

本資料のうち、枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

## 柏崎刈羽原子力発電所 6号及び7号炉

重大事故等対策の有効性評価について  
(補足説明資料)

平成27年9月

東京電力株式会社

## 目次

: 今回のご説明範囲

1. 設備概要
1.1 常設代替電源設備
1.2 代替原子炉補機冷却系
1.3 低圧代替注水系（常設）
1.4 pH制御設備
1.5 高圧代替注水系
1.6 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. 重大事故対策の成立性
5. 重要事故シーケンス等の選定
6. 最長許容炉心露出時間及び水位不明判断曲線
7. 原子炉水位及びインターロックの概要
8. 有効性評価における LOCA 時の破断位置及び口径設定の考え方について
9. 原子炉の減圧操作について
10. 他号機との同時被災時における必要な要員及び資源について
11. 運転操作手順書における重大事故対応について
12. 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
13. 原子炉停止機能喪失時の運転点について
14. 原子炉停止機能喪失時の運転員の事故対応について
15. 格納容器スプレイ時の下部ドライウェル水位上昇の影響について
16. 復水移送ポンプ以外による代替注水操作について
17. 6 / 7号炉 使用済み燃料プールサイフォンブレーカについて
18. 配管の全周破断及び逆止弁の全開固着を想定した場合について
19. 定期検査工程の概要
20. 反応度投入事象を起因事象から除外した考え方について
21. G 値について
22. 格納容器内における気体のミキシングについて
23. 水素の燃焼条件
24. 使用済み燃料貯蔵プール監視設備の仕様等について
25. 柏崎刈羽 6, 7号機 SFP プール水沸騰・喪失時の未臨界性評価
26. 内部事象 PRA における主要なカットセットと FV 重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況
27. 地震 PRA, 津波 PRA から抽出される事故シーケンスと対策の有効性

28. 深層防護の考え方について  : 今回のご説明範囲

29. 希ガス保持による減衰効果について

30. 原子炉圧力挙動の解析上の取扱いについて

31. 事象発生時の状況判断について

32. 安定状態の考え方について

33. 炉心損傷開始の判断基準及び炉心損傷判断前後の運転操作の差異について

34. 逃がし安全弁の作動用の窒素の供給について

35. 全交流動力電源喪失時のサプレッション・チェンバ・プール水位について

36. 格納容器内に存在する亜鉛の反応により発生する水素の影響について

37. サプレッション・チェンバ等水位上昇時の計装設備への影響について

38. 原子炉隔離時冷却系（RCIC）の運転継続及び原子炉減圧の判断について

39. 6 / 7号炉 原子炉冷却材再循環ポンプからのリークの有無について

40. 高圧・低圧注水機能喪失及びLOCA時注水機能喪失シナリオにおけるシュラウド外水位の推移について

41. 逃がし安全弁に係る実態と解析の違い及びその影響について

42. SGTSによる系外放出を考慮した被ばく評価について

43. 有効性評価解析条件の見直しについて

44. 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における平均出力燃料集合体での燃料被覆管最高温度の代表性について

45. 外部電源喪失を仮定することによる沸騰遷移発生の有無について

46. サプレッション・チェンバの水位上昇に係る構造的な耐性について

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

48. 逃がし安全弁（SRV）出口温度計による炉心損傷の検知性について

49. 原子炉満水操作の概要について

50. 外部水源温度の条件設定の根拠について

51. 注水温度の違いによる解析結果への影響について

52. 原子炉注水手段がない場合の減圧のタイミングについて

53. 熔融炉心・コンクリート相互作用に対するドライウェルサンプの影響について

54. 格納容器下部の水張りの水位について

55. 格納容器下部注水手順について

56. 水蒸気爆発評価の解析コードについて

57. 格納容器頂部注水について

58. LOCA 解析における燃料の代表性について

59. エントレインメントの影響について

60. 有効性評価の主要解析条件と設置変更許可申請書添付書類八との整合性について

□ : 今回のご説明範囲

- |                                      |
|--------------------------------------|
| 61. 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について       |
| 62. 放射線防護具類着用の判断について                 |
| 63. 放射線環境下における作業の成立性                 |
| 64. 非凝縮性ガスの影響について                    |
| 65. ドライウェルクーラの使用を仮定した場合の格納容器除熱効果について |
| 66. MUWC の機能分散について                   |
| 67. 中小 LOCA の事象想定について                |
| 68. 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  |
- |                             |
|-----------------------------|
| 69. 真空破壊装置の水没の影響と海外での運用について |
| 70. 格納容器ベント操作について           |
- |  |
|--|
| 71. 再循環流量制御系の運転モードによる評価結果への影響                          |
| 72. ほう酸水注入系のほう酸濃度, 貯蔵量, $^{10}\text{B}$ の比率等の初期条件      |
| 73. ほう酸水注入系 (SLC) 起動後の炉心状態 (冷却材保有量等) について              |
| 74. 中性子束振動の判断について                                      |
| 75. 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             |
| 76. SLC 起動を手動起動としている理由                                 |
| 77. ATWS 時の原子炉低温低圧状態まで導く手順概要について                       |
| 78. 全制御棒挿入失敗の想定が, 部分制御棒挿入失敗により出力に偏りが生じた場合を包絡しているかについて  |
| 79. 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                    |
| 80. 原子炉停止機能喪失時における給水流量を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 |
| 81. 評価におけるブローアウトパネルの位置付けについて                           |
| 82. I S - L O C A 発生時の低圧配管破断検知について                     |
| 83. 系統圧力による I S - L O C A 検知判断について                     |
| 84. ADS 自動起動阻止操作の失敗による評価結果への影響                         |
| 85. 給水流量をランアウト流量 (68%) で評価することの妥当性                     |
| 86. 原子炉停止機能喪失事象の評価におけるヒータドレン水の考慮                       |
| 87. 高温環境下での逃がし安全弁の開保持機能維持について                          |
| 88. 下部ドライウェル (ペデスタル) に落下する熔融デブリに含まれる燃料以外の物質の考慮         |
| 89. 実効 G 値に係る電共研の追加実験について                              |
| 90. ABWR, RCCV におけるエントレイメント係数の圧力スパイクに対する感度解析           |

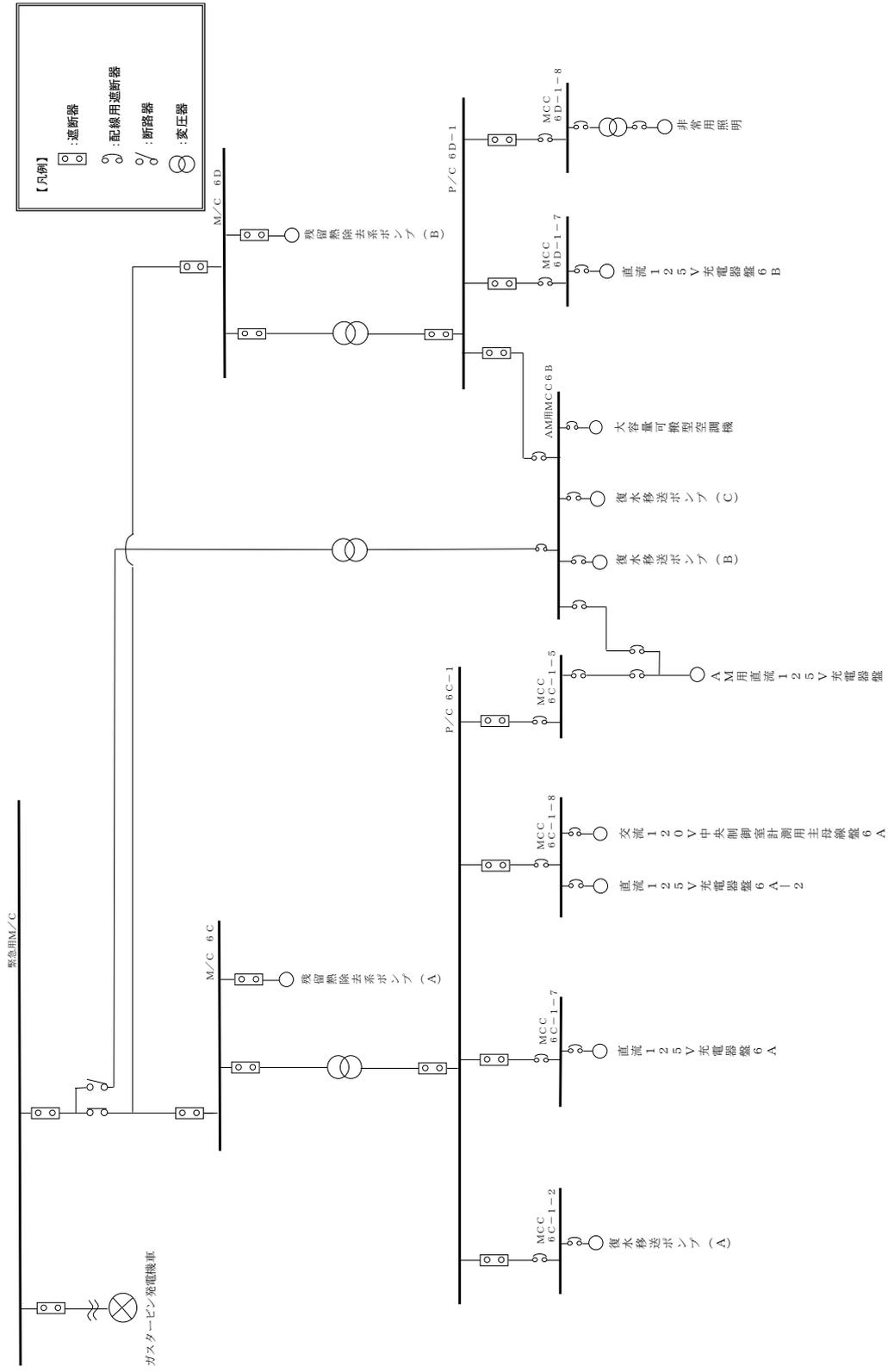
1. 設備概要

1.1 常設代替電源設備

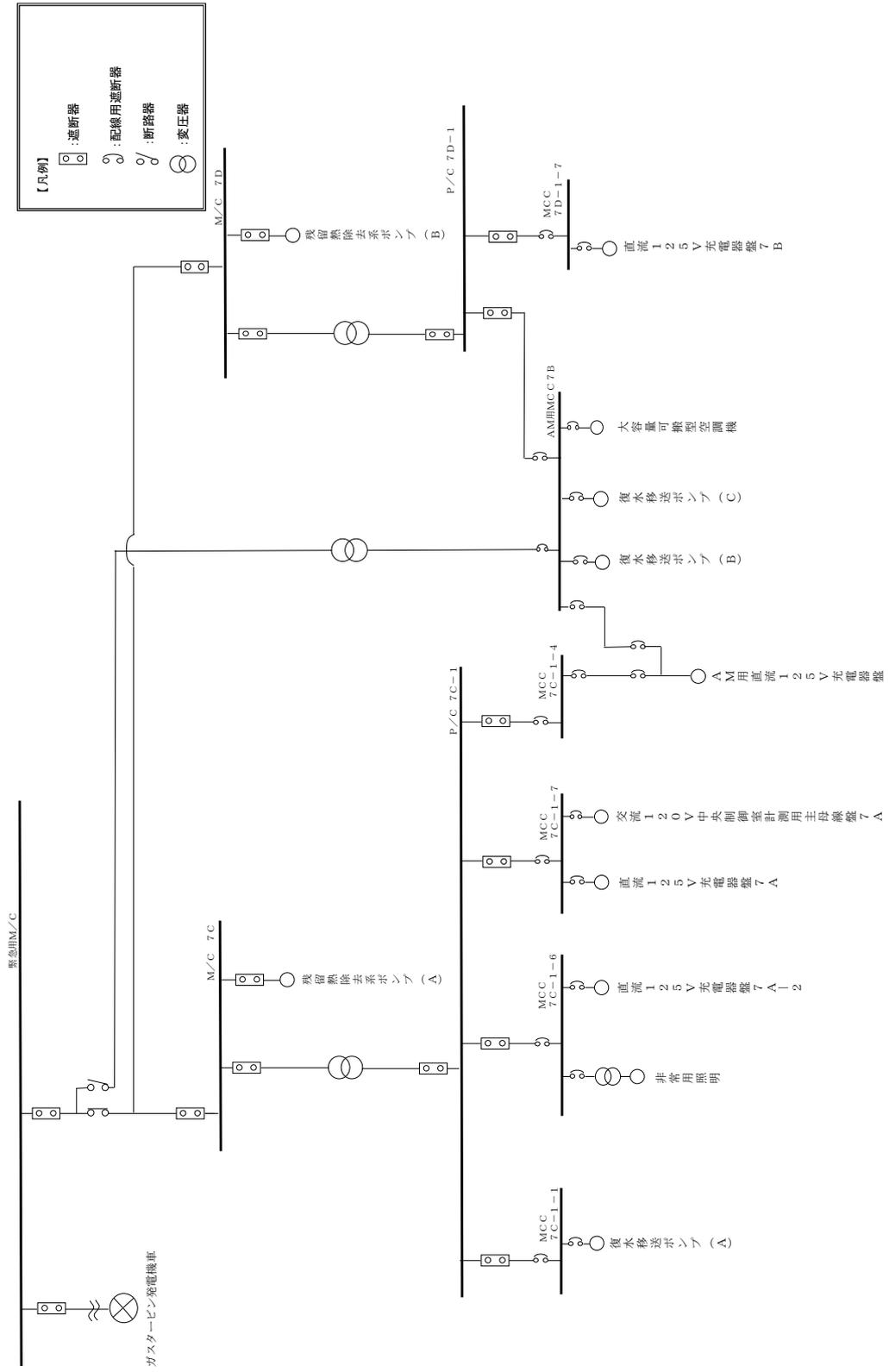
	ガスタービン発電機 ※
ガスタービン	
台数	3 (うち2台は予備)
使用燃料	軽油
発電機	
台数	3 (うち2台は予備)
種類	横軸回転界磁3相同期発電機
容量	約4,500kVA/台
力率	0.8
電圧	6.9kV
周波数	50Hz

※ 6号及び7号炉共用

系統図 (6号)



系統図 (7号)



## 1.2 代替原子炉補機冷却系

### (1) 熱交換器ユニット

台 数 1

伝 熱 容 量 約 23MW／台

(海水温度 30℃において) ※

※海水温度は、設置許可申請書に記載の過去の採取データの最高値であり、関連の既設設備の設計でも同一の値を用いている。

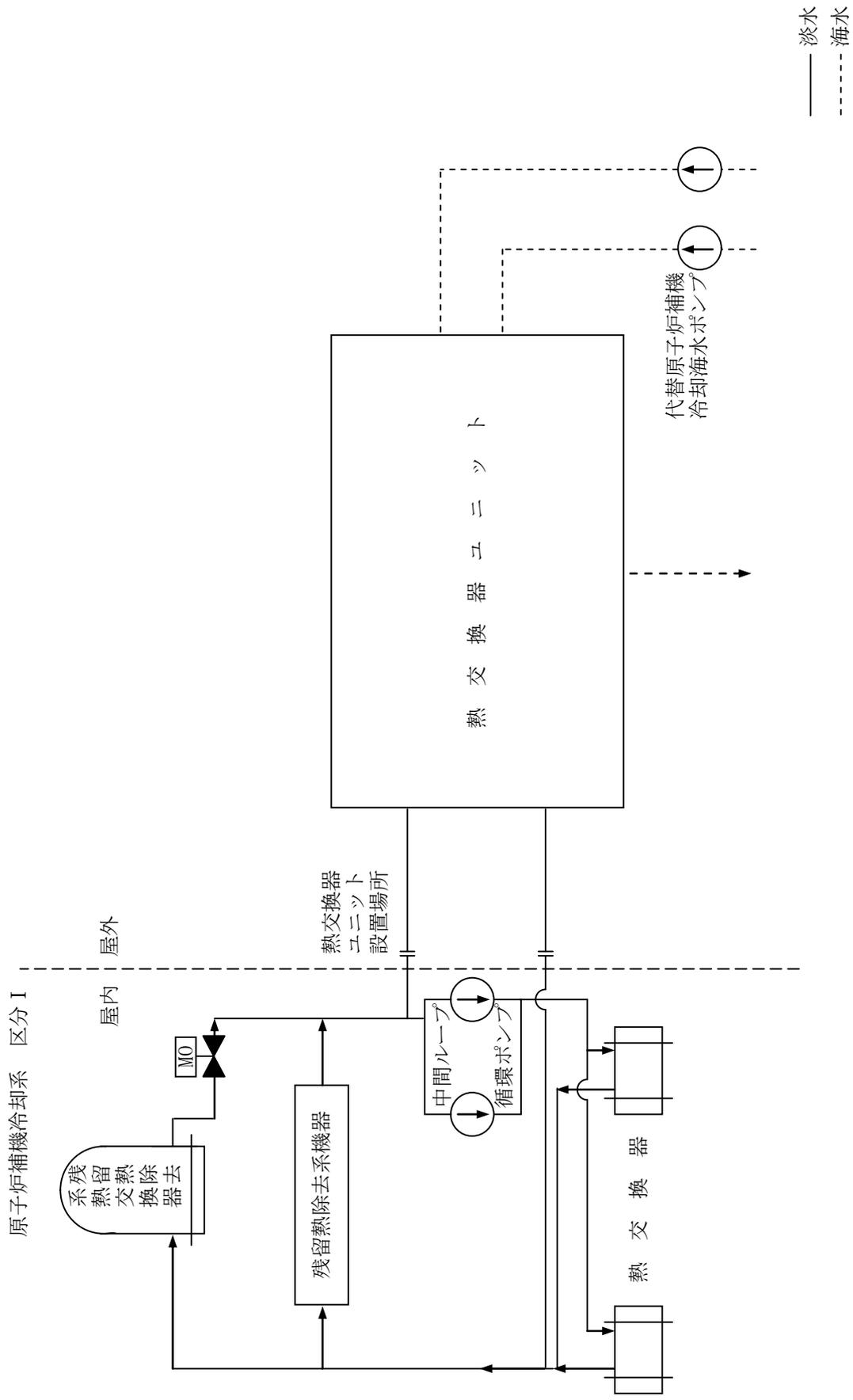
### (2) 代替原子炉補機冷却海水ポンプ

台 数 2

容 量 約 420m<sup>3</sup>／h／台

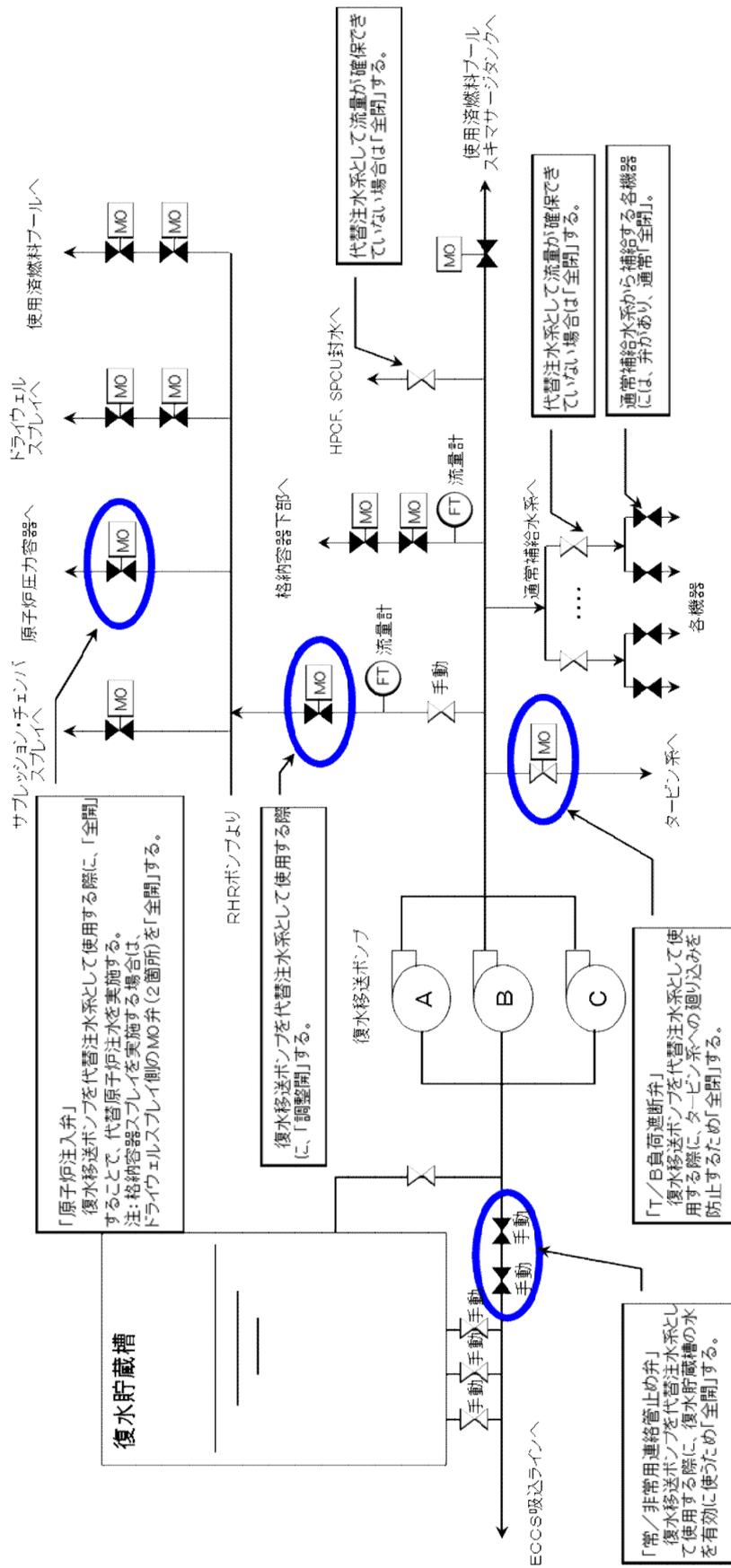
揚 程 約 35m

代替原子炉補機冷却系統概要図（6号炉）



1.3 低圧代替注水系 (常設)

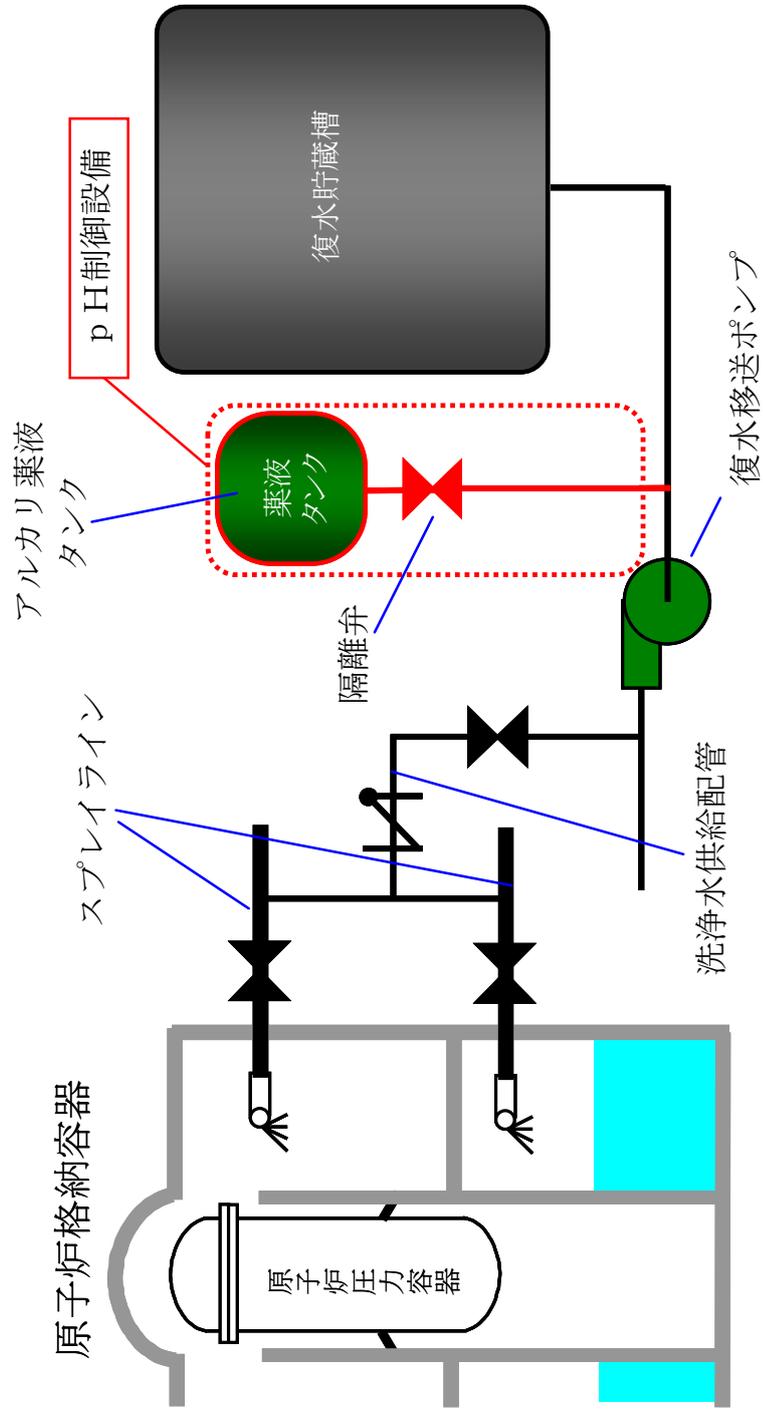
低圧代替注水系 (常設) 系統概要図



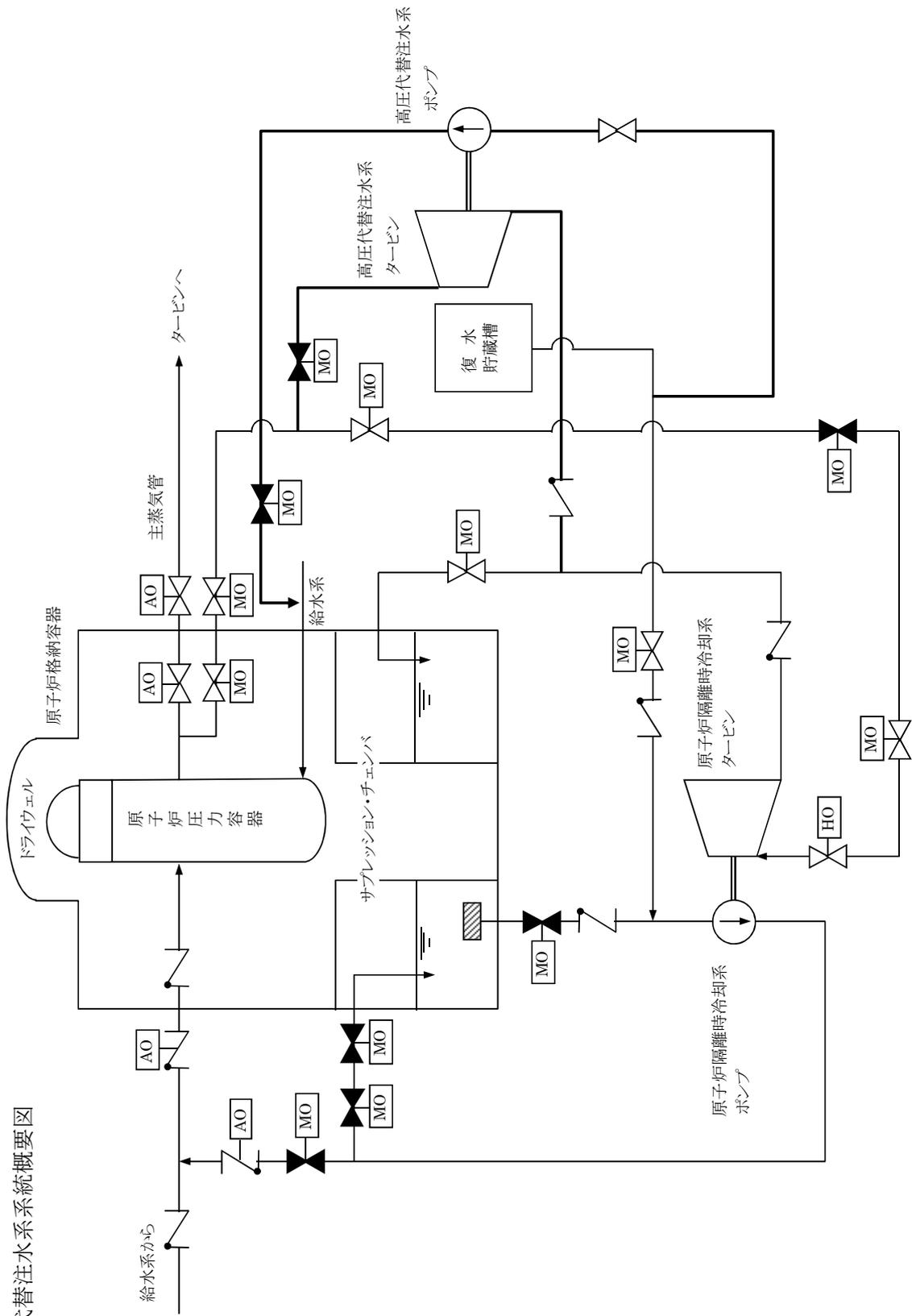
#### 1.4 pH制御設備

具体的な設備構成については、現在も検討を続けているところであるが、下記に示すとおり、復水補給水系統に薬液を混入し、既設の配管を経由してドライウエルスプレイライン及びサブプレッション・チェンバースプレイラインから原子炉格納容器内にアルカリ薬液を注入し、サブプレッション・プールの水のアルカリ性を維持する方法を検討している。

pH制御設備 系統概略図



1.5 高圧代替注水系  
高圧代替注水系統概要図



1.6 可搬型代替直流電源設備

可搬型代替直流電源設備の写真および仕様

可搬型代替直流電源設備にて発電した交流電源を直流電源に変換し、直流電源を供給する設備



可搬型代替直流電源設備の主要機器仕様

- 直流 125V 可搬型代替蓄電池
  - 電圧 125V
  - 容量 400Ah
- 充電器
  - 電圧 125V
  - 電流 360A

4. 重大事故対策の成立性

格納容器ベント準備操作

- ・ベント準備

格納容器ベント操作

- ・フィルタベント操作

格納容器ベント停止操作

- ・フィルタベント停止操作

1. 操作概要

フィルタベントを使用したS/C側ベントのためのライン構成を現場にて手動で行う。

2. 作業場所

原子炉建屋 非管理区域（中4階，地下1階）

3. 必要要員数および操作時間

必要要員数 : 2人

有効性評価で想定する時間：ベント準備 60分

フィルタベント操作 60分（事象発生 16時間後）

フィルタベント停止操作 30分

訓練実績 : PCVベントライン構成 8分（移動時間含む）

PCVフィルタベント操作 8分（移動時間含む）

フィルタベント停止操作 9分（移動時間含む）

4. 操作の成立性について

作業環境（照明）：バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており，建屋内  
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・懐中電灯をバックアップとして携帯している。

移動経路：バッテリー内蔵型LED照明をアクセスルート上に配備しており近接可能  
である。また，ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯してい  
る。

アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：操作対象弁は通路付近にあり，操作性に支障はない。

連絡手段：携帯型音声呼出電話（ブレスト）により，中操に連絡する。

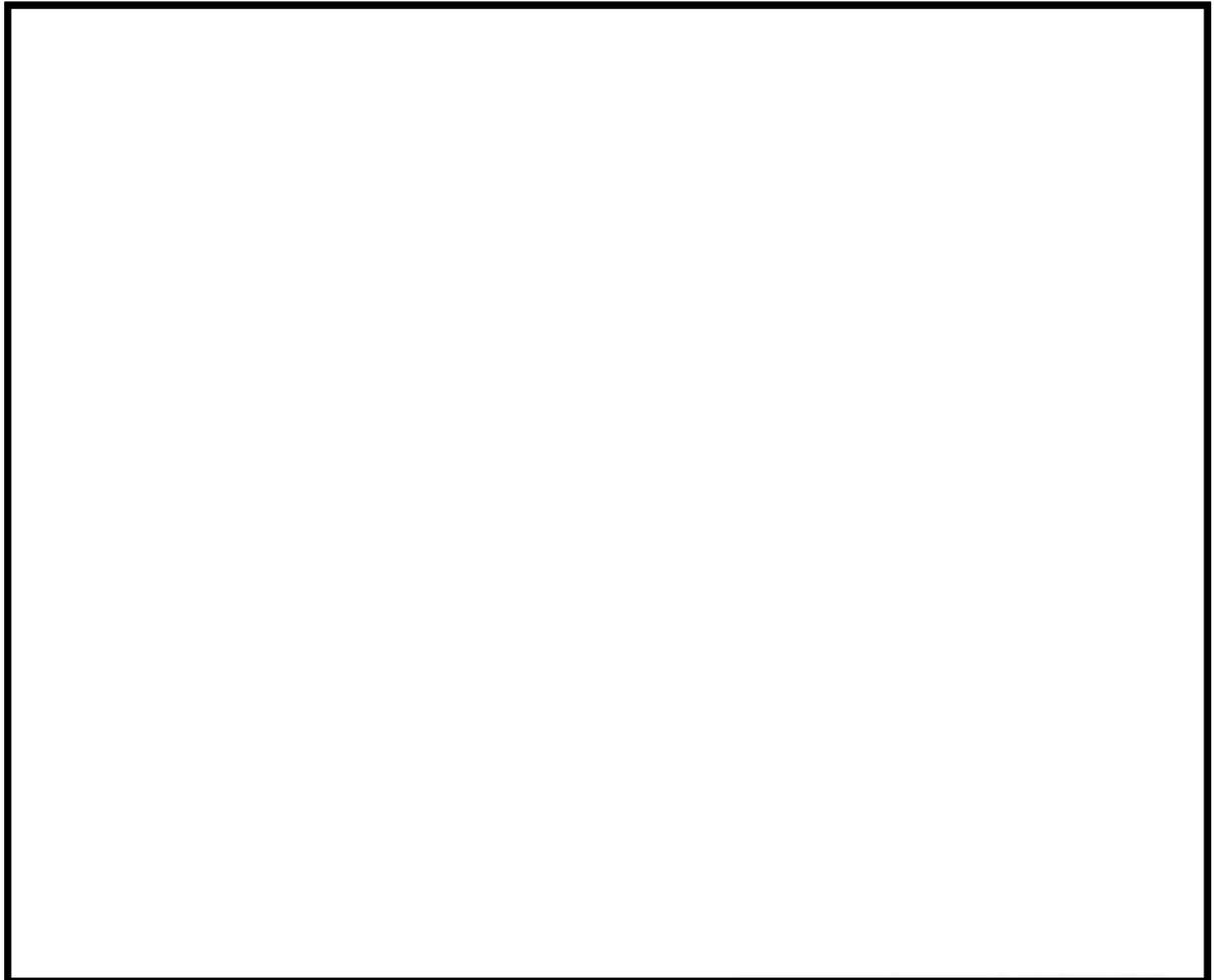


電動駆動弁 エクステンション



空気駆動弁 専用ポンペ

## 7. 原子炉水位及びインターロックの概要



原子炉水位	圧力容器基準点（底部）からの水位	主なインターロック等
L-8 : 原子炉水位高（レベル8）	約 13.9m	原子炉隔離時冷却系トリップ
L-3 : 原子炉水位低（レベル3）	約 12.9m	原子炉スクラム RIP4台トリップ
L-2 : 原子炉水位低（レベル2）	約 11.7m	原子炉隔離時冷却系自動起動（給水機能） RIP6台トリップ
L-1.5 : 原子炉水位低（レベル1.5）	約 10.2m	主蒸気隔離弁閉 高圧炉心注水系自動起動 原子炉隔離時冷却系自動起動（ECCS機能）
L-1 : 原子炉水位低（レベル1）	約 9.4m	低圧注水系自動起動
TAF : 有効燃料棒頂部	約 9m	有効燃料棒頂部

## 8.有効性評価における LOCA 時の破断位置及び口径設定の考え方について

重大事故等対策の有効性評価において LOCA 事象を想定する場合の破断位置及び口径設定の考え方については、以下のとおりである。

### 1. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

#### (1) LOCA 時注水機能喪失

##### ① 破断位置

本事故シーケンスにおいて、燃料破裂が発生しない範囲の破損面積（1cm<sup>2</sup>）を考慮し、非常用炉心冷却系のような大配管を除いた中小配管（計測配管を除く）のうち、水頭圧により流出量が大きくなる原子炉圧力容器下部のドレン配管を選定した。

##### ② 破断面積

破断面積は、本事故シーケンスにおいて、**炉心損傷が発生しない破断面積**を設定する。

破断面積が約 1cm<sup>2</sup>を超える場合については、「**雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)**」にて確認する。

なお、破断面積をパラメータとした CHASTE による燃料破裂に関する感度解析の結果、下表に示すとおり、本事故シーケンスにて選定した原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断（液相破断）については、燃料破裂が発生しない破断面積の限界は約 5.6cm<sup>2</sup>となった。また、気相破断については**高压炉心注水系配管（HPCF 配管）及び残留熱除去系吸込配管（RHR 吸込配管）**において、破断面積がそれぞれ約 100cm<sup>2</sup>及び 420cm<sup>2</sup>の場合でも燃料破裂が発生しないことを確認した。

表 燃料破裂に関する破断面積の感度解析結果

	破断面積	燃料被覆管最高温度	破裂の有無
液相破断	約 5.3cm <sup>2</sup>	約 860℃	無
	約 5.4cm <sup>2</sup>	約 867℃	無
	約 5.5cm <sup>2</sup>	約 873℃	無
	約 5.6cm <sup>2</sup>	約 886℃	無
	約 5.7cm <sup>2</sup>	約 895℃	有
気相破断	HPCF 配管 約 100cm <sup>2</sup> (完全破断の約 80%)	約 879℃	無
	RHR 吸込配管 約 420cm <sup>2</sup> (完全破断の約 53%)	約 863℃	無

## (2) 格納容器バイパス（インターフェースシステム LOCA）

### ① 破断位置

原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェースとなる配管のうち、隔離弁の故障等により低圧設計部分が過圧され破断する事象を想定する。

図 1-1 に JEAG4602 に記載されている標準 ABWR の原子炉圧力材冷却バウンダリを示す。原子炉から格納容器外に接続する主な配管は下記のとおりとなる。

- ・ RCIC 蒸気配管
- ・ 給水系注入配管
- ・ LPFL 注入配管
- ・ HPCF 注入配管
- ・ 原子炉冷却材浄化系吸込み配管
- ・ 炉水試料採取系吸込み配管
- ・ RHR 停止時冷却モード戻り配管
- ・ RHR 停止時冷却モード吸込み配管
- ・ 制御棒駆動機構注入配管
- ・ ヘッドスプレイ配管
- ・ 主蒸気配管
- ・ 計測用配管

高圧バウンダリのみで構成されている RCIC 蒸気配管、原子炉冷却材浄化系吸込み配管、および主蒸気配管はインターフェースシステム LOCA (ISLOCA) の対象としない。発生頻度の観点から、3 弁以上の弁で隔離されている給水系配管、およびヘッドスプレイ配管は評価の対象としない。影響の観点から、配管の口径が小さい炉水試料採取系吸込み配管、制御棒駆動機構注入配管、計測用配管は評価の対象としない。また、RHR 停止時冷却モード戻り配管は、LPFL 注入配管と共用しており評価の対象としていない。以上より、評価対象の配管は次の 3 通りとなる。

- ・ LPFL 注入配管
- ・ RHR 停止時冷却モード吸込み配管
- ・ HPCF 注入配管

このうち、破断対象としては、運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち最も配管径が大きい HPCF 注水配管とする。

### ② 破断口径

運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち最も配管径が大きい高圧炉心注水系の吸込配管(400A 配管)とする。

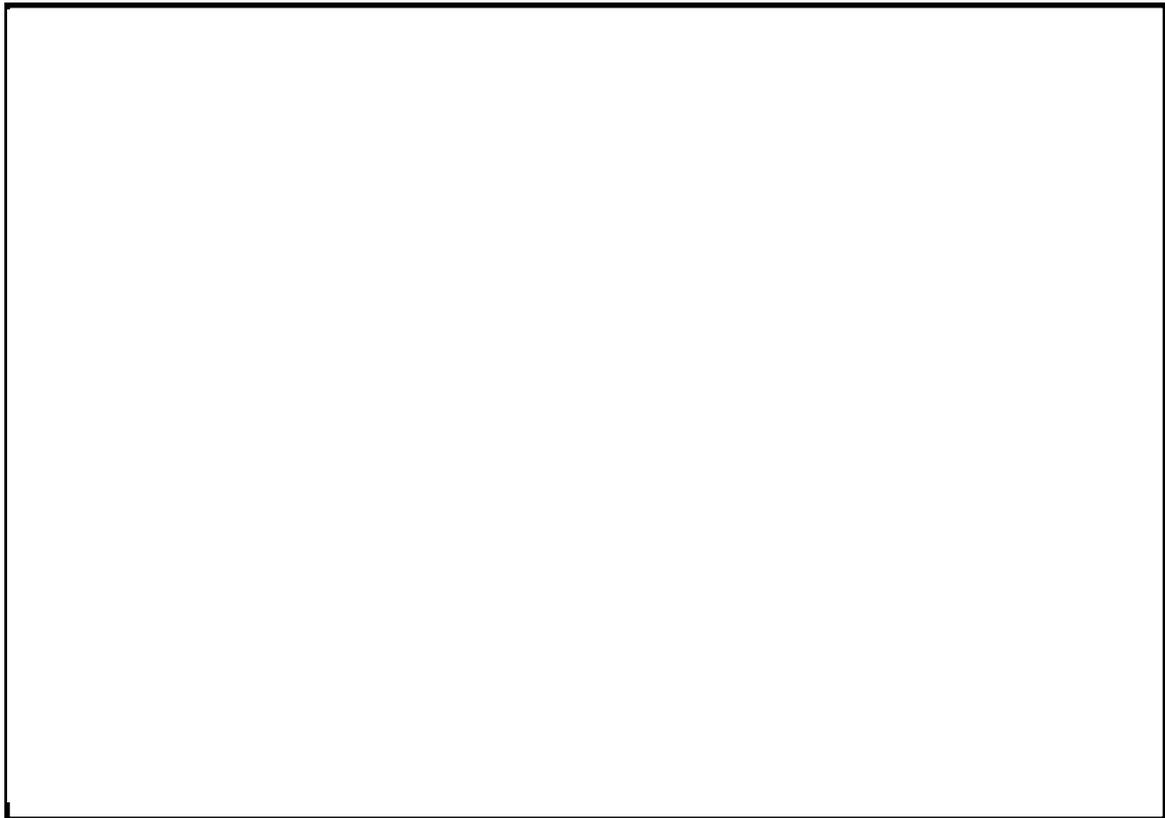


図 1-1 原子炉圧力材冷却バウンダリ

③ 評価対象の ISLOCA 発生確率

PRA では、主に原子炉圧力容器から低圧設計配管までの弁数及びサーベランス時のヒューマンエラーによる発生可能性の有無を考慮し、ISLOCA の発生確率が高いと考えられる HPCF 注入配管、RCIC 注入配管、RHR 停止時冷却モード吸込み配管について、各々の箇所での ISLOCA 発生確率を算出している。(考え方は、平成 26 年 7 月 22 日 第 125 回 原子力発電所の新規制基準適合性に係る審査会合 資料 3-2 添付資料 3.1.1.b-8 及び添付資料 3.1.1.b-9 参照)

下表の整理の通り、PRA 上は低圧設計配管までの弁数が少なく、サーベランス時のヒューマンエラーによる発生可能性が考えられる HPCF 注入配管での ISLOCA 発生確率が最も高い。

表 低圧設計配管までの弁数と運転中定例試験の有無

系統	低圧設計配管までの弁数	運転中定例試験の有無
HPCF	2 弁	有
RCIC	3 弁*2	有
LPFL 注入ライン*1	3 弁*2	有
RHR SHC 吸込み	2 弁	無

\*1 : PRA では ISLOCA 発生確率が低い箇所としてスクリーンアウトしている。

\*2 : 給水系の逆止弁は考慮していない。

## 2. 重大事故

### (1) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

#### ① 破断位置

破断箇所は、原子炉内の保有水量を厳しく評価する観点から選定する。許認可解析条件（非常用 D/G 等結果を最も厳しくする単一故障を考慮）での RPV に接続する各種配管破断解析（SAFER による解析）において、給水配管破断（HPCF+2LPFL 作動、破断面積：約 839cm<sup>2</sup>）に比べて RHR 配管破断（RCIC+HPCF+2LPFL 作動、破断面積：約 769cm<sup>2</sup>）は破断面積が小さく、作動 ECCS 系統が多いにも関わらず、原子炉内保有水量の低下は早い。（図 2-1 参照）

なお、原子炉内保有水量が最も少なくなるのは HPCF 配管破断であるが、単一故障の想定によって健全側の HPCF の機能喪失を仮定していることから高压注水系の作動台数が少なく、また、配管接続位置が最も低いことにより、結果として保有水量は他の事象に比べて最も低下するとの結果を与える。設計基準事故（原子炉冷却材の喪失）では、この HPCF 配管破断を選定している。

本有効性評価では、非常用炉心冷却系の機能喪失を前提としているため、破断箇所の想定は初期の保有水量の低下が早い箇所を選定することが事象の進展の早さという点で最も厳しい条件を与えることとなり、よって、残留熱除去系の吸込配管を破断箇所として選定することとした。

なお、ドレン配管破断については、破断口径が 65A と他に比べて小さいが、有効燃料棒頂部より下部に位置する配管であり、サプレッション・プールを水源とする非常用炉心冷却系のいずれかが使用可能である場合は、厳しい事象にはなり得ないものの、炉心冠水後も継続して原子炉圧力容器から格納容器内への流出が継続することとなる。非常用炉心冷却系の機能喪失を前提に外部水源（復水貯蔵槽）による注水を継続する本有効性評価では、格納容器内の水位上昇を早めることとなる。本影響については③において述べる。

また、図 2-2 に原子炉圧力容器の断面図を示す。

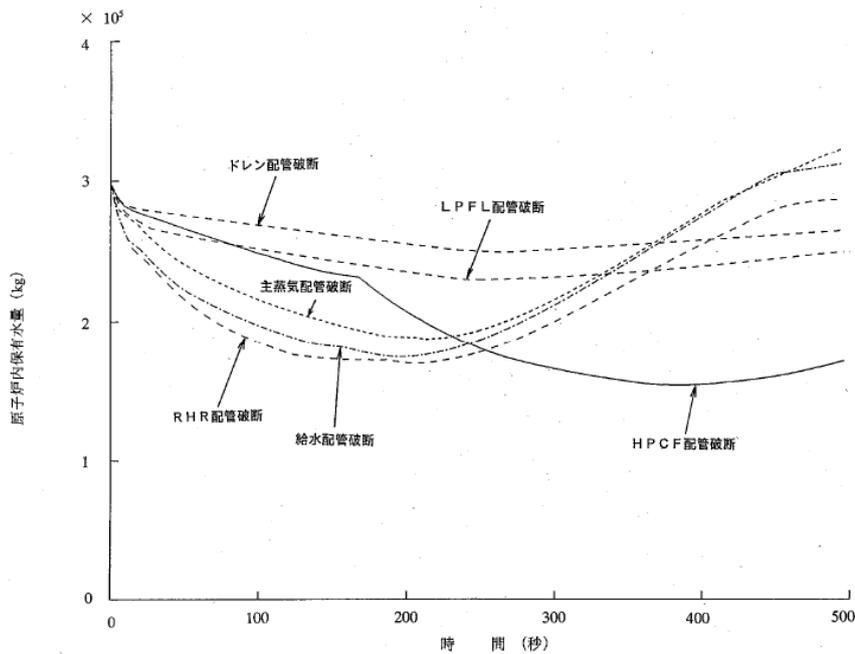


図 2-1 各種配管破断時の原子炉内保有水量の変化

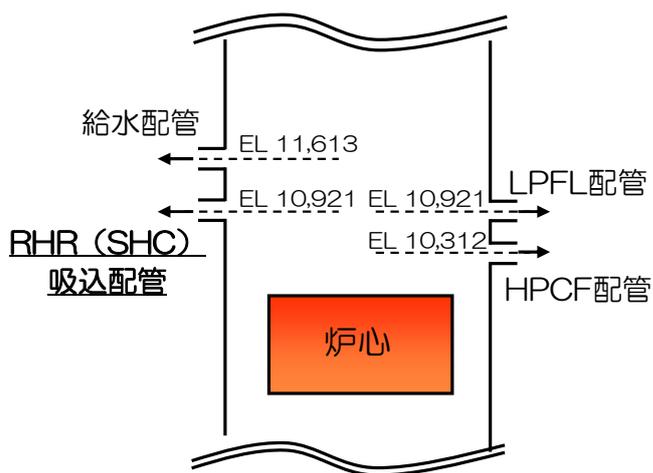


図 2-2 原子炉压力容器断面図

破断箇所	破断配管位置(mm) ※1	配管口径	破断面積※2
給水配管	EL:11613	300A	839cm <sup>2</sup>
RHR (SHC) 吸込配管	EL:10921	350A	769cm <sup>2</sup>
LPFL 配管	EL:10921	200A	205cm <sup>2</sup>
HPCF 配管	EL:10312	200A	127cm <sup>2</sup>

※1 原子炉压力容器底部から位置

※2 スパージャ部又はノズル部で臨界流となるため、破断する配管の面積ではなくスパージャ部又はノズル部の面積が破断面積となる

## ② 破断口径

配管の両端破断を想定することで、格納容器へのエネルギー放出量が大きくなるため、格納容器圧力・温度の観点で厳しくなる。

## ③ 有効燃料棒頂部より下部での LOCA について

大 LOCA の配管破断選定にあたっては、配管の両端破断を想定した上で、破断位置及び破断面積を考慮し、原子炉内保有水量の観点から最も厳しい残留熱除去系の吸込配管破断を選定している。

一方、非常用炉心冷却系のような大口径配管は存在しないが、有効燃料棒頂部より下部に位置する配管もある。これらは原子炉内保有水量の観点からは厳しくないが、炉心冠水過程において、破断箇所から漏えいした冷却材は格納容器下部へ流入し続けるため、当該配管が破断した場合についても考慮する必要がある。

例えば、原子炉压力容器下部のドレン配管（65A 配管）の破断を想定した場合は、破断箇所から漏えいした冷却材は、格納容器下部へ流入することから、最終的に格納容器内のサプレッション・プール水位の上昇を早めることになる。以下に原子炉压力容器下部のドレン配管が破断した場合の事象進展及び当該事象での格納容器への過温・過圧の影響について考察する。

### a. 原子炉压力容器下部のドレン配管の破断を想定した場合の事象の進展過程

本事象の概要を以下に示す。前提条件として、大 LOCA シナリオと同様に ECCS 機能喪失及び全交流動力電源喪失を想定する。

- 1) 原子炉压力容器下部のドレン配管の破断により原子炉水位が低下するが、ECCS 機能喪失及び全交流動力電源喪失を想定しているため、原子炉注水手段がなく、事象発生約 25 分後に炉心損傷に至る。
- 2) ほぼ同時刻に原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料有効長の 10% 高い位置に到達するため、事象発生約 30 分後に逃がし安全弁 2 弁により原子炉減圧を開始する。  
なお、原子炉水位はシュラウド内水位を監視できる燃料域水位計にて監視する。
- 3) **事象発生約 70 分後**に、常設代替交流電源設備による受電がされるため、代替低圧注水系（常設）の最大流量での注水を行い原子炉の満水操作を開始する。
- 4) **事象発生約 3.6 時間後**に、原子炉の満水操作が完了することから、低圧代替注水系（常設）による注水を崩壊熱相当量に変更する。
- 5) 原子炉压力容器下部のドレン配管が破断していることから、原子炉水位は徐々に低下し、炉心露出によるリロケーションによって、熔融炉心は下部プレナム部へ移行する。
- 6) 事象発生約 11 時間後に、原子炉压力容器破損に至り、熔融炉心は下部ドライ

ウェルに落下する。

- 7) 原子炉格納容器圧力を制御するため、格納容器圧力 1.5Pd 到達後、代替格納容器スプレー冷却系による間欠スプレーを開始する。
- 8) 事象発生約 20 時間後、代替循環冷却による格納容器除熱を開始する。  
循環冷却開始より、原子炉注水を 90m<sup>3</sup>/h、格納容器スプレーを 100m<sup>3</sup>/h の流量とすることで、格納容器の圧力制御に成功する。
- 9) 代替循環冷却の実施により、燃料は下部ドライウェルにて冠水された状態にて冷却が継続する。

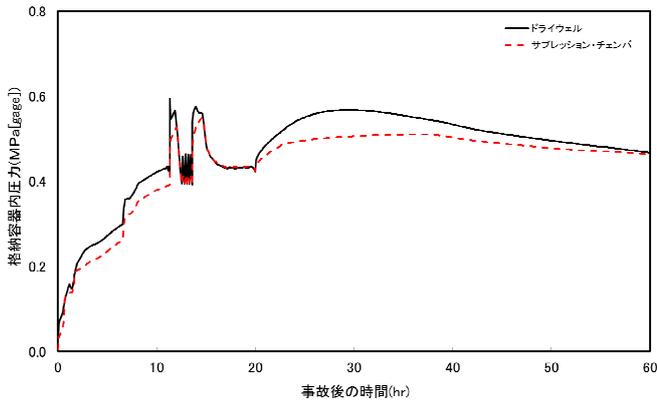
b. 評価結果

本事象における格納容器圧力、温度の推移を図 2-3, 4 に示す。

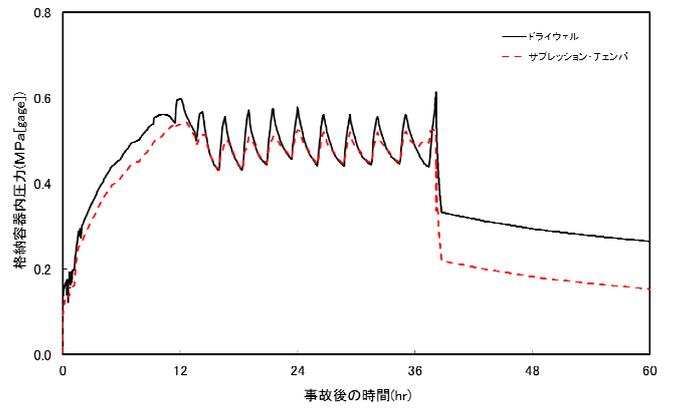
代替循環冷却による格納容器除熱の実施により、熔融炉心は下部ドライウェルにて冠水された状態で冷却されるため、格納容器圧力逃がし装置を用いた格納容器ベントを行わなくとも、格納容器圧力及び温度は、限界圧力及び限界温度を上回らない。

c. 雰囲気圧力・温度による静的負荷評価シナリオ（大 LOCA）に対する原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断の事象の包絡性について

図 2-3, 4 に示すとおり、格納容器圧力及び格納容器温度の上昇は、下部ドライウェルの熔融炉心落下時の一時的な圧力上昇はあるものの、全般的に、静的な過圧・過温という観点では、今回選定した大 LOCA シナリオより緩慢に推移することから、大 LOCA シナリオの方が、格納容器の過圧・過温という観点でも厳しくなる。よって、圧力容器下部のドレン配管の破断は、雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）として想定した大 LOCA シナリオに包絡される事象となる。

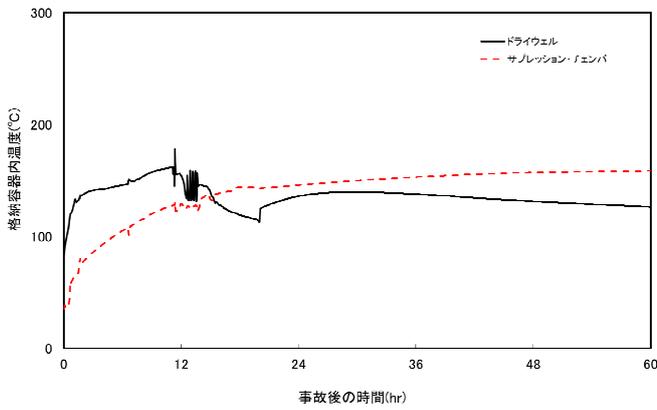


<原子炉压力容器下部のドレン配管破断>

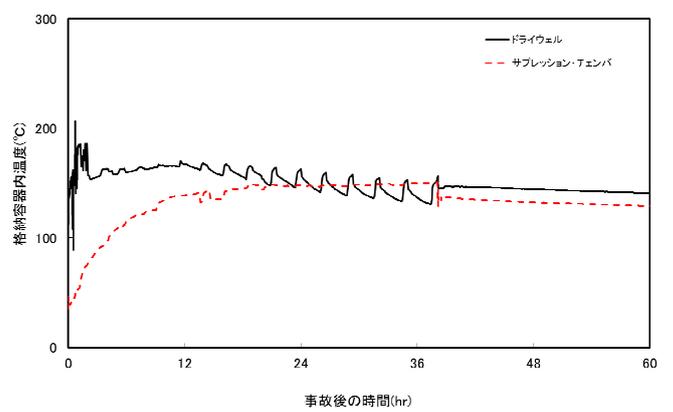


<RHR 吸込配管破断(大 LOCA)>

図 2-3 格納容器圧力の推移



<原子炉压力容器下部のドレン配管破断>



<RHR 吸込配管破断(大 LOCA)>

図 2-4 格納容器温度の推移

## 9. 原子炉の減圧操作について

原子炉の減圧には以下の2通りがある。

- ・ 熱応力による影響を考慮した温度変化率「55℃/h以下」での減圧  
→プラント通常起動/停止時。
- ・ 事故操作対応中に熱応力を考慮するよりも事象を収束させるための減圧（急速減圧）  
→原子炉が高圧状態において高圧注水系機能喪失等により原子炉水位が低下した場合、低圧で注水する設備が確保された場合は、速やかに減圧し炉心冷却を維持する必要がある。  
→格納容器の除熱機能喪失が想定される場合には、喪失前に原子炉のエネルギーをサブプレッションプール（S/P）水に落とす必要がある。

急速減圧は、事故収束に必要な操作のため自動減圧系（ADS）「8弁」<sup>※1</sup>を使用して減圧する。

※1 ADSは機能の名称であるため、正確には「ADS機能付きSRV」となる。

運転操作上の「急速減圧」操作の概要は以下の通り。（図1参照）

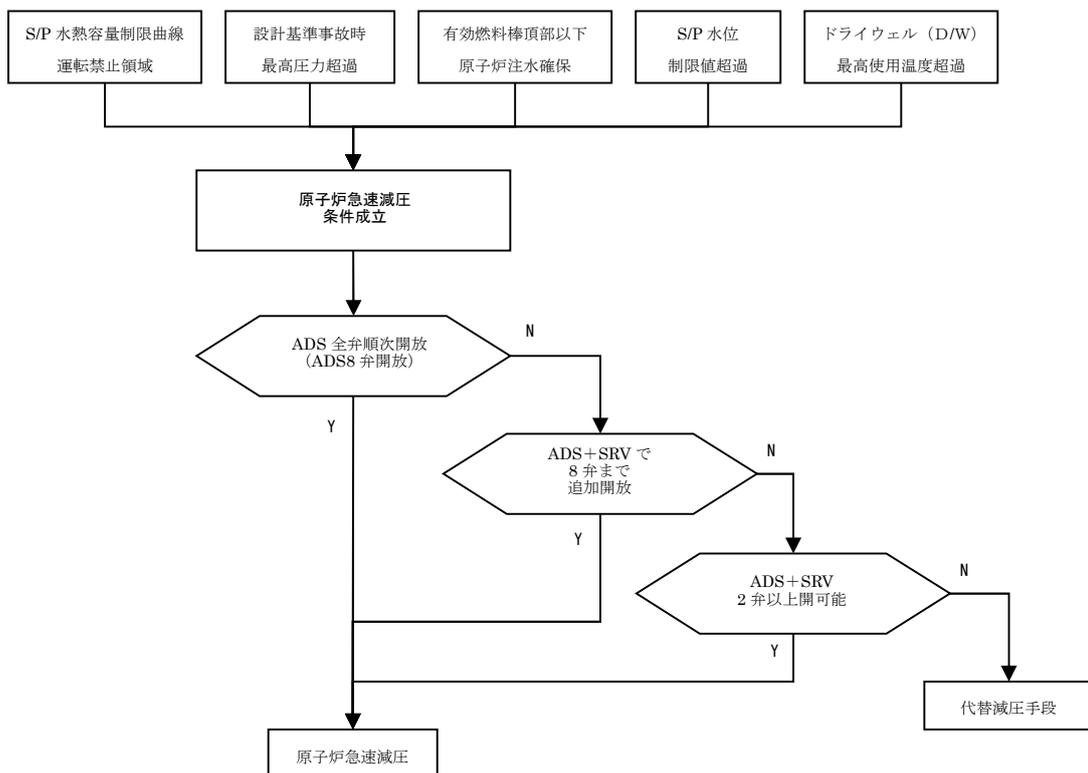


図1 原子炉「急速減圧」操作概要

急速減圧操作は、ADS「8弁」を手動開放することを第一優先とする。それができない場合はADS以外のSRVを含めた「8弁」を手動開放する。さらに、それもできない場合は、急速減圧に必要な最小弁数である「2弁」を手動開放することにより急速減圧する。SRVによる減圧ができない場合は、代替の減圧手段を試みる。

急速減圧に必要な最小弁数「2弁」は、低圧注水系（LPFL）1台注水を仮定した場合に燃料被覆管最高温度が1200℃以下に抑えられることを条件として設定している。

運転員による操作が無い場合でも、事故事象を収束させるための原子炉減圧としては、自動減圧系（ADS）及び重大事故等時の逃がし安全弁（SA-ADS）の2つがある。概要は以下の通り。

- ADS

非常用炉心冷却系の一部であり、高圧炉心注水系のバックアップ設備として、SRV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、「原子炉水位低（レベル1）」及び「格納容器圧力高（13.7kPa[gage]）」信号が30秒間継続し、高圧炉心注水系（HPCF）又は残留熱除去系（RHR）ポンプが運転中であれば、ADS 8弁が開放する。

- SA-ADS

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。ADSの動作信号の内、格納容器圧力高（13.7kPa[gage]）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、低圧注水系の起動を条件にSA-ADSは動作する。

具体的には、「原子炉水位低（レベル1）」信号が10分間継続し、RHRポンプが運転中であれば、SA-ADS 4弁<sup>※2</sup>が開放する。

※2 SA-ADSは機能の名称であるため、正確には「SA-ADS機能付きSRV」となる。

SA-ADSは、原子炉水位低（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、3弁を開放すれば炉心損傷の制限値（燃料被覆管温度1200℃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4弁と設定した。

運転員の操作がなくても原子炉を減圧する機能ではあるが、原子炉停止機能喪失（ATWS）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及び自己保持回路をリセットするための操作スイッチがある。

各SRVの機能を表1に整理する。

表1 SRV機能一覧

	機能			
	逃がし弁	安全弁	ADS	SA-ADS
SRV (B) (D) (E) (G) (J) (K) (M) (P) (S) (U)	○	○	—	—
SRV (A) (F) (L) (R)	○	○	○	—
SRV (C) (H) (N) (T)	○	○	○	○

ADS 及び SA-ADS は運転員の操作を考慮しないが、運転員が各論理の動作状況を確認できるように警報を発生する。ADS 及び SA-ADS の動作回路図及び警報発生箇所を以下に示す。(図 2, 3 参照)

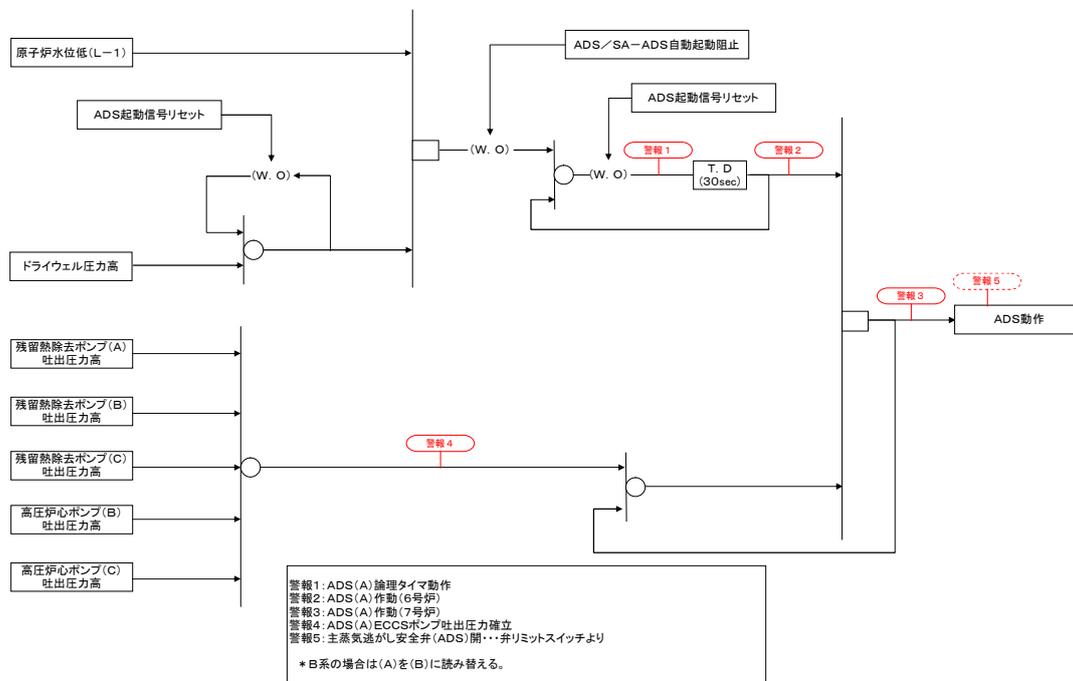


図 2 ADS 動作回路

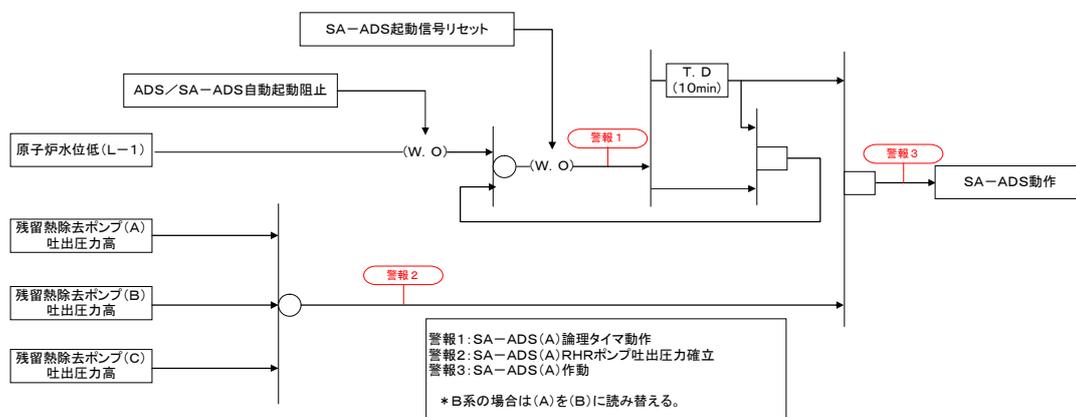


図 3 SA-ADS 動作回路

これらの警報により、ADS または SA-ADS の論理が動作していることを確認し、自動減圧に備える。

なお、SA-ADS 動作による自動減圧中に有効燃料棒頂部 (TAF) を下回った場合は、運転操作手順書に則り、残りの ADS 4 弁を開操作する。

## 10. 他号機との同時被災時における必要な要員及び資源について

柏崎刈羽 6,7 号炉運転中に重大事故が発生した場合、他号炉についても重大事故等が発生すると想定し、他号炉の対応を含めた同時被災時に必要な要員、資源について整理する。

現在、柏崎刈羽 1～5 号炉は、停止状態にあり、各プラントで有する燃料からの崩壊熱の継続的な除去が必要となる。そのため、他号炉を含めた同時被災が発生すると、他号炉への対応が、6,7 号炉への対応に必要な要員及び資源の十分に影響を与えることが考えられる。また、必要な要員及び資源が十分であっても、同時被災による他号炉の状態により、6,7 号炉への対応が阻害されることが考えられる。

以上を踏まえ、他号炉を含めた同時被災時に必要な要員及び資源の十分性を確認するとともに、他号炉における高線量場の発生を前提として 6,7 号炉への対応の成立性を確認する。

### 1. 同時被災時に必要な要員及び資源の十分性

#### (1) 想定する重大事故等

福島第一原子力発電所の事故及び共通要因による複数炉の重大事故等の発生の可能性を考慮し、柏崎刈羽 1～7 号炉について、全交流動力電源喪失及び使用済燃料プールでのスロッシングの発生を想定する。

また、不測の事態を想定し、柏崎刈羽 1～5 号炉のうち、いずれか 1 つの号炉において事象発生直後に内部火災が発生していることを想定する。なお、水源評価に際してはすべての号炉における消火活動による水の消費を考慮する。

柏崎刈羽 6,7 号炉については、有効性評価の各シナリオの内、必要な要員及び資源(水源、燃料、及び電源)毎に最も厳しいシナリオを想定する。

表 1 に想定する各号炉の状態を示す。上記に対して、7 日間の対応に必要な要員、必要な資源、6,7 号炉の対応への影響を確認する。

#### (2) 必要となる対応操作及び必要な要員及び資源の整理

「(1) 想定する重大事故等」にて必要となる対応操作、必要な要員、7 日間の対応に必要な資源について、表 2 及び図 1 のとおり整理する。

#### (3) 評価結果

柏崎刈羽 1～5 号炉にて「(1) 想定する重大事故等」が発生した場合の必要な要員及び必要な資源についての評価結果を以下に示す。

##### (a) 必要な要員の評価

重大事故発生時に必要な操作については、各号炉の中央制御室に常駐している運転員、自衛消防隊、緊急時対策要員、10 時間以降の発電所外からの参集要員にて対応可能である。

## (b)必要な資源の評価

### a.水源

6,7号炉において、水源の使用量が最も多い「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」を想定すると、炉心注水及び格納容器スプレイに使用する分として、7日間の対応で号炉あたり合計約7,300m<sup>3</sup>の水が必要となる(6,7号炉で合計約14,600m<sup>3</sup>)。

また、表3に示すとおり、6,7号炉における使用済燃料プールへの注水（通常水位までの回復）は、7日間の対応を考慮すると、合計約3,251m<sup>3</sup>の水が必要となり、1～5号炉においては、スロッシング後の蒸発による水位低下を防止することを想定すると、内部火災に対する消火活動に必要な水源を含め、7日間の対応で合計約674m<sup>3</sup>の水が必要となる（1～7号炉で合計約3,925m<sup>3</sup>）。

したがって、スロッシング後の蒸発による水位低下を防止することを想定<sup>\*</sup>すると、1～7号炉にて合計約18,525m<sup>3</sup>の水が必要であるが、6,7号炉の復水貯蔵槽及び淡水貯水池において合計約21,400m<sup>3</sup>の水を保有していることから、7日間の対応が可能である。

なお、1～5号炉においても、使用済燃料プール水がサイフォン効果により流出する場合に備え、6,7号炉と同様のサイフォンブレイク孔を設け、サイフォン現象による使用済燃料プール水の流出を停止することが可能な設計としている。

また、スロッシングによる水位低下により、線量率が上昇しオペレーティングフロアでの使用済燃料プールへの注水操作が困難になる場合に備え、ディーゼル駆動の消火系やガスタービン発電機により給電した補給水系等、当該現場作業を必要としない注水手段を確保している。さらに、あらかじめ注水用ホースを設置することで、オペレーティングフロア階下での注水操作が可能な設計としている。

注水及び給電に用いる設備の台数と共用の関係は表4に示す通りである。ガスタービン発電機は発電所全体として3台保有しており、柏崎刈羽原子力発電所6、7号炉での事故対応に必要な台数は1台であるため、予備として保有しているものを1～5号炉での対応で使用することも可能である。

※：使用済燃料プール（1～4号炉については原子炉ウエル及びD/Sピットを含む）の通常水位までの回復を想定した場合、1～5号炉においては、内部火災に対する消火活動に必要な水源と合わせ、合計約11,069m<sup>3</sup>の水が必要となる（1～7号炉で合計約14,320m<sup>3</sup>）。

したがって、使用済燃料プールの通常水位までの回復を想定すると、1～7号炉にて合計約28,920m<sup>3</sup>の水が必要であるが、6,7号炉の復水貯蔵槽及び淡水貯水池における保有水は合計約21,400m<sup>3</sup>であり、これは、6,7号炉及び内部火災（7日間で5箇所）への対応を実施したうえで、1～5号炉の使用済燃料プール（1～4号炉については原子炉ウエル及びD/Sピットを含む）の水位を通常水位一約4mまで回復させることができる水量に相当する。事象発生から無注水の

状態で 1～5 号炉の使用済燃料有効長頂部が露出するまでには 7 日以上の時間余裕があり、10 時間以降の発電所外からの参集要員にて消防車による注水が可能であること、及び復水貯蔵槽及び淡水貯水池の他に外部からの水源供給などにも期待できることから、1～5 号炉の使用済燃料プールの水位を通常水位まで回復させることが可能である。

#### b.燃料（軽油）

6,7号炉において、燃料の使用量が最も多い「LOCA時注水機能喪失」を想定すると、非常用ディーゼル発電機(3台)の7日間の運転継続に号炉あたり750,960L\*、復水貯蔵槽補給用消防車(2台)の7日間の運転継続に号炉あたり6,048L\*が必要となる(6,7号炉で合計約1,514,016L)。

また、「(1)想定する重大事故等」では常設代替交流電源設備及び消防車の燃料が必要となるが、保守的な想定として、1～5号炉において全出力で非常用ディーゼル発電機(2台)が起動した場合、7日間で号炉あたり6,31,344Lの軽油が必要となる(1～5号炉で合計3,156,720L)。

