

東海第二発電所 審査資料	
資料番号	PS-C-1 改 65
提出年月日	平成 29 年 12 月 14 日

東海第二発電所

重大事故等対策の有効性評価

平成 29 年 12 月
日本原子力発電株式会社

本資料のうち、 は商業機密又は核物質防護上の観点から公開できません。

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 評価に当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
 - 付録1 事故シーケンスグループの抽出及び重要事故シーケンスの選定について
 - 付録2 原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価
 - 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
 - 2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）
 - 2.3.2 全交流動力電源喪失（TBD, TBU）
 - 2.3.3 全交流動力電源喪失（TBP）

- 2.4 崩壊熱除去機能喪失
 - 2.4.1 取水機能が喪失した場合
 - 2.4.2 残留熱除去系が故障した場合
- 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）
- 2.8 津波浸水による注水機能喪失

- 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）
 - 3.1.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策
 - 3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合
 - 3.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合
 - 3.2 高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
 - 3.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用
 - 3.4 水素燃焼
 - 3.5 熔融炉心・コンクリート相互作用

- 4. 使用済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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）
 - 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

する場合の時間余裕

- 添付資料2.2.1 安定状態について（高圧注水・減圧機能喪失）
- 添付資料2.2.2 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
（高圧注水・減圧機能喪失）
- 添付資料2.2.3 高圧注水・減圧機能喪失時における低圧非常用炉心冷却系
の作動台数の考え方
- 添付資料2.2.4 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2.2.5 常設代替交流電源設備の負荷（高圧注水・減圧機能喪失）
- 添付資料2.3.1.1 逃がし安全弁作動用の窒素の供給について
- 添付資料2.3.1.2 蓄電池による給電時間評価結果について
- 添付資料2.3.1.3 全交流動力電源喪失（長期TB）時における原子炉隔離時
冷却系の8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2.3.1.4 安定状態について（全交流動力電源喪失（長期TB））
- 添付資料2.3.1.5 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
（全交流動力電源喪失（長期TB））
- 添付資料2.3.1.6 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
（長期TB））
- 添付資料2.3.1.7 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
（長期TB））
- 添付資料2.3.1.8 常設代替交流電源設備の負荷（全交流動力電源喪失（長期
TB））

添付資料2.3.1.9 原子炉再循環ポンプからのリークについて

添付資料2.3.2.1 蓄電池による給電時間評価結果について

添付資料2.3.2.2 全交流動力電源喪失（TBD，TBU）時における高圧代替注水系の8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2.3.2.3 安定状態について（全交流動力電源喪失（TBD，TBU））

添付資料2.3.2.4 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（全交流動力電源喪失（TBD，TBU））

添付資料2.3.2.5 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（TBD，TBU））

添付資料2.3.2.6 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（TBD，TBU））

添付資料2.3.2.7 常設代替交流電源設備の負荷（全交流動力電源喪失（TBD，TBU））

添付資料2.3.3.1 安定状態について（全交流動力電源喪失（TBP））

添付資料2.3.3.2 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（全交流動力電源喪失（TBP））

添付資料2.3.3.3 原子炉注水開始が遅れた場合の影響について（全交流動力電源喪失（TBP））

添付資料2.3.3.4 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（TBP））

添付資料2.3.3.5 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

(T B P))

添付資料2.3.3.6 常設代替交流電源設備の負荷（全交流動力電源喪失（T B P))

添付資料2.4.1.1 安定状態について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合))

添付資料2.4.1.2 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（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 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

添付資料2.4.1.4 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2.4.1.5 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2.4.1.6 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 安定状態について（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2.4.2.2 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（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2.4.2.4 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2.4.2.5 常設代替交流電源設備の負荷（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 プラント動特性評価における評価対象炉心の選定について
- 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 安定状態について（原子炉停止機能喪失）
- 添付資料2.5.4 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）
- 添付資料2.5.5 リウエットを考慮しない場合の燃料被覆管温度への影響
- 添付資料2.5.6 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2.5.7 外部電源の有無による評価結果への影響
- 添付資料2.5.8 ほう酸水注入系を手動起動としていることについての整理
- 添付資料2.5.9 高压炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する水源温度の影響

- 添付資料2.6.1 「L O C A時注水機能喪失」の事故条件の設定について
- 添付資料2.6.2 敷地境界外での実効線量評価について
- 添付資料2.6.3 敷地境界外での実効線量評価に対する指針との対比について
- 添付資料2.6.4 非常用ガス処理系による系外放出を考慮した被ばく評価について
- 添付資料2.6.5 安定状態について（L O C A時注水機能喪失）
- 添付資料2.6.6 解析コード条件及び解析条件の不確かさの影響評価について（L O C A時注水機能喪失）
- 添付資料2.6.7 原子炉注水開始が遅れた場合の影響について（L O C A時

- 添付資料3.5.3 溶融炉心の排水流路内での凝固停止評価について
- 添付資料3.5.4 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
(溶融炉心・コンクリート相互作用)
- 添付資料4.1.1 使用済燃料プールの監視について
- 添付資料4.1.2 使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について
- 添付資料4.1.3 水遮蔽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4.1.4 安定状態について
- 添付資料4.1.5 使用済燃料プール水沸騰・喪失時の未臨界性評価
- 添付資料4.1.6 使用済燃料プール水温の管理について
- 添付資料4.1.7 自然蒸発による水位低下速度について
- 添付資料4.1.8 使用済燃料プール（SFP）ゲートについて
- 添付資料4.1.9 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4.1.10 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4.1.11 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4.1.12 常設代替交流電源設備の負荷（想定事故1）
- 添付資料4.1.13 使用済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
- 添付資料4.2.1 使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について
- 添付資料4.2.2 想定事故2においてサイフォン現象を想定している理由について

2.3 全交流動力電源喪失

2.3.1 全交流動力電源喪失（長期T B）

2.3.1.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期T B）」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗（RCIC成功）」及び②「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）+DG失敗+HPCS失敗（RCIC成功）」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期T B）」は，全交流動力電源喪失後，蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系が自動起動し設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの，その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力の枯渇により機能喪失することで，原子炉へ注水する機能が喪失することを想定する。このため，原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失した状態において，直流電源の枯渇により蒸気駆動の原子炉注水機能も喪失することで炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，直流電源及び交流動力電源の供給機能に対する重大事故等対処設備並びに交流動力電源を必要としない重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により、本事故シーケンスグループでは、一定期間の蓄電池からの給電を確保し蒸気駆動の原子炉注水機能を用いた原子炉注水により原子炉水位を維持し、その後、原子炉圧力容器を強制的に減圧し、可搬型の原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図る。また、可搬型の格納容器冷却機能を用いて格納容器冷却を実施するとともに、代替交流電源設備により交流動力電源を復旧し、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い、格納容器破損の防止を図る。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期TB）」において、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ十分な冷却を可能とするため、初期の対策として所内常設直流電源設備、原子炉隔離時冷却系、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、常設代替高圧電源装置からの給電後の**残留熱除去系（低圧注水系）**による原子炉注水手段を整備する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の**残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブレーション・プール冷却系）**による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第2.3.1-1図に、対応手順の概要を第2.3.1-2図に示すとともに、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手順と設備との関係を第2.3.1-1表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、必要

な要員は災害対策要員（初動）24名及び事象発生から2時間以降に期待する参集要員6名である。

災害対策要員（初動）の内訳は、当直発電長1名、当直副発電長1名、運転操作対応を行う当直運転員5名、指揮、通報連絡を行う災害対策要員（指揮者等）4名及び現場操作を行う重大事故等対応要員13名である。

参集要員の内訳は、燃料給油操作を行う重大事故等対応要員2名、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の流量調整を行う重大事故等対応要員2名並びに可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却の現場系統構成及び流量調整を行う重大事故等対応要員2名である。

必要な要員と作業項目について第2.3.1-3図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、災害対策要員（初動）24名及び参集要員6名で対処可能である。

a. 原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認

外部電源が喪失するとともに、非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで、全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。また、主蒸気隔離弁が閉止し、逃がし安全弁（安全弁機能）により原子炉圧力が制御されるとともに、再循環ポンプが停止したことを確認する。

原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装、原子炉圧力等である。

b. 原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。

原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

c. 原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）

原子炉隔離時冷却系の起動により原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。また、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）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）等である。

d. 早期の電源回復不能の確認

全交流動力電源喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を開始する。

e. 電源確保操作対応

早期の電源回復不能の確認後、非常用ディーゼル発電機等の機能回復操作及び外部電源の機能回復操作を実施する。

f. 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。原子炉建屋内の現場操作にて原子炉注水に必要な系統構成操作を実施し、屋外の現場操作にて可搬型代替注水中型ポンプの準備、ホース敷設等を実施後にポンプ起動操作を実施する。

g. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作

サブプレッション・プール水温度がサブプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認し、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了した後に、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放し、原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に必要な計装設備は、原子炉圧力等である。

原子炉水位が燃料有効長頂部に到達した場合は炉心損傷がないことを継続的に確認する。

炉心損傷がないことを継続的に確認するために必要な計装設備は、格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）及び格納容器雰囲気放射線モニタ（S/C）である。

h. 原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））

逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作により、原子炉圧力が可搬型代替注水中型ポンプの吐出圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。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）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間で維持する。また、原子炉圧力の低下により原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。

原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、低圧代替注水系原子炉注水流量等である。

i. タンクローリによる燃料給油操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型

ポンプに燃料給油を実施する。

j. 直流電源の負荷切離操作

早期の電源回復不能の確認後、中央制御室内及び現場配電盤にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施することにより 24 時間後までの蓄電池による直流電源供給を確保する。

k. 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作

全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度がドライウェル設計温度である 171℃に近接した場合は、現場操作にて可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作を実施する。また、同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いて原子炉注水操作を継続する。

可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作に必要な計装設備は、ドライウェル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、低圧代替注水系格納容器スプレイ流量、サブプレッション・プール水位等である。

l. 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作

外部電源喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作に必要な計装設備は、緊急用M/C電圧である。

m. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作

早期の電源回復不能の確認後、中央制御室及び現場にて常設代替高圧

電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。

n. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作

常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作に必要な計装設備は、M/C 2C及びM/C 2D電圧である。

o. 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作

常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。その後、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施する。

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、残留熱除去系系統流量等である。

p. 使用済燃料プールの冷却操作

代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水操作及び冷却操作を実施する。

以降、炉心冷却は残留熱除去系（低圧注水系）を用いた原子炉注水により原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持することで継続的に実施し、格納容器除熱は、原子炉注水の停止期間中に残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）により実施する。

2.3.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、全ての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能が喪失する「外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗（RCIC成功）」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、気液熱非平衡及び三次元効果、原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流）、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及びECCS注水（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動、気液界面の熱伝達、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、スプレイ冷却及びサブプレッション・プール冷却が重要現象となる。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長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER及びシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより、原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお、本有効性評価では、SAFERコードによる燃料被覆管温度の評価結

果は、ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから、燃料被覆管温度が高温となる領域において、燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をS A F E Rコードよりも低めに評価するC H A S T Eコードは使用しない。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける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を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2.3.1-2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要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、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源が喪失するものとする。

(c) 外部電源

起因事象として、外部電源が喪失することを想定している。

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

原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉信号及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず、原子炉水位低（レベル3）信号により原子炉スクラムするものとする。

(b) 主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は、外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し、閉止するものとする。

(c) 再循環ポンプ

再循環ポンプは、外部電源喪失により駆動電源が喪失し、全台停止するものとする。

(d) 逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また、原子炉減圧には、逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を使用するものとし、容量として、1弁当たり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。

(添付資料 2.3.1.1)

(e) 原子炉隔離時冷却系

原子炉水位異常低下（レベル2）信号により自動起動し、 $136.7\text{m}^3/\text{h}$ （原子炉圧力 $1.04\text{MPa}[\text{gage}] \sim 7.86\text{MPa}[\text{gage}]$ において）の流量で原子炉へ注水するものとする。原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持する。また、原子炉減圧時の可搬型代替注水中型ポンプを用いた低压代替注水系

(可搬型) による原子炉水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧と同時に注水を停止する。

(f) 残留熱除去系 (低圧注水系)

残留熱除去系ポンプ 1 台を使用するものとし、非常用母線の受電が完了した後に手動起動し、 $0\text{m}^3/\text{h}\sim 1,676\text{m}^3/\text{h}$ (0MPa[dif] ※ $\sim 1.55\text{MPa[dif]}$ において) の流量で原子炉へ注水するものとする。伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき 1 基当たり約 43MW (サプレッション・プール水温度 100°C 、海水温度 32°C において) とする。なお、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル 3) 設定点から原子炉水位高 (レベル 8) 設定点の間で維持しつつ、原子炉注水の停止期間中に格納容器スプレイ又はサプレッション・プール冷却を実施するものとする。

※ MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧 (以下同様)

(g) 低圧代替注水系 (可搬型)

可搬型代替注水中型ポンプ 2 台を使用するものとし、注水流量は、原子炉注水のみを実施する場合は、機器設計上の最小要求値である最小流量特性 (注水流量: $0\text{m}^3/\text{h}\sim 110\text{m}^3/\text{h}$, 注水圧力: 0MPa[dif] $\sim 1.4\text{MPa[dif]}$) とし、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は、 $50\text{m}^3/\text{h}$ (一定) を用いるものとする。また、原子炉水位が原子炉水位高 (レベル 8) 設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル 3) 設定点から原子炉水位高 (レベル 8) 設定点の範囲に維持し、交流動力電源復旧後の事象発生から 24 時間 5 分後に停止する。

(h) 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)

低圧代替注水系 (可搬型) と同じ可搬型代替注水中型ポンプ 2 台を使用するものとし、スプレイ流量は、運転手順に基づき $130\text{m}^3/\text{h}$ (一

定)を用いるものとする。また、格納容器圧力が 217kPa[gage]に到達した場合に停止し、279kPa[gage]に到達した場合に再開し、交流動力電源復旧後の事象発生から 24 時間 5 分後に停止する。

- (i) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を停止している期間に $1.9 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{h}$ の流量で格納容器へスプレイするものとし、そのうち 95%をドライウェルへ、5%をサブプレッション・チェンバへ分配するものとする。なお、格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達した時点でサブプレッション・プール冷却運転に切り替える。

伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき 1 基当たり約 43MW（サブプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 32℃において）とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等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」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

- (a) 交流動力電源は 24 時間使用できないものとし、事象発生から 24 時間後に常設代替高圧電源装置により非常用母線への給電を開始する。
- (b) 所内常設直流電源設備は、事象発生から 1 時間経過するまでに中央制御室にて不要な負荷を切り離し、事象発生から 8 時間後に現場にて不要な負荷の切離しを実施する。
- (c) 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原

子炉注水操作) は、余裕時間を確認する観点で事象発生から 8 時間後に可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の起動準備操作が完了するものとし、原子炉減圧操作に要する時間を考慮して、事象発生から 8 時間 1 分後に実施する。なお、全交流動力電源喪失時において、直流電源の容量やポンプ室の温度上昇等を考慮しても、少なくとも事象発生から 8 時間後まではサプレッション・プールを水源とした原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が継続可能であることを確認している。

- (d) 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却操作は、格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施する。
- (e) 残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水操作並びに残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)又は残留熱除去系(サプレッション・プール冷却系)による格納容器除熱操作は、常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後に残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から 24 時間 10 分後に実施する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位(シュラウド内外水位)*、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.3.1-4 図から第 2.3.1-8 図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆

管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.3.1-9 図から第 2.3.1-14 図に、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の推移を第 2.3.1-15 図から第 2.3.1-18 図に示す。

※ 炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し、運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお、シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む水位であることから、原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。

a. 事象進展

全交流動力電源喪失後、原子炉スクラム、主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプの停止が発生し、原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達すると、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉への注水が開始されることで、原子炉水位は維持される。

所内常設直流電源設備は、事象発生から 1 時間経過するまでに中央制御室にて、事象発生から 8 時間後に現場にて不要な負荷の切離しを実施することにより、24 時間にわたり重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給可能である。

(添付資料 2.3.1.2)

事象発生の 8 時間後に可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了した時点で、逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁の手動による原子炉減圧操作を実施する。逃がし安全弁（自動減圧機能）開放による蒸気流出によって原子炉水位が一時的に低下するが、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始されることで原子炉水位は回復し、炉心の冷却は維持される。なお、原子炉隔離時冷却系は、原子炉減圧と同時に停止

する想定とする。

(添付資料 2.3.1.3)

事象発生から 24 時間後に常設代替高圧電源装置による非常用母線への交流動力電源供給を開始し、その後中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水系）を起動し、原子炉注水を開始することで、その後も炉心の冷却は維持される。

また、全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器内で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。このため、事象発生の約 13 時間後に格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した時点で、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作を開始し、事象発生の 24 時間後に交流動力電源が復旧した時点で残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。

b. 評価項目等

燃料被覆管温度は、第 2.3.1-9 図に示すとおり、炉心冷却が維持され、初期値（約 309℃）以下にとどまることから、評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体で発生している。また、燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、評価項目である 15%を下回る。

原子炉圧力は、第 2.3.1-4 図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、約 8.16MPa[gage]以下に維持される。このため、原

原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa程度）を考慮しても、約8.46MPa[gage]以下であり、評価項目である最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器圧力は、第2.3.1-15図に示すとおり、全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって、事象発生後に上昇傾向が継続するが、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生約13時間後に最高値の約0.28MPa[gage]となるが、格納容器バウンダリにかかる圧力は、評価項目である最高使用圧力の2倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は、第2.3.1-16図に示すとおり、事象発生約23時間後に最高値の約141℃となり、以降は低下傾向となっていることから、格納容器バウンダリにかかる温度は、評価項目である200℃を下回る。

第2.3.1-5図に示すように、原子炉隔離時冷却系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水状態が維持され、炉心冷却が維持される。また、第2.3.1-15図及び第2.3.1-16図に示すように、事象発生約24時間後に、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施することで、高温停止での安定状態が確立する。

（添付資料2.3.1.4）

安定状態が確立した以降は、原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し、また、機能喪失している設備の復旧に努めるとともに、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

以上により、本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

2.3.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲としては、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を評価する。

本重要事故シーケンスでは、全交流動力電源の喪失後、原子炉隔離時冷却系が設計基準事故対処設備として期待する期間を超えることで蓄電池の枯渇により機能喪失し原子炉注水機能が喪失する。また、全交流動力電源喪失に伴い、崩壊熱除去機能も喪失する。このため、直流電源の負荷切離しを実施すること、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧を実施すること、可搬型代替注水中型ポンプを用いた原子炉注水及び格納容器冷却を実施すること並びに交流動力電源の復旧後に残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することが特徴である。よって、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、直流電源の負荷切離操作、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器冷却操作を挙げる。

レイ冷却系)又は残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)による格納容器除熱操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は、「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」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価を以下に示す。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで、燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はHDR実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾

向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.1.5)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして、解析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高め評価し、有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし、炉心部の冠水がおおむね維持される本事故シナリオでは、この影響は小さいと考えられる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、評価項目となるパラメータに

対する余裕は大きくなる。ただし、炉心部の冠水がおおむね維持される本事故シーケンスでは、この影響は小さいと考えられる。

格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はHDR実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.1.5)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.3.1-2表に示すとおりであり、これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては、設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから、この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について、評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した $44.0\text{kW}/\text{m}$ に対して最確条件は約 $33\text{kW}/\text{m}$ ～約 $41\text{kW}/\text{m}$ であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 $33\text{Gwd}/\text{t}$ に対して最確条件は $33\text{Gwd}/\text{t}$ 以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は遅くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウエル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は、最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響は

ない。

(添付資料 2.3.1.5)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した $44.0\text{kW}/\text{m}$ に対して最確条件は約 $33\text{kW}/\text{m}$ ～約 $41\text{kW}/\text{m}$ であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし、炉心部の冠水がおおむね維持される本事故シーケンスでは、この影響は小さいと考えられる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 $33\text{Gwd}/\text{t}$ に対して最確条件は $33\text{Gwd}/\text{t}$ 以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなり、原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は緩和される。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウエル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は、最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 2.3.1.5)

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の直流電源の負荷切離操作（中央制御室）は、解析上の操作開始時間として事象発生から1時間経過するまでを設定しており、直流電源の負荷切離操作（現場）は、解析上の操作開始時間として事象発生から8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも若干早まる可能性があるが、その他の操作と並列して操作を実施する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は、解析上の操作開始時間として事象発生から8時間1分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があるが、その他の操作と並列して操作を実施する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響は

ない。

操作条件の可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 279kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は、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、操作開始時間は遅れる可能性があるが、並列して実施する可能性がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から 24 時間 10 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

(添付資料 2.3.1.5)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の直流電源の負荷切離操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があるが、解析条件ではないことから、所定の時間までに実施することで、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は、運転員等操作時間に与える影響として、解析上の注水開始時間は余裕時間を含めて設定されており、実態の操

作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があるが、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水に移行するまでの期間は原子炉隔離時冷却系により原子炉注水が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが、この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブレーション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があるが、この場合には、格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.3.1.5）

(3) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

操作条件の直流電源の負荷切離操作（中央制御室）は事象発生から1時間経過するまでに実施し、直流電源の負荷切離操作（現場）は事象発生から8時間後に実施するものであり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備完了後に実施するものであり、評価上は余裕時間を確認する観点で事象発生の8時間後に準備が完了するものとしており、低圧代替注水系（可搬型）の準備に要する時間は事象初期の状況判断から170分程度であることから、時間余裕がある。

操作条件の可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は、事象発生の約13時間後に実施するものであり、低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水中型ポンプを使用し、評価上は余裕時間を確認する観点で可搬型代替注水中型ポンプの準備完了を事象発生の8時間後と想定しており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は、非常用母線の受電後に実施するものであり、評価上は事象発生の24時間後に非常用母線の受電操作が完了する想定としており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

（添付資料 2.3.1.5）

（4）ま と め

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、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を確認した。この結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。

2.3.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期TB）」の重大事故等対策に必要な災害対策要員（初動）は，「2.3.1.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 24 名であり，災害対策要員（初動）の 39 名で対処可能である。

また，事象発生 2 時間以降に必要な参集要員は 6 名であり，発電所外から 2 時間以内に参集可能な要員の 71 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期TB）」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」の条件にて評価を行い，以下のとおりである。

(添付資料 2.3.1.6)

a. 水 源

可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却については，7 日間の対応を考慮すると，合計約 2,130m³の水が必

要となる。

水源として、西側淡水貯水設備に 4,300m³の水を保有していることから、水源が枯渇することはない、7日間の対応が可能である。

原子炉隔離時冷却系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水については、サプレッション・プールを水源とすることから、水源が枯渇することはない、7日間の対応が可能である。

(添付資料 2.3.1.7)

b. 燃 料

常設代替交流電源設備による電源供給について、事象発生直後から 7日間の常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の運転を想定すると、約 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクには約 800kL の軽油を保有していることから、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）による 7日間の電源供給の継続が可能である。

