

# 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

平成27年1月

東京電力株式会社

## 目次

### 1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方

- 1.1 概要
- 1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定
- 1.3 評価にあたって考慮する事項
- 1.4 有効性評価に使用する計算プログラム
- 1.5 有効性評価における解析の条件設定の方針
- 1.6 解析の実施方針
- 1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針
- 1.8 必要な要員及び資源の評価方針
- 1.9 参考文献

付録1 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

付録2 原子炉格納容器限界温度・限界圧力に関する評価結果

付録3 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

### 2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

- 2.1 高圧・低圧注水機能喪失
- 2.2 高圧注水・減圧機能喪失
- 2.3 全交流動力電源喪失
- 2.4 崩壊熱除去機能喪失
- 2.5 原子炉停止機能喪失
- 2.6 L O C A時注水機能喪失
- 2.7 格納容器バイパス(インターフェイスシステム L O C A)

### 3. 重大事故

- 3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)
- 3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
- 3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

3.4 水素燃焼

今回のご説明範囲

3.5 格納容器直接接触(シェルアタック)

3.6 溶融炉心・コンクリート相互作用

### 4. 使用済燃料燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故

- 4.1 想定事故1
- 4.2 想定事故2

5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
  - 5.1 崩壊熱除去機能喪失
  - 5.2 全交流動力電源喪失
  - 5.3 原子炉冷却材の流出
  - 5.4 反応度の誤投入
  
- 6 必要な要員及び資源の評価
  - 6.1 必要な要員及び資源の評価条件
  - 6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果
  - 6.3 重大事故等対策時に必要な水源，燃料及び電源の評価結果

## 添付資料 目次

- 添付資料 2.1.1 安定停止状態について
- 添付資料 2.1.2 7日間における水源の対応について(高圧・低圧注水機能喪失)
- 添付資料 2.1.3 7日間における燃料の対応について(高圧・低圧注水機能喪失)
  
- 添付資料 2.2.1 安定停止状態について
- 添付資料 2.2.2 7日間における燃料の対応について(高圧注水・減圧機能喪失)
  
- 添付資料 2.3.1 敷地境界外での実効線量評価について
- 添付資料 2.3.2 蓄電池による給電時間評価結果について
- 添付資料 2.3.3 全交流動力電源喪失時における RCIC の 24 時間継続運転が可能であることの妥当性について
- 添付資料 2.3.4 安定停止状態について
- 添付資料 2.3.5 7日間における水源の対応について(全交流動力電源喪失)
- 添付資料 2.3.6 7日間における燃料の対応について(全交流動力電源喪失)
- 添付資料 2.3.7 常設代替交流電源設備の負荷(全交流動力電源喪失)
  
- 添付資料 2.4.1.1 安定停止状態について
- 添付資料 2.4.1.2 7日間における水源の対応について  
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))
- 添付資料 2.4.1.3 7日間における燃料の対応について  
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))
- 添付資料 2.4.1.4 常設代替交流電源設備の負荷  
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))
  
- 添付資料 2.4.2.1 安定停止状態について
- 添付資料 2.4.2.2 7日間における水源の対応について  
(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))
- 添付資料 2.4.2.3 7日間における燃料の対応について  
(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))
  
- 添付資料 2.5.1 評価対象の炉心を平衡炉心のサイクル末期とすることの妥当性
- 添付資料 2.5.2 自動減圧系の自動起動阻止操作の考慮について
- 添付資料 2.5.3 安定停止状態について
- 添付資料 2.5.4 初期炉心流量の相違による評価結果への影響
- 添付資料 2.5.5 原子炉への注水に使用する水源とその水温の影響

- 添付資料 2.5.6 高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する水源の水  
温の影響
- 添付資料 2.5.7 3次元過渡核熱水力解析コード(TRACG)を用いた評価結果
- 添付資料 2.6.1 安定停止状態について
- 添付資料 2.6.2 7日間における水源の対応について(LOCA時注水機能喪失)
- 添付資料 2.6.3 7日間における燃料の対応について(LOCA時注水機能喪失)
- 添付資料 2.7.1 インターフェイスシステム LOCA 発生時の現場環境について
- 添付資料 2.7.2 配管等の実耐力を踏まえた現実的インターフェイスシステム LOCA 発生時  
における現場環境等について
- 添付資料 2.7.3 安定停止状態について
- 添付資料 2.7.4 7日間における燃料の対応について(インターフェイスシステム LOCA)
- 添付資料 3.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)時における  
Cs-137 放出量評価について
- 添付資料 3.1.2 格納容器気相部の温度が格納容器の健全性に与える影響について  
(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))
- 添付資料 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)における炉  
心の損傷状態及び損傷炉心の位置について
- 添付資料 3.1.4 安定停止状態について
- 添付資料 3.1.5 7日間における水源の対応について  
(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))
- 添付資料 3.1.6 7日間における燃料の対応について  
(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))
- 添付資料 3.1.7 常設代替交流電源設備の負荷  
(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))
- 添付資料 3.2.1 7日間における燃料の対応について  
(高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)
- 添付資料 3.3.1 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用(炉外 FCI)に関する知見  
の整理
- 添付資料 3.3.2 7日間における燃料の対応について  
(原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用)

- |            |                        |
|------------|------------------------|
| 添付資料 3.4.1 | 水の放射性分解の評価について         |
| 添付資料 3.4.2 | 安定停止状態について             |
| 添付資料 3.4.3 | 7日間における水源の対応について(水素燃焼) |
| 添付資料 3.4.4 | 7日間における燃料の対応について(水素燃焼) |
| 添付資料 3.4.5 | 常設代替交流電源設備の負荷(水素燃焼)    |

添付資料 3.6.1 溶融炉心-コンクリートの相互作用の評価に関わる条件の考え方について

添付資料 3.6.2 7日間における燃料の対応について(溶融炉心・コンクリート相互作用)

添付資料 4.1.1 使用済燃料貯蔵プールの水位低下と遮へい水位に関する評価について

添付資料 4.1.2 「水遮へい厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の算出について

添付資料 4.1.3 安定停止状態について

添付資料 4.1.4 評価条件の不確かさの影響評価について(想定事故 1)

添付資料 4.1.5 7日間における水源の対応について(想定事故 1)

添付資料 4.1.6 7日間における燃料の対応について(想定事故 1)

添付資料 4.2.1 使用済燃料貯蔵プールの水位低下と遮へい水位に関する評価について

添付資料 4.2.2 想定事故 2 において微開固着及びクラック破断を想定している理由

添付資料 4.2.3 安定停止状態について

添付資料 4.2.4 評価条件の不確かさの影響評価について(想定事故 2)

添付資料 4.2.5 7日間における水源の対応について(想定事故 2)

添付資料 4.2.6 7日間における燃料の対応(想定事故 2)

添付資料 5.1.1 安定停止状態について

添付資料 5.1.2 評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)

添付資料 5.1.3 7日間における燃料対応について(停止時 崩壊熱除去機能喪失)

添付資料 5.2.1 安定停止状態について

添付資料 5.2.2 評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中 全交流動力電源喪失)

添付資料 5.2.3 7日間における水源の対応について(停止時 全交流動力電源喪失)

添付資料 5.2.4 7日間における燃料の対応(全交流動力電源喪失)

添付資料 5.2.5 常設代替交流電源設備の負荷

- 添付資料 5.3.1 停止時の線量率評価について
- 添付資料 5.3.2 安定停止状態について
- 添付資料 5.3.3 評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中 原子炉冷却材の流出)
- 添付資料 5.3.4 7日間における燃料の対応(原子炉冷却材の流出)
  
- 添付資料 5.4.1 安定停止状態について

### 3.4 水素燃焼

#### 3.4.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

##### (1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「水素燃焼」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」からは抽出されない。これは、柏崎刈羽原子力発電所 6 号炉及び 7 号炉では格納容器内を窒素で置換しているため、格納容器内の気体の組成が可燃限界に至るシーケンスが抽出されないためである。このため、最も可燃限界への到達が早いと考えられるシーケンスを考慮しても、7 日以内に可燃限界に至らないことを示す。

##### (2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「水素燃焼」では、ジルコニウム-水反応等によって発生した水素と、水の放射線分解によって発生した酸素が格納容器内で激しく燃焼することによって、格納容器が破損する場合を想定する。

したがって、本格納容器破損モードに対しては、窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化によって、格納容器破損の防止を図る。

##### (3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「水素燃焼」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器の健全性を長期的に維持するための重大事故等対策を整備する。

本格納容器破損モードに対応する対策の概略系統図を図 3.4.1 から図 3.4.2 に、手順の概要を図 3.4.3 に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を表 3.4.1 に示す。

本格納容器破損モードにおける事象発生 10 時間までの 6/7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室において監視・指示を行う当直長 1 名(6/7 号炉兼任)、当直副長 2 名、運転員 12 名、緊急時対策要員(現場)14 名の合計 29 名である。

また、事象発生10時間以降に追加で必要な要員は、代替原子炉補機冷却系作業を行うための参集要員26名である。必要な要員と作業項目について図3.4.4に示す。

##### a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認

外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失するものとする。これにより所内高圧系統(6.9 kV)の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失と判断する。本評価では、この事象発生と同時に主蒸気隔離弁の閉止が重畳し、原子炉がスクラムに至る設定とした。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。

##### b. 原子炉隔離時冷却系機能喪失確認

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し、原子炉水位低(レベル 2)で原子炉隔離時冷却

系の起動信号が出力されるが、原子炉隔離時冷却系の故障により起動に失敗するものとする。原子炉水位低(レベル 1.5)での原子炉隔離時冷却系の起動についても同様に失敗するものとする。

原子炉隔離時冷却系機能喪失を確認するために必要な計器は、原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

c. 早期の電源回復不能及び対応準備

外部電源及び非常用ディーゼル発電機からの電源供給に失敗し、非常用高圧系統(6.9 kV)の電源を回復できない場合、早期の電源回復不可と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、代替原子炉補機冷却系、低圧代替注水系(常設)の準備を開始する。

d. 炉心損傷確認

全交流動力電源喪失及び原子炉隔離時冷却系機能喪失により原子炉への注水手段を失うことで原子炉水位は急激に低下し、炉心が露出し、炉心損傷に至る。

炉心損傷を確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線レベル計である。

e. 常設代替交流電源設備による交流電源供給

事象発生から 70 分が経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源が供給され、低圧代替注水系(常設)が運転可能な状態とする。

f. 原子炉手動減圧

常設代替交流電源設備による交流電源供給が開始され、原子炉への低圧注水手段が確保された時点で、手動操作により逃がし安全弁 2 弁を開き、原子炉を減圧する。

原子炉の手動減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力計等である。

g. 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水

低圧代替注水系(常設)による注水が可能な圧力まで原子炉が減圧された後、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始する。これにより、原子炉圧力容器は破損に至ることなく、原子炉水位は回復する。

低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、復水補給水流量計等である。

原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低(レベル 3)から原子炉水位高(レベル 8)の間で維持する。

h. 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却

崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器の圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が 0.18 MPa[gage]に到達した時点で、代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却を実施する。

代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却実施を確認するために必要な計装設備は、格納容器圧力計及び復水補給水流量計である。

代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却時に、原子炉水位が原子炉水位低(レ

ベル 3)まで低下した場合は、代替格納容器スプレイを停止し、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を実施する。再び原子炉水位高(レベル 8)まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、代替格納容器スプレイを再開する。

#### i. 残留熱除去系低圧注水モード運転

事象発生から 20 時間が経過した時点で、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による低圧注水モード運転を開始する。低圧注水モードによる原子炉への注水を継続し、主蒸気ライン及び逃がし安全弁排気ラインから循環することにより、原子炉及び格納容器を冷却する。

低圧注水モード運転実施を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系系統流量計等である。

低圧注水モード運転開始後は、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水及び代替格納容器スプレイを停止する。

### 3.4.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

#### (1) 有効性評価の方法

プラント損傷状態の選定結果については、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおりであり、以下の a～c の観点に基づき、TQUV, TQUX, LOCA, 長期 TB, TBU 及び TBP から選定した。

#### a. 有効性評価に関する審査ガイドの選定基準等との整合

- ・審査ガイド 3.2.3(4)b. (a)では「PRA に基づく格納容器破損シーケンスの中から水素燃焼の観点から厳しいシーケンスを選定する。」と記載されているが、柏崎刈羽原子力発電所 6 号炉及び 7 号炉では格納容器内を窒素で置換しているため、水素燃焼による格納容器破損シーケンスは抽出されない。このため、有効性評価では最も可燃限界への到達が早いと考えられるシーケンスを考慮し、7 日以内に可燃限界に至らないことを示す。
- ・過圧破損の格納容器破損頻度の内訳では、プラント損傷状態の長期 TB や TBU が支配的であり、全交流動力電源喪失を伴うシーケンスの寄与が大きい。

#### b. 事象の厳しさ(酸素濃度の上昇の早さ)

- ・格納容器内が窒素置換され、初期酸素濃度が低く保たれていることから、水素燃焼防止の観点からは酸素濃度が重要になる。
- ・酸素濃度を厳しく見積もる観点では、過剰に水素を発生させることなく、かつ、酸素が体積の小さな領域に集中する場合は厳しい事故シナリオとなる。
- ・この観点で、炉心損傷には至るが原子炉圧力容器は破損せず、ドライウェルに比べて体積が小さく濃度が上昇しやすいサプレッション・チェンバにおいて水素・酸素の蓄積量が多くなる状況が水素燃焼の評価の観点では厳しい。
- ・炉心損傷割合を小さく見積もる水位低下事象という観点から、低圧で炉心損傷に至

る場合よりも水位低下の遅い、高圧で炉心損傷に至るシーケンスを選定する。また、過剰な水素の発生を抑える観点から、炉心損傷後には炉内への注水を実施する。注水のタイミングを炉心損傷後とする観点から、全交流動力電源喪失を伴う事象とし、常設代替交流電源設備及び低圧代替注水系(常設)によって炉内に注水することによって、過剰な水素の発生を抑制するシナリオとする。

c. その他の考慮事項

- ・サプレッション・チェンバの圧力が上昇すると、真空破壊弁によってドライウエル側にサプレッション・チェンバ内の圧力(気体)が移行するが、これを考慮しても酸素の濃度上昇の観点ではサプレッション・チェンバ側の方が厳しい。

以上より、TBUを水素燃焼への対策を評価する上でのプラント損傷状態とした。

このプラント損傷状態から展開されるシーケンスとしては、以下の事故シーケンスが想定される。

- ・全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗+格納容器破損回避(圧力容器破損なし)→可燃限界到達まで維持
- ・全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗+格納容器破損回避(圧力容器破損あり)→可燃限界到達まで維持

酸素濃度を厳しく見積もる観点では、酸素が体積の小さな領域に集中する場合が厳しい事故シナリオとなる。この観点で、炉心損傷には至るが原子炉圧力容器は破損せず、ドライウエルに比べて体積が小さく濃度が上昇し易いサプレッション・チェンバにおいて水素・酸素の蓄積量が多くなるシーケンス「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗+格納容器破損回避(圧力容器破損なし)→可燃限界到達まで維持」を評価事故シーケンスとした。

