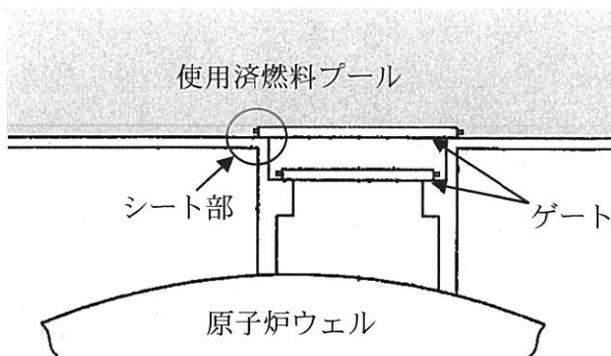
第1図 SFPゲートの構造図（内側ゲートの例）

○SFPゲートのシール機能について以下に示す。

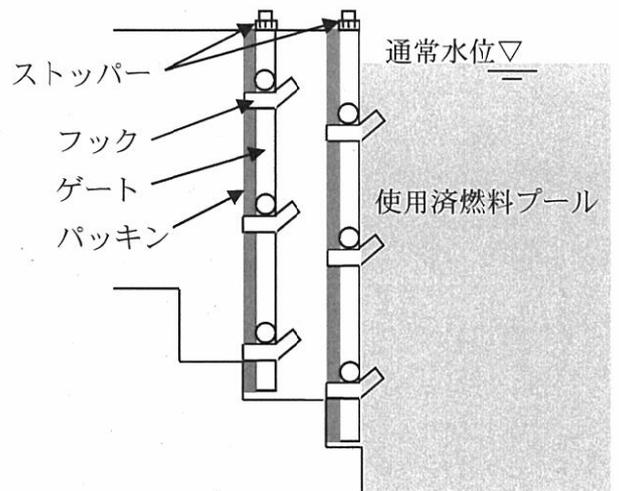
- (1) SFPゲートは原子炉ウェルとSFPの流路に二重に設置されており、内側のゲートからリークした場合においても外側のゲートによりシール性能を確保可能。
- (2) SFPゲートのパッキンは二重シールとなっており、外側のパッキンからリークした場合においても内側のパッキンによりシール性能を確保可能。(パッキンは水圧により面圧を確保し、ストッパーにより据付状態を保持)



シート部の詳細図



平面図



断面図

第2図 SFPゲート据付状態の概要図

(参考) S F P ゲートが外れた場合

S F P ゲートが外れることにより S F P 水が原子炉ウェル側へ流出した場合の水位及び線量等に対する評価を実施した。

○評価条件

- ・ S F P ゲートは、地震等が発生した場合でも十分信頼性があるものであるが、本評価では、保守的に、S F P ゲートが外れ、かつゲート下端（スロット部）まで S F P 水位が低下した場合を想定し、その後使用済燃料の崩壊熱により S F P 水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕を評価した。

なお、原子炉が未開放の状態であった場合、漏えいした燃料プールの保有水が原子炉ウェルやドライヤ気水分離器貯蔵プールに流れ込むことで原子炉ウェルの水位を上昇させ、原子炉ウェル側と S F P 側の水位が均一になった際に S F P からの保有水の漏えいが停止することも考えられるが、本評価においてはその効果に期待しないものとした。

- ・ S F P 内の使用済燃料の崩壊熱は、想定事故 1 及び想定事故 2 と同様、約 9.1MW とした。
- ・ サイフォン等による漏えいは静的サイフォンブレーカや現場の隔離操作により停止されるものとした。

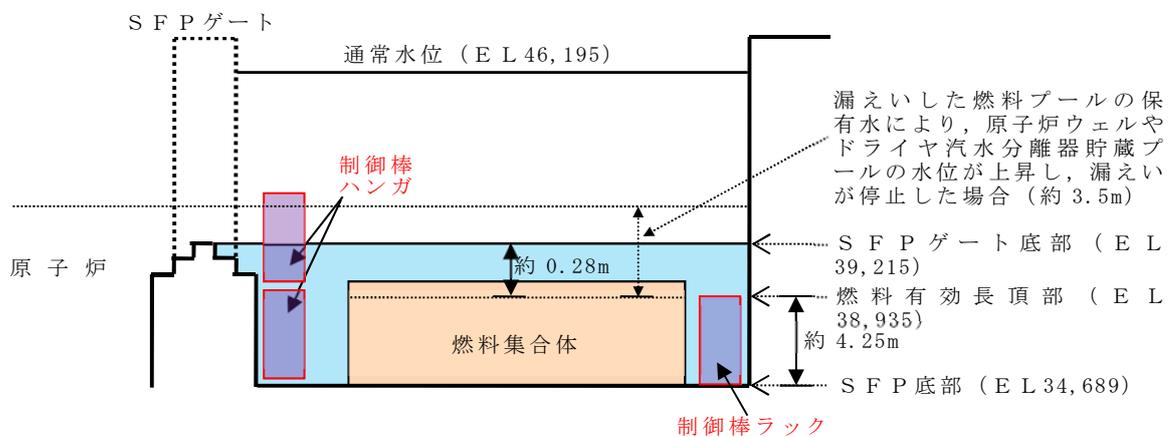
S F P 保有水量（流出前）	約 1,189m <sup>3</sup>
原子炉ウェル等への流出量	約 813m <sup>3</sup>
プール保有水量（流出後）	約 376m <sup>3</sup>
プール水位低下量（通常運転水位からの低下）	約 7.0m

○評価結果

事象発生からSFP保有水の沸騰開始までの時間余裕は約1.6時間であった。また、沸騰によりSFP水位が低下し、SFP水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は約3.2時間であった。

SFP水位の低下によりオペレーティングフロアの線量率は上昇するため、オペレーティングフロアでの作業は困難となるが、事象開始から燃料有効長頂部までSFP水位が低下する時間余裕は約3.2時間あるため、オペレーティングフロアでの作業が不要である注水手段（代替燃料プール注水系（注水ライン））によりSFPにおける燃料損傷を防止することができる。

冷却機能停止及びSFPゲートからの流出後、SFP水が沸騰するまでの時間	約1.6時間
事象発生から燃料有効長頂部までSFP水位が低下するまでの時間	約3.2時間



○まとめ

SFPゲート部はスロッシング荷重等を考慮しても十分に信頼性があるものであり、かつ万一SFPゲート部からリークがあった場合でも、SFP水位が約7.0m低下するが、燃料が露出することはない、SFP水位が燃料有効長頂部まで低下する時間の約3.2時間後までにオペレーティングフロアでの

作業が不要である注水手段（代替燃料プール注水系（注水ライン））により注水を開始することでS F P内燃料の損傷を防止することが可能である。

## 76. 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

### 1. はじめに

想定事故2においては、使用済燃料プール（以下、SFPという。）に接続されている配管から漏えいが発生した際に、真空破壊弁が動作せず、サイフォン現象によるプール水の小規模な喪失が発生することを想定している。

しかしながら、SFPからのプール水の漏えいは、他の事象が起因となることも考えられる。ここでは、サイフォン現象によるプール水の漏えいを想定事故2の評価対象とした理由について示す。

### 2. SFPから水の漏えいを引き起こす可能性のある事象

SFPから水が漏えいする可能性のある事象としては、以下が考えられる。

- ①サイフォン現象による漏えい
- ②SFPライナー部の損傷
- ③SFPゲートの損傷
- ④SFPゲート開放時の原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側のライナー部の損傷
- ⑤地震発生に伴うスロッシングによる漏えい

### 3. 各事象の整理

#### ①サイフォン現象による漏えい

サイフォン現象による漏えいは、燃料プール冷却浄化系又は残留熱除去系ポンプ出口逆止弁からディフューザまでの配管等が破断し、かつSFP内へ入る配管に設置されているサイフォン現象を防止するための真空破壊弁が機能しない場合に発生する。サイフォン現象による漏えいが

停止されない場合、SFPの底部にあるディフューザ付近まで漏えいが継続する。

SFPの冷却時に使用する配管のうち、残留熱除去系の配管は耐震Sクラスの配管であり、基準地震動 $S_s$ を考慮しても高い信頼性を有しているが、燃料プール冷却浄化系は耐震Bクラスであるため、残留熱除去系に比べて耐震性が低い。

燃料プール冷却浄化系又は残留熱除去系の配管破断、及び真空破壊弁が機能しないことにより小規模な漏えいが発生した場合、運転員は漏えい検知器、スキマサージタンクの水位低下、SFP水位の低下等により事象を認知できるため、認知は容易である。

SFPへの注水手段は、配管の破断箇所及び隔離箇所に依存することから、残留熱除去系、復水移送系等の注水ラインから注水ができない場合も考えられる。

運転員は、事象認知後に常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）等又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を用いて漏えい量に応じた注水を実施し、SFP水位は維持される。

## ② SFPライナー部の破損

SFPの筐体は基準地震動 $S_s$ によっても機能が維持される設計であり、高い信頼性を有する設備である。

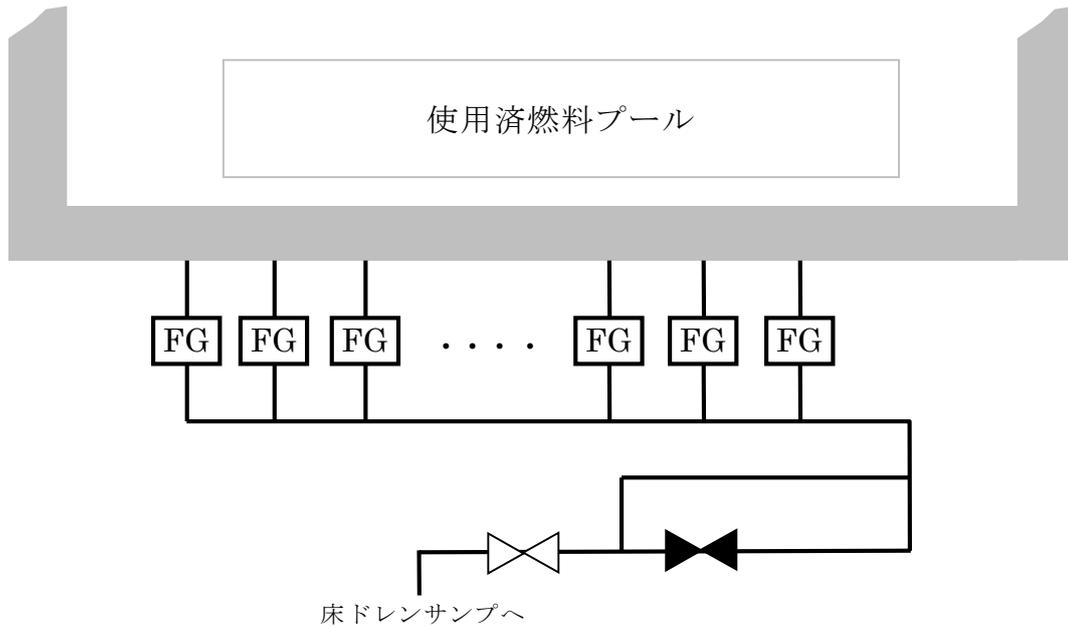
仮にSFPライナー部が破損し漏えいが発生した場合は、漏えい水はSFPライナー漏えい検知器のドレン溜りに流れ込み、漏えい検知器により警報が発報する（第1図参照）。

運転員はこの警報発生やSFP水位の低下等により事象を認知できるため、認知は容易である。ただし、ライナードレン部はSFPのバウン

ダリとしての機能を有していないことから、漏えいを停止することは困難であり、漏えいが継続する。

注水等の対応手段は、ライナー部破損による漏えいが残留熱除去系や復水移送系の注水ラインに影響を与えるものではないため、常用の注水設備又は重大事故等対処設備（常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン））となる。

なお、SFPライナー部からの漏えい量（一部の箇所の破断を想定）を評価すると、最大でも  $35\text{m}^3/\text{h}$ （ライナードレンの配管径と水頭圧の関係により算出）程度となり、漏えい量に応じた注水の継続が可能であればSFP水位及び冷却機能は維持されるが、注水流量が不足しSFP水位の低下が継続する場合には大規模損壊の対応となる。この場合、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）、又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）によるSFPへのスプレイを実施する等の対応により、使用済燃料の著しい損傷の進行を緩和できる。



第1図 ライナードレンの構造図

### ③ S F Pゲートの損傷

S F Pゲートは補足説明資料「76. 使用済燃料プール（S F P）ゲートについて」に示すように十分信頼性があり，基準地震動 $S_s$ に対してもその機能は維持される。仮にゲートが外れてプール水の漏えいが発生した場合であっても，ゲート下端（スロット部）は使用済燃料の有効長頂部より高い位置にあるため，ゲート下端（スロット部）到達後に漏えいは停止し，その後の崩壊熱相当の蒸発量に応じた注水を実施することで冠水は維持される。

運転員はS F Pゲート破損による漏えい警報確認やS F P水位の低下等により事象を認知できるため，認知は容易である。

冠水維持完了後，原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側の筐体に異常がなければ注水によってS F P水位を回復させ，S F P水位及び冷却機能を維持することができる。また，原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側の筐体から漏えいがある場合であっても，常用の注水設備及び重大事故等対処設備（常設低圧代替注水系ポンプに

よる代替燃料プール注水系（注水ライン）、又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）等を用いることで崩壊熱による水の蒸発に応じた注水が可能であるため、燃料の健全性は確保される。

#### ④ S F P ゲート開放時の原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側のライナー部の損傷

S F P ゲート開放時における原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側のライナー部が損傷する場合においても、③と同様にゲート下端（スロット部）以下には S F P 水位は低下せず、使用済燃料の有効長頂部との位置関係により燃料の冠水は維持される。

また、運転員はライナー部の破損による S F P 水位の低下等により事象を認知できるため、認知は容易である。

その後、原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側の筐体に異常がなければ注水によって S F P 水位を回復させ、S F P 水位及び冷却機能を維持することができる。また、原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側の筐体から漏えいがある場合であっても、常用の注水設備及び重大事故等対処設備（常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン））等を用いることで崩壊熱による水の蒸発に応じた注水が可能であるため、燃料の健全性は確保される。

#### ⑤地震発生に伴うスロッシングによる漏えい

地震発生時、スロッシングにより S F P の保有水が漏えいし、この時、通常運転水位から 0.70m 程度まで S F P 水位が低下するが、使用済燃料の有効長頂部の冠水は維持される。

スロッシング発生時、運転員は現場の漏えい検知器、S F P 水位の低

下等により事象を認知できるため、検知は容易である。

スロッシングにより S F P 水位が低下した場合でも遮蔽は維持されるため、オペレーティングフロアでの作業は可能であることから、可搬型代替注水大型ポンプによる可搬型スプレイノズルを用いた代替燃料プール注水系(可搬型スプレイノズル)により注水を行うことも可能であり、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)、又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)による注水を行うことで燃料の健全性は確保される。

### 3. 想定事故 2 及び大規模損壊での想定

有効性評価では「2. 各事象の整理」で想定する事象の中で、「② S F P ライナー部の損傷」を除く事象に対して、燃料の損傷を防止できることを確認している。

大規模損壊は、これらの想定時に常用の注水設備及び重大事故等対処設備による注水操作ができない状態、漏えいが継続する状況(「② S F P ライナー部の損傷」を含む)、及び常用の注水設備並びに重大事故等対処設備による注水能力を超える漏えいにより S F P 水位が維持できない状況を想定した事象である。

この対策として、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系(常設スプレイヘッド)、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(常設スプレイヘッド)、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(可搬型スプレイノズル)による S F P へのスプレイ及び放水設備によるスプレイを実施することで使用済燃料の著しい損傷の進行の緩和及び環境への放射性物質放出の低減を行う。

#### 4. 結論

S F P からプール水の漏えいが発生する可能性のある①～⑤の事象について検討した。

使用済燃料の有効長頂部より高い位置で漏えいが停止する事象は③，④，⑤であり，基準地震動  $S_s$  の地震の影響を考慮して発生のおそれが小さいものは②，③である。

①の「サイフォン現象による漏えい」は，真空破壊弁が機能しないことを想定すると，S F P に接続する配管に耐震 B クラス配管が含まれることから，漏えいが使用済燃料の燃料有効長頂部以下まで継続するおそれがあり，また，注水ラインの破断により対応可能な注水手段が限定されることから，有効性評価において選定している。

## 77. 反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析について

### 1. はじめに

反応度誤投入事象の評価において炉心状態を「9×9燃料(A型)平衡炉心のサイクル初期」とし、「最大反応度価値制御棒及びその斜め隣接の制御棒」が引き抜かれる想定をして評価している。しかし、実炉心においては想定と異なり、装荷燃料には9×9燃料(B型)が含まれている場合、事象発生時期がサイクル末期である場合に加え、引き抜き制御棒価値、引き抜き制御棒反応度曲線、スクラム反応度曲線、実効遅発中性子割合等のパラメータに不確かさがあるため、有効性評価での想定とこれらの不確かさの影響について以下にまとめた。

### 2. 感度解析条件

炉心状態の不確かさの影響を考慮するパラメータとして「解析コードのAPEX」の重要現象の特定を参考に「引き抜き制御棒価値」、「引き抜き制御棒反応度曲線」、「スクラム反応度曲線」及び「実効遅発中性子割合」の4つについて第1表に示す感度解析を実施した。

なお、原子炉初期出力と初期燃料温度については解析条件の不確かさの影響評価にて感度解析を実施していること、出力分布変化は制御棒価値を厳しく設定し、さらに局所ピーキング係数が燃料寿命を通じた最大値となるようにしていることから今回対象としていない。

(1) 引抜制御棒価値

有効性評価において核的制限値を超えないように管理している値（臨界近接時においては最大反応度価値を  $1.0\% \Delta k$  以下とすること）を超える制御棒価値として最大反応度価値制御棒の斜め隣接の制御棒（平衡炉心サイクル初期）の  $1.71\% \Delta k$  を設定している。そのため、感度解析を実施する上のノミナルな条件としては管理値の  $1.0\% \Delta k$  を設定した。

(2) 引抜制御棒反応度曲線

有効性評価において第 1 表に示す A 型平衡炉心のサイクル初期を想定している。

感度解析のノミナル条件として、サイクル初期及びサイクル末期での引抜制御棒反応度曲線を  $1.0\% \Delta k$  に規格化したものを考慮した。

サイクル初期の感度解析の不確かさ評価として、1 ドル位置における引抜制御棒反応度印加率が B 型の平衡炉心での印加率の変動を包含するように設定した。

感度解析に用いたサイクル初期及びサイクル末期の引抜制御棒反応度曲線を第 1 図，第 2 図に示す。

(3) スクラム反応度曲線

有効性評価において第 1 表に示すサイクル初期を想定して評価を実施しており、感度解析においては、サイクル末期の炉心状態のスクラム反応度曲線の影響についても確認した。

#### (4) 実効遅発中性子割合

有効性評価において第1表に示すサイクル初期を想定して評価を実施しており、感度解析においては、サイクル末期の炉心状態の実効遅発中性子割合の影響についても確認した。

### 3. 感度解析結果

解析結果を第2表にまとめた。サイクル初期及びサイクル末期並びにB型の平衡炉心の炉心状態とした場合においても、最大の投入反応度は感度解析（サイクル末期、B型の平衡炉心での印加率の変動を包含）の1.16ドル（燃料エンタルピー最大値：79.6kJ/kgUO<sub>2</sub>、燃料エンタルピーの増分の最大値※：71.2kJ/kgUO<sub>2</sub>）であり、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象評価指針」に示された燃料の許容設計限界の最低値である272kJ/kgUO<sub>2</sub>を超えることはない。また、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」に示された燃料ペレット燃焼度65,000MWd/t以上の燃料に対するペレット-被覆管機械的相互作用を原因とする破損を生じるしきい値の目安である、ピーク出力部燃料エンタルピーの増分で167kJ/kgUO<sub>2</sub>を用いた場合においても、これを超えることはなく燃料の健全性は維持される。

※：燃料エンタルピーの最大値から初期エンタルピー（8.4kJ/kgUO<sub>2</sub>）を引いた値。

第1表 反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析項目

項目	申請解析	ノミナルケース (サイクル初期)	不確かさ評価 (サイクル初期, B型平衡炉心)	ノミナルケース (サイクル末期)	不確かさ評価 (サイクル末期, B型平衡炉心)
引抜制御棒価値	1.71% Δk	1.0% Δk	1.0% Δk	1.0% Δk	1.0% Δk
引抜制御棒反応度曲線	サイクル初期炉心の LOGOS 解析結果	申請解析の反応度曲線を制御棒価値 1.0% Δk に規格化	1ドル位置における引抜制御棒反応度曲線の反応度印加率がノミナルケース (サイクル初期) の 1.5 倍 <sup>*1</sup> になるように補正する。ただし、引抜制御棒反応度が 1.0% Δk を超える部分については、1.0% Δk で一定とする。	サイクル末期炉心の LOGOS 解析結果 (制御棒価値 1.0% Δk に規格化)	1ドル位置における引抜制御棒反応度曲線の反応度印加率がノミナルケース (サイクル末期) の 1.3 倍 <sup>*2</sup> になるように補正する。ただし、引抜制御棒反応度が 1.0% Δk を超える部分については、1.0% Δk で一定とする。
スクラム反応度曲線	サイクル初期炉心の LOGOS 解析結果	変更なし	変更なし	サイクル末期炉心の LOGOS 解析結果	サイクル末期炉心の LOGOS 解析結果
実効遅発中性子割合	サイクル初期炉心に対応した値 (0.0055994)	変更なし	変更なし	サイクル末期炉心相当の値として 0.88 倍 <sup>*3</sup>	サイクル末期炉心相当の値として 0.88 倍 <sup>*3</sup>

※1：制御棒落下事故解析における落下制御棒反応度曲線 (サイクル初期低温時) より B 型平衡炉心の反応度印加率の変動を包含するようにより幅を設定

※2：制御棒落下事故解析における落下制御棒反応度曲線 (サイクル末期低温時) より B 型平衡炉心の反応度印加率の変動を包含するようにより幅を設定

※3：実効遅発中性子割合の設定変更許可申請書記載値 (ウラン炉心平衡サイクル初期：0.0060, ウラン炉心平衡サイクル末期：0.0053) より算出

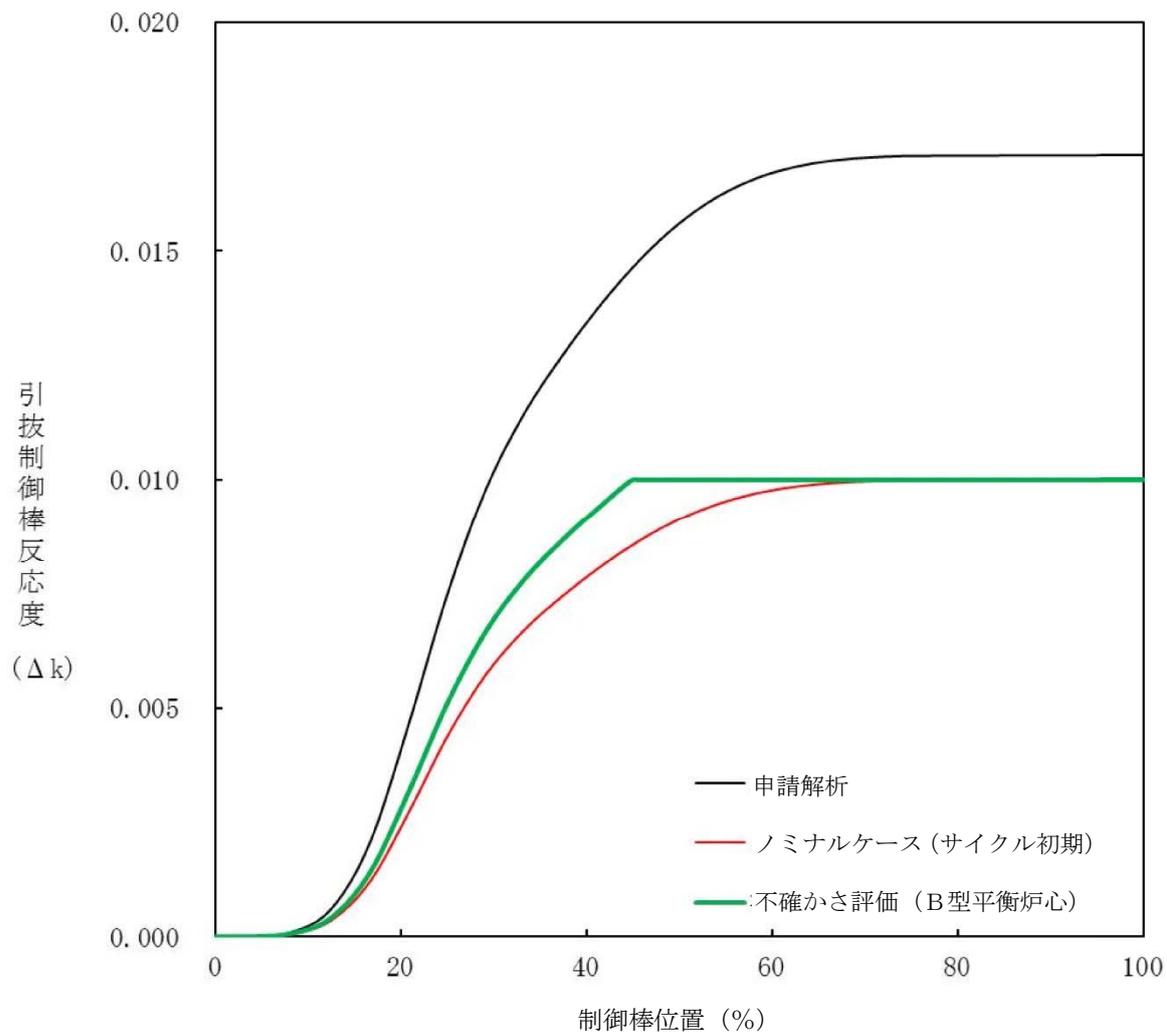
第2表 反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析結果

項目	単位	申請解析	ノミナルケース (サイクル初期)	不確かさ評価 (サイクル初期, B型平衡炉心)	ノミナルケース (サイクル末期)	不確かさ評価 (サイクル末期, B型平衡炉心)
引抜制御棒価値	%Δk	1.71%Δk	1.0%Δk	1.0%Δk	1.0%Δk	1.0%Δk
引抜制御棒反応度曲線の1ドル位置における反応度印加率	Δk/Δn <sup>※1</sup>	0.0014	0.0005	0.0008	0.0011	0.0014
実効遅発中性子割合	—	0.0060	0.0060	0.0060	0.0053	0.0053
最大投入反応度	%Δk	0.68	0.61	0.63	0.59	0.61
	ドル	1.13	1.01	1.05	1.12	1.16
燃料エンタルピの 最大値	kJ/kgUO <sub>2</sub>	84.9	10.9	17.1	45.9	79.6
燃料エンタルピの 増分の最大値 <sup>※3</sup>	kJ/kgUO <sub>2</sub>	76.6	2.5	8.7	37.6	71.2
ピーク出力部燃料 エンタルピ (絶対値)	kJ/kgUO <sub>2</sub>	74.0	7.2	11.8	36.1	69.1

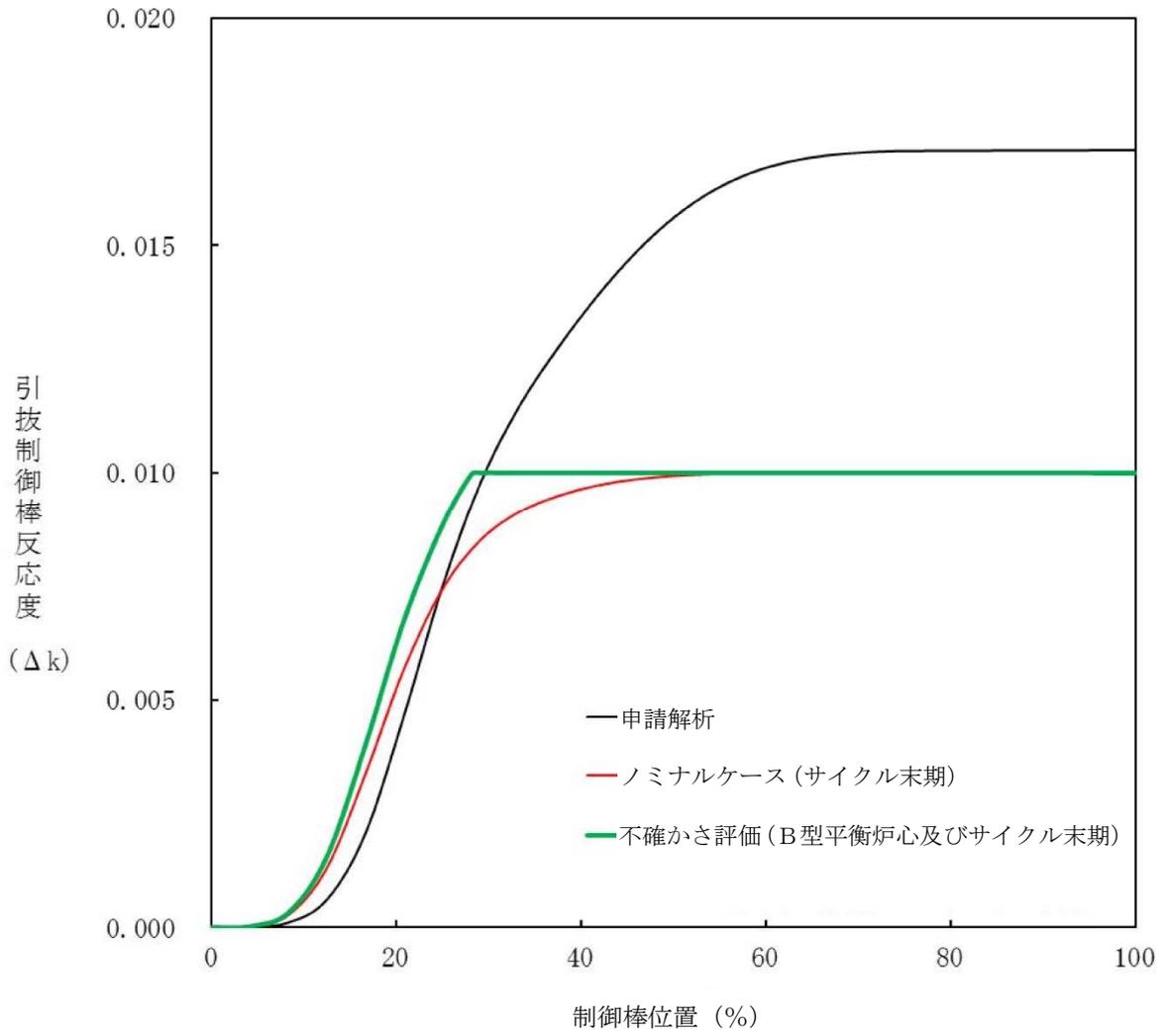
※1：制御棒を1ノッチ引き抜いた時の印加反応度

※2：APEXにより計算される実効遅発中性子割合

※3：燃料エンタルピの最大値から初期エンタルピ (約8.4kJ/kgUO<sub>2</sub>) を引いた値



第1図 引抜制御棒反応度曲線 (サイクル初期)



第2図 引抜制御棒反応度曲線 (サイクル末期)

## 78. 重大事故等発生時における使用済燃料乾式貯蔵設備の影響について

東海第二発電所の原子炉，使用済燃料プール（以下「原子炉等」という。）において重大事故等が発生することを想定する自然現象等により，敷地内に設置している使用済燃料乾式貯蔵設備\*（以下「貯蔵設備」という。）が同時に被災するような場合，想定した自然現象等による貯蔵設備への影響及び貯蔵設備が原子炉等の重大事故等対応に与える影響を検討した。

\* 貯蔵設備は，使用済燃料乾式貯蔵建屋（以下「貯蔵建屋」という。），貯蔵建屋に付随する設備（天井クレーン等），使用済燃料乾式貯蔵容器（以下「貯蔵容器」という。），貯蔵容器支持構造物及び監視装置で構成される。

### 1. 原子炉等との同時被災時の貯蔵設備への影響

原子炉等において重大事故等が発生することを想定する自然現象等により，貯蔵設備が同時に被災するような場合の影響として，貯蔵容器の安全機能（除熱機能，密封機能，遮蔽機能及び臨界防止機能）の喪失が考えられる。そこで，原子炉等との同時被災により貯蔵容器に影響を与えると考えられる自然現象等と，それらによる貯蔵容器への影響を第1表のとおり検討した。

地震については，基準地震動  $S_s$  に対して，貯蔵建屋の損壊や貯蔵容器の転倒は発生せず，貯蔵容器の安全機能への影響はないことを確認している。また，設計基準のその他の自然現象，外部人為事象，内部火災及び内部溢水が発生しても貯蔵容器の安全機能に影響はない。

以上から，貯蔵容器に影響を与えると考えられる事象として，基準津波を超え敷地に遡上する津波（以下「敷地遡上津波」という。）を想定した。

敷地遡上津波については，貯蔵建屋への津波波力の作用，貯蔵建屋への漂

流物の衝突の可能性はあるが、貯蔵建屋が損壊することはなく貯蔵容器への影響もないため、貯蔵容器の安全機能に影響はない（添付1）。また、貯蔵建屋内への津波による浸水により、貯蔵建屋内の部材が漂流物となる可能性はあるが貯蔵容器の安全機能への影響はなく（添付2）、貯蔵容器が水没する可能性はあるが密封機能への影響もない（添付3）。

以上から、原子炉等において重大事故等が発生することを想定する自然現象等により、貯蔵設備が同時に被災する場合においても、貯蔵容器の安全機能に影響を与えないことを確認した。

第1表 自然現象等による貯蔵容器への影響

自然現象又は外部人為事象等	貯蔵容器への影響
地震 (基準地震動 $S_s$ )	「第四条 地震による損傷の防止」において、貯蔵容器の安全機能への影響はないことを確認している。
津波 (敷地遡上津波)	① 津波波力及び貯蔵建屋外部からの漂流物の衝突による貯蔵建屋の損壊はないことを確認している（添付1）。 ② 貯蔵建屋内の漂流物により貯蔵容器の安全機能に影響はないことを確認している（添付2）。 ③ 貯蔵建屋内への津波浸入による貯蔵容器の水没により、貯蔵容器の密封機能に影響はないことを確認している（添付3）。
自然現象 (地震, 津波を除く)	「第六条 外部からの衝撃による損傷の防止」において、貯蔵容器の安全機能への影響はないことを確認している。
外部人為事象	「第六条 外部からの衝撃による損傷の防止」において、貯蔵容器の安全機能への影響はないことを確認している。
内部火災	「第八条 火災による損傷の防止」において、貯蔵容器の安全機能への影響はないことを確認している。
内部溢水	「第九条 内部溢水の影響評価について」において、貯蔵容器の安全機能への影響はないことを確認している。

## 2. 貯蔵設備が原子炉等の重大事故等対応に与える影響

1. より，原子炉等において重大事故等が発生することを想定する自然現象等により，貯蔵設備が同時に被災する場合においても，貯蔵容器の安全機能に影響がないことを確認したが，このような状況が発生した場合においても，貯蔵設備が原子炉等の重大事故等対応に影響を与えないことを確認する。

### (1) 貯蔵設備の想定事象と重大事故等対応に影響を与える可能性

原子炉等の重大事故等対応に影響を与える可能性のある貯蔵設備の想定事象とその影響の検討結果を第2表に示す。

第2表 原子炉等の重大事故等対応に影響を与える

可能性のある貯蔵設備の想定事象とその影響

影響評価項目		想定事象	想定される影響
作業環境	物的影響	損壊，貯蔵建屋外部への流出 敷地遡上津波による貯蔵建屋の大物搬入口扉，遮へい扉及びガラリ等の流出	重大事故等対処設備の損傷

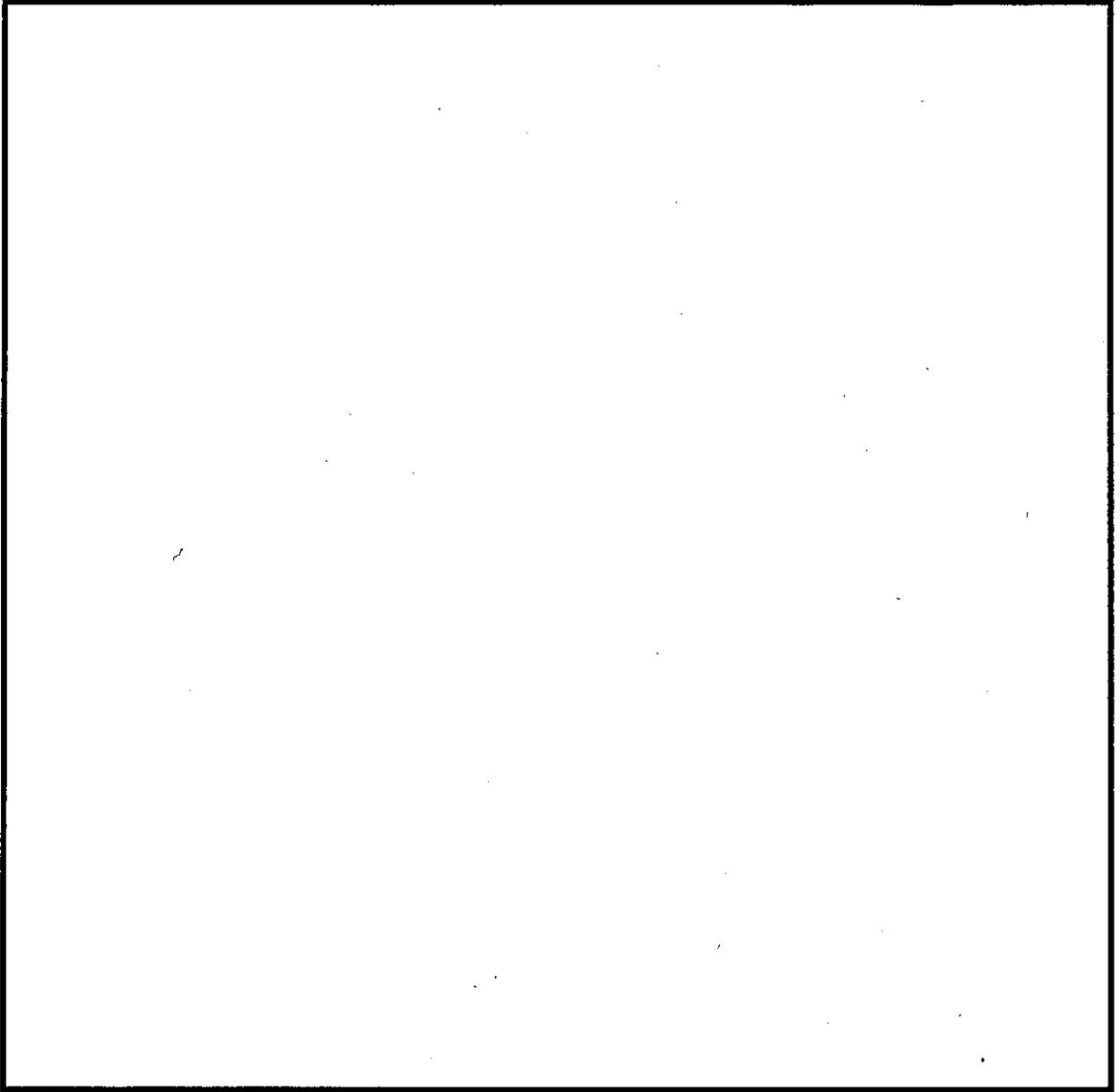
### (2) 作業環境による影響評価

貯蔵建屋及び原子炉等の重大事故等対処設備は第1図に示すとおり，敷地内に設置されている。ここでは第2表に基づき，貯蔵設備が重大事故等対処設備に影響を与えるかを検討した。

敷地遡上津波によって貯蔵設備が原子炉建屋に与える影響を評価した結果，敷地遡上津波によって貯蔵建屋外部への流出物が生じた場合でも，発生した流出物による影響はないことを確認した（添付4）。

### 3. 評価結果

以上より、貯蔵設備が原子炉等と同時に被災することを想定しても、貯蔵容器の安全機能（除熱機能、密封機能、遮蔽機能及び臨界防止機能）に影響はなく、原子炉等の重大事故等対応にも影響を与えないことを確認した。



第1図 原子炉建屋と重大事故等対応に必要な屋外  
重大事故等対処設備，貯蔵設備の位置関係

添付1 津波波力及び貯蔵建屋外部からの漂流物による貯蔵建屋への影響  
について

津波波力及び貯蔵建屋外部からの漂流物による衝突荷重を評価し、貯蔵建屋の壁面の保有水平せん断耐力に裕度があることをもって、貯蔵建屋が倒壊しないことを確認する。

津波波力及び貯蔵建屋外部からの漂流物による衝突荷重は、それぞれ「津波避難ビル等の構造上の要件の解説（平成24年2月，国土交通省国土技術政策総合研究所他）」及び「道路橋示方書・同解説（平成14年3月，日本道路協会）」に基づき、以下のとおり評価する。

【津波による建屋壁面の衝突荷重Q（津波波力＋漂流物による衝突荷重の和）】

$$Q = Q_z + F_2 = \rho g \int_{z_1}^{z_2} (ah - z) B \cdot dz + F_2 \text{ より,}$$

$$Q = \frac{1}{2} \rho g B \{ (2ahz_2 - z_2^2) - (2ahz_1 - z_1^2) \} \times (1 - \beta) \times 10^{-3} + F_2 \text{ (kN)}$$

ここで、

Qz：構造設計用の進行方向の津波波力（kN）

B：当該部分の受圧面の幅（m）（長壁面  m<sup>\*1</sup>，短壁面  m<sup>\*1</sup>）

a：水深係数（防潮堤等の遮蔽物がある場合には2）

h：設計浸水深（m）

（貯蔵建屋における敷地遡上津波の進行波高さ（設計浸水深）は、長壁において約9m，短壁において約8mと評価される）

z<sub>1</sub>：受圧面の最小高さ（m）（1階面  m<sup>\*1</sup>，2階面  m<sup>\*1</sup>）

z<sub>2</sub>：受圧面の最高高さ（m）（1階面  m<sup>\*1</sup>，2階面  m<sup>\*1</sup>，ただしahと比べ小さい方とする）（z<sub>1</sub>，z<sub>2</sub>はEL8.3mを基準面z=0とした）

$\rho$  : 海水の密度 ( $\text{kg}/\text{m}^3$ ) ( $1030\text{kg}/\text{m}^3$ )

$g$  : 重力加速度 ( $\text{m}/\text{s}^2$ ) ( $9.80665\text{m}/\text{s}^2$ )

$\beta$  : 開口割合 (給排気口面積の、壁面の面積に対する割合)

$$\begin{aligned} \text{開口面積 (1階面)} &: \square \text{ m}^*1 \times \square \text{ m}^*1 / \text{給気開口} \times 5 \text{給気開口} \\ &= \square \text{ m}^2 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{開口割合 (1階面)} &: \text{給気開口面積} / \text{長壁面積} \\ &= \square \text{ m}^2 / (\square \text{ m}^*1 \times \square \text{ m}^*1) \\ &= 0.2026 \rightarrow \beta \text{ (1階面)} = 0.20 \text{とする} \end{aligned}$$

$$\text{開口面積 (2階面)} : \square \text{ m}^*1 \times \square \text{ m}^*1 / \text{排気開口} \times 5 \text{排気開口} = 75\text{m}^2$$

$$\begin{aligned} \text{開口割合 (2階面)} &: \text{排気開口面積} / \text{長壁面積} \\ &= \square \text{ m}^2 / (\square \text{ m}^*1 \times \square \text{ m}^*1) \\ &= 0.1218 \rightarrow \beta \text{ (2階面)} = 0.12 \text{とする} \end{aligned}$$

$F_2$  : 貯蔵建屋外部からの漂流物衝突荷重 (kN) ( $0.1 \times 50\text{t}^*2 \times g \times V = 343\text{kN}$ )

$V$  : 津波流速 ( $\text{m}/\text{s}$ ) ( $7\text{m}/\text{s}$ ) \*3

- \* 1 : 工事計画認可申請書記載値及び使用済燃料貯蔵設備増強工事 建屋構造計算書 (平成11年9月) に基づく値
- \* 2 : 設計上考慮する漂流物 (浚渫台船44t) に余裕を考慮した値
- \* 3 : 敷地遡上津波評価に基づく値 ( $6\text{m}/\text{s}$ ) に余裕を考慮した値

上記Qを貯蔵建屋壁面の保有水平せん断耐力と比較した結果、第1表のとおり裕度が1を超えており、長壁も短壁も倒壊しない。

第1表 貯蔵建屋壁面が敷地遡上津波により受ける衝突荷重

貯蔵建屋壁面		津波の設計 浸水深h (m)	Q (MN)	保有水平せん断耐力 (MN) * <sup>1</sup>	裕度* <sup>2</sup>
短壁	2階面	8	6.0		
	1階面	8	34.0		
長壁	2階面	9	17.8		
	1階面	9	70.7		

\* 1 : 工事計画認可申請書記載値及び使用済燃料貯蔵設備増強工事 建屋構造計算書（平成11年9月）に基づく値

\* 2 : 裕度 = 保有水平せん断耐力 / Q

## 添付2 貯蔵建屋内で発生する漂流物による貯蔵容器への影響について

貯蔵建屋内では、敷地遡上津波の建屋外壁における津波流速以上の速度にはならないため、この速度による貯蔵建屋内での漂流物による貯蔵容器への衝突評価を行う。評価は貯蔵容器の外表面への衝突により影響を受ける部位のうち、二次蓋への衝突を想定し、衝突による発生応力を評価する。

貯蔵建屋内で発生する漂流物としては、①大物搬入口扉、②遮へい扉及び③ガラリが考えられる\*。貯蔵建屋の各部材の設置位置を第1図及び第2図に示す。漂流物の衝突荷重は添付1同様、「道路橋示方書・同解説（平成14年3月、日本道路協会）」に基づき以下に示すとおり評価する。

\* 遮へい扉が設置されているコンクリート仕切り壁については、添付1より敷地遡上津波により貯蔵建屋外壁が損壊しないことから、外壁に変形追従するフレーム（柱・梁）も維持されコンクリート仕切り壁も倒壊しないため、建屋内の漂流物とはならないと考えられる。

### 【貯蔵建屋内で発生した漂流物の衝突荷重による圧縮応力 $\sigma$ 】

蓋部の発生応力 $\sigma$ は、機械工学便覧基礎編a3、材料力学表5-1のケース2より、蓋部の最大応力は、蓋端部であり、次式で評価される。

$$\sigma = 0.75 \times \frac{P \cdot a^2}{h^2} \quad (\text{MPa})$$

F：貯蔵建屋内で発生する漂流物衝突荷重  $F = 0.1 \times W \times g \times V \times 10^{-6}$  (MN)

W：漂流物重量 (kg)

g：重力加速度 ( $\text{m/s}^2$ ) (9.80665 $\text{m/s}^2$ )