可搬型代替注水中型ポンプ（2 台）を用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等について、事象発生直後から 7日間の可搬型代替注水中型ポンプ（2 台）の運転を想定すると、約 12.0kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクには約 210kL の軽油を保有していることから、可搬型代替注水中型ポンプ（2 台）を用いた低圧代替注水系（可搬型）による 7日間の原子炉注水等の継続が可能である。

(添付資料 2.3.1.8)

c. 電 源

重大事故等対策に必要な負荷は約 4,497kW であるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は 5,520kW 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。

また、蓄電池の容量については、交流動力電源が復旧しない場合を想定しても、不要な負荷の切離しを行うことにより、事象発生後 24 時間の直流電源の供給が可能である。

(添付資料 2.3.1.9)

2.3.1.5 結 論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期 T B）」では、全交流動力電源喪失後、蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系が自動起動し設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力の枯渇により機能喪失し、原子炉へ注水する機能が喪失することで、原子炉水位の低下が継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期 T B）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として所内常設直流電源設備、原子炉隔離時冷却系、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、常設代替高压電源装置からの給電後の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段を整備する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段並びに常設代替高压電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）を用いた格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期 T B）」の重要事故シーケンス「外部電源喪失 + D G 失敗 + H P C S 失敗（R C I C 成功）」について

て有効性評価を行った。

上記の場合においても、所内常設直流電源設備、原子炉隔離時冷却系、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続し、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施することで、炉心の著しい損傷を防止することができる。

その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持することができる。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響について確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、7日間以上の供給が可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期T B）」において、所内常設直流電源設備、原子炉隔離時冷却系、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は

残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期TB）」に対して有効である。

第 2.3.1-1 表 全交流動力電源喪失（長期 T B）における重大事故等対策について（1/4）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源が喪失するとともに、非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで、全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。 主蒸気隔離弁が閉止し、逃がし安全弁（安全弁機能）により原子炉圧力が制御されていることを確認する。 再循環ポンプが停止したことを確認する。 	所内常設直流電源設備 主蒸気隔離弁* 逃がし安全弁（安全弁機能）*	—	平均出力領域計装* 起動領域計装* 原子炉圧力* 原子炉圧力（S A） M/C 2 C 電圧* M/C 2 D 電圧* 緊急用 M/C 電圧
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。 	原子炉隔離時冷却系* サプレッション・プール* 所内常設直流電源設備	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量*
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系の起動により、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。 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）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間に維持する。 	原子炉隔離時冷却系* サプレッション・プール* 所内常設直流電源設備	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量*

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.3.1-1 表 全交流動力電源喪失（長期 T B）における重大事故等対策について（2/4）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
早期の電源回復不能の確認	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが、失敗したことを確認し、早期の電源回復不能を確認する。 	—	—	—
電源確保操作対応	<ul style="list-style-type: none"> 非常用ディーゼル発電機等の回復操作を実施する。 外部電源の回復操作を実施する。 	—	—	—
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。 	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	—
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作	<ul style="list-style-type: none"> サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認する。 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作の完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁の手動開放により、原子炉減圧を実施する。 原子炉水位が燃料有効長頂部を下回った場合は、炉心損傷がないことを継続的に確認する。 	逃がし安全弁（自動減圧機能）* 非常用窒素供給系 高圧窒素ポンプ* 所内常設直流電源設備	—	サプレッション・プール水温度* 原子炉圧力* 原子炉圧力（S A） ドライウェル雰囲気温度* 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）* 格納容器雰囲気放射線モニタ（S/C）*

■：有効性評価上考慮しない操作

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.3.1-1 表 全交流動力電源喪失（長期 T B）における重大事故等対策について（3/4）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉減圧により可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）からの原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。 以降、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間に維持する。 原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。 	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 原子炉隔離時冷却系注水流量* 原子炉圧力* 原子炉圧力（S A）
タンクローリによる燃料給油操作	<ul style="list-style-type: none"> タンクローリにより可搬型代替注水設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。 	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	—
直流電源の負荷切離操作	<ul style="list-style-type: none"> 早期の電源回復不能の確認後、中央制御室及び現場にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施する。 	所内常設直流電源設備	—	—
可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器圧力が 279kPa[gage]又はドライウエル雰囲気温度が ドライウエル設計温度である 171℃に近接したことを確認する。 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作を実施する。 	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	ドライウエル圧力* ドライウエル雰囲気温度* サプレッション・チェンバ圧力* 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 サプレッション・プール水位*

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.3.1-1 表 全交流動力電源喪失（長期 T B）における重大事故等対策について（4/4）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	・外部電源喪失の確認後，常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	緊急用 M/C 電圧
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	・早期の電源回復不能の確認後，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。	—	—	—
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	・常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，非常用母線 2 C 及び 2 D を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	M/C 2 C 電圧* M/C 2 D 電圧*
残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作	・非常用母線の受電後，残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止する。 ・残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施する。	残留熱除去系（低圧注水系）* 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）* 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）* 残留熱除去系海水系* サプレッション・プール* 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（S A 広帯域） 残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系海水系系統流量* 低圧代替注水系原子炉注水流量 サプレッション・チェンバ圧力* ドライウエル圧力* サプレッション・プール水温度*
使用済燃料プールの冷却操作	・代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。	—	—	—

■：有効性評価上考慮しない操作

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期 T B））（1/7）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：S A F E R 格納容器側：M A A P	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカ ート下端から+126cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300t/h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃 料	9×9 燃料（A型）	9×9 燃料（A型）と 9×9 燃料（B型）は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9×9 燃料（A型）を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 （燃焼度 33Gwd/t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定
格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定	

第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期 T B））（2/7）

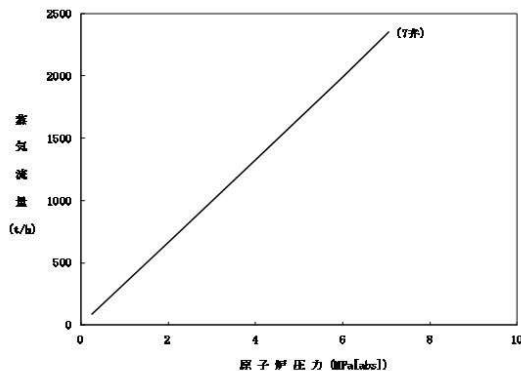
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウエル）	5,700m ³	設計値を設定
	格納容器体積 （ウェットウエル）	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水温 度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置 作動差圧	3.45kPa（ドライウエルーサプレ ッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
	外部水源の水温	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等による外部電源喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を設定 なお、交流動力電源は 24 時間使用できないことを想定し、この期間は交流動力電源の復旧及び代替交流動力電源には期待しない
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失することを想定

第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期 T B））（3/7）

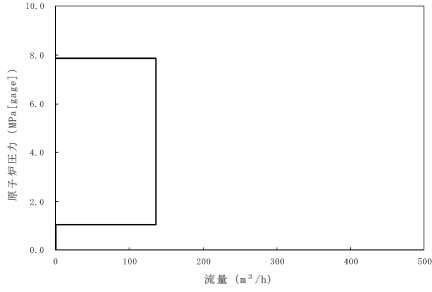
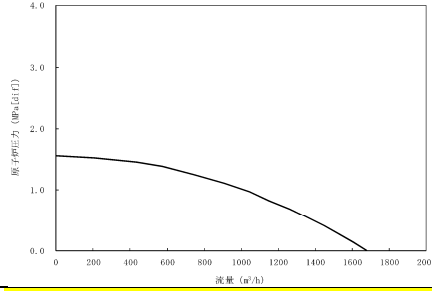
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル 3）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず、原子炉水位低（レベル 3）による原子炉スクラムを設定
	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し閉止することから、事象発生と同時に主蒸気隔離弁閉を設定
	再循環ポンプ	事象発生と同時に停止	外部電源喪失により駆動電源が喪失し全台停止することから、事象発生と同時に再循環ポンプ停止を設定

第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期 T B））（4/7）

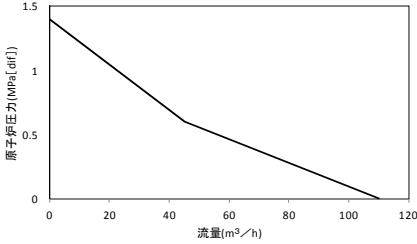
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし安全弁 （原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa [gage] ×2 個, 385.2t/h/個 8.10MPa [gage] ×4 個, 400.5t/h/個 8.17MPa [gage] ×4 個, 403.9t/h/個 8.24MPa [gage] ×4 個, 407.2t/h/個 8.31MPa [gage] ×4 個, 410.6t/h/個	設計値を設定 なお, 安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され, 原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため, 事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水操作を実施する事故シーケンスにおいては, 評価項目に対して厳しい条件となる
	逃がし安全弁 （原子炉手動減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放することによる原子炉減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係>	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定



第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期 T B））（5/7）

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	原子炉隔離時冷却系	<p>設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は、タービン回転数制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている</p> 
	残留熱除去系（低圧注水系）	<p>原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持し、原子炉注水停止中に格納容器除熱を実施</p> <p>最小流量特性</p> <ul style="list-style-type: none"> 注水流量：0m³/h～1,676m³/h 注水圧力：0MPa[dif]～1.55MPa[dif] <p>伝熱容量：約 43MW （サブプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）</p> <p>熱交換器の設計性能に基づき、残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定</p> 

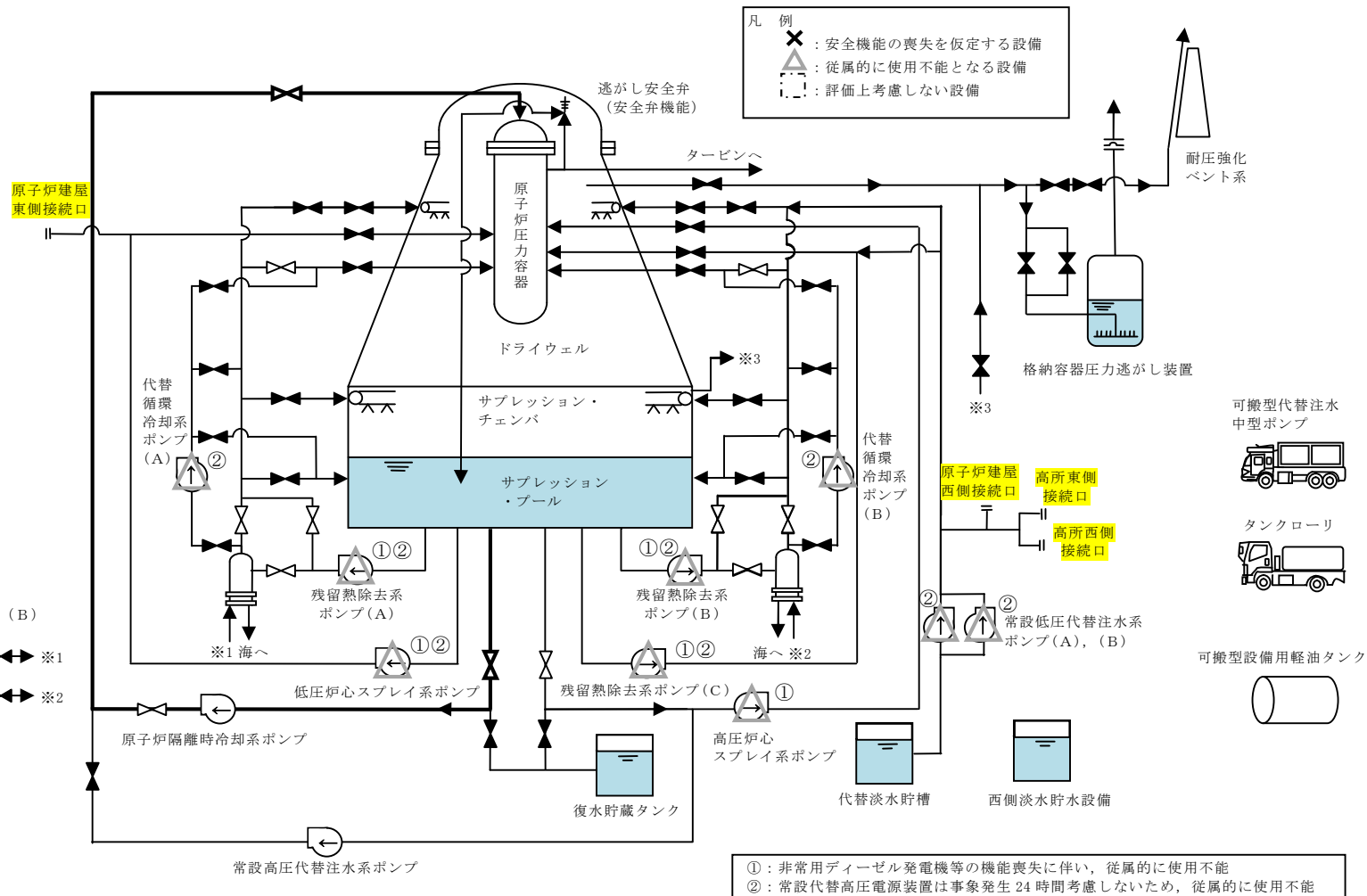
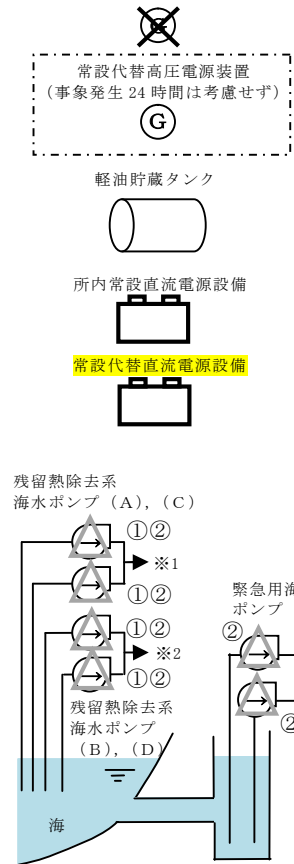
第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期 T B））（6/7）

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	低压代替注水系（可搬型）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持し、交流動力電源復旧後の事象発生から 24 時間 5 分後に停止 （原子炉注水単独時） 最小流量特性 ・注水流量：0m ³ /h～110m ³ /h ・注水圧力：0MPa[dif]～1.4MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 
		（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：50m ³ /h（一定）	設計に基づき、併用時の注入先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	格納容器圧力が 217kPa[gage]に到達した場合は停止し、279kPa[gage]に到達した場合に再開し、交流動力電源復旧後の事象発生から 24 時間 5 分後に停止 スプレイ流量：130m ³ /h（一定）	格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系） 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）	格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達した時点でサブプレッション・プール冷却運転に切替え スプレイ流量：1.9×10 ³ m ³ /h （95%：ドライウエル，5%：サブプレッション・チェンバ） 伝熱容量：約 43MW （サブプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）	設計値を設定 熱交換器の設計性能に基づき、残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定

第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期 T B））（7/7）

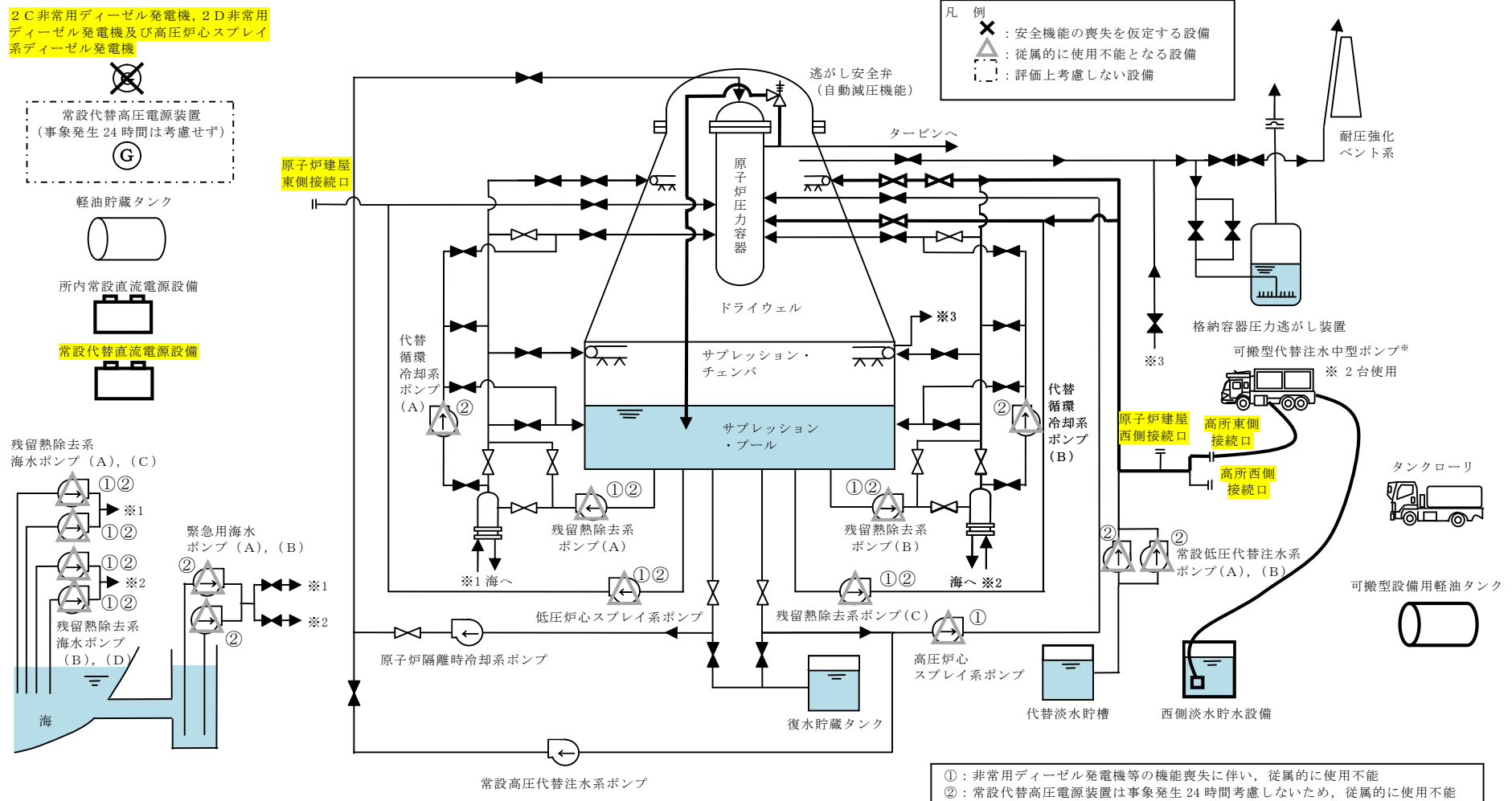
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	本事故シーケンスの前提条件として設定	
	直流電源の負荷切離操作	本事故シーケンスの前提条件として設定	
	逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）	事象発生から 8 時間 1 分後	実際には、低圧で注水可能な系統（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型））が準備できた時点でサブプレッション・プール水温度が熱容量制限を超過している場合は原子炉減圧操作を実施するが、余裕時間を確認する観点で 8 時間後に可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了するものとし、原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定
	可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作	格納容器圧力 279kPa[gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮し設定
	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作	事象発生から 24 時間 10 分後	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定

2 C 非常用ディーゼル発電機, 2 D 非常用ディーゼル発電機及び高压炉心スプレィ系ディーゼル発電機

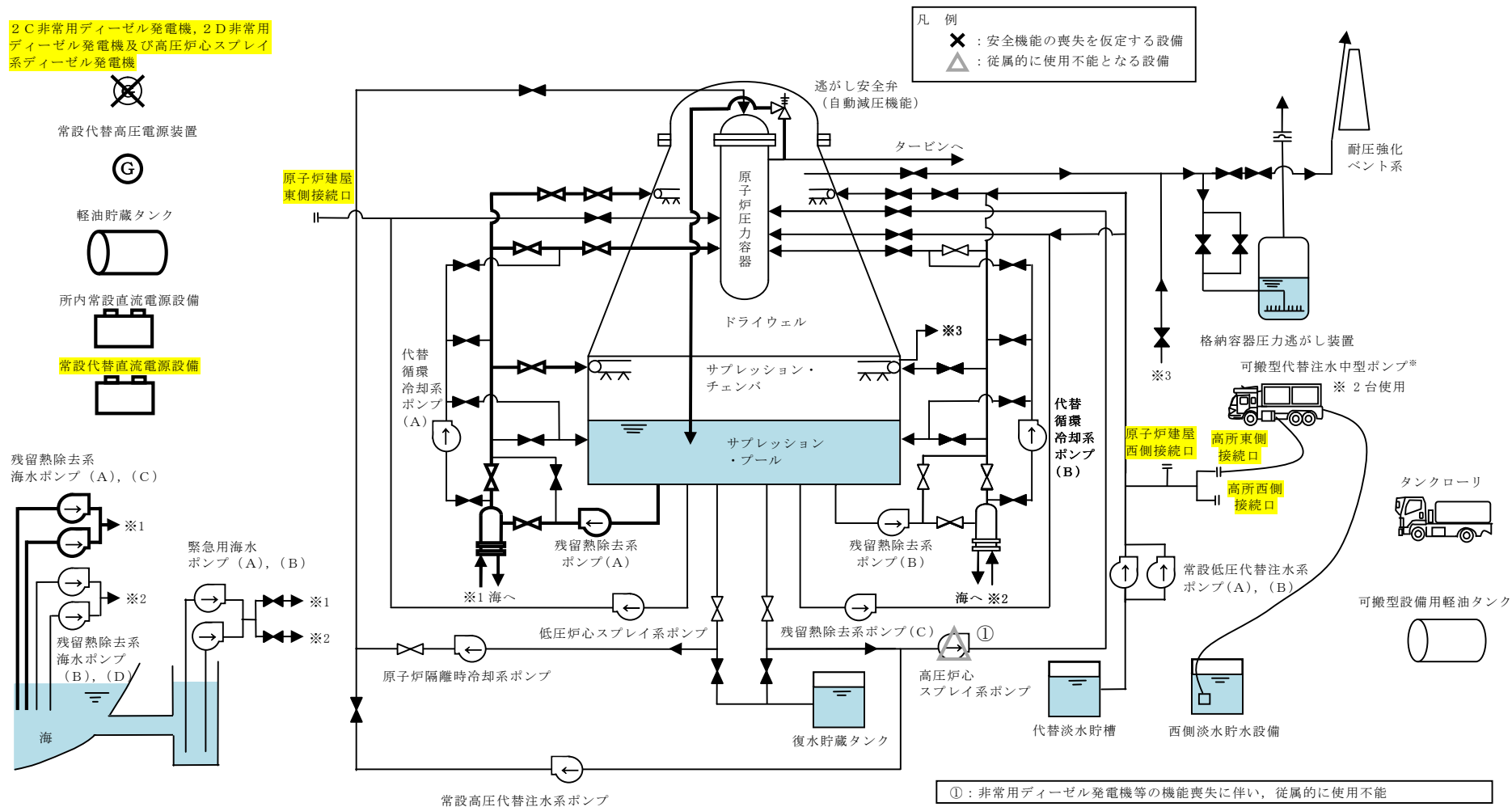


第 2.3.1-1 図 全交流動力電源喪失 (長期 T B) 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)