本評価事故シーケンスでは、原子炉水位、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水量、代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、残留熱除去系低圧注水モードによる炉心及び格納容器除熱、格納容器内水素及び酸素濃度等の変化が重要な現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより水素濃度、酸素濃度等の推移を求める。

(2) 有効性評価の条件

本評価事故シーケンス対する主要な解析条件を表 3.4.2 に示す。また、初期条件も含めた主要な解析条件について、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、外部電源喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

高压注水機能(原子炉隔離時冷却系及び高压炉心注水系)の機能喪失, 全交流動力電源喪失(非常用ディーゼル発電機)を想定する。

(c) 外部電源

外部電源は喪失しているものとする。

(d) 炉心内の金属-水反応による水素発生量

炉心内の金属-水反応による水素発生量は, MAAP による評価結果と全炉心内のジルコニウム量の 75 %が水と反応した場合をについて, 水素燃焼の観点から厳しい値を考慮し, MAAP による評価結果から得られた値を用いた。なお, 燃料被覆管の 75 %が水と反応した場合に生じる水素が格納容器内に生じた場合を仮定<sup>※1</sup>し, その場合の格納容器内の酸素の濃度についても評価した。

※1 全炉心内のジルコニウム量の 75 %を想定すると, 格納容器内の圧力挙動が大幅に変わることを考慮し, 燃料被覆管の 75 %の想定とした。

(e) 酸素濃度

格納容器の初期酸素濃度, 水の放射線分解によって発生する水素及び酸素を考慮することとする。格納容器の初期酸素濃度は, 運転上許容される上限の 3.5 vol%とする。

(f) 水素ガス及び酸素ガスの発生割合

水の放射線分解によって発生する水素及び酸素の発生量は, MAAP で得られる崩壊熱をもとに評価する。ここで, 水素及び酸素の発生割合(G 値(100 eV あたりの分子発生量))は, それぞれ 0.06, 0.03 とする。

(添付資料 3.4.1)

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

事象の発生と同時に原子炉スクラム信号「主蒸気隔離弁閉」が発生し, 原子炉は自動停止するものとする。

(b) 逃がし安全弁

原子炉の減圧には逃がし安全弁 2 弁を使用するものとし, 容量として, 1 弁あたり定格主蒸気流量の約 5 %を処理するものとする。

(c) 低压代替注水系(常設)による原子炉への注水流量

事象発生から70分が経過した時点で, 最大300 m<sup>3</sup>/hにて原子炉へ注水, その後は炉心を冠水維持するように注水する。

(d) 代替格納容器スプレイ冷却系

格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し, 140 m<sup>3</sup>/h にて格納容器へスプレイする。

(e) 代替原子炉補機冷却系

伝熱容量は約 23 MW とする。(海水温度 30 °Cにおいて)

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類にしたがって以下のとおりに設定する。

(a) 常設代替交流電源設備の準備

常設代替交流電源設備の準備は、事象判断時間を考慮して、事象発生から10分後に開始するものとし、事象発生から70分が経過するまでに常設代替交流電源設備による交流電源供給を開始するものとする。

(b) 原子炉急速減圧操作

原子炉急速減圧操作は、常設代替交流電源設備による交流電源供給が開始され、低圧代替注水系(常設)が運転可能な状態となった時点で開始する。この操作時間は5分間を考慮する。

(c) 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作

低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作は、現場準備作業として20分間、中央制御室での操作として5分間を考慮し、事象発生から70分後に開始するものとする。

(d) 代替原子炉補機冷却系の現場準備

代替原子炉補機冷却系の現場準備時間には、5時間を考慮する。

(e) 残留熱除去系低圧注水モードの運転

残留熱除去系低圧注水モードの運転については、中央制御室における操作時間に5分間を考慮する。

(3) 有効性評価の結果

原子炉圧力、原子炉水位、原子炉注水量、格納容器圧力、格納容器温度、サブプレッション・チェンバの水位変化、格納容器下部ドライウエルの水位変化、ドライウエル及びサブプレッション・チェンバの気相濃度(ウェット条件、ドライ条件)の変化を図3.4.5から図3.4.14に示す。また、事象発生から7日後(168時間後)の各条件下での酸素濃度を表3.4.3及び表3.4.4に示す。

a. 事象進展

全交流動力電源喪失時及び高圧注水機能喪失により、原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心が露出し、事象発生から約 1.0 時間後に炉心損傷に至る。事象発生から70分が経過した時点で常設代替交流電源設備によって交流電源が供給され、低圧代替注水系(常設)が運転可能な状態となることから、この時点で手動操作によって原子炉を減圧する。低圧代替注水系(常設)による注水が可能な圧力まで原子炉を減圧し、低圧代替注水系(常設)による注水を開始することによって、原子炉圧力容器を破損させることなく原子炉水位を回復し、炉心を再冠水させる。これと並行して代替格納容器スプレイ冷却系と低圧

代替注水系(常設)と交互に運転し、格納容器の圧力及び温度の上昇を抑制する。事象発生から 20 時間経過した時点で、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を開始し、格納容器の圧力及び温度の上昇を抑制する。格納容器の圧力及び温度が限界圧力及び限界温度を超えることはない。

上記の事象進展に伴い、主に炉心の露出から炉心再冠水までの間に、全炉心のジルコニウムの約 17.6 %が水と反応して水素が発生する。発生した水素は原子炉内で発生する蒸気とともに、逃がし安全弁を通じてサプレッション・チェンバに流入する。また、原子炉圧力容器内及びサプレッション・チェンバにおいて核分裂生成物による水の放射線分解が起こり水素及び酸素が発生する。サプレッション・チェンバの気体は真空破壊弁を通じてドライウェルに流入する。代替原子炉補機冷却系接続後の低圧注水モードによる除熱開始後は、サプレッション・チェンバ内で蒸気の凝縮が進むことに伴い、サプレッション・チェンバ内の水素濃度及び酸素濃度が相対的に上昇する。

#### b. 評価項目等

原子炉格納容器内の水素濃度は、事象発生直後から 13 vol%を上回るが、酸素濃度は、酸素の蓄積が最も進む事象発生から 7 日後においても約 2.9 vol%であり、可燃限界を下回る。また、炉心損傷を伴う事故の際には、原子炉水位の低下や損傷炉心への注水により多量の水蒸気が発生するため、格納容器内がドライ条件となることは考えにくい、仮にドライ条件を仮定しても事象発生から 7 日後の酸素濃度は約 4.0 vol%であり、可燃限界の 5.0 vol%以下である。

なお、炉心内の金属-水反応による水素発生量には、MAAP による評価結果(全炉心内のジルコニウム量の約 17.6 %が反応した場合)から得られた値を用いたが、仮に燃料被覆管の 75 %が水と反応した場合に生じる水素が格納容器内に生じた場合は、MAAP による評価結果から得られた値に比べて多くの水素が格納容器内の体積割合を占めることとなり、事象発生から 7 日後(168 時間後)の酸素濃度は MAAP による評価結果を用いた場合よりも小さくなる。

本評価では、実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈 第 3 7 条 2-3 のうち、(f)及び(g)の評価項目について厳しいシーケンスを選定し、対策の有効性を確認した。

(添付資料 3.4.2)

#### 3.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

**追而**

#### 3.4.4 必要な要員及び資源の評価

##### (1) 必要な要員の評価

格納容器破損モード「水素燃焼」において、6号炉及び7号炉同時の重大事故等対策時に事象発生10時間までの必要要員及び事象発生10時間以降に必要な参集要員は、「3.4.1(3)格納容器破損防止対策」に示すとおり29名、26名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している重大事故等対策要員53名で対処可能である。

## (2) 必要な資源の評価

格納容器破損モード「水素燃焼」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価をした。その結果を以下に示す。

### a. 水源

低圧代替注水系(常設)による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系について、7日間の対応を考慮すると、合計約1,870 m<sup>3</sup>必要となる。注水に利用可能な保有水量は復水貯蔵槽及び淡水貯水池で合計約19,700 m<sup>3</sup>であり、12時間以降からは可搬型代替注水ポンプによって復水貯蔵槽への給水を行うことで、復水貯蔵槽の水量を維持したまま復水貯蔵槽からの注水が維持できる。

さらに20時間以降からは、低圧注水モードによる代替原子炉補機冷却系を介した原子炉及びサプレッションプールの循環冷却(除熱)を行うため、7日間の継続実施が可能である。

(添付資料 3.4.3)

### b. 燃料

常設代替交流電源設備による電源供給では、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約859,320 Lの軽油が必要となる。復水貯蔵槽への給水に用いる可搬型代替注水ポンプの運転では、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約6,048 Lの軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却設備に接続する電源車については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約36,960 Lの軽油が必要となる。(合計 約902,328 L)

軽油タンク及び地下軽油タンクで軽油約 1,164,000 L(発電所内で軽油約 5,344,000 L)の軽油が使用可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水、代替原子炉補機冷却設備の運転を 7 日間継続可能である。

(添付資料 3.4.4)

### c. 電源

常設代替交流電源設備の電源負荷は、6号炉で約1,642 kW、7号炉で約1,694 kWが必要となるが、給電容量である3,600 kW未満であることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 3.4.5)

#### 3.4.5 結論

格納容器破損モード「水素燃焼」では、ジルコニウム-水反応等によって発生した水素と、水の放射線分解によって発生した酸素が格納容器内で反応することによって激しく燃焼し、格納容器が破損する場合を想定した。

したがって、本格納容器破損モードに対しては、窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化によって、格納容器破損の防止を図る。

格納容器破損モード「水素燃焼」では、酸素濃度を厳しく見積もる観点から、炉心損傷には至るが原子炉圧力容器は破損せず、ドライウェルに比べて体積が小さく濃度が上昇し易いサプレッション・チェンバにおいて水素・酸素の蓄積量が多くなるシーケンス「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+RCIC失敗+格納容器破損回避(圧力容器破損なし)→可燃限界到達まで維持」を評価事故シーケンスとして有効性評価を行った。

上記の場合においても、窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化により、酸素濃度が可燃限界である5 vol%以下となることから、水素燃焼に至ることはない。

重大事故等対策時に必要な要員は、重大事故等対策要員にて確保可能である。

以上のことから、選定した評価事故シーケンスに対して格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。これを以って格納容器破損モード「水素燃焼」に対して格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。

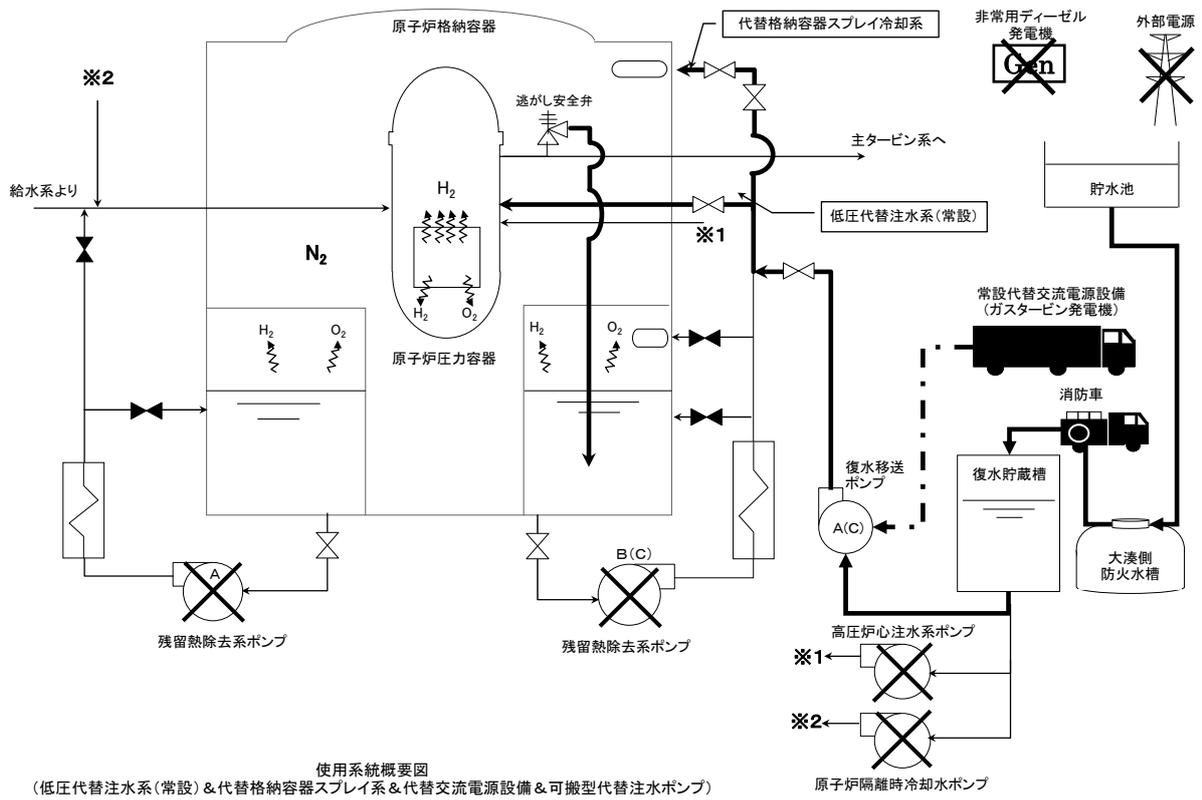


図 3. 4. 1 格納容器破損モード「水素燃焼」時の使用系統概要 (1/2)

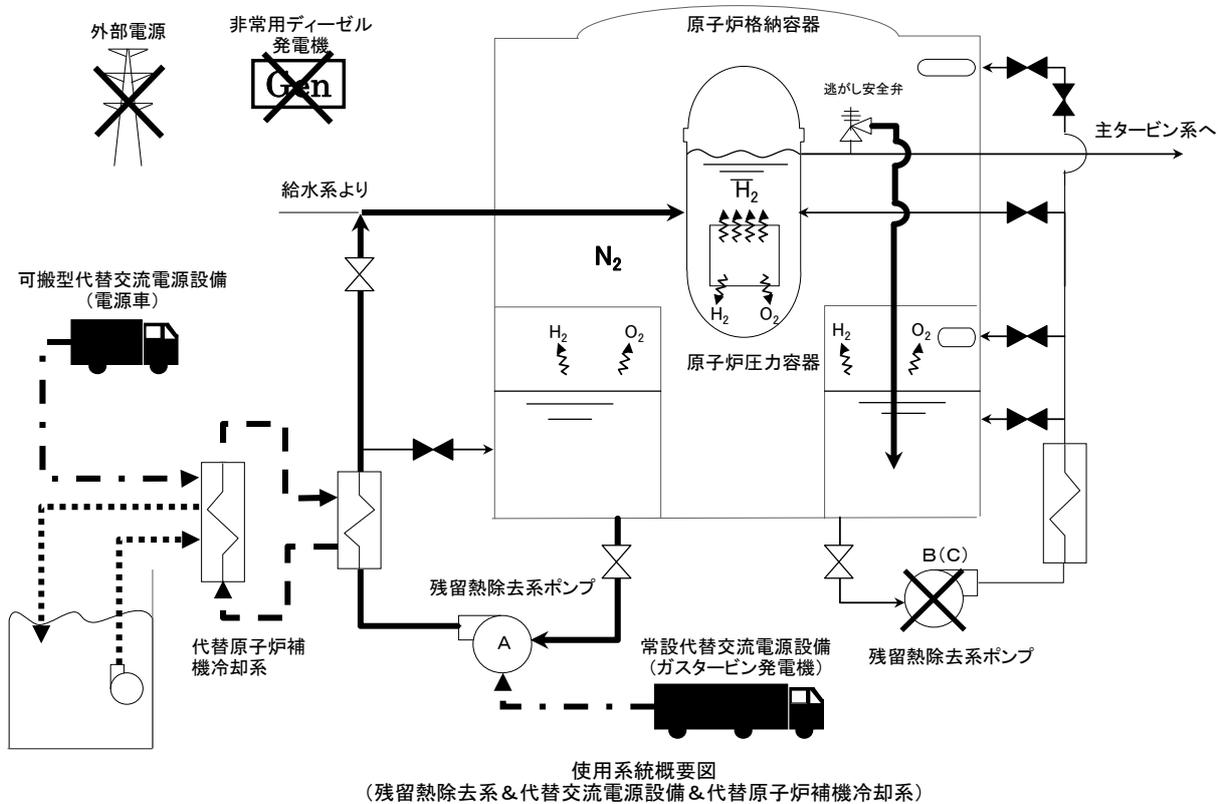


図 3. 4. 2 格納容器破損モード「水素燃焼」時の使用系統概要 (2/2)

