

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 4 月
日本原子力発電株式会社

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

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

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
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}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ッ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 P 及び 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）に落下する熔融デブリ評価条件と落下後の蓄積に関する考慮
59. 「高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（DCH）」, 「原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用（FCI）」, 「熔融炉心・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

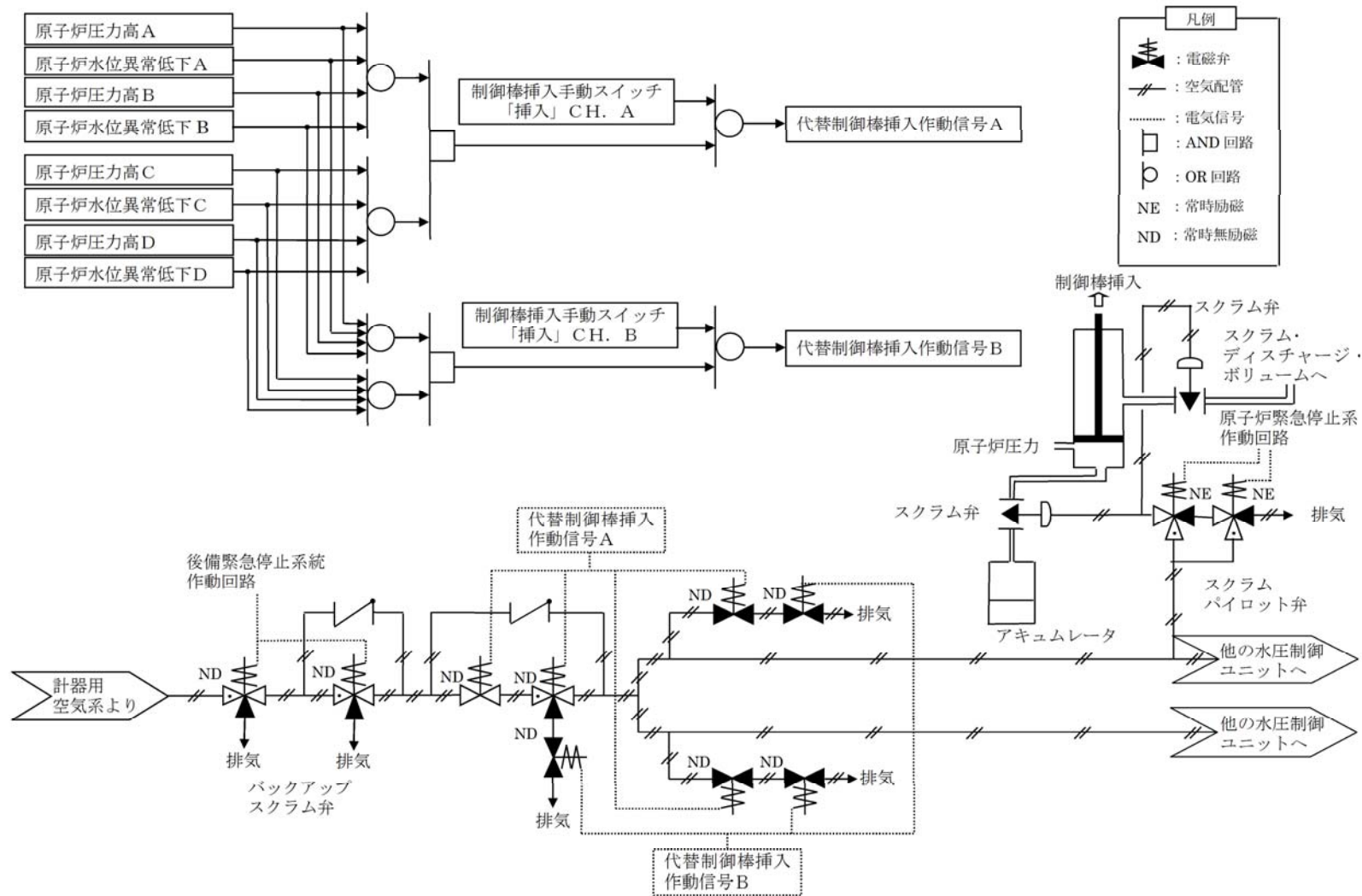
- 73. 使用済燃料プール監視設備の仕様等について
- 74. 使用済燃料プールの監視について
- 75. 使用済燃料プール（S F P）ゲートについて
- 76. 想定事故２においてサイフォン現象を想定している理由について
- 77. 反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析について
- 78. 重大事故等発生時における使用済燃料乾式貯蔵設備の影響について
- 79. 敷地境界外での実効線量評価に対する指針との対比について
- 80. サプレッション・プール初期水位について
- 81. 燃料被覆管の酸化量の評価について
- 82. 運転員等の操作時間に対する仮定
- 83. 運転員等操作の判断基準について

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	—

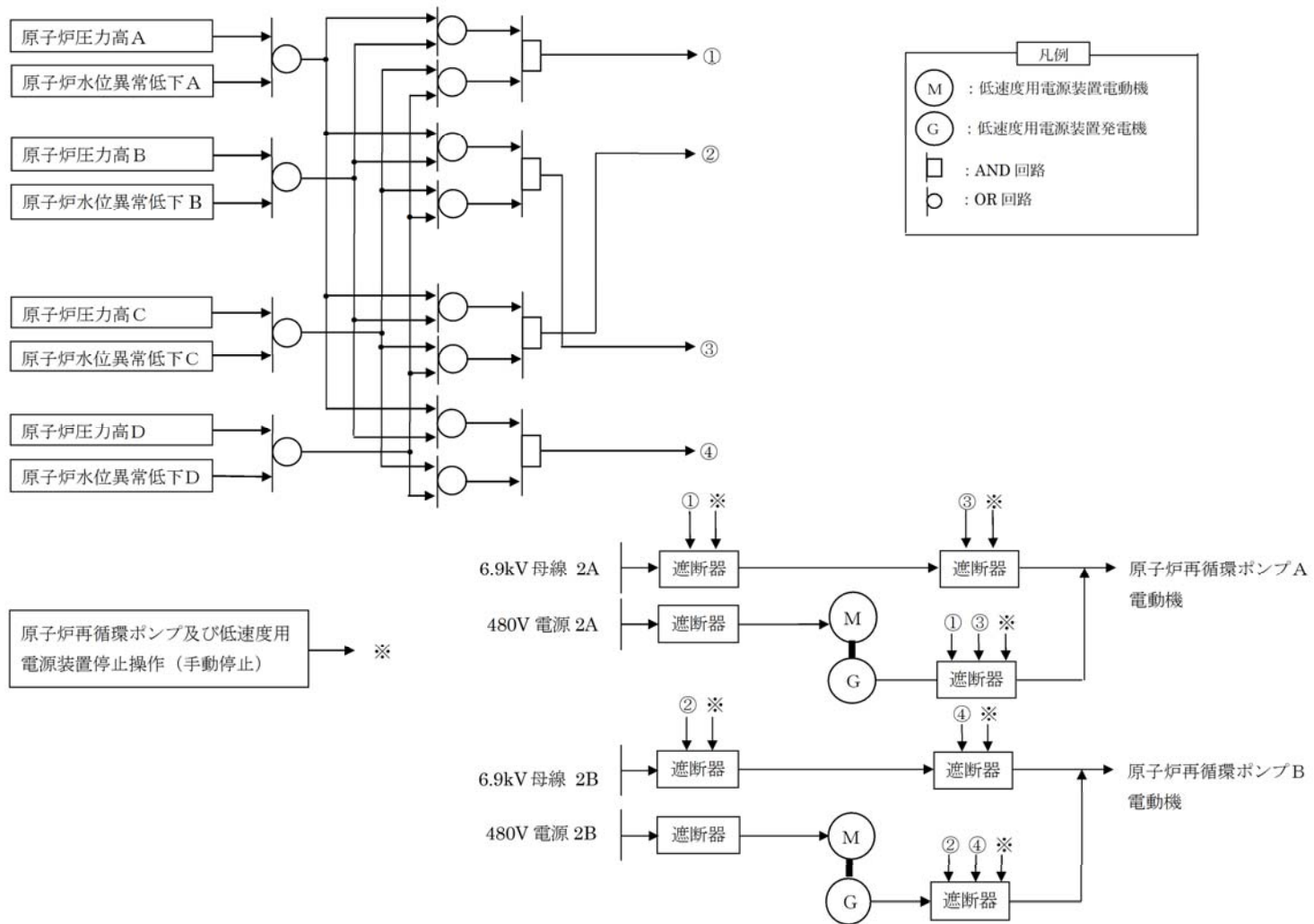


代替制御棒挿入機能 概要図

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	—



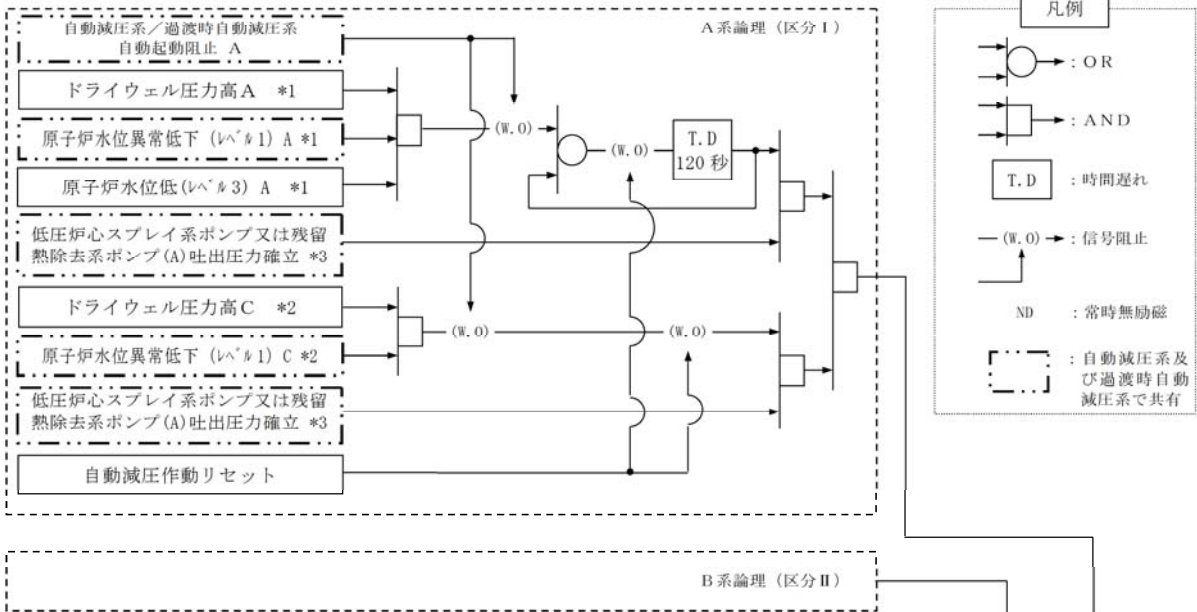
代替原子炉再循環ポンプトリップ機能 概要図

1.3 過渡時自動減圧機能

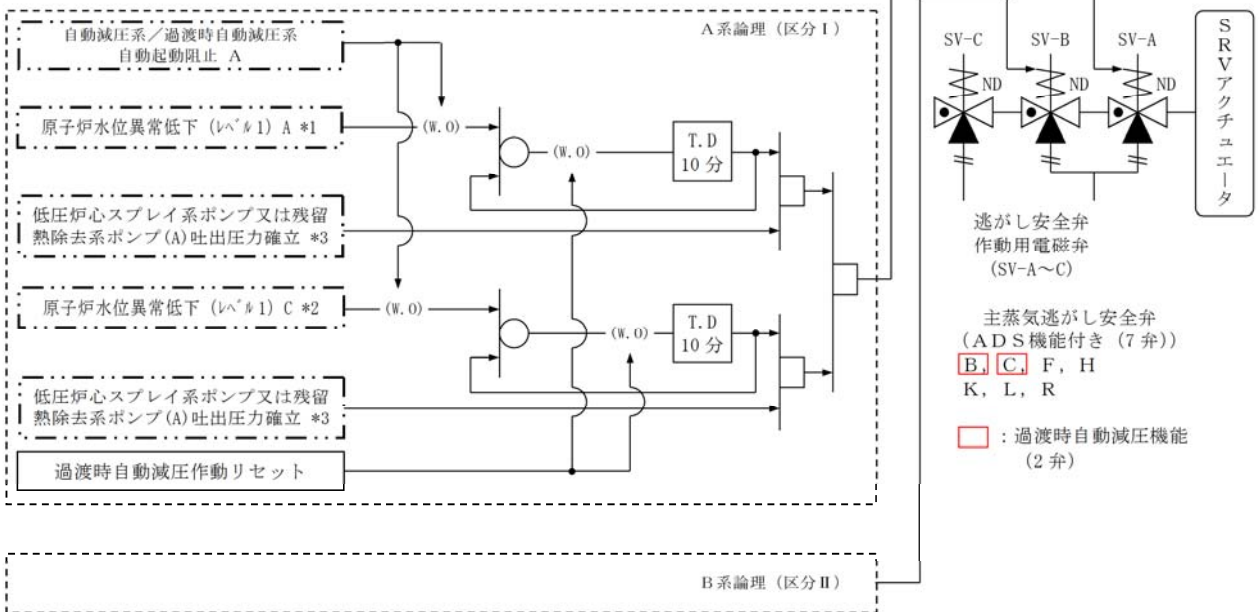
過渡時自動減圧回路の作動条件

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「低圧炉心スプレイ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

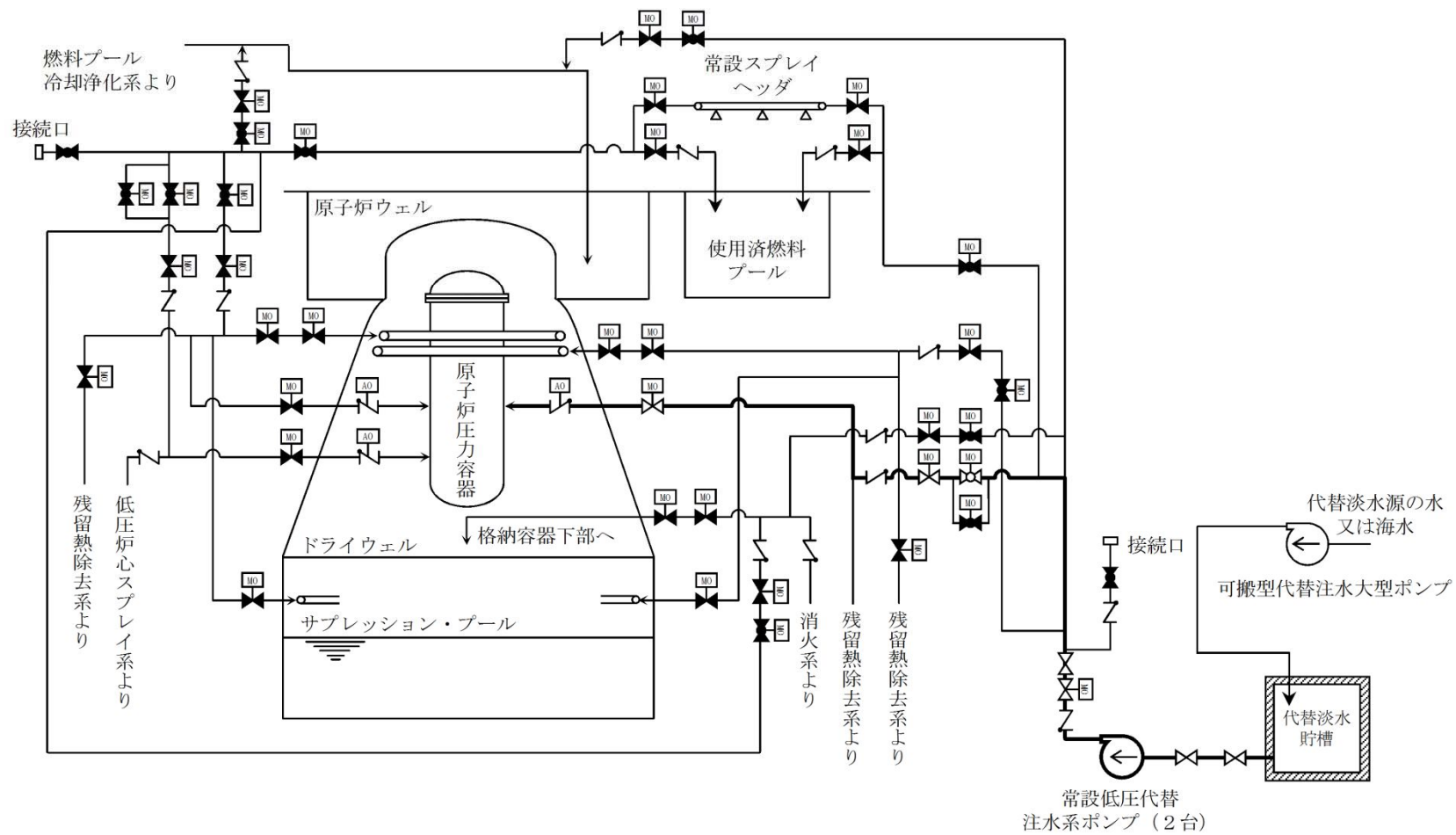
1.4 低圧代替注水系（常設，可搬型）

(1) 常設低圧代替注水系ポンプ

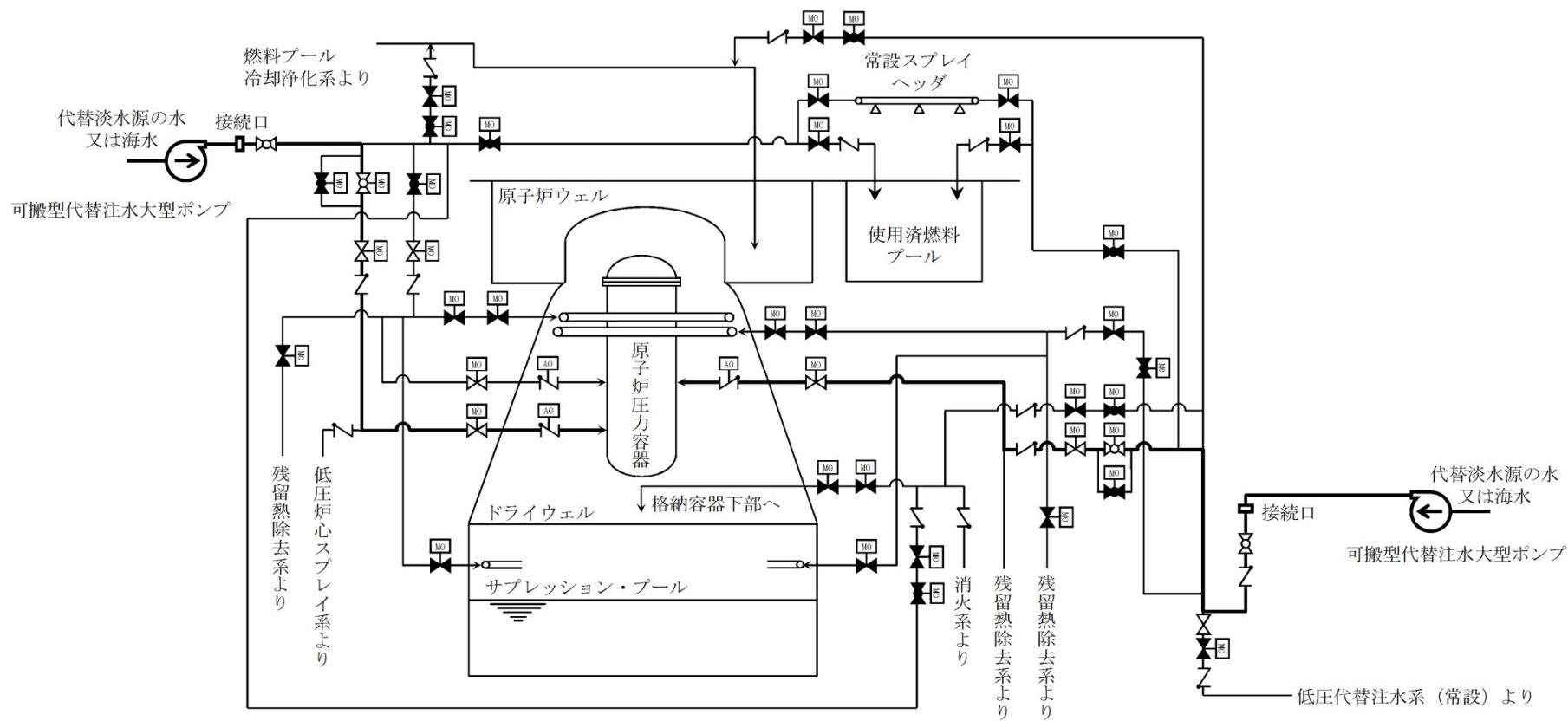
台 数	2
容 量	約 200m ³ ／h／台
揚 程	約 200m

(2) 可搬型代替注水大型ポンプ

台 数	2（予備 1）
容 量	約 1,440m ³ ／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

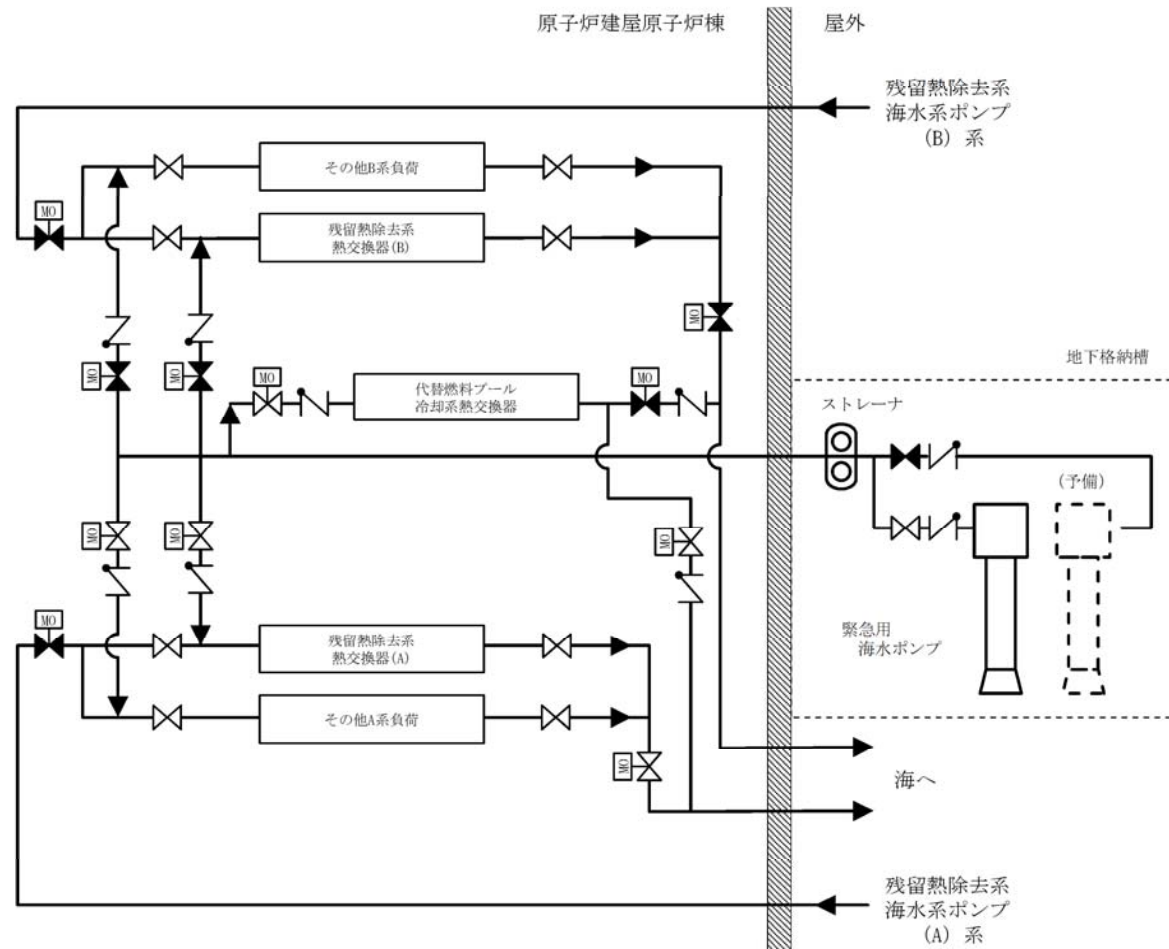
緊急用海水ポンプ

台 数	1 (予備 1)
容 量	約 844m ³ ／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。



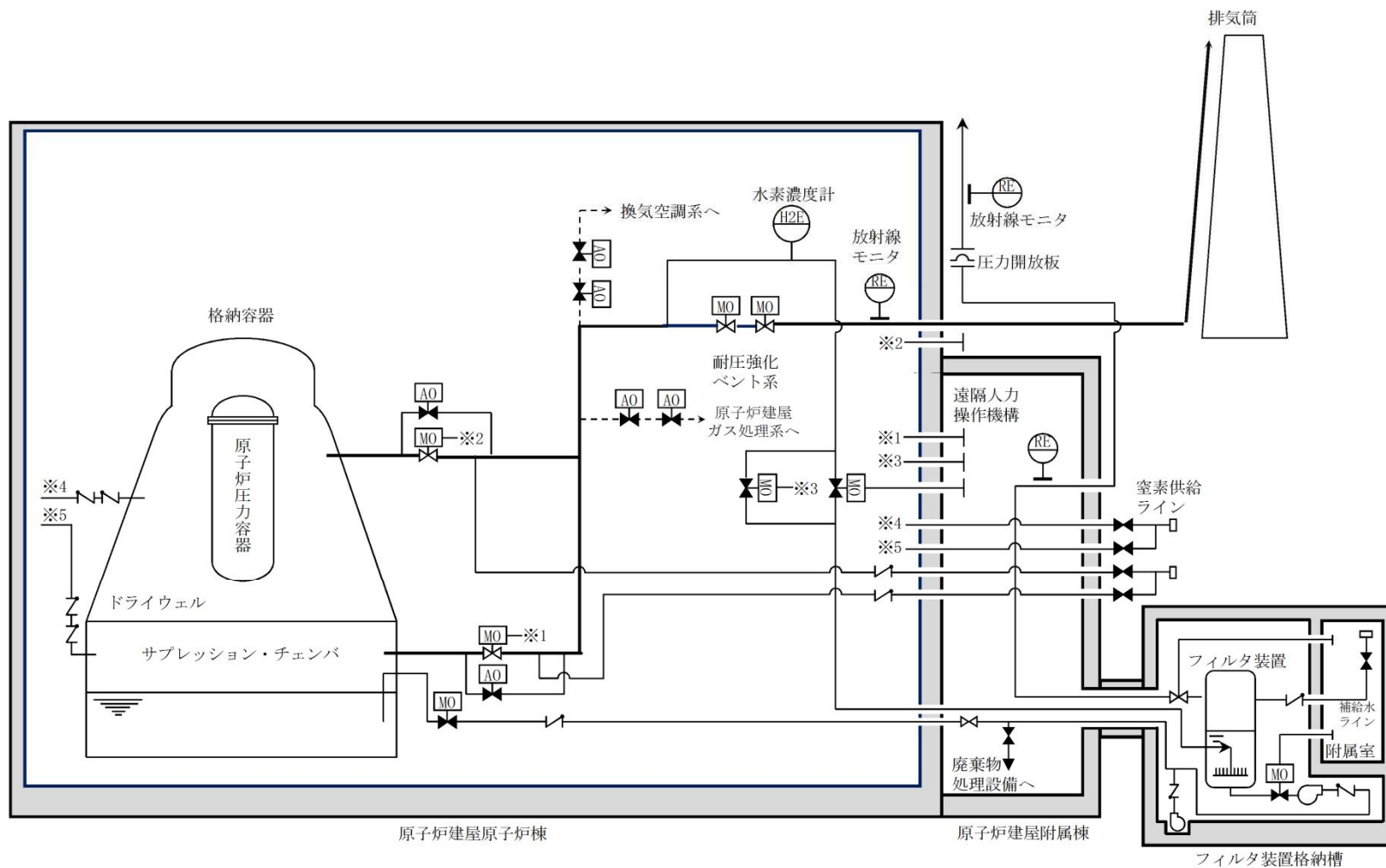
緊急用海水系 系統概要図

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

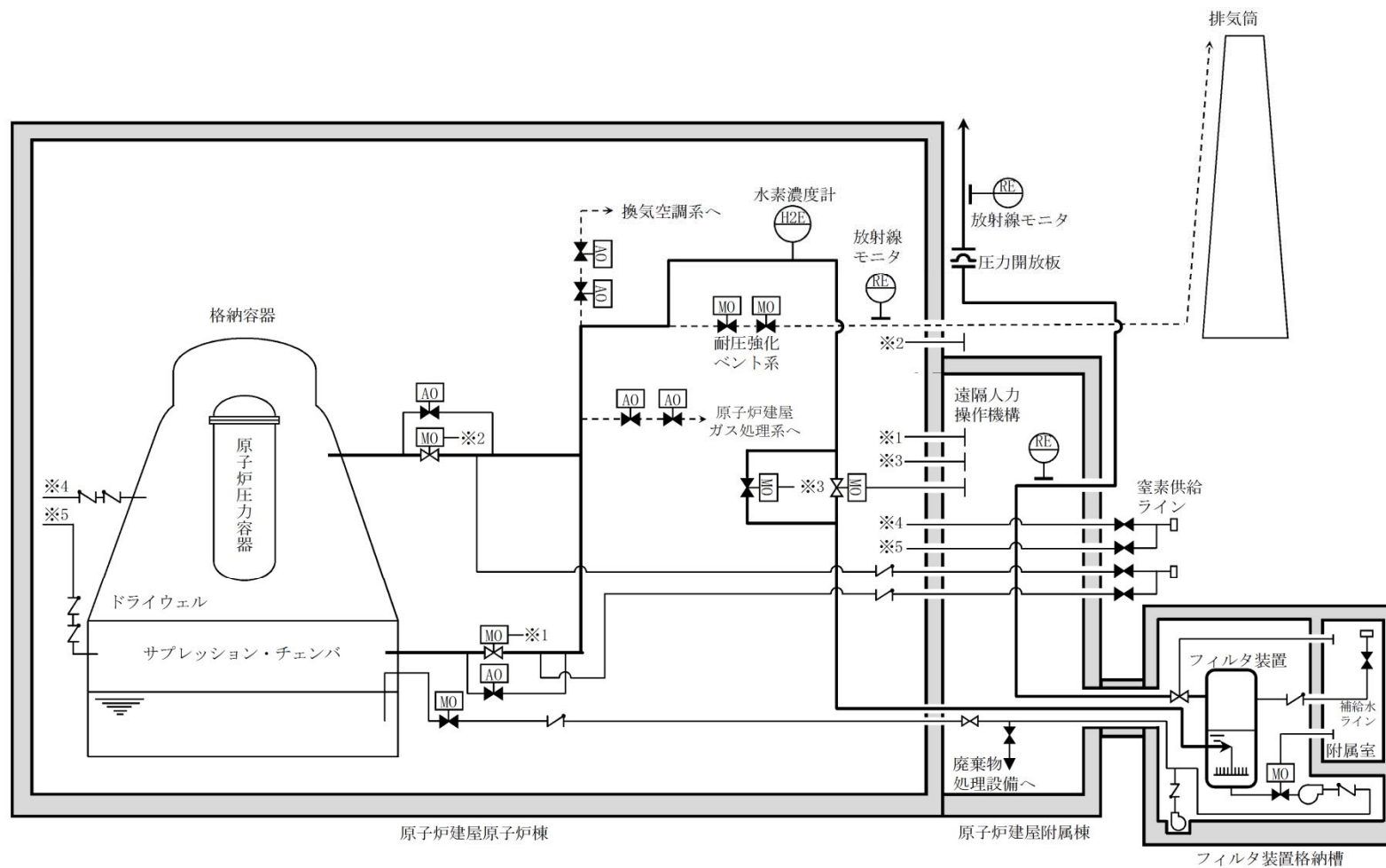
1.7 格納容器圧力逃がし装置

(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

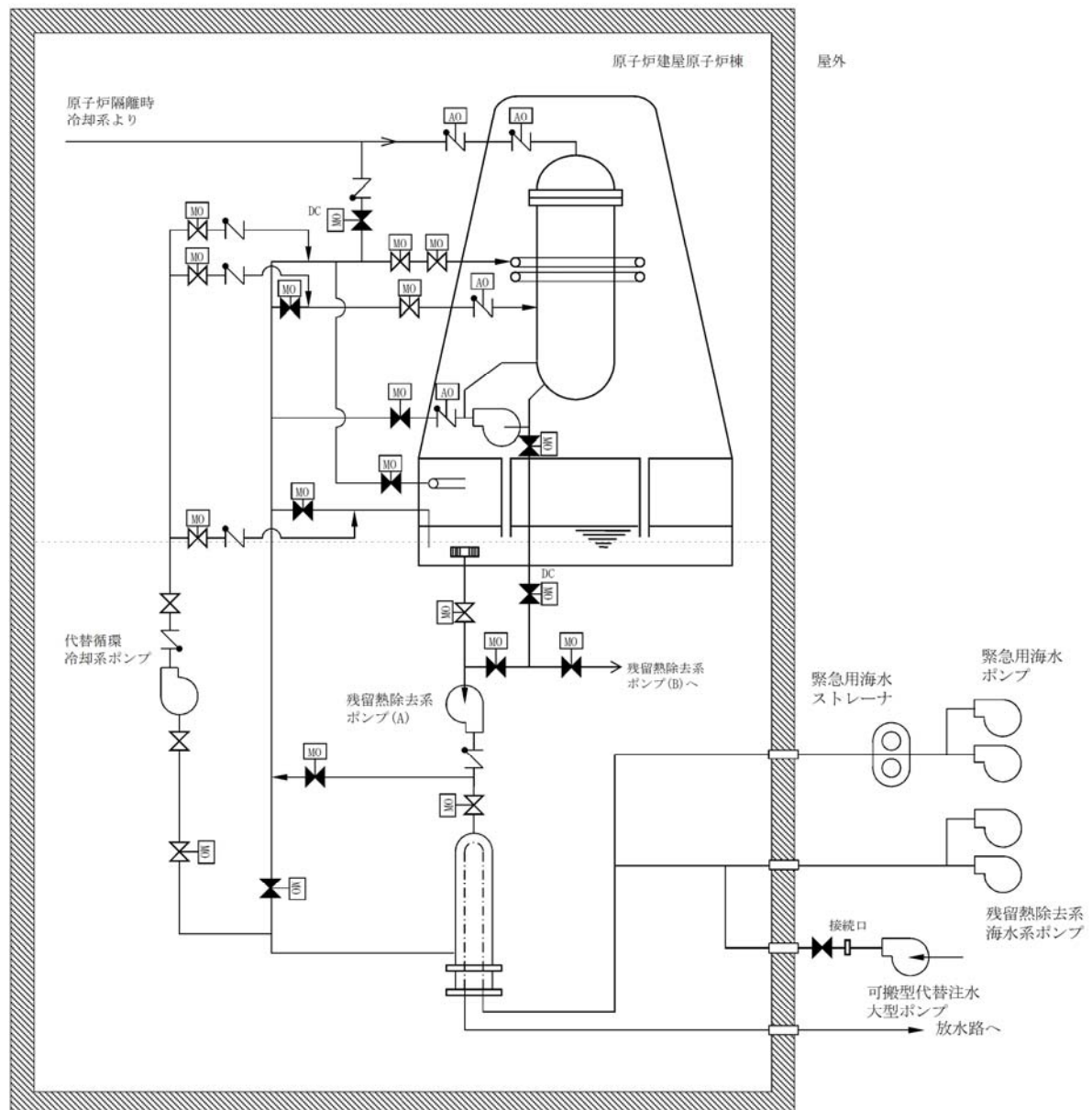


格納容器圧力逃がし装置 系統概要図

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 ³ ／h／台
揚 程	約 165m



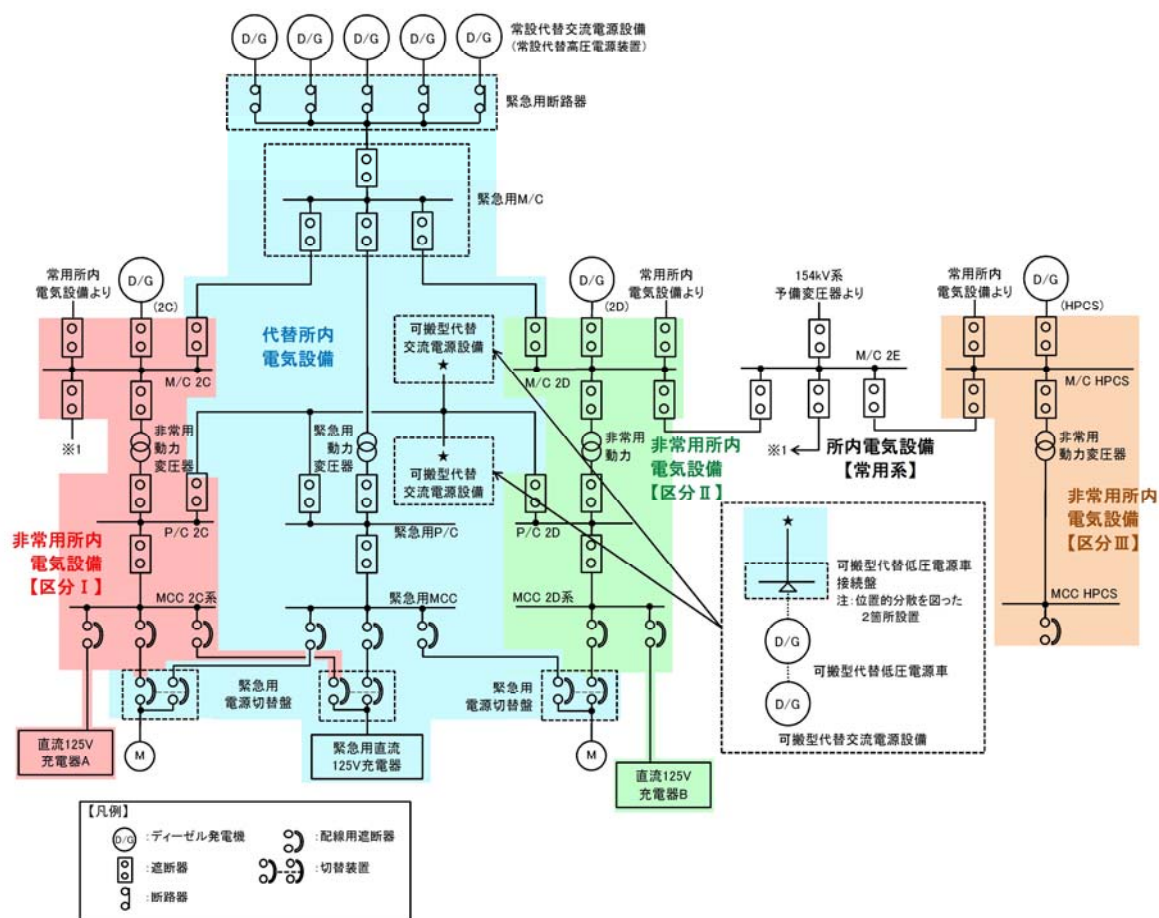
代替循環冷却系 系統概要図

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

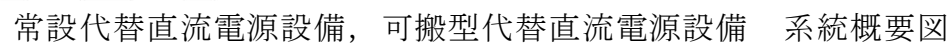


可搬型代替低圧電源車 外観

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)

