島根原子力発電所２号炉 審査資料	
資料番号	EP-015(補)改 77
提出年月日	令和３年７月 26 日

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３年７月

中国電力株式会社

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。

目　次

１．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

２．Ｇ値について

３．原子炉格納容器内における気体のミキシングについて

４．深層防護の考え方について

５．原子炉圧力挙動の解析上の取扱いについて

６．原子炉隔離時冷却系（ＲＣＩＣ）の運転継続及び原子炉減圧の判断について

７．原子炉再循環ポンプからのリークについて

８．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

９．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

10．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

11．エントレインメントの影響について

12．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

13．ほう素の容量について

14．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

15．給水流量をランアウト流量（68%）で評価することの妥当性

16．実効Ｇ値に係る電力共同研究の追加実験について

17．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

18．燃料プールゲートについて

19．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

20．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

21．有効性評価「水素燃焼」における，ドライウェル及びサプレッション・チェンバの気体組成の推移についての補足説明

22．原子炉水位及びインターロックの概要

23．圧力容器ペデスタル外側鋼板の支持能力について

24. 原子炉格納容器下部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

25. 大破断ＬＯＣＡシナリオ想定と異なる事象について

26. 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）

27. 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

28. 原子炉圧力容器表面温度の設置箇所

29. 逃がし安全弁の耐環境性能の確認実績について

30. 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

31. 非常用ガス処理系の使用を考慮した評価について

32. 原子炉圧力容器の破損位置について

33. 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

34. 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

35. 溶融炉心落下位置が原子炉格納容器下部の中心軸から外れ，壁側に偏って落下した場合の影響評価

36. 使用する格納容器フィルタベント系の除去効果（ＤＦ）について

37. ジルコニウム(Zr)-水反応時の炉心損傷状態について

38. 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

39. 有効性評価解析条件の見直し等について

40. 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

41. ９×９燃料で評価することの代表性について

42. 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

43. 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

44. 島根２号炉の原子炉中性子計装系の設備概要について

45. 外圧支配事象における燃料被覆管の健全性について

46. ＩＳＬＯＣＡ時における屋外への蒸気排出条件について

47. ＩＳＬＯＣＡ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

48. 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

49. 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

50. 格納容器ベント実施基準の変更に伴う希ガスによる被ばく評価結果への影響について

51. 外部水源を用いた総注水量の制限値について

52. 格納容器スプレイによる原子炉格納容器下部への流入経路について

53. 溶融炉心の堆積高さの評価に関する考え方について

54. 水蒸気爆発実験と実プラントの水蒸気爆発評価におけるエネルギー変換効率の比較について

55. ペデスタル／ドライウェル水位の推移と原子炉格納容器下部／ドライウェル底部の状態について

56. 有効性評価における格納容器内の水素及び酸素排出等について

57. コリウムシールドスリット内に溶融デブリが流入した場合の熱伝導解析

58. 格納容器除熱に関する基準の変更について

59. 格納容器ベント実施時のサプレッション・プール水位の不確かさについて

60. ベントが２Ｐｄまで遅延した場合のＣｓ放出量への影響について

61. 格納容器ベント開始時間見直しに伴う操作の成立性への影響について

62. 格納容器ベントに伴う一時待避中の給油作業中断が重大事故時の対応に与える影響について

63. 緊急時対策要員による連続作業の成立性について

64. 原子炉注水手段がない場合の原子炉手動減圧タイミングと減圧弁数の関係性について

65. 有効性評価及び実運用における原子炉水位について

66. 高圧・低圧注水機能喪失 炉心下部プレナム部ボイド率に関する感度解析

67. 格納容器代替スプレイの実施箇所について

68. 燃料補給手順見直しに伴う作業の成立性確認について

69. 原子炉満水操作の概要について

70. 所内常設蓄電式直流電源設備の負荷切替操作の時間的余裕について

71. ＺｒＯ$_2$耐熱材の侵食開始温度の設定について

72. 有効性評価「溶融炉心・コンクリート相互作用」の感度解析ケースにおけるドライウェル及びサプレッション・チェンバ気相濃度挙動等について

73. 原子炉隔離時冷却系の原子炉圧力低圧運転点における性能確認について

１．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ＥＰＲＩ－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は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ることから，非隔離事象とした。
「7.主蒸気隔離弁の部分閉鎖」はＥＰＲＩ－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

起因事象	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ェ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ない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いため，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，復水器ホットウェルへの補給が不足すると復水器ホットウェルの水位が低下し，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，起因事象「逃がし安全弁誤開放」の発生頻度（1×10^{-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，「サプレッション・プール水温度高」警報の認知失敗，「復水器ホットウェル水位低」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 1×10^{-6}／炉年となる。これは他の起因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，起因事象「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，起因事象として考慮する必要性は低いものと考える。

２．Ｇ値について

１．これまでの許認可解析に用いたＧ値と今回の申請で採用したＧ値について

従来，Ｇ値は可燃性ガス濃度制御系性能評価解析で使用しており，以前にはその値として，Regulatory Guide 1.7(Rev.2)[1]の記載に基づき，$G(H_2)/G(O_2)$=0.5/0.25 が使用されていた。この値は Regulatory Guide 1.7 の前身である Safety Guide7(1971 年 3 月)に既に記載されている。当時，既に，一般的知見として水の放射線分解の短時間内の１次反応に基づくＧ値(以下「初期Ｇ値」という。)は $G(H_2)$=0.43～0.45 となることが知られており，Regulatory Guide 1.7(Rev.2)のＧ値はこの初期Ｇ値を包絡するものとなっている。

しかし，この初期Ｇ値は水の放射線分解の１次反応に基づく値であるため，その後の２次反応，つまり水素と酸素の再結合反応を含めた最終的な水素，酸素の発生割合を示す実効的なＧ値(以下「実効Ｇ値」という。）に比べてかなり大きい値となる。

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

沸騰状態　：$G(H_2)$＜0.4，　$G(O_2)$＜0.2
非沸騰状態　：$G(H_2)$＜0.25，　$G(O_2)$＜0.125

この結果に基づき，島根原子力発電所２号炉等の沸騰水型原子力発電所では，可燃性ガス濃度の評価[3]において，沸騰状態で $G(H_2)$／$G(O_2)$=0.4／0.2，非沸騰状態 $G(H_2)$／$G(O_2)$＝0.25／0.125 を採用している。

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

沸騰状態　：$G(H_2)$＜0.27，　$G(O_2)$≒0
非沸騰状態　：$G(H_2)$＜0.06，　$G(O_2)$＜0.03

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

２．電力共同研究「事故時放射線分解に関する研究」の概要

(1) 実験装置及び実験方法

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

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

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

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

実機の事故条件を考慮して，実験ではＬＯＣＡ条件，ＦＣＳ性能解析条件，重大事故条件の３種類の事故条件を想定し，各事故条件下でＧ値の実測を実施した。

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

(2) 実験条件及び実験結果

表１に実験でのパラメータ設定範囲と実機の想定事故条件との比較を示す。

実機の想定事故条件は実機の事故時の環境条件及び照射設備を考慮して設定した。

実験結果を表２，図３～図８に示す。

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

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

(a) ＬＯＣＡベースの結果：図３及び図４

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

沸騰条件の場合には，水素濃度の実効Ｇ値は，照射開始初期は約 0.4 分子／

100ｅＶと高いが，その後に安定し0.2分子／100ｅＶ程度になる。また，酸素濃度の場合は０と見なし得る。

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

(b)ＦＣＳ性能解析ベースの結果：図５及び図６

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

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

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

(c)重大事故ベースの結果：図７及び図８

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

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

(3)実験から得られた知見

以上の実験結果及び他のパラメータ実験結果からの知見を以下に示す。

(a)よう素放出の無いＬＯＣＡ条件下，非沸騰状態での実効Ｇ値は水素，酸素のいずれも０と見なし得る。ＬＯＣＡ条件下での実効Ｇ値は以下の値となる。

沸騰状態　：$G(H_2)<0.2$，　$G(0_2)<0.1$

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

沸騰状態　：$G(H_2)<0.4$，　$G(0_2)<0.2$

非沸騰状態　：$G(H_2)<0.25$，　$G(0_2)<0.125$

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

沸騰状態　：$G(H_2)<0.27$，　$G(0_2)\fallingdotseq 0$

非沸騰状態　：$G(H_2)<0.06$，　$G(0_2)<0.03$

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

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

(f)よう素以外の不純物（Fe^{2+}，Cu^{2+}等）の実効Ｇ値に及ぼす影響は小さく，よ

う素を多量に含む場合は無視し得る。また，よう素を含まない場合には，実効Ｇ値を幾分増加させるが，Fe^{2+}については酸素を減少させる傾向がある。

表１　実験条件のパラメータ範囲と実機の想定事故条件との比較

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

表２　実験結果

事故条件		パラメータ					実測値（実効Ｇ値） ［分子／100ｅＶ］	
		金属－水 反応割合	初期酸素 濃度	よう素 放出割合	不純物 添加	温度	$G(H_2)$	$G(O_2)$
ＬＯＣＡ 条件	非沸騰							
	沸騰							
ＦＣＳ 性能解析 条件	非沸騰							
	沸騰							
重大事故 条件	非沸騰							
	沸騰							

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１　非沸騰実験装置の概要

図２　沸騰実験装置の概要

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。

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３　気相部と液相部における水素及び酸素濃度
（ＬＯＣＡベース：非沸騰状態）

図４　気相部と液相部における水素及び酸素濃度
（ＬＯＣＡベース：沸騰状態）

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　気相部と液相部における水素及び酸素濃度
（ＦＣＳ性能解析ベース：非沸騰状態）

図６　気相部と液相部における水素及び酸素濃度
（ＦＣＳ性能解析ベース：沸騰状態）

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７　気相部と液相部における水素及び酸素濃度
（重大事故ベース：非沸騰状態）

図８　気相部と液相部における水素及び酸素濃度
（重大事故ベース：沸騰状態）

３．電力共同研究「事故時放射線分解に関する研究」の妥当性に関する補足

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

(1)実験方法について

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

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

(2)添加物の影響とＧ値の増減

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

○よう素を添加した場合

水中へのよう素の添加がＧ値を上昇させる側に作用することについては，従来から知られていたものの[5]，電共研では，実験系内によう素を添加した場合についての，添加量とＧ値の関係を確認している。傾向として，よう素の添加量が増加すると水素及び酸素共にＧ値は上昇する傾向を示している。また，この増加の要因は，式①の再結合反応が，式②のよう素がＯＨラジカルを還元する反応によって阻害されることによるものと考えられている。これは，式②の反応速度定数 k_2 と式①の反応速度定数 k_1 に大きな差があることからも推定できる。

$$H_2 + OH \rightarrow H + H_2O \qquad k_1 = 3.5\times10^{7}\,\mathrm{mol/l/s} \qquad \text{式①}$$

$$I^- + OH \rightarrow I + OH^- \qquad k_2 = 1.5\times10^{10}\,\mathrm{mol/l/s} \qquad \text{式②}$$

○よう素及び水素を添加した場合

電共研では，実験系内に水素を添加した場合についての，添加量とＧ値の関係を確認している。傾向として，水素の添加量が増加すると水素及び酸素共にＧ

値は低下する傾向を示している。水素のＧ値の傾向については，米国原子力規制委員会（ＮＲＣ）によって反応モデルの作成及び評価が実施されており，よう素が添加されていても水素の添加量が増加するとＧ値は低下すると報告されている[5]。また，この低下の要因は，水素濃度の増加によって式①の再結合反応が促進されることで，水素及び酸素の発生割合が低下することによるものと考えられる。ＮＲＣにおける評価の結果を図13に，電共研における実験の結果を図14に示す。

４．参考文献

[1] Regulatory Guide 1.7(Rev.2 Nov.1978)Control of Combustible Gas Concentrations In Containment Following A Loss-of-Coolant Accident.

[2] 電力共同研究「事故時放射線分解に関する研究」（昭和63年3月）

[3]「沸騰水型原子力発電所可燃性ガス濃度制御系について」（株式会社東芝，TLR0002A改訂3，平成10年2月）

[4] Zittel,H.E.,"Boiling water reactor accident radiolysis studies", ORNL-TM-2412PartV皿(1970).

[5] Prczewski,K.1.,et.al.,"Generation of hydrogen and oxygen by radiolytic decomposition of water in some BWR's", U.S. NRC Joint ANS/ASME Conference,Aug.(1984).

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

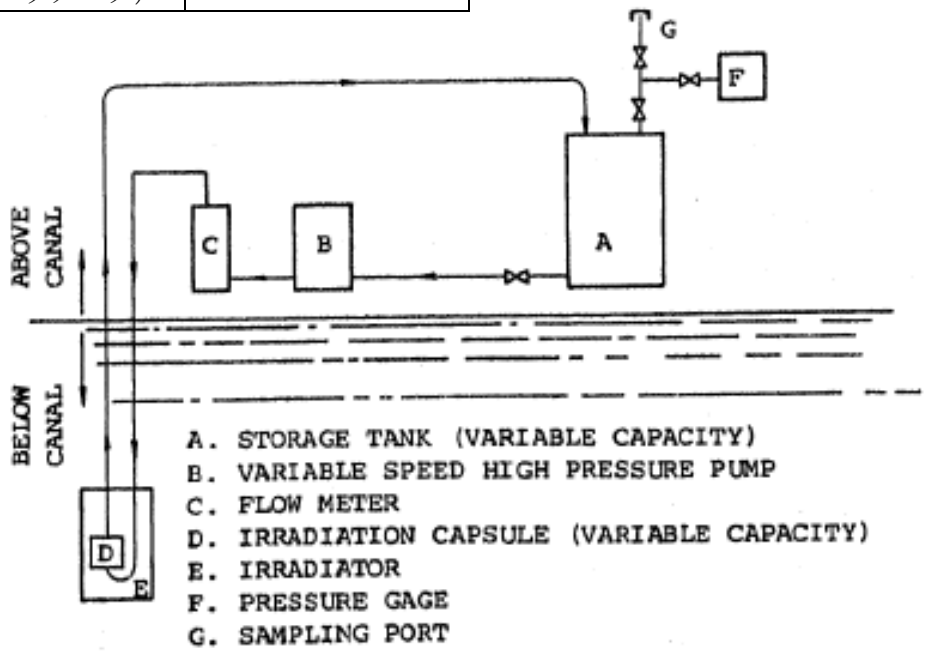


図９　ＯＲＮＬによる照射実験のループ

図 10　電共研による純水照射の手順と実験で用いた容器の略図

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。

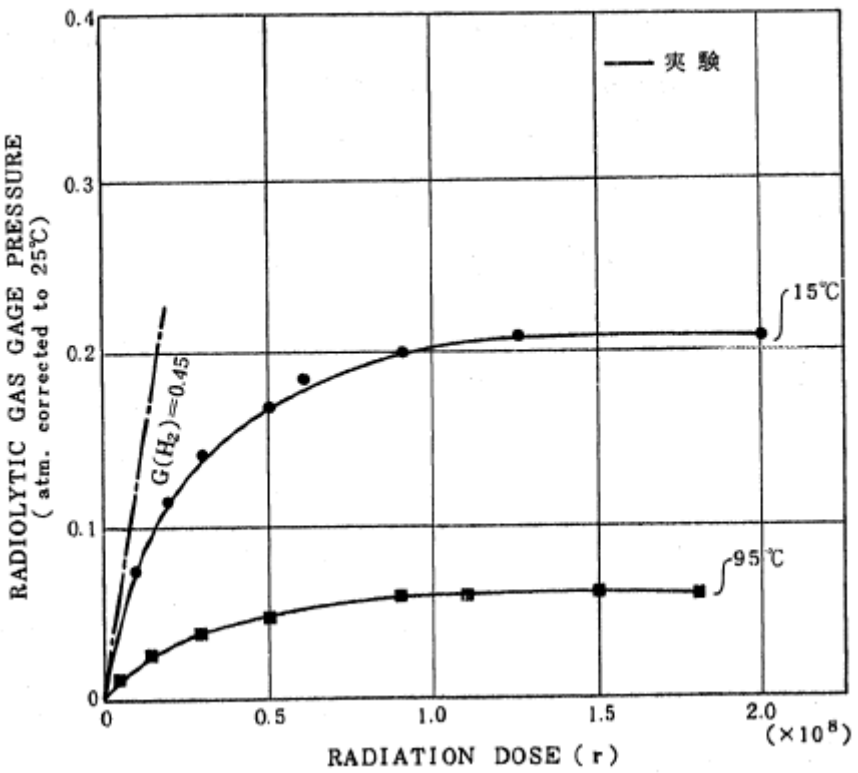


図 11　ＯＲＮＬによる実験結果(純水に対する照射)

図 12　電共研による実験結果(純水に対する照射)

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。

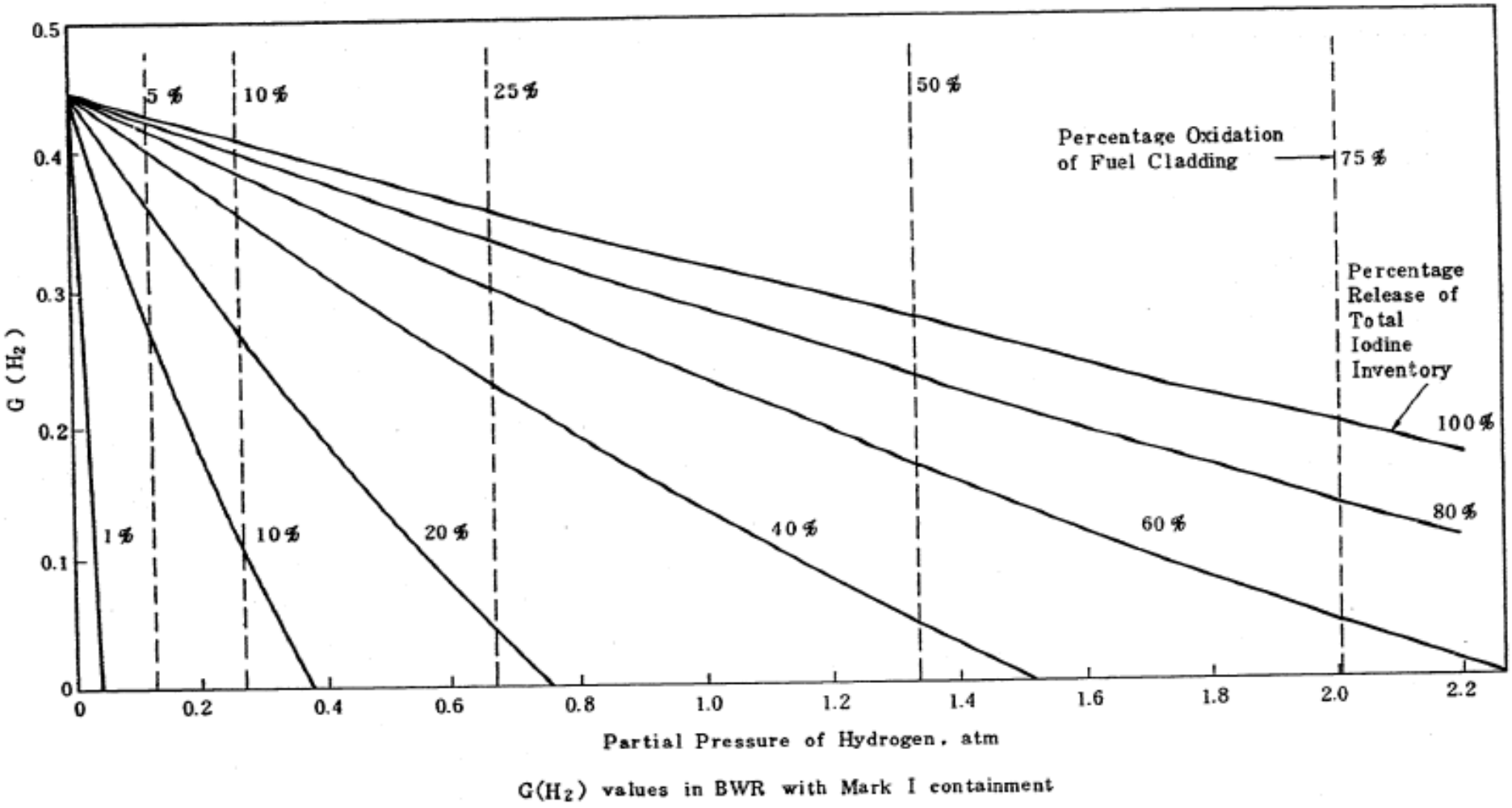


図 13　ＮＲＣによる評価結果(よう素及び水素の濃度と $G(H_2)$ の変化)

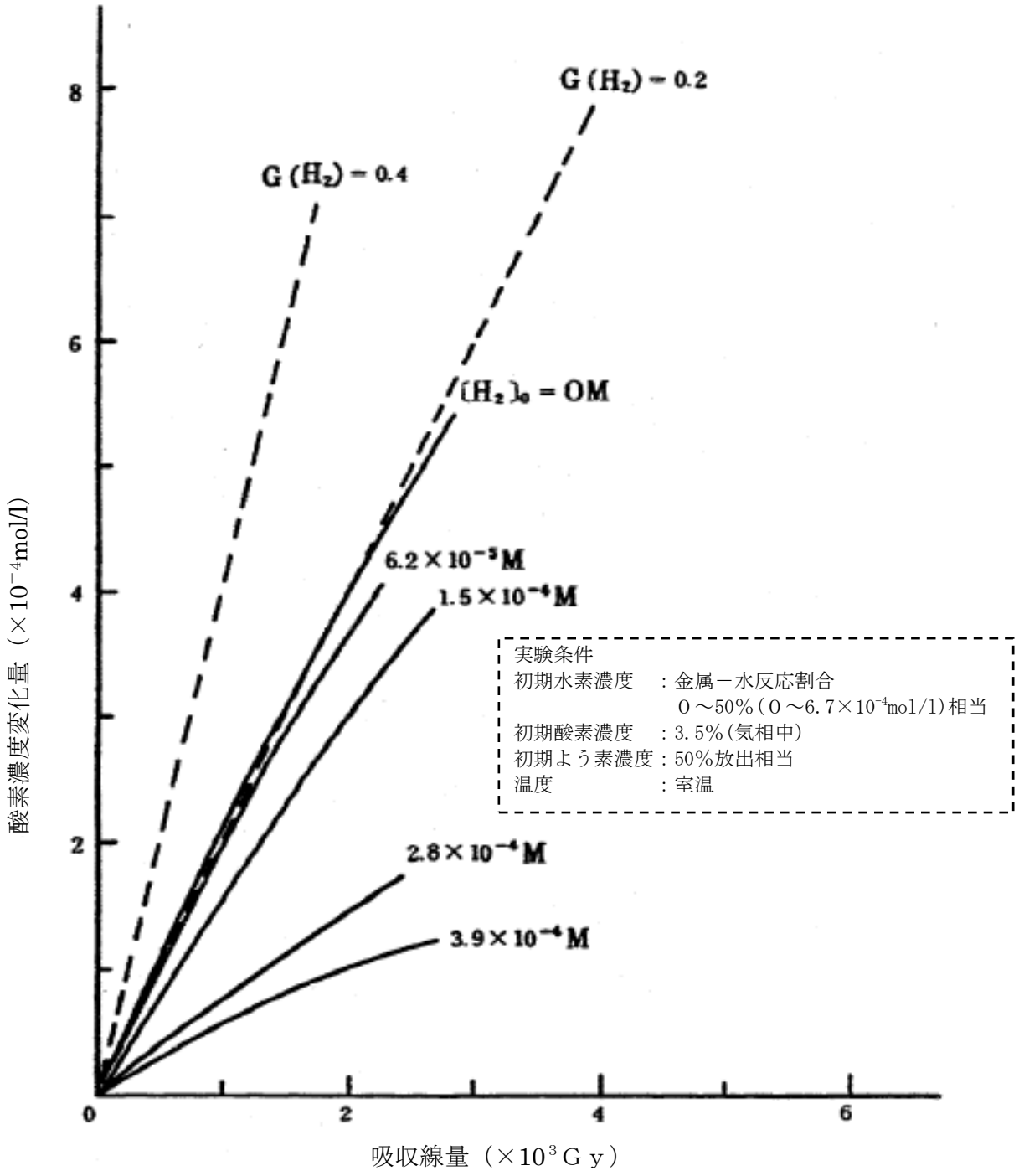


図 14　電共研による実験結果
（溶存水素濃度と吸収線量の関係（溶存水素濃度を変化させた場合））

（参 考）その他の文献における実効Ｇ値に関する報告

勝村による報告[1]では，平成 23 年 3 月 15 日に発生した福島第一原子力発電所４号機の水素爆発の原因を探るため，沸騰水及び海水注入下での水素のＧ値を実験で測定している。

この実験では，沸騰した純水からはＧ値 0.24 相当の水素ガスの発生を検出し，沸騰した 3.5％食塩水（海水相当）からはＧ値 0.54※相当の水素ガス発生を検出したと報告されており，いずれも島根原子力発電所２号炉の有効性評価「水素燃焼」で使用している水素ガスのＧ値 0.06 と比べて大きな値となっている。

本報告では酸素のＧ値に関しては論じられていないが，仮に水素ガスのＧ値と同様に酸素ガスも高いＧ値で発生したとしても，原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が共に可燃領域に至る恐れがある場合には，格納容器フィルタベント系によって原子炉格納容器内の気体を環境中に排出し，原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を低減することができることから，原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が共に可燃領域に至ることは無い。

※水の放射線分解によるＧ値は，分解初期（初期Ｇ値 0.45）の後の再結合（水素とＯＨラジカル）により初期Ｇ値を理論的に超えないにもかかわらず，Ｇ値 0.54 の水素発生が検出されているが，この原因については，水蒸気凝縮によって水素濃度が高めに測定されたためと考察している。

[1] 勝村庸介，「福島第一原子力発電所第四号機の水素爆発の謎 - 沸騰水のラジオリシスと水素濃縮 -」放射線化学 第 92 号(2011)

３．原子炉格納容器内における気体のミキシングについて

ＢＷＲの原子炉格納容器内における気体のミキシング効果については，電力共同研究「格納容器内ミキシング確認試験に関する研究」（S57 年度）[1]によって確認している。その結果として，原子炉格納容器内は格納容器スプレイや温度差による自然対流に伴う攪拌効果がある場合には十分なミキシング効果が短時間に得られることを確認している。また，ＰＷＲを模擬した体系においても同様にミキシング効果が得られることが確認されている。[2]

格納容器破損モード「水素燃焼」における評価事故シーケンスでは，事象発生から約 10 時間後の残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱の実施及び原子炉格納容器内の温度差により，原子炉格納容器内は十分にミキシングされるものと考えられる。

格納容器スプレイを実施している場合の原子炉格納容器内の気体の流動については，電力共同研究にて実験的に確認されている。実験結果を図１に示す。10vol％の空気希釈ヘリウムガスの供給を停止すると，格納容器スプレイにより短時間で十分なミキシング効果が得られていることが示されている。

原子炉格納容器内雰囲気と壁面に温度差がある場合のミキシング効果についての実験結果[1]を図２に示す。図２は原子炉格納容器内雰囲気と壁面に５℃の温度差がある場合のミキシング効果を示しており，10vol％の空気希釈ヘリウムガスを供給しているが，実験開始から約 20 分後には十分にミキシングされることを示している。ＢＷＲの原子炉格納容器内では，原子炉圧力容器が熱源として考えられるため，原子炉格納容器内雰囲気と壁面において少なくとも５℃以上の温度差は生じているものと考えられる。このため，ＢＷＲの原子炉格納容器内において，気体が成層化する等の位置的な濃度の偏りが生じる可能性は低いと考える。さらに，本試験は，より成層化の可能性が高い軽密度気体であるヘリウムにて撹拌効果を確認しているため，原子炉格納容器内での水素燃焼を防止するためのベント実施判断基準として設定している酸素については，濃度の著しい偏りが生じる可能性は更に低いと考えられる。

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

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

本試験はＰＷＲプラントを模擬したものであるが，複雑な区画を含む形状にお

いても十分なミキシングが得られたことが確認されており，ＢＷＲプラントでも同様の効果が期待できると考えられる。

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

[1] 共同研究報告書，格納容器内ミキシング確認試験に関する研究（Ｓ57 年度）
[2] 重要構造物安全評価（原子炉格納容器信頼性実証事業）に関する総括報告書，財団法人 原子力発電技術機構（平成 15 年３月）

図１　格納容器スプレイ実施時のガス濃度変化

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　温度差によるミキシング効果（ガス濃度変化結果）

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．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

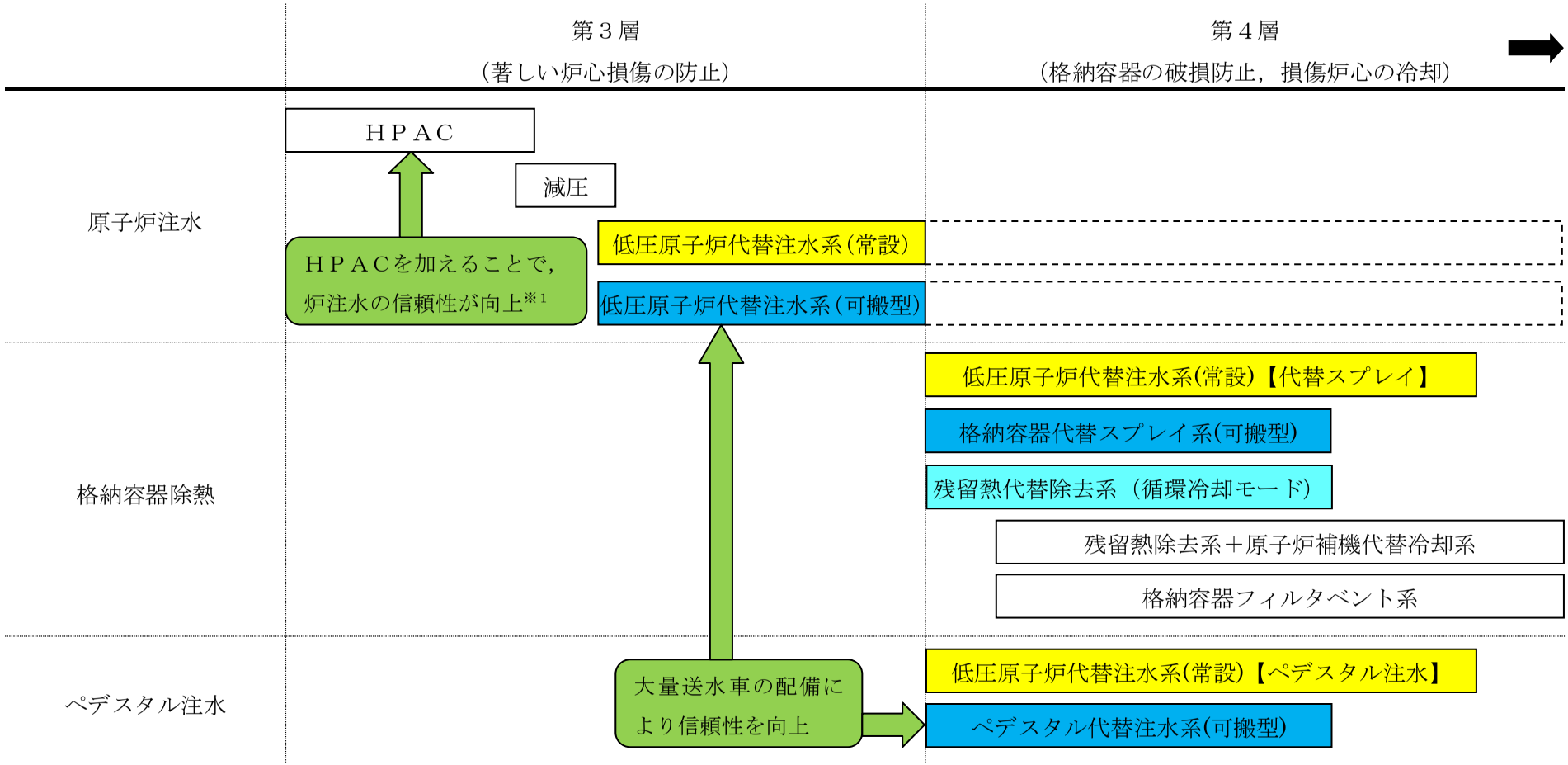
低圧原子炉代替注水系（常設）は，深層防護の３層（著しい炉心損傷の防止）における原子炉圧力容器内への注水として，４層（格納容器の破損防止策）における格納容器代替スプレイ，損傷炉心の冷却のためのペデスタル代替注水手段としての機能を有している。

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，ペデスタル代替注水系（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，ペデスタル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

<table>
<tr><td rowspan="2"></td><td rowspan="2">破損モード</td><td rowspan="2">事故シーケンス</td><td rowspan="2">３層（③－２）</td><td colspan="2">④層（④－１）</td></tr>
<tr><td>損傷炉心の冷却</td><td>格納容器の破損防止</td></tr>
<tr><td>3.1</td><td>格納容器過圧・過温破損</td><td rowspan="2">大破断ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ注水機能喪失＋ＳＢＯ</td><td rowspan="2">常設代替交流電源設備（ＧＴＧ）が炉心損傷までに電源を供給出来ないため原子炉注水が出来ず著しい炉心損傷に至る
＝著しい炉心の損傷に伴うプラント状態を生じさせるために，３層では注水機能に期待せず</td><td>【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</td><td>【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</td></tr>
<tr><td>3.4</td><td>水素燃焼</td><td colspan="2">【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）</td></tr>
<tr><td>3.2</td><td>ＤＣＨ</td><td>ＴＱＵＸ</td><td rowspan="3">全ての原子炉注水機能が喪失するため，原子炉注水ができず著しい炉心損傷に至る
＝溶融炉心の格納容器内への落下に伴う格納容器内の物理現象を生じさせるために，３層では注水機能に期待せず</td><td rowspan="2">【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
＋
その後のペデスタルへの注水</td><td rowspan="2">【事象初期（～10ｈ）】
同左</td></tr>
<tr><td>3.3</td><td>炉外ＦＣＩ</td><td rowspan="2">ＴＱＵＶ</td></tr>
<tr><td>3.5</td><td>ＭＣＣＩ</td><td colspan="2">【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）</td></tr>
</table>



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

図１　第３層及び第４層における注水等に期待する設備

５．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。

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

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
ΔP_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

６．原子炉隔離時冷却系（ＲＣＩＣ）の運転継続及び原子炉減圧の判断について

１．事象初期の注水

原子炉隔離時冷却系（以下「ＲＣＩＣ」という。）は事象初期に原子炉が高圧状態でかつ交流動力電源がすべ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。

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

なお，高圧原子炉代替注水系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

ＲＣＩＣから低圧注水に移行する考え方を以下に示す。

（１）ＲＣＩＣ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（以下「Ｓ／Ｐ」という。）水冷却が行えない場合は，崩壊熱を消費しＳ／Ｃへの熱負荷を軽減する観点からＲＣＩＣによる原子炉注水を継続する。

また，代替注水手段確保後に原子炉を減圧した場合，ＲＣＩＣ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ＲＣＩＣを可能な限り運転継続する。

（２）ＲＣＩＣ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Ｓ／Ｐ水温度が熱容量制限（Ｓ／Ｐ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ＲＣＩＣが運転している場合は，崩壊熱を消費しＳ／Ｃへの熱負荷を軽減しつつ注水を維持する観点から，Ｓ／Ｐ水温度が 77℃に到達しても急速減圧には移行しない。

Ｓ／Ｐ水温度が 100℃に到達した場合は，ＲＣＩＣの機能維持が困難となる恐れ※1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：Ｓ／Ｐを水源として運転している場合において，Ｓ／Ｐ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

事象発生→ＲＣＩＣで注水→低圧注水確保→ＲＣＩＣ機能維持が困難となる条件に到達→逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個を開し減圧（評価上，減圧と同時にＲＣＩＣ停止）→注水を低圧原子炉代替注水系（常設）に切替

○結果

評価上，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個の開と同時にＲＣＩＣ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ＲＣＩＣ運転継続の状態で逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個を開し，原子炉圧力低下によるＲＣＩＣ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。

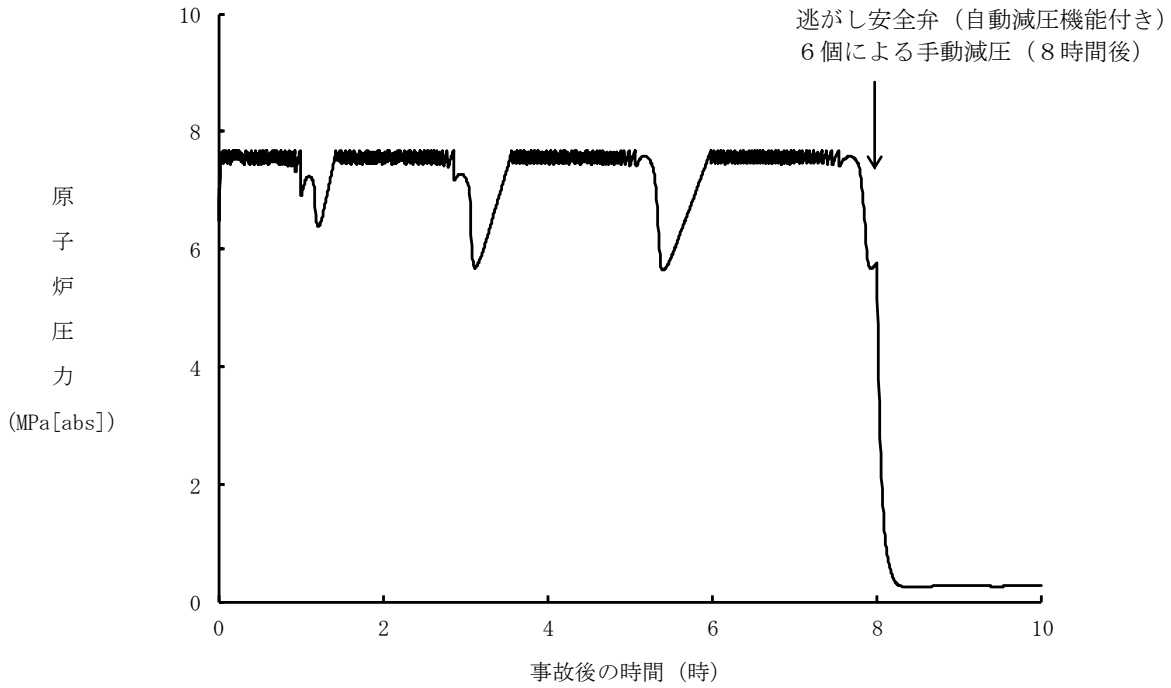


図１　原子炉圧力の挙動

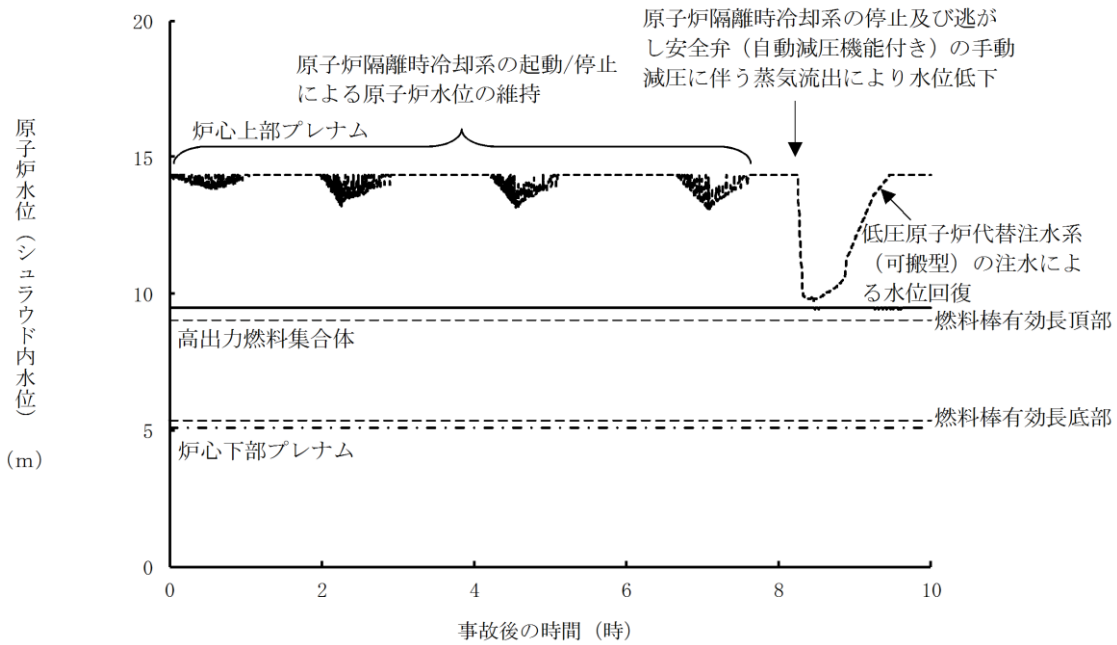


図２　減圧時の原子炉水位（シュラウド内）の挙動

７．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ジ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，シールパージ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。

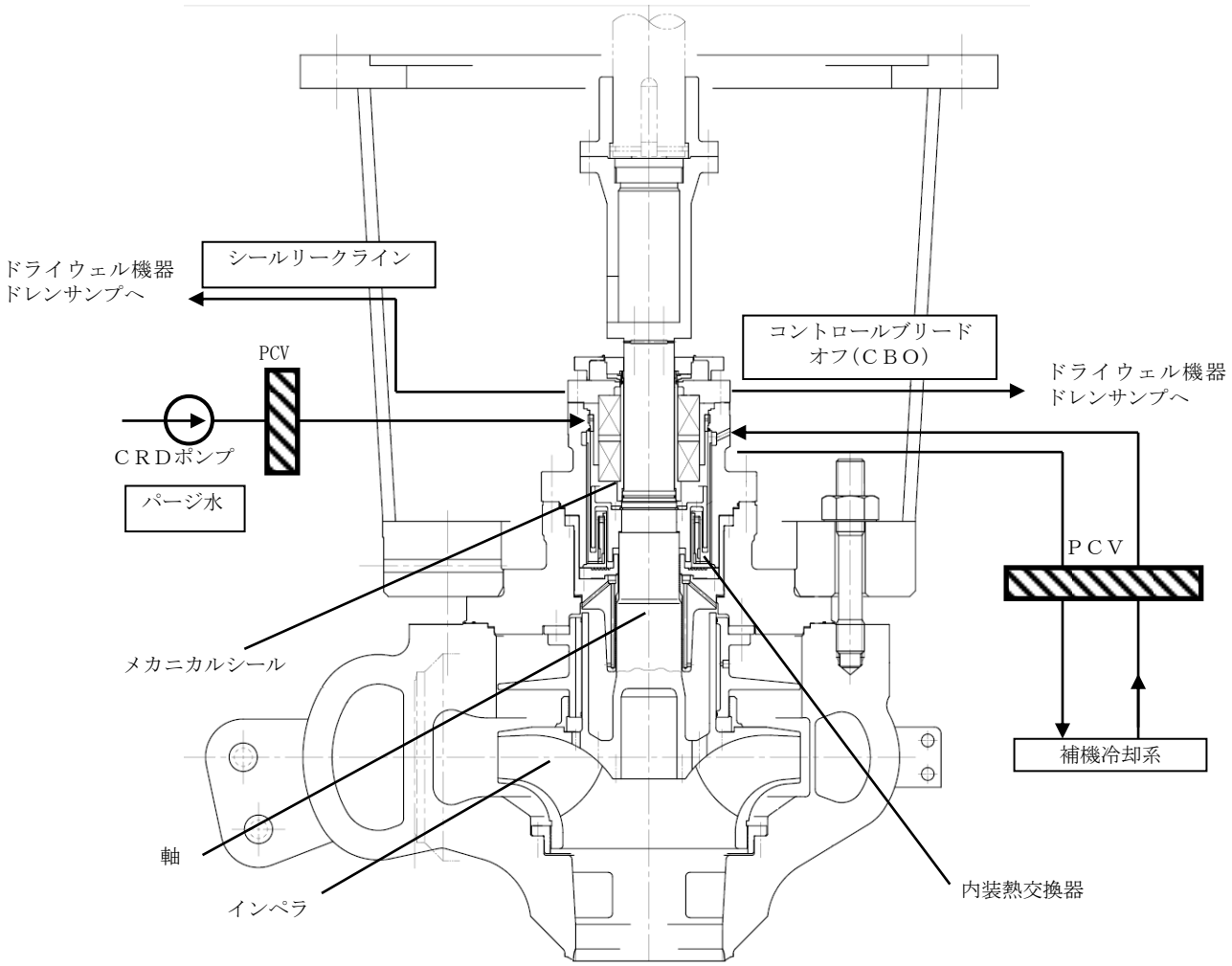
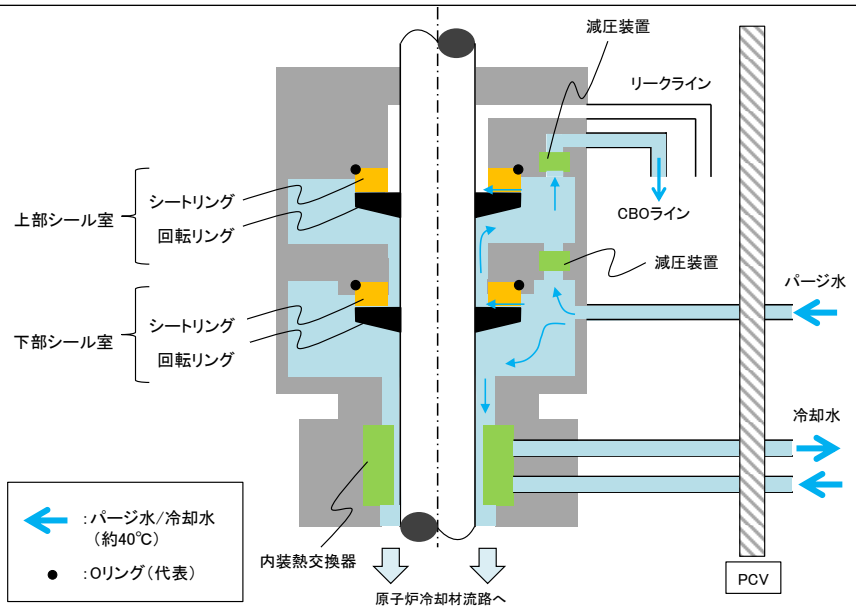
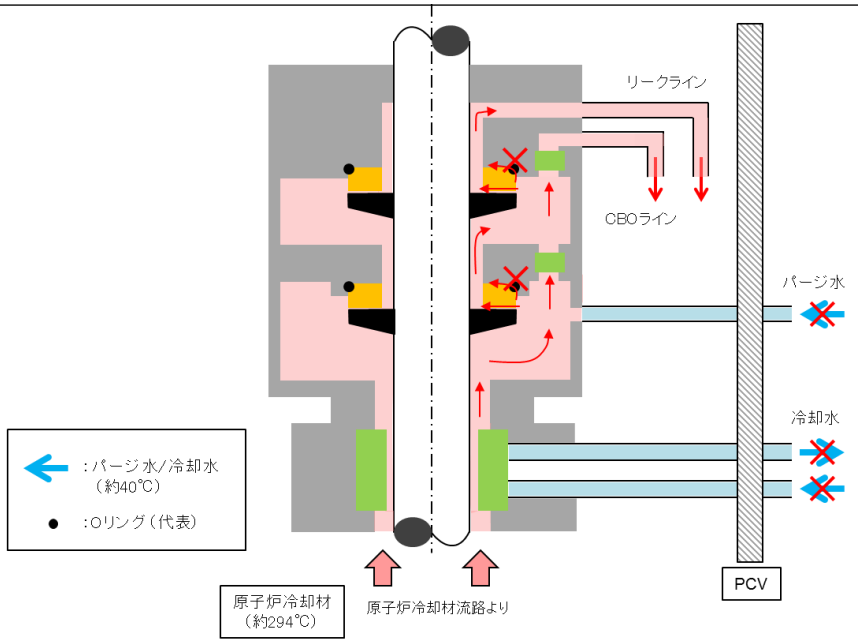


図１　ＰＬＲポンプ　概略図



● シールパージ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により，ＰＬＲポンプメカニカルシール部の熱的な防護が図られている。

図２　ＰＬＲポンプ メカニカルシールの状況（通常運転時）



● シールパージ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，シール部は高温の原子炉冷却材にさらされる。
● さらに，シール部（Ｏリング）の健全性が熱で失われると，漏えい量の増加が想定される。

図３　ＰＬＲ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※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

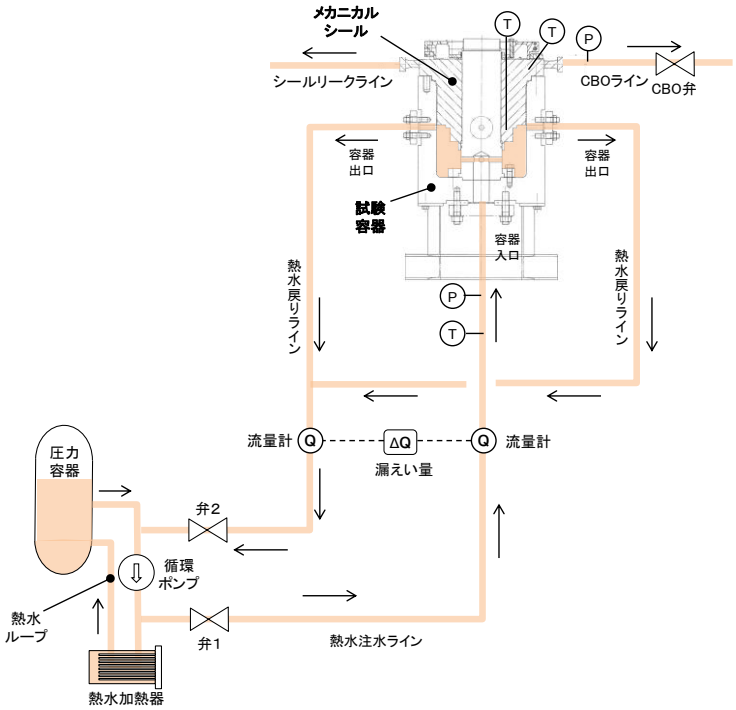


図５　実証試験時の系統構成

（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ＲＣＩＣによる圧力変動幅をＳＡＦＥＲ解析結果より決定した。なお，圧力変動中の温度は飽和温度とした。

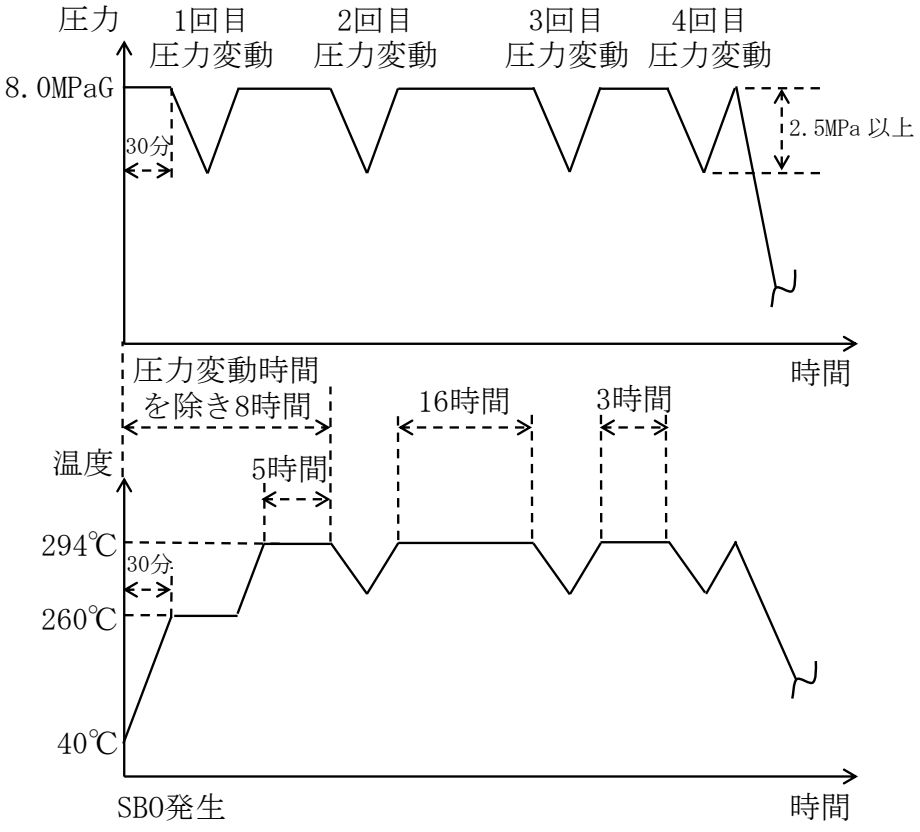


図６　試験時間における温度及び圧力条件

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，その損傷部分を通っ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

８．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燃料集合体，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※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，感度解析条件（再循環配管（出口ノズル）における破断面積4.2cm^{2}の場合）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。

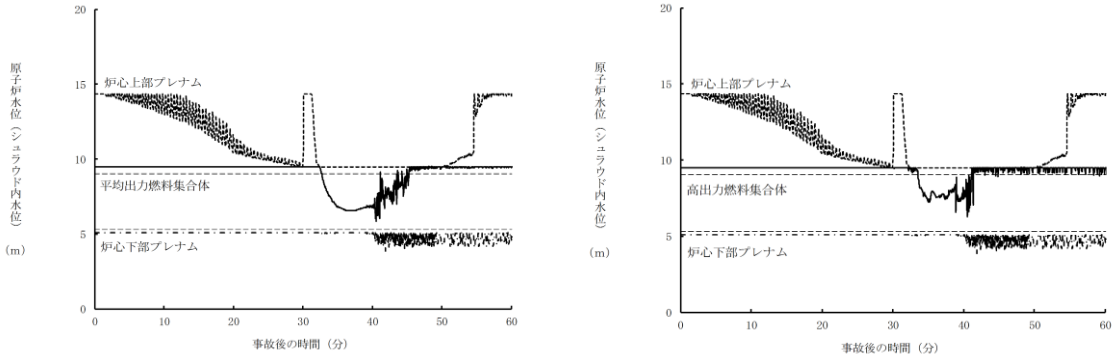
高出力燃料集合体の初期出力＝

線出力密度/軸方向出力分布×燃料棒本数×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９MW	申請解析条件
	約６MW	申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間
	約 4.5MW	平均出力燃料集合体初期出力と同じ
ＬＯＣＡ時注水機能喪失	約９MW	申請解析条件
	約６MW	申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間
	約 4.5MW	平均出力燃料集合体初期出力と同じ



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）

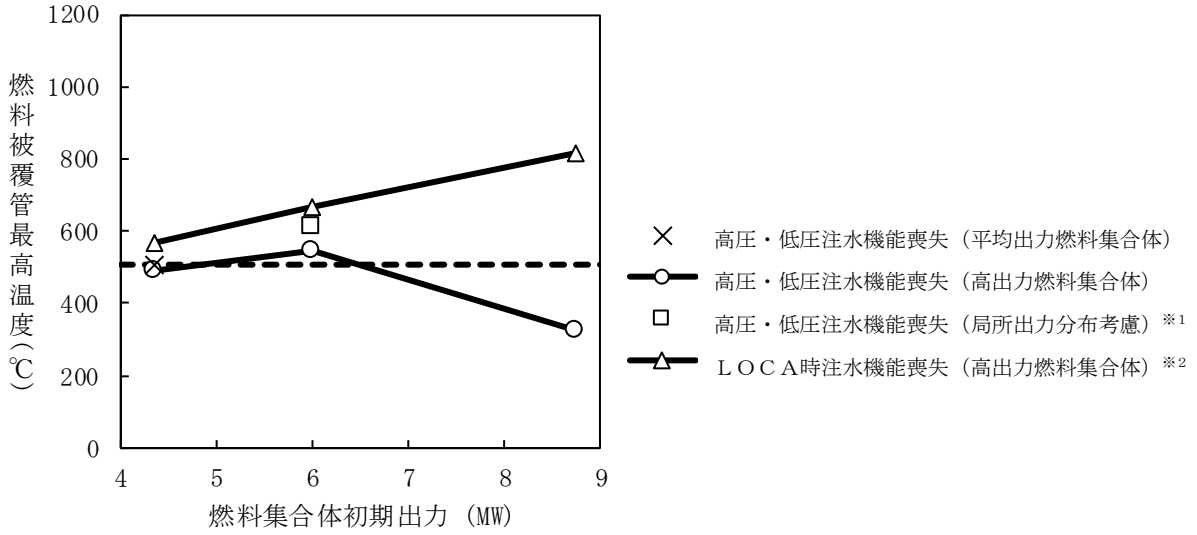


図２　燃料集合体初期出力に対する燃料被覆管最高温度の感度解析結果

※１　高出力燃料集合体の初期出力が約６MW 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６MW＝[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　再循環配管（出口ノズル）における破断面積 4.2cm^2 の結果をプロット

９．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。

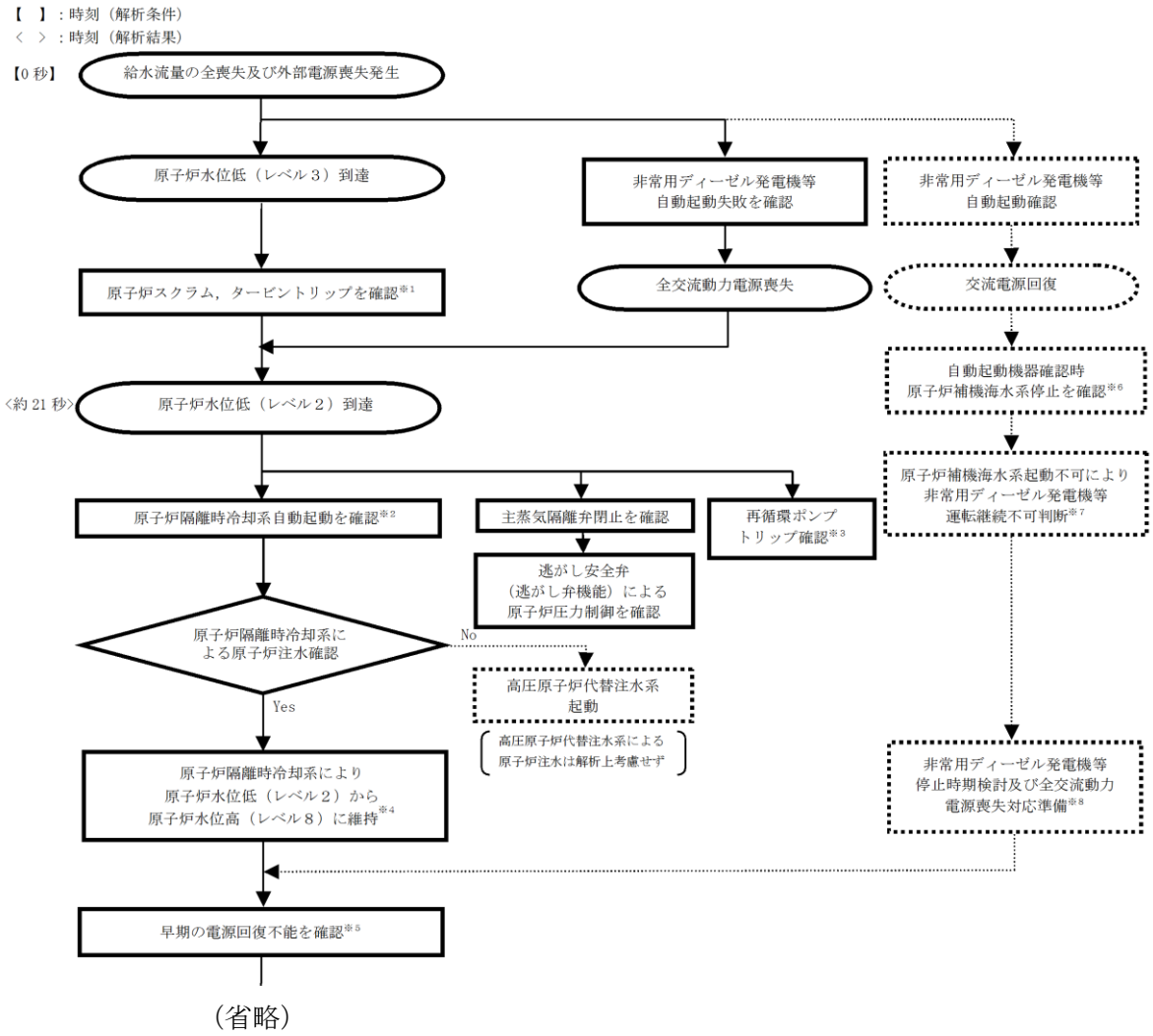


図１　冷却水が喪失した非常用ディーゼル発電機等が起動した時の
対応手順の概要（抜粋）
（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

10．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

原子炉への注水手段がなく原子炉圧力容器の破損に至るおそれがある場合には，原子炉圧力容器高圧破損防止のための原子炉手動減圧を実施する必要がある。この際，蒸気冷却による燃料の冷却効果に期待するために原子炉減圧を遅らせ，シュラウド内の原子炉水位計（燃料域）で原子炉水位が「燃料棒有効長底部より燃料棒有効長の 20%上の位置」（以下「ＢＡＦ+20%」という。）に到達した場合に，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）２個で原子炉の減圧を実施する手順としている。

減圧を実施する水位及び弁の個数については，以下の評価結果を基に決定している。

１．原子炉手動減圧のタイミングについて

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では，溶融炉心，水蒸気及び水素ガスの急速な放出に伴い原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷が加えられることを防止するため，原子炉圧力容器破損までに逃がし安全弁の手動開操作により原子炉減圧を実施し，原子炉冷却材圧力を 2.0MPa [gage]以下に低減する必要がある。

しかしながら，蒸気冷却による燃料の冷却効果に期待するという観点で原子炉減圧を遅くする一方で，原子炉圧力容器破損のタイミングが見通せない中で運転員による手動操作が必要な状況下であることを踏まえると，到達予測が容易である原子炉水位で判断することが妥当とした。なお，原子炉水位が低下し燃料棒有効長底部（以下「ＢＡＦ」という。）を下回った以降，原子炉減圧を実施した場合には，ＳＡ事象進展等に対して以下の悪影響が考えられる。

- 原子炉水位計（燃料域）による水位確認が不可となる。
- 燃料がヒートアップしているため，水素発生量が増加する。
- 水素発生量の増加により反応熱が増加し，原子炉圧力容器破損タイミングが早くなる。
- 減圧から原子炉圧力容器破損の時間が短く，高圧破損のリスクが上昇する。
- 水素発生量の増加及び原子炉圧力容器破損の早期化により，原子炉格納容器過圧・過温破損を防止するためのマネジメントの時間余裕が短くなる。

これらを踏まえ，原子炉への注水手段がない場合の原子炉手動減圧のタイミングを検討するため，原子炉水位が「原子炉水位低（レベル１）」（以下「Ｌ１」という。）に到達後 10 分から 60 分までのそれぞれのタイミングで減圧する場合の解析を実施し，水素の積算発生量※1を評価した。減圧に用いる逃がし安全弁の弁の個数は，６個（逃がし安全弁（自動減圧機能付き）全弁）で実施さ

れるものとした。

評価結果を第１表，第１図及び第２図に示す。水素の積算発生量については，Ｌ１到達後 40 分後と 50 分後の間に大きな差が表れた。

この評価結果から，酸化反応（ジルコニウム－水反応）が活発になる前の，Ｌ１到達後 40 分後までに減圧を実施することが望ましいと判断した。

なお，第１表の逃がし安全弁（自動減圧機能付き）全弁（６個）での原子炉減圧の結果及び第２表の逃がし安全弁２個及び１個での原子炉減圧の結果について，10 分，20 分，30 分，40 分のタイミングで多少の増減(ばらつき)を示しているものの，50 分後と 60 分後の間に大きな差が生じるのはこのばらつきの影響ではなく，炉心形状が維持されている段階での炉心のヒートアップのタイミングに大量の蒸気が通過することによるものであると考えられる。このため，10 分，20 分，30 分，40 分での水素発生量の多少のばらつきは本結論に影響を与えるものではない。

※１　事象が安定した時点である事象発生から３時間後までの積算量。
　　なお，３時間以降の水素量の増加はない。

２．原子炉手動減圧に用いる弁の個数について

第２表及び第７図から第 10 図より，１．で判断した原子炉手動減圧を実施するタイミング（Ｌ１到達後 40 分）近辺の減圧タイミングに着目すると，逃がし安全弁１個の場合の水素発生量が大きくなっている。また，減圧時の炉内蒸気流量の観点では，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）全弁（６個）の場合よりも逃がし安全弁２個の場合の方が，炉内蒸気流量が小さいことから，燃料被覆管にかかる荷重が小さいものと考える。なお，低圧注水がある場合，水位回復の観点から早めに減圧すべきであるが，低圧注水がない場合には，注水ができない状況であってもできるだけ燃料破損を遅らせる観点から減圧に用いる弁数は少ない方が望ましい。

水素発生量については，減圧が遅くなるほど蒸気量は小さくなるが炉心ヒートアップは進むこともあり，減圧時間が遅い方が水素発生量が多くなる傾向となっている。

水素発生量を抑えつつ，燃料被覆管の荷重を低く抑える観点から，減圧時に開放する適切な弁数は２個と判断した。ただし，減圧が遅くなり水素ガスが多く発生したとしても，450kg 程度であれば，原子炉過圧破損の観点から原子炉格納容器圧力への影響は過大ではないと考える。

減圧完了までの時間については，第３図から第６図に示すとおり，弁の個数が少ないほど長くなるが，いずれの場合も原子炉圧力容器破損までの時間に対しては十分な余裕があるため，原子炉圧力容器破損時の溶融炉心落下量など，原子炉圧力容器破損後の事象進展に与える影響は小さい。

以上から，原子炉手動減圧の際に開放する弁数は逃がし安全弁２個とした。

３．原子炉手動減圧を実施する水位について

上記評価結果より，原子炉手動減圧をＬ１到達後 50 分後以降に実施する場合に水素の積算発生量の顕著な増加が見られること，また，減圧をＬ１到達後 10 分から 40 分の間で実施する場合には水素の積算発生量に有意な傾向が確認されないことを踏まえ，蒸気冷却による燃料の冷却効果に期待する観点から，原子炉減圧はＬ１到達後 40 分で実施するものとし，判断基準としてはこのタイミングに相当する原子炉水位を用いることとした。原子炉水位低（レベル１）から 40 分後の原子炉水位を評価すると，原子炉水位はＢＡＦ＋20%程度であることから，これを減圧実施の水位とした。仮に原子炉水位がＢＡＦ＋20%で減圧操作できなかった場合でも，ＢＡＦに到達するまでに約 30 分間の時間余裕があり，また，原子炉急速減圧操作は原子炉水位の低下傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能であることから，操作の不確かさはない。

なお，海外における同様の判断基準を調査した結果，米国の緊急時操作ガイドライン（ＥＰＧ）[1]の例では，不測事態の蒸気冷却の手順において，原子炉へ注水できない場合の原子炉減圧の判断基準をＢＡＦ＋70%程度としていることを確認した。これはＢＡＦ＋70%程度よりも原子炉水位が高い状況では，注水が無くかつ原子炉減圧していない状態でも，冠水部分の燃料から発生する蒸気により露出部分の燃料を冷却できると判断しているものと推定される。当社の判断基準は，米国の例との差異はあるものの，上述の評価結果を踏まえ蒸気冷却効果，水素発生量及び被覆管に対する負荷の観点から定めているものであり，妥当であると考える。

４．原子炉水位の確認手段について

原子炉水位は原子炉水位計（燃料域）によって確認し，第 11 図に示す補正曲線を用いて原子炉圧力に対する補正を行いＢＡＦ＋20%を判断する。高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱において，原子炉水位計（燃料域）がＢＡＦ＋20%に到達する時点（事象発生から約１時間後）では，原子炉圧力容器内の気相部温度は飽和温度を超えているが，ドライウェル内の気相部温度は約 77℃であり，第 12 図に示す水位不明判断曲線の水位不明領域に入っていないことから，原子炉水位計（燃料域）の凝縮槽内の水位は維持され，原子炉水位計（燃料域）による原子炉水位の確認は可能と考える。

また，第 12 図に示す水位不明判断曲線は，すべての原子炉水位計の水位不明判断に使用し，仮に水位不明となった場合は急速減圧を実施する手順となっており，同等の対応となることから，運転員の対応に影響はない。

なお，原子炉水位計の凝縮槽内の水位を確認する手段として，凝縮槽表面の気相部と液相部に温度計を設置することとしており，気相部と液相部に温度差がある場合には，凝縮槽内の水位が維持されており，また，気相部と液相部に温度差がない場合には，凝縮槽内の水が蒸発し，水位不明となっていることを判断することが可能である。

５．原子炉手動減圧に用いる逃がし安全弁の選定について

原子炉注水機能喪失時の原子炉手動減圧に用いる逃がし安全弁は，以下に示す条件を考慮し「Ｂ弁」及び「M弁」を選定している。

【選定条件】

①自動減圧機能及び代替自動減圧機能を有する弁とし，本機能が作動した場合に必要以上の逃がし安全弁が開とならないようにする。

②過熱蒸気による逃がし安全弁損傷防止の観点から，開放する弁は可能な限り離隔させる。（第 13 図）

③残留熱除去系の機能喪失防止の観点から，開放する弁は残留熱除去系ストレーナから可能な限り離隔させる。（第 14 図）

④サプレッション・プール水温度の上昇を均一にするため，可能な限り離れた排気管の位置の弁とする。（第 14 図）

第 14 図に示すとおり，「Ｂ弁」と「M弁」の排気ラインは比較的近接しているが，サプレッション・プール水量（2800m^3）を勘案すると原子炉からの蒸気凝縮は十分可能である。サプレッション・プールへの熱影響の観点（【選定条件】④）からは，「Ｂ弁」と「M弁」の排気ラインは比較的近接しているが，重大事故対応における悪影響を考慮し，その他の選定条件（【選定条件】①～③）をすべて満たす弁を選定している。

［参考文献］

［１］ “ABWR design Control Document[Tier 2, Chapter 18 Human Factors Engineering]”,GE Nuclear Energy,Mar.,1997

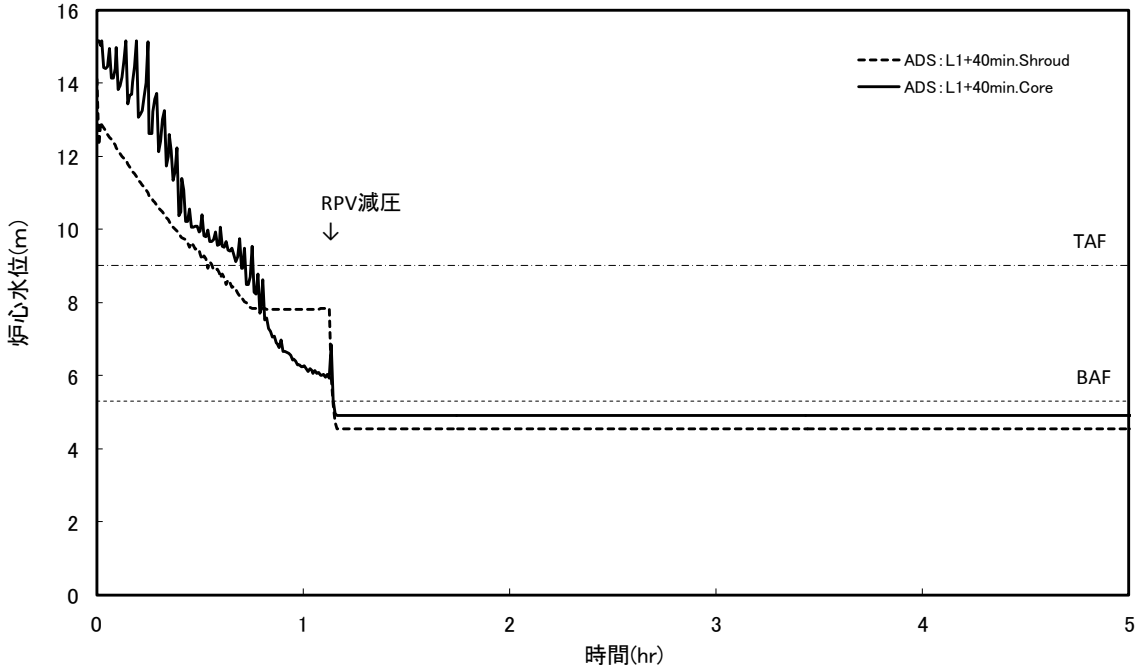
第１表　原子炉減圧のタイミングに関する評価結果
（逃がし安全弁（自動減圧機能付き）全弁（６個）で減圧した場合）

原子炉水位低（レベル１）到達後の時間遅れ	10 分	20 分	30 分	40 分	50 分	60 分
積算水素発生量（３時間後まで）［kg］	70	70	70	80	350	310

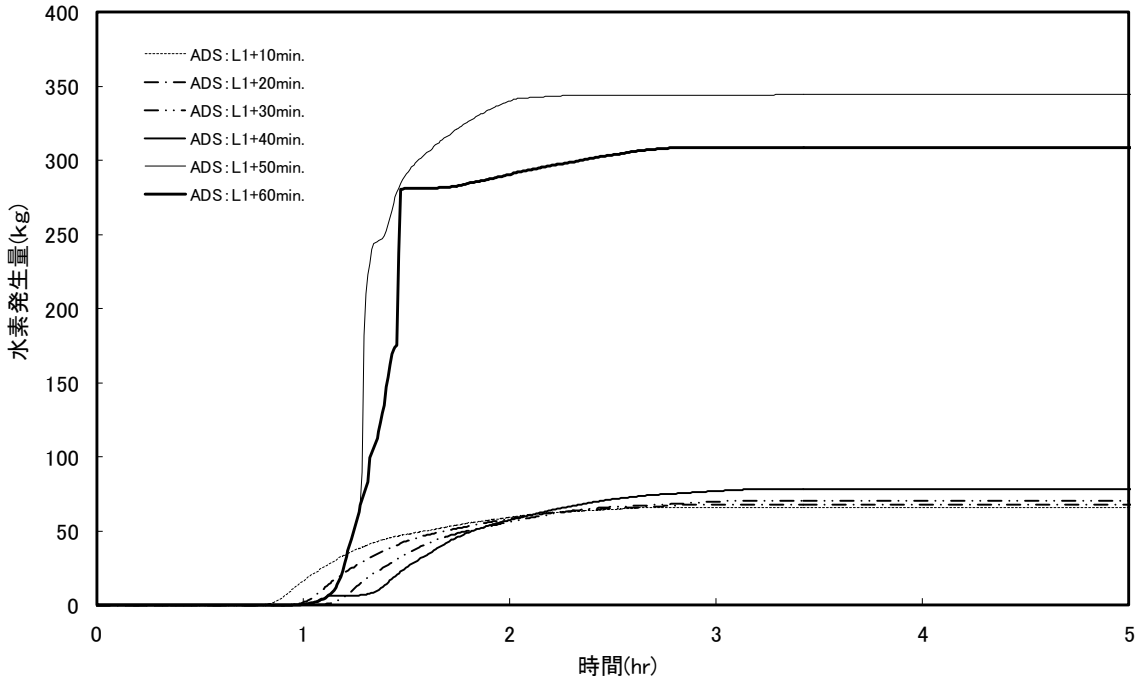
第２表　減圧弁数に関する評価結果

減圧弁数	Ｌ１到達後の時間遅れ[分]	原子炉水位(燃料域)の目安	積算水素発生量（３時間後まで）[kg]	被覆管への荷重 ＊
逃がし安全弁（自動減圧機能付き）全弁（６個）	10	BAF＋121%	70	130
	20	BAF＋69%	70	110
	30	BAF＋29%	70	130
	40	BAF＋18%	80	150
逃がし安全弁２個	10	BAF＋121%	140	80
	20	BAF＋69%	130	70
	30	BAF＋29%	140	60
	40	BAF＋18%	160	100
逃がし安全弁１個	10	BAF＋121%	200	60
	20	BAF＋69%	200	50
	30	BAF＋29%	220	30
	40	BAF＋18%	380	30

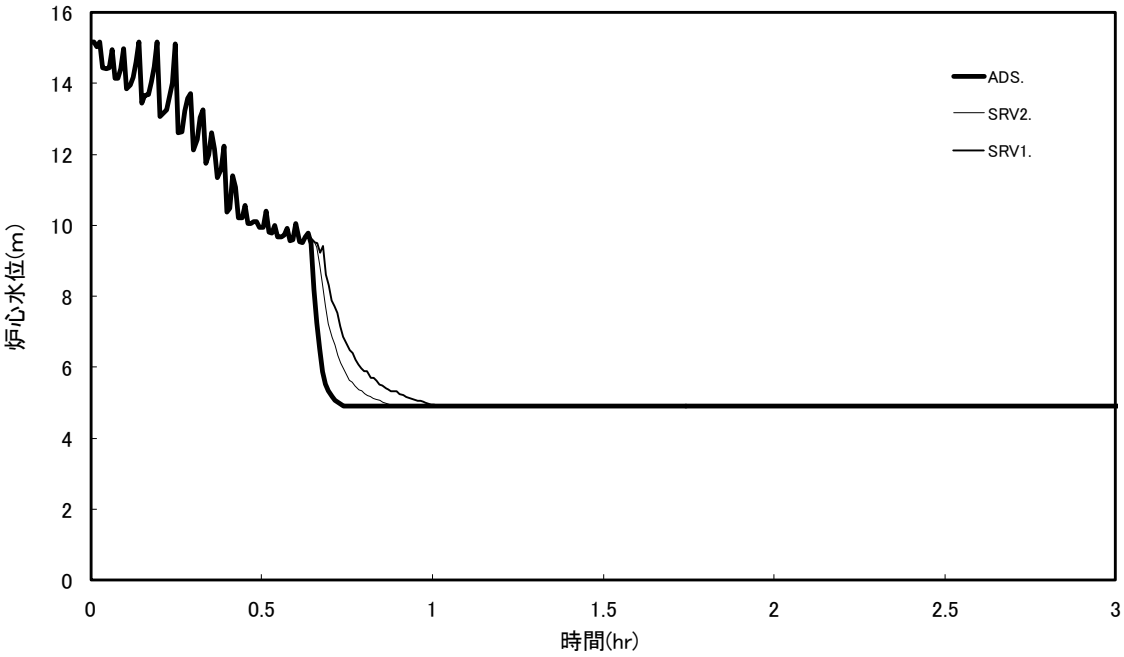
＊ 原子炉減圧時の最大炉内蒸気流量[kg/s]
（減圧時に燃料被覆管が受ける荷重としては，燃料被覆管内外の圧力差による応力等が考えられ，蒸気流量の増加とともに大きくなると考えられることから，加わる荷重の指標として蒸気流量を参考としている。）



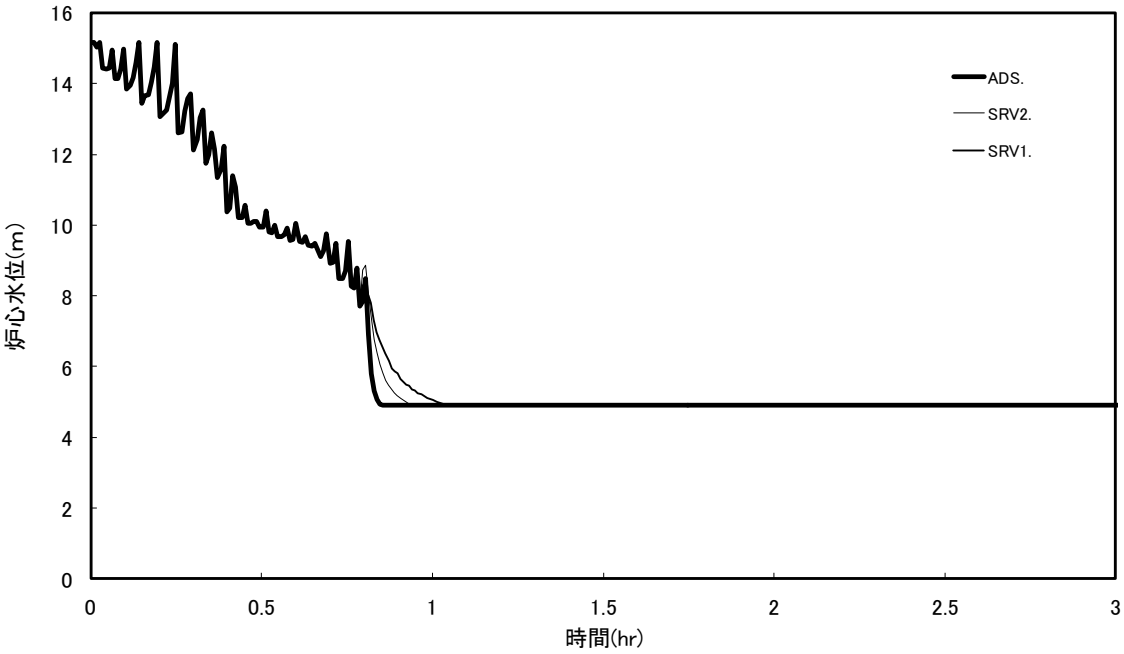
第１図　原子炉水位の時間変化
（逃がし安全弁（自動減圧機能付き）全弁（６個））



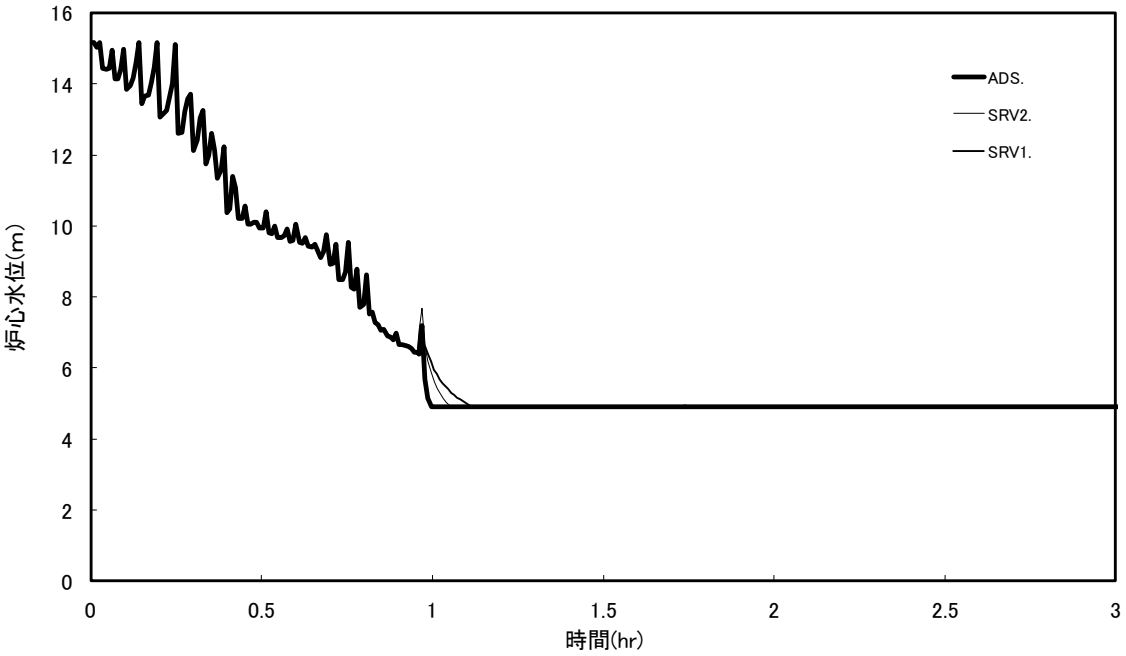
第２図　積算水素発生量の時間変化
（逃がし安全弁（自動減圧機能付き）全弁（６個））



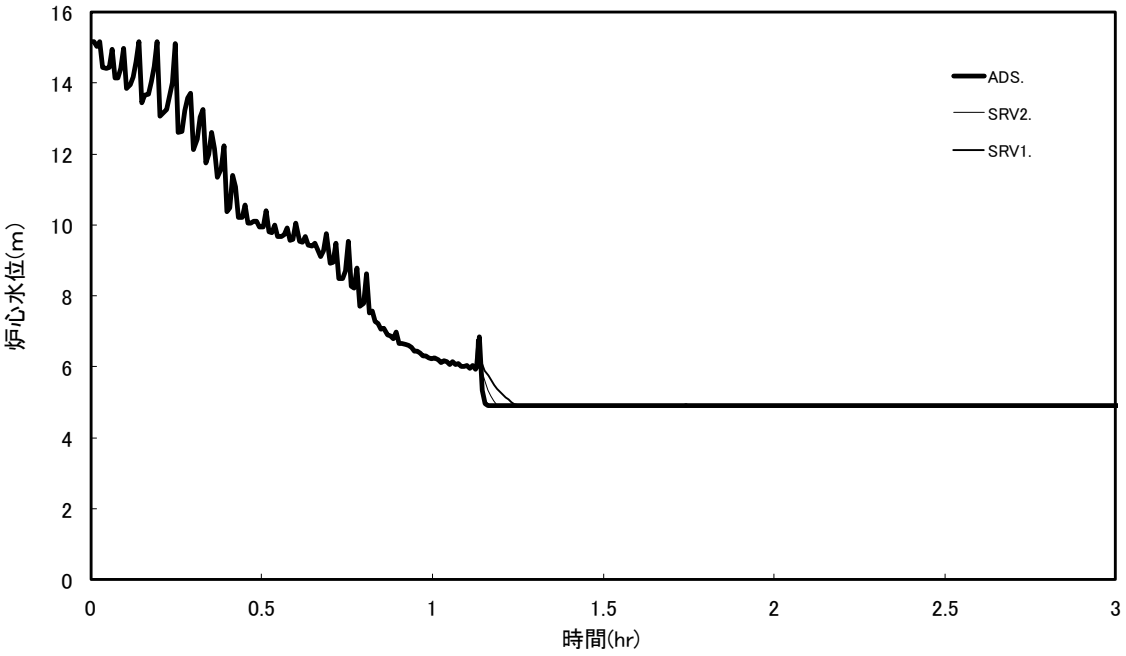
第３図　原子炉水位の時間変化
（Ｌ１+10 分で減圧）



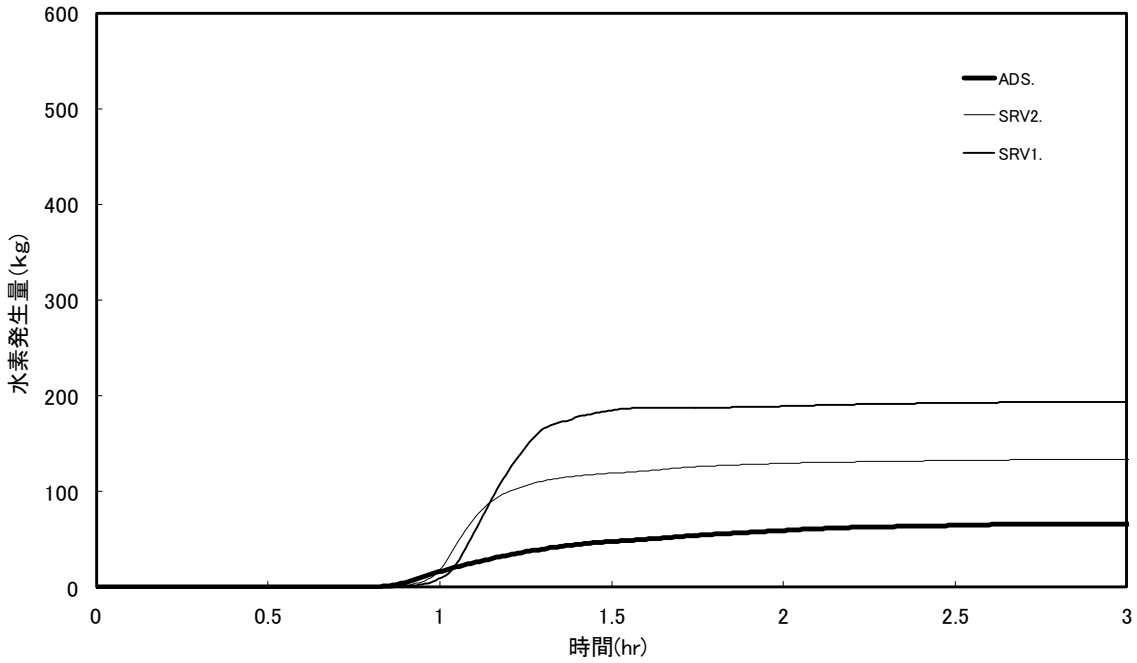
第４図　原子炉水位の時間変化
（Ｌ１+20 分で減圧）



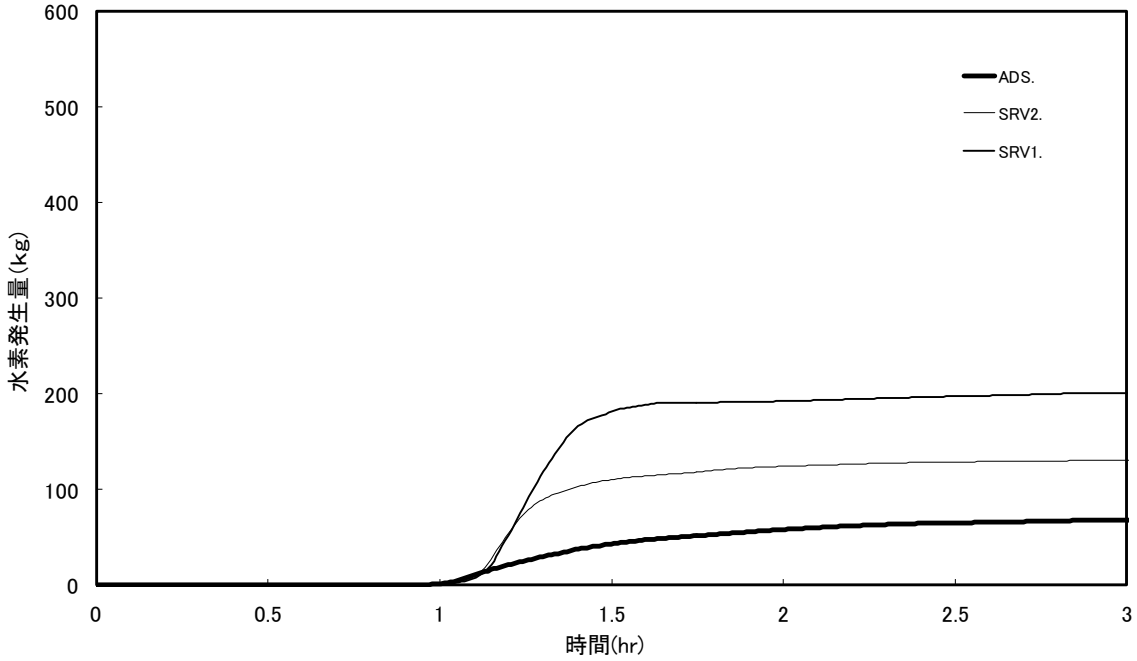
第５図　原子炉水位の時間変化
（Ｌ１+30 分で減圧）



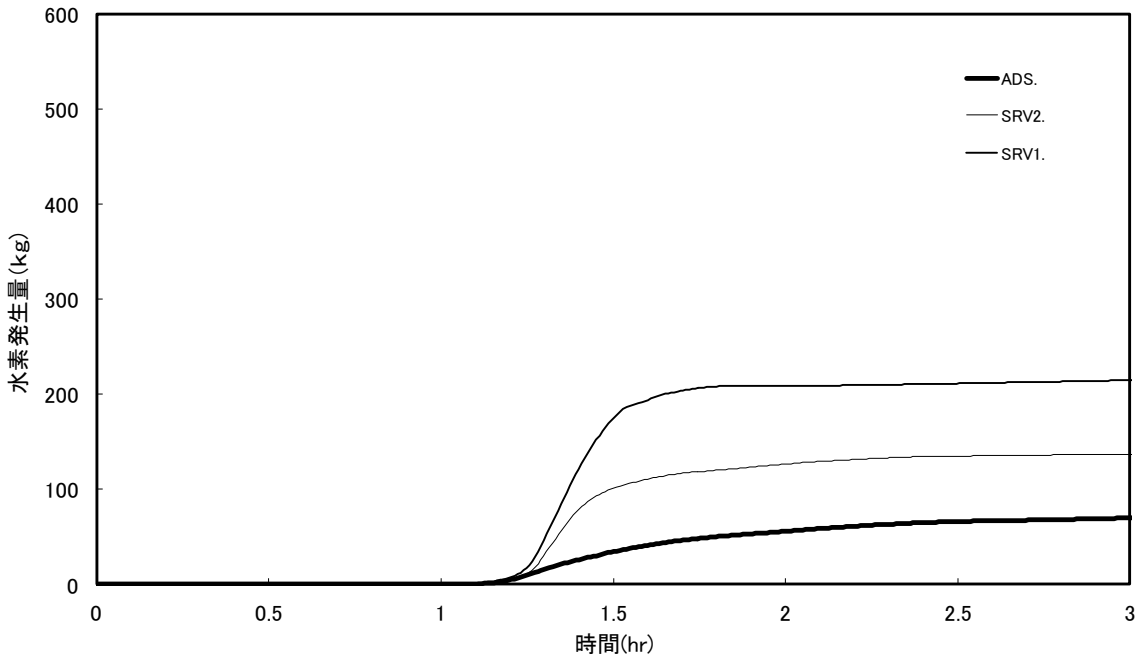
第６図　原子炉水位の時間変化
（Ｌ１+40 分で減圧）



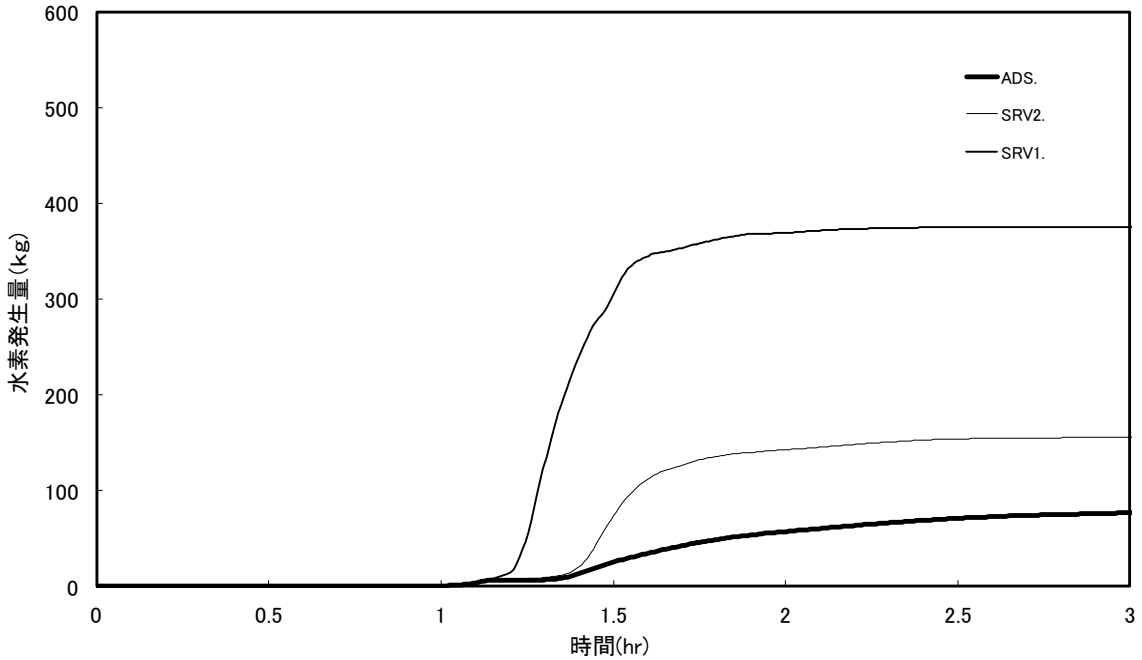
第７図　積算水素発生量の時間変化
（Ｌ１+10 分で減圧）



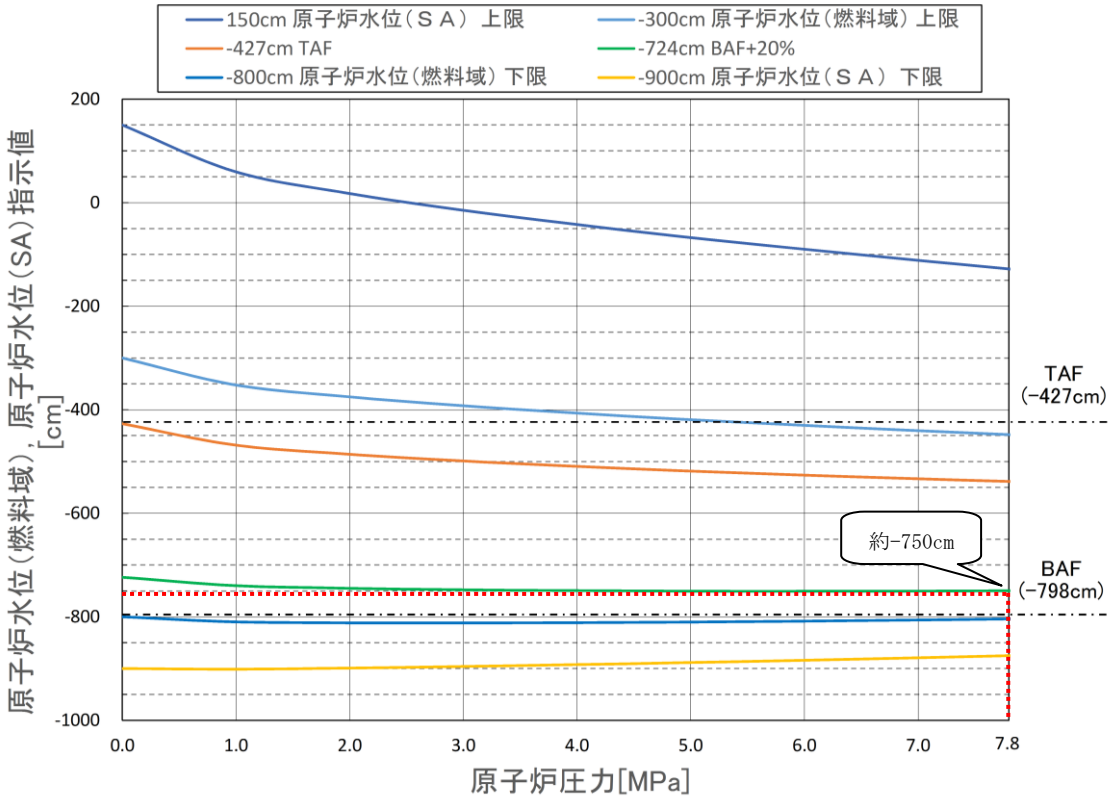
第８図　積算水素発生量の時間変化
（Ｌ１+20 分で減圧）



第９図　積算水素発生量の時間変化
（Ｌ１+30 分で減圧）



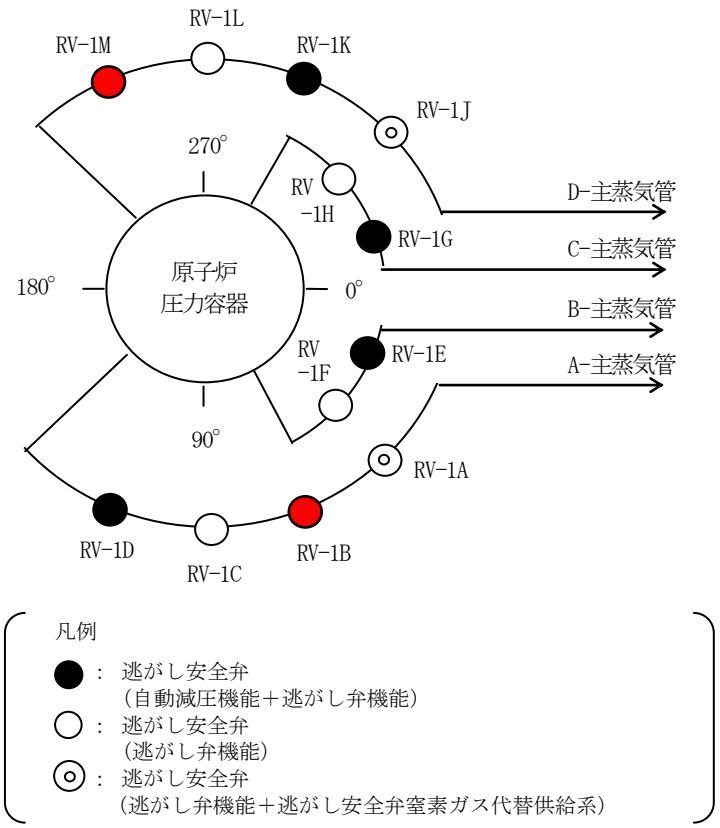
第 10 図　積算水素発生量の時間変化
（Ｌ１+40 分で減圧）



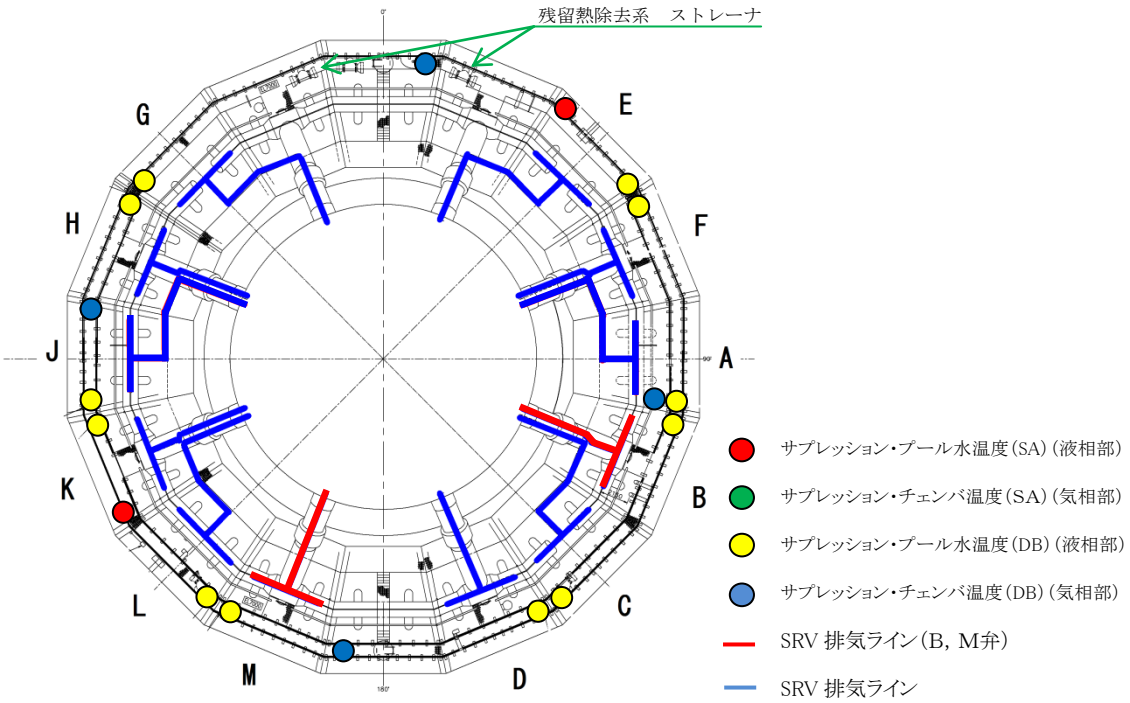
第 11 図　原子炉水位（燃料域）及び原子炉水位（ＳＡ）補正曲線

第 12 図　水位不明判断曲線

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 13 図　逃がし安全弁の配置図



第 14 図　サプレッション・チェンバ内の逃がし安全弁排気管の配置図

11. エントレインメントの影響について

１．はじめに

有効性評価シナリオにおいて，最もサプレッション・プール水位が上昇するシナリオは，格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用しない場合）シナリオであり，原子炉注水，格納容器スプレイを継続した場合，サプレッション・プール水位は上昇し，格納容器ベント実施後，サプレッション・プール水位は最も高くなる。

