

本資料のうち、枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

柏崎刈羽原子力発電所 6号及び7号炉

重大事故等対策の有効性評価について
(補足説明資料)

平成29年1月

東京電力ホールディングス株式会社

1. 原子炉の減圧操作について
2. 重要事故シーケンスの起因とする過渡事象の選定について
3. G 値について
4. 格納容器内における気体のミキシングについて
5. 深層防護の考え方について
6. 原子炉圧力挙動の解析上の取扱いについて
7. 原子炉隔離時冷却系 (RCIC) の運転継続及び原子炉減圧の判断について
8. 6/7 号炉 原子炉冷却材再循環ポンプからのリークの有無について
9. 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合) における平均出力燃料集合体での燃料被覆管最高温度の代表性について
10. 非常用ディーゼル発電機が起動成功した場合の影響について (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))
11. 原子炉注水手段がない場合の原子炉減圧の考え方について
12. 熔融炉心・コンクリート相互作用に対するドライウェルサンプの影響について
13. 水蒸気爆発評価の解析コードについて
14. エントレインメントの影響について
15. 復水補給水系 (MUWC) の機能分散について
16. 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
17. 再循環流量制御系の運転モードによる評価結果への影響
18. ほう酸水注入系 (SLC) 起動後の炉心状態 (冷却材保有量等) について
19. 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
20. 給水流量をランアウト流量 (68%) で評価することの妥当性
21. 実効 G 値に係る電力共同研究の追加実験について
22. 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
23. 使用済燃料プール (SFP) ゲートについて
24. サイフォン現象による SFP 水の漏えい停止操作について
25. 反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさについて
26. 格納容器過圧・過温破損シナリオにおける原子炉冷却材再循環ポンプからのリークの有無について
27. 炉心損傷及び原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方
28. 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
29. 高圧・低圧注水機能喪失及び LOCA 時注水機能喪失シナリオにおける原子炉圧力の最大値の差異について
30. 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

: 今回のご説明範囲

31. 最長許容炉心露出時間及び水位不明判断曲線
32. 原子炉水位及びインターロックの概要
33. 有効性評価「5.4 反応度の誤投入」における，炉心平均中性子束の推移
34. 格納容器下部(ペデスタル)外側鋼板の支持能力について
35. 格納容器下部ドライウェル(ペデスタル)に落下する熔融デブリ評価条件と落下後の堆積に関する考慮
36. 初期炉心流量 90%としたケースにおける給水ポンプトリップ後の流量低下について(原子炉停止失敗)
37. 高温環境下での逃がし安全弁の開保持機能維持について
38. 原子炉格納容器への窒素注入について
39. KK6/7 ペデスタル水位調整設備の基本設計方針について
40. 大LOCAシナリオ想定と異なる事象について
41. 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)
42. 他号炉との同時被災時における SFP の想定について

4. 格納容器内における気体のミキシングについて

BWR の格納容器内の気体のミキシング効果については、電力共同研究等^{[1][2]}によって確認している。その結果として、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。^[3]

今回の申請における「水素燃焼」のシナリオでは、事象発生から約 20 時間後までは間欠的なスプレイの実施及び格納容器内の温度差により、格納容器内は十分にミキシングされるものと考えられる。20 時間後以降は格納容器内の温度差によってミキシングされるものと考えられる。

格納容器スプレイを実施している場合の格納容器内の気体の流動については、過去に格納容器内への触媒式 FCS の設置を検討した際に、汎用 CFD コード (STAR-CD) を用いて RCCV 型格納容器をモデル化し、各ノードの水素濃度を評価している。^[1] 評価結果を図 1 に示す。評価の結果、格納容器内の気体は良く混合されることが確認されており、この結果からも、LOCA 後の長時間経過後に格納容器スプレイを継続している間は十分にミキシングされることが分かる。

温度差がある場合のミキシング効果についての実験結果^[2]を図 2 に示す。図 2 は 5°C の温度差がある場合のミキシング効果を示しており、He 等の軽い気体を含んでいても、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 の格納容器内では、原子炉圧力容器が熱源として考えられるため、少なくとも 5°C 以上の温度差は生じているものと考えられる。このため、BWR の格納容器内において、気体が成層化する等の位置的な濃度の偏りが生じる可能性は低いと考える。

[1] 社内研究「触媒式 FCS 導入に向けた格納容器内熱流動特性の評価(フェーズ 2)」(平成 19 年 3 月)

[2] 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」(昭和 58 年 3 月)

[3] 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(平成 15 年 3 月)

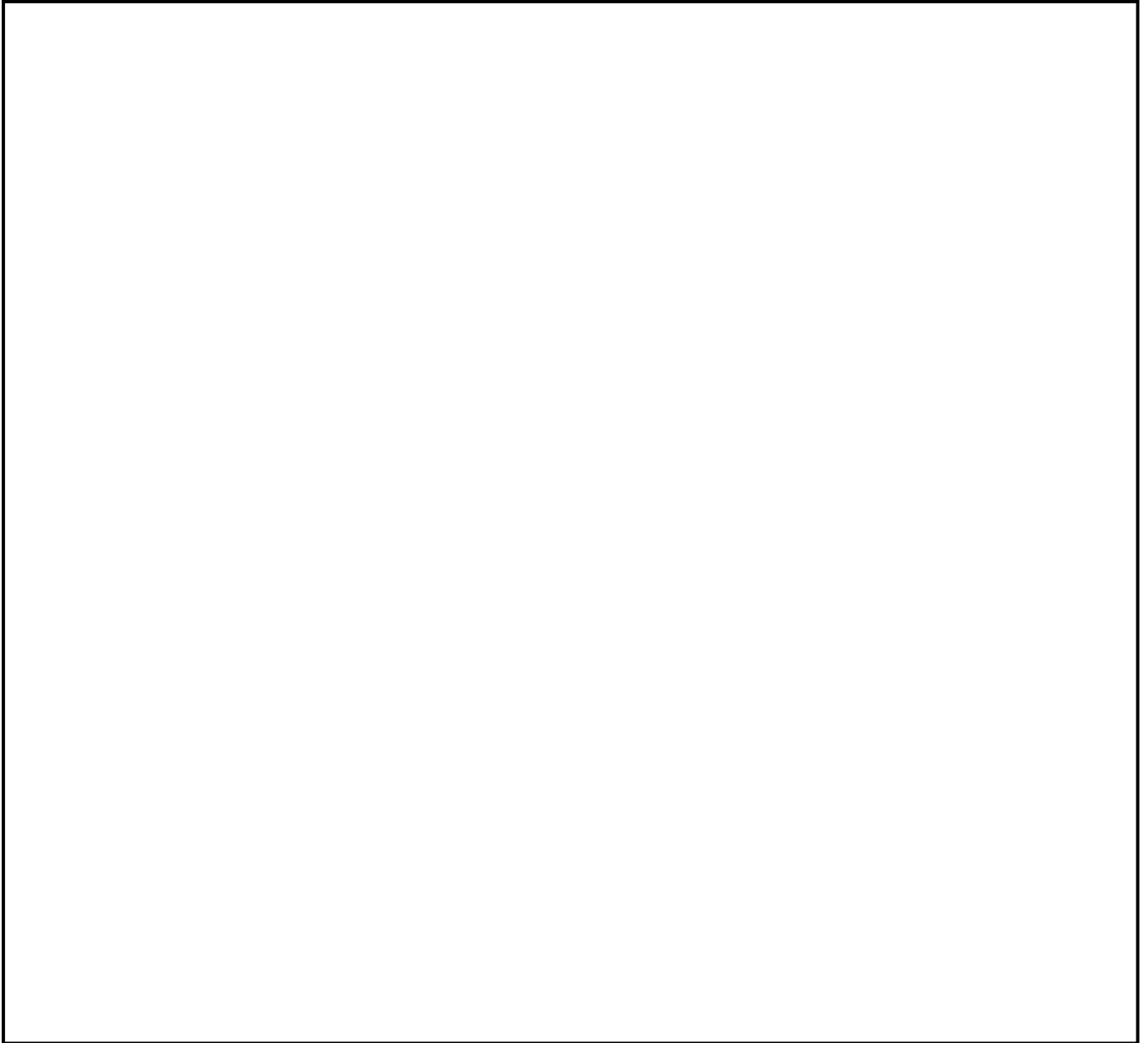


図 1 事故(LOCA)発生後 1000 時間(準定常状態)における格納容器内水素濃度分布

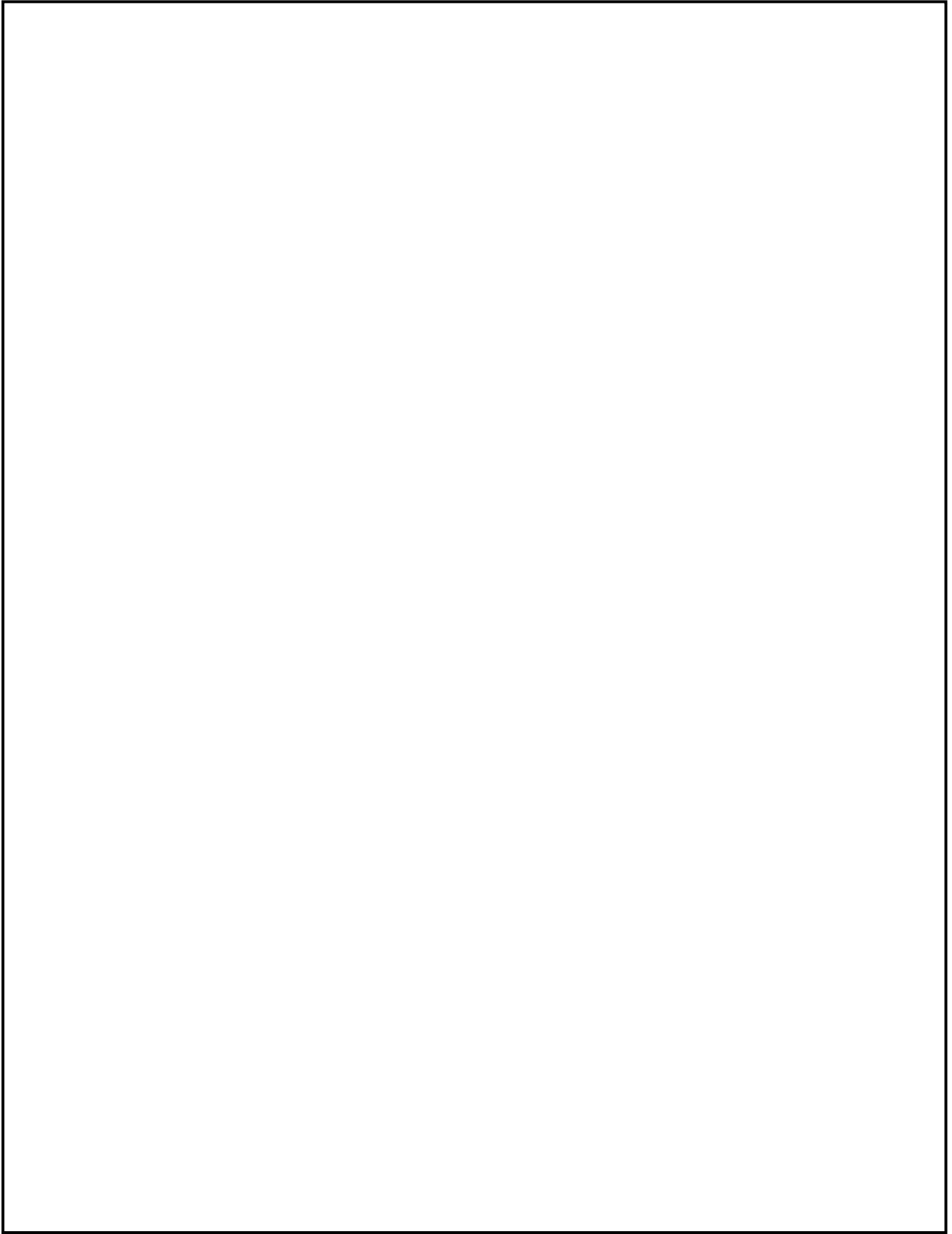


図 2 温度差によるミキシングの影響

11.原子炉注水手段がない場合の原子炉減圧の考え方について

炉心損傷後、原子炉へ注水できない場合には、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(燃料域水位計)で原子炉水位が「有効燃料長棒底部(BAF)+10%」を下回った場合に逃がし安全弁 2 弁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および弁数は、以下の評価結果をもとに決定している。

(1) 原子炉減圧のタイミングについて

原子炉へ注水できない場合の原子炉減圧のタイミングを決定するため、原子炉水位が「原子炉水位低(レベル 1)」に到達してから 10 分、20 分、30 分、40 分、50 分、60 分後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。

ここでの減圧は、自動減圧機能付逃がし安全弁全弁によって実施されるものとした。

評価結果を表 1 に示す。水素の積算発生量については、50 分後と 60 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、原子炉水位低(レベル 1)から 40 分後までに減圧を実施する必要があると判断した。

なお、表 1 の自動減圧機能付逃がし安全弁全弁での 10 分、20 分、30 分、40 分のタイミングでの減圧の結果からは、減圧のタイミングを遅くすることで水素発生量が減少している。しかしながら、表 2 の SRV2 弁及び 1 弁で減圧する場合を見ると、減圧のタイミングを遅くしても、水素発生量は減少せず、10 分、20 分、30 分、40 分で増減(ばらつき)を示している。表 2 の SRV2 弁及び 1 弁で減圧する場合の評価結果を踏まえると、表 1 の自動減圧機能付逃がし安全弁全弁での評価結果もばらつきが表れた結果であり、顕著な傾向を示したものでは無いと考える。しかしながら、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ばらつきは本結論に影響を与えるものではない。

(2) 減圧の弁数について

減圧の際に開放する弁数を決定するため、原子炉水位低(レベル 1)到達から 10~40 分後に、逃がし安全弁 1 弁、2 弁、自動減圧機能付逃がし安全弁全弁で減圧した場合のそれぞれについて、水素発生量と燃料被覆管の荷重を評価した。

評価結果を表 2 に示す。水素発生量は、逃がし安全弁 1 弁で減圧した場合以外は、ほぼ同等となった。減圧時の炉内蒸気流量の観点では、自動減圧系機能付逃がし安全弁全弁で減圧した場合よりも、逃がし安全弁 2 弁で減圧した場合の方が流量が少ないことから、被覆管に対する負荷が小さいものとする。

減圧完了までの時間については、図 1 に示す通り、弁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内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熔融炉心落下量など、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、減圧の際に開放する弁数は逃がし安全弁 2 弁とした。

(3) 減圧を実施する水位について

(1)の評価結果から、原子炉の減圧を原子炉水位低(レベル 1)到達から 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及び、(2)の評価結果から、原子炉の減圧を原子炉水位低(レベル 1)到達から 10~40 分後に実施する場合には、減圧実施時間に応じた水素の積算発生量に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、原子炉減圧は水位低(レベル 1)から 40 分後に実施するものとし、判断基準としてはこれ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+10%程度であるため、これを減圧実施の水位とした。

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、米国の例との差違はあるものの、上述の評価結果を踏まえ定めているものであり、妥当であると考えます。

(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(燃料域水位計)によって確認する。原子炉水位が BAF+10%に到達する時点(事象発生から約 1.4 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 80 °C であることから、原子炉水位計の凝縮槽内の水位は維持され、原子炉水位計による原子炉水位の確認は可能と考える。

また、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。

以 上

[参考文献]

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

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

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
水素発生量[kg]	370	270	220	180	270	820*