さらに、1～7号炉における使用済燃料プールへの適宜の注水と、火災が発生した号炉での消火活動に対して、保守的に消防車（注水と消火でそれぞれ1台）の7日間の運転継続を仮定すると6,048L\*が必要となる。

加えて、免震棟ガスタービン発電機及びモニタリングポスト用仮設発電機(3台)の7日間運転継続にも合計約70,896Lの軽油が必要となる。

よって、1～7号炉にて合計約4,747,680Lの軽油が必要となるが、発電所内で約5,344,000Lの軽油を保有しており、7日間の対応は可能である。

\*：保守的に事象発生直後から運転を想定し、燃費は最大負荷時を想定。

#### c.電源

常設代替交流電源設備による電源供給により、重大事故等の対応に必要な負荷(計器類)に電源供給が可能である。なお、常設代替交流電源設備による給電ができない場合に備え、デジタルレコーダ接続等の手順を用意している。

#### (4)柏崎刈羽 6,7 号炉の重大事故時対応への影響について

「(3)評価結果」に示すとおり、重大事故発生時に必要となる対応操作は、各号炉の中央制御室に常駐している運転員、自衛消防隊、緊急時対策要員及び 10 時間以降の発電所外からの参集要員にて対応可能であることから、6,7 号炉の重大事故に対応する要員に影響を与えない。

また、資源については、6,7 号炉で使用する資源を考慮しても、発電所内で保有している資源にて 7 日間の対応が可能である。

以上のことから、柏崎刈羽 1～5 号炉に重大事故等が発生した場合にも、柏崎刈羽 6,7 号炉の重大事故時対応への影響はない。

表 1 想定する各号炉の状態

項目	6,7 号炉	1～5 号炉
要員	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 全交流電源喪失</li> <li>・ 使用済燃料プールでのスロッシング発生</li> <li>・ 「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」</li> <li>・ 「想定事故 2 (使用済燃料プール漏えい)」 ※1</li> </ul>	
水源	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 全交流電源喪失</li> <li>・ 使用済燃料プールでのスロッシング発生</li> <li>・ 「蒸気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」</li> <li>・ 「想定事故 2 (使用済燃料プール漏えい)」 ※1</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 全交流電源喪失※2</li> <li>・ 使用済燃料プールでのスロッシング発生</li> <li>・ 内部火災 (1 つの号炉) ※3</li> </ul>
燃料	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 全交流電源喪失※2</li> <li>・ 使用済燃料プールでのスロッシング発生</li> <li>・ 「LOCA 時注水機能喪失」</li> <li>・ 「想定事故 2 (使用済燃料プール漏えい)」 ※1</li> </ul>	
電源	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 全交流電源喪失</li> <li>・ 使用済燃料プールでのスロッシング発生</li> <li>・ 「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」</li> <li>・ 「想定事故 2 (使用済燃料プール漏えい)」 ※1</li> </ul>	

※1 サイフォン現象による漏えいは、各号炉 (1～7号炉) のサイフォン発生防止用の逆弁及びサイフォンブレイク孔により停止される。したがって、この漏えいによる影響はスロッシングによる溢水に包絡されるため、使用済燃料プールからの漏えいは、スロッシングによる漏えいを想定する。

※2 燃料については消費量の観点から非常用ディーゼル発電機の運転継続を想定する。

※3 6,7号炉は火災防護措置が強化されることから、1～5号炉での内部火災を想定する。また、1～5号炉で複数の内部火災を想定することが考えられるが、時間差で発生することを想定し、全交流電源喪失及び使用済燃料プールでのスロッシングと同時に発生する内部火災としては1つの号炉とする。ただし、消火活動に必要な水源は、5プラント分の消費を想定する。

表2 柏崎刈羽 1～5号炉に重大事故等が発生した場合の対応操作及び必要な要員及び資源

必要となる対応操作	対応操作概要	対応要員	必要な資源
非常用ディーゼル発電機等の現場確認、直流電源の負荷制限	非常用ディーゼル発電機等の現場の状態確認および、直流電源の延命のための負荷制限を実施する	運転員	—
内部火災に対する消火活動(火災発生した号炉のみ)	建屋内での火災を想定し、当該火災に対する現場確認・消火活動を実施する	自衛消防隊 (運転員を含む)	○水源 180m <sup>3</sup> (36m <sup>3</sup> /プラント×5プラント) ○燃料 消防車：3,024L (18L/h×24h×7日×1台)
各注水系によるSFPまたは原子炉への給水 (復水補給水系や燃料プールの補給水系、消火系、消防車によるSFP給水／復水補給水系や残留熱除去系、消火系、消防車による原子炉給水)	各注水系によるSFPまたは原子炉への給水を行い、停止中の炉心燃料や使用済燃料からの崩壊熱の継続的な除去を行う	運転員及び10時間以降の発電所外からの参集要員	○水源 (詳細は表3参照) 1号炉：約98m <sup>3</sup> 2号炉：約96m <sup>3</sup> 3号炉：約123m <sup>3</sup> 4号炉：約90m <sup>3</sup> 5号炉：約87m <sup>3</sup> 6号炉：約8,816m <sup>3</sup> 7号炉：約9,035m <sup>3</sup> ※6,7号炉については有効性評価「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」で想定している水源も含む ○燃料 消防車：15,120L (18L/h×24h×7日×5台)
常設代替交流電源設備による給電	常設代替交流電源設備による給電・受電操作を実施する	緊急時対策要員及び運転員	○燃料 常設代替交流電源設備：約859,320L (1,705L/h×24h×7日×3台)
燃料給油作業	消防車及び常設代替交流電源設備に給油を行う	10時間以降の発電所外からの参集要員	—

表3 各号炉の必要な水量（平成26年10月時点での崩壊熱により計算）

	KK1		KK2		KK3		KK4		KK5		KK6		KK7	
	停止中 炉	SFP	停止中 炉	SFP	停止中 炉	SFP	停止中 炉	SFP	停止中 炉	SFP	運転中 炉	SFP	運転中 炉	SFP
炉心燃料	装荷済	全燃料取り出し	装荷済	装荷済	装荷済	装荷済	装荷済	装荷済						
原子炉開放状態	開放（プールゲート開放）	未開放（プールゲート閉）	未開放（プールゲート閉）	未開放（プールゲート閉）	未開放（プールゲート閉）	未開放（プールゲート閉）	未開放（プールゲート閉）							
水位	ウエル満水（プールNWL）	NWL付近	NWL	NWL	NWL	NWL	NWL							
想定するプラントの状態	スロッシングによる漏洩+SBO	SBO	スロッシングによる漏洩+SBO	スロッシングによる漏洩+SBO	スロッシングによる漏洩+SBO	スロッシングによる漏洩+SBO	スロッシングによる漏洩+SBO							
スロッシング溢水量[m3]	830	830	830	830	830	830	830	830	0	830	620	830	830	830
65°C到達までの時間[hour]	33	18	18	14	18	18	18	18	-	41	11	10	10	10
100°C到達までの時間[hour]	79	43	43	33	43	43	43	43	81	100	26	24	24	24
必要な注水量①[m3@168h]	98	96	96	123	90	90	90	90	32	55	896	905	905	905
事故発生からTAF到達までの時間[hour]	634	235	235	189	249	249	249	249	807	515	148	158	158	158
必要な注水量②[m3@168h]	2,286	2,574	2,574	2,601	2,511	2,511	2,511	2,511	32	885	1,516	1,735	1,735	1,735

※「必要な注水量①」：スロッシング後の蒸発による水位低下防止に必要な注水量。「必要な注水量②」：通常水位までの回復に必要な注水量。

※1～5号炉の溢水量は、6、7号炉の評価結果に基づきプールからのスロッシングによる溢水量を設定（1～5号炉の燃料プールの6、7号炉に比べて保有水量やプール表面積が小さいため溢水量は少なくなると考えられる）。

また、必要な注水量は原子炉開放状態（プールゲート状態）を考慮して評価。

		KK1	KK2	KK3	KK4	KK5	共通	備考
注水設備	RHR	3(1)	3(1)	3(1)	3(1)	3(1)	—	SBO時はGTGによる給電を実施することで使用可能 電源負荷を考慮して、
	MUWC	3(1)	3(1)	3(1)	3(1)	3(1)	—	SBO時はGTGや電源車による給電を実施することで使用可能
	DD FP	1	KK1と共通	KK1と共通	KK1と共通	1	—	KK1～4は共通の消火ポンプを使用、 KK5～7は共通の消火ポンプを使用。 十分時間余裕があるため、1台を用いて、必要な箇所へ順次注水を実施していくことが可能
	消防車	—	—	—	—	—	必要な台数に対して 十分な台数を保有 (1)	十分時間余裕があるため、1台を用いて、必要な箇所へ順次注水を実施していくことが可能
給電設備	GTG	—	—	—	—	—	3台の内、KK6, 7で用 いなかったものを使用	共通設備 3台(2台予備があり、6, 7号の対応には1台のみで対応可能である)
	電源車	—	—	—	—	—	必要な台数に対して 十分な台数を保有 (1)	十分時間余裕があるため、1台を用いて、必要な箇所へ順次注水を実施していくことが可能

記載は設置台数であり、( )内は必要台数

表4 1～5号炉の注水及び給電に用いる設備の台数



## 2. 他号炉における高線量場発生による 6,7 号炉対応への影響

### (1)想定する高線量場発生

6,7 号炉への対応に必要となる緊急時対策所機能, 及び重大事故等対策への影響を確認する観点から, 3 号炉又は 5 号炉において使用済燃料プール内の水による放射線遮へいが喪失し, 燃料の露出による高線量場の発生を仮定する。

### (2)6,7 号炉対応への影響

3 号炉又は 5 号炉において使用済燃料プール内の燃料の露出により, 高線量場が発生した場合の 6,7 号炉対応への影響を評価した。

#### a. 緊急時対策所及び 3 号炉原子炉建屋内緊急時対策所における活動への影響

3 号炉原子炉建屋内緊急対策所に最も近い 3 号炉の使用済燃料プールにおいて, 高線量場が発生した場合の, 緊急時対策所及び 3 号炉原子炉建屋内緊急時対策所での線量率の評価結果を表 4 に示す。線量率の評価結果から, 緊急時対策所及び 3 号炉原子炉建屋内緊急時対策所については, 7 日間の滞在でも被ばく線量はそれぞれ 2mSv, 0.5mSv 程度であり, 6,7 号炉の重大事故等に伴うブルーム通過中及びブルーム通過後の被ばく評価結果 (対策要員の 7 日間の実効線量: 緊急時対策所にて約 79mSv, 3 号炉原子炉建屋内緊急時対策所にて約 30mSv) ※を考慮しても重大事故等発生時における活動に影響はない。

※「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)」に示すように, これらの事故シーケンスにおける 6,7 号炉の格納容器除熱の手段として, 格納容器圧力逃がし装置等よりも代替循環冷却を優先して使用する。ただし, ここでは被ばく量を厳しくする観点より 6,7 号炉での同時ベントにより発生するブルーム通過中及びブルーム通過後の影響を考慮した評価を用いた。

#### b. 屋外作業への影響

6,7 号炉対応に関する屋外作業としては, 3 号炉原子炉建屋内緊急時対策所への参集などのアクセスや, 6,7 号炉の重大事故等への対応作業がある。図 2~図 4 に, 3 号炉又は 5 号炉で高線量場が発生した場合の線量率の概略分布を示す。

##### 1)3 号炉原子炉建屋内緊急時対策所への参集・作業への影響

3 号炉原子炉建屋内緊急時対策所については, 緊急時対策所からの移動は最短で 15 分であり, 移動中の線量率と移動時間をそれぞれ 15mSv/h, 1 時間と仮定しても被ばく線量は 15mSv となる。したがって, 重大事故等発生時における活動が可能である。

##### 2)6,7 号炉の重大事故等への対応作業への影響

図 4 に示すように、6,7 号炉の重大事故等への対応作業のうち、比較的時間を要する操作として代替原子炉補機冷却系の準備操作（資機材配置及びホース布設、起動及び系統水張り）が想定されるが、5 号炉の使用済燃料プールに近い 6 号炉での当該操作場所での線量率は、図 4 に示す線量率を内挿すると約 7mSv/h となる。当該操作の想定操作時間は 10 時間又は 11 時間であること、及びこの想定操作時間には当該操作場所への移動時間が含まれていること、あるいは参集要員による操作要員の交代も可能であることから、重大事故等発生時における活動が可能である。

表 4 線量率評価結果※（緊急時対策所及び 3 号炉原子炉建屋内緊急時対策所）

評価点	直接線 (mSv/h)	スカイシャイン線 (mSv/h)	合計 (mSv/h)
緊急時対策所	$4.1 \times 10^{-9}$	$9.9 \times 10^{-3}$	$9.9 \times 10^{-3}$
3 号炉原子炉建屋内 緊急時対策所	$5.4 \times 10^{-8}$	$2.4 \times 10^{-3}$	$2.4 \times 10^{-3}$

※：使用済制御棒の線源強度を添付資料 4.1.2 と同じにした場合の評価結果

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

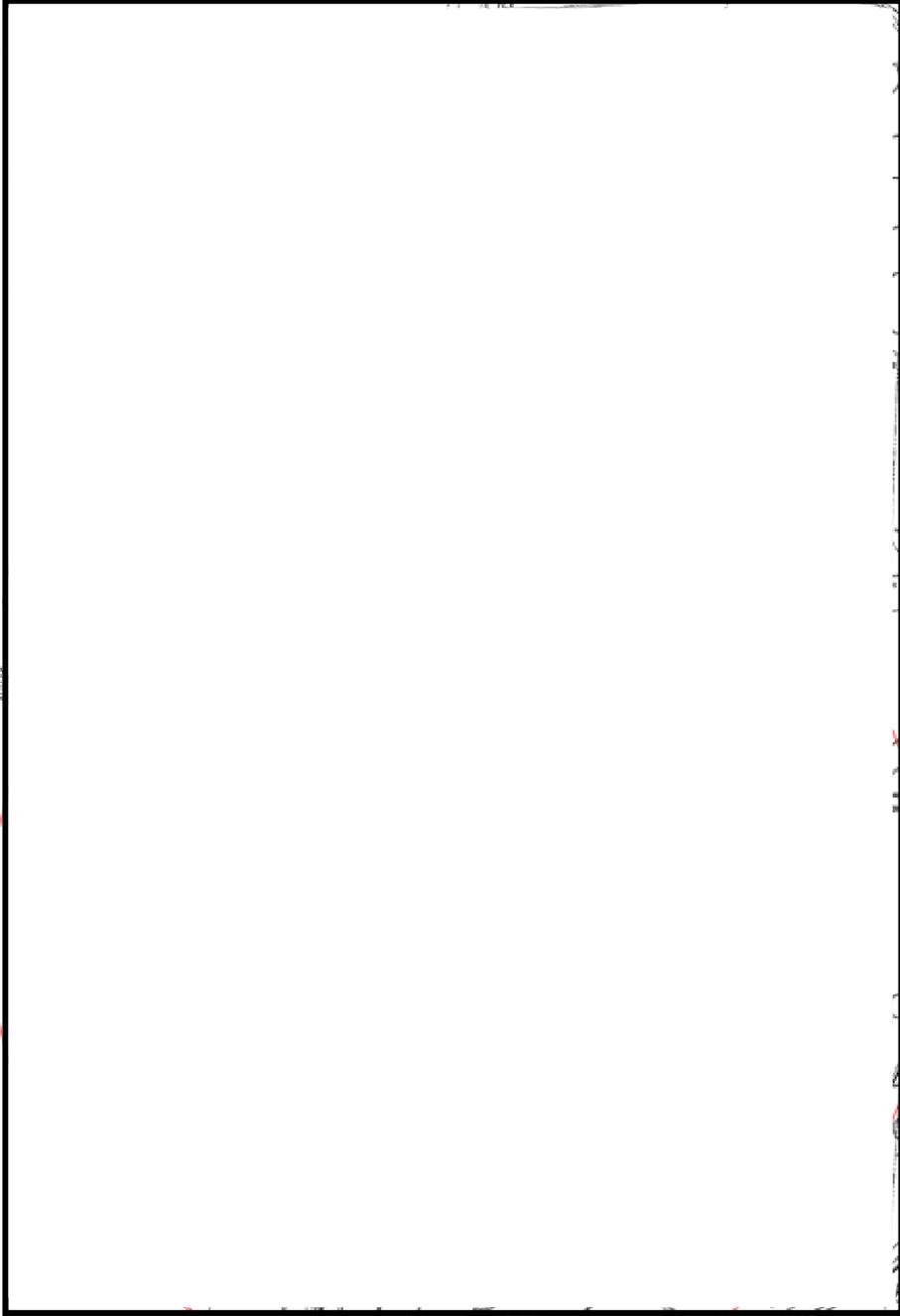


図 2 線量率の概略分布 (3号炉での高線量場発生)

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。



図3 線量率の概略分布 (5号炉での高線量場発生)

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

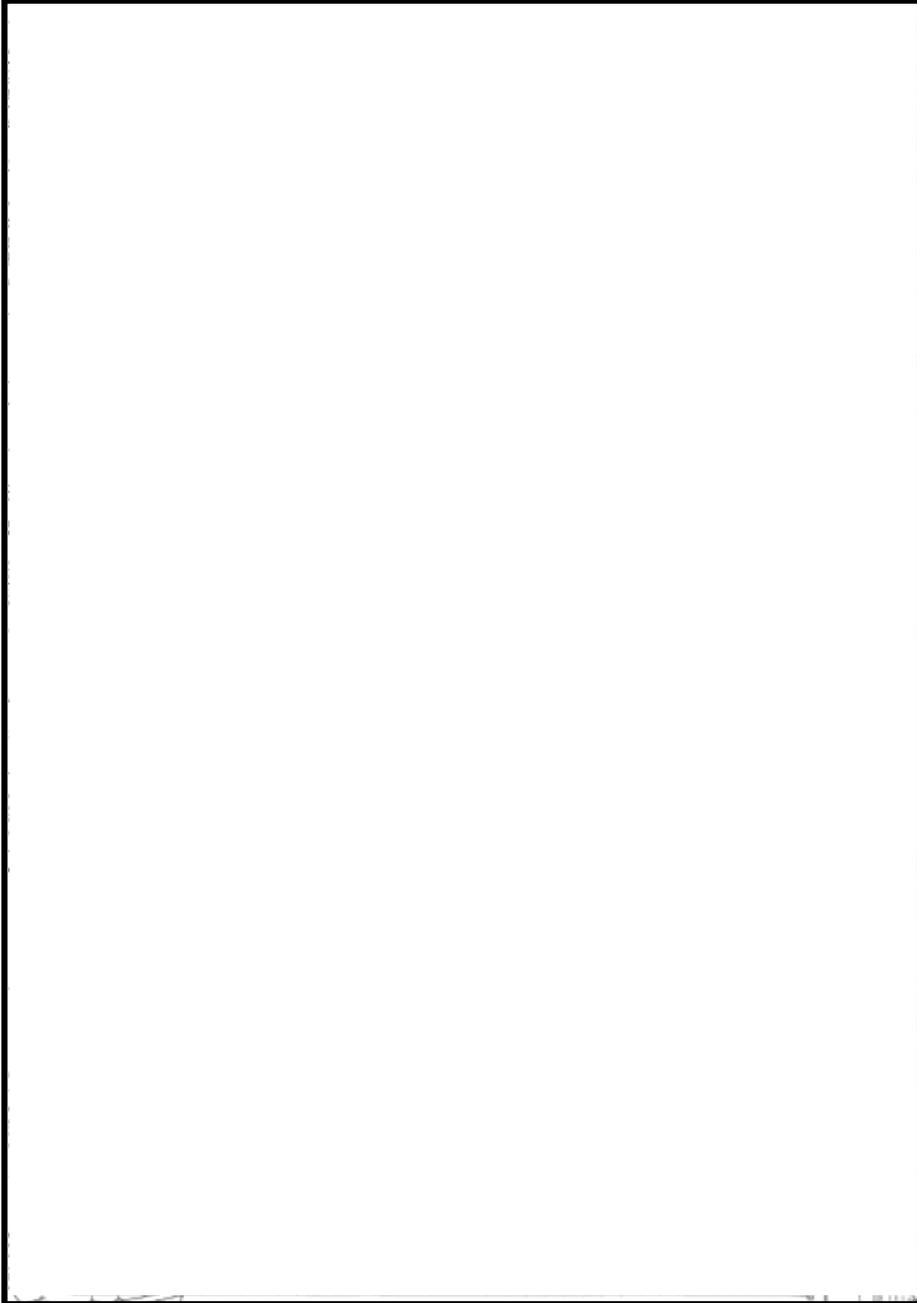


図 4 線量率の概略分布 (5～7 号炉周辺)

### 3. まとめ

上記1. 及び2. に示すとおり、高線量場の発生を含め、柏崎刈羽 1～5 号炉に重大事故等が発生した場合にも、柏崎刈羽 6,7 号炉の重大事故時対応への対応は可能である。

【補足】使用済燃料プール内の燃料が露出した場合の線量評価

1. 評価条件

(1) 使用済燃料の計算条件

使用済燃料プール内のラックに燃料が全て満たされた状態を仮定し、その時の燃料を線源とする。

計算条件を以下に示す。

○線源形状：使用済燃料プール内のラックの全てに燃料が満たされた状態

○線量材質：下表の材質とする。

評価項目	線源	材質	密度(g/cm <sup>3</sup> )
スカイシャイン線	燃料	UO <sub>2</sub>	1.56
	燃料上部構造物	SUS インコネル ジルカロイ	0.527
	制御棒	水	0.958
直接線	燃料・燃料上部構造物・制御棒	水	0.958

○ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線は、エネルギー 18 群 (ORIGEN 群構造) とする\*。

\*ORIGEN 群構造での分類。ガンマ線のエネルギー毎に異なる遮へい能力を正しく評価するため、18 のエネルギースペクトルの群に各核種を分類し、群毎の放射線量や線源強度を算出するもの

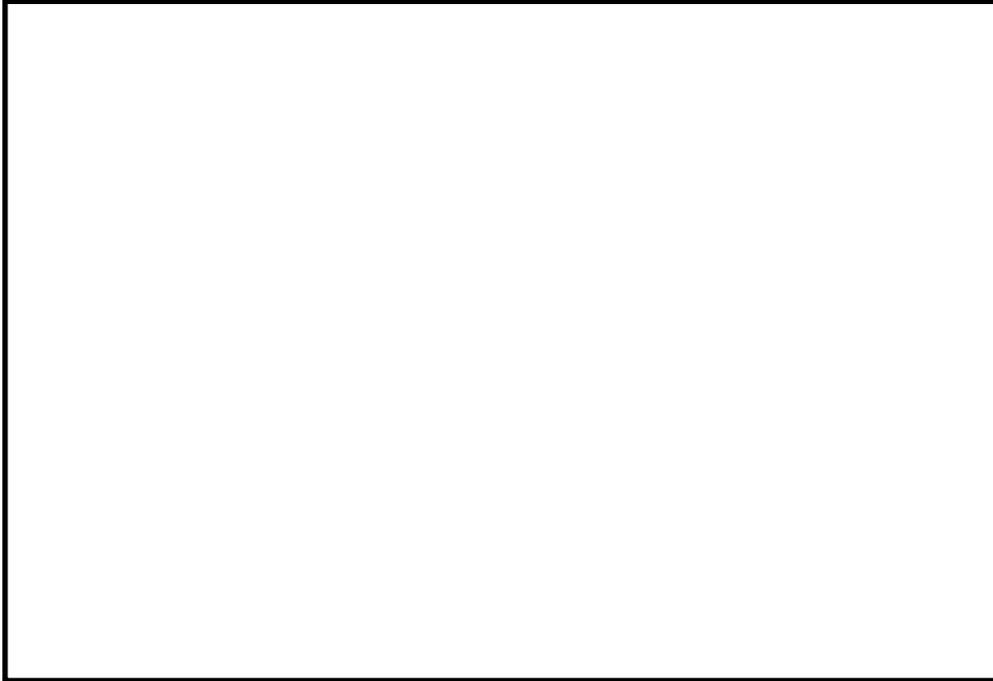
○線源強度は、以下の条件で ORIGEN2 コードを使用して算出した。

- ・燃料照射期間：1,915 日(燃焼度 50GWd/t 相当の値)
- ・燃料組成：STEPⅢ 9×9A 型 (低 Gd)
- ・濃縮度： (wt.%)
- ・U 重量：燃料一体あたり  (kg)
- ・停止後の期間：1,000 日

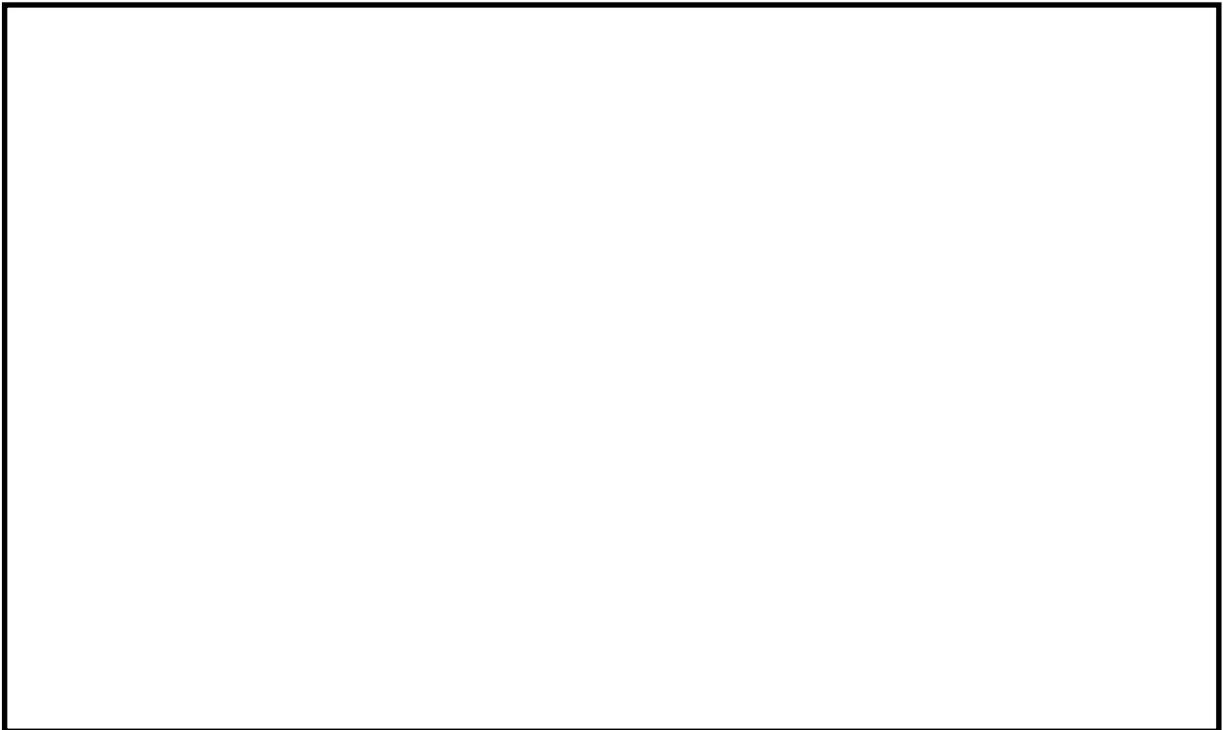
○計算モデル：直方体線源

線量率計算は QAD-CGGP2R コードを用いておりその評価モデルを補足図 1 及び補足図 2 に示す。また、計算により求めた線源強度を補足表 1 及び補足表 2 に示す。

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。



補足図 1 使用済燃料の線量率計算モデルと遮へい条件（平面図）



補足図 2 使用済燃料の線量率計算モデルと遮へい条件（断面図）

補足表 1 使用済燃料の線源強度

群	ガンマ線 エネルギー (MeV)	燃料線源強度 ( $\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$ )
1	$1.00 \times 10^{-2}$	$1.19 \times 10^{10}$
2	$2.50 \times 10^{-2}$	$2.76 \times 10^9$
3	$3.75 \times 10^{-2}$	$2.86 \times 10^9$
4	$5.75 \times 10^{-2}$	$2.42 \times 10^9$
5	$8.50 \times 10^{-2}$	$1.68 \times 10^9$
6	$1.25 \times 10^{-1}$	$1.80 \times 10^9$
7	$2.25 \times 10^{-1}$	$1.43 \times 10^9$
8	$3.75 \times 10^{-1}$	$8.22 \times 10^8$
9	$5.75 \times 10^{-1}$	$1.71 \times 10^{10}$
10	$8.50 \times 10^{-1}$	$6.17 \times 10^9$
11	$1.25 \times 10^0$	$9.43 \times 10^8$
12	$1.75 \times 10^0$	$4.19 \times 10^7$
13	$2.25 \times 10^0$	$3.69 \times 10^7$
14	$2.75 \times 10^0$	$1.03 \times 10^6$
15	$3.50 \times 10^0$	$1.32 \times 10^5$
16	$5.00 \times 10^0$	$1.05 \times 10^2$
17	$7.00 \times 10^0$	$1.21 \times 10^1$
18	$9.50 \times 10^0$	$1.39 \times 10^0$
合計		$5.00 \times 10^{10}$

補足表 2 燃料上部構造物の線源強度

線源強度 (photons $\cdot$ s <sup>-1</sup> )	$5.6 \times 10^{16}$
--	----------------------

(2) 使用済制御棒の計算条件

使用済燃料プール内の使用済制御棒を線源とする計算条件を以下に示す。

○線源形状：使用済制御棒貯蔵ハンガの全てに使用済制御棒が満たされた状態

○線源材料：水(密度  $0.958\text{g/cm}^3$ )

65°Cから 100°Cまでの飽和水の密度のうち、最小となる 100°Cの値を採用

○ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線はエネルギー 18 群(ORIGEN 群構造)とする\*。

\*ORIGEN 群構造での分類。ガンマ線のエネルギー毎に異なる遮へい能力を正しく評価するため、18 のエネルギースペクトルの群に各核種を分類し、群毎の放射線量や線源強度を算出するもの

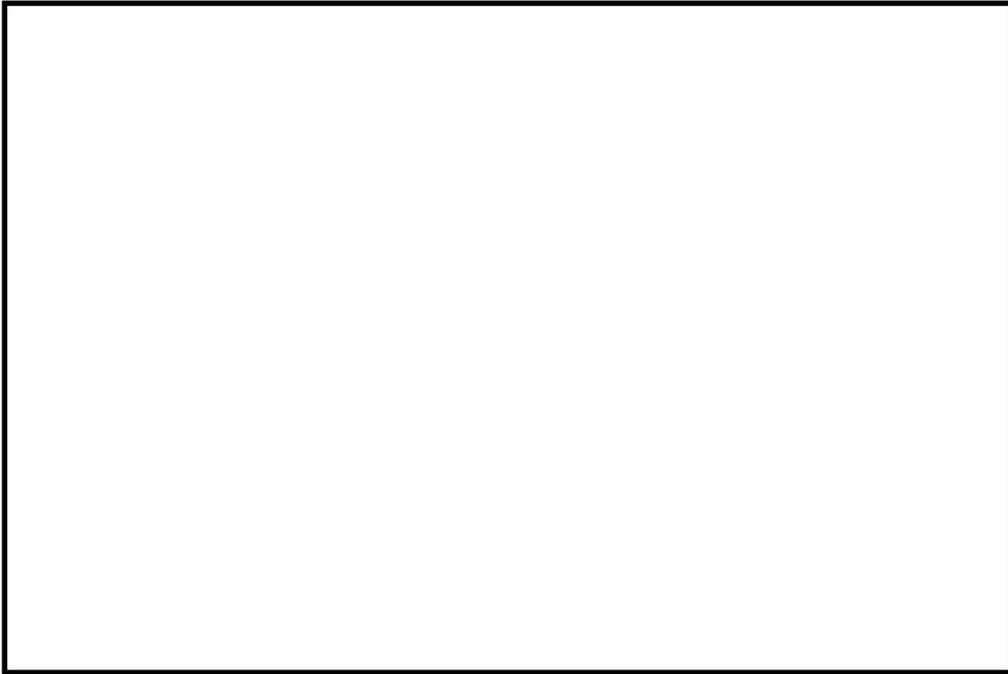
○線源強度は、使用済制御棒を高さ方向に 3 領域に分割しモデル化している。使用済制御棒中間部は制御棒を挿入時(照射期間 426 日)にのみ、使用済制御棒上部と下部は挿入時と引き抜き時(照射期間 1,278 日)の間、炉心下部の出力ピーキングに応じた中性子が照射されるものとする。

制御棒のタイプは Hf タイプ、冷却期間は 1,000 日、全貯蔵本数は 204 本とした。

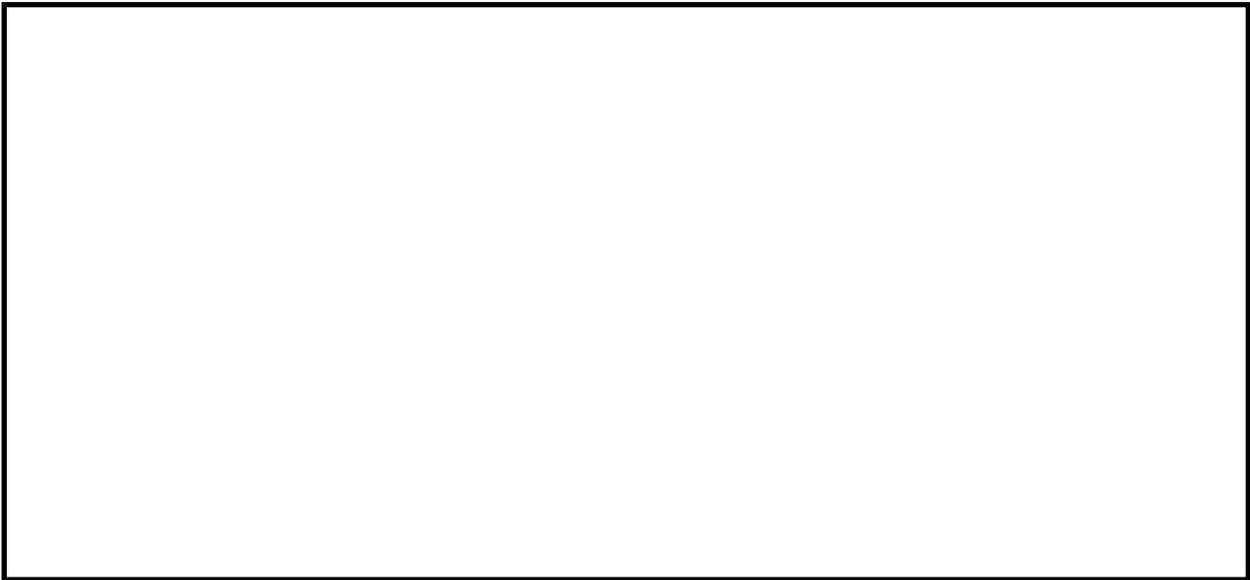
○計算モデル：直方体線源

線量率計算は QAD-CGGP2R コードを用いておりその評価モデルを補足図 3 及び補足図 4 に示す。また、計算により求めた線源強度を補足表 3 に示す。

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。



補足図 3 使用済制御棒の線量率計算モデル (平面図)



補足図 4 使用済制御棒の線量率計算モデル (断面図)

補足表 3 使用済制御棒の線源強度

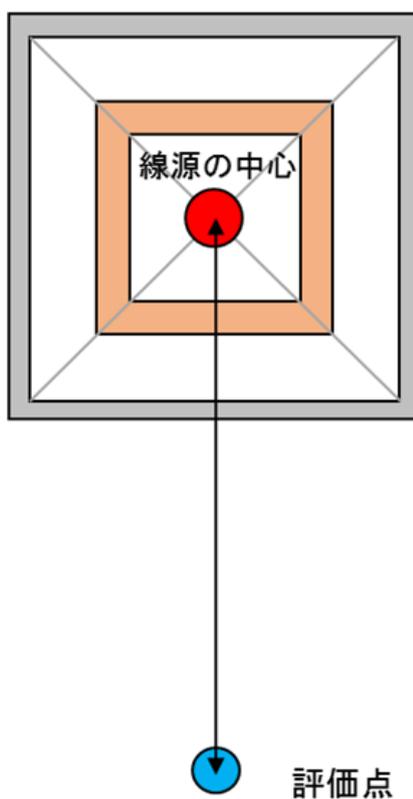
群	ガンマ線 エネルギー (MeV)	制御棒上部 線源強度 ( $\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$ )	制御棒中間部 線源強度 ( $\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$ )	制御棒下部 線源強度 ( $\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$ )
1	$1.00 \times 10^{-2}$	$6.23 \times 10^7$	$2.90 \times 10^7$	$1.41 \times 10^8$
2	$2.50 \times 10^{-2}$	$6.87 \times 10^6$	$2.49 \times 10^6$	$1.52 \times 10^7$
3	$3.75 \times 10^{-2}$	$3.90 \times 10^6$	$1.61 \times 10^6$	$8.65 \times 10^6$
4	$5.75 \times 10^{-2}$	$4.39 \times 10^6$	$2.33 \times 10^7$	$9.73 \times 10^6$
5	$8.50 \times 10^{-2}$	$1.73 \times 10^6$	$2.65 \times 10^6$	$3.83 \times 10^6$
6	$1.25 \times 10^{-1}$	$6.63 \times 10^5$	$4.64 \times 10^6$	$1.47 \times 10^6$
7	$2.25 \times 10^{-1}$	$2.19 \times 10^5$	$6.41 \times 10^6$	$4.85 \times 10^5$
8	$3.75 \times 10^{-1}$	$6.15 \times 10^4$	$3.88 \times 10^4$	$1.36 \times 10^5$
9	$5.75 \times 10^{-1}$	$5.01 \times 10^4$	$5.86 \times 10^4$	$1.11 \times 10^5$
10	$8.50 \times 10^{-1}$	$1.56 \times 10^8$	$6.87 \times 10^7$	$3.66 \times 10^8$
11	$1.25 \times 10^0$	$1.49 \times 10^9$	$4.84 \times 10^8$	$3.30 \times 10^9$
12	$1.75 \times 10^0$	$8.49 \times 10^2$	$4.02 \times 10^2$	$1.87 \times 10^3$
13	$2.25 \times 10^0$	$7.88 \times 10^3$	$2.50 \times 10^3$	$1.75 \times 10^4$
14	$2.75 \times 10^0$	$2.44 \times 10^1$	$9.04 \times 10^0$	$5.41 \times 10^1$
15	$3.50 \times 10^0$	$8.25 \times 10^{-12}$	$1.86 \times 10^{-1}$	$1.90 \times 10^{-11}$
16	$5.00 \times 10^0$	$0.00 \times 10^0$	$1.23 \times 10^{-5}$	$0.00 \times 10^0$
17	$7.00 \times 10^0$	$0.00 \times 10^0$	$1.42 \times 10^{-6}$	$0.00 \times 10^0$
18	$9.50 \times 10^0$	$0.00 \times 10^0$	$1.63 \times 10^{-7}$	$0.00 \times 10^0$
合計		$1.72 \times 10^9$	$6.23 \times 10^8$	$3.84 \times 10^9$

※遮へい計算で設定した使用済制御棒を線源とした計算モデルでは、気中に露出した使用済制御棒は遮へい性能の低い水としている。また、使用済制御棒と使用済制御棒の間にも線源があるものとしていることや使用済制御棒自体に十分な自己遮へいがあることなどから保守的なモデルとなっている。

### (3) 線量率の計算

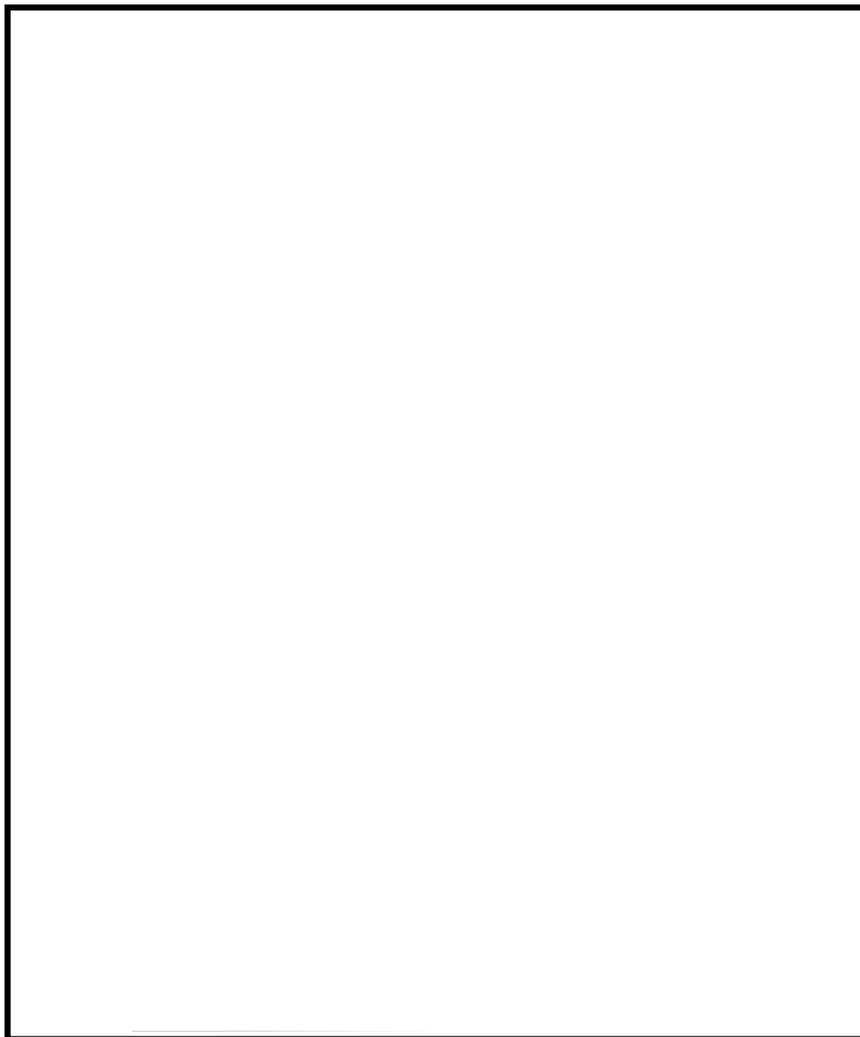
直接線は、添付資料 4.1.2 『水遮へい厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率』の算出について」における「3.線量率の評価」に示す方法で計算している。また、スカイシャイン線の計算に当たっては、実績のある G33-IE コードを使用した。

直接線及びスカイシャイン線の計算モデル及び遮へい条件を前述の補足図 1～補足図 4, 及び以下の補足図 5～補足図 9 に示す。

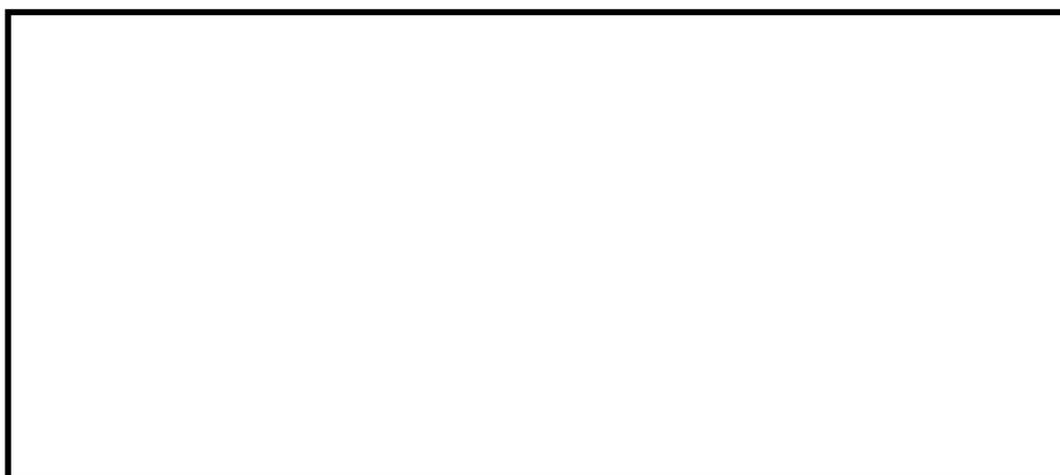


補足図 5 線量率計算モデル (平面図)

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。



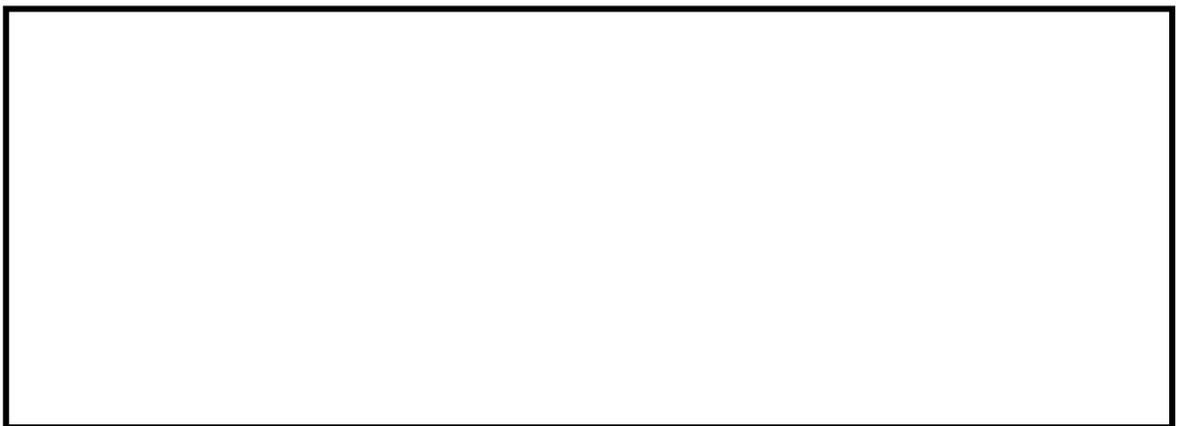
補足図 6 線量率計算モデルと緊急時対策所の遮へい条件（平面図）



補足図 7 線量率計算モデルと緊急時対策所の遮へい条件（断面図）



補足図8 線量率計算モデルと3号炉原子炉建屋内緊急時対策所の遮へい条件(平面図)



補足図9 線量率計算モデル(断面)

## 2. 線量率の評価結果

使用済燃料プール内の燃料が露出した場合の屋外における線量率を補足表 4 に示す。また、使用済燃料プール内の燃料の露出が 3 号炉で発生することを想定した場合の緊急時対策所及び 3 号炉原子炉建屋内緊急時対策所における線量率を補足表 5 に示す。

補足表 4 線量率評価結果 (屋外)

	線源からの 距離(m)	直接線 (mSv/h)	スカイシャイン線 (mSv/h)	合計 (mSv/h)
1	50	$3.1 \times 10^{-6}$	11	11
2	80	$1.0 \times 10^{-6}$	15	15
3	200	$9.2 \times 10^{-8}$	5	5
4	500	$3.9 \times 10^{-9}$	0.22	0.22
5	1,000*	$1.2 \times 10^{-10}$	$1.5 \times 10^{-3}$	$1.5 \times 10^{-3}$

※：使用済制御棒の線源強度を添付資料 4.1.2 と同じにした場合の評価結果

補足表 5 線量率評価結果\* (緊急時対策所及び 3 号炉原子炉建屋内緊急時対策所)

評価点	直接線 (mSv/h)	スカイシャイン線 (mSv/h)	合計 (mSv/h)
緊急時対策所	$4.1 \times 10^{-9}$	$9.9 \times 10^{-3}$	$9.9 \times 10^{-3}$
3 号炉原子炉建屋内 緊急時対策所	$5.4 \times 10^{-8}$	$2.4 \times 10^{-3}$	$2.4 \times 10^{-3}$

※：使用済制御棒の線源強度を添付資料 4.1.2 と同じにした場合の評価結果

## 【参考】使用済燃料プール水瞬時全喪失時の使用済燃料の冷却性について

使用済燃料プールの保有水が全喪失した場合であっても、崩壊熱量が小さいときには、露出した使用済燃料が、空気の自然対流により冷却される場合が考えられる。

これらの検討は、建屋が損壊している福島第一原子力発電所4号炉の燃料プールの状態（大気開放）を想定した評価<sup>※1,2</sup>やオペレーティングフロアを考慮した評価<sup>※3</sup>が実施されている。

ここでは、より自然対流の空気冷却が厳しくなるオペレーティングフロアについても考慮した評価について示す。

### オペレーティングフロアを考慮した評価

電力中央研究所による使用済燃料プールの事故時の過渡解析<sup>※</sup>によると、使用済燃料プールにおいて瞬時のLOCAが発生しても、使用済燃料プール内の全崩壊熱が約1MW以下の場合、気相の自然循環冷却と使用済燃料プール壁への輻射伝熱により被覆管の健全性は維持されるとしている（参考図1、参考図2）。

なお、本解析モデルでは、ヒートシンクとして設定している使用済燃料プールの天井部分は、使用済燃料プール床面積と同じ断面積で模擬しており、実際のオペレーティングフロアに比べて非常に小さく、建屋からの放熱の観点からは保守的な設定となっている。また、空調設備には期待していない。使用済燃料ラックについては高密度型燃料ラックをモデル化しており、燃料間ピッチは1～5号炉のラックと比較し、同等若しくは保守的となっている。

現在の1～5号炉における使用済燃料プール内の燃料集合体の全崩壊熱は、参考表1に示すとおり、各号炉とも1MW未満と低く、評価での想定より建屋の壁面の除熱を多く考慮できることから、使用済燃料は空気の自然対流による冷却でも健全性が維持されるものと考えられる。

※1：Analysis of Fuel Heat-up in a Spent Fuel Pool during a LOCA 平成24年7月24日，JNES

「使用済燃料プール瞬時LOCA時の燃料被覆管温度の解析」

東京電力（株）福島第一原子力発電所事故に関する技術ワークショップ

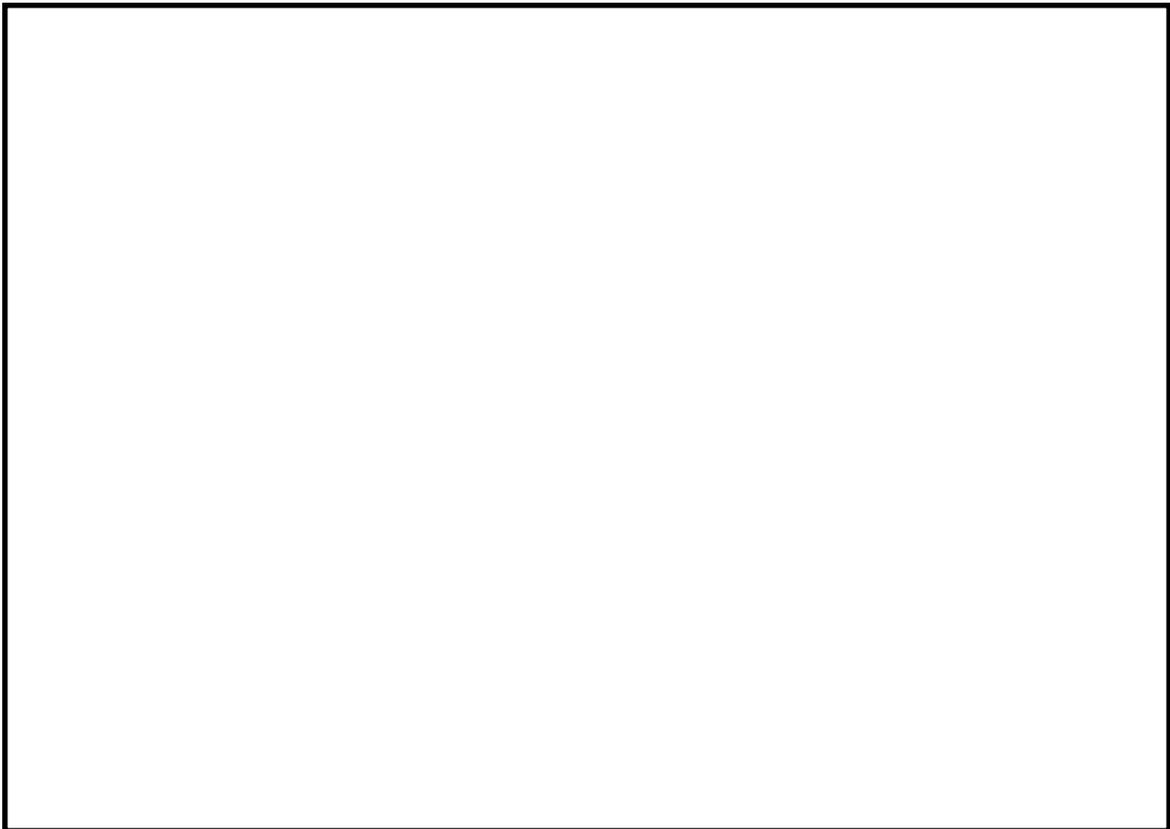
※2：Detailed analysis of the accident progression of Units 1 to 3 by using MAAP code 平成24年7月23日，東京電力株式会社

「1F-4の使用済燃料プール瞬時LOCA時(LOCA)及び冷却機能喪失時の蒸発による水位低下(Non-LOCA)発生によるPCT(MAAP)」

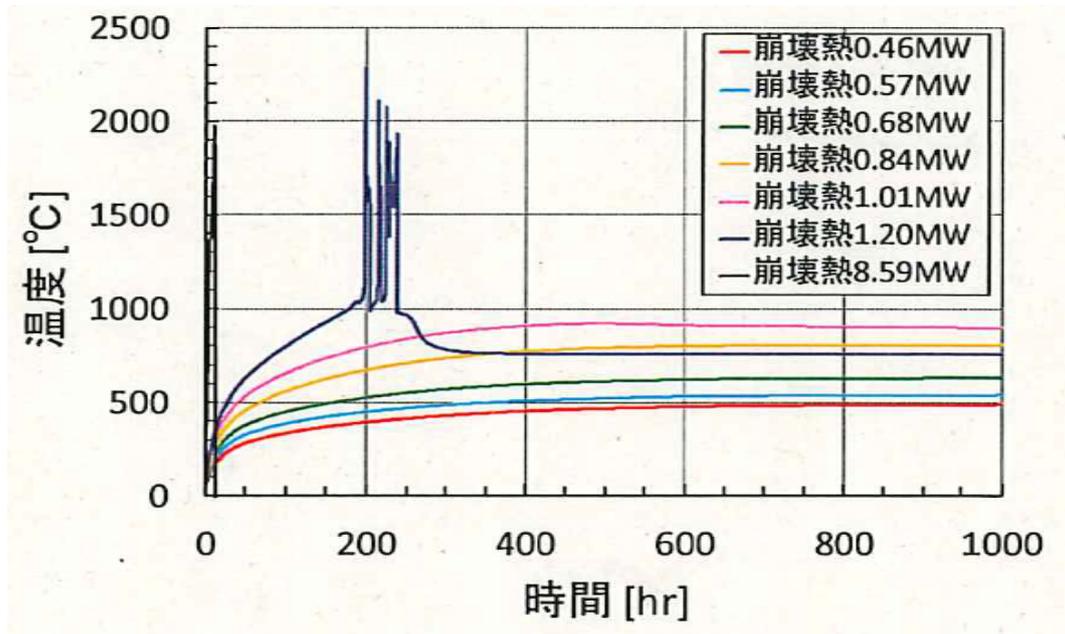
※3：使用済燃料プールの事故時冷却特性評価—MAAPコードを用いた冷却機能及び冷却材喪失事故解析—（研究報告：L12007）平成25年5月，電力中央研究所

参考表 1 使用済燃料の崩壊熱の比較

項目	解析 ケース	1号炉	2号炉	3号炉	4号炉	5号炉	備考
全崩壊熱 (MW)	1.01	約 0.5	約 0.5	約 0.5	約 0.4	約 0.5	1～5号炉： 平成27年1 月時点
集合体 1体当た り(kW)	0.84	約 0.5	約 0.3	約 0.6	約 0.3	約 0.5	1～5号炉： 平成27年1 月時点



参考図 1 解析モデル



参考図 2 崩壊熱を変化させた時の燃料チャンネル最高温度の比較（プール水瞬時全量喪失を仮定）

## 11. 運転操作手順書における重大事故対応について

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

### 【事故対応操作補足事項】

#### A: 「給水全喪失」事故発生

AOPの「給水全喪失」により対応する。

原子炉水位低信号によりスクラムしEOPへ移行して対応するが、その他の必要な操作でEOPに記載のない操作は引き続きAOP「給水全喪失」事故手順で対応する。

#### B: EOP「スクラム」制御

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。また、「格納容器制御導入」を継続監視する。

**全給水喪失により原子炉水位L3維持不可のため「水位確保」制御へ移行する。**

#### C: EOP「水位確保」制御

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

原子炉水位L3～L8が維持できない場合は代替注水系を準備する。

**代替注水系2台以上起動を確認し「急速減圧」制御へ移行する。**

#### D: EOP「急速減圧」制御

注水可能系統を確認し、ADS全弁開放し原子炉を減圧する。

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「水位回復」制御へ移行する。**

#### E: EOP「水位回復」制御

原子炉減圧によりMUWCIによる代替注水が開始され原子炉水位が上昇することを確認する。

TAFを下回っていた時間を測定し「最長許容炉心露出時間」を確認する。

**TAF以上で安定していることを確認後「水位確保」制御へ移行する。**

#### F: EOP「水位確保」制御

MUWCIによる代替注水により、原子炉水位をL3～L8で維持するように制御する。

**MUWCIによる代替注水によりL3～L8維持可能を確認後「スクラム」制御へ移行する。**

#### G: EOP「PCV圧力制御」

格納容器の圧力を監視し適時格納容器スプレイ及び格納容器ベントを実施する。

RHRIによる格納容器スプレイが実施不可の場合はMUWCI代替格納容器スプレイを実施する。代替格納容器スプレイ実施時に原子炉水位がL3まで低下した場合は代替格納容器スプレイを停止し、原子炉注水を開始する。原子炉水位がL8まで回復した後原子炉注水を停止し、代替格納容器スプレイを再開する。

**S/P圧力「180kPa[gage]」到達時、代替格納容器スプレイを実施する。**

**S/P圧力「310kPa[gage]」到達時、格納容器ベントを実施する。**

図1 「高圧・低圧注水機能喪失」事故対応フロー

## 高圧注水・減圧機能喪失

### 【事故対応操作補足事項】

#### A: 「給水全喪失」事故発生

AOPの「給水全喪失」により対応する。  
原子炉水位低信号によりスクラムLEOPへ移行して対応するが、その他の必要な操作でEOPに記載のない操作は引き続きAOP「給水全喪失」事故手順で対応する。

#### B: EOP「スクラム」制御

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。

また、「格納容器制御導入」を継続監視する。  
**全給水喪失により原子炉水位L3維持不可のため「水位確保」制御へ移行する。**

#### C: EOP「水位確保」制御

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

原子炉水位低下により原子炉水位L1にて低圧注水系統起動を確認する。

**高圧注水系統なしにより原子炉水位「TAF以上維持不可」のため「水位回復」制御へ移行する。**

#### D: EOP「水位回復」制御

TAFを下回っていた時間を測定し「最長許容炉心露出時間」を確認する。

**SA-ADSにより4弁急速減圧を確認後「急速減圧」制御へ移行する。**

#### E: EOP「急速減圧」制御

L1到達+低圧注水系統起動+10分後、ADS4弁が自動開放し原子炉を減圧する。

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「水位回復」制御へ移行する。**

#### F: EOP「水位回復」制御

原子炉減圧により低圧注水系統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。

TAFを下回っていた時間を測定し「最長許容炉心露出時間」を確認する。

**TAF以上で安定していることを確認後「水位確保」制御へ移行する。**

#### G: EOP「水位確保」制御

Cの時と同様に、原子炉水位をL3～L8で維持するように制御する。

**低圧注水系統による注水によりL3～L8維持可能を確認後「スクラム」制御へ移行する。**

#### H: EOP「S/P温度制御」

RHRIにより原子炉水位をL3～L8で維持するように制御し、RHRIによりサブレーションプール水冷却を実施する。

図2 「高圧注水・減圧機能喪失」事故対応フロー

## 全交流動力電源喪失

### 【事故対応操作補足事項】

#### A: 「外部系統事故」発生

AOPの「全交流電源喪失」により対応する。  
全交流電源喪失によりスクラムしEOPへ移行して対応するが、その他の必要な操作でEOPに記載のない操作は引き続きAOP「全交流電源喪失」事故手順で対応する。

#### B: EOP「スクラム」制御

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。  
また、「格納容器制御導入」を継続監視する。  
**全交流電源喪失により原子炉水位L3維持不可のため「水位確保」制御へ移行する。**

#### C: EOP「水位確保」制御

原子炉水位L2にてRCICが自動起動し、RCICにより注水が開始され原子炉水位が上昇することを確認する。  
原子炉水位をL3～L8で維持するように制御する。※1  
※1 解析では原子炉水位をL2～L8で維持する。

#### D: EOP「PCV圧力制御」

全交流電源喪失のため、RHRによる格納容器スプレイが実施できないため、格納容器の圧力を監視し格納容器ベントを実施する。

**S/P圧力「310kPa(gage)」到達時、格納容器ベントを実施する。**

#### E: EOP「S/P温度制御」

常設代替交流電源設備(GTG)による非常用電源回復が完了したのを確認し、RHRによるサブプレッションプール水冷却を実施する。

サブプレッションプール水冷却起動完了確認後、格納容器ベントを停止する。

**S/P水飽和量制限値以下に維持できない為、「急速減圧」制御に移行するが、注水機能がRCICのみのため、MUWCポンプが起動確認及び原子炉水位高(L5)でRCICが原子炉注水を停止したことを確認後、「急速減圧」制御へ移行する※2**

※2 実際の操作においては、RHR系による原子炉注水も実施するが、解析ではRHR系はサブプレッションプール水冷却のみに使用するとしている

#### F: EOP「急速減圧」制御

注水可能系統を確認し、ADS2弁開放し原子炉を減圧する。  
※3

減圧後は原子炉水位計が正常であることを確認する。  
原子炉水位をL3～L8で維持するように制御する。  
TAFを下回っていた時間を測定し「最長許容炉心露出時間」を確認する。

※3 実際の操作ではADS全弁開放するが、解析では減圧するための最小弁数2弁にて減圧する。

図3 「全交流動力電源喪失」事故対応フロー

崩壊熱除去機能喪失(取水機能喪失)

【事故対応操作補足事項】  
**A: 「外部系統事故」発生**  
 AOPの「全交流電源喪失」により対応する。  
 全交流電源喪失によりスクラムLEOPへ移行して対応するが、その他の必要な操作でEOPに記載のない操作は引き続きAOP「全交流電源喪失」事故手順で対応する。

**B: EOP「スクラム」制御**  
 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。  
 また、「格納容器制御導入」を継続監視する。  
**全交流電源喪失により原子炉水位L3維持不可のため「水位確保」制御へ移行する。**

**C: EOP「水位確保」制御**  
 原子炉水位L2にてRCICが自動起動し、RCICにより注水が始まり原子炉水位が上昇することを確認する。  
 原子炉水位をL3～L8で維持するように制御する。※1  
 ※1解析では原子炉水位をL2～L8で維持する。

**D: EOP「S/P温度制御」**  
 全交流電源喪失のため、RHRによるサプレッションプール水冷却ができない。そのため常設交流電源設備(GTG)による非常用電源回復が完了したのを確認し、MUWCポンプ2台起動を実施する。  
**S/P水温度制御限界値以下に維持できない為、「急速減圧」制御に移行するが、注水機能がRCICのみのため、MUWCポンプ2台起動確認及び原子炉水位高(L8)でRCICが原子炉注水を停止したことを確認後、「急速減圧」制御に移行する。**

**E: EOP「急速減圧」制御**  
 注水可能系統を確認し、ADS2弁開放し原子炉を減圧する。  
 ※2  
 減圧後は原子炉水位計が正常であることを確認し、MUWCによる代替注水を開始され原子炉水位が上昇することを確認する。  
 原子炉水位をL3～L8で維持するように制御する。  
**原子炉水位L8まで回復確認後、「PCV圧力制御」の代替格納容器スプレイを実施する。 ※3**  
 ※2 実際の操作ではADS全弁開放するが、解析では減圧するための最小弁数2弁にて減圧する。  
 ※3 格納容器冷却機能が喪失している為、原子炉水位を確保後、代替格納容器スプレイを実施する。

**F: EOP「PCV圧力制御」**  
 MUWCによる代替注水を停止し、MUWCによる代替格納容器スプレイを開始する。  
 原子炉水位がL3まで低下した場合は、代替格納容器スプレイを停止し、原子炉代替注水に切り替える。  
**原子炉水位をL3～L8で維持するように制御し、原子炉代替注水と代替格納容器スプレイを交互に実施する。**

**G: EOP「S/P温度制御」**  
 代替原子炉補機冷却系の準備が完了したのを確認し、RHRによるサプレッションプール水冷却を実施する。

図4 「崩壊熱除去機能喪失(取水機能喪失)」事故対応

崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系故障)

【事故対応操作補足事項】

**A:**「給水全喪失」事故発生

AOPの「給水全喪失」により対応する。  
原子炉炉水位低信号によりスクラムしEOPへ移行して対応するが、その他の必要な操作でEOPに記載のない操作は引き続きAOP「給水全喪失」事故手順で対応する。

**B:** EOP「スクラム」制御

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。

また、「格納容器制御導入」を継続監視する。  
**給水全喪失により原子炉水位L3維持不可のため「水位確保」制御へ移行する。**

**C:** EOP「水位確保」制御

原子炉水位L2にてRCICが自動起動し、RCICにより注水が開始され原子炉水位が上昇することを確認する。  
原子炉水位をL3～L8で維持するように制御する。※1

**原子炉水位がL3～L8維持可能であれば「スクラム」制御へ移行する。**

※1 解析では原子炉水位をL2～L8で維持する。

**D:** EOP「スクラム」制御

給水全喪失により復水器が使用不能であるためMSIVを手動「全閉」する。

**E:** EOP「S/P温度制御」

RHRによるサブプレッションプール水冷却のためRHR系を起動するが、解析ではRHR系故障により起動に失敗する。

**S/P水温の平均値が「49℃」を超えていることを確認し「減圧冷却」制御に移行する。**

**F:** EOP「減圧冷却」制御

S/P水温上昇によりSR弁を1弁開放し原子炉減圧を開始する。※2

原子炉減圧に伴い、RCICの流量が低下し原子炉水位L1.5で高圧炉心注水系が起動する。※3

高圧炉心注水系により注水が開始され原子炉水位が上昇することを確認後RCICを停止し、原子炉水位をL3～L8で維持するように制御する。

※2 実際の操作ではSR弁1弁の開閉にて55℃/h制限内で減圧を行うが、解析では1弁を「開」保持し減圧する。

※3 実際の操作では、EOP「スクラム」制御により、原子炉水位をL3以上に維持するため高圧炉心注水系を手動起動させるが、解析では手動起動を考慮しないため原子炉水位低L1.5に至る。

**G:** EOP「PCV圧力制御」

格納容器の圧力を監視し適時格納容器スプレイ及び格納容器ベントを実施する。

RHR系が喪失しているため、MUWCIによる代替格納容器スプレイを実施する。

**S/P圧力「180kPa[gage]」到達時、代替格納容器スプレイを実施する。**

**S/P圧力「310kPa[gage]」到達時、格納容器ベントを実施する。**

図5 「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系故障)」事故

LOCA時注水機能喪失

【事故対応操作補足事項】

**A:** 「中小LOCA、外部電源喪失」事故発生

AOPの「発電所全停」により対応する。  
炉心流量急減信号によりスクラムしEOPへ移行して対応するが、その他の必要な操作でEOPに記載のない操作は引き続きAOP「発電所全停」事故手順で対応する。

**B:** EOP「スクラム」制御

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。

また、「格納容器制御導入」を継続監視する。

**外部電源喪失、ECCS喪失により原子炉水位L3維持不可のため「水位確保」制御へ移行する。**

**C:** EOP「水位確保」制御

プラント状態を的確に把握し、作動すべきものが作動していない場合は手動作動させる。ECCS喪失のため原子炉水位は継続して低下していく。

原子炉水位L3～L8が維持できない場合は代替注水系を準備する。

**MUWCポンプ2台以上起動している場合は「急速減圧」制御へ移行する。**

**D:** EOP「急速減圧」制御

注水可能系統を確認し、ADS全弁開放し原子炉を減圧する。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「水位回復」制御へ移行する。**

**E:** EOP「水位回復」制御

原子炉減圧によりMUWCによる代替注水が開始され原子炉水位が上昇することを確認する。

TAFを下回っていた時間を測定し「最長許容炉心露出時間」を確認する。

**TAF以上で安定していることを確認後「水位確保」制御へ移行する。**

**F:** EOP「水位確保」制御

MUWCによる代替注水により、原子炉水位をL3～L8で維持するように制御する。

**MUWCによる代替注水によりL3～L8維持可能を確認後「スクラム」制御へ移行する。**

**G:** EOP「PCV圧力制御」

格納容器の圧力を監視し適時格納容器スプレイ及び格納容器ベントを実施する。

RHRIによる格納容器スプレイが実施不可の場合はMUWC代替格納容器スプレイを実施する。代替格納容器スプレイ実施時に原子炉水位がL3まで低下した場合は代替格納容器スプレイを停止し、原子炉注水を開始する。原子炉水位がL8まで回復した後原子炉注水を停止し、代替格納容器スプレイを再開する。

**S/P圧力「180kPa(gage)」到達時、代替格納容器スプレイを実施する。**

**S/P圧力「310kPa(gage)」到達時、格納容器ベントを実施する。**

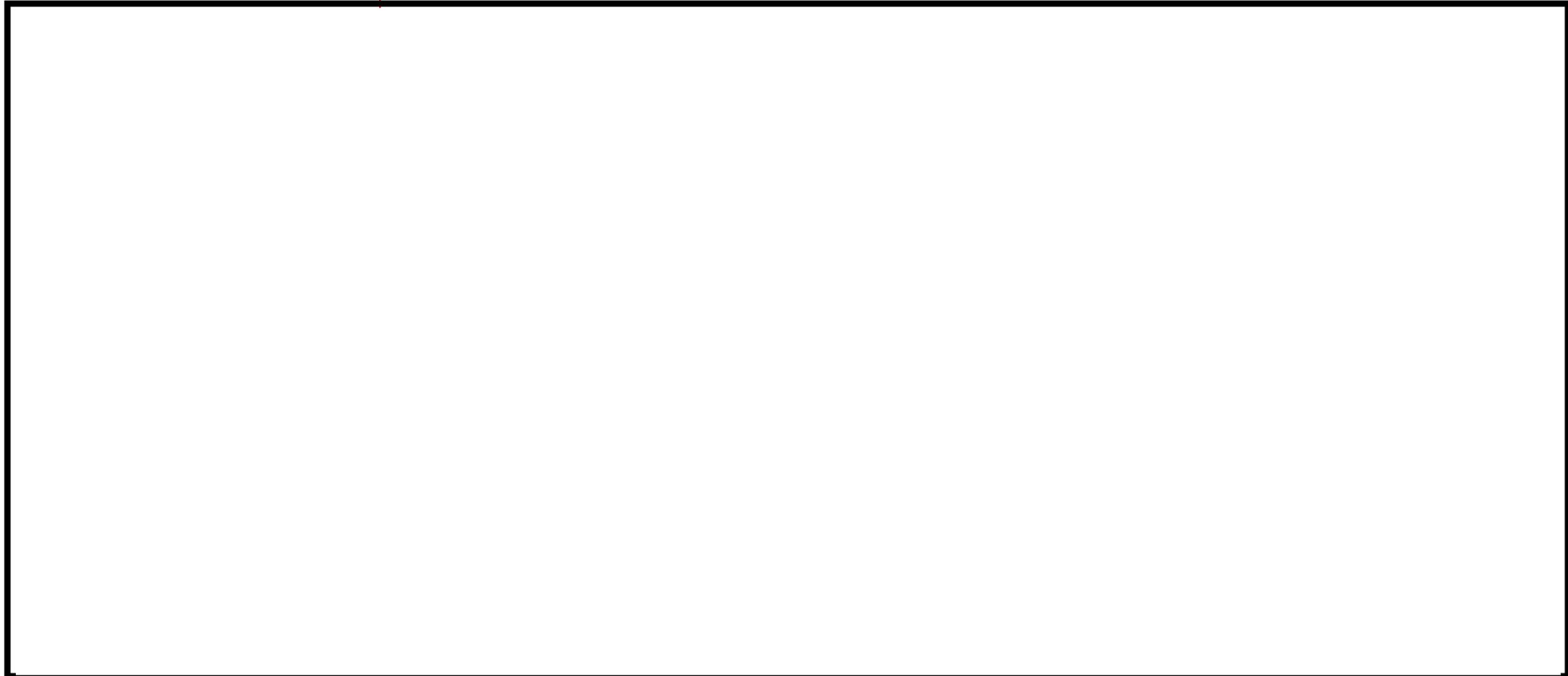
図7 「LOCA時注水機能喪失」事故対応フロー

雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器加圧・過温破損)