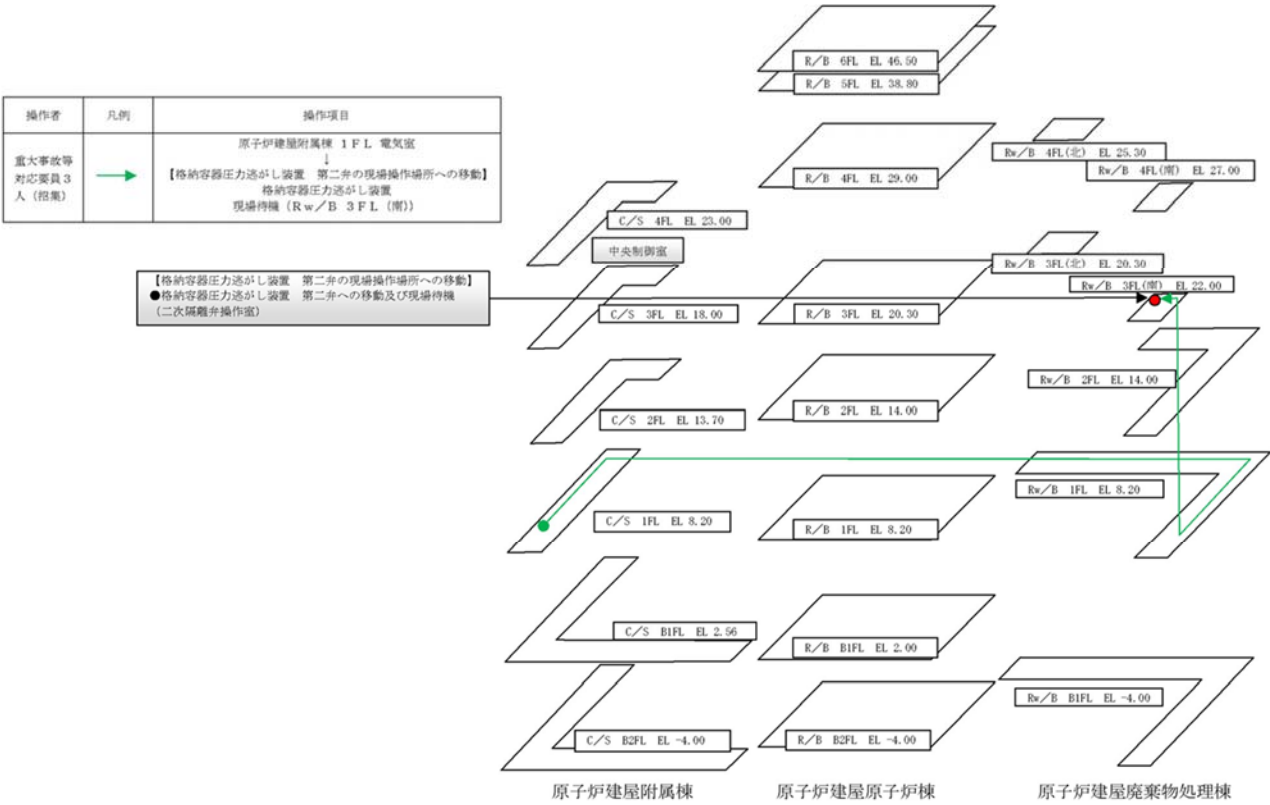


2. 可搬型設備保管場所及びアクセスルートについて

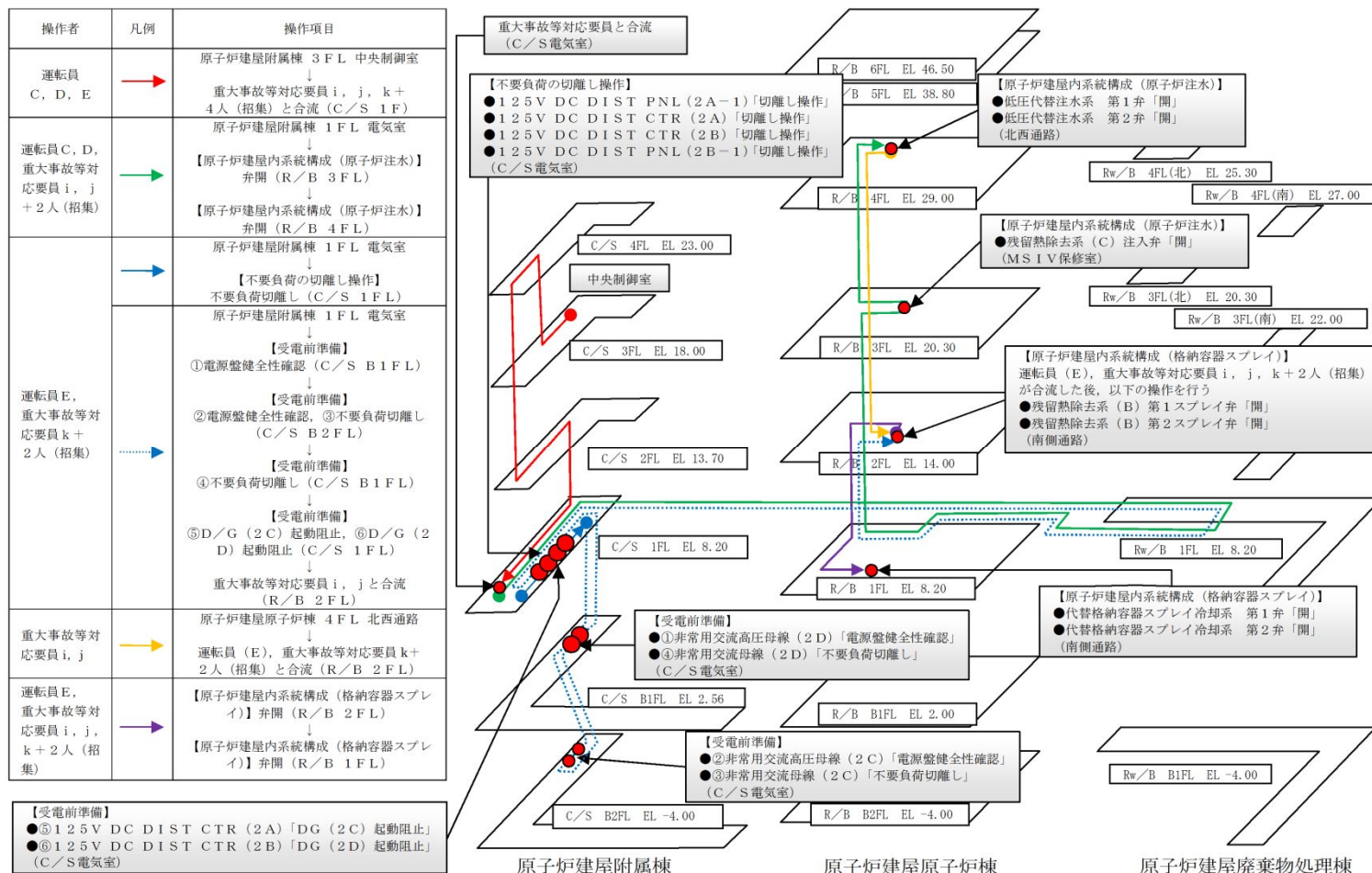


第 1 図 可搬型設備保管場所及びアクセスルート図

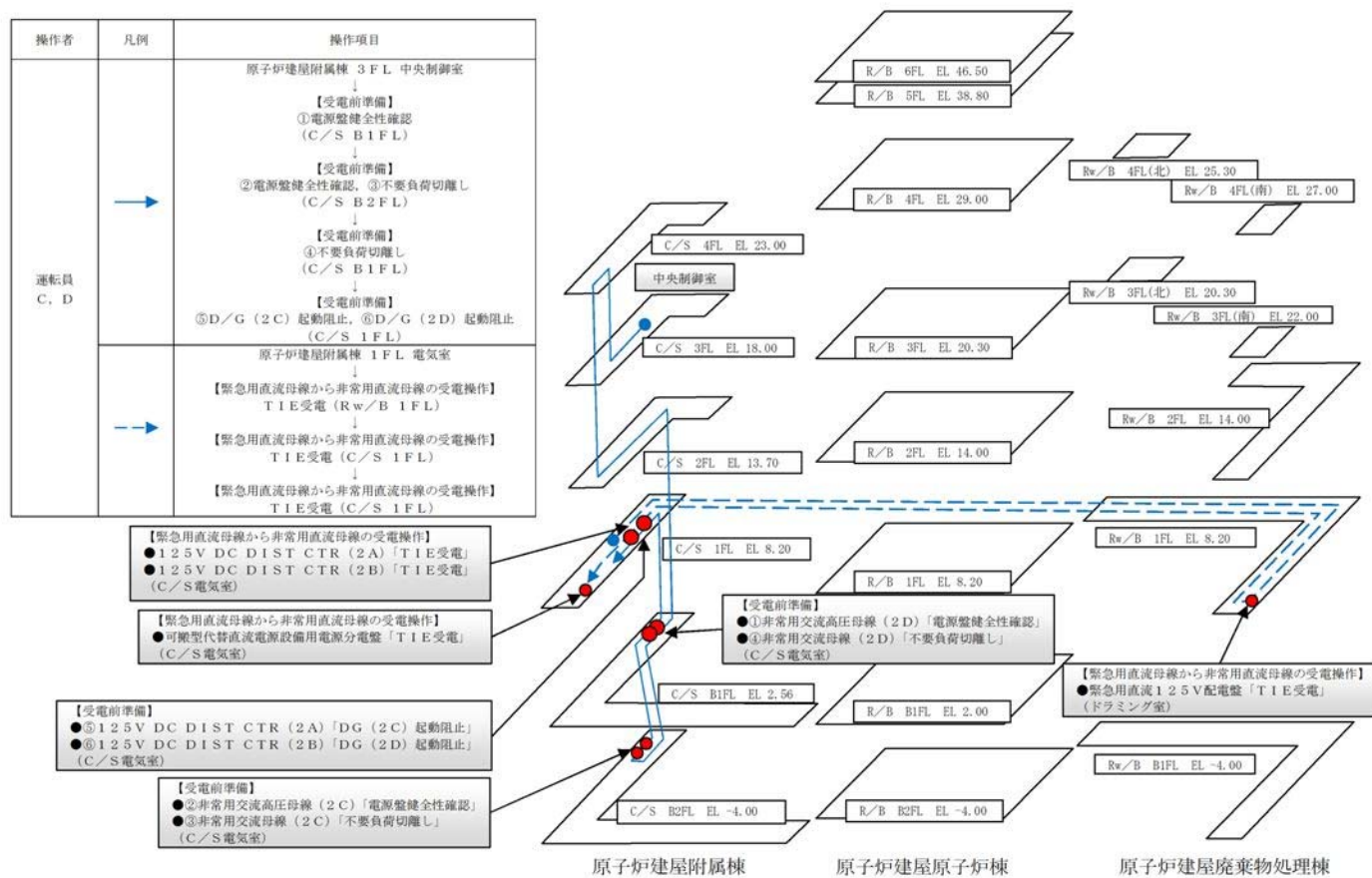
3. 現場操作機器配置図（建屋内）



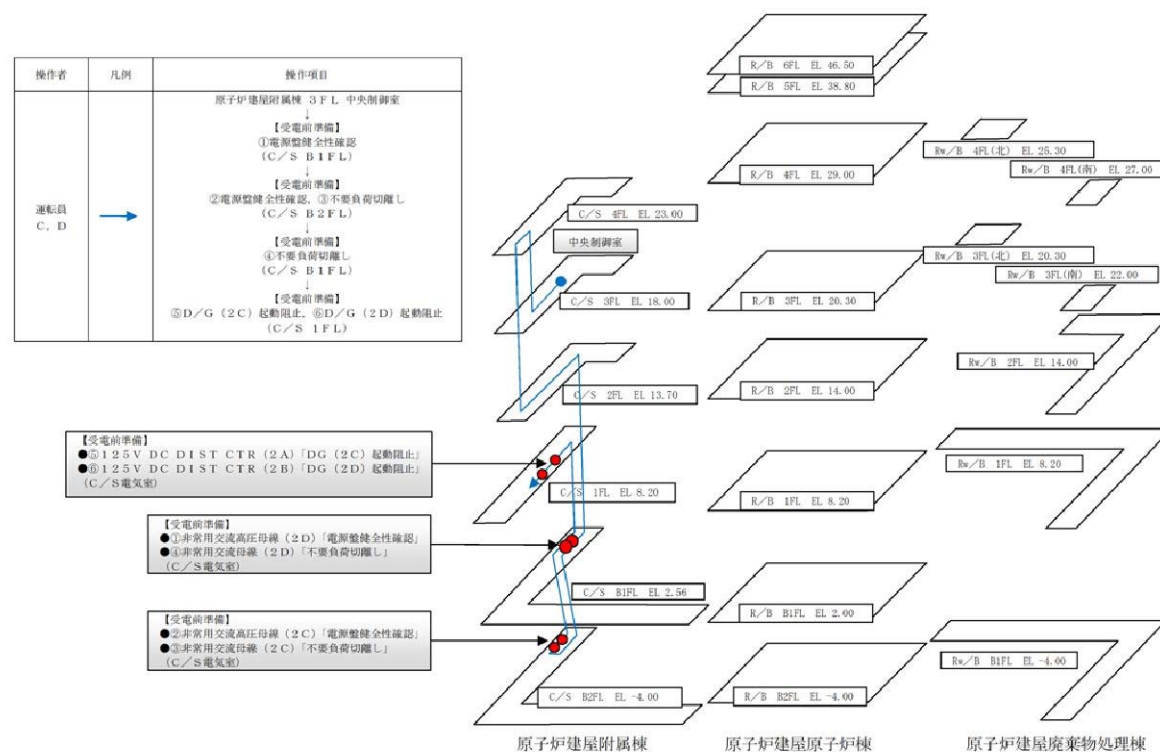
第 1 図 現場操作機器配置図「高圧・低圧注水機能喪失」，「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」，「L O C
A 時注水機能喪失」



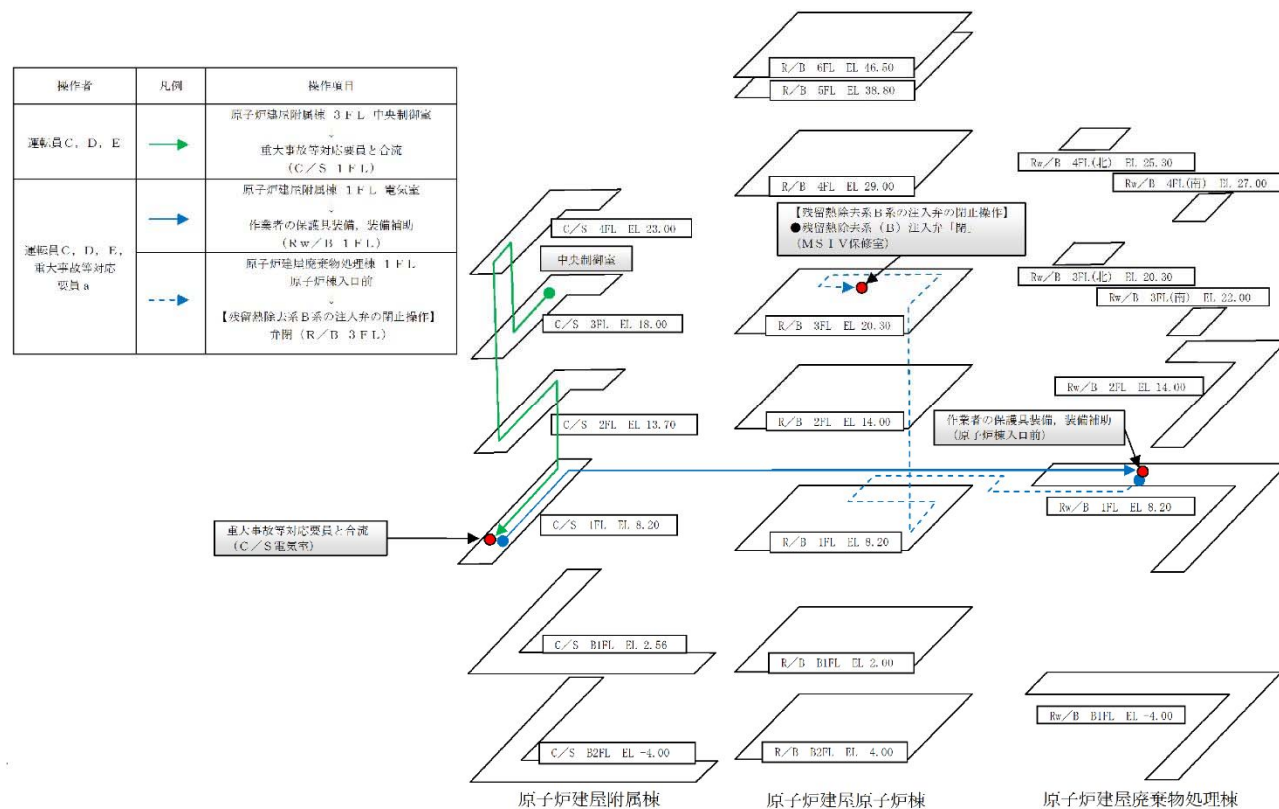
第2図 現場操作機器配置図「全交流電源喪失 (長期TB)」



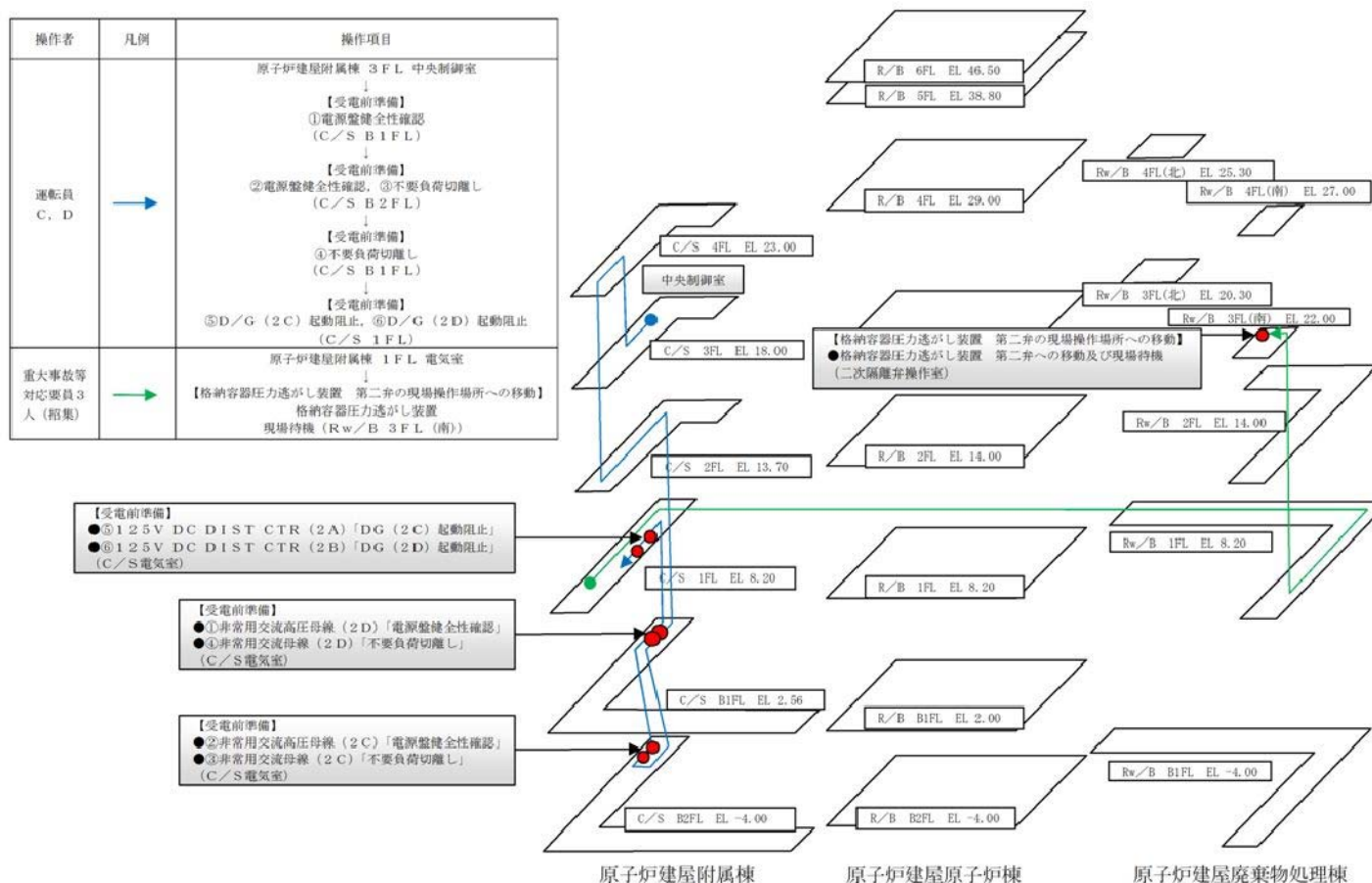
第3図 現場操作機器配置図「全交流動力電源喪失 (TBD, TBP, TBU)」



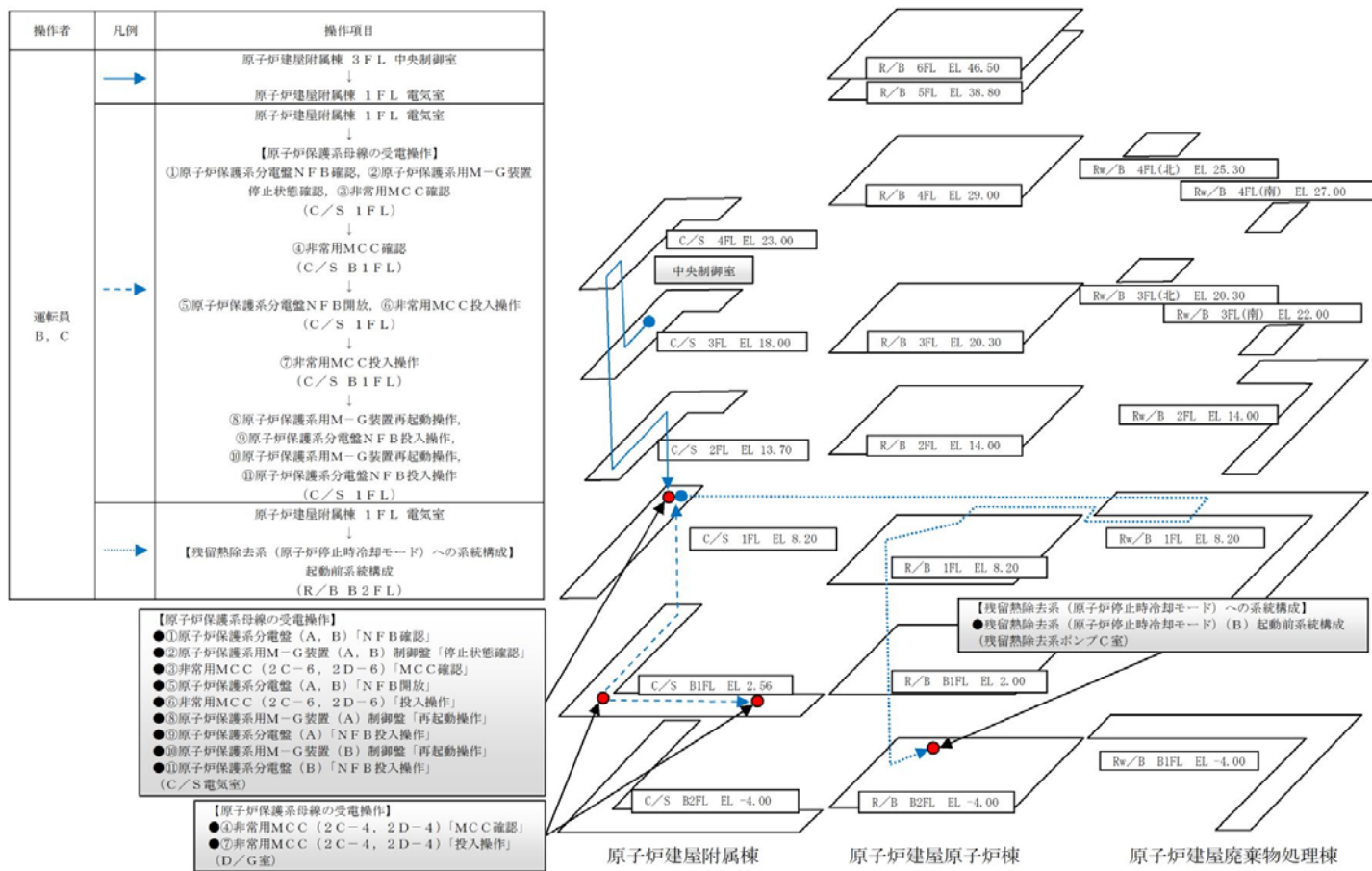
第 4 図 現場操作機器配置図「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」,「津波浸水による注水機能喪失」,「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用しない場合）」,「高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」,「原子炉压力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用」,「水素燃焼」,「熔融炉心・コンクリート相互作用」



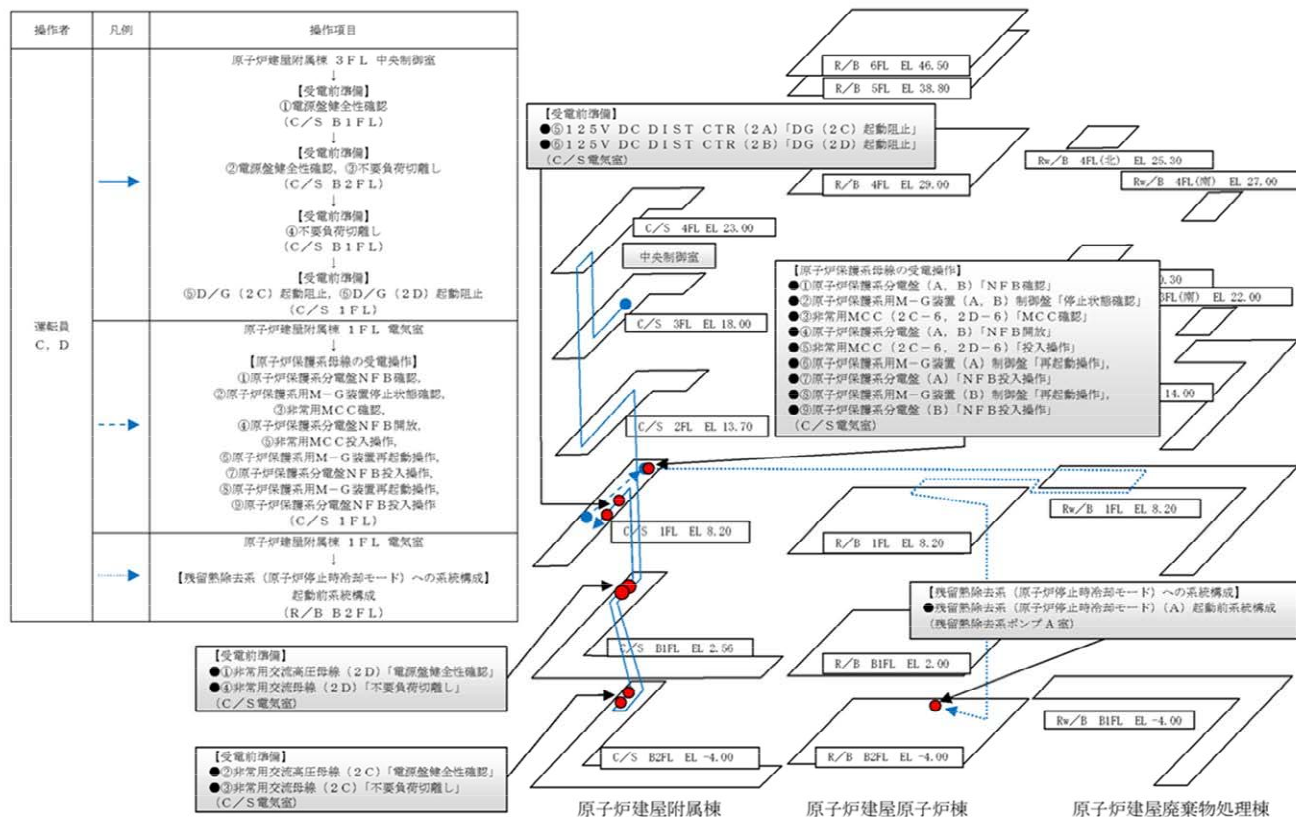
第 5 図 現場操作機器配置図「格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)」



第 6 図 現場操作機器配置図「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）」



第7図 現場操作機器配置図「崩壊熱除去機能喪失（停止時）」



第 8 図 現場操作機器配置図「全交流動力電源喪失 (停止時)」

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結果について

重大事故等対策の有効性評価において行われる各作業について、作業（操作）の概要、作業（操作）時間及び操作の成立性について下記の要領で確認した。

個別確認結果とそれに基づく重大事故等対策の成立性確認を「表 重大事故等対策の成立性確認」に示す。

「操作名称」

1. 作業概要：各作業の操作内容の概要を記載

2. 操作時間

(1) 想定時間：移動時間＋操作時間に余裕を見て5分単位で値を設定。
(要求時間) だし、時間余裕が少ない操作については、1分単位で値を設定

(2) 操作時間：現地への移動時間（重大事故発生時における放射線防護具
(実績又は模擬) 着用時間含む、訓練による実績時間、模擬による想定時間等を記載

3. 操作の成立性について

(1) 状況：対応者、操作場所を記載

(2) 作業環境：現場の作業環境について記載
アクセス性、重大事故等の状況を仮定した環境による影響、
暗所の場合の考慮事項 など

(3) 連絡手段：各所との連絡手段について記載

(4) 操作性：現場作業の操作性について記載

(5) その他：対応する技術的能力条文番号を記載

表 重大事故等対策の成立性確認（1／14）

作業項目	作業・操作の内容	事故 シーケンス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 (アクセス等)			
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 作で実施する操作 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 ●低圧炉心スプレイ系及び 残留熟除去系（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 め高線量となるこ とはない。	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 となる設備は ない。	—	中央制御室での操 作は、通常の運転操 作で実施する操作 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 ●高圧炉心スプレイ系ディ ーゼル系発電機の手動起 動操作（失敗）	2. 3. 1 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。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。	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 作で実施する操作 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 ●非常用ディーゼル発電機 等の手動起動操作（失敗）	2. 3. 1 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。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。	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 作で実施する操作 と同様であること から、容易に操作で きる。	—
	取水機能喪失の判断 ●残留熟除去系海水系の手 動起動操作（失敗）	2. 4. 1 2. 8	4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。	炉心損傷がないた 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。 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 作で実施する操作 と同様であること から、容易に操作で きる。	—
	崩壊熟除去機能喪失の確認 ●残留熟除去系によるサブ レクション・プール冷却操 作（失敗）	2. 4. 2	10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 め高線量となるこ とはない。	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 となる設備は ない。	—	中央制御室での操 作は、通常の運転操 作で実施する操作 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 (2/14)

作業項目	作業・操作の内容	事故 シーケンス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 (アクセスルート等)			
機能喪失 の確認	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ことはない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	—
	状況判断 ●主蒸気隔離弁の閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●タービン停止の確認 ●高圧炉心スプレー系、低圧炉心スプレー系及び残留熱除去系（低圧注水系）自動起動の確認	2.5	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ることはない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作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。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作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。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する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 (3/14)

作業項目	作業・操作の内容	事故 シーケンス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 (アクセスルート等)			
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 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. 2 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 作で実施する操作 と同様であること から、容易に操作で きる。	1. 15
	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5台 起動及び緊急用母線受電操 作	2. 3. 1	15分	11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。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。	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 作で実施する操作 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 操作 ●受電前準備	2. 3. 1 2. 3. 2 2. 4. 1 2. 8 3. 1. 2 3. 1. 3 3. 2 5. 2	35分	9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 作で実施する操作 と同様であること から、容易に操作で きる。	1. 14
			70分	65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ライトを携行し 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。	アクセスル 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。	

表 重大事故等対策の成立性確認 (4/14)

作業項目	作業・操作の内容	事故 シケース 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 (アクセスルート等)			
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受電操作 ●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	2.3.1 2.3.2 2.4.1 2.8 3.1.2 3.1.3 3.2 5.2	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。	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
	常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作 ●常設代替高圧電源装置3台追加起動操作	2.3.2 2.4.1 2.8 3.1.2 3.1.3 3.2 5.2	8分	7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。	
	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 ●緊急用直流母線から非常用直流母線の受電操作	2.3.2	65分	58分	運転員 (現場)	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	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ライトを携行しているため、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。	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、中央制御室との連絡が可能である。	通常運転時等を行うNFB操作と同様であり、容易に操作できる。	
	直流電源の負荷切離し操作 ●不要負荷の切離し操作	2.3.1	6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、作業に支障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。	
			50分	42分	運転員 重大事故等 対応要員 (現場)	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	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ライトを携行しているため、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。	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、中央制御室との連絡が可能である。	通常運転時等を行う遮断器操作と同じであり、容易に操作できる。	

表 重大事故等対策の成立性確認 (5/14)

作業項目	作業・操作の内容	事故 シーケンス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 (アクセス等)			
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作及び代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器除熱操作	低圧代替注水系（常設）の起動準備操作 ●原子炉注水，格納容器スプレイ及び原子炉減圧に必要な負荷の電源切替操作	2.3.2 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。	—	通常運転時等を行うNFB操作と同様であり、容易に操作できる。	1.3 1.4 1.6
	代替格納容器スプレイ冷却系（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。	周辺には支障となる設備はない。	—	通常運転時等を行うNFB操作と同様であり、容易に操作できる。	
	低圧代替注水系（常設）起動準備操作 ●注入弁開許可信号発信のためのインターロックバイパス操作	2.3.2	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。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	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、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	1.4 1.6
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び低圧代替注水系（常設）準備操作 ●原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉操作	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。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	
	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 2.3.2 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、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	
	代替格納容器スプレイ冷却系（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 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。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する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 (6/14)

作業項目	作業・操作の内容	事故 シーケンス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 (アクセス等)			
低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作及び代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器除熱操作	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操作及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作 ●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開始操作	3.1.2 3.1.3	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。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	1.4 1.6
	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操作及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作 ●低圧代替注水系(常設)による原子炉注水開始操作	3.1.2 3.1.3	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	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、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	
	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操作及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作 ●低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の流量調整操作	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。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	
	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操作及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作 ●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一時停止操作	3.1.2 3.1.3	3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	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、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	
	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操作 ●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開始操作(原子炉圧力容器破損後)【300m ³ /h】	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。	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。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	
	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操作 ●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の流量低下操作(原子炉圧力容器破損後)【300m ³ /h→130m ³ /h】	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。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する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 (7/14)

作業項目	作業・操作の内容	事故 シーケンス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 (アクセスルート等)			
逃 が し 安 全 弁 に よ る 原 子 炉 減 圧 操 作	逃がし安全弁による原子炉減圧操作 ●逃がし安全弁7弁の開放操作	2.1 2.3.1 2.3.2 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、通常の運転操作で実施する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、通常の運転操作で実施する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	5.1 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、作業に支障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。	
各 機 器 へ の 給 油	燃料補給準備 ●可搬型設備用軽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	110分	102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】 <ベント前> 3.5mSv/h以下 <ベント後> 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。	1.14
	燃料補給操作 ●可搬型代替注水大型ポンプへの給油	3.1.3 4.1 4.2	適宜実施 3.5時間に 1回給油※	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】 <ベント前> 3.5mSv/h以下 <ベント後> 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 (8/14)

作業項目	作業・操作の内容	事故 シーケンス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 (アクセスルート等)			
代替淡水貯槽への補給	可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給準備 ●可搬型代替注水大型ポンプの移動、ホース敷設等	2.1 2.4.2 2.6 3.1.3	160分	130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】 <ベント前> 3.5mSv/h以下 <ベント後> 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。	可搬型代替注水大型ポンプからのホース接続は、専用の結合金具を使用して容易に接続可能である。作業エリア周辺には、支障となる設備はなく、十分な作業スペースを確保している。	1.13
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操作 ●緊急用海水系による海水通水 系統構成	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。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する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。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	1.7
格納容器圧力逃がし装置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)	2.1 2.4.2 2.6 3.1.3	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。	1.5 1.7
	格納容器ベント準備操作 ●現場移動(第二弁)		45分	40分	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】 3.5mSv/h以下	ヘッドライトやLEDライトを携行しているため、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、中央制御室との連絡が可能である。	通常運転時等を行う弁の手動操作と同様であり、容易に操作できる。	