※ 原子炉水位の低下に伴う燃料棒の過熱により、レベル1到達後50分を過ぎたタイミングで原子炉を減圧すると、ジルコニウム-水反応による水素発生量が著しく増加する。(「3.2 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」におけるジルコニウム-水反応による水素発生量は1400kg)

表2 減圧弁数に関する評価結果

減圧弁数	原子炉水位低(レベル1) 到達後の時間遅れ	水素発生量[kg]	被覆管への荷重*
自動減圧機能付 逃がし安全弁全弁	10分	370	100
	20分	270	270
	30分	220	210
	40分	180	220
SRV 2弁	10分	360	90
	20分	400	140
	30分	280	80
	40分	400	70
SRV 1弁	10分	560	70
	20分	640	60
	30分	510	50
	40分	620	60

※ 減圧時の最大炉内蒸気流量[kg/s]

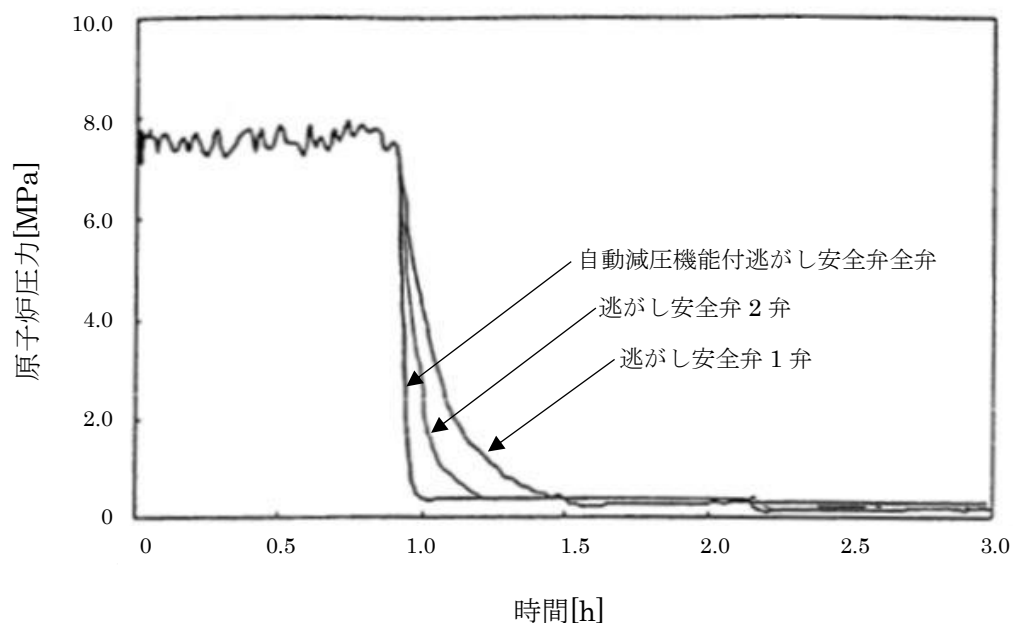


図1 減圧時の原子炉圧力の推移

27. 炉心損傷及び原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉(以下、「KK6/7」という。)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組織の対応をアクシデントマネジメントガイド(以下、「AMG」という。)にまとめており、運転員による対応を、事故時運転操作書(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、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, TBP, TBD), LOCA が抽出される。

このうち、TQUV, TQUX, TB(長期 TB, TBU, TBP, TBD)は、炉心損傷の時点で RPV が健全であり、RPV 内の冷却材は 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 の健全性及び格納容器の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、原子炉水位が有効燃料長底部から 10%の時点で 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 のバウンダリ機能を喪失しており、RPV 内の冷却材が上部ドライウェル(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。

また、LOCA が発生し、上部 D/W に放出された冷却材の多くは、連通孔からその真下にあるベント管(垂直管)を通過して S/C に流入すると考えられるものの、連通孔とベント管(垂直管)は直結されておらず、その間には下部 D/W に対して開放されている箇所があり、LOCA によって放出された冷却材の一部は下部 D/W に流入すると考えられる。これにより、下部 D/W に水位が形成される可能性が考えられる。

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。

炉心損傷後の手順として、RPVの破損及び下部D/Wへの溶融炉心落下に備えた下部D/Wへの注水を定めており、注水量は180 m³(水位2.0 m相当)としている。先述の通り、LOCAの場合には予め水位が形成されている可能性が考えられるものの、それによる注水量の調整等は考慮しておらず、どの炉心損傷モードを経た場合であっても180 m³(水位2.0 m相当)の注水を行うこととしている。なお、この注水量は水位ではなく注水の積算量で確認する手順としている。

溶融炉心落下時の下部D/Wの水位は、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、2.0 m相当としている。しかしながら、仮に下部D/Wの水位が2.0 mより高い場合であっても、炉外FCIやMCCIによる格納容器の機能維持に問題は無いことを確認²しており、LOCA時の下部D/Wへの冷却材の流入による水位形成を考慮した手順とする必要は無いものとする。

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。但し、RPV下鏡温度が300 °C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下部D/Wへの注水(注水量は180 m³(水位2.0 m相当))を実施する手順としている。

次に、RPVが破損した後は、下部D/Wに崩壊熱に相当する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、下部D/Wに直接崩壊熱相当量の注水を実施することとしており、その注水量は格納容器外の流量計にて確認する手順としている。なお、この流量計の先に下部D/W以外への分岐は無く、確実に下部D/Wへの注水量を確認出来る設備構成となっている。また、格納容器からの除熱が必要な場合は下部D/Wへの注水と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。

² 柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉 重大事故等対策の有効性評価について 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 格納容器下部の水張りの適切性」参照。下部D/W水位の増加によって物理現象発生時の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、下部D/W水位が7.0 m(リターンライン相当)の場合であっても、格納容器下部ドライウェルの内側鋼板の最大応力は約80 MPaであり、水位2 mの場合の約10 MPaと比べて約8倍に増加しているが、格納容器下部ドライウェルの内側鋼板の降伏応力(490 MPa)を十分に下回っており、格納容器破損に至るおそれはないことを確認している。格納容器下部ドライウェルの水位上昇の要因がLOCAに起因する冷却材である場合、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する。

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、下部 D/W への溶融炉心の落下量、格納容器圧力及び温度等、格納容器内の状態の不確かさが大きく、また、注水又は除熱を実施可能な設備が限定され、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(上部 D/W)

- ・ 開始条件：格納容器圧力 465 kPa(1.5 Pd)以上又は格納容器温度 190 °C 以上
- ・ 停止条件：格納容器圧力 390 kPa 以下
- ・ 流量：140 m³/h 以上

優先順位 2：S/C スプレイ

- ・ 開始条件、停止条件及び流量は①と同じ

優先順位 3：下部 D/W 注水

- ・ 流量：崩壊熱相当量(スクラム後 5～10 時間：50 m³/h, 10～20 時間：40 m³/h, 20 時間以降：35 m³/h)で注水

優先順位 4：RPV 破損後の RPV への注水

- ・ 流量：30 m³/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、中でもスプレイを優先する理由は、D/W スプレイ(上部 D/W)又は S/C 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(上部 D/W)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、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(上部 D/W)を優先することとしている。

下部 D/W の溶融炉心の冷却については、RPV 破損前の注水により 180 m³(スクラム後 5～10 時間後の崩壊熱に換算すると約 3.6 時間分)の冷却材が確保されていること及びスプレイされた冷却材の流入により S/C 水位が上昇した後は、リターンラインから下部 D/W への冷却材の流出による下部 D/W への注水にも期待できる(NWL からリターンラインまでの体積は約 810 m³であり、流量 140 m³/h で連続スプレイする場合、スプレイ開始から約 5.8 時間で S/C 水位がリターンラインに到達する。)ことを考慮し、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 破損口から冷却材が流出することによる下部 D/W の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、下部 D/W 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、現在改めて検討を進めているところであり、検討の結果によっては今後、前述の優先順位は変わりうるものと考えている。

スプレイ又は注水により、S/C 水位が S/C ベントラインから 1 m 下(S/C 底面から約 9.1 m)の高さまで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。

S/C 水位がリターンラインを上回る場合等、状況に応じて下部 D/W への注水の流量を抑制する余地はあると考えられるものの、下部 D/W の熔融炉心を確実に冷却する観点から、下部 D/W 注水を停止する手順は定めておらず、崩壊熱相当量を注水し続ける手順としている。

以上の通り、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。

以 上

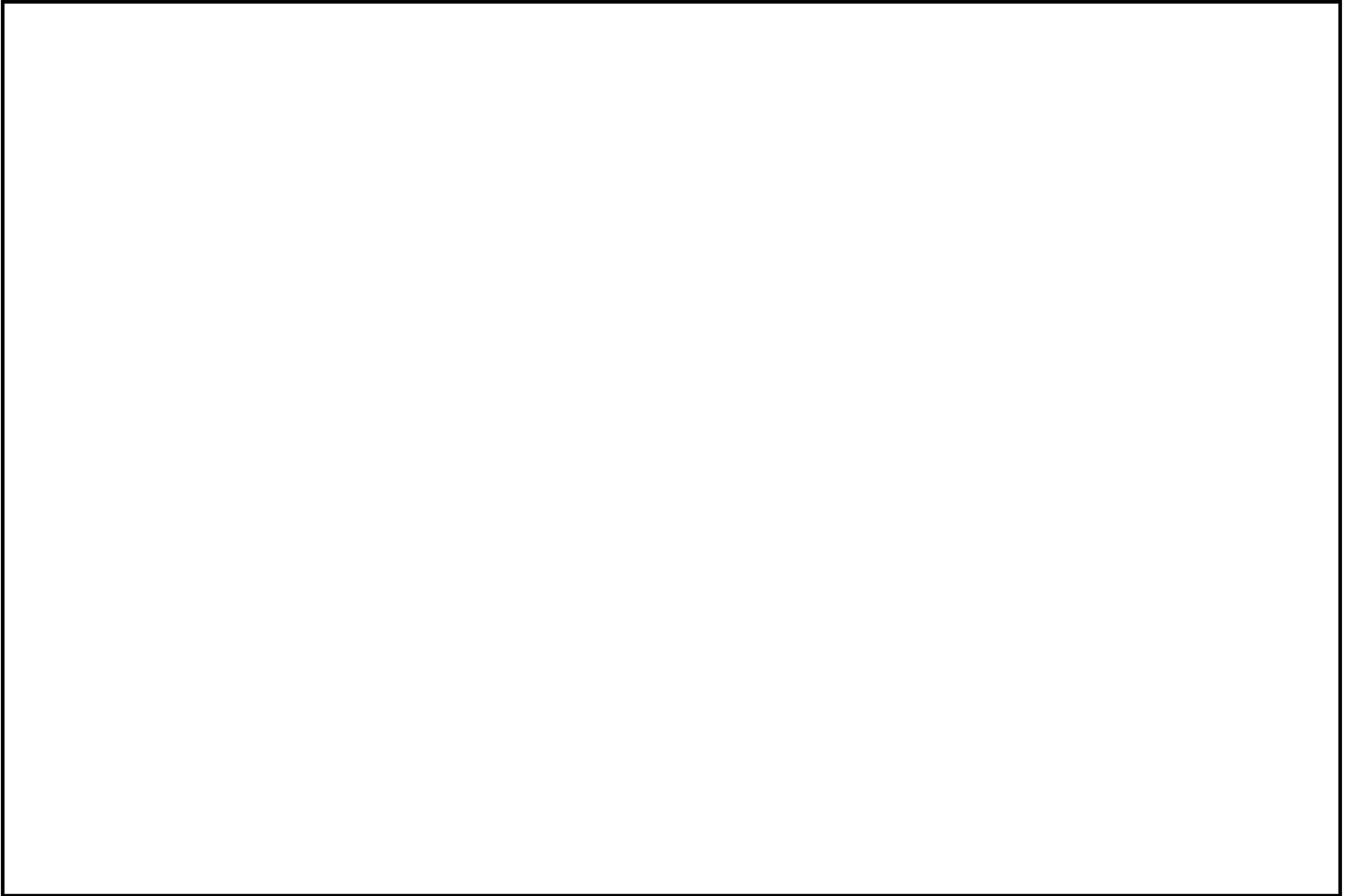


図1 SOPの対応フロー(全体)

図 2 格納容器の構造図(ABWR, RCCV 型格納容器)

35. 格納容器下部ドライウェル(ペDESTAL)に落下する溶融デブリ評価条件と落下後の堆積に関する考慮

1. 溶融デブリの評価条件

柏崎刈羽原子力発電所(KK)6/7号機では、MCCIの評価にMAAPコードを用いている。MCCIの評価においては、全炉心に相当する量が溶融デブリとしてペDESTALに落下するものとしており、この溶融デブリには炉内構造物等を考慮している。溶融デブリの拡がりに関する評価条件を表1に示す。

2. KK6/7号機のMCCIの評価における溶融デブリの堆積高さ

KK6/7号機のMCCIの評価では、落下した溶融デブリがペDESTALに一様に広がるものとしており、この場合堆積高さは約50 cmとなる。ペDESTALに落下した溶融炉心とペDESTALの構造の位置関係を図1に示す。図1に示す通り、ペDESTALの側面の開口部として最も低い箇所にある機器搬出入用ハッチまでであっても4 m以上の高さがあることから、仮に溶融デブリが全量落下してもペDESTAL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) ペDESTAL内の構造物の影響

KK6/7(ABWR)のペDESTAL内の主な構造物としては制御棒駆動系(CRD)交換機とサンプルクーラが挙げられる。溶融デブリへのこれらの構造物の取り込みを考慮すると、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を考慮していない。主な構造物の重量を表2に示す。表2の通り、これらの構造物は溶融デブリに対して小さいことから、これらの構造物を考慮しても溶融デブリがペDESTAL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

溶融デブリがペDESTALに落下する場合、予め2 m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、粒子化したデブリの密度が低いと堆積高さが高くなる。例えば、ポロシティが最も大きな粒子の充填状態である、単純立方格子として粒子が堆積する場合を仮定すると、溶融デブリの堆積高さは約93 cmとなるが、前述の通り、ペDESTALの側面の開口部までは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ペDESTAL以外に溶融デブリが拡がる恐れは無いと考える。

(3) 溶融デブリの落下の位置及び拡がりの影響

原子炉圧力容器下部からペDESTALへの溶融デブリの落下の経路¹⁾については、制御棒駆動機構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、溶融デブリがペDESTAL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える。

ここで仮に溶融デブリが偏って堆積し、機器搬出入用ハッチの高さ(約 4.5 m)に到達する条件を考えると、溶融デブリが直径約 3.6 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、溶融デブリは落下と同時にペDESTAL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、溶融デブリが機器搬出入用ハッチの高さまで堆積する状況は考え難い。

以 上

¹ 平成 27 年 6 月 9 日 第 236 回原子力発電所の新規制基準適合性に係る審査会合 配布資料 1-5 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて(第 5 部 MAAP) 添付 3 溶融炉心とコンクリートの相互作用について

² J. D. Gabor, L. Baker, Jr., and J. C. Cassulo, (ANL), "Studies on Heat Removal and Bed Leveling of Induction-heated Materials Simulating Fuel Debris," SAND76-9008 (1976).