(原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階)

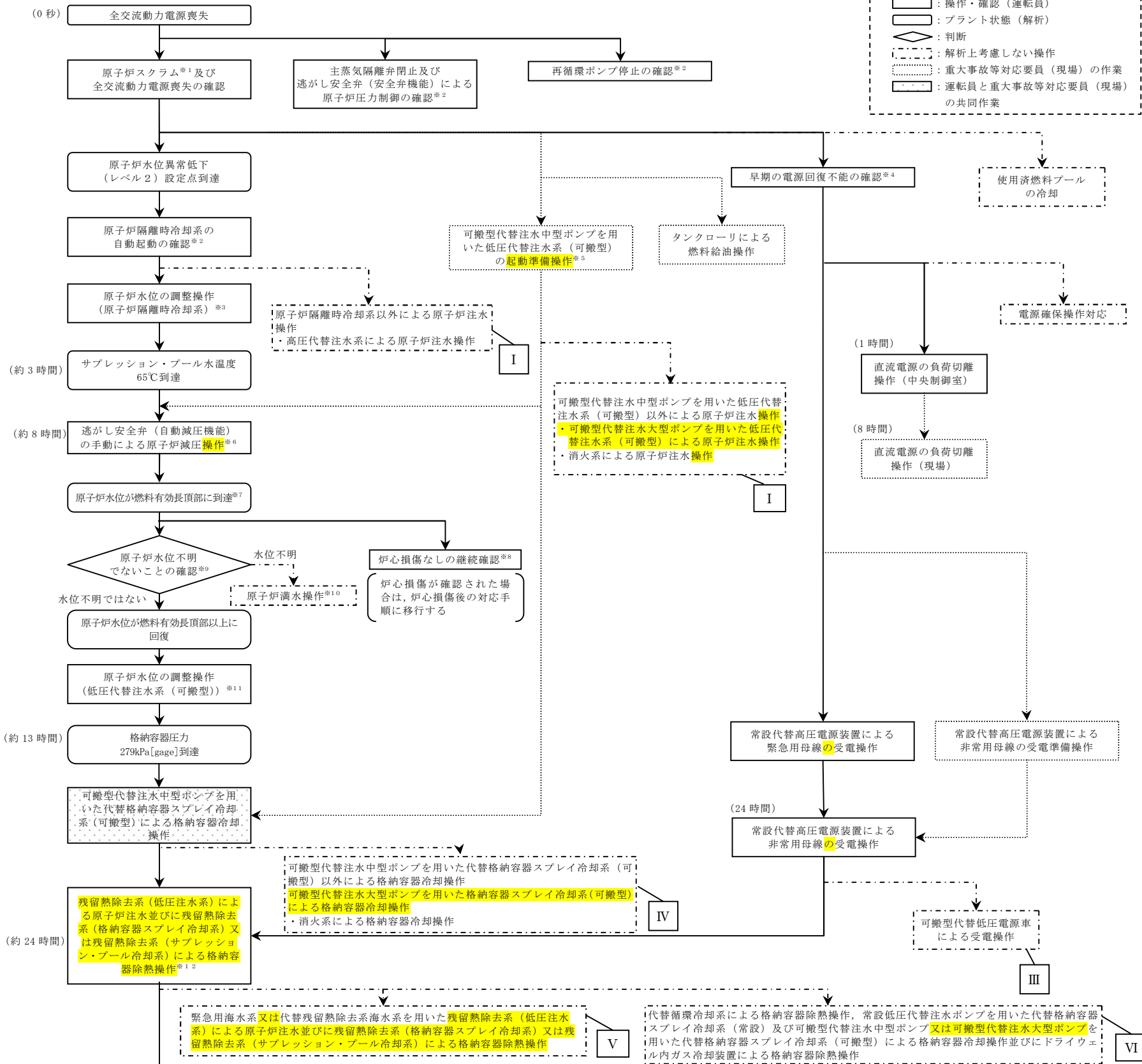


第 2.3.1-1 図 全交流動力電源喪失（長期 T B）時の重大事故等対策の概略系統図（2/3）
 （可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水
 及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却段階）



第 2.3.1-1 図 全交流動力電源喪失（長期 T B）時の重大事故等対策の概略系統図（3/3）
 （残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階）

(解析上の時刻)



凡例

- 操作・確認 (運転員)
- プラント状態 (解析)
- 判断
- 解析上考慮しない操作
- 重大事故等対応要員 (現場) の作業
- 運転員と重大事故等対応要員 (現場) の共同作業

残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水を継続することで、原子炉水位を維持し、残留熱除去系 (格納容器スプレィ冷却系) 又は残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱を継続する。また、原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し、機能喪失している設備の復旧に努めるとともに、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) に切り替え、冷温停止状態とする。

- 【有効性評価の対象としていないが他に取得手段】
- I 高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。
 - II 技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) 及び消火系 (ディーゼル駆動) による原子炉注水も実施可能である。
 - III 電源容量により使用できる設備が限られるが、常設代替高圧電源装置が使用できない場合は可搬型代替低圧電源車により受電する。
 - IV 技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる代替注水大型ポンプを用いた格納容器スプレィ冷却系 (可搬型) 及び消火系 (ディーゼル駆動) による格納容器冷却も実施可能である。
 - V 緊急用海水系を用いた残留熱除去系の使用も可能である。
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系の使用も可能である。
 - VI 代替循環冷却系による格納容器除熱、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系 (常設) 及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却も実施可能である。
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる代替注水大型ポンプを用いた格納容器スプレィ冷却系 (可搬型)、消火系及び補給水系による格納容器冷却も実施可能である。
また、格納容器冷却等ができない場合、ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。

※1 原子炉スクラムは、中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
 ※2 中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ吐出圧力、系統流量、原子炉水位 (広帯域)、原子炉圧力等にて確認する。
 ※3 原子炉隔離時冷却系により、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持する。
 ※4 中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。
 ※5 全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失を確認した場合は、速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備を開始する。なお、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) 及び代替格納容器スプレィ冷却系 (可搬型) には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
 ※6 サプレッション・プール水温度がサブプレッション・プール熱容量制限 (原子炉が高压の場合は65℃) に到達又は超過した場合は、低圧で原子炉注水可能な系統又は低圧代替注水系1系統以上起動できた後に原子炉減圧操作を実施する。また、実際の操作では、原子炉圧力が低下し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが、評価上は可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) のみによる水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
 ※7 原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は、格納容器雰囲気監視系により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
 ※8 炉心損傷は、以下により判断する。(炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行)
 ・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故 (原子炉冷却材喪失) 相当の10倍以上
 なお、格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 及び (S/C) による炉心損傷発生判断ができない場合は、原子炉圧力容器温度により判断する。
 ※9 原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため、原子炉水位不明でないことを確認する。
 原子炉水位不明は、以下のいずれかにより判断する。
 ・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
 ・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
 ・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
 ※10 原子炉水位不明の場合は、原子炉圧力容器を満水とし、原子炉圧力とサブプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで、原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
 ※11 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) により、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持する。
 ※12 残留熱除去系は、原子炉水位低 (レベル3) 設定点にて残留熱除去系 (低圧注水系) に切り替え、原子炉水位高 (レベル8) 設定点にて残留熱除去系 (格納容器スプレィ冷却系) 又は残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) に切り替える。

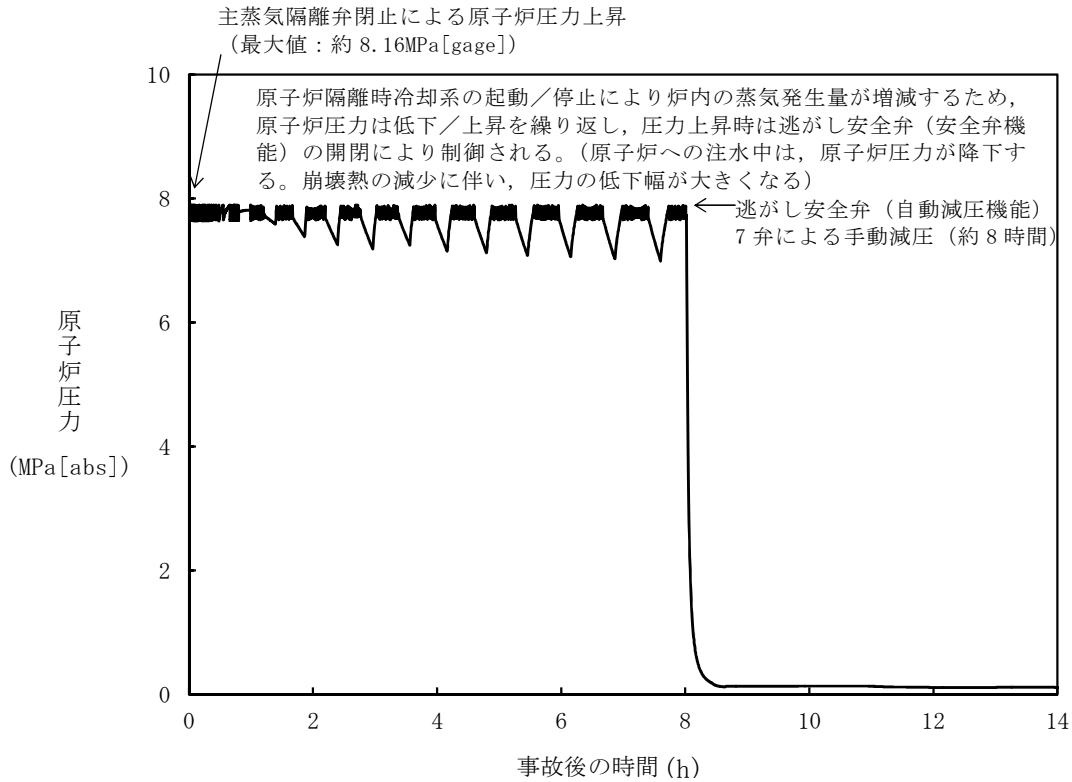
第 2.3.1-2 図 全交流動力電源喪失 (長期TB) の対応手順の概要

				経過時間（分）												備考		
				0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110		120	
操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			操作の内容	事象発生 原子炉スクラム プラント状況判断 1時間 直流電源の負荷切離操作（中央制御室）													
	責任者	当直発電長	1人		中央監視 運転操作指揮													
	補佐	当直副発電長	1人		運転操作指揮補佐													
	指揮者等	災害対策要員 (指揮者等)	4人		初動での指揮 発電所内外連絡													
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)														
状況判断	2人 A, B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●外部電源喪失の確認 ●再循環ポンプ停止の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力制御の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認 	10分													
原子炉水位の調整 操作（原子炉隔離 時冷却系）	【1人】 A	-	-	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持													
早期の電源回復不 能の確認	【1人】 A	-	-	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	1分													
	【1人】 B	-	-	●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	2分													
電源確保操作対応	-	-	2人 a, b	●電源回復操作	適宜実施												解析上考慮しない	
所内常設直流電源 設備による非常用 所内電気設備への 給電操作（不要負 荷の切離操作）	【1人】 B	-	-	●不要負荷の切離操作（中央制御室）	6分													
可搬型代替注水中 型ポンプを用いた 低圧代替注水系 （可搬型）の起動 準備操作	-	-	8人 c~j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	170分													
	-	3人 C, D, E	3人 k, l, m	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の系統構成操作	125分													

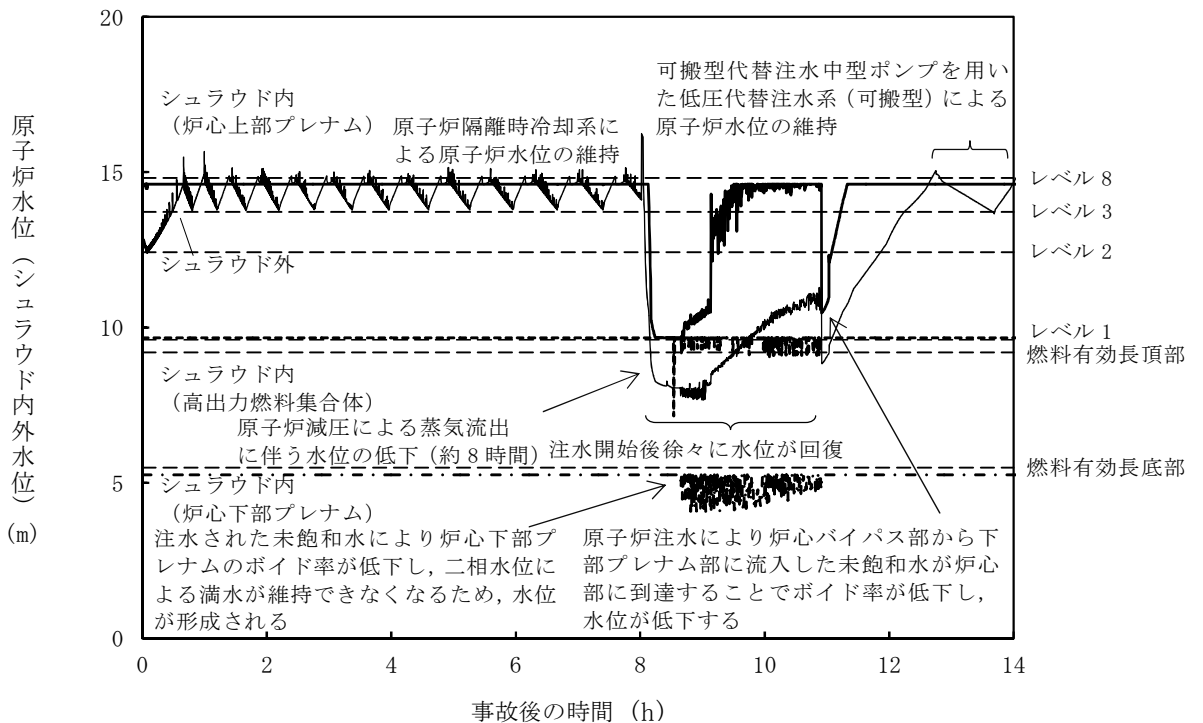
第 2.3.1-3 図 全交流動力電源喪失（長期TB）の作業と所要時間(1/2)

				全交流動力電源喪失（長期TB）																	
操作項目	実施箇所・必要員数			操作の内容	経過時間（時間）																備考
	当直運転員 （中央制御室）	当直運転員 （現場）	重大事故等対応員 （現場）		4	8	12	16	20	24	28	32	36	40							
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	-	-	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	8時間 直流電源の負荷切離操作（現場） 8時間1分 原子炉減圧開始 約13時間 格納容器圧力279kPa[gage]到達 24時間 非常用母線受電 24時間10分 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイの交互運転開始																
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	-	-	8人 c~j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	170分																
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	-	-	【2人】 c, d	●可搬型代替注水中型ポンプの起動操作	起動後、適宜監視																
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の系統構成操作	-	3人 C, D, E	3人 k, l, m	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の系統構成操作	125分																
タンクローリによる燃料給油操作	-	-	2人 （参集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作 ●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作	90分																タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから給油
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作	【1人】 B	-	-	●逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動開放操作	1分																
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	-	【2人】 C, D	2人 （参集）	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の調整操作	系統構成後、適宜流量調整																
所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電操作（不要負荷の切離操作）	-	【1人】 E	【1人】 k	●不要負荷の切離操作（現場）	50分																
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	-	-	●非常用母線の受電準備操作（中央制御室）	35分																
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	-	【1人】 E	【1人】 k	●非常用母線の受電準備操作（現場）	75分																
可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作	-	【1人】 E	【3人】 k, l, m 2人 （参集）	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却の系統構成操作 ●可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却の流量調整操作	175分																
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	-	-	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	4分																
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	-	-	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動操作 ●非常用母線の受電操作	8分 5分																
残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作	【1人】 B	-	-	●残留熱除去系海水系の起動操作 ●残留熱除去系の起動操作 ●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱の交互運転操作	4分 2分																原子炉水位高（レベル8）設定点にて格納容器スプレイ又はサブプレッション・プール冷却への切替操作を実施し、原子炉水位低（レベル3）設定点にて原子炉注水への切替操作を実施
使用済燃料プールの冷却操作	-	【1人】 C	【1人】 （参集）	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施																解析上考慮しないスロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	-	-	●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作	20分 15分																解析上考慮しない約25時間後までに実施する
必要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	13人 a~m 及び参集6人																		