ここでは，上記状態におけるエントレインメントの影響について評価する。

２．エントレインメントの影響

サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達した時点で格納容器スプレイを停止し，その後速やかにウェットウェルベントを実施する場合，図１に示すとおり，ベント時のサプレッション・プール水位は約 5.0m であり，ベントライン下端（約 9.1m）に対して余裕がある。

このとき，サプレッション・プールの水が全て減圧沸騰するという保守的な仮定により水位上昇を評価すると，ベント時のサプレッション・プール水位は，約 5.0m に対して減圧沸騰により若干上昇するが，ほぼ変化はない。サプレッション・チェンバのベントライン下端高さは約 9.1m であるため，エントレインメントは回避できると考えられる。

なお，現実的にはサプレッション・チェンバの下部には水頭圧がかかるため全体が減圧沸騰することはないことから，水位は全て減圧沸騰した場合よりも低くなると考えられる。

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

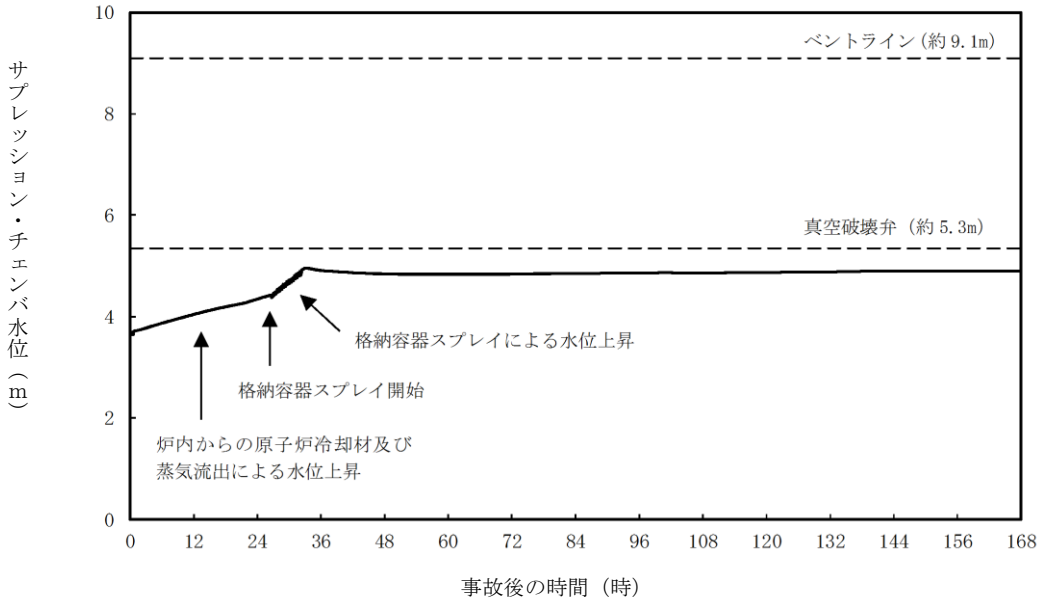


図１　サプレッション・プール水位変化
（格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用しない場合））

以上

12．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)時において残留熱代替除去系を使用しない場合における格納容器フィルタベント系からのＣｓ－137 放出量評価について”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。

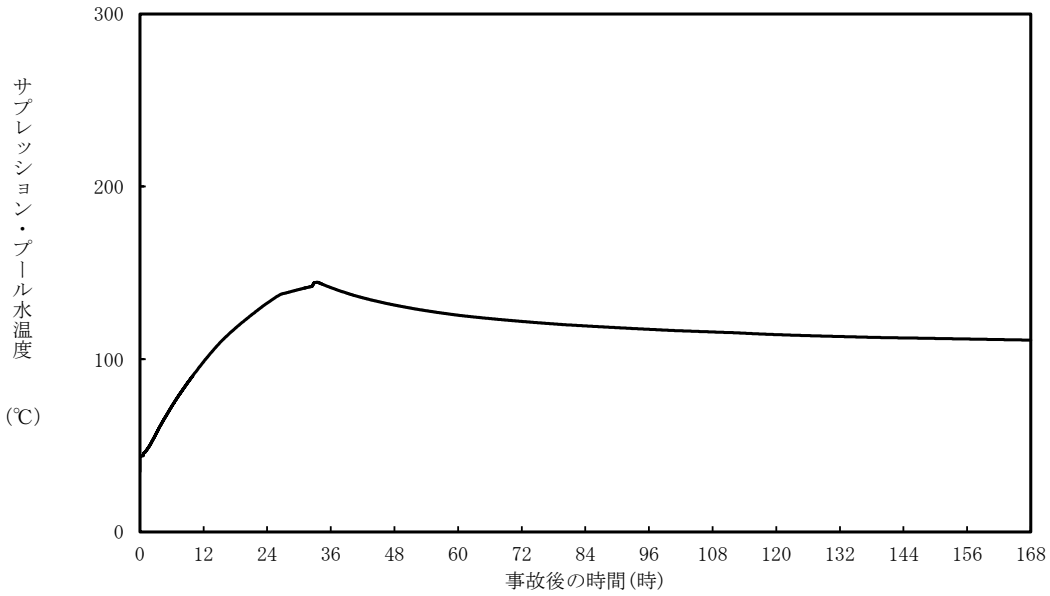
１．スクラビング時のサプレッション・プール水の状態

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・プール水温度の時間推移を第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・プール水温度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・プール水温度

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

(1) スクラビング効果に関する試験

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。

ａ．試験の概要

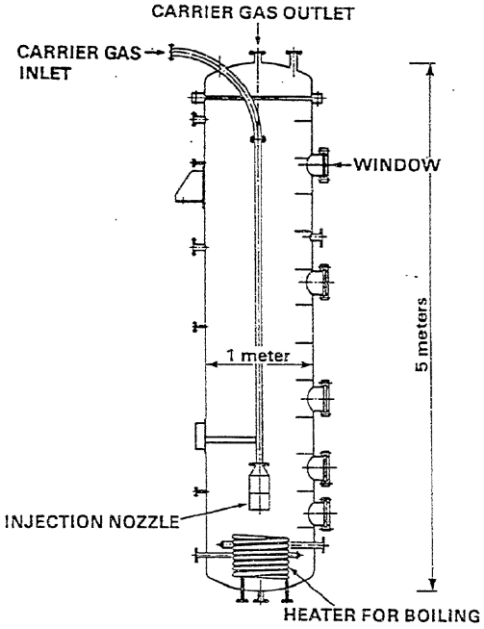
試験装置は直径約１ｍ，高さ５ｍの第３図に示す円筒状容器であり，第１表に示す試験条件のもと，スクラバ水のスクラビング効果を測定している。

ｂ．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１ｍ）とした場合では，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 (℃)	80	20～110
	carrier gas temperature (℃)	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

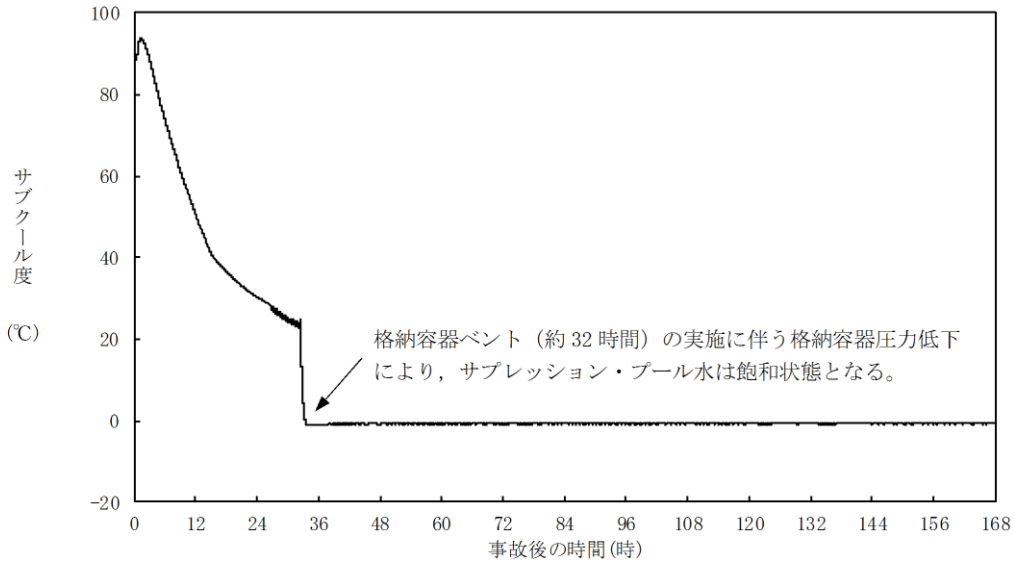
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(2) 沸騰による除去効果への影響について

スクラビングによる除去効果について，ＭＡＡＰ解析ではスクラビング計算プログラム（ＳＵＰＲＡコード）により計算されたＤＦ値のデータテーブルに，プール水深，エアロゾルの粒子径，キャリアガス中の水蒸気割合，格納容器圧力及びサプレッション・プールのサブクール度の条件を補間して求めている。

「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の残留熱代替除去系を使用しない場合では，第５図のとおり，格納容器フィルタベント系による格納容器ベントの実施に伴いサプレッション・プールは飽和状態（沸騰状態）になるため，サプレッション・プールの沸騰による除去効果への影響を確認した。

ＭＡＡＰ評価条件及び評価結果を第２表及び第３表に示す。なお，エアロゾルの粒径については，スクラビング前後でそれぞれ最も割合の多い粒径について除去効果への影響を確認した。その結果，第３表のとおり沸騰時の除去効果は非沸騰時に比べて小さいことを確認した。



第５図　サプレッション・プールのサブクール度の推移

第２表　評価条件

項　目	評価条件※	選定理由
蒸気割合	[redacted]％	格納容器ベント実施前の D/W における蒸気割合（約 89％）相当
格納容器圧力	[redacted] kPa[gage]	格納容器ベント実施前の格納容器圧力を考慮して設定（設定上限値）
サプレッション・プール水深	[redacted]ｍ	実機では水深３ｍ以上のため，設定上限値を採用
サブクール度	[redacted]℃	未飽和状態として設定（設定上限値）
	[redacted]℃	飽和状態として設定（設定下限値）
エアロゾルの粒径（半径）	[redacted]μｍ	スクラビング前の最も割合が多い粒径
	[redacted]μｍ	スクラビング後の最も割合が多い粒径

※　ＳＵＰＲＡコードにより計算されたデータテーブルの設定値を採用

第３表　評価結果

粒径（半径）	ＤＦ	
	未飽和状態（サブクール度 [redacted]℃）	飽和状態（サブクール度 [redacted]℃）
[redacted]μｍ	[redacted]	
[redacted]μｍ		

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。

13．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^3 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※）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）」[1]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，株式会社ｸﾞﾛｰﾊﾞﾙ･ﾆｭｰｸﾘｱ･ﾌｭｴﾙ･ｼﾞｬﾊﾟﾝ，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。

14. 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	復水器ホットウェ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（℃）	約 818	約 818	1,200℃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（℃））	136	110	200℃（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）[1] では，燃料被覆管温度 700℃～800℃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無視している特性が影響しているものと考えられる。

本評価における，燃料被覆管最高温度が発生する時間領域での燃料被覆管最高温度の発生位置(第４スペーサ位置)のクォリティは 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℃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

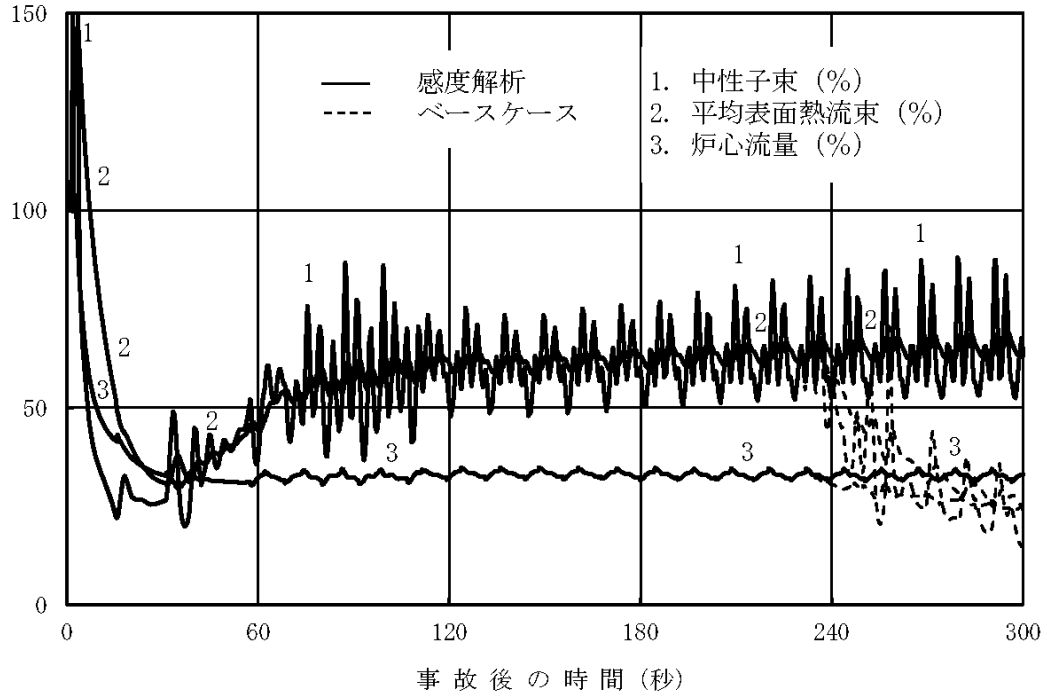


図１　中性子束，平均表面熱流束，炉心流量の推移（事象発生から 300 秒後まで）

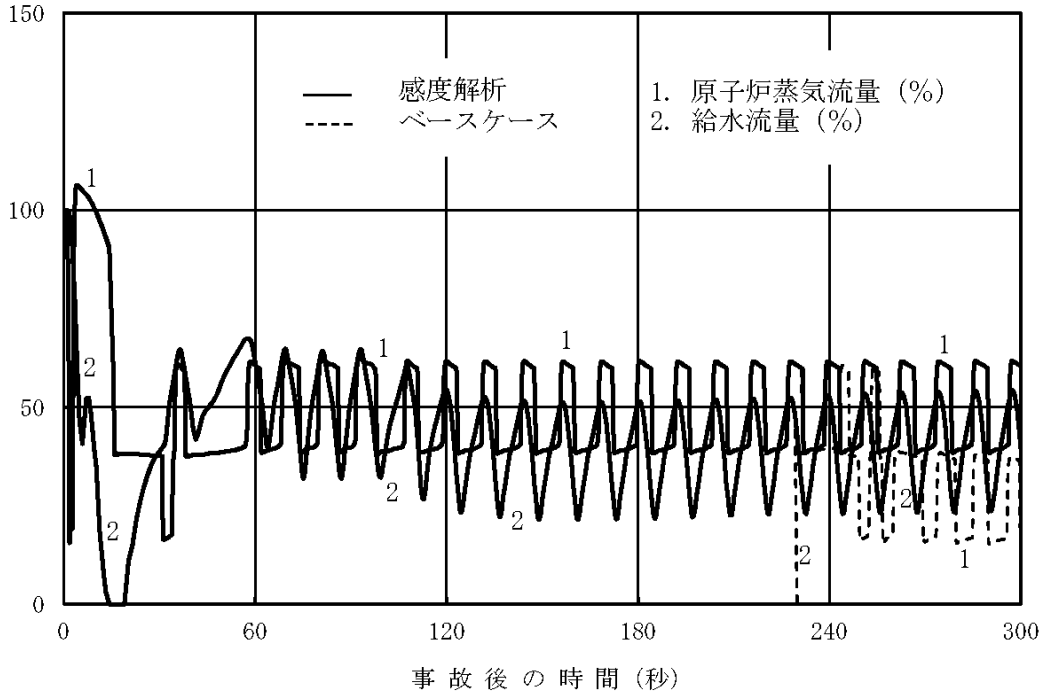


図２　原子炉蒸気流量，給水流量の推移（事象発生から 300 秒後まで）

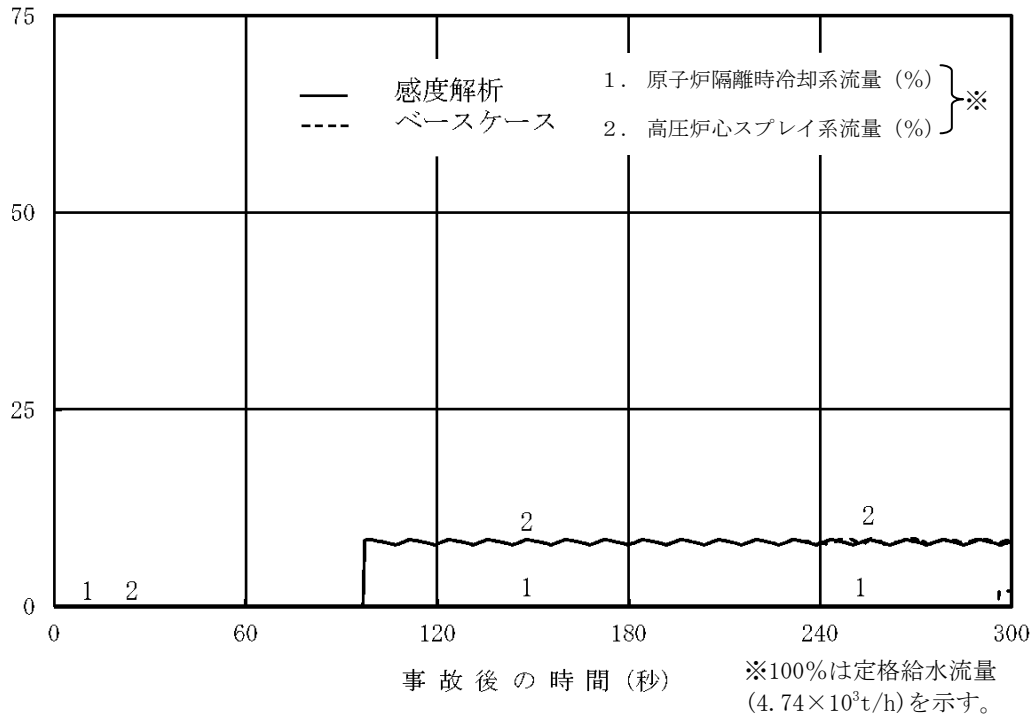


図３　原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系の流量の推移
（事象発生から 300 秒後まで）

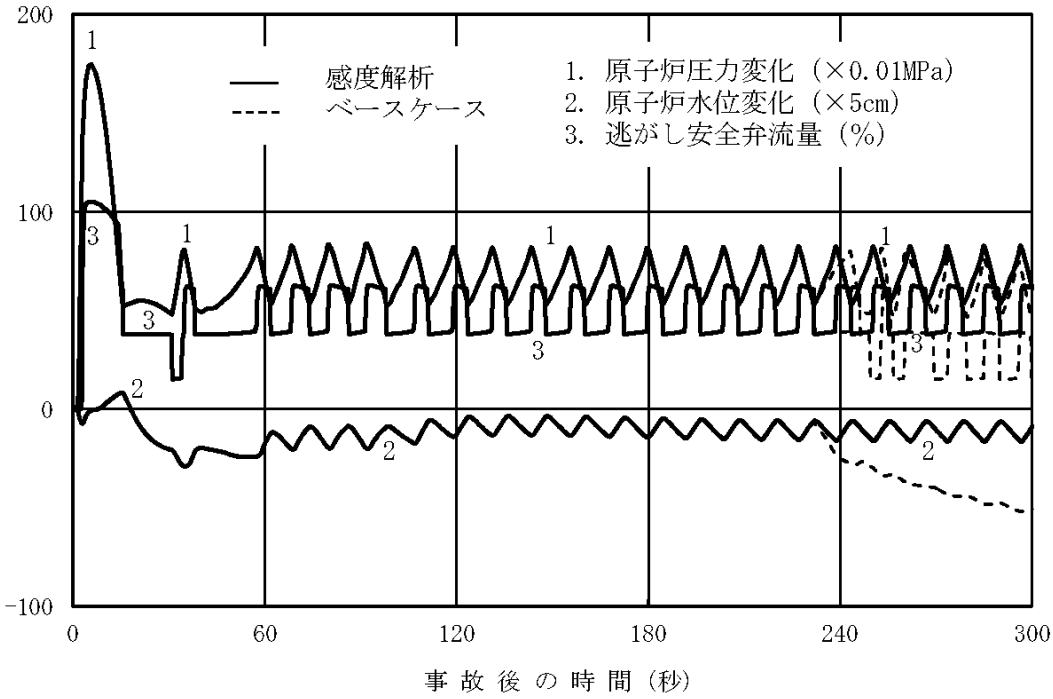


図４　原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位），逃がし安全弁流量の推移
（事象発生から 300 秒後まで）

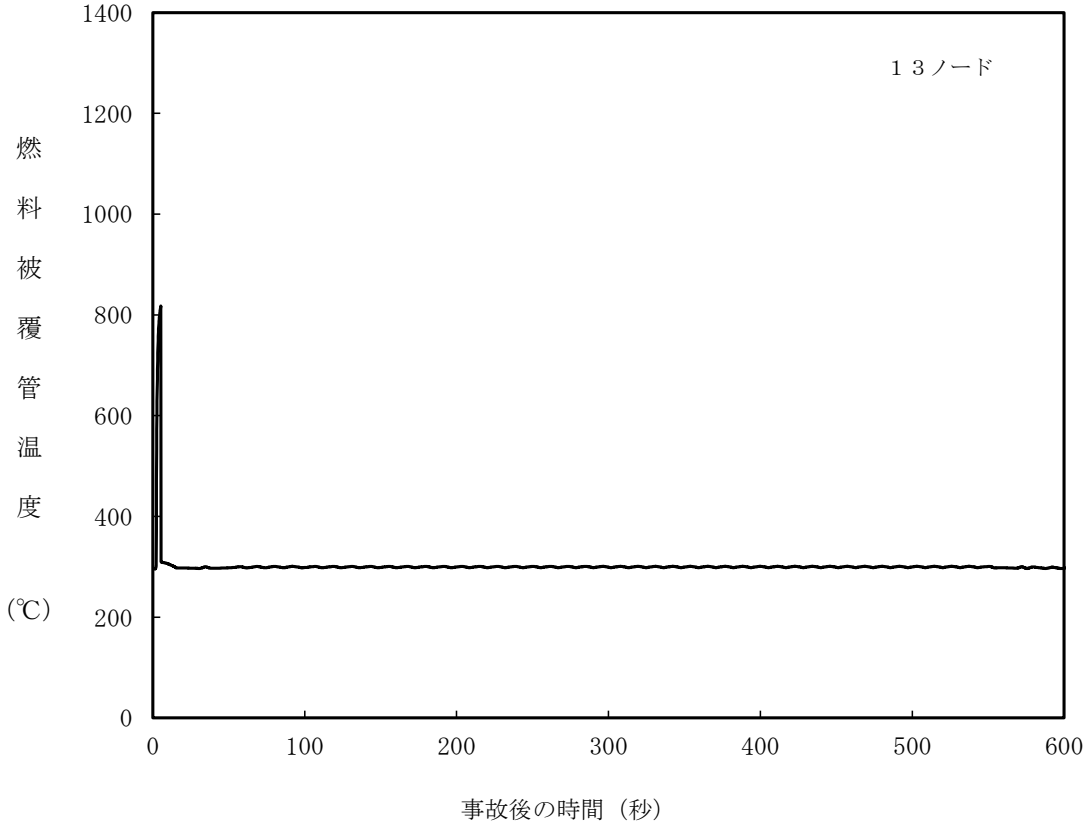


図５　燃料被覆管温度の推移
（事象発生から 600 秒後まで）

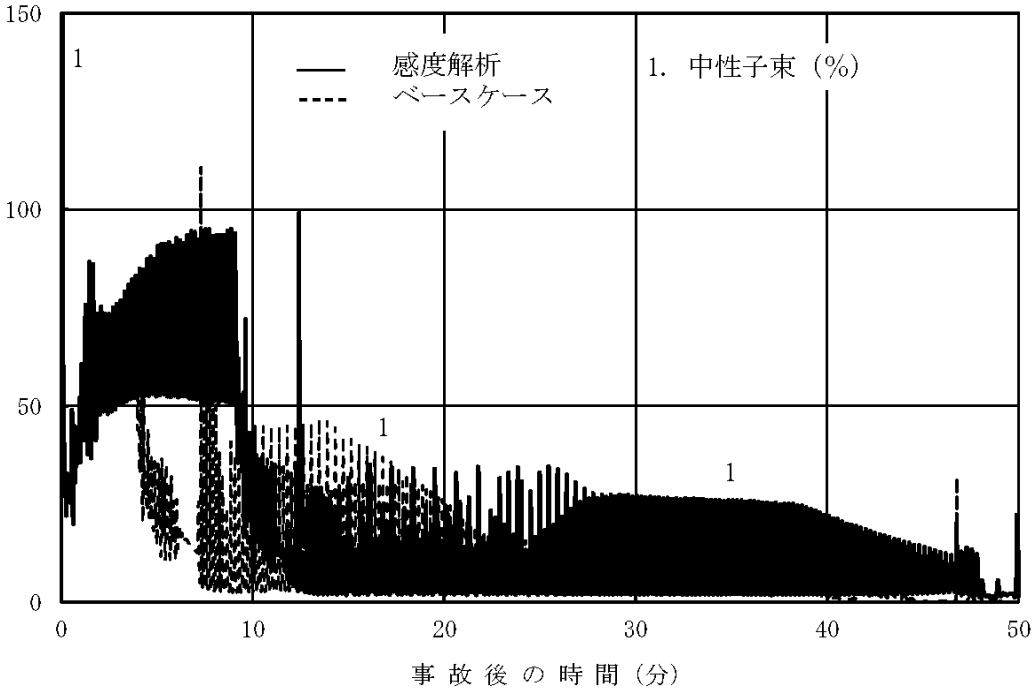


図６　中性子束の推移（事象発生から 50 分後まで）

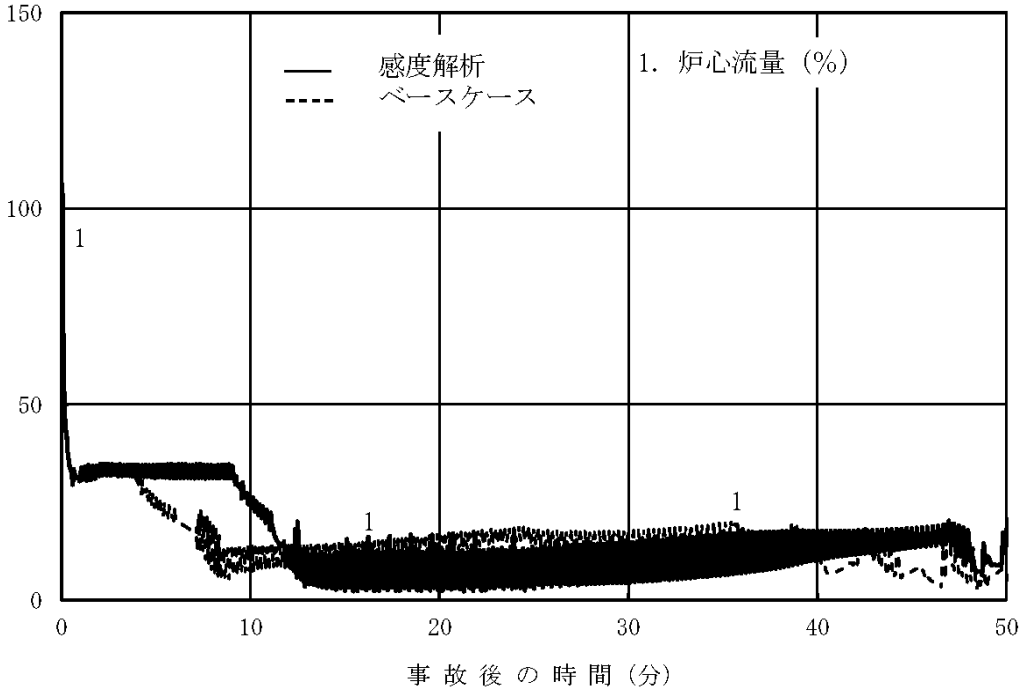


図７　炉心流量の推移（事象発生から 50 分後まで）

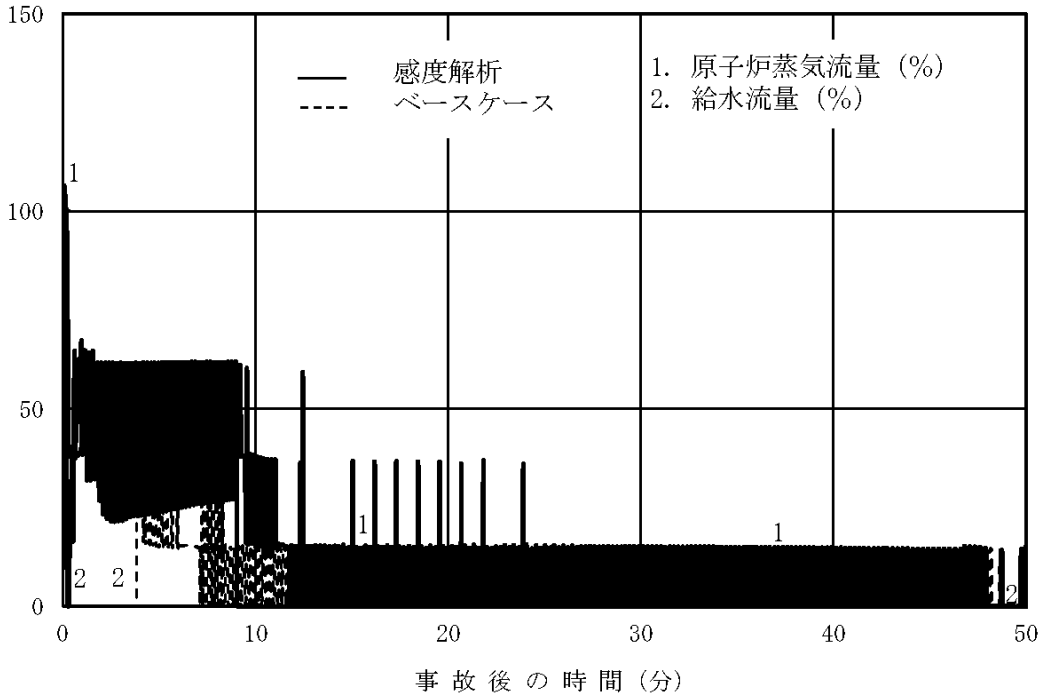


図８　原子炉蒸気流量，給水流量の推移（事象発生から 50 分後まで）

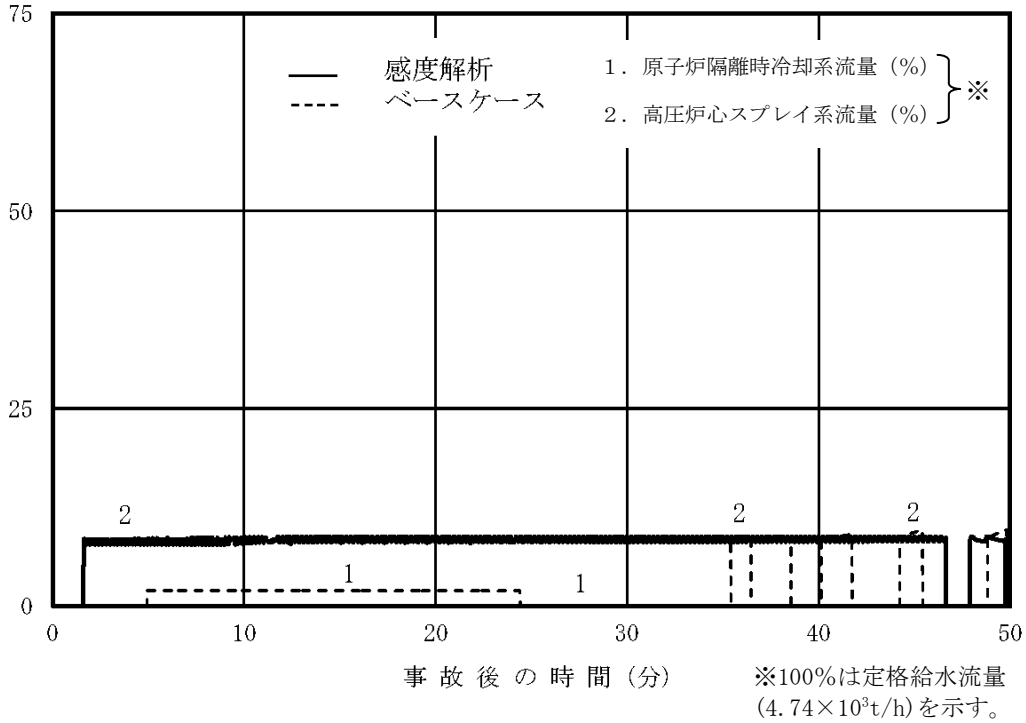


図９　原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系の流量の推移
（事象発生から 50 分後まで）

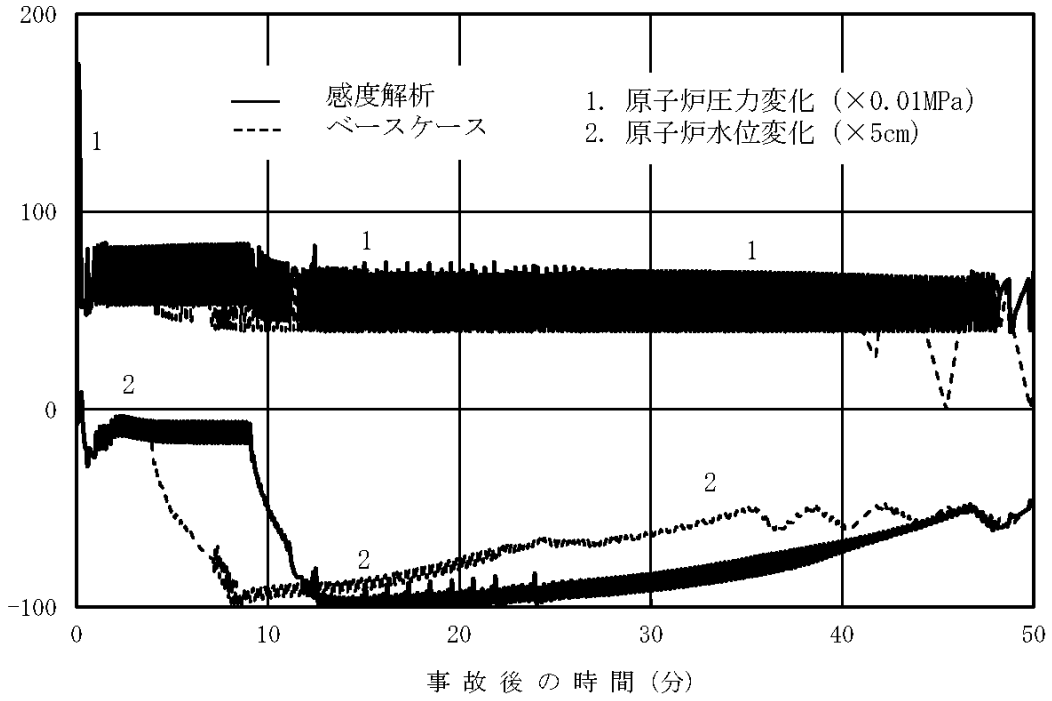


図 10　原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）の推移
（事象発生から 50 分後まで）

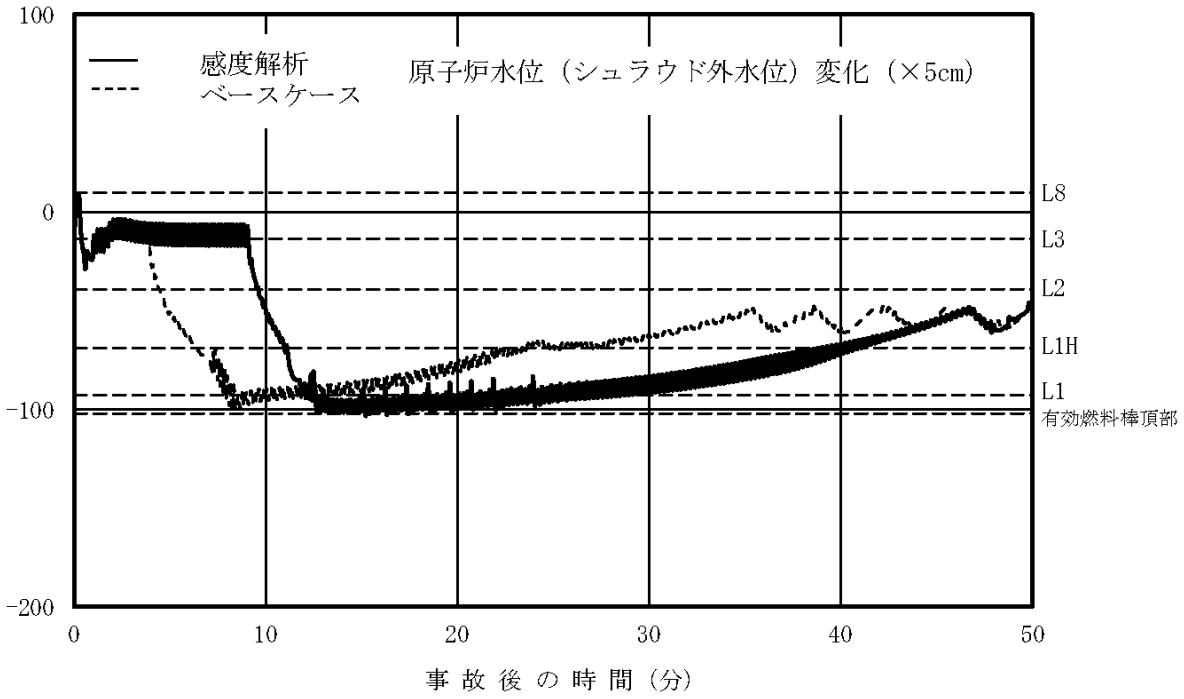


図 11　原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から 50 分後まで）

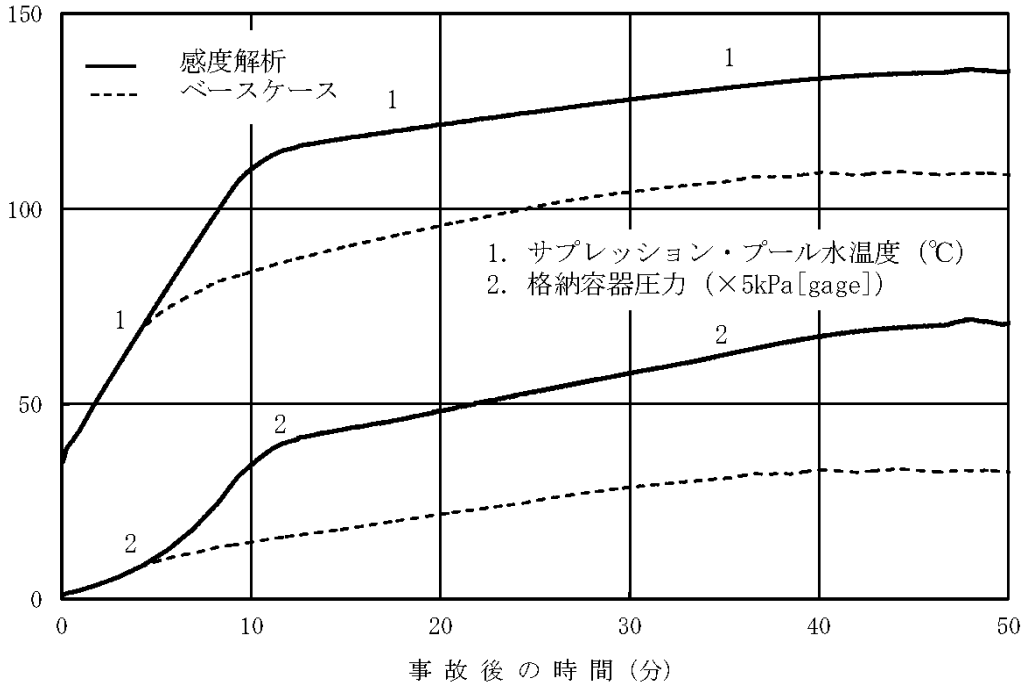


図 12　サプレッション・プール水温度，格納容器圧力の推移
（事象発生から 50 分後まで）

15．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復水・給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復水・給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，復水・給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。

16. 実効Ｇ値に係る電力共同研究の追加実験について

１．電力共同研究（基本実験）

有効性評価における水の放射線分解の評価では，電力共同研究「事故時放射線分解に関する研究[1]（以下「電共研（基本実験）」という。）」の実験結果をもとに，水素及び酸素の実効Ｇ値（100 eV あたりの分子発生量）を，それぞれ 0.06，0.03 としている。

電共研（基本実験）では，重大事故の際の原子炉格納容器内の環境を想定し，試験条件を設定した。実験装置及び実験方法を別添１に示す。試験条件及び実験結果を表１に示す。また，吸収線量と水素濃度・酸素濃度の相関を図１に示す。図１のとおり，水素・酸素の増加量は吸収線量の増加とともに飽和する傾向にあり，有効性評価に用いた実効Ｇ値（水素：0.06，酸素：0.03）は，事象発生から約 1.5 時間後までのサプレッション・プールでの吸収線量に相当する１×10^4Gy の傾きから求めたものである。

２．電力共同研究（追加実験）

その後，電共研「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究[2]（以下「電共研（追加実験）」という。）」において，水の放射線分解に係る追加実験を行った。追加実験では，試験条件の温度，沸騰状態，水素濃度，よう素濃度の感度によるＧ値への影響を確認した。実験装置及び実験方法を別添２に示す。

電共研（追加実験）の試験条件及び実験結果を表２に示す。表２に示すとおり，沸騰している場合は，水素・酸素のＧ値が０であること，また，沸騰していない場合は試験条件によりＧ値に若干のばらつきがあることを確認した。

加えて，ベースケースのＢ①では，長期試験（Ｂ①’）を行い吸収線量と水素・酸素の変化量の相関を確認した。吸収線量と水素・酸素の変化量の相関を図２に示す。図２に示すとおり，水素・酸素共にその増加量が吸収線量の増加とともに飽和する傾向を確認できた。吸収線量 1×10^4Gy における実効Ｇ値は，水素：0.036，酸素：0.023 であり，電共研（基本実験）と同程度であった。

３．実験結果の不確かさについて

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

【参考文献】

[1] 「事故時放射線分解に関する研究」 BWR 電力共同研究　昭和 63 年 3 月
[2] 「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究」 BWR 電力共同研究　平成 12 年 3 月

表１　電共研（基本実験）の試験条件及び実験結果

	試験結果					実験結果		
試験ｹｰｽ	温度［℃］	沸騰	水素濃度 M-W 反応相当［%］	酸素濃度［vol%］	よう素濃度放出相当［%］	吸収線量［Gy］	水素 G 値	酸素 G 値
A①	室温	非沸騰	5.5	1.5	50	2×10^3	0.12	0.06
A①’	室温	非沸騰	5.5	1.5	50	1×10^3	0.06	0.03

表２　電共研（追加実験）の試験条件及び実験結果

	試験結果					実験結果		
試験ｹｰｽ	温度［℃］	沸騰	水素濃度 M-W 反応相当［%］	酸素濃度［vol%］	よう素濃度放出相当［%］	吸収線量［Gy］	水素 G 値	酸素 G 値
B①								
B①’								
B②								
B③								
B④								
B⑤								
B⑥								
B⑦								
B⑧								

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１　電共研（基本実験）の実験結果：水素・酸素濃度と吸収線量の関係
（A①及びA①’のG値）

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　電共研（追加実験）の実験結果：水素・酸素の変化量と吸収線量の関係
（Ｂ①’のＧ値））

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。

別添１

電力共同研究「事故時放射線分解に関する研究」（昭和 61 年度～昭和 62 年度）（電共研（基本実験））では，実機事故時を模擬した照射実験装置により，多量のよう素を含む系及び沸騰状態の系等，総合的かつ広範囲に水の放射線分解に関する実験を行った。

実験に使用した装置を図１及び図２に示す。装置は照射容器，液相循環ライン，気相サンプリングライン，ガス注入ライン等から成る。非沸騰実験の照射容器は約 15ℓ の硬質ガラス，沸騰実験では約 1.8ℓ のステンレス製容器を使用する。照射容器及び液相循環ラインに所定の純水を注入後，Ａｒガスで脱気し，H_2，O_2ガスで気相及び液相のH_2，O_2初期濃度の調整を行う。その後，よう素，鉄，銅などの不純物を添加し，循環ポンプで均一混合させた。沸騰実験の場合，更にマントルヒーターにより加熱，沸騰させる。

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

実機の事故条件（ライセンスベース，各種事故ベース，重大事故ベース）を模擬し，各事故条件下でのＧ値の実測を実施した。

図１　電共研（基本実験）の非沸騰実験装置

図２　電共研（基本実験）の沸騰実験装置

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。

別添２

電力共同研究「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究」（平成 11 年度）（電共研（追加実験））では，常温から高温に至るケースについて試験を行うため，170℃（飽和蒸気圧 691kPa[gage]）までの試験が可能な照射容器を用いた。

実験に使用した装置を図１に示す。装置は照射容器，液相循環ライン，気相サンプリングライン，ガス注入ライン等から成る。照射容器はステンレス製で，容量は２ℓである。照射容器内には３本のガス注入ラインが接続されており，水素，酸素，窒素ガスにより所定の初期水質に調整することができる。照射容器内の水はバンドヒーターにより所定の温度に昇温される。液相中の水はポンプにより循環される。液相循環ラインには溶存水素計（ＤＨ計），溶存酸素計（ＤＯ計），導電率計等が設置されている。試験水は冷却された後，ＤＨ計，ＤＯ計により，液相中の水素，酸素濃度を連続測定される。気相中のガスはポンプにより循環される。気相循環ラインにはガスクロマトグラフが設けられている。ガンマ線照射により発生したガスは冷却された後，ガスクロマトグラフで気相中の水素，酸素濃度をバッチ測定する。

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

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

図１　電共研（追加実験）の実験装置

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。

17．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

想定事故２において，燃料プールに接続される配管から漏えいが発生した際に逆止弁の機能が十分に働かず，サイフォン現象によるプール水の小規模な喪失が発生することを想定している。

しかしながら，燃料プールからの水の漏えいは，他の事象が起因となることも考えられる。ここでは，サイフォン現象によるプール水の漏えいを想定事故２の想定とした理由について示す。

１．燃料プールから水の漏えいを引き起こす可能性のある事象

燃料プールから水が漏えいする可能性のある事象としては，以下が考えられる。

①サイフォン現象による漏えい
②燃料プールライナー部の損傷
③燃料プールゲートの損傷
④燃料プールゲート開放時の原子炉ウェル及び気水分離器・蒸気乾燥器ピット（以下「ＤＳＰ」という。）ライナー部の損傷
⑤地震発生に伴うスロッシングによる漏えい

２．各事象の整理

①サイフォン現象による漏えい

サイフォン現象による漏えいは，設計で考慮されているサイフォン防止用逆止弁が全て機能せず，かつ配管が破断した場合に発生する。サイフォン現象による漏えいが停止されない場合，燃料プールの底部にあるディフューザ付近まで漏えいが継続する。

燃料プールの冷却時に使用する配管は残留熱除去系配管のように基準地震動を考慮しても高い信頼性をもつが，燃料プール冷却系にはろ過脱塩装置廻り等のＢクラスの配管が含まれる。

逆止弁の固着及び配管破断による小規模な漏えいが発生した場合，運転員は現場の漏えい検知器やスキマサージタンクの水位低下，燃料プール水位の低下等により事象を認知できるため，検知は容易である。

補給の手段は，配管の破断箇所及び隔離箇所に依存することから，残留熱除去系や燃料プール冷却系の注水ラインからの注水ができない場合も考えられる。

なお，漏えい量はサイフォン防止用逆止弁の異物噛み込みによる固着及び配管の全周破断を想定すると約 400m^3/h となる。運転員は，事象認知後に燃料プールスプレイ系を用いて漏えい量に応じた補給を実施することで，燃料プールの水位及び冷却機能は維持される。

②燃料プールライナー部の破損

燃料プールの筐体は基準地震動によっても機能が維持される設計であり，高い信頼性を持つ設備である。

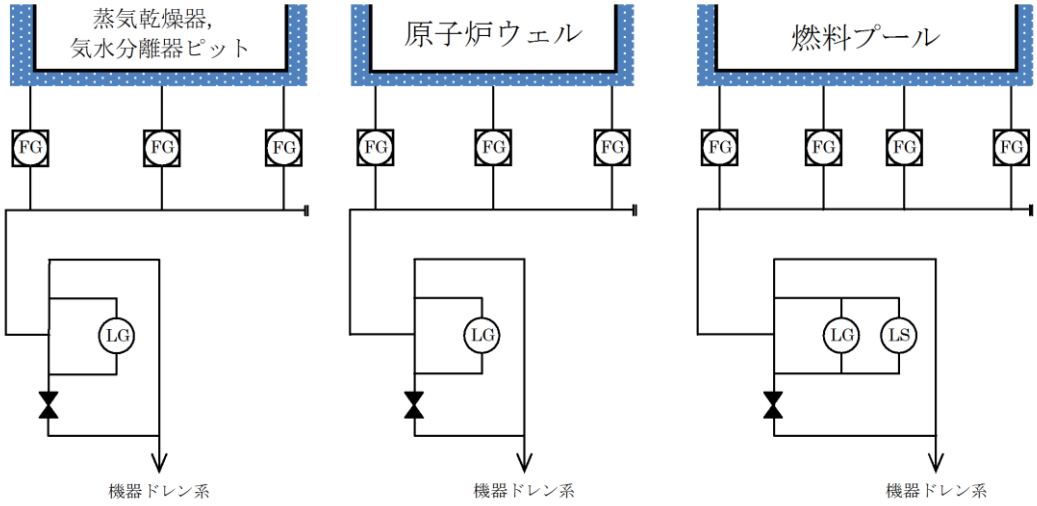
仮に燃料プールライナー部が破損し漏えいが発生した場合，漏えいした燃料プールの保有水は燃料プールライナー漏えい検出器のドレン溜に流れ込み，この水位によりプール水の漏えいを検知し警報が発報される（第１図参照）。

運転員はこの警報発報やプール水位の低下等により事象を認知できるため，検知は容易である。ただし，ライナードレン部は燃料プールのバウンダリとしての機能を持たないことから漏えいを停止することが困難であり，漏えいが継続する。

補給等の手段は，ライナー部破損による漏えいが残留熱除去系や燃料プール冷却系といった注水ラインに影響を与えないため，常用の注水設備及び重大事故等対処設備（燃料プールスプレイ系）となる。

なお，燃料プールライナー部からの漏えい量（一部の箇所の破損を想定）を評価すると，最大でも約 27m^3/h（ライナードレンの配管径と水頭圧の関係より算出）程度となり，漏えいしたプール水はライナードレンより機器ドレン系へと流出する。漏えい量に応じた補給の継続が可能であれば燃料プールの水位及び冷却機能は維持されるが，補給流量が不足し燃料プール水位の低下が継続する場合には大規模損壊の対応となる。

この場合，燃料プールスプレイ系等による燃料プールスプレイの実施の対応により，使用済燃料の著しい損傷の進行を緩和できる。



第１図　蒸気乾燥器，気水分離器ピット（ＤＳＰ），原子炉ウェル及び燃料プールのライナー部

③燃料プールゲートの損傷

燃料プールゲートは補足説明資料「18．燃料プールゲートについて」に示すように十分な信頼性があり，地震発生時においてもその機能が維持される。仮

にゲートが外れてプール水の漏えいが発生した場合であっても，ゲート下端（スロット部）は使用済燃料の燃料棒有効長頂部より高い位置にあるため，ゲート下端（スロット部）到達後に漏えいは停止し，その後の崩壊熱相当の蒸発量に応じた注水を実施することで冠水は維持される。

運転員は，プールゲート破損による漏えい警報確認やプール水位の低下等により事象を認知できるため，検知は容易である。

冠水維持完了後，原子炉ウェル及びＤＳＰ側の筐体に異常がなければ注水によって水位を回復させ，燃料プールの水位及び冷却機能を維持することができる。また，原子炉ウェル及びＤＳＰ側の筐体から漏えいがある場合であっても常用の注水設備及び重大事故等対処設備（燃料プールスプレイ系）等を用いることで崩壊熱による水の蒸発に応じた給水作業が可能なため，燃料の健全性が確保される。

④プールゲート開放時の原子炉ウェル及びＤＳＰ側のライナー部の損傷

燃料プールゲート開放時における原子炉ウェル及びＤＳＰ側のライナー部損傷においても②と同様，損傷箇所の特定や検知が容易であることに加え，③と同様にゲート下端（スロット部）以下に水位は低下せず，使用済燃料の燃料棒有効長頂部との位置関係により冠水は維持される。

その後，原子炉ウェル及びＤＳＰ側の筐体に異常がなければ注水によって水位を回復させ，燃料プールの水位及び冷却機能を維持することができる。また，原子炉ウェル及びＤＳＰ側の筐体から漏えいがある場合であっても常用の注水設備及び重大事故等対処設備（燃料プールスプレイ系）等を用いることで崩壊熱による水の蒸発に応じた給水作業が可能なため，燃料の健全性が確保される。

⑤地震発生に伴うスロッシングによる漏えい

地震発生時，スロッシングにより燃料プールの保有水が漏えいし，その漏えい量は最大で 180m^3 となる。この時，通常運転水位から約 1.1m 水位が低下するが，燃料棒有効長頂部の冠水は維持される。

スロッシング発生時，運転員は燃料プール水位の低下等により事象を認知できるため，検知は容易である。

なお，燃料プール水位の低下後においても，遮蔽維持水位（通常運転水位から約 2.6m 下の水位）を下回ることはない。また，プール水の蒸発により水位低下が燃料棒有効長頂部に到達するまでの時間余裕は３日以上あるため，常用の注水設備及び重大事故等対処設備（燃料プールスプレイ系）等を用いることで崩壊熱による水の蒸発に応じた注水が可能なため，燃料の健全性は確保される。

３．想定事故２及び大規模損壊での想定

有効性評価では「２．各事象の整理」で想定する事象の中で，「②燃料プールライナー部の破損」を除く事象に対して，燃料の損傷を防止できることを確認している。

大規模損壊は，これらの想定時に常用の注水設備及び重大事故等対処設備による注水操作ができない状態，漏えいが継続する状況（「②燃料プールライナー部の破損」を含む），及び常用の注水設備及び重大事故等対処設備による注水能力を超える漏えいにより水位が維持できない状況を想定した事象である。

この対策として，燃料プールスプレイ系（スプレイ機能）や放水設備等によるスプレイを実施することで使用済燃料の著しい損傷の進行の緩和及び環境への放射性物質放出の低減を行う。

４．結論

燃料プールからプール水の漏えいが発生する可能性のある①～⑤の事象について検討した。

使用済燃料の燃料棒有効長頂部より高い位置で漏えいが停止する事象は③，④，⑤であり，基準地震動の地震の影響を考慮して発生のおそれが小さいものは②，③である。

①の「サイフォン現象による漏えい」は，逆止弁固着を想定するとＢクラス配管が含まれることから漏えいが使用済燃料の燃料棒有効長頂部以下まで継続するおそれがあり，また注水ラインの破断により対応可能な注水手段が限定されることから有効性評価において選定している。

以上

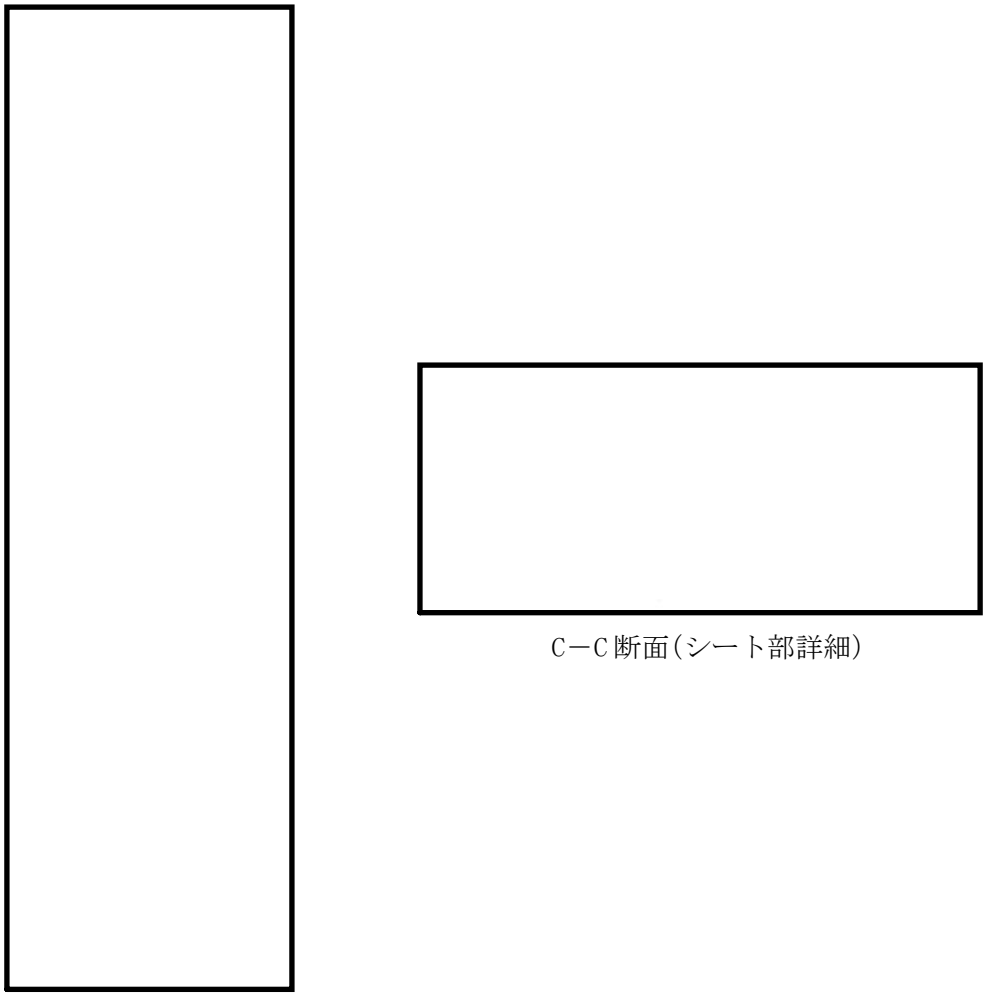
18．燃料プールゲートについて

○ 燃料プールゲートについては，以下の理由により十分信頼性があるため，大規模な流出はない。

（１）燃料プールゲートは燃料プールと原子炉ウェルの流路に設けられたフックに設置され，ストッパーにより浮き上がりを防止する設計とし，燃料プールゲートのフック及びストッパーは基準地震動Ｓｓによる地震荷重に対し強度上問題ないことを確認。

（２）燃料プールゲートについて基準地震動Ｓｓによる地震荷重，静水圧及び動水圧（スロッシング荷重）を考慮して評価を行い，強度上問題ないことを確認。

（３）燃料プールゲートパッキンの材質はシリコンゴムであり，納入時に特性試験（耐水試験（JIS　K 6258）：100℃－72ｈ，圧縮永久ひずみ試験（JIS K 6262）：150℃－72ｈ）により材料健全性を確認しており，燃料プール保有水が沸騰した場合においてもシート性能を確保可能。



C－C断面（シート部詳細）

燃料プールゲート正面図

図１　燃料プールゲートの構造図（内側ゲートの例）

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。

○　燃料プールゲートのシール機能について以下に示す。

（１）燃料プールゲートは，原子炉ウェルと燃料プールの流路に二重に設置されており，内側のゲートからリークした場合においても外側のゲートによりシート性能を確保可能。

（２）燃料プールゲートのパッキンは二重シールとなっており，外側のパッキンからリークした場合においても内側のパッキンによりシート性能を確保可能。（パッキンは水圧により面圧を確保し，ストッパーにより据付状態を保持）

シート部の詳細

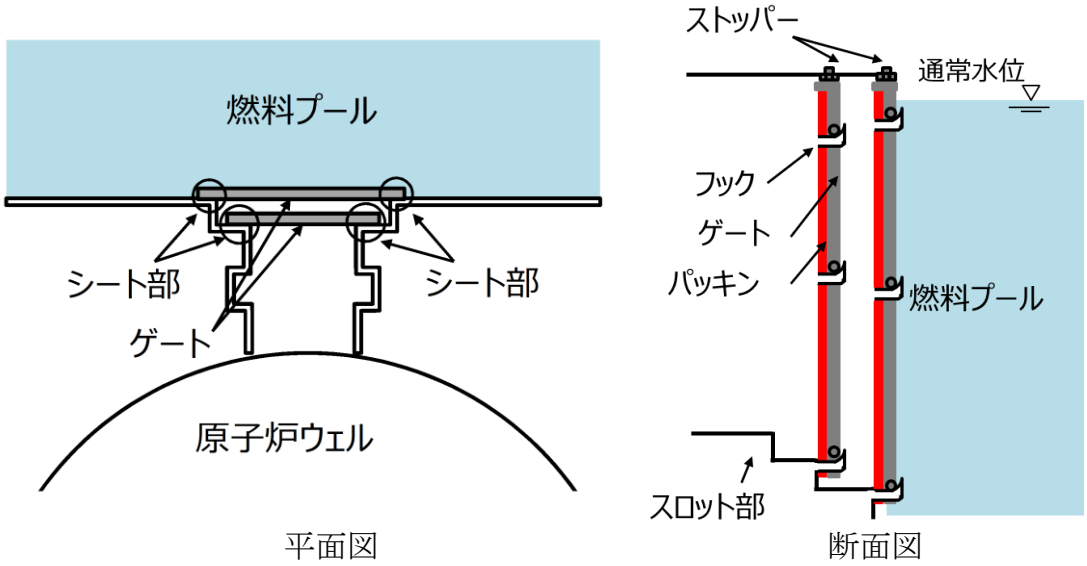


図２　燃料プールゲート据付状態の概要図

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。

（参考）燃料プールゲートが外れた場合

万一，燃料プールゲートが外れることにより燃料プール保有水が原子炉ウェル側へ流出した場合の水位等に対する評価を参考に実施した。

○評価条件

・　燃料プールゲートは，地震等が発生した場合も十分信頼性があるものであるが，保守的に燃料プールゲートが外れ，かつゲート下端（スロット部）まで水位が低下した場合を想定し，燃料棒有効長頂部まで水位が低下するまでの時間余裕を評価した。

　なお，原子炉が未開放の状態であった場合，漏えいした燃料プールの保有水が，原子炉ウェルや気水分離器・蒸気乾燥器ピットに流れ込むことで原子炉ウェル側の水位を上昇させ，水位が原子炉ウェル側と燃料プール側が均一になった際に燃料プールからの保有水の漏えいを停止させることも考えられるが，ここではその効果に期待しないものとした。

・　熱負荷は，有効性評価（想定事故１及び想定事故２）と同様に約 7.8MW とした。

・　サイフォン等による漏えいはサイフォンブレイク配管により停止されるものとした。

ＳＦＰ保有水量（流出前）	原子炉ウェル側への流出量	ＳＦＰ保有水量（流出後）	ＳＦＰ水位低下量（通常運転水位からの低下量）
約 1,599m^3	約 1,152m^3	約 447m^3	約 7.0m

※ 燃料棒有効長頂部冠水部は燃料棒有効長頂部を設定（有効性評価で保守的に用いている燃料ハンドル上部（燃料棒有効長頂部より 0.6m 程度高い位置）は用いない）

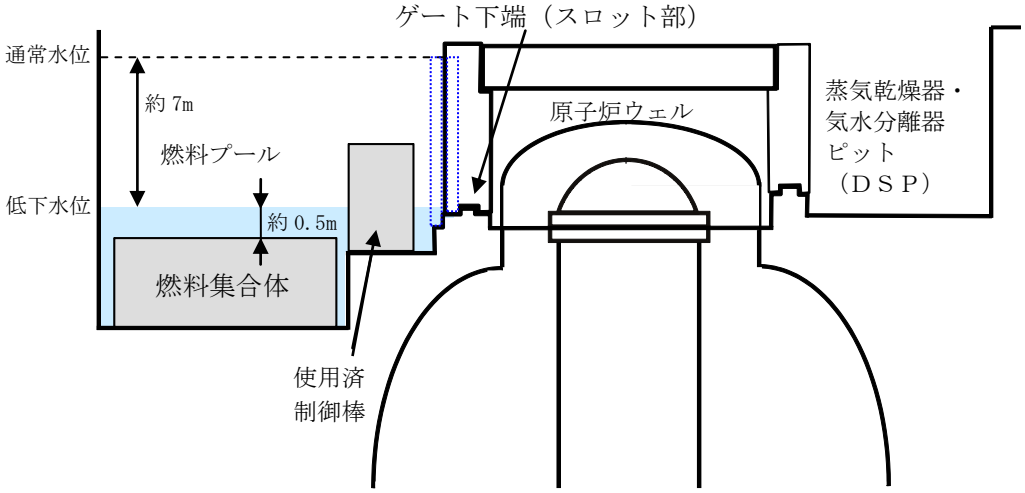
○算定結果

評価の結果，事象発生開始から燃料プールの保有水が沸騰を開始するまでの時間余裕は約 2.2 時間であった。

また，沸騰による水位低下により燃料棒有効長頂部まで水位が低下するまでの時間余裕は約 5.7 時間であった。

水位の低下により線量率は上昇するため原子炉建物原子炉棟４階での作業は困難となるが，事象開始から燃料棒有効長頂部まで水位が低下する時間余裕は５時間以上あるため，原子炉建物原子炉棟４階での作業が不要である注水手段（燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ））により燃料損傷の防止が可能である。

冷却機能停止及び燃料プールゲートからの流出後，燃料プール水が沸騰するまでの時間	約 2.2 時間
事象発生から燃料棒有効長頂部まで燃料プール水位が低下するまでの時間	約 5.7 時間



燃料プール配置断面図（水位低下状態）

○まとめ

ゲート部はスロッシング荷重等を考慮しても十分に信頼性のあるものであり，かつ万一，燃料プールのゲート部からリークがあった場合であっても，水位が約 7.0m 低下するが，燃料が露出することはなく，燃料棒有効長頂部まで水位が低下する時間の約 5.7 時間後までに原子炉建物原子炉棟４階での作業が不要である注水手段（燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ））により注水することで燃料損傷の防止が可能である。

19．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

島根原子力発電所２号炉では，炉心損傷が生じた場合あるいは事象が進展し，原子炉圧力容器(以下「ＲＰＶ」という。)破損に至った場合の緊急時対策本部による対応をアクシデントマネジメントガイド(以下「AMG」という。)に，運転員による対応を，事故時操作要領書(シビアアクシデント)(以下「ＳＯＰ」という。)に定めている。このため，有効性評価における炉心損傷後の重大事故時の運転員の対応はＳＯＰに従ったものとなっている。

ＳＯＰには,炉心損傷後の状況に応じた対応が可能となるよう対応フローを定めており，対応の優先順位等についても定めている。このため，想定される状況に対して網羅的に対応可能な手順になっていると考えるが，ここでは，炉心損傷後の原子炉格納容器内の状況を場合分けし,それらについてＳＯＰによる対応が可能であることを確認する。ＳＯＰの対応フローを図１に示す。また，原子炉格納容器の構造図を図２に示す。

１．各炉心損傷モードへの対応の網羅性

炉心損傷モードのうち，格納容器先行破損の炉心損傷モード※1を除くと，ＴＱＵＶ，ＴＱＵＸ，ＴＢ（長期ＴＢ，ＴＢＵ，ＴＢＤ，ＴＢＰ），ＬＯＣＡが抽出される。

このうち，ＴＱＵＶ，ＴＱＵＸ，ＴＢ（長期ＴＢ，ＴＢＵ，ＴＢＤ，ＴＢＰ）は，炉心損傷の時点でＲＰＶが健全であり，ＲＰＶ内の原子炉冷却材はＳＲＶを通じてサプレッション・チェンバ（以下「Ｓ／Ｃ」という。）に放出されている点で,炉心損傷の時点でのＲＰＶの健全性及び原子炉格納容器の原子炉冷却材の状況が同じ炉心損傷モードである。ＴＱＵＶ，ＴＢＰは炉心損傷の時点でＲＰＶ内が減圧されていることに対し，ＴＱＵＸ，長期ＴＢ，ＴＢＵ，ＴＢＤでは炉心損傷の時点でＲＰＶ内が減圧されていないが，ＳＯＰにおいて，原子炉水位が燃料棒有効長底部より燃料棒有効長の 20%上の位置でＲＰＶを減圧する手順としていることから，その後は同じ対応となる。

一方ＬＯＣＡ（ＬＯＣＡ後の注水失敗による炉心損傷）は，炉心損傷の時点でＲＰＶバウンダリ機能を喪失しており,ＲＰＶ内の原子炉冷却材がドライウェル（以下「Ｄ／Ｗ」という。）に直接放出される炉心損傷モードである。このため，炉心損傷時点での原子炉格納容器の圧力,温度等のパラメータには他の炉心損傷モードとの違いが生じるが,各々のパラメータに応じた運転操作がＳＯＰに定められており，対応は可能である。

※１ 格納容器先行破損の炉心損傷モードによって炉心損傷に至った場合，炉心損傷の時点で原子炉格納容器が破損していることから，ＳＯＰに想定する対応の可否についての不確かさが大きいと考え，ここでの考察から除外した。しかしながら，現実的にはＳＯＰ に準じ，注水及び除熱を試みるものと考えられる。

また，ＬＯＣＡが発生し，Ｄ／Ｗに放出された原子炉冷却材は原子炉格納容器下部に流入し，原子炉格納容器下部に水位が形成されると考えられる。

炉心損傷後の手順として，ＲＰＶの破損及び原子炉格納容器下部への溶融炉心落下に備えた原子炉格納容器下部への注水を定めており，ペデスタル水位が2.4m（注水量225m^3）に到達していることを確認した後，原子炉格納容器下部への注水を停止する。先述のとおり，ＬＯＣＡの場合にはあらかじめ水位が形成されている可能性が考えられるものの，どの炉心損傷モードを経た場合であってもペデスタル水位計にて水位2.4mを確認した後，原子炉格納容器下部への注水を停止する。

溶融炉心落下時のペデスタル水位は，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（以下「炉外ＦＣＩ」という。）及び溶融炉心・コンクリート相互作用（以下「ＭＣＣＩ」という。）への対応を考慮し，2.4m 相当としている。しかしながら，仮にペデスタル水位が2.4mより高い場合であっても，炉外ＦＣＩやＭＣＣＩによる原子炉格納容器の機能維持に問題ないことを確認※2している。

以上より，いずれの炉心損傷モードを経た場合についてもＳＯＰによって炉心損傷後の対応をとることが可能である。

２．注水及び除熱の考え方

炉心損傷後の注水及び除熱の考え方については，ＲＰＶの破損の有無で大別している。

まず，ＲＰＶの破損に至る前の段階においては，ＲＰＶ内の炉心の状況によらずＲＰＶへの注水を優先する手順としている。その後，ＲＰＶを破損させることなく原子炉水位を安定させることに成功した場合はＲＰＶへの注水及び必要に応じて原子炉格納容器からの除熱を並行して実施する手順としている。ただし，ＲＰＶ下鏡温度が 300 ℃に到達し，ＲＰＶ下部プレナムへの溶融炉心の落下が想定される場合はＲＰＶへの注水と並行して原子炉格納容器下部への注水（水位2.4m（注水量225m^3））を実施する手順としている。

※２ 島根原子力発電所２号炉 重大事故等対策の有効性評価について「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用 添付資料3.3.3 原子炉格納容器下部への水張り実施の適切性」参照。ペデスタル水位が高い方が物理現象発生時の原子炉格納容器への負荷が高くなると考えられる炉外 FCI について，溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下する前に，原子炉格納容器下部に約 3.8m（制御棒駆動機構搬出入口下端位置）の水位が形成されているものとした。これ以上の水位を形成させるためには，ドライウェル床面全面を満たしながら上昇させる必要があることから，仮に原子炉格納容器下部注水を入れすぎたとしても制御棒駆動機構搬出入口下端位置以上の水位となることは考えにくい。また，ここでは現実的な溶融炉心の落下様態を想定した条件を適用して評価した場合，原子炉格納容器下部の内側鋼板の最大応力は14MPa であり，原子炉格納容器下部の内側鋼板の降伏応力（490MPa）を十分に下回っており，格納容器破損に至る恐れはないことを確認している。原子炉格納容器下部の水位上昇の要因がＬＯＣＡに起因する原子炉冷却材であった場合，サブクール度は低くなり炉外 FCI 発生可能性そのものを小さくするとともに，発生した場合でも発生する最大応力は小さくなるものと考える。

次に，ＲＰＶが破損した後は，原子炉格納容器下部に崩壊熱に余裕をみた量の注水を実施する手順としている。ＳＯＰ及びＡＭＧに定めるＲＰＶ破損の判定方法に基づきＲＰＶの破損を判定した後は，原子炉格納容器下部に崩壊熱に余裕をみた量の注水を実施することとしており，その注水量はペデスタル水位及び原子炉格納容器外の流量計にて確認する手順としている。なお，本流量計の先にある原子炉格納容器下部以外への分岐配管については，逆止弁または常時閉の手動弁があり，他系統へ流入することなく，確実に原子炉格納容器下部への注水量を確認できる設備構成となっている。また，原子炉格納容器からの除熱が必要な場合は原子炉格納容器下部への注水と原子炉格納容器からの除熱とを並行して実施する手順としている。

しかしながら，ＲＰＶが破損した後は，ＲＰＶ内の溶融炉心の状態，ＲＰＶ破損口の状態，原子炉格納容器下部への溶融炉心の落下量，格納容器圧力及び温度等，原子炉格納容器内の状態の不確かさが大きく，また，注水又は除熱を実施可能な設備が限定され，注水又は除熱に使用できる流量が不足する場合を想定すると，重大事故時に確実なアクシデントマネジメントを実施できるよう，注水及び除熱の優先順位を明確化しておく必要がある。このため，ＳＯＰ及びＡＭＧではＲＰＶ破損判定後の運転操作の優先順位を次の様に定めている。

優先順位１：Ｄ／Ｗスプレイ
・開始条件：格納容器圧力 640kPa（1.5Pd）以上又は格納容器温度 190℃以上
・停止条件：格納容器圧力 588kPa 以下又は格納容器温度 171℃以下
・流量：120m^3/h

優先順位２：原子炉格納容器下部注水
・流量：崩壊熱に余裕をみた量（スクラム後～５時間：60m^3/h，５～10 時間：55m^3/h，10～20 時間：35m^3/h，20 時間～40 時間：30m^3/h，40 時間～80 時間：20m^3/h，80 時間～120 時間：15m^3/h，120 時間以降：12m^3/h）で注水

優先順位３：ＲＰＶ破損後のＲＰＶへの注水
・流量：15m^3/h（Ｓ／Ｃ水源でＥＣＣＳを運転できる場合は全量注水）

これらは可能な限り並行して実施すべきものであるが，中でも格納容器スプレイを優先する理由は，格納容器スプレイを開始する状況は格納容器過圧又は過温破損の防止及び早期の格納容器ベントを抑制するための運転操作が必要な状況であり，これに即応する必要があるためである。Ｄ／ＷスプレイとＳ／Ｃスプレイでは，より広い空間にスプレイすること等により，原子炉格納容器の圧力及び温度の抑制効果が高いと考えられるＤ／Ｗスプレイを実施することとしている。また，Ｄ／Ｗにスプレイを実施することで原子炉格納容器下部へ冷却材が流入す

るため，原子炉格納容器下部の溶融炉心の冷却にも期待できる。

原子炉格納容器下部の溶融炉心の冷却については，ＲＰＶ破損前の注水により原子炉格納容器下部には約70㎥(スクラム後５～10時間後の崩壊熱に換算すると約２時間分)の冷却材が確保されていること及びＤ／Ｗスプレイした冷却材がＤ／Ｗ床面から原子炉格納容器下部へ流入することにも期待できることを考慮し，Ｄ／Ｗスプレイに次ぐ優先順位としている。

ＲＰＶ破損後のＲＰＶへの注水には，ＲＰＶ内に残存する溶融炉心の冷却及びＲＰＶ破損口から原子炉冷却材が流出することによる原子炉格納容器下部に堆積している溶融炉心の冷却にも期待できると考えられるが，ＲＰＶ破損口からの原子炉冷却材の流出の状況を確実に把握することは困難なことから，原子炉格納容器下部注水に必要な流量を確保した後の優先順位としている。

しかしながら，ＲＰＶが破損した後の注水及び除熱の優先順位については，今後の検討結果により，前述の優先順位は変わりうるものと考えている。

Ｄ／Ｗスプレイまたは注水により，Ｓ／Ｃ水位が通常水位＋約1.3mに到達する時点でスプレイを停止し，格納容器ベントを実施する。ベント開始後は，崩壊熱に余裕をみた量の注水を継続し，原子炉格納容器下部の溶融炉心の冷却を継続する。

以上のとおり，原子炉格納容器内の状態の不確かさを考慮しても，ＳＯＰによって確実なアクシデントマネジメントを実施することが可能である。

図１　ＳＯＰの対応フロー（全体）

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。

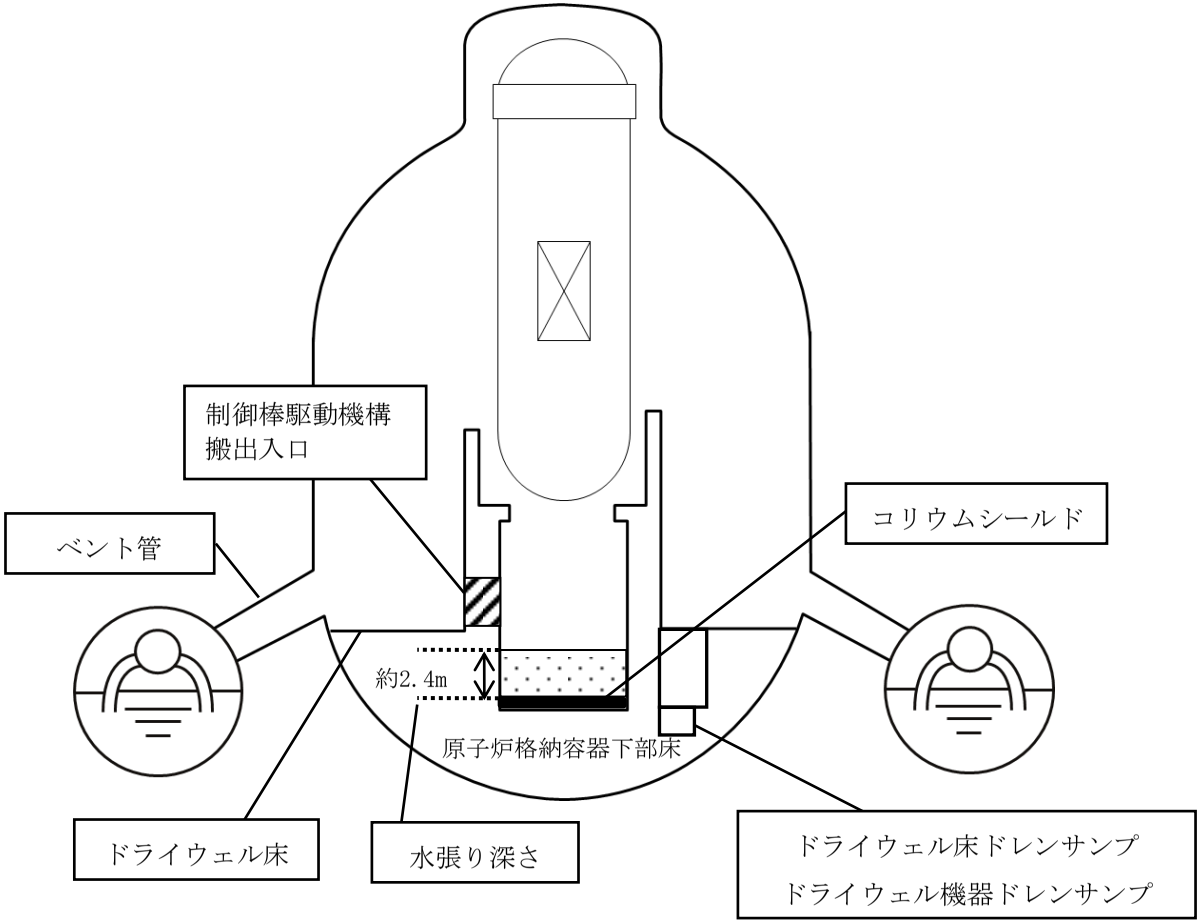


図２　原子炉格納容器の構造図

20. 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　重要事故シーケンス（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

事故シーケンスグループ	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		
高圧・低圧注水機能喪失（ＴＱＵＶ）	【事象概要】 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。 【機能喪失の前提】 ・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）	［高圧注水］　― ［減圧］　逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個 ・事象発生から約 30 分後 ［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）	［ＰＣＶスプレイ］ 格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・事象発生から約 22 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） ・サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達で実施（約 30 時間後）	［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	×	＜炉心損傷防止＞ 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。
高圧注水・減圧機能喪失（ＴＱＵＸ）	【事象概要】 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・ 【機能喪失の前提】 ・高圧ＥＣＣＳ注水機能（ＨＰＣＳ） ・原子炉隔離時冷却系（ＲＣＩＣ） ・減圧機能（手動減圧失敗）	［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 ［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	［ＰＣＶスプレイ］　－ ［海水除熱］　ＲＨＲによるＳ／Ｐ水冷却 ［ベント］　－	［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）］　Ｓ／Ｃ ・初期水量のみで対応可能	－	－
全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	【事象概要】 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）により原子炉へ注水し，格納容器代替スプレイ系（可搬型）によりＰＣＶスプレイを実施する。24 時間後からはガスタービン発電機から給電する。 【機能喪失の前提】 ・全交流動力電源喪失（外部電源，非常用Ｄ／Ｇ等）	［高圧注水］　ＲＣＩＣ ・Ｌ２～Ｌ８で水位維持 ［減圧］　逃がし安全弁（自動減圧機能付き）（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（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	［ＰＣＶスプレイ］ 格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・事象発生から約 19 時間後にＰＣＶスプレイを実施 残留熱除去系（格納容器冷却モード） ・事象発生から 24 時間 30 分後にＰＣＶスプレイを実施 ［海水除熱］　原子炉補機冷却系 ・事象発生から約 24 時間後に原子炉補機冷却系を起動	［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 ［水源（補給含む）］　輪谷貯水槽 ・輪谷貯水槽から原子炉へ注水	○	＜炉心損傷防止＞ 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。

○：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　重要事故シーケンス（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

事故シーケンスグループ	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		
全交流動力電源喪失（ＴＢＵ）	【事象概要】 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）にて原子炉へ注水し，格納容器代替スプレイ系によりＰＣＶスプレイを実施する。24 時間後からはガスタービン発電機から給電する。 【機能喪失の前提】 ・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）	［高圧注水］　ＨＰＡＣ ・Ｌ３～Ｌ８で水位維持 ［減圧］　逃がし安全弁（自動減圧機能付き）（６個） ・事象発生から約 8.3 時間後に手動減圧 ［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	［ＰＣＶスプレイ］ 格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・事象発生から約 19 時間後にＰＣＶスプレイを実施 残留熱除去系（格納容器冷却モード） ・事象発生から 24 時間 30 分後後にＰＣＶスプレイを実施 ［海水除熱］　原子炉補機冷却系 ・事象発生から約 24 時間後に原子炉補機冷却系を起動	［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 ［水源（補給含む）］　輪谷貯水槽 ・輪谷貯水槽から原子炉へ注水	○	＜炉心損傷防止＞ 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。
全交流動力電源喪失（ＴＢＤ）	【事象概要】 全交流動力電源喪失が発生するとともに直流電源能喪失し，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，それ時間以降低圧原子炉代替注水系（可搬型）にて原子炉へ注水し，格納容器代替スプレイ系によりＰＣＶスプレイを実施する。24 時間後からはガスタービン発電機から給電する。 【機能喪失の前提】 ・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） ・直流電源喪失					
全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	【事象概要】 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個が開固着し，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で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，格納容器代替スプレイ系（可搬型）により格納容器冷却を実施する。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。 【機能喪失の前提】 ・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Ｄ／Ｇ） ・逃がし安全弁１個開固着	［高圧注水］　ＲＣＩＣ ・ＳＲＶ１個開固着により水位低下継続 ・原子炉圧力低下により機能喪失 ［減圧］ （・開固着した逃がし安全弁１個からの蒸気流出） ・逃がし安全弁（自動減圧機能付き）（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 ［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）	［ＰＣＶスプレイ］ 格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・事象発生から約 21 時間後にＰＣＶスプレイを実施 残留熱除去系（格納容器冷却モード） ・事象発生から 24 時間 30 分後にＰＣＶスプレイを実施 ［海水除熱］　原子炉補機冷却系 ・事象発生から約 24 時間後に原子炉補機冷却系を起動	［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 ［水源（補給含む）］　輪谷貯水槽 ・輪谷貯水槽から原子炉へ注水	○	＜炉心損傷防止＞ 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。

○：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　重要事故シーケンス（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

事故シーケンスグループ	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		
崩壊熱除去機能喪失 （取水機能喪失） （ＴＷ）	【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）	［高圧注水］　ＲＣＩＣ ・Ｌ２～Ｌ８で水位維持 ［減圧］　逃がし安全弁（自動減圧機能付き）（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	［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］　－	［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	－	－
崩壊熱除去機能喪失 （残留熱除去機能喪失） （ＴＷ）	【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ＲＣＩＣによる原子炉注水を継続し，８時間後からは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）	［高圧注水］　ＲＣＩＣ ・Ｌ２～Ｌ８で水位維持 ［減圧］　逃がし安全弁（自動減圧機能付き）（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	［ＰＣＶスプレイ］ 格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・事象発生から約 19 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） ・サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達で実施（約 30 時間後）	［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	○	＜炉心損傷防止＞ 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。
原子炉停止機能喪失 （ＴＣ）	【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により未臨界を確保する。 【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）	［原子炉停止］　ＳＬＣ ・ＳＬＣ注入はＳ／Ｃ水温高（49℃）から 10 分後 ［高圧注水］　ＨＰＣＳ，ＲＣＩＣ ・水位回復までは定格流量 ・Ｌ１Ｈで水位維持 ［減圧］　－ ［低圧注水］　－	［ＰＣＶスプレイ］　－ ［海水除熱］　ＲＨＲによるＳ／Ｐ水冷却 ［ベント］　－	［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	－	－
ＬＯＣＡ時注水機能喪失 （中破断ＬＯＣＡ）	【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） ・原子炉隔離時冷却系（ＲＣＩＣ） ・低圧ＥＣＣＳ注水機能（ＬＰＣＳ，ＬＰＣＩ） ・自動減圧機能（ＡＤＳ）	［高圧注水］　－ ［減圧］　逃がし安全弁（自動減圧機能付き）（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）	［ＰＣＶスプレイ］ 格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・事象発生から約 21 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） ・サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達で実施（約 27 時間後）	［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	×	＜炉心損傷防止＞ 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。
格納容器バイパス （ＩＳＬＯＣＡ）	【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】　－	［高圧注水］　ＨＰＣＳ，ＲＣＩＣ ［減圧］　逃がし安全弁（自動減圧機能付き）（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］　－	格納容器バイパス事象であるため，格納容器側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）	［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	－	－

○：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　重要事故シーケンス（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	格納容器破損防止設備			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	
		損傷炉心冷却	格納容器破損防止	電源・水源		
過温・過圧破損防止（残留熱代替除去系を使用する場合）	【事象概要】 大破断ＬＯＣＡ（再循環ポンプ吸込側配管の瞬時同時破断を想定）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。 【機能喪失の前提】 ・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Ｄ／Ｇ）	［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 時間から開始	［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 時間から開始 ［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	［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，輪谷貯水槽より低圧原子炉代替注水槽に適宜補給	○	＜格納容器破損防止＞ リロケーション後，ＭＣＣＩの発生防止のためにペデスタルに約3.3時間までに水深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。
過温・過圧破損防止（残留熱代替除去系を使用しない場合）	【事象概要】 大破断ＬＯＣＡ（再循環ポンプ吸込側配管の瞬時両端破断を想定）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。 【機能喪失の前提】 ・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Ｄ／Ｇ）	［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	［ＰＣＶスプレイ］ 格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・事象発生から約 27 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） ・サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達で実施（約 32 時間）	［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，輪谷貯水槽より低圧原子炉代替注水槽に適宜補給 輪谷貯水槽（格納容器スプレイ）	○	＜格納容器破損防止＞ リロケーション後，ＭＣＣＩの発生防止のためにペデスタルに約3.3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。
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（ＤＣＨ） 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（ＦＣＩ） 溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）	【事象概要】 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ＲＰＶ破損前に手動減圧する。溶融炉心落下前にペデスタルへの水張りを行う。落下溶融炉心と水との相互作用による荷重が生じるが，ＰＣＶの健全性は維持される。また，水張り及び溶融炉心落下後のペデスタルへの注水によりコンクリート反応は抑制される。その後は注水先を原子炉ではなく，ドライウェルとした代替循環冷却を行い，格納容器の除熱を継続する。 【機能喪失の前提】 ・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）	［高圧注水］　－ ［減圧］　逃がし安全弁（自動減圧機能付き）（２個） ・ＢＡＦ＋燃料棒有効長 20%で手動減圧 ［低圧注水］　－	［ペデスタル注水］ 格納容器代替スプレイ系（可搬型） ・ＲＰＶ破損前は，原子炉圧力容器下鏡温度 300℃到達（約 3.1 時間後）を確認し，格納容器代替スプレイ系（可搬型）でペデスタル水位 2.4m（注水量 225m³）まで水張り ペデスタル代替注水系（可搬型） ・ＲＰＶの破損を確認後，ペデスタル代替注水系（可搬型）で崩壊熱相当に余裕を見た注水量にてペデスタルに注水 ［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 時間から開始 ※本シナリオでは注水先は原子炉ではなく，格納容器 ［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	［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）］ 輪谷貯水槽（ペデスタル注水，格納容器スプレイ）	－ ○	－ ＜格納容器破損防止＞ 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。
水素燃焼	過温・過圧破損（残留熱代替除去系を使用する場合）と同じ。	過温・過圧破損（残留熱代替除去系を使用する場合）と同じ。	過温・過圧破損（残留熱代替除去系を使用する場合）と同じ。	過温・過圧破損（残留熱代替除去系を使用する場合）と同じ。	○	＜格納容器破損防止＞ 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。

○：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

事故シーケンス	起因事象		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	
		冷却材漏えい・隔離	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系（可搬型スプレイノズル使用） ・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。
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系（可搬型スプレイノズル使用） ・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。

○：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
－：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　重要事故シーケンス（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

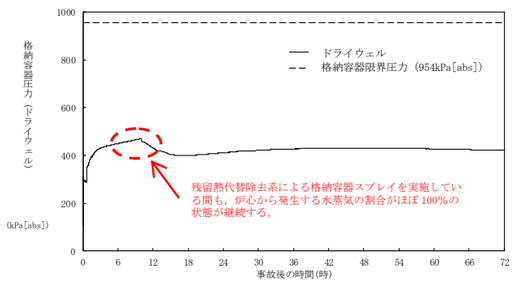
事故シーケンス	起因事象	重大事故等対処設備等					常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性	
		停止系	減圧	注水	除熱	電源・水源		
崩壊熱除去機能喪失	運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障による崩壊熱除去機能喪失	－	炉圧上昇に伴い手動減圧を実施	［低圧注水］ 残留熱除去系（低圧注水モード） ・事象発生２時間後から注水を実施	［海水除熱］ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） ・原子炉水位回復から約 30 分後から除熱を開始	［電源］非常用ディーゼル発電機 ・事象発生と同時に起動 ・外部電源なし	－	－
全交流動力電源喪失	送電系統又は所内主発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閉操作忘れ）	－	－	［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	－	－
反応度の誤投入	制御棒の最大反応度価値に対する核的制限値を超える斜め隣接の制御棒が誤引抜される	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
－：可搬型設備の代替がある常設設備に期待していない

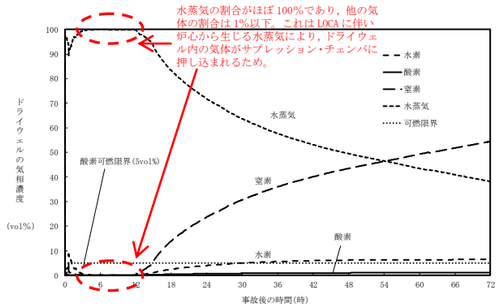
21．有効性評価「水素燃焼」における，ドライウェル及びサプレッション・チェンバの気体組成の推移についての補足説明

有効性評価「水素燃焼」における，ドライウェル及びサプレッション・チェンバの気体組成の推移のうち，主にドライ条件での酸素濃度の変化の理由について説明を補足し，図１に示す。

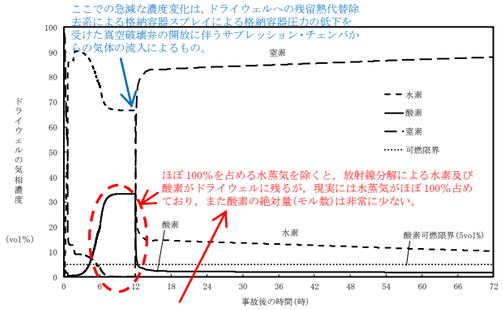
格納容器圧力（絶対圧表示）



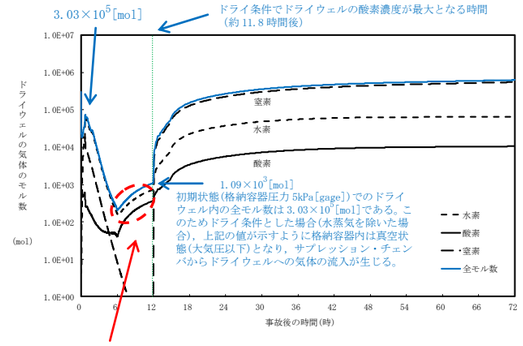
ウェット条件（気体の濃度の推移）



ドライ条件（気体の濃度の推移）

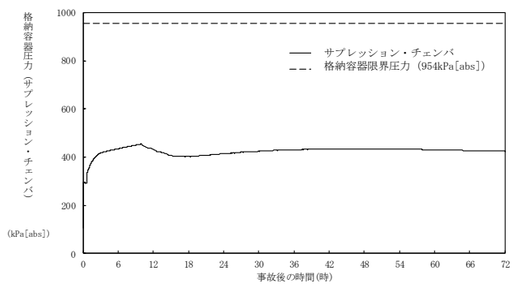


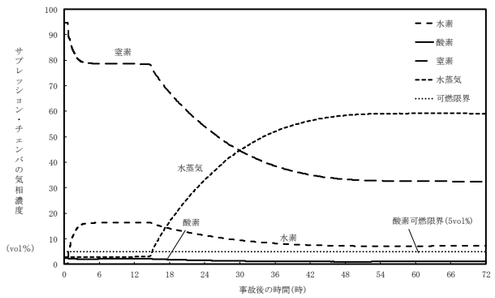
ドライ条件（気体のモル数）

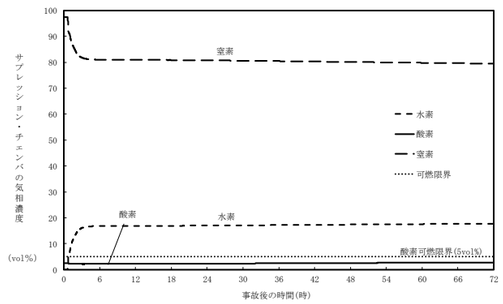


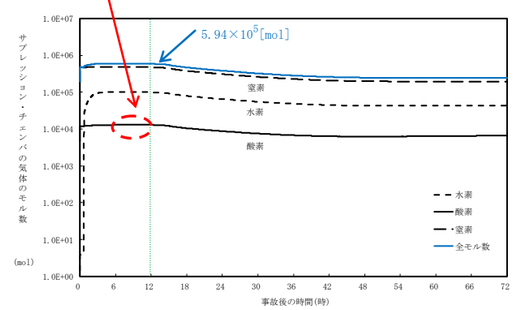
仮にドライ条件になった場合，ドライウェルの全圧は大きく低下するため，全圧の低下割合が小さいサプレッション・チェンバから気体が流入する。ドライ条件でのドライウェルの気体の絶対量(モル数)はドライ条件でのサプレッション・チェンバの絶対量(モル数)に比べて少ないため，サプレッション・チェンバからドライウェルへの流入が生じると，ドライウェルの気体組成はサプレッション・チェンバとほぼ同じとなる。なお，12時間後からドライウェルへ窒素注入しているため，時間経過と共にドライウェルの酸素濃度はサプレッション・チェンバに比べて抑制される。
サプレッション・チェンバの気体の組成は酸素濃度が2~3%であり，気体の流入が生じてもドライウェルの酸素濃度が5%を超えることはない。

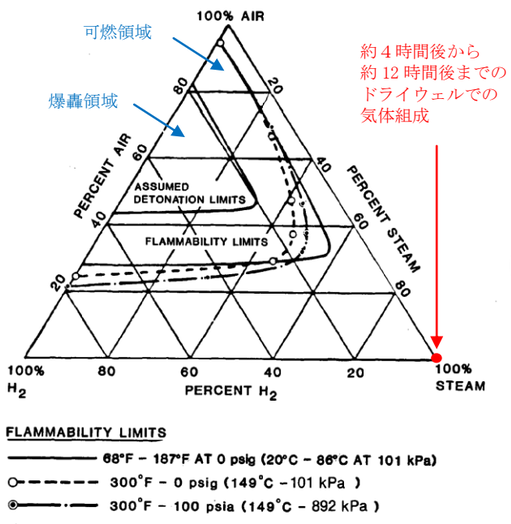
ドライ条件でのドライウェルの酸素濃度が5%を超える期間について，ドライウェルとサプレッション・チェンバの酸素の絶対量(モル数)を比較すると10倍以上サプレッション・チェンバの絶対量が多い。

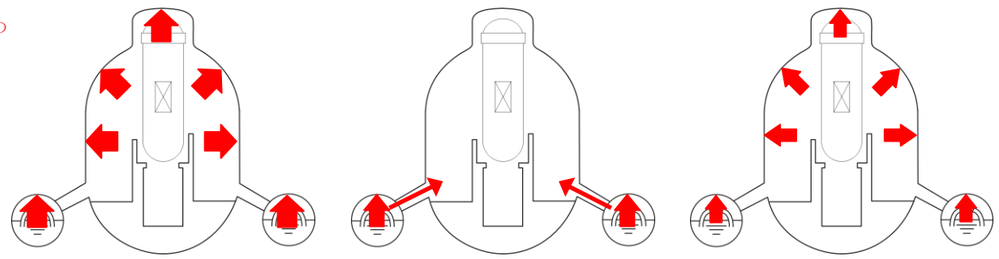












①水蒸気を含む気体により格納容器圧力が高く維持されている状態

②ドライ状態を仮定すると，D／W圧力が大幅に低下するため，真空破壊弁を通じてS／Cの気体が移動する。

③真空破壊弁によりD／WとS／Cが均圧化される。

ウェット状態で維持されている格納容器内がドライ状態となった場合の気体の移動

ドライ状態となった場合の気体の移動と移動を考慮した場合のドライウェルの酸素濃度

仮にD/WとS/Cがドライ条件になるとすると，ドライウェルの全圧が大幅に低下するため，S/CからD/Wに真空破壊弁を通じて気体が流入することとなる。

この流入により，D/WとS/Cの全モル濃度（全圧）が等しくなるものとする。この時以下①～③式が成り立つ。

○ D/Wのモル数

$D_0 \times V_D + D_{in} \times V_D = D_1 \times V_D$ より，$D_0 + D_{in} = D_1$ ・・・①

○ S/Cのモル数

$S_1 \times V_S = S_0 \times V_S - D_{in} \times V_D$ より，$S_1 = S_0 - D_{in}(V_D/V_S)$ ・・・②

○ D/W及びS/Cの均一化

$D_1 = S_1$ ・・・③

D_0:D/Wのドライ条件での全モル濃度の初期値(S/Cからの流入前)
D_{in}:S/CからD/Wに流入した気体のD/W内での全モル濃度
D_1：S/Cからの流入が生じた後のS/Cの気体の全モル濃度
S_0:S/C内のドライ条件での全モル濃度の初期値(D/Wへの流入前)
S_1：D/Wへの流入が生じた後のS/Cの気体の全モル濃度
V_D：D/W空間体積
V_S：S/C空間体積

ドライ条件でのD/Wでの酸素濃度が最大となる，事象発生から約11.8時間後について計算する。

$D_0 = 1.09 \times 10^3[mol]/(7,900[m^3] \times 1,000[1/m^3]) = 1.38 \times 10^{-4}[mol/l]$

$S_0 = 5.94 \times 10^5[mol]/(4,700[m^3] \times 1,000[1/m^3]) = 1.26 \times 10^{-1}[mol/l]$

$D_{in} = (S_0 - D_0) \times V_S/(V_S + V_D)$

$= (1.26 \times 10^{-1}[mol/l] - 1.38 \times 10^{-4}[mol/l]) \times 4,700/(4,700 + 7,900) = 4.71 \times 10^{-2}[mol/l]$

$D_1 = S_1 = D_{in} + D_0 = 4.71 \times 10^{-2}[mol/l] + 1.38 \times 10^{-4}[mol/l] = 4.73 \times 10^{-2}[mol/l]$

$D_1 = S_1 \fallingdotseq D_{in}$ より，ドライ条件となり，S/CからD/Wへの気体の流入が生じた場合，D/WはS/Cから流入する気体で占められ，