V：津波流速 ( $\text{m/s}$ ) (7 $\text{m/s}$ ) \*1

P : 蓋に掛かる等分布荷重  $P=F/A$  (MPa)

A : 二次蓋の断面積 :  m<sup>2</sup>

a : 二次蓋ボルト中心半径 :  m

h : 二次蓋厚さ :  m

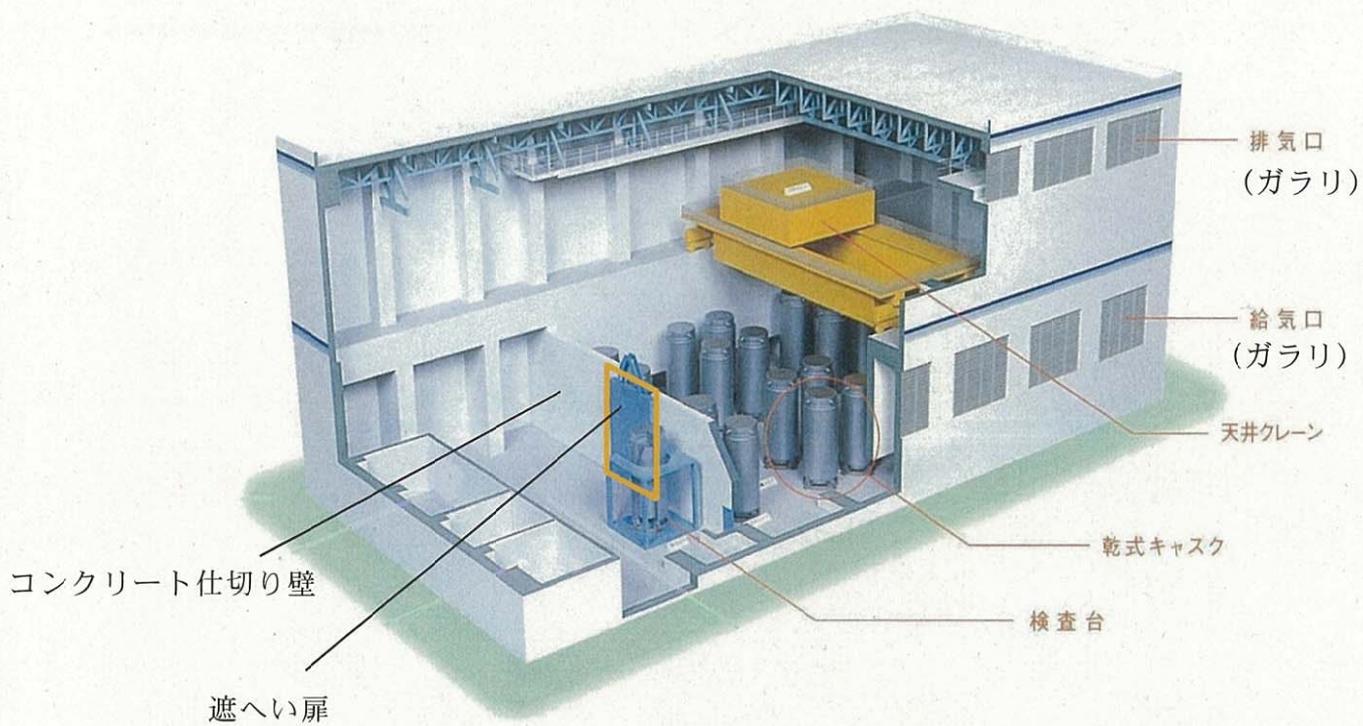
\* 1 : 敷地遡上津波評価に基づく貯蔵建屋周囲の最大流速 (6m/s) に余裕を考慮した値

一方、二次蓋の許容応力は、保守的に密封シール部の  MPa (一次膜＋一次曲げ応力強さ) を適用する。

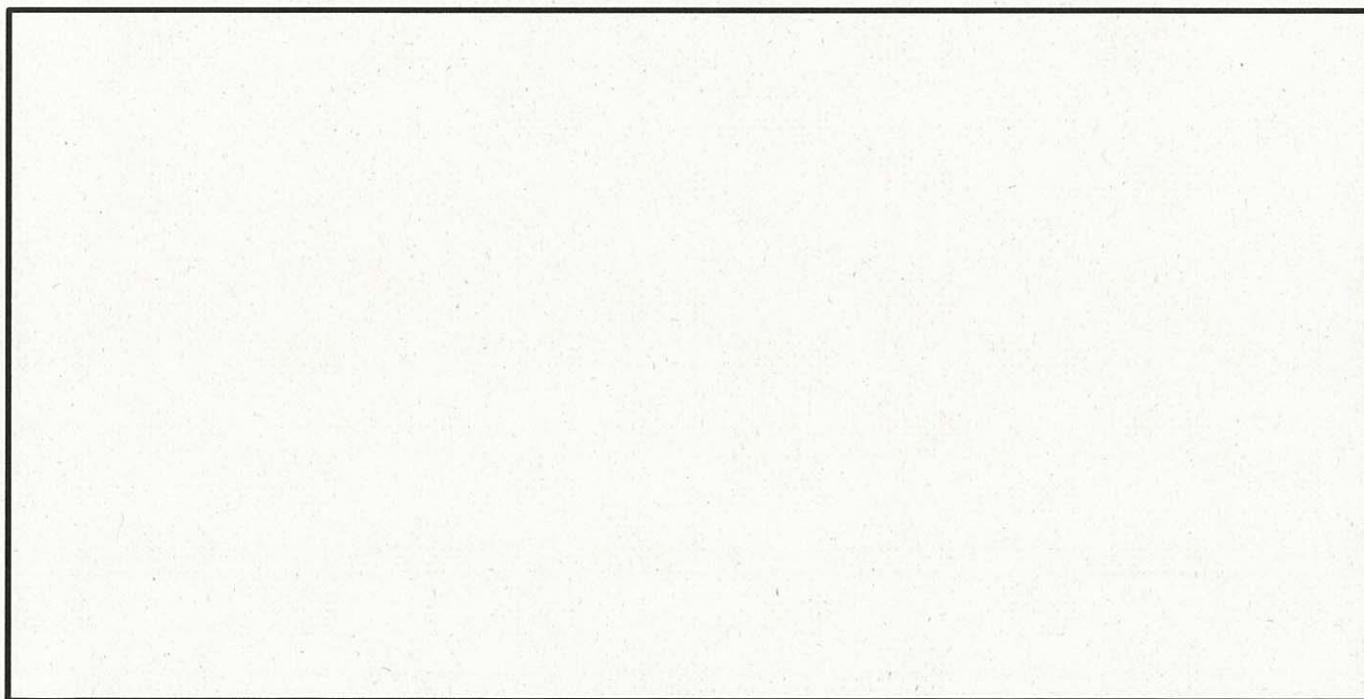
評価結果を第1表に示す。貯蔵容器の二次蓋に漂流物が衝突した場合の発生応力はいずれの漂流物も許容応力を十分下回っていることから、貯蔵容器の安全機能に影響はない。

第1表 貯蔵建屋内で発生する漂流物の衝突荷重による圧縮応力

漂流物	重量 (t)	二次蓋部発生応力 (圧縮) (MPa)	許容応力 (MPa)
① 大物搬入口扉	7	0.4	<input type="text"/>
② 遮へい扉	40	1.9	
③ ガラリ	0.81	<0.1	
合計 (①～③)	48	3.0	



第1図 貯蔵建屋鳥瞰図

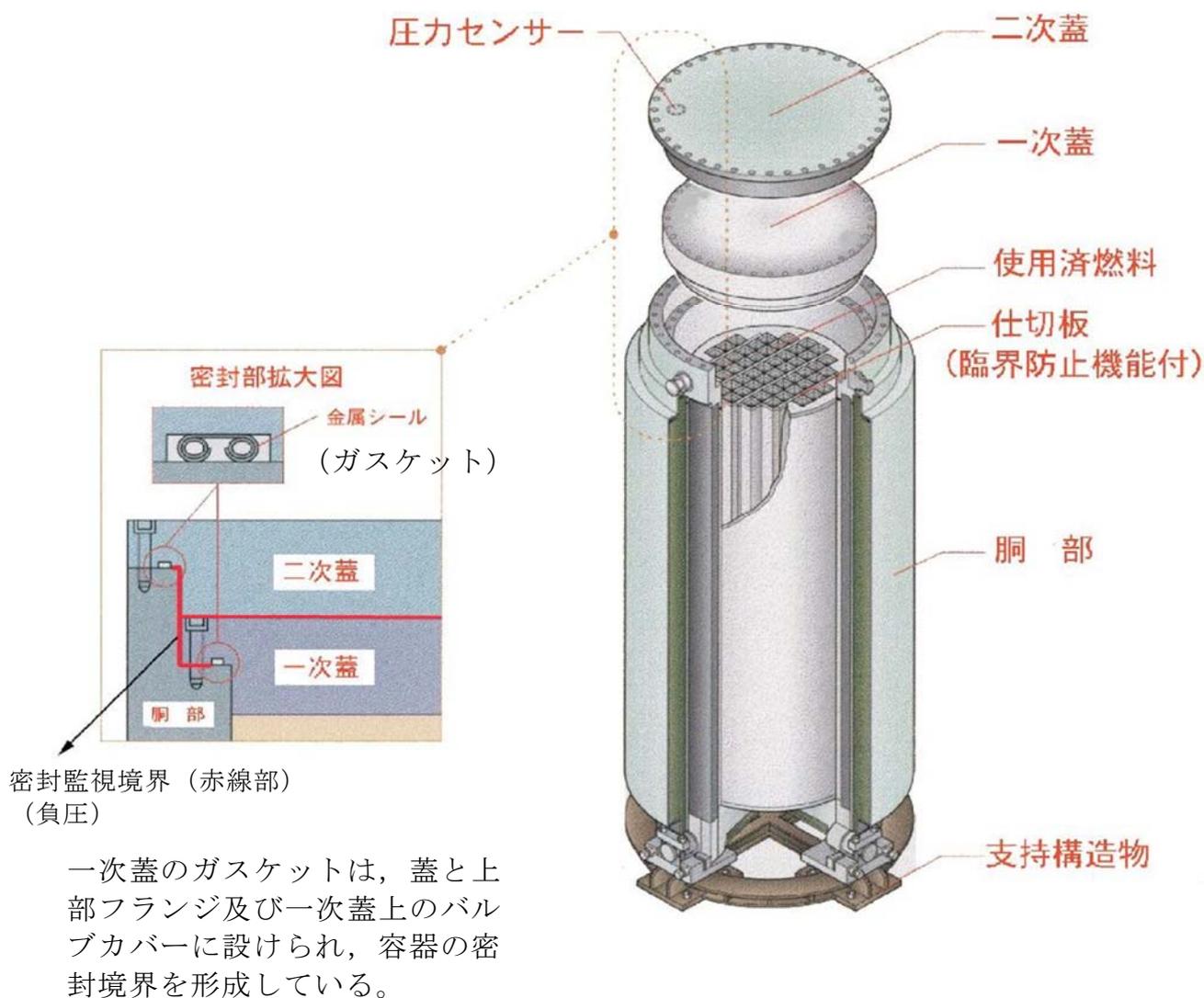


第2図 貯蔵建屋1階床面図

### 添付3 貯蔵建屋内への津波浸入時の貯蔵容器水没による密封機能への影響

第1図に貯蔵容器全体と蓋部詳細を示す。

貯蔵容器は最高使用圧力1.0MPaとして1次蓋の耐圧試験を行っていることから、内外圧力差1.0MPaまで耐えられることを確認しており、ガスケット部は水深約100mまで密封機能を維持できる。貯蔵建屋内への津波浸入により、貯蔵建屋内は約20m程度浸水することが考えられることから、貯蔵建屋内への津波浸入による密封機能に影響はない。



第1図 貯蔵容器の蓋部詳細

#### 添付4 貯蔵建屋部材が外部への損壊流出物となる可能性について

貯蔵建屋で損壊した扉等の部材が漂流物となって外部へ流出する可能性について評価する。

襲来する津波により貯蔵建屋の扉等の部材が損壊し、床等に転倒した後、引き波による抗力が地面と部材との摩擦力を上回った場合、部材は移動し流出することが考えられる。

貯蔵建屋内で発生する漂流物としては、①大物搬入口扉、②遮へい扉及び③ガラリが考えられ、これらについて以下のとおり流出の可能性を評価した。各部材の設置位置については添付2の第1図及び第2図に示すとおりである。

#### 【津波により貯蔵建屋内で発生した損壊漂流物に働く抗力R】

$$R = C_D \times 10^{-3} \times \rho S V^2 / 2 \quad (\text{kN})$$

ここで、

R：津波により損壊した部材に働く抗力 (kN)

$C_D$ ：抗力係数\*1 = 2

$\rho$ ：海水の密度 = 1030 (kg/m<sup>3</sup>)

S：損壊漂流物の津波の衝突荷重が働く面積\*2 (m<sup>2</sup>)

V：津波流速 (敷地遡上津波評価に基づき引き波の流速は最大でも2m/s未満であることから保守的に2m/sとする。)

\* 1：抗力係数は、機械工学便覧より2未満であり短辺/長辺が小さいほど小さくなるが、保守的に2を用いる。

\* 2：扉が転倒すると、扉面積は高さ×厚さとなる。

【転倒した損壊漂流物に働く摩擦力F】

$$F = \mu \times WWF \times g \times 10^{-3} \quad (\text{kN})$$

ここで、

W : 損壊漂流物の重量 (kg)

WF : 損壊漂流物に働く浮力 (= 損壊漂流物の体積 × 海水の密度  $\rho$ ) (kg)

WWF : 浮力を考慮した入口扉重量  $WWF = W - WF$  (kg)

$\mu$  : コンクリートの摩擦係数 (0.3\*<sup>3</sup> とする)

g : 重力加速度 = 9.80665m/s<sup>2</sup>

\* 3 : 以下の文献の摩擦係数 (0.3~0.9) を参考に保守的に0.3とした。

1) 金属の摩擦係数 : 鉄 (0.52) (機械工学便覧)

2) コンクリート舗装路面湿潤状態のすべり摩擦係数の保守的な値 (0.5)

(アスファルト, 第46巻 第214号, 平成15年10月発行, 有限責任中間

法人 日本アスファルト協会)

3) コンクリートと鋼材摩擦面のすべり係数の実験結果 (「コンクリー

トと鋼材摩擦面の摩擦すべり挙動に関する研究」コンクリート工学

年次論文集, Vol.23, No.3, 2001)

各部材についての、評価結果は第1表のとおりである。

いずれの部材も転倒した状態では、抗力よりも摩擦力が十分大きく、損壊した漂流物が移動することはない。

第1表 貯蔵建屋内で発生する漂流物の抗力 (R) 及び摩擦力 (F)

漂流物	浮力を考慮した重量 (kg)	抗力 (R) (kN)	摩擦力 (F) (kN)
① 大物搬入口扉	2,600	3.7	7.5
② 遮へい扉	25,300	13.1	74.3
③ ガラリ	600	0.3	1.5

79. 敷地境界外での実効線量評価に対する指針との対比について

表 評価条件の安全審査指針に対する対応状況

下線：対応箇所

評価条件(2.6 LOCA時注水機能喪失)	安全審査指針
<p>a. 事故発生時の原子炉冷却材中の核分裂生成物の濃度は、運転上許容される I-131 の最大濃度とし、その組成を拡散組成とする。これにより、事故発生時に原子炉冷却材中に存在するよう素は、I-131 等価量で約 <math>4.7 \times 10^{12}</math> Bq となる。</p>	<p>「安全評価指針 (付録 I) 3.3.5 原子炉冷却材喪失 (PWR, BWR)」            (3) 事象発生前の原子炉冷却材中の格分裂生成物の濃度は、3.3.2 又は 3.3.3 の場合と同様に仮定する。            「安全評価指針 (付録 I) 3.3.2 主蒸気管破断 (BWR)」            (7) 事象発生前の原子炉冷却材中の核分裂生成物の濃度は、運転上許容される I-131 の最大濃度に相当する濃度とし、その組成は拡散組成とする。蒸気相中のハロゲン濃度は、液相の濃度の 2% とする。</p>
<p>b. 原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの核分裂生成物の追加放出量は、I-131 については先行炉等での実測値の平均値に適切な余裕を見た値*である <math>2.22 \times 10^{14}</math> Bq とし、その他の核分裂生成物についてはその組成を平衡組成として求め、希ガスについてはよ素の 2 倍の放出があるものとする。これにより、原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの追加放出量は、希ガスについては <math>\gamma</math> 線実効エネルギ 0.5MeV 換算値で約 <math>6.0 \times 10^{15}</math> Bq、よう素については I-131 等価量で約 <math>3.9 \times 10^{14}</math> Bq となる。            ※：過去に実測された I-131 の追加放出量から、熱出力 1,000MW あたりの追加放出量の出現頻度を用いて算出している。原子炉熱出力 3,440MW (定格の約 105%) の場合、熱出力 1,000MW あたりの I-131 の追加放出量の平均値にあたる値は <math>2.78 \times 10^{13}</math> Bq (750Ci) であり、東海第二発電所の線量評価で用いている追加放出量は、これに余裕を見込んだ <math>2.22 \times 10^{14}</math> Bq (6,000Ci) を条件としている。(1Ci = <math>3.7 \times 10^{10}</math> Bq)            出典元            ・「沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について」(HLR-021)</p>	<p>「安全評価指針 (付録 I) 3.3.5 原子炉冷却材喪失 (PWR, BWR)」            (4) この事象により、新たに燃料棒の破損が生ずると計算された場合には、破損する燃料棒の状況に応じ、核分裂生成物の適切な放出量を仮定するものとする。また、新たに燃料棒の破損が生じないと計算された場合には、核分裂生成物の追加放出量を、3.3.2 又は 3.3.3 の場合と同様に評価する。            「安全評価指針 (付録 I) 3.3.2 主蒸気管破断 (BWR)」            (8) 原子炉圧力の減少に伴う燃料棒からの追加放出量を、I-131 については先行炉等での実測値の平均値に適切な余裕をみだ値とし、その他の核分裂生成物についてはその組成を平衡組成として求め、希ガスについてはよ素の 2 倍の放出があるものと仮定する。核分裂生成物の追加放出割合は、原子炉圧力の低下割合に比例するものとする。事象の過程において、主蒸気隔離弁閉止前に燃料棒から放出された核分裂生成物が、隔離弁まで到達するのに要する時間については、評価上考慮することができる。</p>

表 評価条件の安全評価審査指針に対する対応状況

評価条件(2.6 LOCA時注水機能喪失)	安全評価審査指針
<p>c. 燃料棒から追加放出されるよう素のうち、有機よう素は4%とし、残りの96%は無機よう素とする。</p>	<p>「安全評価指針(付録I) 3.3.5 原子炉冷却材喪失(PWR, BWR)」            (5) この事象により、希ガス及び有機よう素は、原子炉格納容器内に放出されるものとする。燃料棒から原子炉格納容器内に放出されたよう素のうち、有機よう素は4%とし、残りの96%は無機よう素とする。無機よう素については、50%が原子炉格納容器内部に沈着し、漏えいに寄与しないものとする。さらに、無機よう素が、原子炉格納容器スプレイ水によって除去され、あるいはサプレッションプール水に溶解する効果を考慮することができる。この場合、除染率、気液分配係数等は、実験に基づき値とするか、あるいは十分な安全余裕を見込んだ値とする。有機よう素及び希ガスについては、これらの効果を無視するものとする。</p>
<p>d. 燃料棒から追加放出される核分裂生成物のうち、希ガスはすべて瞬時に気相部に移行するものとする。有機よう素のうち、10%は瞬時に移行するものとし、残りは分解するものとする。有機よう素から分解したよう素及び無機よう素が気相部にキヤリーオーバーされる割合は2%とする。</p>	<p>「安全評価指針(付録I) 3.3.5 原子炉冷却材喪失(PWR, BWR)」            (4) この事象により、新たに燃料棒の破損が生ずると計算された場合には、破損する燃料棒の状況に応じ、核分裂生成物の適切な放出量を仮定するものとする。また、新たに燃料棒の破損が生じないと計算された場合には、核分裂生成物の追加放出量を、3.3.2又は3.3.3の場合と同様に評価する。</p> <p>「安全評価指針(付録I) 3.3.2 主蒸気管破断(BWR)」            (9) 事象の過程において、燃料棒から放出されたよう素のうち、有機よう素は4%とし、残りの96%は無機よう素とする。有機よう素のうち10%は瞬時に気相部に移行するものとし、残りは分解するものとする。有機よう素が分解したよう素、無機よう素及び有機よう素以外のハロゲンが気相部にキヤリーオーバーされる割合は、2%とする。希ガスは、全て瞬時に気相部に移行するものとする。タービン建屋内に放出された有機よう素が分解したよう素、無機よう素及び有機よう素以外のハロゲンは、50%が床、壁等に沈着するものとする。</p>

表 評価条件の安全評価審査指針に対する対応状況

評価条件(2.6 LOCA時注水機能喪失)	安全評価審査指針
<p>e. 原子炉圧力容器気相部の核分裂生成物は、逃がし安全弁を介して崩壊熱相当の蒸気に同伴し、格納容器内に移行するものとする。この場合、希ガス及び有機よう素の全量が、無機よう素は格納容器ベント開始までに発生する崩壊熱相当の蒸気に伴う量が移行するものとする。</p>	<p>・「逃がし安全弁を介し崩壊熱相当の蒸気に同伴」について 「安全評価指針 (付録 I) 3.3.2 主蒸気管破断(BWR)」 (12) 主蒸気隔離弁閉止後は、残留熱除去系あるいは逃がし安全弁等を通して、崩壊熱相当の蒸気が、サブプレッションプールに移行するものとする。</p> <p>・各核種の移行量について 「安全評価指針 (付録 I) 3.3.2 主蒸気管破断(BWR)」 (9) 事象の過程において、燃料棒から放出されたよう素のうち、有機よう素は4%とし、残りの96%は無機よう素とする。有機よう素のうち10%は瞬時に気相部に移行するものとし、残りは分解するものとする。有機よう素が分解したよう素、無機よう素及びよう素以外のハロゲンが気相部にキヤリーオーバーされる割合は、2%とする。希ガスは、全て瞬時に気相部に移行するものとする。タービン建屋内に放出された有機よう素が分解したよう素、無機よう素及びよう素以外のハロゲンは、50%が床、壁等に沈着するものとする。</p>
<p>f. サプレッション・チェンバの無機よう素は、サブプレッションプールのスクラビングにより除去されなかつたものが格納容器気相部へ移行するが、ドライウエルからのベントを考慮し、スクラビングの効果を考慮しないものとする。また、核分裂生成物の減衰は、格納容器ベント開始までの期間について考慮する。</p>	<p>「安全評価指針 (付録 I) 3.3.2 主蒸気管破断(BWR)」 (8) 原子炉圧力の減少に伴う燃料棒からの追加放出量を、I-131については先行炉等での実測値の平均値に適切な余裕をみだし、その他の核分裂生成物についてはその組成を平衡組成として求め、希ガスについてはよう素の2倍の放出があるものと仮定する。核分裂生成物の追加放出割合は、原子炉圧力の低下割合に比例するものとする。事象の過程において、主蒸気隔離弁閉止前に燃料棒から放出された核分裂生成物が、隔離弁まで到達するのに要する時間については、評価上考慮することができる。</p>

評価条件(2.6 LOCA時注水機能喪失)	安全評価審査指針
<p>g. 敷地境界外における実効線量は、内部被ばくによる実効線量及び外部被ばくによる実効線量の和として計算し、よう素の内部被ばくによる実効線量(1)式で、希ガスの外部被ばくによる実効線量は(2)式で、それぞれ計算する。</p> $H_{I2} = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi / Q \cdot Q_I \quad (1)$ <p>R : 呼吸率 (m<sup>3</sup>/h)</p> <p>H<sub>∞</sub> : よう素を1Bq吸入した場合の小児の実効線量 (1.6×10<sup>-7</sup>Sv/Bq)</p> <p>χ/Q : 相対濃度 (s/m<sup>3</sup>)</p> <p>Q<sub>I</sub> : 事故期間中のよう素の大気放出量 (Bq)</p> $H_{\gamma} = K \cdot D / Q \cdot Q_{\gamma} \quad (2)$ <p>K : 空気吸収線量から実効線量への換算係数 (K=1Sv/Gy)</p> <p>D/Q : 相対線量 (Gy/Bq)</p> <p>Q<sub>γ</sub> : 事故期間中の希ガスの大気放出量 (Bq)</p> <p>(γ線実効エネルギー0.5MeV換算値)</p>	<p>「安全評価指針 付録Ⅱ」</p> <p>1. 「事故」における線量評価</p> <p>1.1 外部被ばくによる実効線量の評価</p> <p>1.1.1 大気中に放出された放射性物質による実効線量</p> <p>大気中に放出された放射性物質に起因する放射性雲からのガンマ線による実効線量は、「気象指針」に従い、放射性物質による空気カーマを用いた相対線量に基づいて評価する。空気カーマから実効線量への換算係数は、1Sv/Gyとする。</p> <p>また、放射性物質が高温高圧の原子炉冷却材とともに大気中に放出される過程が想定され、放射性物質を含む蒸気雲による被ばくを考慮する必要がある場合には、蒸気雲による被ばくを考慮する必要がある場合は、蒸気雲の形成及び移動速度を安全側に評価するものとする。</p> <p>なお、ベータ線の外部被ばくによる実効線量は、ガンマ線による実効線量に比べ有意な値とはならないことから評価対象としない。</p>
<p>h. 大気拡散条件については、格納容器圧力逃がし装置を用いる場合は、地上放出、実効放出継続時間1時間の値として、相対濃度(χ/Q)を2.9×10<sup>-5</sup>s/m<sup>3</sup>、相対線量(D/Q)を4.0×10<sup>-19</sup>Gy/Bqとし、耐圧強化ベントを用いる場合は、主排気筒放出、実効放出継続時間1時間の値として、相対濃度(χ/Q)は2.0×10<sup>-6</sup>s/m<sup>3</sup>、相対線量(D/Q)は8.1×10<sup>-20</sup>Gy/Bqとする。</p>	<p>1.2 内部被ばくによる実効線量の評価</p> <p>大気中に放出されたよう素の吸入摂取による実効線量は、「気象指針」に従い、よう素の地表空気中の相対濃度及びよう素131等価量に基づいて次式により評価する。なお、計算に用いるパラメータ等は、第1表に示す小児(1才)の値とする。</p> $\text{実効線量} = K_{He} \cdot M \cdot Q_e \cdot (\chi / Q)$ <p>K<sub>He</sub> : I-131の吸入摂取による小児の実効線量係数</p> <p>M : 小児の呼吸率</p> <p>Q<sub>e</sub> : よう素の放出量 (I-131等価量)</p> <p>(χ/Q) : 相対濃度</p> <p>なお、呼吸率については、よう素の放出の状況及び継続時間に応じて選択するものとする。</p> <p>また、この場合のI-131等価量Q<sub>e</sub>とはI-131の実効線量係数に対するよう素各同位体の実効線量係数の比を各同位体の量に応じて合算したものをいい、次式により計算する。</p>

$$Q_i = \sum_j (K_{ij} / K_{in}) \cdot Q_j$$

$KH_i$  : 各種  $i$  の吸入摂取による小児の実効線量係数

$Q_i$  : 各種  $i$  の放出量

第1表 よう素による実効線量の評価に使用するパラメータ等

パラメータ等	記号	単位	数値
核種 $i$ の吸入摂取による小児の実効線量係数	$KH_i$	mSv/Bq	I-131 : $1.6 \times 10^{-4}$
			I-132 : $2.3 \times 10^{-6}$
			I-133 : $4.1 \times 10^{-5}$
			I-134 : $6.9 \times 10^{-7}$
			I-135 : $8.5 \times 10^{-6}$
小児の呼吸率	M	$m^3/h$	0.31 (活動時)
		$m^3/d$	5.16 (1日平均)

「安全評価指針(付録I) 3.3.5 原子炉冷却材喪失(PWR, BWR)」  
 (11) 環境に放出された核分裂生成物の拡散は、「気象指針」に従って評価するものとする。

「気象指針VI. 想定事故時の大気拡散の解析方法」

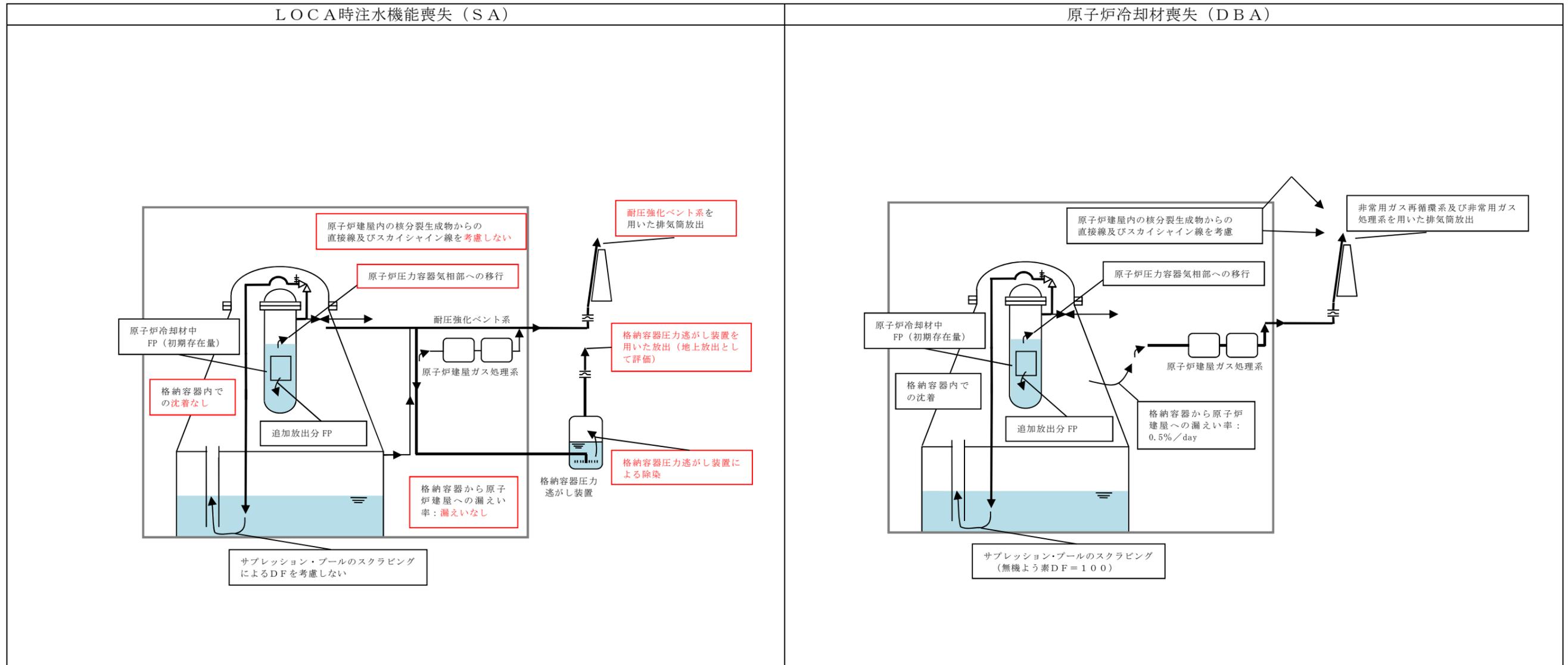
想定事故時の線量計算に用いる放射性物質の地表空气中濃度は、単位放出率当たりの風下濃度(相対濃度と定義する)に事故期間中の放射性物質の放出率を乗じて算出する。

1. 線量計算に用いる相対濃度

- (1) 相対濃度は、毎時刻の気象資料と実効的な放出継続期間(放射性物質の放出率の時間的変化を考慮して定めるもので、以下実効放出継続時間という)をもとに方位別の着目地点について求める。
- (2) 着目地点の相対濃度は、毎時刻の相対濃度を年間について小さい方から累積した場合、その累積出現頻度が97%に当たる相対濃度とする。

評価条件(2.6 LOCA時注水機能喪失)	安全評価審査指針
<p>i. 格納容器圧力逃がし装置による有機よう素の除染係数を 50, 無機よう素の除染係数を 100 とする。</p>	<p>(3) 線量計算に用いる相対濃度は、前記(2)で求めた相対濃度のうち最大の値を使用する。</p> <p>2. 相対濃度の計算</p> <p>相対濃度(<math>\alpha/Q</math>)は、(VI-1)式により計算する。</p> $\alpha/Q = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^T (X/Q)_i \cdot \delta_i \dots\dots\dots (VI-1)$ <p>(<math>\alpha/Q</math>) : 実効放出継続時間中の相対濃度 (<math>s/m^3</math>)</p> <p>T : 実効放出継続時間 (h)</p> <p>(<math>X/Q</math>)<sub>i</sub> : 時刻 i における相対濃度 (<math>s/m^3</math>)</p> <p><math>\delta_i</math> : 時刻 i において風向が当該方位 d にあるとき <math>\delta_i = 1</math></p> <p>時刻 i において風向が他の方位にあるとき <math>\delta_i = 0</math></p> <p>「気象指針 付記」</p> <p>指針は気体状の放射性物質が放出源から数 km に拡散される場合の地表空气中濃度の算出を中心に記載したものである。指針に明記していない事項については、指針の趣旨を踏まえ、当面次のように取り扱うこととする。</p> <p>1. 放射性雲からの <math>\gamma</math>線量は、地表空气中濃度を用いずに、放射性物質の空間濃度分布を算出し、これを <math>\gamma</math>線量計算モデルに適用して求める。想定事故時の <math>\gamma</math>線量については、相対濃度 (<math>\alpha/Q</math>) の代わりに、空間濃度分布と <math>\gamma</math>線量計算モデルを組み合わせた <math>D/Q</math> (相対線量と定義する) を使用して指針と同様な考え方により求める。</p>

参考 原子炉冷却材喪失 (DBA) との評価条件の比較



## 80. サプレッション・プール初期水位について

### (1) 格納容器ベント実施までに格納容器内に蓄積する熱量

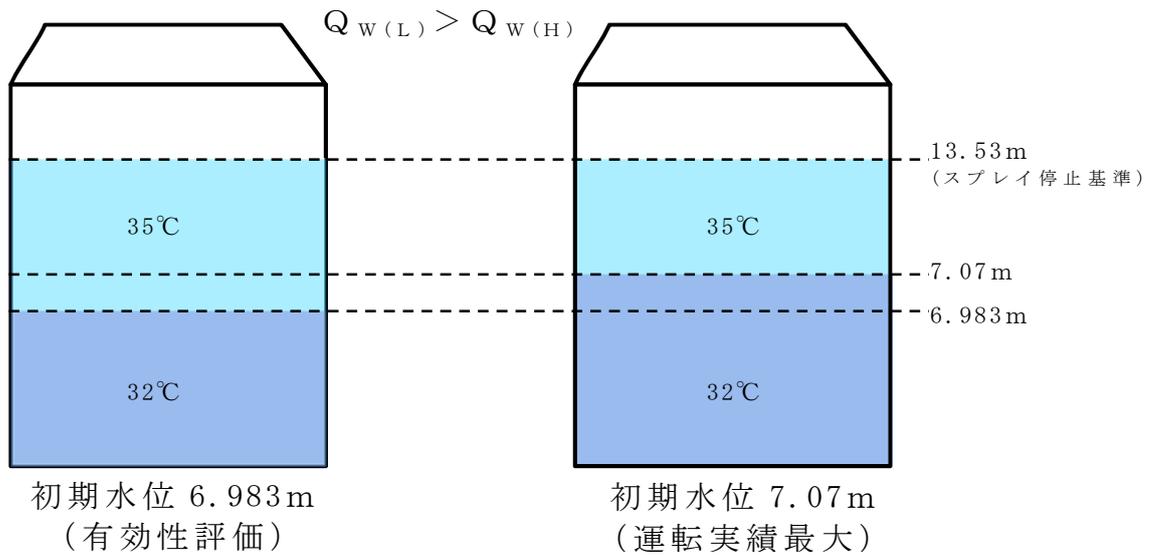
格納容器ベント実施の直前までに格納容器内に蓄積する熱量 ( $Q_{VENT}$ ) は、ベントまでの期間に崩壊熱により格納容器内に蓄積する熱量 ( $Q_d$ )、格納容器内の液相部 (S / P 初期水量 + スプレイ注水量) の初期熱量 ( $Q_w$ ) 及び格納容器気相部の初期熱量 ( $Q_g$ ) の合計となるが、気相部に満たされている窒素の比重及び比熱は水と比較して非常に小さいことから  $Q_g$  は無視する。ここで簡単のため事象進展によらず  $Q_{VENT}$  が一定との仮定をおくと、 $Q_d$  はサプレッション・プール (以下、「S / P」という。) の初期水位に依存しないため、 $Q_w$  の大小によりベントまで余裕時間の大小が決定される。

$$Q_{VENT} = Q_d + Q_w$$

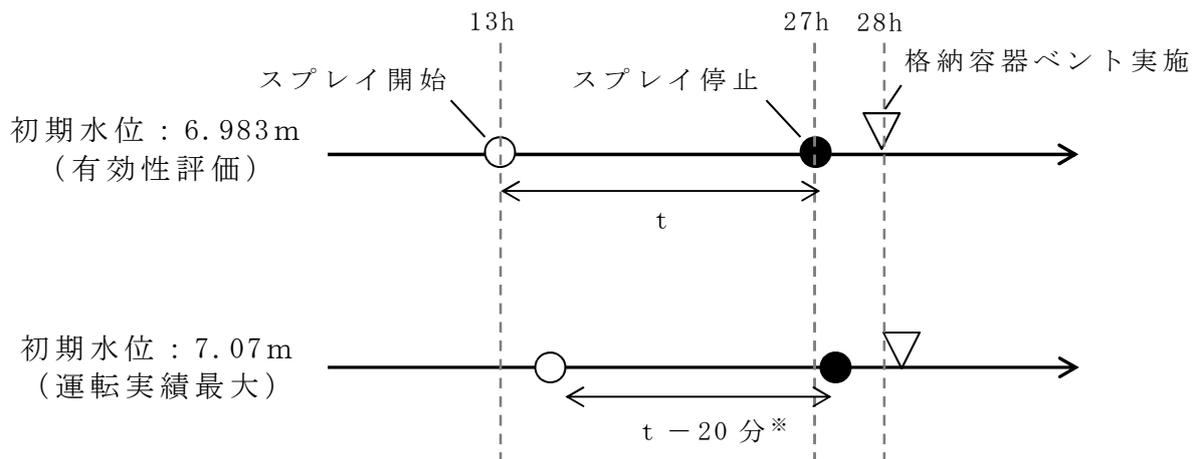
### (2) S / P 初期水位の違いによる $Q_w$ への影響

有効性評価では、外部水源の水温 (35℃ 一定) を S / P の初期水温 (32℃) よりも高く設定している。このため、S / P の初期水位が高い場合、格納容器スプレイ停止時 (S / P 底部から 13.53m) の、S / P 水に占める外部水源の割合が低下することで、第 1 図に示すとおり  $Q_w$  は小さくなる。これに伴い、格納容器スプレイの開始が遅くなり、定性的には格納容器ベントの実施も遅くなると考えられる。

以上により、S / P 初期水位は、保安規定の運転上の制限の下限値である「6.983m」とする。



第 1 図 格納容器スプレー停止時の S / P 水熱量



(※) S / P 水位が解析条件で設定した 6.983m から運転実績最大値の 7.07m まで上昇した場合の水量の増分は約  $42\text{m}^3$  であり、 $130\text{m}^3/\text{h}$  でスプレーすることから、スプレー期間は 20 分程度短くなる

第 2 図 S / P 初期水位の違いによるベント実施時期の違い

## 81. 燃料被覆管の酸化量の評価について

燃料被覆管の酸化量については，解析結果から評価項目に対して十分な余裕があり，評価指標としては燃料被覆管温度にて代表できると考えられる。参考に，東海第二の各重要事故シーケンスにおける燃料被覆管温度及び燃料被覆管酸化量の評価結果を示す。

事故シーケンスグループ	燃料被覆管最高温度	燃料被覆管の酸化量
T Q U V	約 338℃	1%以下
T Q U X	約 711℃	1%以下
長期 T B	初期値（約 309℃） を上回らない	増加なし
T B D ・ T B U ・ T B P	初期値（約 309℃） を上回らない	増加なし
T W（取水）・津波	初期値（約 309℃） を上回らない	増加なし
T W（R H R）	初期値（約 309℃） を上回らない	増加なし
L O C A	約 616℃	1%以下
T C	約 872℃	1%以下
I S L O C A	初期値（約 309℃） を上回らない	増加なし

以上

## 82. 有効性評価における運転員等の操作余裕時間の仮定について

重大事故等が発生した場合の対応は運転手順書に基づいて実施するため、有効性評価では、事象進展に従って適宜運転員等が必要な操作を行うことを仮定しているが、運転員等操作の仮定に際しては、以下のとおり操作余裕時間を考慮している。

### 1. 運転員等の操作余裕時間に関する基本設定

有効性評価における解析で仮定した運転員等の操作余裕時間の設定については、以下のとおり、a から d の 4 つに分類できる。

- a. 事象発生直後の中央制御室では 10 分間<sup>※1</sup>の状況確認を行うものとし、状況確認後に引き続いての操作については、状況確認 10 分 + 操作時間<sup>※2</sup>とする。
- b. 操作開始条件に到達したことを起点とした操作については、操作開始条件到達時点から操作時間<sup>※2</sup>を考慮する。
- c. ただし、パラメータ変化が緩やかで対応操作までの余裕時間が十分確保でき、数分の操作遅れの評価項目に与える影響が軽微な操作については、操作開始条件に到達した時点で操作完了とする。
- d. その他、設定した時間までに余裕時間が十分ある操作については、設定時間で操作完了とする。

※1 原子炉スクラム確認は、事象発生後の最初の確認項目であり、スクラムに失敗している場合は直ちにスクラム失敗時の運転手順に移行し、原子炉出力の抑制操作などを実施する。このため、10分間の状況確認時間を設定すると実際の運転手順に即し

た有効性評価とならないことから、原子炉停止機能喪失では、10分の状況確認時間を設定せずに、個別に状況確認時間を設定する。

※2 訓練等に基づく実移動時間や、操作等に必要な時間から保守的に設定している。

なお、運転員等は運転手書に従い、各操作条件を満たせば順次操作を実施するが、有効性評価における解析の条件設定においては、操作現場までのアクセスルート状況、操作場所の作業環境を踏まえ、実現可能と考えられる操作時間の想定に基づき上記の操作時間を設定する。

## 2. 操作時間の積み上げについて

1. の基本設定において a. 及び b. に分類される操作時間の積み上げについては、原則5分単位で切り上げた時間を設定する。ただし、以下の操作については、5分単位の切り上げを行わないものとする。

### ①原子炉スクラム失敗時の対応操作【原子炉停止機能喪失】

原子炉スクラム失敗の確認後に直ちに実施する一連の操作であり、5分単位の切り上げを行うと実際の運転手順に即した有効性評価とならないため、切り上げ処理は行わないこととする。

### ②可搬型設備による原子炉注水準備完了後の原子炉減圧操作【全交流動力電源喪失】

余裕時間を含めて設定した可搬型設備の準備操作後に、一連の操作として行う短時間の単一操作であるため切り上げ処理は行わないこととする。

3. 重要事故シーケンス等ごとの運転員等の操作余裕時間

重要事故シーケンス及び評価事故シーケンスごとに考慮している  
運転員等の操作余裕時間は第1表に示すとおりである。

第 1 表 運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定 (6/20)

重要事故シナシエンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
崩壊熱除去機能喪失 (取水機が喪失した場合)	逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉減圧操作 (常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水 (常設) による原子炉注水)	サプレッション・プール水温度65℃到達	c サプレッション・プール水温度は事象発生後から緩やかに上昇するものであり、本操作の至近に別操作もないため、操作開始条件到達時には操作することが可能
	緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	サプレッション・チェンバ圧力 279kPa [gage] 到達	c サプレッション・チェンバ圧力は事象発生後から緩やかに上昇するものであり、本操作の至近に別操作もないため、操作開始条件到達時には操作することが可能

第 1 表 運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定 (8/20)

重要事故 シナシ等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
	自動減圧系等の作動阻止操作	事象発生から4分	<p>b 原子炉スクラム失敗時の確認・操作項目を勘案し、余裕時間を含めて設定した状況判断時間及び操作時間を積み上げ</p>
原子炉停止機能喪失	ほう酸水注入系の起動操作	事象発生から6分	<p>b 自動減圧系統の作動阻止操作の実施後に余裕時間を含めて設定した操作時間を積み上げ</p>
	残留熱除去系（サブプレッション・プールの冷却系）による格納容器除熱	事象発生から17分	<p>b 事象発生の約1分後にドライウエル圧力高信号が発信してから10分間は低圧注水モード優先のインターロックがあることから、ドライウエル圧力高信号発信の10分後に余裕時間を含めて設定した操作時間を積み上げ</p>

83. 運転員等操作の判断基準について

運転員等操作の判断基準及び設定の考え方について、以下に示す。

運転員等操作	判断基準	考え方
原子炉減圧	高圧・低圧注水機能喪失、 高圧代替注水系起動失敗かつ 低圧代替注水系（常設） の準備完了	注水機能の優先順位を考慮した上で、 注水機能喪失による原子炉水位低下時には 低圧で注水可能な系統の準備が完了した時点で 速やかに原子炉減圧を実施し、低圧の注水機能により 原子炉注水を実施する
	サプレッション・プール水温度； サプレッション・プール熱容量制限	原子炉減圧に伴うサプレッション・プール水温度の上昇を考慮しても、 サプレッション・チェンバの最高使用温度（104℃） を超えない領域としてサプレッション・プール熱容量制限を設定
サプレッション・プール冷却	サプレッション・プール水温度；32℃	保安規定の運転上の制限を踏まえて設定
代替格納容器スプレイ開始 （炉心損傷前）	サプレッション・チェンバ圧力； 279kPa[gage] (0.9Pd)	炉心損傷前の格納容器ベント実施の判断基準（310kPa[gage] (1Pd)） に対して余裕を考慮して設定
代替格納容器スプレイ停止 （炉心損傷前）	サプレッション・チェンバ圧力； 217kPa[gage] (0.7Pd)	格納容器圧力が高いほど格納容器スプレイによる 圧力抑制効果が高まることから、スプレイ開始基準から 一定の操作幅を考慮して設定
	サプレッション・プール水位； 通常水位+6.5m	サプレッション・チェンバ側のベントライン高さ に対して余裕を考慮して設定
格納容器ベント準備	サプレッション・プール水位； 通常水位+5.5m	外部水源による格納容器スプレイ停止基準（+6.5m） に対して余裕時間を考慮して設定
格納容器ベント	サプレッション・チェンバ圧力； 310kPa[gage]	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

