

# 島根原子力発電所2号炉

## 重大事故等対策の有効性評価 成立性確認

### 補足説明資料

令和元年11月  
中国電力株式会社

## 目 次

1. 発電用原子炉の減圧操作について
2. 重要事故シーケンスの起因とする過渡事象の選定について
3. G値について
4. 原子炉格納容器内における気体のミキシングについて
5. 深層防護の考え方について
6. 原子炉圧力挙動の解析上の取扱いについて
7. 原子炉隔離時冷却系（R C I C）の運転継続及び原子炉減圧の判断について
8. 原子炉再循環ポンプからのリークについて
9. 高圧・低圧注水機能喪失における平均出力燃料集合体での燃料被覆管最高温度の代表性について
10. 取水機能喪失時の非常用ディーゼル発電設備が起動した場合の影響について
11. 原子炉注水手段がない場合の原子炉減圧の考え方について
12. エントレインメントの影響について
13. サブプレッション・チェンバのスクラビングによるエアロゾル捕集効果
14. ほう素の容量について
15. 給水ポンプトリップ条件を復水器ホットウェル枯渇とした場合の評価結果への影響について
16. 給水流量をランアウト流量（68％）で評価することの妥当性
17. 実効G値に係る電力共同研究の追加実験について
18. 想定事故2においてサイフォン現象を想定している理由について
19. 燃料プールゲートについて
20. 炉心損傷，原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方
21. 常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性
22. 有効性評価「水素燃焼」における，ドライウェル及びサブプレッション・チェンバの気体組成の推移についての補足説明

23. 最長許容炉心露出時間及び原子炉水位不明時の対応について
24. 原子炉水位及びインターロックの概要
25. ペDESTAL外側鋼板の支持能力について
26. ペDESTALに落下する溶融デブリ評価条件と落下後の堆積に関する考慮
27. 大破断LOCAシナリオ想定と異なる事象について
28. ADS自動起動阻止操作の失敗による評価結果への影響（参考評価）
29. ドライウェルサンプへの溶融炉心流入防止対策に期待した場合の溶融炉心・コンクリート相互作用の影響について
30. 原子炉圧力容器表面温度の設置箇所
31. 逃がし安全弁の耐環境性能の確認実績について
32. 原子炉減圧に関する各種対策及び逃がし安全弁(SRV)の耐環境性能向上に向けた今後の取り組みについて
33. 非常用ガス処理系の使用を考慮した評価について
34. 原子炉圧力容器の破損位置について
35. 逃がし安全弁(SRV)出口温度計による炉心損傷の検知性について
36. 炉心損傷前に発生する可能性がある水素の影響について
37. 溶融炉心落下位置がペDESTALの中心軸から外れ、壁側に偏って落下した場合の影響評価
38. 格納容器ベント時に使用するベントラインによるCs-137の放出量の差の要因等について
39. ジルコニウム(Zr)-水反応時の炉心損傷状態について
40. 燃料プール水の沸騰状態継続時の鉄筋コンクリートへの熱影響について
41. 有効性評価解析条件の見直し等について
42. 有効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧について
43. 有効性評価における先行プラントとの主要な相違点について
44. ベント実施までの格納容器スプレイの運用について
45. 原子炉満水操作の概要について

46. 9×9 燃料で評価することの代表性について
47. 自動減圧機能及び代替自動減圧機能の論理回路について
48. T B P 対策の概要について
49. I - 1 3 1 の追加放出量の設定について
50. 原子炉隔離時冷却系の水源の違いによる解析結果への影響について
51. 逃がし安全弁吹出量の影響について
52. 島根 2 号炉の原子炉中性子計装系の設備概要について
53. 事故シーケンスグループの分類及び重要事故シーケンスの選定に係る考え方の整理について
54. 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における事象発生 10 時間後までの格納容器圧力等の推移について
55. T R A C G コードの A T W S 解析への適用例
56. S C A T コードの保守性について
57. 外圧支配事象における燃料被覆管の健全性について
58. 原子炉停止機能喪失における起因事象について
59. 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における解析上の除熱条件の設定について
60. 原子炉隔離時冷却系による注水時の原子炉圧力挙動について
61. 原子炉隔離時冷却系による原子炉水位維持における運用と解析条件について
62. 中小破断 L O C A における対策の有効性について
63. 外部電源有無による評価結果への影響について
64. L O C A 時注水機能喪失における急速減圧時の弁数による影響について
65. L O C A 時注水機能喪失における燃料被覆管温度ノード間比較
66. 有効性評価における解析の条件設定について
67. S A F E R における燃料集合体の出力分布の設定について
68. I S L O C A 時における屋外への蒸気排出条件について
69. 燃料プールの監視について



- 70. I S L O C A時の冷却水から気相への放射性物質の放出割合について
- 71. 島根2号炉におけるプレコンディショニングの実施状況と非常用ディーゼル発電機の故障率について
- 72. 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源について
- 73. インターフェイスシステム L O C A発生時の検知手段について
- 74. 炉心損傷前に格納容器代替スプレイを実施した場合の影響について
- 75. 高圧・低圧注水機能喪失における炉心下部プレナム部のボイド率の推移の詳細について
- 76. 崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスグループのうち大破断 L O C Aを起因とした事故シーケンスについて
- 77. 炉心損傷防止 T B及び T Wシナリオにおける原子炉急速減圧時の弁数の見直しについて
- 78. 原子炉隔離時冷却系及び高圧原子炉代替注水系における注水時の原子炉圧力挙動の差異について

下線は、今回の提出資料を示す。

## 1. 発電用原子炉の減圧操作について

### 1. 炉心損傷前の発電用原子炉の減圧操作

#### (1) 発電用原子炉の手動減圧操作

炉心損傷前の発電用原子炉の手動減圧操作には，原子炉圧力容器への熱応力の影響を考慮し，原子炉冷却材温度変化率  $55^{\circ}\text{C}/\text{h}$  以下を監視しながら実施する「通常の減圧」と，事故時において自動減圧機能付き逃がし安全弁 6 個を開放することにより発電用原子炉を急速に減圧する「急速減圧」がある。

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

#### a. 通常の減圧操作

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

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

#### b. 急速減圧操作

- ① 高圧注水機能喪失等により原子炉水位が低下し，低圧注水機能により原子炉注水を速やかに行う場合
- ② 高圧注水機能により原子炉水位が緩やかに上昇しているが，炉心露出（原子炉水位が燃料棒有効長頂部以下）の時間が最長許容炉心露出時間を上回った場合
- ③ 原子炉水位不明が発生し，低圧の注水機能により原子炉圧力容器を満水にする場合
- ④ インターフェイスシステム L O C A が発生し，中央制御室からの遠隔隔離に失敗した場合

また，以下の場合で減圧操作に時間余裕がある場合は，減圧による原子炉格納容器への熱負荷に留意し，格納容器圧力及び温度を監視しながら自動減圧機能付き逃がし安全弁 6 個を順次開放するが，原子炉冷却材温度変化率  $55^{\circ}\text{C}/\text{h}$  以下は適用されない。

- ⑤ サプレッション・プール熱容量制限<sup>\*1</sup>に到達した場合

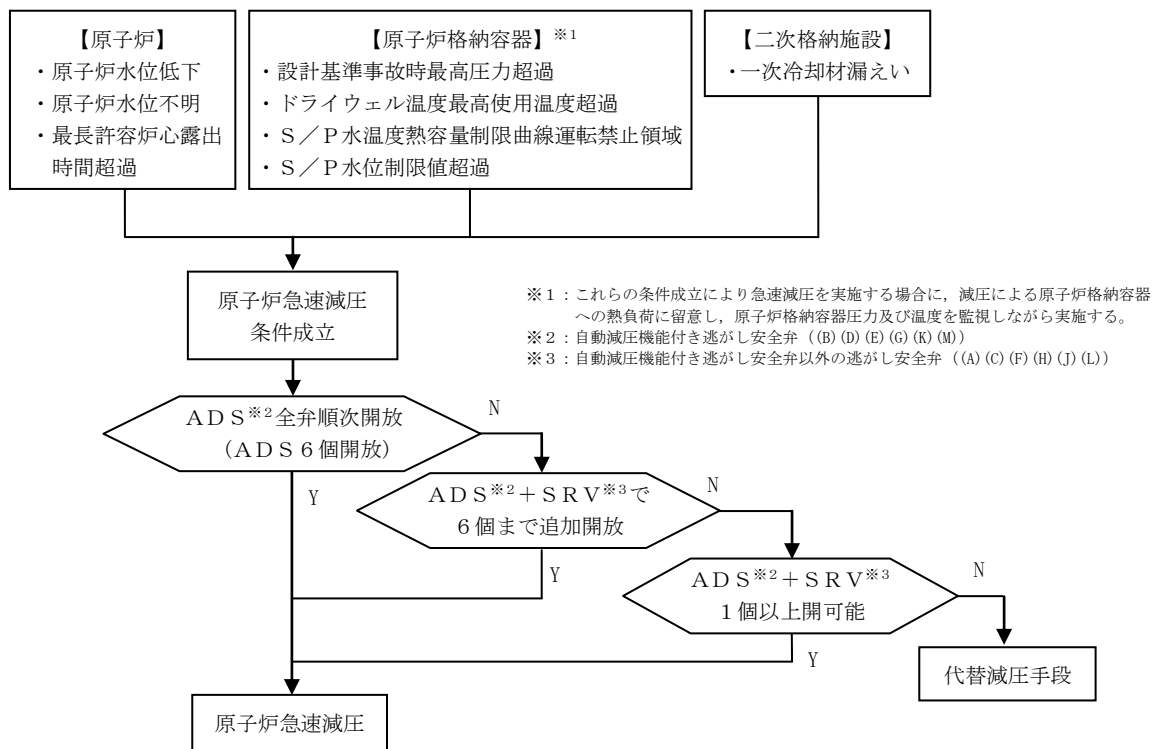
※1 サプレッション・プール水温度  $77^{\circ}\text{C}$ 。なお，崩壊熱除去機能喪失

時において、原子炉隔離時冷却系または高圧原子炉代替注水系からの注水により原子炉水位を維持している場合、当該系統が機能維持できる間（サブプレッション・プール水温度 100℃まで）は急速減圧に移行しない。

- ⑥格納容器圧力を約 245kPa [gage] 以下に維持できない場合
- ⑦ドライウエル温度が 171℃に到達した場合
- ⑧サブプレッション・プール水位が通常水位+4.9mに近接した場合又は通常水位-50 cm以下となった場合

急速減圧操作は、事故対応中において以下のような場合に、自動減圧機能付き逃がし安全弁「6 個」を開放することにより実施する。

急速減圧操作の概要は第 1 図のとおり。



第 1 図 原子炉「急速減圧」操作概要

本操作は、自動減圧機能付き逃がし安全弁「6 個」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自動減圧機能付き逃がし安全弁以外の逃がし安全弁を含めたものから使用可能なもの「6 個」を手動開放する。さらに、それもできない場合は、急速減圧に必要な最小弁数である「1 個」を手動開放することにより急速減圧する。自動減圧機能付き逃がし安全弁以外の逃がし安全弁による減圧ができない場合は、代替の減圧手段を試みる。

なお、急速減圧に必要な最小弁数「1 個」は、残留熱除去系（低圧注水モード）

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

## (2) 発電用原子炉の自動減圧

前項(1)のような運転員による操作がない場合でも、事象収束させるための原子炉減圧としては、自動減圧系及び代替自動減圧機能の2つがある。逃がし安全弁の機能を第1表に整理するとともに、概要を以下に示す。

### ・自動減圧系（第2図）

非常用炉心冷却系の一部であり、高压炉心スプレイ系のバックアップ設備として、自動減圧機能付き逃がし安全弁を開放し原子炉圧力を速やかに低下させ、低压炉心スプレイ系、低压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120秒間継続し、低压炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低压注水モード）が運転中であれば、自動減圧機能付き逃がし安全弁6個が開放する。

### ・代替自動減圧機能（第2図）

非常用炉心冷却系の自動減圧機能が作動しない場合においても、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止する。自動減圧系の作動信号の内、「格納容器圧力高（13.7kPa[gage]）」信号が成立しなくても、発電用原子炉の水位が低い状態で一定時間経過した場合は、低压炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低压注水モード）の起動を条件に代替自動減圧機能は作動する。

具体的には「原子炉水位低（レベル1）」信号が10分間継続し、低压炉心スプレイポンプ又は残留熱除去ポンプが運転中であれば、代替自動減圧機能により自動減圧機能付き逃がし安全弁2個が開放する。

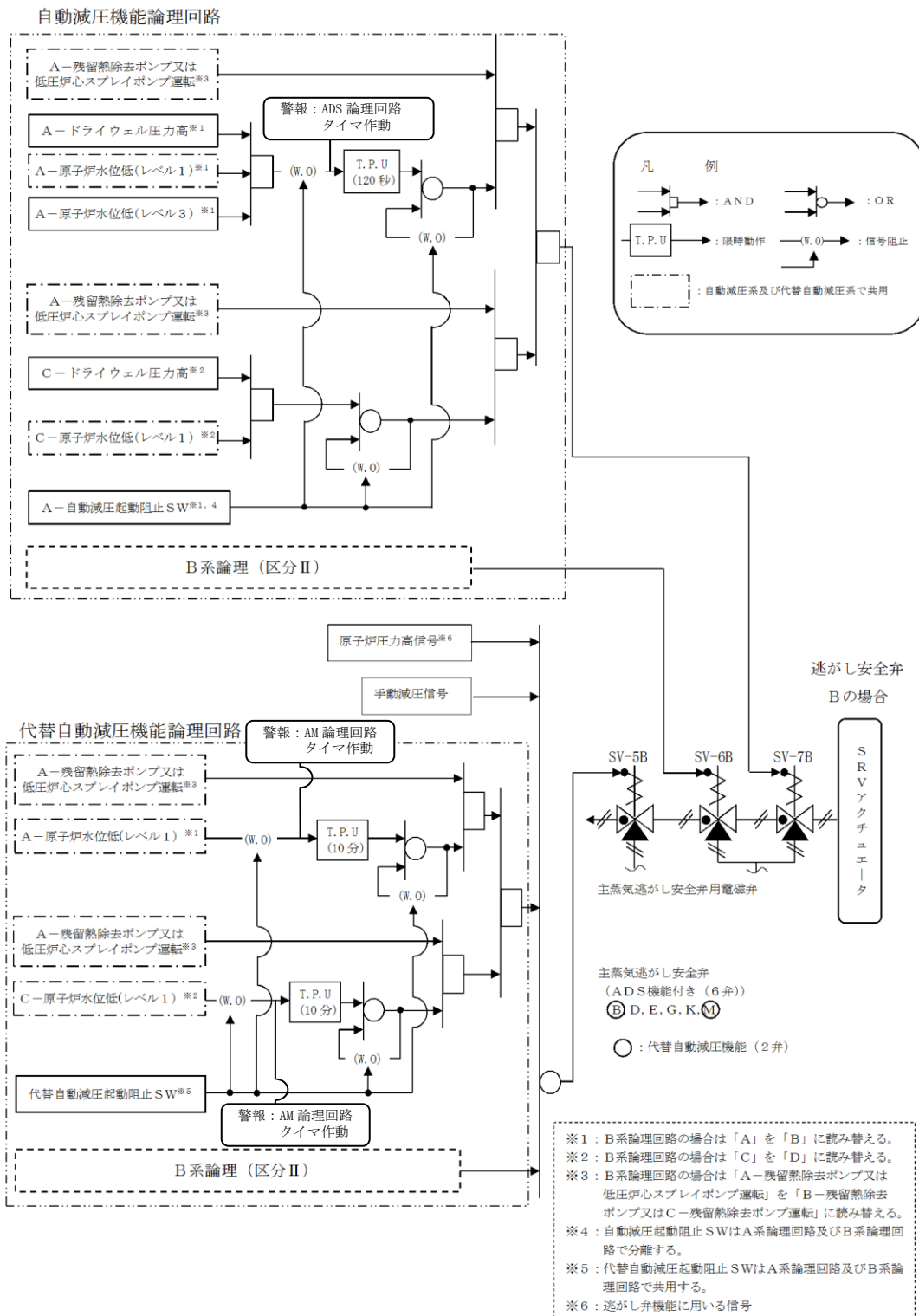
代替自動減圧機能は、原子炉水位低（レベル1）に「10分間」の時間遅れを考慮して、炉心損傷に至らない台数を検討した結果、1個を開放すれば炉心損傷の制限値（燃料被覆管1,200°C以下、被覆管酸化割合15%以下）を満足するため、余裕として1個を追加して2個と設定した。

なお、原子炉停止機能喪失（ATWS）の場合は、発電用原子炉の自動減圧により低温の水が注水されることを防止するため、運転員の判断により自動減圧を阻止するための操作スイッチがある。悪影響を及ぼさないように、区分Ⅰ、区分Ⅱの異なる系統に自動減圧起動阻止スイッチを各1個、代替自動減圧起動阻止スイッチを1個分離して設置しており、これらのスイッチは中央制御室の同じ盤で操作が可能な設計としている。

第1表 逃がし安全弁機能一覧

	機能			
	逃がし弁	安全弁	自動減圧系	代替自動減圧
(A) (C) (F) (H) (J) (L)	○	○	—	—
(D) (E) (G) (K)	○	○	○	—
(B) (M)	○	○	○	○

自動減圧系及び代替自動減圧機能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する。自動減圧系及び代替自動減圧機能の動作回路図及び警報発生箇所を以下に示す。



第2図 自動減圧系及び代替自動減圧機能の論理回路

これらの警報により、自動減圧系または代替自動減圧機能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、代替自動減圧機能動作による自動減圧中に燃料棒有効長頂部(TAF)を下回った場合は、運転操作手順書に則り、残りの4個を開操作する。

## 2. 重要事故シーケンスの起因とする過渡事象の選定について

各種PRA等の結果により実施した重要事故シーケンスの選定の結果として、多くの事故シーケンスグループにおいて過渡事象を起因とする事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定している。

内部事象運転時レベル1PRAにて示したとおり、過渡事象としては運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故の一部を考慮しているが、有効性評価において解析を実施するに際しては、その具体的な事象を設定する必要がある。

その考え方は、「島根原子力発電所2号炉 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について」にも一部示しているが、本資料では、高圧・低圧注水機能喪失を例に、設定の考え方を補足する。

### 1. 過渡事象の特徴と選定に際しての整理

第1表に島根2号炉設置変更許可申請書添付書類十において評価の対象とした運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故について、分類・整理した結果を示す。第1表の右端は、事象発生時のプラント応答を考慮して分類したPRAの起因事象である。

また、第2表に、起因事象のグループ化の結果を示す。そのうえで、重要事故シーケンスで想定する過渡事象のグループを選定し、グループ内の過渡事象から、より評価に適した事象を選定する。

高圧・低圧注水機能喪失では、現状の設置許可ベースの注水機能を喪失した際の重大事故等対策の有効性を確認する。本事象には代替の注水機能による注水が有効な対策と考えられ、島根原子力発電所2号炉の有効性評価においても低圧原子炉代替注水系（常設）にて注水する場合の対策の有効性を確認している。

代替の注水機能によって炉心損傷防止を図る場合、原子炉水位の低下が早く、原子炉スクラム時のインベントリが少なくなる事象が厳しいと考えられるため、高圧・低圧注水機能喪失の重要事故シーケンスの評価においては起因となる過渡事象として「全給水喪失」を設定した。

### 2. 外部電源有無の影響

外部電源の有無が事象進展及びパラメータの変動に及ぼす影響については、有効性評価の資料中において、「外部電源あり」の解析も行っており、燃料被覆管の最高温度について「外部電源あり」の方が「外部電源なし」より高くなるが、判断基準を満足していることを確認している。

第1表 過渡変化・設計基準事故による起因事象の同定

--

※1 「29. 制御棒の異常な挿入」、「36. 手動スクラム」、「37. 原因不明」については対象外とした。  
 ※2 「6. 主蒸気隔離弁の1弁閉鎖」はEPR1-NP2230において主蒸気隔離弁1弁のみが閉鎖し、残りの主蒸気隔離弁が開放されている過渡事象と定義されており、復水器による除熱に期待できず、非隔離事象とした。  
 「7. 主蒸気隔離弁の部分閉鎖」はEPR1-NP2230において1弁以上の主蒸気隔離弁が部分閉鎖している過渡事象と定義されており、閉鎖の程度によっては復水器による除熱に期待できなくなることを考慮し、隔離事象とした。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第2表 過渡事象・設計基準事故事象のグループ化

起回事象	事象の特徴（グループ化の観点）
非隔離事象	タービントリップなどにより原子炉がスクラムする事象であり、タービンバイパス弁は正常に作動する事象であることから、いずれも事象初期から継続して給復水系が利用できる。
隔離事象	主蒸気隔離弁（MSIV）などが閉鎖する事象であり、原子炉とタービン側が互いに隔離される事象である。事象初期には給復水系が利用できるが、水源である復水器のホットウエルが隔離されるため、給復水系の運転継続に支障が生ずる。
全給水喪失	タービンからの給水流量が全喪失する事象であり、原子炉水位が低下することにより原子炉スクラムに至る事象である。事象初期には給復水系が利用できず、他の事象とはプラント応答が異なる。水位低下の観点では給復水系が利用できることから水位低下事象よりも厳しい事象と考えられる。
水位低下事象	タービンからの給水流量が減少し、原子炉水位が低下することにより原子炉スクラムに至る事象である。給水流量の全喪失までには至らないため、機能は低下しているが事象の初期にも給復水系は利用可能である。
RPS誤動作等	原子炉保護系（RPS）の誤動作が起因となっている事象や、制御棒の誤引抜きに関する事象など出力の増加が軽微な事象である。事象初期で原子炉が隔離されなため、給復水系が利用可能である。
外部電源喪失	外部電源が喪失する事象であり、事象の発生により非常用電源の確保が必要になるなど、他の事象とはプラント応答が異なる。
逃がし安全弁誤開放	原子炉運転中に逃がし安全弁が誤開放する事象である。誤開放を想定する弁数は発生頻度の観点から1弁としているため、本事象は事象発生後速やかにスクラムに至る事象ではない。原子炉炉冷却材（蒸気）の流出を伴うが、原子炉水位の低下には給復水系による対応が可能である。逃がし安全弁を通じてサブプレッション・プール水中に蒸気が放出されるため、復水器ホットウエルへの補給が不足すると復水器ホットウエルの水位が低下し、給水喪失に至る可能性がある。しかしながら、この場合の事象進展から全給水喪失に至る頻度を概算すると、起回事象「逃がし安全弁誤開放」の発生頻度（ $1 \times 10^{-3}$ /炉年）と、少なくとも「逃がし安全弁漏えい」警報の認知失敗、「サブプレッション・プールの温度高」警報の認知失敗、「復水器ホットウエル水位低」警報の認知失敗の重畳が生じると考えられ、各警報の認知失敗確率を保守的に0.1としても、全給水喪失に至る頻度は $1 \times 10^{-6}$ /炉年となる。これは他の起回事象の発生頻度としても低い値であり、その他のパラメータの変化や認知失敗確率の保守性を考慮すると、さらに低い値になると考えられる。以上のとおり、起回事象「逃がし安全弁誤開放」の後、「全給水喪失」に至る頻度は十分に低く、起回事象として考慮する必要性は低いものと考ええる。

## 5. 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り、「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・原子炉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、原子炉格納容器内へのスプレイ(又は注水)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、原子炉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1.5時間程度あり、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、原子炉圧力容器と原子炉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、格納容器破損モードに対する対策の有効性を評価する上では、著しい炉心損傷に伴うプラント状態や溶融炉心の格納容器内への

落下に伴う原子炉格納容器内の物理現象を生じさせるために、あえて原子炉圧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. 低圧原子炉代替注水系（常設）について

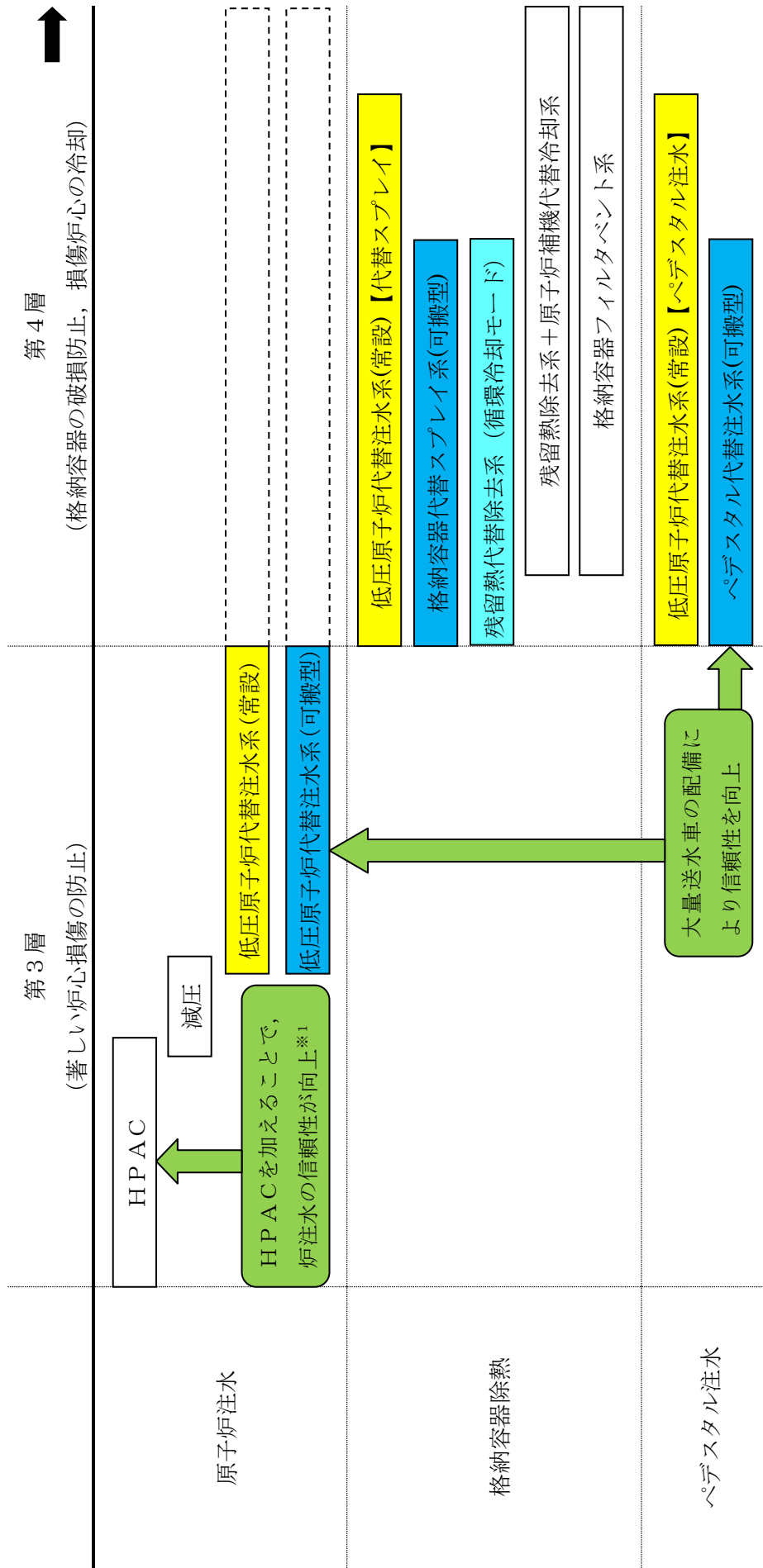
低圧原子炉代替注水系（常設）は、深層防護の3層（著しい炉心損傷の防止）における原子炉圧力容器内への注水として、4層（格納容器の破損防止策）における格納容器代替スプレイ、損傷炉心の冷却のためのペDESTAL代替注水手段としての機能を有している。

低圧原子炉代替注水系（常設）の他にも、3層の原子炉圧力容器注水機能を構成するものとしては、高圧原子炉代替注水系（HPAC）や低圧原子炉代替注水系（可搬型）を有している。同じく4層の原子炉格納容器の破損防止機能としては、残留熱代替除去系、格納容器フィルタベント系、ペDESTAL代替注水系（可搬型）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層で低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水を期待しない場合でも、4層の格納容器代替スプレイ、ペDESTAL注水として機能を期待することは適切である。（表1及び図1参照）

表 1 重大事故の各現象に対する対応例

		3層 (③-2)	④層 (④-1)	
		事故シーケンス	損傷炉心の冷却	格納容器の破損防止
3.1	格納容器過圧・ 過温破損	大破断L O C A + E C C S 注水機能 喪失 + S B O	【事象初期 (～10h)】 低圧原子炉代替注水系 (常設) で原子炉圧力容 器内の損傷炉心に注水	【事象初期 (～10h)】 格納容器代替スプレイ系 (可搬型) で格納容器内 にスプレイ
3.4	水素燃焼		【事象後期 (10h～)】 残留熱代替除去系を使用した循環冷却 (原子炉注水・ 格納容器スプレイの同時実施)	
3.2	D C H	T Q U X	【事象初期 (～10h)】 ペデスタル代替注水系 (可搬型) でペデスタル に溶融炉心の落下に先立 って水張り +	【事象初期 (～10h)】 同左
3.3	炉外 F C I	T Q U V	その後のペデスタルへの 注水	
3.5	M C C I		【事象後期 (10h～)】 残留熱代替除去系を使用した循環冷却 (格納容器スプレ イ)	



※1：TQUV, TW (LUHS, RHR機能喪失)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

図1 第3層及び第4層における注水等に期待する設備

## 6. 原子炉圧力挙動の解析上の取扱いについて

### 1. BWRの圧力制御方式について

BWR-5では、圧力制御方式としてタービン入口圧力制御方式を採用しており、主蒸気加減弁は弁上流側の圧力により通過蒸気流量を制御している。

SAFERの主蒸気流量モデルは、このタービン入口圧力制御方式による圧力制御を簡略的に模擬しており、通過蒸気流量は以下の式により計算される。

$$W_{ST} = \frac{W_{SR}}{2\Delta P_R} \left[ \sqrt{G_S^2 + 4\Delta P_R(P + \Delta P_R + G_S - P_R)} - G_S \right]$$

ここで、

$W_{ST}$  : 主蒸気加減弁を通過する流量

$W_{SR}$  : 定格主蒸気流量

$\Delta P_R$  : 定常状態での配管内圧力低下

$G_S$  : 圧力調整幅

$P$  : 過渡時の圧力

$P_R$  : 定格圧力

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

### 1. 事象初期の注水

原子炉隔離時冷却系（R C I C）は事象初期に原子炉が高圧状態でかつ交流動力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、交流動力電源が生きていた場合でも L O C A 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（S / C）への熱負荷を軽減する観点から R C I C による原子炉注水を継続する。

なお、高圧原子炉代替注水系（H P A C）についても同様の考え方である。

### 2. 低圧注水への移行の判断

原子炉隔離時冷却系から低圧注水に移行する考え方を以下に示す。

#### (1) 原子炉隔離時冷却系運転継続について

残留熱除去系によるサプレッション・プール水冷却が行えない場合は、崩壊熱を消費しサプレッション・チェンバへの熱負荷を軽減する観点から原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を継続する。

また、代替注水手段確保後に原子炉を減圧した場合、原子炉隔離時冷却系は原子炉減圧により機能喪失するため、健全な注水手段の一つを意図的に喪失させることとなる。

長期の注水手段確保（残留熱除去系の復旧、多様な代替注水手段の準備、資源（水源、燃料等）の長期間確保）の観点から、健全に注水している原子炉隔離時冷却系を可能な限り運転継続する。

#### (2) 原子炉隔離時冷却系運転継続状態での原子炉急速減圧の条件について

事故対応手順ではサプレッション・プール水温度が熱容量制限（サプレッション・プール水温度 77℃）に到達した時点で急速減圧に移行することとなっている。ただし、崩壊熱除去機能喪失時において原子炉隔離時冷却系が運転している場合は、崩壊熱を消費しサプレッション・チェンバへの熱負荷を軽減しつつ注水を維持する観点から、サプレッション・プール水温度が 77℃ に到達しても急速減圧には移行しない。

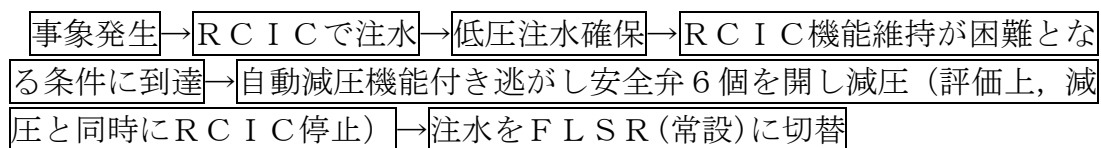
サプレッション・プール水温度が 100℃ に到達した場合は、原子炉隔離時冷却系の機能維持が困難となる恐れ<sup>※1</sup>があるため、原子炉の急速減圧を行い、代替注水手段による原子炉注水に切替える。

※1：サプレッション・プールを水源として運転している場合において、サプレッション・プール水温度 100℃ までは機器の健全性が確認されている。

### 3. 操作に伴うパラメータの挙動

#### (1) 評価

##### ○事象の流れ



##### ○結果

評価上, 自動減圧機能付き逃がし安全弁 6 個の開と同時に R C I C が停止しているものの, 原子炉水位の低下は小さく安定的に維持されていることが確認できる (図 1, 図 2)。

実際の手順は R C I C 運転継続の状態 で自動減圧機能付き逃がし安全弁 6 個を開し, 原子炉圧力低下による R C I C 停止までは注水を継続していることから, 本結果より原子炉水位の低下は小さいと考えられる。

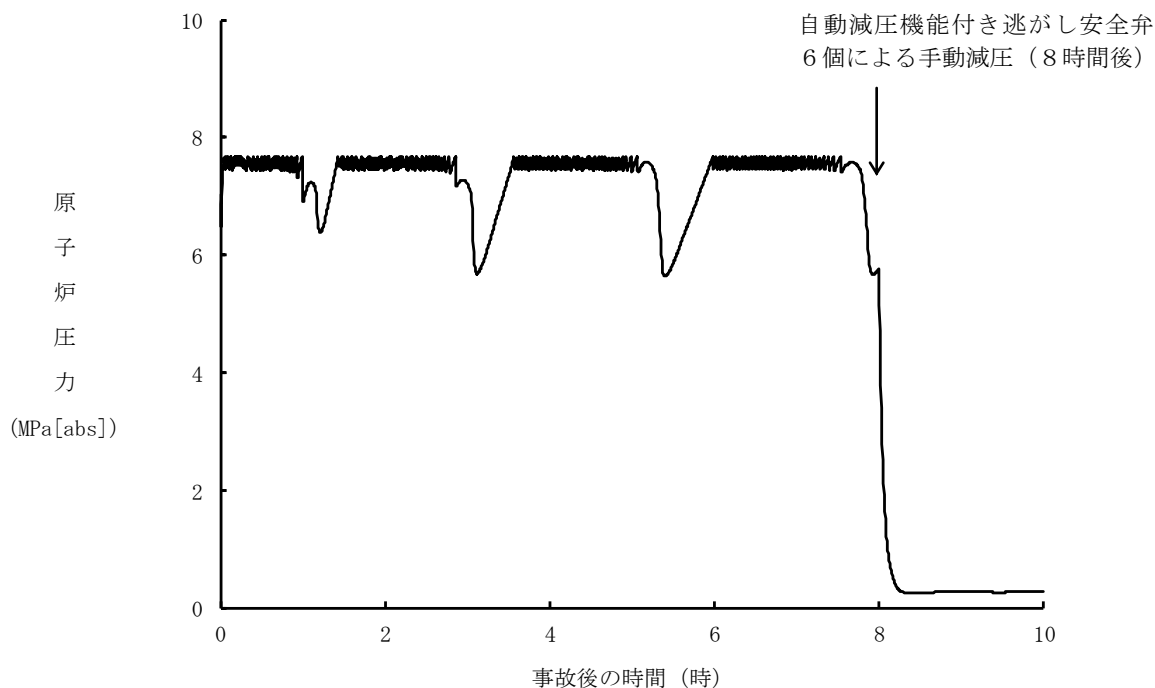


図 1 原子炉圧力の挙動



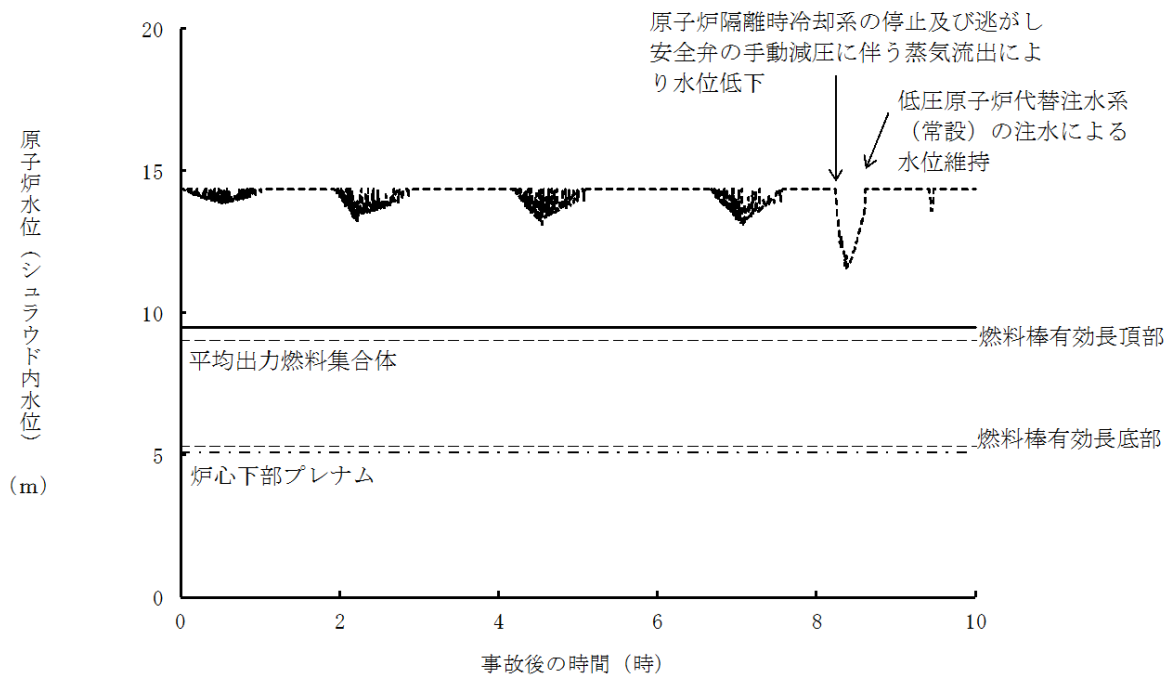


図2 減圧時の原子炉水位 (シユラウド内)

## 8. 原子炉再循環ポンプからのリークについて

### 1. はじめに

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

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

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

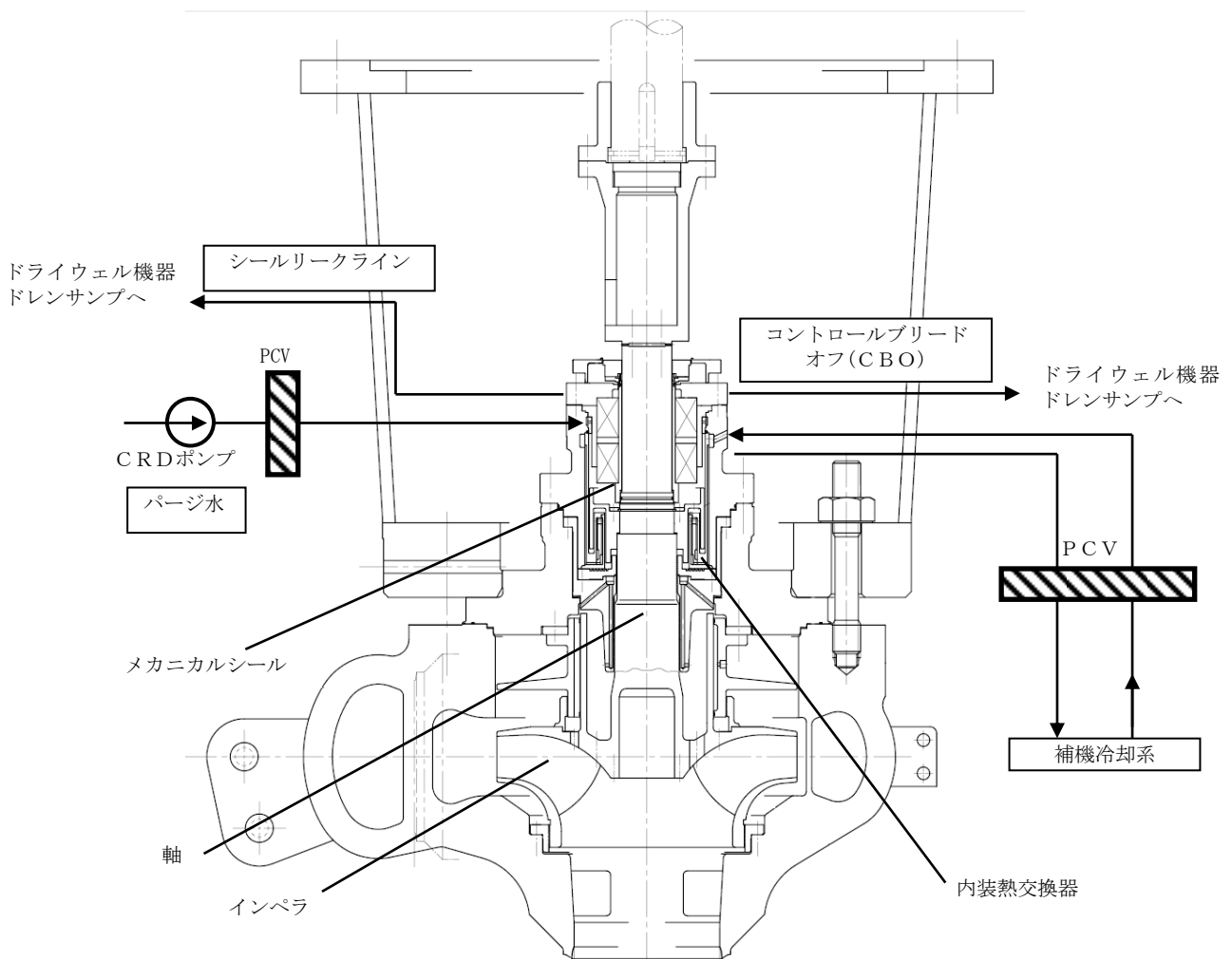


図1 PLRポンプ 概略図

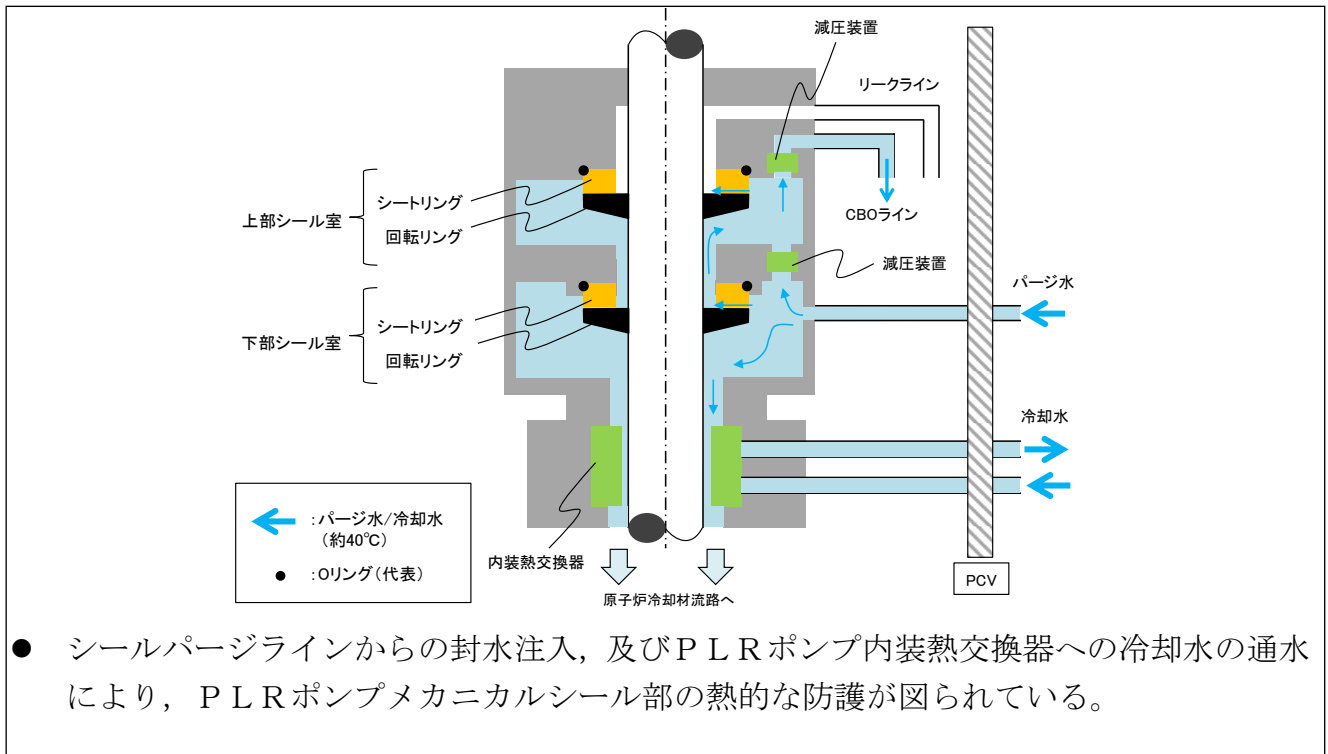


図2 P L R ポンプ メカニカルシールの状況 (通常運転時)

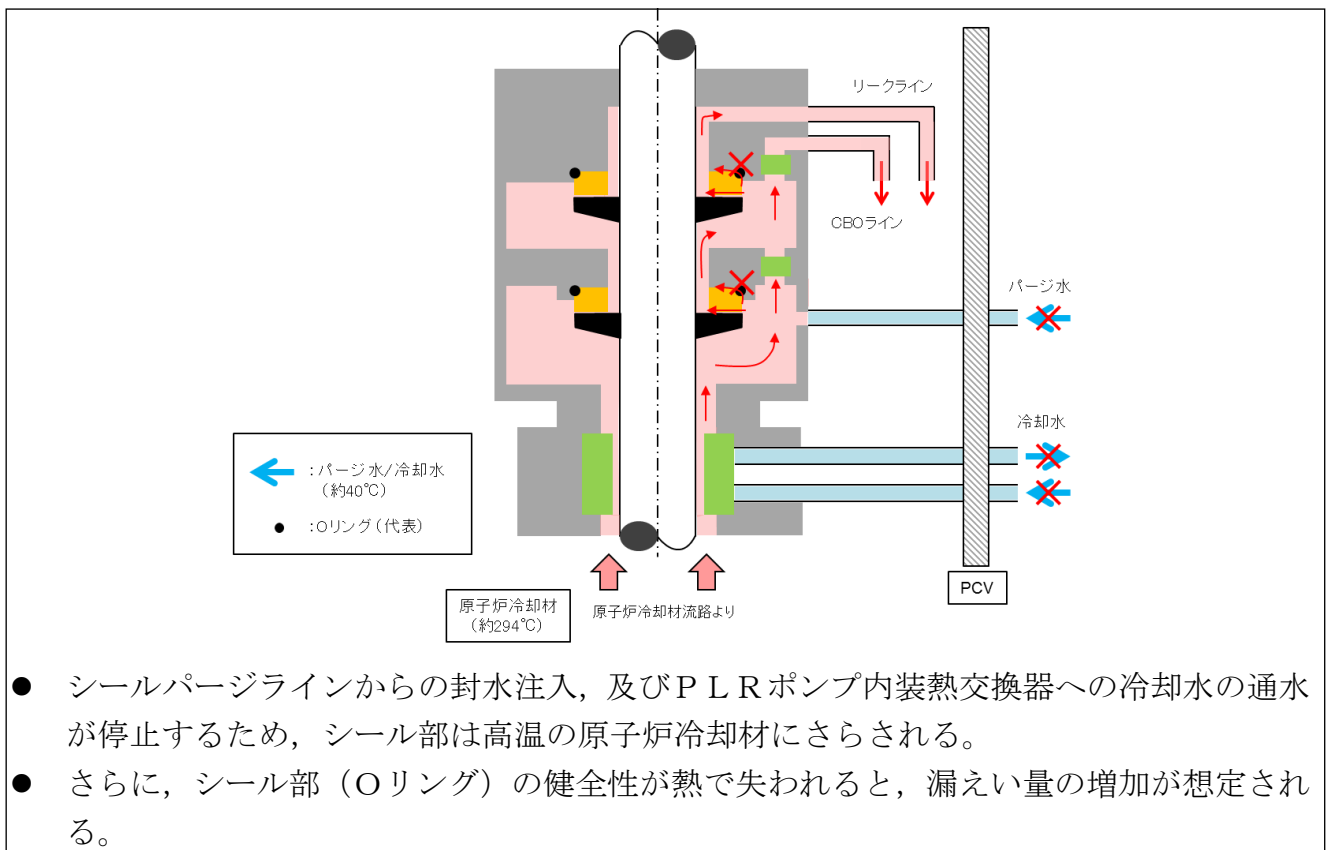


図3 P L R ポンプ メカニカルシールの状況 (冷却水喪失時)

## 2. 実証試験による評価

### (1) 試験概要

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

a. 実施場所：多目的蒸気源試験設備

b. 試験装置：PLRポンプメカニカルシールフルスケール<sup>\*</sup>実証試験設備（図4）

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

c. 系統構成：実機メカニカルシールの系統構成を模擬（図5）

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



図4 試験装置外観

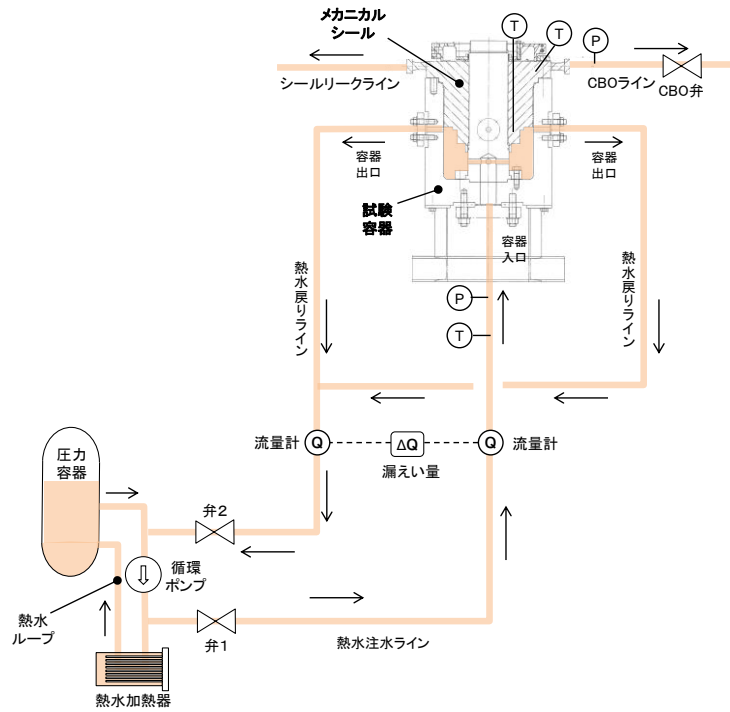


図5 実証試験時の系統構成

(2) 試験条件

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

表1 試験条件

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

※SBO発生後、約8時間後までのR C I Cによる圧力変動幅をS A F E R解析結果より決定した。なお、圧力変動中の温度は飽和温度とした。

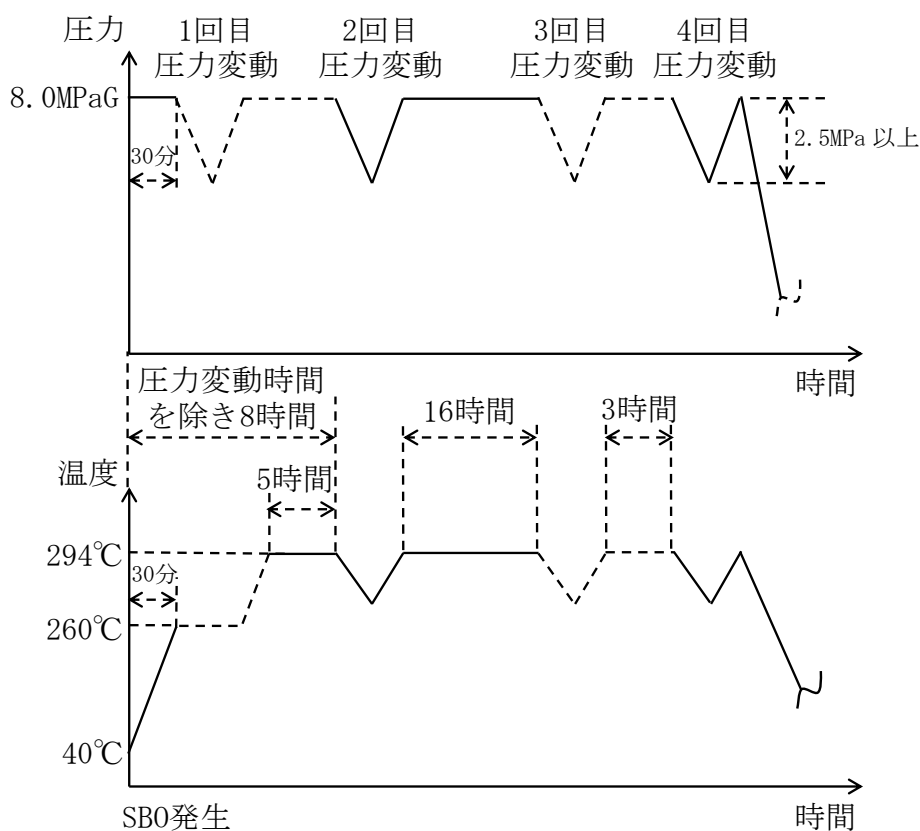


図6 試験時間における温度及び圧力条件

### 3. 試験結果及び漏えい量の影響について

SBO時のRCIC又は高圧原子炉代替注水系運転時における原子炉冷却材圧力及び温度を包絡した熱水並びに圧力変動を加えた熱水を試験容器下部からメカニカルシール室へ注水し、試験中の漏えい量を測定した。

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

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

以上

## 9. 高圧・低圧注水機能喪失における平均出力燃料集合体での燃料被覆管最高温度の代表性について

### 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

高圧・低圧注水機能喪失において、平均出力燃料集合体で燃料被覆管最高温度が発生する理由は、以下のように整理できる。

- ・ 注水設備の観点からは、本事故シーケンスでは低圧原子炉代替注水系（常設）により原子炉注水を行うため、原子炉水位の低下により平均出力集合体、高出力燃料集合体は共に一部が露出するものの高出力燃料集合体が過度に露出することはない。平均出力燃料集合体と高出力燃料集合体は、上下プレナム間差圧が均等になるよう集合体入口流量が配分されるため、燃料集合体初期出力が高く、発生するボイドの割合が大きい高出力燃料集合体では、二相水位としては高めとなり、燃料被覆管温度が最大となる位置においても炉心の露出時間が長期間とならないことから、燃料被覆管温度の上昇が抑制される。
- ・ 崩壊熱の観点からは、設計基準事故のLOCA解析と比べ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における燃料被覆管温度が高くなる傾向となる。

図1に、高圧・低圧注水機能喪失における平均出力燃料集合体及び高出力燃料集合体の原子炉水位の挙動を示す。平均出力燃料集合体と比較して、高出力燃料集合体では炉心の露出時間が長期間とならないことから、平均出力燃料集合体で燃料被覆管最高温度が発生する。

### 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<sup>\*</sup>を変化させた場合の燃料被覆管最高温度に関する感度解析を実施した。

なお、燃料棒の線出力密度については、初期出力に比例して変化させている。

図2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。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、高圧・低圧注水機能喪失では、申請解析条件での高出力燃料集合体初期出力以外の場合において、ほぼ同等の燃料被覆管最高温度となっている。

以上から、高圧・低圧注水機能喪失において、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。

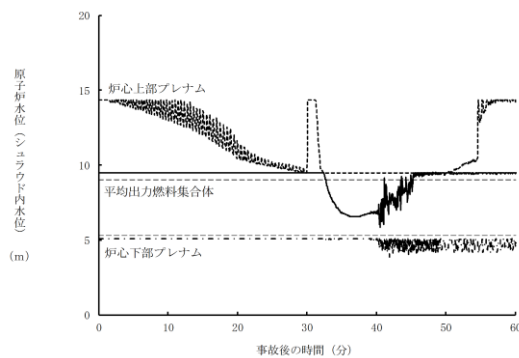


- ※ 高出力燃料集合体の初期出力は、下記のとおり設定している。  
 高出力燃料集合体の初期出力＝  

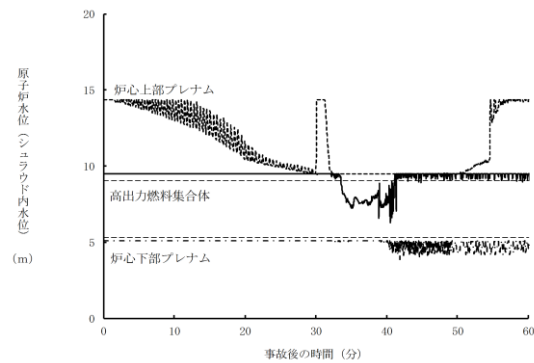
$$\text{線出力密度/軸方向出力分布} \times \text{燃料棒本数} \times \text{燃料棒有効長}$$
 なお、平均出力燃料集合体の初期出力は、定格熱出力 2,436MW を燃料集合体数 560 体で除した値を設定している。

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 9 MW	申請解析条件
	約 6 MW	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 9 MW	申請解析条件
	約 6 MW	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



平均出力燃料集合体



高出力燃料集合体

図1 原子炉水位挙動（高圧・低圧注水機能喪失）

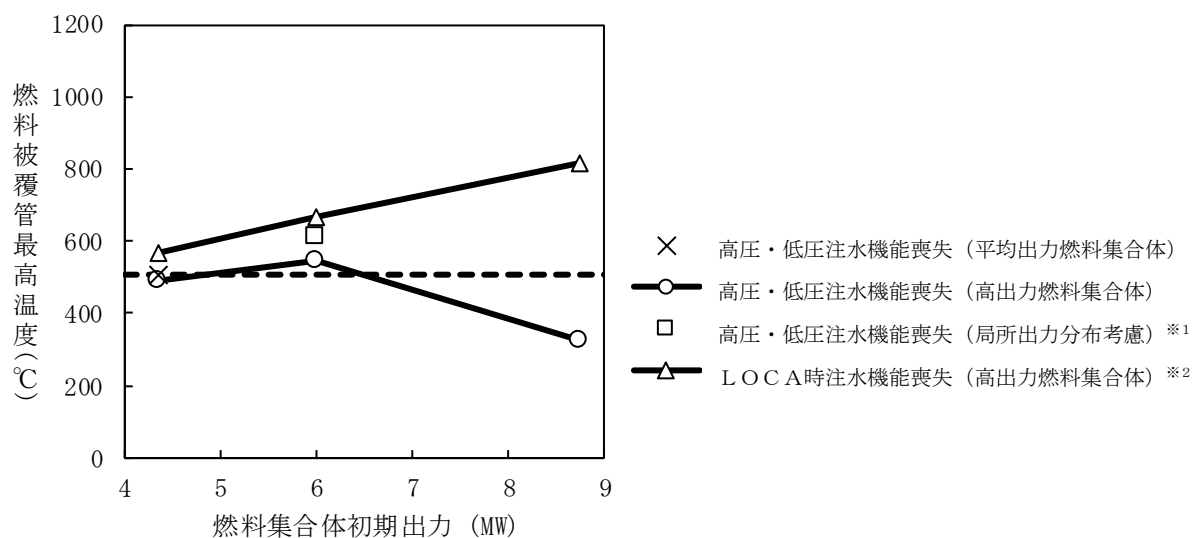


図2 燃料集合体初期出力に対する燃料被覆管最高温度の感度解析結果

- ※1 高出力燃料集合体の初期出力が約6 MWにおいて、高出力燃料棒の最大線出力密度を44kW/mに設定した場合の高出力燃料棒の燃料被覆管最高温度をプロット  
 約6 MW = [高出力燃料棒の線出力密度 (44kW/m) × 高出力燃料棒の本数 (1本) + 平均出力燃料棒の線出力密度 (約30kW/m) × 平均出力燃料棒の本数 (73本)] × 燃料棒有効長 / 軸方向出力分布
- ※2 再循環ポンプ吸込側配管における破断面積4.2cm<sup>2</sup>の結果をプロット

## 10. 取水機能喪失時の非常用ディーゼル発電設備が起動した場合の影響について

### 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等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等は起動可能であり、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等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等の起動（外部電源なし）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等が起動することで、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原子炉冷却材の蒸発により、原子炉水位は低下する。原子炉水位が原子炉水位低（レベル2）に到達した時点で原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が開始され、原子炉水位の維持が行われる。

この時、非常用ディーゼル発電機等は、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等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を起動し、非常用ディーゼル発電機等を停止する。非常用ディーゼル発電機等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等が起動することによって、待機中の機器（原子炉補機冷却系）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等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等を停止するまで、給電が行われ、全交流動力電源喪失に至る時間が延長されるのみであり、対応手順に影響は及ぼさない。

【 】：時刻（解析条件）  
 < >：時刻（解析結果）

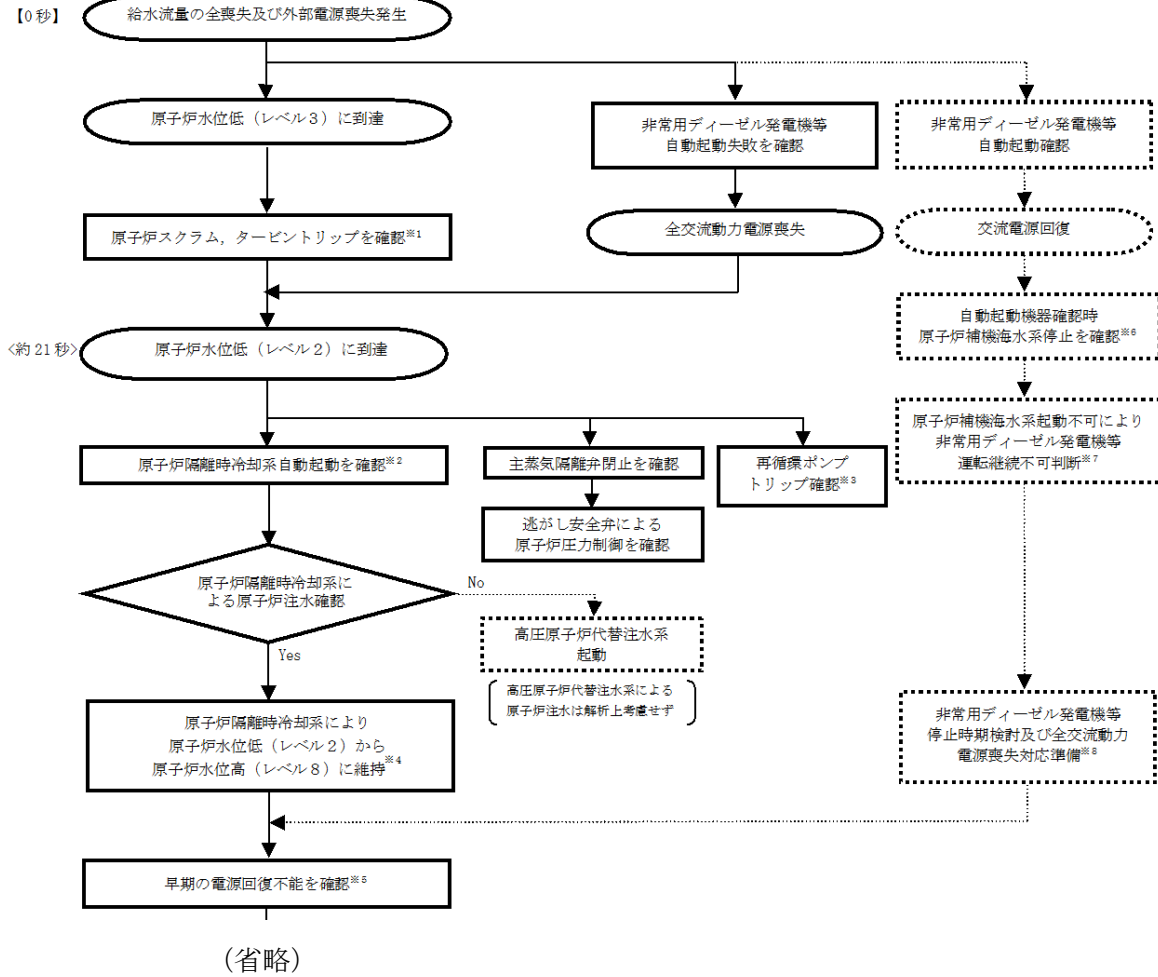


図1 冷却水が喪失した非常用ディーゼル発電機等が起動した時の  
 対応手順の概要（抜粋）  
 （崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

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

「添付資料 3.1.3.3」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フィルタベント系を用いた場合の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。

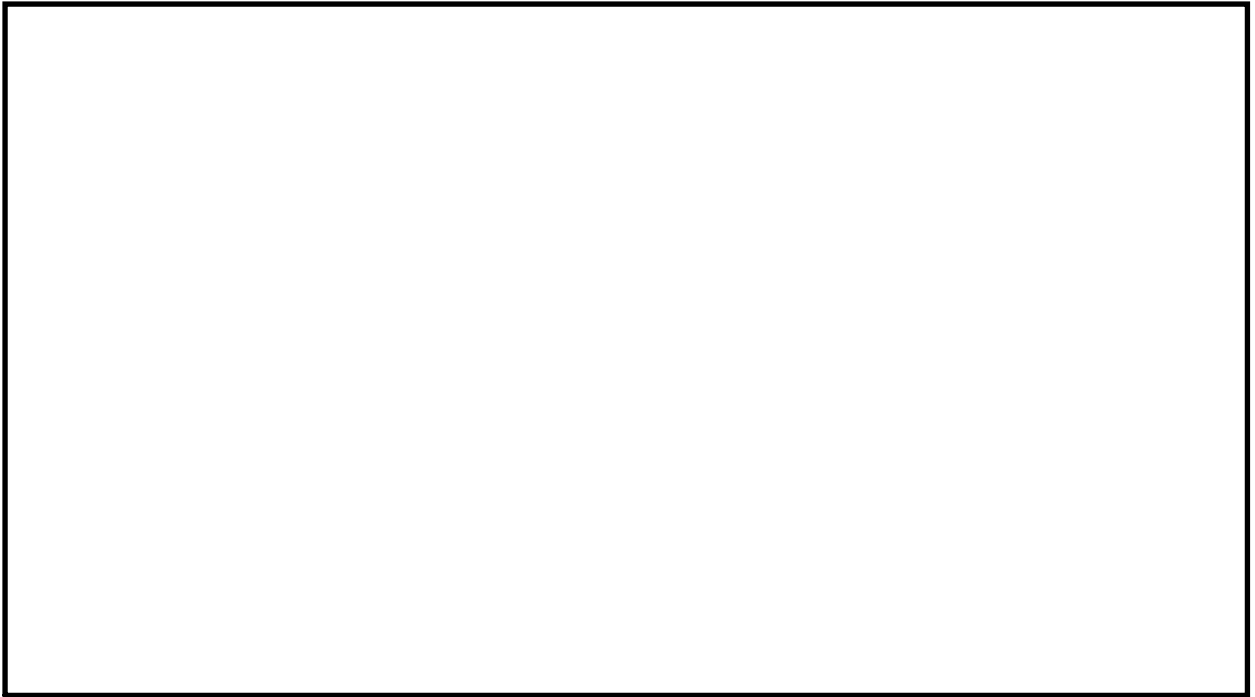
ここでは、サプレッション・プール水の沸騰による、捕集効果への影響について検討を行った。

#### 1. スクラビング時のサプレッション・プール水の状態

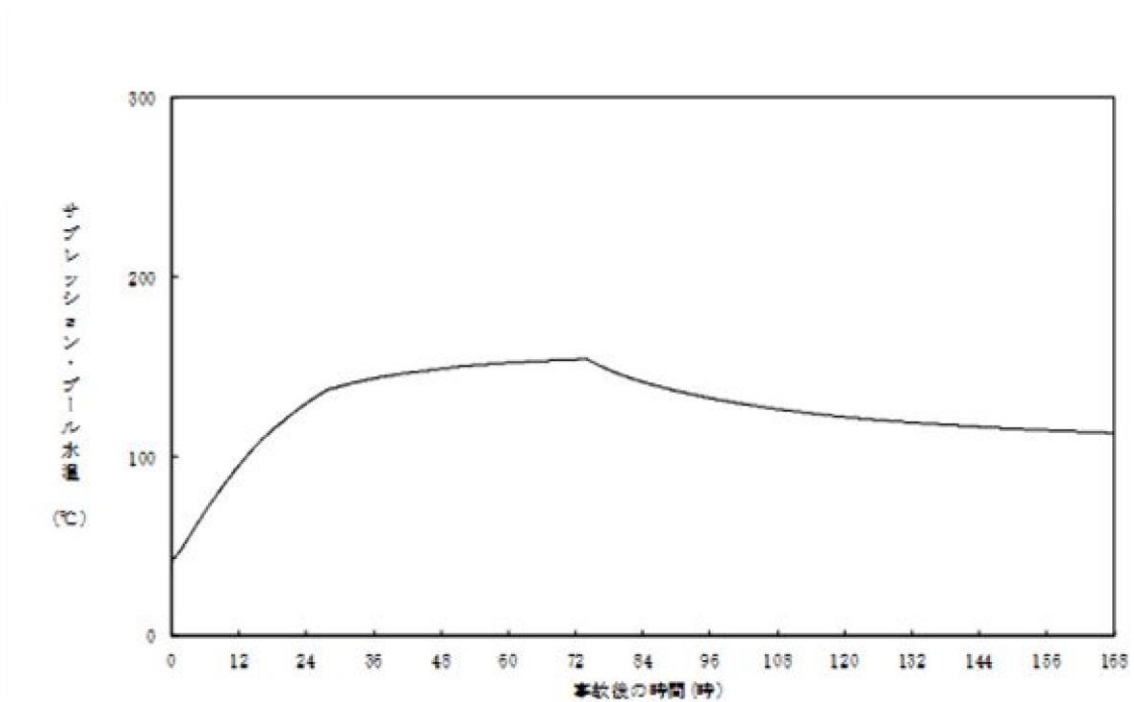
事故発生後、CsI及びCsOHは原子炉圧力容器から原子炉格納容器内気相部へ移行し、また、その大部分は原子炉格納容器内液相部に移行する。MAAP解析により得られた原子炉格納容器内液相部中のCsI及びCsOHの存在割合の時間推移を第1図に、サプレッション・プール水温の時間推移を第2図に示す。

第1図より、初期のブローダウンによるスクラビングの効果等により、CsI及びCsOHの大部分が初期の数時間で液相部へと移行することが分かる。また、第2図より、最初の数時間においては、サプレッション・プール水温は未飽和状態であり、沸騰は起きていないことがわかる。すなわち、サプレッション・プールでスクラビングされる大分部のCsI及びCsOHは、最初の数時間で非沸騰状態下でのその効果を受け、残りの少量のCsI及びCsOHが沸騰状態下でのスクラビングを受けることになる。

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



第1図 原子炉格納容器内液相部中の存在割合



第2図 サプレッション・プール水温

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

## 2. 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

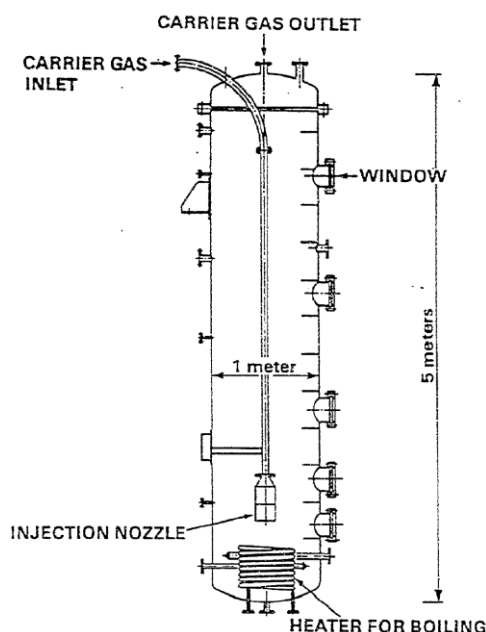
試験装置は直径約 1 m、高さ 5 m の第 3 図に示す円筒状容器であり、第 1 表に示す試験条件のもと、スクラバ水のスクラビング効果を測定している。

### (2) 試験結果

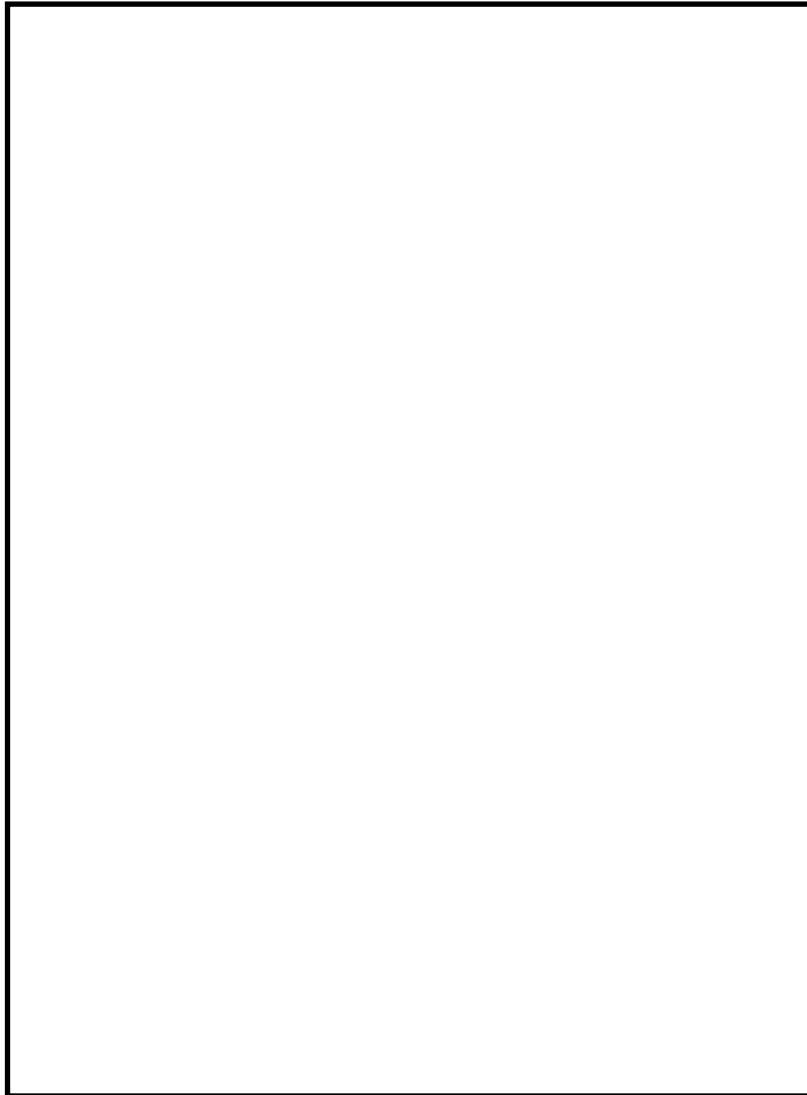
スクラバ水が未飽和である場合と、沸騰している場合の試験結果を第 4 図に示す。第 4 図では未飽和時の実験データを白丸、沸騰時の実験データを黒丸で示しており、スクラバ水の水深を実機と同程度（約 1 m）とした場合には、スクラビング効果は沸騰時と未飽和時で同等程度となっている。このことから、実機においても、沸騰後にサプレッション・プールのスクラビング効果が全く無くなる（ $DF = 1$ ）ことにはならず、沸騰後のスクラビングがサプレッション・チェンバの総合的な捕集効果に与える影響は限定的となると考えられる。

第 1 表 試験条件

Parameter		Standard Value	Range
Geometric property	injection nozzle diameter (cm)	15	1~15
	scrubbing depth (meters)	2.7	0~3.8
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



第 3 図 試験装置の概要



第4図 エアロゾル粒子に対するスクラビング効果

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

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



## 14. ほう素の容量について

### 1. ほう酸水注入系の設計及び解析条件について

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

このために必要なほう酸濃度の設計値は、「MOX燃料が装荷されるまでのサイクル」では冷温停止に必要な濃度（600ppm）に、不完全混合による余裕及び残留熱除去系配管の希釈による余裕を見込み、1000ppmとしている。

この、1000ppmを確保するために必要な、ほう酸水溶液に含まれる五ほう酸ナトリウム必要量は1820kgであり、五ほう酸ナトリウムの15℃における溶解度は13.4wt%で、溶液の比重は約1.1であるため、タンク内の五ほう酸ナトリウム量を1820kgとするためには12.3m<sup>3</sup>のほう酸水を保持すれば良く、実際のタンク容量は所要量に比べて十分大きい。

また、「MOX燃料が装荷されたサイクル以降」においても、ほう酸水注入系作動時における実効増倍率の温度依存性を図1に示すが、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による炉心冷却により炉内のほう酸水が希釈されることを考慮しても、十分に炉心の未臨界を確保できるだけの容量のほう酸水をほう酸水貯蔵タンク内に保持することとしている。

有効性評価においては、高温停止に必要なほう酸量は三次元炉心解析コード（TGBLA/LOGOS<sup>※</sup>）で評価をしており、ほう酸水注入系に対する設計値として、ほう酸水注入ポンプ容量162L/分、飽和温度に対応するほう酸溶液中の五ほう酸ナトリウムの重量（比重）13.4wt%を用いて解析を行っている。

※TGBLA/LOGOSは、ほう酸水注入系による未臨界性評価手法に用いられている三次元解析モデルにより評価を行う解析コードである。

従来の一点近似解析モデルによる評価手法は、炉心を空間的に一点で近似し炉心の反応度を評価するものであり、出力分布の効果が考慮されていない。三次元解析モデルでは、出力分布を三次元で評価しており、炉心の各領域における核定数に出力分布の重みづけを行うことで出力分布の効果を考慮できるため、一点近似解析と比較して、より精緻に算出される傾向となる。

三次元解析モデルを用いた手法は、従来よりも高度化された手法であり「ほう酸水注入系による未臨界性評価手法の高度化について（TGBLA/LOGOS版）」<sup>[1]</sup>において、評価手法の妥当性が確認されている。

なお、原子炉停止機能喪失事象においては、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）起動時に原子炉冷却材保有水量が大きくなり、原子炉内のほう酸濃度は低下するが、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の起動及び通常運転水位からの水位変動による希釈の効果は、ほう酸水注入系設計時に想定している保守

性を十分下回っている。このため、原子炉停止機能喪失事象においても、未臨界は維持される。

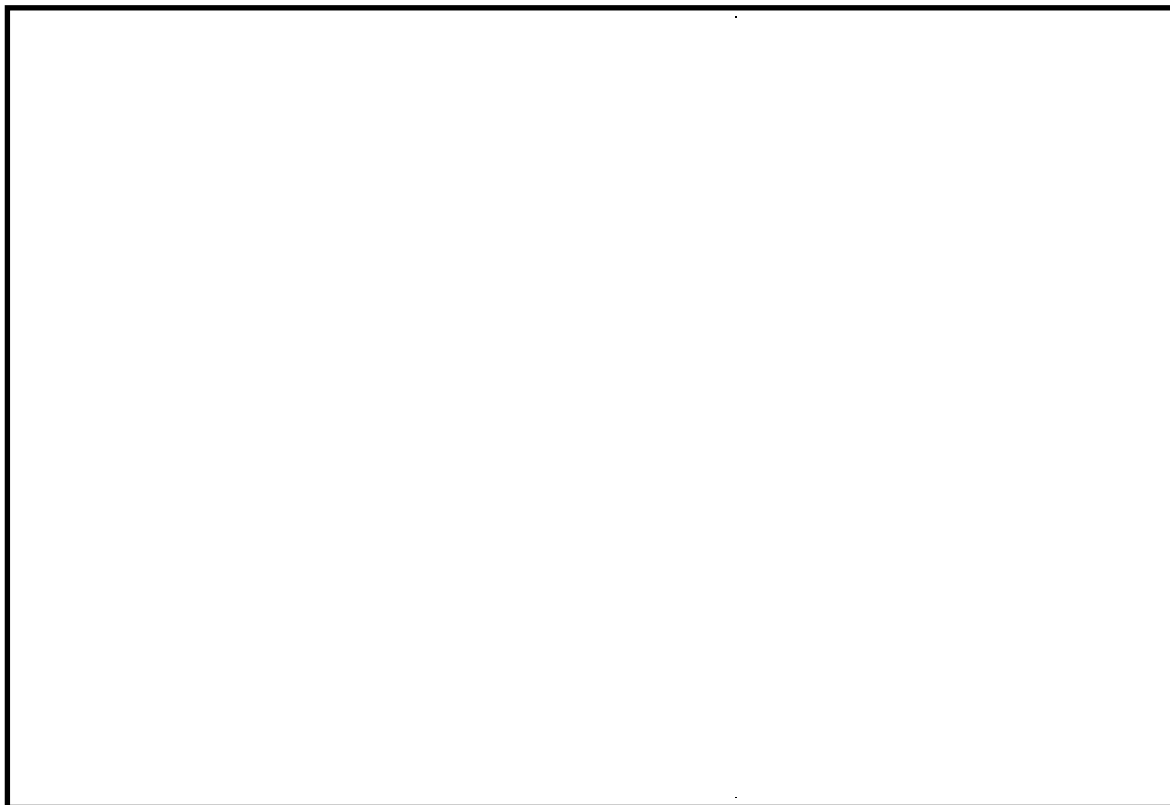


図1 ほう酸水注入系作動時における実効増倍率の温度依存性  
(9×9燃料(A型)及びMOX燃料228体を装荷した炉心による評価例)