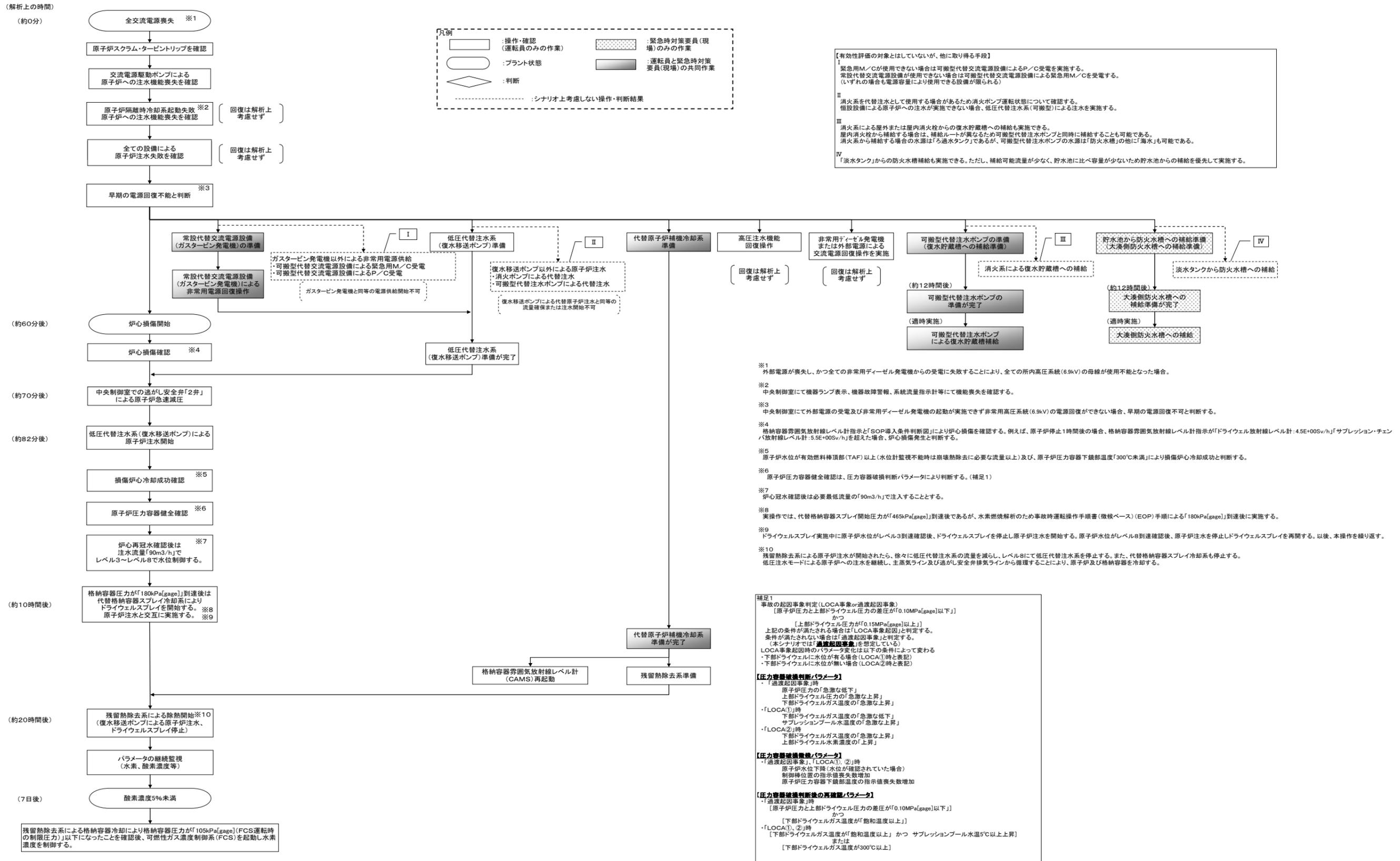


図 3. 4. 3 格納容器破損モード「水素燃焼」時の対応手順の概要

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間(分)												備考
	運転員(中操)		運転員(現場)		緊急時対策要員(現場)			10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	
	6号	7号	6号	7号	6号	7号														
状況判断	2人 A,B	2人 ab	-	-	-	-	・全交流電源喪失確認 ・原子炉スクラム・タービントリップ確認 ・全ての原子炉注水機能喪失確認	10分												
常設代替交流電源設備 準備操作	(2人) A,B	(2人) ab	-	-	-	-	・受電前準備(中操)	20分												
	-	-	2人 E,F	2人 ef	-	-	・現場移動 ・受電前準備(現場)	50分												
	-	-	-	-	6人		・現場移動 ・ガスタービン発電機健全性確認 ・緊急用M/C健全性確認	20分												
	-	-	-	-	6人		・ガスタービン発電機給電準備 ・緊急用M/C給電準備	10分												
常設代替交流電源設備 運転	-	-	-	-	(2人)		・ガスタービン発電機 運転状態監視	適時実施												
常設代替交流電源設備による受電	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・M/C 受電確認	10分												
	-	-	(2人) E,F	(2人) ef	-	-	・M/C 受電 ・MCC 受電	10分												
低圧代替注水系(常設) 準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・復水移送ポンプ起動/運転確認 ・低圧代替注水系 ラインアップ	5分												
	-	-	2人 C,D	2人 cd	-	-	・現場移動 ・低圧代替注水系 現場ラインアップ ※復水貯蔵槽吸込ライン切替	20分												
原子炉急速減圧操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・逃がし安全弁 2弁 手動開放操作	5分												

3.4-12

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間(時間)												備考	
	運転員(中操)		運転員(現場)		緊急時対策要員(現場)			2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24		
	6号	7号	6号	7号	6号	7号															
低圧代替注水系(常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・低圧注水系 注入弁操作	格納容器スプレイ実施まで「レベル3~レベル8」維持													
代替格納容器スプレイ操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・低圧注水系 スプレイ弁操作	格納容器圧力180kPa[gage]到達 「レベル8」到達後格納容器スプレイ切替 「レベル3」到達後原子炉注水切替													
消防車による防火水槽から復水貯蔵槽への補給	-	-	(2人) C,D	(2人) cd	-	-	・消防車による復水貯蔵槽への注水準備(ホース準備)	180分													
	-	-	-	-	2人	2人	・消防車による復水貯蔵槽への注水準備(消防車移動、ホース敷設(防火水槽から消防車、消防車から接続口)、ホース接続)	60分													
貯水池から大濃度防火水槽への補給	-	-	-	-	2人		・現場移動 ・貯水池~防火水槽への系統構成、ホース水張り	90分													
	-	-	-	-	2人		・貯水池から防火水槽への補給	適宜実施													
代替原子炉補機冷却系 準備操作	-	-	(2人) E,F	(2人) ef	-	-	・現場移動 ・代替原子炉補機冷却系 現場ラインアップ	300分													
	-	-	-	-	13人(参集)	13人(参集)	・現場移動 ・資機材配置及びホース布設、起動及び系統水張り	10時間													
代替原子炉補機冷却系 運転	-	-	-	-	(3人)	(3人)	・代替原子炉補機冷却系 運転状態監視	適宜実施													
残留熱除去系 起動操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・低圧注水モード 起動	5分													
格納容器雰囲気放射線レベル計 起動操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・格納容器雰囲気放射線レベル計 起動前確認/起動操作	適宜実施													
燃料供給準備	-	-	-	-	2人		・軽油タンクからタンクローリーへの補給	90分	タンクローリー残量に応じて適宜軽油タンクから補給												
燃料給油作業	-	-	-	-	2人		・消防車への給油 ・電源車への給油	適宜実施													
必要人員数 合計	2人 A,B	2人 ab	4人 C,D,E,F	4人 c,de,f	14人 (その他参集26人)																

( )内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 3.4.4 格納容器破損モード「水素燃焼」時の作業と所要時間