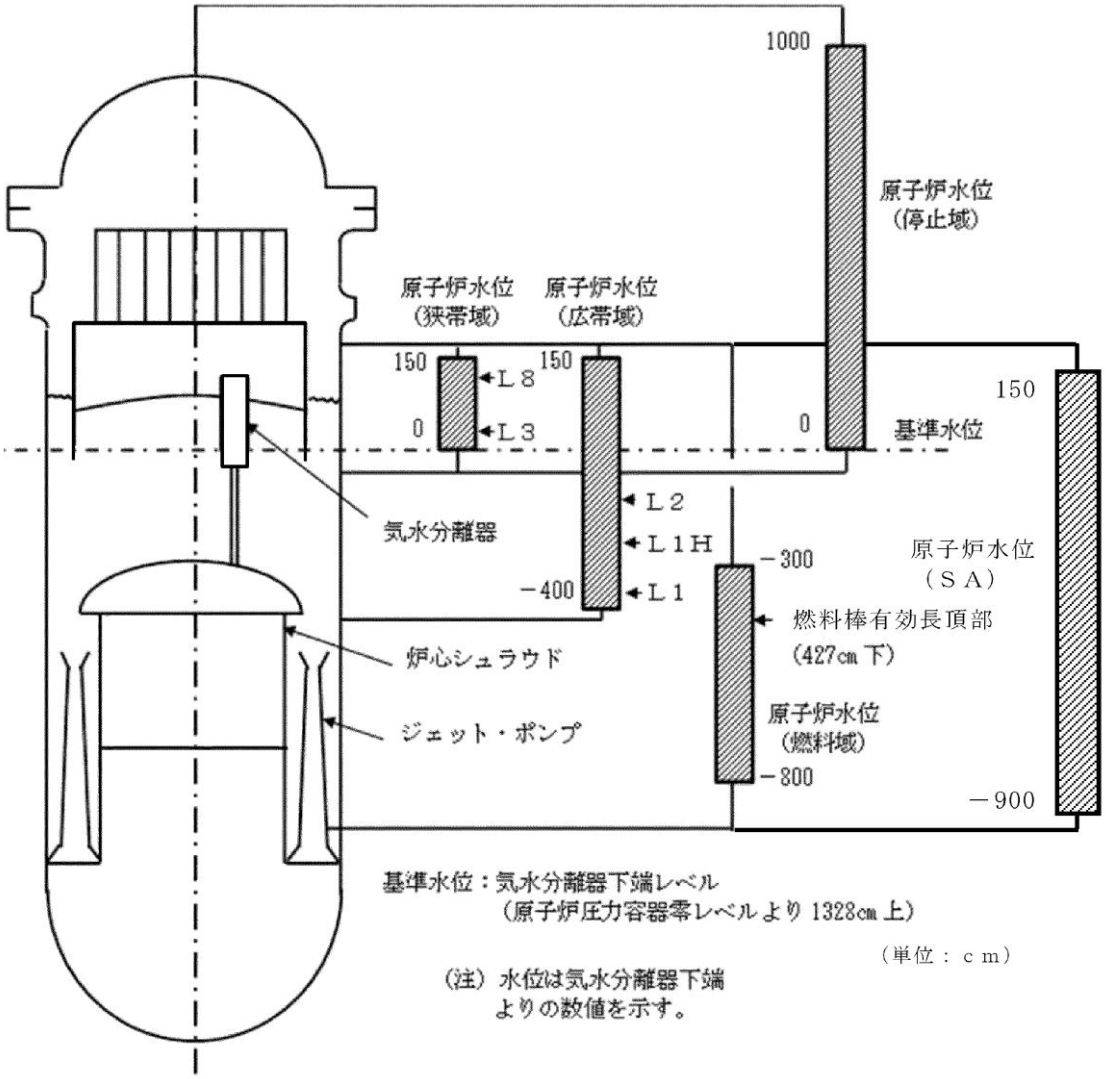
$D_0/D_{in} = 2.92 \times 10^{-3} < 1/100$

であることを考慮すると，気体の組成はドライ条件でのS/Cとほぼ同等となる。このため，酸素濃度は2.2%程度となる。
また，これに対し，保守的にドライ条件でのD/Wの酸素濃度の1/100を加えても，酸素濃度は約2.6%であり，５%を十分に下回る。

図１　有効性評価「水素燃焼」におけるドライウェル及びサプレッション・チェンバの気体組成についての補足説明

22.　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
Ｌ８（レベル８）	132cm 上	原子炉隔離時冷却系トリップ
Ｌ３（レベル３）	16cm 上	原子炉スクラム
Ｌ２（レベル２）	112cm 下	主蒸気隔離弁閉 原子炉隔離時冷却系起動
Ｌ１Ｈ（レベル１Ｈ）	261cm 下	高圧炉心スプレイ系起動
Ｌ１（レベル１）	381cm 下	低圧炉心スプレイ系起動 低圧注水系起動
ＴＡＦ	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

23. 圧力容器ペデスタル外側鋼板の支持能力について

溶融炉心が水中に落下した際の物理現象である水蒸気爆発は，これまでの知見から，実機において大規模な水蒸気爆発が発生する可能性が極めて低いと考えられるが，島根原子力発電所２号炉の有効性評価「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」では，溶融炉心が原子炉格納容器下部の水中に落下した際の水蒸気爆発の発生を仮定し，原子炉格納容器の健全性を評価している。

評価の結果，島根原子力発電所２号炉では，水蒸気爆発の発生を仮定しても，圧力容器ペデスタルの内側鋼板にかかる応力が弾性範囲内であり，塑性変形しないことを確認している。

しかしながら，万一，内側鋼板に変形等が生じ，その支持機能に期待できない場合であっても，島根原子力発電所２号炉では，圧力容器ペデスタルの外側鋼板のみで支持機能を維持できる（原子炉圧力容器は，原子炉圧力容器支持スカート及び水平鋼板を介して内側鋼板及び外側鋼板により支持される）。

ここでは圧力容器ペデスタルが支持する荷重が外側鋼板のみに負荷された場合でも，圧力容器ペデスタルが有する支持機能が維持されることを確認する。

１．圧力容器ペデスタル外側鋼板の形状

圧力容器ペデスタルの外側鋼板は，図１ に示すように外径 9163mm，板厚 38mm の円筒状の構造物である。

この断面積Ａは，以下のように計算される。

$$A = \pi\left[\left(\frac{9163}{2}\right)^2 - \left(\frac{9087}{2}\right)^2\right] = 1.089 \times 10^6 (mm^2)$$

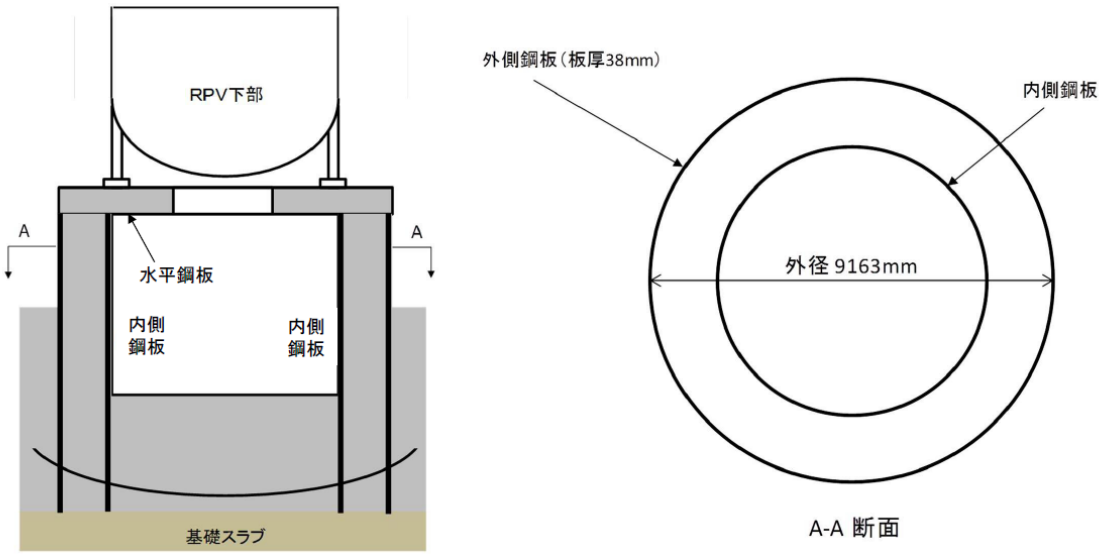


図１　圧力容器ペデスタル概形図

２．圧力容器ペデスタルの支持荷重

圧力容器ペデスタルが支持する荷重は，原子炉圧力容器重量，ガンマ線しゃへい壁重量等である。付加される荷重は約 5500ton である。

３．圧力容器ペデスタルの自立性の評価

１．に示した外側鋼板の断面積と，２．に示した圧力容器ペデスタルの支持荷重から算出される，外側鋼板のみでの支持を仮定した場合に外側鋼板に加わる応力を表１ に示す。

また，圧力容器ペデスタル外側鋼板の材料であるＳＰＶ490 の格納容器限界温度(200℃)における降伏応力を，外側鋼板のみで支持機能を維持する上での許容値として同表に示す。

表１　外側鋼板のみでの支持を仮定した場合に外側鋼板に加わる応力と許容値

発生応力	許容値（降伏応力）
約 50MPa	417MPa

表１の通り，外側鋼板のみでの支持を仮定した場合であっても，外側鋼板に加わる応力は外側鋼板の許容値（降伏応力）を下回っていることから，外側鋼板のみであっても圧力容器ペデスタルが支持する荷重に対する支持機能を維持できる。

以上

24. 原子炉格納容器下部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

１．溶融デブリの評価条件

島根２号炉では，ＭＣＣＩの評価にＭＡＡＰコードを用いている。ＭＣＣＩの評価においては，全炉心に相当する量が溶融炉心として原子炉格納容器下部に落下するものとしており，この溶融炉心には炉内構造物等を考慮している。溶融デブリの拡がりに関する評価条件を表１に示す。

２．島根２号炉のＭＣＣＩの評価における溶融デブリの堆積高さ

島根２号炉のＭＣＣＩの評価では，落下した溶融デブリが原子炉格納容器下部床上に一様に拡がるものとしており，この場合の堆積高さは約 １ ｍとなる。原子炉格納容器下部に落下した溶融デブリと原子炉格納容器下部の構造の位置関係を図１に示す。図１に示すとおり，原子炉格納容器下部の側面の開口部として最も低い箇所にある制御棒駆動機構搬出入口までであっても約 3.8 ｍの高さがあることから，仮に溶融炉心が全量落下しても原子炉格納容器下部以外に溶融デブリが拡がる恐れは無いと考える。

３．溶融デブリの堆積高さの不確かさ

（１）原子炉格納容器下部の構造物等の影響

島根２号炉の原子炉格納容器下部の構造物としては制御棒駆動機構（ＣＲＤ）交換装置（プラットホーム，旋回レール等含む）があり，原子炉圧力容器下部の構造物としてＣＲＤハウジング，中性子計装ハウジング等がある。溶融デブリへこれらの構造物が取り込まれたことを考慮すると，溶融デブリ全体の温度を低下させ，ＭＣＣＩを緩和する側に作用すると考えられることから，現在の評価ではこれらの構造物は考慮していない。これらの構造物の重量は全体の溶融デブリ量[redacted]に対して小さく，これらの構造物を考慮した場合でも，溶融デブリ堆積高さの増加分は約 0.17 ｍであることから，溶融デブリが原子炉格納容器下部以外に拡がる恐れは無いと考える。

（２）溶融デブリの粒子化に伴う影響

溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下する場合，予め 2.4m の水張りを実施する手順としていることから，溶融デブリの一部は水中で粒子化するものと考えられる。この時，粒子化した溶融デブリの密度が低いと堆積高さが高くなる。

最も厳しい条件として，デブリが粒子化割合 0.38 で粒子化した際の堆積高さを評価する。例えば，ポロシティが最も大きな粒子の充填状態である，単純立方格子（ポロシティ 0.48）として粒子が堆積する場合を想定すると，溶融デブリの堆積高さは約 1.4ｍ，粒子化したデブリの範囲を除いた水プール水深は約２ｍとなるが，前述のとおり，原子炉格納容器下部の側面の開口部までは

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。

十分な高さがあることから，粒子化に伴う堆積高さの増加を考慮しても，原子炉格納容器下部以外に溶融デブリが拡がる恐れは無いと考える。

なお，溶融炉心の比重は８程度であり，水と比べて非常に重く，粒子化した溶融デブリは水面に浮遊しないと想定される。

（３）溶融炉心の落下の位置及び拡がりの影響

原子炉圧力容器下部から原子炉格納容器下部への溶融炉心の落下の経路[1]については，ＣＲＤハウジングの逸出に伴う開口部からの落下等が考えられる。原子炉圧力容器の構造からは，溶融炉心は原子炉圧力容器底部の中心に流れ込むと考えられ，原子炉圧力容器底部の中心近傍に開口部が発生し，溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下する可能性が高いと推定されるが，開口部の発生箇所については不確かさがあると考えられる。

ここで仮に溶融デブリが偏って堆積し，制御棒駆動機構搬出入口の高さ（約 3.8 m）に到達する条件を考えると，溶融デブリが直径約 ３ m の円柱を形成する必要があるが，溶融デブリの厚さが均一化するまでの時間が２～３分程度であるという過去の知見[2]を踏まえると，溶融炉心は落下と同時に原子炉格納容器下部床面を拡がり，堆積高さが均一化していくと考えられることから，溶融デブリが制御棒駆動機構搬出入口の高さまで堆積する状況は考えにくい。

また，溶融炉心の落下位置及び堆積形状に係る知見として，近年，以下のものがある（表３）。

・東京電力株式会社福島第一原子力発電所２号炉における格納容器下部の調査結果により溶融炉心が圧力容器の中心位置から偏って落下した可能性がある。

・PULiMS 実験[3]において確認された溶融デブリの堆積高さと拡がり距離のアスペクト比が確認されている。

これらの知見を踏まえ，溶融炉心が原子炉圧力容器の中心位置から偏って落下し，溶融デブリが円錐上に堆積するという仮定で堆積高さを評価した場合においても，溶融デブリ堆積の頂点位置における高さは約 2.2m であり，制御棒駆動機構搬出入口の高さ（約 3.8 m）を下回る評価結果となった（図３）。

よって，溶融炉心が圧力容器下部の偏心位置から落下し円錐上に堆積した場合においても，原子炉格納容器下部以外に溶融デブリが拡がる恐れは無いと考える。

表１　溶融炉心に関する評価条件

項目	設定値	設定根拠
溶融炉心落下割合	100％ [redacted]	保守的に全炉心相当量が落下するものとして設定
溶融デブリの組成	図２参照	ＭＡＡＰコードによる評価結果 （炉内構造物の組成・質量等を考慮）
原子炉格納容器下部床面積	[redacted] m^2	設計値

表２　原子炉格納容器下部へ落下するコリウム重量及び体積

項目	重量／体積（注１）	備考
燃料（UO_2）	[redacted]	炉心内全 UO_2 の重量
被覆管（Zr）	[redacted]	標準長燃料棒，短尺燃料棒を考慮
チャンネルボックス／ウォーターロッド／スペーサ（Zr）	[redacted]	チャンネルボックス：[redacted] ウォーターロッド：[redacted] スペーサ：[redacted]
ＣＲＤ関係（SUS）	[redacted]	ＣＲ，ＣＲＤハウジング，ＣＲＤガイドチューブの合計
CR(B_4C)	[redacted]	ＣＲにおける B_4C の重量
炉心支持板／燃料支持金具＋下部タイプレート／上部タイプレート（SUS）	[redacted]	炉心支持板：[redacted] 燃料支持金具：[redacted] 上部タイプレート：[redacted] 下部タイプレート：[redacted]
合計（注２）	[redacted]	－

（注１）重量から体積への換算は以下の密度（密度は温度によって変化するが，代表値で一定とする）を用いているため，体積は参考値扱いである。

UO_2　：10.57（g/cm^3）
Zr　：6.55（g/cm^3）
SUS　：7.75（g/cm^3）
B_4C　：2.38（g/cm^3）

（注２）ＭＡＡＰでは，Zr，SUS の酸化を考慮するため，原子炉格納容器下部への落下重量は [redacted] 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。

表３　溶融デブリの堆積高さ評価に係る近年得られた知見について

項目	概要	今回評価上の扱い
溶融炉心の落下位置	平成 29 年 2 月の東京電力株式会社福島第一原子力発電所 2 号炉における格納容器下部の調査結果により，格納容器下部の中心軸から外れた位置のグレーチングの落下が確認されている。グレーチングの落下理由の１つとして，圧力容器から流出した溶融炉心が中心位置から偏った位置に落下したことが考えられる。	溶融炉心が圧力容器下部の偏心位置から落下したことを考慮した場合，格納容器壁面に近い方がより保守的な条件であるため，溶融炉心が最外周の制御棒駆動機構位置から落下すると仮定して，評価を行った。
堆積形状	PULiMS 実験は溶融物を水中に落下した実験であり，溶融デブリの堆積高さと拡がり距離のアスペクト比としては 1:18～1:14 程度となっている。	溶融デブリの堆積形状として，保守的に，1:14 の円錐状に堆積すると仮定して，評価を行った。

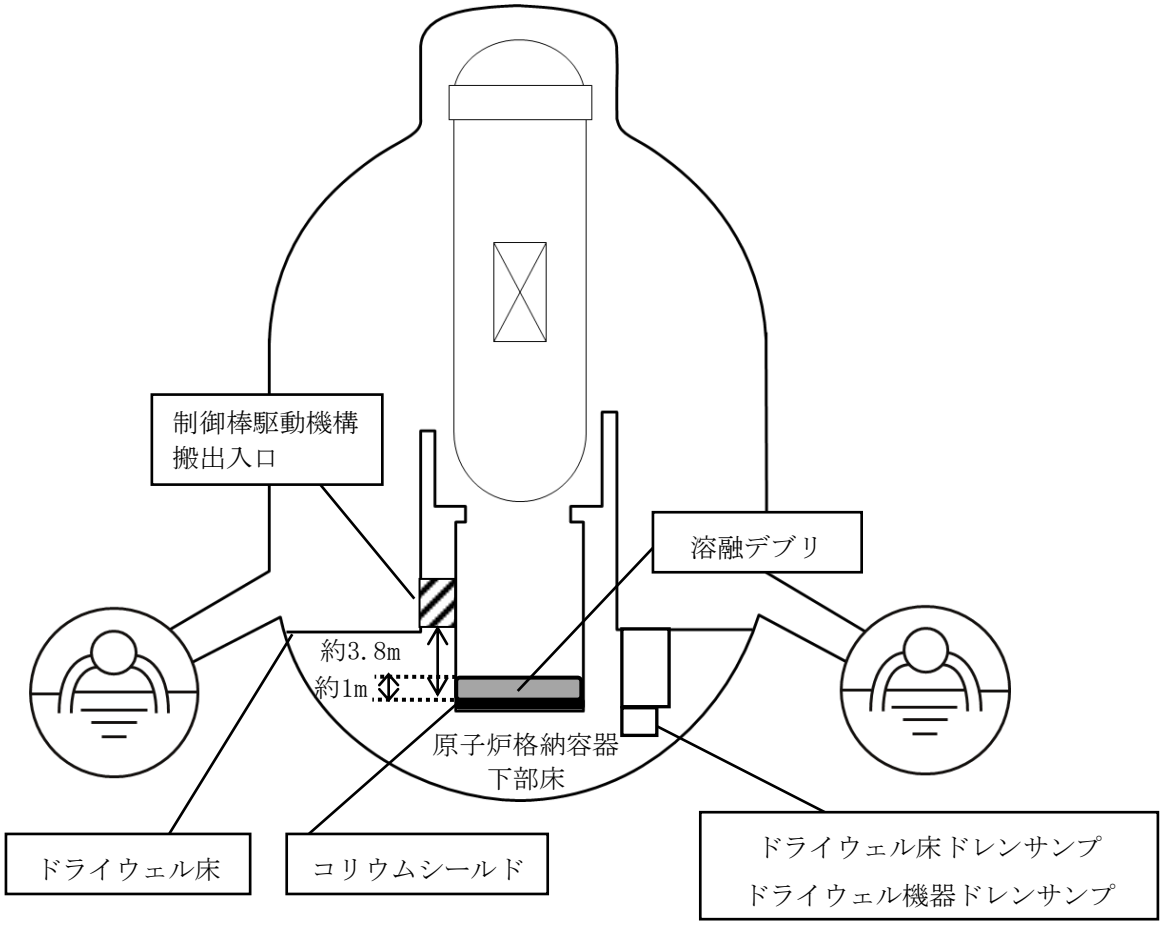


図１　溶融デブリと原子炉格納容器下部の構造の位置関係

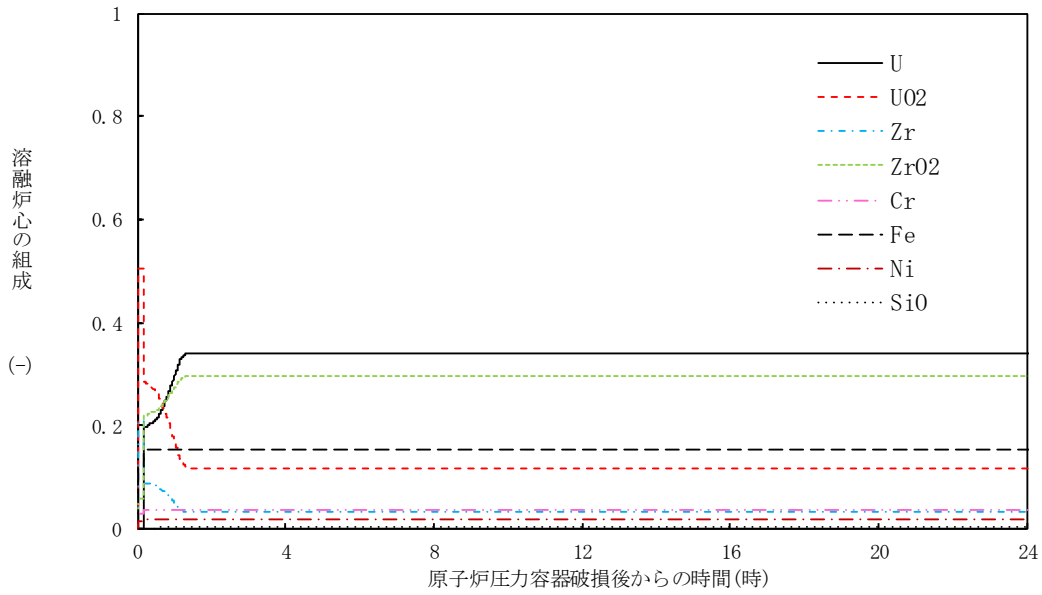


図２　溶融デブリの組成の推移

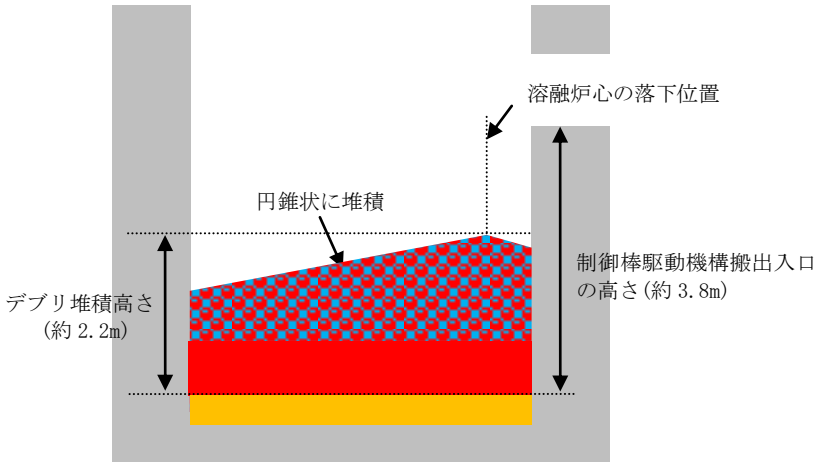


図３　デブリ堆積高さと制御棒駆動機構搬出入口の高さ関係

参考文献

[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(ＭＡＡＰ)について」，東芝エネルギーシステムズ株式会社，TLR-094，日立ＧＥニュークリア・エナジー株式会社，HLR-123，平成 30 年５月

[2]J. D. Gabor, L. Baker, Jr., and J. C. Cassulo, (ANL), “Studies on Heat Removal and Bed Leveling of. Induction-heated Materials Simulating FuelDebris,” SAND76-9008 (1976).

[3] A.Konovalenko et al., Experimental Results on Pouring and Underwater Liquid Melt Spreading and Energetic Melt-coolant Interaction, NUTHOS-9, Kaohsiung, Taiwan, September 9-13, 2012.

別紙

デブリが原子炉圧力容器の偏心位置から落下し円錐状に堆積した場合のデブリ堆積高さの計算方法について

仮に，溶融炉心が原子炉圧力容器の中心軸から偏心した位置から落下し，粒子化して円錐状に堆積した場合のデブリ堆積高さの計算方法を以下に示す。

１．評価条件

今回評価ケースの評価条件を以下に示す。

・原子炉格納容器下部床面積直径：[redacted] m

・円錐状デブリ頂点から原子炉格納容器下部壁面までの水平距離：[redacted] m

（最外周の制御棒駆動機構位置から原子炉格納容器下部壁面までの水平距離）

・円錐状デブリのアスペクト比：　高さ：直径 ＝ 1：14

（PULiMS の実験にて確認されているアスペクト比 1：14～1：18 のうち，保守的に設定）

・原子炉格納容器下部の構造物等（CRD 交換装置等）が溶融した場合のデブリ増加を考慮したデブリ堆積高さ：[redacted] m

・粒子化割合：0.38

・粒子化状デブリのポロシティ：0.50

（ＰＵＬｉＭＳ実験の知見（0.29～0.37）及びＭＡＡＰコード説明書のデブリ除熱量検討で想定している範囲（0.26～0.48）から保守的に設定）

２．評価方法

(1) デブリ全体の体積

原子炉格納容器下部構造物等が溶融し，デブリが粒子化割合[0.38]で粒子化すると仮定した場合，粒子化したデブリ体積Vは以下の式で求められる。

$$V = h \times \mathrm{A}_p \times \left(\Phi_{ent} \div (1-P) + (1-\Phi_{ent})\right) \quad (1)$$

A_p：原子炉格納容器下部床面積 [redacted] [m^2]

h　：原子炉格納容器下部の構造物等が溶融した場合のデブリ増加を考慮したデブリ堆積高さ [redacted] [m]

Φ_{ent}：粒子化割合　0.38[-]

P：ポロシティ　0.50 [-]

(2)円錐部分（別図１　緑部分）

円錐状デブリのアスペクト比を，高さ：直径＝１:14（高さ：半径＝1:7）と想定すると，その堆積高さは式（2）により計算できる。

$$H_{lcn} = \frac{R}{7} \quad (2)$$

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。

H_{lcn} ：円錐部分の高さ[m]
R ：円錐部分の半径 [m]
（(原子炉格納容器下部床面直径)－(円錐状デブリ頂点から内壁までの距離)
＝ － ≒ ）

(3)円柱部分（別図１　赤部分）

円柱部分の高さの計算に当たっては，同部分の体積を求める必要がある。この体積は，全体の体積から円錐部分の体積を除くことで得られるため，まずは円錐部分の体積を計算する。

① 円錐部分の体積の計算

別図１のように，円錐部分（緑部分）を上下に分割することを考える。

このとき，下部分は，原子炉格納容器下部床を底面積とする高さMの円柱を斜めに二等分した形状となるため，その体積は式(3)により計算できる。

$$V_{Blcn} = A_p \times M \div 2 \quad (3)$$

V_{Blcn} ：円錐部分の下側の体積[m^3]
A_p ：原子炉格納容器下部底面積 [m^2]
M ：円錐部分の下側の高さ[m]
（(2)で求めた円錐高さ，円錐頂点から原子炉格納容器下部壁面までの水平距離及び円錐のアスペクト比より計算）

また，上部分は，半径R，高さH_{lcn}の円錐を，高さMの位置から反対側へ斜めに切り取った形状となり，その体積は，式(4)により計算できる。

$$V_{tlm} = \frac{\pi}{3} \times R^2 \times H_{lcn} \times \left\{ \frac{k-m}{\sqrt{k^2-m^2}} \right\}^3 \quad (4)$$

V_{tlm} ：円錐部分の上側の体積[m^3]
R ：円錐部分の半径 [m]
H_{lcn} ：円錐部分の高さ[m]
M ：円錐部分の下側の高さ[m]
L ：原子炉格納容器下部の直径 [m]

② 円柱部分の体積の計算

円柱部分（別図１　赤部分）の体積は，デブリ全体体積Vから，①で求めた円錐部分の体積を差し引いたものとなり，式(5)により計算できる。

$$V_{lcy} = V - \left(V_{Blcn} + V_{tlm}\right) \quad (5)$$

V_{lcy} ：円柱部分の体積[m^3]
V ：デブリ全体体積[m^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。

V_{Blcn} ：円錐部分の下側の体積[m^3]
V_{tlm} ：円錐部分の上側の体積[m^3]

③ 円柱部分の高さの計算

②で求めた円柱部分の体積及び原子炉格納容器下部底面積より，円柱部分の高さは式(6)により計算できる。

$$H_{lcy} = \frac{V_{lcy}}{A_p} \quad (6)$$

H_{lcy} ：円柱部分の高さ[m]
V_{lcy} ：円柱部分の体積[m^3]
A_p ：原子炉格納容器下部底面積 [m^2]

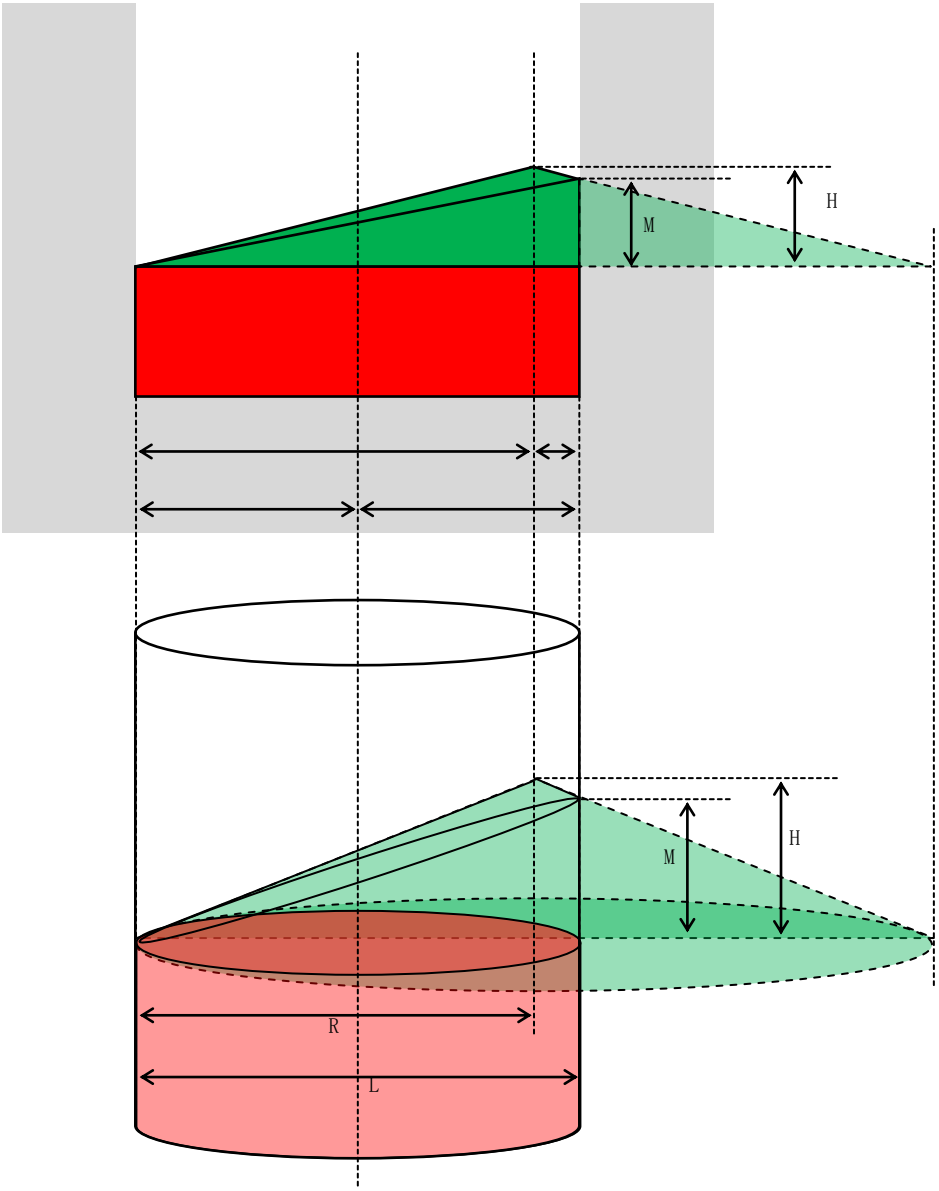
以上，(2)から(3)で求めた各部分高さ（H_{lcn}，H_{lcy}）を合計することで，デブリ全体の堆積高さが計算される。

３．評価の保守性について

本評価は，下記の点で保守性を有している。

・ＲＰＶ破損及びデブリ落下位置が中心軸から外れた場合，ＲＰＶの曲率を考慮すると，偏心位置でのデブリ落下量は減少すると考えられるが，本評価では保守的に偏心位置から全量が落下したものとしている。
・溶融炉心の落下後，MCCI により原子炉格納容器下部壁面を侵食し，原子炉格納容器下部床面の半径は大きくなると，デブリ堆積高さは小さくなると考えられる。デブリ堆積高さを保守的に評価するため，原子炉格納容器下部壁面の侵食による原子炉格納容器下部床面の半径の拡大は考慮していない。

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。



別図１　偏心位置における円錐状のデブリ堆積状態の例

25．大破断ＬＯＣＡシナリオ想定と異なる事象について

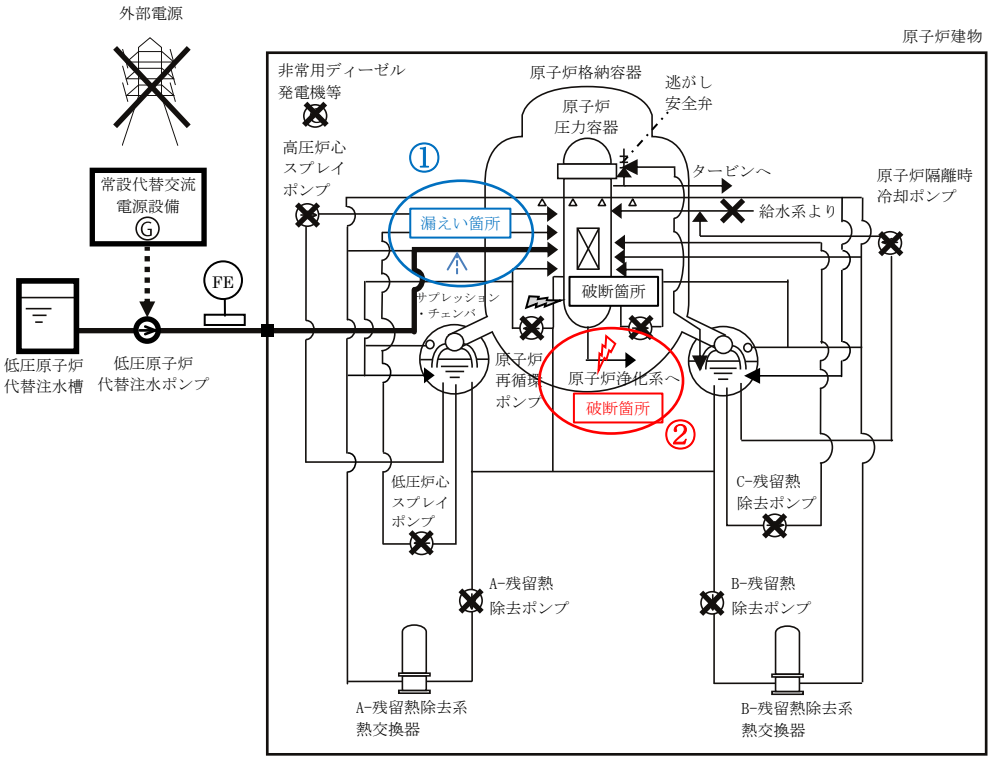
有効性評価「格納容器過圧・過温破損」シナリオにおいて想定する破断箇所は，原子炉圧力容器内の保有水量を厳しく評価するため，再循環配管（出口ノズル）を想定している。

この想定と異なる箇所が破断した場合，又は破断規模が異なった場合においても対応操作は変わることはない。また，破断箇所の特定ができない場合でも同様に対応操作が変わることはない。

しかし，対応操作は変わらないものの，以下の事象を想定すると，解析評価通りに原子炉圧力容器内のパラメータが推移しないことが考えられる。

1. 原子炉圧力容器注水流量計の指示通りに注水されていない場合
2. 原子炉圧力容器下部ドレン配管からの漏えいが重畳した場合

「格納容器過圧・過温破損」シナリオにおいては，中央制御室における流量指示計を基に原子炉圧力容器内の水位を推定する手段を用いるため，原子炉への注水量が不足した場合や破断口からの蒸気による流出以外の漏えいが重畳した場合には，推定手段による対応が困難となる。



①：原子炉圧力容器注水流量計の指示通りに注水されていない場合
注水流量計の下流側で漏えい等が発生し，流量計指示通りに原子炉圧力容器に注水されない。中央制御室での認知が困難であるため，推定通りに原子炉水位は維持されずに低下する

②：原子炉圧力容器下部ドレン配管からの漏えいが重畳した場合
原子炉圧力容器下部からの漏えいが継続するため，崩壊熱相当以上に原子炉水位は低下する。中央制御室での認知は困難であるため，推定通りに原子炉水位は維持されずに低下する。

図　「格納容器過圧・過温破損」シナリオ解析上で想定していない漏えい事象

この様に解析上想定していない事象が発生した場合，推定以上に原子炉水位は低下し炉心は露出することになる。炉心露出が継続し，損傷炉心の冷却が損なわれるとリロケーションに至る。中央制御室では原子炉圧力容器下鏡部温度によりリロケーションを確認することが可能であり，推定手段による原子炉水位維持が成立していないことを把握し，原子炉格納容器下部への初期水張り操作と共に格納容器破損防止の対応を実施する。これは「ＤＣＨ，ＦＣＩ，ＭＣＣＩ」シナリオで示しているとおりである。

実際には，原子炉圧力容器下鏡部温度計以外にも原子炉圧力容器中部，上部に複数の温度計が設置されており，それらが健全であれば，それらの温度と原子炉圧力計により飽和蒸気温度を超えていることをもって，炉心露出による過熱状態にあり炉心の冠水に失敗していると判断することも可能である。これにより，リロケーション発生前に推定手段による原子炉水位維持が成立していないことを把握することが期待できる。推定手段による原子炉水位維持が成立しないため，他に取り得る手段としては原子炉注水と格納容器スプレイを異なる残留熱除去系ラインを使用して原子炉注水を途切れることなく実施する手段がある。例えば，Ａ－残留熱除去系(A)ラインを使用して原子炉注水を実施し，Ｂ－残留熱除去系(B)ラインを使用して格納容器スプレイを実施することである。また，残留熱代替除去系に切替えることにより外部水源からの流入を抑制し，原子炉圧力容器及び原子炉格納容器の除熱を実施する手段をとることも可能である。

以上

26. 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※1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。※2

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℃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ェット相関式である，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（℃）	約 1,015	1,200℃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※3	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）（℃）	約 108※3	200℃（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_2）	115※4	230※5

※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

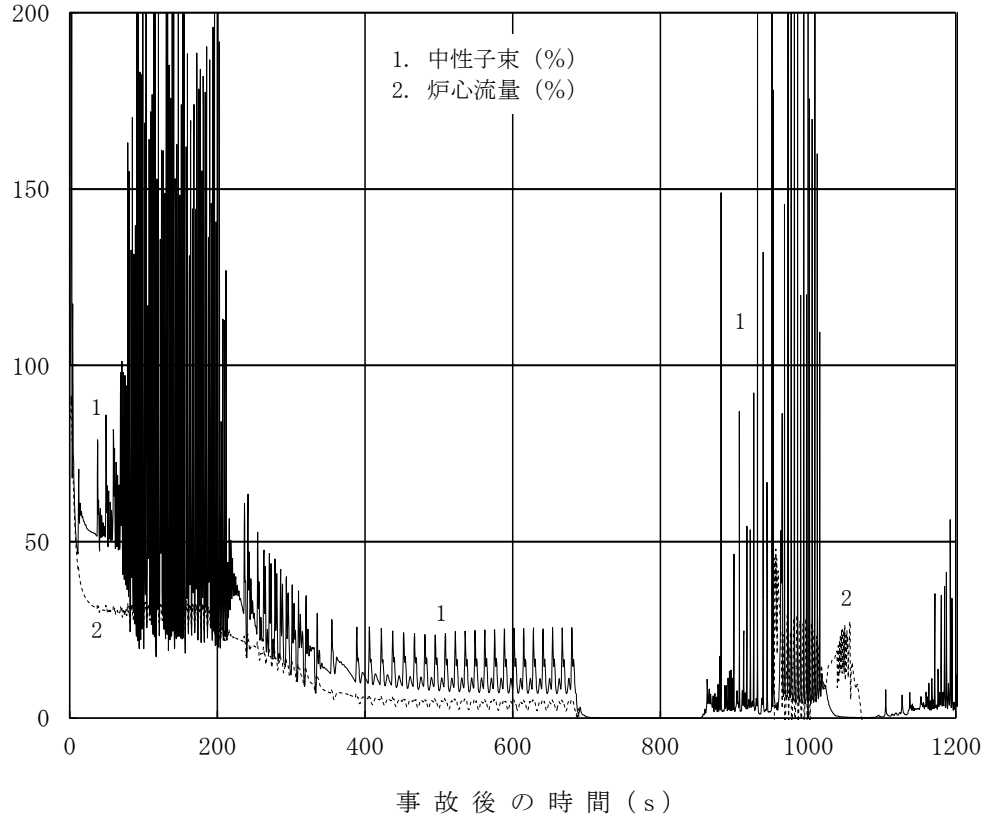


図１　中性子束，炉心流量の時間変化（事象発生から 1200 秒まで）

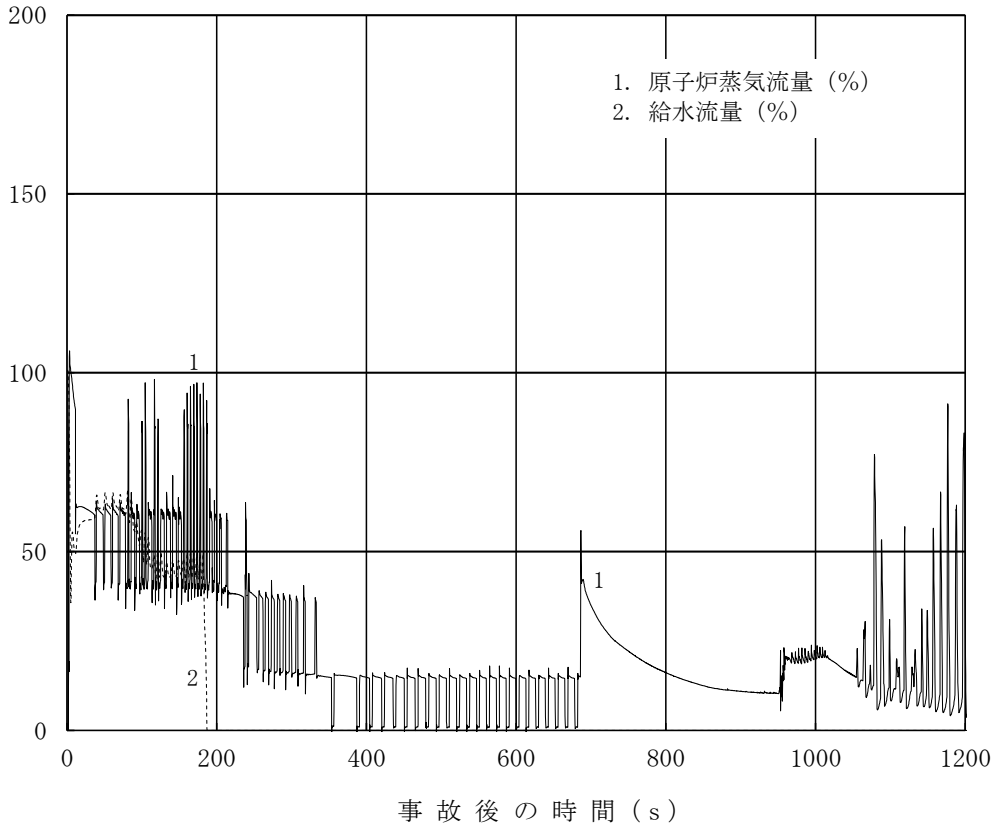


図２　原子炉蒸気流量，給水流量の時間変化（事象発生から 1200 秒まで）

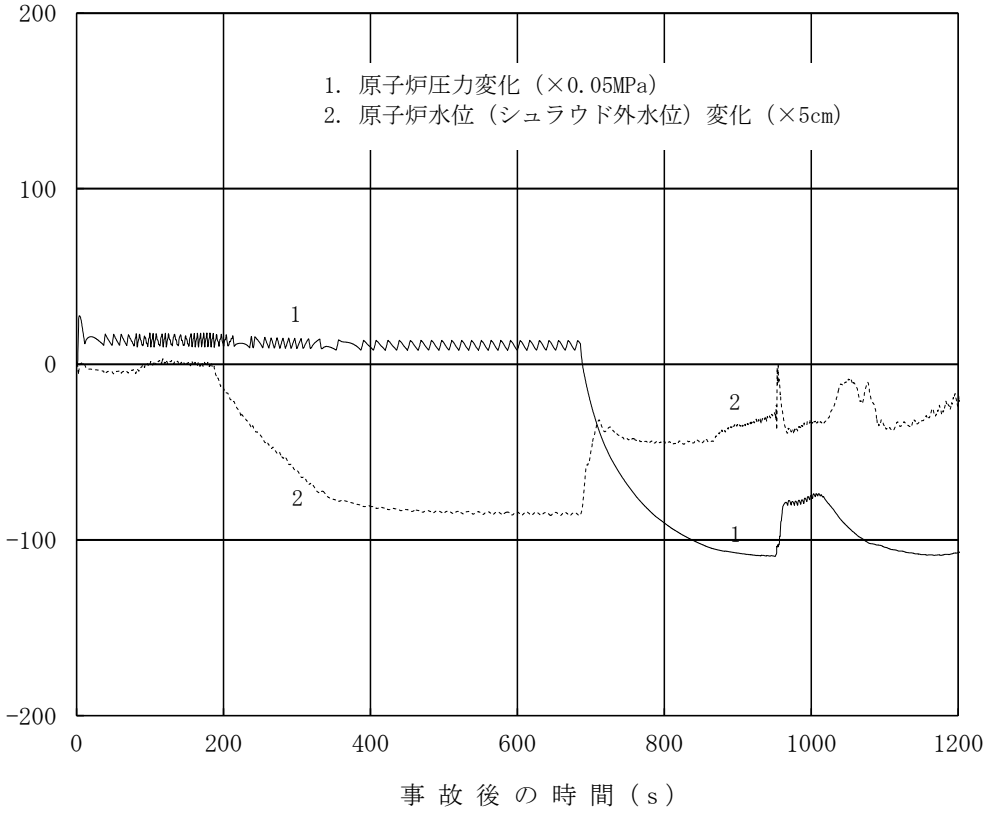


図３　原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）の時間変化
（事象発生から 1200 秒まで）

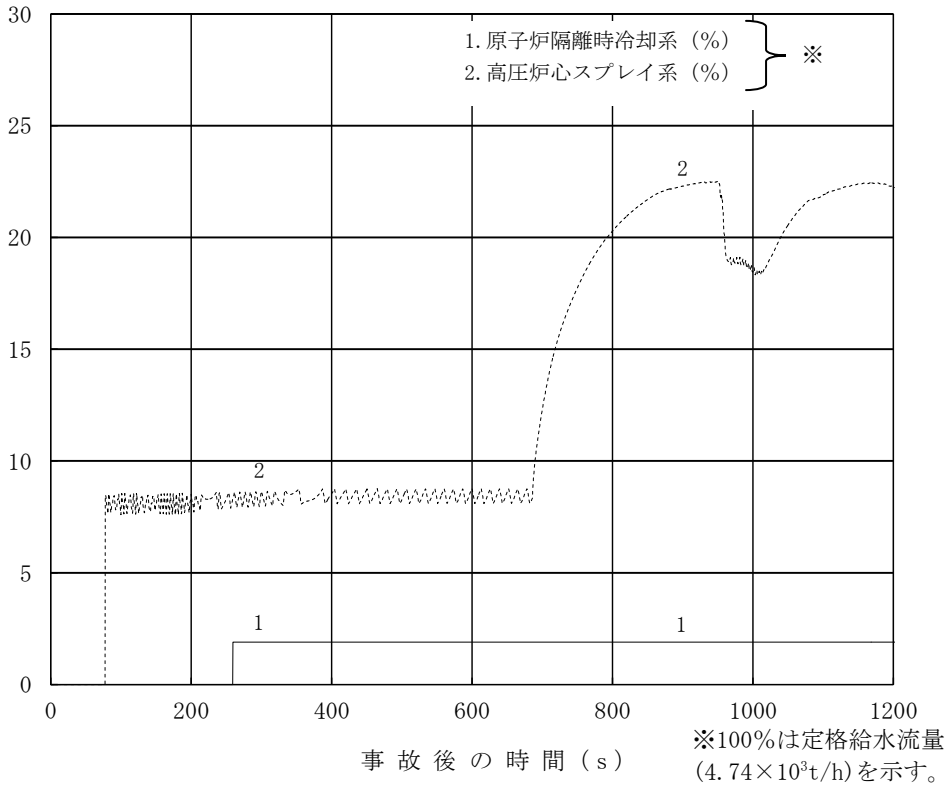


図４　原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系の流量の時間変化
（事象発生から 1200 秒まで）

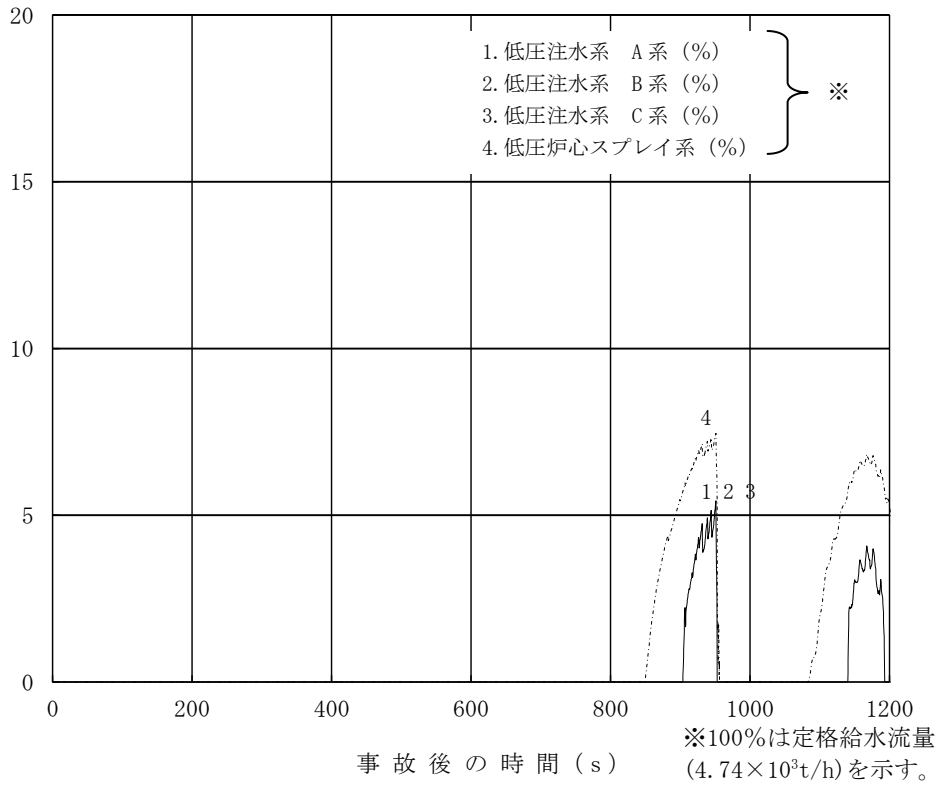


図５　低圧炉心スプレイ系，低圧注水系の流量の時間変化
（事象発生から 1200 秒まで）

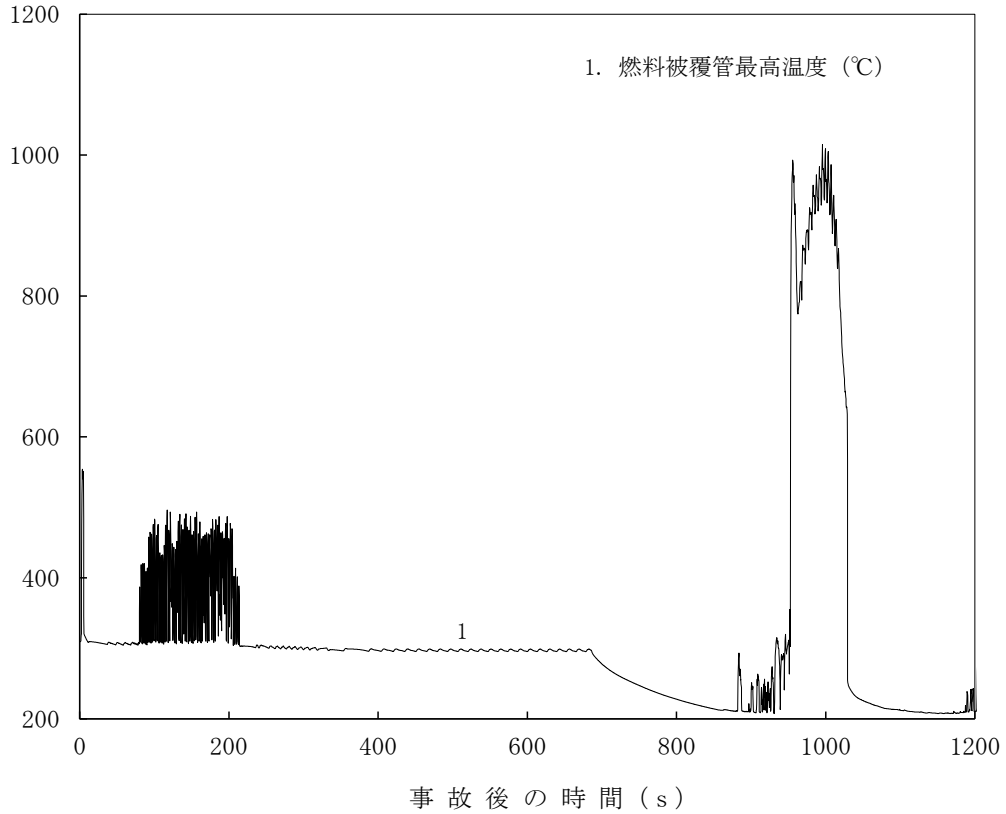


図６　燃料被覆管温度の時間変化（事象発生から 1200 秒まで）

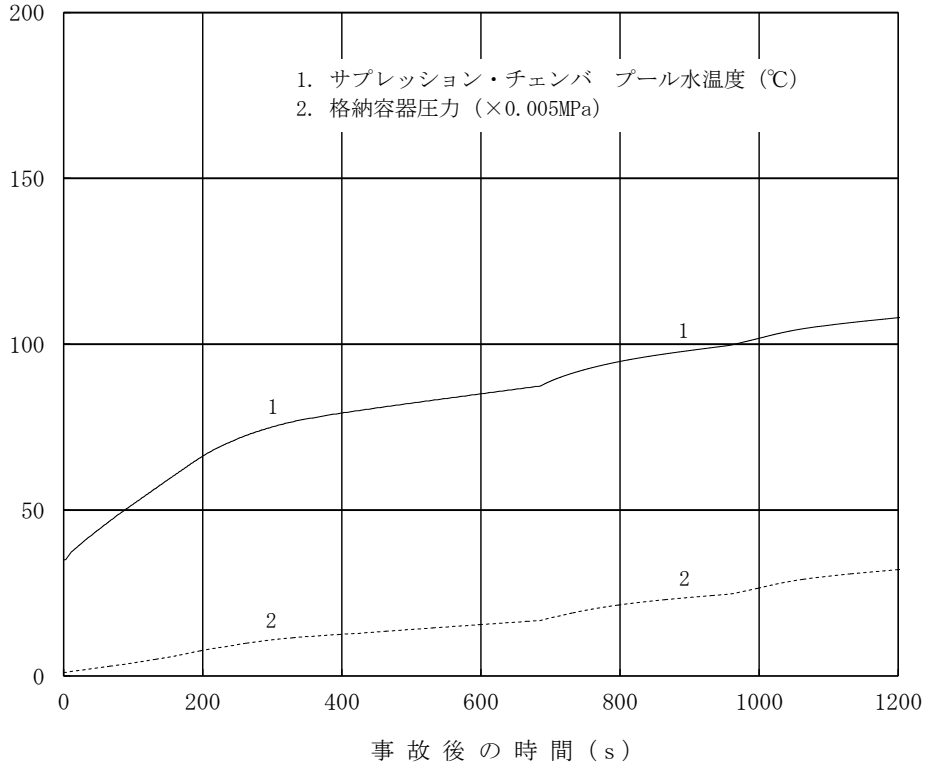


図７　サプレッション・プール水温度，格納容器圧力の時間変化
（事象発生から 1200 秒まで）

27．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

１．サンプに対する溶融炉心・コンクリート相互作用の考慮の必要性

原子炉格納容器内には，原子炉格納容器内で発生した廃液を集水し，ポンプによって原子炉格納容器外へ移送するためにドライウェル機器ドレンサンプおよびドライウェル床ドレンサンプ（以下「ドライウェルサンプ」という。）が図 1-1，図 1-2 のとおり配置されており，原子炉格納容器下部床とドライウェルサンプはドレン配管にて接続されている。

溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下する場合には,原子炉格納容器下部注水により水位が形成されており,溶融炉心の冷却が促進し粘性が増加することから,原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心がドレン配管を通じてドライウェルサンプに流入する可能性は低いと考えられるものの,溶融炉心がドライウェルサンプ内に流入することを考慮すると,ドライウェルサンプ壁面と圧力容器ペデスタル（外側鋼板）との距離はコンクリートを介して[redacted]であり，またドライウェルサンプ床面から原子炉格納容器バウンダリである鋼製ライナまでの距離も[redacted]と近いことから，溶融炉心・コンクリート相互作用（以下「ＭＣＣＩ」という。）による原子炉圧力容器の支持機能及び格納容器バウンダリの健全性が損なわれる恐れがある。

これらの理由から，以下の２．のとおりドライウェルサンプにおけるＭＣＣＩへの対策を検討し，３．のとおり，コリウムシールドの設置によりドライウェルサンプへの流入を防止することとした。また４．のとおり，コリウムシールドに期待する場合の原子炉格納容器下部におけるＭＣＣＩの影響評価を実施した。

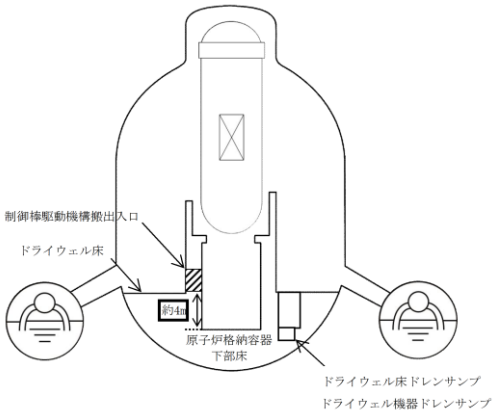


図 1-1　原子炉格納容器の構造図

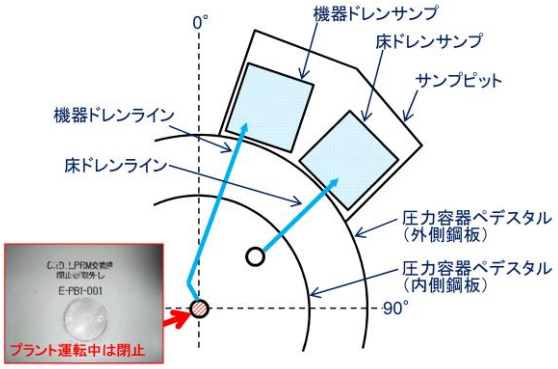


図 1-2　ドライウェルサンプの配置

２．サンプにおけるＭＣＣＩ対策の必要性

（１）サンプにおけるＭＣＣＩ対策が必要と考える理由

炉心損傷後，原子炉圧力容器内で十分な冷却が行われず，溶融炉心が原子炉圧力容器の底部から落下した場合，原子炉格納容器下部での溶融炉心の挙動には不確かさがあり，ドレン配管を通じて溶融炉心がドライウェルサンプに流入

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。

するか否かは不確かさが大きいと考える。また，原子炉圧力容器破損時には，原子炉格納容器下部への初期水張りによって，ドレン配管は水で満たされていることから，溶融炉心がドレン配管に流入する際には，流路内から水や水蒸気の対向流が生じる。また，溶融炉心がドライウェルサンプの排水口に到達するまでの温度低下及び粘性増加を考慮すると，現実的には溶融炉心のドレン配管への流入はごく限定的と考えられる。

しかしながら，上記のような緩和要因を定量的に見込むことは困難なため，溶融炉心のドレン配管内への流入を想定した場合のドレン配管内での溶融炉心の凝固距離について，ＭＡＡＰ結果をもとに評価し，ドライウェルサンプへの流入可能性について評価した。

（２）溶融炉心の凝固評価

ａ．ＥＰＲＩ／ＦＡＩ試験の概要

ＥＰＲＩ（Electric Power Research Institute）及びＦＡＩ（FAUSKE & ASSOCIATE,LLC）が，下部プレナムを模擬した試験体に模擬溶融炉心（Al_2O_3）を流入させる試験を行っており，同試験の試験体系が，比較的，島根２号炉のドレン配管（80A）に近い体系となっていることから，その試験結果に基づき，ドレン配管内での溶融炉心の凝固距離について評価を行う。

図２に試験装置概要を示す。酸化鉄とアルミニウムによるテルミット反応により，模擬溶融炉心である溶融したAl_2O_3が生成される。模擬溶融炉心はテルミットレシーバに流入し，密度差により鉄とAl_2O_3とで成層化が起こる。密度差からAl_2O_3は鉄より上層にあることにより，Al_2O_3によりセメント製のキャップが溶融し，Al_2O_3のみＬｏｗｅｒ Ｃｈａｍｂｅｒに移行する。このとき，Ｌｏｗｅｒ Ｃｈａｍｂｅｒ及びドレン配管は水で満たされており，溶融炉心が原子炉格納容器下部へと落下してくる際の実機の条件と類似している。試験の結果，模擬溶融炉心の流動距離（凝固距離）は 0.79m であった。

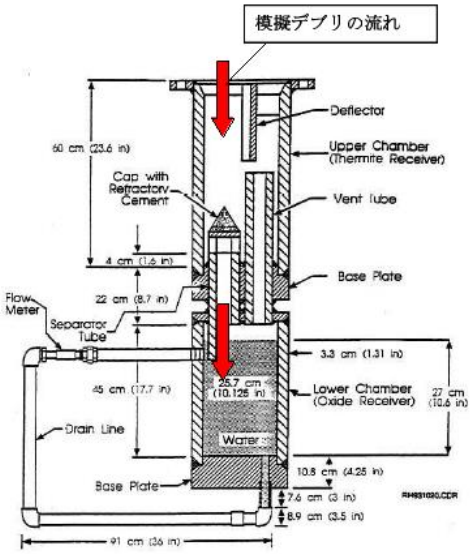


図２　ＥＰＲＩ試験装置概要

b．ドレン配管内での溶融炉心の凝固距離について

ドレン配管内の溶融炉心の溶融凝固特性は流入する溶融炉心の保有熱量と，配管外部への放熱量に依存するものと考えられる。そこで，ドレン配管体系について，溶融炉心の物性の違いも考慮して，溶融炉心の保有熱量及び配管外への放熱量（配管系に依存）の比率に基づき流動距離を推定する。

表１に評価に使用する溶融炉心の物性値を示す。Al_2O_3の溶融潜熱（h_{fs}＝1.16×10^6J/kg）に密度（ρ＝3,800kg/m^3）を乗じると，Al_2O_3の流動停止までの保有熱量は 4,408MJ/m^3 となる。一方，溶融炉心の流動停止までの保有熱量は顕熱と溶融潜熱の和として次式で表される。

$$h_{db} = \{(T_d - T_{sol})C_p + h_{fs}\}$$

ここで，h_{db}：溶融炉心の流動停止までの顕熱と溶融潜熱の和（Ｊ/kg）

T_d：溶融炉心温度（℃）

T_{sol}:溶融炉心固相線温度（℃）

C_p：溶融炉心比熱（Ｊ/kg℃）

h_{fs}：溶融炉心溶融潜熱（Ｊ/kg）

である。

このとき，h_{db}は[redacted]となり，密度を乗じ，流動停止までの保有熱量とすると[redacted]となり，Al_2O_3の[redacted]倍となる。

また，ドレン配管（80A）の配管直径（d_f）を８cm と仮定すると，ＥＰＲＩ／ＦＡＩ試験のドレンラインd_{tes}（５cm）より，配管径の比は約 1.6 倍である。配管径の比，保有熱量比を用いて，ドレン配管内の溶融炉心流動距離（凝固距離）を次の様に評価する。

$$L = L_{tes} \times \frac{d_f}{d_{tes}} \times \frac{h_{db}\rho_{db}}{h_{al}\rho_{al}}$$

ここで，L：ドレン配管内の溶融炉心流動距離（凝固距離）

L_{tes}：ＥＰＲＩ／ＦＡＩ試験の流動距離

$\frac{d_f}{d_{tes}}$：配管直径比

$\frac{h_{db}\rho_{db}}{h_{al}\rho_{al}}$：流動停止までの保有熱量比

である。

ＥＰＲＩ／ＦＡＩ試験の流動距離 0.79m を基に，上記式によってドレン配管内の溶融炉心の凝固距離を評価すると，凝固距離は[redacted]となる。

ファンネルからドライウェルサンプへと繋がるドレン配管長は，最短でも[redacted]以上の配管長を有しており，かつ「b.ドレン配管内での溶融炉心の凝固距離について」及び別紙－１に示すとおり，ドレン配管内の溶融炉心の凝固距離は最大でも[redacted]であり，ドライウェルサンプに溶融炉心が流入することはない。

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　評価に使用する溶融炉心物性値※

※ 溶融炉心物性値については，ＭＡＡＰ解析における，原子炉圧力容器破損直前の下部プレナム内の物性値を使用した。

（３）コリウムシールドの選定理由

（２）の評価結果では，原子炉格納容器下部注水によって溶融デブリはドレン配管内で止まるが，溶融デブリの凝固距離には不確かさがあると考えられることから，ドライウェルサンプへの溶融炉心流入防止対策を講じることとした。

対策の検討に際しては，ドレン配管内における冷却を促進し，溶融炉心を早期に固化・停止させるために，溶融デブリ流速の減速，流路径を縮小する等の対策も考えられたが，漏えい検知機能といった既存の設備の機能を阻害しない観点及び施工性の観点で検討を実施し，ドレン配管入口までの流路を延長する対策としてコリウムシールドを選定した。

３．設備の概要

3.1　設置目的

炉心損傷後に原子炉圧力容器底部が破損し，原子炉格納容器下部への溶融炉心の落下に至り，落下してきた溶融炉心がドレン配管を通じ，ドライウェルサンプ内に流入する場合，サンプピット壁面は原子炉圧力容器支持のための外側鋼板が露出しており，ドライウェルサンプ壁面と外側鋼板との距離も近く，またドライウェルサンプ床面から原子炉格納容器バウンダリである鋼製ライナまでの距離も近いことから，コンクリート侵食によって原子炉圧力容器の支持機能及び原子炉格納容器のバウンダリの健全性が損なわれる恐れがある。ドライウェルサンプへの溶融炉心の流入を抑制し，溶融炉心が原子炉格納容器バウンダリに接触することを防止するために，原子炉格納容器下部にコリウムシールドを設置する。

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。

図３　コリウムシールド外観

表２　コリウムシールド仕様

耐熱材材質	シールド材	ジルコニア（ZrO_2）
	目地材	
	ライニング材	
耐熱材融点		
寸法	シールド材厚さ	
	水路（スリット部）長さ	
耐震性		

3.2　コリウムシールド構造

（１）コリウムシールド設計条件

ａ．想定する事故シナリオ

コリウムシールドを設計するための前提条件となる事故シナリオは以下のとおり。

・ＴＱＵＶ（過渡事象後の低圧での炉心冷却失敗）及び原子炉注水失敗を想定（有効性評価におけるＭＣＣＩシナリオと同様）

・原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器下部注水により１ｍの水位が形成されているものとし，その後も注水は継続実施

ＭＡＡＰ解析結果またはシュラウド下部の構造から，溶融した炉心は直下の炉心支持板を損傷し，下部プレナムに落下，それに伴い原子炉圧力容器下鏡の中央部（炉底部）における熱的な損傷が大きくなり，原子炉圧力容器が破損，溶融炉心が原子炉圧力容器外に流出（落下）すると想定される。原子炉圧力容器から落下した溶融炉心はそのほとんどが垂直に落下し原子炉格納容器下部床面に到達。その後，原子炉格納容器下部床面を水平方向に拡散し，ファンネルに流入すると想定される。溶融炉心の総量は［　　］と想定。

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３　溶融炉心組成内訳

[redacted]

ｂ．コリウムシールド設計要求事項

・崩壊熱レベル　：事故後約 5.4 時間後に原子炉圧力容器が破損することを考慮し，事故後５時間相当とする。（ジルコニウム－水反応熱も考慮）

・床面積　：コリウムシールド設置後の原子炉格納容器下部の溶融デブリ拡がり面積を可能な限り減少させないように，原子炉格納容器下部全体を覆う構造とし，[redacted]とする。

・溶融炉心質量　：原子炉圧力容器内の主要設備（表３に記載）の溶融を考慮し，[redacted]とする。

・溶融炉心初期温度：ＭＡＡＰ解析における，原子炉圧力容器が破損し，溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下した直後の温度[redacted]とする。

・溶融炉心除熱量　：有効性評価よりも保守的な，[redacted]とする。

・初期水張条件　：原子炉圧力容器破損前から原子炉格納容器下部に注水を行うことを考慮し，ＭＣＣＩの観点から保守性を持たせた高さ１ｍとする。

（２）コリウムシールド基本構造

コリウムシールドの外形及び基本構造を図４に示す。コリウムシールドは溶融炉心のドライウェルサンプへの流入を防ぐため，原子炉格納容器下部床面全体を覆う構造とする。なお，コリウムシールドの下部には，矩形流路（スリット）を設置する。

耐熱材材質としては溶融炉心落下時に熱的に損傷しないことに加え，溶融炉心による化学侵食（共晶反応，酸化還元反応，合金化等）まで考慮し，ジルコニア（ZrO_2）を選定した。ジルコニア（ZrO_2）耐熱材については，国内外の鉄鋼業界において十分な導入実績があり，かつ，既往の研究において，ジルコニア（ZrO_2）耐熱材が高い耐熱性・耐侵食性を持つことが確認されている（別紙-３参照）。

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。

[redacted]

図４　コリウムシールド外形及び基本構造

（３）コリウムシールド各部寸法

ａ．耐熱材基本構成について

耐熱材は溶融炉心との接触に伴う熱衝撃対策として二層構造（サンプ防護材：厚さ[redacted]＋犠牲材：厚さ[redacted]）とし，[redacted]にて互いに接着する。サンプ防護材の厚さについては，耐熱材厚さ方向の熱伝導評価により，溶融炉心と接触する部分の温度時間変化を求め，最高温度が耐熱材材質であるジルコニアの融点を超えない厚さとする。

ジルコニア融点については，ジルコニア単体の融点は[redacted]であるが，共晶反応及び酸化還元反応・合金化反応により融点が下がることを考慮し，2,100℃とした。一般にUO_2－ZrO_2の共晶温度は約 2,500℃であることが知られており，UO_2－ZrO_2の共晶温度を考慮しても十分に低い融点を設定している。また，耐熱材の熱伝導評価においては保守的に，図６に示すとおり溶融炉心と接触する耐熱材表面の温度として，溶融炉心初期温度を上回る[redacted]を初期条件として与えている。加えて，溶融炉心の水への除熱量を，有効性評価にて用いている値（800kW/m^2（圧力依存あり））よりも保守的な値[redacted]とすることで，溶融炉心が高温である時間が長くなり，より侵食量が増える評価条件としている。

なお，評価結果から耐熱材の侵食量は[redacted]以下であるが，コリウムシールド設計においては耐熱材の厚さに十分な余裕※を見込み，サンプ防護材の厚さは[redacted]とする。

※別紙－3 に示す過去の侵食試験時の試験時間と実機条件の相違も考慮した。

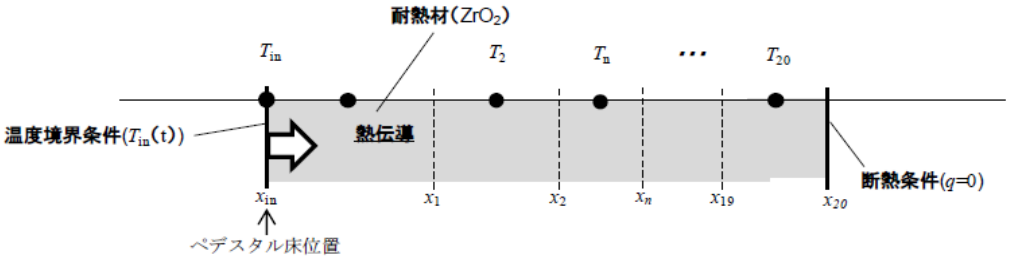


図５　解析モデル

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６　溶融炉心温度変化（温度境界条件$T_{in}(t)$）

※実線：ＭＡＡＰ解析結果，破線：解析結果を包絡する評価用温度を表す

図７　デブリと接触するノードの温度変化

犠牲材については，あくまでも熱衝撃を吸収するためのもの（熱衝撃による割れを許容するもの）であることから，耐熱材製造上の最小厚さ　とする。

また，耐熱材は鋼製のライニングプレート　にて覆う構造とした。

なお，模擬溶融炉心によるジルコニア耐熱材の侵食挙動に係る実験として，欧州委員会のプロジェクトとして実施されたＣＩＴ実験(Corium Interactions and Thermochemistry)[1][2]がある。ＣＩＴ実験において，溶融炉心中の酸化鉄含有量が大きい場合に，酸化鉄とジルコニアとの共晶反応により，ジルコニアの融点

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。

よりも低い温度でジルコニア耐熱材が溶融，侵食されたことが報告されている。実機における溶融炉心中の酸化鉄の割合は，４％程度※と小さいことから，実機においてジルコニア耐熱材の融点が大幅に下がることはないと考えられるが，ここではＣＩＴ実験の各実験条件の中でも比較的実機に近い条件であるＣＩＴ－９実験（模擬溶融炉心中の酸化鉄の割合：30.5％）及び，更に模擬溶融炉心中の酸化鉄の割合が高く，より共晶反応の影響が大きいと考えられるＣＩＴ-11 実験（模擬溶融炉心中の酸化鉄の割合：81.0％）の結果を基に，侵食量を評価する。ＣＩＴ－９実験では，模擬溶融炉心を 2,080℃から 2,474℃まで段階的に昇温し，各段階においてジルコニア耐熱材の侵食が確認されており，その最大侵食速度は 0.18mm/min であった。一方，ＣＩＴ-11 実験において確認されたジルコニア耐熱材の侵食開始温度は 1,825℃であった。侵食評価においては，溶融炉心温度がＣＩＴ-11 実験でのジルコニア耐熱材の侵食開始温度である 1,825℃より更に低い 1,800℃となるまで，ジルコニア耐熱材が 0.18mm/min の侵食速度で侵食されると仮定する。図６より，溶融炉心温度が 1,800℃となるまでの時間は約 3.7～7.8 時間であることから，侵食量は約 0.085m となる。

したがって，溶融炉心中の酸化鉄が局所的に存在しジルコニア耐熱材が侵食されたとしても，侵食量はコリウムシールドの耐熱材厚さ[redacted]（サンプ防護材：厚さ[redacted]＋犠牲材：厚さ[redacted]）を十分に下回るため，コリウムシールドの機能に影響はない。

※ ＲＰＶ破損時点での溶融炉心中の酸化鉄割合（ＭＡＡＰ解析結果より）

なお，コリウムシールドのZrO_2耐熱材ブロック間やアンカボルト周囲の隙間には，耐熱材ブロックと同成分の不定形耐火物とモルタルバインダ（主成分：ケイ酸ナトリウム）を混錬したモルタルを目地材として用いる。このモルタルは，耐熱材ブロックと同等のZrO_2含有率を有するものを用いるとともに，常温で固化し，固化後は周囲のZrO_2耐熱材と結合して耐熱材ブロックと同等の性能を発揮するため，溶融炉心による選択的な侵食は生じない。また，仮にモルタルの溶融を想定する場合においても，モルタルの大半を占めるZrO_2は溶融せず，モルタルバインダのみが溶融すると考えられるため，耐火材ブロックに生じる間隙は極めて僅かであること，及びコリウムシールドへの伝熱によって溶融炉心は表面がクラスト化し流動性が低下することから，耐火材ブロックに生じる間隙へ選択的に侵入するとは考え難く，コリウムシールドの健全性に影響を与えることはないと考える。

ｂ．スリット部の構造について

原子炉格納容器下部床面に設置するコリウムシールドについては，床ドレンサンプの漏えい検出機能を維持するため，コリウムシールド下部（床面との間）にスリットを設置する。スリット寸法については，床ドレンサンプへの漏えい水の流入量が１gpm（0.228m^3/h）以上となるように設定する。同時に，スリッ

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。

ト内の溶融炉心が構造物への伝熱によりドレン配管に流入する前に凝固し，水路を閉塞することを確認する。

（ｉ）スリット内の溶融炉心凝固評価について

溶融炉心のスリット内凝固評価は実溶融炉心を用いた試験による確認が困難であることから，複数の評価モデルで凝固評価を実施し，各々の結果を包絡するようにスリット長さを決定する。なお，凝固評価においては，事前注水成功によりスリット内に水が存在すると考えられるものの，水は存在しないものとして評価を行った。

凝固評価に用いたモデルを表４に，各モデルでの凝固評価結果を表５に示す。モデルの違いにより溶融炉心の凝固評価に多少の差異があるものの，高さ[redacted]のスリットであれば溶融炉心の流動距離は最大でも[redacted]であることから，溶融炉心の凝固距離に余裕を見込んで，スリット長さを[redacted]以上とする。

表４　デブリ凝固評価モデル比較

評価モデル	概要	適用実績
[redacted]	平行平板間の溶融デブリが凝固し流路が平衡することを想定したモデル	・米国ＮＲＣに認可されたモデル ・US-ABWR は本モデルに基づき標準設計認証を取得
	円管内での溶融デブリの流動距離を評価するモデル	・ＭＡＡＰのＲＰＶ下部プレナムにおける核計装配管等の貫通部配管でのデブリ凝固評価に用いられている。 ・ＥＰＲＩによって行われた模擬デブリの凝固試験結果と，本モデルの評価結果とが，おおよそ一致していることが確認されている。
	流路周長全体を伝熱面とし，壁面への伝熱を評価するモデル	・溶融デブリに対する凝固評価には使用実績なし ・鋳造分野で使用されている。

表５　スリット内デブリ凝固評価結果

評価モデル	流動距離（凝固するまでの距離）
[redacted]	[redacted]

（ⅱ）漏えい検出機能への影響について

コリウムシールドは原子炉格納容器下部床面全面に設置することから，１gpm の漏えい水がスリットを流れる際の損失水頭がコリウムシールド厚さ未

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。

満であれば，漏えい検出機能への影響はない。

従って，スリット通過時の損失水頭＝コリウムシールド厚さとなる場合のスリット通過後の流量を求め，漏えい検出に必要となる流量１gpm（0.228m^3/h）との比較を行う。

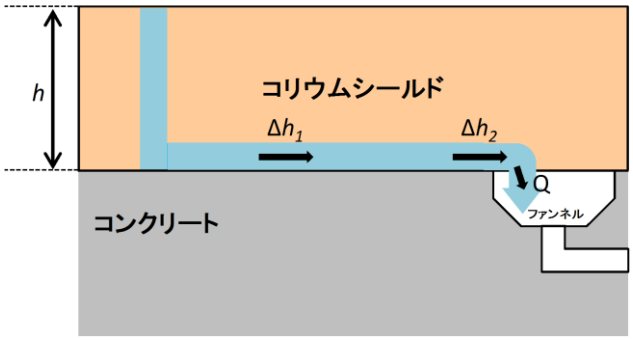


図８　スリット部流路概念

スリット流路の圧損（Δh_1），出口圧損（Δh_2）とするとスリット部全体の圧損（h）は以下の式で表される。

$$h = \Delta h_1 + \Delta h_2$$

上式の各項を展開し，h＝[redacted]（コリウムシールド厚さ），またスリット幅：[redacted]とすると，スリット通過後の流量（Q）は，

Q＝[redacted]（スリット１ヶ所あたり）

となり，漏えい検出に必要となる流量（1gpm（0.228m^3/h））を上回る。

従って，ドライウェルサンプの漏えい検出機能に影響はない。

なお，スリット設置にあたっては，スリットが何らかの原因で閉塞することを鑑み，高さ[redacted]，幅[redacted]，長さ[redacted]以上のスリットを４か所設置する。

以下にスリット部断面の概略図を示す。

[redacted]

図９　スリット部断面概略図

（ⅲ）原子炉格納容器下部壁面と水路（スリット部）の離隔距離

原子炉格納容器下部壁面にはコリウムシールドを設置しないため，壁面からのコンクリート侵食が想定される。原子炉格納容器下部壁面の侵食箇所がスリット流路内へのデブリの有意な流入経路とならないように，スリット部

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。

は壁から離して設置する。壁からの離隔距離については，既存のファンネルの壁面までの長さ [redacted] を考慮した上で，構造上配置可能な範囲において，できる限り壁面から離した配置とする。

（4）コリウムシールド設置に伴う悪影響の有無

コリウムシールドの設置により設計基準事故対処設備及び他の重大事故等対処設備に対し影響を及ぼす可能性があることから，コリウムシールドの設置による悪影響の有無について確認を行った。

a．原子炉格納容器の閉じ込め機能への悪影響の有無

コリウムシールド設置に伴う追加重量，圧力容器ペデスタル基礎ボルトの発生荷重（モーメント）の増加率は小さく耐震性への影響は軽微であり，またコンクリート侵食及び非凝縮性ガスの発生を抑制することから，原子炉格納容器の閉じ込め機能への悪影響はない。

b．原子炉格納容器下部注水系への悪影響の有無

コリウムシールドが設置される原子炉格納容器下部には原子炉格納容器下部注水の注水口が設置されているが，コリウムシールド設置による既存の床面からの底上げによる干渉影響はなく，原子炉格納容器下部注水の機能を阻害することはない。

なお，原子炉格納容器下部注水の注水口は大量の溶融デブリが直接接触しない様に設置されていることから，溶融炉心により原子炉格納容器下部注水の機能が喪失することはない。

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．コリウムシールドに期待した場合の評価

コリウムシールドについて，解析コードにおける取扱いを示すとともに，解析コード及び解析条件の不確かさの影響を確認するため，原子炉格納容器下部におけるコリウムシールド及びコンクリート侵食量を評価した。

（１）解析コードにおけるコリウムシールドの取扱いについて

ＭＡＡＰコードにおけるＭＣＣＩ伝熱モデルでは，溶融炉心－コンクリート間の伝熱，クラストの伝熱と厚さ，上部クラスト－水プール間熱伝達が考慮されている。ここでは，コリウムシールド模擬に伴う設定の変更点及び評価モデルの適用性について示す。

ａ．コリウムシールドの模擬について

ＭＡＡＰコードにおけるＭＣＣＩ伝熱モデルの概念図を図 10 に示す。ＭＡＡＰコードによる侵食量評価では，本モデルのうち，コンクリートの物性値として設定されている以下のパラメータについて，ZrO_2の物性値を固定値で設定し，コリウムシールドを模擬している。なお，通常のコンクリート評価モデルではコンクリート表面に存在するライナを考慮しているが，コリウムシールドの模擬に当たってはライナの物性値についてもコリウムシールド耐熱材のものを設定し，ライナを考慮しないモデルとしている。

・侵食開始温度
・密度
・比熱
・熱伝導率
・溶融潜熱

侵食開始温度については，化学反応等による侵食開始温度低下を考慮した保守的な設定としている。また，落下した溶融炉心とコリウムシールド間の接触面温度は侵食開始温度未満であることから，コリウムシールドの侵食は発生しない。なお，解析上はコリウムシールド厚さを考慮し，コリウムシールド裏面にはコンクリートが配置されたモデルとして評価を実施しているが，コンクリート－コリウムシールド間の伝熱において接触熱抵抗は考慮していない。

以上のとおり，ＭＡＡＰコードにおいてコリウムシールドを適切に模擬している。

ｂ．溶融炉心－コリウムシールド間の伝熱

溶融炉心－コリウムシールド間の伝熱は，溶融炉心－コンクリート間の伝熱と同様のモデルを用いている。溶融プールからクラスト，クラストから構造材への伝熱は以下の式で評価され，ａ．で示した構造材の物性値等による影響を受けずにクラスト内の熱量が全て構造材に移行する扱いとなっており，壁面及び床の材質に依存しないモデルとなっている。なお，伝熱を受けた構造材の温度上昇は，構造材の熱伝導率等の物性に基づき計算され，種々の実験により得られたコリウ

ムシールド耐熱材の物性値を適切に入力することで，適切に計算される。

床方向の熱流束　$q_d = h_d\left(T_f - T_{F,m}\right) + q_v \cdot X_{cd}$

$h_d = h_{d0}\left(1 - f_s\right)^n$

壁方向の熱流束　$q_s = h_s\left(T_f - T_{F,m}\right) + q_v \cdot X_{cs}$

$h_s = h_{s0}\left(1 - f_s\right)^n$

ここで，

q_d，q_s：床方面及び側面方向の熱流束［W/m^2］

h_d，h_s：溶融プールからクラスト層への対流熱伝達係数［W/m^{2}K］

h_{d0}，h_{s0}：溶融プールが完全な液相の場合の対流熱伝達係数［W/m^{2}K］

f_s：固化割合［－］

n：固化効果項の指数［－］

T_f：溶融プールの温度［K］

$T_{F,m}$：デブリ融点［K］

q_v：体積発熱率［W/m^3］

X_{cd}，X_{cs}：床面及び壁面のクラスト厚さ［m］

ｃ．クラストの厚さ

床面及び壁面のクラスト厚さ評価モデルでは，溶融プールからの伝熱及び構造材への伝熱によりクラスト厚さの変化率を計算しており，壁面及び床の材質に依存しないモデルとなっているため，コリウムシールドに適用可能である。なお，クラスト－コリウムシールド接触面温度は，a．に記載のとおりＺｒＯ$_2$の物性値を基に計算されることから，クラストの厚さを評価するにあたりＺｒＯ$_2$の物性値が考慮されている。

$$q = 2k_F\left(T_{F,m} - T_i\right)/x_c$$

ここで，

q：床方面又は側面方向の熱流束［W/m^2］

k_F：デブリ熱伝導率［W/mK］

$T_{F,m}$：デブリ融点［K］

T_i：クラスト－コリウムシールド接触面温度※1［K］

x_c：床面又は壁面のクラスト厚さ［m］

※1　コリウムシールドの表面温度と同値であり，クラストからの伝熱量及び入力したコリウムシールドの物性値に基づいて適切に計算されている。

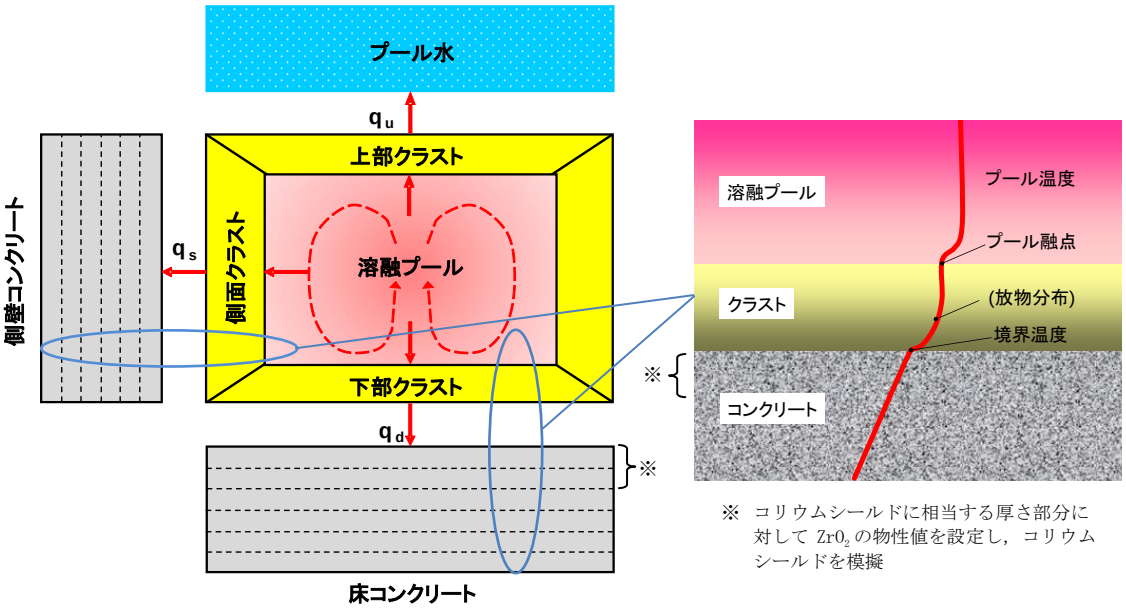


図 10　ＭＡＡＰコードのＭＣＣＩ伝熱モデル

（２）解析コードにおける不確かさの影響

（ｉ）不確かさの整理

解析コードにおける，コリウムシールドを考慮したＭＣＣＩ過程毎の不確かさ要因を整理する。ＢＷＲプラント安全審査資料「重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」において，ＭＣＣＩは以下の過程で段階的に推移することが示されているが，コリウムシールドを考慮してもこの過程に変わりはない。

・原子炉圧力容器下部ヘッド破損過程

・溶融物の落下・堆積過程

・ＭＣＣＩ進行と注水によるデブリ冷却過程

ＭＣＣＩ現象の影響因子より抽出された感度解析パラメータに対して，感度解析の要否を整理する。ＭＣＣＩ評価の不確かさに関する評価結果を表６に示す。

エントレインメント係数について，感度解析より溶融炉心の細粒化割合がコンクリート侵食に与える感度は小さいことを確認している。また，このことは，エントレインメント係数の不確かさにより溶融炉心の細粒化割合が変化した場合でも溶融炉心の温度に対する感度は小さいことを示しており，コリウムシールド侵食に与える感度についても同様に小さいと考えられることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さく，コリウムシールドを考慮した感度解析は不要である。

熔融炉心の拡がりについて，溶融炉心の拡がりが抑制されると想定した場合は，種々の不均一な堆積形状を考慮しても，拡がりが抑制されない原子炉格納容器下部への均一堆積形状の方が溶融炉心と水の伝熱面積が大きくなり，溶融炉心が冷却される傾向となる。原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心については，「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」（以下「ベースケース」という）の有効性評

価では，床面に一様に拡がる評価モデルとして扱っているが，堆積形状の不確かさが想定されるため，プラントの形状や事前水張りの深さを踏まえて，拡がりが抑制された感度解析により，影響を確認する。

上面熱流束係数及び溶融プールークラスト間の熱伝達係数について，溶融炉心･コンクリート相互作用への影響を確認する観点で実施したエントレインメント係数，上面熱流束及び溶融プールからクラストへの熱伝達係数をパラメータとした感度解析を踏まえ，ＭＡＡＰコードによりコリウムシールド及びコンクリート侵食量について支配的な溶融炉心からプールへの熱流束を対象に感度解析を行い，影響を確認する。

また，侵食の異方性について，コンクリート侵食の異方性については溶融炉心からプール水への熱流束の感度に比べて影響が小さいことが確認されており，コリウムシールドは侵食開始温度に到達していないことより同様に影響が小さいと考えられるため，上記の溶融炉心からプールへの熱流束を対象にした感度解析により，影響を確認する。

表６ コリウムシールドを考慮した場合のＭＣＣＩ評価の不確かさに関する整理結果

ＭＣＣＩ現象への影響因子	不確かさ因子	有効性評価の扱い	解析コード安全審査資料※における感度解析の要否	島根原子力発電所２号炉におけるコリウムシールドを考慮した取扱い
下部ヘッド破損モード	破損部位 破損口侵食拡大	下部ヘッド貫通部の中で最も大口径の制御棒駆動機構ハウジングの瞬時破損を想定し，破損口径の拡大を考慮	下部ヘッド貫通部の中で最も大口径の貫通部の破損を想定し，破損口径の拡大も考慮しているため，感度解析不要	同左
溶融炉心落下量	原子炉圧力容器内溶融進展	全炉心相当を想定	全炉心相当の最も厳しい落下量を想定しているため，感度解析不要	同左
溶融炉心の粒子化	プール水深	原子炉格納容器下部への注水開始条件及び注水流量について，手順書規定に準じた操作を想定	解析モデルパラメータではないため，感度解析不要	同左
	エントレインメント係数	実験解析を元に，粒子化割合を少ない側に評価する値を使用	エントレインメント係数に不確かさがあるため，ＭＡＡＰコードの不確かさ範囲内（ＦＡＲＯ実験解析に基づく）で感度解析を実施	左記の感度解析により，溶融炉心の粒子化割合がコンクリート侵食に与える感度が小さいことを確認しており，コリウムシールド侵食に与える感度についても同様に小さいと考えられることから感度解析不要
	溶融炉心ジェット径	破損口径に対応した径を考慮	最も大きい径を想定して，粒子化割合を小さくし，水に落下した際のデブリクエンチ量を小さくして厳しい側の扱いをしているため，感度解析不要	同左
溶融炉心の拡がり	水による拡がり抑制	拡がりの知見から，全面に拡がることを想定し，均一堆積モデルを使用	溶融炉心の拡がりを抑制した場合を想定し，水張り深さ等の個別プラントの状況を踏まえた感度解析等の取扱いを行うことが必要	同左
デブリから水への熱伝達	デブリ上面の性状	粒子状ベッドの熱流束として，現実的な範囲内で保守側の想定をして，大気圧状態で 800kW/m^2 として圧力依存性を考慮	粒径やポロシティの不確かさを考慮して，下限の熱流束に対して感度解析を実施	（コンクリートの種類と同じ） 溶融炉心・コンクリート相互作用への影響の観点で，エントレインメント係数，上面熱流束及び溶融プールからクラストへの熱伝達係数をパラメータとした感度解析を踏まえ，コリウムシールド及びコンクリート侵食量について支配的な溶融炉心からプール水への熱流束についての感度解析を実施
（コンクリート種類 玄武岩系コンクリートの侵食の異方性）	壁方向と床方向の熱分配	溶融プールが完全な液相の場合の対流熱伝達係数として，床方向クラストへは[redacted]，壁方向クラストへは[redacted]を使用	床方向と壁方向の侵食の異方性の影響を見るため，ＣＣＩ－３実験で確認された熱分配比率を想定した感度解析を実施	（デブリから水への熱伝達と同じ） コンクリート侵食の異方性については溶融炉心からプール水への熱流束の感度に比べて影響が小さいことが確認されており，コリウムシールドにおいても侵食開始温度に到達していないことなどから同様に影響が小さいと考えられるため，溶融炉心からプールへの熱流束についての感度解析を実施

※ ＢＷＲプラント安全審査資料「重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」

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。

（ⅱ）感度解析

ベースケースの条件設定に対し，「（ⅰ）不確かさの整理」で整理した不確かさ要因について，コリウムシールド及びコンクリート侵食量に対する感度を確認した。

ａ．溶融炉心の拡がりを抑制する場合の感度解析

（ａ）評価条件

・溶融炉心が拡がらないことを想定した最も極端なケースとして，水中に落下した溶融炉心は水中で拡がらず，初期水張り水深と同じ高さの円柱になるものとした。

・溶融炉心が中心から外れた位置で円柱を形成した場合を想定し，溶融炉心の側面がコンクリートの壁で囲まれた体系を設定した。

・評価体系（円柱）の高さは2.4m（初期水張り高さ），底面積は約11m^2（原子炉格納容器下部床面積の約２／５）とし，評価体系（円柱）の上面から水によって除熱されるものとした。ただし，円柱の側面部分も水に接していることを想定し，上面からの除熱量は円柱上面の面積に側面の面積を加えた値とした。

（ｂ）評価結果

評価結果を図 12 に示す。評価の結果，原子炉格納容器下部のプール水中に落下した溶融炉心とコリウムシールドの接触面温度は2,100℃未満であり，コリウムシールドを設置することにより，溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリートの侵食が生じない。このため，原子炉圧力容器の支持機能を維持できることを確認した。

ｂ．溶融炉心上面熱流束の感度解析

（ａ）評価条件

・原子炉格納容器下部に落下した後の上面熱流束をベースケースから変更し，800kW/m^2（一定）とする。これは，Ｋｕｔａｔｅｌａｄｚｅ型の水平平板限界熱流束相関式において大気圧状態を想定した場合，溶融炉心からプール水への熱流束が800 kW/m^{2}程度であることを考慮し，保守的に設定した値である。なお，ベースケースでは溶融炉心からプール水への熱流束を 800 kW/m^2（圧力依存有り）としている。ベースケースにおける原子炉圧力容器破損後の格納容器圧力は，約 0.2MPa[gage]以上で制御されていることから，ベースケースにおける溶融炉心からプール水への熱流束は，約1,300kW/m^2（格納容器圧力約0.2MPa[gage]において）以上となる。

（ｂ）評価結果

評価結果を図 13 に示す。評価の結果，原子炉格納容器下部のプール水中

に落下した溶融炉心とコリウムシールドの接触面温度は2,100℃未満であり，コンクリート侵食量は床面で0cm，壁面で約13cmに抑えられており，原子炉圧力容器の支持機能を維持できることを確認した。

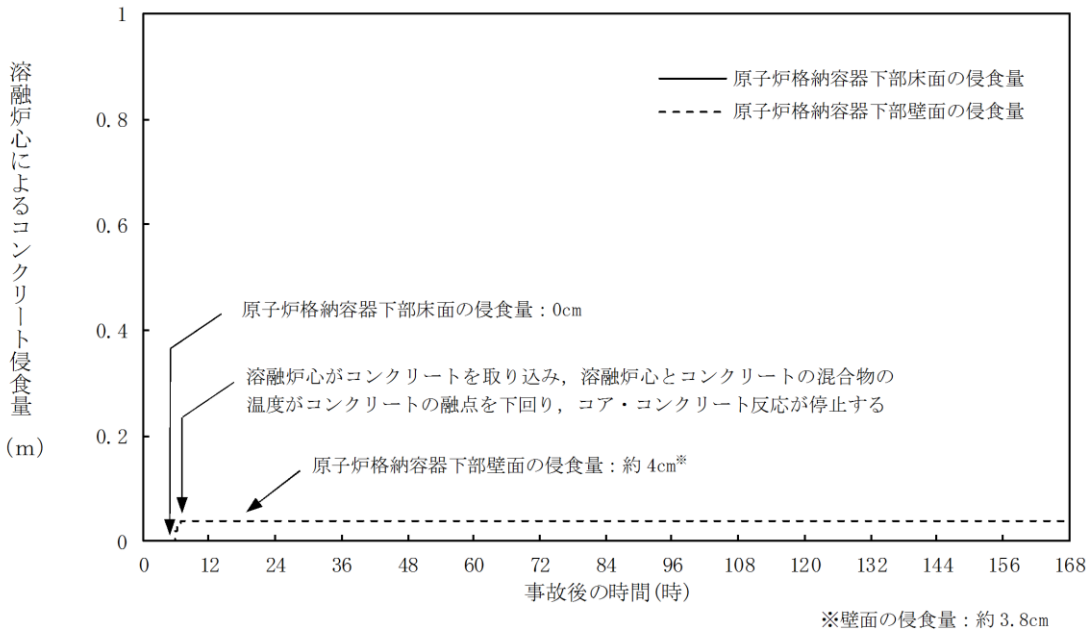


図11　原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリート侵食量の推移
(ベースケース)

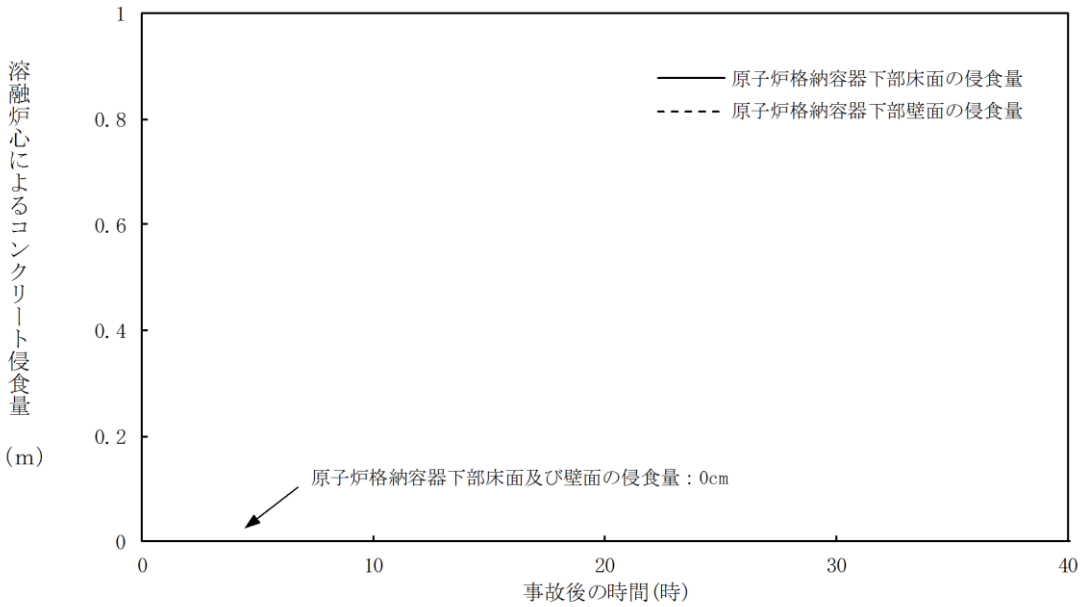


図12　原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリート侵食量の推移
(溶融炉心の拡がりを抑制した場合)

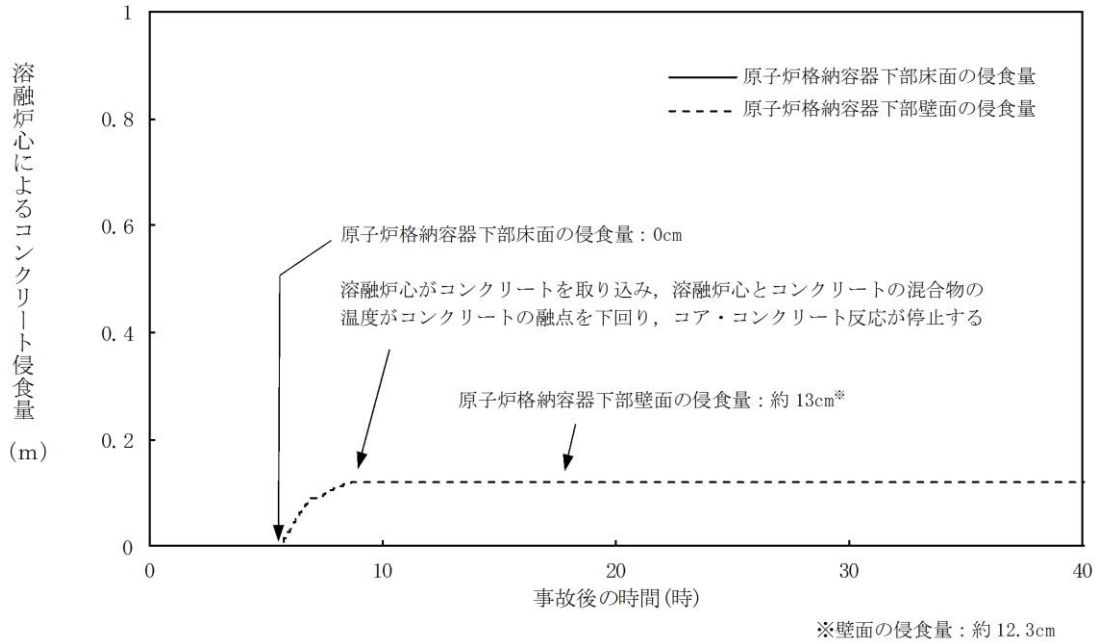


図 13　原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリート侵食量の推移
（溶融炉心からプール水への熱流束を保守的に考慮する場合）

（３）解析条件における不確かさの影響

解析コードＭＡＡＰにおけるＭＣＣＩ評価では，コリウムシールドを考慮した機器条件として，以下の条件を設定している。

・コリウムシールド耐熱材の種類
・コリウムシールド耐熱材の侵食開始温度
・原子炉格納容器下部床面積

これらは全て最確条件と同様の設定であることから，不確かさの影響はない。解析コードＭＡＡＰの解析条件を表７に示す。なお，ＭＣＣＩ伝熱モデルにおいて，コリウムシールド耐熱材の二層構造（サンプ防護材＋犠牲材）のうち，サンプ防護材の厚さ部分に対してZrO_2の物性値を設定している。

表７　解析コードＭＡＡＰ解析条件

項目		解析条件	最確条件
機器条件	コリウムシールド耐熱材の種類	ジルコニア耐熱材	ジルコニア耐熱材
	コリウムシールド耐熱材の侵食開始温度	2,100℃ ※1	2,100℃ ※1
	原子炉格納容器下部床面積		
	コリウムシールド厚さ		

※１　ZrO_2耐熱材の 100mol％Ｚｒによる侵食試験結果に基づき設定

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。

（４）まとめ

ＭＡＡＰコードではコリウムシールドを適切に模擬しており,溶融炉心－コリウムシールド間の伝熱モデルはコリウムシールドに適用可能である。

コリウムシールドを考慮した解析コードの不確かさを踏まえた感度解析により，原子炉圧力容器の支持機能を維持でき，不確かさの影響は小さいことを確認した。また，コリウムシールドを考慮した解析条件は最確条件と同様であり，不確かさはない。

５．まとめ

コリウムシールドの設置によって，ＳＡ時に原子炉格納容器下部に落下したデブリがスリット内でファンネルに到達する前に凝固することで，ドライウェルサンプへのデブリ流入を防止するとともに，原子炉格納容器下部床面及び壁面における侵食量が抑制されることで原子炉圧力容器の支持機能に影響を及ぼすことなく，ＭＣＣＩのリスクを低減できることを確認した。

参考文献

[1] D.Lopukh et al., “New Experimental Results On The Interaction Of Molten Corium With Core Catcher Material”, ICONE-8179, (2000).