第 2.3.1-3 図 全交流動力電源喪失（長期TB）の作業と所要時間（2/2）

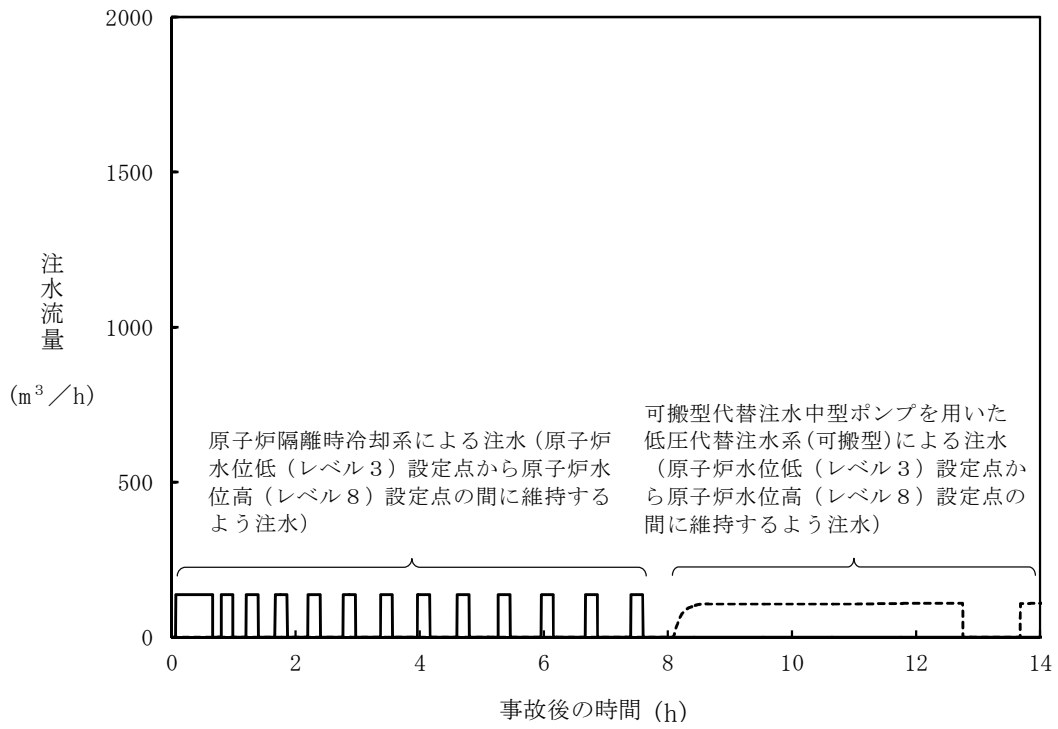


第 2.3.1-4 図 原子炉圧力の推移

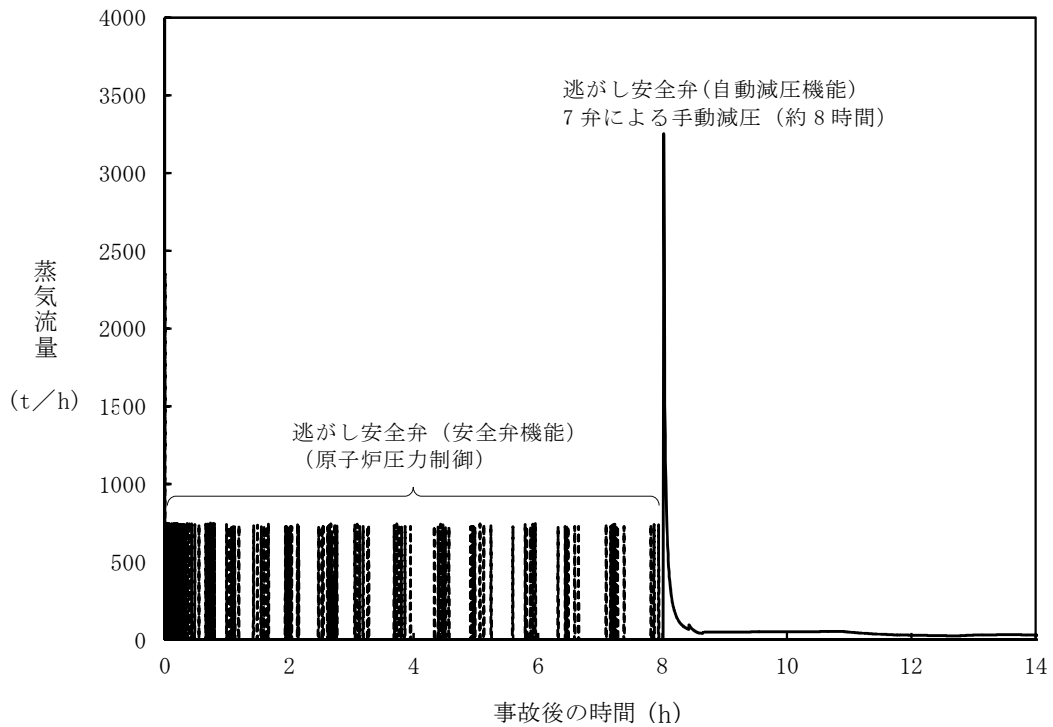


第 2.3.1-5 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移※

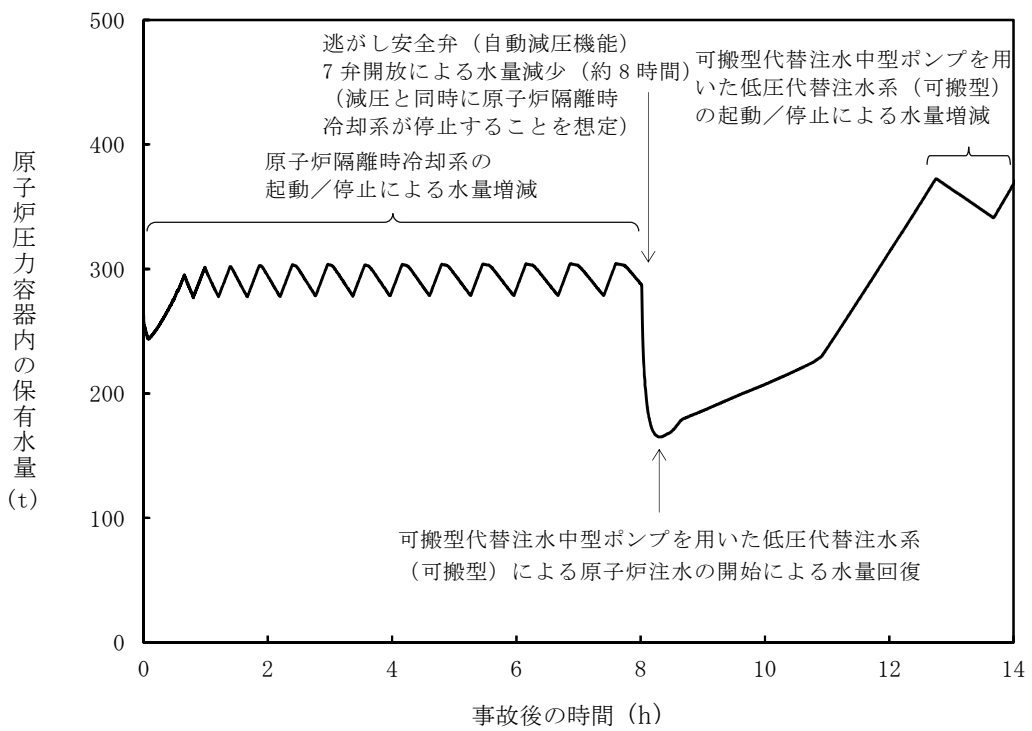
※ シュラウド内外水位はボイドを含む場合、二相水位を示している。



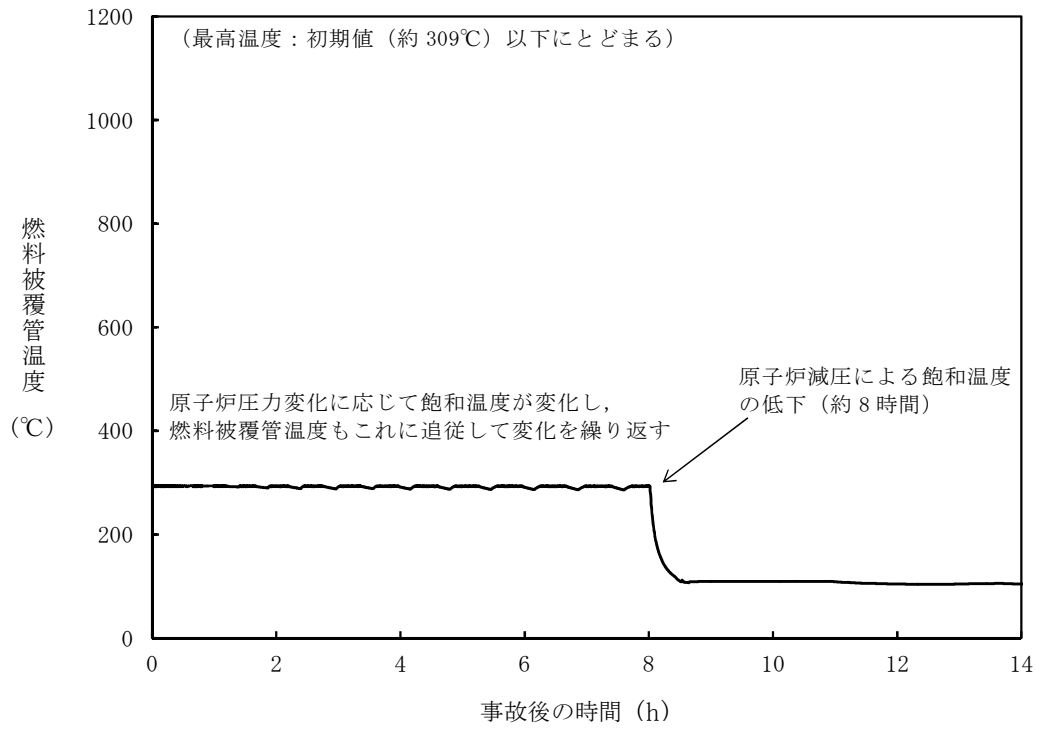
第 2.3.1-6 図 注水流量の推移



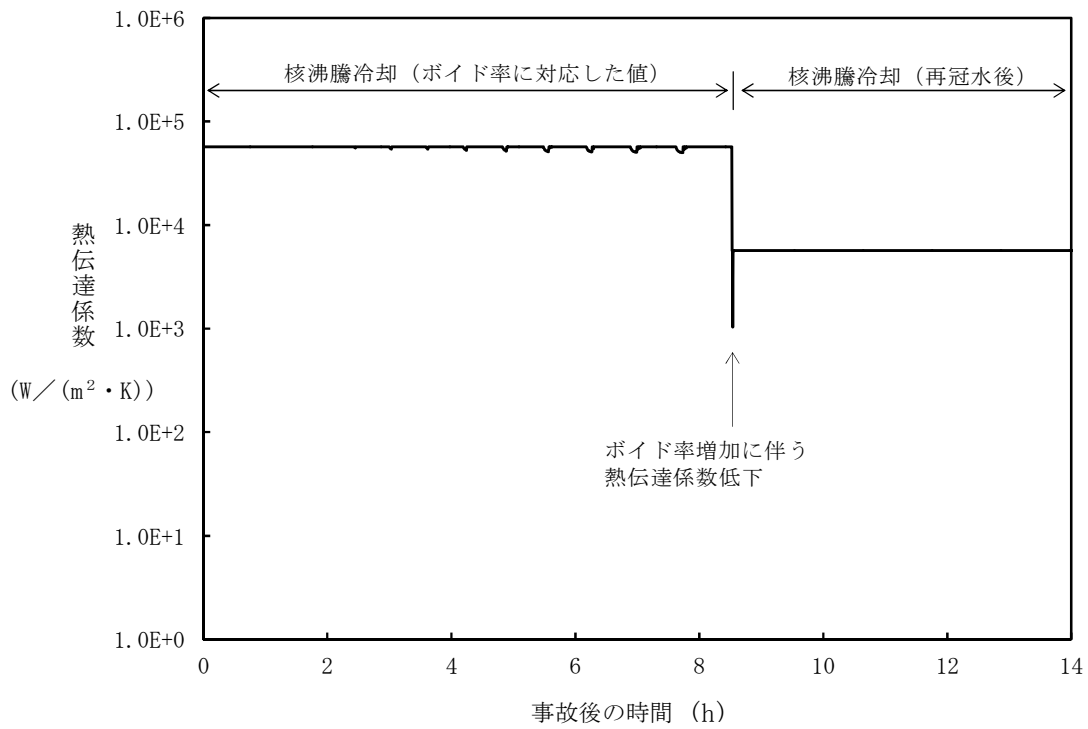
第 2.3.1-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



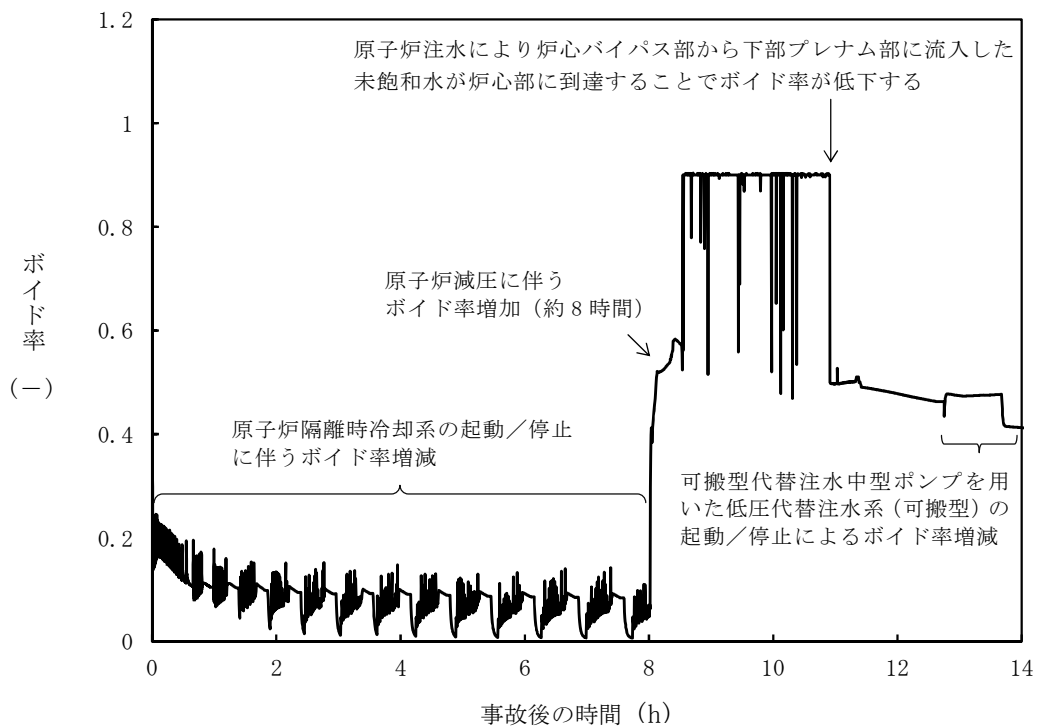
第 2.3.1-8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



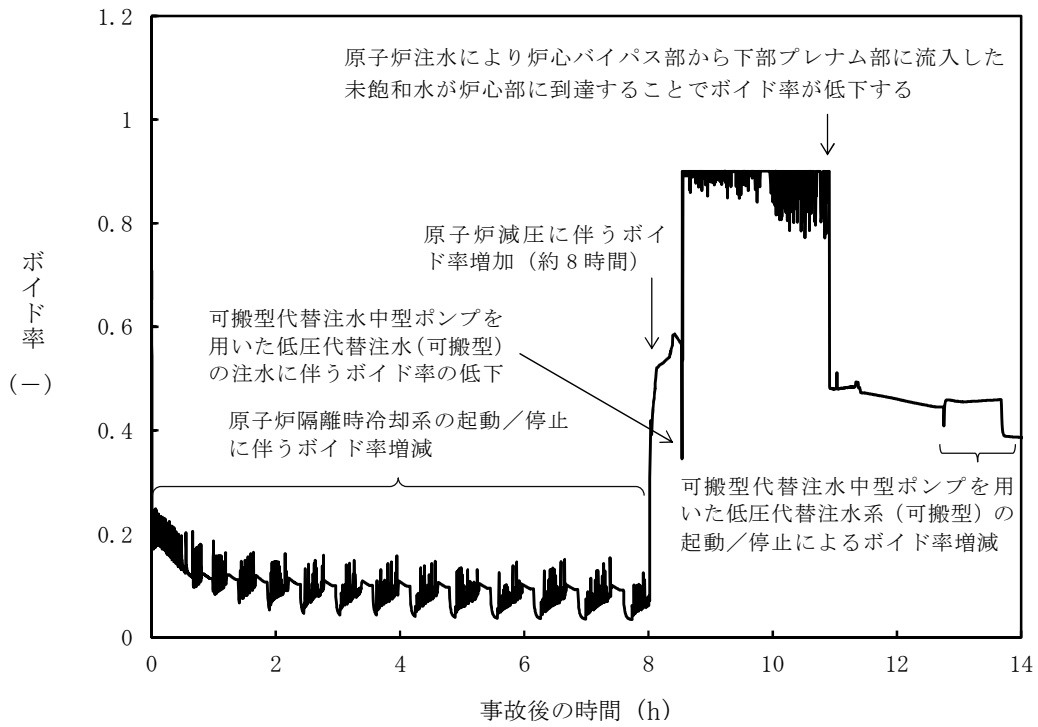
第 2.3.1-9 図 燃料被覆管温度の推移



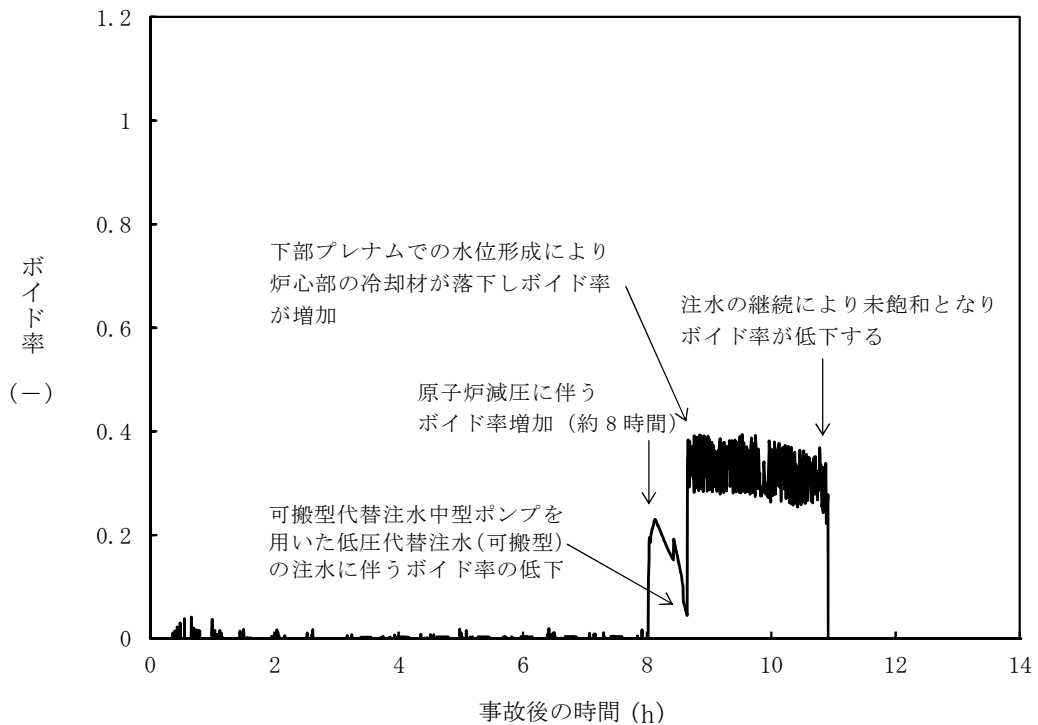
第 2.3.1-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



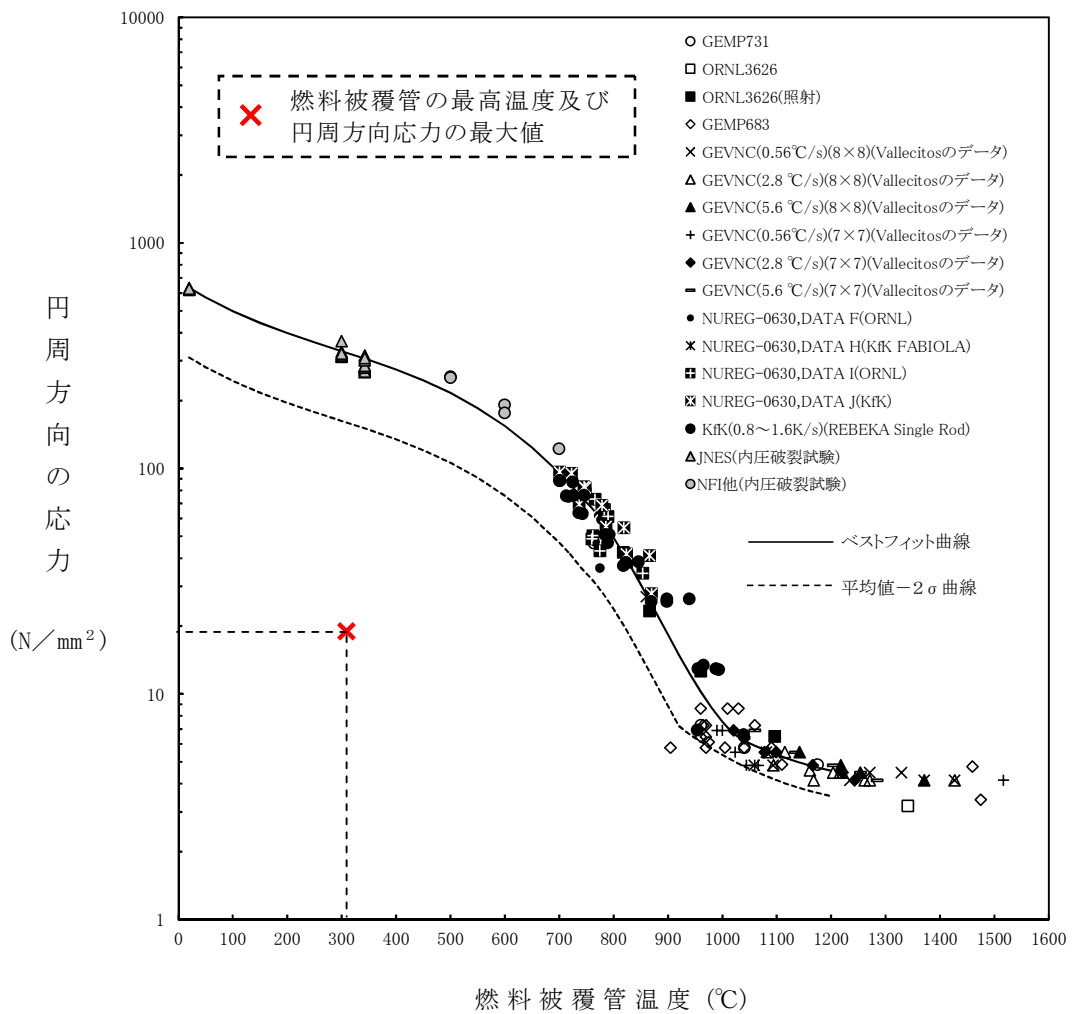
第 2.3.1-11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



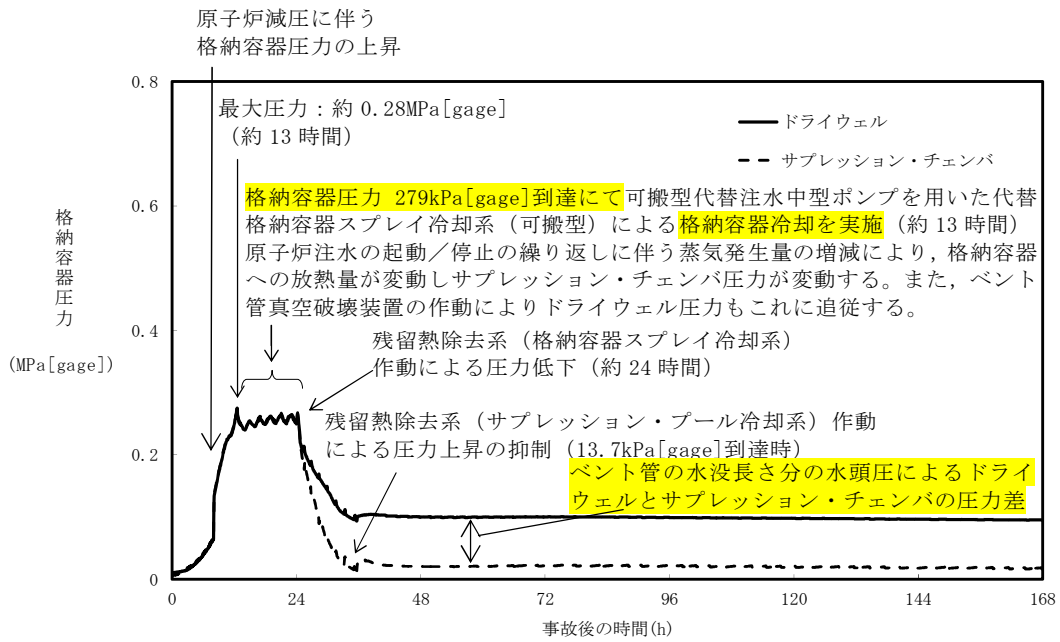
第 2.3.1-12 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



第 2.3.1-13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

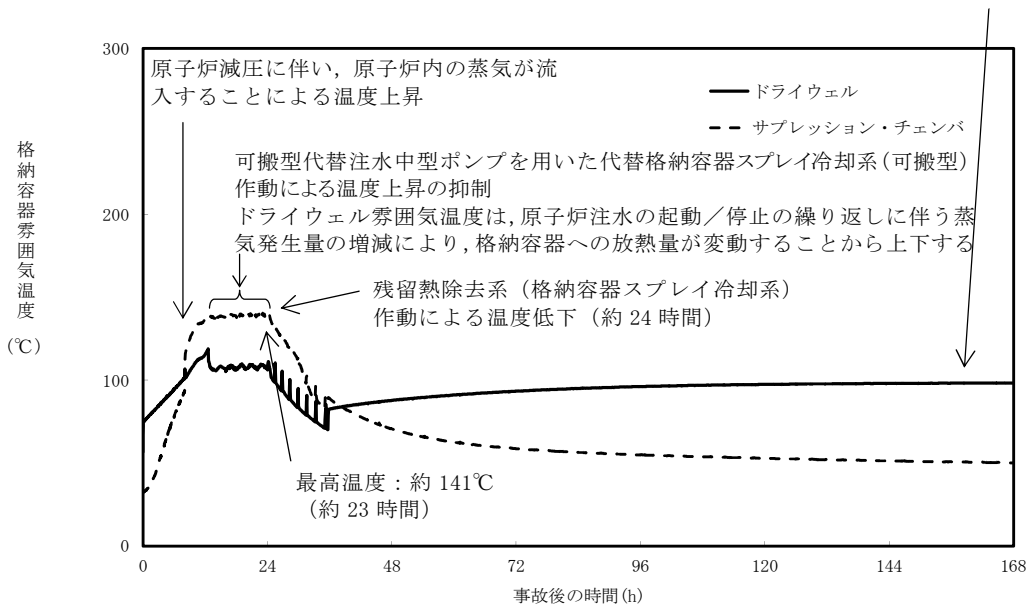


第 2.3.1-14 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と
燃料被覆管の円周方向の応力の関係