運転員等操作	判断基準	考え方
ほう酸水注入系の起動	サプレッション・プール水温度；49℃	ほう酸水注入系は原子炉スクラム（自動及び手動）のバックアップ機能であることを踏まえ、サプレッション・プール水温度の手動スクラム実施基準（49℃）以上で、かつ、なるべく早いタイミングとして設定
原子炉隔離時冷却系の停止	サプレッション・プール水温度；106℃	原子炉隔離時冷却系の高温耐性（116℃）に余裕を考慮して設定

## 84. 東海第二の有効性評価解析に対する解析コード適用性について

### (1) 適用性の確認方法

東海第二の有効性評価解析で使用する解析コードについて、「重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」（以下、「解析コード審査資料」という。）にて先行審査プラントに対して確認された内容と比較することで東海第二への適用性について確認する。

#### (1.1) 事故シナリオの比較（重要現象抽出の適用性確認）

解析コード審査資料では、有効性評価の各事故シーケンスグループについて、具体的な事故シナリオを踏まえ、評価指標の選定及び物理現象のランク付けを行い、重要現象を抽出している。よって、ここでは、解析コード審査資料における事故シナリオと東海第二の各重要事故シーケンスにおける事故シナリオとを比較することで、重要現象の抽出に与える影響を確認する。

#### (1.2) プラント仕様の比較（妥当性確認の適用性確認）

解析コード審査資料では、重要現象に対する解析モデルについて実験解析等により妥当性を確認した上で、実験装置等と実機との差異（スケーリング）を考慮しても妥当性確認の結果が適用可能であることを確認している。よって、ここでは、先行審査プラントと東海第二のプラント仕様の違いを比較することで、重要現象に対する解析モデルの妥当性確認のスケーリングに与える影響について確認する。

### (2) 適用性の確認結果

#### (2.1) 事故シナリオの比較の結果（別紙1）

##### ① S A F E R

解析コード審査資料と東海第二の事故シナリオの違いを踏まえても、重要現象の抽出に違いはないことを確認した。

#### ② R E D Y / S C A T

解析コード審査資料と東海第二の事故シナリオは同じであり、重要現象の抽出にも違いがないことを確認した。

#### ③ M A A P

解析コード審査資料と東海第二の事故シナリオの違いを踏まえても、重要現象の抽出に違いはないことを確認した。

#### ④ A P E X

解析コード審査資料と東海第二の事故シナリオは同じであり、重要現象の抽出にも違いがないことを確認した。

### (2.2) プラント仕様の比較の結果（別紙2）

#### ① S A F E R

解析コード審査資料において、妥当性確認に使用した実験装置と実機との差異として着目すべきプラント仕様について、東海第二のプラント仕様は、先行審査プラントに包含されることから、プラント仕様の違いによるスケールリングの違いはないことを確認した。

#### ②-1 R E D Y

反応度係数の保守因子の妥当性確認について、東海第二と先行審査プラントとの炉心格子の違いが、保守因子の不確かさ評価に影響を与えることから、東海第二の炉心格子を想定した保守因子の不確かさ評価を行い、この保守因子を用いた感度解析により影響を確認する。これ以外については、妥当性確認に使用したA B W R実機試験について出力等が異なるプラントにおいて原子炉停止機能喪失事象の評価に影響する設備の差異は、従来型B W Rの先行

審査プラントと代表ABWRとの差異と同じであることから、プラント仕様の違いによるスケーリングの違いはないことを確認した。

#### ②-2 S C A T

解析コード審査資料において、妥当性確認に使用した実験装置は実寸大の9×9模擬燃料集合体を用いたものであり、東海第二でも先行審査プラントと同じ9×9燃料（A型）を解析条件として設定していることから、プラント仕様の違いによるスケーリングの違いはないことを確認した。

#### ③M A A P

解析コード審査資料において、妥当性確認に使用した実験装置と実機との差異として着目すべきプラント仕様について、東海第二のプラント仕様は、先行審査プラントに包含されることから、プラント仕様の違いによるスケーリングの違いはないことを確認した。

#### ④A P E X

解析コード審査資料において、妥当性確認に使用した実験装置と実機との差異として着目すべきプラント仕様について、東海第二のプラント仕様は、先行審査プラントと同様であることから、プラント仕様の違いによるスケーリングの違いはないことを確認した。なお、解析コード審査資料において、妥当性確認に使用した実験装置と実機との差異として着目しているのは「ドップラー反応度フィードバック効果」及び「制御棒反応度効果」であり、東海第二を対象に不確かさ評価の感度解析を実施し影響を確認する。

#### (2.3) 感度解析等（別紙3，別紙4）

R E D Yコードの反応度係数の保守因子の妥当性確認について、東海第二の炉心格子（C格子）を想定した不確かさ評価を行い、この保守因子を用いた感度解析を実施した。この結果、燃料被覆管最高温度のベースケースから

の増分は、最大+10℃となっており、事象進展に有意な影響を与えるものではなく、不確かさが燃料被覆管温度に有意な影響を及ぼすものではないことを確認した。

APEXコードの妥当性確認に使用した実験装置と実機との差異として着目した「ドップラー反応度フィードバック効果」及び「制御棒反応度効果」について、東海第二を対象に不確かさ評価の感度解析を実施した。この結果、「発電用軽水炉型原子炉施設の反応度投入事象評価指針」に示された燃料の許容設計限界値等を超えることはなく、燃料の健全性は維持されることを確認した。

## 事故シナリオの比較の結果

## ① S A F E R

## a) 対象とする事故シーケンスグループ

S A F E Rコードで対象としている6つの事故シーケンスグループに加え、東海第二では、全交流動力電源喪失（T B U， T B D），全交流動力電源喪失（T B P）及び津波浸水による注水機能喪失を事故シーケンスグループとして抽出している。

## b) 事故シナリオの比較

各事故シーケンスグループについて、解析コード審査資料の事故シナリオと東海第二の事故シナリオとを比較することにより、重要現象の抽出に与える影響を確認した結果を表1-1に示すとともに、以下に概要を示す。

全交流動力電源喪失（長期T B）は、解析コード審査資料と原子炉減圧のタイミングが異なるが、原子炉隔離時冷却系で注水した後に原子炉を減圧して低圧注水に移行するという点では同様であり、重要現象も同じになる。

全交流動力電源喪失（T B U， T B D），全交流動力電源喪失（T B P）及び津波浸水による注水機能喪失は、期待する設備や操作タイミングが異なるものの、事故シナリオとしては全交流動力電源喪失（長期T B）や崩壊熱除去機能喪失（取水機能喪失）と同様であり、重要現象も同じになる。

## ② R E D Y / S C A T

## a) 対象とする事故シーケンスグループ

対象とする事故シーケンスグループは、原子炉停止機能喪失のみであり、解析コード審査資料と東海第二とでは違いはない。

## b) 事故シナリオの比較

解析コード審査資料の事故シナリオと東海第二の事故シナリオとを比較す

ることにより、重要現象の抽出に与える影響を確認した結果を表1-2に示す。東海第二の事故シナリオは、解析コード審査資料の事故シナリオと同様であり、重要現象も同じになる。

### ③MAAP

#### a) 対象とする事故シーケンスグループ

##### (a-1) 炉心損傷防止対策

MAAPコードで対象としている6つの事故シーケンスグループに加え、東海第二では、全交流動力電源喪失(TBU, TBD)、全交流動力電源喪失(TBP)及び津波浸水による注水機能喪失を事故シーケンスグループとして抽出している。

##### (a-2) 格納容器破損防止対策

MAAPコードで対象としている5つの格納容器破損モードと同様であり、解析コード審査資料と東海第二とは違いはない。

#### b) 事故シナリオの比較

##### (b-1) 炉心損傷防止対策

各事故シーケンスグループについて、解析コード審査資料の事故シナリオと東海第二の事故シナリオとを比較することにより、重要現象の抽出に与える影響を確認した結果を表1-3に示すとともに、以下に概要を示す。

全交流動力電源喪失(長期TB)は、減圧するタイミングは異なるが、原子炉隔離時冷却系で注水した後に原子炉を減圧して低圧注水に移行するという点では同様であり、重要現象も同じになる。また、低圧代替注水系(可搬型)による格納容器スプレイを実施するが、これに関連する重要現象としてスプレイ冷却が抽出されている。このため、事故シナリオの違いに起因する重要現象抽出の違いはない。

全交流動力電源喪失(TBU, TBD), 全交流動力電源喪失(TBP)及び津波浸水による注水機能喪失は, 期待する設備や操作タイミングが異なるものの, 事故シナリオとしては全交流動力電源喪失(長期TB)や崩壊熱除去機能喪失(取水機能喪失)と同様であり, 重要現象も同じになる。

#### (b-2) 格納容器破損防止対策

各格納容器破損モードについて, 解析コード審査資料の事故シナリオと東海第二の事故シナリオとを比較することにより, 重要現象の抽出に与える影響を確認した結果を表1-3に示すとともに, 以下に概要を示す。

雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)(代替循環冷却系を使用する場合)は, 最終ヒートシンクが異なるが, 代替循環冷却系は残留熱除去系と同等の設備であり, 物理現象として「サプレッション・プール冷却」が抽出されていることから, 影響はない。

水素燃焼は, PDSは異なるものの, 水素燃焼の観点で抽出すべき物理現象は両PDSで同じであり, 影響はない。

熔融炉心・コンクリート相互作用は, PDSは異なるものの, 熔融炉心・コンクリート相互作用の観点で抽出すべき物理現象は両PDSで同じであり, 影響はない。

コリウムシールド敷設については, 以下のとおり物理現象の抽出の観点で影響はない(別添1参照)。

- ・コリウムシールドの温度は侵食開始温度を超えないため侵食が発生しない
- ・コリウムシールドはZrO<sub>2</sub>製であり, 侵食した場合でもガス等の発生はない

- ・ コリウムシールドの侵食開始温度は化学反応等による温度低下を考慮して設定している。

また、コリウムシールドを介したコンクリートの温度上昇についても評価しており、コンクリートに対する物理現象も考慮していることから、物理現象の抽出の観点では影響はない。

#### ④ A P E X

##### a) 対象とする事故シーケンスグループ

対象とする事故シーケンスグループは、反応度の誤投入のみであり、解析コード審査資料と東海第二とは違いはない。

##### b) 事故シナリオの比較

解析コード審査資料の事故シナリオと東海第二の事故シナリオとを比較することにより、重要現象の抽出に与える影響を確認した結果を表1-4に示す。東海第二の事故シナリオは、解析コード審査資料の事故シナリオと同様であり、重要現象も同じになる。

表 1-1 事故シナリオの比較 (SAFER) (1/3)

事故シナリオグループ	事故シナリオ		事故シナリオの違いの影響
	解析コード審査資料	東海第二	
高圧・低圧注水機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> <li>給水流量の全喪失 + RCIC 及び ECCS (高圧注水系及び低圧注水系) 起動失敗</li> <li>高圧代替注水設備又は SRV により急速減圧後に低圧代替注水設備により原子炉注水</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>給水流量の全喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗</li> <li>SRV (逃がし安全弁 (自動減圧機能)) により急速減圧後に低圧代替注水設備 (低圧代替注水系 (常設)) により原子炉注水</li> </ul>	- (事故シナリオの違いはない)
高圧注水・減圧機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> <li>給水流量の全喪失 + RCIC 及び ECCS (高圧注水系) 起動失敗 + 原子炉の減圧失敗</li> <li>代替自動減圧ロジックにより原子炉を減圧した後に ECCS (低圧注水系) により原子炉注水</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>給水流量の全喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 手動減圧失敗</li> <li>代替自動減圧ロジック (過渡時自動減圧回路) により原子炉を減圧した後に ECCS (低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 (低圧注水系) × 3 台) により原子炉注水</li> </ul>	- (事故シナリオの違いはない)
全交流動力電源喪失 (長期 TB)	<ul style="list-style-type: none"> <li>外部電源喪失 + 非常用ディゼル発電機の機能喪失</li> <li>一定期間直流電源を確保し RCIC により原子炉水位を維持しつつ、代替電源設備及び低圧代替注水設備の準備が完了したところで、原子炉の減圧及び ECCS (低圧注水系) 又は低圧代替注水設備により原子炉注水</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>外部電源喪失 + DGG 失敗 + HPCS 失敗 (RCIC 成功)</li> <li>一定期間直流電源 (所内常設直流電源設備) を確保し RCIC により原子炉水位を維持しつつ、約 8 時間後に原子炉を減圧し、低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を実施</li> <li>代替電源設備 (常設代替高圧電源装置) 及び低圧代替注水設備 (残留熱除去系 (低圧注水系)) の準備が完了したところで、残留熱除去系 (低圧注水系) により原子炉注水</li> </ul>	原子炉減圧を実施するタイミングは異なるが、原子炉隔離時冷却系により高圧注水を実施した後に、原子炉を減圧して低圧注水に移行するという点では同じであり、重要現象も同じになる。

表 1-1 事故シナリオの比較 (SAFER) (2/3)

事故シナリオ	事故シナリオ		事故シナリオの違いの影響
	解析コード	東海第二 審査資料	
事故シナリオ 全交流動力電源喪失 (TBU, TBD)	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>外部電源喪失 + 直流電源失敗 + 高圧炉心冷却失敗</li> <li>一定期間直流電源 (常設代替直流電源設備) を確保し高圧代替注水系により原子炉水位を維持しつつ、約 8 時間後に原子炉を減圧し、低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を実施</li> <li>代替電源設備 (常設代替高圧電源装置) 及び低圧代替注水設備 (残留熱除去系 (低圧注水系)) の準備が完了したところで、残留熱除去系 (低圧注水系) により原子炉注水</li> </ul>	<p>期待する設備は異なるが、事故シナリオとしては全交流動力電源喪失 (長期 TB) と同様であり、重要現象も同じになる。</p>
全交流動力電源喪失 (TBP)	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>外部電源喪失 + D/G 失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗</li> <li>一定期間直流電源 (所内常設直流電源設備) を確保し RCIC により原子炉水位を維持しつつ、可搬型設備の準備が完了した時点 (約 3 時間後) で原子炉を減圧し、低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を実施</li> <li>代替電源設備 (常設代替高圧電源装置) 及び低圧代替注水設備 (残留熱除去系 (低圧注水系)) の準備が完了したところで、残留熱除去系 (低圧注水系) により原子炉注水</li> </ul>	<p>期待する設備及び原子炉減圧のタイミングは異なるが、事故シナリオとしては全交流動力電源喪失 (長期 TB) と同様であり、重要現象も同じになる。</p>
崩壊熱除去機能喪失 (取水機能喪失)	<ul style="list-style-type: none"> <li>給水流量の全喪失 + 取水機能喪失</li> <li>RCIC が自動起動して原子炉水位を維持</li> <li>その後、原子炉を減圧し、低圧代替注水設備等による原子炉注水</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>給水流量の全喪失 + RHR 失敗 (取水機能喪失によるもの)</li> <li>RCIC が自動起動した後に RCIC にて原子炉水位を維持</li> <li>サブレーション・プールの水温度 65°C 到達にて原子炉を減圧して低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を実施</li> </ul>	<p>- (事故シナリオの違いはない)</p>

表 1-1 事故シナリオの比較 (SAFER) (3/3)

事故シナリオグループ	事故シナリオ		事故シナリオの違いの影響
	解析コード審査資料	東海第二	
崩壊熱除去機能喪失 (RHR 機能喪失)	<ul style="list-style-type: none"> <li>給水流量の全喪失 + RHR 機能喪失</li> <li>RCIC が自動起動して原子炉水位を維持</li> <li>その後、原子炉を減圧し、高圧代替注水設備等による原子炉注水</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>給水流量の全喪失 + RHR 失敗 (残留熱除去系の故障によるもの)</li> <li>RCIC 及び高圧炉心スプレイス系が自動起動した後 RCIC にて原子炉水位を維持</li> <li>サプレッション・プール水温度 65°C 到達にて原子炉を減圧して低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を実施</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>(事故シナリオの違いはない)</li> </ul>
LOCA 時注水機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> <li>中小破断 LOCA + ECCS (高圧注水系、低圧注水系) 起動失敗</li> <li>高圧代替注水設備又は SRV により急速減圧後に低圧代替注水設備により原子炉注水</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>中小破断 LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗</li> <li>SRV (逃がし安全弁 (自動減圧機能)) により急速減圧後に低圧代替注水設備 (低圧代替注水系 (常設)) により原子炉注水</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>(事故シナリオの違いはない)</li> </ul>
格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)	<ul style="list-style-type: none"> <li>高圧炉心注水系の吸込配管等の破損</li> <li>RCIC 及び ECCS (高圧注水系) により原子炉注水</li> <li>逃がし安全弁による原子炉減圧及び破断箇所の隔離により冷却材流出を防止</li> <li>原子炉減圧後は、低圧注水設備等により原子炉注水</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>残留熱除去系の熱交換器フランジ部からの漏えいを想定</li> <li>RCIC により原子炉注水をした後、漏えい抑制のため原子炉を減圧し、低圧炉心スプレイス系、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を実施</li> <li>破断箇所を隔離することで冷却材流出を防止</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>(事故シナリオの違いはない)</li> </ul>
津波浸水による注水機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> <li>事故シナリオは、「全交流動力電源喪失」と同じ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>事故シナリオとして全交流動力電源喪失と同様であり、重要現象も同じになる。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>事故シナリオとして全交流動力電源喪失と同様であり、重要現象も同じになる。</li> </ul>

表 1-2 事故シナリオの比較 (RE DY / SCAT)

事故シナリオ グループ	事故シナリオ		事故シナリオの違いの 影響
	解析コード審査資料	東海第二	
原子炉停止機能 喪失	<ul style="list-style-type: none"> <li>主蒸気隔離弁の誤閉止 + 原子炉停止機能喪失</li> <li>主蒸気隔離弁の誤閉止及び原子炉スクラム失敗により原子炉出力及び原子炉圧力が上昇し、沸騰遷移が発生することで燃料被覆管温度が上昇</li> <li>原子炉圧力高信号で再循環ポンプがトリップし炉心流量が低下</li> <li>原子炉圧力高信号による代替制御棒挿入は失敗を仮定</li> <li>逃がした蒸気が格納容器内のプール水へ放出されることでプール水温度及び格納容器圧力が上昇</li> <li>原子炉出力が厳しくなるようモータ駆動給水ポンプの運転を想定</li> <li>給水加熱喪失により原子炉出力は次第に上昇し、燃料が沸騰遷移状態となることで燃料被覆管温度が上昇</li> <li>ほう酸水注入系により原子炉出力を低下</li> <li>残留熱除去系によりサブプレッション・プール冷却を実施</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>主蒸気隔離弁の誤閉止 + 原子炉停止機能喪失</li> <li>主蒸気隔離弁の誤閉止及び原子炉スクラム失敗により原子炉出力及び原子炉圧力が上昇し、沸騰遷移が発生することで燃料被覆管温度が上昇</li> <li>原子炉圧力高信号で再循環ポンプがトリップし炉心流量が低下</li> <li>原子炉圧力高信号による代替制御棒挿入は失敗を仮定</li> <li>逃がした蒸気がサブプレッション・プールへ放出されることでサブプレッション・プール水温度及び格納容器圧力が上昇</li> <li>原子炉出力が厳しくなるよう電動駆動給水ポンプの運転を想定</li> <li>給水加熱喪失により原子炉出力は次第に上昇し、燃料が沸騰遷移状態となることで燃料被覆管温度が上昇</li> <li>ほう酸水注入系により原子炉出力を低下</li> <li>残留熱除去系によりサブプレッション・プール冷却を実施</li> </ul>	<p>— (事故シナリオの違いはない)</p>

表 1-3 事故シナリオの比較 (MAAP) (1/9)

事故シナリオグループ	事故シナリオ		事故シナリオの違いの影響
	解析コード審査資料	東海第二	
高圧・低圧注水機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> <li>給水流量の全喪失+非常用炉心冷却系(高圧注水系)及び低圧注水系)起動失敗</li> <li>逃がし安全弁により原子炉を急速減圧した後、低圧代替注水設備により原子炉注水</li> <li>格納容器代替スプレイ系による冷却及び格納容器圧力逃がし装置による除熱を実施</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>給水流量の全喪失+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗</li> <li>逃がし安全弁(自動減圧機能)により原子炉を急速減圧した後、低圧代替注水系(常設)により原子炉注水</li> <li>代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>(事故シナリオの違いはない)</li> </ul>
高圧注水・減圧機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> <li>給水流量の全喪失+非常用炉心冷却系(高圧注水系)起動失敗+原子炉の減圧失敗</li> <li>原子炉代替減圧系により原子炉を減圧した後、非常用炉心冷却系(低圧注水系)により原子炉注水</li> <li>残留熱除去系による除熱を実施</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>給水流量の全喪失+高圧炉心冷却失敗+手動減圧失敗</li> <li>原子炉代替減圧系(過渡時自動減圧回路)により原子炉を減圧した後、非常用炉心冷却系(低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)×3台)により原子炉注水</li> <li>残留熱除去系による格納容器除熱を実施</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>(事故シナリオの違いはない)</li> </ul>

表 1-3 事故シナリオの比較 (MAAP) (2/9)

事故シナリオ	事故シナリオ		事故シナリオの違いの影響
	解析コード審査資料	東海第二	
事故シナリオ 全交流動力電源喪失 (長期 TB)	<p>外部電源喪失 + 非常用ディーゼル発電機の機能喪失</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ、代替交流動力電源設備及び低圧代替注水系の準備が完了したところで、逃がし安全弁により原子炉を減圧し、低圧代替注水系による原子炉注水を開始</p> <p>残留熱除去系又は格納容器圧力逃がし装置による除熱を実施</p>	<p>外部電源喪失 + D/G 失敗 + HPCS 失敗 (RIC 成功)</p> <p>原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により原子炉水位を維持しつつ、約 8 時間後に原子炉を減圧し、低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を実施</p> <p>低圧代替注水系 (可搬型) と同じポンプを用いて代替格納容器スプレイ系 (可搬型) による格納容器冷却を実施</p> <p>代替交流動力電源設備 (常設代替高圧電源装置) の準備が完了したところで、残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施</p>	<p>原子炉減圧を実施するタイミングは異なるが、原子炉隔離時冷却系により高圧注水を実施した後に、原子炉を減圧して低圧注水に移行する点及び残留熱除去系による格納容器除熱を実施する点では同じであり、重要現象も同じになる。低圧代替注水系 (可搬型) による格納容器スプレイ系を実施するが、これに関連する重要現象としてスプレイ冷却が抽出されており、シナリオの違いを考慮しても重要現象は適切に抽出されている。</p>
全交流動力電源喪失 (TBU, TBD)	—	<p>外部電源喪失 + 直流電源失敗 + 高圧炉心冷却失敗</p> <p>高圧代替注水系の原子炉注水により原子炉水位を維持しつつ、約 8 時間後に原子炉を減圧し、低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を実施</p> <p>低圧代替注水系 (可搬型) と同じポンプを用いて代替格納容器スプレイ系 (可搬型) による格納容器冷却を実施</p> <p>代替交流動力電源設備 (常設代替高圧電源装置) の準備が完了したところで、残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施</p>	<p>期待する設備は異なるが、事故シナリオとしては全交流動力電源喪失 (長期 TB) と同様であり、重要現象も同じになる。</p>



表 1-3 事故シナリオの比較 (MAAP) (4/9)

事故シナリオ	事故シナリオ		事故シナリオの違いの影響
	解析コード	審査資料	
LOCA 時注水機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 中小破断 LOCA + 非常用炉心冷却系 (高圧注水系及び低圧注水系) 起動失敗</li> <li>・ 逃がし安全弁により原子炉を急速減圧した後、低圧代替注水設備により原子炉注水</li> <li>・ 格納容器代替スプレイ系による冷却及び格納容器圧力逃がし装置による除熱を実施</li> </ul>	<p>東海第二</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 中小破断 LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗</li> <li>・ 逃がし安全弁 (自動減圧機能) により原子炉を急速減圧した後、低圧代替注水系 (常設) により原子炉注水</li> <li>・ 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施</li> </ul>	<p>— (事故シナリオの違いはない)</p>
津波浸水による注水機能喪失	<p>—</p>	<p>事故シナリオは、「全交流動力電源喪失」と同じ</p>	<p>事故シナリオとしては全交流動力電源喪失と同様であり、重要現象も同じになる。</p>

表 1-3 事故シナリオの比較 (MAAP) (5/9)

格納容器破損モード	事故シナリオ		事故シナリオの違いの影響
	解析コード審査資料	東海第二	
雰囲気圧力・温度による静的負荷過 (格納容器過圧・過温破損)	●事故シナリオ ・大破断LOCA+注水機能喪失 ・炉心出力は直ちに崩壊熱レベルまで低下することが、非常用炉心冷却系の機能が喪失すること を想定するため、原子炉水位が急速に低下して炉心が露出し、やがて炉心損傷に至る ・損傷炉心が溶融し、下部プレナムに落下 ・下部プレナム内の原子炉炉材が蒸発し、溶融炉心が高温状態となり、原子炉圧力容器下部ヘッドの構造材温度も上昇、やがて下部ヘッド貫通部の逸出等により破損 ・落下した溶融炉心の保有熱により、格納容器下部注水系により原子炉圧力容器破損前の注水操作により溜まった冷却水の急激な蒸発 ・冷却水による溶融炉心からの除熱が十分でない場合には、コンクリートの脱水及びびんクリートの溶融が起き、脱水により生じた水蒸気、溶融炉心内部の金属と水の反応による水素発生による加圧が発生 ・格納容器内の雰囲気圧力・温度が緩慢に上昇し、格納容器破損に至る ●格納容器破損防止対策 ・低圧代替注水系等による溶融炉心冷却 ・格納容器スプレイによる格納容器の圧力及び雰囲気温度の上昇抑制 ・格納容器圧力逃がし装置等による除熱	【代替循環冷却系に期待する場合】 ・大破断LOCA+注水機能喪失 ・炉心出力は直ちに崩壊熱レベルまで低下することが、非常用炉心冷却系の機能が喪失すること を想定するため、原子炉水位が急速に低下して炉心が露出し、やがて炉心損傷に至る ・低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水により下部プレナムへの溶融炉心落下を防止 ・代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇緩和 ・代替循環冷却系による格納容器除熱	解析コード審査資料で考慮している格納容器破損防止対策と同等であり、影響はない。 なお、最終ヒートシンクが異なるが、代替循環冷却系は残留熱除去系と同等の設備であり、物理現象として「サブプレッション・プール冷却」が抽出されていることから、影響はない。
		【代替循環冷却系に期待しない場合】 ・大破断LOCA+注水機能喪失 ・炉心出力は直ちに崩壊熱レベルまで低下することが、非常用炉心冷却系の機能が喪失すること を想定するため、原子炉水位が急速に低下して炉心が露出し、やがて炉心損傷に至る ・低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水により下部プレナムへの溶融炉心落下を防止 ・代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇緩和 ・代替循環冷却系による格納容器除熱	解析コード審査資料で考慮している格納容器破損防止対策と同等であり、影響はない。

表 1-3 事故シナリオの比較 (MAAP) (6 / 9)

格納容器破損 モード	事故シナリオ		事故シナリオの違いの影響
	解析コード審査資料	東海第二	
高圧溶融物放出 ／格納容器雰囲気 直接加熱	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 事故シナリオ</li> <li>・ 高圧注水・減圧機能喪失＋全交流動力電源の喪失</li> <li>・ 炉心出力は直ちに崩壊熱レベルまで低下するが、高圧注水・減圧機能が喪失することを想定するため、原子炉水位が徐々に低下して炉心が露出し、やがて炉心損傷に至る</li> <li>・ 損傷炉心が溶融し、下部プレナムに落下</li> <li>・ 下部プレナム内の原子炉冷却材が蒸発し、溶融炉心が高温状態となり、原子炉压力容器下部ヘッドの構造材温度も上昇、やがて下部ヘッド貫通部の逸出等により破損</li> <li>・ 原子炉圧力が高圧状態で原子炉压力容器破損に至るため、高圧の水蒸気及び水素が放出されるとともに、溶融炉心の分散放出が発生</li> <li>・ 分散放出された溶融炉心は液滴上に格納容器雰囲気へ飛散し、格納容器の圧力・温度が急上昇して破損に至る</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 高圧注水・減圧機能喪失＋全交流動力電源の喪失</li> <li>・ 炉心出力は直ちに崩壊熱レベルまで低下するが、高圧注水・減圧機能が喪失することを想定するため、原子炉水位が徐々に低下して炉心が露出し、やがて炉心損傷に至る</li> <li>・ 原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20% 高い位置に到達した時点で、逃がし安全弁 2 弁の手動開操作による原子炉減圧</li> <li>・ 損傷炉心が溶融し、下部プレナムに落下</li> <li>・ 下部プレナム内の原子炉冷却材が蒸発し、溶融炉心が高温状態となり、原子炉压力容器下部ヘッドの構造材温度も上昇、やがて下部ヘッド貫通部の逸出等により破損</li> <li>・ 原子炉压力容器破損時点で原子炉圧力が 2MPa [gage] 以下に低下</li> </ul>	— (事故シナリオの違いはない)
<ul style="list-style-type: none"> <li>● 格納容器破損防止対策</li> <li>・ 原子炉压力容器破損までに手動操作にて、原子炉を速やかに減圧</li> </ul>			

表 1-3 事故シナリオの比較 (MAAP) (7/9)

格納容器破損モード	事故シナリオ		事故シナリオの違いの影響
	解析コード審査資料	東海第二	
原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用	<p>●事故シナリオ</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 高圧・低圧注水機能喪失＋全交流動力電源の喪失</li> <li>・ 炉心出力は直ちに崩壊熱レベルまで低下するが、高圧・低圧注水機能が喪失することによって炉心水位が徐々に低下して炉心が露出し、やがて炉心損傷に至る</li> <li>・ 損傷炉心が溶融し、下部プレナムに落下</li> <li>・ 下部プレナム内の原子炉冷却材が蒸発し、溶融炉心が高温状態となり、原子炉圧力容器下部ヘッドの構造材温度も上昇、やがて下部ヘッド貫通部等により破損</li> <li>・ 落下した溶融炉心の保有熱により、格納容器下部注水系により溜まった冷却水の急激な蒸発</li> <li>・ 圧力スパイクにより格納容器破損に至る</li> </ul> <p>●格納容器破損防止対策</p> <p>ー (圧力スパイクによって格納容器破損に至らないことを確認する)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 高圧・低圧注水機能喪失＋全交流動力電源の喪失</li> <li>・ 炉心出力は直ちに崩壊熱レベルまで低下するが、高圧・低圧注水機能が喪失することを想定するため、原子炉水位が徐々に低下して炉心が露出し、やがて炉心損傷に至る</li> <li>・ 損傷炉心が溶融し、下部プレナムに落下</li> <li>・ 下部プレナム内の原子炉冷却材が蒸発し、溶融炉心が高温状態となり、原子炉圧力容器下部ヘッドの構造材温度も上昇、やがて下部ヘッド貫通部の逸出等により破損</li> <li>・ 落下した溶融炉心の保有熱により、ペデスタル(ドライウエル部)に溜まった冷却水の急激な蒸発</li> <li>・ 圧力スパイクによって格納容器破損に至らないことを確認</li> </ul>	<p>ー (事故シナリオの違いはない)</p>

表 1-3 事故シナリオの比較 (MAAP) (8/9)

格納容器破損モード 水素燃焼	事故シナリオ		事故シナリオの違いの影響
	解析コード審査資料	東海第二	
	<p>● 事故シナリオ</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 高圧・低圧注水機能喪失 + 全交流動力電源の喪失</li> <li>・ 炉心出力は直ちに崩壊熱レベルまで低下するが、高圧・低圧注水機能が喪失することを想定するため、原子炉水位が徐々に低下して炉心が露出し、やがて炉心損傷に至る</li> <li>・ 炉心露出部で燃料棒が加熱していくと燃料被覆管のジルコニウム-水反応によって多量の水素が発生</li> <li>・ 水の放射線分解によって水素及び酸素が発生</li> <li>・ 発生した水素及び酸素は原子炉内で発生する蒸気と共に逃げがし安全弁を通じてウエットウエルに流入し、サブプレッション・プール水中に取り込まれた核分裂生成物による水の放射線分解に伴って空間に蓄積し、一部は真空破壊弁を通じてドライウエルに流入する。</li> <li>・ 格納容器スプレイにより格納容器内の蒸気凝縮が進むと、格納容器内での蒸気濃度は上昇する。</li> </ul> <p>● 格納容器破損防止対策</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 格納容器内雰囲気の窒素置換による不活性化</li> <li>・ 格納容器圧力逃がし装置による可燃性ガスの排出</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 大破断 LOCA + 注水機能喪失</li> <li>・ 炉心出力は直ちに崩壊熱レベルまで低下するが、非常用炉心冷却系の機能が喪失すること想定するため、原子炉水位が急速に低下して炉心が露出し、やがて炉心損傷に至る</li> <li>・ 炉心露出部で燃料棒が加熱していくと燃料被覆管のジルコニウム-水反応によって多量の水素が発生</li> <li>・ 水の放射線分解によって水素及び酸素が発生</li> <li>・ 発生した水素及び酸素は原子炉内で発生する蒸気と共に大破断 LOCA の破断口を通じてドライウエルに流入する。一部はベント管を通じてサブプレッション・プール水中に流入し、サブプレッション・プール水中に取り込まれた核分裂生成物による水の放射線分解に伴って発生する水素及び酸素と共に空間に蓄積する。</li> <li>・ 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により下部プレナムへの溶融炉心落下を防止</li> <li>・ 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇緩和</li> <li>・ 代替循環冷却系による格納容器除熱</li> <li>・ 格納容器スプレイ及び代替循環冷却系により格納容器内での蒸気凝縮が進むと、格納容器内の水素及び酸素濃度は上昇する。</li> </ul>	<p>PDS は異なるものの、水素燃焼の観点で抽出すべき物理現象は両PDSで同じであり、影響はな</p>

表 1-3 事故シナリオの比較 (MAAP) (9/9)

格納容器破損モード	事故シナリオ		事故シナリオの違いの影響
	解析コード審査資料	東海第二	
溶融炉心・コンクリート相互作用 モード	● 事故シナリオ ・大破断 LOCA + 注水機能喪失 ・炉心出力は直ちに崩壊熱レベルまで低下することが、非常用炉心冷却系の機能が喪失すること を想定するため、原子炉水位が急速に低下して炉心が露出し、やがて炉心損傷に至る ・損傷炉心が溶融し、下部プレナムに落下 ・下部プレナム内の原子炉冷却材が蒸発し、溶融炉心が高温状態となり、原子炉圧力容器下部ヘッドの構造材温度も上昇、やがて下部ヘッド貫通部の逸出等により破損 ・落下した溶融炉心の保有熱により、格納容器下部注水系により溜まった冷却水の急激な蒸発 ・冷却水による溶融炉心からの除熱が十分でない場合には、コンクリートからの脱水及びコンクリートの溶融が発生 ・溶融炉心によるコンクリートの溶融侵食が継続すると、格納容器の構造部材の支持機能が喪失し、格納容器破損に至る ● 格納容器破損防止対策 ・原子炉圧力容器破損前の格納容器下部への冷却水確保 ・溶融炉心落下後の原子炉注水及び格納容器下部注水による溶融炉心冷却	・高圧・低圧注水機能喪失 + 全交流動力電源の喪失 ・低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水不可を想定し、炉心損傷に至る ・損傷炉心が溶融し、下部プレナムに落下 ・原子炉圧力容器破損 ・落下した溶融炉心の保有熱により、ペデスタル (ドライウエル部) に溜まった冷却水の急激な蒸発 ・ペデスタル (ドライウエル部) に溜まった冷却水及びペデスタル (ドライウエル部) 内に敷設したコリウムシールドの効果によりコンクリート温度は融点に至らず溶融侵食は発生しない	PDS は異なるものの、溶融炉心・コンクリート相互作用の観点で抽出すべき物理現象は両 PDS で同じであり、影響はない コリウムシールド敷設については、以下のとおり物理現象の抽出の観点で影響はない。 ・コリウムシールドの温度は侵食開始温度を超えないため侵食が発生しない ・コリウムシールドは $ZrO_2$ 製であり、侵食した場合でもガス等の発生はない ・コリウムシールドの侵食開始温度は化学反応による温度低下等を考慮して設定している また、コリウムシールドを介したコンクリートの温度上昇についても評価しており、コンクリートに対する物理現象も考慮していることから、物理現象の抽出の観点では影響はない

表 1-4 事故シナリオの比較 (APEX)

事故シナリオグループ	事故シナリオ		事故シナリオの違いの影響
	解析コード審査資料	東海第二	
反応度の誤投入	<p>原子炉が運転停止中に、制御棒 1 本が全引き抜きされている状態から、他の 1 本の制御棒が操作量の上限を超える誤った操作によって引き抜かれ、臨界超過に至る事象</p> <p>中性子束が上昇しスクラム設定点に至った場合に原子炉がスクラムする</p>	<p>運転停止中の原子炉において、制御棒 1 本が全引き抜きされている状態から、他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象</p> <p>起動領域計装の原子炉出力ペリオド短 (10 秒) 信号が発生し、制御棒の引抜きが阻止されるとともに、原子炉はスクラムする</p>	<p>— (事故シナリオに違いはない)</p>

## プラント仕様の比較の結果

## ① S A F E R (表 2 - 1)

解析コード審査資料において、妥当性確認に使用した実験装置と実機との差異として着目しているのは「燃料集合体の体数」, 「燃料集合体の軸方向長さ」, 「E C C S 構成」及び「燃料集合体の型式」であり、東海第二のこれらのプラント仕様は、表 2 - 5 に示すとおり先行審査プラントの仕様に包含されることから、プラント仕様の違いによるスケーリングの違いはない。

## ② - 1 R E D Y (表 2 - 2 - 1)

解析コード審査資料において、妥当性確認に使用した A B W R 実機試験について、出力等が異なるプラントにおいて原子炉停止機能喪失事象の評価に影響する設備の差異として着目しているのは、「再循環系」, 「ほう酸水注入箇所」及び「E C C S 構成」であり、東海第二のこれらのプラント仕様は、表 2 - 5 に示すとおり従来型 B W R の先行審査プラントの仕様に包含されることから、プラント仕様の違いによるスケーリングの違いはない。

反応度係数の保守因子設定の妥当性確認について、東海第二の炉心格子は C 格子であり、解析コード審査資料の想定 (N 格子, S 格子) と異なっている。炉心格子の違いにより、妥当性確認に使用した保守因子の不確かさ評価に影響を与える。このため、東海第二の C 格子を想定した同様の不確かさ評価及び感度解析を実施し、影響を確認する。

## ② - 2 S C A T (表 2 - 2 - 2)

解析コード審査資料において、妥当性確認に使用した実験装置は実寸大の 9 × 9 模擬燃料集合体を用いたものであり、東海第二でも先行審査プラントと同じ 9 × 9 燃料 (A 型) を解析条件として設定していることから、プラン

ト仕様の違いによるスケーリングの違いはない。また、9×9燃料（A型）のATLAS試験の範囲以上の入口サブクーリングに対しては、第1から第3スペーサの範囲ではGEXL相関式は適用可能であり、第4スペーサに対しても保守的であることを確認おり、東海第二の有効性評価解析では第4スペーサ位置で燃料被覆管最高温度が発生している。

#### ③-1 MAA P（炉心損傷防止対策）（表2-3）

解析コード審査資料において、妥当性確認に使用した実験装置と実機との差異として着目しているのは「燃料集合体の体数」、「燃料集合体の軸方向長さ」、「ECCS構成」及び「燃料集合体の型式」であり、東海第二のこれらのプラント仕様は、表2-5に示すとおり従来型BWRの先行審査プラントの仕様に包含されることから、同様の適用性を有していると考えられる。

#### ③-2 MAA P（格納容器破損防止対策）（表2-3）

解析コード審査資料において、妥当性確認に使用した実験装置と実機との差異として着目しているのは「燃料集合体の型式」、「格納容器体積」及び「コンクリート物性」であり、東海第二のこれらのプラント仕様は、表2-5に示すとおり従来型BWRの先行審査プラントの仕様に包含されることから、同様の適用性を有していると考えられる。

#### ④APEX（表2-4）

解析コード審査資料において、妥当性確認に使用した実験装置と実機との差異として着目しているのは「ドップラー反応度フィードバック効果」及び「制御棒反応度効果」であり、設備としては「燃料集合体の型式」、「制御棒引抜速度」及び「起動領域計装の状態」が該当し、東海第二のこれらのプラント仕様は、表2-5に示すとおり先行審査プラントの仕様に包含されることから、プラント仕様の違いによるスケーリングの違いはない。

表 2-1 妥当性確認の方法と東二有効性評価解析への適用性 (S A F E R)

分類	重要現象	解析モデル	解析コード審査資料における妥当性確認の方法	東海第二の有効性評価解析に対する適用性
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	信頼性の高い評価モデルと現実的な評価条件を使用して評価した値を事象発生後の原子炉出力変化として入力しており、妥当性確認は不要としている。	ー (妥当性確認は不要としている)
	燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、気液熱非平衡	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-III及びFIST-ABWRの実験解析により重要現象の妥当性を確認している。	SAFERの解析コード審査資料において、妥当性確認に使用した実験装置と実機との差異として着目しているのは「燃料集合体の体数」、「燃料集合体の軸方向長さ」、「ECCS構成」及び「燃料集合体の型式」であり、東海第二のこれらのプラント仕様は、先行審査プラントの仕様に含まれることから、プラント仕様の違いによるスケューリングの違いはない。
炉心	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	蒸気供給制限がなく、蒸気を反応温度まで上げるためのエネネギは必要としないものと仮定し、反応量及び反応熱を過大に評価するよう選定した酸化反応速度式 (Baker-Just式) を採用しており、妥当性確認は不要としている。	ー (妥当性確認は不要としている)
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	燃料被覆管の歪み量を計算し、燃料被覆管の破裂を判定する破裂限界曲線には、実験値と良く一致するベーストフィット曲線に基づき現実的な条件を適用していることから、妥当性確認は不要としている。	ー (妥当性確認は不要としている)
	沸騰・ボイド率変化、気液分離 (水位変化) ・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III及びFIST-ABWRの実験解析により重要現象の妥当性を確認している。	SAFERの解析コード審査資料において、妥当性確認に使用した実験装置と実機との差異として着目しているのは「燃料集合体の体数」、「燃料集合体の軸方向長さ」、「ECCS構成」及び「燃料集合体の型式」であり、東海第二のこれらのプラント仕様は、先行審査プラントの仕様に含まれることから、プラント仕様の違いによるスケューリングの違いはない。
	沸騰・ボイド率変化、気液分離 (水位変化) ・対向流	二相流体の流動モデル	FIST-ABWRの実験解析により重要現象の妥当性を確認している。	SAFERの解析コード審査資料において、妥当性確認に使用した実験装置と実機との差異として着目しているのは「燃料集合体の体数」、「燃料集合体の軸方向長さ」、「ECCS構成」及び「燃料集合体の型式」であり、東海第二のこれらのプラント仕様は、先行審査プラントの仕様に含まれることから、プラント仕様の違いによるスケューリングの違いはない。
原子炉压力容器	冷却材放出 (臨界流・差圧流)	臨界流モデル	TBL, ROSA-III及びFIST-ABWRの実験解析により重要現象の妥当性を確認している。	SAFERの解析コード審査資料において、妥当性確認に使用した実験装置と実機との差異として着目しているのは「燃料集合体の体数」、「燃料集合体の軸方向長さ」、「ECCS構成」及び「燃料集合体の型式」であり、東海第二のこれらのプラント仕様は、先行審査プラントの仕様に含まれることから、プラント仕様の違いによるスケューリングの違いはない。
	ECS注水 (給水系・代替注水系含む。)	原子炉注水系モデル	設計に基づく作動圧力や流量を境界条件として与えることから、妥当性確認は不要としている。	ー (妥当性確認は不要としている)

表 2-2-1 妥当性確認の方法と東二有効性評価解析への適用性 (REDY) (1/2)

分類	重要現象	解析モデル	解析コード審査資料における妥当性確認の方法	東海第二の有効性評価解析に対する適用性
核分裂出力	核分裂出力	核特性モデル	ABWRの実機試験解析により重要現象の妥当性を確認している。	REDYの解析コード審査資料において、妥当性確認に使用したABWRの実機試験について、出力等が異なるプラントにおいて原子炉停止機能喪失事象の評価に影響する設備の差異として着目しているのは「再循環系」、「ほう酸水注入箇所」及び「ECSの構成」であり、東海第二のこれらのプラント仕様は、BWR5の先行審査プラントの仕様に含まれることから、プラント仕様の違いによるスケージングの違いはない。
	反応度フィードバック効果	反応度モデル (ボイラ・ドップラ)	ABWRの実機試験解析により重要現象の妥当性を確認している。	REDYの解析コード審査資料において、妥当性確認に使用したABWRの実機試験について、出力等が異なるプラントにおいて原子炉停止機能喪失事象の評価に影響する設備の差異として着目しているのは「再循環系」、「ほう酸水注入箇所」及び「ECSの構成」であり、東海第二のこれらのプラント仕様は、BWR5の先行審査プラントの仕様に含まれることから、プラント仕様の違いによるスケージングの違いはない。
炉心	崩壊熱	反応度モデル (ボロン)	反応度係数の保守因子として、単位燃料集合体核特性計算コードによる評価から求められた反応度係数に不確かさを考慮し、全ての解析時間を通して同一値の保守因子として動的ボイラ係数1.25、動的ドップラ係数0.9を掛けて評価している。この保守因子設定の妥当性を確認するため、3つのサブ時間領域に細分し、それぞれ領域での保守因子の不確かさを評価し、感度解析により影響を確認している。	保守因子設定の妥当性確認について、東海第二の炉心格子はC格子であり、解析コード審査資料の想定(N格子、S格子)と異なっている。炉心格子の違いにより、妥当性確認に使用した保守因子の不確かさ評価に影響を与える。このため、東海第二のC格子を想定した同様の不確かさ評価及び感度解析を実施し、影響を確認する。
		崩壊熱モデル	ボロン反応度については、ほう酸水拡散モデルの妥当性確認に含める。 高温停止に必要なボロン反応度は、三次元非臨界性評価における停止余裕基準 (1.5%/k) に対して余裕を考慮して3%/kを不確かさとしている。	高温停止に必要なボロン反応度の妥当性確認について、東海第二においても三次元非臨界性評価における停止余裕基準として同じ値を使用していることから、同様の適用性を有していると考えられる。
	沸騰・ボイラ率変化	炉心ボイラモデル	軽水型動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針にて使用することが妥当と認められている崩壊熱曲線との比較により、1秒の時点で最大+0.8%、-0.1%の不確かさを有していることを確認している。	崩壊熱モデルの妥当性確認は、非常用炉心冷却系の性能評価において使用が認められている崩壊熱曲線との比較により実施していることから、東海第二に対しても同様の適用性を有していると考えられる。
			炉心ボイラモデル 作成し炉心流量の違いによる影響を整理する手法及びABWRの実機試験解析による影響を確認している。	炉心ボイラモデルマップ確認試験の実験解析による妥当性確認について、有効性評価解析の高炉心入口サブクーリング側の炉心入口サブクーリングの変動範囲は、従来の高温高圧での実バンドル体系での試験範囲外であるが、炉心入口サブクーリングが高くサプクーリング沸騰及び飽和沸騰開始点が下流側に移動した場合でも、サプクーリング沸騰開始後の下流側の流動状態は通常の炉心入口サブクーリング時と特に変わるものではなく、平均ボイラ率を対象とした炉心ボイラマップの高炉心入口サブクーリングでの不確かさへの影響は小さいとしていることから、東海第二に対しても同様の適用性を有していると考えられる。

