

女川原子力発電所 2 号炉

重大事故等対策の有効性評価について 補足説明資料

令和元年 5 月

東北電力株式会社

目 次

- 1 有効性評価における先行プラントとの主要な相違点について
- 2 原子炉水位及びインターロックの概要
- 3 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について
- 4 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
- 5 原子炉隔離時冷却系による注水継続及び原子炉の減圧操作について
- 6 運転手順書における各種制限曲線
- 7 低圧代替注水系（可搬型）緊急送水ポンプ準備の作業成立性について
- 8 原子炉低圧時における原子炉隔離時冷却系の注水特性による評価
- 9 逃がし安全弁に不確かさを考慮した場合の評価結果について
- 10 原子炉満水操作の概要について
- 11 T B P 感度解析ケースにおける燃料被覆管破裂の有無について
- 12 女川 2 号炉のプラントの特徴について
- 13 燃料プールの状態監視について
- 14 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
- 15 使用済燃料プールゲートについて
- 16 想定事故 1 及び想定事故 2 停止日数の設定について
- 17 燃料プール冷却浄化系の耐震設計クラスと破断想定箇所について
- 18 想定事故 1 及び想定事故 2 貯蔵燃料及び炉内燃料の燃焼度設定について
- 19 使用済燃料プールの初期水温について
- 20 注水用ヘッダ操作に係る中央制御室との連携の成立性
- 21 運転停止中における通常時のプラント監視について
- 22 運転停止中原子炉における崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失 原子炉水温の最確条件について
- 23 運転停止中原子炉における崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失 停止時間の設定について
- 24 志賀 1 号臨界事象に対する女川での対策について
- 25 反応度の誤投入における引き抜き対象制御棒について
- 26 運転停止中原子炉における崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスの抽出過程及びその関係について
- 27 運転停止中原子炉における原子炉冷却材の流出 原子炉水温の最確条件について
- 28 原子炉冷却材温度と残留熱除去系除熱量の関係について
- 29 運転停止中原子炉における原子炉冷却材の流出 原子炉未開放時の流出による原子炉水位の推移について
- 30 プラント状態の分類の考え方について
- 31 追加放出される物質及び気体廃棄物処理系について

- 32 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
- 33 原子炉開放の詳細工程
- 34 原子炉水温と原子炉压力容器温度の相関について
- 35 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）系統切替について
- 36 「制御棒の連続引き抜き」のHRA ツリー及び人的過誤確率
- 37 運転停止中原子炉における崩壊熱の導出式について
- 38 鉄と水の遮蔽厚さについて
- 39 反応度の誤投入における原子炉出力範囲
- 40 運転停止中原子炉における崩壊熱除去機能喪失時の冷却材中に含まれるハロゲンによる線量評価について
- 41 圧力抑制室水位による LOCA 事象の検知について
- 42 代替自動減圧機能対象の逃がし安全弁の選定について
- 43 原子炉停止機能喪失シナリオにおける真空破壊装置への影響
- 44 復水貯蔵タンクの保有水量について
- 45 高圧注水・減圧機能喪失シナリオにおける解析の想定について
- 46 ATWS 時におけるほう酸水注入系起動の判断基準について
- 47 高圧炉心スプレイ系の水源切替の必要性について
- 48 原子炉停止機能喪失シナリオにおける初期炉心流量
- 49 原子炉停止機能喪失シナリオにおけるほう酸水濃度の設定
- 50 同一運転員によるほう酸水注入系起動及び高圧炉心スプレイ系水源切替の成立性について
- 51 高圧注水・減圧機能喪失時における事象発生 40 分以降の炉内挙動について
- 52 自動減圧系作動阻止機能の ATWS 以外のシーケンスにおける影響について
- 53 原子炉停止機能喪失シナリオにおけるサプレッションプール水温 100℃到達時間
- 54 有効性評価における機器条件について
- 55 ほう酸濃度による評価結果への影響
- 56 設計基準事故「原子炉冷却材喪失」における格納容器圧力・温度について
- 57 有効性評価において機能喪失を仮定した設備について
- 58 高圧炉心スプレイ系ポンプ水源側からの流出防止のための隔離操作
- 59 インターフェイスシステム LOCA 発生時の判断について
- 60 外部水源を用いた場合の格納容器スプレイ流量について
- 61 希ガスの減衰割合について
- 62 ISLOCA 発生箇所と ECCS ポンプ等との位置関係について
- 63 ISLOCA 時の現場隔離弁の操作性（温度）について
- 64 急速減圧時の逃がし安全弁使用個数による評価への影響について
- 65 非常用ディーゼル発電機等の燃料評価における想定負荷について
- 66 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水準備の成立性に

ついて

- 67 原子炉格納容器代替スプレイ時の流量調整操作について
- 68 LOCA時注水機能喪失時における系統隔離操作について 評価変更に伴い削除
- 69 有効性評価における高圧注水成功後の急速減圧実施タイミングについて
- 70 有効性評価における解析条件の変更等について
- 71 原子炉格納容器フィルタベント系及び耐圧強化ベント系の流量について
- 72 事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」における重要事故シーケンス等の変更について 評価変更に伴い削除
- 73 外部電源の設定の考え方について
- 74 現状プール内に貯蔵されている制御棒の本数・内訳について
- 75 破裂判定曲線適用にあたっての水素濃度等の影響について
- 76 原子炉再循環ポンプからのリークについて
- 77 外部水源注水量限界について
- 78 室温評価の概要及び評価条件の考え方について
- 79 格納容器冷却及び除熱手段の運用について
- 80 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水から残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水への切替えについて
- 81 外部電源喪失発生時における原子炉スクラム信号について
- 82 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
- 83 高圧代替注水系起動操作の成立性について
- 84 注水操作の時間余裕について（TBU・TBD） 添付資料としたため削除
- 85 TBD 時の事象発生 24 時間後の注水系統の切替えについて 評価変更に伴い削除
- 86 各 TB シーケンスにて使用する直流電源と注水手段の関係及び負荷切離し操作について
- 87 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）における注水手段について
- 88 常設代替交流電源設備による非常用母線受電操作の成立性について
- 89 TBD・TBP 時における原子炉水位の挙動について 評価変更に伴い削除
- 90 水源評価における注水積算量について
- 91 復水補給水系の機能確保の妥当性について
- 92 ドライウェルクーラの使用を仮定した場合の格納容器除熱効果について
- 93 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
- 94 有効性評価における LOCA 時の破断位置及び口径設定の考え方について
- 95 原子炉建屋負圧達成時間の算出について
- 96 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）における注水操作が遅れる場合の炉心の損傷状態について
- 97 過圧過温シナリオにおける燃料最高温度の短時間挙動について
- 98 可搬型窒素ガス供給装置の注入特性の作成方法について