表 重大事故等対策の成立性確認 (9/14)

作業項目	作業・操作の内容	事故 シーケンス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 (アクセスルート等)			
格 納 容 器 圧 力 逃 げ し 装 置 に よ る 格 納 容 器 除 熱 操 作	格納容器圧力逃がし装置等 による格納容器ペント操作 ●格納容器圧力逃がし装置 等による格納容器ペント 操作	2. 1 2. 4. 2 2. 6	格納容器 ペント実 施後適宜 状態監視	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	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 作で実施する操作 と同様であること から、容易に操作で きる。	1. 5 1. 7
		3. 1. 3	2分	2分								
残 留 熱 除 去 系 に よ る 格 納 容 器 除 熱 及 び 原 子 炉 注 水 操 作	残留熱除去系による格納容 器スプレイ及び原子炉注水 操作 ●残留熱除去系海水系の起 動操作	2. 3. 1	4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。	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 作で実施する操作 と同様であること から、容易に操作で きる。	1. 5
	残留熱除去系による格納容 器スプレイ及び原子炉注水 操作 ●残留熱除去系による原子 炉注水操作	2. 3. 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。	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。			
可 搬 型 代 替 注 水 大 型 ポ ン プ の 準 備	可搬型代替注水大型ポンプ の準備 ●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	2. 3. 1	140分	119分	重大事故等 対応要員 (現場)	屋外での作業。	炉心損傷がないた め高線量となるこ とはない。	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。	可搬型代替注水大 型ポンプからのホ ース接続は、専用 の結合金具を使用し て容易に接続可能 である。 作業エリア周辺に は、支障となる設備 はなく、十分な作業 スペースを確保し ている。	1. 13
		4. 1 4. 2	145分	121分								
低 圧 代 替 注 水 系 (可 搬 型) を 用 い た 原 子 炉 注 水 操 作 及 び 代 替 格 納 容 器 ス プ レ イ 冷 却 系 (可搬型) に よ る 格 納 容 器 除 熱 操 作	低圧代替注水系(可搬型)に よる原子炉注水操作 ●原子炉注水のための系統 構成	2. 3. 1	125分	113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 央制御室との連絡 が可能である。	通常運転時等に行 う電動弁の手动操 作と同様であり、容 易に操作できる。	1. 4 1. 6
	代替格納容器スプレイ冷却 系(可搬型)による格納容器 スプレイ操作 ●格納容器スプレイのため の系統構成	2. 3. 1	175分	119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 央制御室との連絡 が可能である。	通常運転時等に行 う電動弁の手动操 作と同様であり、容 易に操作できる。	

表 重大事故等対策の成立性確認（10／14）

作業項目	作業・操作の内容	事故 シーケンス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 (アクセスルート等)			
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。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	1.1
ほう酸注入系起動操作	ほう酸水注入系の起動操作 ●ほう酸水注入系起動操作	2.5	2分	1分	運転員 (中央制御室)	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	
低圧炉心スプレイ系の起動	低圧炉心スプレイ系の起動操作 ●低圧炉心スプレイ系の起動操作	2.7	2分	2分	運転員 (中央制御室)	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	—
残留熱除去系の破断箇所隔離	残留熱除去系の注入弁閉止操作 ●残留熱除去系の注入弁の閉止操作 ●残留熱除去系レグシールポンプの停止操作	2.7	2分	2分	運転員 (中央制御室)	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	1.3
	現場における破損系統の注入弁の閉止操作 ●保護具装備/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率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ライトを携行しているため、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。	
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。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	—
	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。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作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 (11/14)

作業項目	作業・操作の内容	事故 シーケンス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 (アクセスルート等)			
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 (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ることはない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	—
溶融炉心落下前の格納容器下部注水系 (常設) による水張り操作	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 ●格納容器下部注水系 (常設) によるベDESTAL (ドライウエル部) 注水開始操作	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。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	1.8
	格納容器下部注水系 (常設) によるベDESTAL (ドライウエル部) 注水停止操作	3.2	7分	6分		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。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	
	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 ●格納容器下部注水系 (常設) によるベDESTAL (ドライウエル部) 注水再開操作	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。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	
溶融炉心落下後の格納容器下部への注水操作 (崩壊熱相当の注水)	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 ●格納容器下部注水系 (常設) によるベDESTAL (ドライウエル部) 注水再開操作【80m ³ /h】	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。	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。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	
	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 ●格納容器下部注水系 (常設) によるベDESTAL (ドライウエル部) 注水流量調整【80m ³ /h→崩壊熱相当】	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。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	
	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 ●格納容器下部注水系 (常設) によるベDESTAL (ドライウエル部) 注水停止操作	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。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する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 (12/14)

作業項目	作業・操作の内容	事故 シーケンス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 (アクセスルート等)			
使用済燃料プールへの注水操作	代替燃料プール注水系（可搬型）の系統構成 ●代替燃料プール注水系（可搬型）の電動弁の開操作	4.1 4.2	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。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	1.11
待機中の残留熱除去系を用いた低圧注水系による注水操作	待機中残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水 ●待機中残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	5.1 5.3	5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、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	—
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉冷却 ●待機中残留熱除去系（低圧注水系）の停止	5.1	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、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	
待機中の残留熱除去系を用いた原子炉停止モードによる崩壊熱除去機能復旧	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉冷却 ●残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の系統構成	5.1	30分	18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、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	—
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉冷却 ●残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）への系統構成	5.1	45分	38分	運転員 （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。	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、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉冷却 ●残留熱除去系海水系の起動操作	5.2	4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。	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、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉冷却 ●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の起動操作	5.2	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、作業に支障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、中央制御室との連絡が可能である。	通常運転時等を行う弁の手動操作と同様であり、容易に操作できる。	

表 重大事故等対策の成立性確認 (13/14)

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(アクセスルート等)			
原子炉保護系母線の復旧	原子炉保護系母線の受電操作 ●原子炉保護系母線の復旧準備操作	5.1 5.2	10分	9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、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	—
	原子炉保護系母線の受電操作 ●原子炉保護系母線の復旧操作	5.1 5.2	40分	28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、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	
	原子炉保護系母線の受電操作 ●原子炉保護系母線の復旧操作	5.1 5.2	85分	76分	運転員 (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。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	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。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	—	通常運転時等を行うNFB操作と同様であり、容易に操作できる。	

表 重大事故等対策の成立性確認 (14/14)

作業項目	作業・操作の内容	事故シーケンス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(アクセスルート等)			
居住性の確保	原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作 ●原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作	3.1.2 3.1.3 3.2	15分	8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。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	1.16
	中央制御室待避室の準備操作 ●中央制御室待避室内の正圧化準備操作	3.1.3	20分	15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。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	
	格納容器ベント準備操作 ●データ表示装置(待避室)の起動操作	3.1.3	15分	10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。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	
	中央制御室待避室の準備操作 ●可搬型照明の設置	3.1.3	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。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	
	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作 ●中央制御室待避室内の正圧化	3.1.3	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。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる。	

5. 重要事故シーケンス等の選定

5.1 炉心損傷事故シーケンスと炉心損傷防止対策及び重要事故シーケンスの選定

事故シーケンスグループ		事故シーケンス	対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	着眼点との関係と重要事故シーケンスの選定の考え方					選定した重要事故 シーケンスと選定理由		
				a	b	c	d	備考 (a：共通原因故障・系統間機能依存性, b：余裕時間, c：設備容量, d：代表性)			
高圧・低圧注水 機能喪失	◎	①過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	・手動減圧 ・ <u>低圧代替注水系（常設）</u> ・代替格納容器スプレイ冷却系（常設） ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント ・常設代替高圧電源装置	低	高	高	高	a. サポート系喪失を起因とするシーケンスは、系統間機能依存性によって同区分の複数の設備が機能喪失することから「中」とした。 b. 原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失（自動停止）を起因としているシーケンスについては事象進展が早いことから「高」とした。原子炉を通常停止させる手動停止／サポート系喪失（手動停止）については「低」とした。 c. 事象進展が早く余裕時間が短い場合、崩壊熱が高く必要な設備容量が大きくなることから、着眼点b.と同様に、過渡事象及びサポート系喪失（自動停止）を起因としているシーケンスを「高」、手動停止／サポート系喪失（手動停止）を起因としているシーケンスを「低」とした。 d. 事故シーケンスグループの中で最もC D Fの高いドミナントシーケンスを「高」、事故シーケンスグループ別C D Fに対して1%以上のシーケンスを「中」、1%未満のシーケンスを「低」とした。	a. の着眼点について、③～⑥はサポート系1区分の喪失を起因としているが、他の区分は健全であるため、対応手段が著しく制限される状態ではない。 b. c. 両着眼点について「高」と考えたシーケンスとして①, ②, ⑤, ⑥を抽出 d. 頻度の観点では①が支配的となった。 以上より、①を重要事故シーケンスとして選定。		
	—	②過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗		低	高	高	低				
	—	③手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗		中	低	低	低				
	—	④手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗		中	低	低	低				
	—	⑤サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗		中	高	高	低				
	—	⑥サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗		中	高	高	低				
高圧注水・減圧 機能喪失	◎	①過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗	・過渡時自動減圧機能 ・低圧炉心スプレイ系 ・残留熟除去系	低	高	高	高	a. サポート系喪失を起因とするシーケンスは、系統間機能依存性によって当該区分の複数の設備が機能喪失することから「中」とした。 b. 原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失（自動停止）を起因としているシーケンスについては事象進展が早いことから「高」とし、原子炉を通常停止させる手動停止／サポート系喪失（手動停止）を起因としているシーケンスについては「低」とした。 c. 事象進展が早く余裕時間が短い場合、崩壊熱が高く必要な設備容量が大きくなることから、着眼点b.と同様に、過渡事象及びサポート系喪失（自動停止）を起因としているシーケンスを「高」とし、手動停止／サポート系喪失（手動停止）を起因としているシーケンスについては「低」とした。 d. 事故シーケンスグループの中で最もC D Fの高いドミナントシーケンスを「高」、事故シーケンスグループ別C D Fに対して1%以上のシーケンスを「中」、1%未満のシーケンスを「低」とした。	a. の着眼点について、②, ③はサポート系1区分の喪失を起因としているが、他の区分は健全であるため、対応手段が著しく制限される状態ではない。 b. c. 両着眼点について、「高」と考えたシーケンスとして①, ③を抽出 d. 頻度の観点では①が支配的となった。 以上より、①を重要事故シーケンスとして選定。		
	—	②手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗		中	低	低	低				
	—	③サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗		中	高	高	低				
全交流動力 電源喪失	長期T B	◎	①外部電源喪失＋D G失敗＋H P C S失敗（R C I C成功）	・原子炉隔離時冷却系 ・手動減圧 ・ <u>低圧代替注水系（可搬型）</u> ・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型） ・残留熟除去系 ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	高	低	高	中	a. いずれのシーケンスでも全交流動力電源喪失に至り、電源を必要とする多くの設備が機能喪失することから「高」とした。 b. いずれのシーケンスにおいても原子炉隔離時冷却系による炉心への注水に成功していることから事象進展が遅いため「低」とした。 c. いずれのシーケンスも代替電源設備容量が必要であり、必要な設備容量の観点では有意な差がないことから、全て「高」とした。 d. 事故シーケンスグループの中で最もC D Fの高いドミナントシーケンスを「高」、事故シーケンスグループ別C D Fに対して1%以上のシーケンスを「中」、1%未満のシーケンスを「低」とした。	a. b. c. の着眼点について、全シーケンスに共通であるため、選定理由から除外した。 d. 頻度の観点では①が支配的となった。 以上より、①を重要事故シーケンスとして選定。	
		—	②サポート系喪失（直流電源故障）＋D G失敗＋H P C S失敗（R C I C成功）		高	低	高	低			
	T B D	◎	③外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗	・手動減圧 ・ <u>低圧代替注水系（常設）</u> ・残留熟除去系 ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	高	高	高	高	a. いずれのシーケンスでも全交流動力電源喪失に至り、電源を必要とする多くの設備が機能喪失することから「高」とした。 b. 事象初期から原子炉への注水に失敗している事故シーケンスについては「高」とし、逃がし安全弁再閉鎖失敗により原子炉隔離時冷却系が機能喪失するシーケンス（T B P）については、原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまで炉心への注水が継続されるため、T B D、T B Uに分類されるシーケンスと比較して、事象進展が遅いため「低」とした。 c. いずれのシーケンスも代替電源設備容量が必要であり、必要な設備容量の観点では有意な差がないことから、全て「高」とした。 d. 事故シーケンスグループの中で最もC D Fの高いドミナントシーケンスを「高」、事故シーケンスグループ別C D Fに対して1%以上のシーケンスを「中」、1%未満のシーケンスを「低」とした。	a. c. の着眼点について、全シーケンスに共通であるため、選定理由から除外した。 b. の着眼点について、「高」と考えたシーケンスとして③, ⑤, ⑦を抽出 d. 頻度の観点では③が支配的となった。 以上より、③を重要事故シーケンスとして選定。	
		T B P	—		④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	高	低	高			低
	—		⑤サポート系喪失（直流電源故障）＋D G失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗		高	低	高	低			
	T B U	—	⑥外部電源喪失＋D G失敗＋高圧炉心冷却失敗		高	高	高	中			
		—	⑦サポート系喪失（直流電源故障）＋D G失敗＋高圧炉心冷却失敗		高	高	高	低			
			◎	⑧重要事故シーケンスとして選定したシーケンス							
			◎	⑨重要事故シーケンスとして選定したシーケンス							

審査ガイドの着眼点a～dに対する影響度の観点から、厳しい順に「高」、「中」、「低」とした。

事故シナリオ グループ	事故シナリオ		対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	着重点との関係と重要事故シナリオの選定の考え方					選定した重要事故 シナリオと選定理由
				a	b	c	d	備考 (a: 共通原因故障・系統間機能依存性, b: 余裕時間, c: 設備容量, d: 代表性)	
崩壊熱除去 機能喪失	◎ ① 過渡事象 + RHR 失敗 (TW, TBW)	[RHR 故障時] ・ 原子炉隔離時冷却系 ・ 高圧炉心スプレイ系 ・ 手動減圧 ・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) ・ 格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化 ベント	[RHR 故障時] ・ 原子炉隔離時冷却系 ・ 手動減圧 ・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 残留熱除去系 ・ 緊急用海水系 ・ 常設代替高圧電源装置 ・ 常設代替直流電源設備	低	高	高	高	a. サポート系喪失を起因とするシナリオは、系統間機能依存性によって同区分の複数の設備が機能喪失することから「中」とした。 b. 原子炉が自動停止する過渡事象、サポート系喪失 (自動停止) 及び LOCA を起因としているシナリオについては事象進展が早いことから「高」とした。原子炉を通常停止させる手動停止 / サポート系喪失 (手動停止) を起因としているシナリオについては「低」とした。 c. 事象進展が早く余裕時間が短い場合、崩壊熱が高く必要な設備容量が大きくなることから、着重点 b. と同様に、過渡事象、サポート系喪失 (自動停止) 及び LOCA を起因としているシナリオを「高」、手動停止 / サポート系喪失 (手動停止) を起因としているシナリオを「低」とした。 d. 事故シナリオグループの中で最も CDF の高いドミナントシナリオを「高」、事故シナリオグループ別 CDF に対して 1% 以上のシナリオを「中」、1% 未満のシナリオを「低」とした。	a. の着重点について、③～⑥はサポート系 1 区分の喪失を起因としているが、他の区分は健全であるため、対応手段が著しく制限される状態ではない。 b. c. 両着重点について、「高」と考えたシナリオとして①、②、⑤、⑥、⑦を抽出。 d. 頻度の観点では①が支配的となった。 以上より、①を重要事故シナリオとして選定。
	— ② 過渡事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR 失敗 (TW, TBW)			低	高	高	低		
	— ③ 手動停止 / サポート系喪失 (手動停止) + RHR 失敗 (TW)			中	低	低	中		
	— ④ 手動停止 / サポート系喪失 (手動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR 失敗 (TW)			中	低	低	低		
	— ⑤ サポート系喪失 (自動停止) + RHR 失敗 (TW, TBW)			中	高	高	中		
	— ⑥ サポート系喪失 (自動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR 失敗 (TW, TBW)			中	高	高	低		
	— ⑦ LOCA + RHR 失敗 (TW)			低	高	高	低		
原子炉停止 機能喪失	◎ ① 過渡事象 + 原子炉停止失敗	・ 代替制御棒挿入機能 ・ 代替原子炉再循環ポンプトリップ ・ 過酸水注入系 ・ 高圧炉心スプレイ系 ・ 原子炉隔離時冷却系 ・ 残留熱除去系		低	高	高	高	a. サポート系喪失を起因とするシナリオは、系統間機能依存性によって当該区分の複数の設備が機能喪失することから「中」とした。 b. 原子炉停止に失敗した場合、いずれのシナリオにおいても原子炉出力状態が維持され事象進展が早いことから全て「高」とした。 c. 原子炉停止に失敗した場合、いずれのシナリオにおいても原子炉出力状態が維持されるため、原子炉を未臨界とするための必要な設備容量が大きくなることから、全て「高」とした。 d. 事故シナリオグループの中で最も CDF の高いドミナントシナリオを「高」、事故シナリオグループ別 CDF に対して 1% 以上のシナリオを「中」、1% 未満のシナリオを「低」とした。	a. の着重点について、②はサポート系 1 区分の喪失を起因としているが、他の区分は健全であるため、対応手段が著しく制限される状態ではない。 b. c. の着重点について、全シナリオに共通であるため、選定理由から除外した。 d. 頻度の観点では①が支配的となった。なお、LOCA と原子炉停止失敗が重畳する③の CDF は 1×10^{-10} / 炉年未満であり、極めて小さい。 以上より、①を重要事故シナリオとして選定。
	— ② サポート系喪失 (自動停止) + 原子炉停止失敗			中	高	高	低		
	— ③ LOCA + 原子炉停止失敗			低	高	高	低		
LOCA 時注水 機能喪失	◎ ① LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	・ 手動減圧 ・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) ・ 格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化 ベント ・ 常設代替高圧電源装置		低	高	高	高	a. LOCA を起因とするシナリオは、系統間機能依存性がないことから、全て「低」とした。 b. LOCA を起因とするシナリオは、事象進展が早いことから全て「高」とした。 c. LOCA を起因とするシナリオは、必要な設備容量が大きいことから全て「高」とした。 d. 事故シナリオグループの中で最も CDF の高いドミナントシナリオを「高」、事故シナリオグループ別 CDF に対して 1% 以上のシナリオを「中」、1% 未満のシナリオを「低」とした。	a. b. c. の着重点について、全シナリオに共通であるため、選定理由から除外した。 d. 頻度の観点では①が支配的となった。 以上より、①を重要事故シナリオとして選定。
	— ② LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗			低	高	高	中		
格納容器バイパス	◎ ① インターフェイスシステム LOCA	・ 破損系統を除く原子炉注水機能 ・ 手動減圧 ・ 破損系統の隔離 ・ 常設代替高圧電源装置		—	—	—	—	抽出されたシナリオが 1 つであることから着重点に照らした整理は行わず、全ての着重点について「—」とした。	①を重要事故シナリオとして選定。
津波浸水による 注水機能喪失	◎ ① 原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失 (全交流動力電源喪失 + 最終ヒートシンク喪失)	・ 津波防護対策 ・ 原子炉隔離時冷却系 ・ 手動減圧 ・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 残留熱除去系 ・ 緊急用海水系 ・ 常設代替高圧電源装置 ・ 常設代替直流電源設備		高	高	高	中	a. 原子炉建屋内浸水を起因とするシナリオでは、建屋内の多くの設備が機能喪失することから「高」とした。最終ヒートシンク喪失を起因とするシナリオでは、除熱を必要とする設備が機能喪失することから「中」とした。 b. 事象初期から原子炉への注水に失敗している事故シナリオについては「高」、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水に成功している事故シナリオについては、「低」とした。逃がし安全弁再閉鎖失敗により原子炉隔離時冷却系が機能喪失するシナリオは、原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまで炉心への注水が継続されるため、事象初期から注水に失敗しているシナリオと比較して、事象進展が遅いため「中」とした。 c. 原子炉建屋内浸水を起因とするシナリオは、津波防護対策に要求される防護高さも高くなることから「高」とし、最終ヒートシンク喪失を起因とするシナリオは「中」とした。 d. 最も CDF の高いドミナントシナリオを「高」、事故シナリオグループ別 CDF に対して 1% 以上のシナリオを「中」、1% 未満のシナリオを「低」とした。	a. の着重点について、「高」と考えたシナリオとして、津波浸水により建屋内の多くの設備が機能喪失する①を抽出。 b. の着重点について、「高」と考えたシナリオとして①、②を抽出。 c. の着重点について、「高」と考えたシナリオとして①を抽出。 d. 頻度の観点では②が支配的となった。 以上より、①を重要事故シナリオとして選定。なお、②は頻度の観点では支配的となるが、津波防護対策に要求される防護高さは津波高さが高くなる①に包絡される。
	— ② 最終ヒートシンク喪失 (RCIC 成功)			中	低	中	高		
	— ③ 最終ヒートシンク喪失 + 高圧炉心冷却失敗			中	高	中	低		
	— ④ 最終ヒートシンク喪失 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗			中	中	中	低		

◎ : 重要事故シナリオとして選定したシナリオ

審査ガイドの着重点 a～d に対する影響度の観点から、厳しい順に「高」、「中」、「低」とした。

5.2.1 格納容器破損防止対策の評価対象とするプラント損傷状態(PDS)の選定

解釈で想定する格納容器破損モード	格納容器破損頻度 (/炉年)	PDS	格納容器破損頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)	評価対象となるPDSの選定の考え方	評価対象 PDS
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)	2.2E-09	TQUV	—	—	【事象進展（過圧・過温）緩和の余裕時間及び設備容量の厳しさ】 ・他のPDSと比較して、LOCAは原子炉冷却材の流出を伴うことから、水位低下が早く、事象進展早い。 ・過圧破損については対策として格納容器の除熱が必要となる。 ・過温破損については対策として格納容器（損傷炉心）への注水が必要となる。 ・LOCAにECCS注水機能喪失及び全交流動力電源喪失を加えることで、電源の復旧、注水機能の確保等必要となる事故対処設備が多く、格納容器破損防止対策を講じるための対応時間が厳しくなり、格納容器への注水・除熱対策の有効性を網羅的に確認可能なシナリオとなる。なお、いずれのPDSを選定しても必要な監視機能は維持可能である。	LOCA +SBO
		TQUX	2.2E-09	100.0		
		長期TB	—	—		
		TBU	—	—		
		TBP	—	—		
		TBD	—	—		
		LOCA	—	—		
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損)	7.9E-08	TQUV	—	—	以上より、LOCAにSBOを加え、過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価するためのPDSとする。	
		TQUX	6.3E-09	8.0		
		長期TB	6.9E-08	86.7		
		TBU	4.2E-09	5.3		
		TBP	—	—		
		TBD	5.9E-12	<0.1		
		LOCA	2.1E-11	<0.1		
高压溶融物／格納容器雰囲気直接加熱 (DCH)※	8.5E-09	TQUV	—	—	【事象進展緩和（減圧）の余裕時間の厳しさ】 ・長期TBは事象初期においてRCICによる冷却が有効なPDSであり、減圧までの余裕時間の観点ではTQUX、TBD、TBUの方が厳しい。 ・高压状態で原子炉圧力容器破損に至る点ではTQUX、TBD、TBUにPDS選定上の有意な違いはない。	TQUX
		TQUX	2.4E-11	0.3		
		長期TB	8.5E-09	99.5		
		TBU	1.6E-11	0.2		
		TBP	—	—		
		TBD	2.2E-14	<0.1		
		LOCA	—	—		
原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用 (FCI)※	2.2E-14	TQUV	—	—	FCIの評価対象PDSの選定においては、MCCIの対策である格納容器下部注水系（常設）による事前水張りが与える影響を考慮し、PRAから抽出されないPDSも対象に含めて選定するものとする。	TQUV
		TQUX	2.2E-14	100.0		
		長期TB	—	—		
		TBU	—	—		
		TBP	—	—		
		TBD	—	—		
		LOCA	2.8E-20	<0.1		
溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI)※	2.1E-08	TQUV	3.3E-09	15.7	【事象（MCCIに寄与する溶融炉心のエネルギーの大きさ）及び事象緩和のための対応の厳しさ】 ・MCCIの観点からは、ペDESTAL（ドライウエル部）に落下する溶融炉心の割合が多くなる原子炉圧力容器が低圧で破損に至るシーケンスが厳しい。この観点で、高压状態が維持されるPDSであるTQUX、TBD、TBU、長期TBはMCCIの観点で厳しい事象とはならないと考えられる。 ・LOCAは、ペDESTAL（ドライウエル部）への冷却材の流入の可能性があり、MCCIへの対応を考慮する上で厳しい事象とはならないと考えられる。 過渡事象のうち、原子炉の水位低下が早い事象を選定することで対応が厳しいシーケンスとなる。	TQUV
		TQUX	7.0E-10	3.3		
		長期TB	—	—		
		TBU	1.7E-08	78.5		
		TBP	5.2E-10	2.5		
		TBD	—	—		
		LOCA	6.8E-16	<0.1		
水素燃焼	—	—	—	—	【有効性評価に関する審査ガイドの選定基準等との整合】 ・審査ガイドでは「PRAに基づく格納破損シーケンスの中から水素燃焼の観点から厳しいシーケンスを選定する。」と記載されているが、東海第二発電所では格納容器内を窒素で置換しているため、レベル1、5PRAでは水素燃焼により格納容器が破損するシーケンスは考慮していない。このため、東海第二発電所において評価することが適切と考えられる評価事故シーケンスを選定するものとする。 【評価において着目するパラメータ】 ・東海第二発電所では、格納容器内が窒素置換され、初期酸素濃度が低く保たれている。また、炉心損傷に伴い、水素は容易に可燃限界を超えることから、水素燃焼防止の観点では酸素濃度が重要となる。このため、水の放射線分解に伴う酸素濃度の上昇に着目する。 【東海第二発電所において評価するシーケンス】 ・東海第二発電所において、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防止できない事故シーケンスであるが、格納容器において事象進展を緩和できると考えられる事故シーケンスとして、LOCAとECCS注水機能喪失が重量する事故シーケンスが抽出されている。このため、評価シーケンスとしては、LOCA（LOCA+ECCS注水機能喪失）を想定することが適切であると考えられる。これに加え、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価シーケンスでは、対応の厳しさの観点でSBOの重量を想定していることを考慮し、LOCA+SBOをPDSとして選定する。	LOCA +SBO
		—	—	—		
		—	—	—		
		—	—	—		
		—	—	—		
		—	—	—		
		—	—	—		

※：DCH、FCI、MCCIにおいて選定した評価事故シーケンスについては、重大事故等対処施設による対応により原子炉圧力容器内での事象収束が可能だが、原子炉圧力容器破損が前提となる各破損モードにおける物理現象及びその対策の有効性を確認する観点から仮想的に一部の重大事故等対処設備による対応に期待せず、原子炉圧力容器破損まで事象が進展することを仮定して評価することとする。

5.2.2 格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定

格納容器破損モード	評価対象とした PDS	該当する事故シーケンス※2		格納容器破損防止対策	評価対象事故シーケンスの選定の考え方
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)	LOCA + SBO	◎	① LOCA (大, 中, 小LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + (デブリ冷却成功) + 格納容器注水 (ドライウェル) 失敗※3	・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) ・ 格納容器圧力逃がし装置 ・ 代替循環冷却系	【事象進展 (過圧・過温) 緩和の余裕時間及び設備容量の厳しさ】 ・ 中小LOCAと比較し, 大LOCAは原子炉水位の低下が早いため, 対応時の余裕時間の観点で厳しい。 ・ 中小LOCAと比較し, 大LOCAは水位回復に必要な流量が大きいため, 必要な設備容量の観点で厳しい 以上より, 大LOCAを起因とするシーケンスである, ①を評価事故シーケンスとして選定。 また, 過圧・過温の各々において損傷炉心冷却失敗までは同じ事故シーケンスとなり, 各事故シーケンスの対策は損傷炉心への注水 (損傷炉心冷却) の点で同じとなることから, 有効性評価では過圧・過温を同じ事故シーケンスで評価している。
		—	② LOCA (中, 小LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + (デブリ冷却成功) + 格納容器注水 (ドライウェル) 失敗※3		
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損)		◎	① LOCA (大, 中, 小LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + 格納容器注水 (ベデスタル) 失敗		
		—	② LOCA (中, 小LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + 格納容器注水 (ベデスタル) 失敗		
高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱 (DCH) ※1	TQUX	◎	① 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 + DCH	・ 原子炉手動減圧	【余裕時間及び設備容量の厳しさ】 ・ 原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失 (自動停止) を起因としているシーケンスは, 通常停止させるシーケンスと比較して事象進展が早い。このため, 対応時の余裕時間及び減圧に必要な設備容量の観点で厳しい。 以上より, 発生頻度の観点で大きいと考えられる過渡事象を起因とする, ①を評価事故シーケンスとして選定。
		—	② 手動停止/サポート系喪失 (手動停止) + 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 + DCH		
		—	③ サポート系喪失 (自動停止) + 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 + DCH		
原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用 (FCI) ※1	TQUV	◎	① 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 + FCI (ベデスタル) ※4	なし (原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用が発生しても格納容器圧力バウンダリの機能喪失に至らないことを確認する)	【余裕時間の厳しさ】 ・ 原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失 (自動停止) を起因としているシーケンスは, 通常停止させるシーケンスと比較して事象進展が早い。このため, 対応時の余裕時間の観点で厳しい。 【事象 (FCI発生時) の厳しさ】 ・ いずれのシーケンスも原子炉圧力が低圧状態で原子炉容器破損に至ることから, 定性的にも各シーケンスでFCIが発生した際事象の厳しさを比較することは困難である。 以上より, 発生頻度の観点で大きいと考えられる過渡事象を起因とし, 逃がし安全弁再閉鎖失敗を含まない, ①を評価事故シーケンスとして選定。
		—	② 過渡事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + FCI (ベデスタル) ※4		
		—	③ 手動停止/サポート系喪失 (手動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + FCI (ベデスタル) ※4		
		—	④ 手動停止/サポート系喪失 (手動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + FCI (ベデスタル) ※4		
		—	⑤ サポート系喪失 (自動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + FCI (ベデスタル) ※4		
		—	⑥ サポート系喪失 (自動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + FCI (ベデスタル) ※4		
溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI) ※1	TQUV	◎	① 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 (ベデスタル)	・ 格納容器下部注水系 (常設)	【余裕時間の厳しさ】 ・ 原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失 (自動停止) を起因としているシーケンスは, 通常停止させるシーケンスと比較して事象進展が早い。このため, 対応時の余裕時間の観点で厳しい。 【事象 (MCCI発生時) の厳しさ】 ・ いずれのシーケンスも原子炉圧力が低圧状態で原子炉容器破損に至ることから, 定性的にも各シーケンスでMCCIが発生した際事象の厳しさを比較することは困難である。 以上より, 発生頻度の観点で大きいと考えられる過渡事象を起因とし, 逃がし安全弁再閉鎖失敗を含まない, ①を評価事故シーケンスとして選定。
		—	② 過渡事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 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 (ベデスタル)		
		—	③ 手動停止/サポート系喪失 (手動停止) + 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 (ベデスタル)		
		—	④ 手動停止/サポート系喪失 (手動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 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 (ベデスタル)		
		—	⑤ サポート系喪失 (自動停止) + 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 (ベデスタル)		
		—	⑥ サポート系喪失 (自動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 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 (ベデスタル)		
水素燃焼	LOCA + SBO	—	—	・ 室素置換による格納容器雰囲気の不活性化	【事象 (酸素濃度上昇) の厳しさ】 ・ ジルコニウム・水反応による水素の過剰な発生を抑制する観点から, 炉心損傷後に交流電源を復旧して原子炉注水を実施し, その後の事象進展に対応するシナリオを評価するものとする。 ・ 格納容器ベントを実施する場合, 格納容器内の水素及び酸素が大気中に放出され, 格納容器内の水素及び酸素濃度が大きく低下することから, 格納容器ベントを実施しないシナリオを評価するものとする。 ・ 重大事故等に対処設備によって炉心損傷を防止できるPDSについても, 事象発生後の格納容器内の気体の流れ等, 酸素濃度の上昇の観点でLOCA+SBOと大きく異なるPDSについては, 有効性評価において適宜その感度を確認するものとする。

◎：選定した重要事故シーケンス
※1：DCH, FCI, MCCIにおいて選定した評価事故シーケンスについては, 重大事故等対処施設による対応により原子炉圧力容器内での事象収束が可能だが, 原子炉圧力容器破損が前提となる各破損モードにおける物理現象及びその対策の有効性を確認する観点から仮想的に一部の重大事故等対処設備による対応に期待せず, 原子炉圧力容器破損まで事象が進展することを仮定して評価することとする。
※2：各シーケンスの赤字で示した部分が炉心損傷まで, 青字で示した部分が炉心損傷以降のシーケンスを示す。
※3：PDSがLOCAに該当するシーケンスでは, 炉心及びベデスタル (ドライウェル部) への注水機能が喪失し, デブリ冷却に必ず失敗するため過圧破損に至るシーケンスは抽出されないが, 過温破損の対策となる重大事故等対処設備による格納容器 (損傷炉心) への注水 (デブリ冷却) を考慮して評価シーケンスを選定する。
※4：PDSがTQUVに該当するシーケンスでは, ベデスタル (ドライウェル部) への注水機能が喪失するためFCIが発生するシーケンスは抽出されないが, MCCI対策である事前水張りによりFCIが発生する可能性を考慮して評価シーケンスを選定する。

5.3 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の評価事故シーケンスの選定

事故シーケンス グループ	事故シーケンス	対応する主要な燃料損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)		着眼点との関係と重要事故シーケンスの選定の考え方			選定した重要事故 シーケンスと選定理由
		燃料損傷防止に必要な機能	燃料損傷防止対策	a	b	c	
崩壊熱除去 機能喪失	◎ ①残留熱除去系の故障（RHR喪失） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	崩壊熱除去機能※1	・緊急用海水系 （RHR喪失時）	低	低	高	a. 余裕時間については、シーケンス間で差異がなく、異常の認知及び待機中のECCS・低圧代替注水系（常設）の起動といった緩和措置の実施に掛かる時間を保守的に見積もった時間（約2時間）に比べて十分な余裕時間がある（最も短いPOS－Sにおいても約4.1時間であり、その他のPOSではさらに余裕時間が見込める）ことから、全てのシーケンスにおいて「低」とした。 b. 原子炉への注水に必要な設備容量については、シーケンス間で差がなく、待機中のECCS・低圧代替注水系（常設）の設備容量（残留熱除去系：1,605 m3/h、低圧代替注水系（常設）：378 m3/h）に比べて十分小さい（最も崩壊熱の大きなPOS－Sにおいても約50 m3/h）ことから、全てのシーケンスにおいて「低」とした。 c. 事故シーケンスグループ別CDFに対して1%以上のシーケンスを「中」、1%未満のシーケンスを「低」とした。
	－ ②残留熱除去系の故障（RHR喪失） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗			低	低	中	
	－ ③外部電源喪失 ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	原子炉への注水機能	・待機中のECCS <u>（残留熱除去系（低圧注水系）※2）</u> ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・消火系、補給水系※3	低	低	中	
全交流動力 電源喪失	◎ ①外部電源喪失 ＋交流電源失敗 ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	電源の復旧	・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備 ・可搬型代替直流電源設備（DG起動に使用） （直流電源失敗時）	低	低	高	a. 余裕時間については、シーケンス間で差異がなく、常設代替直流電源設備、常設代替高圧電源装置による給電、低圧代替注水系（常設）による注水といった緩和措置の実施に掛かる時間（約25分）に比べて十分な余裕時間がある（最も短いPOS－Sにおいても4.1時間であり、その他のPOSではさらに余裕時間が見込める）ことから、全てのシーケンスにおいて「低」とした。 b. 原子炉への注水に必要な設備容量については、シーケンス間で差がなく、待機中のECCS・低圧代替注水系（常設）の設備容量（残留熱除去系：1,605 m3/h、低圧代替注水系（常設）：378 m3/h）に比べて十分小さい（最も崩壊熱の大きなPOS－Sにおいても約50 m3/h）ことから、全てのシーケンスにおいて「低」とした。 c. 事故シーケンスグループの中で最もCDFの高いドミナントシーケンスを「高」、その他のシーケンスを「中」とした。
	－ ②外部電源喪失 ＋直流電源失敗 ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	崩壊熱除去機能※1	・緊急用海水系	低	低	低	
原子炉冷却材 の流出	◎ ①原子炉冷却材の流出（RHR切替時のLOCA） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	原子炉への注水機能	・待機中のECCS <u>（残留熱除去系（低圧注水系））</u> ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・消火系、補給水系※3	高	低	高	a. 燃料損傷までの余裕時間が最も短いシーケンス（①RHR切替時、②CUWブロー時：3.5時間）を「高」、最も長いシーケンス（④LPRM点検時：12.1時間）を「低」、それ以外のシーケンス（③CRD点検時：5.5時間）を「中」とした。 b. 流出流量が多い程、燃料損傷回避のために必要な注水設備の容量が大きくなることを考慮し、冷却材流出流量が最も多いシーケンスを「高」、最も少ないシーケンスを「低」、それ以外のシーケンスを「中」とした。 c. 事故シーケンスグループの中で最もCDFの高いドミナントシーケンスを「高」、事故シーケンスグループ別CDFに対して1%以上のシーケンスを「中」、1%未満のシーケンスを「低」とした。
	－ ②原子炉冷却材の流出（CUWブロー時のLOCA） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗			高	低	中	
	－ ③原子炉冷却材の流出（CRD点検時のLOCA） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗			中	高	中	
	－ ④原子炉冷却材の流出（LPRM点検時のLOCA） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗			低	中	低	（①RHR切替時のLOCAについては、ウェル満水時（POS－B）及び通常水位時（POS－A等）のどちらでも起こり得る可能性があるが、保有水量が少なく、余裕時間の観点で厳しい通常水位時を想定して着眼点に基づく整理を行った。なお、通常水位時においては、原子炉水位計による警報発生による速やかな冷却材流出事故の検知等に期待できることも考えられるが、評価上考慮しないものとする）
反応度の 誤投入	◎ 制御棒の誤引き抜き※4	安全保護機能	・安全保護系 <u>（起動領域計装の原子炉出力バリエオ短（10秒） 信号による原子炉スクラム）</u>	－	－	－	a. 代表性の観点から停止中に実施される試験等により、最大反応度価値を有する制御棒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引き抜かれ、臨界近接を認知できずに臨界に至る事象を想定する。