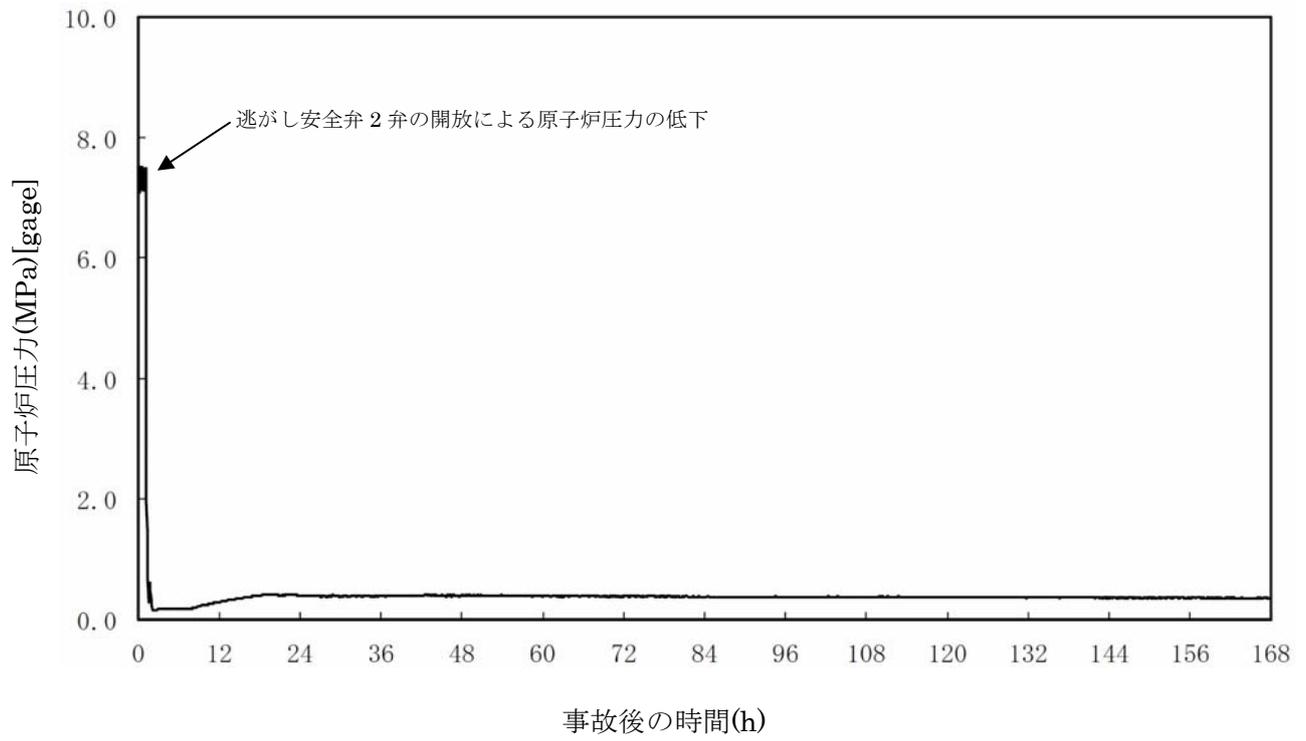


図 3.4.5 原子炉圧力の推移

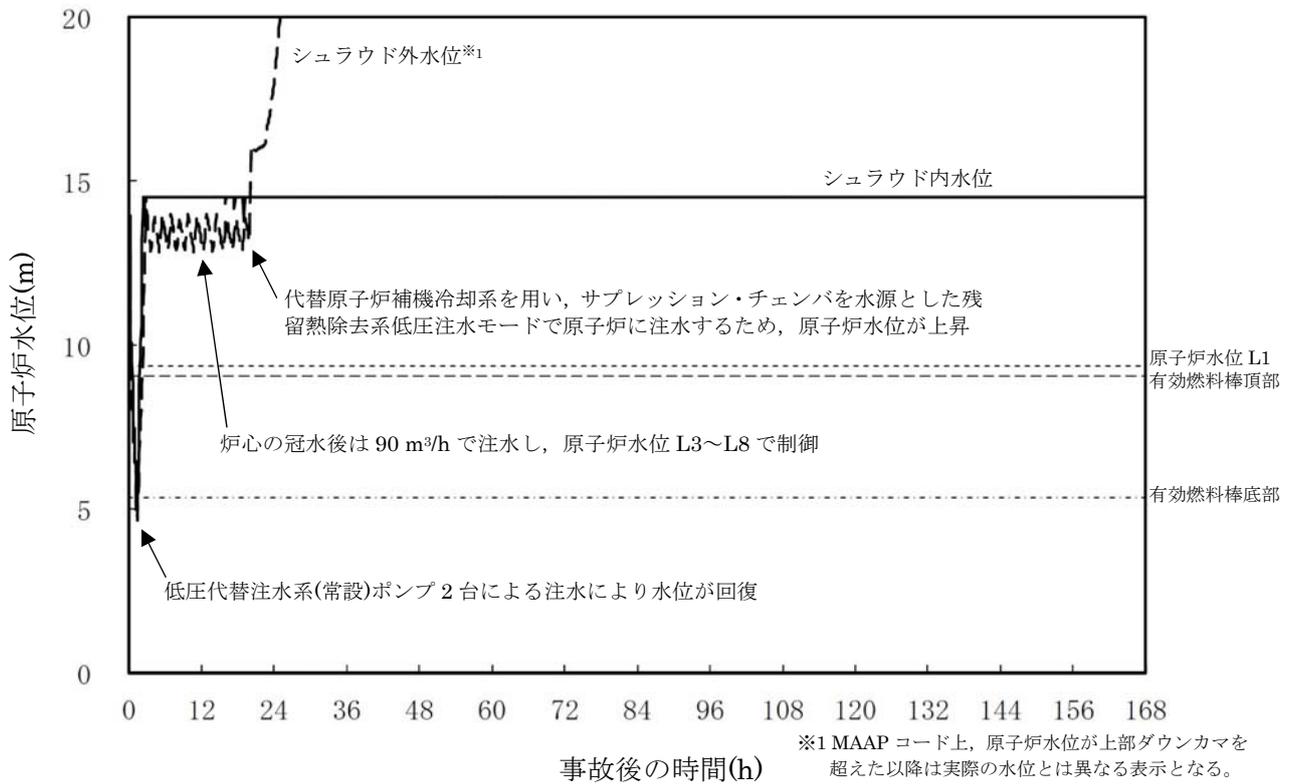


図 3.4.6 原子炉水位の推移

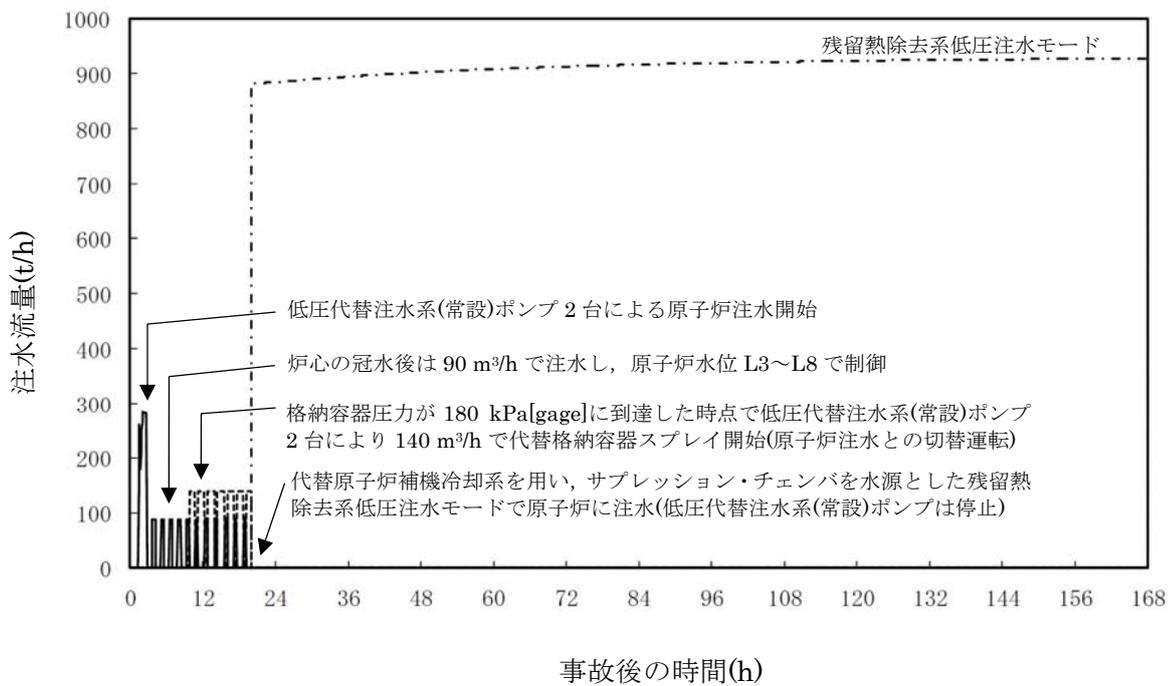


図 3.4.7 原子炉注水量の推移

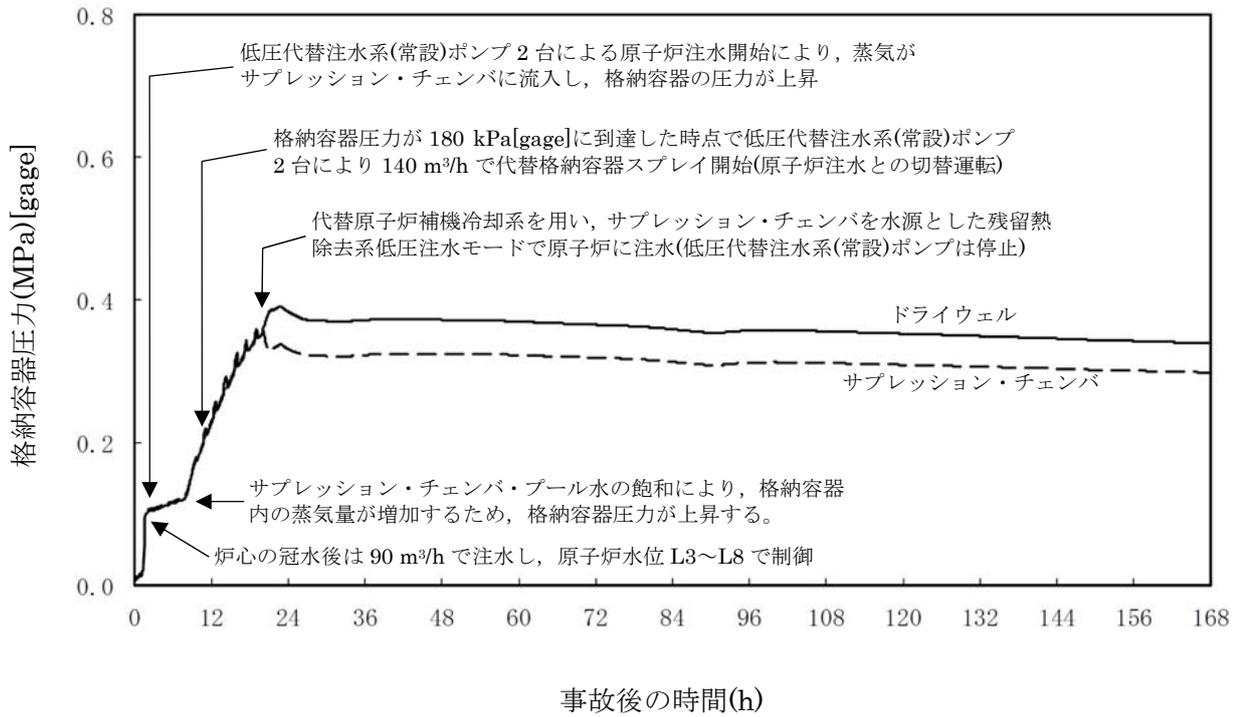


図 3.4.8 格納容器圧力の推移

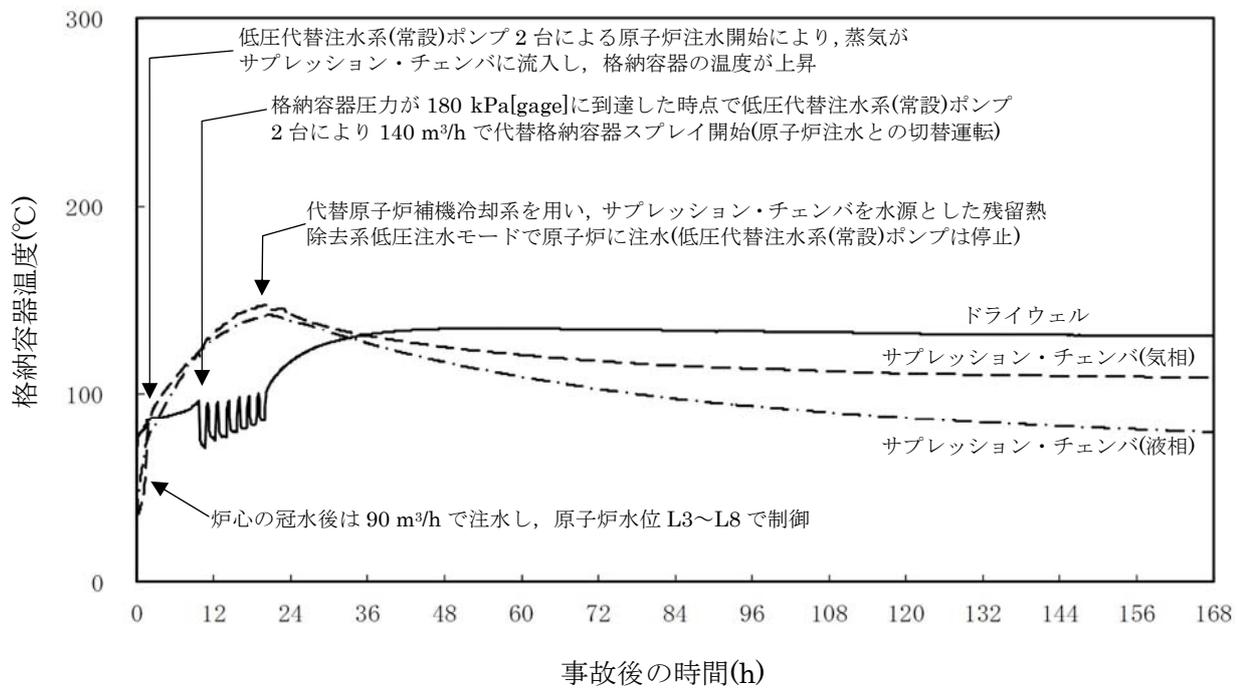


図 3.4.9 格納容器温度の推移

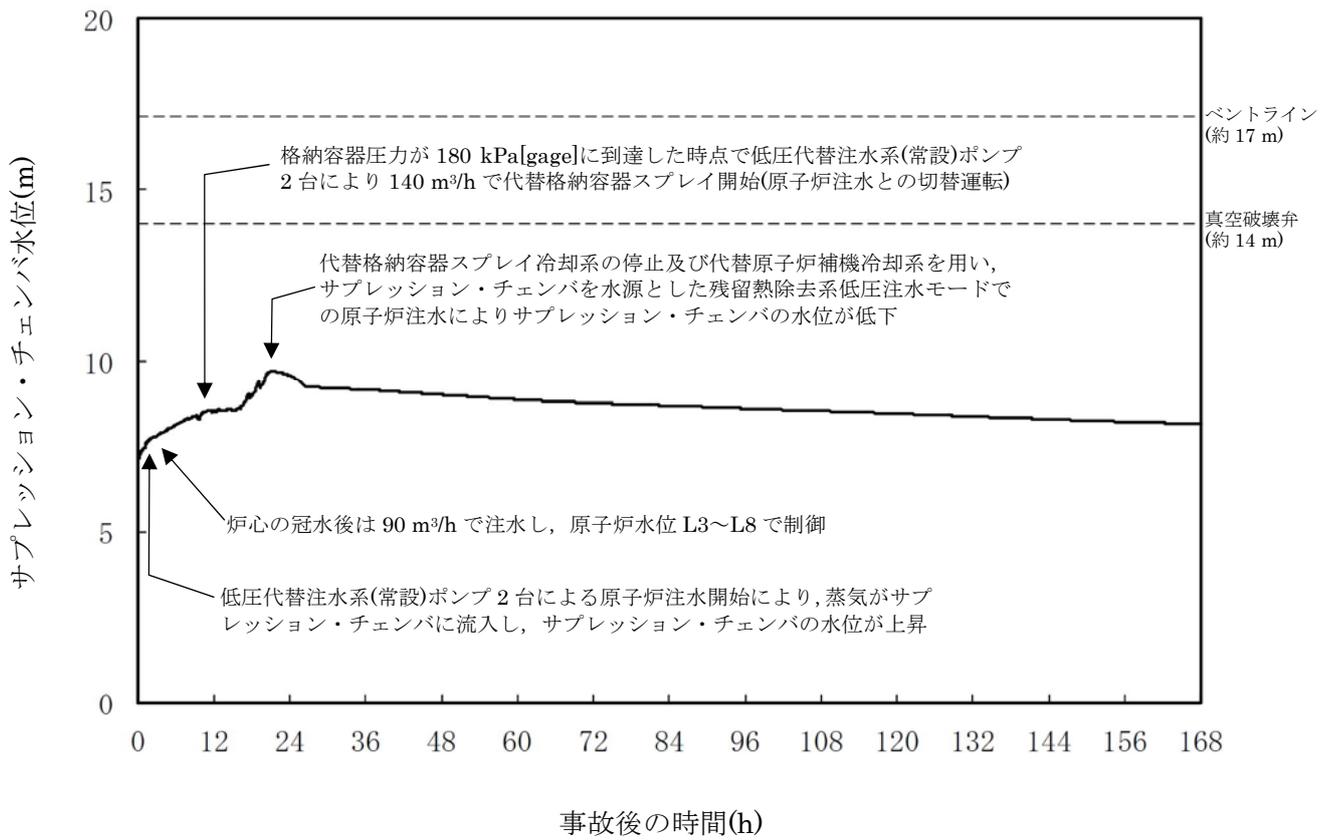


図 3.4.10 サプレッション・チェンバ水位の推移

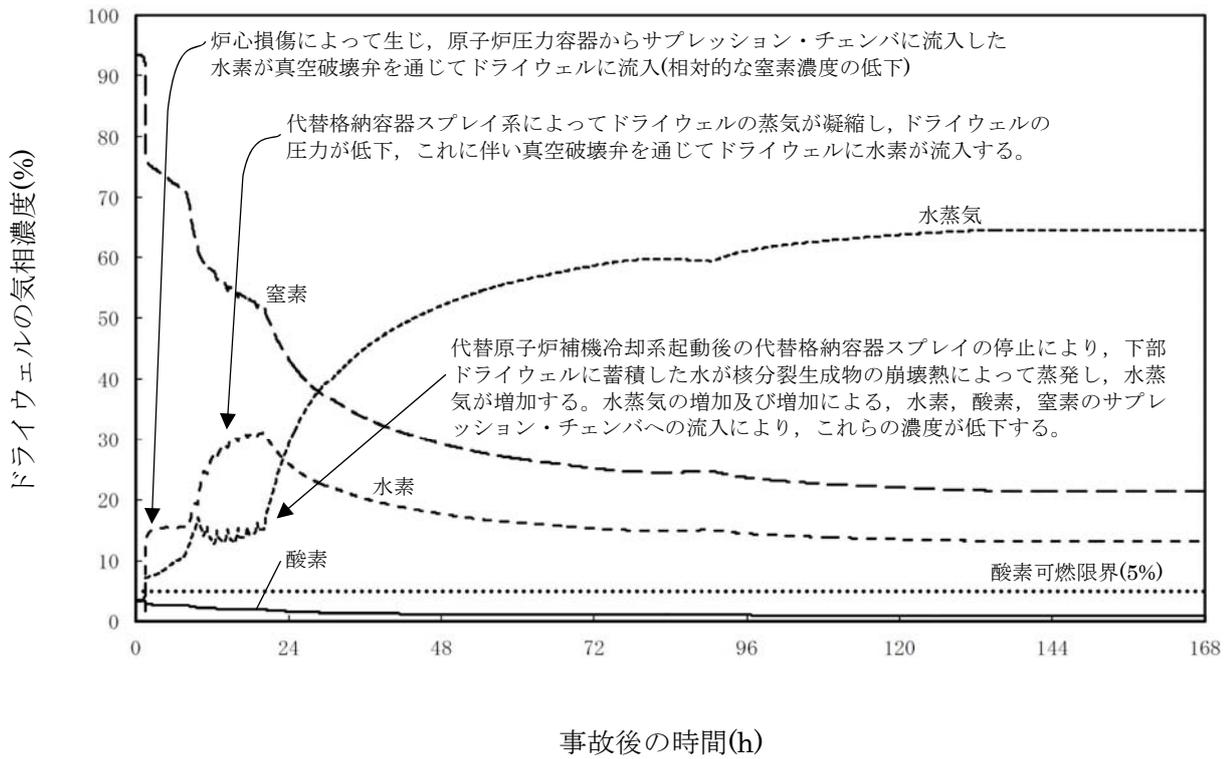


図 3.4.11 ドライウェルの気相濃度の推移(ウェット条件)