- 99 格納容器貫通孔におけるエアロゾル粒子の捕集係数 (DF) を用いて評価する項目とその扱いについて
- 100 G 値を設計基準事故ベースとした場合の評価結果への影響 (長期解析)
- 101 格納容器下部 (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
- 102 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
- 103 主蒸気逃がし安全弁の耐環境性能の確認実績について
- 104 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
- 105 溶融炉心・コンクリート相互作用に対するドライウェル床ドレンサンプの影響について
- 106 主蒸気逃がし安全弁の耐環境性向上に向けた取り組みについて
- 107 代替循環冷却系の熱交換モデルについて
- 108 ドライウェル壁面のモデルについて
- 109 溶融プールの除熱メカニズムについて
- 110 代替循環冷却系を使用した原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器スプレイの運用について
- 111 格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用する場合) における格納容器温度及びサプレッションプール水温の挙動について
- 112 外部水源による原子炉圧力容器破損後の格納容器下部への注水について
- 113 格納容器下部注水量と格納容器下部水位の関係について
- 114 格納容器下部の構造について
- 115 原子炉圧力容器の破損位置について
- 116 格納容器下部 (ペDESTAL) 外側鋼板の支持能力について
- 117 ほう酸水注入系 ほう酸水濃度の管理について
- 118 原子炉停止機能喪失シナリオ 外部電源喪失を想定した場合における燃料被覆管最高温度について
- 119 高温環境下での主蒸気逃がし安全弁の温度解析及び対策について
- 120 原子炉格納容器下部水位及びドライウェル水位の計測設備について
- 121 ペDESTAL内のドライウェル温度検出器について
- 122 格納容器下部への初期水張り運用について
- 123 原子炉格納容器下部注水系の注水端位置について
- 124 格納容器スプレイによる格納容器下部への流入経路
- 125 溶融炉心の堆積高さの評価に関する考え方について
- 126 溶融炉心落下位置が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
- 127 コリウム流入防止対策の有効性評価
- 128 ペDESTAL内ドライウェル温度検出器による原子炉圧力容器破損判断について

- 129 代替循環冷却系を使用した格納容器除熱の運用変更の検討について
- 130 外部水源注水量限界到達後の対応について
- 131 FFRD 現象の有効性評価への影響について
- 132 TBD シーケンスにおける燃料被覆管の水素化物の再配向による影響について
- 133 原子炉減圧実施時における原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系の注水方法の設定について
- 134 原子炉停止機能喪失シナリオ 継続的に原子炉給水を行うとした評価の妥当性について
- 135 原子炉圧力容器破損前の格納容器スプレイの検討について
- 136 コリウムシールドの材料選定の考え方について
- 137 熔融炉心の落下位置等の知見を踏まえた熔融炉心の堆積高さ評価について
- 138 解析コードにおける重要現象の不確かさに係る整理表
- 139 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」及び「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」における代替循環冷却系への切替え操作について
- 140 ジルコニウム（Zr）－水反応時の炉心損傷状態について
- 141 格納容器内での無機よう素の沈着効果について
- 142 ベント経路による実効線量の差異要因について
- 143 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
- 144 L O C A 時注水機能喪失における崩壊熱除去機能喪失の想定について
- 145 格納容器下部水位とドライウェル水位計の関係について
- 146 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」で想定される評価事故シーケンスにおいて原子炉注水を考慮しない場合の影響について
- 147 全交流動力電源喪失を想定した場合における代替循環冷却系による初期水張りについて
- 148 サプレッションプール等水位上昇時の計装設備への影響について
- 149 MAAP コードによる原子力圧力容器内平均温度評価について
- 150 Fragmentation による微細な燃料片の発生可能性について
- 151 格納容器内の酸素濃度検出器の選定について
- 152 外部水源注水量の管理方法について
- 153 格納容器内における気体のミキシングについて
- 154 G 値について
- 155 実効 G 値に係る電力共同研究の追加実験について
- 156 有効性評価におけるサプレッションプールのサブクール度について
- 157 物理現象の評価に用いる熔融炉心温度等の設定について
- 158 固化距離に及ぼす流路断面積及び等価熱伝導度の影響について
- 159 原子炉圧力容器の高圧状態での破損を回避するための減圧操作について

- 160 原子炉格納容器フィルタベント系の大気拡散係数及び敷地境界線量に対する放出高さの感度評価について
- 161 乾燥収縮及び地震影響によるコンクリートのひび割れが溶融炉心・コンクリート相互作用に及ぼす影響について
- 162 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
- 163 プラント損傷状態をLOCAとした場合の格納容器下部水位の推移
- 164 燃料プールの通常水位について

下線部：本日提示資料

102. 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)で原子炉水位が「有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの10%高い位置(BAF+10%)」に到達したことを確認し、逃がし安全弁2個で原子炉減圧を実施する手順としていた。

この度、水素発生量の観点より原子炉減圧のタイミングについて、シュラウド内の原子炉水位計(燃料域)で原子炉水位が「有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの20%高い位置(BAF+20%)」に到達した時点に変更する。

原子炉減圧を実施する水位及び弁数は、以下の評価結果を基に決定している。

(1) 原子炉減圧のタイミング

原子炉減圧のタイミングについては、原子炉へ注水ができない場合において、蒸気冷却による燃料の冷却効果に期待し、原子炉圧力容器の破損時間を遅くするという観点で原子炉減圧を遅くする一方で、有効燃料棒底部に到達すると水位計による確認ができなくなることから、その前の目安として、水位が10%高い位置において原子炉減圧を実施することとしていた。

しかしながら、原子炉減圧を遅らせることで、炉心のヒートアップが進み、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で原子炉減圧を行うことで、大量の蒸気が通過することにより酸化反応(ジルコニウム-水反応)が活発となり、大量の水素が発生する。このことから、水素発生量の観点も考慮し、原子炉減圧のタイミングを検討した。

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、逃がし安全弁1個、2個及び逃がし安全弁(自動減圧機能)全弁(6個)を用いて、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分後のそれぞれのタイミングで原子炉減圧する場合の水素発生量等を評価し、その評価結果を表1に示す。水素発生量については30分後と40分後の間に差が表れた。また、それぞれのタイミングで原子炉減圧する場合の原子炉圧力の推移を図1、原子炉圧力容器破損時における原子炉圧力を表2に示す。原子炉減圧のタイミングが原子炉水位低(レベル1)から40分後以降の場合は水素発生量が大きくなることから原子炉圧力が大きくなるものの、いずれのタイミングで減圧した場合においても、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」に対する格納容器破損防止対策の評価項目である原子炉圧力容器破損時における原子炉圧力は、2.0MPa[gage]を下回っていることを確認した。