◎ ：重要事故シーケンスとして選定したシーケンス

※1：停止時には崩壊熱除去機能が喪失した場合であっても、原子炉注水を実施することで燃料損傷を防止できる（原子炉建屋（原子炉開放時）又は格納容器（原子炉未開放時）へ崩壊熱を逃すことで燃料損傷を防止し、その後長期的な安定状態の確保のために残留熱除去系等を復旧する）

※2：停止時PRAの評価上、残留熱除去系の喪失も考えられるが、その場合の事象進展及び対策は「全交流動力電源喪失」と同様となるため、ガイド等を参照し、対策に追加

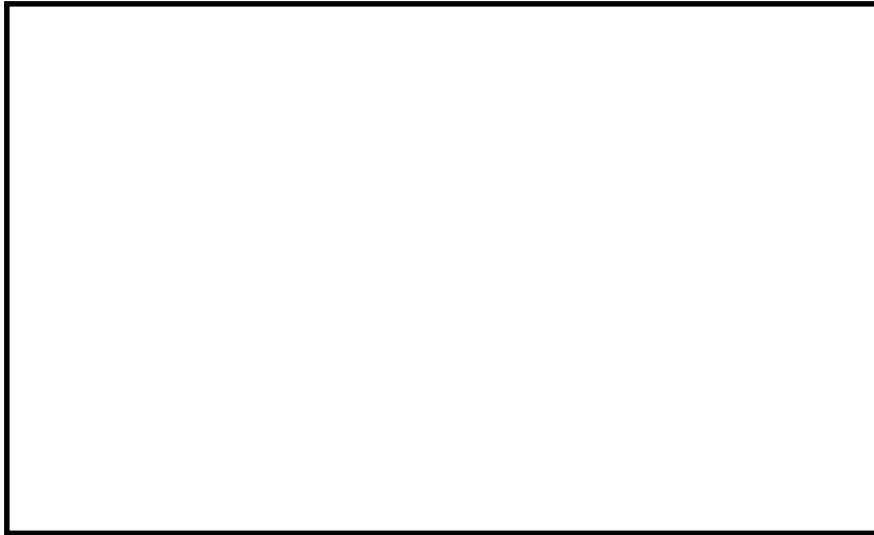
※3：重大事故等対処設備ではないが、シーケンスによって使用できる可能性のある緩和設備

※4：発生の可能性が低く、発生を仮定してもその影響が限定的であるため、リスク評価上重要性が低いと判断し、PRAの評価対象から除外したものの

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

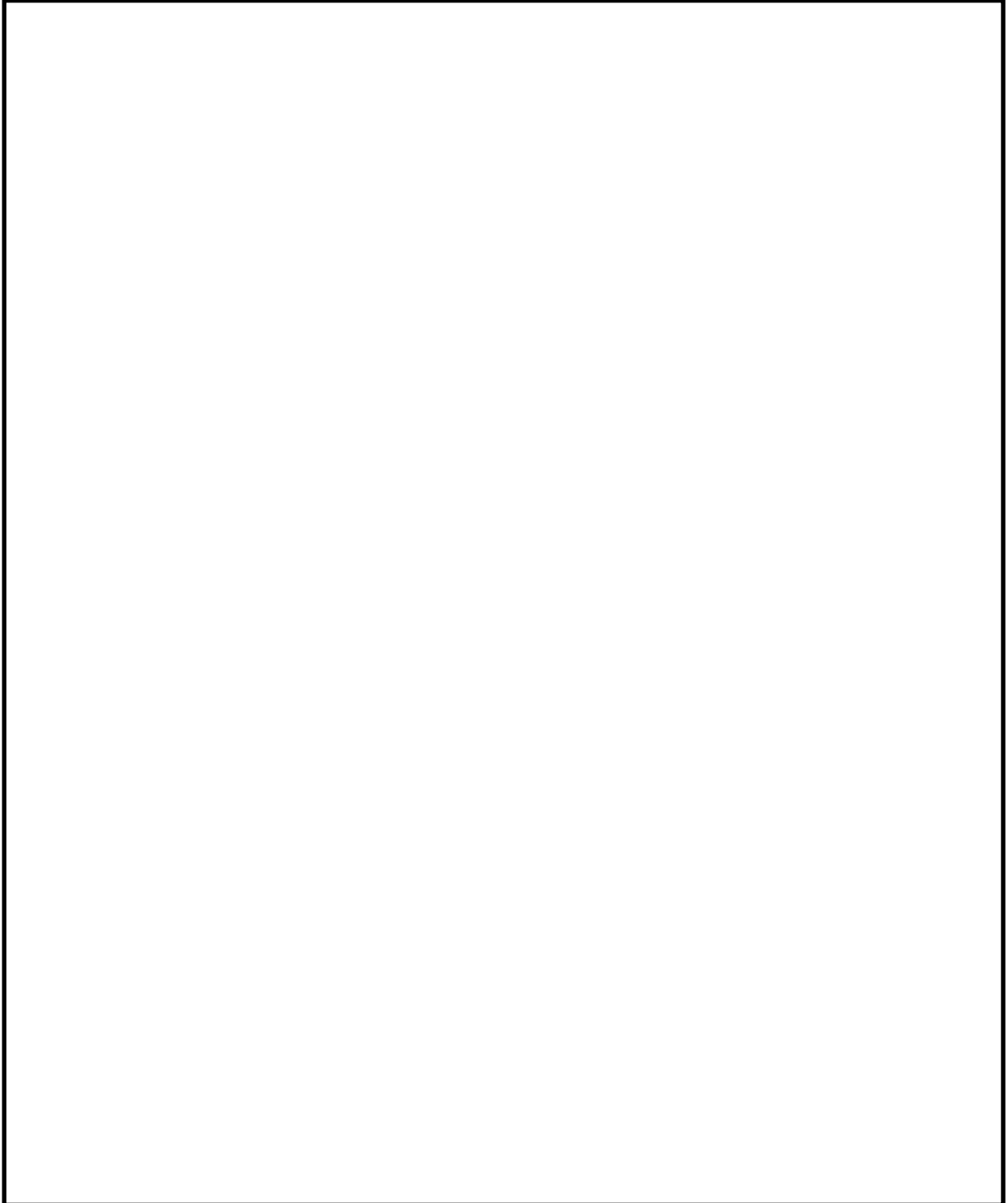
手順書に記載しているサプレッション・プール水温度と原子炉圧力の関係図



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 弁を順次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 $55^{\circ}\text{C}/\text{h}$ 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 $245\text{kPa}[\text{gage}]$ 以下に維持できない場合

⑦ドライウェル温度が約 171°C 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 $+6.270\text{m}$ に接近又は通常水位 -50cm 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」を順次手動開放することを第一優先とする。

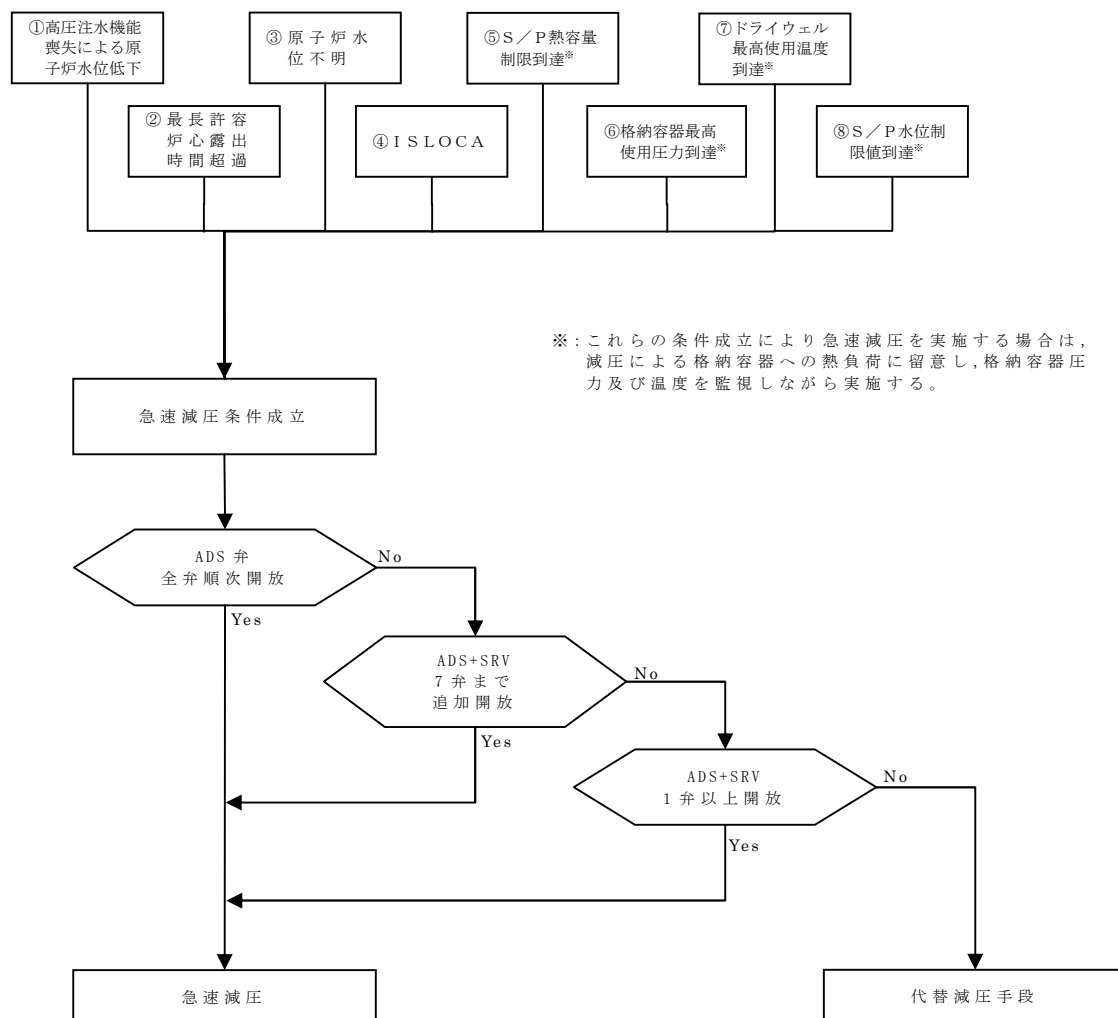
それができない場合は、A D S 弁以外の逃がし安全弁（以下「S R V」という。）を含めた「7 弁」を順次手動開放する。

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、ADS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、ADS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。

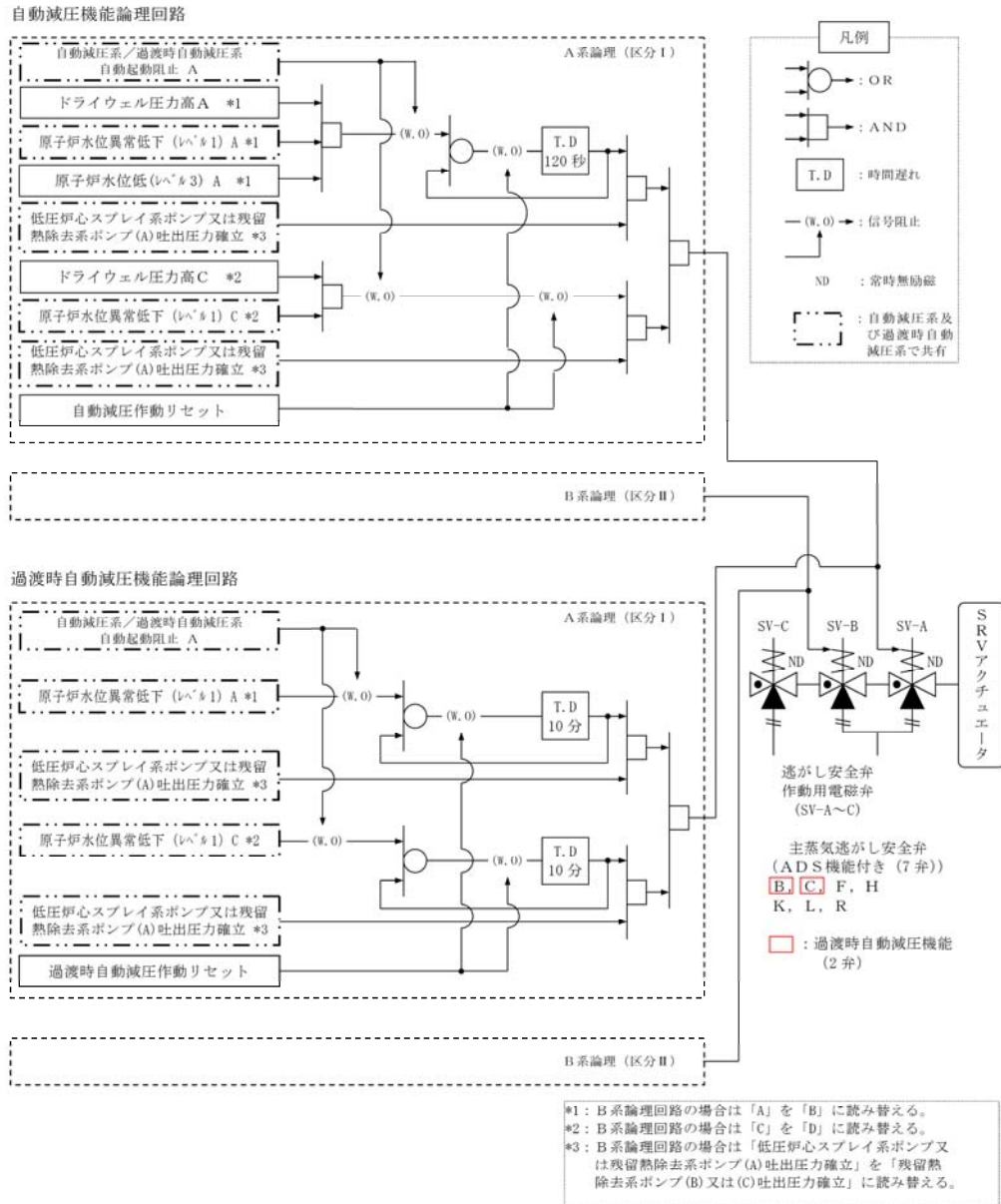
自動減圧回路の動作信号のうち、格納容器圧力高信号が成立しなくても、原子炉の水位が低い状態で一定時間経過した場合は、残留熱除去系（低圧注水系）等の起動を条件に過渡時自動減圧回路は動作する。

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。

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、遠がし安全弁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！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、原子炉水位の継続監視を行う。

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

全交流動力電源喪失（長期T B）

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」

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1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（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。

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、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、「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。

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。 <u>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。</u> また、「格納容器制御導入」を継続監視する。 <u>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。</u> <u>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。</u> 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。 <u>原子炉水位L3～L8維持可能を確認後「スクラム」へ移行する。</u> 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」 <u>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。</u> 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。 <u>原子炉水位計正常を確認後、「S／P温度制御」へ移行する。</u> E：EOP「PCV圧力制御」 <u>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イを実施する。</u> <u>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。</u>

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。

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1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。 <u>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。</u>
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。
<u>「SLC」操作</u> ほう酸水注入系を起動し、ほう酸水注入操作を行う。 <u>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。</u> 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。
<u>「水位」操作</u> 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。
<u>「CR」操作</u> 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。
<u>「圧力」操作</u> 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Ⅱ（後継ベース）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。
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、原子炉冷却材圧力パ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L0以上維持が不可となる。
 その後、CAMS γ 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-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L0以上維持が不可となる。
その後、CAMSγ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-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。 <u>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。</u> <u>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。</u> 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。 <u>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。</u> 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。 <u>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。</u> 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。 <u>その後、CAMSγ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。</u>

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」 ベデスタル（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）によるベデスタル（ドライウエル部）注水操作を実施する。 ベデスタル（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）によるベデスタル（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、ベデスタル（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デスタル（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（ＴＢＤ，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（ＴＢＤ，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）

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故		EPRI 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	初期給復水系の 使用可否等	主なスクラム信号	
過 渡 事 象	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				継続可能	原子炉出力ベリオド短（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8）によるタービントリップには至らず、また、原子炉スクラムにも至らない。					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・主蒸気隔離弁共隔離	不可（電源なし）	蒸気加減弁急速閉	(I)
		8. 復水器真空度喪失			主蒸気隔離弁で隔離	可／継続に障害（ホットウエル水位低下）	主蒸気止め弁閉	(E)
	給水加熱喪失	21. 給水加熱喪失				継続可能	中性子束高（熱流束相当）	(B2)
	原子炉冷却材流量制御系の誤動作	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（中性子束）	(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. バイパス弁又は主蒸気加減弁の誤閉鎖				継続可能	蒸気加減弁急速閉又は主蒸気止め弁閉	(A)
		2. 発電機負荷遮断バイパス弁不作動 4. タービントリップバイパス弁不作動			タービン側で隔離	可／継続に障害（ホットウエル水位低下）	蒸気加減弁急速閉又は主蒸気止め弁閉	(D)
	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			主蒸気隔離弁で隔離	可／継続に障害（ホットウエル水位低下）	主蒸気隔離弁閉	(C)
		6. 主蒸気隔離弁の1弁閉鎖				継続可能	中性子束高	(B1)
	給水制御系の故障	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	主蒸気止め弁閉	(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. タービンバイパス弁誤開放			主蒸気隔離弁で隔離	可／継続に障害（ホットウエル水位低下）	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			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)
		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）				継続可能（機能低下）	原子炉水位低（レベル3）	(G)
	—	33. HPC I／HPCSの誤起動				継続可能	主蒸気止め弁閉	(A)
		11. 逃がし安全弁誤開放／開固着	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)
		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				継続可能 ^(注3)	原子炉緊急停止系誤信号	(H2)

(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故に係る起因事象の同定結果（2／2）

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故		EPRI 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	初期給復水系の 使用可否等	主なスクラム信号	
設計 基準 事故	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） （ホットウエル水位低下）	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. 全再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固着	19. 再循環ポンプ軸固着				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	－	炉心損傷の観点からは考慮不要であるため、本事象は対象外とした。					起因事象対象外
	主蒸気管破断	－	事象発生により主蒸気隔離弁が閉鎖することで、初期の原子炉への影響は「主蒸気隔離弁の閉鎖」と同様となる。 主蒸気隔離弁閉鎖に失敗した場合は、格納容器をバイパスした状態での原子炉冷却材（蒸気）の喪失となるが、発生頻度が極めて小さい値となることから、対象外とした。（別紙3. 1. 1. 2-2）					起因事象対象外
	燃料集合体の落下	－	使用済燃料プールにおける燃料集合体の取扱い作業中に、燃料集合体が落下した場合でも原子炉の運転状態に影響することはないことから、対象外とした。					起因事象対象外
	制御棒落下	－	事象発生により、瞬間的な出力上昇で一部の燃料の破損が考えられるが、主蒸気隔離弁が自動閉止する設計となっており、「主蒸気隔離弁の閉鎖」とプラント挙動が同様であるため、この事象に包絡されるとし、対象外とした。					起因事象対象外
	原子炉冷却材喪失（PCV解析）	－	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） （ホットウエル水位低下）	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） （ホットウエル水位低下）	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） 給復水系に影響を及ぼす信号が発信していない場合。

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るが、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。給水流量の全喪失までには至らないため、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）の一部がサブレーション・プールに流出する事象である。原子炉水位の低化は給水系の流量を増加させて対応することができるが、逃がし安全弁を通じ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、E C C S 等により原子炉水位を回復することができる。このように、逃がし安全弁誤開放は全給水喪失に包絡される。なお、誤開放を想定する逃がし安全弁は発生頻度の観点から 1 弁とする。また、自動減圧系等の回路の誤動作による複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 L O C A や大 L O C A に包絡される。

15. 事象発生時の状況判断について

有効性評価においては、事象発生後「10 分間」は状況判断を行うこととしており、原則事故対応操作は「10 分後」から開始するものとしている。

各事象では、機能喪失する設備が多数に及ぶ場合がある。このため、実際の事故対応において「10 分間」での状況判断が可能であることを確認する。

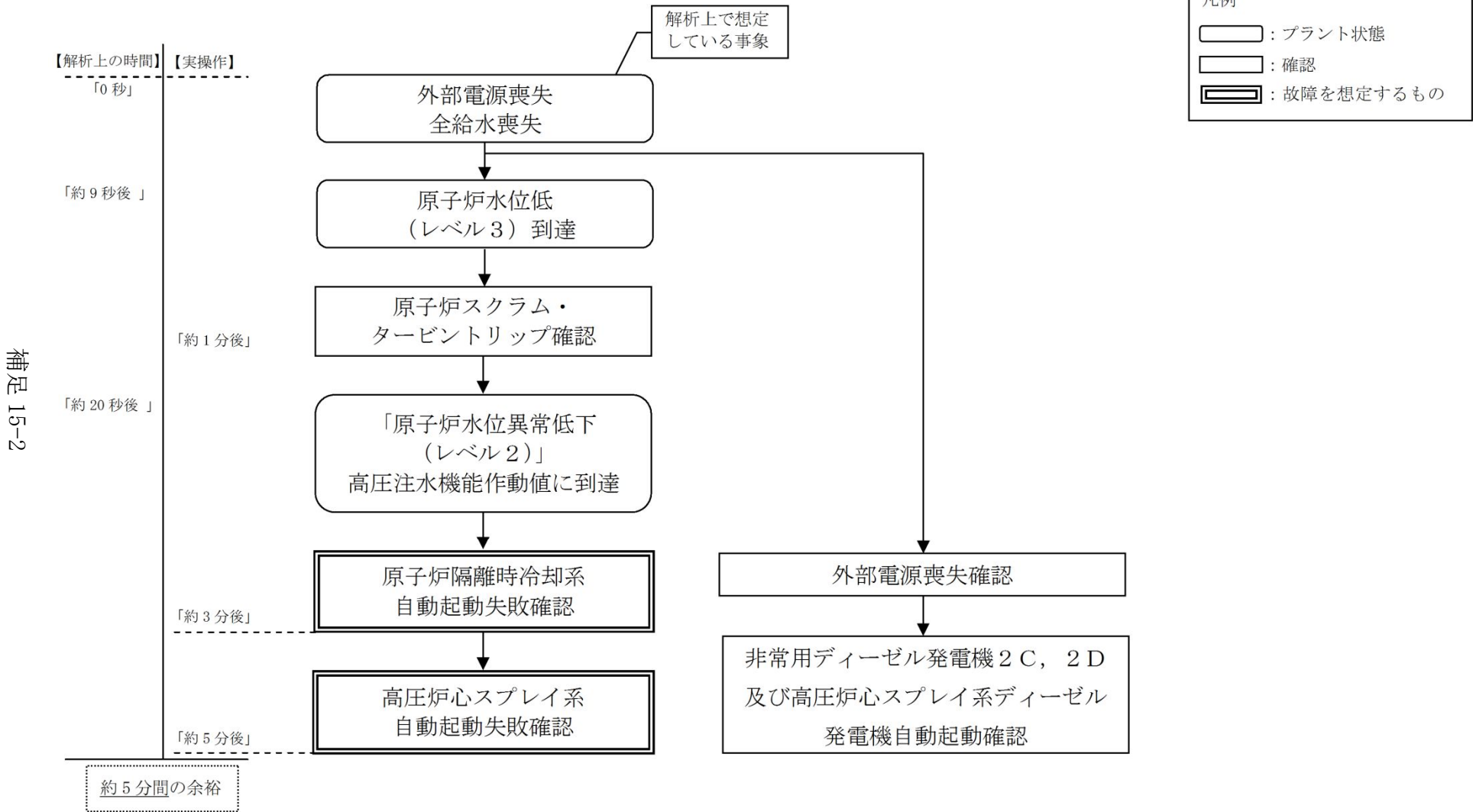
以下に、有効性評価の各事故シナリオ※について、状況判断「10 分間」の実際の実施事項について整理し、余裕をもって対応可能であることを示す。

なお、機能喪失の判断については、故障要因に依らず「ポンプ吐出圧力計」，「ポンプ出口流量計」等を用いて機器が正常に作動していないことを確認することにより可能である。

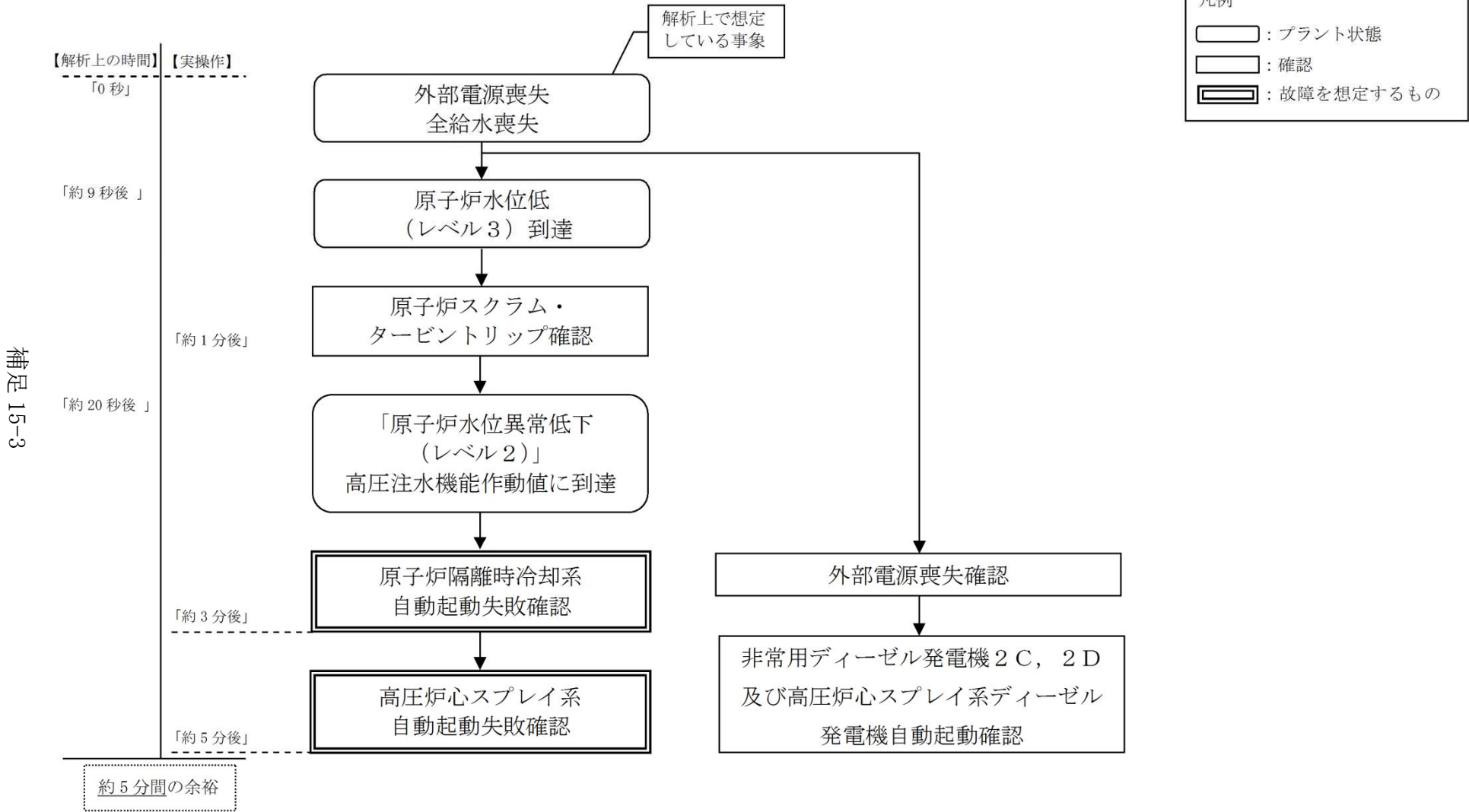
※ 以下の事故シナリオは状況判断の時間として 10 分を設定していないことから対象外

- ・ 原子炉停止機能喪失
- ・ 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
- ・ 想定事故 1
- ・ 想定事故 2
- ・ （停止時）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）
- ・ （停止時）全交流動力電源喪失
- ・ （停止時）原子炉冷却材の流出
- ・ （停止時）反応度の誤投入