【事故対応操作補足事項】  
**A:**「大LOCA、外部電源喪失」事故発生  
 AOPの「冷却材喪失事故」「発電所全停」により対応する。  
 格納容器圧力高によりスクラムLEOPへ移行して対応するが、その他の必要な操作でEOPに記載のない操作は引き続きAOP「発電所全停」「冷却材喪失事故」事故手順で対応する。  
**B:** EOP「スクラム」制御  
 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。  
 また、「格納容器制御導入」を継続監視する。  
**大LOCA、外部電源喪失によりドライウエル空間温度上昇のため「D/W温度制御」へ移行する。**  
**C:** EOP「D/W温度制御」  
 全交流電源喪失により、原子炉注水、RHRによる格納容器スプレイ、サブプレッションプール水冷却が実施できないため、原子炉圧カドドライウエル温度による「水位不明判断曲線」から水位不明を判断する。  
 水位不明になった時刻を炉心露出時刻として露出時間の測定を開始する。  
**水位不明領域に入ったことを確認後、「水位不明」制御へ移行する。**  
**D:** EOP「水位不明」制御  
 大LOCAにより原子炉圧力は急減しているが、非常用炉心冷却系機能喪失および全交流動力電源喪失により原子炉注水が行えない。そのため、原子炉水位は急激に低下する。  
**低圧注水系喪失確認後、「EOP/SOPインターフェイス」に移行する。**  
**E:** EOP「EOP/SOPインターフェイス」  
 格納容器雰囲気放射線レベル計にて、SOP導入条件判断図により炉心損傷を判断する。  
**炉心損傷確認後、SOP注水-1「損傷炉心への注水」に移行する。**

図9 「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器加圧・過温破損)」事故対応フロー(1/2)

雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器加圧・過温破損)



【事故対応操作補足事項】

**F:** SOP注水-1「損傷炉心への注水」

常設代替交流電源設備(ガスタービン発電機)により低圧代替注水系(復水移送ポンプ)を2台起動し損傷炉心に注水を開始、炉心冠水を確認する。※1  
RPV破損の判定ガイドにより原子炉圧力容器の破損を判断するが、本シナリオでは低圧代替注水系による注水により原子炉圧力容器の健全性が維持される。  
**炉心冠水、原子炉圧力容器の健全性を確認後、除熱-1「損傷炉心冷却後の除熱」注水-2「長期の原子炉水位確保」に移行する。**

※1 炉心冠水の確認はサブプレッションプール水位の上昇傾向変化または原子炉水位上昇率からの推定によって確認する。

**G:** SOP除熱-1「損傷炉心冷却後の除熱」注水-2「長期の原子炉水位確保」(並行操作)

格納容器温度が190℃超過した場合は、低圧代替注水系による原子炉注水を停止し、格納容器スプレイを開始する。この時に格納容器pH制御のための薬品注入を実施する。  
原子炉注水についてはL1まで水位が低下する時間を計算し、レベル1到達時間経過後低圧代替注水系による格納容器スプレイを停止し、原子炉注水を再開する。復水貯蔵槽水位「復水移送ポンプトリップ」水付近になる又は、外部水源注水制限到達まで原子炉を冠水維持できる範囲で原子炉注水と格納容器スプレイを繰り返し行う。  
代替循環冷却運転を実施し、原子炉注水および格納容器除熱を実施する。代替循環冷却運転が実施できない場合は、格納容器ベントによる格納容器除熱を実施する。  
格納容器圧力が限界圧力0.62MPa[gage]に到達した場合、緊急時対策本部からのベント許可を得た後、「格納容器圧力逃がし装置」もしくは「耐圧強化ベント系」又は「代替格納容器圧力逃がし装置」により格納容器ベントを実施する。

図10 「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器加圧・過温破損)」事故対応フロー(2/2)

## 15. 格納容器スプレイ時の下部ドライウエル水位上昇の影響について

### 1. はじめに

重大事故等において、格納容器スプレイを実施するとサプレッション・チェンバ水位が上昇し、リターンラインを通じて下部ドライウエルに流れ込み、下部ドライウエル水位を上昇させる。ここでは下部ドライウエル水位が形成される影響について考察する。

### 2. 下部ドライウエル水位上昇に伴う影響について

下部ドライウエル水位が上昇するシナリオとして、図1に崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）の重要事故シーケンスにおけるサプレッション・チェンバ水位と下部ドライウエルの関係を示す。本重要事故シーケンスでは、事象開始約5時間後に格納容器スプレイが開始され、事象開始約25時間後に格納容器スプレイを停止する。

格納容器スプレイによりスプレイされた水は、図2に示すようにサプレッション・チェンバからリターンラインを通じて下部プレナムに落下し、下部ドライウエルの水位を上昇させる。更に事象開始後約25時間後に格納容器スプレイを停止すると、ドライウエルとウェットウエルの間に圧力差が生じ、その影響で下部ドライウエルの水位は低下する。

下部ドライウエルに水位が形成されても、当面の事象対応に影響しないが、所員用エアロック(7.55m)を通じた下部ドライウエルのアクセスが不可能となるため、長期的には仮設ポンプ等を用いた水抜きが必要となる。

なお、連通孔ダクトを通じて上部ドライウエル及び下部ドライウエルが通気されるため、局所が加圧される恐れはない。

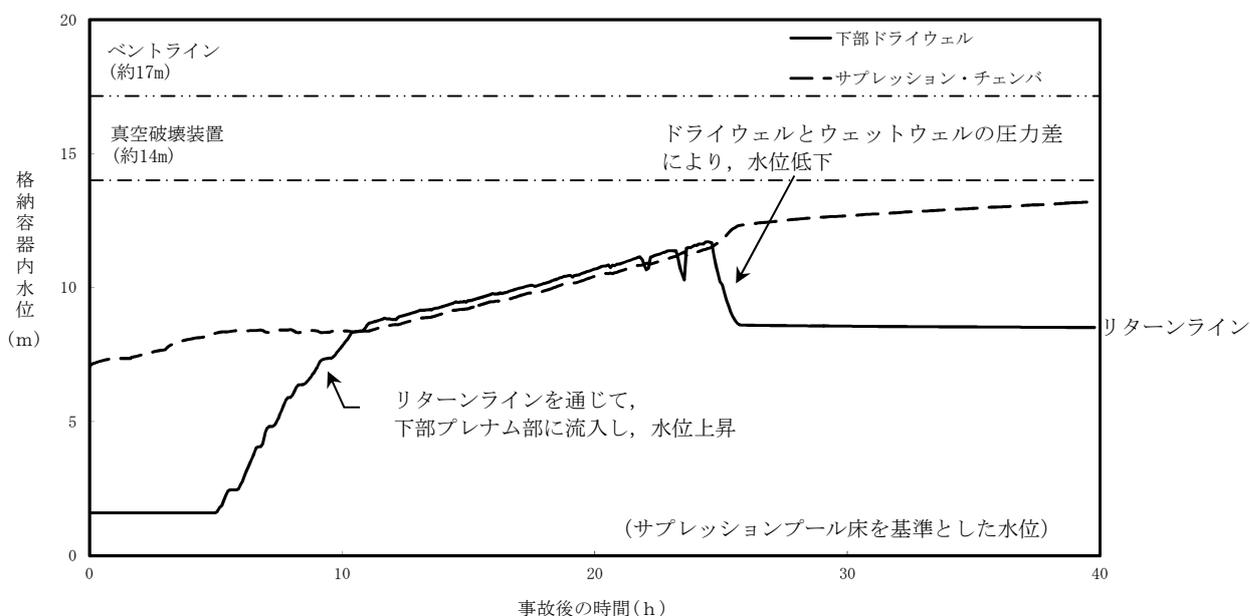


図1：サプレッション・チェンバ水位と下部ドライウエル水位の関係  
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))

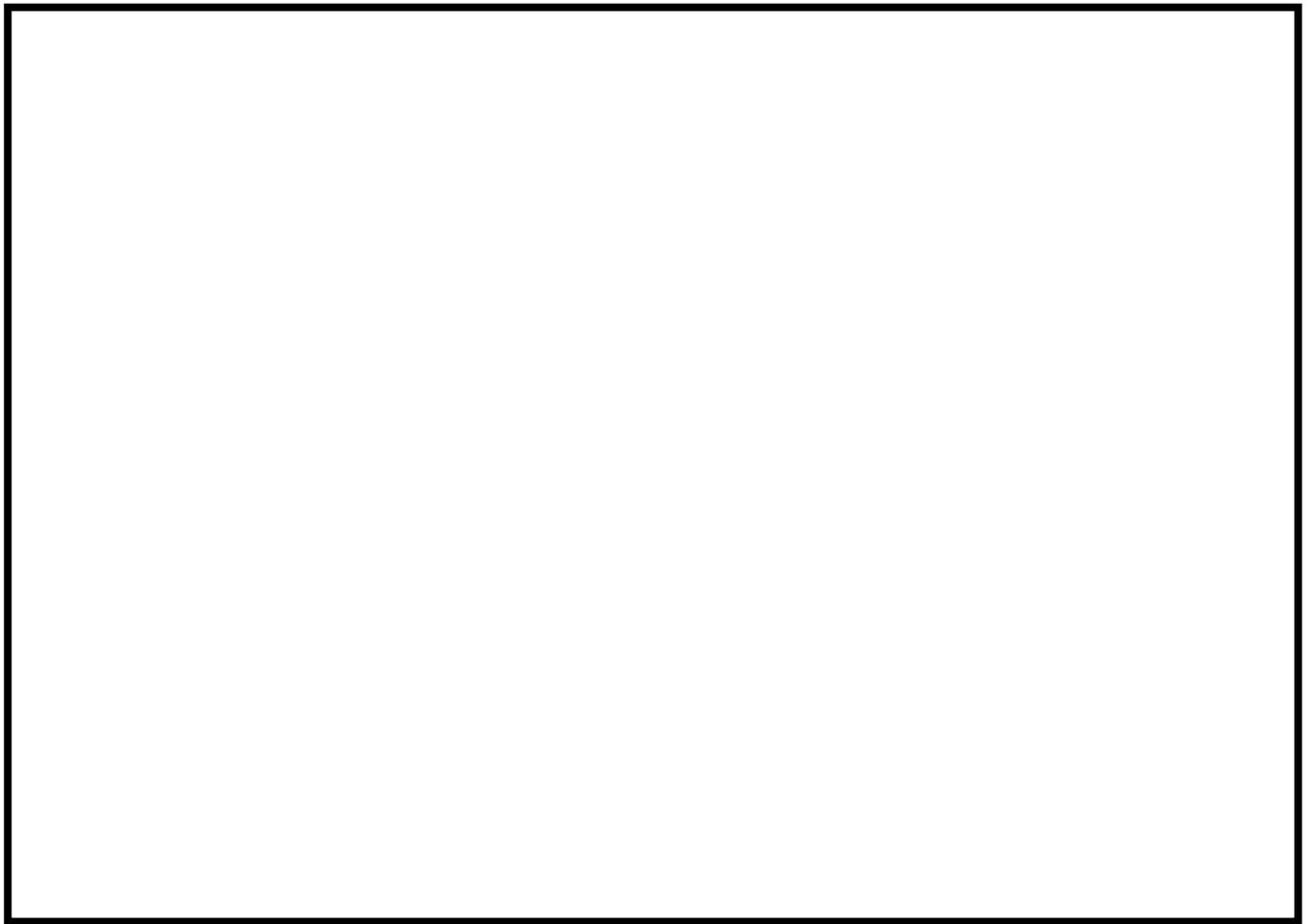


図 2 : 格納容器の構造図(ABWR)

## 26. 内部事象 PRA における主要なカットセットと FV 重要度に照らした 重大事故等防止対策の対応状況

各事故シーケンスグループに分類される事故シーケンスについて、炉心損傷又は格納容器破損に至る要因をカットセットレベルまで展開し、炉心損傷頻度又は格納容器破損頻度への寄与割合の観点で整理し、主要なカットセットに対する重大事故防止対策の対応状況等を確認した。

また、事故シーケンスグループ別に FV 重要度\*を評価し、FV 重要度が高い基事象に対する重大事故防止対策の対応状況等を確認した。

### ※ Fussell-Vesely 重要度(FV 重要度)

炉心損傷の発生を仮定した時に、当該事象の発生が寄与している割合を表す指標。特定の機器の故障や人的過誤の発生確率を低減することにより、どれ程の安全性の向上が望めるかを示す指標とみることにもできる。プラントのリスクの低減を図る際に注目すべき機器等の候補を同定する際に有用な指標。

以下に、内部事象運転時レベル 1PRA、内部事象運転時レベル 1.5PRA、内部事象停止時レベル 1PRA それぞれのカットセットの分析結果及び内部事象運転時レベル 1PRA、内部事象停止時レベル 1PRA において FV 重要度が高い基事象に対する重大事故防止対策の対応状況の確認結果を示す。

## 1. 内部事象運転時レベル 1PRA

### 1-1. 主要なカットセットに照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認

#### (1) 選定条件

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するため、ここでは、各事故シーケンスについて以下の基準を基に主要なカットセットを抽出した。

- ・主要な事故シーケンス<sup>※</sup>のうち、最も炉心損傷頻度の大きな事故シーケンスについて、上位 3 位までのカットセット

各事故シーケンスにおける主要なカットセット及び炉心損傷防止対策の整備状況等を第 1-1 表に示す。

- ※ 主要な事故シーケンスは、同じ事故シーケンスグループに含まれる複数のシーケンスを、シーケンスの上の主な特徴に着目して詳細化して分類したもの。

#### (2) 主要なカットセットの確認結果

第 1-1 表に示した通り、一部に炉心損傷防止が困難な事故シーケンスが存在するものの、大半の事故シーケンスに対しては、主要なカットセットレベルまで展開しても、整備された重大事故等防止対策により炉心損傷を防止できることを確認した。

一方、事故シーケンスグループのうち、「高圧注水・減圧機能喪失」、「全交流動力電源喪失」、「LOCA 時注水機能喪失」に含まれる一部の事故シーケンスにおいて、故障モードによっては有効性評価で考慮した対策では対応できない場合があることを確認した。

#### (3) カットセットを踏まえた事故シーケンスへの対策の対応性

今回の分析では、各事故シーケンスグループのうち、主要な事故シーケンスそれぞれについて支配的なカットセットを確認し、対策の有効性を定性的に考察した。支配的なカットセットであっても、事故シーケンスグループ全体の炉心損傷頻度(CDF)に対しては小さな割合となる場合もある。このため、今回確認したカットセットの CDF の合計が事故シーケンスグループの CDF に占める割合は事故シーケンスグループ毎に異なり、約 27～76% の幅が生じた。また、全 CDF から見ると、「崩壊熱除去機能喪失」のシーケンスグループが約 99.9% を占めており、今回、「崩壊熱除去機能喪失」については CDF の約 66% のカットセットを確認したことから、全 CDF に対しても、約 66% のカットセットを確認し、対策の有効性を定性的に確認したものと整理できる。

また、「崩壊熱除去機能喪失」は除熱機能の喪失によって格納容器が先行破損し、炉心損傷に至るシーケンスグループであることから、対策としては除熱機能の多重化及び多様化が有効であると考えられる。除熱機能については、大気を最終ヒートシンクとする耐圧強化ベント系や格納容器圧力逃がし装置を設置し、その機能を多様化している。耐圧強化ベント系や格納容器圧力逃がし装置は残留熱除去系等に対して独立な系統であり、共通原因による機能喪失のリスクを可能な限り低減している。このことから、全 CDF の約 99.9%を占める「崩壊熱除去機能喪失」に対しては CDF の殆どの割合に対して、有効性評価で考慮した対策が有効なものであると考えられる。

(2)で述べた有効性評価で考慮した対策では対応できない場合について、「高圧注水・減圧機能喪失」、「LOCA 時注水機能喪失」のカットセットを確認すると、人的過誤(注水失敗の認知失敗等)と計測制御系の故障(計器や自動起動ロジック故障)の重畳が抽出されている。全 CDF から見た場合、これらのカットセットの頻度は非常に小さな値であるが、これらについては、訓練等により人的過誤の発生可能性の低減に努めるとともに、計測制御系の故障時にも、正常に動作・計測されている他の計器・パラメータによってプラントの異常を検知できるよう訓練等による対応能力の向上に努めていく。また、「全交流動力電源喪失」における逃がし安全弁開固着を伴う事故シーケンスは、炉心損傷を防止できないと整理していたシーケンスであって、格納容器破損防止対策で対応する事故シーケンスとして整理していたものである。これについては、カットセットからも、有効性評価で考慮した対策での対応が困難であることが確認された。

上記の通り、人的過誤と計測制御系の故障が重畳する非常に頻度の小さな場合において、有効性評価で考慮した対策では対応できない場合が考えられるものの、有効性評価で考慮した対策と設計基準設備の共用部分(注入弁等)の故障を伴う様なカットセットは、支配的なカットセットとしては抽出されていない。有効性評価で考慮した対策は、基本的に設計基準設備に対して多様化された、独立な系統機能の追加であることから、これらの共用部分の故障を伴うカットセットが支配的なカットセットとして抽出されていない以上、有効性評価で考慮した対策は、殆どのシーケンスに対して有効であると考えられる。また、全 CDF の約 99.9%を占める「崩壊熱除去機能喪失」についても、今回考慮した除熱機能である残留熱除去系に対して、独立かつ多様化された系統である格納容器圧力逃がし装置等が設けられていることから、全 CDF の殆どの割合に対して、有効性評価で考慮した対策が有効なものであると考えられる。

第1-1表 事故シークエンスの分析(最小カセット)の抽出結果(1/7)\*1

事故シークエンスグループ	主要な事故シークエンス*2	主要なカセット	炉心損傷頻度		主な対策	対策有効性
			(炉年)	主要な事故シークエンスへの寄与割合(%)		
TQUV (高圧・低圧注水機能喪失) (9.6×10 <sup>-10</sup> /炉年)	過渡現象 +高圧/低圧注水失敗 (1.1×10 <sup>-10</sup> /炉年)	非隔離現象+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場) 弁閉失敗に伴う5号機原子炉建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗	1.6×10 <sup>-12</sup>	1.5	0.2	○
			1.6×10 <sup>-12</sup>	1.5	0.2	○
			1.6×10 <sup>-12</sup>	1.5	0.2	○
			1.6×10 <sup>-12</sup>	1.5	0.2	○
			1.6×10 <sup>-12</sup>	1.5	0.2	○
			1.6×10 <sup>-12</sup>	1.5	0.2	○
			1.6×10 <sup>-12</sup>	1.5	0.2	○
			1.6×10 <sup>-12</sup>	1.5	0.2	○
			1.6×10 <sup>-12</sup>	1.5	0.2	○
			1.6×10 <sup>-12</sup>	1.5	0.2	○
			1.6×10 <sup>-12</sup>	1.5	0.2	○
			1.6×10 <sup>-12</sup>	1.5	0.2	○
			1.6×10 <sup>-12</sup>	1.5	0.2	○
			1.6×10 <sup>-12</sup>	1.5	0.2	○
TQUV (高圧・低圧注水機能喪失) (9.6×10 <sup>-10</sup> /炉年)	過渡現象 +S/R 弁再閉鎖失敗 +高圧/低圧注水失敗 (7.4×10 <sup>-11</sup> /炉年)	非隔離現象+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+復水器ホットウェル水位制御失敗 非隔離現象+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+復水器ホットウェル水位制御失敗 非隔離現象+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場)弁閉失敗に伴う5号機原子炉建屋側への誤送水) 非隔離現象+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場)弁閉失敗に伴う5号機タービン建屋側への誤送水) 非隔離現象+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場)弁閉失敗に伴う6号機原子炉建屋側への誤送水) 非隔離現象+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場)弁閉失敗に伴う6号機タービン建屋側への誤送水) 非隔離現象+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場)弁閉失敗に伴う7号機原子炉建屋側への誤送水) 非隔離現象+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場)弁閉失敗に伴う7号機原子炉建屋側への誤送水) 非隔離現象+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場)弁閉失敗に伴う5号機原子炉建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗 通常停止+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場)弁閉失敗に伴う5号機タービン建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗 通常停止+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場)弁閉失敗に伴う6号機原子炉建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗 通常停止+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場)弁閉失敗に伴う6号機タービン建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗 通常停止+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場)弁閉失敗に伴う7号機原子炉建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗 通常停止+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場)弁閉失敗に伴う7号機原子炉建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗	4.2×10 <sup>-12</sup>	5.7	0.4	○
			3.0×10 <sup>-12</sup>	4.1	0.3	○
			1.3×10 <sup>-12</sup>	1.8	0.1	○
			1.3×10 <sup>-12</sup>	1.8	0.1	○
			1.3×10 <sup>-12</sup>	1.8	0.1	○
			1.3×10 <sup>-12</sup>	1.8	0.1	○
			1.3×10 <sup>-12</sup>	1.8	0.1	○
			1.3×10 <sup>-12</sup>	1.8	0.1	○
			1.3×10 <sup>-12</sup>	1.8	0.1	○
			1.3×10 <sup>-12</sup>	1.8	0.1	○
			1.3×10 <sup>-12</sup>	1.8	0.1	○
			1.3×10 <sup>-12</sup>	1.8	0.1	○
			1.3×10 <sup>-12</sup>	1.8	0.1	○
			1.3×10 <sup>-12</sup>	1.8	0.1	○
TQUV (高圧・低圧注水機能喪失) (9.6×10 <sup>-10</sup> /炉年)	過渡現象 +高圧/低圧注水失敗 (4.3×10 <sup>-10</sup> /炉年)	通常停止+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場)弁閉失敗に伴う5号機原子炉建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗 通常停止+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場)弁閉失敗に伴う5号機タービン建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗 通常停止+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場)弁閉失敗に伴う6号機原子炉建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗 通常停止+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場)弁閉失敗に伴う6号機タービン建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗 通常停止+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場)弁閉失敗に伴う7号機原子炉建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗 通常停止+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場)弁閉失敗に伴う7号機原子炉建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗 通常停止+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場)弁閉失敗に伴う5号機原子炉建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗 通常停止+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場)弁閉失敗に伴う5号機タービン建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗 通常停止+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場)弁閉失敗に伴う6号機原子炉建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗 通常停止+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場)弁閉失敗に伴う6号機タービン建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗 通常停止+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場)弁閉失敗に伴う7号機原子炉建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗 通常停止+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによるCSPへの水補給失敗(現場)弁閉失敗に伴う7号機原子炉建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗	1.5×10 <sup>-11</sup>	3.5	1.6	○
			1.5×10 <sup>-11</sup>	3.5	1.6	○
			1.5×10 <sup>-11</sup>	3.5	1.6	○
			1.5×10 <sup>-11</sup>	3.5	1.6	○
			1.5×10 <sup>-11</sup>	3.5	1.6	○
			1.5×10 <sup>-11</sup>	3.5	1.6	○
			1.5×10 <sup>-11</sup>	3.5	1.6	○
			1.5×10 <sup>-11</sup>	3.5	1.6	○
			1.5×10 <sup>-11</sup>	3.5	1.6	○
			1.5×10 <sup>-11</sup>	3.5	1.6	○
			1.5×10 <sup>-11</sup>	3.5	1.6	○
			1.5×10 <sup>-11</sup>	3.5	1.6	○
			1.5×10 <sup>-11</sup>	3.5	1.6	○
			1.5×10 <sup>-11</sup>	3.5	1.6	○

\*1 主要な事故シークエンスの中の支配的なシークエンスに対する分析結果を示す。

\*2 主要な事故シークエンスは、同じ事故シークエンスグループに含まれる複数のシークエンスを、シークエンスの上の主な特徴に着目して詳細化して分類したものを。括弧内は主要な事故シークエンスに含まれるシークエンスのCDFの合計を示す。

第 1-1 表 事故シークエンスの分析(最小カットセットの抽出)結果(1/17(続き))※1

事故シークエンスグループ	主要な事故シークエンス※2	主要なカットセット	炉心損傷頻度			主な対策	対策有効性
			(/炉年)	主要な事故シークエンスへの寄与割合(%)	事故シークエンスグループへの寄与割合(%)		
TQVV (高圧・低圧注水機能喪失) ( $9.6 \times 10^{-10}$ /炉年)	通常停止 +S/R 弁再閉鎖失敗 +高圧/低圧注水失敗 ( $3.1 \times 10^{-10}$ /炉年)	通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+復水系起動操作失敗	$4.2 \times 10^{-11}$	14	4.4	・高圧代替注水系 ・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)	○
		通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+復水器ホットウェル水位制御失敗	$4.2 \times 10^{-11}$	14	4.4	・代替格納容器冷却スプレイス ・代替原子炉補機冷却系(熱交換ユニット)+代替原子炉補機冷却海水ポンプ)	○
		通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却海水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+復水系起動操作失敗	$3.0 \times 10^{-11}$	10	3.1	・代替格納容器冷却スプレイス ・代替原子炉補機冷却系(熱交換ユニット)+代替原子炉補機冷却海水ポンプ)	○
		通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却海水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+復水器ホットウェル水位制御失敗	$3.0 \times 10^{-11}$	10	3.1	・代替格納容器冷却スプレイス ・代替原子炉補機冷却系(熱交換ユニット)+代替原子炉補機冷却海水ポンプ)	○
	サポート系喪失 +高圧/低圧注水失敗 ( $3.5 \times 10^{-11}$ /炉年)	タービン補機冷却系故障+ECCS デジタル制御系(DTMD)故障(共通原因故障)+高圧注水系起動操作失敗	$7.2 \times 10^{-12}$	21	0.8	・格納容器圧力逃がし装置 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	○
		タービン補機冷却系故障+原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障)+高圧注水系起動操作失敗+低圧注水系起動操作失敗	$2.9 \times 10^{-12}$	8.3	0.3	・格納容器圧力逃がし装置 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	○
		タービン補機冷却系故障+ECCS デジタル制御系(DTMD)故障(多重故障)+高圧注水系起動操作失敗	$2.3 \times 10^{-12}$	6.6	0.2	・格納容器圧力逃がし装置 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	○
	サポート系喪失 +S/R 弁再閉鎖失敗 +高圧/低圧注水失敗 ( $4.3 \times 10^{-12}$ /炉年)	タービン補機冷却系故障+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)	$1.9 \times 10^{-12}$	44	0.2	・格納容器圧力逃がし装置 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	○
		タービン補機冷却系故障+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却海水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)	$1.4 \times 10^{-12}$	33	0.2	・格納容器圧力逃がし装置 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	○
		タービン補機冷却系故障+S/R 弁再閉鎖失敗+ECCS デジタル制御系(DTMD)故障(共通原因故障)+高圧注水系起動操作失敗	$3.8 \times 10^{-14}$	0.9	<0.1	・格納容器圧力逃がし装置 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	○

※1 主要な事故シークエンスの中の支配的なシークエンスに対する分析結果を示す。

※2 主要な事故シークエンスは、同じ事故シークエンスグループに含まれる複数のシークエンスを、シークエンスの上的な特徴に着目して詳細化して分類したものを。括弧内は主要な事故シークエンスに含まれるシークエンスのCDFの合計を示す。

【主要なカットセットに対する検討】(高圧・低圧注水機能喪失(TQUV))

- 第 1-1 表より, 事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」については CDF の約 27%のカットセットを確認した。なお, 「高圧・低圧注水機能喪失」は全 CDF に占める CDF の割合が 0.1%未満であり, 全 CDF に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。
- 主要な事故シーケンスのうち, 「過渡事象+高圧/低圧注水失敗」, 「過渡事象+S/R 弁再閉鎖失敗+高圧/低圧注水失敗」, 「通常停止+高圧/低圧注水失敗」, 「通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+高圧/低圧注水失敗」, 「サポート系喪失+S/R 弁再閉鎖失敗+高圧/低圧注水失敗」では, 高圧・低圧注水機能が喪失する要因として, 原子炉補機冷却系又は原子炉補機冷却海水系の起動又は継続運転失敗の共通原因故障による電動の ECCS 注水ポンプの機能喪失と合わせて, S/R 弁の開固着又は起動失敗等による RCIC の機能喪失が挙げられている。炉心損傷防止対策としては, 機能喪失した ECCS 注水系の代替となる, 低圧代替注水系(常設)による注水が有効である。
- 「サポート系喪失+高圧/低圧注水失敗」については, 計測・制御機器の共通原因故障と合わせて, 高圧/低圧 ECCS の起動失敗が挙げられている。炉心損傷防止対策としては, 機能喪失した ECCS 注水系の代替となる, 低圧代替注水系(常設)による注水が有効である。
- いずれの事故シーケンスについても, 注水による炉心冷却を確保した後は, 代替原子炉補機冷却系又は格納容器圧力逃がし装置を用いて除熱を行う。なお, 上位のカットセットとしては抽出されていないが, 残留熱除去系が機能喪失している場合には, 格納容器圧力逃がし装置を用いて除熱を行う。

第 1-1 表 事故シークエンスの分析(最小カットセット)の結果(2/7)\*1

事故シークエンスグループ	主要な事故シークエンス**2	主要なカットセット	(炉年)	炉心損傷頻度		主な対策	対策有効性	
				主要な事故シークエンスへの寄与割合 (%)	事故シークエンスグループへの寄与割合 (%)			
TQUX (高圧注水・減圧機能喪失) (4.2×10 <sup>-9</sup> /炉年)	過渡事象 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (1.8×10 <sup>-9</sup> /炉年)	全給水喪失+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障) 全給水喪失+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+ECCS デジタル制御系(DTM)故障(共通原因故障) 全給水喪失+原子炉減圧操作失敗+原子炉水位高(L8)誤信号	4.6×10 <sup>-10</sup> 2.1×10 <sup>-10</sup> 1.9×10 <sup>-10</sup>	26 12 11	11 5.0 4.5		×	
	過渡事象 +S/R 弁再閉鎖失敗 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (5.2×10 <sup>-11</sup> /炉年)	全給水喪失事象+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障) 全給水喪失事象+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉減圧操作失敗+HPCF 室空調起動失敗(共通原因故障) 全給水喪失事象+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+HPCF 室空調起動失敗(共通原因故障)	2.4×10 <sup>-12</sup> 1.4×10 <sup>-12</sup> 1.2×10 <sup>-12</sup>	4.6 2.7 2.3	0.1 <0.1 <0.1		・減圧自動化 ロジック (残留熱除去系ポンプ吐出圧確立+原子炉水位低(レベル1)+600秒経過でSRV4 弁開放) ・高圧代替注水系 ・残留熱除去系(低圧注水、除熱)	×
	通常停止 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (2.0×10 <sup>-9</sup> /炉年)	通常停止+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障)+給水系操作失敗 通常停止+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+ ECCS デジタル制御系(DTM)故障(共通原因故障)+給水系操作失敗 通常停止+原子炉減圧操作失敗+原子炉水位高(L8)誤信号+給水系操作失敗	3.9×10 <sup>-10</sup> 1.8×10 <sup>-10</sup> 1.6×10 <sup>-10</sup>	20 9.0 8.0	9.3 4.3 3.8			×
	通常停止 +S/R 弁再閉鎖失敗 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (1.2×10 <sup>-10</sup> /炉年)	通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+原子炉減圧操作失敗 通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+原子炉注水自動起動不能の認知失敗 通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却海水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+原子炉減圧操作失敗	2.8×10 <sup>-11</sup> 2.5×10 <sup>-11</sup> 2.1×10 <sup>-11</sup>	23 21 18	0.7 0.6 0.5			○
	サポータ系喪失 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (2.9×10 <sup>-10</sup> /炉年)	直流電源故障(区分 1)+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障) 直流電源故障(区分 1)+原子炉減圧操作失敗+HPCF 室空調起動失敗(共通原因故障) 直流電源故障(区分 1)+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+HPCF 室空調起動失敗(共通原因故障)	1.3×10 <sup>-11</sup> 7.3×10 <sup>-12</sup> 6.3×10 <sup>-12</sup>	4.5 2.5 2.2	0.3 0.2 0.2			×
	サポータ系喪失 +S/R 弁再閉鎖失敗 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (4.1×10 <sup>-11</sup> /炉年)	直流電源故障(区分 2)+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉減圧操作失敗+ECCS デジタル制御系(SLU)故障 直流電源故障(区分 2)+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+ECCS デジタル制御系(SLU)故障 直流電源故障(区分 2)+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉減圧操作失敗+HPCF(C 系)室空調機冷却水入口弁開忘れ	5.1×10 <sup>-12</sup> 4.4×10 <sup>-12</sup> 1.4×10 <sup>-12</sup>	12 11 3.4	0.1 0.1 <0.1			○

\*1 主要な事故シークエンスの中の支配的なシークエンスに対する分析結果を示す。

\*2 主要な事故シークエンスは、同じ事故シークエンスグループに含まれる複数のシークエンスを、シークエンスの上の主な特徴に着目して詳細化して分類したものを。括弧内は主要な事故シークエンスに含まれるシークエンスの CDF の合計を示す。

【主要なカットセットに対する検討】(高圧注水・減圧機能喪失(TQUX))

- 第 1-1 表より, 事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」については CDF の約 41%のカットセットを確認した。なお, 「高圧注水・減圧機能喪失」は全 CDF に占める CDF の割合が 0.1%未満であり, 全 CDF に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。
- いずれの主要な事故シーケンスのカットセットからも, 原子炉注水自動起動不能の認知失敗のヒューマンエラー, 原子炉減圧操作失敗のヒューマンエラーが抽出され, 「通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗」を除く主要な事故シーケンスのカットセットからは, 原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障)等の信号系の故障も抽出された。このうち, 原子炉注水自動起動不能の認知失敗と信号系の共通原因故障が重畳する場合, 認知失敗により重大事故等対処設備として設置した高圧代替注水系の手動起動に期待できず, 実際には故障の内容によるが, 信号系の共通原因故障の場合は減圧自動化ロジックにも期待できないとすると, 重大事故等防止対策に期待できず, 炉心損傷を防止できない。この基事象の組み合わせ以外の場合には, 高圧代替注水系による高圧注水のバックアップや減圧自動化ロジックによる低圧状態への移行等により, 注水による炉心冷却を確保できる。
- 注水による炉心冷却の確保に成功した後は, 代替原子炉補機冷却系又は格納容器圧力逃がし装置を用いて除熱を行う。なお, 上位のカットセットとしては抽出されていないが, 残留熱除去系が機能喪失している場合には, 格納容器圧力逃がし装置を用いて除熱を行う。
- 全 CDF から見た場合, 炉心損傷を防止できないカットセットの頻度は非常に小さな値に抑えられていると考えるが, 炉心損傷を防止できないカットセットに含まれている原子炉注水自動起動不能の認知失敗については, 訓練等によりその発生可能性の低減に努めていく。

第 1-1 表 事故シークエンスの分析(最小カセットセットの抽出)結果(3/7)\*1

事故シークエンスグループ	主要な事故シークエンス**2	主要なカセットセット	炉心損傷頻度			主な対策	対策有効性
			(炉年)	主要な事故シークエンスへの寄与割合 (%)	事故シークエンスグループへの寄与割合 (%)		
TW (崩壊熱除去機能喪失) (8.7×10 <sup>-6</sup> /炉年)	過渡事象 +除熱失敗 (5.0×10 <sup>-6</sup> /炉年)	隔離事象+残留熱除去系起動操作失敗	3.6×10 <sup>-6</sup>	72	41	<ul style="list-style-type: none"> <li>・手動減圧</li> <li>・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)</li> <li>・代替格納容器冷却スプレイ系</li> <li>・代替原子炉補機冷却系(熱交換ユニット)+代替原子炉補機冷却海水ポンプ)</li> <li>・格納容器圧力逃がし装置</li> <li>・常設代替交流電源設備</li> <li>・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)</li> </ul>	○
		隔離事象+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	3.0×10 <sup>-7</sup>	6.0	3.4		
		隔離事象+原子炉補機冷却系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	9.8×10 <sup>-8</sup>	2.0	1.1		
	過渡事象 +S/R 弁再閉鎖失敗 +除熱失敗 (3.8×10 <sup>-7</sup> /炉年)	非隔離事象+S/R 弁再閉鎖失敗+残留熱除去系起動操作失敗	1.2×10 <sup>-7</sup>	32	1.4		
		非隔離事象+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	9.8×10 <sup>-9</sup>	2.6	0.1		
		非隔離事象+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却水ポンプ起動失敗(共通原因故障)	3.2×10 <sup>-9</sup>	0.8	<0.1		
	通常停止 +除熱失敗 (2.7×10 <sup>-6</sup> /炉年)	通常停止+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)	8.8×10 <sup>-7</sup>	33	10		
		通常停止+原子炉補機冷却海水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)	6.4×10 <sup>-7</sup>	24	7.4		
		通常停止+外部電源喪失(使命時間中の機能喪失)+非常用ディゼゼル発電機(D/G)継続運転失敗(共通原因故障)	7.2×10 <sup>-11</sup>	<0.1	<0.1		
		通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+常用系(復水器)を用いた除熱操作失敗+残留熱除去系起動操作失敗	6.1×10 <sup>-9</sup>	29	0.1		
通常停止 +S/R 弁再閉鎖失敗 +除熱失敗 (2.1×10 <sup>-8</sup> /炉年)	通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)+常用系(復水器)を用いた除熱操作失敗	5.0×10 <sup>-10</sup>	2.4	<0.1			
	通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+起動用グラウンド蒸気元弁開失敗+残留熱除去系起動操作失敗	3.1×10 <sup>-10</sup>	1.5	<0.1			
	通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+起動停止用蒸気式空気抽出系第一段蒸気入口弁開失敗+残留熱除去系起動操作失敗	3.1×10 <sup>-10</sup>	1.5	<0.1			
	通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+起動停止用蒸気式空気抽出系第二段蒸気入口弁開失敗+残留熱除去系起動操作失敗	3.1×10 <sup>-10</sup>	1.5	<0.1			
	通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+起動停止用蒸気式空気抽出系第一段空気入口弁開失敗+残留熱除去系起動操作失敗	3.1×10 <sup>-10</sup>	1.5	<0.1			
	通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+起動停止用蒸気式空気抽出系第二段空気入口弁開失敗+残留熱除去系起動操作失敗	3.1×10 <sup>-10</sup>	1.5	<0.1			
	通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+起動停止用蒸気式空気抽出系空気出口弁開失敗+残留熱除去系起動操作失敗	3.1×10 <sup>-10</sup>	1.5	<0.1			

\*1 主要な事故シークエンスの中の支配的なシークエンスに対する分析結果を示す。

\*2 主要な事故シークエンスは、同じ事故シークエンスグループに含まれる複数のシークエンスを、シークエンスの上の主な特徴に着目して詳細化して分類したものである。括弧内は主要な事故シークエンスに含まれるシークエンスのCDFの合計を示す。

\*3 長期TBの対策で対応可能。

第1-1表 事故シークエンスの分析(最小カットセットの抽出)結果(3/7(続き))※1

事故シークエンスグループ	主要な事故シークエンス※2	主要なカットセット	炉心損傷頻度		主な対策	対策有効性
			(/炉年)	主要な事故シークエンスへの寄与割合 (%)		
TW (崩壊熱除去機能喪失) ( $8.7 \times 10^{-6}$ /炉年)	サポート系喪失 + 除熱失敗 ( $5.5 \times 10^{-7}$ /炉年)	原子炉補機冷却海水系故障(C系)+残留熱除去系起動操作失敗	$9.6 \times 10^{-8}$	17	1.1	○
		原子炉補機冷却海水系故障(C系)+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障(二重))	$1.5 \times 10^{-8}$	2.7	0.2	
		原子炉補機冷却海水系故障(C系)+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障(三重以上))	$7.9 \times 10^{-9}$	1.4	0.1	
	サポート系喪失 +S/R弁再閉鎖失敗 + 除熱失敗 ( $2.9 \times 10^{-9}$ /炉年)	原子炉補機冷却海水系故障(C系)+S/R弁再閉鎖失敗+残留熱除去系起動操作失敗	$5.0 \times 10^{-10}$	17	<0.1	○
		原子炉補機冷却海水系故障(C系)+S/R弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障(二重))	$8.0 \times 10^{-11}$	2.8	<0.1	
		原子炉補機冷却海水系故障(C系)+S/R弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障(三重以上))	$4.1 \times 10^{-11}$	1.4	<0.1	

※1 主要な事故シークエンスの中の支配的なシークエンスに対する分析結果を示す。

※2 主要な事故シークエンスは、同じ事故シークエンスグループに含まれる複数のシークエンスを、シークエンスの上の主な特徴に着目して詳細化して分類したものを。括弧内は主要な事故シークエンスに含まれるシークエンスのCDFの合計を示す。

【主要なカットセットに対する検討】(崩壊熱除去機能喪失(TW))

- 第 1-1 表より、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」については CDF の約 66%のカットセットを確認した。なお、「崩壊熱除去機能喪失」は全 CDF に占める CDF の割合が約 99.9%であり、全 CDF の殆どを占める事故シーケンスグループである。
- いずれの主要な事故シーケンスのカットセットからも、残留熱除去系、原子炉補機冷却系又は原子炉補機冷却海水系の起動又は継続運転失敗の共通原因故障が抽出されている。この基事象に対しては、代替原子炉補機冷却系ユニットによる海水への熱除去機能の代替や、格納容器圧力逃がし装置による大気への除熱により炉心損傷(格納容器先行破損)を防止できる。
- 主要な事故シーケンスのうち、「過渡事象+除熱失敗」、「過渡事象+S/R 弁再閉鎖失敗+除熱失敗」では、残留熱除去系起動操作失敗のヒューマンエラーが抽出されている。この基事象に対しては、格納容器圧力逃がし装置による大気への除熱により炉心損傷(格納容器先行破損)を防止できる。
- 主要な事故シーケンスのうち、「通常停止+除熱失敗」では、使命時間中の外部電源喪失等、電源喪失により炉心損傷(格納容器先行破損)に至るカットセットが抽出されている。このカットセットに対しては、長期 TB のシーケンスにおける対策により炉心損傷を防止できる。
- 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に対する主要な対策と考えられる格納容器圧力逃がし装置は残留熱除去系、原子炉補機冷却系及び原子炉補機冷却海水系に対して独立な系統であり、共通原因による機能喪失のリスクを可能な限り低減している。このことから、全 CDF の約 99.9%を占める「崩壊熱除去機能喪失」に対しては CDF の殆どの割合に対して、有効性評価で考慮した対策が有効なものであると考えられる。

第 1-1 表 事故シークエンスの分析(最小カセットセット)の結果(4/7)\*1

事故シークエンス グループ	主要な 事故シークエンス*2	主要なカセットセット	(/炉年)	炉心損傷頻度		主な対策	対策 有効性
				主要な事故 シークエンスへの 寄与割合 (%)	事故シークエンス グループへの 寄与割合 (%)		
長期 TB	外部電源喪失 +D/G 全台起動失敗 (4.8×10 <sup>-10</sup> /炉年)	外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G) 継続運転失敗(共通原因故障)+高圧電源融通失敗	2.2×10 <sup>-10</sup>	46	17	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉隔離時冷却系 (所内直流通電源設備の確保)</li> <li>高圧代替注水系</li> <li>手動減圧</li> <li>低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)</li> <li>代替格納容器冷却システム系</li> <li>格納容器圧力逃がし装置</li> <li>代替原子炉補機冷却系</li> <li>常設代替交流電源設備</li> <li>可搬型代替注水ポンプ(水源補給)</li> </ul>	○
		外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G) 起動失敗(共通原因故障)+高圧電源融通失敗	1.5×10 <sup>-10</sup>	31	12		○
		外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G) 非常用送風機起動失敗(共通原因故障)+高圧電源融通失敗	2.1×10 <sup>-11</sup>	4.4	1.7		○
TBP	外部電源喪失 +D/G 全台起動失敗 +S/R 弁再閉鎖失敗 (1.2×10 <sup>-10</sup> /炉年)	外部電源喪失+S/R 弁再閉鎖失敗+外部電源復旧失敗+非常用ディー ゼル発電機(D/G)継続運転失敗(共通原因故障)	5.7×10 <sup>-11</sup>	48	4.4		△**3
		外部電源喪失+S/R 弁再閉鎖失敗+外部電源復旧失敗+非常用ディー ゼル発電機(D/G)起動失敗(共通原因故障)	4.0×10 <sup>-11</sup>	33	3.1	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉隔離時冷却系</li> <li>高圧代替注水系(常設代替直流通電源)</li> <li>上記の点線枠内の対策</li> </ul>	△**3
		外部電源喪失+S/R 弁再閉鎖失敗+外部電源復旧失敗+非常用ディー ゼル発電機(D/G)非常用送風機起動失敗(共通原因故障)	5.3×10 <sup>-12</sup>	4.4	0.4		△**3
TB (全交流 動力電源 喪失) (1.3×10 <sup>-9</sup> /炉年)	外部電源喪失 +D/G 全台起動失敗 +RCIC 失敗 (6.0×10 <sup>-10</sup> /炉年)	外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G) 継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPP による CSP への水補給失 敗(現場弁閉失敗に伴う 5 号機原子炉建屋側への誤送水)	3.2×10 <sup>-11</sup>	5.3	2.5		○
		外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G) 継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPP による CSP への水補給失 敗(現場弁閉失敗に伴う 5 号機タービン建屋側への誤送水)	3.2×10 <sup>-11</sup>	5.3	2.5		○
		外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G) 継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPP による CSP への水補給失 敗(現場弁閉失敗に伴う 6 号機タービン建屋側への誤送水)	3.2×10 <sup>-11</sup>	5.3	2.5	<ul style="list-style-type: none"> <li>高圧代替注水系(常設代替直流通電源)</li> <li>上記の点線枠内の対策</li> </ul>	○
TBU	外部電源喪失 +D/G 全台起動失敗 +RCIC 失敗 (6.0×10 <sup>-10</sup> /炉年)	外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G) 継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPP による CSP への水補給失 敗(現場弁閉失敗に伴う 6 号機原子炉建屋側への誤送水)	3.2×10 <sup>-11</sup>	5.3	2.5		○
		外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G) 継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPP による CSP への水補給失 敗(現場弁閉失敗に伴う 6 号機タービン建屋側への誤送水)	3.2×10 <sup>-11</sup>	5.3	2.5		○
		外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G) 継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPP による CSP への水補給失 敗(現場弁閉失敗に伴う 7 号機原子炉建屋側への誤送水)	3.2×10 <sup>-11</sup>	5.3	2.5		○
TBD	外部電源喪失 +直流通電源喪失 (8.1×10 <sup>-11</sup> /炉年)	外部電源喪失+バッテリーからの給電失敗(共通原因故障)	8.1×10 <sup>-11</sup>	100	6.2	<ul style="list-style-type: none"> <li>高圧代替注水系(常設代替直流通電源)</li> <li>上記の点線枠内の対策</li> </ul>	○

\*1 主要な事故シークエンスの中の支配的なシークエンスに対する分析結果を示す。

\*2 主要な事故シークエンスは、同じ事故シークエンスグループに含まれる複数のシークエンスを、シークエンスの上的な特徴に着目して詳細化して分類したものである。括弧内は主要な事故シークエンスに含まれるシークエンスの CDF の合計を示す。

\*3 S/R 弁からの蒸気流出によって原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系が機能喪失する前に交流電源を復旧し、低圧注水に移行出来れば炉心損傷を回避できる。

【主要なカットセットに対する検討】(全交流動力電源喪失(TB))

- 第 1-1 表より、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」については CDF の約 56%のカットセットを確認した。なお、「全交流動力電源喪失」は全 CDF に占める CDF の割合が 0.1%未満であり、全 CDF に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。
- 主要な事故シーケンスのうち、「外部電源喪失+D/G 全台起動失敗」(長期 TB)では、外部電源、非常用ディーゼル発電機による給電を喪失し、外部電源の復旧、高圧電源融通にも失敗するカットセットが抽出されている。このカットセットに対しては、常設代替交流電源設備により電源を復旧するほか、原子炉隔離時冷却系の運転による長時間の炉心冷却の確保と格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱によってプラントを安定な状態に維持することが有効である。
- 主要な事故シーケンスのうち、「外部電源喪失+D/G 全台起動失敗+S/R 弁再開鎖失敗」(TBP)では、全交流電源喪失により電動駆動の ECCS 注水設備が機能喪失することに加え、S/R 弁再開鎖失敗により、長時間の RCIC 及び高圧代替注水系には期待できない。このため、RCIC 又は高圧代替注水系による注水が継続している間に常設代替交流電源設備によって電源を復旧し、低圧代替注水系等による低圧注水に移行できる場合には炉心損傷を防止できる。また、低圧注水への移行に失敗し、炉心損傷に至る場合については、LOCA 時に ECCS による注水が出来ず、炉心損傷に至るシーケンスに包絡されると考えられ、炉心損傷に至るものの、電源復旧等の後、圧力容器又は格納容器に注水し、格納容器圧力逃がし装置等による除熱を行うことで、格納容器の破損防止を防止することができる。
- 主要な事故シーケンスのうち、「外部電源喪失+D/G 全台起動失敗+RCIC 失敗」(TBU)では、外部電源、非常用ディーゼル発電機による給電を喪失し、短時間での外部電源の復旧に失敗し、RCIC の運転継続に必要な復水貯蔵槽(CSP)への補給に失敗するカットセットが抽出されている。このカットセットに対しては、同じ CSP を水源とする高圧代替注水系は有効な対策とならない。一方、CSP への補給に失敗するため、RCIC が使命時間 24 時間の運転を継続することはできないものの、元々 CSP に蓄えられている水量を注水に費やせると考えると、少なくとも炉心損傷までに数時間程度の時間余裕を有するカットセットである。このため、今回抽出されたカットセットに対しては、常設代替交流電源設備等による電源復旧によって低圧の注水機能の復旧を図ること等により、炉心損傷を防止することが出来ると考えられる。また、今回のカットセットとしては抽出されなかったが、事象発生と同時に RCIC が故障等によって機能喪失に至る等、対応の時間余裕が短い場合は、高圧代替注水系によって炉心損傷を防止することができる。
- 主要な事故シーケンスのうち、「外部電源喪失+直流電源喪失」(TBD)では、外部電源を喪失し、共通原因故障により全てのバッテリーからの給電に失敗するカットセットが抽出され、主要な事故シーケンスのうち 100%の割合を占めた。このカットセットに対しては、常設代替直流電源設備を用いて直流電源を復旧することにより、炉心損傷を防止することができる。

第 1-1 表 事故シークエンスの分析(最小カットセット)の結果(5/7)<sup>※1</sup>

事故シークエンス グループ	主要な 事故シークエンス <sup>※2</sup>	主要なカットセット	(/炉年)	炉心損傷頻度		主な対策	対策 有効性
				主要な事故 シークエンスへの 寄与割合 (%)	事故シークエンス グループへの 寄与割合 (%)		
TC (原子炉停止機能喪失) ( $5.1 \times 10^{-12}$ /炉年)	過渡事象 +原子炉停止失敗 ( $5.0 \times 10^{-12}$ /炉年)	非隔離事象+制御棒挿入失敗+SLC 手動操作失敗	$2.2 \times 10^{-12}$	44	43	<ul style="list-style-type: none"> <li>代替制御棒挿入機能</li> <li>代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能</li> </ul>	—
		非隔離事象+制御棒挿入失敗+SLC ほう酸水タンク閉塞	$6.1 \times 10^{-16}$	<0.1	<0.1	<ul style="list-style-type: none"> <li>ほう酸水注入系</li> <li>高圧炉心注水系</li> </ul>	—
		非隔離事象+制御棒挿入失敗+SLC ほう酸水タンク保温用ヒーター制御回路遮断器閉失敗	$2.1 \times 10^{-16}$	<0.1	<0.1	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉隔離時冷却系</li> <li>残留熱除去系</li> </ul>	—

※1 主要な事故シークエンスの中の支配的なシークエンスに対する分析結果を示す。

※2 主要な事故シークエンスは、同じ事故シークエンスグループに含まれる複数のシークエンスを、シークエンスの上の主な特徴に着目して詳細化して分類したものの、括弧内は主要な事故シークエンスに含まれるシークエンスのCDFの合計を示す。

【主要なカットセットに対する検討】(原子炉停止機能喪失(TC))

- 第 1-1 表より, 事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」については CDF の約 43%のカットセットを確認した。なお, 「原子炉停止機能喪失」は全 CDF に占める CDF の割合が 0.1%未満であり, 全 CDF に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。
- 主要な事故シーケンスとして, 「過渡事象+原子炉停止失敗」について評価したところ, 制御棒挿入失敗(機械系故障)に加えて SLC の機能喪失に関する基事象のカットセットが抽出された。原子炉停止機能について, ABWR である柏崎刈羽原子力発電所 6 号炉及び 7 号炉では, 今回重大事故対処設備として位置づけた機能・設備がプラント設計当初より設置されていたことから, 今回はこれらの機能・設備を考慮して PRA を実施した。このため, これらの機能・設備の喪失を含めて炉心損傷に至るカットセットが抽出されており, 対策の有効性を確認することはできない。
- 原子炉停止機能喪失の事故シーケンスグループは, グループの炉心損傷頻度が  $5.1 \times 10^{-12}$  /炉年であり, 評価全体の炉心損傷頻度に占める割合は全シーケンスグループの中で最も小さい。主要なカットセットに今回重大事故対処設備として位置づけた SLC が含まれていることから, これらの今回重大事故対処設備の寄与も含めて, 非常に小さな炉心損傷頻度に抑えられていると考えられる。

第 1-1 表 事故シークエンスの分析(最小カットセットの抽出)結果(6/7)<sup>※1</sup>

事故シークエンス グループ	主要な 事故シークエンス <sup>※2</sup>	主要なカットセット	炉心損傷頻度			主な対策	対策 有効性	
			(/炉年)	主要な事故 シークエンスへの 寄与割合 (%)	事故シークエンス グループへの 寄与割合 (%)			
LOCA 時注水 機能喪失 ( $4.5 \times 10^{-9}$ /炉年)	LOCA +高圧/低圧注水失敗 ( $3.9 \times 10^{-9}$ /炉年)	中 LOCA+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	$2.3 \times 10^{-9}$	59	51	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 手動減圧</li> <li>・ 低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)</li> </ul>	○	
		中 LOCA+原子炉補機冷却系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	$7.6 \times 10^{-10}$	19	17			<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 代替格納容器冷却スプレイ系</li> <li>・ 代替原子炉補機冷却系</li> </ul>
LOCA 時注水 機能喪失 ( $4.5 \times 10^{-9}$ /炉年)	LOCA +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 ( $6.0 \times 10^{-11}$ /炉年)	中 LOCA+原子炉補機冷却系電動弁(原子炉補機冷却系熱交換器出口)開失敗(共通原因故障)	$3.0 \times 10^{-10}$	7.7	6.8	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 代替格納容器冷却スプレイ系</li> <li>・ 代替原子炉補機冷却系</li> <li>・ 格納容器圧力逃がし装置</li> <li>・ 可搬型代替注水ポンプ(水源補給)</li> </ul>	○	
		中 LOCA+注水不能認知失敗+ECCS デジタル制御系(DTM)故障(共通原因故障)	$4.3 \times 10^{-11}$	72	1.0			×
		中 LOCA+注水不能認知失敗+ECCS デジタル制御系(DTM)故障(多重故障)	$1.4 \times 10^{-11}$	23	0.3			
		中 LOCA+原子炉減圧操作失敗+ECCS デジタル制御系(DTM)故障(共通原因故障)+高圧注水系起動操作失敗	$3.9 \times 10^{-13}$	0.7	<0.1		×	

※1 主要な事故シークエンスの中の支配的なシークエンスに対する分析結果を示す。

※2 主要な事故シークエンスは、同じ事故シークエンスグループに含まれる複数のシークエンスを、シークエンスの上の主な特徴に着目して詳細化して分類したものの。括弧内は主要な事故シークエンスに含まれるシークエンスの CDF の合計を示す。

【主要なカットセットに対する検討】(LOCA 時注水機能喪失(LOCA))

- 第 1-1 表より、事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」については CDF の約 76%のカットセットを確認した。なお、「LOCA 時注水機能喪失」は全 CDF に占める CDF の割合が約 0.1%であり、全 CDF に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。
- 主要な事故シーケンスのうち、「LOCA+高圧/低圧注水失敗」では、原子炉補機冷却系又は原子炉補機冷却海水系の起動又は熱交換器の弁故障の共通原因故障が抽出されている。中 LOCA により RCIC に期待できず、原子炉補機冷却系等の喪失により、駆動機構の冷却が必要な電動駆動の ECCS 注水系に期待できない状況であるため、このカットセットに対しては、逃がし安全弁の手動作動により原子炉を減圧し、駆動機構の冷却を必要としない常設の低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)により注水することで炉心損傷を防止できると考えられる。
- 主要な事故シーケンスのうち、「LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗」では、注水不能の認知に失敗するヒューマンエラーとデジタル制御系の共通原因故障、又は多重故障によるカットセットが抽出されている。この場合、代替の注水手段への移行の必要性に気付けないことから、逃がし安全弁の手動作動等の運転員操作に期待することができないため、これらの重大事故等防止対策に期待できず、炉心損傷を防止できない。また、高圧 ECCS 注水及び原子炉の減圧操作に失敗するヒューマンエラーとデジタル制御系の共通原因故障による ECCS 系の自動起動に失敗するカットセットが抽出されている。この場合、原子炉を減圧できない一方で、LOCA により蒸気駆動の高圧代替注水設備にも期待できないことから、炉心損傷を防止できない。
- LOCA が発生しているにも係わらず、認知に失敗したまま長時間気付かない場合や、操作に失敗したにも係わらずその後の対応をとらないことは現実的には考えにくく、全炉心損傷頻度から見た場合、これらの炉心損傷を防止できないカットセットの頻度は非常に小さな値に抑えられているが、原子炉注水自動起動不能の認知失敗等のヒューマンエラーについては、訓練等によりその発生可能性の低減に努めていく。

第 1-1 表 事故シークエンスの分析(最小カットセット)の結果(7/7)<sup>※1</sup>

事故シークエンス グループ	主要な 事故シークエンス <sup>※2</sup>	主要なカットセット	(/炉年)	炉心損傷頻度		主な対策	対策 有効性
				主要な事故 シークエンスへの 寄与割合 (%)	事故シークエンス グループへの 寄与割合 (%)		
ISLOCA ( $9.5 \times 10^{-11}$ /炉年)	ISLOCA ( $9.5 \times 10^{-11}$ /炉年)	定例試験時 HPCF(B 系)試験可能逆止弁内部リーク+HPCF(B 系)ポンプ吸込部配管破損+HPCF(B 系)注入隔離弁閉失敗	$1.5 \times 10^{-11}$	16	16	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ISLOCA 発生箇所の隔離</li> <li>• 高圧炉心注水系</li> <li>• 手動減圧</li> <li>• 低圧炉心注水系</li> </ul>	○
		定例試験時 HPCF(C 系)試験可能逆止弁内部リーク+HPCF(C 系)ポンプ吸込部配管破損+HPCF(C 系)注入隔離弁閉失敗	$1.5 \times 10^{-11}$	16	16		○
		定例試験時 HPCF(B 系)注入隔離弁誤開+HPCF(B 系)ポンプ吸込部配管破損+HPCF(B 系)試験可能逆止弁閉失敗	$1.4 \times 10^{-11}$	15	15		○
		定例試験時 HPCF(C 系)注入隔離弁誤開+HPCF(C 系)ポンプ吸込部配管破損+HPCF(C 系)試験可能逆止弁閉失敗	$1.4 \times 10^{-11}$	15	15		○

※1 主要な事故シークエンスの中の支配的なシークエンスに対する分析結果を示す。

※2 主要な事故シークエンスは、同じ事故シークエンスグループに含まれる複数のシークエンスを、シークエンスの上の主な特徴に着目して詳細化して分類したものを。括弧内は主要な事故シークエンスに含まれるシークエンスの CDF の合計を示す。

#### 【主要なカットセットに対する検討】(ISLOCA)

- 第 1-1 表より、事故シーケンスグループ「ISLOCA」については CDF の約 61%のカットセットを確認した。なお、「ISLOCA」は全 CDF に占める CDF の割合が 0.1%未満であり、全 CDF に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。
- 主要な事故シーケンスである、「ISLOCA」では、HPCF の定例試験時の弁リークや誤開放に伴うカットセットが抽出されている。これらのカットセットに対しては、高圧炉心注水系又は原子炉を減圧した後に高圧又は低圧炉心注水系による炉心の水位維持によって炉心損傷を防ぐことができる。その後は、注入隔離弁の再閉操作等、破断箇所の隔離を試みると共に、使用可能な緩和系で水位維持、除熱を行うことで、炉心を安定な状態とすることができる。

## 1-2. FV 重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認

### (1) 実施内容

今回は、FV 重要度の高い基事象に対し、その基事象の発生に伴って生じる系統機能の喪失に重大事故等防止対策が有効か否かを定性的に考察した。

なお、今回の整理は定量的に評価した FV 重要度に対し、対策の有効性の観点で定性的な考察を加えたものであり、あくまで定性的な分析結果である。対策の有効性を定量的に把握する観点では、新たに講じた対策をモデル化した上で PRA を実施し、その結果を比較することが望ましいが、今回はプラント運転開始時の内部事象運転時レベル 1PRA の結果のみを定量的な検討材料として分析することとし、この確認を実施した。

### (2) 選定条件

事故シーケンスグループ別に FV 重要度<sup>\*</sup>を分析し、その値が  $10^{-3}$  を超える基事象について、重大事故等防止対策の対応状況を確認することとした。FV 重要度が小さい基事象は、重大事故等防止対策による対応が可能であったとしても、CDF の低減効果が小さいことから、事故シーケンスグループの支配的なリスク要因を網羅的に確認する範囲として、今回は  $10^{-3}$  を基準とすることとし、 $10^{-3}$  未満の基事象については確認対象外とした。

### (3) 確認結果

FV 重要度が  $10^{-3}$  を超える基事象を確認したところ、事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失(TQUV)」、「高圧注水・減圧機能喪失(TQUX)」、「崩壊熱除去機能喪失(TW)」、「全交流動力電源喪失」に含まれる全ての事故シーケンスグループ(長期 TB, TPU, TBP, TBD)、「インターフェイスシステム LOCA(ISLOCA)」については、抽出された全ての基事象に対して、定性的には何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。また、「LOCA 時注水機能喪失(S1E, S2E)」、「原子炉停止機能喪失(TC)」については、抽出された基事象の一部に対して、定性的には有効な重大事故等防止対策が確認されなかった。

今回の内部事象運転時レベル 1PRA では、TW がその CDF のほぼ 100% を占めており、TW に対しては、FV 重要度が  $10^{-3}$  を超える全ての基事象に重大事故等対処設備(具体的には耐圧強化ベント系等による除熱機能の代替)が有効であることを確認した。このことから、重大事故等対処設備によって、プラント運転開始時の内部事象運転時レベル 1PRA の全 CDF は  $10^{-3}$  程度まで低減されるものと考えられる。このことから、重大事故等対処設備による、内部事象を起因とした炉心損傷リスクへの対策の網羅性は 99%以上と整理

できる。

事故シーケンスグループ別の確認結果は以下の通り。

#### ○高圧・低圧注水機能喪失(TQUV)

FV 重要度が  $10^{-3}$  を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、原子炉補機冷却系、原子炉補機冷却海水系の共通原因故障や水源である復水貯蔵槽(CSP)への補給失敗が抽出されたが、これらに対しては低圧代替注水系による原子炉注水及び消防車による CSP への補給によって対応することが可能である。

#### ○高圧注水・減圧機能喪失(TQUX)

FV 重要度が  $10^{-3}$  を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、高圧注水不能の認知失敗及び高圧注水及び減圧機能の不動作に繋がる信号系の故障が抽出された。D/W 圧力高を伴わない高圧注水不能の状況下では、ADS による原子炉の減圧機能に期待できないが、重大事故等対処設備として導入した代替減圧自動化ロジック(残留熱除去系ポンプ吐出圧確立+原子炉水位低(レベル 1) +600 秒経過で SRV4 弁開放)によって減圧されるため、その後の低圧注水に期待できる。また、減圧機能の不動作に対しては、高圧代替注水系による対応が可能である。

なお、高圧注水不能の認知に失敗(FV 重要度約 0.76)し、高圧注水及び減圧機能の不動作に繋がる信号系の故障(代替減圧自動化ロジックにも期待できない状況)(内上位の基事象の FV 重要度約 0.34)が重畳する場合、有効な対策が見当たらない状況となる。これは TQUX のカットセットとしても抽出(TQUX の CDF の約 11%)されており、有効な対策が見当たらない場合として整理している。

#### ○崩壊熱除去機能喪失(TW)

FV 重要度が  $10^{-3}$  を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、残留熱除去系、原子炉補機冷却系、原子炉補機冷却海水系の共通原因故障が抽出されたが、これらに対しては独立な系統である耐圧強化ベント系等によって除熱機能を確保することが可能である。

○全交流動力電源喪失(長期 TB, TPU, TBP, TBD)

FV 重要度が  $10^{-3}$  を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、長期 TB 及び TBP では交流電源の喪失、TBU ではこれに加えて原子炉隔離時冷却系の機器故障、TBD ではバッテリーの共通原因故障が抽出されたが、これらに対しては高圧代替注水系で対応が可能であり、その時間余裕の間に代替交流電源による電源復旧が可能である。

○LOCA 時注水機能喪失(S1E, S2E)

FV 重要度が  $10^{-3}$  を超える基事象のうち、重大事故等防止対策の有効が確認できない基事象は以下の通り。

- ・ LOCA 時の ECCS による注水不能の認知失敗

(FV 重要度：中 LOCA(S1E)  $1.4 \times 10^{-2}$ 、小 LOCA(S2E)  $7.4 \times 10^{-1}$ )

これはヒューマンエラーによる基事象であり、FV 重要度の高い小 LOCA(S2E)では主要なカットセットにも含まれている。この基事象については、訓練等による発生確率の低減に努めることが、今後も継続して取り組むべき対策の1つであると考えます。

この他に支配的な基事象として、原子炉補機冷却海水系の共通原因故障が抽出された。中 LOCA(S1E)に対しては破断口径の大きさによるが、これらに対しては低圧代替注水系による注水機能を確保することが可能であると整理した。

○原子炉停止機能喪失(TC)

FV 重要度が  $10^{-3}$  を超える基事象のうち、重大事故等防止対策の有効が確認できない基事象は以下の通り。

- ・ ATWS 時の SLC 起動操作失敗(FV 重要度： $9.4 \times 10^{-1}$ )

これは重大事故等防止対策に対する、ヒューマンエラーによる基事象である。原子炉停止機能喪失(TC)に対しては ABWR の設計上、プラント運転開始時点で今回重大事故等対処設備に位置づけた設備を備えていたことから、上記の基事象が抽出されたものである。この基事象については、訓練等による発生確率の低減に努めることが、今後も継続して取り組むべき対策の1つであると考えます。

この他に支配的な基事象として、原子炉保護系の共通原因故障が抽出されたが、これらに対しては SLC 等による原子炉停止が可能である整

理した。

○インターフェイスシステム LOCA(ISLOCA)

FV 重要度が  $10^{-3}$  を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、高圧炉心注水系の配管破断が抽出されたが、これに対しては発生箇所の隔離又は原子炉減圧及び低圧注水系等による対応が可能である。

## 2. 内部事象運転時レベル 1.5PRA

### (1) 選定条件

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するため、ここでは、各事故シーケンスについて以下の基準を基に主要なカットセットを抽出した。また、格納容器先行破損シーケンスについては、炉心損傷防止対策の有効性を確認しているため、カットセットの分析対象から除外した。

- ・格納容器破損モードの中で最も炉心損傷頻度の大きな事故シーケンスについて、上位3位までのカットセット

各事故シーケンスにおける主要なカットセット及び格納容器破損防止対策の整備状況等を第2-1表に示す。

### (2) 主要なカットセットの確認結果

第2-1表に示した通り、主要なカットセットレベルまで展開しても、整備された重大事故等防止対策により格納容器破損を防止できることを確認した。

第 2-1 表 事故シナリオの分析(最小カットセットの抽出)結果

格納容器 破損モード	プラント 損傷状態 (PDS) <sup>※1</sup>	主要なカットセット	格納容器破損頻度		主な対策	対策 有効性
			[炉年]	格納容器破損 モードへの 寄与割合 [%]		
雰囲気圧力・温度 による静的負荷 (格納容器過圧破損) ( $3.9 \times 10^{-10}$ /炉年) <sup>※2</sup>	長期 TB	外部電源喪失+非常用 D/G 運転継続失敗(共通原因故障)+外部電源復旧失敗+高圧電源融通失敗	$5.6 \times 10^{-12}$	1.4	<ul style="list-style-type: none"> <li>低圧代替注水系(常設)による原子炉注水</li> <li>代替格納容器冷却スプレイスによる格納容器の圧力制御</li> <li>格納容器圧力逃がし装置による除熱</li> <li>常設代替交流電源設備</li> </ul>	○
		外部電源喪失+非常用 D/G 起動失敗(共通原因故障)+外部電源復旧失敗+高圧電源融通失敗	$3.9 \times 10^{-12}$	1.0		
		外部電源喪失+非常用 D/G 運転継続失敗(共通原因故障)+高圧電源融通失敗+残留熱除去系操作失敗(外部電源復旧成功後)	$5.6 \times 10^{-13}$	0.1		
雰囲気圧力・温度 による静的負荷 (格納容器過温破損) ( $8.4 \times 10^{-9}$ /炉年)	LOCA	LOCA+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	$2.6 \times 10^{-9}$	31		○
		LOCA+原子炉補機冷却系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	$8.6 \times 10^{-10}$	10		
		LOCA+原子炉補機冷却系電動弁(原子炉補機冷却系熱交換器出口)開失敗(共通原因故障)	$3.6 \times 10^{-10}$	4.3		
高圧溶融物放出/格納 容器雰囲気直接加熱 ( $1.2 \times 10^{-12}$ /炉年)	長期 TB	外部電源喪失+非常用 D/G 運転継続失敗(共通原因故障)+外部電源復旧失敗+高圧電源融通失敗	$5.0 \times 10^{-13}$	41	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉圧力容器破損までに手動操作により原子炉圧力容器を減圧</li> </ul>	○
		外部電源喪失+非常用 D/G 起動失敗(共通原因故障)+外部電源復旧失敗+高圧電源融通失敗	$3.4 \times 10^{-13}$	28		
		外部電源喪失+非常用 D/G 非常用送風機起動失敗(共通原因故障)+外部電源復旧失敗+高圧電源融通失敗	$4.4 \times 10^{-14}$	3.7		
原子炉圧力容器外の 溶融燃料-冷却材相 互作用 ( $3.8 \times 10^{-13}$ /炉年)	LOCA	LOCA+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	$1.2 \times 10^{-13}$	32	<ul style="list-style-type: none"> <li>なし。(FCI が発生しても格納容器圧力バウンダリの機能喪失には至らない。)</li> </ul>	-
		LOCA+原子炉補機冷却系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	$4.0 \times 10^{-14}$	11		
		LOCA+原子炉補機冷却系電動弁(原子炉補機冷却系熱交換器出口)開失敗(共通原因故障)	$1.7 \times 10^{-14}$	4.4		
溶融炉心・コンクリ ート相互作用 ( $1.2 \times 10^{-11}$ /炉年)	TQUX	給水操作失敗+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障)	$6.6 \times 10^{-13}$	5.5	<ul style="list-style-type: none"> <li>溶融炉心落下までに格納容器ベデスタルへの水張り及び落下後の崩壊熱除去も必要な流量での注水</li> </ul>	○
		給水操作失敗+原子炉減圧操作失敗+原子炉水位高(L8)誤信号	$2.8 \times 10^{-13}$	2.3		
		給水操作失敗+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位高(L8)誤信号	$2.2 \times 10^{-13}$	1.8		

※1 最も格納容器破損頻度の高いシナリオを抽出しているため、有効性評価における PDS とは一致しない。

※2 格納容器が先行破損に至る崩壊熱除去機能喪失(TW), 原子炉停止機能喪失(TC)による格納容器破損頻度を除く。

## 【主要なカットセットに対する検討】

### ◎ 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)

支配的な事故シーケンスは、長期 TB によって炉心損傷に至った後に過圧破損に至るシーケンスであり、主要なカットセットには全ての交流電源が失われるケースと、外部電源の復旧に成功するも、格納容器スプレイ(残留熱除去系)の起動に失敗する基事象の組み合わせが抽出されている。これらのカットセットに対しては、格納容器圧力逃がし装置が過圧破損防止に有効である。また、常設代替交流電源設備によって電源を復旧し、代替格納容器冷却スプレイ系によって格納容器圧力の上昇抑制を図ることも有効である。

### ◎ 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)

支配的な事故シーケンスは、LOCA によって炉心損傷に至った後に過温破損に至るシーケンスであり、主要なカットセットには原子炉補機冷却系又は原子炉補機冷却海水系の起動又は熱交換器の弁故障の共通原因故障が抽出されている。これらのカットセットに対しては、低圧代替注水系(常設)による損傷炉心への注水が有効である。

### ◎ 高圧溶融物放出/格納容器直接加熱

支配的な事故シーケンスは、長期 TB によって炉心損傷に至った後に高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱に至るシーケンスであり、主要なカットセットには全ての交流電源が失われる基事象の組み合わせが抽出されている。交流電源を喪失しても原子炉圧力容器の減圧操作は可能であることから、現状の対策である原子炉圧力容器の減圧操作によって、本モードによる格納容器破損を防止できる。

### ◎ 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用

支配的な事故シーケンスは、LOCA によって炉心損傷に至った後に原子炉圧力容器が損傷し、原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用に至るシーケンスであり、主要なカットセットには原子炉補機冷却系又は原子炉補機冷却海水系の起動又は熱交換器の弁故障の共通原因故障が抽出されている。この事象については、仮に発生した場合であっても格納容器の破損に至らないことを確認しており、対策は講じていない。

### ◎ 溶融炉心・コンクリート相互作用

支配的な事故シーケンスは、TQUX によって炉心損傷に至った後に原子炉圧力容器が損傷し、ペDESTAL床面での溶融炉心・コンクリート相互作用が継続するシーケンスであり、主要なカットセットには原子炉注水自動起動不能の認知失敗のヒューマンエラー、原子炉減圧操作失敗のヒューマンエラー、原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障)等の信号系の故障が抽出されている。認知の失敗等により炉心損傷に至るものの、炉心損傷後にはその状況を認知するとともに、炉心損傷から圧力容器の損傷までの間に低圧代替注水系等を用いて、ペDESTALへの水張りを行うことで、溶融炉心・コンクリート相互作用の継続を防止することができる。

### 3. 停止時レベル 1PRA

#### 3-1. 主要なカットセットに照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認

##### (1) 選定条件

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが非常に多くある。事故シーケンスグループ毎に主要なシナリオ（“添付資料 3.1.2.d-1 柏崎刈羽原子力発電所 6, 7 号機 内の事象停止時レベル 1PRA イベントツリー”の各分岐で分けられたシーケンスの炉心損傷頻度が高いもの）を抽出した結果を表 3-1 に示す。