本評価結果より、酸化反応（ジルコニウム－水反応）が活発になる前である原子炉水位低（レベル1）に到達してから約30分後までに原子炉減圧を実施する必要があると判断した。

(2) 原子炉減圧の弁数

表1の評価結果より、(1)で判断した原子炉減圧を実施するタイミング（原子炉水位低（レベル1）到達から30分後）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、原子炉減圧の弁数が多いほうが原子炉減圧時の蒸気流量が増えることから、燃料被覆管にかかる荷重^{*}が大きくなると考えられる。水素発生量を抑えつつ、燃料被覆管にかかる荷重を低く抑える観点から、原子炉減圧時に開放する適切な弁数は2個と判断した。

また、原子炉減圧完了までの時間については、図2に示すとおり、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。

以上から原子炉減圧の際に開放する弁数は逃がし安全弁2個とした。

※ 原子炉減圧時に燃料被覆管にかかる荷重としては、燃料被覆管内外の圧力差による応力等が考えられる。原子炉減圧の弁数が多い（蒸気流量が多い）ほうが急速に減圧されるため、原子炉減圧の弁数が多いほうが燃料被覆管にかかる荷重は大きくなるとしている。

(3) 原子炉減圧を実施する水位について

(1)の評価結果から、原子炉減圧を原子炉水位低（レベル1）到達から40分後以降に実施する場合に水素発生量の顕著な増加が見られること及び、原子炉減圧を原子炉水位低（レベル1）到達から10～30分後に実施する場合には、原子炉減圧実施時間に応じた水素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30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30分後の原子炉水位を評価すると、原子炉水位はBAF+20%程度であるため、これを原子炉減圧実施の水位とした。

原子炉水位がBAF+20%に到達した時点では、原子炉水位低（レベル1）から30分後に対して数分の余裕がある。運転員は原子炉水位の低下傾向を確認しながらあらかじめ準備が可能であることから、操作の時間遅れはないものと考えているが、仮に運転員の操作が数分遅れても水素発生量の顕著な増

加が見られる水位まで低下することはないと考える。

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定めているものであり、妥当であると考ええる。

(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）によって確認する。原子炉水位が「BAF+20%」に到達する時点（事象発生から約 43 分後）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90℃以下であることから、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原子炉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。

以上

[参考文献]

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

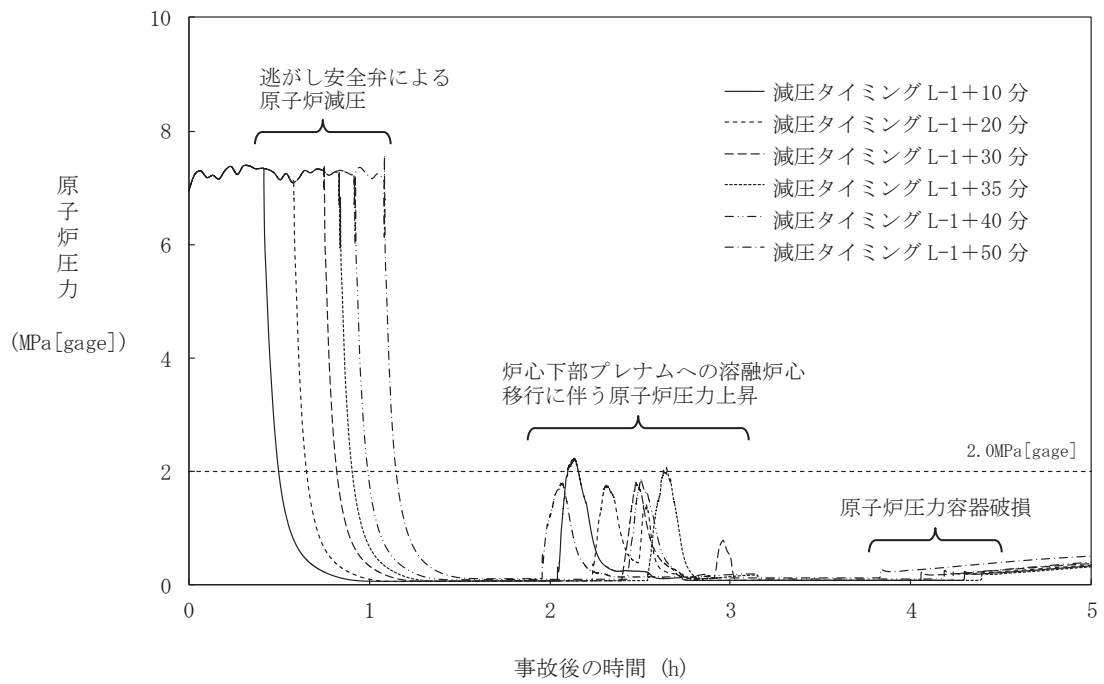


図 1 原子炉減圧のタイミングによる原子炉圧力推移の差異
(逃がし安全弁 2 個の場合)

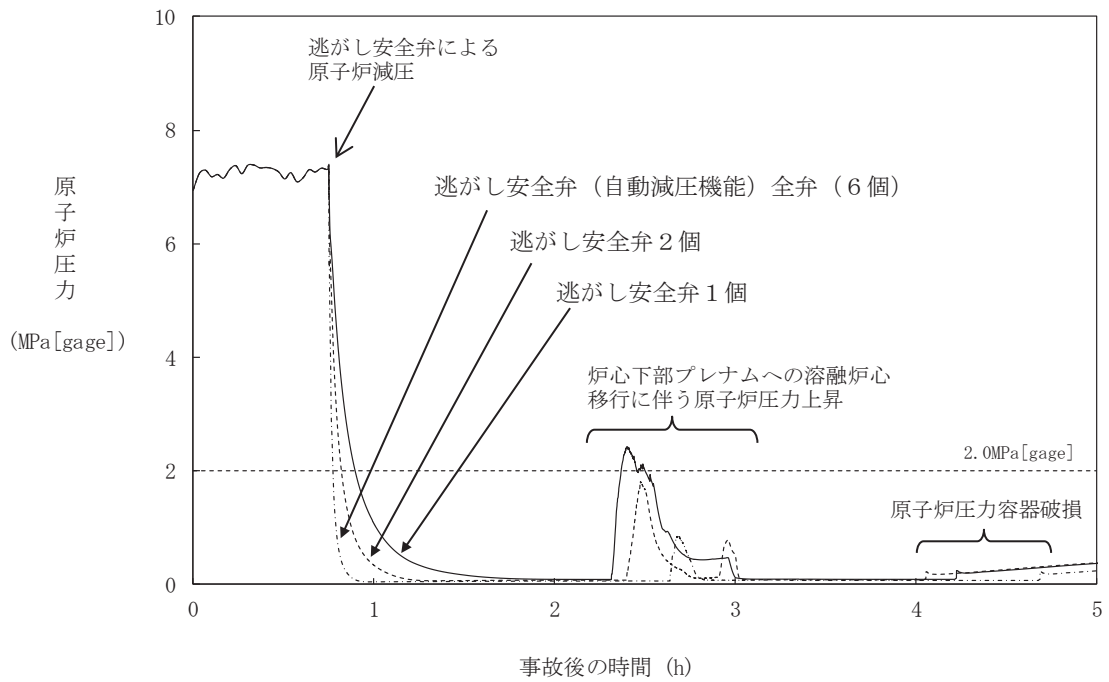


図 2 原子炉減圧の弁数による原子炉圧力推移の差異
(減圧タイミング L-1+30 分の場合)