[1] 「沸騰水型原子力発電所 ほう酸水注入系における未臨界性評価手法の高度化について (TGBLA/LOGOS 版)」(東北電力株式会社, 東京電力株式会社, 中部電力株式会社, 北陸電力株式会社, 中国電力株式会社, 日本原子力発電株式会社, 電源開発株式会社, 株式会社グローバル・ニュークリア・フュエル・ジャパン, 平成19年10月)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

## 15. 給水ポンプトリップ条件を復水器ホットウェル枯渇とした場合の評価結果への影響について

### 1. はじめに

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

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

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

#### (1) 評価条件

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

#### (2) 評価結果

感度解析の評価結果を図1から図12に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。

電動機駆動給水ポンプがトリップするまでの時刻は事象発生から約541秒後となり、ベースケースの約230秒から約311秒遅れる結果となった。

燃料被覆管温度の最高値はベースケースと同じであり、また、サプレッション・プール水温度の最高値は136℃、格納容器圧力の最高値は約360kPa[gage]であり、評価項目を満足している。

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

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

表1 電動機駆動給水ポンプ運転継続による評価項目への影響

項目	感度解析	ベースケース	評価項目
電動機駆動給水ポンプ	復水器ホットウエルが枯渇するまで運転継続 (約 541 秒後)	復水器水位低でトリップ (約 230 秒後)	—
燃料被覆管最高温度 (°C)	約 818	約 818	1, 200°C以下
燃料被覆管の酸化量 (%)	1 %以下	1 %以下	15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値 (MPa[gage])	8. 91	8. 91	10. 34MPa[gage]未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値 (kPa[gage])	360	167	853kPa[gage]未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値 (サプレッション・プール水温度 (°C) )	136	110	200°C (格納容器限界温度)未満

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

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

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

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

[1] 「沸騰水型原子力発電所 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(SCAT)について」, 東芝エネルギーシステムズ株式会社, TLR-093, 日立GEニュークリア・エナジー株式会社, HLR-122, 平成 30 年 5 月

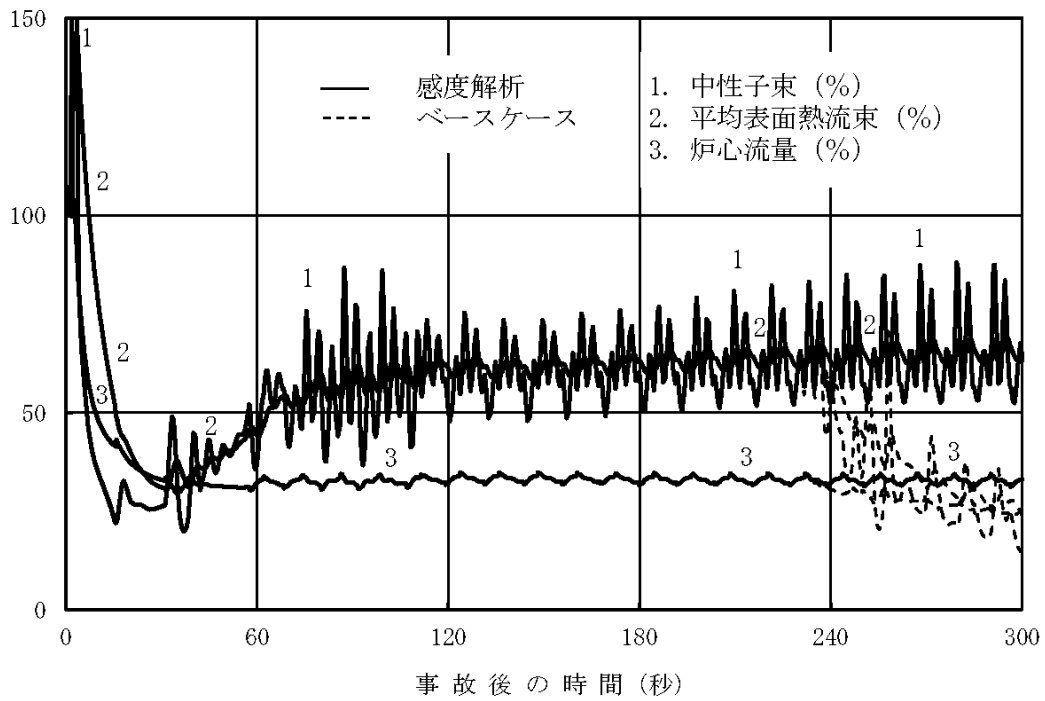


図1 中性子束，平均表面熱流束，炉心流量の推移（事象発生から 300 秒後まで）

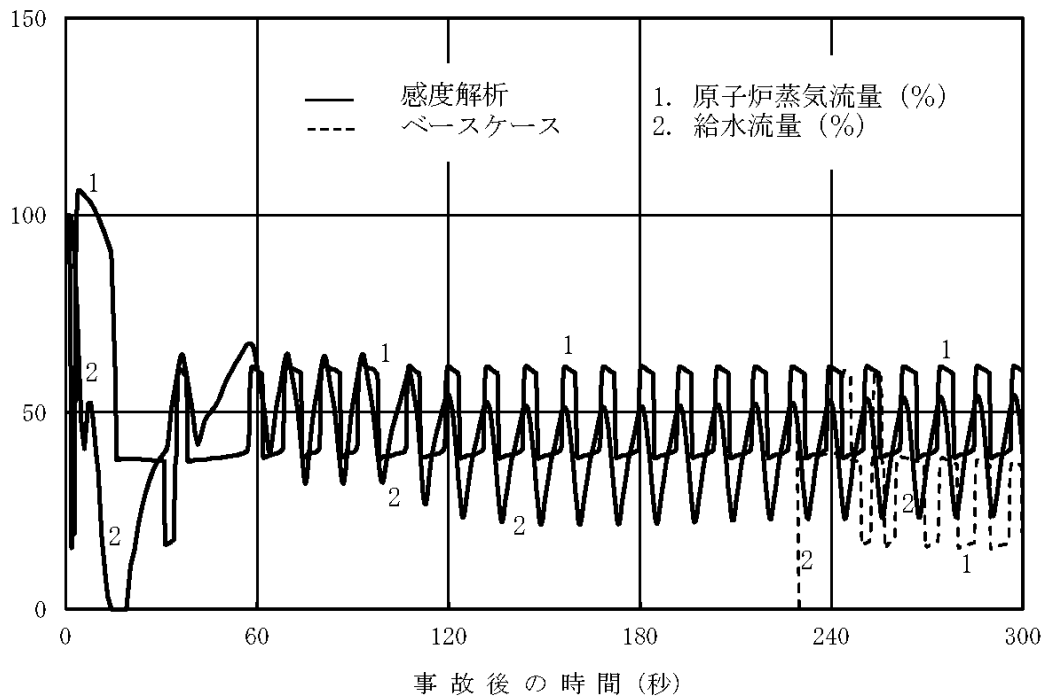


図2 原子炉蒸気流量，給水流量の推移（事象発生から 300 秒後まで）

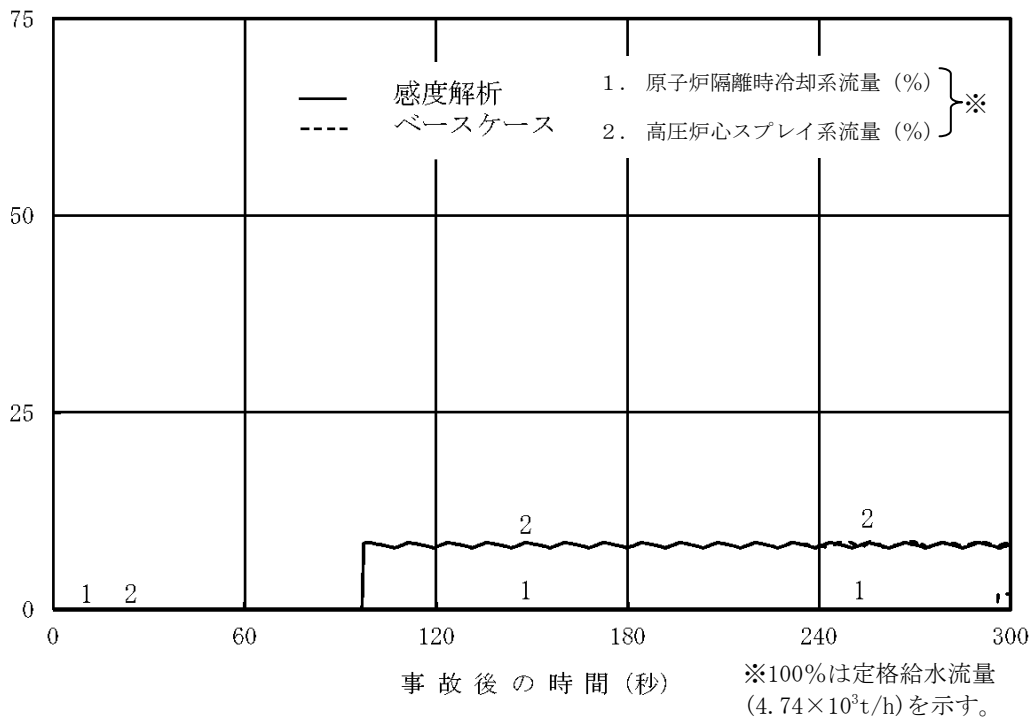


図3 原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系の流量の推移  
(事象発生から 300 秒後まで)

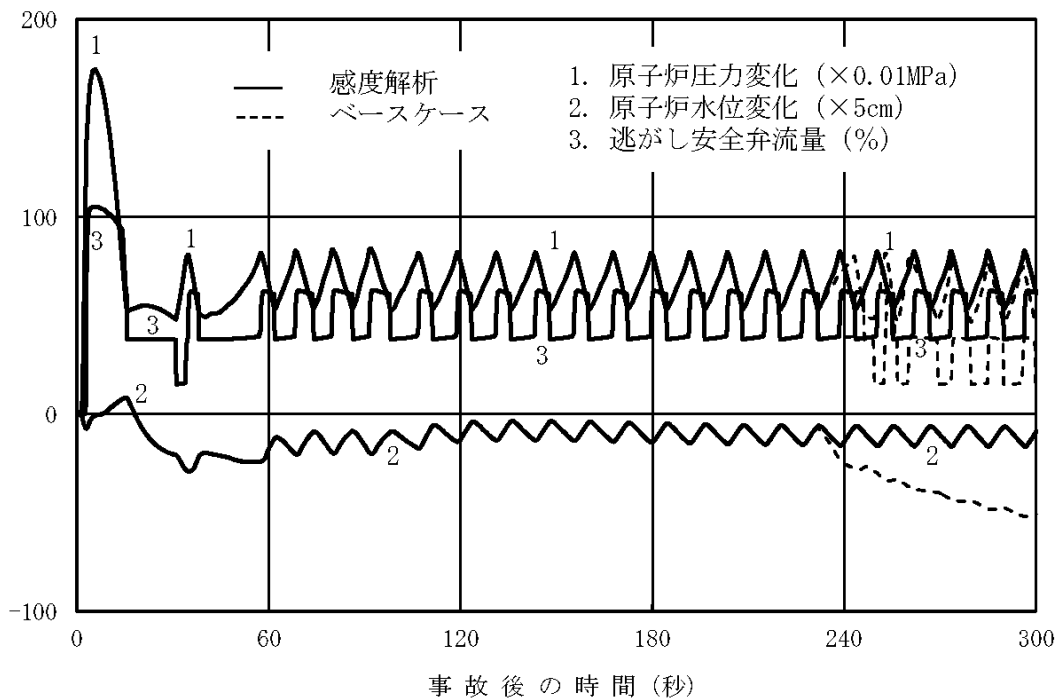


図4 原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位），逃がし安全弁流量の推移  
(事象発生から 300 秒後まで)

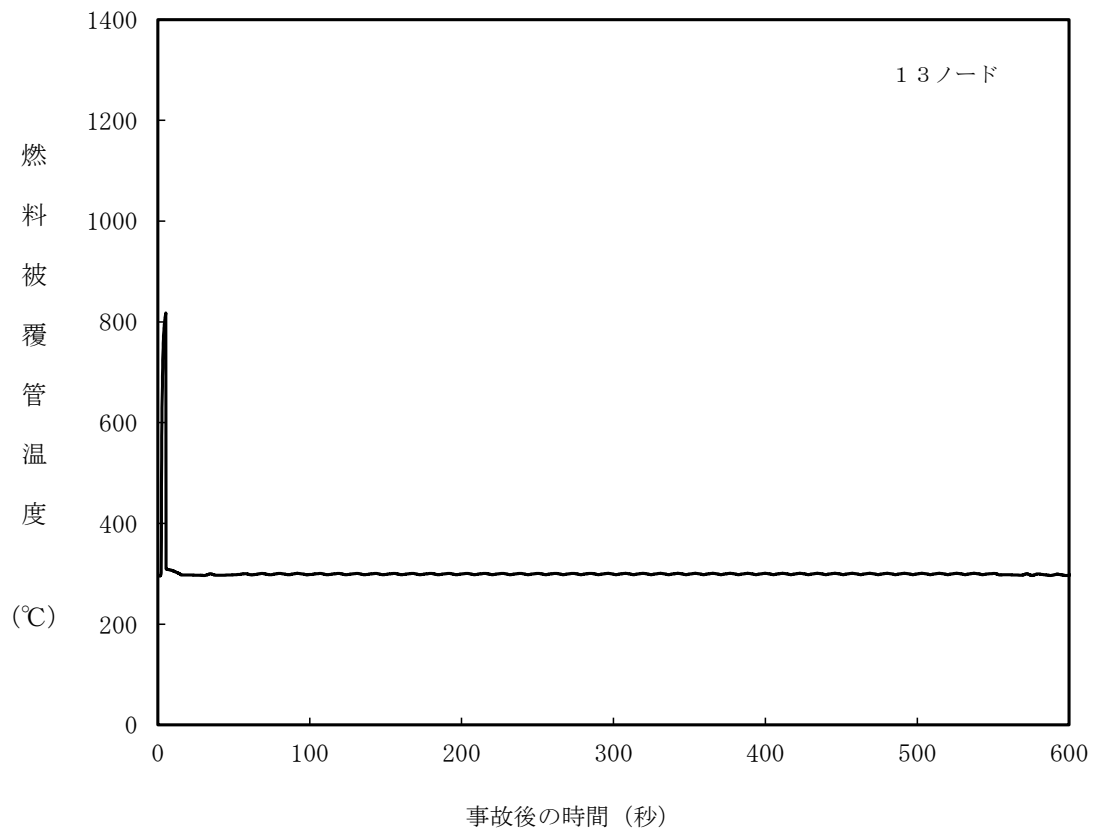


図5 燃料被覆管温度の推移  
(事象発生から 600 秒後まで)

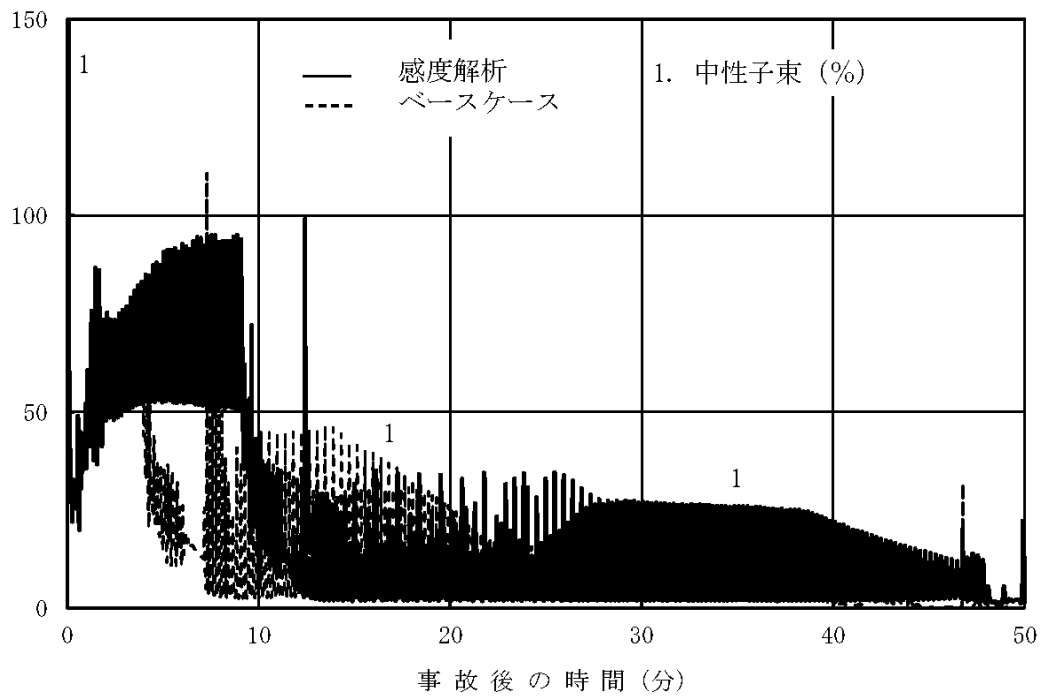


図6 中性子束の推移 (事象発生から50分後まで)

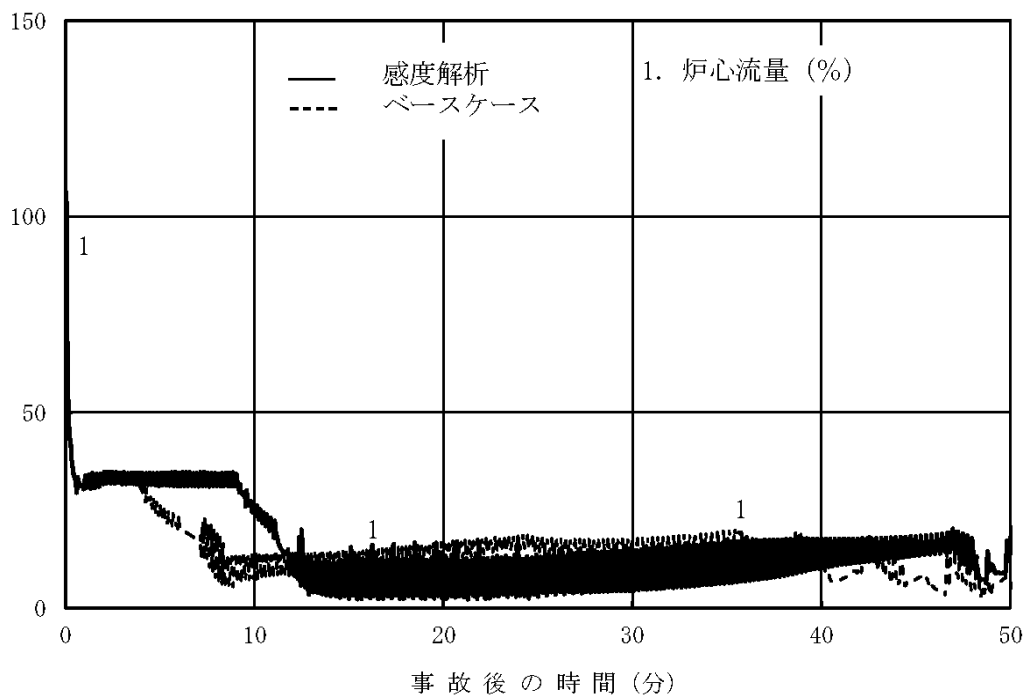


図7 炉心流量の推移 (事象発生から50分後まで)



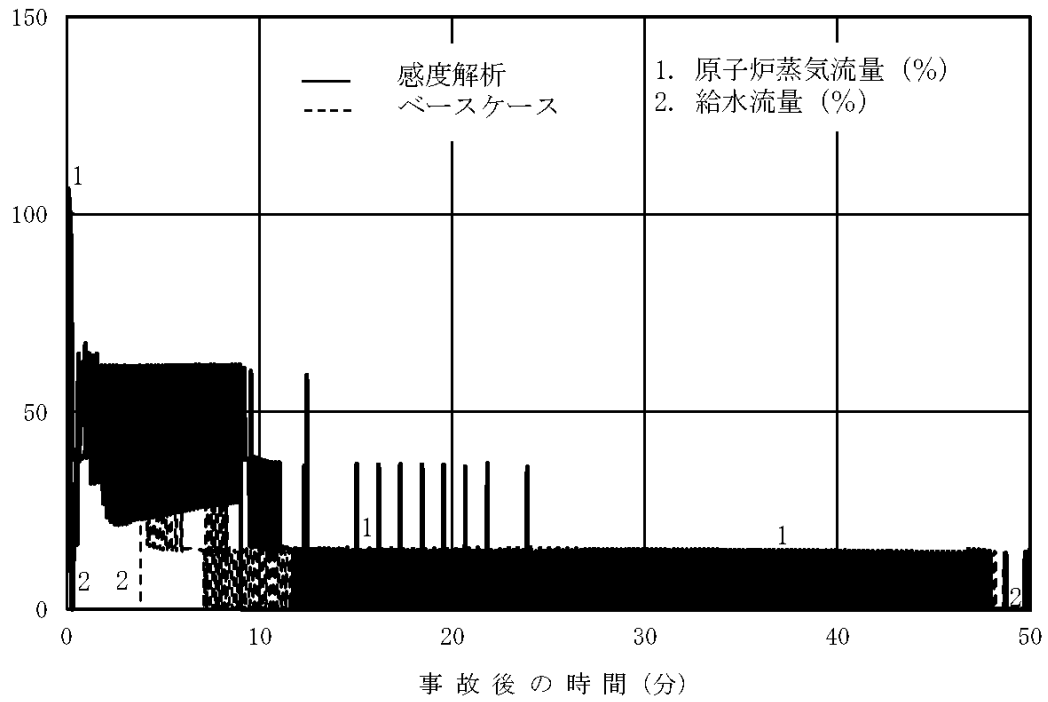


図8 原子炉蒸気流量，給水流量の推移（事象発生から50分後まで）

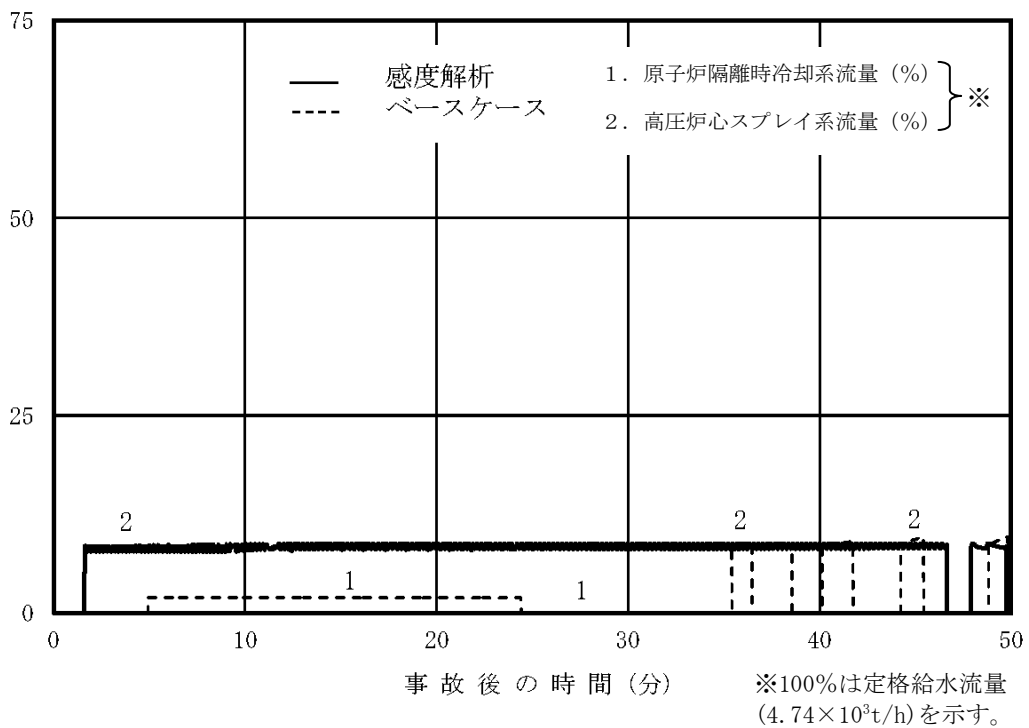


図9 原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系の流量の推移（事象発生から50分後まで）

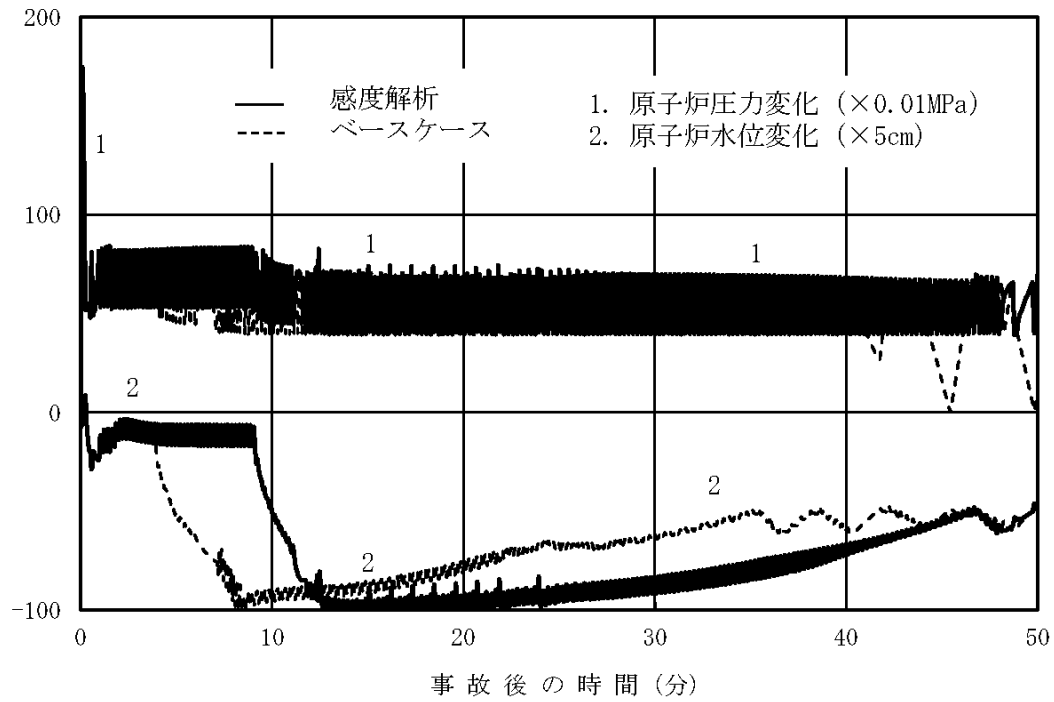


図 10 原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）の推移  
（事象発生から 50 分後まで）

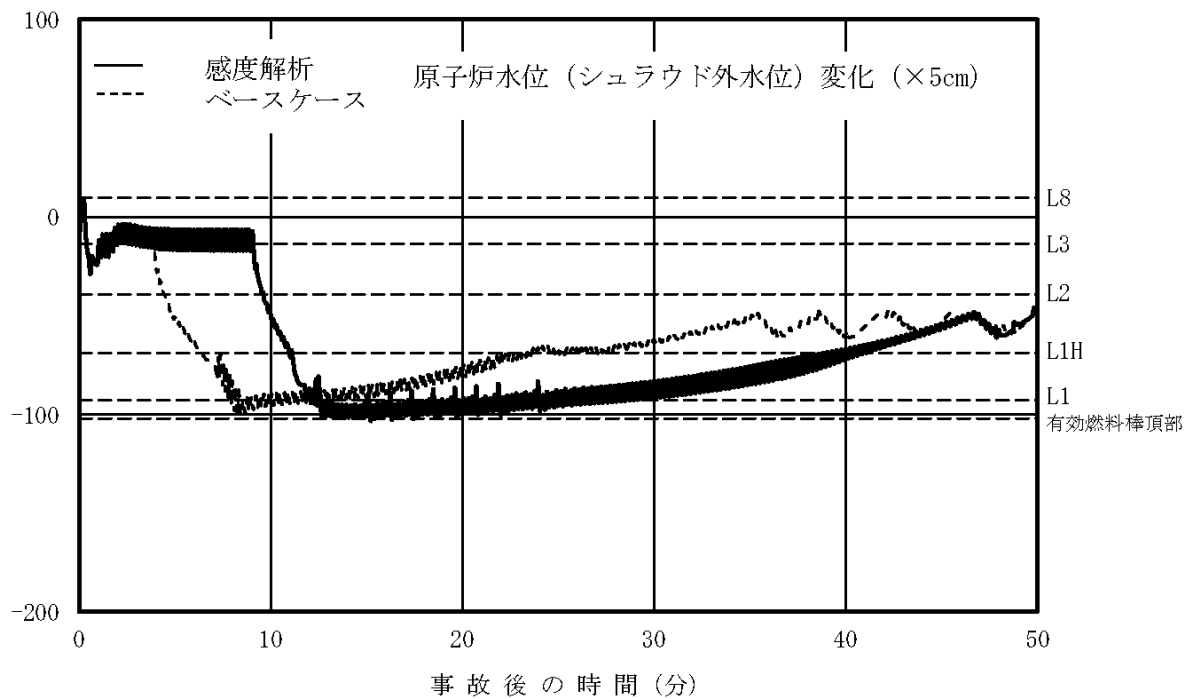


図 11 原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から 50 分後まで）

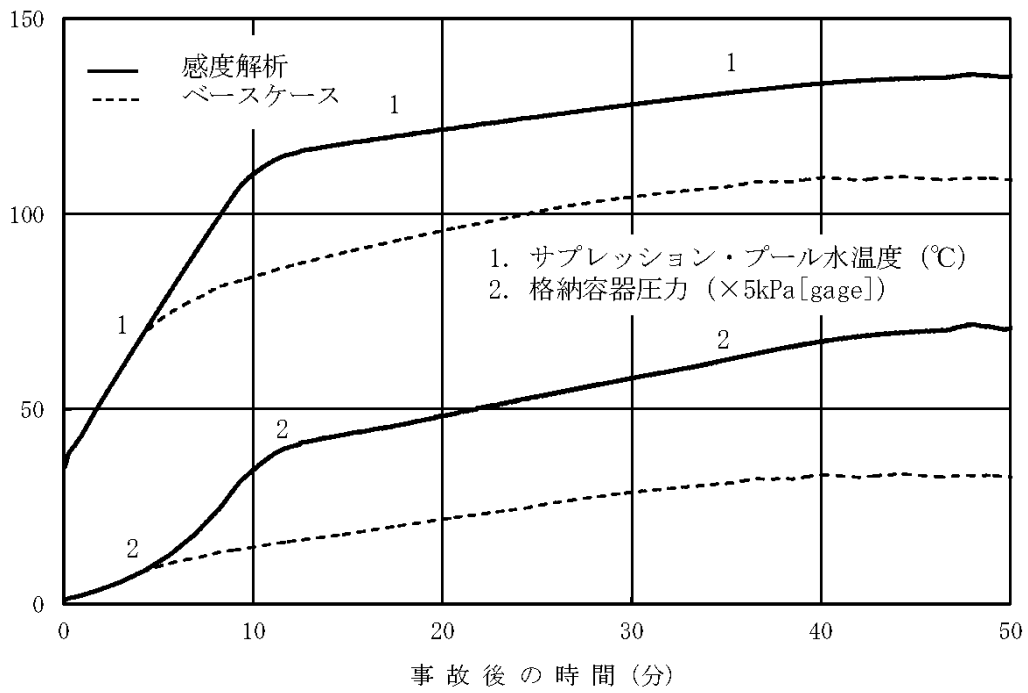


図 12 サプレッション・プール水温度，格納容器圧力の推移  
(事象発生から 50 分後まで)

## 16. 給水流量をランアウト流量（68％）で評価することの妥当性

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

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

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

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

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

21. 常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性

島根 2 号炉 重要事故シナケケンス (運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故) の概要 (1 / 3)

※常設設備を別の常設設備に変更することは考慮していない

事故シナケケンス グループ	事象と対応の概要	炉心損傷防止設備		常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合 の成立性	
		炉心冷却	格納容器除熱	電源・水源	炉心損傷防止
高圧・低圧注水機能喪失 (TQUV)	<p><b>【事象概要】</b> 過渡事象 (全給水喪失) 発生とともに高圧及び低圧の注水機能喪失が発生する。これに対し低圧原子炉代替注水系 (常設) により原子炉へ注水し、格納容器ベントにより除熱する。</p> <p><b>【機能喪失の前提】</b> ・高圧 ECCS 注水機能 (HPCCS) ・原子炉隔離時冷却系 (RCIC) ・低圧 ECCS 注水機能 (LPCCS, LPCI)</p>	<p>[高圧注水] — [減圧] 自動減圧機能付き逃がし安全弁 6 個 ・事象発生から約 30 分後</p> <p>[低圧注水] 低圧原子炉代替注水系 (常設) ・ RHR 注入ライン経由で注入 ・再冠水まで定格流量 ・再冠水後、崩壊熱分注水 (L3 ~ L8 維持)</p>	<p>[PVC スプレイ] — [海水除熱] —</p> <p>[ベント] フィルタベント (W/W) ・ PCV 圧力 1 Pd で実施 (約 24 時間後)</p>	<p>[電源] 非常用ディーゼル発電機 ・事象発生と同時に起動 ガスタービン発電機 ・事象発生 10 分後から給電 ・外部電源なし</p> <p>[水源 (補給含む)] 低圧原子炉代替注水槽 ・準備完了後、輪谷貯水槽より低圧原子炉代替注水槽に適量補給</p>	<p>×</p> <p>&lt;炉心損傷防止&gt; 炉心損傷回避のためには、約 1 時間までに注水する必要があるが、可搬型設備の使用は約 2 時間 20 分を想定しているため、可搬型設備による原子炉注水では炉心損傷は防止できない。</p> <p>&lt;格納容器破損防止&gt; リロケーション後、MCCI の発生防止のためにベデスタルに約 5.3 時間までに水深約 2.4m の水張りを完了させる必要があるが、可搬型設備で対応できる。</p>
高圧注水・減圧機能喪失 (TQUX)	<p><b>【事象概要】</b> 過渡事象 (全給水喪失) 発生とともに高圧注水機能喪失の発生及び減圧機能として原子炉の手動減圧の失敗を想定する。これに対し代替自動減圧機能により原子炉を減圧。低圧 ECCS により注水し、RHR により除熱する。</p> <p><b>【機能喪失の前提】</b> ・高圧 ECCS 注水機能 (HPCCS) ・原子炉隔離時冷却系 (RCIC) ・減圧機能 (手動減圧失敗)</p>	<p>[高圧注水] — [減圧] 代替自動減圧 (2 個) ・原子炉水位低 (L1) 到達 10 分後自動減圧</p> <p>[低圧注水] 低圧 ECCS ・再冠水まで定格流量 ・再冠水後、崩壊熱分注水、L3 ~ L8 維持</p>	<p>[PVC スプレイ] — [海水除熱] RHR による S/P 水冷却 [ベント] —</p>	<p>[電源] 非常用ディーゼル発電機 ・事象発生と同時に起動 ・外部電源なし</p> <p>[水源 (補給含む)] S/C ・初期水量のみで対応可能</p>	<p>—</p>
全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗) + HPCS 失敗 (長期 T B)	<p><b>【事象概要】</b> 全交流動力電源喪失が発生するとともに 24 時間は代替電源等による交流電源復旧も不可となる。これに対し容量を増強した直流電源により 24 時間直流電源を維持し、RCIC による原子炉注水を 8 時間継続し、8 時間以降低圧原子炉代替注水系 (可搬型) にて注水する。また、格納容器ベントにて除熱する。24 時間後からはガスタービン発電機から給電する。</p> <p><b>【機能喪失の前提】</b> ・全交流動力電源喪失 (外部電源、非常用 D/G 等)</p>	<p>[高圧注水] RCIC ・ L2 ~ L8 で水位維持</p> <p>[減圧] 自動減圧機能付き逃がし安全弁 (6 個) ・事象発生から約 8 時間後に手動減圧</p> <p>[低圧注水] ・低圧原子炉代替注水系 (可搬型) ・ RHR 注入ライン経由で注入 ・水位回復まで定格流量 ・水位回復後、崩壊熱分注水、L3 ~ L8 維持</p>	<p>[PVC スプレイ] — [海水除熱] 原子炉補機代替冷却系 ・ 24 時間後に原子炉補機代替冷却系を起動 [ベント] フィルタベント (W/W) ・ PCV 圧力 1 Pd で実施 (約 20 時間後)</p>	<p>[電源] ガスタービン発電機 ・事象発生 24 時間後から給電 ・常設直流電源により 24 時間直流電源を維持 ・外部電源なし</p> <p>[水源 (補給含む)] 輪谷貯水槽 ・輪谷貯水槽から原子炉へ注水</p>	<p>&lt;炉心損傷防止&gt; 可搬型設備による重大事故等対処設備の有効性を確認している。</p>

○：可搬型設備で代替することで炉心損傷を防止できる

×：可搬型設備の代替では炉心損傷を防止できない

—：可搬型設備の代替がある常設設備に期待していない

島根2号炉 重要事故シナケンス（運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）の概要（2/3）

※常設設備を別の常設設備に変更することは考慮していない

事故シナケンスグループ	事象と対応の概要	炉心冷却	炉心損傷防止設備 格納容器除熱	電源・水源	常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性
全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗） +高圧炉心冷却失敗（TBU）	<p><b>【事象概要】</b> 全交流動力電源喪失が発生するとともに24時間は代替電源等による交流電源復旧も不可となり、高圧及び低圧の注水機能喪失が発生する。これに対し容量を増強した直流電源により24時間直流電源を維持し、HPACによる原子炉注水を8.3時間継続し、それ以降低圧原子炉代替注水系（可搬型）にて注水する。また、格納容器ベントにて除熱する。24時間後からはガスタービン発電機から給電する。</p> <p><b>【機能喪失の前記】</b> ・高圧ECCS注水機能（HPCS） ・原子炉隔離時冷却系（RCIC） ・低圧ECCS注水機能（LPCS, LPCI） ・全交流動力電源喪失（外部電源、非常用DG/G）</p> <p><b>【事象概要】</b> 全交流動力電源喪失が発生するとともに直流電源喪失し、高圧及び低圧の注水機能喪失が発生する。これに対し容量を増強した直流電源により24時間直流電源を維持し、HPACによる原子炉注水を8.3時間継続し、それ以降低圧原子炉代替注水系（可搬型）にて注水する。また、格納容器ベントにて除熱する。24時間後からはガスタービン発電機から給電する。</p> <p><b>【機能喪失の前記】</b> ・高圧ECCS注水機能（HPCS） ・原子炉隔離時冷却系（RCIC） ・低圧ECCS注水機能（LPCS, LPCI） ・全交流動力電源喪失（外部電源、非常用DG/G） ・直流電源喪失</p>	<p>[高圧注水] HPAC ・L.3～L.8で水位維持</p> <p>[減圧] 自動減圧機能付き逃がし安全弁（6個） ・事象発生から約8.3時間後に手動減圧</p> <p>[低圧注水] 低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・RHR注入ライン経由で注入 ・水位回復まで定格流量 ・水位回復後、崩壊熱分注水、L.3～L.8維持</p>	<p>[PCVスプレイ] -</p> <p>[海水除熱] 原子炉補機代替冷却系 ・24時間後に原子炉補機代替冷却系を起動</p> <p>[ベント] フィルタベント（W/W） ・PCV圧力1Pdで実施（約20時間後）</p>	<p>[電源] ガスタービン発電機 ・事象発生24時間後から給電 ・常設直流電源により24時間直流電源を維持 ・外部電源なし</p> <p>[水源（補給含む）] ・輪谷貯水槽 ・輪谷貯水槽から原子炉へ注水</p>	<p>○ &lt;炉心損傷防止&gt; 可搬型設備による重大事故等対処設備の有効性を確認している。</p>
全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗） +SRV再閉失敗+HPCS失敗 （TBP）	<p><b>【事象概要】</b> 全交流動力電源喪失が発生するとともに逃がし安全弁1個が閉着し、原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することによって原子炉注水機能が喪失する。これに対し低圧原子炉代替注水系（可搬型）により原子炉へ注水し、格納容器ベントにより除熱する。ガスタービン発電機により直流電源を維持し、非常用母線は24時間後から給電する。</p> <p><b>【機能喪失の前記】</b> ・高圧ECCS注水機能（HPCS） ・低圧ECCS注水機能（LPCS, LPCI） ・全交流動力電源喪失（外部電源、非常用DG/G） ・逃がし安全弁1個閉着</p> <p><b>【事象概要】</b> 全交流動力電源喪失が発生するとともに逃がし安全弁1個が閉着し、原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することによって原子炉注水機能が喪失する。これに対し低圧原子炉代替注水系（可搬型）により原子炉へ注水し、格納容器ベントにより除熱する。ガスタービン発電機により直流電源を維持し、非常用母線は24時間後から給電する。</p> <p><b>【機能喪失の前記】</b> ・高圧ECCS注水機能（HPCS） ・低圧ECCS注水機能（LPCS, LPCI） ・全交流動力電源喪失（外部電源、非常用DG/G） ・逃がし安全弁1個閉着</p>	<p>[高圧注水] RCIC ・SRV1個閉着により水位低下継続 ・原子炉圧力低下により機能喪失</p> <p>[減圧]（閉着した逃がし安全弁1個からの蒸気流出） ・自動減圧機能付き逃がし安全弁（6個） ・低圧原子炉代替注水系（可搬型）の使用が可能となった時点（約2時間20分後）で手動減圧 ・RHR注入ライン経由で注入 ・水位回復まで定格流量 ・水位回復後、崩壊熱分注水（L.3～L.8維持）</p>	<p>[PCVスプレイ] -</p> <p>[海水除熱] 原子炉補機代替冷却系 ・24時間後に原子炉補機代替冷却系を起動</p> <p>[ベント] フィルタベント（W/W） ・PCV圧力1Pdで実施（約22時間後）</p>	<p>[電源] ガスタービン発電機 ・事象発生24時間後から給電 ・常設直流電源により24時間直流電源を維持 ・外部電源なし</p> <p>[水源（補給含む）] ・輪谷貯水槽 ・輪谷貯水槽から原子炉へ注水</p>	<p>○ &lt;炉心損傷防止&gt; 可搬型設備による重大事故等対処設備の有効性を確認している。</p>

○：可搬型設備で代替することで炉心損傷を防止できる

×：可搬型設備の代替では炉心損傷を防止できない

ー：可搬型設備の代替がある常設設備に期待していない

島根2号炉 重要事故シナケケンス (運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故) の概要 (3/3)

※常設設備を別の常設設備に変更することは考慮していない

事故シナケケンス グループ	事象と対応の概要	炉心損傷防止設備		常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合 の成立性		
		炉心冷却	格納容器除熱	電源・水源		
崩壊除去機能喪失 (取水機能喪失) (TW)	<p>【事象概要】 過渡事象(全給水喪失)が発生するとともに取 水機能喪失が発生する。これに対しRCICによ る原子炉注水を継続し、8時間後に原子炉補機代 替冷却系を接続・起動し、LPCIにより原子炉 へ注水し、RHRにより除熱する。 【機能喪失の前提】 ・取水機能(RSW)</p>	<p>[高圧注水] RCIC ・L2～L8で水位維持 [減圧] 自動減圧機能付き逃がし安全弁(6個) ・事象発生から約8時間後 [低圧注水] LPCI ・水位回復まで定格流量 ・水位回復後、崩壊熱分注水、L3～L8維持</p>	<p>[PCVスプレイ] - [海水除熱] 原子炉補機代替冷却系 ・事象発生8時間後に原子炉補機代替冷却系 を起動 [ベント] -</p>	<p>【電源】 ガスタービン発電機 ・事象発生10分後から給電 ・外部電源なし 【水源(補給含む)] S/C ・初期水量のみで対応可能</p>	-	-
崩壊除去機能喪失 (残留熱除去機能喪失) (TW)	<p>【事象概要】 過渡事象(全給水喪失)が発生するとともに残 留熱除去機能喪失が発生する。これに対しRCI Cによる原子炉注水を継続し、8時間後から低 圧原子炉代替注水系(常設)にて注水を継続し、 格納容器ベントにより除熱する。 【機能喪失の前提】 ・残留熱除去系(RHR)</p>	<p>[高圧注水] RCIC ・L2～L8で水位維持 [減圧] 自動減圧機能付き逃がし安全弁(6個) ・事象発生から約8時間後に手動減圧 [低圧注水] 低圧原子炉代替注水系(常設) ・RHR注入ライン経由で注入 ・水位回復まで定格流量 ・水位回復後、崩壊熱分注水、L3～L8維持</p>	<p>[PCVスプレイ] - [海水除熱] - [ベント] フィルタベント(W/W) ・PCV圧力1Pdで実施(約20時間)</p>	<p>【電源】 非常用ディーゼル発電機 ・事象発生と同時に起動 ガスタービン発電機 ・事象発生10分後から給電 ・外部電源なし 【水源(補給含む)] 低圧原子炉代替注水槽 ・準備完了後、輪谷貯水槽より低圧原子炉代替 注水槽に適宜補給</p>	○	<p>&lt;炉心損傷防止&gt; 事象発生8時間後までは、RCICによる注水を継続 し、その後可搬型設備による原子炉注水を実施すること で炉心損傷を防止できる。</p>
原子炉停止機能喪失 (TC)	<p>【事象概要】 過渡事象(主蒸気隔離弁閉止)発生とともに全 制御棒挿入失敗(ARI含む)が発生する。これ に対しHPCS及びRCICにより注水を継続 し、SLCにより蒸気界を確保する。 【機能喪失の前提】 ・スクラム機能(RPS) ・代替制御棒挿入機能(ARI) ・代替原子炉再循環ポンプトリップ機能 (RPT)</p>	<p>[原子炉停止] SLC ・SLC注入はS/C水温高(49°C)から10 分後 [高圧注水] HPCS, RCIC ・水位回復まで定格流量 ・L1Hで水位維持 [減圧] - [低圧注水] -</p>	<p>[PCVスプレイ] - [海水除熱] RHRによるS/P水冷却 [ベント] -</p>	<p>【電源】 外部電源 【水源(補給含む)] S/C ・初期水量のみで対応可能</p>	-	-
LOCA時注水機能喪失 (中破断LOCA)	<p>【事象概要】 LOCA発生とともに高圧及び低圧注水機能 喪失が発生する。これに対し低圧原子炉代替注水 系(常設)により原子炉へ注水し、格納容器ベ ントにより除熱する。 【機能喪失の前提】 ・高圧ECCS注水機能(HPCS) ・原子炉隔離時給排系(RCIC) ・低圧ECCS注水機能(LPCS, LPCI) ・自動減圧機能(ADS) 【事象概要】 ISLOCA(残留熱除去系熱交換器フランジ 部、残留熱除去系機器等からの漏えいを想定)が 発生する。これに対しHPCS及びRCICによ り注水を継続し、破断箇所を隔離する。 【機能喪失の前提】</p>	<p>[高圧注水] - [減圧] 自動減圧機能付き逃がし安全弁(6個) ・事象発生から約30分後に手動減圧 [低圧注水] 低圧原子炉代替注水系(常設) ・RHR注入ライン経由で注入 ・再冠水まで定格流量 ・再冠水後、崩壊熱分注水(L3～L8維持)</p>	<p>[PCVスプレイ] - [海水除熱] - [ベント] フィルタベント(W/W) ・PCV圧力1Pdで実施(約22時間)</p>	<p>【電源】 非常用ディーゼル発電機 ・事象発生と同時に起動 ガスタービン発電機 ・事象発生10分後から給電 ・外部電源なし 【水源(補給含む)] 低圧原子炉代替注水槽 ・準備完了後、輪谷貯水槽より低圧原子炉代替 注水槽に適宜補給</p>	×	<p>&lt;炉心損傷防止&gt; 炉心損傷回避のためには、約1時間までに注水する必 要があるが、可搬型設備の使用は約2時間20分を想定し ているため、可搬型設備による原子炉注水では炉心損傷 は防止できない。  &lt;格納容器破損防止&gt; リロケーション後、MCC1の発生防止のためにベデ スタルに約5.3時間までに水添約2.4mの水張りを完了さ せる必要があるが、可搬型設備で対応できる。</p>
格納容器バイパス (ISLOCA)	<p>【機能喪失の前提】</p>	<p>[高圧注水] HPCS, RCIC [減圧] 自動減圧機能付き逃がし安全弁(6個) ・事象発生から約30分後に中央制御室による 破断箇所隔離に失敗し、漏えい抑制のため に手動減圧 [低圧注水] -</p>	<p>格納容器バイパス事象であるため、格納容器制 のマネジメントは不要 (ただし、破断箇所の隔離後は通常の停止手順 で冷温停止に移行)</p>	<p>【電源】 外部電源 【水源(補給含む)] S/C ・初期水量のみで対応可能</p>	-	-

○：可搬型設備で代替することで炉心損傷を防止できる

×

○：可搬型設備の代替では炉心損傷を防止できない

-：可搬型設備の代替がある常設設備に期待していない

島根2号炉 重要事故シナリオ (運転中の原子炉における重大事故) の概要

※常設設備を別の常設設備に変更することは考慮していない

格納容器破損モード	事象設定	損傷炉心冷却	格納容器破損防止設備	電源・水源	常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性
過温・過圧破損防止(残留熱代替除去系を使用する場合)	<p><b>【事象概要】</b> 大破断LOCA(再循環ポンプ吸込側配管の同時破断を想定)発生とともに高圧及び低圧注水機能喪失及び全交流動力電源喪失が発生し、炉心損傷に至る。これに対し、ガスタービン発電機から給電した、残留熱代替除去系により炉心への注水、格納容器の除熱を実施する。 <b>【機能喪失の前提】</b> ・高圧ECCS注水機能(HPCS) ・原子炉隔離時冷却系(RCIC) ・低圧ECCS注水機能(LPCS, LPCI) ・全交流動力電源喪失(外部電源、非常用D/G)</p>	<p>【高圧注水】 - 【減圧】 - (LOCAにより減圧) 【低圧注水】 低圧原子炉代替注水系(常設) ・RHR(A)注入ライン経由で注入 残留熱代替除去系 ・事象発生10時間後から開始</p>	<p>【海水除熱】原子炉補機代替冷却系 ・事象発生10時間後準備完了 【代替循環冷却】 残留熱代替除去系を用いた代替循環冷却 ・事象発生10時間後開始 【窒素注入】可搬式窒素供給装置 ・事象発生12時間後から注入開始</p>	<p>【電源】ガスタービン発電機 ・外部電源なし ・事象発生10分後から給電 【水源(補給含む)] 低圧原子炉代替注水槽(原子炉注水) ・準備完了後、輸送貯水槽より低圧原子炉代替注水槽に適宜補給</p>	<p>&lt;格納容器破損防止&gt; リロケーション後、MCCIの発生防止のためにベデスタルに約3.2時間までに水深約2.4mの水張りを完了させる必要があるが、可搬型設備で対応できる。</p>
過温・過圧破損防止(残留熱代替除去系を使用しない場合)	<p><b>【事象概要】</b> 大破断LOCA(再循環ポンプ吸込側配管の同時破断を想定)発生とともに高圧及び低圧注水機能喪失及び全交流動力電源喪失が発生し、炉心損傷に至る。これに対しガスタービン発電機から給電した低圧原子炉代替注水系(常設)により炉心へ注水し、格納容器ベントにより除熱する。 <b>【機能喪失の前提】</b> ・高圧ECCS注水機能(HPCS) ・原子炉隔離時冷却系(RCIC) ・低圧ECCS注水機能(LPCS, LPCI) ・全交流動力電源喪失(外部電源、非常用D/G)</p>	<p>【高圧注水】 - 【減圧】 - (LOCAにより減圧) 【低圧注水】 低圧原子炉代替注水系(常設) ・RHR(A)注入ライン経由で注入</p>	<p>【PCVスプレイ】 格納容器代替スプレイ系(可搬型) ・事象発生28時間後にPCVスプレイを実施 【海水除熱】 - 【ベント】 フィルタベント(W/W) ・外部注水量4,000m<sup>3</sup>到達まで実施(約73時間)</p>	<p>【電源】ガスタービン発電機 ・外部電源なし ・事象発生10分後から給電 【水源(補給含む)] 低圧原子炉代替注水槽(原子炉注水) ・準備完了後、輸送貯水槽より低圧原子炉代替注水槽に適宜補給 輸送貯水槽(格納容器スプレイ)</p>	<p>&lt;格納容器破損防止&gt; リロケーション後、MCCIの発生防止のためにベデスタルに約3.2時間までに水深約2.4mの水張りを完了させる必要があるが、可搬型設備で対応できる。</p>
高圧溶融物放出/格納容器劣化直後加熱(DCH)	<p><b>【事象概要】</b> 過渡事象(全給水喪失)が発生するとともに高圧及び低圧の注水機能(重大事故等対処設備を含む)、自動減圧機能喪失が発生し、炉心損傷に至る。この後に、手順に従いBAF+燃料有効長20%でPCV破損前(原子炉圧力容器下鏡温度300℃)で事前水張り</p>	<p>【高圧注水】 - 【減圧】 自動減圧機能付き逃がし安全弁(2備) ・BAF+燃料有効長20%で自動減圧</p>	<p>【ペダスタル注水】 ペダスタル代替注水系(可搬型) ・RPV破損前(原子炉圧力容器下鏡温度300℃)で事前水張り</p>	<p>【電源】ガスタービン発電機 ・外部電源なし ・事象発生10分後から給電 【水源(補給含む)] 輸送貯水槽(ペダスタル注水、格納容器スプレイ)</p>	<p>-</p>
原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用(FCI)	<p><b>【機能喪失の前提】</b> ・高圧ECCS注水機能(HPCS) ・原子炉隔離時冷却系(RCIC) ・低圧ECCS注水機能(LPCS, LPCI) ・自動減圧機能(ADS) ・全交流動力電源喪失(外部電源、非常用D/G)</p>	<p>【低圧注水】 -</p>	<p>【代替循環冷却】 残留熱代替除去系を用いた代替循環冷却 ・事象発生10時間後開始 ※本シナリオでは注水先は原子炉ではなく、格納容器</p>	<p>&lt;格納容器破損防止&gt; 可搬型設備による重大事故等対処設備の有効性を確認している。</p>	<p>-</p>
溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)	<p>過温・過圧破損(残留熱代替除去系を使用する場合)と同じ。</p>	<p>過温・過圧破損(残留熱代替除去系を使用する場合)と同じ。</p>	<p>過温・過圧破損(残留熱代替除去系を使用する場合)と同じ。</p>	<p>過温・過圧破損(残留熱代替除去系を使用する場合)と同じ。</p>	<p>&lt;格納容器破損防止&gt; 過温・過圧破損(残留熱代替除去系を使用する場合)と同じ。</p>
水素燃焼	<p>過温・過圧破損(残留熱代替除去系を使用する場合)と同じ。</p>	<p>過温・過圧破損(残留熱代替除去系を使用する場合)と同じ。</p>	<p>過温・過圧破損(残留熱代替除去系を使用する場合)と同じ。</p>	<p>過温・過圧破損(残留熱代替除去系を使用する場合)と同じ。</p>	<p>&lt;格納容器破損防止&gt; 過温・過圧破損(残留熱代替除去系を使用する場合)と同じ。 水素燃焼の観点では、炉心損傷及びRPV破損有無に係らず事象発生から7日間は酸素濃度が可燃限界の5vol%に到達しない。</p>

○：可搬型設備で代替することで格納容器破損を防止できる

×：可搬型設備の代替では格納容器破損を防止できない

-：可搬型設備の代替がある常設設備に期待していない



島根2号炉 燃料プールにおける重大事故に至るおそれのある事故の概要

※常設設備を別の常設設備に変更することは考慮していない

事故シケケンス	起回事象	冷却材漏えい・開確	重大事故等対処設備等			常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性
			注水	除熱	サポート系（電源等）	
想定事故1	燃料プール冷却及び注水機能喪失	なし	[燃料プール注水] 燃料プールスプレイス（常設スプレイヘッド使用） 燃料プール注水開始後約7.9時間後に注水開始 ・事象発生約7.9時間後に注水開始	期待しない	[電源] 非常用ディーゼル発電機 ・事象発生と同時に起動 ・外部電源なし [水源（補給含む）] 輪谷貯水槽（燃料プール注水）	<燃料損傷防止> 可搬型スプレイノズルに置き換えた場合においても、事象発生約7.9時間後までに準備を完了する必要があるが、対応できる。
想定事故2	燃料プール冷却等の配管破断	漏えい（FPC、RHRポンプよりプール側） サイフォンブレイク配管により漏えい停止	[燃料プール注水] 燃料プールスプレイス（常設スプレイヘッド使用） 燃料プール注水開始後約7.6時間後に注水開始 ・事象発生約7.6時間後に注水開始	期待しない	[電源] 非常用ディーゼル発電機 ・事象発生と同時に起動 ・外部電源なし [水源（補給含む）] 輪谷貯水槽（燃料プール注水）	<燃料損傷防止> 可搬型スプレイノズルに置き換えた場合においても、事象発生約7.6時間後までに準備を完了する必要があるが、対応できる。

○：可搬型設備で代替することで燃料損傷を防止できる

×：可搬型設備の代替では燃料損傷を防止できない

一：可搬型設備の代替がある常設設備に期待していない

島根2号炉 重要事故シケケンス（運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれのある事故）の概要

※常設設備を別の常設設備に変更することは考慮していない

事故シケケンス	起回事象	重大事故等対処設備等					常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性
		停止系	減圧	注水	除熱	電源・水源	
崩壊熱除去機能喪失	運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障による崩壊熱除去機能喪失	—	炉圧上昇に伴い手動減圧を実施	[低圧注水] 残留熱除去系（低圧注水モード） ・事象発生2時間後から注水を実施	[海水除熱] 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） ・原子炉水位回復から約20分後から除熱を開始	[電源] 非常用ディーゼル発電機 ・事象発生と同時に起動 ・外部電源なし	—
全交流動力電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等による外部電源を喪失（及び全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失による全交流動力電源喪失）	—	炉圧上昇に伴い手動減圧を実施	[低圧注水] 低圧原子炉代替注水系（常設） ・事象発生2時間後から注水を実施	[海水除熱] 原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） ・事象発生10時間後から除熱を実施	[電源] ガスタービン発電機 ・外部電源なし ・事象発生10分後から給電 [水源（補給含む）] 低圧原子炉代替注水槽 ・準備完了後、輪谷貯水槽より低圧原子炉代替注水槽に適宜補給	<燃料損傷防止> 崩壊熱による冷却材の蒸発により、TAF到達まで約6.1時間であり、原子炉注水を2時間30分から開始できることから、可搬型設備で対応できる。
原子炉冷却材の流出	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の系統切替時に原子炉冷却材が流出（ミニマムフロー弁の開操作忘れ）	—	—	[低圧注水] 低圧ECCS 残留熱除去系（低圧注水モード） ・事象発生2時間後から注水を実施	[海水除熱] 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） ・原子炉注水後除熱を開始	[電源] 非常用ディーゼル発電機 ・事象発生と同時に起動 ・外部電源なし	—
反応度の懸投	制御棒の最大反応度面値に対する核的制限値を超える斜め隣接の制御棒が駆引放される	安全保護系（中性子束高）	—	—	—	[電源] 外部電源	—

○：可搬型設備で代替することで燃料破損を防止できる

×：可搬型設備の代替では燃料破損を防止できない

一：可搬型設備の代替がある常設設備に期待していない

## 23. 最長許容炉心露出時間及び原子炉水位不明時の対応について

### 1. 「最長許容炉心露出時間」

最長許容炉心露出時間は、原子炉停止後の経過時間に依存した曲線であり、原子炉注水により燃料棒有効長頂部（TAF）回復を確認した場合は、燃料棒有効長頂部（TAF）以下継続時間を測定し、第1図を用いて、禁止領域（炉心損傷の可能性のある領域）に入っているかを確認する。



第1図 原子炉停止後時間に対する最長許容炉心露出時間

### 2. 原子炉水位不明時の概要

重大事故等対処設備とする原子炉水位は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）及び原子炉水位（SA）があり、それぞれの計測範囲で原子炉压力容器内の水位を確認する。

#### (1) 水位不明判断条件

原子炉水位不明は以下により確認する。

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

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第2図 水位不明判断曲線

(2) 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」における水位不明時の対応について

有効性評価の格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」で想定される事故シーケンスでは、原子炉冷却材喪失（大破断LOCA発生）により、第2図に示す水位不明領域となるため、運転員は水位不明を判断する。水位不明を判断した場合、原子炉水位LOまで冠水させるために必要な水量を注水し、その後、崩壊熱による蒸発量相当の注水量に流量調整することで、損傷炉心の冷却を維持することとする。

(3) 炉心損傷後における水位不明判断時の対応手順について

上記のとおり、炉心損傷後の対応手順として、水位不明を判断し外部水源に期待した原子炉注水を実施する場合には、手順に従い、原子炉水位LOまで水位回復させるために約230m<sup>3</sup>/hで30分継続して注水する。原子炉水位LO到達後に崩壊熱による蒸発量相当の注水量よりも多い注水量で注水する場合には、原子炉に持ち込んだ水がLOCA破断口から格納容器へ流出しサブプレッション・プール水位の上昇につながるため、格納容器フィルタベント系による格納容器除熱の開始時間が早まる。そのため、原子炉水位LO到達までに必要な注水時間の注水を実施した後は、格納容器フィルタベント系による格納容器除熱を可能な限り遅延させ環境への影響を低減させるため、崩壊熱による蒸発量相当の注水量とする。

なお、残留熱代替除去系の起動等によりサブプレッション・チェンバを水源とした原子炉注水に切り替える場合には、崩壊熱による蒸発量相当の注水量には変更せず、所定の流量での注水を継続する。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

#### (4) 水位不明判断時の原子炉水位の推定手段について

上記のとおり、水位不明と判断した場合、原子炉注水流量及び必要な注水時間により、原子炉水位L0位置までの水位回復を判断する。

その後、原子炉水位をL0以上で維持するためには、崩壊熱による蒸発量相当の注水量以上での注水の継続及び原子炉压力容器下部が健全であることが必要となる。仮に原子炉压力容器下部からの漏えいにより、原子炉水位をL0以上に維持できない場合は、サプレッション・プール水位の顕著な上昇がなく、原子炉压力容器表面温度が上昇すると考えられるため、以下のパラメータによって損傷炉心の冷却維持を判断することとする。

- ・崩壊熱相当の注水量以上で原子炉注水を継続していること
- ・サプレッション・プール水位が顕著に上昇していること
- ・原子炉压力容器表面温度が過熱状態にないこと

残留熱代替除去系等のサプレッション・チェンバを水源とした注水手段を確保できる場合には、崩壊熱相当及び漏えいを補う注水量以上で注水を継続することで、原子炉压力容器下部からの漏えいが生じている場合でも、サプレッション・プールの水位上昇を防止しつつ損傷炉心の冷却維持を図る。

一方、残留熱代替除去系が使用できない場合において、原子炉压力容器下部からの漏えいが生じている場合等には、原子炉水位L0到達の判断後に原子炉注水を崩壊熱による蒸発量相当の注水量とすると、原子炉水位が低下し損傷炉心の冷却維持ができない可能性がある。この場合、その後の事象進展により炉心下部プレナムへ熔融炉心が移行することになるが、原子炉压力容器下鏡温度が300℃に到達した時点で、損傷炉心の冷却失敗を判断し、原子炉压力容器破損に備えた対応を実施することとする。

上記のとおり、崩壊熱による蒸発量相当の注水量に調整した場合、損傷炉心の冷却維持ができず、いずれは原子炉压力容器の破損に至る可能性があるが、崩壊熱による蒸発量相当の注水量に調整しない場合（流量低下しない場合）においても、いずれはサプレッション・プール水位の上昇により格納容器フィルタベント系による格納容器除熱操作を実施することとなり、サプレッション・チェンバからのベントライン水没防止のために原子炉注水を崩壊熱による蒸発量相当の注水量に減少させる必要があり、その後、原子炉压力容器の破損に至ることになる。

そのため、原子炉压力容器表面温度の上昇等により、損傷炉心の冷却失敗の兆候を確認した場合には、原子炉注水流量を増加させることはせず、原子炉水位L0到達を判断した時点で崩壊熱による蒸発量相当の注水量に変更することにより、サプレッション・プール水位上昇を抑制し、格納容器フィルタベント系による格納容器除熱操作の実施を可能な限り遅延させることとする。したがって、破断位置等の違いによる注水手順の差異は生じない。

上記の原子炉水位不明時における原子炉水位の推定手段について第1表に示す。なお、流量計指示が正常な状況で崩壊熱による蒸発量相当の注水が失敗し

ている場合には、流量計下流での注水配管の破断による漏えいが考えられるが、その場合に有意な変化を示すと考えられるパラメータを第2表に示す。格納容器スプレイの実施によりドライウェル雰囲気温度・圧力の上昇が継続しない等、状況によっては正確な判断が難しい場合が存在するが、第2表に記載の場合は注水失敗の傾向を判断することが可能と考えられる。ただし、注水が失敗している傾向を確認した場合においても崩壊熱による蒸発量相当の注水を継続し、最終的には原子炉圧力容器表面温度が 300℃に到達した時点で注水不可を判断することとする。

第1表 原子炉水位不明時における原子炉水位の推定手段

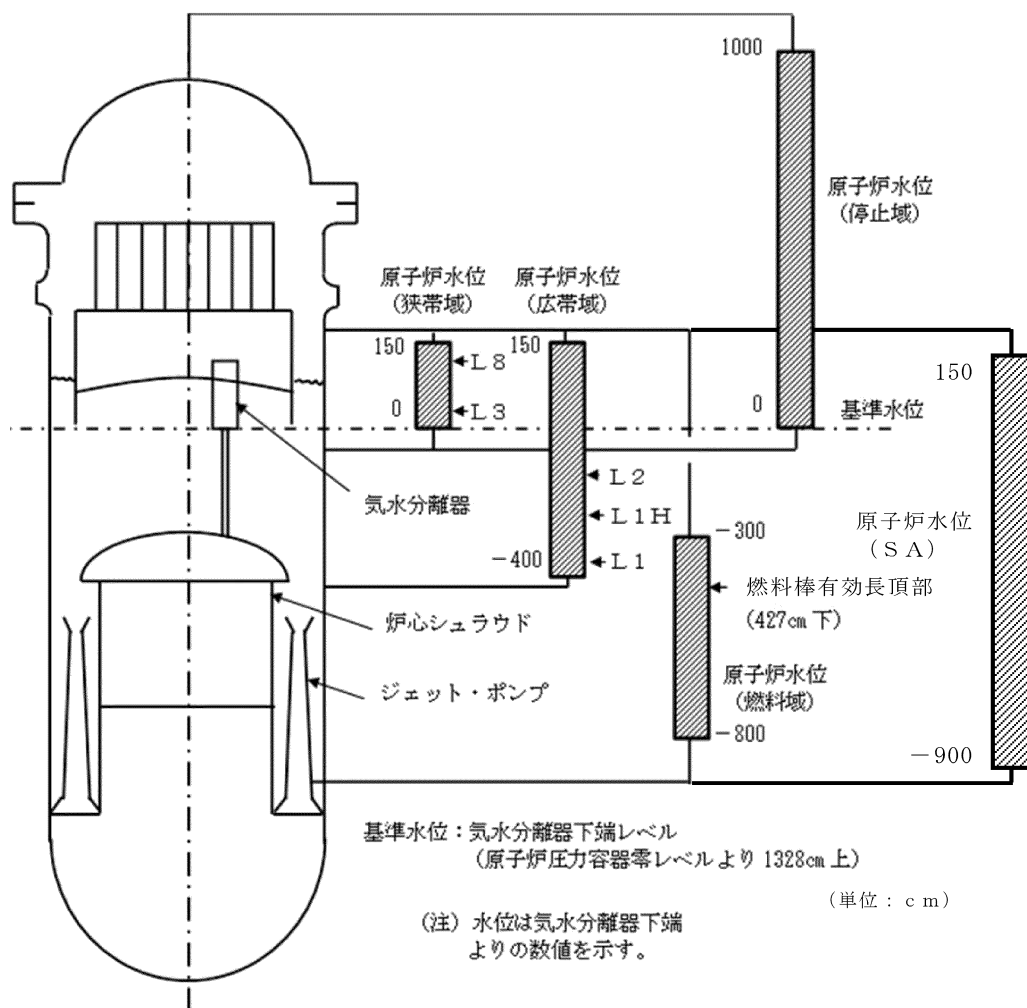
推定事項	判断パラメータ
原子炉水位L0までの水位回復判断	原子炉注水量と必要注水時間
損傷炉心の冷却維持判断 (原子炉水位L0以上の水位維持)	原子炉水位L0到達判断後、以下を満たすことで損傷炉心の冷却維持を判断する。 ・原子炉注水流量：崩壊熱による蒸発量相当の注水量の確保
損傷炉心の冷却失敗判断 (原子炉水位L0以下に低下，炉心損傷の進展)	原子炉圧力容器温度（下鏡部）：300℃到達

第2表 パラメータ推移

漏えい箇所	パラメータ推移
原子炉建物内で漏えいしている場合	<ul style="list-style-type: none"> <li>・原子炉建物内の漏えい検知設備の作動により，注水系統からの漏えいを判断可能な場合がある</li> <li>・原子炉圧力容器内に崩壊熱による蒸発量相当の注水できていない場合，発生した蒸気が炉心部で過熱され，過熱蒸気として格納容器内に流出するため，格納容器スプレイを実施していない場合においては，ドライウエル雰囲気温度・圧力の上昇が継続する可能性がある</li> <li>・低圧原子炉代替注水ポンプの吐出圧力低下や代替注水流量（常設）の流量増加によって漏えいを判断可能な場合がある</li> </ul>
格納容器内で漏えいしている場合	<ul style="list-style-type: none"> <li>・原子炉へ注入する冷却水がドライウエルからベント管を通じてサブプレッション・チェンバに移行することで，サブプレッション・プール水位が上昇する可能性がある</li> <li>・原子炉圧力容器内に崩壊熱による蒸発量相当の注水できていない場合，発生した蒸気が炉心部で過熱され，過熱蒸気として格納容器内に流出するため，格納容器スプレイを実施していない場合においては，ドライウエル雰囲気温度・圧力の上昇が継続する可能性がある</li> <li>・低圧原子炉代替注水ポンプの吐出圧力低下や代替注水流量（常設）の流量増加によって漏えいを判断可能な場合がある</li> </ul>

## 24. 原子炉水位及びインターロックの概要

原子炉圧力容器水位計装説明図を図1に示す。



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

図1 原子炉圧力容器水位計装説明図

## 28. ADS 自動起動阻止操作の失敗による評価結果への影響（参考評価）

### 1. はじめに

自動減圧系は、格納容器圧力高 (13.7kPa [gage]) 信号及び原子炉水位低 (レベル1) 信号の発生から 120 秒の時間遅れ後に作動する。

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

この急激な出力上昇を防ぐために、原子炉スクラム失敗時には自動減圧系の自動起動を阻止するためのスイッチを設けるとともに、手順書を整備し、継続的な訓練を実施している。これを考慮し、「原子炉停止機能喪失」の有効性評価では、運転員による自動減圧系の自動起動を阻止する操作に期待している。ここでは、自動減圧系の自動起動阻止操作に失敗した場合の影響を確認するため、TRACG (REDYでは減圧挙動<sup>\*1</sup>を取り扱うことができないため) を用いて感度解析を実施した。なお、TRACGコードはREDYコードで取り扱うことができない中性子束振動現象を評価し、評価結果を参照するために用いたコードである。本評価はこの目的に照らして実施したものではないため、本評価はあくまで参考評価の位置付けである。

### 2. 評価条件

本評価における事象想定は、初期炉心流量を 85% とすること、自動減圧系の自動起動阻止操作失敗を想定すること以外は、有効性評価と同じである。

### 3. 評価結果

評価結果を図 1 から図 7 に示す。評価結果のまとめを表 1 に示す。また、参考までに「反応度投入事象に関する評価指針」に照らした評価結果を表 2 に示す。<sup>\*2</sup>

事象発生から約 8.4 分後に原子炉水位が原子炉水位低 (レベル1) に到達し、それから 120 秒後の事象発生から 10.4 分後に自動減圧系が作動する。自動減圧系が作動することにより、高圧炉心スプレイ系流量が増加する。その後、更に原子炉は減圧され、事象発生から約 14.2 分後に低圧炉心スプレイ系、約 15.0 分後から低圧注水系による注水が始まる。低圧炉心スプレイ系、低圧注水系による注水により炉内のボイド率が低下し、正の反応度が投入されることにより原子炉出力は上昇する。しかしながら、ボイド及びドップラフィードバックによる出力抑制、原子炉圧力上昇による低圧炉心スプレイ系、低圧注水系停止により原子炉出力は低下する。このときの急激な出力上昇により燃料被覆管温度



は最大 1,015°Cまで上昇する結果となる。また、この過程における全反応度の最大値は約 1.02\$ である。

※1：低圧状態における修正 Shumway 相関式の適用性

TRACGに組み込まれているリウエット相関式である、修正 Shumway 相関式は、試験データベースの圧力範囲が 0.4~9 MPa とされている (TRACG Model Description (NEDO-32176) 6.6.7 章参照)。よって、修正 Shumway 相関式は、ADS 自動起動阻止失敗時に原子炉圧力が減圧された低圧状態 (0.5~0.6MPa 程度) においても適用可能とされており、かつ、最小安定膜沸騰温度を保守側 (低め) に予測する。

※2：「反応度投入事象に関する評価指針」で示される判断基準 (燃料エンタルピ) は、室温・大気圧・自然対流の冷却水中における単一の標準燃料に対する NSRR 実験に基づくものであり、今回のような運転中でかつ急速な減圧に伴い反応度が投入される事象とは想定している事象が大きく異なるが、投入される反応度の大きさを把握するために参考として示すものである。

表1 ADS自動起動阻止操作の失敗を考慮した場合の評価項目への影響

項目	解析結果 (TRACG)	判断基準
自動減圧系の自動起動を 阻止する操作	失敗	—
燃料被覆管最高温度 (°C)	約 1,015	1,200°C以下
燃料被覆管の酸化量 (%)	— (評価せず)	15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリに かかる圧力の最大値 (MPa[gage])	約 8.54	10.34MPa[gage] (最高使用 圧力 1.2 倍) 未満
原子炉格納容器バウンダリに かかる圧力の最大値 (kPa[gage])	約 161 <sup>※3</sup>	853kPa[gage] (限界圧力) 未満
原子炉格納容器バウンダリにかか る温度の最大値 (サプレッション・ プール水温度) (°C)	約 109 <sup>※3</sup>	200°C (限界温度) 未満

※3 : 1200 秒時点での値

表2 「反応度投入事象に関する評価指針」に照らした評価結果

項目	解析結果 (TRACG)	判断基準
燃料エンタルピ (cal/g・UO <sub>2</sub> )	115 <sup>※4</sup>	230 <sup>※5</sup>

※4 : ADS作動後における出力上昇時の最大値

※5 : 燃料エンタルピの最大値

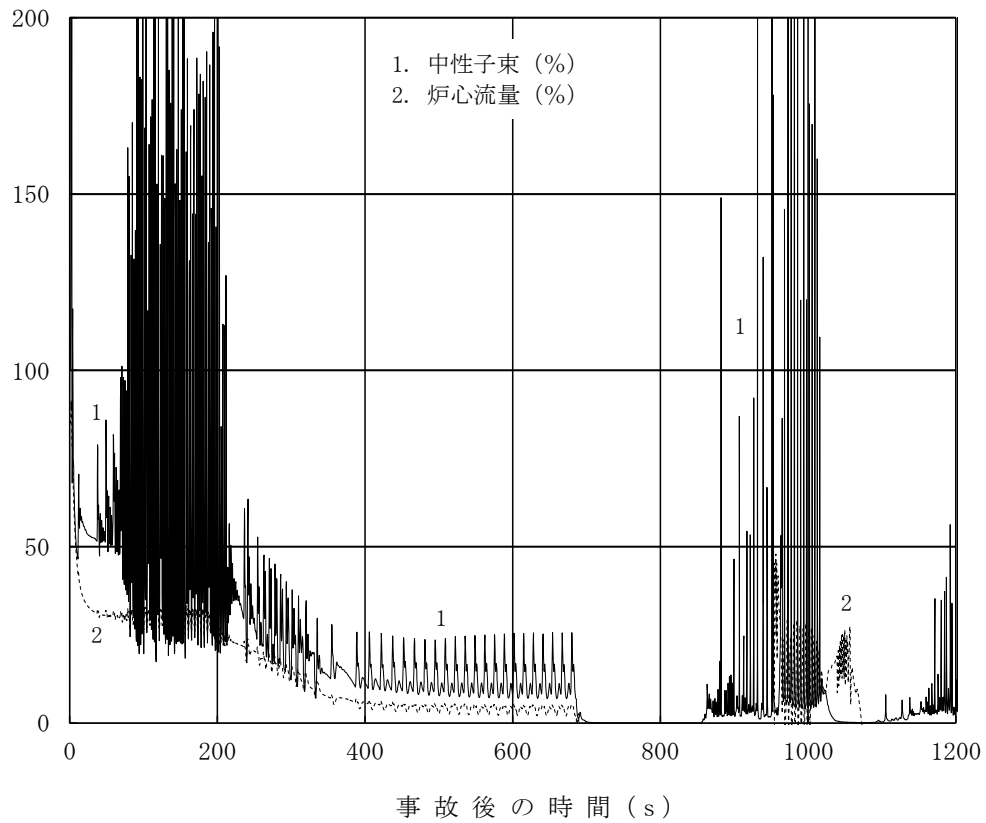


図1 中性子束, 炉心流量の時間変化 (事象発生から 1200 秒まで)

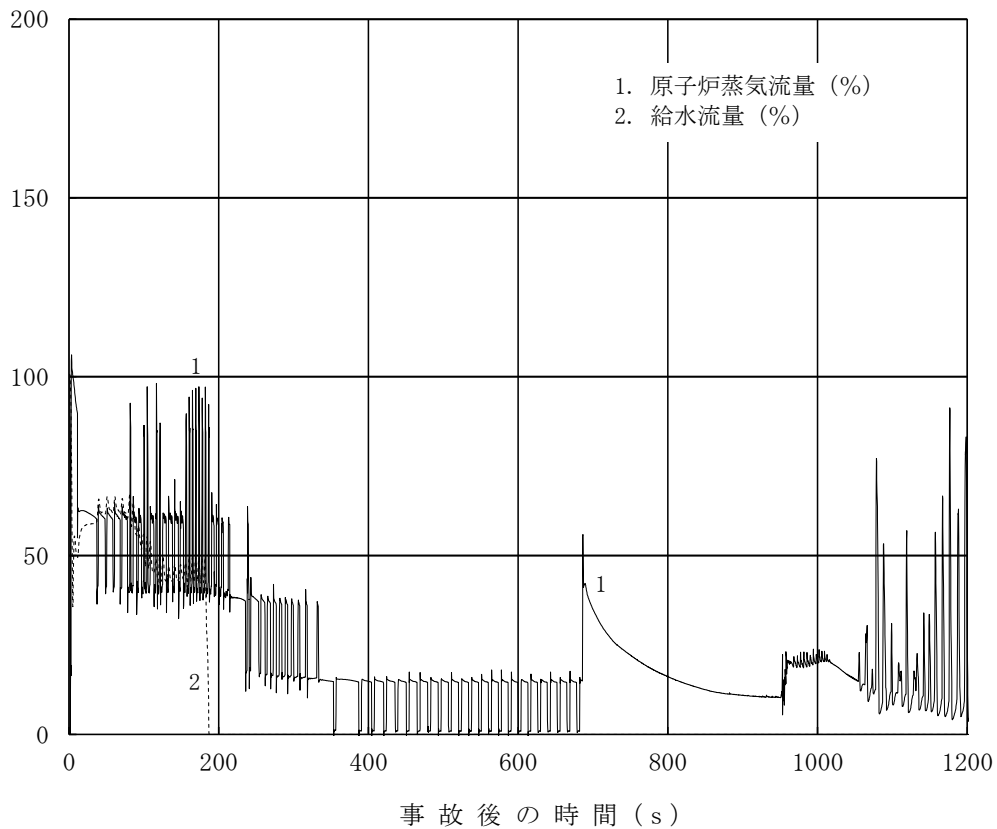


図2 原子炉蒸気流量, 給水流量の時間変化 (事象発生から 1200 秒まで)