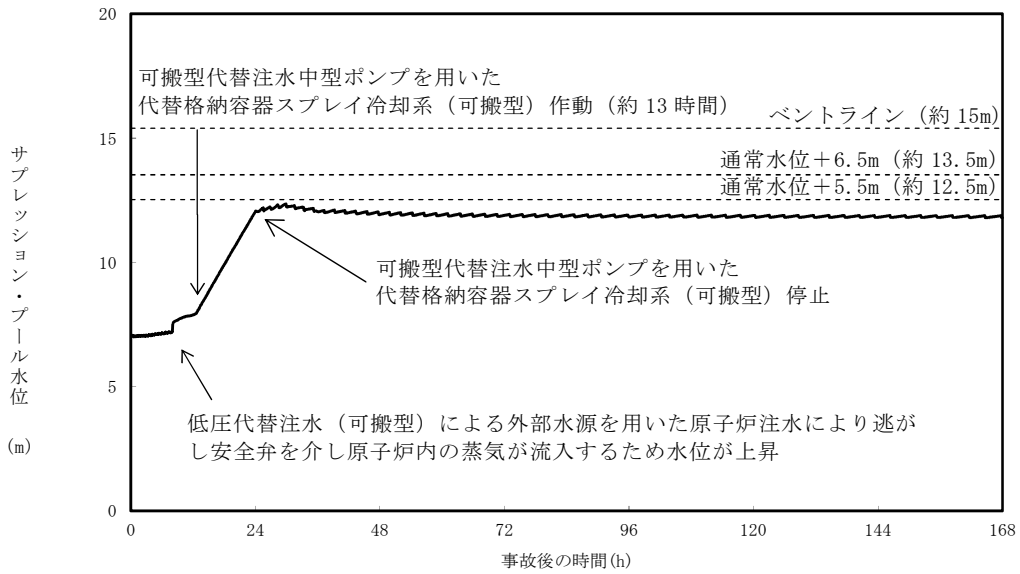


第 2.3.1-15 図 格納容器圧力の推移

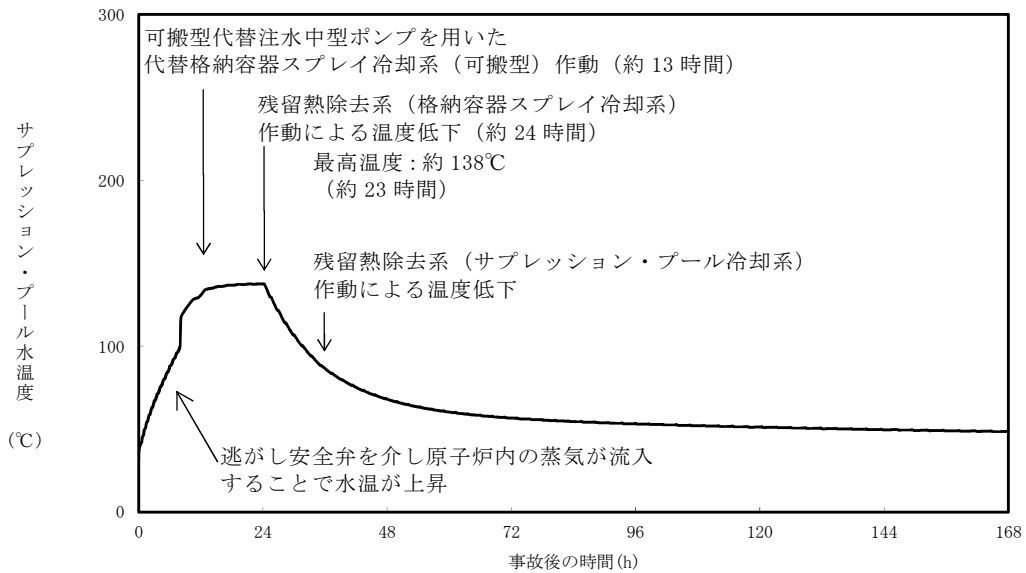
残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) への切替後、原子炉圧力容器からの放熱の影響により上昇傾向となるが、原子炉減圧後の原子炉圧力容器温度より若干低い温度 (100℃程度) で平衡状態となる



第 2.3.1-16 図 格納容器雰囲気温度の推移



第 2.3.1-17 図 サプレッション・プール水位の推移



第 2.3.1-18 図 サプレッション・プール水温度の推移

逃がし安全弁作動用の窒素の供給について

1. 逃がし安全弁について

逃がし安全弁は、原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧を防止するため格納容器内の主蒸気管に設置されている。排出した蒸気は排気管によりサプレッション・プール水中に導き凝縮するようにしている。逃がし安全弁はバネ式（アクチュエータ付）で、アクチュエータにより逃がし弁として作動させることもできるバネ式安全弁である。すなわち、逃がし安全弁はバネ式の安全弁に外部から強制的に開閉を行うアクチュエータを取り付けたもので、蒸気圧力がスプリングの設定圧力に達すると自動開放するほか、外部信号によってアクチュエータのピストンに窒素ガスを供給して弁を強制的に開放することができる。逃がし安全弁は 18 個からなり、次の機能を有している。

(1) 逃がし弁機能

逃がし安全弁は、原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧を防止するため、原子炉圧力が設定圧力に到達した場合に信号を発信し、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。18 個の逃がし安全弁は、全てこの機能を有している。

(2) 安全弁機能

逃がし安全弁は、原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧を防止するため、逃がし弁機能のバックアップとして、圧力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に対しても、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。18 個の逃がし安全弁は、全てこの機能を有している。

(3) 自動減圧機能

自動減圧機能（以下「ADS機能」という。）は、非常用炉心冷却系の一部であり、「原子炉水位異常低下（レベル1）」及び「ドライウェル圧力高」のAND信号に120秒の時間遅れ後、低圧注水系が運転状態であることによりピストンを駆動して弁を強制的に開放し、LOCA時等に原子炉圧力をすみやかに低下させて、低圧注水系の早期の注水をうながす。18個の逃がし安全弁のうち、7個がこの機能を有している。

(4) その他の機能

原子炉停止後、熱除去源としての復水器が何らかの原因で使用不能な場合に、崩壊熱により発生した蒸気を除去するため、中央制御室からの遠隔手動操作で弁を開放し、原子炉圧力を制御することができる。18個の逃がし安全弁は、全てこの機能を有している。

第1表に、逃がし安全弁の吹出し圧力を示す。

第1表 逃がし安全弁の逃がし弁機能及び安全弁機能の吹出し圧力

(逃がし弁機能の吹出し圧力)

吹出し圧力 (MPa[gage])	弁個数	容量／個 (t/h)	備考 ^{※1}
7.37	2	354.6	D, N
7.44	4	357.8	E, G, P, U
7.51	4	361.1	H, J, M, V
7.58	4	364.3	A, C, F, S
7.65	4	367.6	B, K, L, R

(安全弁機能の吹出し圧力)

吹出し圧力 (MPa[gage])	弁個数	容量／個 (t/h) ^{※2}	備考 ^{※1}
7.79	2	385.2	D, N
8.10	4	400.5	E, G, P, U
8.17	4	403.9	H, J, M, V
8.24	4	407.2	A, C, F, S
8.31	4	410.6	B, K, L, R

※1：囲み文字は、逃がし安全弁 (自動減圧機能) を示す。

※2：吹出し圧力×1.03 において

2. 逃がし安全弁の作動用の窒素の供給について

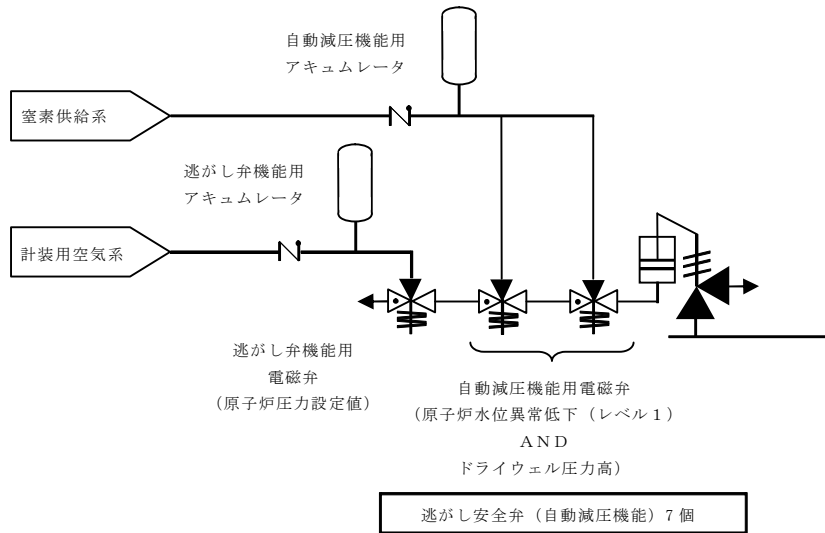
逃がし安全弁の機能のうち、バネ式の安全弁機能以外の「逃がし弁機能」、
「自動減圧機能」及び「その他の機能」は、弁の開閉のために窒素を供給し
てアクチュエータを作動させる。第2表に逃がし安全弁（自動減圧機能）及
びその他の逃がし安全弁の動作回数及びアキュムレータ容量を示す。

第2表 逃がし安全弁の動作回数（外部からの窒素供給なしの場合）

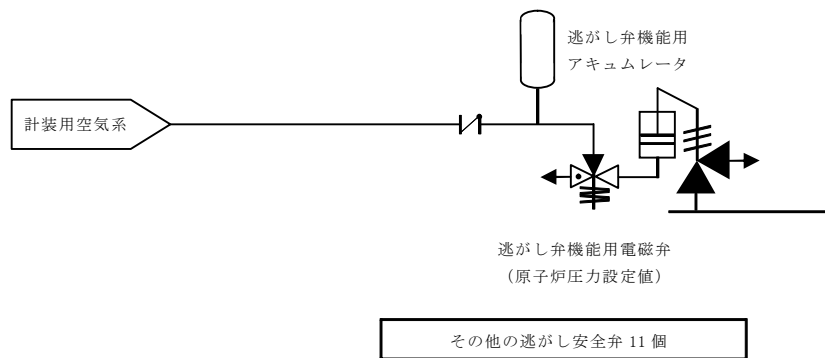
	動作回数	使用する アキュムレータ	概略図
逃がし安全弁 (自動減圧機能)	1回 (ドライウエル最高使用圧力 (310kPa[gage])) 又は 5回 (ドライウエル通常圧力 (13.7kPa[gage]) 以下)	ADS 機能用 アキュムレータ (250 リットル)	第1図 参照
	1回 (ドライウエル通常圧力 (13.7kPa[gage]) 以下)	逃がし弁機能用 アキュムレータ (8.5 リットル)	
その他の 逃がし安全弁	1回 (ドライウエル通常圧力 (13.7kPa[gage]) 以下)	逃がし弁機能用 アキュムレータ (8.5 リットル)	第2図 参照

逃がし安全弁のアクキュムレータへ窒素ガスを供給する設備は、常用系と非常系から構成されている。常用系はフィルタ、減圧弁等で構成され、窒素ガスは不活性ガス系より供給される。非常系は非常用窒素供給系高圧窒素ポンペ、減圧弁等から構成され、独立したA系、B系の2系列からなる非常用窒素供給系より供給される。また、常用系と非常系との間にはタイラインを設け、通常時は非常系へも常用系の不活性ガス系から供給される。第3図に系統構成図を示す。

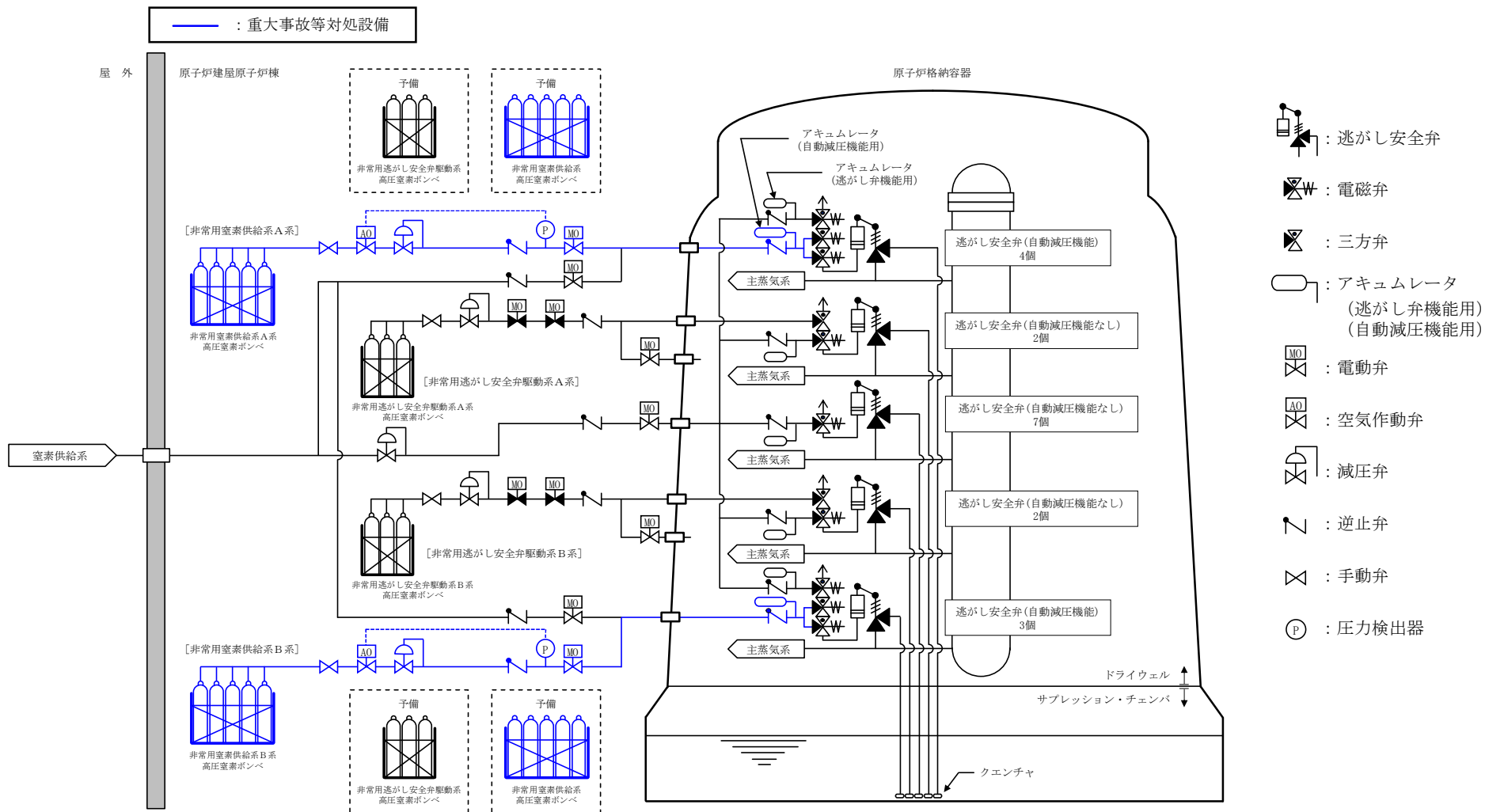
LOCA後等の長期冷却時には、逃がし安全弁（自動減圧機能）のアクキュムレータに窒素ガスを供給する。このとき、常用系が健全であれば常用系から供給するが、常用系が機能を喪失した場合は、非常用窒素供給系高圧窒素ポンペから供給する。



第 1 図 逃がし安全弁（自動減圧機能）概略図



第 2 図 その他の逃がし安全弁概略図



- : 逃がし安全弁
- : 電磁弁
- : 三方弁
- : アキュムレータ
(逃がし弁機能用)
(自動減圧機能用)
- : 電動弁
- : 空気作動弁
- : 減圧弁
- : 逆止弁
- : 手動弁
- : 圧力検出器

第3図 非常用窒素供給系 系統概要図

高压窒素ポンベの容量は、逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁（A系4弁，B系3弁）を開弁させた後，7弁を7日間開保持させるために必要な窒素ガスを基に，必要ポンベ本数を確保している。

1系列当りの必要ポンベ個数は以下のとおり。

【窒素ガス消費量】

非常用窒素供給系1系列を重大事故等の供給圧力まで加圧するための消費量	:	1,880[NL]
逃がし安全弁（自動減圧機能）4弁を作動するための消費量	:	970[NL]
逃がし安全弁（自動減圧機能）4弁を7日間開保持するための消費量	:	19,032[NL]
		合計 : 21,882[NL]

【高压窒素ガスポンベによる供給量】

$$\begin{aligned}
 S_b &= \frac{(P_1[\text{MPa}(\text{abs})] - P_2[\text{MPa}(\text{abs})])}{P_N[\text{MPa}(\text{abs})]} \times V_b[\text{L/本}] \times M[\text{本}] \\
 &= \frac{(P_1[\text{MPa}[\text{abs}]] - P_2[\text{MPa}[\text{abs}]])}{0.101325[\text{MPa}[\text{abs}]]} \times V_b \left[\frac{\text{L}}{\text{本}} \right] \times M[\text{本}] \\
 &= \frac{(14.8[\text{MPa}[\text{abs}]] - 5.1[\text{MPa}[\text{abs}]])}{0.101325[\text{MPa}[\text{abs}]]} \times 46.7 \left[\frac{\text{L}}{\text{本}} \right] \times M[\text{本}] \\
 &= 4,471[\text{NL/本}] \times M[\text{本}]
 \end{aligned}$$

ここで，

S_b : 高压窒素ポンベ供給量 [NL]

P_1 : 高压窒素ポンベ初期充填圧力 = 14.8 [MPa (abs)]

P_2 : 高圧窒素ポンベ交換圧力=5.1 [MPa (abs)]

P_N : 大気圧=0.101325 [MPa (abs)]

V_b : 高圧窒素ポンベ容量 (46.7[L/個])

M : 高圧窒素ポンベ必要個数[個]

開保持するために必要な窒素ガス消費量より多い供給量(S_b)が必要であり,

$$S_b > 21,882$$

上記の関係式より

$$4,471 \times M > 21,882$$

$$M > 4.7 \text{ [個]} \rightarrow 5 \text{ [個]}$$

非常用窒素供給系(A系:5個, B系:5個)及び予備の高圧窒素ポンベ(10個)ともに必要容量を確保している。

3. 逃がし安全弁の原子炉圧力制御に係る解析と実際の運用の違い

有効性評価では、逃がし安全弁（安全弁機能）の最低設定圧力（7.79MPa [gage]）で原子炉を圧力制御することを前提に解析しているが、実際の運用としては、サプレッション・プール水温度の上昇を周方向で均一にするために、運転手順に基づき温度を監視しながらなるべく離れた排気管クエンチャ位置の逃がし安全弁を順次開放することとしている。また、逃がし安全弁（自動減圧機能）のみに限定しても同様の操作が可能である。なお、逃がし安全弁（安全弁機能）の最低設定圧力の弁2弁のみで圧力制御される場合においても、第4図に示すとおり当該弁は対角位置に設置されていることから、原子炉から放出される蒸気が1箇所に偏らないように考慮されている。

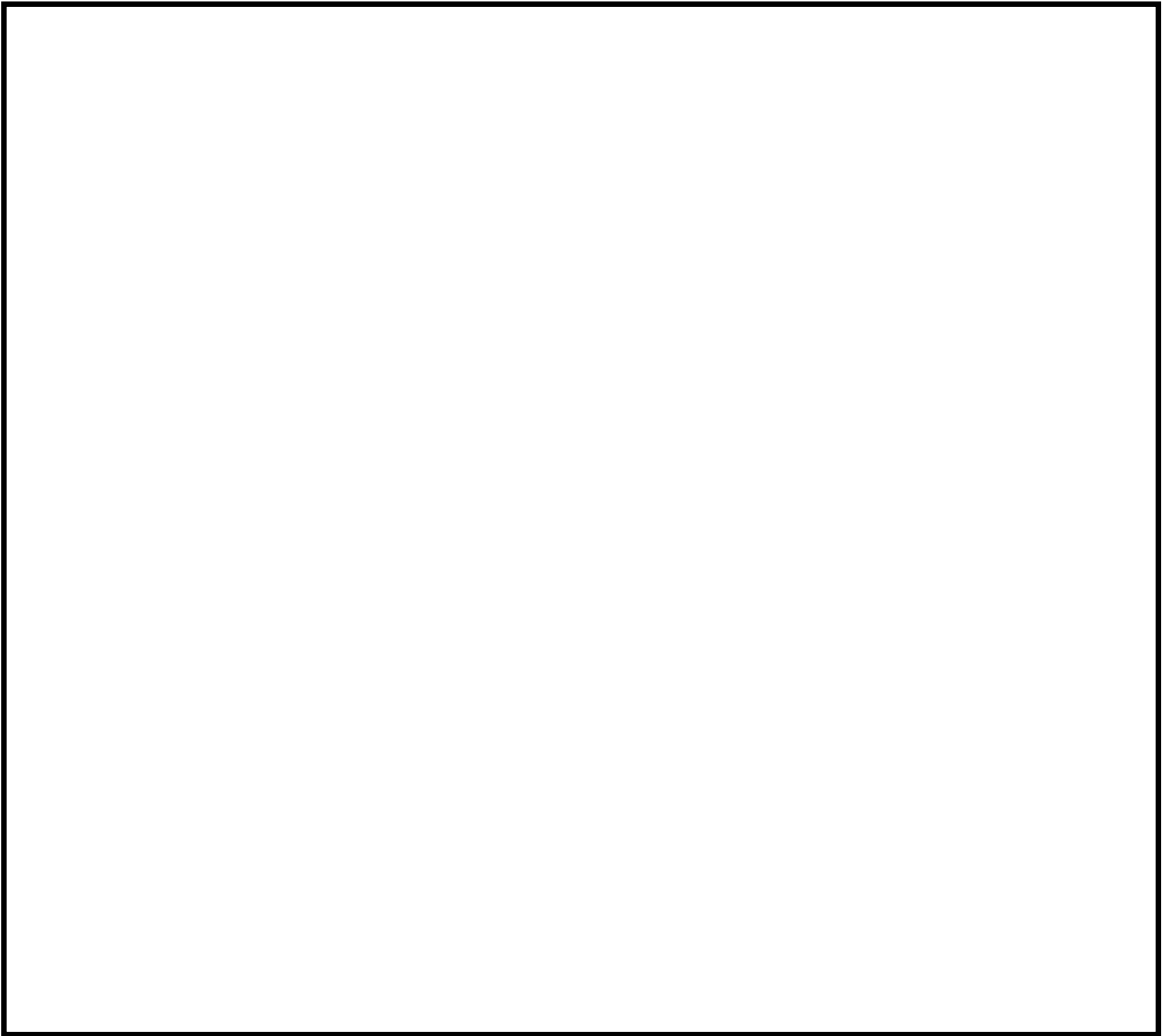
4. 原子炉圧力制御に係るサプレッション・プールの温度成層化の影響

「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 別添1（補足）圧力抑制プール（S/C）の温度成層化の影響について」（以下「解析コード資料」という。）にて、温度成層化の発生の可能性について、福島事故を踏まえた考察をまとめている。

第4図及び第5図に示すとおり、東海第二発電所の逃がし安全弁の排気管のクエンチャ（Xクエンチャ）及び原子炉隔離時冷却系の排気スパージャの位置関係は解析コード資料で参照した福島第二原子力発電所4号炉と同様な位置関係である。また、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」のように、原子炉隔離時冷却系の間欠運転によって原子炉水位を維持しつつ、逃がし安全弁で原子炉圧力の制御を実施する場合には、原子炉隔離時冷却系が停止している間の逃がし安全弁の動作に伴う攪拌効果により、サプレッション・プールの温度成層化の発生の可能性は小さくなる。

一方、原子炉隔離時冷却系を停止し、逃がし安全弁による原子炉減圧状態

を維持して低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水を実施する場合には、温度成層化の発生の可能性はあるが、逃がし安全弁クエンチャの排気口はサプレッション・チェンバの底部から約 2.2m 程度の下部の位置に設置されていることから、この付近を境に上下の温度差が発生したとしても、サプレッション・プール水の多くを上部の温度が高い層が占めるため、解析コード資料で参照した福島第二原子力発電所 2 号炉と同様に格納容器圧力に対する影響は小さいものと考えられる。



第4図 サプレッション・プール内の逃がし安全弁クエンチャの配置図



第5図 逃がし安全弁クエンチャ及び原子炉隔離時冷却系
排気スパージャの配置図

蓄電池による給電時間評価結果について

非常用の常設直流電源設備として、125V系蓄電池A系、125V系蓄電池B系、125V系蓄電池HPCS系の3系統、中性子モニタ用蓄電池A系及びB系の2系統、常設代替直流電源設備として、緊急用125V系蓄電池の1系統を有している。