表1 原子炉減圧のタイミングに関する評価結果

| 原子炉減圧弁数 | 原子炉水位低 (レベル1) 到達後の時間遅れ (分) | 原子炉水位 (燃料域) の目安 | 水素発生量 (168 時間後) (kg) | 被覆管への荷重※ |
|-----------------------------------|----------------------------------|--------------------|----------------------------|----------|
| 逃がし安全弁 1 個 | 10 | BAF+82% | 546 | 98 |
| | 20 | BAF+38% | 545 | 58 |
| | 30 | BAF+18% | 566 | 44 |
| | 40 | BAF+11% | 697 | 277 |
| | 50 | BAF+4% | 762 | 354 |
| 逃がし安全弁 2 個 | 10 | BAF+82% | 519 | 136 |
| | 20 | BAF+38% | 513 | 199 |
| | 30 | BAF+18% | 514 | 317 |
| | 35 | BAF+14% | 515 | 278 |
| | 40 | BAF+11% | 686 | 313 |
| | 50 | BAF+4% | 833 | 409 |
| 逃がし安全弁 (自動減圧機能) 全弁 (6 個) | 10 | BAF+82% | 437 | 314 |
| | 20 | BAF+38% | 429 | 386 |
| | 30 | BAF+18% | 424 | 396 |
| | 40 | BAF+11% | 449 | 298 |
| | 50 | BAF+4% | 698 | 310 |

※ 原子炉減圧時の最大炉内蒸気流量 (kg/s)

表2 各原子炉減圧タイミングにおける原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力

| 原子炉減圧弁数 | 原子炉水位低 (レベル1) 到達後の時間遅れ (分) | 原子炉水位 (燃料域) の目安 | 原子炉圧力容器 破損時間 (時間) | 原子炉圧力容器破損時の 原子炉圧力 (MPa[gage]) |
|---------------|----------------------------------|-----------------------|-------------------------|-------------------------------------|
| 逃がし安全弁 2 個 | 10 | BAF+82% | 4.2 | 0.1 |
| | 20 | BAF+38% | 4.2 | 0.1 |
| | 30 | BAF+18% | 4.0 | 0.1 |
| | 35 | BAF+14% | 4.3 | 0.1 |
| | 40 | BAF+11% | 4.1 | 0.2 |
| | 50 | BAF+4% | 3.8 | 0.2 |

162. 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、可搬型窒素ガス供給装置による窒素供給（以下「窒素供給」という。）、原子炉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、事象発生約 11 時間後から約 24 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 5 vol%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、現実に可燃限界である 5 vol%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* | |
|----------|----|----------------------------|--|
| | | 変更前 | 変更後 |
| 水素及び酸素排出 | 準備 | ドライ条件の酸素濃度が 4.0vol%に到達した場合 | 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 4.3vol%に到達した場合 | ドライ条件の酸素濃度が 4.3vol%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、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 4.3vol%、ウェット条件で 1.5vol%未満の場合、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、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。

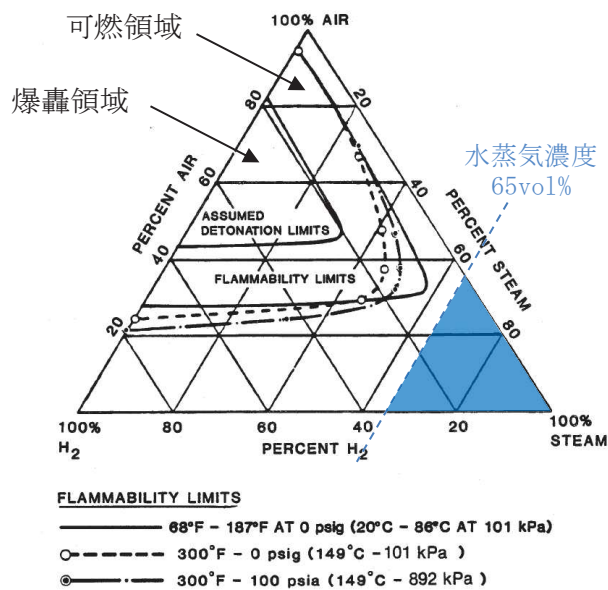


図 1 水素、空気及び水蒸気混合条件下における可燃限界と爆轟限界^[1]

- ・ドライ条件 4.0vol% (従来と同様)

格納容器代替スプレイによるベント遅延操作と同様に、可搬型窒素ガス供給装置による窒素供給の開始と同時に水素及び酸素排出準備を開始すること、窒素供給に失敗した場合であっても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 4.3vol% (従来と同様)

酸素濃度の可燃限界である 5 vol%，計器誤差並びに水素及び酸素排出操作所要時間における上昇分を考慮して設定している。

(2) 窒素供給

a. 判断基準の変更について

格納容器内の酸素濃度が上昇した場合、水素及び酸素排出の遅延を目的として窒素供給手順を整備しているが、水素及び酸素排出と同様に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窒素供給判断基準に格納容器内の除熱を開始後に実施することを明記した。判断基準の概要について表2に示す。

表2 窒素供給判断基準の概要

| 対応手段 | | 判断基準 ^{※1} | |
|------|------------------|----------------------------|---|
| | | 変更前 | 変更後 |
| 窒素供給 | 準備 ^{※2} | ドライ条件の酸素濃度が 3.5vol%に到達した場合 | 変更なし |
| | 供給 | ドライ条件の酸素濃度が 4.0vol%に到達した場合 | 格納容器内の除熱を開始した場合 ^{※3} において、ドライ条件の酸素濃度が 4.0vol%に到達した場合 |

- ※1：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
- ※2：可搬型窒素ガス供給装置は、ベント停止後に必要な設備として残留熱除去系による除熱機能喪失でも準備を行う
- ※3：代替循環冷却系又は残留熱除去系による除熱を開始した場合

b. 判断基準設定の考え方について

・格納容器内の除熱

格納容器への窒素供給について、格納容器内の除熱機能が喪失している場合、窒素供給により格納容器内の圧力上昇が促進されベント基準到達を早めることとなるため、代替循環冷却系又は残留熱除去系による除熱を開始した場合に実施することとしている。なお、代替循環冷却系又は残留熱除去系による除熱により格納容器内のガスは混合されることからウェット条件の設定は行わない。