表 2-2-1 妥当性確認の方法と東二有効性評価解析への適用性 (REDY) (2/2)

分類	重要現象	解析モデル	解析コード審査資料における妥当性確認の方法	東海第二の有効性評価解析に対する適用性
原子炉圧力容器	冷却材流量変化(コールドダウン特性)	再循環モデル	ABWRの実機試験解析により重要現象の妥当性を確認している。	REDYの解析コード審査資料において、妥当性確認に使用したABWRの実機試験について、出力等が異なるプラントにおいて原子炉停止機能喪失事象の評価に影響する設備の差異として着目しているのは「再循環系」、「ほう酸水注入箇所」及び「ECSの構成」であり、東海第二のこれらのプラント仕様は、BWR5の先行審査プラントの仕様に含まれることから、プラント仕様の違いによるスケージングの違いはない。
	冷却材流量変化(自然循環流量)	再循環モデル	ABWR及び従来型BWRの実機試験解析により重要現象の妥当性を確認している。	ABWR及び出力の異なる従来型BWR(460MW <sub>e</sub> 及び1,100MW <sub>e</sub> )に対する実機試験結果により妥当性を確認しており、東海第二は1,100MW <sub>e</sub> の従来型BWRであることから、プラント仕様の違いによるスケージングの違いはない。
	冷却材放出(飽和流・差圧流)	逃がし安全弁モデル	ABWRの実機試験解析により重要現象の妥当性を確認している。	REDYの解析コード審査資料において、妥当性確認に使用したABWRの実機試験について、出力等が異なるプラントにおいて原子炉停止機能喪失事象の評価に影響する設備の差異として着目しているのは「再循環系」、「ほう酸水注入箇所」及び「ECSの構成」であり、東海第二のこれらのプラント仕様は、BWR5の先行審査プラントの仕様に含まれることから、プラント仕様の違いによるスケージングの違いはない。
	ECS注水(給水系・代替注水含む)	給水系モデル	ABWRの実機試験解析により重要現象の妥当性を確認している。	REDYの解析コード審査資料において、妥当性確認に使用したABWRの実機試験について、出力等が異なるプラントにおいて原子炉停止機能喪失事象の評価に影響する設備の差異として着目しているのは「再循環系」、「ほう酸水注入箇所」及び「ECSの構成」であり、東海第二のこれらのプラント仕様は、BWR5の先行審査プラントの仕様に含まれることから、プラント仕様の違いによるスケージングの違いはない。
	ほう酸水の拡散	ほう酸水拡散モデル	ほう酸水拡散モデルの入力データがボロミキシンング試験結果に基づき保守的に設定され、安全側の評価となっていることを確認している。	東海第二のほう酸水注入箇所は、BWR5の先行審査プラントと同じであり、プラント仕様の違いによるスケージングの違いはない。
格納容器サブレーション・プーアル冷却	格納容器モデル	放熱による熱損失を考慮せず、かつ空間部が飽和状態にある等、単純な計算で保守性を確保していることから、妥当性確認は不要	ー (妥当性確認は不要としている)	

表 2-2-2 妥当性確認の方法と東二有効性評価解析への適用性 (S C A T)

分類	重要現象	解析モデル	解析コード審査資料における妥当性確認の方法	東海第二の有効性評価解析に対する適用性
炉心	出力分布変化	出力分布モデル	解析コードは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を設定するため、燃料被覆管温度を高めめに評価することから、妥当性確認は不要としている。	ー (妥当性確認は不要としている)
	燃料棒内温度変化	熱伝導モデル, 燃料ペレット-被覆管ギャップ熱伝導モデル	解析コードは、燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝導係数を高めめに設定することで、原子炉出力が上昇する時の表面熱流束に対する熱伝達遅れが小さくなる。このため、主蒸気層離弁閉止によって原子炉出力が急増する状態では、燃料被覆管温度を高めめに評価する。また、給水加熱喪失によって原子炉出力が準静的に増加する状態では、表面熱流束に対する熱伝達遅れの燃料被覆管温度への影響は大きくないと考えられることから、妥当性確認は不要としている。	ー (妥当性確認は不要としている)
	燃料棒表面熱伝達	熱伝達モデル リウエットモデル	NUPEC BWR 燃料集合体熱水力試験の実験解析により重要現象の妥当性を確認している。	NUPEC BWR 燃料集合体熱水力試験の実験解析では、実寸大の 9×9 燃料 (A 型) 模擬燃料集合体を用いた実験により、修正 Dougal-Rohsenow 式及び相関式 2 を適用することにより、燃料被覆管温度を高めめに評価する傾向を確認している。東海第二でも先行審査プラントと同じ 9×9 燃料 (A 型) を解析条件として設定していることから、プラント仕様の違いによるスケールリングの違いはない。
	沸騰遷移	沸騰遷移評価モデル	ATLAS 試験及び NUPEC BWR 燃料集合体熱水力試験の実験解析により重要現象の妥当性を確認している。	ATLAS 試験及び NUPEC BWR 燃料集合体熱水力試験の実験解析では、実寸大の 9×9 燃料 (A 型) 模擬燃料集合体を用い、BWR の通常運転時のパラメータ範囲を想定した実験により、SLMCFR を基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定することで、燃料被覆管温度をおおむね高めめに評価する傾向を確認している。また、9×9 燃料 (A 型) の ATLAS 試験の範囲以上の入ロサスケールリングに対しても、第 1 から第 3 スペーサの範囲では GEIL 相関式は適用可能であり、第 4 スペーサに対しても保守的であることを確認している。東海第二でも先行審査プラントと同じ 9×9 燃料 (A 型) を解析条件として設定していることから、プラント仕様の違いによるスケールリングの違いはない。また、東海第二の有効性評価解析では、第 4 スペーサ位置で燃料被覆管最高温度が発生している。
気液熱非平衡	熱伝達モデル リウエットモデル	NUPEC BWR 燃料集合体熱水力試験の実験解析により重要現象の妥当性を確認している。	NUPEC BWR 燃料集合体熱水力試験の実験解析では、実寸大の 9×9 燃料 (A 型) 模擬燃料集合体を用いた実験により、修正 Dougal-Rohsenow 式及び相関式 2 を適用することにより、燃料被覆管温度を高めめに評価する傾向を確認している。東海第二でも先行審査プラントと同じ 9×9 燃料 (A 型) を解析条件として設定していることから、プラント仕様の違いによるスケールリングの違いはない。	

表 2-3 妥当性確認の方法と東二有効性評価解析への適用性 (MAAP) (1 / 3)

類 分	重要現象	解析モデル	解析コード審査資料における妥当性確認の方法	東海第二の有効性評価解析に対する適用性
炉 心	崩壊熱	炉心モデル (原子炉出力及び崩壊熱)	入力値に含まれる。	崩壊熱の不確かさは、プラント固有の入力値に含まれることから、プラント仕様の違いによる影響はない。
	燃料棒内温度変化	炉心モデル (炉心熱水力モデル) 溶融炉心の挙動モデル (炉心ヒートアップ)	TMI 事故解析における炉心ヒートアップ時の水素発生、炉心領域での溶融進展状態について、TMI 事故分析結果とよく一致することを確認した。	燃料棒表面熱伝達、燃料棒被覆管酸化及び燃料棒被覆管変形の不確かさは、TMI 事故解析等による妥当性確認に基づき、適用性を有すると判断していいことから、プラント仕様の違いによる影響はない。
	燃料棒表面熱伝達		CORA 実験解析における、燃料棒被覆管、制御棒及びチャネルボックスの温度変化について、測定データとよく一致することを確認した。	ジルコニウム-水反応速度に対する感度解析は、BWR5、S 格子、Mark-I 改良型格納容器プラントに対して実施したものであるが、その他の BWR プラントにおいても現象のメカニズムは同じであり、同様の傾向が得られると考えられることから、プラント仕様の違いによる影響は小さい。
	燃料被覆管酸化		腐食解析の結果、燃料棒被覆管の酸化速度を 2 倍とした感度解析により影響を確認した。	・TQIV、大破断 LOCA シーンケンスとともに、炉心溶融の開始時刻への影響は小さい。 ・下部プレナムへのリロケーション開始時刻は、ほぼ変化しない。
	燃料被覆管変形		燃料棒の膨張を考慮した感度解析を行った。	
	沸騰・ポイド率変化		TQIX シーンケンス及び中破断 LOCA シーンケンスに対して、MAAP コードと SAFER コードの比較を行い、以下の傾向を確認した。	沸騰・ポイド率変化及び気液分離 (水位変化) ・対向流の不確かさは、BWR5、S 格子、Mark-I 改良型格納容器プラントを例として、原子炉圧力容器内挙動をより精緻に評価可能な SAFER コードとの比較を行い、適用性を有すると判断しているが、異なる炉心格子間の寸法の差異は数 mm 程度と小さく、解析挙動に有意な影響を与えないと考えられることから、プラント仕様の違いによる影響は小さい。
気液分離 (水位変化) ・対向流	炉心モデル (炉心水位計算モデル)	・MAAP コードでは SAFER コードで考慮していないこと等から、水位変化に差異が生じたもの水位低下幅は MAAP コードの方が保守的であり、その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は両コードで同等である。		
原子炉圧力容器	冷却材放出 (臨界流・差圧流)	原子炉圧力容器モデル (破断流モデル)	逃がし安全弁からの流量は、設計値に基づいて計算される。	冷却材放出 (臨界流・差圧流) の不確かさは、逃がし安全弁からの流量は設計値に基づいて計算されることから、プラント仕様の違いによる影響はない。
	ECCS 注水 (給水系・代替注水設備含む)	安全系モデル (非常用炉心冷却系) 安全系モデル (代替注水設備)	入力値に含まれる。	ECCS 注水 (給水系・代替注水設備含む) の不確かさは、プラント固有の入力値に含まれることから、プラント仕様の違いによる影響はない。
格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル (格納容器の熱水力モデル)	HDR 実験解析では、格納容器圧力及び蒸気温度について、温度成層化を含めて傾向をよく再現できることを確認した。格納容器蒸気温度を十数°C 程度高めに、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データとよく一致することを確認した。	格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導及び気液界面の熱伝達の不確かさは、HDR 実験等とは異なる格納容器に対する実験により妥当性を確認しているものの、重要現象に関する基本的な妥当性を確認しており、適用性を有すると判断していることから、プラント仕様の違いによる影響はない。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導		格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさについては、CSTF 実験解析では、格納容器蒸気温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データとよく一致することを確認した。	
	気液界面の熱伝達			

表 2-3 妥当性確認の方法と東二有効性評価解析への適用性 (MAAP) (2 / 3)

類 分	重要現象	解析モデル	解析コード審査資料における妥当性確認の方法	東海第二の有効性評価解析に対する適用性
格納容器	スプレイ冷却	安全系モデル (格納容器スプレイ) / 安全系モデル (代替注水設備)	入力値に含まれる。スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさは小さい。	スプレイ冷却の不確かさは、プラント固有の入力値に含まれることから、プラント仕様の違いによる影響はない。
	サブレーション・プール冷却	安全系モデル (非常用炉心冷却系)	入力値に含まれる。	サブレーション・プール冷却の不確かさは、プラント固有の入力値に含まれることから、プラント仕様の違いによる影響はない。
原子炉心損傷(後)	格納容器ベント	格納容器モデル (格納容器の熱水カモデル)	入力値に含まれる。MAAP コードでは格納容器ベントについては、設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え、格納容器各領域間の流動と同様の計算方法が用いられている。	格納容器ベントの不確かさは、プラント固有の入力値に含まれることから、プラント仕様の違いによる影響はない。
	リロケーション	溶融炉心の挙動モデル (リロケーション)	TMI 事故解析における炉心領域での溶融進展状態について、TMI 事故分析結果と一致することを確認した。リロケーションの進展が早まることを想定し、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により影響を確認した。TQIV、大破断 LOCA シーンケースともに、炉心溶融時刻、原子炉圧力容器の破損時刻への影響が小さいことを確認した。	リロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさは、TMI 事故解析による妥当性確認に基づいており、BWR 実機を想定したものではないが、基本的な現象に有意な差はなく実機解析への適用性を有していると判断していることから、プラント仕様の違いによる影響はない。
	構造材との熱伝達			型格納容器プラントに対して実施したものであるが、異なる炉心格子間の寸法の差異は数 mm 程度と小さく、解析挙動に有意な影響を与えないと考えられることから、プラント仕様の違いによる影響は小さい。
原子炉圧力容器 (炉心損傷後)	原子炉圧力容器内 FCI (溶融炉心細粒化)		原子炉圧力容器内 FCI に影響する項目として溶融ジェット径、イベントレインメント係数及びデブリ粒子径をパラメータとして感度解析を行い、いずれについても、原子炉圧力容器破損時点での原子炉圧力に対する感度が小さいことを確認した。	原子炉圧力容器内 FCI (溶融炉心細粒化) 及び原子炉圧力容器内 FCI (デブリ粒子熱伝達) の不確かさは、BWR5、S 格子、Mark-I 改良型格納容器プラントを例として、溶融ジェット径等の炉心格子や格納容器の違いの影響のないパラメータを対象とした感度解析により、適用性を有すると判断していることから、プラント仕様の違いによる影響はない。
	原子炉圧力容器内 FCI (デブリ粒子熱伝達)	溶融炉心の挙動モデル (下部プレナムでの溶融炉心挙動)	TMI 事故解析における下部プレナムの温度挙動について、TMI 事故分析結果とよく一致することを確認した。下部プレナム内の溶融炉心と上面水プールとの間の限界熱流束、下部プレナムギャップ除熱量に係る係数に対する感度解析を行い、原子炉圧力容器破損時刻等の事象進展に対する影響が小さいことを確認した。	下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさは、TMI 事故解析による妥当性確認に基づき、適用性を有すると判断していることから、プラント仕様の違いによる影響はない。
	下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達			下部プレナム内の溶融炉心と上面水プールとの間の限界熱流束等に係る係数に対する感度解析は、BWR5、S 格子、Mark-I 改良型格納容器プラントを代表としているが、炉心格子や格納容器の違いの影響のないパラメータを対象としたものであり、プラント仕様の違いによる影響はない。

表 2-3 妥当性確認の方法と東二有効性評価解析への適用性 (MAAP) (3/3)

類 分	重要現象	解析モデル	解析コード審査資料における妥当性確認の方法	東海第二の有効性評価解析に対する適用性
原子炉圧力容器破損後(原子炉圧力容器)	原子炉圧力容器破損	溶融炉心の挙動モデル(原子炉圧力容器破損モデル)	原子炉圧力容器破損に影響する項目として補助駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ(しきい値)をパラメータとした感度解析を行い、原子炉圧力容器破損時刻が約13分早まることを確認した。ただし、仮想的な厳しい条件に基づき解析結果であり、実験における影響は十分小さいと判断される。	原子炉圧力容器破損の不確かさは、BWR5、S格子、Mark-I改良型格納容器プラントを代表としているが、炉心格子や格納容器の破損判定に用いる最大ひずみを対象としたものであり、プラント仕様の違いによる影響はない。
	原子炉圧力容器内FP挙動	移分裂生成物(FP)挙動モデル	PHIBUS-FP実験解析により、FP放出の開始時刻をよく再現できているものの、燃料被覆管温度を高めめに評価することにより、急激なFP放出を示す結果となった。ただし、この原因は実験における小規模な炉心体系の模倣によるものであり、実験の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると考えられる。	原子炉圧力容器内FP挙動の不確かさは、PHIBUS-FP実験解析により確認しており、BWR実験を想定したものではないが、基本的な現象に有意な差はなく実験解析への適用性を有していると判断していることから、プラント仕様の違いによる影響はない。
(炉心損傷後)	原子炉圧力容器外FCI(溶融炉心細粒化)		原子炉圧力容器外FCI現象に関する項目としてエントレインメント係数及びデブリ粒子径をパラメータとして感度解析を行い、原子炉圧力容器外FCIによって生じる圧力スパスバイクへの感度が小さいことを確認した。	原子炉圧力容器外FCI(溶融炉心細粒化)及び原子炉圧力容器外FCI(デブリ粒子熱伝達)の不確かさは、BWR5、Mark-I改良型格納容器プラントを例として、BWR5、S格子、Mark-I改良型格納容器プラントを代表としているが、炉心格子や格納容器の違いの影響のないパラメータであるエントレインメント係数等を対象としたものであり、プラント仕様の違いによる影響はない。
	原子炉圧力容器外FCI(デブリ粒子熱伝達)		MAAPコードでは溶融炉心の拡がり実験や評価に関する知見に基づき、落下した溶融炉心は床上全体に拡がるかと仮定し、それを入力で与えている。	格納容器下部床面での溶融炉心の拡がりの不確かさは、落下した溶融炉心は床上全体に均一に拡がるかと仮定し、それを入力で与えていることから、プラント仕様の違いによる影響はない。
	格納容器下部床面での溶融炉心の拡がり		溶融炉心・コンクリート相互作用への影響の観点で、エントレインメント係数、上面熱流束及び溶融プールからクラスタへの熱伝達係数をパラメータとした感度解析を行った。評価の結果、コンクリート浸食量に対して上面熱流束の感度が支配的であることが22.5cm程度に取まることが確認された。また、上面熱流束を下限値とした場合でも、コンクリート浸食量を上記の感度解析は、想定される範囲で厳しい条件を与えるものであり、実験でのコンクリート浸食量は、感度解析よりも厳しくなることはないと考えられ、これを不確かさとして設定する。	格納容器下部床面での溶融炉心の拡がりが格納容器下部床面での溶融炉心の拡がり挙動に影響をおよぼす可能性があるが、溶融炉心の拡がりに影響する因子のうちデブリ落下流量が大きいことにより床上全体に均一に拡がると考えられることから影響はない。
	溶融炉心と格納容器下部プールの水の伝熱	溶融炉心挙動モデル(格納容器下部での溶融炉心挙動)	ACE実験解析及びSURC-4実験解析より、溶融炉心堆積状態が既知である場合の溶融炉心とコンクリートの伝熱及びそれに伴うコンクリート浸食挙動について妥当に評価できることを確認した。また、MAAPコードの予測浸食量の20%の範囲内に収まっていることから、上面熱流束の感度に比べて影響が小さいことを確認した。	溶融炉心と格納容器下部プールの水の伝熱の不確かさは、BWR5、Mark-I改良型格納容器プラントを例として、BWR5、S格子、Mark-I改良型格納容器プラントを代表としているが、炉心格子や格納容器の違いの影響のないパラメータであるエントレインメント係数等を対象としたものであり、プラント仕様の違いによる影響はない。
溶融炉心とコンクリートの伝熱			ACE実験解析及びSURC-4実験解析より、溶融炉心堆積状態が既知である場合の溶融炉心とコンクリートの伝熱及びそれに伴うコンクリート浸食挙動について妥当に評価できることを確認した。また、MAAPコードの予測浸食量の20%の範囲内に収まっていることから、上面熱流束の感度に比べて影響が小さいことを確認した。	溶融炉心とコンクリートの伝熱及び非凝縮性ガス発生による影響は、BWR5、S格子、Mark-I改良型格納容器プラントを例として、BWR5、S格子、Mark-I改良型格納容器プラントを代表としているが、炉心格子や格納容器の違いの影響のないパラメータであるエントレインメント係数等を対象としたものであり、プラント仕様の違いによる影響はない。
コンクリート分解及び非凝縮性ガス発生			格納容器内FP挙動に関する項目としてエントレインメント係数及びデブリ粒子径をパラメータとして感度解析を行い、原子炉圧力容器外FCIによって生じる圧力スパスバイクへの感度が小さいことを確認した。	格納容器内FP挙動の不確かさは、PHIBUS-FP実験解析により確認しており、BWR実験を想定したものではないが、基本的な現象に有意な差はなく実験解析への適用性を有していると判断していることから、プラント仕様の違いによる影響はない。
格納容器内FP挙動		移分裂生成物(FP)挙動モデル	格納容器内FP挙動に関する項目としてエントレインメント係数及びデブリ粒子径をパラメータとして感度解析を行い、原子炉圧力容器外FCIによって生じる圧力スパスバイクへの感度が小さいことを確認した。	格納容器内FP挙動の不確かさは、PHIBUS-FP実験解析により確認しており、BWR実験を想定したものではないが、基本的な現象に有意な差はなく実験解析への適用性を有していると判断していることから、プラント仕様の違いによる影響はない。

表 2-4 妥当性確認の方法と東二有効性評価解析への適用性 (A P E X)

類 分	重要現象	解析モデル	解析コード審査資料における妥当性確認の方法	東海第二の有効性評価解析に対する適用性
炉 心 ( 核 )	核分裂出力	<ul style="list-style-type: none"> <li>一点近似動特性モデル (炉出力)</li> <li>出力分布は二次元拡散モデル</li> <li>核定数は三次元体系の炉心を空間効果を考慮し二次元体系に縮約</li> <li>二次元 (RZ) 拡散モデル</li> <li>エンタルピステップの進行に伴う相対出力分布変化を考慮</li> </ul>	<p>考慮しない</p> <p>考慮しない</p>	核分裂出力の不確かさは解析コードの不確かさ要因としては考慮していないため、プラント仕様の違いによる影響はない。
	出力分布変化	<ul style="list-style-type: none"> <li>エンタルピステップの進行に伴う相対出力分布変化を考慮</li> </ul>	考慮しない	出力分布変化の不確かさは解析コードの不確かさ要因としては考慮していないため、プラント仕様の違いによる影響はない。
	反応度フィードバック効果	<ul style="list-style-type: none"> <li>ドップラリア反応度フィードバック効果は出力分布依存で考慮</li> <li>熱的現象は断熱、ポイド反応度フィードバック効果は考慮しない</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ドップラリア反応度フィードバック効果：7～9%</li> <li>実効遅発中性子割合：4%</li> </ul>	炉心格子の差異の影響として、ポイドフィードバック及びドップラリアフィードバックの影響が考えられるが、反応度後投入実験ではポイドフィードバックは考慮していないため、プラント仕様の違いによる影響はない。また、ドップラリアフィードバックの影響については、燃料エンタルピに与える影響が小さいことを感度解析により確認している。
	制御棒反応度効果	<ul style="list-style-type: none"> <li>三次元拡散モデル</li> <li>動特性計算では外部入力</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>制御棒反応度：9%</li> <li>実効遅発中性子割合：4%</li> </ul>	制御棒反応度効果の不確かさは代表的な 110 万 kW <sub>e</sub> 級 BWR-5 の起動試験や炉物理試験における制御棒価値の測定結果との比較により、制御棒価値の不確かさが約 9% 以下であることを確認している。制御棒価値はプラント仕様の違いによる影響よりも評価対象炉心の制御棒パターンによる影響が大きいと考えられるが、燃料エンタルピに与える影響が小さいことを感度解析により確認している。
炉 心 ( 燃 料 )	燃料棒内温度変化	<ul style="list-style-type: none"> <li>熱伝導モデル</li> <li>燃料ペレット - 被覆管ギャップ熱伝達モデル</li> </ul>	考慮しない	燃料棒内温度変化の不確かさは解析コードの不確かさ要因としては考慮していないため、プラント仕様の違いによる影響はない。
	燃料棒表面熱伝達	<ul style="list-style-type: none"> <li>車相強制対流：Dittus-Boelter の式</li> <li>核沸騰状態：Jens-Lottes の式</li> <li>膜沸騰状態 (低温時)：NSRR の実測データに基づいて導出された熱伝達相関式</li> </ul>	考慮しない	燃料棒表面熱伝達の不確かさは解析コードの不確かさ要因としては考慮していないため、プラント仕様の違いによる影響はない。
	沸騰遷移	<p>低温時：Rohsenow-Griffith の式及び Kutateladze の式</p>	考慮しない	沸騰遷移の不確かさは考慮していないため、プラント仕様の違いによる影響はない。

表 2-5 プラント仕様の比較

項目	東二	先行審査プラント	プラント仕様の違いの影響
燃料集合体の型式	9×9燃料 (A)	9×9燃料 (A)	先行審査プラントと同じ
燃料集合体の軸方向長さ	標準燃料棒 ; 3.71m 部分長燃料棒 ; 2.16m	標準燃料棒 ; 3.71m 部分長燃料棒 ; 2.16m	先行審査プラントと同じ
燃料集合体の体数	764 体	560 体～872 体	先行審査プラントの装荷体数に包含される
E C C S 構成	HPCS, LPCS (炉心上部注水), LPCI (炉心バイパス部注水)	HPCF, RCIC, LPFL (炉心上部注水) / HPCS, LPCS (炉心上部注水), LPCI (炉心バイパス部注水)	先行審査プラントと同じ
原子炉再循環系	外部ループ再循環	インターナルポンプ/外部ループ再循環	東海第二の解析において、再循環流量は初期の定常状態（手動にて一定流量に制御）及びポンプトリップ後のコストダウン特性を入力しており、原子炉出力等に対応した自動流量制御は模擬していない また、ポンプトリップ時のコストダウン特性（ポンプの慣性時定数）の不確かさは、先行審査プラントと同じである
	流量調整弁制御	ポンプ回転速度制御	
ほう酸水注入系の注入箇所	炉心下部注水	炉心上部注水/炉心下部注水	先行審査プラントと同じ
炉心格子	C 格子	N 格子/S 格子	炉心格子に違いにより、REDYコードの反応度係数の保守因子の妥当性確認に影響がある
熱出力	3,293MW	2,436～3,926MW	先行審査プラントの熱出力に包含される
格納容器	Mark-II	RCCV/Mark-I 改	実機と同等かより小さい格納容器体積を有する実験体系によりモデルの妥当性が確認されており、実機体系において格納容器空間体積等の差異が与える影響確認は不要。
・D/W 体積	5,700m <sup>3</sup>	7,350～8,830m <sup>3</sup>	
・S/C 空間体積	4,100m <sup>3</sup>	4,700～5,960m <sup>3</sup>	
・S/P 水量	3,300m <sup>3</sup>	2,800～3,800m <sup>3</sup>	
コンクリート物性	玄武岩系	玄武岩系	先行審査プラントと同じ
制御棒引抜速度	9.1cm/s	9.1cm/s	先行審査プラントと同じ
起動領域計装の状態	A, Bチャンネルともに引抜制御棒に最も近い検出器を1個ずつバイパス	A, Bチャンネルともに引抜制御棒に最も近い検出器を1個ずつバイパス	先行審査プラントと同じ

## 添付5 原子炉停止機能喪失事象での反応度係数（REDYコード用）の保守因子について

原子炉停止機能喪失事象に対する炉心損傷防止対策の有効性評価において、REDYコードに原子炉設置変更許可申請書の添付書類八記載の平衡炉心サイクル末期の反応度係数に一律の保守因子（減速材ボイド係数は1.25倍、ドップラ係数は0.9倍）を掛けた反応度係数を用いている。

一方、本事象では、事象の進展に伴い、初期の運転状態から炉心流量、原子炉圧力、炉心入口エンタルピ、軸方向出力分布等が時間とともに変化し、ボイド係数、ドップラ係数が影響を受け、保守因子は一定ではない。

そこで有効性評価手法が適切であることを確認するために、前述のとおり5.1.2節の「重要現象の不確かさに対する感度解析」において本事象を3つのサブ時間領域に細分割した上で、それぞれに反応度係数に対する保守因子を設定してREDYコードによる評価を行っている。

ここでは、①、②において5.1.2節の「重要現象の不確かさに対する感度解析」で用いる反応度係数に対する保守因子を求め、③において5.1.2節の感度解析結果より有効性評価の一律の保守因子の手法が適用できることを確認した。

- ① 炉心一点近似縮約による反応度係数評価は、圧力変化、流量変化などの摂動による炉心状態変化及び事象進展に伴う炉心状態変化を扱うことが出来ない。原子炉停止機能喪失事象では、この炉心状態変化の変化に伴う不確かさが大きくなる可能性があるため、静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードにより、各サブ時間領域に対するボイド係数、ドップラ係数を評価し、炉心一点近似手法による反応度係数（添付書類八記載の値）に対する比として各時間領域の反応度係数の保守因子のノミナル値を評価した。
- ② ①で求めた保守因子のノミナル値に、静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードにより評価したボイド係数、ドップラ係数の不確かさ及び取替炉心設計段階における不確かさ（補足参照）を加えることで、5.1.2節の「重要現象の不確かさに対する感度解析」で用いる反応度係数の保守因子変動幅を求めた。
- ③ ①及び②の検討より、原子炉停止機能喪失事象に対する炉心損傷防止対策の有効性評価において、事象を通じた一律の保守因子として、ボイド係数は1.25及びドップラ係数は0.9が適用できることを確認した。

## 1. 原子炉停止機能喪失事象での各時間領域の反応度係数の保守因子のノミナル値

### (1) 評価方法

原子炉スクラム失敗を仮定した主蒸気隔離弁の誤閉止発生事象の短時間領域を、以下の3つのサブ時間領域に細分割し、

- ・出力変動期（サブ時間領域1）
- ・出力抑制期（サブ時間領域2）
- ・出力再上昇期（サブ時間領域3）

各サブ時間領域の代表的な炉心状態における炉心パラメータを用い、静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードにより、ボイド係数、ドップラ係数を評価し、原子炉設置変更許可申請書の添付書類八に記載の反応度係数（保守因子1.0倍に相当）と比較した。

ボイド係数は、各解析点に応じた微小な摂動を与え実効増倍率の変化量を求め、炉心平均のボイド率の変化量で除することで求めた。各解析点での摂動は、表1-2～表1-4に示すように、サブ時間領域1では圧力摂動、サブ時間領域2では流量摂動、サブ時間領域3では入口エンタルピ摂動を与えた。

ドップラ係数は、各解析点における摂動計算により炉心平均値を求めた。

### (2) 解析条件

解析は三つの代表プラントを対象として行い、この主な解析条件を以下に示す。

表 1-1 主な解析条件

プラント	代表ABWR	代表従来型BWR①	代表従来型BWR②
評価条件	原子炉スクラム失敗を仮定した主蒸気隔離弁の誤閉止		
初期条件	100%出力／100%炉心流量	100%出力／85%炉心流量	
炉心	9×9燃料（A型） 単一炉心	9×9（A型）+標準組 成MOX燃料混在炉心	9×9燃料（A型） 単一炉心
炉心格子	N格子	S格子	C格子
解析コード	HINES／ PANACH	TGBLA／ LOGOS	HINES／ PANACH

（注）HINES, TGBLA：単位燃料集合体核特性計算コード

PANACH, LOGOS：三次元沸騰水型原子炉模擬計算コード

### (3) 解析結果

各解析点における、三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードによる反応度係数と一点近似モデルの反応度係数<sup>(\*)</sup>の比（以下「三次元／炉心一点近似（保守因子1.0）」と称す）を表1-2～表1-4に示す。これによると、摂動及び事象進展に伴い軸方向の出力分布及びボイド分布が変化するためボイド係数は変化するが、ドップラ係数は主にU-238の共鳴吸収が支配的であることから変化は小さくなっている。

(\*)原子炉設置変更許可申請書の添付書類八に記載の減速材ボイド係数，ドップラ係数

冒頭に述べたように，炉心一点近似縮約による反応度係数評価は，圧力変化，流量変化などの摂動及び事象進展に伴う炉心状態の変化を扱えないため，三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードを用いて炉心状態変化を取り込んで評価しているが，ボイド係数において特にその影響が大きいことが分かる。

このように三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードを用いることで，炉心状態変化を取り込むことができるものの，静的評価であることによる不確かさが含まれると考えられる。そこで，静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードによりボイド係数を評価できることを含めて，サブ時間領域ごとに保守因子の設定について以下のとおり確認した。

サブ時間領域1では，圧力増加による正のボイド反応度印加による中性子束の上昇が支配的である。圧力摂動においては，軸方向ボイド率分布変化に伴う軸方向出力分布への影響は，流量摂動，エンタルピ摂動に比較して小さく，また，炉心一体型の摂動であり，特に軸方向にほぼ時間遅れなく摂動が与えられるため，事象開始時点の炉心状態に対して静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードを用いてボイド係数を評価することは可能であると考えられる。

サブ時間領域2における支配的要因は流量摂動であり，炉心出力だけでなく，軸方向ボイド率分布，軸方向出力分布もこの影響を受ける。炉心入口流量が減少すると，この流量摂動の影響が時間遅れを伴って動的に下方から上方に伝わり，上部のボイド率が変化する前に下方のボイド率が増加することとなる。このため，静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードによるボイド係数評価では現実の軸方向ボイド率分布，軸方向出力分布と異なった状態を評価していることになる。この流れによる時間遅れがボイド率変化に及ぼす影響を確認するため，SCATコードにより，サブ時間領域2の流量減少の時間変化を模擬した場合と定常解析に相当する準静的に流量が減少した場合について，軸方向ボイド率分布を評価したところ，両者の差はほとんどないことが確認された。以上より，サブ時間領域2における流量減少は緩やかであり，流れによる時間遅れによる軸方向ボイド率分布への影響は小さく，ボイド係数への影響は小さいといえる。なお，5.1.2節の「重要現象の不確かさに対する感度解析」において本事象を3つのサブ時間領域に細分割した上で，反応度係数に対する保守因子の上限値，下限値を表1-2に基づき設定してREDYコード／SCATコードによる評価を行っており，一律の保守因子を用いた有効性評価における燃料被覆管温度よりも高くないとの結果を得ている。このようにボイド係数の有効性評価結果への感度が小さいことから，不確かさを大きめに考慮することで，静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードによりボイド係数を評価することは可能であると考えられ

る。

サブ時間領域3においては、給水温度低下に伴うエンタルピ摂動が支配的であるが、逃がし安全弁開閉に伴う圧力摂動もボイド係数に影響を及ぼす。圧力摂動については軸方向ボイド率分布変化に伴う軸方向出力分布への影響は小さいが、エンタルピ摂動では影響が大きく、ボイド係数自体として絶対値が大きくなる。サブ時間領域3において給水温度が低下し、さらに逃がし安全弁が閉じられた場合は、両者ともボイド率を低下させる方向に働くため正のボイド反応度が印加されることになる。この場合、ボイド反応度変化量としては両者の効果が重畳するものの、ボイド率変化量も両者の効果が重畳するので、単位ボイド率変化量に対するボイド反応度変化量で定義されるボイド係数は、エンタルピ摂動単独で変化したボイド係数と圧力摂動単独で変化したボイド係数の中間的な値となる。以上より、エンタルピ摂動単独で変化したボイド係数を用いた方が出力を高め（保守的）に評価することにもなるため、エンタルピ摂動によるボイド係数で代表させている。

エンタルピ摂動による影響は、流量摂動と同様に時間遅れをもって炉心軸方向下方から上方に伝わるが、サブ時間領域2の炉心流量減少に比較して事象進展がゆっくりしていることから、静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードで評価することは可能であると考えられる。一方、サブ時間領域3は、当該時点までの事象進展に伴う炉心状態変化による不確かさがより大きくなると考えられるため、保守因子を設定する上で不確かさを大きめに見る必要がある。この不確かさの定量化は困難であるが、5.1.2節の「重要現象の不確かさに対する感度解析」より、ボイド係数の有効性評価結果への感度が小さいことから、静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードによりボイド係数を評価することは可能であると考えられる。

なお、中性子束振動状態での静的反応度係数は定義できないため、本手法の適用対象外である。中性子束振動が局所的な燃料被覆管温度に与える影響に関しては、米国において中性子束振動の評価実績がある異なる解析コード（TRACコード）による参考解析結果を参照する。

表 1-2. 代表ABWRの原子炉スクラム失敗を仮定した主蒸気隔離弁の誤閉止事象の代表点における反応度係数の比（三次元/炉心一点近似（保守因子1.0））

細分割区分	摂動の種類	ボイド係数	ドップラ係数
サブ時間領域1	圧力摂動		
サブ時間領域2	流量摂動		
サブ時間領域3 <sup>(*)</sup>	入口エンタルピ摂動		

(\*) 中性子束振動に対しては適用外

本資料のうち、枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 1-3 代表従来型BWR①の原子炉スクラム失敗を仮定した主蒸気隔離弁の誤閉止事象の代表点における反応度係数の比（三次元／炉心一点近似（保守因子1.0））

細分割区分	摂動の種類	ボイド係数	ドップラ係数
サブ時間領域 1	圧力摂動		
サブ時間領域 2	流量摂動		
サブ時間領域 3 <sup>(*)</sup>	入口エンタルピ摂動		

(\*) 中性子束振動に対しては適用外

表 1-4 代表従来型BWR②の原子炉スクラム失敗を仮定した主蒸気隔離弁の誤閉止事象の代表点における反応度係数の比（三次元／炉心一点近似（保守因子1.0））

細分割区分	摂動の種類	ボイド係数	ドップラ係数
サブ時間領域 1	圧力摂動		
サブ時間領域 2	流量摂動		
サブ時間領域 3 <sup>(*)</sup>	入口エンタルピ摂動		

(\*) 中性子束振動に対しては適用外

## 2. 原子炉停止機能喪失事象での反応度係数の保守因子の変動範囲

前節で求めた各サブ時間領域の保守因子のノミナル値と、補足に記載した三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードによるボイド係数、ドップラ係数の不確かさ及び取替炉心設計段階における不確かさを用いて、5.1.2 節の「重要現象の不確かさに対する感度解析」で用いる反応度係数の保守因子を求めた。

具体的には、表 1-2～表 1-4 の値に、以下の表 2-1（補足表-9 より転載）の不確かさを加えて、表 2-2～表 2-4 のようになる。

なお、ここでは遅発中性子割合の不確かさも含めて、動的反応度係数としてまとめている。

表 2-1 平衡炉心末期の動的反応度係数の不確かさ（まとめ）

不確かさの要因	動的ボイド係数	動的ドップラ係数
原子炉停止機能喪失事象解析での不確かさ（合計）		

（補足表-9 より転載）

(\*) 1. で前述したような静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードを用いることによる不確かさ、事象進展に伴う炉心状態変化による不確かさの増加が考えられることから、「その他の要因に対する安全余裕」として、ボイド係数 、ドップラ係数  の安全余裕を採用している。

本資料のうち、枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 2-2 代表 A B W R の原子炉スクラム失敗を仮定した主蒸気隔離弁の誤閉止  
事象中の動的反応度係数の保守因子（平衡炉心サイクル末期）

反応度係数 細分割区分	動的ボイド係数			動的ドップラ係数		
	下限値	ノミナル	上限値	下限値	ノミナル	上限値
サブ時間領域 1						
サブ時間領域 2						
サブ時間領域 3						

表 2-3 代表従来型 B W R ① の原子炉スクラム失敗を仮定した主蒸気隔離弁の誤閉止  
事象中の動的反応度係数の保守因子（平衡炉心サイクル末期）

反応度係数 細分割区分	動的ボイド係数			動的ドップラ係数		
	下限値	ノミナル	上限値	下限値	ノミナル	上限値
サブ時間領域 1						
サブ時間領域 2						
サブ時間領域 3						

表 2-4 代表従来型 B W R ② の原子炉スクラム失敗を仮定した主蒸気隔離弁の誤閉止  
事象中の動的反応度係数の保守因子（平衡炉心サイクル末期）

反応度係数 細分割区分	動的ボイド係数			動的ドップラ係数		
	下限値	ノミナル	上限値	下限値	ノミナル	上限値
サブ時間領域 1						
サブ時間領域 2						
サブ時間領域 3						

(\*) サブ時間領域 1 は事象進展に伴う炉心状態変化による不確かさの増加は小さいと考えられることから、表 2-2～表 2-4 では「その他の要因に対する安全余裕」を含まず記載している。

ただし、5.1.2 の「重要現象の不確かさに対する感度解析」では、保守側評価として、サブ時間領域 1 に対してもサブ時間領域 2、3 と同じボイド係数 、ドップラ係数  の安全余裕を採用している。

表 2-3 に示した代表従来型 B W R プラントの検討結果は、標準組成 MOX 燃料混在炉心の場合を想定しているが、ここに初期 Pu 組成変動、および装荷遅れの影響を考慮すれば、表 2-3 の結果に対して、さらに動的ボイド係数で  倍、動的ドップラ係数で   倍を見込む必要がある。

本資料のうち、枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

動的反応度係数の保守因子の変動による有効性評価への影響を確認するため、表 2-2～表 2-4 に示した保守因子の上下限値を組み合わせた感度解析を実施した。表 2-5～表 2-7 に感度解析結果を示す。代表 A BWR の場合は、給水温度低下によって原子炉出力が準静的に増加するサブ時間領域 3 において燃料被覆管温度が最高温度となるため、各ケースとも有意な差は生じていない。一方、代表従来型 BWR の場合は、原子炉圧力上昇によって原子炉出力が急増するサブ時間領域 1、流量減少によって原子炉出力が急減するサブ時間領域 2 及び給水温度低下によって原子炉出力が準静的に増加するサブ時間領域 3 において燃料被覆管温度が最高温度となるため、保守因子の影響を比較的受けやすいものの、ベースケースに比較して過度に温度が上昇するものはない。以上より、不確かさが燃料被覆管温度に有意な影響を及ぼすものではないことを確認した。

表 2-5 代表 A BWR の動的反応度係数の保守因子の不確かさを考慮した場合の感度解析

	保守因子(*1)		燃料被覆管温度	
	動的ボイド係数	動的ドップラ係数	最高温度(°C)	最高温度の偏差(*2) (°C)
ベースケース	1.25	0.9	約 1060	-
ケース 1	ノミナル値	ノミナル値	約 1060	0
ケース 2	下限値	下限値	約 1060	0
ケース 3	下限値	上限値	約 1060	0
ケース 4	上限値	下限値	約 1060	0
ケース 5	上限値	上限値	約 1060	0

(\*1) ノミナル値/上限値/下限値については、表 2-2 参照

(\*2) ベースケースとの偏差

表 2-6 代表従来型 BWR ①の動的反応度係数の保守因子の不確かさを考慮した場合の感度解析

	保守因子(*1)		燃料被覆管温度	
	動的ボイド係数	動的ドップラ係数	最高温度(°C)	最高温度の偏差(*2) (°C)
ベースケース	1.25	0.9	約 1030	-
ケース 1	ノミナル値	ノミナル値	約 930	-100
ケース 2	下限値	下限値	約 920	-110
ケース 3	下限値	上限値	約 870	-160
ケース 4	上限値	下限値	約 1010	-20
ケース 5	上限値	上限値	約 940	-90

(\*1) ノミナル値/上限値/下限値については、表 2-3 参照

(\*2) ベースケースとの偏差

表 2-7 代表従来型 BWR②の動的反応度係数の保守因子の不確かさを考慮した場合の感度解析

	保守因子 <sup>(*1)</sup>		燃料被覆管温度	
	動的ボイド係数	動的ドップラ係数	最高温度 (°C)	最高温度の 偏差 <sup>(*2)</sup> (°C)
ベースケース	1.25	0.9	約 880	-
ケース 1	ノミナル値	ノミナル値	約 830	-50
ケース 2	下限値	下限値	約 840	-40
ケース 3	下限値	上限値	約 880	0
ケース 4	上限値	下限値	約 870	-10
ケース 5	上限値	上限値	約 850	-30

(\*1) ノミナル値／上限値／下限値については，表 2-4 参照

(\*2) ベースケースとの偏差

### 3. 原子炉停止機能喪失事象に対する炉心損傷防止対策の有効性評価における反応度係数の保守因子について

有効性評価において反応度係数に一律の保守因子（減速材ボイド係数は1.25倍，ドップラ係数は0.9倍）を用いていることについて，以下に検討した結果をまとめる。

サブ時間領域1は，1. で述べたとおり，圧力摂動が支配的な期間であり，静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードにより保守因子を評価することが可能である。また，ボイド係数は2. に示した保守因子変動範囲よりも保守的な値（1.25）を有効性評価で用いている。ドップラ係数は保守因子変動範囲の下限値が有効性評価で用いている値よりも下回っているものの，サブ時間領域1の出力ピークに起因した燃料被覆管表面温度への影響は，ドップラ係数が下限値の場合でも有意に厳しくなるケースはなく，ドップラ係数の感度は小さいことが分かった。

従って，サブ時間領域1において，反応度係数の保守因子は，動的ボイド係数は1.25倍，動的ドップラ係数は0.9倍を適用できると考えられる。

サブ時間領域2は，流量摂動が支配的な期間ではあるが，静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードで評価する保守因子には，流れによる時間遅れが軸方向ボイド率分布，軸方向出力分布へ及ぼす影響は考慮されていない。しかしながら，流量減少は緩やかであり，SCATコードによる評価により，流れの時間遅れによる軸方向ボイド率分布への影響は小さいことが確認されたため，この現象のボイド係数への影響は小さいといえる。不確かさを考慮して設定した保守因子の上限値及び下限値を用いたREDYコード/SCATコードによる評価結果は，一律の保守因子を用いた有効性評価における燃料被覆管温度よりも有意に厳しくなることはなく，サブ時間領域2においても，反応度係数の保守因子は，動的ボイド係数は1.25倍，動的ドップラ係数は0.9倍を適用できると考えられる。

サブ時間領域3は，給水温度低下に伴うエンタルピ摂動及び逃がし安全弁開閉に伴う圧力摂動が支配的な期間ではあるが，保守的にエンタルピ摂動が支配的であるとして保守因子を評価している。サブ時間領域3におけるエンタルピ摂動は事象進展が遅いため，静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードにより保守因子を評価することは可能と考えられるが，2. に示したように保守因子変動範囲は有効性評価で用いた一律の保守因子よりも非保守的なものがある。しかしながら，不確かさを考慮して設定した保守因子の上限値及び下限値を用いたREDYコード/SCATコードによる評価を行っているが，一律の保守因子を用いた有効性評価における燃料被覆管温度よりも有意に厳しくなることは無いとの結果を得ており，サブ時間領域3においても，反応度係数の保守因子は，動的ボイド係数は1.25倍，動的ドップラ係数は0.9倍を適用できると考えられる。

以上より，反応度係数の保守因子として，動的ボイド係数は1.25倍，動的ドップラ係

数は0.9倍を適用できると考える。

(\*) 参考文献

文献 1：マイクロ炉物理学 I. 連続エネルギーモンテカルロ法によるドップラ反応度の検証 (原子力学会 2000 年春の年会)

文献 2：マイクロ炉物理学 1999 年日本原子力学会誌 Vol. 41, No. 11 (1999) p. 37-41

文献 3：熱中性子散乱カーネルを修正した MCNP5 による上方散乱効果の確認 (原子力学会 2012 年春の年会)

文献 4：重核種の熱振動を考慮できる共鳴散乱モデルを組み込んだ改良 MCNP5 の妥当性確認と MonteBurns2 への組み込み (原子力学会 2012 年秋の大会)