[2] J.M.Seiler, K.Froment, “Material Effects On Multiphase Phenomena In Late Phases Of Severe Accidents Of Nuclear Reactors”, Multiphase Science and technology, Vol.12, No.2, pp.117-257, (2000).

以　上

ＮＳ２下部Ｄ／Ｗドレン配管内の凝固評価に関するＥＰＲＩ／ＦＡＩ試験の適用性について

１．ＥＰＲＩ／ＦＡＩ試験とＮＳ２のファンネルの体系の比較

ＥＰＲＩ／ＦＡＩ試験の適用性を検討するにあたり，ＮＳ２の下部Ｄ／Ｗサンプと体系を比較するため，溶融物条件を表別 1-1 に，流路構造を表別 1-2 に比較する。

表別 1-1 のとおり，ＥＰＲＩ／ＦＡＩ試験で用いたアルミナと，ＭＡＡＰ解析結果に基づく溶融デブリ（平均）の物性を比較すると，密度・熱伝導率が異なるものの，配管内での溶融物凝固・流動特性に影響する凝固までの蓄熱量，動粘度は近い値になっている。なお，溶融デブリ（平均），溶融デブリ（金属）はＥＰＲＩ／ＦＡＩ試験との蓄熱量比が小さいことから，溶融デブリ（酸化物）について流動距離を評価する。

表別 1-2 に流路構造を比較する。ＥＰＲＩ／ＦＡＩ試験の配管径 50mm に対し，ＮＳ２のファンネル口径は 78mm（80A）であり，配管断面積比はＮＳ２の方が約 2.44 倍大きい。そのため，単位長さあたりの凝固までの蓄熱量比は，溶融デブリ（酸化物）のケースにおいて，限界固相率１のとき約 2.04 倍，限界固相率 0.64 のとき約 1.27 倍となる。一方で，配管径が大きくなると単位長さあたりの円管への伝熱面積（表面積）も増加するため，単位長さあたりの伝熱面積はＮＳ２の方が約 1.56 倍大きい。

デブリの堆積高さは，ＥＰＲＩ／ＦＡＩ試験で約 0.18m（試験後の観察結果）であり，ＮＳ２では約 1.04m（ＭＡＡＰ結果）である。また，ＥＰＲＩ／ＦＡＩ試験においてベースプレートから配管水平部までの長さは約 0.27m，ＮＳ２では耐熱材上面から配管水平部まで約 0.94m である。従って配管水平部までの堆積高さはＥＰＲＩ／ＦＡＩ試験で約 0.45m，ＮＳ２で約２m である。このヘッドに基づき，ベルヌーイの式で配管入口流速を評価すると，ＥＰＲＩ／ＦＡＩ試験で約 3.0m/s，ＮＳ２で約 6.3m/s となる。

２．ＥＰＲＩ／ＦＡＩ試験の適用性

ＥＰＲＩ／ＦＡＩの試験をＮＳ２のファンネルの体系に適用するにあたり，Ｆｌｅｍｉｎｇｓモデルの式を参考に，両者の体系の違いから流動距離を評価する。

Ｆｌｅｍｉｎｇｓモデルではデブリの流動距離はデブリの保有熱量，デブリからの除熱量，デブリの流速の関係から計算されている。このため，これらの要素についてＥＰＲＩ／ＦＡＩの試験条件とＮＳ２での評価条件の比をとり，ＥＰＲＩ／ＦＡＩの試験結果をＮＳ２のファンネルに適用した場合の評価を行う。

この場合，ＮＳ２のファンネルでのデブリの流動距離（L_{NS2}）は次の式で表現できると考えられる。

$$L_{NS2} = L_{FAI} \times \frac{d_{NS2}}{d_{FAI}} \times \frac{h_{NS2}\rho_{NS2}}{h_{FAI}\rho_{FAI}} \times \frac{v_{NS2}}{v_{FAI}}$$

ここで，

$\frac{d_{NS2}}{d_{FAI}}$ ：配管直径比

$\frac{h_{NS2}\rho_{NS2}}{h_{FAI}\rho_{FAI}}$ ：凝固までの蓄熱量比

$\frac{v_{NS2}}{v_{FAI}}$ ：デブリの速度比

であり，上式に基づいてデブリの流動距離（L_{NS2}）を求めると，

L_{NS2} ＝ 0.79×1.56×[redacted]×2.1

＝[redacted](m)

となる。ファンネル流入から停止までの時間が短いことから，本評価では流入中の崩壊熱は無視できるものとした。なお，この流動距離は流動限界固相率を１として評価している。固相率の上昇に伴い，粘性係数はある点で急激に上昇する傾向があり，固相率 0.64 程度で粘性係数が初期値の１×10^5倍になる等，流動限界固相率を考慮することで流動距離は更に低下するものと考えられる。

ＥＰＲＩ／ＦＡＩ試験とＮＳ２で考慮した溶融物の条件では，溶融物の組成がＥＰＲＩ／ＦＡＩ試験では単相，ＮＳ２では混合物であり，条件が異なっている。凝固様式の違いとして，単相では凝固点まで温度が低下し，溶融潜熱が奪われた段階で凝固し，混合組成の場合は固相の割合が徐々に増加し，流動限界固相率が１の場合は固相線温度まで温度が低下した時点で凝固する。なお，現実には流動限界固相率は１よりも小さな値と考えられるが，上記の評価では保守的に１としている。水中を流動する場合は，単相では溶融潜熱が奪われるまでは凝固しないが，混合組成は固相割合が増加し流動限界固相率で凝固するため，保有熱量（凝固までの蓄熱量比）が同程度の場合，単相の方が流動距離は長くなる。よって，ＥＰＲＩ／ＦＡＩ試験での単層試験の結果得られた流動距離をＮＳ２のスケールに適用する評価は，流動距離を長く見積もる，保守的な扱いになると考える。

以上より，本評価はＥＰＲＩ／ＦＡＩの試験からデブリの保有熱量，デブリからの除熱量，デブリの流速をもとに流動距離を求める際の最大値と考える。

以上

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。

表別 1-1　溶融物条件の比較

項目	ＥＰＲＩ試験	ＮＳ－２		
溶融物	アルミナ	溶融デブリ（平均）	溶融デブリ（酸化物）※1	溶融デブリ（金属）※2
過熱度（K）				
融点（℃）				
密度（kg/m^3）				
比熱（kJ/kgK）				
溶融潜熱（kJ/kg）				
熱伝導率（W/mK）				
粘性係数（Pa・s）				
動粘性係数（m^2/s）				
凝固までの蓄熱量（MJ/m^3）（限界固相率=1.0）				
凝固までの蓄熱量（MJ/m^3）（限界固相率=0.64）				
凝固までの蓄熱量比１（限界固相率=1.0）				
凝固までの蓄熱量比２（限界固相率=0.64）				

※１　酸化物：UO_2，Ｚｒ，ZrO_2　　※２　金属：ＳＵＳ成分

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。

表別 1-2　流路構造の比較

項目	ＥＰＲＩ試験	ＮＳ－２		
溶融物	アルミナ	溶融デブリ（平均）	溶融デブリ（酸化物）	溶融デブリ（金属）
流路構造比較				
流路内径（m）				
断面積比				
単位長さあたりの凝固までの蓄熱量比 1（限界固相率＝1.0）				
単位長さあたりの凝固までの蓄熱量比 2（限界固相率＝0.64）				
単位長さあたりの伝熱面積比				
床面から配管水平部までの深さ（m）				
デブリ堆積高さ（m）				
ヘッドから計算される流速（m/s）				
流速の実測値（m/s）				
デブリの流動距離（m）	～0.79	－		

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。

コリウムシールドスリット内での凝固停止評価について

コリウムシールドスリット内におけるデブリ凝固評価結果を示す。

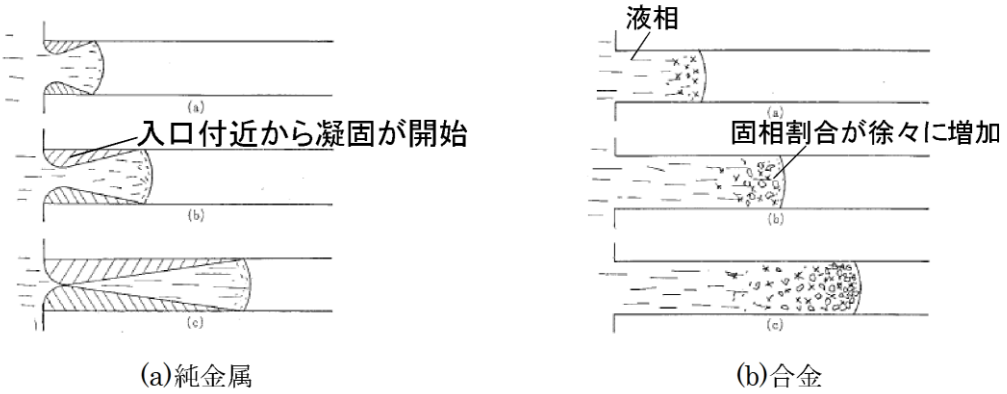
１．溶融金属の流路内での凝固挙動

図別 2-1 に，流路内における溶融金属の凝固挙動の概念図を示す。

純金属や共晶温度の合金では，図別 2-1(a)のように流路の入口付近から固化クラストが成長し流路が閉塞することで，流動が停止する。

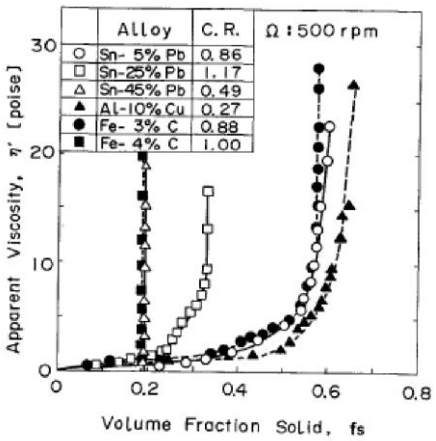
一方，液相線温度と固相線温度に差がある合金では，図別 2-1(b)のように溶融物の先端から温度低下とともに固相率が増加し,流動限界固相率を超えたときに流動を停止する。これは，図別 2-2 に示すように，固相率の増加とともに粘性が増加するためである。

溶融炉心のスリット内凝固評価は,実溶融炉心を用いた試験による確認が困難であることから，複数の評価モデルで凝固評価を実施した。



(a)純金属　　(b)合金

図別 2-1　流路内での溶融金属の凝固挙動の概念図



図別 2-2　溶融金属の固相率割合と粘性の関係[1]

２．評価方法

純金属の流路内での凝固モデルとしては，ＵＳ－ＡＢＷＲ　ＤＣＤモデル，Ｅｐｓｔｅｉｎモデル（ＭＡＡＰの下部プレナム貫通部閉塞モデル）を使用し，合金の流路内での凝固モデルとしては，Ｆｌｅｍｉｎｇｓモデルを使用する。

なお，本凝固評価モデルは流路内に水が存在しないドライ状態を前提としていることから，実機条件に対して十分保守的な評価となると考えられる。

2.1　純金属モデル

ａ．ＵＳ－ＡＢＷＲ　ＤＣＤモデル[2]

本モデルは純金属の凝固挙動を想定し，流路の入口付近において周辺の構造材への熱伝導によりクラストが成長し流路が閉塞するものとしている。

ＤＣＤモデルの評価式を以下に示す。流動距離は流動停止までの平均速度と流動停止までの平均時間の積で求められる。

$$L_{freeze} = \bar{v}\left(t_{freeze}\right) t_{freeze} \tag{1}$$

ここで，

$$t_{freeze} = \left[\frac{H_0 \rho_{cm}\left(h_{lh} + c_p \Delta T\right)\sqrt{\pi \alpha_w}}{4 k_w \left(T_s - T_i\right)}\right]^2 \tag{2}$$

ＵＳ－ＡＢＷＲ　ＤＣＤでは，入口流速は以下のように表わされている。

$$v_e(t) = \sqrt{\frac{2 g \dot{m}_{ves} t}{\rho_{cm} A_{ld}}} \tag{3}$$

しかしながら，原子炉格納容器下部床面よりも下部にスリットが設置されるため，縦スリット内のヘッドh_0を考慮し以下のようにする必要がある。

$$v_e(t) = \sqrt{2g\left(\frac{\dot{m}_{ves}}{\rho_{cm} A_{ld}} t + h_0\right)} \tag{4}$$

この場合，ＤＣＤモデルの評価で使用される平均流速において，初期ヘッドh_0による項が追加され，以下のように修正される。

$$v_e(t) = \frac{\frac{2}{3} a_0 \sqrt{t} + \sqrt{2gh_0} - \frac{a_0 b_0}{H_0} t - \frac{4 b_0 \sqrt{2gh_0}}{3 H_0}\sqrt{t}}{\left(1 + \frac{4 b_0}{3 H_0}\sqrt{t}\right)} \tag{5}$$

ここで，

$$a_0 = \sqrt{\frac{2 g \dot{m}_{ves}}{\rho_{cm} A_{ld}}} \tag{6}$$

$$b_0 = \sqrt{\frac{2k_f\left(T_{f,m} - T_s\right)}{\rho_{cm} h_{lh}}} \tag{7}$$

溶融炉心が過熱度を持つ場合，b_0は以下の式を使用する。過熱度がない場合，

$b_0 = b_0'$となる。

$$b_0' = \frac{2k_f\left(T_s - T_i\right)}{\rho_{cm}\left(h_{lh} + c_p \Delta T\right)\sqrt{\pi \alpha_w}} \tag{8}$$

であり，各パラメータは以下のとおりである。

L_{freeze}：流動距離（m），$\bar{v}(t)$：平均流速（m/s），t_{freeze}：凝固完了時間（s），
ρ_{cm}：溶融デブリ密度（kg/m³），C_p：溶融デブリ比熱（J/kgK），ΔT：過熱度（K），
H_0：スリット高さ（m），h_0：縦スリット部高さ（m），α_w：構造材熱拡散率（m²/s），
k_w：構造材熱伝達率（w/mK），k_f：デブリ熱伝導率（w/mK），
T_s：接触面温度（K），T_i：構造材初期温度（K），$T_{f,m}$：溶融デブリ温度（K），
g：重力加速度（m/s²），$\dot{m}_{ves}$：ＲＰＶからのデブリ落下率（kg/s），
A_{ld}：下部ドライウェル床面積（m²）

ｂ．Ｅｐｓｔｅｉｎモデル[3][4]

Ｅｐｓｔｅｉｎモデルは，ＭＡＡＰコードのＲＰＶ下部プレナム貫通部閉塞計算に使用されているモデルであり，ＤＣＤモデルと同様に流路の入口付近からの閉塞が想定されている。

Ｅｐｓｔｅｉｎモデルの評価式を以下に示す。溶融炉心の総流動距離は式(9)と式(10)の和で求められる。

・溶融炉心が過熱度を有する領域での流動距離

$$X = \frac{D}{2f} \ln\left(\frac{T_0 - T_{mp}}{T^{※} - T_{mp}}\right) \tag{9}$$

・溶融炉心が過熱度のない領域での流動距離

$$X_s = 0.155\,\mathrm{Re}^{8/11} D \left[\frac{\mathrm{Pr}}{B}\right]^{7/11} \tag{10}$$

ここで，

$$B = \left[1 + \frac{2C_p\left(T_{mp} - T_w\right)}{\lambda}\right]^{1/2} - 1 \tag{11}$$

であり，各パラメータは以下のとおりである。

X ：流動距離（m），Re：レイノルズ数，Pr：プラントル数，D：水力等価直径（m），
λ：溶融潜熱（J/kg）C_p：溶融デブリ比熱（J/kgK），T_0：デブリ初期温度（K），
T_{mp}：デブリ融点（K），T_w：構造材初期温度（K），$T^{※}$：デブリ凝固開始温度（推定値）（K），
f：摩擦係数（－）

なお，$T^{※}-T_{mp}$はＥＰＲＩレポートを基に 10K とする。

2.2　合金モデル

（１）Ｆｌｅｍｉｎｇｓモデルの評価式[5]

Ｆｌｅｍｉｎｇｓモデルは式(12)のように表され，流路を流れる溶融物が保有するエネルギと周囲の構造材への除熱速度をもとに，溶融物が凝固するまでに必要なエネルギが除去されるまでの流動距離を評価できるモデルとなっている。

$$L_{freeze}=\frac{A\rho v(f_c H_f+C_p\Delta T)}{hS(T_d-T_w)}(1+\frac{B}{2}) \tag{12}$$

ここで，

$$B=\frac{h\sqrt{\pi\,\alpha_{\mathrm{w}}\Delta \mathrm{X}}}{k_{\mathrm{w}}\sqrt{v}} \tag{13}$$

であり，各パラメータの内容は以下のとおりである。

L_{freeze}：流動距離（m），A：流路断面積（m²），ρ：溶融デブリ密度（kg/m³），
v：溶融デブリ流速（m/s），f_c：流動限界固相率（－），H_f：溶融デブリ溶融潜熱（J/kg），
C_p：溶融デブリ比熱（J/kgK），ΔT：初期温度と凝固温度の差（K），
h：熱伝達率（W/m²K），S：流路周長（m），T_d：溶融デブリ温度（K），
T_w：構造材温度（K），α_w：構造材熱拡散率（m²/s），ΔX：チョーキングレンジ※（m）
$\mathrm{k_w}$：構造材熱伝達率（w/mK）
※：溶融物先端でどの程度の長さが流動限界固相率を超えると流動が停止するかを定義する定数

（２）熱伝達係数の計算

溶融デブリとスリット構造材間の熱伝達係数 は，溶融デブリの熱伝導率 ，水力等価直径 及びＳｌｅｉｃｈｅｒ－Ｒｏｕｓｅの式[6]又はＧｎｉｅｌｉｎｓｋｉの式[5]より求まるヌセルト数 を用いて，下式により算出する。

$$h=\frac{k}{d_e}Nu \tag{14}$$

Ｓｌｅｉｃｈｅｒ－Ｒｏｕｓｅの式

$$Nu=5+0.015\,\mathrm{Re}_f^a\,\mathrm{Pr}_w^b \quad (10^4<\mathrm{Re}<10^6,\ 0.1<\mathrm{Pr}<10^4) \tag{15}$$

$$a = 0.88 - \frac{0.24}{4 + \mathrm{Pr}_w} \tag{16}$$

$$b = \frac{1}{3} + 0.5\exp(-0.6\,\mathrm{Pr}_w) \tag{17}$$

添字はそれぞれ，m：混合平均温度，f：膜温度，w：壁温における物性値を表す。ただし，本評価では，物性値は温度によらず一定と仮定する。

また，レイノルズ数が 3000＜Re＜10^6，0.5＜Pr＜2000 の範囲については次式（Ｇｎｉｅｌｉｎｓｋｉの式）

$$Nu = \frac{(f/2)(\mathrm{Re}-1000)\,\mathrm{Pr}}{1+12.7\sqrt{f/2}(\mathrm{Pr}^{2/3}-1)} \tag{18}$$

ここで，f は管摩擦係数であり，

$$f = (3.64\log_{10}(\mathrm{Re}) - 3.28)^{-2} \tag{19}$$

と与えられる。

Ｓｌｅｉｃｈｅｒ－Ｒｏｕｓｅの式，Ｇｎｉｅｌｉｎｓｋｉの式が共に適用範囲内となる場合は，ヌセルト数が小さい方を採用する。

（３）溶融デブリの温度低下の考慮

式（12）から直接的に流動距離を計算すると，流路内を進行する間のデブリの温度低下が考慮されず，溶融炉心から構造材への熱伝達速度が過大評価されることにより，流動距離が短く評価されることが考えられる。

今回の評価では，Ｆｌｅｍｉｎｇｓの評価式をもとに，流動に伴うデブリの温度低下を考慮した上で，溶融炉心先端が流動停止する固相率に至るまでの除熱時間を算出し，溶融炉心の流速との積により流動距離を計算した。

まず，初期にデブリが保有する流動停止までの熱量は，固相線温度 T_{sol} を基準として

$$Q_0 = \left\{C_p\left(T_{d0} - T_{sol}\right) + H_f\right\} f_c m_d \tag{20}$$

となる。デブリが Δt の時間に Δx の距離流動したときの除熱量は，

$$Q_{rm}{}^p = hS\Delta x\left(T_d{}^p - T_w{}^p\right)\left(\frac{1}{1+\frac{B}{2}}\right)\Delta t \tag{21}$$

であり，Δx 流動後のデブリの保有熱量及び温度は，

$$Q_d{}^{p+1} = Q_d{}^p - Q_{rm}{}^p \tag{22}$$

$$T_d^{\ p+1} = \frac{Q_d^{\ p+1}}{C_f m_d} + T_{sol} \tag{23}$$

となる。ここで，C_f は溶融潜熱を考慮した溶融デブリの換算比熱であり，以下のように表わされる。

$$C_f = C_p + \frac{H_f}{T_{liq} - T_{sol}} \tag{24}$$

各パラメータの内容は以下のとおりである。

Q_0：流動停止するために除去が必要なエネルギ（J），T_{d0}：デブリ初期温度（K），

T_{sol}：デブリ固相線温度（K），T_{liq}：デブリ液相線温度（K），m_d：デブリ質量（kg），

Q_{rm}：タイムステップ毎の除熱量（J），Δx：タイムステップ毎の流動距離（m），
Δt：タイムステップ（s）

以上より，デブリの凝固までの保有エネルギ Q_d が０になるまでの時間が得られ，溶融デブリの流速との積により，溶融デブリの流動距離が計算される。

３．評価条件

コリウムシールド内での溶融デブリ凝固評価に用いた条件を表別 2-1 に示す。

溶融炉心の物性については，ＭＡＡＰで使用されているＲＰＶ破損直前の下部プレナムの物性値を用いる。

表別 2-1　評価条件

構造材温度	
溶融炉心初期温度	
SUS 密度	
SUS 熱伝導率	
SUS 比熱	
溶融炉心液相線温度	
溶融炉心固相線温度	
デブリ密度	
デブリ比熱	
デブリ熱伝導率	
デブリ溶融潜熱	
デブリ粘性係数	

※　格納容器設計圧力の２倍（853kPa(gage)）における水の飽和温度

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。

Ｆｌｅｍｉｎｇｓモデル固有の変数を表別 2-2 に示す。

流動限界固相率及びチョーキングレンジについては，既往の溶融炉心拡がり試験においては固相率が 0.4～0.6 程度で粘性が急激に増加するといった知見[7]があるが，チョーキングレンジには明確な知見がないことから，溶融炉心先端が完全に凝固するまで流動が続くものと仮定し，流動限界固相率を 1.0，チョーキングレンジを０ｍと設定する。

表別 2-2　Ｆｌｅｍｉｎｇｓモデル固有の変数

流動限界固相率(fc)	1.0
チョーキングレンジ(ΔX)(m)	0

また，スリットの寸法を表別 2-3 に示す。

表別 2-3　スリット形状

スリット高さ	[redacted]
流路幅	

表別 2-4 に流入速度関連パラメータを示す。

溶融炉心の流速については，溶融炉心全量に加え原子炉格納容器下部の構造物等が原子炉格納容器下部に堆積した場合の堆積高さ約１ｍと，コリウムシールド設置時の既存の床面からの底上げ高さ[redacted]の合計[redacted]をヘッドとして考慮した場合，溶融炉心の流速は[redacted]となる。これに対し，保守的にこの値を切り上げて[redacted]を設定する。

ＵＳ－ＡＢＷＲ　ＤＣＤモデルでは，デブリ落下率がパラメータとなっている。デブリ落下率は破損孔径をＣＲＤ一本相当としたものを基に設定している。

表別 2-4　流入速度関連パラメータ

デブリ落下率（kg/s）	[redacted]
ＤＣＤモデル評価時の初期ヘッド（m）	
デブリ流入速度（m/s）	

４．評価結果

３．に示した条件に基づく各モデルにおける評価結果を表別 2-5 ～表別 2-7 に示す。溶融炉心の流動距離は最大でも[redacted]となり，スリット長さ[redacted]の範囲内で凝固停止することを確認した。また，スリット内での上下面からの除熱（デブリから耐熱材への熱伝導）がデブリ体積発熱量よりも大幅に上回るため，比較的短時間でデブリが凝固するスリット内の凝固においては，この間の溶融デブリの崩壊熱による影響は無視し得る。

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。

表別 2-5　ＵＳ－ＡＢＷＲ　ＤＣＤモデル評価

デブリ落下率（kg/s）	流動距離（m）	
	ＴＱＵＶケース	大破断ＬＯＣＡケース
[redacted]		

表別 2-6　Ｅｐｓｔｅｉｎモデル評価

流入速度（kg/s）	流動距離（m）	
	ＴＱＵＶケース	大破断ＬＯＣＡケース
[redacted]		

表別 2-7　Ｆｌｅｍｉｎｇｓモデル評価

流入速度（kg/s）	流動距離（m）	
	ＴＱＵＶケース	大破断ＬＯＣＡケース
[redacted]		

５．評価における保守性について

本評価は，以下のような点で保守性を有すると考えられる。

・本評価は流路内がドライな状態を前提としているが，実際にはスリット内は水で満たされた状態であり，溶融炉心から水への除熱等により流動距離は短くなると考えられる。

・流動距離の計算において，溶融炉心の流速は流動停止まで一定としており，スリット内での圧損や粘性増加に伴う速度低下を考慮していない。

・スリット内へ流入する溶融炉心の初期温度は，ＲＰＶ破損時の溶融炉心平均温度に対し保守的に液相線温度（[redacted]）を設定しているが，溶融炉心が原子炉格納容器下部床面に拡がる間やスリット内を通過する間の除熱を考慮すると，実際にはより温度は低下し，またそれに伴い溶融炉心の粘性は増加すると考えられる。

・流動限界固相率は 1.0 を設定しているが，既往の溶融炉心拡がり試験においては，固相率が 0.4～0.6 程度で粘性が急激に増加するといった知見[7]がある。

６．まとめ

溶融デブリのスリット内凝固評価を実施した。溶融デブリのスリット内凝固評価は，実デブリを用いた試験による確認が困難であるため，別法による確認として，純金属と合金のそれぞれのモデルで評価を実施した。その結果，保守的な条件として評価したとして，スリット幅[redacted]，スリット高さ[redacted]とすれば，溶融デブリの流動距離は[redacted]であり，流路長さ[redacted]であれば，スリットに流入した溶融デブリは十分に凝固することを確認した。

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。

７．参考文献

[1] 渋谷 他，固相・液相共存下における鉄および非鉄合金のみかけの粘性の測定結果，鉄と鋼，第66年，第10号，1980

[2] GE-Hitachi Nuclear Energy Americas LLC, ABWR Design Control Document, United States Nuclear Regulatory Commission, 2010

[3] M.Epstein et al., Freezing-Controlled Penetration of a Saturated Liquid Into a Cold Tube, Journal of Heat Transfer, Vol.99, 1977

[4] EPRI, Experiments to Address Lower Plenum Response Under Severe Accident Conditions, Volume1, EPRI report TR-103389, 1994

[5] M.C.Fleming et al., An Experimental and Quantitative Evaluation of the Fluidity of Aluminium Alloys”, AFC Transactions, vol.69, 1961

[6] 日本機械学会，伝熱工学資料 第５版，2009

[7] M.T. Farmer, Melt Spreading Code Assessment, Modifications, and Applications to the EPR Core Catcher Design, ANL-09/10, 2009

コリウムシールド材料の選定について

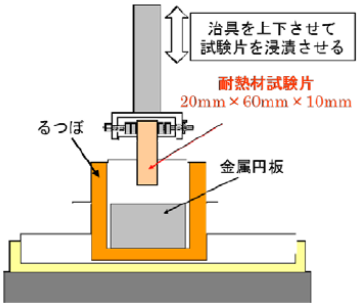
原子炉の過酷事故において，放射性物質が環境へ放出することを防ぐため，溶融炉心による格納容器の侵食を抑制する静的デブリ冷却システムの開発に取り組んでいる。溶融炉心を受け止めて保持する役割を担う耐熱材は，高融点でかつ化学的安定性に優れていることが必要であることから，候補材としては，[redacted]，ＺｒＯ$_2$等が挙げられる。模擬溶融炉心と上記耐熱材との侵食データを取ることを目的として，侵食試験を実施した。

以下に溶融Ｚｒ及び模擬溶融炉心（ＵＯ$_2$－ＺｒＯ$_2$－Ｚｒ）による耐熱材侵食試験の概要について示す。この結果より，コリウムシールド材料としてＺｒＯ$_2$を選定した。

１．　溶融Ｚｒによる耐熱材侵食試験

１．１　試験方法

耐熱材には[redacted]，ＺｒＯ$_2$の多孔質材料を用いた。模擬溶融炉心の金属成分をるつぼに入れ，るつぼ上部に耐熱材試験片をセットする（図別3-1）。これらを電気炉で加熱し，2,000℃～2,200℃の所定温度にして金属を溶かす。溶融した金属中に耐熱材試験片を上部から挿入し，５分間保持する。その後，試験片を初期位置へ戻してから炉冷する。各種試験片について，冷却後に外観及び試験片の残存状態を確認した。なお，溶融炉心の主な構成材料として，ＢＷＲで使用されるＵＯ$_2$，Ｚｒ，ＺｒＯ$_2$，Ｆｅ等が想定されるが，試験においては，金属成分は100mol％Ｚｒとした。



図別 3-1　試験体系

１．２　試験結果

図別 3-2 に金属組成が 100mol％Ｚｒにおける試験後の耐熱材試験片の断面写真を示す。いずれの耐熱材においても，金属組成のＺｒ量に応じて侵食量は増加した。また，金属組成によらず侵食量は[redacted]＞[redacted]＞ＺｒＯ$_2$となり，ＺｒＯ$_2$，[redacted]，[redacted]の順に耐侵食性に優れていることが確認できた。

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。

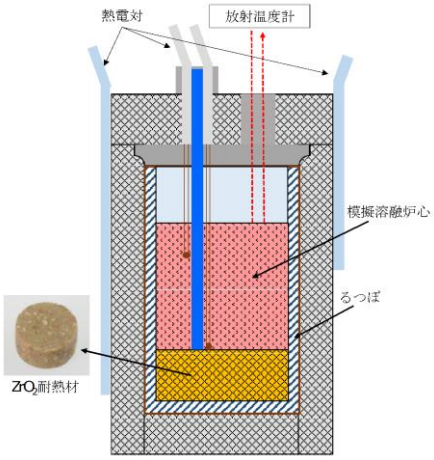
図別3-2　試験後の断面写真

２．　模擬溶融炉心による耐熱材侵食試験

２．１　試験方法

高融点材料にて製作したるつぼ内に円柱状に加工したＺｒＯ$_2$耐熱材と模擬溶融炉心粒子を所定の重量分装荷した。模擬溶融炉心の組成はＵＯ$_2$－ＺｒＯ$_2$－Ｚｒ：30mol%-30mol%-40mol%とした。

同るつぼを試験装置の誘導コイル内に設置して，誘導加熱により加熱を行った。試験中の模擬溶融炉心の温度は，放射温度計により計測した。試験時の温度は，放射温度計や熱電対にて計測している模擬溶融炉心の温度が，目標温度範囲（2,000℃～2,100℃）に入るように温度制御を行った。温度保持時間は10分とした。試験体系を図別3-3 に示す。

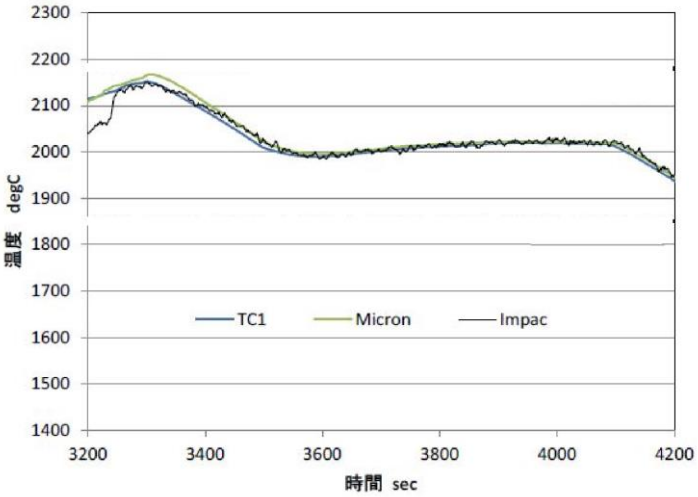


図別 3-3　試験体系

２．２　試験結果

試験温度の推移を図別 3-4 に示す。試験においては 2,000℃～2,050℃の範囲で，約 10 分程度温度が保持されていることを確認した。また，試験後のるつぼの断面写真を図別 3-5 に示す。ＺｒＯ$_2$耐熱材の厚さが試験前から変わっていないことから，模擬溶融炉心によるＺｒＯ$_2$耐熱材の有意な侵食がないことが分かる。

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。



図別 3-4　試験温度推移

[redacted]

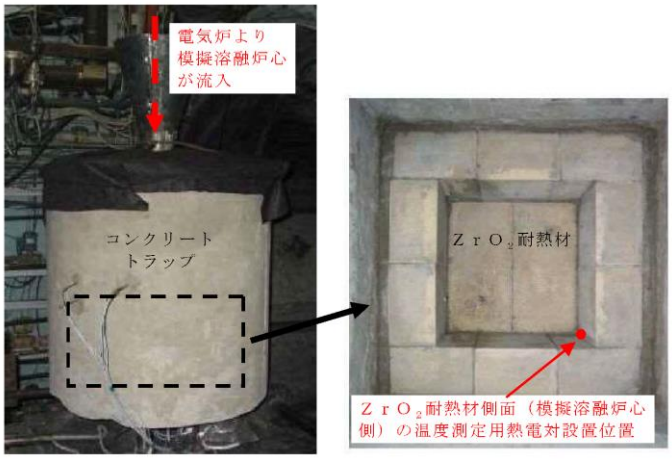
図別 3-5　試験後の断面写真

３．　耐熱材への模擬溶融炉心落下試験

３．１　試験方法

耐熱材に溶融炉心が接触した際の短期的な相互作用を確認するため，ZrO_2耐熱材の上に模擬溶融炉心を落下させ，耐熱材の侵食深さの測定，耐熱材侵食性状や模擬溶融炉心の固化性状の分析などを実施した。模擬溶融炉心の組成はUO_2－ZrO_2－Ｚｒ：30mol%-30mol%-40mol%とした。ZrO_2耐熱材を内張りしたコンクリートトラップの上部に電気炉を設置し，電気炉により加熱した模擬溶融炉心をZrO_2耐熱材上に落下させ，コンクリートトラップに設置した熱電対によりZrO_2耐熱材の温度を測定した。試験装置を図別3-6 に示す。

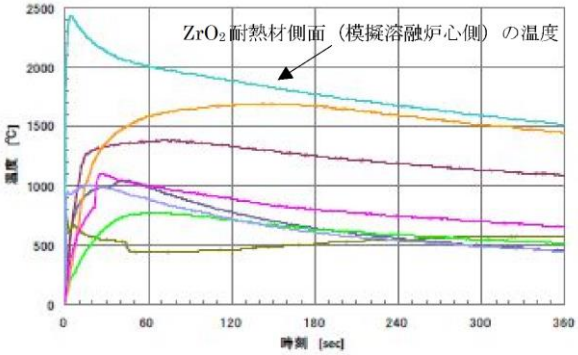
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



図別 3-6　試験装置

３．２　試験結果

試験温度推移を図別 3-7 に示す。ＺｒＯ$_2$耐熱材側面（模擬溶融炉心側）の温度を測定する熱電対が模擬溶融炉心落下直後に最高温度約 2,450℃を観測したことから，落下してきた模擬溶融炉心温度は 2,450℃以上であったと推測される。また，試験後のコンクリートトラップ断面写真を図別 3-8 に示す。模擬溶融炉心接触部から最大で約１cm が黒色化し，その周辺部が白色化していることが確認されたものの，顕著な耐熱材の侵食及び耐熱材の割れは確認されなかった。



図別 3-7　試験温度推移

図別 3-8　試験後の断面写真

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。

一般に，ＺｒＯ$_2$には還元雰囲気で高温に暴露されると材料中に酸素欠損が起こり，変色する特性があることが知られている。試験においては，計測された模擬溶融炉心の温度が 2,450℃以上と高温であり，かつ模擬溶融炉心中には金属Ｚｒが存在することから，模擬溶融炉心中の金属ＺｒによってＺｒＯ$_2$耐熱材の表面で還元反応が起こり，酸素欠損が生じたと推測される。しかしながら，黒色部についてＸ線回折分析を行った結果,耐熱材表面の組成に有意な変化が確認されなかったことから，欠損した酸素の量は微量であり，ＺｒＯ$_2$耐熱材の耐熱性能に影響はないと考えられる（図別 3-9)。

なお, 原子炉格納容器下部には水プールが存在するため, 原子炉格納容器下部に落下してきた溶融炉心中に残存する未酸化の金属Ｚｒは,水との反応によって酸化されると想定される。ＭＡＡＰ解析の結果から, 原子炉格納容器下部に落下してきた溶融炉心は，2,000℃を超える高い温度でコリウムシールドと数十分接触する可能性があるが，上述のとおり，溶融炉心中の金属Ｚｒは酸化されていると考えられることから,事故時に溶融炉心がコリウムシールドと接触したとしても，ＺｒＯ$_2$耐熱材の表面が還元されることによる影響は軽微であると考えられる。

図別 3-9　耐熱材表面の成分分析結果

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．　まとめ

上記試験結果から，溶融炉心に対して高い耐性を有しているＺｒO_2（ジルコニア）耐熱材を，コリウムシールドに用いる材料として選定した。

※　本試験は，中部電力(株)，東北電力(株)，東京電力ホールディングス(株)，北陸電力(株)，中国電力(株)，日本原子力発電(株)，電源開発(株)，(一財)エネルギー総合工学研究所，(株)東芝，日立 GE ニュークリア・エナジー(株)が実施した共同研究の成果の一部である。

28. 原子炉圧力容器表面温度の設置箇所

No.	機器番号	機器名称	計測範囲
1	TE298-1A-1	圧力容器円筒胴温度	0～300℃
2	TE298-1A-2	圧力容器円筒胴温度	0～300℃
3	TE298-1A-3	圧力容器円筒胴温度	0～300℃
4	TE298-1B-1	圧力容器Ａ給水ﾉｽﾞﾙｾｲﾌｴﾝﾄﾞ温度	0～300℃
5	TE298-1C-1	圧力容器Ａ給水ﾉｽﾞﾙ温度	0～300℃
6	TE298-1B-2	圧力容器Ｂ給水ﾉｽﾞﾙｾｲﾌｴﾝﾄﾞ温度	0～300℃
7	TE298-1C-2	圧力容器Ｂ給水ﾉｽﾞﾙ温度	0～300℃
8	TE298-1B-3	圧力容器Ｃ給水ﾉｽﾞﾙｾｲﾌｴﾝﾄﾞ温度	0～300℃
9	TE298-1C-3	圧力容器Ｃ給水ﾉｽﾞﾙ温度	0～300℃
10	TE298-1B-4	圧力容器Ｄ給水ﾉｽﾞﾙｾｲﾌｴﾝﾄﾞ温度	0～300℃
11	TE298-1C-4	圧力容器Ｄ給水ﾉｽﾞﾙ温度	0～300℃
12	TE298-1D-1	圧力容器下鏡ﾍﾟﾀﾙ温度	0～300℃
13	TE298-1D-2	圧力容器下鏡ﾍﾟﾀﾙ温度	0～300℃
14	TE298-1D-3	圧力容器下鏡ﾍﾟﾀﾙ温度	0～300℃
15	TE298-1E-1	圧力容器支持ｽｶｰﾄ上部温度	0～300℃
16	TE298-1E-2	圧力容器支持ｽｶｰﾄ上部温度	0～300℃
17	TE298-1E-3	圧力容器支持ｽｶｰﾄ上部温度	0～300℃
18	TE298-1F-1	圧力容器支持ｽｶｰﾄ下部温度	0～300℃
19	TE298-1F-2	圧力容器支持ｽｶｰﾄ下部温度	0～300℃
20	TE298-1F-3	圧力容器支持ｽｶｰﾄ下部温度	0～300℃
21	TE298-1G-1	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）	0～500℃
22	TE298-1G-2	原子炉圧力容器温度（ＳＡ）	0～500℃
23	TE298-1G-3	圧力容器下鏡温度	0～300℃
24	TE298-1G-4	圧力容器下鏡底部温度	0～300℃
25	TE298-2A-1	圧力容器上蓋温度	0～300℃
26	TE298-2A-2	圧力容器上蓋温度	0～300℃
27	TE298-2B-1	圧力容器上蓋ﾌﾗﾝｼﾞ温度	0～300℃
28	TE298-2B-2	圧力容器上蓋ﾌﾗﾝｼﾞ温度	0～300℃
29	TE298-3-1	圧力容器ｽﾀｯﾄﾞﾎﾞﾙﾄ温度	0～300℃
30	TE298-3-2	圧力容器ｽﾀｯﾄﾞﾎﾞﾙﾄ温度	0～300℃
31	TE298-4-1	圧力容器胴体ﾌﾗﾝｼﾞ温度	0～300℃
32	TE298-4-2	圧力容器胴体ﾌﾗﾝｼﾞ温度	0～300℃
33	TE298-4-3	圧力容器胴体ﾌﾗﾝｼﾞ温度	0～300℃

■：重大事故等対処設備

重大事故等対処設備以外は，常用計器（耐震性又は耐環境性等はないが，監視可能であれば原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）

図１　原子炉圧力容器表面温度の設置箇所

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。

29．逃がし安全弁の耐環境性能の確認実績について

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

試験条件を図１に示す。図１の環境試験中，ＳＲＶが正常に動作することが確認されたことから，少なくとも図１に包絡される環境下ではＳＲＶの機能は正常に維持されると考える。

図１　設計基準事故環境下における加速劣化試験の試験条件[1]

参考文献

（１）電力共同研究「安全上重要な機器の信頼性確認に関する研究 平成７年度上半期　(最終報告書)」

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。

30．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。

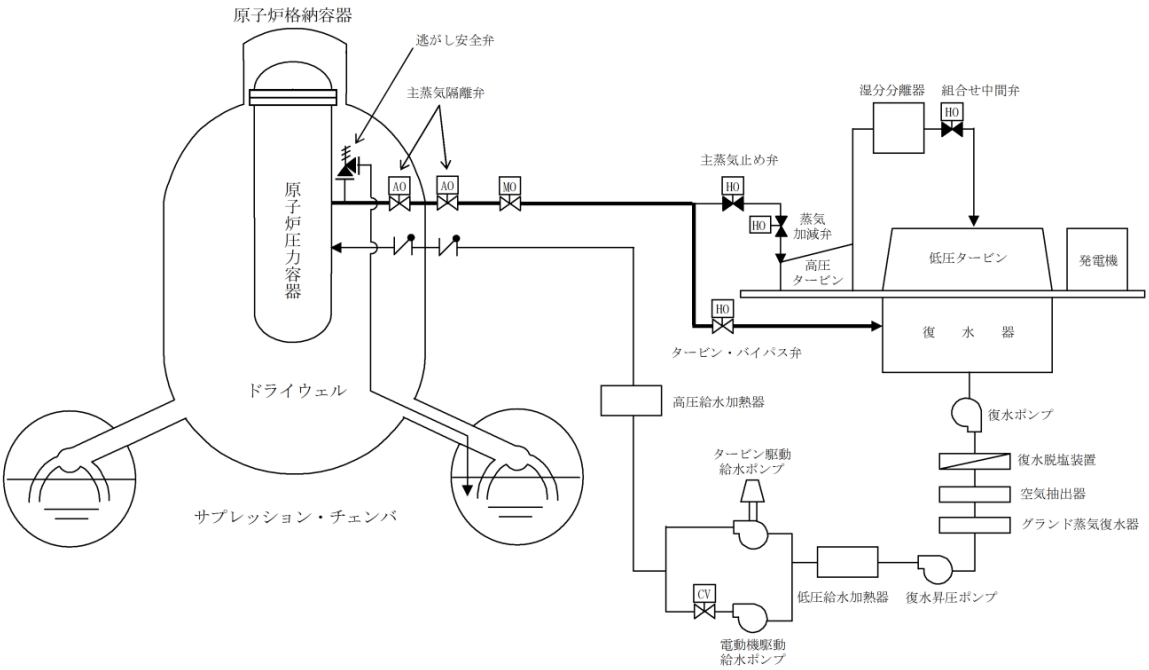


図１　タービンバイパス弁による減圧　概略系統図

（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。

本系統は，窒素ガスボンベ，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，本系統は，既設の窒素ガス供給系とは別に，窒素ガスボンベを配備する。

本系統は，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，窒素ガスボンベ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。

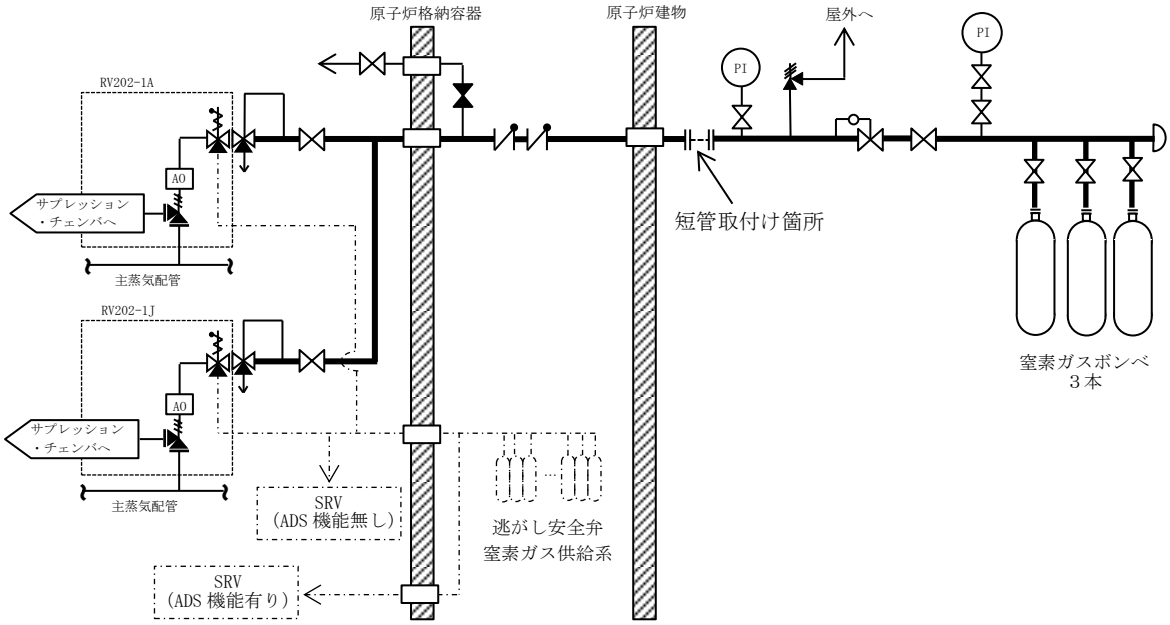


図２　逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による減圧　概略系統図

（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。

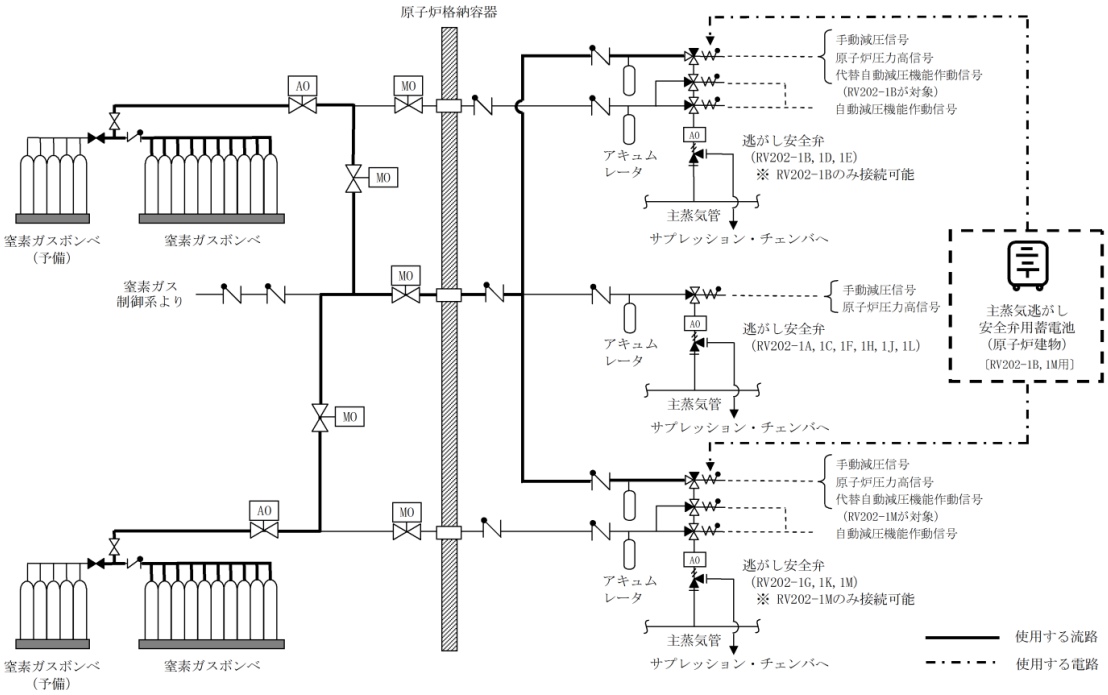


図３　主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（原子炉建物）接続による減圧　概略系統図

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。

参考資料

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。

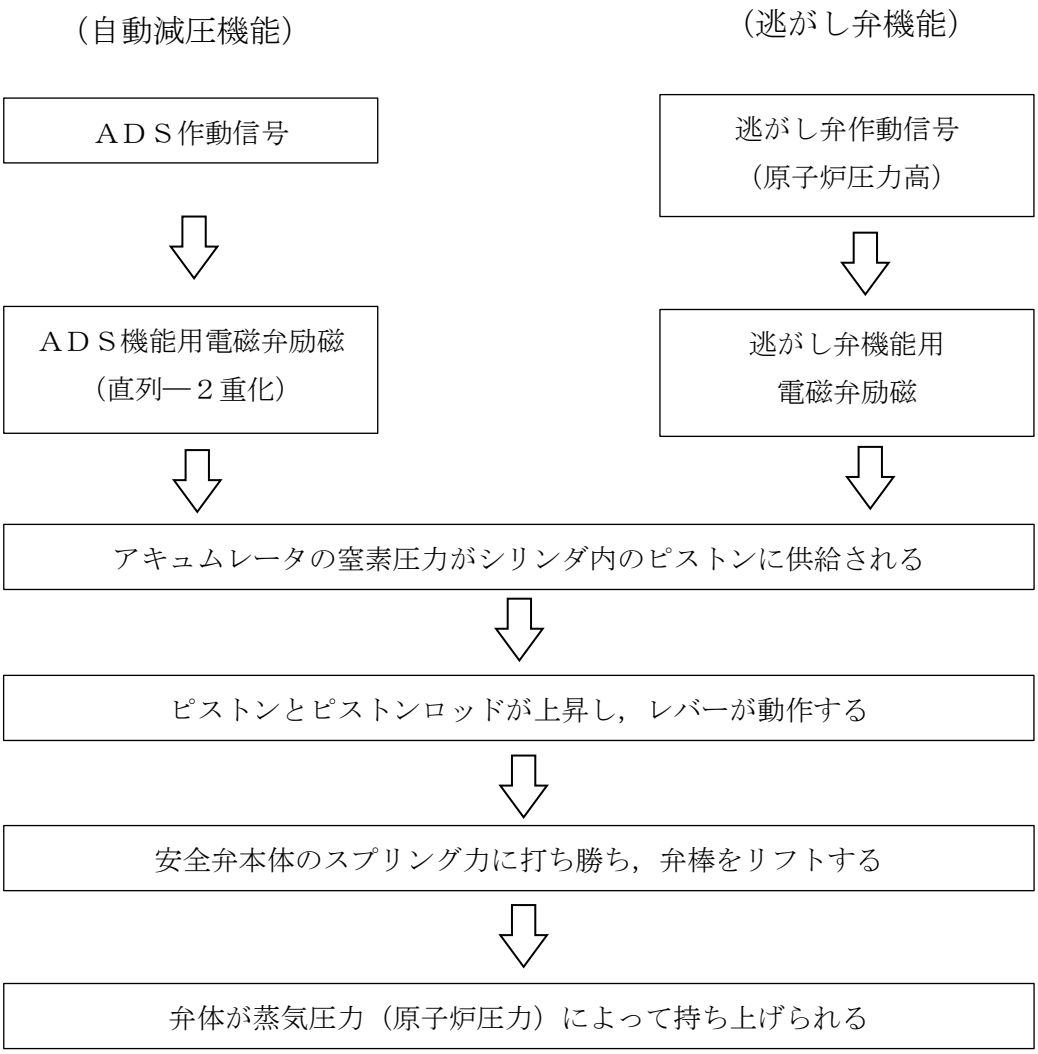
（３）自動減圧機能

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。

ＳＲＶの耐環境性能向上に向けた取り組みについて

１．概要

ＳＲＶ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，ＳＲＶ駆動源である高圧窒素ガスの流路となる「ＳＲＶ用電磁弁」及び「ＳＲＶ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ボンベ，自圧式切替弁及び配管・弁類から構成し，ＳＲＶ用電磁弁の排気ポートに窒素ガスボンベ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ＳＲＶ開操作が可能な設計とする。

ここで，自圧式切替弁をＳＲＶ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ＳＲＶ動作時，（３）逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備によるＳＲＶ動作時に示すとおりの切替操作が可能な設計とする。

（１）通常運転時（ＳＲＶ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ボンベ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，ＳＲＶ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ＳＲＶ動作時

自圧式切替弁は，排気ポート側を開放しており，ＳＲＶ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ＳＲＶ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ボンベ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ボンベからＳＲＶ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。

本系統は，ＡＤＳ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ボンベ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，ＳＲＶ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。

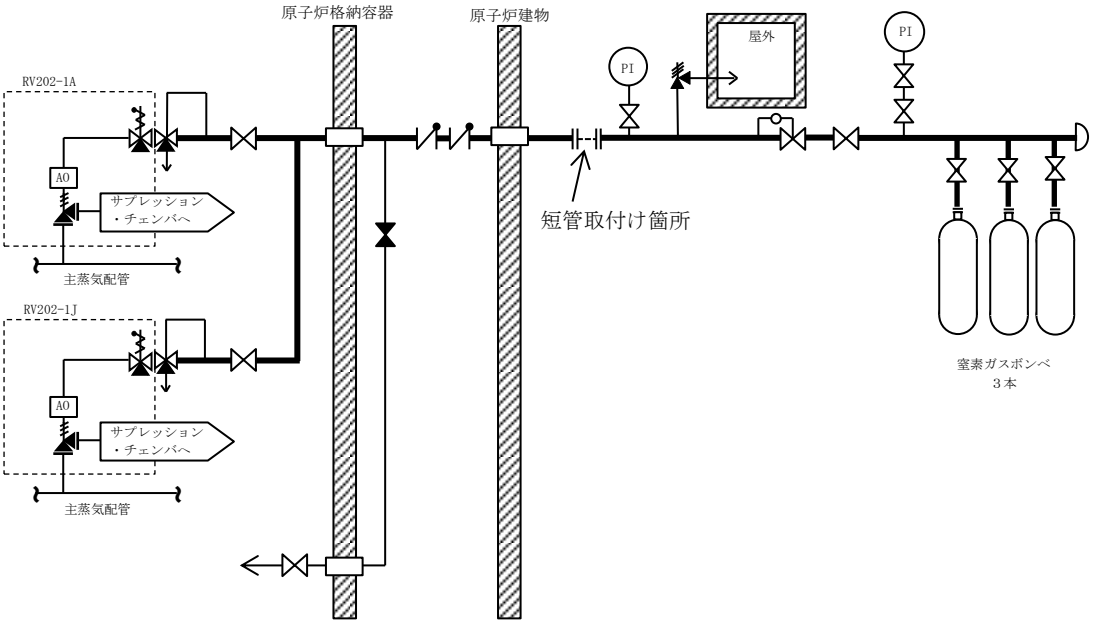


図１　逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備　系統概要図

図２　ＳＲＶ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．ＳＲＶ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

ＳＲＶ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ＥＰＤＭ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ＳＲＶ用電磁弁の概要並びに改良ＥＰＤＭ材の採用箇所を図５に示す。

図５　改良ＥＰＤＭ材を採用したＳＲＶ用電磁弁概要図

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。

（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。

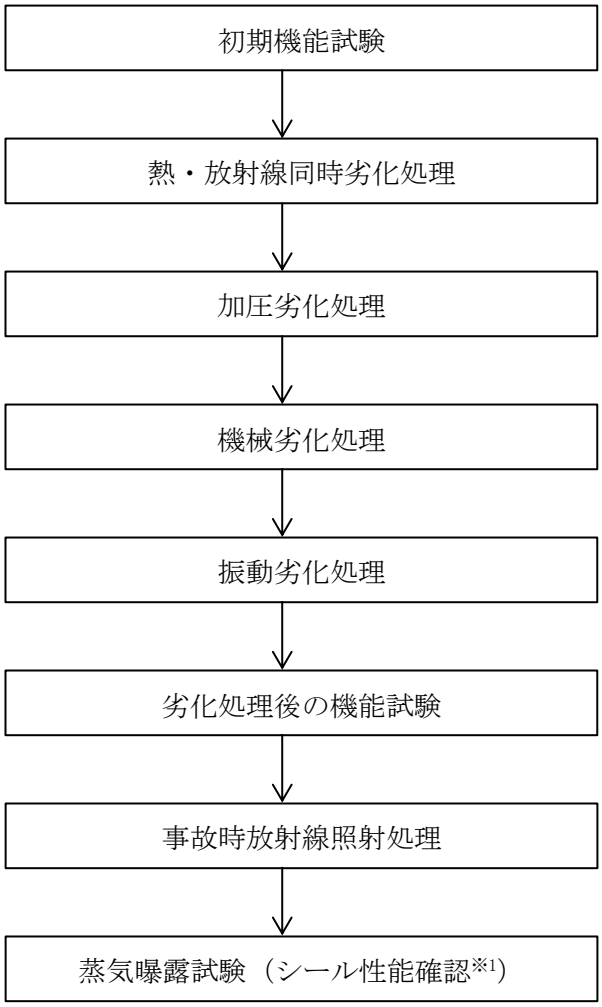


図６　試験手順及び項目

※１シール性確認の判定基準

・排気（ＥＸＨ）ポート側圧力に供給（ＳＵＰ）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 [redacted] 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	
時間(経過)	0～168 時間	168～175 時間
圧力(kPa[gage])	710	854
温度(℃)	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，ＳＲＶ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ＳＲＶ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。

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　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

ＳＲＶ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，ＳＲＶ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ＳＲＶ用電磁弁について改良ＥＰＤＭ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[redacted]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	[redacted]	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※1
	逃がし弁機能試験		アキュムレータ容量（[redacted]L）で全開作動すること [redacted]回全開操作※2可能なこと 入力信号から[redacted]秒以内※2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[redacted]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）今後の対応

ＳＲＶシリンダの改良は，ＤＢＡ時のＳＲＶ動作に影響を与える変更※1となることから，信頼性確認試験※2を実施し，プラント運転に影響を与えないこと及び 200℃／0.854MPa[gage]／168hr の環境下において開保持可能できることを確認した。試験条件を図 12（緑線）に示す。また，耐環境性試験（200℃／0.854MPa[gage]／168hr）前後のシリンダピストン部の外観写真を図 13 に示す。

※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

今後は，更なる安全性向上のため改良シリンダを採用することとし，実機への導入準備が整い次第，至近のプラント停止中に設置する。

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。

図 12　試験条件

（ａ）耐環境試験前　　（ｂ）耐環境試験後

図 13 耐環境性試験前後のシリンダピストン部の外観写真

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．シール材の健全性について

ＳＲＶ用電磁弁及びＳＲＶシリンダのシール材をフッ素ゴムから改良ＥＰＤＭ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ＥＰＤＭ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ＥＰＤＭ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，ＳＲＶ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ＥＰＤＭ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[redacted]に劣化することが予想されるのに対して，改良ＥＰＤＭ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[redacted]であることが確認できている。本結果が示すとおり，改良ＥＰＤＭ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℃	[redacted]		
改良ＥＰＤＭ	800kGy	乾熱	200℃			
改良ＥＰＤＭ	800kGy	乾熱	250℃			
改良ＥＰＤＭ	800kGy	蒸気	200℃			
改良ＥＰＤＭ	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ＥＰＤＭ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ＥＰＤＭ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[redacted]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ＥＰＤＭ製シール材の試験の詳細を別紙-1「改良ＥＰＤＭ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。

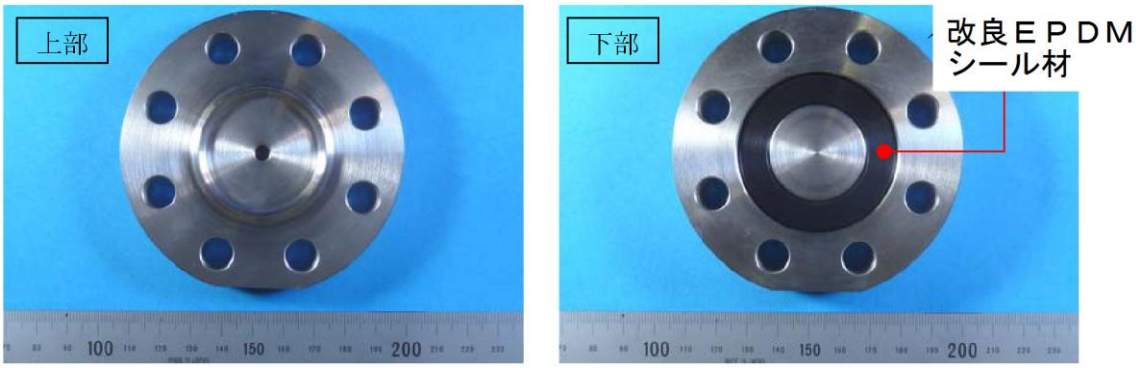


図２　試験治具及びシール材外観

図３　蒸気用オートクレーブ系統図

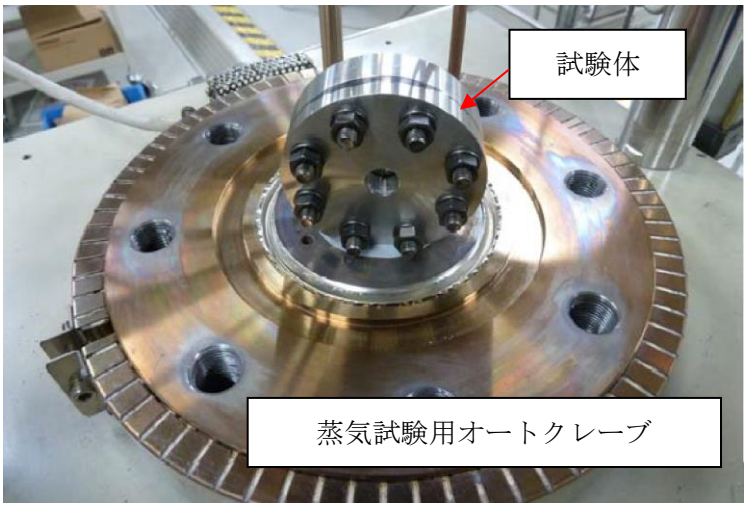


図４　蒸気曝露試験体設置状況

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℃，168h	800kGy	無し	○	○	○
			0.8mm	○	○	○
2	蒸気 1MPa，250℃，168h	800kGy	無し	○	○	○
			0.8mm	○	○	○
3	蒸気 1MPa，250℃，168h	800kGy	無し	○	○	○
			0.8mm	○	○	○

○：リーク及び圧力降下なし

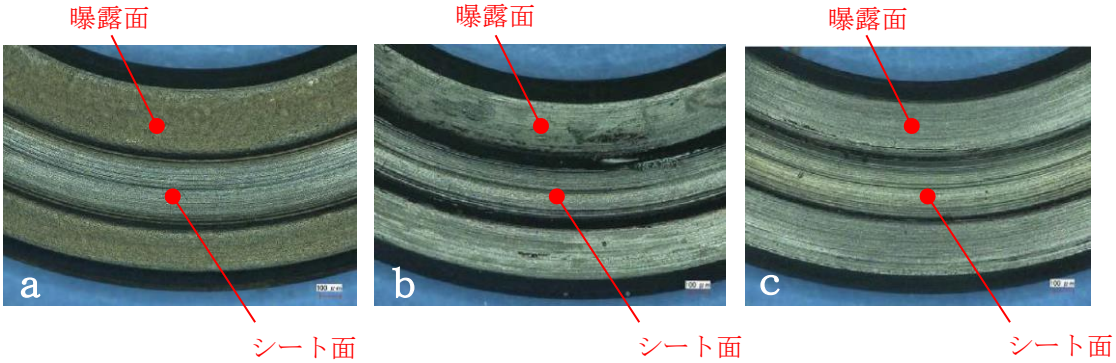


図７　試験後外観観察結果
（a:乾熱 200℃，168h　　b，c:蒸気 250℃，168h）

⑤ＦＴ－ＩＲ分析

試験後のシール材のＦＴ－ＩＲ分析結果を図８，９に示す。ＦＴ－ＩＲ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　ＦＴ－ＩＲ分析結果（曝露面）

図９　ＦＴ－ＩＲ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。

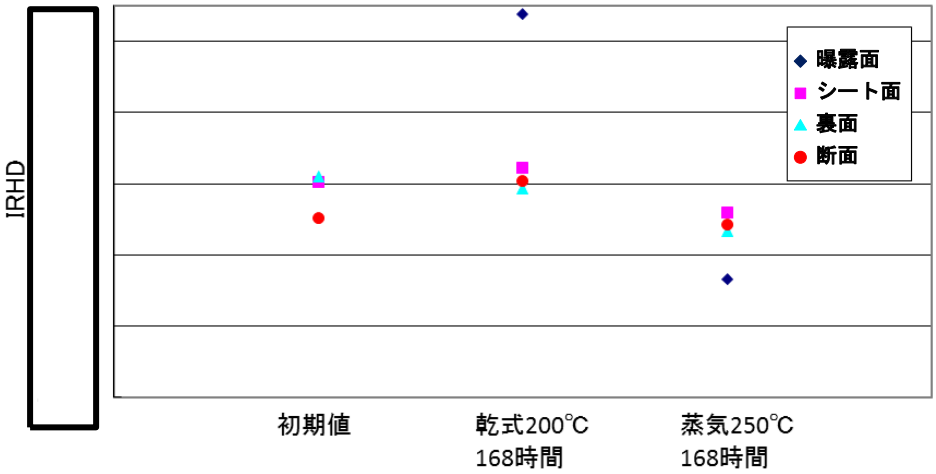


図 10　硬さ測定結果

以上の試験結果から，200℃，２Pd，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。

31．非常用ガス処理系の使用を考慮した評価について

島根原子力発電所２号炉においては，重大事故時における現場作業の成立性を確かなものにするため，必要な対策を実施の上，以下の運用を行うこととしている。

・作業現場の放射線量の上昇の緩和のため，非常用ガス処理系を起動する
・全交流電源喪失時においても屋外作業を行わずに速やかに非常用ガス処理系を使用できるよう，ガスタービン発電機を中央制御室から遠隔操作により起動する

ここでは，非常用ガス処理系の運転を考慮した場合の重大事故時における作業時の被ばく線量を確認した。

なお，格納容器ベント実施に伴う現場作業の線量影響の評価条件及び評価結果の詳細は，「重大事故等対処設備について 別添資料-１ 格納容器フィルタベント系について」の別紙８に示す。

また，中央制御室での被ばく線量については，「59 条　運転員が原子炉制御室にとどまるための設備（補足説明資料）59-11 原子炉制御室の居住性に係る被ばく評価について」に示す。

１．現場の作業環境

現場の作業環境の評価結果を表１に示す。評価の結果，被ばく線量は最大でも約 53mSv となった。このことから，各々の現場作業は作業可能であることを確認した。

なお，作業の評価条件及び評価結果の詳細は別紙「給油等の現場作業の線量影響について」に示す。

表１　有効性評価（重大事故）で想定する主な現場作業と放射線環境

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	放射線環境
低圧原子炉代替注水槽への補給準備	・大量送水車による輪谷貯水槽から低圧原子炉代替注水槽への補給	約 23mSv
各機器への給油	・ガスタービン発電機用軽油タンクからタンクローリへの補給 ・大量送水車，大型送水ポンプ車，可搬式窒素供給装置への燃料給油作業	約 19mSv※
常設代替交流電源設備からの受電操作	・常設代替交流電源設備準備操作及び運転状態確認（ガスタービン発電機） ・Ｍ／Ｃ受電操作，受電確認	約 41mSv
原子炉補機代替冷却系運転操作	・原子炉補機代替冷却系準備操作，運転状態監視	約 53mSv

※ 格納容器フィルタベント実施後に，タンクローリから大量送水車，可搬式窒素供給装置，大型送水ポンプ車に順に給油するときの値を示す

別紙

給油等の現場作業の線量影響について

重大事故時における現場作業は放射線環境下での作業となる。ここでは，有効性評価（重大事故）で想定する主な現場作業のうち，別紙表１に示す作業について作業時の被ばく線量の評価を行った。作業の時間帯等を別紙表２に示す。また，各現場作業における線量影響評価で採用した評価点を別紙図１から別紙図３に示す。

各作業の評価時間には作業場所への往復時間を含めた。なお，移動中における線量率が作業中における線量率と異なることを考慮し，作業によっては，作業中と移動中で異なる場所を評価点と設定し評価した。線源強度や大気拡散評価等の評価条件は，「重大事故等対処設備について　補足説明資料　59-11 原子炉制御室の居住性（炉心の著しい損傷）に係る被ばく評価について」と同じとした。

また，格納容器ベント実施後の作業は，W／Wベントを実施した場合を代表として評価した。評価結果を別紙表２に示す。

評価の結果，被ばく線量は最大でも約 53mSv となった。このことから，各々の現場作業は作業可能であることを確認した。

別紙表１　有効性評価（重大事故）で想定する主な現場作業

作業項目	具体的な運転操作・作業内容
低圧原子炉代替注水槽への補給準備	・大量送水車による輪谷貯水槽から低圧原子炉代替注水槽への補給
各機器への給油	・ガスタービン発電機用軽油タンクからタンクローリへの補給 ・大量送水車，大型送水ポンプ車，可搬式窒素供給装置への燃料給油作業
常設代替交流電源設備からの受電操作	・常設代替交流電源設備準備操作及び運転状態確認（ガスタービン発電機） ・M／C受電操作，受電確認
原子炉補機代替冷却系運転操作	・原子炉補機代替冷却系準備操作，運転状態監視

別紙表２　有効性評価（重大事故）で想定する主な現場作業に伴う被ばく

	格納容器ベント実施前の作業			格納容器ベント実施後の作業
	常設代替交流電源設備からの受電操作	低圧原子炉代替注水槽への補給準備	原子炉補機代替冷却系準備操作	各機器への給油※1
	屋内	屋外	屋外	屋外
移動開始時間※2（事象開始後）	20 分後	20 分後	２時間 30 分後	約 42.5 時間後
評価時間	作業 70 分 移動 15 分	作業２時間５分 移動 35 分	作業７時間 30 分 移動 35 分	作業 69 分 移動 30 分
被ばく線量	約 41mSv	約 23mSv	約 53mSv	約 19mSv

※１　タンクローリから大量送水車，可搬式窒素供給装置，大型送水ポンプ車に順に給油することを想定

※２　「添付資料 1.3.1　重大事故等対策の成立性確認表（一覧）」に基づき，移動開始時間，評価時間を設定

別紙図１　低圧原子炉代替注水槽への補給，原子炉補機代替冷却系準備操作及び各機器への給油時の線量評価点

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。

別紙図２　屋外移動中の評価点

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。

別紙図３　常設代替交流電源設備からの受電操作の評価点

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。

32．原子炉圧力容器の破損位置について

原子炉圧力容器の破損について，ＭＡＡＰでは，以下の破損モードから判定された破損モードが適用される。

a）下部ヘッド貫通部への溶融物流入による破損
b）下部ヘッド貫通部の逸出
c）デブリジェットの衝突による下部ヘッドの局所破損
d）金属層による原子炉圧力容器壁の破損
e）原子炉圧力容器のクリープ破損

原子炉圧力容器の下部ヘッドは径方向（５ノード）及び厚さ方向（５ノード）に分割されており，ノードごとに破損に至っているかの判定が行われる。図１に原子炉圧力容器下部ヘッドのノード分割の概念図を示す。

有効性評価（※１）においては，下部プレナムへ移行した溶融炉心の加熱により，原子炉圧力容器下部の中心部ノードの温度が最も高くなり，制御棒駆動機構ハウジング溶接部のひずみ量がしきい値（0.1）に至る原子炉圧力容器破損（※２）が最初に発生する結果となっている。径方向のノードごとの制御棒駆動機構ハウジング溶接部のひずみ量の推移を図２に，原子炉圧力容器下部ヘッド温度の推移を図３に示す。図２に示すとおり，原子炉圧力容器下部の中心ノードに該当するノード１のひずみ量がしきい値（0.1）に達して原子炉圧力容器破損に至っている。また，図３に示すとおり，ノード１が高温を長時間維持していることが確認された。

※１：ＤＣＨ，炉外ＦＣＩ及びＭＣＣＩにて対象としている事故シーケンス
（過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋炉心損傷後の原子炉注水（重大事故等対策を含む）失敗＋デブリ冷却失敗）

※２：「b）下部ヘッド貫通部の逸出」に該当

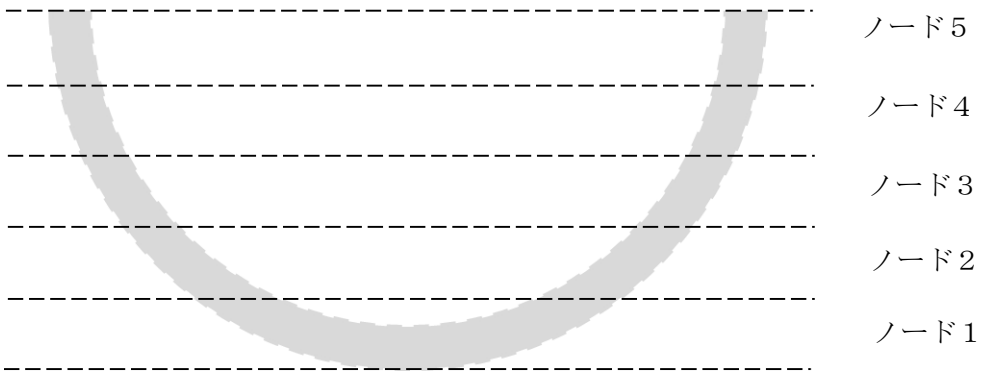


図１　原子炉圧力容器下部ヘッドのノード分割（概念図）

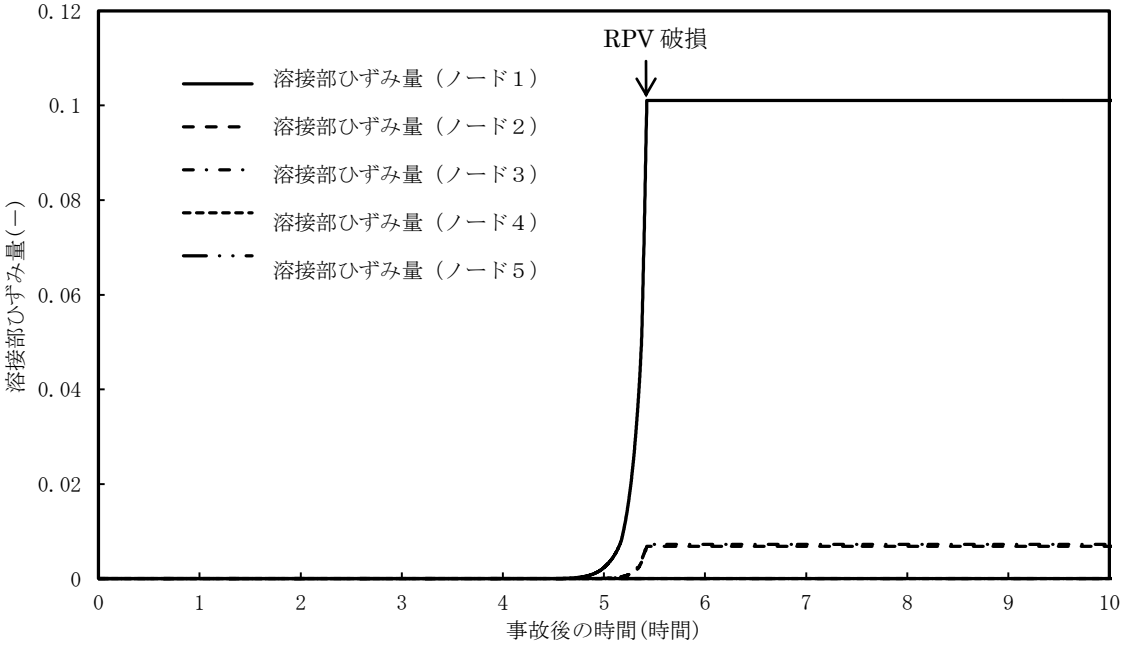


図２　径方向のノードごとの制御棒駆動機構ハウジング溶接部のひずみ量

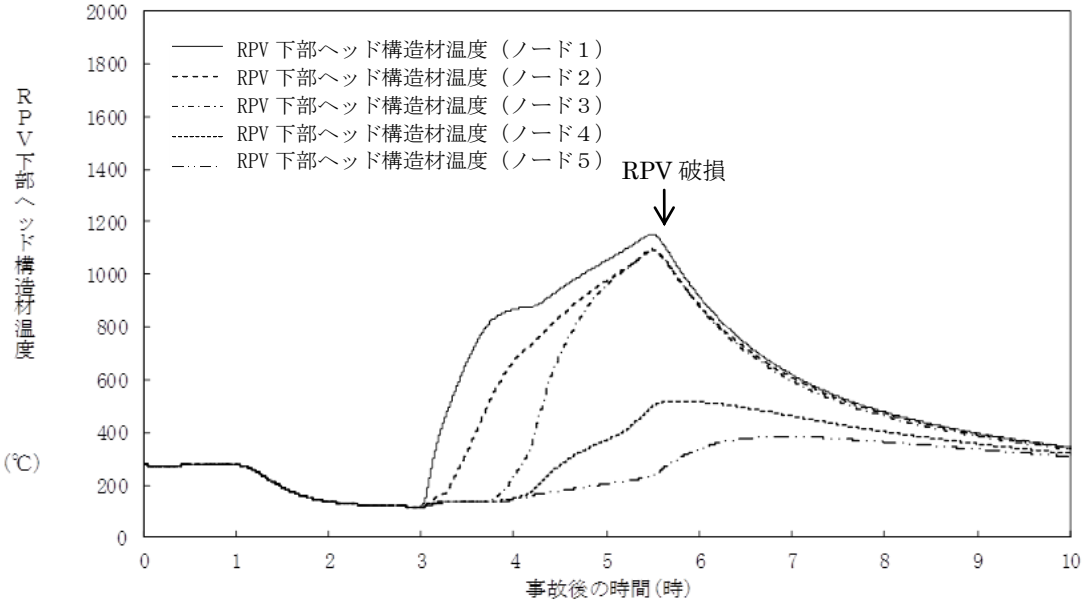


図３　径方向のノードごとの原子炉圧力容器下部ヘッド温度

33．逃がし安全弁（ＳＲＶ）出口温度計による炉心損傷の検知性について

炉心損傷開始の判断は，原子炉格納容器雰囲気放射線モニタにより行うが，逃がし安全弁（以下「ＳＲＶ」という）出口温度計による炉心損傷の検知性については以下のとおり。

１．ＳＲＶ出口温度計の設備概要

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

２．原子炉水位低下時の原子炉圧力容器内温度の概略挙動

事故発生後，原子炉水位が低下する過程において，炉心が冠水した状態では，炉心部及び原子炉圧力容器ドーム部の温度は，ともに定格原子炉圧力（6.93MPa[gage]）ないしはＳＲＶ動作圧力（安全弁機能の最大8.35MPa[gage]）に対応する飽和蒸気温度近傍（約286℃～約299℃）となる。

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

３．ＳＲＶ出口温度計による炉心損傷の検知性

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

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

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

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

４．ＳＲＶ出口温度計測と原子炉圧力容器温度計測

ＳＲＶ出口温度と原子炉圧力容器温度は中央制御室にて確認可能であるが，故障等により中央制御室で確認できない場合，その他の建物内の補助盤室において可搬型計測器による測定が可能である。可搬型計測器による測定が必要になった場合は，炉心損傷確認の精度が高い原子炉圧力容器温度の測定を優先する。

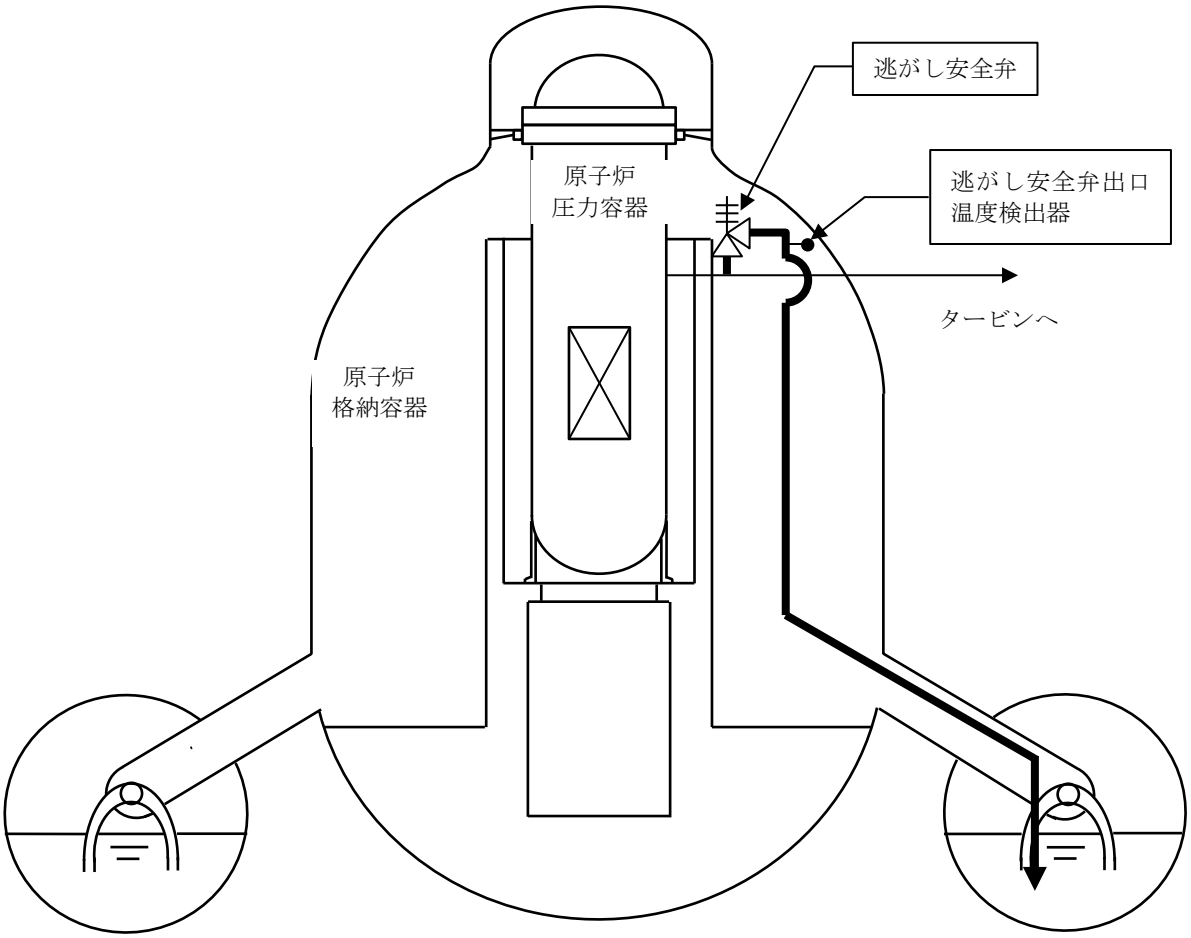


図１　逃がし安全弁出口温度計の概略設置図

34. 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

ＢＷＲにおいて，炉心損傷前に原子炉格納容器内で水素を発生させ得る現象としては，原子炉格納容器内のグレーチングに含まれる亜鉛と水蒸気の反応等が考えられる。

ここでは，島根原子力発電所２号炉において，炉心損傷前に水素ガスが発生した場合の影響を考察する。

１．発生し得る水素量について

有効性評価の添付資料 3.1.2.3「原子炉格納容器内に存在する亜鉛及びアルミニウムの反応により発生する水素ガスの影響について」において，上記の現象によって，原子炉格納容器内に存在する亜鉛及びアルミニウムが全量反応した場合に，発生し得る水素ガスの量を，表１のとおりに評価している。

表１ 水素ガスの発生量

金属	発生する水素の量
亜鉛	約 73kg（約 803m^3[normal]）
アルミニウム	約 374kg（約 4,156m^3[normal]）

２．水素ガスの発生による影響について

（１）格納容器圧力への影響

亜鉛及びアルミニウムにより発生する水素を考慮しても，炉心損傷前の格納容器ベント時の格納容器圧力(427kPa[gage]と仮定)に対する寄与は約 16％程度であり，有意な影響は小さいと考える。

（２）水素濃度への影響

燃料棒の健全性が損なわれず，よう素が原子炉冷却材中に放出されない条件(純水)※において，Ｇ値は以下のとおりとなる[1]

・沸騰条件 ：0.2（H_2）／0.1（O_2）

・非沸騰条件：0（H_2）／0（O_2）

炉心損傷に至らない場合，燃料がヒートアップし，炉心内での沸騰が長期間継続することはないと考えると，過渡的に短時間の沸騰が生じる可能性はあるものの，Ｇ値はほぼゼロと考えられることから，水素濃度が４vol％に至ることはないと考えられる。なお，炉心損傷に至らない場合，燃料被覆管温度は低く維持されることから，ジルコニウム-水反応による水素も実質発生しないと考えられる。

また，炉心損傷前の格納容器ベント時の気相部のモル分率において，１．で示した水素を考慮した場合には，水素のモル分率は約 0.16 であるが，ＢＷＲの原子炉格納容器内は窒素ガスにより不活性化されており，亜鉛及びアルミニウムの反応では酸素ガスの発生はないことから，本反応単独での水素ガスの燃焼は発生しないものと考える。

（３）酸素濃度への影響

炉心損傷に至らない場合，炉心内での沸騰が長期間継続することはなく，水の放射線分解による酸素濃度の上昇はないものと考えられるが，仮に，炉心内で沸騰状態が長期間継続し，水の放射線分解によって炉内で発生した水素及び酸素がすべて原子炉格納容器内へ移行することを想定すると，初期酸素濃度 2.5vol％とした場合，酸素濃度が５vol％に至る時間は事象発生約 73.5 日後（1765 時間後）であり，十分な時間余裕がある。なお，仮に炉心損傷前に格納容器ベントを行った場合は，格納容器ベントにより酸素濃度が低下する可能性があるが，これを考慮して，初期酸素濃度を１vol％とした場合は，酸素濃度が５vol％に至る時間は事象発生約 182 日後（4,371 時間後）となる。

したがって，有効性評価の炉心損傷防止シナリオにおいて，水の放射線分解により発生する水素及び酸素は，有意な影響を及ぼさないと考えられる。

※よう素の追加放出の影響について

炉心損傷前のシナリオでは，基本的に炉心は健全に維持されているが，仮に，設計基準事故と同程度のよう素の追加放出が発生した場合を想定する。

設計基準事故において，追加放出されるよう素は，炉内内蔵量の 0.01％未満である。

よう素濃度を変化させた場合の吸収線量と酸素濃度の変化量の関係を図１に示す。図１より，よう素の放出量が炉内内蔵量の約１％未満（よう素濃度：６×10^{-7}mol/L）であれば，よう素が原子炉冷却材中に放出されない条件（純水）と同様にＧ値は，ほぼゼロと考えられる。

このため，炉心損傷前の水素燃焼への影響を検討する観点で，設計基準事故と同等のよう素の追加放出を考慮した場合も，非沸騰状態におけるＧ値はゼロと考えられる。

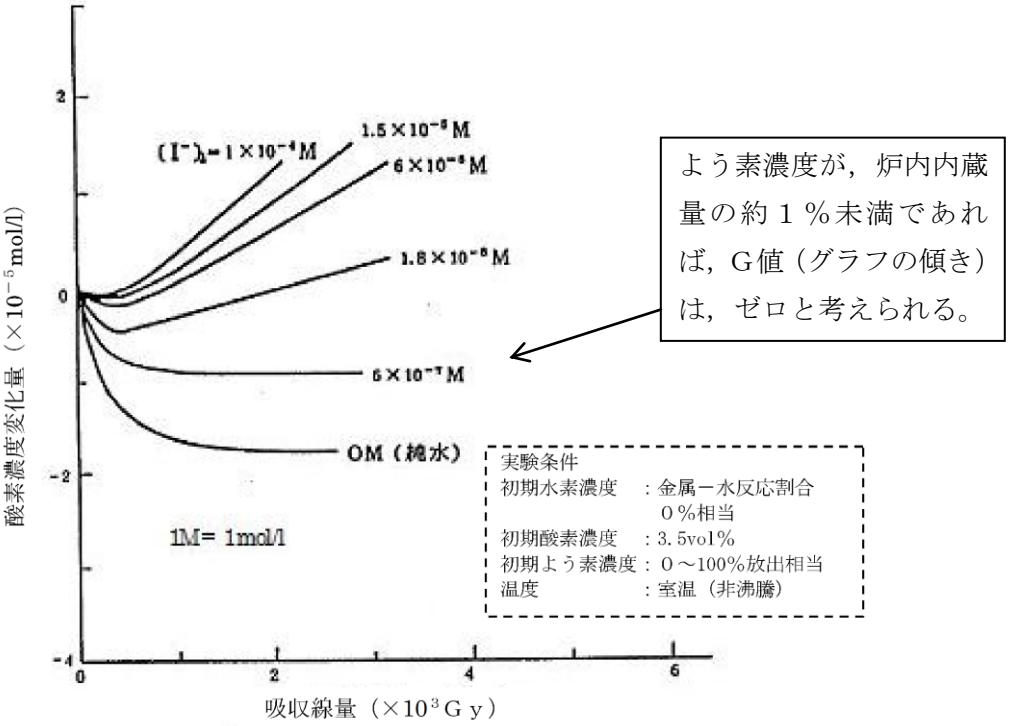


図１　溶存酸素濃度と吸収線量の関係（よう素濃度を変化させた場合）

３．まとめ

炉心損傷前において，仮に原子炉格納容器内に存在する亜鉛及びアルミニウムが全量反応することを考慮しても発生する水素量は約 450kg であり，炉心損傷前ベント時の格納容器圧力に有意な影響を及ぼすものではない。また，保守的に炉心内で沸騰状態が長期間継続するという仮定をおいたとしても，約 73.5 日間，可燃限界に到達することはないため，水の放射線分解により発生する水素及び酸素を考慮しても，有意な影響はないと考えられる。

参考文献

[1]「事故時放射線分解に関する研究」BWR 電力共同研究 昭和 63 年 3 月

以上

35．溶融炉心落下位置が原子炉格納容器下部の中心軸から外れ，壁側に偏って落下した場合の影響評価

１．評価の目的

実機において，水蒸気爆発が発生する可能性は，これまでの知見からも極めて低いと考えられるが，島根２号炉では，事象の不確かさを踏まえ保守性を考慮した入力条件による水蒸気爆発評価(以下「基本ケース」という。)を実施し，万が一の水蒸気爆発の発生を想定した場合でも原子炉格納容器の健全性が損なわれないことを確認している。

有効性評価のＭＡＡＰ解析では，下部プレナムへ移行した溶融炉心による過熱で原子炉圧力容器下部の中心部温度が最も高くなり，その位置の制御棒駆動機構ハウジング溶接部に生じるひずみによって原子炉圧力容器破損に至る結果となっている。このため，基本ケースの入力条件のうち，溶融炉心の放出口については原子炉圧力容器下部の中心としている。また，溶融炉心の放出口径については，爆発規模が大きくなる条件として制御棒駆動機構ハウジングの逸出を想定した口径を想定している。

しかしながら，実際に重大事故が発生した場合においては，有効性評価上期待していない原子炉注水手段の復旧等，想定とは異なる対応や事故進展の影響により，原子炉圧力容器下部の中心から外れた偏心位置での貫通部溶接破損によって生じたわずかな間隙から溶融炉心が流出する等，基本ケースでの想定と異なる落下様態となることも考えられる。また，偏心位置で水蒸気爆発が発生した場合，爆発位置が基本ケースよりも側壁に近接するため，局部的に大きな動的荷重が作用する可能性がある。

ここでは，偏心位置における現実的な溶融炉心の落下様態を想定した水蒸気爆発の影響を評価し，原子炉格納容器の健全性が損なわれないことを確認するとともに，基本ケースの代表性を確認する。

２．評価方法

（１）評価条件

解析コードは基本ケースと同様に，水蒸気爆発解析コードＪＡＳＭＩＮＥ，構造応答解析コードＡＵＴＯＤＹＮ－２Ｄを用いて評価した。本評価における各コードの入力条件及び評価モデルの取扱いを以下に示す。

ａ．ＪＡＳＭＩＮＥ

表１に主要入力条件を示す。本評価の入力条件及び評価モデルは基本ケースと同様とするが，以下については現実的な条件として適用する。

（ａ）溶融炉心落下量

図１に制御棒駆動機構ハウジング支持金具構造を示す。制御棒駆動機構ハウジング支持金具は，原子炉本体の基礎の鋼板に固定されたサポートビームに吊

り棒等を介してグリッドプレートを接続した構造により制御棒駆動機構ハウジングの溢出を防止する設計としている。基本ケースでは，制御棒駆動機構ハウジング１本分（0.15m）に流出時の溶融炉心による口径の拡大分（0.05m）を見込んだ口径のジェット（0.20m）を考慮しているが，上記のとおり制御棒駆動機構ハウジングの支持金具が設置されているため現実的には制御棒駆動機構ハウジング１本が瞬時に脱落することは考えにくく，溶接の薄い箇所等，僅かな口径から流出した溶融炉心が構造材を伝い，あるいは構造材によって分散され，細い径で徐々に落下する形態が考えられる。このため，本評価では制御棒駆動機構ハウジングと原子炉圧力容器の下鏡部との間に生じる間隙からの溶融炉心の放出を考慮する。

制御棒駆動機構ハウジングと原子炉圧力容器の下鏡部との間に生じる間隙の幅は，サンディア国立研究所の原子炉圧力容器下部ヘッド破損を模擬したＬＨＦ試験[1]において，貫通部溶接の破損によって約４mm の間隙が生じたことを踏まえ，これと同じ間隙幅を本評価において仮定する。

以上より，制御棒駆動機構ハウジングと原子炉圧力容器の下鏡部との間に生じる隙間幅を４mm と想定し，面積に換算すると約 10cm^2 となる。この開口面積（約 10cm^2）と等価な口径である 35.7mm を溶融炉心の放出口径として設定する。

なお，島根原子力発電所２号機の制御棒駆動機構ハウジングと原子炉圧力容器の下鏡部の間の開口面積は最大でも約３cm^2 であり，10cm^2 に包絡される。

（ｂ）粗混合粒径

既存のＦＣＩ試験（ＦＡＲＯ，ＣＯＴＥＬＳ等）ではザウター平均粒径として０～３mm 程度と報告されていることから，基本ケースでは保守的に４mm を設定しているが，本評価では現実的な条件として既往の実験から得られている平均粒径の条件である３mm を設定する。

（ｃ）トリガリングタイミング

基本ケースでは，水蒸気爆発により発生する運動エネルギが最も大きくなると考えられる条件である粗混合融体質量ピーク時点としている。一方，実機条件では，高圧ガスや爆薬を用いた大規模ＦＣＩ実験のトリガ装置で発生させているような外部トリガが与えられる状況は考えにくく，また，島根２号炉では重大事故時のペデスタル水位は 2.4m としていることから，現実的にはメルトジェットが原子炉格納容器下部床面に接触する際の衝撃によりトリガリングが発生する可能性が高いと考えられる。このため，本評価ではメルトジェット先端が床面に到達した時点を設定する。

以上のとおり，本評価では一部現実的な入力条件を適用するが，実機での水蒸気爆発に対して次の保守性が含まれているものと考える。

図２に原子炉格納容器下部構造物配置状況を示す。ＪＡＳＭＩＮＥでは溶融炉心が放出口から直線的に自由落下し直接水プールに侵入する理想的なメルトジェ

ットを仮定した評価モデルとなっているが，実機の原子炉圧力容器下部には制御棒駆動機構ハウジングが設置されており，更に下部にはＣＲＤ交換装置等の構造物が存在する。このため，実機の重大事故において原子炉圧力容器下部から流出した溶融炉心はこれらの構造物に接触し，分散するものと想定され，原子炉圧力容器下部から流出した溶融炉心が理想的なジェット形状を保ったまま直接水プールに侵入することはないと考えられる。したがって，実機の重大事故において爆発に寄与する粗混合融体質量はＪＡＳＭＩＮＥで考慮されている粗混合融体質量よりも更に小さくなり，爆発規模は小さくなると考えられる。

ｂ．ＡＵＴＯＤＹＮ－２Ｄ

図３に解析モデルを示す。本評価の入力条件及び評価モデルは基本ケースと同様とするが，半径方向の爆発源位置については，格納容器側壁に最も近接する原子炉圧力容器下部最外周の制御棒駆動機構ハウジング直下の位置とする。

３．評価結果

水蒸気爆発に伴うエネルギ，原子炉格納容器下部内側及び外側鋼板の応力の推移を図４，図５及び図６に示す。水蒸気爆発の発生を想定した場合に原子炉格納容器下部の水に伝達される運動エネルギの最大値は，約 0.6MJ である。このエネルギを入力とし，原子炉格納容器下部内側及び外側鋼板にかかる応力を解析した結果，原子炉格納容器下部の内側鋼板に加わる応力は約 53MPa，外側鋼板にかかる応力は約 12MPa となった。これは内側及び外側鋼板の降伏応力を大きく下回る値であり，かつ，弾性範囲内にあることから，原子炉圧力容器の支持に支障が生じるものではない。

なお，構造上，原子炉格納容器下部の内側鋼板にかかる応力の方が外側鋼板にかかる応力よりも大きくなる傾向があるが，原子炉圧力容器の支持機能については原子炉格納容器下部の外側鋼板のみで維持可能である。

以上の結果から，現実的と考えられる評価条件において溶融炉心が偏心位置に落下して水蒸気爆発の発生を想定した場合であっても，原子炉格納容器バウンダリの機能を維持できることを確認した。

４．評価結果の比較

表２に基本ケース解析との比較を示す。現実的と考えられる評価条件において溶融炉心が偏心位置に落下した場合の影響評価の結果，基本ケースよりも原子炉格納容器下部の内側及び外側それぞれの鋼板に加わる応力が小さくなる結果となった。

このことから，現実的と考えられる評価条件において溶融炉心が偏心位置に落下した場合に対しても，基本ケースの評価は代表性を有していることを確認した。

５．ＦＣＩ発生時のエネルギ低減策について

ＢＷＲにおける原子炉圧力容器外のＦＣＩに関して,島根２号炉の審査での整理は，以下のとおりである。

①これまでの代表的なＦＣＩの実験で水蒸気爆発が観測された例は,外部トリガがある条件又は溶融物温度が高いものであり,実機条件ではこのようなトリガ装置で発生させているような圧力外乱となる要因は考えられず,また溶融物の過熱度は実験条件ほど高くならないと考えられることから,実機において大規模な水蒸気爆発が発生する可能性は極めて小さいと考えられる。

②加えて,ＢＷＲの原子炉圧力容器下部は,制御棒駆動機構等の様々な構造物が存在するとともに，原子炉格納容器下部床の上方にはＣＲＤ交換装置等の干渉物が存在し,発生可能性を更に低減する又は仮に発生した場合のエネルギを小さくする要素となり得る。

③一方で,落下後の溶融炉心冷却の際の事前の水張りに際しては,ＭＣＣＩによる侵食を可能な限り低減しつつ,仮に水蒸気爆発が発生した場合のエネルギを増加させない措置として初期水張り高さは 2.4m にするなど,ＭＣＣＩ対策とＦＣＩ対策のバランスを踏まえた対策としている。

④仮にペデスタル水位が上昇した場合(約 3.8m)や溶融炉心が偏心位置に落下した場合に水蒸気爆発が起きたと仮定した場合の感度解析として,水蒸気爆発解析コードＪＡＳＭＩＮＥ,構造応答解析コードＡＵＴＯＤＹＮ-２Ｄにより圧力伝播挙動等を求めた結果,原子炉圧力容器の支持に支障が生じるものではない。

上述のとおり，ＢＷＲにおける水蒸気爆発の可能性は極めて低いこと，水蒸気爆発の発生を仮定した場合でも原子炉圧力容器の支持に支障が生じるものではないことを確認しているが，水蒸気爆発により格納容器破損に至るシナリオの重要性を踏まえ，更なる安全性向上を目的として，ＦＣＩ発生時のエネルギ低減策について検討を進めることとする。

参考文献

[1] T.Y.Chu, M.M.Pilch, J.H.Bentz, J.S.Ludwigsen, W-Y Lu and L.L.Humperies, “Lower Head Failure Experiment and Analyses,” NUREG/CR-5582 , SAND98-2047,1999.