表1 溶融デブリに関する評価条件

項目	設定値	設定根拠
溶融デブリ落下割合	100%(340t)	保守的に全炉心相当量が落下するものとして設定
溶融デブリの比重	8,050 kg/m ³	—
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)
ペDESTAL床面積	88.25 m ²	KK6/7の設計値のうち、床面積の小さいKK7の設計値を使用

表2 ペDESTALの主な構造物の重量

構造物	重さ(t)
CRD 交換機	約 30
サンプクーラ	約 0.7

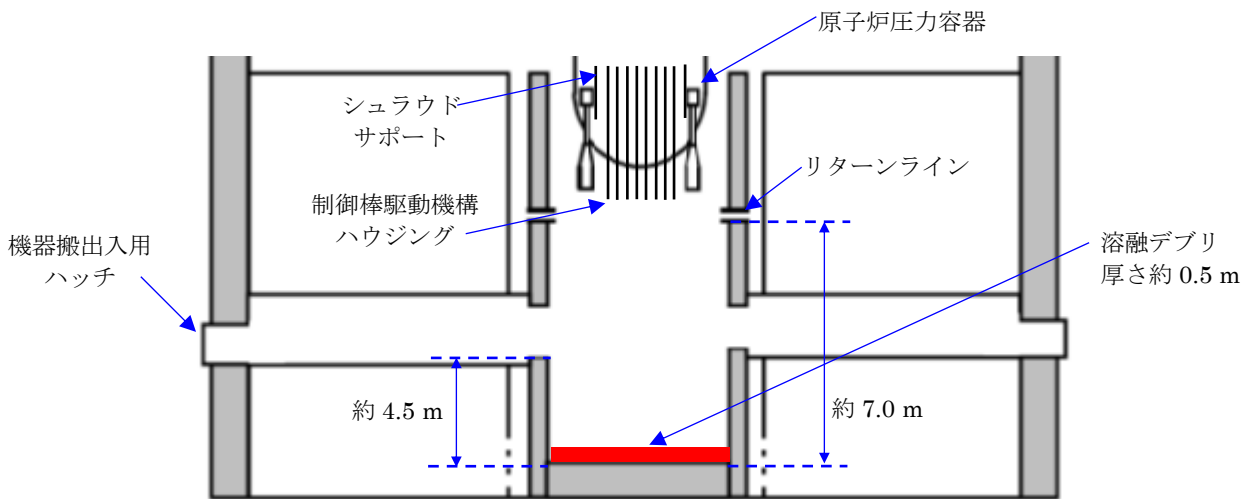


図1 溶融炉心とペDESTALの構造の位置関係

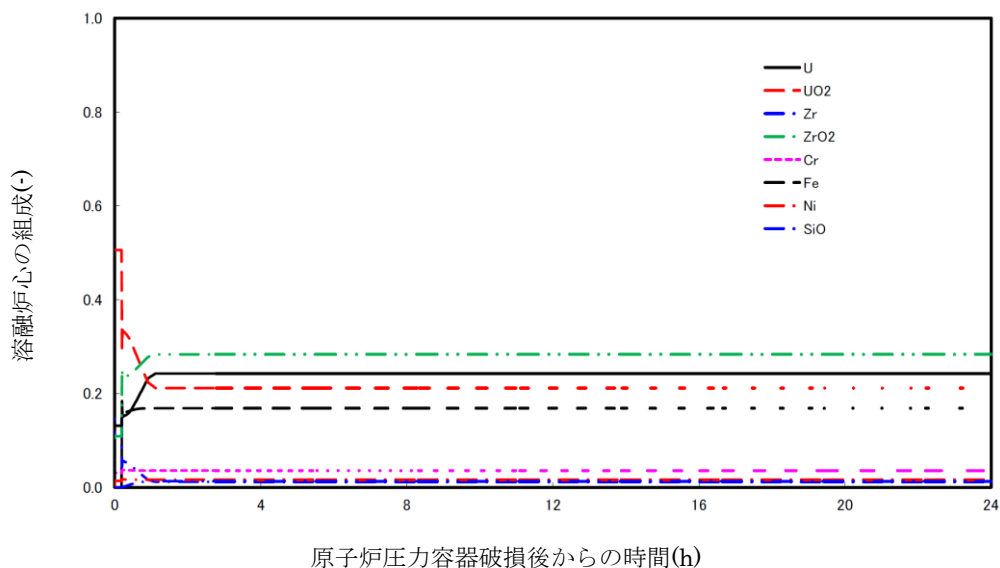


図2 溶融炉心の組成の推移

38. 原子炉格納容器への窒素注入について

1. はじめに

BWR では、運転中、常時原子炉格納容器内を窒素で置換しているため、炉心損傷に伴い水素が発生する事故シーケンスにおいても、事故発生直後に酸素濃度の可燃限界である 5%に至ることはない。しかしながら、中長期的な観点では、崩壊熱の減少による原子炉格納容器内の水蒸気発生量の減少によって格納容器内が負圧に至ることの防止及び同状況下での水素及び酸素濃度の可燃限界以下への抑制の観点から、原子炉格納容器への窒素注入が必要となる。ここでは、事故後 7 日以内での窒素封入の要否について評価する。

2. 原子炉格納容器への窒素注入の必要性について

2.1 事故後 7 日間、格納容器ベントを実施しない場合

「格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却系を使用する場合）」シナリオにおいて、重大事故条件下における G 値 ($G(\text{H}_2)=0.06$, $G(\text{O}_2)=0.03$) を用いて酸素濃度の上昇を評価する場合、図 1, 図 2 に示すとおり、事故後 7 日間までにドライウエル及びサプレッション・チェンバの酸素濃度が可燃限界である 5%に至ることはない。

2.2 事故後 7 日以内に格納容器ベントを実施する場合

極めて保守的と考えられるものの、従前の許認可で用いた G 値 ($G(\text{H}_2)=0.4$, $G(\text{O}_2)=0.2$) を用いて酸素濃度の上昇を評価した場合は、約 52 時間後にサプレッション・チェンバの酸素濃度が可燃限界である 5%となる。この様に、酸素濃度が 5%に到達する場合においては、原子炉格納容器のベント弁を開放し、原子炉格納容器内の酸素等を排気する。

(1) 格納容器負圧破損防止に対する影響

図 3, 図 4 に示すとおり、格納容器ベントを継続しても、事故後 7 日間までに原子炉格納容器内温度（サプレッション・チェンバ・プール水温）は大気圧での飽和蒸気温度である 100°C を下回ることなく、炉内およびサプレッション・プールから大量の水蒸気が供給されるため、事故後 7 日間までに負圧に至る可能性はない。

更に本事象への対応中に水蒸気の凝縮が急速に進んだ場合の影響を保守的^{※1}に確認する観点から、ベント弁開放後以降の事故後 7 日間までの間で最も格納容器圧力が低下する事故後 7 日後において、残留熱除去系によってドライウエルに格納容器スプレイ ($954\text{m}^3/\text{h}$) が連続で実施された場合の影響を評価した。図 5, 図 6 に示すとおり、格納容器圧力が負圧に至るまでには約 4 時間の時間余裕^{※2}がある。このため、万一誤操作によって格納容器スプレイの運転を開始した場合であっても、運転員による格納容器スプレイの停止に期待できるものとする。

※1 実際にはベント弁開放中に格納容器スプレイを実施する運転手順とはなっておらず、格納容器スプレイを実施する場合であっても流量を調整しながらスプレイを実施するため、本評価は極めて非現実的な想定となっている。

※2 サプレッション・チェンバ・プール水温が 100℃未満にならない限り、格納容器内に水蒸気が供給されるため、格納容器内は負圧にならない。

(2) 水素燃焼防止に対する影響

ベント弁の開放による排気中は、図 7, 8 に示すとおり、崩壊熱及び減圧沸騰によって水蒸気が大量に発生するため、ドライウエル及びサプレッション・チェンバの気体組成のほぼ 100%を水蒸気が占めることとなり、放射線分解に伴う僅かな酸素及び水素も格納容器外に排出され続けるため、事故後 7 日間までに格納容器内が水素及び酸素の可燃限界に至ることはない。

更に上記の通りほぼ 100%が水蒸気の状況において窒素封入を実施した場合の効果を確認するための感度解析を行い、格納容器ベントと同時に窒素注入する場合としない場合を比較した。図 9 に示すとおり水蒸気の発生量に対して窒素の注入量（約 600Nm³/h 程度※3）は少なく、図 10, 11 に示すとおり、ドライウエル及びサプレッション・チェンバの気相濃度はほとんどを水蒸気が占めることとなり、窒素注入が格納容器内の水素濃度及び酸素濃度に与える有意な差は見られない。なお、「格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却系を使用しない場合）」シナリオにおいても、ベント中は水蒸気が支配的な状況は同じである。

図 5, 図 6 に示した、事故後 7 日後において、残留熱除去系によってドライウエルに格納容器スプレイ (954m³/h) が連続で実施された場合の格納容器内の気体組成（ウェット条件）を図 12, 図 13 に示す。ベント弁の開放に伴い、格納容器内の非凝縮性ガスは格納容器外に排出され続けており、放射線分解に伴う水素及び酸素の発生速度は水蒸気の発生速度に比べて極めて小さいことから、図 12, 図 13 に示すとおり、格納容器スプレイによる水蒸気の凝縮を考慮しても、格納容器スプレイ開始後約 4 時間（格納容器圧力が負圧に至る時間）までは、格納容器内の水素及び酸素が可燃限界に至ることはない。また、格納容器内の気体組成（ドライ条件）を図 14, 図 15 に示すが、格納容器スプレイを連続で実施しても格納容器内が負圧に至るまで約 4 時間の時間余裕があり、現実として格納容器内がドライ条件になることはない。

※3 循環冷却を長期間運転し、崩壊熱の減少に伴い格納容器内の発生水蒸気量が減少し、格納容器圧力が低下した場合においても、循環冷却の継続運転に必要な N P S H を確保できる窒素の注入量

3. 原子炉格納容器への窒素注入が必要となる時期

以上の通り、原子炉格納容器への窒素注入が必要となる時期は、少なくとも事故後 7 日後までは水蒸気が酸素濃度可燃限界到達防止及び格納容器負圧破損防止に寄与する観点から、事故後 7 日後以降に水蒸気発生がなくなる状態（例えば、サプレッション・チェンバ・プール水温 100℃以下）に対して余裕を見込んだタイミングといえる。

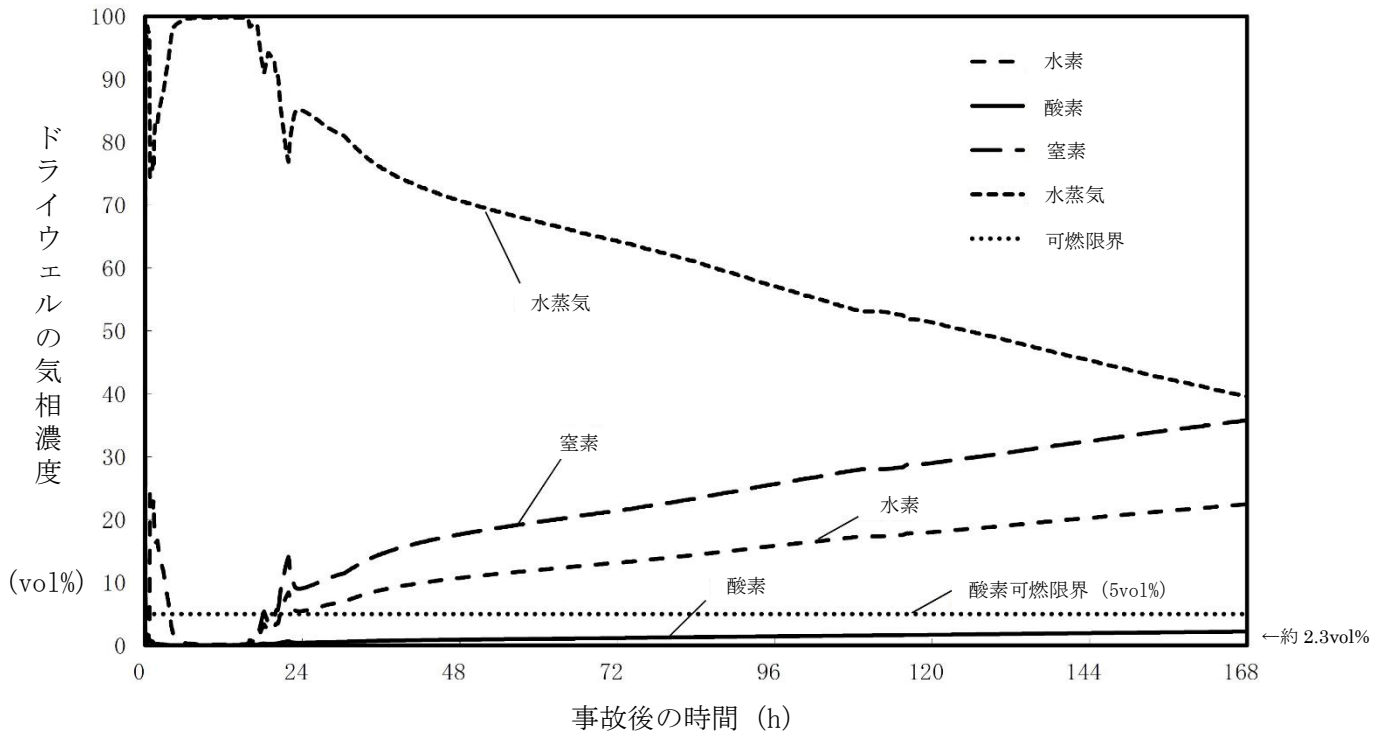


図1 ドライウエルの気相濃度の推移 (ウェット条件)

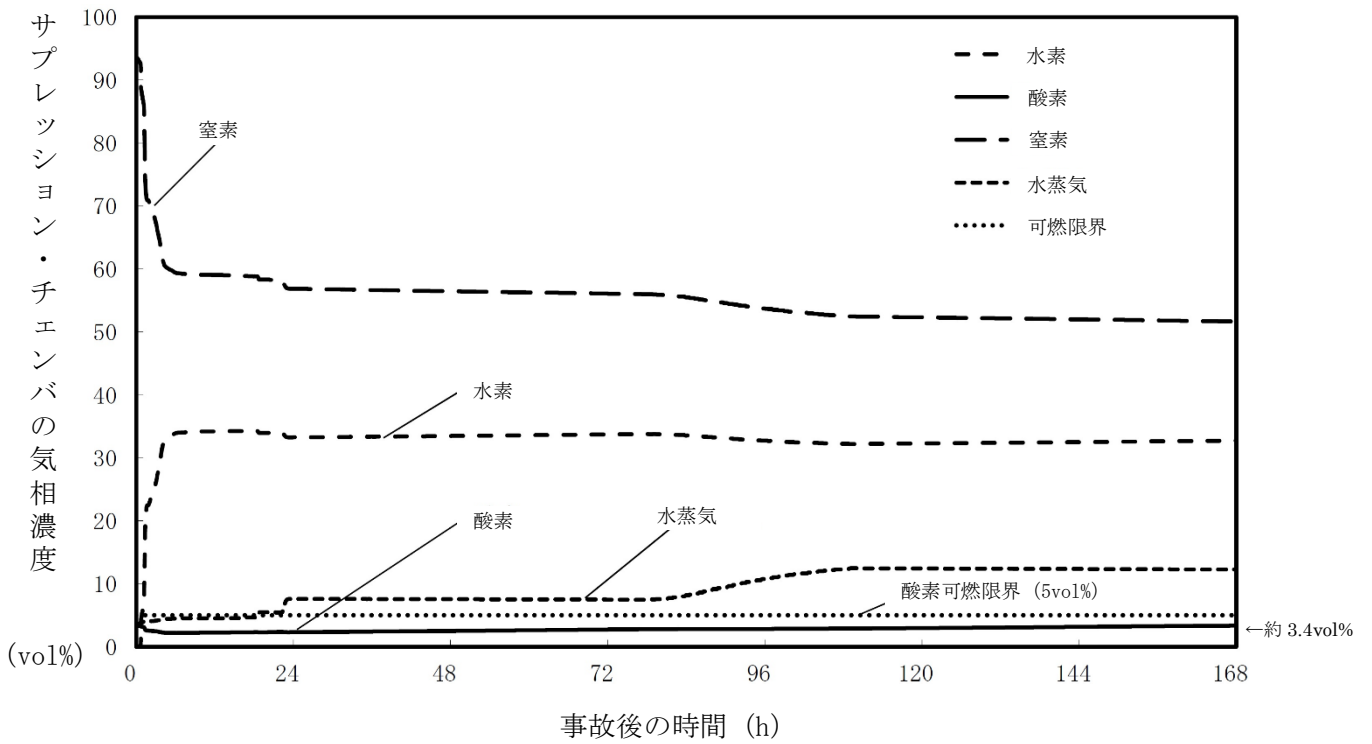


図2 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ウェット条件)