##### (2) 主要なカットセットの確認結果

各事故シーケンスグループの炉心損傷頻度が最上位であるシーケンス(図 3-1, 3-2, 3-3) においてミニマルカットセットの分析(MCS)を実施し(表 3-2, 3-3, 3-4), 整備された炉心損傷防止対策が有効となることを確認した\*。

\* 実施した炉心損傷防止策は起因事象である外部電源喪失や崩壊熱除去機能喪失に対応した対策(代替交流電源の確保や注水・除熱機能の確保)であるため、MCS 分析をした事故シーケンス以外のシーケンスにも有効である。

表 3-1 事故シーケンスグループ毎の主要シーケンス

事故シーケンスグループ	上位	全体順位	POS分類	起因事象	シーケンスNo.	頻度(/日)
崩壊熱除去機能喪失	1	1	C1	崩壊熱除去機能喪失 (補機冷却系機能喪失)	12	2.1E-09
	2	4	C1	崩壊熱除去機能喪失 (RHR機能喪失)	12	2.1E-11
	3	-	A	外部電源喪失	346	5.7E-12
全交流電源喪失	1	2	S	外部電源喪失	358	4.8E-11
	2	5	A	外部電源喪失	358	8.4E-12
	3	-	C1	外部電源喪失	358	7.7E-12
原子炉冷却材の流出	1	3	C1	一次冷却材バウンダリ機能喪失 (CUWブロー)	9	3.8E-11
	2	-	B2	一次冷却材バウンダリ機能喪失 (RIP点検)	8	8.1E-12
	3	-	B2	一次冷却材バウンダリ機能喪失 (RIP点検)	16	2.2E-13

表 3-2 崩壊熱除去機能喪失（補機冷却系機能喪失）の主要なカットセット  
 (POS C1 シーケンス No.12)

事故シーケンス	C D F	主要なカットセット	C D F	寄与割合	対策	対策の有効性	
崩壊熱除去機能喪失（補機冷却系機能喪失）＋崩壊熱除去・注水失敗		補機冷却系(B)機能喪失 ＋ MUWC系 T/B 積算流量計バイパス弁 手動弁閉 失敗 ＋ 注水系復旧失敗	1. 1E-09	52%	<ul style="list-style-type: none"> <li>代替補機冷却系</li> <li>注水機能の信頼性向上・多様化</li> </ul>	○	
	2. 1E-09	補機冷却系(B)機能喪失 ＋ MUWC系 T/B 積算流量計バイパス弁 現場操作 失敗（人的過誤） ＋ 注水系復旧失敗	9. 7E-10	46%		○	
		補機冷却系(B)機能喪失 ＋ MUWC系 R / B 供給ライン逆止弁 開失敗 ＋ 注水系復旧失敗	6. 3E-11	3%		○	

【主要なカットセットに対する検討】

- POS C1 においては、保有水が少なくなために炉心損傷までの時間が短く、また取水路点検等により A 及び C 系の補機冷却系に期待していないため、期待する注水機能が少ない状態である。この状態で補機冷却系（B系）が機能喪失すると、運転中であった RHR（B系）だけでなく、待機中の HPCF（B系）についても機能を喪失する。そのため、期待出来る注水機能は補機冷却系と系統間の従属性を持たない MUWC（A～C系）のみとなり、MUWC の全系統が機能喪失する「T/B 復水積算流量計バイパス弁の手動弁閉失敗」等の共通の基事象を含むカットセットが主要なカットセットとして抽出された。
- 主要なカットセットに対する対策としては代替補機冷却系、注水機能の信頼性向上・多様化（低圧代替注水（常設）[MUWC T/B バイパス隔離弁の追設置等の信頼性向上を実施した MUWC 系]、消防車）であり、当社の実施している炉心損傷防止対策は有効である。

表 3-3 全交流動力電源喪失の主要なカットセット  
(POS S シーケンス No.358)

事故シーケンス	C D F	主要なカットセット	C D F	寄与割合	対策	対策の有効性
外部電源喪失 + 電源確保失敗	4. 8E-11	外部電源喪失 + 非常用D/G (A), (B), (C) 運転継続失敗 (共通原因故障) + 外部電源 (短期) 復旧失敗 + 外部電源 (長期) 復旧失敗 + 非常用D/G 復旧失敗	1. 8E-11	38%	<ul style="list-style-type: none"> <li>・常設代替交流電源設備</li> <li>・注水系の多様化</li> </ul>	○
		外部電源喪失 + 非常用D/G (A), (B), (C) 起動失敗 (共通原因故障) + 外部電源 (短期) 復旧失敗 + 外部電源 (長期) 復旧失敗 + 非常用D/G 復旧失敗	1. 3E-11	27%		○
		外部電源喪失 + 原子炉補機冷却海水ポンプ (A) ~ (F) 起動失敗 (共通原因故障) + 外部電源 (短期) 復旧失敗 + 外部電源 (長期) 復旧失敗	5. 0E-12	10%		○

【主要なカットセットに対する検討】

- POS S においては、除熱系や注水系は多くあるが、崩壊熱量が大きく保有水が少なく余裕時間は短く、高圧電源融通に期待していない。外部電源が喪失し、D/G が全台起動に失敗すると全交流動力電源喪失となる。そのため、D/G の運転継続失敗や起動失敗の CCF を含むカットセットが主要なカットセットとして抽出された。
- 対策として常設代替交流電源設備 (GTG) や注水系の多様化 (消火系による原子炉注水) であり、当社の実施している炉心損傷防止対策は有効である。

表 3-4 一次冷却材バウンダリ喪失 (CUW ブロー) の主要なカットセット  
(POS C1 シーケンス No.9)

事故シーケンス	CDF	主要なカットセット	CDF	寄与割合	対策	対策の有効性
冷却材流出 (CUWブロー) + 認知失敗	3.8E-11	冷却材流出 (CUWブロー) + 運転員による水位低下の認知失敗	3.8E-11	100%	・運転員への 注意喚起等	×

【主要なカットセットに対する検討】

- 本シーケンスでのカットセットは定期検査中の水位調整のためにCUWブローにより目標水位まで原子炉水位を低下させた後、ブローの停止し忘れにより冷却材の流出が継続し、その後、水位低下の認知に失敗することで発生するものである。このリスクに対しては運転員の定期的な原子炉水位の監視に加え、手順書等による作業時の注意喚起を実施している。また、急激な水位の低下が継続しないようにブロー量の管理もされており十分認知のための時間があること、通常原子炉水位計による警報機能にも期待できることから、PRA上の想定より運転員の水位低下の認知はより容易になると考えられる。
- 対策としては運転員への注意喚起等の運用をこれからも継続的に実施していくことだと考える。

崩壊熱除去機能喪失 (RHR/短時間診断代替除熱フロントライン)	RHR-A	RHR-B	RHR-C	CUW	MUWC	SPCU	HPC-A	HPC-B	HPC-C	LPF-A	LPF-B	LPF-C	注水系復旧	消火ポンプ	MUWP	消防車	No.	最終状態	発生頻度 (ノ日)	事故シナリオグループ
崩壊熱除去機能喪失 (RHR/短時間診断代替除熱フロントライン)	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>					1	-											
	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>					2	-											
	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>					3	-											
	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>					4	-											
	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>					5	-											
	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>					6	-											
	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>					7	-											
	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>					8	-											
	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>					9	-											
	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>					10	-											
	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>					11	-											
	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>					12	燃料損傷		崩壊熱除去機能喪失									
	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>					13	-											
	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>					14	-											
	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>					15	-											
	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>					16	-											
	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>					17	-											
	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>					18	-											
	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>					19	-											
	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>					20	-											
	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>					21	-											
	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>					22	-											
	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>					23	燃料損傷		崩壊熱除去機能喪失									

×：プラント状態や起因事象との関係により期待できない設備

図 3-1 崩壊熱除去機能喪失の主要なシナリオ (POS C1 崩壊熱除去機能喪失 (補機冷却系機能喪失))



冷却材流出(CUWブロー時)	水位降下認知	漏洩箇所隔離	MUWC	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	消火ポンプ	No.	最終状態	発生頻度(／日)	事故シーケンスグループ
										1	-		原子炉冷却材の流出 原子炉冷却材の流出
										2	-		
										3	-		
										4	-		
										5	-		
										6	-		
										7	-		
										8	燃料損傷		
										9	燃料損傷		

x: プラント状態や起因事象との関係により期待できない設備

図 3-3 原子炉冷却材の流出の主要なシーケンス  
(POS C1 一次冷却材バウンダリ喪失 (CUWブロー))

### 3-2. FV 重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認

FV 重要度が  $1.0 \times 10^{-4}$  \*1 を超える基事象に対して、有効性評価で考慮している対策が有効であるかを検討し、その大部分について有効となることを確認した。

また、有効性評価中で考慮している対策が有効とならないものを以下の通り抽出し、これらの基事象が主要なカットセットで確認したものと同様に、注水機能の信頼性向上・多様化（消防車, MUWP, SPCU, FP）や運転員への注意喚起等の継続的实施、区分 I～IV の直流電源に期待しない GTG の給電等によって炉心損傷の発生頻度をさらに低下させることが可能であることを確認した。

#### a. MUWC による原子炉注水が有効とならない基事象

停止時レベル 1 PRA においては時間余裕が十分長いことから重大事故対処設備である MUWC による原子炉等への注水に期待している。そのためこの機能が喪失する基事象は有効性評価で考慮している対策が有効とならない基事象として表 3-5 に抽出される。

これらの基事象の FV 重要度が高い原因は、POS C1 の補機冷却機能喪失を起因事象とする事故シーケンスでは MUWC 以外の注水設備がないことによるものだと考えられる。ただし、POS C1 においては時間余裕が約 27 時間と長く、LPFL や MUWC（有効性評価で期待している注水手段）以外の対策（消防車, MUWP, SPCU, FP）を考慮することで炉心損傷を防止することが可能である。

#### b. 冷却材流出事象において LPFL, MUWC の原子炉注水が有効とならない基事象

冷却材流出事象が発生して、運転員が認知に失敗した場合は考慮している対策が有効とならず、炉心損傷に至る（表 3-6）。

対策として運転員の定期的な原子炉水位の監視に加え、マニュアルや手順等による操作時の注意喚起を実施している（例：社内で実施するリスク評価の際に抽出された「水位低下の操作」等に対して注意喚起の連絡の実施）。また、急激な水位の低下が継続しないようにブロー量の管理もされており十分認知のための時間余裕があること、ブロー水の排水先である RW 設備の運転員による異常の認知にも期待できることから、PRA 上の想定より運転員の水位低下の認知はより容易になると考えられる。

#### c. 有効性評価で考慮している GTG からの給電操作が有効とならない基事象

有効性評価では交流電源の喪失に対して GTG から緊急用 M/C、非常用電源母線等を経由して各負荷までの給電を実施している。この対策は表 3-7 に示すように非常用電源母線の遮断器故障や区分 I～III の直流電源に関連した故障が発生した場合は有効とならない。ただし、この場合であっても、非常用電源母線や区分 I～III の直流電源に期待しない GTG から緊急用 M/C、AM 用電源母線を経由した MUWC 等の負荷へ給電、隣接プランからの電源融通、消火系や消防車での注水、

可搬型代替直流電源設備を用いた直流電源の復旧等の手段を用いることで炉心損傷の防止が可能である。

\*1 停止時における FV 重要度は、個々の事故シーケンスの事象進展や対策に大きな差異がないことから、全炉心損傷頻度に対する分析を実施した。その際、全 CDF に対する個々の事故シーケンスグループの寄与割合も考慮し、運転時レベル 1 PRA より一桁小さい  $1.0 \times 10^{-4}$  を基準としてそれを超える基事象について抽出を実施した。

表 3-5 MUWC による原子炉注水が有効とならない基事象と FV 重要度

基事象	FV 重要度	基事象の説明
①MUWC 供給ライン 逆止弁開失敗	$2.9 \times 10^{-2}$	供給ラインにある逆止弁は通常開であるが、外部電源喪失等の理由により一時的に閉状態となり、その後の開動作に失敗する基事象
②HPCF 洗浄水補給止め弁現場操作失敗(B)	$2.6 \times 10^{-3}$	MUWC を用いた原子炉注水をする際に使用する注水ラインの洗浄水補給止め弁(B)の現場操作に誤る基事象
③MUWC 電動ポンプ起動失敗の共通原因故障	$1.8 \times 10^{-3}$	複数系統の電動機が共通原因故障により起動失敗する基事象
④MUWC 電動ポンプ継続運転失敗の共通原因故障	$4.9 \times 10^{-4}$	複数系統の電動機が共通原因故障により運転継続に失敗する基事象
⑤HPCF 洗浄水補給止め弁開失敗(B)	$4.0 \times 10^{-4}$	MUWC を用いた原子炉注水をする際に使用する注水ラインの洗浄水補給止め弁(B)の開動作に失敗する基事象
⑥HPCF 注入隔離弁作業失敗(B)	$3.4 \times 10^{-4}$	MUWC を用いた原子炉注水をする際に使用する注水ラインの注入隔離弁(B)の開動作に失敗する基事象
⑦MUWC 吐出逆止弁開失敗の共通原因故障	$1.8 \times 10^{-4}$	複数系統の吐出逆止弁が共通原因故障により開動作に失敗する基事象
⑧RHR 洗浄水ライン止め弁手動開操作忘れ(B)	$1.0 \times 10^{-4}$	MUWC の原子炉注水ラインである RHR 洗浄水ライン止め弁(B)の開操作を忘れることで原子炉注水に失敗する基事象
⑨HPCF 洗浄用補給水一次逆止弁開失敗(B)	$1.7 \times 10^{-4}$	MUWC の原子炉への注水ラインである HPCF 洗浄用補給水一次逆止弁開失敗(B)の開動作に失敗する基事象
⑩HPCF 洗浄用補給水二次逆止弁開失敗(B)	$1.7 \times 10^{-4}$	MUWC の原子炉への注水ラインである HPCF 洗浄用補給水二次逆止弁開失敗(B)の開動作に失敗する基事象

表 3-6 冷却材流出事象において LPFL, MUWC の原子炉注水が有効とならない基事象と FV 重要度

基事象	FV 重要度	基事象の説明
①冷却材流出時の水位低下認知失敗	$3.5 \times 10^{-3}$	冷却材流出事象が発生して、運転員が認知に失敗した場合は考慮している対策が有効とならず、炉心損傷に至る基事象

表 3-7 有効性評価で考慮している GTG からの給電操作が有効とならない基事象と FV 重要度

基事象	FV 重要度	基事象の説明
①蓄電池給電失敗の共通原因故障	$1.7 \times 10^{-3}$	複数区分の蓄電池が共通原因故障により給電に失敗する基事象
②蓄電池(B)給電失敗	$4.4 \times 10^{-4}$	蓄電池(B)の給電に失敗する基事象
③P/C 7D-1-2B 遮断器誤開	$1.5 \times 10^{-4}$	M/C 7D からの動力変圧器を通じた給電を行う際に遮断器が誤開放され、給電できなくなる基事象
④M/C 7D-2A 遮断器誤開	$1.5 \times 10^{-4}$	P/C 7D への給電を行う際に遮断器が誤開放され、給電できなくなる基事象

## 27. 地震 PRA, 津波 PRA から抽出される事故シーケンスと対策の有効性

内部事象 PRA から抽出される事故シーケンスには、一部を除いてそれぞれ有効な炉心損傷防止対策等が講じられている。内部事象 PRA では、機器の故障等の発生確率をランダム要因によるものとして炉心損傷頻度等を評価しているが、外部事象 PRA では、外部事象によっても機器の故障等が発生するため、例えばランダム要因では壊れにくい地震に対しては脆弱な機器等が含まれる場合等、同じ事故シーケンスあるいはカットセットであってもその発生頻度及び寄与率には違いが表れる。このため、地震レベル 1PRA, 津波レベル 1PRA から抽出される事故シーケンスについても、支配的な事故シーケンスに対してカットセットを分析し、炉心損傷防止対策の有効性を整理した。

## 1. 地震レベル 1PRA

### (1) 選定条件

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するため、ここでは、各事故シーケンスについて以下の基準を基に主要なカットセットを抽出した。

- ・事故シーケンスグループのうち、最も炉心損傷頻度の大きな事故シーケンスについて、上位 3 位までのカットセット

各事故シーケンスにおける主要なカットセット及び炉心損傷防止対策の整備状況等を第 1-1 表に示す。

### (2) 主要なカットセットの確認結果

第 1-1 表に示した通り、一部に炉心損傷防止が困難な事故シーケンスが存在するものの、大半の事故シーケンスに対しては、主要なカットセットレベルまで展開しても、整備された重大事故等対処設備により炉心損傷を防止できることを確認した。なお、地震により重大事故等対処設備の機能が失われる可能性もあるが、その際は機能喪失を免れた設備等を用いて対応することとなる。

一方、事故シーケンスグループのうち、「高圧注水・減圧機能喪失」、「全交流動力電源喪失」に含まれる一部の事故シーケンスにおいて、故障モードによっては有効性評価で考慮した対策では対応できない場合があることを確認した。また、「LOCA 時注水機能喪失」、「計測・制御系喪失」、「格納容器バイパス」、「格納容器・圧力容器損傷」、「原子炉建屋損傷」の炉心損傷直結事象についても、地震動に応じた詳細な損傷の程度や影響を評価することは困難なことから、現状、炉心損傷直結事象として整理しているものの、実際には損傷の程度に応じて使用可能な重大事故等対処設備等を用いて対応することにより、炉心損傷を防止できる可能性があることを確認した。

第 1-1 表 事故シークエンスの分析(最小カットセット)の抽出結果(1/3)

事故シークエンスグループ	主要な事故シークエンス※1	評価対象とした地震加速度領域 [gal]	評価対象とした地震加速度領域におけるカットセットの分析結果※2		炉心損傷頻度 [1/炉年]	寄与割合※4 [%]	主な対策	対策有効性
			主要なカットセット※3	炉心損傷頻度				
TQUV (高圧・低圧注水機能喪失) ( $1.3 \times 10^{-8}$ /炉年)	過渡事象 +高圧/低圧注水失敗 ( $6.4 \times 10^{-9}$ /炉年)	1200	地震による原子炉補機冷却系熱交換器の構造損傷+RCIC ランダム故障	$1.1 \times 10^{-9}$	45	・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)	○	
			地震による原子炉補機冷却系配管の構造損傷+RCIC ランダム故障	$3.0 \times 10^{-10}$	13			
			地震による原子炉補機冷却系熱交換器の構造損傷+地震による RCIC 配管の構造損傷	$3.0 \times 10^{-10}$	13			
TQUX (高圧注水・減圧機能喪失) ( $2.3 \times 10^{-8}$ /炉年)	過渡事象 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 ( $1.8 \times 10^{-8}$ /炉年)	150	原子炉減圧操作失敗+原子炉水位高(L8)誤信号	$4.3 \times 10^{-9}$	46	・減圧自動化ロジック ・高圧代替注水系	○ × ×	
			原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位高(L8)誤信号	$3.3 \times 10^{-9}$	35			
			原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位計不動作/高出力(共通原因故障)	$9.3 \times 10^{-10}$	10			
TW (崩壊熱除去機能喪失) ( $5.3 \times 10^{-6}$ /炉年)	過渡事象+除熱失敗 ( $3.0 \times 10^{-6}$ /炉年)	150	残留熱除去系系統操作失敗	$1.1 \times 10^{-6}$	82	・代替格納容器冷却スプレイス ・代替原子炉補機冷却系 ・格納容器圧力逃がし装置 ・可搬型代替注水ポンプ	○ ○ ○	
			原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	$9.4 \times 10^{-8}$	7			
			残留熱除去系ランダム故障(A,B,C 従属故障)	$5.7 \times 10^{-8}$	4			
TC (原子炉停止機能喪失) ( $3.6 \times 10^{-7}$ /炉年)	全交流電源喪失 +原子炉停止失敗 ( $1.7 \times 10^{-7}$ /炉年)	1650	地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による上部格子板の構造損傷+地震による原子炉補機冷却系熱交換器の構造損傷	$9.5 \times 10^{-9}$	24	・代替制御棒挿入機能 ・代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能 ・ほう酸水注入系	- - -	
			地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による制御棒駆動系配管の構造損傷+地震による原子炉補機冷却系熱交換器の構造損傷	$8.6 \times 10^{-9}$	22			
			地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による上部格子板の構造損傷+地震による非常用取水路の構造損傷	$3.4 \times 10^{-9}$	9			

※1 主要な事故シークエンスは、同じ事故シークエンスグループに含まれる複数のシークエンスを、シークエンスの主な特徴に着目し、詳細化して分類したものを。括弧内は主要な事故シークエンスのうち、支配的なシークエンスの炉心損傷頻度(CDF)を示す。

※2 主要な事故シークエンスの中で最も高い CDF を示したシークエンスのうち、支配的なシークエンスの炉心損傷頻度(CDF)を示す。

※3 地震 PRA では機器の損傷を完全相関としているため、多重化されたある機器が地震により損傷する場合、他の多重化された機器も全て損傷する。

※4 評価対象とした地震加速度領域における CDF に対するカットセットの寄与割合を示す。

第 1-1 表 事故シークエンスの分析(最小カットセット)の結果(2/3)

事故シークエンス グループ	主要な 事故シークエンス※1	評価対象 とした地震 加速度領域 [gal]	評価対象とした地震加速度領域におけるカットセットの分析結果※2		炉心損傷頻度 寄与割合※4 [%]	主な対策	対策 有効性
			主要なカットセット※3	[/炉年]			
長期 TB	全交流電源喪失 ( $3.3 \times 10^{-6}$ /炉年)	1350	地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による原子炉補機冷却系熱交換器の構造損傷	$2.3 \times 10^{-7}$	64	原子炉隔離時冷却系(所内直流電源設備の確保)	○
			地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による原子炉補機冷却系配管の構造損傷	$6.3 \times 10^{-8}$	18	格納容器圧力逃がし装置 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	○
TB (全交流 動力電源 喪失) ( $4.0 \times 10^{-6}$ /炉年)	全交流電源喪失 +S/R 弁再閉鎖失敗 ( $1.9 \times 10^{-8}$ /炉年)	1400	地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による原子炉補機冷却系熱交換器の構造損傷+S/R 弁再閉鎖失敗(ランダム故障)	$1.3 \times 10^{-9}$	63	原子炉隔離時冷却系 ・高圧代替注水系	△※5
			地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による原子炉補機冷却系配管の構造損傷+S/R 弁再閉鎖失敗(ランダム故障)	$3.4 \times 10^{-10}$	17	低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) ・常設代替交流電源設備 ・格納容器圧力逃がし装置	△※5
TBU	全交流電源喪失 +RCIC 失敗 ( $3.5 \times 10^{-7}$ /炉年)	1550	地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による復水貯蔵槽(CSP)周り配管の構造損傷+地震による原子炉補機冷却系熱交換器の構造損傷	$2.9 \times 10^{-8}$	48	原子炉隔離時冷却系※6 ・高圧代替注水系※7	△※6
			地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による復水貯蔵槽(CSP)周り配管の構造損傷+地震による非常用取水路の構造損傷	$8.6 \times 10^{-9}$	14	常設代替交流電源設備 ・格納容器圧力逃がし装置	△※6
TBD	直流電源喪失 ( $6.0 \times 10^{-8}$ /炉年)	1550	地震による碍子の構造損傷+地震による原子炉補機冷却系配管の構造損傷	$8.3 \times 10^{-9}$	14		△※6
			地震による直流電源電線管の構造損傷 地震による直流電源主母線盤の機能損傷 地震による直流電源充電器盤の機能損傷	$5.5 \times 10^{-9}$ $5.6 \times 10^{-10}$ $4.4 \times 10^{-10}$	84 9 7	常設代替直流電源設備	○ ○ ○

※1 主要な事故シークエンスは、同じ事故シークエンスグループに含まれる複数のシークエンスを、シークエンスの上の主な特徴に着目し、詳細化して分類したものの。

※2 括弧内は主要な事故シークエンスの中で最も高い CDF を示したシークエンスのうち、支配的なシークエンスの炉心損傷頻度(CDF)を示す。

※3 地震 PRA では機器の損傷を完全相関としているため、多重化されたある機器が地震により損傷する場合、他の多重化された機器も全て損傷する。

※4 評価対象とした地震加速度領域における CDF に対するカットセットの寄与割合を示す。

※5 S/R 弁からの蒸気流出によって原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系が機能喪失する前に交流電源を復旧し、低圧注水に移行出来れば炉心損傷を回避できる。

※6 CSP が機能喪失するカットセットに対しても、CSP から S/C への水源切替に期待出来る場合は RCIC による注水が可能。

※7 CSP が機能喪失するカットセットには有効でないため、今回抽出された主要なカットセットには対応できない

第 1-1 表 事故シークエンスの分析(最小カットセットの抽出)結果(3/3)

事故シークエンスグループ	主要な事故シークエンス※1	評価対象とした地震加速度領域 [gal]	評価対象とした地震加速度領域におけるカットセットの分析結果※2		炉心損傷頻度 [炉年]	寄与割合※4 [%]	主な対策	対策有効性
			主要なカットセット※3					
LOCA (LOCA 時注水機能喪失) (8.2×10 <sup>-7</sup> /炉年)	原子炉冷却材圧力バウンダリの喪失 (7.8×10 <sup>-7</sup> /炉年)	1250	地震による格納容器内配管の構造損傷		4.4×10 <sup>-8</sup>	100	—	—
計測・制御系喪失 (6.9×10 <sup>-8</sup> /炉年)	計測・制御系の損傷 (6.9×10 <sup>-8</sup> /炉年)	1700	地震によるコントロール建屋の構造損傷 地震による直立盤(制御盤・多重伝送盤)の機能損傷 地震によるバイタル分電盤の機能損傷		8.0×10 <sup>-9</sup> 1.7×10 <sup>-9</sup> 1.2×10 <sup>-9</sup>	63 14 9	—	— — —
格納容器バイパス (1.2×10 <sup>-7</sup> /炉年)	低耐震クラス配管破断+格納容器隔離弁損傷 (1.2×10 <sup>-7</sup> /炉年)	1600	地震による原子炉冷却材浄化系吸込ライン隔離弁の機能損傷+地震による原子炉冷却材浄化系吸込ライン隔離弁の下流側配管の構造損傷 地震による残留熱除去系停止時冷却モード吸込ライン隔離弁の機能損傷+地震による残留熱除去系停止時冷却モード吸込ライン隔離弁の下流側配管の構造損傷 地震による原子炉冷却材浄化系吸込ライン隔離弁の下流側配管の構造損傷+高圧交流分電盤の機能損傷(隔離弁の電源喪失)		4.4×10 <sup>-9</sup> 4.0×10 <sup>-9</sup> 1.7×10 <sup>-9</sup>	36 33 14	—	— — —
格納容器・圧力容器損傷 (8.9×10 <sup>-7</sup> /炉年)	格納容器・圧力容器の損傷 (8.9×10 <sup>-7</sup> /炉年)	1500	地震による圧力容器ペデスタルの構造損傷 地震による制御棒駆動系ハウジング(制御棒駆動機構の外側支持部分)の構造損傷 地震による原子炉冷却材再循環系ポンプモーターケージの構造損傷		4.6×10 <sup>-8</sup> 9.9×10 <sup>-9</sup> 6.6×10 <sup>-9</sup>	66 14 10	—	— — —
原子炉建屋損傷 (3.8×10 <sup>-6</sup> /炉年)	原子炉建屋・構築物の損傷 (3.8×10 <sup>-6</sup> /炉年)	1750	地震により原子炉建屋が基礎地盤すべり線に沿って動くことによる損傷 地震による原子炉建屋の損傷		1.9×10 <sup>-7</sup> 2.4×10 <sup>-8</sup>	89 11	—	— —

※1 主要な事故シークエンスは、同じ事故シークエンスグループに含まれる複数のシークエンスを、シークエンスの主な特徴に着目し、詳細化して分類したものの。括弧内は主要な事故シークエンスのうち、支配的なシークエンスの炉心損傷頻度(CDF)を示す。

※2 主要な事故シークエンスの中で最も高いCDFを示したシークエンスのうち、最も高いCDFを示す地震加速度領域におけるカットセットの分析結果を示す。

※3 地震 PRA では機器の損傷を完全相関としているため、多重化されたある機器が地震により損傷する場合、他の多重化された機器も全て損傷する。

※4 評価対象とした地震加速度領域における CDF に対するカットセットの寄与割合を示す。

## 【主要なカットセットに対する検討】

### ○ 高圧・低圧注水機能喪失(TQUV)

いずれのカットセットにも、地震による原子炉補機冷却系(RCW)の構造損傷と地震あるいはランダム故障による原子炉隔離時冷却系(RCIC)の機能喪失が含まれている。つまり、電動駆動の ECCS 注水系の機能喪失の原因については、RCW の機能喪失により空調及び駆動部の冷却機能を喪失し、注水不能となるカットセットが支配的となる。これらのカットセットに対しては、駆動部の冷却が不要な低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)により、圧力容器に注水することにより炉心損傷を防止できる。

### ○ 高圧注水・原子炉減圧機能喪失(TQUX)

本事故シーケンスグループで最も高い炉心損傷頻度となる加速度領域は 150 gal であり、いずれのカットセットにも、地震による機器の損傷の基事象は含まれていない。このため対策は、内部事象レベル 1PRA の結果抽出されたカットセットに対する対策と同様のものとなる。

### ○ 崩壊熱除去機能喪失(TW)

いずれのカットセットにも、残留熱除去系(RHR)のランダム故障が含まれている。この基事象に対しては、代替原子炉補機冷却系ユニットによる海水への熱除去機能の代替には期待できないが、格納容器圧力逃がし装置による大気への除熱により炉心損傷(格納容器先行破損)を防止できる。

### ○ 原子炉停止機能喪失(TC)

いずれのカットセットにも、原子炉補機冷却系又は非常用取水路の構造損傷が含まれている。原子炉スクラムが必要な際に制御棒を挿入できない場合、高圧炉心注水系による水位制御に期待できないことから炉心損傷に至る。

原子炉停止機能について、ABWR である柏崎刈羽原子力発電所 6 号炉及び 7 号炉では、今回重大事故対処設備として位置づけた機能・設備がプラント設計当初より設置されていたことから、今回はこれらの機能・設備を考慮して PRA を実施した。このため、これらの機能・設備の喪失を含めて炉心損傷に至るカットセットが抽出されており、対策の有効性を確認することはできない。

### ○ 全交流動力電源喪失(TB)

#### ・ 全交流電源喪失(長期 TB)

主要な事故シーケンスのうち、「全交流電源喪失」(長期 TB)では、原子炉補機冷却系又は非常用取水路の構造損傷を含むカットセットが抽出されている。このカットセットに対しては、常設代替交流電源設備により電源を復旧するほか、原子炉隔離時冷却系の運転による長時間の炉心冷却の確保と格納容器圧力逃がし

装置による格納容器除熱によってプラントを安定な状態に維持することが有効である。

- ・ 全交流電源喪失+S/R 弁再閉鎖失敗(TBP)

主要な事故シーケンスのうち、「全交流電源喪失+S/R 弁再閉鎖失敗」(TBP)では、原子炉補機冷却系又は非常用取水路の構造損傷を含むカットセットが抽出されている。これにより非常用ディーゼル発電機の冷却機能が失われ、外部電源喪失と合わせて全交流電源喪失に至り、電動駆動の ECCS 注水設備が機能を喪失する。また、S/R 弁再閉鎖失敗により、長時間の RCIC 及び高圧代替注水系には期待できない。このため、RCIC 又は高圧代替注水系による注水が継続している間に常設代替交流電源設備によって電源を復旧し、低圧代替注水系等による低圧注水に移行できる場合には炉心損傷を防止できる。また、低圧注水への移行に失敗し、炉心損傷に至る場合については、LOCA 時に ECCS による注水が出来ず、炉心損傷に至るシーケンスに包絡されると考えられ、炉心損傷に至るものの、電源復旧等の後、圧力容器又は格納容器に注水し、格納容器圧力逃がし装置等による除熱を行うことで、格納容器の破損防止を防止することができる。

- ・ 全交流電源喪失+RCIC 失敗(TBU)

主要な事故シーケンスのうち、「全交流電源喪失+RCIC 失敗」(TBU)では、原子炉補機冷却系又は非常用取水路の構造損傷及び RCIC の水源となる復水貯蔵槽(CSP)周りの配管の構造損傷を含むカットセットが抽出されている。このカットセットに対しては、同じ CSP を水源とする高圧代替注水系は有効な対策とならない。一方、S/C に水源を切り替えることができれば、一定時間原子炉隔離時冷却系(RCIC)によって注水できると考えると、少なくとも炉心損傷までに数時間程度の時間余裕を有するカットセットである。このため、今回抽出されたカットセットに対しては、RCIC による注水及び可搬型の低圧代替注水系によって、炉心損傷を防止することが出来ると考えられる。また、今回のカットセットとしては抽出されなかったが、事象発生と同時に RCIC が故障等によって機能喪失に至るものの CSP は機能を維持する場合等、高圧代替注水系によって炉心損傷を防止することができる場合も考えられる。

- ・ 直流電源喪失(TBD)

主要な事故シーケンスのうち、「直流電源喪失」(TBD)では、地震により直流電源設備の構造損傷又は機能損傷に至るカットセットが抽出された。このカットセットに対しては、常設代替直流電源設備を用いて直流電源を復旧することにより、炉心損傷を防止することができる。

- LOCA 時注水機能喪失(LOCA)

カットセットとしては、地震による格納容器内配管の構造損傷が抽出された。地震動に応じた詳細な損傷の程度を評価することは困難なことから、格納容器内配管の構造損傷を以って炉心損傷直結としているものの、実際には配管損傷の規模に応じて炉心損傷を防止できる場合も考えられる。

○ その他の炉心損傷直結事象

計測・制御系喪失、格納容器バイパス、格納容器・圧力容器損傷、建屋・構築物損傷については、別紙 2 の通り、評価方法にかなりの保守性を有しており、また、地震動に応じた詳細な損傷の程度や影響を評価することは困難なことから、現状、炉心損傷直結事象として整理しているものの、実際には損傷の程度に応じて使用可能な重大事故等対処設備等を用いて対応することにより、炉心損傷を防止できる可能性があるものとする。その場合は、損傷した機能に応じて内部事象運転時レベル 1PRA の結果から抽出された既存の事故シーケンスグループに包絡されるものとする。

例えば、別紙 2 の 2.1 建屋・構築物(原子炉建屋)の損傷の(4)に示した通り、現実的には考えにくいものの、仮に基礎地盤の変形が生じ、建屋間での配管破断に至り、原子炉建屋内への水の流入によって高圧・低圧注水機能の喪失に至ったとしても、サプレッションプールを水源とした原子炉隔離時冷却系(RCIC)による注水や可搬型の低圧代替注水系によって対応できると考える。

また、別紙 2 の 2.2 建屋・構築物(格納容器・圧力容器)の損傷の(4)に示した通り、フラジリティの評価手法が有する保守性により、現実的には PRA の結果以上に起こりにくい事象と考えるものの、仮にペDESTALにおける支持機能の喪失が発生し、一次系の配管破断等が発生した場合は、LOCA と同等の対応として、使用可能な注水設備による注水及び格納容器圧力逃がし装置等を用いた除熱によって、プラントを安定な状態に導くことが出来ると考える。

## 2. 津波レベル 1PRA

津波 PRA の結果、今回評価の対象としたプラント状態では、津波高さ 4.2 m 以上の場合、取水口からの浸水により炉心損傷に至る。津波高さと機能喪失する安全上重要な機器の組み合わせから、高圧・低圧注水機能喪失(TQUV)、直流電源喪失(TBD)に事故シーケンスグループを区分しているものの、安全上重要な機器の機能喪失の原因はいずれも浸水であり、対策としては浸水防止対策が最も有効であると考ええる。

また、何らかの要因により浸水防止対策が機能せず、建屋内に浸水した場合には、喪失した機能に応じ、重大事故等対処設備等を用いて対応することで、炉心損傷を防止できるものと考ええる。何らかの要因による建屋内への浸水時に重大事故等対処設備等に期待できるか否かについては、建屋内への浸水の状況等による部分もあるが、建屋内部の浸水防止対策や高台に配備した設備等により対応することが可能であると考ええる。

以 上

## 28. 深層防護の考え方について

### 1. 基本的な考え方

深層防護の3層と4層との境界は、著しい炉心損傷の防止という原子炉安全上の重要な目的に照らして、著しい炉心損傷があるか否かで区分する。すなわち、3層＝著しい炉心損傷防止、4層＝著しい炉心損傷後の格納容器損傷防止、とすることが適切である。

ここで、著しい炉心損傷の有無の境界となる3層と4層の間は、防護策間の独立性が特に重要となるが、実運用上は、3層と4層で同じ設備を用いる場合もあることから、従属要因及び共通要因が排除できること、それぞれのレイヤーで多様な設備を有し高い信頼性を確保していることに加え、(後述の)事象評価上の仮定であり3層と4層間の独立性の要求とは異なる考慮であることを明確にする。

### 2. 実態を踏まえた運用

1. で述べたような深層防護のレイヤー設定を踏まえ重大事故等対処設備を設置・運用しているが、原子炉圧力容器内に燃料がある以上は、炉心損傷の前後によらず原子炉圧力容器内に注水する必要がある、「著しい炉心損傷」の前後という深層防護の考え方における境界と、注水先としての原子炉圧力容器・格納容器の境界は必ずしも一致しない。

BWR では、制御棒のみで未臨界を確保でき、原子炉注水も格納容器スプレイも低圧条件ならほぼ同じ設備構成で可能となる。したがって、格納容器内へのスプレイ(または注水)について、専用のポンプ、弁、配管、水源、電源などを設けることを考えたとしても、少しの設備追加で原子炉圧力容器への注水も可能となるため、炉心損傷の防止(3層での事象の収束)を一層確実にする観点からも、格納容器へのスプレイ(または注水)に特化した設備にするよりも原子炉圧力容器内にも注水できる設備とする方が原子炉安全上有益である。

また、BWR は事象進展(水位低下)が極めて早い大破断 LOCA であっても、炉心のリロケーションが発生するまでには無注水が継続しても1時間半程度あり、3層での事象の収束が不可能な場合(炉心損傷する場合)でも、原子炉圧力容器内での損傷炉心冷却とするために原子炉圧力容器内への注水を何よりも優先すべきである。よって、深層防護の考え方としては3層と4層を明確に区別しているものの、実際の設備としては、3層用、4層用といった明確な区別をしない方が原子炉安全上有益であり、例えば注水手段は、原子炉圧力容器と格納容器のどちらにも注水できる設備として設置・運用していくことになる。

一方、重大事故のうち、原子炉圧力容器外における格納容器破損モードを評価する上では、著しい炉心損傷や熔融炉心の格納容器内への落下に伴う格納容器内の

現象を生じさせるために、あえて原子炉压力容器内への注水をしないといった評価上の仮定を置いたものであり、個々のレイヤー内に十分な信頼性をもたせようとする 3 層と 4 層間の独立性の考え方とは別個の要請に基づく処理である。

したがって、あるレイヤーで特定の現象を生じさせることを目的とした機能停止を、次のレイヤーにおける機能喪失と扱う必然性はなく、当該機能の信頼性を踏まえて個別に設定すべきである。

### 3. 復水補給水系 (MUWC) について

MUWC は、深層防護の 3 層 (著しい炉心損傷の防止) における原子炉压力容器内への注水として、4 層 (格納容器の損傷防止策) における代替格納容器スプレイ、代替循環冷却、損傷炉心の冷却のためのペDESTAL注水手段として、個々の評価にあたりクレジットをとっている。

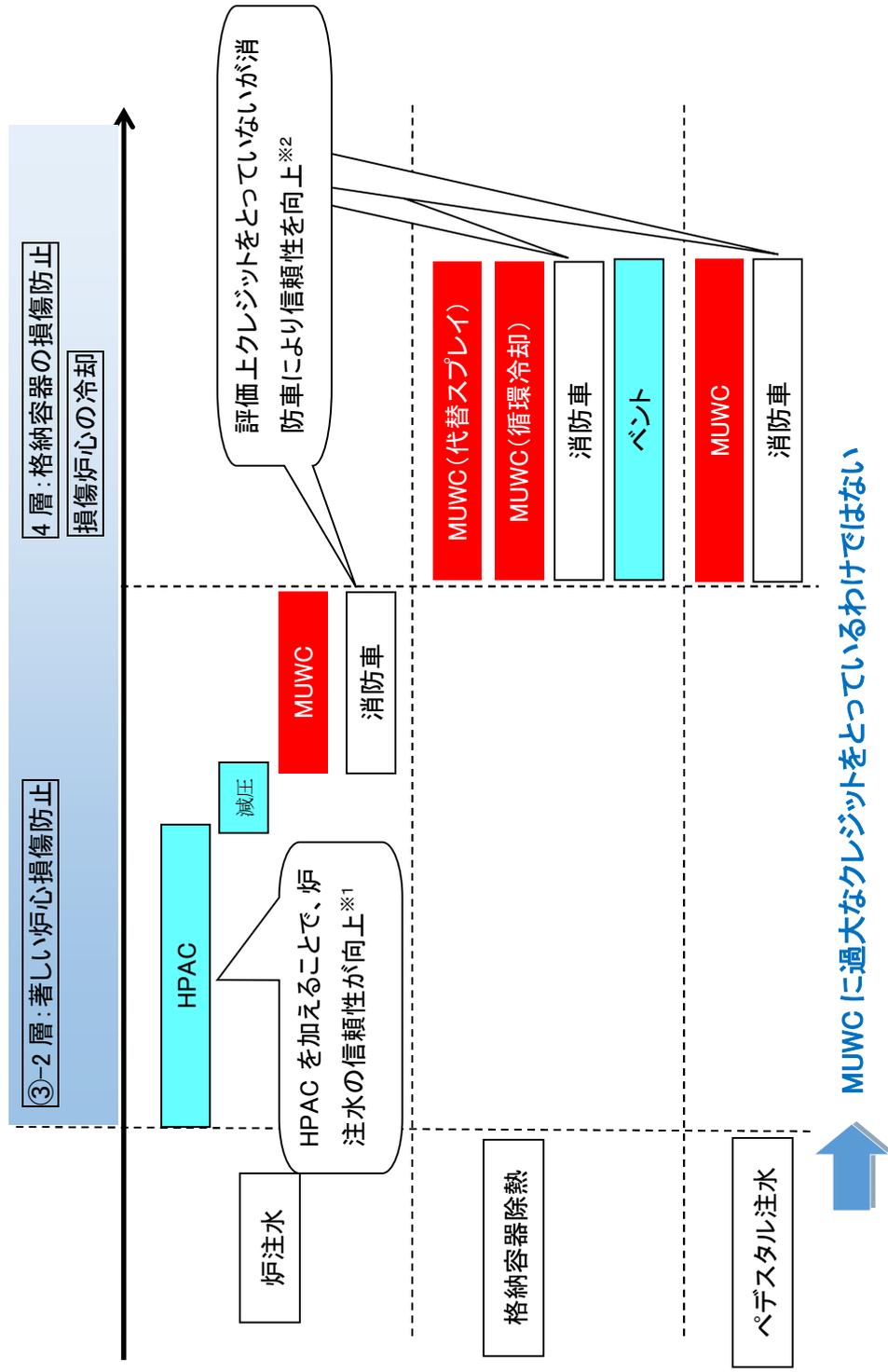
MUWC 自体は 3 台のポンプをもっていることに加え、3 層の原子炉压力容器注水機能を構成するものとしては、MUWC の他にも高圧代替注水系 (HPAC) や消防車を有している。同じく 4 層の格納容器の損傷防止機能としては、格納容器ベント、消防車を有している。

以上を踏まえると、3 層、4 層それぞれのレイヤーで高い信頼性を有していることから、現象を生じさせるための評価上の仮定として 3 層で MUWC による原子炉压力容器注水を期待しない場合でも、4 層の代替格納容器スプレイ、ペDESTAL注水としてクレジットをとることは適切である。(表及び図参照)

以上

表：重大事故の各現象におけるクレジットの取り方

		4層(④-1)	
		損傷炉心の冷却	格納容器の損傷防止
3.1	現象 静的過圧・過温 破損	代表シーケンス 大 LOCA×SBO	<p>【事象初期(～20h)】 MUWC2 台で RPV 内の損傷炉心に注水</p> <p>-----</p> <p>【事象後期(20h～)】 MUWC2 台を用いた循環冷却(炉注・スプレイ同時実施)</p> <p>MUWC1 台でペデスタルに溶融炉心の落下に先立って水張り</p> <p>同上</p> <p>-----</p> <p>落下した溶融炉心とペデスタル部の水との反応に伴い、ペデスタル部に付加される荷重を評価することで格納容器の健全性を確認</p> <p>同上十その後のペデスタルへの注水</p> <p>-----</p> <p>落下した溶融炉心がペデスタル部で冷却され、コンクリートの浸食量を評価することで格納容器の健全性を確認</p>
3.2	現象 雰囲気直接加熱		
3.3	現象 炉外 FCI	代表シーケンス TQUX	<p>自動減圧機能が喪失するため MUWC での原子炉注水ができず著しい炉心損傷に至る</p> <p>＝3層では現象を生じさせるために注水機能に期待せず</p>
3.6	現象 MCCI		
3.5	現象 シエルアタック	代表シーケンス ABWR では格納容器の構造上生じない	
3.3	現象 水素燃焼	代表シーケンス 大 LOCA×SBO	3.1 静的過圧・過温破損に同じ



※1：TQUV, TW(LUHS, RHR 機能喪失), SBO 等の一次圧カバウンダリの喪失 (LOCA 等) を除く事故に対して初期炉心冠水維持が可能

※2：フェーズドアプローチに基づき、原則として事故発生 12 時間までは恒設設備での対応とし、可搬設備はアクセス性等を考慮し、12 時間以降に期待できると整理していることから、有効性評価では直接の注水系としてクレジットをとっていない

図：③-2 層, 4 層における注水等に期待する設備

## 32. 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  
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。）

－安定状態に対する考え方

#### 1) 安定状態

##### ○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により、炉心冠水が維持でき、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。

##### ○格納容器※<sup>1</sup>

炉心冠水後に、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機能（格納容器圧力逃し装置又は残留熱除去系、代替循環冷却）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。

#### 2) 安定状態後の長期的な状態維持

代替循環冷却を用いて又は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。

※1：審査ガイドの要求事項として、格納容器側に対する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

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。）

## 一 安定状態に対する考え方

### 1) 安定状態

#### ○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。

#### ○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（格納容器圧力逃し装置又は代替循環冷却）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。

### 2) 安定状態後の長期的な状態維持

代替循環冷却を用いて又は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<sup>\*1</sup>、<sup>\*2</sup>。

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

※2：高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用，溶融炉心・コンクリート相互作用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は，炉心損傷後，損傷炉心の冷却が十分でなく，原子炉圧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圧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（図 1.1 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・過温の観点が目される期間の推移を評価することは適切ではない。

よって、格納容器過圧・過温は、あくまで雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）の事故シーケンスでの代表事象で評価することとし、高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用，溶融炉心・コンクリート相互作用の評価として用いる事故シーケンスに対しては、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。

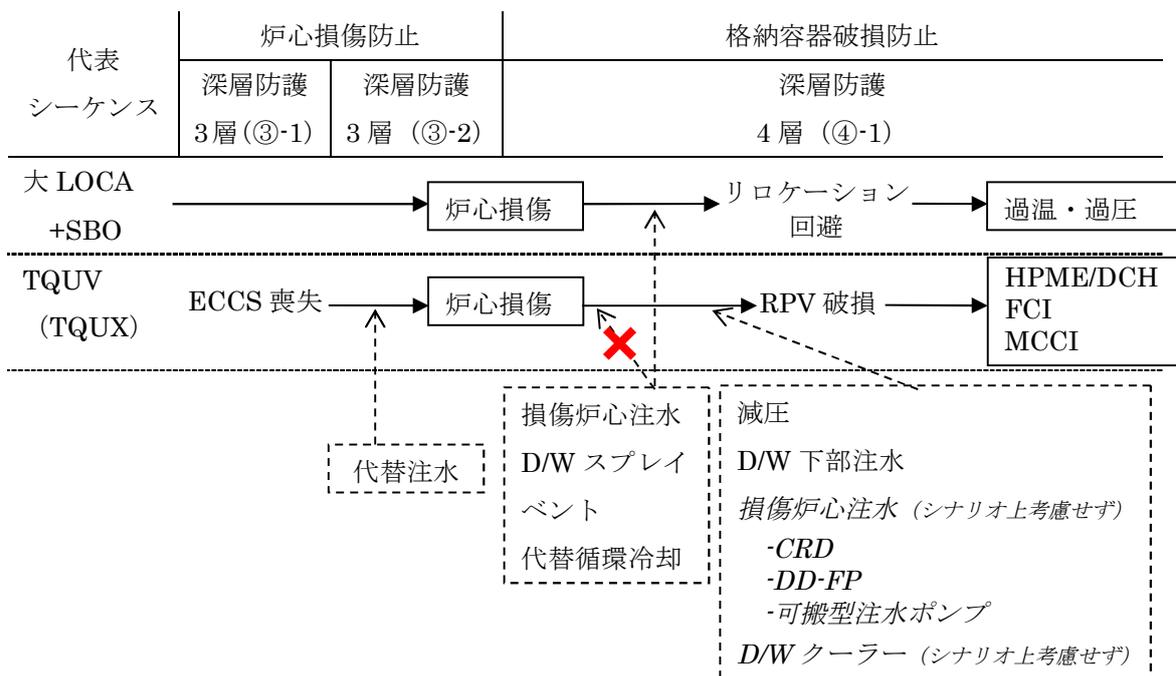


図 1.1 代表シーケンスの事象進展と対策

※3：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、崩壊熱除去機能が喪失した福島第二でも、ベントすることなく3日程度で残留熱除去系が復旧したことを踏まえれば、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。また、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱、原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用、溶融炉心・コンクリート相互作用の評価として用いる事故シーケンスに対しては、※2で示した理由と同様に評価対象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

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。)

－安定状態に対する考え方

#### 1) 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。

#### 2) 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材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

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。

－安定状態に対する考え方

1) 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。

2) 安定状態後の長期的な状態維持

代替循環冷却を用いて又は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

表 2.1 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

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(給水流量の全喪失) + 高圧注水失敗 + 低圧注水失敗)	<p>低圧代替注水系(常設)による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 17 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>代替循環冷却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。</p>
2.2 高圧注水・減圧機能喪失 (過渡事象(給水流量の全喪失) + 高圧注水失敗 + 原子炉減圧失敗)	<p>低圧注水系による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 12 時間後に残留熱除去系による除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>残留熱除去系機能を維持し、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。</p>
2.3.2 全交流動力電源喪失 (全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失))	<p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。そして事象発生から 24 時間経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始した後、原子炉の減圧及び低圧代替注水系(常設)による注水継続により、引き続き炉心冠水が維持される。また、事象発生約 16 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による除熱を開始し、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始後に代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱をすることで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>残留熱除去系機能を維持し、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。</p>
2.3.3 全交流動力電源喪失 (全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗)	2.3.2 と同様(初期の原子炉注水は高圧代替注水系)
2.3.4 全交流動力電源喪失 (全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+直流電源喪失)	2.3.3 と同じ
2.3.5 全交流動力電源喪失 (全交流電源喪失+SRV 再開失敗) (24 時間以内の交流動力電源復旧に期待する場合)	<p>低圧代替注水系(常設)による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 20 時間後に代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>残留熱除去系機能を維持し、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。</p>

重要事故シーケンス	有効性評価における事象進展
<p>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（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗）</p>	<p>低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 20 時間後に代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>残留熱除去系機能を維持し、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。</p>
<p>2.4.2 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合） （過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗）</p>	<p>高圧炉心注水系による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 22 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>代替循環冷却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。</p>
<p>2.5 原子炉停止機能喪失 （過渡事象（主蒸気隔離弁誤閉止）＋原子炉停止失敗）</p>	<p>ほう酸水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、未臨界に至る。その後は、高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系による注水により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。また、サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードによる残留熱除去系での除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>残留熱除去系機能を維持し、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。また、制御棒挿入機能の復旧を試み、制御棒を挿入することにより、ほう酸水による未臨界維持に代わる安定状態後の長期的な状態維持のための未臨界維持が可能になる。</p>
<p>2.6 LOCA 時注水機能喪失 （中小 LOCA＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗）</p>	<p>低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 17 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>代替循環冷却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。</p>
<p>2.7 格納容器バイパス （インターフェイスシステム LOCA）</p>	<p>事象発生約 15 分後に漏えいが停止し、高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、残留熱除去系による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る。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>残留熱除去系機能を維持し、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。</p>

表 2.2 重大事故

重要事故シーケンス	有効性評価における事象進展
<p>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 LOCA+注水機能喪失+全交流動力電源喪失）</p>	<p>低圧代替注水系（常設）による注水継続により損傷炉心が冠水し、損傷炉心の冷却が維持される。その後は、代替循環冷却による除熱、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等による除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>代替循環冷却を用いて又は残留熱除去系機能を復旧させ、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。安定状態後の長期的な状態維持に関する具体的な要件は以下のとおり。</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>① 格納容器除熱機能として代替循環冷却使用又は残留熱除去系復旧による冷却への移行</li> <li>② 格納容器内の水素・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）</li> <li>③ 上記の安全機能の維持に必要な電源（外部電源）、冷却水系等の復旧</li> <li>④ 長期的に維持される格納容器の状態（温度・圧力）に対し、適切な地震力に対する原子炉格納容器の頑健性の確保</li> </ol>
<p>3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱 （過渡事象（全給水喪失）+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗+炉心損傷後の原子炉減圧・損傷炉心冷却失敗+DCH 発生）</p>	<p>逃がし安全弁を用いた手動操作による減圧により、原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力は約 0.2MPa[gage]であり、2.0MPa[gage]以下に低減することができる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>その後は、代替循環冷却又は格納容器圧力逃がし装置等により安定状態後の長期的な状態維持に導く。 代替循環冷却を用いて又は残留熱除去系機能を復旧させ、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。安定状態後の長期的な状態維持に関する具体的な要件は上記 3.1 のとおり。</p>
<p>3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用 （過渡事象（全給水喪失）+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+（下部 D/W 注水成功）+デブリ冷却失敗）</p>	<p>格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部への総注水量を 180m<sup>3</sup>に制御することにより、圧力スパイクによって原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は、格納容器の限界圧力 0.62MPa[gage]よりも低い値であり、また、水蒸気爆発の発生を想定した場合でも格納容器下部の内側鋼板に係る応力は約 10MPa（降伏応力：490MPa）であり、原子炉格納容器のバウンダリ機能は維持される。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>その後は、代替循環冷却又は格納容器圧力逃がし装置等により安定状態後の長期的な状態維持に導く。 代替循環冷却を用いて又は残留熱除去系機能を復旧させ、除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。安定状態後の長期的な状態維持に関する具体的な要件は上記 3.1 のとおり。</p>
<p>3.4 水素燃焼 （全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 失敗+格納容器破損回避（圧力容器破損なし）→可燃限界到達まで維持）</p>	<p>3.1 と同じ。</p>

重要事故シーケンス	有効性評価における事象進展
<p>3.6 溶融炉心・コンクリート相互作用  (過渡事象 (全給水喪失) + 高圧注水失敗 + 低圧注水失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + (下部 D/W 注水成功) + デブリ冷却失敗)</p>	<p>格納容器下部注水系 (常設) による格納容器下部への溶融炉心落下前の水張り と 溶融炉心落下後の注水継続により, 格納容器下部のコンクリート浸食量は壁面, 床面ともに約 0.1m 以下に抑えられるため, 原子炉圧力容器の支持機能を維持できる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり, また, 必要な水源, 燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>その後は, 代替循環冷却又は格納容器圧力逃がし装置等により安定状態後の長期的な状態維持に導く。  代替循環冷却を用いて又は残留熱除去系機能を復旧させ, 除熱を行うことにより, 安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。安定状態後の長期的な状態維持に関する具体的な要件は上記 3.1 のとおり。</p>

表 2.3 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

重要事故シーケンス	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)	<p>事象発生 12 時間後に燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水を開始することにより水位が回復、維持される。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>残留熱除去系や燃料プール冷却浄化系を復旧させ、除熱を行い保有水の温度を低下させることで、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。</p>
4.2 想定事故 2 (使用済燃料プール内の水の小規模な喪失)	<p>事象発生から 150 分後に漏えい箇所が隔離され、事象発生 12 時間後に燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水を開始することにより水位が回復、維持される。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>残留熱除去系や燃料プール冷却浄化系を復旧させ、除熱を行い保有水の温度を低下させることで、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。</p>

表 2.4 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

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)	<p>事象発生から 2 時間後に待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、低圧注水モードで注水を行うことにより原子炉水位が回復し、水位回復から約 30 分後に、残留熱除去系を原子炉停止時冷却モードに切り替え、残留熱除去を行うことにより水位及び温度が安定した状態となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>残留熱除去系機能を維持し、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。</p>
5.2 全交流動力電源喪失 (全交流動力電源喪失に伴う残留熱除去系等による崩壊熱除去機能喪失)	<p>事象発生 70 分後から、常設代替交流電源設備により電源を供給された低圧代替注水系（常設）による注水により水位が回復し、事象発生から 20 時間後に代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を行うことにより水位及び温度が安定した状態となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>残留熱除去系機能を維持し、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。</p>
5.3 原子炉冷却材の流出 (操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外へ流出する事象)	<p>事象発生から約 2 時間後に冷却材の流出を停止させ、待機中の残留熱除去系を低圧注水モードで注水することにより水位が回復し、その後、残留熱除去系を原子炉停止時冷却モードに切り替え、残留熱除去を行うことにより水位及び温度が安定した状態となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。（安定状態）</p> <p>残留熱除去系機能を維持し、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。</p>
5.4 反応度の誤投入 (検査中に誤操作により過剰な制御棒の引き抜きが行われ、臨界に至る反応度が投入される事象)	<p>制御棒の引き抜き開始から約 30 秒後に制御棒の引き抜きが阻止される。また、制御棒の引き抜き開始から約 58 秒後に原子炉がスクラムされ、未臨界が確保される。（安定状態）</p> <p>残留熱除去系機能を維持し、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。</p>

### 3. 安定状態の整理

重大事故等に応じて整理した安定状態を表 3.1 に示す。また、表 3.2 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、「原子炉格納容器限界温度・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。

表 3.1 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

表 3.2 安定状態における主な対策 (1 / 3)

重大事故等	事故シナリオ	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	低圧注水系	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 (全交流電源喪失 (外部電源喪失 + DG 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	格納容器圧力逃がし装置等 残留熱除去系 代替原子炉補機冷却系	
	2.3.3 全交流動力電源喪失 (全交流電源喪失 (外部電源喪失 + DG 喪失) + RCIC 失敗)	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	格納容器圧力逃がし装置等 残留熱除去系 代替原子炉補機冷却系	
	2.3.4 全交流動力電源喪失 (全交流電源喪失 (外部電源喪失 + DG 喪失) + 直流電源喪失)	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系 (常設)	残留熱除去系
		格納容器安定状態	格納容器圧力逃がし装置等 残留熱除去系 代替原子炉補機冷却系	
	2.3.5 全交流動力電源喪失 (全交流電源喪失 + SRV 再閉失敗) (24 時間以内の交流動力電源復旧に期待する場合)	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	格納容器圧力逃がし装置等 残留熱除去系 代替原子炉補機冷却系	
	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 代替原子炉補機冷却系	
	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	高圧炉心注水系	代替循環冷却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	

重大事故等	事故シナリオ	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
	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 高压炉心注水系 原子炉隔離時冷却系	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	
		原子炉安定停止状態 格納容器安定状態	低圧代替注水系（常設） 格納容器圧力逃がし装置等	
	2.6LOCA 時注水機能喪失	原子炉安定停止状態 格納容器安定状態	高压炉心注水系 原子炉隔離時冷却系 残留熱除去系	代替循環冷却又は残留熱除去系復旧
		2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）	原子炉安定停止状態	残留熱除去系

表 3.2 安定状態における主な対策 (2 / 3)

重大事故等	事故シナゲンス	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)	代替循環冷却又は残留熱除去系復旧 可燃性ガス濃度制御系復旧 格納容器への窒素封入 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 又は 格納容器圧力逃がし装置等	
	3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気気直接加熱	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系 (常設)	3.1 のとおり
		格納容器安定状態	逃がし安全弁 代替循環冷却 又は 格納容器圧力逃がし装置等	
	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	低圧代替注水系 (常設)	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) (注水量制御) 代替循環冷却 又は 格納容器圧力逃がし装置等	
	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 格納容器直接接触 (シエルアタック)	—	—	—
		3.6 溶融炉心・コンクリート相互作用	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系 (常設)
	格納容器安定状態		格納容器下部注水系 (常設) 代替循環冷却 又は 格納容器圧力逃がし装置等	

表 3.2 安定状態における主な対策 (3 / 3)

重大事故等	事故シナゲンス	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 冷却・注水機能喪失	使用済燃料プールの水位, 温度安定状態	燃料プール代替注水系 (可搬型)	残留熱除去系復旧 燃料プール冷却浄化系復旧
	4.2 冷却水喪失	使用済燃料プールの水位, 温度安定状態	燃料プール代替注水系 (可搬型)	残留熱除去系復旧 燃料プール冷却浄化系復旧
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	残留熱除去系
	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 代替原子炉補機冷却系	残留熱除去系
	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	残留熱除去系
	5.4 反応度の誤投入	原子炉安定停止状態	制御棒引き抜き阻止 スクラム	残留熱除去系

#### 4. 安定状態後の長期的な状態維持に関する定量評価

残留熱除去系の復旧に関する定量評価と、サブプレッション・チェンバ水温に関する長期間解析について示す。

##### (1) 残留熱除去系の復旧に関する定量評価

ここでは、例として崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）について、残留熱除去系の復旧による安定状態後の長期的な状態維持の評価結果を示す。なお、本事故シーケンスに関する 40 時間までの解析結果では、安定状態において、原子炉水位、格納容器圧力・温度などは回復に向かうものの、サブプレッション・チェンバ水位が比較的高く、水位上昇が継続している。

図 4.1 及び図 4.2 に、格納容器圧力及びサブプレッション・チェンバ水温の時間変化を、図 4.3 及び図 4.4 に、注水流量及びサブプレッション・チェンバ水位の時間変化を、それぞれ事故発生後 14 日間について示す。

事故発生 40 時間以降も、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱により、炉心及び格納容器の冷却を行いつつ、図 4.3 に示すように適宜サブプレッション・チェンバを水源とした残留熱除去系による原子炉注水を行い、外部水源による注水を制限することで、図 4.4 に示すようにサブプレッション・チェンバ水位の上昇は抑制される。また、図 4.2 に示すように、サブプレッション・チェンバ水温は 40 時間以降も低下が継続し、事故発生 7 日後までには最高使用温度を下回る。事故発生 7 日後に残留熱除去系を原子炉停止時冷却モードで運転することにより、除熱能力が改善され、図 4.1 及び図 4.2 に示すように、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。

以上から、残留熱除去系により安定状態後の長期的な状態維持が可能である。

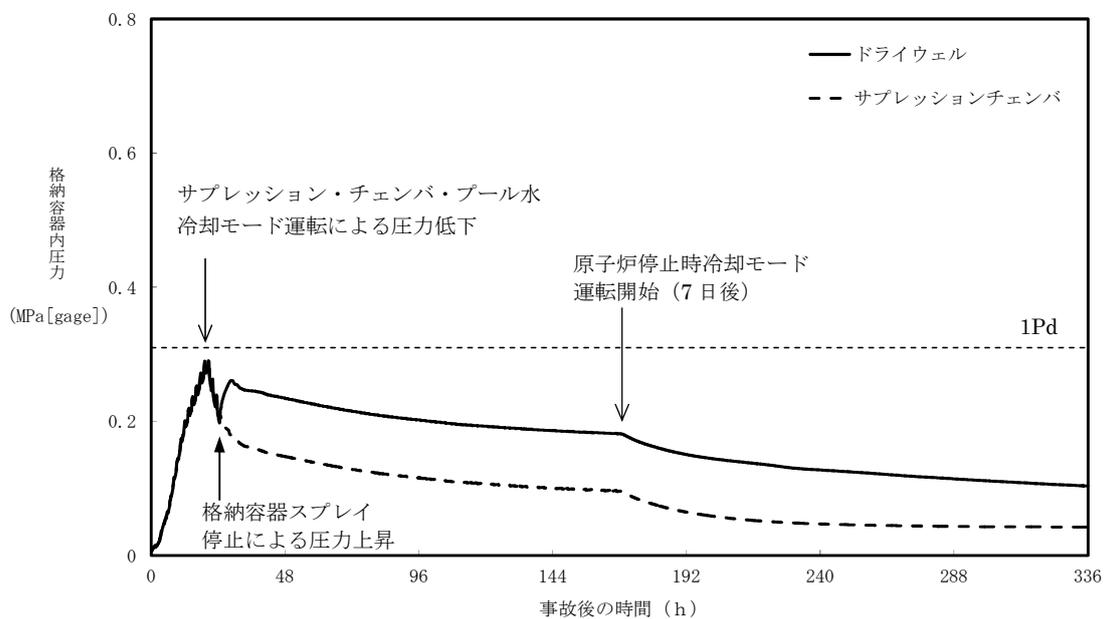


図 4.1 格納容器圧力の推移

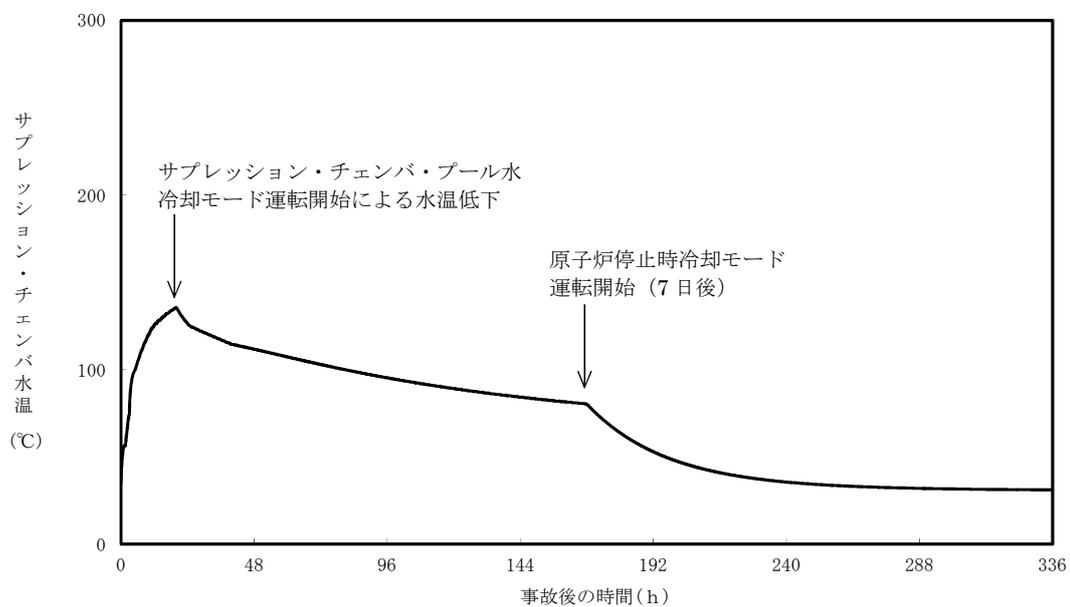


図 4.2 サプレッション・チェンバ水温の推移

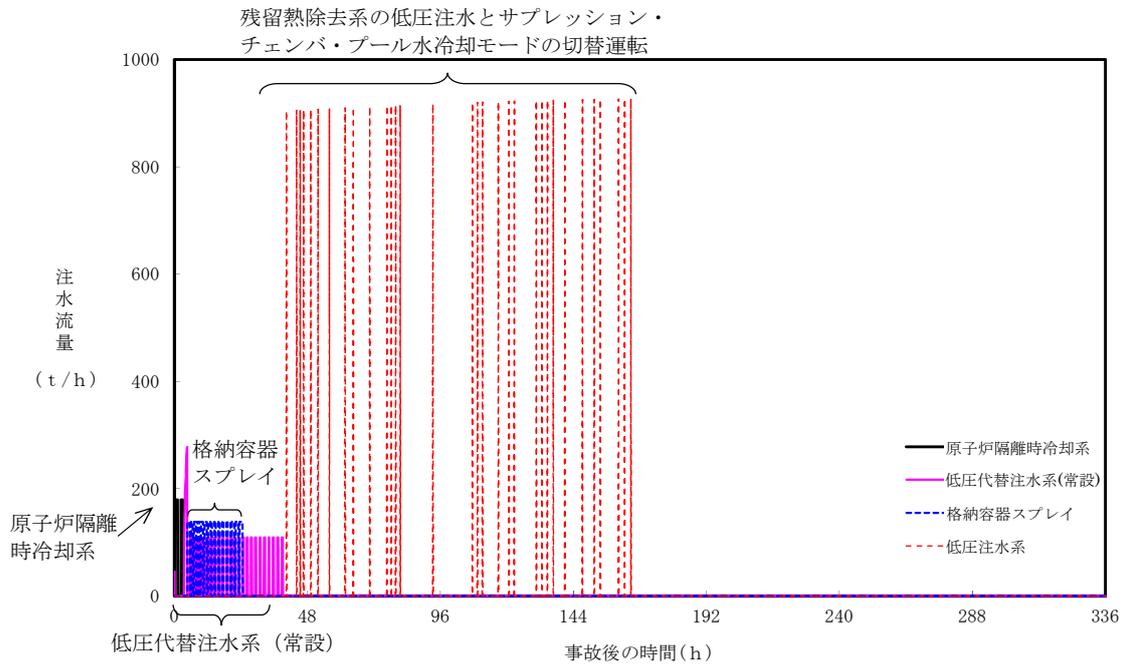


図 4.3 注水流量の推移

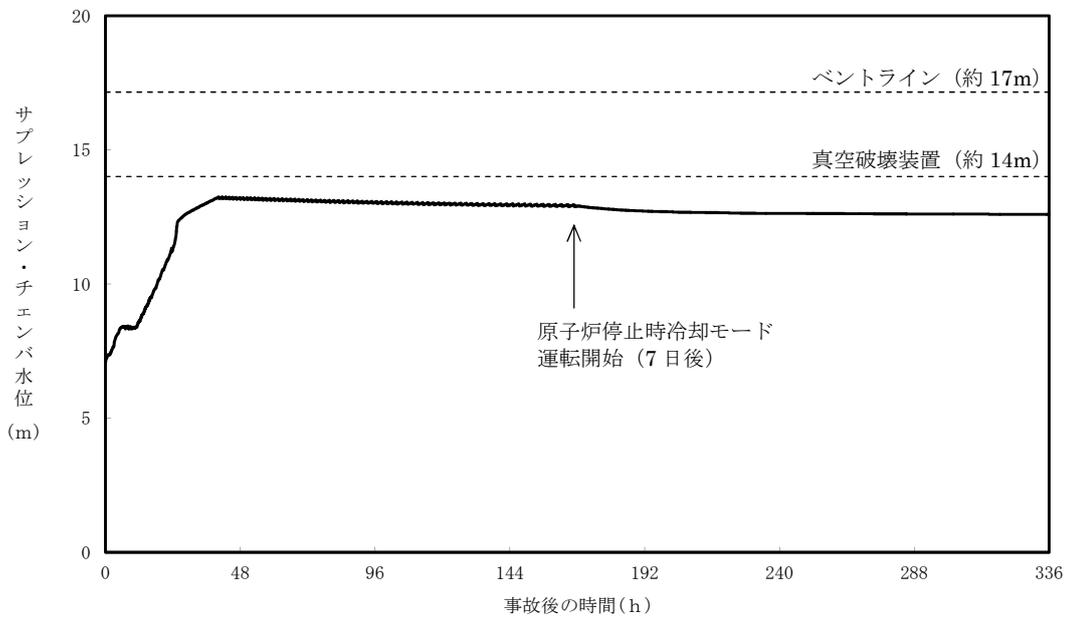


図 4.4 サブプレッション・チェンバ水位の推移

## (2) サプレッション・チェンバ水温に関する長期間解析

代替循環冷却，あるいは格納容器ベントを使用した場合の長期的なサプレッション・チェンバ水温の挙動を確認するため，炉心損傷に至る格納容器過圧・過温破損シナリオ（20 時間以降代替循環冷却継続ケース，及び 38 時間以降ウェットウェルベント継続ケース），及び炉心損傷に至らず，かつ格納容器ベントを実施するシナリオのうち事故発生 40 時間時点でのサプレッション・チェンバ水温が最も高い崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障）シナリオについて，サプレッション・チェンバ水温が約 100℃に低下するまでの長期間解析を実施した。

図 4.5～図 4.7 に，格納容器過圧・過温破損シナリオ（20 時間以降代替循環冷却継続ケース）における格納容器圧力・温度，及びサプレッション・チェンバ水温の解析結果を示す。同様に，図 4.8～図 4.10 に，格納容器過圧・過温破損シナリオ（38 時間以降ウェットウェルベント継続ケース）の解析結果を，図 4.11～図 4.13 に，崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障）シナリオの解析結果を示す。

図 4.7，図 4.10，及び図 4.13 に示すように，いずれの解析結果においても事故後 7 日時点でサプレッション・チェンバ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もたせた温度）を上回っているが，事故発生 7 日以降の 100℃に低下するまでの全期間に亘って 150℃を下回っている。トップヘッドフランジや機器搬入用ハッチに使用されている改良 EPDM 製シール材は一般特性として耐温度性は 150℃であることから，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，事故発生 7 日以降にサプレッション・チェンバ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。