文献 5：軽水炉燃料の Doppler 反応度計算における評価モデル詳細化の検討 (原子力学会 2015 年秋の大会)

文献 6：Effect of Subchannel Void Fraction Distribution on Lattice Physics Parameters for Boiling Water Reactor Fuel Bundles ( Journal of NUCLEAR SCIENCE and TECHNOLOGY, vol. 45, No. 12, p. 1237-1251, 2008)

添付5 補足 反応度係数評価の不確かさ要因について

反応度係数の評価を以下の4つの段階に分けて、不確かさ要因を抽出し整理した。

[1]～[3]は、反応度係数計算の不確かさと取替設計段階における不確かさであり、[4]は前節で述べた炉心一点近似手法によるREDYコードの反応度係数の不確かさである。

- [1] 燃料集合体計算より上流側で生じる不確かさ
- [2] 燃料集合体計算に由来する不確かさ
- [3] 三次元炉心計算の不確かさ（取替炉心の詳細設計段階の不確かさも含む）
- [4] REDYコードの反応度係数の不確かさ（前節で記載）

以下に、[1]～[3]の反応度係数の主要な不確かさ要因を挙げる。なお、サブ時間領域2及びサブ時間領域3においては、静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードにより反応度係数を評価するのにあたり有意な不確かさが生じる可能性があり、さらに補足表-2にあるように、その他の要因も幾つか考えられることから、これらを「その他の要因に対する安全余裕」として、動的ポイド係数に□ 変動量の小さい動的ドップラ係数に□の安全余裕を加える。5.1.2で重要現象の不確かさに対する感度解析を行うのにおいては、保守側にサブ時間領域1に対しても、同じ安全余裕を加えることとする。

[1] 燃料集合体計算より上流側で生じる不確かさ

燃料集合体計算より上流側で生じる不確かさ要因としては、核データライブラリ中に含まれる種々の不確かさに起因した不確かさが挙げられる。

補足表-1 燃料集合体計算より上流側で生じる不確かさ要因

	不確かさ要因	備考
1.1	核データライブラリ中に含まれる種々の不確かさに起因した不確かさ	臨界試験によりライブラリまで含めて妥当性確認される。 実機の運転により実効増倍率等が確認される

現行の単位燃料集合体核特性計算コードの核データライブラリは ENDF-B4, B5 で、最新 (ENDF-B7) のものではないが、臨界試験（ポイド反応度：EPICURE, BASALA 試験, ドップラ反応度：Hellstrand の実験式, 実効遅発中性子割合  $\beta$ ：TCA, MISTRAL 試験）との比較で、核データ断面積ライブラリまで含めた燃料集合体計算コードの不確かさが確認されている。

本資料のうち、枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

[2] 燃料集合体計算に由来する不確かさ

燃料集合体計算に由来する不確かさ要因を補足表-2に整理する。これらは、試験との比較により不確かさが確認されている。

なお、ドップラ係数に対しては、ペレット内温度分布の影響は有意だが、重核種の熱振動の影響を無視していることで相殺する方向（両者合計でやや more negative 側の評価、参考文献1～5参照）となっており、現行コードでは考慮されていない。

補足表-2 燃料集合体計算に由来する不確かさ要因

	不確かさ要因	備考
2.1	概念モデルに由来する不確かさ ・実験又は連続群モンテカルロ計算手法との相違に由来する不確かさ	臨界試験との比較で確認解析
2.2	数学的モデルに由来する不確かさ ・種々の数学モデル（拡散近似、燃焼チェーン、共鳴計算等）に由来する不確かさ	臨界試験との比較で確認 ドップラ係数については、重核種の熱振動の影響（more negative 側）は有意(*)
2.3	入力データ、計算条件等に由来する不確かさ ・実験体系との妥当性確認時と設計計算時又は連続群モンテカルロ計算との比較計算時とで異なる種々の条件、設定、計算体系のモデル化等に由来する不確かさ ・減速材の密度及び温度の分布、燃料温度分布が実機燃料と異なることに由来する不確かさ	チャンネル曲り、製造公差の影響は炉心全体で平均化され影響は小さいと考えられる(*) 集合体内ポイド分布の影響はGdが存在する領域では有意(参考文献6)だが、平衡炉心では新燃料体数が少なく炉心全体への影響は小さいと考えられる(*) ドップラ係数については、燃料棒ペレット内温度分布の影響（less negative 側）は有意(*)
2.4	下流側コードへのデータ受け渡しの方法論・モデルに由来する不確かさ	影響の大きな要因はないと考えられる(*)
2.5	その他の不確かさ ・妥当性確認に用いる実験データの不確かさ	試験の測定誤差が大きい場合（ドップラ係数）は考慮

(\*)その他の要因として考えられるもの（追加の安全余裕にて考慮）

燃料集合体計算に由来する不確かさ（補足表-2 の(\*)を除く要因）は、試験データとの比較により、以下のようにになっている。

補足表-3 単位燃料集合体核特性計算コードの不確かさ

	動的ボイド係数	動的ドップラ係数
試験データを基準とした不確かさ		

- ・動的ボイド係数の不確かさは、ボイド反応度試験（EPICURE, BASALA 試験）の不確かさと  $\beta$  測定試験（TCA, MISTRAL 試験）の不確かさを  %程度としている。
- ・動的ドップラ係数の不確かさは、現行コードの評価値は Hellstrand の実効共鳴積分との比較で同等かやや less negative 側の評価となっているが、不確かさとしては、Hellstrand の実験式の誤差の  と  $\beta$  の不確かさ  を独立事象として加えて  としている。

本資料のうち、枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

[3] 三次元炉心計算に由来する不確かさ

三次元炉心計算に由来する不確かさ要因を補足表-4 に整理する。これらの要因は、最終的に、三次元出力分布、三次元燃焼度分布の三次元炉心計算の不確かさに由来した反応度係数の不確かさと、取替炉心の詳細設計段階において炉心状態が異なることに由来した反応度係数の不確かさの二つに集約できる。

補足表-4 三次元炉心計算に由来する不確かさ要因

	不確かさ要因	備考
3.1	<p>概念モデルに由来する不確かさ</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>無限格子を対象としたマクロ断面積評価法に由来する不確かさ</li> <li>設計想定炉心の包絡性に由来する不確かさ</li> </ul>	<p>三次元出力分布等に不確かさが生じるが、<math>\gamma</math> スキャン測定結果照射後試験の燃焼度測定により影響を把握している</p> <p>HBB/UB や1ヶ月運転期間変動等、包絡的な炉心条件を考慮している</p>
3.2	<p>数学的モデルに由来する不確かさ</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>少数群の粗メッシュ体系における定常固有値計算の解析結果と実機との相違に由来する初期炉心条件の不確かさ</li> <li>炉心燃焼計算の不確かさから生じる炉心条件の不確かさに由来する不確かさ</li> </ul>	<p>これらの数学的モデル、入力データ、計算条件等に由来する不確かさが原因で、初期炉心条件である三次元出力分布、三次元燃焼度分布に不確かさが生じている</p> <p>これらについては、<math>\gamma</math> スキャン測定結果、照射後試験の燃焼度測定により不確かさを把握し、反応度係数への影響を評価している</p>
3.3	<p>入力データ、計算条件等に由来する不確かさ</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉圧力、入口エンタルピ、炉心流量等のパラメータの入力データと実機との相違に由来する不確かさ</li> </ul>	<p>動的ボイド係数の大きいサイクル末期を選定している(*)</p> <p>HBB/UB や1ヶ月運転期間変動等、包絡的な炉心条件を考慮している</p>
3.4	<p>下流側コードへのデータ受渡しの方法論・モデルに由来する不確かさ</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>平衡サイクル早期及び末期等の特定の炉心状態の選定に由来する設計想定炉心の代表性にかかわる不確かさ</li> </ul>	<p><math>\gamma</math> スキャン測定、燃焼度測定による実験データの不確かさは小さいので無視する</p>
3.5	<p>その他の不確かさ</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>妥当性確認に用いる実験データの不確かさ</li> </ul>	

(\*) 起動時等にキセノンの蓄積が少ない場合は、制御棒が多く挿入され、動的ボイド係数の絶対値が増加する。サイクル末期の動的ボイド係数の絶対値はサイクル初期より大きく、サイクル初期の起動時に制御棒が多く挿入された場合の動的ボイド係数の絶対値を制御棒密度を変えた感度解析により評価すると、サイクル末期の絶対値に包含される程度となる。仮に、サイクル初期の起動時において、サイクル末期の動的ボイド係数の絶対値の範囲を超えたとしても、その他の不確かさ要因として考慮できる程度である。

補足表-4の3.2, 3.3において、 $\gamma$  スキャン測定結果よりノード出力の平均二乗誤差(RMS)で [ ] 程度あり、照射後試験の燃焼度測定との比較で相対偏差(1 $\sigma$ )で [ ] 程度ある。これらの不確かさは大部分ばらつきの成分であるので、炉心平均のボイド係数、ドップラ係数への影響はノード間の影響が相殺され大きくないと考えられるが、ここでは軸方向の出力分布が [ ] 程度ずれた場合と、燃焼度が [ ] 一律ずれた場合の反応度係数の解析結果に基づき、以下の反応度係数の不確かさを考慮する。

補足表-5 三次元出力分布, 三次元燃焼度分布に由来した三次元炉心計算の不確かさ

	ボイド係数	ドップラ係数
三次元炉心計算の不確かさ	[ ]	

一方、補足表-4の3.4に記載のように、取替炉心設計段階における不確かさとして、運転期間、燃料装荷位置、制御棒挿入位置の変動に由来した不確かさを考慮する必要がある。

運転期間については、13ヶ月運転の平衡炉心の反応度係数を基準に、 $\pm 1$ ヶ月程度変動させた平衡炉心における反応度係数を評価し、変動の影響を評価した。

燃料装荷位置については、炉心の熱的制限値を満足する範囲で、特定のサイクルの燃料の装荷位置の集合体燃焼度を、炉心の内側から燃焼度の大きい燃料を配置した平衡炉心と、炉心の外側から燃焼度の大きい燃料を配置した場合の平衡炉心における反応度係数を評価し、変動の影響を評価した。

制御棒挿入位置については、サイクルを通じて制御棒を深めに挿入して運転した平衡炉心と、制御棒を浅めに挿入して運転した平衡炉心における反応度係数を評価し、変動の影響を評価した。

これらより、以下の反応度係数の不確かさを考慮する。

補足表-6 取替炉心の詳細設計段階における不確かさ

	ボイド係数	ドップラ係数
詳細設計段階の不確かさの影響	[ ]	

本資料のうち、枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

[4] REDYコードの反応度係数の不確かさ

REDYコードのボイド係数の不確かさ、ドップラ係数の不確かさについては、炉心一点近似モデルに由来した不確かさが挙げられるが、個々の不確かさ要因に分解するのではなく、静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードによるボイド係数、ドップラ係数と直接比較することにより、全体の不確かさを一括して評価する。

なお、静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードによる反応度係数の評価には、事象進展に伴う炉心状態変化に起因した不確かさが含まれていると考えられる。

そこで、サブ時間領域1については出力ピークまで圧力摂動の幅を増加させ、サブ時間領域2及びサブ時間領域3については別の時刻の異なる炉心状態で、ボイド係数を評価したところ□程度の変化に留まり、表5-2の感度解析で考慮した□の不確かさに対して問題ないことを確認した。この影響は、「その他の要因に対する安全余裕」の中で考慮する。

以上をまとめると、平衡炉心末期の動的ボイド係数、動的ドップラ係数の不確かさは、以下ようになる。

補足表-7 平衡炉心末期の動的ボイド係数の不確かさ

不確かさの主要因	不確かさ
[1] 燃料集合体計算より上流側で生じる不確かさ	
[2] 燃料集合体計算に由来する不確かさ	
[3] 三次元炉心計算に由来する不確かさ	
[3] 取替炉心の詳細設計段階の不確かさ	
その他の要因に対する安全余裕	
合計	

補足表-8 平衡炉心末期の動的ドップラ係数の不確かさ

不確かさの主要因	不確かさ
[1] 燃料集合体計算より上流側で生じる不確かさ	
[2] 燃料集合体計算に由来する不確かさ	
[3] 三次元炉心計算に由来する不確かさ	
[3] 取替炉心の詳細設計段階の不確かさ	
その他の要因に対する安全余裕	
合計	

本資料のうち、枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

以上より、平衡炉心末期の反応度係数の不確かさは、以下ようになる。

補足表-9 平衡炉心末期の動的反応度係数の不確かさ（まとめ）

不確かさの要因	動的ボイド係数	動的ドップラ係数
原子炉停止機能喪失事象解析での不確かさ（合計）		

本資料のうち、枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

東海第二発電所を対象とした「ドップラー反応度フィードバック効果」  
及び「制御棒反応度効果」の感度解析について

APEXコードの妥当性確認に使用した実験装置と実機との差異として着目した「ドップラー反応度フィードバック効果」及び「制御棒反応度効果」について、東海第二を対象に不確かさ評価の感度解析を実施した。感度解析の結果を表 1 に示す。この結果より、妥当性確認に使用した実験装置と実機との差異を考慮しても「発電用軽水炉型原子炉施設の反応度投入事象評価指針」に示された燃料の許容設計限界値等を超えることはなく、燃料の健全性は維持されることを確認した。

表1 東海第二発電所を対象としたドップラー反応度効果及び制御棒反応度効果の感度解析について

重要現象	解析モデル	妥当性確認	相対偏差 (%) (偏差/実測値)	感度解析条件	感度解析結果
反応度フィードバック効果	<ul style="list-style-type: none"> <li>ドップラー反応度フィードバック効果は出力分布依存で考慮</li> <li>熱的現象は断熱、ボイド反応度フィードバック効果は考慮しない</li> </ul>	実行共鳴積分測定に関わる Helstrand の実験式	ドップラー反応度フィードバック : 7~9%	ドップラー反応度フィードバック : ±10%	<ul style="list-style-type: none"> <li>ドップラー反応度フィードバック+10% : 1.13 ドル</li> <li>ドップラー反応度フィードバック-10% : 1.13 ドル (燃料エンタルピー最大値: 約 91kJ/kgUO<sub>2</sub>, 増分の最大値: 約 83kJ/kgUO<sub>2</sub>)</li> </ul>
制御棒反応度効果	<ul style="list-style-type: none"> <li>三次元拡散モデル</li> <li>動特性計算では外部入力</li> </ul>	MISTRAL 臨界実験  実機での制御棒価値測定試験	実行遅発中性子割合 : 約 4%  制御棒反応度 : 9%	実行遅発中性子割合 : ±10%  制御棒反応度 : ±10%	<ul style="list-style-type: none"> <li>制御棒反応度+10% : 1.15 ドル (燃料エンタルピー最大値: 約 102kJ/kgUO<sub>2</sub>, 増分の最大値: 約 94kJ/kgUO<sub>2</sub>)</li> <li>制御棒反応度-10% : 1.12 ドル</li> <li>実効遅発中性子割合+10% : 1.11 ドル</li> <li>実効遅発中性子割合-10% : 1.16 ドル (燃料エンタルピー最大値: 約 90kJ/kgUO<sub>2</sub>, 増分の最大値: 約 82kJ/kgUO<sub>2</sub>)</li> </ul>

## 別添 1. 解析コードにおけるコリウムシールドの模擬について

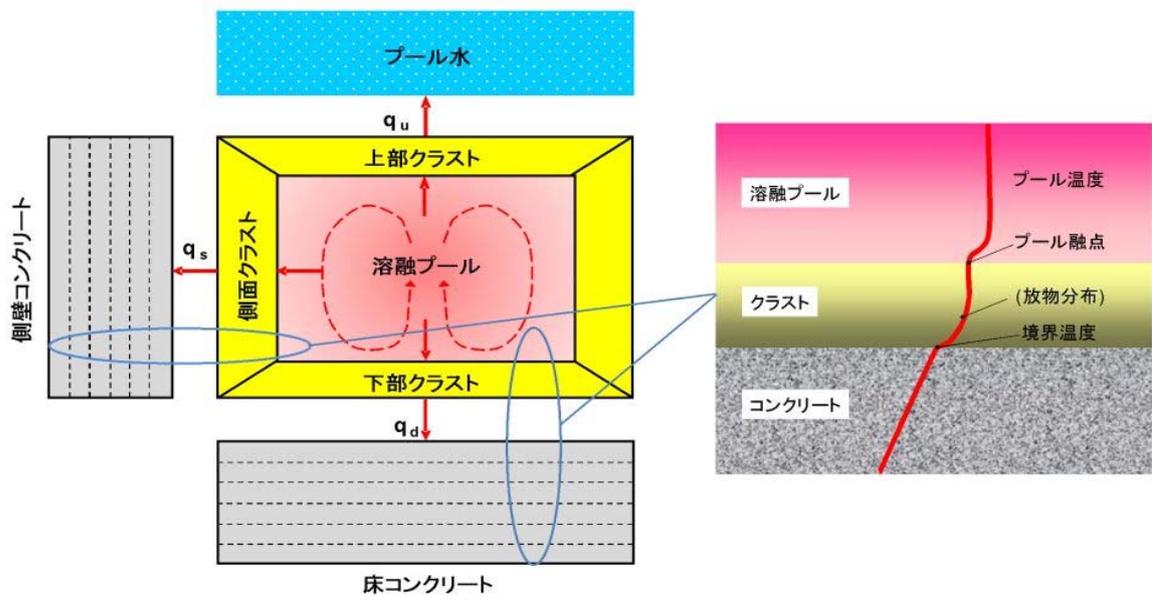
MAAPのコンクリート侵食量評価モデルを第1図に示す。MAAPでは、本モデルのうち、コンクリートの物性値として設定されている以下のパラメータについて、ジルコニアの物性値を設定し、コリウムシールドを模擬している。

- ・ 侵食開始温度
- ・ 密度
- ・ 比熱
- ・ 熱伝導率
- ・ 溶融潜熱

侵食開始温度については、化学反応等による侵食開始温度低下を考慮した保守的な設定としている。また、落下後したデブリとコリウムシールド間の接触面温度は侵食開始温度未満であることからコリウムシールドの侵食は発生しない。その他のパラメータについては、 $ZrO_2$ の物性値を入力値として与えている。なお、解析上はコリウムシールドの厚さを考慮し、コリウムシールド裏面にはコンクリートが敷設されたモデルとして評価を実施しているが、コンクリートーコリウムシールド間の伝熱において接触熱抵抗は考慮していない。

以上から、MAAPにおいてコリウムシールドを適切に模擬している。

なお、溶融炉心ーコリウムシールド間の伝熱は別紙1のとおり計算されるため、コリウムシールドを設置した影響はない。



第1図 M A A Pにおけるコンクリート侵食量評価モデル

## MAAPにおける溶融炉心-コリウムシールド間の伝熱モデル

溶融炉心-コリウムシールド間の伝熱モデルは、以下の溶融炉心-コンクリート間の伝熱モデルと同様のモデルを用いている。溶融プールからクラスト、クラストから構造材への伝熱は、側壁及び床の材質に依存しないモデルとなっているため、コリウムシールドにも適用可能である。

$$\text{床方向の熱流束 } q_d = h_d (T_f - T_{F,m}) + q_v \cdot X_{cd}$$

$$h_d = h_{d0}(1 - f_s)^n$$

$$\text{壁方向の熱流束 } q_s = h_s (T_f - T_{F,m}) + q_v \cdot X_{cs}$$

$$h_s = h_{s0}(1 - f_s)^n$$

ここで、

$q_d, q_s$  : 床方向及び側面方向の熱流束 [W/m<sup>2</sup>]

$h_d, h_s$  : 溶融プールからクラスト層への対流熱伝達係数 [W/m<sup>2</sup>-K]

$h_{d0}, h_{s0}$  : 溶融プールが完全な液相の場合の対流熱伝達係数 [W/m<sup>2</sup>-K]

$f_s$  : 固化割合 [-]

$n$  : 固化効果項の指数 [-]

$T_f$  : 溶融プールの温度 [K]

$T_{F,m}$  : デブリ融点 [K]

$q_v$  : 体積発熱率 [W/m<sup>3</sup>]

$X_{cd}, X_{cs}$  : 床面及び壁面のクラスト厚さ [m]

## 許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較について

本有効性評価解析における物理現象を踏まえ、原子炉、プラント挙動の評価を行う解析コードとして、SAFER/CHASTE, REDY/SCAT, APEXを用いるが、これらは従来国内BWRの原子炉設置変更許可申請書の添付書類十の安全評価において使用実績があるコードであることから、設計基準（運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故）と重大事故等対策の有効性評価の解析対象範囲について整理を行った。

表1 SAFER/CHASTEにおける従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較

表2-1 REDYにおける従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較

表2-2 SCATにおける従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較

表3 APEX/SCAT(RIA用)における従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較

表1 SAFER/CHASTE における従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較 (1/12)

	従来許認可解析 (BWR5 原子炉冷却材喪失：中小破断)	重大事故等対策の有効性評価 (BWR5 LOCA 時注水機能喪失)
原子炉圧力		
原子炉水位(シムラウド内水位)		
燃料被覆管温度		
熱伝達係数		

表1 SAFER/CHASTE における従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較 (2/12)

	従来許認可解析 (BWR5 原子炉冷却材喪失：中小破断)	重大事故等対策の有効性評価 (BWR5 LOCA 時注水機能喪失)	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二； LOCA 時注水機能喪失)	
進 象	原子炉圧力：PLR 配管破断及び原子炉スクラムにより低下し、MSIV 閉鎖後は上昇に転じ SRV 開閉により圧力が制御され、ADS 作動により強制減圧される。 原子炉水位：破断口からの冷却材流出及び SRV からの蒸気流出により低下し、ADS 作動による減圧沸騰により一時的に上昇するが、その後、再び低下して炉心露出し、ECCS の注水後、炉心再冠水する。 燃料被覆管温度：炉心露出により上昇を開始し、除熱が発熱を上回ると低下する。 熱伝達係数：炉心冠水時は核沸騰冷却、炉心露出時は蒸気冷却、ECCS の注水後は噴霧流冷却を経て、炉心再冠水後は核沸騰冷却に復帰する。	原子炉圧力：PLR 配管破断及び原子炉スクラムにより低下し、MSIV 閉鎖後は上昇に転じ SRV 開閉により圧力が制御され、SRV 手動操作により強制減圧される。 原子炉水位：破断口からの冷却材流出及び SRV からの蒸気流出により低下し、SRV 手動操作による減圧沸騰により一時的に上昇するが、その後、再び低下して炉心露出し、代替注水系の注水後、炉心再冠水する。 燃料被覆管温度：炉心露出により上昇を開始し、除熱が発熱を上回ると低下する。 熱伝達係数：炉心冠水時は核沸騰冷却、炉心露出時は蒸気冷却、代替注水系の注水後は噴霧流冷却を経て、炉心再冠水後は核沸騰冷却に復帰する。	原子炉圧力：PLR 配管破断及び原子炉スクラムにより低下し、MSIV 閉鎖後は上昇に転じ SRV 開閉により圧力が制御され、SRV 手動操作により強制減圧される。 原子炉水位：破断口からの冷却材流出及び SRV からの蒸気流出により低下し、SRV 手動操作による減圧沸騰により一時的に上昇するが、その後、再び低下して炉心露出し、代替注水系の注水後、炉心再冠水する。 燃料被覆管温度：炉心露出により上昇を開始し、除熱が発熱を上回ると低下する。 熱伝達係数：炉心冠水時は核沸騰冷却、炉心露出時は蒸気冷却、代替注水系の注水後は噴霧流冷却を経て、炉心再冠水後は核沸騰冷却に復帰する。	先行審査プラントと同じ
展	原子炉スクラム：0 秒 MSIV 閉鎖：約 19 秒 原子炉水位低（レベル 1）：約 2 分 原子炉減圧開始：約 4 分 炉心露出：約 5 分 低圧炉心スプレー系作動：約 6 分 低圧注水系作動：約 7 分 PCT 発生：約 7 分（約 589℃） 炉心再冠水：約 8 分	原子炉スクラム：0 秒 MSIV 閉鎖：約 2 分 原子炉水位低（レベル 1）：約 16 分 原子炉減圧開始：約 30 分 炉心露出：約 31 分 ECCS：機能喪失 低圧代替注水開始：約 32 分 PCT 発生：約 38 分（約 805℃） 炉心再冠水：約 52 分	原子炉スクラム：約 11 秒（L-3） MSIV 閉鎖：約 22 秒 原子炉水位異常低下（レベル 1）：約 15 分 原子炉減圧開始：約 25 分 炉心露出：約 24 分 ECCS：機能喪失 低圧代替注水開始：約 27 分 PCT 発生：約 37 分（約 616℃） 炉心再冠水：約 42 分	先行審査プラントと同等
変 化 範 圍	原子炉圧力：大気圧～SRV 吹出設定圧力 原子炉水位：原子炉圧力容器底部～通常水位 燃料被覆管温度：約 152～約 589℃ 熱伝達係数：約 10～約 57000 W/(m <sup>2</sup> ・K) 時間：0 秒～約 8 分	原子炉圧力：同左 原子炉水位：同左 燃料被覆管温度：約 126～約 805℃ 熱伝達係数：約 1～約 57000 W/(m <sup>2</sup> ・K) 時間：0 秒～約 55 分	原子炉圧力：同左 原子炉水位：同左 燃料被覆管温度：約 123℃～約 616℃ 熱伝達係数：約 1～約 57000 W/(m <sup>2</sup> ・K) 時間：0 秒～約 60 分	先行審査プラントと同等
適 用 範 圍	原子炉圧力：大気圧～SRV 吹出設定圧力 原子炉水位：原子炉圧力容器底部～頂部 燃料被覆管温度：飽和温度～1200℃ 熱伝達係数：0～約 57000 W/(m <sup>2</sup> ・K) 時間：0 秒～制限なし	原子炉圧力：同左 原子炉水位：同左 燃料被覆管温度：同左 熱伝達係数：同左 時間：同左	原子炉圧力：同左 原子炉水位：同左 燃料被覆管温度：同左 熱伝達係数：同左 時間：同左	先行審査プラントと同じ

表1 SAFER/CHASTEにおける従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較 (3/12)

	項目	従来許認可解析 (原子炉冷却材喪失事故)	重大事故等対策の有効性評価	従来許認可 との差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二)	
解 析 条 件	初期運転条件	過出力条件	定格条件	有	従来許認可解析条件に対して重大事故等対策の有効性評価ではノミナル条件を前提に設定しており条件に差があるが、事故後の炉心及び圧力容器内の基本的な挙動は、従来許認可解析と同様であり、差異による影響はない。	定格条件	先行審査プラントと同じ
	初期原子炉水位	通常水位 (ABWR) スクラム水位 (BWR)	通常水位	有		通常水位	先行審査プラントと同じ
	事象	高压炉心注水系配管両端破断 (ABWR) 再循環配管両端破断～小破断 (BWR)	給水流量の全喪失 全交流動力電源喪失 原子炉冷却材喪失 (圧力容器底部ドレン配管破断, 又は, 再循環配管小破断) インターフェイスシステム LOCA	有	炉心冷却の観点からは、原子炉隔離後、減圧、注水に至る再循環配管小破断事象と同等の事象であり、モデル適用範囲内であり、差異による影響はない。	給水流量の全喪失 全交流動力電源喪失 原子炉冷却材喪失 (圧力容器底部ドレン配管破断又は再循環配管小破断) インターフェイスシステム LOCA	先行審査プラントと同じ
	原子炉スクラム	炉心流量急減 (ABWR) 原子炉水位低レベル3 (BWR)	原子炉水位低レベル3 タービン蒸気加減弁急閉 (ABWR) 炉心流量急減 (ABWR)	有	条件の差はあるが、スクラムのタイミングの差は適切に核分裂出力変化に反映されることから、評価手法としての差異はない。	原子炉水位低 (レベル3)	先行審査プラントと同じ
	核分裂出力変化	原子炉冷却材喪失事故用	各事故シーケンスに応じて設定	有	条件の差はあるが、核分裂出力変化と崩壊熱を事象ごとに設定しており、評価手法としての差異はない。	各事故シーケンスに応じて設定	先行審査プラントと同じ
	崩壊熱	GE(平均)+3σ	ANSI/ANS-5.1-1979	有		ANSI/ANS-5.1-1979	先行審査プラントと同じ

表1 SAFER/CHASTEにおける従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較(4/12)

	項目	従来許認可解析 (原子炉冷却材喪失事故)	重大事故等対策の有効性評価	従来許認可 との差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二)	
解 析 条 件	燃料タイプ	9×9燃料(A型), 9×9燃料(B型), MOX燃料の単一炉心, 又は, 混在炉心	9×9燃料(A型)単一炉心	有	燃料仕様の差はあるが, 熱水力特性はほぼ同等であること, 及び, 核的特性は混在炉心の場合には単一炉心で構成された場合の中間的なものになることから影響は小さい。	9×9燃料(A型)単一炉心	先行審査プラントと同じ
	燃料棒最大線出力密度	44.0 kW/m×1.02	44.0 kW/m×1.0	有	従来許認可解析条件に対して重大事故等対策の有効性評価ではノミナル条件を前提に設定しており条件に差があるが, 事故後の炉心及び圧力容器内の基本的な挙動は, 従来許認可解析と同様であり, 差異による影響はない。	44.0 kW/m×1.0	先行審査プラントと同じ
	局所出力ピーキング係数	PCTを厳しくする評価する平坦分布を仮定	同左	無	差異はない。	PCTを厳しくする評価する平坦分布を仮定	先行審査プラントと同じ
	ギャップ熱伝達係数	燃焼期間中を通してPCTを厳しくする値	同左	無	差異はない。	燃焼期間中を通してPCTを厳しくする値	先行審査プラントと同じ
	燃料棒破裂の判定	PCT評価: ベストフィット曲線 被ばく評価: 平均値-2σ曲線	ベストフィット曲線	無	従来許認可解析と同一のベストフィット曲線を用いているため, 差異はない。	ベストフィット曲線	先行審査プラントと同じ

表1 SAFER/CHASTEにおける従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較 (5/12)

	項目	従来許認可解析 (原子炉冷却材喪失事故)	重大事故等対策の有効性評価	従来許認可 との差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二)	
						安全弁機能	従来許認可解析と同じ安全弁機能 に期待
解 析 条 件	逃がし安全弁	安全弁機能	逃がし弁機能	有	従来許認可解析条件に対して重大 事故等対策の有効性評価ではノミ ナル条件を前提に設定しており、期 待する減圧機能の違いによる差が あるが、減圧に伴う基本的な挙動 は、従来許認可解析と同様である。	安全弁機能	従来許認可解析と同じ安全弁機能 に期待
	原子炉減圧	自動減圧系	逃がし弁手動操作	有		逃がし弁手動操作	先行審査プラントと同じ
	外部電源	事故と同時に喪失	事故と同時に喪失、又は、健 全	有	外部電源が健全な場合は、再循環ポ ンプトリップ動作タイミングに差 があるが、事故後の炉心及び圧力容 器内の基本的な挙動は、従来許認可 解析と同様であり、差異による影響 はない。	事故と同時に喪失又は健全	先行審査プラントと同じ
	ECCS, RCIC 及び代 替注水系	安全要求仕様値	同左	無	差異はない。	安全要求仕様値	先行審査プラントと同じ
	破断口, SRV からの冷 却材の流出	平衡均質流モデル及び差圧流 モデル	同左	無	差異はない。	平衡均質流モデル及び差圧流モデ ル	先行審査プラントと同じ

表1 SAFER/CHASTEにおける従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較 (6/12)

	項目	従来許認可解析 (原子炉冷却材喪失事故)	重大事故等対策の有効性評価	従来許認可 との差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二)	
解 析 モ デ ル	燃料被覆管と冷却材 間の熱伝達係数	核沸騰 (ボイド率の関数とする相関式)	同左	無	差異はない。 炉心冠水時の熱水力挙動は従来許認可解析と同様であり、ボイド率依存の核沸騰熱伝達モデルは適用可能。	核沸騰 (ボイド率の関数とする相関式)	先行審査プラントと同じ
		膜沸騰 (噴霧流冷却の相関式と修正 Bromley の式をボイド率の関数として使用する相関式)	同左	無	差異はない。 過渡事象発生直後の高流量/高圧条件から炉心再冠水後の低流量/低圧条件まで適用可能。	膜沸騰 (噴霧流冷却の相関式と修正 Bromley の式をボイド率の関数として使用する相関式)	先行審査プラントと同じ
		遷移沸騰 (核沸騰と膜沸騰の熱伝達係数を燃料被覆管過熱度で内挿した相関式)	同左	無	差異はない。 核沸騰熱伝達係数と膜沸騰熱伝達係数の内挿値を適用するため、同じく適用可能。	遷移沸騰 (核沸騰と膜沸騰の熱伝達係数を燃料被覆管過熱度で内挿した相関式)	先行審査プラントと同じ
		蒸気単相 (Dittus-Boelter の式)	同左	無	差異はない。 炉心露出によるヒートアップ挙動は、従来許認可解析と同様であり、重大事故等対策の有効性評価において長時間持続する場合にも適用可能。	蒸気単相 (Dittus-Boelter の式)	先行審査プラントと同じ

表1 SAFER/CHASTEにおける従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較 (7/12)

	項目	従来許認可解析 (原子炉冷却材喪失事故)	重大事故等対策の有効性評価	従来許認可 との差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二)	
解 析 モ デ ル	燃料被覆管と冷却材 間の熱伝達係数	噴霧流 (Sun-Saha の式)	同左	無	差異はない。 炉心露出時に原子炉注水による再 冠水過程において炉心に液滴が混 入する状態は従来許認可解析と同 様であり、重大事故等対策の有効性 評価において長時間持続する場合 にも適用可能。	噴霧流 (Sun-Saha の式)	先行審査プラントと同じ
		スプレイ (落下水) (スプレイ冷却実験データに 基づく相関式)	同左	無	差異はない。 従来許認可解析でもスプレイ冷却 の効果が小さいことから適用を除 外しており、重大事故等対策の有効 性評価でも適用を除外している。	スプレイ (落下水) (スプレイ冷却実験データに基づ く相関式)	先行審査プラントと同じ
		濡れ (濡れた後の熱伝達係数は Andersen のモデルに基づく)	同左	無	差異はない。 濡れによる冷却効果小さく、高出力 燃料集合体では保守的に落下水は 無視しているため、適用されない。	濡れ (濡れた後の熱伝達係数は Andersen のモデルに基づく)	先行審査プラントと同じ
		輻射 (燃料集合体幾何形状に依存 する輻射形態係数、輻射率、灰 色体輻射係数に基づき導出し た式)	同左	無	差異はない。 燃料集合体内幾何形状に依存し、幾 何形状は変更ないため適用可能。	輻射 (燃料集合体幾何形状に依存する 輻射形態係数、輻射率、灰色体輻射 係数に基づき導出した式)	先行審査プラントと同じ

表1 SAFER/CHASTEにおける従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較 (8/12)

項目		従来許認可解析 (原子炉冷却材喪失事故)	重大事故等対策の有効性評価	従来許認可 との差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二)	
物理現象	炉心(核) 核分裂出力 出力分布変化 反応度フィードバック効果 制御棒反応度効果 崩壊熱	事象発生後早期に原子炉がスクラムし未臨界となるが、スクラムまでは核分裂出力、スクラム後は崩壊熱を考慮して適切に原子炉出力変化を設定している。	同左	無	差異はない。	事象発生後早期に原子炉がスクラムし未臨界となるが、スクラムまでは核分裂出力、スクラム後は崩壊熱を考慮して適切に原子炉出力変化を設定している。	先行審査プラントと同じ

表1 SAFER/CHASTEにおける従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較 (9/12)

項目		従来許認可解析 (原子炉冷却材喪失事故)	重大事故等対策の有効性評価	従来許認可 との差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二)		
物理現象	燃料棒内温度変化 燃料棒表面熱伝達 沸騰遷移	沸騰遷移により燃料棒温度上昇 (ABWR, BWR)	沸騰遷移による燃料棒温度上昇評価は、従来許認可解析の範囲で評価されている。	無	差異はない。	沸騰遷移による燃料棒温度上昇評価は、従来許認可解析の範囲で評価されている。	先行審査プラントと同じ	
		炉心露出により燃料棒温度上昇 (BWR) 炉心露出期間：約3分間 再冠水：約10分以内	炉心露出により燃料棒温度上昇 炉心露出期間：約10～30分間 再冠水：約1時間以内	有	炉心露出期間が長時間となるため影響があるが、炉心露出、炉心再冠水、除熱量が発熱量を上回ることによる温度低下という基本的な挙動は、従来許認可解析と同様である。	炉心露出により燃料棒温度上昇 炉心露出期間：約10～20分間 再冠水：約1時間以内	先行審査プラントと同等	
		燃料被覆管酸化	無視し得る程度	1%以下	有	燃料被覆管温度が高温になるため影響があるが、評価式である Baker-Just の式は、燃料被覆管温度が高温になる場合にも実験により妥当性が確認されている。	1%以下	先行審査プラントと同じ
		燃料被覆管変形	膨れ・破裂は発生しない	膨れは発生するが破裂は発生しない	有	燃料被覆管温度が高温になるため影響がある。	膨れは発生するが破裂は発生しない	先行審査プラントと同じ
		三次元効果	三次元的な輻射伝熱は、最高温度位置に対しては、伝熱量が増加するため、燃料被覆管温度は厳しくならない。	同左	無	差異はない。	三次元的な輻射伝熱は、最高温度位置に対しては、伝熱量が増加するため、燃料被覆管温度は厳しくならない。	先行審査プラントと同じ

表1 SAFER/CHASTE における従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較 (10/12)

項目		従来許認可解析 (原子炉冷却材喪失事故)	重大事故等対策の有効性評価	従来許認可 との差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二)		
物理現象	炉心(熱流動)	沸騰・ボイド率変化	減圧沸騰により発生したボイドにより形成された二相水位変化により炉心が露出し燃料被覆管温度が上昇する。	同左	無	差異はない。	減圧沸騰により発生したボイドにより形成された二相水位変化により炉心が露出し燃料被覆管温度が上昇する。	先行審査プラントと同じ
		気液分離(水位変化)・対向流	気液分離(水位変化)：同上 対向流： 炉心スプレーが作動する場合にCCFL, CCFLブレイクダウンが発生する。	気液分離(水位変化)： 露出する場合は露出期間が長時間になる。 対向流：同左	有	炉心露出期間が長時間となるため影響があるが、炉心露出、炉心再冠水、除熱量が発熱量を上回ることによる温度低下という基本的な挙動は、従来許認可解析と同様である。	気液分離(水位変化)： 露出する場合は露出期間が長時間になる。 対向流： 炉心スプレーが作動する場合にCCFL, CCFLブレイクダウンが発生する。	先行審査プラントと同じ
		気液熱非平衡	炉心露出時に燃料棒のヒートアップにより蒸気が過熱される。	同左	無	差異はない。	炉心露出時に燃料棒のヒートアップにより蒸気が過熱される。	先行審査プラントと同じ
		圧力損失	事故と同時に再循環ポンプがトリップし炉心流量が早期に低下するため、炉心部の圧力損失は減少する。	事故直後に再循環ポンプがトリップし炉心流量が早期に低下するため、炉心部の圧力損失は減少する。	有	再循環ポンプトリップのタイミングにわずかな差異があるが、炉心流量が早期に低下するため影響は小さい。	事故直後に再循環ポンプがトリップし炉心流量が早期に低下するため、炉心部の圧力損失は減少する。	先行審査プラントと同じ
		三次元効果	炉心再冠水過程では、燃料集合体の内部には異なる流れの状態が存在する。炉心スプレー注水後、スパージャが水没した場合には、上部プレナムの周辺領域がサブクール状態となる。	同左	無	差異はない。	炉心再冠水過程では、燃料集合体の内部には異なる流れの状態が存在する。炉心スプレー注水後、スパージャが水没した場合には、上部プレナムの周辺領域がサブクール状態となる。	先行審査プラントと同じ

表1 SAFER/CHASTEにおける従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較 (11/12)

項目		従来許認可解析 (原子炉冷却材喪失事故)	重大事故等対策の有効性評価	従来許認可 との差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二)	
物理現象	冷却材流量変化	事故と同時に再循環ポンプがトリップし炉心流量が早期に低下する。	事故直後に再循環ポンプがトリップし炉心流量が早期に低下する。	有	再循環ポンプトリップのタイミングにわずかな差異があるが、影響は小さい。	事故直後に再循環ポンプがトリップし炉心流量が早期に低下する。	先行審査プラントと同じ
		炉心露出時は原子炉水位が低下して、炉心シュラウド内外の自然循環が維持できない。	同左	無	差異はない。	炉心露出時は原子炉水位が低下して、炉心シュラウド内外の自然循環が維持できない。	先行審査プラントと同じ
	冷却材放出(臨界流・差圧流)	自動減圧系による原子炉の急速減圧,あるいは、破断口からの冷却材放出により炉心露出が発生する。	逃がし弁手動操作による原子炉の急速減圧,あるいは、破断口からの冷却材放出により炉心露出が発生する。	有	減圧手段の違いによる影響があるが、冷却材放出の基本的な挙動は、従来許認可解析と同様である。	逃がし弁手動操作による原子炉の急速減圧,あるいは破断口からの冷却材放出により炉心露出が発生する。	先行審査プラントと同じ
沸騰・凝縮・ボイド率変化	自動減圧系による原子炉の急速減圧,あるいは、LOCA後の冷却材放出による減圧沸騰により発生したボイド量の変化に応じて二相水位が変化する。また、原子炉注水により蒸気は凝縮される。	逃がし弁手動操作による原子炉の急速減圧,あるいは、LOCA後の冷却材放出による減圧沸騰により発生したボイド量の変化に応じて二相水位が変化する。また、原子炉注水により蒸気は凝縮される。	有	減圧手段の違いによる影響があるが、減圧開始時間と設備仕様が異なる以外、減圧に伴う基本的な熱水力挙動は、従来許認可解析と同様である。	逃がし弁手動操作による原子炉の急速減圧,あるいはLOCA後の冷却材放出による減圧沸騰により発生したボイド量の変化に応じて二相水位が変化する。また、原子炉注水により蒸気は凝縮される。	先行審査プラントと同じ	

表1 SAFER/CHASTE における従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較 (12/12)

項目		従来許認可解析 (原子炉冷却材喪失事故)	重大事故等対策の有効性評価	従来許認可 との差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二)		
物理現象	原子炉圧力容器(逃がし安全弁を含む)	気液分離(水位変化)・対向流 圧力損失	これらの物理現象は炉心以外の領域では直接的には影響しない。	同左	無	差異はない。	これらの物理現象は炉心以外の領域では直接的には影響しない。	先行審査プラントと同じ
	構造材との熱伝達	自動減圧系による原子炉減圧過程において、構造材の保有熱が冷却材へ移行する。	逃がし弁手動操作による原子炉減圧過程において、構造材の保有熱が冷却材へ移行する。	有	減圧手段の違いによる影響があるが、減圧開始時間と設備が異なる以外、減圧に伴う構造材との熱伝達の基本的な挙動は、従来許認可解析と同様である。	逃がし弁手動操作による原子炉減圧過程において、構造材の保有熱が冷却材へ移行する。	先行審査プラントと同じ	
	ECCS注水(給水系・代替注水設備含む)	ECCSによる原子炉注水により炉心が冷却される。	ECCS、又は、代替注水設備による原子炉注水により炉心が冷却される。	有	原子炉注水設備の差異による影響はあるが注水特性が異なる以外、炉心冷却の基本的な挙動は、従来許認可解析と同様である。	ECCS又は代替注水設備による原子炉注水により炉心が冷却される。	先行審査プラントと同じ	
	三次元効果	事故と同時に再循環ポンプがトリップするため、炉心流量急減過程において下部プレナム内の流量配分の不均等は発生しない。	事故直後に再循環ポンプがトリップするため、炉心流量急減過程において下部プレナム内の流量配分の不均等は発生しない。	有	再循環ポンプトリップのタイミングにわずかな差異があるが、影響は小さい。	事故直後に再循環ポンプがトリップするため、炉心流量急減過程において下部プレナム内の流量配分の不均等は発生しない。	先行審査プラントと同じ	

表2-1 REDYにおける従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較 (1/11)

	従来許認可解析 (ABWR 主蒸気隔離弁の誤閉止)	重大事故等対策の有効性評価 (ABWR 主蒸気隔離弁の誤閉止 + 原子炉停止機能喪失)
原子炉出力 (中性子束)		
原子炉圧力		
格納容器プール水温度 格納容器側圧力	<p>原子炉スクラムにより蒸気発生量が減少するため、格納容器側パラメータの変化はほとんどない。</p>	
運転特性図		

表2-1 REDYにおける従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較(2/11)