図１　制御棒駆動機構ハウジング支持金具

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。

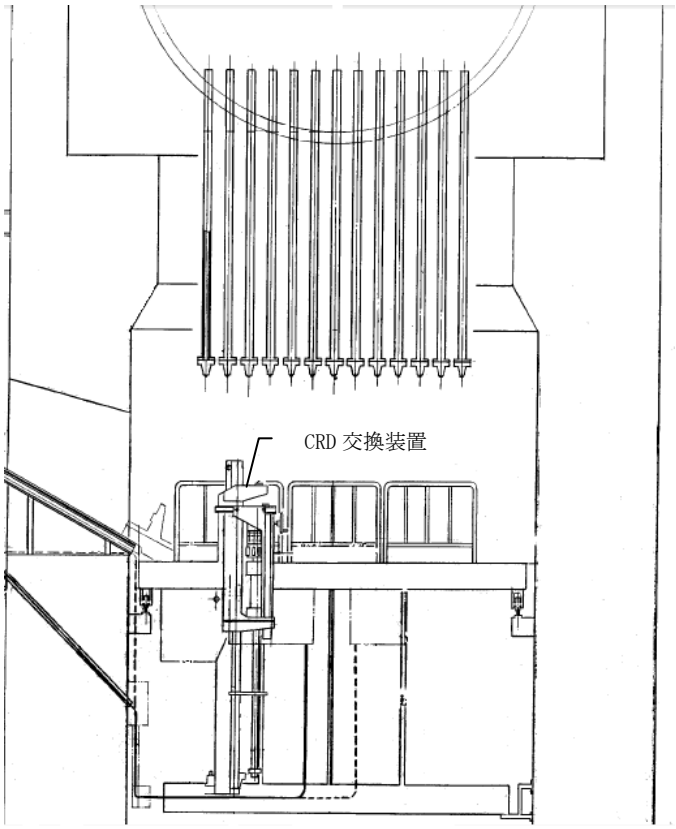


図２　原子炉格納容器下部構造物配置状況

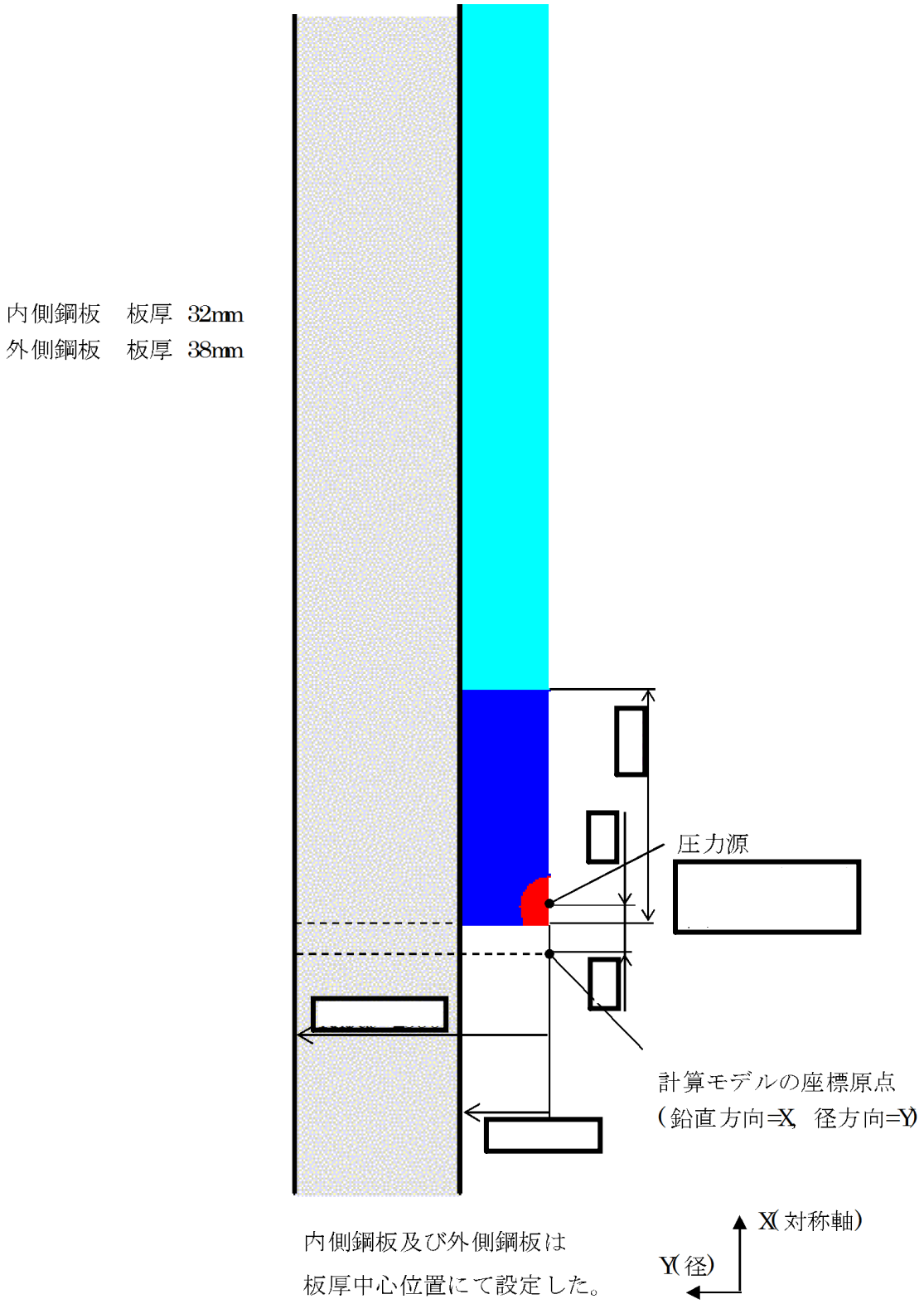


図３　偏心落下条件におけるＡＵＴＯＤＹＮ－２Ｄコードの解析モデル

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。

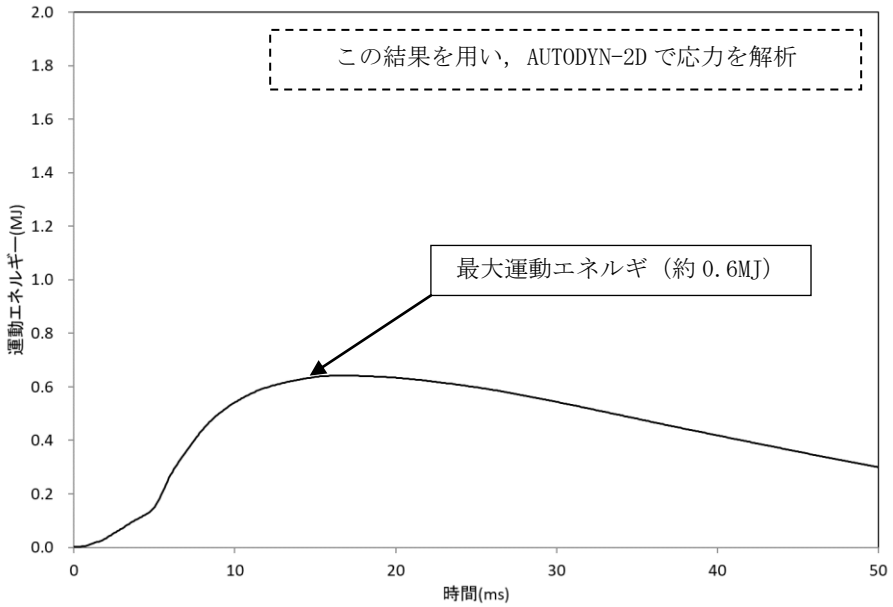


図４　水蒸気爆発によるエネルギの推移（偏心落下，現実的な想定）※

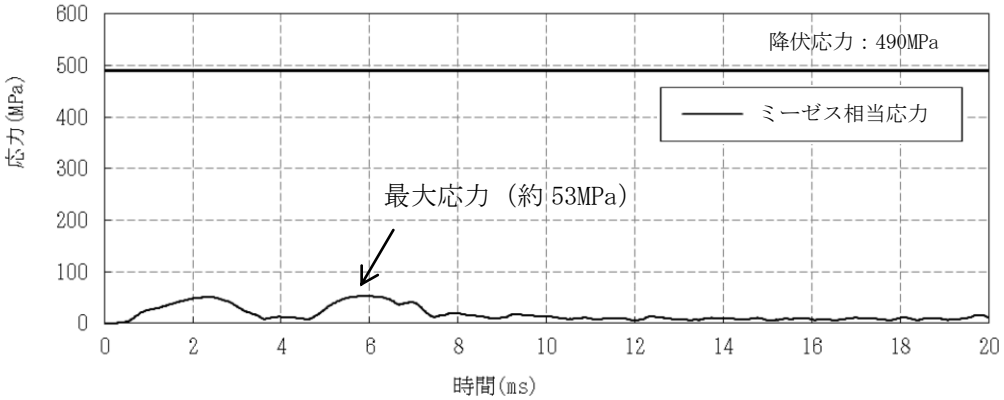


図５　原子炉格納容器下部内側鋼板の応力の推移（偏心落下，現実的な想定）※

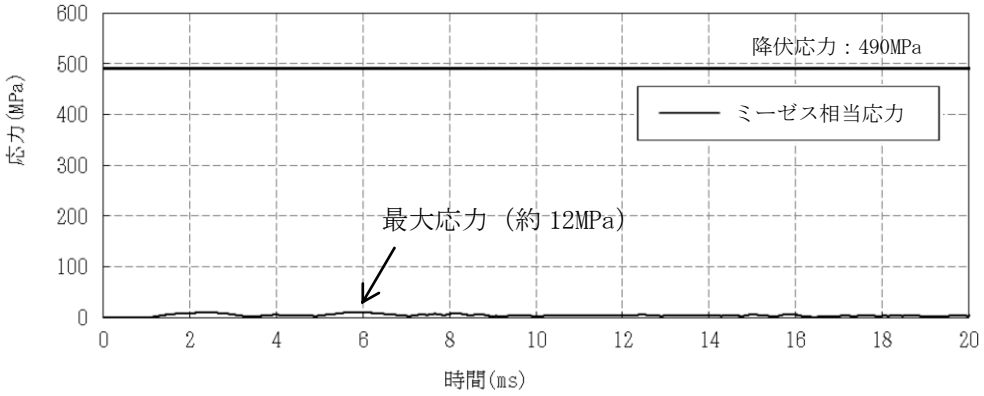


図６　原子炉格納容器下部外側鋼板の応力の推移（偏心落下，現実的な想定）※

※　JASMINE によって評価した水蒸気爆発による運動エネルギ（図４）の最大値を AUTODYN への時刻 0 での入力とし，原子炉格納容器下部鋼板の応力の推移（図５，６）を評価している。このため，図４と図５，６の時刻歴は一致しない。

表１　主要解析条件（原子炉圧力容器外の溶融炉心－冷却材相互作用のうち，水蒸気爆発の評価（偏心落下及び現実的な想定による評価））

解析コード	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
－	原子炉圧力容器の破損径	0.0357m （約 10cm^2）	原子炉圧力容器と制御棒駆動機構ハウジングの隙間の面積 3cm^2 に余裕を見込んだ値
JASMINE	ペデスタル水深	2.4m	溶融炉心－コンクリート相互作用による格納容器破損防止対策として落下した溶融炉心を微粒子化し，十分な除熱量を確保するため，あらかじめ水張りを行うものとして手順上定めている値
	原子炉格納容器下部への水張りに用いる水の温度	35℃	外部水源の水温として設定
	溶融物の放出速度	8m/s	破損口にかかる溶融炉心の堆積圧等から MAAP4 で計算
	粗混合粒子径	3mm	既往の実験から得られている平均粒径
	爆発計算時の微粒子径	50μm	FARO,KROTOS 等の各種試験結果におけるデブリ粒径分布をもとに設定
	トリガリングタイミング	溶融物が床面に 到達した時点	現実的条件には溶融物が原子炉格納容器下部床面に接触する際の衝撃によりトリガリングが発生する可能性が高いと考えられることから設定
AUTODYN-2D	溶融炉心－冷却材相互作用による発生エネルギ	約 0.6MJ	JASMINE による解析結果をもとに設定
	爆発源の径方向位置	最外周制御棒位置下	原子炉圧力容器下部の中心から外れた偏心位置からの溶融炉心落下を想定して設定

表２　評価結果の比較

	偏心落下時（現実的な想定）	基本ケース
内側鋼板にかかる圧力	約 53MPa	約 233MPa
外側鋼板にかかる圧力	約 12MPa	約 140MPa

36．使用する格納容器フィルタベント系の除去効果（ＤＦ）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」の添付資料 3.1.3.3 において，雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時において残留熱代替除去系を使用しない場合における格納容器フィルタベント系からのＣｓ-137 の放出量について検討を行っており，サプレッション・チェンバのラインを経由した場合の放出量は約 2.1×10^{-3}TBq（７日間），ドライウェルのラインを経由した場合の放出量は約 3.4TBq（７日間）と評価している。また，評価に当たっては格納容器フィルタベント系の除去効果（ＤＦ）を 1,000 としている。

ここでは，格納容器フィルタベント系の除去効果（ＤＦ）として 1,000 を使用することについての妥当性について検討を行った。

１．使用する格納容器フィルタベント系の除去効果（ＤＦ）について

格納容器フィルタベント系のフィルタ装置は，大規模なセクター試験装置を用いて実施された性能検証試験の試験条件に包絡されるよう設計している。

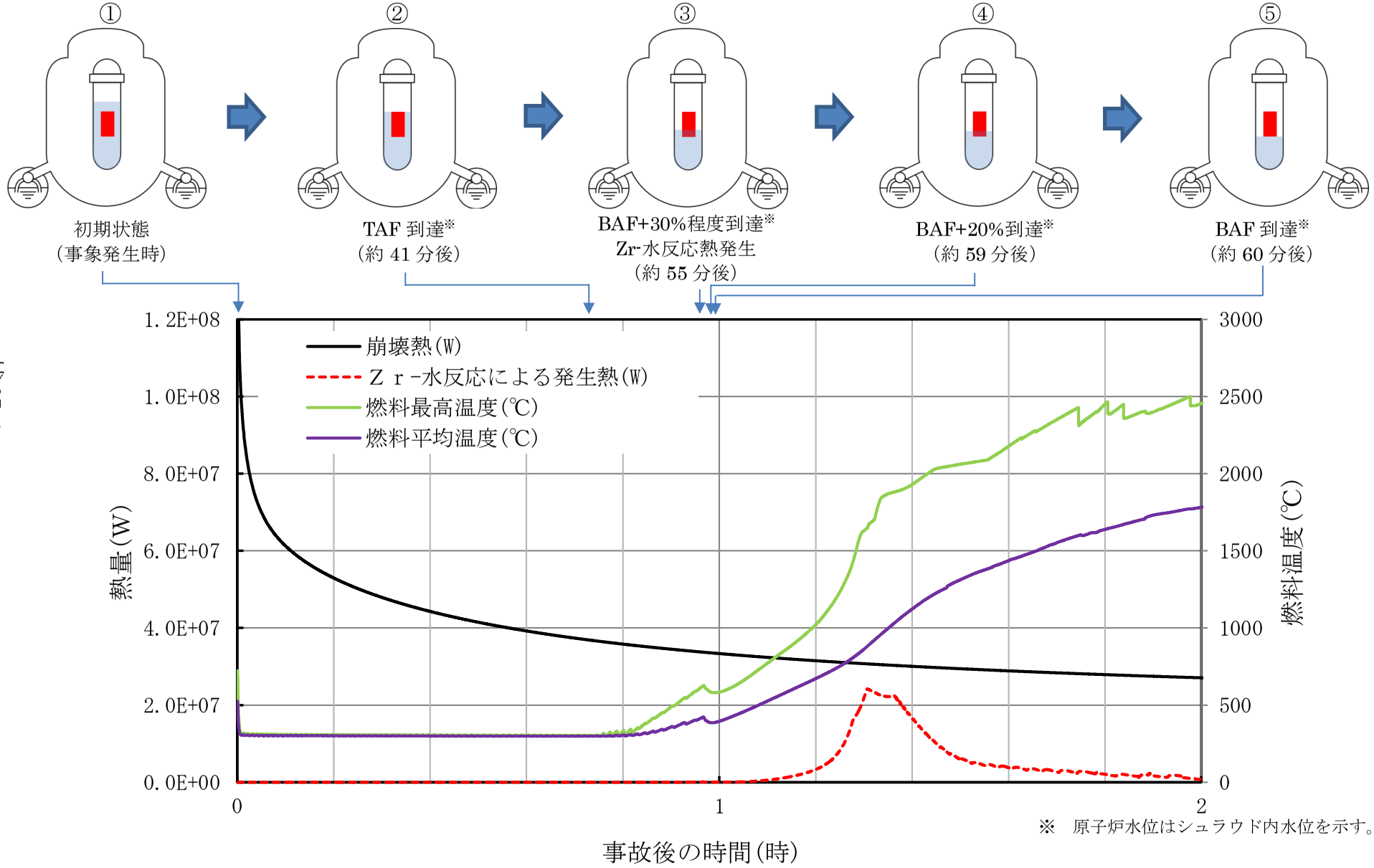
性能検証試験では，実機の想定事象における種々の試験条件（ベントガスの圧力・温度・流量及びエアロゾル粒径・濃度等）を考慮した性能検証試験を行い，各条件において発揮される性能を確認している。

性能検証試験結果から，島根２号炉の使用条件を包絡する範囲においてＤＦ 1,000 以上を満足することを確認しているため，ベントラインに流入するエアロゾルに対し，ＤＦ1,000 を適用することは妥当であると考えられる。

なお，スクラバ容器はベンチュリスクラバと金属繊維フィルタの両方を合わせてＤＦ1,000 以上を確保できる設計としており，ベンチュリスクラバ単体でもＤＦ100 以上と評価している。（「島根原子力発電所２号炉 重大事故等対処設備について 別添資料-1 格納容器フィルタベント系について」の別紙 34 を参照）

37. ジルコニウム(Zr)-水反応時の炉心損傷状態について

「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」における崩壊熱，Zr-水反応による発生熱，燃料温度及び炉心損傷状態の概念図を示す。



※　原子炉水位はシュラウド内水位を示す。

38．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

１．はじめに

想定事故１及び想定事故２においては，事象発生後，燃料プールスプレイ系を使用した燃料プールへの注水によって，燃料プールの水位は回復・維持される。

その後，　残留熱除去系等の燃料プールの冷却機能を復旧することにより，燃料プール水温を低下させるが，それまでの間は，燃料プールの水温は高温状態が継続することとなるが，燃料プールの構造材であるコンクリート及び鉄筋は，一般的に温度の上昇と共に強度及び剛性が劣化する傾向にあるとされている。

このため，　燃料プール水の沸騰状態が長期間継続した場合の鉄筋コンクリートへの影響について検討した。

２．燃料プールへの沸騰状態継続の影響について

燃料プールは，　ステンレス鋼によりライニングされた構造となっており，　重大事故等時に燃料プール水が沸騰状態となった場合でも，　代替注水設備により燃料プールへの注水が行われるため，燃料プールはコンクリートからの水分逸散のないシール状態が維持される。表１に示す文献によると，シール状態が維持されている場合は加熱温度 110℃で加熱期間 3.5 年間（又は２年間）の場合でも，圧縮強度の低下傾向は認められないとされている。また，加熱による剛性についても，シール状態が維持された状態において大きな低下はないとされている。

また，鉄筋については，強度及び剛性はおおむね 200℃から 300℃までは常温時の特性を保持するとされている。

以上より，燃料プール水の沸騰状態が 3.5 年間継続した場合にも，　コンクリートの健全性は維持されるものと考えられる。

表１　高温を受けたコンクリートの圧縮強度に関する文献

<table>
<tr><th rowspan="2">文献名（出典）</th><th colspan="2">試験条件</th><th rowspan="2">結果</th></tr>
<tr><th>温度</th><th>期間</th></tr>
<tr><td>熱影響場におけるコンクリートの劣化に関する研究
（第 48 回セメント技術大会講演集 1994）</td><td>110℃
一定加熱※1</td><td>１日～
3．5 年間※1</td><td>シール状態の場合，圧縮強度，剛性の低下は認められない。シール状態でない場合，圧縮強度の低下は認められないが，剛性の低下が認められる。</td></tr>
<tr><td>長期間加熱を受けたコンクリートの物性変化に関する実験的研究
（その１　実験計画と結果概要）
（日本建築学会大会学術講演梗概集(中国)1999 年 9 月）</td><td rowspan="3">110℃
一定加熱※1</td><td rowspan="3">1 日～
24 ヶ月※1</td><td rowspan="3">シール状態の場合，圧縮強度，剛性の低下は認められない。シール状態でない場合，圧縮強度の低下は認められないが，剛性の低下が認められる。</td></tr>
<tr><td>長期間加熱を受けたコンクリートの物性変化に関する実験的研究
（その２　普通コンクリートの力学特性試験結果）
（日本建築学会大会学術講演梗概集(中国)1999 年 9 月）</td></tr>
<tr><td>長期間加熱を受けたコンクリートの物性変化に関する実験的研究
（その３　耐熱コンクリートの力学特性試験結果）
（日本建築学会大会学術講演梗概集(中国)1999 年 9 月）</td></tr>
</table>

※ 1 文献ではこの他にも温度条件等を変えた実験も実施している。

39.　有効性評価解析条件の見直し等について

1．炉心損傷防止対策の有効性評価

1.1　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（サプレッション・プール水冷却モード）	Ｂ－残留熱除去系（サプレッション・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（℃）	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（℃）	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（℃）	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）ＬＯＣＡ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^2）	約 3.1	約 4.6
燃料被覆管最高温度（℃）	約 770	約 805

ｂ．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。

項　　目	見直し後	見直し前
燃料被覆管最高温度（℃）	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 [redacted] m^2 （ＢＯＰ1.5 個分）	約 [redacted] m^2 （ＢＯＰ３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）

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。

1.2　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（℃）		格納容器圧力（kPa[gage]）		格納容器温度（℃）	
				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

1.3　第803回審査会合（令和元年11月28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803回審査会合（令和元年11月28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）」，「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ，ＴＢＵ／Ｄ，ＴＢＰ）」，「崩壊熱除去機能喪失（ＴＷ（ＲＨＲ故障））」及び「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」について，格納容器除熱に関する戦略の変更を踏まえて解析条件を見直した。

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。なお，評価項目の燃料被覆管温度に対する解析条件見直しによる評価結果への影響はない。

	解析条件見直し箇所		解析結果最大値					
	①	②	格納容器圧力（kPa[gage]）		格納容器温度（℃）		敷地境界での実効線量結果（mSv）	
			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427	約384	約154	約153	長期TB未満（約24ｈ）	LOCA未満（約30ｈ）
長期ＴＢ	○	○	約427	約384	約154	約151	約2.2×10^{-2}（約20ｈ）	—
ＴＢＵ/ＴＢＤ	○	○	約427	約384	約154	約151	長期TBと同等（約20ｈ）	—
ＴＢＰ	○	○	約427	約384	約154	約151	長期TB未満（約22ｈ）	—
ＴＷ RHR故障	○	×	約427	約384	約154	約153	長期TBと同等（約20ｈ）	LOCA未満（約30ｈ）
ＬＯＣＡ	○	×	約427	約384	約153	約153	長期TB未満（約22ｈ）	約1.7×10^{-2}（約27ｈ）

※括弧内はベント時間を記載

＜解析条件の見直し＞

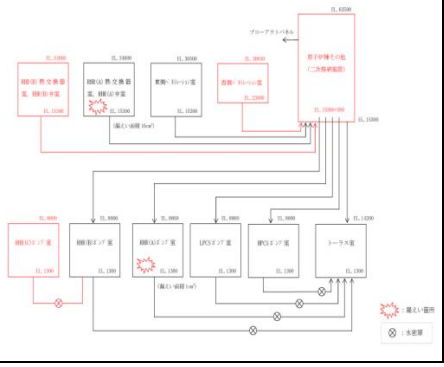
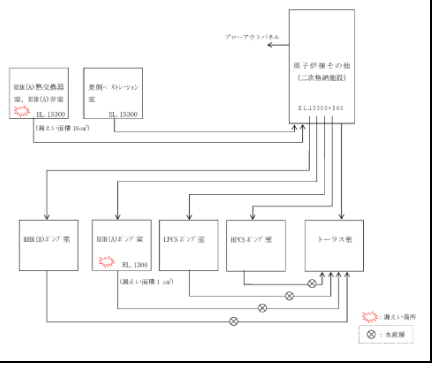
①　炉心損傷前においても格納容器代替スプレイを実施することへの変更

②　格納容器代替スプレイを実施するよう変更したことから，ベント実施までに交流電源の復旧が期待できるため，格納容器除熱手段を格納容器フィルタベント系から残留熱除去系へ変更

○：見直しあり，×：見直しなし

（２）格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）

インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の原子炉建物原子炉棟内環境評価において，有効性評価で想定した以外の系統について評価を実施するため，解析モデル（原子炉建物ノード分割モデル）の一部を見直した。なお，原子炉建物大物搬入口の耐震対策に伴う影響（二次格納施設の範囲の縮小）についても考慮した。

項　　目	見直し後	見直し前
原子炉建物モデル		

（注）Ａ－残留熱除去系でインターフェイスシステムＬＯＣＡが発生した場合を示す。

2. 格納容器破損防止の有効性評価

2.1　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

（1）雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（残留熱代替除去系を使用しない場合）

a．格納容器ベント実施基準等の見直し

格納容器ベント実施基準として，サプレッション・チェンバのベントラインが水没しないよう，「外部注水総量 4,000m^3 到達時」としていたが，ベント系の耐震信頼性の向上を図るため，「サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m 到達時」に見直した。

また，主蒸気隔離弁閉止の条件について，「原子炉水位低（レベル２）」としていたが，主蒸気が格納容器内に保持される厳しい条件として「事象発生と同時」に見直した。主蒸気隔離弁閉止条件の変更により，事象初期に格納容器内に保持される主蒸気量が増加したため，格納容器圧力 640kPa[gage]（1.5Pd）到達時間が約 28 時間から約 27 時間と若干早期となったものの，評価項目への影響はない。

解析条件の見直し項目

項　目	見直し前	見直し後
格納容器ベント実施基準	外部注水量 4,000m^3 到達時	サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m 到達
主蒸気隔離弁閉止	原子炉水位低（レベル２）	事象発生と同時

解析結果

項　　目		見直し前	見直し後
格納容器圧力 640kPa[gage]到達時間		約 28 時間	約 27 時間
格納容器ベント時間		約 73 時間	約 32 時間
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値		約 722kPa[gage]	約 659kPa[gage]
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値		約 202℃	約 197℃
Cs-137 放出量評価結果（７日間）	合計（D/W ベントラインと建物からの漏えい）	約 3.4TBq	約 4.8TBq

（２）高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用，溶融炉心・コンクリート相互作用

ａ．物理化学現象発生以降の有効性評価の追加

物理化学現象発生以降の有効性評価として，残留熱代替除去系の運転を含めた安定状態までの解析結果及び作業の成立性等を追加した。

ｂ．原子炉格納容器下部の侵食量評価におけるコリウムシールドの考慮

解析コードMAAPによる原子炉格納容器下部の侵食量評価において，ドライウェルサンプへの溶融炉心流入防止対策として設置したコリウムシールドについて模擬し，評価を実施した。

ｃ．DCH対策の原子炉圧力容器破損前スプレイの実施

DCH対策の原子炉減圧時において，格納容器内環境の緩和のために，格納容器代替スプレイ系（可搬型）により原子炉圧力容器破損前の格納容器スプレイを実施し，原子炉格納容器下部へスプレイ水が流入することで原子炉格納容器下部への事前水張りを実施する。

ｄ．原子炉格納容器下部への溶融炉心落下前の初期水張り水位の見直し

従来は，MCCIの観点から，原子炉格納容器下部への初期水張りの水位を深く設定することにより，溶融デブリを落下時に粒子化され，粒子状ベッドとして堆積することで，デブリ冷却性を向上させることが影響緩和のために重要であると考え，初期水張りの水位をドライウェル床面高さと同じ「3.7m（原子炉格納容器下部床面からの水位）」と設定していた。

しかしながら，水深が深い場合は，万が一水蒸気爆発が発生した場合の影響が大きくなる可能性があることや，島根２号炉においては，コリウムシールドの設置によってMCCIによるコンクリート侵食の抑制に期待できるという特徴も踏まえ，可能な限り水位低下させる方針とし，FCIの圧力スパイクを考慮しても原子炉格納容器バウンダリの機能が維持され，溶融炉心の粒子化の効果等によるMCCIの影響緩和に期待でき，さらにFCIの水蒸気爆発が発生した場合の影響を小さく抑えることができる水位として，「2.4m（コリウムシールド上面からの水位）」に見直した。※

※　初期水張り水位の計測は，当初（水張り水位3.7m（原子炉格納容器下部床面からの水位）設定時）から計装設備（ペデスタル水位）を新規設置する計画であり，初期水張り水位を2.4m（コリウムシールド上面からの水位）に見直したことに伴い，計装設備（ペデスタル水位）の設置位置も見直している。

解析条件の見直し項目

項　目	見直し前	見直し後
コリウムシールド	なし	あり
原子炉圧力容器破損前の格納容器スプレイ	なし	あり
初期水張り水位	3.7m （原子炉格納容器下部床面からの水位）	2.4m （コリウムシールド上面からの水位）

解析結果

【高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱】

項　　目	見直し前	見直し後
原子炉圧力破損直前の原子炉圧力	約 0.1MPa[gage]	約 0.1MPa[gage]

【原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用】

項　　目		見直し前	見直し後
圧力スパイクによって原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値		約 235kPa[gage]	約 193kPa[gage]
圧力スパイクによって原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値		約 127℃	約 123℃
水蒸気爆発評価	内側鋼板にかかる応力	約 395MPa	約 233MPa
	外側鋼板にかかる応力	約 217MPa	約 140MPa

【溶融炉心・コンクリート相互作用】

項　　目	見直し前	見直し後
原子炉格納容器下部床面のコンクリート侵食量	約 0.12m	0 m
原子炉格納容器下部壁面のコンクリート侵食量	約 0.10m	約 0.04m

（３）水素燃焼

格納容器過圧･過温破損防止対策として残留熱代替除去系を追加したことから，格納容器破損モード「水素燃焼」の評価事故シーケンスを，「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」のうち，「残留熱代替除去系を使用しない場合」から「残留熱代替除去系を使用する場合」へ変更した。

変更した理由は，「残留熱代替除去系を使用しない場合」では，格納容器フィルタベント系に期待することで，水素濃度及び酸素濃度が低く維持され，水素燃焼の可能性が無視できる状態となるためである。

また，評価事故シーケンスを「残留熱代替除去系を使用する場合」において，Ｇ値の不確かさを考慮した場合に，格納容器内の酸素濃度が可燃限界を超えるおそれがあったことから，解析条件の初期条件である酸素濃度を「４vol％」から「2.5vol％」へ変更した。なお，この条件は運転上許容されている値の上限（保安規定）に基づき設定していることから，運転上許容されている値の上限（保安規定）も，「４vol％」から「2.5vol％」※へ変更する。

変更後においても，格納容器内の酸素ガス濃度は可燃限界を超えることはない。

※　現状，プラント起動時に酸素濃度が２vol％以下となるよう窒素を封入することで，プラント運転中に４vol％に至らないようにしている。運転上許容されている値の上限（保安規定）の変更に伴い，プラント運転中に変更後の2.5vol％に至らないよう，プラント起動時の酸素濃度を下げることとする。

解析条件の見直し項目

項　目	見直し前	見直し後
評価事故シーケンス	残留熱代替除去系を使用しない場合	残留熱代替除去系を使用する場合
初期酸素濃度	４vol％	2.5vol％

3．燃料プールにおける燃料損傷防止対策の有効性評価

3.1　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

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^3/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^3/h」に変更した。

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^3	約 1,599 m^3
水密度	981 kg/m^3	958 kg/m^3

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

3.2　第781回審査会合（令和元年10月８日）以降の解析条件等変更内容について

a．燃料プールへの注水手段の変更

有効性評価で想定する燃料プールへの注水手段を，手順上優先して使用する燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ）から，より作業時間が長い燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）に変更した。

変更後においても，沸騰による燃料プール水位低下が始まる時間までに注水準備が完了することから，注水開始時間に変更はないため，評価結果※は変わらないことを確認した。

※燃料棒有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保，未臨界の維持

項目	変更前	変更後
注水手段	燃料プールスプレイ系 （常設スプレイヘッダ）	燃料プールスプレイ系 （可搬型スプレイノズル）
注水準備が完了する時間	事象発生から ２時間30分後	事象発生から ３時間10分後
注水開始時間 （沸騰による燃料プール水位低下が始まる時間）	事象発生から約7.9時間後 （想定事故１） 事象発生から約7.6時間後 （想定事故２）	

b．スロッシング量の見直し

地震起因のスロッシングが発生した場合のスロッシング量を見直した。

見直し後においても，事象発生から３時間10分後までに燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）による注水が可能であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

項目	見直し前	見直し後
スロッシング量	約140m^3	約180m^3
スロッシングによる燃料プール水位低下	通常水位から 約0.84m下	通常水位から 約1.1m下
放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間	約1.2日	約1.1日
燃料棒有効長頂部まで水位が低下するまでの時間	約3.5日	約3.3日

4. 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価

4.1 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

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，また，低圧炉心スプレイ系等についてはRPV 開放の過程で自動起動に期待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。

40．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）

事故シーケンスグループ	重要事故シーケンス等	安全機能の喪失に対する仮定等	解析上考慮しない主なＳＡ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）	
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	高圧炉心スプレイ系 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（長期ＴＢ）	全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ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）
	ＨＰＣＳ失敗	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機	
全交流動力電源喪失（ＴＢＵ）	全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ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	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 原子炉隔離時冷却系	

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）

事故シーケンスグループ	重要事故シーケンス等	安全機能の喪失に対する仮定等	解析上考慮しない主なＳＡ設備
全交流動力電源喪失（ＴＢＤ）	全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ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	
	－	原子炉隔離時冷却系	
全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ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）
	ＳＲＶ再閉失敗	逃がし安全弁１個が開固着	
	ＨＰＣＳ失敗	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機	

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）

事故シーケンスグループ	重要事故シーケンス等	安全機能の喪失に対する仮定等	解析上考慮しない主なＳＡ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※	
格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	インターフェイスシステムＬＯＣＡ	インターフェイスシステムＬＯＣＡ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	重要事故シーケンス等	安全機能の喪失に対する仮定等	解析上考慮しない主なＳＡ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） 残留熱代替除去系（原子炉注水）
	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）	
	－	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	重要事故シーケンス等	安全機能の喪失に対する仮定等	解析上考慮しない主なＳＡ設備
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	燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ使用）
	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	－	燃料プールスプレイ系（常設スプレイヘッダ使用）
	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

事故シーケンスグループ	重要事故シーケンス等	安全機能の喪失に対する仮定等	解析上考慮しない主なＳＡ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）

41.　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。

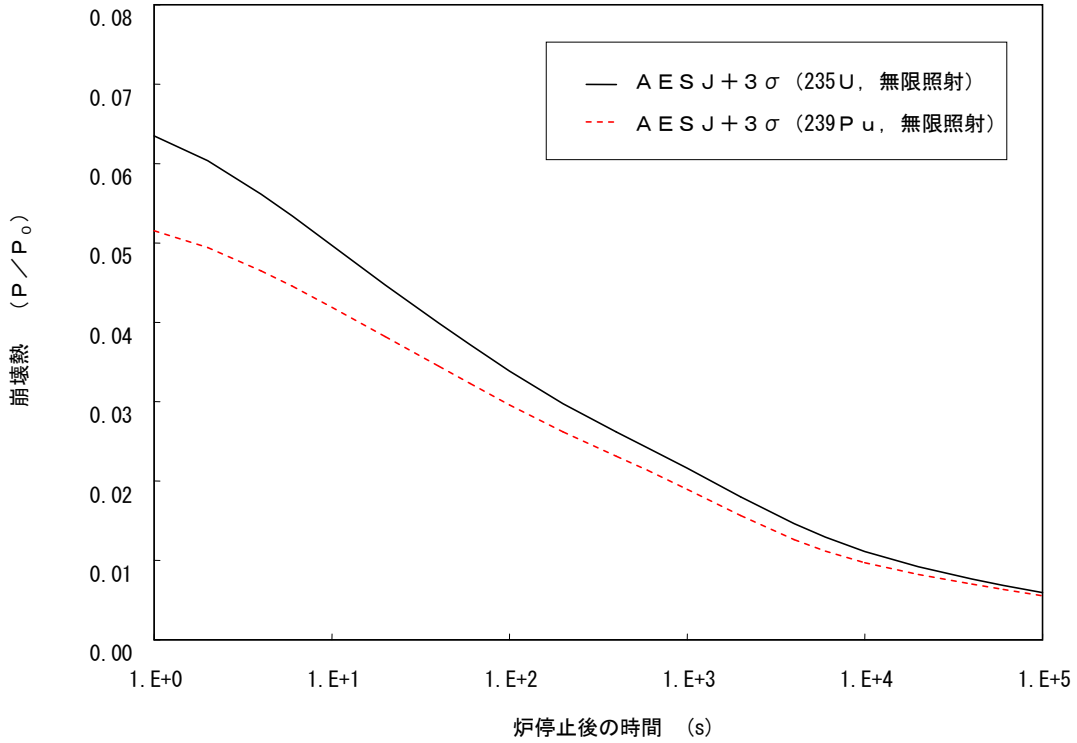


図１　崩壊熱の比較

(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。[(1)(2)(3)]

(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

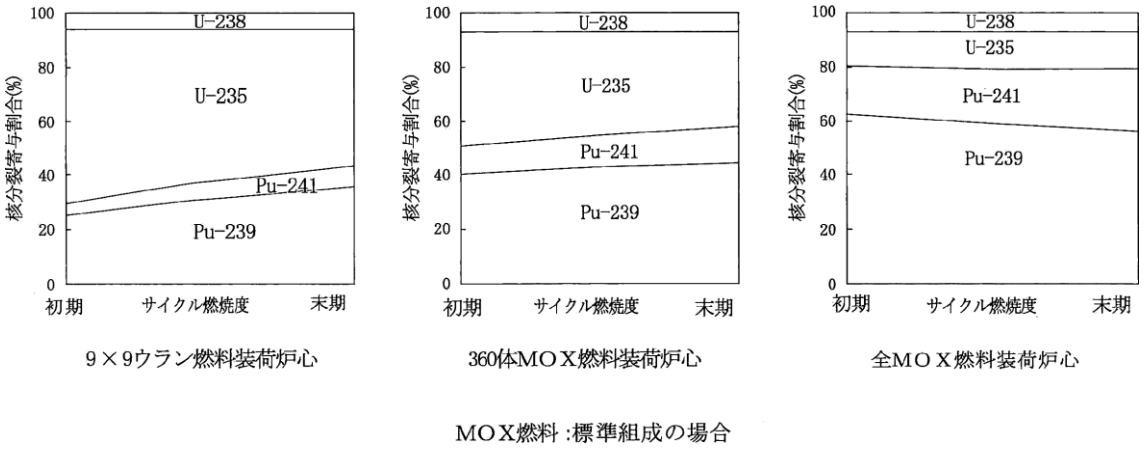


図２　ＡＢＷＲ平衡炉心における核分裂寄与割合例
（出典「改良型沸騰水型原子炉における混合酸化物燃料の全炉心装荷について」）

(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 6.6×10^{15}	約 8.6×10^{15}	約 3.4×10^{14}
ＭＯＸ燃料	約 6.0×10^{15}	約 8.2×10^{15}	約 2.2×10^{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

42. 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(電気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。

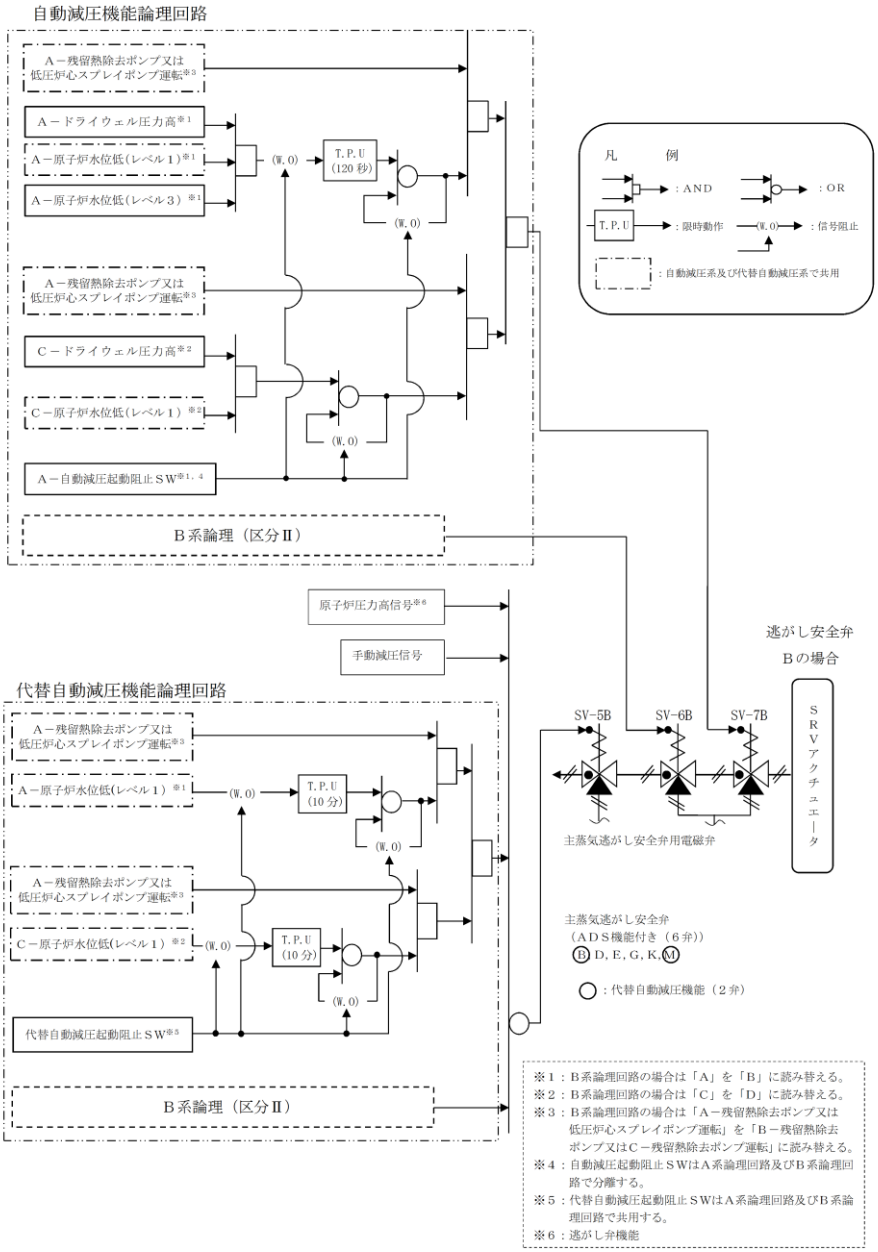


図１　自動減圧系及び代替自動減圧機能の論理回路図

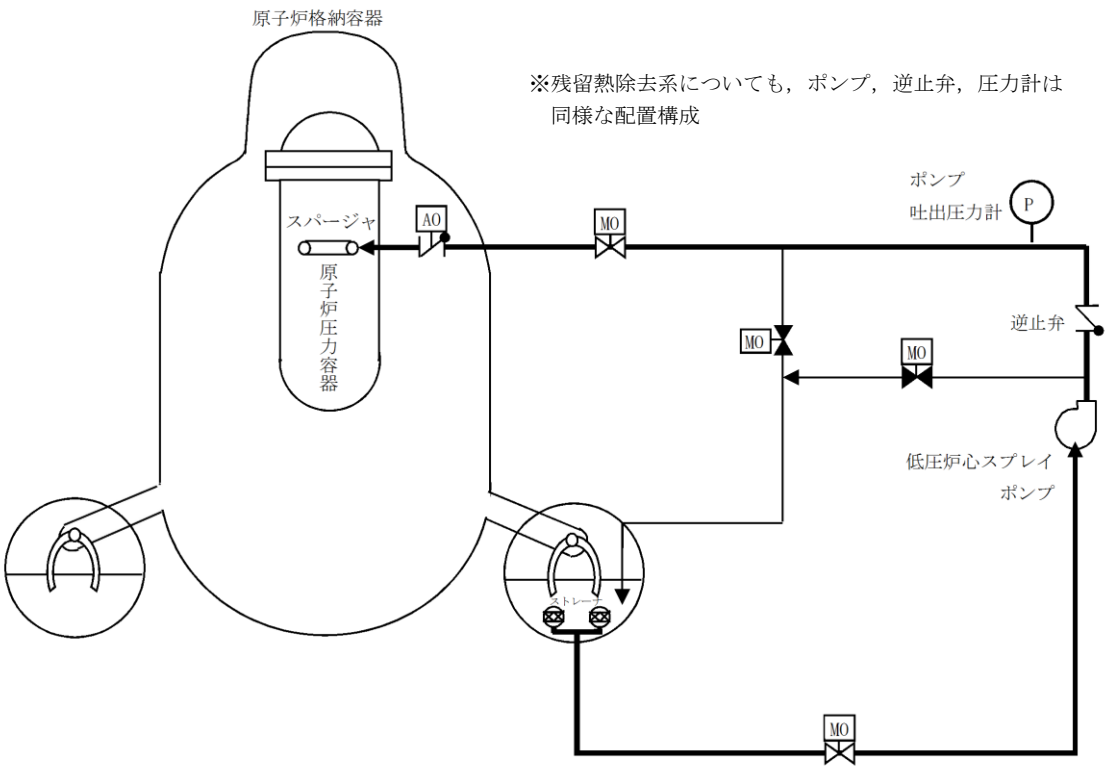


図２　低圧炉心スプレイ系　系統概要図

43．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）以降の新増設プラントでは，全希ガス漏えい率（ｆ値）を 3.7×10^{9}Bq/s（100mCi/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 3.7×10^{9}Bq/s（100mCi/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 1.4×10^{12}Bq（約 37Ci）（第２図）に適切な余裕を見た値として，3.7×10^{13}Bq（1,000Ci）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 1.11×10^{10}Bq/s（300mCi/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）以降の新増設プラントでは，ｆ値を 3.7×10^{9}Bq/s（100mCi/s）としている。また，新増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 3.7×10^{9}Bq/s（100mCi/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 3.7×10^{9}Bq/s（100mCi/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，800MW級プラントの 1.67×10^{14}Bq（4,500Ci）に設定した。

その後，柏崎３，４号炉（昭和 62 年設置変更許可）以降の新増設プラントでは，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 3.7×10^{9}Bq/s(100mCi/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 3.7×10^{9}Bq/s(100mCi/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 3.7×10^{9}Bq/s(100mCi/s)の場合，Ｉ－131 追加放出量の平均値に相当する値は約 1.4×10^{12}Bq（約 37Ci）となり，適切な余裕を見た値として，3.7×10^{13}Bq（1,000Ci）としている。

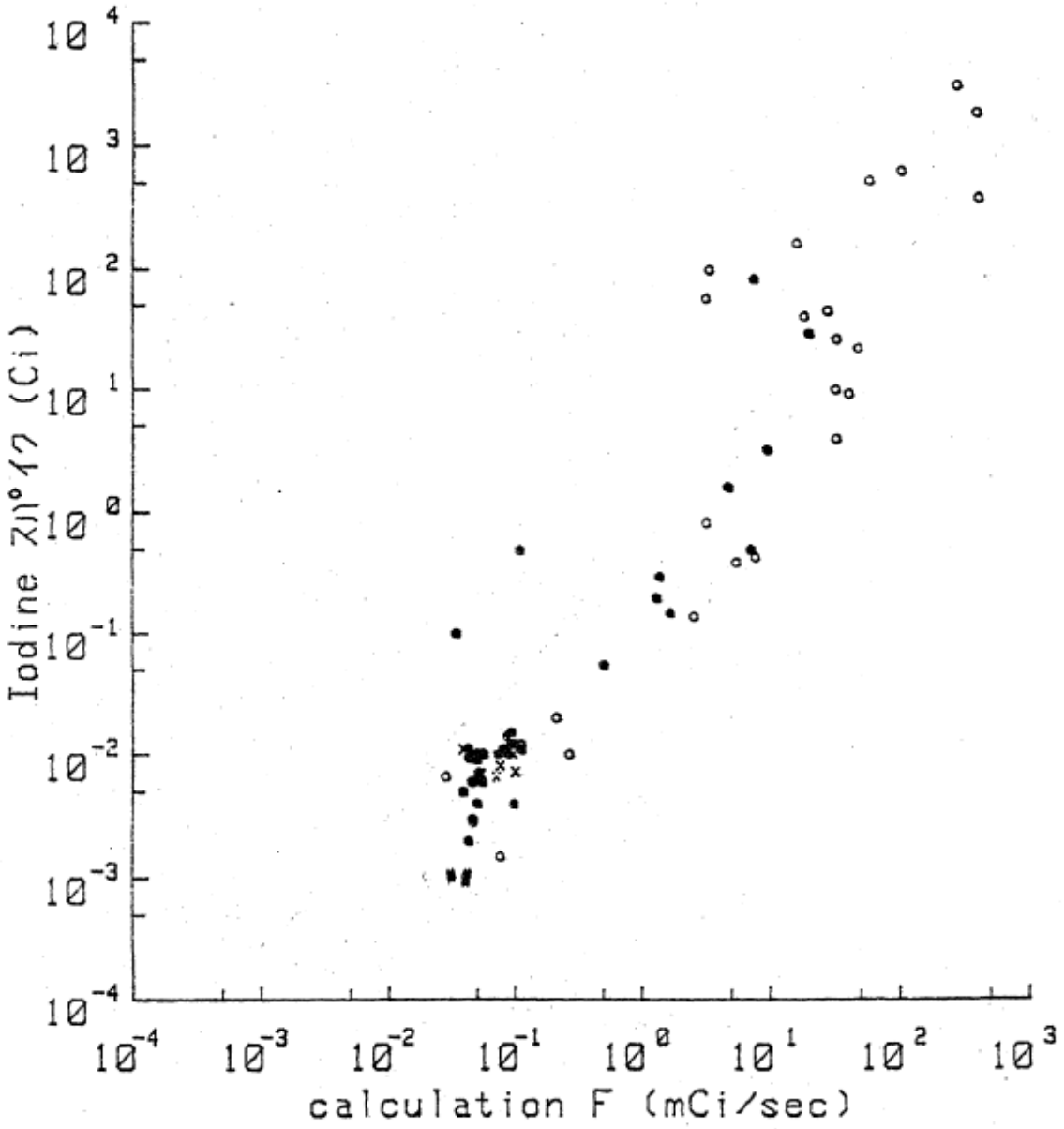
島根２号炉においても，島根３号炉増設にあわせて，設計基準事故時の線量

評価に用いるＩ－131追加放出量を3.7×10^{13}Bq（1,000Ci）に見直している。（平成17年設置変更許可）

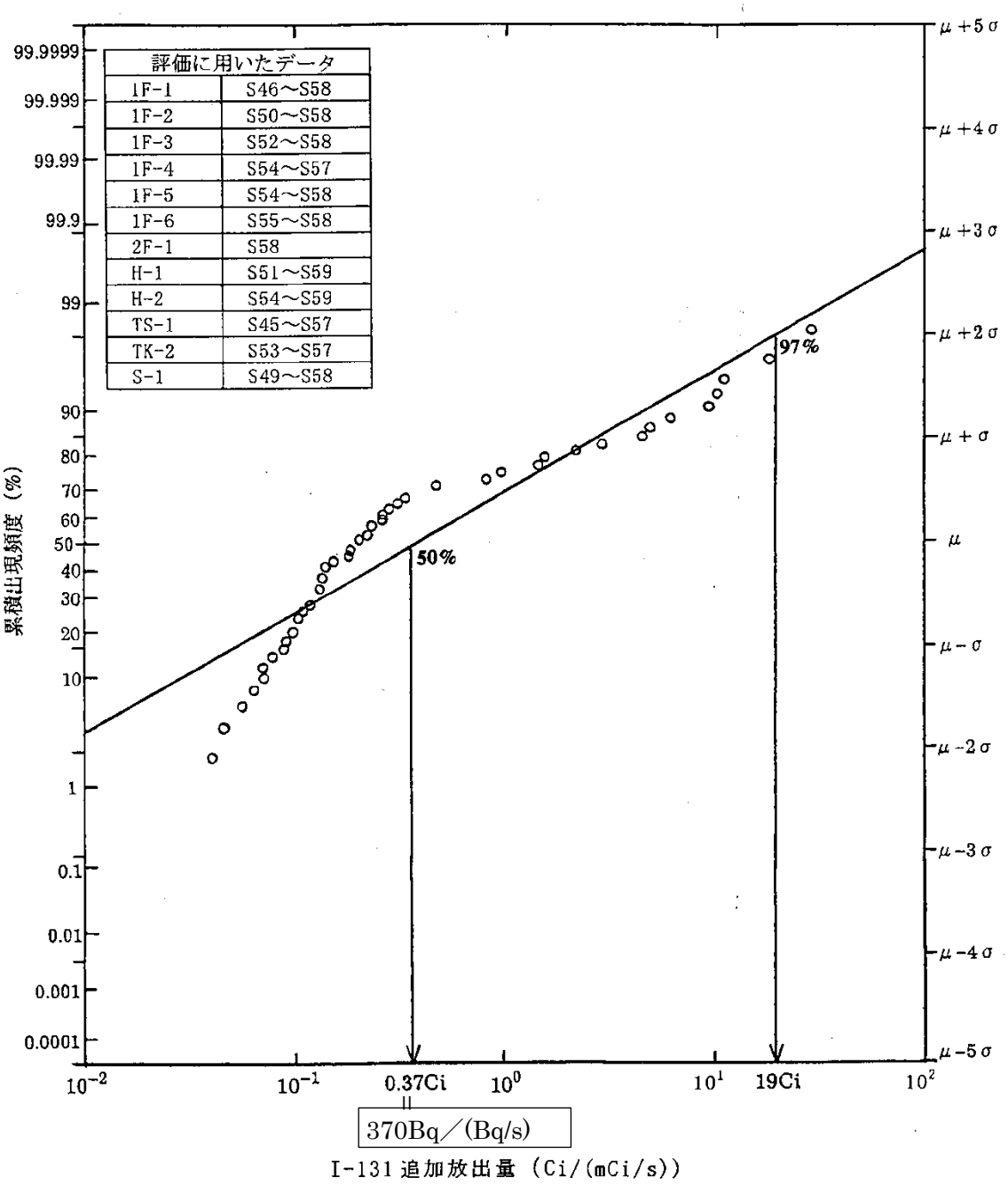
島根２号炉の重大事故に至るおそれがある事故時の線量評価に用いるＩ－131の追加放出量についても，設計基準事故時と同様，3.7×10^{13}Bq（1,000Ci）としている。

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 μ	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）以降の新増設プラントは、f値をそれまでの1/3となる0.1Ci/s（3.7×10^9Bq/s）に見直している。

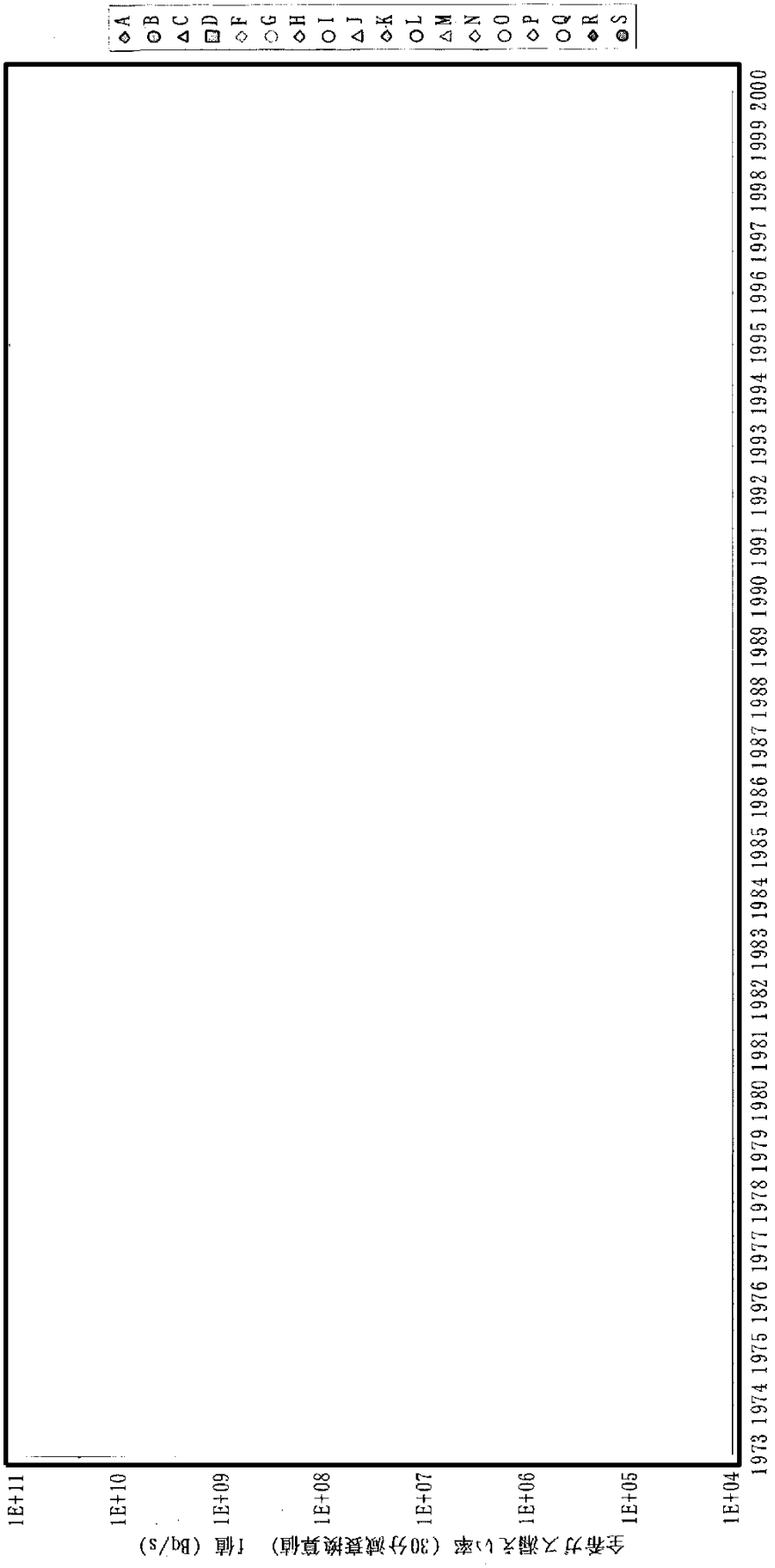
なお、敦賀1号炉は新規プラントではないが、炉心燃料の健全性の向上に変わりないことから、f値の見直し0.3→0.1Ci/sを行っている（平成8年許可）。

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。

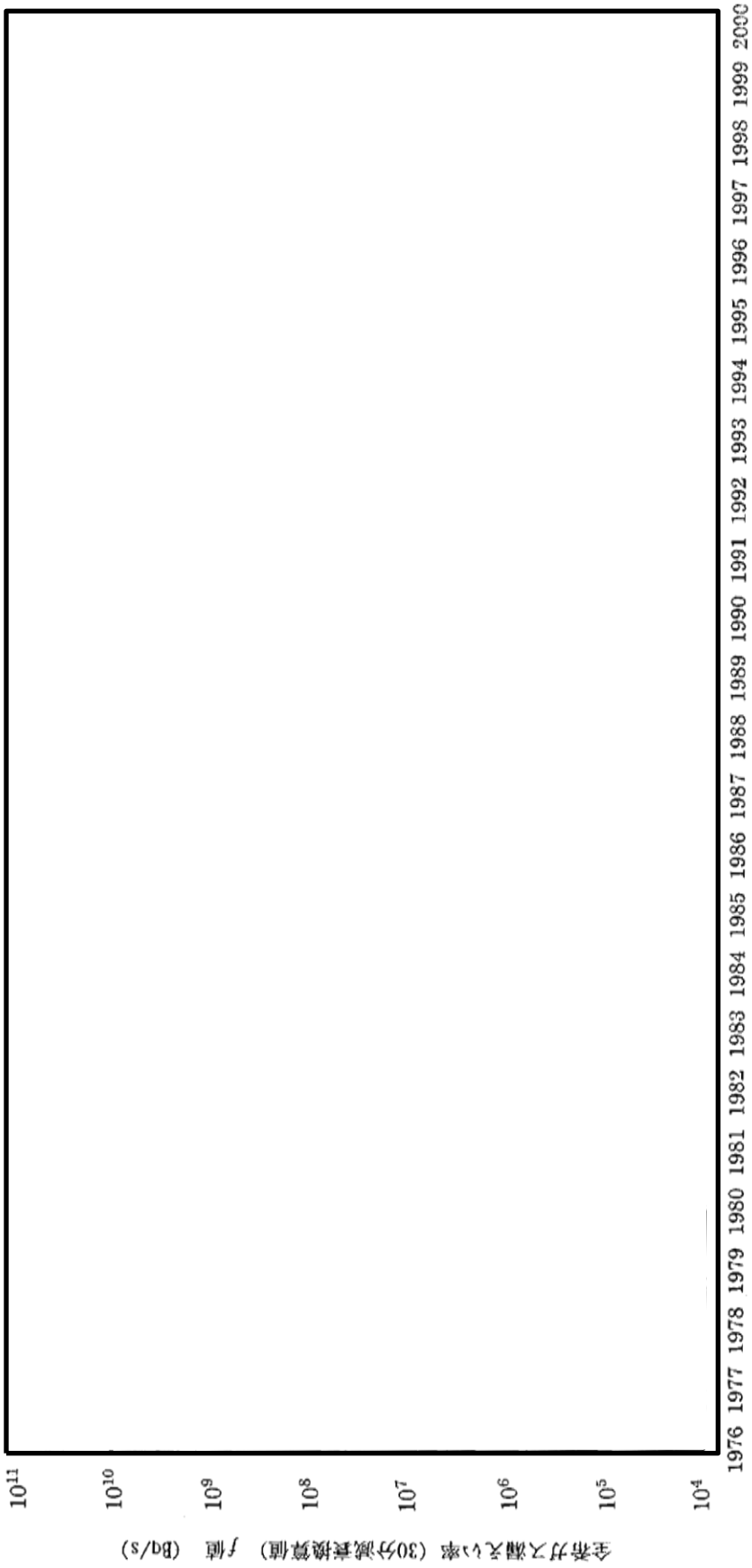
また、島根1,2号炉についても、炉心燃料の健全性は最新プラントと同等であることから（図1参照）、敦賀1号炉と同様にf値の見直し（0.3→0.1Ci/s）を行う。

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。



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

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　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。

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）以降の新増設プラントでは、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 3.7×10^{9}Bq/s(0.1Ci/s)のプラントは、事故 3.7×10^{13}Bq(1,000Ci)、重大事故・仮想事故 7.4×10^{14}Bq(2,000Ci)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 1mCi/s 当たりの I-131 追加放出量の平均値 μ 及び 97％累積出現頻度に当たる $\mu+2\sigma$（σ：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 3.7×10^{9}Bq/s(0.1Ci/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 3.7×10^{9}Bq/s(0.1Ci/s)の場合、I-131 追加放出量の平均値に相当する値は約 37Ci（約 1.4×10^{12}Bq)、97％累積出現頻度に相当する値は約 1,900Ci（約 7.0×10^{13}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 37Ci に適切な余裕をみた値として、1,000Ci(3.7×10^{13}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 1,900Ci）に余裕を見込んで 2,000Ci(7.4×10^{13}Bq)と設定している。

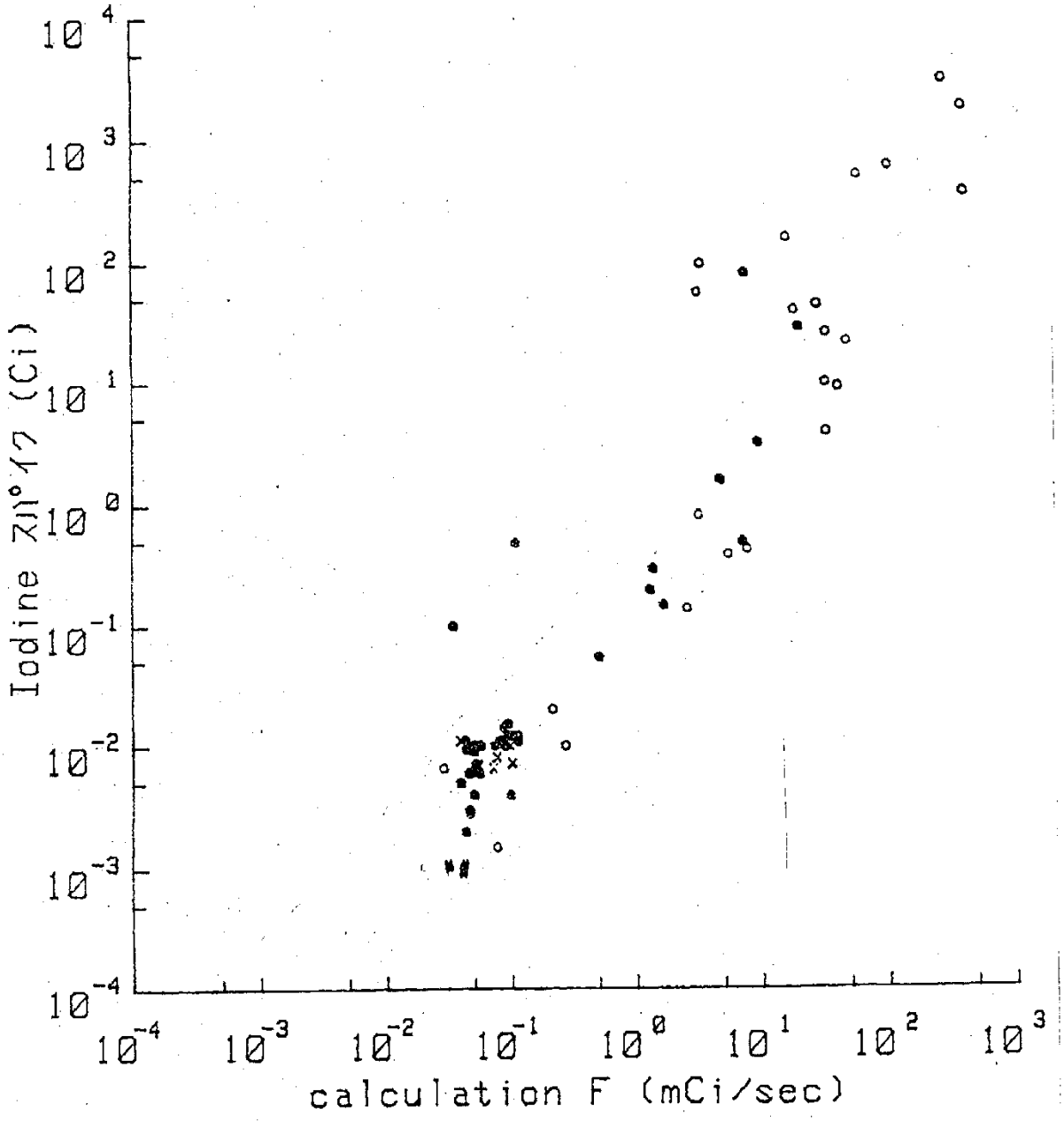
なお、事故時線量評価に用いる I-131 追加放出量は、冷却材中の I-131 濃度と同様に、運転上の制限値として保安規定に定めるものである。

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

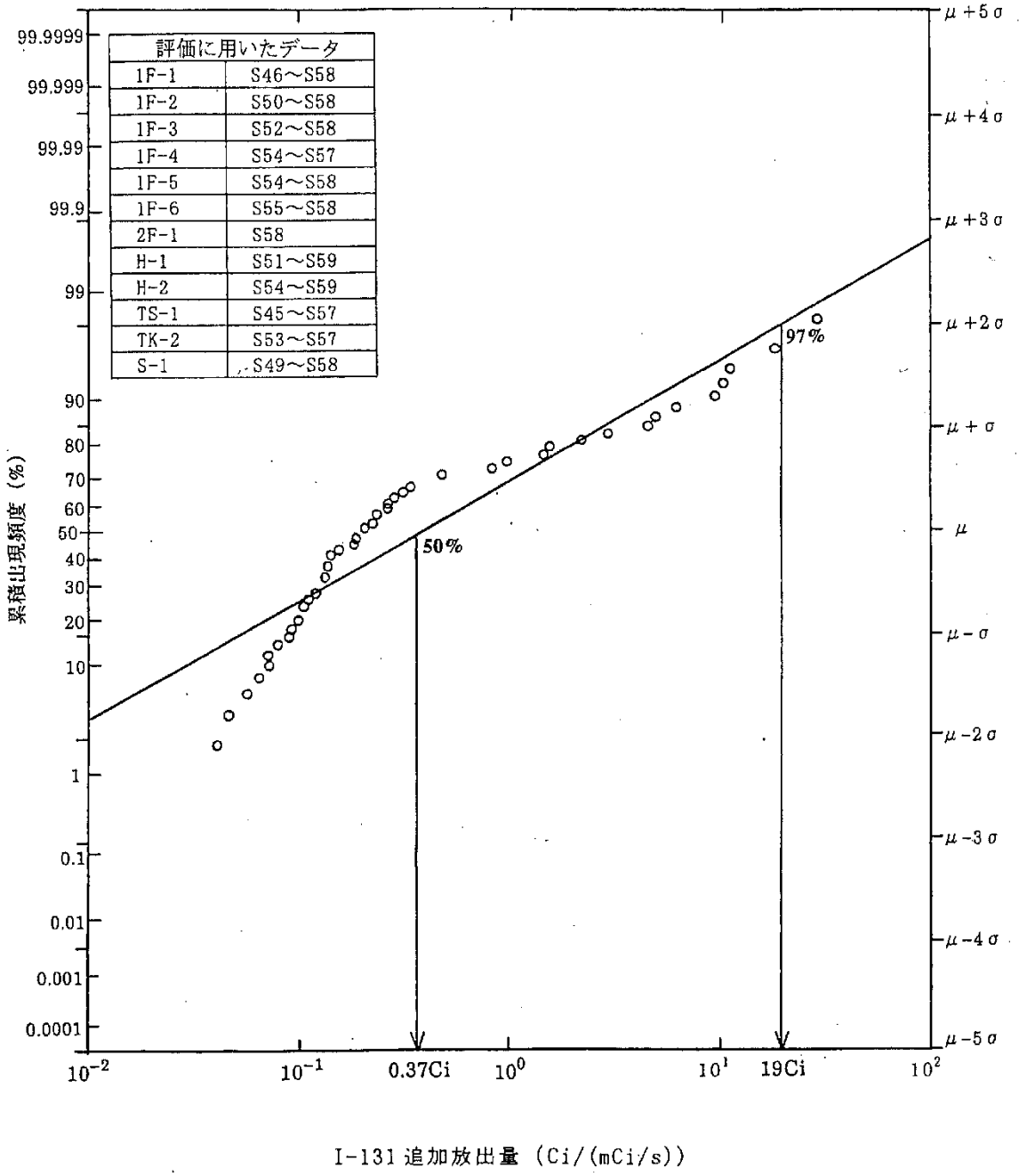
第２表　全希ガス漏えい率 1mCi/s 当たりの I-131 追加放出量

統計量	実績値（Ci/mCi・s^{-1}）
平均値（μ）	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

$$Ai = V\cdot(Ci_{+1} - Ci) + \frac{Ci_{+1} + Ci}{2}\cdot\triangle t\cdot\{\lambda V + f_c\left(1 - \frac{1}{DF}\right) + fs\cdot a\}$$

ここで、V　：保有水量　(g)

Ci_{+1}　：i＋1番目のよう素濃度測定値　(μ Ci/g)

Ci　：i番目のよう素濃度測定値　(μ Ci/g)

△t　：時間間隔(1時間)　(h)

λ　：よう素-131壊変定数(3.58×10^{-3})　(h^{-1})

fc　：浄化系流量　(g/h)

DF　：浄化系除染係数

fs　：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

$A = \Sigma Ai$

ただし、Ai≦0の場合は、Ai＝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）以降の新増設 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	1.11×10^{10}Bq/s(0.3Ci/s)	3.7×10^{9}Bq/s(0.1Ci/s)
	2 号炉	同上	同上
冷却材中 I-131 濃度	1 号炉	約 4.08×10^{3}Bq/g*	約 1.36×10^{3}Bq/g*
	2 号炉	約 4.26×10^{3}Bq/g*	約 1.42×10^{3}Bq/g*
追加放出量（事故時）	1 号炉	7.4×10^{13}Bq(2,000Ci)	3.7×10^{13}Bq(1,000Ci)
	2 号炉	1.67×10^{14}Bq(4,500Ci)	同上
（重大事故及び仮想事故時）	1 号炉	1.48×10^{14}Bq(4,000Ci)	7.4×10^{13}Bq(2,000Ci)
	2 号炉	3.33×10^{14}Bq(9,000Ci)	同上

* 解析上は有効数字 2 桁で四捨五入して使用

44. 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．機能及び運用の相違について

島根２号炉で採用しているＳＲＭ及びＩＲＭと先行審査プラントや島根３号炉で採用されているＳＲＮＭの計測範囲，機能及び運用の相違について，表１，２に示す。

ｄ．有効性評価（反応度の誤投入）におけるスクラム動作に至るまでの状況

島根２号炉及び先行審査プラントにおける有効性評価（反応度の誤投入）のスクラム動作に至るまでの状況の相違について，表３に示す。

表１：ＳＲＭ及びＩＲＭ，ＳＲＮＭの計測範囲の相違

機能及び運用	SRM及びIRM	SRNM
計測範囲		
	相違点	SRM及びIRMとSRNMの測定範囲はほぼ同等である。 SRNMは最大レンジにて定格出力の125%までの測定が可能となっているが，当該範囲は通常平均出力領域計装（APRM）で測定されるため，実質的な相違はない。

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：ＳＲＭ及びＩＲＭ，ＳＲＮＭの機能及び運用の相違

機能及び運用	SRM及びIRM	SRNM	相違点
モード切替 レンジ切替	個別検出器のためモード切替なし。 IRMレンジ切替は運転員の手動操作。	中性子源領域から中間領域へ自動切替え。 中間領域レンジ切替も自動切替え。	SRM及びIRMで必要な手動操作をSRNMでは自動切替とし，プラント起動過程における運転員の負担が軽減されている。
スクラム機能	IRM異常高（各レンジフルスケールの95%） 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，中性子束高により検知する。	ペリオド短（10秒）（ただし，中間領域（3×10^5cps以上)において） 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，ペリオド短（10秒）により検知する。	SRNMはレンジの自動切替を採用していることから中性子束高を設定できないため，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計されたペリオド短（10秒）としている。
	[redacted] 初期燃料装荷時等に原子炉の異常を未然に防ぐため，SRM異常高を有している。	[redacted] 初期燃料装荷時等に原子炉の異常を未然に防ぐため，SRNM計数率高を有している。	同様な機能を有しており，相違はない。 なお，島根2号炉は，原子炉停止余裕検査等においてSRM異常高のスクラム機能もインサービスさせることで局所的な臨界を検知する運用としている。
制御棒 引抜阻止機能	SRM低（3cps）,SRM高（1×10^5cps） IRM低（各レンジフルスケールの5%） IRM高（各レンジフルスケールの90%） SRMペリオド短（20秒）（警報機能のみ） 運転起動時に異常な出力上昇等を防止するため，制御棒引抜阻止機能を有している。	SRNM下限（3cps）,SRNM高（35%） ペリオド短（20秒） 運転起動時に異常な出力上昇等を防止するため，制御棒引抜阻止機能を有している。	スクラム機能と同様の理由で，IRM各レンジの中性子束高をSRNMではペリオド短（20秒）とSRNM高としている。IRMでは誤操作等によりレンジ切替えが尚早となり正常に監視できない可能性があるため，IRM低の設定を有している。 なお，SRMはペリオド短（20秒）により，警報機能により運転員の制御棒引抜操作を補助する機能を有している。
機能が要求される 原子炉の状態	原子炉モード「起動」,「高温停止」,「冷温停止」,「燃料交換」 SRM及びIRMは，予め検出器駆動機構で炉内挿入し，上記の原子炉モードにおいて計測することができる。	原子炉モード「起動」,「高温停止」,「冷温停止」,「燃料交換」 SRNMは，検出器が炉内固定であり，上記の原子炉モードにおいて計測することができる。	原子炉の状態での要求に相違はないが，SRM及びIRMは炉内挿入が必要なため，運用上の相違がある。

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。

表３：有効性評価（反応度の誤投入）のスクラム動作に至るまでの状況の相違

<table>
<tr><td rowspan="3">有効性評価（反応度の誤投入）のスクラム動作に至るまでの状況</td><td colspan="2">島根２号炉（SRM及びIRM）</td><td>先行審査プラント（SRNM）</td></tr>
<tr><td colspan="2">原子炉保護系であるIRM異常高のスクラム機能に期待しており，IRMのレンジ１のフルスケールの95%以上でスクラムに至る。</td><td>SRNMのペリオド短のスクラム機能に期待しており，ペリオド10秒以下及び中間領域（3×10^5cps）以上でスクラムに至る。</td></tr>
<tr><td>相違点</td><td colspan="2">島根2号炉は，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簡易評価による検出時刻は10.2秒とな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。</td></tr>
</table>

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，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。

45. 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圧状態が継続する場合の燃料被覆管の健全性について説明する。

1. 有効性評価結果

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ェットする場合，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. 高温高圧時の燃料被覆管の健全性について

(1) 出力－冷却不整合時の燃料健全性について

出力－冷却不整合（以下「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。

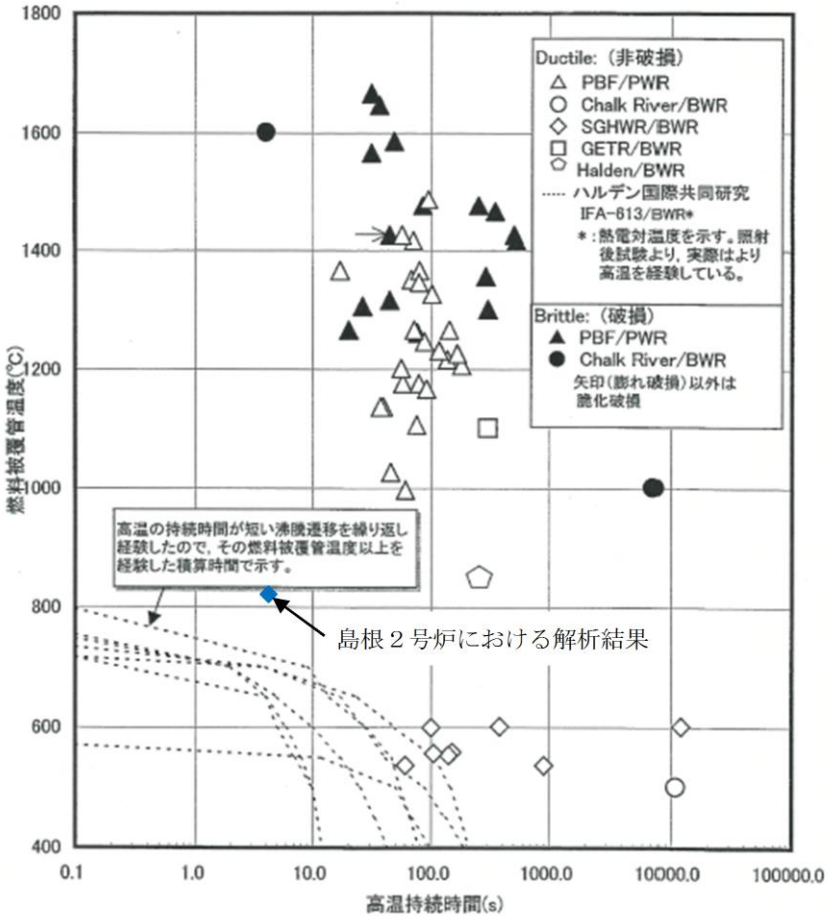
ＰＣＭにより膜沸騰を開始した燃料被覆管は，燃料被覆管温度の上昇により900℃以上になると，ジルコニウム－水反応が進行し，燃料被覆管表面に酸化膜が生成され,酸化の進行に伴い燃料被覆管の脆化が進行することが知られている。また,燃料被覆管温度の上昇により燃料被覆管の強度が低下し,外圧支配であることから燃料被覆管内側へのつぶれ変形が発生する可能性がある[1]。

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ェ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[2]。

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。



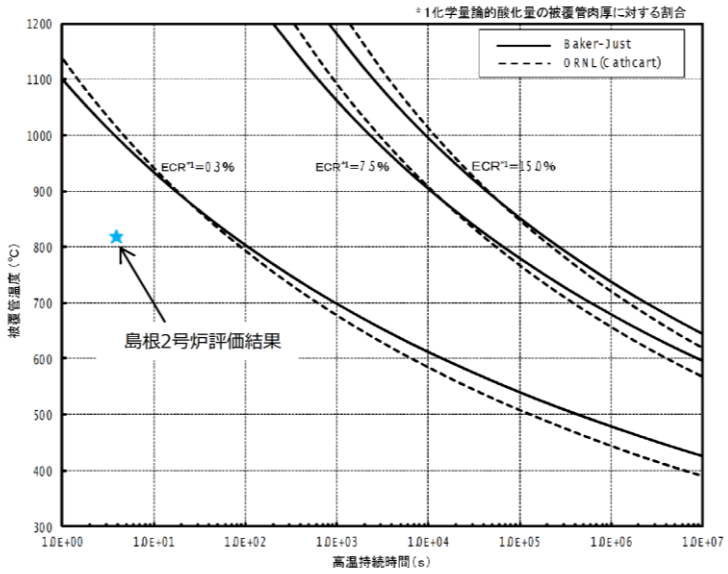
※日本原子力学会標準「ＢＷＲにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準：2003」，炉内試験結果　に加筆

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[2]

(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[4]に基づき評価した結果を，第２図に示す。参考にＣａｔｈｃａｒｔの式[5]に基づく評価結果も示す。

燃料被覆管表面最高温度約 818℃，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[6]。

〔照射条件〕

ａ．燃料被覆管表面最高温度：900℃以上（試験後の prior-β 相形成より推定）

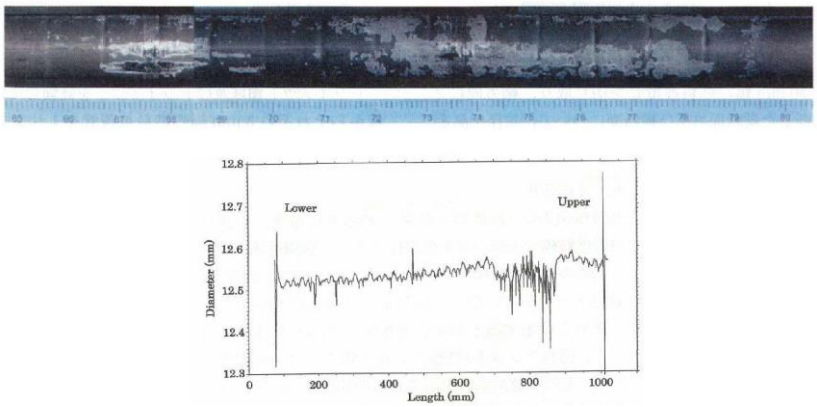
ｂ．沸騰遷移積算時間：約 49 秒※1

※1 熱電対での燃料被覆管表面温度が断続的に 600℃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７MPa，内外圧差：約 6.4MPa）では，燃料ペレット間の局所的なつぶれ変形（燃料ペレット間（ペレット上下端チャンファ）位置に沿った，燃料被覆管内側方向への約 20μm～約 50μm 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，リウェ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。

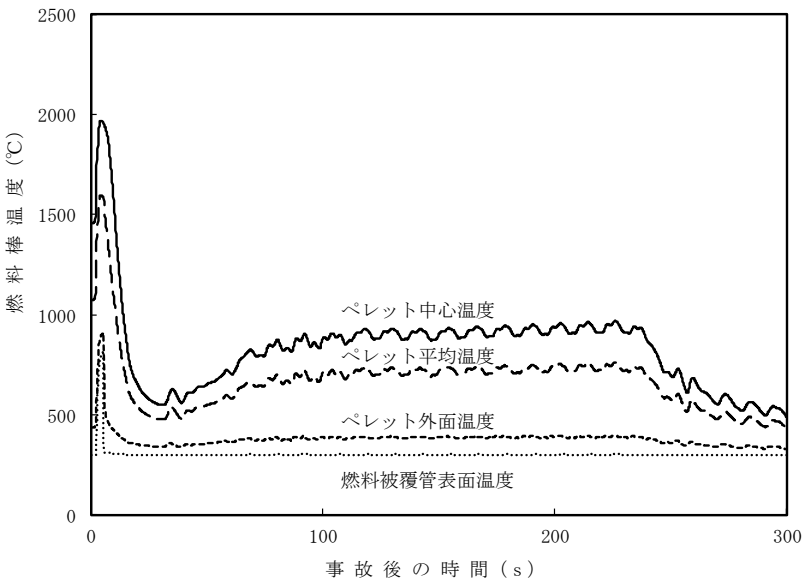
3. ペレット－被覆管相互作用（ＰＣＩ）について

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。

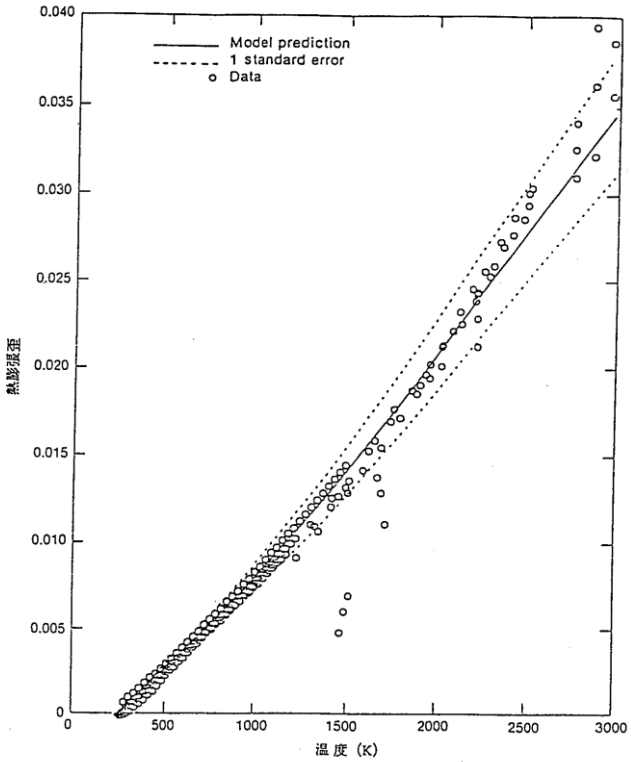
第５図に UO_2 ペレットの熱膨張ひずみの温度依存性を示す。事象初期のペレット平均温度の上昇約 520℃に対するペレットの熱膨張ひずみの増加は，約 0.7%に相当する。したがって，ペレットの熱膨張の増加による被覆管のひずみの増加は，ペレット－被覆管機械的相互作用（ＰＣＭＩ）による破損に対する判断基準である被覆管１%塑性ひずみより小さいと考えられる。

また，ペレット－被覆管化学的相互作用（ＰＣＣＩ）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（ＳＣＣ）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，ＰＣＩ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[7]

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，リウェット時の軸方向拘束条件下での急冷破断試験[8][9][10][11]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[8]

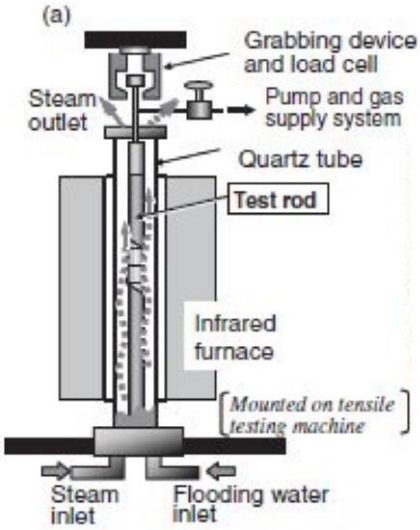
・未照射で，ＥＣＲが約 10～40%のＰＷＲ燃料棒が用いられた。

・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。

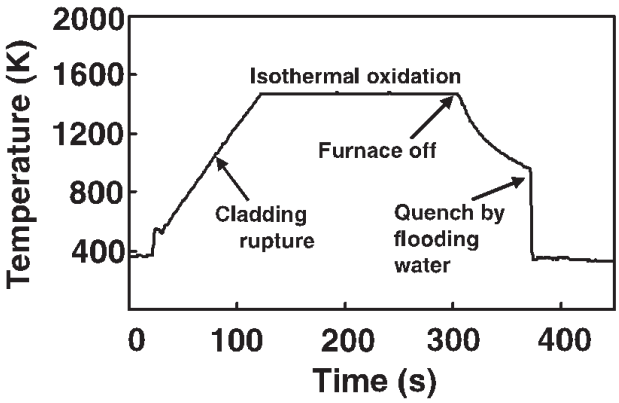
（２） ＢＷＲ[9][10][11]

・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。

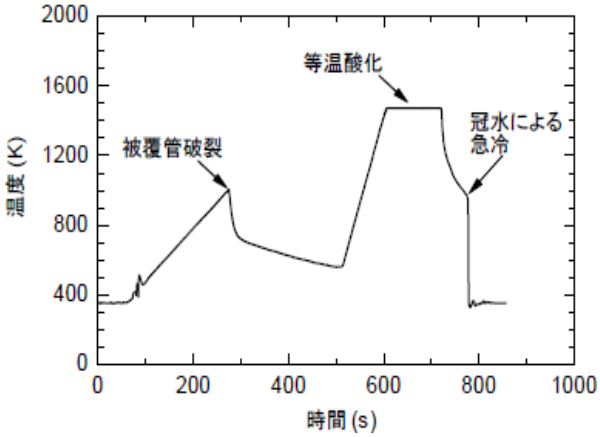
・急冷破断試験では，試験装置（図６参照）により燃料棒の軸方向変位を拘束し急冷（図８参照）により軸方向に大きな荷重を伴うサーマルショックが与えられた。



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℃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。

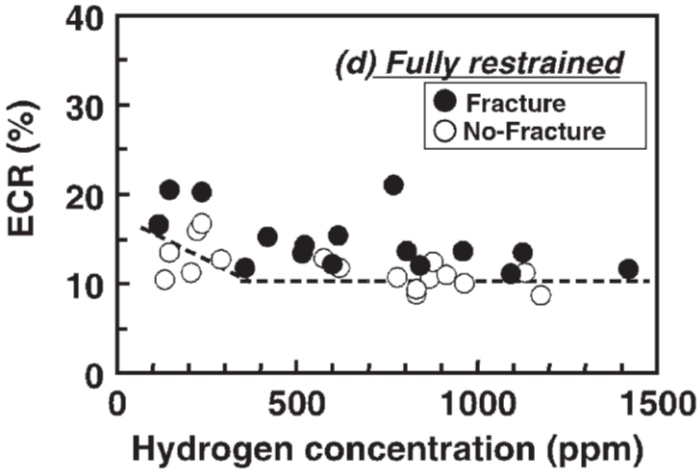
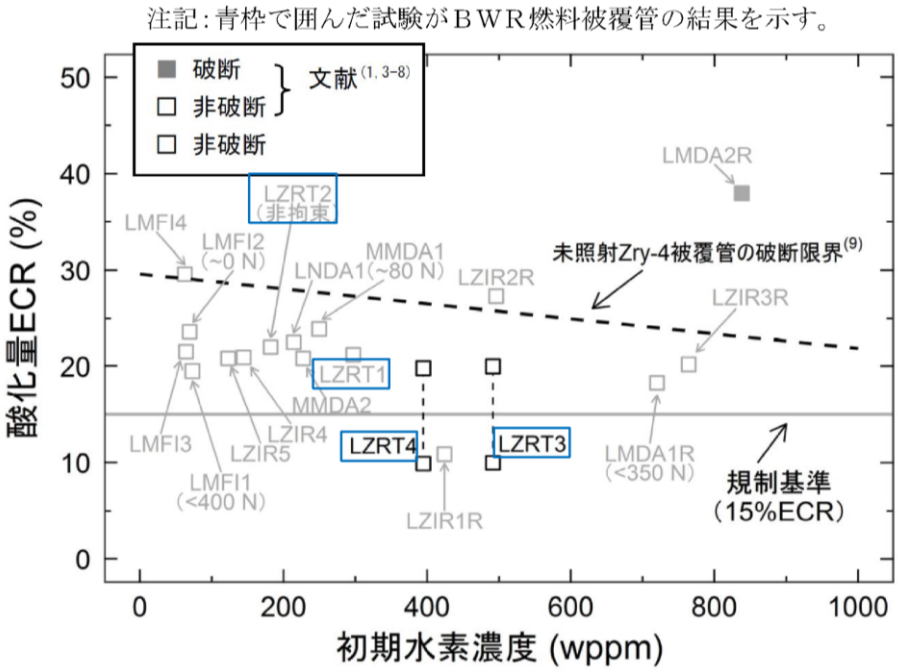


図９　ＰＷＲ燃料棒の軸方向完全拘束条件下での急冷破断試験結果

（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℃（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℃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-hydrided 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

46. ＩＳＬＯＣＡ時における屋外への蒸気排出条件について

１．はじめに

ＩＳＬＯＣＡ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のブローアウトパネル（以下「ＢＯＰ」という。）が開放する。ＢＯＰ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）ＢＯＰ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こと。」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ＢＯＰ閉止装置を設置することとしており，ＢＯＰ閉止装置の概要図を図１に示す。なお，ＢＯＰ閉止装置は欧州加圧水型炉（ＥＰＲ）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　ＢＯＰ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。ＢＯＰの要求機能は主蒸気管破断時等における開放機能及び弾性設計用地震動Ｓｄでの閉維持機能であり，開放機能と閉維持機能の両立が求められる。先行プラントの審査を踏まえ，耐震評価方法（３次元面外応答評価）を用いて評価した結果，北側ＢＯＰ（２個）は開放圧力を引き上げることにより要求機能を確保することが可能であるが，西側ＢＯＰ（１個）については，開放機能と閉維持機能を両立させることが困難であったため，閉鎖する方針とする。

ＩＳＬＯＣＡ発生時は北側のＢＯＰ２個が開放することにより，ＢＯＰ閉止装置及びＢＯＰを通じて屋外と通気するが，ＢＯＰ閉止装置は現在設計中であり，仮にＢＯＰの開口面積を下回る設計結果となった場合，屋外との通気はＢＯＰ閉止装置の開口面積により制限されることが考えられる。このため，ＢＯＰ閉止装置の開口面積を可能な限り確保するよう設計を進めているが，ＢＯＰ２個分から25%減少させたＢＯＰ1.5個分（約[redacted]m^2）をＢＯＰ閉止装置の開口面積の設計下限値として設定し，ＩＳＬＯＣＡ時の解析条件とする。

主蒸気管破断事故（ＭＳＬＢＡ）時における原子炉格納容器外側（図２の水色部分）に作用する圧力変化及び原子炉建物４階（図２の黄色部分）の圧力変化を評価する解析に用いたノード分割図および解析結果を図２及び図３に示す。ＢＯＰの開口面積を1.5個分に減らした場合においても，主蒸気管破断事故時において原子炉格納容器外側に作用する圧力の最大値は，建設時条件であるＢＯＰの開口面積３個分の場合と同値となり，設計外圧未満であることを確認し，事故収束に影響の無いことを確認した（図３）。また，被ばく評価においても既許可の添付書類十の主蒸気管破断事故における線量評価においては，大気中へ放出される核分裂生成物はタービン建物から地上放散するものとして評価を行っていることから，原子炉建物燃料取替階のＢＯＰの数の変更に伴う被ばく線量評価への影響はないことを確認している。主蒸気管破断事故解析条件を表１及び図４に示す。

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。

原子炉建物燃料取替階ＢＯＰ
【解析ケース１】３個分（開放圧力 3.5kPa）：建設時条件
【解析ケース２】1.5 個分（開放圧力 7.0kPa）：ＢＯＰ要求機能の確保及びＢＯＰ閉止装置の設置を考慮

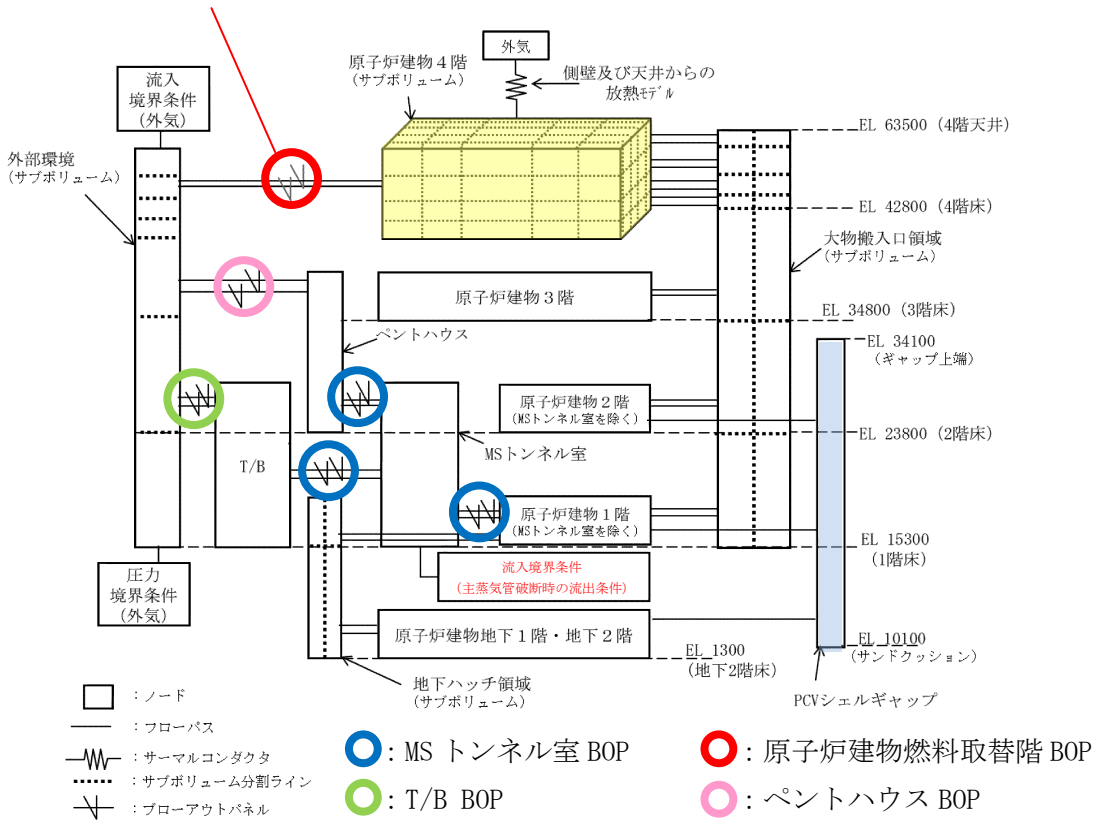
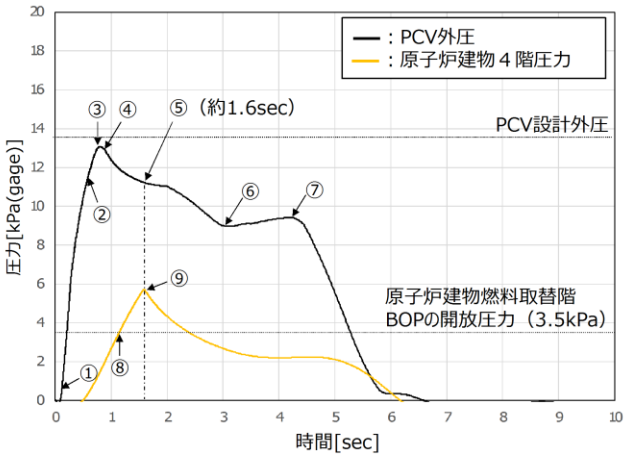
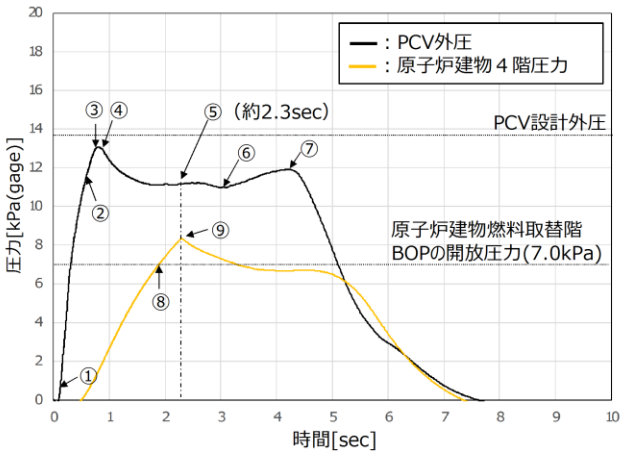


図２　ＧＯＴＨＩＣ解析によるノード分割図

【挙動説明】
①MS トンネル室 BOP 開放(約 0.1sec)
②ペントハウス BOP 開放(約 0.6sec)
③MS トンネル室 BOP 等の開放による冷却材流出エリアの増加
④T/B BOP 開放(約 0.9sec)
⑤原子炉建物燃料取替階 BOP 開放
⑥漏えい冷却材が蒸気流から二相流になることに伴う流出量の増加
⑦主蒸気隔離弁閉動作による破断箇所からの流出量の減少
⑧原子炉建物燃料取替階 BOP の開放圧力に到達
⑨開放圧力到達から 0.5sec の時間遅れで原子炉建物燃料取替階 BOP が開放