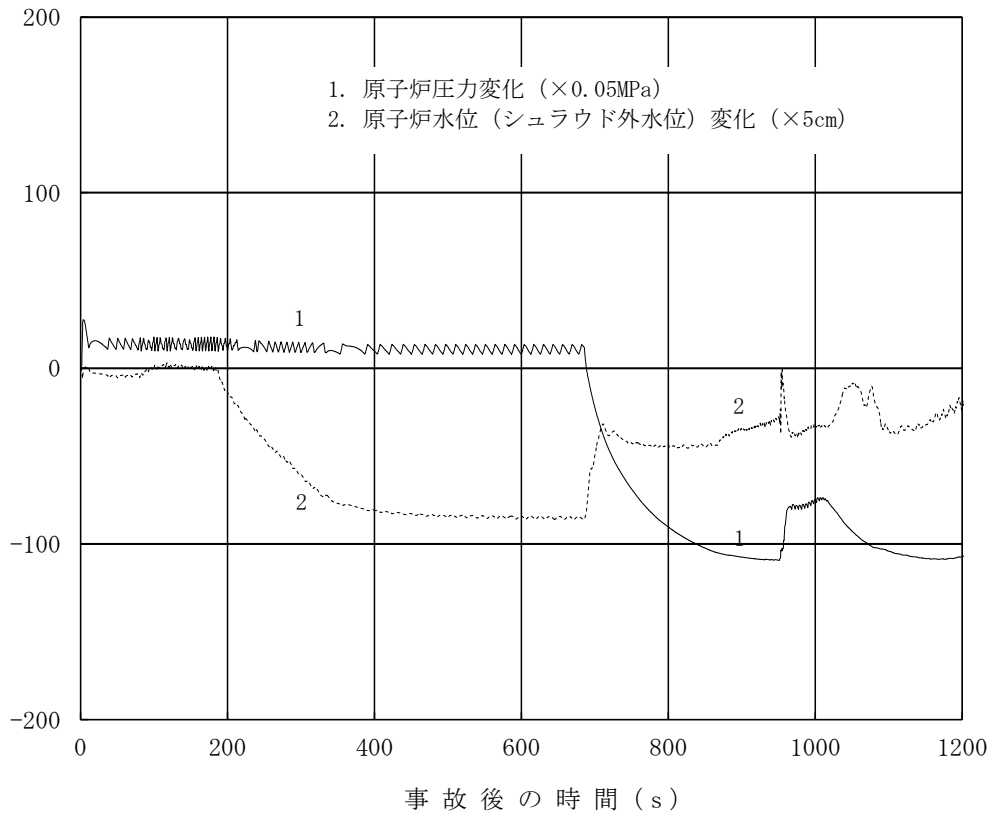


図3 原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位) の時間変化 (事象発生から 1200 秒まで)

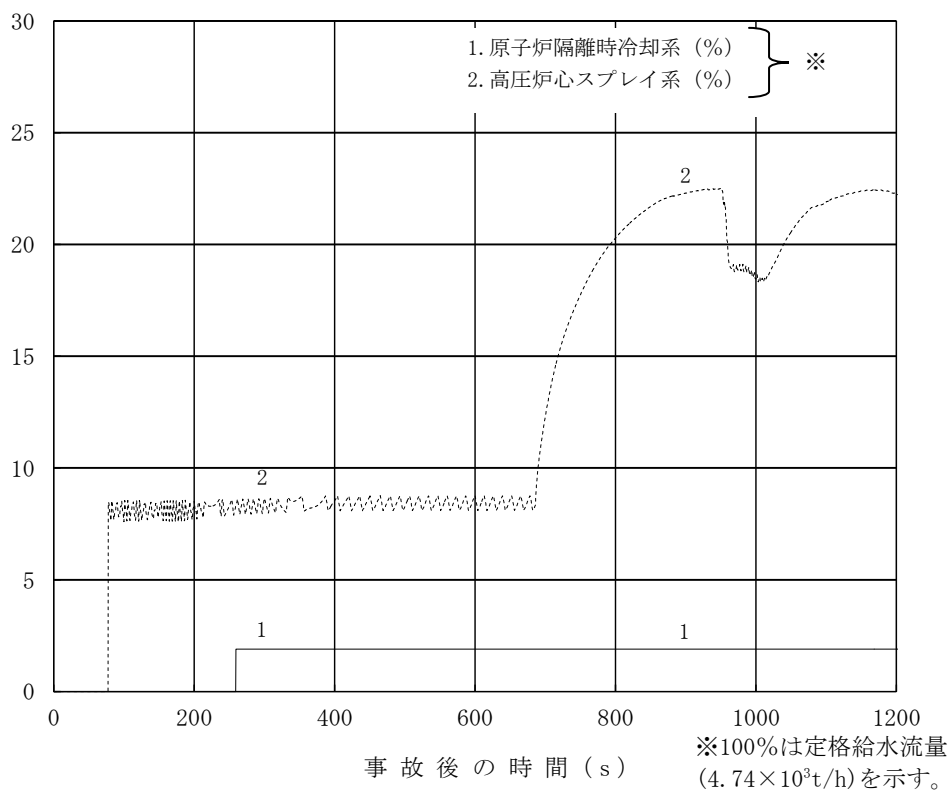


図4 原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心スプレイ系の流量の時間変化 (事象発生から 1200 秒まで)

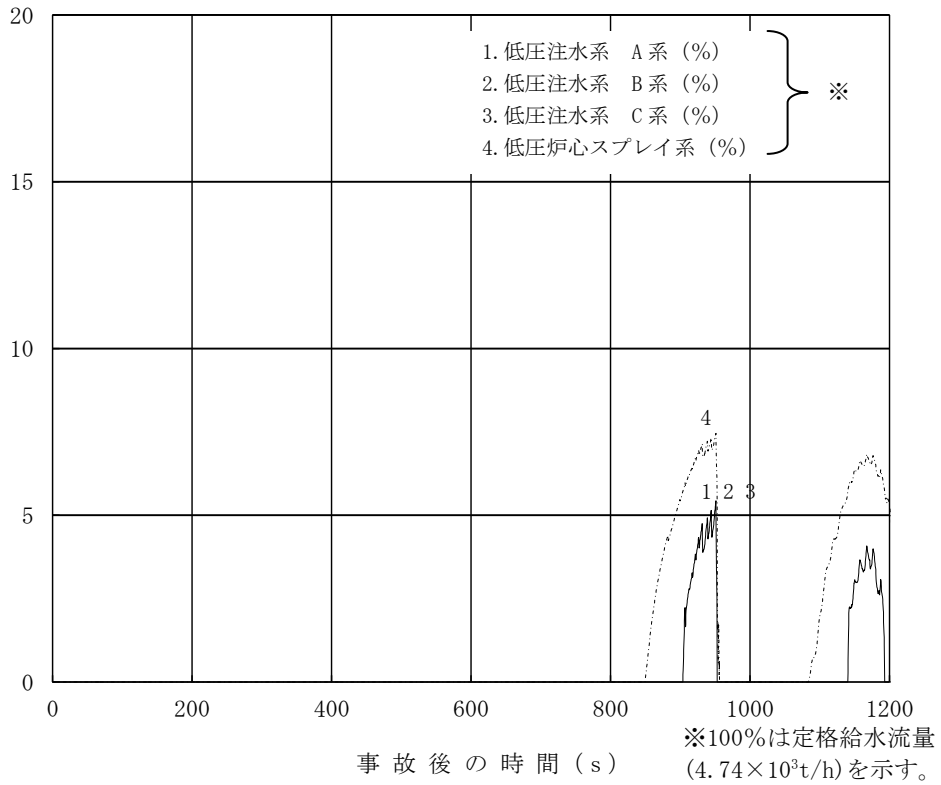


図5 低圧炉心スプレイ系，低圧注水系の流量の時間変化  
 (事象発生から 1200 秒まで)

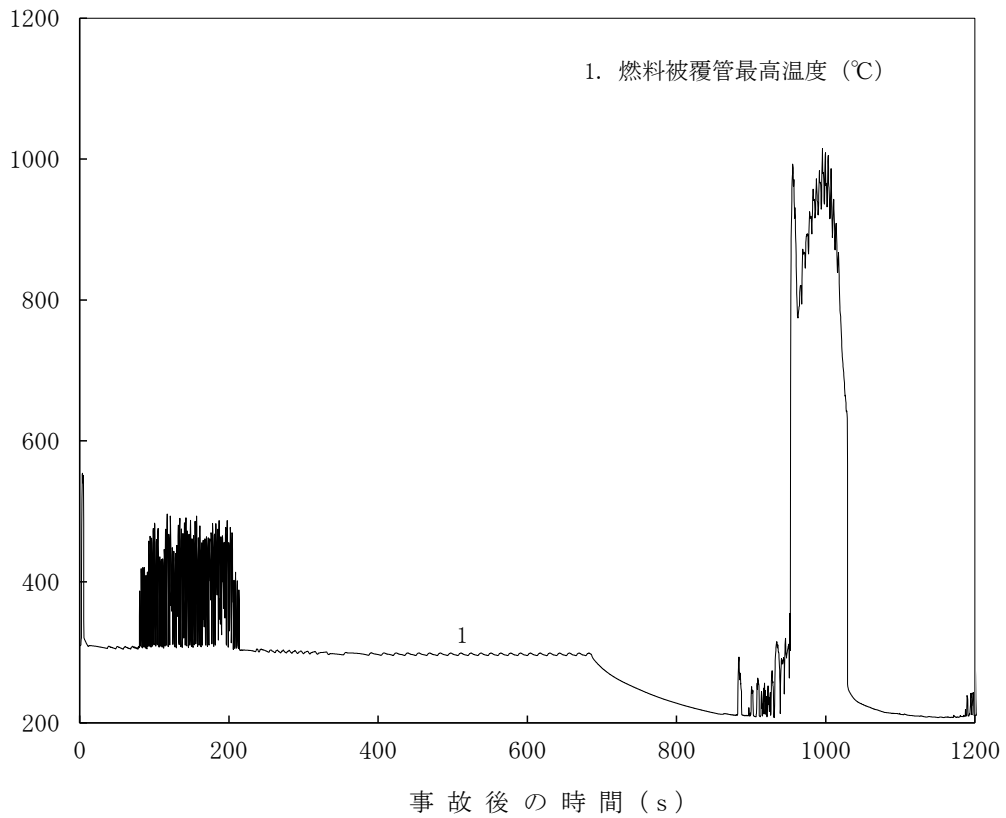


図6 燃料被覆管温度の時間変化 (事象発生から 1200 秒まで)

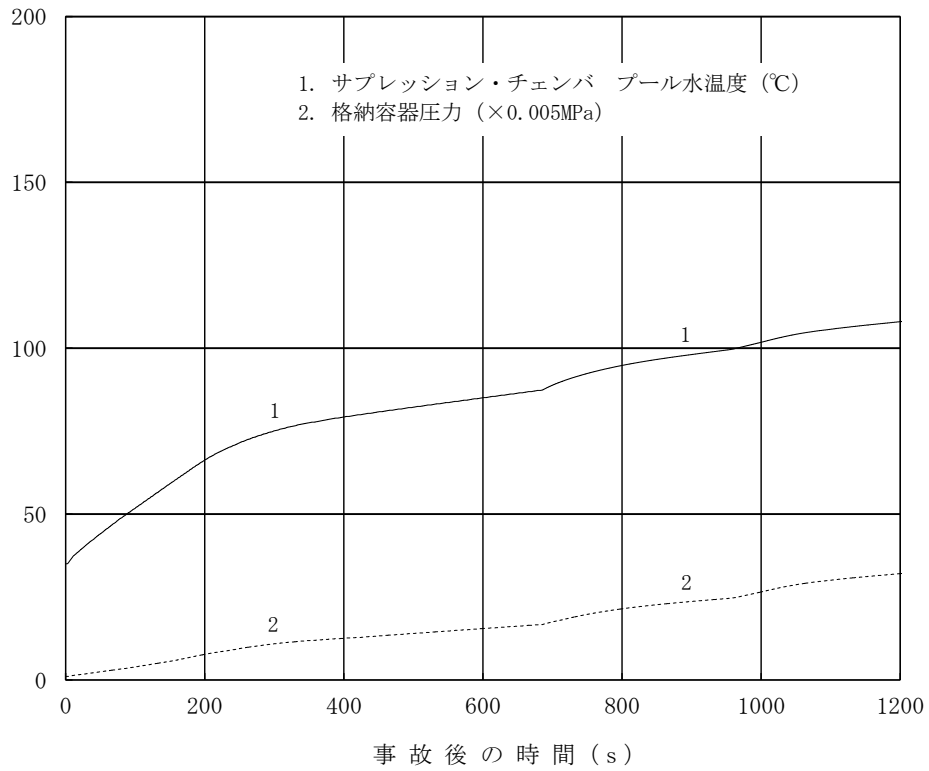


図7 サプレッション・プール水温度，格納容器圧力の時間変化  
(事象発生から 1200 秒まで)

32. 原子炉減圧に関する各種対策及び逃がし安全弁(SRV)の耐環境性能向上に向けた今後の取り組みについて

島根原子力発電所2号炉  
重大事故等対処設備について（補足説明資料）抜粋

46-10 その他設備



以下に、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための自主対策設備の概要を示す。

(1) タービンバイパス弁

主蒸気隔離弁が全開状態であり、かつ常用電源が健全で、復水器真空が維持できている場合に、タービンバイパス弁を開操作することで原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧する。

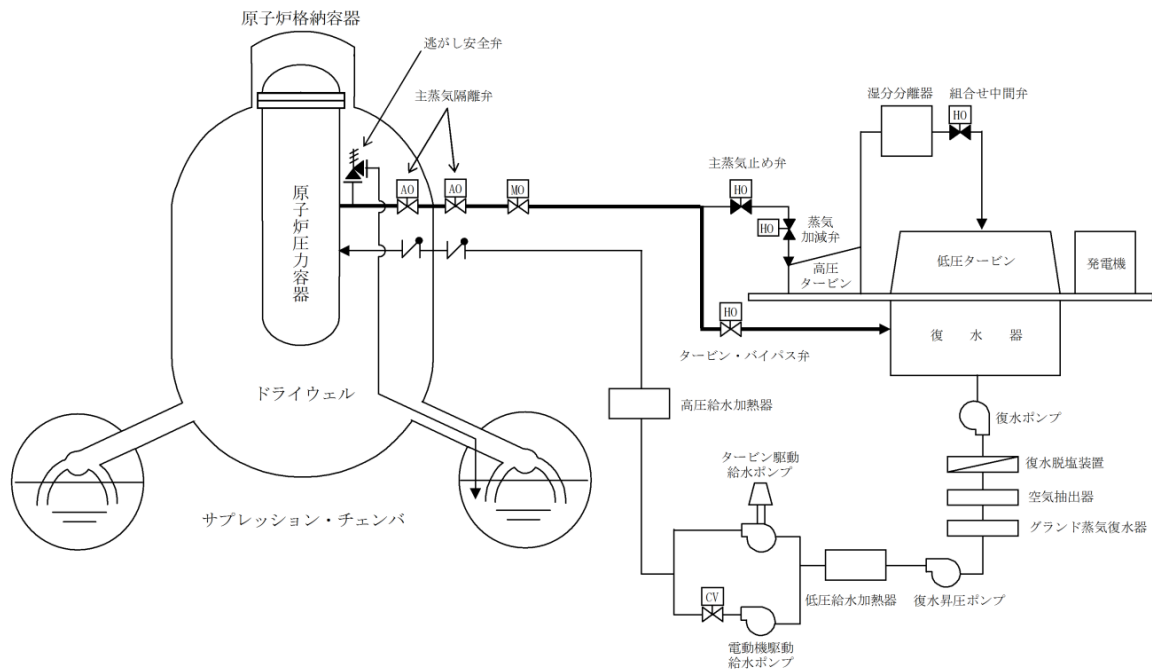


図1 タービンバイパス弁による減圧 概略系統図

(2) 直流給電車

直流給電車は、高圧発電機車の交流電源を整流することにより、直流電源を供給することができ、115V-B系の直流母線に接続することで、逃がし安全弁の機能を回復させて原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧する。

単線結線図について、補足説明資料 46-2-2, 3 に示す。

(3) 逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備

逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備は、窒素ガス供給系が機能喪失した場合においても、逃がし安全弁の開操作を可能とし、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、窒素ガス供給を行うことができる。

本システムは、窒素ガスポンペ、減圧弁等により構成する。また、窒素ガスは、逃がし安全弁のうち自動減圧機能がない2個へ供給される。

なお、本システムは、既設の窒素ガス供給系とは別に、窒素ガスポンペを配備する。

本システムは、電磁弁操作を必要とせず、窒素ガス供給系が機能喪失した場合に、自動減圧機能がない2個（RV202-1A, 1J）へ、窒素ガスポンペの窒素ガスを減圧し、供給を行う。また、設置する設備はすべて現場手動操作を行うものとし、電源に依存しないものとする。

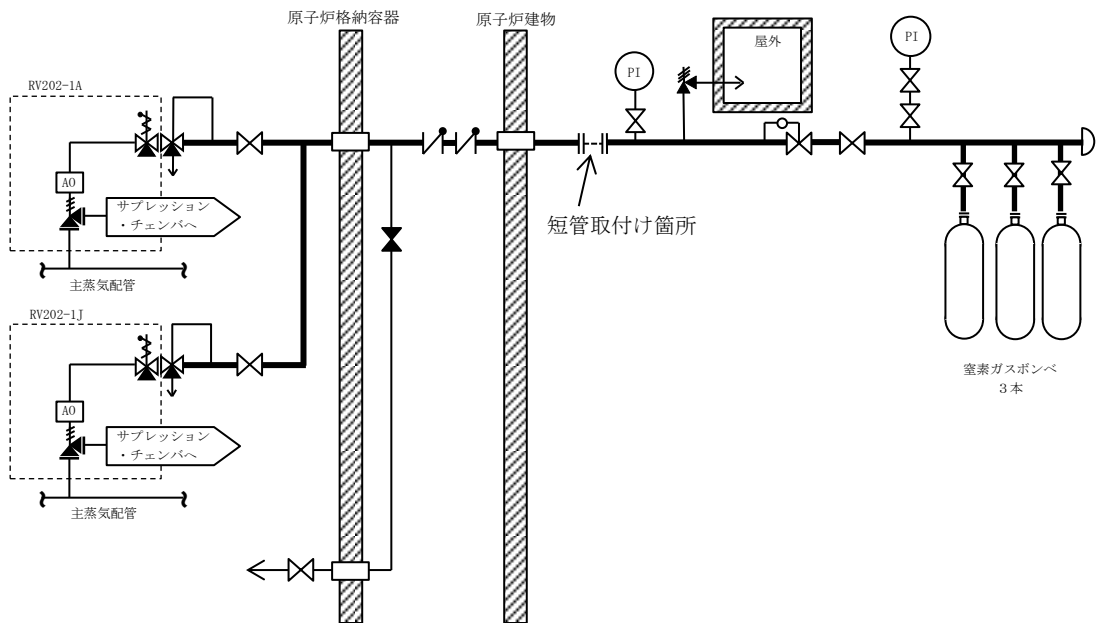


図2 逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による減圧 概略系統図

(4) 主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物）

常設直流電源及び主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）の電源供給またはSRV用電源切替盤を用いた可搬型直流電源設備による電源供給が不可能となり逃がし安全弁を解放できない場合において、主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物）を中継端子箱に接続し、逃がし安全弁（RV202-1B, 1M）を解放することにより原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧する。

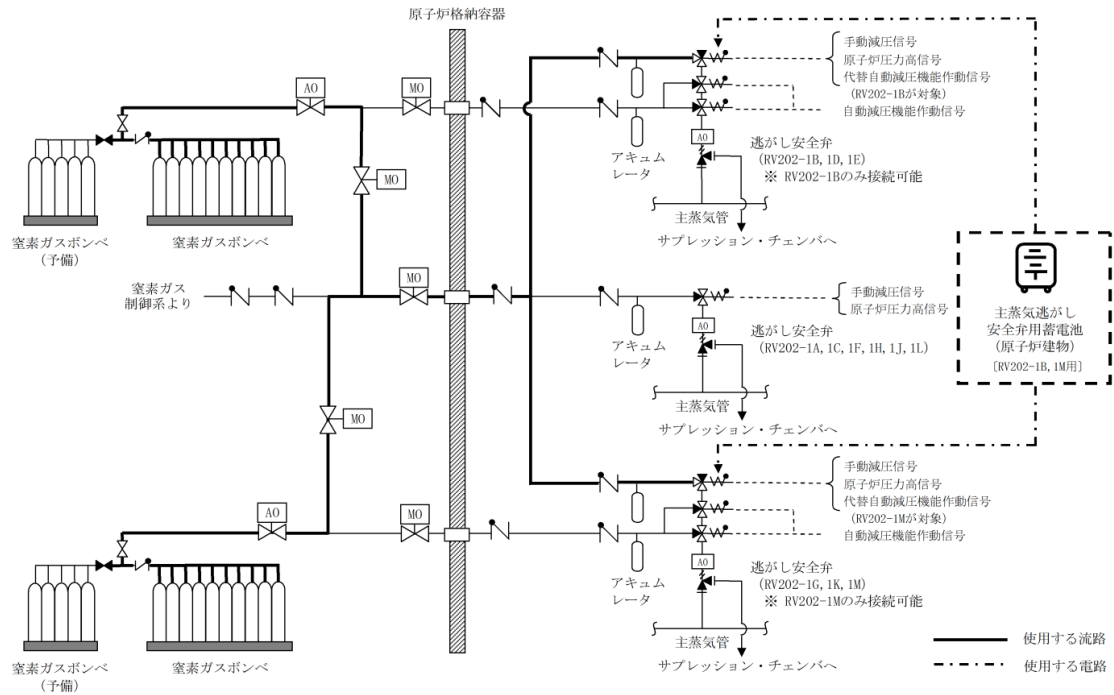


図3 主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物）接続による減圧 概略系統図

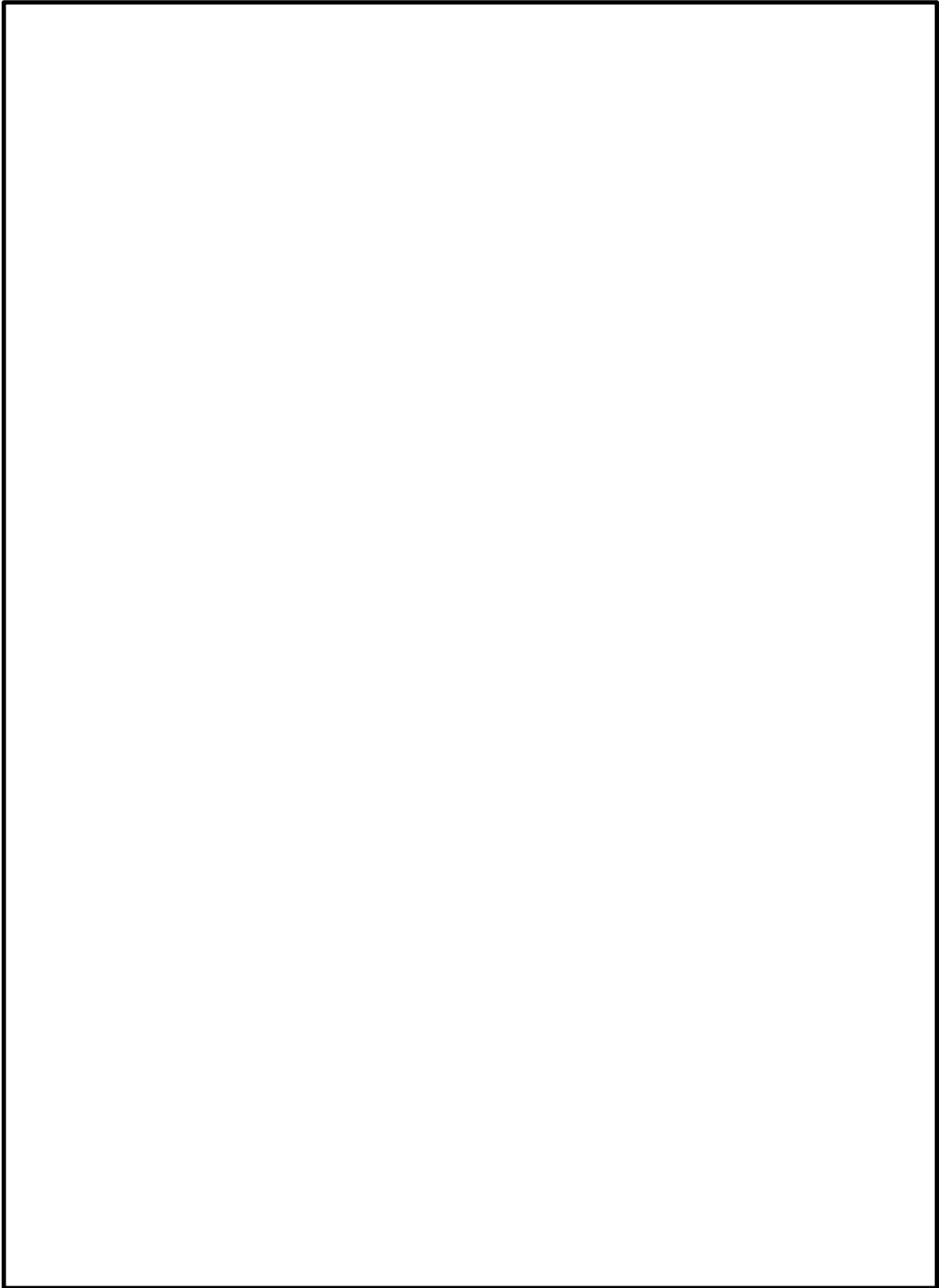


図 4 主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物） 配置図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

## 逃がし安全弁の機能について

逃がし安全弁は、以下の3つの機能を有する。

### (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。12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。12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、原子炉冷却水位低と格納容器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、中小破断事故時に原子炉圧力を速やかに低下させて、低圧炉心スプレイ系、低圧注水系の早期の注水を促す。12個の逃がし安全弁のうち、6個がこの機能を有している。

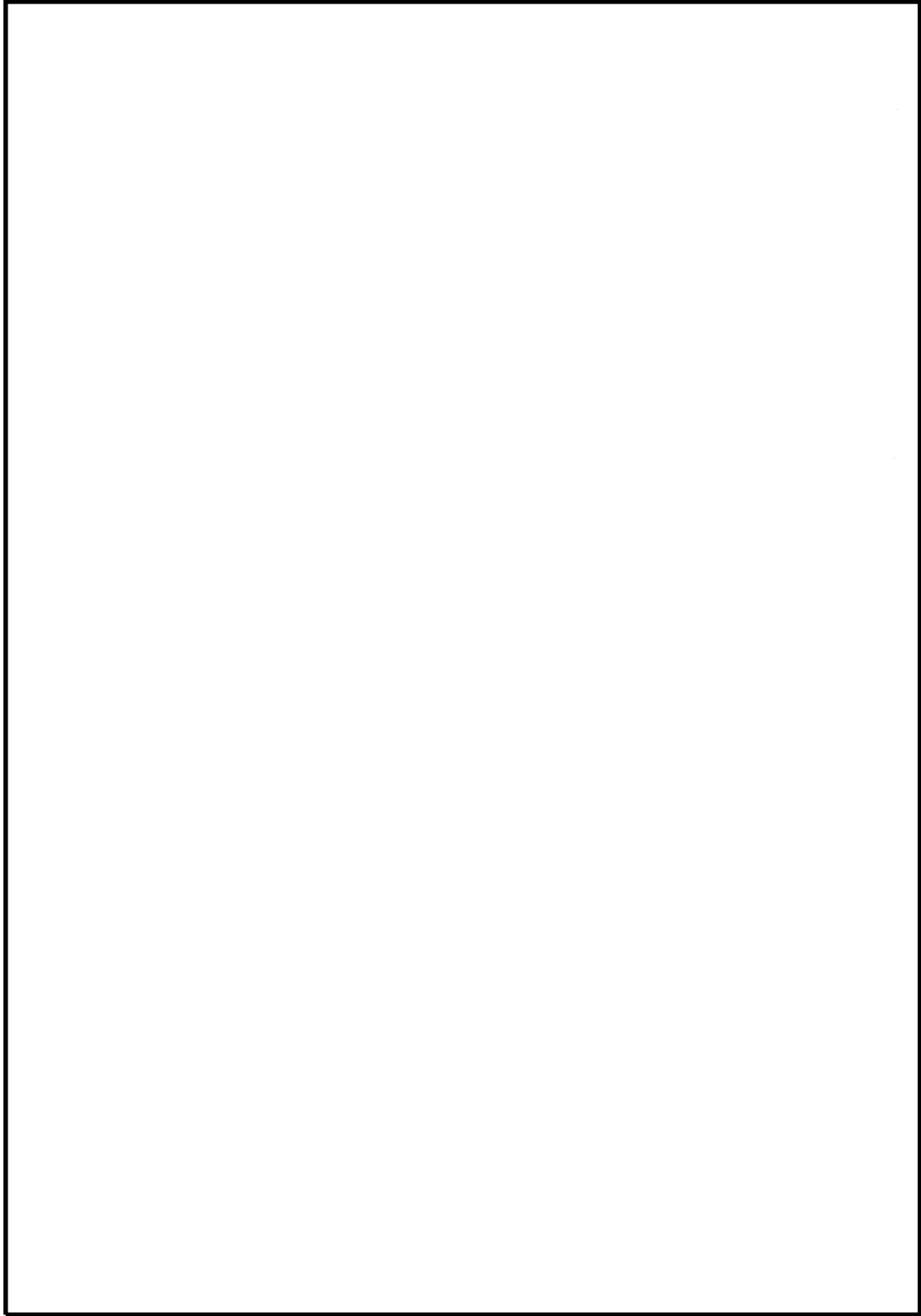
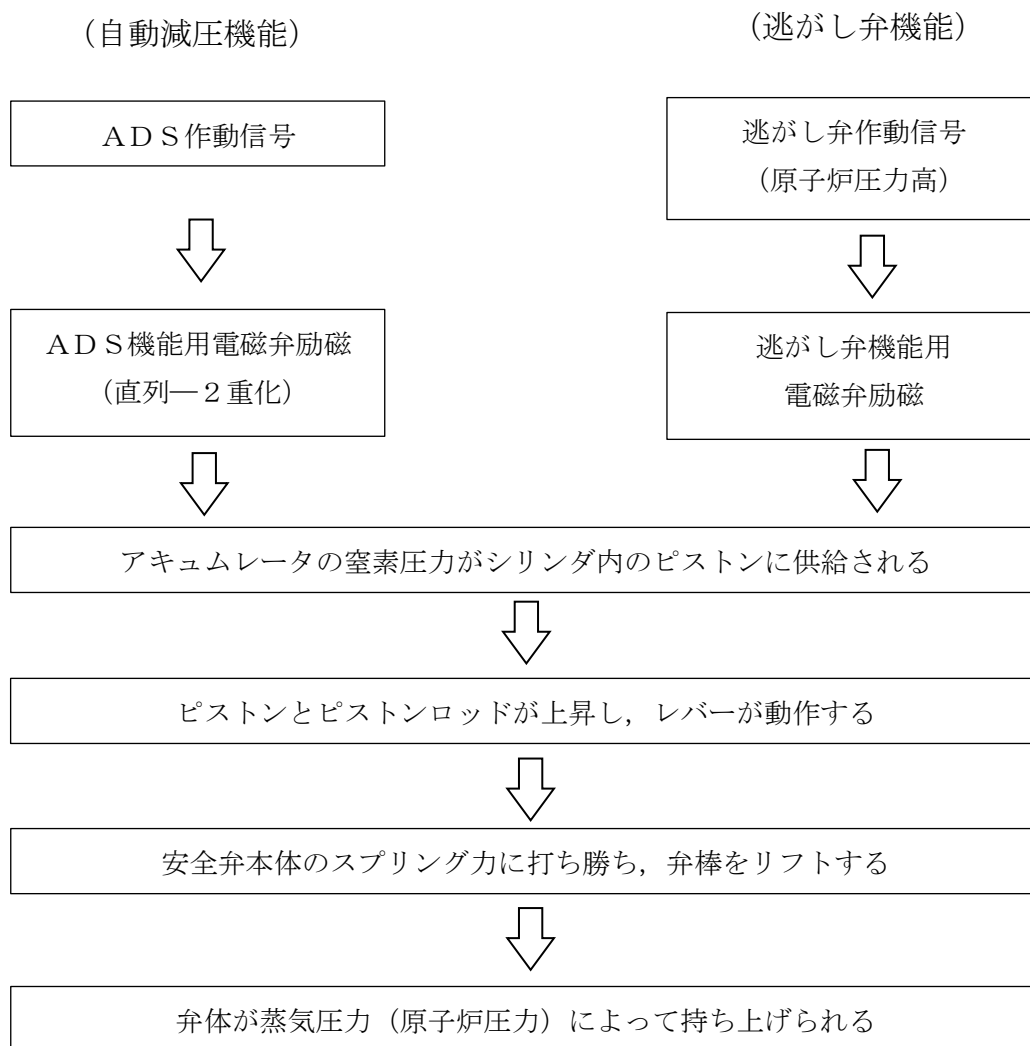


図 5 逃がし安全弁構造図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

## 逃がし安全弁動作時の機構



### (安全弁機能)

逃がし弁機能のバック・アップとして、蒸気圧力（原子炉圧力）の上昇に伴いスプリング力に打ち勝って自動開放される。

## S R Vの耐環境性能向上に向けた取り組みについて

## 1. 概要

S R Vの耐環境性向上対策は、更なる安全性向上対策として設置を進めている逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備に対して、S R V駆動源である高圧窒素ガスの流路となる「S R V用電磁弁」及び「S R Vシリンダ」に対してシール材の改良を実施するものとする。

逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備は、逃がし安全弁窒素ガス供給系と独立した窒素ガスポンプ、自圧式切替弁及び配管・弁類から構成し、S R V用電磁弁の排気ポートに窒素ガスポンプの窒素ガスを供給することにより、電磁弁操作を不要としたS R V開操作が可能な設計とする。

ここで、自圧式切替弁をS R V用電磁弁の排気ポートと逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備供給設備の接続部に設置し、以下の(1)通常運転時、(2)逃がし安全弁窒素ガス供給系によるS R V動作時、(3)逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備によるS R V動作時に示すと通りの切替操作が可能な設計とする。

## (1) 通常運転時 (S R V待機時)

自圧式切替弁は、弁体が逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備の窒素ガスポンプ側を閉止し排気ポート側を原子炉格納容器内に開放することで、S R Vピストンが閉動作するときの排気流路を確保する。

## (2) 逃がし安全弁窒素ガス供給系によるS R V動作時

自圧式切替弁は、排気ポート側を開放しており、S R V閉動作時のピストンからの排気を原子炉格納容器へ排気するための流路を確保する。

## (3) 逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備によるS R V動作時

自圧式切替弁は、逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備の窒素ガスポンプ圧力によりバネ及び弁体を押し上げられることにより排気ポートを閉止し、逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備の窒素ガスポンプからS R Vピストンまでの流路を確保する。

また、自圧式切替弁の弁体シール部は全て、無機物である膨張黒鉛シートを使用しており、重大事故等時の高温蒸気や高放射線量の影響によりシール性が低下することがない設計としている。

本システムは、A D S機能がない2個へ、逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備の窒素ガスポンプの窒素ガスの供給を行う設計とする。

ここで、逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備の系統概要図を図1に、S R V本体に対する電磁弁及び自圧式切替弁の配置図を図2に、自圧式切替弁の構造図を図3に、自圧式切替弁及び電磁弁の動作概要図を図4に示す。



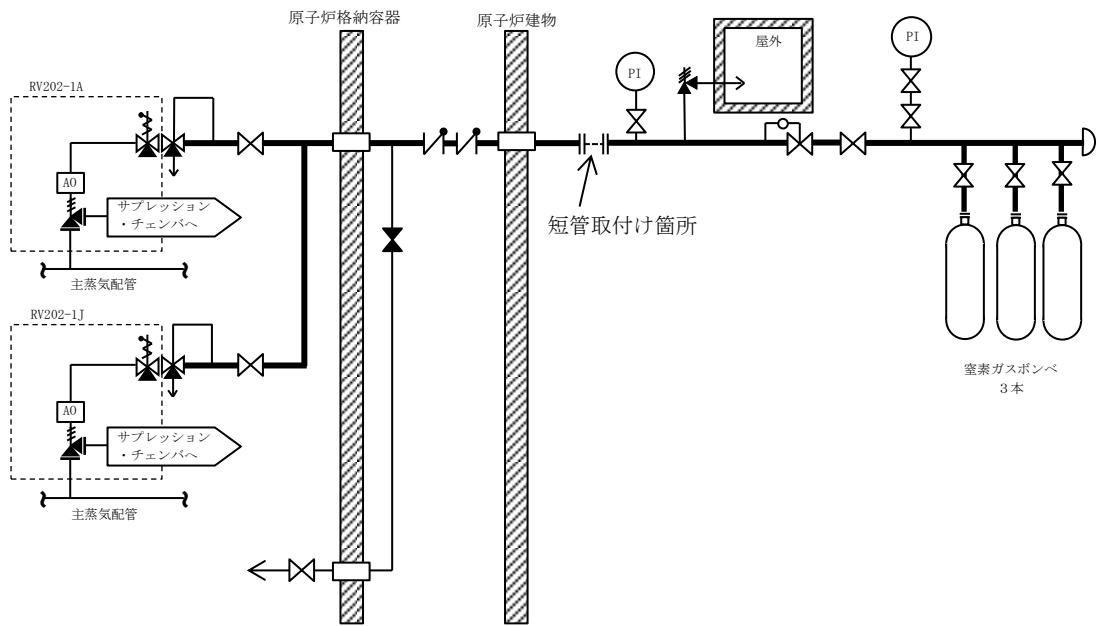


図 1 逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備 系統概要図

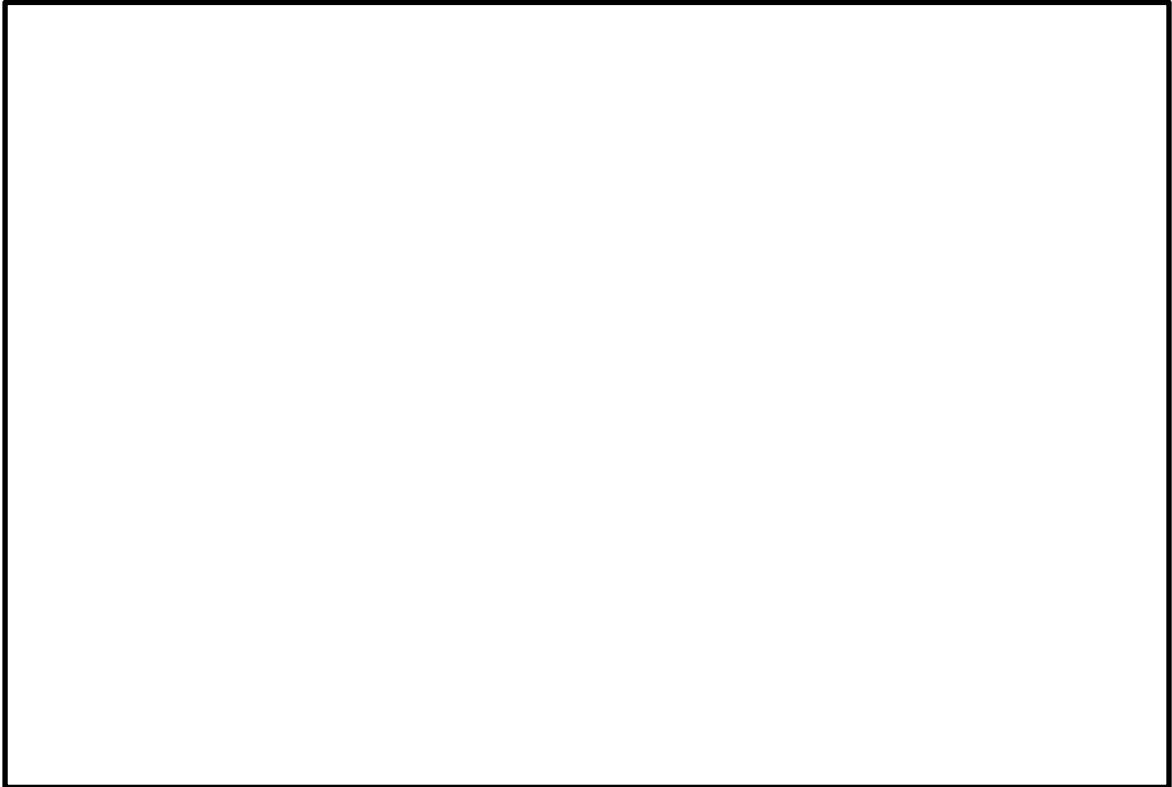


図 2 S R V 本体に対する電磁弁及び自圧式切替弁の配置図

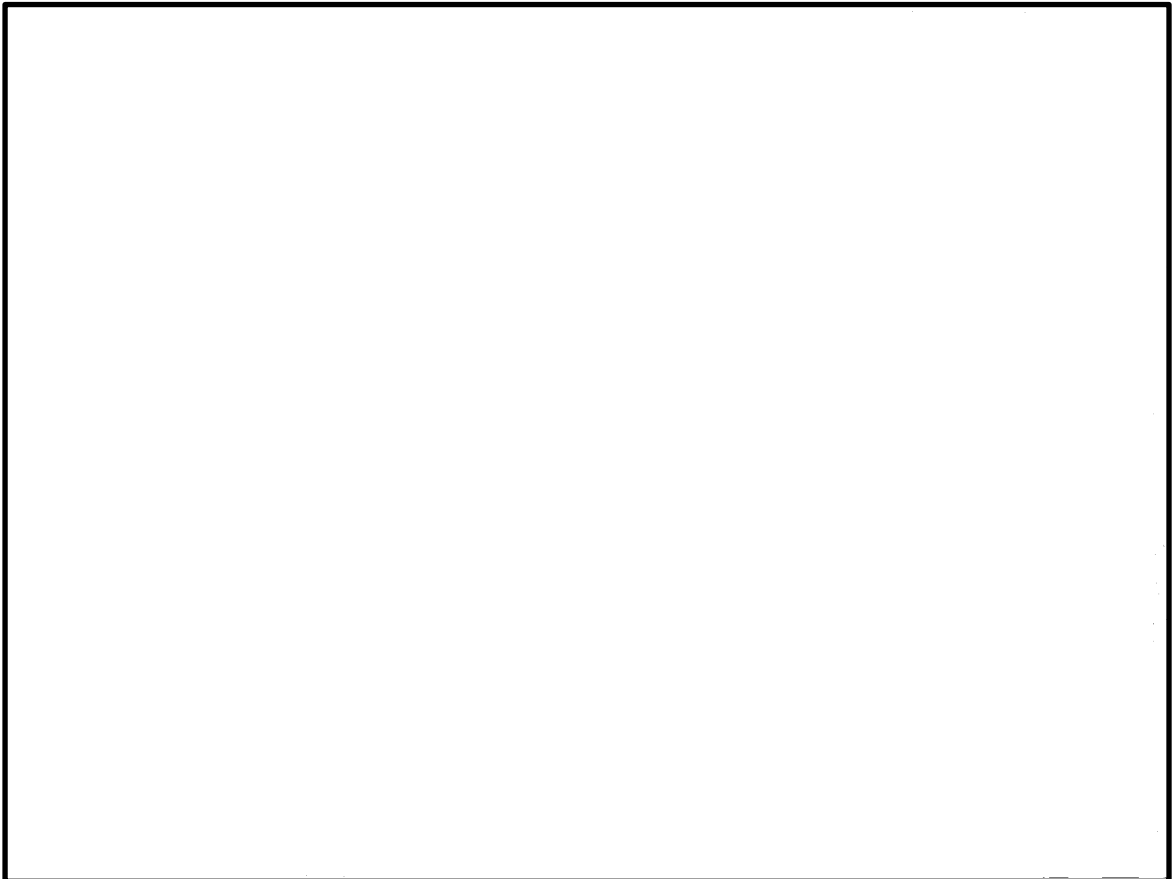


図 3 自圧式切替弁 構造図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

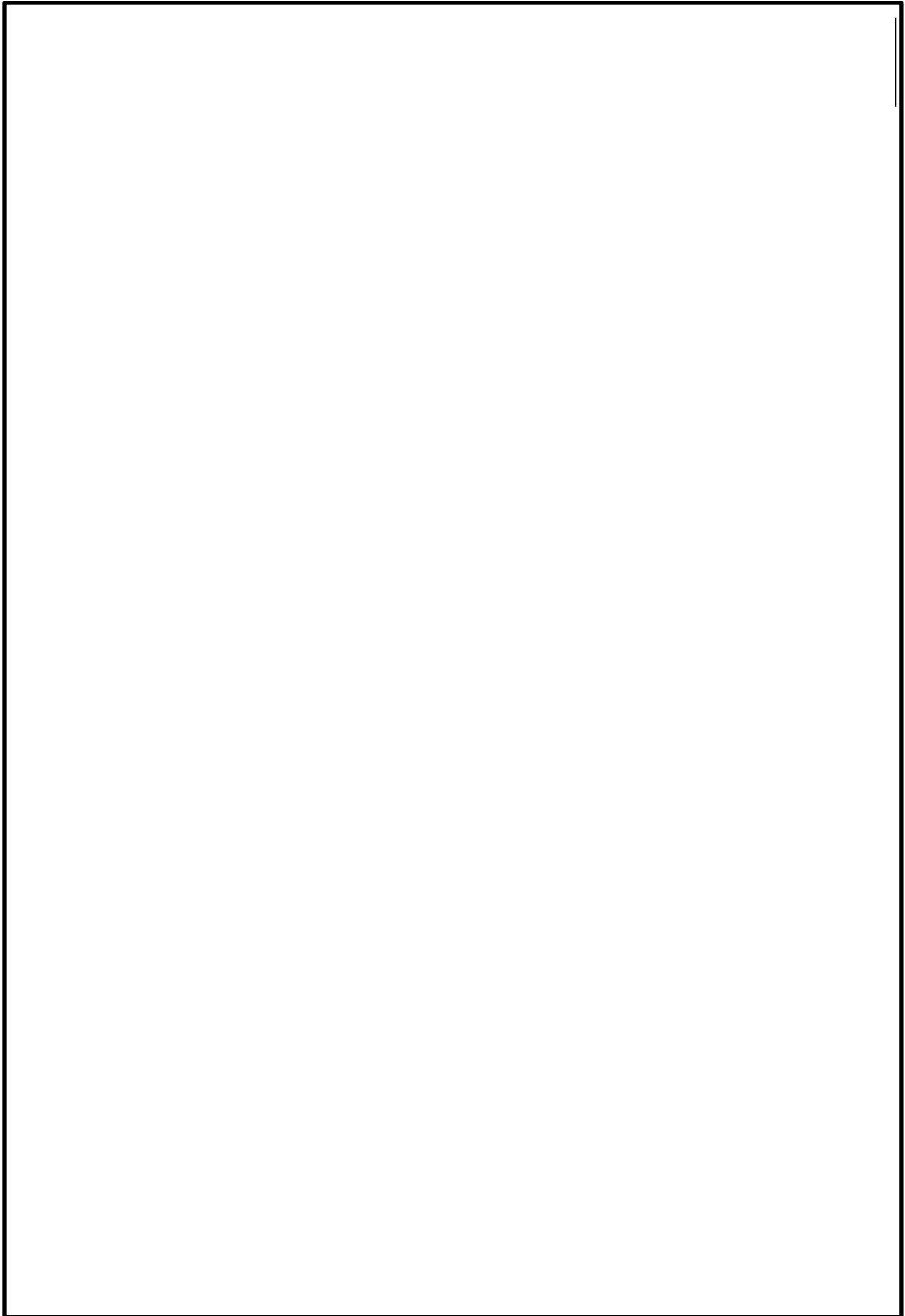


図 4 自圧式切替弁及び電磁弁 動作概要図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

## 2. S R V用電磁弁の耐環境性能試験結果並びに今後の方針について

### (1) 試験目的

S R Vの機能向上させるための更なる安全対策として、逃がし安全弁窒素ガス供給系及び逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備により高圧窒素ガスを供給する際に流路となるバウンダリについて、電磁弁の作動性能に影響を与えないシール部を、従来のフッ素ゴムより高温耐性が優れた改良E P D M材に変更し、高温蒸気環境下におけるシール性能を試験により確認する。

### (2) 試験体概要

試験体であるS R V用電磁弁の概要並びに改良E P D M材の採用箇所を図5に示す。



図5 改良E P D M材を採用したS R V用電磁弁概要図

(3) 試験手順及び項目

本試験で実施する試験項目を図6に示す。

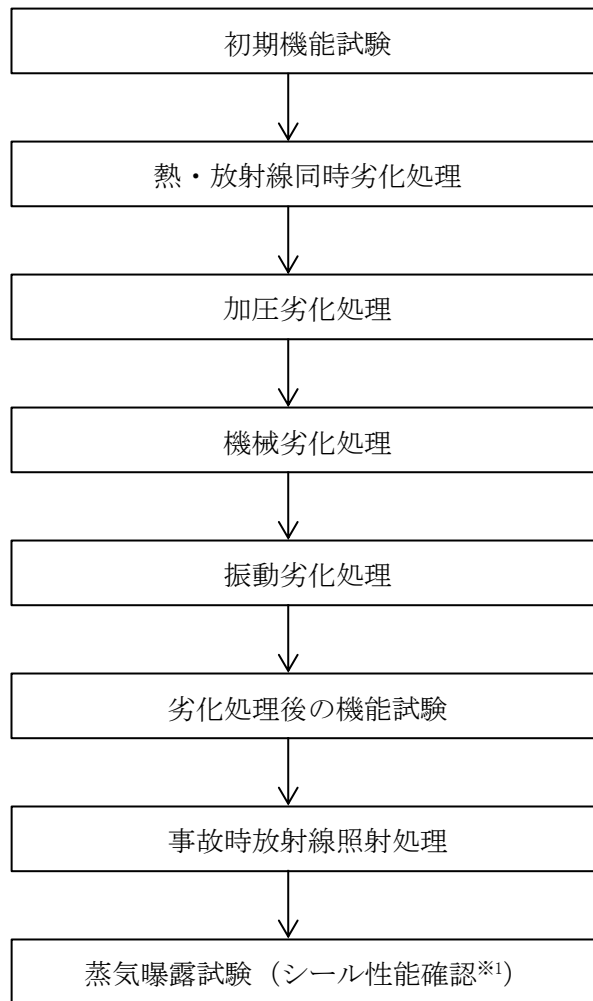


図6 試験手順及び項目

※1 シール性確認の判定基準

- ・排気(E X H)ポート側圧力に供給(S U P)ポート側圧力の漏えいが認められないこと。
- ・無励磁時の漏えい量は目標として  以下であること。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(4) 蒸気曝露試験装置概要及び蒸気曝露試験条件

本試験で使用する蒸気曝露試験装置の概要を図7に示す。また、重大事故環境試験条件を表1及び蒸気曝露試験条件を図8に示す。

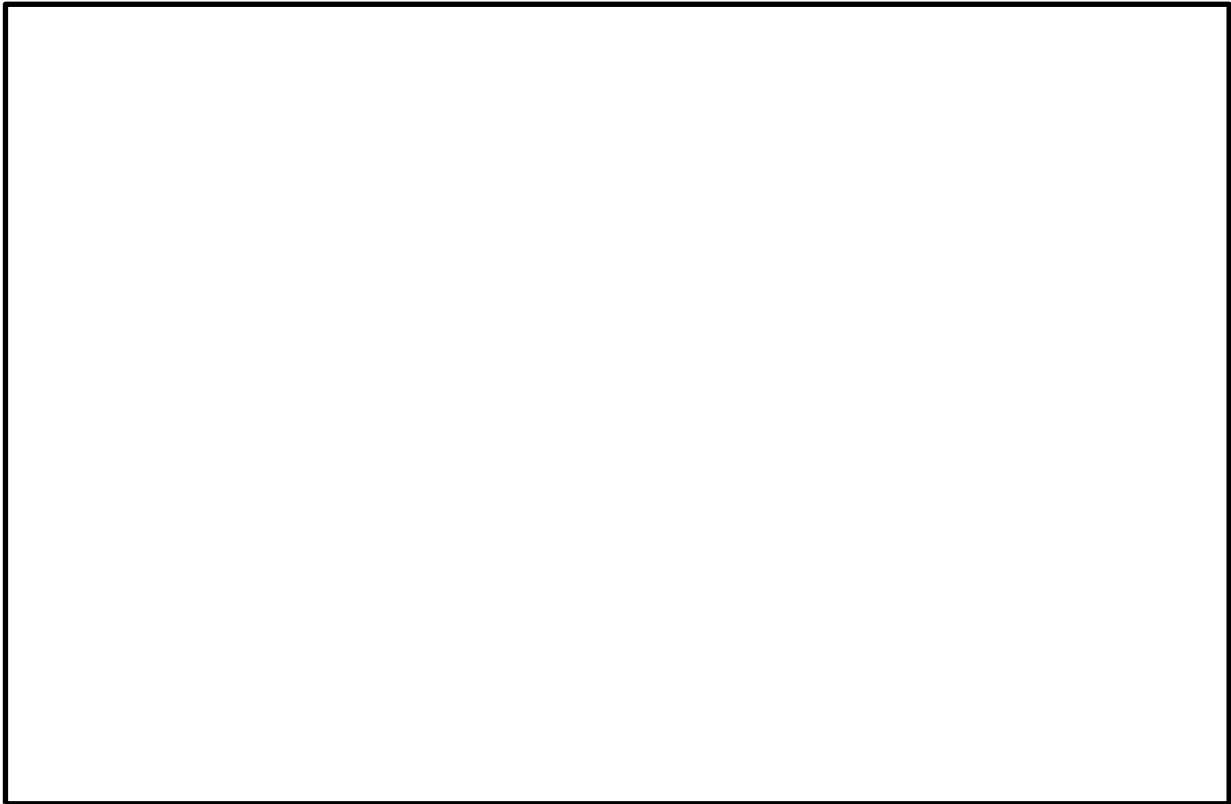


図7 蒸気曝露試験装置の概要

表1 重大事故環境試験条件

項目	条件	
	0～168 時間	168～175 時間
時間(経過)	0～168 時間	168～175 時間
圧力(kPa[gage])	710	854
温度(°C)	171	178
雰囲気	蒸気	蒸気
放射線量(MGy)	□ ※1	

※1：事象発生から7日間の累積放射線量を示す。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

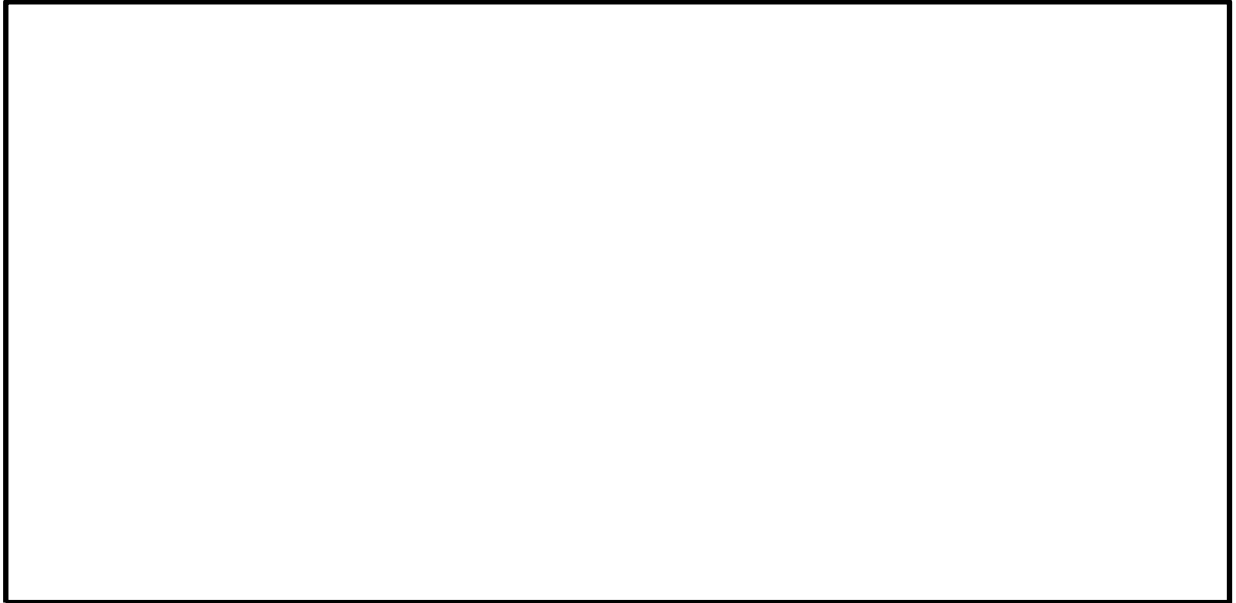


図8 蒸気曝露試験条件

(5) 蒸気曝露試験並びに分解調査結果

蒸気曝露試験の結果, 蒸気曝露試験中において漏えいが確認されることはなく, 分解調査の結果, 僅かな変形, 軟化が確認されたものの, 従来の設計基準事故環境下に比べ高温蒸気に対して, より長時間 (図8 参照) にわたって, S R V 駆動部 (シリンダ) へ窒素ガスを供給する経路のシール性能が発揮され耐環境性が向上していることを確認した。

蒸気曝露試験後の S R V 用電磁弁を分解し, 主弁, ピストン弁シート部及び主弁シート部 U パッキン (図5 参照) シール部分について, 健全品との比較調査を行った。表2 にシール部分の分解調査結果 (主弁シート部シール部分及び主弁シート部 U パッキンシール部分) を示す。

外観及び寸法確認の結果, 主弁シート部シール部分については, シート部が軟化してシール部分の凹部の変形が確認されたが僅かなものであった。また, 従来のフッ素ゴム材を使用する主弁シート部 U パッキンについても変形が確認されたが僅かなものであった。

表2 シール部分の分解調査結果  
(主弁シート部シール部分及び主弁シート部Uパッキンシール部分)

--

(6) 今後の方針

S R V 駆動部 (シリンダ) へ窒素ガスを供給する経路のシール性能が発揮されていることが確認されたことから, S R V の機能向上させるための更なる安全性向上対策として, 全ての S R V 用電磁弁について改良 E P D M 材を採用した電磁弁に交換する。

本資料のうち, 枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



### 3. SRVシリンダ改良の進捗及び今後の方針について

#### (1) 設計方針

SRVシリンダのシール部においては、熱によって損傷する恐れがあることから、高温蒸気環境下におけるシール性能を向上させることを目的として、シリンダピストンの作動に影響を与えないシール部（シリンダOリング）を、従来のフッ素ゴムより高温耐性が優れた改良EPDM材に変更する予定である。

また、従来のフッ素ゴム材を使用するピストンの摺動部においては、ピストン全開動作時に、フッ素ゴム材のシート部（ピストンOリング）の外側に改良EPDM材のシート部（バックシートOリング）を設置することにより、ピストンOリングが機能喪失した場合においてもバックシートによりシール機能を維持することが可能となる改良を実施する予定である。

ここで、既設シリンダの概要図を図9に、改良シリンダの概要図を図10に示す。

なお、改良シリンダに対しては、シリンダ単体試験、SRV組合せ試験を実施するとともに、高温蒸気環境下におけるシリンダ漏えい試験を実施している。

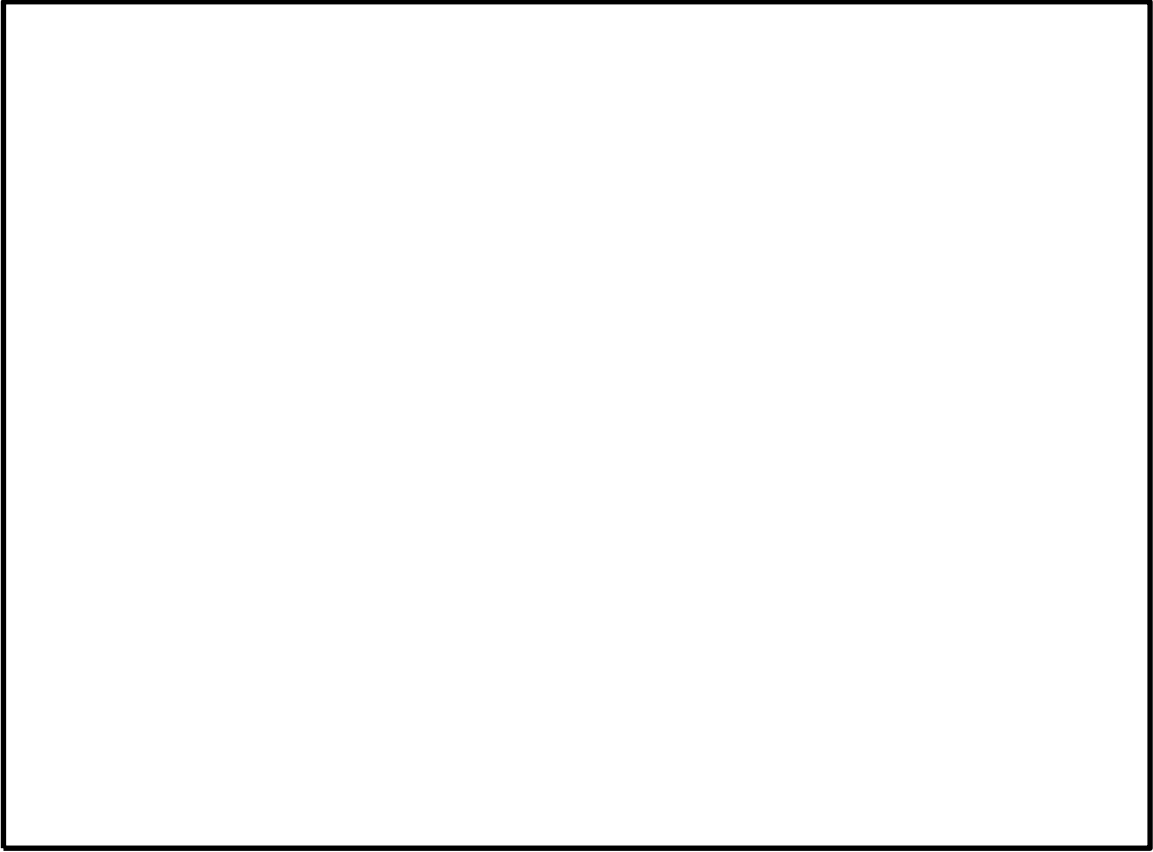


図 9 既設シリンダ概要図



図 10 改良シリンダ 概要図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(2) 健全性確認試験

改良シリンダの健全性確認試験として、放射線劣化試験後（放射線量：約  MGy），下記の表 3 に示すシリンダ単体試験，SRV 組合せ試験及び蒸気曝露試験を実施し，SRV 動作に対して影響がないことの確認を実施した。

表 3 改良シリンダの健全性確認試験内容

	確認項目		判定基準	結果
シリンダ 単体試験	駆動部作 動試験		円滑に作動すること	良
	駆動部漏 えい試験		漏えいがないこと	良
SRV組 合せ試験	最小作動 圧確認試 験		全開操作可能なこと	良 <sup>※1</sup>
	逃がし弁 機能試験		アキュムレータ容量 （ <input type="text"/> L）で全開作動 すること <input type="text"/> 回全開操作 <sup>※2</sup> 可能な こと 入力信号から <input type="text"/> 秒以 内 <sup>※2</sup> に全開動作可能な こと	良
蒸気曝露 試験	開保持確 認		168 時間連続開保持可 能なこと	良

※ 1：最小作動圧力  MPa で動作可能なことを確認

※ 2：設計基準事故対処設備の ECCS 機能 (ADS 機能) としての系統設計  
要求事項

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

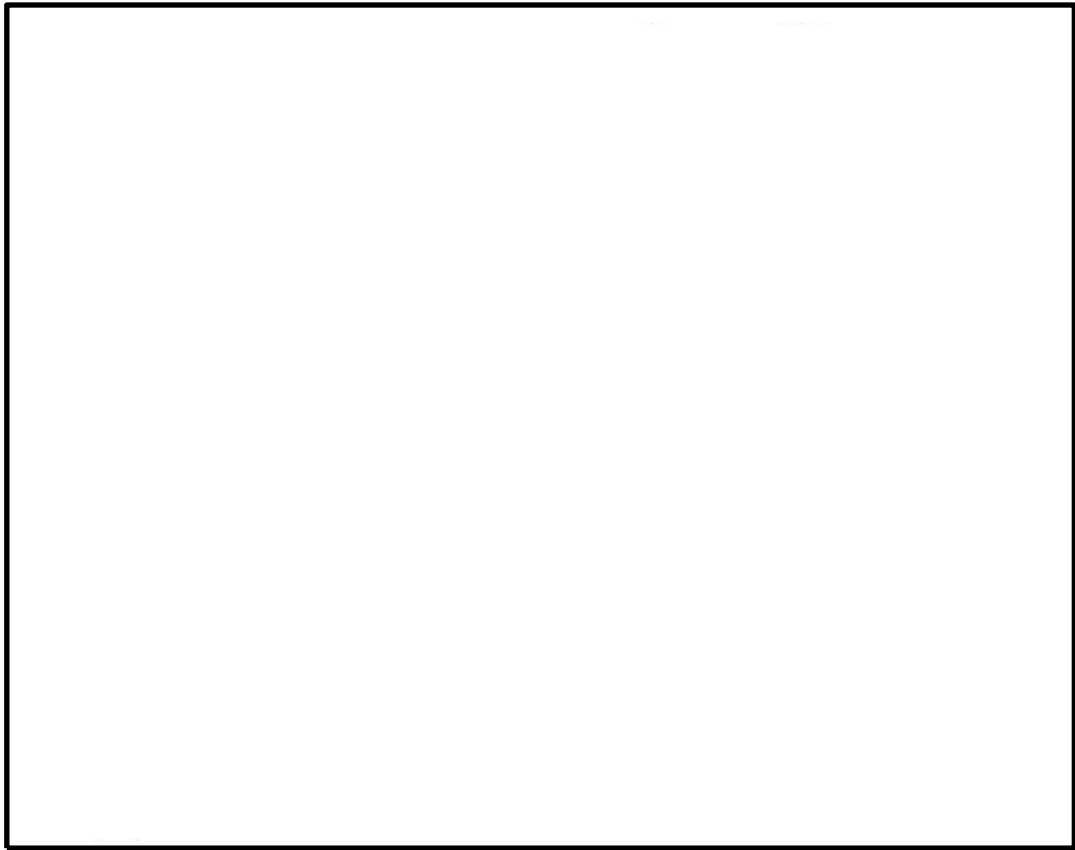


図 11 蒸気曝露試験装置の概要

(3) 今後の方針

①耐SA環境性の向上

逃がし窒素ガス代替供給設備においては、SRV用電磁弁が機能喪失した場合においても、SRV用電磁弁の排気ポートから窒素ガスを供給することにより、SRV全開操作が可能な設計としていることから、改良シリンダの耐SA環境性の目標として原子炉格納容器の限界温度・圧力(200℃, 0.853MPa[gage])を目指す設計とする。

②DB機能に対する影響評価

SRVシリンダの改良は、DBA時のSRV動作に影響を与える変更<sup>\*1</sup>となることから、今後、信頼性確認試験<sup>\*2</sup>を実施し、プラント運転に影響を与えないことを確認する予定である。

※1:改良シリンダは、SRV本体に接続するシリンダ摺動部となるピストン寸法及び重量が増加する

※2:信頼性確認試験の項目は機械劣化試験、放射線劣化試験、熱劣化試験、加振試験、耐震試験、水力学的動荷重試験、事故時放射線試験、蒸気曝露環境試験及び作動試験等となる

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

### ③スケジュール

改良シリンダ導入の今後のスケジュールとしては、SRV本体及び試験治工具の制作がクリチカルとなり、信頼性確認試験および200℃、2Pdの耐環境試験を約1年半を目途に進めていく予定である。

#### 4. シール材の健全性について

S R V用電磁弁及びS R Vシリンダのシール材をフッ素ゴムから改良E P D Mへ変更することにより、シール機能の耐環境性向上について下記のとおり示す。

- ①フッ素ゴム及び改良E P D M製シール材の圧縮永久ひずみ試験について  
フッ素ゴム及び改良E P D M製シール材の圧縮永久ひずみ試験結果の比較を表4に示す。

表4の試験結果は、S R Vが設置されている原子炉格納容器内における事故後7日間の累積放射線量を上回る800kGyを照射し、原子炉格納容器限界温度である200℃以上の環境に曝露した後、フッ素ゴム及び改良E P D M製シール材の圧縮永久ひずみを測定した結果を示している。その結果、フッ素ゴムは800kGy、乾熱、200℃の環境に3日間(72h)曝露されることで圧縮永久ひずみが [ ] に劣化することが予想されるのに対して、改良E P D M製シール材は800kGy、乾熱/蒸気、200℃の環境に7日間(168h)曝露されても圧縮永久ひずみは最大 [ ] であることが確認できている。本結果が示すとおり、改良E P D M製シール材はフッ素ゴムより耐環境性が十分高いことが確認できるため、シール機能の耐環境性向上が達成できると考えている。

表4 シール材の圧縮永久ひずみ試験結果

材質	放射線 累積照射量	ガス性状	温度	圧縮永久ひずみ試験※		
				24h	72h	168h
フッ素ゴム	800kGy	乾熱	200℃			
改良E P D M	800kGy	乾熱	200℃			
改良E P D M	800kGy	乾熱	250℃			
改良E P D M	800kGy	蒸気	200℃			
改良E P D M	800kGy	蒸気	250℃			

※圧縮永久ひずみ試験とは、所定の圧縮率をかけ変形させた後、開放時の戻り量を評価するものである。完全に元の形状に戻った場合を0%、全く復元せず完全に圧縮された状態を100%としている。圧縮永久ひずみ試験結果が低い程、シール材の復元量が確保されていることを意味しており、シール機能は健全であることを示している。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

②改良E P D M製シール材の性能確認試験について

上記の①で示すシール材特性試験に加え、改良E P D M製シール材のシール機能を確認するために、小型フランジ試験装置を用いて事故環境下に曝露させ、性能確認試験を実施している。本試験は原子炉格納容器内における事故後7日間の累積放射線量の目安である800kGy、格納容器限界温度である200℃と余裕を見た250℃の環境に7日間(168h)曝露した試験体に対してHe気密性能確認試験を実施し、格納容器限界圧力2Pd(0.853MPa)を超える□MPa加圧時において漏えいがないことを確認した。

なお、改良E P D M製シール材の試験の詳細を別紙-1「改良E P D Mシール材の試験について」で示す。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

## 改良EPDMシール材の試験について

改良EPDMシール材について、耐高温性、耐蒸気性を確認するために、800kGyのガンマ線照射を行った材料を用いて、高温曝露又は蒸気曝露を行った後、気密確認試験を実施して漏えいの有無を確認した。また、試験後の外観観察、FT-IR分析及び硬さ測定を行い、曝露後のシール材の状況を確認した。本試験に使用した試験治具寸法を図1、外観を図2に示す。シール材の断面寸法は実機の1/2とし、内側の段差1mmに加えて外側からも高温空気又は蒸気に曝露されるため、実機条件と比較して保守的な条件となると想定される。試験の詳細と結果を以下に記載する。

## ①高温曝露

熱処理炉を使用して200℃、168hの高温曝露を実施した。

## ②蒸気曝露

東京電力技術開発センター第二研究棟の蒸気用オートクレーブを使用して、1MPa、250℃の蒸気環境下で168時間曝露を実施した。蒸気用オートクレーブの系統図を図3に、試験体設置状況を図4に示す。

## ③He機密確認試験

高温曝露及び蒸気曝露後の試験体について、Heを用いて気密試験を実施した。負荷圧力は0.3MPa、0.65MPa、0.9MPaとし、スヌープでのリーク確認と、0.3MPaは保持時間10分、0.65MPa及び0.9MPaは保持時間30分で圧力降下の有無を確認した。また、0.8mmの隙間ゲージを用いて開口変位を模擬した機密確認試験も実施した（実機1.6mm相当の変位）。試験状況を図5、6に、試験結果を表1に示す。いずれの条件下でもリーク及び圧力降下は認められなかった。

## ④試験後外観観察

デジタルマイクロスコープを用いてHe気密確認試験後のシール材表面を観察した。観察結果を図7に示す。シール材表面に割れ等の顕著な劣化は認められなかった。



図1 試験治具寸法

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



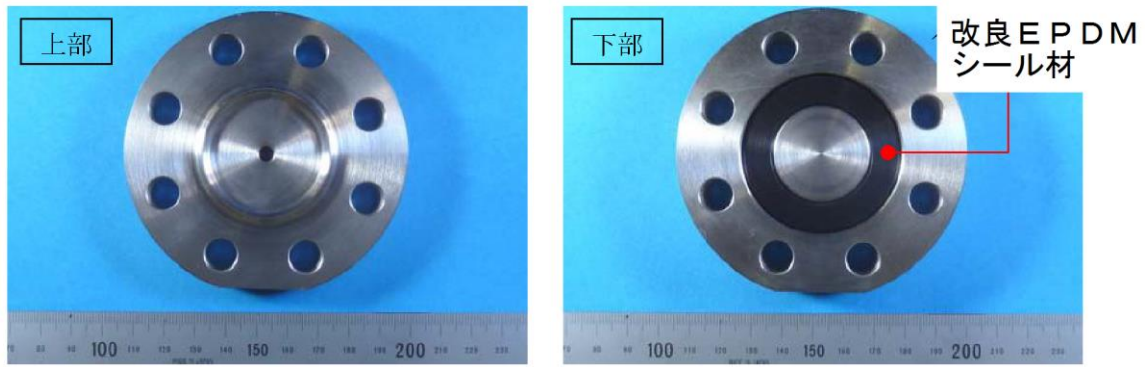


図2 試験治具及びシール材外観



図3 蒸気用オートクレーブ系統図

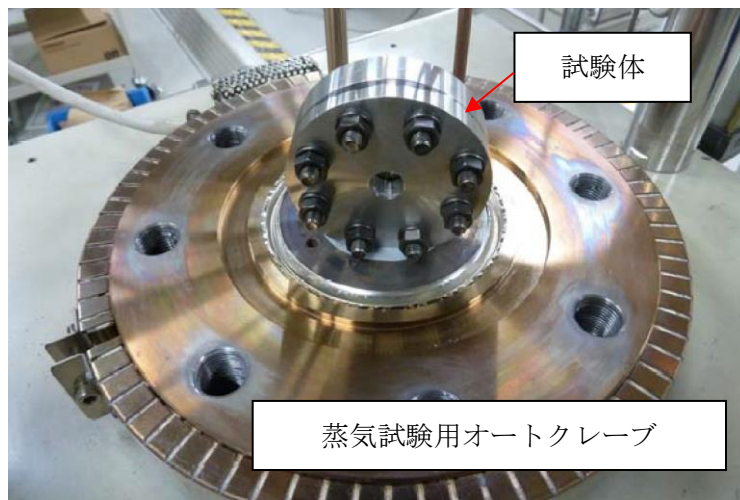


図4 蒸気曝露試験体設置状況

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



図5 He 気密確認試験状況

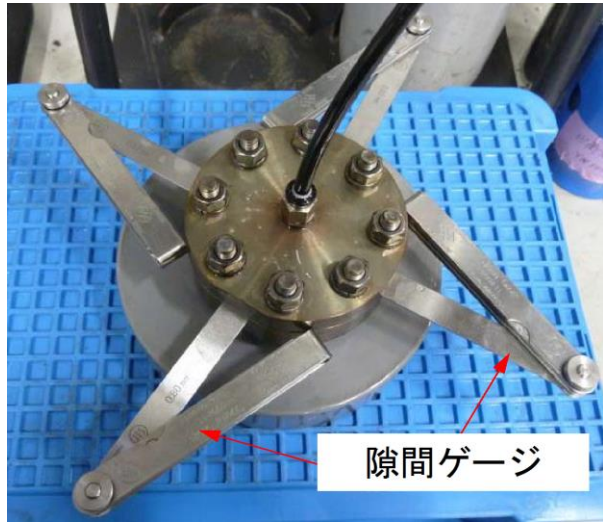


図6 He 気密試験時開口模擬 (隙間ゲージ使用)

表1 He 気密試験確認状況

No.	曝露条件	γ線照射量	変位	0.3MPa	0.65MPa	0.9MPa
1	乾熱 200°C, 168h	800kGy	無し	○	○	○
			0.8mm	○	○	○
2	蒸気 1MPa, 250°C, 168h	800kGy	無し	○	○	○
			0.8mm	○	○	○
3	蒸気 1MPa, 250°C, 168h	800kGy	無し	○	○	○
			0.8mm	○	○	○

○：リーク及び圧力降下なし

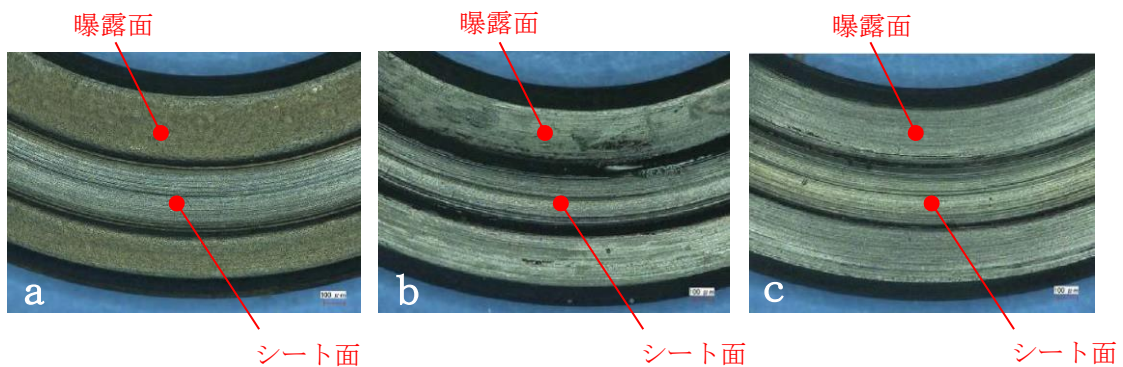


図7 試験後外観観察結果  
(a:乾熱 200°C, 168h    b, c:蒸気 250°C, 168h)

⑤ F T - I R 分析

試験後のシール材の F T - I R 分析結果を図 8, 9 に示す。F T - I R は赤外線が分子結合の振動や回転運動のエネルギーとして吸収されることを利用して、試料に赤外線を照射して透過又は反射した光量を測定することにより分子構造や官能基の情報を取得可能である。高温曝露中に空気が直接接触する位置（曝露面）では、ベースポリマーの骨格に対応するピークが消失していたが、その他の分析位置、曝露条件では顕著な劣化は認められなかった。

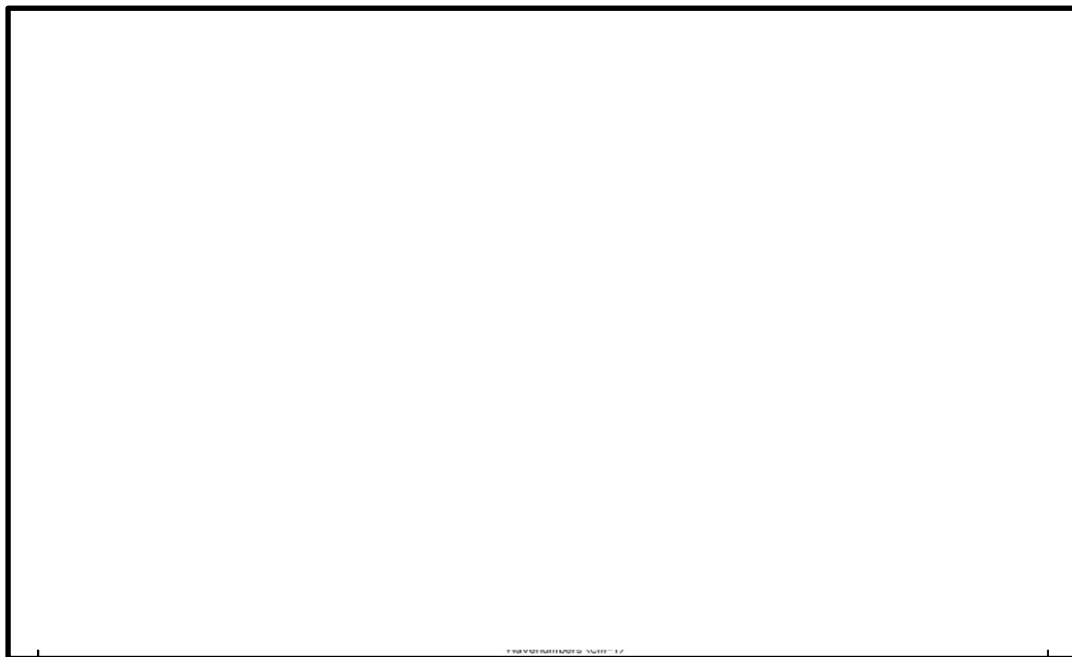


図 8 F T - I R 分析結果（曝露面）



図 9 F T - I R 分析結果（シート面）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

⑥硬さ測定

試験後のシール材の硬さ測定結果を図 10 に示す。曝露面，シート面，裏面，断面の硬さを測定した。曝露面において，乾熱 200℃，168h 条件では酸化劣化によって硬さが顕著に上昇していた。その他の部位，条件では，蒸気 250℃，168h 条件の曝露面で若干の軟化が確認された以外，硬さは初期値近傍であり，顕著な劣化は確認されなかった。