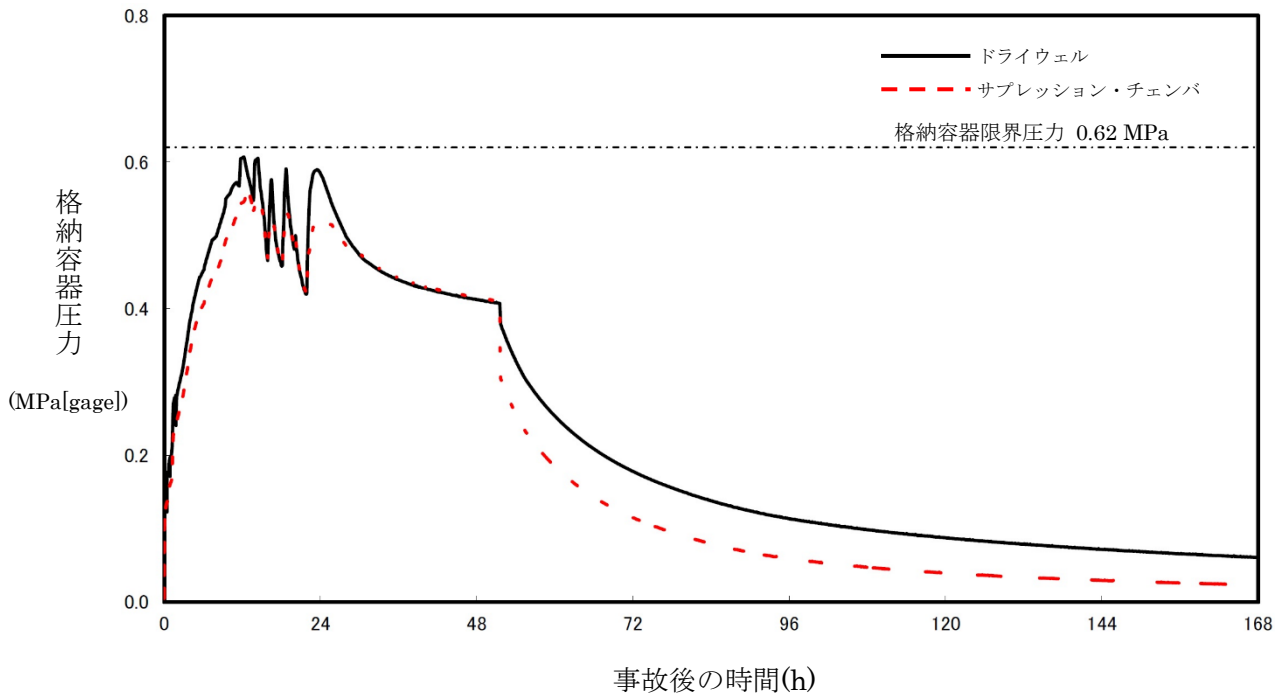


図3 格納容器圧力の推移

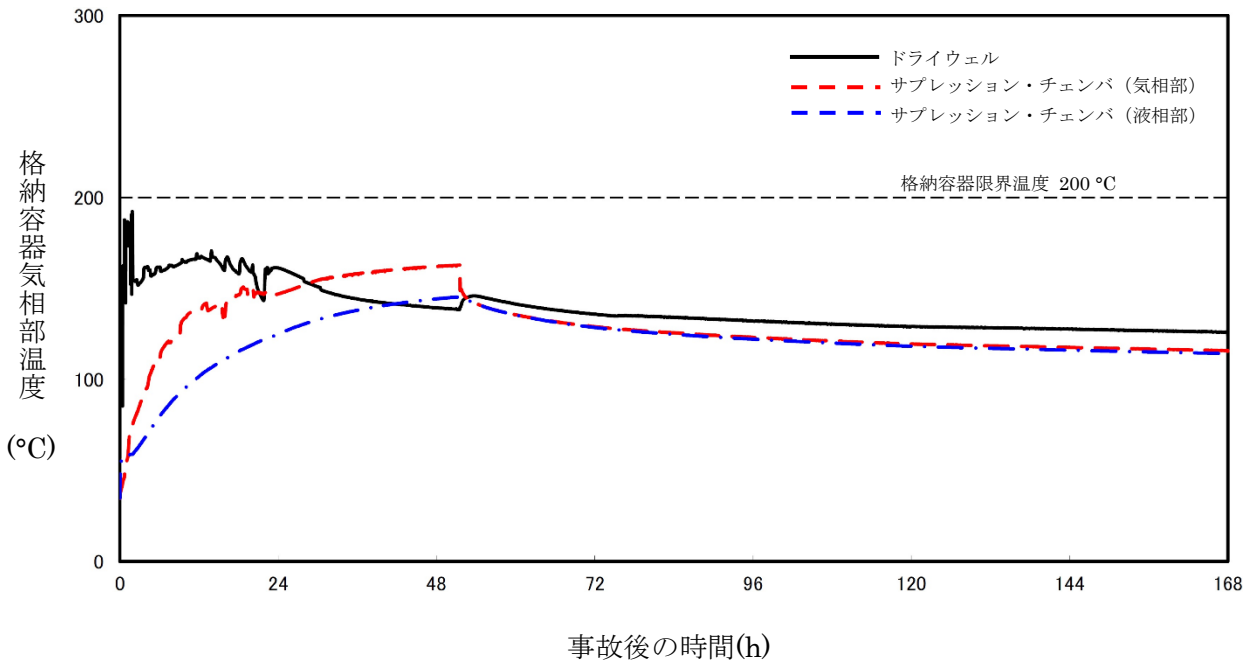


図4 格納容器気相部温度の推移

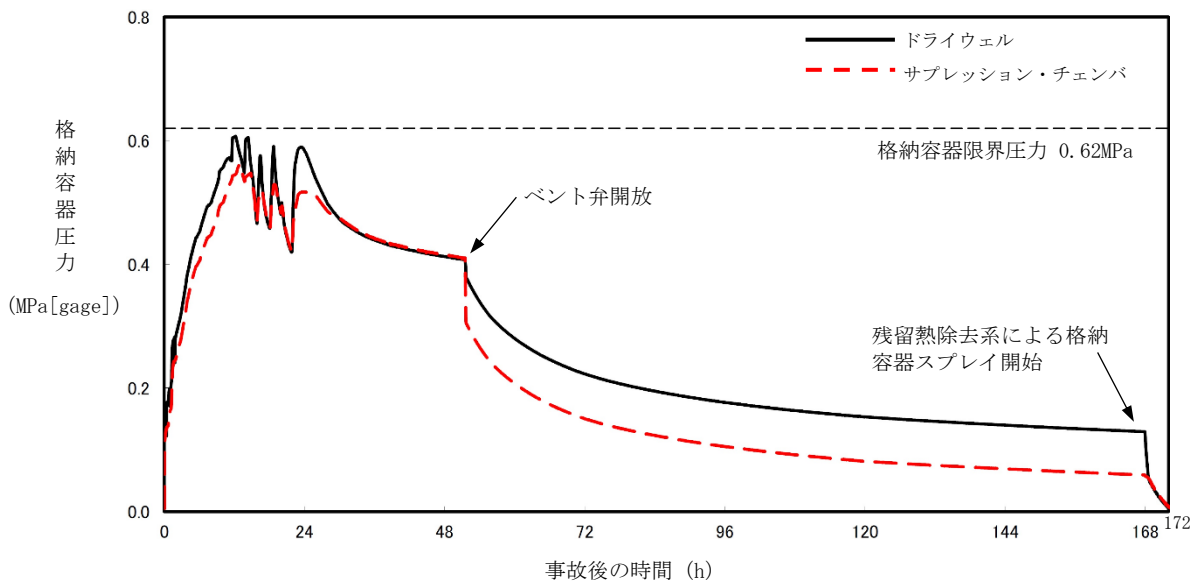


図5 格納容器圧力の推移(事象発生から168時間後に
残留熱除去系によるドライウエルスプレイ(954m³/h)を連続で実施)

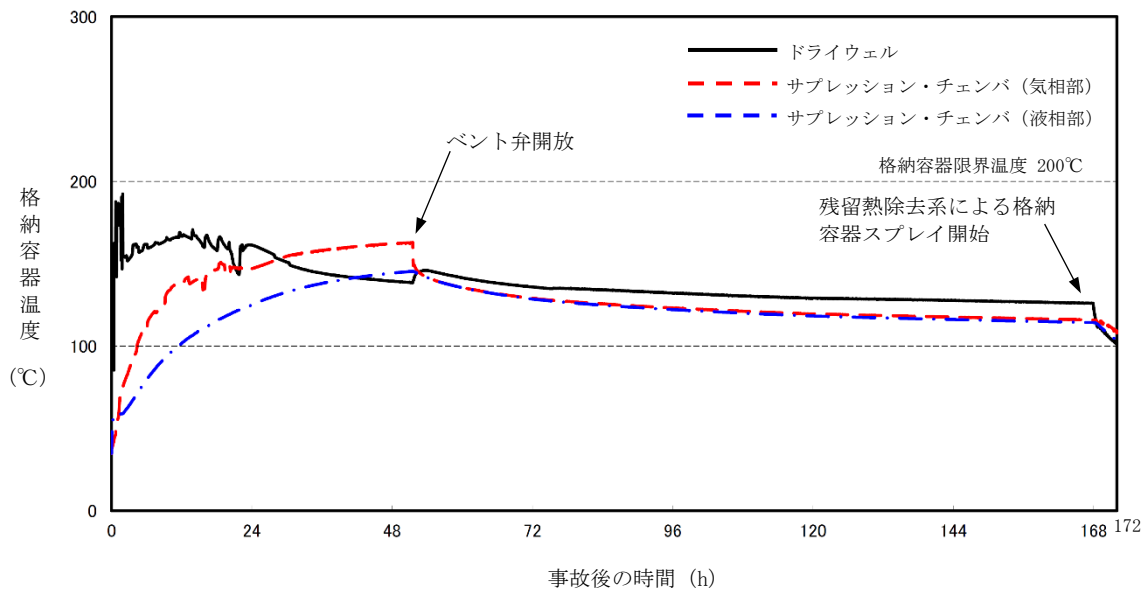


図6 格納容器温度の推移(事象発生から168時間後に
残留熱除去系によるドライウエルスプレイ(954m³/h)を連続で実施)

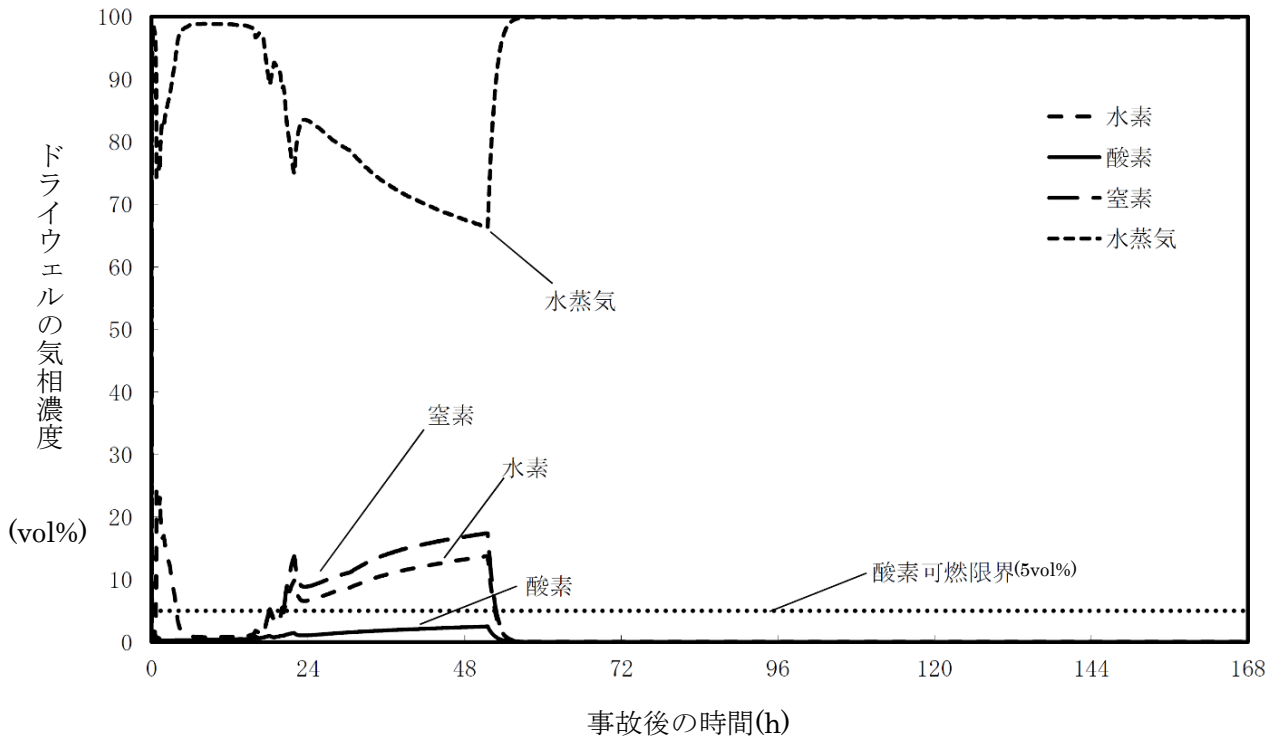


図7 ドライウエルの気相濃度の推移(ウェット条件)