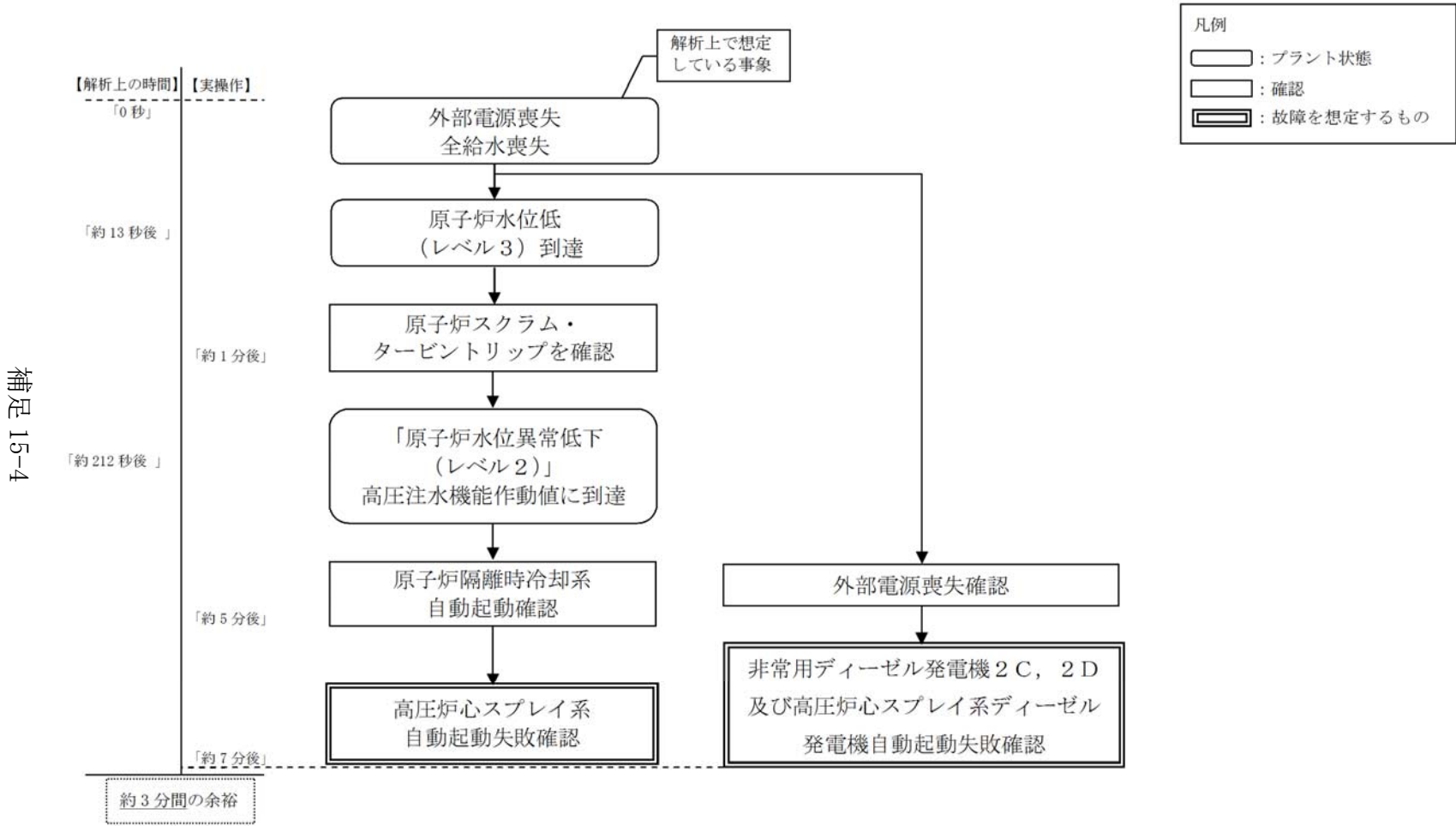
高圧・低圧注水機能喪失（T Q U V）



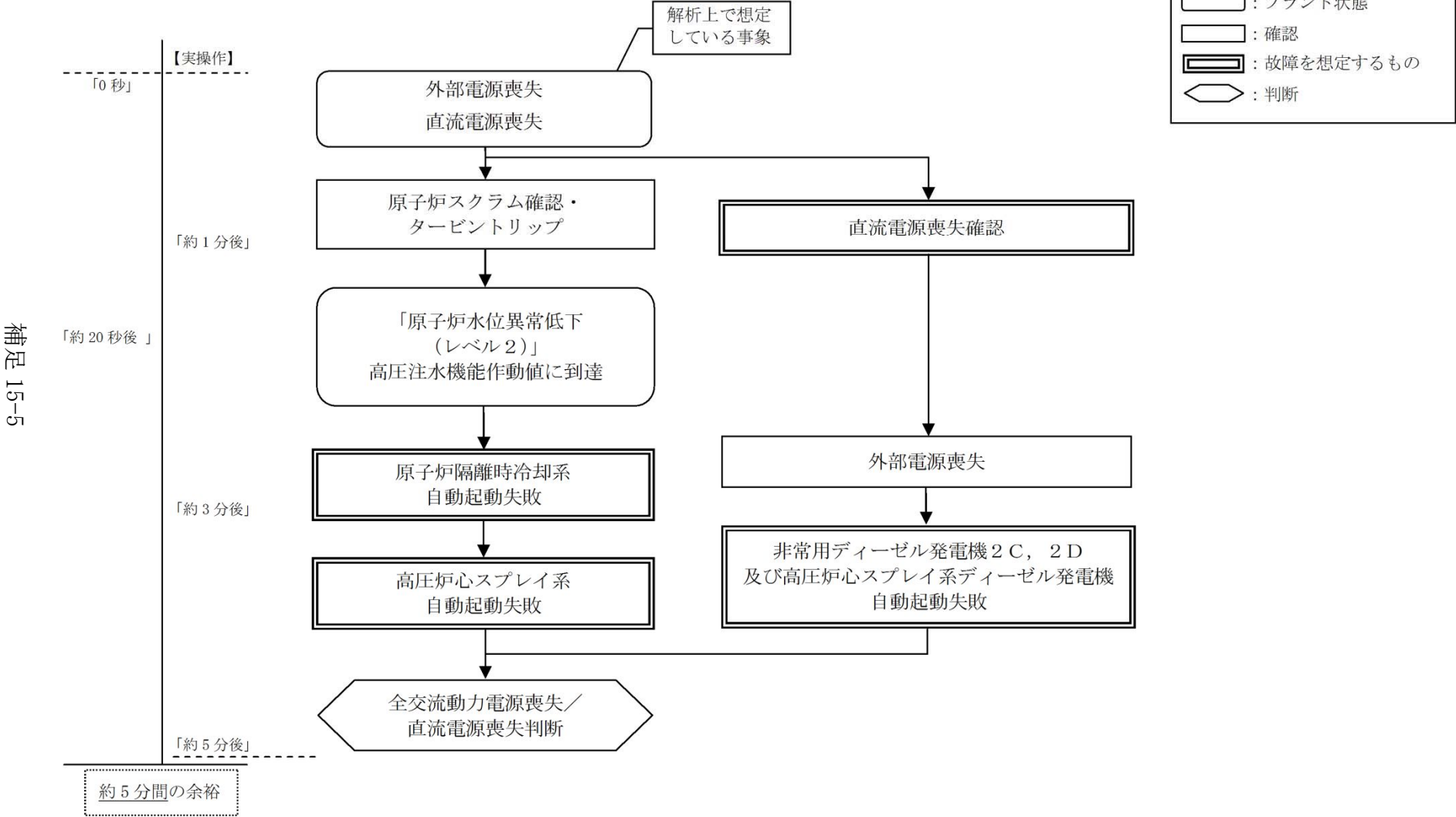
高圧注水・減圧機能喪失（T Q U X）



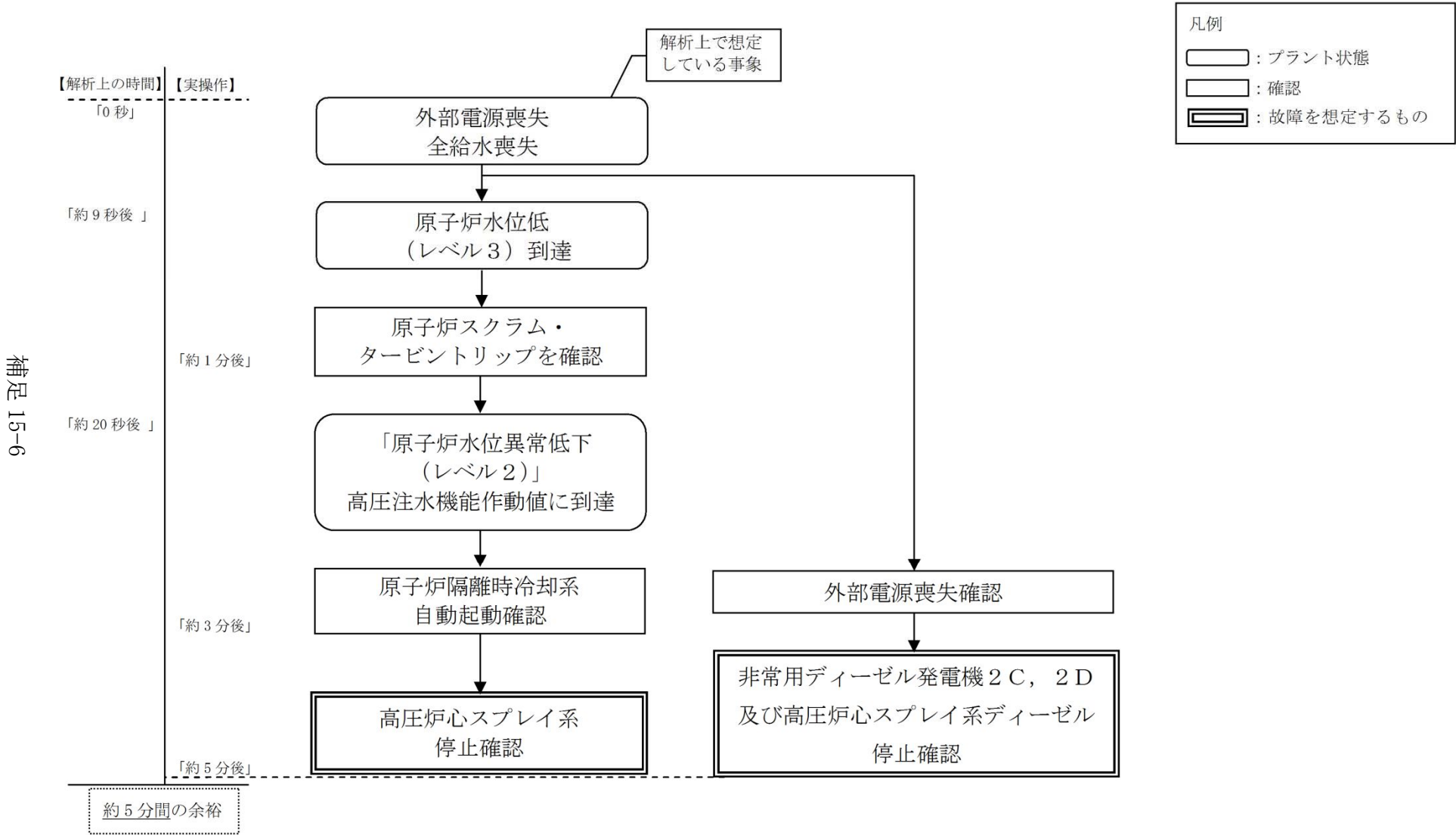
全交流動力電源喪失（長期 T B）



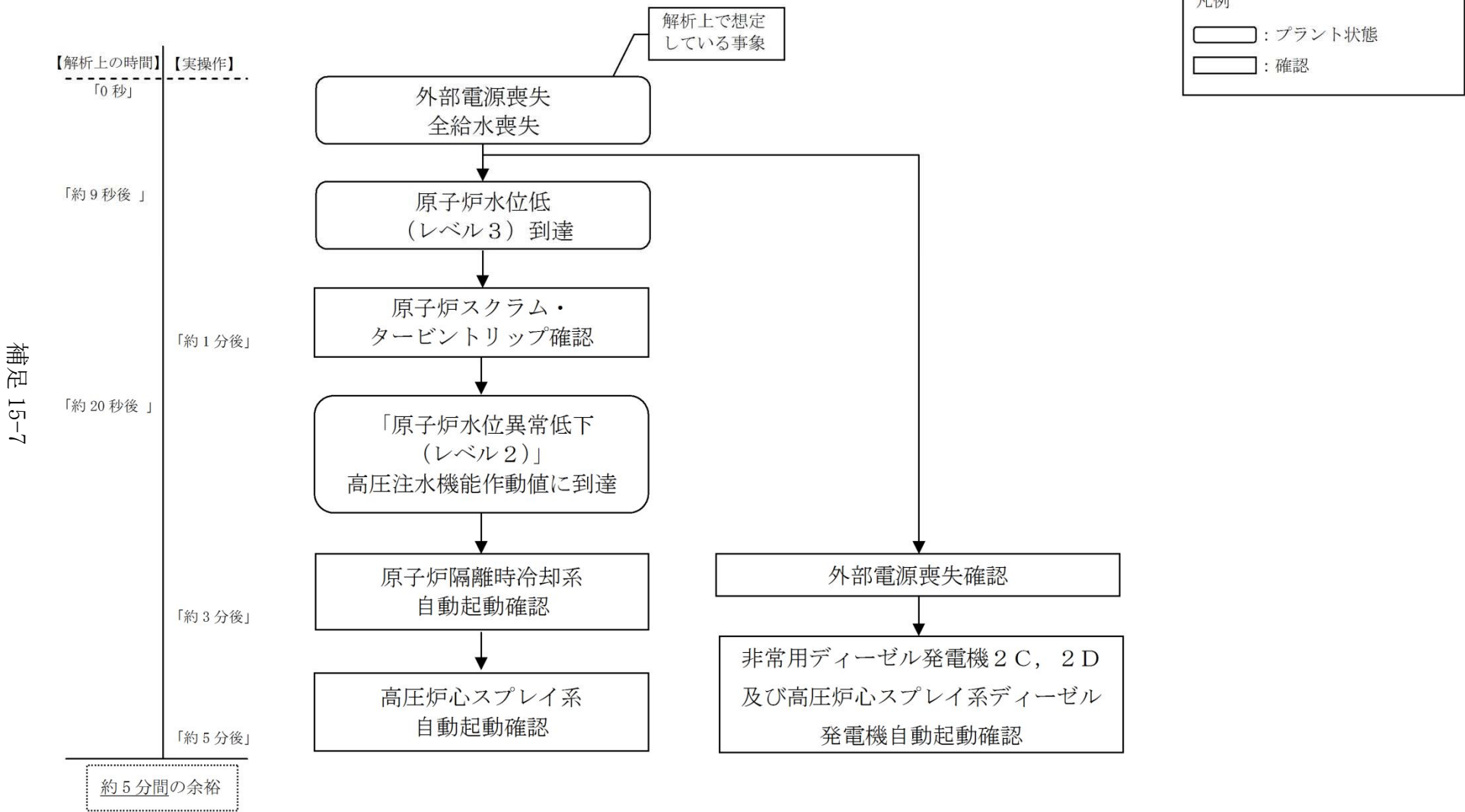
全交流動力電源喪失（TBD，TBP，TBU）



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

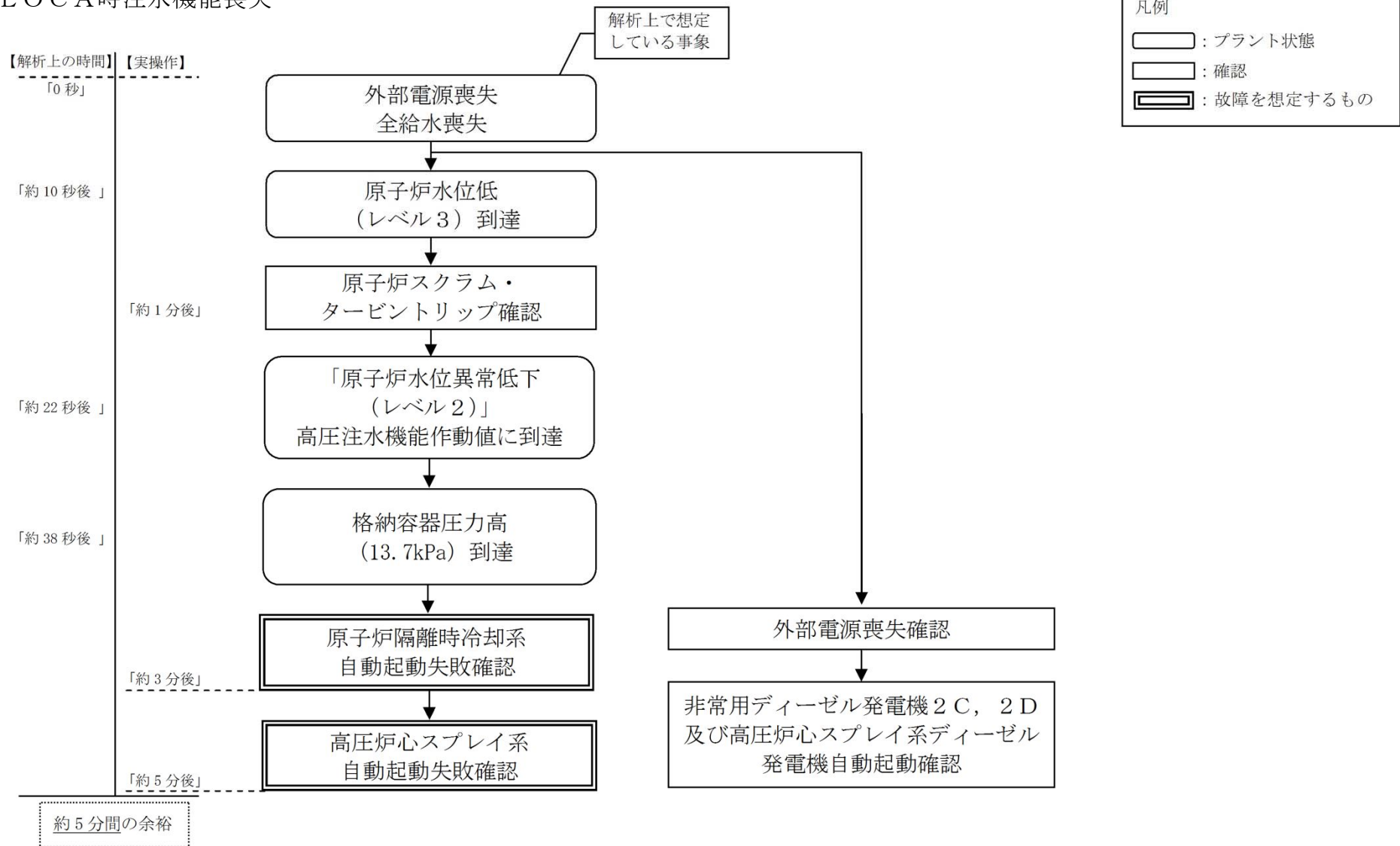


崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）

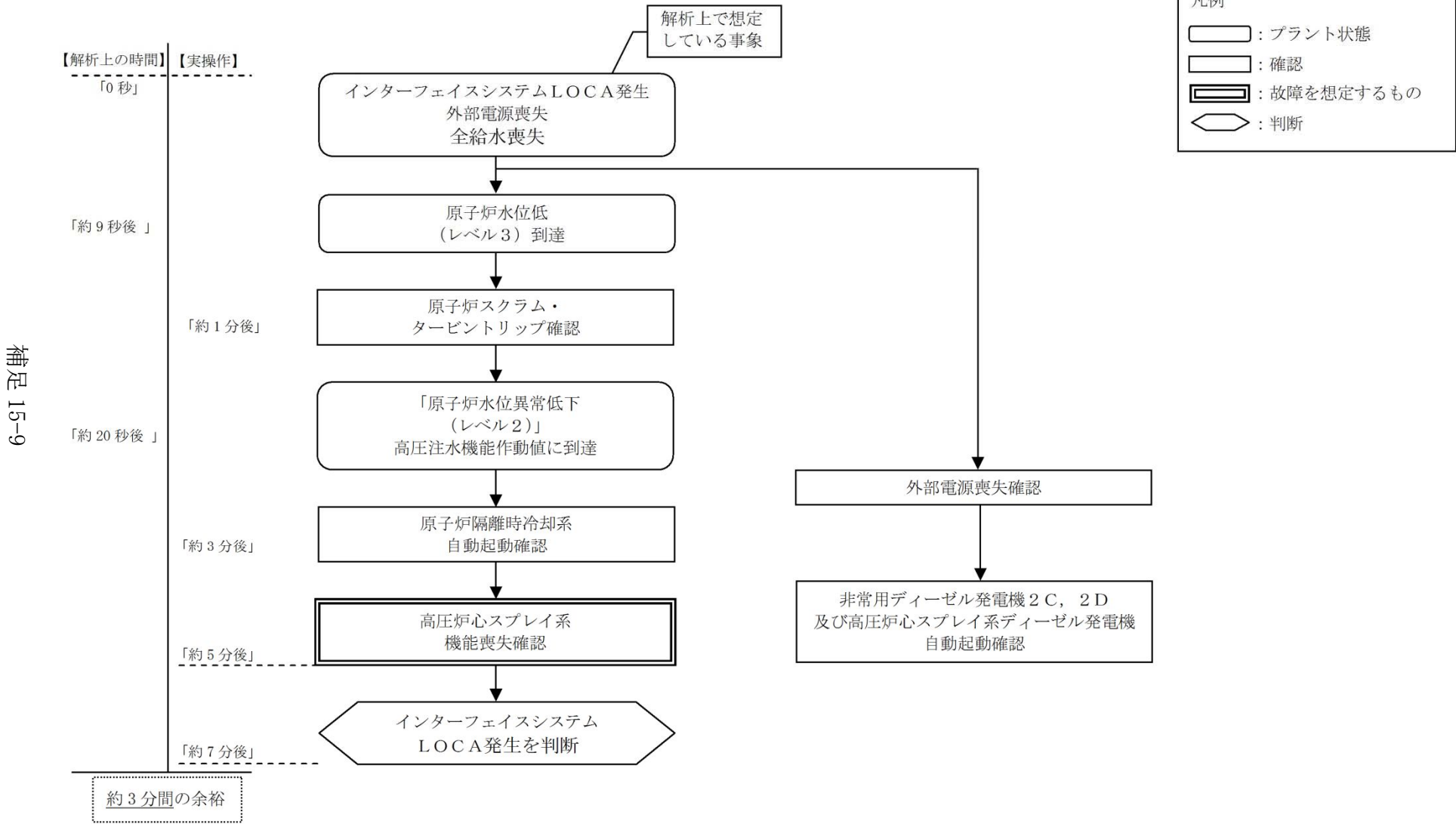


LOCA時注水機能喪失

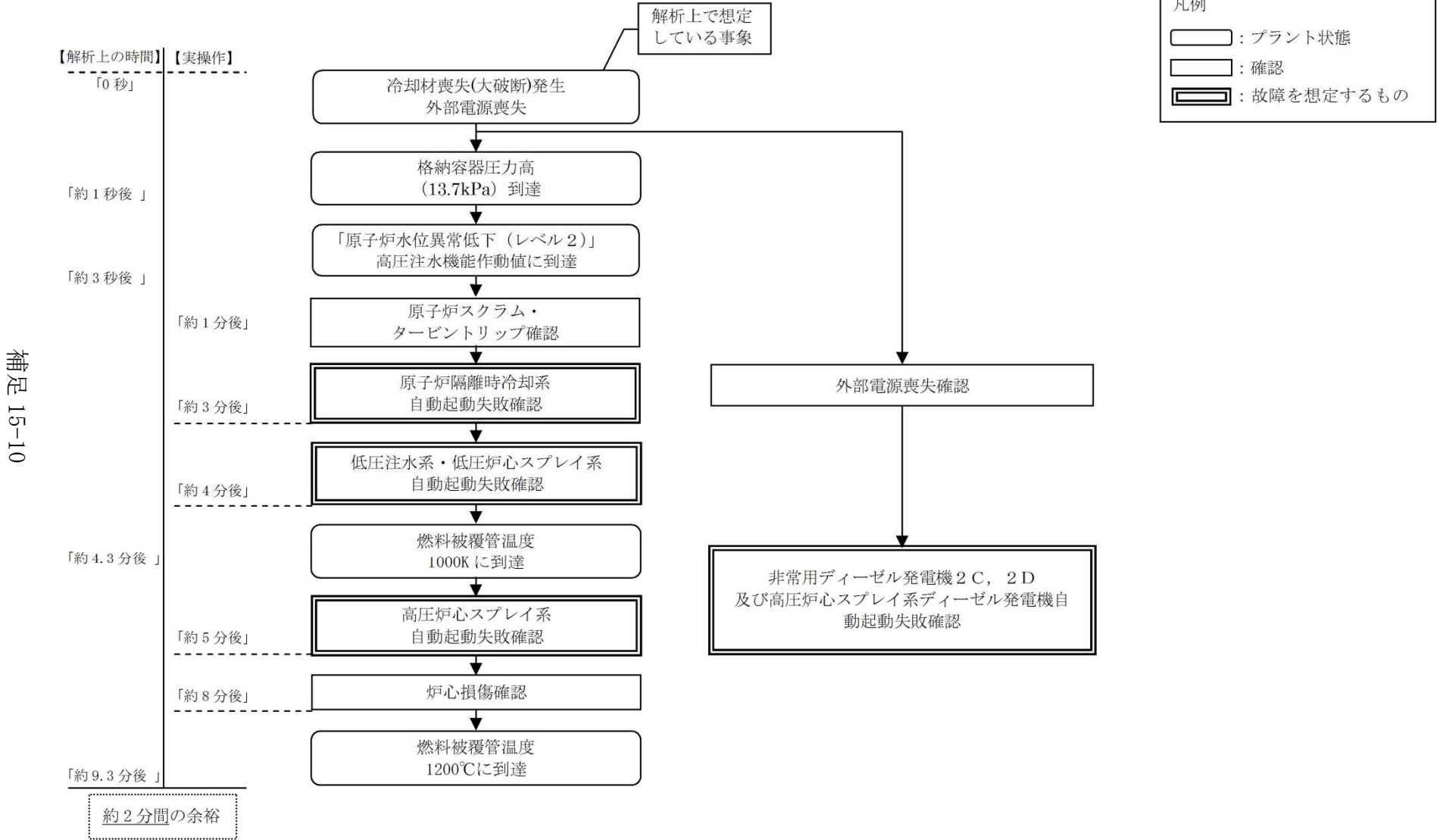
補足 15-8



格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）



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



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※¹

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。^{※2, 3}

※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^{※4}

※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

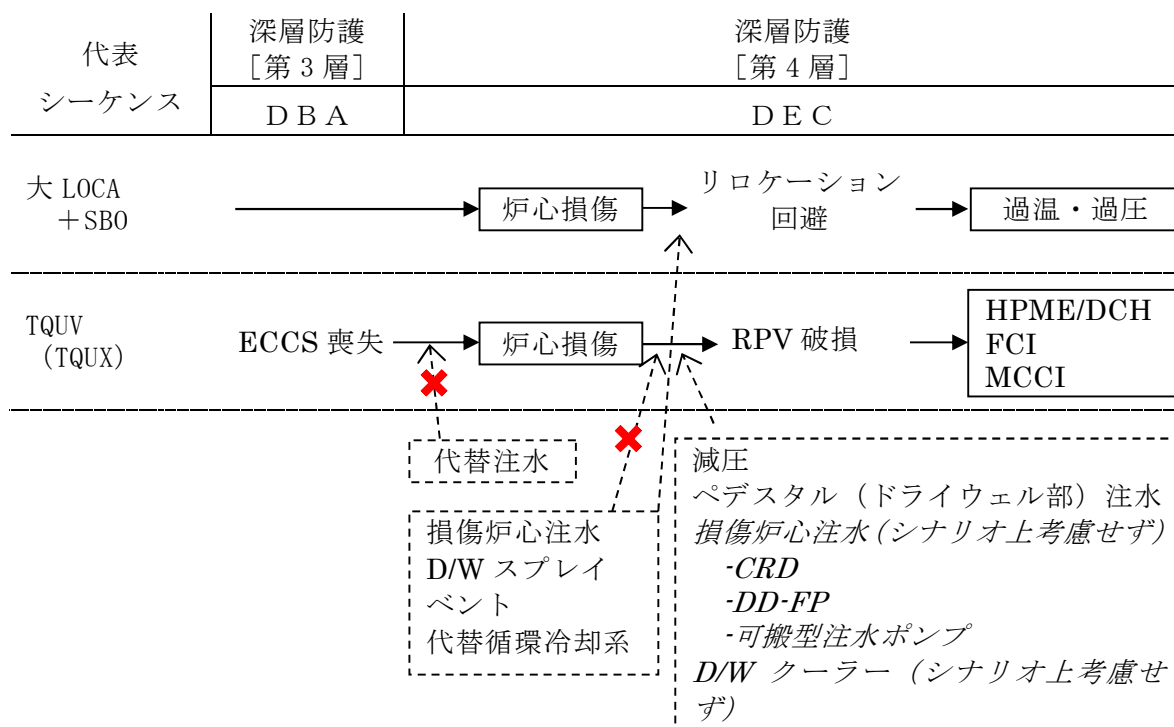
の溶融燃料－冷却材相互作用，溶融炉心・コンクリート相互作用の評価上の扱いについて

高圧溶融物放出／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，高圧溶融物放出／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、高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱、原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用、熔融炉心・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)	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） 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。
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)	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） 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。
2.3.1 全交流動力電源喪失 (長期T B) (外部電源喪失＋D G失敗＋H P C S失敗(R C I C成功))	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） 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。
2.3.2 全交流動力電源喪失 (T B D, T B U, T B P) (外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗)	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） 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。

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)	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） 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。
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)	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） 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。
2.5 原子炉停止機能喪失 (過渡事象＋原子炉停止失敗)	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） 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。
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)	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） 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。
2.7 格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)	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） 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。

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
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)	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) 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。 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 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 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
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)	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) 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。
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))	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、圧力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) 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。
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))	3.1 と同じ。

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
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))	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) 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。

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
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)	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) 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。
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)	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) 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。

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
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)	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） 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。
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)	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） 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。
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)	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） 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。
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)	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） 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。

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 L O C A 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 L O C A）	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

サブプレッション・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

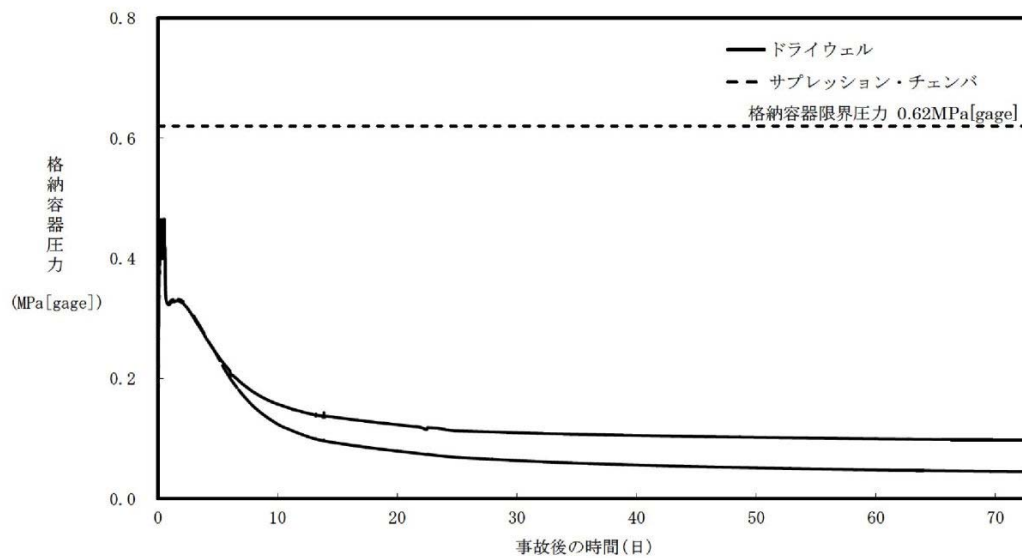
長期的なサブプレッション・プール水温の挙動を確認するため、有効性評価の対象とした事故シーケンスのうち、サブプレッション・プール水温が高く推移するシーケンスとして、重大事故の「雰囲気圧力・温度による静的負荷（過圧・過温）」シナリオ（代替循環冷却系継続ケース、格納容器ベント継続ケース）及び運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故において格納容器ベントを実施するシーケンスのうち、「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」シナリオについて、サブプレッション・プール水温が約 100℃に低下するまでの長期間解析を実施した。

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ブプレッション・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。

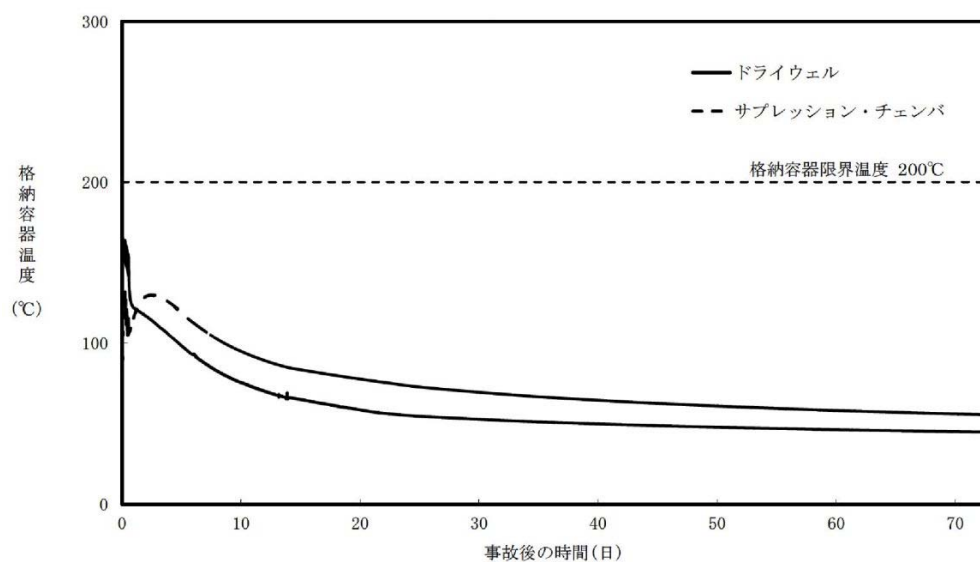
第 4-3 図、第 4-6 図及び第 4-8 図に示すように、格納容器過圧・過温シナリオ（代替循環冷却系継続ケース及び格納容器ベント継続ケース）及び崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）シナリオにおいて、事象発生 7 日後時点では、サブプレッション・プール水温は最高使用温度の 104℃（格納容器設計条件を決定するための冷却材喪失事故時の解析結果での最高温度に余裕を持たせた温度）を上回っているものの、格納容器の構

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。

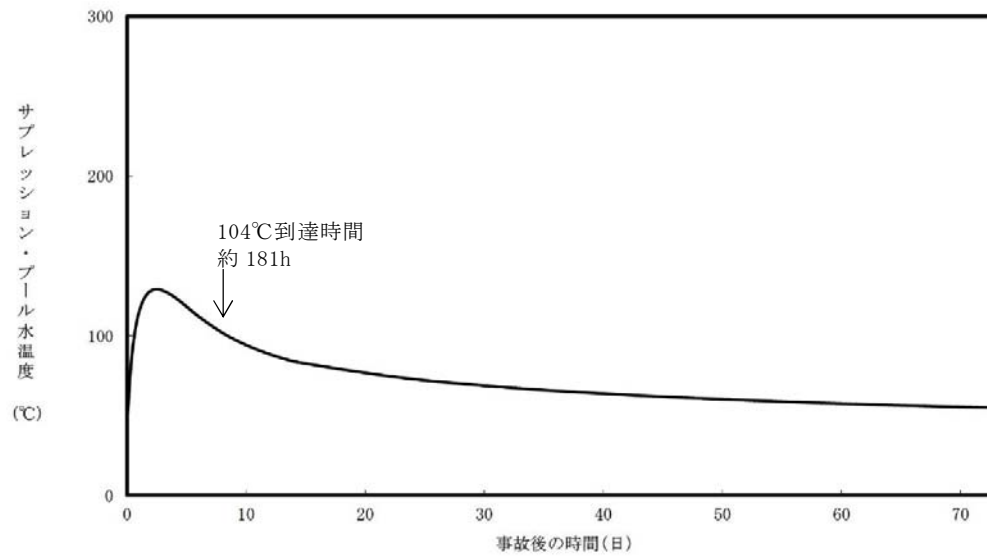
したがって、事象発生 7 日後以降にサブプレッション・プール水温が最高使用温度を上回っていても格納容器の健全性が問題となることはない。



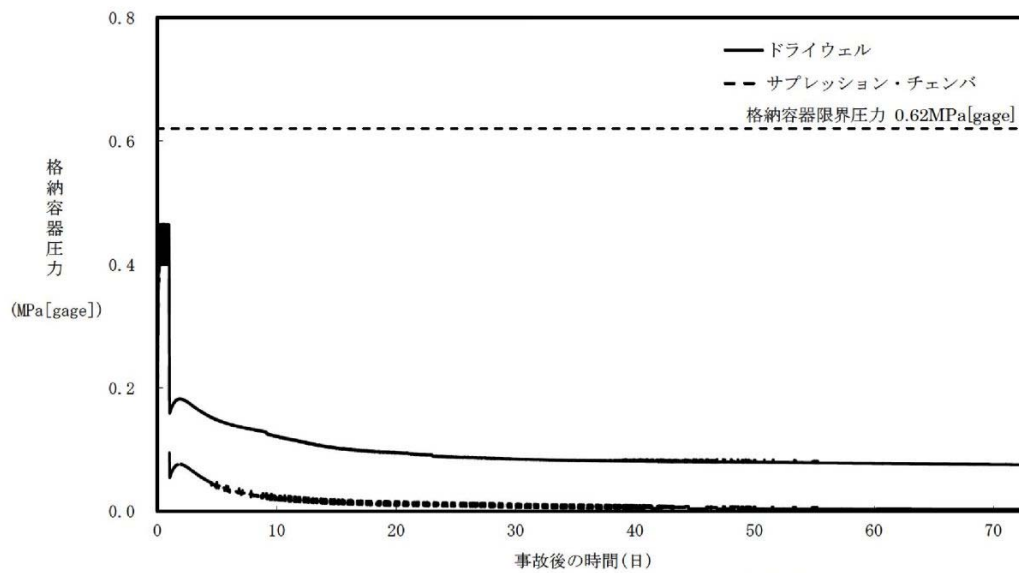
第 4-1 図 格納容器圧力の推移（格納容器過圧・過温破損シナリオ）
（代替循環冷却系継続ケース）



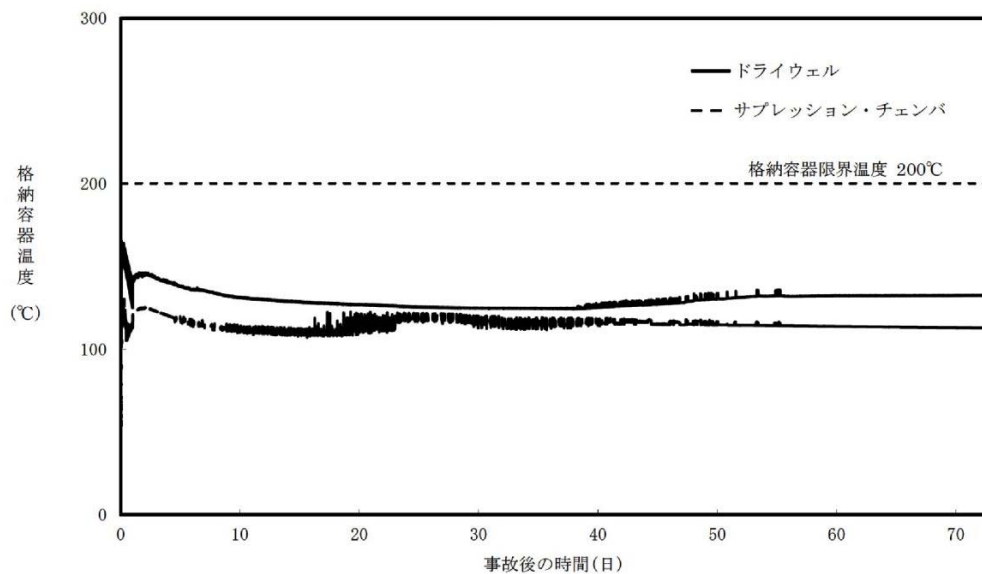
第 4-2 図 格納容器雰囲気温度の推移（格納容器過圧・過温破損シナリオ）
（代替循環冷却系継続ケース）



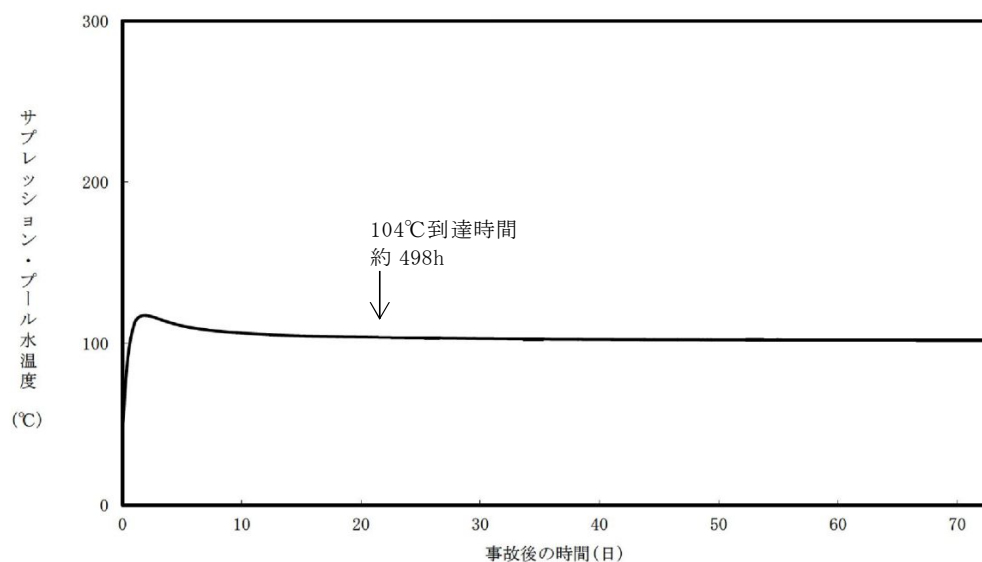
第 4-3 図 サプレッション・プール水温の推移（格納容器過圧・過温破損シナリオ）（代替循環冷却系継続ケース）



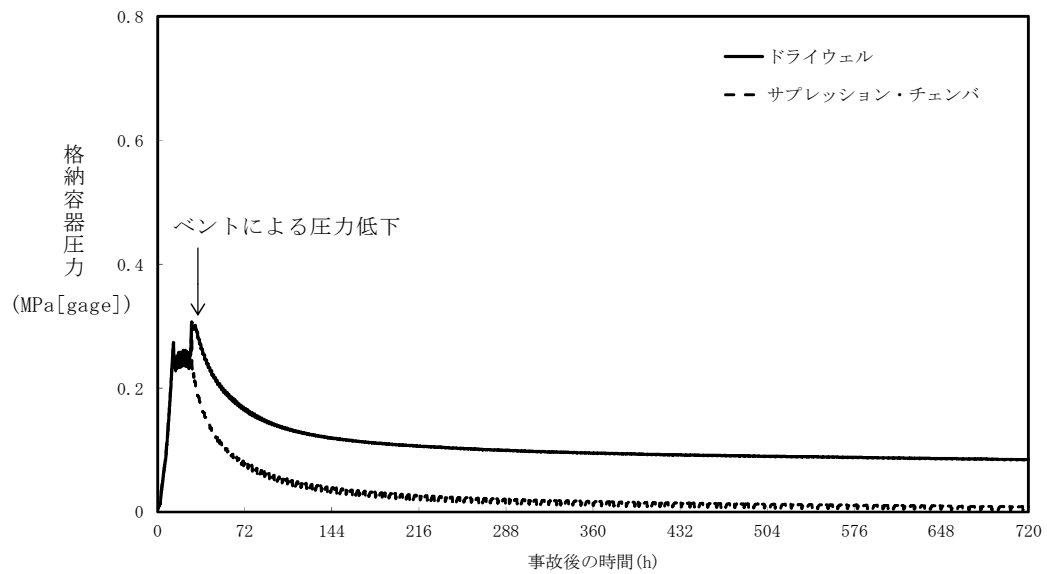
第 4-4 図 格納容器圧力の推移（格納容器過圧・過温破損シナリオ）（格納容器ベント継続ケース）



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）

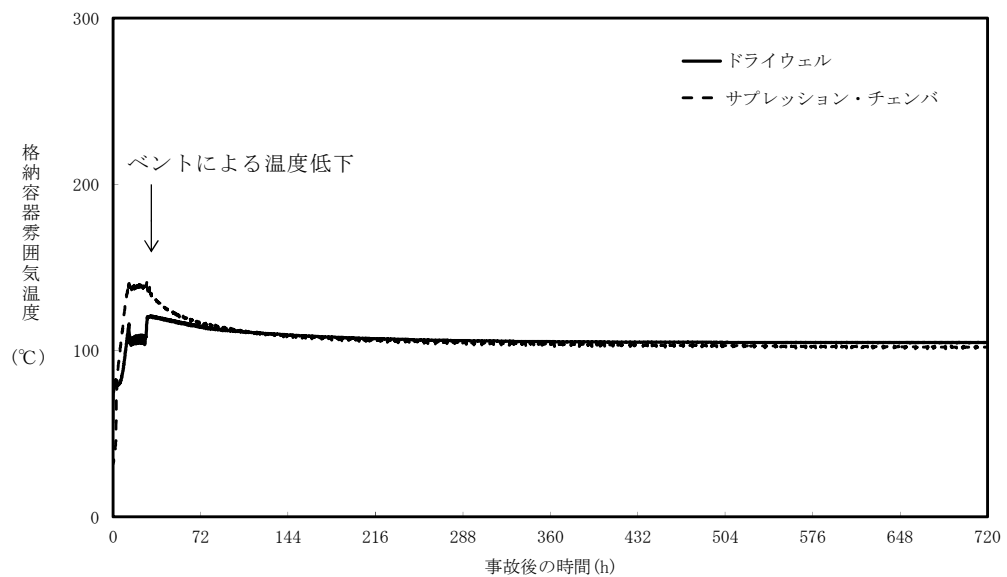


第 4-6 図 サプレッション・プール水温度の推移
（格納容器過圧・過温破損シナリオ）（格納容器ベント継続ケース）



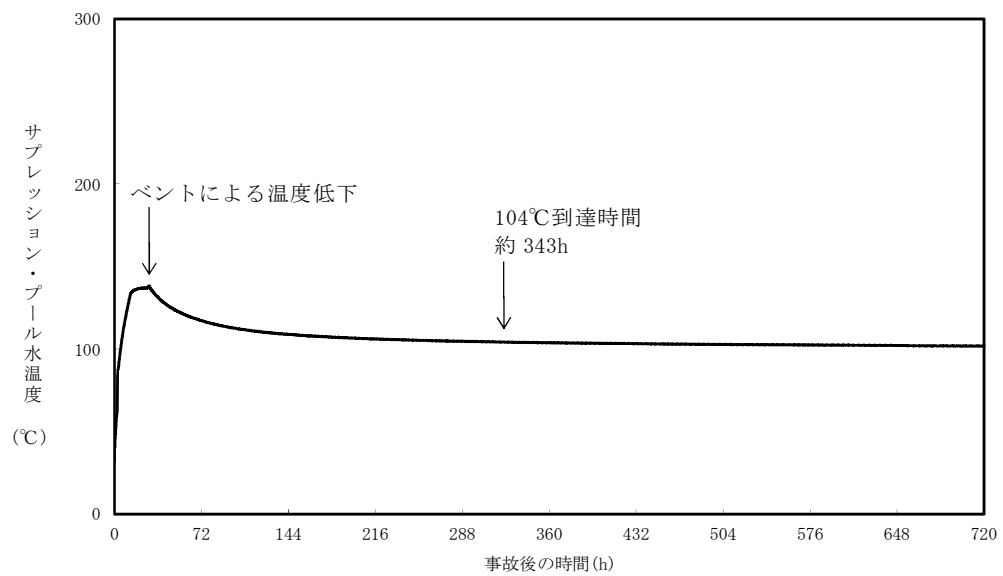
第 4-7 図 格納容器圧力の推移

(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))