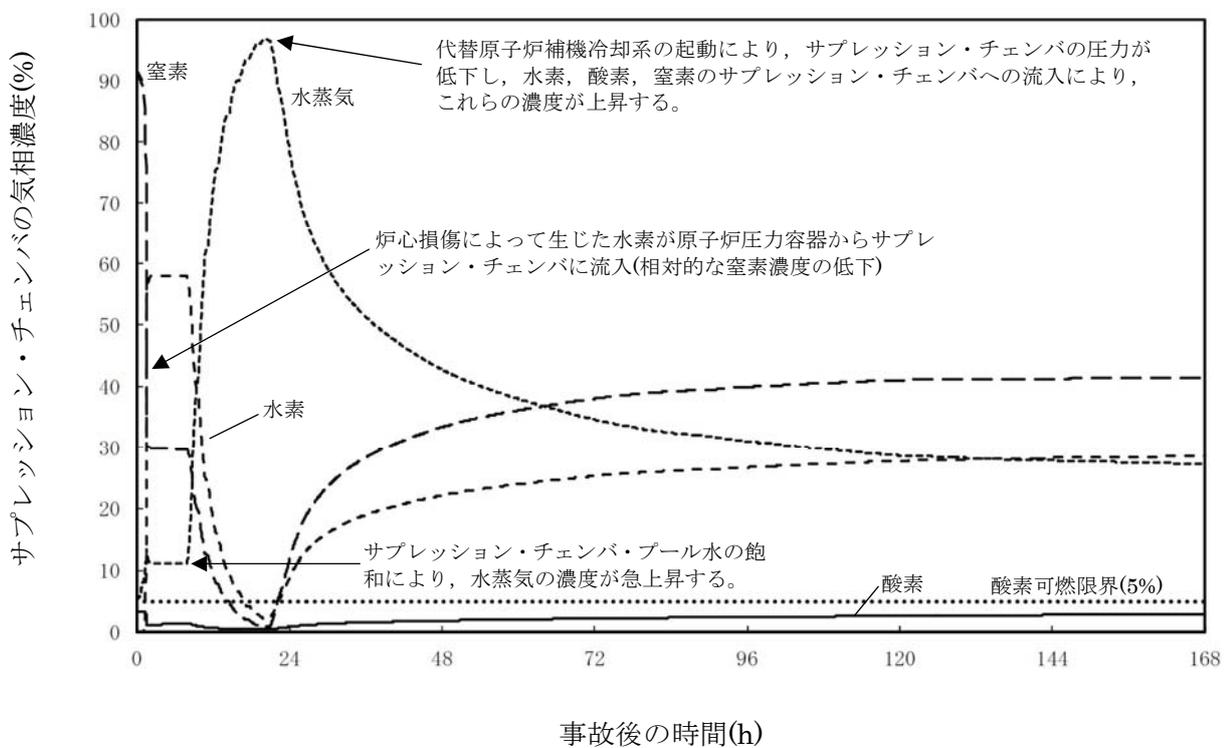


図 3.4.12 サブプレッション・チェンバの気相濃度の推移(ウェット条件)

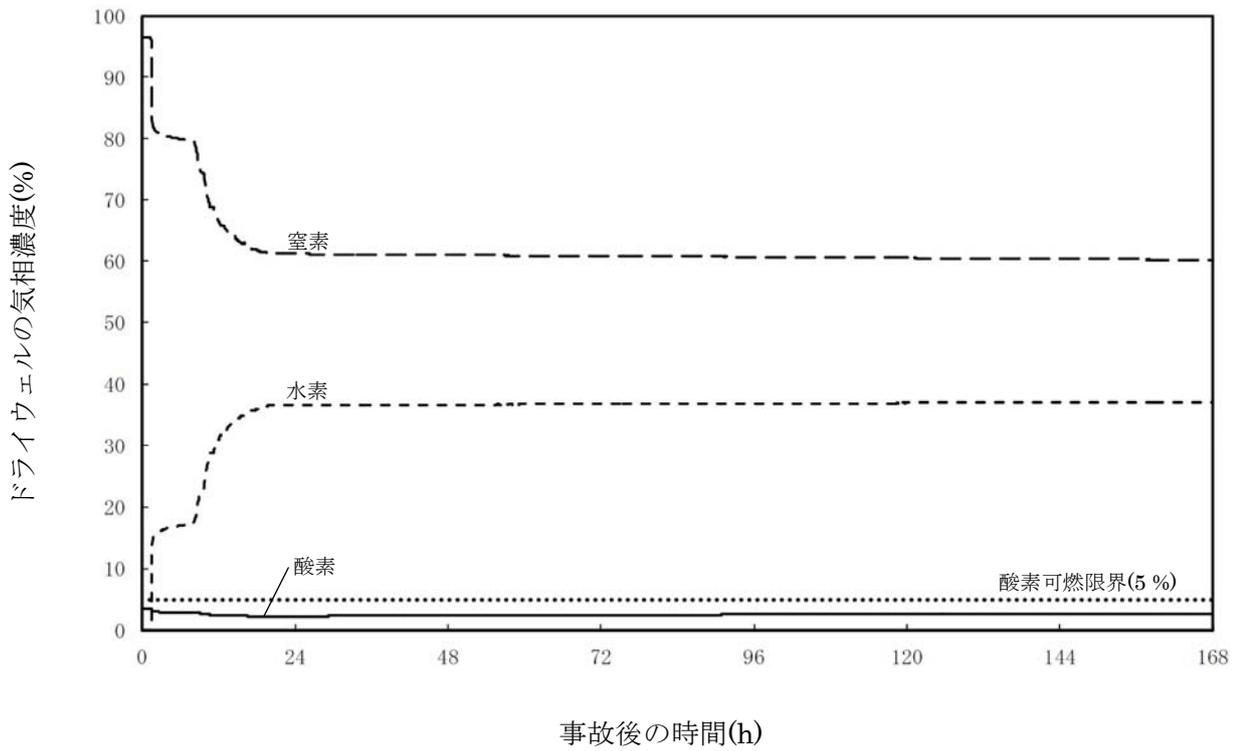


図 3.4.13 ドライウエルの気相濃度の推移(ドライ条件)

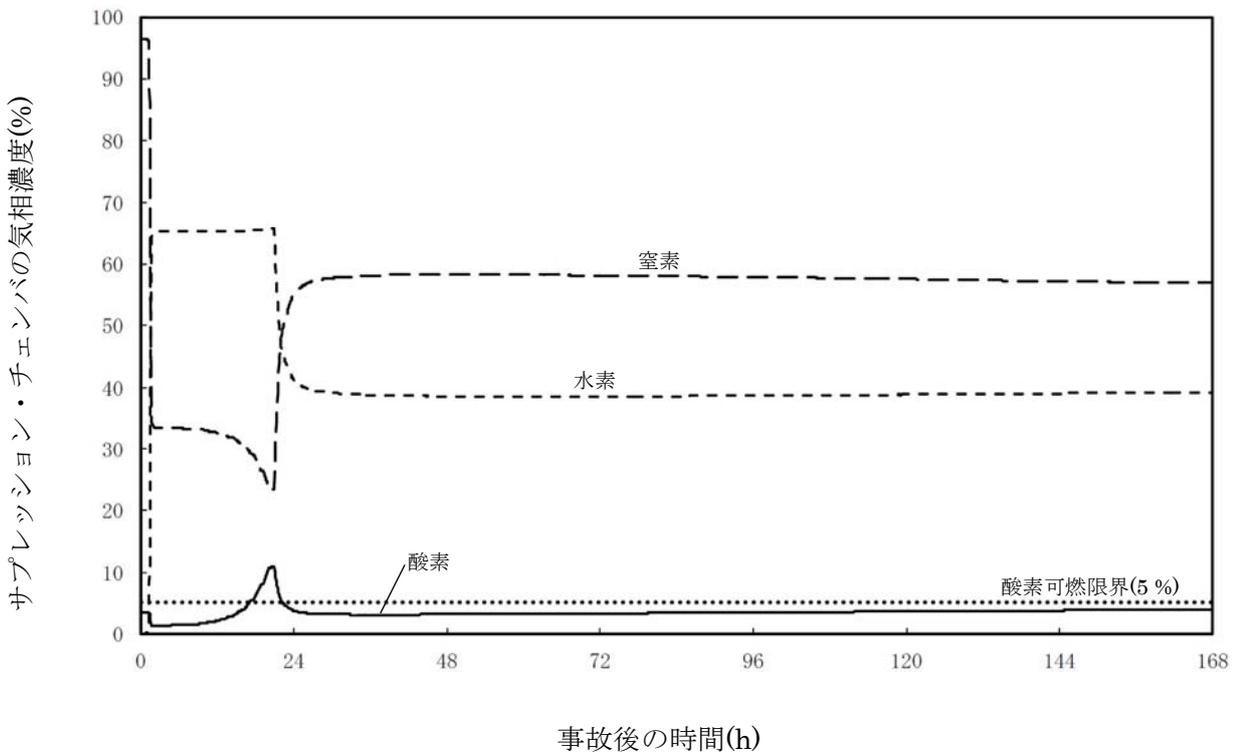


図 3.4.14 サブプレッション・チェンバの気相濃度の推移(ドライ条件)

表 3.4.1 格納容器破損モード「水素燃焼」時における重大事故等対策について

3.4-19

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、タービン加減弁急速閉信号が発生し、原子炉がスクラムすることを確認する。(但し、本評価では、事象発生と同時に主蒸気隔離弁の閉止が重畳し、原子炉がスクラムに至る設定としている。)	—	—	平均出力領域モニタ
炉心損傷確認	全交流動力電源喪失及び原子炉隔離時冷却系機能喪失により原子炉水位は急激に低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることを確認する。	—	—	格納容器内雰囲気放射線レベル計
原子炉手動減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給が開始され、原子炉への低圧注水手段が確保された時点で、手動操作により逃がし安全弁2弁を開き、原子炉を減圧する。	逃がし安全弁	—	原子炉水位計 原子炉圧力計
低圧代替注水系(常設)による原子炉水位回復確認	常設代替交流電源設備による交流電源供給が開始され、低圧代替注水系(常設)による注水が可能な圧力まで原子炉が減圧された後、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位高(レベル8)から原子炉水位低(レベル3)の間で維持する。	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ	—	復水補給水系流量計(原子炉圧力容器)
代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却確認	格納容器圧力が0.18 MPa[gage]に到達した場合、原子炉冠水を確認後、代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却を実施する。代替格納容器スプレイ中に原子炉水位が原子炉水位低(レベル3)まで低下した場合は、代替格納容器スプレイを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高(レベル8)まで回復後、原子炉注水を停止し、代替格納容器スプレイを再開する。	復水移送ポンプ	—	格納容器内圧力計 復水補給水系流量計(原子炉格納容器)
残留熱除去系による低圧注水モード運転	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による低圧注水モード運転を開始する。低圧注水モードによる原子炉への注水を継続し、主蒸気ライン及び逃がし安全弁排気ラインから循環することにより、原子炉及び格納容器を冷却する。	常設代替交流電源設備 残留熱除去系ポンプ	代替原子炉補機冷却系	残留熱除去系系統流量計 残留熱除去系熱交換器入口温度計 サプレッション・チェンバ・プール水温計

表 3.4.2 主要解析条件(水素燃焼) (1/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		MAAP	—
初期条件	原子炉熱出力	3,926 MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07 MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常水位	通常運転時原子炉水位として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979(燃焼度 33 GWd/t)	サイクル末期の燃焼度に 10 %の保守性を考慮
	格納容器容積(ドライウエル)	7,350 m <sup>3</sup>	内部機器, 構造物体積を除く全体積
	格納容器容積(ウェットウエル)	空間部: 5,960 m <sup>3</sup> 液相部: 3,580 m <sup>3</sup>	必要最小空間部体積 必要最小プール水量
	真空破壊装置	3.43 kPa(ドライウエル-サプレッション・チェンバ間差圧)	—
	サプレッションプール水位	7.05 m(NWL)	通常運転時のサプレッションプール水位として設定
	サプレッションプール水温	35 °C	通常運転時のサプレッションプール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5 kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57 °C	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	50 °C(事象開始 12 時間以降は 45 °C, 事象開始 24 時間以降は 40 °C)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

表 3.4.2 主要解析条件(水素燃焼) (2/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
事故条件	起因事象	外部電源喪失	外部電源の喪失が発生するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 高圧注水機能喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を設定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の喪失を設定
	炉心内の金属-水反応による水素発生量	全炉心内のジルコニウムの約 17.6 %が水と反応して発生する水素量	MAAP による評価結果
	初期酸素濃度	3.5 vol%	保安規定をもとに設定(運転上許容されている値の上限)
	水の放射線分解による水素及び酸素の発生割合	水素 : 0.06 分子/100 eV 酸素 : 0.03 分子/100 eV	苛酷事故時における格納容器内の条件を考慮して設定

表 3.4.2 主要解析条件(水素燃焼) (3/4)

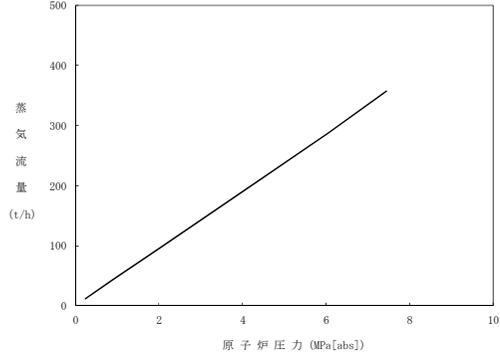
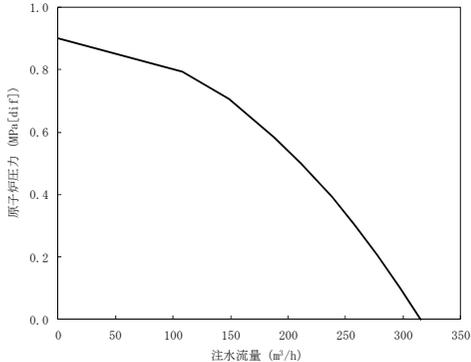
	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	主蒸気隔離弁の閉止	外部電源喪失と同時に主蒸気隔離弁の閉止が重畳し、原子炉がスクラムに至る設定とした。
	主蒸気逃がし弁	2 弁 7.51 MPa[gage]×1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa[gage]×1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa[gage]×4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa[gage]×4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa[gage]×4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa[gage]×4 個, 380 t/h/個	主蒸気逃がし弁の設計値として設定 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気量の関係> 
	低圧代替注水系(常設)	最大 300 m <sup>3</sup> /h で注水, その後は炉心を冠水維持するよう注水	設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した値として設定 