	従来許認可解析 (ABWR 主蒸気隔離弁の誤閉止)	重大事故等対策の有効性評価 (ABWR 主蒸気隔離弁の誤閉止 +原子炉停止機能喪失)	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二;主蒸気隔離弁の誤閉止 +原子炉停止機能喪失)	
事象進展	<p>原子炉出力(中性子束): MSIV 閉鎖による原子炉スクラムにより低下する。</p> <p>原子炉圧力: MSIV 閉鎖により上昇するが、逃がし弁開及び原子炉スクラムにより降下に転じ、その後は逃がし弁により圧力制御される。</p> <p>格納容器圧力/プール水温度: 逃がし弁開により蒸気が格納容器プールへ放出されるが、その量は僅かであり、格納容器圧力及びプール水温度上昇は小さいと考えられる。なお、従来許認可では本パラメータは評価対象外である。</p> <p>運転特性図上の運転点は、原子炉スクラムにより、高出力低流量には至らない。</p>	<p>原子炉出力(中性子束): MSIV 閉鎖による原子炉スクラムに失敗して、圧力上昇により上昇した後、圧力高 RPT による炉心流量減少により低下する。その後、給水加熱喪失による炉心入口サブクールの増加により緩やかに上昇する。</p> <p>原子炉圧力: MSIV 閉鎖により上昇し、逃がし弁が作動するが、原子炉スクラム失敗により原子炉出力が高めに維持されることから、原子炉圧力も高めを維持する。</p> <p>格納容器圧力/プール水温度: 逃がし弁開により蒸気が格納容器プールへ放出されるため、格納容器圧力及びプール水温度が上昇する。ほう酸水の注入による原子炉出力低下と RHR による除熱により、格納容器圧力/プール水温度は低下に転じる。</p> <p>運転特性図上の運転点は、原子炉スクラム失敗及び RPT により、高出力低流量に至る。</p>	<p>原子炉出力(中性子束): MSIV 閉鎖による原子炉スクラムに失敗して、圧力上昇により上昇した後、圧力高 RPT による炉心流量減少により低下する。その後、給水加熱喪失による炉心入口サブクールの増加により緩やかに上昇する。</p> <p>原子炉圧力: MSIV 閉鎖により上昇し、逃がし弁が作動するが、原子炉スクラム失敗により原子炉出力が高めに維持されることから、原子炉圧力も高めを維持する。</p> <p>格納容器圧力/プール水温度: 逃がし弁開により蒸気が格納容器プールへ放出されるため、格納容器圧力及びプール水温度が上昇する。ほう酸水の注入による原子炉出力低下と RHR による除熱により、格納容器圧力/プール水温度は低下に転じる。</p> <p>運転特性図上の運転点は、原子炉スクラム失敗及び RPT により、高出力低流量に至る。</p>	先行審査プラントと同じ
	<p>原子炉スクラム: 約 0.3 秒</p> <p>逃がし弁開: 約 2 秒</p> <p>MSIV 閉鎖: 約 3 秒</p>	<p>原子炉スクラム: 失敗</p> <p>逃がし弁開: 約 2 秒</p> <p>MSIV 閉鎖: 約 3 秒</p> <p>ECCS 起動: 約 34 秒</p> <p>給水停止: 約 173 秒</p> <p>SLC 起動: 約 643 秒</p>	<p>原子炉スクラム: 失敗</p> <p>逃がし弁開: 約 2 秒</p> <p>MSIV 閉鎖: 約 3 秒</p> <p>ECCS 起動: 約 57 秒</p> <p>給水停止: 約 131 秒</p> <p>SLC 起動: 約 600 秒</p>	先行審査プラントと同等
変化範囲	<p>原子炉出力: 初期値~0%</p> <p>原子炉圧力: 初期値~7.17MPa[gage]</p> <p>格納容器圧力: (評価対象外)</p> <p>プール水温度: (評価対象外)</p> <p>時間: 0 秒~約 20 秒</p>	<p>原子炉出力: 0%~306%</p> <p>原子炉圧力: 初期値~約 8.92MPa[gage]</p> <p>格納容器圧力: 初期値~約 0.19MPa[gage]</p> <p>プール水温度: 初期値~約 113°C</p> <p>時間: 0 秒~約 2400 秒(40 分)</p>	<p>原子炉出力: 0%~560%</p> <p>原子炉圧力: 初期値~約 8.19MPa[gage]</p> <p>格納容器圧力: 初期値~約 0.20MPa[gage]</p> <p>プール水温度: 初期値~約 115°C</p> <p>時間: 0 秒~約 3600 秒(60 分)</p>	先行審査プラントと同等
適用範囲	<p>原子炉出力: 0%以上</p> <p>原子炉圧力: タービン無負荷圧力 ~最高使用圧力の 1.2 倍</p> <p>格納容器圧力: (評価対象外)</p> <p>プール水温度: (評価対象外)</p> <p>時間: 0 秒~制限なし</p>	<p>原子炉出力: 同左</p> <p>原子炉圧力: 同左</p> <p>格納容器圧力: 通常運転圧力 ~0.62MPa[gage]</p> <p>プール水温度: 通常運転温度~200°C</p> <p>時間: 同左</p>	<p>原子炉出力: 0%以上</p> <p>原子炉圧力: タービン無負荷圧力 ~最高使用圧力の 1.2 倍</p> <p>格納容器圧力: 通常運転圧力 ~0.62MPa[gage]</p> <p>プール水温度: 通常運転温度~200°C</p> <p>時間: 0 秒~制限なし</p>	先行審査プラントと同じ

表2-1 REDYにおける従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較 (3/11)

	項目	従来許認可解析 (過渡解析)	重大事故等対策の有効性評価 (原子炉停止機能喪失)	従来許認可 との差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二；原子炉停止機能喪失)	
解 析 条 件	初期運転条件	原子炉出力：過出力条件 炉心流量：運転特性図考慮 原子炉圧力：過出力条件	原子炉出力：定格出力条件 炉心流量：運転特性図考慮 原子炉圧力：定格出力条件	有	従来許認可解析が保守的評価条件を採用しているに対して、重大事故等対策の有効性評価ではより実機に近い条件を設定。 解析結果はより現実的な結果となる。	原子炉出力：定格出力条件 炉心流量：運転特性図考慮 原子炉圧力：定格出力条件	先行審査プラントと同じ
	初期原子炉水位	通常水位	同左	無	差異はない。	通常水位	先行審査プラントと同じ
	事象	主蒸気隔離弁の誤閉止	同左	無	差異はない。	主蒸気隔離弁の誤閉止	先行審査プラントと同じ
	原子炉スクラム	主蒸気隔離弁閉スクラム	スクラム機能喪失	有	原子炉停止機能喪失事象の前提条件。	スクラム機能喪失	先行審査プラントと同じ
	炉心条件	9×9 燃料(A 型)/(B 型)/ 8×8 燃料/MOX 燃料の混 在炉心、又は単一炉心 (プラントにより異なる)	9×9(A 型)/MOX 単一炉心、又 は9×9(A 型)と MOX 混在炉心 (プラントにより異なる)	有	従来許認可解析では炉内に存在する燃料タイプごとに保守的な混在炉心を選定しているが、重大事故等対策の有効性評価では、代表的な炉心条件として単一炉心又はMOX混在を選定している。燃料タイプは異なるものの、熱水力特性は同等であり、プラント全体挙動に及ぼす影響は小さい。	9×9(A 型)/単一炉心	先行審査プラントと同じ
	ボイド反応度係数 ドブプラ反応度 係数	圧力上昇過渡用保守係数を使用	圧力上昇過渡用保守係数を代表値として使用	無	原子炉停止機能喪失事象では炉心流量が急減する挙動もあるが、起因事象が従来許認可と同じであることから保守係数の代表値として、出力上昇を厳しくする圧力上昇過渡と同じ値を使用する。	圧力上昇過渡用保守係数を代表値として使用	先行審査プラントと同じ
	ギャップ熱伝達 係数	燃焼期間中結果を厳しくする値	同左	無	重大事故等対策の有効性評価における燃焼期間は従来許認可解析と同じであり差異はない。	燃焼期間中結果を厳しくする値	先行審査プラントと同じ

表2-1 REDYにおける従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較(4/11)

	項目	従来許認可解析 (過渡解析)	重大事故等対策の有効性評価 (原子炉停止機能喪失)	従来許認可 との差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二；原子炉停止機能喪失)	
解 析 条 件	代替再循環トリップ機能	考慮しない	考慮する	有	原子炉停止機能喪失事象の前提条件。	考慮する	先行審査プラントと同じ
	代替制御棒挿入機能	考慮しない	同左	無	差異はない。	考慮しない	先行審査プラントと同じ
	ほう酸水注入機能	考慮しない	考慮する	有	原子炉停止機能喪失事象の前提条件。	考慮する	先行審査プラントと同じ
	予備給水ポンプ	考慮しない	考慮する	有	MSIV 閉による給水加熱喪失の効果により出力が上昇するため結果が厳しくなる条件を設定。	考慮する	先行審査プラントと同じ
	崩壊熱	一次遅れ特性	4群又は11群モデル (ANSI/ANS-5.1-1979 相当)	有	重大事故等対策の有効性評価では長時間領域での崩壊熱による影響を精度良く評価するために、より現実的な崩壊熱変化を設定。	11群モデル (ANSI/ANS-5.1-1979 相当)	先行審査プラントと同じ
	外部電源	健全	同左	無	差異はない。	健全	先行審査プラントと同じ
	SRV仕様	逃がし弁機能 (作動設定値は過出力条件用)	逃がし弁機能 (作動設定値は設計値)	有	定格出力条件に従い、開設定圧力を設計値に変更しているが、初期原子炉圧力からの開設定値までの差は同じであるため、減圧に伴う基本的な挙動は、従来許認可解析と同様である。	逃がし弁機能 (作動設定値は設計値)	先行審査プラントと同じ
	再循環ポンプ慣性	設計値	同左	無	差異はない。	設計値	東海第二の従来許認可解析では「設計値×1.1」の評価条件を採用しているに対して、重大事故等対策の有効性評価ではより実機に近い条件を設定。 解析結果はより現実的な結果となる。

表2-1 REDYにおける従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較 (5/11)

	項目	従来許認可解析 (過渡解析)	重大事故等対策の有効性評価 (原子炉停止機能喪失)	従来許認可 との差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二；原子炉停止機能喪失)
解 析 条 件	RCIC	考慮しない	考慮する	有	従来許認可解析での評価指標上 RCICの動作有無は考慮不要であ ったが、重大事故等対策の有効性評価 では原子炉がスクラムしないため RCIC作動の影響を確認している。	考慮する  先行審査プラントと同じ
	高圧 ECCS	考慮しない	考慮する	有	従来許認可解析での評価指標上、高 圧 ECCSの動作有無は考慮不要であ ったが、重大事故等対策の有効性評 価では原子炉がスクラムしていない ため、高圧 ECCS 作動の影響を確認 している。	考慮する  先行審査プラントと同じ
	原子炉格納容器	考慮しない	考慮する	有	従来許認可解析では、早期にスクラ ムするため格納容器側評価は実施し ないが、重大事故等対策の有効性評 価では格納容器側も評価指標である ため設計値を使用してその影響を確 認している。	考慮する  先行審査プラントと同じ
	RHR	考慮しない	考慮する	有	従来許認可解析では、格納容器側評 価は実施しないが、重大事故等対策 の有効性評価では格納容器側も評価 指標であるため設計値を使用してそ の影響を確認している。	考慮する  先行審査プラントと同じ

表2-1 REDYにおける従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較 (6/11)

項目		従来許認可解析 (過渡解析)	重大事故等対策の有効性評価 (原子炉停止機能喪失)	従来許認可 との差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二；原子炉停止機能喪失)	
物理現象	炉心 (核) 核分裂出力 出力分布 変化 反応度フ ィードバ ック効果	圧力上昇過渡事象発生時に結果を厳しく評価するサイクル末期炉心条件を選定して、ボイド/ドブプラ反応度に保守係数を考慮した設定を実施している。 また、反応度効果としては、ボイド/ドブプラ/スクラム/制御棒の反応度を考慮している。	同左  また、反応度効果としては、ボイド/ドブプラ/ボロン反応度を考慮している。	有	圧力上昇過渡事象の評価であるため、従来許認可と同じ保守係数を用いている。 原子炉がスクラムしないため、ボロン注入による出力低下により事象が収束する。原子炉がスクラムせず、原子炉出力の変化が従来許認可解析に比べて大きくなり、燃料被覆管温度評価に影響を及ぼす。	圧力上昇過渡事象発生時に結果を厳しく評価するサイクル末期炉心条件を選定して、ボイド/ドブプラ反応度に保守係数を考慮した設定を実施している。 また、反応度効果としては、ボイド/ドブプラ/ボロン反応度を考慮している。	先行審査プラントと同じ
	崩壊熱	崩壊熱については、比較的短時間でスクラム動作して事象は収束するため、影響はほとんどなく、一次遅れを仮定している。	崩壊熱については、より現実的な崩壊熱曲線を使用している。	有	崩壊熱については、原子炉にて発生する蒸気量が格納容器側のパラメータ変化に影響する。なお、格納容器側評価は従来許認可解析では実施していない。	崩壊熱については、より現実的な崩壊熱曲線を使用している。	先行審査プラントと同じ
	三次元効果	事象発生後短時間で原子炉スクラムするため、中性子束振動現象は生じない。	原子炉がスクラムせず高出力・低流量状態に至るため、中性子束振動現象が生じる可能性がある。	有	中性子束振動現象が燃料被覆管温度に対して影響を与える可能性がある。よって、この現象を取り扱うことが可能な異なる解析コードによる参考解析を参照する。	原子炉がスクラムせず高出力・低流量状態に至るため、中性子束振動現象が生じる可能性がある。	先行審査プラントと同じ

表2-1 REDYにおける従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較 (7/11)

項目		従来許認可解析 (過渡解析)	重大事故等対策の有効性評価 (原子炉停止機能喪失)	従来許認可との差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二; 原子炉停止機能喪失)		
物理現象	炉心 (燃料)	燃料棒内 温度変化	原子炉内の平均的燃料棒を代表とし、燃料棒を同心円状に分割して燃料ペレットの熱伝導度、燃料ギャップの熱伝達率を適用している。	同左	無	従来許認可解析と同一であり、差異はない。 また、原子炉停止機能喪失事象では炉心冠水状態を維持するため、平均的燃料棒の燃料棒内温度変化及び燃料表面熱伝達については従来許認可解析と同様である。	原子炉内の平均的燃料棒を代表とし、燃料棒を同心円状に分割して燃料ペレットの熱伝導度、燃料ギャップの熱伝達率を適用している。	先行審査プラントと同じ
		燃料棒表面熱伝達	燃料表面熱伝達は一定とし核沸騰の代表値を適用している。  熱的評価については、SCATコードにて実施（最小限界出力比（MCPR）が燃料の許容設計限界を下回らないことを確認。）	同左  熱的評価については、SCATコードにて実施（燃料被覆管温度評価を実施して判断基準を上回らないことを確認。）	無		燃料表面熱伝達は一定とし核沸騰の代表値を適用している。  熱的評価については、SCATコードにて実施（燃料被覆管温度評価を実施して判断基準を上回らないことを確認。）	先行審査プラントと同じ
		沸騰遷移	(SCATコードによる評価)	(SCATコードによる評価)	—	—	(SCATコードによる評価)	—
		燃料被覆管酸化	(SCATコードによる評価)	(SCATコードによる評価)	—	—	(SCATコードによる評価)	—
		燃料被覆管変形	(SCATコードによる評価)	(SCATコードによる評価)	—	—	(SCATコードによる評価)	—

表2-1 REDYにおける従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較 (8/11)

	項目		従来許認可解析	重大事故等対策の有効性評価	従来許認可との差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価	
			(過渡解析)	(原子炉停止機能喪失)			(東海第二；原子炉停止機能喪失)	
物理現象	炉心(熱流動)	沸騰・ボイド率変化	原子炉出力の上昇並びに炉心流量の低下により炉心平均ボイド率が増加するが、炉心は冠水を維持しているため、二相水位の影響はない。	同左	無	差異はない。	原子炉出力の上昇並びに炉心流量の低下により炉心平均ボイド率が増加するが、炉心は冠水を維持しているため、二相水位の影響はない。	先行審査プラントと同じ
		気液分離(水位変化)・対向流気液熱非平衡	炉心部の保有水量は十分保たれ、炉心は冠水を維持していることから影響はない。	同左	無	差異はない。	炉心部の保有水量は十分保たれ、炉心は冠水を維持していることから影響はない。	先行審査プラントと同じ
	圧力損失	事象発生時に再循環ポンプがトリップした際の炉心流量変化の速さについて、炉心部の圧力損失の影響により炉心流量低下速度が大きくなる。	原子炉圧力高により再循環ポンプがトリップし炉心流量が早期に低下するため、炉心部の圧力損失の影響により炉心流量低下速度が大きくなる。	無	圧力損失による影響に差異はない。	原子炉圧力高により再循環ポンプがトリップし炉心流量が早期に低下するため、炉心部の圧力損失の影響により炉心流量低下速度が大きくなる。	先行審査プラントと同じ	
	三次元効果	事象発生後短時間で原子炉スクラムするため、核熱水力不安定事象は生じない。なお、流量配分による冷却材流量変化への影響はSCAT側にて考慮する。	原子炉がスクラムせず高出力・低流量状態に至るため、核熱水力不安定事象が生じる可能性がある。なお、流量配分による冷却材流量変化への影響はSCAT側にて考慮する。	有	核熱水力不安定事象が燃料被覆管温度に影響を与える可能性がある。よって、この現象を取り扱うことが可能な異なる解析コードによる参考解析を参照する。	原子炉がスクラムせず高出力・低流量状態に至るため、核熱水力不安定事象が生じる可能性がある。なお、流量配分による冷却材流量変化への影響はSCAT側にて考慮する。	先行審査プラントと同じ	

表2-1 REDYにおける従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較(9/11)

項目		従来許認可解析 (過渡解析)	重大事故等対策の有効性評価 (原子炉停止機能喪失)	従来許認可 との差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二；原子炉停止機能喪失)	
物理現象	原子炉圧力容器(逃がし安全弁を含む)	冷却材流量変化 原子炉水位低により再循環ポンプがトリップするが、実機機能の反映であるため設計値を使用している。	事象発生時に再循環ポンプがトリップした際の炉心流量変化の速さが、解析結果に影響すると考えられる。より現実的な評価を実施するため設計値を使用している。	有	重大事故等対策の、有効性評価では再循環ポンプのトリップを考慮しているため、設計値を使用した現実的な解析条件としている。	事象発生時に再循環ポンプがトリップした際の炉心流量変化の速さが、解析結果に影響すると考えられる。より現実的な評価を実施するため設計値を使用している。	先行審査プラントと同じ
	冷却材放出(臨界流・差圧流)	原子炉圧力が逃がし弁設定値に達すると蒸気を放出して原子炉圧力上昇を緩和する。	同左	無	差異はない。	原子炉圧力が逃がし弁設定値に達すると蒸気を放出して原子炉圧力上昇を緩和する。	先行審査プラントと同じ
	沸騰・凝縮・ボイド率変化	これらの物理現象は炉心以外の領域では直接的には影響しない。	同左	無	差異はない。	これらの物理現象は炉心以外の領域では直接的には影響しない。	先行審査プラントと同じ
	圧力損失	考慮している	同左	無	差異はない。	考慮している	先行審査プラントと同じ

表 2-1 REDY における従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較 (10/11)

項目		従来許認可解析 (過渡解析)	重大事故等対策の有効性評価 (原子炉停止機能喪失)	従来許認可との 差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二; 原子炉停止機能喪失)		
物理現象	原子炉 圧力容 器(逃が し安全 弁を含 む)	ECCS 注 水(給水 系・代替 注水設備 含む)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ECCS 系は考慮しない。</li> <li>・給水ポンプ予備機は考慮しない。</li> <li>・給水加熱喪失を考慮</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ECCS 系を考慮。</li> <li>・予備機を含めた給水系を考慮。</li> <li>・同左</li> </ul>	有	原子炉がスクラムせず、また給水ポンプ予備機が起動するため、給水加熱喪失による出力上昇が燃料被覆管温度へ影響する可能性がある。	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ECCS 系を考慮。</li> <li>・予備機を含めた給水系を考慮。</li> <li>・給水加熱喪失を考慮</li> </ul>	先行審査プラントと同じ
		ほう酸水 の拡散	ほう酸水注入は考慮しない。	原子炉停止を達成するために、ほう酸水の原子炉への注入を設定。	有	従来許認可解析では原子炉スクラムにより原子炉停止となるが、重大事故等対策の有効性評価解析では、ほう酸水注入による原子炉停止としており、原子炉停止までの時間が長く、格納容器プール水温度及び格納容器圧力評価に影響する。	原子炉停止を達成するために、ほう酸水の原子炉への注入を設定。	先行審査プラントと同じ
		三次元効 果	REDY コードでは、燃料集合体間の流量配分について考慮していない。	同左	無	差異はない。	REDY コードでは、燃料集合体間の流量配分について考慮していない。	先行審査プラントと同じ

表 2-1 REDY における従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較 (11/11)

項目		従来許認可解析 (過渡解析)	重大事故等対策の有効性評価 (原子炉停止機能喪失)	従来許認可 との差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二；原子炉停止機能喪失)	
物理現象	原子炉格納容器 冷却材放出	考慮しない	原子炉圧力が逃がし弁設定値に達すると蒸気を放出するため、格納容器プール水温度が上昇する。	有	格納容器プール水温度及び格納容器圧力評価に影響する。	原子炉圧力が逃がし弁設定値に達すると蒸気を放出するため、格納容器プール水温度が上昇する。	先行審査プラントと同じ
	格納容器各領域間の流動	考慮しない	格納容器を 1 ノードでモデル化し、空間部温度は格納容器プール水温度と同じにすると仮定している。	有	格納容器プール水温度及び格納容器圧力評価に影響する。	格納容器を 1 ノードでモデル化し、空間部温度は格納容器プール水温度と同じにすると仮定している。	先行審査プラントと同じ
	サブプレッション・プール冷却	考慮しない	RHR による除熱を考慮	有	格納容器プール水温度及び格納容器圧力評価に影響する。	RHR による除熱を考慮	先行審査プラントと同じ
	気液界面の熱伝達	考慮しない	(格納容器各領域間の流動に同じ)	有	格納容器プール水温度及び格納容器圧力評価に影響する。	(格納容器各領域間の流動に同じ)	先行審査プラントと同じ

表2-2 SCATにおける従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較 (1/11)

	従来許認可解析 (ABWR 主蒸気隔離弁の誤閉止)	重大事故等対策の有効性評価 (ABWR 主蒸気隔離弁の誤閉止 + 原子炉停止機能喪失)
最小限界出力比 (MCPR)	<p>原子炉スクラムにより MCPR は減少しない</p> <p>1. 中性子束 (%) 2. 平均表面熱流束 (%) 3. 炉心温度 (%) 4. 炉心出口温度 (%) 5. 燃料温度 (%) 6. ΔMCPR (9×9燃料 (A型))</p>	<p>原子炉出力の上昇により MCPR は減少し、沸騰遷移判定基準に達する。</p>
燃料被覆管温度	<p>沸騰遷移は生じないため、燃料被覆管温度は初期値からほとんど変化しない。</p>	<p>沸騰遷移による燃料被覆管温度の上昇とリウエットによる温度の低下</p>

表 2-2 SCAT における従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較 (2/11)

	従来許認可解析 (ABWR 主蒸気隔離弁の誤閉止)	重大事故等対策の有効性評価 (ABWR 主蒸気隔離弁の誤閉止 +原子炉停止機能喪失)	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二;主蒸気隔離弁の誤閉止 +原子炉停止機能喪失)
事 象 進	MCPR: 原子炉スクラムによる負の反応度効果により、過渡時の MCPR は初期値を下回らない。 燃料被覆管温度: 沸騰遷移が生じることは無く、温度はほとんど変化しない。	MCPR: 原子炉スクラムしないため、過渡時の MCPR は沸騰遷移判定基準を下回る。 燃料被覆管温度: 沸騰遷移が生じるため、温度は上昇する。原子炉出力の低下に伴いリウエットが発生し温度は低下する。	MCPR: 原子炉スクラムしないため、過渡時の MCPR は沸騰遷移判定基準を下回る。 燃料被覆管温度: 沸騰遷移が生じるため、温度は上昇する。原子炉出力の低下に伴いリウエットが発生し温度は低下する。
展	原子炉スクラム: 約 0.3 秒 MSIV 閉鎖: 約 3 秒 沸騰遷移・リウエット: 発生しない	原子炉スクラム: 失敗 MSIV 閉鎖: 同左 沸騰遷移・リウエット: 数秒～約 400 秒	原子炉スクラム: 失敗 MSIV 閉鎖: 約 3 秒 沸騰遷移・リウエット: 数秒～約 300 秒
変 化 範 囲	MCPR: 初期値を下回らない 燃料被覆管温度: 初期値からほとんど変化しない 時間: 0 秒～数秒	MCPR: 沸騰遷移判定基準を下回る 燃料被覆管温度: 初期値～約 1000℃ 時間: 0 秒～約 400 秒	MCPR: 沸騰遷移判定基準を下回る 燃料被覆管温度: 初期値～約 900℃ 時間: 0 秒～約 400 秒
適 用 範 囲	MCPR: 1.0 以上 燃料被覆管温度: 対象外 時間: 0 秒～制限なし	MCPR: 同左 燃料被覆管温度: 飽和温度～1200℃ 時間: 同左	MCPR: 1.0 以上 燃料被覆管温度: 飽和温度～1200℃ 時間: 0 秒～制限なし

表 2-2 SCAT における従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較 (3/11)

	項目	従来許認可解析 (過渡解析)	重大事故等対策の有効性評価 (原子炉停止機能喪失)	従来許認可 との差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二; 原子炉停止機能喪失)	
解 析 条 件	初期バンドル出力	初期 MCPR が OLMCPR となる値	同左	無	従来許認可解析と同一の設定であり、差異はない。	初期 MCPR が OLMCPR となる値	先行審査プラントと同じ
	事象	主蒸気隔離弁の誤閉止	同左	無	従来許認可解析と同一の事象であり、差異はない。	主蒸気隔離弁の誤閉止	先行審査プラントと同じ
	原子炉スクラム	主蒸気隔離弁閉スクラム	スクラム機能喪失	有	原子炉停止機能喪失事象の前提条件であり、条件の差異が生じる。スクラム機能喪失時は沸騰遷移が生じ、燃料被覆管温度が上昇する。沸騰遷移後における燃料被覆管温度挙動は、SCAT コードが取扱う従来許認可解析の範囲外である。そのため、原子炉停止機能喪失事象を適切に評価するように、熱伝達係数、ボイドモデル等を従来許認可解析から変更している。	スクラム機能喪失	先行審査プラントと同じ
	燃料タイプ	9×9(A 型), 9×9(B 型), MOX	9×9(A 型), MOX	無	従来許認可解析と同一の設定であり、差異はない。	9×9(A 型)	先行審査プラントと同じ

表2-2 SCATにおける従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較(4/11)

	項目	従来許認可解析 (過渡解析)	重大事故等対策の有効性評価 (原子炉停止機能喪失)	従来許認可 との差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二; 原子炉停止機能喪失)	
解	初期 MCPR	OLMCPR	同左	無	従来許認可解析と同一の設定であり、差異はない。	OLMCPR	先行審査プラントと同じ
	BT 判定 MCPR	SLMCPR	同左	無	従来許認可解析と同一の設定であり、差異はない。	SLMCPR	先行審査プラントと同じ
	ホットチャンネルの軸 方向出力分布	中央出力ピーク分布	同左	無	従来許認可解析と同一の分布であり、差異はない。	中央出力ピーク分布	先行審査プラントと同じ
	最大線出力密度	44.0kW/m×1.0	同左	無	従来許認可解析と同一の設定であり、差異はない。	44.0kW/m×1.0	先行審査プラントと同じ
析	局所出力ピーキング係 数	上記の初期MCPRとピーク 位置での線出力密度を満 たすよう調整した値	同左	無	従来許認可解析と同一の設定であり、差異はない。	上記の初期MCPRとピーク位置での 線出力密度を満たすよう調整した 値	先行審査プラントと同じ
	条 件	ホットチャンネルのギ ャップ熱伝達係数 平均出力ロッド	燃焼期間中のバンドル平 均の最大値(軸方向一定 値) 平均出力ロッドに同じ	同左	無	従来許認可解析と同一の設定であり、差異はない。 原子炉停止機能喪失事象の解析では、沸騰遷移後における燃料被覆管 温度挙動を評価するために、ホット ロッドのギャップ熱伝達係数に差 異が生じる。軸方向分布を考慮した ギャップ熱伝達係数を適用するこ とで、適切に評価できる。	燃焼期間中のバンドル平均の最大 値(軸方向一定値) 最大線出力密度 44kW/m 相当 (軸方向分布考慮)
ホットロッド		最大線出力密度 44kW/m 相当 (軸方向分布考慮)		有			

表2-2 SCATにおける従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較 (5/11)

	項目	従来許認可解析 (過渡解析)	重大事故等対策の有効性評価 (原子炉停止機能喪失)	従来許認可 との差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二; 原子炉停止機能喪失)
解 析  モ デ ル	燃料被覆管と冷却材間の熱伝達係数 サブクール: サブクール沸騰, 核沸騰: 膜沸騰: リウエット:	Dittus-Boelter の式 Jens-Lottes の式 使用しない 使用しない	同左 同左 修正 Dougall-Rohsenow 式 日本原子力学会標準「BWR における過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準: 2003」における相関式 2	無 無 有 有	原子炉停止機能喪失事象の解析では、沸騰遷移後における燃料被覆管温度挙動を評価するために、熱伝達モデルに差異が生じる。日本原子力学会標準で推奨される相関式を適用することで、適切に評価できる。 また、核沸騰までの挙動は従来許認可解析と同等であり、サブクール、サブクール沸騰、及び核沸騰で適用する相関式については従来許認可解析コードの取り扱いの範囲内に収まる。	Dittus-Boelter の式 Jens-Lottes の式 修正 Dougall-Rohsenow 式 日本原子力学会標準「BWR における過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準: 2003」における相関式 2
	沸騰遷移評価モデル	GEXL 相関式	同左	無	従来許認可解析と同一の設定であり、差異はない。	同左
	ボイドモデル					先行審査プラントと同じ
	サブクールボイドモデル 気泡離脱点: 蒸気生成: 圧損モデル 単相摩擦損失係数: 二相摩擦増倍係数: 局所二相増倍係数:					先行審査プラントと同じ 先行審査プラントと同じ

本資料のうち、枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表2-2 SCATにおける従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較(6/11)

	項目		従来許認可解析 (過渡解析)	重大事故等対策の有効性評価 (原子炉停止機能喪失)	従来許認可 との差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二; 原子炉停止機能喪失)	
			(REDYコードによる評価)	(REDYコードによる評価)	—	—	(REDYコードによる評価)	—
物理現象	炉心 (核)	核分裂出力 出力分布変化 反応度フィードバック 効果	(REDYコードによる評価)	(REDYコードによる評価)	—	—	(REDYコードによる評価)	—
		崩壊熱	(REDYコードによる評価)	(REDYコードによる評価)	—	—	(REDYコードによる評価)	—
		三次元効果	(REDYコードによる評価)	(REDYコードによる評価)	—	—	(REDYコードによる評価)	—

表2-2 SCATにおける従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較 (7/11)

項目		従来許認可解析 (過渡解析)	重大事故等対策の有効性評価 (原子炉停止機能喪失)	従来許認可 との差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二；原子炉停止機能喪失)	
物理現象	炉心 (燃料)	燃料棒内温度変化 燃料棒表面熱伝達 沸騰遷移	出力が上昇してMCPRが低下するが、沸騰遷移は生じず、核沸騰状態では核沸騰状態へ移行する。その後、原子炉出力の低下によってリウエットに至ることで核沸騰状態へ移行する。燃料被覆管温度は、燃料ペレット内発熱により燃料ペレット熱伝導とギャップ部の熱伝達及び燃料被覆管熱伝導を通して上昇する。	有	原子炉停止機能喪失事象では、沸騰遷移が生じるため、燃料被覆管温度の挙動に差異が生じる。沸騰遷移後における燃料被覆管温度挙動は、SCATコードが取扱う従来許認可解析の範囲外である。そのため、原子炉停止機能喪失事象を適切に評価するように、熱伝達係数、ボイドモデル等を従来許認可解析から変更している。	原子炉出力が急激に上昇するため、沸騰遷移が生じて膜沸騰状態に移行する。その後、原子炉出力の低下によってリウエットに至ることで核沸騰状態へ移行する。燃料被覆管温度は、燃料ペレット内発熱により燃料ペレット熱伝導とギャップ部の熱伝達及び燃料被覆管熱伝導を通して上昇する。	先行審査プラントと同じ
		燃料被覆管酸化	燃料被覆管温度の上昇量が小さく、水-ジルカロイ反応が発生する程度には至らない。	有	原子炉停止機能喪失事象の解析では、燃料被覆管温度が高温となるため、取扱う燃料被覆管酸化量の評価に差異が生じる。そのため、燃料被覆管と冷却水又は水蒸気との化学反応にBaker-Justの式を適用して燃料被覆管酸化量を計算する。	沸騰遷移発生によって燃料被覆管温度が高温となるため、水-ジルカロイ反応が発生する。	先行審査プラントと同じ
		燃料被覆管変形	無し	同左	無	従来許認可解析との差異はない。	無し

表2-2 SCATにおける従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較 (8/11)

項目		従来許認可解析 (過渡解析)	重大事故等対策の有効性評価 (原子炉停止機能喪失)	従来許認可 との差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二；原子炉停止機能喪失)
物理現象	炉心(熱流動)	沸騰・ボイド率は低下している。	スクラムしないためボイド率は高いまま維持される。	有	原子炉停止機能喪失事象の解析では、スクラム機能喪失を仮定しており、ボイド率の挙動に差異が生じる。しかし、原子炉停止機能喪失でのボイド率は過渡解析のボイド率最大値と同等であるため、差異による影響はない。	スクラムしないためボイド率は高いまま維持される。 先行審査プラントと同じ
	気液分離(水位変化)・対向流	炉心部に二相水位は形成されない。	同左	無	従来許認可解析との差異はない。	炉心部に二相水位は形成されない。 先行審査プラントと同じ
	気液熱非平衡	無し	沸騰遷移発生によって過熱蒸気が発生する可能性がある。	有	原子炉停止機能喪失事象の解析では、沸騰遷移発生により、気液熱非平衡に差異が生じる。そのため、原子炉停止機能喪失事象を適切に評価するように、燃料被覆管-冷却材間の熱伝達係数を従来許認可解析から変更している。	沸騰遷移発生によって過熱蒸気が発生する可能性がある。 先行審査プラントと同じ
	圧力損失	流量に影響を与えない。	同左	無	従来許認可解析との差異はない。	流量に影響を与えない。 先行審査プラントと同じ
	三次元効果	炉心径方向出力分布の変化は小さく、流量配分による冷却材流量変化への影響は小さい。 また、事象発生後短時間で原子炉スクラムするため、核熱水力不安定事象は生じない。	炉心径方向出力分布の変化は小さく、流量配分による冷却材流量変化への影響は小さい。 一方、原子炉がスクラムせず高出力・低流量状態に至るため、核熱水力不安定事象が生じる可能性がある。	有	核熱水力不安定事象が燃料被覆管温度に影響を与える可能性がある。よって、この現象を取り扱うことが可能な異なる解析コードによる参考解析を参照する。	炉心径方向出力分布の変化は小さく、流量配分による冷却材流量変化への影響は小さい。 一方、原子炉がスクラムせず高出力・低流量状態に至るため、核熱水力不安定事象が生じる可能性がある。 先行審査プラントと同じ

表2-2 SCATにおける従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較(9/11)

項目		従来許認可解析 (過渡解析)	重大事故等対策の有効性評価 (原子炉停止機能喪失)	従来許認可 との差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二；原子炉停止機能喪失)	
物理現象	原子炉圧力容器 (逃がし安全弁を含む)	冷却材流量変化 原子炉水位低によって再循環ポンプトリップし、自然循環流量相当まで流量が低下する。	ATWS圧力高や原子炉水位低によって再循環ポンプトリップし、自然循環流量相当まで低下する。	無	従来許認可解析との差異はない。	ATWS圧力高や原子炉水位低によって再循環ポンプトリップし、自然循環流量相当まで低下する。	先行審査プラントと同じ
		冷却材放出 (臨界流・差圧流)	MSIV誤閉止による原子炉圧力の上昇によって逃がし安全弁が作動する。	同左	従来許認可解析との差異はない。	MSIV誤閉止による原子炉圧力の上昇によって逃がし安全弁が作動する。	先行審査プラントと同じ
		沸騰・凝縮・ボイド率変化	炉心以外の領域における本物理現象が評価指標に与える影響はない。	同左	従来許認可解析との差異はない。	炉心以外の領域における本物理現象が評価指標に与える影響はない。	先行審査プラントと同じ
		圧力損失	炉心以外の領域における本物理現象が評価指標に与える影響はない。	同左	従来許認可解析との差異はない。	炉心以外の領域における本物理現象が評価指標に与える影響はない。	先行審査プラントと同じ

票2-2 SCATにおける従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較 (10/11)

項目		従来許認可解析 (過渡解析)	重大事故等対策の有効性評価 (原子炉停止機能喪失)	従来許認可 との差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二；原子炉停止機能喪失)
物理現象	原子炉圧力容器 (逃がし安全弁を含む)	ECCS 注水系・代替注水設備含む ・T/D 給水ポンプトリップ	・T/D 給水ポンプトリップ ・M/D 給水ポンプ起動 ・HPCS, RCIC 起動	有	原子炉停止機能喪失事象の解析では、M/D 給水ポンプ起動を仮定しており、入口サブクーリングが増加するため、入口サブクーリングに差異が生じる。入口サブクーリングの増加は GEXL 相関式で適用可能と考えられるため、差異による影響はない。	・T/D 給水ポンプトリップ ・M/D 給水ポンプ起動 ・HPCS, RCIC 起動 先行審査プラントと同じ
	ほう酸水の拡散	ほう酸水注入系は起動しない。	ほう酸水注入系の起動によって原子力出力を抑制し、原子炉停止を達成する。(REDYコードによる評価)	有	原子炉停止機能喪失事象の解析では、ほう酸水注入系の起動を考慮するため、ほう酸水の効果に差異が生じる。燃料被覆管温度の上昇は事象初期であり、ほう酸水注入系による出力抑制の効果が現れる段階より早いため影響はないと考えられる。そのため差異による影響はない。	ほう酸水注入系の起動によって原子力出力を抑制し、原子炉停止を達成する。(REDYコードによる評価) 先行審査プラントと同じ
	三次元効果	(下部プレナムの流量配分) 再循環ポンプは対称にトリップするため影響はない。	同左	無	従来許認可解析との差異はない。	(下部プレナムの流量配分) 再循環ポンプは対称にトリップするため影響はない。 先行審査プラントと同じ

表2-2 SCATにおける従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較 (11/11)

項目		従来許認可解析 (過渡解析)	重大事故等対策の有効性評価 (原子炉停止機能喪失)	従来許認可 との差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二；原子炉停止機能喪失)
物理現象	原子炉格納容器 冷却材放出	原子炉格納容器の挙動を評価しないため本物理現象は考慮しない。 原子炉格納容器における本物理現象が評価指標に与える影響はない。	逃がし安全弁を介して原子炉格納容器の圧力及びプール水温が上昇する (REDY コードによる評価)。	有	原子炉停止機能喪失事象の解析では、原子炉格納容器の挙動を評価するため、物理現象の考慮有無に差異が生じる。いずれも REDY コードにて適切に評価でき、SCAT コードによる評価において差異による影響はない。	逃がし安全弁を介して原子炉格納容器の圧力及びプール水温が上昇する (REDY コードによる評価)。 先行審査プラントと同じ
	格納容器各領域間の流動	同上	原子炉格納容器の雰囲気温度及び圧力変化に影響する (REDY コードによる評価)。	有	同上	原子炉格納容器の雰囲気温度及び圧力変化に影響する (REDY コードによる評価)。 先行審査プラントと同じ
	サブプレッション・プール冷却	同上	残留熱除去系によるサブプレッション・プール冷却を行うことにより原子炉格納容器の圧力及びプール水温の上昇を抑制する (REDY コードによる評価)。	有	同上	残留熱除去系によるサブプレッション・プール冷却を行うことにより原子炉格納容器の圧力及びプール水温の上昇を抑制する (REDY コードによる評価)。 先行審査プラントと同じ
	気液界面の熱伝達	同上	原子炉格納容器の雰囲気温度及び圧力変化へ影響する。 (REDY コードによる評価)	有	同上	原子炉格納容器の雰囲気温度及び圧力変化へ影響する。(REDY コードによる評価) 先行審査プラントと同じ

表3 APEX/SCAT(RIA用)における従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較(1/12)

	従来許認可解析 (BWR5 制御棒落下/低温時※)	重大事故等対策の有効性評価 (BWR5 原子炉運転停止中の制御棒誤引抜)
燃料エンタルピー		

※制御棒落下事象を比較対象として選定した理由は、起動時の制御棒引き抜き時の過渡変化の燃料エンタルピーは最大約 88kJ/kgUO<sub>2</sub>であり、制御棒落下事象の方が厳しい事象（燃料エンタルピー：8～669kJ/kgUO<sub>2</sub>）であるため

表3 APEX/SCAT(RIA用)における従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較(2/12)

	従来許認可解析 (BWR5 制御棒落下/低温時)	重大事故等対策の有効性評価 (BWR5 原子炉運転停止中の制御棒誤引抜)	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二; 反応度の誤投入)	
事象進展	原子炉の起動時に制御棒がインシーケンスで引き抜かれた臨界状態から、制御棒1本が落下速度の上限値 <u>0.95m/s</u> で落下することにより、原子炉出力が上昇する。 急激な出力上昇は、ドブドラ反応度の負のフィードバックにより抑えられるとともに、平均出力領域モニタの中性子束高スクラム信号が発生して、原子炉はスクラムし、事象は収束する。	原子炉の停止時に制御棒が1本引き抜かれた局所臨界状態から、隣接する1本の制御棒が引抜速度の上限値 <u>9.1cm/s</u> で連続的に引き抜かれることにより原子炉出力が上昇する。 原子炉出力が上昇し、起動領域モニタの原子炉周期短信号が発生して、原子炉はスクラムし、事象は収束する。	原子炉の停止時に制御棒が1本引き抜かれた臨界状態から、隣接する1本の制御棒が引抜速度の上限値 <u>9.1cm/s</u> で連続的に引き抜かれることにより原子炉出力が上昇する。 原子炉出力が上昇し、起動領域計装の原子炉出力ベリオド短(10秒)信号が発生して、原子炉はスクラムし、事象は収束する。	先行審査プラントと同じ
	原子炉スクラム: 約 1.5 秒	原子炉スクラム: 約 6.8 秒	原子炉スクラム: 約 9.6 秒	先行審査プラントと同等
変化範囲	燃料エンタルピー: 8kJ/kgUO <sub>2</sub> ~約 669kJ/kgUO <sub>2</sub> 沸騰状態: 単相, 核沸騰, 膜沸騰 時間: 0 秒~7 秒	燃料エンタルピー: 8kJ/kgUO <sub>2</sub> ~約 144kJ/kgUO <sub>2</sub> 沸騰状態: 単相, 核沸騰 時間: 0 秒~20 秒	燃料エンタルピー: 8kJ/kgUO <sub>2</sub> ~約 85kJ/kgUO <sub>2</sub> 沸騰状態: 単相, 核沸騰 時間: 0 秒~20 秒	先行審査プラントと同等
適用範囲	沸騰状態: 単相, 核沸騰, 膜沸騰 時間: 0 秒~制限なし	沸騰状態: 同左 時間: 同左	沸騰状態: 同左 時間: 同左	先行審査プラントと同じ

表3 APEX/SCAT(RIA用)における従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較(3/12)

	項目	従来許認可解析 (事故：制御棒落下) (過渡：原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き)	重大事故等対策の有効性評価 (原子炉運転停止中の制御棒誤引抜)	従来許認可との差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二；反応度の誤投入)	
解析条件	初期炉心条件	事故：低温臨界状態/高温待機臨界状態 過渡（BWR5）：高温待機臨界状態 過渡（ABWR）：低温臨界状態	低温停止状態	有	低温停止状態を初期炉心条件としており、差異が生じる。ただし、個々の炉心パラメータ自体は従来許認可解析の低温臨界条件と同一であり、また、事故後の炉心の基本的な挙動は従来許認可解析と同様であることから、差異による影響はない。	低温停止状態	先行審査プラントと同じ
	事象	事故：制御棒落下 過渡：制御棒の誤引抜	制御棒の誤引抜	無	過渡解析と同一の事象であり、従来許認可解析のモデル適用範囲内である。	制御棒の誤引き抜き	先行審査プラントと同じ
	初期実効増倍率	1.00（通常の制御棒引抜操作で臨界に達している）	1.00(保守的に初期状態で臨界を想定)	無	停止中の制御棒誤引抜解析では保守側に初期実効増倍率を1.00としており、初期実効増倍率条件の差異はない。	1.00（保守的に初期状態で臨界を想定）	先行審査プラントと同じ
	初期制御棒パターン	臨界状態に対応した制御棒パターン	制御棒1本全引抜	有	停止中の制御棒誤引抜解析では制御棒1本全引抜状態を初期条件としており、条件の差異が生じる。事故後の炉心の基本的な挙動は従来許認可解析と同様であり、差異による影響はない。	制御棒1本全引き抜き	先行審査プラントと同じ

表3 APEX/SCAT(RIA用)における従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較(4/12)

項目	従来許認可解析 (事故：制御棒落下) (過渡：原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き)	重大事故等対策の有効性評価 (原子炉運転停止中の制御棒誤引抜)	従来許認可との差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二；反応度の誤投入)		
解析条件	初期出力	事故(低温臨界状態)：定格の $10^{-8}$ 事故(高温待機臨界状態)：定格の $10^{-6}$ 過渡(低温臨界状態)：定格の $10^{-8}$ 過渡(高温待機臨界状態)：定格の $10^{-3}$	定格の $10^{-8}$	無	停止中の制御棒誤引抜解析では低温臨界状態に対応した初期出力としており、事故・過渡解析(低温臨界状態)との差異はない。	定格の $10^{-8}$	先行審査プラントと同じ
	初期燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材の温度	低温臨界状態：20℃ 高温待機臨界状態(BWR5)：286℃ 高温待機臨界状態(ABWR)：287℃	20℃	無	停止中の制御棒誤引抜解析では低温臨界状態に対応した初期温度としており、事故・過渡解析(低温臨界状態)との差異はない。	20℃	先行審査プラントと同じ
	初期燃料エンタルピ	低温臨界状態：8kJ/kgUO <sub>2</sub> 高温待機臨界状態：75kJ/kgUO <sub>2</sub>	8kJ/kgUO <sub>2</sub>	無	初期温度に対応した燃料エンタルピとしており、事故・過渡解析(低温臨界状態)との差異はない。	8kJ/kgUO <sub>2</sub>	先行審査プラントと同じ
	初期原子炉圧力	低温臨界状態：0.0MPa[gage] 高温待機臨界状態(BWR5)：7.03MPa[gage] 高温待機臨界状態(ABWR)：7.17MPa[gage]	0.0MPa[gage]	無	原子炉低温停止状態に対応した初期圧力としており、事故・過渡解析(低温臨界状態)との差異はない。	0.0MPa[gage]	先行審査プラントと同じ

表3 APEX/SCAT(RIA用)における従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較(5/12)

	項目	従来許認可解析 (事故：制御棒落下) (過渡：原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き)	重大事故等対策の有効性評価 (原子炉運転停止中の制御棒誤引抜)	従来許認可との差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二；反応度の誤投入)	
解析条件	初期炉心流量	定格の20% (再循環ポンプによる冷却材循環)	定格の2% (崩壊熱除去系による冷却材循環)	有	停止中の制御棒誤引抜解析では残留熱除去系による冷却材循環を仮定しており、初期流量に差異が生じる。事故後の炉心の基本的な挙動は従来許認可解析と同様であり、差異による影響はない。	定格の2% (残留熱除去系による冷却材循環)	先行審査プラントと同じ
	局所出力ピーキング係数	最大出力となる燃料集合体断面に対応する値 燃焼度条件 サイクル初期：未燃焼 サイクル末期：当該燃料の燃焼度より小さい燃焼度	最大出力となる燃料集合体断面に対応する値 燃焼度条件 未燃焼	無	従来許認可と同一の局所出力ピーキング係数を使用しており、差異はない。	最大出力となる燃料集合体断面に対応する値 燃焼度条件 未燃焼	先行審査プラントと同じ

表3 APEX/SCAT(RIA用)における従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較(6/12)