（ａ）解析ケース１
（開口面積：３個分，開放圧力:3.5kPa）



（ｂ）解析ケース２
（開口面積：1.5 個分，開放圧力:7.0kPa）

図３　主蒸気管破断事故時の PCV 外圧及び原子炉建物４階圧力の変化

表１　主蒸気管破断事故解析条件

項目	条件
破断箇所	格納容器外側主蒸気管１本（瞬時両端破断）
主蒸気隔離弁全閉時間	事故後 5.5 秒
大気拡散	タービン建物からの地上放散
冷却材流出量の変化	図４参照

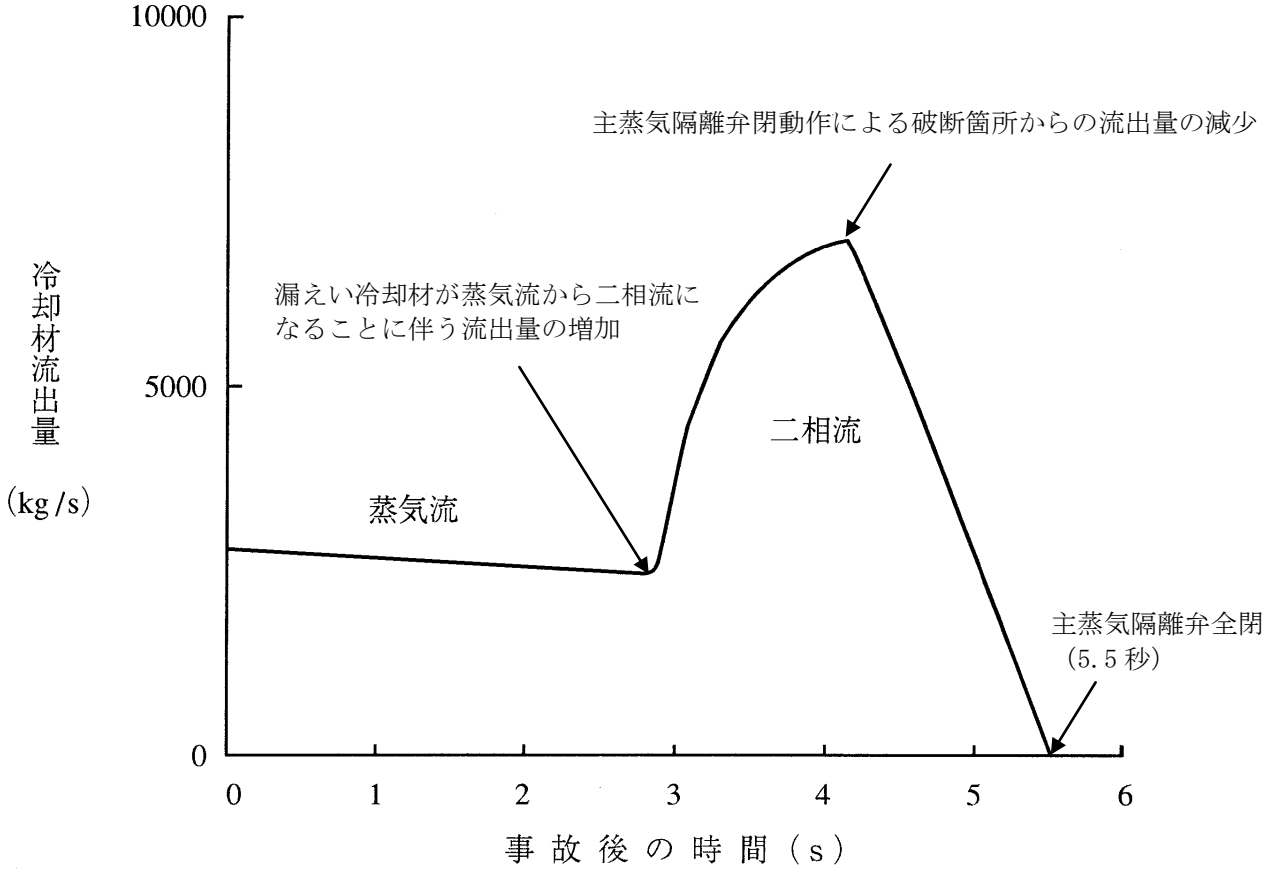


図４　主蒸気管破断時の冷却材流出量の変化

３．同時開放の信頼性について

原子炉建物燃料取替階ＢＯＰはクリップにより原子炉建物外壁に設置されており，事故時に原子炉棟内の圧力が上昇した際にＢＯＰが押し出されることにより開放する（図５）。原子炉建物４階（燃料取替階）に設置する２個の原子炉建物燃料取替階ＢＯＰと原子炉建物４階（燃料取替階）より下階からの圧力伝播箇所である大物搬入口との位置関係を図６に示す。圧力は音速で伝播し，圧力伝播箇所とＢＯＰの最短距離は約 26m，最長距離は約 40mであり圧力到達の時間差は約 0.04 秒であることから，ＢＯＰは同時に開放するものと判断する。

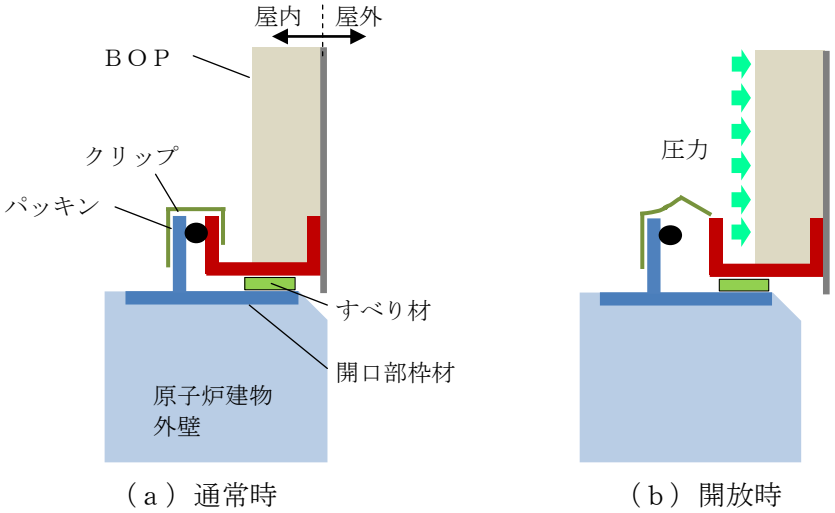


図５　ＢＯＰ断面図

図６　圧力伝播箇所とＢＯＰの位置関係

４．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

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。

47. ＩＳＬＯＣＡ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

ＩＳＬＯＣＡ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ＦＰの気相への放出の割合

冷却材中ＦＰ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ＦＰ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ＦＰの気相への放出の割合

追加放出ＦＰ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ＦＰ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ＦＰ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ＦＰ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。

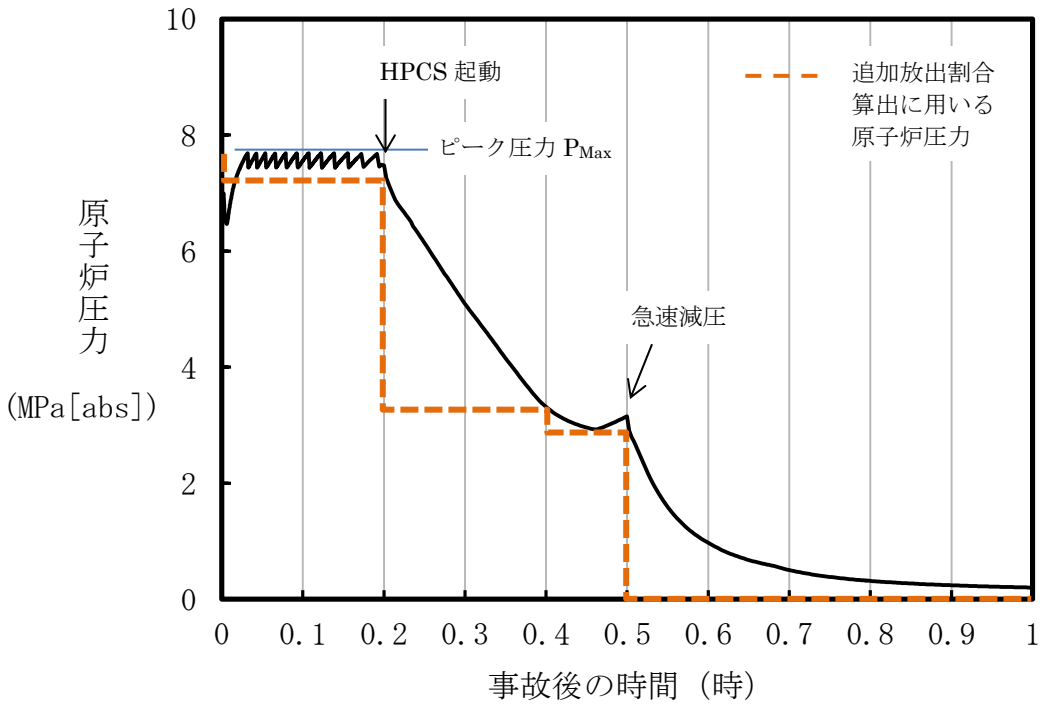


図１　原子炉圧力変化

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 22.8ｔ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≒24%
・追加放出ＦＰの気相への移行割合：22.8(t)／200(t)＝0.114≒12%

48．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，回路構成の変更に伴いＣＳＴの第一水源としての有用性が大きく損なわれるとともに，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処が必要となった。

(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，トーラス水受入タンク）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*1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) 検出手段への対処（水位による切替方式）（図２）

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２）

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^3 から 360m^3 となる。水源をＣＳＴとした場合の解析結果（図１）において，800m^3 では約 30 時間の注水が可能であるが，360m^3 では約 10 時間に短縮される。同評価におけるＳ／Ｃ水温の 100℃到達時間は約 9.6 時間後のため，約 10 時間分の容量では，Ｓ／Ｃ水温の 100℃到達とほぼ同時にＣＳＴが水源として使用できなくなり，ＲＣＩＣは注水継続できず低圧注水に移行することとなる。よって，溢水を想定した場合において水位による水源切替では，使用可能な水量が極端に制限されることにより，ＣＳＴの第一水源としての有用性が低下する結果となる。

＊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３）

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かか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４）

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。

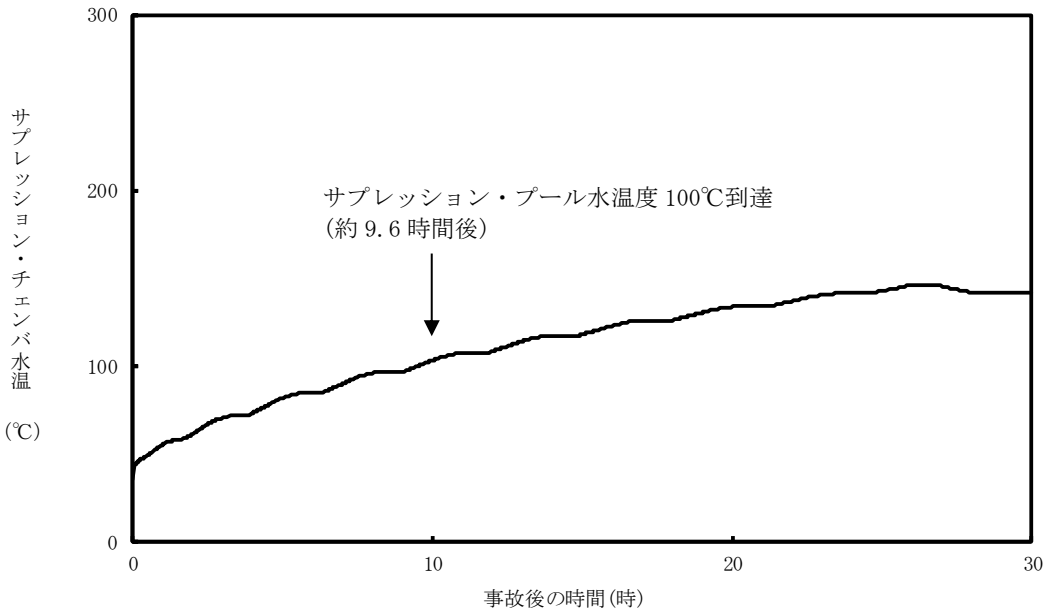


図１　水源をＣＳＴとした場合のサプレッション・プール水温度の推移

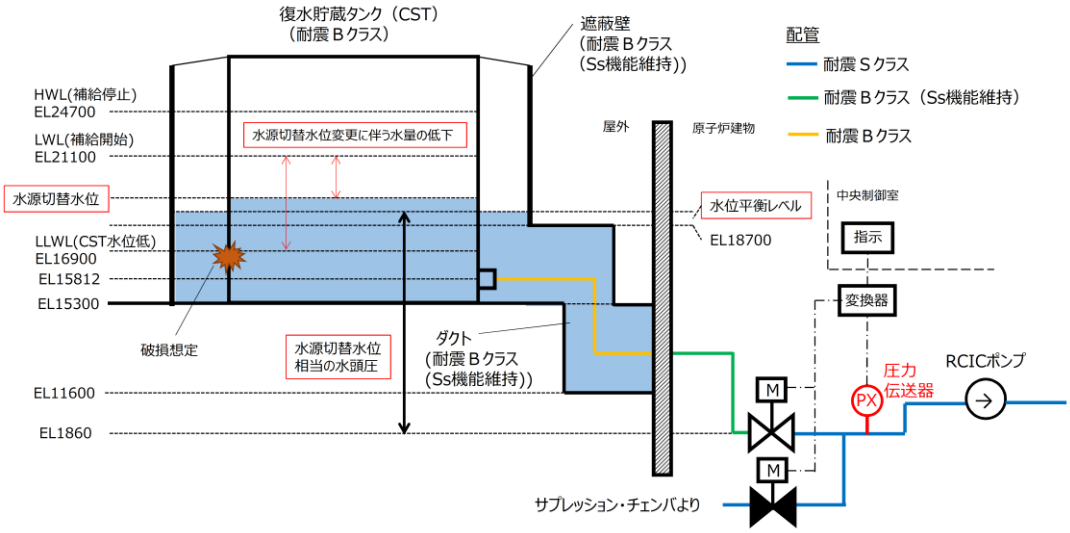


図２　水位による切替方式 概要図

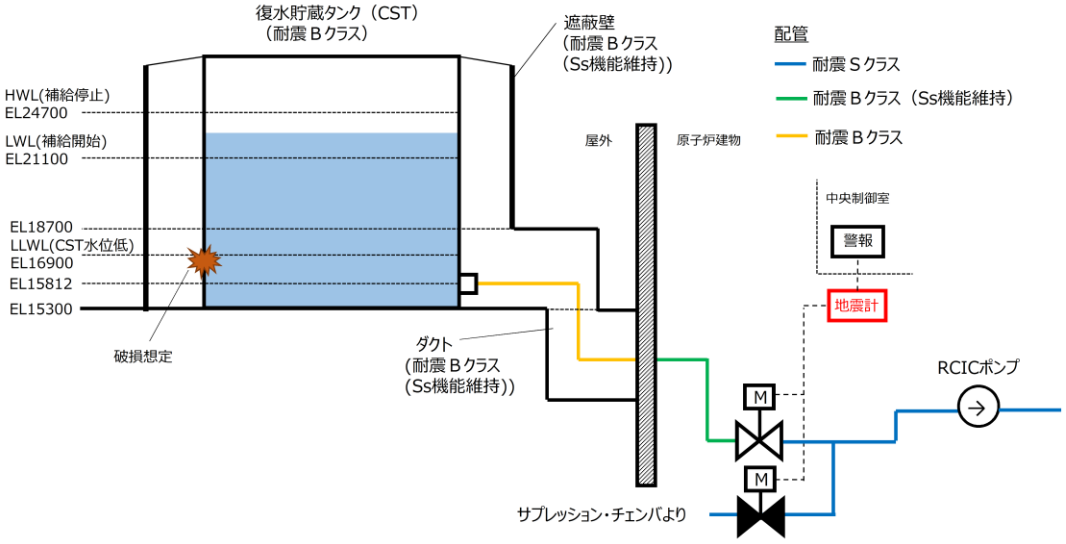


図３　水位によらない切替方式（地震大検知）概要図

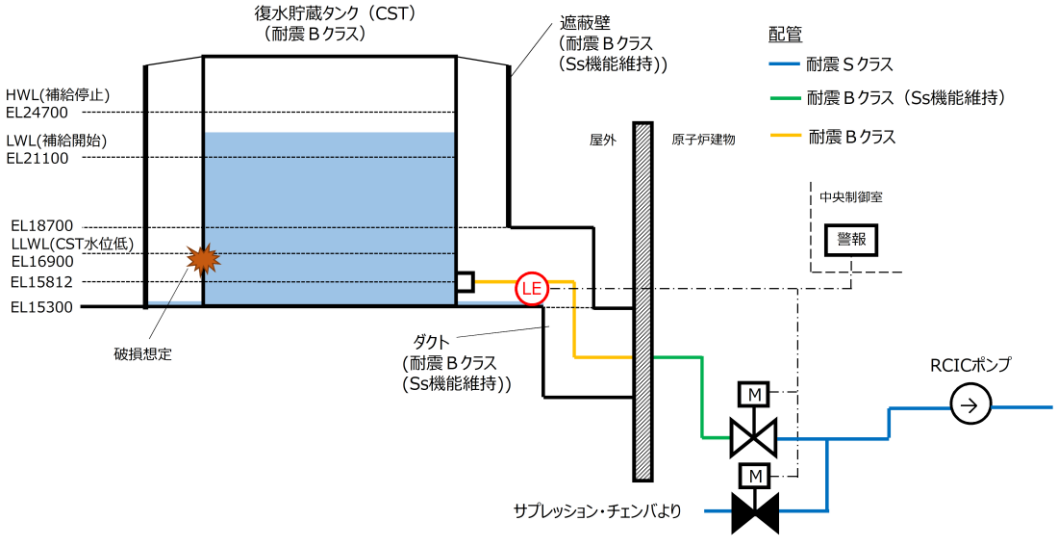


図４　水位によらない切替方式（漏えい検知）概要図

（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）	MS-3（間接関連系）
	原子炉隔離時冷却系	MS-1（直接関連系）	MS-3（間接関連系）
②炉心冷却機能	高圧炉心スプレイ系	MS-1（直接関連系）	MS-3（間接関連系）
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	制御棒駆動水圧系	MS-3（当該系）	変更なし
	原子炉隔離時冷却系	MS-3（当該系）	MS-3（間接関連系）

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。

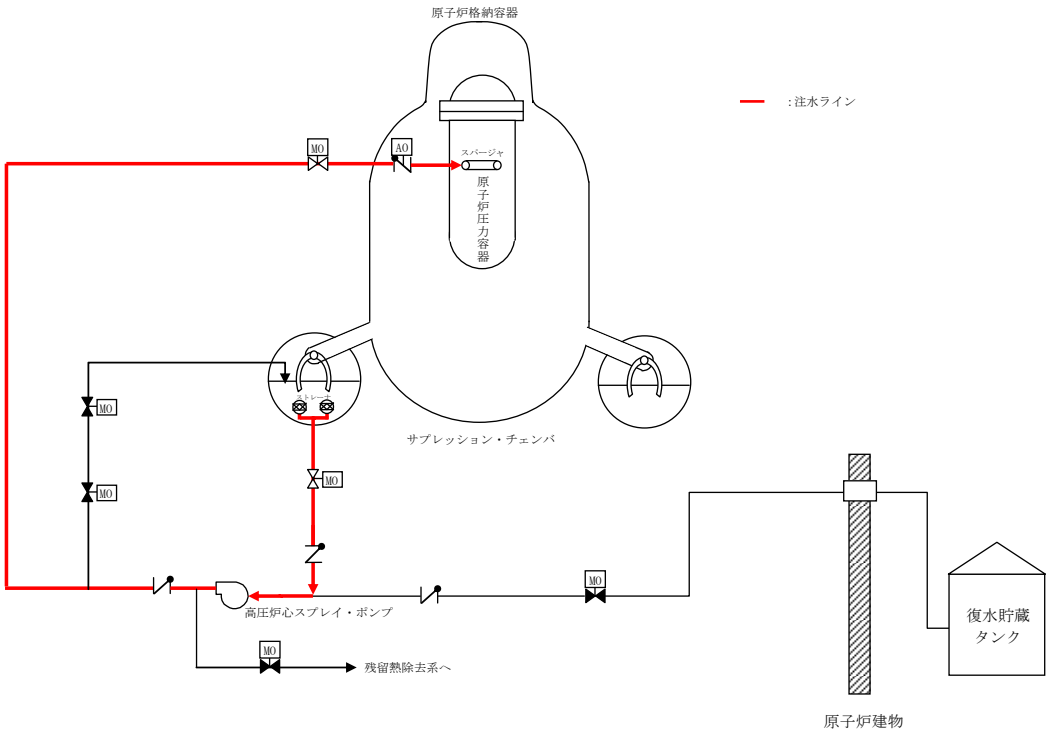


図５　高圧炉心スプレイ系系統概要図

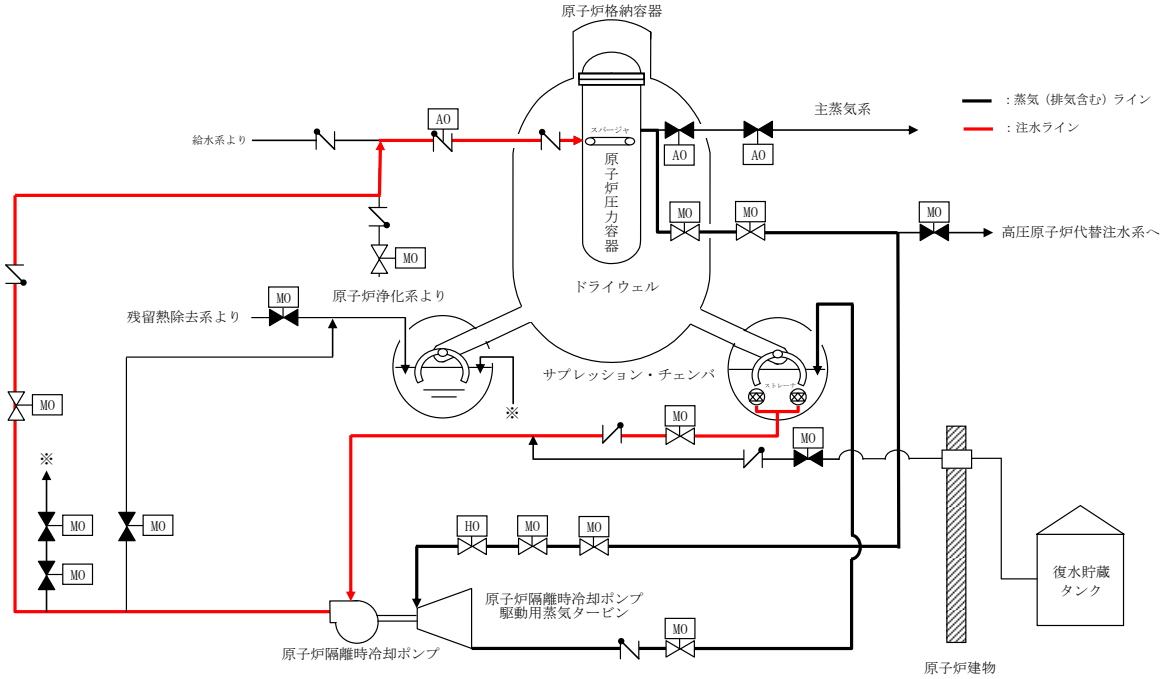


図６　原子炉隔離時冷却系系統概要図

49．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確認するため，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，急速減圧を実施する際の逃がし安全弁の個数が６個の場合は２個の場合と比べて，原子炉冷却材の流出流量が大きくなり原子炉水位の低下が早くなるものの，原子炉圧力の低下が早く，低圧原子炉代替注水系（可搬型）の注水開始時間が早まることにより原子炉水位の回復が早くなっている。このため，図４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。

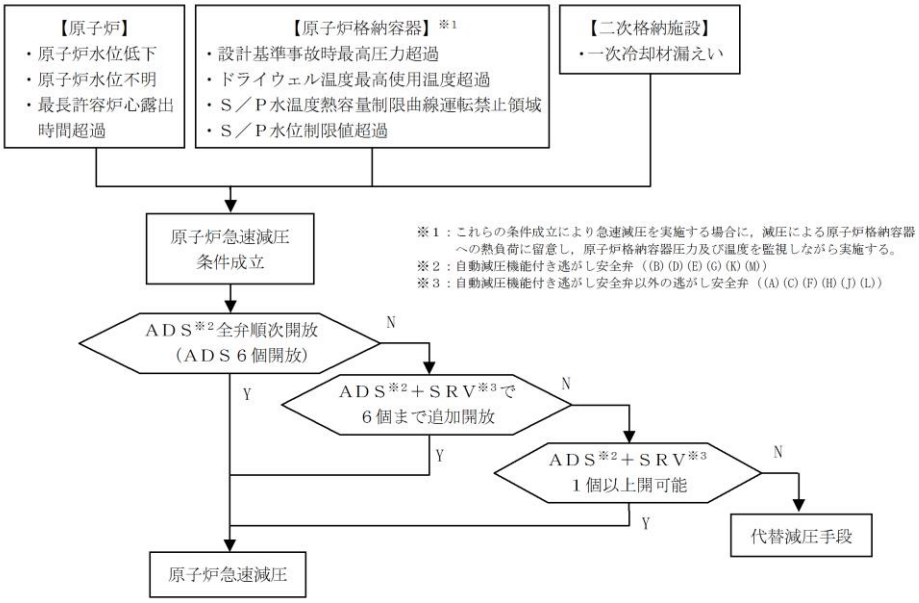


図１　原子炉「急速減圧」操作概要

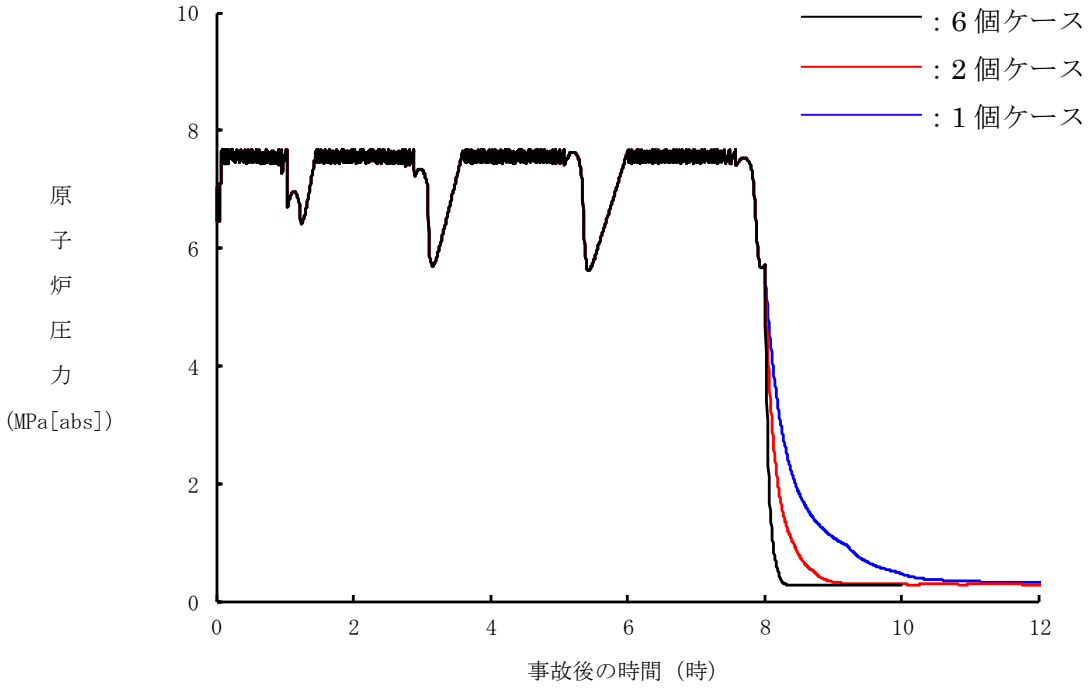


図２　原子炉圧力の推移（長期ＴＢ　１弁，２弁及び６弁）

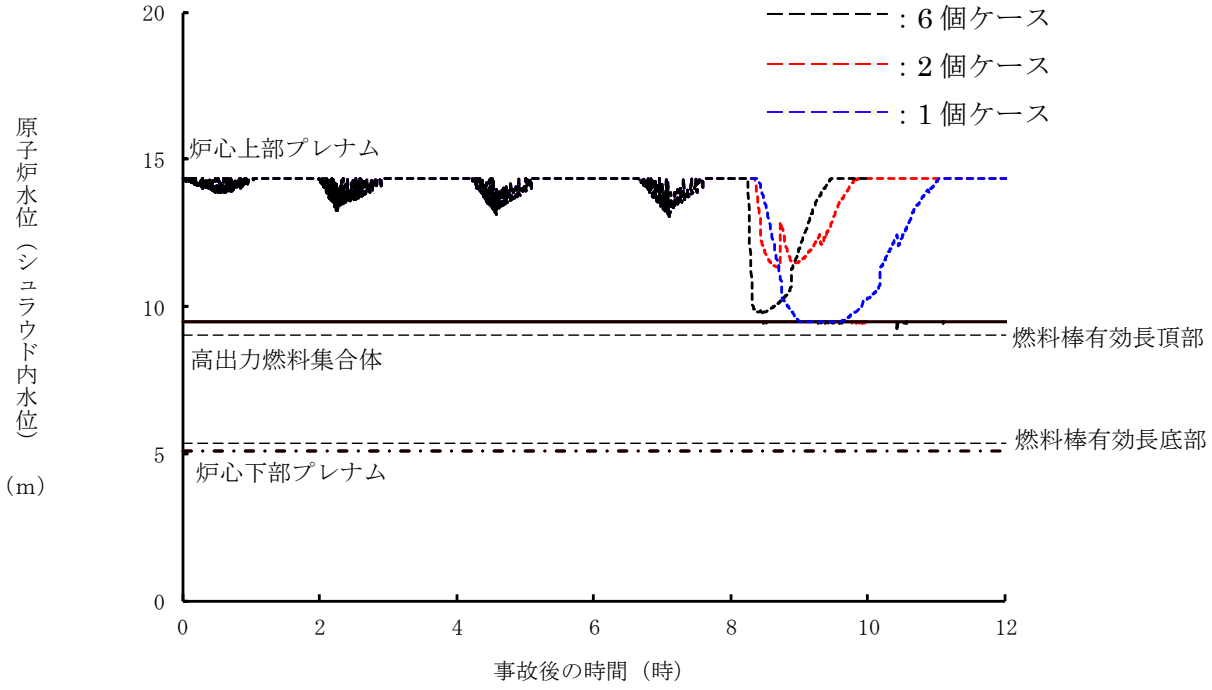


図３　原子炉水位（シュラウド内水位）の推移（長期ＴＢ　１弁，２弁及び６弁）

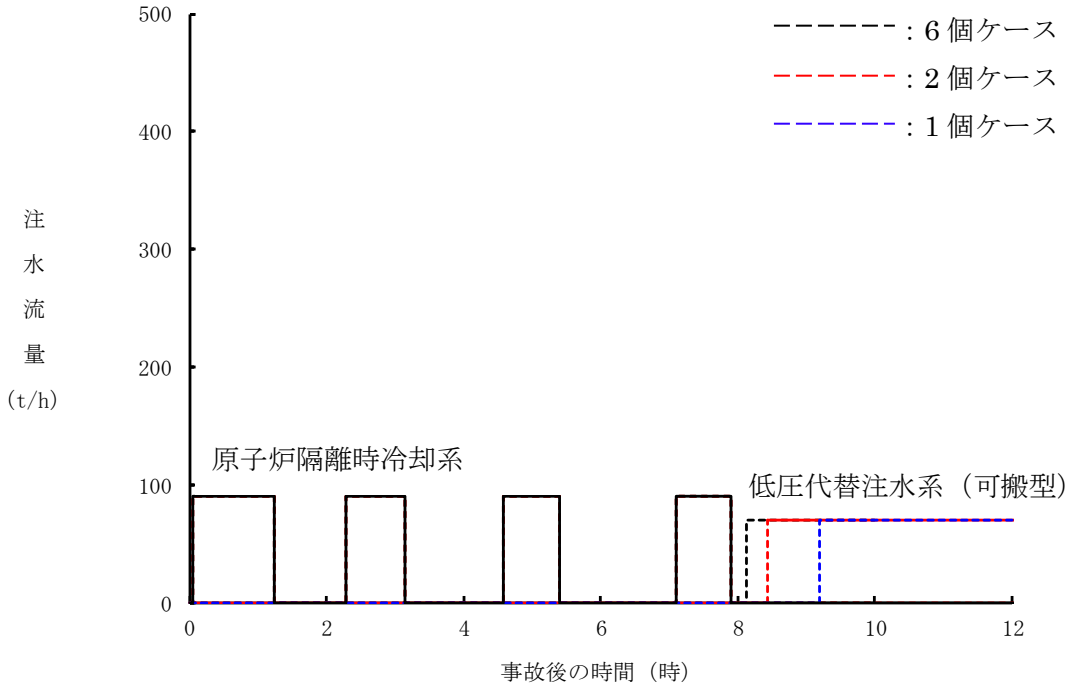


図４　注水流量の推移（長期ＴＢ　１弁，２弁及び６弁）

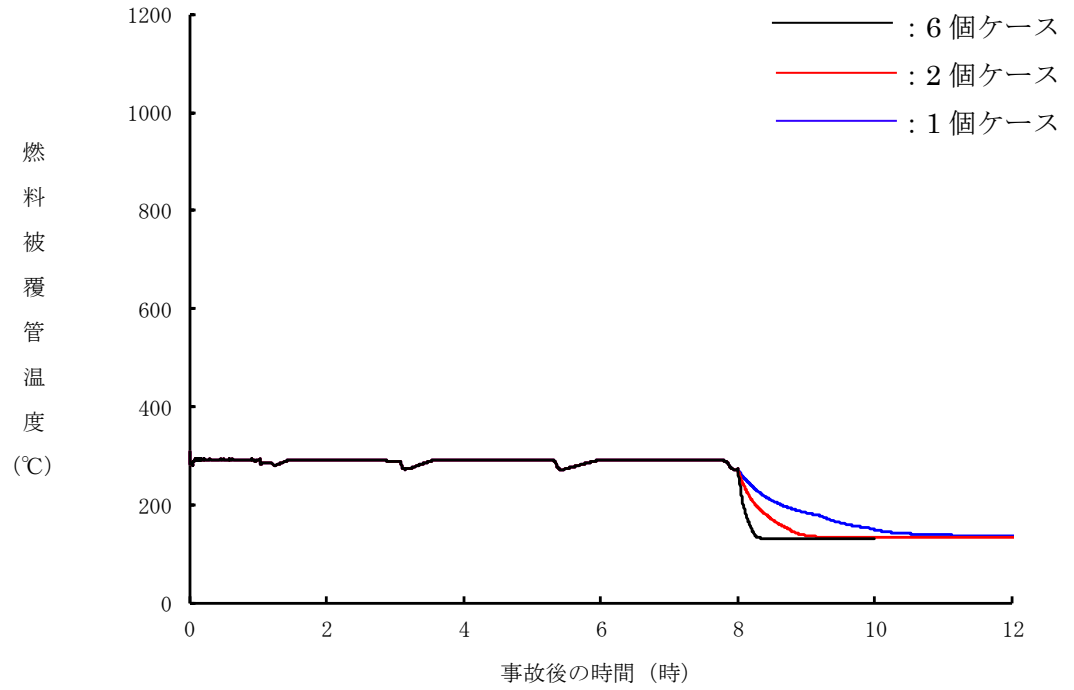


図５　燃料被覆管温度の推移（長期ＴＢ　１弁，２弁及び６弁）

50．格納容器ベント実施基準の変更に伴う希ガスによる被ばく評価結果への影響について

希ガスは，原子炉停止後，半日程度格納容器内で保持することで，大幅に減衰する（図１参照）。炉心損傷後にベントの実施が必要となる場合には，さらにドライウェル内へ間欠スプレイ操作を行い，格納容器圧力を最高使用圧力の 1.5 倍以下に制御してベント開始時間を遅らせることにより，ベントによる希ガスの放出を低減することができる。

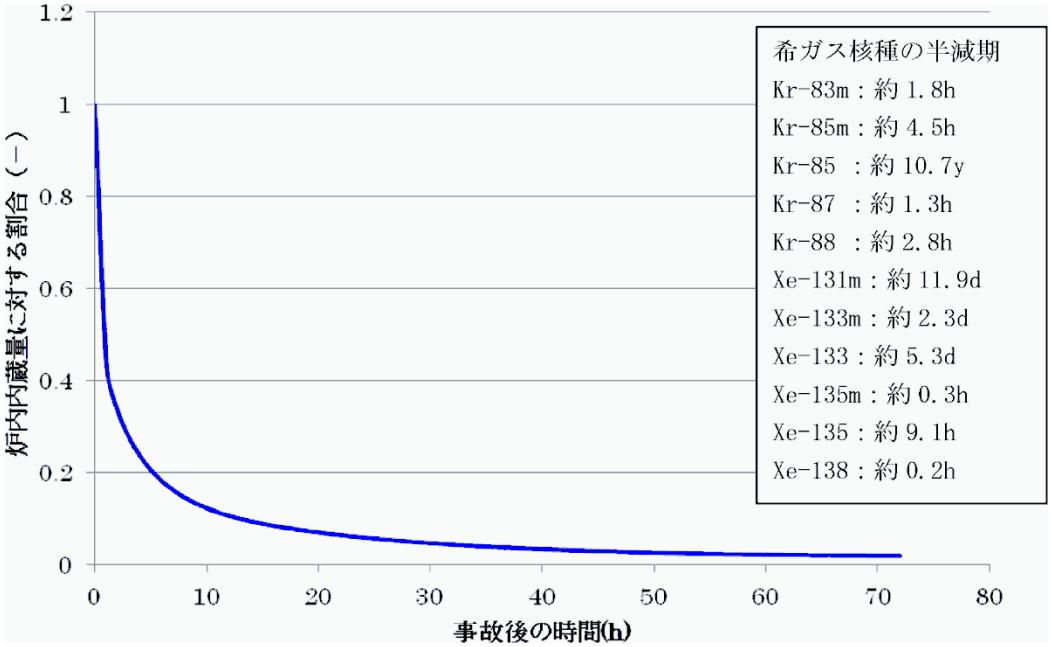


図１　希ガスの時間減衰

格納容器ベント実施基準の変更に伴い，格納容器ベント実施時間が事象発生後約 73 時間から約 32 時間に早まることから，希ガスの減衰時間が短くなることによる，現場作業員等への被ばく影響について確認した。

１．希ガス放出率の推移について

格納容器ベント実施基準の変更前後における，各ベント実施後の希ガス放出率の推移を図２に示す。

約 73 時間ベントでは，放出率の初期値は小さいが低下も緩やかなのに対して，約 32 時間ベントでは，放出率の初期値は大きいが低下が早くなることから，ベント実施後約 1.5 時間以降は，約 32 時間ベントの方が，放出率が小さくなる。

ベントが早いケースで希ガス放出率が早く低下する理由は，ベントが早いケースの方が格納容器内に蓄積されたエネルギーが小さく，ベント後に格納容器圧力が急速に低下するためである。

ベント実施後，被ばく評価上最も厳しい位置での屋外作業となる「大型送水ポンプ車への給油」をベント後約 2.7 時間後に実施すると想定した場合においても，格納容器ベント実施時間が事象発生後約 73 時間から約 32 時間に早まるものの，希ガスによる作業員の被ばくが増加することはない。

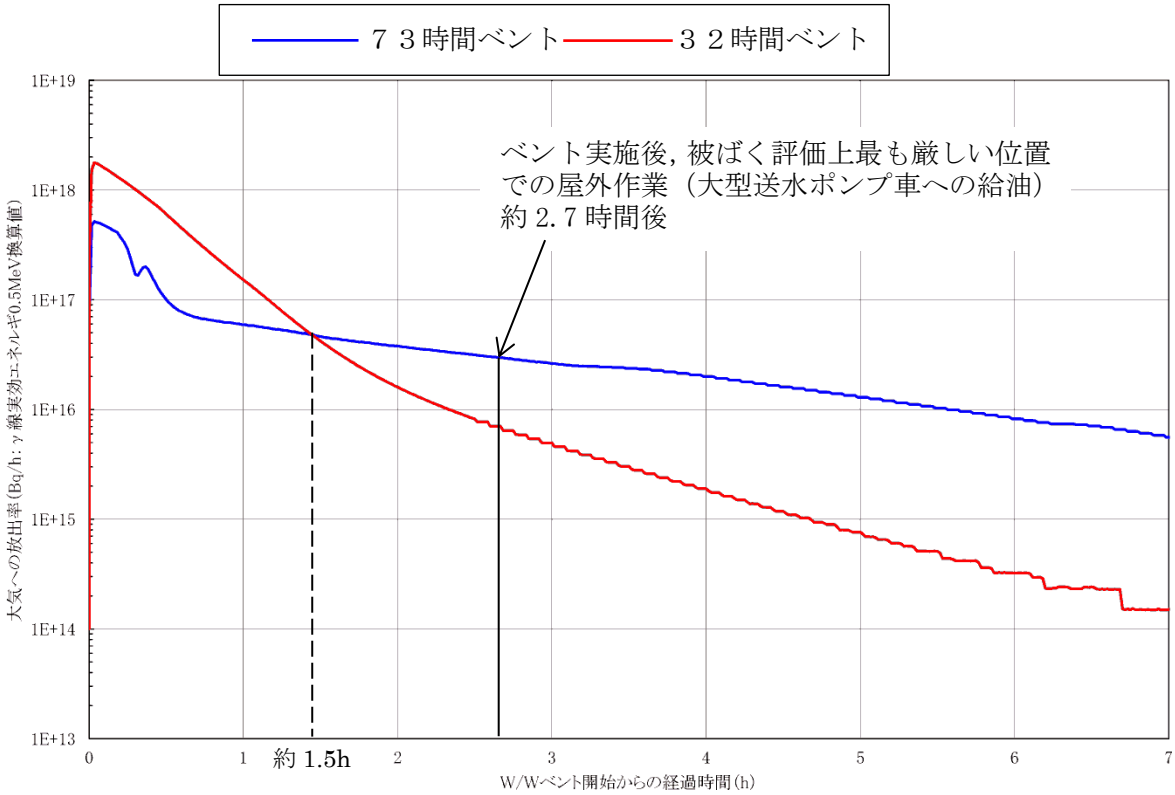


図２　格納容器ベント実施後の大気中への希ガス放出率

以上

51．外部水源を用いた総注水量の制限値について

１．　はじめに

重大事故時における格納容器ベント系の耐震評価において，弾性設計用地震動Sd（以下「Sd」という。）と組合せる水位としては，格納容器ベント後で最大となるサプレッション・プール水位（約８ｍ）と組合せる方針としていたが，重大事故時における不確かさを考慮した場合に格納容器ベント前においてベント管に水位が形成される状態（サプレッション・プール水位約６ｍ）が約73時間よりも長期にわたって継続する可能性があり，Sdとの組合せを考慮した場合にサプレッション・チェンバに係る設備のうちベント系の耐震性が厳しくなることが想定されることから，外部水源を用いた総注水量の制限値としてサプレッション・プール水位を4.9m到達に変更する。

以下，外部水源を用いた総注水量の制限値の変更前後におけるベント系の耐震性に関する検討結果について示す。

２．　サプレッション・プール水位とSd地震動との組合せ

（１）　外部水源を用いた総注水量の制限値の変更前

図１に示すとおり，Sdとの組み合わせを考慮する重大事故の継続時間（10^{-2}年（約3.5日）＝約84時間）に対して，格納容器ベント実施前においてベント管及びドライウェルに水位が形成される状態は事象発生から約73時間までであるが，崩壊熱が解析で考慮している値よりも小さい等により格納容器圧力の上昇の速度が遅く格納容器スプレイ流量が抑制できるなど，格納容器フィルタベント系の使用タイミングが遅くなるという不確かさを考慮すると，約73時間よりも長期になる可能性がある。このため，外部水源を用いた総注水量の制限値の変更前におけるベント管に水位が形成された状態での耐震性について３．項にて検討する。

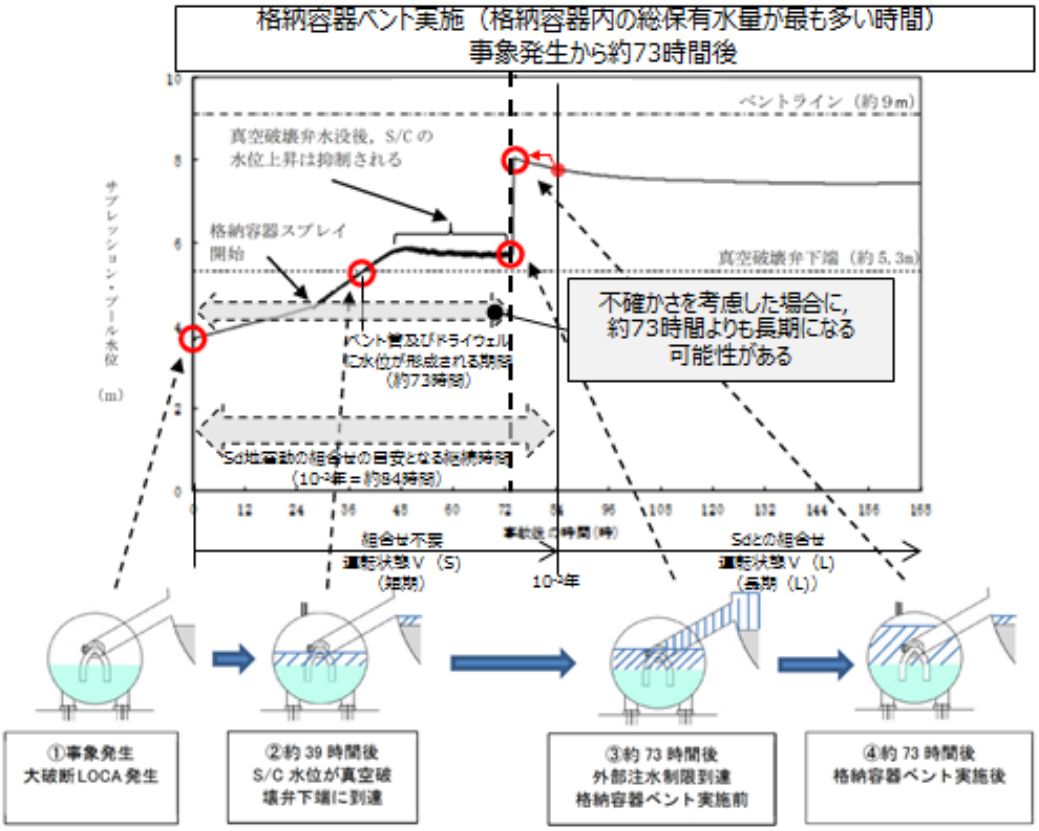


図１．【外部水源を用いた総注水量の制限値変更前】格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用しない場合）におけるサプレッション・プール水位の推移

（２）　外部水源を用いた総注水量の制限値の変更後

真空破壊弁下端位置が約5.3mであることから，これに不確かさを考慮して，外部水源を用いた総注水量の制限値をサプレッション・プール水位4.9m（通常運転水位＋約1.3m）到達とした場合のサプレッション・プール水位の事象進展を図２に示す。

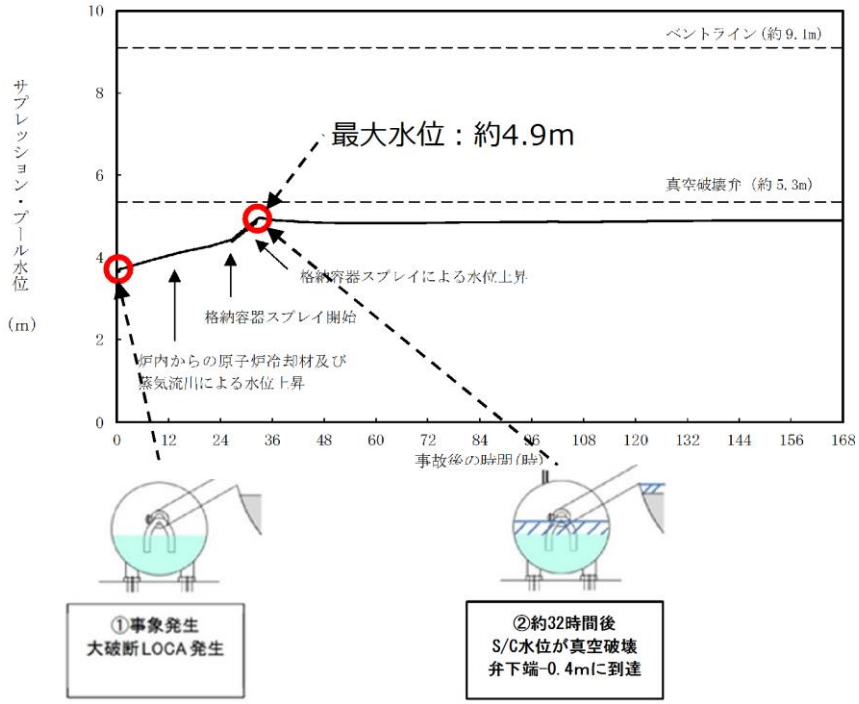
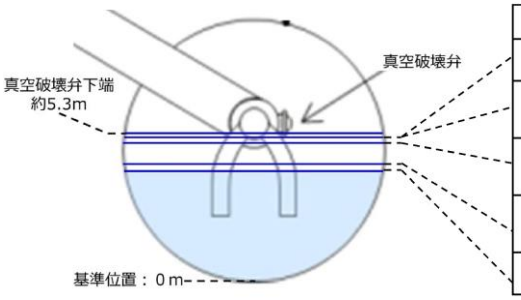


図２．【外部水源を用いた総注水量の制限値変更後】格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用しない場合）におけるサプレッション・プール水位の推移

Sdと組み合わせる格納容器内の水位条件としては，水位が高い方が地震時の応答が大きくなる傾向があることから，ダウンカマ取付け部下端水位である約5.05mにおけるベント系の耐震性について３．項にて検討する。



水位	水量	位置	事故シーケンス等
約5.05m	約4,580m³	ダウンカマ取付け部下端位置	SAの耐震評価(Sd)に用いる水位
約5.03m	約4,550m³	—	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 （不確かさケース：２Pdに到達）
約4.9m	約4,410m³	真空破壊弁下端位置 －0.4m	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 （ベースケース）
約４m	約3,390m³	—	SAの耐震評価(Ss)に用いる水位 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
約3.7m	約3,010m³	通常運転範囲の上限値 （H.W.L）	DBの耐震評価（Ss,Sd）に用いる水位

図３．サプレッション・プール水位

３．ベント系の耐震性

ベント系の評価部位としては，地震時の発生応力が厳しくなるベント管のベントヘッダ接続部を対象として耐震評価を実施する。

外部水源を用いた総注水量の制限値変更前後について，Sdによるベント管のベントヘッダ接続部の耐震評価を実施した結果，制限値変更前の場合，ベント管のベントヘッダ接続部における発生応力は許容応力状態$\mathrm{IV_AS}$の許容応力を満たさないが，制限値変更後の場合，許容応力状態$\mathrm{IV_AS}$の許容応力を満たすことを確認した。

表１－２．ベント管のベントヘッダ接続部の評価結果（許容応力状態：ⅣAS）

外部水源を用いた総注水量	サプレッション・プールの評価水位	ベント管の状態	応力評価			
			一次応力（PL＋Pb）		一次＋二次応力（PL＋Ｐｂ＋Q）	
			応力強さ	許容応力	応力強さ（振幅）	許容応力
制限値の変更前	約６ｍ	ベント管満水	517MPa※1	380MPa	2032MPa※1※2	393MPa
制限値の変更後	約 5.05m	ベント管に水位なし	84MPa	380MPa	330MPa	393MPa

※１：制限値変更前の応力強さ（概算値）＝制限値変更後のベント管のベントヘッダ接続部の応力×質量比 2.81 ×加速度比 2.19

加速度比＝（制限値変更前のベント系固有周期における床応答加速度）／（制限値変更後のベント系固有周期における床応答加速度）

質量比＝（制限値変更前のベント系の質量）／（制限値変更後のベント系の質量）

※２：繰返しピーク応力強さに対応する許容繰返し回数が 10 回以下となり，地震等価繰り返し回数（150 回（暫定値））を下回ることから疲労評価を満足しない。

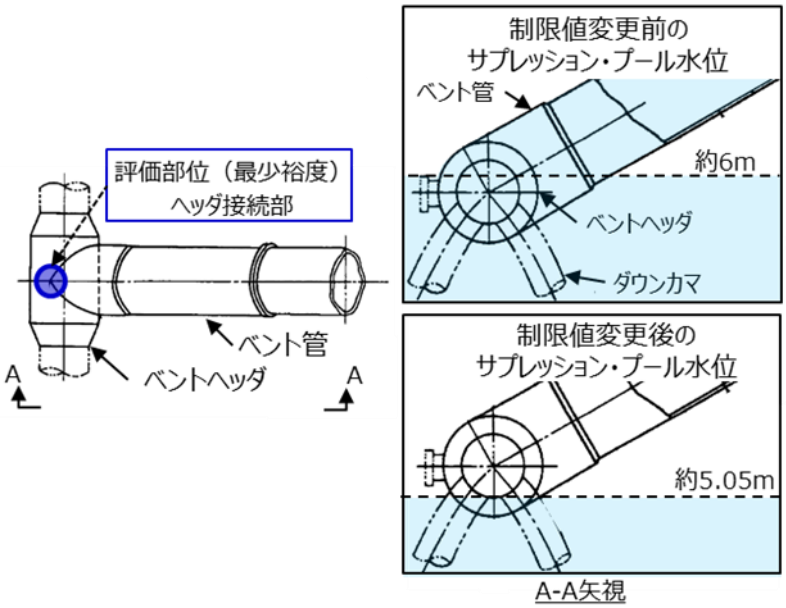


図４．ベント系の構造図及びサプレッション・プール評価水位

４．まとめ

外部水源を用いた総注水量の制限値の変更前の場合，重大事故時の不確かさを考慮するとSdとの組合せを考慮する必要が生じる可能性があり，この場合はベント管のベントヘッダ接続部に対して許容応力状態ⅣASの許容応力を満たさない。

外部水源を用いた総注水量の制限値の変更後の場合，注水量が少なくなることでベント管に水位が形成されるような格納容器の状態にならないことから，ベント管に対して耐震裕度が確保される。

以上の検討を踏まえて，ベント系及びサプレッション・チェンバに対する耐震信頼性の向上を図るため，外部水源を用いた総注水量の制限値をサプレッション・プール水位4.9m到達に変更する。

52．格納容器スプレイによる原子炉格納容器下部への流入経路について

１．スプレイ水の流入経路の概要

スプレイ水が原子炉格納容器内に注水されると，図１に示すとおり，スプレイ水は以下の経路により原子炉格納容器下部に流入する。図１に流入経路の概要を，図２に原子炉格納容器下部の断面図を示す。

① スプレイ水は，各フロアに滞留するような機器や堰が無いことから，各フロアの床の開口部（グレーチング）より原子炉格納容器最下階のドライウェル床に流下する。ドライウェル床に流下したスプレイ水は，ドライウェル床面を流れ，ドライウェルサンプピットに流れ込む。その後ドライウェルサンプピット水位が上昇し，満水になるとドライウェル床面に水が溜まる。

② ドライウェル床面に溜まった水の水位が上昇すると，図２に示すとおり，ベント管入口下端の高さより，制御棒駆動機構搬出入口下端の高さの方が低いため，サプレッション・チェンバ側に流出することはなく，制御棒駆動機構搬出入口より原子炉格納容器下部に流入する。

２．制御棒駆動機構搬出入口の閉塞の可能性について

原子炉格納容器下部への流路は，配管等ではなく比較的大きな開口部である。

制御棒駆動機構搬出入口にはＣＲＤ自動交換機レール及びレールサポートが設置されているが，鋼材を溶接した長尺の一体構造物であるため，その形状から，波及的影響により当該開口部を閉塞させる可能性はない。

また，原子炉格納容器内には，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備の配管・弁等が多数存在しており，それらに対する波及的影響を考慮した設計としていること，及び制御棒駆動機構搬出入口付近の物品は全て溶接又はボルトにて固定されていることから，当該開口部を閉塞させる可能性のある異物は発生しないと考えられる。

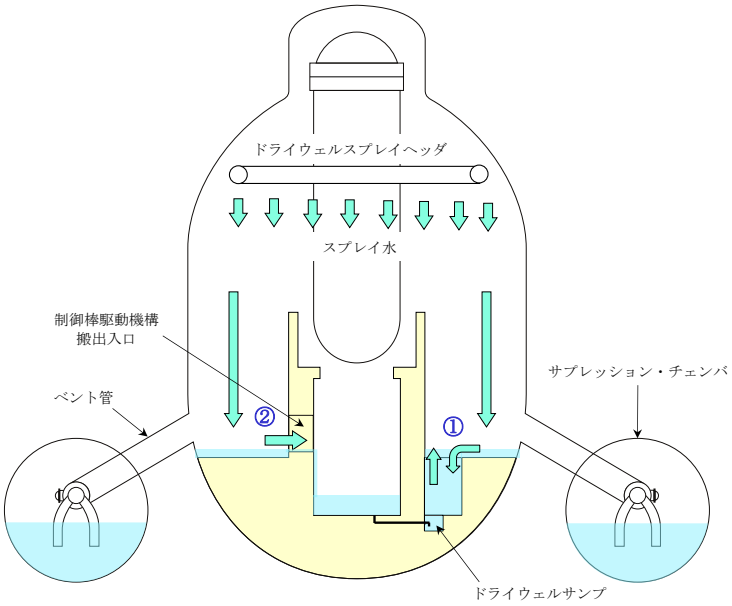


図１　スプレイ水の原子炉格納容器下部への流入経路

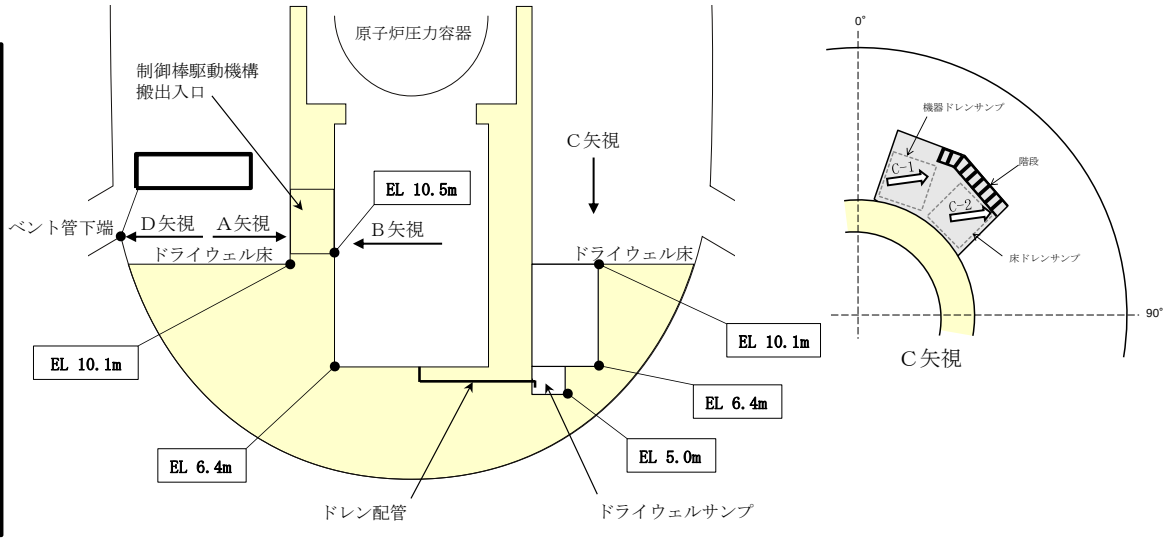


図２　原子炉格納容器　断面図

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。

53．溶融炉心の堆積高さの評価に関する考え方について

溶融炉心の堆積高さの評価において，考慮した溶融物（コリウム）の考え方について以下に示す。

○原子炉内　約[redacted]t

原子炉内に存在するコリウムの総量については，MAAP 解析結果をベースにした上で，核計装管及び制御棒駆動機構（以下「CRD」という。）を考慮した（添付資料１参照）。

- 燃料集合体：560 体全て溶融すると想定
- 制御棒：137 本全て溶融すると想定
- 炉内構造物：炉心よりも下部に存在するものは全て溶融すると想定。CRD の炉内に存在する部分も全て溶融すると想定。
- 炉内核計装管：全て溶融すると想定（約[redacted]t）

○原子炉外

原子炉外に存在する構造物（以下「炉外構造物」という。）として，原子炉の直下でコリウムの想定流出経路上に存在する，CRD，CRD ハウジング，CRD 交換装置等を考慮した。

- CRD：５個相当（約[redacted]t）
- CRD ハウジング：CRD ハウジングが１本破損した場合，その破損口径の溶融による広がりを考慮し，隣接する４本の CRD ハウジングを巻き込んだ，計５本の溶融を想定（支持金具，配管等含む）（約[redacted]t）（添付資料２参照）。
- CRD 交換装置：全て溶融すると想定（プラットホーム，旋回レール，搬入ブリッジ等含む）（約[redacted]t）
- 炉外核計装管：溶融する５個の CRD に隣接する２個の ICM の溶融を想定（約[redacted]t）

上述の考え方に基づき，溶融炉心の堆積高さを算出した。

以　上

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。

CRD の溶融想定箇所について

溶融炉心の堆積高さを評価するにあたり，原子炉圧力容器から溶出したコリウムにより溶融されると推定される CRD の箇所について以下に示す（図１）。

図１　CRD 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。

溶融物量として考慮するCRDの設定について

CRDおよびCRDハウジングの破損本数としては，MAAP解析においてRPV底部の破損口の溶融により広がる最大の破損口径：約66cmに含まれる本数５本を考慮している（図１）。

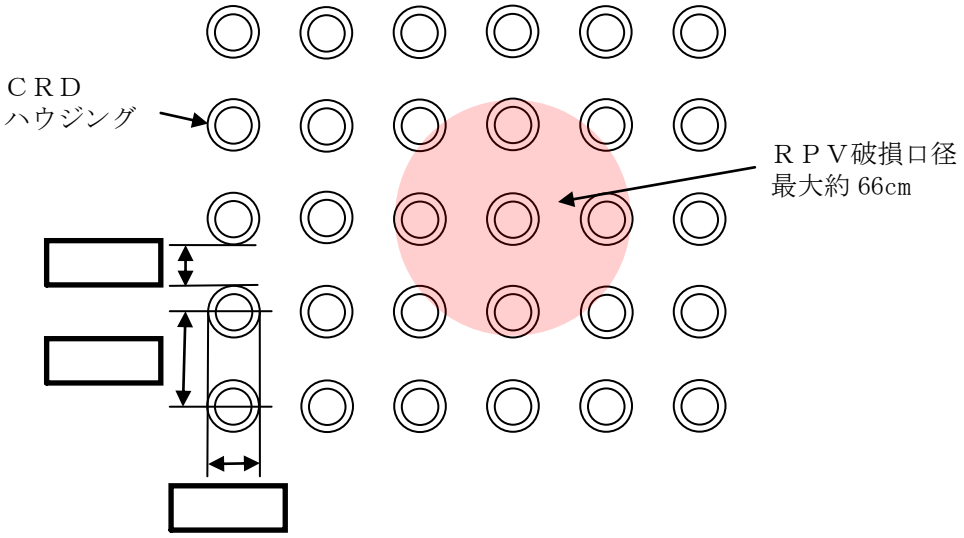


図１　CRD配置とRPV破損口径の関係

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。

54. 水蒸気爆発実験と実プラントの水蒸気爆発評価におけるエネルギー変換効率の比較について

１．はじめに

水蒸気爆発時の発生エネルギーを議論するうえで，デブリの持つ熱エネルギーが機械的エネルギーに変換されるエネルギー変換効率は重要なパラメータであり，各研究機関で実施された水蒸気爆発実験においても，実験時に確認されたパラメータに基づきエネルギー変換効率が評価されている。また，水蒸気爆発解析において，粗混合過程，爆発過程の解析モデルの妥当性を確認するためのベンチマークの一つとして，実験時に確認されているエネルギー変換効率との比較が実施されている。

本資料では，水蒸気爆発実験と実プラントの水蒸気爆発評価におけるエネルギー変換効率の比較結果をまとめる。

２．水蒸気爆発実験でのエネルギー変換効率

（１）エネルギー変換効率について

一般的には以下の式①によりエネルギー変換効率は評価されている。

① エネルギー変換効率（%）＝機械的エネルギー/デブリの持つ熱エネルギー×100

機械的エネルギー：試験容器内の温度，圧力挙動からの評価，構造材への荷重評価等より機械的エネルギーを評価

デブリの持つ熱エネルギー：落下させる全デブリ質量，温度，比熱からデブリの持つ保有エネルギーを評価

上式①に基づくエネルギー変換効率は，粗混合過程と爆発過程の二つのプロセスが影響するパラメータとして扱う必要がある。粗混合過程は，落下デブリ質量に対して，デブリ注入速度，プール水位等といった実験条件が，粗混合融体質量に大きく影響する。一方，爆発過程は，粗混合粒子の微細化から爆発的な伝熱挙動といった物理現象であるため，体系等の実験条件の影響は低いと考えられる。

したがって，以下の式②により定義されたエネルギー変換効率を用いることで，実験条件の影響を小さくできると考える。

② エネルギー変換効率（%）＝機械的エネルギー/粗混合融体の持つ熱エネルギー×100

粗混合融体の持つ熱エネルギー：温度がデブリ融点以上かつボイド率 0.75%以下の領域に存在する融体質量のエネルギー

（２）TROI 実験におけるエネルギー変換効率

UO_2 デブリを用いた水蒸気爆発実験において，比較的高いエネルギー変換効率が確認されている TROI 実験を対象に式②でエネルギー変換効率を評価した結果を表１に示す。

表１　TROI 実験におけるエネルギー変換効率

	TS1	TS2	TS3	TS4	TS6	備考
式①	0.12%	0.28%	0.22%	0.35%	0.66%	参考文献(1)より
式②	0.36%	0.81%	0.54%	1.25%	2.49%	参考文献(2)より

３．実プラントの水蒸気爆発評価におけるエネルギー変換効率との比較

実プラントの水蒸気爆発評価結果に基づき式①と式②より算出したエネルギー変換効率を表２にまとめる。

ここで，TROI 実験並びに実プラントの条件におけるジェットの分裂長を評価した結果，TROI 実験（TS1～TS4，TS6）の実験条件におけるジェット分裂長は約１ｍであり，プール水位は１ｍであるため，TS1～TS4，TS6 はプール底部到達までにジェットがほぼ完全に分裂すると推測される。また，島根２号炉の水蒸気爆発評価におけるジェット分裂長は，約４～５ｍであり，原子炉格納容器下部に 2.4mの水張りがされている場合，ジェット分裂長よりも浅く完全ジェット分裂（溶融ジェットの 100%分裂する状態）には至らないと推測される。

したがって，ほぼ完全にジェット分裂となる TROI 実験との比較は参考の位置づけとなるが，実験条件の影響の小さい式②によるエネルギー変換効率で比較を行うと，TS1～TS4，TS6 にて確認されたエネルギー変換効率を島根２号炉の水蒸気爆発評価が上回る結果となることが確認できた。

上記より島根２号炉の水蒸気爆発評価においては，同等の条件の実験と比較するとエネルギー変換効率は保守的な結果を与えていることが確認できた。

表２　島根２号炉の水蒸気爆発評価におけるエネルギー変換効率

	水位 2.4m
式①	約 0.5%
式②	約 2.8%

４．参考文献

（１）NEA/CSNI/R(2014)15，OECD/SERENA Project Report Summary and Conclusions

（２）堀田，森田，梶本，丸山，「JASMINE Version 3 による溶融燃料－冷却材相互作用 SERENA2 実験解析」，日本原子力学会和文論文誌（2017）

55．ペデスタル／ドライウェル水位の推移と原子炉格納容器下部／ドライウェル底部の状態について

「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」におけるペデスタル／ドライウェル水位と注水流量の推移及び原子炉格納容器下部／ドライウェル底部の状態図を示す。

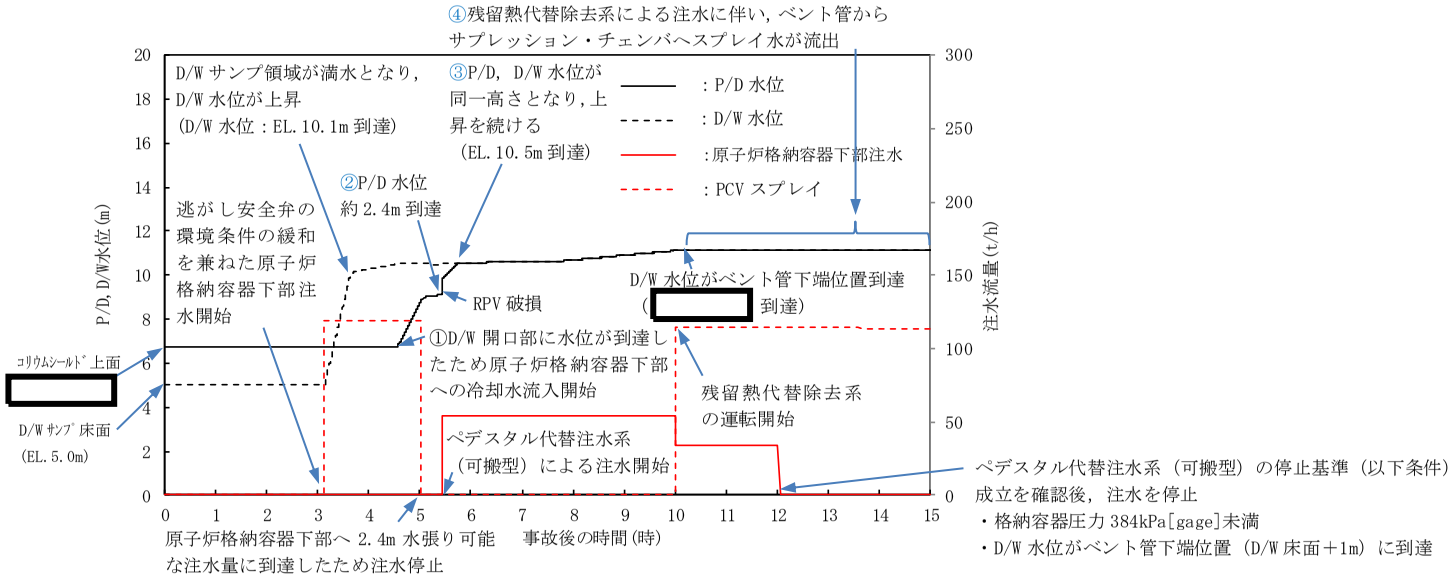
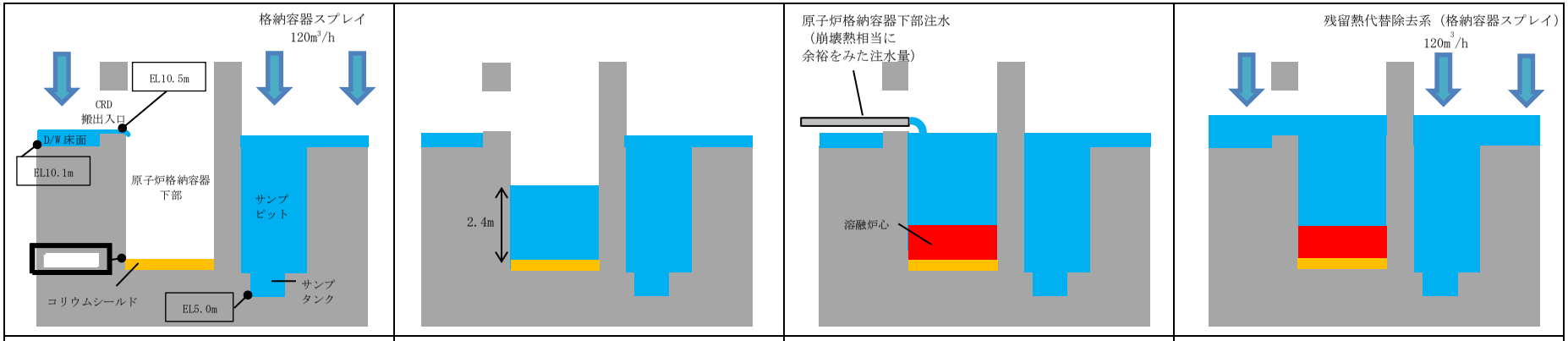


図１　ペデスタル／ドライウェル水位と注水流量の推移



①原子炉格納容器下部への流入開始	②ペデスタル水位 2.4m 到達	③原子炉格納容器下部注水による水位上昇	④残留熱代替除去系による注水

図２　原子炉格納容器下部／ドライウェル底部の状態図

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。

56．有効性評価における格納容器内の水素及び酸素排出等について

格納容器破損モード「水素燃焼」では，格納容器の水素燃焼での破損を回避するために，水の放射線分解により発生する酸素への中長期的な対応として，可搬式窒素供給装置による窒素供給（以下「窒素供給」という。），格納容器フィルタベント系による水素及び酸素排出（以下「水素及び酸素排出」という。）を行う手順としている。有効性評価の事象進展解析において，ドライ条件では，事象発生の約４時間後から約 12 時間後までの間，ドライウェルにおける酸素濃度が可燃限界である５vol%を上回るが，これはＬＯＣＡ後のブローダウンによる影響であり，ウェット条件では可燃限界である５vol%を上回ることはない。

以上の状況を踏まえ，事象初期における酸素濃度上昇に伴う水素及び酸素排出等の判断基準の考え方及び解析上の操作条件と手順の関係を以下に示す。

１．判断基準について

(1) 水素及び酸素排出

ａ．判断基準の変更について

格納容器破損モード「水素燃焼」において，事象初期にドライ条件の酸素濃度が水素及び酸素排出の判断基準を超過することを踏まえ，判断基準をより明確にする観点から水素及び酸素排出判断基準にウェット条件の酸素濃度を追加した。

判断基準の概要について表１に示す。

表１　水素及び酸素排出判断基準の概要

対応手段		判断基準※
水素及び酸素排出	準備	ドライ条件の酸素濃度が 4.0vol%及びウェット条件の酸素濃度が 1.5vol%に到達した場合
	排出	ドライ条件の酸素濃度が 4.4vol%及びウェット条件の酸素濃度が 1.5vol%に到達した場合

※：炉心損傷を判断し，可燃性ガス濃度制御系による制御ができない場合

ｂ．判断基準設定の考え方について

・ウェット条件 1.5vol%

ドライ条件が 4.0vol%以上において，ウェット条件で 1.5vol%未満の場合は，ドライ条件とウェット条件に有意な差があることから，ＬＯＣＡ後のブローダウン等により水蒸気の濃度がほぼ 100%となっている状態であると判断し，水素及び酸素の排出操作は行わない。

なお，酸素濃度がドライ条件で 4.4vol%，ウェット条件で 1.5vol%以下の場

合，水蒸気濃度は 65vol%以上となる。水素の燃焼又は爆轟が生じる条件については，図１のような水素，空気及び水蒸気の３元図が知られており，水素の燃焼又は爆轟が生じる可能性がある水素，空気及び水蒸気の濃度の比率を図中に可燃領域又は爆轟領域として示している。水蒸気の濃度が 65vol%以上であれば，図１のとおり，可燃領域又は爆轟領域と重ならないため，水素燃焼は発生しない。

また，ドライ条件の酸素濃度が 4.4vol%未満の場合には，図２の水素，酸素及び窒素の３元図においても爆発領域と重ならない。

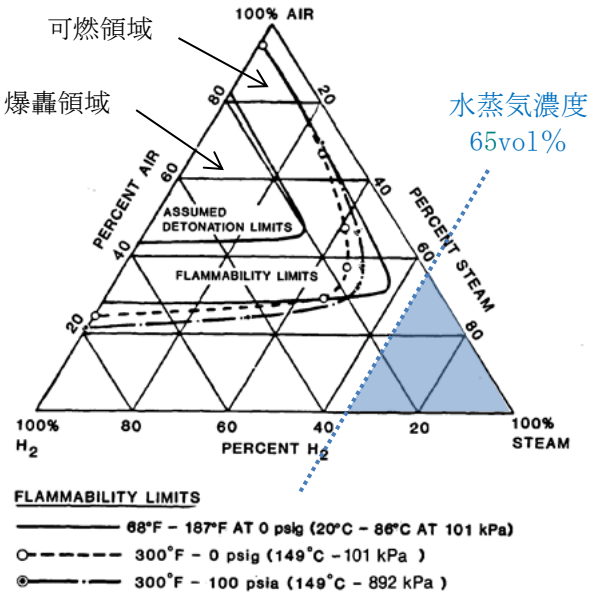


図１　水素，空気及び水蒸気混合条件下における可燃限界と爆轟限界[1]

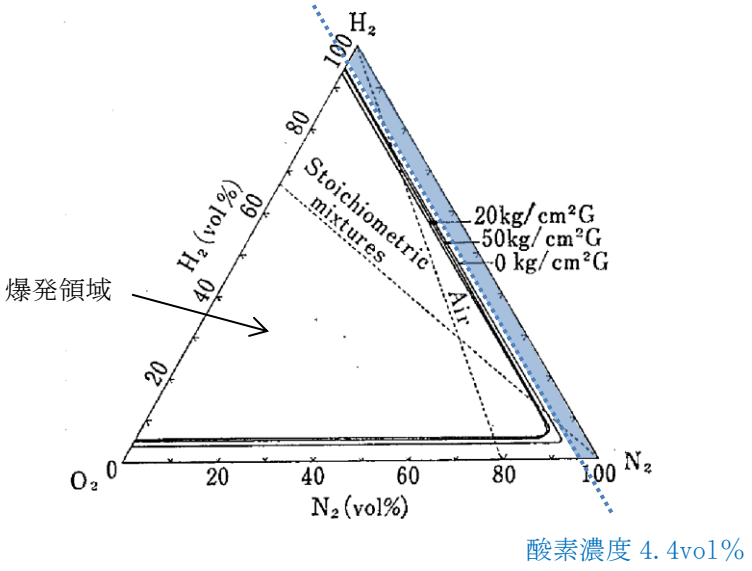


図２　水素，酸素及び窒素混合条件下における爆発限界[2]

・ドライ条件 4.0vol%

排出実施判断基準到達までに十分な余裕をもって水素及び酸素排出準備を完了できる値として設定している。

・ドライ条件 4.4vol%

酸素濃度の可燃限界である５vol%到達することを防止するため，計器誤差（約 0.5vol%）並びに水素及び酸素排出操作所要時間における上昇分（約 0.1vol%）を考慮して設定している。

(2)格納容器内のガスの混合操作について

ＬＯＣＡ後のブローダウン等により，ドライ条件の酸素濃度が水素及び酸素排出の判断基準を超過している場合において，ウェット条件の酸素濃度が 1.5vol%未満の場合は，残留熱代替除去系又は残留熱除去系により格納容器内へスプレイを実施しガスの混合を促進させる。その考え方について以下に示す。

・この状態では，ＬＯＣＡ後のブローダウン等によりサプレッション・チェンバ側にほぼすべての非凝縮性ガスが移行している状態である。ドライウェル側の気体組成はほぼ 100%が水蒸気なので水素燃焼は起こりにくい状態であるが，サプレッション・チェンバ側に非凝縮性ガスが溜まっているため，混合を促進し，ドライウェル及びサプレッション・チェンバに非凝縮性ガスを分散させる操作を行う。

・格納容器内のガスの混合操作については，内部水源である残留熱代替除去系又は残留熱除去系を使用することとしており，外部水源である格納容器代替スプレイ系は格納容器ベントの早期化に繋がるため使用しない。

なお，残留熱代替除去系及び残留熱除去系による格納容器内へのスプレイが実施できない場合，格納容器内の圧力が上昇し格納容器代替スプレイの実施基準に到達することにより格納容器代替スプレイ系によるスプレイが実施されるため，格納容器内のガスは混合されることとなる。

(3) 格納容器破損モード「水素燃焼」における事象進展と手順の関係

格納容器破損モード「水素燃焼」における事象進展（Ｇ値を設計基準事故ベースとした場合の感度解析）と手順の関係を以下に示す。

事象発生約２時間後（非常用電源の復旧及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）の起動時間）から格納容器酸素濃度（ＳＡ）計器により酸素濃度が監視可能となる。仮に，格納容器酸素濃度（ＳＡ）が使用できない場合においても事象発生 10 時間後から原子炉補機代替冷却系により補機冷却水が確保され格納容器酸素濃度計器により酸素濃度が監視可能となる。事象発生約３時間後において，ドライ条件の酸素濃度は 4.4vol%に到達しているが，ウェット条件の酸素濃度が

1.5vol%に到達していないため水素及び酸素排出の操作は実施しない。また，事象発生10時間後から残留熱代替除去系による格納容器内の除熱を開始するとともに，事象発生12時間後から可搬式窒素供給装置によるドライウェルへの窒素供給によりガスの混合を促進させる。

事象発生約49時間後にドライ条件の酸素濃度が4.0vol%に到達し，ウェット条件の酸素濃度が1.5vol%を超えていることから水素及び酸素排出の準備を開始する。また，サプレッション・チェンバのドライ条件酸素濃度が4.0vol%に到達することから，窒素供給先をドライウェルからサプレッション・チェンバへ切り替える。以降も継続的に酸素濃度を監視し，事象発生約85時間後にドライ条件の酸素濃度が4.4vol%に到達した段階で水素及び酸素排出を実施する。

[1] Allen L.Camp,et al.,“Light Water Reactor Hydrogen Manual”, NUREG/CR-2726(1983)

[2] 産業安全研究所研究報告“水素の爆発危険性についての研究（第１報）水素の爆発限界に及ぼす圧力の影響”（JUNE 1969）

57. コリウムシールドスリット内に溶融デブリが流入した場合の熱伝導解析

1. 概要

コリウムシールドは，原子炉格納容器下部床面全体をジルコニア耐熱材で覆う構造とし，コリウムシールド上面からドレンファンネルを結ぶ SUS 製の矩形流路（スリット）を設ける。スリットは，運転中の漏えい検知機能を維持すると共に，SA 時にスリット内に溶融デブリが流入した場合は，このスリット内でドレンファンネルに到達する前に凝固させることで，原子炉格納容器下部外側のドライウェルサンプへの溶融デブリ流出を防止するとしている。

ここでは，SA 時にスリット内に溶融デブリが流入した場合の，コリウムシールド下面のコンクリート溶融の可能性について確認するため，MAAP コードによる解析結果に基づき，汎用有限解析コード ABAQUS を用いた原子炉格納容器下部における熱伝導解析を実施した。

2. 評価条件

(1) 解析モデル

図１に解析モデルを示す。解析モデルは２次元の R-Z 体系とする。スリット内のデブリ温度は，２次元体系有限要素法解析により評価する。本評価では，解析体系を縦横のメッシュで区切り，以下に示す２次元体系での非定常熱伝導の支配方程式に基づき，各部の温度変化を計算している。

$$\rho c \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x}\left(k_x \frac{\partial T}{\partial x}\right) + \frac{\partial}{\partial y}\left(k_y \frac{\partial T}{\partial y}\right) + Q$$

ここで，T：温度，ρ：密度，c：比熱，k_x，k_y：x 方向及び y 方向の熱伝導率，Q：物体の内部発熱量である。

なお，ドレン蓋領域伝熱の内部蒸気について，以下を仮定する。

１）静止状態（対流を無視）

２）熱的に透明（内壁面間の伝熱を遮らない）

上記１）の仮定より，他固体と同様の熱伝導として扱い，非定常熱伝導式における材料物性（熱伝導率，熱容量）を蒸気の値にて考慮する。また上記２）の仮定より，内壁面間の蒸気を介さない直接的な熱交換としてふく射伝熱を考慮する。

(2) 解析条件

表１に ABAQUS コードによる熱伝導解析の解析条件を示す。また，表２～４に解析で使用する物性値を示す。

表１　ABAQUS コードによる熱伝導解析条件

項目	条件	備考
デブリ密度（kg／m^3）		MAAP 計算結果(RPV 破損時の値)に基づき代表的な値を設定
デブリ熱伝導率（W／mK）		
デブリ比熱（J／kgK）		
デブリ溶融潜熱（J／kg）		
デブリ内部発熱密度（W／m^3）	（図２）	スクラム後３時間からの崩壊熱を使用*1
ジルコニア耐火材密度（kg／m^3）	（表２）	試験結果*2 に基づき設定
ジルコニア耐火材熱伝導率（W／mK）		
ジルコニア耐火材比熱（J／kgK）		
ＳＵＳ密度（kg／m^3）	（表３）	伝熱工学資料改訂第５版より
ＳＵＳ熱伝導率（W／mK）		
ＳＵＳ比熱（J／kgK）		
コンクリート密度（kg／m^3）	2,345	鉄筋コンクリート構造計算規準・同解説（2010）より
コンクリート熱伝導率（W／mK）	（表４）	Eurocode より
コンクリート比熱（J／kgK）		
スリット内デブリ初期温度（℃）		MAAP 計算結果における RPV 破損時のデブリ平均温度に対し，保守的に液相線温度を設定
構造材初期温度	142	MAAP 計算結果（RPV 破損直前の値）に基づき保守的な値を設定
デブリ接触面温度	（図３）	ガス温度については，事故後 168 時間以降一定とする。 解析条件は，RPV が破損しデブリが原子炉格納容器下部へ落下する事故シーケンスに対する MAAP コードの解析結果を参照*3 し，これらを包絡する条件を設定。
周辺雰囲気温度 （P/D，D/W，S/C）	（図４，図５，図６）	
ドレン蓋領域 蒸気密度（kg/m3）	0.597623	蒸気表：大気圧相当値を設定
ドレン蓋領域 蒸気比熱（kJ/kg/K）	2.077	
ドレン蓋領域 蒸気熱伝導率(mW/m/K)	24.79	

*1 希ガス，揮発性 FP の割合は MAAP の結果より 30%とした。

*2 本試験は，中部電力(株)，東北電力(株)，東京電力ホールディングス(株)，北陸電力(株)，中国電力(株)，日本原子力発電(株)，電源開発(株)，(一財)エネルギー総合工学研究所，(株)東芝，日立 GE ニュークリア・エナジー(株)が実施した共同研究の成果の一部である。

*3 参照する MAAP 解析結果は，有効性評価上のベースケースを含む以下を考慮

・起因事象：過渡事象，デブリから水プールへの限界熱流束：800kW／m^2（圧力依存性あり）（ベースケース）

・起因事象：過渡事象，デブリから水プールへの限界熱流束：800kW／m^2（一定）

・起因事象：ＬＯＣＡ，デブリから水プールへの限界熱流束：800kW／m^2（圧力依存性あり）

・起因事象：ＬＯＣＡ，デブリから水プールへの限界熱流束：800kW／m^2（一定）

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２　ジルコニア耐火材の物性値

温度（℃）	密度（kg／m^3）	熱伝導率（W／mK）	比熱（J／kgK）

表３　ＳＵＳ材物性値

温度（K）	密度（kg／m^3）	熱伝導率（W／mK）	比熱（J／kgK）
300	7,920	16.0	499
400	7,890	16.5	511
600	7,810	19.0	556
800	7,730	22.5	620
1,000	7,640	25.7	644

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４　コンクリート物性値

温度 (℃)	熱伝導率 (W／mK)	比熱 (J／kgK)	温度 (℃)	熱伝導率 (W／mK)	比熱 (J／kgK)
20	1.951	901.1	650	0.859	1,111.7
50	1.880	917.3	675	0.833	1,114.4
75	1.822	930.2	700	0.809	1,116.8
100	1.766	942.8	725	0.785	1,118.7
125	1.710	954.9	750	0.764	1,120.3
150	1.656	966.7	775	0.743	1,121.3
175	1.604	977.9	800	0.724	1,122.0
200	1.553	988.8	825	0.706	1,122.2
225	1.503	999.2	850	0.690	1,122.1
250	1.454	1,009.3	875	0.675	1,121.4
275	1.407	1,018.8	900	0.661	1,120.4
300	1.361	1,028.0	925	0.648	1,118.9
325	1.316	1,036.7	950	0.637	1,117.1
350	1.273	1,045.1	975	0.627	1,114.7
375	1.231	1,052.9	1,000	0.619	1,112.0
400	1.191	1,060.4	1,025	0.612	1,108.8
425	1.152	1,067.4	1,050	0.606	1,105.3
450	1.114	1,074.1	1,075	0.602	1,101.2
475	1.077	1,080.2	1,100	0.599	1,096.8
500	1.042	1,086.0	1,125	0.597	1,091.9
525	1.008	1,091.3	1,150	0.596	1,086.7
550	0.976	1,096.3	1,175	0.597	1,080.9
575	0.944	1,100.7	1,200	0.600	1,074.8
600	0.915	1,104.8	1,225	0.600	1,068.2
625	0.886	1,108.4	1,250	0.600	1,061.3

・コリウムシールド表面とデブリ充填領域にデブリ温度を与える。
・スリット内（白抜き部分）にはデブリ（発熱源）が詰まっていると仮定。
・コンクリート，ZrO_2 への伝熱を考慮し，コリウムシールド下面のコンクリート侵食が起こらない（コンクリート融点である約 1500K（＝1226℃）を上回らない）ことを確認する。

図１　コリウムシールド内デブリ熱伝導解析モデル

図２　デブリ内部発熱密度条件

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。

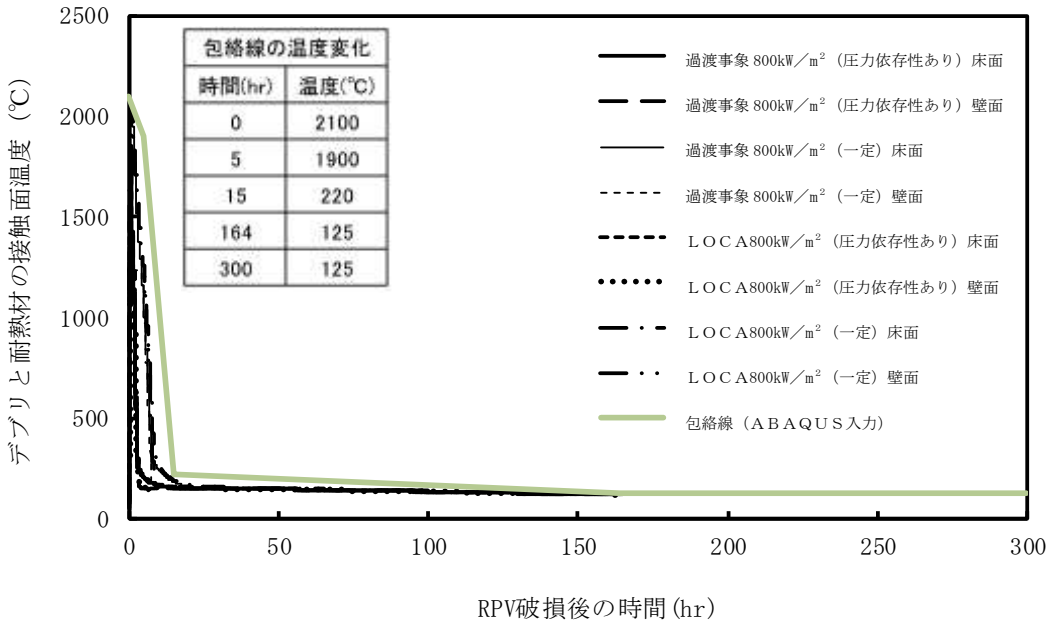


図３　デブリと耐熱材の接触面温度変化

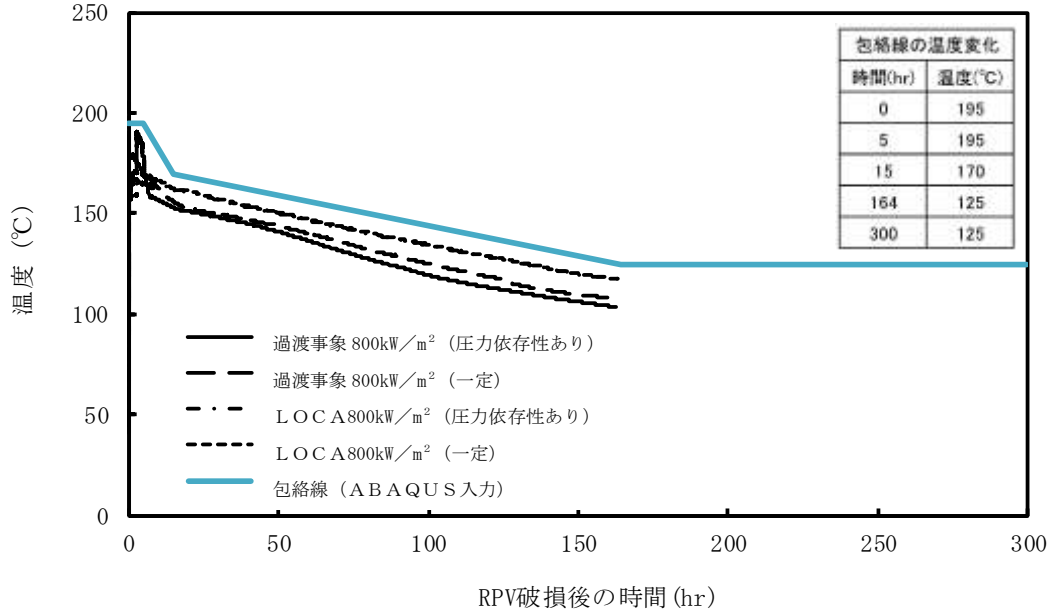
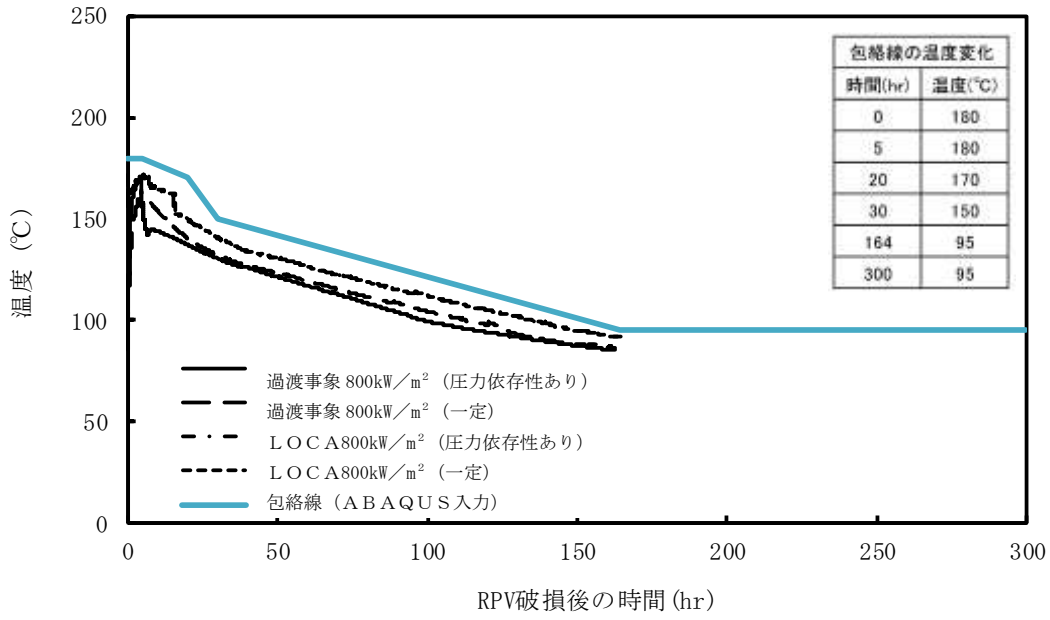
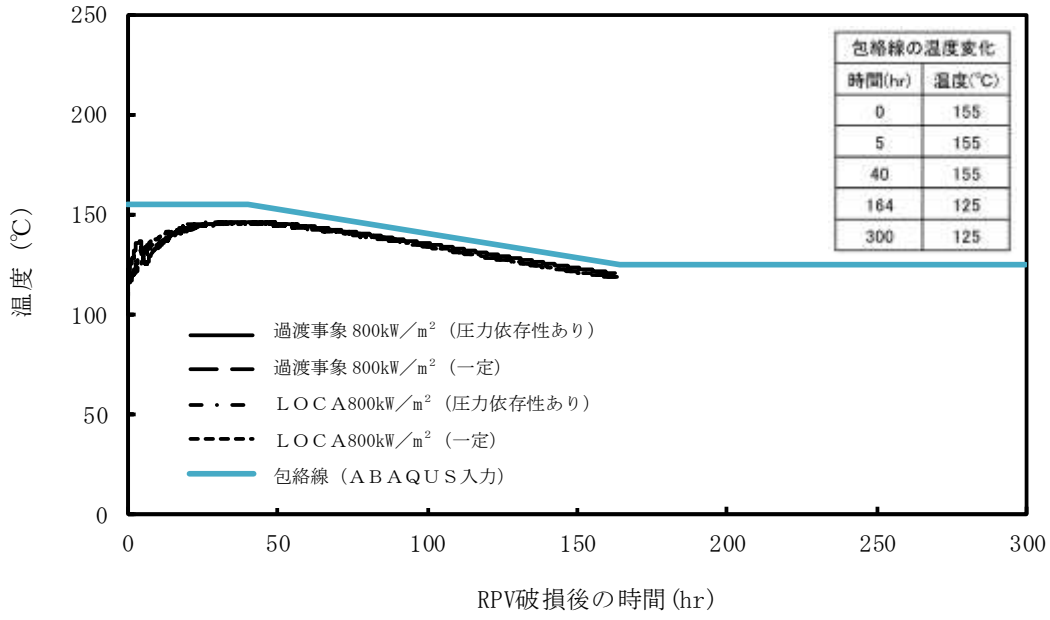


図４　原子炉格納容器下部領域の雰囲気温度変化



包絡線の温度変化	
時間(hr)	温度(℃)
0	180
5	180
20	170
30	150
164	95
300	95

図５　ドライウェル領域の雰囲気温度変化



包絡線の温度変化	
時間(hr)	温度(℃)
0	155
5	155
40	155
164	125
300	125

図６　サプレッション・チェンバ領域の雰囲気温度変化

3.　評価結果

図７にスリット内のデブリ温度の出力点及びスリット下のコンクリート表面温度の出力点を示す。

図７　スリット内のデブリ温度の出力点 P1～P4 及びスリット下のコンクリート表面温度の出力点 P1C～P4C

3.1　スリット内デブリ温度評価

P1 はスリット内でのデブリが最高温度となる位置，P2 は右側スリット下端位置，P3 はスリット水平部の中間位置，P4 はドレン蓋領域への流入位置である。P1 から P4 のデブリ温度の時間変化を図８に示す。P1 位置では，RPV 破損後約 15 時間で最高温度は 699℃となっている。

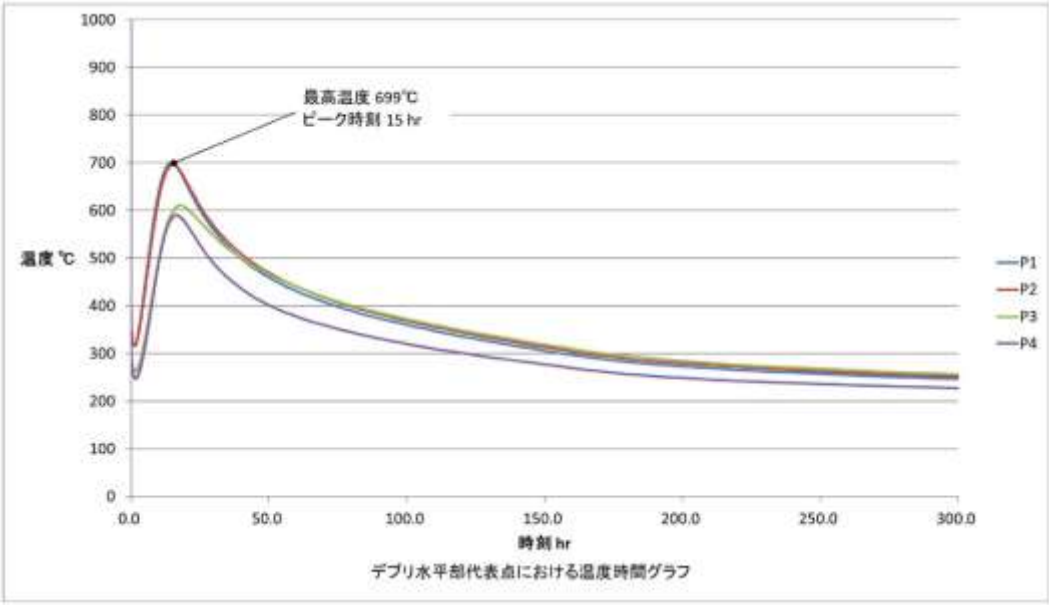


図８　スリット内デブリ温度変化

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。

3.2　スリット下のコンクリート表面温度評価

図９にスリット下のコンクリート表面温度変化を示す。コンクリート表面の最高温度はP1C 位置で692℃となっている。

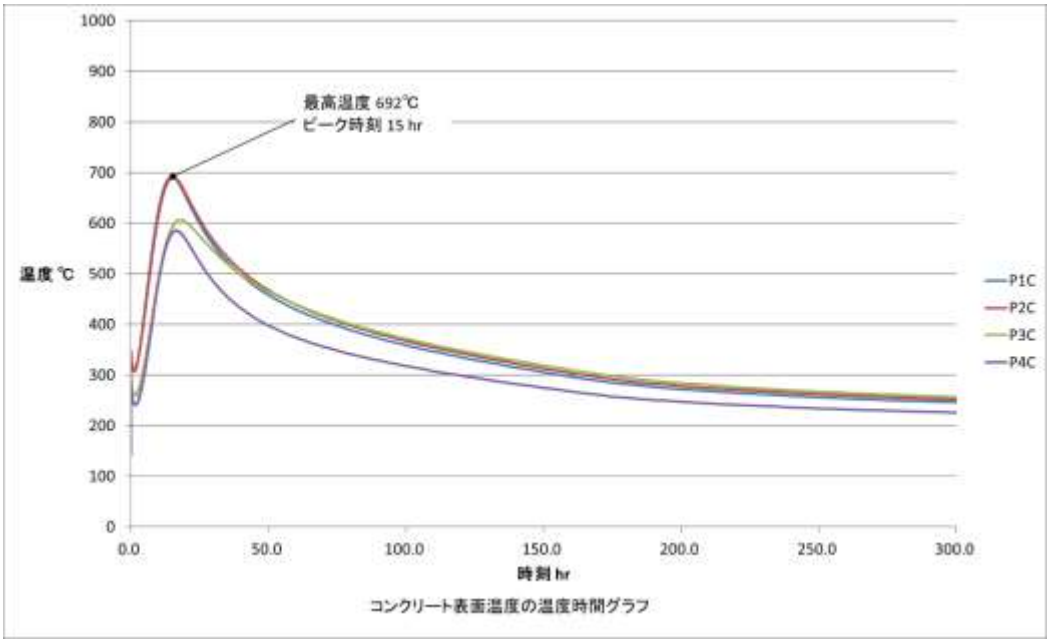


図９　コンクリート表面温度変化

4.　まとめ

ABAQUS によるコリウムシールドスリット内のデブリ熱伝導評価を実施した。スリット内のデブリ最高温度は699℃，コンクリート表面の最高温度は692℃となっており，コンクリート融点である約1500K（＝1226℃）に比べて十分低くなることから，コンクリート侵食が起こらないことを確認した。