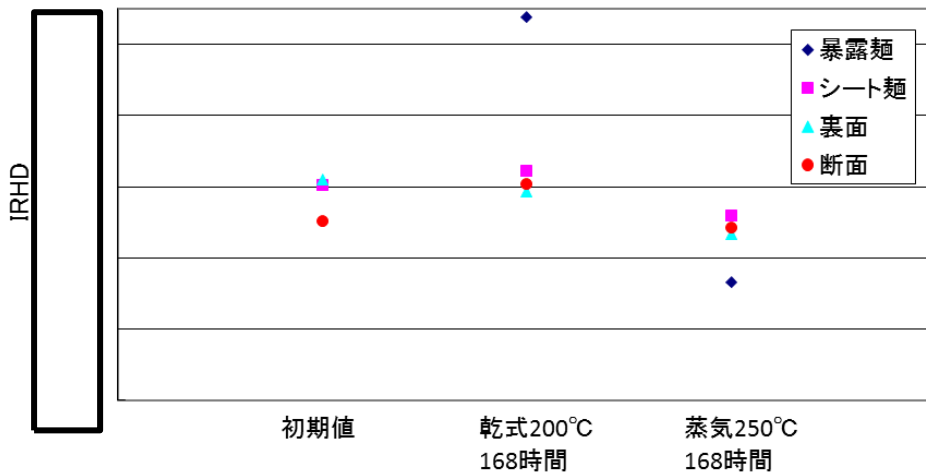


図 10 硬さ測定結果

以上の試験結果から，200℃，2 Pd，168h の条件下では，改良 EPDM シール材を使用した場合は，圧力上昇時のフランジ部の開口を勘案しても原子炉格納容器フランジ部の気密性は保たれると考えられる。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

#### 41. 有効性評価解析条件の見直し等について

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

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

##### (1) 高圧注水・減圧機能喪失

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

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

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

##### (2) 全交流動力電源喪失

###### a. 事故シーケンスの細分化

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

###### b. 24 時間全交流動力電源喪失

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

(3) 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）

a. 原子炉補機代替冷却系による負荷の見直し

(a) 負荷の追加（その1）

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

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

(b) 負荷の追加（その2）

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

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

b. 原子炉補機代替冷却系による負荷の見直しに伴う重大事故等対策の見直し

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

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

(4) 原子炉停止機能喪失

a. 原子炉隔離時冷却系による注水の反映

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

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

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

b. 燃料被覆管最高温度の評価位置の見直し

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

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

(5) L O C A 時注水機能喪失

a. 破断面積の事故条件の設定の見直し

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

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

b. S A F E R 解析に用いる原子炉出力変化の入力値の見直し

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

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

(6) 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

a. 破断箇所の事故条件の設定の見直し

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

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

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

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

項目	見直し後	見直し前
BOP流路面積	約 <input type="text"/> m <sup>2</sup> (BOP 1.5 個分)	約 <input type="text"/> m <sup>2</sup> (BOP 3 個分)
破断箇所隔離の完了時間	事象発生 10 時間後	事象発生 6 時間後

c. SAFER解析に用いる原子炉出力変化の入力値の見直し

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

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

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

(7) 燃料プールにおける燃料損傷防止対策の有効性評価

a. 燃料プールスプレイ系による燃料プールへの注水量の変更

燃料プールスプレイ系の注水量として、常設スプレイヘッダを使用する場合の配管圧損等を考慮した注水量である「120m<sup>3</sup>/h」を設定していたが、可搬型スプレイノズルを使用する場合も踏まえ、ホース圧損等を考慮した注水量である「48m<sup>3</sup>/h」に変更した。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



b. 放射線の遮蔽の維持に必要な燃料プール水位の変更

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

これに伴い、放射線の遮蔽が維持される水位が変更となった。

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

c. 燃料プール保有水量及び燃料プール水密度の変更

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

評価条件

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

評価結果

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

(8) 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価

a. 原子炉設置変更許可申請書 添付書類の記載の修正

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

通常水位 誤 5254mm → 正 5104mm

b. 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失におけるプラント状態の見直し

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

c. 原子炉冷却材の流出におけるプラント状態の見直し

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

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

(1) 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

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

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

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

<解析条件の見直し>

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

#### 42. 有効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧について

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

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

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

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

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

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

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

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

第2表 格納容器破損防止対策の有効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧

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



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

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

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

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

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

(b) 中小破断 LOCA 時

a) 重要事故シーケンスの例

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

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

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

c) 対策例

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

43. 有効性評価における先行プラントとの主要な相違点について  
 1. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故  
 (1) 高圧・低圧注水機能喪失

項目	島根2号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
解析コード	SAFER/MAAP	SAFER・CHASTE/MAAP	SAFER/MAAP	SAFERコードによる燃料被覆管温度の評価結果は、燃料被覆管の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから、輻射による影響が詳細に考慮されるCHASTEコードは使用しない。
事故条件	外部電源なし (再循環ポンプトリップは原子炉水位低(レベル2))	外部電源あり	外部電源あり	対策の成し立性、必要燃料量の観点で厳しい外部電源なしを設定。 なお、原子炉スクラムまでの炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、再循環ポンプトリップは原子炉水位低(レベル2)にて発生するものとして設定。
機器条件	逃がし安全弁	逃がし弁機能	安全弁機能	逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑える。
	格納容器フィルタベント系	格納容器二次隔離弁70%開度	第二弁全開	運用の違い。 島根2号炉においては、格納容器ベント実施時には格納容器フィルタベント系の第一弁を全開する運用としている。
	格納容器代替スプレイ系による原子炉格納容器冷却	使用しない	使用する(常設)	外部水源による格納容器スプレイを実施する場合、スプレイ実施以降の炉心損傷の発生を想定すると、格納容器内の保有水量の観点から、スプレイを実施しない場合に比べ、格納容器ベントまでの時間が短くなる。島根2号炉は、ベント遅延効果を図るため、残留熱除去系の復旧が期待できない場合は格納容器代替スプレイ系による格納容器冷却操作を実施しない。
操作条件	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生から30分後	事象発生から25分後	設定時間は異なるもの、操作時間の積み上げに基づき設定しているという点では相違点ははない。

(2) 高圧注水・減圧機能喪失

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

(3) 全交流動力電源喪失

a. 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DGG失敗)+HPPCS失敗

項目	島根2号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
解析コード	SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
機器条 件	逃がし弁機能	逃がし弁機能	安全弁機能	逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンスの過度の圧力上昇を抑える。
交流電源	事象発生から24時間後	事象発生から24時間後	事象発生から24時間後	相違点はない。
交流電源復旧までの原子炉注水手段	原子炉隔離時冷却系及び低圧原子炉代替注水系(可搬型)にて原子炉注水を実施。	原子炉隔離時冷却系にて原子炉注水を実施。	原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系(可搬型)にて原子炉注水を実施。	原子炉隔離時冷却系が機能維持できるときは時間として、事象発生から約8時間後より低圧原子炉代替注水系(可搬型)を用いて注水を実施。
格納容器冷却・除熱手段	事象発生から20時間後に格納容器ベントによる格納容器除熱を実施。	事象発生から16時間後に格納容器ベントを実施し、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施。	格納容器圧力0.279MPa[gage]到達時に代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却を実施し、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施。	残留熱除去系の使用を期待していないため、事象発生から24時間後以降も格納容器ベントによる格納容器除熱を実施。

b. 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DGG失敗)+高压炉心冷却失敗

項目	島根2号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
解析コード	SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
機器条 件	逃がし弁機能	逃がし弁機能	安全弁機能	逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンスの過度の圧力上昇を抑える。
交流電源	事象発生から24時間後	事象発生から24時間後	事象発生から24時間後	相違点はない。
交流電源復旧までの原子炉注水手段	高压原子炉代替注水系及び低圧原子炉代替注水系(可搬型)にて原子炉注水を実施。	高压代替注水系にて原子炉注水を実施。	高压代替注水系及び低圧代替注水系(可搬型)にて原子炉注水を実施。	高压原子炉代替注水系が機能維持できるときは時間として、事象発生から約8.3時間後より低圧原子炉代替注水系(可搬型)を用いて注水を実施。
格納容器冷却・除熱手段	事象発生から20時間後に格納容器ベントによる格納容器除熱を実施。	事象発生から16時間後に格納容器ベントを実施し、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施。	格納容器圧力0.279MPa[gage]到達時に代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却を実施し、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施。	残留熱除去系の使用を期待していないため、事象発生から24時間後以降も格納容器ベントによる格納容器除熱を実施。

c. 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DGG失敗）＋直流電源喪失

項目	島根2号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
解析コード	SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
機器条 件	逃がし弁機能	逃がし弁機能	安全弁機能	逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉炉冷却材圧力バウンスの過度の圧力上昇を抑える。
交流電源	事象発生から24時間後	事象発生から24時間後	事象発生から24時間後	相違点はない。
交流電源復旧までの原子炉注水手段	高圧原子炉代替注水系及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）にて原子炉注水を実施。	高圧代替注水系にて原子炉注水を実施。	高圧代替注水系及び低圧代替注水系（可搬型）にて原子炉注水を実施。	高圧原子炉代替注水系が機能維持できる時間として、事象発生から約8.3時間後より低圧原子炉代替注水系（可搬型）を用いて注水を実施。
格納容器冷却・除熱手段	事象発生から20時間後に格納容器ペントによる格納容器除熱を実施。	事象発生から16時間後に格納容器ペントを実施し、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施。	格納容器圧力0.279MPa [gage] 到達時に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施し、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施。	残留熱除去系の使用を期待していないため、事象発生から24時間後以降も格納容器ペントによる格納容器除熱を実施。

d. 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DGG失敗）＋SRV再閉失敗＋HPCS失敗

項目	島根2号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
解析コード	SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
機器条 件	逃がし弁機能	逃がし弁機能	安全弁機能	逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉炉冷却材圧力バウンスの過度の圧力上昇を抑える。
交流電源	事象発生から24時間後	事象発生から24時間後	事象発生から24時間後	相違点はない。
交流電源復旧までの原子炉注水手段	原子炉隔離時冷却系及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）にて原子炉注水を実施。	原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（可搬型）にて原子炉注水を実施。	原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（可搬型）にて原子炉注水を実施。	相違点はない。
格納容器冷却・除熱手段	事象発生から22時間後に格納容器ペントによる格納容器除熱を実施。	格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施。原子炉冷却系に残留熱除去系による格納容器除熱を実施。	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施し、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施。	残留熱除去系の使用を期待していないため、事象発生から24時間後以降も格納容器ペントによる格納容器除熱を実施。

(4) 崩壊熱除去機能喪失  
a. 取水機能が喪失した場合

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



b. 残留熱除去系が故障した場合

項目		島根2号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
事故条件	外部電源	外部電源なし (再循環ポンプトリップは原子炉水位低(レベル2))	外部電源あり	外部電源あり	要員、資源等の観点で厳しい外部電源なしを設定。なお、原子炉スクラムまでの炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、再循環ポンプトリップは原子炉水位低(レベル2)にて発生するものとして設定。
機器条件	逃がし安全弁	逃がし弁機能	逃がし弁機能	安全弁機能	逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑える。
	格納容器フィルタベント系	第一弁全開	格納容器二次隔離弁70%開度	第二弁全開	運用の違い。 島根2号炉においては、格納容器ベント実施時には格納容器フィルタベント系の第一弁を全開する運用としている。
	格納容器代替スプレイ系による原子炉格納容器冷却	使用しない	使用する(常設)	使用する(常設)	外部水源による格納容器スプレイを実施する場合、スプレイ実施以降の炉心損傷の発生を想定すると、格納容器内の保有水量の観点から、スプレイを実施しない場合に比べ、格納容器ベントまでの時間が短くなる。島根2号炉は、ベント遅延効果を図るため、残留熱除去系の復旧が期待できない場合は格納容器代替スプレイ系による格納容器冷却操作を実施しない。
原子炉減圧後の原子炉注水手段	原子炉注水手	低圧原子炉代替注水系(常設)にて原子炉注水を実施。	高圧炉心注水系にて原子炉注水を実施。	低圧代替注水系(常設)にて原子炉注水を実施。	低圧で注水可能な系統として、高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系又はC-残留熱除去系(低圧注水モード)に期待することも可能であるが、原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で、注水流量の小さい低圧原子炉代替注水系(常設)に期待した評価としている。

(5) 原子炉停止機能喪失

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

(6) LOCA時注水機能喪失

項目	島根2号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
解析コード	SAFER/MAAP	SAFER・CHASTE/MAAP	SAFER/MAAP	本重要事故シナリオでは、SAFERコードによる燃料被覆管温度の評価結果は、燃料被覆管の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから、輻射による影響が詳細に考慮されるCHASTRコードは使用しない。
事故条件起因事象	再循環ポンプ吸込み側配管の破断 破断面積は約3.1cm <sup>2</sup>	原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断 破断面積1cm <sup>2</sup>	再循環系配管（出口ノズル）の破断 破断面積3.7cm <sup>2</sup>	中小破断LOCAに対する条件を下記に基づき設定。 ・破断箇所は、冷却材の流出流量が大きくなるため炉心冷却の観点で厳しい液相部配管とし、液相部配管はシラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差がないことから、原子炉圧力容器に接続される配管の中で接続位置が低く最大口径となる配管を選定（型式の相違によりABWRである柏崎6/7とは破断を想定する箇所が異なる） ・破断面積は炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シナリオ「LOCA時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積として3.1cm <sup>2</sup> を設定
機器条件	逃がし安全弁	逃がし弁機能	安全弁機能	逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力パウンダリの過度の圧力上昇を抑える。
格納容器フィルタベント系	格納容器隔離弁を全開操作	格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積70%開）	第二弁全開	運用の連い。 島根2号炉においては、格納容器ベント実施時には格納容器フィルタベント系の第一弁を全開する運用としている。
格納容器代替スプレイ系による原子炉格納容器冷却	使用しない	使用する（常設）	使用する（常設）	外部水源による格納容器スプレイを実施する場合、スプレイ実施以降の炉心損傷の発生を想定すると、格納容器内の保有水量の観点から、スプレイを実施しない場合に比べ、格納容器ベントまでの時間が短くなる。島根2号炉は、ベント遅延効果を図るため、残留熱除去系の復旧が期待できない場合は格納容器代替スプレイ系による格納容器冷却操作を実施しない。
操作条件	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生から約14分後	事象発生から25分後	設定時間は異なるものの、操作時間の積み上げに基づき設定しているという点では相違点はない。

(7) 格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)

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

2. 燃料プールの重大事故に至るおそれがある事故

(1) 想定事故 1

項目	島根 2 号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
燃料プールのスプレイ系による燃料プールへの注水	島根 2 号炉 事象発生から約7.9時間後	柏崎6/7 事象発生から12時間後	東海第二 事象発生から8時間後	島根 2 号炉は、燃料プールのスプレイ系による注水準備が事象発生から2時間30分後までに完了することから、燃料プールの水温度が100℃に到達し、燃料プールの水位が低下し始める事象発生から約7.9時間後に注水を開始する操作条件となっている。このため、燃料プールの水位は通常水位を維持する結果となっている。なお、有効性評価では燃料プールのスプレイ系（常設スプレイヘッド使用）による注水を想定しているが、燃料プールのスプレイ系（可搬型スプレイノズル使用）の場合でも、燃料プールの水温度が100℃に到達する前に注水準備が完了する。
操作条件	島根 2 号炉 事象発生から約7.9時間後	柏崎6/7 事象発生から12時間後	東海第二 事象発生から8時間後	柏崎6/7は、事象発生から12時間後の注水に対しプールの水温度が100℃に到達が約7時間後となり、東海第二は、事象発生から8時間後の注水に対しプールの水温度100℃到達が約5.1時間後となるため、燃料プールの水位の低下が生じる。

(2) 想定事故 2

項目	島根 2 号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
配管破断（損傷）の想定	島根 2 号炉 残留熱除去系配管の全周破断	柏崎6/7 残留熱除去系配管の配管内径の1/2の長さで配管肉厚の1/2の幅を有する貫通クランクによる損傷	東海第二 燃料プールの冷却浄化系配管の破断	島根 2 号炉は、燃料プールの水位（NWL）と破断箇所での水頭差及び配管圧損を考慮し、事故発生時における流出量を評価した結果から設定。
事故条件	島根 2 号炉 事象発生と同時に通常水位から約0.35m下まで低下	— 約70m <sup>3</sup> /h	東海第二 事象発生と同時に通常水位から約0.23m下まで低下	島根 2 号炉は、サイフォンズブレイク配管により、サイフォン現象による燃料プールの水位の低下が生じる。
操作条件	島根 2 号炉 事象発生から約7.6時間後	柏崎6/7 事象発生から12時間後	東海第二 事象発生から8時間後	島根 2 号炉は、燃料プールのスプレイ系による注水準備が事象発生から2時間30分後までに完了することから、燃料プールの水温度が100℃に到達し、燃料プールの水位が低下し始める事象発生から約7.6時間後に注水を開始する操作条件となっている。このため、燃料プールの水位は通常水位から約0.35m下を維持する結果となっている。なお、有効性評価では燃料プールのスプレイ系（常設スプレイヘッド使用）による注水を想定しているが、燃料プールのスプレイ系（可搬型スプレイノズル使用）の場合でも、燃料プールの水温度が100℃に到達する前に注水準備が完了する。
操作条件	島根 2 号炉 事象発生から約7.6時間後	柏崎6/7 事象発生から12時間後	東海第二 事象発生から8時間後	柏崎6/7は、事象発生から12時間後の注水に対しプールの水温度100℃到達が約7時間後となり、東海第二は、事象発生から8時間後の注水に対しプールの水温度100℃到達が約5.0時間後となるため、燃料プールの水位の低下が生じる。

3. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

(1) 崩壊熱除去機能喪失

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

(2) 全交流動力電源喪失

操作条件	項目	島根2号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作	事象発生から2時間後	事象発生から145分後	事象発生から約1.1時間後	島根2号炉は、常設代替交流電源設備からの受電操作を考慮し、事象発生から2時間後として100℃に到達するため、原子炉水位が低下した後原子炉注水を開始する。 東海第二では原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系（常設）の準備操作が完了し、原子炉水位が低下し始める事象発生から約1.1時間後から注水を開始する。このため、原子炉水位は維持される。
	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱操作	事象発生から10時間後	事象発生から20時間後	事象発生から4時間10分後	島根2号炉は、原子炉補機代替冷却系の準備完了後に残留熱除去系による原子炉除熱を実施することとしている。

(3) 原子炉冷却材の流出

事故条件	項目	島根 2 号炉	柏崎6/7	東海第二	理由
	起因事象	残留熱除去ポンプの閉操作忘れによる原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出	残留熱除去ポンプの閉操作忘れによる原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出	残留熱除去系停止時冷却注入弁の開操作が不十分な状態で残留熱除去系ポンプを起動することにより、残留熱除去系ポンプミニマムフロアー弁がインターロックにより自動開となり、閉固着することによる原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出	島根 2 号炉は、人的過誤によるミニマムフロアー弁の閉操作忘れを想定。東海第二は、インターロックによるミニマムフロアー弁の自動開及び閉固着を想定。
外部電源	外部電源	外部電源なし	外部電源なし	外部電源あり	島根 2 号炉は、外部電源の有無は、原子炉冷却材の流出に伴う原子炉水位の低下に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定している。東海第二は、外部電源がない場合、原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁が閉となり、原子炉冷却材流出が停止することから、原子炉冷却材の流出の観点で厳しい外部電源ありを設定している。なお島根 2 号炉では、外部電源の喪失による原子炉格納容器隔離弁の閉弁は発生しない。
操作条件	流出箇所の隔離	原子炉への注水開始前	原子炉への注水開始前	原子炉への注水開始後	島根 2 号炉は、漏えい箇所の隔離操作実施後に原子炉に注水する手順としている。

(4) 反応度の誤投入

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



#### 44. ベント実施までの格納容器スプレイの運用について

##### (1) 格納容器スプレイの運用

残留熱除去系による格納容器スプレイが実施できない場合に、外部水源を用いた格納容器代替スプレイ系による格納容器スプレイを実施する。

炉心損傷なしの場合と炉心損傷ありの場合で、格納容器スプレイの起動・停止基準は異なる運用としている。炉心損傷なしの場合は、格納容器内に放射性物質の放出がないことから、格納容器最高使用温度・圧力の範囲内で実施する。一方、炉心損傷ありの場合は、格納容器内に大量の放射性物質の放出が想定されることから、環境への放射性物質の放出を極力遅らせるため、格納容器限界温度・圧力の範囲内で実施する。

第1表に格納容器スプレイの起動・停止判断基準を示す。

第1表 格納容器代替スプレイ系による格納容器スプレイ起動・停止判断基準

	炉心損傷前	炉心損傷後
起 動	<ul style="list-style-type: none"> <li>格納容器圧力 384kPa 以上及び残留熱除去系又は残留熱代替除去系の早期復旧見込みがある場合 (最高使用圧力の 0.9 倍) (334kPa～384kPa の範囲で制御)</li> <li>ドライウエル温度 171℃ 接近及び残留熱除去系又は残留熱代替除去系の早期復旧見込みがある場合 (150℃～171℃ の範囲で制御)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>格納容器圧力 640kPa 以上 (最高使用圧力の 1.5 倍) (588kPa～640kPa の範囲で制御)</li> <li>ドライウエル温度 190℃ 接近 (171℃～190℃ の範囲で制御)</li> </ul>
停 止	<ul style="list-style-type: none"> <li>サプレッション・プール水位 4.9m 到達 (真空破壊弁位置)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>外部水源からの総注水量 4,000m<sup>3</sup> 到達 (ベント管-1m)</li> </ul>

##### (2) 炉心損傷前の格納容器スプレイ

炉心損傷前に外部水源による格納容器スプレイを行った以降、炉心損傷が発生した場合には、格納容器スプレイの実施による格納容器ベントの遅延時間が短くなることが考えられる。このため、炉心損傷前の格納容器スプレイの実施は極力控え、炉心損傷に備えて、外部水源からの格納容器への注水量を抑えることを基本とする。

なお、残留熱除去系又は残留熱代替除去系（以下、「残留熱除去系等」という。）の早期復旧が見込まれる場合は、格納容器スプレイにより格納容器ベントの遅延を図り、残留熱除去系等復旧後、格納容器の除熱を行うことで格納容器ベントを回避する。

以下に、第1表における炉心損傷前の格納容器スプレイの実施判断基準の

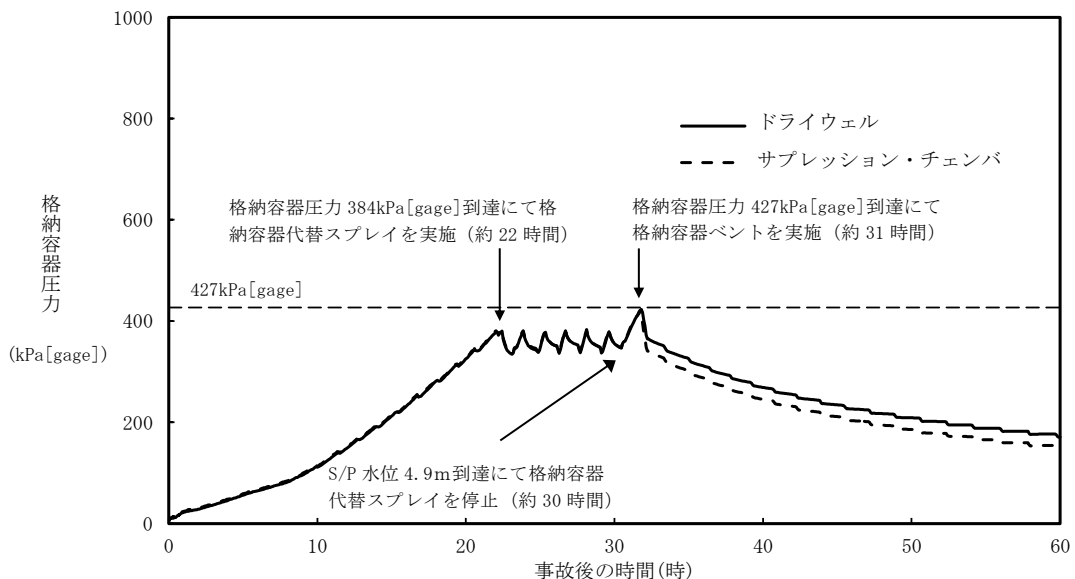
うち、残留熱除去系等の早期復旧見込みの判断の考え方を示す。

残留熱除去系等の早期復旧見込み有無の判断の一例を示すため、「高圧・低圧注水機能喪失」において、残留熱除去系等の早期復旧見込みがあると判断し、格納容器スプレイを行った場合の解析を実施した。格納容器圧力の推移を第1図に示す。

第1図に示すとおり、格納容器代替スプレイ系の実施基準である格納容器圧力 384kPa 到達は事象発生から約 22 時間となり、この時点から格納容器スプレイを実施した場合に、停止基準となるサブプレッション・プール水位 4.9m 到達は約 30 時間後となる。

この場合、事象発生から約 22 時間後の時点において、残留熱除去系等の早期復旧見込み有無の判断を行う必要がある。約 22 時間後の残留熱除去系等の復旧作業の状況を確認し、事象発生から 30 時間までに復旧が見込める場合は、早期復旧見込みありと判断して、格納容器スプレイを実施する。また、残留熱除去系等の早期復旧見込み有無の判断を行う際には、第2表に示す残留熱除去系の復旧手順の項目毎の復旧時間を参考とする。なお、復旧については、復旧可能な要員の確保が出来次第実施することとしている。

仮に、約 22 時間の時点において、残留熱除去系等の早期復旧見込みがあると判断して、その後約 30 時間までに復旧できなかったとしても、第1図に示すとおり、格納容器圧力が 427kPa[gage] 到達時に、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱が実施可能であることから、早期復旧見込み有無の判断が評価項目に与える影響はない。



第1図 格納容器スプレイを実施した場合の格納容器圧力の推移  
(高圧・低圧注水機能喪失)

第2表 残留熱除去系復旧手順一覧

--

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(b) 残留熱除去系復旧手順

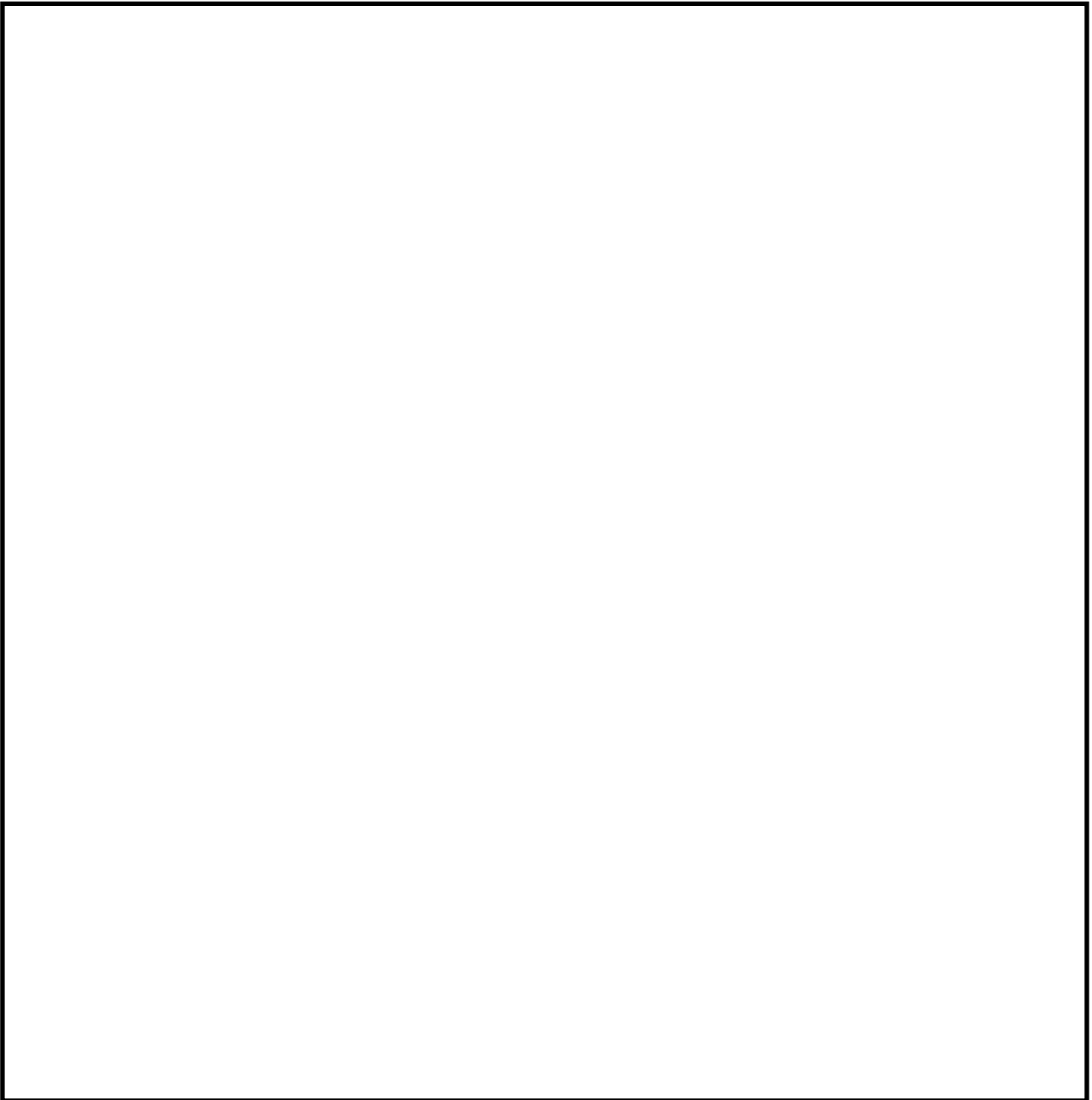
本手順では、機器の故障箇所、復旧に要する時間等に応じて「恒久対策」、  
「応急対策」、または「代替対策」のいずれかを選択する。

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ものであり、手順書の記載例を第2図～第4図に示  
す。



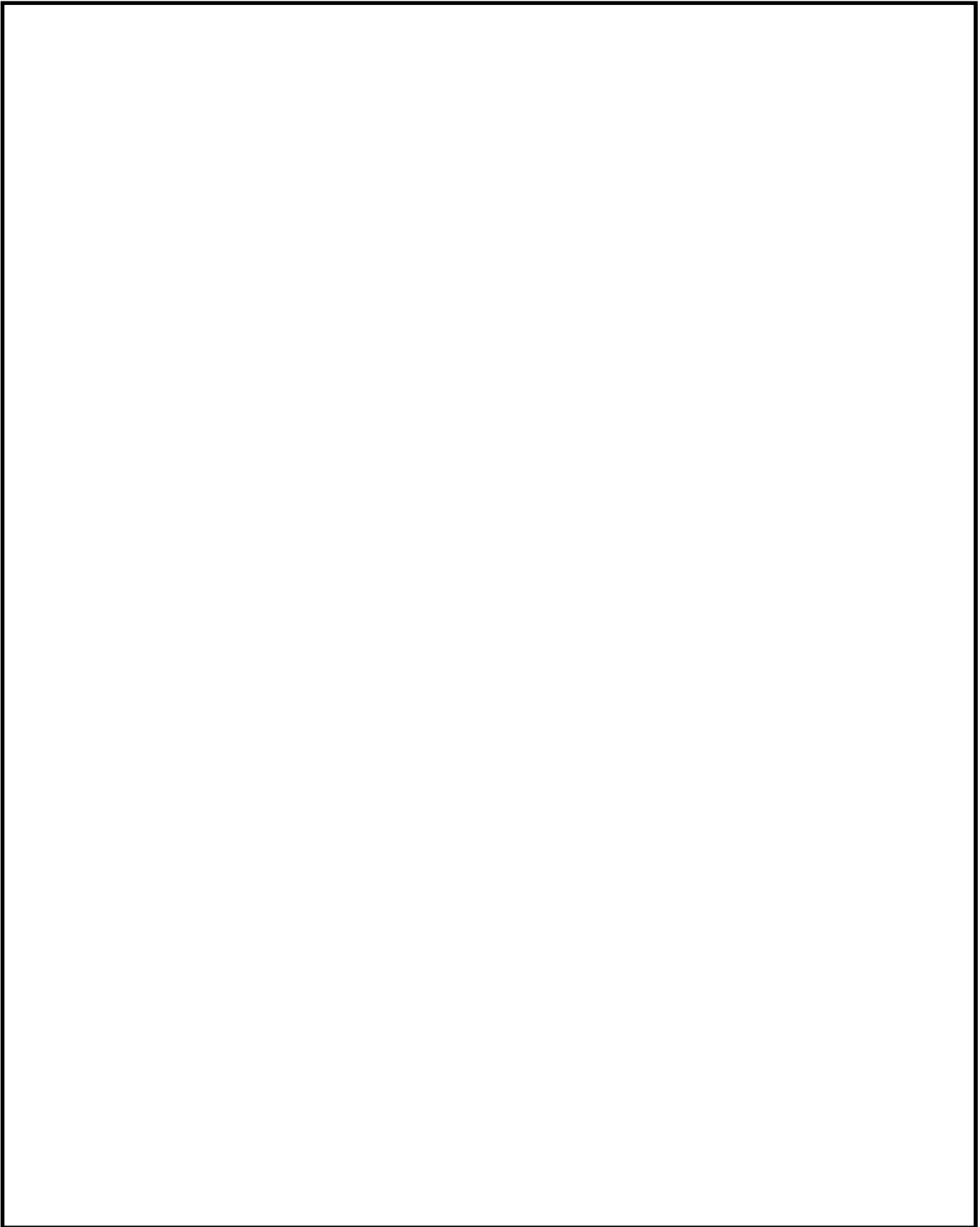
第2図 残留熱除去系復旧手順（応急対策）（1 / 3）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



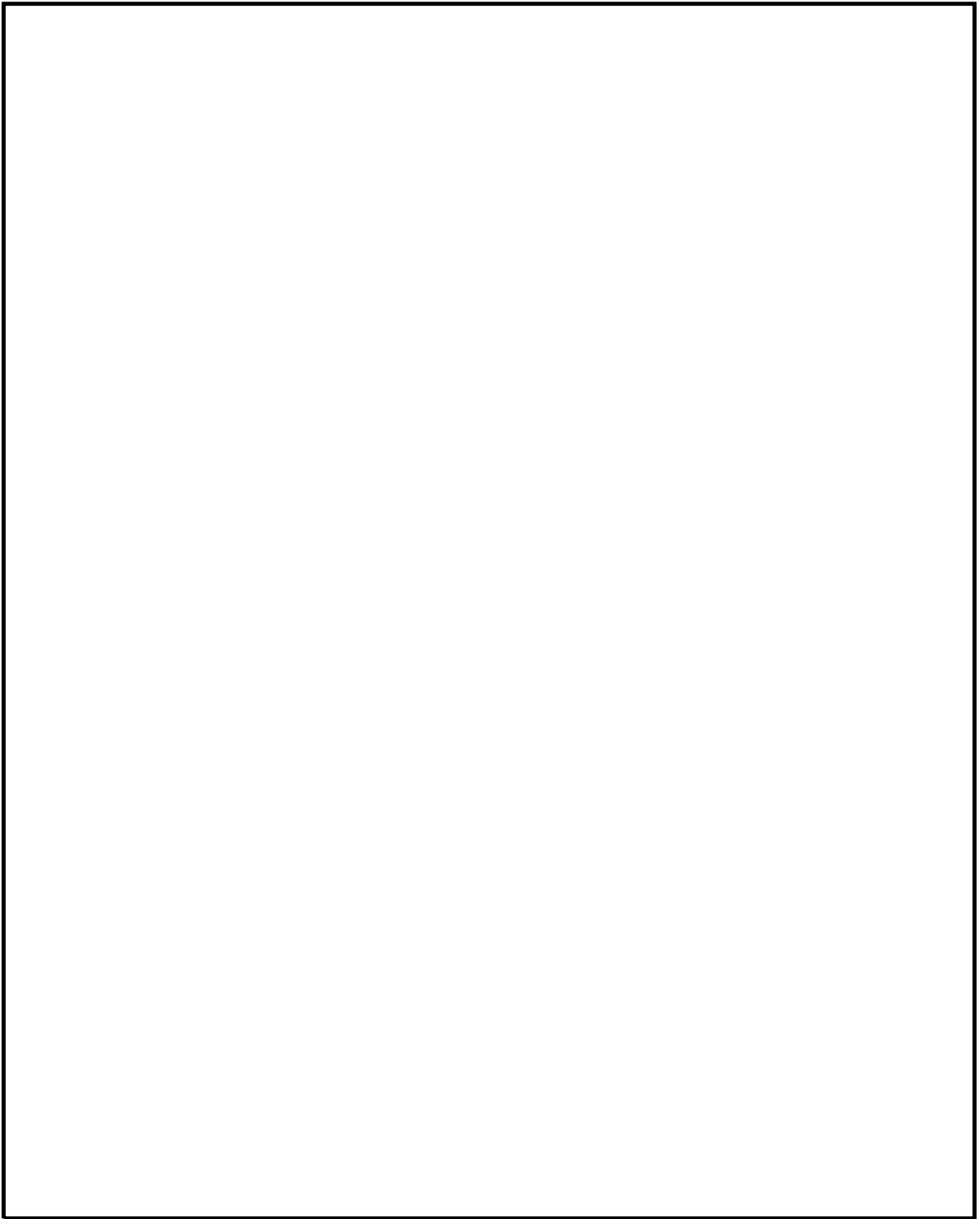
第2図 残留熱除去系復旧手順（応急対策）（2／3）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第2図 残留熱除去系復旧手順（応急対策）（3 / 3）

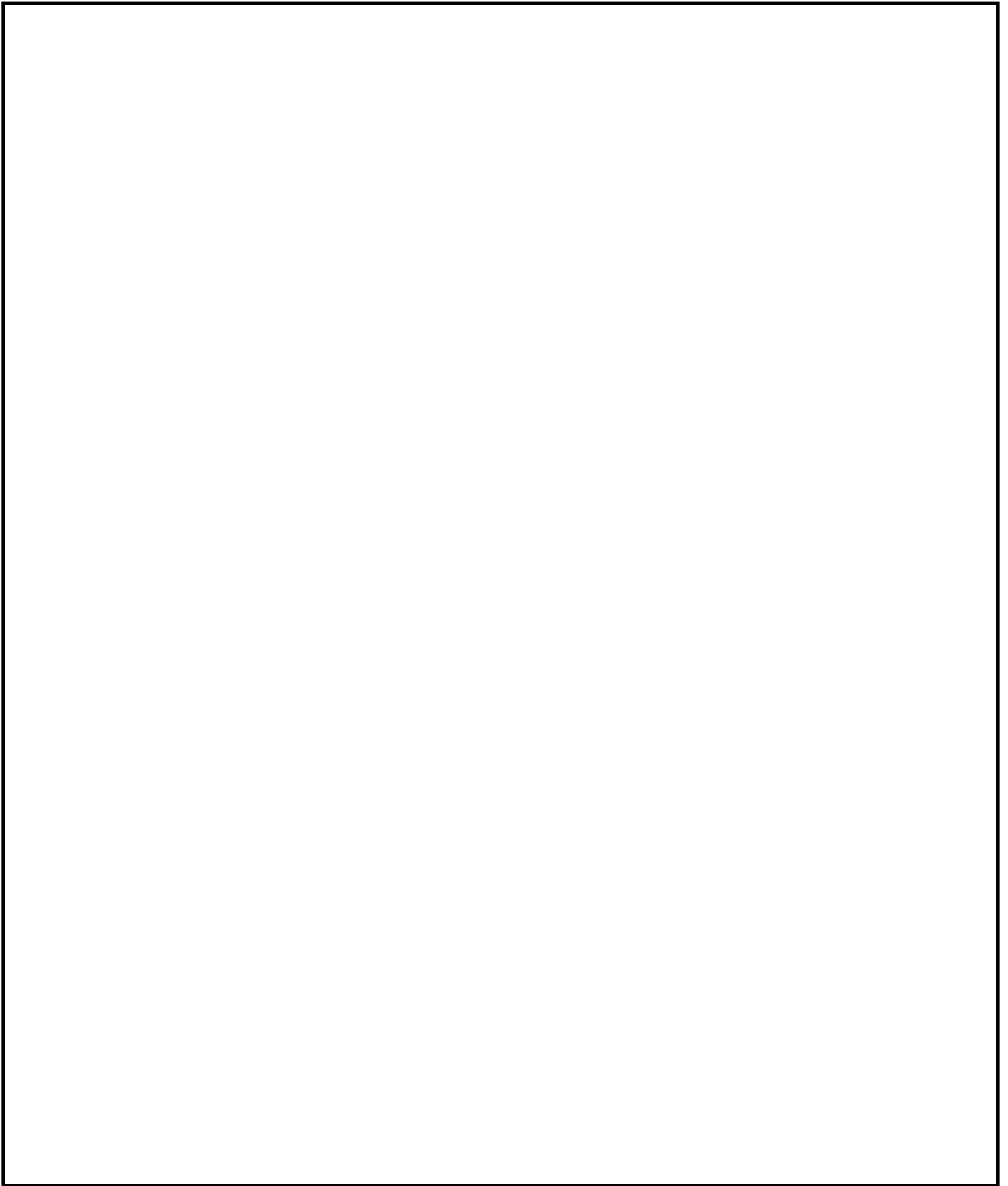
本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第3図 残留熱除去系復旧手順（恒久対策）（1／3）

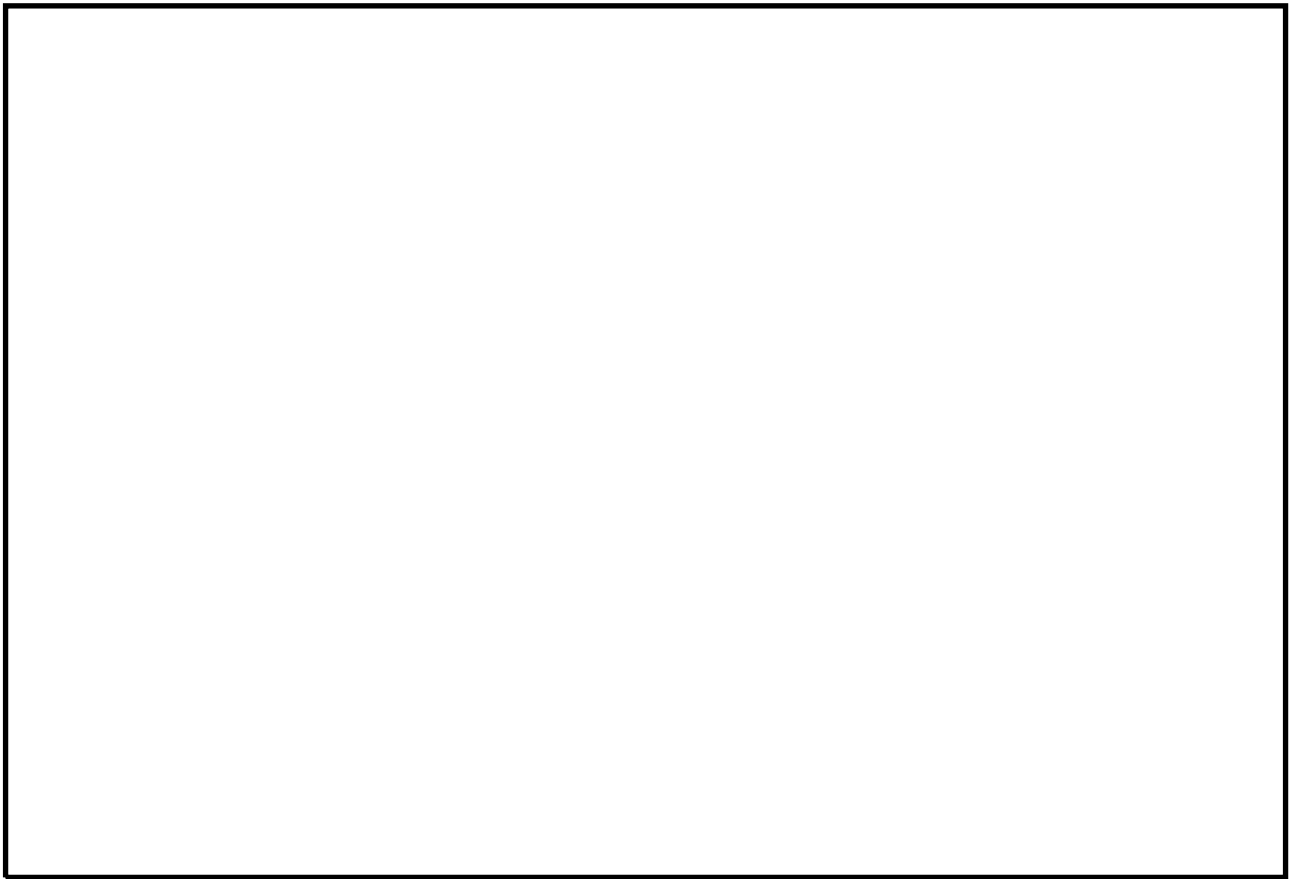
本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。





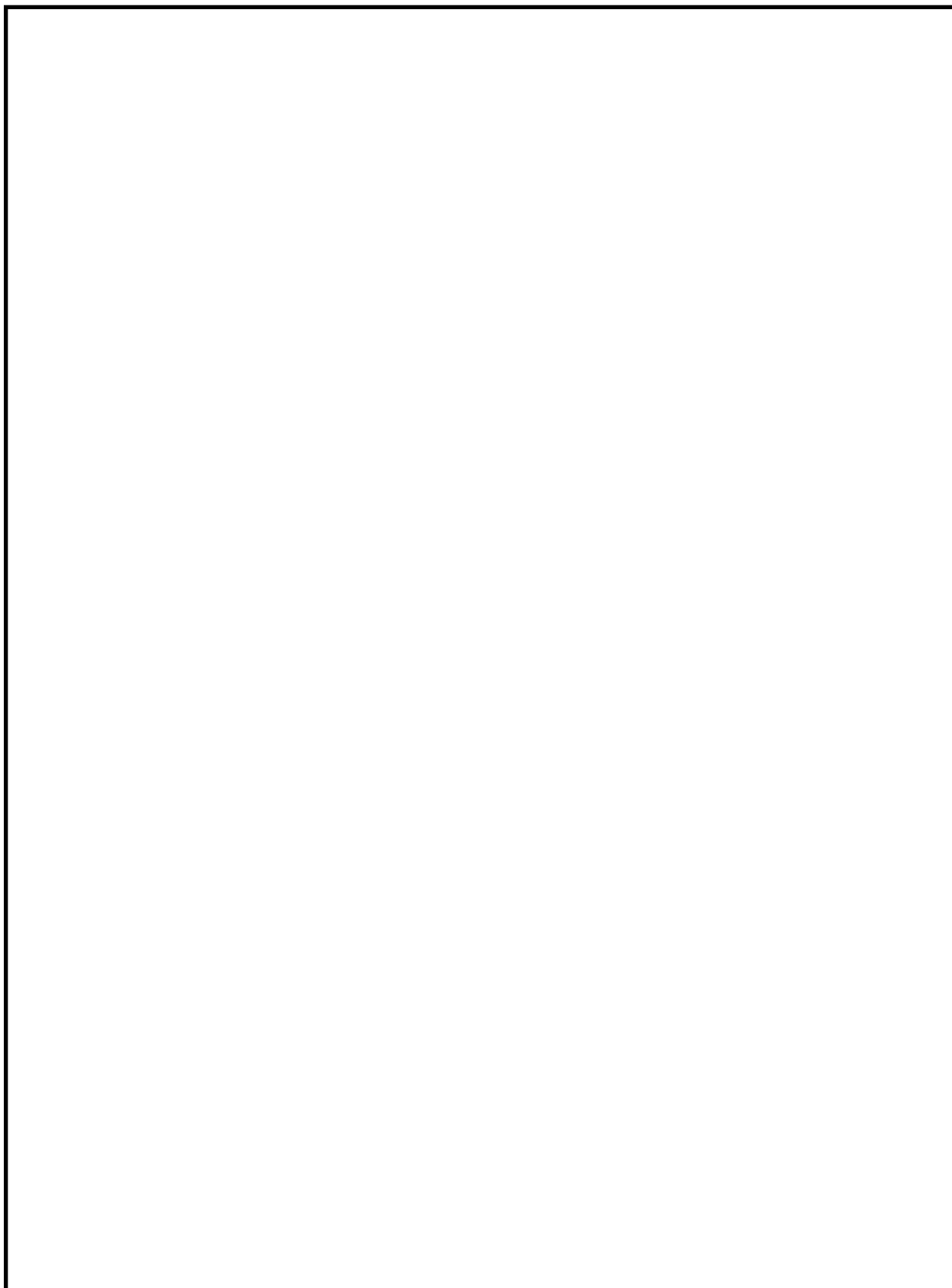
第3図 残留熱除去系復旧手順（恒久対策）（2 / 3）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



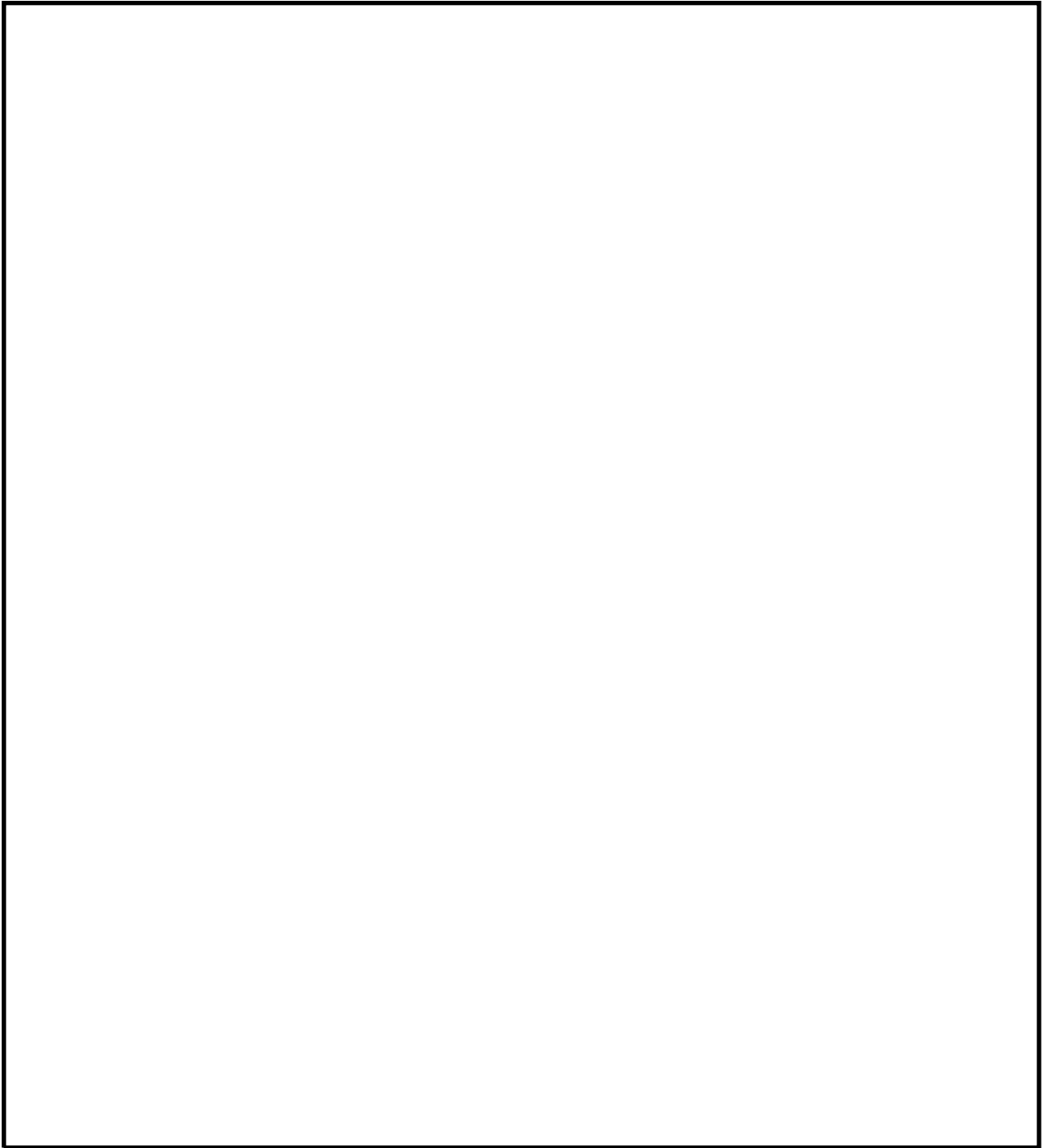
第3図 残留熱除去系復旧手順（恒久対策）（3 / 3）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第4図 残留熱除去系復旧手順（代替対策）（1 / 2）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第4図 残留熱除去系復旧手順（代替対策）（2 / 2）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

## 45. 原子炉満水操作の概要について

### 1. 不測事態「水位不明（C3）」からの満水操作

水位不明又は水位不明判断曲線にて水位不明領域に入った場合は、原子炉を急速減圧した後に満水操作を行う。

原子炉水位をできるだけ高く維持するために、12個設置されている逃がし安全弁のうち4個を開又は開確認し、給復水系、HPCS、LPCS、LPCIにて原子炉へ注水する。その後、原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を□ MPa以上とし、原子炉満水を確認する。これにより原子炉水位が燃料棒有効長頂部以上であることを確認する。

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

本満水操作は、原子炉を急速減圧した後、低圧状態で原子炉への注水を行う操作であり、逃がし安全弁1個以上を開保持し、満水確認に必要な差圧を確保する手順としている。また、満水確認に際しては、LPCSやLPCIといった低圧注水システムを使用し、逃がし安全弁の開個数と注水系統数、注水流量を調整することにより、必要な差圧を確保したうえで、出来るかぎり低い原子炉圧力に維持する手順としているため、原子炉を過圧するおそれはない。

なお、低圧注水システムにて満水確認ができない場合には、高圧注水システムを用いるが、この場合も低圧注水システムと同様な手順としているため、原子炉を過圧するおそれはない。高圧注水システムを用いた満水操作時においても逃がし安全弁1個以上を開保持するが、万一、原子炉が加圧された場合、残りの逃がし安全弁の開設定圧力に到達した時点で自動開することから、原子炉を過圧するおそれはない。

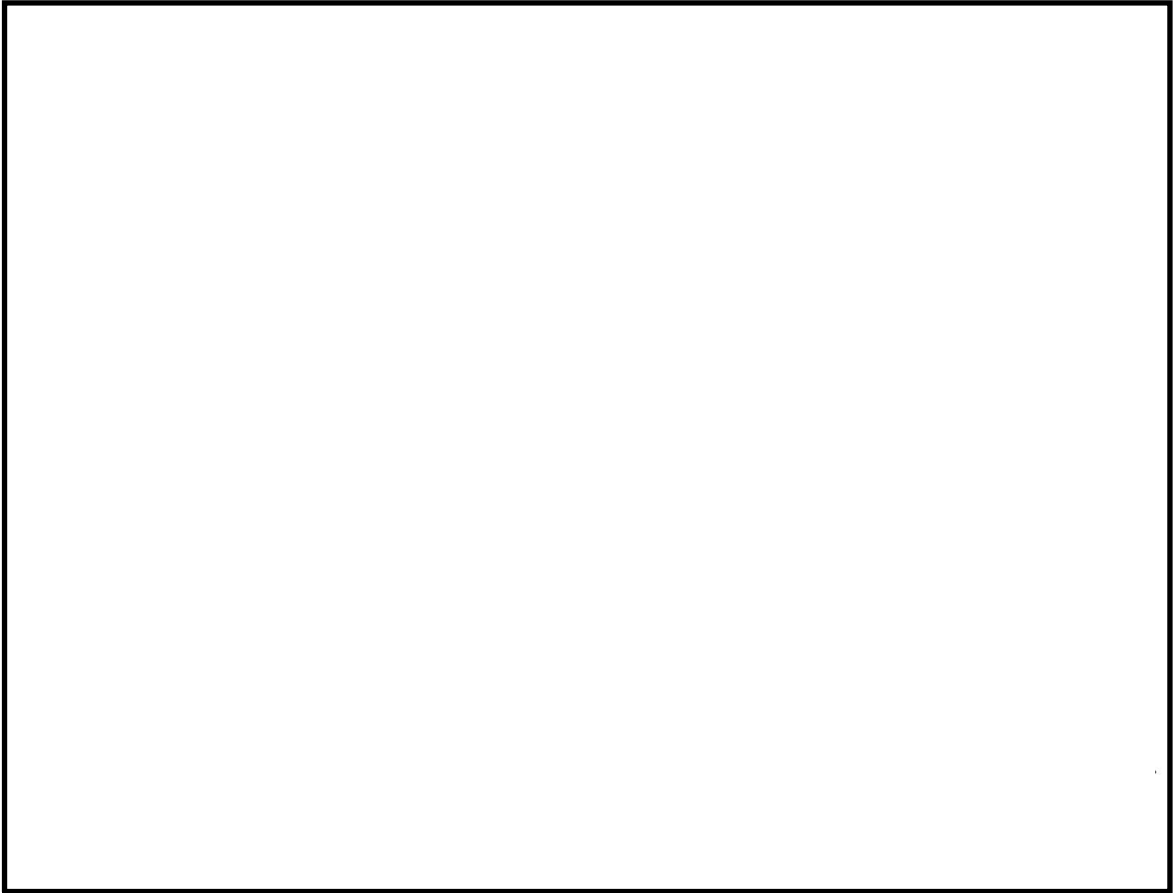
【水位不明確認項目】

- (1) 原子炉水位計の電源が喪失した場合
- (2) 原子炉水位計の指示に「バラツキ」があり燃料棒有効長頂部以上が判定できない場合
- (3) ドライウェル空間部温度が、原子炉圧力容器飽和温度制限値に達した場合（不測事態「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）
- (4) 凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し、有意な差が認められない場合



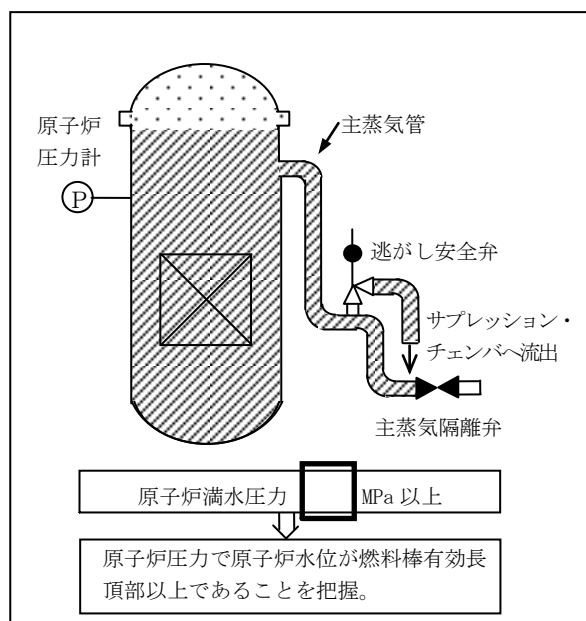
不測事態「水位不明（C3）」水位不明判断曲線

## 2. 満水操作フロー概要



本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

## 【原子炉満水確認方法】



原子炉満水判断の概略図

LOCA 時及び代替注水設備を使用しての注水時等，原子炉とサブプレッション・チェンバ間の差圧を  MPa 以上に確保できない場合の原子炉満水状態の確認方法としては，以下により行うこと。

- ① 開放逃がし安全弁排気管に設置されている温度計の指示値を，温度記録計にて確認する。  
この開放逃がし安全弁排気管温度が原子炉本体の水温とほぼ同一であり，かつ，他の逃がし安全弁排気管温度と有意な差があることを確認する。  
これにより，原子炉へ注入された流体は開放逃がし安全弁及び排気管を経由して，サブプレッション・チェンバへ移送されていることが確認でき，また，原子炉水位は主蒸気管ノズルレベル以上に確保されている。
- ② ポンプ追加起動により炉圧が上昇すれば原子炉は満水状態であり，原子炉圧力が変化しなければ満水していないと予想される。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



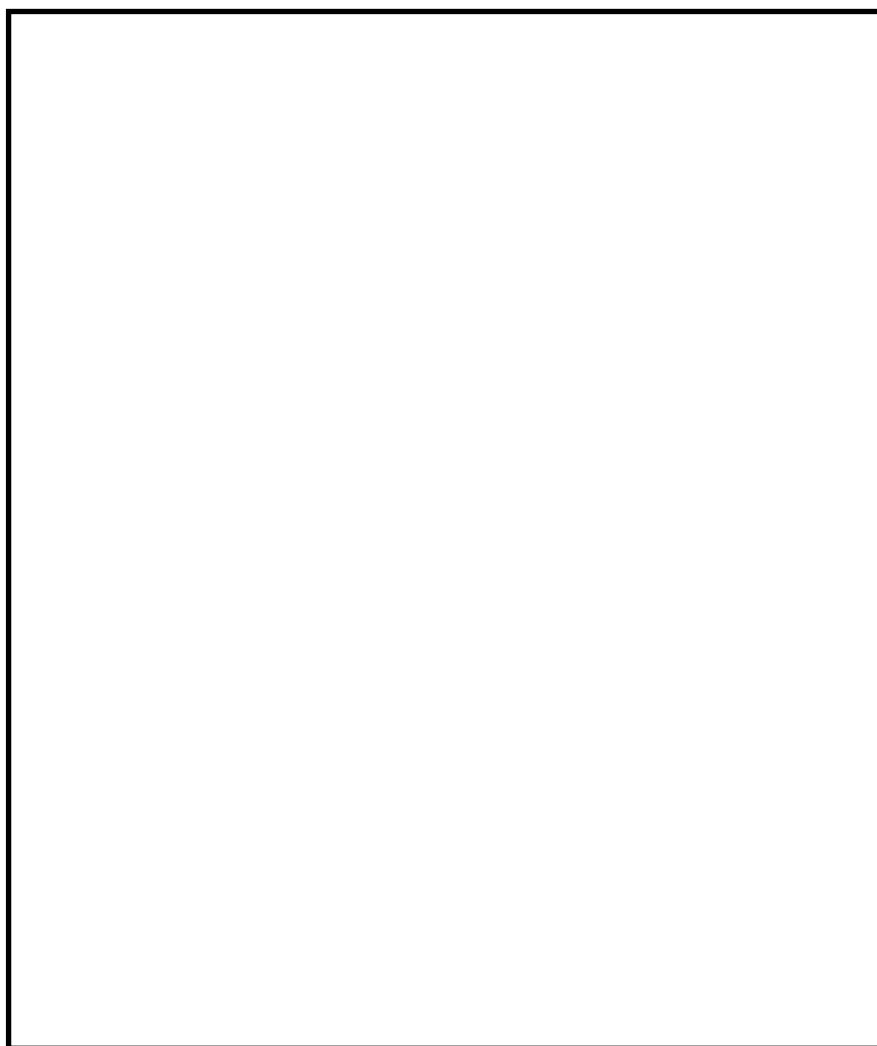
### 3. PCV圧力制御（PC/P）からの満水操作

格納容器圧力が384kPa[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破断口からの冷却水流出により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逃がし安全弁1弁以上開または開確認をして、高圧/低圧注水系または代替注水系にて注水を実施する。

なお、1. に示した原子炉水位が不明となった場合の満水操作と同様に、原子炉を過圧するおそれはない。

### 4. 満水操作フロー概要



本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

#### 46. 9 × 9 燃料で評価することの代表性について

##### 1. 燃料被覆管温度評価への影響の観点での 9 × 9 燃料で評価することの代表性について

###### (1) 9 × 9 燃料と MOX 燃料の崩壊熱の比較について

U-235 及び Pu-239 の崩壊熱の比較を図 1 に示す。短期的には、U-235 の崩壊熱の方が Pu-239 の崩壊熱より大きい。炉心損傷防止対策の有効性評価では、燃料被覆管最高温度は事象発生後 1 時間以内に発生していることから、有効性評価の範囲においては MOX 燃料の評価はウラン燃料の評価に包絡されると考える。

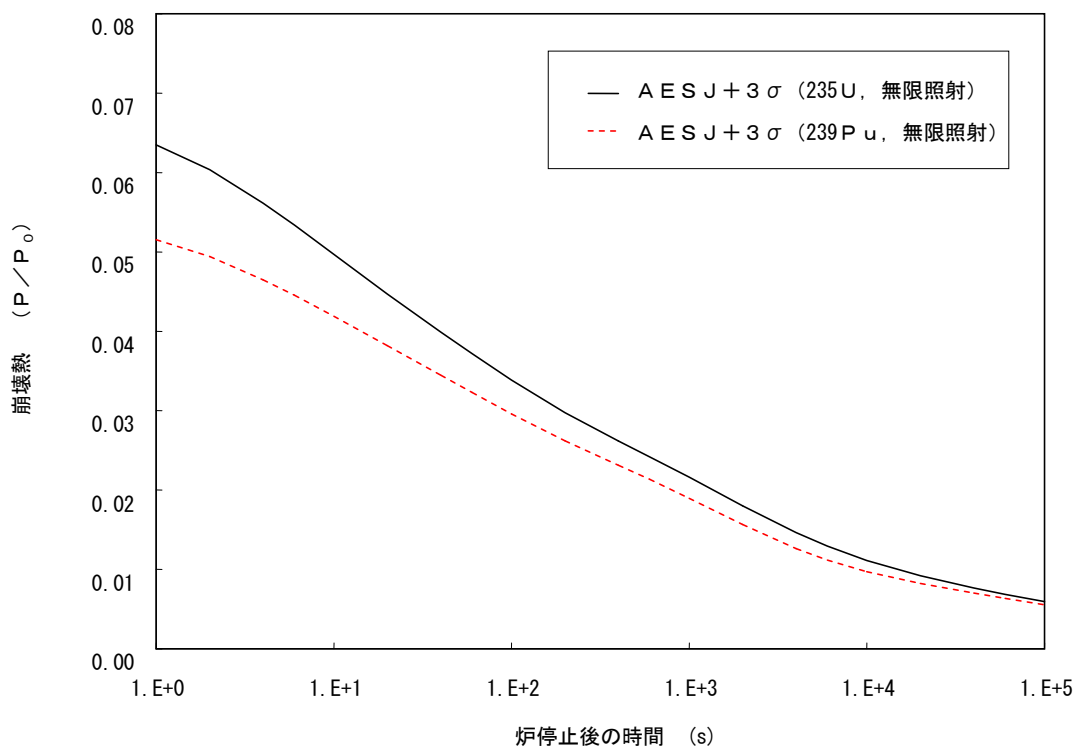


図 1 崩壊熱の比較

## (2) 燃料形状・物性について

MOX燃料と9×9燃料(A型)の形状等の比較を表1に示す。MOX燃料は、9×9燃料(A型)に比べて燃料棒が太径であるため、燃料被覆管の熱容量が大きくなり、また、燃料棒線出力密度が同じである場合、燃料棒周長が長いことから相対的に熱流束は小さくなる。一方、MOX燃料は9×9燃料(A型)に比べて燃料ペレット熱伝導率及び燃料ギャップ熱伝達係数が低いため、初期保有熱量が大きくなる。

原子炉注水機能が喪失し、炉心が露出することにより燃料被覆管温度が上昇する事象では、事象が進展し、原子炉水位が低下し炉心が露出した際等の温度上昇率は、燃料被覆管熱容量の違いによりMOX燃料の方が相対的に小さくなる。更に、熱伝達係数が9×9燃料(A型)とMOX燃料でほぼ同等であることから、燃料棒周長が長いMOX燃料の除熱量の方が大きくなる。すなわち、崩壊熱の事象発生後の減衰を考えると、MOX燃料の方が事象発生後早期に除熱量が崩壊熱を上回るため温度低下が始まることとなる。一方、燃料の露出は事象発生後30分程度で発生しており、炉心は比較的長期間にわたり冠水状態で冷却されるため、初期保有熱量の相違は結果にほとんど影響を及ぼさないと考えられる。したがって、9×9燃料(A型)とMOX燃料の初期線出力密度が同じとして評価した場合、MOX燃料の燃料被覆管温度評価は9×9燃料(A型)の評価に包絡されると考える。

また、原子炉停止機能喪失時のような炉出力が高い状態で沸騰遷移により燃料被覆管温度が上昇する事象では、初期線出力密度が同じである場合、熱流束が小さく、燃料ギャップ熱伝達係数が小さいために冷却材への伝熱遅れが大きいMOX燃料の方が相対的に燃料被覆管温度上昇率は小さくなる傾向となる。

表1 MOX燃料と9×9燃料(A型)の形状等の比較

	MOX燃料	9×9燃料(A型)
燃料被覆管外径	約 12.3mm	約 11.2mm
燃料被覆管厚さ	約 0.86mm	約 0.71mm

## (3) まとめ

上述より、9×9燃料(A型)の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料の冷却性や温度上昇の観点で厳しいことから、有効性評価においてはMOX燃料の評価は9×9燃料(A型)の評価に包絡されるため、9×9燃料(A型)の評価結果で代表しても問題はないと考える。

## 2. MOX燃料を採用した場合の被ばく評価について

「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」に基づき実施した有効性評価において、被ばく評価を実施しているが、その事象は、新たな燃料の破損を伴わない事象と新たな燃料の破損を伴う事象に分類される。両事象において、MOX燃料を採用した場合、9×9燃料を採用した被ばく評価結果を上回らないことを確認した。従って、島根2号炉における被ばく評価においては、希ガス及びよう素の大気中への放出量及び被ばく線量を保守的に見積もる9×9燃料で代表して評価することとする。

以下に、具体的な考え方を示す。<sup>(1)(2)(3)</sup>

(1) 新たな燃料の破損を伴わない事象

本事象としては、事故シーケンスグループとして「高圧・低圧注水機能喪失」、  
「全交流動力電源喪失」、「崩壊熱除去機能喪失」、「LOCA時注水機能喪失」  
及び「格納容器バイパス」が該当するが、これらの事象については、原子炉冷  
却材中の核分裂生成物及び事故後の減圧に伴う燃料からの追加放出を仮定し  
て被ばく評価を行っている。

大気中に放出される核分裂生成物（希ガス及びよう素）の量は、運転上許容  
される I-131 の最大濃度及び追加放出量を設定し、これらを基に I-131 以外の  
核種について核分裂収率及び崩壊定数により算定する。

MOX燃料装荷時においても、運転上許容される I-131 の最大濃度及び追加  
放出量は 9×9 燃料装荷時と同等に設定し、MOX燃料装荷率や燃料の燃焼状  
態によらず、一定の値で制限することとしている。

表 2 に示すとおり、9×9 燃料の代表的核分裂性核種である U-235 の核分裂  
の場合の方が、MOX燃料の代表的核分裂性核種である Pu-239 の核分裂の場  
合よりも I-131 の核分裂収率に対する他の希ガス及びよう素の核分裂収率が相  
対的に大きくなっている。

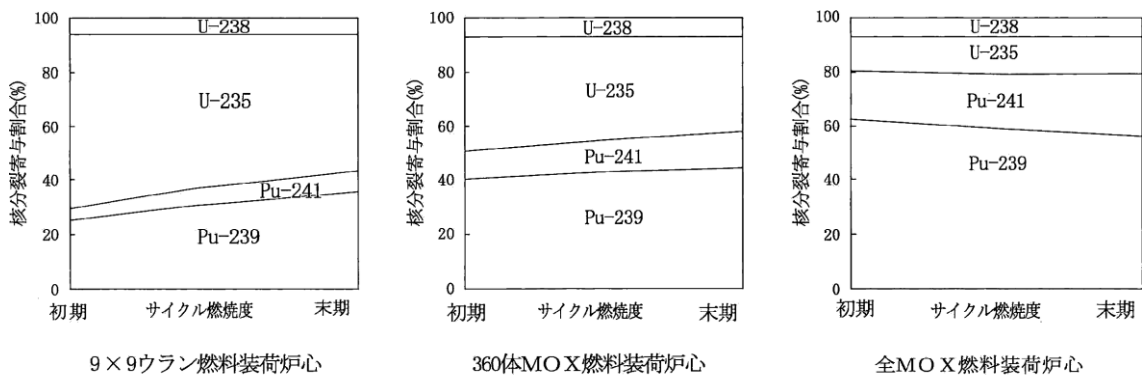
従って、9×9 燃料の方が、燃料から漏えいしたよう素の冷却材中濃度と燃  
料からの希ガス及びよう素の追加放出量をより保守的に設定することになり、  
大気中への放出量の評価として保守的となる。

なお、島根 2 号炉は 1/3MOX燃料装荷炉心であり、「発電用軽水型原子炉  
施設に用いられる混合酸化物燃料について」（平成 7 年 6 月 19 日 原子力安全  
委員会了承）で示されたように、MOX燃料の装荷率が 1/3 程度であれば 9×  
9 ウラン燃料装荷炉心と特性が大きく異なることはないとされている。

また、「改良型沸騰水型原子炉における混合酸化物燃料の全炉心装荷につい  
て」（平成 11 年 6 月 28 日 原子力安全委員会了承 一部改訂 平成 13 年 3 月 29  
日 原子力安全委員会）によると、ウランやプルトニウム等の核分裂寄与割合  
は図 2 のとおり炉心毎に異なる。フルMOX-ABWRにおいてはMOX燃料  
の炉心装荷率を初装荷炉心で 1/3 程度まで、取換炉心で全炉心までとしており、  
ウラン燃料装荷炉心から全MOX装荷炉心までの状態が存在することから、全  
MOX燃料装荷炉心では評価対象となる事象及び核種（希ガス、よう素）毎に、  
U-235 の核分裂収率を用いる場合と Pu-239 の核分裂収率を用いる場合とを比較  
して判断基準に対してより保守的な結果を与える方の核分裂収率をそれぞれ  
選択して用いることとしている。

表2 U-235及びPu-239の核分裂収率

核分裂生成物	核分裂収率			
	U-235 (%)	I-131の値で規格化	Pu-239 (%)	I-131の値で規格化
I-131	2.84	1.0	3.74	1.0
I-132	4.21	1.48	5.27	1.41
I-133	6.77	2.38	6.93	1.85
I-134	7.61	2.68	7.29	1.95
I-135	6.41	2.26	6.31	1.69
Kr-83m	0.53	0.19	0.29	0.08
Kr-85m	1.31	0.46	0.55	0.15
Kr-85	0.29	0.10	0.13	0.03
Kr-87	2.54	0.89	0.95	0.25
Kr-88	3.58	1.26	1.32	0.35
Xe-131m	0.040	0.01	0.052	0.01
Xe-133m	0.19	0.07	0.23	0.06
Xe-133	6.77	2.38	6.97	1.86
Xe-135m	1.06	0.37	1.56	0.42
Xe-135	6.63	2.33	7.47	2.0
Xe-138	6.28	2.21	4.89	1.31



MOX燃料:標準組成の場合

図2 ABWR平衡炉心における核分裂寄与割合例

(出典「改良型沸騰水型原子炉における混合酸化物燃料の全炉心装荷について」)

(2) 燃料の破損を伴う事象

本事象としては、事故シーケンスグループとして「格納容器過圧・過温破損」が該当するが、この事象については、炉心内の核分裂生成物の蓄積量を用い、それが放出されるとして被ばく評価を行っている。炉内内蔵量は、ORIGEN2コードにより、運転履歴等を考慮した単位熱出力あたりの炉内内蔵量を計算し、この結果に熱出力を乗じることにより求めている。ORIGEN2コードによる炉内内蔵量計算条件を表3に、MOX燃料及び9×9燃料の核種のうち被ばく評価上主要な核種である希ガス、よう素及びCsの単位熱出力あたりの炉内内蔵量を表4に示す。

希ガス、よう素及びCsについて9×9燃料炉心のほうが炉内内蔵量は多くなる結果となる。MOX燃料の代表的核分裂性核種であるPu-239と9×9燃料の代表的核分裂性核種であるU-235では、核分裂収率が若干異なり、希ガスについてPu-239の核分裂生成物の核分裂収率の方がおおむね低くなり、よう素及びCsについてはPu-239の核分裂収率の方がおおむね高くなる傾向があるが、運転履歴を考慮した場合、9×9燃料炉心の方が運転期間が長いことからよう素及びCsについても炉内内蔵量は多くなる結果となる。

また、MOX燃料を装荷した場合における被ばく評価においては、対象核種、放出経路、想定事象、評価条件等の基本条件は9×9燃料を装荷した場合と変わらず、環境へ放出された後の拡散手法もプラント構成によって変わるものではない。

従って、現状の9×9燃料を採用した被ばく評価結果の方が、大気中への放出量をより保守側に算定することとなり、MOX燃料を採用した場合の被ばく線量が、現状の被ばく線量を上回ることはない。

表3 炉内内蔵量計算条件

	9×9燃料	MOX燃料
原子炉熱出力	2,436MW	2,436MW
原子炉運転時間	2,083日	1,667日
サイクル数	5	4
計算コード	ORIGEN2コード	ORIGEN2コード

表4 MOX燃料及び9×9燃料の単位熱出力あたりの炉内内蔵量

[単位：Bq (Gross 値) /MWt]

	希ガス	よう素	Cs
9×9燃料	約 $6.6 \times 10^{15}$	約 $8.6 \times 10^{15}$	約 $3.4 \times 10^{14}$
MOX燃料	約 $6.0 \times 10^{15}$	約 $8.2 \times 10^{15}$	約 $2.2 \times 10^{14}$
9×9燃料/MOX燃料	1.10	1.05	1.53

参考文献

- (1) 沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について 平成16年1月 株式会社 日立製作所
- (2) 発電用軽水型原子炉施設に用いられる混合酸化物燃料について 平成7年6月19日 原子力安全委員会了承
- (3) 改良型沸騰水型原子炉における混合酸化物燃料の全炉心装荷について 平成11年6月28日 原子力安全委員会了承 一部改訂 平成13年3月29日 原子力安全委員会



## 47. 自動減圧機能及び代替自動減圧機能の論理回路について

### (1) 自動減圧機能の論理回路について

自動減圧機能は、設計基準事象（中小破断LOCA）の際に、自動的に原子炉を減圧し、低圧炉心注水を促進させることを目的とした設備であり、事象条件としては中小破断LOCA+外部電源喪失+高圧炉心スプレイ系の単一故障を想定し、ドライウェル圧力高と原子炉水位低（レベル1，3）のAND条件及び残留熱除去ポンプ又は低圧炉心スプレイポンプ運転の場合に、自動減圧させることができる設計としている。

また、上記想定では、高圧炉心スプレイ系以外の非常用炉心冷却系（低圧ECCS）は作動するが、低圧ECCSが全て作動しなかった場合は、減圧しても冷却水が注入されずインベントリが急減する恐れがあることから、低圧ECCSポンプ1台以上が運転中であれば作動する回路とし、自動減圧までに120秒の時間遅れをもたせ、自動減圧機能の阻止スイッチを設置することで、低圧ECCSが全て作動していない場合には、自動減圧を阻止する手順としている。

逃がし安全弁用電磁弁の作動信号について、図1の逃がし安全弁Bの場合、自動減圧機能の作動信号はSV-6B，7B弁に、手動減圧機能の作動信号はSV-5B弁に入力しており、電磁弁を共用しない設計とすることで自動減圧機能は手動減圧機能に悪影響を及ぼさない設計としている。

### (2) 代替自動減圧機能の論理回路について

代替自動減圧機能は、低圧ECCSの多重故障も想定し、低圧ECCSポンプが全台故障している場合には減圧しないよう原子炉水位低（レベル1）及び残留熱除去ポンプ又は低圧炉心スプレイポンプ運転の場合に、自動減圧させることができる設計としている。

逃がし安全弁用電磁弁の作動信号について、図1の逃がし安全弁Bの場合、代替自動減圧機能の作動信号はSV-5B弁に、自動減圧機能の作動信号はSV-6B，7B弁に入力しており、電磁弁を共用しない設計とすることで代替自動減圧機能は自動減圧機能に悪影響を及ぼさない設計としている。

なお、TQUXにおけるSRV手動開放失敗の想定については、手動操作の不確実性を考慮しており、SV-5B弁は健全性を有している想定としている。

### (3) 低圧ECCSポンプ運転信号の検出方法について

低圧ECCSポンプ運転状態は、ポンプ遮断器「閉」信号又はポンプ吐出圧力高信号で検出可能である。島根2号炉では、図2のとおりポンプの吐出圧力計をポンプ下流の逆止弁後段にのみ設置しており、ポンプ起動後に異常停止しても残圧により、ポンプ運転状態を正確に判別することができない可能性があることから、ポンプが起動していることを正常に検出可能な遮断器「閉」信号

を採用している。

電動機の制御回路には機械的な異常を検知する過電流継電器が設置されており、軸固着等の機械的な異常時でも遮断器が開放され、ポンプ不動作を検知可能である。他の過電流を生じない何らかの機械的な異常によりポンプが正常に運転できていない可能性はあるが、低圧ECCSポンプ4台全てが同様の故障状態(電氣的に正常かつ機械的に異常)となる可能性は極めて低い。低圧ECCSポンプ4台全てが同様の故障状態の場合でも、中央制御室のポンプ吐出圧力計等の確認により運転員がポンプの異常を判断し、従来から整備している低圧ECCSポンプ全台故障時の自動減圧を手動で阻止する手順により対処可能である。