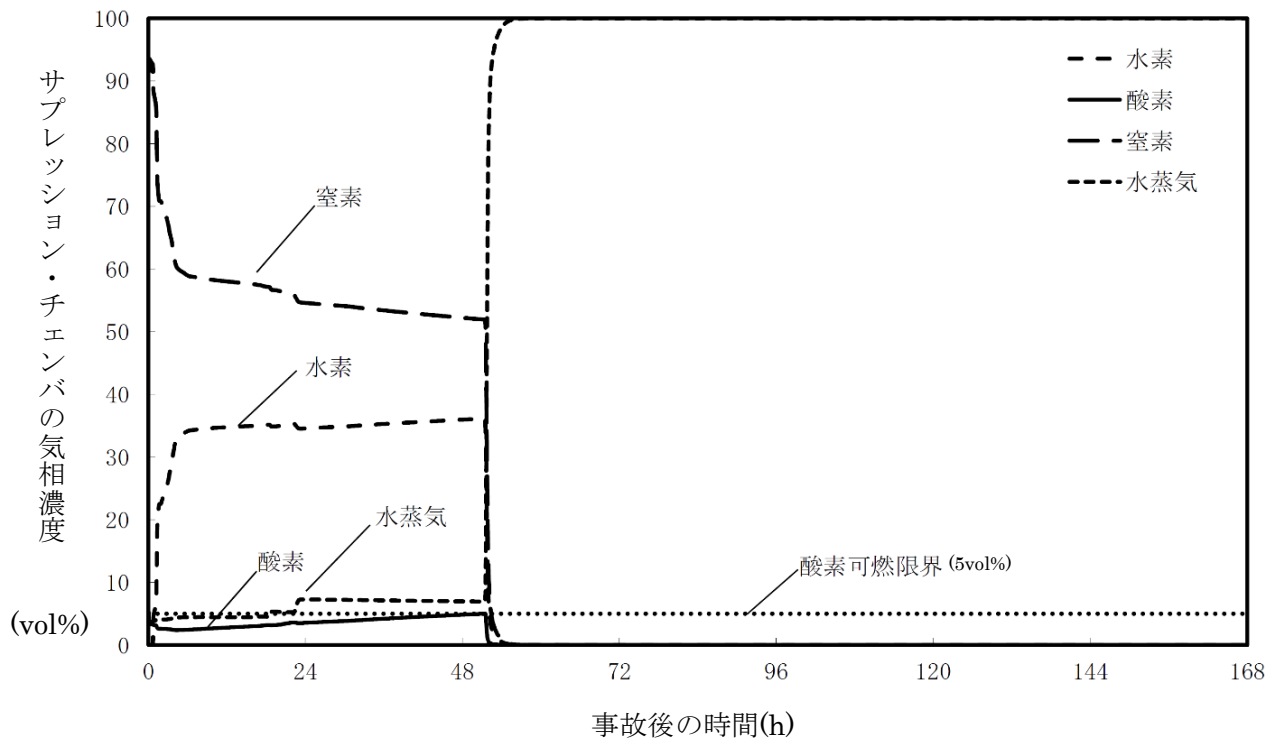


図8 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移(ウェット条件)

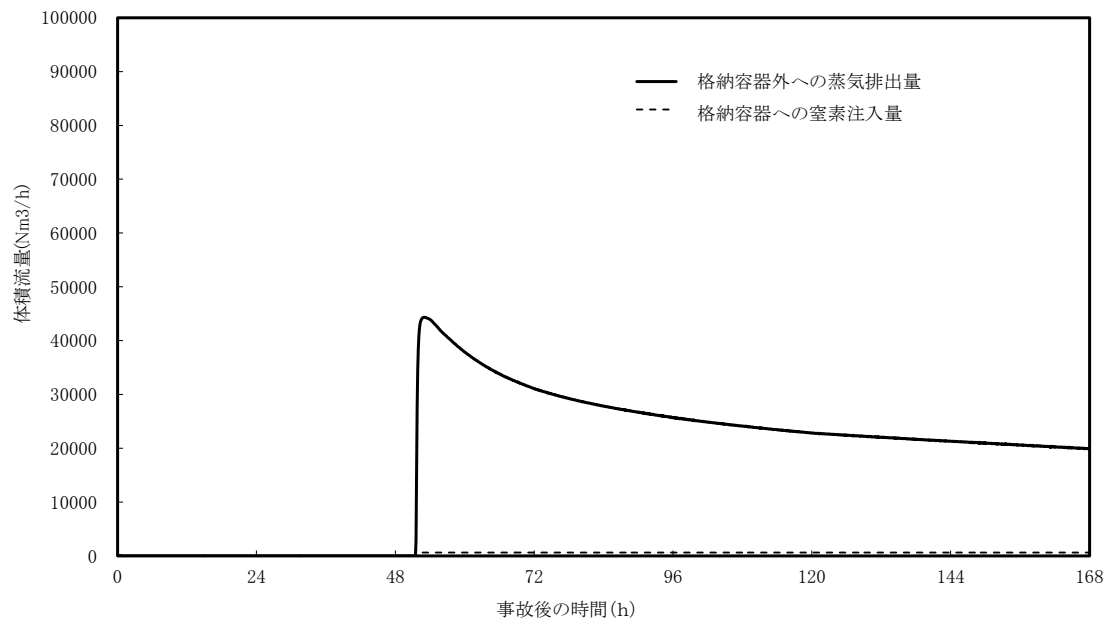


図9 格納容器外への蒸気排出量と窒素注入量

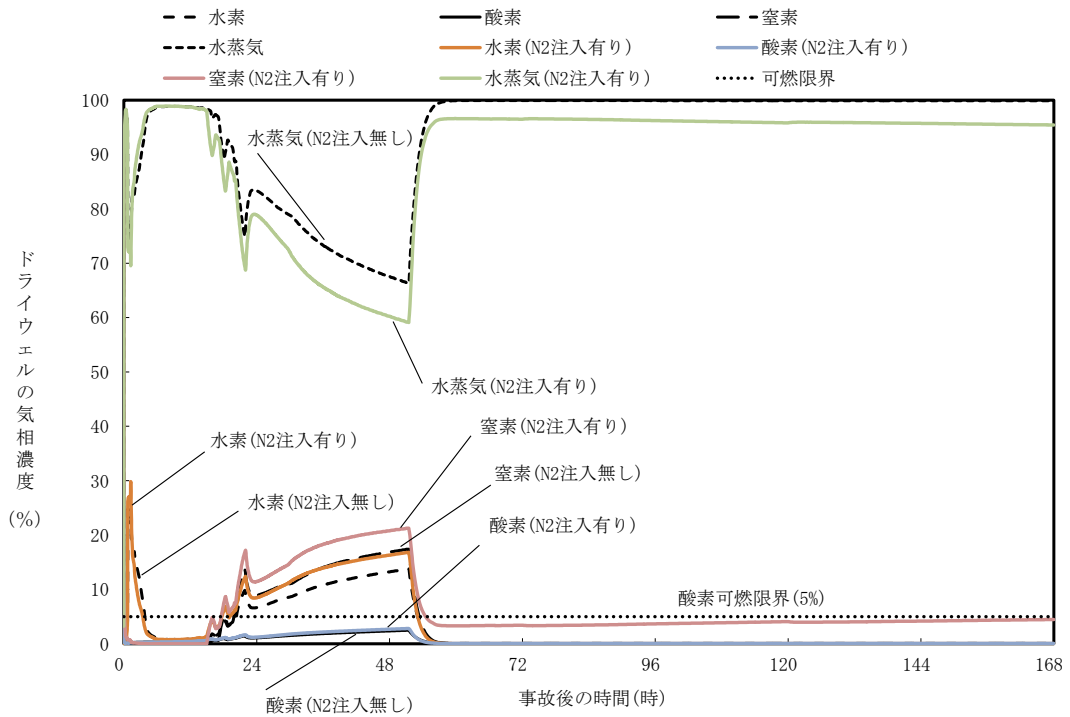


図 10 窒素注入有り無しの場合でのドライウェル気相濃度比較

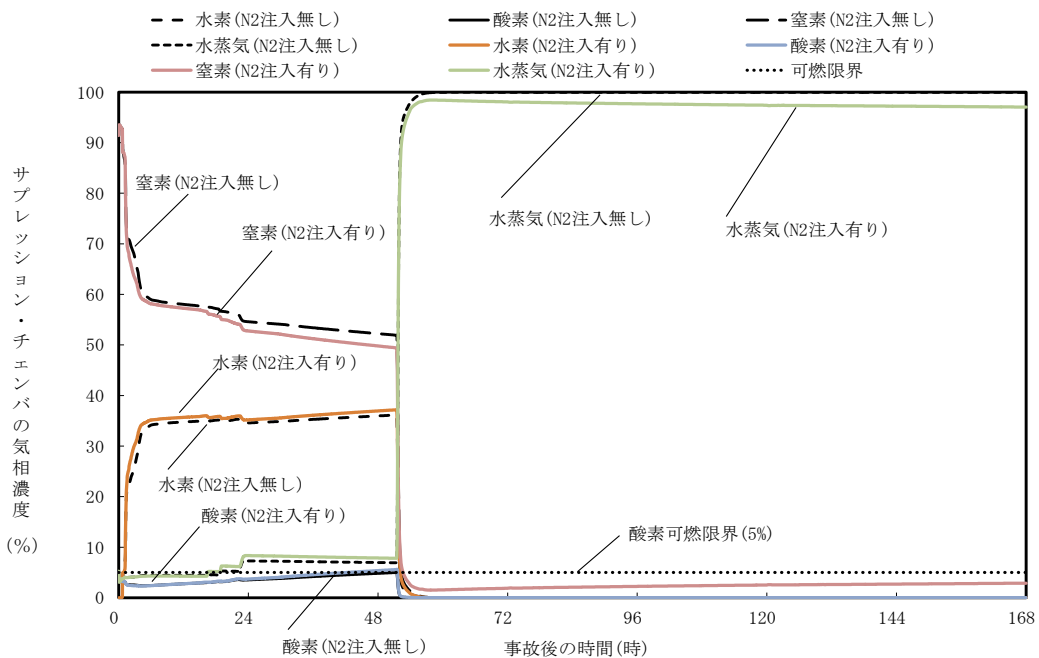


図 11 窒素注入有り無しの場合でのサプレッション・チェンバ気相濃度比較

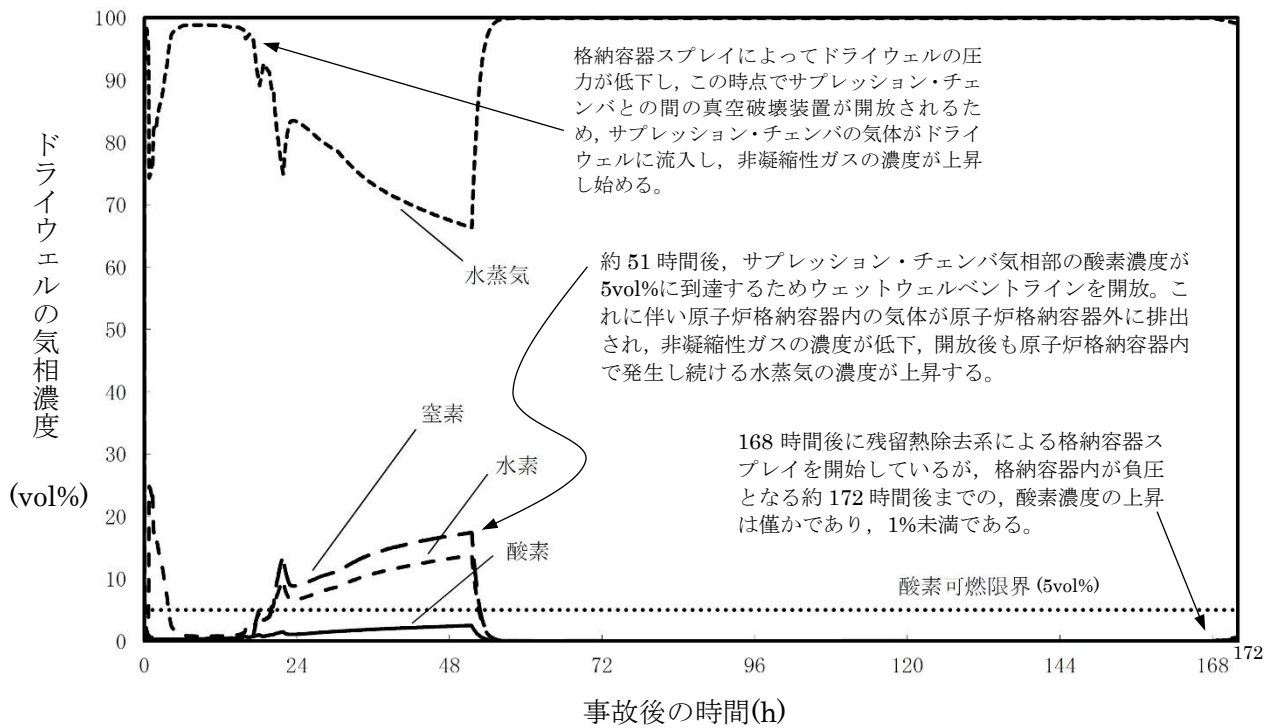


図 12 ドライウエルの気相濃度の推移(ウェット条件)

(事象発生から 168 時間後に残留熱除去系によるドライウエルスプレイ (954m³/h) を連続で実施)

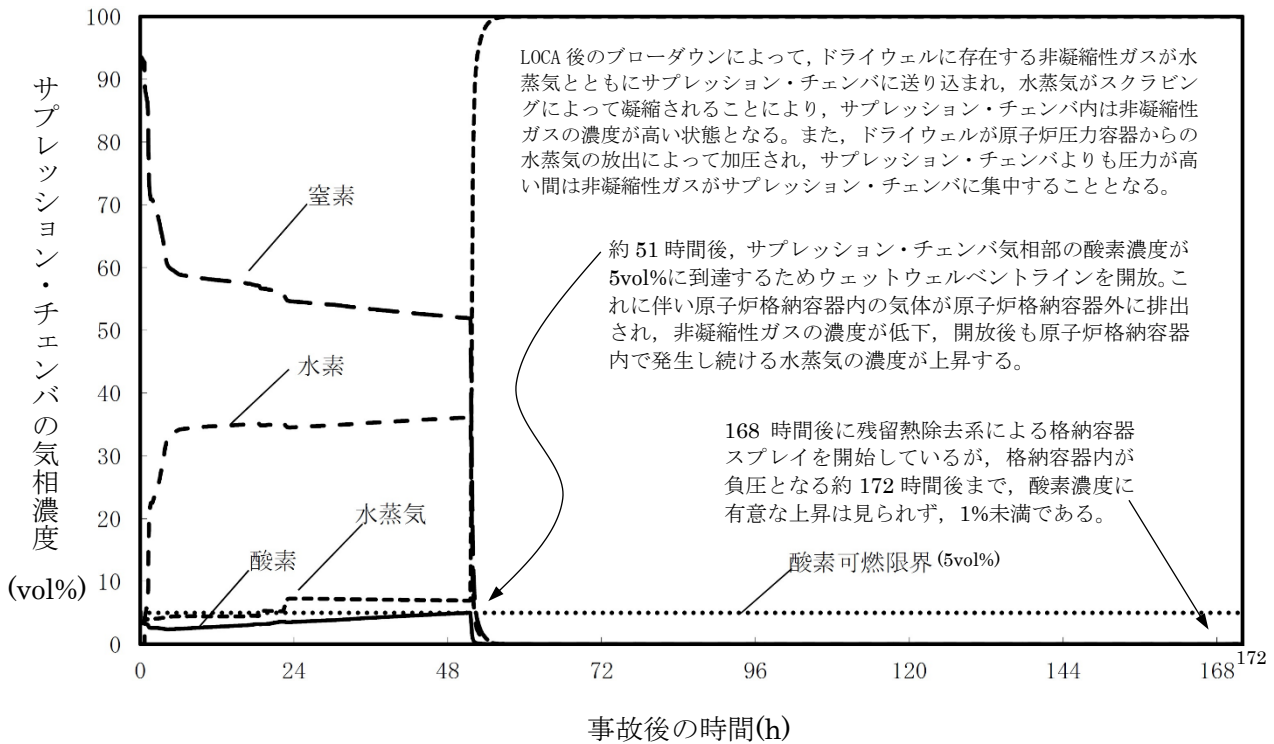


図 13 サブプレッション・チェンバの気相濃度の推移(ウェット条件)

(事象発生から 168 時間後に残留熱除去系によるドライウエルスプレイ (954m³/h) を連続で実施)