58．格納容器除熱に関する基準の変更について

1．格納容器除熱に関する基本的考え方

重大事故等の発生により，格納容器の圧力及び温度が上昇するような場合には，炉心損傷の有無にかかわらず，格納容器ベントの実施は格納容器バウンダリの喪失となり，環境への放射性物質の放出につながることから，残留熱除去系や残留熱代替除去系（以下，「ＲＨＲ等」という。）を用いて，最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送することを第一の選択とする。

万一，ＲＨＲ等が何らかの理由で機能喪失し，格納容器ベントの実施が避けられない場合においても，ＲＨＲ等の復旧に注力し，可能な限り格納容器ベントを回避する。

また，格納容器ベントまでの時間をできるだけ延ばすという観点から格納容器代替スプレイ（外部水源）という手段は有効であり，特に炉心損傷後については，ＲＨＲ等の復旧時間を確保するだけでなく，格納容器ベントを遅延できることから，防災上の観点からも有利である。ただし，格納容器の耐震性確保の観点から，格納容器代替スプレイは永続的に実施することはできない（Ｓ／Ｐ水位 通常水位＋約 1.3m 到達で停止）。

図１に格納容器除熱に関する概略系統図を示す。

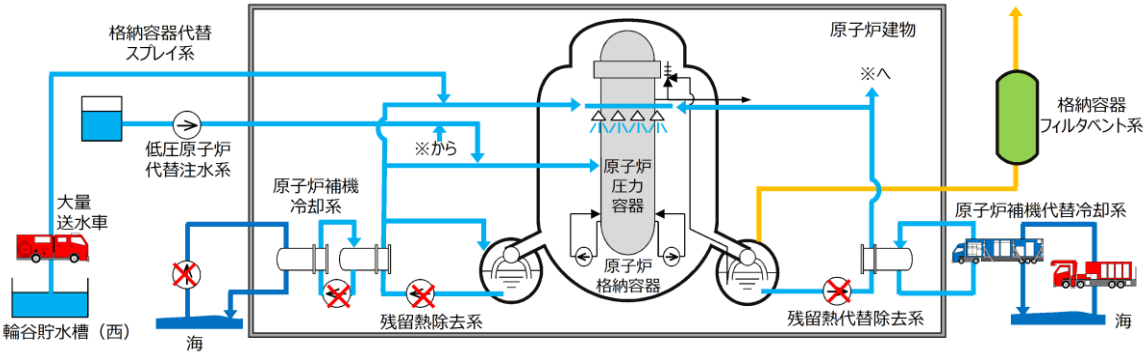


図１　格納容器除熱に関する概略系統図

2．格納容器除熱に関する戦略の変更

環境中への放射性物質の放出による影響は，炉心損傷前よりも炉心損傷後に格納容器ベントを実施した場合の方が大きいことから，炉心損傷後の格納容器ベントを可能な限り遅延させることが重要であるとし，格納容器除熱に関する戦略を立てていた。このため，発生する可能性は極めて小さいシナリオではあるが，炉心損傷後の格納容器ベントを遅延できる可能性があることから，炉心損傷前に格納容器代替スプレイを極力控える（ＲＨＲ等の早期復旧見込みがある場合に限り実施）こととしていた。

しかしながら，格納容器除熱については，残留熱除去系の代替設備として残留熱代替除去系を追設し，格納容器ベントよりも優先して実施するとしたことから，格納容器ベントを実施する可能性は相対的に低下している状況となっている。

このように，格納容器除熱に関する信頼性が向上している状況を踏まえると，発生する可能性が小さいシナリオを考慮して手順を複雑化させるよりも，炉心損傷“前”，“後”にかかわらず，各フェーズにおいて最も有効な戦略とすることが望ましい。万一，ＲＨＲ等の機能が期待できない状況においては，炉心損傷“前”，“後”のいずれにおいても，まずは格納容器代替スプレイを実施することが，格納容器ベントを遅延させる観点から有効である。

以上を踏まえ，炉心損傷前においてＲＨＲ等の復旧見込み有無にかかわらず，基準到達時（格納容器圧力 384kPa[gage]）に格納容器代替スプレイを実施することに変更する。

３．戦略変更後の格納容器代替スプレイ及び格納容器ベント実施基準

炉心損傷前の格納容器代替スプレイ及び格納容器ベントの変更前後の実施基準を表１に，概略フローを図２に示す。

格納容器代替スプレイの実施基準について，格納容器圧力が 384kPa[gage]に到達した時点で開始し，334kPa[gage]に低下した場合，又はサプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3mに到達時点で停止する基準に変更はないが，ＲＨＲ等の復旧見込みがある場合に実施するとしていた基準は削除することとする。

また，炉心損傷前の格納容器ベント実施基準について，格納容器圧力が 427kPa[gage]に到達する場合としていたが，格納容器代替スプレイの停止基準であるサプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m到達以降，格納容器フィルタベント系以外に格納容器圧力・温度を制御する手段はなくなることから，この時点で格納容器ベントを実施する基準へ変更する。

これらの変更により，維持する格納容器圧力は異なるものの，炉心損傷前後における格納容器代替スプレイ及び格納容器ベント実施の考え方は同じとなる。

表１　炉心損傷前の格納容器代替スプレイ及び格納容器ベント実施基準
変更前後比較

	炉心損傷前		（参考） 炉心損傷後
	変更前	変更後	
格納容器 代替スプレイ	格納容器圧力が 384kPa[gage]に到達した時点で開始し，334kPa[gage]に低下した場合，又はサプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達した時点で停止	同左（変更なし）	格納容器圧力が 640kPa[gage]に到達した時点で開始し，588kPa[gage]に低下した場合，又はサプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達した時点で停止
	RHR 等の復旧見込みがある場合に実施	（削除）	―
格納容器 ベント	格納容器圧力が 427kPa[gage]に到達する場合に開始	サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達する場合に開始	同左
		格納容器圧力が 384kPa[gage]以下に維持できない場合※に開始	格納容器圧力が 640kPa[gage]以下に維持できない場合※に開始

※　重大事故等対処設備の機能喪失を仮定した場合

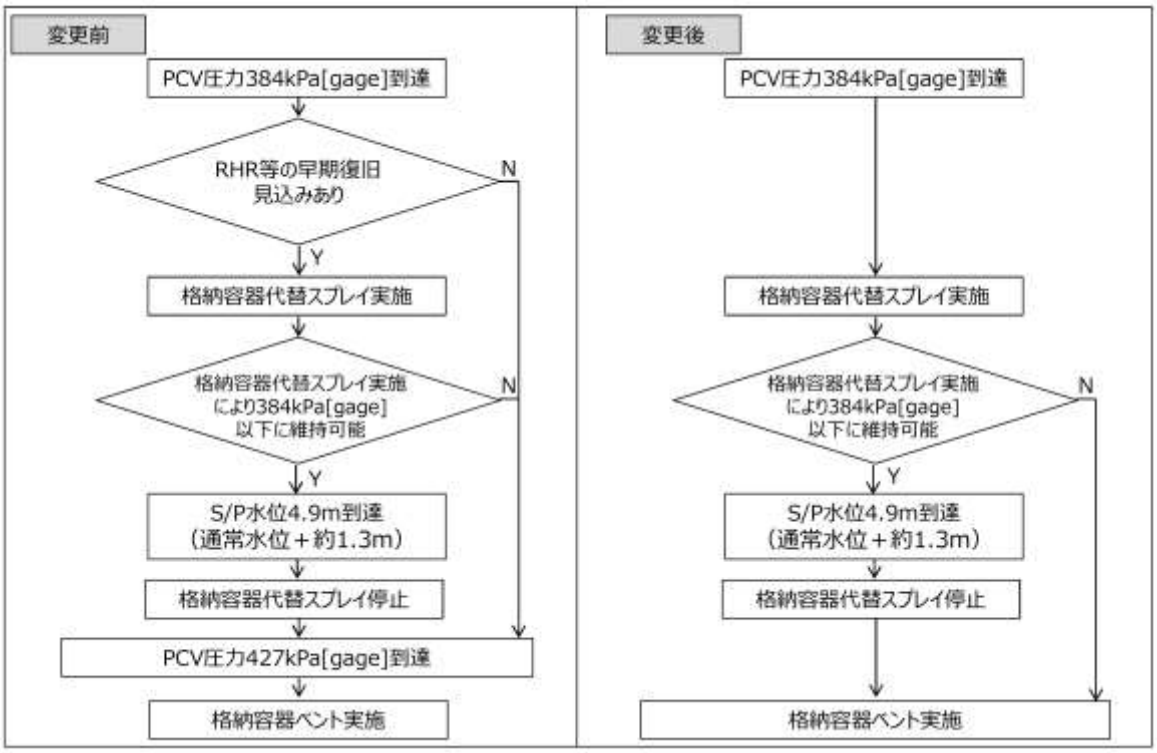


図２　炉心損傷前の格納容器代替スプレイ及び格納容器ベント実施時
の概略フロー　変更前後比較

４．格納容器代替スプレイ及び格納容器ベント実施基準変更による有効性評価への影響

ａ．変更を有する事故シーケンスグループについて

表２に，基準変更による炉心損傷防止対策の有効性評価の変更有無を示す。

表２のとおり，ＴＱＵＶ，ＴＷ（ＲＨＲ故障）及びＬＯＣＡについては，格納容器代替スプレイ実施後に格納容器ベントを実施する評価に変更する。一方で，ＴＱＵＸ，ＴＷ（取水機能喪失），ＴＣ及びＩＳＬＯＣＡについては，格納容器代替スプレイ実施基準（格納容器圧力 384kPa[gage]到達）に至らないことから，変更はない。

なお，長期ＴＢ，ＴＢＵ／ＴＢＤ及びＴＢＰについては，格納容器代替スプレイの実施により，格納容器ベント実施基準到達（サプレッション・プール水位 通常水位＋約 1.3m到達）が事象発生 24 時間後以降となることから，24 時間後以降は交流電源を復旧して格納容器除熱を残留熱除去系により実施し，格納容器ベントは実施しない評価へ変更する。

表２　炉心損傷防止対策の有効性評価における変更有無

事故ｼｰｹﾝｽｸﾞﾙｰﾌﾟ	変更有無
ＴＱＵＶ	変更あり（格納容器代替スプレイ実施後に格納容器ベントを実施）
ＴＱＵＸ	変更なし
長期ＴＢ	変更あり（格納容器代替スプレイ実施後，事象発生 24 時間後に交流電源を復旧し残留熱除去系により格納容器を除熱）
ＴＢＵ／ＴＢＤ	
ＴＢＰ	
ＴＷ（取水機能喪失）	変更なし
ＴＷ（ＲＨＲ故障）	変更あり（格納容器代替スプレイ実施後に格納容器ベントを実施）
ＴＣ	変更なし
ＬＯＣＡ	変更あり（格納容器代替スプレイ実施後に格納容器ベントを実施）
ＩＳＬＯＣＡ	変更なし

ｂ．有効性評価結果への影響

変更前後の主要な解析結果について，ＴＱＵＶを一例として表３に示す。また，変更前後のＴＱＵＶの格納容器圧力の推移を図３に，格納容器温度の推移を図４に，サプレッション・プール水温度の推移を図５に，サプレッション・プール水位の推移を図６に示す。

表３に示すとおり，変更後においても解析結果が判断基準を満足することを確認した。なお，表３はＴＱＵＶの変更前後を示しているが，その他の事故シーケンスグループにおいても変更後の結果は同様の傾向であり，判断基準を満足することを確認している。

また，図３に示すとおり，変更後については，事象発生から約 22 時間後に格納容器圧力が 384kPa[gage]に到達することから，この時点から格納容器代

替スプレイを間欠にて実施する。その後，図６に示すとおり，事象発生から約30 時間後にサプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3mに到達することから，格納容器代替スプレイを停止し，格納容器ベントを実施する。

表３　解析結果変更前後（ＴＱＵＶ）

評価項目	解析結果		判断基準
	変更前	変更後	
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値	約 427kPa[gage]	約 384kPa[gage]	853kPa[gage]（格納容器限界圧力）未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値	約 154℃	約 153℃	200℃（格納容器限界温度）未満

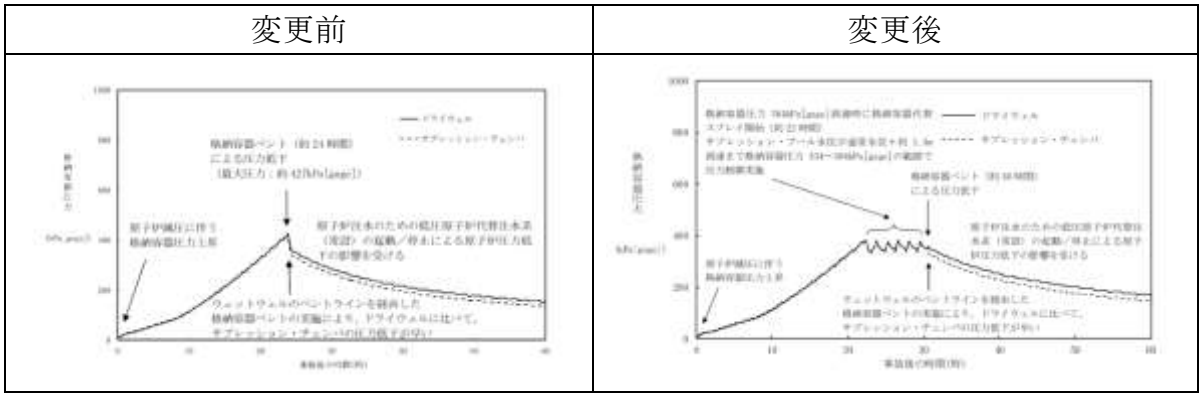


図３　格納容器圧力の推移（ＴＱＵＶ）

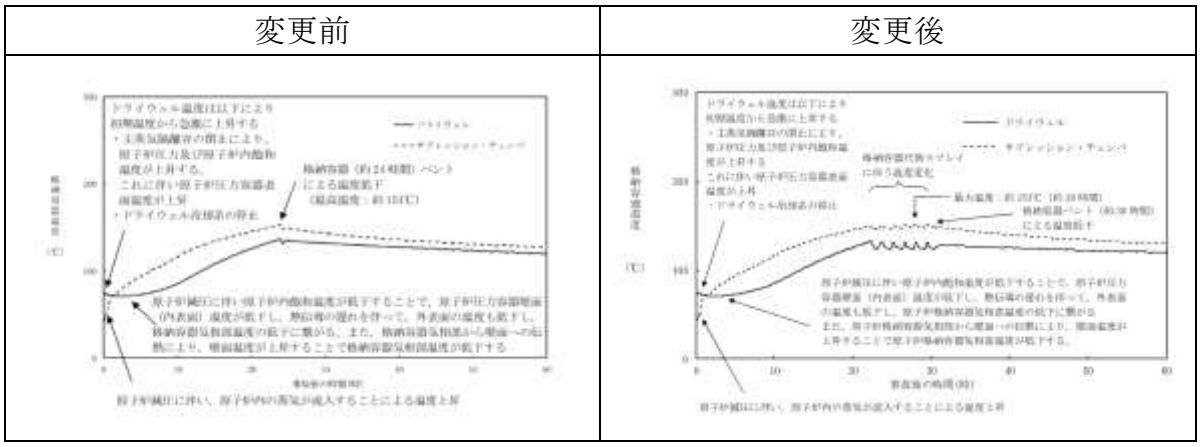


図４　格納容器温度の推移（ＴＱＵＶ）

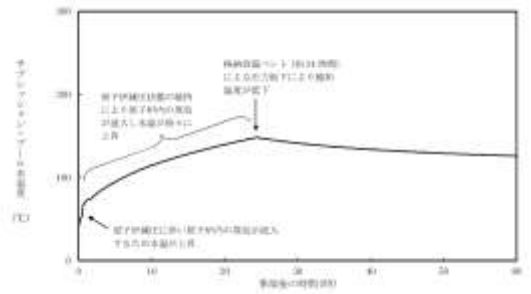
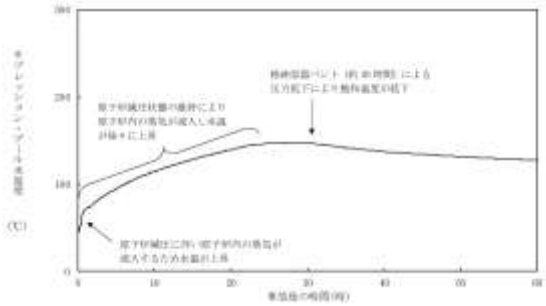
変更前	変更後
	

図５　サプレッション・プール水温度の推移（ＴＱＵＶ）

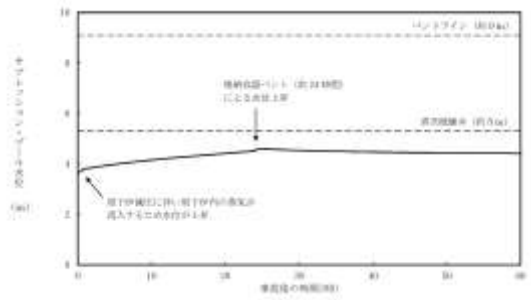
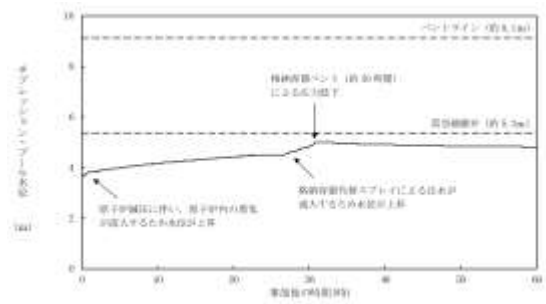
変更前	変更後
	

図６　サプレッション・プール水位の推移（ＴＱＵＶ）

ｃ．敷地境界での実効線量評価結果への影響

長期ＴＢ等において格納容器ベントを実施しない結果に変更となったことから，敷地境界での実効線量を評価する事故シーケンスグループは，変更後において格納容器ベントが最も早期となるＬＯＣＡとなる。

変更後においても，表４に示すとおり解析結果が判断基準を満足することを確認した。

表４　敷地境界での実効線量結果　変更前後

項目	解析結果		判断基準
	変更前	変更後	
事故シーケンスグループ	長期ＴＢ	ＬＯＣＡ	―
格納容器ベント時間	約 20 時間	約 27 時間	―
実効線量結果	約 2.2×10^{-2}mSv	約 1.7×10^{-2}mSv	５mSv 以下

５．炉心損傷前後における格納容器除熱に関する戦略

炉心損傷後における格納容器代替スプレイ及び格納容器ベントの概略フローを図７に示す。

維持する格納容器圧力は異なるものの，炉心損傷前後における格納容器代替スプレイ及び格納容器ベント実施の考え方は同じである。

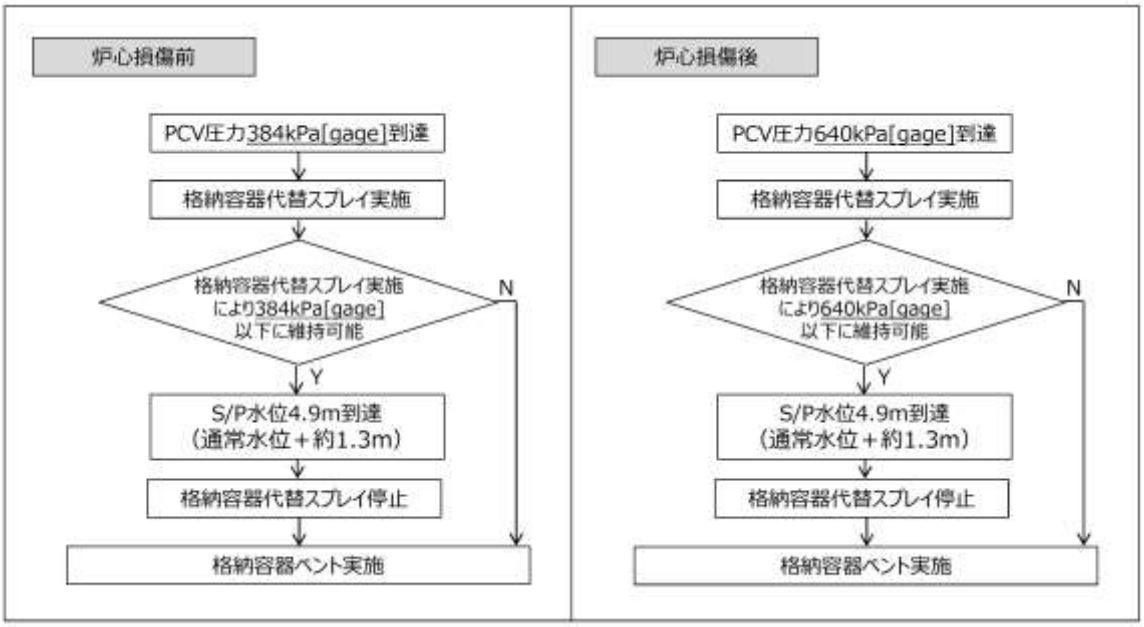


図７　格納容器代替スプレイ及び格納容器ベント実施時の概略フロー
炉心損傷前後比較

６．格納容器ベント停止の考え方について

表５に格納容器ベント停止のために必要な機能及び設備を示す。表５に示す機能が全て使用可能となり，格納容器圧力が 427kPa[gage]（１Pd）未満，格納容器温度が 171℃未満並びに格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合に格納容器ベントを停止可能であると判断する。

なお，炉心損傷前の格納容器ベント実施中に炉心損傷を判断した場合は，格納容器ベントを継続する運用とする。これは，格納容器ベント実施までには格納容器代替スプレイにより外部注水制限に到達していることが想定され，格納容器の過圧を抑制する手段が格納容器ベントのみであるためである。

格納容器ベントを継続した場合でも，一時的にベントを停止する場合と比較し，以下のとおり被ばくの観点で大きな差異はないと考えられる。

・格納容器ベントを停止しても格納容器圧力の上昇により再度ベントすることとなり，希ガス保持時間を大きく確保することはできないこと
・このような事態では，原子炉スクラムしてからある程度の時間が経過していることから，希ガスの減衰時間は十分に確保されており，ベントを停止しない場合でも大きな放出量にならないと考えられること

表５　格納容器ベント停止のために必要な機能及び設備

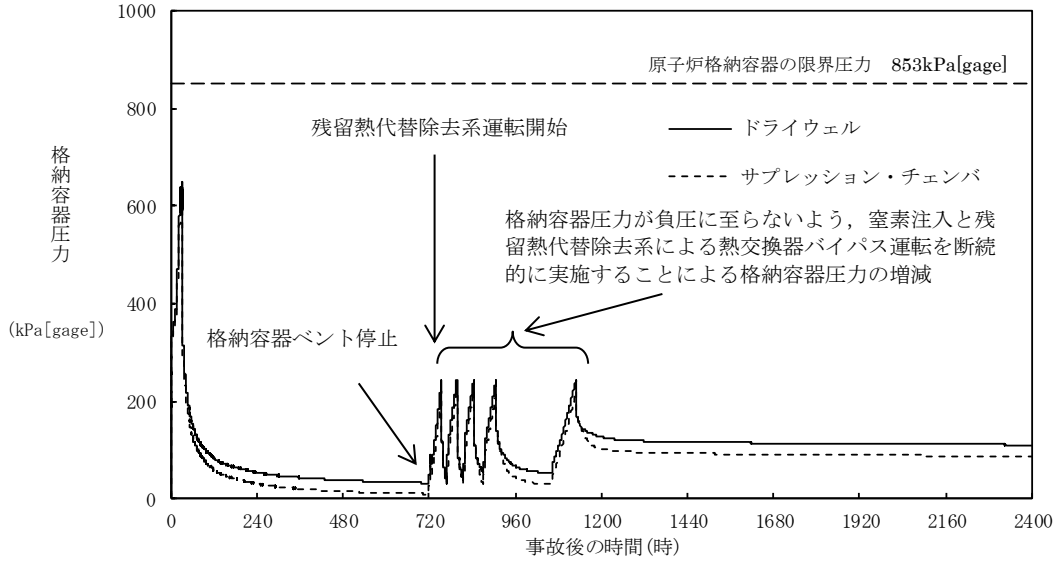
必要な機能	設備	設備概要
格納容器除熱	残留熱除去系又は残留熱代替除去系	格納容器内に残存する核分裂生成物から発生する崩壊熱を除去し，最終的な熱の逃がし場へ熱を輸送する
	原子炉補機代替冷却系	
窒素供給機能	可搬式窒素供給装置	・格納容器内が負圧になることを防止する ・系統内のパージを実施する
格納容器内水素・酸素濃度制御機能	可燃性ガス濃度制御系	水の放射線分解によって発生する水素及び酸素の濃度が可燃限界濃度に到達することを防止する
	格納容器水素・酸素濃度	格納容器内の水素・酸素濃度を監視する

＜参考＞

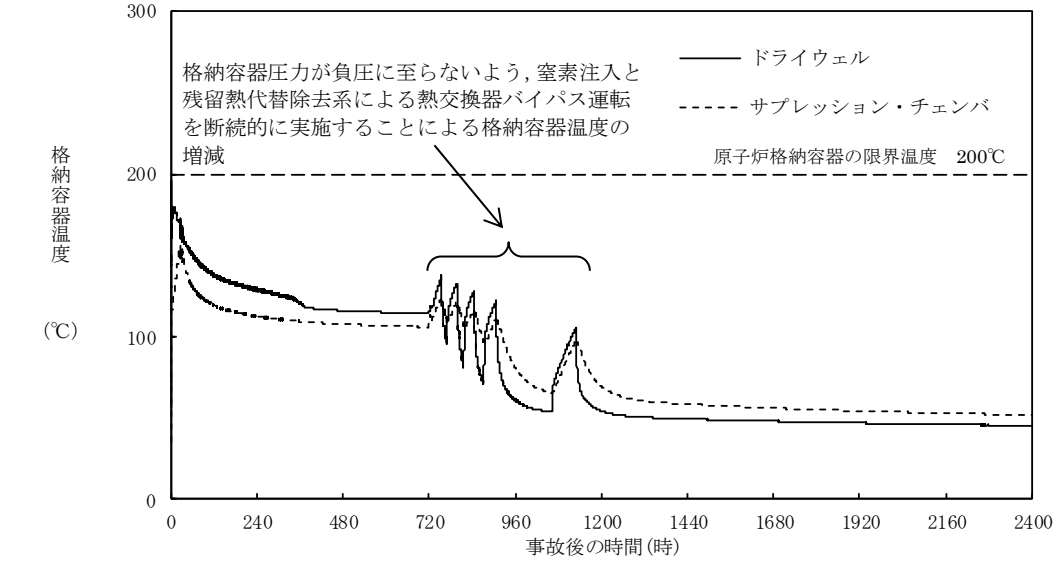
格納容器ベントを停止し，格納容器除熱を残留熱除去系等に切り替えた場合においても格納容器の安定状態が維持されることを確認するため，感度解析を実施した。感度解析では，「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（残留熱代替除去系を使用しない場合）」において，事象発生から 30 日後まで格納容器ベントを実施し，事象発生 30 日以降は格納容器ベントを停止して残留熱代替除去系（残留熱除去系よりも除熱量が小さい）に切り替えた場合を想定した。

参考図１に格納容器圧力の推移，参考図２に格納容器温度の推移を示す。残留熱代替除去系を切り替えた時点で急激に圧力が低下することから，解析上は負圧防止のため格納容器圧力が 30kPa[gage]から 245kPa[gage]の範囲になるよう，窒素注入と残留熱代替除去系による熱交換器バイパス運転を断続的に実施している。

格納容器除熱を残留熱代替除去系に切り替えた以降も格納容器圧力及び格納容器温度は制御できており，格納容器の安定状態は維持することが可能である。また，格納容器ベントを 30 日以降も継続した場合は，格納容器温度が長期的に 100℃以下とならないが，残留熱代替除去系に切り替えることによって 100℃以下に低下する。約 70 日（２×10^{-1}年）後の格納容器温度について，「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）」ではドライウェル：約 48℃，サプレッション・チェンバ：約 62℃となるのに対し，今回の感度解析ではドライウェル：約 48℃，サプレッション・チェンバ：約 56℃となり，同程度まで低下することを確認した。



参考図１　格納容器圧力の推移



参考図２　格納容器温度の推移

59．格納容器ベント実施時のサプレッション・プール水位の不確かさについて

島根２号炉では，サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m（サプレッション・チェンバ底面から 4.9m）到達時に格納容器スプレイを停止し，格納容器ベントを実施する手順としている。

格納容器ベントの実施前後の各種不確かさにより，サプレッション・プール水位が解析結果に対し変動する可能性があるが，いずれの場合においても耐震性を確保している水位（約 5.05m）を下回ることを確認した。よって，サプレッション・プールの水位制限値を底面から 4.9m とすることは妥当である。

(1) 格納容器ベント実施前のサプレッション・プール水位の変動について

a．格納容器ベント実施前のサプレッション・プール水位が変動する要因

① 計器誤差による影響

サプレッション・プール水位（ＳＡ）の計器誤差が±約 0.05mであることから，格納容器ベント実施判断時の実際のサプレッション・プール水位は，約 4.85m～4.95mとなる。

② 格納容器代替スプレイ停止操作等の不確かさによる影響

格納容器代替スプレイ停止操作判断の時間遅れ及び操作実施後のスプレイ弁全閉までの間，格納容器代替スプレイによるスプレイ量が増加する可能性がある。

③ 格納容器ベント実施操作の不確かさによる影響

格納容器代替スプレイ停止後に中央制御室にて遠隔で格納容器ベント操作を実施することとしており，仮に遠隔操作に失敗した場合には現場にて格納容器ベント実施操作をすることとしている。格納容器代替スプレイ停止後も，原子炉注水を継続することから，中央制御室における遠隔操作失敗の時間及び現場操作（移動時間含む）の時間分，原子炉注水による注水量が増加する可能性がある。

b．格納容器ベント実施前のサプレッション・プール水位不確かさ評価の結果

前述における不確かさを考慮した場合に，サプレッション・プール水位が，耐震性を確保している水位（約 5.05m）を超える可能性があることから，不確かさによるサプレッション・プール水位の上昇量について評価を行った。

評価の結果，不確かさを考慮してもサプレッション・プール水位の最大値は約 5.01mであり，約 5.05mを下回ることを確認した。

・格納容器ベント実施判断時のサプレッション・プール水位は，計器誤差最大値を考慮して 4.95mとする。

・格納容器代替スプレイ停止操作等の不確かさによる追加の格納容器スプレイ量は，以下の計算を踏まえて，20m³とする。

【計算】

格納容器スプレイ弁が全閉するまでの時間は約１分であることから，停止操作等の不確かさを考慮して追加で10分間（格納容器スプレイ弁全閉後のサプレッション・チェンバへの流下時間も考慮）スプレイされると仮定する。格納容器代替スプレイの流量が120m³/hであることから，追加の格納容器スプレイ量は20m³（120m³/h×10/60h）。

・格納容器ベント実施操作の不確かさによる追加の原子炉注水量は，以下の計算を踏まえて，40m³とする。

【計算】

格納容器代替スプレイ停止操作：10分，格納容器ベント遠隔操作失敗の時間：10分及び格納容器ベント現場操作時間：90分を考慮して，追加で２時間原子炉へ注水されると仮定する。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）では，事象発生から約32時間後に格納容器ベントを実施することとしており，約30時間後の崩壊熱相当の注水量は20m³/hであることから，追加の原子炉注水量は40m³(20m³/h×２h)。

・追加の注水量は合計で60m³であり，サプレッション・プール水位4.95mからの水位上昇量に換算すると＋約0.06mとなることから，以上の不確かさを考慮した場合のサプレッション・プール水位は，約5.01mとなる。

(2) 格納容器ベント実施前のサプレッション・プール水位の変動について

格納容器ベント実施後は，ベントクリア（ダウンカマ部からサプレッション・チェンバへの水の移行）及びサプレッション・チェンバ圧力の低下による体積膨張によってサプレッション・プール水位が上昇する。

耐震性が厳しいベント管のベントヘッダ接続部については，ベントクリアによりダウンカマ部の水がサプレッション・チェンバへ移行することで耐震評価条件は緩和されることから，格納容器ベント実施後のサプレッション・プール水位上昇による影響はない。

なお，図１に示す有効性評価のサプレッション・プール水位（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）（２Pd到達時にベント））は，格納容器ベント実施後のベントクリア（ダウンカマ部からサプレッション・チェンバへの水の移行）及びサプレッション・チェンバ圧力の低下による体積膨張によるサプレッション・プール水位上昇を考慮した結果となっている。このときのサプレッション・プール水位は最大で約5.03mであり，耐震性を確保している水位（約5.05m）を下回る。

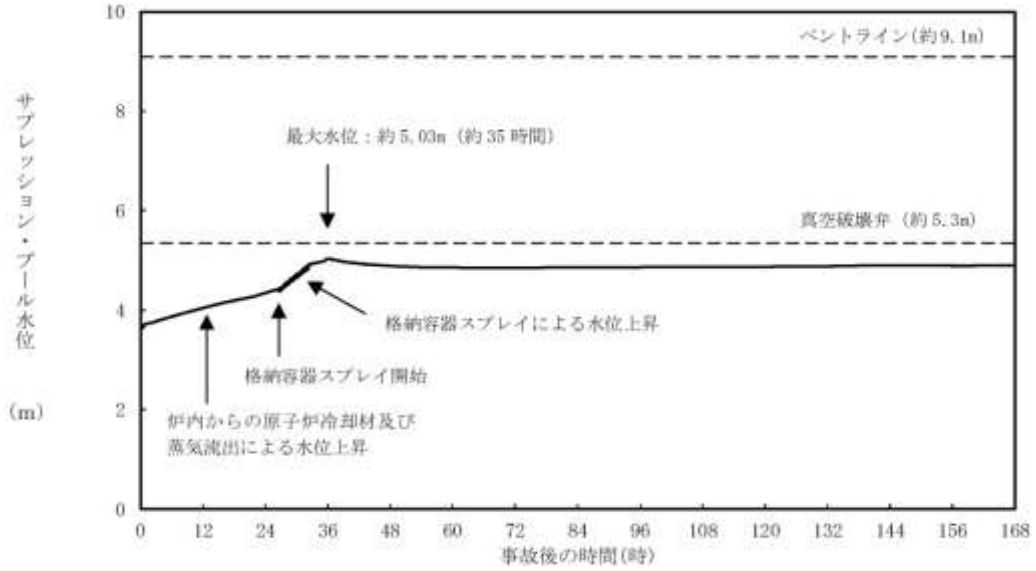


図１　サプレッション・プール水位の推移（格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用しない場合）（２Pd 到達時にベント））

60．ベントが２Ｐｄまで遅延した場合のＣｓ放出量への影響について

格納容器ベント実施基準（Ｓ／Ｐ通常水位＋1.3m）に達し，格納容器スプレイを停止した後，格納容器圧力が２Ｐｄに到達するまでベント操作が遅延した場合のＣｓ－137 放出量への影響は以下のとおりである。

１．原子炉建物からの大気への放出量

格納容器ベントが遅延することで，格納容器圧力が高く保持されるため，格納容器から漏えいし原子炉建物から大気へ放出されるＣｓが増加することが考えられる。

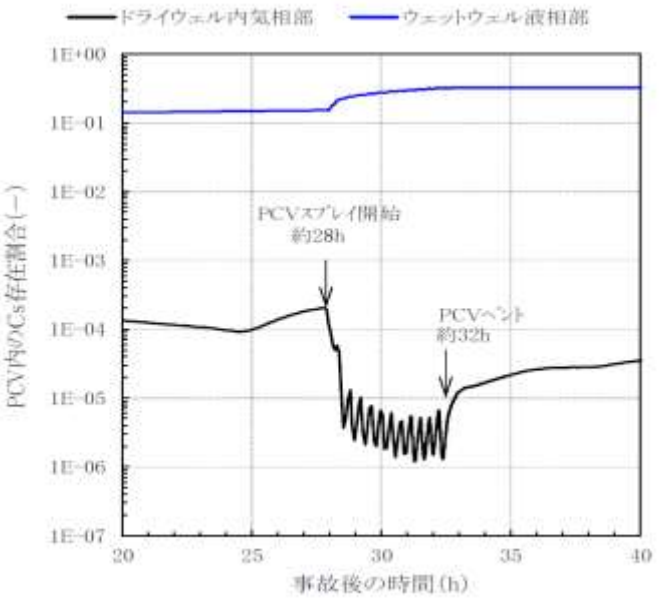
第１図に大破断ＬＯＣＡ時にドライウェルのラインを経由して格納容器ベントを実施する場合におけるドライウェル内気相部のＣｓ存在割合を示す。

第１図のとおり，格納容器スプレイ開始後は，スプレイの効果によりＣｓの存在割合が低く抑えられているが，ベント遅延期間中は格納容器スプレイが作動していないことを考慮し，格納容器スプレイ開始直前における原子炉建物から大気へのＣｓ放出率を用い，これが格納容器圧力２Ｐｄ到達までの期間続くものとしてＣｓ放出量の増加量を評価した。

影響評価結果を第１表に示す。ベントが２Ｐｄまで遅延した場合のＣｓ放出量への影響は小さく，増加量を合計した場合でも判断基準の100TBqを下回ることを確認した。

第１表　影響評価結果（ドライウェルのラインを経由してベントする場合）

		Ｃｓ－137放出量（TBq）
内訳	遅延による建物漏えいの増加量	3.9×10^{-2}
	遅延なし（７日間積算）	約4.71
合計		約4.75



第１図　ドライウェル内気相部のＣｓ存在割合

61．格納容器ベント開始時間見直しに伴う操作の成立性への影響について

１．はじめに

格納容器ベント系の耐震評価における弾性設計用地震動Sdと重大事故等時における不確かさを考慮し,外部水源を用いた総注水量の制限値としてサプレッション・プール水位を通常水位＋約1.3mに見直しを行った。

「3.1.3　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）」の有効性評価において，外部水源を用いた総注水量制限値の変更に伴い,格納容器ベント時間が事象発生約73時間から約32時間に変更となったことによる操作の成立性への影響について以下に示す。

２．格納容器代替スプレイ開始基準到達から格納容器ベント開始までの時間

表１に示すとおり，格納容器ベント基準見直しにより，格納容器代替スプレイ開始基準到達（格納容器圧力640kPa[gage]）（以下「1.5Pd到達」という。）から格納容器ベント開始までの時間が約45時間から約５時間となった。

表１　格納容器ベント基準見直し前後の1.5Pd到達から
格納容器ベント開始までの時間比較

項目	格納容器ベント基準	1.5Pd 到達から 格納容器ベント開始 までの時間
変更前	外部水源総注水量 4,000m^3 到達	約 45 時間
変更後	サプレッション・プール水位 通常水位＋約 1.3m 到達	約５時間

３．1.5Pd到達から格納容器ベント開始までに実施する操作及び操作時間

1.5Pd到達（事象発生後約27時間後）から格納容器ベント開始までの操作の成立性への影響を確認した結果，表２に示すとおり，解析上考慮する操作で最も時間を要する操作は「ＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁閉操作」の40分であり，緊急時対策要員２名が実施する。

なお，解析上考慮しない操作においても，最も時間を要する操作は「第１ベントフィルタ出口水素濃度準備」及び「可搬式窒素供給装置準備」（並行操作）の２時間であり，それぞれの操作は異なる緊急時対策要員４名が実施する。

本操作を行う緊急時対策要員はその他の操作は実施しない。

表２　1.5Pd到達から格納容器ベント開始までに実施する操作

操作内容		実施者	作業時間
解析上考慮する操作	原子炉建物差圧監視，調整	運転員Ａ	適宜実施
	格納容器水素濃度及び酸素濃度の監視	運転員Ａ	適宜実施
	中央制御室換気系　加圧運転から系統隔離運転への切替え操作	運転員Ａ	５分
	中央制御室待避室加圧操作	運転員Ａ	５分
	低圧原子炉代替注水系（常設）注水弁操作	運転員Ａ	10分
	大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給	緊急時対策要員ａ，ｂ	適宜実施
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）スプレイ弁操作（現場）	緊急時対策要員ａ，ｂ	適宜実施
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）スプレイ弁操作	運転員Ａ	適宜実施
	大量送水車，大型送水ポンプ車への補給	緊急時対策要員ｒ，ｓ	適宜実施
	格納容器ベント準備（第２弁操作）	運転員Ａ	10分
	ＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁閉操作	**緊急時対策要員ｇ，ｈ**	**40分**
解析上考慮しない操作	大量送水車による原子炉ウェルへの注水	緊急時対策要員ａ，ｂ	適宜実施
	原子炉補機代替冷却系　運転状態監視	緊急時対策要員ｃ，ｄ	適宜実施
	格納容器内水素濃度及び酸素濃度の監視	運転員Ａ	適宜実施
	格納容器ベント準備（第２弁操作）	運転員Ｄ，Ｅ	１時間20分
	第１ベントフィルタ出口水素濃度準備	**緊急時対策要員ｏ，ｐ**	**２時間**
	可搬式窒素供給装置準備	**緊急時対策要員ｅ，ｆ**	**２時間**
	緊急時対策所への待避	運転員Ｂ，Ｃ	25分

４．まとめ

格納容器ベント基準見直しにより，「3.1.3　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）」の有効性評価において，1.5Pd到達から格納容器ベント開始までの時間が約45時間から約５時間となったが，この間に実施する操作のうち，最も時間を要する操作は，解析上考慮しない操作においても「第１ベントフィルタ出口水素濃度準備」及び「可搬式窒素供給装置準備」（並行操作）の２時間であり，1.5Pd到達から格納容器ベント開始までに必要な操作の成立性に影響はない。

62．格納容器ベントに伴う一時待避中の給油作業中断が重大事故時の対応に与える影響について

有効性評価の「3.1.3　残留熱代替除去系を使用しない場合」において，格納容器ベント中の一時待避中においても，可搬型重大事故等対処設備を使用した原子炉圧力容器への注水等，有効性評価において期待する作業が存在することから，給油作業の中断が重大事故時の対応に与える影響について確認する。

１．格納容器ベント実施中に給油を中断する可搬型重大事故等対処設備とその影響

有効性評価の「3.1.3　残留熱代替除去系を使用しない場合」の格納容器ベント実施中において，給油を中断する可搬型重大事故等対処設備と給油作業の中断による影響評価について表１に示す。

表１　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（残留熱代替除去系を使用しない場合）」時の格納容器ベント実施中における給油中断による影響評価

可搬型重大事故等対処設備	給油作業を実施しないことによる影響	評価内容	評価結果
大量送水車	大量送水車の停止により，低圧原子炉代替注水槽への補給ができなくなる。	事前に低圧原子炉代替注水槽を満水とすることで，待避中の原子炉圧力容器への注水に必要な水量は確保できる。	影響なし
大型送水ポンプ車	大型送水ポンプ車の停止により，原子炉補機代替冷却系への海水供給が停止し，原子炉補機代替冷却系から格納容器内雰囲気計装への冷却水（淡水）供給ができなくなる。	冷却水が必要ない格納容器水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）による監視が可能。	影響なし
	大型送水ポンプ車の停止により，原子炉補機代替冷却系への海水供給が停止し，原子炉補機代替冷却系から燃料プール冷却系への冷却水（淡水）供給ができなくなる。	燃料プール水温度の上昇により燃料プール冷却ポンプ等の最高使用温度を超過し，一時待避解除後の再起動が困難となる可能性がある。	影響あり

以下に各々の可搬型重大事故等対処設備への給油作業の中断が与える影響評価結果の詳細を示す。

（１）大量送水車（大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給）

表１に示す影響のとおり，大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給が停止するが，事象発生２時間 30 分後から低圧原子炉代替注水槽への補給を開始し，格納容器代替スプレイ実施中においても格納容器スプレイ停止時に補給ラインに切り替えて満水付近を維持していること，及び一時待避前に満水まで補給を実施した後，待避する運用としており，一時待避前に保有水量約 740m^3

を確保できることから，大量送水車停止中の低圧原子炉代替注水系（常設）からの原子炉圧力容器への注水による水位低下（約 230m^3）を考慮しても，水源は枯渇することなく原子炉圧力容器への注水が可能であり，給油の中断による影響はない。図１に事象発生２７時間後からの大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給のタイムチャートを示す。

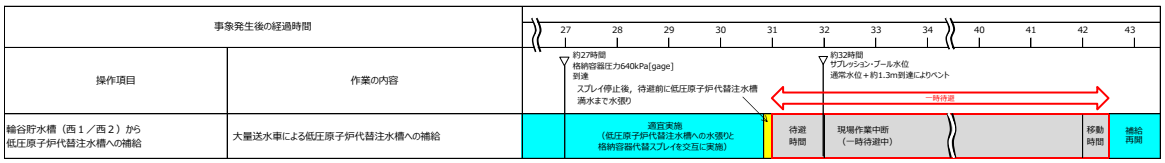


図１　大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給　タイムチャート

（２）大型送水ポンプ車（原子炉補機代替冷却系からの補機への冷却水供給）

表１に示す影響のとおり，原子炉補機代替冷却系から格納容器内雰囲気計装への冷却水が停止するが，事象発生初期より格納容器水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）により監視しているため，格納容器内雰囲気計装が停止しても影響はない。

原子炉補機代替冷却系から燃料プール冷却系への冷却水供給が停止すると，燃料プール水温度の上昇により燃料プール冷却ポンプ等の最高使用温度を超過し，一時待避解除後の再起動が困難となる可能性がある。よって，可能な限り燃料プール冷却を維持する観点から，一時待避中における大型送水ポンプ車への燃料給油は，運用面及び設備面の対応を講ずることで不要とする。

運用面の対応として，格納容器ベント実施前の大型送水ポンプ車の必要流量を算出し，それに見合った燃料消費量を実証試験で確認したところ，一時待避中における待避時間（約 11 時間 30 分）を超える約 15 時間 50 分の運転継続が可能であることが確認できたため，一時待避前に必要流量まで絞り，連続運転可能時間を延長する。また，設備面の対応として，大型送水ポンプ車の燃料タンク容量（現状 990ℓ）を増量し，運転時間をさらに延長する。

【運用面による対応の検討内容】

- 第 858 回審査会合時において，一時待避中の大型送水ポンプ車の必要流量は，原子炉停止８時間経過後の崩壊熱（23MW※１）を除去するための必要流量 780m^3/h とし，既実証試験結果を参考に近い流量であった 880m^3/h 時の燃料消費量から，再給油は格納容器ベント実施７時間後としていた。
  今回，解析結果の格納容器ベント実施時間は事象発生約 32 時間後であり，運用上，格納容器ベント実施１時間前（事象発生約 31 時間後）に燃料給油を実施し待避するが原子炉圧力容器内の崩壊熱は格納容器ベントにより大気へ放出され大型送水ポンプ車による冷却は必要ないため，その他補機（燃料プール冷却系等）の冷却のみを考慮する（約４MW）こととし，必要流量は大型送

水ポンプ車の最低流量約 340m^3/h での運転継続時間について再検討した。

※１：原子炉圧力容器内及びその他補機（燃料プール冷却系等）の崩壊熱を含んでいる。

- 上記を踏まえ，大型送水ポンプ車の流量約 340m^3/h での燃料消費量を確認するため実証試験※２を実施した。試験の結果，340m^3/h での燃料消費量は約 60ℓ/h であり，連続運転可能時間は約 15 時間 50 分※３となる。

  上記試験結果より，図２に示す一時待避中において，燃料給油を実施することなく，大型送水ポンプ車の運転継続させることが可能であることから，流量を 340m^3/h まで絞り，連続運転可能時間を延長する。

  ※２：実証試験（燃料消費量確認）は，規定流量にて約１時間運転し，１分毎にデータを採取しその平均を算出

  ※３：燃料タンク容量 990ℓ のうち，タンク底部の吸い取れない容量約 35ℓ を除いた値（955ℓ）にて算出

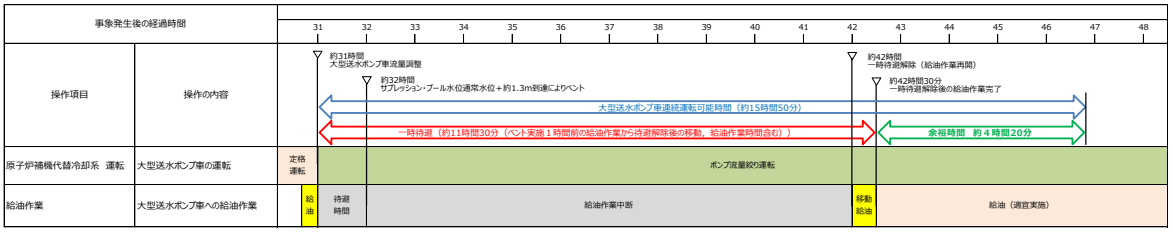


図２　格納容器ベント実施時の大型送水ポンプ車の運転及び給油作業タイムチャート

【設備面による対応の検討内容】

- 運用面による対応により，一時待避中に燃料給油を実施することなく，継続運転が可能であるが，さらに連続運転可能時間に余裕を持たせるため，大型送水ポンプ車のタンク容量を増量することで，連続運転可能時間を延長させる。
- 設備面による対応として，大型送水ポンプ車の燃料タンク容量を既存の 990ℓ から，約１時間以上の運転延長が可能となるようタンク容量を増量する。

63．緊急時対策要員による連続作業の成立性について

１．はじめに

有効性評価のうち，同一の緊急時対策要員にて実施する作業が最も多い「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」（以下「ＤＣＨ」という。）において，一連の作業を実施した場合でも，作業時間が想定時間内に収まることの成立性を訓練にて確認した。

２．成立性確認結果

表１に示すとおり，同一の緊急時対策要員にて作業を一連で実施した場合の所要時間は10時間６分（休憩時間を含む）であり，作業の成立性を満足することを確認した。また，各々の作業の所要時間も訓練結果から満足していることを確認した。作業の所要時間の詳細タイムチャートを図３に示す。

なお，技術的能力の各作業には十分な余裕時間を設定しており，訓練における休憩時間，訓練と技術的能力の作業開始場所の起点の相違による移動時間の差異を考慮しても，技術的能力で示している各作業の想定時間内に収まることを確認した。

表１　作業の成立性確認結果

	想定時間	所要時間
格納容器代替スプレイ系（可搬型）準備操作（放射線防護具準備含む）	２時間20分	２時間５分
原子炉補機代替冷却系準備操作	７時間20分	７時間10分（休憩時間1時間25分含む）
可搬式窒素供給装置準備操作	２時間00分	１時間42分
合計時間	11時間40分	10時間57分

３．訓練の概要

（１）訓練時の考慮事項

ａ．訓練を実施する作業項目は，図１に示すＤＣＨの作業のうち緊急時対策要員が一連で実施する作業として図２の作業を選定。

ｂ．初動（大量送水車の準備作業）の緊急時対策所からの緊急時対策要員の移動は，時間のかかる第二輪谷トンネルを通行し，第４保管エリアへ徒歩にて移動。

ｃ．炉心損傷後を想定した訓練のため，防護具（全面マスク，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を着用。

ｄ．休憩は適宜実施し，休憩時間についても作業時間にカウント。

ｅ．一部，工事等により通行できないアクセスルートや作業箇所については，現状の作業実績と同等となるよう，作業等を模擬することで作業時間を算出。具体的な作業は以下のとおり。　（図３，４参照）

・大型送水ポンプ車の作業として，海水取水箇所及び原子炉建物南側が工事等でアクセス及びホース敷設ができないため，荷揚場にてホース敷設ができない箇所の必要な長さ分のホースを展張した作業を模擬。

ｆ．緊急時対策要員間の連絡は無線通信設備（トランシーバ）を使用し，緊急時対策本部への準備実施・完了等の連絡も模擬。

ｇ．夜間における照明は，ヘッドライト及び車両の作業用照明にて確保。

（２）訓練に使用したアクセスルート

訓練に使用したアクセスルート及び各作業における想定時間算出に用いたアクセスルートを図４に示す。また，訓練時の風景について図５に示す。

４．まとめ

訓練を通じて抽出された課題については，今回参加していない本作業に関わる緊急時対策要員にも共有し，今後，教育・訓練をとおして，どの緊急時対策要員でも対応できるよう力量の向上を継続的に図っていく。

高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

操作項目	実施箇所・必要人員数			操作内容	経過時間（分）10 20 30 40 50 60 / 経過時間（時間）1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13	備考
	責任者	当直長	1人	中央制御室監視 緊急時対策本部連絡		
	指揮者	当直副長	1人	運転操作指揮		
	通報連絡者	緊急時対策本部要員	5人	初動での指揮 中央制御室連絡 発電所外部連絡		
	運転員（中央制御室）	運転員（現場）	緊急時対策要員（現場）			
① 格納容器代替スプレイ系（可搬型）準備操作	—	—	14人 a～n	・放射線防護具準備／装備	10分	
	—	—		・大量送水車による格納容器代替スプレイ系（可搬型）準備／系統構成（大量送水車配置，ホース展張・接続）	2時間10分	
格納容器代替スプレイ系（可搬型）系統構成	（1人）A	—	—	・格納容器代替スプレイ系（可搬型）系統構成	0分	
格納容器代替スプレイ系（可搬型）原子炉格納容器下部注水操作	—	—	（2人）a，b	・原子炉圧力容器破損前の初期注水	ペデスタル水位2.4m（注水量約225m³）到達後停止	
ペデスタル代替注水系（可搬型）系統構成	（1人）A	—	—	・ペデスタル代替注水系（可搬型）系統構成	10分	
ペデスタル代替注水系（可搬型）注水操作	—	—	（2人）a，b	・原子炉圧力容器破損後の原子炉格納容器下部注水	原子炉格納容器下部に崩壊熱相当に余裕を見た流量で注水	
ペデスタル代替注水系（可搬型）停止操作	（1人）A	—	—	・ペデスタル代替注水系（可搬型）停止	10分	
② 原子炉補機代替冷却系準備操作	—	—	（12人）a～l	・資機材配置及びホース敷設，系統水張り，起動	7時間20分	
	—	—	3人 o，p，q	・放射線防護具準備／装備	10分	
	—	—		・電源ケーブル接続	1時間40分	
	—	（2人）B，C	—	・原子炉補機代替冷却系　系統構成	1時間40分	
原子炉補機代替冷却系運転	—	—	（2人）c，d	・原子炉補機代替冷却系　運転状態監視	適宜実施	
	（1人）A		—	・原子炉補機代替冷却系　冷却水流量調整	10分	
格納容器内雰囲気計装による水素濃度及び酸素濃度監視	（1人）A	—	—	・格納容器内雰囲気計装起動	5分	解析上考慮せず
		—	—	・格納容器内水素濃度及び酸素濃度の監視	適宜実施	解析上考慮せず
燃料補給準備	—	—	2人 r，s	・放射線防護具準備／装備	10分	
	—	—		・非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリへの補給	2時間30分	タンクローリ残量に応じて適宜非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等から補給
燃料補給作業	—	—		・大量送水車，大型送水ポンプ車への補給	適宜実施	
残留熱代替除去系　準備操作	（1人）A	—	—	・残留熱代替除去系　中央制御室系統構成	20分	
残留熱代替除去系　運転開始	（1人）A	—	—	・残留熱代替除去ポンプ起動 ・格納容器スプレイ弁操作	10分	
残留熱代替除去系運転状態監視	（1人）A	—	—	・残留熱代替除去系による原子炉格納容器の状態監視	適宜実施	
③ 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内窒素供給準備	—	—	（2人）e，f	・可搬式窒素供給装置準備	2時間	
可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内窒素供給	—	—		・可搬式窒素供給装置起動	適宜状態監視	
原子炉ウェル代替注水系注水操作	—	—	（2人）a，b	・大量送水車による原子炉ウェルへの注水		解析上考慮せず
燃料プール冷却　再開	（1人）A	—	—	・燃料プール冷却系再起動		解析上考慮せず 燃料プール水温66℃以下維持
必要人員数　合計	1人 A	4人 B，C，D，E	19人 a～s			

（）内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数。

図１「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の作業と所要時間

操作項目	緊急時対策要員	操作内容	経過時間（時間） 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 ▽作業開始から２時間20分 ▽作業開始から９時間40分 ▽作業開始から11時間40分	備考
格納容器代替スプレイ系（可搬型）準備操作	14人 a～n	・ 放射線防護具準備／装備	10分	
		・ 大量送水車による格納容器代替スプレイ系（可搬型）準備／系統構成（大量送水車配置，ホース展張・接続）	2時間10分	
原子炉補機代替冷却系準備操作	（12人） a～l	・ 資機材配置及びホース敷設，系統水張り，起動	7時間20分	
可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内窒素供給準備	（2人） e，f	・ 可搬式窒素供給装置準備	2時間	

図２　想定される作業時間

訓練日：令和２年２月２３日，天候：晴れ，気温６．９℃～９．３℃

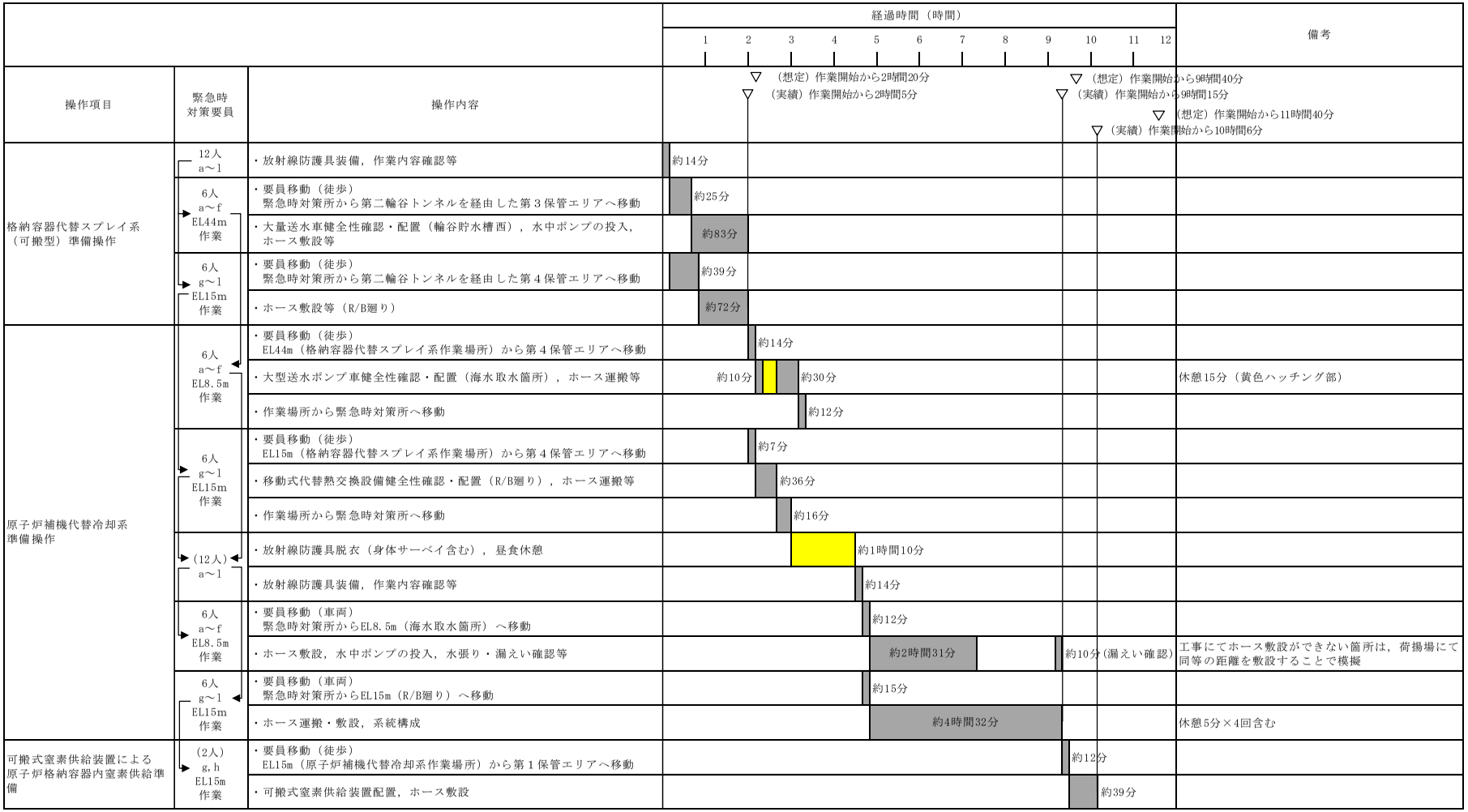


図３　実施した訓練結果

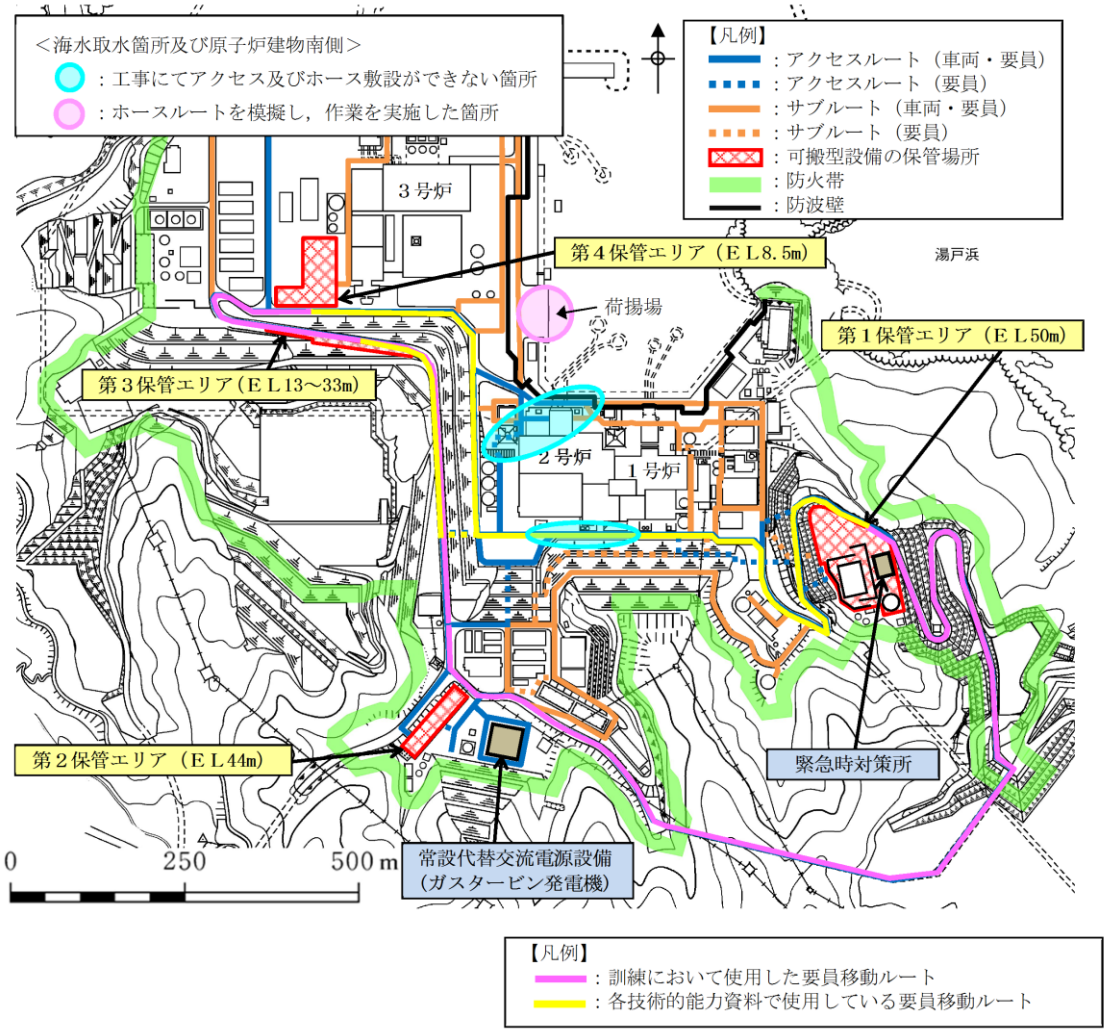
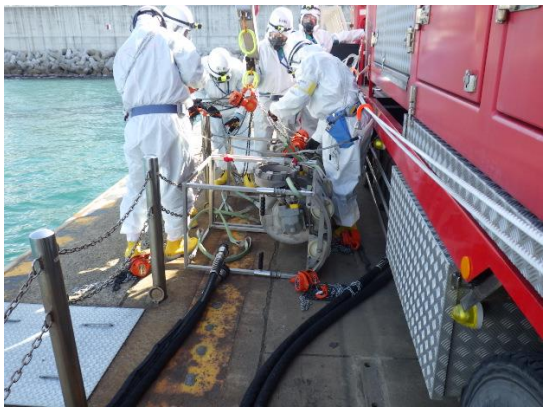


図４　訓練及び想定時間の算出に用いたアクセスルート

大量送水車準備作業
（44m盤　輪谷貯水槽）

可搬式窒素供給装置
（15m盤　原子炉建物南側）

移動式代替熱交換設備（15m盤　西側接続口付近）



大型送水ポンプ車（8.5m盤（荷揚場にて模擬操作））

図５　訓練風景写真

64．原子炉注水手段がない場合の原子炉手動減圧タイミングと減圧弁数の関係性について

１．はじめに

原子炉への注水手段がなく原子炉圧力容器の破損に至るおそれがある場合には，原子炉圧力容器高圧破損防止のための原子炉手動減圧を実施する必要がある。この際，蒸気冷却による燃料の冷却効果に期待するために原子炉減圧を遅らせ，シュラウド内の原子炉水位計（燃料域）で原子炉水位が「燃料棒有効長底部より燃料棒有効長の 20%上の位置」（以下，「ＢＡＦ+20%」という）を下回った場合に逃がし安全弁（自動減圧機能付き）２個で原子炉の減圧を実施する手順としている。

補足説明資料 10「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」では，原子炉手動減圧のタイミングについて，減圧に用いる逃がし安全弁の弁の個数を６個（逃がし安全弁（自動減圧機能付き）全弁）として，水素の積算発生量について評価しており，この評価結果から酸化反応（ジルコニウム－水反応）が活発になる前の，「原子炉水位低（レベル１）」（以下，「Ｌ１」という）に到達後 40 分後までに減圧を実施することが望ましいと判断している。

ここでは，原子炉手動減圧に用いる弁の個数と水素の積算発生量に有意な変化が表れる減圧タイミング（水素発生ピーク水位）の関係性について確認する。

２．評価方法

減圧に用いる逃がし安全弁の弁の個数を２個又は６個（逃がし安全弁（自動減圧機能付き）全弁）とし，原子炉水位がＬ１に到達後 10 分から 60 分までのそれぞれのタイミングで減圧する場合の解析を実施し，水素の積算発生量を評価した。

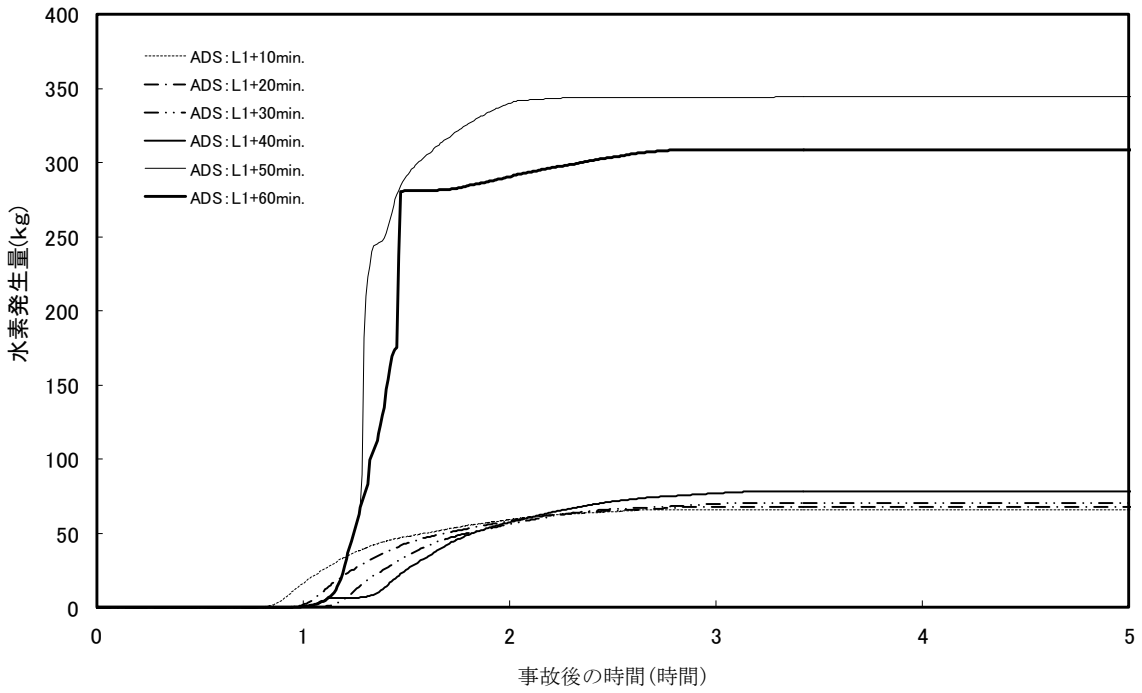
３．評価結果

評価結果を第１表，第１図及び第２図に示す。水素の積算発生量について，減圧に用いる弁数を２個及び６個とした場合のいずれにおいても，Ｌ１到達後 40 分後と 50 分後の間に大きな差が表れており，減圧に用いる弁数によらず，水素の積算発生量に有意な変化が表れるタイミングは同じであることを確認した。

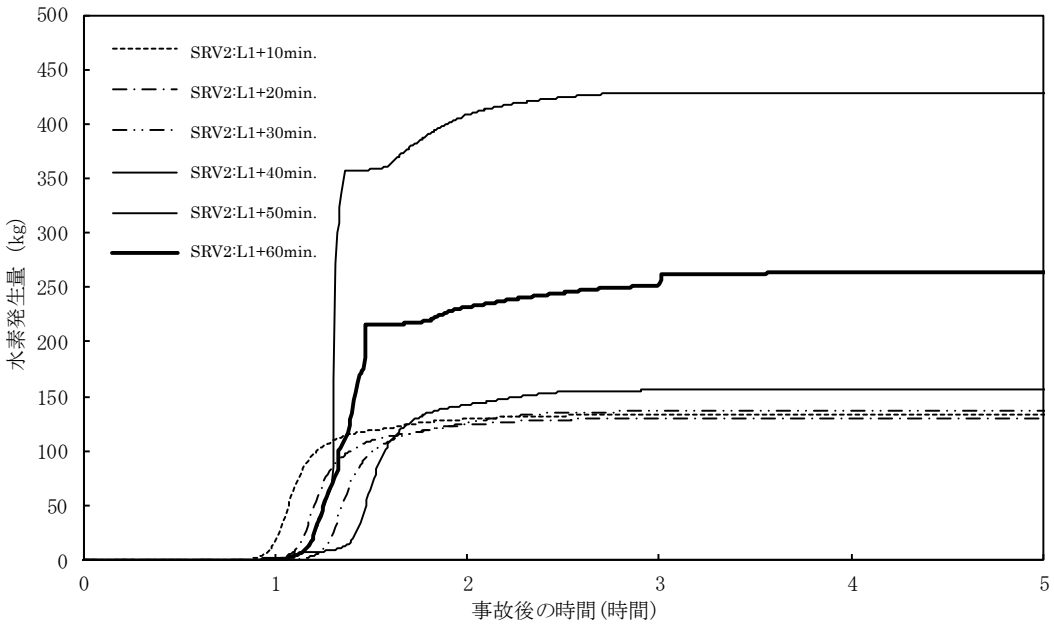
第１表　原子炉減圧のタイミングに関する評価結果

減圧弁数	Ｌ１到達後の時間遅れ[分]	原子炉水位(燃料域)の目安	積算水素発生量（３時間後まで）[kg]	被覆管への荷重 ＊
逃がし安全弁（自動減圧機能付き）全弁（６個）	10	BAF＋121%	70	130
	20	BAF＋69%	70	110
	30	BAF＋29%	70	130
	40	BAF＋18%	80	150
	50	BAF＋13%	350	150
	60	BAF＋7%	310	470
逃がし安全弁２個	10	BAF＋121%	140	80
	20	BAF＋69%	130	70
	30	BAF＋29%	140	60
	40	BAF＋18%	160	100
	50	BAF＋13%	430	110
	60	BAF＋7%	270	350

＊ 原子炉減圧時の最大炉内蒸気流量[kg/s]
（減圧時に燃料被覆管が受ける荷重としては，燃料被覆管内外の圧力差による応力等が考えられ，蒸気流量の増加とともに大きくなると考えられることから，加わる荷重の指標として蒸気流量を参考としている。）



第１図　積算水素発生量の時間変化
（逃がし安全弁（自動減圧機能付き）全弁（６個））



第２図　積算水素発生量の時間変化
（逃がし安全弁２個）

65.　有効性評価及び実運用における原子炉水位について

１．実運用における原子炉水位について

（１）原子炉水位計の測定原理

原子炉水位計は凝縮槽を原子炉圧力容器の近傍に設置し，凝縮槽と原子炉圧力容器の液相に接続した計装配管により格納容器外へ圧力を導き，差圧(DP)を計測し中央制御室等では水位として監視している。検出器には凝縮槽側と RPV 側の水位(Lr，Ls)に応じた水頭圧(Hr，Hs)及び原子炉圧力(P_{RPV})が加わるが，差圧(DP)は原子炉圧力成分が相殺され水頭圧差（Hr－Hs）となる。凝縮槽の水位(Ls)は常に一定※であるため，RPV 側液相密度(ρ_r)，凝縮槽側液相密度(ρ_s）を校正条件として定めることで，差圧(DP)から原子炉水位(Lr)へ換算している。

（※:凝縮槽内水位の低下が生じる条件下では，水位不明と判断する）

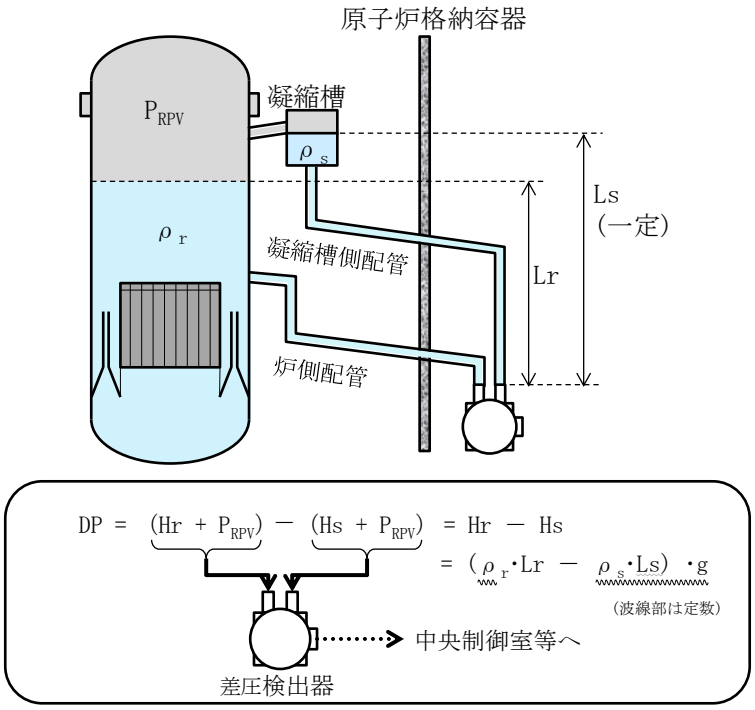


図１　原子炉水位計測原理　概要図

（２）原子炉水位計測の概要

差圧を原子炉水位に換算するためには冷却材等の密度を校正条件として定める必要があるが，密度は原子炉圧力容器内の温度及び圧力の影響を受け一定ではない。大幅な密度変化の計測影響は無視できないため，主要な用途に応じて校正条件を設定した以下に示すような複数の水位計を設置している。

① 原子炉水位（狭帯域）
② 原子炉水位（広帯域）
③ 原子炉水位（燃料域）
④ 原子炉水位（ＳＡ）

⑤ 原子炉水位（停止域）

原子炉水位計の概要図を図２，主な使用状態及び校正条件を表１に示す。

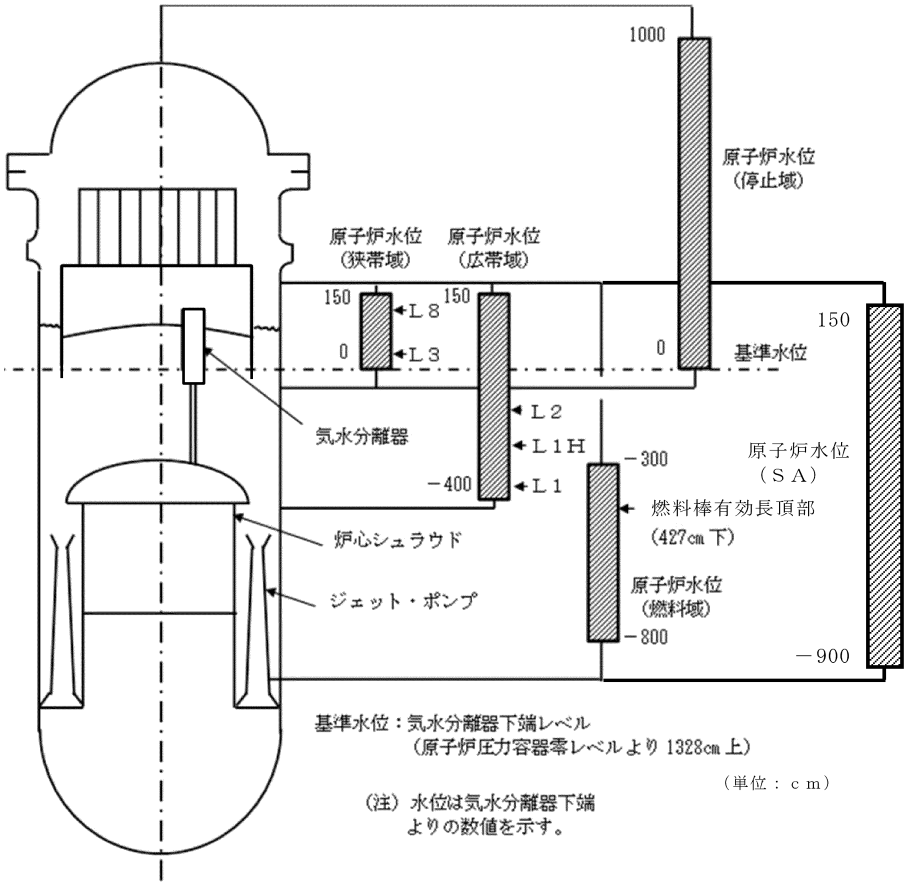


図２　原子炉水位計の概要図

表１　主な使用状態及び校正条件

計器名称	計測範囲※1	主要用途	安全保護系作動設定値	校正条件（炉内）	炉側計装ノズル位置
原子炉水位（狭帯域）※3	0 ～ 150cm	通常時監視 給水制御	(L8) L3	定格圧力 飽和条件	RPV
原子炉水位（広帯域）	-400 ～ 150cm	通常時監視 事故時監視	L2 L1H L1	定格圧力 飽和条件	RPV
原子炉水位（燃料域）	-800 ～ -300cm	事故時監視	－	大気圧 飽和条件	ジェット・ポンプ※2
原子炉水位（ＳＡ）	-900 ～ 150cm	事故時監視	－	大気圧 飽和条件	ジェット・ポンプ※2
原子炉水位（停止域）※3	0 ～ 1000cm	停止時監視	－	大気圧 不飽和条件	RPV

※１：基準点(0cm)は気水分離器下端（原子炉圧力容器零レベルより 1328cm）

※２：炉心シュラウド内水位の変動を検出するため

※３：自主対策設備

（３）実水位と計測水位の関係

a) 炉水の状態（単相／二相）による影響

校正条件にボイド率は考慮していないため，原子炉水位計は炉水の状態によらず単相としての水位を計測結果として出力する。そのため，原子炉水位の計測値は二相水位に対して低めに計測されることとなるが，二相水位は計測値以上にあり，安全保護系は所定の水位到達前に水位低下を検知し作動することから単相での計測としている。

b) 原子炉圧力容器内条件変化による影響

校正条件は水位計が主に使用される温度及び圧力で定義しており，異なる温度及び圧力条件下での計測値には，炉水密度が相違することにより以下の影響が生じる。

・　校正条件よりも高温の場合
　密度が小さくなり同質量での体積が増加するため，計測値よりも高め水位となる。

・　校正条件よりも低温の場合
　密度が大きくなり同質量での体積が減少するため，計測値よりも低め水位となる。

通常運転時は原子炉圧力制御により校正条件とほぼ同じ状態が維持されるため影響はほとんどない。事故時においては温度及び圧力が変動するが，事故時監視に使用する下記水位計への影響は設計上の考慮がなされている。

・　原子炉水位(広帯域)…校正条件：定格圧力，飽和温度
　減圧及び注水後に校正条件よりも低温となり計測値よりも低め水位となるが，原子炉水位（燃料域）の計測範囲をオーバーラップさせており，炉心冠水判断及びＴＡＦ以上の水位回復傾向監視は可能である。

・　原子炉水位（燃料域）及び原子炉水位（ＳＡ）
　…校正条件：大気圧，飽和温度
　実際の水位よりも高めに水位を判断することがないよう，事故収束までの最低温度を校正条件としている。炉内が高温の状態で本水位計により水位の絶対値を正確に把握する必要がある場合に備え，補正曲線を使用した手順を整備している。

（４）実運用上における補正

炉内が校正条件と比べ高温の状態で水位の絶対値を把握するため，原子炉水位（燃料域）及び原子炉水位（ＳＡ）の補正曲線（図４）を使用した補正手順を定めている。

低温停止となるまでは原子炉圧力容器内は飽和状態であるため，温度または

圧力による密度補正が可能である。通常運転中の炉水温度は原子炉再循環ポンプ入口温度計等により直接計測しているが，原子炉再循環系が事故時には停止しており測定出来ない。そのため，補正曲線は事故時においても直接計測可能な原子炉圧力計による圧力基準曲線としている。重大事故等時に使用可能としている原子炉圧力計の仕様を図３に示す。

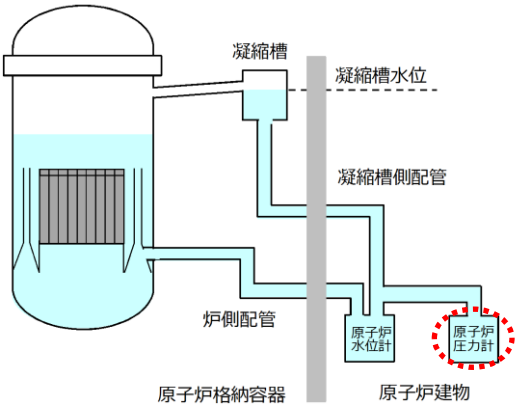
原子炉水位補正曲線を用いた，原子炉水位の補正手順を以下に示す。

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

① 原子炉圧力計の指示値を確認する。(約 7.8MPa(急速減圧前最大値))

② 原子炉圧力 7.8MPa(①で確認)において，BAF+20%(-724cm)時の原子炉水位計指示値は 26cm 低めの約-750cm であることを補正曲線(図４)により確認する。

③ 原子炉水位計の指示値を確認し，約-750cm(②で確認)を示した時に，急速減圧開始（実水位 BAF+20%）を判断する。



計器名称	検出器の種類	個数	計測範囲	監視場所
原子炉圧力	弾性圧力検出器	2	0～10MPa[gage]	中央制御室
原子炉圧力（ＳＡ）	弾性圧力検出器	1	0～11MPa[gage]	中央制御室

図３　重大事故等時に使用可能な原子炉圧力計の仕様

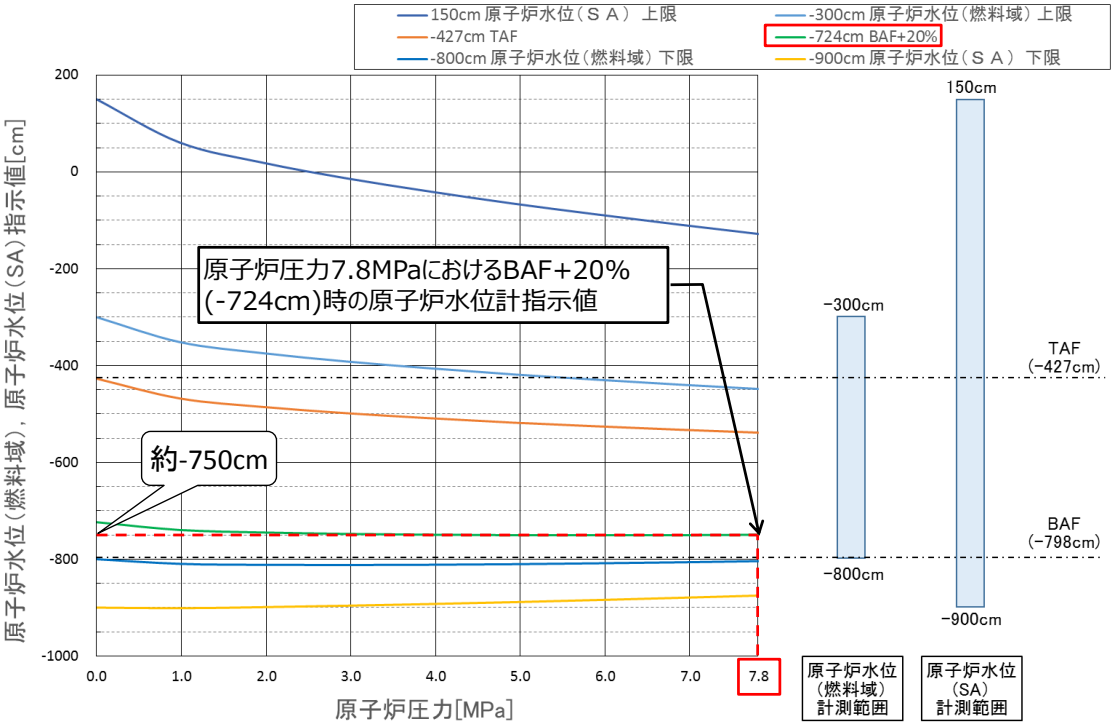


図４　原子炉水位（燃料域）及び原子炉水位（ＳＡ）補正曲線

２．有効性評価における原子炉水位について

有効性評価において用いているＭＡＡＰコードでは，原子炉水位のうち，炉心シュラウド内水位については二相水位，炉心シュラウド外水位及びジェット・ポンプ内水位については単相水位で出力される（一例：図５　ＤＣＨシナリオの原子炉水位）。ＭＡＡＰでは，原子炉水位を原子炉圧力で補正するモデルとはなっていないため，炉心シュラウド外及びジェット・ポンプ内の単相水位は実機における圧力補正後の水位に相当する。

ＤＣＨシナリオでは，原子炉水位がＢＡＦ＋20%到達時に急速減圧を実施している。ＭＡＡＰコードでは，ＢＡＦ＋20%到達の判断をジェット・ポンプ内単相水位を用いているため，実運用において判断する水位（原子炉水位(燃料域)または原子炉水位(ＳＡ)指示値から圧力補正を行った水位）と同等となっている。

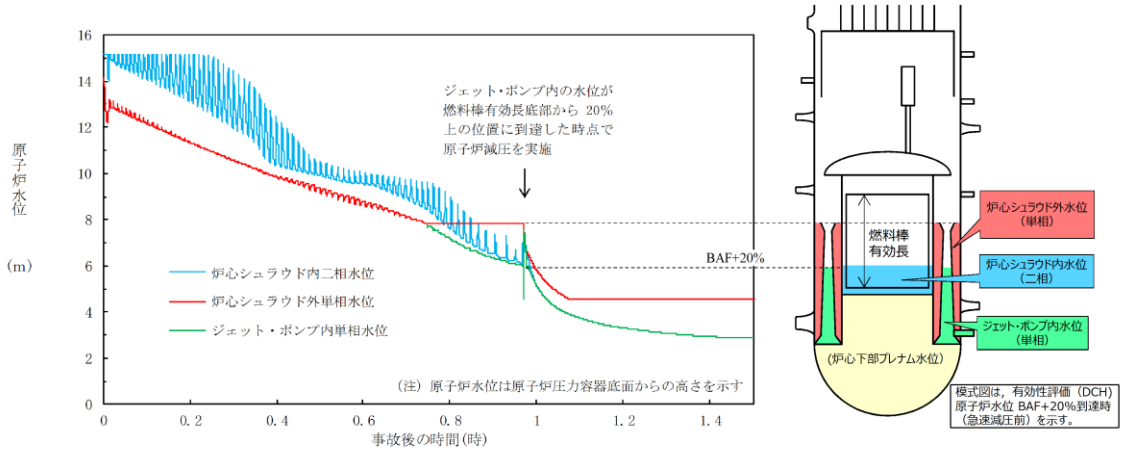


図５　原子炉水位の推移（ＤＣＨ）

（参考）原子炉水位計　差圧計算式

原子炉水位は，炉側配管の水頭圧と凝縮槽側配管の水頭圧の差圧を水位として計測しているが，原子炉水位計を設計する上では，計測基準点（原子炉水位 0 cm）が気水分離器下端（原子炉圧力容器零レベルより 1328cm）であること及び配管内の水密度が一律でないことを考慮する。

計装配管の周囲環境が異なる「原子炉圧力容器内」「原子炉格納容器内」「原子炉建物内」でそれぞれ原子炉水位計の使用条件を考慮した密度を設定した上で，以下の計算式により差圧から計測基準点からの原子炉水位への換算を行う。

計測基準点からの原子炉水位（Lx）における差圧
＝炉側配管の水頭圧－凝縮槽側配管の水頭圧

$$=\left[\left\{\rho_{S(RPV)}\cdot(L_A-L_X)+\rho_{W(RPV)}\cdot(L_X+L_B)+\rho_{W(PCV)}\cdot L_D\right\}-\left\{\rho_{W(PCV)}\cdot L_C+\rho_{W(R/B)}\cdot L_E\right\}\right]\times g$$

※$\rho_{S(RPV)}$：RPV 蒸気相の密度，$\rho_{W(RPV)}$：RPV 液相部の密度，$\rho_{W(PCV)}$：PCV 液相部の密度
$\rho_{W(R/B)}$：R/B 液相部の密度，g：重力加速度

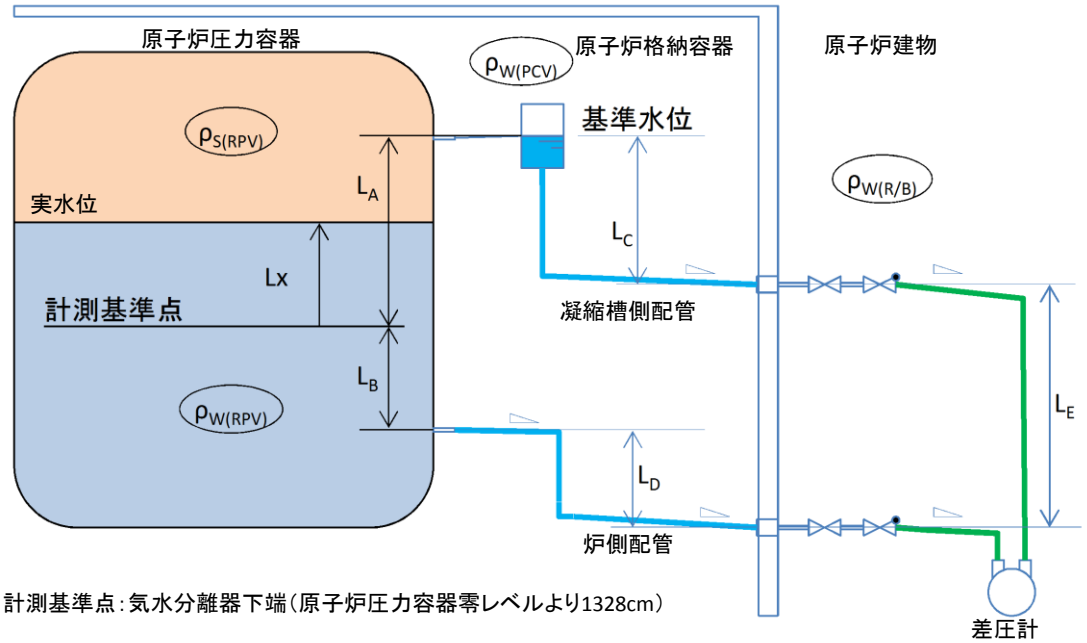


図６　原子炉水位計の構成概要図

（参考２）原子炉水位不明を判断する計装設備について

(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

図７　水位不明判断曲線

(2) 原子炉水位不明を判断する計装設備

重大事故等対処設備である原子炉圧力計及びドライウェル温度計により水位不明判断曲線から原子炉水位不明を判断する。

図８のとおり複数あるドライウェル温度計のうち，１点でも水位不明領域に入った場合は凝縮槽内の水が蒸発したものとみなし，保守的に原子炉水位不明と判断（実際には，ドライウェル内の１点のみの温度上昇では，凝縮槽内の水が即座に蒸発することは考えにくい）することから，上記の判断条件で対応は可能である。

また，原子炉水位計の健全性を更に確実に検知するため，凝縮槽内の水位が適正に維持されていることを確認することを目的として図９のとおり凝縮槽に温度計を設置（自主）し，凝縮槽液相部温度と気相部温度の有意な差から原子炉水位不明を判断する。

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。

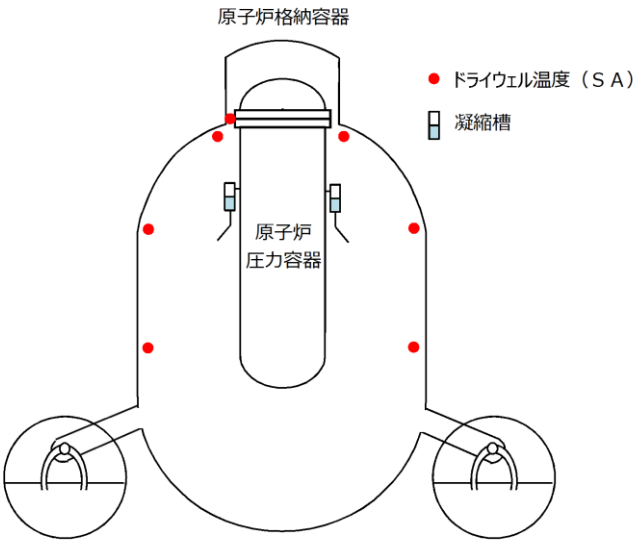


図８　ドライウェル温度計設置図

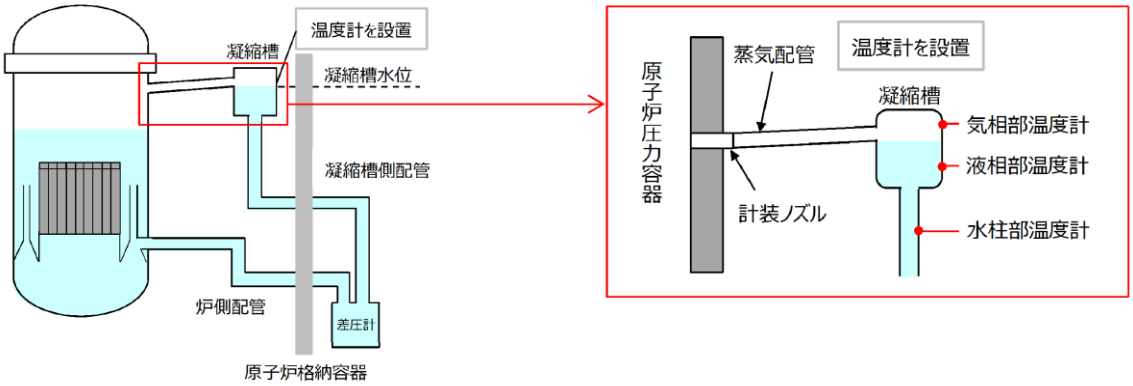


図９　凝縮槽温度計設置位置

66．高圧・低圧注水機能喪失 炉心下部プレナム部ボイド率に関する感度解析

有効性評価「高圧・低圧注水機能喪失（ＴＱＵＶ）」等のベース解析では，原子炉減圧後の低圧原子炉代替注水系により注水し，炉心が再冠水する過程において，炉心下部プレナム部の水位の形成及びＣＣＦＬが発生し，炉心部から炉心下部プレナム部へ未飽和の冷却材が落下することにより，炉心下部プレナム部の水位及びボイド率が増減する結果となっている。

ＴＱＵＶのベース解析では，この現象が原子炉への注水開始から 60 分まで継続しており，炉心の再冠水に影響を及ぼしていることが考えられることから，炉心下部プレナム部ボイド率の挙動に着目した感度解析を実施した。

１．感度解析条件

ベース解析では，炉心下部プレナム部のボイドが存在し続けている（ＣＣＦＬが継続している）ため，感度解析ではＣＣＦＬモデルを外した解析を実施した。

ＣＣＦＬモデルの使用有無に関する条件以外については，ベース解析と感度解析の条件は同じとしている。

２．解析結果

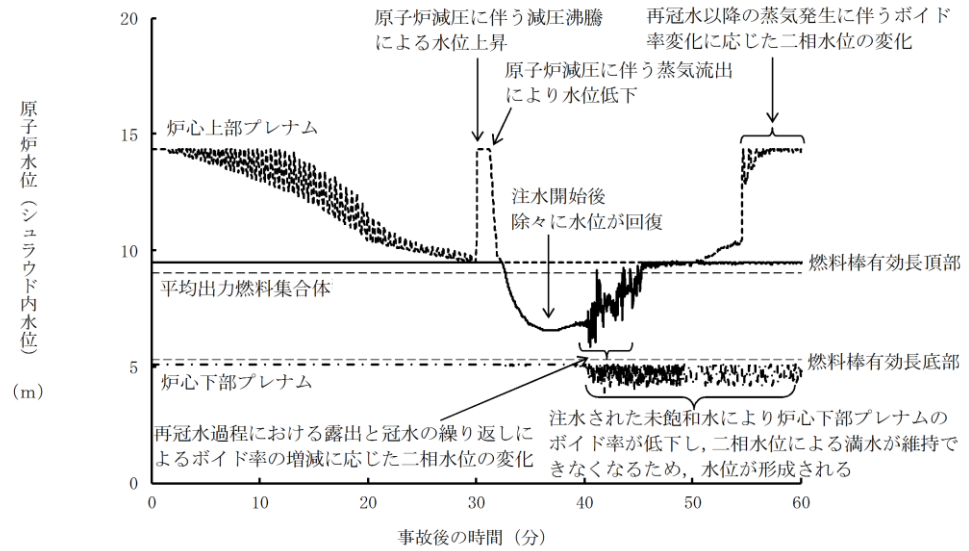
ベース解析及び感度解析の解析結果一覧を表１に，原子炉水位（シュラウド内水位）の推移を図１に，燃料被覆管温度の推移を図２に，炉心下部プレナム部ボイド率の推移を図３に示す。

感度解析の結果，炉心下部プレナム部の水位が増減する挙動はなくなり，ボイド率は低下傾向になって，約 54 分後にボイド率は０となる。ベース解析と比較して，炉心下部プレナム部に蓄積する水量が増加し炉心部の水量が減少するため，約 50 分以降の原子炉水位の上昇は遅れる結果となる。

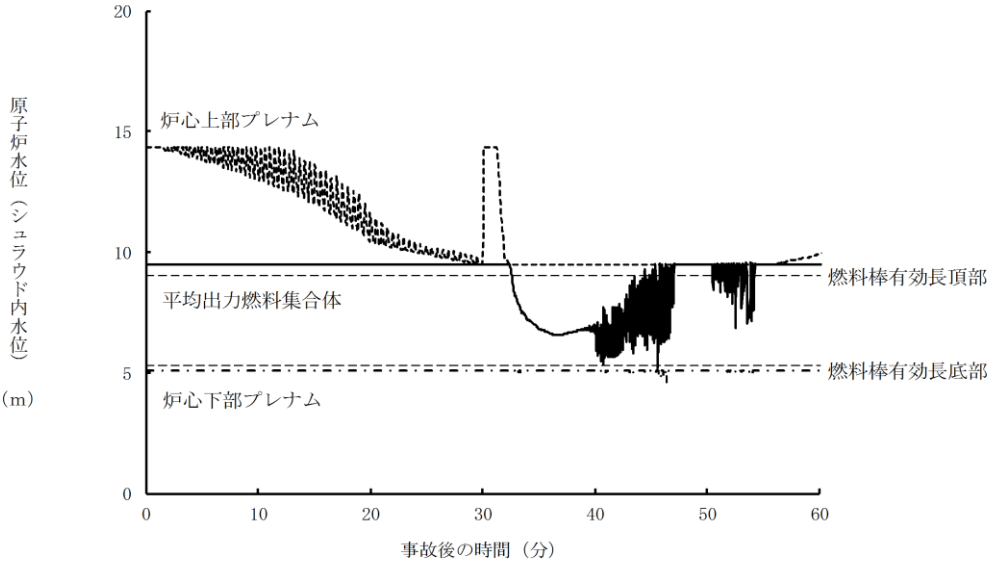
そのため，燃料被覆管温度については，感度解析の方が大きくなるが，判断基準である 1200℃を下回ることを確認した。

表１　解析結果一覧

評価項目	ベース解析	感度解析	判断基準
燃料被覆管の最高温度	約 509℃	約 523℃	1200℃以下
燃料被覆管の酸化割合	１％以下	１％以下	15％以下
破裂有無	無	無	―