表 3.4.2 主要解析条件(水素燃焼) (4/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧注水系	常設代替交流電源設備による交流電源供給開始及び代替原子炉補機冷却系による冷却水供給開始後, 954 m <sup>3</sup> /h(0.27 MPa[dif]において)にて注水	<p>低圧注水系の設計値として設定</p>
	代替格納容器スプレイ冷却系	140 m <sup>3</sup> /h	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し, 設定
	代替原子炉補機冷却系	約 23 MW(海水温度 30 °Cにおいて)	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 70 分後	運転操作手順書, 訓練実績を踏まえて設定
	原子炉急速減圧操作	常設代替交流電源設備による交流電源供給が開始され, 原子炉への低圧注水手段が確保された時点	運転操作手順書を踏まえて設定
	代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による低圧注水モード運転	事象発生 20 時間後	運転操作手順書, 訓練実績を踏まえて設定

表 3.4.3 事象発生から 7 日後(168 時間後)の酸素濃度  
 (MAAP による評価結果から得られた水素発生量<sup>※1</sup>を用いた場合)

	ウェット条件[%]	ドライ条件[%]
ドライウエル	1.0	2.8
サプレッション・チェンバ	2.9	4.0

※1 全炉心内のジルコニウム量の約 17.6 %が反応した場合

表 3.4.4 事象発生から 7 日後(168 時間後)の酸素濃度  
 (燃料被覆管の 75 %が水と反応した場合)

	ウェット条件[%]	ドライ条件[%]
ドライウエル	1.2	2.0
サプレッション・チェンバ	2.0	2.3

## 水の放射線分解の評価について

## 1. 水の放射線分解の考慮

水が  $\gamma$  線等の放射線エネルギーを吸収すると非常に短時間の間に水の放射線分解が起こり、H(水素原子)、OH ラジカル、 $e_{aq}^+$ (水和電子)、 $HO_2$  ラジカル、 $H^+$ (水素イオン)及び分子生成物の  $H_2$ 、 $H_2O_2$ (過酸化水素)を生じる。また、これら反応と並行して以下の化学反応が生じ、 $H_2$ が OH ラジカルと反応して水に戻る等の再結合反応が起こる。なお、酸素は過酸化水素の分解によって生成される。



格納容器破損モード「水素燃焼」における重大事故等対策の有効性評価では、水の放射線分解による水素および酸素の生成をモデル化している。

柏崎刈羽原子力発電所 6 号炉及び 7 号炉は、運転中、格納容器内が窒素で置換されている。炉心損傷に至った場合及びその後の压力容器破損後には、水-ジルコニウム反応やコア・コンクリート反応等、水素については多量に放出されるメカニズムが考えられるものの、酸素に関しては水の放射線分解が支配的な生成プロセスである。水素に関しては上記の反応によって比較的短時間で可燃限界の濃度を超えることから、格納容器内の気体の濃度を可燃限界以下に維持する観点では酸素濃度を低く維持することが重要となる。

以下では、この酸素の支配的な生成プロセスである水の放射線分解について、本評価で用いた考え方を示す。

## 2. 水の放射線分解による水素及び酸素量の計算

水の放射線分解による水素および酸素の生成量は以下の式(1)で算出している。

$$\Delta n = Q_{decay} \times \frac{E}{1.60 \times 10^{-19}} \times \frac{G}{100} \times \frac{1}{6.02 \times 10^{23}} \times \Delta t \quad (1)$$

式(1)のパラメータは以下の通り。

$\Delta n$  : 水の放射線分解による水素(酸素)発生量 [mol]

$Q_{decay}$  : 崩壊熱 [W]

$E$  : 放射線吸収割合 [-]

— 炉内 :  $\beta$  線,  $\gamma$  線共に 10%

— FP :  $\beta$  線,  $\gamma$  線共に 100%

$G$  : 実効 G 値 [分子/100eV]

— 水素 :  $G(H_2) = 0.06$

$$\begin{aligned} \text{—酸素} & : G(\text{O}_2) = 0.03 \\ \Delta t & : \text{タイムステップ [sec]} \end{aligned}$$

放射線吸収割合について、炉内については、炉心から放出される放射線が水に吸収される割合を解析によって評価した結果を保守的に考慮して10%とした。また、FPについては水中に分散していることを考慮し、保守的に放射線のエネルギーの100%が水の放射線分解に寄与するものとした。

放射線の吸収エネルギー100eV当りに生成する原子・分子数をG値と呼ぶ。G値には水の放射線による分解作用のみを考慮した初期G値と、これに加えて放射線分解による生成物が再結合して水分子等に戻る等の化学反応の効果を考慮した実効G値がある。

照射が始まり、放射線分解による生成物が増加すると、その生成物の濃度に応じて生成物が再結合して水に戻る等の化学反応も増加するため、水素分子及び酸素分子の生成割合は照射初期から徐々に低下する。水素や酸素の濃度の、水の吸収線量との関係の傾向は、一時的に水素や酸素の濃度の上昇ピークが現れるのではなく、水素や酸素の濃度の上昇が徐々に抑制されていく形の曲線となる。格納容器内の濃度上昇というマクロな現象を評価する観点では再結合等の化学反応の効果を含めた実効G値を用いることが適切と考えられるため、本評価では実効G値を用いる。また、実効G値には電力共同研究の実験結果<sup>[1]</sup>に基づく値を用いた。これについては次項に示す。

### 3. 実効G値の設定について

#### 3. 1 実効G値の設定根拠とした電力共同研究の実験結果<sup>[1]</sup>

本評価における実効G値の設定根拠とした電力共同研究「事故時放射線分解に関する研究」<sup>[1]</sup>（以下、「電共研」という。）の実験結果を図1に示す。電共研の実験では、苛酷事故の際の格納容器内の環境を想定した。図1は、非沸騰条件において、よう素イオン濃度を炉心インベントリの50%に相当する濃度とし、水-ジルコニウム反応割合は5.5%とした場合の吸収線量と酸素濃度の相関を示している。

実効G値は吸収線量が $10 \times 10^3 \text{ Gy}$ での傾きから求めた。この吸収線量は事象発生から4.2時間後までのサブプレッション・プールでの吸収線量に相当する。実効G値は吸収線量の増加とともに傾きが小さくなる傾向にあることから、事象発生から約4.2時間後の実効G値を本評価で用いることは保守的であり妥当と考える。

#### 3. 2 実効G値に影響を及ぼす因子

水の放射線分解によって生成した水素や過酸化水素は、OHラジカルを介した再結合反応によって水に戻るが、このときOHラジカルと反応し易い物質の存在や、沸騰等による生成物の気相への移行があると、再結合反応が阻害され、水素分子及び酸素分子が生成される。このため、実効G値はこれらの因子によって変化する。

実効 G 値に影響を及ぼす因子としては、よう素等の不純物濃度、液相中の水素分子の濃度といった化学的因子の他に、ガスの気液移行速度(沸騰、非沸騰の違い)といった物理的因子がある。

本評価における実効 G 値の設定根拠とした電共研の実験結果に対して上記の因子の影響を考慮する際に参照した電共研の実験結果を次に示す。また、電共研の実験結果と本評価における各因子の相違と影響をまとめた結果を表 1 に示す。

### (1) よう素の影響

体系中によう素等の不純物が存在すると、以下の化学反応が生じ、OH ラジカルが OH<sup>-</sup> となるため、OH ラジカルを介した式①の再結合反応を阻害し、水素分子の増加と同時に水素原子の生成が減少する。水素原子の減少により式②の反応が減少することで過酸化水素の加水分解が促進され、酸素の生成量が増大するものと考えられる。



水中のよう素濃度を変化させた場合の酸素の発生割合を図 2 に示す。液相単相条件下において、よう素イオン濃度は炉心インベントリの 0~100%に相当する濃度とした。図 2 の通り、水中のよう素イオン濃度が高いほど、吸収線量に対する酸素の発生割合が高い。

なお、よう素以外の不純物として、ホウ素、鉄、銅を添加した場合の酸素の発生割合を図 3 に示す。図 3 の通り、不純物の添加による酸素の発生割合への影響は見られない。

以上の結果から、よう素濃度に関して本評価における条件とほぼ同等の実験の結果から求めた実効 G 値を用いることは妥当と考える。

### (2) 溶存水素濃度の影響

液相中の水素濃度が増加すると、OH ラジカルを介した再結合反応が進み、その結果、水素と酸素の生成量が減少すると考えられる。

水中の水素濃度を変化させた場合の酸素の発生割合を図 4 に示す。液相単相条件下において、初期水素濃度は水-ジルコニウム反応割合が 0~50%で生成した場合の水素濃度に相当する気相中濃度の気液平衡濃度とした。図 4 の通り、水中の水素濃度が高いほど、吸収線量に対する酸素の発生割合が低い。

したがって、水の放射線分解が進行し、液相中の水素濃度が上昇すると実効 G 値は徐々に減少すると考えられる。また、水-ジルコニウム反応によって発生する水素が液相中に溶解し、液相中の水素濃度が上昇する場合にも実効 G 値は減少すると考えられる。

よって、炉心損傷事故の状況としては比較的少ないと考えられる水-ジルコニウム反応割合 5.5%に相当する溶存水素濃度の実験結果から求めた実効 G 値を用いることは妥当と考える。

### (3) 初期酸素濃度の影響

初期酸素濃度を変化させた場合の酸素の発生割合を図 3 に示す。図 3 の通り、初期酸素濃度が高いほど、吸収線量に対する酸素の発生割合が増加する傾向であるが、その変化は僅かであり、初期酸素濃度数%程度では酸素の発生割合に大きく影響するものではないと考える。

#### (4) 沸騰，非沸騰状態の影響

非沸騰の場合には、水素及び酸素ガスが比較的長期間液相に滞在できるため、再結合反応が起こりやすく、水素と酸素の生成量が減少すると考えられる。一方、液相が沸騰している場合には、生成された水素及び酸素ガスがボイドに移行し短期間で気相に放出されるため、再結合反応が非沸騰状態に比べ起こりにくく、水素と酸素の生成量が増加すると考えられる。

沸騰状態における酸素濃度の変化を図 5 に示す。よう素イオン濃度を炉心インベントリの 50%に相当する濃度とし、初期水素濃度は水-ジルコニウム反応割合が 5.0%で生成した場合の水素濃度に相当する気相中濃度の気液平衡濃度とした。図 5 の通り、沸騰状態であっても、吸収線量に対する酸素の発生割合は極めて低い。

上記の結果に加え、本評価条件では、大部分の領域・期間が非沸騰状態であると考えられることから、非沸騰状態の実効 G 値を採用することは妥当と考える。

#### 4. 格納容器内の酸素・水素濃度の評価方法

放射線分解を考慮した格納容器内の酸素・水素濃度の評価方法は次の通り。また、格納容器内の酸素・水素濃度の評価の流れを図 6 に示す。

- ・MAAP 解析から得られる各コンパートメントの窒素モル数から、格納容器の初期酸素濃度を 3.5%としたときの酸素モル数と窒素モル数を計算する。
- ・各コンパートメントにおける崩壊熱から、水の放射線分解による酸素発生量と水素発生量を計算する。
- ・上記を重ね合わせるにより、格納容器内の気相濃度を計算する。

#### 5. 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] Zittel, H.E., “Boiling water reactor accident radiolysis studies”, ORNL-TM- 2412 Part VIII (1970).
- [3] Przewski, K.I., 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).

以 上

表 1 各種パラメータが酸素の実効 G 値に与える影響

パラメータ	電共研の実験	今回申請における評価	酸素の実効 G 値への影響と保守性
吸収線量	~1×10 <sup>4</sup> Gy	サプレッション・プールでの吸収線量は事象発生から約 4.2 時間後で 1×10 <sup>4</sup> Gy を超える。	水素の実効 G 値は吸収線量が多いほど小さくなる傾向があり、 <sup>[1,2]</sup> 酸素の実効 G 値についても同様の傾向であることを確認している。 <sup>[1]</sup> 酸素濃度の長期(7 日間)の推移を見る観点では、事故進展を考えた上で事象発生から約 4.2 時間後の吸収線量に相当する(1×10 <sup>4</sup> Gy)で求めた実効 G 値を用いることは、保守的であり妥当と考える。(図 1 参照)
よう素放出割合	50%	約 52.8%	水素の実効 G 値はよう素濃度が高いほど大きくなる傾向があり、 <sup>[1,3]</sup> 酸素の実効 G 値についても同様の傾向であることを確認している。 <sup>[1]</sup> よう素放出割合は電共研の実験とほぼ同等であることから、電共研の実験結果に基づく実効 G 値を用いることは妥当と考える。(図 2 参照)
不純物の有無	(Fe, Cu, B)を添加	—	よう素存在条件下において、他の不純物(Fe, Cu, B)が添加された場合、酸素の実効 G 値は僅かに大きくなるものの、顕著な影響は見られないことを確認している。 <sup>[1]</sup> (図 3 参照)
水-ジルコニウム反応割合(溶存水素濃度)	5.5%	約 17.6%	水素の実効 G 値は溶存水素濃度が高いほど小さくなる傾向があり、 <sup>[1,3]</sup> 酸素の実効 G 値についても同様の傾向であることを確認している。 <sup>[1]</sup> このことから、水-ジルコニウム反応割合が小さい電共研の実験結果に基づく実効 G 値を用いることは妥当と考える。(図 4 参照)
初期酸素濃度	1.5%	3.5%	初期酸素濃度が高いほど酸素の実効 G 値は大きくなる傾向があるものの、その変化は僅かであり、初期酸素濃度数%程度では酸素の実効 G 値に大きく影響するものではないと考える。(図 3 参照) <sup>[1]</sup>
沸騰・非沸騰	非沸騰状態	炉内：沸騰/非沸騰状態 サプレッション・プール：非沸騰状態	沸騰状態では酸素の実効 G 値はほぼ 0 となる傾向がある。このことから、非沸騰状態での電共研の実験結果に基づく実効 G 値を用いることは妥当と考える。(図 5 参照) <sup>[1]</sup>
温度	室温	室温以上	温度が高いほど、再結合反応が促進されるため実効 G 値は小さくなる傾向がある。 <sup>[2]</sup> 事故時には、温度は室温を上回るため、室温での電共研の実験結果に基づく実効 G 値を用いることは保守的であり妥当と考える。