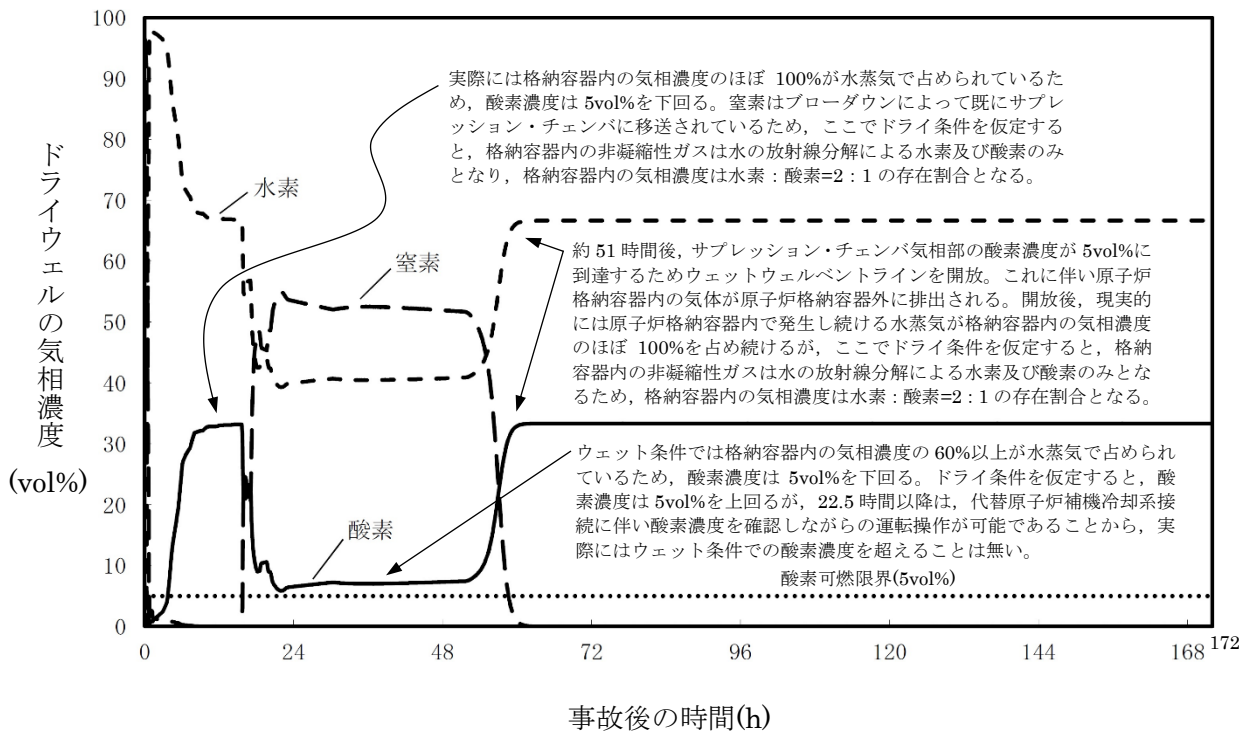


図 14 ドライウエルの気相濃度の推移(ドライ条件)

(事象発生から 168 時間後に残留熱除去系によるドライウエルスプレイ(954m³/h)を連続で実施)

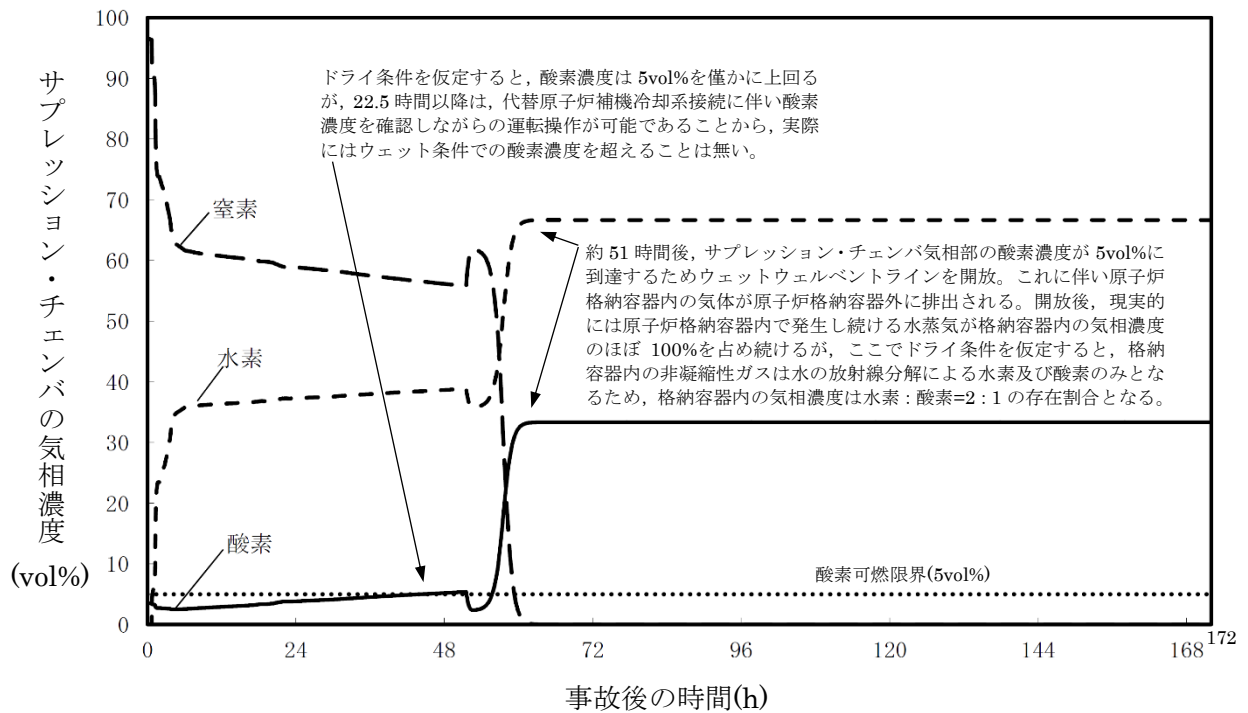


図 15 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移(ドライ条件)

(事象発生から 168 時間後に残留熱除去系によるドライウエルスプレイ(954m³/h)を連続で実施)

1. ペDESTAL水位調整設備の設置目的

SA時のRPV破損により熔融炉心が落下する前に、原子炉格納容器下部注水設備により水位2m以上の初期水張りを実施する。熔融炉心が落下する際は、水位が形成されている格納容器ペDESTALに熔融炉心が落下するため、水蒸気爆発のエネルギーにより原子炉格納容器下部ドライウェル壁面に応力が加わる。

格納容器ペDESTALは、初期水張り実施後もドライウェルスプレイ水が流入するため水位が上昇する傾向にある。格納容器ペDESTALの水量が増えるほど水蒸気爆発のエネルギーが高まり、原子炉格納容器下部ドライウェル壁面への応力が大きくなる。ただし、ペDESTAL水位がリターンライン高さ（7m）の状況を仮定しても、原子炉格納容器は構造強度を有していることから、水蒸気爆発のエネルギーにより原子炉格納容器下部ドライウェルが原子炉圧力容器支持機能を喪失することがないことを確認している。

しかしながら、熔融炉心落下時の水蒸気爆発エネルギーを低下させることで信頼性が向上するため、格納容器ペDESTAL水位を調整するためのペDESTAL水位調整設備を自主対策設備として設置する。

2. 設備概要

ペDESTAL水位調整設備は、格納容器ペDESTAL水位を低下させるために、格納容器ペDESTALに溜まった水をサプレッション・チェンバ・プールに排水する系統構成とする。ただし、熔融炉心落下時に必要な格納容器ペDESTALの初期水張り水位である水位2mを下回らない範囲で水位調整可能な設計とする。

本系統は、格納容器ペDESTAL内に設置するペDESTAL水位調整ポンプ、電源設備、水源である格納容器ペDESTAL、流路である配管、排水先であるサプレッション・チェンバ・プールで構成される。流路は、格納容器ペDESTALの水を、リターンライン及びベント管を通じてサプレッション・チェンバ・プールに排水する設計とする。電源設備は、常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備から電源供給可能な設計とする。また、本系統は原子炉建屋の二次格納施設外より遠隔操作可能な設計とする。

本系統の使用期間は、原子炉圧力容器破損又はサプレッション・チェンバ・プールへの排水ができなくなるリターンラインが水没するまでの期間を想定しており、事故後約6、7時間程度を想定している。

3. 運用方針

SA時に熔融炉心落下が懸念される状況で、格納容器下部水位計により格納容器ペDESTAL水位が初期水張り水位2mよりも大幅に高いと判断された場合に、中央制御室から遠隔操作で格納容器ペDESTAL水位調整ポンプを起動する。なお、格納容器下部水位計は格納容器ペDESTAL底部からの高さが3点（1m, 2m, 3m）計測可能であるため、格納容器ペDESTALの水位が2m～3mとなるよう本系統の運転を行う。

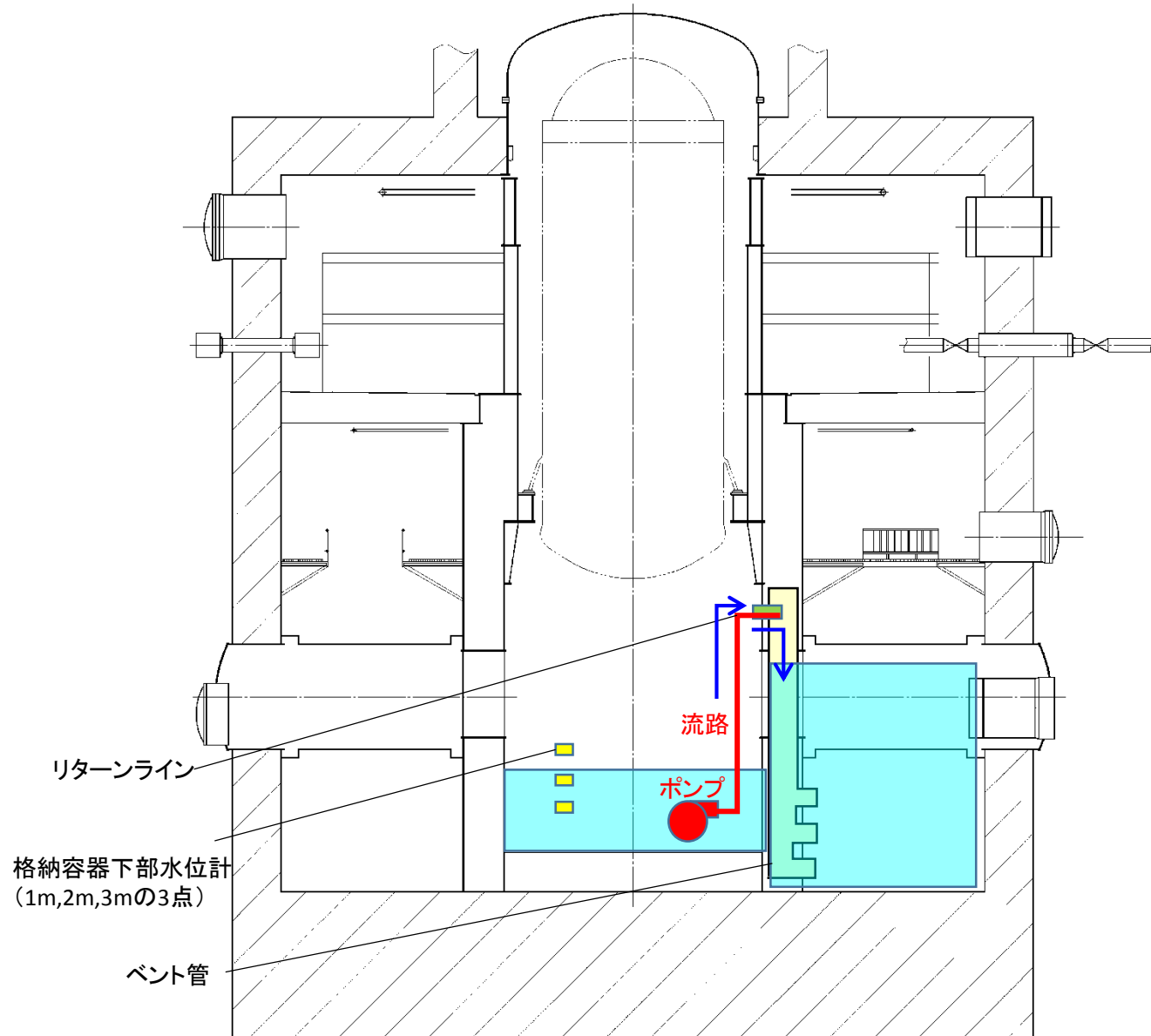


図1 ペDESTAL水位調整設備の基本構成

40. 大LOCAシナリオ想定と異なる事象について

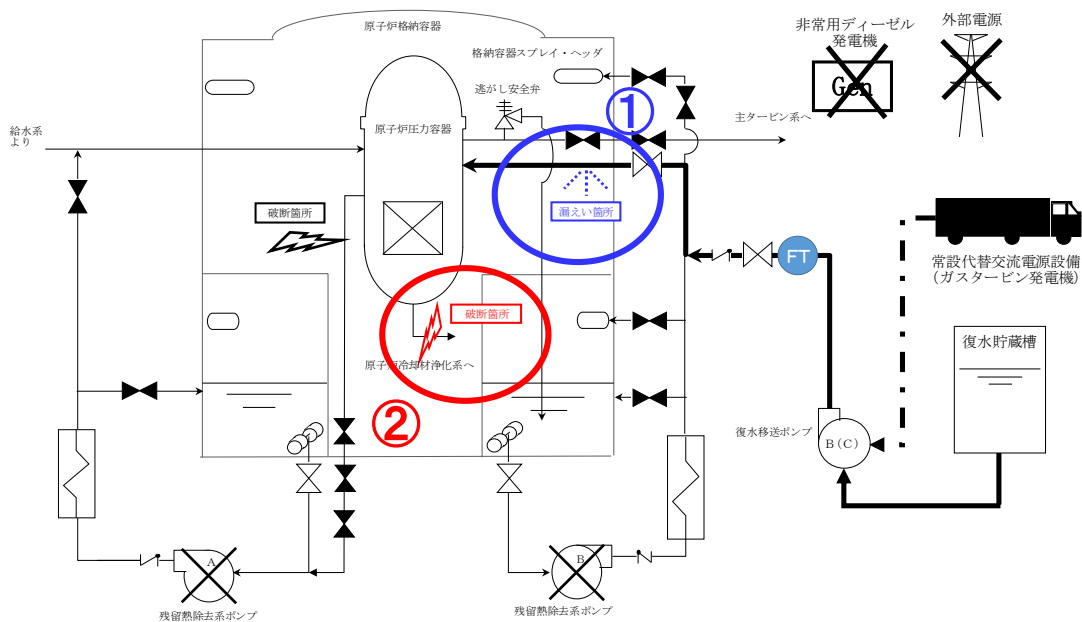
有効性評価「格納容器過圧・過温破損」シナリオにおいて想定する破断箇所は、原子炉圧力容器内の保有水量を厳しく評価するため、残留熱除去系の原子炉圧力容器側吸込配管を想定している。

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。

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压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、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, MCC I」シナリオで示している通りである。

実際には、原子炉压力容器下鏡部温度計以外にも原子炉压力容器中部、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炉心露出による過熱状態を確認することが可能である。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、残留熱除去系（A）ラインを使用して原子炉注水を実施し、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、代替循環冷却系に切替えることにより外部水源からの流入を抑制し、原子炉压力容器及び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

41. ADS 自動起動阻止操作の失敗による評価結果への影響(参考評価)

1. はじめに

自動減圧系は、ドライウェル圧力高(13.7 kPa)信号が発生し、原子炉水位低(レベル1)信号が発生すると自動起動信号が発信され、発信から30秒の時間遅れの後、高圧炉心注水ポンプ又は低圧注水ポンプの吐出圧力が確立している場合に作動する。