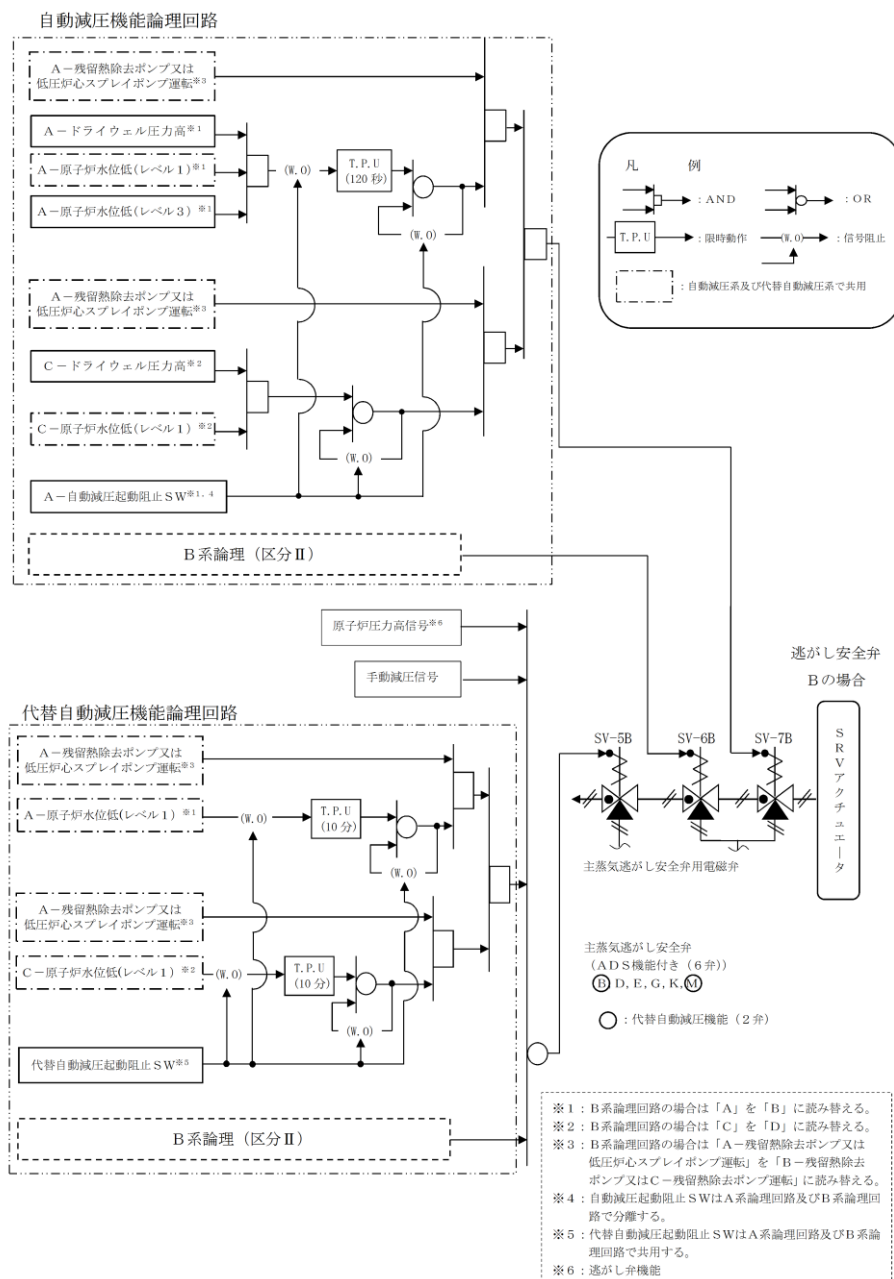


図1 自動減圧系及び代替自動減圧機能の論理回路図

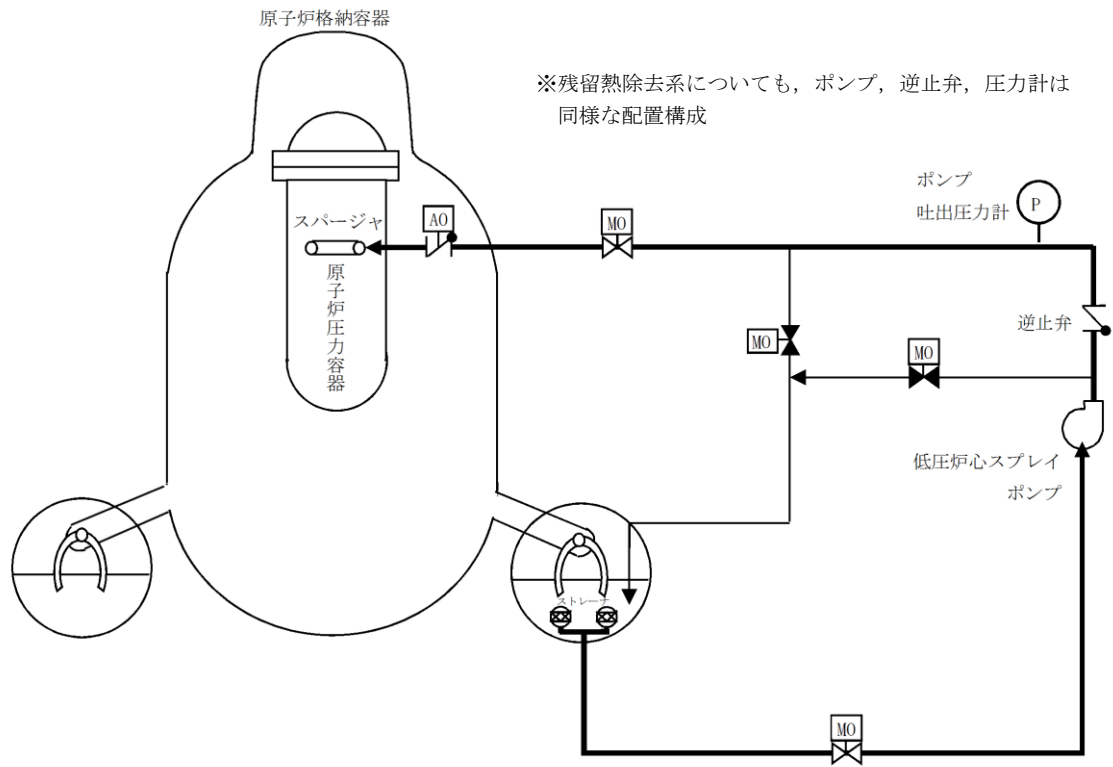


図2 低圧炉心スプレイ系 系統概要図

## 48. T B P 対策の概要について

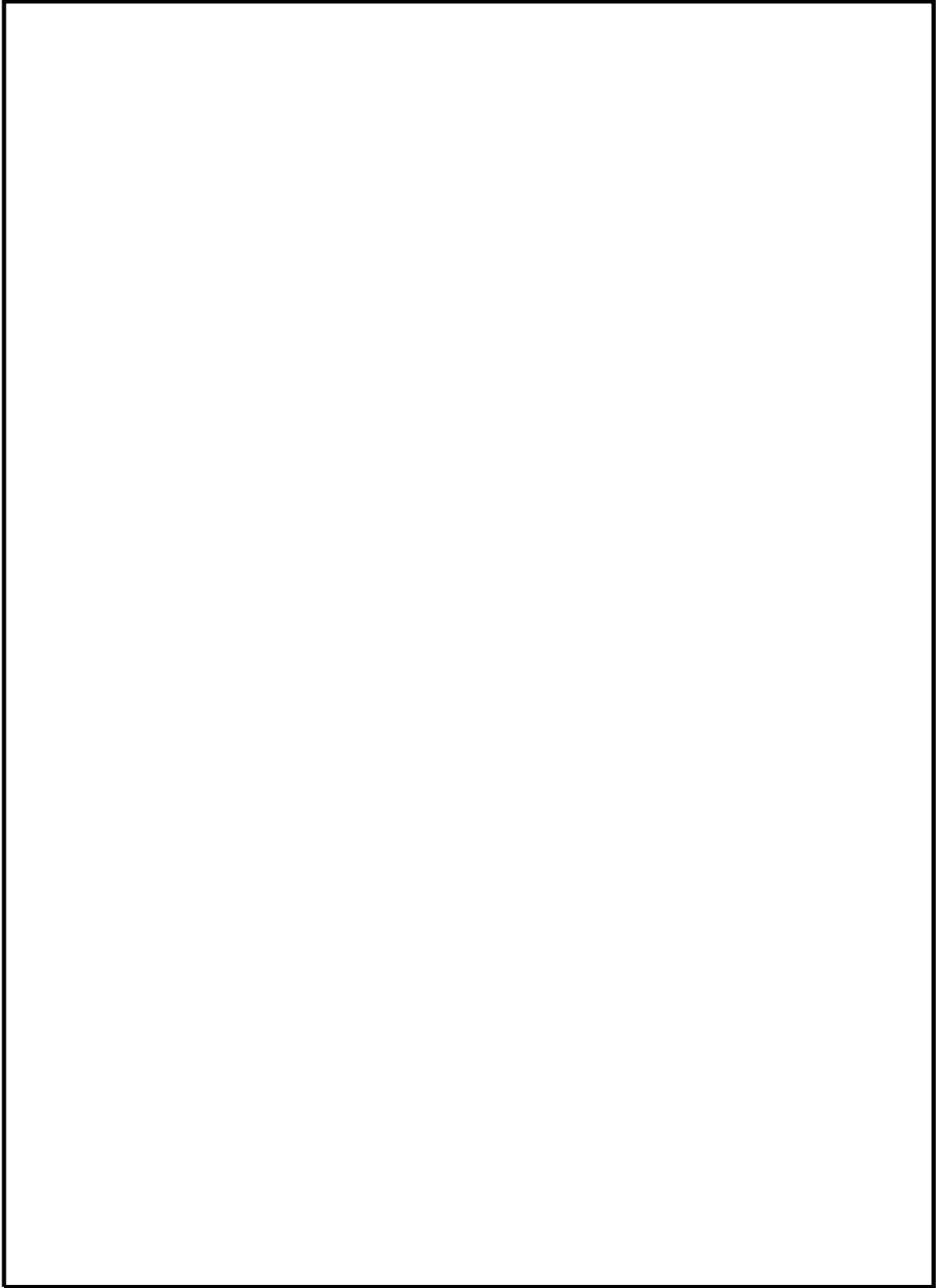
### (1) はじめに

事故シナシケンスグループ「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗」(以下「TBP」という。)では、全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁1個が開状態のまま固着する。このため、原子炉圧力の低下が継続し蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するため、事象発生2時間20分までに大量送水車による注水準備を完了させることとしている。

本作業は、事象発生後短時間での準備完了が必要な作業であり、その成立性については以下のとおり確認している。

### (2) 作業の成立性

大量送水車によるホース敷設ルート図を第1図に、TBPにおける対応概要(タイムチャート)を第2図に示す。大量送水車準備は、事象発生約10分後から開始し、訓練実績を踏まえ、事象発生約1時間43分後に完了する見込みを得ている。解析上の注水開始時間(事象発生約2時間20分)に対して約37分の時間余裕を含んでいる。



第1図 ホース敷設ルート図（大量送水車）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



#### 49. 全希ガス漏えい率及び I-131 の追加放出量の設定について

柏崎 3, 4 号炉（昭和 62 年設置変更許可）以降の新增設プラントでは、全希ガス漏えい率（f 値）を  $3.7 \times 10^9 \text{Bq/s}$  ( $100 \text{mCi/s}$ ) としている。また、追加放出量は f 値に依存するものとして整理し直され（第 1 図）、f 値が  $3.7 \times 10^9 \text{Bq/s}$  ( $100 \text{mCi/s}$ ) のプラントでは、設計基準事故時の I-131 追加放出量は実測値の平均値に相当する値の約  $1.4 \times 10^{12} \text{Bq}$ （約 37Ci）（第 2 図）に適切な余裕を見た値として、 $3.7 \times 10^{13} \text{Bq}$  ( $1,000 \text{Ci}$ ) としている。

島根 2 号炉の f 値の設定及び重大事故に至るおそれがある事故時の線量評価に用いる I-131 追加放出量の設定について以下に示す。

##### 1. 島根 2 号炉の f 値の設定について（別紙 1, 別紙 3 参照）

島根 2 号炉の f 値は、増設時（昭和 56 年設置変更許可）において、先行炉と同様  $1.11 \times 10^{10} \text{Bq/s}$  ( $300 \text{mCi/s}$ ) に設定した。

その後、燃料の健全性の向上や原子炉冷却材の水質改善により、冷却材に移行する希ガスの漏えい率が減少したことを受け、柏崎 3, 4 号炉（昭和 62 年設置変更許可）以降の新增設プラントでは、f 値を  $3.7 \times 10^9 \text{Bq/s}$  ( $100 \text{mCi/s}$ ) としている。また、新增設プラント以外にも、敦賀 1 号炉の放射性廃棄物廃棄施設内の一部設備の撤去に関する設置変更許可申請において、f 値を  $3.7 \times 10^9 \text{Bq/s}$  ( $100 \text{mCi/s}$ ) に見直している。（平成 8 年設置変更許可）

島根 2 号炉においても、島根 3 号炉増設に合わせて、f 値を  $3.7 \times 10^9 \text{Bq/s}$  ( $100 \text{mCi/s}$ ) に見直している。（平成 17 年設置変更許可）

##### 2. I-131 の追加放出量の設定について（別紙 2, 別紙 3 参照）

島根 2 号炉の I-131 の追加放出量は、増設時（昭和 56 年設置変更許可）において、先行炉と同様に出力依存とし、800 MW 級プラントの  $1.67 \times 10^{14} \text{Bq}$  ( $4,500 \text{Ci}$ ) に設定した。

その後、柏崎 3, 4 号炉（昭和 62 年設置変更許可）以降の新增設プラントでは、I-131 の追加放出量は f 値に依存するものとして整理し直されている（第 1 図）。BWR プラントの全希ガス漏えい率は、平常運転時の放出管理目標値のベースである  $3.7 \times 10^9 \text{Bq/s}$  ( $100 \text{mCi/s}$ ) に比べて十分に小さいが、線量評価に用いる追加放出量設定に当たっては、f 値を  $3.7 \times 10^9 \text{Bq/s}$  ( $100 \text{mCi/s}$ ) として平均値に相当する値を求めている。第 1 表によれば、f 値が  $3.7 \times 10^9 \text{Bq/s}$  ( $100 \text{mCi/s}$ ) の場合、I-131 追加放出量の平均値に相当する値は約  $1.4 \times 10^{12} \text{Bq}$ （約 37Ci）となり、適切な余裕を見た値として、 $3.7 \times 10^{13} \text{Bq}$  ( $1,000 \text{Ci}$ ) としている。

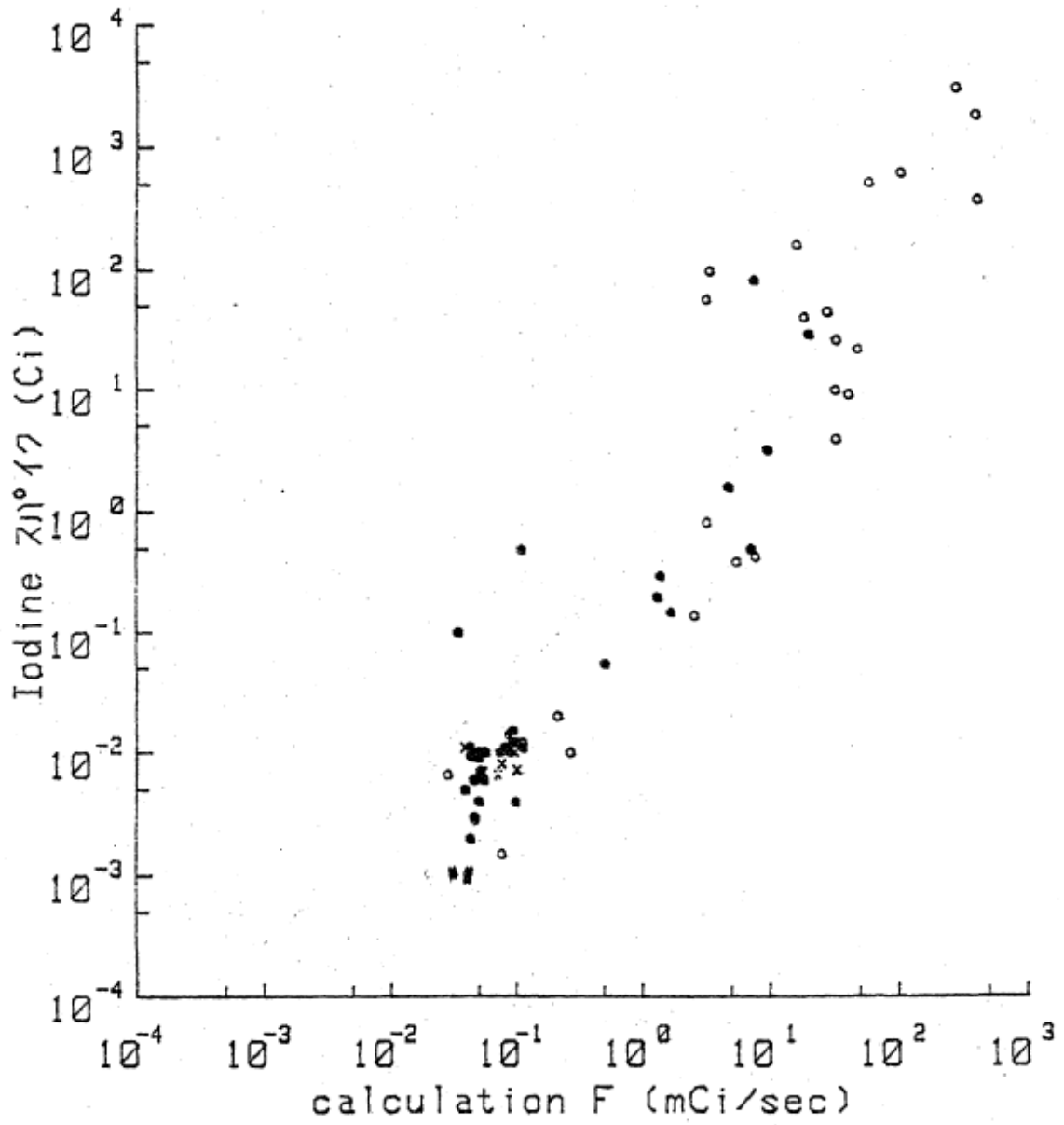
島根 2 号炉においても、島根 3 号炉増設にあわせて、設計基準事故時の線量評価に用いる I-131 追加放出量を  $3.7 \times 10^{13} \text{Bq}$  ( $1,000 \text{Ci}$ ) に見直している。（平成 17 年設置変更許可）

島根2号炉の重大事故に至るおそれがある事故時の線量評価に用いる I-131 の追加放出量についても、設計基準事故時と同様、 $3.7 \times 10^{13}$ Bq (1,000Ci)としている。

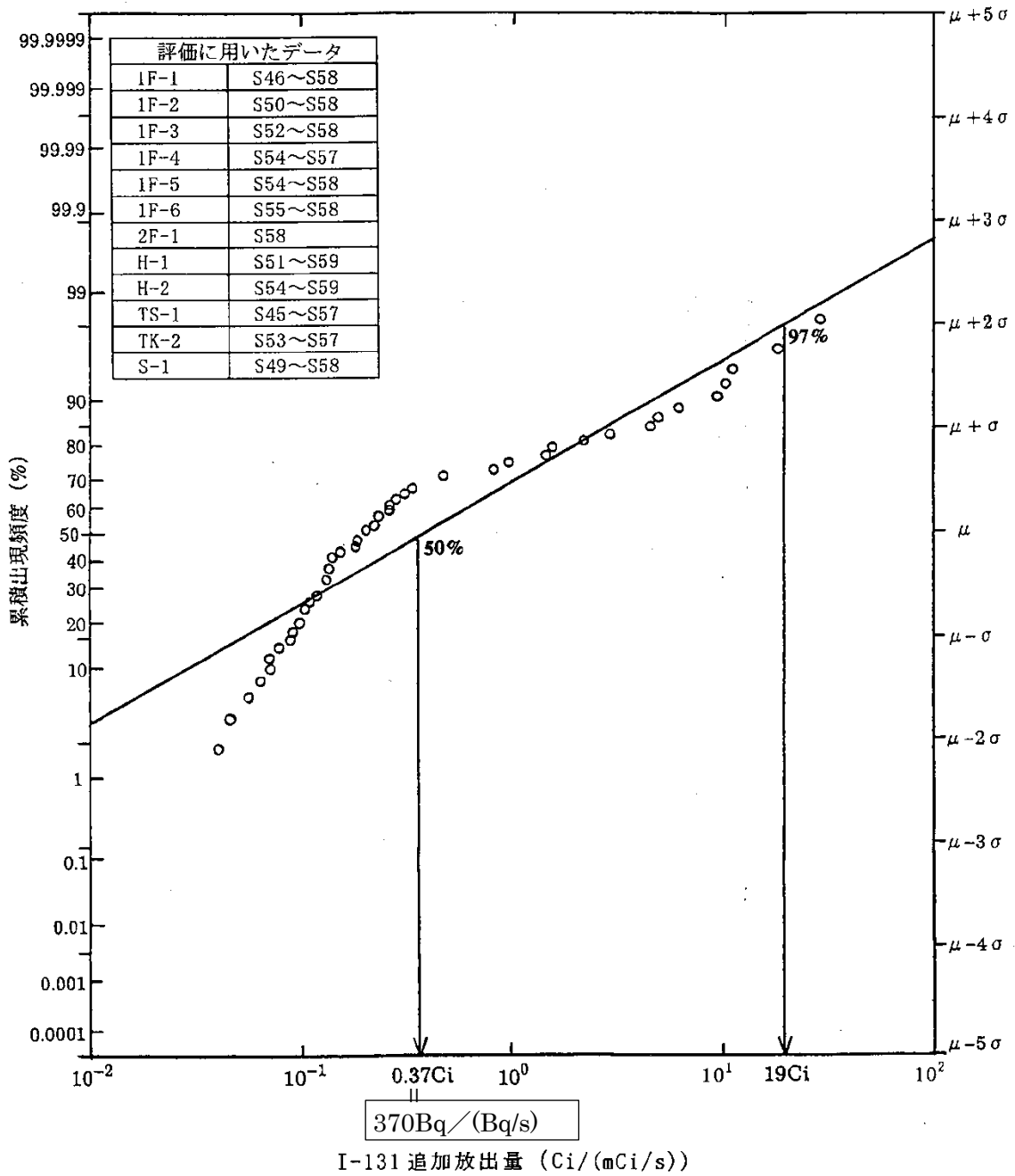
第1表 単位全希ガス漏えい率あたりの I-131 追加放出量

	Bq / (Bq/s) (Ci / (mCi/s))
平均値 $\mu$	370 (0.37)





第1図 追加放出量と f 値の関係



第2図 単位全希ガス漏えい率当たりのI-131追加放出量

H13.5.17

H13.12.3改

## 島根原子力発電所3号炉

### 平常運転時における 一般公衆の受ける線量について

(補足説明資料)

中国電力株式会社

## 全希ガス漏えい率（f値）の見直しについて

## 1. 島根1,2号炉の従来設定

島根1号炉は、昭和51年の「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に対する評価指針」制定に伴う変更申請（被ばく評価の見直し）時に、0.3Ci/sとした。

また、島根2号炉も昭和56年の増設申請時から同じ値を採用し、1,2号炉ともに現在に至っている。

## 2. 国内BWRの状況

その後、燃料の健全性向上や原子炉冷却材の水質改善等により、冷却材に移行する希ガスの漏えい率が減少したことを受け、柏崎刈羽3,4号炉（昭和62年許可）以降の新增設プラントは、f値をそれまでの1/3となる0.1Ci/s（ $3.7 \times 10^9$ Bq/s）に見直している。

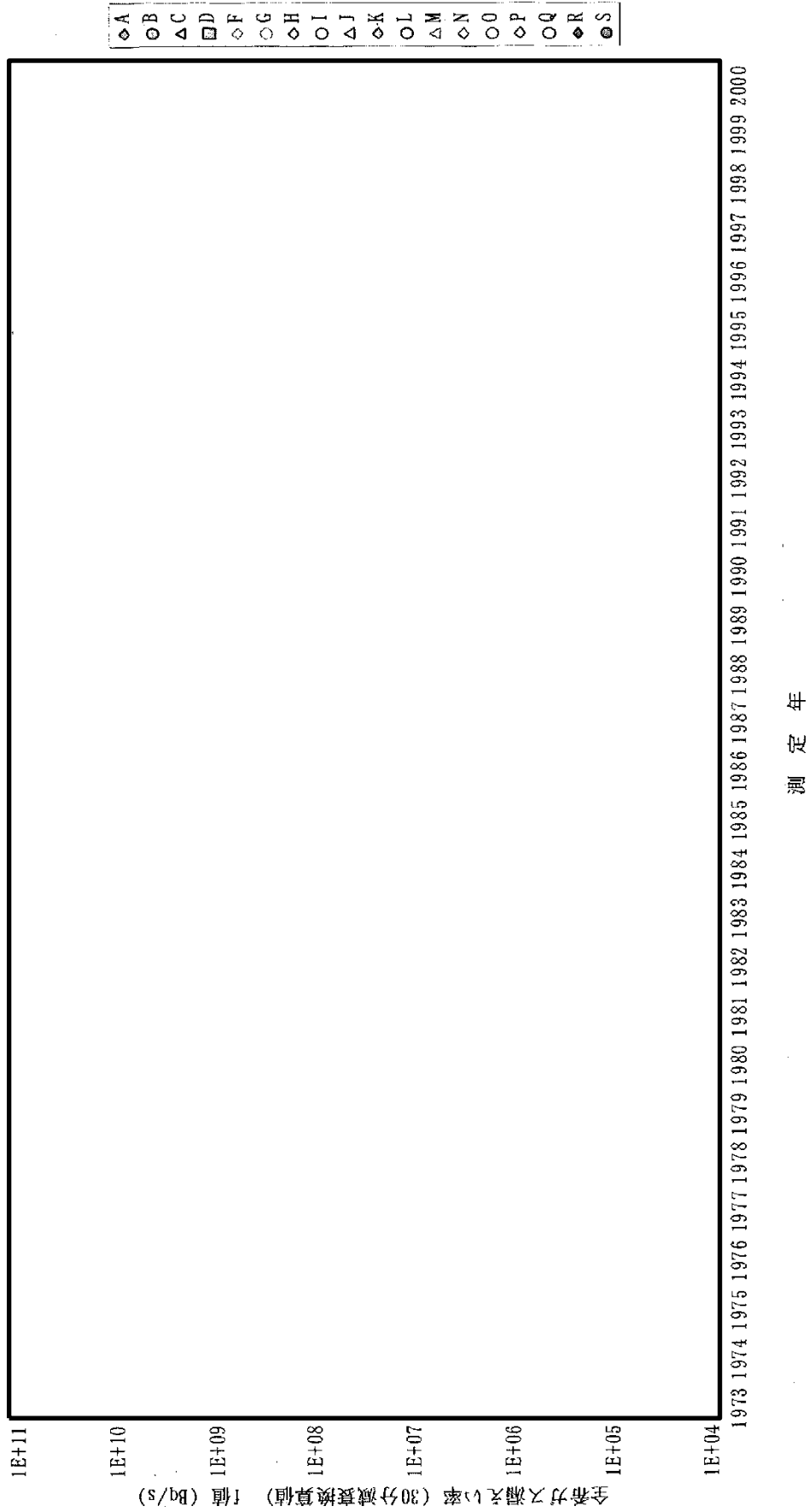
なお、敦賀1号炉は新規プラントではないが、炉心燃料の健全性の向上に変わりないことから、f値の見直し0.3→0.1Ci/sを行っている（平成8年許可）。

## 3. 島根1～3号炉のf値設定

新規プラントである島根3号炉のf値は、先行プラントと同様に0.1Ci/sと設定する。

また、島根1,2号炉についても、炉心燃料の健全性は最新プラントと同等であることから（図1参照）、敦賀1号炉と同様にf値の見直し（0.3→0.1Ci/s）を行う。

なお、島根1,2号炉については、安全評価をf値1/3として行うこととなるが、保安規定の制限値（冷却材中のよう素濃度、気体廃棄物の放出管理目標値（発電所合計））もより厳しい値に改め、運転管理を行っていくものである。



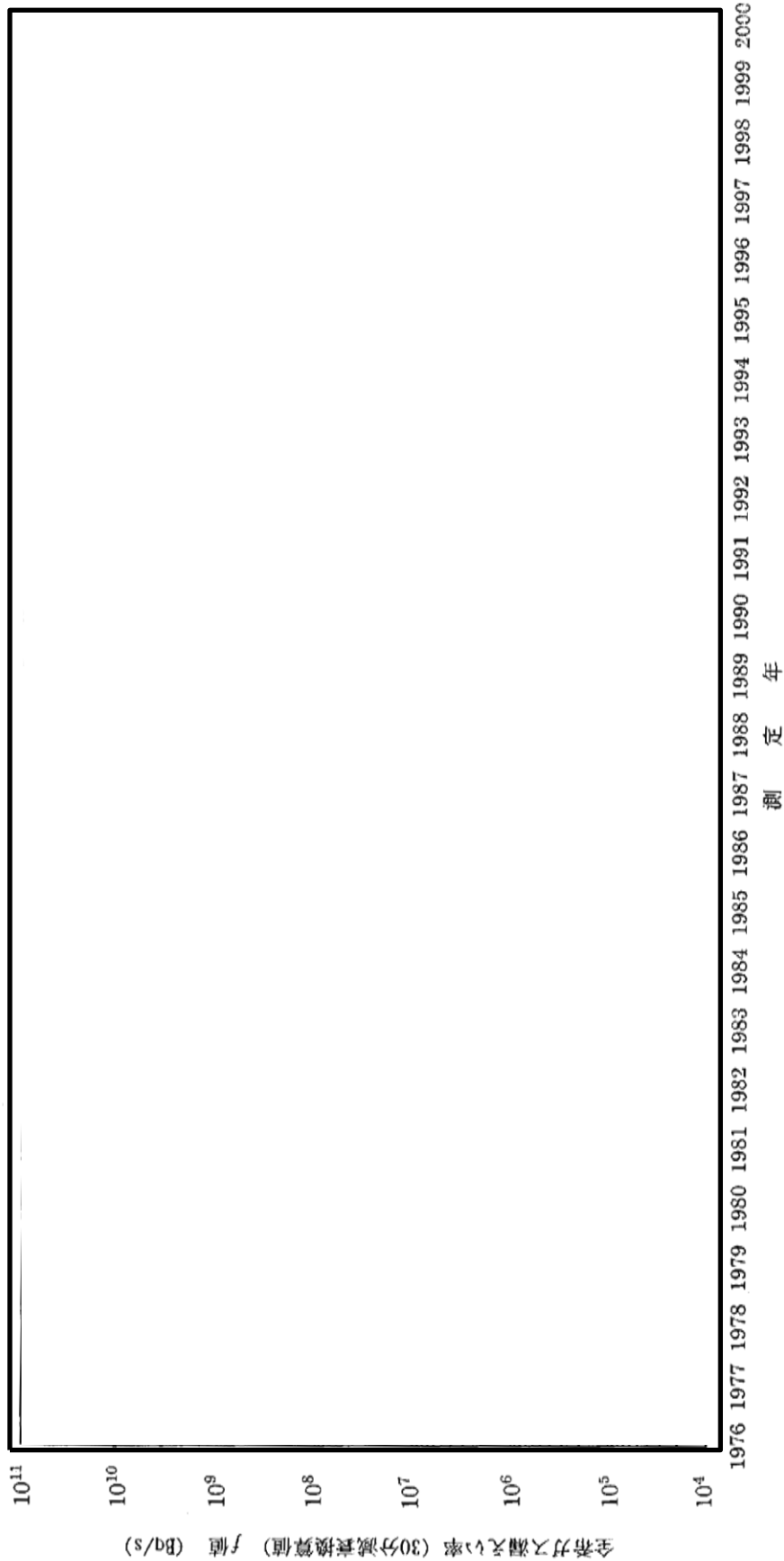
◆A  
 ⊙B  
 ▲C  
 ■D  
 ◇F  
 ○G  
 ◇H  
 ○I  
 △J  
 ◇K  
 ○L  
 △M  
 ◇N  
 ○O  
 ◇P  
 ○Q  
 ◇R  
 ●S

第1図 国内BWRプラントにおける全希ガス漏えい率 (30分減衰換算値) 実績値の推移

2-2

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

補 49-7



第2図 島根1,2号炉全希ガス漏洩率 (f値) の推移

2-3

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

補 49-8

H13.10.11

H13.12.3改

## 島根原子力発電所3号炉

### 重大事故及び仮想事故時の 線量評価について

(補足説明資料)

中国電力株式会社

## (5.(2).3.5)

## 追加放出量見直しの経緯

柏崎刈羽 3, 4 号炉（昭和 62 年設置許可）以降の新增設プラントでは、追加放出量は全希ガス漏えい率（ $f$  値）に依存するものとして整理し直され（第 1 図）、 $f$  値が  $3.7 \times 10^9 \text{Bq/s}$  ( $0.1 \text{Ci/s}$ ) のプラントは、事故  $3.7 \times 10^{13} \text{Bq}$  ( $1,000 \text{Ci}$ )、重大事故・仮想事故  $7.4 \times 10^{14} \text{Bq}$  ( $2,000 \text{Ci}$ ) としている。

国内 12 プラントの実測（第 1 表）に基づく追加放出量を、 $f$  値と関連付けて統計整理した結果を第 2 図に示す。また、 $f$  値  $1 \text{mCi/s}$  当たりの I-131 追加放出量の平均値  $\mu$  及び 97% 累積出現頻度に当たる  $\mu + 2\sigma$  ( $\sigma$ : 標準偏差) を第 2 表に示す。このデータに基づき、線量評価に使用する追加放出量を設定している。

## (1) 追加放出量の設定について

線量評価に用いられる追加放出量は、事故については、実測値の平均値に余裕をみた値を、また、重大事故及び仮想事故については、実測値のバラツキを考慮し実測データに基づく値に安全余裕を見込んだ値を設定している。

BWR プラントの  $f$  値の実績は、平常運転時の放出管理目標値のベースである  $3.7 \times 10^9 \text{Bq/s}$  ( $0.1 \text{Ci/s}$ ) に比べ十分に小さいが、線量評価に用いる追加放出量設定に当たっては、この  $f$  値を基に平均値及び 97% 累積出現頻度相当値を求めた。第 2 表によれば、 $f$  値  $3.7 \times 10^9 \text{Bq/s}$  ( $0.1 \text{Ci/s}$ ) の場合、I-131 追加放出量の平均値に相当する値は約  $37 \text{Ci}$  (約  $1.4 \times 10^{12} \text{Bq}$ )、97% 累積出現頻度に相当する値は約  $1,900 \text{Ci}$  (約  $7.0 \times 10^{13} \text{Bq}$ ) となる。

島根 3 号炉の線量評価に用いる I-131 追加放出量は、事故の場合、実測値の平均値約  $37 \text{Ci}$  に適切な余裕をみた値として、 $1,000 \text{Ci}$  ( $3.7 \times 10^{13} \text{Bq}$ ) と設定し、重大事故及び仮想事故の場合、97% 累積出現頻度に相当する値 (約  $1,900 \text{Ci}$ ) に余裕を見込んで  $2,000 \text{Ci}$  ( $7.4 \times 10^{13} \text{Bq}$ ) と設定している。

なお、事故時線量評価に用いる I-131 追加放出量は、冷却材中の I-131 濃度と同様に、運転上の制限値として保安規定に定めるものである。

## 5.(2).3.5-1

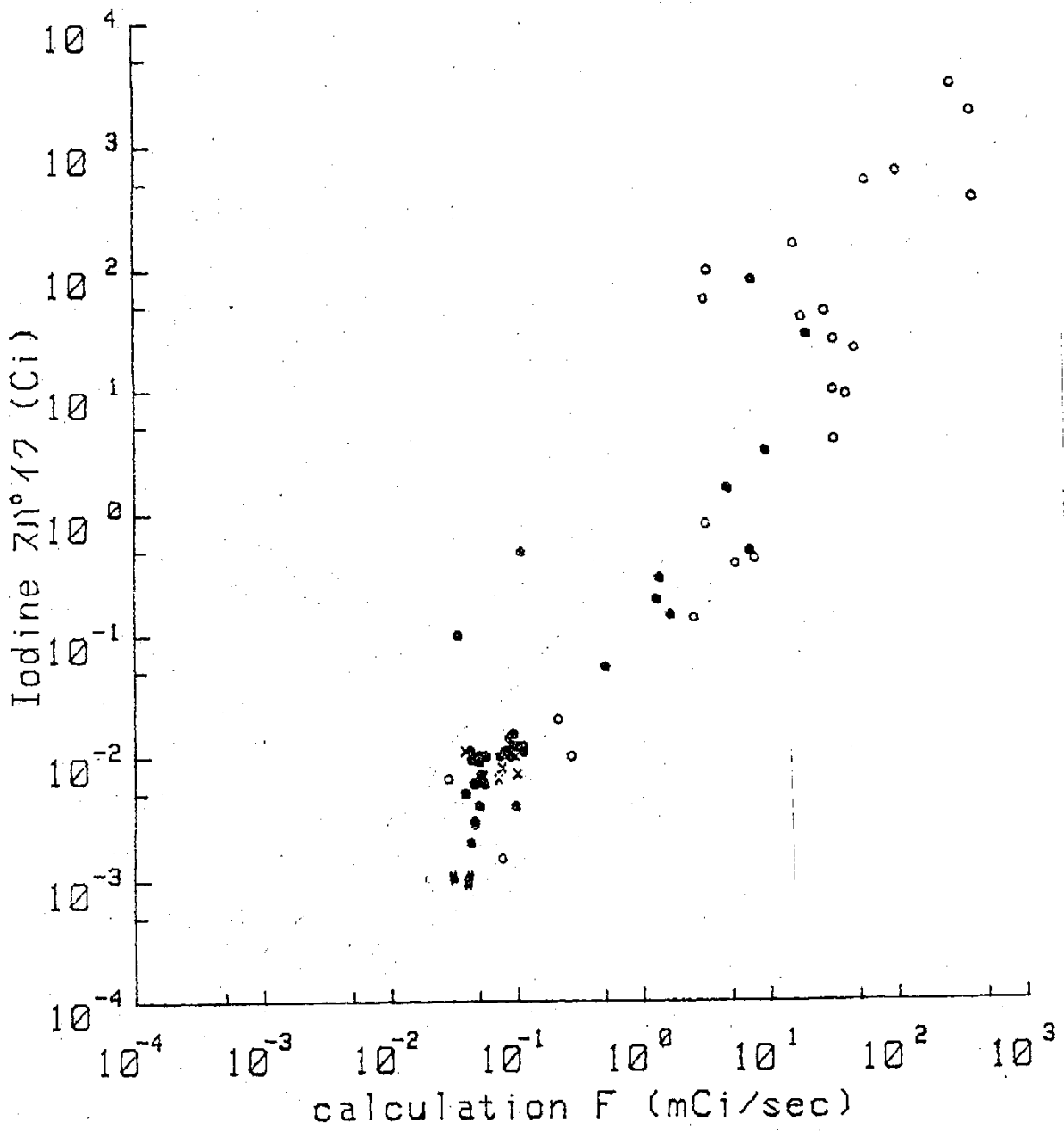


第 1 表 追加放出量見直しに使用したデータ

プラント	データ数	期間
島根 1 号炉	18	S 49 ~ S 58
福島第一 1 号炉	10	S 46 ~ S 58
福島第一 2 号炉	6	S 50 ~ S 58
福島第一 3 号炉	6	S 52 ~ S 58
福島第一 4 号炉	4	S 54 ~ S 57
福島第一 5 号炉	5	S 54 ~ S 58
福島第一 6 号炉	3	S 55 ~ S 58
福島第二 1 号炉	1	S 58
浜岡 1 号炉	13	S 51 ~ S 59
浜岡 2 号炉	10	S 54 ~ S 59
敦賀 1 号炉	9	S 45 ~ S 57
東海第二	13	S 53 ~ S 57

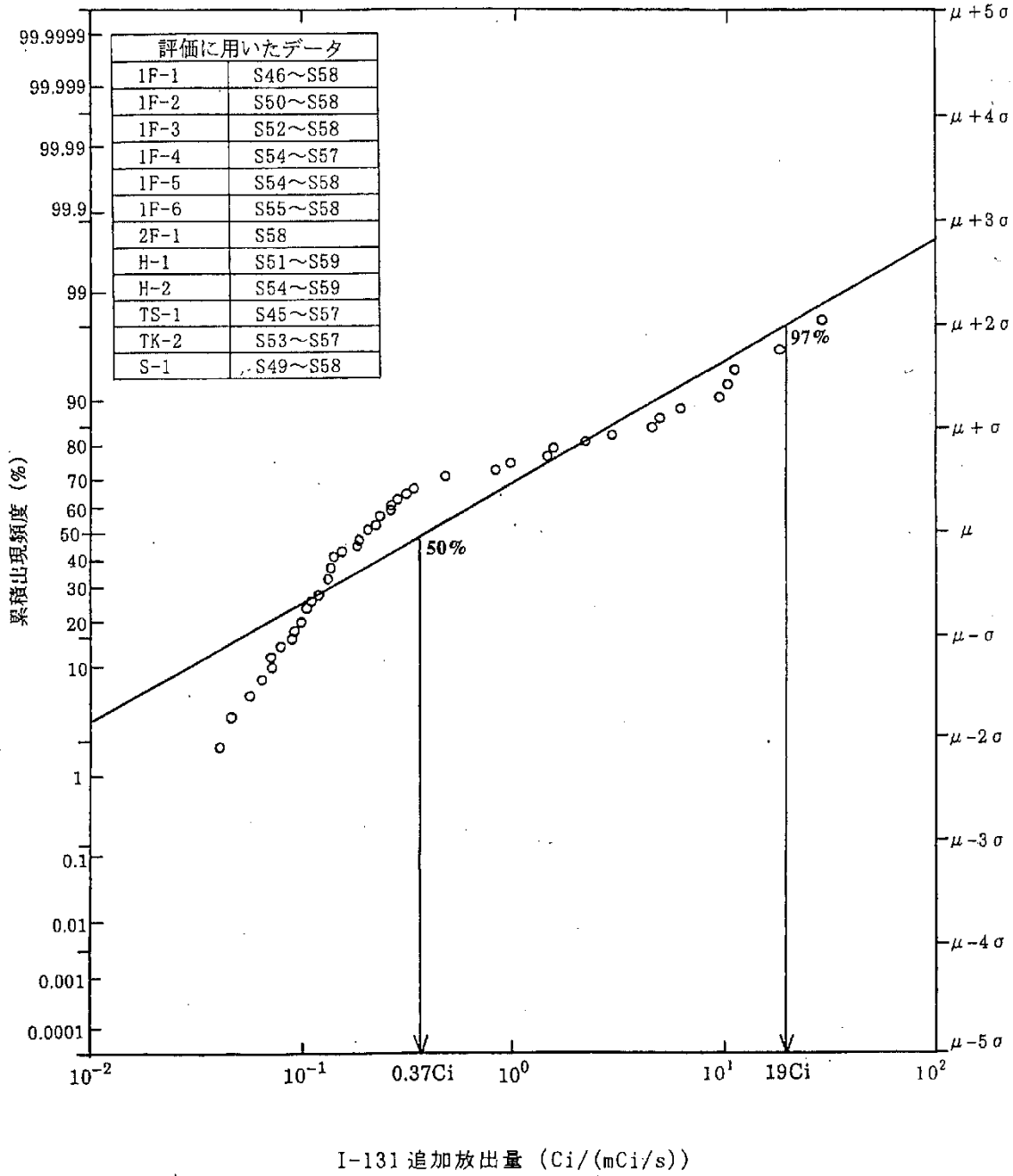
第 2 表 全希ガス漏えい率 1mCi/s 当たりの I-131 追加放出量

統計量	実績値 (Ci/mCi · s <sup>-1</sup> )
平均値 ( $\mu$ )	0.37
97% 累積出現頻度相当値 ( $\mu + 2\sigma$ )	19



第1図 追加放出量とf値の関係

5.(2).3.5-3



第 2 図 追加放出量 / f 値の分布 (対数正規分布)

5.(2).3.5-4

(参考)

## (1) 先行炉の実測に基づく追加放出量の算出方法

原子炉の出力降下開始の1時間前から原子炉圧力が大気圧となるまでの期間\*1、1時間ごとに冷却材中のよう素濃度を測定し、冷却材中のよう素の収支バランスから追加放出量を計算している。

追加放出量の計算式を以下に示す。

1時間当たりの追加放出量 (Ai)

＝冷却材中よう素濃度の増加分×保有水量  
 ＋よう素の崩壊により減少する量  
 ＋主蒸気へのキャリーオーバーにより減少する量  
 ＋冷却材浄化系により除去され、減少する量

$$A_i = V \cdot (C_{i+1} - C_i) + \frac{C_{i+1} + C_i}{2} \cdot \Delta t \cdot \left\{ \lambda V + f_c \left( 1 - \frac{1}{DF} \right) + f_s \cdot a \right\}$$

ここで、V : 保有水量 (g)  
 C<sub>i+1</sub> : i+1番目のよう素濃度測定値 (μ Ci/g)  
 C<sub>i</sub> : i番目のよう素濃度測定値 (μ Ci/g)  
 Δt : 時間間隔(1時間) (h)  
 λ : よう素-131 壊変定数 (3.58×10<sup>-3</sup>) (h<sup>-1</sup>)  
 f<sub>c</sub> : 浄化系流量 (g/h)  
 DF : 浄化系除染係数  
 f<sub>s</sub> : 主蒸気流量 (g/h)  
 a : キャリーオーバー率(0.02)

全漏えい量A

$$A = \sum A_i$$

ただし、A<sub>i</sub> ≤ 0 の場合は、A<sub>i</sub> = 0 とする。

\*1 停止操作開始から大気圧となるまでの時間が24時間以内の場合は24時間

## (2) 追加放出量の変遷について

- a. 追加放出の実績データを全希ガス漏えい率で整理して追加放出量を設定するようになったのは、昭和60年以降(柏崎刈羽3、4号炉増設)であり、共通の値として、事故時1,000Ci、重大事故及び仮想事故時2,000Ciを使用している。
- b. それ以前は、追加放出量の実測データを熱出力で整理しており、追加放出量の設定は、プラント熱出力に応じ第3表のとおりとしていた。なお、重大事故及び仮想事故は平均値+2倍の標準偏差の値を、また、事故ではその半分の値を使用する設定方法は、現在と同じである。

第3表 追加放出量の設定値(昭和59年以前)

	事故時	重大事故及び 仮想事故時
400MW級	2,000Ci	4,000Ci
500MW級	3,000Ci	6,000Ci
800MW級	4,500Ci	9,000Ci
1,100MW級	6,000Ci	12,000Ci

H13.10.11

H13.12.3改

## 島根原子力発電所1号及び2号炉

発電所敷地の一部変更に伴う  
事故時並びに重大事故及び仮想事故時の  
線量評価について

(補足説明資料)

中国電力株式会社

f 値及び追加放出量の変更による線量評価結果への影響について

今回の申請にあたり、f 値及び原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの追加放出量を第 1 表のとおり変更した。これは、燃料の健全性向上や原子炉冷却材の水質改善等により、f 値及び追加放出量の実績値が低くなっていることを考慮して、柏崎刈羽 3,4 号炉（昭和 62 年許可）以降の新增設 BWR プラントにおいて採用されている見直しを反映したものである。

今回の申請解析条件をベースとし、f 値及び追加放出量のみを従来申請条件として線量評価を行い、評価結果を今回の申請解析値と比較した。なお、比較のため旧指針ベースで評価した。その結果を第 2 表及び第 3 表に示す。

第 1 表 f 値及び追加放出量

		評価条件値	
		従来申請	今回申請
f 値（30 分減衰換算値）	1 号炉	$1.11 \times 10^{10} \text{Bq/s} (0.3 \text{Ci/s})$	$3.7 \times 10^9 \text{Bq/s} (0.1 \text{Ci/s})$
	2 号炉	同上	同上
冷却材中 I-131 濃度	1 号炉	約 $4.08 \times 10^3 \text{Bq/g}^*$	約 $1.36 \times 10^3 \text{Bq/g}^*$
	2 号炉	約 $4.26 \times 10^3 \text{Bq/g}^*$	約 $1.42 \times 10^3 \text{Bq/g}^*$
追加放出量（事故時）	1 号炉	$7.4 \times 10^{13} \text{Bq} (2,000 \text{Ci})$	$3.7 \times 10^{13} \text{Bq} (1,000 \text{Ci})$
	2 号炉	$1.67 \times 10^{14} \text{Bq} (4,500 \text{Ci})$	同上
（重大事故及び仮想事故時）	1 号炉	$1.48 \times 10^{14} \text{Bq} (4,000 \text{Ci})$	$7.4 \times 10^{13} \text{Bq} (2,000 \text{Ci})$
	2 号炉	$3.33 \times 10^{14} \text{Bq} (9,000 \text{Ci})$	同上

\* 解析上は有効数字 2 桁で四捨五入して使用

## 50. 原子炉隔離時冷却系の水源の違いによる解析結果への影響について

### (1) 原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンクとした場合の評価

島根2号炉の有効性評価において、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を実施する場合は、重大事故等対処設備であるサプレッション・チェンバを水源としている。

ここでは、水源として重大事故等対処設備としていない復水貯蔵タンクを使用した場合の格納容器ベント時間に与える影響を確認するため、長期TB（「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗」）を代表として評価を実施した。

長期TB（ベースケース）から変更した解析条件を表1に、解析結果を表2に示す。また、格納容器圧力、サプレッション・プール水位、サプレッション・プール水温度及びサプレッション・プール水のサブクール度の推移を図1から図4に示す。

復水貯蔵タンクを使用した場合には、サブクール度の大きな冷却水の注水が可能であり、また、サプレッション・プール水温度が100℃を超えた場合でも原子炉隔離時冷却系の運転継続が可能であるため、早期に原子炉急速減圧に至ることはない。このため、逃がし安全弁からサプレッション・チェンバへ排出される蒸気は抑制され、図1に示すとおり格納容器圧力の上昇は緩慢となり、サプレッション・チェンバを水源とした場合よりもベント開始時間が遅くなることを確認した。なお、復水貯蔵タンクを使用することで、図2に示すとおりサプレッション・プール水位が上昇する傾向となるが、格納容器ベントまでのサプレッション・プール水位の上昇は僅かであり、その水位は外部注水量制限に到達していない。

### (2) 原子炉隔離時冷却系の水源について

原子炉隔離時冷却系の水源については、第一水源をDB水源である復水貯蔵タンクからDB兼SA水源であるサプレッション・チェンバへ変更するため、重大事故等時において水源切替操作をすることなく、サプレッション・プール水を原子炉へ注水することとなる。



表1 長期TB（ベースケース）から変更した解析条件

項目	解析条件	備考
原子炉隔離時冷却系の水源	復水貯蔵タンク	ベースケースでは、サプレッション・チェンバを水源としている
復水貯蔵タンク水温度	50℃	復水貯蔵タンク水温度として、実測値を踏まえて保守的に設定
原子炉急速減圧	なし	サプレッション・プール水温度の上昇が原子炉隔離時冷却系の運転を阻害することがないことから、低圧原子炉代替注水系（可搬型）への切り替えは行わないこととした

表2 解析結果

項目	感度解析結果	ベースケース結果
格納容器ベント時間 (格納容器圧力 1Pd 到達時間)	事象発生 約 26 時間後	事象発生 約 20 時間後

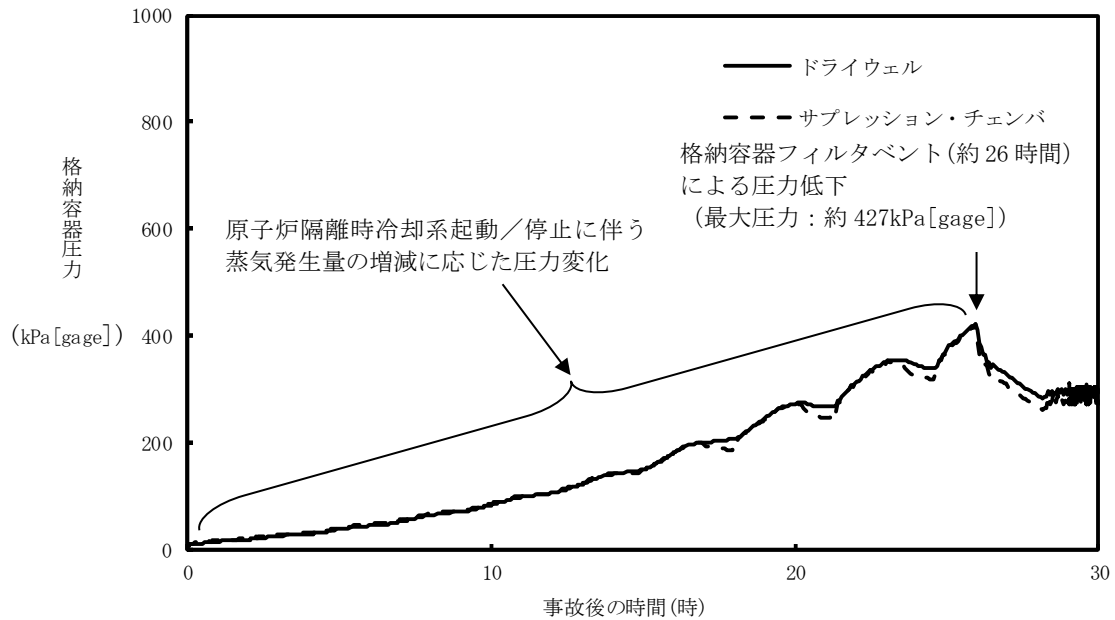


図1 格納容器圧力の推移

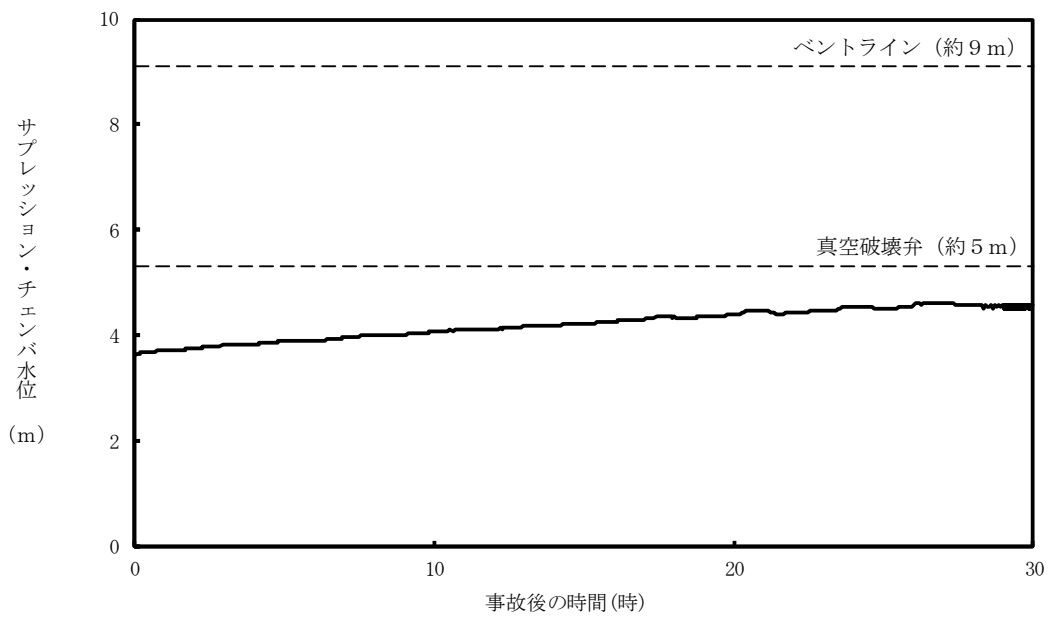


図2 サプレッション・プール水位の推移

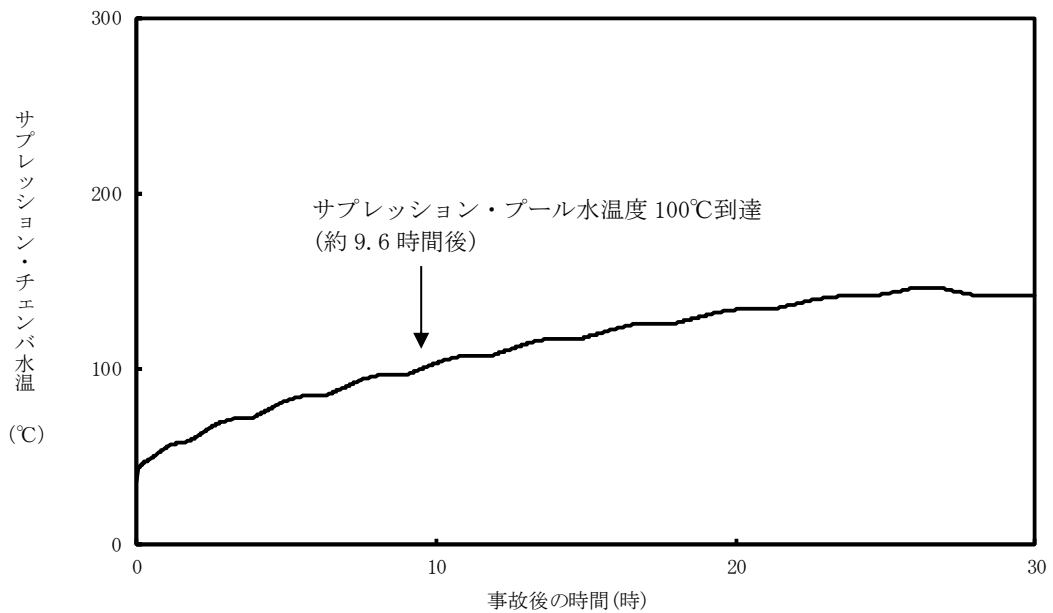


図3 サプレッション・プール水温度の推移

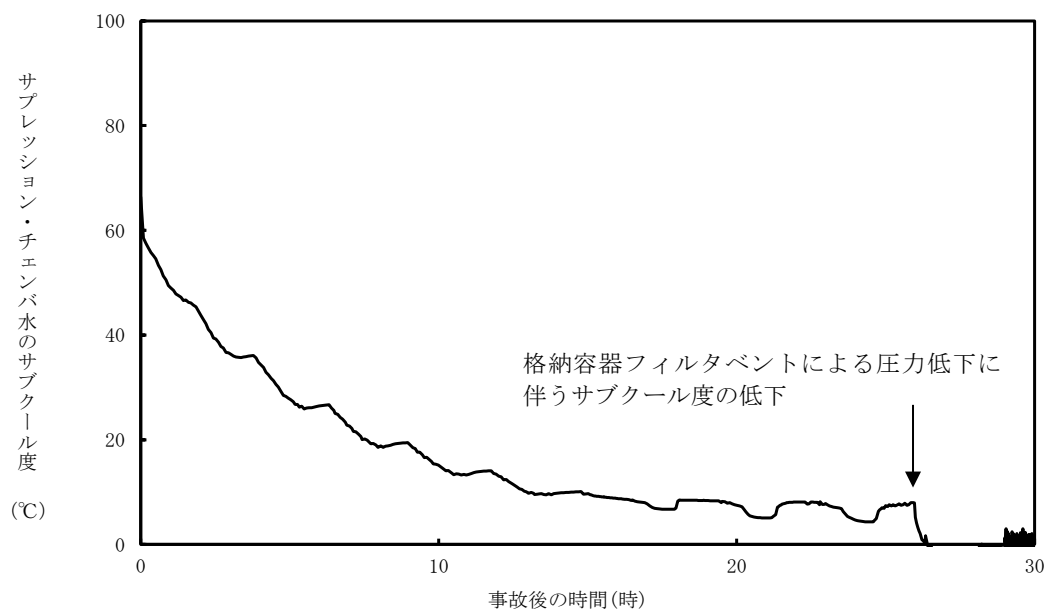


図4 サプレッション・プール水のサブクール度の推移

## 51. 逃がし安全弁吹出量の影響について

### 1. はじめに

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋SRV再閉失敗＋HPCS失敗」では、全交流動力電源喪失時に原子炉隔離時冷却系により一旦は炉心冷却が維持されるものの、逃がし安全弁1個の開固着の故障が発生することにより原子炉圧力が低下するため、原子炉圧力 0.74MPa[gage]にて原子炉隔離時冷却系が停止し、その後、低圧原子炉代替注水系（可搬型）により原子炉注水を実施することを想定している。このように蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系のみにより原子炉注水が確保される状況において、逃がし安全弁吹出量の不確かさは小さいと考えているが、逃がし安全弁の開固着の故障を想定する場合には、原子炉隔離時冷却系の運転継続時間に対して逃がし安全弁吹出量の与える影響が大きいと考えられることから、吹出量が大きくなった場合を考慮し、評価項目及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作の操作時間余裕に与える影響を感度解析により確認した。

### 2. 感度解析

「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋SRV再閉失敗＋HPCS失敗」において、逃がし安全弁吹出量を5%大きくした以外はベースケースと同じ条件としている。表1に示すとおり、吹出量が5%大きくなった場合には、燃料被覆管最高温度が約486℃となるが、評価項目を満足する。また、自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動による原子炉減圧操作（低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）の操作時間余裕については、30分確保でき、この場合の燃料被覆管最高温度は約780℃となることを確認した。

表1 評価結果の比較

項目	ベースケース (設計値)	感度解析 (設計値＋5%)	備考
逃がし安全弁 (逃がし弁機能)	7.58MPa[gage]～ 7.79MPa[gage] 367t/h～377t/h	7.58MPa[gage]～ 7.79MPa[gage] 385.35t/h～395.85t/h	
燃料被覆管 最高温度	約309℃ (燃料被覆管の破裂なし)	約486℃ (燃料被覆管の破裂なし)	1,200℃以下
原子炉減圧操作 の操作時間余裕	45分	30分	

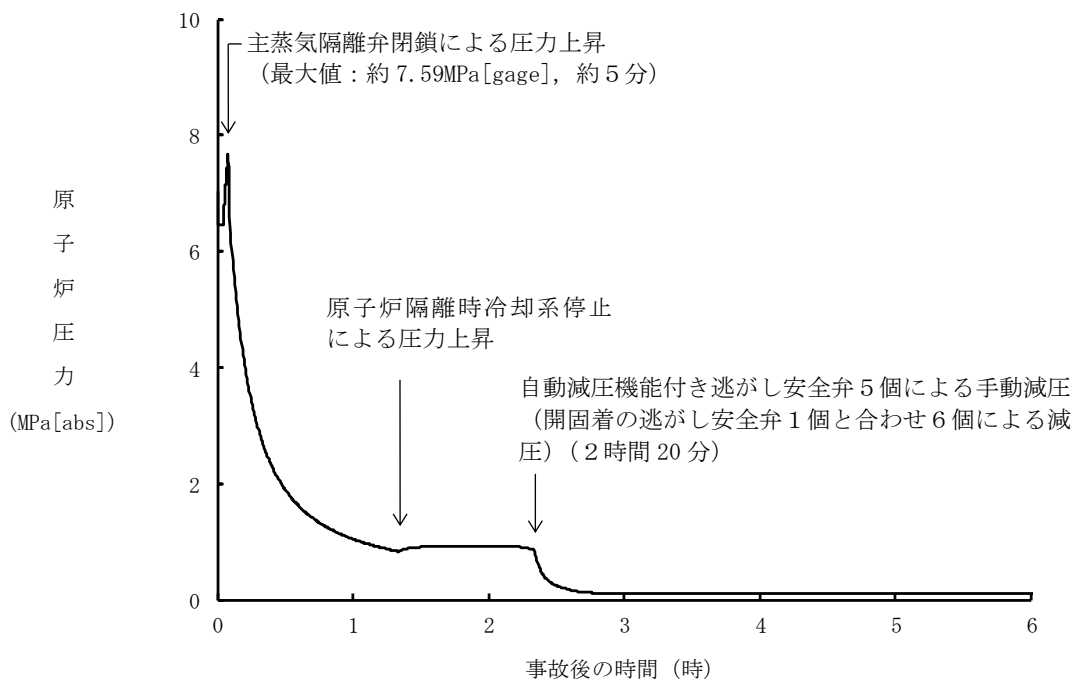


図 1 原子炉圧力の推移 (吹出量: 設計値 + 5%)

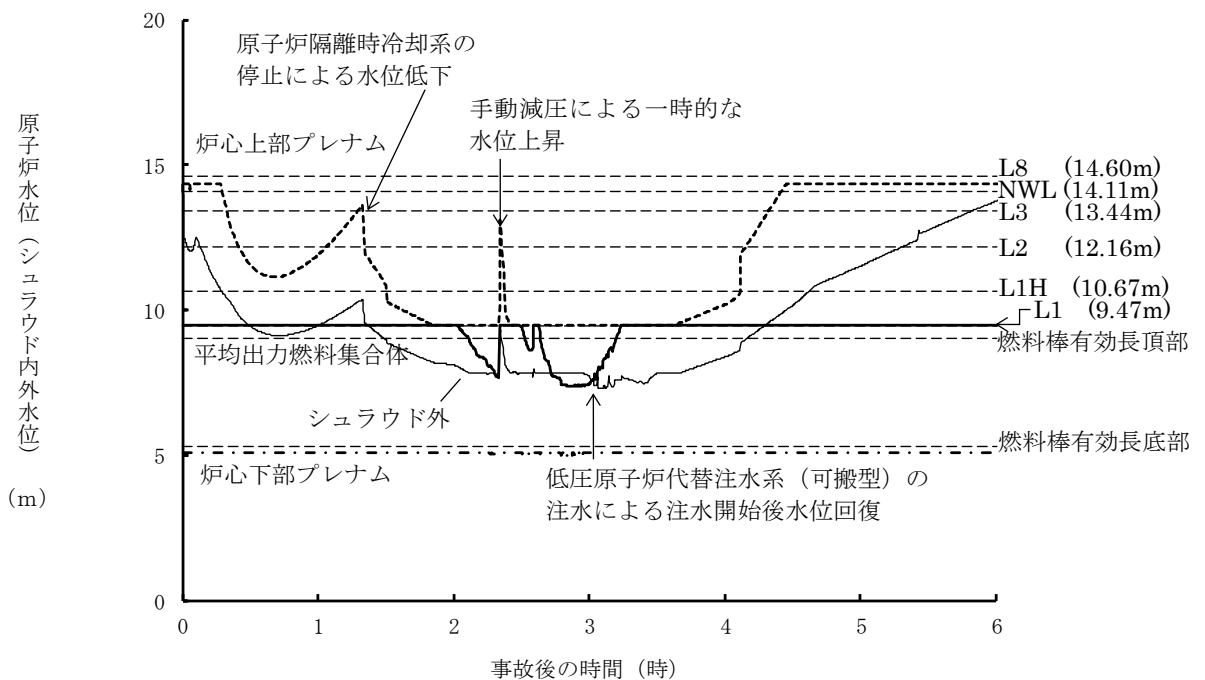


図 2 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (吹出量: 設計値 + 5%)

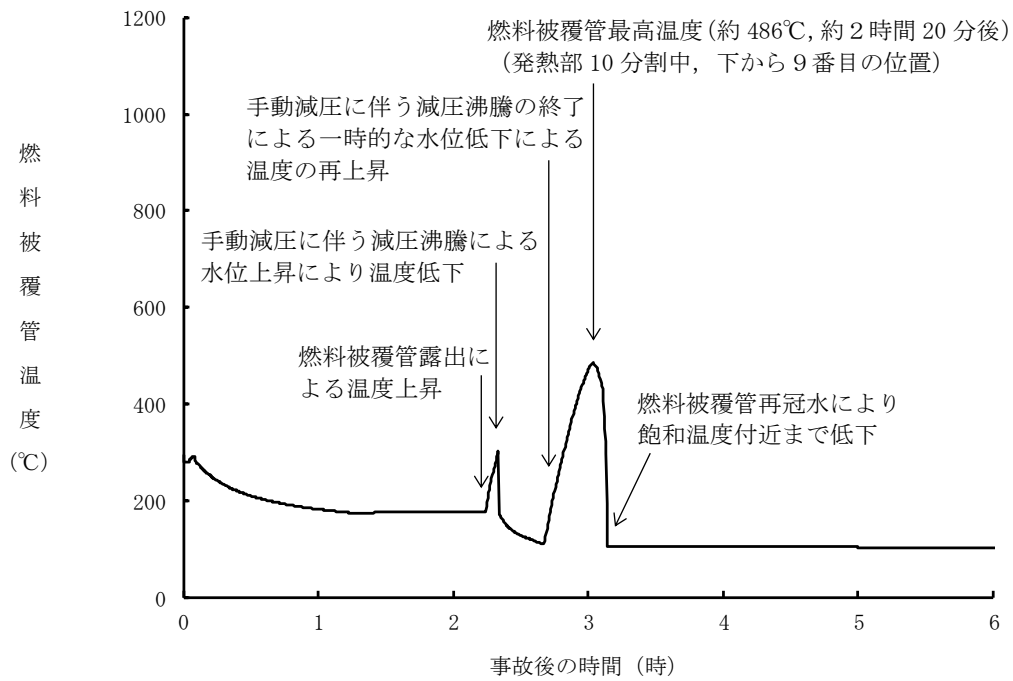


図 3 燃料被覆管温度の推移 (吹出量：設計値 + 5%)

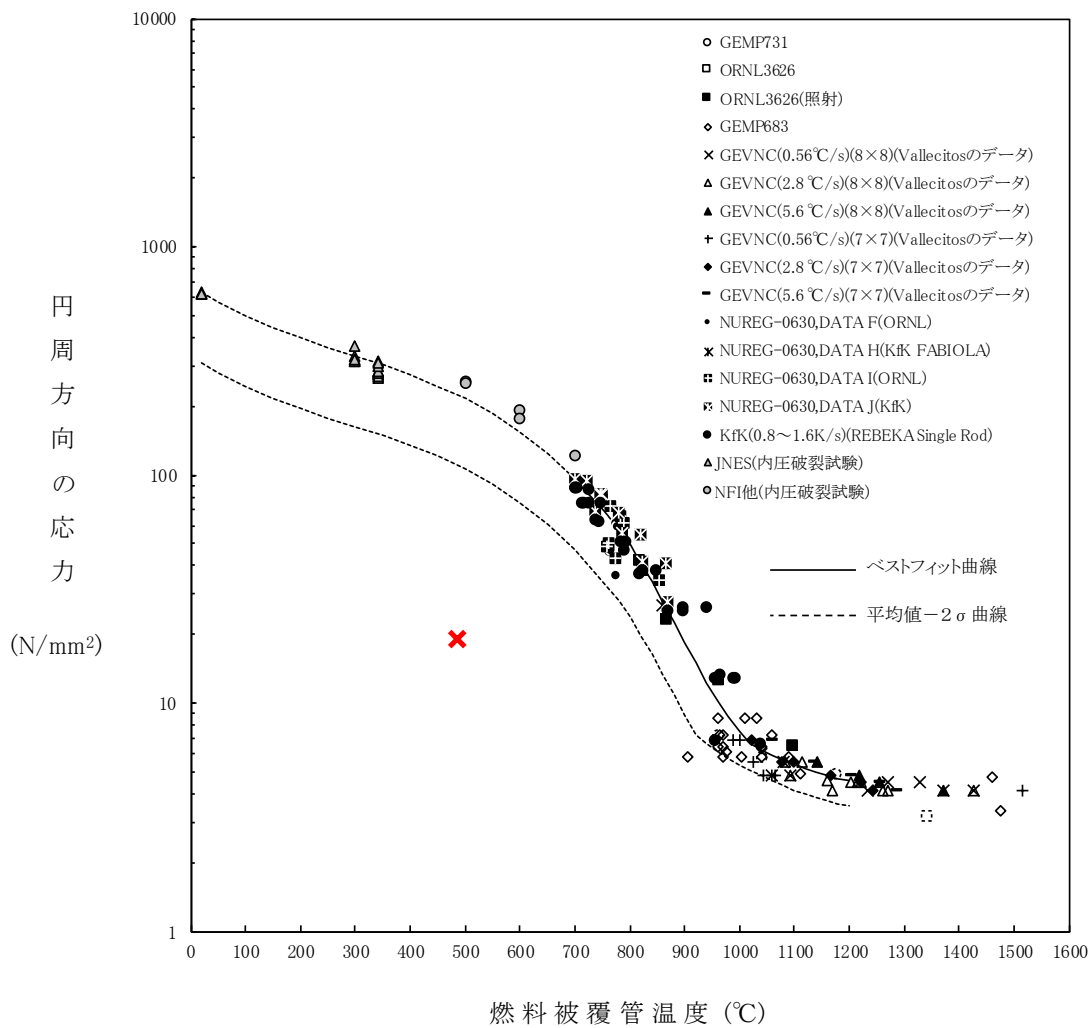


図4 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管と燃料被覆管の円周方向の応力の関係 (吹出量：設計値+5%)

## 52. 島根 2 号炉の原子炉中性子計装系の設備概要について

島根 2 号炉が採用している原子炉中性子計装系の概要及び他プラントが採用している起動領域計装（以下，SRNM）との特徴の比較を以下の通り示す。

### （1）概要について

島根 2 号炉の原子炉中性子計装系は，中性子源領域計装（以下，SRM），中間領域計装（以下，IRM）及び平均出力領域計装（以下，APRM）を採用しており，原子炉出力を中性子源領域から出力領域までの中性子束をオーバーラップしながら連続して監視する設備である。

### （2）SRNMとの特徴の比較について

以下の通り，特徴の比較を示す。

#### a. 運転操作性

SRM及びIRMは，検出器が運転時引き抜きであり，運転員が中性子束レベルを監視しながら手動によりレンジ切り替えを行う。SRNMは，検出器が炉内固定であり，レンジ切り替えが自動化されているため，炉起動及び停止時の運転操作性が異なる。

#### b. 設備構成

SRM及びIRMは，島根 2 号炉の場合，SRMが 4 チャンネル，IRMが 8 チャンネルの合計 12 チャンネルあり，炉内に挿入するため検出器駆動機構を備えている。SRNMはSRM及びIRMが集約されるため，チャンネル数が少なくなると共に，検出器が炉内固定のため，設備構成が異なる。

#### c. 異常反応度投入の検知方法

島根 2 号炉は，原子炉起動時の制御棒過引抜等に伴う異常反応度投入による燃料破損を防止するため，制御棒過引抜により燃料が熱的限界を超えない値として，IRMの各レンジのフルスケールの95%をスクラムの設定値とし，異常反応度投入を中性子束高により確実に検知する設計としている。

他プラントで採用実績のあるSRNMは，運転操作性の確保のため，レンジの自動切替を採用しており，中性子束高を設定できないことから，ペリオドの監視によるスクラム方式を採用している。ペリオド短の設定値（10秒）はIRMの中性子束高と同様，制御棒過引抜により燃料が熱的限界を超えない値として，IRMの中性子束高によるスクラムが起こるまでの出力上昇とほぼ同等となるよう設定されている。

運転停止中の反応度の誤投入における解析の結果では，中性子束高によるスクラム信号の検出時刻が10.3秒であるのに対して，仮にSRNMによるペリオド短をスクラム信号とした場合の検出時刻を簡易評価したところ10.2秒



であることを確認しており、原子炉スクラム作動条件の違いによる検知性及び有効性評価結果への影響はない。

### (3) 未臨界の確認及び制御棒全挿入確認について

島根2号炉における未臨界の確認は中性子源領域計装(SRM)により確認を行い、制御棒全挿入確認は、制御棒手動操作・監視系により確認する。

全交流動力電源喪失を伴うTBシナリオにおいては、平均出力領域計装(APRM)の定格出力0%によるスクラム確認後、SRMは運転時に引き抜きを行っているため、挿入に必要な交流電源が復旧後にSRMを挿入することにより、未臨界の確認を行う。また、全交流動力電源喪失時以外においては、APRMの定格出力0%によりスクラムを確認後、SRM挿入手順に基づき、SRMを挿入し、未臨界確認を行う。

なお、制御棒手動操作・監視系は常用系であるものの、電源が無停電交流電源であることから、制御棒全挿入確認することでAPRMの定格出力0%によるスクラム確認の補助的役割として寄与することが可能である。

## 53. 事故シーケンスグループの分類及び重要事故シーケンスの選定に係る考え方の整理について

### 1. 事故シーケンスグループの分類

事故シーケンスグループの分類においては、事故シーケンスの特徴及び対策の類似性を考慮している。「崩壊熱除去機能喪失」の事故シーケンスグループ内では、起因事象や機能を維持した設計基準事故対処設備の種類が異なることがあるが、以下に示す「格納容器フィルタベント系」又は「原子炉補機代替冷却系」のどちらかを代替の除熱手段としており、各事故シーケンスの対策は同じである。

#### (1) 「崩壊熱除去機能喪失」における具体的な対策

「崩壊熱除去機能喪失」の事故シーケンスグループは、設計基準事故対処設備による原子炉への注水に成功しているが崩壊熱の除去に失敗した事故シーケンスであり、「残留熱除去系が故障した場合」又は「取水機能が喪失した場合」を想定して対策を整備している。いずれの場合も、原子炉への注水を行いつつ、代替の除熱手段を確保することが対策の基本的な考え方となる。

「残留熱除去系が故障した場合」の対策は、機能を維持した設計基準事故対処設備による原子炉への初期注水後、長期的な注水を「低圧原子炉代替注水系（常設）」により確保した上で「格納容器フィルタベント系」による除熱を行う。

「残留熱除去系が故障した場合」の原子炉への注水における格納容器除熱の対策を図1に示す。また、「取水機能が喪失した場合」の対策は、機能を維持した設計基準事故対処設備による原子炉への初期注水後、長期的な注水を「残留熱除去系（低圧注水モード）」により確保した上で「原子炉補機代替冷却系」による除熱を行う。

#### [LOCA 時において取水機能が喪失した場合の整理]

除熱機能を有する残留熱除去系による低圧非常用炉心注水機能を含め、非常用炉心冷却系の作動にはそれぞれ当該区分の取水機能が機能維持していることが必要となる。したがって、取水機能の全喪失を想定した場合は、海水をヒートシンクとした原子炉の除熱機能のみでなく、非常用炉心冷却系による原子炉注水機能も喪失することとなる。

LOCA 時には一般に原子炉注水は非常用炉心冷却系にて行うが、LOCA 時に取水機能喪失を想定すると非常用炉心冷却系による原子炉注水機能も喪失することとなり、よって、初期原子炉注水にも失敗することとなる。これらの LOCA を起因として初期原子炉注水に失敗した事故シーケンスは、「崩壊熱除去機能喪失」には分類されず、図2に示すイベントツリーにより原子炉注水に失敗した事故シーケンスグループ（「LOCA 時注水機能喪失」等）に分類される。このため、「崩壊熱除去機能喪失」に属する LOCA 起因の事故シーケンスは残留熱除

去系のポンプや弁など、フロント系が故障したものとなる※。

LOCA 以外の事象についても非常用炉心冷却系による原子炉への注水が必要な事故シーケンスについては同じように考えることができる。「崩壊熱除去機能喪失」における各事故シーケンスにおいて考慮している「残留熱除去系が故障した場合」又は「取水機能が喪失した場合」について表 1 に示す。

※ なお, LOCA を起因とする事故シーケンスのうち, 小 LOCA を起因とする事故シーケンスは, 原子炉隔離時冷却系によって注水に成功するケースも含まれるため, 「格納容器フィルタベント系」又は「原子炉補機代替冷却系」の両方が対策となる。

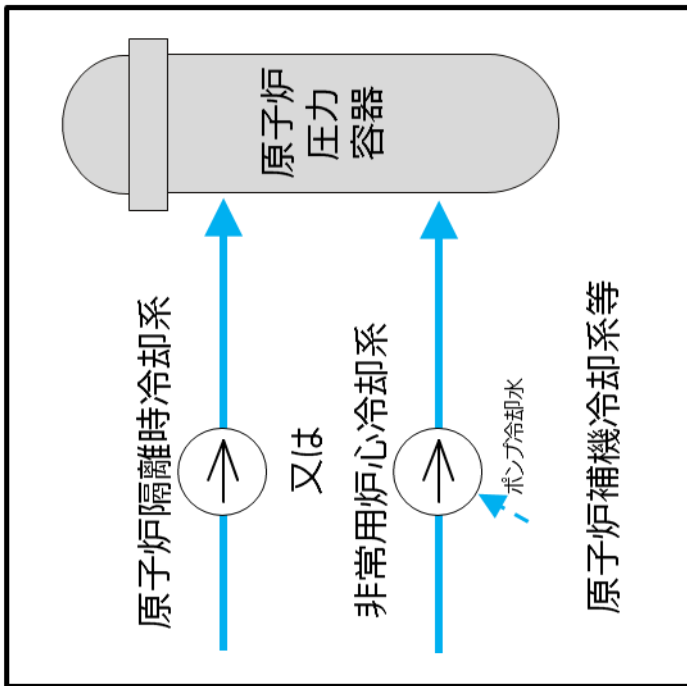
表 1 崩壊熱除去機能喪失の各事故シナリオにおける残留熱除去系故障又は取水機能喪失の考慮