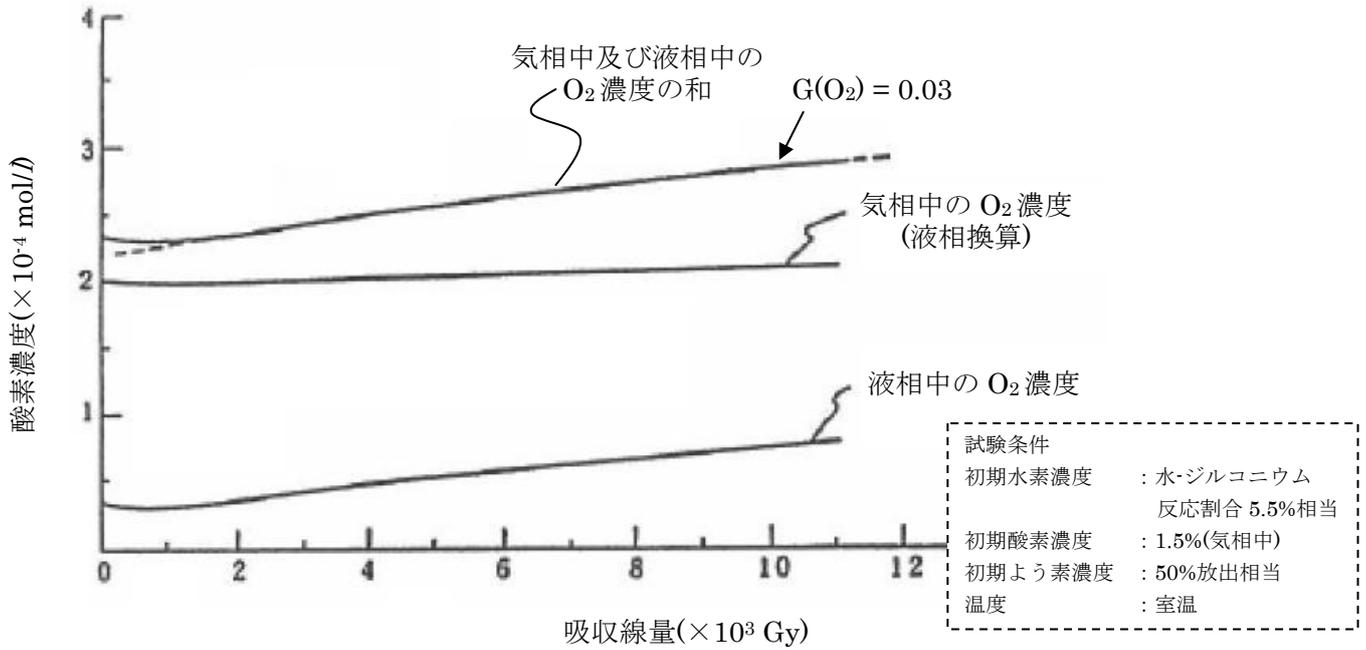


図1 本評価における実効 G 値の設定根拠とした電共研の実験結果

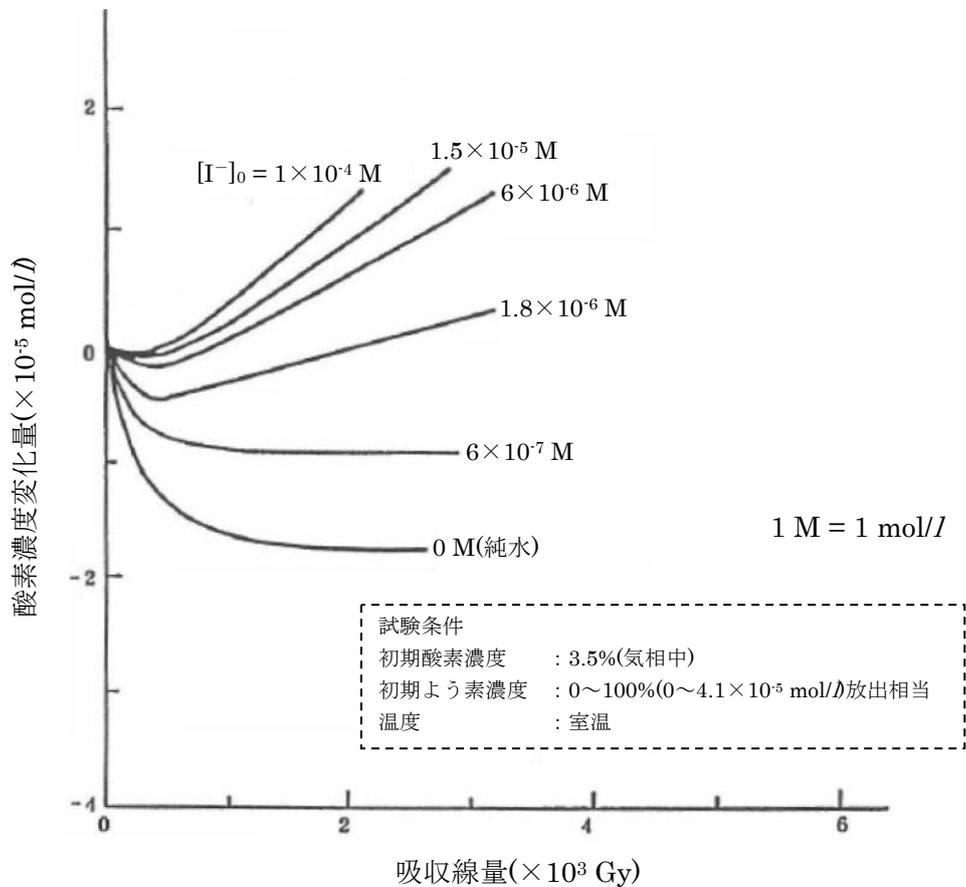


図2 溶存酸素濃度と吸収線量の関係(よう素濃度を変化させた場合)

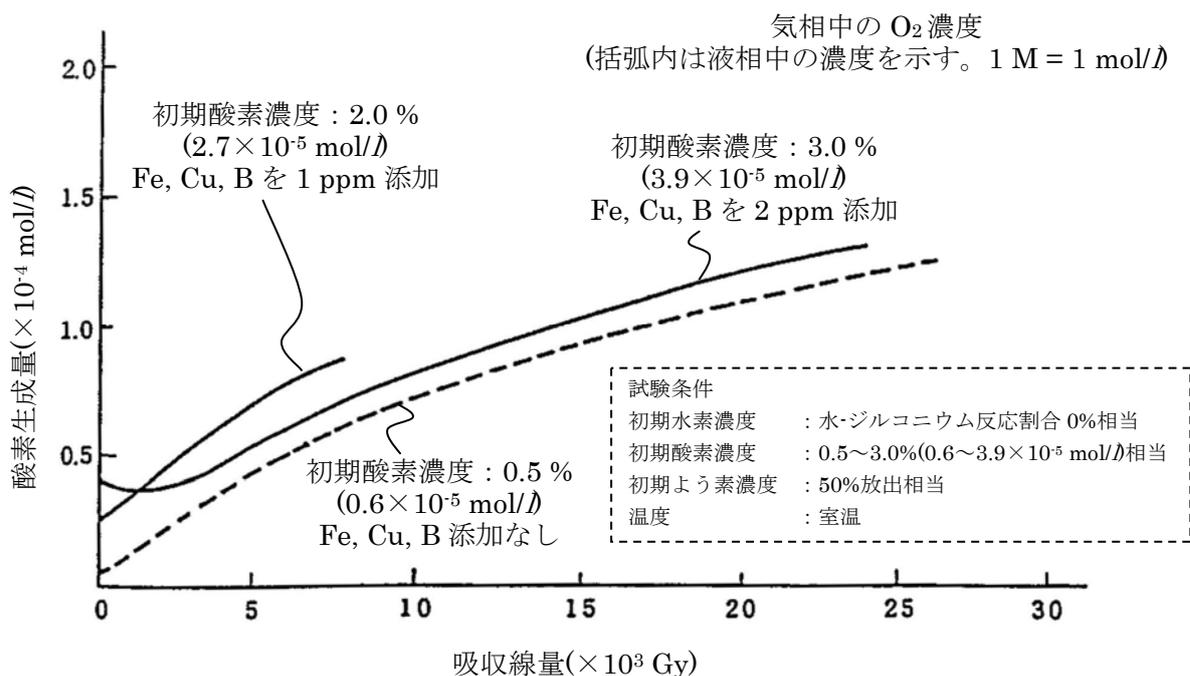


図3 溶存酸素濃度及び不純物(Fe, Cu, B)の有無と吸収線量の関係  
(酸素濃度及び不純物(Fe, Cu, B)の添加量を変化させた場合)

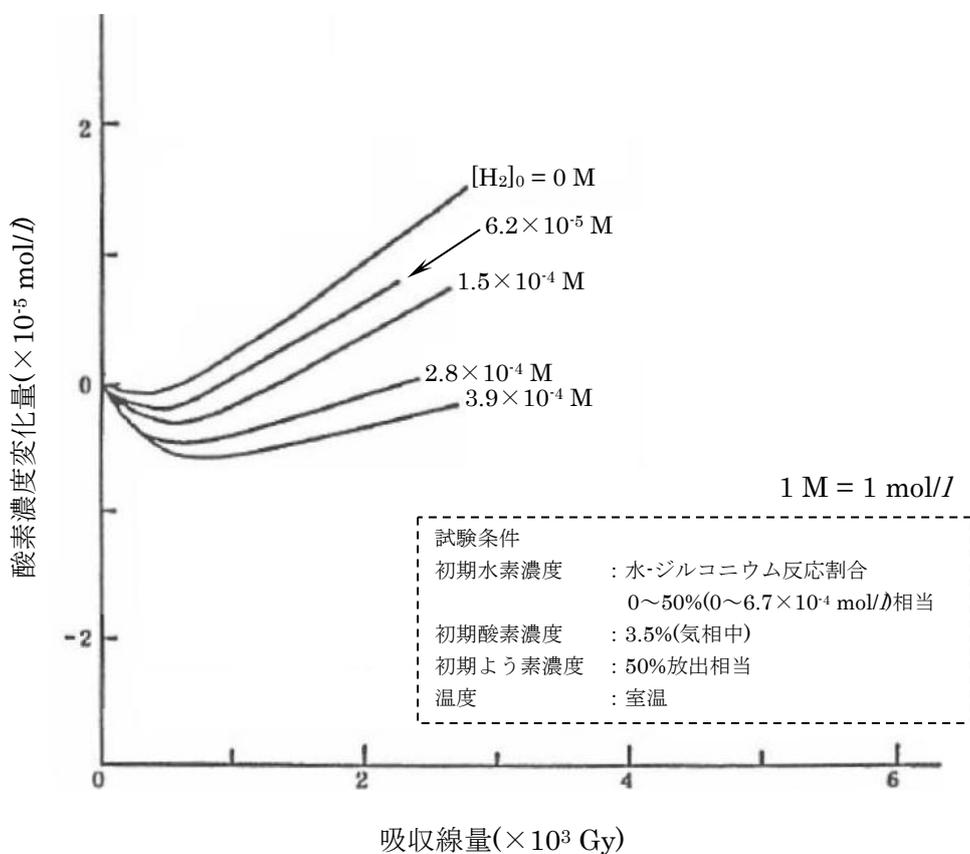


図4 溶存酸素濃度と吸収線量の関係(溶存水素濃度を変化させた場合)

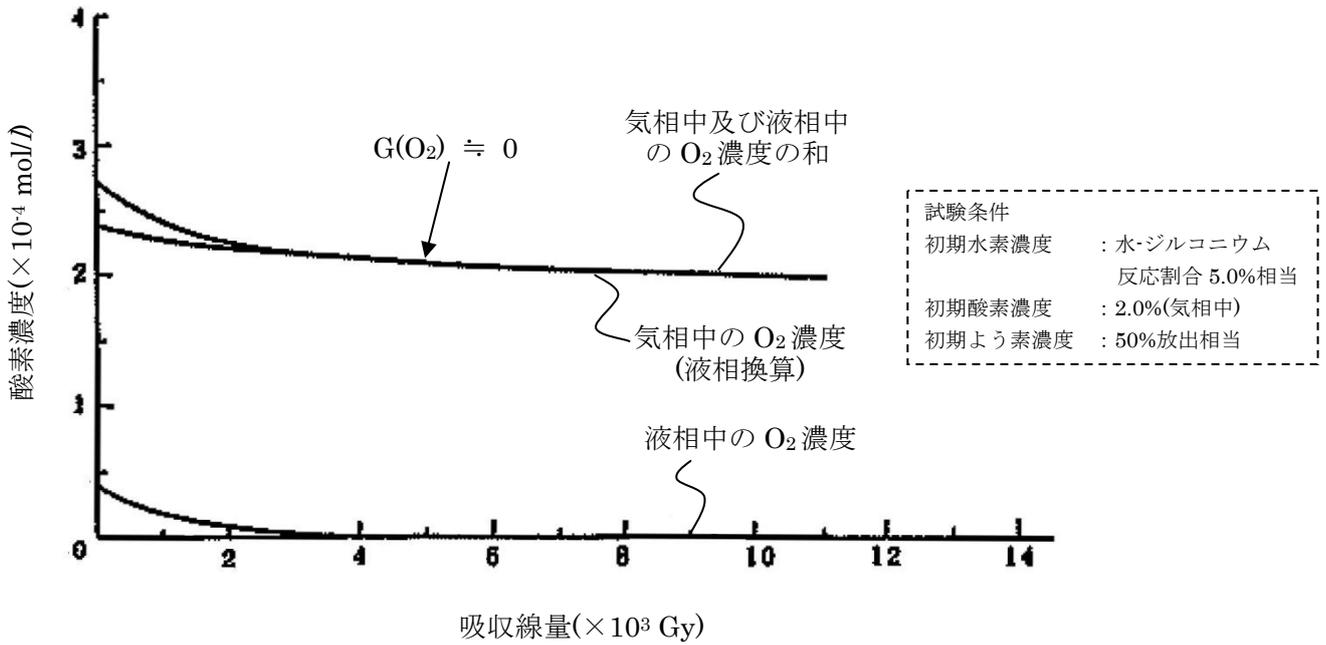


図5 溶存酸素濃度と吸収線量の関係(沸騰状態)

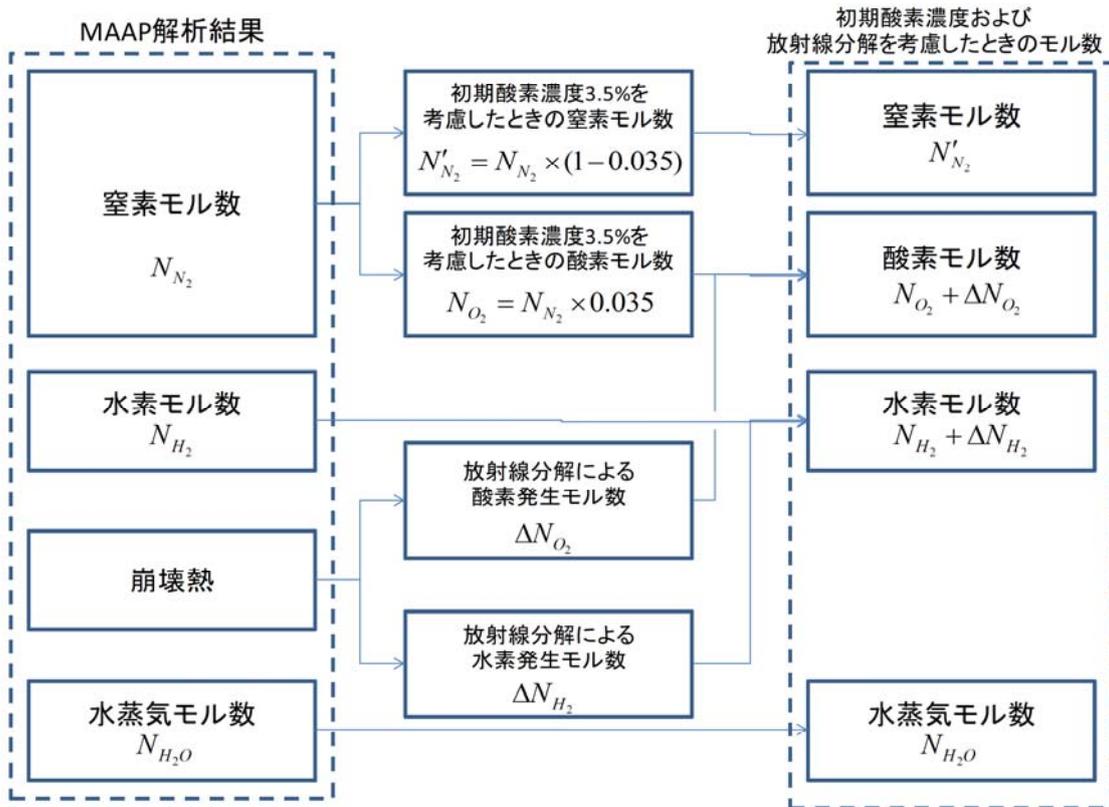


図6 水素・酸素濃度の評価フロー図

## 安定停止状態について

水素燃焼時の安定停止状態については以下のとおり。

安定停止状態：本シナリオにおいては、事象発生から約 20 時間で代替原子炉補機冷却系を接続し、残留熱除去系低圧注水モードによる循環冷却を実施するとともに、7 日後までの事象進展を評価しており、事象発生から 7 日間、格納容器の機能を維持できることを確認している。