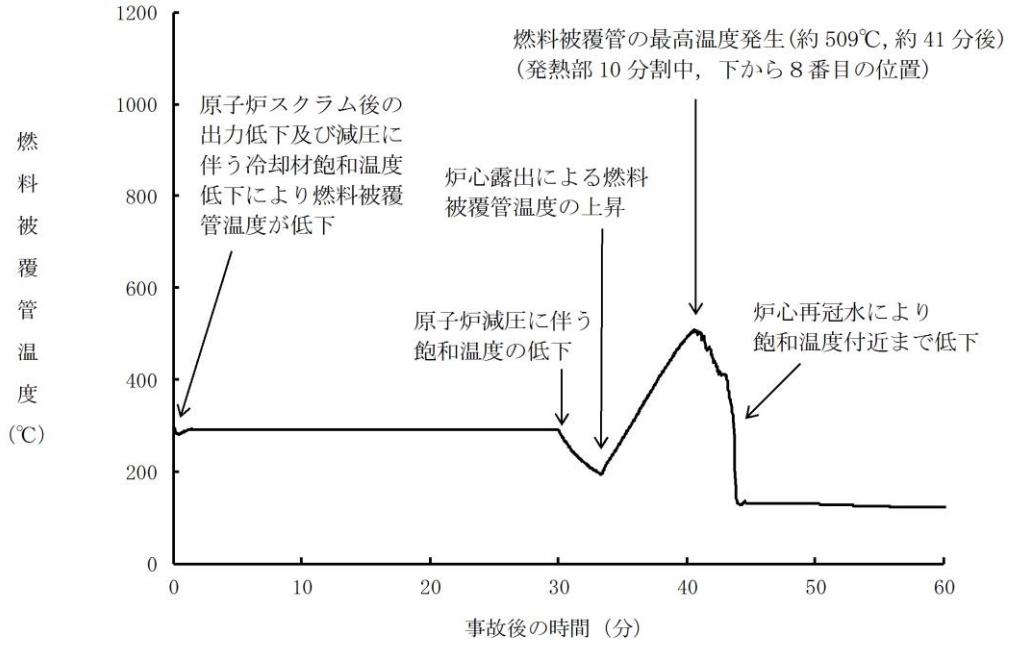


（ベース解析）

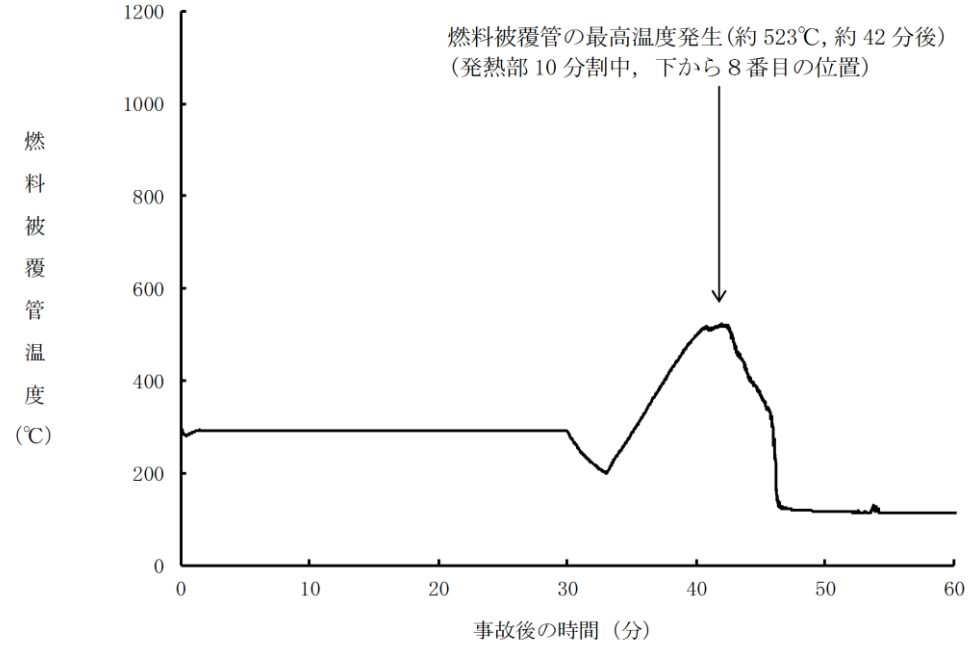


（感度解析）

図１　原子炉水位（シュラウド内水位）の推移

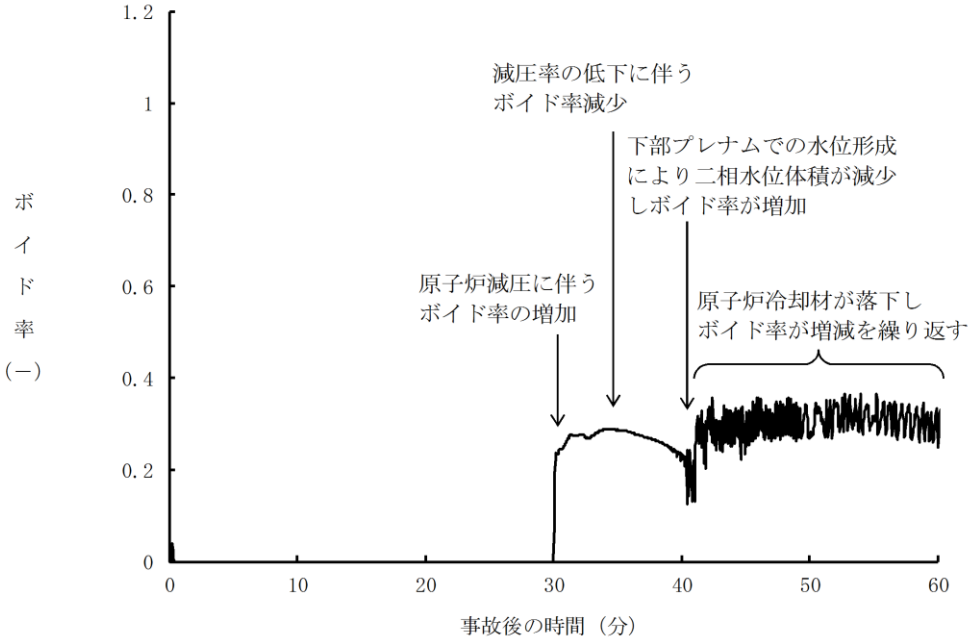


（ベース解析）

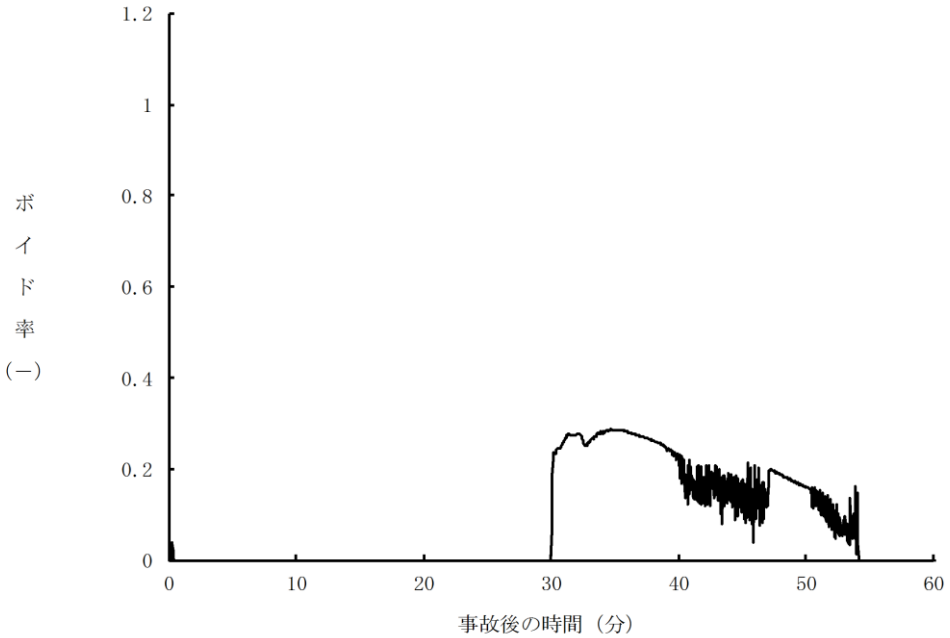


（感度解析）

図２　燃料被覆管温度の推移



（ベース解析）



（感度解析）

図３　炉心下部プレナム部ボイド率の推移

67．格納容器代替スプレイの実施箇所について

島根２号炉では，外部水源を用いた格納容器代替スプレイは，ドライウェルへ実施することとしている。

ＬＯＣＡが発生しているような状況においては，炉内で発生した水蒸気が直接ドライウェルに放出されることから，ドライウェルにスプレイを実施し，水蒸気を凝縮させることが格納容器圧力制御の観点から有効である。

一方で，有効性評価「高圧・低圧注水機能喪失」等で示している事故シーケンスでは，急速減圧を実施し，炉内で発生する熱はサプレッション・プールを経由してサプレッション・チェンバへ移行することから，このような状態ではサプレッション・チェンバにスプレイを実施する方が有効な可能性がある。

以下では，サプレッション・チェンバへ格納容器スプレイを実施した場合の効果及び必要性等について確認した。

(1) サプレッション・チェンバへ格納容器スプレイを実施した場合の感度解析

サプレッション・チェンバに格納容器スプレイを実施した場合の効果を確認することを目的に，「高圧・低圧注水機能喪失」において示している事故シーケンスを一例として感度解析を実施した。

ａ．解析条件

感度解析におけるベース解析との解析条件の比較を表１に示す。格納容器スプレイの実施箇所及び格納容器スプレイ流量以外の条件は，ベース解析と同じである。サプレッション・チェンバへスプレイを実施する場合の必要流量は $10m^3/h$※であるが，格納容器圧力及び温度を制御するためには流量が大きい方が効果的であることから，系統設計最大流量を踏まえて $60m^3/h$ を設定した。

※　サプレッション・チェンバのスプレイに必要な流量

有効性評価におけるＭＡＡＰ解析では，十分なエアロゾル除去効果を確保する観点から，スプレイ液滴径を２mm に設定している。

格納容器スプレイ流量とスプレイ液滴径の関係における実験[1]では，ノズルあたりの流量が□ L/min 以上確保される流量では，最大の液滴径が２mm 以下となる。

サプレッション・チェンバのスプレイヘッダのノズル数は，□個であることから，下式に示すとおり，スプレイ流量 $10m^3/h$ 以上を確保することで，スプレイノズルあたりの流量は□ L/min を確保できる。

・最低流量＝□(L/min/ノズル) ×□(ノズル)
＝160 (L/min)
＝$9.6m^3/h$

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　ベース解析及び感度解析条件比較（高圧・低圧注水機能喪失）

項　目	ベース解析	感度解析
格納容器スプレイ 実施箇所	ドライウェル	サプレッション・ チェンバ
格納容器スプレイ流量	120m^3/h	60m^3/h
格納容器スプレイ 実施操作条件	・格納容器圧力 384kPa[gage]到達時 (334kPa[gage]～ 384kPa[gage]で間欠) ・サプレッション・プール 水位通常水位＋約 1.3m 到達時に停止	同左
格納容器ベント 実施操作条件	サプレッション･プール水 位通常水位＋約 1.3m 到達 から 10 分後	同左

ｂ．解析結果

感度解析におけるベースケースとの解析結果の比較を表２に示す。また，ベースケース及び感度解析各々の格納容器圧力の推移を図１に，格納容器温度の推移を図２に，サプレッション・プール水位の推移を図３に，サプレッション・プール水温度の推移を図４に示す。

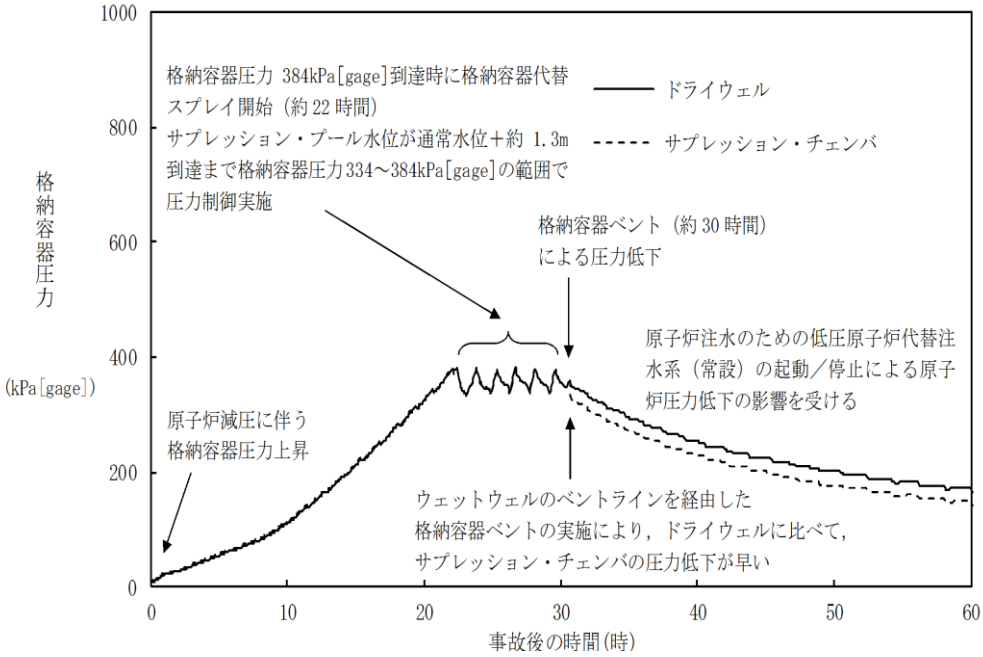
表２に示すとおり，格納容器ベント時間すなわちサプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達する時間は，感度解析の方が早期となる。これは，サプレッション・チェンバにスプレイを実施した場合は，ドライウェル（ペデスタル含む）内に水が溜まらないため，その分サプレッション・プール水位が上昇しやすいことが要因である。原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値は，いずれの解析もサプレッション・チェンバで発生しており，感度解析ではサプレッション・チェンバにスプレイを実施しているため，ベース解析よりも小さい結果となっている。

一方で，図１及び図２に示すとおり，格納容器スプレイ実施後の格納容器圧力及び格納容器温度については，いずれにスプレイを実施した場合でも制御できており，格納容器冷却の効果に大きな差異はない。なお，感度解析では，ベース解析よりも格納容器スプレイ流量が小さいため，スプレイ実施時の格納容器圧力低下が緩慢な傾向となっている。

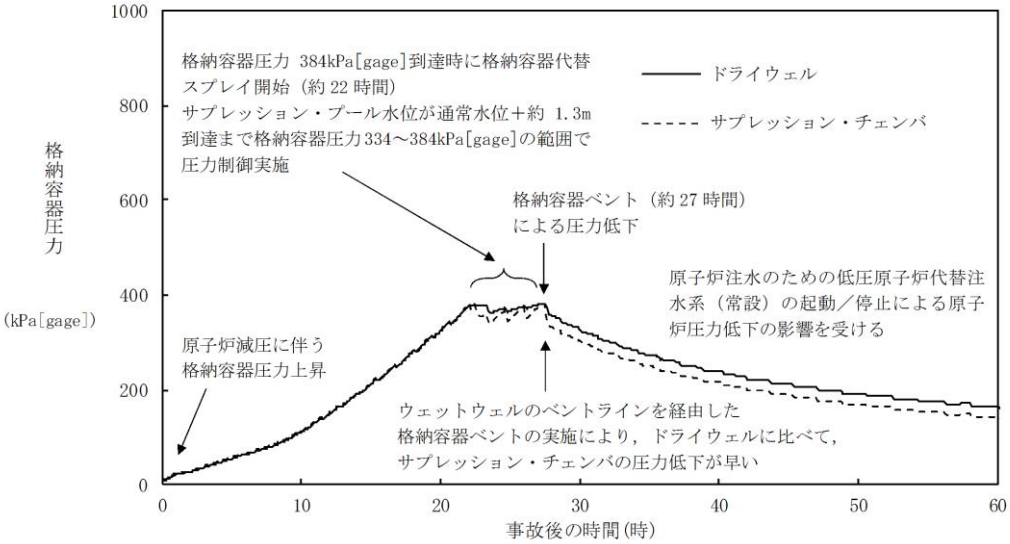
以上より，高圧・低圧注水機能喪失で示す事象のように炉内で発生する熱がサプレッション・チェンバ側に移行する場合においても，格納容器ベント時間遅延の観点からドライウェルにスプレイを実施することが有効であることを確認した。

表２　ベース解析及び感度解析結果比較（高圧・低圧注水機能喪失）

項　目	ベース解析	感度解析
格納容器ベント時間	約 30 時間後	約 27 時間後
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値	約 384kPa[gage]	約 384kPa[gage]
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値	約 153℃	約 151℃

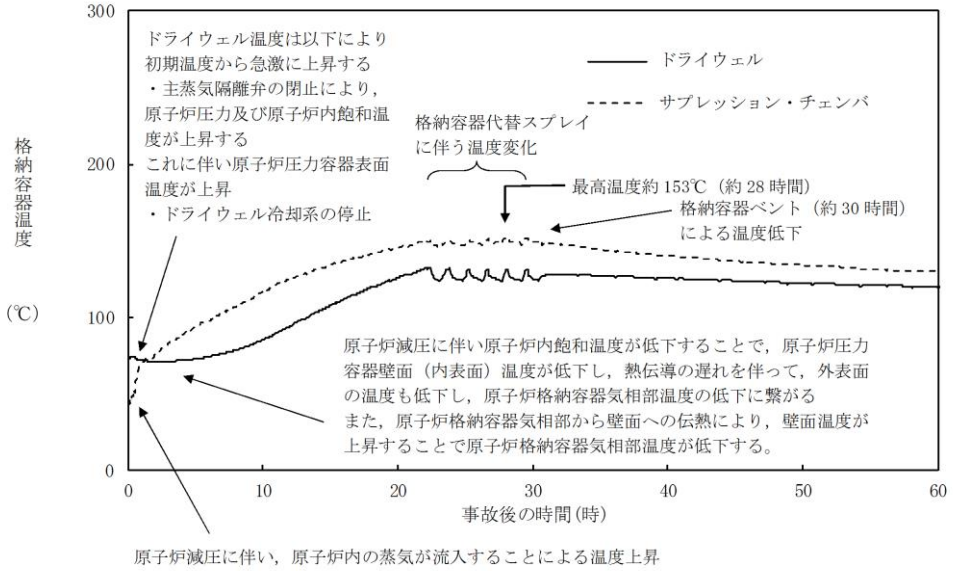


ベース解析（ドライウェルスプレイ実施）

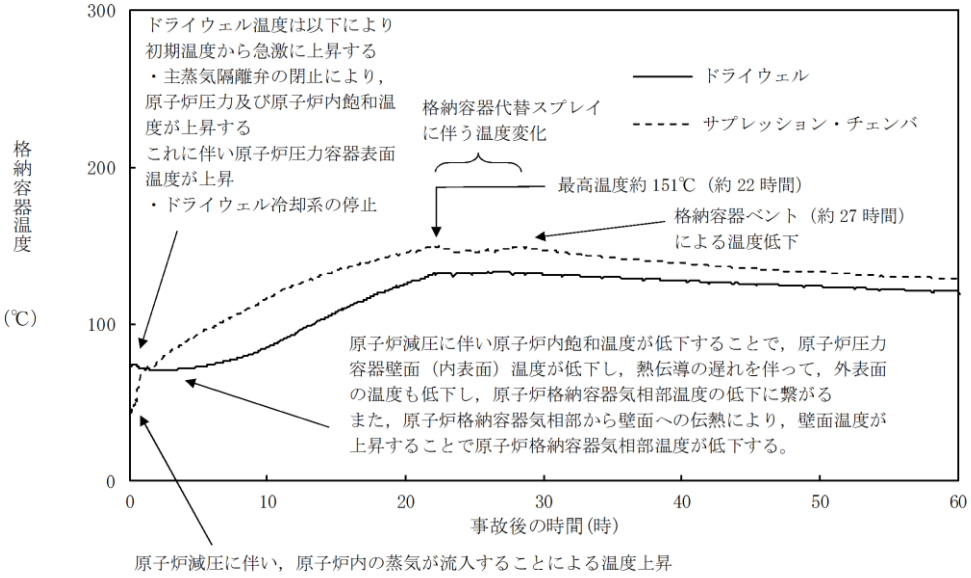


感度解析（サプレッション・チェンバスプレイ実施）

図１　格納容器圧力の推移（高圧・低圧注水機能喪失）

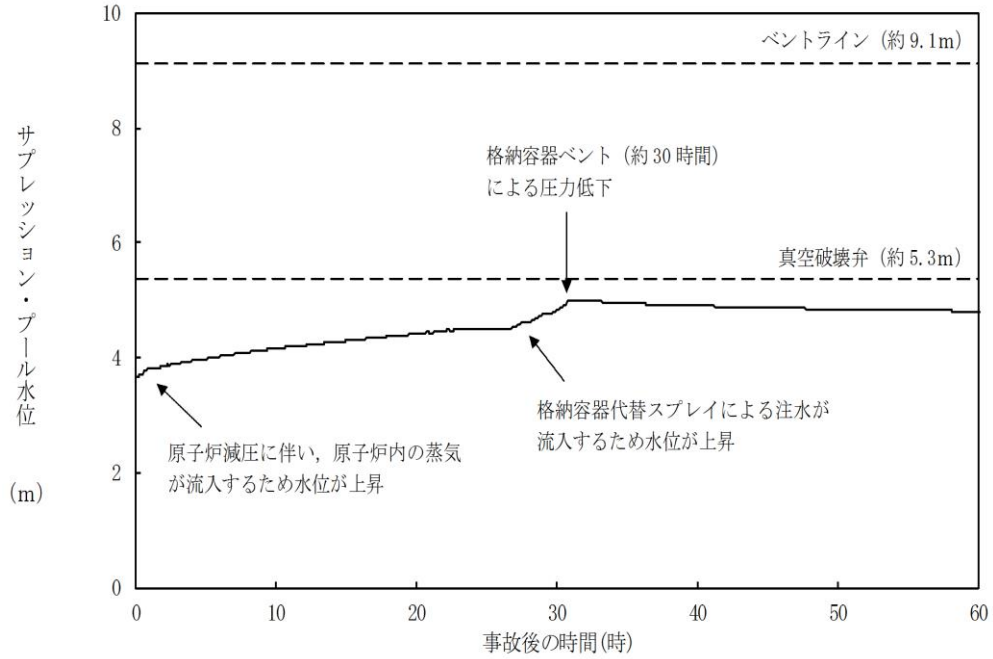


ベース解析（ドライウェルスプレイ実施）

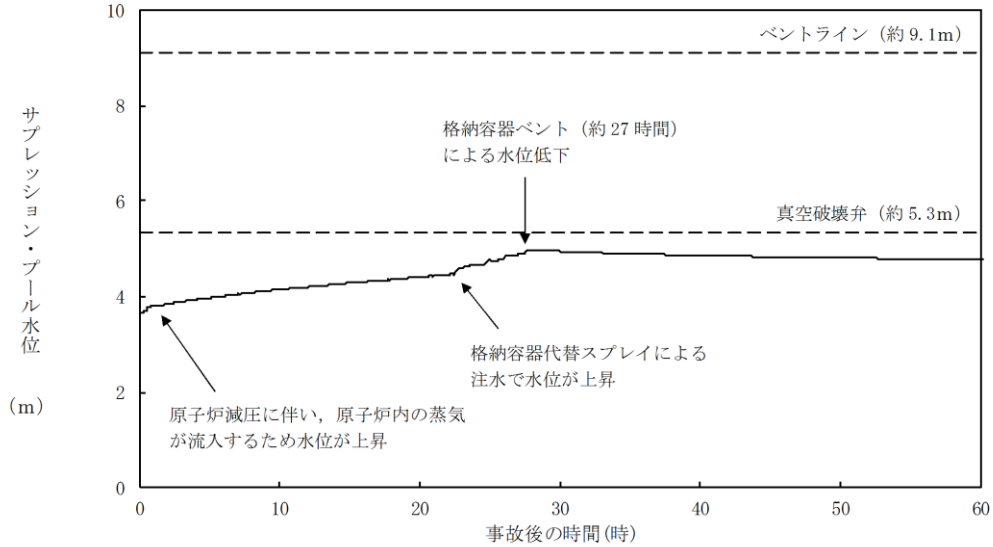


感度解析（サプレッション・チェンバスプレイ実施）

図２　格納容器温度の推移（高圧・低圧注水機能喪失）

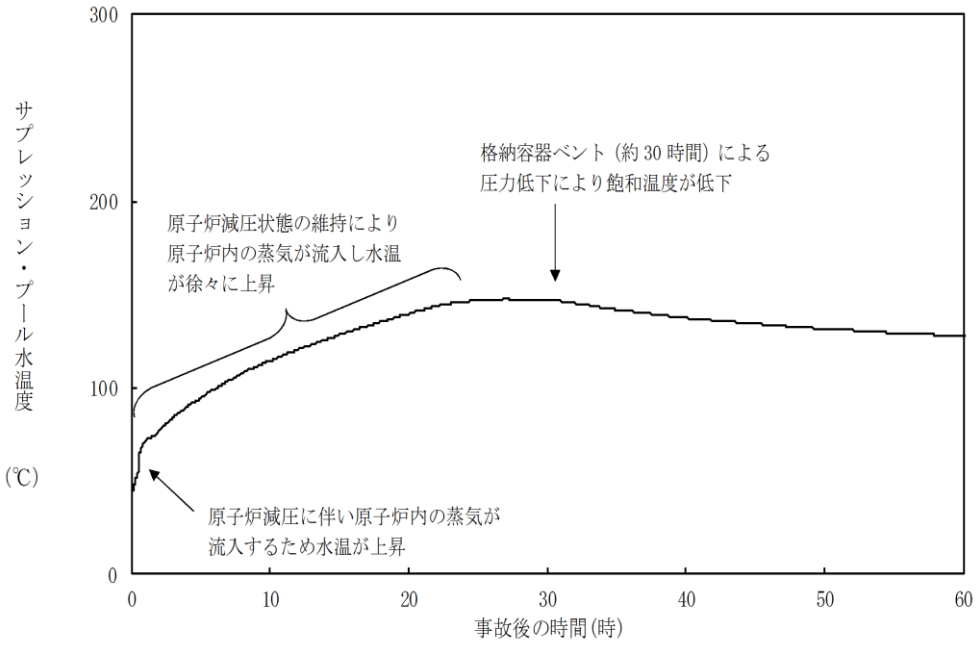


ベース解析（ドライウェルスプレイ実施）

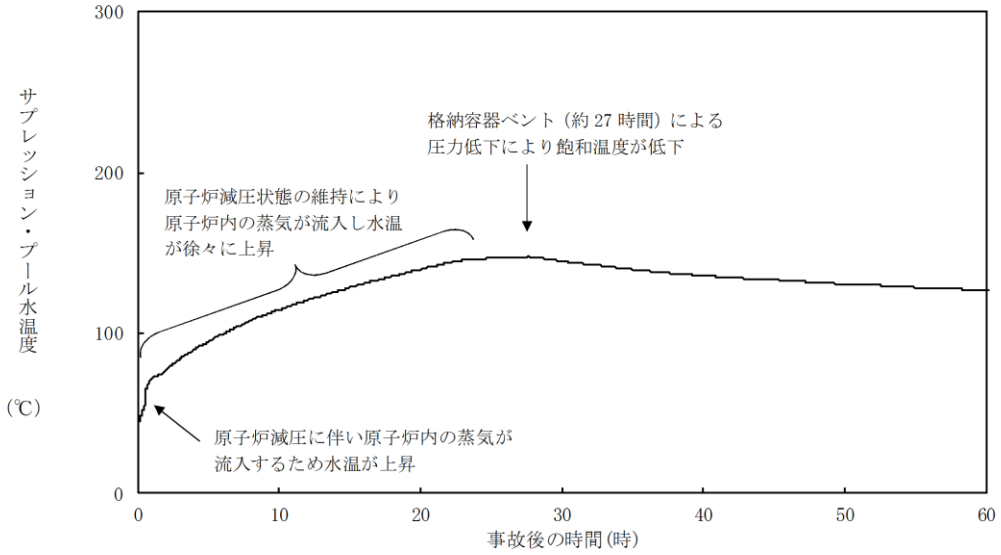


感度解析（サプレッション・チェンバスプレイ実施）

図３　サプレッション・プール水位の推移（高圧・低圧注水機能喪失）



ベース解析（ドライウェルスプレイ実施）



感度解析（サプレッション・チェンバスプレイ実施）

図４　サプレッション・プール水温度の推移（高圧・低圧注水機能喪失）

(2) 格納容器スプレイの実施タイミングに関する感度解析

「高圧・低圧注水機能喪失」では，格納容器代替スプレイの実施基準である格納容器圧力 384kPa[gage]に到達する時間は約 22 時間後であるが，それよりも早期の約７時間後にサプレッション・チェンバの雰囲気温度は最高使用温度の 104℃に到達する。

サプレッション・チェンバの雰囲気温度 104℃到達時に格納容器スプレイを実施した場合の効果を確認するため，「高圧・低圧注水機能喪失」に示す事故シーケンスを一例として感度解析を実施した。

ａ．解析条件

事故シーケンスは，「高圧・低圧注水機能喪失」とし，感度解析条件を表３に示す。格納容器スプレイの開始は，サプレッション・チェンバ雰囲気温度 104℃到達時とし，サプレッション・プール水位通常水位＋約 1.3m 到達時に停止する条件とした。

表３　感度解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）

項　目	感度解析
格納容器スプレイ実施箇所	サプレッション・チェンバ
格納容器スプレイ流量	60m^3/h
格納容器スプレイ 実施操作条件	・サプレッション・チェンバ雰囲気温度 104℃ 到達時（連続実施） ・サプレッション・プール水位通常水位＋約 1.3m 到達時に停止

ｂ．解析結果

格納容器圧力の推移を図５に，格納容器温度の推移を図６に，サプレッション・プール水位の推移を図７に，サプレッション・プール水温度の推移を図８に示す。なお，手順上はサプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m 到達時に格納容器ベント実施することとなるが，本解析では格納容器スプレイ停止後の格納容器圧力及び温度等の挙動を確認する観点から，格納容器圧力が 427kPa[gage]到達まで解析を実施した。

図６に示すとおり，事象発生約７時間後からサプレッション・チェンバへスプレイを開始した以降もサプレッション・チェンバの雰囲気温度は上昇し続ける。また，図７に示すとおり，事象発生から約 17 時間後に格納容器ベントの実施基準であるサプレッション・プール水位：通常水位＋約 1.3m に到達し，ＴＱＵＶのベースケース（格納容器圧力 384kPa[gage]到達時に格納容器スプレイを開始）の約 30 時間後よりも早期となる。

サプレッション・チェンバへのスプレイ流量を増加させることにより，格納容器温度の制御が可能となる可能性はあるが，格納容器ベント実施基準であるサプレッション・プール水位通常水位＋約 1.3m 到達がさらに早期となる。

以上より，サプレッション・チェンバの最高使用温度 104℃未満に制御することができず，また格納容器ベントの実施が早期となるため，サプレッション・チェンバ 104℃到達時のサプレッション・チェンバへのスプレイ実施は，効果的な戦略ではない。

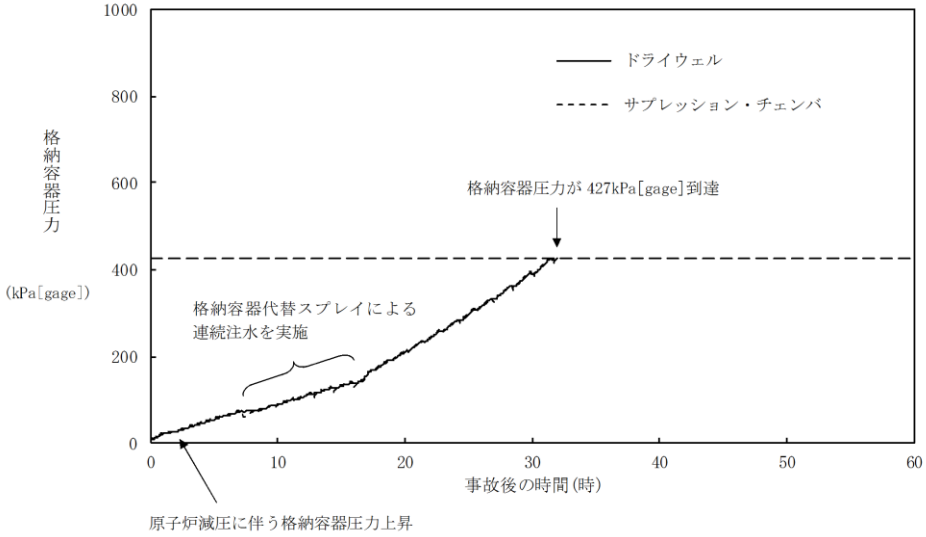


図５　格納容器圧力の推移

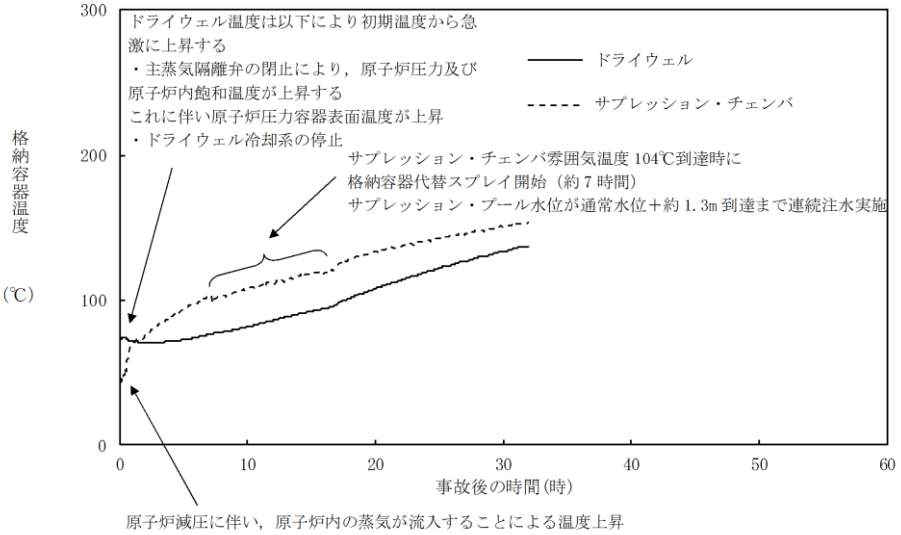


図６　格納容器温度の推移

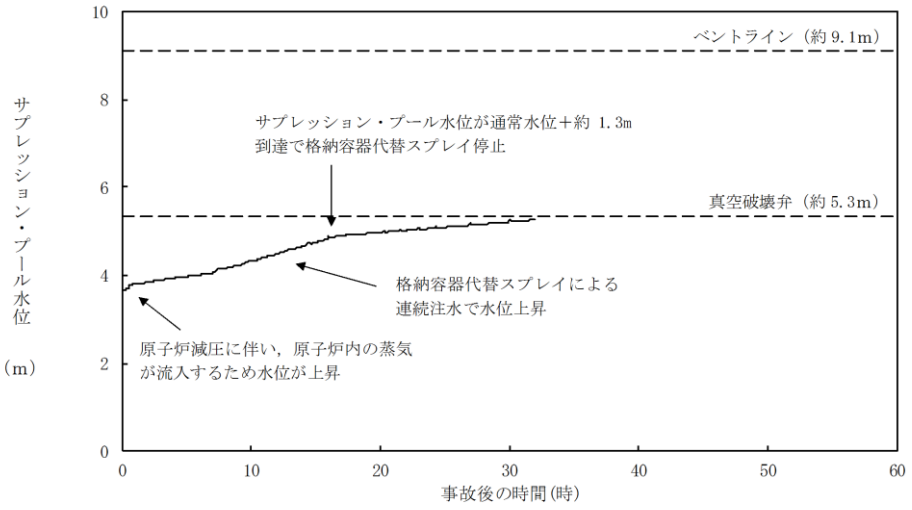


図７　サプレッション・プール水位の推移

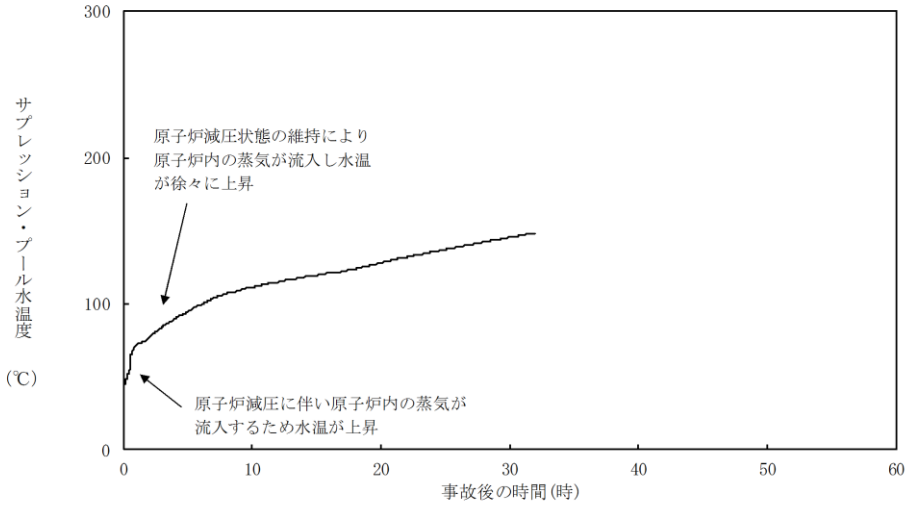


図８　サプレッション・プール水温度の推移

(3) 核分裂生成物の除去効果について

ＬＯＣＡが発生しているような状況においては，炉内で発生した核分裂生成物が直接ドライウェルへ移行するため，ドライウェルへスプレイを実施することにより核分裂生成物を除去することができる。

一方で，「高圧・低圧注水機能喪失」等の事故シーケンスでは，炉内で発生した核分裂生成物は，逃がし安全弁からサプレッション・プールを経由しサプレッション・チェンバ気相部へ移行することとなる。しかしながら，原子炉内で炉水中から炉内気相部への核分裂生成物移行割合は小さく，更にサプレッション・プール水中を経由することで核分裂生成物を除去することから，サプレッション・チェンバ気相部へ移行する核分裂生成物は少ないものとなり，サプ

レッション・チェンバへスプレイを実施することによる核分裂生成物の除去効果は，限定的である。

また，被ばく評価において支配的となる希ガスは，格納容器スプレイにより除去されないため，仮にサプレッション・チェンバへのスプレイ実施による除去効果を期待したとしても，線量低減効果は限定的である。

68．燃料補給手順見直しに伴う作業の成立性確認について

土石流対応の一環として，非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からの燃料抜取り手順をＳＡ手順としたが，現状有効性評価で示している，ガスタービン発電機用軽油タンクからの燃料抜取り時間より作業時間が長い。（表１）

有効性評価において，作業時間が長い非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からの燃料抜取りを実施した場合でも，以下のとおり作業が成立すること確認しており，有効性評価の各シーケンスについて，「ガスタービン発電機用軽油タンクからの燃料抜取り」から，「非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からの燃料抜取り」作業に変更する。

【非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等を使用した燃料抜取り手順の有効性評価における作業成立性】

- 有効性評価のうち，可搬型重大事故等対処設備への燃料補給開始が最も早いシナリオは，「2.3.4　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」であり，図１のとおり，事象発生から約２時間 20 分後に大量送水車を起動し，燃料消費が始まる。
- 大量送水車は，起動後燃料枯渇まで約３時間 30 分運転継続が可能（事象発生から約５時間 50 分後）であるが，燃料補給作業の完了時間は，燃料抜取り後の大量送水車への移動及び給油時間を踏まえても，事象発生から約３時間 10 分後であり，燃料枯渇前に給油が可能である。
- 上記のとおり，可搬型重大事故等対処設備を使用するタイミングが最も早い，「2.3.4　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」シナリオにて作業の成立性を確認したが，有効性評価のその他シナリオにおいても確認を実施し，燃料抜取り時間が延びた場合でも，成立することを確認した。

表１　有効性評価における燃料抜取り作業時間の変更

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

※１：実機による検証及び模擬により算出した時間

※２：移動時間＋操作時間に余裕を見て設定

全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）

必要な要員と作業項目				経過時間（分） 10 20 30 40 50 60	経過時間（時間） 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10	備考
操作項目	実施箇所・必要人員数 運転員 （中央制御室）	実施箇所・必要人員数 緊急時対策要員	操作の内容	事象発生約20分後　タンクローリ準備開始	事象発生約3時間10分後 燃料補給開始 事象発生約5時間50分 大量送水車燃料枯渇時間（運転から約3時間30分後）	
状況判断	1人 A	—	・外部電源喪失確認等	10分		
低圧原子炉代替注水系（可搬型）準備操作	—	14人 a～n	・放射線防護具準備 ・低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備 （大量送水車配置，ホース展張，接続）	2時間10分	運転後 約3時間30分後 燃料枯渇	
低圧原子炉代替注水系（可搬型）注水操作		（2人） a，b	・低圧原子炉代替注水系（可搬型）注水操作		原子炉水位をレベル３～レベル８で維持	
燃料補給準備	—	2人 r，s	・放射線防護具準備	10分	タンクローリへ抜取り後，大量送水車への移動４分 大量送水車への給油12分を考慮	
	—		・非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリへの補給	2時間30分		
燃料補給作業	—		・大量送水車への補給		適宜実施	

図１　有効性評価における非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等を使用した成立性確認
（2.3.4　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）の場合）

69．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[redacted] 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[redacted]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[redacted] MPa 以上に維持する。[redacted] 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といった低圧注水系統を使用し，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，低圧注水系統にて満水確認ができない場合には，高圧注水系統を用いるが，この場合も低圧注水系統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。高圧注水系統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。

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。

【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

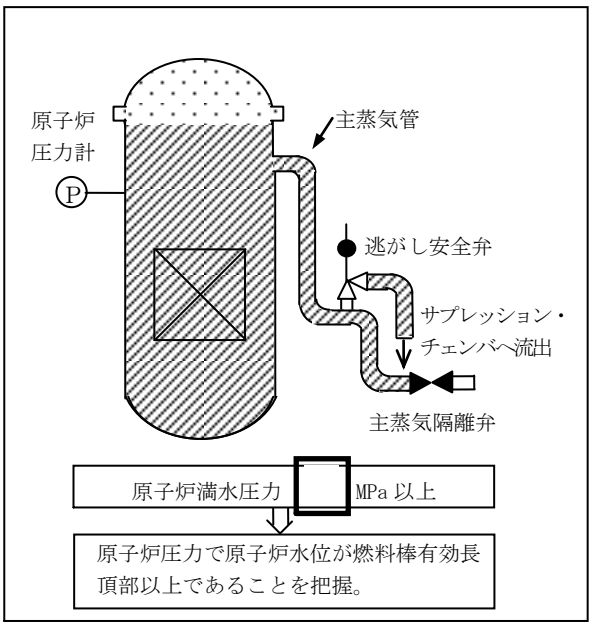
不測事態「水位不明（Ｃ３）」水位不明判断曲線

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．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

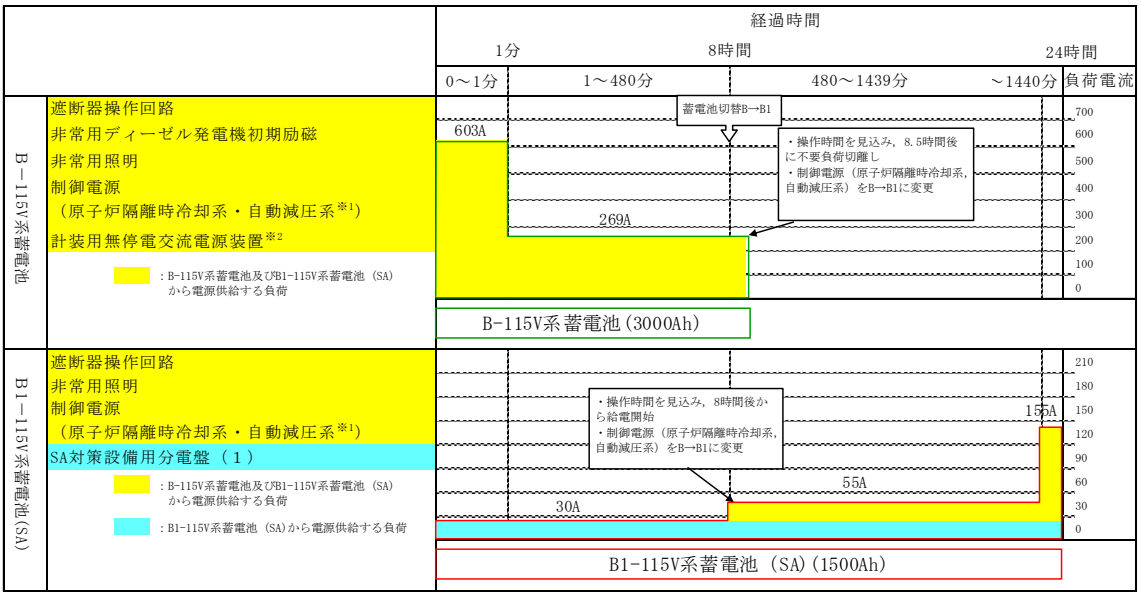
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

70．所内常設蓄電式直流電源設備の負荷切替操作の時間的余裕について
（不要負荷の切離し及び，Ｂ－115V 系蓄電池からＢ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）への受電切替え）

１．はじめに

島根原子力発電所２号炉の所内常設蓄電式直流電源設備は，全交流動力電源喪失後から８時間を経過した時点で，Ｂ－115V 系蓄電池の不要負荷を切離し，電源供給を継続する一部の負荷をＢ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）に受電を切替えることで，必要負荷に対して 24 時間電源供給を行う設計である。

なお，不要負荷の切離操作には約 25 分を，負荷切替操作には約５分を想定しており，Ｂ－115V 系蓄電池の蓄電池容量評価においては，現場での切離し操作を行うことなく，8.5 時間電源供給を継続する設計とし，Ｂ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）の蓄電池容量評価においては，８時間後から必要負荷を追加して電源供給する設計とすることで，互いに切替操作の想定時間を考慮した設計としている。（図１参照）

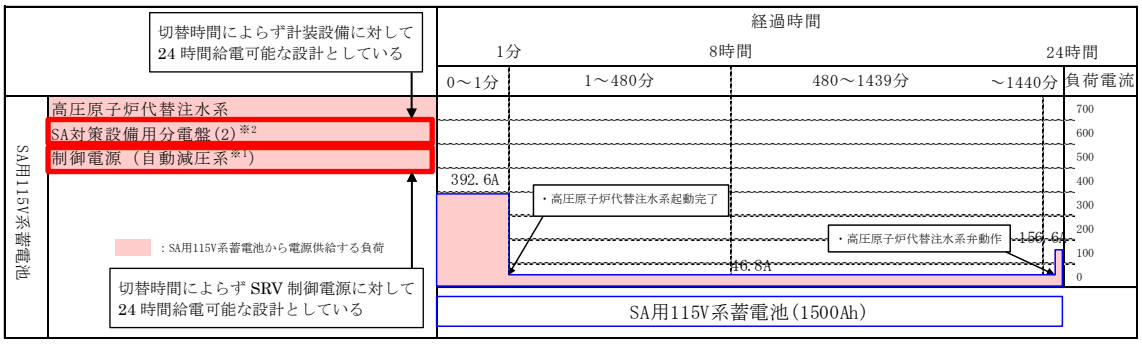


※1 制御電源（自動減圧系）について B1-115V 系蓄電池（SA）又は SA 用 115V 系蓄電池へ電源切替えを行う

※2 計装用無停電交流電源装置の負荷のうち，設計基準事故対処設備と重大事故対処設備を兼用する計装設備（原子炉圧力等）について SA 用 115V 系蓄電池へ電源切替えを行う

図１　所内常設蓄電式直流電源設備の切替えについて

また，有効性評価の全交流動力電源喪失を想定するシナリオ（ＴＢシーケンス）において，上記蓄電池の切替え前に「逃がし安全弁の制御電源」及び「設計基準事故対処設備と重大事故対処設備を兼用する計装設備」をＢ－115V 系蓄電池からＳＡ用 115V 系蓄電池への電源切替え操作を行うが，ＳＡ用 115V 系蓄電池の容量評価においては，このどちらに対しても 24 時間電源供給を考慮した設計としており，この操作によって蓄電池容量が不足することはない。（図２参照）



※1 制御電源（自動減圧系）について B-115V 系蓄電池からの電源切替えを想定し，24 時間電源供給を考慮する

※2 設計基準事故対処設備と重大事故対処設備を兼用する計装設備（原子炉圧力等）について B-115V 系蓄電池からの電源切替えを想定し，24 時間電源供給を考慮する

図２　ＳＡ用 115V 系蓄電池の容量について

２．操作余裕時間検討について

上記のとおり，不要負荷切離し及び負荷切替操作を，全交流動力電源喪失後８時間から行うことで，蓄電池は枯渇することなく必要負荷に電源供給することが可能であるが，操作開始が遅れることも考慮し時間的余裕について検討する。

時間的余裕の検討にあたり以下を条件とする。

・全交流動力電源喪失後，不要負荷の切離し操作の開始が遅れることを想定する。
・作業に要する時間は，模擬により算定した時間（所要時間目安）を用いるものとする。
・不要負荷の切離し操作を行う現場運転員は，全交流動力電源喪失後，８時間 30 分後から切離し操作を開始する。なお，現場までの移動については時間を要するものではないため，切離し操作開始までに完了しているものとする。
・切離し操作開始後は，所要時間目安通りに作業が完了するものとし，全ての不要負荷切離し操作完了までに 19 分を要するものとする。その後必要な負荷に対してＢ－115V 系蓄電池で電源供給を継続する。
・Ｂ－115V 系蓄電池からＢ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）への受電切替操作は，全交流動力電源喪失後９時間後に完了するものとする。

３．Ｂ－115V 系蓄電池の容量評価

（１）Ｂ－115V 系蓄電池の負荷内訳

想定における負荷内訳を表１に，蓄電池の負荷給電パターンを図３に示す。

表１　Ｂ－115V 系蓄電池負荷一覧

負荷名称	0～１分	１分 ～8 時間 33 分※1	8 時間 33 分 ～8 時間 49 分※2	8 時間 49 分 ～9 時間※3
Ｍ／Ｃ遮断器操作回路	281	0	0	0
Ｌ／Ｃ遮断器操作回路	53	0	0	0
非常用ディーゼル発電機初期励磁	0(230)	0	0	0
非常用照明	50	50	50	9.5
制御電源（制御盤関係）	65	65	25	15
計装用無停電交流電源装置	154	154	154	0
合計（Ａ）	603	269	229	25

※1：８時間 30 分から切離し操作を開始し，３分で切離しが終了するため，８時間 33 分まで電源供給を継続するとして評価する。

※2：８時間 33 分から切離し操作場所を移動し，切離し操作 16 分で切離しが終了するため，８時間 49 分まで電源供給を継続するとして評価する。

※3：Ｂ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）に切替える負荷として，９時間まで電源供給を継続するとして評価する。

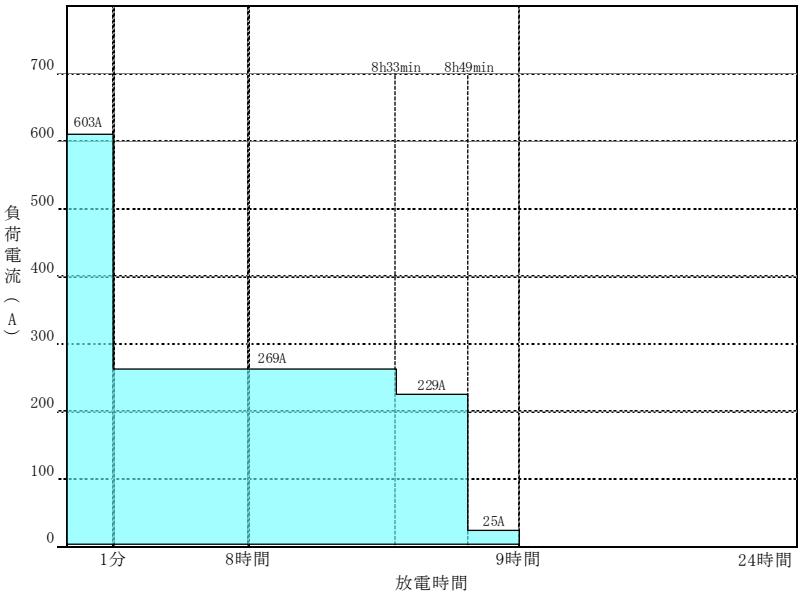


図３　Ｂ－115V 系蓄電池による給電パターン

（２）Ｂ－115V 系蓄電池の容量計算

蓄電池容量算定は，電池工業会規格「据置蓄電池の容量算出法」（SBA S 0601-2014）により算定する。

【容量算定の一般式】

$$C_i = \frac{1}{L}\left[K_1 I_1 + K_2 (I_2 - I_1) + K_3 (I_3 - I_2) + \cdots K_n (I_n - I_{n-1})\right]$$

ここに，

C_i：＋10℃における定格放電率換算容量（Ah）

Ｌ：保守率（0.8）

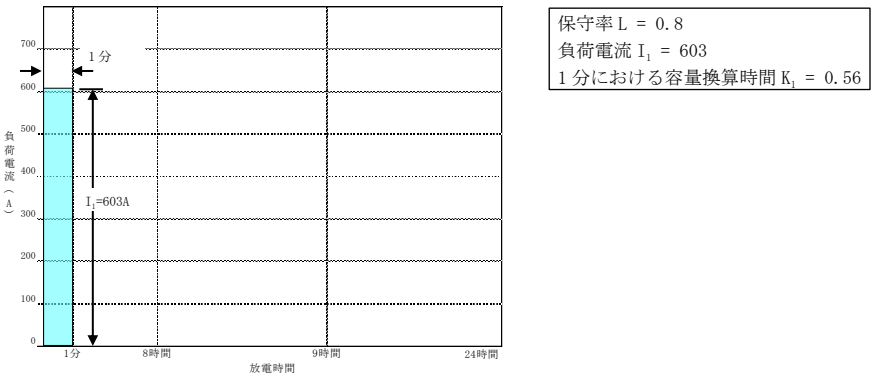
K_i：放電時間 Ti，蓄電池の最低温度及び放電終止電圧によって決められる容量換算時間（時）

I_i：放電電流（A）

サフィックス i=1，2，3・・・・，ｎ：放電電流の変化の順に付番

C_i（i=1，2，3・・・・，ｎ）で最大となる値が保守率を考慮した必要容量である。

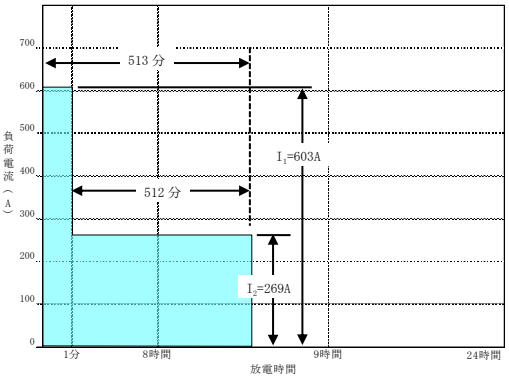
①１分間供給で必要となる蓄電池容量C_1



$$C_1 = \frac{1}{L} \times [K_1 I_1] = \frac{1}{0.8} \times [0.56 \times 603] = 423\text{Ah}$$

K_1：0.56（1 分），I_1：603（A）

②８時間 33 分間（513 分）供給で必要となる蓄電池容量Ｃ$_2$

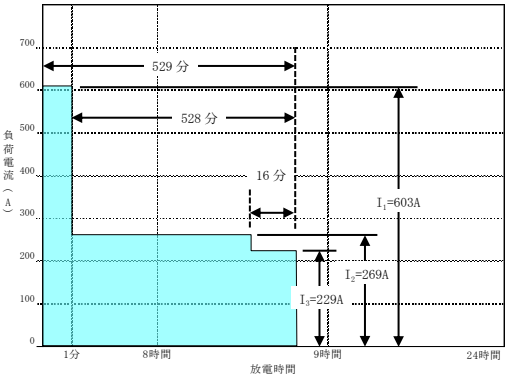


保守率 L ＝ 0.8
負荷電流 I_1 ＝ 603
513 分における容量換算時間 K_1 ＝ 8.83
負荷電流 I_2 ＝ 269
512 分における容量換算時間 K_2 ＝ 8.82

$$C_2=\frac{1}{L}\times[K_1 I_1+K_2(I_2-I_1)]=\frac{1}{0.8}\times[8.83\times603+8.82\times(269-603)]=2974Ah$$

K_1：8.83（513 分），K_2：8.82（512 分），I_1：603（A），I_2：269（A）

③８時間 49 分間（529 分）供給で必要となる蓄電池容量Ｃ$_3$



保守率 L ＝ 0.8
負荷電流 I_1 ＝ 603
529 分における容量換算時間 K_1 ＝ 9.03
負荷電流 I_2 ＝ 269
528 分における容量換算時間 K_2 ＝ 9.02
負荷電流 I_3 ＝ 229
16 分における容量換算時間 K_3 ＝ 0.89

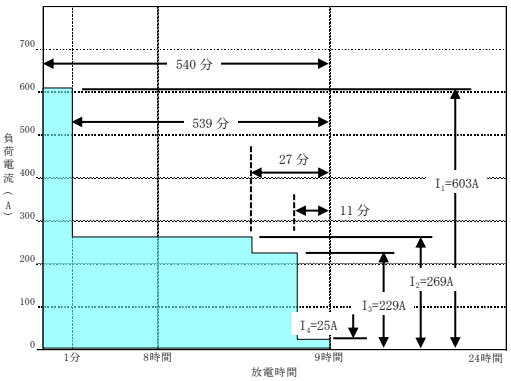
$$C_3=\frac{1}{L}\times[K_1 I_1+K_2(I_2-I_1)+K_3(I_3-I_2)]$$

$$=\frac{1}{0.8}\times[9.03\times603+9.02\times(269-603)+0.89\times(229-269)]=2997Ah$$

K_1：9.03（529 分），K_2：9.02（528 分），K_3：0.89（16 分）

I_1：603（A），I_2：269（A），I_3：229（A）

④９時間（540 分）供給で必要となる蓄電池容量C_4



保守率 L ＝ 0.8
負荷電流 I_1 ＝ 603
540 分における容量換算時間 K_1 ＝ 9.17
負荷電流 I_2 ＝ 269
539 分における容量換算時間 K_2 ＝ 9.16
負荷電流 I_3 ＝ 229
27 分における容量換算時間 K_3 ＝ 1.13
負荷電流 I_4 ＝ 25
11 分における容量換算時間 K_4 ＝ 0.77

$$C_4=\frac{1}{L}\times[K_1 I_1+K_2(I_2-I_1)+K_3(I_3-I_2)+K_4(I_4-I_3)]$$

$$=\frac{1}{0.8}\times[9.17\times603+9.16\times(269-603)+1.13\times(229-269)+0.77\times(25-229)]=2835\text{Ah}$$

K_1：9.17（540 分），K_2：9.16（539 分），K_3：1.13（27 分），K_4：0.77（11 分）

I_1：603（A），I_2：269（A），I_3：229（A），I_4：25（A）

上記計算より，必要となる蓄電池容量は最大でC_3=2997Ah であり，Ｂ－115V 系蓄電池の蓄電池容量は 3,000Ah で問題ない。

４．検討結果

３．Ｂ－115V 系蓄電池の容量評価により，仮に負荷切離し操作が遅れたとしても，8.5 時間後から負荷切離し操作が開始出来れば，Ｂ－115V 系蓄電池による電源供給は９時間後まで継続することが可能であり，負荷切離し操作及び負荷切替操作には時間的余裕がある。

なお，Ｂ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）については，８時間後から電源供給可能な蓄電池容量を有しているため，負荷切離し操作の遅れは影響がない。

以上

71. ＺｒＯ$_2$耐熱材の侵食開始温度の設定について

ＺｒＯ$_2$耐熱材の侵食量評価においては，耐熱材の侵食開始温度として 2,100 ℃を設定している。その設定の考え方を以下に示す。

耐熱材の侵食挙動に関して，国プロ/電共研試験（以下，「国プロ試験」という）では，耐熱材の化学侵食や熱的侵食に対する試験（共晶試験，化学侵食試験，高温物性測定試験）等を実施し，侵食評価モデルを検討しており，また侵食評価モデルの検証のため，模擬デブリと耐熱材の相互作用試験を実施している。

国プロ試験では，ＺｒＯ$_2$試験片等を対象とした，溶融Ｚｒへの浸漬試験，模擬溶融炉心との相互作用試験等が実施され，溶融炉心に対する耐性の観点で，ＺｒＯ$_2$を主成分とした耐熱材が最も優れていると判断された。

また，実機ＢＷＲの溶融炉心の組成に比べて，ＺｒＯ$_2$耐熱材に対する還元性の観点で非常に影響が大きくなる条件である 2,100 ℃の 100mol％Ｚｒの溶融金属に浸漬しても，ＺｒＯ$_2$耐熱材試験片は当初の形状を保つ結果が得られており，この結果に基づき，ＺｒＯ$_2$耐熱材の侵食開始温度（融点）を保守側に 2,100 ℃と設定している。

なお，国プロ試験で使用したＺｒＯ$_2$耐熱材は，製造上におけるＺｒＯ$_2$含有量の管理値として 90 ％以上（国プロ試験でのサンプル分析では約 93 ％）としている。

島根原子力発電所２号炉のコリウムシールドに用いるＺｒＯ$_2$耐熱材については，国プロ試験で使用したＺｒＯ$_2$耐熱材と同じ製造メーカの同一品番の製品を採用しており，ＺｒＯ$_2$含有量も同等である。（図１参照）

以上より，島根原子力発電所２号炉のコリウムシールドに用いるＺｒＯ$_2$耐熱材については，国プロ試験で使用した試験体と同等のＺｒＯ$_2$含有量であり，また，ＺｒＯ$_2$耐熱材に対する還元性の観点で非常に影響が大きくなる条件で実施した浸漬試験において 2,100 ℃でＺｒＯ$_2$耐熱材の健全性が確認できていることから，国プロ試験結果を基に侵食開始温度を 2,100 ℃と設定することは妥当と考える。

図１　ＺｒＯ$_2$耐熱材ミルシート

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。

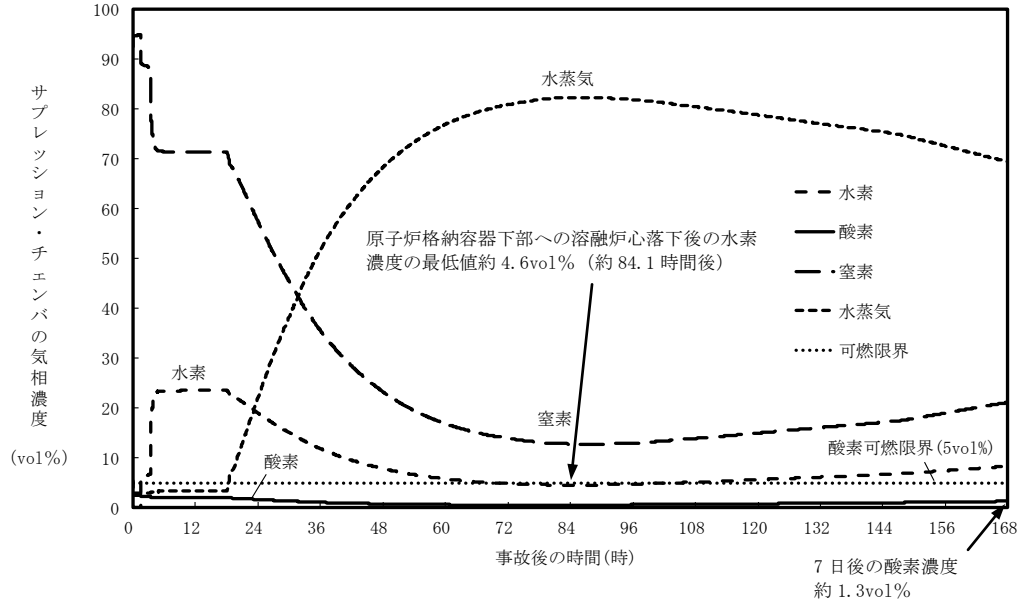
72. 有効性評価「溶融炉心・コンクリート相互作用」の感度解析ケースにおけるドライウェル及びサプレッション・チェンバ気相濃度挙動等について

添付資料 3.5.3「溶融炉心の崩壊熱及び溶融炉心からプール水への熱流束を保守的に考慮する場合，原子炉格納容器下部床面での溶融炉心の拡がりを抑制した場合のコンクリート侵食量及び溶融炉心・コンクリート相互作用によって発生する非凝縮性ガスの影響評価」において示した（１）～（３）の解析ケースの，ドライウェル及びサプレッション・チェンバ気相濃度挙動（ウェット条件，ドライ条件）について示す。

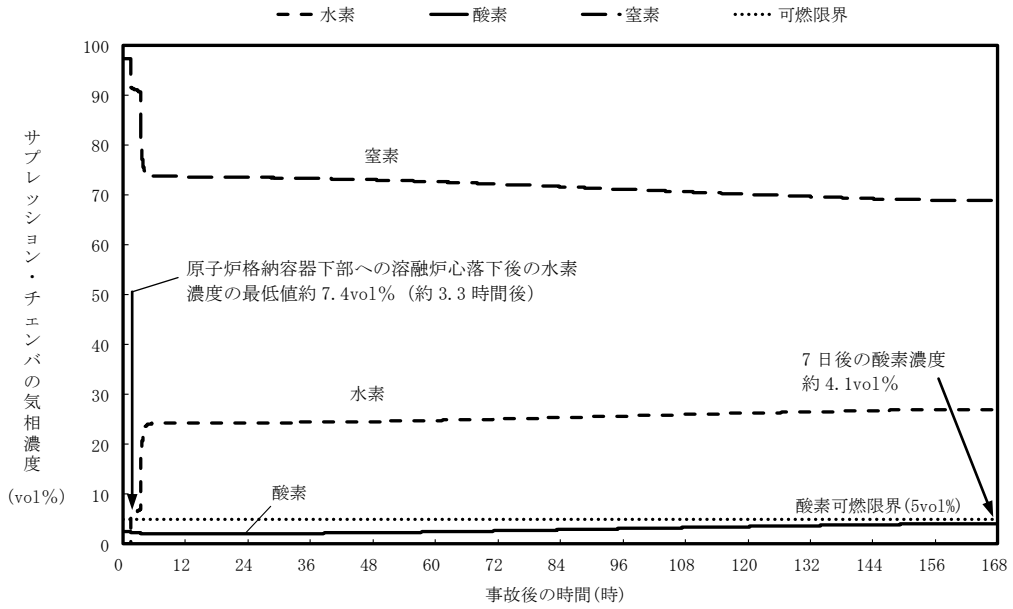
また，合わせて格納容器圧力，格納容器温度の推移を示す。

（１）原子炉格納容器下部の評価において溶融炉心の崩壊熱を保守的に考慮する場合
（２）原子炉格納容器下部の評価において上面熱流束を保守的に考慮する場合
（３）原子炉格納容器下部の評価において溶融炉心の拡がりを抑制する場合

（１）原子炉格納容器下部の評価において溶融炉心の崩壊熱を保守的に考慮する場合

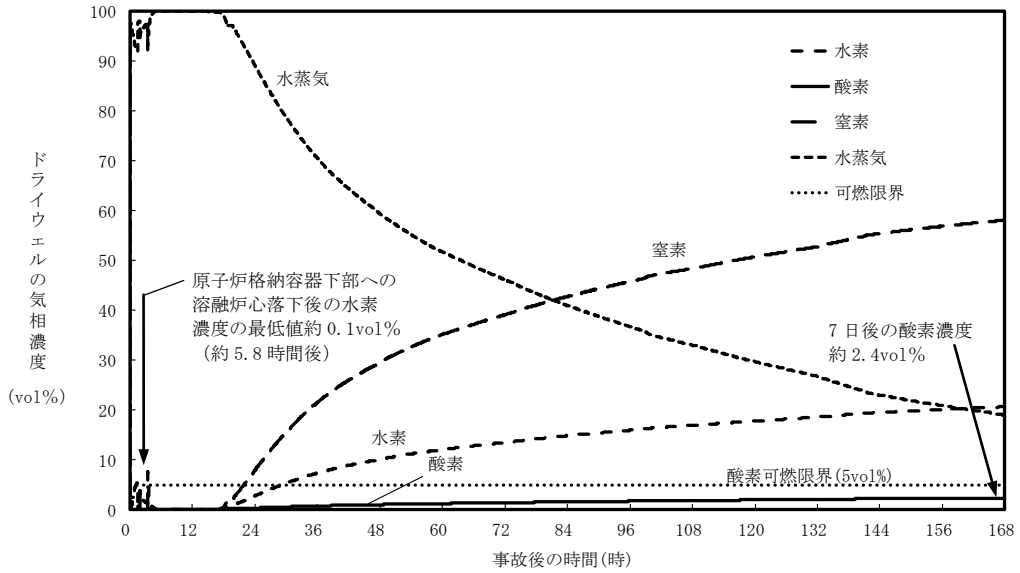


（ウェット条件）

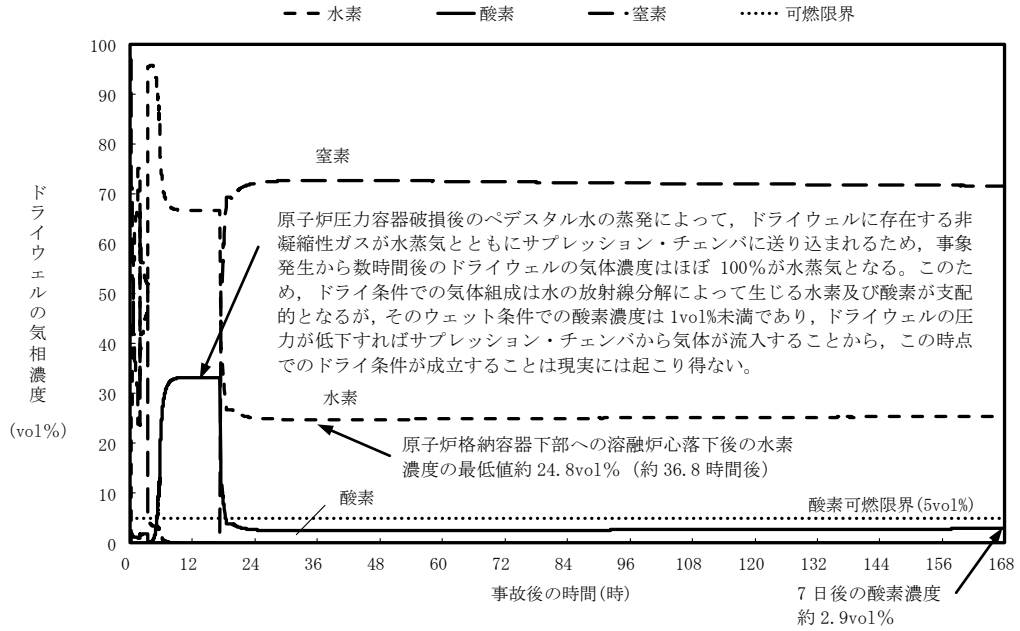


（ドライ条件）

図 1-1　サプレッション・チェンバの気相濃度
（溶融炉心の崩壊熱を保守的に考慮する場合）



（ウェット条件）



（ドライ条件）

図 1-2　ドライウェルの気相濃度
（溶融炉心の崩壊熱を保守的に考慮する場合）

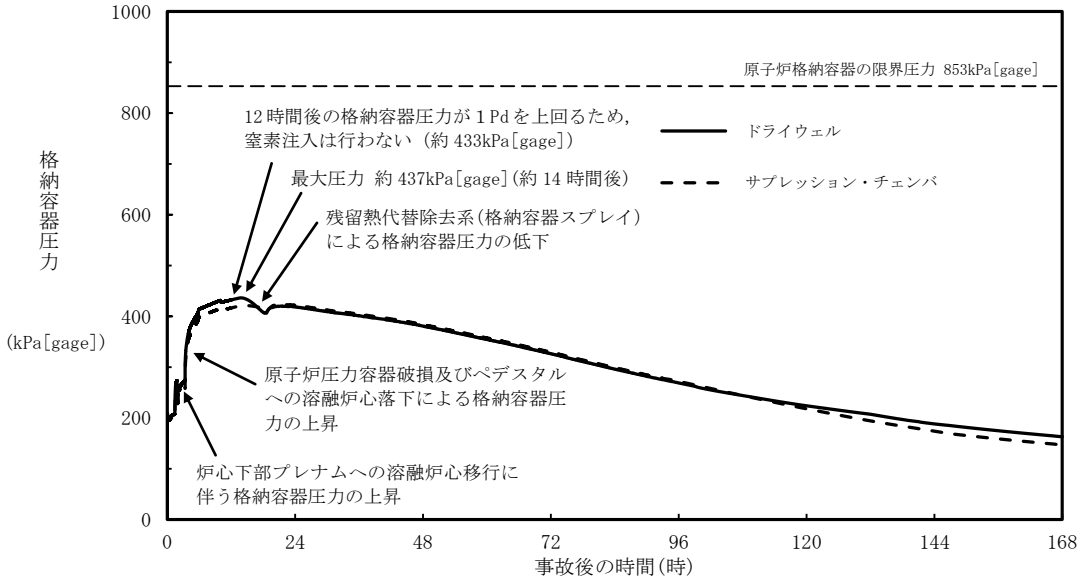


図 1-3　格納容器圧力の推移
（溶融炉心の崩壊熱を保守的に考慮する場合）

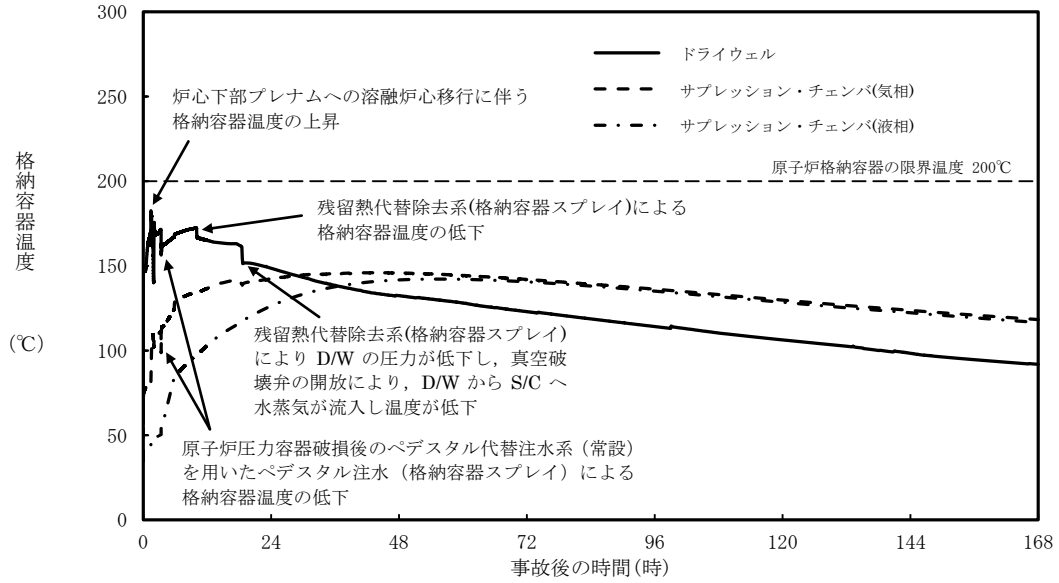
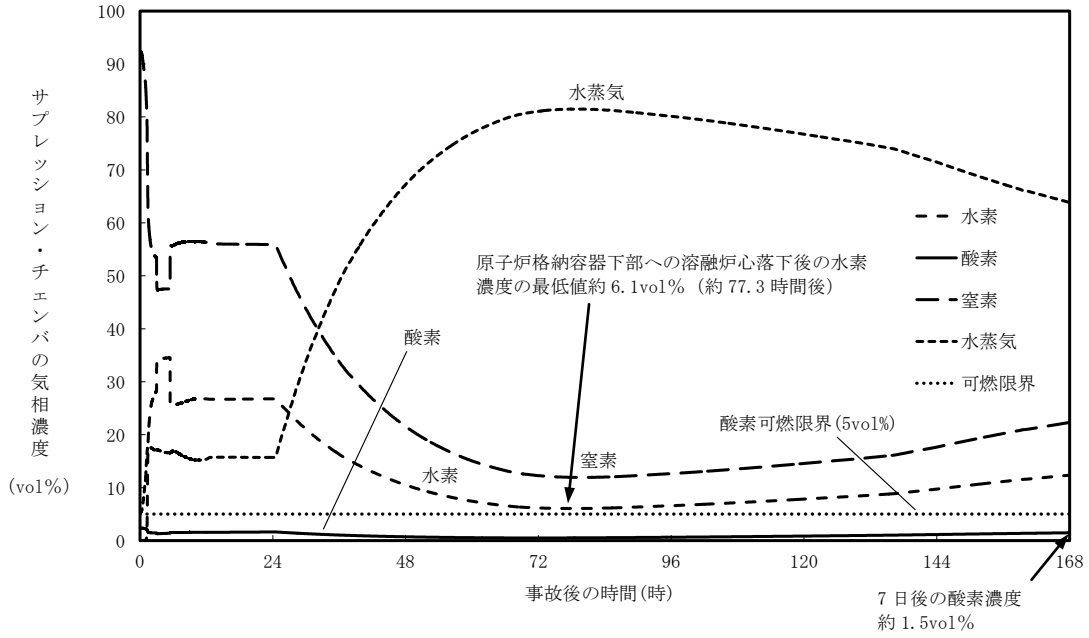
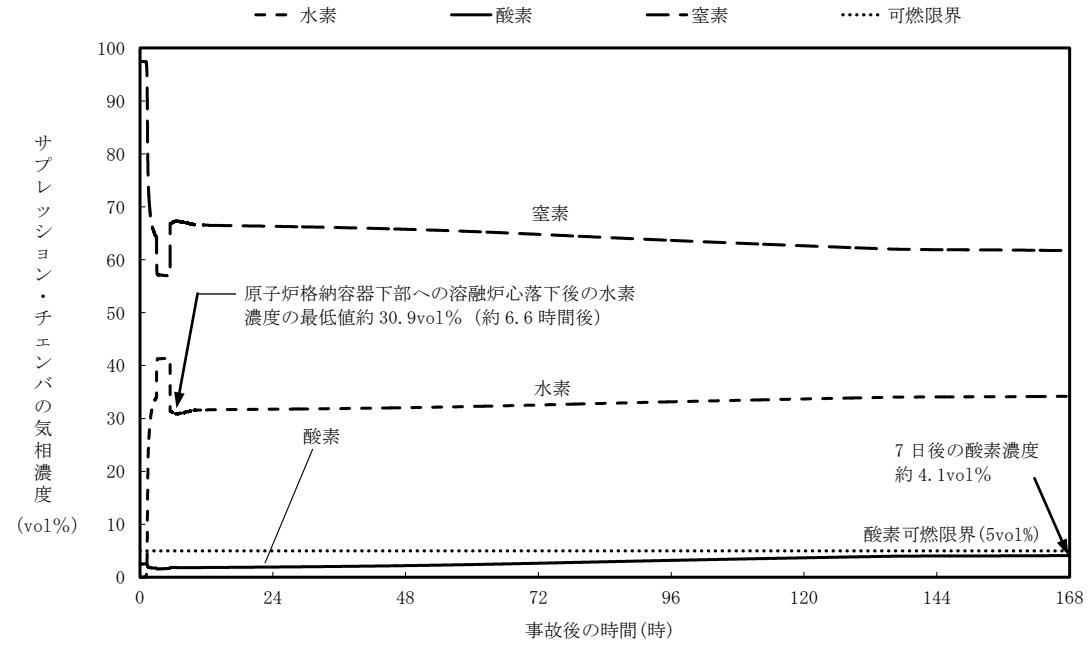


図 1-4　格納容器温度の推移
（溶融炉心の崩壊熱を保守的に考慮する場合）

（２）原子炉格納容器下部の評価において上面熱流束を保守的に考慮する場合

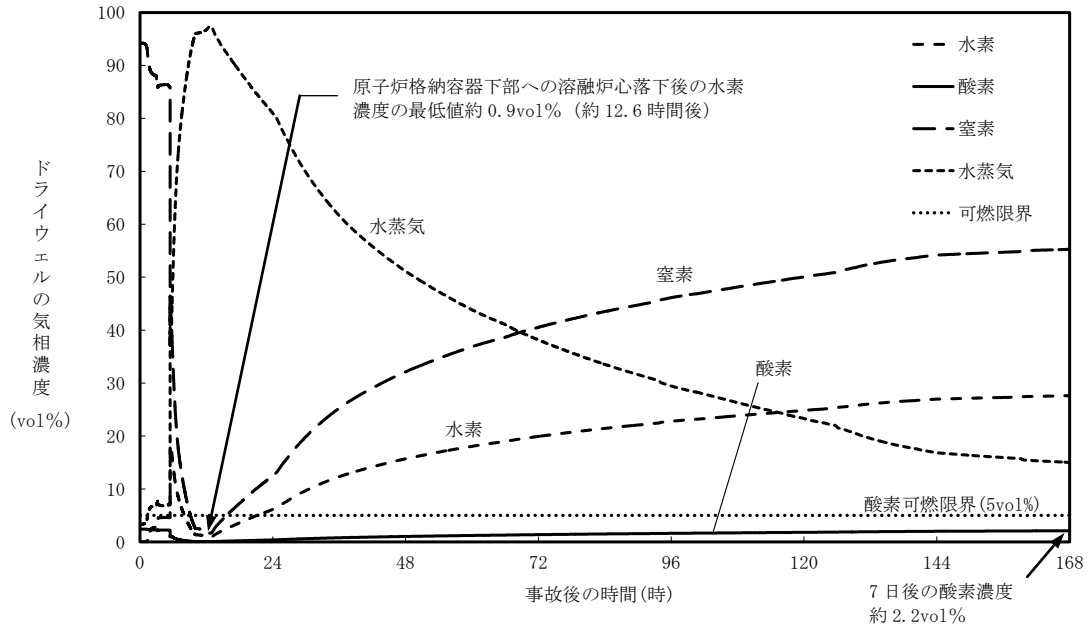


（ウェット条件）

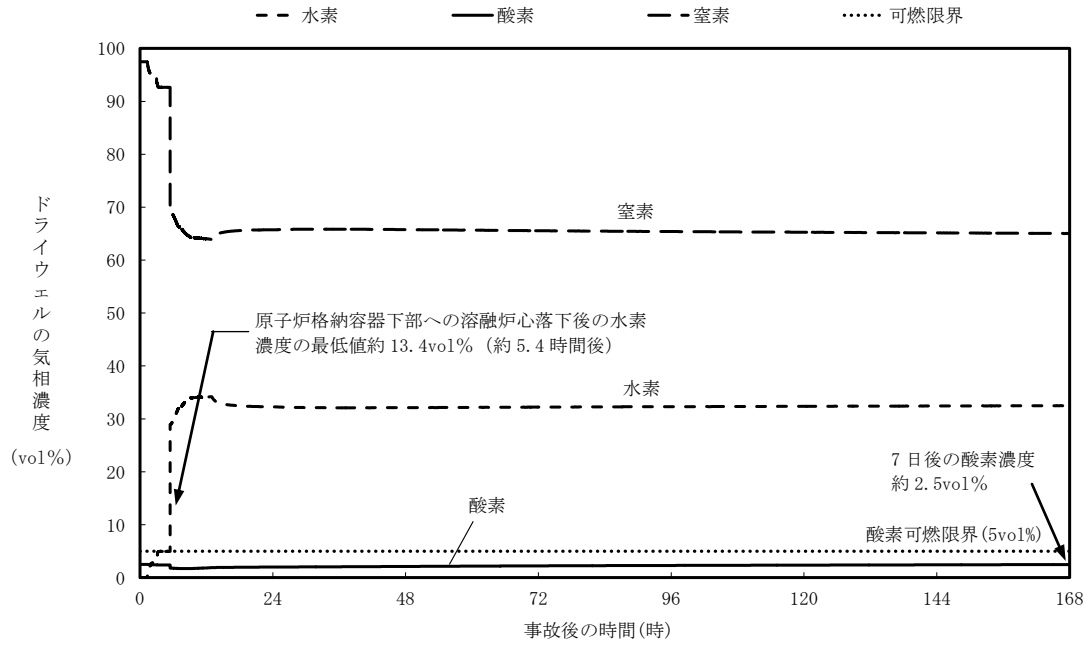


（ドライ条件）

図 2-1　サプレッション・チェンバ気相濃度図
（上面熱流束を保守的に考慮する場合）



（ウェット条件）



（ドライ条件）

図 2-2　ドライウェル気相濃度図
（上面熱流束を保守的に考慮する場合）

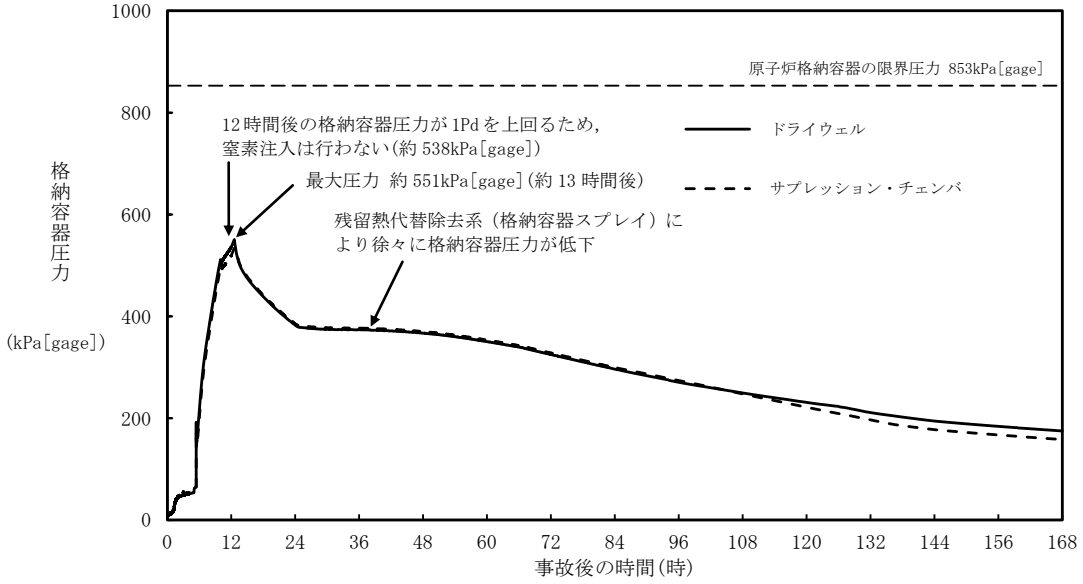


図 2-3　格納容器圧力の推移
（上面熱流束を保守的に考慮する場合）

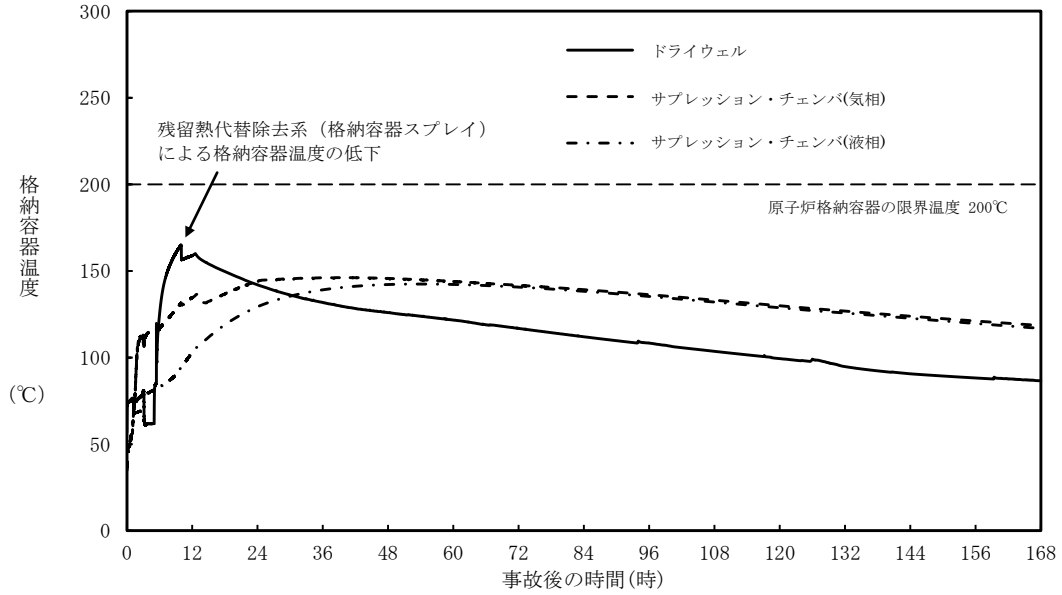
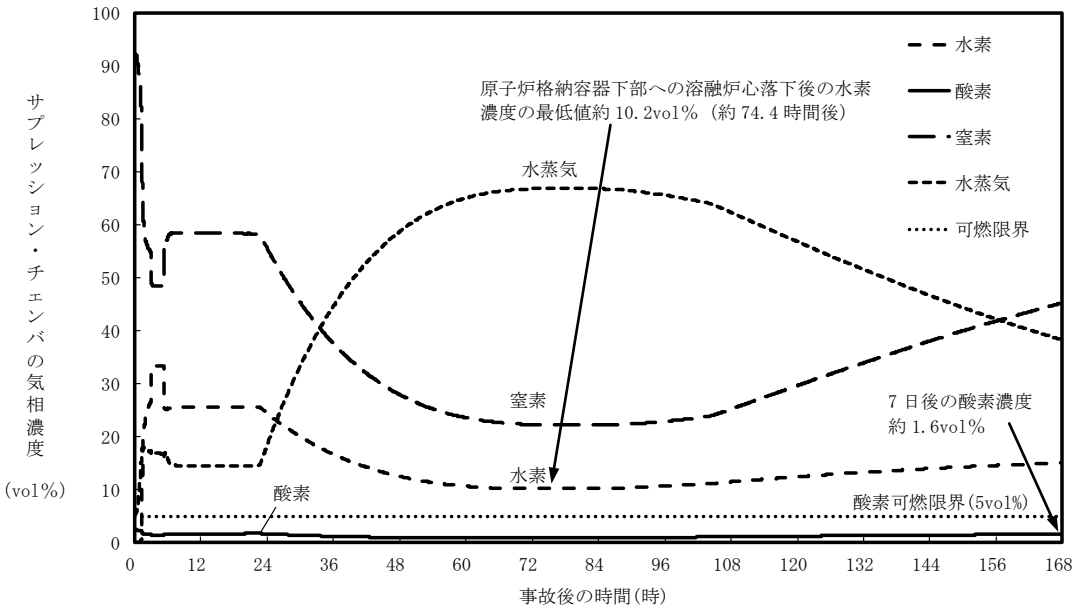
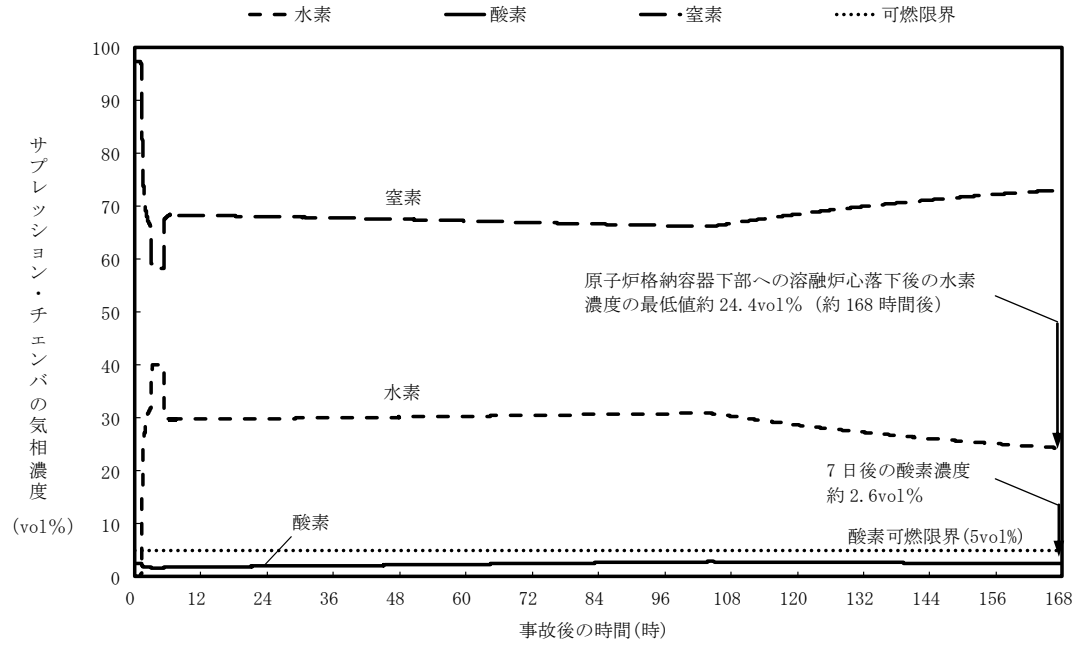


図 2-4　格納容器温度の推移
（上面熱流束を保守的に考慮する場合）

（３）原子炉格納容器下部の評価において溶融炉心の拡がりを抑制する場合

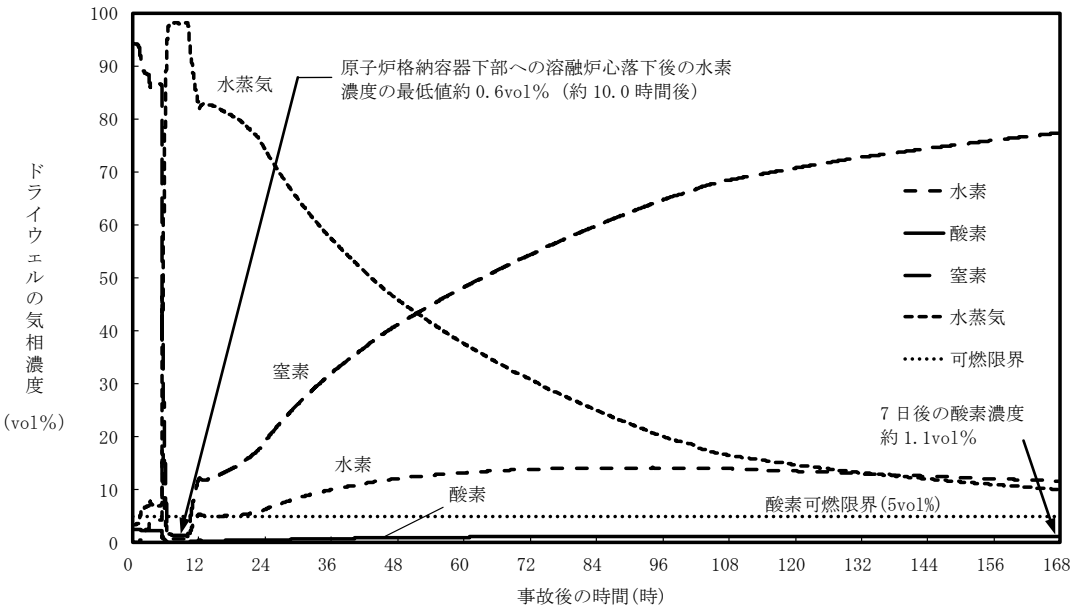


（ウェット条件）

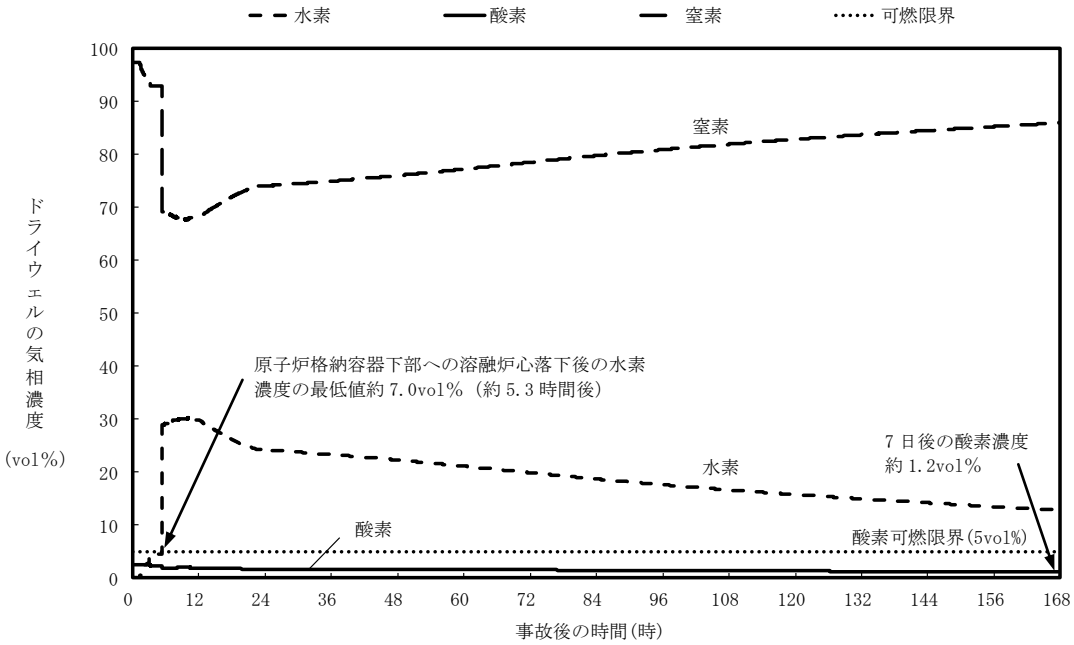


（ドライ条件）

図 3-1　サプレッション・チェンバ気相濃度図
（溶融炉心の拡がりを抑制した場合）



（ウェット条件）



（ドライ条件）

図 3-2　ドライウェル気相濃度図
（溶融炉心の拡がりを抑制した場合）

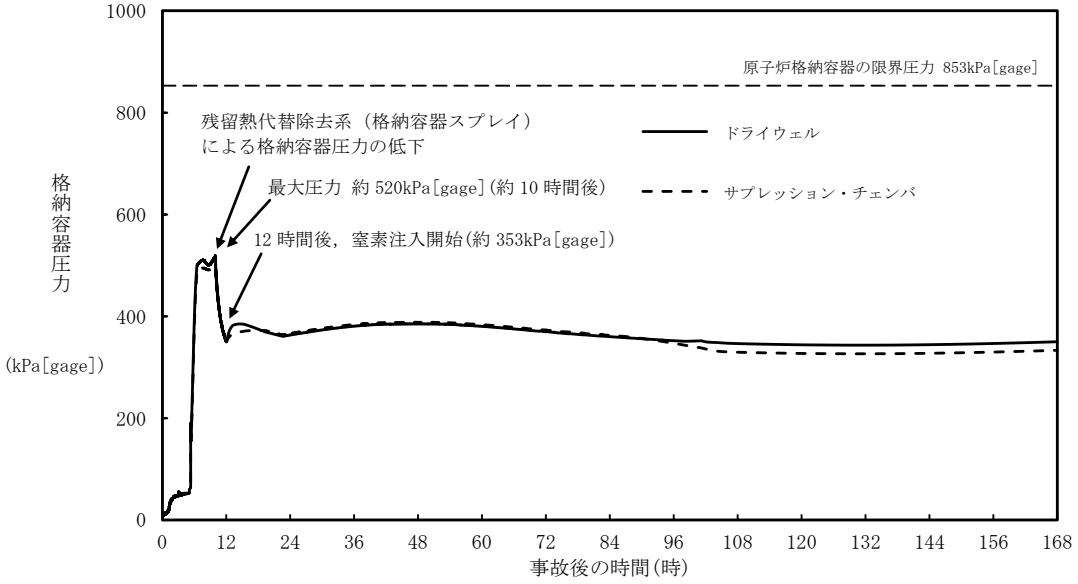


図 3-3　格納容器圧力の推移
(溶融炉心の拡がりを抑制した場合)

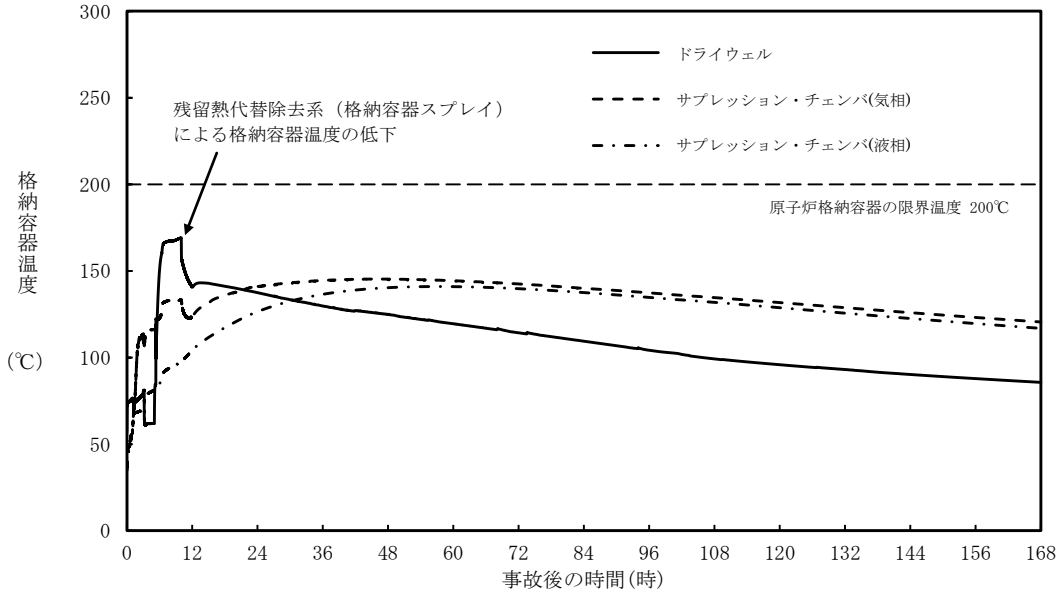


図 3-4　格納容器温度の推移
(溶融炉心の拡がりを抑制した場合)

73．原子炉隔離時冷却系の原子炉圧力低圧運転点における性能確認について

島根２号炉の有効性評価（ＴＢＰ等）においては，原子炉隔離時冷却系の運転範囲として原子炉圧力：8.21～0.74MPa［gage］を解析条件としている。

上記運転範囲のうち，ＴＢＰについては低圧運転点（原子炉圧力：0.74MPa［gage］）までの運転を期待している。

低圧運転点の性能に関しては，以下に示すとおり，島根２号炉建設時に確認しているが，今後においても確認を実施することとする。

１．建設時の性能確認

島根２号炉建設時の起動試験において，主蒸気を用いた性能確認を実施しており，低圧運転点（原子炉圧力：0.74MPa［gage］相当）にて所定の性能を有していることを確認している。

２．今後の対応

現在のプラント停止期間中に，所内蒸気を用い低圧運転点にて所定の性能を有していることを確認する。

なお，図１に示すように，所内蒸気を用いる場合には，接続する仮設ラインに減圧弁を追加するなどの系統構成が考えられるが，試験方法の詳細については今後検討を行う。

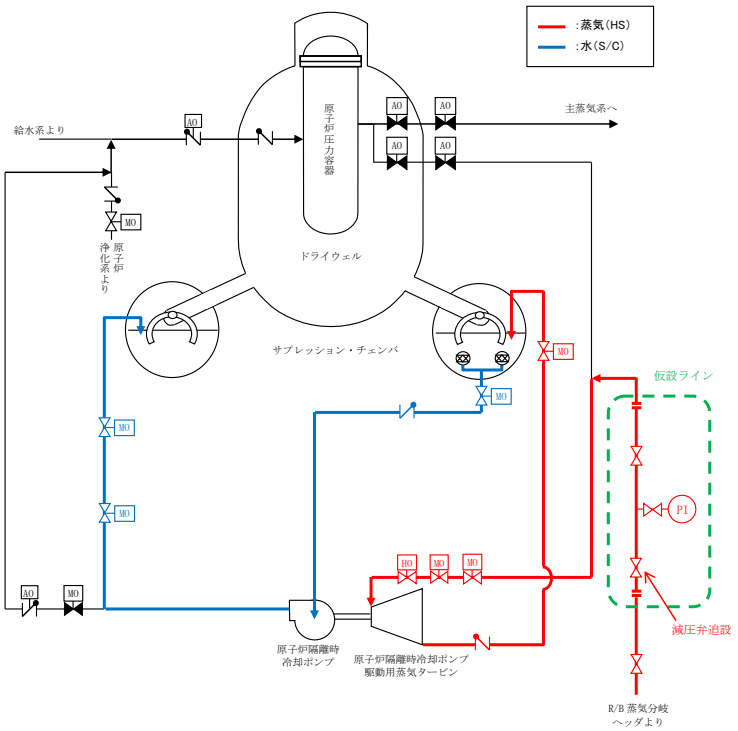


図１　所内蒸気を用いた試験時の系統構成例