シナリオグループ	事故シナリオ	残留熱除去系故障	取水機能喪失*
崩壊熱除去機能喪失	① 過渡事象 + 崩壊熱除去失敗	○	○
	② 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗	○	(高圧・低圧注水機能喪失)
	③ 過渡事象 + 圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗 + 崩壊熱除去失敗	○	(高圧・低圧注水機能喪失)
	④ 過渡事象 + 圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗 + 高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗 + 崩壊熱除去失敗	○	(高圧・低圧注水機能喪失)
	⑤ 手動停止 + 崩壊熱除去失敗	○	○
	⑥ 手動停止 + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗	○	(高圧・低圧注水機能喪失)
	⑦ 手動停止 + 圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗 + 崩壊熱除去失敗	○	(高圧・低圧注水機能喪失)
	⑧ 手動停止 + 圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗 + 高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗 + 崩壊熱除去失敗	○	(高圧・低圧注水機能喪失)
	⑨ サポート系喪失 + 崩壊熱除去失敗	○	○
	⑩ サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗	○	(高圧・低圧注水機能喪失)
	⑪ サポート系喪失 + 圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗 + 崩壊熱除去失敗	○	(高圧・低圧注水機能喪失)
	⑫ サポート系喪失 + 圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗 + 高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗 + 崩壊熱除去失敗	○	(高圧・低圧注水機能喪失)
	⑬ 冷却材喪失 (小破断LOCA) + 崩壊熱除去失敗	○	○
	⑭ 冷却材喪失 (小破断LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗	○	(LOCA 時注水機能喪失)
	⑮ 冷却材喪失 (中破断LOCA) + 崩壊熱除去失敗	○	(LOCA 時注水機能喪失)
	⑯ 冷却材喪失 (中破断LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗	○	(LOCA 時注水機能喪失)
	⑰ 冷却材喪失 (大破断LOCA) + 崩壊熱除去失敗	○	(格納容器過圧・過温破損)
	⑱ 冷却材喪失 (大破断LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗	○	(格納容器過圧・過温破損)
	⑲ 外部電源喪失 + 交流電源 (DGA, B) 失敗	○	(全交流動力電源喪失)
	⑳ 外部電源喪失 + 交流電源 (DGA, B) 失敗 + 圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗	○	(全交流動力電源喪失)
㉑ 外部電源喪失 + 直流電源 (区分1, 2) 失敗	○	(全交流動力電源喪失)	

○ 崩壊熱除去機能喪失に分類される事故シナリオ。

※ 非常用炉心冷却系の作動には取水機能が維持していることが必要となる。このため、非常用炉心冷却系による原子炉への注水が必要な事故シナリオでは、取水機能が喪失した場合は原子炉への初期注水にも失敗することとなるため、崩壊熱除去機能喪失には分類されず、( )内に記載している他の事故シナリオ等に分類される。

【初期の原子炉注水】



【長期的な注水及び格納容器除熱】

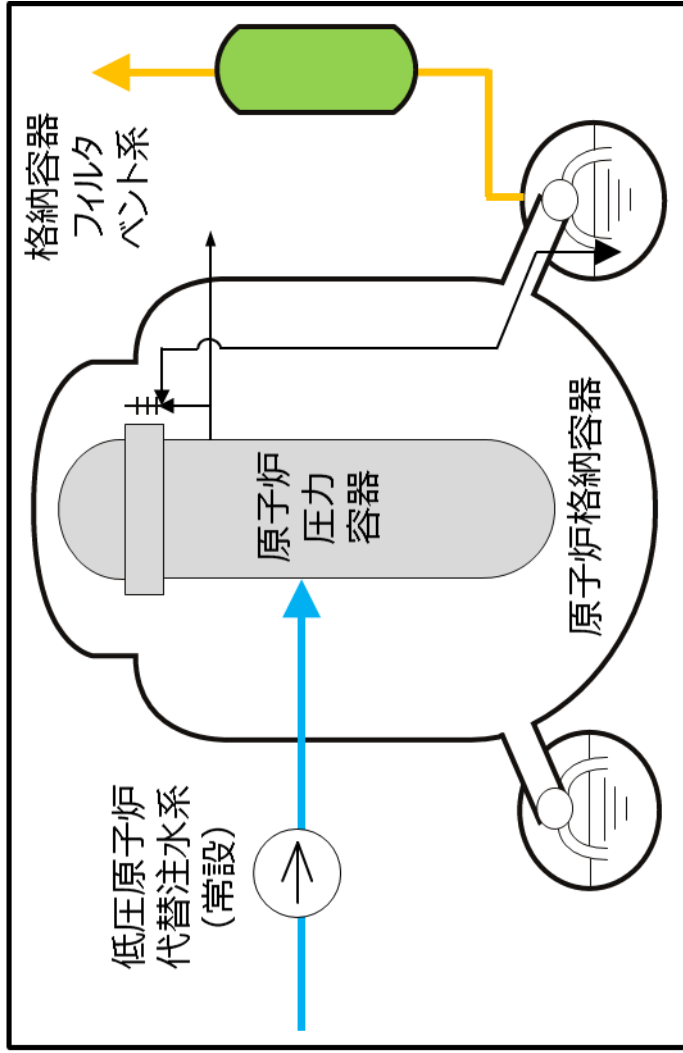


図 1 「崩壊熱除去機能喪失」の原子炉注水及び格納容器除熱

冷却材喪失 (LOCA)	原子炉停止	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	事故シークエンス	事故シークエンスグループ
	注水に成功					炉心損傷なし	炉心損傷なし
		注水に成功				冷却材喪失 (大破断 LOCA) + 崩壊熱除去失敗 冷却材喪失 (中破断 LOCA) + 崩壊熱除去失敗 冷却材喪失 (小破断 LOCA) + 崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失
			注水に成功			炉心損傷なし	炉心損傷なし
				注水に成功		冷却材喪失 (大破断 LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗 冷却材喪失 (中破断 LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗 冷却材喪失 (小破断 LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失
					注水に失敗	冷却材喪失 (大破断 LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 冷却材喪失 (中破断 LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 冷却材喪失 (小破断 LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	LOCA 時注水機能喪失
					注水に失敗	冷却材喪失 (中破断 LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗 冷却材喪失 (小破断 LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	LOCA 時注水機能喪失
						冷却材喪失 (大破断 LOCA) + 原子炉停止失敗 冷却材喪失 (中破断 LOCA) + 原子炉停止失敗 冷却材喪失 (小破断 LOCA) + 原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失

図 2 イベントツリー (冷却材喪失 (LOCA) の例)

## 2. 重要事故シーケンスの選定に係る考え方

重要事故シーケンスの選定においては、事故シーケンスの特徴及び対策の類似性を考慮し主として着眼点「b：余裕時間」，「c：設備容量」によって選定するが、「崩壊熱除去機能喪失」においては、以下に示す理由により「d：代表性」を考慮し、「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」を選定した。「崩壊熱除去機能喪失」に分類される事故シーケンスを表2に示す。

### (1) 「崩壊熱除去機能喪失」における重要事故シーケンスの選定理由

「崩壊熱除去機能喪失」は、全炉心損傷頻度に対する寄与割合が大きい事故シーケンスグループであり、その中でも「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」の寄与割合は最も大きい。

また、「崩壊熱除去機能喪失」における LOCA を起因とする事故シーケンスは、サブプレッション・チェンバでの蒸気凝縮の観点から「c：設備容量」を「高」としているが、設備容量を含めた崩壊熱除去機能の代替性については、次項に示すとおり「LOCA 時注水機能喪失」においてもそれぞれ確認することができる。

### (2) 「崩壊熱除去機能喪失」における LOCA を起因とした事故シーケンスでの除熱の代替性の確認

「崩壊熱除去機能喪失」と「LOCA 時注水機能喪失」の対策について図3に示す。図3に示す通り、「LOCA 時注水機能喪失」における格納容器除熱の対策は、「崩壊熱除去機能喪失」の「残留熱除去系が故障した場合」と同様に、「格納容器フィルタベント系」で有効性を評価している。そのため、「崩壊熱除去機能喪失」における LOCA を起因とする事故シーケンスの「格納容器フィルタベント系」を用いた崩壊熱除去機能の有効性については、「LOCA 時注水機能喪失」において確認することができる。原子炉注水を含めた対策の一覧を下表に示す。

	原子炉注水	格納容器除熱
崩壊熱除去機能喪失	(初期注水) 原子炉隔離時冷却系, 非常用炉心冷却系 (長期的な注水) 低圧原子炉代替注水系 (常設)	格納容器フィルタベント系
LOCA 時注水機能喪失	低圧原子炉代替注水系 (常設)	格納容器フィルタベント系

表 2 崩壊熱除去機能喪失に分類される事故シナリオ

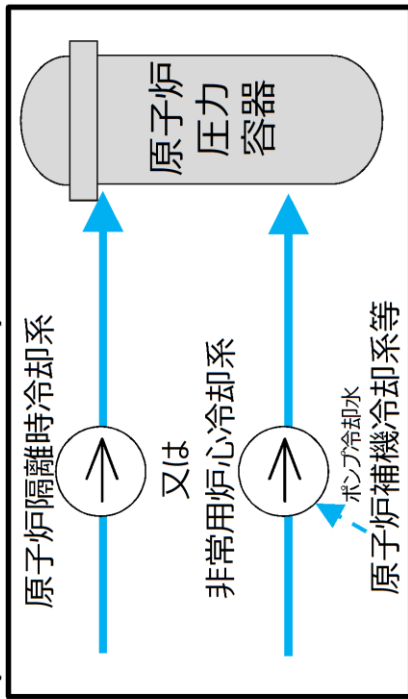
解釈の事故シナリオグループ	事故シナリオ※1	喪失した機能	対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	着視点との関係と重要事故シナリオ選定の考え方 備考 (a: 共通原因故障※2又は系統間機能依存性, b: 余裕時間, c: 設備容量, d: 代表性)				選定した重要事故シナリオと選定理由	
				a	b	c	d		
崩壊熱除去機能喪失	○ ①過渡事象+崩壊熱除去失敗			中	高	低	高	<p>a. ⑨～⑫ではサブポート系1区分の喪失を起因としているが、他の区分は健全であるため、対応手段が著しく制限される状態ではない。よって、系統間機能依存性の観点からは、⑨～⑫を抽出した。</p> <p>b. ⑬～⑯のLOCAを起因とする事故シナリオにおいては、サブポート系1区分での蒸気凝縮の観点を考慮して着視点cを「高」としているが、設備容量を含めた崩壊熱除去機能の代替性については、「LOCA時注水機能喪失」においてそれを確認することができる。その他の事故シナリオにおいては、着視点bの事象対応の余裕時間の観点で①～④、⑯～⑳が厳しい。</p> <p>d. 「崩壊熱除去機能喪失」は、全炉心損傷頻度に対する寄与割合が大きい事故シナリオグループであり、その中でも①が支配的となった。</p> <p>⑨～⑫は以下の理由により①に包絡されるため、本事故シナリオグループにおける重要事故シナリオに選定しない。</p> <p>※⑨～⑫の事故シナリオは炉心冷却に成功した後、格納容器の除熱手段を必要とする点で①過渡事象+崩壊熱除去失敗の事故シナリオと類似している。格納容器フィルタバント系は系統構成に必要な弁の駆動電源を喪失した場合でも手動操作により対応可能であり、外部電源及び非常用電源が喪失しているTBWシナリオにおいても有効である。以上から⑨～⑫は「①過渡事象+崩壊熱除去機能喪失」に包絡される。</p> <p>以上より、①を重要事故シナリオとして選定。</p>	
	- ②過渡事象+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗			中	高	低	中		
	- ③過渡事象+圧力バンプ健全性(SRV再開)失敗+崩壊熱除去失敗			中	高	低	低		
	- ④過渡事象+圧力バンプ健全性(SRV再開)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗+崩壊熱除去失敗			中	高	低	低		
	- ⑤手動停止+崩壊熱除去失敗			中	低	低	低		
	- ⑥手動停止+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗			中	低	低	低		
	- ⑦手動停止+圧力バンプ健全性(SRV再開)失敗+崩壊熱除去失敗			中	低	低	低		
	- ⑧手動停止+圧力バンプ健全性(SRV再開)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗+崩壊熱除去失敗			中	低	低	低		
	- ⑨サブポート系喪失+崩壊熱除去失敗		・除熱機能	・原子炉補機代替冷却系 ・格納容器フィルタバント系 ・原子炉隔離時冷却系 ・逃がし安全弁の手動操作 ・残留熱除去系(低圧注水モード) ・低圧原子炉代替注水系(常設) ・常設代替交流電源設備	高	低	低		中
	- ⑩サブポート系喪失+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗			【直流電源喪失の対策】 ・所内常設蓄電式直流電源設備	高	低	低		中
	- ⑪サブポート系喪失+圧力バンプ健全性(SRV再開)失敗+崩壊熱除去失敗				高	低	低		低
	- ⑫サブポート系喪失+圧力バンプ健全性(SRV再開)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗+崩壊熱除去失敗				高	低	低		低
	- ⑬冷却材喪失(小破断LOCA)+崩壊熱除去失敗				中	高	低		低
	- ⑭冷却材喪失(中破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗				中	高	低		低
	- ⑮冷却材喪失(中破断LOCA)+崩壊熱除去失敗				中	高	低		低
	- ⑯冷却材喪失(大破断LOCA)+崩壊熱除去失敗				中	高	低		低
	- ⑰冷却材喪失(大破断LOCA)+崩壊熱除去失敗				中	高	低		低
	- ⑱冷却材喪失(大破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗				中	高	低		低
	- ⑲外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗				高	高	低		中
	- ⑳外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗+圧力バンプ健全性(SRV再開)失敗				高	高	低		低
	- ㉑外部電源喪失+直流電源(区分1, 2)失敗				高	高	低		低

※1 ①は選定した重要事故シナリオを示す。

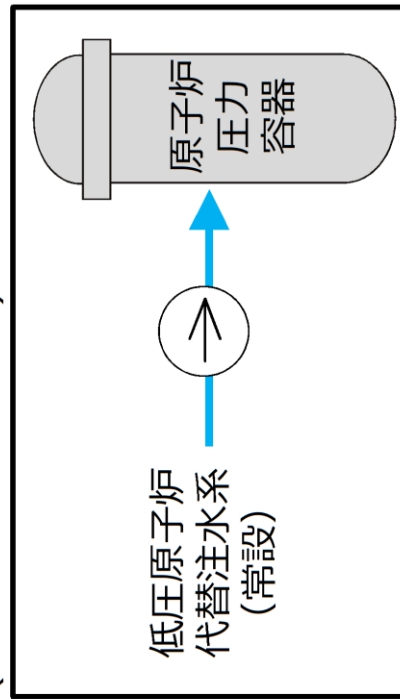
※2 地震レベル1 PRAでは多重化された機器を完全冗冗としており、多重化された機器の損傷が生じることから、多重化された機器の損傷が生じるものとした。



【初期の原子炉注水】  
(崩壊熱除去機能喪失)



(LOCA時注水機能喪失)



【長期的な注水及び格納容器除熱】

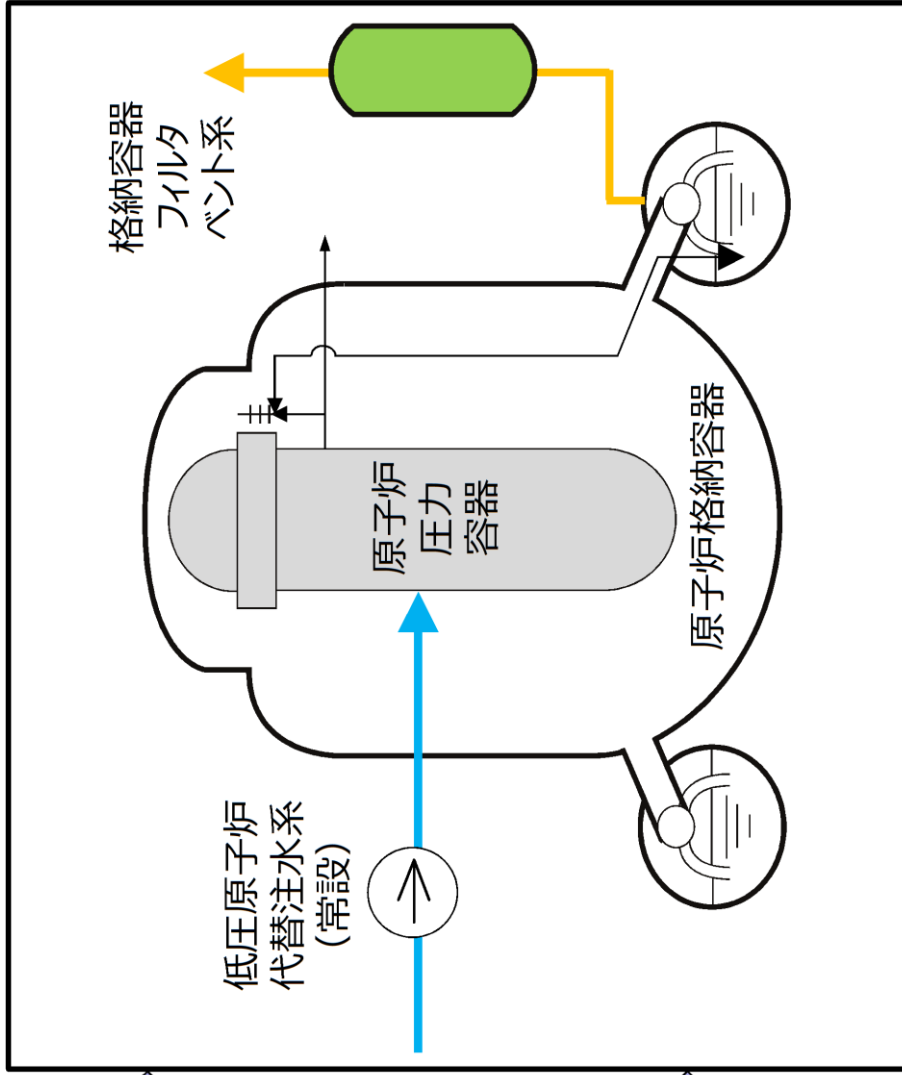


図 3 「崩壊熱除去機能喪失」と「LOCA 時注水機能喪失」の対策

## 55. TRACGコードのATWS解析への適用例

有効性評価シナリオ「原子炉停止機能喪失」では、給水加熱喪失時に高出力で低炉心流量状態となった場合、核熱水力不安定による中性子束振動が生じ、評価指標である燃料被覆管温度に影響を与える可能性があるが、REDYコードは一点近似動特性モデルであり、中性子束振動現象を模擬することが困難であるため、参考解析として三次元過渡核熱水力解析コードであるTRACGコードを用いたATWS解析結果を示す。

TRACGコードでは、対象とする質量、運動量及びエネルギーに関わる物理量の輸送量を決定する際に、二相流二流体場の6個の方程式を解くことにより、非平衡、非均質な二相流を直接扱うことができる。また、三次元の時間依存中性子拡散方程式を解き、時間の経過に伴う減速材密度、燃料温度、ほう素濃度及び制御棒の変化に応じて、あらゆる三次元ノードで中性子束及び遅発中性子先行核濃度を求めることが可能である。ボイド反応度計算では、炉心内の三次元ボイド率分布を考慮し、ドップラ反応度計算では、燃料棒ごとの温度変化を考慮している。これよりTRACGコードでは核熱水力不安定による中性子束振動の評価が可能である。

表1にATWS解析におけるREDY/SCAT解析及びTRACG解析の解析条件比較、表2にコードの比較、図1から図5に島根2号炉の平衡炉心において主蒸気隔離弁の誤閉止を想定した場合のREDY/SCAT解析結果及びTRACG解析結果を示す。表1に示すように、TRACG解析では、初期MCPRや初期MLHGRなど一部の初期条件についてはREDY/SCATと同様に保守的な条件設定をしているが、燃料形状、燃料物性データ、反応度係数や軸方向出力分布などの初期条件はノミナル条件を設定し現実的な平衡炉心を模擬している。今回のTRACG解析は、REDYコードでは模擬できない中性子束振動の影響を確認する目的で実施しており、より現実的な炉心条件での評価例である。中性子束振動の影響については、図1に示す通り、100～240秒の間において核熱水力不安定による中性子束振動の発生に伴い燃料被覆管温度が上昇するが、この出力振動（2次ピーク）による燃料被覆管の最高温度は約421℃となり、1次ピークの約576℃を下回る結果となる。また、REDY/SCAT解析とTRACG解析で1次ピークと2次ピークのノード位置が異なる理由は以下の通りである。

- SCATの軸方向出力分布は中央ピークで固定であり、給水加熱喪失時に入口サブクール度が増加するので、1次ピークよりも上部のノードで2次ピークが発生する。
- TRACGの軸方向出力分は事象進展に応じて変化するため、給水加熱喪失時に入口サブクール度の増加に伴って軸方向出力分布が事象初期よりも下部ピークとなる。そのため、1次ピークよりも下部のノードで2次ピークが発生する。

表1 REDY/SCAT解析及びTRACG解析の解析条件比較 (1/2)

項目	REDY/SCAT	TRACG	設定の考え方
模擬燃料集集体数	—	1/4炉心	【TRACG】炉心不安定が発生した場合には炉心全体が同位相で振動するため1/4炉心で評価
炉心	【REDY】9×9燃料(A型)及びMOX燃料混在炉心(サイクル末期)	9×9燃料(A型)及びMOX燃料混在炉心(サイクル末期)	【REDY】減速材ポイド係数の絶対値が大きくなるMOX燃料装荷炉心の平衡サイクル末期の特性を設定 【TRACG】同上
初期MCPR	【SCAT】1.25 9×9燃料(A型)のOLMCPR	【ホットバンドル】 1.25:9×9燃料(A型) 1.26:MOX燃料 それぞれのOLMCPR	【SCAT】解析結果が厳しくなるサイクル早期の運転制限値を設定 【TRACG】初期の3次元出力分布及び核定数に関する炉心計算用のデータとして、三次元沸騰水型原子炉模擬計算コード(AETNA)の出力結果を設定しており、対象とするMOX混在炉心の平衡サイクル末期の炉心において、9×9燃料(A型)及びMOX燃料 初期MCPRがサイクル早期の運転制限 最高出力バンドルとして設定している。
初期MLHGR	【SCAT】44kW/m	【ホットバンドル】 44kW/m	【SCAT】解析結果が厳しくなる運転制限値を設定 【TRACG】初期MCPRと同様に三次元沸騰水型原子炉模擬計算コード(AETNA)の出力結果を設定しており、対象とするMOX混在炉心の平衡サイクル末期の炉心において、9×9燃料(A型)及びMOX燃料 初期MLHGRがサイクル早期の運転制限 最高出力バンドルとして設定している。
・燃料形状 ・燃料物性データ	【REDY】MOX燃料の設計値 【SCAT】9×9燃料(A型)の設計値	9×9燃料(A型)、MOX燃料の設計値を燃料タイプ毎に設定	【REDY】伝熱遅れが大きく、出力挙動が厳しくなるMOX燃料の設計値を設定 【SCAT】炉出力が高い状態で沸騰遷移により燃料被覆管温度が上昇するTCシーケンスでは、初期線出力密度が同じである場合、熱流束が小さく、燃料ギャップ熱伝達係数が小さいために冷却材への伝熱遅れが大きいMOX燃料の方が相対的に燃料被覆管温度上昇率は小さくなる傾向にあるため、9×9燃料(A型)の評価で代表。 【TRACG】9×9燃料(A型)、MOX燃料の設計値を設定

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

表1 REDY/SCAT解析及びTRACG解析の解析条件比較 (2/2)

項目	REDY/SCAT	TRACG	設定の考え方
減速材ボイド係数	【REDY】保守係数を考慮したMOX燃料装荷炉心の平衡サイクル末期の特性	MOX燃料装荷炉心の平衡サイクル末期の特性	【REDY】減速材ボイド係数の絶対値が大きくなるMOX燃料装荷炉心の平衡サイクル末期の特性として単位燃料集合体核特性計算コードで評価したボイド係数を設定。保守係数として1.25倍、プルトニウムの組成変動として1.02倍を考慮 【TRACG】減速材ボイド係数の絶対値が大きくなるMOX燃料装荷炉心の平衡サイクル末期の特性(ノミナル)を選定し、核定数に関する炉心計算用のデータを三次元沸騰水型炉模擬計算コード(AETNA)の出力ファイルより設定。
ドップラ係数	【REDY】保守係数を考慮したMOX燃料装荷炉心の平衡サイクル末期の特性	MOX燃料装荷炉心の平衡サイクル末期の特性	【REDY】ボイド反応度が支配的であるため、減速材ボイド係数と同様にMOX燃料装荷炉心の平衡サイクル末期の特性として単位燃料集合体核特性計算コードで評価したドップラ係数を設定。保守係数として0.9倍、プルトニウムの組成変動として0.99倍を考慮 【TRACG】減速材ボイド係数の絶対値が大きくなるMOX燃料装荷炉心の平衡サイクル末期の特性(ノミナル)を選定し、核定数に関する炉心計算用のデータを三次元沸騰水型炉模擬計算コード(AETNA)の出力ファイルより設定。
軸方向出力分布	固定の出力分布をインポート 【REDY】軸方向下方ビークの出力分布 【SCAT】軸方向中央ビークの出力分布	TRACGでは事象中の軸方向出力分布の変化を模擬 初期分布：MOX燃料装荷炉心の平衡サイクル末期の特性	【REDY】初期の炉心平均ボイド率が大きくなり、ボイド潰れによる正の反応度投入が厳しくなるように軸方向下方ビークを設定 【SCAT】主蒸気流量の遮断に伴う給水加熱喪失により、出力分布は下方に変化するが、沸騰遷移が発生する燃料集合体上部において燃料被覆管温度を高めに評価する軸方向中央ビークを設定 【TRACG】初期分布はMOX燃料装荷炉心の平衡サイクル末期の特性とし、事象中の軸方向出力分布の変化を模擬

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

表2 コードの比較

	REDY/SCAT	TRACG
核特性モデル	<p>【REDY】</p> <p>一点近似動特性モデル</p>	<p>三次元動特性モデル</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ エネルギー三群の時間依存拡散方程式</li> <li>・ 6群の遅発中性子先行核濃度の動特性方程式</li> </ul>
反応度フィードバック	<p>炉心一点で計算されたボイド率あるいは燃料温度によりボイド及びドップラによるフィードバック反応度を計算</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 燃料タイプ, 燃焼度, 制御/非制御状態を考慮</li> <li>・ ボイド反応度</li> </ul> <p>炉心内の三次元ボイド率分布を考慮</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ ドップラ反応度</li> </ul> <p>燃料棒グループごとの温度変化を考慮</p>
熱水力モデル (保存則)	<p>【REDY】</p> <p>均質平衡モデル</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 気液各相の質量保存式</li> <li>・ 気液混合のエネルギー保存式</li> </ul> <p>(二保存3方程式)</p> <p>【SCAT】</p> <p>熱水力的に非均質, 非平衡をモデル化 (ノード単位で過熱蒸気を考慮)</p> <p>ドリフトフラックスモデル (気液二相流の気液流速の違いを相対速度により考慮)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 気液混合, 液相又は蒸気相の質量保存式</li> <li>・ 気液混合, 蒸気相のエネルギー保存式</li> <li>・ 気液混合の運動量保存式</li> </ul> <p>(二保存4方程式)</p>	<p>熱水力的に非均質, 非平衡をモデル化 (ノード単位で気相, 液相の流れ及び温度を個別に取り扱い, 過熱蒸気を考慮)</p> <p>二流体モデル</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 気液各相の質量保存式</li> <li>・ 気液各相のエネルギー保存式</li> <li>・ 気液各相の運動量保存式</li> </ul> <p>(質量, エネルギー及び運動量の三保存6方程式)</p>

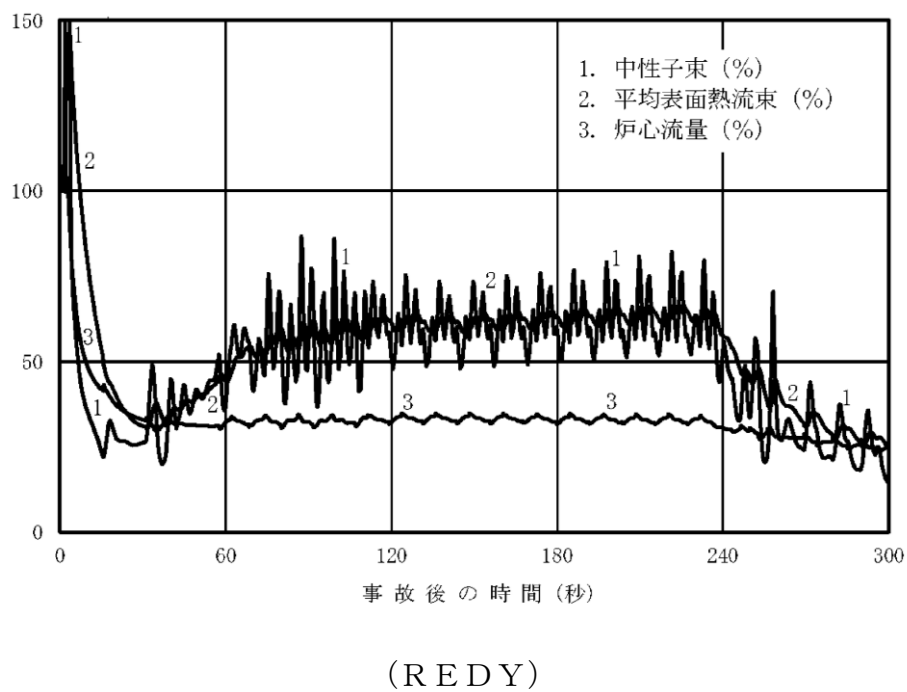
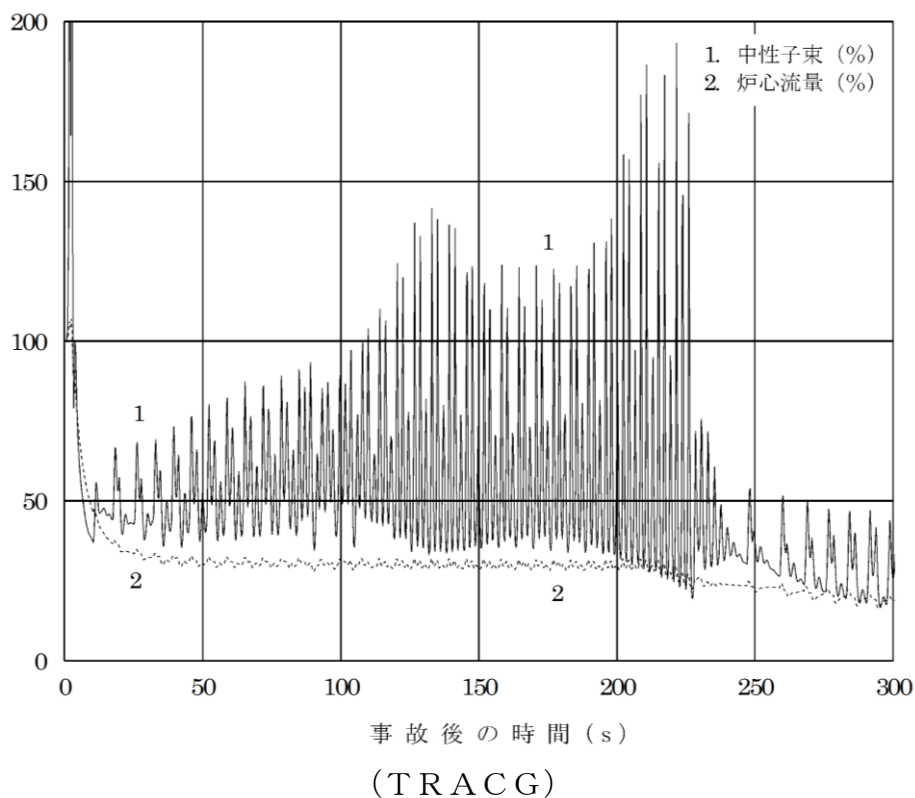
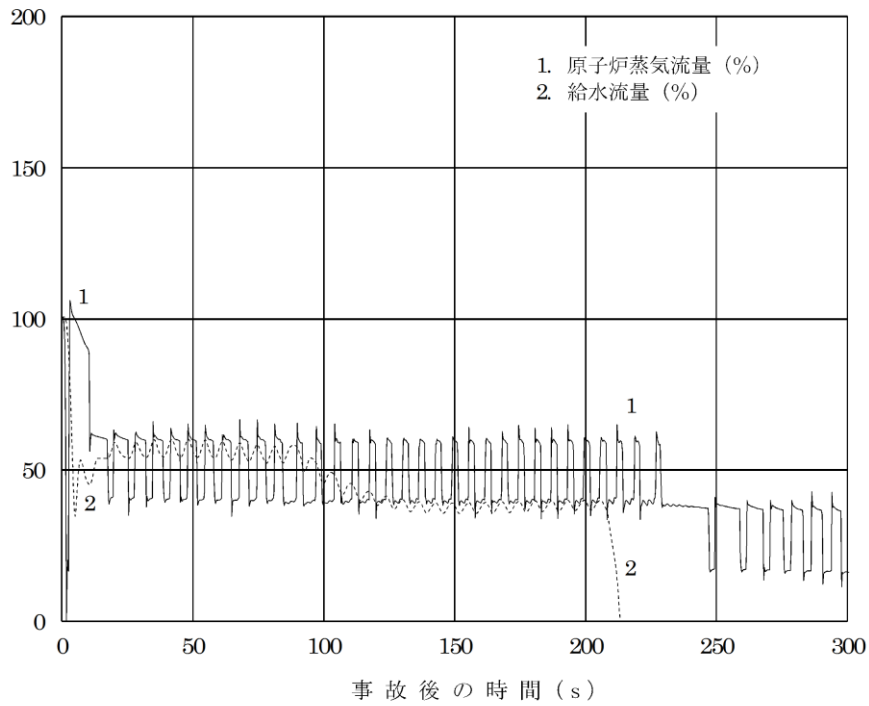
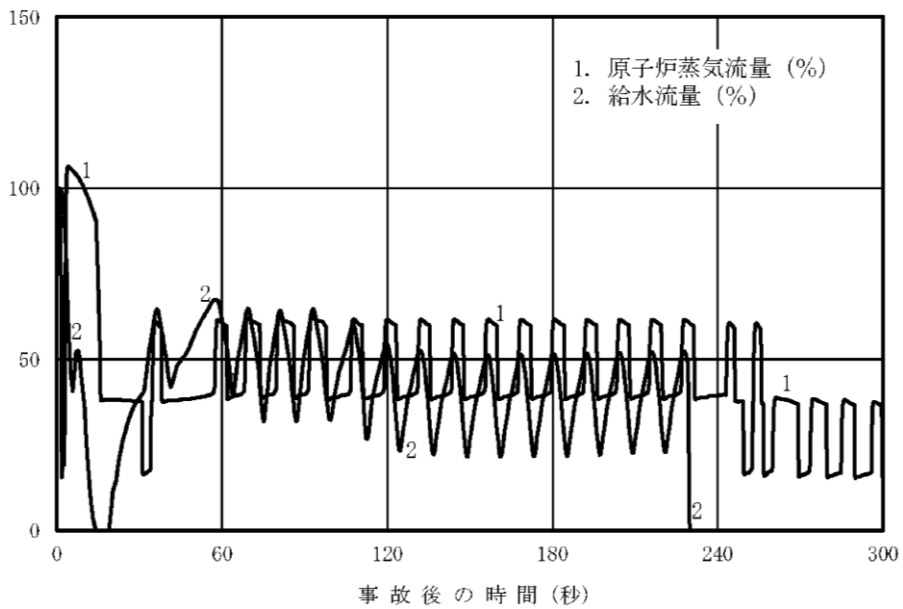


図1 中性子束，炉心流量の時間変化

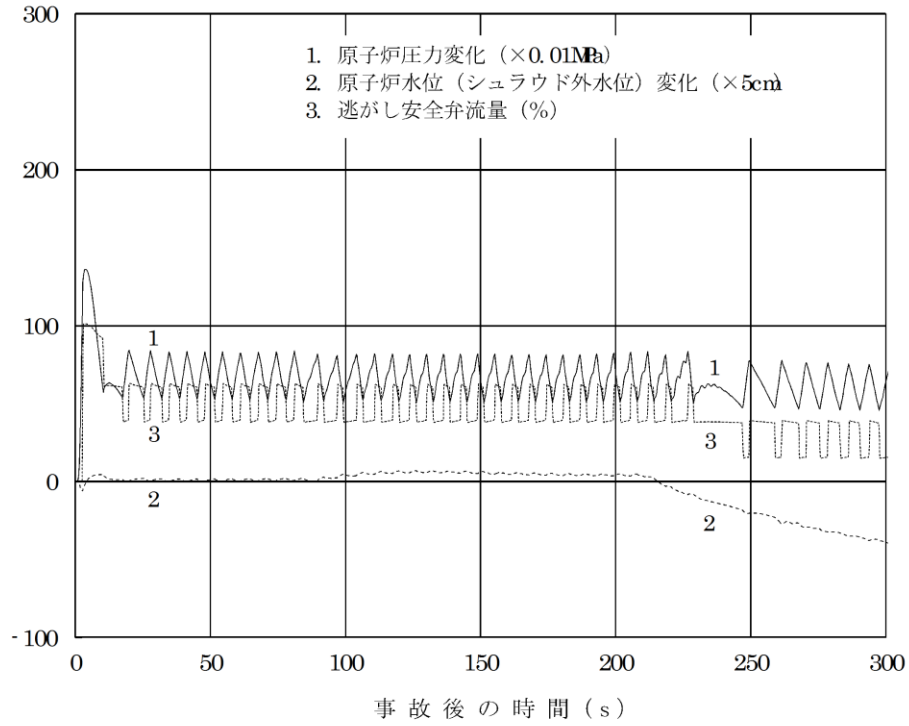


(TRACG)

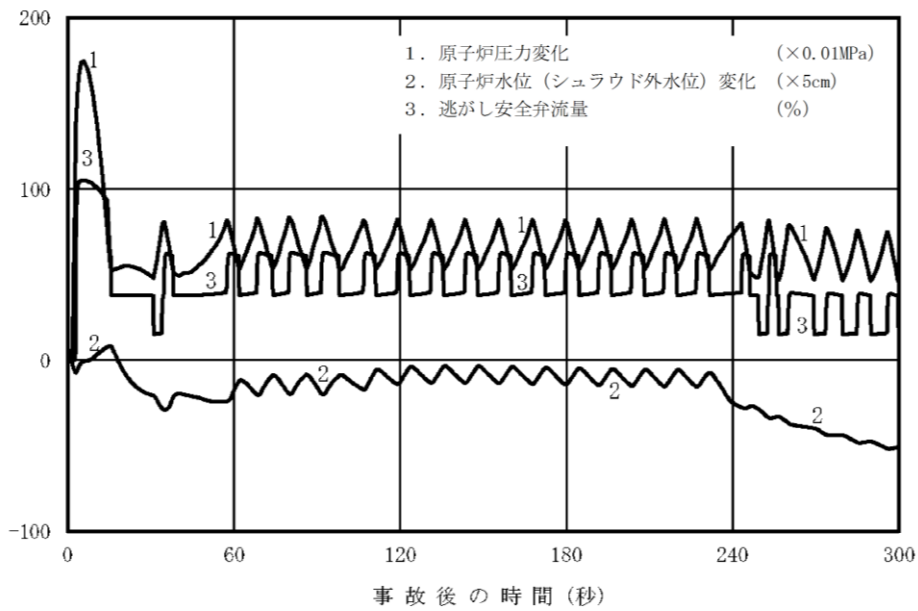


(REDY)

図2 原子炉蒸気流量，給水流量の時間変化



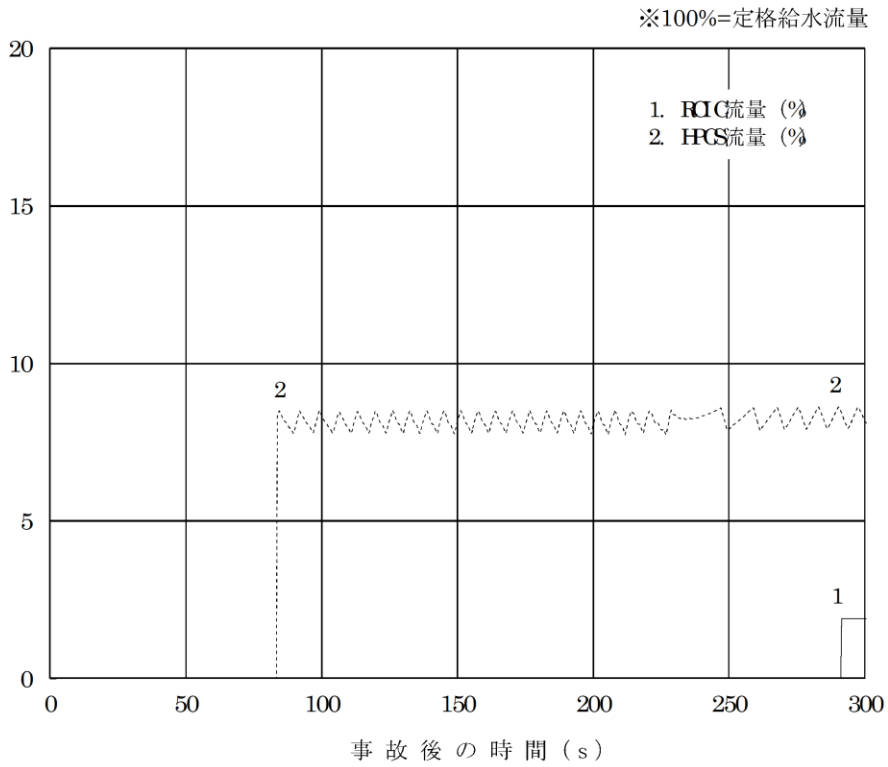
(TRACG)



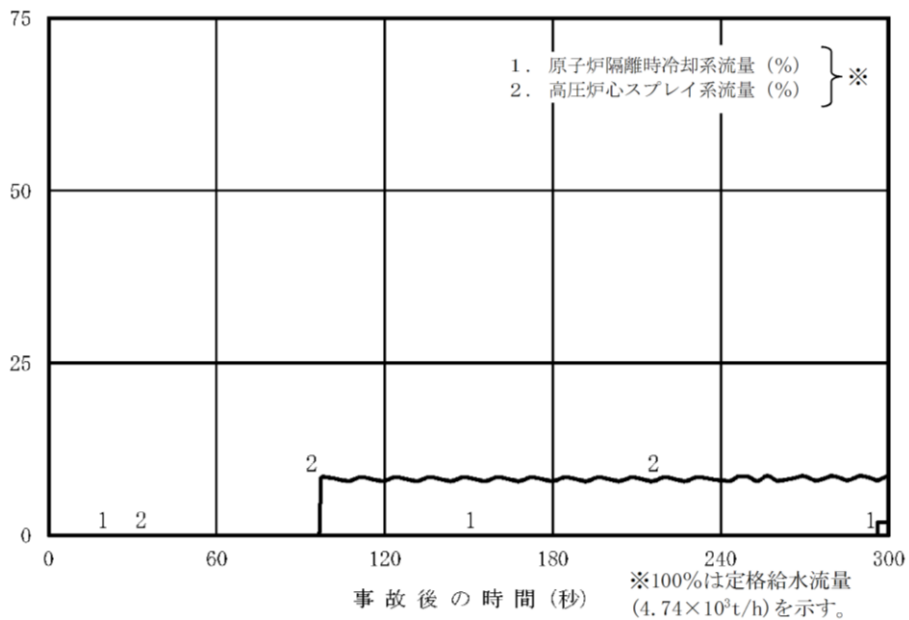
(REDY)

図3 原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位），逃がし安全弁蒸気流量の時間変化





(TRACG)



(REDY)

図4 原子炉隔離時冷却系流量，高圧炉心スプレイ系流量の時間変化

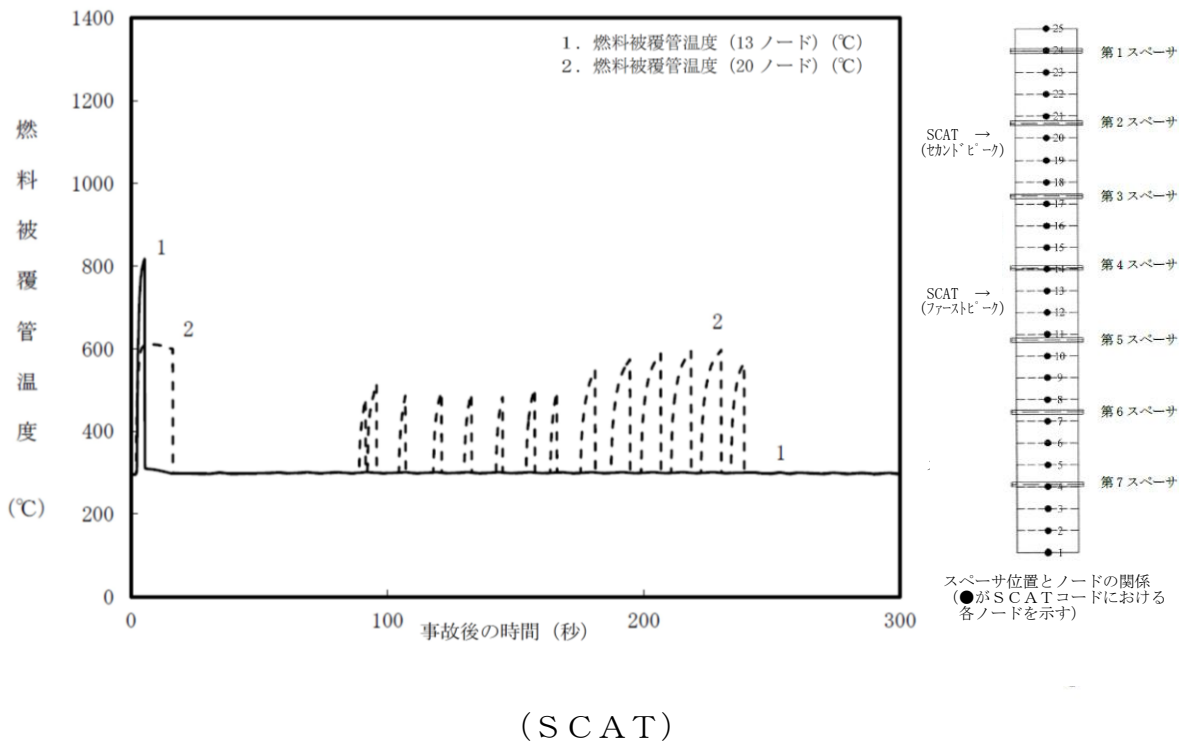
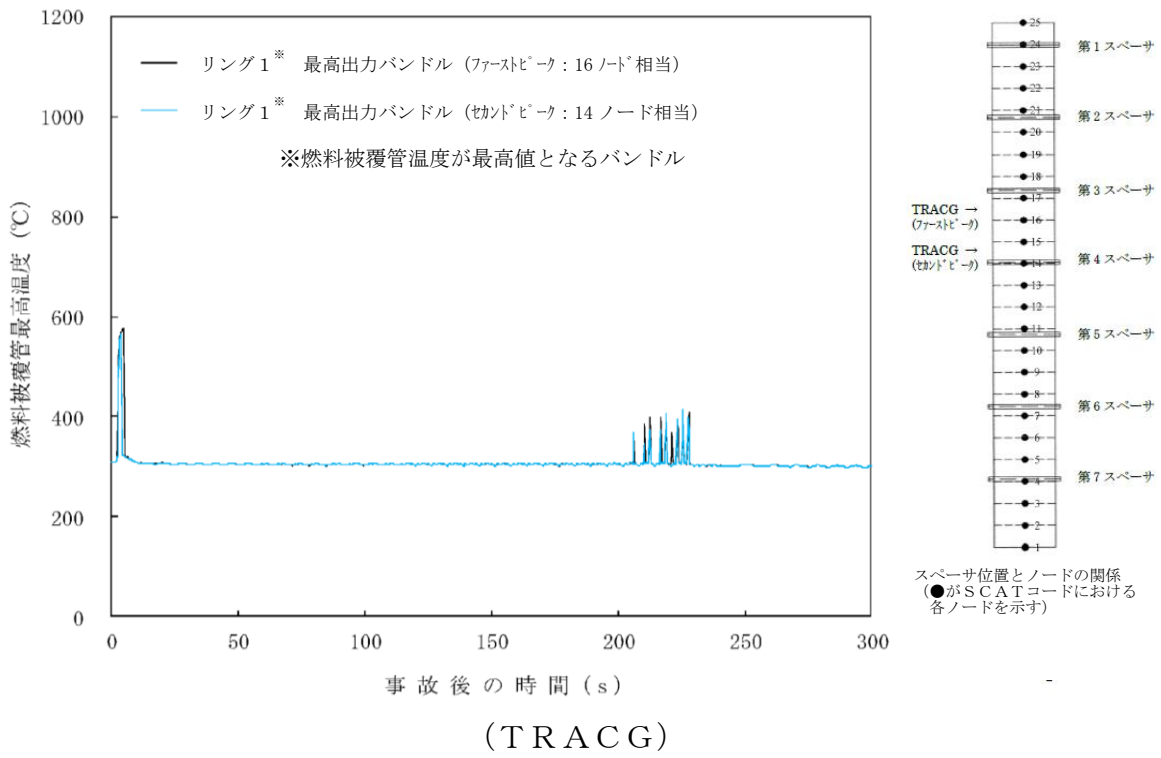


図5 燃料被覆管温度の時間変化

また、燃料被覆管温度ピークが発生する燃料について以下に記す。図6及び図7に示すように炉心領域を径方向に3分割(炉心中央領域2領域(リング1, 2), 炉心最外周1領域(リング3))し、中央領域の2領域に9×9燃料(A型)及びMOX燃料の最高出力バンドルをそれぞれ設定している。

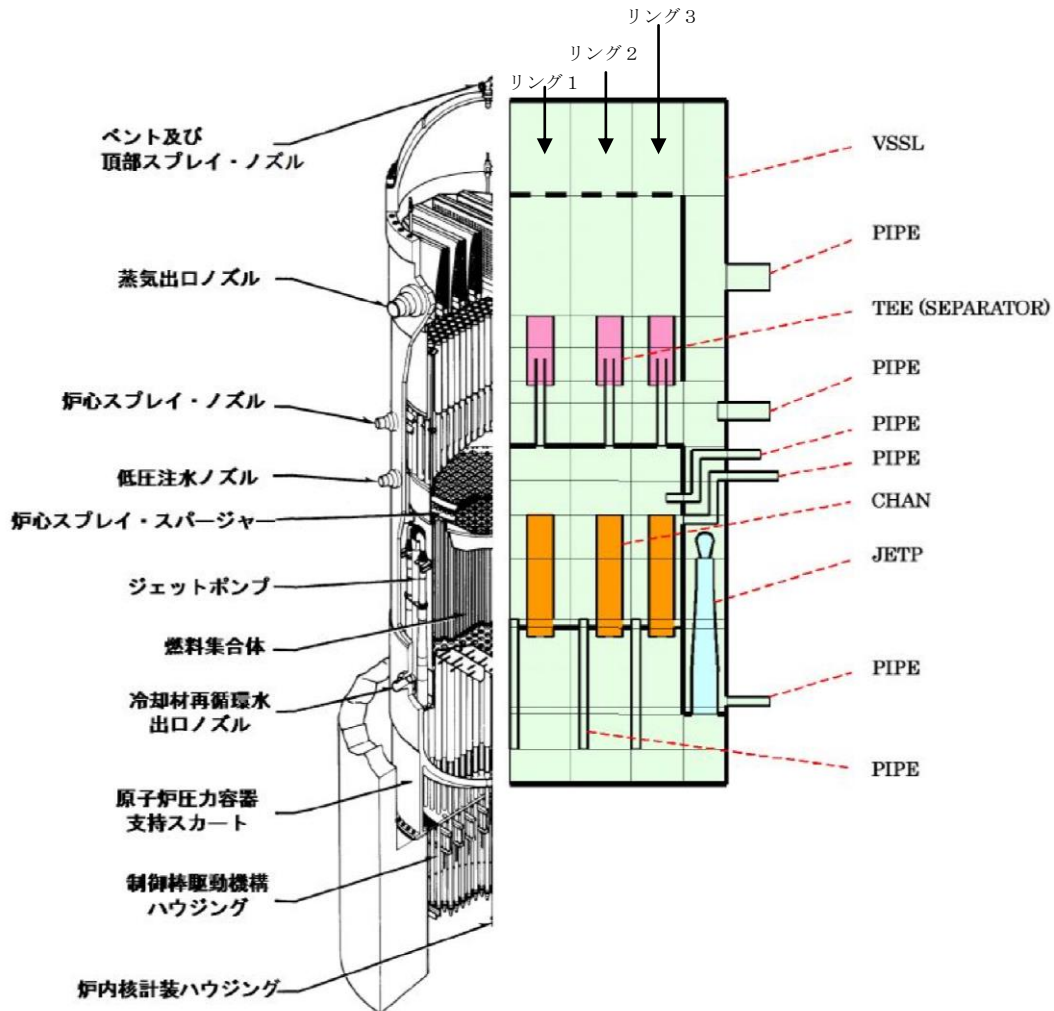


図6 TRACGコードによるBWR5のモデル例

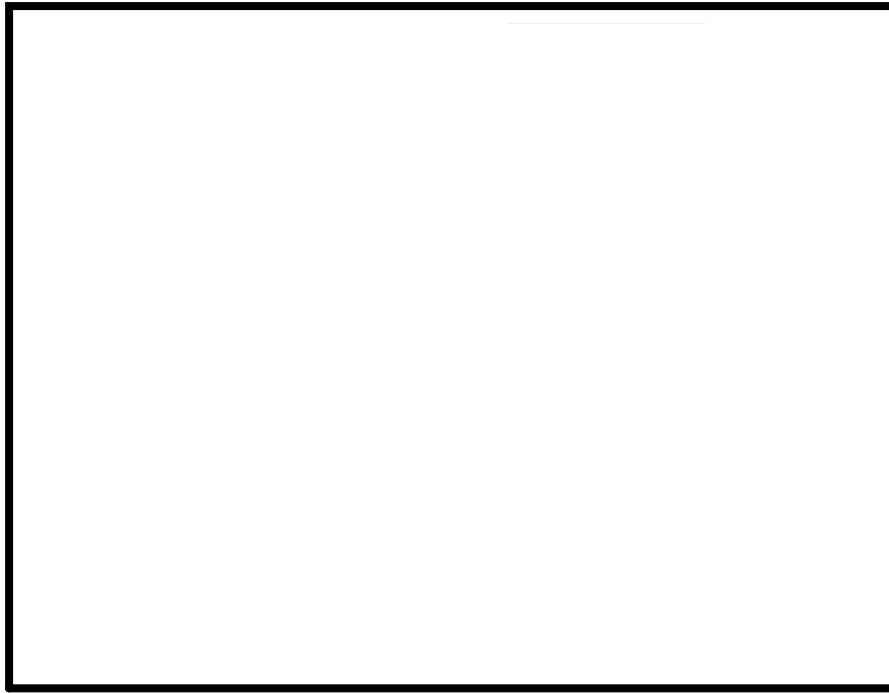


図7 TRACGコードにおける最高出力バンドルの配置

図8に示すように、リング1とリング2の最高出力バンドルにおける燃料被覆管温度の時間変化はほぼ同等であるが、事象初期のMSIV閉（1次ピーク）による燃料被覆管温度の最大値は、リング1に設定した9×9燃料（A型）の最高出力バンドルで発生しており、100～240秒の給水加熱喪失（2次ピーク）の時間領域では、リング2に設定した9×9燃料（A型）の最高出力バンドルで燃料被覆管温度の最大値が生じている。表3に、最高出力バンドルのピーク温度を示す。また、図9に各リングにおける最高出力バンドルの各ピーク発生ノードでの燃料被覆管温度時間変化を示す。

TRACG解析では、事象初期と100～240秒の時間領域での燃料被覆管温度の最大値が発生する燃料が異なる結果となるが、いずれも最高出力バンドルとして設定した9×9燃料（A型）である。このため、SCAT解析において最高出力バンドルを想定した条件で燃料被覆管温度を評価することは妥当である。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

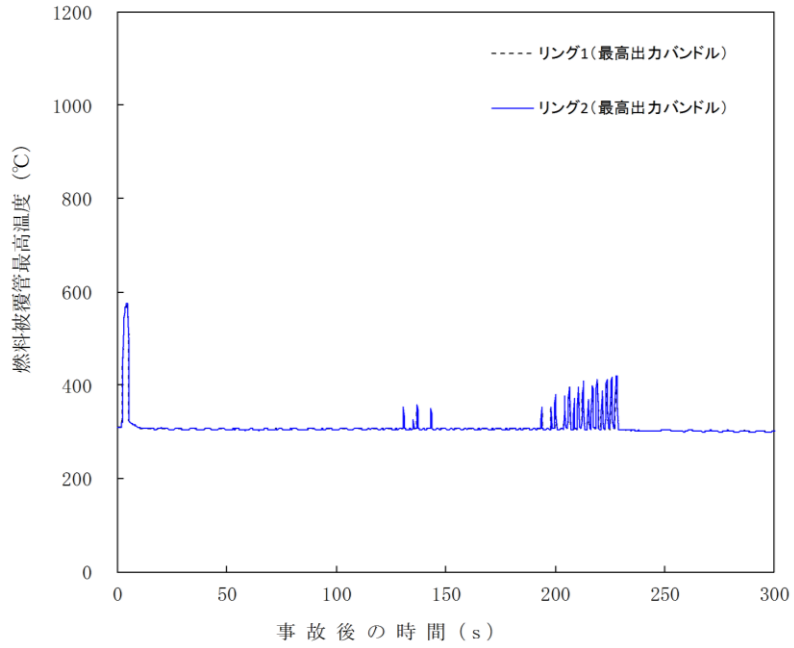
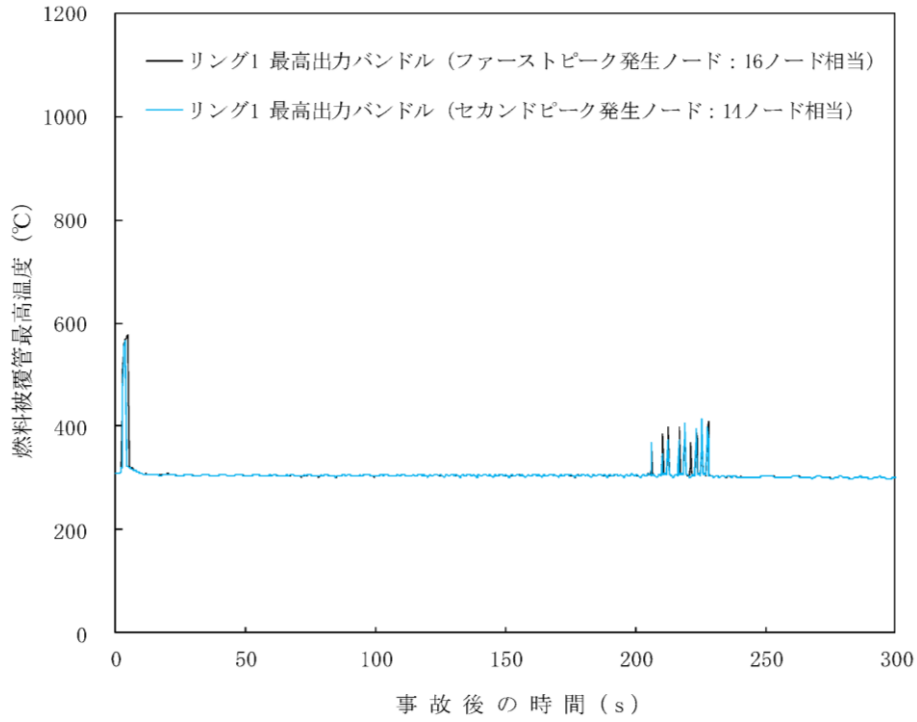


図8 TRACGにおけるリング1, 2の最高出力バンドルの燃料被覆管温度の時間変化

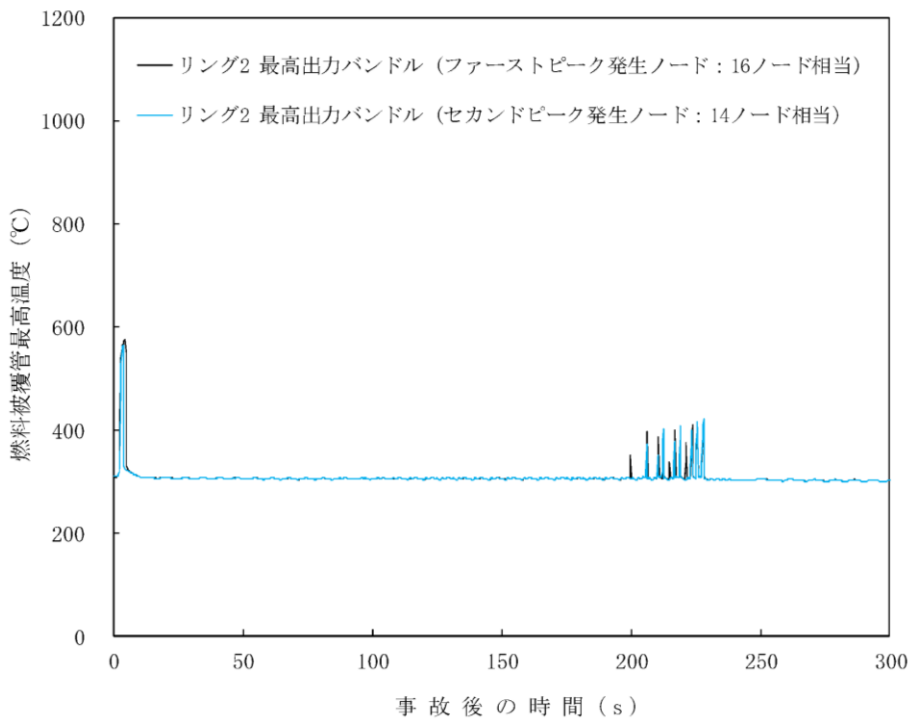
表3 最高出力バンドルのピーク温度

炉心領域	1次ピーク	2次ピーク
リング1	約 576°C	約 415°C
リング2	約 576°C	約 421°C

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



(リング 1)



(リング 2)

図9 各リングにおける最高出力バンドルの各ピーク発生ノードの燃料被覆管温度推移

## 56. S C A Tコードの保守性について

T CシーケンスではS C A Tコードにより燃料被覆管温度を評価しているが、評価モデルの保守性は解析コード（S C A Tコード）<sup>[1]</sup>にて確認されている。以下に概要を示す。

### (1) 修正 Dougall-Rohsenow 式

沸騰遷移後の燃料被覆管表面熱伝達モデルとして使用している修正 Dougall-Rohsenow 式は、700～800℃程度の範囲において試験との比較結果から燃料被覆管温度を保守的に評価することが確認されている。

### (2) 日本原子力学会標準「BWRにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準：2003」の相関式 2

S C A Tコードのリウエットモデルの適用性については解析コード（S C A Tコード）<sup>[1]</sup>及び「沸騰遷移後燃料健全性評価分科会報告書<sup>[2]</sup>」にて確認されているが、沸騰遷移後のリウエット時刻の予測方法について、日本原子力学会標準「BWRにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準：2003」の相関式 1 と相関式 2 のリウエット相関式のいずれかを使用することが妥当であると考えられており、相関式 2 は、相関式 1 よりもドライアウト持続時間を長く評価する傾向があるため、燃料被覆管温度を高めめに評価する。そのため、相関式 2 がリウエット時刻の予測方法に適用されている。

相関式 2 は、試験結果から燃料被覆管温度 500℃程度までリウエット時刻を遅めに予測することが確認されている（図 1 参照）。相関式 2 は燃料被覆管温度に依存しリウエット時刻を予測するため、500℃よりも高温となる場合においても（1）に示すとおり燃料被覆管温度を高めめに評価することから、リウエット時刻を遅く予測する傾向となり、保守性は維持されることが考えられる。よって有効性評価シナリオ「原子炉停止機能喪失」のように燃料被覆管温度が高温となる場合においても、保守性は維持されるので相関式 2 を使用することは妥当である。

また、燃料被覆管温度が高温の範囲でも相関式 2 の保守性は維持されることが考えられるが、相関式 2 によるリウエット時刻の予測が及ぼす影響を確認することは重要であるため、解析コード（S C A Tコード）<sup>[1]</sup>では主蒸気隔離弁の誤閉止+原子炉停止機能喪失の事象における燃料被覆管温度の時間変化について感度解析を行っており、相関式 2 を用いた解析例を図 2 に、リウエット時刻を遅らせた解析例を図 3 に示す。沸騰遷移発生直後、熱伝達係数が低下して燃料被覆管温度が急激に上昇する。その後、原子炉出力の低下に合わせて燃料被覆管温度の上昇は徐々に緩やかになり、さらに原子炉出力が低下すると穏やかな上昇から減少に転じる。このように、燃料被覆管温度がいずれ減少に転じることから、燃料被覆管温度が緩やかな上昇を示した以降の状態において、

相関式2によるリウエット時刻の予測精度が燃料被覆管温度へ及ぼす影響は大きくないことを確認できる。

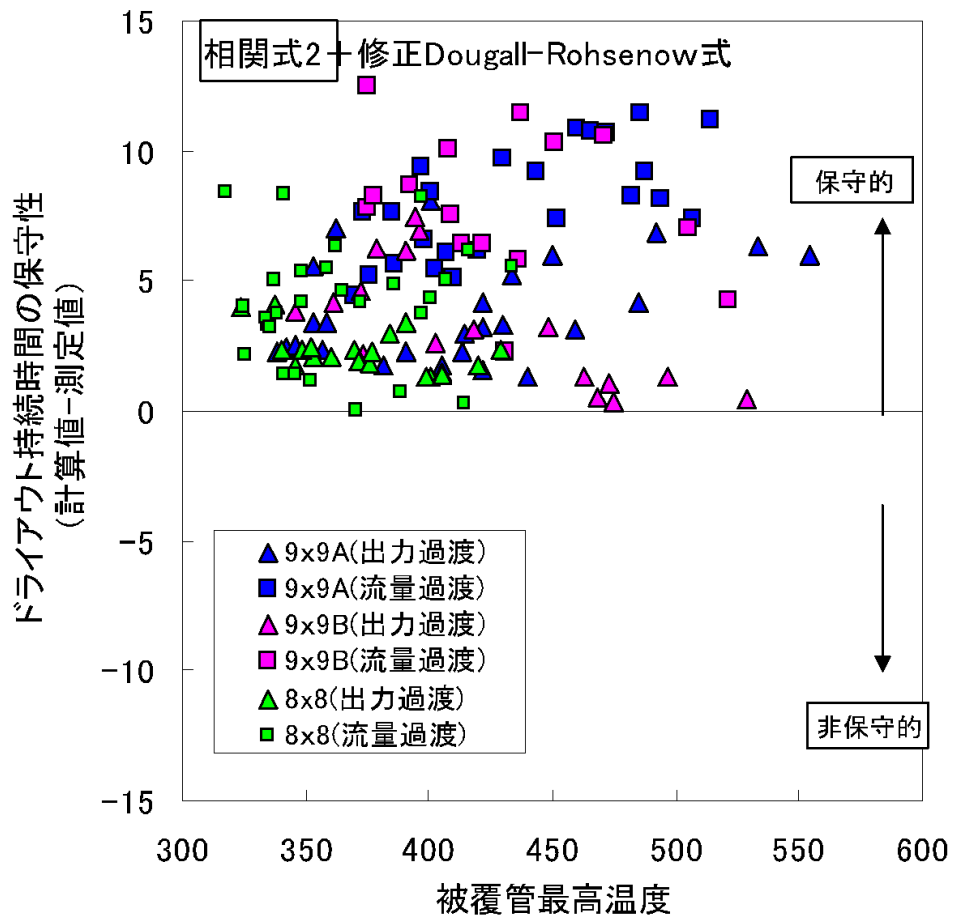


図1 相関式2の保守性

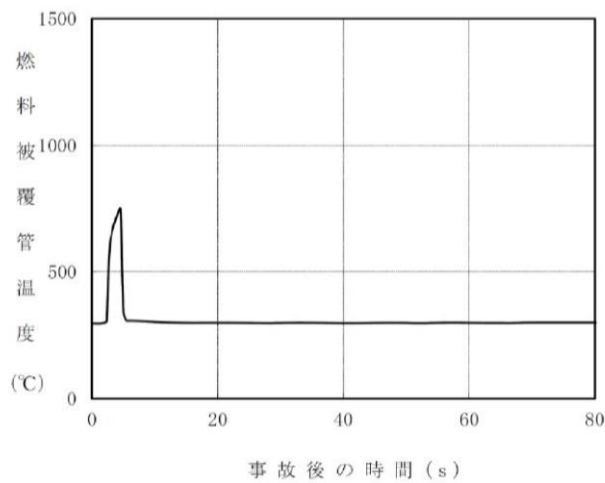


図2 燃料被覆管温度の変化例



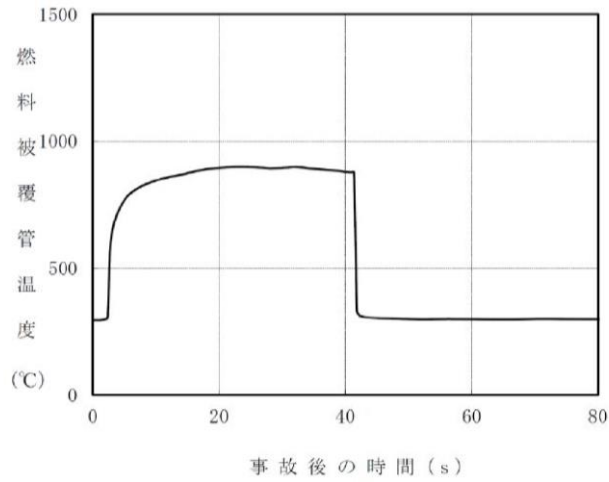


図3 リウエット時刻を遅らせた場合の燃料被覆管温度の変化例

- [1] 「沸騰水型原子力発電所 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 (SCAT) について」, 日立GEニュークリア・エナジー株式会社, HLR-122, 東芝エネルギーシステムズ株式会社, TLR-093, 平成 30 年 5 月
- [2] 「沸騰遷移後燃料健全性評価分科会報告書」(平成 18 年 6 月 29 日原子力安全委員会了承)

## 57. 外圧支配事象における燃料被覆管の健全性について

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」のような外圧支配事象において高温高压状態が継続する場合の燃料被覆管の健全性について説明する。

### 1. 有効性評価結果

原子炉停止機能喪失により燃料被覆管表面で沸騰遷移（ドライアウト）が発生し、燃料被覆管温度及び燃料被覆管にかかる圧力が上昇しリウエットする場合、燃料被覆管表面最高温度約 818℃、燃料被覆管外圧約 8.9MPa（内外圧差：約 7.1MPa）の状態が 4 秒程度継続する解析評価結果を得ている。

### 2. 高温高压時の燃料被覆管の健全性について

#### (1) 出力－冷却不整合時の燃料健全性について

出力－冷却不整合（以下「PCM」（Power Cooling Mismatch）という。）時の燃料のふるまいについて以下のとおり整理した。

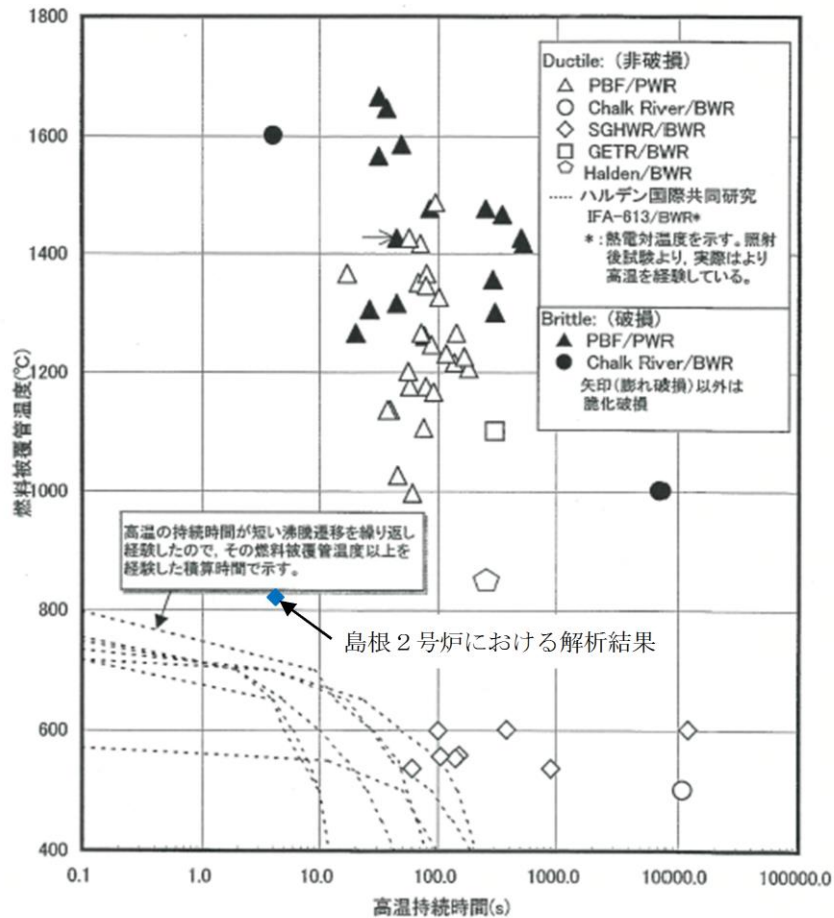
PCMにより膜沸騰を開始した燃料被覆管は、燃料被覆管温度の上昇により900℃以上になると、ジルコニウム－水反応が進行し、燃料被覆管表面に酸化膜が生成され、酸化の進行に伴い燃料被覆管の脆化が進行することが知られている。また、燃料被覆管温度の上昇により燃料被覆管の強度が低下し、外圧支配であることから燃料被覆管内側へのつぶれ変形が発生する可能性がある<sup>[1]</sup>。

PCM時の燃料破損は、沸騰遷移が生じ燃料被覆管が高温となり酸化脆化することが主な原因であり、沸騰遷移により高温を持続した場合の燃料健全性について以下に示す。

一時的に沸騰遷移が発生しても速やかに原子炉出力が低下してリウエットする事象発生時の燃料健全性に関する炉内試験結果を第1図に示す<sup>[2]</sup>。

第1図より、本解析評価結果（燃料被覆管表面最高温度約 818℃、持続時間 4 秒）において、燃料被覆管は健全であると考えられる。このことは、後述の(3)のハルデン炉を用いた沸騰遷移試験からもわかる。

なお、文献[2]、[3]において、第1図の結果等を元に沸騰遷移時の燃料健全性に関する整理及び適用の妥当性の検討が行われている。



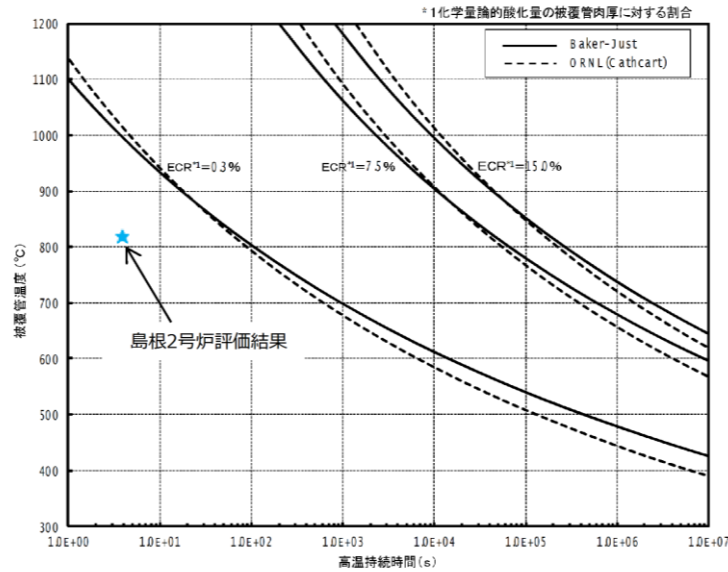
※日本原子力学会標準「BWRにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準：2003」, 炉内試験結果 に加筆

第1図 沸騰遷移発生後の燃料健全性に関する炉内試験結果<sup>[2]</sup>

(2) 化学量論的酸化量 (以下「ECR」という。) について

PCMの破損モードである酸化脆化に関し、本解析評価におけるECRを評価した。原子炉停止機能喪失による燃料被覆管表面での沸騰遷移の発生により燃料被覆管が高温維持された場合の9×9燃料(A型)被覆管の酸化割合について、Baker-Justの式<sup>[4]</sup>に基づき評価した結果を、第2図に示す。参考にCathcartの式<sup>[5]</sup>に基づく評価結果も示す。

燃料被覆管表面最高温度約818°C、持続時間4秒であれば、ECRは0.1%以下であり、沸騰遷移期間中に燃料被覆管母材に取り込まれる酸素の量は少なく、燃料被覆管の酸化による脆化が問題になることはない。また、この温度及び持続時間では、ECRがLOCA時の燃料被覆管脆化破損の判断基準である15%に達するまでに十分な余裕があるため、つぶれ変形が生じたとしても、燃料被覆管の健全性は維持されると考えられる。



第2図 高温持続時間と燃料被覆管表面酸化量の関係

(3) ハルデン炉を用いた沸騰遷移試験によるつぶれ変形について

本解析評価に近い条件に基づく沸騰遷移試験における燃料の変化について参考に示す。

BWR燃料の未照射燃料棒及び照射燃料棒（燃料棒燃焼度は 22GWd/t~40GWd/t）を用い、高温、外圧支配時の沸騰遷移試験を行った<sup>[6]</sup>。

〔照射条件〕

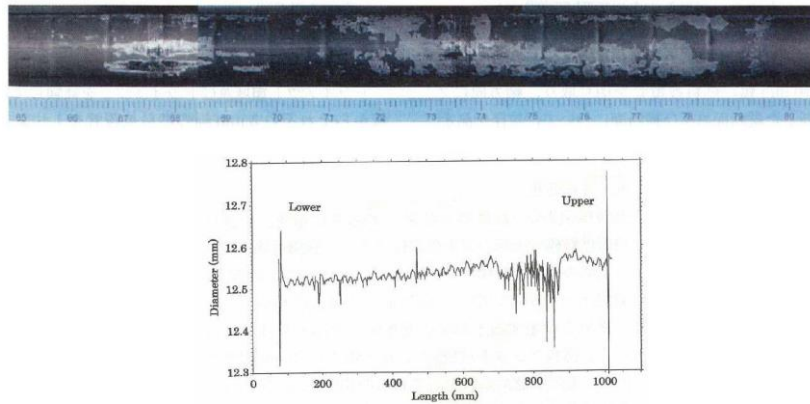
- a. 燃料被覆管表面最高温度：900°C以上（試験後の prior-β 相形成より推定）
- b. 沸騰遷移積算時間：約 49 秒<sup>※1</sup>

※1 熱電対での燃料被覆管表面温度が断続的に 600°Cを記録した時間の合計。ただし、熱電対先端と溶接位置の関係から、燃料被覆管表面温度の過小評価が考えられる。

照射条件の a. 及び b. を経験した試験燃料棒の燃料被覆管外観写真と直径測定結果を第3図に示す。

この試験燃料棒のドライアウト領域（燃料棒上部）（燃料被覆管外圧：約 7 MPa, 内外圧差：約 6.4MPa）では、燃料ペレット間の局所的なつぶれ変形（燃料ペレット間（ペレット上下端チャンファ）位置に沿った、燃料被覆管内側方向への約 20 μm~約 50 μm の食い込み）があり、燃料被覆管表面酸化膜厚さ及び水素吸収量の僅かな増加、燃料被覆管の脆化による引張強度・延性の僅かな

低下，燃料被覆管の酸化膜の剥離が見られたものの，リウエット時の熱衝撃によっても燃料棒は非破損であったとの結果が得られている。



第3図 試験燃料棒の燃料被覆管外観写真と直径測定結果

上記の試験に本解析評価条件は同等と考えられ，また，現在使用している燃料棒（9×9燃料）は，より高密度のペレット採用により焼きしまりが小さくなっており，軸方向の燃料ペレット間の大きな間隙が発生し難くなっているため，燃料被覆管のつぶれ変形によって貫通破損が生じる可能性は小さいと考えられる。