原子炉隔離時冷却系の運転操作に係る負荷は、直流125V主母線盤2Aに接続されており、125V系蓄電池A系より給電される。全交流動力電源喪失時においては、同蓄電池からの電源供給により、原子炉隔離時冷却系が起動し、原子炉への注水が行われる。同蓄電池からの電源供給としては、電源供給開始から1時間後に中央制御室内にて、電源供給開始から8時間後には現場分電盤にて負荷の手動切離しを行うことで、その後16時間にわたり原子炉隔離時冷却系による注水に係る負荷に電源を供給するものとして評価する。

上記運転方法に必要な負荷容量が約5,284Ahであることに対し、125V系蓄電池A系の容量が6,000Ah^{*1}であることから、24時間^{*2}にわたり原子炉隔離時冷却系の運転継続のための電源供給が可能である。(第1図)

また、重大事故等の対応に必要な計装設備については、緊急用直流125V主母線盤に接続されており、緊急用125V系蓄電池より給電される。全交流動力電源喪失時においては、同蓄電池からの電源供給により、電源供給開始から負荷の切り離しを行うことなく、24時間^{*1}にわたり必要な計装設備に電源供給が可能である。

上記に必要な負荷容量が約3,043Ahであることに対し、緊急用125V

系蓄電池の容量が 6,000Ah^{※1}であることから、24 時間にわたり電源供給が可能である。(第 2 図)

※1 蓄電池容量は、使用開始から寿命までの間変化し、使用年数を経るに従い容量が低下するため、蓄電池容量の算出に当たっては、「据置蓄電池の容量算出法」(SBA S 0601-2014)による保守率 0.8 を採用していること及び各負荷の電流値を実負荷電流ではなく、設計値を用いていることから、必要容量に対して余裕を持った容量を設定している。

※2 全交流動力電源装置(長期 T B)においては事象発生 8 時間後、全交流動力電源喪失(T B P)においては事象発生 3 時間後に原子炉隔離時冷却系を停止し、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水に切り替えるが、蓄電池の容量評価を保守的に評価するため、原子炉隔離時冷却系が 24 時間運転継続した想定で評価を実施している。

(1) 所内常設直流電源設備の仕様

名称：125V 系蓄電池 A 系

型式：鉛蓄電池

容量：約 6,000Ah

設置場所：原子炉建屋付属棟中 1 階

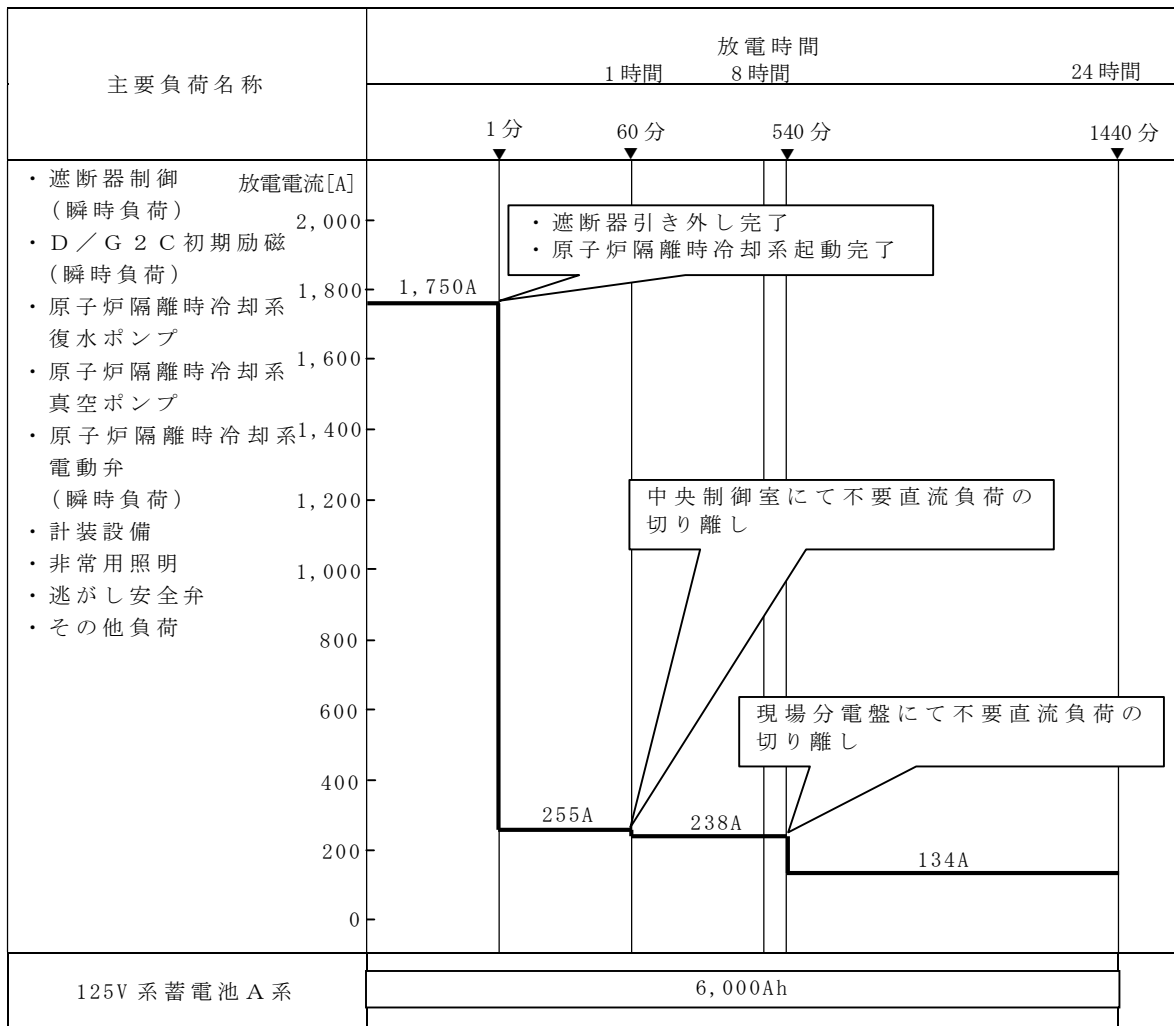
(2) 常設代替直流電源設備の仕様

名称：緊急用 125V 系蓄電池

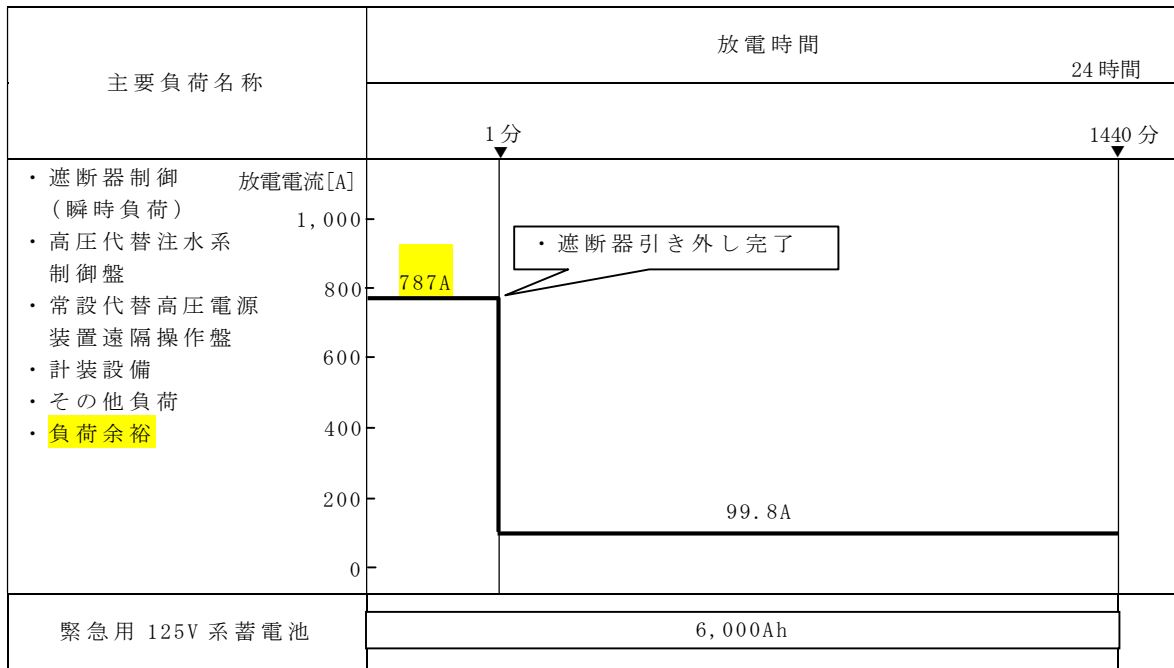
型式：鉛蓄電池

容量：約 6,000Ah

設置場所：原子炉建屋廃棄物処理棟 1 階



第 1 図 125V 系蓄電池 A 系 負荷曲線



第 2 図 緊急用 125V 系蓄電池 負荷曲線

全交流動力電源喪失（長期 T B）時における原子炉隔離時冷却系の
8 時間継続運転が可能であることの妥当性について

有効性評価の全交流動力電源喪失（長期 T B）では、約 8 時間の原子炉隔離時冷却系を用いた原子炉注水に期待している。第 1 図に原子炉隔離時冷却系の系統構成概略を示す。

原子炉隔離時冷却系の起動から約 8 時間の継続運転のために直流電源を必要とする設備は、計測制御設備の他、電動弁、真空ポンプ及び復水ポンプの電動機があるが、これらに電源供給が可能であることは添付資料 2.3.1.2 にて確認している。

事故時には直流電源の容量以外にも、サブプレッション・チェンバ圧力及びサブプレッション・プール水温度の上昇や原子炉隔離時冷却系室温度及び中央制御室温度の上昇が、原子炉隔離時冷却系の運転継続に影響することも考えられるため、その影響についても確認した（第 1 表参照）。

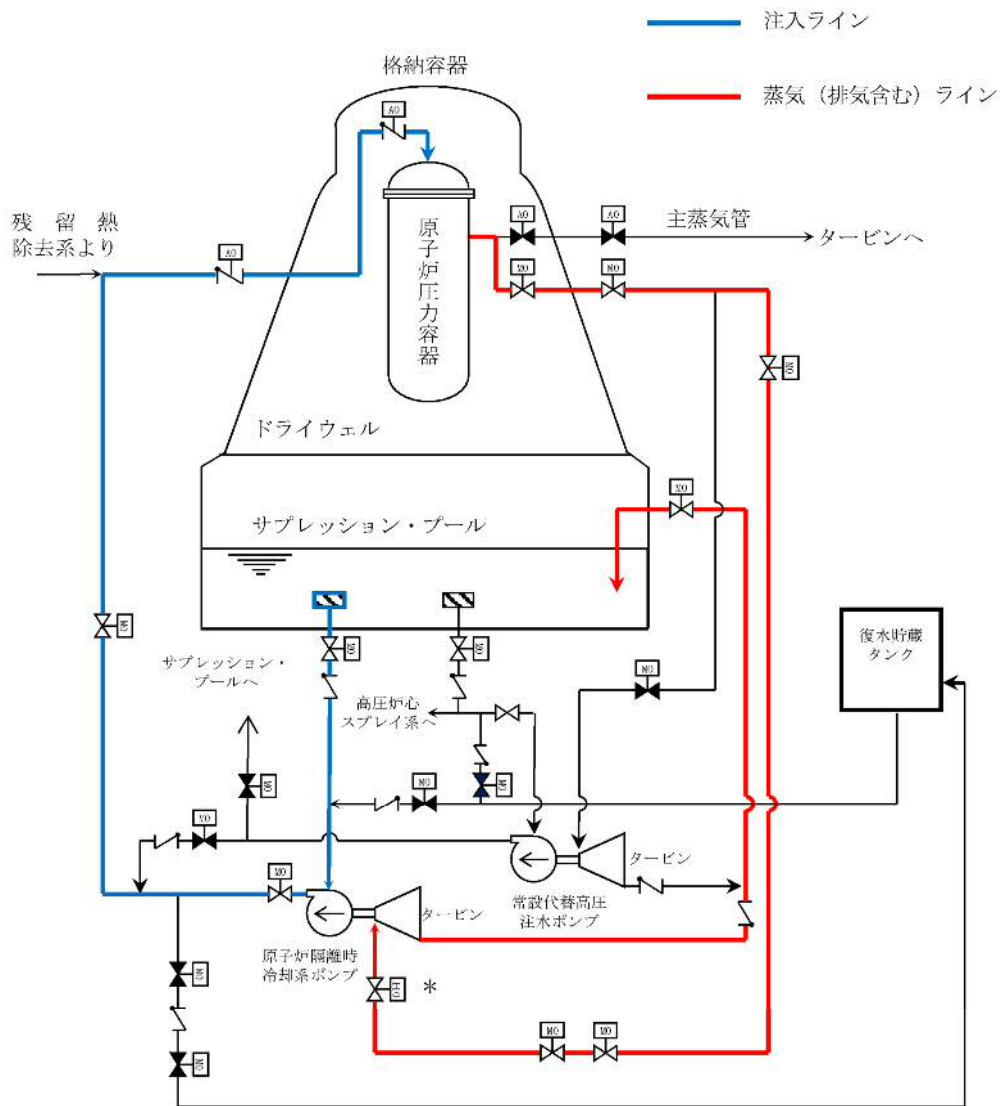
第 1 表に記載したそれぞれの要因は原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転上の制約とならないことから、本有効性評価においてこの機能に期待することは妥当であると考ええる。

第 1 表 全交流動力電源喪失（長期 T B）時における原子炉隔離時冷却系の継続運転への影響評価（1/2）

評価項目	影響概要	評 価
サプレッション・プール水温度上昇	サプレッション・プール水温度の上昇により，原子炉隔離時冷却系ポンプのキャビテーションが発生し，原子炉隔離時冷却系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	原子炉隔離時冷却系ポンプの第一水源であるサプレッション・プールを水源とした場合，事象発生後 8 時間での水温は約 100℃となる。（第 3 図） この時の原子炉隔離時冷却系ポンプの有効吸込み水頭（N P S H）は約 6.4m まで低下するが，原子炉隔離時冷却系ポンプの必要 N P S H である約 5.8m に対して十分余裕があるため，キャビテーションは発生しない。したがって，サプレッション・プール水温度上昇によって原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転は阻害されない。
	潤滑油冷却系はポンプ吐出水により冷却することから，サプレッション・プール水温度の上昇により，軸受機能が潤滑油温度上昇の影響を受け，原子炉隔離時冷却系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	ポンプ軸受の潤滑油温度は，冷却器の設計上，潤滑油の冷却に使用しているサプレッション・プール水温度より [] 高くなるが，潤滑油の許容温度である [] 未満となるため，軸受の冷却が阻害されることはない。したがって，サプレッション・プール水温度上昇によって原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転は阻害されない。
	サプレッション・プール水温度の上昇により，復水器が機能停止に至り，原子炉隔離時冷却系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	タービンランド部からの蒸気の微小漏えいにより室内温度が悪化するが，制御系は原子炉隔離時冷却系ポンプとは別区画に設置している。したがって，サプレッション・プール水温度上昇によって原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転は阻害されない。
	サプレッション・プール水温度の上昇により，制御油の温度が上昇し，粘性低下が速度制御に影響を及ぼすことによって，原子炉隔離時冷却系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	制御油の粘性低下により制御器からの指示信号と実速度に差異が生じる可能性があるが，差は極わずかであること及び速度制御は実際のポンプ吐出量によって決定されることから，ガバナ機能は維持される。したがって，サプレッション・プール水温度上昇によって原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転は阻害されない。

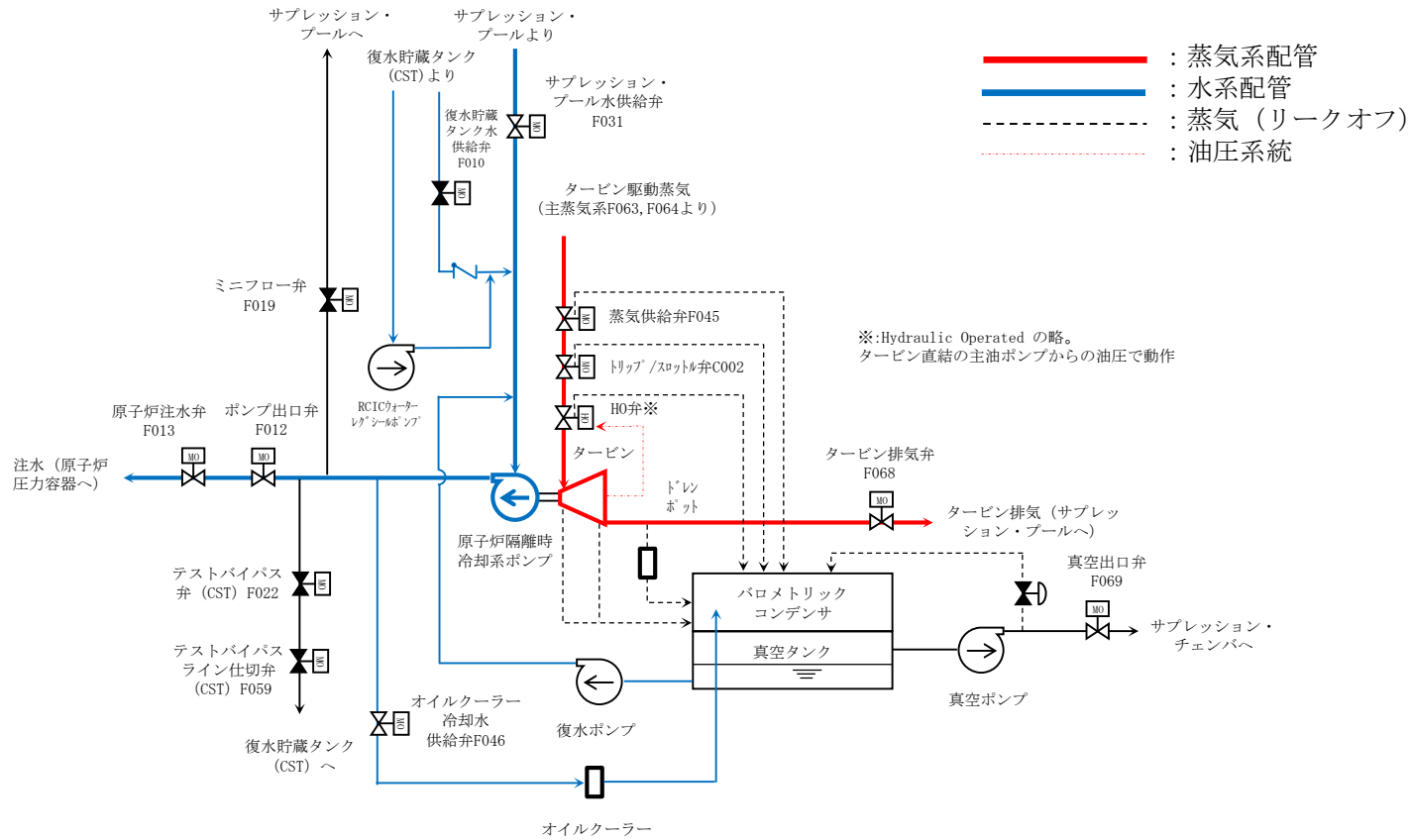
第 1 表 全交流動力電源喪失（長期 T B）時における原子炉隔離時冷却系の継続運転への影響評価（2/2）

評価項目	影響概要	評 価
サプレッション・チェンバ圧力上昇	原子炉隔離時冷却系タービン保護のため、サプレッション・チェンバ圧力 0.172MPa[gage]にて、原子炉隔離時冷却系タービン排気圧高トリップインターロックが動作し、原子炉隔離時冷却系の運転が停止する可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失（長期 T B）時のサプレッション・チェンバ圧力を評価した結果、事象発生から 8 時間後の圧力は約 0.07MPa[gage]であり、原子炉隔離時冷却系タービン排気圧高トリップインターロック設定圧力を下回る。(第 4 図)したがって、サプレッション・チェンバ圧力上昇によって原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転は阻害されない。
原子炉隔離時冷却系ポンプ室温度上昇	原子炉隔離時冷却系のポンプ、電気制御系統、弁、タービン等の設計で想定している環境の最高温度は 65.6℃を想定している。全交流動力電源喪失時は換気空調系が停止しているため、原子炉隔離時冷却系ポンプ室温度が 65.6℃を超え、原子炉隔離時冷却系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失（長期 T B）時の原子炉隔離時冷却系ポンプ室温度を評価した結果、事象発生から 8 時間後の室温は約 65℃（初期室温 40℃）であり、原子炉隔離時冷却系の設計で想定している 65.6℃を下回る。したがって、原子炉隔離時冷却系ポンプ室温度上昇によって原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転は阻害されない。
中央制御室温度上昇	中央制御室に設置されている原子炉隔離時冷却系制御盤の設計で想定している環境の最高温度は 40℃である。全交流動力電源喪失では換気空調系が停止するため、中央制御室温度が最高温度を超え、原子炉隔離時冷却系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失（長期 T B）時の中央制御室温度を評価した結果、事象発生から 8 時間後の室温は約 37℃であり、制御盤の設計で想定している環境の最高温度 40℃を下回る。したがって、中央制御室温度上昇によって原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転は阻害されない。