項目	従来許認可解析 (事故：制御棒落下) (過渡：原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き)	重大事故等対策の有効性評価 (原子炉運転停止中の制御棒誤引抜)	従来許認可との差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二；反応度の誤投入)		
解析モデル	ギャップ熱伝達	Ross & Stoute の式	同左	無	従来許認可と同一の熱伝導方程式を使用しており、差異はない。	Ross & Stoute の式	先行審査プラントと同じ
	燃料棒表面熱伝達	単相強制対流：Dittus-Boelter の式 核沸騰状態：Jens-Lottes の式 膜沸騰状態(低温時)：NSRR の実測データに基づいて導出された熱伝達相関式 膜沸騰状態(高温待機時)：Dougall-Rohsenow の式	同左	無	従来許認可解析と同一の熱伝達相関式を用いており、差異はない。また、事故後の炉心の基本的な挙動は従来許認可解析と同様であり、熱伝達係数については従来許認可解析コードの取り扱いの範囲内に収まる。	単相強制対流：Dittus-Boelter の式 核沸騰状態：Jens-Lottes の式 膜沸騰状態(低温時)：NSRR の実測データに基づいて導出された熱伝達相関式 膜沸騰状態(高温待機時)：Dougall-Rohsenow の式	先行審査プラントと同じ
	沸騰遷移	低温時：Rohsenow-Griffith の式及び Kutateladze の式 高温待機時：GEXL 相関式での MCPR が限界値	同左	無	従来許認可解析と同一の沸騰遷移判定式を用いており、差異はない。	低温時：Rohsenow-Griffith の式及び Kutateladze の式 高温待機時：GEXL 相関式での MCPR が限界値	先行審査プラントと同じ

表3 APEX/SCAT(RIA用)における従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較(7/12)

項目	従来許認可解析 (事故：制御棒落下) (過渡：原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き)	重大事故等対策の有効性評価 (原子炉運転停止中の制御棒誤引抜)	従来許認可との差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二；反応度の誤投入)	
解析条件	引抜/落下制御棒	事故：インシーケンス制御棒引抜で許可された制御棒1本 過渡(BWR5)：インシーケンス制御棒引抜で許可された制御棒1本 過渡(ABWR)：インシーケンス制御棒引抜で許可された制御棒26本	初期引抜制御棒に隣接する制御棒1本	有	停止中の制御棒誤引抜解析は引抜制御棒に隣接する制御棒1本の引抜を仮定しており、引抜制御棒に差異が生じる。事故後の炉心の基本的な挙動は従来許認可解析と同様であり、差異による影響はない。	初期引抜制御棒に隣接する制御棒1本 先行審査プラントと同じ
	引抜/落下制御棒価値	事故：1.3%Δk 過渡(BWR5)：1.3%Δk 過渡(ABWR)：3.5%Δk	誤引抜制御棒全引抜時の反応度価値	有	停止中の制御棒誤引抜解析は誤引抜制御棒全引抜時の反応度価値を用いるため、制御棒価値に差異が生じる。事故後の炉心の基本的な挙動は従来許認可解析と同様であり、差異による影響はない。	誤引抜制御棒全引抜時の反応度価値 先行審査プラントと同じ
	制御棒引抜/落下速度	事故(BWR5)：0.95m/s 事故(ABWR)：0.7m/s 過渡(BWR5)：9.1cm/s 過渡(ABWR)：3.3cm/s	BWR5：9.1cm/s ABWR：3.3cm/s	無	従来許認可(過渡)と同一の制御棒引抜速度としており、差異はない。	9.1cm/s 先行審査プラントと同じ

表3 APEX/SCAT(RIA用)における従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較(8/12)

	項目	従来許認可解析 (事故：制御棒落下) (過渡：原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き)	重大事故等対策の有効性評価 (原子炉運転停止中の制御棒誤引抜)	従来許認可との差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二；反応度の誤投入)
解析条件	スクラム条件	事故：中性子束高(平均出力領域モニタ) 過渡(中間領域モニタ採用プラント)：中性子束高 過渡(起動領域モニタ採用プラント)：原子炉周期短	中間領域モニタ採用プラント：中性子束高 起動領域モニタ採用プラント：原子炉周期短	無	従来許認可(過渡)と同一のスクラム条件としており、差異はない。	起動領域計装の原子炉出力ペリオド短(10秒)信号 先行審査プラントと同じ
	検出器バイパス条件	事故：平均出力領域モニタに単一故障を仮定する。 過渡(BWR5)：A, Bチャンネルともに引抜制御棒に最も近い検出器を1個ずつバイパス 過渡(ABWR)：A, B, Cグループともに引抜制御棒に最も近い検出器を1個ずつバイパス	BWR5：A, Bチャンネルともに引抜制御棒に最も近い検出器を1個ずつバイパス ABWR：A, B, Cグループともに引抜制御棒に最も近い検出器を1個ずつバイパス	無	従来許認可(過渡)と同一の検出器バイパス条件としており、差異はない。	A, Bチャンネルともに引抜制御棒に最も近い検出器を1個ずつバイパス 先行審査プラントと同じ
	スクラム動作遅れ	事故：0.09秒 過渡(中間領域モニタ採用プラント)：0.09秒 過渡(起動領域モニタ採用プラント)：0.2秒	中間領域モニタ採用プラント：0.09秒 起動領域モニタ採用プラント：0.2秒	無	従来許認可(過渡)とスクラム動作遅れとしており、差異はない。	0.2秒 先行審査プラントと同じ

表3 APEX/SCAT(RIA用)における従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較(9/12)

項目		従来許認可解析 (事故：制御棒落下) (過渡：原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き)	重大事故等対策の有効性評価 (原子炉運転停止中の 制御棒誤引抜)	従来許認可 との差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二；反応度の誤投入)	
物理現象	炉心(核) 核分裂出力 出力分布 変化 反応度フ ィードバ ック効果 制御棒反 応度効果	事故：制御棒落下により急激な反応度投入と出力分布変化が生じる。急激な出力上昇はドブプラ反応度の負のフィードバックにより抑えられるとともに、平均出力領域モニタの中性子束高スクラム信号が発生して、原子炉はスクラムする。 過渡：制御棒が連続的に引き抜かれ、原子炉出力が上昇する。出力上昇後にスクラム信号が発生して原子炉はスクラムする。	制御棒が連続的に引き抜かれ、原子炉出力が上昇する。出力上昇後にスクラム信号が発生して原子炉はスクラムする。	有	停止中の制御棒誤引抜解析は炉心外周部の制御棒が局所的に引き抜かれることから、局所的に出力が上昇し、三次元的な出力分布変化の影響が生じる。また、制御棒反応度効果は一般に三次元的な位置に依存する影響を受けるが、事象を通じての炉心挙動は従来許認可(事故)の範囲を超えることはない。	制御棒が連続的に引き抜かれ、原子炉出力が上昇する。出力上昇後にスクラム信号が発生して原子炉はスクラムする。	先行審査プラントと同じ

表3 APEX/SCAT(RIA用)における従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較 (10/12)

項目		従来許認可解析 (事故：制御棒落下) (過渡：原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き)	重大事故等対策の有効性評価 (原子炉運転停止中の 制御棒誤引抜)	従来許認可 との差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二；反応度の誤投入)	
物理現象	炉心(燃料) 燃料棒内温度変化 燃料棒表面熱伝達 沸騰遷移	事故：炉心出力が急激に上昇するため、最高出力燃料棒は沸騰遷移し膜沸騰状態に至る。膜沸騰状態では燃料の除熱量が低下し、燃料温度は1000℃を超える温度で推移する。 過渡：炉心出力の上昇は事故と比較して緩やかであることから、最高出力燃料棒は沸騰遷移に至らない。	炉心出力の上昇は従来許認可の事故と比較して緩やかであることから、最高出力燃料棒は沸騰遷移には至らない。	無	従来許認可解析からの差異はない。	炉心出力の上昇は従来許認可の事故と比較して緩やかであることから、最高出力燃料棒は沸騰遷移には至らない。	先行審査プラントと同じ
	燃料被覆管酸化	事故：燃料被覆管の高温化に伴う水-ジルカロイ反応が発生する。 過渡：燃料被覆管温度の上昇量が小さく、燃料被覆管温度は水-ジルカロイ反応が発生する程度には至らない。	燃料被覆管温度の上昇量が小さく、燃料被覆管温度は水-ジルカロイ反応が発生する程度には至らない。	無	従来許認可解析からの差異はない。	燃料被覆管温度の上昇量が小さく、燃料被覆管温度は水-ジルカロイ反応が発生する程度には至らない。	先行審査プラントと同じ

表3 APEX/SCAT(RIA用)における従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較(11/12)

項目		従来許認可解析 (事故：制御棒落下) (過渡：原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き)	重大事故等対策の有効性評価 (原子炉運転停止中の 制御棒誤引抜)	従来許認可 との差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二；反応度の誤投入)	
物理現象	炉心(熱流動) 沸騰・ボイド率変化	事故：炉心出力が急激に上昇するため、ボイドが発生する。 過渡：サブクールのない高温待機状態の場合、ボイドが発生する。 低温状態の場合、サブクール度が大きく、また、事象を通じての表面熱流束上昇量も小さいことから、ボイドはほとんど発生しない。	サブクール度が大きく、また、事象を通じての表面熱流束上昇量も小さいことから、ボイドはほとんど発生しない。	無	従来許認可解析からの差異はない。	サブクール度が大きく、また、事象を通じての表面熱流束上昇量も小さいことから、ボイドはほとんど発生しない。	先行審査プラントと同じ
	三次元効果	事故：ボイド発生に伴い、圧力損失による流量配分への三次元効果が生じ得る。 過渡：高温待機状態の場合、ボイド発生に伴い、圧力損失による流量配分への三次元効果が生じ得る。低温状態の場合、ボイドがほとんど発生しないことから、圧力損失による流量配分への三次元効果は生じない。	サブクール度の大きい低温状態であり、ボイドがほとんど発生しないことから、圧力損失による流量配分への三次元効果は生じない。	無	従来許認可解析(過渡)との差異はない。また、事象を通じての燃料挙動は従来許認可(事故)の範囲を超えることはない。	サブクール度の大きい低温状態であり、ボイドがほとんど発生しないことから、圧力損失による流量配分への三次元効果は生じない。	先行審査プラントと同じ

表3 APEX/SCAT(RIA用)における従来許認可解析と重大事故等対策の有効性評価の比較(12/12)

項目		従来許認可解析 (事故：制御棒落下) (過渡：原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き)	重大事故等対策の有効性評価 (原子炉運転停止中の 制御棒誤引抜)	従来許認可 との差異	差異による影響	重大事故等対策の有効性評価 (東海第二；反応度の誤投入)	
物理現象	炉心(熱流動)	<p>事故：ボイド発生に伴い、圧力損失への影響が生じる。</p> <p>過渡：高温待機状態の場合、ボイド発生に伴い、圧力損失への影響が生じる。低温状態の場合、ボイドがほとんど発生しないことから、圧力損失への影響は生じない。</p>	<p>サブクール度の大きい低温状態であり、ボイドがほとんど発生しないことから、圧力損失への影響は生じない。</p>	無	<p>従来許認可解析(過渡)との差異はない。また、事象を通じての燃料挙動は従来許認可(事故)の範囲を超えることはない。</p>	<p>サブクール度の大きい低温状態であり、ボイドがほとんど発生しないことから、圧力損失への影響は生じない。</p>	先行審査プラントと同じ

## 85. 原子炉停止機能喪失の解析条件設定の考え方

原子炉停止機能喪失の有効性評価においては、炉心に印加される正の反応度が大きくなるよう、原子炉水位が高めに維持され、かつ、原子炉注水の水温が低めになる解析条件を設定している。一方で、ほう酸水のミキシング効率は炉心流量に依存することから、原子炉水位が低めとなり炉心流量が低めに維持される場合、ほう酸水のミキシング効率が悪化することで中性子束の低下が遅くなることも想定される。また、安全弁機能を設定した場合、主蒸気隔離弁閉止に伴う原子炉出力の上昇が大きくなることで、中性子束の上昇が大きくなることも想定されるなど、事象進展の全体に対して一律の厳しい条件を設定することはできない。このため、解析条件が評価項目となるパラメータに与える影響について、感度解析等を踏まえて確認した結果を以下に示す。

### (1) 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の解析条件の影響について

高圧炉心スプレイ系の解析条件は、原子炉水位が高めに維持されることで原子炉出力が高めとなる条件として、ポンプ性能評価に基づく大きめの注水流量を設定している。また、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の起動遅れ時間は0秒としている。

原子炉水位が低めに維持された場合には、原子炉圧力容器内の自然循環流量が低下することで原子炉出力は低めとなるが、一方でほう酸水のミキシングも悪化することが想定される。よって、ここでは、原子炉水位が低めとなり炉心流量が低めに維持される

ことでボロンミキシング効率が悪化した場合に、中性子束の低下が遅くなることで、サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力に与える影響を確認するため、高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとし遅れ時間を設定した場合の感度解析を実施した。

高圧炉心スプレイ系の注水流量として、安全解析で用いる最小流量特性を設定するとともに、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の遅れ時間を設定した以外はベースケースと同じ解析条件としている。ベースケースから変更した解析条件を第1表に、解析結果を第2表に示す。

原子炉水位が低めとなり炉心流量が低めに維持された場合、ボロンミキシング効率が悪化することで、中性子束の低下が遅くなり、これに伴いサプレッション・プール水温度及び格納容器圧力が最大となる時刻も遅くなるが、炉心流量の低下に伴い中性子束も低めとなっていることから、最大値に変わりはなく、事象進展に与える影響が小さいことを確認した。なお、REDYコードのボロンミキシング効率は、実験結果に基づき保守的に設定している。

## (2) 逃がし安全弁の解析条件の影響について

逃がし安全弁の解析条件は、原子炉圧力を低めとし高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなることで、原子炉水位が高めに維持され原子炉出力が高めとなる条件として、逃がし弁機能を設定している。

ここでは、事象初期の主蒸気隔離弁閉止に伴う原子炉圧力の上昇が大きくなった場合に、中性子束、燃料被覆管温度及び酸化量

並びに原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響を確認するため、解析条件として安全弁機能を設定した場合の感度解析を実施した。

安全弁機能を設定した以外はベースケースと同じ解析条件としている。ベースケースから変更した解析条件を第 3 表に、解析結果を第 4 表に示す。

安全弁機能を設定した場合、主蒸気隔離弁閉止時の原子炉圧力の上昇が大きくなり原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は大きくなるが、燃料温度の上昇に伴うドップラフィードバック等の自己制御特性が働き、また原子炉圧力高信号にて再循環ポンプトリップが発生するため、中性子束、燃料被覆管温度及び酸化量の上昇は同等となり、事象進展に与える影響が小さいことを確認した。

### (3) 残留熱除去系の解析条件の影響について

残留熱除去系の解析条件は、サブプレッション・プールを水源として原子炉注水を実施する場合に、炉心入口サブクーリングが大きくなり、原子炉出力が高めとなる条件として、設計の除熱能力である約 53MW（サブプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 27.2℃において）を設定している。

残留熱除去系熱交換器の除熱性能は、定性的には低温側（海水側）と高温側（淡水側）の温度差により決定され、海水温度が実績の最大を包含する値である 32℃（+5℃）まで上昇した場合の影響は、淡水側温度を 5℃上昇させた場合（サブプレッション・プール

水温度 105℃，海水温度 27.2℃) の影響と同等と考えられる。

サブプレッション・プール冷却を開始する事象発生から 17 分後からサブプレッション・プール水温度が 5℃上昇する時間は 4 分程度であり，この時のサブプレッション・プール水温度の上昇率が 2℃/分程度であることから，海水温度を 32℃と設定した場合のサブプレッション・プール水温度の上昇は 10℃程度と考えられ，有効性評価におけるサブプレッション・プール水温度の最大値が 115℃であることを勘案すると，この場合でも評価項目に対して十分な余裕があると考えられる。

第1表 解析条件（原子炉水位を低めとする条件）

解析条件	感度解析（原子炉水位を低めとする条件）	ベースケース（原子炉水位を高めとする条件）
高压炉心スプレイス	ドライウエル圧力高（13.7kPa[gage]）にて自動起動 （遅れ時間：17秒） ・注水流量：375～1,419m <sup>3</sup> /h ・注水圧力：0～7.65MPa[dif]	ドライウエル圧力高（13.7kPa[gage]）にて自動起動 （遅れ時間：0秒） ・注水流量：145～1,506m <sup>3</sup> /h ・注水圧力：0～8.30MPa[dif]
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル2）にて自動起動 （遅れ時間：30秒） ・注水流量：136.7m <sup>3</sup> /h ・注水圧力：1.04～7.86MPa[dif]	原子炉水位異常低下（レベル2）にて自動起動 （遅れ時間：0秒） ・注水流量：136.7m <sup>3</sup> /h ・注水圧力：1.04～7.86MPa[dif]

第2表 解析結果（原子炉水位を低めとする条件）

評価項目となるパラメータ	感度解析 （原子炉水位を低めとする条件）	ベースケース （原子炉水位を高めとする条件）
サプレッション・プール水温度	115℃（約55分）	115℃（約45分）
格納容器圧力	0.20MPa[gage]（約55分）	0.20MPa[gage]（約45分）

第3表 解析条件 (安全弁機能)

解析条件	感度解析 (安全弁機能)	ベースケース (逃がし弁機能)
逃がし安全弁	安全弁機能 7.79MPa[gage]×2個, 385.2t/h/個 8.10MPa[gage]×4個, 400.5t/h/個 8.17MPa[gage]×4個, 403.9t/h/個 8.24MPa[gage]×4個, 407.2t/h/個 8.31MPa[gage]×4個, 410.6t/h/個	逃がし弁機能 7.37MPa[gage]×2個, 354.6t/h/個 7.44MPa[gage]×4個, 357.8t/h/個 7.51MPa[gage]×4個, 361.1t/h/個 7.58MPa[gage]×4個, 364.3t/h/個 7.65MPa[gage]×4個, 367.6t/h/個

第4表 解析結果 (安全弁機能)

評価項目となるパラメータ	感度解析 (安全弁機能)	ベースケース (逃がし弁機能)
燃料被覆管温度	842℃	872℃
燃料被覆管酸化量	1%以下	1%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力	8.98MPa[gage]	8.49MPa[gage]
中性子束※	約560%	約560%

※：評価項目となるパラメータではないが、参考情報として記載

## R E D Yコード説明資料抜粋

(2) 従来型BWRの場合 

炉心下部の下部プレナムスタンドパイプから注入される従来型BWRでは、原子炉に一定速度で注入されるほう酸水は、炉心流量が小さい場合にはその一部が下部プレナムに滞留し反応度に寄与できないことが考えられる。これを模擬するためにほう酸水拡散モデルでは、注入速度に炉心流量依存のボロンミキシング効率を掛けている。このボロンのミキシング効率は図-1 従来型BWRのボロンミキシング効率のようにモデル化されている。

従来型BWR向けの試験結果を図-2 従来型BWRのボロン混合試験結果に示す。なお、ミキシング効率は「反応度に寄与する領域の濃度」を「炉内全領域で十分に混合した時の濃度」で割った無次元数で定義される。試験の結果から以下がいえる。



図-1 従来型BWRのボロンミキシング効率

図-2 従来型BWRのボロン混合試験結果

これにより、従来型BWRにおいて、



することは妥当である。

以上より、ほう酸水拡散モデルは妥当であることが確認された。なお、拡散モデルにおけるボイドの影響を添付6に示す。

原子炉スクラム失敗を仮定した事象が発生し、ほう酸水注入系が作動する時点では、ある程度の変動は有るものの、燃料棒での中性子発生及び中性子吸収、減速材による中性子減速及び中性子吸収などがバランスしている。この状態でほう酸水注入系が作動すると、炉心が沸騰状態であっても減速材中にはボロンが含まれ、吸収効果が増加する。このため、前述の状態よりも反応度は低下する。ボロン濃度が一定であれば、上記状態よりも出力が低下したところで再びバランスするが、ボロン濃度は増加し続けるため、沸騰状態においても確実に出力は低下して原子炉停止に至ると考える。

## 86. 外圧支配事象における燃料被覆管の健全性について

A T W S のような外圧支配事象において高温高圧状態が継続する場合の燃料被覆管の健全性について説明する。

### 1. 有効性評価結果

A T W S により燃料被覆管表面で沸騰遷移（ドライアウト）が発生し，燃料被覆管温度及び燃料被覆管にかかる圧力が上昇しリウエットする場合，燃料被覆管表面最高温度約 870℃，燃料被覆管外圧約 8.2MPa（内外圧差；約 6.4MPa）の状態が 20 秒程度継続する解析評価結果を得ている。

### 2. 高温高圧時の燃料被覆管の健全性について

#### (1) 出力－冷却不整合時の燃料健全性について

出力－冷却不整合（以下「P C M」(Power Cooling Mismatch) という。) 時の燃料のふるまいについて以下のとおり整理した。

P C M により膜沸騰を開始した燃料被覆管は，燃料被覆管温度の上昇により 900℃以上になると，水－ジルコニウム反応が進行し，燃料被覆管表面に酸化膜が生成され，酸化の進行に伴い燃料被覆管の脆化が進行することが知られている。また，燃料被覆管温度の上昇により燃料被覆管の強度が低下し，外圧支配であることから燃料被覆管内側へのつぶれ変形が発生する可能性がある<sup>[1]</sup>。

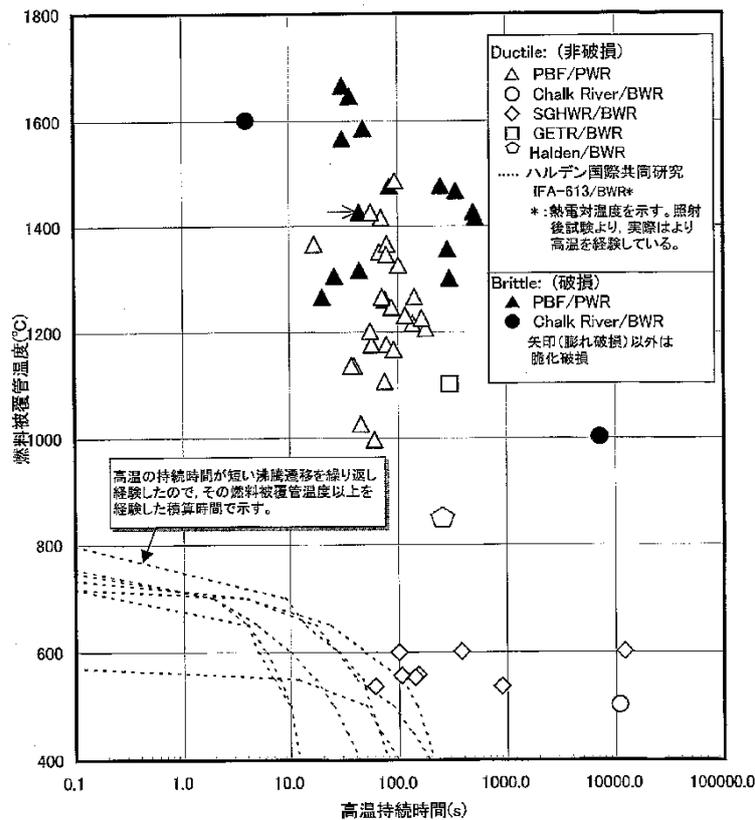
P C M 時の燃料破損は，沸騰遷移が生じ燃料被覆管が高温となり酸化脆化することが主な原因であり，沸騰遷移により高温を持続した場合の燃料健全性について以下に示す。

一時的に沸騰遷移が発生しても速やかに原子炉出力が低下してリウエット

する事象発生時の燃料健全性に関する炉内試験結果を第1図に示す<sup>[2]</sup>。

第1図より、本解析評価結果（燃料被覆管表面最高温度約870℃，持続時間20秒）において、燃料被覆管は健全であると考えられる。このことは、後述の(3)のハルデン炉を用いた沸騰遷移試験からもわかる。

なお、文献[2]，[3]において、第1図の結果等を元に沸騰遷移時の燃料健全性に関する整理及び適用の妥当性の検討が行われている。

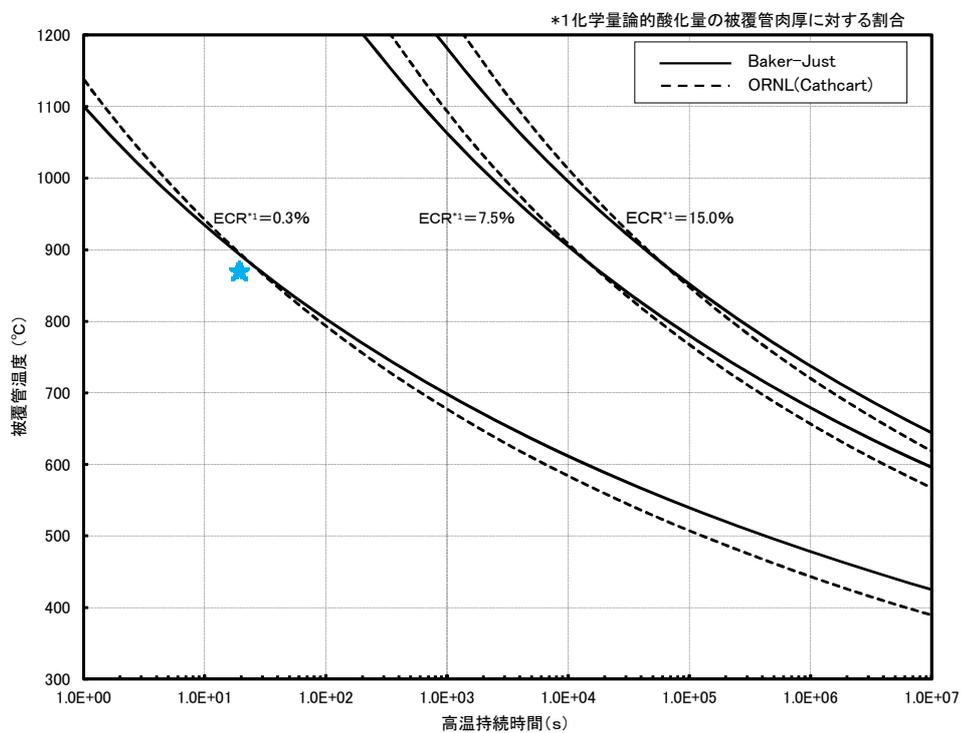


第1図 沸騰遷移発生後の燃料健全性に関する炉内試験結果<sup>[2]</sup>

(2) 化学量論的酸化量（以下「ECR」という。）について

PCMの破損モードである酸化脆化に関し、本解析評価におけるECRを評価した。ATWSによる燃料被覆管表面での沸騰遷移の発生により燃料被覆管が高温維持された場合の9×9燃料(A型)被覆管の酸化割合について、Baker-Justの式<sup>[4]</sup>に基づき評価した結果を、第2図に示す。参考にCathcartの式<sup>[5]</sup>に基づく評価結果も示す。

燃料被覆管表面最高温度約 870°C，持続時間 20 秒であれば，ECR は約 0.3% であり，沸騰遷移期間中に燃料被覆管母材に取り込まれる酸素の量は少なく，燃料被覆管の酸化による脆化が問題になることはない。また，この温度及び持続時間では，ECR が LOCA 時の燃料被覆管脆化破損の判断基準である 15% に達するまでに十分な余裕があるため，つぶれ変形が生じたとしても，燃料被覆管の健全性は維持されると考えられる。



第 2 図 高温持続時間と燃料被覆管表面酸化量の関係

(3) ハルデン炉を用いた沸騰遷移試験によるつぶれ変形について

本解析評価に近い条件に基づく沸騰遷移試験における燃料の変化について参考を示す。

BWR 燃料の未照射燃料棒及び照射燃料棒（燃料棒燃焼度は 22～40GWd/t）を用い，高温，外圧支配時の沸騰遷移試験を行った<sup>[6]</sup>。

[照射条件]

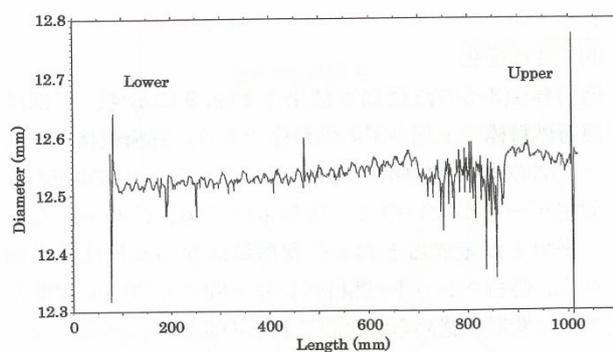
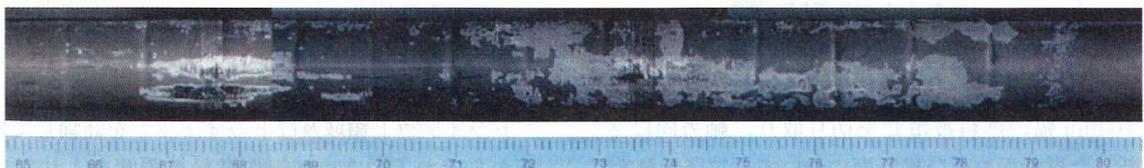
燃料被覆管表面最高温度;977°C以上(試験後の prior- $\beta$  相形成より推定)

沸騰遷移積算時間;約 49 秒\*<sup>1</sup>

\* 1 熱電対での燃料被覆管表面温度が断続的に 600~720°Cを記録した時間の合計。但し、熱電対先端と溶接位置の関係から、燃料被覆管表面温度の過小評価が考えられる。

を経験した試験燃料棒の燃料被覆管外観写真と直径測定結果を第 3 図に示す。

この試験燃料棒のドライアウト領域(燃料棒上部)(燃料被覆管外圧;約 7MPa, 内外圧差;約 6.4MPa)では、燃料ペレット間の局所的なつぶれ変形(燃料ペレット間(ペレット上下端チャンファ)位置に沿った、燃料被覆管内側方向への約 20~50  $\mu$ m の食い込み)があり、燃料被覆管表面酸化膜厚さ及び水素吸収量のわずかな増加、燃料被覆管の脆化による引張強度・延性のわずかな低下、燃料被覆管の酸化膜の剥離が見られたものの、リウエット時の熱衝撃によっても燃料棒は非破損であったとの結果が得られている。



第 3 図 試験燃料棒の燃料被覆管外観写真と直径測定結果

上記の試験に本解析評価条件は同等と考えられ、また現在使用している燃料棒(9×9燃料)は、より高密度のペレット採用により焼きしまりが小さ

くなっており、軸方向の燃料ペレット間の大きな間隙が発生し難くなっているため、燃料被覆管のつぶれ変形によって貫通破損が生じる可能性は小さいと考えられる。

### 3. まとめ

外圧支配条件の下、燃料被覆管表面最高温度約 870°Cを 20 秒程度継続しても、燃料は健全であると考えられる。

### 文献

- [1] 軽水炉燃料のふるまい (平成 25 年 3 月 公益財団法人原子力安全研究協会)
- [2] 日本原子力学会標準「BWRにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準：2003」
- [3] 沸騰遷移後燃料健全性評価分科会報告書(平成 18 年 6 月 29 日 原子力安全委員会了承)
- [4] L. Baker, Jr. and L. C. Just, "Studies of Metal-Water Reactions at High Temperatures III. Experimental and Theoretical Studies of the Zirconium- Water Reaction", ANL-6548, May 1962
- [5] J. V. Cathcart, et al., "Zirconium Metal-Water Oxidation Kinetics IV. Reaction Rate Studies" ORNL/NUREG-17, Aug. 1977
- [6] 小村, 原, 過渡的な沸騰遷移後の BWR 燃料のふるまい(日本原子力学会和文論文誌 2[2], 387 2003)

87. I S L O C A時の格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度に対する設計基準事故の代表性について

インターフェイスシステム L O C A (以下「I S L O C A」という。)時の格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、設計基準事故「原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「原子炉冷却材喪失」(以下「L O C A (D B A) という。)」の解析結果を参考に評価項目である最高使用圧力の2倍(0.62MPa[gage])及び200℃を下回るとしており、以下のとおり代表性を確認している。

(1) 格納容器内に蓄積する熱量について

格納容器内に蓄積する熱量( $Q_{PCV}$ )は、崩壊熱( $Q_d$ )、格納容器内の液相部の初期熱量( $Q_w$ )及び格納容器気相部の初期熱量( $Q_g$ )の合計の熱量から残留熱除去系による格納容器からの除熱量( $Q_{RHR}$ )及び格納容器外に流出する熱量( $Q_e$ )を引いた熱量となる。熱移行の概要図を第1図に示す。

よって、I S L O C A及び原子炉冷却材喪失における格納容器内に蓄積する熱量 $Q_{PCV}$ は、それぞれ以下のとおり表される。

- ・ I S L O C A :  $Q_{PCV} = Q_d + Q_w + Q_g - Q_{RHR} - Q_e$
- ・ L O C A (D B A) :  $Q_{PCV} = Q_d + Q_w + Q_g - Q_{RHR}$

(2) I S L O C AとL O C A (D B A)の熱量比較

I S L O C Aと原子炉冷却材喪失(D B A)の解析条件等を比較することで、(1)で設定した各熱量の大小関係を比較し、L O C A (D B A)の格納容器圧力及び雰囲気温度の評価が、I S L O

CAの評価を包含することを示す。ISLOCAと原子炉冷却材喪失(DBA)の解析条件を第1表に示す。

#### 【入熱量】

##### ① 崩壊熱 ( $Q_d$ )

原子炉冷却材喪失(DBA)では、原子炉熱出力として105%出力を想定しており、また崩壊熱評価には保守的なMay-Wittの式を使用していることから、 $Q_d$ はLOCA(DBA)の方が大きくなる。

##### ② 格納容器内の液相部及び気相部の初期熱量 ( $Q_w$ 及び $Q_g$ )

ドライウェル雰囲気温度の初期条件はISLOCA及びLOCA(DBA)と同じである。サプレッション・プール水温度は原子炉冷却材喪失(DBA)の方が若干高めの設定となっている。よって、 $Q_w$ 及び $Q_g$ の合計値はLOCA(DBA)の方が若干大きくなる。

#### 【除熱量】

##### ③ 格納容器外に流出する熱量 ( $Q_e$ )

ISLOCA時に格納容器外に流出する熱量は、原子炉減圧操作を実施する事象発生の15分後までに格納容器外へ流出する冷却材量(50m<sup>3</sup>:SAFER解析結果より)及び冷却材温度(288℃)から概算すると約60GJとなる。

##### ④ 残留熱除去系による格納容器からの除熱量 ( $Q_{RHR}$ )

LOCA(DBA)では、事象発生の15分後から残留熱除去系による格納容器除熱に期待している。仮にISLOCAでは格納容器除熱の開始がLOCAよりも10分遅れたとしても、その間の除熱量の減少は約26GJとなる。(保守的に除熱量が大きくなるよ

うに、サプレッション・プール水温度 100℃における残留熱除去系の除熱量 43MW を想定)

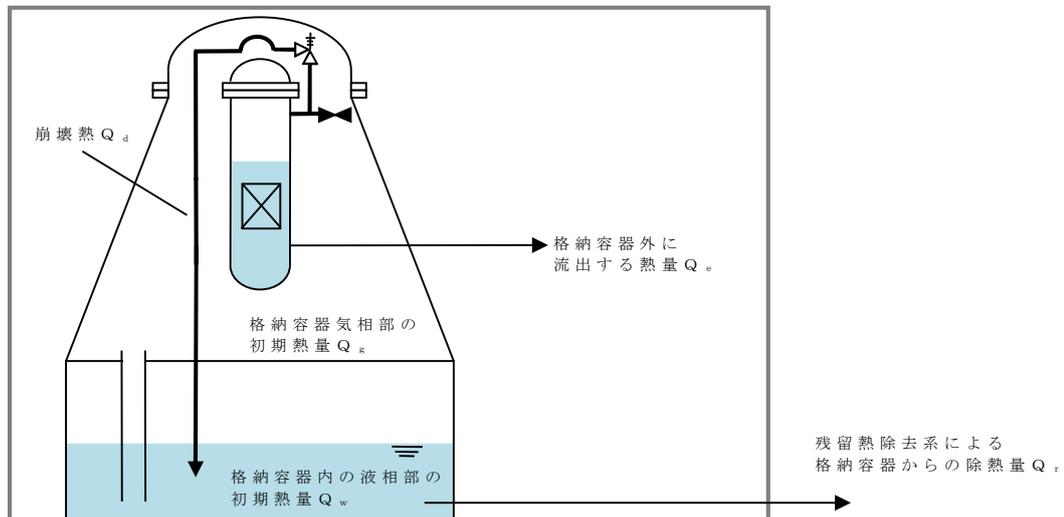
(3) まとめ

LOCA (DBA) における格納容器への入熱量は ISLOCA と比較して大きく、また除熱量については、仮に ISLOCA における残留熱除去系による格納容器除熱の開始が LOCA (DBA) で設定している 15 分から 10 分程度遅れた場合でも、ISLOCA 時の格納容器外に流出する熱量の方が大きくなる。

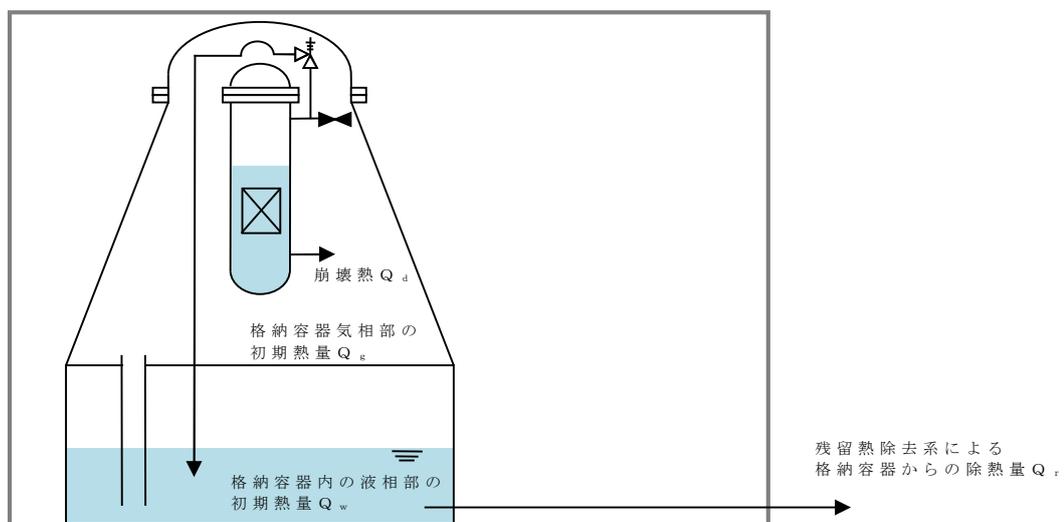
以上により、LOCA (DBA) における格納容器への熱負荷は ISLOCA より大きく、ISLOCA 時の格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は LOCA (DBA) の評価結果に含まれるものと考えられる。

なお、LOCA (DBA) の格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は破断流が液相流から二相流となるブローダウンエネルギーが減少した時点で発生する。

【 I S L O C A 】



【「原子炉冷却材喪失」】



第 1 図 熱移行の概要図

第 1 表 I S L O C A と L O C A ( D B A ) の解析条件の比較

項 目		I S L O C A	L O C A
初期条件	原子炉熱出力	3,293MWt (100%)	3,440MWt (約 105%)
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI-ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	May-Witt の式
	格納容器圧力	5kPa[gage]	約 5kPa[gage] (0.05kg/cm <sup>2</sup> g)
	ドライウエル雰囲気温度	57℃	57℃
	格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m <sup>3</sup>	5,700m <sup>3</sup>
	格納容器体積 (ウェットウエル)	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>
	サブプレッション・プール 水位	6.983m (通常水位 - 4.7cm)	通常運転水位
	サブプレッション・プール 水温度	32℃	35℃
条操作	格納容器除熱	—	事象発生 15 分後に 残留熱除去系（格納容器スプレ イ冷却系）による 格納容器除熱開始

## 88. 使用済燃料プール水温の管理について

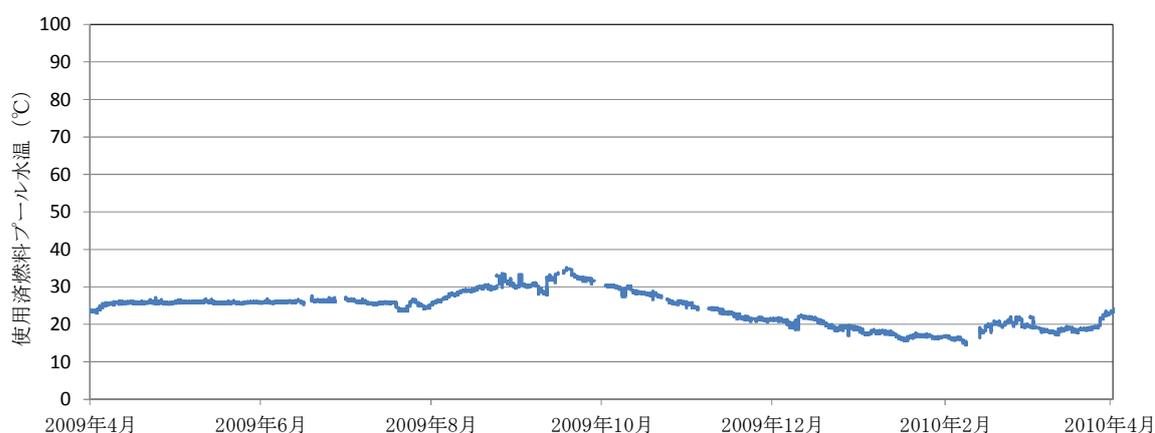
使用済燃料プールの水温は、海水温度や貯蔵する燃料の体数等により変動する。また、使用済燃料プールの水位及び水温に対する保安規定の運転上の制限が表 1 のとおり定められており、発電長は定期的に運転上の制限を満足していることを確認している。

有効性評価における使用済燃料プールの初期水温は、使用済燃料プールの沸騰による水位低下が早く、評価項目に対して厳しい条件として、保安規定の運転上の制限である 65℃を設定している。

図 1 に使用済燃料プール水温の年間の推移の例を示す。このように、使用済燃料プールの水温は、保安規定の運転上の制限に対して十分に低い水温で推移しており、10 年程度の期間での最大値は約 40℃、最小値は約 12℃となっている。

表 1 使用済燃料プールに関する運転上の制限

項目	運転上の制限
使用済燃料プールの水位	オーバーフロー水位付近にあること
使用済燃料プールの水温	65℃以下



※図中の空白箇所は点検等により正常な測定結果が得られなかった期間

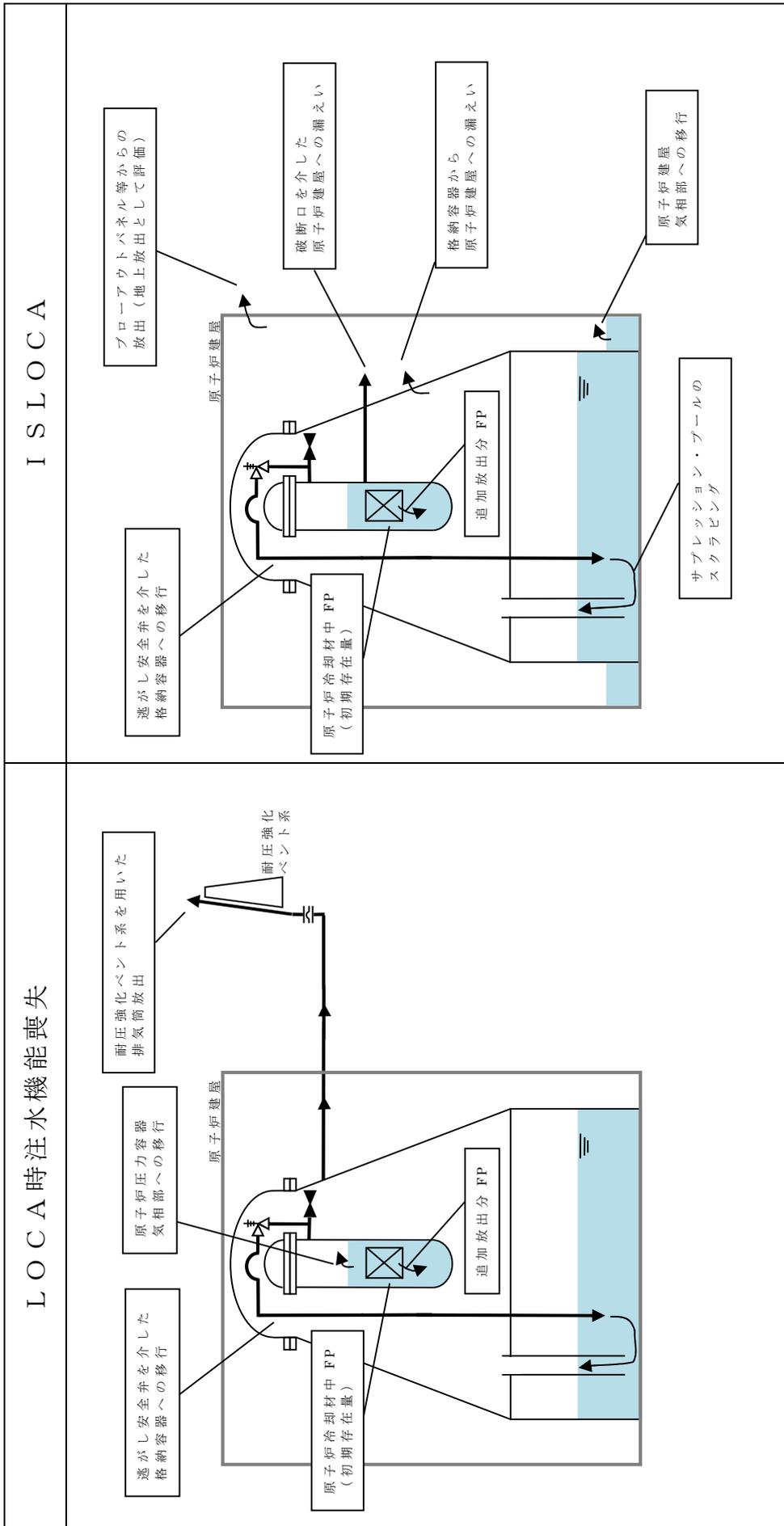
図 1 使用済燃料プール水温の推移の例

89. 「L O C A時注水機能喪失」と「インターフェイスシステム L O C A」の敷地境界外線量評価の条件の差について

「L O C A時注水機能喪失」では、格納容器ベント時の敷地境界外の実効線量を評価しているのに対し、「インターフェイスシステム L O C A」（以下「I S L O C A」という。）では破断口からの流出及び格納容器からの漏えいによって原子炉建屋に放出された核分裂生成物がブローアウトパネル等から大気に放出された場合の敷地境界外の実効線量を評価している。

両者の放出経路の違いについて第 1 表に、評価条件の差異について第 2 表に示す。

第1表 放出経路の違いについて



第2表 評価条件の差異について (1/2)