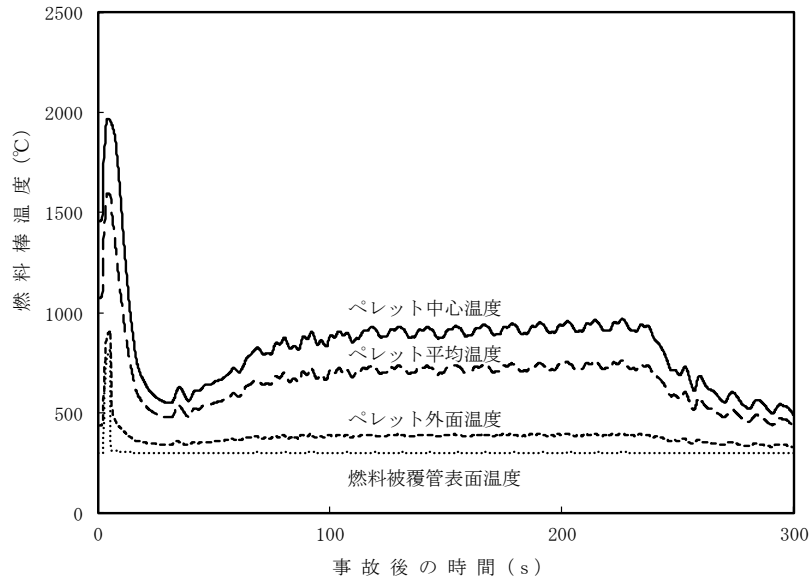
### 3. ペレット－被覆管相互作用（P C I）について

第4図に原子炉停止機能喪失の評価における燃料被覆管温度の1次ピーク発生位置での燃料棒温度の時間変化を示す。第4図に示すように，事象初期にペレット平均温度は約520℃上昇している。

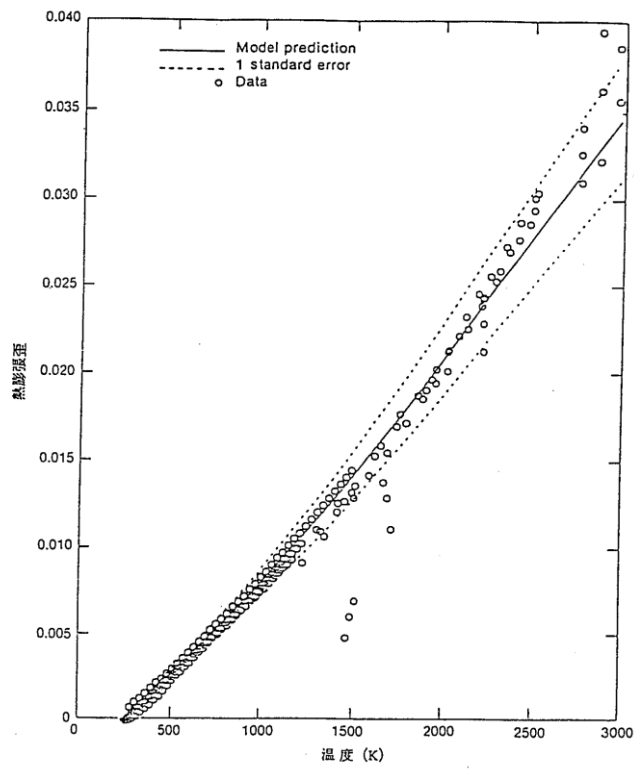
第5図にUO<sub>2</sub>ペレットの熱膨張ひずみの温度依存性を示す。事象初期のペレット平均温度の上昇約520℃に対するペレットの熱膨張ひずみの増加は，約0.7%に相当する。したがって，ペレットの熱膨張の増加による被覆管のひずみの増加は，ペレット－被覆管機械的相互作用（P C M I）による破損に対する判断基準である被覆管1%塑性ひずみより小さいと考えられる。

また，ペレット－被覆管化学的相互作用（P C C I）を考慮しても，出力が上昇している期間が15秒程度と短く，被覆管の応力腐食割れ（S C C）の進展による破損も生じないと考えられる。

事象初期の出力上昇が収束した後は，ペレット平均温度は事象発生前の温度より低いため，P C Iが生じることはないと考えられる。



第4図 燃料棒温度の時間変化 (1次ピーク発生位置)



第5図  $UO_2$  ペレットの熱膨張ひずみ<sup>[7]</sup>

#### 4. 軸方向のサーマルショックについて

燃料の事故時健全性確認を目的に実施された、リウエット時の軸方向拘束条件下での急冷破断試験<sup>[8] [9] [10] [11]</sup>の知見をもとに、島根2号炉TCシーケンスにおける軸方向のサーマルショックによる燃料破損の可能性を検討した。以下に急冷破断試験の概要を示す。

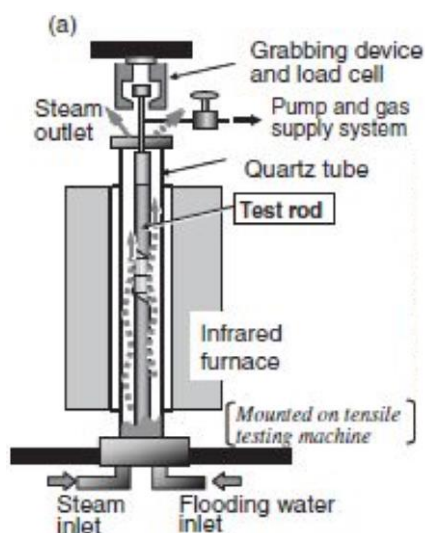
##### <急冷破断試験の概要>

##### (1) PWR<sup>[8]</sup>

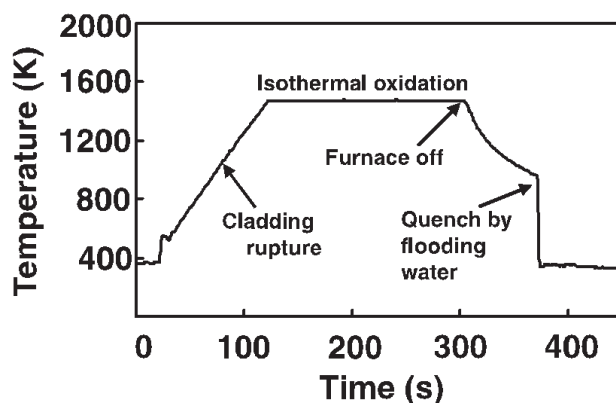
- ・未照射で、ECRが約10～40%のPWR燃料棒が用いられた。
- ・急冷破断試験では、試験装置(図6参照)により燃料棒の軸方向変位を完全に拘束し急冷(図7参照)により軸方向に大きな荷重を伴うサーマルショックが与えられた。

##### (2) BWR<sup>[9] [10] [11]</sup>

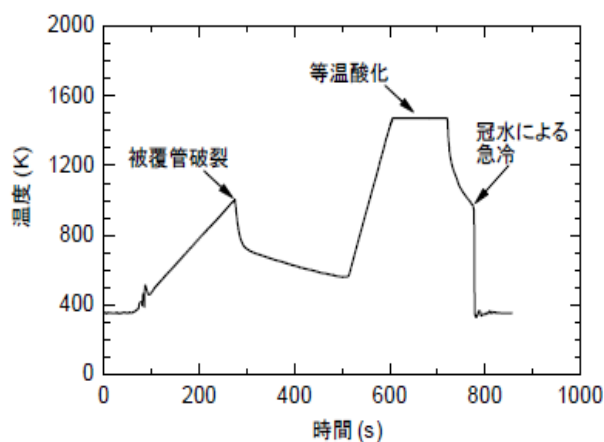
- ・スイス・ライプシュタット炉において高燃焼度まで照射し、ECRが10～20%のBWR燃料棒(LZRT1～LZRT4)が用いられた。
- ・急冷破断試験では、試験装置(図6参照)により燃料棒の軸方向変位を拘束し急冷(図8参照)により軸方向に大きな荷重を伴うサーマルショックが与えられた。



第6図 試験装置



第7図 PWR燃料の温度履歴の例



第8図 BWR燃料の温度履歴の例

<急冷破断試験結果>

(1) PWR

急冷破断試験の結果を図9に示す。ECRが10%以下の被覆管は、完全拘束条件下で約600°Cの急冷によるサーマルショックを受けても健全であった。

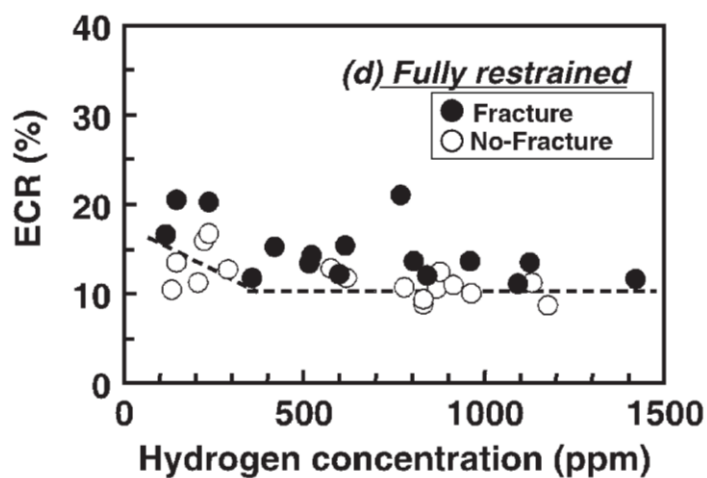
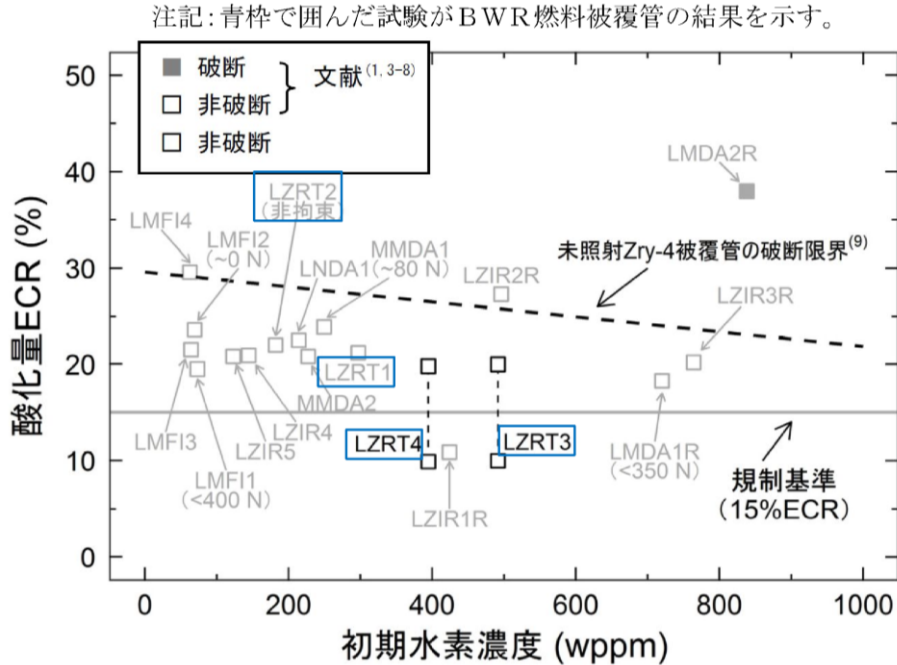


図9 PWR燃料棒の軸方向完全拘束条件下での急冷破断試験結果



(2) BWR

急冷破断試験の結果を図10に示す。530Nの軸方向拘束力条件下でECRを約10%~20%としても、被覆管の破断はなくサーマルショックを受けても燃料は健全であった。



第10図 BWR/PWR燃料棒の軸方向拘束条件下での急冷破断試験結果試験装置

BWRでは燃料棒の軸方向移動がスペーサなどで妨げられないため、軸方向の大きな荷重(拘束力)が発生する可能性は小さいが、島根2号炉のTCシーケンスにおいて、軸方向完全拘束条件を想定し仮にサーマルショックを受けたとしても、ECRは0.1%以下(図2参照)であり、急冷による温度差はPWR急冷破断試験よりも低い約510°C(図4参照)であるため、燃料は健全であると考えられる。

5. まとめ

外圧支配条件の下、燃料被覆管表面最高温度約818°Cを4秒程度継続しても、燃料は健全であると考えられる。

6. 文献

- [1] 軽水炉燃料のふるまい(平成25年3月 公益財団法人原子力安全研究協会)
- [2] 日本原子力学会標準「BWRにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準:2003」
- [3] 沸騰遷移後燃料健全性評価分科会報告書(平成18年6月29日 原子力安全委員会了承)

- [4] L. Baker, Jr. and L. C. Just, "Studies of Metal-Water Reactions at High Temperatures III. Experimental and Theoretical Studies of the Zirconium-Water Reaction", ANL-6548, May 1962
- [5] J. V. Cathcart, et al., "Zirconium Metal-Water Oxidation Kinetics IV. Reaction Rate Studies" ORNL/NUREG-17, Aug. 1977
- [6] 小村, 原, 過渡的な沸騰遷移後のBWR燃料のふるまい (日本原子力学会和文論文誌 2[2], 387 2003)
- [7] 株式会社日立製作所, 沸騰水型原子力発電所 燃料の設計手法について (MOX燃料への適用), HLR-053 訂2, 平成11年2月
- [8] F. Nagase, T. Fuketa, "Behavior of Pre-hydrated Zircaloy-4 Cladding under Simulated LOCA Conditions", Journal of Nuclear Science and Technology, 42[2], 209-218 (2005)
- [9] F. Nagase, T. Chuto, T. Fuketa, "Behavior of High Burn-up Fuel Cladding under LOCA Conditions", Journal of Nuclear Science and Technology, 46[7], 763-769 (2009)
- [10] 「平成27年度 原子力施設等防災対策等委託費 (燃料等安全高度化対策) 事業に関する報告書」, 国立研究開発法人日本原子力研究開発機構 安全研究センター, 平成28年3月
- [11] 平成28年度原子力規制庁委託成果報告書, 「原子力施設等防災対策等委託費 (燃料等安全高度化対策) 事業 (平成28年度分)」, 国立研究開発法人日本原子力研究開発機構 安全研究センター, 平成30年1月

## 58. 原子炉停止機能喪失における起因事象について

原子炉停止機能喪失では、原子炉スクラムに失敗した場合の重大事故等対策の有効性を確認している。本事象では、ほう酸水注入系等による反応度抑制が有効な対策と考えられ、ほう酸水注入系等にて反応度を抑制する場合の対策の有効性を確認している。

ほう酸水注入系等による対策の有効性を確認する上で、原子炉隔離による原子炉圧力の上昇によって反応度が印加される観点で厳しい事象として考えられるため、原子炉停止機能喪失の重要事故シーケンスの評価においては起因となる過渡事象として隔離事象である「主蒸気隔離弁の誤閉止」を選定している。

島根2号炉は、タービン・バイパス弁フルバイパスプラントであるため、負荷遮断が発生し蒸気加減弁が閉止する隔離事象時は、同時に選択制御棒挿入を行い、原子炉出力を下げて所内単独運転に移行する。仮に、選択制御棒の挿入に失敗した場合においても、蒸気加減弁閉時には、タービン・バイパス弁が作動し、原子炉圧力の制御が可能であることから、選択制御棒の挿入失敗が評価項目（燃料被覆管温度等）に与える影響は小さい。また、選択制御棒の挿入が失敗した場合には、復水器の真空度低下が速くなるが、復水器真空度の低下に伴い主蒸気隔離弁は閉止することから、以降の事象進展は「主蒸気隔離弁の誤閉止」を起因事象としているベースケースと同様となる。

59. 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における解析上の除熱条件の設定について

解析上の除熱条件及び移動式熱交換設備設計条件の関係を図1に示す。

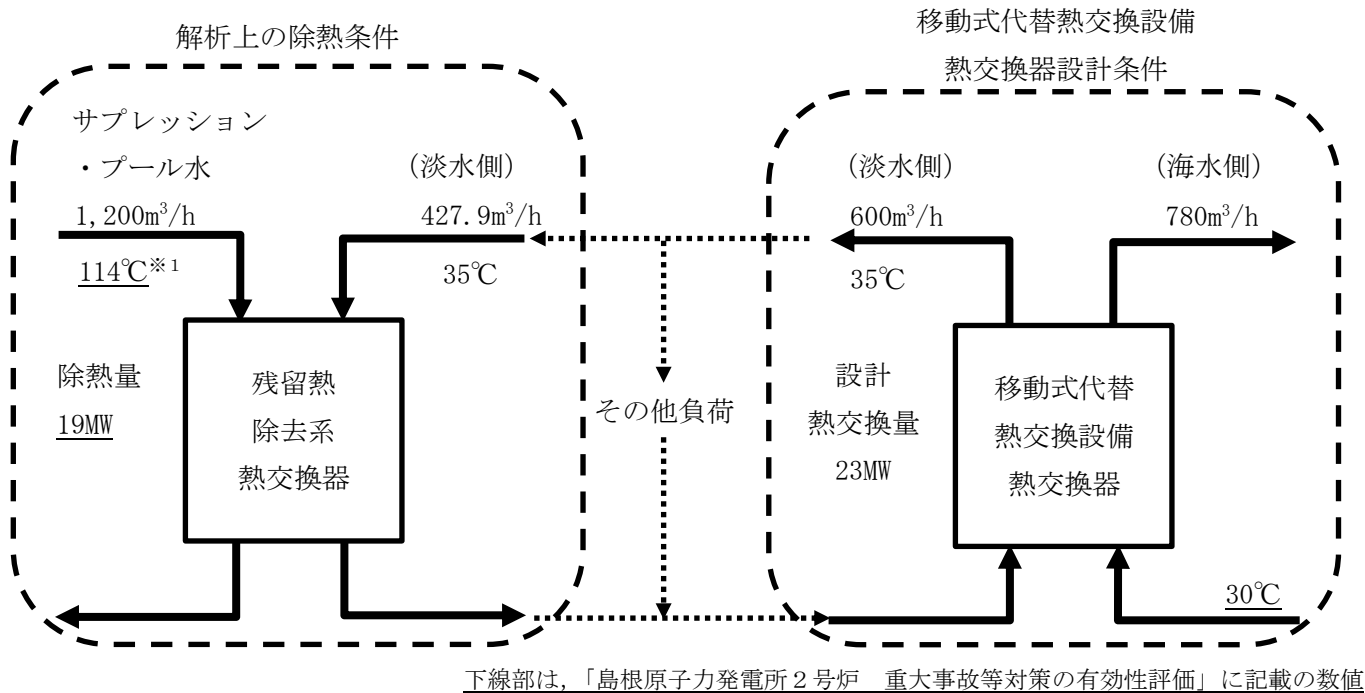
移動式代替熱交換設備熱交換器は、海水入口温度 30℃、淡水出口温度 35℃の条件において、原子炉停止 8 時間経過後の崩壊熱等を十分に除去できる容量（23MW）を設計熱交換量としている。

一方、残留熱除去系熱交換器の設計熱交換量は、移動式代替熱交換設備熱交換器の設計熱交換量を上回ることから、崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）の原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）の解析上の除熱条件は、移動式代替熱交換設備熱交換器が受け持つ残留熱除去系熱交換器以外の負荷（図1に示す「その他負荷」）の冷却を除いた除熱量を設定している。

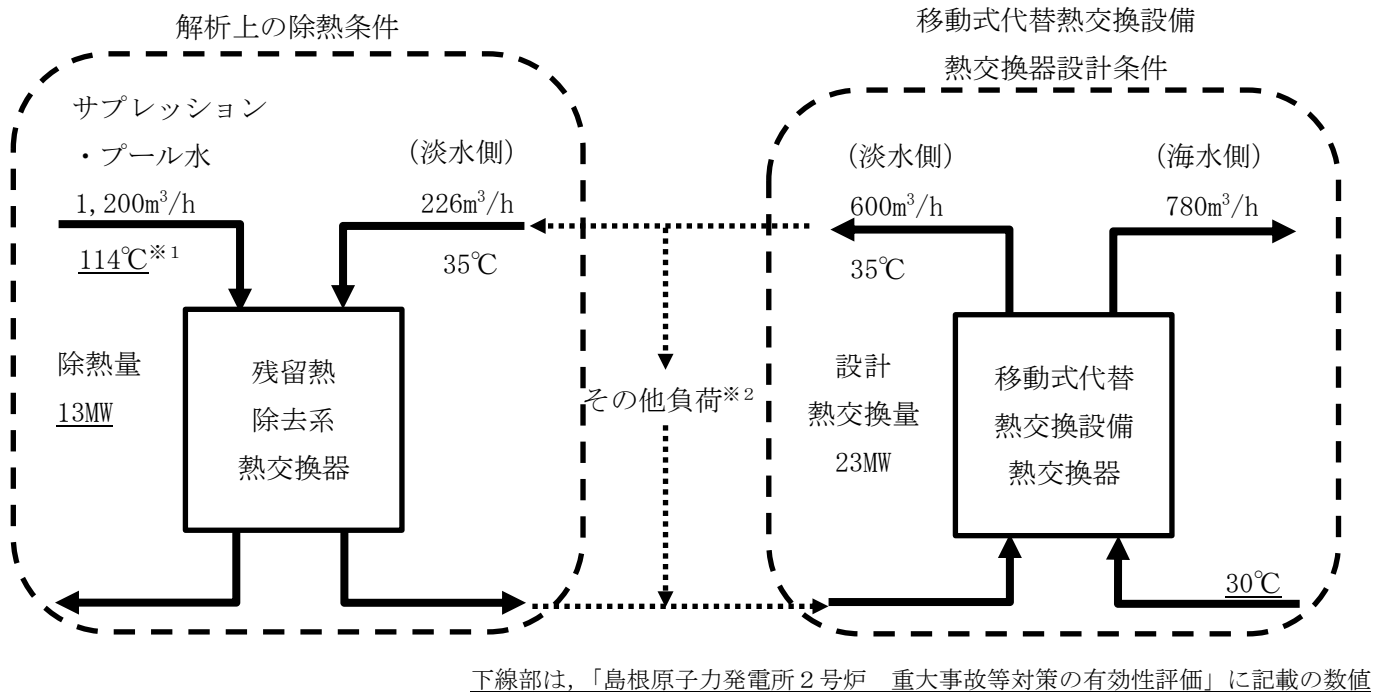
具体的には、燃料プールの冷却を必要としない事象発生 8 時間後から 24 時間後については、残留熱除去系熱交換器の除熱量を 19MW とし、燃料プールの冷却が必要となる事象発生 24 時間以降については、残留熱除去系熱交換器の除熱量を 13MW と設定している。

なお、解析上の残留熱除去系熱交換器の必要伝熱面積は、設計基準対象施設として使用する場合の設計伝熱面積に対して最大で約 40% であるため、設計基準対象施設の容量に包絡される。

(事象発生 8 時間後から 24 時間後)



(事象発生 24 時間以降)



※1 解析から得られるサプレッション・プール水温度の最大値は約 114℃であり、代表的に本温度を設定

※2 燃料プール冷却の負荷を追加

図 1 解析上の除熱条件及び移動式代替熱交換設備設計条件の関係

## 60. 原子炉隔離時冷却系による注水時の原子炉圧力挙動について

原子炉隔離時冷却系により原子炉注水する場合の解析では、原子炉隔離時冷却系による注水開始から原子炉が減圧されるまでに時間遅れが生じ、その後大きな圧力低下を示す結果となっている。本挙動については、解析コード(SAFER)<sup>[1]</sup>にて確認されているが、ここでは原子炉圧力の低下挙動について説明する。

図1に崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)の原子炉圧力の推移を、図2にシュラウド外水位の推移を、図3にSAFERコードにおける炉内ノード分割と原子炉隔離時冷却系注入水の流れの関係を示す。

図1の事象発生約1時間後の原子炉圧力低下挙動説明の「原子炉隔離時冷却系の注水に伴う炉心の蒸気凝縮による圧力低下(B)」については、解析コードでは、炉心シュラウド外領域の水面と蒸気ドーム領域の蒸気は断熱としているため、原子炉隔離時冷却系により注入されたサブクール水の影響が炉心、炉心上部プレナムを経て蒸気ドーム部に流入した時点で蒸気を凝縮し、原子炉圧力の大きな低下となって現れるものである。(図3参照) また、その後の原子炉圧力低下に伴う減圧沸騰による一時的な圧力上昇については、事象進展とともに発生位置が異なるが、これは崩壊熱の減衰に伴い、炉内に発生する蒸気が減少傾向となることで変化が生じているものである。

なお、図2に示すとおり、給水ノズルが水没していない期間があるが、原子炉隔離時冷却系注水時の蒸気凝縮効果が顕著に現れることはなく、原子炉圧力に有意な変化はない。

[1] 「沸騰水型原子力発電所 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(SAFER)について」, 日立GEニュークリア・エナジー株式会社, HLR-119, 東芝エネルギーシステムズ株式会社, TLR-090, 平成30年5月

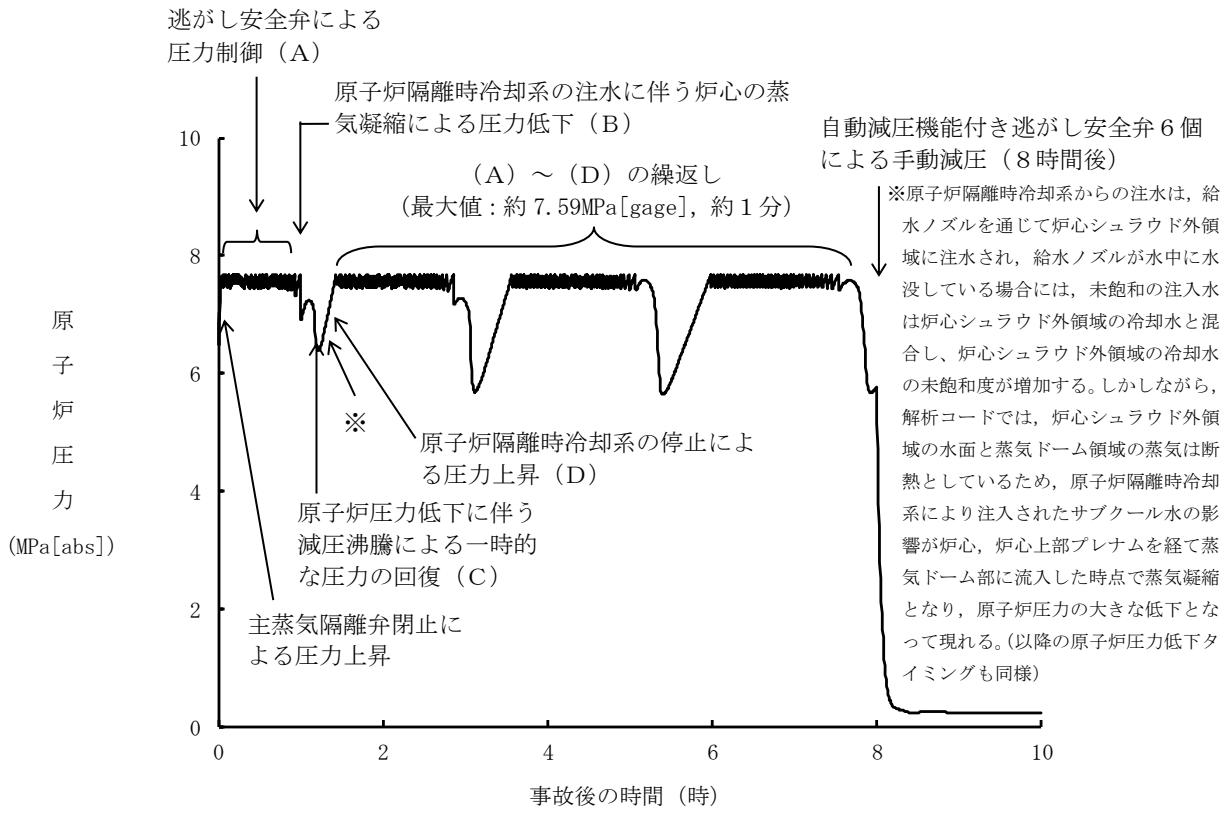


図1 原子炉圧力の推移  
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))

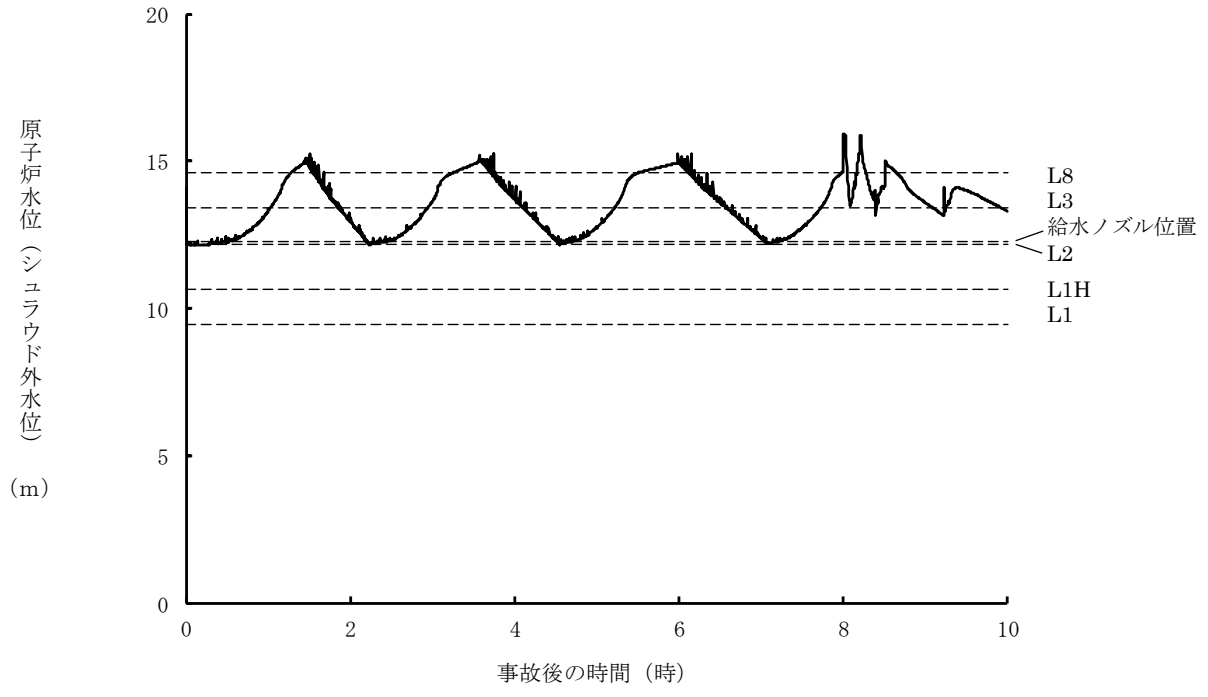


図2 シュラウド外水位の推移  
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))

2.4.1-17

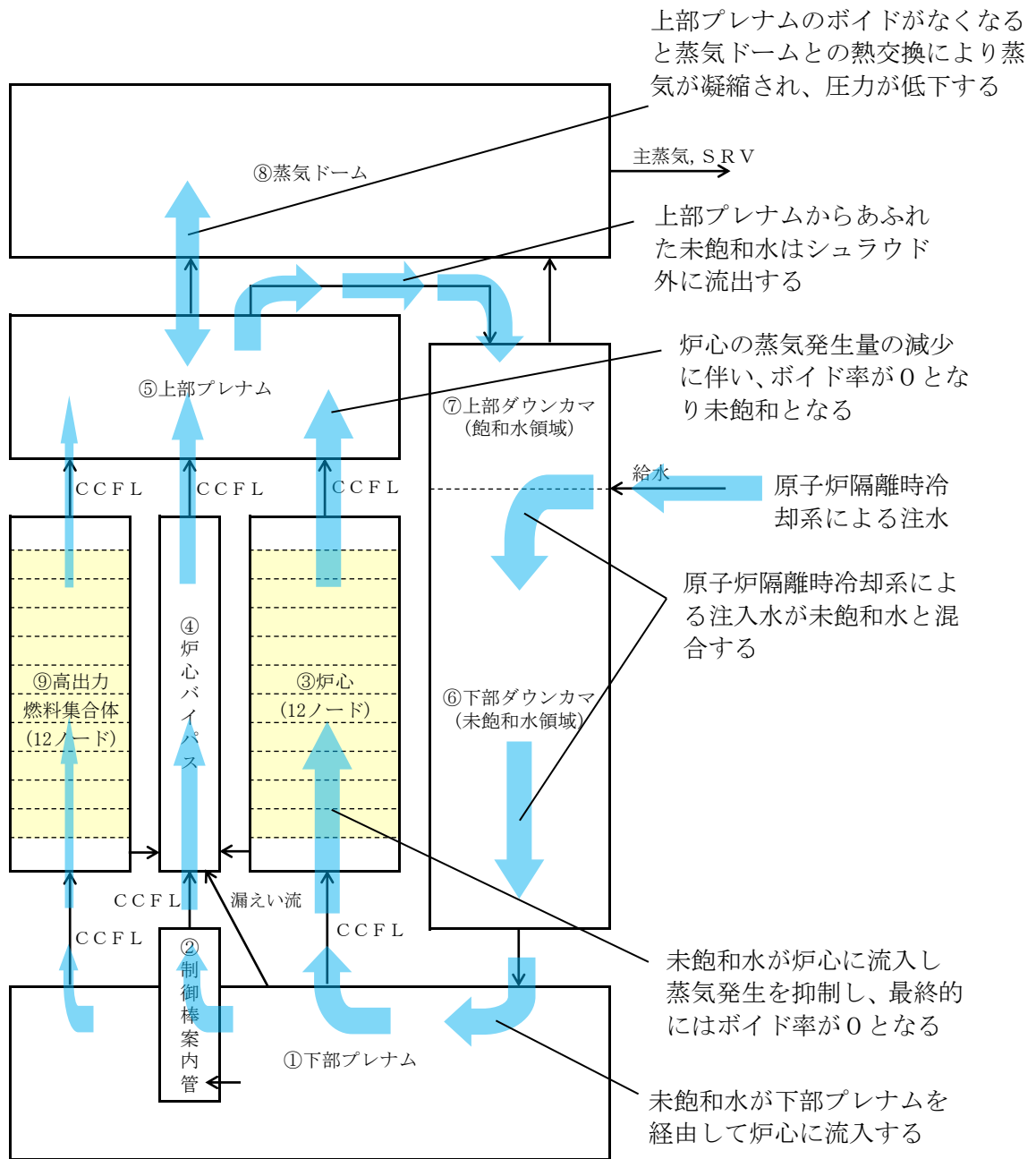


図3 SAFERコードにおける炉内ノード分割と原子炉隔離時冷却系  
注水の流れの関係



## 61. 原子炉隔離時冷却系による原子炉水位維持における運用と解析条件について

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水については、運用上、運転員が原子炉隔離時冷却系の注水量を調整し、原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の範囲内で原子炉水位を維持することとしている。

有効性評価における原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は、解析上、原子炉隔離時冷却系の注水流量を設計値とし、原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の自動起動／停止で原子炉水位を維持するものとしている。

解析条件での設定は、燃料が露出しないよう原子炉水位維持を行っているという点で運用と同等であり、さらに運転員が介在しない条件を加えているものである。

## 62. 中小破断 L O C A における対策の有効性について

気相部配管，シュラウド内の液相部配管及びシュラウド外の液相部配管に対して，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水により燃料被覆管の破裂を回避できる破断面積は以下のとおり。

- ・主蒸気配管(気相部配管):約 120cm<sup>2</sup>以下
- ・再循環配管(出口ノズル)(シュラウド外の液相部配管):約 4.2cm<sup>2</sup>以下\*
- ・底部ドレン配管(シュラウド内の液相部配管):約 4.0cm<sup>2</sup>以下

※ ベースケースでは，原子炉減圧の操作余裕時間 5 分を考慮して再循環配管（出口ノズル）の破断面積を約 3.1cm<sup>2</sup>と設定しているが，ここでは操作余裕時間を考慮せずに，燃料被覆管の破裂発生防止が可能な最大の破断面積を示す。

確率論的リスク評価では，N U R E G - 1 1 5 0 の定義と同様に表 1 のとおり分類しており，主蒸気配管における破断面積は大破断 L O C A 相当となる。一方，液相部配管破断は炉心損傷防止対策が有効に実施可能な破断面積は小さいが，原子炉冷却材の流出が長期的に継続すること及び原子炉の高圧状態が維持されるため原子炉減圧が必要となることから，事象進展の厳しさとして中破断 L O C A 相当となる。

以上より，破断面積は小さいものの事象進展の厳しさを踏まえて，再循環配管（出口ノズル）における約 4.2cm<sup>2</sup>の破断を“中破断 L O C A”相当と定義し，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水により燃料被覆管の破裂を回避できることを確認している。また，気相部配管の主蒸気配管の破断を想定した感度解析により，大破断 L O C A 相当となる破断規模に対しても有効性があることを確認している。

なお，実際に L O C A が発生した場合，破断面積を確認することはできないため，破断面積により対応手順を選択するわけではなく，L O C A 発生の確認（ドライウエル圧力が 13.7kPa[gage]に到達）後に炉心損傷の有無によってその後の対応手順を選択することとしている。

低圧原子炉代替注水系（常設）を用いる場合において，再循環配管（出口ノズル）の破断面積が約 4.3cm<sup>2</sup>以上では，炉心損傷の判断基準到達後，格納容器破損を防止することとなるが，原子炉格納容器の過圧・過温の観点から事象進展がより厳しい「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において再循環配管（出口ノズル）の両端破断を想定し，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水により，格納容器破損防止に対する有効性を確認している。したがって，約 4.3cm<sup>2</sup>～両端破断までの破断においても，低圧原子炉代替注水系（常設）による対策は有効である。

表1 LOCA関連事象の分類定義

事象分類	状態定義	等価 破断径	流出流量
漏えい	常用系（CRDポンプ等） で補給可能な範囲		
小LOCA	RCICで注水可能な範囲		
中LOCA	小LOCAと大LOCAの 中間範囲		
大LOCA	事象発生により原子炉が減 圧状態になる範囲		
DBA超過LOCA	設計基準事象でのLOCA を超える範囲		

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

### 63. 外部電源有無による評価結果への影響について

外部電源の有無が、評価項目に与える影響に加えて、対策の成立性並びに必要な要員及び資源の評価結果に与える影響について、一例として高圧・低圧注水機能喪失時における評価結果比較を第1表に示す。

第1表に示すとおり、“評価項目”に対しては、外部電源ありの場合の方が厳しい条件設定となるが、“対策の成立性”並びに“要員及び資源”に対しては、外部電源なしの方が厳しい条件設定となる。

ここで、“評価項目”に対する外部電源有無によるプラント挙動の違いは、再循環ポンプトリップ時間のみであり、その他の違いはない。外部電源なしの場合は、再循環ポンプが事象発生と同時にトリップする。再循環ポンプがトリップすると炉心流量が減少し、炉内のボイドが増加するため原子炉出力が減少する。これに対し、外部電源ありの場合は、再循環ポンプは原子炉水位低（レベル2）信号によりトリップするため、原子炉水位低（レベル3）信号による原子炉スクラムまでの原子炉出力は外部電源なしより大きくなる。このため、燃料被覆管の最高温度は外部電源ありの方が外部電源なしより高くなる。

上記を踏まえて、事象の想定としては「外部電源なし」とするが、再循環ポンプトリップに対する解析条件の設定は、「外部電源あり」を包含する条件として原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする。

#### <慣性定数の設定について>

外部電源なしの場合は外部電源喪失により、また外部電源ありの場合は原子炉水位低（レベル2）により、再循環ポンプMGセットがトリップすることから、慣性定数は再循環ポンプ、同駆動電動機及び再循環ポンプMGセットの設計値である9秒を設定している。

外部電源ありの場合、実際の挙動では、原子炉水位低（レベル2）により再循環ポンプトリップ（慣性定数：4.5秒）のインターロックが作動するが、解析上は、炉心流量低下が緩やかとなり、出力変化の条件として厳しめになる再循環ポンプMGセットトリップ（慣性定数：9秒）の条件を設定している。

第1表 外部電源の有無による評価結果への影響（高圧・低圧注水機能喪失）

評価項目	評価結果		判断基準 (保有要員, 数量)
	外部電源なし	外部電源あり	
燃料被覆管の最高温度	約 449℃	約 509℃ <sup>*1</sup>	1, 200℃以下
燃料被覆管の酸化量	1%以下	1%以下 <sup>*1</sup>	15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値	約 7.89MPa[gage]	約 7.89MPa[gage] <sup>*1</sup>	10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍) 未満
減圧開始時間	30分後 【内訳】 ・ 事象判断：10分 ・ 常設代替交流電源設備の起動, 受電：10分 ・ 低圧原子炉代替注水系（常設）起動, 系統構成10分	20分後 【内訳】 ・ 事象判断：10分 ・ 低圧原子炉代替注水系（常設）起動, 系統構成10分	50分 (燃料被覆管破裂を回避可能) 以内
対策の成立性	緊急時対策要員：28名 【内訳】 運転員：5名 通報連絡等 <sup>*2</sup> を行う要員：5名 復旧班要員：18名	緊急時対策要員：28名 【内訳】 運転員：5名 通報連絡等 <sup>*2</sup> を行う要員：5名 復旧班要員：18名	緊急時対策要員：42名 【内訳】 運転員：7名 通報連絡等 <sup>*2</sup> を行う要員：5名 復旧班要員：30名
要員及び資源	約 3,200m <sup>3</sup>	約 3,200m <sup>3</sup>	低圧原子炉代替注水槽：約 740m <sup>3</sup> 輪谷貯水槽（西）：約 7,000m <sup>3</sup>
水源	常設代替交流電源設備による電源供給等：約 363m <sup>3</sup>	大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給：約 11m <sup>3</sup>	ガスタービン発電機用軽油タンク：約 450m <sup>3</sup>
燃料	非常用ディーゼル発電機等による電源供給：約 700m <sup>3</sup>	非常用ディーゼル発電機等による電源供給：約 700m <sup>3</sup>	ディーゼル燃料貯蔵タンク：約 730m <sup>3</sup>
電源	緊急時対策所発電機による電源供給：約 9m <sup>3</sup>	—	緊急時対策所用燃料地下タンク：約 45m <sup>3</sup>
電源	約 354kW	—	常設代替交流電源設備：4,800kW

※1：減圧開始時間30分後の評価結果 ※2：指示者1名, 連絡責任者1名, 連絡担当者3名

#### 64. L O C A時注水機能喪失における急速減圧時の弁数による影響について

運転手順において、手動操作により急速減圧を実施する際の逃がし安全弁の弁数は、6弁と定めている。

L O C A時注水機能喪失の有効性評価では、運転手順に基づき自動減圧機能付き逃がし安全弁6弁を用いて急速減圧を実施しているが、急速減圧の弁数による影響を確認するため、2弁により急速減圧した場合の感度解析を実施した。

解析結果を表1及び図1～4に示す。図3のとおり、2弁減圧の場合は低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水開始が遅くなるため、原子炉再冠水までの時間も遅くなる。その結果、燃料被覆管最高温度が発生するノードの露出時間が長くなるため、図4に示すとおり燃料被覆管温度は6弁減圧の場合よりも高くなる。また、表1に示すとおり、2弁減圧では、燃料被覆管最高温度が約1140℃となり、燃料被覆管が破裂する結果となる。

長期T B等の事象初期からR C I C等で炉注水し冠水を維持しているシナリオにおいては急速減圧として2弁を想定し解析を行っているが、事象初期より高圧・低圧注水の機能が喪失し、炉注水が出来ていないシナリオにおいては6弁減圧をする手順が有効であることを確認した。

表1 L O C A時注水機能喪失（2弁減圧）解析結果

評価項目	評価結果	
	2弁減圧（感度ケース）	6弁減圧（ベースケース）
燃料被覆管の最高温度	約1140℃ (高出力燃料集合体)	約779℃ (平均出力燃料集合体)
燃料破裂の有無	有	無

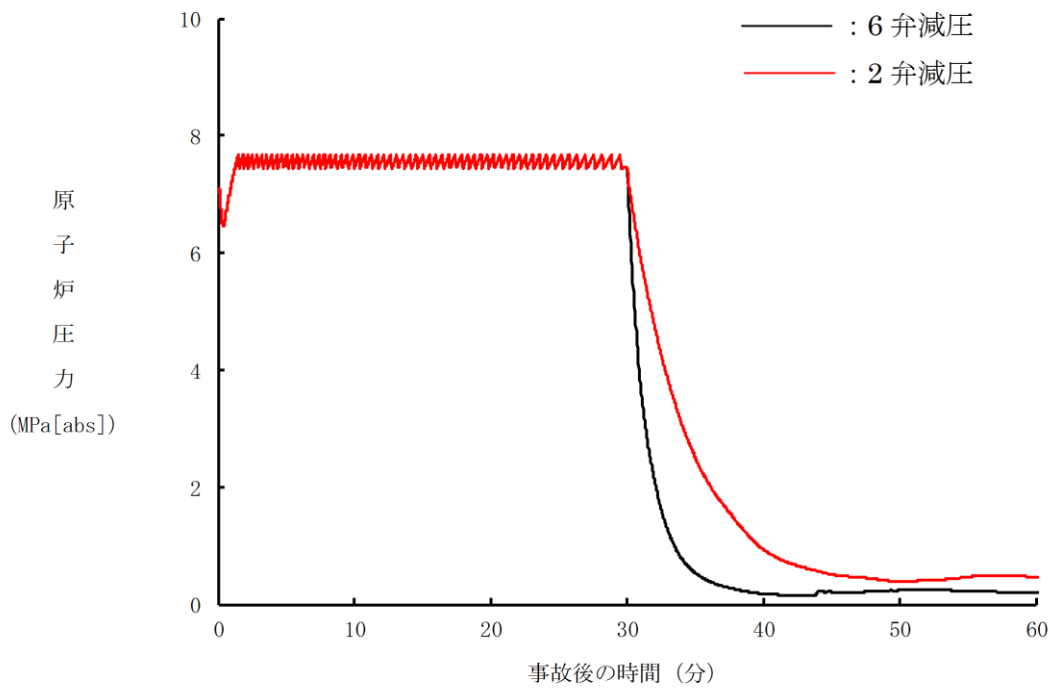


図1 原子炉圧力の推移 (LOCA時注水機能喪失 2弁及び6弁減圧)

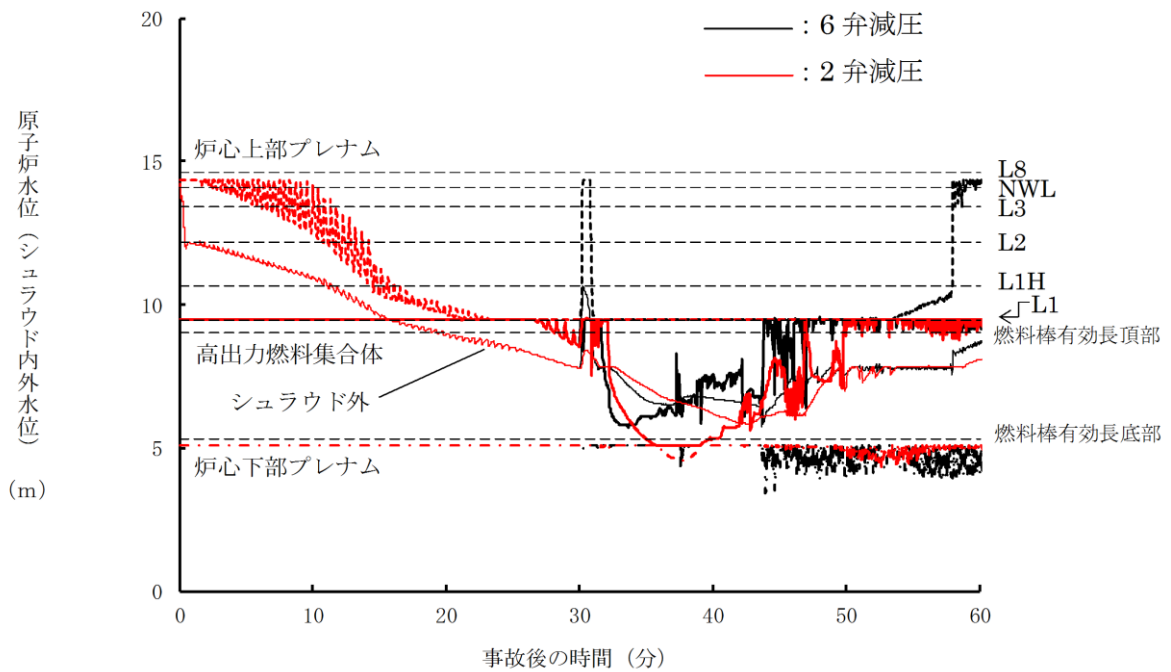


図2 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (LOCA時注水機能喪失 2弁及び6弁減圧)

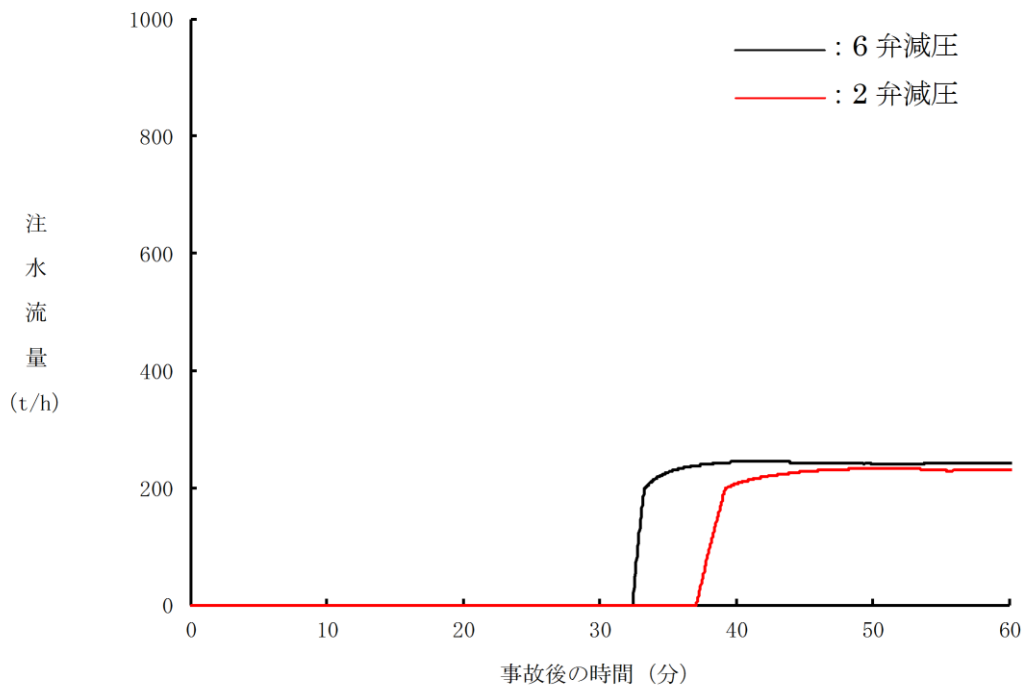


図3 注水流量の推移 (LOCA時注水機能喪失 2弁及び6弁減圧)

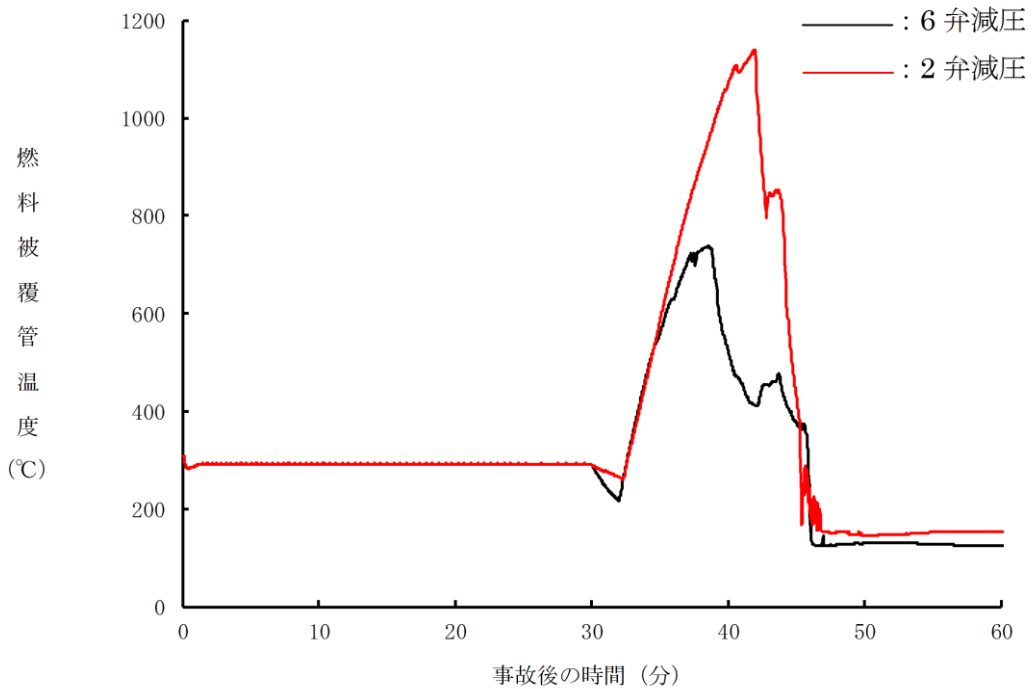


図4 燃料被覆管温度の推移 (LOCA時注水機能喪失 2弁及び6弁減圧)



## 65. L O C A時注水機能喪失における燃料被覆管温度ノード間比較

L O C A時注水機能喪失における燃料被覆管温度のノード毎の推移を図1に、原子炉水位の推移を図2に、熱伝達係数の推移を図3に示す。

それぞれのノードにおける燃料被覆管最高温度は、ノード9が約731℃、ノード7が約779℃、ノード5が約707℃である。

ノード5, 7, 9を比較した場合、軸方向の出力はノード5が最も高く設定されているため、燃料被覆管温度は高くなる傾向となる。

一方で、露出時間はノード9が最も長いため、燃料被覆管温度は高くなる傾向となる。また、露出している期間の蒸気温度は、燃料集合体下部方向からの蒸気流動によって、燃料集合体軸方向上方のノードが高くなり、熱伝達係数は小さくなるため、ノード9の燃料被覆管温度は高くなる傾向となる。

表1 燃料被覆管温度に関する主な要因

	ノード5	ノード7	ノード9
軸方向出力	高		低
露出時間	短		長
蒸気温度	低		高

○：燃料被覆管温度が高くなる傾向

以上の関係により、「L O C A時注水機能喪失」については、ノード7の燃料被覆管最高温度が最も大きくなる。

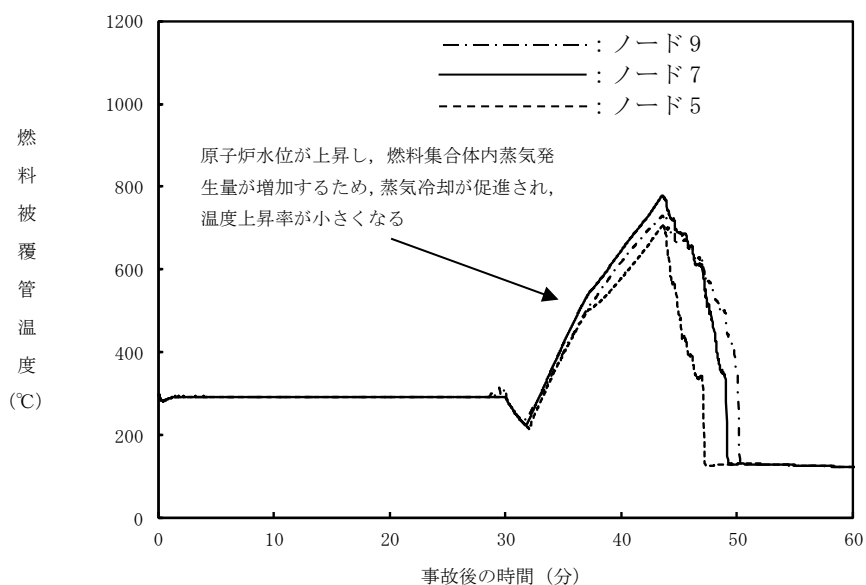


図1 燃料被覆管温度（平均出力燃料集合体）の推移 軸方向ノード間比較（LOCA時注水機能喪失）

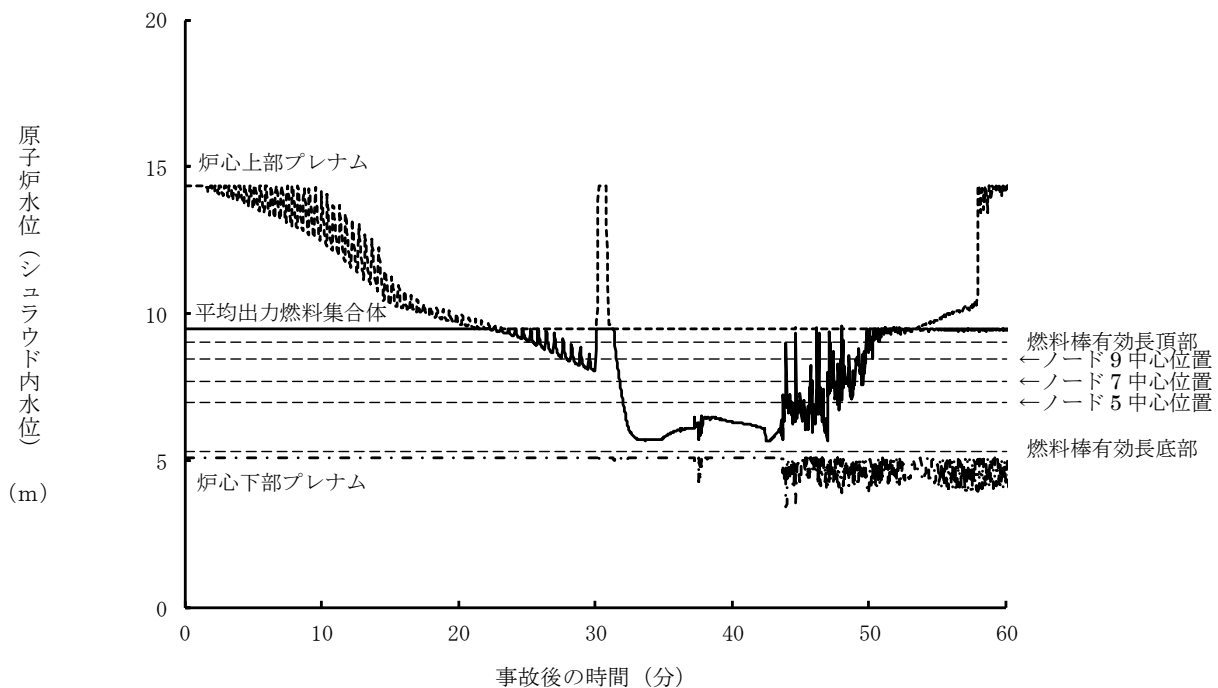


図2 原子炉水位（シユラウド内水位）の推移（LOCA時注水機能喪失）

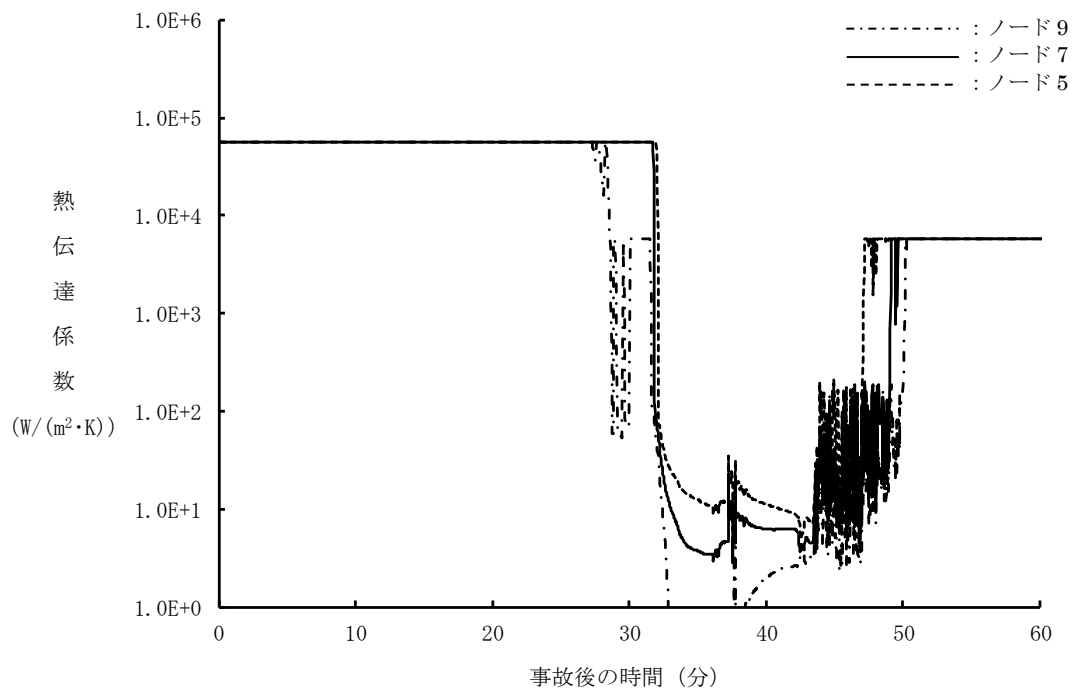


図3 熱伝達係数の推移 軸方向ノード間比較  
(LOCA時注水機能喪失)

## 66. 有効性評価における解析の条件設定について

有効性評価における解析の条件設定については、下記の仮定を考慮するとともに、事象進展の不確かさを考慮して、設計値等の現実的な条件を基本としつつ、原則、有効性を確認するための評価項目となるパラメータに対して余裕が小さくなるような設定とする。また、解析コードや解析条件の不確かさが大きい場合には、影響評価において感度解析等を行うことを前提に設定する。

なお、LOCA時注水機能喪失における事故条件の設定については、燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲で事象進展の特徴を代表できる破断箇所及び破断面積を設定する。

### (1) 安全機能の喪失に対する仮定

グループ化した事故シーケンスごとに、PRAの結果を踏まえ、起因事象の発生に加えて想定する多重故障、共通原因故障又は系統間の機能依存性を考慮した従属故障等の安全機能の喪失を考慮する。

また、機能喪失の要因として故障又は待機除外を想定した設備の復旧には期待しない。

### (2) 外部電源に対する仮定

外部電源有無の双方について考慮するが、基本的には常用系機器の機能喪失、工学的安全施設の作動遅れ及び運転員等操作、対策の成立性、燃料評価等の観点から外部電源がない場合を想定する。ただし、外部電源を考慮した方が有効性を確認するための評価項目に対して評価結果の余裕が小さくなるような場合は、外部電源がある場合を包含する条件を設定する。

### (3) 単一故障に対する仮定

重大事故等は、設計基準事故対処設備が多重の機能喪失を起こすことを想定しており、さらに、重大事故等対処設備は、設計基準事故対処設備に対して多様性を考慮して設置していることから、重大事故等対処設備の単一故障は仮定しない。

## 67. S A F E Rにおける燃料集合体の出力分布の設定について

S A F E Rでは、燃料集合体を平均出力燃料集合体と高出力燃料集合体に分け、それぞれに対して平均出力燃料棒と高出力燃料棒の2種類の燃料棒を考慮している。

有効性評価では、軸方向出力分布については、高出力燃料集合体の燃料棒の軸方向最高出力位置を運転上の制限値である44.0kW/mとし中央ピーク1.4を仮定している。また、局所出力分布を考慮しないことで高出力燃料集合体の初期出力を高めに設定している。

### <燃料集合体の初期出力>

- ・高出力燃料集合体 : 約8.74MW
- ・平均出力燃料集合体 : 約4.35MW

## 68. I S L O C A時における屋外への蒸気排出条件について

### 1. はじめに

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

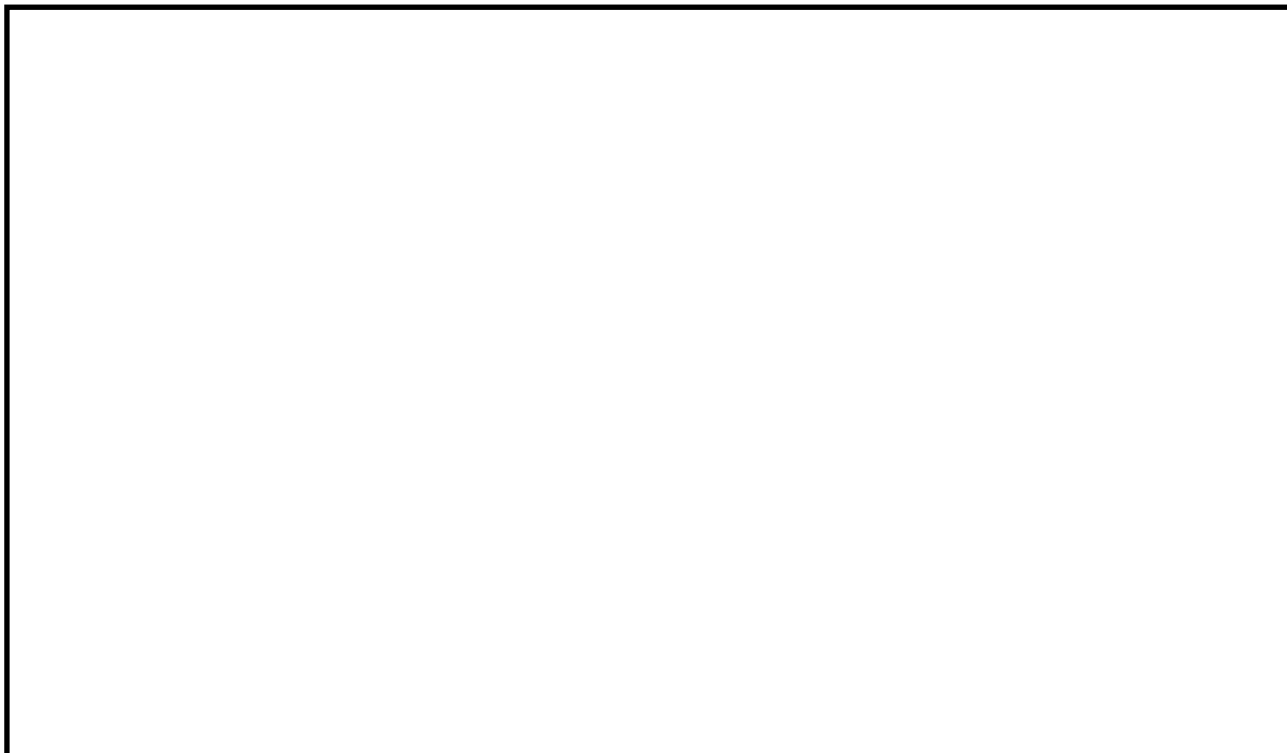
本資料では、屋外へ通じる原子炉棟の開口面積等について説明する。

### 2. 開口面積について

#### (1) B O P閉止装置の設置

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

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



(注) 詳細設計中であり、変更の可能性有り

図1 B O P閉止装置概要図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

## (2) 解析条件

原子炉建物燃料取替階にBOPを3個(北側2個, 西側1個)設置している。

西側のBOPについては, BOPの要求機能(主蒸気管破断時等における開放機能と弾性設計用地震動 $S_d$ での閉維持機能の両立)を担保できない可能性があることから期待しない評価としている。これにより, ISLOCA発生時は北側のBOP2個が開放し, 屋外へ通じる原子炉棟の開口面積の解析条件は約   $m^2$  (BOP1.5個分) とする。

## 3. BOP開放後の対応について

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

以上

## 70. I S L O C A時の冷却材から気相への放射性物質の放出割合について

I S L O C A時に冷却材から気相へと放出される放射性物質として、元々原子炉冷却材中に存在している放射性物質と、原子炉減圧に伴い、燃料棒内ギャップ部から原子炉冷却材中へ放出される放射性物質を考慮している。

これらの放射性物質が破断口から原子炉建物内に漏えいし、大気中へ放出される割合について以下の方法により求めている。

### (1) 冷却材中F Pの気相への放出の割合

冷却材中F Pの気相への放出の割合は、破断口から漏えいする原子炉冷却材が原子炉棟内に放出されることに伴う減圧沸騰によって気体となる量(フラッシング量)を積算し、運転時の原子炉冷却材量で除することで求めた。

$$R_c = \frac{\sum Q_F}{M}$$

ここで、

$R_c$ : 冷却材中F Pの気相への放出割合

$Q_F$ : フラッシング量 (t)

$M$ : 原子炉冷却材 (t)

### (2) 追加放出F Pの気相への放出の割合

追加放出F Pの気相への放出の割合は、事象発生以降の原子炉のピーク圧力に対する圧力の低下割合から追加放出割合を算出し、追加放出割合と破断口から漏えいする原子炉冷却材が原子炉棟内に放出されることに伴う減圧沸騰によって気体となる量(フラッシング量)の積を求めて積算し、運転時の原子炉冷却材量で除することで、全追加放出F Pのうち、気相へ移行する割合を算定した。

$$Q_A = \left(1 - \frac{P - P_a}{P_{Max} - P_a}\right) \times Q_F$$
$$R_A = \frac{\sum Q_A}{M}$$

ここで、

$Q_A$ : 追加放出F Pのフラッシング量 (t)

$Q_F$ : フラッシング量 (t)

$P$ : 原子炉圧力 (MPa[abs])

$P_{Max}$ : 原子炉ピーク圧力 (MPa[abs])

$P_a$ : 大気圧 (MPa[abs])

$R_A$ : 追加放出F Pの気相への放出の割合



ただし、追加放出割合の計算に用いる原子炉圧力は、図1に示すように、メッシュごとに区画した期間中でピーク圧力からの減少幅が最大となる原子炉圧力を用いている。

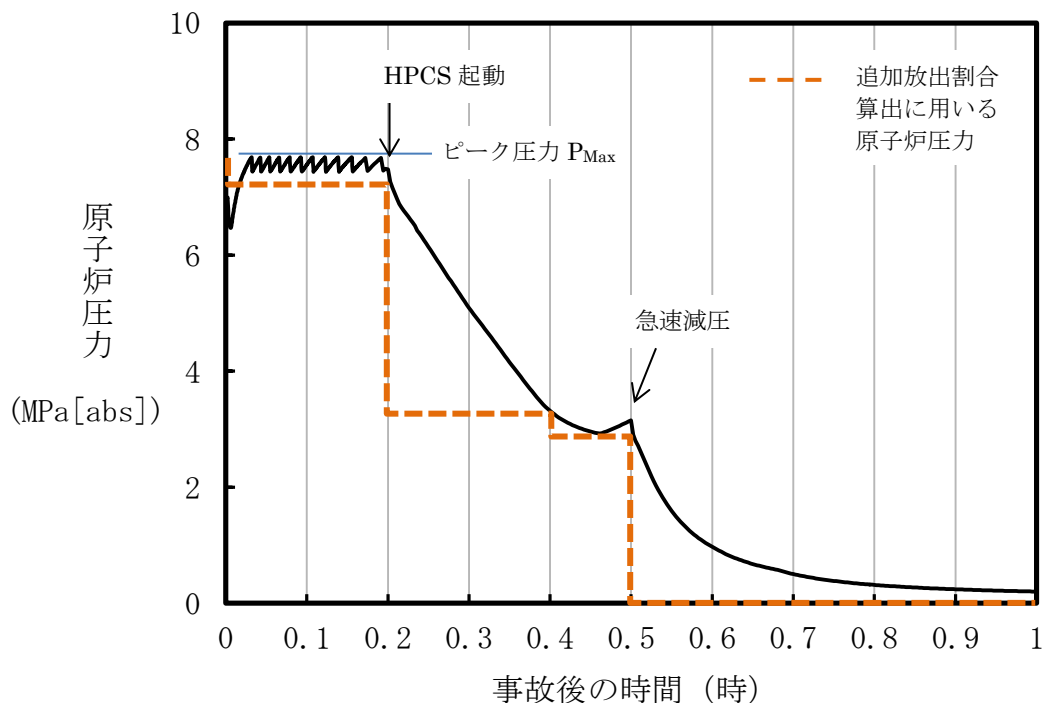


図1 原子炉圧力変化

(1)及び(2)に示す方法により求めた、冷却材中FPによるフラッシング量及び追加放出FPによるフラッシング量の積算値は46.2t及び23.0tとなる。

以上より、隔離完了（事象発生後10時間）までの冷却材中FP及び追加放出FPの気相への移行割合は以下のとおりとなる。

- 冷却材中FPの気相への移行割合： $46.2(t) / 200(t) = 0.231 \div 24\%$
- 追加放出FPの気相への移行割合： $23.0(t) / 200(t) = 0.115 \div 12\%$

## 71. 島根2号炉におけるプレコンディショニングの実施状況と非常用ディーゼル発電機の故障率について

島根2号炉の適合性審査のPRAにおける機器故障率データは、広く議論され認知されたものである「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定（平成21年5月公表）」（以下、国内故障率データという）を使用している。非常用ディーゼル発電機（以下、非常用D/Gという）の故障率に係る次の項目について分析し、その結果を踏まえて感度解析を実施し、その影響を確認した。

- ・非常用D/G機器故障率データについて
- ・プレコンディショニング実施状況について

### 1. 非常用D/G機器故障率データについて

機器故障率データについて、近年の非常用D/Gトラブル状況の影響および国内故障率データと米国故障率データとの差異について以下のとおり確認した。

#### (1) 近年の非常用D/Gトラブル状況の影響について

2018年7月に設立された「原子力エネルギー協議会」(Atomic Energy Association 英語略号：A T E N A) から発行された技術レポート<sup>[1]</sup>には、非常用D/Gに係るトラブル等情報の調査分析、課題の検討及び改善策が取りまとめられている。この非常用D/G不具合事象の傾向分析にて、2003年4月から2019年2月までの傾向を分析しており、非常用D/G関連の事象発生件数の傾向は福島第一原子力発電所事故の影響で国内原子力発電所が順次長期停止に入った2011年度以降において法令報告事象は数件程度で推移し、2016年度以降は事故前と同水準の件数で推移しており、結果として、法令報告事象全体の件数から見た非常用D/G関連の法令報告事象の件数の割合が高くなっているとしている（図1）。

非常用D/G故障の年度毎の発生件数は、2007年度にはピークが見られ前後の年度で発生した事象の件数と比較して多くなっているといった、若干のばらつきがあるが、概ね回帰直線の上に乗っているため、故障率の観点では各年度で概ね同様の傾向を示しているとされている（図2及び図3）。

#### (2) 米国故障率データ

米国では、原子力発電運転協会（INPO）が管理する保守規則、MSP I及びROP等をサポートするデータベースを基に、NRCが米国故障率データを公表している。

国内故障率データと米国故障率データにおける非常用D/G故障率（起動失敗）は表1のとおりであり、定期試験等の際に機器が供用中と同じ状態であることが推奨されている米国<sup>[2][3]</sup>の非常用D/G故障率は、国内故障率データに対して約2倍となっている。なお、継続運転失敗については、米国故障率データが起動に失敗したデータと起動成功後に故障したデータを区別して

計算しているのに対し、国内故障率データではこれらを区別せずに計算しており、同等の比較対象とならないと考えられる。

## 2. プレコンディショニング実施状況について

### (1) 島根2号炉における非常用D/Gに係るプレコンディショニングの実施状況

島根2号炉では、非常用D/Gの定期試験および定期事業者検査において、起動前のプレコンディショニングを実施している。

### (2) プレコンディショニング中に発生した故障の扱い

プレコンディショニング中に発生した故障事象は、故障の判定基準上、故障として扱われる仕組みになっており、実際、島根2号炉においてもプレコンディショニング中に生じた不具合事象が故障として収集され、原子力発電所信頼性データシステムに登録されている。具体的な事例を表2に示す。

なお、定期検査時の分解点検において故障を発見した時でも供用中に発生していた場合は、故障が発見された時点に起動または作動要求があったものとして故障事象として収集している。

### (3) 島根2号炉における非常用D/Gのプレコンディショニングと故障率について

上記のとおり島根2号炉では非常用D/Gの起動前にプレコンディショニングを実施しているが、国内故障率データにおいてはプレコンディショニング中の故障件数も計上されるようになっている。また、島根2号炉の非常用D/G故障実績について、国内故障率データによる非常用D/Gの国内一般機器故障率 $1.5E-03$  (回/デマンド)を島根2号炉の故障実績でベイズ更新した場合、故障率は $1.8E-03$  (回/デマンド)となり約1.2倍の値となる。

## 3. 内部事象レベル1 P R Aに対する非常用D/G故障率の影響について

「1. 非常用D/G機器故障率データについて」に示すように、米国故障率データは国内故障率データに対して約2倍となっている。そこで、島根2号炉の内部事象レベル1 P R Aについて非常用D/G故障率を2倍にした場合の影響を確認するとともに、重要事故シーケンス選定への影響を確認した。非常用D/G故障率を2倍とした場合の事故シーケンス別の炉心損傷頻度を表3および図4に示す。

### (1) 内部事象レベル1 P R Aの炉心損傷頻度への影響について

- ・内部事象レベル1 P R Aの炉心損傷頻度( $6.2E-6$  (／炉年))は、非常用D/G故障率を2倍にしても約11%の増加(約 $6.9E-6$  (／炉年))にとどまった。
- ・非常用D/G故障率に対して、事故シーケンスグループ別では、全交流動力電源喪失の増加割合が最も大きく、炉心損傷頻度が約4倍となった。その他の事故シーケンスグループにおいても炉心損傷頻度が若干増加する結果となった。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する非

常用D/G故障率の影響について以下に示す。

事故シーケンス「外部電源喪失+交流電源（DG-A, B）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗」, 「外部電源喪失+交流電源（DG-A, B）失敗+圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗」及び「外部電源喪失+交流電源（DG-A, B）失敗+高圧炉心冷却失敗」の炉心損傷頻度が約4倍となった。これらの事故シーケンスについて、全交流動力電源喪失に至る主な要因は「非常用D/G（A）,（B）の共通原因故障」及びHPCS失敗要因としての「非常用D/G（H）の故障」であり、非常用D/Gの故障率をそれぞれ2倍としたことで、これらの主要な要因の発生確率が高くなり、炉心損傷頻度が増加した。

次に、事故シーケンス「外部電源喪失+直流電源（区分1, 2）喪失+高圧炉心冷却（HPCS）失敗」の炉心損傷頻度が約2倍となった。本事故シーケンスでは、直流電源喪失（蓄電池（A）・（B）の機能喪失）により非常用D/G（A）,（B）が起動不可能となるため、非常用D/G（A）,（B）の故障は本事故シーケンスの炉心損傷頻度に影響しない。HPCSについて、外部電源喪失状態でのHPCS失敗の主な要因は「非常用D/G（H）の故障」である。非常用D/Gの故障率を2倍とした影響が「非常用D/G（H）の故障」に対してのみ影響したため、炉心損傷頻度の増分は全交流動力電源喪失の他の事故シーケンスとは異なり約2倍にとどまる結果となった。

#### (2) 重要事故シーケンスの選定への影響について

表3に示す通り、非常用D/G故障率に対して、大きな感度を有する事故シーケンスグループは全交流動力電源喪失であり、それ以外の事故シーケンスグループについては感度が小さいことを確認した。以上を踏まえ、これらの感度を有する事故シーケンスグループについて、重要事故シーケンス選定に対する影響を整理した。

##### 【全交流動力電源喪失】

本事故シーケンスグループでは、機能喪失の状況が異なる4つの事故シーケンスすべてを重要事故シーケンスとして選定していることから、重要事故シーケンス選定上の影響はない。

##### 【その他の事故シーケンスグループ】

その他の事故シーケンスグループでは、余裕時間、設備容量、代表性の観点で重要事故シーケンスを選定しているが、各事故シーケンスにおける炉心損傷頻度の増加は小さく、また、相対的な大小関係は変わらないため、重要事故シーケンス選定上の影響はない。

#### 4. まとめ

近年の非常用D/Gのトラブル状況についてはATENAの技術レポートにより、故障率の観点では各年度で概ね同様の傾向を示しており、近年を対象として算出された故障率は米国で公開されている同故障率と概ね同等であること

を確認した。島根2号炉では非常用D/Gのプレコンディショニングを実施しているが、国内故障率データにおいてはプレコンディショニング中の故障件数も計上されるようになっていることを確認し、また国内故障率に島根2号炉の非常用D/G故障実績1件を反映した場合の故障率への影響についても確認した。また、島根2号炉の内部事象レベル1PRA及び重要事故シーケンス選定について、国内故障率データと米国故障率データにおける非常用D/G故障率の差異が約2倍であることを踏まえ、非常用D/G故障率を2倍にした感度解析を実施し、影響がないことを確認した。

#### 参考文献

- [1] 「ATENA 19-ME01 (Rev.1) 国内原子力発電所における非常用ディーゼル発電機不具合の傾向と改善策について」原子力エネルギー協議会 2019年11月
- [2] NRC Information Notice 97-16, Preconditioning of Plant Structures, Systems, and Components before ASME Code Inservice Testing or Technical Specification Surveillance Testing , April 4, 1997.
- [3] NRC Inspection Manual, PART 9900: Technical Guidance, Maintenance - Preconditioning of Structures, Systems, and Components before Determining Operability.
- [4] 「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定」有限責任中間法人 日本原子力技術協会 2009年5月
- [5] NRC, “Component Reliability Data Sheets 2015 Update”

以上

表1 非常用D/G故障率の比較

機器故障率データ	国内故障率データ (一般機器故障率) [4]	Component Reliability Data Sheet 2015[5]
非常用D/G故障率 (回/デマンド)	1.5E-03	2.9E-03