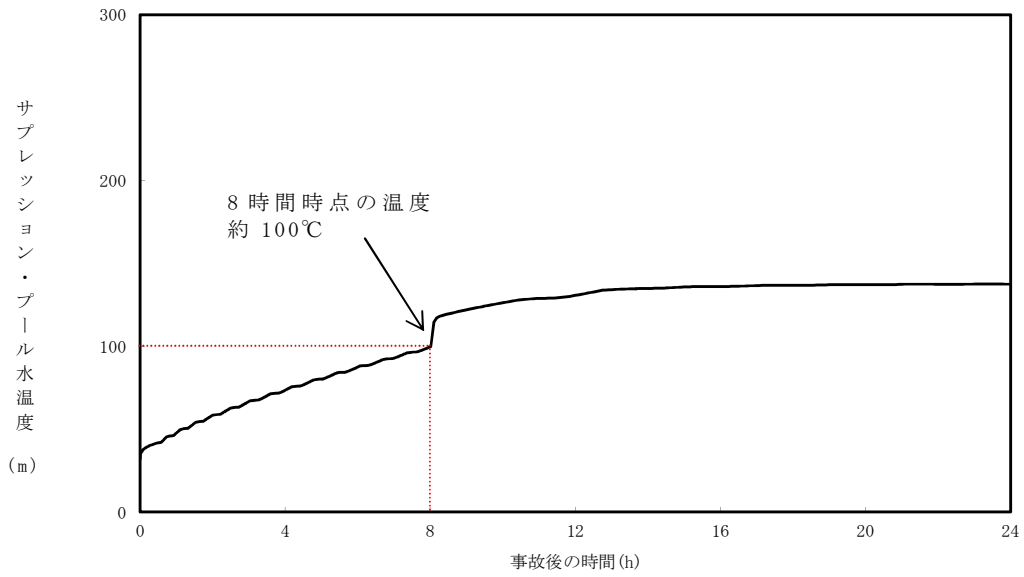


* : Hydraulic Operated の略。
油圧作動弁をさす。

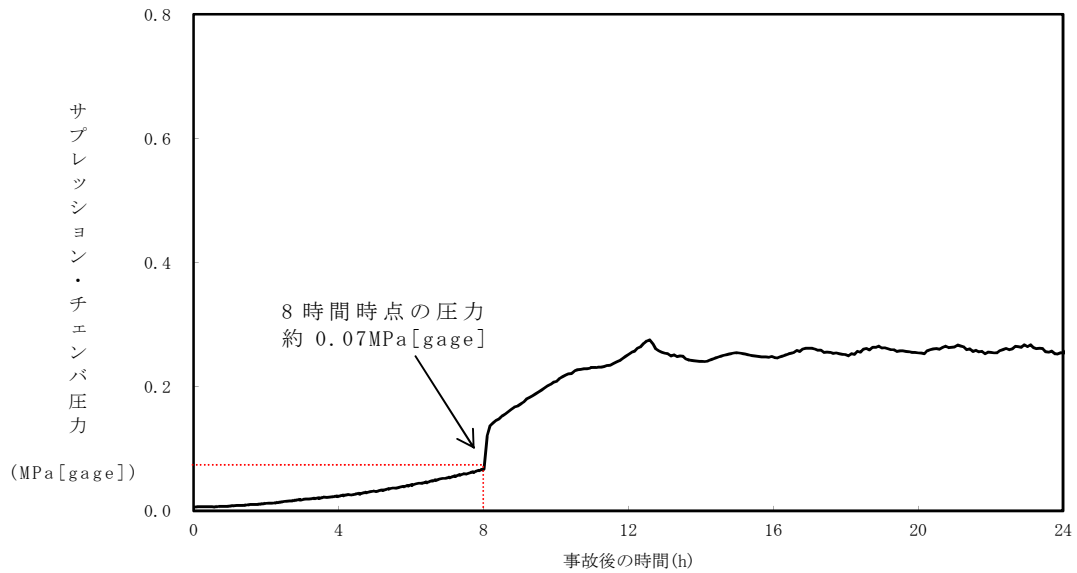
第 1 図 原子炉隔離時冷却系系統概要図



第 2 図 原子炉隔離時冷却系ポンプ周り系統図



第 3 図 サプレッション・プール水温度の推移



第 4 図 サプレッション・チェンバ圧力の推移

サプレッション・プール水温度上昇時の N P S H 評価について

サプレッション・プール水温度が 120℃，150℃，200℃における N P S H 評価を実施し，第 2 表のとおり，いずれの温度に対しても有効 N P S H が必要 N P S H を上回ることを確認している。

第 2 表 原子炉隔離時冷却系ポンプ N P S H 評価

サプレッション・ プール水温度	120℃	150℃	200℃
有効 N P S H	6.41m	6.46m	6.53m
必要 N P S H	5.8m	5.8m	5.8m

全交流動力電源喪失（長期 T B）時における

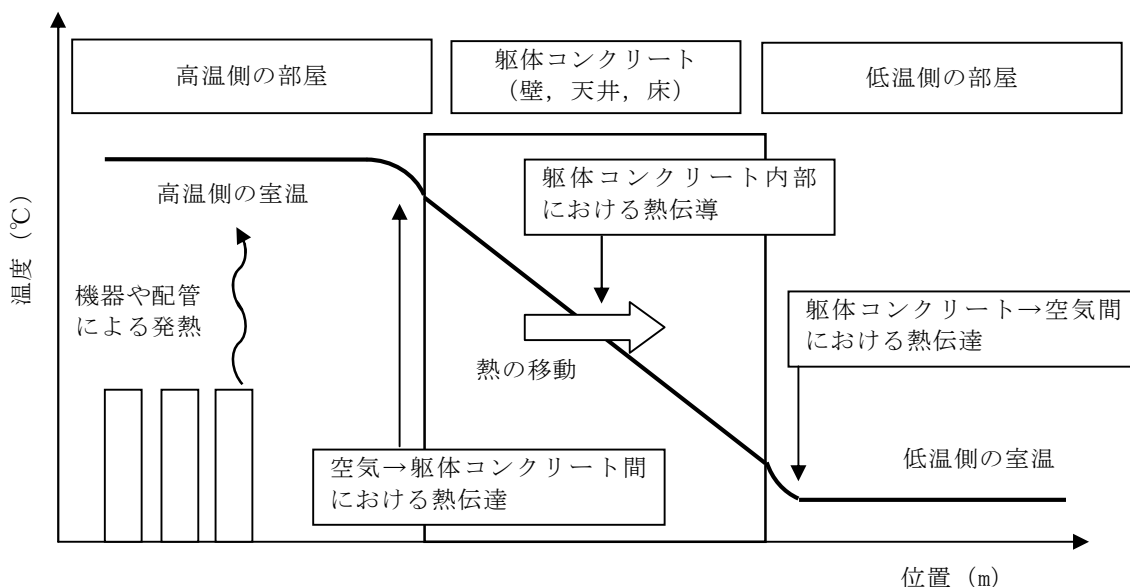
原子炉隔離時冷却系ポンプ室及び中央制御室の室温評価について

1. 温度上昇の評価方法

(1) 評価の流れ

全交流動力電源喪失時には換気空調系による除熱が行われなため、評価対象の部屋の温度変化は、室内の機器や配管などの熱源や評価対象の部屋よりも室温が高い隣の部屋（上下階含む。）から受ける熱量（室内外発熱負荷）と評価対象の部屋よりも室温が低い隣の部屋（上下階含む。）への放熱（躯体放熱）のバランスによって決定される。（第 5 図参照）

換気空調系停止後、室温が上昇を始め、評価対象の部屋の躯体温度以上になれば評価対象の部屋から躯体への放熱が始まり、温度上昇は抑制される。



第 5 図 室温評価における温度分布と熱の移動の概要図

(2) 評価条件

評価条件を以下にまとめる。

① 評価対象とする部屋の条件

a. 原子炉隔離時冷却系ポンプ室

- ・初期室温：40℃（夏季設計温度）
- ・容 積：556m³
- ・熱 容 量：574.5kJ/℃

（保守的に室内機器分の鉄熱容量は考慮せず，上記容積分の空気熱容量のみを考慮する。）

- ・発熱負荷：第3表参照。また，発熱負荷の内訳を第4表に示す。

第3表 原子炉隔離時冷却系ポンプ室 発熱負荷

時間 (h)	0	1	2	3	4	5	6	7	8
発熱負荷 (kW)	13.5	13.5	13.5	13.5	14.2	14.9	15.5	16.0	16.7

第4表 原子炉隔離時冷却系ポンプ室 発熱負荷内訳

配管内の流体温度		発熱負荷	
時間 (h)	注水配管内流体温度設定 (℃) ^{※1}	配管 (kW)	機器 (kW)
0	66 ^{※2}	8.5 ^{※3}	5.0
1	66 ^{※2}	8.5 ^{※3}	5.0
2	66 ^{※2}	8.5 ^{※3}	5.0
3	67	8.5 ^{※3}	5.0
4	74	9.2	5.0
5	81	9.9	5.0
6	88	10.5	5.0
7	93	11.0	5.0
8	100	11.7	5.0

- ※1 注水配管以外には蒸気配管がある。それは保守的に機器の最高使用温度が0～8hまで継続するものとして設定する。
- ※2 0h～2hまでのサプレッション・プール温度は，32℃～59℃の範囲であるが，保守的に66℃にて設定する。
- ※3 0h～2hまでの配管発熱負荷の詳細値は約8.401kWであり，安全側に切り上げて8.5kWに設定。また，3hまでの配管発熱負荷の詳細値は約8.49kWであるため，同様に8.5kWに設定。

b. 中央制御室

- ・ 初期室温：24℃（夏季設計温度）
- ・ 容 積：2,219.2m³
- ・ 熱 容 量：47,021.1kJ/℃

（保守的に室内新設機器の鉄熱容量は考慮せず，既設機器の鉄熱容量と上記容積分の空気熱容量のみを考慮する。）

- ・ 発熱負荷：22,206W（0h～1h まで），20,892W（1h～8h まで）

（発熱負荷は，直流電源から給電される機器（盤）の全電源容量に発熱効率 0.5 を考慮し設定。また，1h 後に平均出力領域計装を切り離す運用も考慮する。なお，発熱効率 0.5 は過去実績値より設定。）

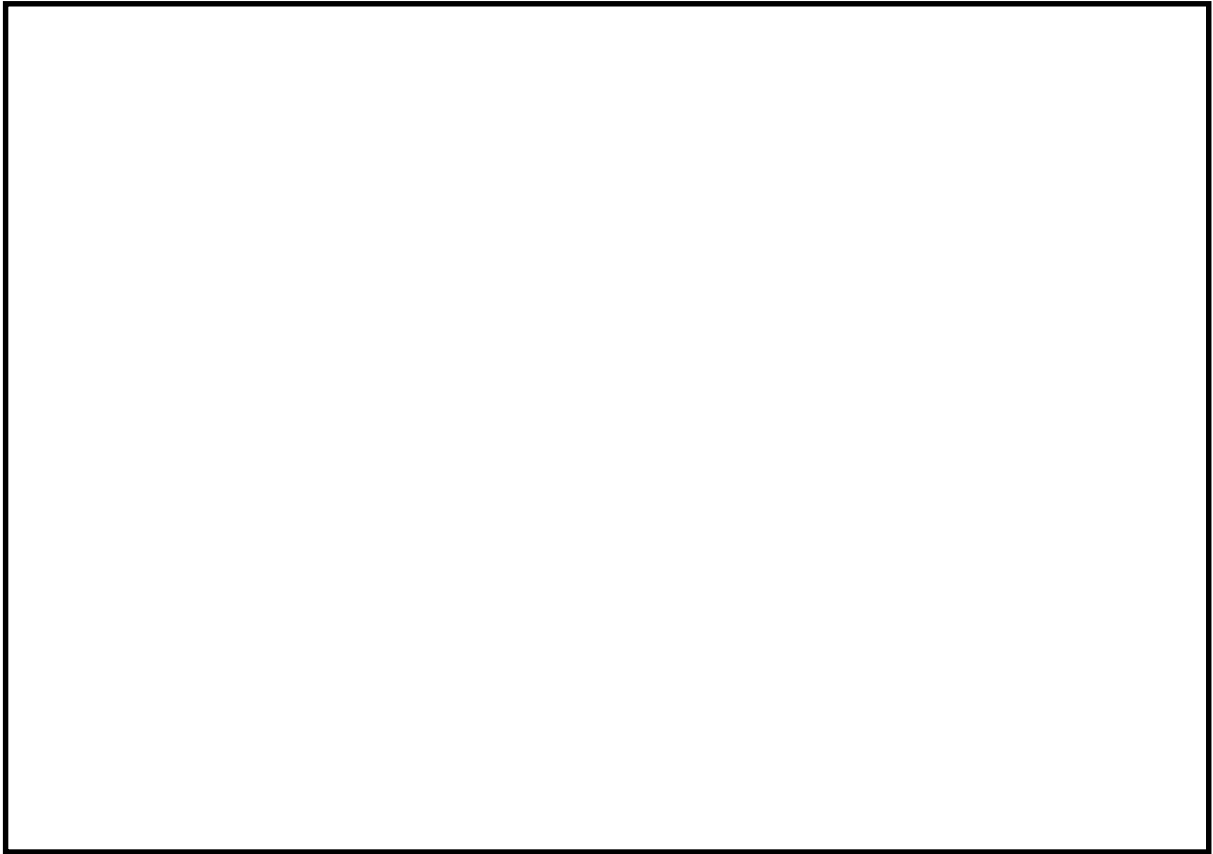
② 評価対象の部屋に隣接する部屋の温度条件

第 5 表に隣接する部屋の温度条件を示す。また，第 6 図及び第 7 図に評価対象の部屋と隣接する部屋の位置関係を示す。

なお，当該温度条件は，保守的に事象初期から評価期間の間，継続するものとして評価を行う。

第 5 表 隣接する部屋の温度条件

隣接する部屋	温度条件(℃)	設定理由
原子炉棟	65.6	設計基準事故時に想定している蒸気配管破断を考慮した左記温度を設定。
一般エリア (二次格納容器 施設外)	50.0	全交流動力電源喪失時の一般エリア内は、発熱源が少なく、夏季設計温度 40℃から 5℃程度上昇することが想定される。このため、これに余裕を見た左記温度を設定。
サブプレッション・チェンバ	100.0	全交流動力電源喪失時のサブプレッション・チェンバの 8 時間後の最大温度を設定。
地中	20.0	水戸市の地中温度の最大となる月平均温度 16.2℃に余裕を見た値を設定。(「地中温度等に関する資料(農業気象資料第 3 号, 1982)」)
MS トンネル室	102.0	MS トンネル室は、全交流動力電源喪失時の 8 時間後のドライウェル温度約 102℃を設定。
タービン建屋, サービス建屋	38.4	全交流動力電源喪失時のタービン建屋及びサービス建屋内は、発熱源がなく、夏季設計温度 32.2℃から有意な温度上昇はないと考えられるが、保守的に屋外で想定する水戸地方気象台で観測された左記日最大気温を設定。(気象庁HPより)

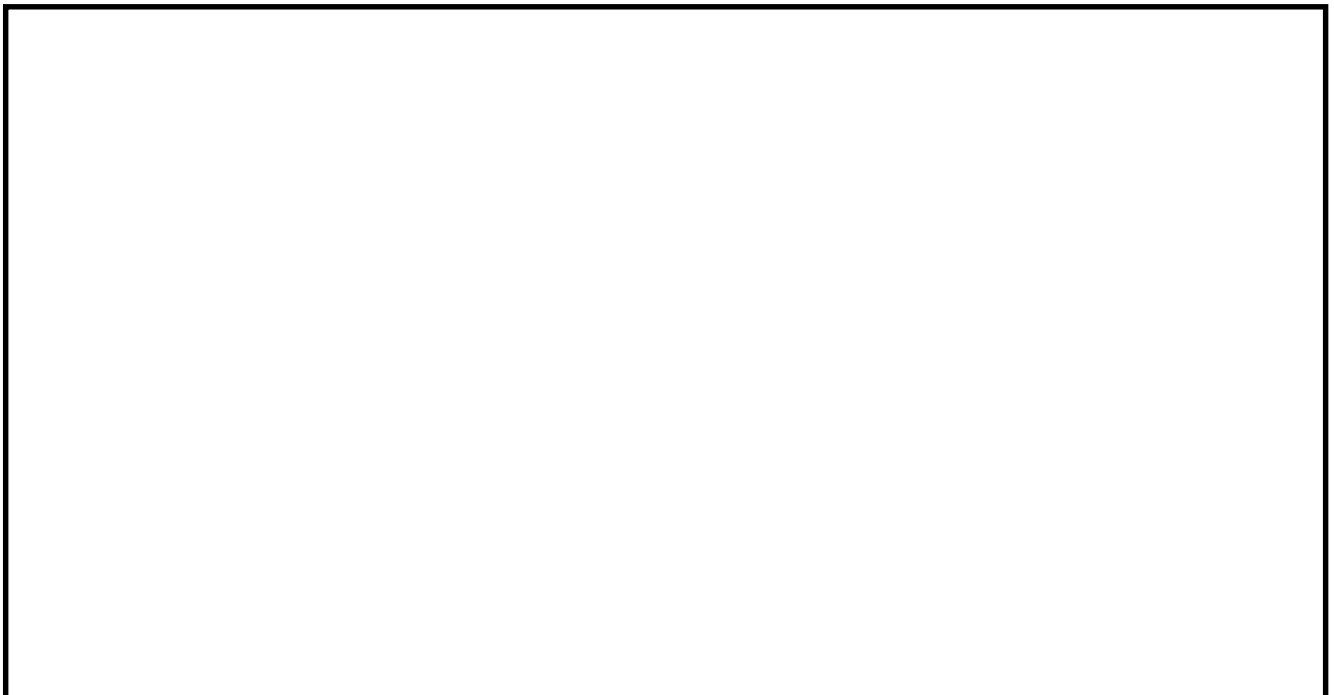


原子炉建屋地下2階※¹

原子炉建屋地下1階

※¹ 地下2階より下は、躯体コンクリートを介して「地中」と隣接している。

第6図 原子炉隔離時冷却系ポンプ室及び隣接する部屋の位置関係図



原子炉建屋2階

原子炉建屋3階

原子炉建屋付属棟4階

※² 当該隣接室は、評価が保守的となるようにMSトンネル室を代表させている。

第7図 中央制御室及び隣接する部屋の位置関係図

③ 躯体コンクリートの熱伝達条件

a. コンクリート壁-空気の熱伝達率

評価壁面	熱伝達率 ($W/m^2 \cdot ^\circ C$)
鉛直壁面	2 ^{*1}
水平壁面 (上向き)	3 ^{*1}
水平壁面 (下向き)	0.5 ^{*1}

※1 伝熱工学資料第5版に基づき、温度差5℃、代表高さ5mにて算出した値

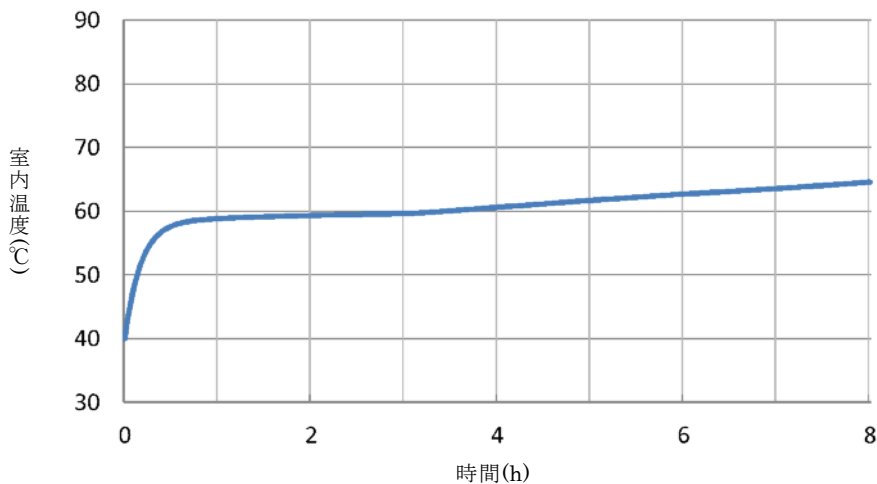
b. コンクリートの熱伝達率

評価壁面	物性値 ^{*2}
熱伝導率	1.6 ($W/m \cdot ^\circ C$)
熱拡散率	5.3E-07 (m^2/s)

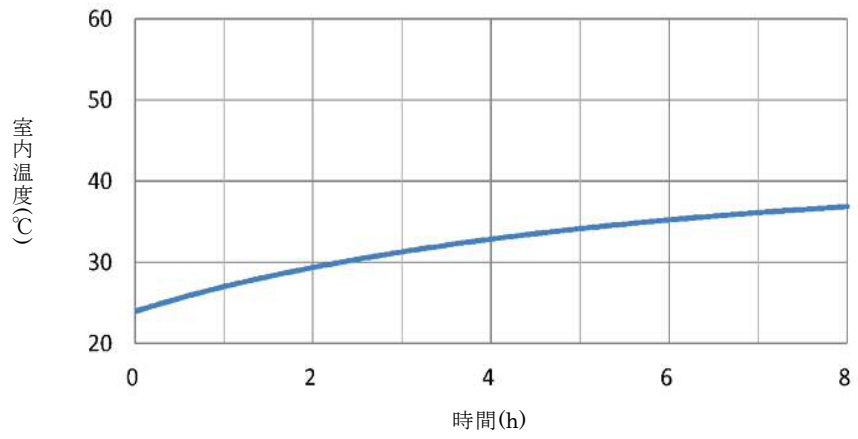
※2 伝熱工学資料第5版に基づく

(3) 評価結果

全交流動力電源喪失（長期TB）時において、事象発生8時間後の原子炉隔離時冷却系ポンプ室の温度は約65℃、中央制御室の温度は約37℃となり、設計で考慮している温度を超過しないため、原子炉隔離時冷却系の運転継続に与える影響はない。



第8図 原子炉隔離時冷却系ポンプ室温の推移図



第 9 図 中央制御室室温の推移図

安定状態について（全交流動力電源喪失（長期 T B））

全交流動力電源喪失（長期 T B）時の安定状態については、以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた炉心冷却が維持可能であり、また、冷却のための設備がその後も機能維持でき、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定停止状態が確立されたものとする。

格納容器安定状態：炉心冷却が維持された後に、設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱により格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。可搬型代替注水 **中型** ポンプによる原子炉注水の準備完了後、原子炉を減圧し、可搬型代替注水 **中型** ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施することで、引き続き炉心の冷却は維持され、原子炉安定停止状態が確立される。

格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し、常設代替高圧電源装置による交流動力電源の供給開始後に残留熱除去系を用いた格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定*又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は 150℃を下回るとともに、ドライウエル雰囲気温度は、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることはなく、格納容器安定状態が確立される。

また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

※ 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）に切り替えると、原子炉圧力容器からの放熱の影響によりドライウエル雰囲気温度はわずかに上昇傾向となる。ただし、残留熱除去系による格納容器除熱は確立しており、長期的には減圧後の原子炉圧力容器温度（100℃程度）より若干低い温度で平衡状態となることから、この状態も含め安定傾向とする。

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。
また、残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで、安定状態の維持が可能となる。

（添付資料 2.1.2 別紙 1）

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（全交流動力電源喪失（長期TB））

第 1-1 表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（S A F E R）（1/2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	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
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、気液熱非平衡	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさとあまってコード全体として、スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価する。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは +20℃～+40℃程度である。	解析コードは、実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで、燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし、おおむね炉心部の冠水が維持される本事故シーケンスでは、この影響は小さいと考えられる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし、おおむね炉心部の冠水が維持される本事故シーケンスでは、この影響は小さいと考えられる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって、ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	有効性評価解析では炉心の冷却は維持され、燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから、燃料被覆管の破裂判定の不確かさが運転員等操作に与える影響はない。	有効性評価解析では炉心の冷却は維持され、燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから、燃料被覆管の破裂判定の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第 1-1 表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (S A F E R) (2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	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
炉心	沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重畳する水位振動成分を除いて、実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは $+20^{\circ}\text{C} \sim +40^{\circ}\text{C}$ 程度である。また、原子炉圧力の評価において、ROSA-III では、2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し、LPCS スプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、炉心の冠水状態がおおむね維持される事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから、運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	解析コードは、燃料被覆管温度に対して、解析結果に重畳する水位振動に伴う燃料棒冷却の不確かさの影響を考慮すると $20^{\circ}\text{C} \sim 40^{\circ}\text{C}$ 程度低めに評価する可能性があるが、有効性評価解析における燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがなく、評価項目に対して十分な余裕があることから、その影響は非常に小さい。
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプスト水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ECCS 注水（給水系・代替注水系含む。）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