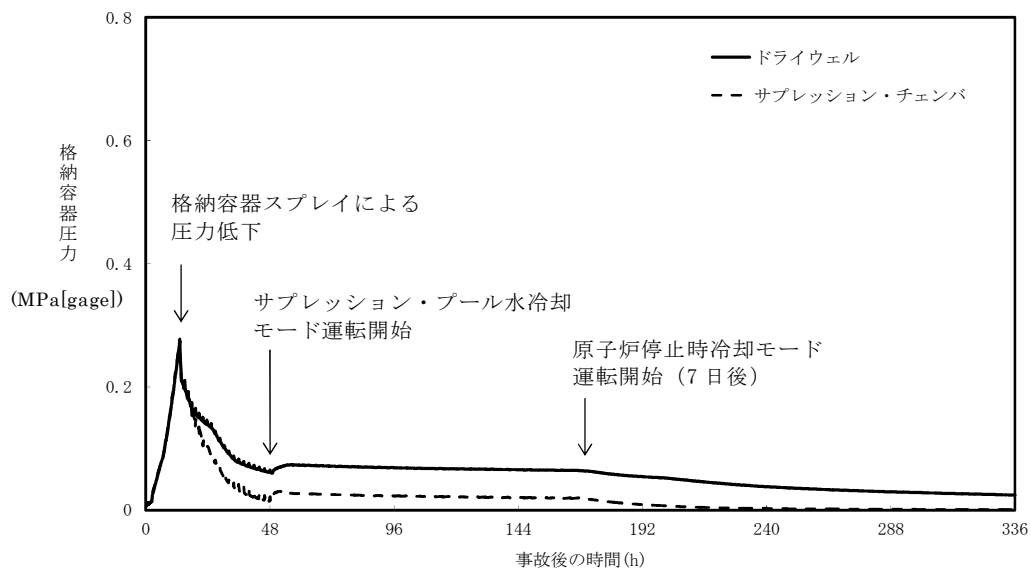
(2) 残留熱除去系の復旧に関する定量評価

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、サブプレッション・プール水温及びサブプレッション・プール水位の時間変化の解析結果を示す。

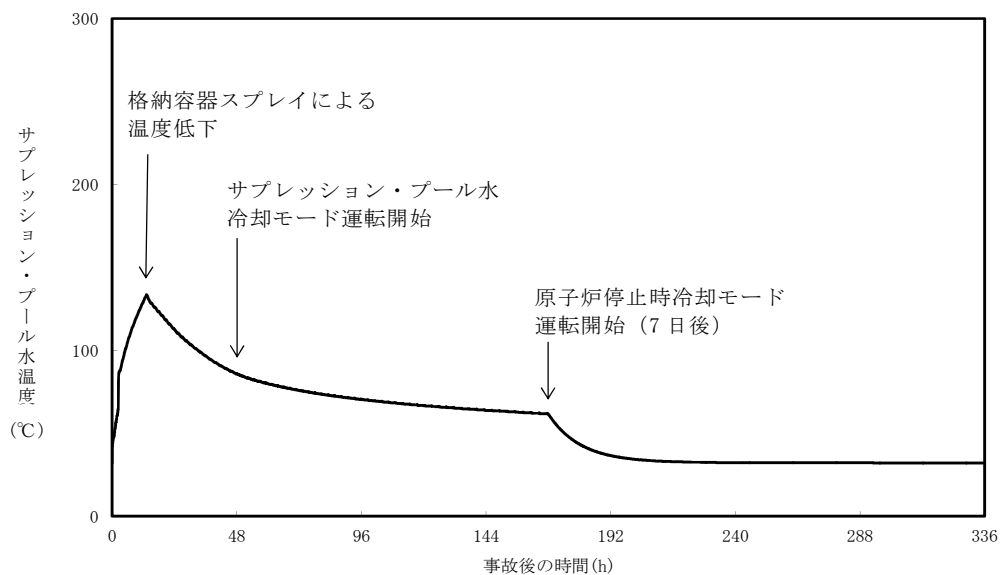
第 4-11 図に示すとおり、サブプレッション・プール水温は事象発生の約 13 時間後に残留熱除去系による格納容器除熱を開始した以降に低下傾向となり、事象発生の 7 日後までに最高使用温度 (104℃) を下回る。その後、事象発生の 7 日後に原子炉停止時冷却モード運転を開始すると、除熱性能が向上し、第 4-10 図及び第 4-11 図に示すとおり、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温は大幅に低下する。サブプレッション・プール水位については、第 4-12 図に示すとおり残留熱除去系により格納容器除熱を実施しつつ、サブプレッション・プール水源にて原子炉注水を行うことで上昇は抑制される。

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。



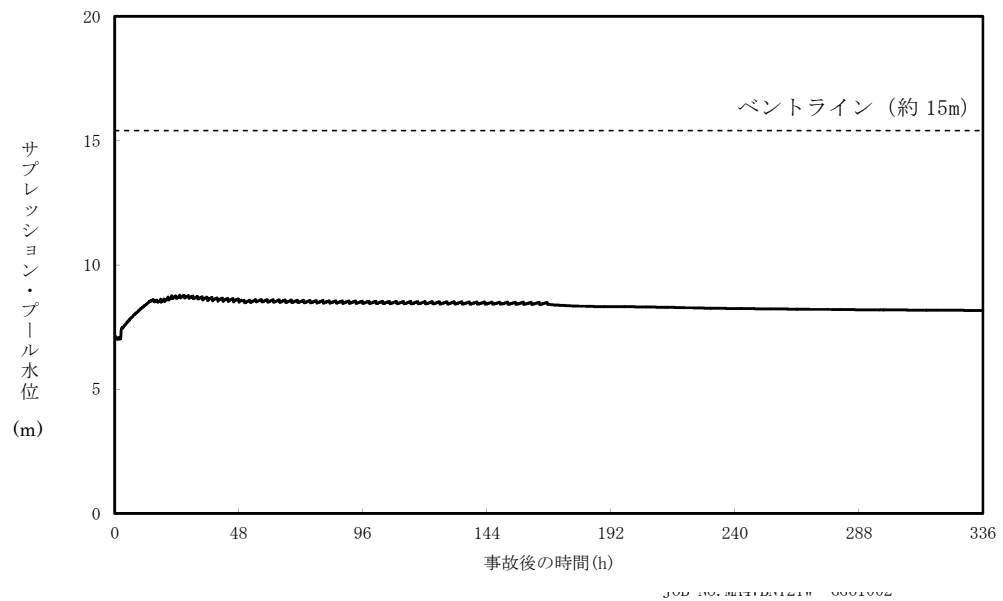
第 4-10 図 格納容器圧力の推移

(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。

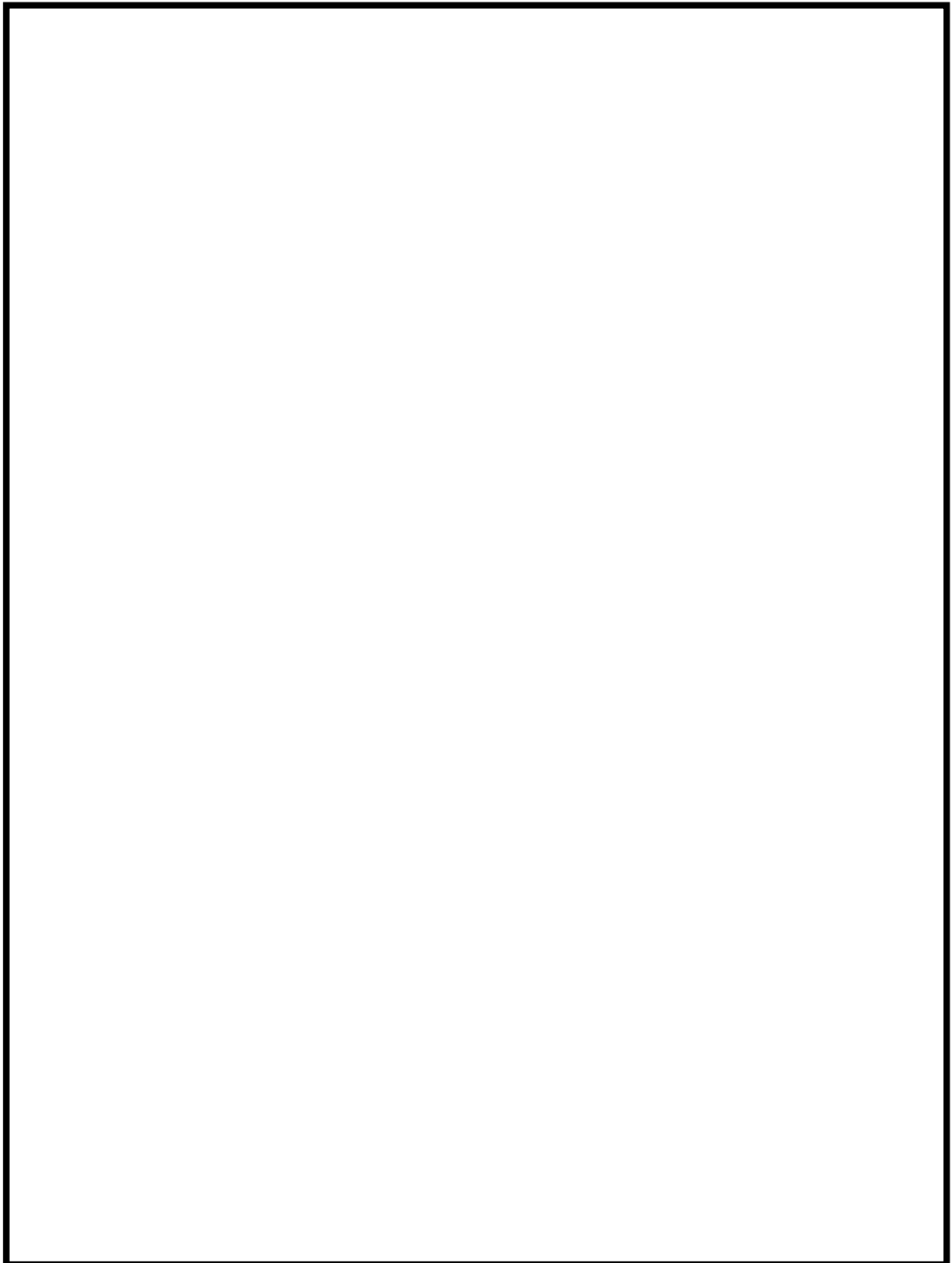
なお、ある1系統の残留熱除去系の電動機が浸水し、当該の残留熱除去系が機能喪失に至った場合においても、残りの系統の残留熱除去系電動機を接続することにより復旧する手順を準備する。

(2) 残留熱除去系の復旧手順について

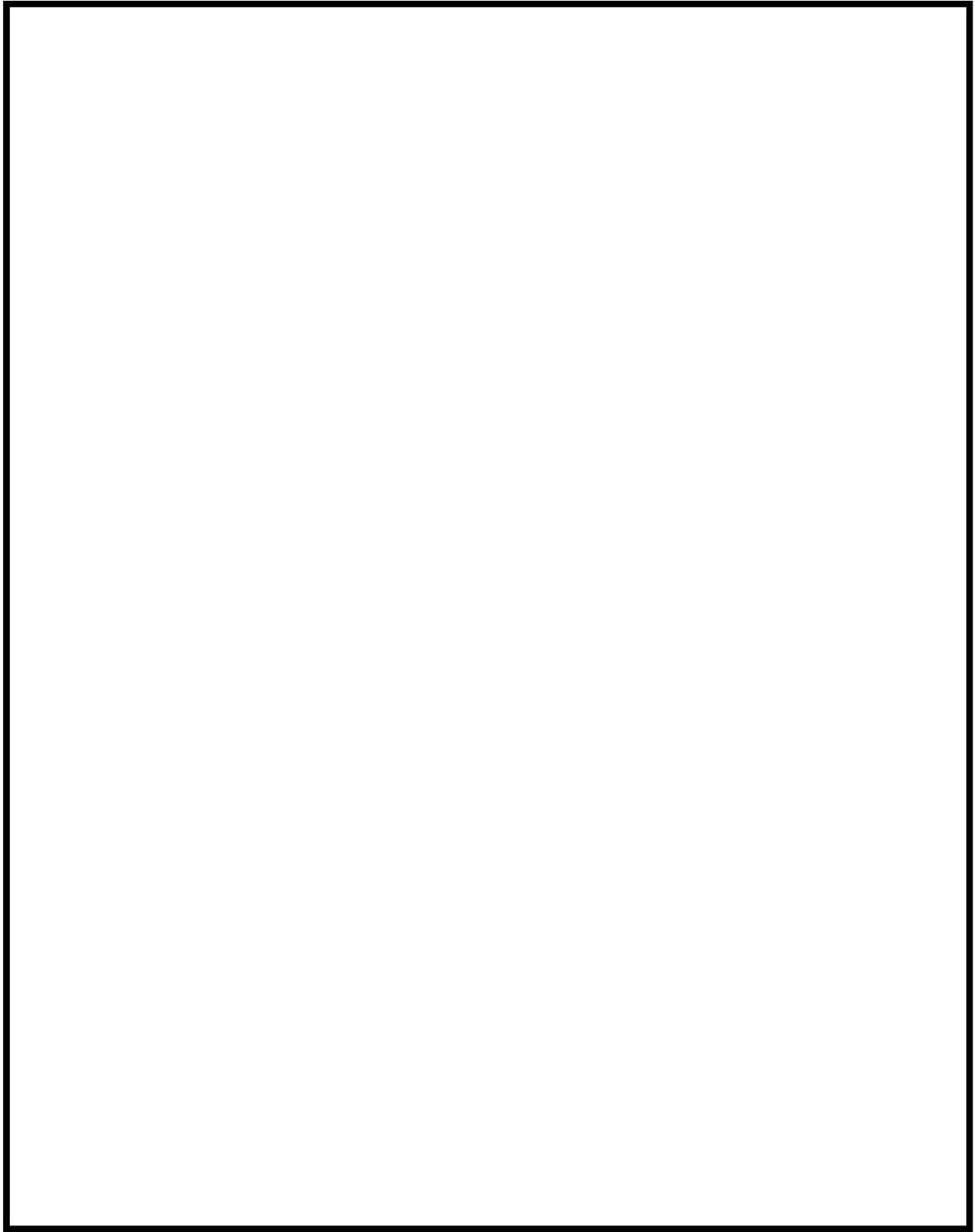
炉心損傷又は格納容器破損に至る可能性のある事象が発生した場合に、運転員及び災害対策要員により残留熱除去系を復旧するための手順を整備している。

本手順では、機器の故障箇所、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、故障箇所の特定と対策の選択を行い、故障箇所に応じた復旧手順にて復旧を行う。第7図

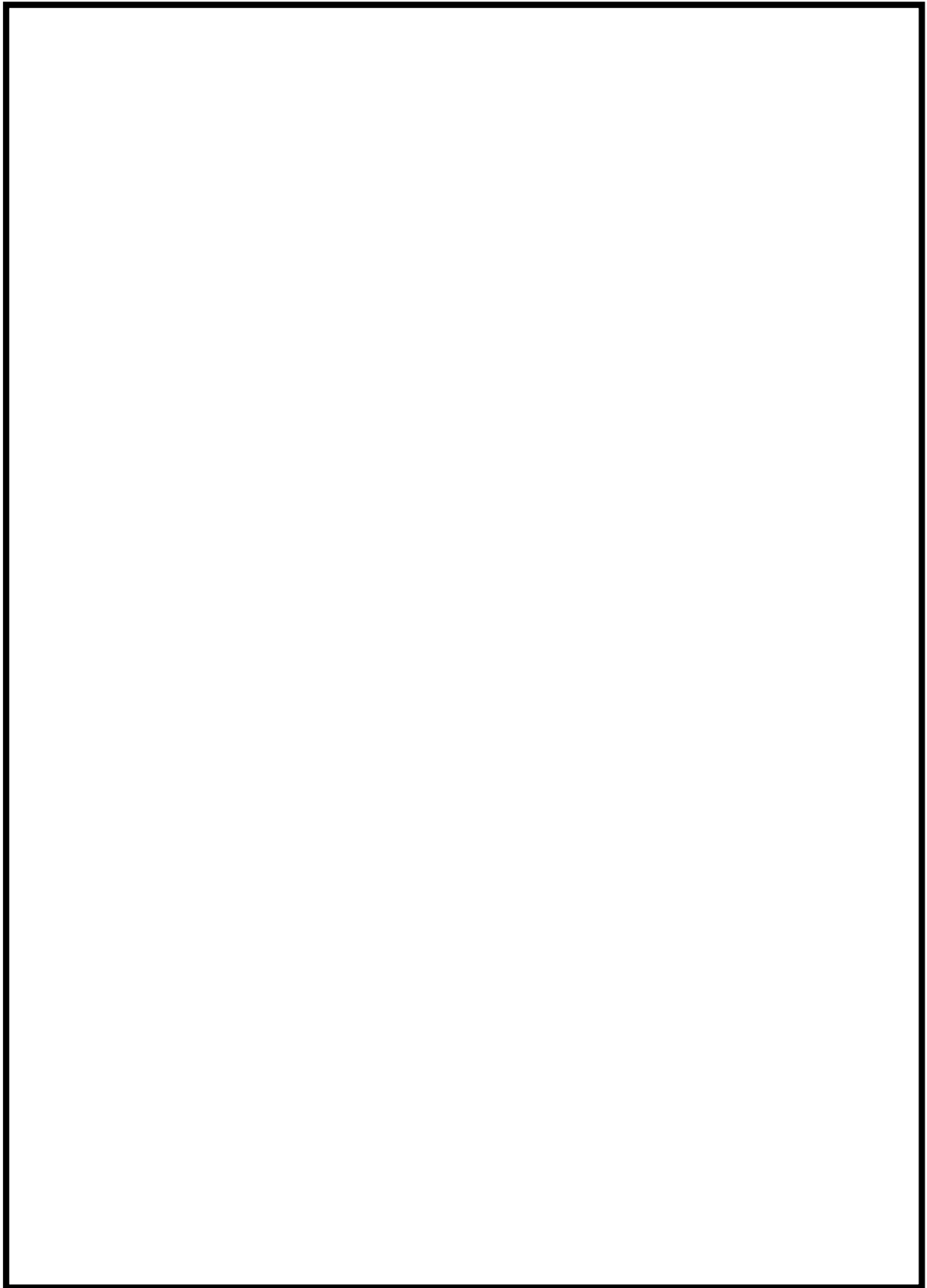
に，手順書の記載例を示す。



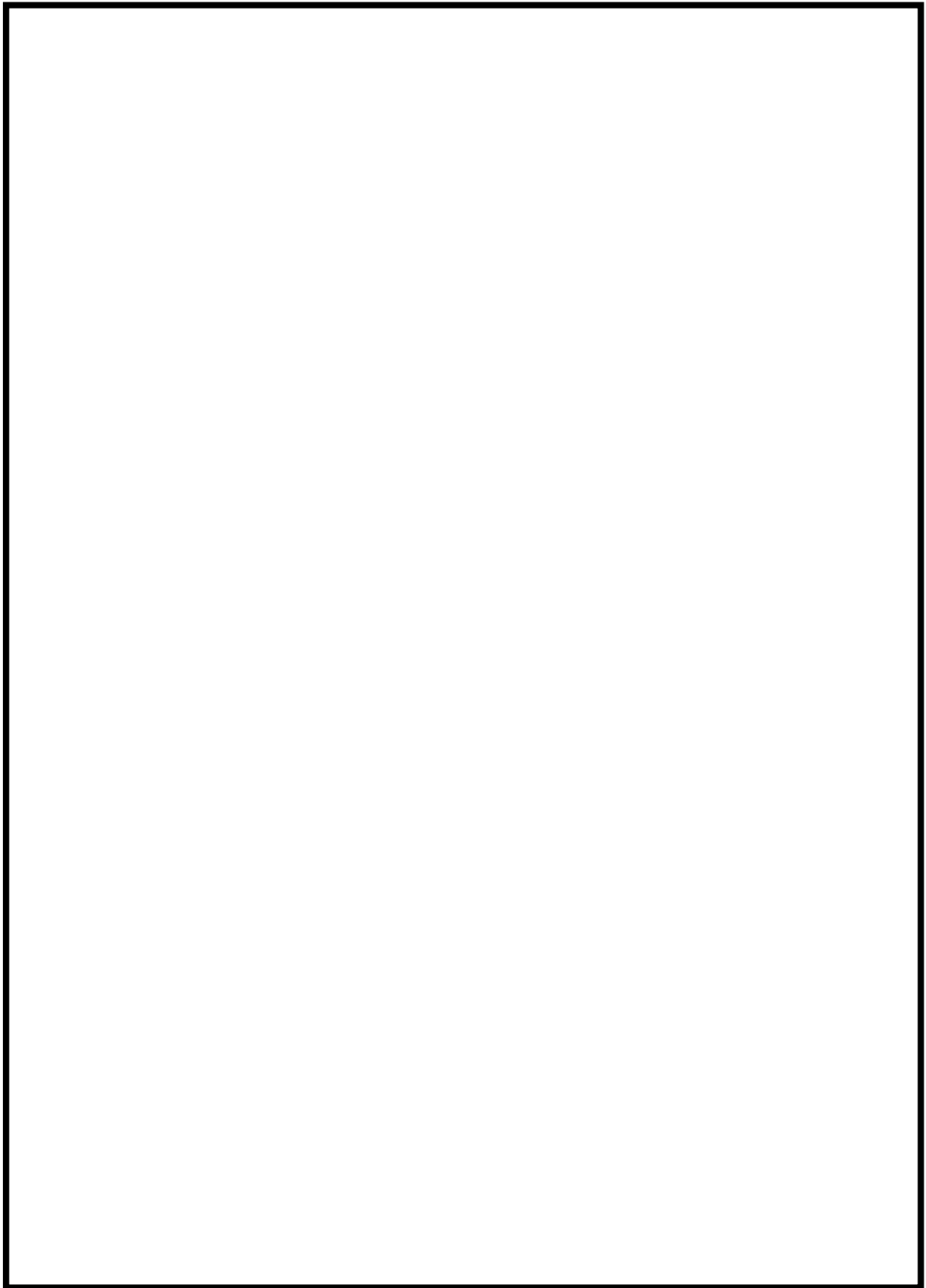
第 7 図 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (1／7)



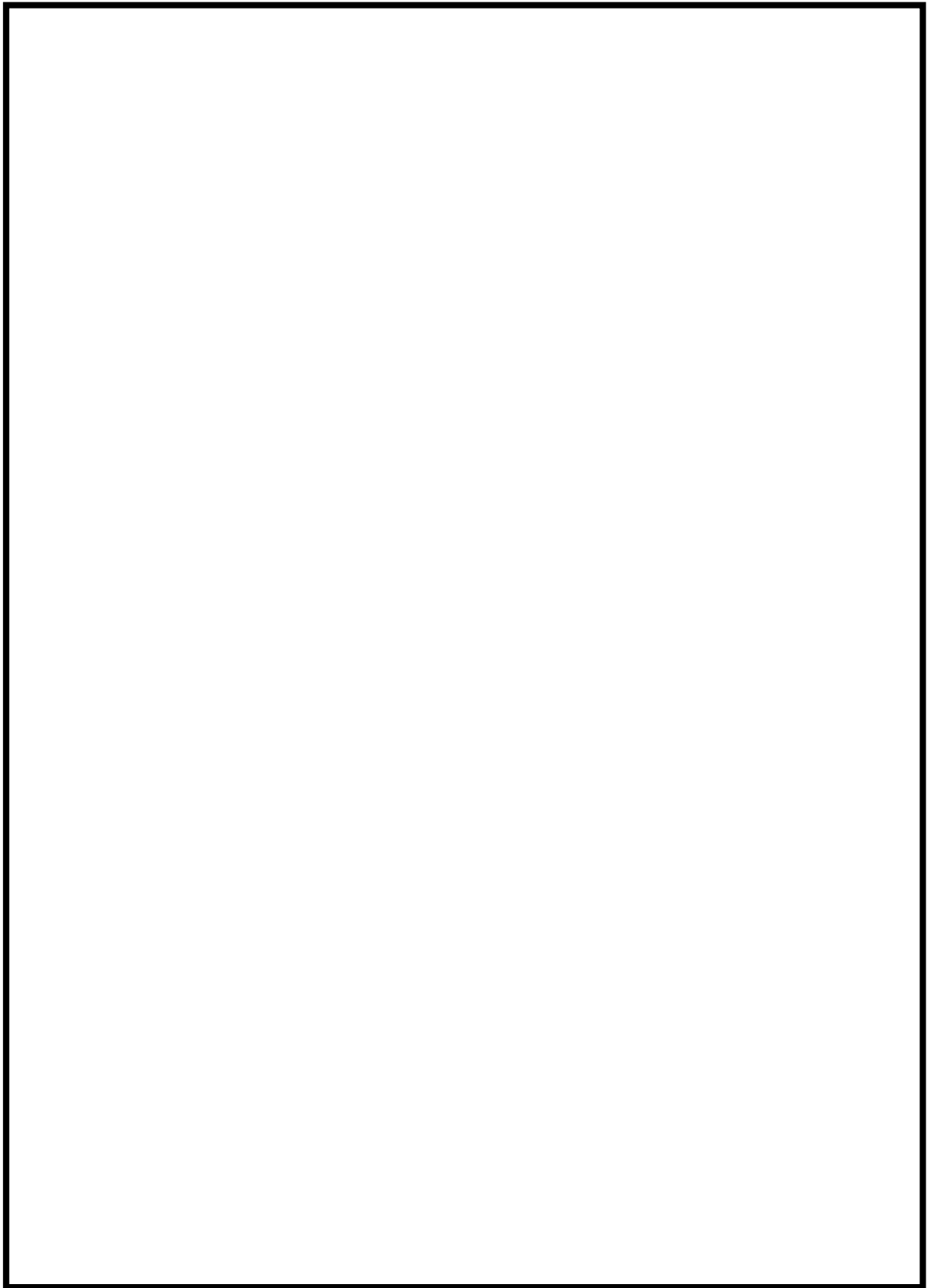
第 7 図 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (2/7)



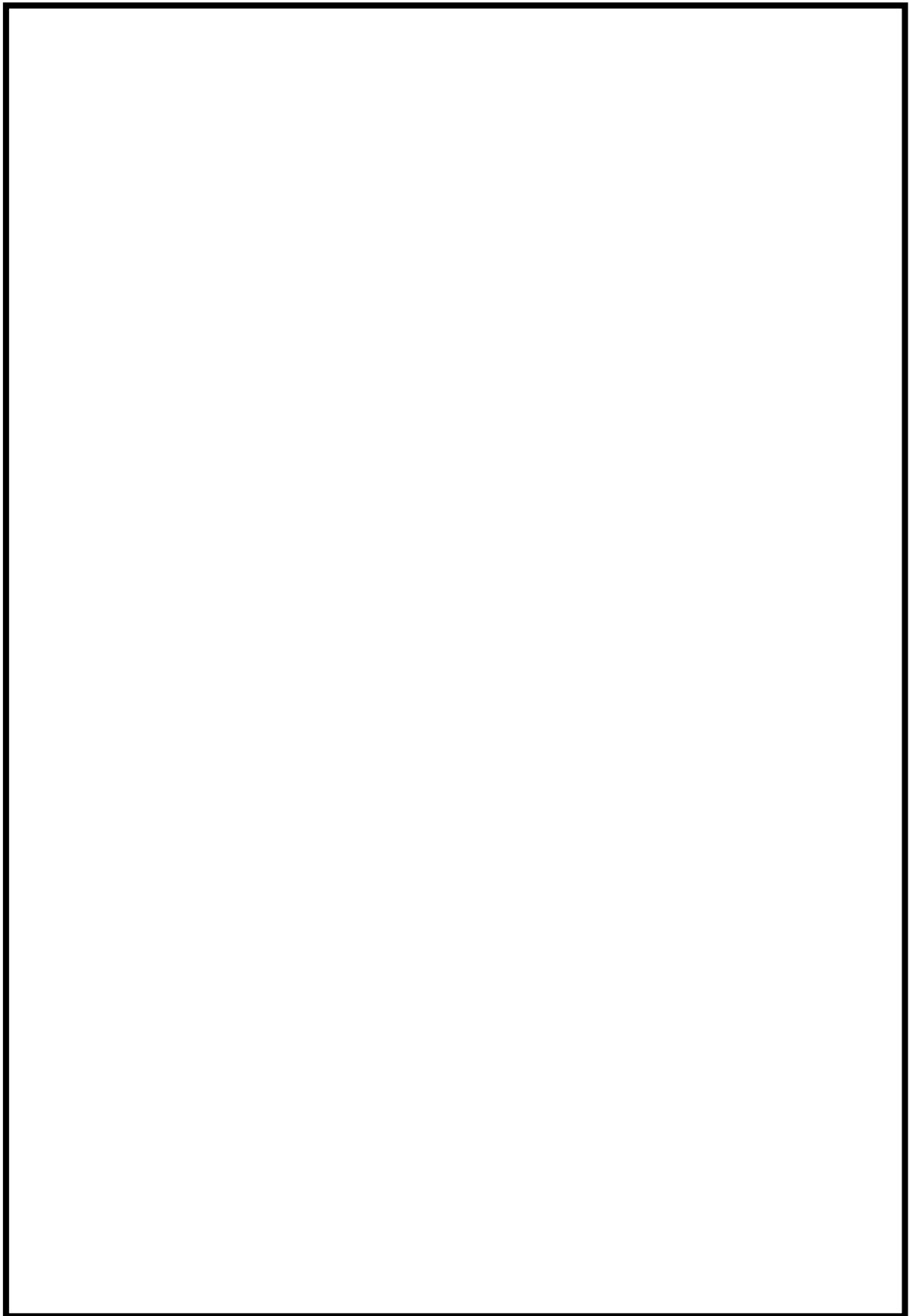
第 7 図 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (3/7)



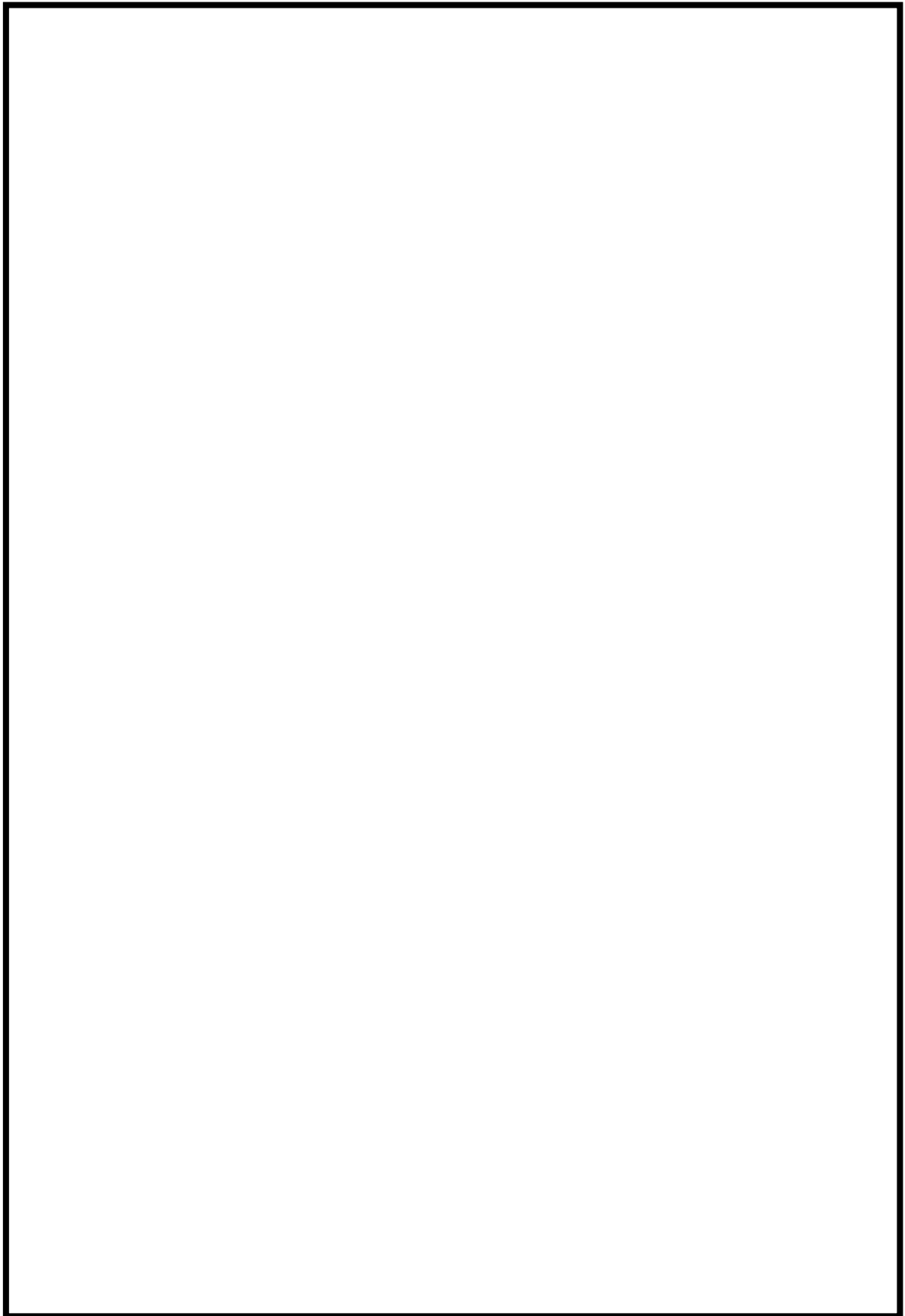
第 7 図 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (4/7)



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。

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

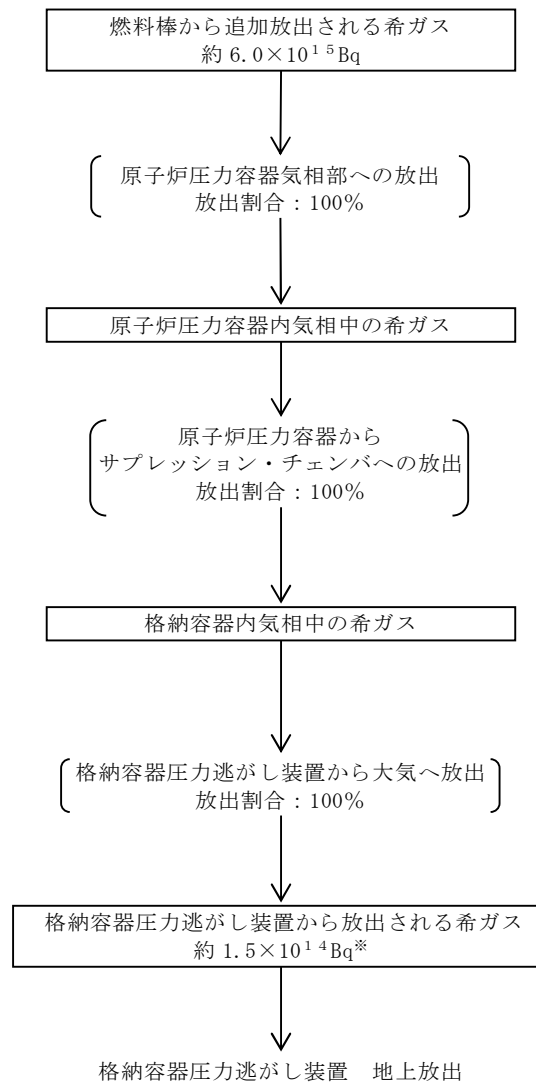
			ＬＯＣＡ時注水機能喪失（ＳＡ）	原子炉冷却材喪失（ＤＢＡ）
格納容器 への移行 割合	炉内液相部から 気相部への移行 割合	希ガス	100%	100%
		有機よう素	10%	100%
		無機よう素	8.09%	100%
	炉内から格納容 器への移行割合	希ガス	100%	
		有機よう素		
		無機よう素		
格納容器 内での低 減効果	サプレッショ ン・プール除染 係数	希ガス	—	—
		有機よう素	—	—
		無機よう素	1／10（ＤＦ10）	1／101（分配係数 100）
	格納容器内沈着	希ガス	—	—
		有機よう素	—	—
		無機よう素	—	1／2
格納容器気相部への移行割 合比※ ¹		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（ＤＦ50）	3／100（除去効率 97％）
		無機よう素	1／100（ＤＦ100）	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
		χ/Q	格納容器圧力逃がし装置（地上 放出）：2.9×10 ⁻⁵ s／m ³ 耐圧強化ベント系（排気筒放出） ※ ² ：2.0×10 ⁻⁶ s／m ³	非常用ガス処理系（排気筒放 出）※ ² ：8.0×10 ⁻⁷ s／m ³
		D／Q	格納容器圧力逃がし装置（地上 放出）：4.0×10 ⁻¹⁹ Gy／Bq 耐圧強化ベント系（排気筒放出） ※ ² ：8.1×10 ⁻²⁰ Gy／Bq	非常用ガス処理系（排気筒放 出）※ ² ：4.5×10 ⁻²⁰ Gy／Bq