・ドライ条件 3.5vol% (従来と同様)

窒素供給に必要な時間に余裕を考慮し設定している。

・ドライ条件 4.0vol% (従来と同様)

格納容器代替スプレイによるベント遅延操作と同様に、窒素供給の開始と同時に水素及び酸素排出準備を開始すること、窒素供給に失敗した場合であっても水素及び酸素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。

水素及び酸素排出及び窒素供給の判断基準の概要を図2に示す。

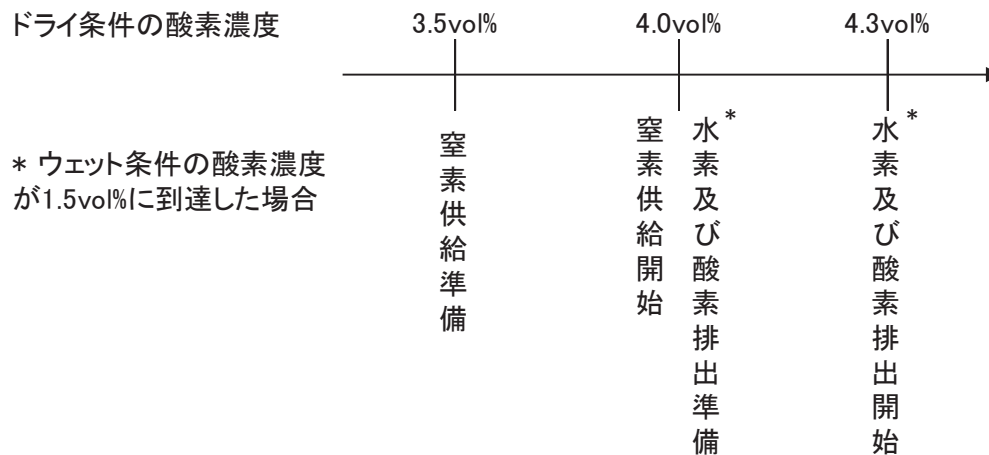


図2 格納容器内酸素濃度による判断基準の概要

(3) 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、代替循環冷却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は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たまっているため、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、内部水源である代替循環冷却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外部水源注水量限界の観点からベントの早期化に繋がるため使用しない。

なお、代替循環冷却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。

(4) 格納容器内雰囲気酸素濃度が使用できない場合の推定手段

格納容器内雰囲気酸素濃度の計測が困難になった場合、格納容器内雰囲気放射線モニタにより炉心損傷を判断後、初期酸素濃度と可燃性ガス濃度制御系の性能評価に用いている保守的なG値（沸騰状態の場合 $G(H_2)=0.4$, $G(O_2)=0.2$, 非沸騰

状態の場合 $G(H_2)=0.25$, $G(O_2)=0.125$) を入力とした評価結果 (解析結果) である
 図3～図6により格納容器内の酸素濃度を推定する。

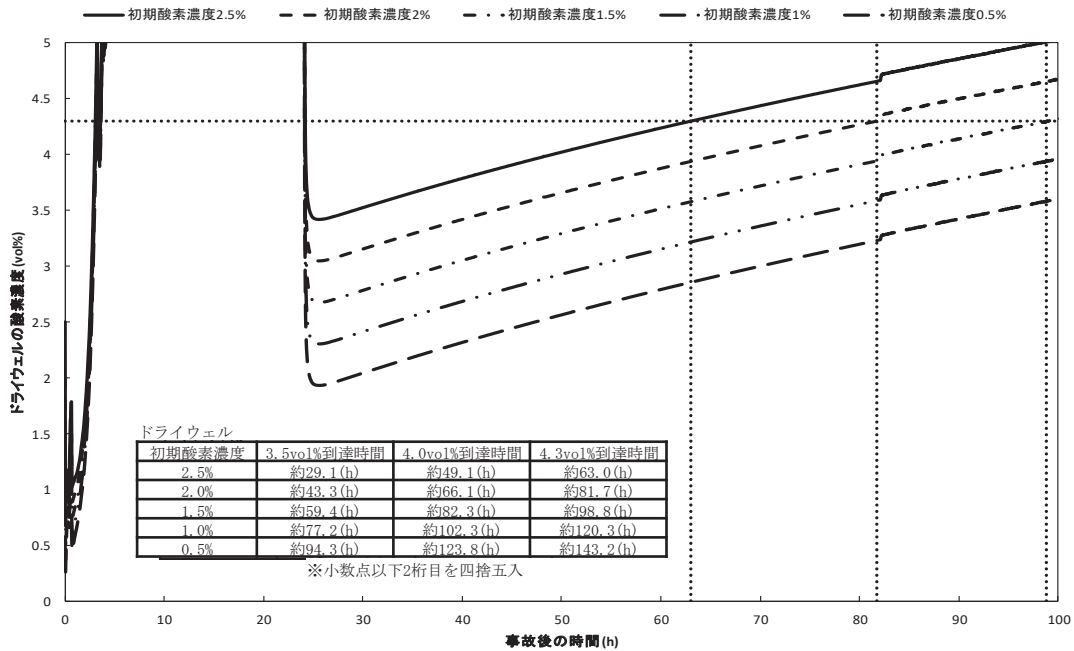


図3 格納容器破損モード「水素燃焼」における格納容器内酸素濃度 (ドライウェル) (原子炉格納容器内への窒素供給なし) (ドライ条件)