7 日後以降の中長期的対応について

事象発生から 7 日間が経過した以降も水素濃度及び酸素濃度に注意するとともに、状況に応じて酸素濃度の低減(可燃性ガス濃度制御系の運転等)を行い、格納容器内が可燃限界の濃度に到達することを防止する。また、重大事故等対処設備以外の設備の機能の復旧等も考慮し、格納容器内の圧力・温度の低下操作や格納容器内の窒素置換を試みる。

## 7 日間における水源の対応について(水素燃焼)

## ○水源

復水貯蔵槽水量：約 1,700 m<sup>3</sup>

淡水貯水池：約 18,000 m<sup>3</sup>

## ○水使用パターン

## ① 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水

事象発生の約 70 分後から原子炉冠水までは  
定格流量で注水(約 300 m<sup>3</sup>/h)

冠水後は、原子炉水位高(レベル 8)～

原子炉水位低(レベル 3)の範囲で注水する。(約 90 m<sup>3</sup>/h)

## ② 代替格納容器スプレー冷却系による代替格納容器スプレー

原子炉水位高(レベル 8)～原子炉水位低(レベル 3)までの間、  
代替格納容器スプレーを実施(140 m<sup>3</sup>/h)

## ③ 淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送

12 時間後から、淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。

防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ 2 台を用いて 130 m<sup>3</sup>/h で復水貯蔵槽へ給水する。

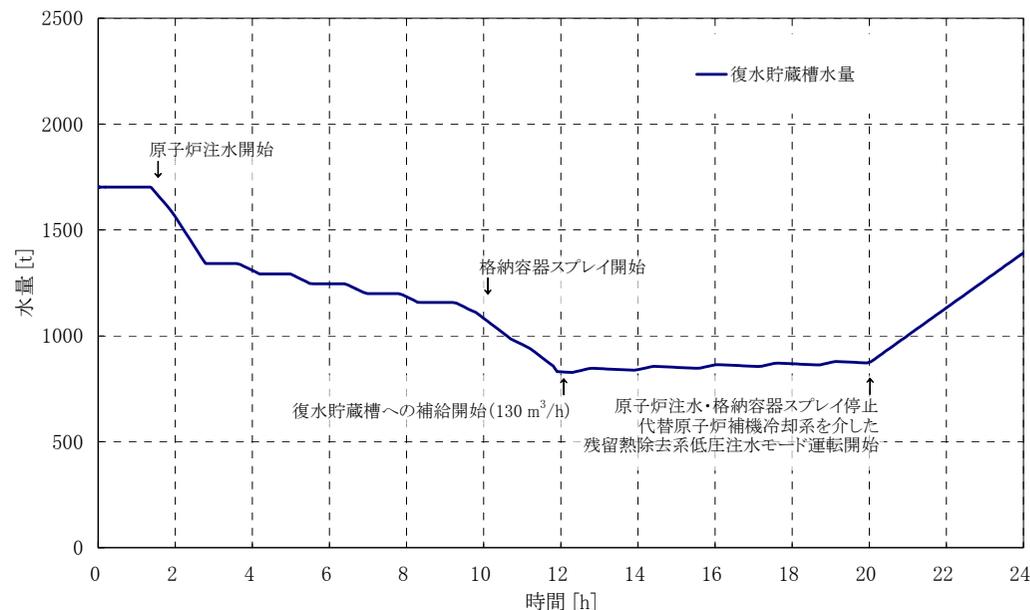
## ○時間評価(右上図)

12 時間前までは復水貯蔵槽水源を用いて炉注水を実施するため、復水貯蔵槽水量は減少する。

12 時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため復水貯蔵槽水量は回復する。

## ○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽水源が枯渇することはない。代替原子炉補機冷却系を用いて  
残留熱除去系による除熱を開始するため、冷却を継続することが可能である。



7 日間における燃料の対応について(水素燃焼)

プラント状況:6, 7 号機運転中。1~5 号機停止中。

事象:水素燃焼は 6, 7 号機を想定。保守的に全ての設備が、事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

なお、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、免震棟等、プラントに関連しない設備も対象とする。

号機	時系列		合計	判定
7 号機	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 945,336L</b>	6, 7 号機軽油タンク 及び地下軽油タンクの 容量(合計)は <b>約 2,184,000L</b> であり、 7 日間対応可能。
	空冷式ガスタービン発電機 3 台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,705L/h×24h×7 日×3 台=859,320L	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) 2 台起動。 18L/h×24h×7 日×2 台=6,048L		
6 号機	事象発生直後～事象発生後 7 日間			
	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) 2 台起動。 18L/h×24h×7 日×2 台=6,048L	代替熱交換器車用 電源車 2 台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110L/h×24h×7 日×2 台=36,960L		
1 号機	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 631,344L</b>	1 号機軽油タンク容量は <b>約 632,000L</b> であり、 7 日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7 日×2 台=631,344L			
2 号機	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 631,344L</b>	2 号機軽油タンク容量は <b>約 632,000L</b> であり、 7 日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7 日×2 台=631,344L			
3 号機	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 631,344L</b>	3 号機軽油タンク容量は <b>約 632,000L</b> であり、 7 日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7 日×2 台=631,344L			
4 号機	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 631,344L</b>	4 号機軽油タンク容量は <b>約 632,000L</b> であり、 7 日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7 日×2 台=631,344L			
5 号機	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 631,344L</b>	5 号機軽油タンク容量は <b>約 632,000L</b> であり、 7 日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7 日×2 台=631,344L			
その他	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 70,896L</b>	1~7 号機軽油タンク 及び地下軽油タンクの 残容量(合計)は <b>約 1,241,944L</b> であり、 7 日間対応可能。
	免震棟ガスタービン発電機 1 台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 395L/h×24h×7 日=66,360L モニタリングポスト用仮発電機 3 台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 9L/h×24h×7 日×3 台=4,536L			

※1 事故収束に必要な空冷式ガスタービン発電機は 1 台で足りるが、保守的にガスタービン発電機 3 台を起動させて評価した。

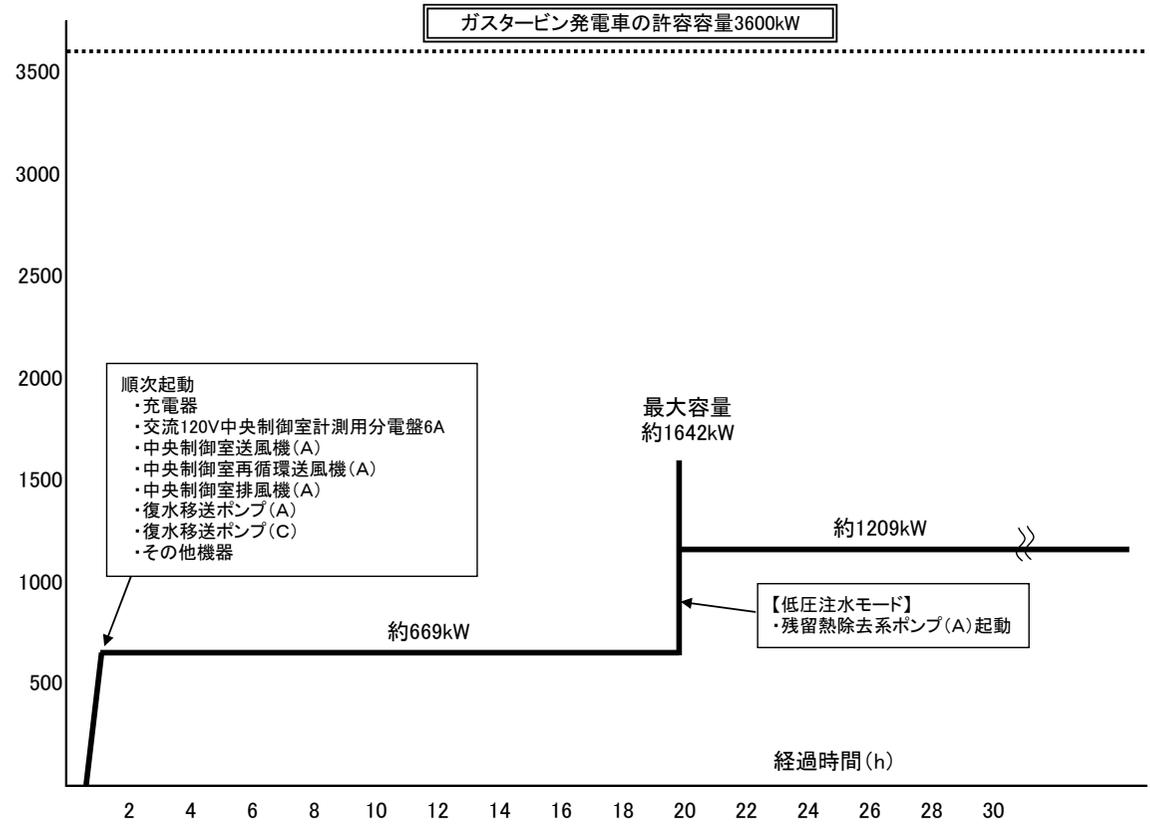
※2 事故収束に必要なディーゼル発電機は 1 台で足りるが、保守的にディーゼル発電機 2 台を起動させて評価した。

常設代替交流電源設備の負荷(水素燃焼)

<6号機>

	主要機器名称	容量
(1)	直流125V充電器盤6A	約98kW
(2)	直流125V充電器盤6A-2	約56kW
(3)	AM用直流125V充電器盤	約41kW
(4)	交流120V中央制御室計測用分電盤6A	約50kW
(5)	中央制御室送風機(A)	170kW
(6)	中央制御室再循環送風機(A)	11kW
(7)	中央制御室排風機(A)	3kW
(8)	復水移送ポンプ(A)	55kW
(9)	復水移送ポンプ(C)	55kW
(10)	残留熱除去系ポンプ(A)	540kW
(11)	計器類, 自動減圧系 2弁	(1)~(4)に含む
(12)	その他機器	約130kW
	合計	約1209kW

負荷容量 (kW)



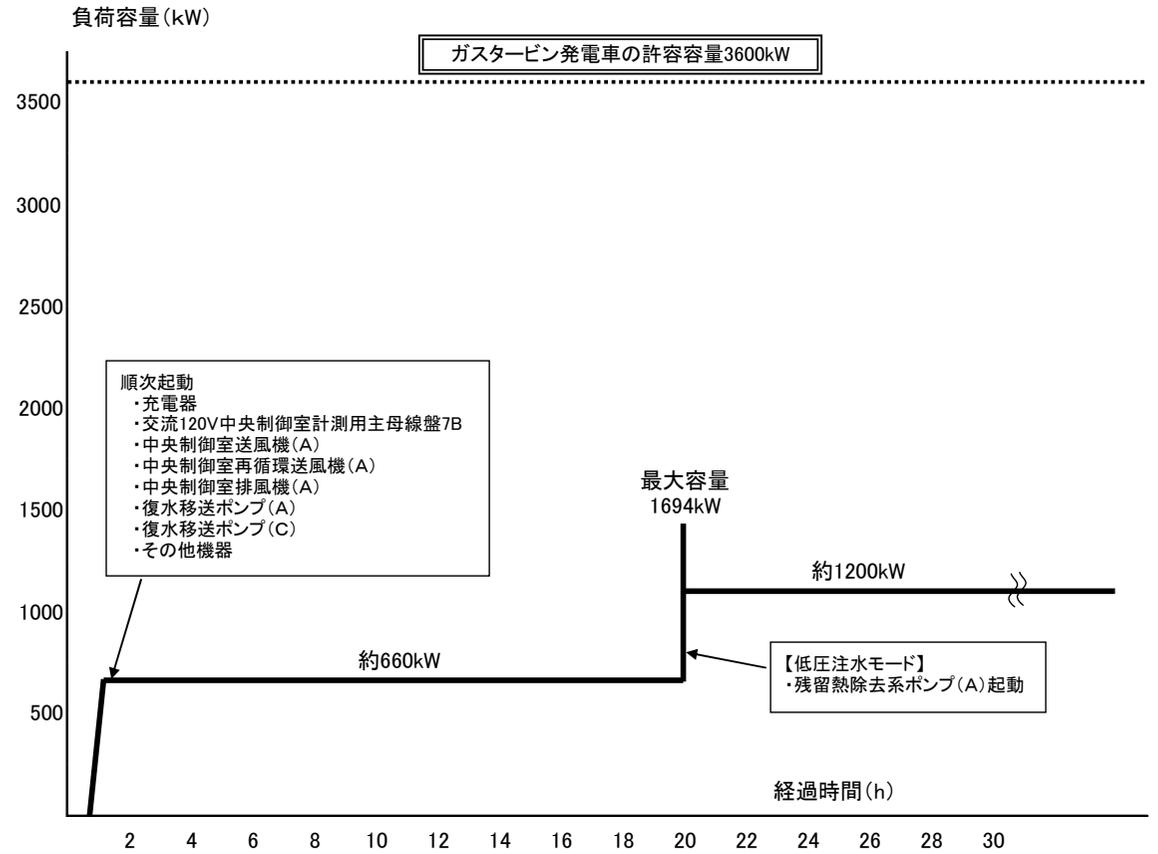
負荷積算イメージ

常設代替交流電源設備の負荷(水素燃焼)

<7号機>

添 3.4.5-2

	主要機器名称	容量
(1)	直流125V充電器盤7A	約98kW
(2)	直流125V充電器盤7A-2	約56kW
(3)	AM用直流125V充電器盤	約41kW
(4)	交流120V中央制御室計測用主母線盤7B	約75kW
(5)	中央制御室送風機(A)	132kW
(6)	中央制御室再循環送風機(A)	15kW
(7)	中央制御室排風機(A)	3kW
(8)	復水移送ポンプ(A)	55kW
(9)	復水移送ポンプ(C)	55kW
(10)	残留熱除去系ポンプ(A)	540kW
(11)	計器類, 自動減圧系 2弁	(1)~(4)に含む
(12)	その他機器	約130kW
	合計	約1200kW



負荷積算イメージ