項目	主要解析条件		差異の理由
	LOCA時 注水機能喪失	ISLOCA	
原子炉運転日数 (日)	2,000	2,000	—
追加放出量 (I-131) (Bq)	$2.2 \times 10^{14}$	$3.7 \times 10^{12}$	隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時にも、構造健全性評価を実施した結果、構造健全性が維持されることから、ISLOCAの追加放出量には実績ベースの値を用いて現実的な放出量を設定している。
冷却材中濃度 (I-131) (Bq/g)	$4.6 \times 10^3$	$1.5 \times 10^2$	隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時にも、構造健全性評価を実施した結果、構造健全性が維持されることから、ISLOCAの冷却材中濃度には実績ベースの値を用いて現実的な放出量を設定している。
原子炉冷却材重量 (t)	289	同左	—
原子炉冷却材浄化系流量 (g/s)	$1.68 \times 10^4$	同左	—
主蒸気流量 (g/s)	$1.79 \times 10^6$	同左	—
原子炉冷却材浄化系の除染係数	10	同左	—
主蒸気中への移行割合 (ハロゲン) (%)	よう素：2 よう素以外：—	2	LOCA時注水機能喪失では、よう素以外のハロゲン等の核種は実効線量に対する寄与割合が小さいため考慮していない。
主蒸気中への移行割合 (ハロゲン以外) (%)	—	0.1	
燃料棒から追加放出されるよう素の割合 (%)	無期よう素：96 有機よう素：4	無期よう素：96 有機よう素：4	—
逃がし安全弁からサブプレッション・チェンバへの移行率 (%)	100	無期よう素、 ハロゲン等：100 有機よう素：99.958	ISLOCAでは、破断口から原子炉建屋への放出経路を考慮しているため、逃がし安全弁からの移行率は原子炉建屋への移行率分だけ100%より小さくなる。
破断口から原子炉建屋への移行率 (%)	—	無期よう素、 ハロゲン等：100 有機よう素：0.042	なお、無機よう素、ハロゲン等は保守的に原子炉建屋とサブプレッション・チェンバともに100%移行するものとしている。
サブプレッション・チェンバのプール水でのスクラビング等による除去係数	考慮しない	10	LOCA時注水機能喪失では、核分裂生成物がサブプレッション・チェンバを介さずに破断口を介して原子炉圧力容器からドライウエルへ移行し、そのままドライウエルベントにより大気に放出される経路が存在することを考慮して、保守的にスクラビングによる除染を考慮していない。
逃がし安全弁からサブプレッション・チェンバへ移行した放射性物質の気相部への移行割合	2	同左	—
破断口から原子炉建屋へ移行した冷却材中の放射性物質の気相部への移行割合 (%)	—	11	ISLOCAでは、破断口から原子炉建屋への放出経路を考慮しており、原子炉建屋に放出された原子炉冷却材は減圧沸騰により気相に移行することを想定している。
破断口から原子炉建屋へ移行した追加放出される放射性物質の冷却材から気相への移行割合 (%)	—	4	

第2表 評価条件の差異について (2/2)

項目		主要解析条件		差異の理由
		LOCA時 注水機能喪失	ISLOCA	
格納容器からの漏えい率 (%/d)		考慮しない	0.5	LOCA時注水機能喪失では、格納容器から原子炉建屋に移行した放射性物質による実効線量の寄与割合が小さいため、考慮していない。
大気拡散条件	$\lambda / Q$ (s/m <sup>3</sup> )	$2.0 \times 10^{-6}$ (排気筒放出)	$2.9 \times 10^{-5}$ (地上放出)	放出経路を考慮して、LOCA時注水機能喪失では、耐圧強化ベント系による排気筒放出を考慮している。
	$D / Q$ (Gy/Bq)	$8.1 \times 10^{-20}$ (排気筒放出)	$4.0 \times 10^{-19}$ (地上放出)	

## 90. 必要な要員及び資源の評価方針

### (1) 必要な要員の評価

重要事故シーケンス等で実施する作業に対して、「技術的能力に係る審査基準への適合状況説明資料」で整備されている体制で評価を行い、必要な作業対応が可能であることを確認する。発電所外から招集される招集要員が行う作業については、事象発生 2 時間後までは期待しないものとする。

### (2) 必要な資源の評価

重大事故等対策の有効性評価における必要な資源の評価については、必要となる水源、燃料及び電源の資源の確保の観点から、必要水量、燃料消費量及び電源負荷を評価し、7 日間継続してこれらの資源が供給可能であることを確認する。

具体的な評価条件は、a. ～ d. に示すとおりである。

#### a. 全般

- (a) 重大事故等対策の有効性評価において、通常系統からの給水及び給電が不可能となる事象についての水源、燃料及び電源に関する評価を実施する。また、前提として、有効性評価の条件（各重要事故シーケンス等特有の解析条件又は評価条件）を考慮する。

#### b. 水源

- (a) 炉心、格納容器等への注水において、水源となる代替淡水貯槽の保有水量（約 4,300m<sup>3</sup>：有効水量）が、淡水貯水池から

可搬型代替注水大型ポンプを用いた水の移送を開始するまでに枯渇しないことを評価する。

- (b) 淡水貯水池から代替淡水貯槽への可搬型代替注水大型ポンプを用いた水の移送で、必要注水量以上が補給可能であることを評価する。
- (c) 水源の評価については、必要注水量が多い重要事故シーケンス等が水源（必要水量）として厳しい評価となることから、必要注水量が多い重要事故シーケンス等の評価し成立性を確認することで、他の事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。
- (d) 水源の評価において期待する水源の総量は、代替淡水貯槽（約 4,300m<sup>3</sup>：有効水量）及び淡水貯水池 2 基（1 基当たり約 2,500m<sup>3</sup>：有効水量）の合計値である約 9,300m<sup>3</sup>とする。

#### c. 燃料

- (a) 非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（以下「非常用ディーゼル発電機等」という。）、常設代替交流電源設備、可搬型代替注水大型ポンプのうち、事故シーケンスグループ等における事故収束に必要な設備を考慮し、消費する燃料（軽油）が、備蓄している軽油量にて 7 日間の運転継続が可能であることを評価する。
- (b) 全交流動力電源喪失を想定しない重要事故シーケンスにおいては、仮に外部電源が喪失し非常用ディーゼル発電機等及び必要に応じて常設代替交流電源設備から給電することを想定し、燃料消費量の確認を行う。

この場合、燃料（軽油）の備蓄量として、軽油貯蔵タンク（約 800kL）の容量を考慮する。

- (c) 全交流動力電源喪失の発生を想定する重要事故シーケンス等については、常設代替交流電源設備からの給電による燃料消費量の評価を行う。

この場合、燃料（軽油）の備蓄量として、軽油貯蔵タンク（約 800kL）の容量を考慮する。

- (d) 可搬型代替注水大型ポンプの使用を想定する重要事故シーケンス等については、可搬型代替注水大型ポンプの燃料消費量の評価を行う。

この場合、燃料（軽油）の備蓄量として、可搬型設備用軽油タンク（約 210kL）の容量を考慮する。

- (e) 燃料消費量の計算においては、保守的に使用を想定する電源設備等が事象発生直後から 7 日間最大負荷で連続運転することを想定し算出する。

#### d. 電 源

- (a) 常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する重要事故シーケンス等においては、常設代替交流電源設備から有効性評価で考慮する設備への電源供給時の最大負荷が、連続定格容量未満となることを評価する。

- (b) 外部電源喪失を想定しない重要事故シーケンス等においても、外部電源が喪失した場合には常設代替交流電源設備からの電源供給を行うことがあるため、電源評価としては外部電源が喪失するものとして評価する。

- (c) 各事故シーケンスグループ等における対策に必要な設備は、重要事故シーケンス等の対策設備に包絡されるため、重要事故シーケンス等を評価し成立性を確認することで、事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。

第1表 有効性評価の資源の評価条件及び評価結果

事故シナリオ	外部電源の状態 ①有効性評価の解除条件 ②電源評価の条件	有効性評価上考慮する重大事故等対処設備の交流電源の受電元 ※1		水源評価		燃料評価						
		非常用母線	緊急用母線	必要水量 ※2 (m <sup>3</sup> )	可搬型設備に期待する貯水の用途		燃料消費量※2		燃料を消費する設備の運転想定※4			
					①原子炉注水及び格納容器スプレイング ②冷却水貯水池から代管冷却水貯池への水源補給 ③使用済燃料プール注水※3 ④可搬型設備の準備のみ※3	軽油貯蔵タンク (kL)	軽油貯蔵タンク (kL)	可搬型設備用油タンク (kL)	非常用ディーゼル発電機及び高圧圧心スプレイング発電機1台 (614.3kL)	非常用ディーゼル発電機2台及び高圧圧心スプレイング発電機1台 (141.2kL)	非常用ディーゼル発電機5台 (352.8kL)	可搬型代管注水大型ポンプ1台 (36.6kL)
想定事故1	①外部電源なし ②外部電源なし	—	—	2460	③	755.5	36.6	—	●	—	●	—
想定事故2	①外部電源なし ②外部電源なし	—	—	2470	③	755.5	36.6	—	●	—	●	—
樹膠熱除去機能喪失	①外部電源あり(警急認知まで)/外部電源なし(警急認知後) ②外部電源なし	・【樹膠熱除去系(低圧注水系及び原子炉停止時冷却系)】 ・【樹膠熱除去系(原子炉停止時冷却系)】	—	サプレション・プール注水 源は使用しない	—	614.3	—	—	●	—	—	—
全交流動力電源喪失	①外部電源なし ②外部電源なし	・【樹膠熱除去系(警急認知まで)/外部電源なし(警急認知後)】 ・【樹膠熱除去系(原子炉停止時冷却系)】	・低圧代管注水(常設)	90	④	352.8	—	—	—	—	●	—
原子炉冷却材の流出	①外部電源あり ②外部電源なし	・【樹膠熱除去系(低圧注水系及び原子炉停止時冷却系)】	—	サプレション・プール注水 源は使用しない	—	614.3	—	—	●	—	—	—
反応度の時投入	①外部電源あり ②—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

※1：【 】は重大事故等対処設備(設計基準評価設備)

※2：記載値は7日間の消費量

※3：準備のみの場合は、運転状態とならないため、燃料評価の対象とはしない

※4：●は燃料評価において運転状態を考慮する設備

### 93. 自然蒸発による水位低下速度について

#### 1. はじめに

使用済燃料プールの保有水が自然蒸発により水位低下する速度について、概略評価した。

#### 2. 評価方法及び評価結果<sup>〔1〕</sup>

水が定常的に蒸発するとした場合、拡散流束は濃度勾配に比例するため、次の①式で表される。

$$w = -D \frac{d\rho}{dx} \quad \dots \dots \dots \text{①}$$

ここで、 $w$ は単位時間に通過する物質の質量、 $D$ は拡散係数、 $d\rho/dx$ は濃度勾配であり、この関係式はフィック（Fick）の拡散法則と呼ばれる。

水蒸気を含む空気を理想気体として取り扱うと、水蒸気の密度  $\rho$  とその分圧  $e$  との関係から、 $\rho$  は次の②式で表される。

$$\rho = e \frac{Mv}{RT} \quad \dots \dots \dots \text{②}$$

ここで、 $Mv$ は水蒸気の実モル質量、 $R$ は気体定数、 $T$ は温度である。水蒸気の密度は水蒸気圧に比例するため、濃度勾配の代わりに水蒸気勾配  $de/dx$  を用いると、①式は次の式となる。

$$w = -\frac{DM}{RT} \cdot \frac{de}{dx} \quad \dots \dots \dots \text{③}$$

③式の比例定数  $DM/RT$  を  $K$  と置くと、

$$K = \frac{DMv}{RT} \quad \dots \dots \dots \text{④}$$

①式は次の⑤式で表される。

$$w = -K \frac{de}{dx} \quad \dots \dots \dots \text{⑤}$$

③式より、拡散係数は次の⑥式で表される。

$$D = -w \left( \frac{Mv}{RT} \cdot \frac{de}{dx} \right)^{-1} \quad \dots \dots \dots \text{⑥}$$

⑥式の  $Mv/RT$  は温度によって定まるため、水面の単位面積から単位時間に蒸発する水の質量  $w$  と、水蒸気圧勾配  $de/dx$  との関係から、水蒸気の拡散係数が求められる。この方法により、15°C 付近の温度で測定した  $w$  と  $de/dx$  との関係から、温度及び圧力による影響を考慮して空気中における水蒸気の拡散係数  $D$  は、次の⑦式で表される。

$$D = 0.241 \left( \frac{273+t}{288} \right)^{1.75} \left( \frac{P_0}{P} \right) \quad [\text{cm}^2/\text{s}] \quad \dots \dots \text{⑦}$$

ここで、 $t$  は温度、 $P_0$  は標準気圧 (=1,013.25hPa)、 $P$  は空気の圧力である。

④式と⑦式から、比例定数  $K$  は次の⑧式で表される。

$$K = 0.263 \frac{(273+t)^{0.75}}{P} \times 10^{-5} \quad [\text{g}/(\text{cm} \cdot \text{s} \cdot \text{hPa})] \dots \dots \text{⑧}$$

温度 ( $t=0\sim 50^\circ\text{C}$ ) と比例定数  $K$  の関係を図 1 に示す。なお、温度が 95°C、空気の圧力が 1atm の標準状態における比例定数  $K$  は  $0.218 \times 10^{-6} \text{g}/(\text{cm} \cdot \text{s} \cdot \text{hPa})$  となり、1 時間当たりの拡散による自然蒸発量は約  $6.64 \text{kg}/\text{m}^2$  と評価される。

想定事故 1 における沸騰開始までの時間は 5.1 時間であるが、保守的にこの期間中に 95°C で自然蒸発を継続したと仮定した場合、その総量は約  $4.1 \text{m}^3$  となる。事象開始時に  $4.1 \text{m}^3$  が蒸発したと仮定しても、遮蔽維持水位到達までの時間は、 $4.1 \text{m}^3$  の蒸発を仮定しない場合と同じく約 11.7 時間であり有意な変化は生じない。

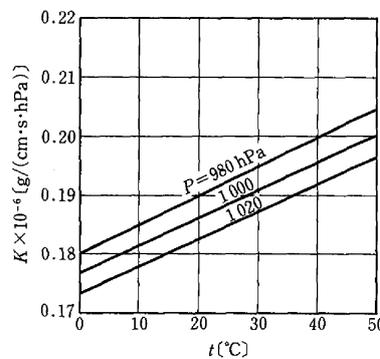


図 1 温度と比例定数の関係図

【1】：「湿度と蒸発－基礎から計測技術まで－」（コロナ社）

## 94. 運転停止中の原子炉における事故時の現場作業員の退避について

### 1. はじめに

運転停止中の原子炉における事故の発生時、運転員は、現場作業員の退避が完了したことを確認し、原子炉注水等の操作を開始する。このため、現場作業員の退避の時間を見積もり、想定している運転員の操作時間を遅らせることがないことを確認した。

### 2. 作業員への退避に係る教育状況

発電所構内で作業を実施する作業員に対しては、以下のように退避に係る教育を実施しており、事故時における退避指示への対応等について周知徹底している。

#### <教育内容>

- ・ ページング等による退避指示への対応について
- ・ 管理区域への入退域方法について

#### <教育の実施時期>

- ・ 発電所への入所時

### 3. 事故発生後における退避開始から退避完了確認までの流れ

事故発生後、作業員は発電長のページングによる避難指示により、現場からの退避(管理区域からの退域をもって現場からの退避完了とする)を行う。

また、作業員全員の退避完了確認は、以下の手順で行う。

- ・ 個人線量計を管理している出入監視員（管理区域の入退域ゲートの境界に常駐）は、個人線量計の貸出状況により全作業員が管理区域内から退域していることを確認し、災害対策本部に連絡する。

- ・各作業グループの作業責任者又は監理員は、作業員の点呼により自グループの全員が退避していることを確認し、作業担当部門に連絡する。
- ・作業担当部門の担当者は、自部門が担当している全ての作業グループが退避していることを確認して災害対策本部に連絡し、災害対策本部は全作業グループが退避していることを確認する。

なお、作業員は、2名以上の作業グループで作業を実施するため、退避時に負傷者が発生した場合においても、周囲の作業員からの救助により退避可能である。

#### 4. 作業員の退避時間

作業員の退避時間及びその内訳を第1表に示す。①～③は、いずれも多数の作業ステップからなる項目であるが、そのうち、②におけるEPDゲートの通過が退避時間において律速となるが、以下の実績から算出した退避時間に滞在人数等の不確かさを考慮し、作業員は60分で退避完了すると見積もった。

◎EPDゲートの通過人数：26人/分（第24回施設定期検査実績）

◎管理区域におけるピーク滞在人数：1,020人（第24回施設定期検査実績）

→ $1,020 \text{ 人} \div 26 \text{ 人/分} = 39 \text{ 分} \rightarrow 60 \text{ 分}$

第 1 表 作業員の退避時間内訳

	経過時間				
	10分	20分	30分	40分	50分
①作業場所から管理区域の入退域ゲートへの移動					
②管理区域からの退域					
③退避の確認					
退避時間	保守的に ↑ 60分とする				

5. 作業員の退避に係る環境影響評価

(1) 被ばく評価

作業員の退避は1時間以内に完了するため、作業員が過度な被ばくを受ける状況は想定し難いものとする。

(2) 雰囲気温度評価

雰囲気温度が高い作業場所である格納容器内においても、退避完了までに有意な温度上昇は見られず、作業員の退避に影響はない。

## 95. 使用済燃料プールへの注水手段と優先順位について

### 1. 使用済燃料プールへの代替注水／スプレイ手段

使用済燃料プールへの代替注水／スプレイ手段として、次の手段がある。

#### 【使用済燃料プール代替注水】

- ① 常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水
- ② 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水（淡水／海水）
- ③ 補給水系による使用済燃料プール注水
- ④ 消火系による使用済燃料プール注水

#### 【使用済燃料プールのスプレイ】

- ⑤ 常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールのスプレイ
- ⑥ 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールのスプレイ（淡水／海水）
- ⑦ 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールのスプレイ（淡水／海水）

### 2. 使用済燃料プールへの代替注水／スプレイ手段の選択

重大事故等が発生した場合の対応手段は、使用済燃料プールの水位等を判断基準とし、図 1 に示すフローチャートに従い選択する。

### 3. 想定事故 1 及び想定事故 2 における対応手段

使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失した場合は、①の手段が

最も優先順位の高い手段となるが、想定事故1及び想定事故2では可搬型代替注水設備による対応手段の有効性を確認する観点から、①の手段には期待していない。次に、使用済燃料プール水位がいずれも燃料プール水戻り配管下端以上であるため、使用済燃料プール代替注水手段である③及び④の手段の優先順位が高いが、いずれも自主対策設備であることから、想定事故1及び想定事故2ではこれらの対策には期待していない。

したがって、次に優先順位が高く、重大事故等対処設備である②の対策を想定事故1及び想定事故2における対応手段として選択している。



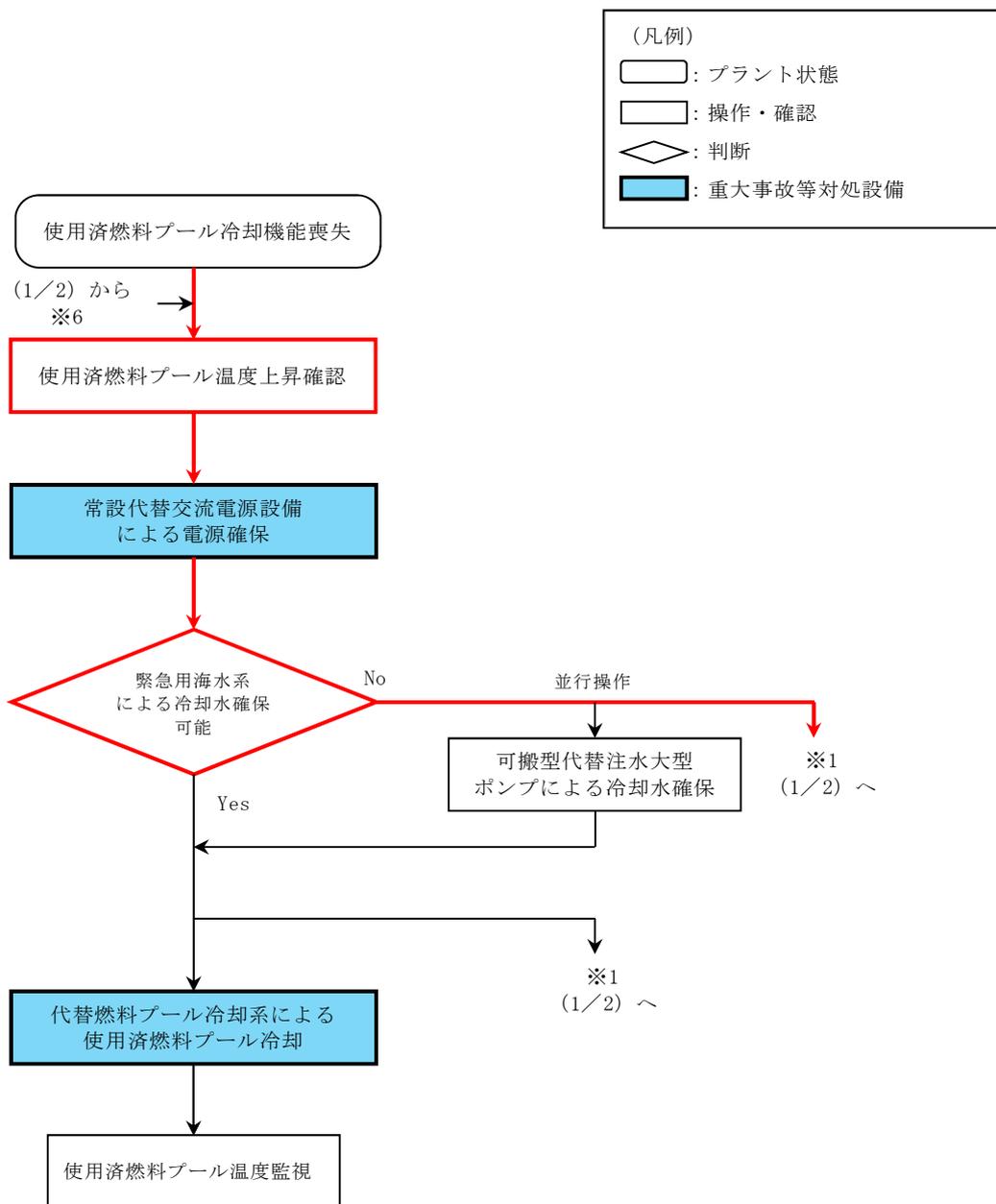


図1 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (2/2)

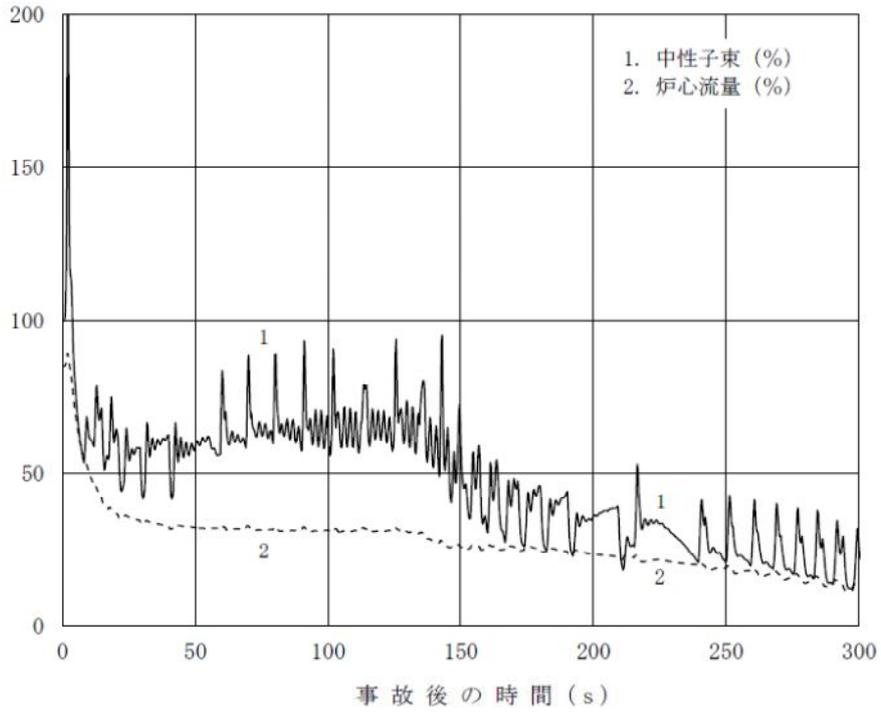
96. TRACGコードのATWS解析への適用例（参考評価）

REDYコード（REDY Ver. 1（ATWS用）及びSCATコード（SCAT Ver. 3）の有効性評価に対して、比較用の参考解析としてTRACGコードをATWS解析に適用した評価条件及び結果について例示する。

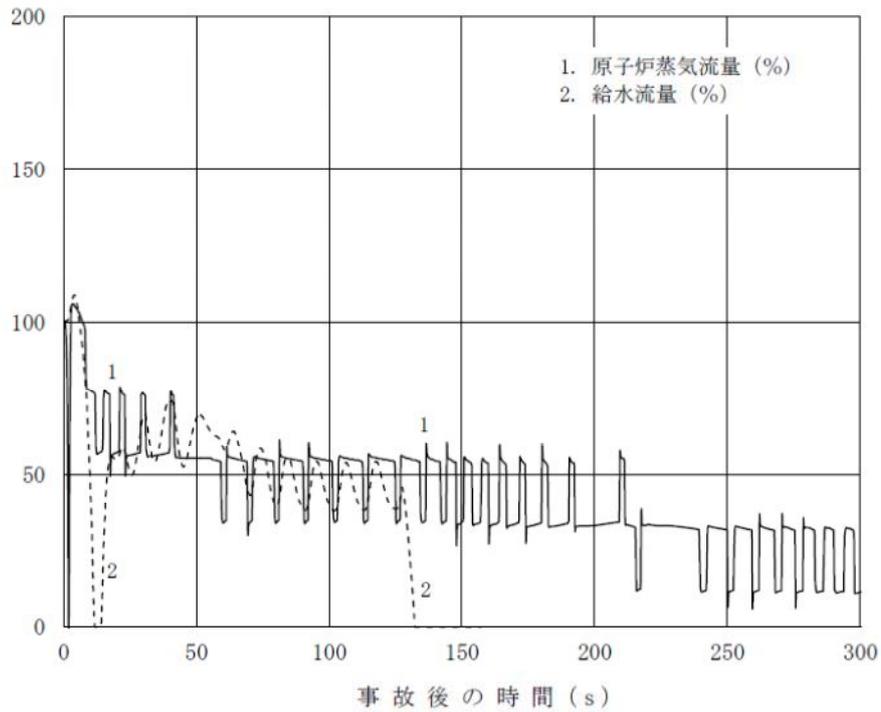
第1表に評価条件、第1図～第5図に従来型BWRの平衡炉心において主蒸気隔離弁の誤閉止を想定した場合のATWS解析結果を示す。燃料被覆管温度は最高で約500℃であり、評価項目に対して十分な余裕があることがわかる。

第1表 評価条件

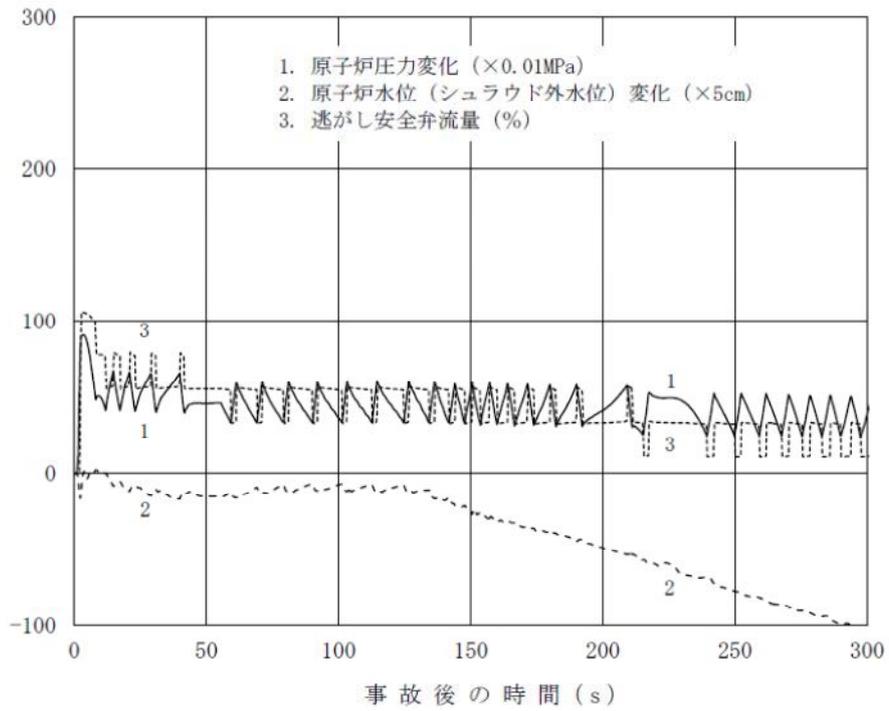
	条件
模擬燃料集合体体数	1/4 炉心
核データ	補正係数なし
MCPR	初期MCPR：OLMCPR 沸騰遷移：1を下回った時点で判定



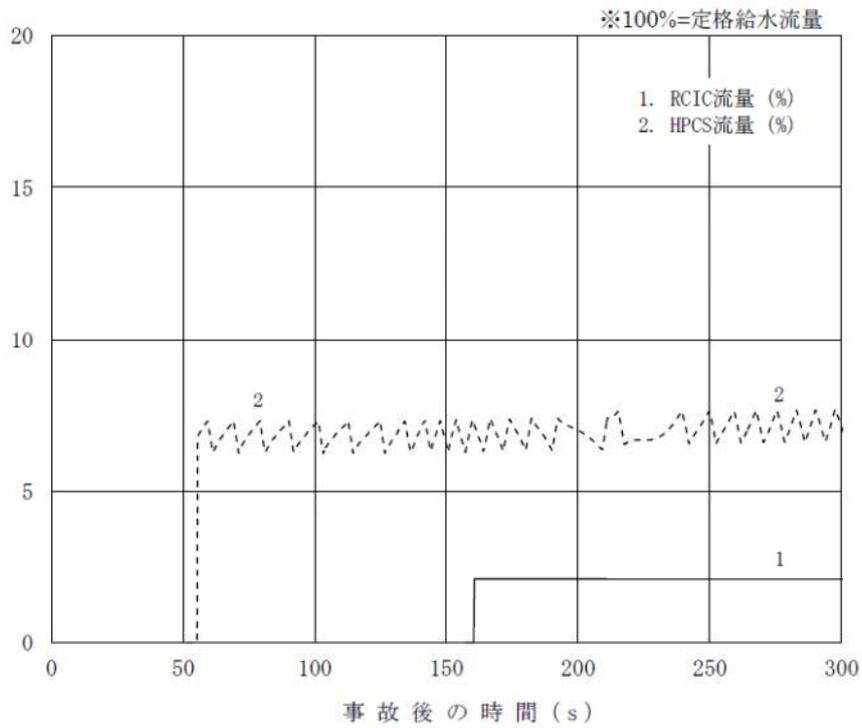
第 1 図 中性子束，炉心流量の時間変化



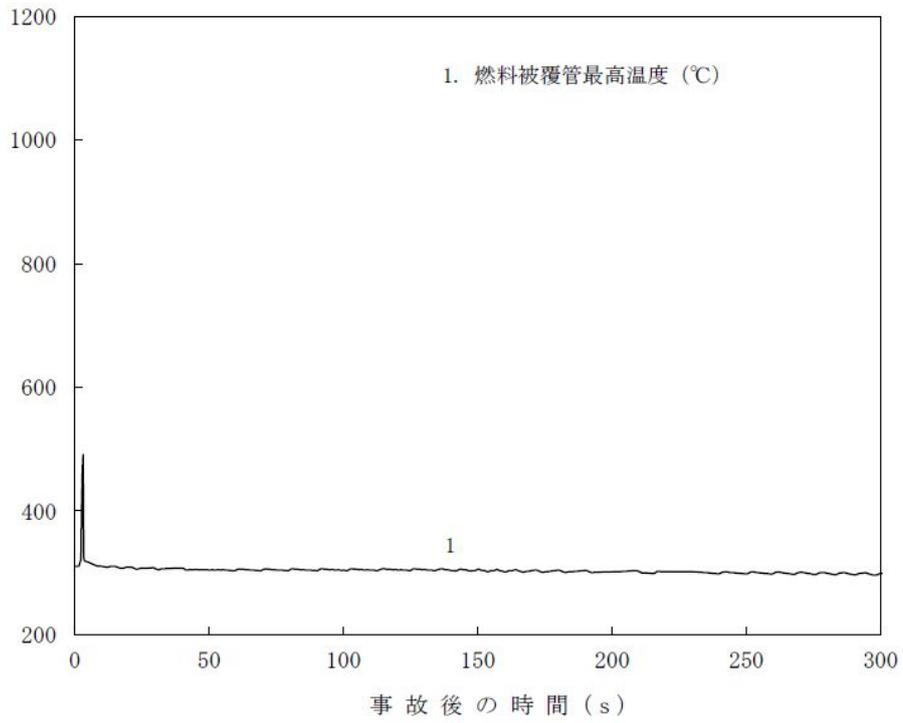
第 2 図 原子炉蒸気流量，給水流量の時間変化



第3図 原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位），逃がし安全弁蒸気流量の時間変化



第4図 原子炉隔離時冷却系流量，高圧炉心スプレー系流量の時間変化



第5図 燃料被覆管温度の時間変化

## 97. 逃がし安全弁の解析条件設定について

東海第二発電所では，原子炉停止機能喪失を除く有効性評価において，原子炉圧力が高めに維持され，また，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなることで評価項目に対して厳しい条件として，逃がし安全弁の安全弁機能による原子炉圧力制御に期待した評価としている。

一方で，外部電源が健全で窒素供給系からの供給が継続する場合は，逃がし弁機能による原子炉圧力制御となる。このため，逃がし弁機能に期待した場合に評価項目となるパラメータに与える影響について，以下に述べる

### (1) 燃料被覆管温度及び燃料被覆管の酸化量

事象発生時に高圧注水機能の喪失を想定する高圧・低圧注水機能喪失及び高圧注水・減圧機能喪失では，原子炉減圧操作を実施し，低圧の注水機能を用いて原子炉注水を実施することで炉心損傷を防止する。これらのシーケンスにおける，燃料被覆管温度の上昇は，概ね原子炉圧力が低圧の注水機能の締切圧力まで低下して，原子炉注水が開始されるタイミングに依存する。第1表に高圧注水・減圧機能喪失において，安全弁機能による原子炉圧力制御に期待した場合（ベースケース）と逃がし弁機能による原子炉圧力制御に期待した場合の燃料被覆管温度の比較を示す。逃がし安全弁以外の解析条件は同じである。高圧注水機能喪失を想定する事故シーケンスにおいては，安全弁機能による原子炉圧力制御に期待した方が，低圧の注水機能による原子炉注水が開始される

タイミングが遅くなることで燃料被覆管温度は高くなる。また、燃料被覆管温度が高くなった場合は、燃料被覆管の酸化量の観点でも厳しくなる。

事象発生時に原子炉隔離時冷却系等の高圧注水機能が健全な事故シーケンスでは、原子炉を減圧し低圧の原子炉注水に移行するまでの期間、原子炉隔離時冷却系等の高圧注水機能による原子炉注水を確保することが可能なため、逃がし安全弁の条件設定の違いが燃料被覆管温度及び酸化量に与える影響はない。

(2) 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力（原子炉圧力）

安全弁機能に期待した方が、原子炉圧力が高めに推移することから、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は高めとなるが、この場合でも、安全弁機能の設定圧力を勘案すると原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は評価項目を満足する。

(3) 格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度（格納容器圧力及び雰囲気温度）

格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は、主に崩壊熱に依存することから、逃がし安全弁の解析条件が与える影響は軽微である。

第1表 燃料被覆管温度の比較（高圧注水・減圧機能喪失）

解析条件	燃料被覆管温度
安全弁機能（ベースケース）	711℃
逃がし弁機能	684℃

## 98. 重大事故等対処設備としての逃がし安全弁 7 弁の十分性について

### 1. はじめに

第 46 条重大事故等対処設備としての逃がし安全弁の弁数は、以下を考慮することにより、操作・設備の信頼性を確保するとともに、十分な減圧能力を確保するよう設定している。

- ・ 操作の信頼性（減圧操作の容易性（必要時に一括開操作可能））
- ・ 設備の信頼性（作動電源の多重性，耐震性）
- ・ 高圧注水機能喪失時において低圧注水のために必要な弁数
- ・ 格納容器雰囲気直接加熱（D C H）発生防止に必要な弁数

ここでは、S A 設備とする逃がし安全弁の弁数（7 弁）が、高圧注水機能喪失時における低圧注水及び D C H 防止の観点から、十分な確保されていることについて説明する。

### 2. 高圧注水機能喪失時における逃がし安全弁 7 弁の S A 設備化の十分性について

#### （1）原子炉減圧操作時の逃がし安全弁作動数の影響について

原子炉減圧操作時の逃がし安全弁の作動数が少なくなった場合、原子炉圧力の低下が遅くなる。7 弁にて原子炉減圧を実施する高圧・低圧注水機能喪失及び 2 弁にて原子炉減圧を実施する高圧注水・減圧機能喪失における減圧開始から所定の圧力に低下するまでに要する時間を第 1 表に示す。このように、作動する逃がし安全弁数が 2 弁まで減少した場合、原子炉圧力の低下タイミングは 1MPa[gage]到達時点で約 10 分程度遅くなる。

第 1 表 逃がし安全弁作動数による減圧時間の違い

原子炉圧力	7 弁減圧 (高圧・低圧注 水機能喪失)	2 弁減圧 (高圧注水・減 圧機能喪失)	時間の差
3MPa[gage]	1.7 分後	6.4 分後	約 4.7 分
2MPa[gage]	2.7 分後	9.2 分後	約 5.8 分
1MPa[gage]	4.6 分後	14.3 分後	約 9.7 分

(2) 逃がし安全弁作動数を 7 弁から 2 弁にした場合に評価項目に与える影響

高圧・低圧注水機能喪失及び L O C A 時注水機能喪失の有効性評価においては、高圧注水機能が喪失することから、運転手順に従い逃がし安全弁 7 弁にて原子炉を減圧し、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。

これらの事故シーケンスについては、減圧操作の開始が 10 分程度遅れた場合でも、評価項目を満足するとともに燃料被覆管の破裂が発生しないことを確認している。

よって、原子炉減圧時の逃がし安全弁の作動数を 7 弁から 2 弁にした場合でも、炉心損傷防止対策の有効性評価における評価項目に与える影響は小さく、逃がし安全弁の作動数については、7 弁確保されていれば十分と考えられる。

### 3. D C H 発生防止に対する逃がし安全弁 7 弁の S A 設備化の十分性

炉心損傷後、原子炉注水手段がない場合には、燃料有効頂底部 + 20% 水位にて逃がし安全弁（自動減圧機能付）2 弁を開け原子炉を減圧し、

DCHを防止することとしている。重大事故等対処設備としての逃がし弁7弁は、DCH防止に必要な弁数2弁に対しても十分余裕があると言える。

## 99. 原子炉運転中の使用済燃料燃料プール対応の時間余裕について

東海第二発電所の原子炉運転中に重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合、事象発生と同時に使用済燃料プールについても注水機能及び冷却機能が喪失することが考えられる。このため、原子炉運転中における、使用済燃料プール対応の時間余裕を確認した。

### 1. 使用済燃料プール注水機能及び冷却機能喪失時に必要な対応

原子炉運転中の使用済燃料プール内の使用済燃料の崩壊熱は約2.1MW<sup>※1</sup>であり、2.31MWの熱交換量を有する代替燃料プール冷却系（重大事故等対処設備）を起動する事で冷却機能を回復し、安定状態を維持することができる。

### 2. 使用済燃料プール対応の時間余裕

代替燃料プール冷却系の最高使用温度は80℃であり、使用済燃料プール水温が80℃に到達する約25.2時間後までに、代替燃料プール冷却系を起動する必要がある。代替燃料プール冷却系の起動操作は中央制御室で実施可能であり、操作に要する時間は35分程度<sup>※2</sup>であることから、十分な時間余裕がある。

項目	算定結果
燃料の崩壊熱 [MW]	約2.1
使用済燃料プール水温80℃までの時間 [h]	約25.2

※1：過去の施設定期検査における発電機解列から併入までの期間の実績よりも短い冷却期間30日を評価条件として設定した。

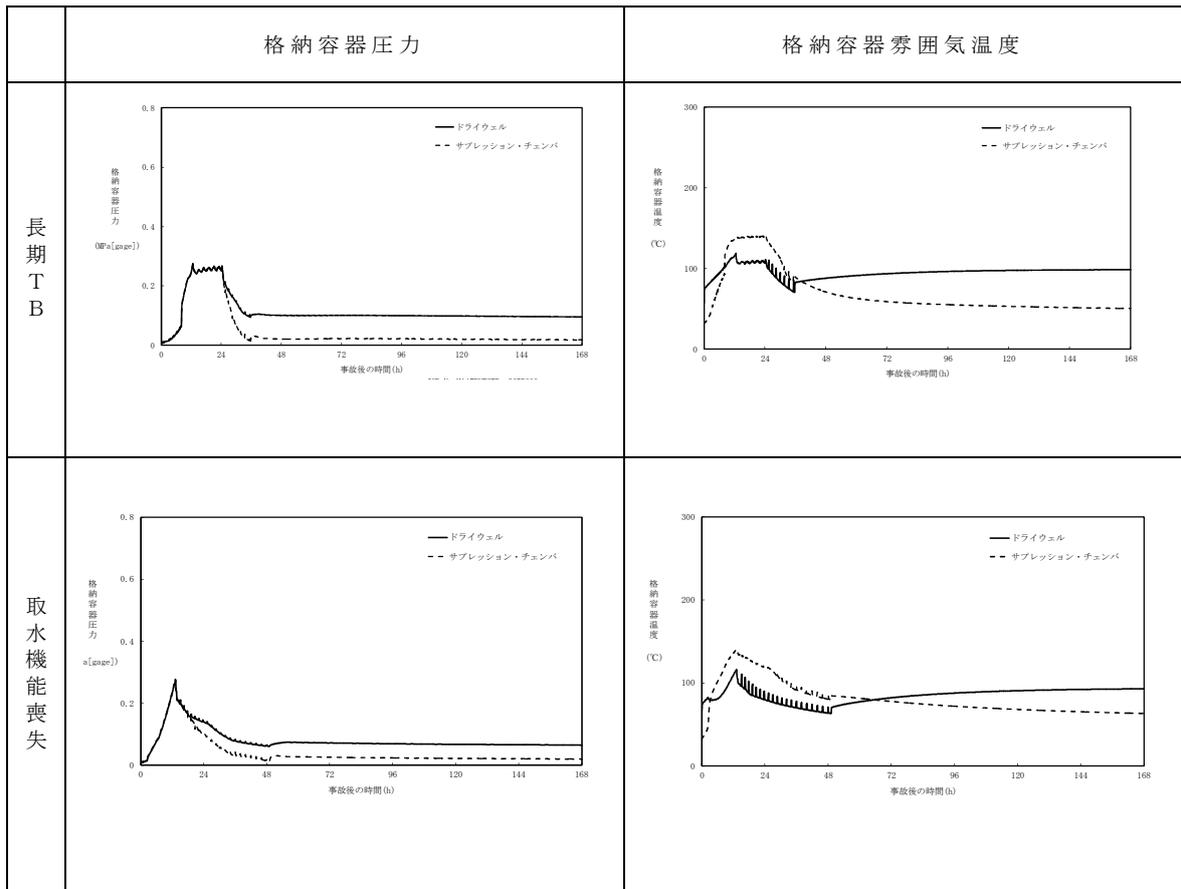
※2：既に緊急用海水系が起動している場合は15分程度となる。

## 100. 緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱

残留熱除去系による格納容器除熱において、残留熱除去系海水系に期待した場合と緊急用海水系に期待した場合の格納容器挙動の違いについて、以下に述べる。

事象発生の約24時間後に残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を実施する全交流動力電源喪失（長期TB）と事象発生の約13時間後に緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を実施する崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における格納容器圧力及び雰囲気温度の挙動の比較を第1図に示す。

いずれの事故シーケンスにおいても、格納容器圧力及び雰囲気温度は、残留熱除去系による格納容器除熱を開始してすぐに低下傾向に転じている。このため、少なくとも事象発生の13時間後以降であれば、緊急用海水系を用いた場合でも残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系と同等の除熱性能を得ることができ、評価項目となるパラメータに与える影響は軽微であると考えられる。

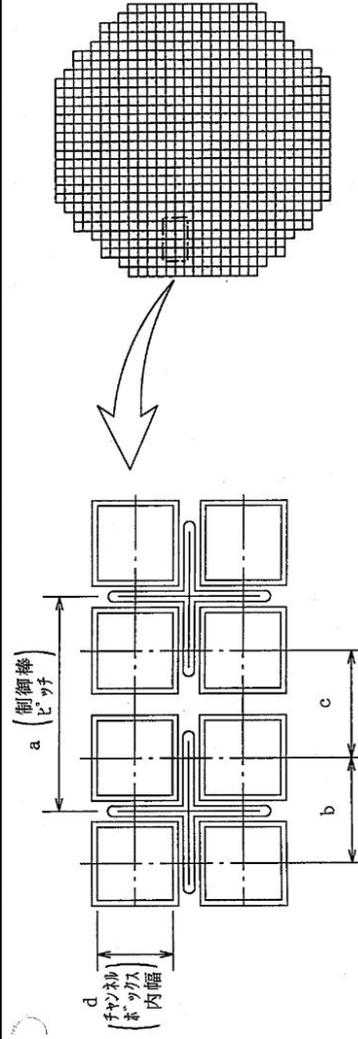


第 1 図 残留熱除去系海水系に期待した場合と緊急用海水系に期待した場合の解析挙動の比較

101. 炉心燃料格子について

(単位: mm)

格子名称	特徴	A (制御棒ピッチ)	b	c	d (チャンネルボックス内幅)	適用プラント例
D 格子	制御棒側の水ギャップ	約 305	約 157	約 148	約 134	BWR2(敦賀 1) BWR3(福島第一・1, 島根 1) BWR4(福島第一・2~5, 浜岡 1~2, 女川 1)
C 格子	燃料集合体間ピッチが等間隔		約 152			BWR5(福島第二・6, 福島第二・2~6, 東海第二)
S 格子	燃料集合体間ピッチが等間隔 チャンネルボックス内幅が C 及び D 格子より小		約 152	約 152	約 132	BWR5(福島第二・3~4, 柏崎刈羽 1~5, 島根 2, 志賀 1, 女川 2, 浜岡 3~4)
N 格子	燃料集合体間ピッチが等間隔 チャンネルボックス内幅が C 及び D 格子と同じで制御棒ピッチ大	約 310	約 155	約 155	約 134	ABWR(柏崎 6~7)



出典: 「沸騰水型原子力発電所 炉心燃料格子形状」(HLR-049)