自動減圧系の作動によって急激に原子炉圧力容器が減圧された場合、高圧炉心注水系、低圧注水系によって、炉心に大量の低温の水が注入される。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自動減圧系の自動起動を阻止するための起動阻止スイッチを設けており、手順書の整備及び継続的な訓練を実施している。これを考慮し、本評価では運転員による自動減圧系の自動起動を阻止する操作に期待している。

ここでは自動減圧系の自動起動を阻止する操作に失敗した場合の影響を確認するため、TRACG(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無いため、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

自動減圧系の自動起動を阻止する操作に失敗すること以外の条件は解析コード説明資料(TRACG)における今回の申請において示した解析ケース(以下、「ベースケース」という。)の評価条件と同じである。

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}。

事象発生後約440秒で自動減圧系が作動することにより原子炉圧力が徐々に低下し、高圧炉心注水系流量が増加するとともに約610秒から低圧炉心注水系により注水される。その後、約650秒で原子炉水位がL8に到達し、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系が停止する。

しかしながら、低圧炉心注水系による注水は継続され、炉心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、830秒付近で出力上昇が発生する。

ただし、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注水系の停止により出力は低下する。このとき急激な出力増加により燃料被覆管最高温度は約570℃まで上昇する結果となる。また、低圧炉心注水系による注水の際の全反応度の最大値は約0.98\$である。

その後、原子炉圧力の再低下に伴い低圧炉心注水系により再度注水され、1330秒付近から出力が増加するが、ボロン注入により負の反応度投入が進んでいるため出力上昇は830秒付近の出力上昇より抑えられる結果となる。

以上

※1：低圧状態における修正Shumway相関式の適用性

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

※2：「反応度投入事象に関する評価指針」で示される判断基準(燃料エンタルピ)は、室温・大気圧・自然対流の冷却水中における単一の標準燃料に対するNSRR実験に基づくものであり、今回のような運転中であ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判断基準への影響

項目	解析結果 (TRACG)	判断基準
自動減圧系の自動起動を阻止する操作	失敗	—
燃料被覆管最高温度(°C)	約 570	1,200 °C以下
燃料被覆管の酸化量(%)	— (評価せず)	酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力(MPa[gage])	8.52	10.34 MPa[gage](最高使用圧力の1.2倍)を下回る
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力(MPa[gage])	0.30 ^{※1}	0.62 MPa[gage] (限界圧力)を下回る
原子炉格納容器バウンダリの温度(サプレッションプール水温(°C))	約130 ^{※1}	200 °C (限界温度)を下回る

※1：1500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)	109 ^{※1}	230 ^{※2}

※1：ADS作動後のLPFL注入による出力上昇時の最大値

※2：燃料エンタルピの最大値

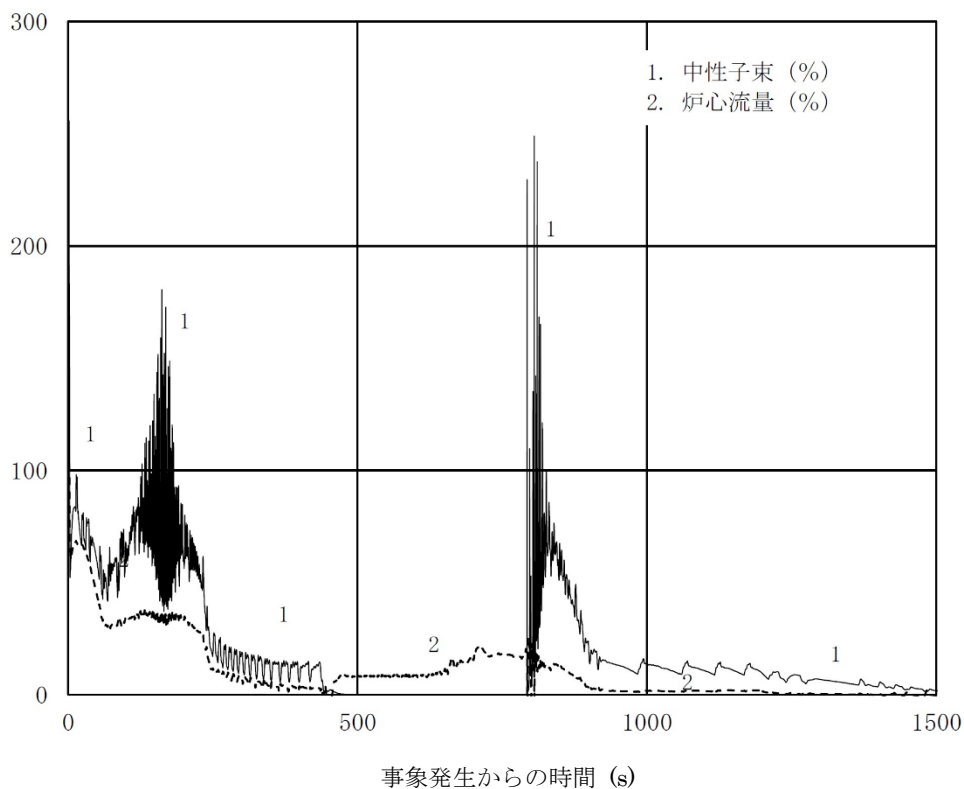


図1 中性子束，炉心流量の時間変化(事象発生から1500秒後まで)

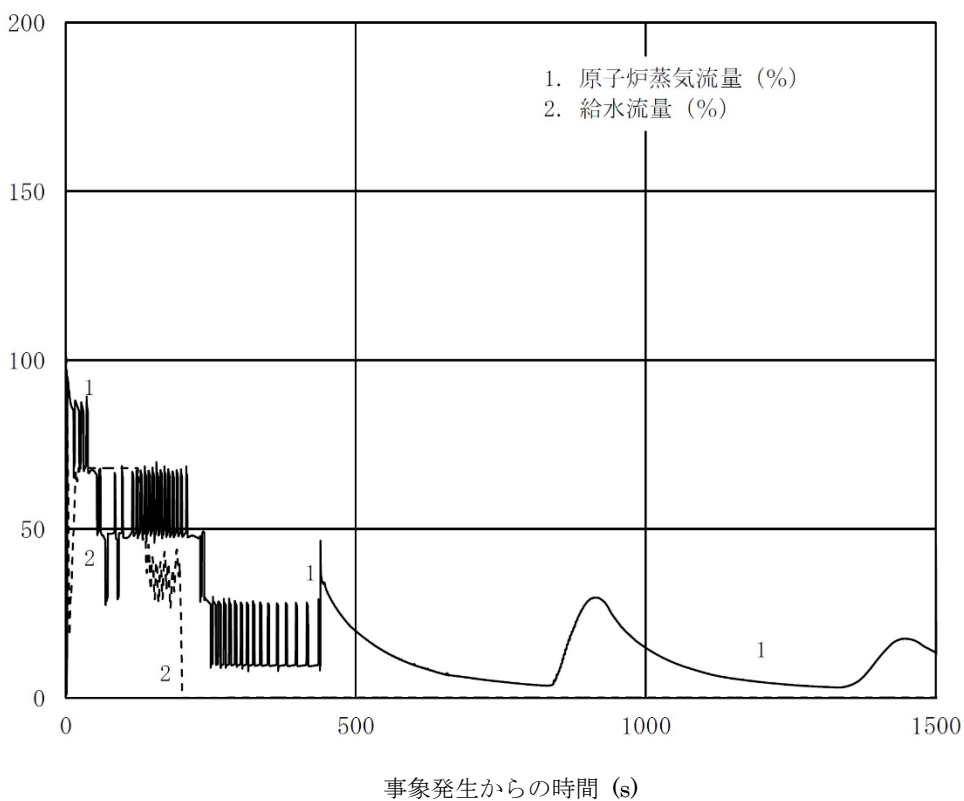


図2 原子炉蒸気流量，給水流量の時間変化(事象発生から1500秒後まで)

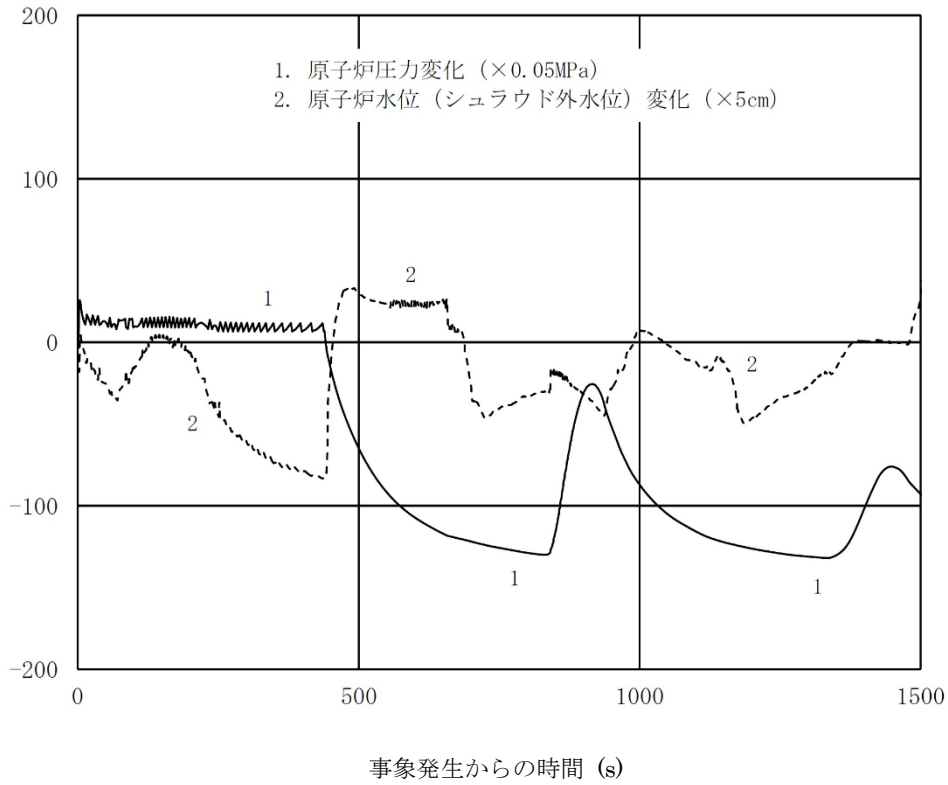


図3 原子炉圧力, 原子炉水位(シュラウド外水位)の時間変化
(事象発生から 1500 秒後まで)

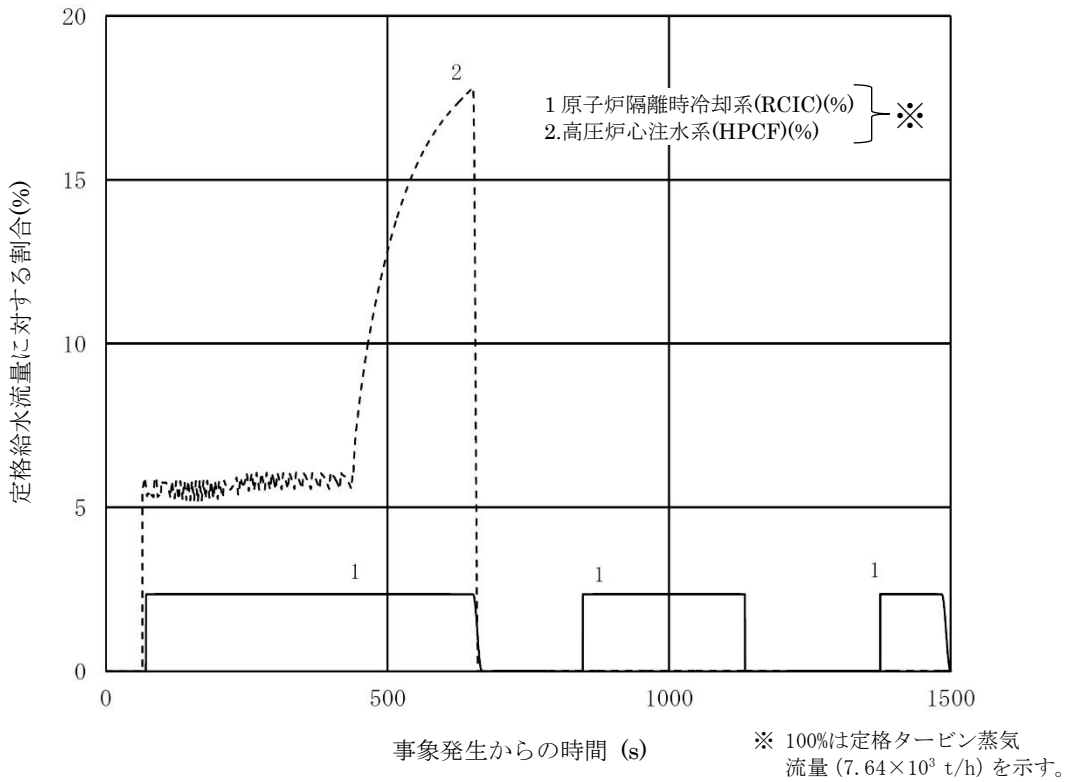


図4 原子炉隔離時冷却系(RCIC), 高圧炉心注水系(HPCF)の
流量の時間変化(事象発生から 1500 秒後まで)

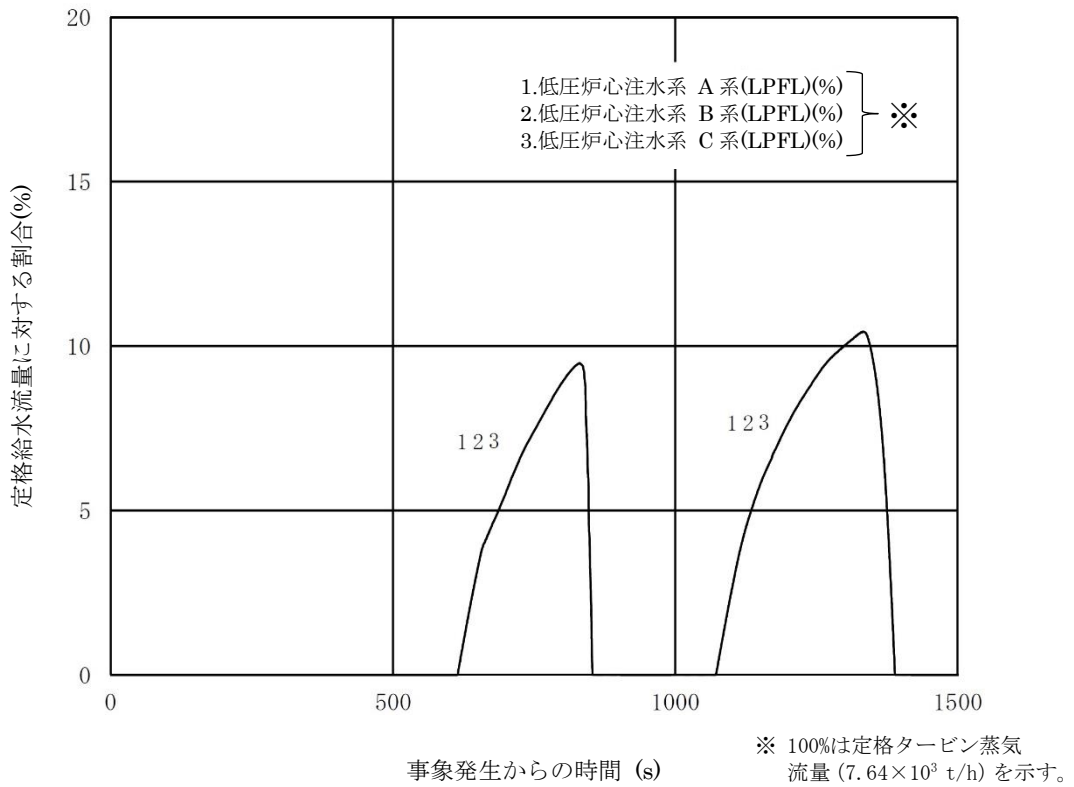


図5 低圧炉心注水系(LPFL)の流量の時間変化(事象発生から1500秒後まで)