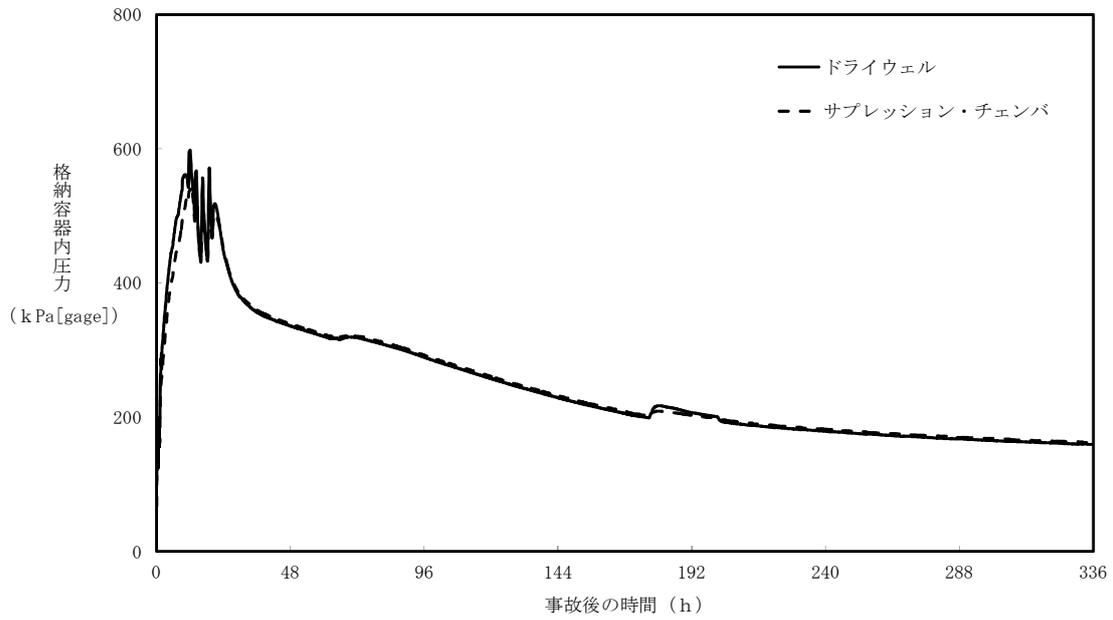


図 4.5 格納容器圧力の推移 (格納容器過圧・過温破損シナリオ)  
(20 時間以降代替循環冷却継続ケース)

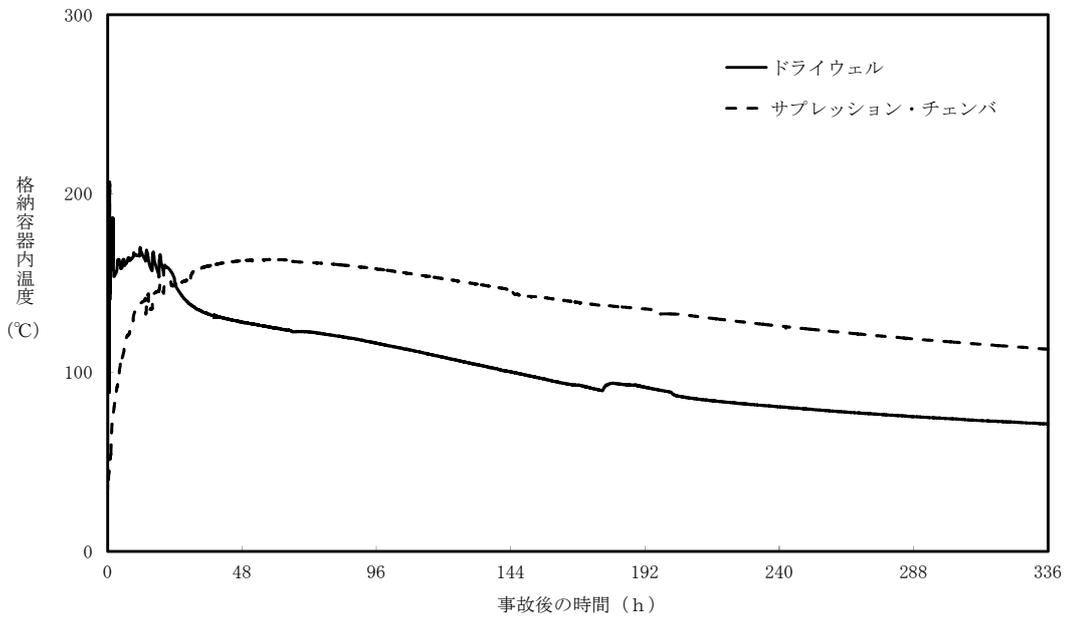


図 4.6 格納容器温度の推移 (格納容器過圧・過温破損シナリオ)  
(20 時間以降代替循環冷却継続ケース)

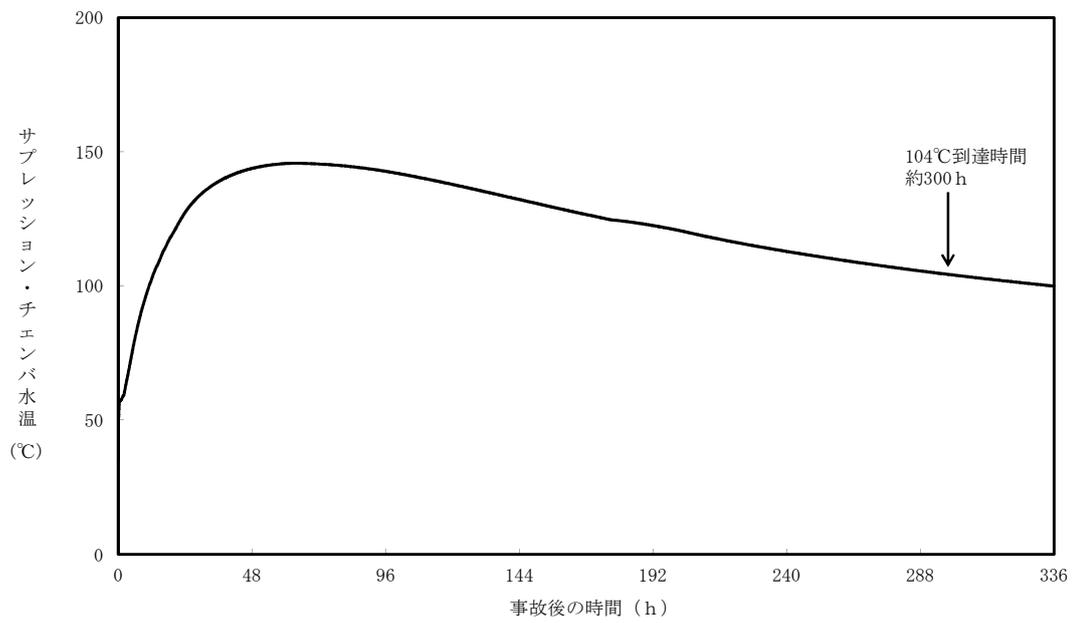


図 4.7 サプレッション・チェンバ水温の推移 (格納容器過圧・過温破損シナリオ)  
(20 時間以降代替循環冷却継続ケース)

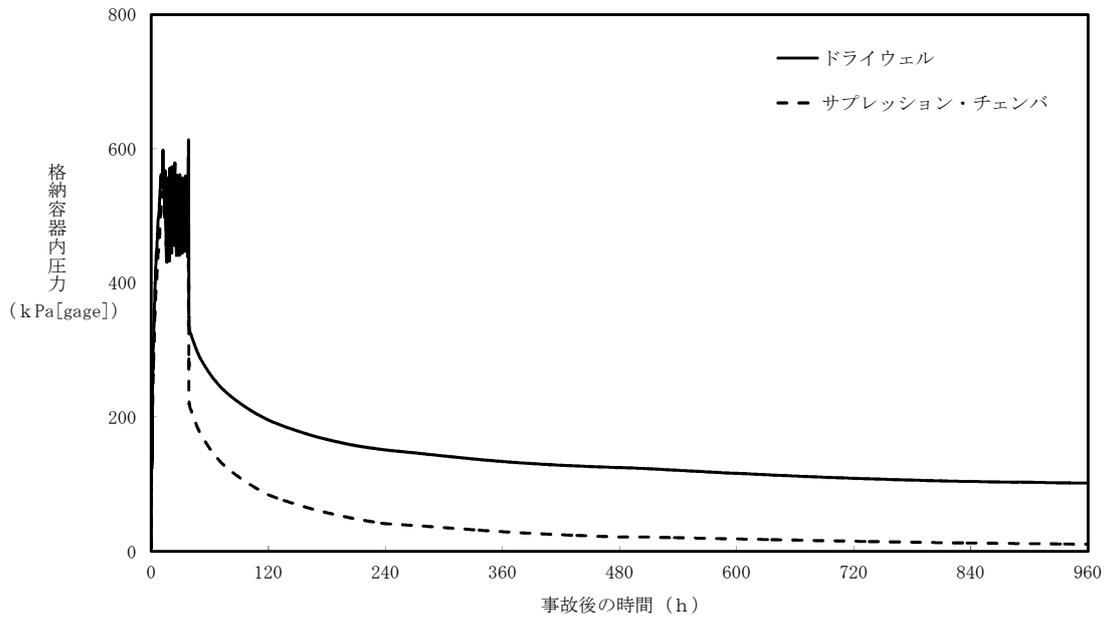


図 4.8 格納容器圧力の推移 (格納容器過圧・過温破損シナリオ)  
(38 時間以降ウェットウエルベント継続ケース)

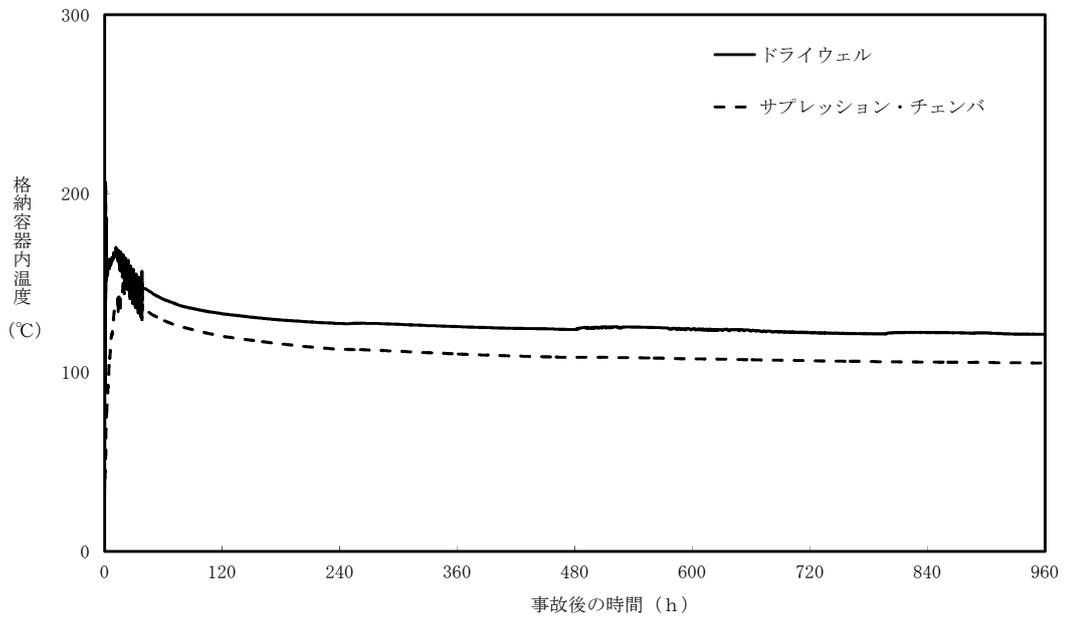


図 4.9 格納容器温度の推移 (格納容器過圧・過温破損シナリオ)  
(38 時間以降ウェットウエルベント継続ケース)

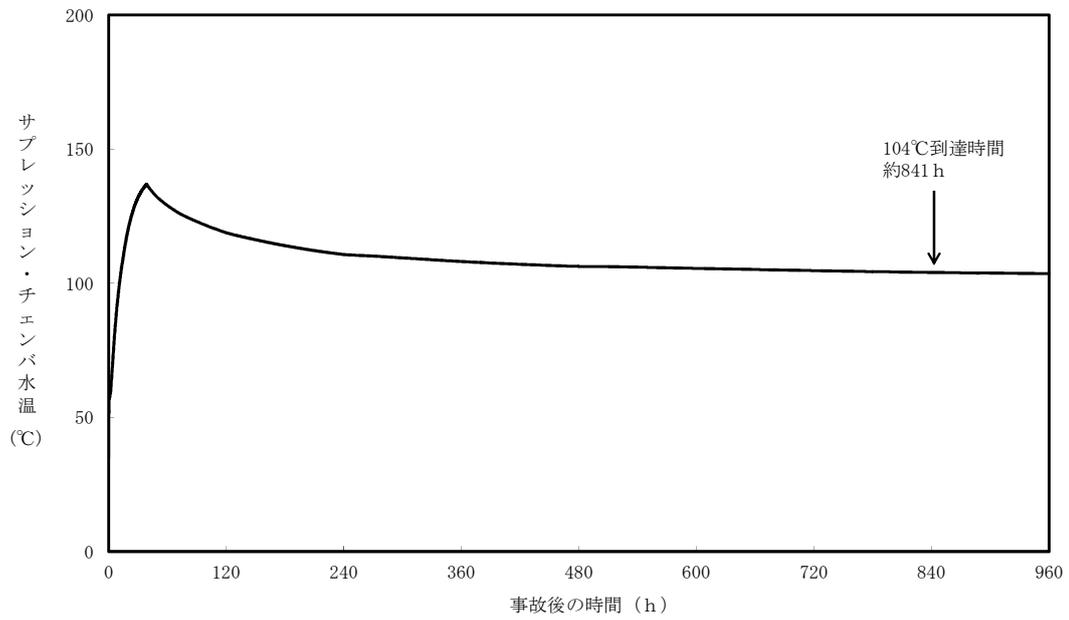


図 4.10 サプレッション・チェンバ水温の推移（格納容器過圧・過温破損シナリオ）  
 （38 時間以降ウェットウェルベント継続ケース）

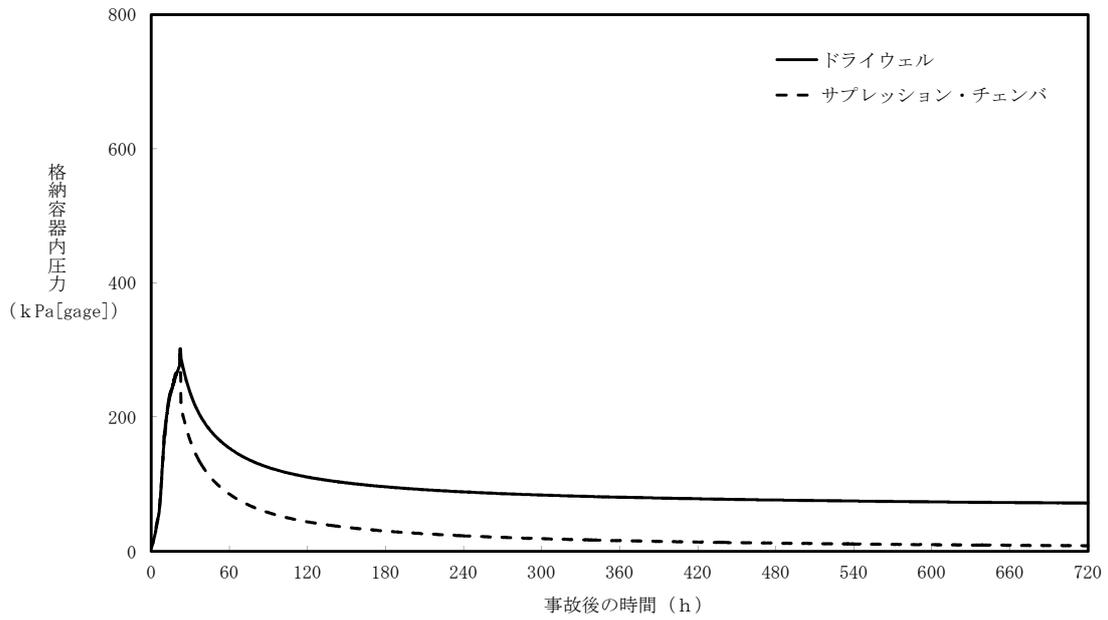


図 4.11 格納容器圧力の推移（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障））

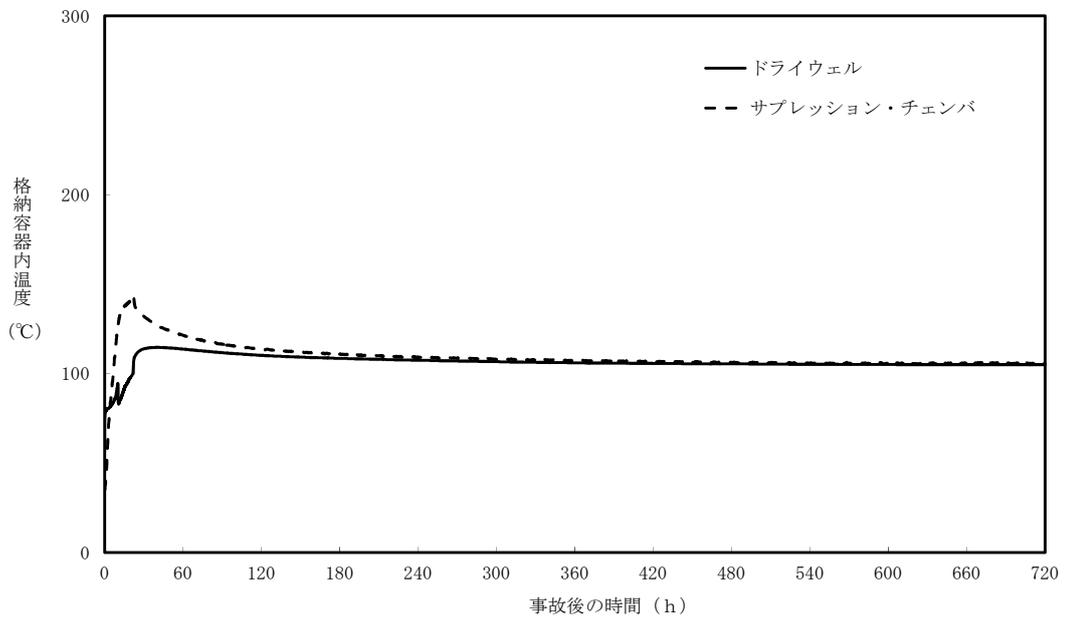


図 4.12 格納容器温度の推移（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障））

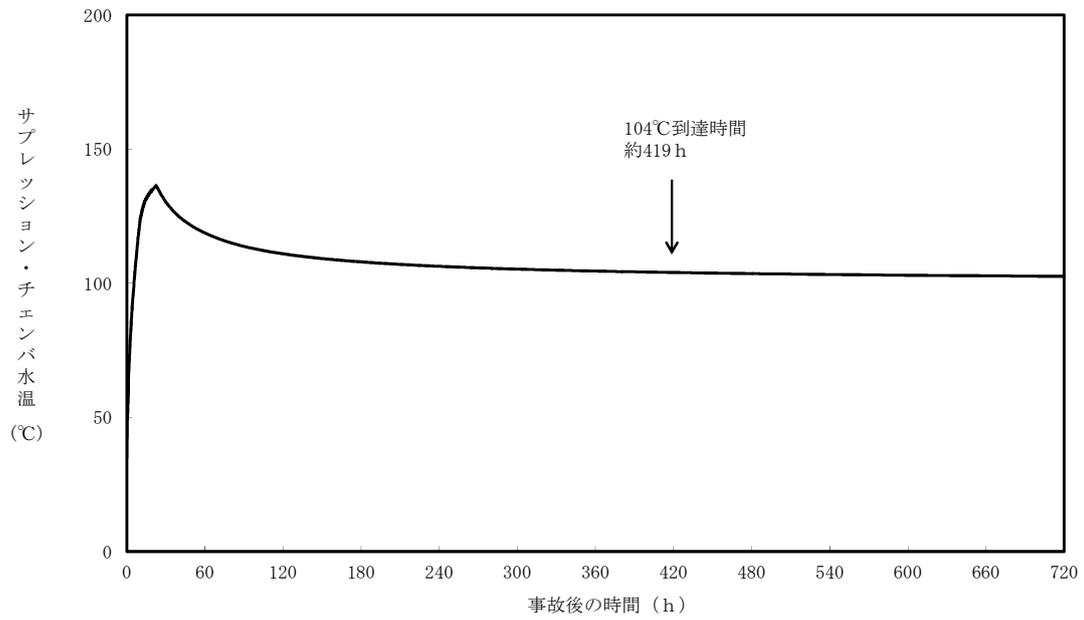


図 4.13 サプレッション・チェンバ水温の推移 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系の故障))

## 5. 残留熱除去系の復旧手順について

炉心損傷もしく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、運転員及び緊急時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きている。

本手順では、機器の故障箇所、復旧に要する時間、炉心損傷あるい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」、または「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、故障箇所の特定制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。図 5.1 に、手順書の記載例を示す。

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

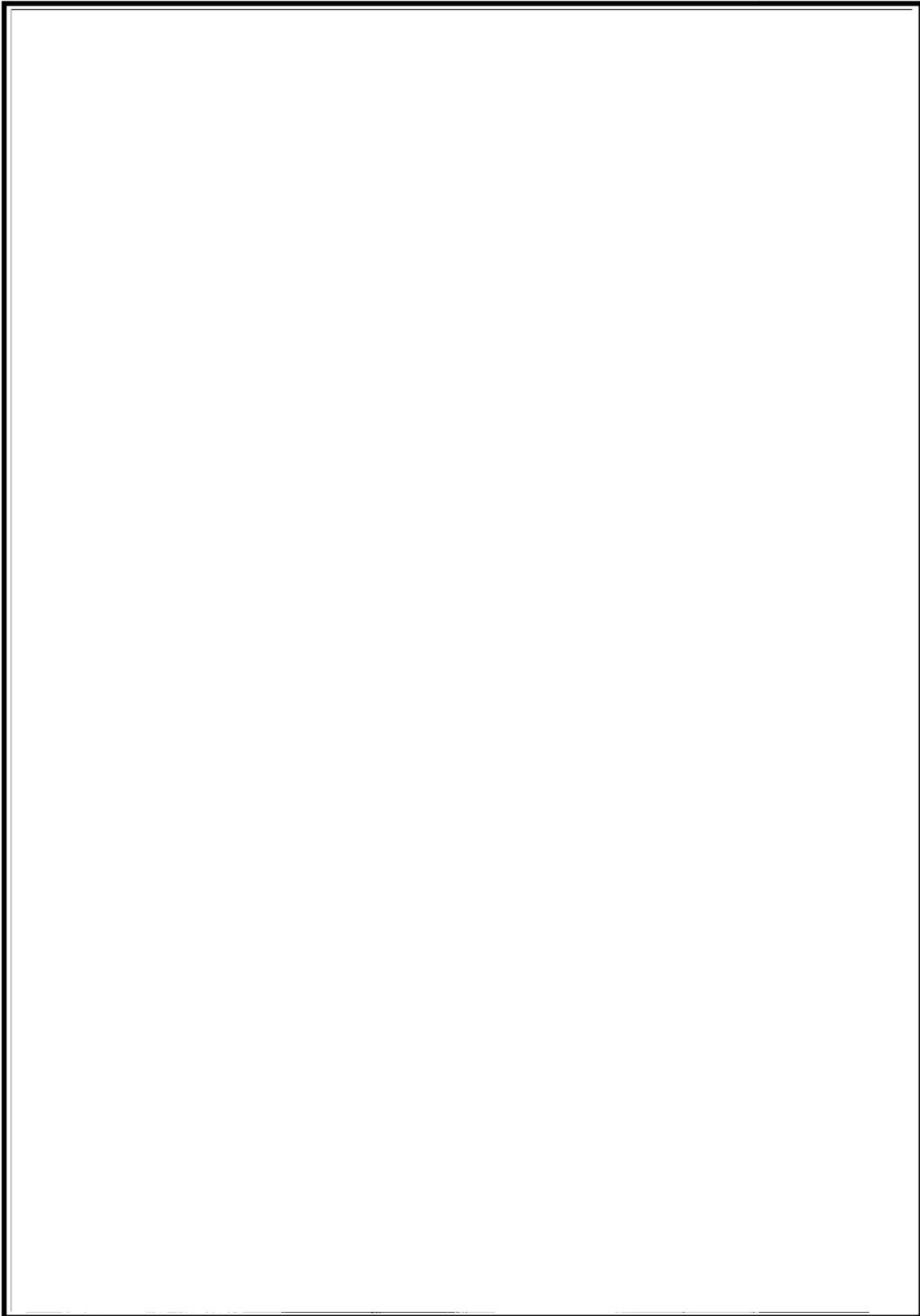


図 5.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (1/5)

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

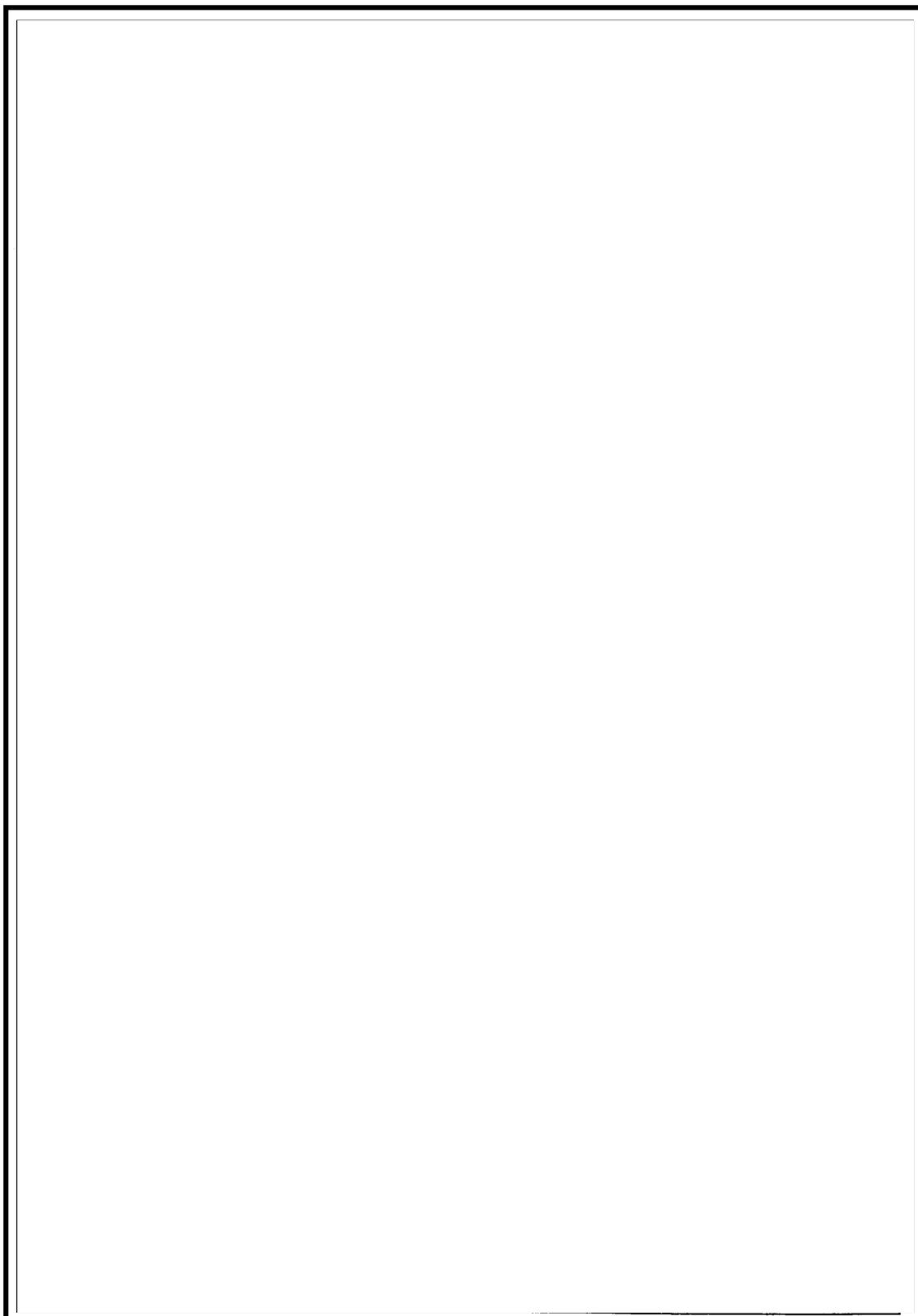


図 5.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (2/5)

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

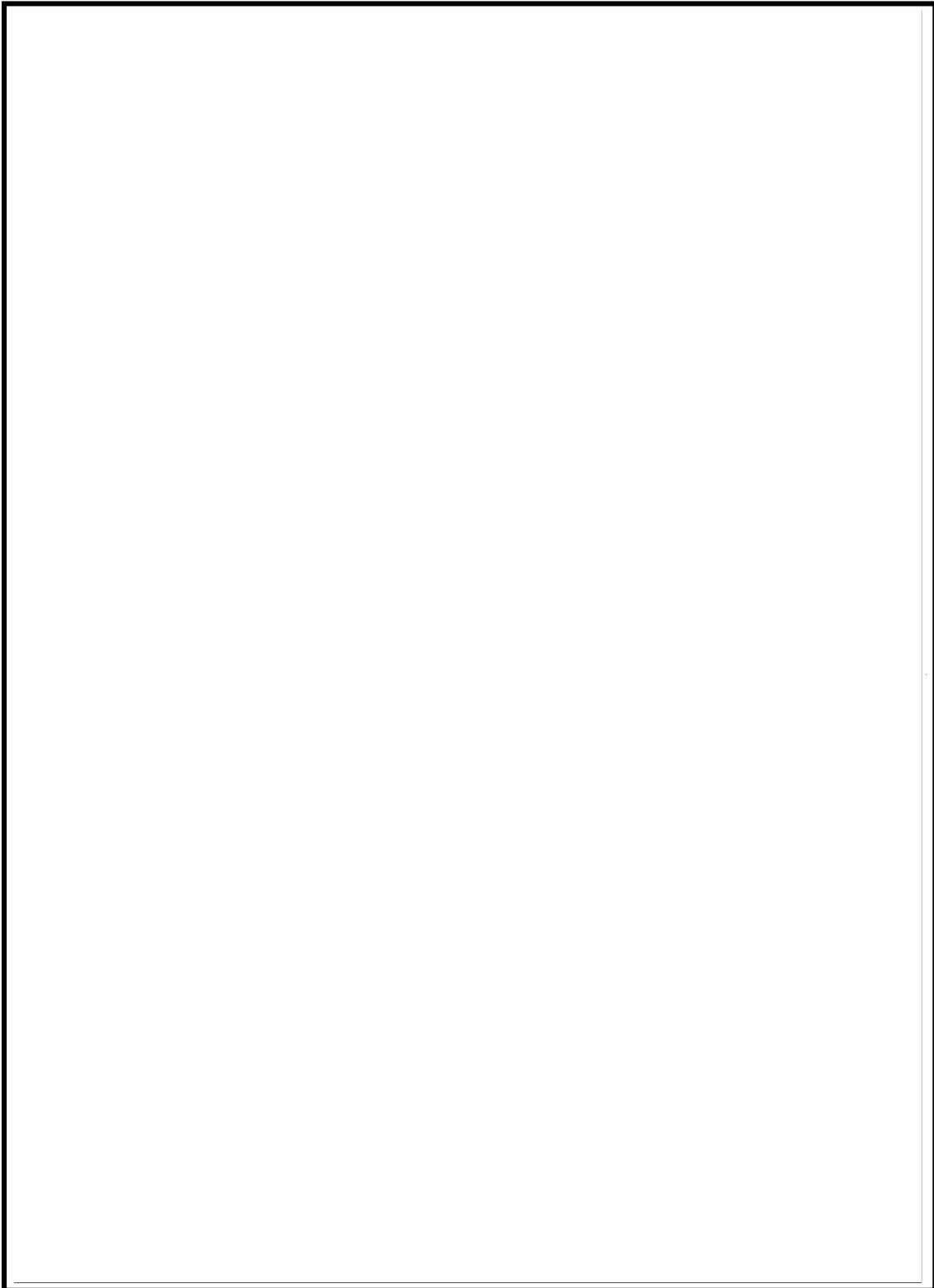


図 5.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (3/5)

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

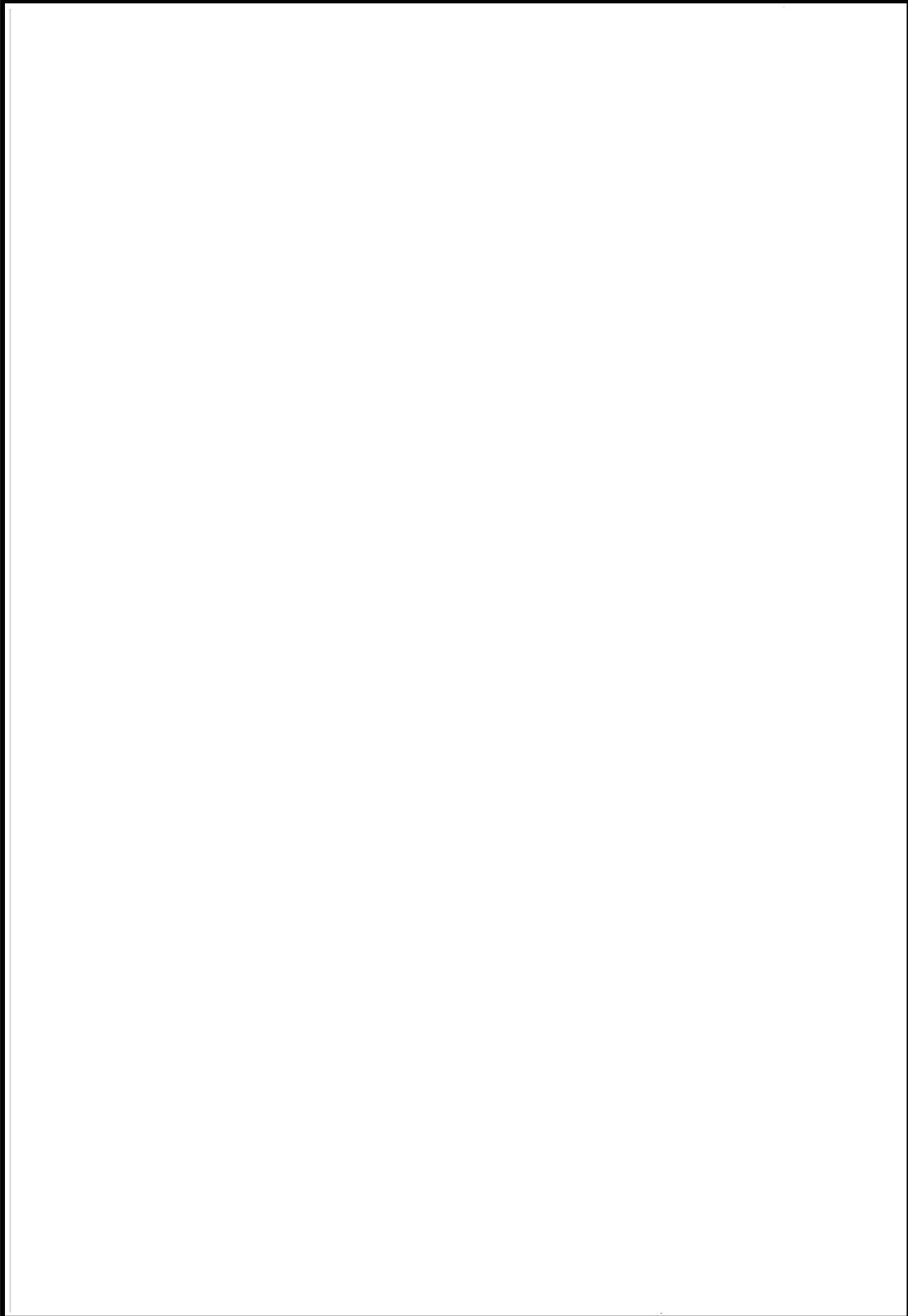


図 5.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (4/5)

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

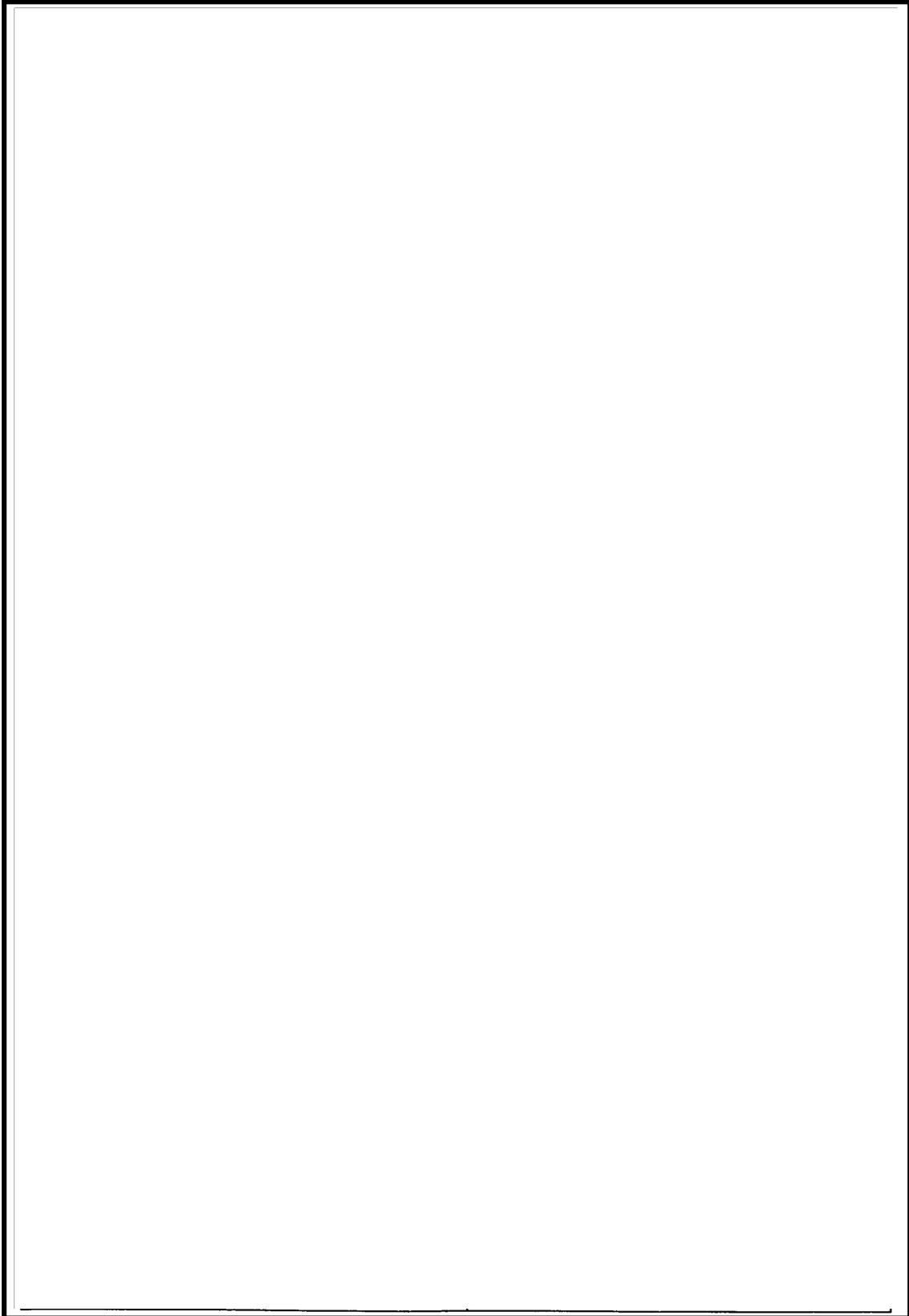


図 5.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (5/5)

### 33. 炉心損傷開始の判断基準及び炉心損傷判断前後の運転操作の差異について

#### 1. 炉心損傷開始の判断基準

##### 1. 1 炉心損傷開始の判断基準について

炉心損傷に至るケースとしては、注水機能喪失により原子炉水位が有効燃料頂部（TAF）以上に維持できない場合において、原子炉水位が低下し、炉心が露出し冷却不全となる場合が考えられる。

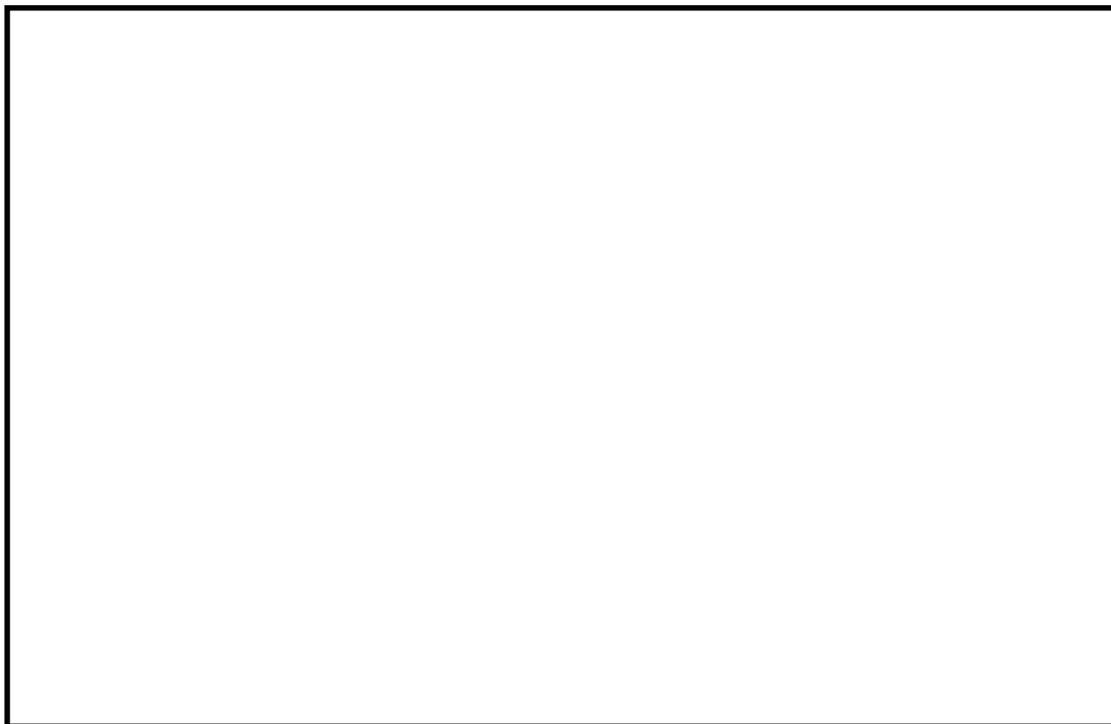
事故時運転操作手順書（徴候ベース）では、原子炉への注水系統を十分に確保できず原子炉水位が TAF 未満となった際に、格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）を用いて、ドライウェル又はサブプレッション・チェンバ内の $\gamma$ 線線量率の状況を確認し、図1に示す設計基準事故相当の $\gamma$ 線線量率の10倍を超えた場合を、炉心損傷開始の判断としている。

炉心損傷等により燃料被覆管から原子炉内に放出される希ガス等の核分裂生成物が、逃がし安全弁等を介して格納容器内に流入する事象進展を捉まえて、格納容器内の $\gamma$ 線線量率の値の上昇を、運転操作における炉心損傷の判断、及び炉心損傷の進展割合の推定に用いているものである。

また、福島事故時に原子炉水位計、格納容器内雰囲気放射線レベル計等の計器が使用不能となり、炉心損傷を迅速に判断出来なかったことを鑑み、格納容器内雰囲気放射線レベル計に頼らない炉心損傷の判断基準について検討しており、その結果、格納容器内雰囲気放射線レベル計の使用不能の場合は、「原子炉圧力容器表面温度：300℃以上」を炉心損傷の判断基準として手順に追加する方針である。

原子炉圧力容器表面温度は、炉心が冠水している場合には、SRV動作圧力（安全弁機能の最大8.20MPa [gage]）における飽和温度約298℃を超えることはなく、300℃以上にはならない。一方、原子炉水位の低下により炉心が露出した場合には過熱蒸気雰囲気となり、温度は飽和温度を超えて上昇するため、300℃以上になると考えられる。上記より、炉心損傷の判断基準を300℃以上としている。

なお、炉心損傷判断は格納容器内雰囲気放射線レベル計が使用可能な場合は、当該計器にて判断を行う。



(1) ドライウエルの $\gamma$ 線線量率



(2) サプレッション・チェンバの $\gamma$ 線線量率

図. 1 シベリアアクシデント導入条件判断図

枠囲みの内容は商業機密又は防護上の観点から公開できません。

### 1. 2 炉心損傷開始の判断基準の根拠について

炉心損傷開始の判断基準は、設計基準事故時の格納容器内雰囲気放射線レベル計 $\gamma$ 線線量率（追加放出時）以上でなければならない。一方、基準を高めを設定すると判定が遅れることが懸念されるため、高すぎる設定値は判断基準として適さない。

炉心損傷開始の判断は、上述のとおり格納容器内雰囲気放射線レベル計の $\gamma$ 線線量率が設計基準事故（追加放出）の10倍を越えた場合であり、この設定値は、全燃料中に含まれる希ガスの0.1%相当が格納容器内に放出された場合の $\gamma$ 線線量率よりも低い、余裕のある値となっている。

上記より炉心損傷判断としては、設計基準事故を超える事象について、設計基準事故の $\gamma$ 線線量率より高く、かつ判定遅れが生じない基準として、設計基準事故（追加放出）の10倍を判断目安としている。

### 1. 3 格納容器内雰囲気放射線レベル計について

格納容器内雰囲気放射線レベル計の $\gamma$ 線線量率の測定レンジは、 $10^{-2}$ ～ $10^5$  [Sv/h] であり、この測定レンジにおいて、「設計基準事故における燃料からの追加放出による放射線量率」、「シビアアクシデント時の炉心損傷の判断目安（追加放出の10倍）」並びに「大LOCA＋注水機能喪失＋全交流動力電源喪失のシーケンスにおける最大放射線量率」を測定可能である。（表1参照）

格納容器内雰囲気放射線レベル計は、連続計測しており、計器の指示値は換算不要で図1の炉心損傷の判断目安と対比可能であるため、指示値が上昇すれば、すぐに炉心損傷を判断可能と考える。格納容器内雰囲気放射線レベル計の検出器は、ドライウエル内の対角位置に2カ所、サブプレッション・チェンバ内の気相部の対角位置に2カ所の、合計4カ所に設置している。炉心損傷後の核分裂生成物の原子炉内から格納容器への移行は、大LOCA等、直接ドライウエル側に放出される場合と、原子炉圧力容器が健全で逃がし安全弁を介してサブプレッション・チェンバ側に放出される場合があるが、いずれの場合においても、炉心損傷時は希ガス等が急激に放出されるため、格納容器内雰囲気放射線レベル計にて炉心損傷に伴う $\gamma$ 線線量率の上昇を測定可能と考える。

また、炉心の損傷割合と燃料被覆管から放出される希ガス等の放出割合は比例すると仮定し、手順では原子炉停止後の経過時間と $\gamma$ 線線量率により炉心損傷の進展割合を推定することとしている。

表 1. 格納容器内雰囲気放射線レベル計の計測レンジ及び事故時格納容器内の放射線量率

	格納容器内の放射線量率
格納容器内雰囲気放射線レベル計 の計測レンジ (計器の仕様)	$10^{-2} \sim 10^5$ [Sv/h]
設計基準事故の追加放出	$10^{-2} \sim 10^0$ 程度 [Sv/h] 〔 原子炉停止後の経過時間が、 0.1 時間後から 100 時間後の値 〕
炉心損傷の判断目安 (設計基準事故の 10 倍)	$10^{-1} \sim 10^1$ 程度 [Sv/h] 〔 原子炉停止後の経過時間が、 0.1 時間後から 100 時間後の値 〕
「大 LOCA + 注水機能喪失 + 全交流動力電源喪失のシーケンス」における最大放射線量率 (早期に炉心損傷したほうが核分裂生成物の減衰が少なく放射線量率は高くなる傾向にあり、シビアアクシデントの中でも早期に炉心損傷する例)	$10^4$ 程度 [Sv/h] 〔 事故後の最大値 〕

## 2. 炉心損傷判断前後における運転操作の差異

### 2. 1 原子炉への注水について

BWR の場合、事故時の対応は、原子炉への注水が最優先であり、炉心損傷の判断の前後でその対応のマネージメントが大きく変わるものではない。原子炉に注水することで、炉心損傷前であれば、冷却による炉心損傷の発生防止が図られ、また、炉心損傷後であれば、冷却による炉心損傷の進展の抑制及び原子炉圧力容器の破損防止が図られる。

### 2. 2 格納容器ベント及び格納容器スプレイについて

炉心損傷後の格納容器ベントは、その実施の判断基準は、炉心損傷前の 1 Pd（格納容器最高使用圧力：310 [kPa(gage)]）に対し、炉心損傷後は 2 Pd（格納容器限界圧力：620 [kPa(gage)]）に変更となる。炉心損傷前は環境へ放出される核分裂生成物の放出量が低く、格納容器の健全性を確保することを目的に設計上の最高使用圧力（1 Pd）を実施基準としているが、炉心損傷後は、より長く格納容器内で核分裂生成物を保持した方が減衰により環境へ放出する放射エネルギーを低減できることから、限界圧力（2Pd）を実施基準としているからである。

また、格納容器ベントの判断基準が変わることで、格納容器スプレイの判断基準も変更となる。スクラム後における、炉心損傷の前後の格納容器ベント及び格納容器スプレイの実施基準の差異を表 2 に示す。

なお、炉心損傷前の 1 Pd の格納容器ベント中には、炉心の健全性を確認するため、格納容器内雰囲気放射線レベル計の  $\gamma$  線線量率を監視し、 $\gamma$  線線量率が設計基準事故（追加放出）と同等の値を示した場合には、一旦ベント操作を中断し、その後は炉心損傷後の実施基準に基づき対応する。

表2. 炉心損傷判断前後における格納容器スプレイ及び格納容器ベントの実施基準の差異

	炉心損傷前	炉心損傷後
格納容器スプレイ	<p>(圧力基準)</p> <p>設計基準事故時の最高圧力は、ドライウエル：250 [kPa(gage)], サプレッション・チェンバ：180 [kPa(gage)]であり、これらの圧力以下に維持できない場合は、格納容器の健全性を維持し、格納容器からの放射性物質の漏えいを可能な限り抑えるために、格納容器スプレイを行う。</p> <p>(温度基準)</p> <p>格納容器の最高使用温度は、ドライウエル：171 [°C], サプレッション・チェンバ：104 [°C]であり、空間温度がこれらの温度に到達する前に格納容器スプレイを行う。</p>	<p>(圧力基準)</p> <p>炉心損傷後の格納容器スプレイは、格納容器限界圧力 (2Pd) の 620 [kPa(gage)] 以下に制御することを目的に、格納容器圧力が 465(kPa[gage]) (1.5Pd) に到達した時点で開始し、390(kPa[gage])に低下した時点で停止すること。間欠運転とするのは、スプレイにより格納容器内の水位を上昇させることで、ベントラインの閉塞等が生じること及び格納容器の空間容積を減少させ圧力の上昇を早めることから、結果として、格納容器ベントに至る時間も早まってしまふからである。</p> <p>(温度基準)</p> <p>格納容器限界温度の 200 [°C] に至らないように、ドライウエル及びサブプレッションプールの空間温度が 190 [°C] 以上となった場合に、格納容器スプレイを行う。</p>
格納容器ベント	<p>サブプレッション・チェンバ圧力が 279 [kPa(gage)] (格納容器圧力制限値) 以下に維持できなければ、格納容器空間部へ直接放出される熱を抑制することを目的に、原子炉を満水とし、さらに格納容器の圧力が上昇し、格納容器最高使用圧力の 310 [kPa(gage)]に到達する場合には、格納容器の健全性を維持するために、ウェットウエルベントを優先として格納容器圧力逃し装置等により格納容器ベントを行う。</p>	<p>加えて、炉心損傷後は、格納容器内で発生する無機ヨウ素の発生の抑制を目的に、スプレイ時に水酸化ナトリウムを注入する。</p> <p>格納容器限界圧力の 620 [kPa(gage)]に到達すると予測される場合には、格納容器の過圧による破損を防止することを目的に、ウェットウエルベントを優先として格納容器圧力逃し装置等により格納容器ベントを行う。</p>

### 3. MAAP 解析における炉心損傷判定値と運転操作における炉心損傷判断基準について

有効性評価の MAAP 解析においては、炉心損傷の解析上の判定基準を、有効性評価の評価項目（「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」を踏まえた要件）の 1200 [°C] (1473 [K]) よりも低い、1000 [K] (727 [°C]) に設定している。

この 1000 [K] は、PHEBUS-FPT0 実験で、燃料被覆管温度が約 1000 [K] に達したときに核分裂生成物の放出開始が観察されたことを踏まえ設定されたものである。

一方、実際の運転操作においては、炉心損傷の状況を直接的に監視可能な計器は原子炉内に設置されておらず、このため、燃料の損傷により放出される希ガス等の  $\gamma$  線線量率の上昇を、格納容器内雰囲気放射線レベル計によって監視し、運転操作における炉心損傷の判断に用いている。

## 34. 逃がし安全弁の作動用の窒素の供給について

### 1. 逃がし安全弁について

逃がし安全弁は、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を防止するため格納容器内の主蒸気管に設置されている。排気は、排気管により、サブプレッション・チェンバのプール水面下に導き凝縮されるようにしている。逃がし安全弁は、バネ式（アクチュエータ付）で、アクチュエータにより逃がし弁として作動させることもできるバネ式安全弁である。すなわち、逃がし安全弁は、バネ式の安全弁に、外部から強制的に開閉を行うアクチュエータを取り付けたもので、蒸気圧力がスプリングの設定圧力に達すると自動開閉するほか、外部信号によってアクチュエータのピストンに窒素ガスを供給して弁を強制的に開放することができる。逃がし安全弁は、18個からなり、次の機能を有している。

#### (1) 逃がし弁機能

本機能における逃がし安全弁は、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるため、原子炉圧力高の信号によりアクチュエータのピストンを駆動して強制的に開放する。18個の逃がし安全弁は、すべてこの機能を有している。

#### (2) 安全弁機能

本機能における逃がし安全弁は、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるため、逃がし弁機能のバックアップとして、圧力の上昇に伴いスプリングに打ち勝って自動開放されることにより、原子炉冷却材圧力バウンダリの最も過酷な圧力変化の場合にも原子炉圧力が最高使用圧力の1.1倍を超えないように設計されている。18個の逃がし安全弁は、すべてこの機能を有している。

#### (3) 自動減圧機能

自動減圧機能は、非常用炉心冷却系の一部であり、原子炉水位低とドライウェル圧力高の同時信号により、ピストンを駆動して逃がし安全弁を強制的に開放し、LOCA時等に原子炉圧力を速やかに低下させて、低圧注水系の早期の注水を促す。18個の逃がし安全弁のうち、8個がこの機能を有している。

#### (4) その他の機能

原子炉停止後、熱除去源としての復水器が何らかの原因で使用不能な場合に、崩壊熱により発生した蒸気を除去するため、中央制御室からの遠隔手動操作で逃がし安全弁を開放し、原子炉圧力を制御することができる。18個の逃がし安全弁は、すべてこの機能を有している。

表1に、逃がし安全弁の吹き出し圧力を示す。

表 1. 逃がし安全弁の逃がし弁機能及び安全弁機能の吹き出し圧力  
(逃がし弁機能の吹き出し圧力)

吹出圧力 [MPa(gage)]	弁個数	容量／個 [t/h]	備考
7.51	1	363	P
7.58	1	367	J
7.65	4	370	B,G,M,S
7.72	4	373	D,E,K,U
7.79	4	377	<span style="border: 1px solid black; padding: 1px;">C</span> , <span style="border: 1px solid black; padding: 1px;">H</span> , <span style="border: 1px solid black; padding: 1px;">N</span> , <span style="border: 1px solid black; padding: 1px;">T</span>
7.86	4	380	<span style="border: 1px solid black; padding: 1px;">A</span> , <span style="border: 1px solid black; padding: 1px;">F</span> , <span style="border: 1px solid black; padding: 1px;">L</span> , <span style="border: 1px solid black; padding: 1px;">R</span>

(安全弁機能の吹き出し圧力)

吹出圧力 [MPa(gage)]	弁個数	容量／個 [t/h]	備考
7.92	2	395	P,J
7.99	4	399	B,G,M,S
8.06	4	402	D,E,K,U
8.13	4	406	<span style="border: 1px solid black; padding: 1px;">C</span> , <span style="border: 1px solid black; padding: 1px;">H</span> , <span style="border: 1px solid black; padding: 1px;">N</span> , <span style="border: 1px solid black; padding: 1px;">T</span>
8.20	4	409	<span style="border: 1px solid black; padding: 1px;">A</span> , <span style="border: 1px solid black; padding: 1px;">F</span> , <span style="border: 1px solid black; padding: 1px;">L</span> , <span style="border: 1px solid black; padding: 1px;">R</span>

※：囲み文字は、自動減圧機能付きの逃がし安全弁を示す。

## 2. 逃がし安全弁の作動用の窒素の供給について

逃がし安全弁の機能のうち、バネ式の安全弁機能以外の「逃がし弁機能」、「自動減圧機能」及び「その他の機能」は、弁の開閉のためにアクチュエータを作動するため、窒素を消費する。表2に逃がし安全弁（ADS機能付き）及び逃がし安全弁（ADS機能なし）の動作回数及びアキュムレータ容量を示す。

表2. 逃がし安全弁の動作回数（外部からの窒素供給なしの場合）

	動作回数	使用する アキュムレータ	概略図
逃がし安全弁 (ADS機能付き)	1回 (ドライウエル最高使用 圧力 (310 [kPa(gage)])) 又は 5回 (ドライウエル通常圧力 (13.7[kPa(gage)])以下)	ADS機能用 アキュムレータ (200 [リットル])	図1参照
	1回 (ドライウエル通常圧力 (13.7[kPa(gage)])以下)	逃がし弁機能用 アキュムレータ (15 [リットル])	
逃がし安全弁 (ADS機能なし)	1回 (ドライウエル通常圧力 (13.7[kPa(gage)])以下)	逃がし弁機能用 アキュムレータ (15 [リットル])	図2参照

逃がし安全弁のアキュムレータへ窒素ガスを供給する設備は、常用系と非常用系から構成されている。常用系はフィルタ、減圧弁等により構成し、窒素ガスは不活性ガス系より供給される。非常用系は窒素ガスボンベ、減圧弁等から構成され、独立したA系、B系の2系列から成る高圧窒素ガス供給系及び代替高圧窒素ガス供給系より供給される。また、常用系と非常用系の間にはタイラインを設け、通常時は、非常用系へも常用系の不活性ガス系から供給される。図3に系統構成図を示す。

LOCA後等の長期冷却時には、逃がし安全弁（ADS機能付き）のアキュムレータに対し、窒素ガスを供給する。このとき常用系が健全であれば、常用系から供給するが、常用系が機能を喪失した場合は、非常用系の圧力低下の信号により連絡弁を閉じ、非常用系（窒素ガスボンベ）より供給する。

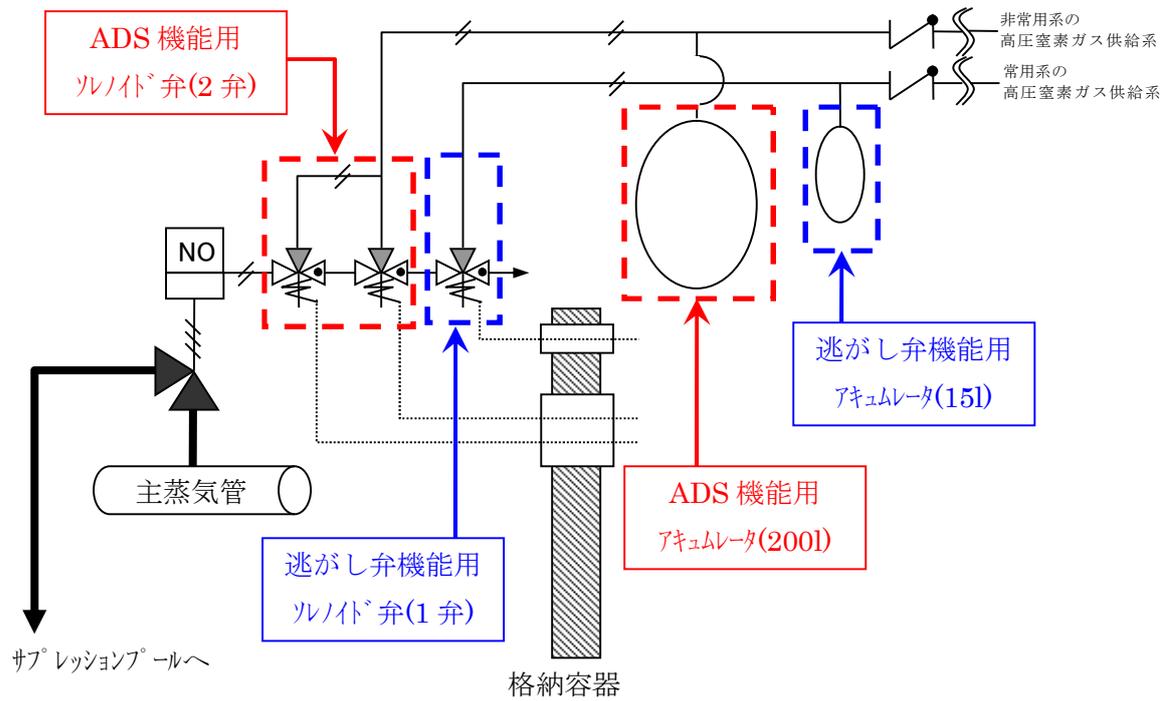


図 1. 逃がし安全弁 (ADS 機能付き) 概略図

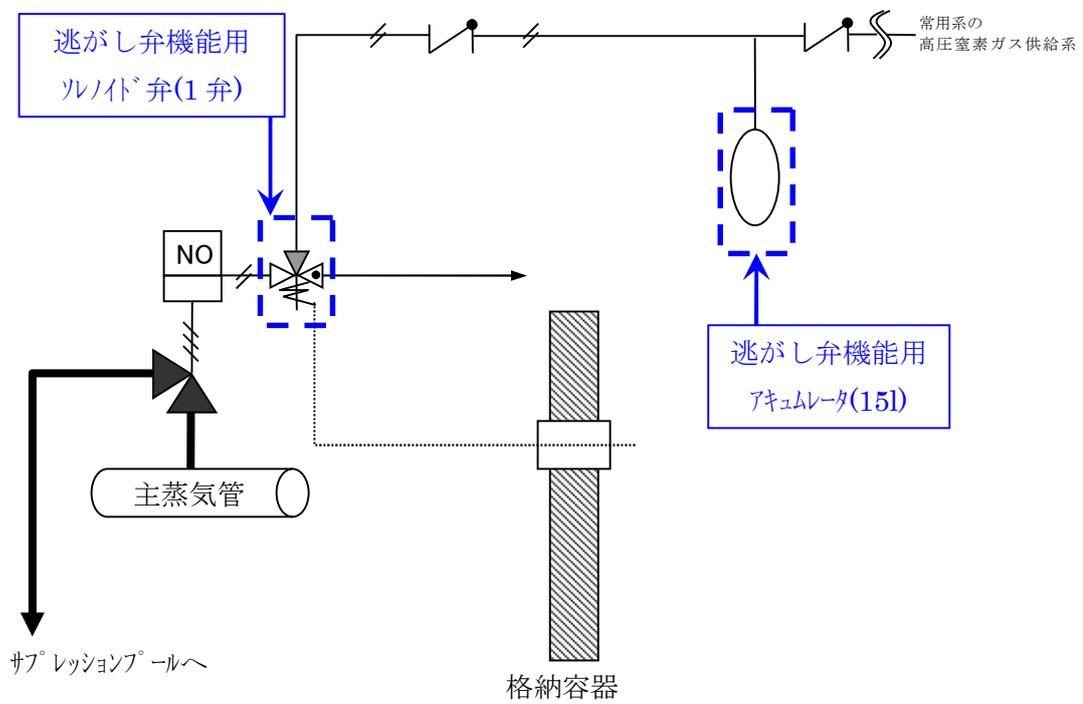


図 2. 逃がし安全弁 (ADS 機能なし)

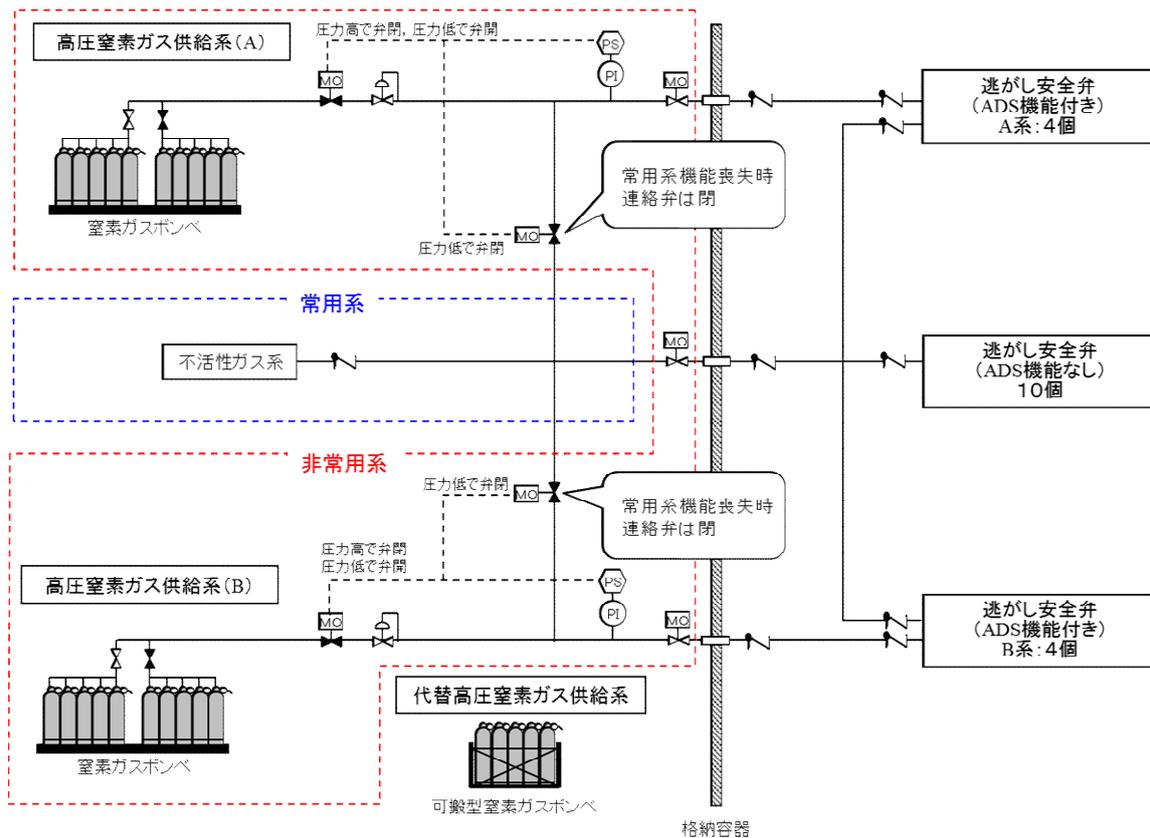


図3. 高圧窒素ガス供給系及び代替高圧窒素ガス供給系 系統概要図

### 3. 窒素ガスポンベの容量の考え方について

窒素ガスポンベは、事故後、原子炉への低圧注水が可能なるよう、逃がし安全弁（ADS機能付き）開保持による系統漏えい量を、7日間はポンベの交換なしで補給できるだけのポンベ本数を確保している。系統漏えい量に対する、確保量の試算は以下のとおり。

系統漏えい量は、系統最高圧力（窒素ガスポンベの初期圧力）から系統最低圧力（窒素ガスポンベの交換圧力）までの圧力減少に応じたガス量と等しいため、以下の式が成立する。

（1系列4弁開保持による系統漏えい量）

$$\begin{aligned}
 S_l &= \lambda [l / \text{min} / \text{個}] \times N [\text{個}] \times D [\text{day}] \times 24 [\text{hr} / \text{day}] \times 60 [\text{min} / \text{hr}] \\
 &= 0.472 [l / \text{min} / \text{個}] \times 4 [\text{個}] \times 7 [\text{day}] \times 24 [\text{hr} / \text{day}] \times 60 [\text{min} / \text{hr}] \\
 &= 19031 [l]
 \end{aligned}$$

ここで、各設計値は下記のとおりとなる。

$S_i$ : 開保持による系統漏えい量[ℓ]

$\lambda$ : 逃がし弁 (ADS機能付き) 1個あたりの系統漏えい量=0.472[ℓ/min/個]

$N$ : 逃がし弁 (ADS機能付き) 1系列あたりの弁の個数=4[個]

$D$ : 開保持期間 (7日間) =7[day]

(窒素ガスポンペによる供給量)

$$\begin{aligned} S_b &= \frac{(P_1[\text{MPa}(gauge)] - P_2[\text{MPa}(gauge)])}{P_L[\text{MPa}(gauge)]} \times V_b[\ell/\text{本}] \times M[\text{本}] \\ &= \frac{(14.7[\text{MPa}(gauge)] - 4.9[\text{MPa}(gauge)])}{0.1013[\text{MPa}(gauge)]} \times 46.7[\ell/\text{本}] \times M[\text{本}] \\ &= 4518[\ell] \times M \end{aligned}$$

ここで、各設計値は下記のとおりとなる。

$S_b$ : 窒素ガスポンペによる供給量

$P_1$ : ポンペ初期充填圧力 = 14.7[MPa(gage)]

$P_2$ : ポンペ交換圧力 = 4.9[MPa(gage)]

$P_L$ : 大気圧 = 1013[hPa(gage)] = 0.1013[MPa(gage)]

$V_b$ : ポンペ容量 = 46.7[ℓ/min]

$M$ : 必要ポンペ本数[本]

開保持による系統漏えい量 ( $S_i$ ) より多い窒素ガスポンペによる供給量 ( $S_b$ ) が必要であり、 $S_b > S_i$  を満たす必要ポンペ本数 ( $M$ ) を求める。

$$S_b > S_i$$

上記の関係式より

$$4518[\ell] \times M > 19031[\ell]$$

$$M > 4.2$$

よって、必要ポンペ本数は、 $M > 4.2$  の値を丸めて5本となる。

高圧窒素ガス供給系 (A系: 10本, B系: 10本), 及び, 代替高圧窒素ガス供給系 (5本) ともに必要容量を確保している。

#### 4. 逃がし安全弁を開保持するための更なる安全対策

逃がし安全弁を開保持するための更なる安全対策として、高圧窒素ガス供給系代替逃がし安全弁駆動機能（代替 SR 弁駆動機能）の設置を検討している。

本機能は、既設の高圧窒素ガス供給系と独立した窒素ガスポンプ及び供給ラインにより構成し、逃がし安全弁を開保持できない場合においても、格納容器外から窒素ガスを供給することで、逃がし安全弁（ADS 機能なし）10 弁のうち、A 系：2 弁，B 系：2 弁を開保持することが可能である。系統概要図を図 4 に示す。

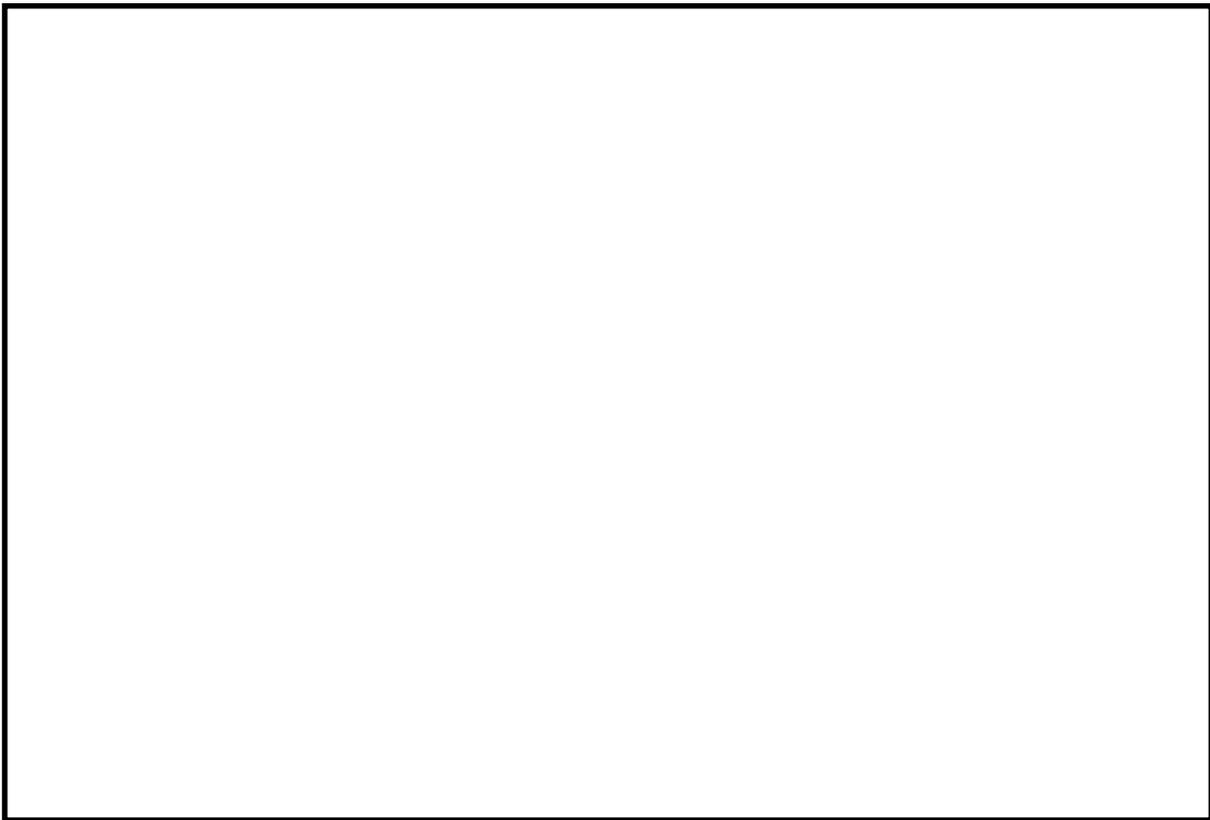


図 4. 高圧窒素ガス供給系代替 SR 弁駆動機能 系統概要図

枠囲みの内容は商業機密又は防護上の観点から公開できません。

## 5. 常用系の高圧窒素ガス供給系が機能喪失した場合の有効性評価への影響について

有効性評価の全交流動力電源喪失シナリオにおいて、逃がし弁機能の最低設定圧力（7.51 [MPa(gage)])にて原子炉を圧力制御することを前提としている。しかしながら、不活性ガス系からの窒素供給が機能喪失し、各逃がし弁用のアキュムレータに窒素が供給されないまま、長期間の事故により各弁のアキュムレータ内の窒素を消費した場合、最終的に安全弁機能の最低設定圧力（7.92 [MPa(gage)])で圧力は制御されることとなる。