表2 プレコンディショニング中の故障の取り扱い事例

NUCIA 通番「8876」	
プラント	島根2号炉
件名	2号機A-ディーゼル機関L-1シリンダからの漏水
事象概要	定格電気出力運転中の5月11日定期試験であるA-DEG発電機手動駆動試験準備でターニングを実施した際、L-1シリンダより漏水を確認したため試験を中止し、A-DEG機関を一旦待機除外にして、翌日、点検を行った。その後、手動起動試験を実施し、漏水がないことを確認した。数日後、ターニング、エアランニングを実施した際に、再度霧状の漏水が認められたため、再度、待機除外にしてL-1シリンダ給気弁のパッキンを修理した。
NUCIA 通番「10689」	
プラント	志賀2号炉
件名	志賀原子力発電所2号機の手動停止について
事象概要	志賀原子力発電所2号機は、第2回定期検査中の定格電気出力1206MWeで調整運転中のところ、平成21年11月12日、非常用ディーゼル発電設備A号機の定例試験としてターニングを開始したところ、16時03分にディーゼル機関のB列No.3シリンダのインジケータ弁から潤滑油約100ccが漏れ出したため、試験を中止することとし、同日16時43分に志賀原子力発電所原子炉施設保安規定に定める運転上の制限を満足していないと判断した。

表3 非常用D/G故障率を2倍とした場合の炉心損傷頻度

事故シーケンスグループ		炉心損傷頻度		
		①ベースケース	②感度解析 (D/G故障率2倍)	②/①
1	高圧・低圧注水機能喪失	3.3E-09	3.5E-09	1.1
2	高圧注水・減圧機能喪失	5.1E-09	5.3E-09	1.0
3	全交流動力電源喪失	2.7E-09	1.1E-08	4.0
4	崩壊熱除去機能喪失	6.2E-06	6.8E-06	1.1
5	原子炉停止機能喪失	6.4E-10	6.4E-10	1.0
6	LOCA時注水機能喪失	4.3E-13	4.5E-13	1.0
7	格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)	3.3E-09	3.3E-09	1.0
合計		6.2E-06	6.8E-06	1.1

表4 非常用D/G故障率を2倍とした場合の炉心損傷頻度  
(事故シーケンス別)

事故シーケンス グループ	事故シーケンス	炉心損傷頻度		
		①ベース ケース	②感度解析 (D/G故障率2倍)	②/①
1 高圧・低圧 注水機能 喪失	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	3.0E-09	3.3E-09	1.1
	過渡事象+圧力バウンダリ健全性(SRV再開)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗+低圧炉心冷却失敗	3.4E-11	3.6E-11	1.0
	手動停止+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	4.7E-13	4.9E-13	1.0
	手動停止+圧力バウンダリ健全性(SRV再開)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗+低圧炉心冷却失敗	1.5E-13	4.7E-13	3.2
	サポート系喪失+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	2.3E-10	2.3E-10	1.0
2 高圧注水・ 減圧機能 喪失	サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性(SRV再開)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗+低圧炉心冷却失敗	4.0E-12	4.0E-12	1.0
	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	4.0E-09	4.2E-09	1.1
	手動停止+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	5.7E-13	5.8E-13	1.0
3 全交流動力 電源喪失	サポート系喪失+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	1.1E-09	1.1E-09	1.0
	外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗	2.7E-09	1.1E-08	4.0
	外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗+圧力バウンダリ健全性(SRV再開)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗	8.2E-12	3.2E-11	3.9
	外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗+高圧炉心冷却失敗	1.2E-11	4.5E-11	3.8
4 崩壊熱除去 機能喪失	外部電源喪失+直流電源(区分1, 2)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗	3.8E-12	6.8E-12	1.8
	過渡事象+崩壊熱除去失敗	4.5E-06	4.6E-06	1.0
	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗	1.7E-11	1.9E-11	1.1
	過渡事象+圧力バウンダリ健全性(SRV再開)失敗+崩壊熱除去失敗	3.3E-08	3.3E-08	1.0
	過渡事象+圧力バウンダリ健全性(SRV再開)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗+崩壊熱除去失敗	3.6E-11	3.8E-11	1.0
	手動停止+崩壊熱除去失敗	1.2E-08	1.7E-08	1.5
	手動停止+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗	1.1E-14	1.1E-14	1.0
	手動停止+圧力バウンダリ健全性(SRV再開)失敗+崩壊熱除去失敗	3.1E-11	4.5E-11	1.5
	手動停止+圧力バウンダリ健全性(SRV再開)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗+崩壊熱除去失敗	1.7E-14	1.9E-14	1.1
	サポート系喪失+崩壊熱除去失敗	1.2E-06	1.2E-06	1.0
	サポート系喪失+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗	1.4E-10	1.4E-10	1.0
	サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性(SRV再開)失敗+崩壊熱除去失敗	3.8E-09	3.8E-09	1.0
	サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性(SRV再開)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗+崩壊熱除去失敗	3.7E-12	3.7E-12	1.0
	冷却材喪失(小破断LOCA)+崩壊熱除去失敗	5.4E-09	5.4E-09	1.0
	冷却材喪失(小破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗	3.1E-14	3.1E-14	1.0
	冷却材喪失(中破断LOCA)+崩壊熱除去失敗	3.6E-09	3.6E-09	1.0
	冷却材喪失(中破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗	3.8E-12	3.8E-12	1.0
	冷却材喪失(大破断LOCA)+崩壊熱除去失敗	3.6E-10	3.6E-10	1.0
	冷却材喪失(大破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗	3.7E-13	3.7E-13	1.0
	5 原子炉停止 機能喪失	外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗	4.4E-07	1.0E-06
外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗+圧力バウンダリ健全性(SRV再開)失敗		1.3E-09	3.0E-09	2.3
外部電源喪失+直流電源(区分1, 2)失敗		6.3E-10	6.3E-10	1.0
過渡事象+原子炉停止失敗		6.4E-10	6.4E-10	1.0
冷却材喪失(小破断LOCA)+原子炉停止失敗		8.7E-13	8.7E-13	1.0
6 LOCA時 注水機能 喪失	冷却材喪失(中破断LOCA)+原子炉停止失敗	5.8E-13	5.8E-13	1.0
	冷却材喪失(大破断LOCA)+原子炉停止失敗	5.8E-14	5.8E-14	1.0
	冷却材喪失(小破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	2.8E-15	2.8E-15	1.0
	冷却材喪失(小破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	5.7E-15	5.7E-15	1.0
	冷却材喪失(中破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	3.5E-13	3.6E-13	1.0
7 格納容器バイパス (インターフェイス システムLOCA)	冷却材喪失(中破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	3.9E-14	3.9E-14	1.0
	冷却材喪失(大破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	3.4E-14	3.5E-14	1.0
	格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)	3.3E-09	3.3E-09	1.0
	合計	6.2E-06	6.8E-06	1.1

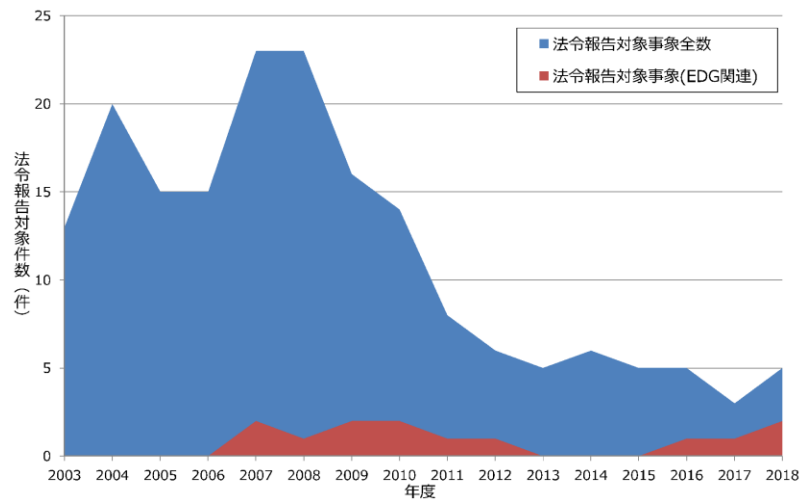


図1 法令報告事象の発生推移<sup>[1]</sup>

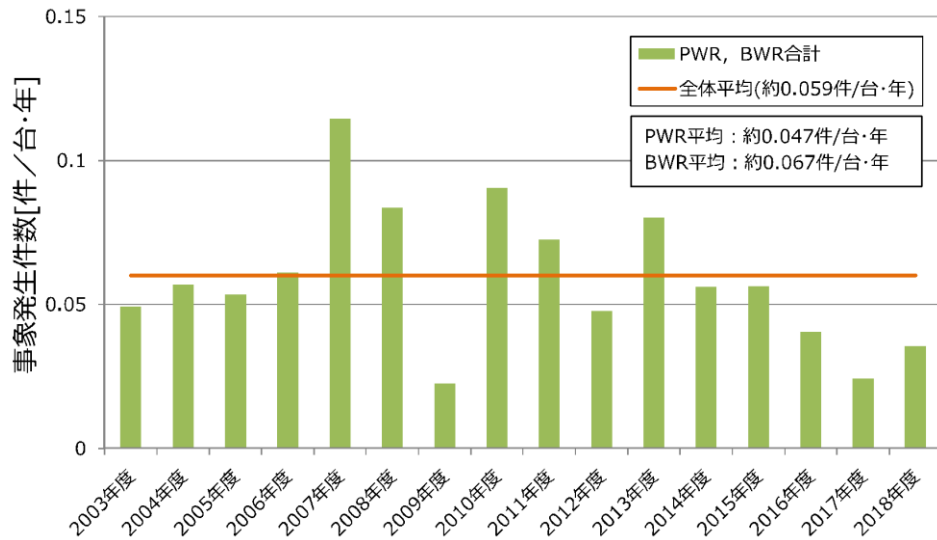


図2 事象発生年度別推移 (1台あたり)<sup>[1]</sup>

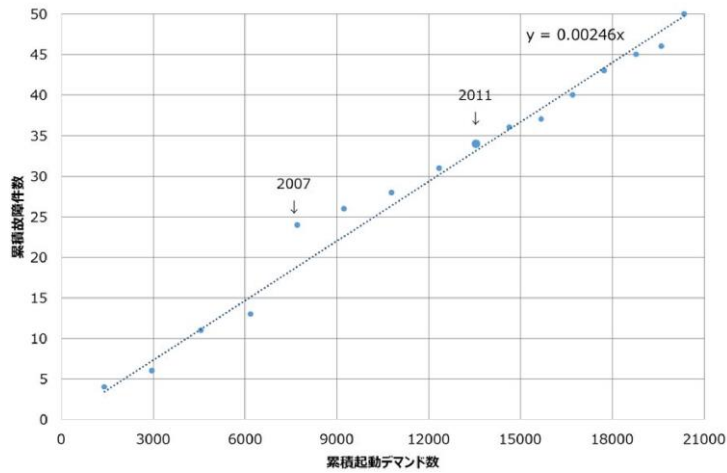


図3 累積起動デマンド数に対する累積故障件数の傾向<sup>[1]</sup>



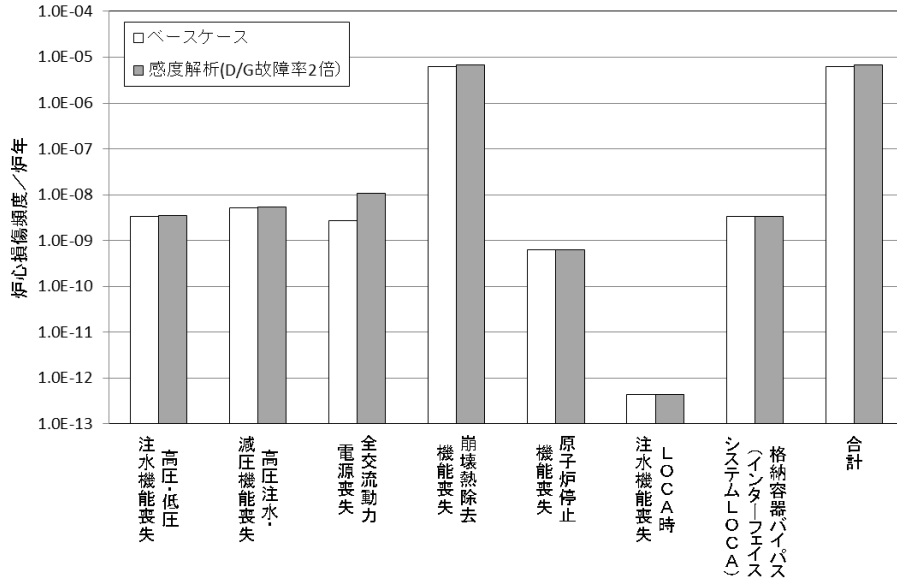


図4 非常用D/G故障率を2倍とした場合の炉心損傷頻度

## 72. 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源について

### (1) 水源切替手段の再検討について

RCIC水源切替の自動化について、既許可での切替手段に新規制への対応を踏まえ有効な回路構成を検討したが、CSTを第一水源とした場合にRCIC/HPCSの信頼性を損わずに対処することが困難なため、既許可の先行炉と同様に第一水源をS/Cとすることとした。

#### <既許可>

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

・現状のCST水位による水源切替方法

➤ HPCS

水位低信号による自動切替え

➤ RCIC

水位低信号による警報確認後、運転員による手動切替え

#### <新規制への対応について>

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

(1) 耐震Sクラス未満であるCST付近に設置される水位計による切替判断ではなく、健全性の確保された検出器による切替判断

(2) CSTを含む同エリアのタンク全3基（CST、補助CST、トラス水受入タンク）破損による溢水を想定し、CST水が水位低設定値まで低下しない状況<sup>\*1</sup>においても検出可能な方法

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

#### <再検討内容>

(1) 検出手段への対応（水位による切替方式）（図1）

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

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

## (2) -1 溢水への対処（水位による切替方式）（図1）

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

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

必要水量に限定した溢水評価でも、CST内外の平衡水位は、現状の水源切替水位よりも高いレベルであるため、設定値を平衡水位以上に引き上げなければ、CSTが破損していても水源が切り替わらない可能性がある。ただし、設定値を平衡水位以上に引き上げた場合は、事故時に使用できる最低水量が800m<sup>3</sup>から360m<sup>3</sup>となる。よって、溢水を想定した場合に水位による水源切替では、使用可能な水量が大幅に減少しCSTを第一水源として有効利用できない。

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

## (2)-2 溢水への対処（水位によらない切替方式）

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

### (a) 地震大検知（図2）

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

### (b) 漏えい検知（図3）

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

## (3) 水源切替失敗時の安全機能への影響

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

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

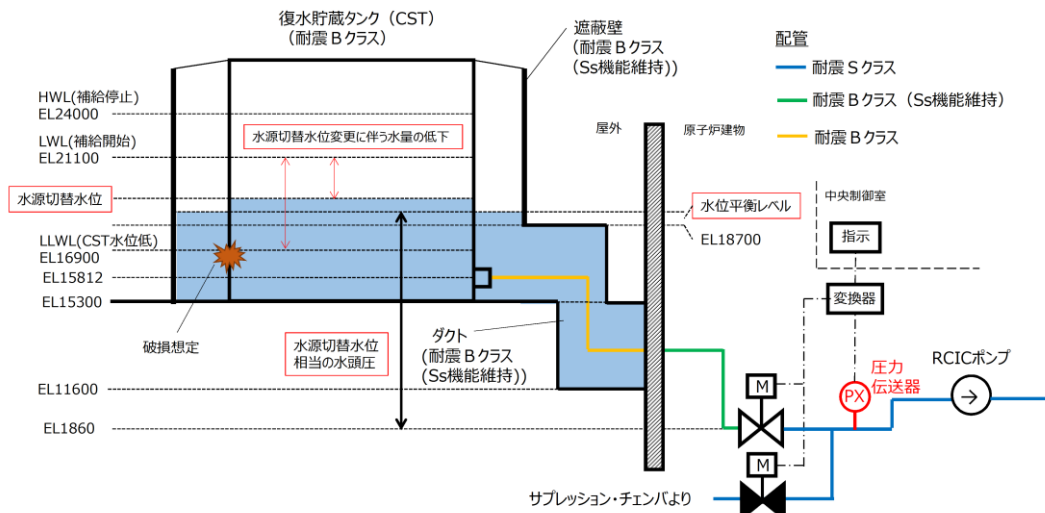


図1 水位による切替方式 概要図

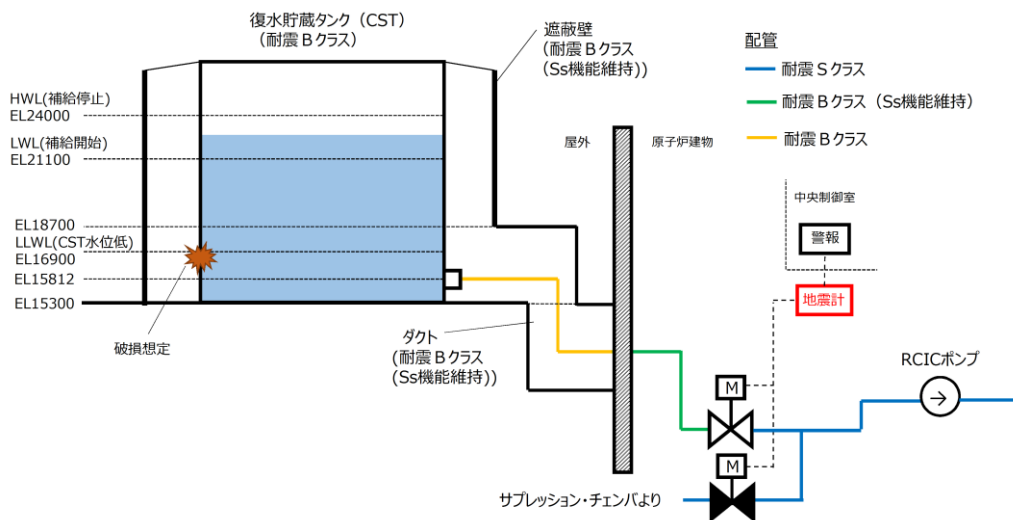


図2 水位によらない切替方式 (地震大検知) 概要図

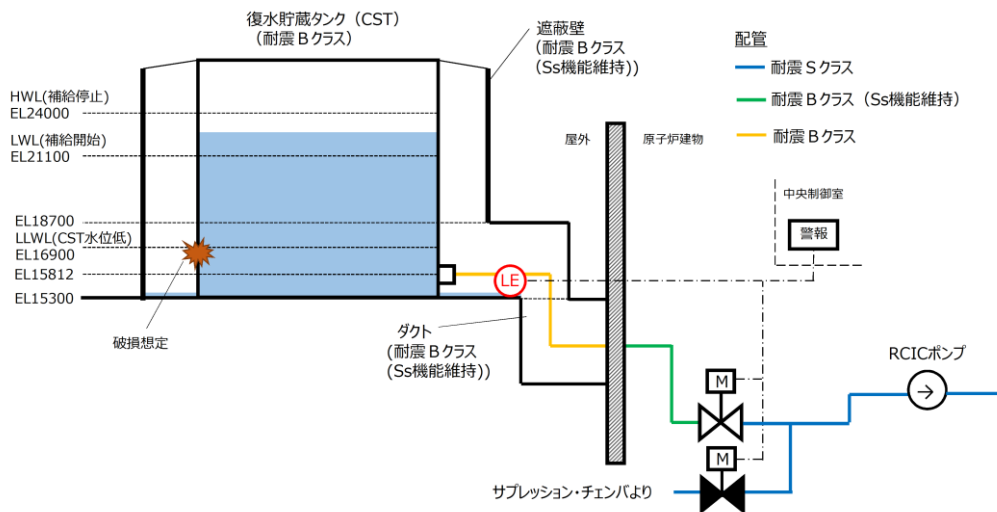


図3 水位によらない切替方式 (漏えい検知) 概要図

(2) CSTの設計基準対象施設としての位置付け

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

a. 安全機能の重要度分類

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

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

表1 CSTの安全機能の重要度の変更前後の比較

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

b. 安全施設としての適合性

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

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

又は検査ができる設計とする。【第4項】

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

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

c. 既設置許可への影響

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

(a) 本文, 添付書類八

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

(b) 添付書類十

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

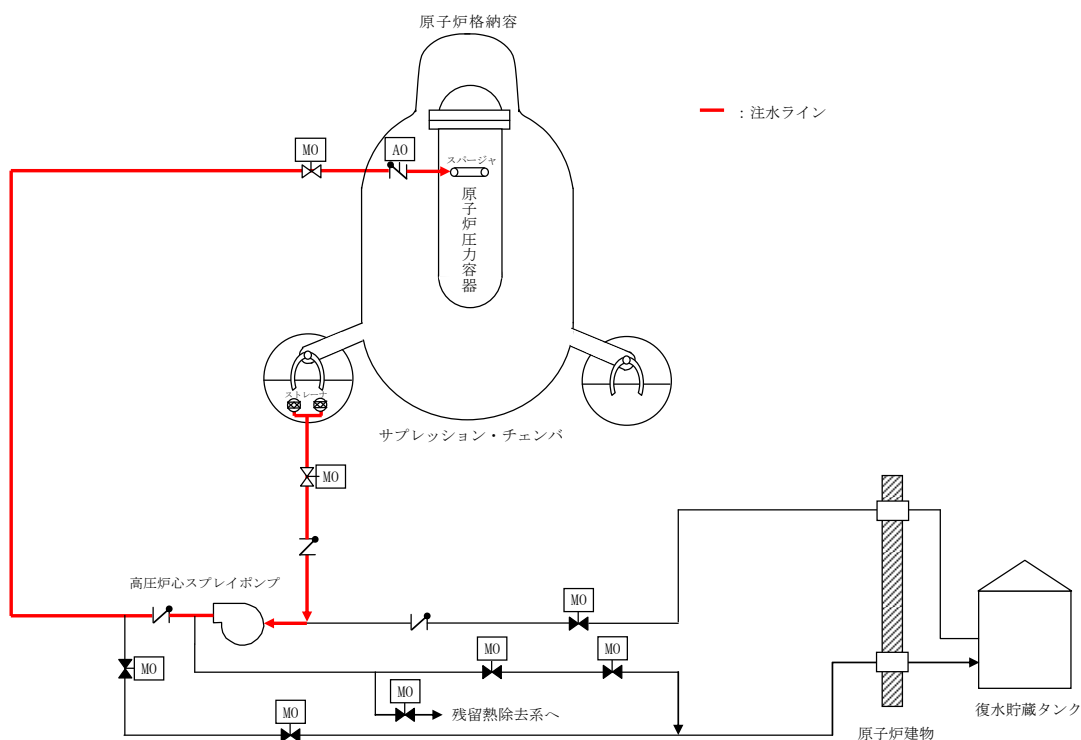


図4 高圧炉心スプレイ系系統概要図

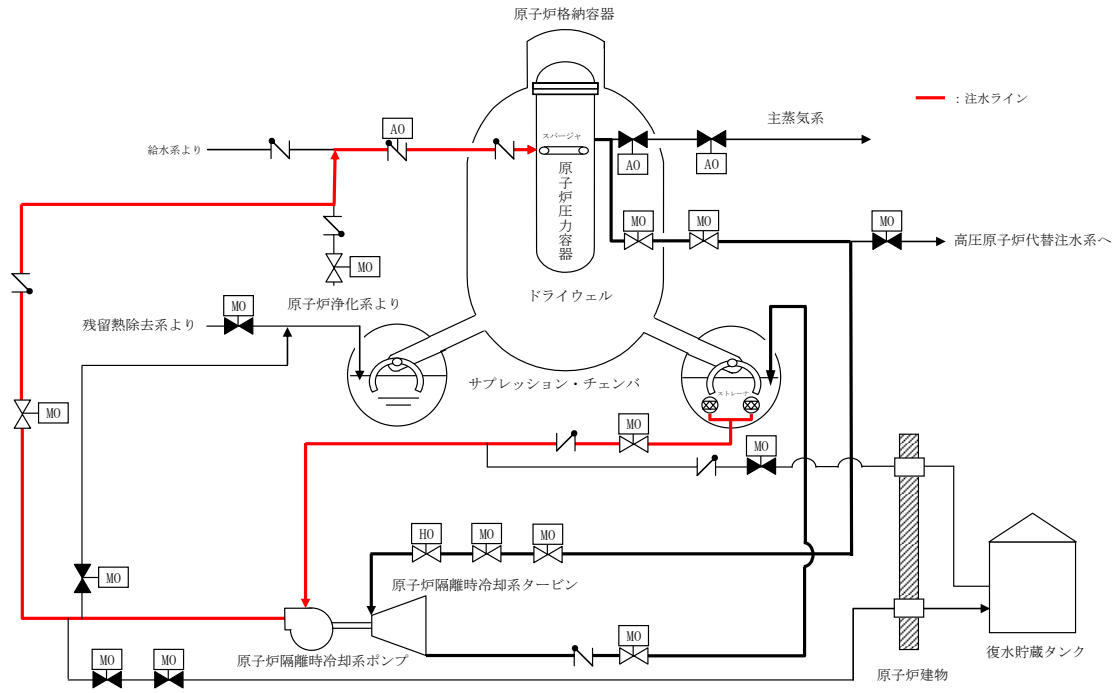


図5 原子炉隔離時冷却系系統概要図

### 73. インターフェイスシステムLOCA発生時の検知手段について

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

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

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

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

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

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

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

※1 インターフェイスシステムLOCA発生系統

※2 漏えい量により変動しない場合がある。

#### 2. インターフェイスシステムLOCA発生場所(エリア)の特定方法について

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

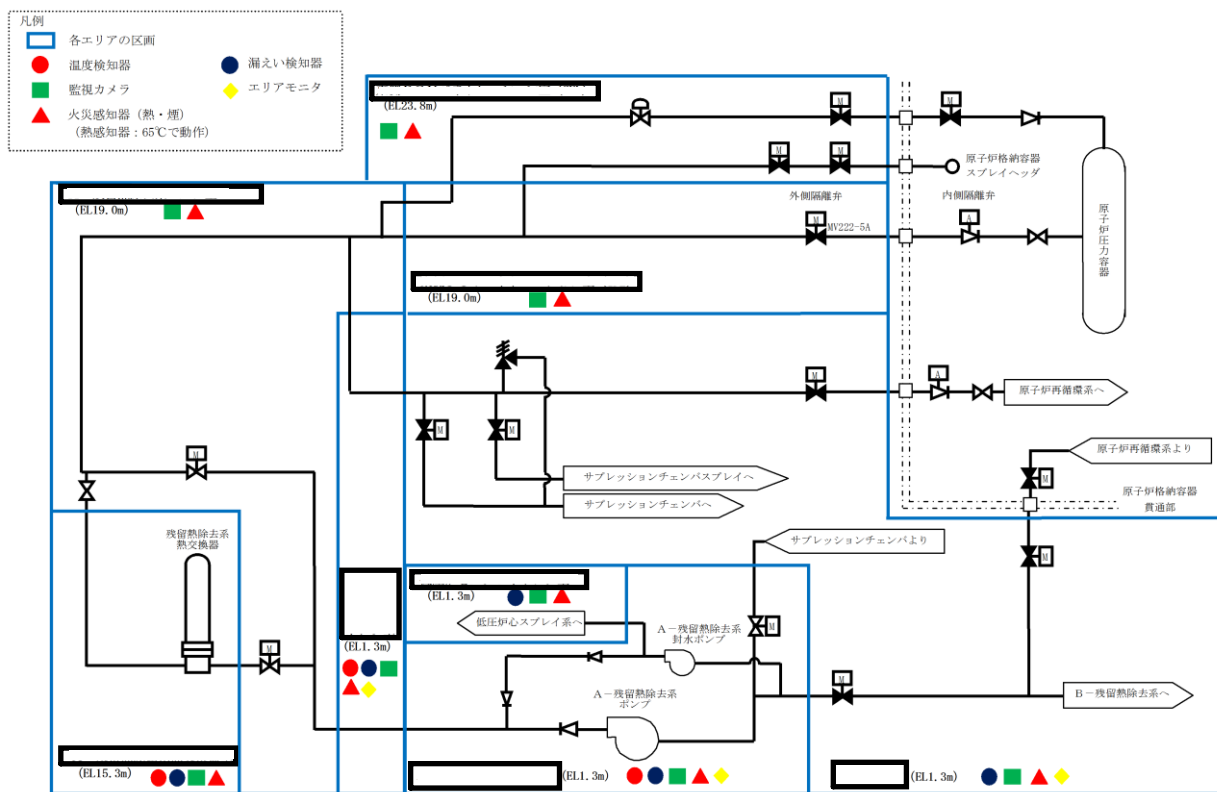


また、有効性評価においては、A-残留熱除去系のインターフェイスシステムLOCA事象を想定しているが、B、C-残留熱除去系及び低圧炉心スプレイ系についても、第2図～第4図に示すとおり、A-残留熱除去系と同様の対応をとることによりインターフェイスシステムLOCA発生場所（エリア）の特定が可能である。

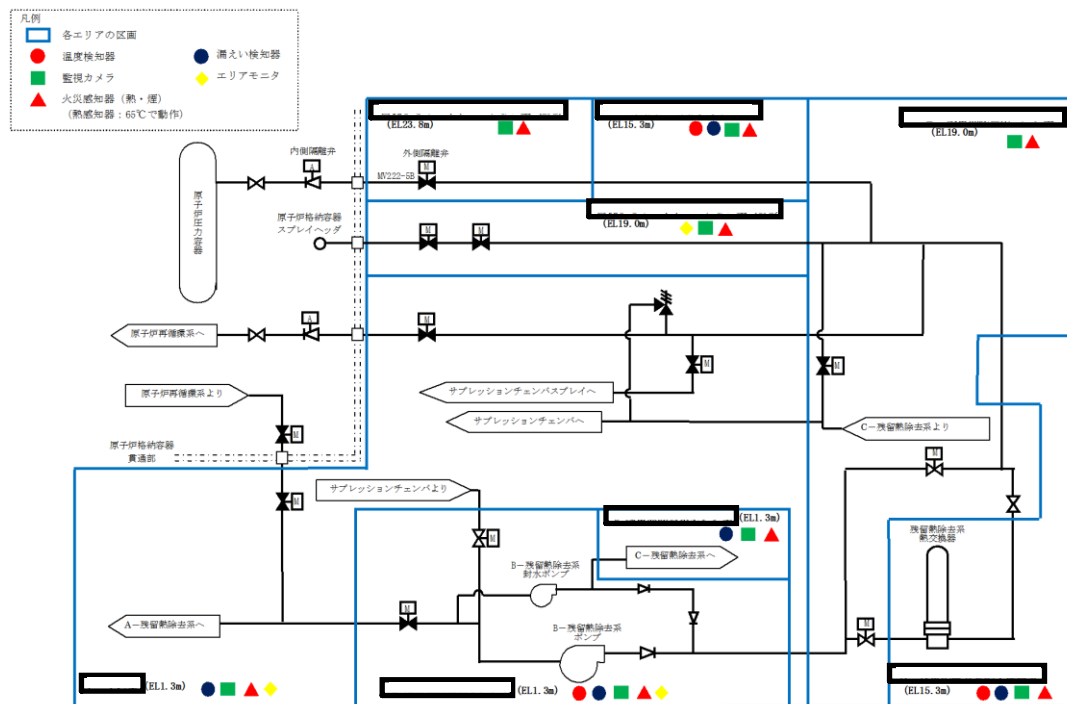
なお、評価上、インターフェイスシステムLOCAの発生が想定される場所（エリア）には第2表に示すとおり、火災感知器、監視カメラ及び漏えい検知器を設置しており、一次系パラメータ及びポンプ出口圧力と合わせ総合的に判断することでインターフェイスシステムLOCAの検知・発生場所の特定が可能である。

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

想定場所	確認設備	火災感知器	監視カメラ	漏えい検知器	温度検知器	エリアモニタ
A-残留熱除去系	熱交換器	○	○	○	○	
	ポンプ	○	○	○	○	○
B-残留熱除去系	熱交換器	○	○	○	○	
	ポンプ	○	○	○	○	○
C-残留熱除去系	ポンプ	○	○	○		
低圧炉心スプレイ系	ポンプ	○	○	○		

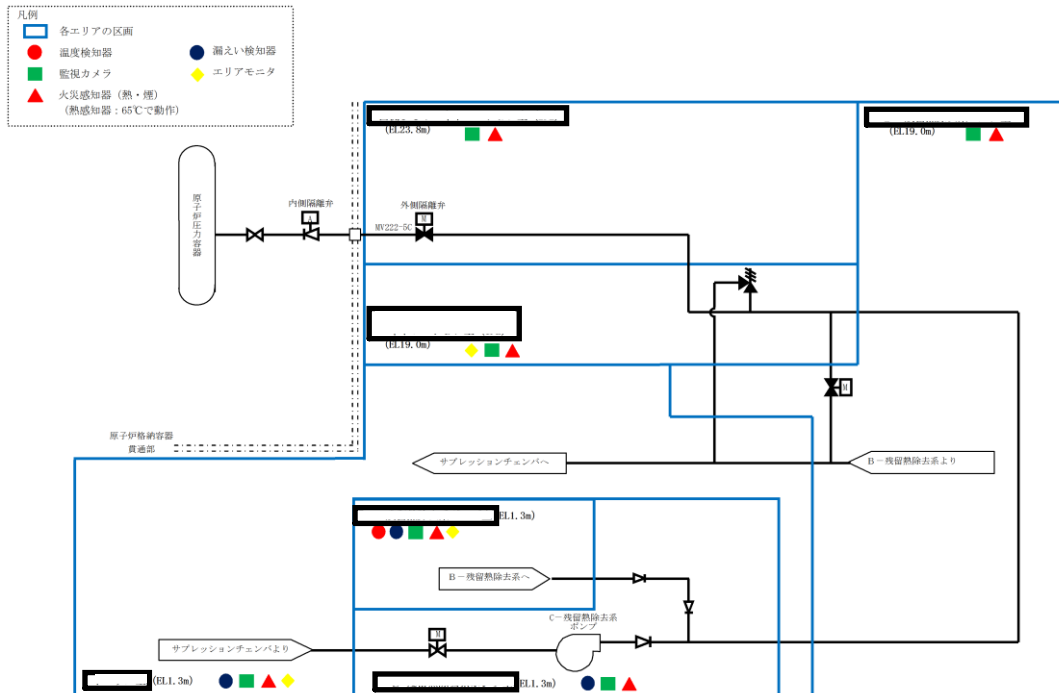


第1図 A-残留熱除去系漏えい確認設備概要図

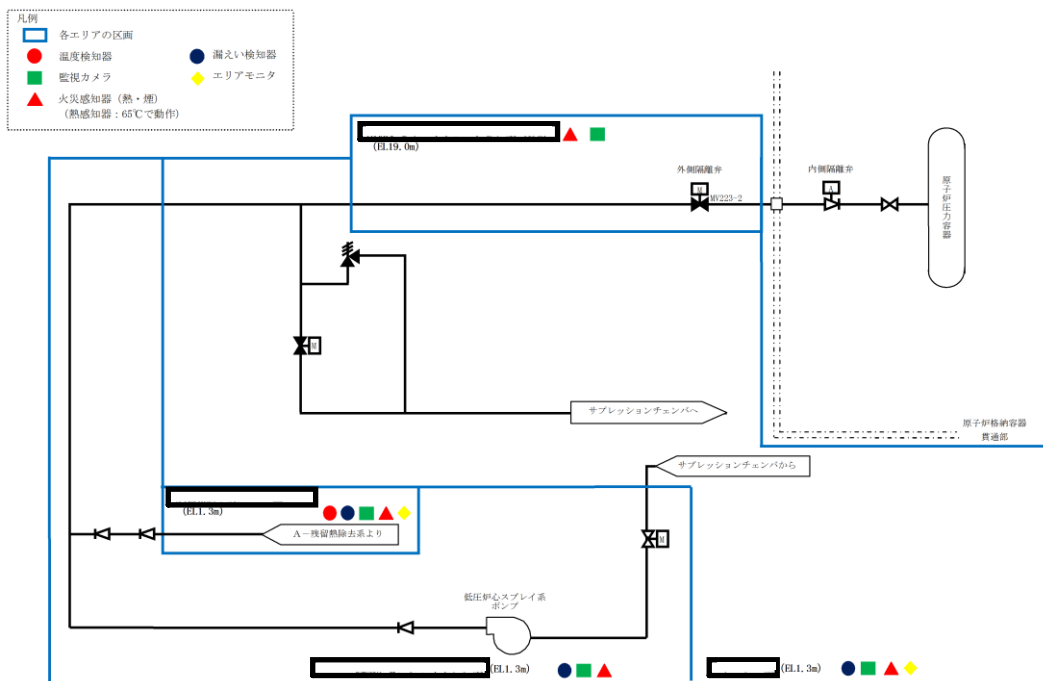


第2図 B-残留熱除去系漏えい確認設備概要図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第3図 C-残留熱除去系漏えい確認設備概要図



第4図 低圧炉心スプレイ系漏えい確認設備概要図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

## 74. 炉心損傷前に格納容器代替スプレイを実施した場合の影響について

### 1. 炉心損傷前に格納容器代替スプレイを実施した場合の作業成立性について

島根2号炉では、炉心損傷前における外部水源を用いる格納容器スプレイ（格納容器代替スプレイ）の実施基準を以下のとおり設定しているが、「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」における有効性評価では、残留熱除去系又は残留熱代替除去系（以下、「残留熱除去系等」という。）の早期復旧見込みがないと仮定し、格納容器圧力が384kPa到達後に、格納容器代替スプレイによる格納容器除熱を実施しない評価としている。

#### 【炉心損傷前の格納容器代替スプレイ実施基準】

- ・格納容器圧力が384kPa[gage]に到達及び残留熱除去系又は残留熱代替除去系の早期復旧見込みがある場合

残留熱除去系等の早期復旧見込みがある場合は、格納容器代替スプレイを実施することから、実施した場合の作業の成立性への影響を確認した。

#### (1) 確認結果

炉心損傷前に格納容器ベントを実施するシナリオである「高圧・低圧注水機能喪失」を一例として格納容器代替スプレイを実施した場合の作業成立性を確認し、図1のとおり、その他作業に影響のないことを確認した。



## 2. 炉心損傷前に格納容器代替スプレイを実施しない場合の得失について

島根2号炉は、重大事故等時において炉心損傷前に残留熱除去系等の早期復旧が見込まれない場合は、格納容器代替スプレイを実施しないこととしている。

これは、炉心損傷前に格納容器代替スプレイを行った以降、炉心損傷が発生した場合には、炉心損傷後の格納容器ベントが早期になることが考えられるためである。

以下、炉心損傷後の格納容器ベント時間への影響を確認することを目的に、炉心損傷前に格納容器代替スプレイを実施する場合及び実施しない場合のそれぞれについて解析を実施し、炉心損傷前に格納容器代替スプレイを実施しない場合の得失について整理した

### (1) 解析条件

炉心損傷前の格納容器代替スプレイ有無による影響を確認するため、格納容器圧力が上昇し、427kPa[gage]到達時に格納容器ベントを実施するシナリオである「高圧・低圧注水機能喪失」をベースに解析を実施した。このため、炉心損傷前の格納容器代替スプレイの実施基準である格納容器圧力 384kPa[gage]到達までは、「高圧・低圧注水機能喪失」と同様の解析条件としている。

解析については、炉心損傷前の格納容器代替スプレイを実施する場合と実施しない場合のそれぞれについて実施し、表1及び図2に解析条件等を示す。

表1 解析条件及び安全機能の喪失に対する仮定

解析ケース	解析条件及び安全機能の喪失に対する仮定
① 炉心損傷前に格納容器代替スプレイを実施する場合	<ul style="list-style-type: none"> <li>格納容器圧力 384kPa[gage]到達時に、格納容器代替スプレイを開始し、334～384 kPa[gage]で制御し、S/P 水位 4.9m 到達時に格納容器代替スプレイを停止する。</li> <li>格納容器代替スプレイ停止後、直ちに原子炉注水機能が喪失し、原子炉水位の低下により、炉心損傷に至る。</li> <li>炉心損傷後、原子炉注水機能が復旧し、再度原子炉注水を開始する。</li> <li>格納容器圧力 640kPa[gage]到達時に、格納容器代替スプレイを開始し、588kPa～640 kPa[gage]で制御する。</li> <li>外部注水量の総量が 4,000m<sup>3</sup>到達時に格納容器ベントを実施し、格納容器代替スプレイを停止する。</li> </ul>
② 炉心損傷前に格納容器代替スプレイを実施しない場合	<ul style="list-style-type: none"> <li>格納容器圧力 427kPa[gage]到達時に、格納容器ベントを実施する。</li> <li>ケース①と同じ時間に、原子炉注水機能が喪失し、原子炉水位の低下により、炉心損傷に至る。炉心損傷後格納容器ベントを停止する*。</li> <li>炉心損傷後、原子炉注水機能が復旧し、再度原子炉注水を開始する。</li> <li>格納容器圧力 640kPa[gage]到達時に、格納容器代替スプレイを開始し、588kPa～640 kPa[gage]で制御する。</li> <li>外部注水量の総量が 4,000m<sup>3</sup>到達時に格納容器ベントを実施し、格納容器代替スプレイを停止する。</li> </ul>

※ ベント停止は総合的に判断する必要があるが、ここでは格納容器スプレイによる格納容器冷却が可能であることから、停止することとしている。

	原子炉減圧	原子炉注水機能喪失	炉心損傷及び原子炉注水機能復旧
ケース①			
原子炉注水	[Bar chart showing water injection activity]		
格納容器代替スプレー	格納容器圧力▽ 384kPa 到達	S/P 水位 4.9m 到達	640kPa 到達▽
格納容器ベント			▽4,000m <sup>3</sup> 到達
ケース②			
原子炉注水	[Bar chart showing water injection activity]		
格納容器代替スプレー			640kPa 到達▽
格納容器ベント	格納容器圧力▽ 427kPa 到達		▽4,000m <sup>3</sup> 到達

図2 操作条件に関する解析条件の設定

(2) 解析結果

表2に各ケースの炉心損傷後の格納容器ベント時間の結果を、図3～5に主要な解析結果を示す。

表2のとおり、炉心損傷前に格納容器代替スプレーを実施しない場合は、実施する場合と比較して、炉心損傷後の格納容器ベント時間を26時間遅延できることが確認できた。

表2 炉心損傷後の格納容器ベント時間

	ケース① (炉心損傷前に格納容器代替スプレーを実施する場合)	ケース② (炉心損傷前に格納容器代替スプレーを実施しない場合)
格納容器ベント時間 (炉心損傷後)	約 83 時間	約 109 時間

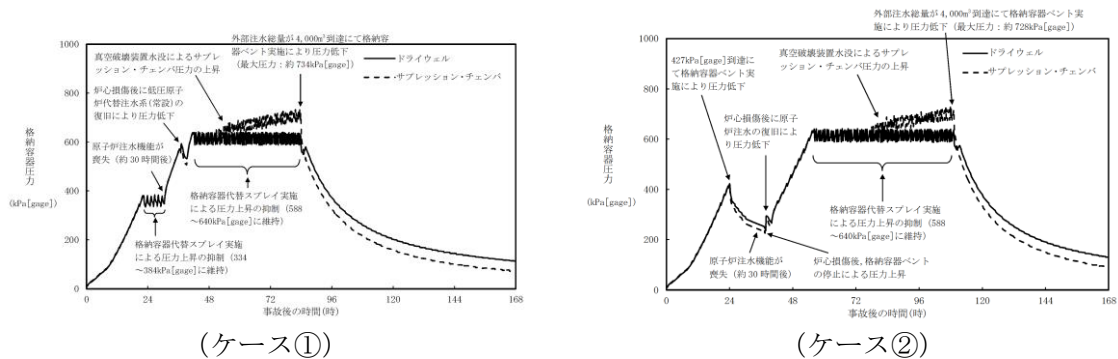
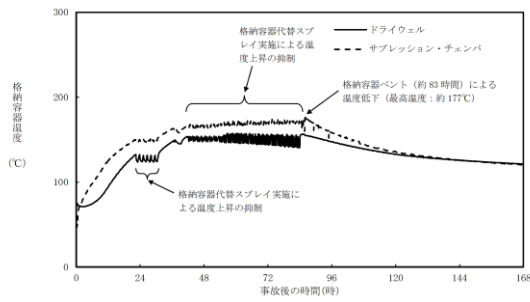
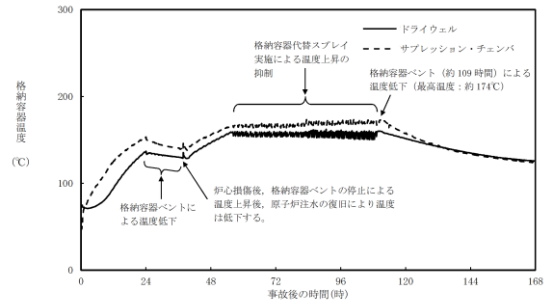


図3 格納容器圧力の推移

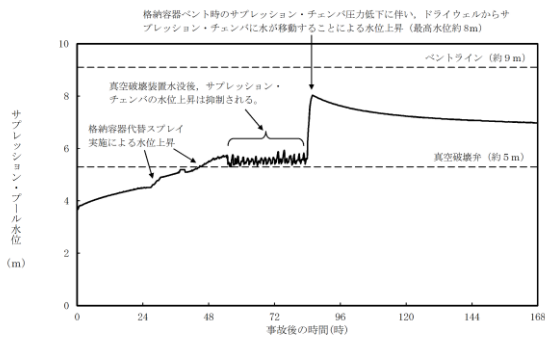


(ケース①)

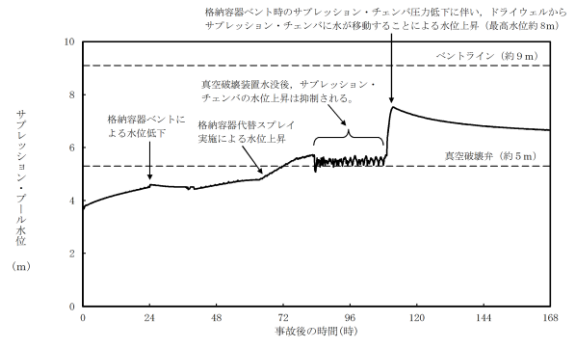


(ケース②)

図4 格納容器温度の推移



(ケース①)



(ケース②)

図5 サブプレッション・プール水位の推移

### (3) 炉心損傷前に格納容器代替スプレイを実施しない場合の得失について

(2)項に示すとおり、炉心損傷前に格納容器代替スプレイを実施する場合に比べ、実施しない場合は、炉心損傷後の格納容器ベントを遅延することが可能であり、放射性物質の放出を極力遅らせることができる。

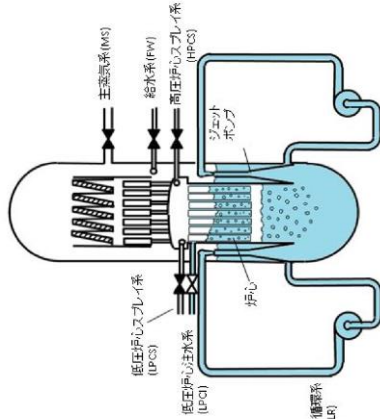
一方で、炉心損傷前に格納容器代替スプレイを実施しない場合、炉心損傷前の格納容器ベント実施基準である格納容器圧力 427 kPa [gage] の到達が早期となる。しかしながら、「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 失敗) +HPCS 失敗」に示すとおり、炉心損傷前に格納容器代替スプレイを実施しない場合においても、敷地境界の実効線量の評価結果は約  $2.2 \times 10^{-2}$  mSv であり、5 mSv を十分下回っている。

以上より、炉心損傷後の放射性物質の放出を極力遅らせることを優先し、残留熱除去系等の早期復旧が見込まれない場合は、炉心損傷前の格納容器代替スプレイは実施しないこととしている。



75. 高圧・低圧注水機能喪失における炉心下部プレナム部のボイド率の推移の詳細について

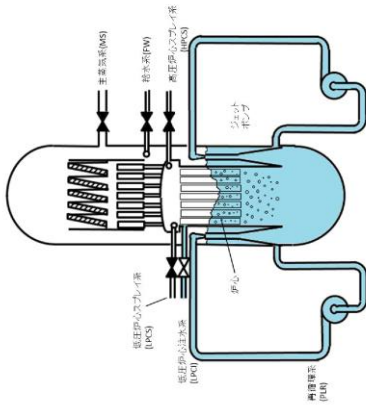
③ 約 40 分以降



炉心再冠水過程では、炉心下部プレナムを介して、シュラウド内外の水頭圧がバランスするよう冷却材が行き交う状態であり、炉心下部プレナム水位は、満水と低下を繰り返している。この状態では、炉心下部プレナムの冷却材は、ジェットポンプデューザを逆流して吸込口頂部からシュラウド外に流出し、シュラウド外水位は徐々に回復し、最終的にはジェットポンプ頂部を上回るまで回復する。

炉心下部プレナム水位が低下した状態（上図）に限定した場合においては、炉心下部の入口オリフィス部でのCCFLが発生し、水面以下でボイド上昇が抑えられた状態となり、水位低下により水面以下の体積が減少し、ボイド率が相対的に増加している。以降、炉心部から炉心下部プレナム部へ冷却材が落下し、炉心下部プレナム部の水位及びボイド率が増減する。

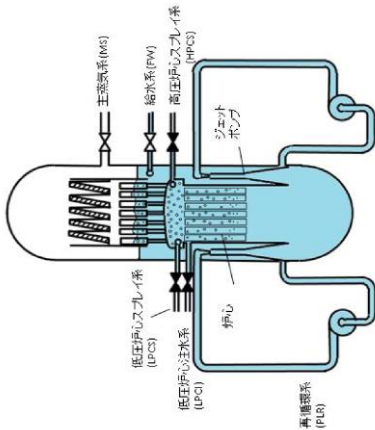
② 30 分～約 40 分



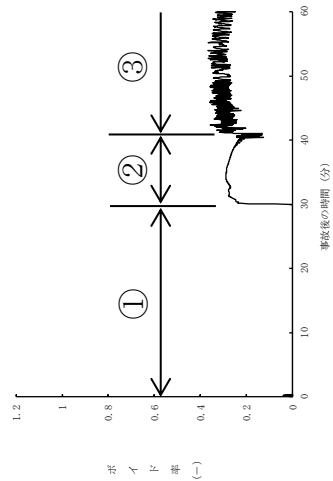
急速減圧以降、フラッシングによりボイドが発生するが、減圧率の低下により徐々にボイド率が減少する。

低圧原子炉代替注水系は、炉心バイパス領域に注水され、下部に位置する制御棒案内管と燃料集合体下部から炉心部に流入し、徐々に炉心部水位が回復し始める。

① 事象発生～30 分



炉心下部プレナム部には熱源がないため、急速減圧開始まではボイドが発生しない。



炉心下部プレナム部のボイド率の推移 (高圧・低圧注水機能喪失)

## 76. 崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスグループのうち大破断LOCAを起因とした事故シーケンスについて

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の残留熱除去系が故障した場合では、「過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗」を重要事故シーケンスとして選定し有効性評価を実施しているが、LOCAを起因とした事故シーケンスも抽出されることから、LOCAを起因とした事故シーケンスについて、炉心損傷を防止することが可能であることを確認した。

### (1) 評価事故シーケンス

「冷却材喪失（大破断LOCA）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」

- ・原子炉水位の低下を厳しくする観点から、起因事象は大破断LOCAを選定
- ・原子炉水位の回復を厳しくする観点から、高圧炉心冷却失敗を仮定

### (2) 事象進展

大破断LOCAの発生後、原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムするが、大破断LOCAの発生により原子炉圧力が急速に減圧されるため原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し、その後高圧炉心スプレイ系の起動にも失敗する。

再循環ポンプについては、原子炉水位低（レベル2）で2台トリップする。主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル2）で全閉する。

事象発生から8秒後に原子炉水位低（レベル1）に到達し、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。

破断口からの原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、燃料棒有効長頂部を下回るが、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水が開始されると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。

### (3) 評価項目

原子炉圧力の推移を図1に、原子炉水位を図2に、燃料被覆管温度の推移を図3に、燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を図4に示す。

燃料被覆管の最高温度は、図3に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約646℃に到達するが、1200℃以下となる。

原子炉圧力は、図1に示すとおり、原子炉水位低（レベル2）で主蒸気隔離弁が閉止することにより一時的に上昇するが、逃がし安全弁の作動により、約7.61MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部との差（約0.3MPa）を考慮しても、約7.91MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

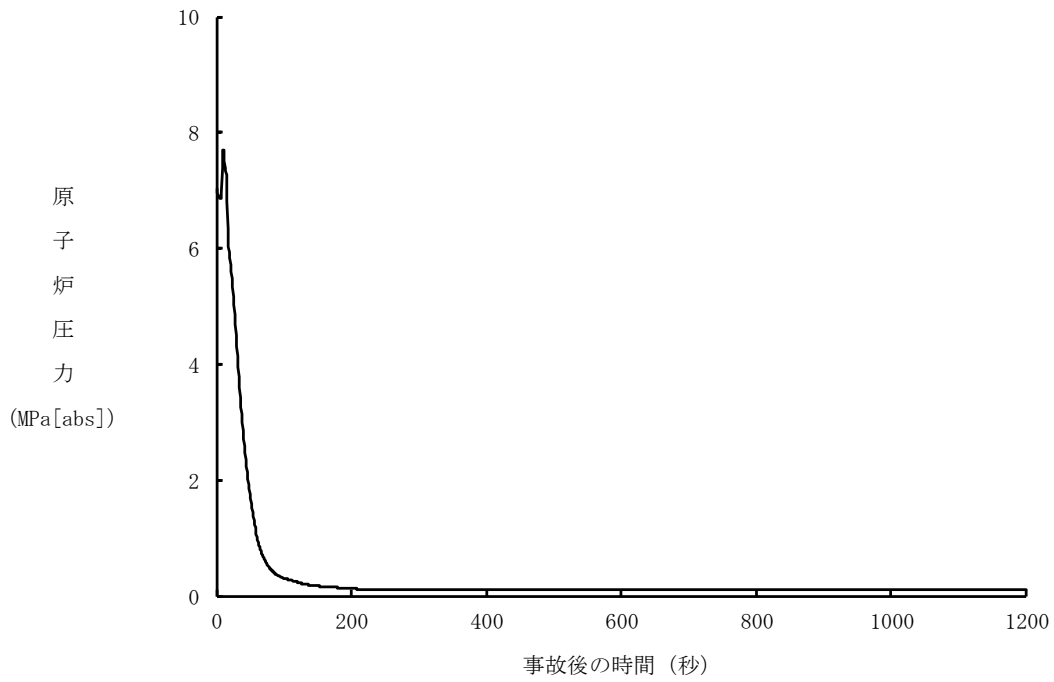


図1 原子炉圧力の推移

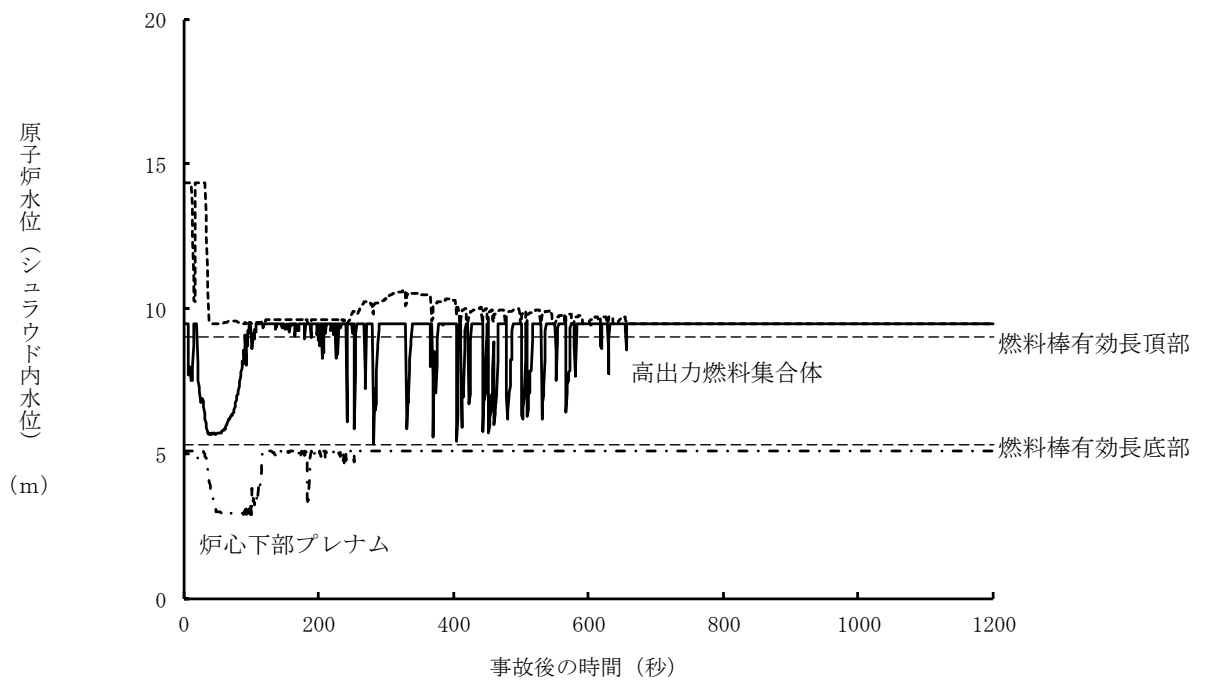


図2 原子炉水位の推移

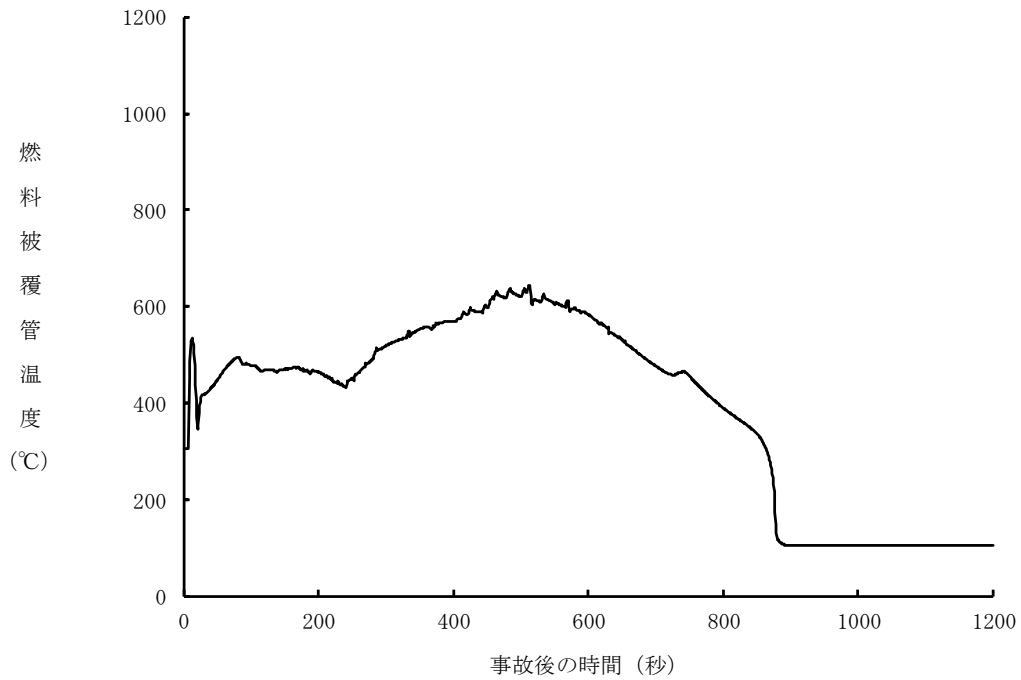


図3 燃料被覆管温度の推移

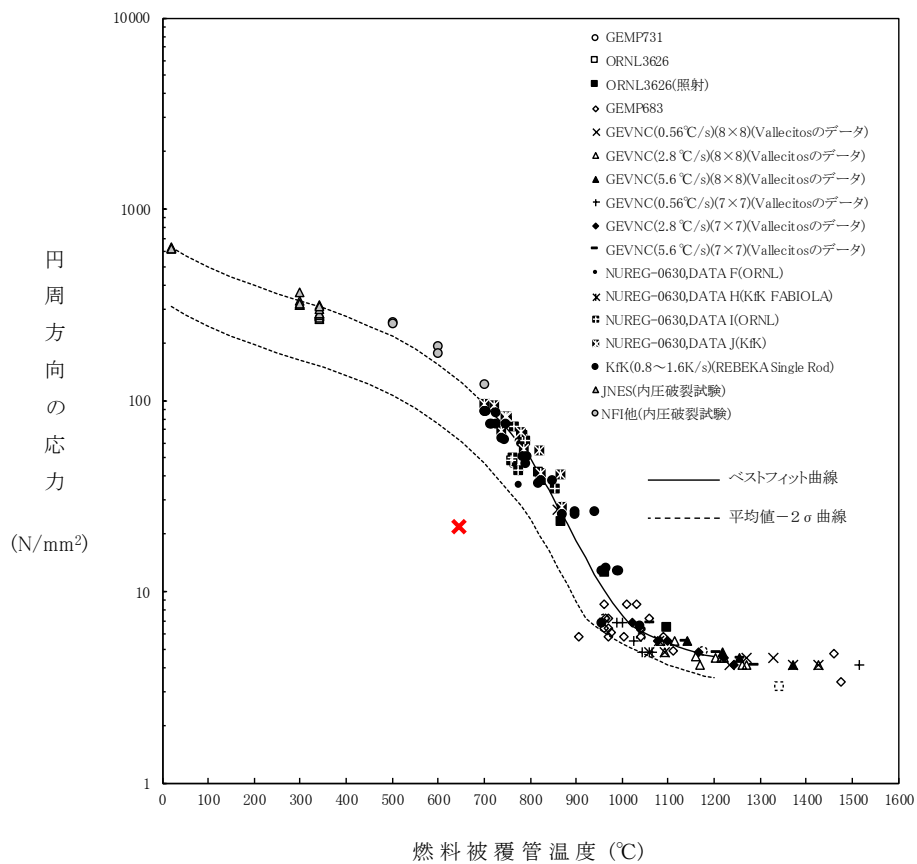


図4 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

## 77. 炉心損傷防止TB及びTWシナリオにおける原子炉急速減圧時の弁数の見直しについて

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

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

手動操作により急速減圧を実施する際の逃がし安全弁の個数による感度を検証するため、一例として長期TBにおいて運転手順と同じ個数とした場合の解析を実施した。評価の結果、図2、3に示すとおり、使用する逃がし安全弁の個数が少なくなるほど、注水が開始されるタイミングが遅れ、水位回復が遅れる結果となることを確認した。一方で、評価項目である燃料被覆管温度は、図5に示すとおり、温度上昇しないことを確認した。

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

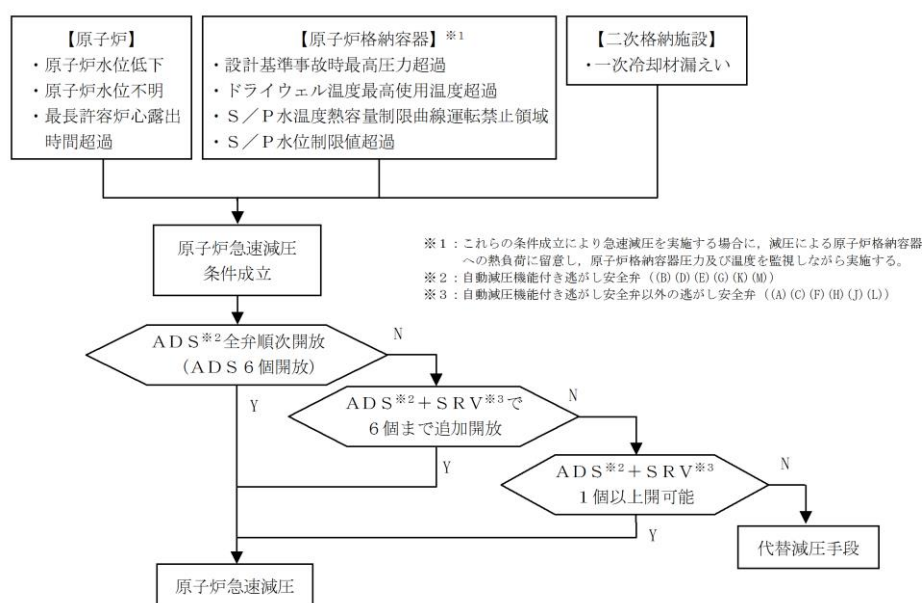


図1 原子炉「急速減圧」操作概要

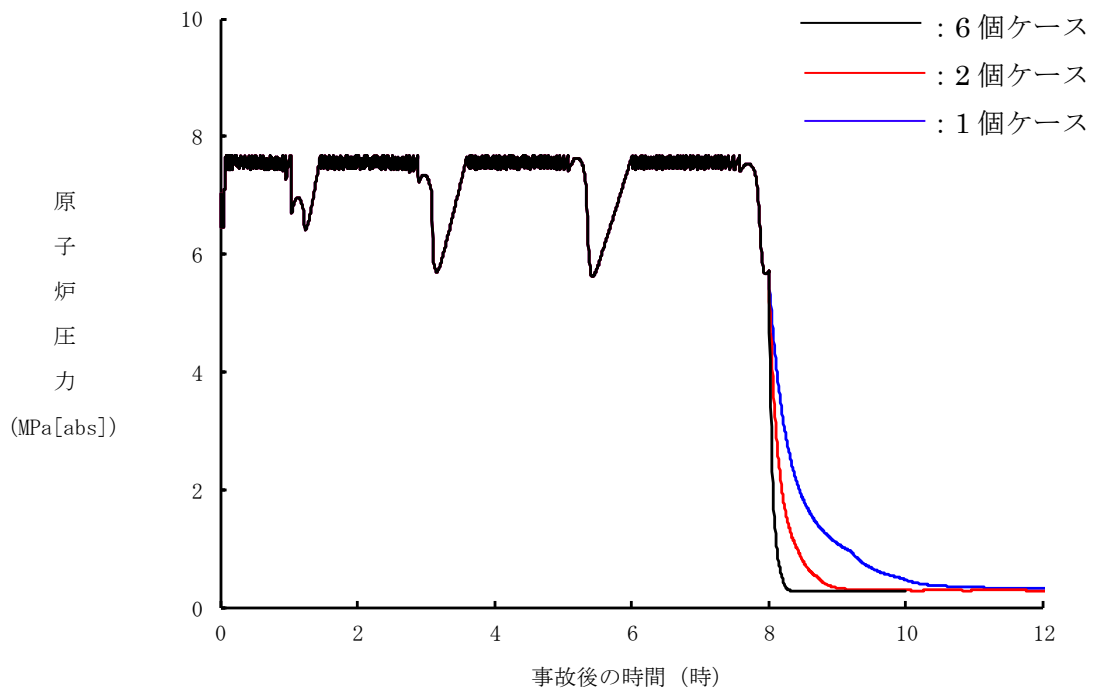


図2 原子炉圧力の推移（長期TB 1弁，2弁及び6弁）

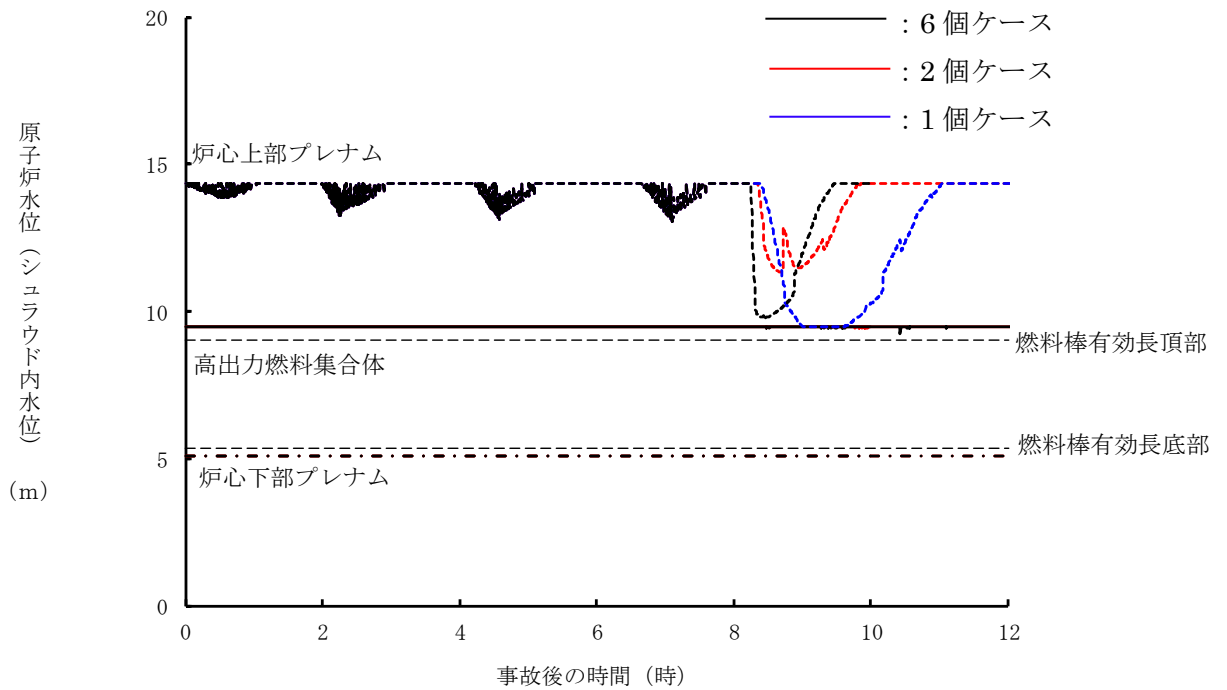


図3 原子炉水位（シユラウド内水位）の推移（長期TB 1弁，2弁及び6弁）

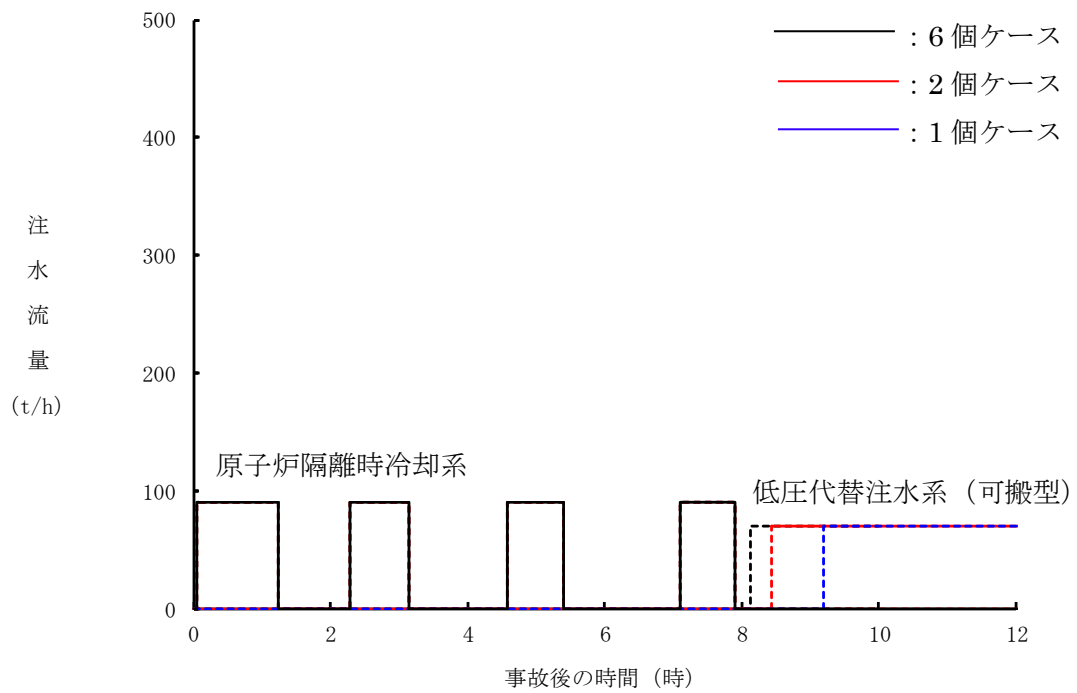


図4 注水流量の推移 (長期TB 1弁, 2弁及び6弁)

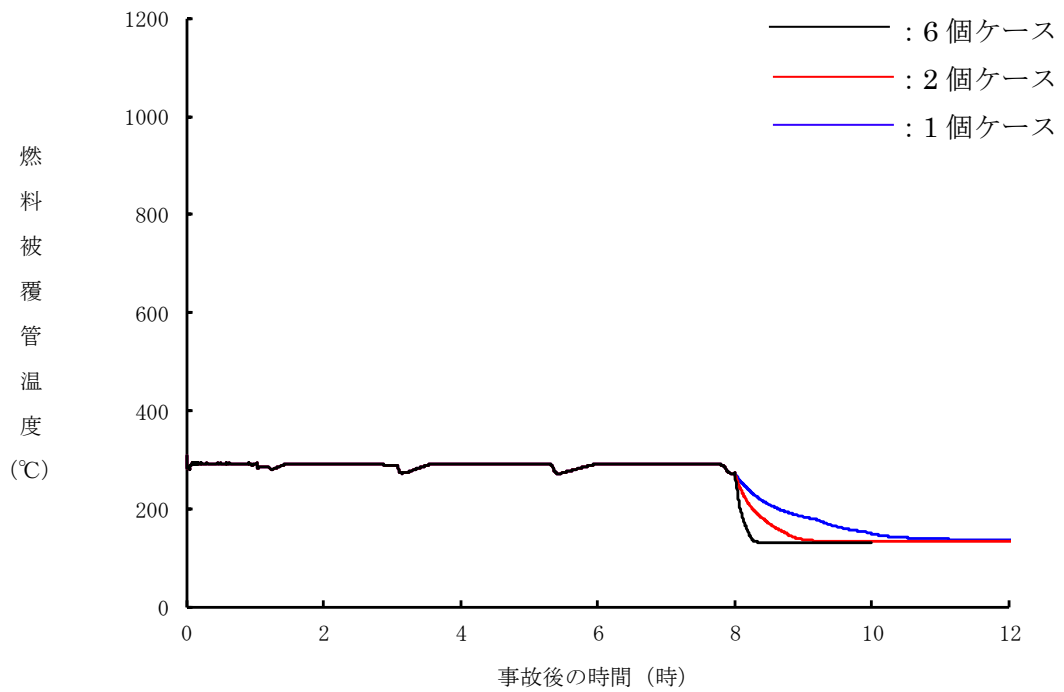


図5 燃料被覆管温度の推移 (長期TB 1弁, 2弁及び6弁)

78. 原子炉隔離時冷却系及び高圧原子炉代替注水系における注水時の原子炉圧力挙動の差異について

原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を行っている長期TB及び高圧原子炉代替注水系により原子炉注水を行っているTBUについて、原子炉圧力の推移を図1及び図2に示す。両者の原子炉圧力の推移図において、事象発生およそ8時間後の原子炉急速減圧までの間に数回一時的な原子炉圧力の低下挙動があり、これは原子炉注水に伴う炉水位回復によるものであるが、その圧力変動幅及び変動時期に相違がある。相違理由としては、注水系の起動タイミング、注水系の流量設定及び水位制御の違いから現れているものであり、以下では、事象初期とそれ以降に分けて圧力低下挙動の相違について説明する。

(1) 事象初期の圧力低下挙動の時期の違い (図1, 2の①)

表1のとおり、TBUの方が長期TBよりも注水開始時間が遅く、注水量も少ないことから、注水開始から原子炉水位高(レベル8)到達までに必要な注水期間が長くなり、原子炉圧力低下タイミングが遅くなる。

(2) 事象初期以降の一時的な圧力低下挙動の変動幅と時期の違い (図1, 2の②)

原子炉水位回復以降は、崩壊熱による水位低下に伴い各注水系による水位制御を行うこととなるが、表1のとおりTBUの方が水位制御間隔が狭いことから、水位低下に伴う運転頻度が長期TBよりも多くなる一方で炉圧低下幅としては小さくなる。

なお、長期TBにおいて、事象発生初期よりもそれ以降の方が炉圧低下幅が大きい点については、事象初期は崩壊熱が高く、発生する蒸気が多いことにより圧力低下を抑制するためである。

表1 注水条件の比較

シナリオ	長期TB	TBU
注水設備	原子炉隔離時冷却系	高圧原子炉代替注水系
注水開始時間	L2到達後(約3分)	事象発生20分後
注水量	91m <sup>3</sup> /h (8.21~0.74MPa [dif]において)にて注水	93m <sup>3</sup> /h (8.21MPa [dif]において) ~70m <sup>3</sup> /h (0.74MPa [dif]において) に対し、保守的に20%減の流量にて注水
原子炉水位制御	L2: 起動 (112cm 下*) L8: 停止 (132cm 上*)	L3: 起動 (16cm 上*) L8: 停止 (132cm 上*)

※気水分離器下端よりの数値



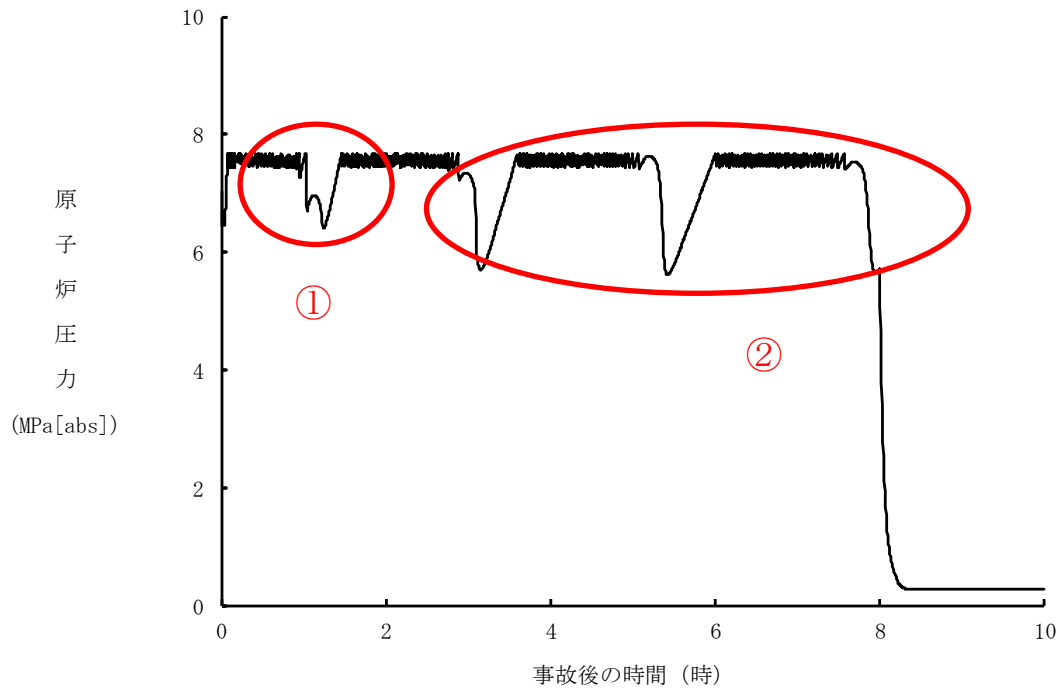


図1 原子炉圧力の推移 (長期TB)

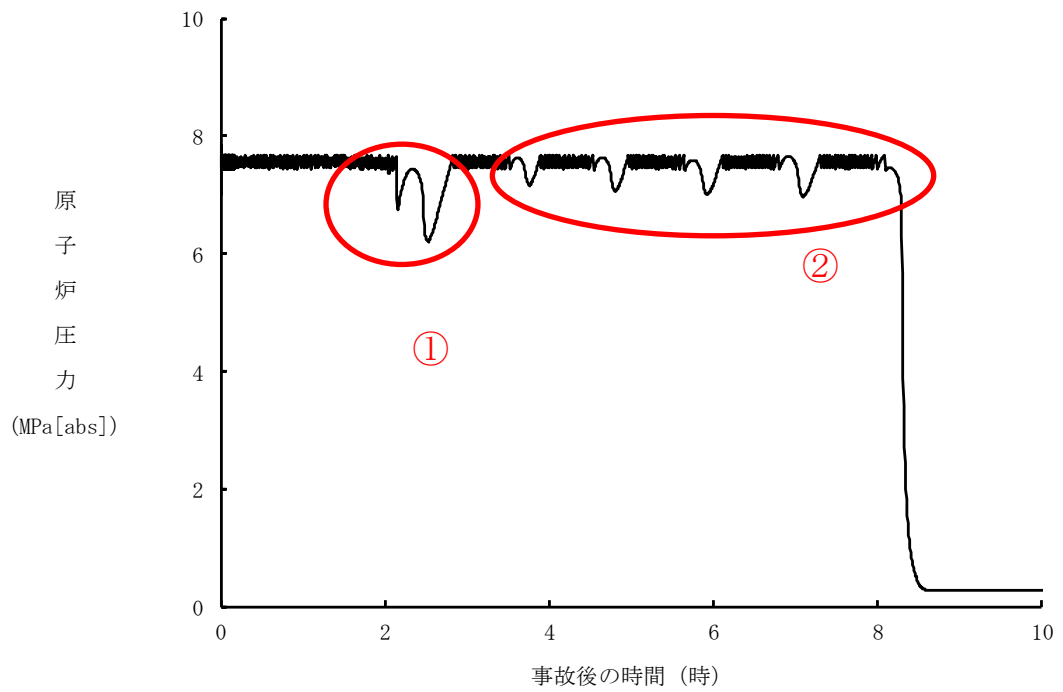


図2 原子炉圧力の推移 (TB U)