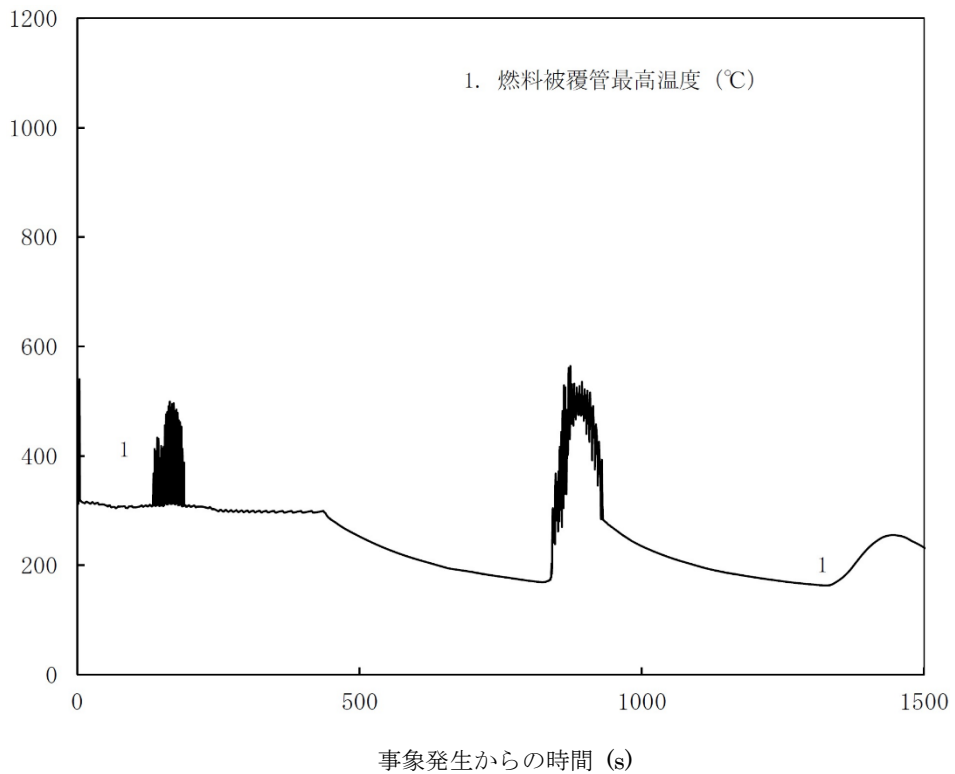


図6 燃料被覆管温度(PCT)の時間変化(事象発生から1500秒後まで)

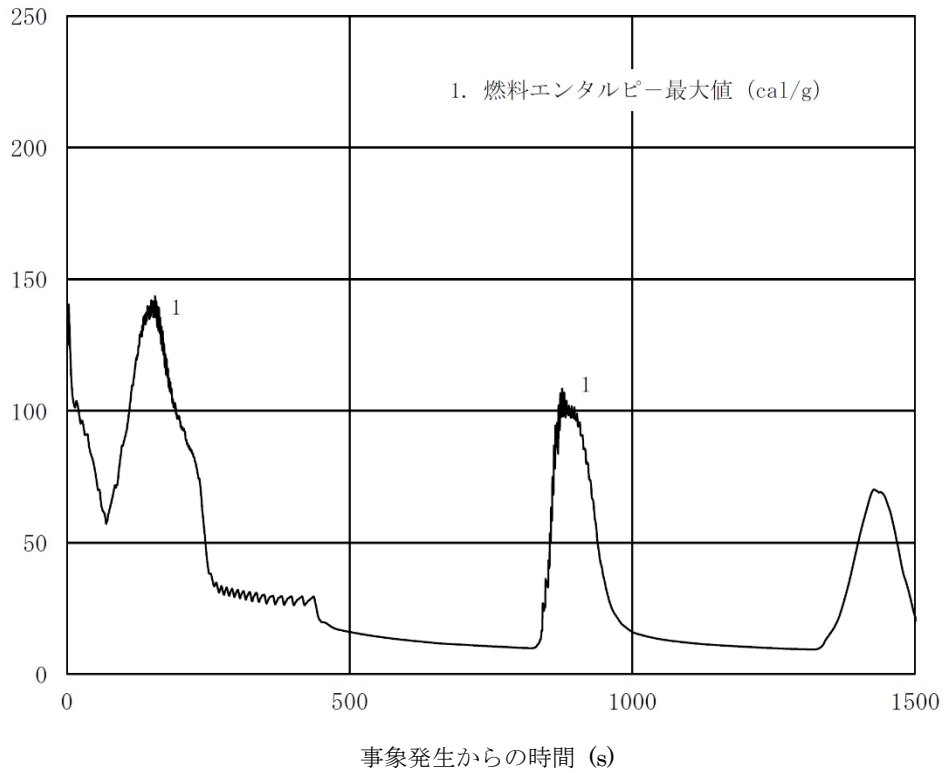


図7 炉内の燃料エンタルピー最大値の時間変化
(事象発生から 1500 秒後まで)

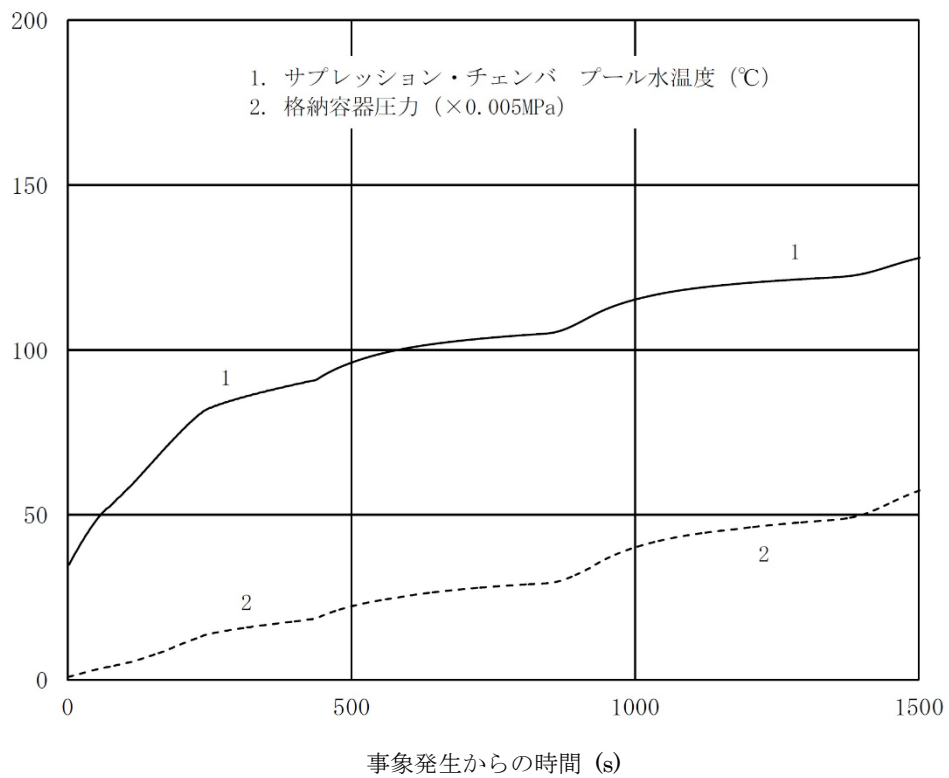


図8 サプレッションプールの水温、格納容器圧力の時間変化
(事象発生から 1500 秒後まで)

自動減圧系の自動起動阻止操作の考慮について

1. 自動減圧系の自動起動阻止操作について

自動減圧系は、ドライウェル圧力高（13.7kPa）信号が発生し、原子炉水位低（レベル1）信号が発生すると自動起動信号が発信され、発信から30秒の時間遅れの後、高圧炉心注水ポンプ又は低圧注水ポンプの吐出圧力が確立している場合に作動する。

自動減圧系の作動によって急激に原子炉圧力容器が減圧された場合、高圧炉心注水系、低圧注水系によって、炉心に大量の低温の水が注入される。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自動減圧系の自動起動を阻止するための起動阻止スイッチを設けており、手順書の整備及び継続的な訓練を実施している。これを考慮し、本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。

2. 自動減圧系の自動起動阻止操作に関する訓練について

本事象では、事象発生から約4分で自動減圧系の自動起動信号が発信されるため、その後30秒の間に自動減圧系の自動起動阻止操作を実施することとしている。これは事象発生から10分以内の操作であり、他の操作では見込んでいる運転員操作までの10分の時間余裕を考慮していない。

本操作は制御棒挿入失敗事象が発生した場合の重要な操作であり、運転員の訓練を重ねている操作であるが、他の操作と同様に10分の時間余裕を条件とすると評価に組み込むことができず、炉心損傷防止の手順に沿った有効性評価とならない。

このため、本操作に関しては、その操作が容易なスイッチ操作であること、本操作の重要性を訓練で繰り返し運転員に周知していること、本操作の判断の余裕として設計されている時間が30秒であること等を考慮し、事象発生から10分以内の操作であるものの、設計の思想通りに評価に見込むものとした。なお、運転員の手順書においては自動減圧系の自動起動信号が発信する前に、それに至る可能性がある場合は自動起動阻止操作を実施することを定めている。

以上

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（原子炉停止機能喪失）

表 3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（原子炉停止機能喪失）（1/2）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等	
	解析上の操作開始時間							
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方						
操作条件	自動減圧系起動阻止操作	原子炉水位低（レベル1）到達後 30 秒以内	<p>急速減圧による大量の冷水注入による反応度上昇防止を踏まえ、自動減圧系起動信号発生後、逃がし安全弁の開放までの30秒の間に自動減圧系起動阻止操作を設定</p>	<p>【認知】 自動減圧系起動信号の一部である「原子炉水位低（レベル1）」は、事故時の重要監視パラメータである原子炉水位を継続監視しているため認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。さらに、運転員の認知を助けるために原子炉水位による複数の警報と、自動減圧系起動 30 秒タイマー動作の警報が発報する。よって、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作所要時間】 自動減圧系起動阻止操作は制御盤の操作スイッチを2つ操作する必要があるが、簡単な操作であるため、操作所要時間が操作開始時間に与える影響なし。</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉停止機能喪失の初期は、パラメータ監視とともに、ほう酸水注入系の起動操作、制御棒の挿入操作が並行して行われているため、操作開始時間は変動しうる。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>ほう酸水注入系の起動操作、制御棒の挿入操作等他の事象収束のための操作を並行して行うため、操作開始時間は変動しうるが、本操作が遅れないようにタイマー動作の警報が発報すること及び運転員は2名で対応することから、操作が遅れる可能性は低く、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより、操作開始時間は遅くなる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>自動減圧系起動阻止操作が行われなかった場合でも、自動減圧系の作動による減圧開始から低圧注水系による原子炉注水が開始されるまでには低圧注水系による注水が可能な圧力に原子炉が減圧されるまでの時間があり、この間に自動起動阻止操作を実施することで低圧注水系による原子炉注水を防止でき、実際にはこの間についても操作時間として確保できるため、時間余裕がある。</p> <p>運転状態の原子炉圧力(約 7MPa)から逃がし安全弁 8 個で減圧する場合について、同操作を実施している 2.1 高圧・低圧注水機能喪失を参照すると、原子炉圧力(図 2.1.6 参照)は逃がし安全弁 8 個による減圧開始後約 160 秒で約 2MPa まで低下している。このことから、自動減圧系の作動により逃がし安全弁 8 個による減圧が開始された場合であっても、減圧開始から約 160 秒の間に自動減圧系の自動起動阻止操作を実施することで、低圧注水系による原子炉注水を防止できる。</p>	<p>中央制御室における操作のため、シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では、原子炉水位低（レベル1）より早く原子炉停止機能喪失及び格納容器圧力高信号を確認した時点で自動減圧系起動阻止操作を実施。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>
	ほう酸水注入系運転操作	原子炉スクラムの失敗を確認した後から 10 分	<p>原子炉スクラムの失敗を確認した後から、運転員の操作余裕として10分を考慮して設定</p>	<p>【認知】 原子炉スクラムが成功しているかは、スクラム警報の発生の有無・制御棒の挿入状態・中性子束の減少により確認するが、これらは中央制御室の大型表示盤等で容易に確認することができる。制御棒の挿入状態は「全制御棒全挿入」表示によって確認可能であり、中性子束の減少は、原子炉スクラムが成功していれば平均出力領域モニタの指示が急激に低下するため容易に確認することができる。よって、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作所要時間】 ほう酸水注入系起動操作は制御盤の操作スイッチによる簡単な操作であるため、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉停止機能喪失の初期は、パラメータ監視とともに、ほう酸水注入系の起動操作、サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転操作、制御棒の挿入操作、原子炉水位制御操作が並行して行われているため、操作開始時間は変動しうる。ただし、並列操作の中でも、手順では制御棒挿入失敗が確認され次第速やかにほう酸水注入系の起動操作を優先する手順となっている。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>状態把握の時間及び操作時間に余裕を含めて解析上は 10 分間を想定しているが、ほう酸水注入系の起動操作は、制御棒挿入失敗が確認され次第、原子炉冷却材再循環ポンプの停止及び自動減圧系の自動起動阻止操作後に速やかに実施する手順となっていること、また、本操作は中央制御室内での簡易なスイッチ操作であることから、操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、原子炉へのほう酸水注入系による注水開始時間を早める。</p> <p>当該操作は、操作手順が変わりがなく、パラメータを起点としていない操作であることから、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさによる操作開始時間に与える影響はない。また、当該操作は、中央制御室で行う操作であり、他の操作に与える影響はない。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があり、格納容器圧力及び温度は解析結果よりも低くなる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> <p>なお、燃料被覆管温度は、ほう酸水注入系運転操作開始前に最大となることから影響はない。</p>	<p>ほう酸水注入系運転操作は事象発生直後に行う原子炉冷却材再循環ポンプの停止及び自動減圧系の自動起動阻止操作後に開始する操作としている。ほう酸水注入系の運転開始時間は、主にサプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力に影響するが、事象発生から 10 分後に操作を開始した場合でも、格納容器圧力及び格納容器温度の最大値は原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度をそれぞれ下回ることから、事象発生から 10 分以上の時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 2.5.10)</p>	<p>中央制御室における操作のため、シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では、原子炉停止機能喪失を確認し約 3 分でほう酸水注入系運転操作を開始。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>

42. 他号炉との同時被災時における SFP の想定について

7号炉の場合、SFP側壁は基準地震動の許容値に対して約6倍程度の裕度がある

1号炉の場合、SFP側壁は基準地震動の許容値に対して約8倍程度の裕度がある

- SFPは基準地震動の許容値に対して原子炉建屋の安全上重要な設備の中で高い裕度を有すると評価しており、ライナーの健全性も確保できるものと評価
- SFPに対しては、スロッシングによる溢水とSBOによるプール水蒸発のみを考慮（大型構造物はSFP上部に常置しないため落下を考慮しない）

6号炉は7号炉と同様の設計

2～5号炉は1号炉と同様の設計

全号機ともにSFP躯体、ライナーの損傷は想定しない。