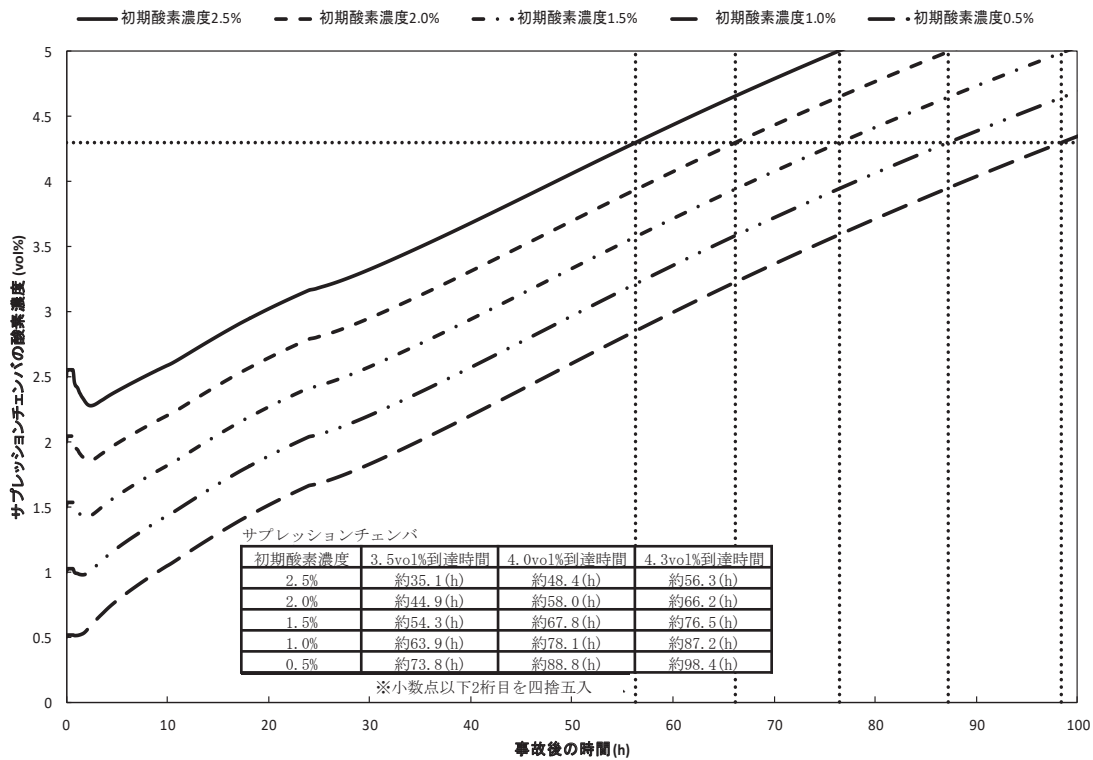


図4 格納容器破損モード「水素燃焼」における格納容器内酸素濃度 (サプレッションチェンバ) (原子炉格納容器内への窒素供給なし) (ドライ条件)

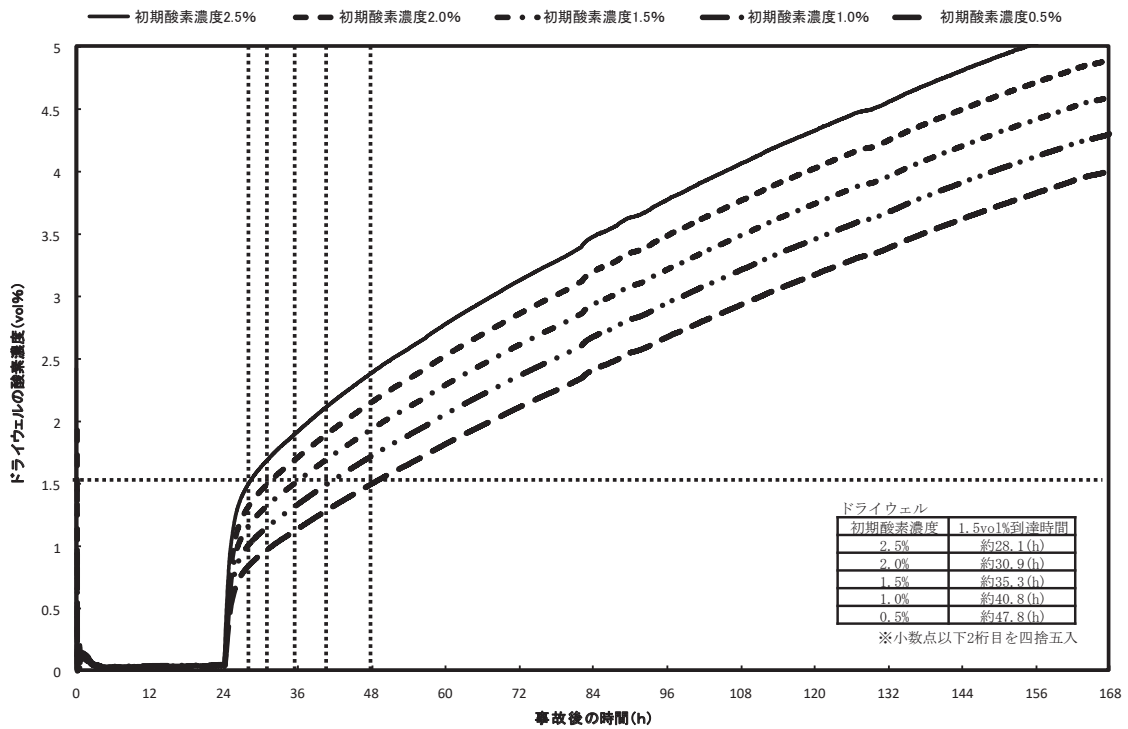


図5 格納容器破損モード「水素燃焼」における格納容器内酸素濃度 (ドライウェル) (原子炉格納容器内への窒素供給なし) (ウェット条件)

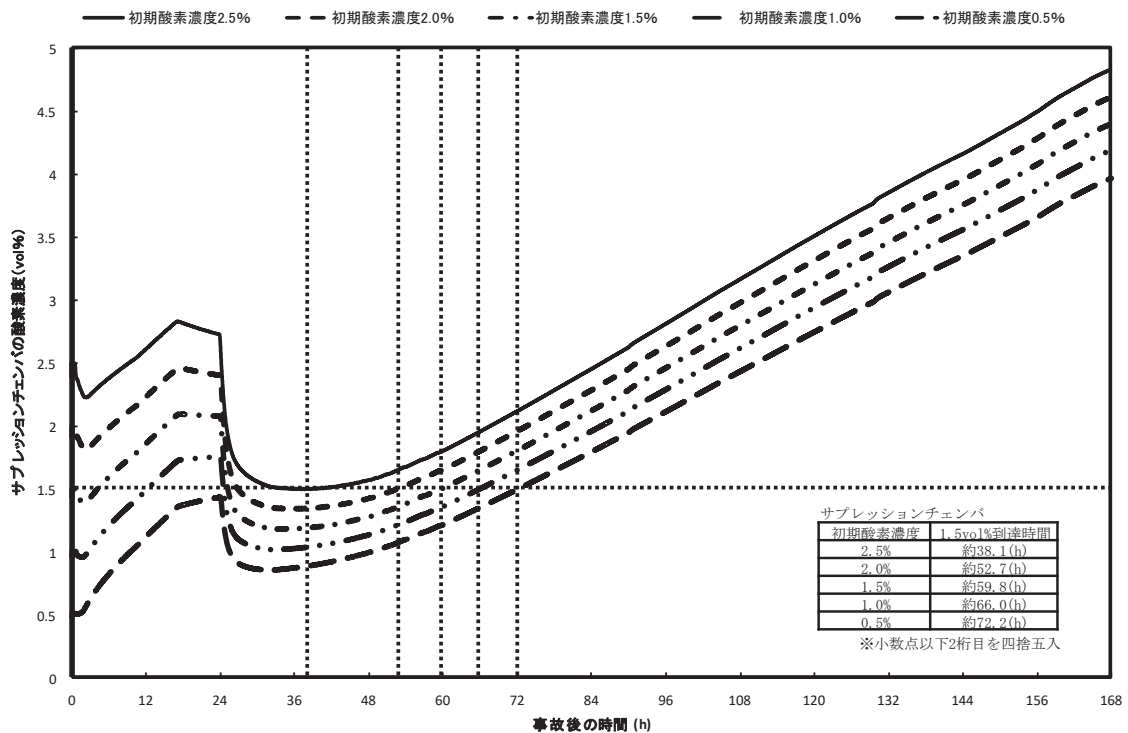


図6 格納容器破損モード「水素燃焼」における格納容器内酸素濃度 (サプレッションチェンバ) (原子炉格納容器内への窒素供給なし) (ウェット条件)