（※ 1） ＬＯＣＡ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 χ/Q 及び D/Q の値は異なる。

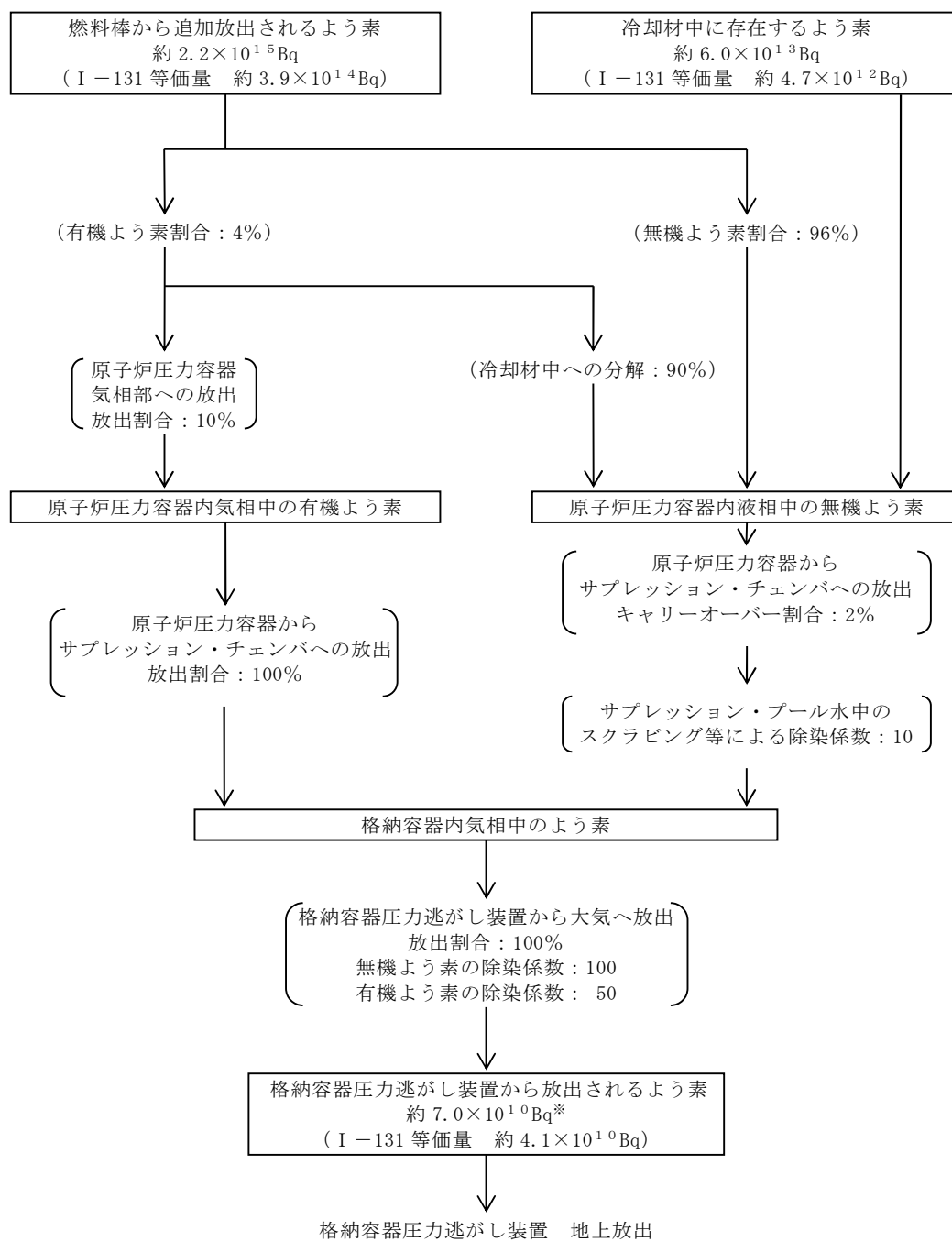
第 2 表 敷地境界外での実効線量評価結果の比較

事故シーケンスグループ等	放出経路	実効線量（mSv）
ＬＯＣＡ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 7.6×10^{-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 9.8×10^{-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 2.7×10^{-4}



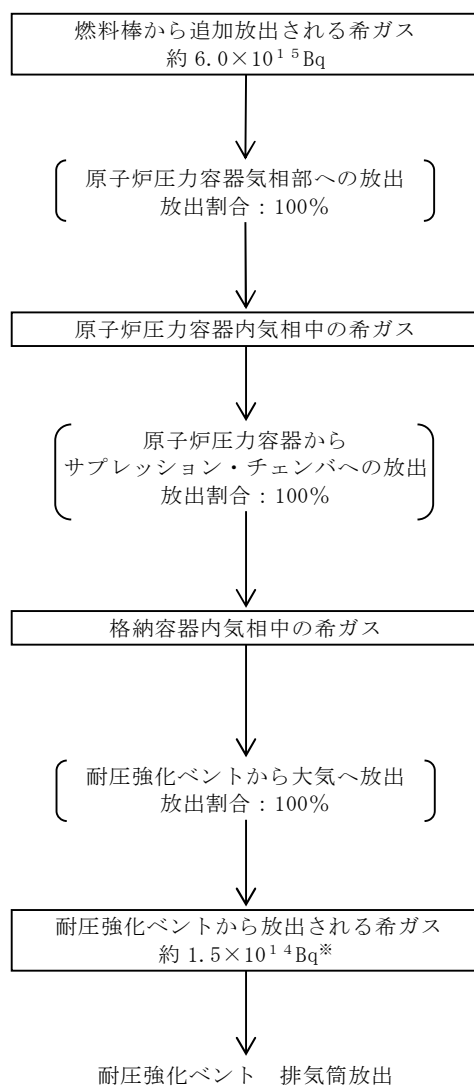
※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

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
(γ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)



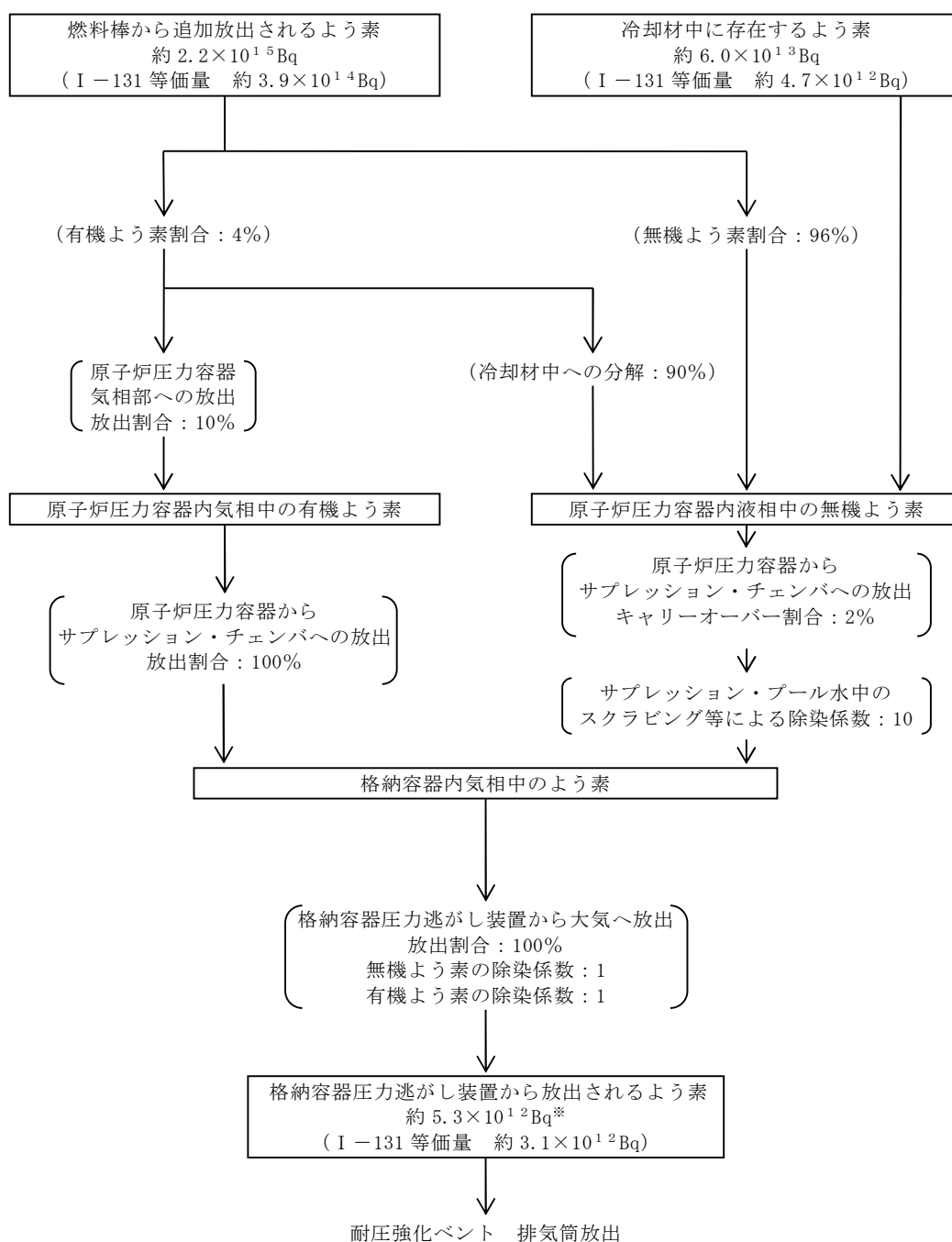
※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

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



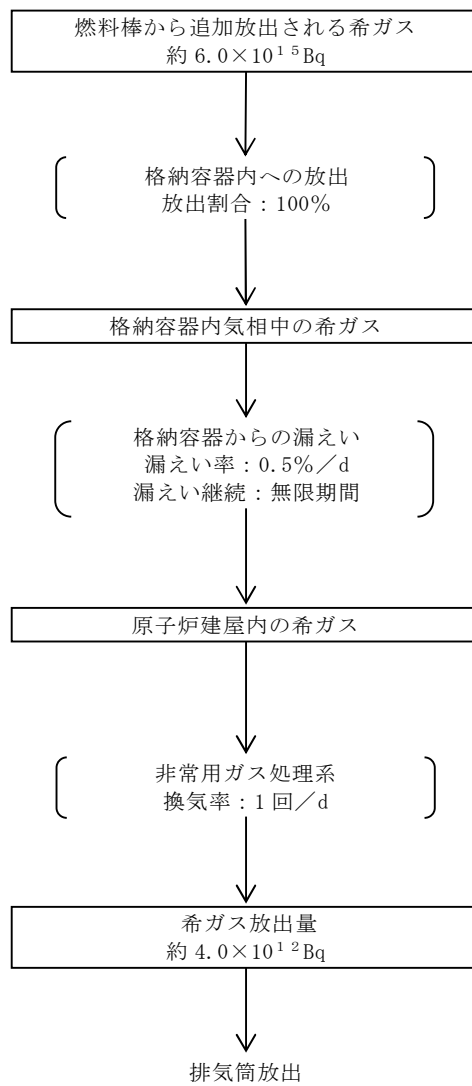
※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

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
（ γ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値）



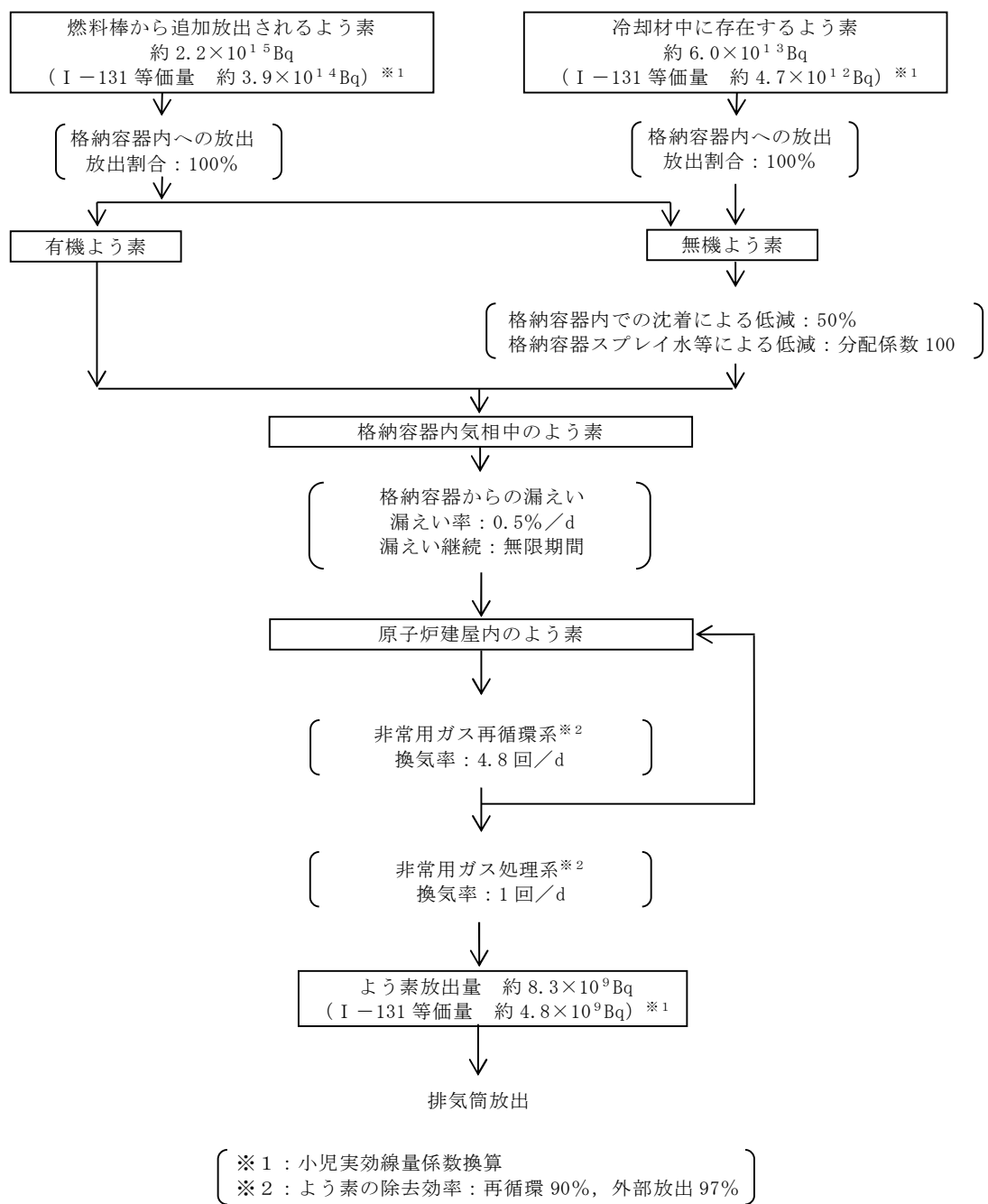
※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

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

（ γ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値）



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 1.1～1.4 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) 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弁機能に期待していたが、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安全弁機能に期待した原子炉圧力制御に変更した。「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压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し弁機能に期待している。

なお、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压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、低压代替注水系（常設）の水源は代替淡水貯槽、高压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）」マネジメントの変更

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℃にまでに低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水に移行するマネジメントに変更した。また、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マネジメントに変更した。

(7) 「原子炉停止機能喪失」マネジメント，解析条件等の変更

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、「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マネジメントに変更した。

初期炉心流量の解析条件は、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（41,060 t/h）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、I S

ＬＯＣＡ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 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 ³ /h	130m ³ /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 T B）」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	【マネジメント】	
	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 L O C A）」破断面積	低圧注水系注入配管の両端破断（463 cm ² ）	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 ² ）
(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

21. 有効性評価における解析条件の変更等について（抜粋）

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	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
事故条件	外部電源あり ただし，運転員等操作の観点では，低圧代替注水系（常設）の起動前に常設代替高圧電源装置の起動操作が必要となる外部電源なしを想定	外部電源あり	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水（逃がし安全弁による原子炉減圧）操作が遅くなる保守的な条件として，運転員等操作の観点では外部電源なしを想定
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 格納容器隔離二次隔離弁全開	逃がし弁機能の駆動用窒素を供給する不活性ガス系は重大事故等対処設備には位置づけけないため，東海第二においては，原子炉圧力制御時は駆動に窒素を必要としない安全弁機能に期待している。 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	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（逃がし安全弁による原子炉減圧操作）	事象発生から 25 分後	東海第二においては，運転手順に基づき，原子炉減圧操作までに実施する操作・確認事項（状況判断，高圧代替注水系の操作失敗等）の積み上げ時間を設定している。

(6) 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
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、低圧代替注水系（常設）の起動前に常設代替高圧電源装置の起動操作が必要となる外部電源なしを想定	外部電源あり	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水（逃がし安全弁による原子炉減圧）操作が遅くなる保守的な条件として、運転員等操作の観点では外部電源なしを想定
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	逃がし弁機能の駆動用窒素を供給する不活性ガス系は重大事故等対処設備には位置づけがないため、東海第二においては、原子炉圧力制御時は駆動に窒素を必要としない安全弁機能に期待している。
	格納容器圧力逃がし装置	格納容器隔離二次隔離弁全開	格納容器二次隔離弁 70%開度	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	原子炉注水手	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) 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	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
事故 条件	起因事象	再循環配管の破断 破断面積は 3.7cm ²	原子炉圧力容器下部のドレン 配管の破断 破断面積は 1cm ²	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、燃料被覆管の破裂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、本事故シーケンス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、低圧代替注水系（常設）の起動前に常設代替高圧電源装置の起動操作が必要となる外部電源なしを想定 保守的に外部電源喪失による給水流量の全喪失を想定	外部電源なし	保守的に外部電源喪失による給水流量の全喪失を想定していることから、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	逃がし弁機能の駆動用窒素を供給する不活性ガス系は重大事故等対策設備には位置づけられないため、東海第二においては、原子炉圧力制御時は駆動に窒素を必要としない安全弁機能に期待している。
	格納容器圧力逃がし装置	格納容器隔離二次隔離弁全開	格納容器二次隔離弁 70%開度	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	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（逃がし安全弁による原子炉減圧操作）	事象発生から 25 分後	事象発生から 14 分後	東海第二においては、運転手順に基づき、原子炉減圧操作までに実施する操作・確認事項（状況判断、高圧代替注水系の操作失敗等）の積み上げ時間を設定している。

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」及び「L O C A時注水機能喪失」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。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L O C A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。

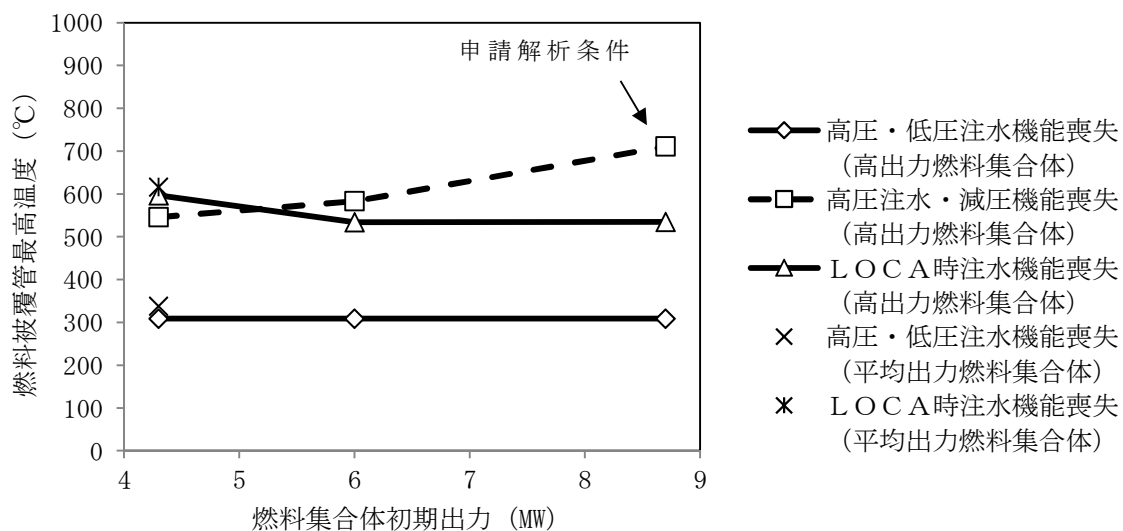
第1図に、燃料集合体初期出力と燃料被覆管最高温度の関係を示す。高圧

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・低圧注水機能喪失及びL O C A時注水機能喪失において、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	申請解析条件
	約 6.0MW	申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間
	約 4.3MW	平均出力燃料集合体初期出力と同等
高圧注水・減圧機能喪失	約 8.7MW	申請解析条件
	約 6.0MW	申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間
	約 4.3MW	平均出力燃料集合体初期出力と同等
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

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。

25. 原子炉満水操作の概要について

1. 不測事態「水位不明（C 3）」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、原子炉圧力とサブプレッション・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。

原子炉圧力とサブプレッション・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）、原子炉圧力とサブプレッション・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。

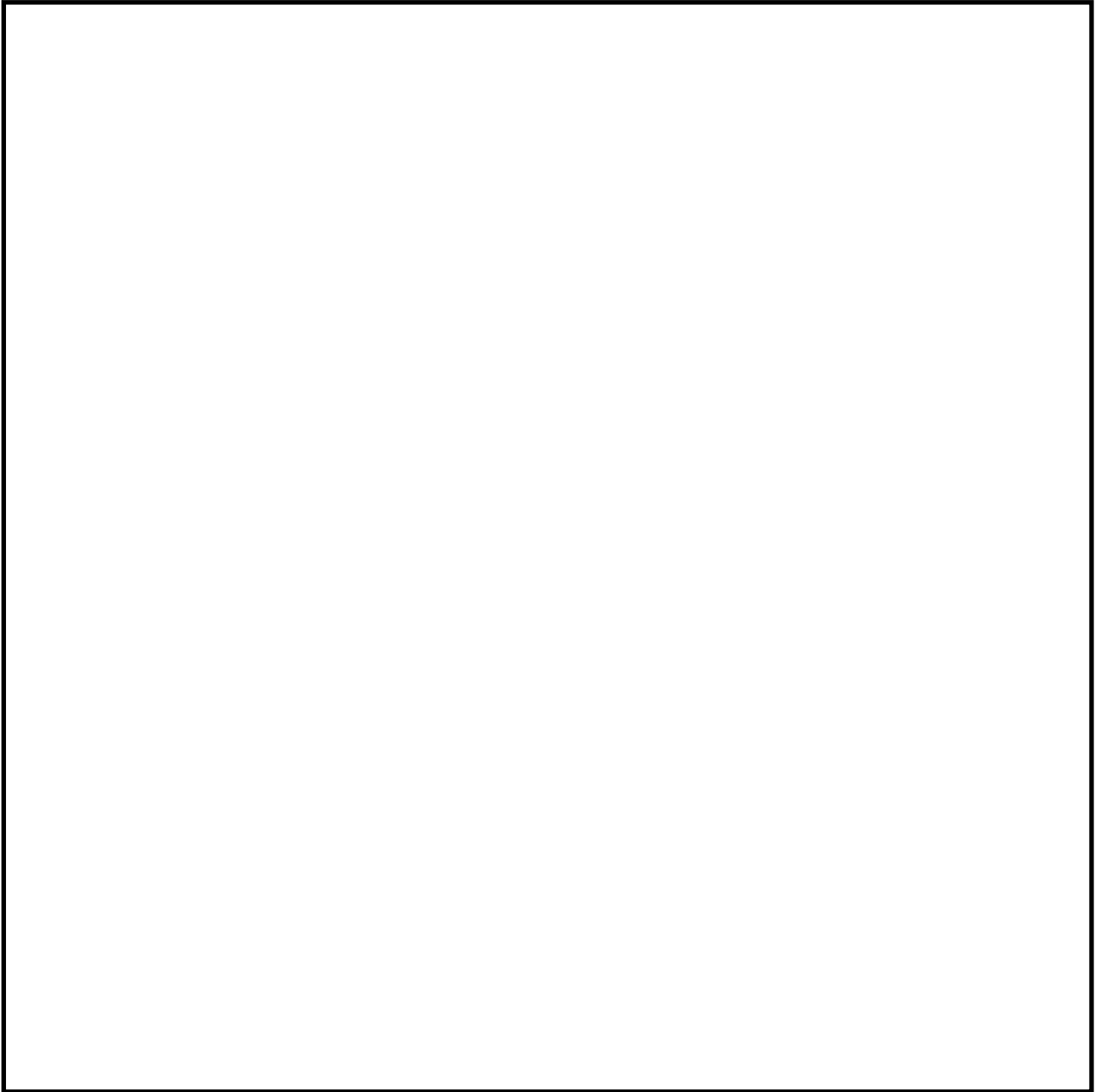
【水位不明判断条件】

- 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 (C 3)」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)

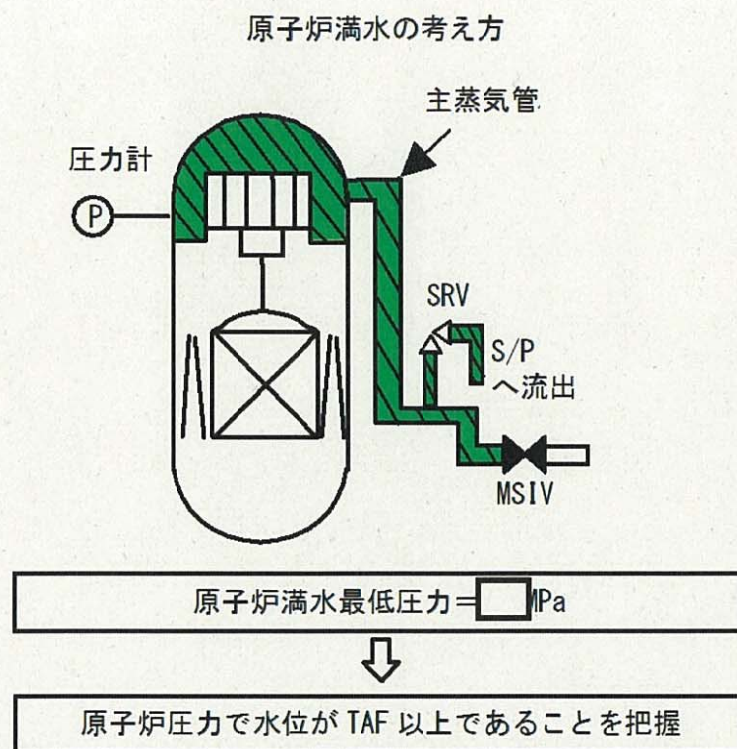


第 1 図 不測事態「水位不明 (C 3)」水位不明判断曲線

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。

L O C A 時及び代替の注水系統を用いて注水時等、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。

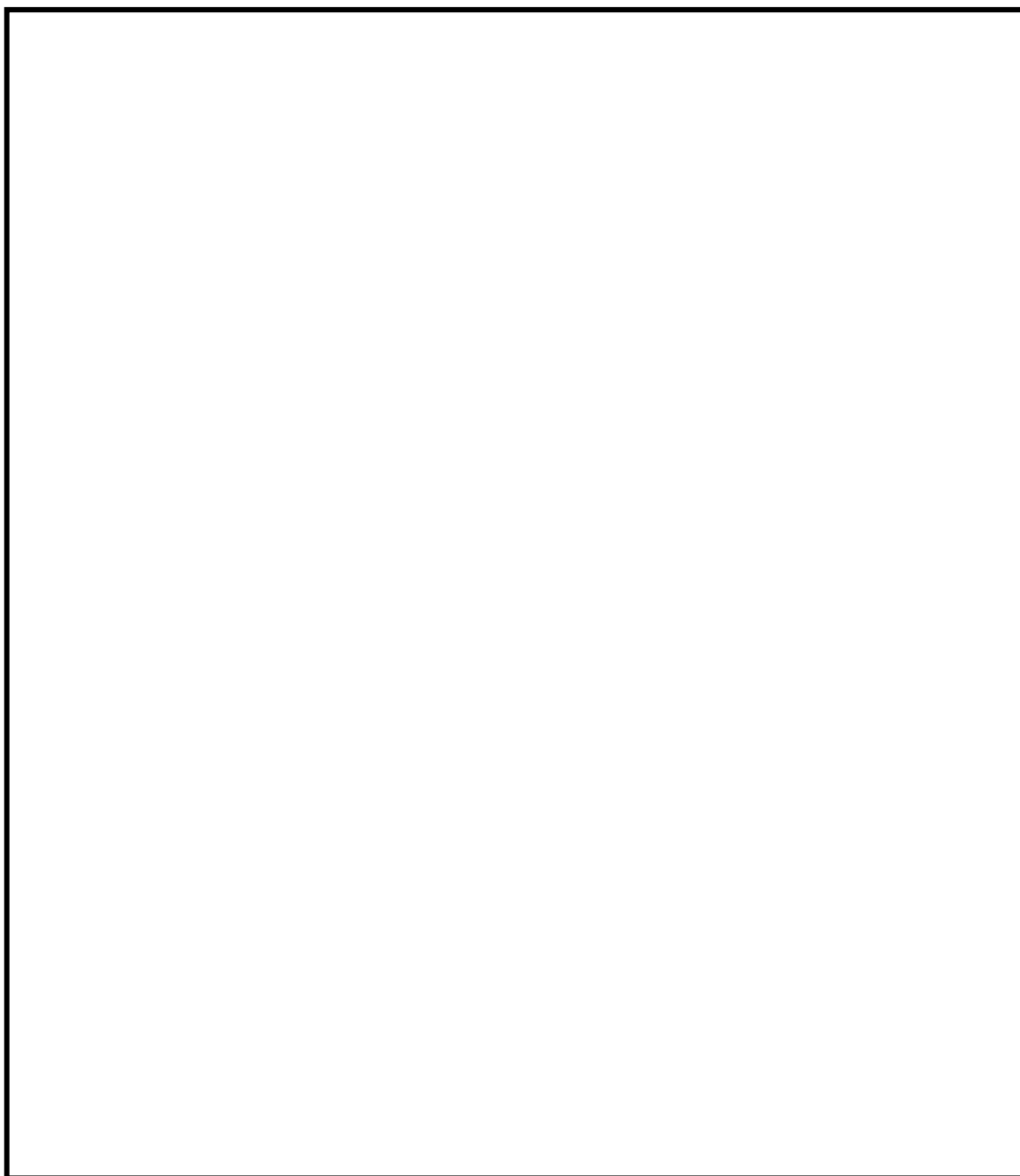
4. 「PCV圧力制御（PC／P）」からの満水操作

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

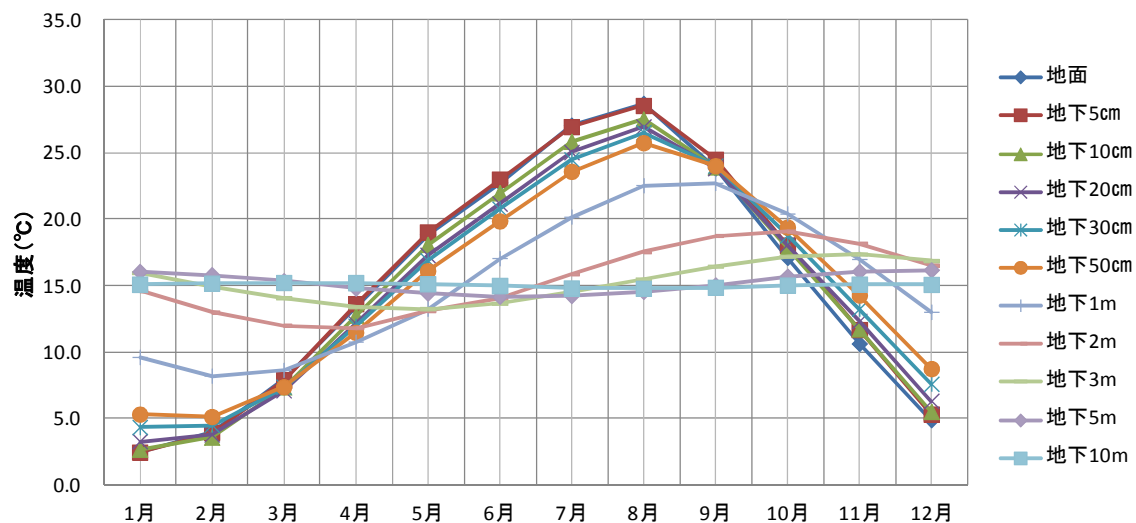
淡水貯水池の水温としては、湖沼等の一般的な温度が約35℃以下であることを参考に、35℃として設定している。参考に、東海第二発電所近傍の湖沼として、霞ヶ浦における過去の水温変化を第2図に示す。霞ヶ浦の最深部深さは約7.1m、淡水貯水池の最深部深さは約5.5mと同程度のオーダーであり、各水深における水温は同程度になるものと考えられる。第2図では水面近くの水深20cmにおける水温を示しているが、水深が深くなれば水温は低くなることから、淡水貯水池の水温として設定している35℃は高めの水温であると考えられる。

3. 低圧代替注水系(常設)等の注水温度の設定

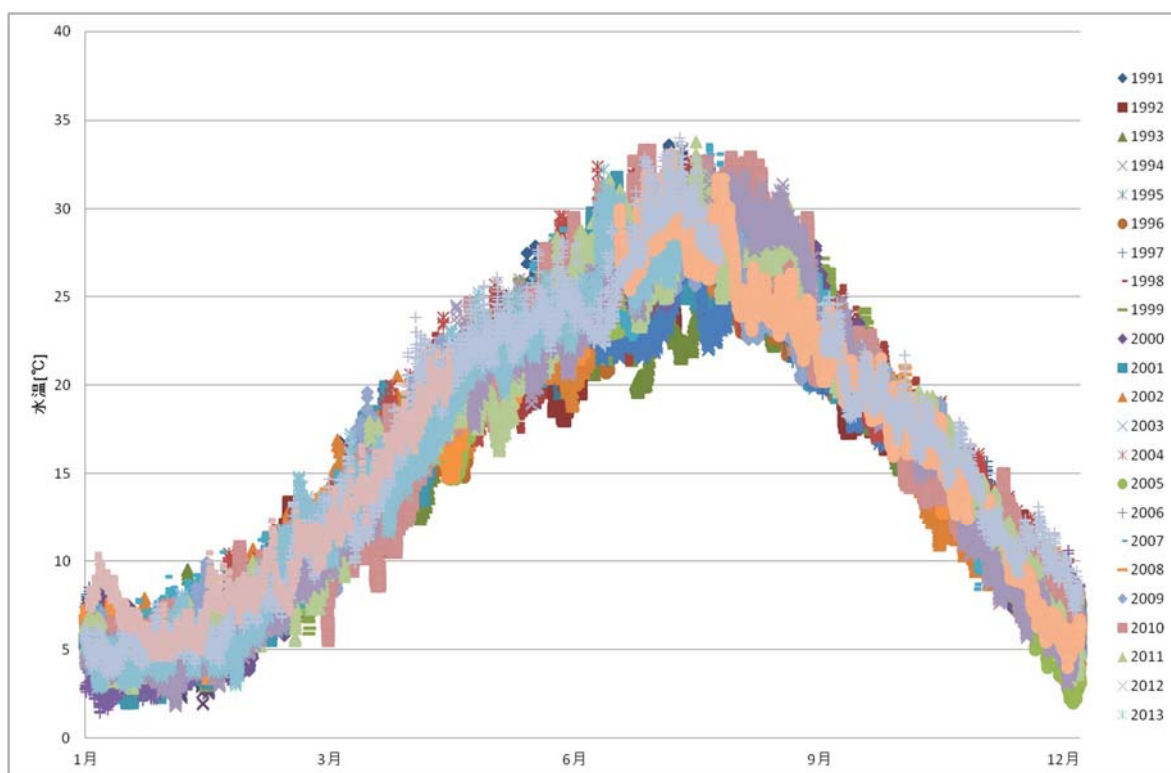
事象初期については代替淡水貯槽の水温である30℃で注水されるが、淡水貯水地からの水源補給実施後は、注水温度は35℃に近づくこととなる。したがって、解析上の設定として、注水による炉心の冷却効果やスプレイによる圧力抑制効果について厳しくする評価する観点から水源温度を高めに設定す

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 γ 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、