上記の状態においても、原子炉隔離時冷却系による注水は可能であり、原子炉系の最高使用圧力（8.62 [MPa(gage)])以下での制御されるため問題とならない。

図5～8に安全弁機能を使用した場合の全交流動力電源喪失シナリオ時の感度解析の結果を示す。図5に示すとおり、原子炉から発生する崩壊熱が蒸気として格納容器に排気されるタイミングの差異は生じるが、圧力制御を目的とした逃がし安全弁の開閉の影響は軽微で、格納容器ベント（1Pd 到達）の実施時期を含めて除熱への影響はない。

また、低圧注水等に移行するための急速減圧は、自動減圧用のアキュムレータを用いるため、逃がし弁用のアキュムレータ内の窒素の消費の状況に係わらず操作は可能であり、逃がし安全弁の吹出圧力が 7.51 [MPa(gage)] から 7.92 [MPa(gage)] に上昇することで、急速減圧時の減圧前の圧力が上昇するが、減圧時間に対する影響は軽微で、図7に示すとおり燃料被覆管温度に対しても有為な影響はない。

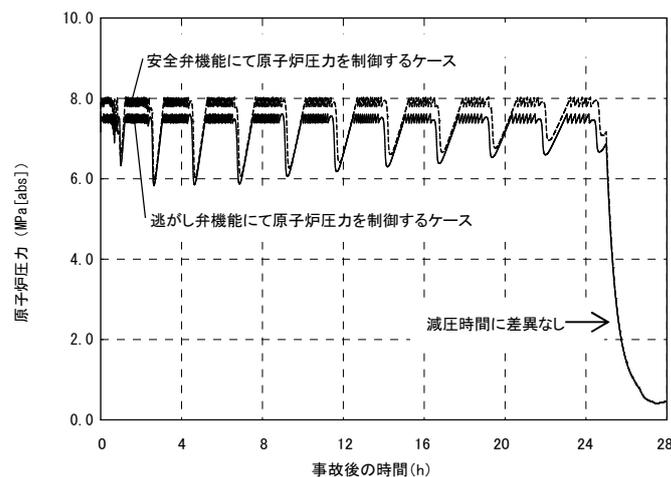


図5. 原子炉圧力の変化

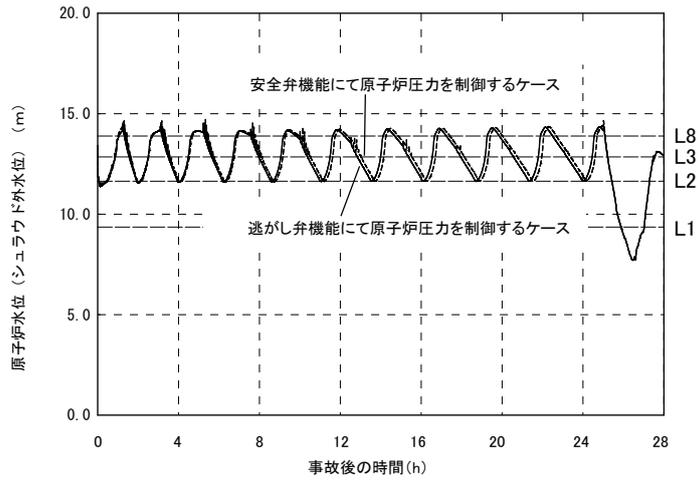


図6. 原子炉水位の変化

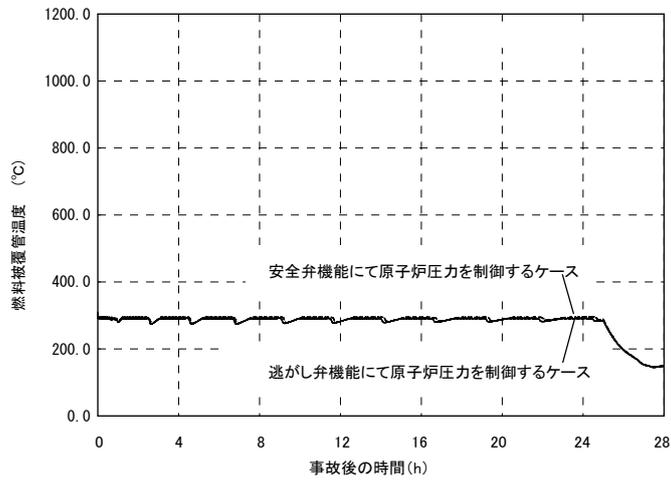


図7. 高出力燃料集合体の燃料被覆管の温度の変化

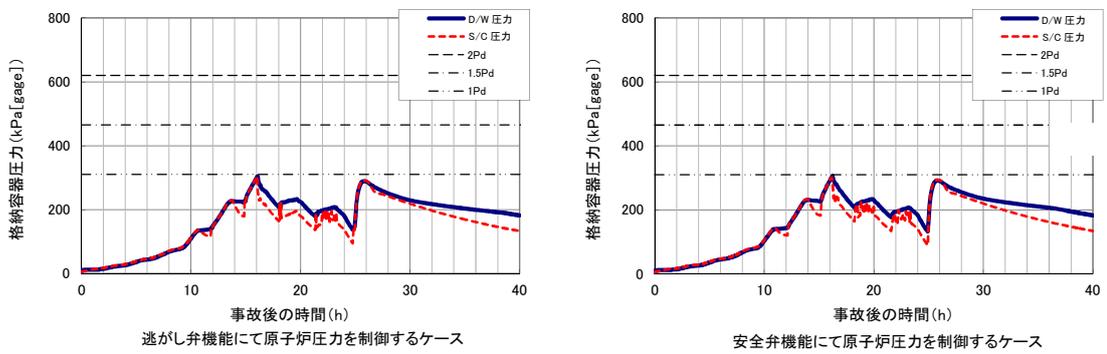


図8. 格納容器圧力の変化

### 35.全交流動力電源喪失時のサブプレッション・チェンバ・プール水位について

全交流動力電源喪失時における，サブプレッション・チェンバ・プール水位上昇における影響（真空破壊装置水没の有無，原子炉隔離時冷却系水源切替判断等）の整理について，以下に述べる。

#### 1. サプレッション・チェンバ・プール水位上昇時における真空破壊装置の健全性（水没の有無）について

本事故シーケンスグループでは，崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって，格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇するが，事象発生から約 16 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による除熱を行う。

なお，格納容器圧力逃がし装置等による除熱時のサブプレッション・チェンバ・プール水位は，真空破壊装置(約 14m) 及び，ベントライン(約 17m)に対して十分に低く推移するため，真空破壊装置の健全性は維持される。

#### 2. 原子炉隔離時冷却系水源切替判断について

原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵槽側よりサブプレッション・チェンバ・プール側に切り替える判断基準は，真空破壊弁機能上の水位制限値及び，サブプレッション・チェンバ・プール水温である。

具体的な判断基準は，サブプレッション・チェンバ・プール水位制限値(12.7m)に到達した場合，または，サブプレッション・チェンバ・プール水温（平均値）が 60℃以下を維持可能となった場合である。

本事象において，サブプレッション・チェンバ・プール水位は，水位制限値(12.7m)に至らないこと，および，サブプレッション・チェンバ・プール水温は，60℃以下に低下しないため，原子炉隔離時冷却系の水源は，復水貯蔵槽側のままとなる。

以上

## 37. サプレッション・チェンバ等水位上昇時の計装設備への影響について

### 1. はじめに

格納容器破損防止対策において、原子炉注水、格納容器スプレイを継続した場合、サプレッション・チェンバ (S/C) 及び格納容器下部 (下部 D/W) の水位は上昇し、連通孔が満水となった以降は、格納容器上部 (上部 D/W) の水位が上昇する。格納容器逃がし装置等による格納容器ベント実施後のウェットウェルベントラインの水没防止のため、外部水源注水量制限 (ウェットウェルベントライン高さ-1m) を設け、制限に達した場合は格納容器スプレイを停止する。

有効性評価シナリオにおいて、最も格納容器内の水位が上昇するシナリオは、格納容器過圧・過温破損シナリオであり、格納容器ベント実施による圧力低下により S/C 水位及び下部 D/W は、格納容器下部底面 (T.M.S.L. [ ]) からそれぞれ約 16.3m 及び約 15.1m 上昇する (それぞれ T.M.S.L. [ ], 及び T.M.S.L. [ ]) 評価となる。また、上部 D/W はダイヤフラムフロア (T.M.S.L. [ ]) から約 0.2m 上昇する (T.M.S.L. [ ]) 評価となる。ここでは、S/C 水位、下部 D/W 水位、及び上部 D/W 水位が上昇した場合の計装設備への影響を評価する。

### 2. 評価結果

格納容器 (D/W 及び S/C) 内に設置される計装設備は、原子炉圧力容器表面温度計 (6号炉：37台、7号炉：31台)、原子炉格納容器雰囲気温度計 (6号炉：57台、7号炉：55台)、S/C 温度計 (プール水温度計 48台、気体温度計 4台)、及びペDESTAL水位検知計 (3台) があり、S/C 水位、下部 D/W 水位、及び上部 D/W 水位がそれぞれ T.M.S.L. [ ], T.M.S.L. [ ] 及び T.M.S.L. [ ] まで上昇したとした場合、原子炉圧力容器表面温度計 (6号炉：9台、7号炉：6台)、原子炉格納容器雰囲気温度計 (6号炉：22台、7号炉：22台)、S/C 温度計及びペDESTAL水位検知計が水没する。これらのほとんどについて、検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、事故時の耐環境性向上 (原子炉格納容器の限界温度・圧力である 200℃、2Pd の蒸気条件下での健全性確保) を図る設計としている。

表 1 に格納容器 (D/W 及び S/C) 内の計装設備の設置高さを、図 1 に格納容器 (D/W 及び S/C) 内の計装設備の配置を示す。表 1 に示すとおり、計装設備の一部が水没しても、格納容器内のパラメータを監視・推定することが可能である。

<参考>

福島第二原子力発電所の知見（サブプレッションプール水温度検出器の中継端子箱浸水による絶縁抵抗低下について）

福島第二原子力発電所1号機は、事故対応中にサブプレッションプール水位の上昇があり、事故後に計測設備の点検を実施したところ、サブプレッションプール水温度検出器の絶縁抵抗低下が確認された。絶縁抵抗低下の原因は、格納容器内に設置されている中継端子箱の浸水による端子台の吸湿及び発錆によるものであったが、端子台を使用しない直ジョイント部については絶縁抵抗低下の程度が低く判定基準を満足していた。

表1. 格納容器 (D/W 及び S/C) 内の計装設備の設置高さ

計装設備	検出器設置高さ (T.M.S.L.)	影響評価
①原子炉圧力容器 表面温度計		原子炉圧力容器表面温度計 37 台中 9 台は水没するが、それ以外の温度計 28 台で測定可能。なお、水没する 9 台は検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、事故時の耐環境性向上を図る設計としている。
		原子炉圧力容器表面温度計 31 台中 6 台は水没するが、それ以外の温度計 25 台で測定可能。なお、水没する 6 台は検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、事故時の耐環境性向上を図る設計としている。
②原子炉格納容器 雰囲気温度計		格納容器雰囲気温度計 57 台中 22 台は水没するが、それ以外の温度計 35 台で測定可能。なお、水没する 22 台は検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、事故時の耐環境性向上を図る設計としている。
		格納容器雰囲気温度計 55 台中 22 台は水没するが、それ以外の温度計 33 台で測定可能。なお、水没する 22 台は検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、事故時の耐環境性向上を図る設計としている。
③S/C 温度計		サブプレッション・プール (S/P) 水温度計 48 台、及びサブプレッション・チェンバ (S/C) 気体温度計 4 台は、全て水没するが、水温計 48 台、気体温度計 1 台については、検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、事故時の耐環境性向上を図る設計とする。また、サブプレッション・プール水温が測定不能になった場合は、他のパラメータにより推定することができる。
		サブプレッション・プール (S/P) 水温度計 48 台、及びサブプレッション・チェンバ (S/C) 気体温度計 4 台は、全て水没するが、水温計 48 台、気体温度計 4 台については、検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、事故時の耐環境性向上を図る設計としている。また、サブプレッション・プール水温が測定不能になった場合は、他のパラメータにより推定することができる。
④ペDESTAL 水位検知計		ペDESTAL水位検知計 (電極式) は水没するが、水位計であり、また、検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造のため、影響なし。

※1 表中の丸数字は図1の丸数字に対応する。

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

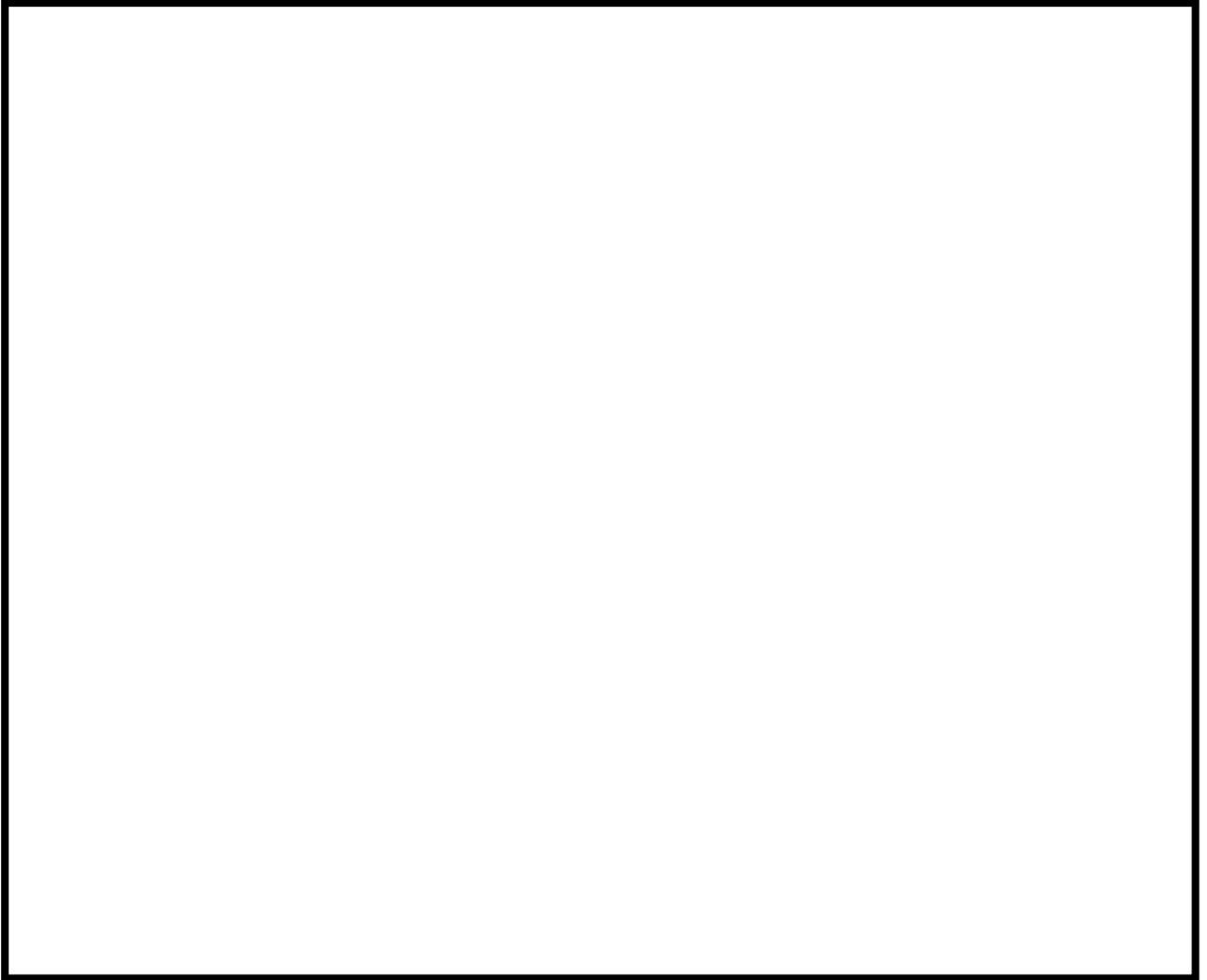


図1. 格納容器 (D/W 及び S/C) 内の計装設備の配置

## 38. 原子炉隔離時冷却系 (RCIC) の運転継続及び原子炉減圧の判断について

### 1. 事象初期の注水

RCIC は事象初期に原子炉が高圧状態でかつ交流電源が全て喪失した状態でも原子炉注水を可能とする重要な設備である。

事象初期に全交流電源喪失となった場合、あるいは、交流電源が生きていた場合でも LOCA のように大容量の注水を必要とする事象を除き、崩壊熱を消費しサプレッション・チェンバ・プール (S/P) への熱負荷を軽減する観点から RCIC による原子炉注水を継続する。

### 2. 低圧注水への移行の判断

福島事故時の福島第一3号炉の高圧注水系 (HPCI) 停止・再起動不可の反省も踏まえ、低圧注水機能の信頼性が高い\*ことを確認した時点で、高圧注水 (RCIC) から低圧注水に移行するのが基本的な方針である。

\*「低圧注水機能の信頼性が高い」の例: 低圧注水 2 系統が駆動源や水源も含め待機でき冗長性が確保されていること。→常設代替交流電源設備 (GTG) で駆動し復水貯蔵槽 (CSP) を水源とする低圧代替注水系 (常設) (MUWC) で 1 系統、付帯するディーゼル機関で駆動し、ろ過水タンクを水源とする消火ポンプでもう 1 系統、等。

### 3. 原子炉減圧のペース

原子炉減圧は、RCIC による注水で原子炉水位を維持しつつ、逃がし安全弁 (SRV) の 1 弁ないし 2 弁を使用し、S/P の熱容量の制限にかからないよう徐々に減圧する。こうすることで、急激な減圧による冷却材の流出に伴う炉心露出を回避することができる。

### 4. 低圧注水の信頼性を確保できないと判断した場合

低圧注水機能の信頼性を確保できないと判断した場合には、RCIC による原子炉注水を継続する。RCIC の最長継続運転時間は、RCIC の制御に用いる蓄電池の容量から決まる 24 時間となる。RCIC で注水継続している時間内に低圧注水機能の信頼性を確保し低圧注水に移行する。

最長継続時間を超えるおそれがある場合、もしくは RCIC が機能喪失した場合には、低圧注水機能の信頼性が高くなくても低圧注水に移行する。

## 5. 操作に伴うパラメータの挙動

### (1) 評価

#### ○事象の流れ

事象発生 → RCIC で注水 → 低圧注水確保 → SRV1 弁を開閉し減圧 →  
SRV2 弁を開保持 → 炉圧 1MPa 以下を維持 → 注水を MUWC2 台に切替

#### ○結果

SRV1 弁の開閉に伴う原子炉圧力の変動はあるものの(図 1-1), 原子炉水位は減圧に伴う変動も小さく安定的に維持されていることが確認できる(図 1-2)。

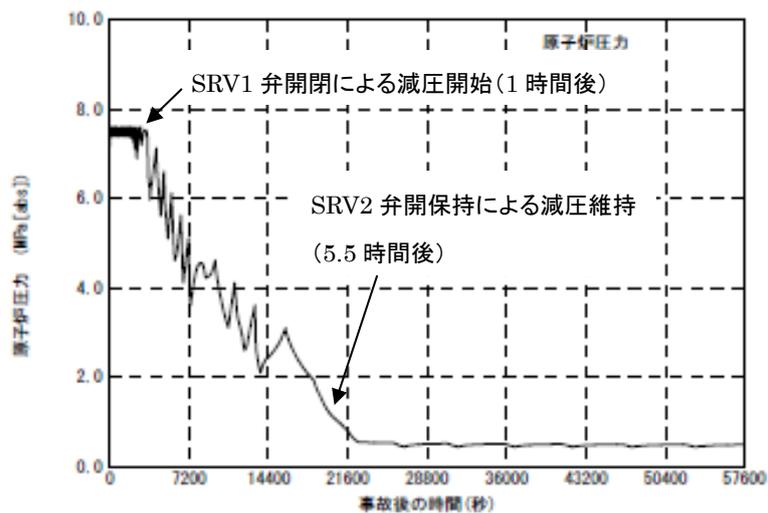


図 1-1: 原子炉圧力の挙動

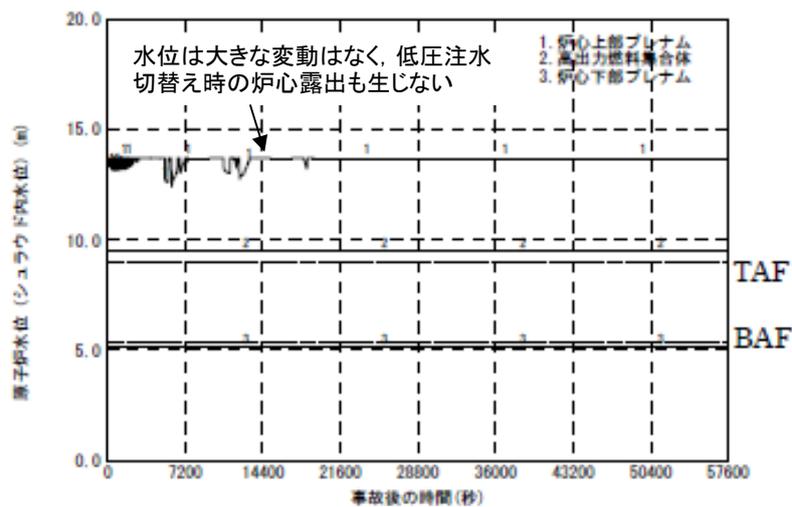


図 1-2: 減圧時の原子炉水位(シュラウド内)の挙動

(2) 福島事故時の福島第二4号炉(2F-4)の実挙動

福島事故時の2F-4では、津波到達後の3月11日15時46分からSRVによる炉圧調整を開始するとともに、15時54分からRCICによる原子炉注水を開始。

SRVにより炉圧を滑らかに低減させる間に、復水補給水系(MUWC)による注水を準備し、RCICを約8時間運転させた後の3月12日00時16分にMUWCによる注水に移行した。

図2-1に原子炉圧力の挙動、図2-2に原子炉水位の挙動を示す。炉圧をゆっくりと下げつつ、炉心の冠水を常に維持しながらRCICからMUWCに注水を切り替えている。

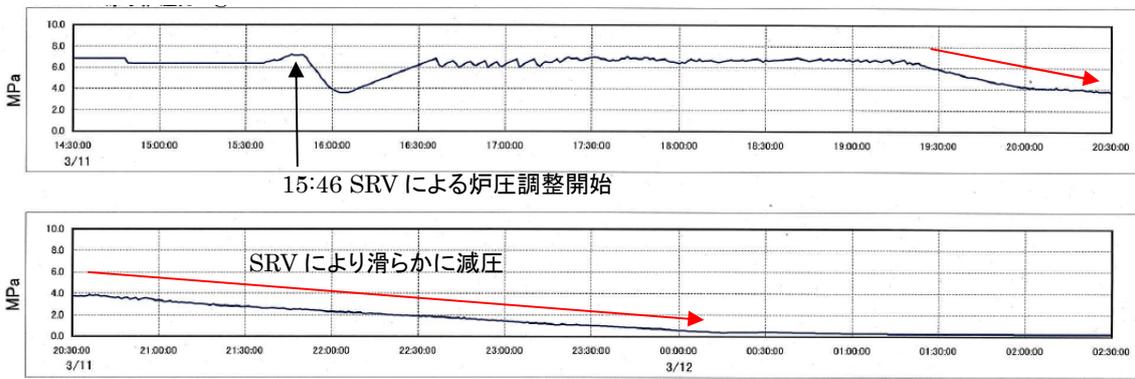


図 2-1: 原子炉圧力の挙動(2F-4)

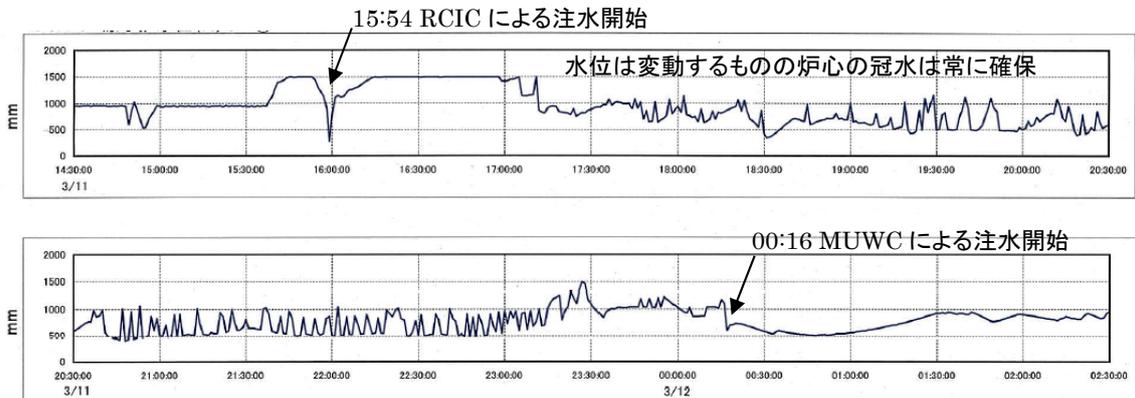


図 2-2: 原子炉水位(狭帯域)の挙動(2F-4)

以上

### 39. 6 / 7号炉 原子炉冷却材再循環ポンプからのリークの有無について

#### 1. 概要

原子炉冷却材再循環ポンプ（RIP）は図-1(a)に示すように、ポンプ本体及び補助系統（モータ冷却水系、パージ水系、並びに2次シール水系）から構成される。モータ冷却水系は、ポンプ軸に設置したスラストカラー（補助インペラ）により強制循環させた冷却水によりモータ部の冷却を行い、熱交換器を介して熱を放出する閉ループ構造となっている。パージ水系は、原子炉冷却材中の不純物（クラッド）がケーシング内に侵入するのを防ぐため、制御棒駆動系（CRD系）からパージ水を供給し、ケーシング側から原子炉圧力容器側に向かう流れを作る構造となっている。なお、2次シール水系については分解点検時に使用するため、通常運転時はシール水が供給されず、閉ループが構成される。

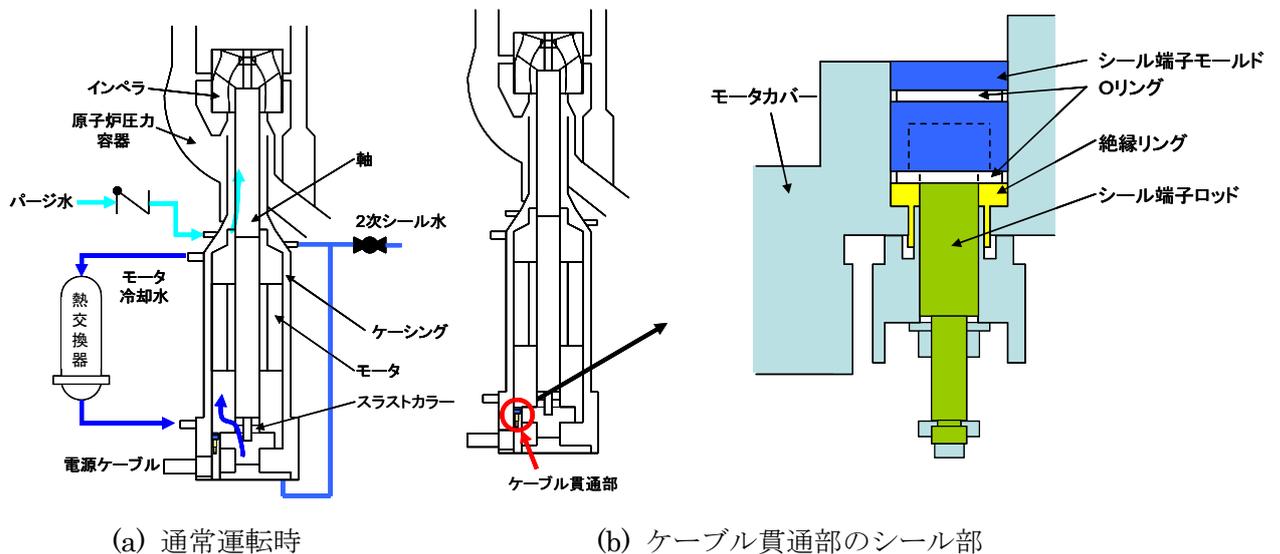


図-1 原子炉冷却材再循環ポンプ

原子炉冷却材再循環ポンプとCRD系が停止し、モータ冷却水とパージ水が喪失した場合、モータ冷却水系と2次シール水系は閉ループで構成されていること、またパージ水系についても逆止弁があることから、これらの補助系統から原子炉冷却材が漏えいすることはない。

一方、図-1(b)に示すケーブル貫通部は、原子炉冷却材温度の影響は受けにくいものの、周辺温度である下部ドライウェル雰囲気温度の影響を受け易く、下部ドライウェル雰囲気温度の上昇により、ケーブル貫通部のシール機能が維持できず原子炉冷却材が漏えいする可能性がある。

以上から、炉心損傷防止の重要事故シナリオの中で下部ドライウェル雰囲気温度が最も高くなる「全交流動力電源喪失」について、原子炉冷却材再循環ポンプのケーブル貫通

部からの漏えいの発生有無の評価を行った。

## 2. ケーブル貫通部からの漏えいの発生有無の評価

全交流動力電源喪失時の下部ドライウェル雰囲気温度の解析結果を図-2 に示す。

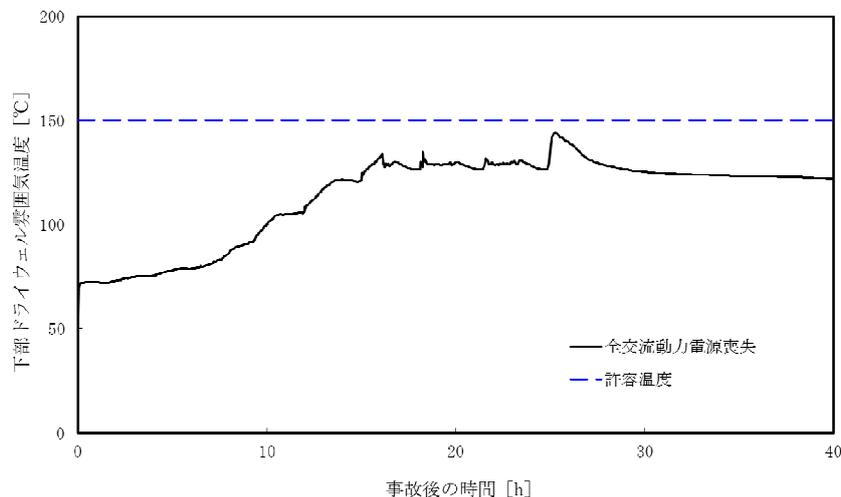


図-2 全交流動力電源喪失時の下部ドライウェル雰囲気温度

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

一方、ケーブル貫通部のシール部には、表-1 の部品及び材料が使われている。

表-1 原子炉冷却材再循環ポンプのケーブル貫通部の部品及び許容温度

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

ケーブル貫通部のシール部材の許容温度はそれぞれ約 70°C、約 150°C となっており、145°C に対し、シール端子モールド及びそれに取り付く O リングについてはシール機能を維持できないが、シール端子ロッド絶縁部及び絶縁リングについてはシール機能を維持できると考えられる。

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

#### 40. 高圧・低圧注水機能喪失及び LOCA 時注水機能喪失シナリオにおける シュラウド外水位の推移について

「高圧・低圧注水機能喪失」及び「LOCA 時注水機能喪失」の重要事故シーケンスにおいては、低圧代替注水系(常設)により、原子炉への注水を確保し、その注水量を炉心の崩壊熱相当まで減少させ、シュラウド内水位を一定に維持している。

図1, 2に、それぞれの重要事故シーケンスにおいて、炉心冠水後も低圧代替注水系(常設)の注水量を減少させずに、最大注水量で注水を継続した場合の原子炉水位の挙動を示す。約75分後、運転員が監視するシュラウド外水位についても、有効燃料棒頂部を上回る。なお、シュラウド内は既に冠水していることから、注水流量が最大で維持する場合も、炉心冠水後、炉心の崩壊熱相当まで注水量を減少させた場合も燃料被覆管最高温度は変化しない。

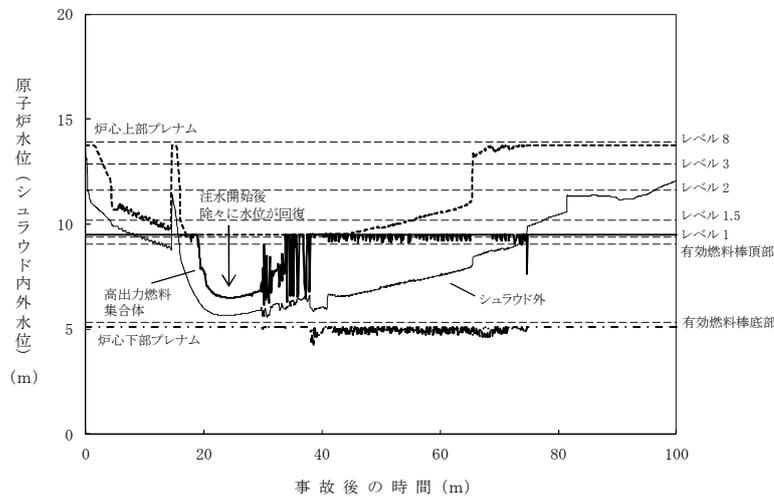


図1：原子炉水位(シュラウド内外)の挙動(高圧・低圧注水機能喪失)

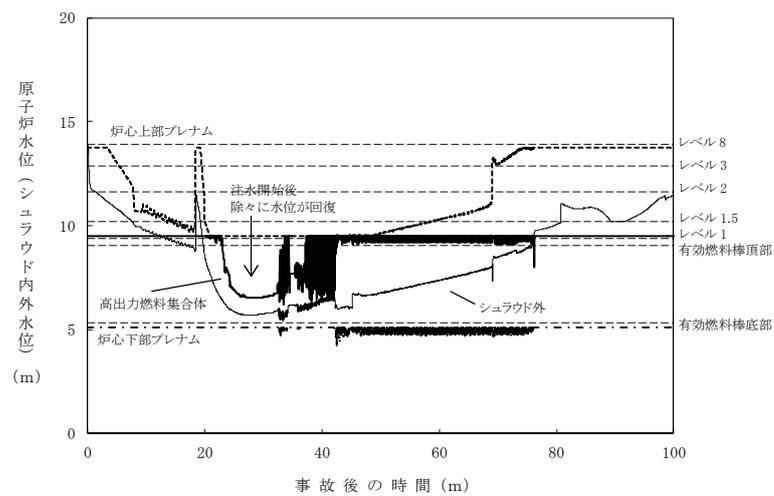


図2：原子炉水位(シュラウド内外)の挙動(LOCA 時注水機能喪失)

## 41. 逃がし安全弁に係る実態と解析の違い及びその影響について

### 1. 逃がし安全弁の原子炉圧力制御に係る実態と解析の違い

常用系の高圧窒素ガス供給系が使用可能であれば、逃がし安全弁の逃がし弁機能のアクチュムレータに、不活性ガス系から窒素が供給され、逃がし弁機能の最低設定圧力の 7.51 [MPa(gage)] で原子炉の圧力は制御される。地震・外部電源喪失等により、常用系が使用不可の場合は、7.51 [MPa(gage)] から徐々に吹出圧力が上昇し、最終的には安全弁機能の最低設定圧力の 7.92 [MPa(gage)] で圧力は制御される。

有効性評価では、逃がし弁機能の最低設定圧力 (7.51 [MPa(gage)]) で原子炉を圧力制御することを前提に解析しているが、実態の運用としては、常用系から窒素ガスが供給されている状況では、事故時運転操作手順書 (徴候ベース) に定めるとおり、逃がし安全弁による減圧にあたっては、サブプレッション・チェンバ・プール水温の上昇を均一にするため、水温を監視しながら、なるべく離れた排気管クエンチャ位置の弁を順次開放することとしている。また、常用系が使用不可の状況では、逃がし弁機能の動作回数に制限があるため、安全弁機能にて原子炉圧力を制御することになる。

### 2. 原子炉圧力制御に係るサブプレッション・チェンバ・プールの温度成層化の影響

解析コードの補足説明資料「圧力抑制プール (S/C) の温度成層化の影響について」にて、温度成層化の発生可能性について福島事故を踏まえ考察を纏めており、これを踏まえ、安全弁機能にて原子炉圧力を制御する場合のサブプレッション・チェンバ・プールの温度成層化の影響について、以下に述べる。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」のように、原子炉隔離時冷却系の間欠運転によって原子炉水位を維持しつつ、逃がし安全弁で原子炉圧力の制御を行う場合には、原子炉隔離時冷却系が停止している間の逃がし安全弁の動作に伴う攪拌効果により、温度成層化の発生の可能性は小さくなる。また、逃がし安全弁のうち安全弁機能の最低設定圧力 (7.92 [MPa(gage)]) を有する弁は2個あり、図1に示すように当該弁はサブプレッション・チェンバ・プールの対角位置に設置されていることから、安全弁機能による原子炉圧力制御のため繰り返し動作しても、原子炉から放出される水蒸気が1カ所に偏らないよう考慮されている。

一方、原子炉隔離時冷却系を停止し、原子炉の減圧状態を維持して低压代替注水系 (常設) を用いた原子炉注水を行う場合には、逃がし安全弁が動作しないため、サブプレッション・チェンバ・プールの成層化の発生の可能性はあるが、柏崎刈羽 6, 7 号炉の逃がし安全弁クエンチャの排気口はサブプレッション・チェンバ・プールの底部から約 2 [m] 程度の下部の位置に設置されていることから、この付近を境に上下の温度差が発生したとしても、サブプレッション・チェンバ・プール水の多くを上部の温度が高い層が占めるため、格納容器圧力に対する影響は小さいものと考えられる。

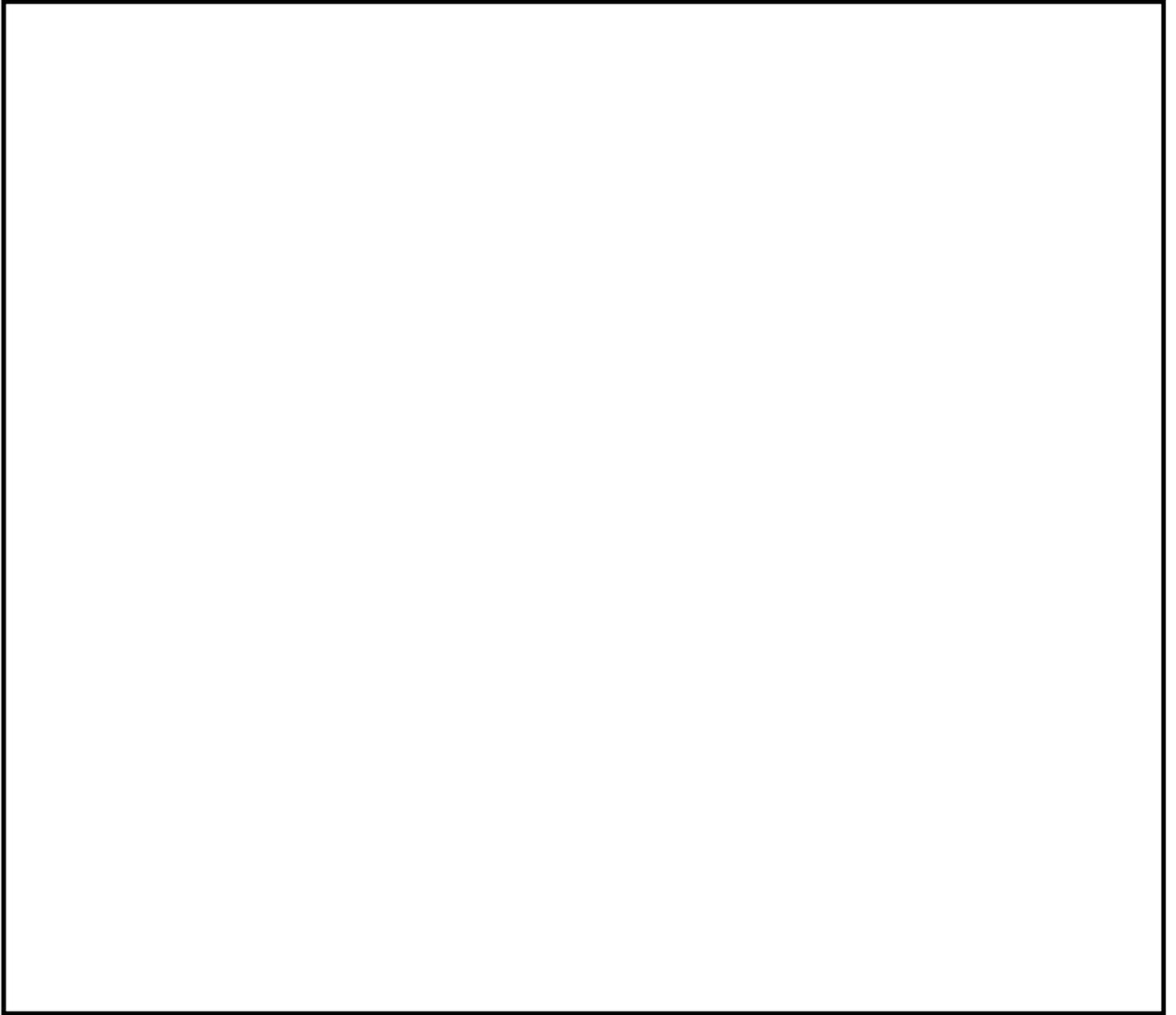


図1. サプレッション・チェンバ・プール内の逃がし安全弁クエンチャの配置図

## 43. 有効性評価解析条件の見直しについて

### 1. はじめに

柏崎刈羽原子力発電所 6, 7 号炉の重大事故等対策の有効性評価において、審査会合の議論、更なる安全対策の実施等を踏まえ、有効性評価の評価条件について実態にあったものに見直しを行ってきている。(※1)

今回、新たに解析条件を実態にあったものに見直すことが妥当と判断された項目について、以下のとおり各事故シーケンスに反映することとする。

※1 平成 27 年 1 月 15 日審査会合資料「有効性評価の格納容器過圧・過温破損シナリオ(大 LOCA+ECCS 機能喪失+SBO)等の評価条件変更について」

### 2. 解析条件変更内容について

#### (1) 主蒸気隔離弁の閉止タイミングについて

各事故シーケンスの格納容器側の評価は、MAAP コードを用いており、MAAP コードにおける事故後の主蒸気隔離弁の閉止のタイミングは、事象進展と一致させている。しかしながら、「高圧・低圧注水機能喪失」のように事象開始直後に全給水喪失が発生、原子炉水位が低下し、原子炉水位低(レベル 1.5)で主蒸気隔離弁が閉止する事象では、事象開始直後～原子炉水位低(レベル 1.5)～低下する期間に原子炉内で発生する崩壊熱は、主蒸気隔離弁が閉止していないため、主蒸気管を介して復水器へ流入することとなり、格納容器にとって非保守的な評価となる。

したがって、各事故シーケンスにおいて、主蒸気隔離弁の閉止タイミングを事象開始直後とすることにより、この非保守性を解決する。

#### (2) 格納容器内の再循環ポンプ(RIP)搬出用開口部の模擬

図 1 に MAAP コードにおける格納容器内のノード間のジャンクション、図 2 に RIP 搬出用開口部を追加したノード間のジャンクションを示す。

実際のプラントにおいては、事故時にサプレッション・チェンバ(S/C)水位が上昇し、真空破壊装置が水没した時点で S/C と下部ドライウエル(D/W)が隔離され、結果として S/C と上部 D/W の均圧機能が喪失する。

しかしながら、RIP 搬出用開口部を模擬していない場合、図 1 に示すとおり、事故時に下部ドライウエル水位が上昇し、コネクティングベントが水没した時点で下部 D/W と上部 D/W が隔離され、結果として S/C と上部 D/W の均圧機能が喪失する。

したがって、RIP 搬出用開口部を模擬することにより、格納容器内のノード間のジャンクションを実態とあったものに見直すこととする。

### 3. 解析条件変更の影響について

#### (1) 主蒸気隔離弁の閉止タイミング変更による影響について

主蒸気隔離弁の閉止タイミングを事象開始直後とすることにより、炉心で発生した崩壊熱は格納容器内に蓄積されることとなり、格納容器の圧力抑制に影響を与えられと考えられる。しかしながら、運転員が炉心注水量及び代替格納容器スプレイ量を適切に調整し、圧力制御を実施することから上記による影響は小さい。表1に主蒸気隔離弁閉止タイミングを変更する事故シーケンスとその影響(格納容器ベント時間)を示す。

表1 主蒸気隔離弁閉止のタイミングによる影響

事故シーケンス	主蒸気隔離弁の閉止タイミング		格納容器ベント時間	
	変更前(※2)	変更後(※3)	変更前(※2)	変更後(※3)
高圧・低圧注水機能喪失	原子炉水位 (レベル 1.5)	事象開始直後	18 時間	17 時間
高圧注水・減圧機能喪失	原子炉水位 (レベル 1.5)		ベントなし	ベントなし
崩壊熱除去機能喪失 (RHR 機能喪失)	原子炉圧力低		23 時間	22 時間
LOCA 時注水機能喪失	原子炉水位 (レベル 1.5)		17 時間	17 時間
格納容器過圧・過温破損	原子炉圧力低		38 時間	38 時間

※2 審査会合にてご説明したもの

※3 解析条件変更の全てを反映したもの

#### (2) 格納容器内の RIP 搬出用開口部の模擬

格納容器内水位が大きく上昇しない高圧・低圧注水機能喪失シナリオの解析結果の比較を図3に、格納容器内水位が大きく上昇し、今回のジャンクション変更の影響を受ける格納容器過圧・過温破損シナリオの解析結果の比較を図4に示す。

図3に示すように高圧・低圧注水機能喪失シナリオでは格納容器内水位が上昇しないことから、従来のジャンクションにおいても圧力抑制機能が維持されることから、各パラメータの挙動に差異はなく、RIP 搬出用開口部の模擬による影響はほとんどない。

一方、図4に示すように格納容器過圧・過温破損シナリオについては、格納容器内水位が上昇することから、RIP 搬出用開口部の模擬の影響により、事象開始約30時間後以降の格納容器圧力、S/C 水位に挙動の差異が確認された。これは、RIP 搬出用開口部の模擬をしたことにより、コネクティングベント水没以降の挙動に差異がでたものであり、結果としてS/C と上部 D/W の均圧機能が喪失する時間の差異により生じたものである。

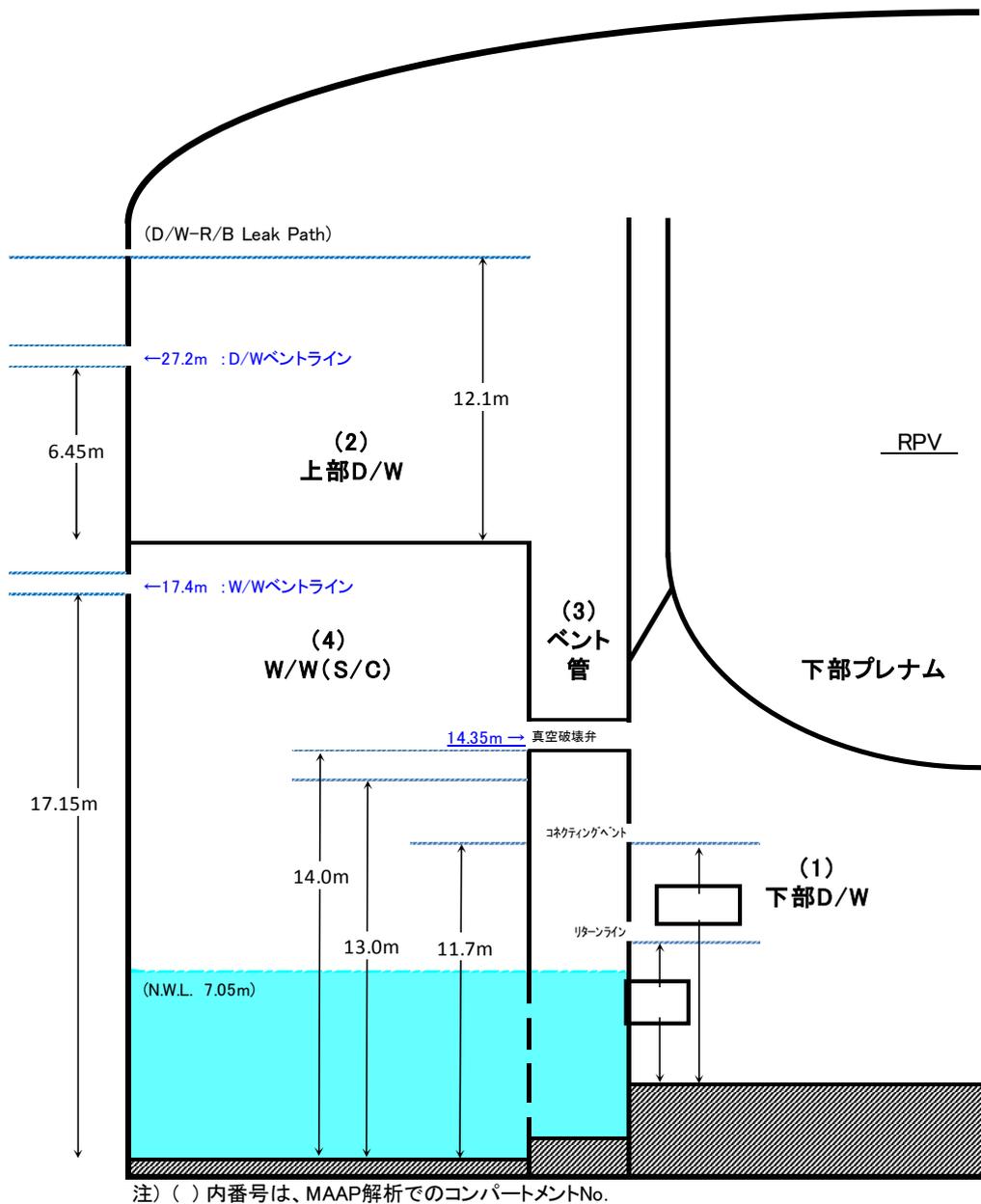


図 1 : MAAP コードにおける格納容器内のノード間のジャンクション  
(RIP 搬出開口部をモデル化していない)

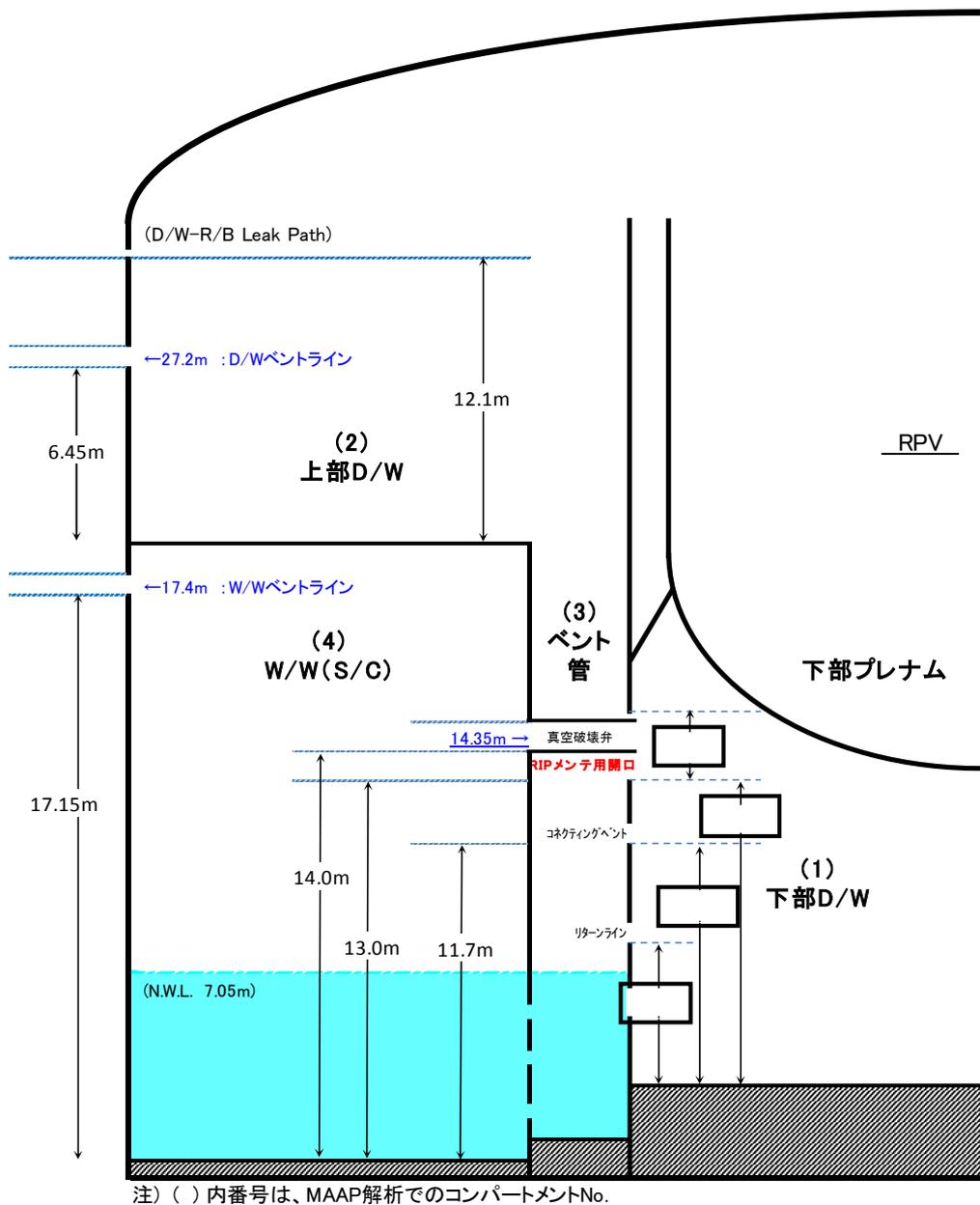
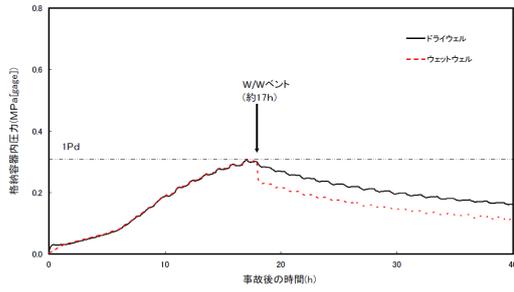
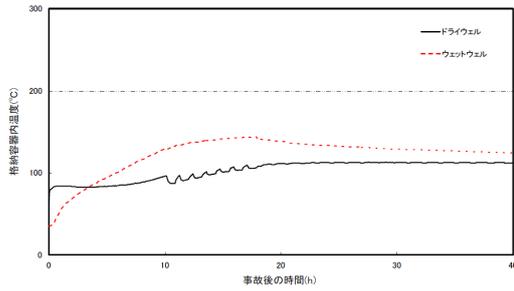


図 2 : RIP 搬出開口部を追加したノード間のジャンクション

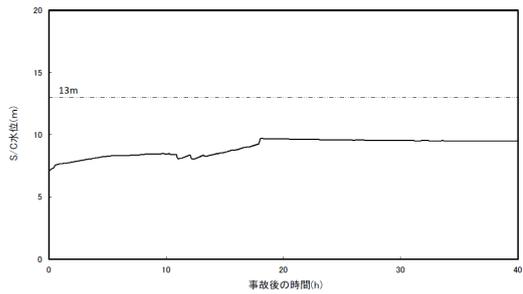
再解析(RIP 開口なし)



PCV 内圧力変化

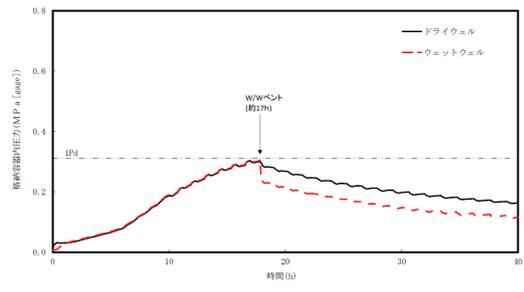


PCV 内温度変化

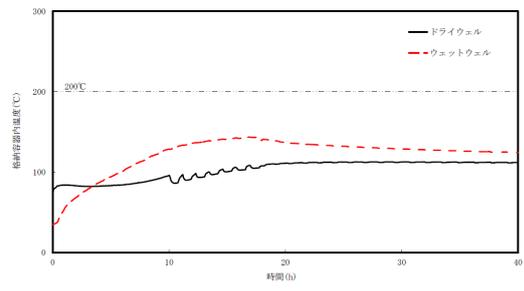


S/C 水位変化

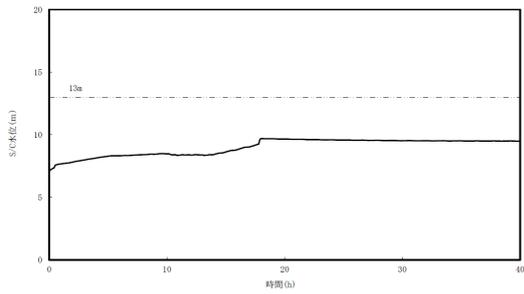
感度解析(RIP 開口あり)



PCV 内圧力変化



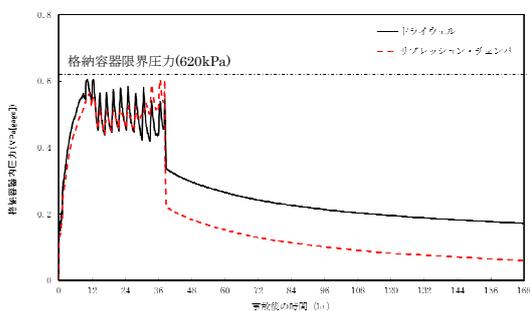
PCV 内温度変化



S/C 水位変化

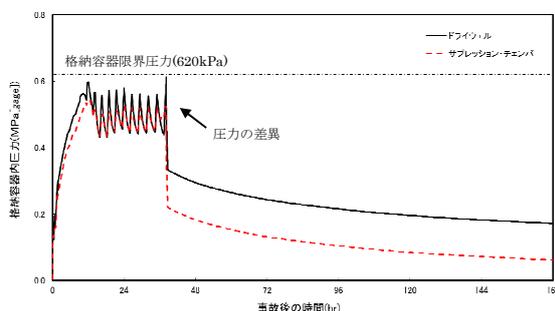
図 3:高圧・低圧注水機能喪失シナリオにおける解析結果

再解析(RIP 開口なし)

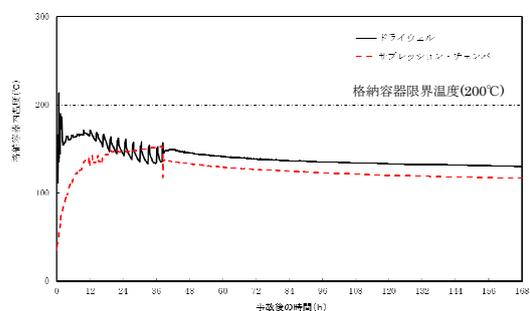


PCV 内圧力変化

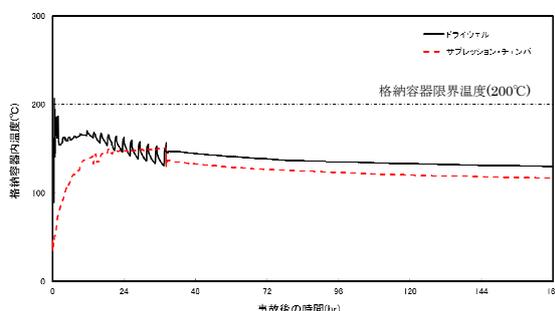
感度解析(RIP 開口あり)



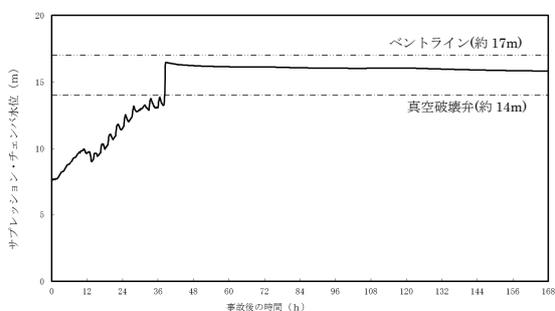
PCV 内圧力変化



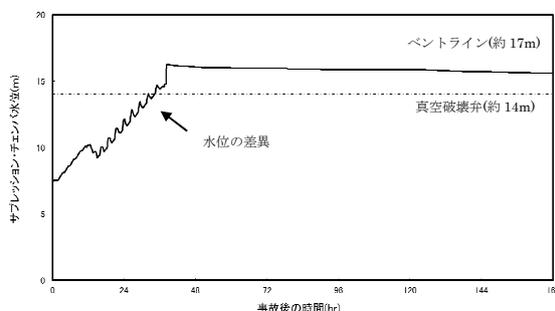
PCV 内温度変化



PCV 内温度変化



S/C 水位変化



S/C 水位変化

図 4:格納容器過圧・過温破損シナリオにおける解析結果

#### 44. 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における平均出力燃料集合体での燃料被覆管最高温度の代表性について

##### 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

崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）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、本事故シーケンスでは高圧注水系（原子炉隔離時冷却系）と低圧注水系（低圧代替注水系（常設））を用いた原子炉注水を行うため、広範囲の原子炉圧力において注水がなされることにより、高出力燃料集合体が過度に露出することはない。平均出力燃料集合体と高出力燃料集合体は、上下プレナム間差圧が均等になるよう集合体入口流量が配分されるため、初期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、本事故シーケンスは事故後時間が経過しているため崩壊熱が十分低下しており、平均出力燃料集合体と高出力燃料集合体の燃料棒1本当たりの出力の差（絶対値）は、事故直後に比べて小さくなり、温度上昇率の差が小さくなる。このため、二相水位が低いことにより炉心露出期間が長くなる平均出力燃料集合体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、表1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。

図1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・低圧注水機能喪失及びLOCA時注水機能喪失では、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、崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）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、崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）において、不確かさを考慮すれば平均出力燃料集合体の燃料被覆管最高温度を代表としても問題とならない。

表 1 解析ケース

事故シーケンス	初期出力（高出力燃料集合体）	
	高圧・低圧注水機能喪失	約 9MW
約 6MW		申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間
約 4.5MW		平均出力燃料集合体初期出力と同じ
LOCA 時注水機能喪失	約 9MW	申請解析条件
	約 6MW	申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間
	約 4.5MW	平均出力燃料集合体初期出力と同じ
崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)	約 9MW	申請解析条件
	約 6MW	申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間
	約 4.5MW	平均出力燃料集合体初期出力と同じ

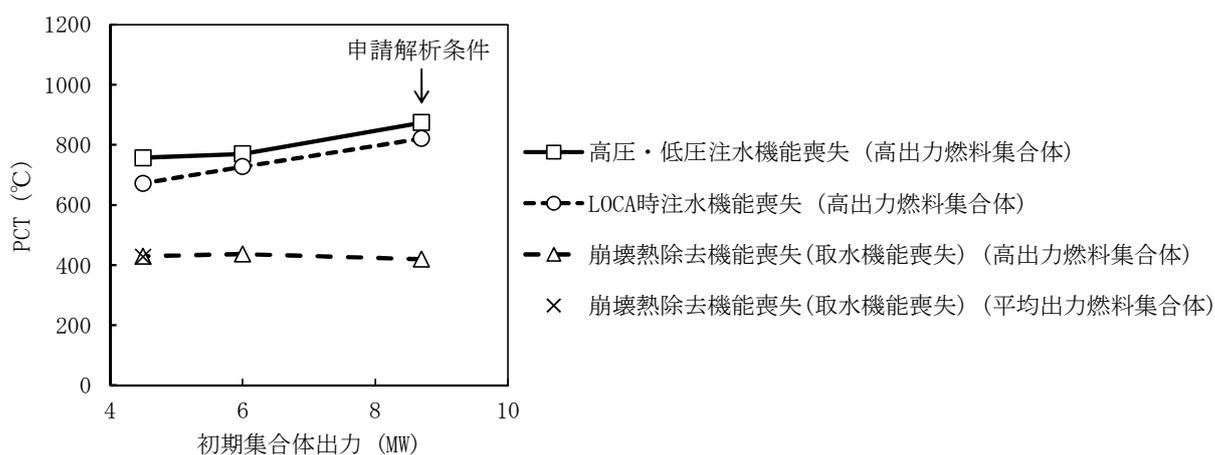


図 1 燃料集合体初期出力に対する燃料被覆管最高温度（PCT）の感度解析結果

#### 46. サプレッション・チェンバ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「崩壊熱除去機能喪失（取水機能喪失）」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及び代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系のサプレッション・チェンバ・プール水冷却モードにより格納容器冷却及び除熱を行う。

サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転時は、原子炉へ崩壊熱に相当する注水を行うことから、原子炉からの蒸気の流入によりサプレッション・チェンバ水位は徐々に上昇する。また、代替格納容器スプレイ冷却系を用いた場合は、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・チェンバ水位が上昇する。

格納容器圧力が上昇した場合、格納容器圧力が 0.31 [MPa(gage)] に到達時に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い、ベント後のサプレッション・チェンバ水位がウェットウェルベントライン位置（約 17 [m]）から約 1 [m] 下の水位になるようにしている。

この場合、サプレッション・チェンバ水位の上昇分は約 10 [m] で、水位 10 [m] 分に相当する水頭圧は 0.098 [MPa] であり、0.31 [MPa(gage)] に本水頭圧を加味しても格納容器限界圧力 0.62 [MPa(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。

また、本シナリオでは加味していないが、復水補給水系を用いた代替循環冷却を用いれば、格納容器の水位を上昇させずに、格納容器冷却を行うことができる。

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

### 1.はじめに

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

### 2.非常用ディーゼル発電機による給電の影響について

図1に、冷却水の冷却手段を喪失した非常用ディーゼル発電機の起動(外部電源あり)を考慮した対応手順の概要を示す。

取水機能喪失により冷却水の冷却手段が喪失した状態で、非常用ディーゼル発電機が起動することで、全交流動力電源喪失は回避される。しかし、この際も逃がし安全弁の動作の影響や崩壊熱による冷却材蒸発により、原子炉水位は低下する。水位がレベル2に到達した時点で原子炉隔離時冷却系による炉注水が開始され、水位の維持が行われる。

この時、非常用ディーゼル発電機は、冷却水の冷却手段を喪失しているため、運転継続によって、冷却水及び潤滑油温度が上昇し、その運転が不可能になることが想定される。このため、非常用ディーゼル発電機による電源供給は可能であるものの、早期の電源回復不能と判断し、常設代替交流電源設備及び低圧代替注水系(常設)の起動準備を開始する。その後、非常用ディーゼル発電機を停止し、全交流動力電源喪失に至った時点で、常設代替交流電源設備からの電源供給を開始し、原子炉の減圧・低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を行う。非常用ディーゼル発電機を停止するまでの対応は、中央制御室のみで実施可能であり、要員の配置に与える影響はなく、また、その後の対応手順は、全交流動力電源喪失を最初から想定した場合と同様である。なお、非常用ディーゼル発電機が起動することによって、待機中の機器(原子炉補機冷却水系など)が自動起動するが、プラントに悪影響を及ぼすものではない。

### 3.まとめ

取水機能が喪失し、冷却水の冷却手段が喪失した場合も非常用ディーゼル発電機の起動は可能である。この場合、冷却水の冷却手段がないことにより非常用ディーゼル発電機を停止するまで、給電が行われ、全交流電源喪失に至る時間が延長されるのみであり、対応手順に影響は及ぼさない。

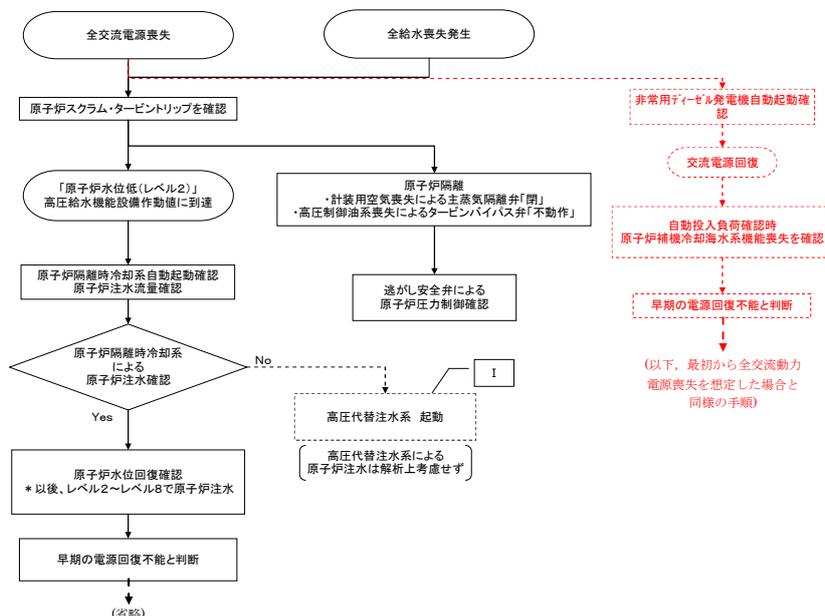


図1 冷却水が喪失した非常用ディーゼル発電機が起動した時の対応手順の概要(抜粋)  
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))

#### 48. 逃がし安全弁（SRV）出口温度計による炉心損傷の検知性について

炉心損傷開始の判断は、格納容器内雰囲気放射線レベル計により行うが、逃がし安全弁（SRV）出口温度計による炉心損傷の検知性については以下の通り。

##### 1. SRV 出口温度計の設備概要

SRV 出口温度計は、原子炉運転中に SRV からの漏えいを検出するために、SRV の吐出配管に設けており、測定範囲は 0~300℃である。温度検出器は、SRV 本体からの熱伝導による誤検出を防ぐために、弁本体から十分離れた位置に取り付けている（図 1 参照）。

##### 2. 原子炉水位低下時の原子炉压力容器内温度の概略挙動

事故発生後、原子炉水位が低下する過程において、炉心が冠水した状態では、炉心部、及び原子炉压力容器ドーム部の温度は、ともに定格原子炉圧力（7.07MPa [gage]）ないしは SRV 動作圧力（安全弁機能の最大 8.20MPa [gage]）に対応する飽和蒸気温度近傍（約 287℃～約 298℃）となる。

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

##### 3. SRV 出口温度計による炉心損傷の検知性

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

原子炉水位の低下により炉心が露出し、原子炉压力容器ドーム部が過熱蒸気雰囲気となっている状態で SRV を開放した場合、SRV 出口温度計の指示値は、飽和蒸気温度近傍よりも高い温度を示し、さらに過熱度が大きいと温度計の測定範囲（300℃）を超えるため、指示値はオーバースケールになると考えられる。

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

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

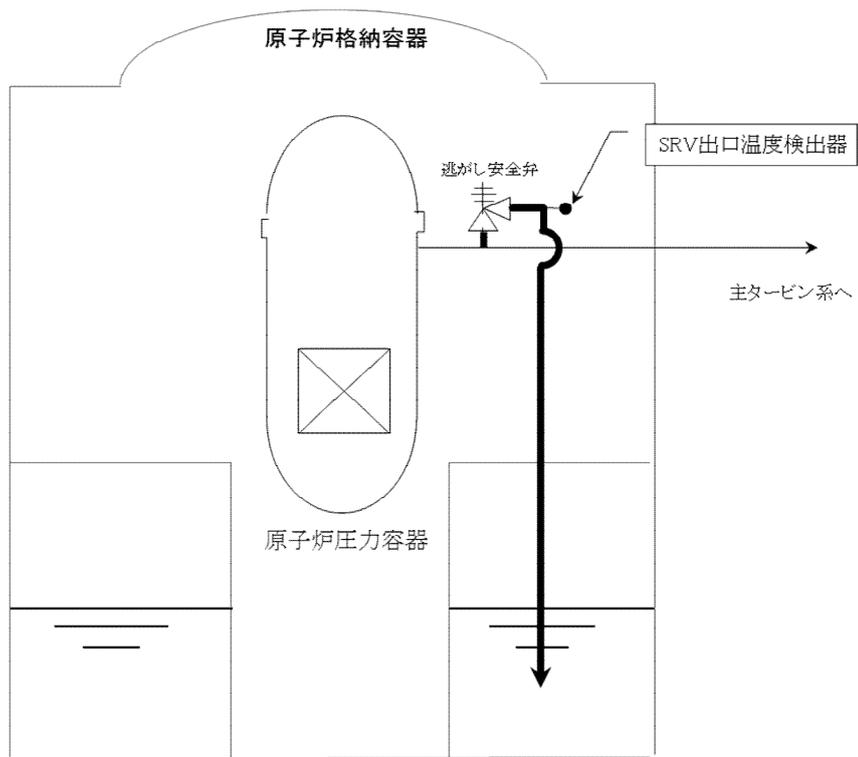


図 1. SRV 出口温度計の概略設置図

## 49. 原子炉満水操作の概要について

### 1. 不測事態#3「水位不明（C3）」からの満水操作

水位不明または水位不明判断曲線にて水位不明領域に入った場合に満水操作を行う。

原子炉水位をできるだけ高く維持するために SRV2 弁以上開（可能なら 3 弁）または開確認し LPFL, HPCF または給復水系にて原子炉へ注水, 原子炉圧力と S/C 空間圧力の差圧を MPa 以上に維持し TAF 以上を確認する。