2. 有効性評価における判断について

格納容器破損モード「水素燃焼」における格納容器内の気相濃度の推移（G 値を設計基準事故ベースとした場合の感度解析）について，図7～図10に示す。

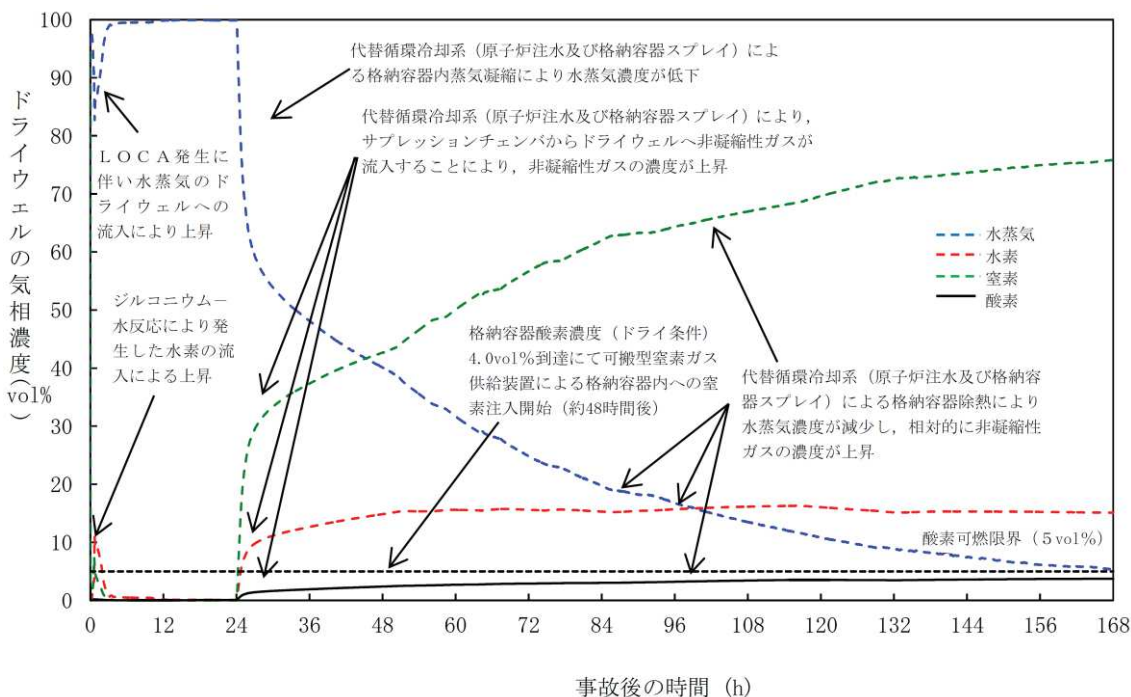


図7 G 値を設計基準事故ベースとした場合のドライウエルの気相濃度の推移（ウエット条件）

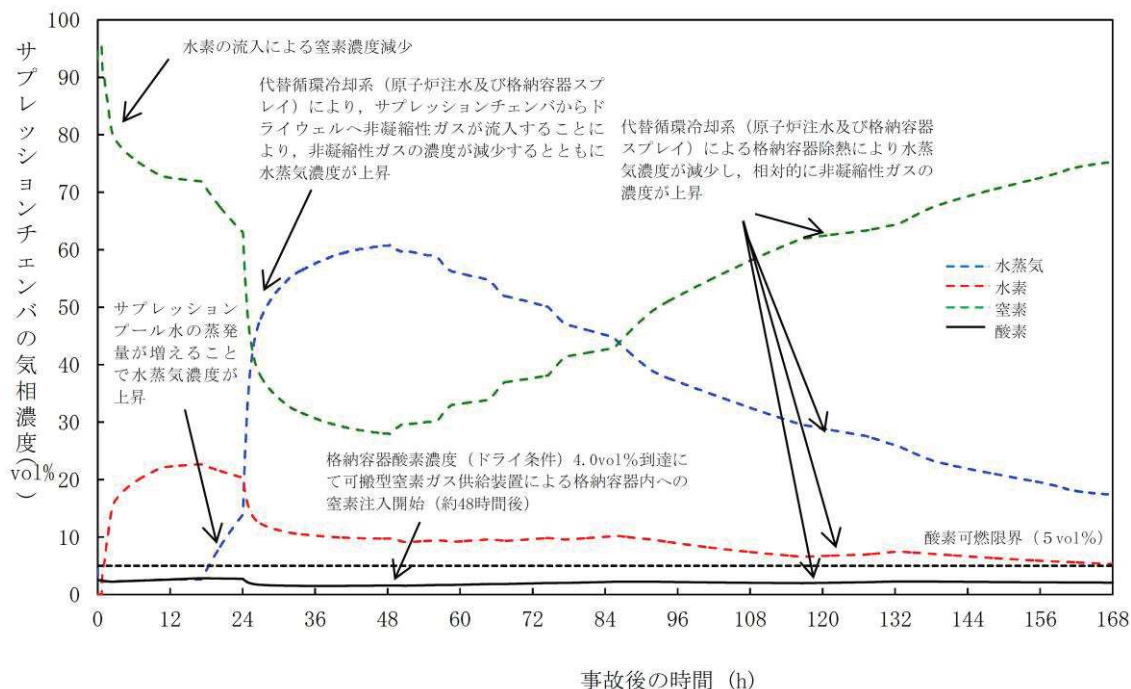


図8 G 値を設計基準事故ベースとした場合のサプレッションチェンバの気相濃度の推移（ウエット条件）

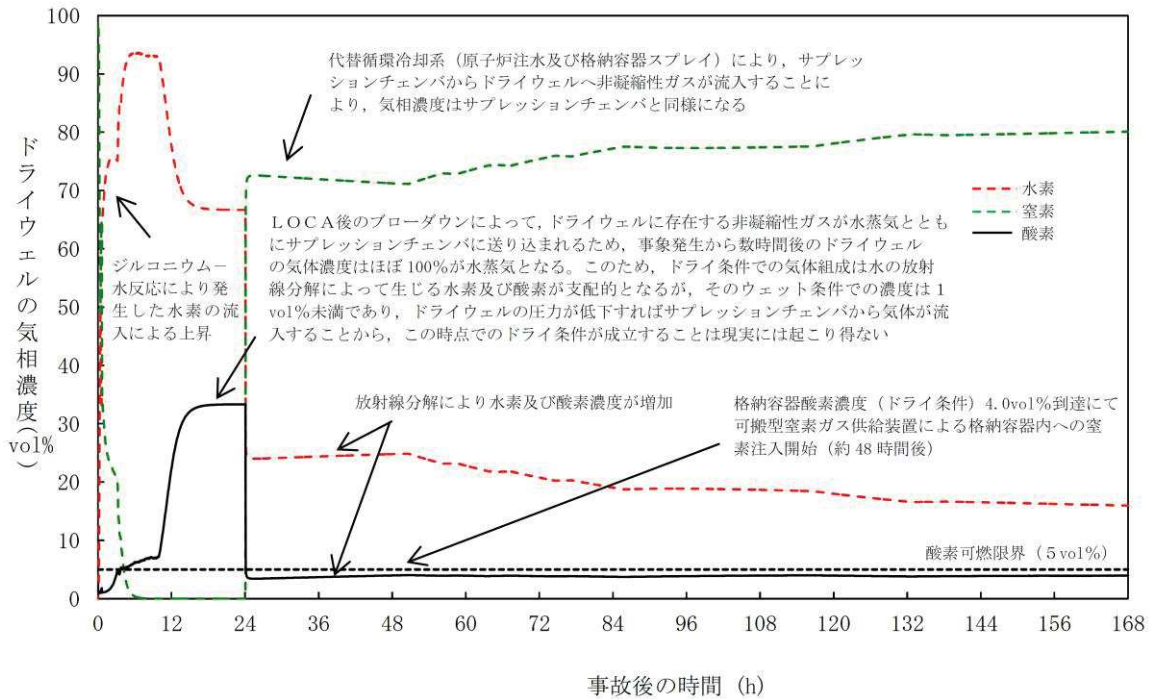


図 9 G 値を設計基準事故ベースとした場合のドライウエルの気相濃度の推移 (ドライ条件)

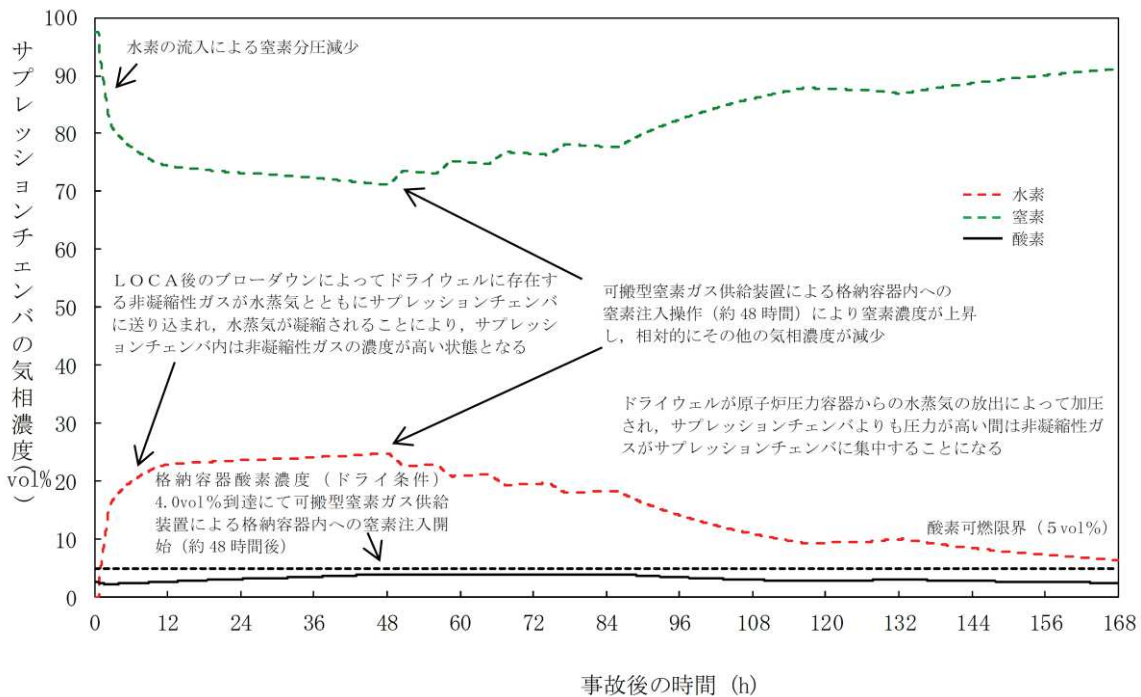


図 10 G 値を設計基準事故ベースとした場合のサブプレッションチェンバの気相濃度の推移 (ドライ条件)

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) と変更後の手順の関係を以下に示す。

事象発生から約 23 時間後までは、原子炉補機冷却水系 (原子炉補機冷却海水系を含む) が喪失していることから、格納容器内雰囲気酸素濃度が使用できないため、