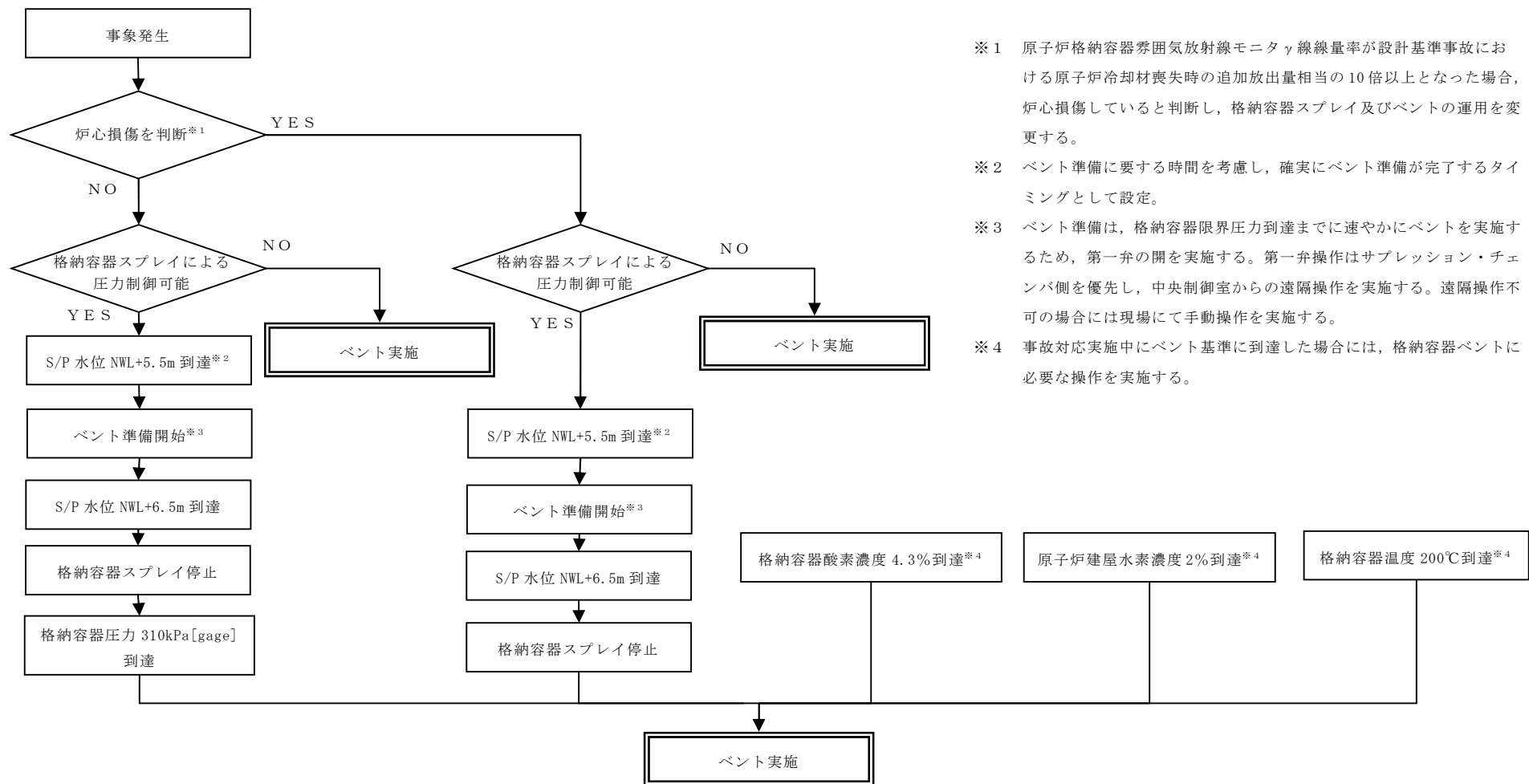
格納容器の最高使用圧力である 310kPa [gage] (1Pd) に到達した時点でベントの実施を判断する。一方、炉心損傷を判断した場合は、格納容器圧力が上昇すれば 400kPa [gage] から 465kPa [gage] の範囲で間欠格納容器スプレイを実施し、サプレッション・プール通常水位+6.5m に到達した時点で格納容器スプレイを停止するとともにベントの実施を判断する。格納容器スプレイができない場合には、減圧手段を確保する観点からベント実施を判断する。

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。

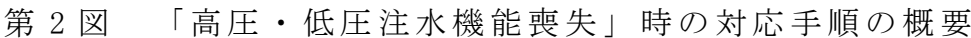
2. ベント運用

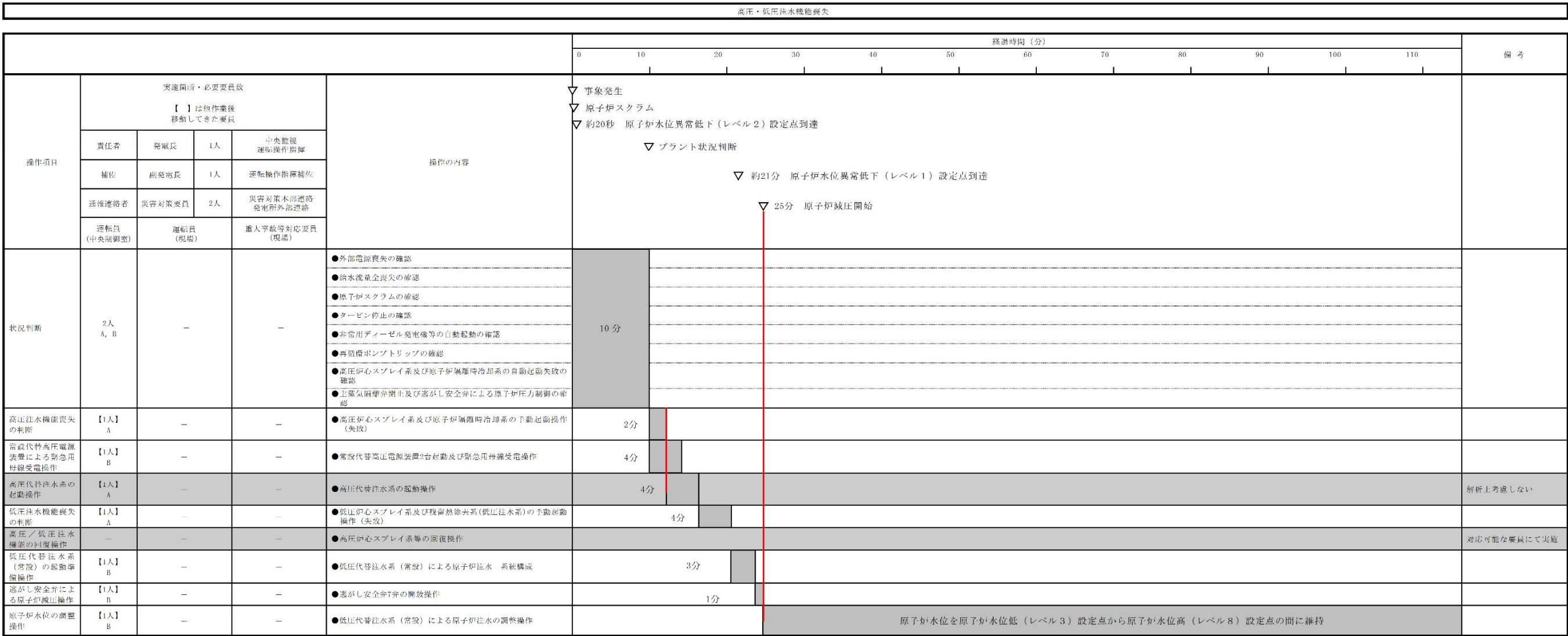
格納容器ベントに係る全体運用を第 1 図に示す。また、有効性評価の「高圧・低圧注水機能喪失」を例に、対応手順の概要を第 2 図に、作業と所要時間を第 3 図に示す。



- ※1 原子炉格納容器雰囲気放射線モニタγ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。第一弁操作はサプレッション・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





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・必要要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			操作の内容	経過時間（時間）												備 考
						4	8	12	16	20	24	28	32	36	40	44	48	
					▽ 事象発生 ▽ 25分 原子炉減圧開始 													

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。

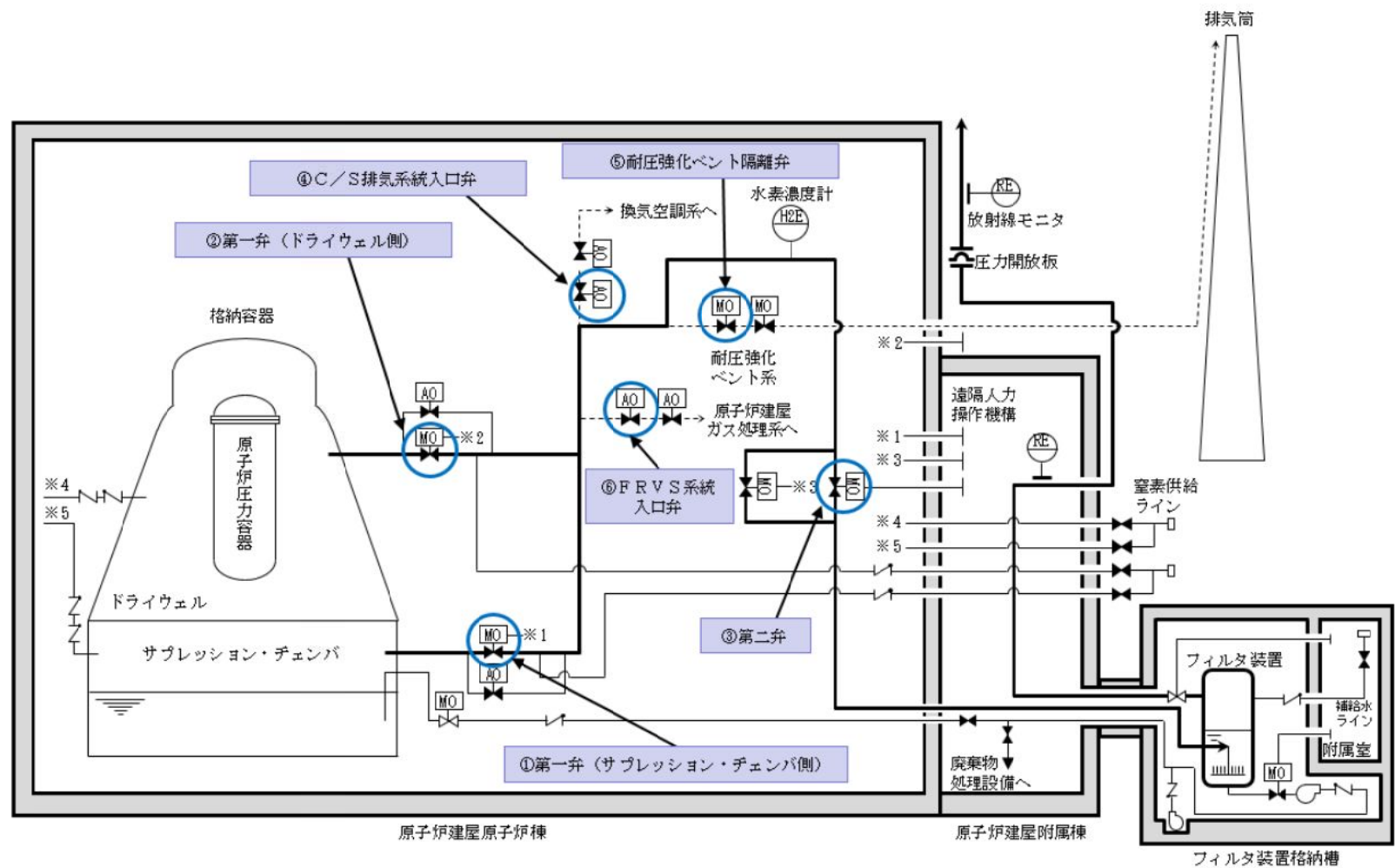
d. ベント準備の作業環境

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 格納容器フィルタベ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、格納容器雰囲気は過熱状態になり、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ので、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。	【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。 【炉心損傷後】 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。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。	【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。 【炉心損傷後】 6.7mSv/h以下	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。

(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，系統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。	【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。 【炉心損傷後】 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。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。	【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。 【炉心損傷後】 3.0mSv/h 以下	ヘッドライトやLEDライトを携行しているため、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。
室素供給操作	屋外	— （屋外での作業）	【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。 【炉心損傷後】 3.0mSv/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）、送受話器のうち、使用可能な設備により、災害対策本部に連絡する。

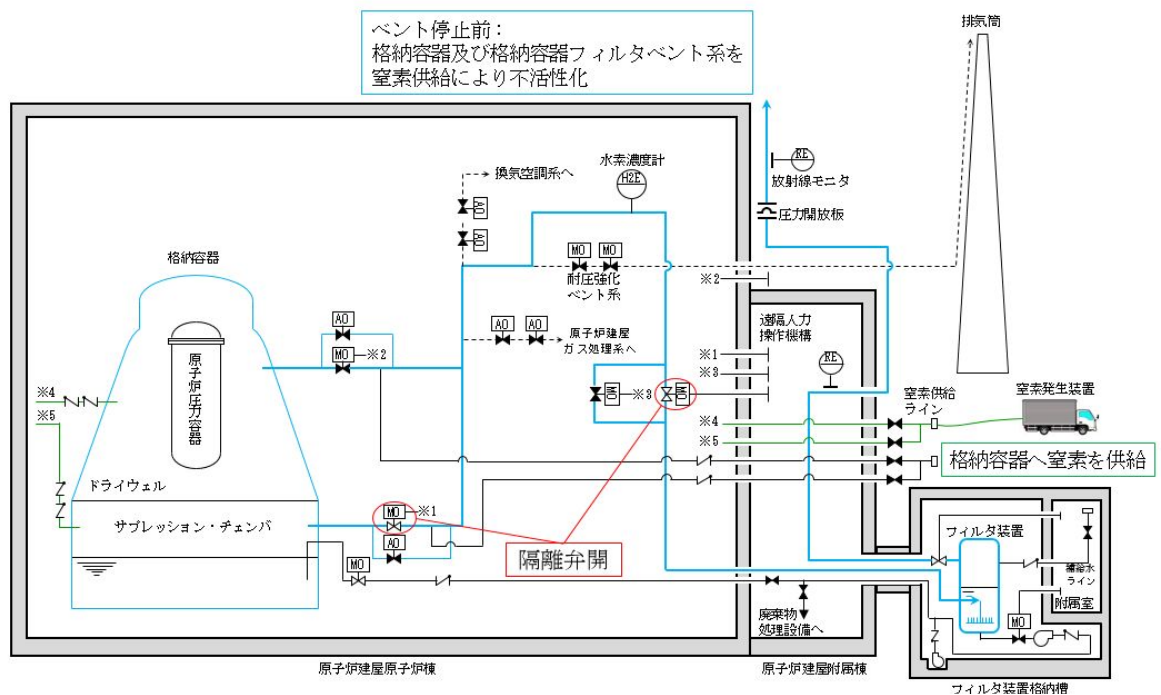
(6) ベント停止後の対応

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。

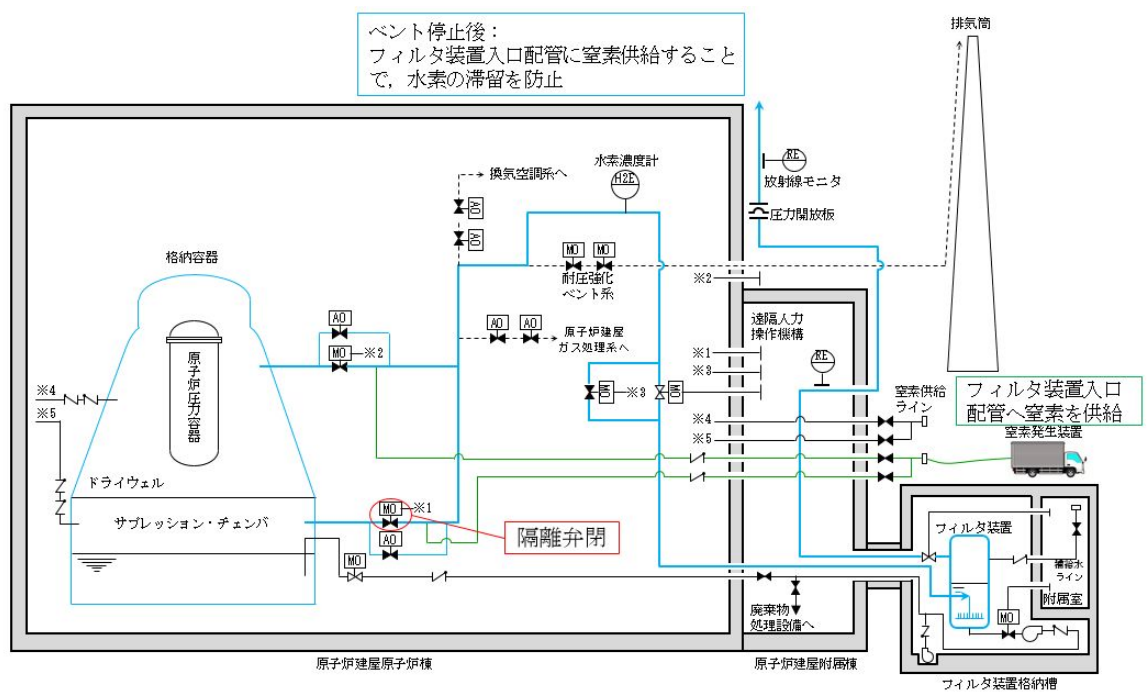
また，第 9 表に示すパラメータにより格納容器及び格納容器フィルタベント系に異常がないことを確認する。

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）

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

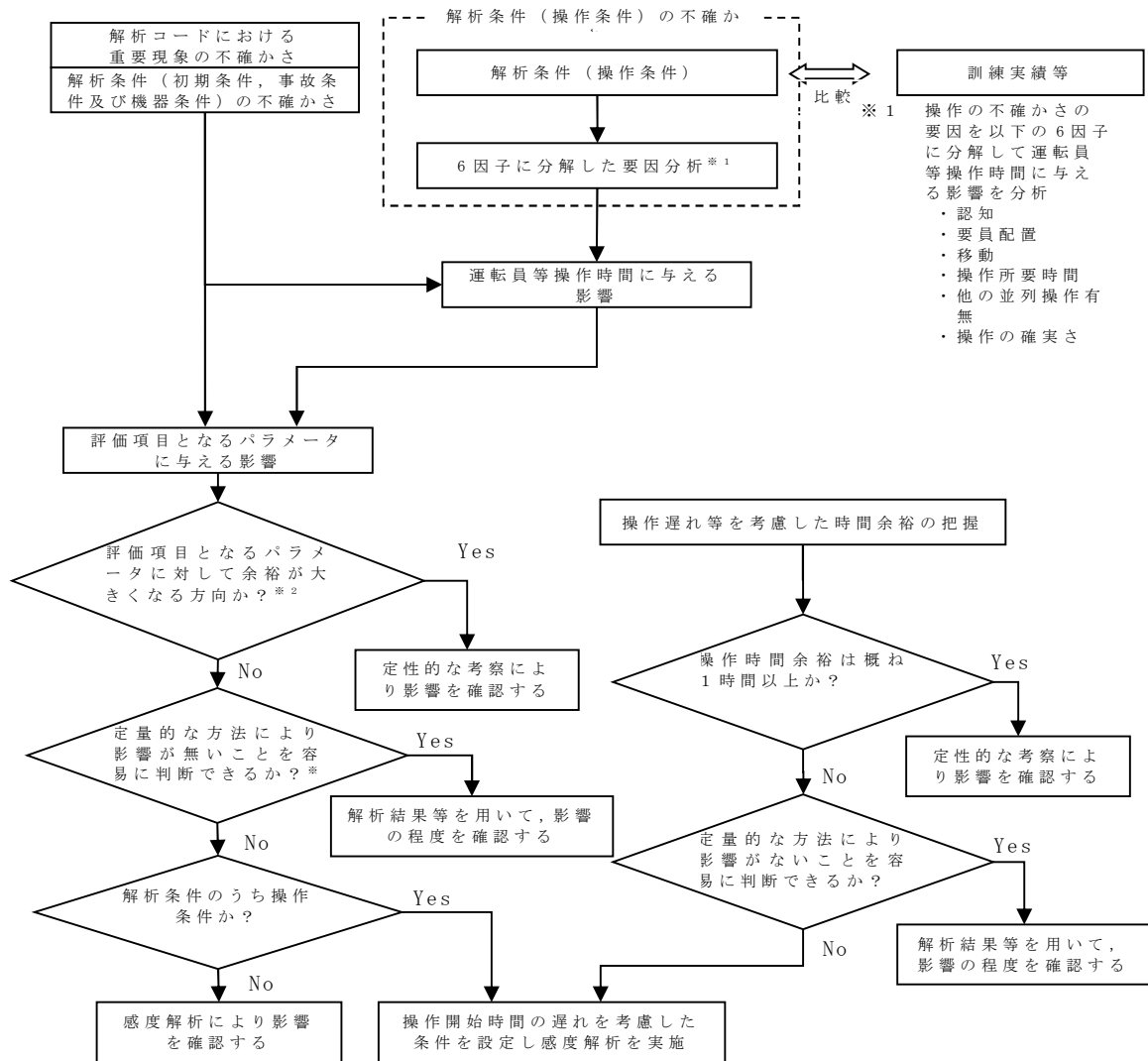
本文「1.4 有効性評価に使用する計算プログラム」においては、重要現象として評価指標及び運転操作に対する影響が大きい又は中程度と考えられる物理現象を選定しており、そのうち本文第 1.7-1 表から本文第 1.7-3 表に示す物理現象を有効性評価において評価項目となるパラメータに有意な影響を与えると整理している。解析コードの不確かさは、選定している重要事故シーケンス等における上記の物理現象に対する不確かさを考慮し、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

2. 解析条件の不確かさの影響評価

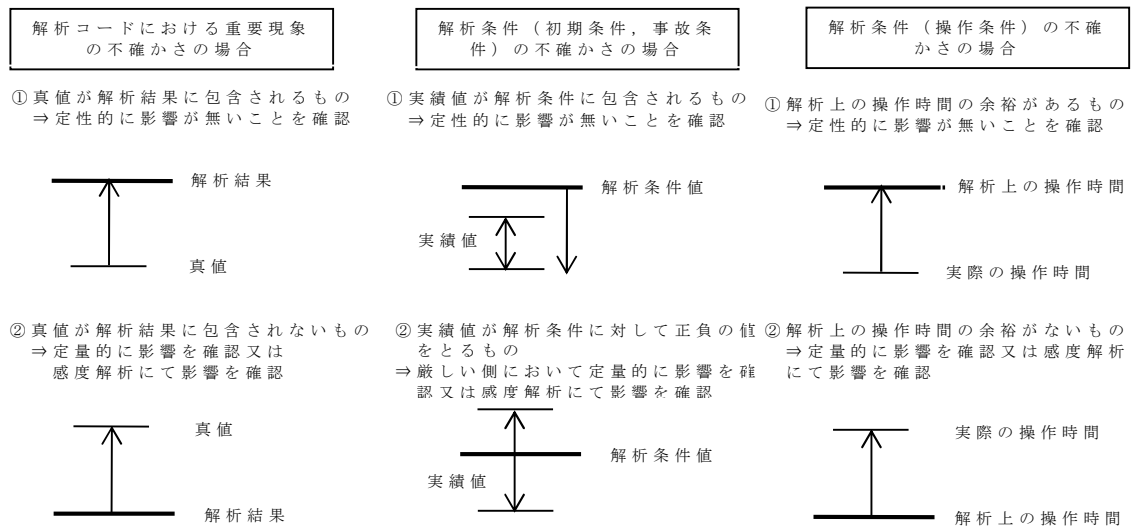
解析条件のうち、初期条件、事故条件及び機器条件の不確かさについて、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。また、解析条件のうち操作条件の不確かさとして、操作の不確かさ要因に起因して生じる運転員等操作の開始時間の変動が、その操作開始時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

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



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。

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

第1図 第3層及び第4層にて期待する注水設備

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 L O C A時注水機能喪失)	安全審査指針
a. <u>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。</u>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 $4.7 \times 10^{12} \text{Bq}$ となる。	「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核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) <u>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。</u>蒸気相中のハロゲン濃度は、液相の濃度の 2% とする。
b. <u>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*</u>である $2.22 \times 10^{14} \text{Bq}$ とし、<u>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する。</u>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 γ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値で約 $6.0 \times 10^{15} \text{Bq}$、よう素については I-131 等価量で約 $3.9 \times 10^{14} \text{Bq}$ 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 $2.78 \times 10^{13} \text{Bq}$ (750Ci) であり、東海第二発電所の線量評価で用いる追加放出量は、これに余裕を見込んだ $2.22 \times 10^{14} \text{Bq}$ (6,000Ci) を条件としている。(1Ci = $3.7 \times 10^{10} \text{Bq}$) 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)	「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) <u>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た値とし、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う素の 2 倍の放出があるものと仮定する。</u>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。

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 L O C A時注水機能喪失)	安全評価審査指針
c. <u>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。</u>	「安全評価指針（付録Ⅰ）3.3.5 原子炉冷却材喪失（PWR，BWR）」 (5) <u>この事象により、希ガス及びよう素は、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、実験に基づく値とするか、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、これらの効果を見捨てるものとする。</u>
d. <u>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ャリーオーバーされる割合は 2%とする。</u>	「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）」 (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。<u>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ャ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。</u>

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 LOC A時注水機能喪失)	安全評価審査指針
e. 原子炉圧力容器気相部の核分裂生成物は、<u>逃がし安全弁を介して崩壊熱相当の蒸気に伴い、格納容器内に移行するものとする。</u>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。	・「逃がし安全弁を介し崩壊熱相当の蒸気に伴い」について 「安全評価指針（付録Ⅰ）3.3.2 主蒸気管破断(BWR)」 (12) <u>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、サプレッションプールに移行するものとする。</u> ・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。<u>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ャ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。</u>
f. サプレッション・チェンバの無機よう素は、サプレッション・プールのスクラビングにより除去されなかったものが格納容器気相部へ移行するが、ドライウェ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。<u>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。</u>	「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た値とし、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。<u>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。</u>

評価条件(2.6 L O C A時注水機能喪失)	安全評価審査指針
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。 $H_{I2} = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi / Q \cdot Q_I \quad (1)$ R : 呼吸率 (m³/h) H_∞ : よう素を 1Bq 吸入した場合の小児の実効線量 (1.6×10⁻⁷ Sv/Bq) χ/Q : 相対濃度 (s/m³) Q_I : 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) $H_{\gamma} = K \cdot D / Q \cdot Q_{\gamma} \quad (2)$ K : 空気吸収線量から実効線量への換算係数 (K=1Sv/Gy) D/Q : 相対線量 (Gy/Bq) Q_γ : 事故期間中の希ガスの大気放出量 (Bq) (γ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)	「安全評価指針 付録Ⅱ」 1. 「事故」における線量評価 1.1 外部被ばくによる実効線量の評価 1.1.1 大気中に放出された放射性物質による実効線量 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。 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には、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。 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。 1.2 内部被ばくによる実効線量の評価 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。 $\text{実効線量} = K_{He} \cdot M \cdot Q_e \cdot (\chi / Q)$ K_{He} : I-131 の吸入摂取による小児の実効線量係数 M : 小児の呼吸率 Q_e : よう素の放出量 (I-131 等価量) (χ/Q) : 相対濃度 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。 また、この場合の I-131 等価量 Q_e 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。
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 2.9×10⁻⁵ s/m³、相対線量 (D/Q) を 4.0×10⁻¹⁹ 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 2.0×10⁻⁶ s/m³、相対線量 (D/Q) は 8.1×10⁻²⁰ Gy/Bq とする。	

評価条件(2.6　L O C A時注水機能喪失)	安全評価審査指針														
	$Q_e=\sum (K_{Hi}/K_{He})\cdot Q_i$ 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 <table><tr><th>パラメータ等</th><th>記　号</th><th>単　位</th><th>数　値</th></tr><tr><td>核種 i の吸入摂取による 小児の実効線量係数</td><td>KH_i</td><td>mSv/Bq</td><td>I-131：1.6×10⁻⁴ I-132：2.3×10⁻⁶ I-133：4.1×10⁻⁵ I-134：6.9×10⁻⁷ I-135：8.5×10⁻⁶</td></tr><tr><td rowspan="2">小児の呼吸率</td><td rowspan="2">M</td><td>m³/h</td><td>0.31（活動時）</td></tr><tr><td>m³/d</td><td>5.16（1日平均）</td></tr></table> 「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。	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-131：1.6×10 ⁻⁴ I-132：2.3×10 ⁻⁶ I-133：4.1×10 ⁻⁵ I-134：6.9×10 ⁻⁷ I-135：8.5×10 ⁻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）
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-131：1.6×10 ⁻⁴ I-132：2.3×10 ⁻⁶ I-133：4.1×10 ⁻⁵ I-134：6.9×10 ⁻⁷ I-135：8.5×10 ⁻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）												

評価条件(2.6 L O C A時注水機能喪失)	安全評価審査指針
	(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。 2. 相対濃度の計算 相対濃度(χ/Q)は、(VI-1)式により計算する。 $\chi/Q = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^T (X/Q)_i \cdot \delta_{i,d} \dots\dots\dots (VI-1)$ (χ/Q) : 実効放出継続時間中の相対濃度(s/m^3) T : 実効放出継続時間(h) $(\chi/Q)_i$: 時刻 i における相対濃度(s/m^3) $\delta_{i,d}$: 時刻 i において風向が当該方位 d にあるとき $\delta_{i,d} = 1$ 時刻 i において風向が他の方位にあるとき $\delta_{i,d} = 0$ 「気象指針 付記」 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述したものである。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。 1. 放射性雲からのγ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γ線量計算モデルに適用して求める。 想定事故時のγ線量については、相対濃度(χ/Q)の代わりに、空間濃度分布とγ線量計算モデルを組み合わせた D/Q(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。
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。	

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

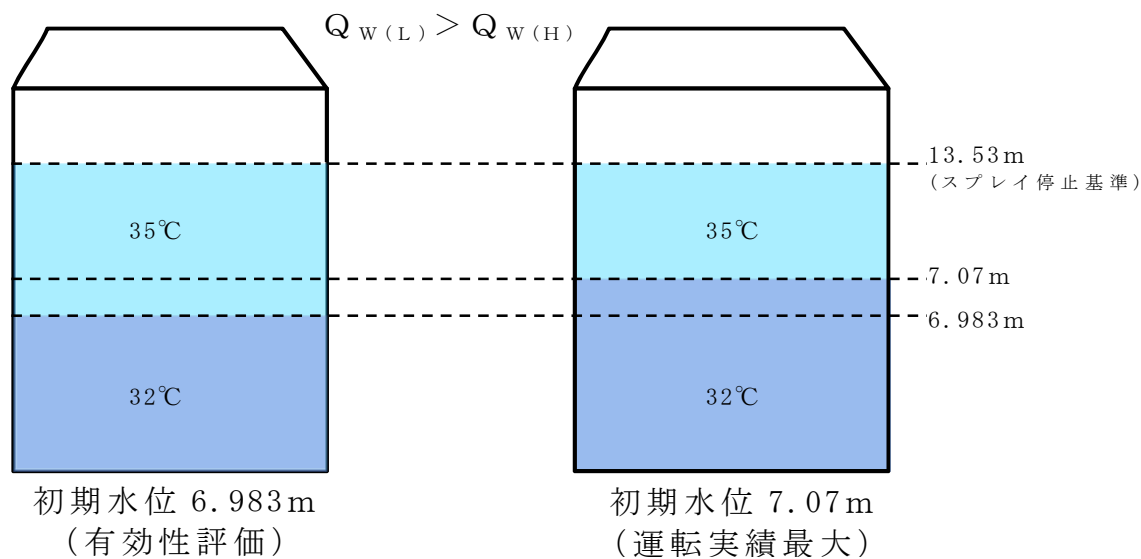
格納容器ベント実施の直前までに格納容器内に蓄積する熱量 (Q_{VENT}) は、ベントまでの期間に崩壊熱により格納容器内に蓄積する熱量 (Q_d)、格納容器内の液相部 (S / P 初期水量 + スプレイ注水量) の初期熱量 (Q_w) 及び格納容器気相部の初期熱量 (Q_g) の合計となるが、気相部に満たされている窒素の比重及び比熱は水と比較して非常に小さいことから Q_g は無視する。ここで簡単のため事象進展によらず Q_{VENT} が一定との仮定をおくと、 Q_d はサプレッション・プール (以下、「S / P」という。) の初期水位に依存しないため、 Q_w の大小によりベントまで余裕時間の大小が決定される。

$$Q_{VENT} = Q_d + Q_w$$

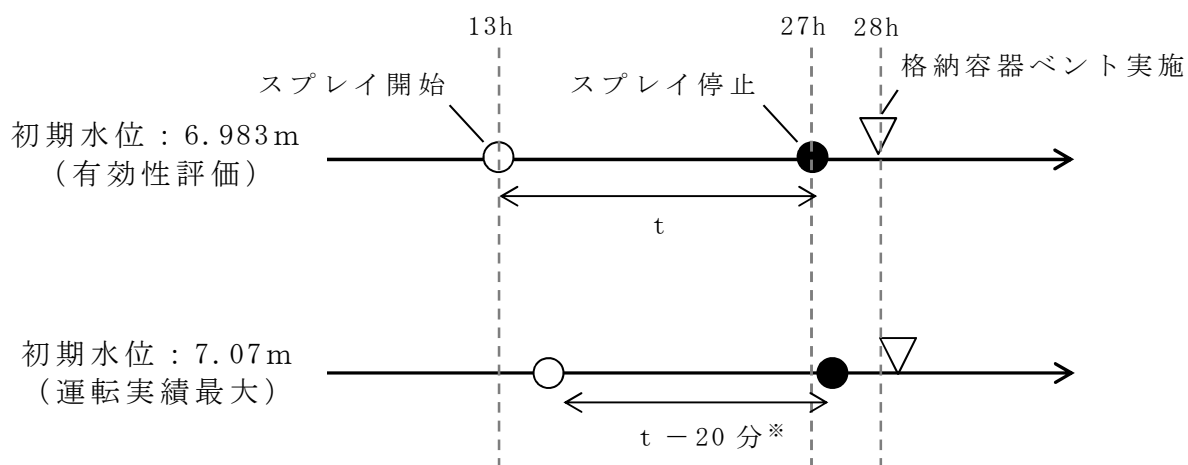
(2) S / P 初期水位の違いによる Q_w への影響

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 格納容器スプレイ停止時の 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 42m^3 であり、 $130\text{m}^3 / \text{h}$ でスプレイすることから、スプレイ期間は 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. 運転員等の操作時間に対する仮定

事故に対処するために必要な運転員等の手動操作については、原則として、中央制御室での警報発信又は監視パラメータが操作開始条件に達したことを起点として、確実な実施のための時間余裕を含め、以下に示す時間で実施するものとして考慮する。

- a. 事象発生直後の中央制御室では 10 分間^{※1}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^{※2}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^{※2}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、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 原子炉スクラム失敗時は、スクラム成功時と異なり、未臨界へ移行する操作を行うことを優先するため、運転手順書に従い直ちに手動スクラム操作に移行する。

※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，運転員等は運転手順書に従い，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の状況，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。

運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定

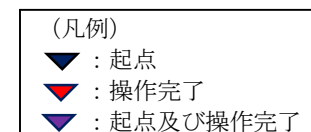
	運転員等操作	余裕時間	考え方
高圧・低圧注水機能喪失	①低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（逃がし安全弁による原子炉減圧操作） ・高圧注水機能喪失の判断 ・常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作 ・高圧代替注水系の起動操作 ・低圧注水機能喪失の判断 ・低圧代替注水系（常設）の起動準備操作 ・逃がし安全弁による原子炉減圧操作 ②代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作 ③格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	①事象発生から25分後（状況判断10分+操作時間15分） ②サブプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達 ③サブプレッション・チェンバ圧力310kPa[gage]到達	① a 状況判断後の操作時間を踏まえて設定。 ② c サブプレッション・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。 ③ c サブプレッション・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。

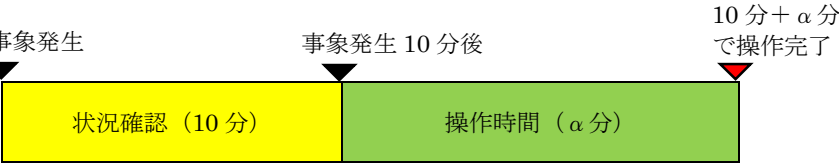
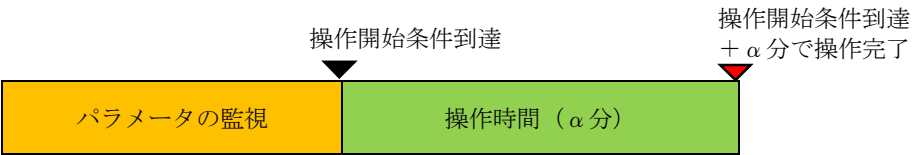
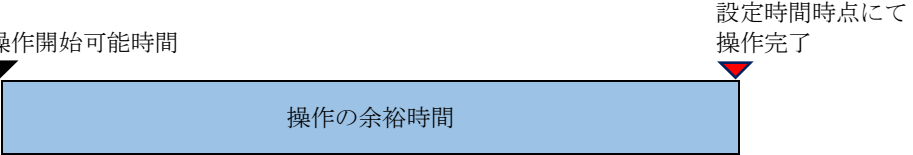
運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定

	運転員等操作	余裕時間	考え方
崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	① 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（逃がし安全弁による原子炉減圧操作）	① サプレッション・プール水温度65℃到達	① 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。
	② 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	② サプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達	② 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。
	③ 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	③ サプレッション・チェンバ圧力310kPa[gage]到達	③ 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。

運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定

	運転員等操作	余裕時間	考え方
L O C A 時 注 水機能喪失	① 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（逃がし安全弁による原子炉減圧操作） ・ 高圧注水機能喪失の判断 ・ 常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作 ・ 高圧代替注水系の起動操作 ・ 低圧注水機能喪失の判断 ・ 低圧代替注水系（常設）の起動準備操作 ・ 逃がし安全弁による原子炉減圧操作 ② 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 ③ 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	① 事象発生から25分後（状況判断10分+操作時間15分） ② サプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達 ③ サプレッション・チェンバ圧力310kPa[gage]到達	① a 状況判断後の操作時間を踏まえて設定。 ② 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。 ③ 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。



	運転員等の操作時間に対する仮定	対象操作の一例
a. の設定について		【高圧・低圧注水機能喪失】 ・低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（逃がし安全弁による原子炉減圧操作）
b. の設定について		【高圧注水・減圧機能喪失】 ・残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却操作
c. の設定について		【崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）】 ・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
d. の設定について		【全交流動力電源喪失（長期TB）】 ・逃がし安全弁による原子炉減圧操作（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）

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・プール熱量量制限を設定
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