原子炉圧力と S/C 空間圧力の差圧を MPa 以上に維持できない場合は SRV の開個数を減らし（最小 2 弁）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満水を確認する。

原子炉満水を確認できない場合は ADS 弁 8 弁を開とし炉水位をできるだけ高く維持する。

#### 【水位不明とは】

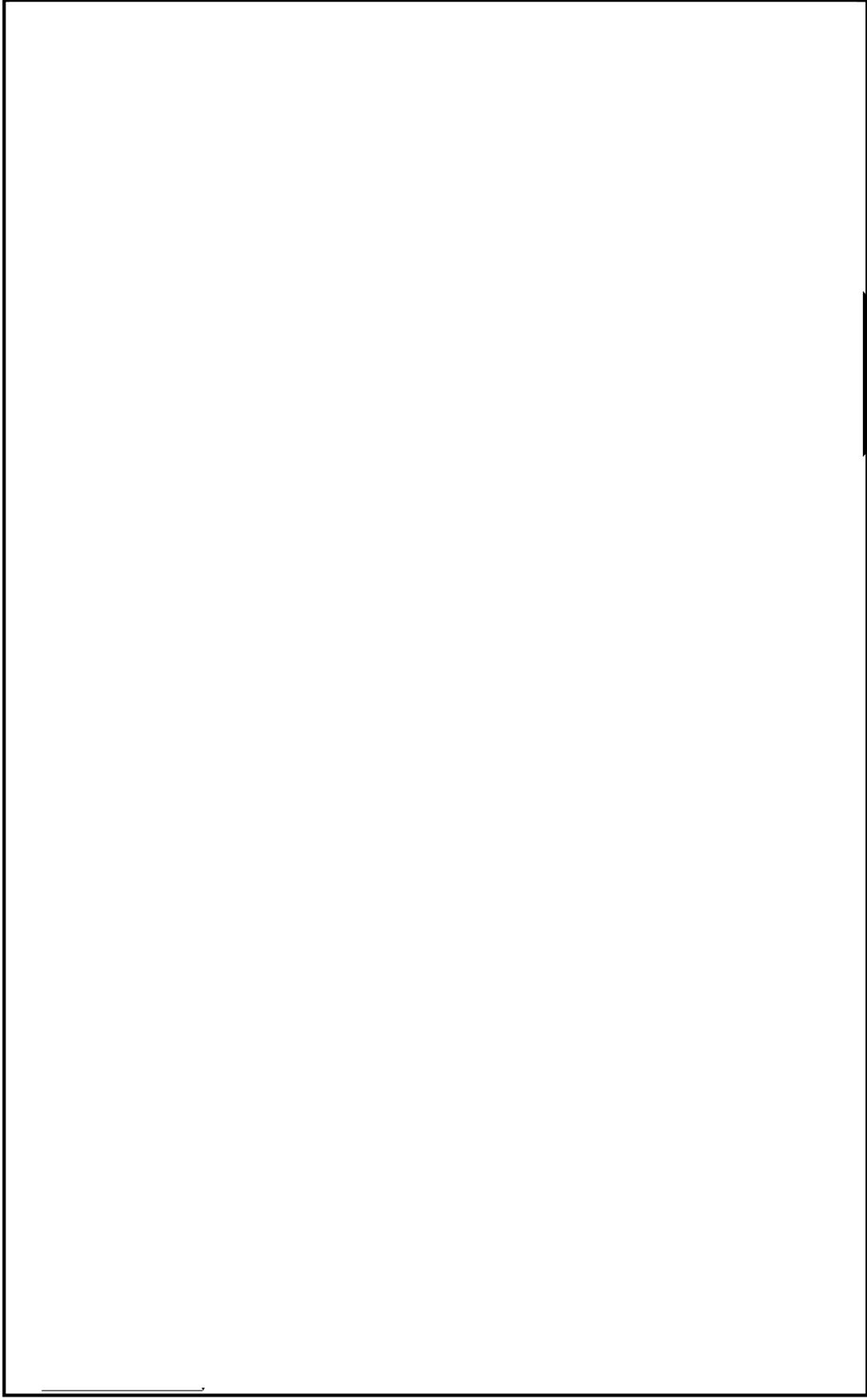
- (1) 水位指示計の電源が喪失した場合
- (2) 水位指示計の指示に「バラツキ」があり TAF 以上が判定できない場合
- (3) 凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し指示計に有意な差が認められない場合
- (4) 原子炉水位計の基準水柱近傍の D/W 空間温度が, 原子炉圧力容器飽和温度制限値に達した場合（不測事態#3「水位不明（C3）」の中で規定する水位不明判断曲線で水位不明領域に入る場合）



図 1. 不測事態#3「水位不明（C3）」水位不明判断曲線

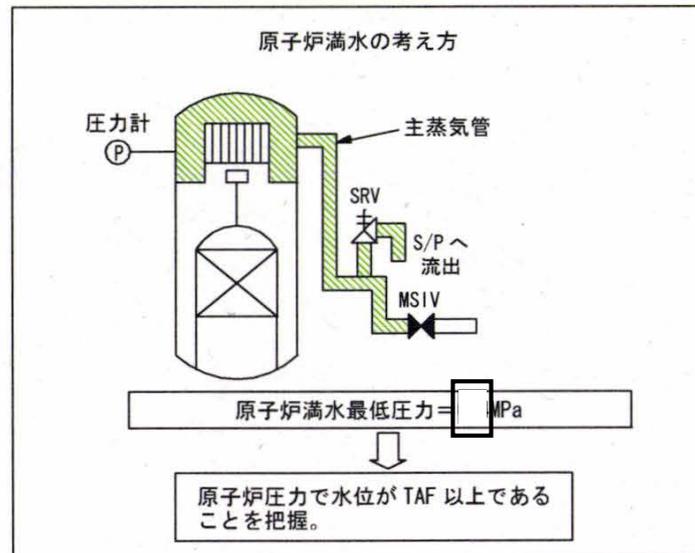
枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

2. 満水操作フロー概要



枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

【原子炉満水確認方法】



原子炉圧力はサブプレッションプールより原子炉満水化に必要な差圧以上で、かつ、出来るかぎり低い圧力に維持すること。  
LOCA 時及び代替注水設備を使用時の注水時等、RPV とサブプレッションプール間の差圧を 0.1 MPa 以上に確保できない場合の RPV 満水状態の確認方法としては、以下により行うこと。

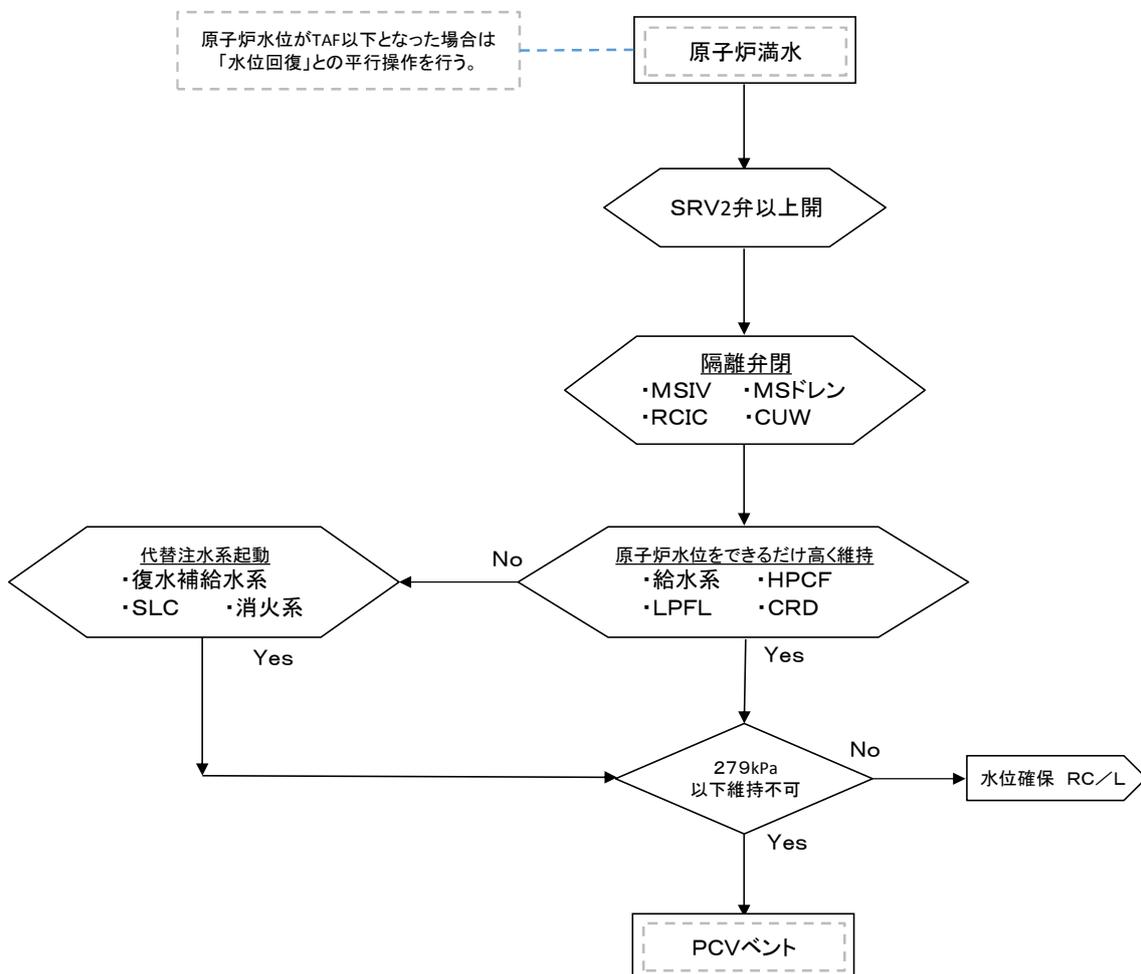
- ① 開放 SRV 排気管に設置されている温度計の指示値を、温度記録計にて確認する。  
この開放 SRV 排気管温度が RPV 本体の水温とほぼ同一であり、かつ、他の SRV 排気管温度と有為な差があることを確認する。  
これにより、RPV へ注入された流体は開放 SRV 及び排気管を經由して、サブプレッションプールへ移送されていることが確認でき、また、RPV の水位は MS ノズルレベル以上に確保されていることが確認できる。
- ② ポンプ追加起動により炉圧が上昇すれば RPV は満水状態であり、炉圧が変化しなければ満水していないと予想される。

### 3. PCV圧力制御（PC/P）からの満水操作

PCV 圧力が 279kPa[gage]を超えた場合には原子炉を満水にすることにより直接、格納容器空間部へ熱が放出されることを防ぐ。更に、冷却水の注入による格納容器内の蒸気が凝縮し、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 SRV2 弁以上開または開確認をし高圧/低圧注水系または代替注水系にて注水を実施する。

### 4. 満水操作フロー概要



## 50. 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）等の外部水源である復水貯蔵槽の水温は、プラント運転中の復水移送ポンプの吐出温度の実測データを踏まえて 50℃（12 時間以降は 45℃，24 時間以降は 40℃）に設定している。以下に復水貯蔵槽水温の設定根拠を示す。

復水貯蔵槽水温は、実測データに基づき設定することが適切だが、復水貯蔵槽水温そのものの実測データがないため、代替可能データとして、復水移送ポンプの吐出温度を用いて設定することが考えられる。

図 1 及び図 2 に 6 号炉及び 7 号炉のプラント運転中の復水移送ポンプ吐出温度を示す。夏場では約 50℃のデータが得られている。

図 3 に復水移送ポンプ吐出温度計の設置箇所を示す。プラント運転中、復水移送ポンプは復水系からのスピルオーバー水を移送しているため、実際の復水貯蔵槽水温よりも高い温度を示していると推定される。

以上から、保守的であるものの、復水移送ポンプ吐出温度である約 50℃を復水貯蔵槽の初期水温として設定する。

また、12 時間以降に水温 40℃の水が、淡水貯水池から復水貯蔵槽への補給されることを想定して、復水貯蔵槽の水温を 12 時間以降は 45℃，24 時間以降は 40℃に設定する。表 1 に格納容器過圧・過温シナリオ（大 LOCA シナリオ）における復水貯蔵槽水温の解析条件と計算結果の比較を、図 4 に復水貯蔵槽水量と水温の推移を示す。

表 1 解析条件と解析結果の比較

	事象開始～12 時間	12 時間～24 時間	24 時間～
復水貯蔵槽水温 (解析条件)	50℃	45℃	40℃
復水貯蔵槽水温 (計算結果)	50℃	平均 41.8℃	平均 40.0℃

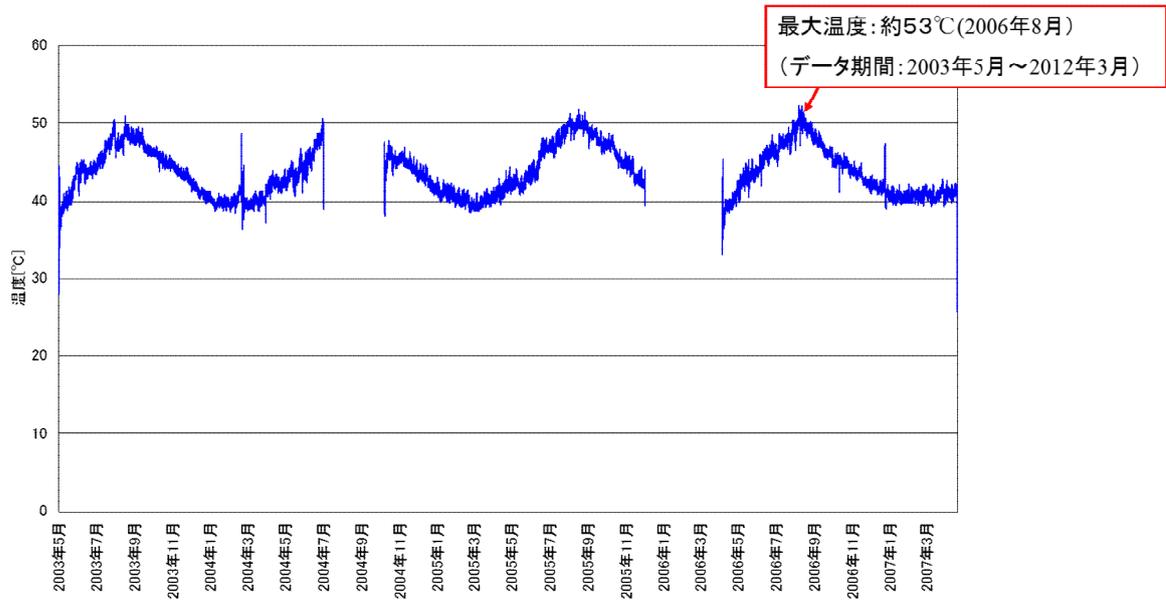


図1 6号炉プラント運転中の復水移送ポンプ吐出温度 (データ一部抜粋)

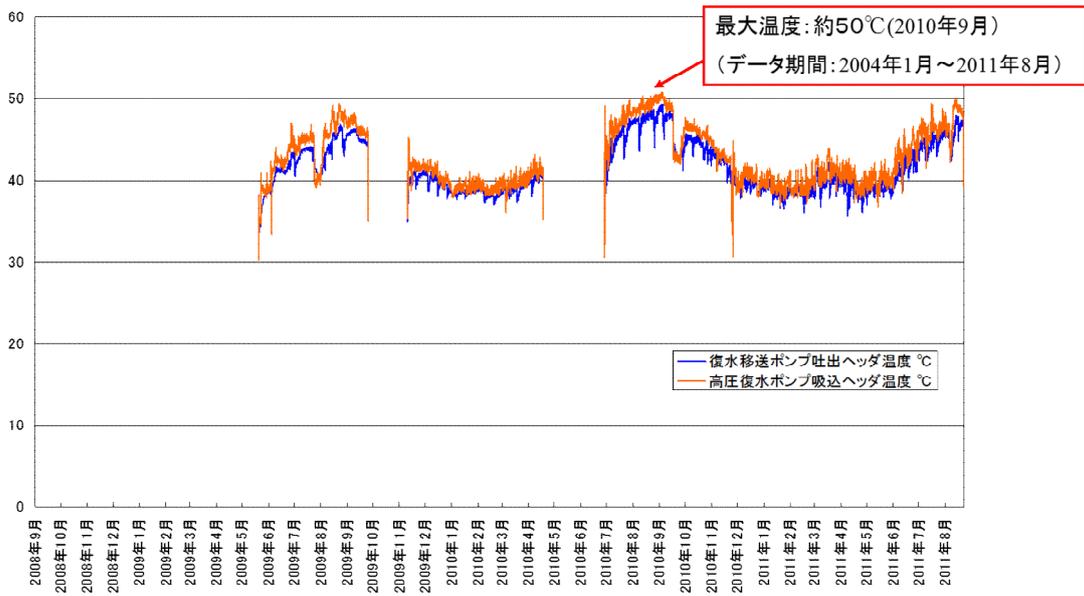


図2 7号炉プラント運転中の復水移送ポンプ吐出温度 (データ一部抜粋)

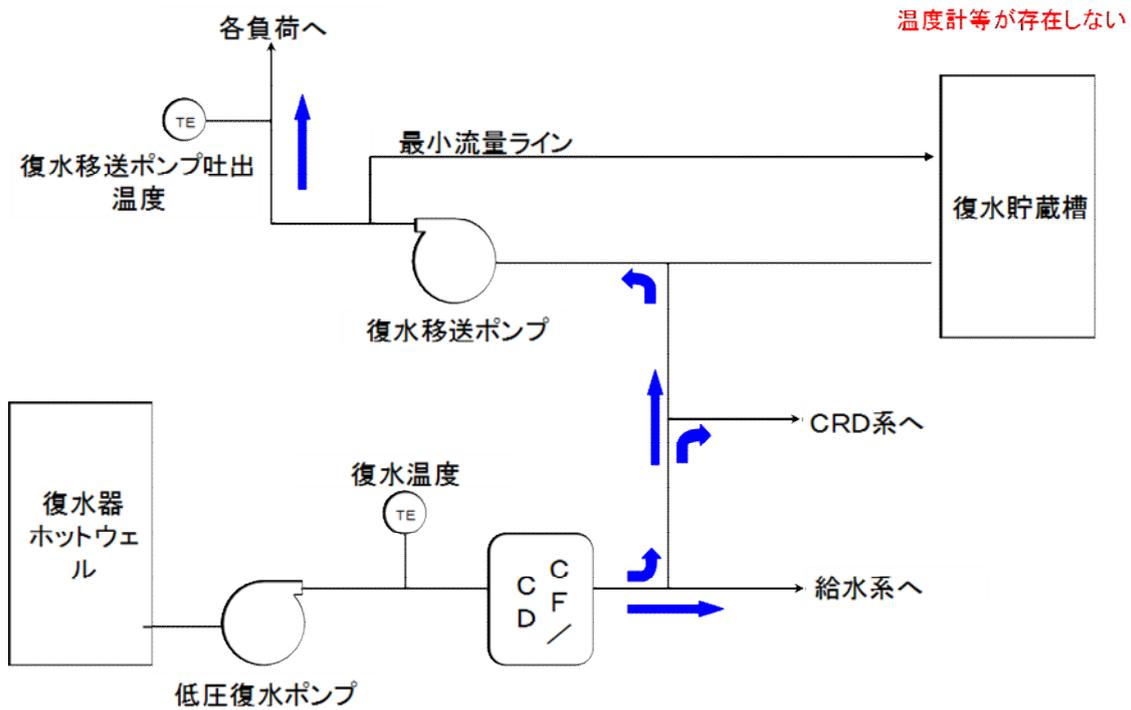


図3 復水移送ポンプ廻りの系統構成 (概略図)

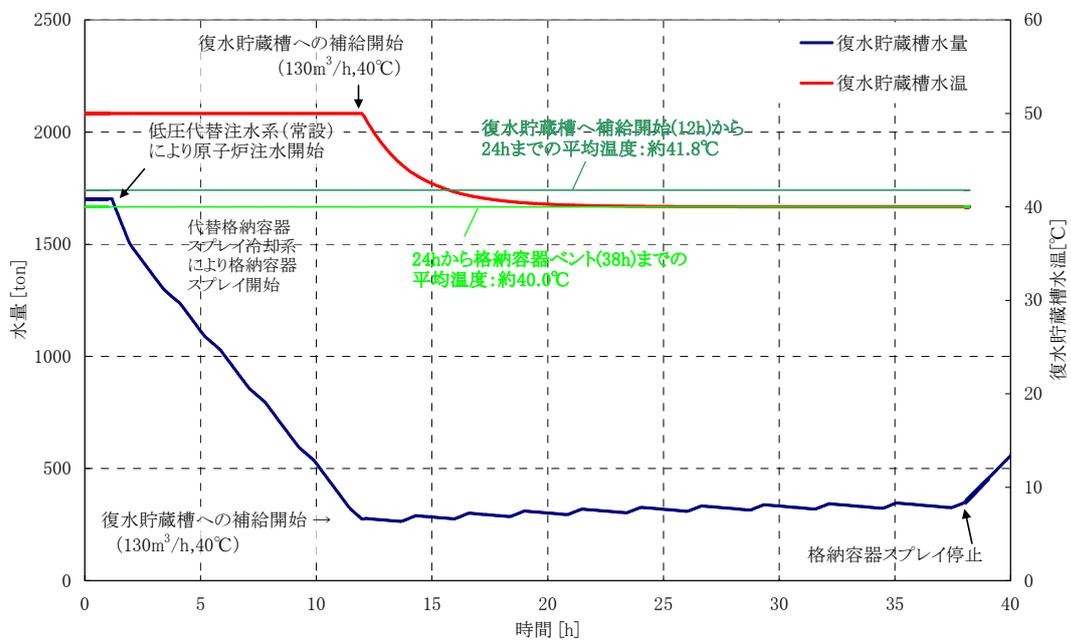


図4 格納容器過圧・過温シナリオ (大 LOCA シナリオ) における復水貯蔵槽水量及び水温の推移

## 57. 格納容器頂部注水について

### 1. 格納容器頂部注水の位置づけ

これまでに実施した当社の福島第一原子力発電所の事故（以下、「1F 事故」という）の分析では、原子炉格納容器トップヘッドのフランジ部がシール機能を喪失したために、放射性物質の放出につながった可能性が高いと評価している<sup>[1]</sup>。1F 事故では、シール材が高温高圧条件の蒸気環境下に長時間さらされることによって劣化し、格納容器の閉じ込め機能を喪失したものと考えられるが、こうした状況は、損傷炉心に対する注水や格納容器スプレイによる除熱が十分に機能しなかったことから、結果として格納容器内は高温環境となり、シリコン製シール材の劣化が時間経過と共に進行したと考えられる。

このことから、速やかに炉心への注水及び格納容器スプレイができるよう安全対策を講じるとともに、原子炉格納容器トップヘッドフランジ部のシール材として耐環境性に優れた改良 EPDM を採用することで、当該開口部からの漏えいを防止する対策を講じていることから、これらにより局所的な影響を含めた格納容器の過温破損を防止できると考える。

可搬式代替注水ポンプによる格納容器頂部への注水は、重大事故等対処設備であるが、有効性評価では、直接の漏えい防止としての機能には期待していない設備であり、原子炉格納容器のトップヘッドフランジ部からの漏えい防止を更に確実にすることを目的として整備しているものである。

### 2. 格納容器頂部注水の運用について

格納容器頂部注水の運用の手段として、プラント運転中より事前に水張りしておく手段も考えられる。しかしながら、格納容器頂部の事前水張り運用については、もともと PCV ヘッド回りに水を張って長期間運転することは、PCV ヘッドの腐食影響等による悪影響の懸念がある。

よって、1. で述べた事故マネジメントの組み合わせによる格納容器内温度・圧力を適切に制御することを前提に、格納容器頂部注水は格納容器上部雰囲気温度の上昇（171℃を超過）を確認した以降、適宜実施するとの運用としている。

[1]福島第一原子力発電所 1~3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 2 回進捗報告（平成 26 年 8 月 6 日 東京電力株式会社）

以 上

## 59. エントレインメントの影響について

### 1. はじめに

有効性評価シナリオにおいて、サブプレッション・チェンバプール水位が上昇するシナリオは、格納容器過圧・過温破損シナリオであり、原子炉注水、格納容器スプレイを継続した場合、サブプレッション・チェンバプール水位は上昇し、格納容器ベント実施後、サブプレッション・チェンバプール水位は最も高くなる。

ここでは上記状態におけるエントレインメントの影響について評価する。

### 2. エントレインメントの影響

サブプレッション・チェンバ水が飽和温度となっている状態で、サブプレッション・チェンバからベントを実施すると、サブプレッション・チェンバ内の気体が排出されるため、ドライウエルに蓄水していた水やベント管内の水がサブプレッション・チェンバへ流入し、真空破壊弁近辺であったサブプレッション・チェンバ水位が約 16.3m まで上昇する（図 1 参照）。

このとき、以下に示すように、サブプレッション・チェンバ水が全て減圧沸騰するという保守的な仮定により水位上昇を評価すると、水位は約 0.7m 上昇し、約 17.0m となる。サブプレッション・チェンバベントライン下端高さは約 17.2m であるため、エントレインメントは回避できると考えられる。

なお、現実的にはサブプレッション・チェンバの下部には水頭圧がかかるため全体が減圧沸騰することはないことから、水位は約 17.0m より小さくなると考えられる。

また、サブプレッション・チェンバ・プール水面の飛沫が、ベント時に同伴してベント配管内に取り込まれたとしても、配管内に滞留水が形成されない構造の設計としているため、ベントラインが閉塞することはない。

#### <水位上昇評価>

減圧沸騰時のボイド率からサブプレッション・チェンバ水位の上昇分を求める。

サブプレッションプール水中で一様な蒸気発生がある場合の平均ボイド率は、ドリフトフラックスモデルから以下の計算により求める。

$$\alpha = \frac{jg}{vg + jg \times Co}$$

$jg$ : サブプレッションプール表面での見かけ蒸気速度( $9.42 \times 10^{-3} \text{m/s}$ )

$vg$ : ドリフト速度( $0.227 \text{m/s}$ )

$Co$ : 分布定数(1.0)

平均ボイド率  $\alpha$  を求めると約 0.040 となる。

以上より，減圧沸騰によりサブプレッションプール水は約 4.0%体積膨張する。ベント時のサブプレッションプール水位は約 16.3m に対して，減圧沸騰により水位は約 0.7m 上昇し，約 17.0m となる。

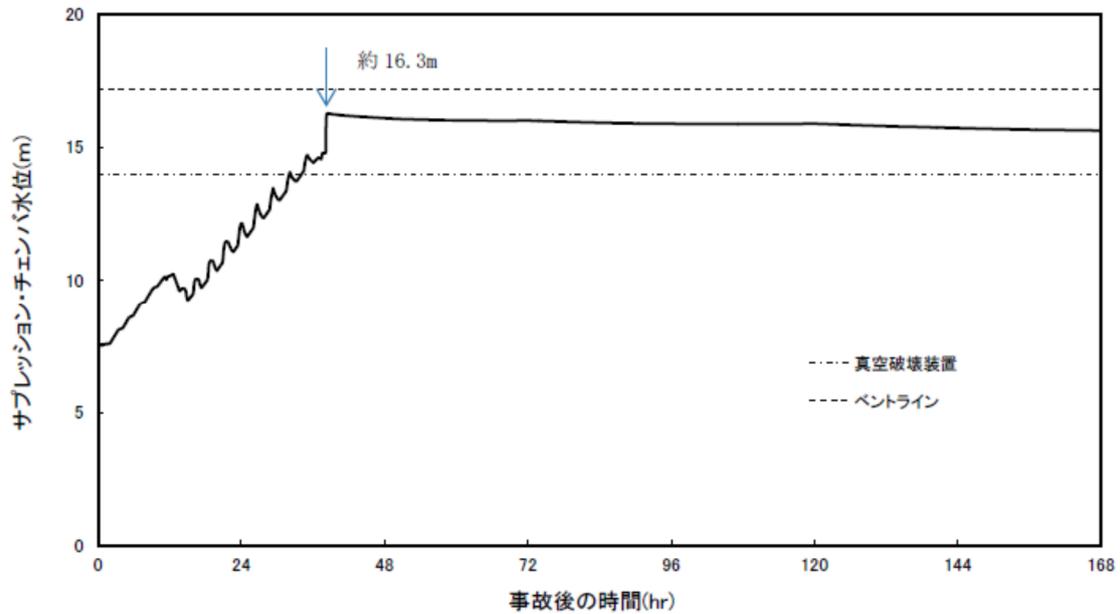


図1 サブプレッション・チェンバの水位変化（格納容器過圧・過温破損シナリオ）

以上

## 61. 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について

重大事故等対策の有効性評価においては、厳しい事象を想定した場合でも、格納容器が損傷することなく事象収束する結果が得られている。格納容器が健全であるため、格納容器から原子炉建屋への漏えい量は制限され、漏えいした水蒸気は原子炉建屋内で凝縮し、原子炉建屋空間部が加圧されることはないと考えられる。また、原子炉建屋内の換気空調系は停止しており、原子炉建屋内空間部と外気との圧力差が生じにくく、原子炉建屋内外での空気のやりとりは殆どないものと考えられる。

さらに、格納容器内から原子炉建屋に漏えいした粒子状放射性物質は、原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建屋内に沈着するものと考えられる。

これらのことから、格納容器が健全である場合は、格納容器から原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は、原子炉建屋内で時間減衰し、また、原子炉建屋内で除去されるため、大気中へは殆ど放出されないものと考えられ、評価に見込む必要はないものと考えられる。

ここでは、上述に係わらず、原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを無条件に仮定した場合の放出量を参考値として以下に示す。

### <参考評価>

#### 1. 評価条件

- (1) 格納容器圧力が事象初期から高く維持され、放射性物質の漏えい量が厳しくなる「大破断 LOCA + 全交流動力電源喪失 + 全 ECCS 機能喪失」シナリオを評価する。
- (2) 格納容器からの漏えい率は、MAAP 解析上で格納容器圧力に応じて漏えい率が変化するものとし、開口面積は以下のように設定する。
  - ・ 1Pd 以下 : 0.9Pd で 0.4%/日 相当
  - ・ 1~2Pd : 2.0Pd で 1.3%/日 相当
- (3) 原子炉建屋から大気中に漏えいする放射性物質を保守的に見積もるために、原子炉建屋の換気空調系停止時の原子炉建屋から大気中への漏えい率を 32%/日 (一定) とする。(詳細は「3. 補足事項」参照)
- (4) 原子炉建屋内での放射能量の時間減衰は考慮するが、原子炉建屋内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。

#### 2. 評価結果

原子炉建屋から大気中への放射性物質(Cs-137)の漏えい量は 0.03 TBq となる。

格納容器が健全であるため、格納容器から原子炉建屋への漏えい量は制限され、更に原子炉建屋から大気中への漏えいにおいても一定の漏えい率に制限されるため、放射性物質の漏えい量は抑制される。格納容器ベント以降は、格納容器の圧力が低下し、格納容器から原子炉建屋への漏えい量は大幅に低下する。なお、耐圧強化ベントによる放出量は 1.4 TBq、格納容器圧力逃がし装置による放出量は 0.0014 TBq となる。また、現場作業については二次格納容器外からの操作となるため、二次格納容器内に比べて線量が小さいことから作業可能である。

なお、同様の条件で中央制御室の居住性に係る被ばく評価を行っており、運転員の実効線量が 7 日間で 100mSv を超えないことを確認している。

### 3. 補足事項

原子炉建屋から大気中への漏えい率は、建屋周辺の風速によって原子炉建屋内と建屋外に差圧が生じ、放射性物質を含む原子炉建屋内の気体が建屋外へ漏えいすると仮定して評価する。

(1)式に建屋周辺の風速と建屋差圧(風荷重)の関係を示す。

$$\Delta P = -C \times \rho \times v^2 / 2 \quad \dots (1)$$

$\Delta P$ : 風荷重 (kg/m<sup>2</sup>)

$C$ : 風力係数 (-0.4)

$\rho$ : 空気密度 (0.125kg/m<sup>3</sup>: 大気圧 101kPa, 大気温度 15°C)

$v$ : 風速 (10.2m)

(敷地内で観測した 1985 年 10 月～1986 年 9 月の地上高 10m 風速観測結果から、累積出現頻度が 97%にあたる風速 10.2m/s を選定)

出典：建築学便覧Ⅱ 構造

次に、差圧と原子炉建屋の漏えい率の相関式を(2)式に示す。

$$f \propto \sqrt{\Delta P} \quad \dots (2)$$

$f$ : 原子炉建屋の漏えい率 (回/日)

$\Delta P$ : 差圧 (mmH<sub>2</sub>O)

なお, 1mmH<sub>2</sub>O=1kg/m<sup>2</sup>

原子炉建屋は、建屋負圧 6.4mmH<sub>2</sub>O で漏えい率が 0.5 回/日以下になるように設計されているため、実風速による建屋差圧と漏えい率の関係は(3)式のようなになる。

$$f_1 = f_0 \times \sqrt{(\Delta P_1 / \Delta P_0)} \quad \dots (3)$$

$f_1$ : 実風速時の漏えい率 (回/日)

$f_0$ : 原子炉建屋の設計漏えい率 (0.5 回/日)

$\Delta P_1$ : 実風速時の建屋差圧 (2.6mmH<sub>2</sub>O)

$\Delta P_0$ : 原子炉建屋の設計建屋差圧 (6.4mmH<sub>2</sub>O)

以上より、建屋周辺の風速によって生じる原子炉建屋からの漏えい率は 0.32 回/日となる。

以 上

## 62. 放射線防護具類着用の判断について

重大事故発生時における放射線防護具の判断は補足資料※に掲載している通り、放射線防護具の選定方法のフローに基づき、当直長または保安班長が判断し、着用を指示する。

※補足資料：“「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力に係る審査基準」への対応の内、切り替えの容易性、予備品等の確保及び教育・訓練の実施について 資料番：KK67-0063 提出年月日平成27年6月4日”

添付資料 1.0.13 緊急時対策要員の作業時における装備について 1.初動対応時における放射線防護具類の選定」

「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力に係る審査基準」への対応の内、切り替えの容易性、予備品等の確保及び教育・訓練の実施について

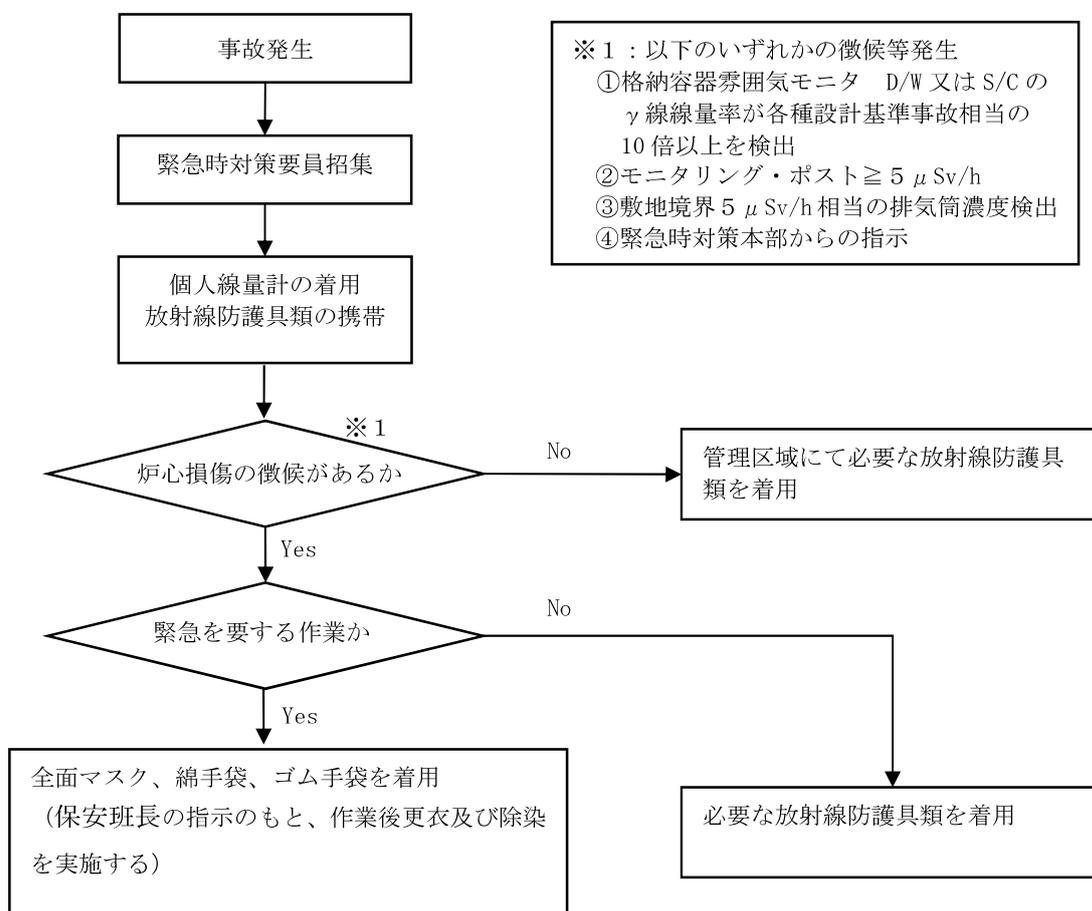
審査資料一部抜粋

初動対応時における緊急時対策要員の放射線防護具類については、以下の通り整備している。また、初動対応時における適切な放射線防護具類の選定については、当直長または保安班長が判断し、着用を指示する。

### 1. 初動対応時における放射線防護具類の選定

重大事故発生時は事故対応に緊急性を要すること、通常時とは汚染が懸念される区域も異なること等から、通常の放射線防護具類の着用基準ではなく、作業環境及び緊急性等に応じて合理的かつ効果的な放射線防護具類を使用することで、被ばく線量を低減する。

放射線防護具の選定方法



## 2. 初動対応時における装備

- 必要な放射線防護具類は、当直長または保安班長が着用について判断した場合に速やかに着用できるよう、常時、中央制御室、緊急時対策所に必要数を保管している。
- 緊急時対策要員は、招集後、ガラスバッチを着用する。
- 緊急時対策要員のうち、現場作業を行う要員については、初動対応時から個人線量計（電子式線量計）を着用することにより、要員の外部被ばく線量を適切に管理することが可能である。なお、作業現場に向かう際には、放射線防護具類を携帯する。
- 炉心損傷の徴候がある場合には、放射性物質の放出が予想されることから、当直長または保安班長が適切な放射線防護具類を判断し、要員に着用を指示する。指示を受けた要員は指示された放射線防護具類を着用する。
- 炉心損傷の徴候がある場合、かつ、汚染防護服を着用する時間もない緊急を要する作業を実施する場合には、保安班長の指示の下、全面マスクとゴム手袋を着用して作業を実施する。なお、身体汚染が発生した場合には、作業後に更衣及び除染を実施する。
- 高線量対応防護服（タングステンベスト）は、重量があることから、移動を伴う作業においては作業時間の増加に伴い被ばく線量が増加するため、原則着用しない。
- 管理区域内で内部溢水が起こっている場所や雨天時に作業を行う場合には、アノラック、汚染作業用長靴、胴長靴を追加で着用する。

（表 1、図 1 参照）

表 1 緊急時対策要員の初動対応時における装備

名称	着用基準	
	炉心損傷の徴候 有り	炉心損傷の徴候 無し
ガラスバッチ	現場作業を行っていない間も含め 必ず着用	同左
個人線量計（電子式線量計）	必ず着用	同左
綿手袋・ゴム手袋	必ず着用	管理区域内で身体汚染のおそれがある場合に着用
汚染防護服（タイベック）	緊急を要する作業を除き着用	管理区域内で身体汚染のおそれがある場合に着用
アノラック・汚染作業用長靴 （胴長靴※）	湿潤作業を行う場合に着用	管理区域内で身体汚染のおそれがある湿潤作業を行う場合に着用
高線量対応防護服 （タングステンベスト）	移動を伴わない高線量下での作業 を行う場合に着用	同左
全面マスク	必ず着用	管理区域内で身体汚染のおそれがある湿潤作業を行う場合に着用
セルフエアセット	酸欠等のおそれがある場合着用	同左

図1 放射線防護具類



ガラスバッジ



個人線量計  
(電子式線量計)



タイベック



アノラック



汚染作業用長靴



胴長靴



高線量対応防護服



全面マスク



セルフエアセット  
(株式会社重松製作所 HP より)

## 63. 放射線環境下における作業の成立性

格納容器過圧・過温破損の重要事故シーケンスにおける作業の成立性を確認するため、被ばく量の評価を行った。

### 1. 想定する作業と作業時間帯、作業エリア

成立性を確認する上で対象とする作業は、「4.重大事故対策の成立性」に示す作業とする。各作業の作業エリア（原子炉建屋内、原子炉建屋外）、作業時間帯（格納容器ベント実施前、格納容器ベント実施後）を表1に示す。

### 2. 想定シナリオ

格納容器破損防止対策に係る有効性評価における雰囲気気圧力・温度による静的負荷のうち、格納容器過圧の破損モードにおいて想定している、大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失したシーケンスを想定シナリオとして選定する。また、6号炉及び7号炉の同時被災を想定した。

なお、よう素放出量の低減対策として導入した格納容器内 pH 制御については、その効果に期待しないものとした。

### 3. 被ばく経路

各作業で評価対象とする被ばく経路を表1に示す。また、被ばく経路の概念図を図1及び図2に示す。

表1 想定する作業及び被ばく経路

評価経路	評価内容	格納容器ベント実施前								格納容器ベント実施後			
		電源確保		原子炉注水	ベント準備操作		ベント(現場手動操作)	水源確保	燃料補給	フィルタ装置水位調整	燃料補給		
		屋内 <sup>※1</sup>	屋外	屋内 <sup>※1</sup>	屋内 <sup>※1</sup>	屋外	屋内 <sup>※1</sup>	屋外	屋外	屋外	屋外		
格納容器から原子炉建屋に漏れ出す放射性物質	二次格納施設内に浮遊する放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
大気中へ放出される放射性物質	大気中へ放出された放射性雲中の放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	大気中へ放出された放射性雲中の放射性物質を吸入摂取することによる内部被ばく	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
フィルタ及び配管内の放射性物質	大気中へ放出され地表面に沈着した放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置及びびろ素フィルタ並びに配管内の放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	○	—	○	—	—	○	—	—	—	—	—	—
作業開始時間 (事象開始後)		10分後	10分後	90分後	2~37分後	37分後	36分後	35分後	10時間30分後	10時間30分後以降	62分後	48時間後以降 <sup>※2</sup>	
作業時間		60分間	50分間	30分間	60分間	60分間	25分間	90分間 <sup>※3</sup>	90分間(タンクローリーへの補給)60分間/回(消防車への給油)	2時間(現場滞在時間)1時間 <sup>※4</sup>	60分間/回(消防車への給油)		

※1 二次格納施設内での作業は不要であるため、二次格納施設以外の屋内操作場所について検討する。  
 ※2 格納容器ベント実施後(38時間後)、作業を中断して一時退避を行い、現場の線量率が低下したことを確認して作業を再開する。  
 ※3 ここでは現場の線量率が作業可能な値まで低下する10時間後(48時間)を設定する。なお、消防車への給油作業が一時中断し燃料が枯渇するとは消防車の注水が停止するが、復水貯水槽の水量は48時間後においても枯渇に至らない。  
 ※4 注水準備完了後は、補給作業を継続実施。格納容器ベント前には待避準備及び一時待避を実施する。

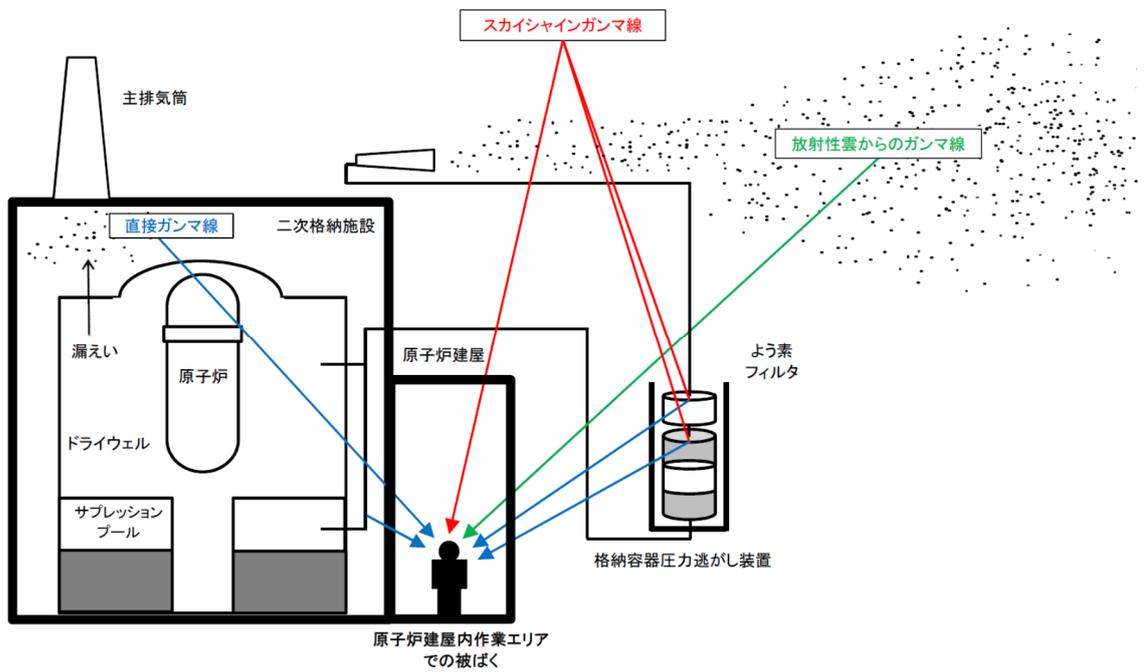


図1 被ばく経路概念図（原子炉建屋内）

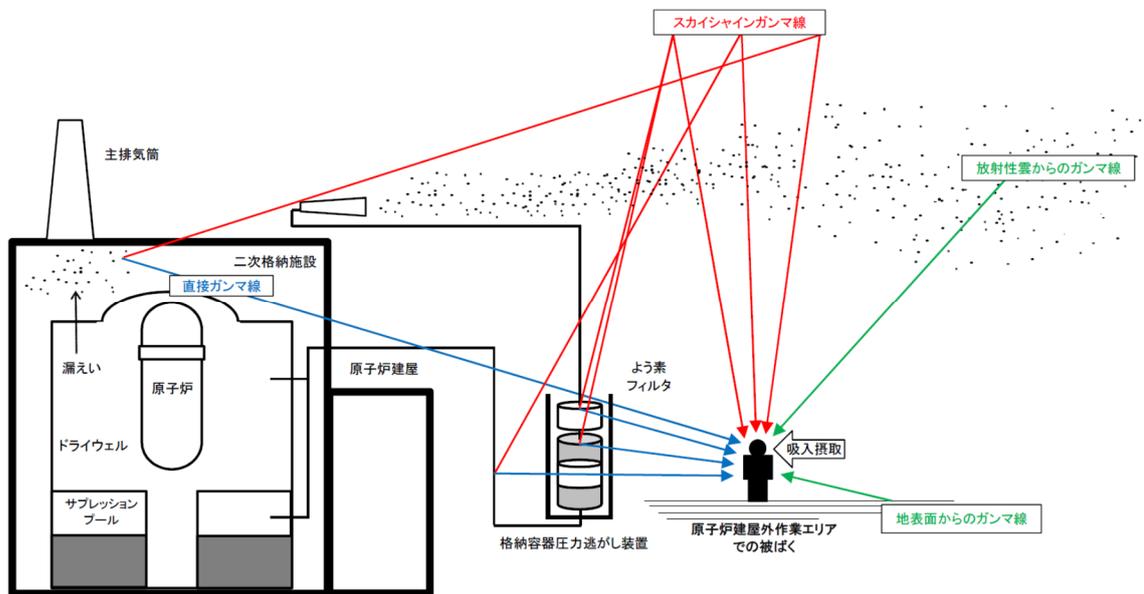


図2 被ばく経路概念図（原子炉建屋外）

#### 4. 評価方法

##### (1) 格納容器から原子炉建屋に漏えいする放射性物質

原子炉建屋外の作業エリアにおいては、原子炉建屋内の放射性物質からの直接ガンマ線及びスカイシャインガンマ線による実効線量を、作業エリアの位置、建屋の配置、形状等から評価する。直接ガンマ線については、QAD-CGGP2Rコードを用い、スカイシャインガンマ線については、ANISNコード及びG33-GP2Rコードを用いて評価する。

原子炉建屋内の作業エリアにおいては、二次格納施設内の放射性物質からのガンマ線による実効線量を、QAD-CGGP2Rコードを用いて評価する。

##### (2) 大気中へ放出される放射性物質

大気中へ放出された放射性物質による作業エリアでの被ばくは、事故期間中の大気中への放射性物質の放出量を元に、大気拡散効果及び作業エリアを囲む壁等によるガンマ線の遮へい効果を考慮して作業員の実効線量を評価する。

##### (3) フィルタ及び配管内の放射性物質

フィルタ及び配管内に取り込まれた放射性物質による作業エリアでの被ばくは、フィルタ装置内に取り込まれた放射性物質からの直接ガンマ線及びスカイシャインガンマ線による実効線量を、作業エリアの位置、フィルタ及び配管の位置、形状等から評価する。評価に当たっては、MCNP5コード及びQAD-CGGP2Rコードを用いる。

#### 5. 評価条件

評価条件は表 3-1 から表 3-5 に示すとおり。

#### 6. 評価結果

格納容器ベント実施後は、よう素フィルタ内の放射性物質が強い線源となる。このため、表 1 に示す作業のうち、格納容器ベント実施後によるよう素フィルタ近傍で行う「フィルタ装置水位調整」及び「燃料補給」の作業に伴う被ばく量が特に大きくなる。この2つの作業についての評価結果を表 2-1 から表 2-2 に示す。

「燃料補給」の作業に伴う被ばく量は 6 号炉側の作業で約 78mSv (= 約 78mSv/h × 1h)、7 号炉側の作業で約 78mSv (= 約 78mSv/h × 1h)、「フィルタ装置水位調整」の作業に伴う被ばく量は 6 号炉側の作業で約 70mSv (= 約 70mSv/h × 1h)、7 号炉側の作業で約 62mSv (= 約 62mSv/h × 1h) となり、何れも作業可能である。

値は暫定値

表 2-1 被ばく評価結果 (6号炉燃料補給)

(単位: mSv/h)

評価経路	評価内容	格納容器ベント 実施後の作業		
		燃料補給		
		屋外		
		K6	K7	K6+K7
格納容器から原子炉建屋に漏えいする放射性物質	二次格納施設内に浮遊する放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	約 $2.0 \times 10^0$	約 $2.0 \times 10^0$	約 $4.0 \times 10^0$
大気中へ放出される放射性物質	大気中へ放出された放射性雲中の放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	約 $3.3 \times 10^0$	約 $3.3 \times 10^0$	約 $6.6 \times 10^0$
	大気中へ放出された放射性雲中の放射性物質を吸入摂取することによる内部被ばく	約 $2.2 \times 10^0$	約 $2.2 \times 10^0$	約 $4.4 \times 10^0$
	大気中へ放出され地表面に沈着した放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	約 $2.6 \times 10^{-2}$	約 $2.6 \times 10^{-2}$	約 $5.1 \times 10^{-2}$
フィルタ及び配管内の放射性物質	格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置及びよう素フィルタ並びに配管内の放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	約 $1.1 \times 10^1$	約 $5.4 \times 10^1$	約 $6.5 \times 10^1$
合計線量率		約 $1.9 \times 10^1$	約 $6.2 \times 10^1$	約 $8.0 \times 10^1$

表 2-2 被ばく評価結果 (7号炉燃料補給)

(単位: mSv/h)

評価経路	評価内容	格納容器ベント 実施後の作業		
		燃料補給		
		屋外		
		K6	K7	K6+K7
格納容器から原子炉建屋に漏えいする放射性物質	二次格納施設内に浮遊する放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	約 $2.0 \times 10^0$	約 $2.0 \times 10^0$	約 $4.0 \times 10^0$
大気中へ放出される放射性物質	大気中へ放出された放射性雲中の放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	約 $3.3 \times 10^0$	約 $3.3 \times 10^0$	約 $6.6 \times 10^0$
	大気中へ放出された放射性雲中の放射性物質を吸入摂取することによる内部被ばく	約 $2.2 \times 10^0$	約 $2.2 \times 10^0$	約 $4.4 \times 10^0$
	大気中へ放出され地表面に沈着した放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	約 $2.6 \times 10^{-2}$	約 $2.6 \times 10^{-2}$	約 $5.1 \times 10^{-2}$
フィルタ及び配管内の放射性物質	格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置及びよう素フィルタ並びに配管内の放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	約 $1.1 \times 10^1$	約 $5.4 \times 10^1$	約 $6.5 \times 10^1$
合計線量率		約 $1.9 \times 10^1$	約 $6.2 \times 10^1$	約 $8.0 \times 10^1$

表 2-3 被ばく評価結果 (6号炉フィルタ装置水位調整) (単位: mSv/h)

評価経路	評価内容	格納容器ベント 実施後の作業		
		フィルタ装置 水位調整		
		屋外		
		K6	K7	K6+K7
格納容器から原子炉建屋に漏えいする放射性物質	二次格納施設内に浮遊する放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	約 $2.0 \times 10^0$	約 $2.0 \times 10^0$	約 $4.0 \times 10^0$
大気中へ放出される放射性物質	大気中へ放出された放射性雲中の放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	約 $2.5 \times 10^0$	約 $2.5 \times 10^0$	約 $5.0 \times 10^0$
	大気中へ放出された放射性雲中の放射性物質を吸入摂取することによる内部被ばく	約 $1.3 \times 10^0$	約 $1.3 \times 10^0$	約 $2.6 \times 10^0$
	大気中へ放出され地表面に沈着した放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	約 $2.6 \times 10^{-2}$	約 $2.6 \times 10^{-2}$	約 $5.1 \times 10^{-2}$
フィルタ及び配管内の放射性物質	格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置及びよう素フィルタ並びに配管内の放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	約 $5.5 \times 10^1$	約 $4.5 \times 10^0$	約 $6.0 \times 10^1$
合計線量率		約 $6.0 \times 10^1$	約 $1.0 \times 10^1$	約 $6.9 \times 10^1$

値は暫定値

表 2-4 被ばく評価結果 (7号炉フィルタ装置水位調整) (単位: mSv/h)

評価経路	評価内容	格納容器ベント 実施後の作業		
		フィルタ装置 水位調整		
		屋外		
		K6	K7	K6+K7
格納容器から原子炉建屋に漏えいする放射性物質	二次格納施設内に浮遊する放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	約 $2.0 \times 10^0$	約 $2.0 \times 10^0$	約 $4.0 \times 10^0$
大気中へ放出される放射性物質	大気中へ放出された放射性雲中の放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	約 $2.5 \times 10^0$	約 $2.5 \times 10^0$	約 $5.0 \times 10^0$
	大気中へ放出された放射性雲中の放射性物質を吸入摂取することによる内部被ばく	約 $1.3 \times 10^0$	約 $1.3 \times 10^0$	約 $2.6 \times 10^0$
	大気中へ放出され地表面に沈着した放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	約 $2.6 \times 10^{-2}$	約 $2.6 \times 10^{-2}$	約 $5.1 \times 10^{-2}$
フィルタ及び配管内の放射性物質	格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置及びよう素フィルタ並びに配管内の放射性物質からのガンマ線による外部被ばく	約 $9.0 \times 10^{-1}$	約 $5.0 \times 10^1$	約 $5.1 \times 10^1$
合計線量率		約 $6.7 \times 10^0$	約 $5.6 \times 10^1$	約 $6.2 \times 10^1$

表 3-1 大気中への放出放射エネルギー評価条件 (1/3)

項目	評価条件	選定理由
炉心熱出力	3,926MWt	定格熱出力
運転時間	1 サイクル：10,000h (416 日) 2 サイクル：20,000h 3 サイクル：30,000h 4 サイクル：40,000h 5 サイクル：50,000h	1 サイクル 13 ヶ月(395 日) を考慮して、燃料の最高取出燃焼度に余裕を持たせ長めに設定
取替炉心の燃料装荷割合	1 サイクル：0.229 (200 体) 2 サイクル：0.229 (200 体) 3 サイクル：0.229 (200 体) 4 サイクル：0.229 (200 体) 5 サイクル：0.084 (72 体)	取替炉心の燃料装荷割合に基づき設定

表 3-1 大気中への放出放射能評価条件 (2/3)

項目	評価条件	選定理由
放出開始時刻	格納容器漏えい: 事象発生直後  格納容器ベント: 約 38 時間後	MAAP 解析に基づく
格納容器内 pH 制御の効果	未考慮	格納容器内 pH 制御設備は, 重大事故等対処設備と位置付けていないため考慮しない
原子炉圧力容器から格納容器に放出されるよう素の形態	粒子状よう素: 5% 無機よう素: 91% 有機よう素: 4%	R.G.1.195 に基づき設定
格納容器から原子炉建屋への漏えい率	以下のとおり, 開口面積を格納容器圧力に応じ設定。MAAP 解析上で, 格納容器圧力に応じ漏えい率が変化するものとした。 【開口面積】 1Pd 以下: 0.9Pd で 0.4%/day, 1~2Pd: 2.0Pd で 1.3%/day に相当する開口面積	格納容器の設計漏えい率 (0.9Pd で 0.4%/day) 及び, AEC 式に基づき設定
原子炉建屋から大気中への漏えい	考慮しない	格納容器から漏えいした水蒸気は原子炉建屋内で凝縮するため, 原子炉建屋空間部が過度に加圧されることはないと考えられる。また, 原子炉建屋の換気空調系を停止しているため, 外気との空気のやり取りがないものと想定した。
格納容器からベントラインへの流入割合	炉内内蔵量に対して, 希ガス類: 約 $9.4 \times 10^{-1}$ よう素類: 約 $3.1 \times 10^{-2}$ Cs 類: 約 $8.8 \times 10^{-7}$ Te 類: 約 $1.8 \times 10^{-7}$ Ba 類: 約 $7.1 \times 10^{-8}$ Ru 類: 約 $8.8 \times 10^{-9}$ La 類: 約 $7.1 \times 10^{-10}$ Ce 類: 約 $1.8 \times 10^{-9}$	MAAP 解析結果及び NUREG-1465 の知見に基づき設定。 よう素類については, よう素の化学形態に応じた格納容器内での除去のされかたの違いを考慮。

表 3-1 大気中への放出放射エネルギー評価条件 (3/3)

項目	評価条件	選定理由
格納容器内でのエアロゾルの除去効果	MAAP 解析に基づく	MAAP 解析で評価
格納容器内での有機よう素の除去効果	考慮しない	保守的に考慮しないものとした
格納容器内での無機よう素の沈着による除去係数	無機よう素：2	「発電用軽水型原子炉の安全評価に関する審査指針」(平成 2 年 8 月 30 日 原子力安全委員会決定 一部改訂 平成 13 年 3 月 29 日 原子力安全委員会) を参照
サプレッション・プールでのスクラビングによる無機よう素の除去係数	無機よう素：10	Standard Review Plan 6.5.5 に基づき設定
ドライウェルスプレイによる無機よう素の除去係数	無機よう素：100	CSE 試験に基づき設定
格納容器ベント開始時間	事故発生から 約 38 時間後	MAAP 解析結果
格納容器圧力逃がし装置の除去係数	希ガス：1 有機よう素：1 無機よう素：1,000	—
	粒子状放射性物質：1,000	設計値
よう素フィルタによる除去係数	希ガス：1 粒子状放射性物質：1 無機よう素：1	—
	有機よう素：50	設計値

表 3-2 放射性物質の大気中への放出量（7日間積算値）

核種グループ	停止時炉内内蔵量 [Bq] (gross 値)	単一号炉当たりの放出放射能量 (Bq) (gross 値)
		格納容器圧力逃がし装置及びよう素フィルタを経 由した放出
希ガス類	約 $1.6 \times 10^{19}$	約 $7.7 \times 10^{18}$
よう素類	約 $3.4 \times 10^{19}$	約 $5.4 \times 10^{15}$
Cs 類	約 $1.3 \times 10^{18}$	約 $1.2 \times 10^9$
Te 類	約 $9.5 \times 10^{18}$	約 $8.2 \times 10^8$
Ba 類	約 $2.9 \times 10^{19}$	約 $7.8 \times 10^8$
Ru 類	約 $2.9 \times 10^{19}$	約 $1.3 \times 10^8$
La 類	約 $6.5 \times 10^{19}$	約 $2.2 \times 10^7$
Ce 類	約 $8.9 \times 10^{19}$	約 $1.0 \times 10^8$

表 3-3 放射性物質の大気拡散評価条件

項目	評価条件	選定理由
大気拡散評価モデル	ガウスプルームモデル	審査ガイドを参照
気象データ	柏崎刈羽原子力発電所における1年間の気象データ (1985年10月～1986年9月)	建屋影響を受ける大気拡散評価を行うため保守的に地上風(地上約10m)の気象データを使用 審査ガイドに示された通り、発電所において観測された1年間の気象データを使用
実効放出継続時間	1時間	保守的に1時間と設定
放出源及び放出源高さ	【6号炉】 6号炉格納容器圧力逃がし装置配管：地上40.4m  【7号炉】 7号炉格納容器圧力逃がし装置配管：地上39.7m	実高さを参照。 なお、放出エネルギーによる影響は未考慮。
累積出現頻度	小さい方から累積して97%	審査ガイドを参照
建屋巻き込み	考慮する	放出点から近距離の建屋の影響を受けるため、建屋による巻き込み現象を考慮
巻き込みを生じる代表建屋	6号炉原子炉建屋及び 7号炉原子炉建屋	放出源であり、巻き込みの影響が最も大きい建屋として設定
放射性物質濃度の評価点	作業エリア	—

表 3-4 線量換算係数及び地表面への沈着速度等

項目	評価条件	選定理由
線量換算係数	成人実効線量換算係数使用(主な核種を以下に示す) I-131 : $2.0 \times 10^{-8}$ Sv/Bq I-132 : $3.1 \times 10^{-10}$ Sv/Bq I-133 : $4.0 \times 10^{-9}$ Sv/Bq I-134 : $1.5 \times 10^{-10}$ Sv/Bq I-135 : $9.2 \times 10^{-10}$ Sv/Bq Cs-134 : $2.0 \times 10^{-8}$ Sv/Bq Cs-136 : $2.8 \times 10^{-9}$ Sv/Bq Cs-137 : $3.9 \times 10^{-8}$ Sv/Bq 上述の核種以外の核種は ICRP Pub.71 等に基づく	ICRP Publication71 等に基づく
呼吸率	1.2m <sup>3</sup> /h	「発電用軽水型原子炉の安全評価に関する審査指針」(平成2年8月30日 原子力安全委員会決定 一部改訂 平成13年3月29日 原子力安全委員会)の第2表の成人活動時の呼吸率を設定
地表への沈着速度	エアロゾル : 1.2cm/s 無機よう素 : 1.2cm/s 有機よう素 : 沈着無し 希ガス : 沈着無し	線量目標値評価指針(降水時における沈着率は乾燥時の2~3倍大きい)を参考に、湿性沈着を考慮して乾性沈着速度(0.3cm/s)の4倍を設定。乾性沈着速度は NUREG/CR-4551 Vol.2*1 より設定
配管内への放射性物質の付着割合	10%/100m	NREG/CR-4551 を参照し、付着量を設定する主要なパラメータとして沈着速度に着目して、配管内面への沈着割合を設定

\*1 NUREG/CR-4551 Vol.2 “Evaluation of Severe Accident Risks: Quantification Major Input Parameters”

表 3-5 防護措置

項目	評価条件	選定理由
マスクによる除染係数	50	着用を考慮し、期待できる除染係数として設定した
安定よう素剤	考慮しない	服用を考慮しないものとした
防護服	考慮しない	着用を考慮しないものとした

## 64. 非凝縮性ガスの影響について

### 1. はじめに

格納容器過圧・過温破損を防止するための対策の確認においては、MAAP コードを使用して大 LOCA+SBO+ECCS 機能喪失を仮定したシナリオにて評価を実施している。MAAP コードの水素発生量に関する妥当性については、TMI 及び PHEBUS 試験により確認しており、当該解析に MAAP コードを用いることは妥当である<sup>[1]</sup>。

ただし、MELCOR コードのように、流路閉鎖が発生しにくい（水素が発生しやすい）と仮定した場合においても、評価に有意な影響がないことを確認するため、感度解析を実施した。

### 2. 解析条件

- ・流体が閉鎖部分を通過できなくなるとするノードの空隙率（ポロシティ）：0.0 以下（申請解析ではポロシティ：0.1 以下）

図1に示すように、炉心内でデブリの移行(リロケーション)が発生し、それが冷却材流路に堆積して閉塞を起こした場合、MAAP 解析では流路閉塞を起こしたノードの空隙率（ポロシティ）が 0.1 以下になるとそのノードは完全に閉塞したものとみなされ、それ以降は流体が閉塞部分を通過することができなくなる。一方 MELCOR 解析の場合、流路閉塞を起こしたノードの空隙率の最小値は 0.05 に設定されており、完全閉塞は発生しない。

したがって、流路閉塞した場合、炉心で発生する非凝縮性ガスは MAAP の方が少なくなる傾向にある。このため、上記の条件にて、水素発生量を多めに見積もる感度解析を行うこととする。

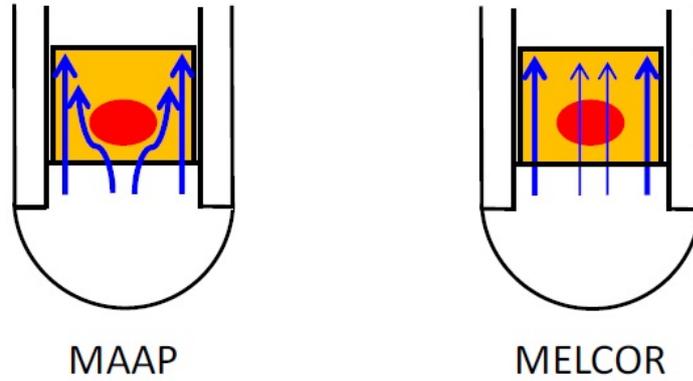
なお、ポロシティの設定以外については申請解析と同様とした。

### 3. 解析結果

図2～図6に評価結果を示す。図2より、申請解析での水素発生量が約 592kg に対して感度解析では約 670kg と水素発生量は約 12%増加しているが、図3に示すとおり格納容器の圧力制御は可能であり、保守的な条件として非凝縮性ガスが増加するような場合においても、当該操作に大きな影響はない。

[1] 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて(第5部 MAAP)

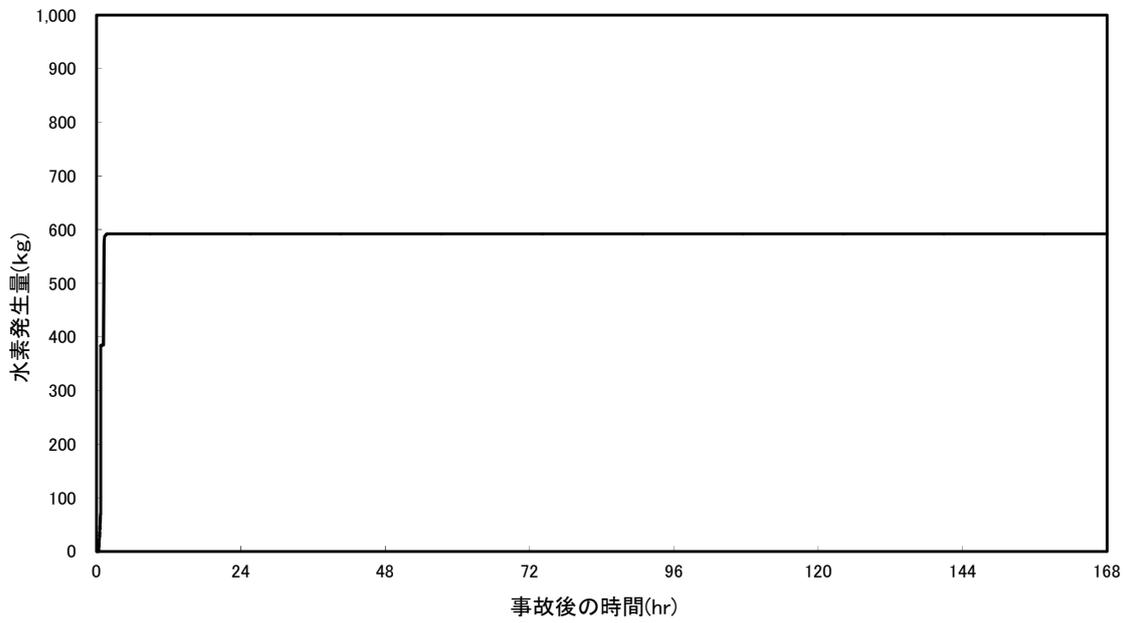
以上



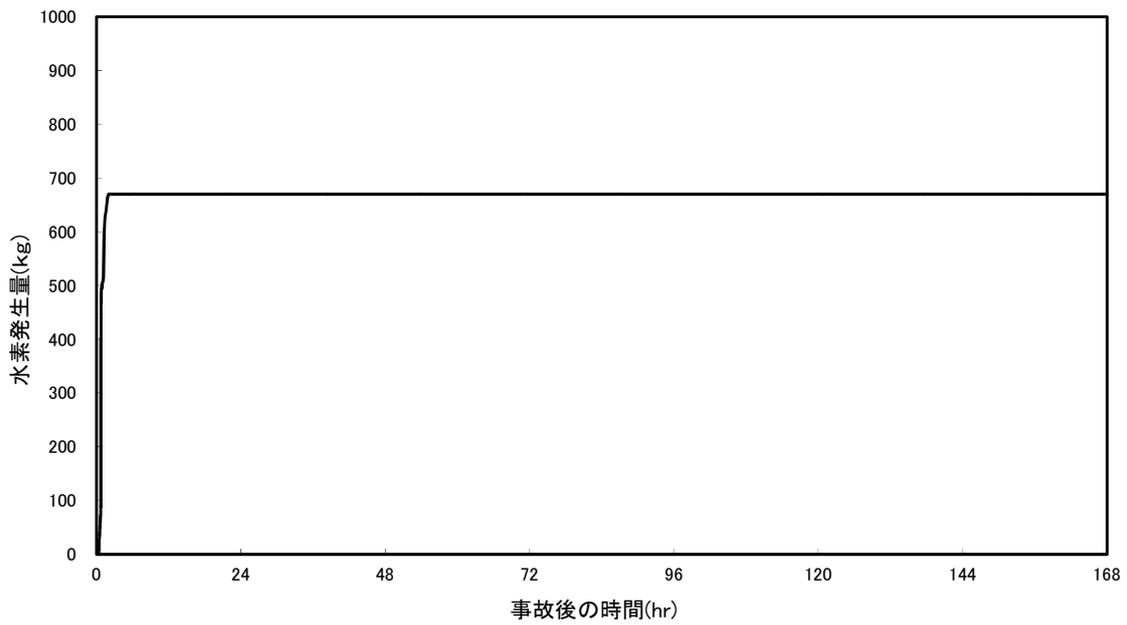
ポロシティ $\leq 0.1$ で  
 完全閉塞

ポロシティの最小値は  
 0.05(完全閉塞せず)

図1 炉心内流路閉塞モデルの概念図  
 (「MAAP5.01 及び MELCOR2.1 を用いた軽水炉代表プラントの過酷事故解析」、  
 電力中央研究所、平成 26 年 6 月 抜粋)

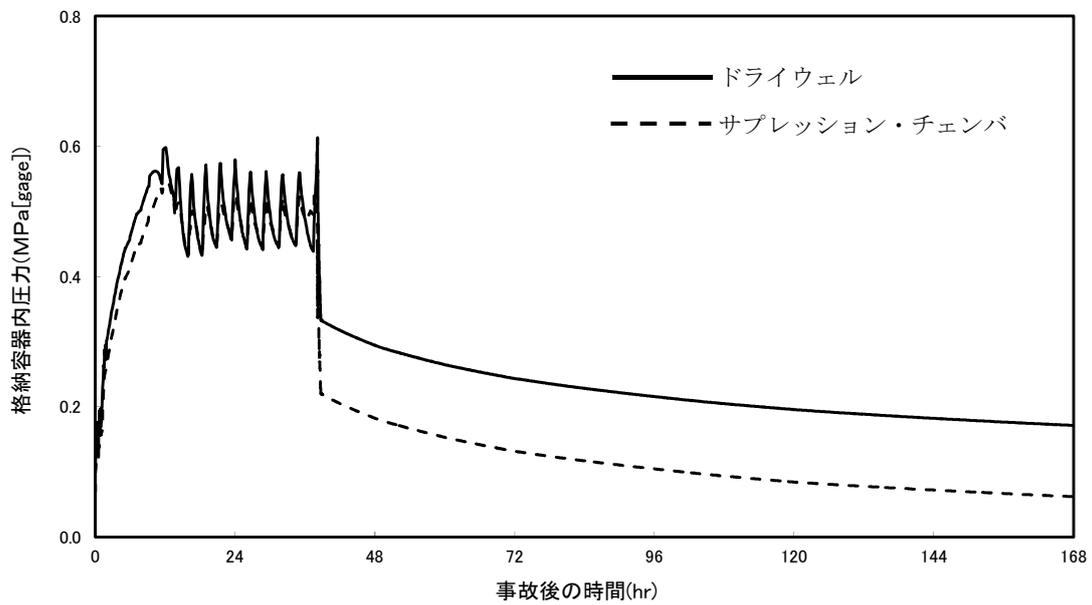


大 LOCA(申請解析：空隙率 0.1 以下で完全閉塞)