格納容器内雰囲気モニタにより炉心損傷を判断後，図3～図6に示す評価結果を用いてドライ条件及びウェット条件の酸素濃度を確認する。評価結果によりウェット条件の酸素濃度が判断基準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，格納容器内の除熱機能が喪失していることから格納容器内への窒素供給は実施しない。なお，可搬型窒素ガス供給装置は残留熱除去による除熱機能喪失により設置作業を開始する

事象発生約 23 時間後から原子炉補機代替冷却水系により補機冷却水が確保され格納容器内雰囲気酸素濃度により酸素濃度が監視可能となるが，ウェット条件の酸素濃度が判断基準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，代替循環冷却系の準備操作を開始し，事象発生約 24 時間後から代替循環冷却系による格納容器内へのスプレイを実施し格納容器内の除熱を開始するとともにガスの混合を促進させる。ガスの混合操作を実施後に，窒素供給並びに水素及び酸素排出の判断基準に到達していないことを確認する。

事象発生約 48 時間後にドライ条件の酸素濃度が 4.0vol%に到達することから窒素供給を開始する。また，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。以降は，酸素濃度を監視しドライ条件の酸素濃度が 4.3vol%に到達した場合水素及び酸素排出を実施する。

[1] Camp, A. L. et al, “Light Water Reactor Hydrogen Manual”, NUREG/CR-2726(1983)