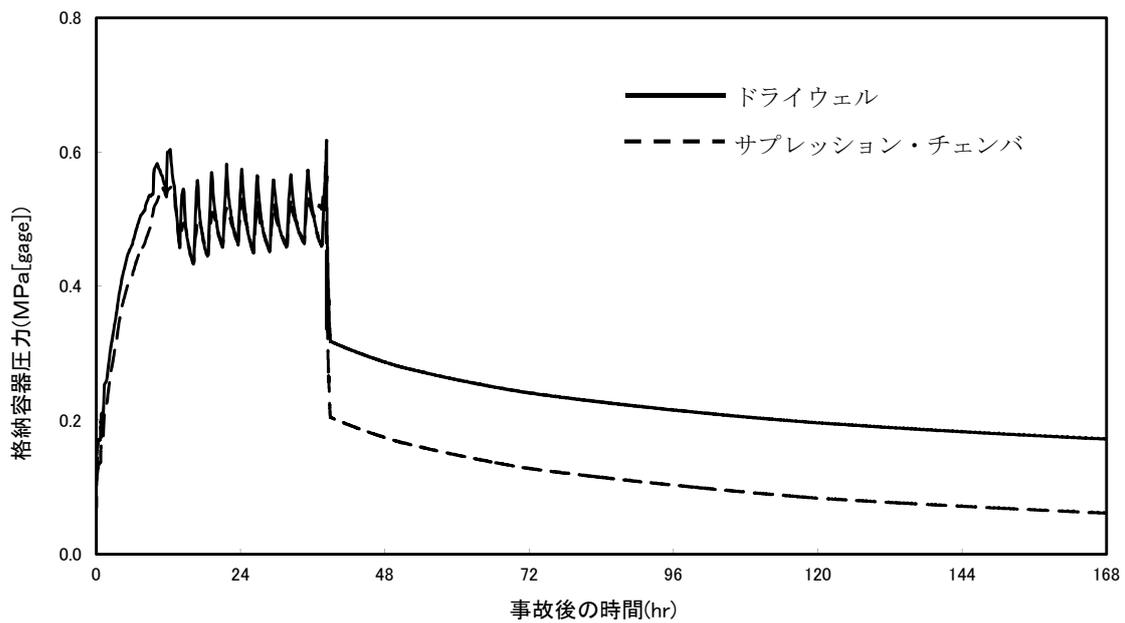


大 LOCA (感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞)

図2 水素発生量比較

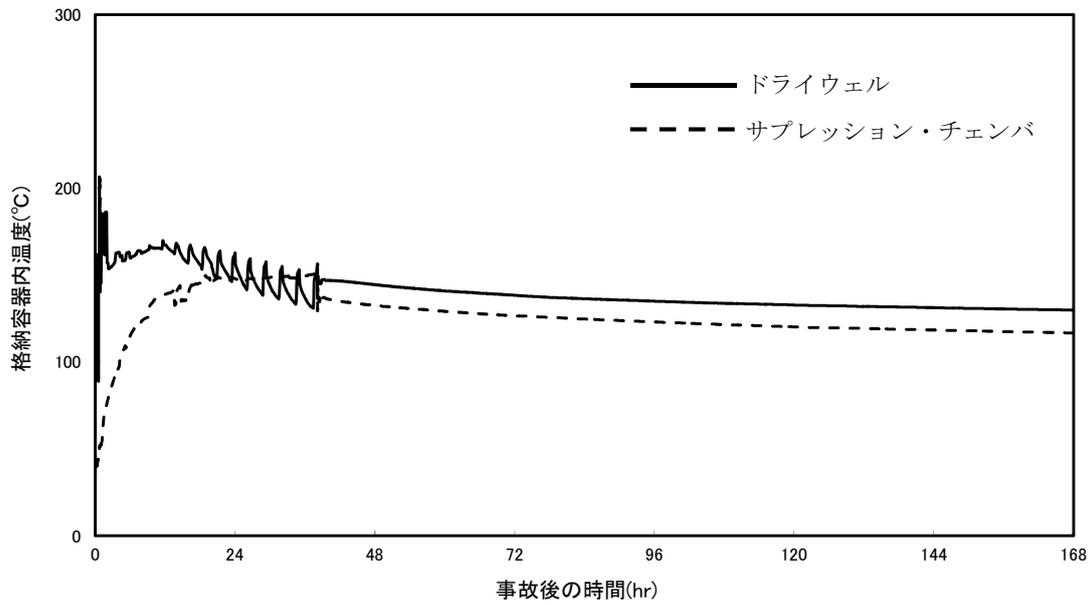


大 LOCA(申請解析：空隙率 0.1 以下で完全閉塞)

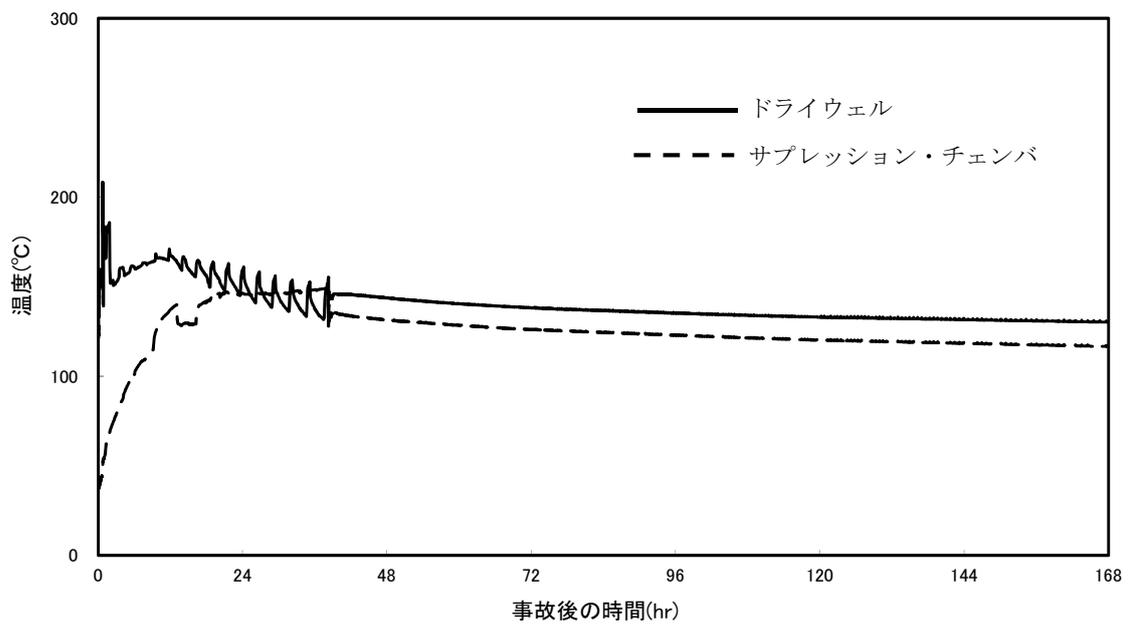


大 LOCA (感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞)

図 3 格納容器圧力の比較

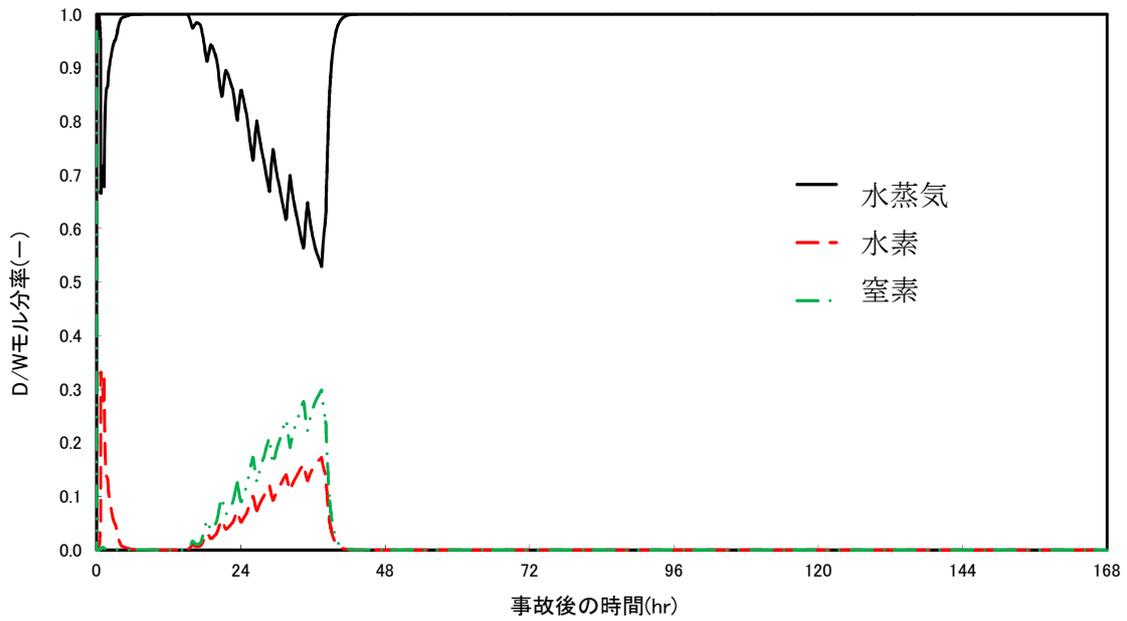


大 LOCA(申請解析：空隙率 0.1 以下で完全閉塞)

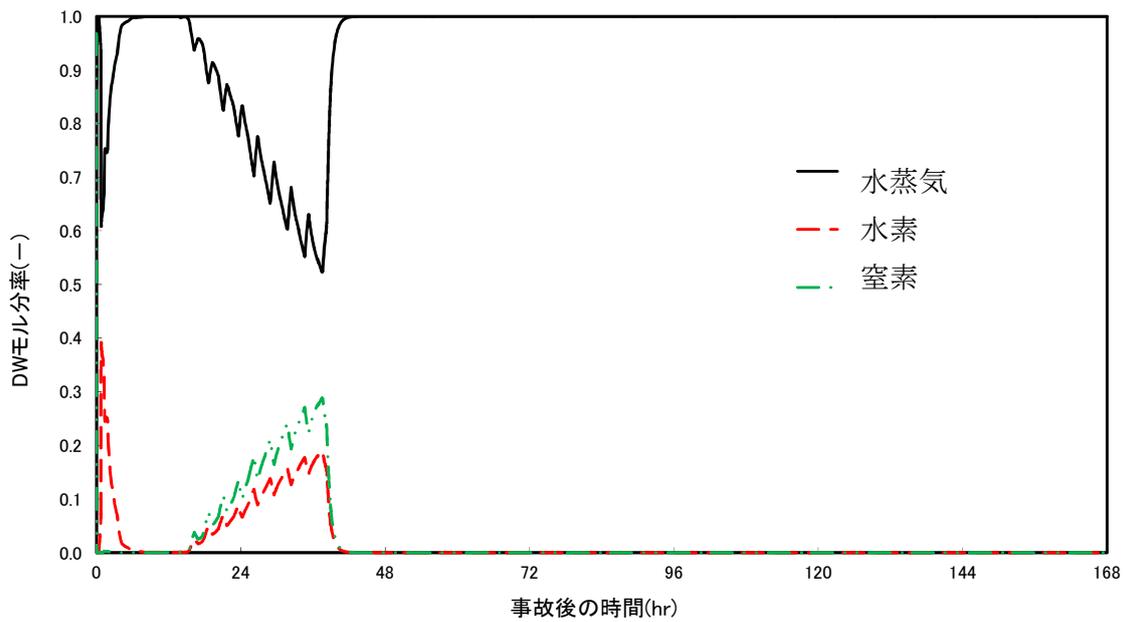


大 LOCA (感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞)

図 4 格納容器温度の比較

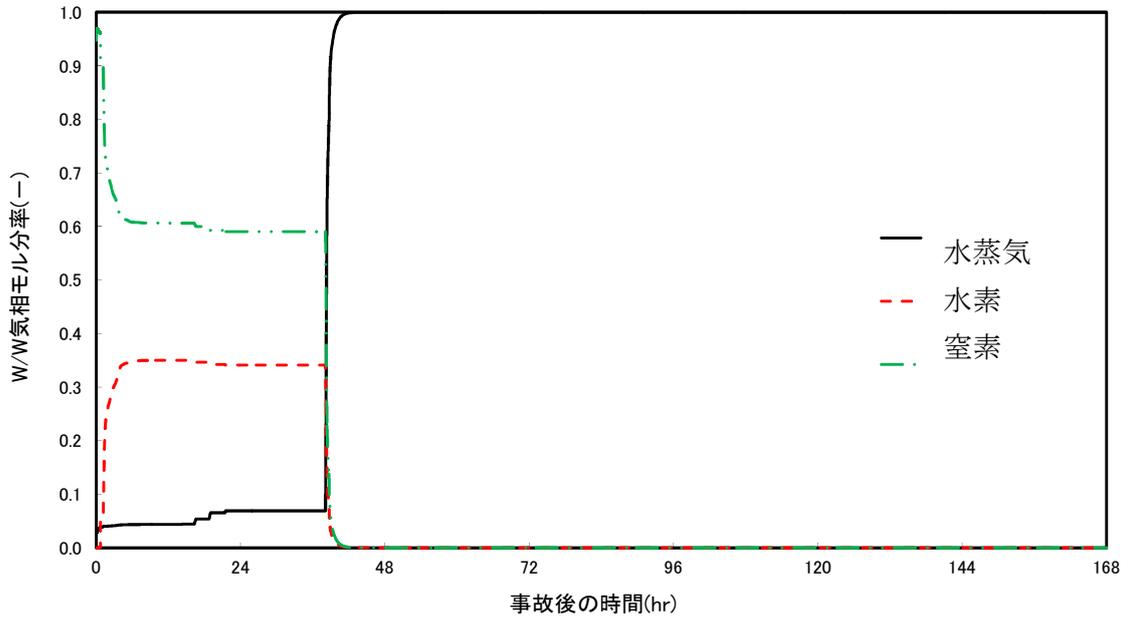


大 LOCA(申請解析：空隙率 0.1 以下で完全閉塞)

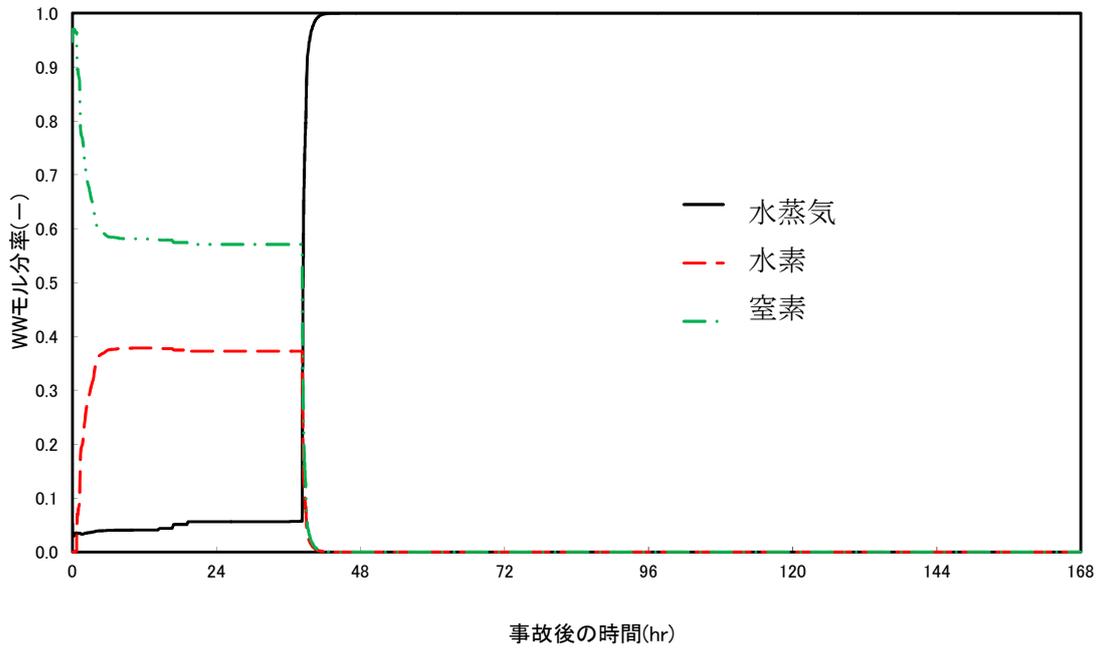


大 LOCA (感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞)

図 5 D/W 気相濃度の比較



大 LOCA(申請解析：空隙率 0.1 以下で完全閉塞)



大 LOCA (感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞)

図6 W/W 気相濃度の比較

## 65. ドライウェルクーラの使用を仮定した場合の格納容器除熱効果について

残留熱除去系機能が喪失している場合の格納容器代替除熱手段として、送風機を使わずにドライウェルクーラの冷却器又は除湿冷却器の冷却コイルに通水することにより冷却する方法がある。

ここでは、格納容器過圧・過温破損シナリオを対象に、ドライウェルクーラの使用を仮定した場合の格納容器からの除熱効果について示す。

### 1. 解析条件

格納容器過圧・過温破損シナリオ（ウェットウェルベントケース）において、ドライウェルクーラを使用する場合（冷却器冷却コイルへの通水）を想定する。ドライウェルクーラの冷却器は事故発生 12 時間後から 2 系列で設計流量にて通水して使用開始するとともに、代替格納容器スプレイ系の流量を 100m<sup>3</sup>/h まで低下させるものと仮定した。また、ドライウェルクーラによる除熱性能は、(財)原子力発電技術機構（NUPEC）が作成した、ドライウェルクーラ冷却性能試験に基づく ABWR のドライウェルクーラ固有の除熱相関式※を用いた。

※：NUPEC の格納容器除熱試験（平成 11 年度～平成 13 年度）では、ABWR のドライウェルクーラ冷却コイル 1 体分を用い、シビアアクシデント雰囲気条件下のため送風機が作動せず冷却コイルへの通水のみを想定した試験（単体性能試験）が実施され、その結果、ドライウェルクーリング開口面で自然循環が形成されて、バルク雰囲気条件に応じた一定凝縮量が定常的に得られることが確認された。また、試験データに基づいたドライウェルクーラ除熱相関式が作成された。

### 2. 解析結果

図 1～図 3 に、格納容器圧力、格納容器温度、及びサプレッション・チェンバ水位の解析結果を示す。ベントラインの水没を回避するために代替格納容器スプレイ系の流量を低下しても、ドライウェルクーラによる除熱により、格納容器圧力の上昇が抑制され、格納容器ベントまでの時間は、ドライウェルクーラを使用しない場合の約 38 時間に比べ、約 52 時間まで遅延している。

したがって、ドライウェルクーラによる格納容器代替除熱手段に期待できる場合、格納容器ベントまでの時間を遅延させることができる。

### 3. ドライウェルクーラによる格納容器除熱の課題

上記のとおり、ドライウェルクーラを使用することによる格納容器除熱に効果があるものの、有効性評価の観点からは以下の課題がある。

- ・ ドライウェルクーラは常用系であり、サポート系を含めて耐震性が確保された系統

ではない。

- ドライウェルクーラを使用した場合、外部水源による炉心注水及び格納容器スプレイが継続する必要があり、格納容器内の水位上昇を伴うことになる。ベントラインの水没を回避するという点では、サプレッション・チェンバを水源とする代替循環冷却を使用するメリットの方が大きい。しかしながら、代替の除熱手段としては、従前より自主的に考慮されているものである。ただし、ドライウェルクーラに通水する際は、その他の機器にも通水されることから、原子炉補機冷却系が使用できないことが前提の状況では、ドライウェルクーラへの通水量は定格の通水量よりも少なく、除熱効果は限定的となる。定格の通水量を確保するためには、代替原子炉補機冷却系以上の系統流量を有する設備の確保等が必要となる。
- 除湿冷却器冷却コイルに通水する場合は、通常運転中は原子炉補機冷却系とは別の冷却水系を用いていることから、別途専用の冷却水系又は除熱設備の確保が必要となる。また、冷却器と異なり、冷却コイルがダクト内に設置されているため、冷却器ほどの自然循環による通水効果は期待できない。

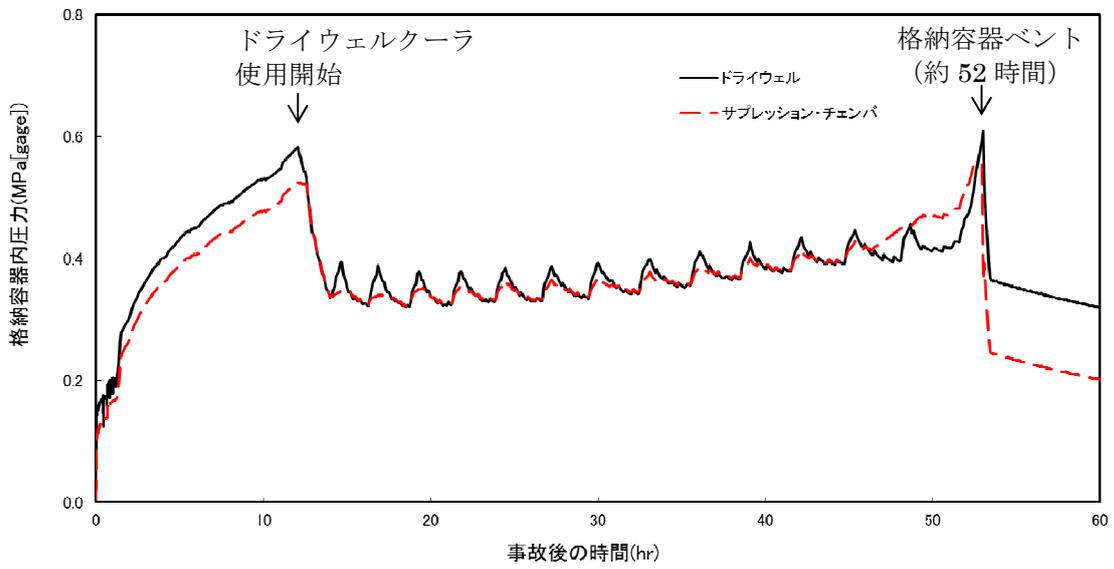


図 1 格納容器圧力の推移

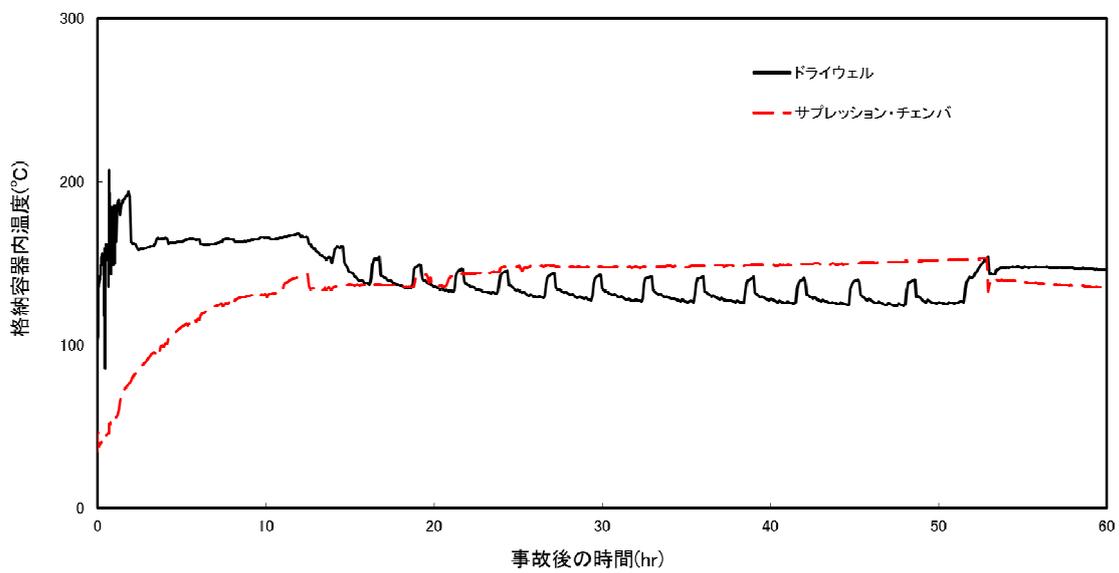


図 2 格納容器温度の推移

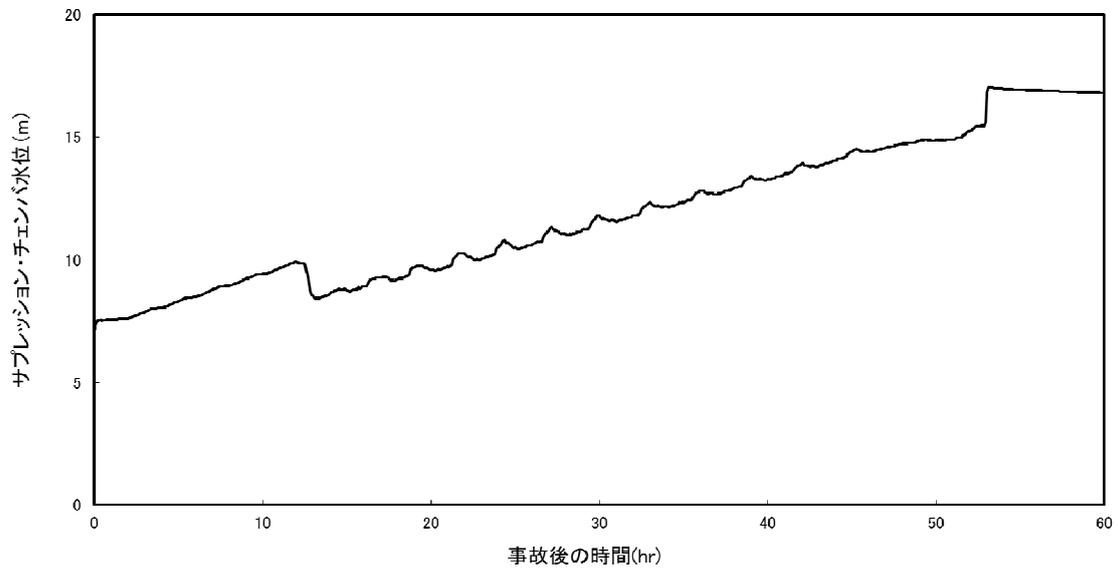


図3 サプレッション・チェンバ水位の推移

## 66. MUWC の機能分散について

### 1. 復水移送系 (MUWC) の機能

MUWC は以下の 3 つの機能に期待している。

○深層防護の 3 層 (著しい炉心損傷の防止)

- ・原子炉水位を維持し炉心損傷を防止するための低圧代替注水機能

○深層防護の 4 層 (格納容器の損傷防止策)

- ・格納容器の過圧・過温破損防止のための代替格納容器スプレイ機能
- ・格納容器内での損傷炉心の冷却のための格納容器下部注水機能

### 2. MUWC の操作の容易さ

#### (1) 低圧代替注水と代替格納容器スプレイそれぞれの単独操作

図-1 に MUWC による低圧代替注水, 代替格納容器スプレイの基本的な操作の流れを示す。現場操作が生じるのは注水前の吸込配管の操作のみである ((a) のステップ)。また, それぞれの操作の相違点は, 中操におけるラインアップのみである ((b) のステップ)。このようにそれぞれについて特段困難な操作はない。

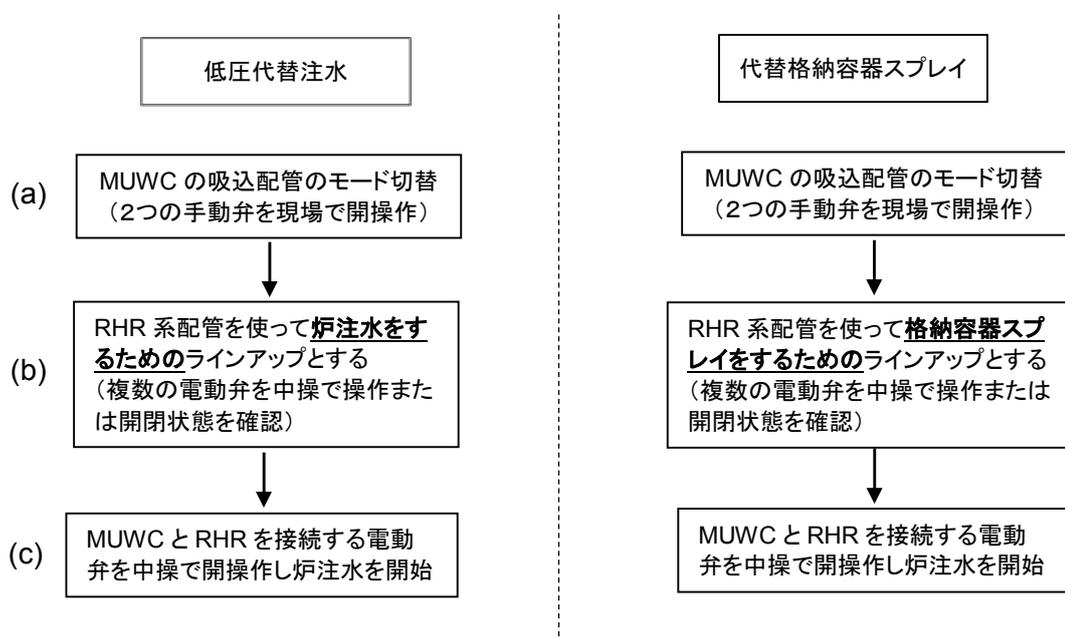


図-1: 低圧代替注水, 代替格納容器スプレイそれぞれの単独操作

(2) 低圧代替注水を開始し途中から代替格納容器スプレイとスイッチングする操作

スイッチング操作は有効性評価でクレジットをとっており、例えば高圧・低圧注水機能喪失のシナリオでは、原子炉水位が L-8 になったら低圧代替注水から代替格納容器スプレイに切替え、L-3 になったら代替格納容器スプレイから低圧代替注水に切り替える。

スイッチングの操作は、原子炉水位を媒介にして L-8 と L-3 で炉注水のラインに水を導くラインアップと格納容器スプレイに水を導くラインアップを、中操での弁操作で切り替えるのみである(図-2 の赤線で示した閉ループ)。操作自体は(1)の単独操作の繰り返しであり特段の困難はない。なお、復水移送系にはミニフローラインがあることから、ポンプが締め切り運転となることはない。

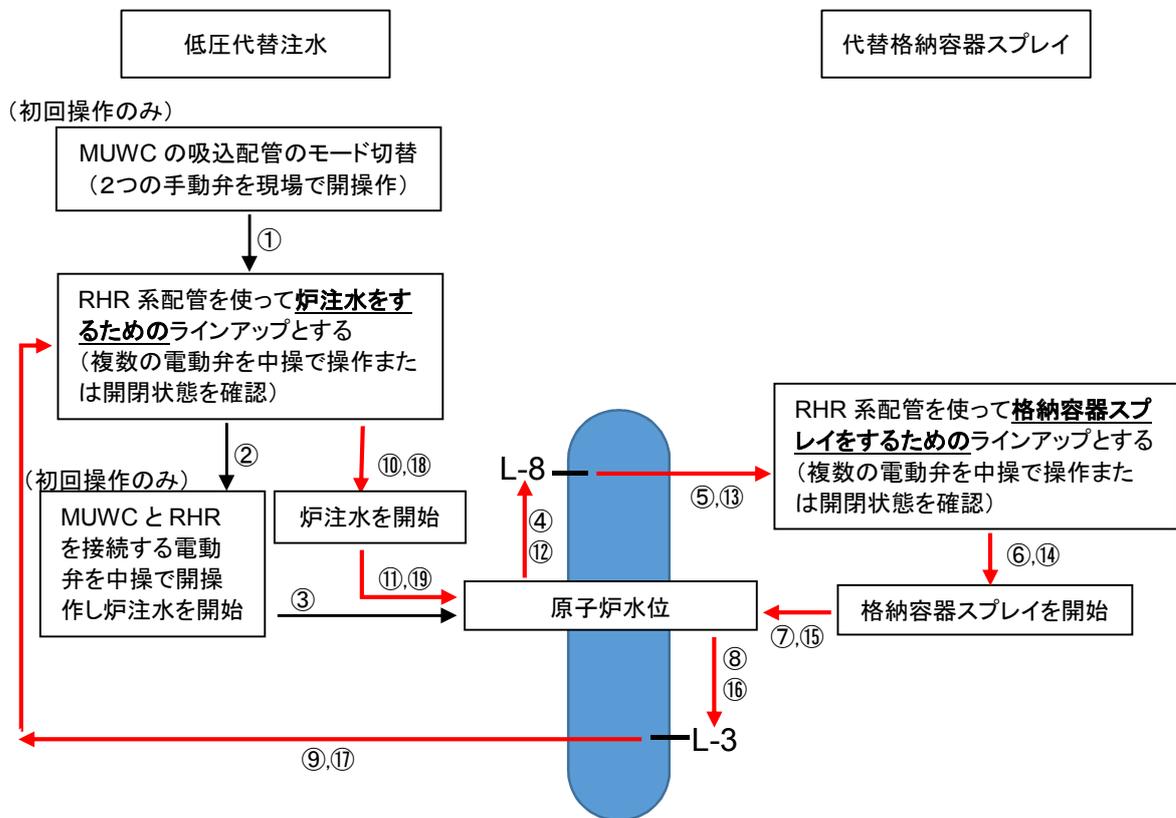
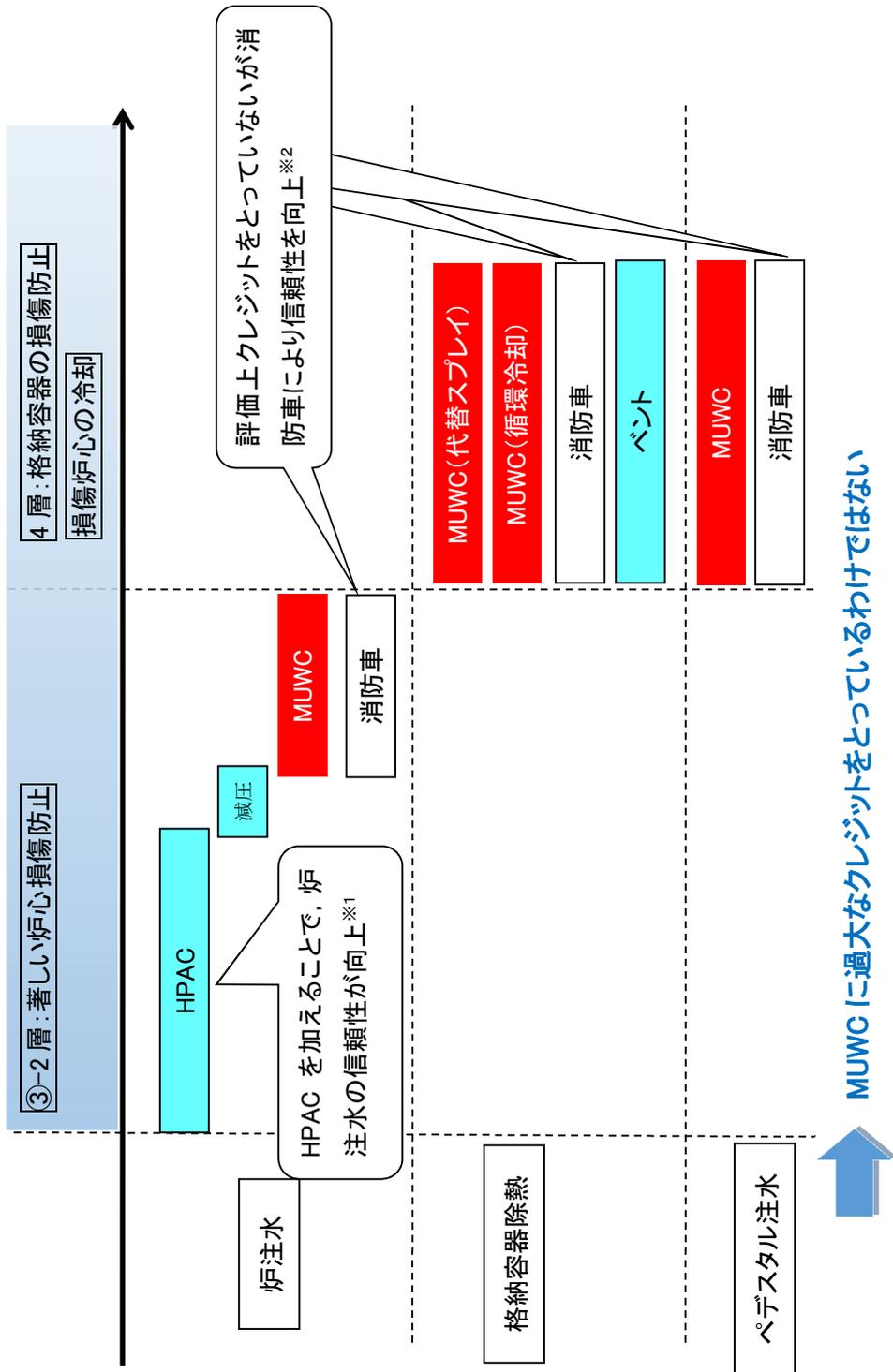


図-2: 低圧代替注水の途中で代替格納容器スプレイとスイッチングをする操作

次に、低圧代替注水と代替格納容器スプレイのスイッチングの頻度について、事象進展が早い大破断 LOCA (格納容器過圧・過温破損) で確認する。

大破断 LOCA では、事象発生後約 70 分後に低圧代替注水系による炉注水を開始し、事象発生後約 2 時間後に炉心が再冠水した後は原子炉水位を破断口～L-1 に維持する。原子炉水位が破断口に到達したら代替格納容器スプレイにスイッチする。





※1: TQUV, TW (LUHS, RHR 機能喪失), SBO 等の一次圧力バウンダリの喪失 (LOCA 等) を除く事故に対して初期炉心冠水維持が可能

※2: フェーズドアプローチに基づき、原則として事故発生 12 時間までは恒設設備での対応とし、可搬設備はアクセス性等を考慮し、12 時間以降に期待できると整理していることから、有効性評価では直接の注水系としてクレジットをとっていない

図-4: ③-2 層, 4 層における注水等に期待する設備

## 67. 中小 LOCA の事象想定について

### 1. 「LOCA 時注水機能喪失」(中小 LOCA)の事象進展

中小 LOCA では、シナリオの前提条件として全 ECCS が機能喪失するとしていることから、事象直後から炉注水ができず炉水位の低下が早い\*1。また、サプレッション・プールを介さずに格納容器内に冷却材が漏えいすることから、格納容器圧力の上昇も早く格納容器ベントを実施する\*2ことになる。

\*1 低圧代替注水系による原子炉注水は事象発生約 24 分後から始まり、注水開始の 1 分前に原子炉水位は有効燃料棒頂部(以下「TAF」という)まで低下している。

\*2 事象発生後約 17 時間後に格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達し格納容器ベントを実施する。

### 2. 中小 LOCA の評価に関連する規定と評価の考え方

中小 LOCA を評価するにあたり、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備基準に関する規則の解釈」及びそれに対する「審査ガイド」に基づき、以下の条件を満たす必要がある。

- ① 燃料被覆管の最高温度が1, 200℃以下であること。
- ② 燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下であること
- ③ 格納容器圧力逃がし装置を使用する事故シーケンスグループの有効性評価では、敷地境界での実効線量を評価し、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないこと（発生事故当たり概ね5mSv以下）

中小LOCAの評価では、1. で述べた事象進展のとおり、①,②の要件を満たす破損面積であっても、燃料被覆管の破裂を伴う場合は、③の要件を満たすことができなくなるため、炉心損傷防止としての有効性を評価するにあたっては、燃料被覆管の破裂を引き起こさないことを判定の目安としている。

### 3. 中小 LOCA の評価

#### (1) 中小 LOCA の解析条件設定について

2. で述べた評価の考え方に基づき、解析条件は低圧代替注水系の注水により燃料破損を回避できる範囲を設定することとした。中小 LOCA の破損想定箇所としては、TAF を境に、上部配管と下部配管の二つに分けられるが、冷却材の流出量が最も大きくなる箇所は、水頭がかかり、かつ液相部である下部配管となる。よって、原子炉圧力容器下部に接続された原子炉冷却材浄化系(CUW)のドレン配管に 1cm<sup>2</sup>の破損が生じることを解析条件として設定した。

なお、解析条件の設定に際しては SAFER の PCT 評価結果を参考に燃料破裂が発生する配管破損面積規模の目安を設定し(1cm<sup>2</sup>)、有効性評価結果は、これに基づく CHASTE の詳細な評価結果を示している。CHASTE 評価によれば、多少大き

めの破損面積(約  $5\text{cm}^2$  まで)までは、燃料被覆管破損を回避することは可能であるが、事象の進展について大きく差が生じるものではなく、また、LOCA 時の運転員操作(原子炉水位が低下を確認し、ECCS 機能喪失を確認した上で、速やかに代替低圧注水を開始すること)は変わることはなく、 $1\text{cm}^2$  の破損規模は本事象の特徴を代表できる条件であると考えられる。

#### (2) 中小 LOCA への対策がカバーする範囲

本有効性評価で示した原子炉冷却材浄化系(CUW)のドレン配管の  $1\text{cm}^2$  の破損規模に対して、この破損の大きさを、TAF 以上の位置に接続された配管の破損に置き換えると、約  $420\text{cm}^2$  (大 LOCA で設定している RHR 吸込配管完全破断の約半分の面積に相当)となり、この破損面積までは代替低圧注水系により燃料破損を回避できる。

よって、本有効性評価で示す中小 LOCA がカバーする範囲は、

- ・TAF 以下の配管では約  $1\text{cm}^2$  以下の破損規模の LOCA
- ・TAF 以上の配管では約  $420\text{cm}^2$  以下の破損規模の LOCA

となる。

なお、高圧代替注水系を用いた場合は、ボトムドレンの液相破断で約  $1\text{cm}^2$  より大きい場合(約  $7\text{cm}^2$  まで)は燃料破損の回避が可能であるものの、TAF 以上の気相破断(約  $420\text{cm}^2$ )では原子炉圧力の低下が早いため、十分な注水量及び注水継続が困難であり、燃料破損の回避が困難となるため、低圧代替注水系にて示した中小 LOCA の規模を完全にカバーすることはできない。

本シナリオでカバーしている破損規模(TAF 以上の気相破断で約  $420\text{cm}^2$ 、ボトムドレンの液相破断で約  $1\text{cm}^2$ )より大きい場合、気相破断では 10 分後には TAF 近傍まで低下し、操作に要する時間を考慮すると、自動起動のインターロックがなければ炉心損傷の回避は困難であり、炉心損傷回避が困難なシナリオとして、大 LOCA での格納容器の過圧・過温防止のシナリオにて包絡すると整理としている。

#### 4. 国内外の先進的な対策との比較

本シナリオでカバーしている破損規模以上の LOCA に対しては、重大事故等対処設備による炉心損傷の回避は困難であるが、対策が「十分な対策が計画されていること」(国内外の先進的な対策と同等のものが講じられていること)を確認する必要がある。

着眼点として、「著しい炉心損傷」をもたらすような配管破損が生じた場合でも燃料破損を回避できる大容量かつ即時の炉注水手段か、LOCA 時のペースの速い格納容器圧力上昇を抑制し格納容器ベントを回避できる格納容器除熱手段が必要となる。

柏崎刈羽 6 号炉・7 号炉と欧米のプラントで講じられている諸対策を、LOCA 以外の事故シーケンスグループも含めて対比したものを別表 1 に示す。

別表 1 に示すとおり、LOCA 以外の事故シーケンスグループも含め基本的に全ての機能に対して国外と同等の対策を講じてきている。特に、高圧注水機能の強化策で

ある蒸気駆動の高圧代替注水系 (HPAC) は、国外では見られない対策であり、時間余裕の小さい事象初期に重要な高圧注水機能の多重性を向上させる点、駆動源の多様性を向上させる点で有用な対策となっている。

しかしながら、LOCA が生じた場合に燃料破損を確実に回避できる大容量かつ即時の炉注水手段 (インターロックを備えている等) や、LOCA 時のペースの速い格納容器圧力上昇を抑制し格納容器ベントを回避できる格納容器除熱手段については、確認されなかった。

表 原子炉への注水機能の整理

原子炉の状態		駆動源		
		電動	蒸気駆動	ディーゼル駆動
原子炉の状態		SBO では給電された後に機能する	大規模な LOCA を除き事象初期から機能する	LOCA も含む各事象で機能する
原子炉が高圧	大 LOCA を除くと事象初期は高圧→時間余裕の小さい事象初期に重要	<ul style="list-style-type: none"> <li>•HPCF×2</li> <li>•CRD</li> <li>•給復水系</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•RCIC</li> <li>•HPAC (当社)</li> </ul>	—
原子炉が低圧	大 LOCA を除くと原子炉減圧後に必要	<ul style="list-style-type: none"> <li>•LPFL×3</li> <li>•MUWC×3</li> <li>•消防車</li> </ul>	(蒸気駆動は不適)	•消火ポンプ

以上





別表-1 米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較(3/3)

【 】:設計基準事故対策設備, ※:有効性評価において有効性を評価した対策, 下線:電力自主対策

4-1	崩壊蒸気発生機駆動失 (取水機駆動失) (SBO重量安定)	炉心冷却	・低圧代替注水系(炉水補給水系(X線管)※) ・高圧代替注水系(HPAO) ・低圧代替注水系(可搬型) 3と同様	3と同様	3と同様	1と同様	3と同様
		原子炉減圧	・格納容器圧力逃がし装置 ・格納容器緊急減圧力逃がし装置 ・代替格納容器減圧力逃がし装置 ・代替緊急減圧 ・代替原子炉隔離冷却系※ 3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様
4-2	崩壊蒸気発生機駆動失 (RHR機能喪失)	炉心冷却	・低圧代替注水系(常設)※ (炉水補給水系) ・高圧代替注水系(HPAO) ・低圧代替注水系(可搬型) (備用) 3と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		原子炉減圧	・低圧代替注水系(常設)※ (炉水補給水系) ・高圧代替注水系(HPAO) ・低圧代替注水系(可搬型) (備用) 3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様
5	LOCA時注水機能喪失 (外部電源喪失重畳)	炉心冷却	・常設代替交流電源設備※ (空冷式ガスタービン発電機) ・可搬型代替交流電源設備 (発電機) ・外部交流電源 3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様
		原子炉減圧	・常設代替交流電源設備※ (空冷式ガスタービン発電機) ・可搬型代替交流電源設備 (発電機) ・外部交流電源 3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様
6	原子炉停止機能喪失	炉心冷却	・代替制御棒挿入回路 (SILCSのホリ駆動度の増加(AB)0.9) ・SILCSの自動起動 ・CDB系(原子炉冷却時浄化系)による炉心減圧注水 ・ATWS/RPTの設置 ・MSIV開後のATWS時の炉圧降下を格納容器スプレイで補償 3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様
		原子炉停止	・代替制御棒挿入機能(ARD)リフ ・代替冷却剤再循環ポンプ・トリフ機能(RPT) ・ほう水注入系(SLO)※ 3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様
7	インターフェースシステムLOCA	炉心冷却	・低圧代替注水系(常設)※ (炉水補給水系) ・高圧代替注水系(HPAO) ・低圧代替注水系(可搬型) (備用) 3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様
		原子炉減圧	・低圧代替注水系(常設)※ (炉水補給水系) ・高圧代替注水系(HPAO) ・低圧代替注水系(可搬型) (備用) 3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様

## 68. サプレッション・チェンバのスクラビングによるエアロゾル捕集効果

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

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

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

### 1. スクラビング時のサプレッション・プール水の状態

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

図 1 より、CsI 及び CsOH の液相部への移行の大部分は、最初の数時間で起こることがわかる。また、図 2 より、最初の数時間においては、サプレッション・プール水温は 100°C 未満であり、沸騰は起きていないことがわかる。すなわち、大分部の CsI 及び CsOH は、最初の数時間で非沸騰状態下でのスクラビングを受け、残りの少量の CsI 及び CsOH が沸騰状態下でのスクラビングを受けることになる。

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

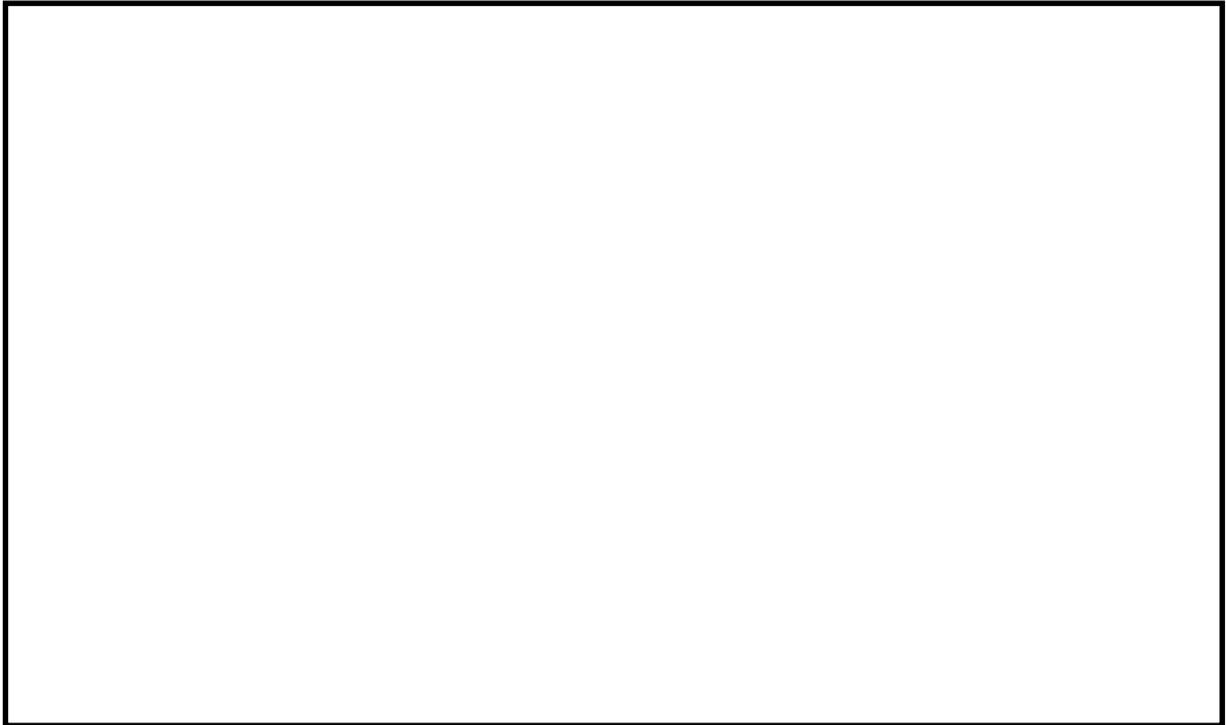


図1 格納容器内液相部中の存在割合

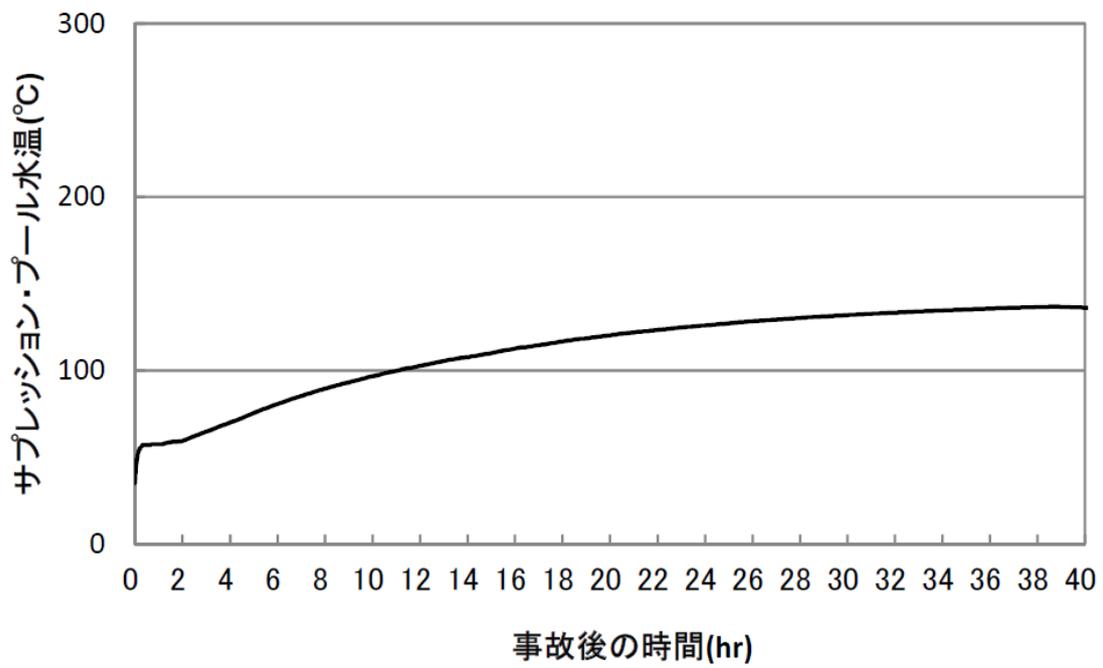


図2 サプレッション・プール水温

## 2. 沸騰時のスクラビング効果

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

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

### (1) 試験の概要

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

### (2) 試験結果

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

表 1 試験条件

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

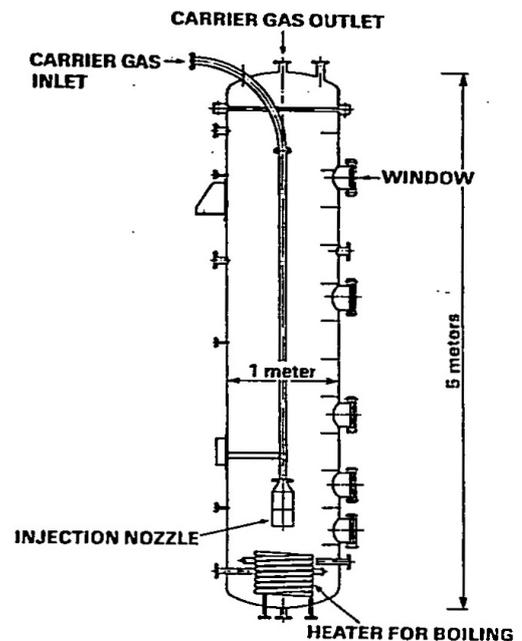


図 3 試験装置の概要

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

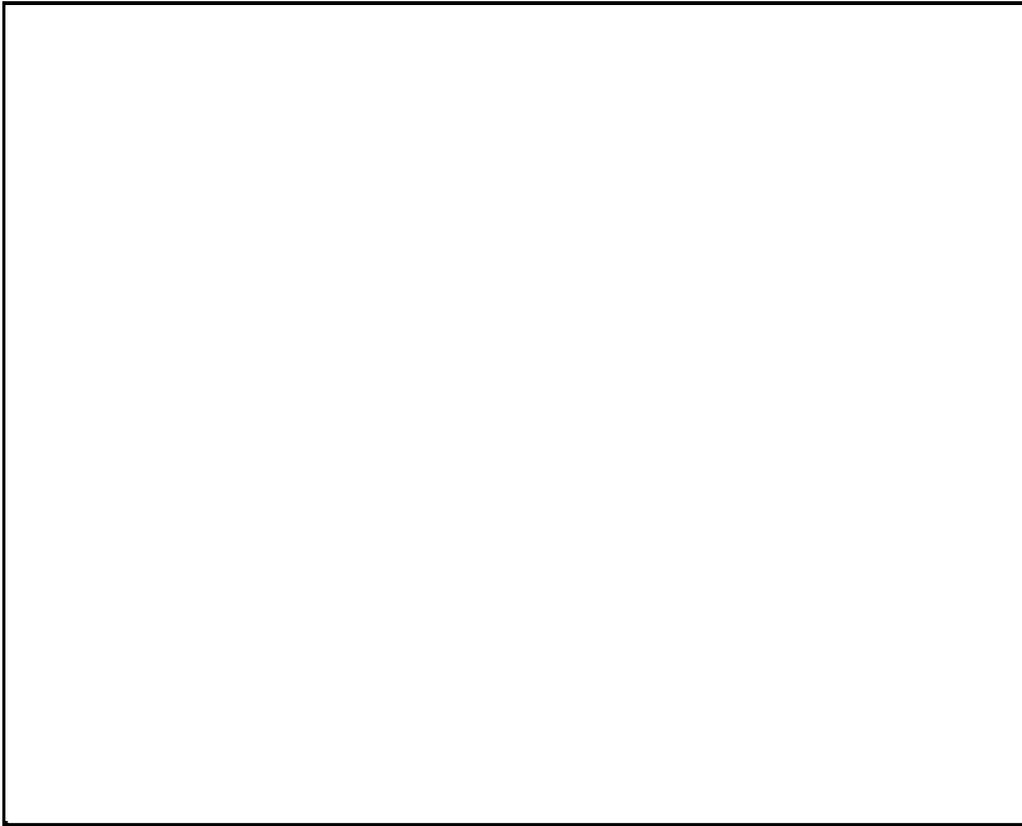


図 4 エアロゾル粒子に対するスクラビング効果

出典：共同研究報告書「放射能放出低減装置に関する開発研究」(PHASE2) 最終報告書 平成 5 年 3 月

## 70. 格納容器ベント操作について

格納容器ベント操作について、「原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備（格納容器圧力逃がし装置）について」の資料「KK67-0029 改 13」より抜粋する。

## 4. 格納容器圧力逃がし装置の設備操作と操作性

### 4.1 格納容器圧力逃がし装置の設備操作

#### 4.1.1 格納容器ベント操作について

格納容器ベントの操作は、格納容器圧力を継続監視することにより、ベント実施タイミングを予測することが可能であり、格納容器ベントが必要になった場合（格納容器最高使用圧力到達時《炉心損傷前》、格納容器限界圧力到達前《炉心損傷後》、格納容器からの異常な漏洩発生時）に速やかに発電所対策本部長が自らの責任と権限において指示し、運転員が操作する。

重大事故等時に、格納容器設計漏洩率を超える漏洩が発生した場合、重大事故時燃料貯蔵プールエリア放射線モニタ<sup>※1</sup>により漏洩を認知することができる。また、炉心損傷後であるため、格納容器内の水素ガスが漏洩していることを、原子炉区域運転階上部の水素ガス濃度計により認知することができる。さらに、静的触媒式水素再結合器（PAR）の出入口温度を監視することにより、実際に水素の再結合処理が行われていることを確認することができる。

※1 設計基準設備である原子炉区域エリア放射線モニタ、燃料取替エリア排気放射線モニタ、原子炉建屋換気系排気放射線モニタ等でも格納容器からの漏洩を認知することが可能である。

これらにより、格納容器からの異常な漏洩を認知した場合は、速やかに格納容器スプレイによる減圧操作を開始し、格納容器ベントを実施することにより格納容器からの漏洩の影響を抑制する。

なお、格納容器からの異常な漏洩による格納容器ベント実施について、事故時運転操作手順へ記載する方針である。操作概要について第 4.1.2-1 図に示す。

格納容器ベント操作は、格納容器圧力による格納容器ベント判断、または格納容器からの漏洩による格納容器ベント判断により実施する方針であり、放射性物質は可能な限り格納容器内に閉じ込めることを基本とする。代替設備による除熱、故障設備の復旧に努めるが、格納容器限界圧力に到達した場合は、格納容器の破損により公衆への影響が過大にならないことを目的として格納容器ベントにより放射性物質を放出する。格納容器ベントは最終ヒートシンクへの熱移動として使用するため、格納容器除熱機能等が回復されるまで継続するべきであり、格納容器圧力制御のために格納容器ベントを停止／再開する操作は実施しない。

また、希ガスについては、格納容器圧力逃がし装置等で除去できないことから、格納容器内にできるだけ長くとどめ、放射エネルギーを可能な限り時間減衰させることが、環境中への希ガスの放出量を低減させるための有効な対策である。

#### 4.1.2 中央制御室及び現場での操作内容

##### 【格納容器圧力逃がし装置】

格納容器圧力逃がし装置による格納容器の破損防止が必要になった場合、中央制御室操作または現場操作により格納容器ベント操作を実施することができる。通常は、中央制御室からの遠隔操作により実施するが、それができない場合は現場操作により実施することができる。

格納容器ベント操作が必要な状況になった際に速やかに操作ができるように、事前から重要なパラメータ（格納容器圧力、格納容器温度、サプレッション・チェンバ水位、フィルタ装置水位、フィルタ装置出入口圧力）を重大事故等時に使用可能な計器により監視し、その他必要な操作を実施する。

##### a. 格納容器ベント操作前準備

格納容器圧力が、格納容器ベント操作が必要になる圧力に到達する前に準備操作を完了させる必要があるため、格納容器圧力を継続監視し、その傾向から到達する時間を予測し準備操作を開始する。

なお、設備の故障等により、現場で操作する場合は、操作に必要な時間が記載されている手順書を使用し、格納容器ベント操作が必要になる圧力に到達する前に、格納容器ベント準備操作が終了するように対応している。

##### (a) 格納容器圧力逃がし装置使用前確認

格納容器圧力逃がし装置の使用前に、設備に異常のないことを確認する。確認する項目は以下のとおり。

- ・ 計測制御電源：電源が受電され、パラメータが監視可能であること。
- ・ 駆動電源：格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時に使用する電動弁、電動機の電源が供給されていること。
- ・ フィルタ装置水位：通常水位付近にあること。
- ・ フィルタ装置出入口圧力：封入した窒素圧力以上にあること。

なお、フィルタ装置の水質確認については、急激な水質変化が考えられないためフィルタ装置水位の確認により代用する。

##### (b) 格納容器ベントラインにつながる系統の隔離操作

格納容器ベントラインにつながる系統の隔離操作は、非常用ガス処理系、換気空調系及び耐圧強化ベント系との隔離弁の閉操作または閉確認を実施することである。本操作は、中央制御室からの遠隔操作を基本とする。制御電源・駆動源が喪失した場合、現場において閉状態の確認及び閉操作を実施する。

なお、非常用ガス処理系及び換気空調系とつながる系統の隔離操作については、空気駆動弁下流に通常時「閉」の弁を設置する計画である。

##### (c) 格納容器ベントライン隔離弁の一部開操作

格納容器ベントライン隔離弁の一部開操作は、発電所対策本部長からの格納容器ベント実施指示を受けて、一つの隔離弁を操作するだけで格

納容器ベントが開始できるように、他の隔離弁を事前に開操作することである。

この操作は、炉心損傷前ベントと炉心損傷後ベントで操作する弁が異なる。

炉心損傷前ベントの場合は、原子炉格納容器一次隔離弁及びフィルタ装置入口弁を準備操作として開操作及び開確認し、原子炉格納容器二次隔離弁を最後に開操作する。これは、格納容器ベント中に隔離する機能を維持するためである。

炉心損傷後ベントの場合は、原子炉格納容器二次隔離弁及びフィルタ装置入口弁を準備操作として開操作及び開確認し、原子炉格納容器一次隔離弁を最後に開操作する。これは、格納容器バウンダリを最小にするためと原子炉格納容器一次隔離弁の開を維持するためである。

炉心損傷前ベントでは、原子炉格納容器一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側）{T31-A0-F022}または原子炉格納容器一次隔離弁（ドライウエル側）{T31-A0-F019}の全開操作及びフィルタ装置入口弁{T61-A0-F001}の全開確認を実施する。

炉心損傷後ベントの場合は、原子炉格納容器二次隔離弁{T31-M0-F070}の調整開操作<sup>\*1</sup>及びフィルタ装置入口弁{T61-A0-F001}の全開確認を実施する。なお、原子炉格納容器二次隔離弁には手動駆動のバイパス弁を設置する計画である。

本操作は中央制御室からの遠隔操作を基本とするが、設備の故障等により通常の操作ができない場合は、それぞれの操作弁について下記の操作手法がある。

原子炉格納容器一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側／ドライウエル側）{T31-A0-F022/F019}の空気駆動源が喪失した場合は、ベント弁操作用空気供給電動駆動弁{6号炉：T31-M0-F047/F045（7号炉：T31-M0-F092/F082）}を中央制御室からの遠隔操作または現場での電動駆動弁手動操作により「全開」し、専用ボンベから圧縮空気を供給し、中央制御室から遠隔操作する。また、制御電源が喪失した場合は、電磁弁の排気側を加圧することにより当該弁を操作する、または弁本体を二次格納施設外からエクステンションにより操作する。電磁弁の排気側を加圧する操作は、排気ライン弁{6号炉：T31-F802/F803（7号炉：T31-F779/F778）}を「全開」、ベント弁操作用空気供給電動駆動弁{6号炉：T31-M0-F047/F045（7号炉：T31-M0-F092/F082）}を「全開」し、空気供給弁{6号炉：T31-F062/F061（7号炉：T31-F099/F098）}を「全開」することにより、専用ボンベから圧縮空気が電磁弁の排気ラインへ供給され当該弁を操作することができる。この操作は「約 15 分（実操作時間約 5 分＋移動時間 10

分)」<sup>※2</sup>で実施可能であり、エクステンションによる人力操作の場合は「約25分（実操作時間想定約15分＋移動時間10分）」<sup>※2</sup>で実施可能と考える。

原子炉格納容器二次隔離弁{T31-MO-F070}の駆動電源が喪失した場合は、駆動部に設置されたエクステンションにより二次格納施設の外から操作する。この操作は「約25分（実操作時間約15分＋移動時間10分）」<sup>※2</sup>で実施可能である。原子炉格納容器二次隔離弁が操作不能の場合は、手動駆動の原子炉格納容器二次隔離弁バイパス弁をエクステンションにより二次格納施設の外から操作する。

※1 原子炉格納容器二次隔離弁はベント流量調節弁になるため「50%開」とする。

※2 最短の時間であり、手順・評価時は余裕を含めた時間を設定する。

炉心損傷前後ベント準備の隔離弁操作対象弁を第4.1.2-1表に記す。

設備の故障による操作方法を、第4.1.2-2表（6号炉）、第4.1.2-3表（7号炉）に整理する。

第4.1.2-1表 隔離弁操作対象一覧（ベント準備）

	操作対象弁	操作場所	操作（駆動）方法	操作時間
炉心損傷前	原子炉格納容器一次隔離弁 (空気駆動弁)	中央制御室	操作スイッチ	約1分
		二次格納施設外	専用ポンベ	約15分 <sup>※2</sup> (実操作時間約5分＋移動時間10分)
			エクステンション	約25分 <sup>※2</sup> (実操作時間想定約15分＋移動時間10分)
炉心損傷後	原子炉格納容器二次隔離弁 (電動駆動弁)	中央制御室	操作スイッチ	約1分
		二次格納施設外	エクステンション	約25分 <sup>※2</sup> (実操作時間約15分＋移動時間10分)
	原子炉格納容器二次隔離弁バイパス弁 (手動駆動弁)	二次格納施設外	エクステンション	評価中

(d) フィルタ装置排水ライン水張り

格納容器ベント中に想定されるフィルタ装置水位調整準備として、乾燥状態で保管されているフィルタ装置排水ラインへ水張りを実施する。フィルタ装置排水ラインの水張りは、手動弁{T61-F502A/B, F209, F210}を

「全開」し、手動弁{T61-F501}を「開」することにより、フィルタ装置の水頭圧により排水ラインへ水張りを実施する。

水張り完了の確認は、水張り開始後からの経過時間<sup>※3</sup>により判断する。この操作は、「約1時間」程度で操作可能であると考えている。

※3 排水ラインの容積はフィルタ装置の容積に比べて小さい(1/90)ため、フィルタ装置の水位低下から水張り完了を確認することが難しいことから、経過時間により判断する。経過時間の設定値については設備の試運転時に実測することにより決定する計画である。

フィルタ装置排水ライン水張り完了確認後は、手動弁{T61-F501, F502A/B, F209, F210}を「全閉」する。

フィルタ装置排水ラインの水張り操作は、屋外での操作になる。格納容器ベント操作前であるため作業エリアの環境による作業性への影響はない。また、可搬設備は使用しないためアクセス性に影響はない。

(e) 中央制御室待避所設営

炉心損傷後の格納容器ベント操作前に準備操作として、中央制御室待避所への資機材搬入・待避所での監視装置の設営・中央制御室換気空調系の隔離操作・待避所の加圧操作等を実施する。

(f) 緊急時対策所待避所設営

炉心損傷後の格納容器ベント操作前に準備操作として、緊急時対策所待避所への資機材搬入・待避所での監視装置の設営・緊急時対策所換気空調系の隔離操作・待避所の加圧操作等を実施する。

(g) 格納容器圧力逃がし装置付帯設備(可搬)

格納容器圧力逃がし装置付帯設備(可搬)として「格納容器圧力逃がし装置給水設備」、「格納容器圧力逃がし装置窒素パージ設備」及び「フィルタ装置薬品注入設備」がある。格納容器ベント前準備としては以下のとおり。

・ 給水設備

常時フィルタ装置は通常水位で維持されており、格納容器ベント開始後は水蒸気の凝縮により水位は上昇傾向であるため、基本的に補給の必要性はないと考える。

フィルタ装置の水位が低下する要因として、フィルタ装置内で補足した放射性物質の放熱による蒸発量が水蒸気の凝縮量より大きくなる場合である。これは、格納容器ベント停止後、水蒸気の流入が減少した場合に起きやすく、格納容器ベント中は水蒸気の流入が継続するため起こり難い。そのため、格納容器ベント停止前、または格納容器ベント長時間継続による水蒸気の流入が減少し、フィルタ装置水位が低下傾向を示した場合に準備すればよく、格納容器ベント前に準備する必要はない。

- ・ 窒素パーージ設備

窒素パーージ設備は格納容器ベント停止後の窒素ガスパーージ時及びパーージ後の管理に使用するため、格納容器の除熱機能等が回復し格納容器ベント停止の目処が立ってから準備をすればよく、格納容器ベント前に準備する必要はない。

- ・ 薬品注入設備

フィルタ装置内のスクラバ水の水質は、フィルタ装置水位が維持されていれば変化することはない。薬品注入設備が必要になるのは、フィルタ装置の排水によりスクラバ水の水質が低下した場合であり、排水操作に合わせて準備すればよく、格納容器ベント前に準備する必要はない。

b. 格納容器ベント開始操作

格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント操作は、発電所対策本部長の指示を受けて、炉心損傷前の場合は原子炉格納容器二次隔離弁{T31-M0-F070}を中央制御室からの遠隔操作または、二次格納施設外からの人力操作により「調整開」とし、炉心損傷後の場合は原子炉格納容器一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側／ドライウエル側）{T31-A0-F022/F019}を二次格納施設外からの人力操作により「全開」とし、格納容器ベントを実施する。

なお、原子炉格納容器二次隔離弁が操作不能の場合は、手動駆動の原子炉格納容器二次隔離弁バイパス弁をエクステンションにより二次格納施設の外から操作する。

格納容器からの異常な漏洩発生時における格納容器ベントは、サプレッション・チェンバ側からのベントを優先する。これは、公衆への影響が過大にならないことを目的としている。格納容器からの漏洩発生個所がドライウエル側であっても、サプレッション・チェンバ側からのベントにより格納容器圧力を低下させることは可能であり、格納容器からの漏洩を抑制することが可能である。

格納容器ベント操作に必要な空気駆動弁及び電動駆動弁は、炉心損傷前後において操作可能とする。

また、操作場所へのアクセスは複数のアクセスルートから選定することにより確保することができる。

## d. 格納容器ベント停止操作

格納容器ベント停止判断には下記の2つがある。

## (a) 炉心損傷前ベント実施中に炉心の健全性が確認できない場合

炉心損傷前ベント実施中に、炉心の健全性が確認できない場合は炉心損傷に至る可能性があるため格納容器ベントを停止する。この判断は、格納容器雰囲気放射線モニタまたは原子炉圧力容器温度計により判断する。

## (b) 格納容器除熱機能等が回復した場合

格納容器ベント実施中に、格納容器圧力逃がし装置以外の格納容器除熱機能及び格納容器可燃性ガス濃度制御機能が回復し、格納容器破損防止のため使用した格納容器圧力逃がし装置を停止できると判断した場合に、格納容器ベントを停止する。

具体的には、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、格納容器内雰囲気モニタが使用可能な状態になり、格納容器内酸素／水素濃度測定が可能であること、及び可燃性ガス濃度制御系が使用可能な状態になり、格納容器内における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、格納容器圧力逃がし装置を停止することができる。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの停止操作は、原子炉格納容器一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側／ドライウエル側）{T31-A0-F022/F019}、原子炉格納容器二次隔離弁{T31-M0-F070}または原子炉格納容器二次隔離弁バイパス弁を、中央制御室からの遠隔操作または二次格納施設外からの現場操作にて「全閉」する。

格納容器ベント停止操作時に設備の故障が発生した場合については、原子炉格納容器一次隔離弁は「F. C」であるため「全閉」と考えられる。また、二次格納施設外からエクステンションによる操作により確実に「全閉」することができる。原子炉格納容器二次隔離弁は電動駆動弁であるため、駆動電源喪失時は二次格納施設外からエクステンションによる操作により「全閉」する。