第 1-2 表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (MAAP)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	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
炉心	崩壊熱	炉心モデル (原子炉出力及び崩壊熱)	入力値に含まれる。保守的な崩壊熱を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
圧力容器 原子炉	ECCS 注水 (給水系・代替注水設備含む)	安全系モデル (非常用炉心冷却系)	入力値に含まれる。保守的な注水特性を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル (格納容器の熱水力モデル)	HDR 実験解析では、格納容器圧力及び雰囲気温度について、温度成層化を含めて傾向をよく再現できることを確認した。格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データとよく一致することを確認した。 CSTF 実験解析では、格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データとよく一致することを確認した。	解析コードは、HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものであると考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 また、格納容器各領域間の流動、構造物との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析において格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものであり、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また、格納容器各領域間の流動、構造物との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレイ冷却				
	サブプレッション・プールの冷却	安全系モデル (非常用炉心冷却系)	入力値に含まれる。ポンプ流量及び除熱量は、設計値に基づき与えられており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

第2表 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (1/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	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
	解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	約 3,279MW～ 約 3,293MW (実績値)	定格熱出力を設定	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93MPa[gage]	約 6.91MPa[gage]～ 約 6.94MPa[gage] (実績値)	定格圧力を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+126cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約+112cm ～約+132cm) (実績値)	通常運転水位を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下(レベル2)までの原子炉水位の低下量は約2mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は約40mmであり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	炉心流量	48,300t/h (定格流量 (100%流量))	定格流量の 約86%～約104% (実績値)	定格流量を設定	最確条件とした場合には、炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが、事象初期において原子炉がスクラムするとともに、再循環ポンプがトリップするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	燃料	9×9燃料 (A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定	最確条件とした場合には、9×9燃料(A型)及び9×9燃料(B型)の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが、両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから、事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	約 33 kW/m～ 約 41kW/m (実績値)	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となる このため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため、燃料被覆管温度上昇が緩和されるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33Gwd/t	燃焼度 33Gwd/t以下 (実績値)	崩壊熱が大きい方が、原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となる。このため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1サイクルの運転期間(13ヶ月)に調整運転期間(1ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなる。このため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は遅くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保されることから運転員等操作時間に与える影響はない。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

添付2.3.1.5-4

第2表 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (2/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	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	
	解析条件	最確条件				
初期条件	格納容器圧力	5kPa[gage]	約 2.2kPa[gage]～ 約 4.7kPa[gage] (実績値)	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなるため、格納容器圧力が低めに推移することから、格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなるため、格納容器圧力が低めに推移することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	ドライウエル 雰囲気温度	57℃	約 25℃～約 58℃ (実績値)	ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ドライウエル雰囲気温度は、格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となり、初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ドライウエル雰囲気温度は、格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となり、初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m ³	5,700m ³ (設計値)	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器体積 (ウェットウエル)	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	空間部： 約 4,092m ³ ～ 約 4,058m ³ 液相部： 約 3,308m ³ ～ 約 3,342m ³ (実測値)	サブレーション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には、格納容器体積(ウェットウエル)の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブレーション・プールの水量は 3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m ³ であり、その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、格納容器体積(ウェットウエル)の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブレーション・プールの水量は 3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m ³ であり、その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

第2表 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (3/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	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	
	解析条件	最確条件				
初期条件	サブプレッション・プール水位	6.983m (通常運転水位 -4.7cm)	7.000m~7.070m (実績値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には、サブプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プール水位が6.983mの時の水量は3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約42m ³ であり、その割合は初期保有水量の1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、サブプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プール水位が6.983mの時の水量は3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約42m ³ であり、その割合は初期保有水量の1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サブプレッション・プール水温度	32℃	約15℃~約32℃ (実績値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなるため、サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため、格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなるため、サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	ベント管 真空破壊装置 作動差圧	作動差圧：3.45kPa (ドライウエールサ プレッション・チェン バ間差圧)	作動差圧：3.45kPa (ドライウエールサ プレッション・チェン バ間差圧) (設計値)	設計値を設定	解析条件と最確条件は同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の温度	35℃	35℃以下	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなり、格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まることから、同等の効果を得るために必要となるスプレイ水量が少なくなり、外部水源を用いた格納容器スプレイに伴うサブプレッション・プール水位の上昇が緩和されるが、サブプレッション・プール水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなり、格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まるが、運転員等操作に変わりはなく、格納容器圧力の最大値はおおむね格納容器スプレイ開始時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

添付 2.3.1.5-6

第2表 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (4/5)

項目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	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
		解析条件	最確条件			
初期条件	外部水源の容量	約 8,600m ³	約 8,600m ³ 以上 (西側淡水貯水設備 +代替淡水貯槽)	西側淡水貯水設備及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、水源は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	—
	燃料の容量	約 1,010kL	約 1,010kL以上 (軽油貯蔵タンク+可搬型設備用軽油タンク)	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、燃料は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	—
事故条件	起因事象	外部電源喪失	—	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失することを想定	—	—
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	—	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を設定	—	—
	外部電源	外部電源なし	—	起因事象として、外部電源が喪失することを想定	外部電源喪失は起因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない	外部電源喪失は起因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低(レベル3)信号 (遅れ時間 1.05 秒)	タービン加減弁急速閉信号又は原子炉保護系電源喪失	原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉信号及び原子炉保護系電源喪失は保守的に考慮せず、原子炉水位低(レベル3)による原子炉スクラムを設定	最確条件とした場合には、原子炉熱出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下が遅くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保されることから運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器圧力、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件とした場合には、原子炉熱出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下並びに格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	逃がし安全弁	(原子炉圧力制御時)安全弁機能 7.79MPa[gage]～ 8.31MPa[gage] 385.2t/h/個～ 410.6t/h/個	(原子炉圧力制御時)安全弁機能 7.79MPa[gage]～ 8.31MPa[gage]～ 385.2t/h/個～ 410.6t/h/個 (設計値)	設計値を設定 なお、安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され、原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため、事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シナリオにおいては、評価項目に対して厳しい条件となる	解析条件是最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件是最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 なお、本事故シナリオにおいては、高圧注水機能である原子炉隔離時冷却系が自動起動することから、逃がし弁機能に期待した場合でも評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		(原子炉手動減圧操作時)逃がし安全弁(自動減圧機能)7弁を開放することによる原子炉減圧	(原子炉手動減圧操作時)逃がし安全弁(自動減圧機能)7弁を開放することによる原子炉減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	解析条件是最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件是最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

添付 2.3.1.5-7

第2表 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (5/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	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	
	解析条件	最確条件				
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下(レベル2)信号にて自動起動 ・注水流量: 136.7m ³ /h ・注水圧力: 1.04MPa[gage]~ 7.86MPa[gage]	原子炉水位異常低下(レベル2)信号にて自動起動 ・注水流量: 136.7m ³ /h ・注水圧力: 1.04MPa[gage]~ 7.86MPa[gage]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は、タービン回転数制御により原子炉圧力に依らず一定の流量にて注水する設計となっている	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系(低圧注水系)	・注水流量: 0m ³ /h~1.676m ³ /h ・注水圧力: 0MPa[dif]~ 1.55MPa[dif]	・注水流量: 0m ³ /h~1.676m ³ /h以上 ・注水圧力: 0MPa[dif]~ 1.55MPa[dif]	炉心冷却の観点で厳しい設定として、設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、注水後の調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	低圧代替注水系(可搬型)	(原子炉注水単独時) ・注水流量: 0m ³ /h~110m ³ /h ・注水圧力: 0MPa[dif]~ 1.4MPa[dif]	(原子炉注水単独時) ・注水流量: 0m ³ /h~110m ³ /h以上 ・注水圧力: 0MPa[dif]~ 1.4MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設備設計上の最低要求値である最小流量特性を設定	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
		(原子炉注水と格納容器スプレー併用時) ・注水流量: 50m ³ /h以上	(原子炉注水と格納容器スプレー併用時) ・注水流量: 50m ³ /h以上	設計に基づき、併用時の注入先圧力系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定		
	代替格納容器スプレー冷却系(可搬型)	スプレー流量: 130m ³ /h(一定)	スプレー流量: 130m ³ /h(一定)	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系(格納容器スプレー冷却系)及び残留熱除去系(サブプレッション・プール水冷却系)	スプレー流量: 1.9×10 ³ m ³ /h(95%:ドライウエル, 5%:サブプレッション・チェンバ)	スプレー流量: 1.9×10 ³ m ³ /h(95%:ドライウエル, 5%:サブプレッション・チェンバ)	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		熱交換器1基当たり約43MW(サブプレッション・プール水温度100℃, 海水温度32℃において)	熱交換器1基当たり約43MW以上(サブプレッション・プール水温度32℃以下において)	熱交換器の設計性能に基づき、残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	最確条件とした場合には、海水温度がおおむね低めとなり除熱性能が向上するため、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなるが、残留熱除去系(サブプレッション・プール水冷却系)による格納容器除熱後にこれらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、海水温度がおおむね低めとなり除熱性能が向上するため、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

第3表 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響、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 (1/6)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	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
操作条件	直流電源の負荷切離操作	(中央制御室) 事象発生から1時間まで	<p>【認知】 中央制御室からの遠隔操作により外部電源又は非常用ディーゼル発電機等による非常用母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。早期の電源回復不能と判断した場合は、直流電源の負荷切り離し操作を開始する手順としている。中央制御室にて機器ランプ表示消灯、機器故障警報、照明の消灯等により全交流動力電源喪失を確認する事象初期の状況判断に余裕時間を含めて10分を想定している。この後、非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作(失敗)として余裕時間を含めて2分を想定している。よって、認知時間として余裕時間を含めて12分を設定しており、十分な時間余裕を確保していることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>中央制御室での操作のみであり、当直運転員は中央制御室に常駐していることから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり、操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 当直運転員の直流電源の負荷切離操作は、不要な負荷への給電を遮断する操作であり、その他の操作との並列操作が可能である。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室での操作は、中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	<p>認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが、その他の操作と並列して実施する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。</p>	<p>実態の操作開始時間は、解析上の設定から早まる可能性があるが、解析条件ではないことから、蓄電池枯渇までに実施することで、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>直流負荷の切離操作は、中央制御室においては1時間までに実施するものであり十分な操作時間余裕が確保されている。</p>	<p>直流電源の負荷切離しは、移動も含め所要時間を6分想定としているところ、訓練実績等では約4分であり、想定範囲内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>

添付2.3.1.5-9

第3表 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 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 (2/6)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	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
操作条件	直流電源の負荷切離操作 (現場)	事象発生から8時間後	<p>【認知】 中央制御室からの遠隔操作により外部電源又は非常用ディーゼル発電機等による非常用母線の電源回復ができない場合, 早期の電源回復不能と判断する。早期の電源回復不能と判断した場合は, 直流電源の負荷切り離し操作を開始する手順としている。中央制御室にて機器ランプ表示消灯, 機器故障警報, 照明の消灯等により全交流動力電源喪失を確認する事象初期の状況判断に余裕時間を含めて10分を想定している。この後, 非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作 (失敗) として余裕時間を含めて2分を想定している。よって, 認知時間として余裕時間を含めて12分を設定しており, 十分な時間余裕を確保していることから, 認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 現場での操作は, 中央制御室の当直運転員とは別に現場操作を行う当直運転員 (現場) 及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は, 操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから, 要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動・操作所要時間】 中央制御室から操作現場までの移動時間及び不要負荷の切離し操作時間として余裕時間を含めて50分を設定しており, 十分な時間余裕を確保していることから, 移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 当直運転員の直流電源の負荷切離操作は, 不要な負荷への給電を遮断する操作であり, その他の操作との並列操作が可能である。</p> <p>【操作の確実さ】 現場での操作は, 操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>認知時間及び移動・操作所要時間は, 余裕時間を含めて設定していることから, 実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが, その他の操作と並列して実施する場合でも, 順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。</p>	<p>実態の操作開始時間は, 解析上の設定から早まる可能性があるが, 解析条件ではないことから, 蓄電池枯渇までに実施することから, 評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>直流負荷の切離操作は, 現場においては事象発生から8時間後に実施するものであり十分な操作時間余裕が確保されている。</p>	<p>直流電源の負荷切離しは, 移動も含め所要時間を50分想定としているところ, 訓練実績等では約42分であり, 想定範囲内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>

第3表 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響、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 (3/6)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	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
<p>操作条件</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）</p>	<p>事象発生から8時間1分後</p>	<p>実際には、低圧で注水可能な系統（低圧代替注水系（可搬型））が準備できた時点でサブプレッション・プール水温度が熱容量制限を超過している場合は減圧操作を実施するが、余裕時間を確認する観点で8時間後に低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし、減圧操作に要する時間を考慮して設定</p>	<p>【認知】 中央制御室にて機器ランプ表示消灯、機器故障警報、照明の消灯等により全交流動力電源喪失を確認する事象初期の状況判断に余裕時間を含めて10分を想定している。よって、認知時間として余裕時間を含めて10分を設定しており、十分な時間余裕を確保していることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 現場での操作は、中央制御室の当直運転員とは別に現場操作を行う当直運転員（現場）及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動・操作所要時間】 低圧代替注水系（可搬型）に用いる可搬型代替注水中型ポンプ等は車両であり、自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象で、アクセスルートに被害がある場合でも、ホイールロード等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。要員の移動時間に20分、可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等として150分を想定している。また、異なる要員にて並行して実施する原子炉注水のための系統構成として移動も含め125分を想定している。いずれも十分な時間余裕を確保していることから、移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧として余裕時間を含めて1分を設定している。中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり、操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確かさ】 現場での操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため、操作要員2人以上で実施することとしており、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>中央制御室での操作は、中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	<p>認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが、その他の操作と並列して実施する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。</p>	<p>実態の操作開始時間は、解析上の設定から早まる可能性があるが、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水に移行するまでの期間は、原子炉隔離時冷却系により原子炉注水が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備完了後に実施するものであり、評価上は余裕時間を確認する観点で8時間後に準備が完了するものとしており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p>	<p>可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等は、移動も含め所要時間を170分と想定している。要員の移動時間は20分以内であり、可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等は、移動も含め訓練実績等では約154分。原子炉注水のための系統構成は、移動も含め所要時間を125分と想定しているところ、訓練実績等では約115分、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧は、所要時間を1分と想定しているところ訓練実績等では約1分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。</p>

第3表 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響、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 (4/6)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	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
操作条件	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水に用いる可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油操作	可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油操作は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり、燃料が枯渇しないように設定	<p>【認知】 「逃がし安全弁（自動減圧機能）の手动操作による原子炉減圧（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）」と同様であり、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 本操作を実施する参集要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動・操作所要時間】 燃料給油操作に用いるタンクローリは車両であり、参集後、自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象で、アクセスルートに被害がある場合でも、ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの燃料給油操作として移動も含め90分を想定しており、十分な時間余裕を確保していることから、移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 現場での操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため、操作要員2人以上で実施することとしており、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は、解析上の設定から早まる可能性があるが、評価項目となるパラメータに直接影響を与えることはない。	各機器の燃料が枯渇しない時間内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水開始から3時間半程度の時間余裕がある。	可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油操作は、移動も含めて90分を想定しているところ訓練実績等では約80分。また、以降、各機器の燃料が枯渇しない時間間隔（許容時間）以内で実施することとしており、許容時間210分のところ、訓練実績等により約18分。許容時間内で意図している作業が実施可能であることを確認した。

第3表 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響，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（5/6）

項目	解析上の 操作開始条件	条件設定の 考え方	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
<p>操作条件</p>	<p>可搬型代替注水 中型 ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却</p>	<p>格納容器圧力 279kPa[gage] 到達時</p>	<p>運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮し設定</p> <p>【認知】 事故時には重要監視パラメータであるサブプレッション・チェンバ圧力を継続監視しており，また，格納容器スプレイの操作実施基準（サブプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]）に到達するのは事象発生約 13 時間後であり，比較的緩やかなパラメータ変化であることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 現場での操作は，中央制御室の当直運転員とは別に現場操作を行う当直運転員（現場）及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は，操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 格納容器スプレイのための系統構成の実施場所は，原子炉注水のための系統構成と同じ原子炉建屋内であり，操作要員はすでに配置済みであることから，移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 格納容器スプレイのための系統構成として 175 分を想定しており，十分な時間余裕を確保していることから，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉水位の調整操作を並列して実施する場合があるが，異なる要員による対応が可能であるため，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。また，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）は，低圧代替注水系（可搬型）とポンプ等を共用しているが，原子炉注水と格納容器スプレイの流量を同時に確保可能なポンプ容量を備えているため，原子炉注水と格納容器スプレイの同時運用が可能である。</p> <p>【操作の確実さ】 当直運転員（現場）及び重大事故等対応要員の現場操作は，操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は小さい。</p>	<p>左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。</p> <p>本操作は，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，操作開始時間が遅くなる可能性があるが，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる当直運転員による対応が可能であることから，この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，評価項目に与える影響はない。</p> <p>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，操作開始時間が遅くなる可能性があるが，この場合でも，パラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，操作開始が遅くなることにより評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>事象発生後の約 13 時間後に実施するものであり，低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水 中型 ポンプを使用し，評価上は余裕時間を確認する観点で可搬型代替注水 中型 ポンプの準備完了を 8 時間後と想定しており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。</p>	<p>格納容器スプレイのための系統構成は，所要時間を 175 分想定しているところ，訓練実績等では約 124 分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。</p>

第3表 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 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 (6/6)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	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
操作条件	<p>残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水並びに残留熱除去系(格納容器スプレッド冷却系)又は残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)による格納容器除熱操作</p>	<p>事象発生 24 時間 10 分後</p>	<p>常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定</p> <p>【認知】 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、一連の操作として実施するため、認知に大幅な遅れが生じることは考えにくく、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、当直運転員は中央制御室に常駐していることから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 残留熱除去系海水系の起動操作として4分、残留熱除去系による原子炉注水操作として2分を想定し、余裕時間を含めて操作時間として6分を設定している。いずれも中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり、操作所要時間が長くなる可能性は十分に低く、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉水位の調整操作を並列で実施する場合があるが、異なる当直運転員による対応が可能であることから、他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤の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、誤操作等が操作時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	<p>操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも若干早まる可能性がある</p>	<p>実態の操作開始時間は、解析上の操作開始時間より早くなる可能性があるが、この場合でも格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>非常用母線の受電後に実施するものであり、評価上は24時間後に非常用母線の受電が完了する想定としており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p>	<p>中央制御室における操作のため、シミュレータ(模擬操作含む。)にて訓練実績を取得。残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は所要時間を6分想定しているところ、訓練実績では、約4分。想定範囲内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>

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 (長期 T B))

1. 水源に関する評価

① 淡水源 (有効水量)

- ・ 西側淡水貯水設備 : 4,300m³

2. 水使用パターン

① 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型)

による原子炉注水

事象発生 8 時間 1 分後, 西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を実施する。

炉心冠水後は, 原子炉水位高 (レベル 8) 設定点から原子炉水位低 (レベル 3) 設定点の範囲で注水する。

交流動力電源が復旧した後, 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を停止する。

② 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却

系 (可搬型) による格納容器冷却

格納容器圧力が 279kPa [gage] に到達する事象発生約 13 時間後, 西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプを用いた格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却を実施する。

交流動力電源が復旧した後, 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却を

停止する。

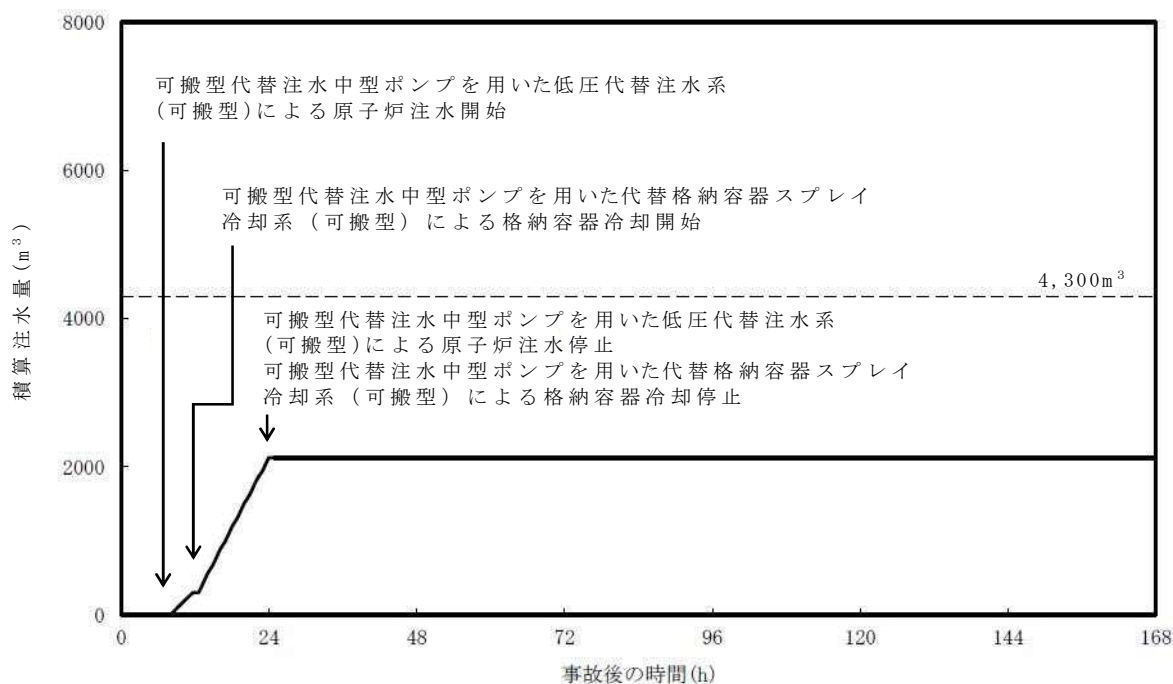
3. 時間評価

事象発生から可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始されるまでは，原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため，西側淡水貯水設備の水量は減少しない。

事象発生 8 時間 1 分以降は，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を実施するため，西側淡水貯水設備の水量は減少する。

交流動力電源が復旧する事象発生 24 時間以降は，残留熱除去系による原子炉注水等を実施し，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を停止するため，西側淡水貯水設備の水量の減少は停止する。

この間の西側淡水貯水設備の使用水量は合計約 2,130m³である。



第 1 図 外部水源による積算注水量
(全交流動力電源喪失 (長期 T B))

4. 水源評価結果

時間評価の結果から、7日間の対応において合計約 2,130m³の水が必要となるが、西側淡水貯水設備に 4,300m³の水を保有することから必要水量を確保している。このため、安定して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
 (全交流動力電源喪失 (長期 T B))

保守的に全ての設備が、事象発生直後から 7 日間燃料を消費するものとして
 評価する。

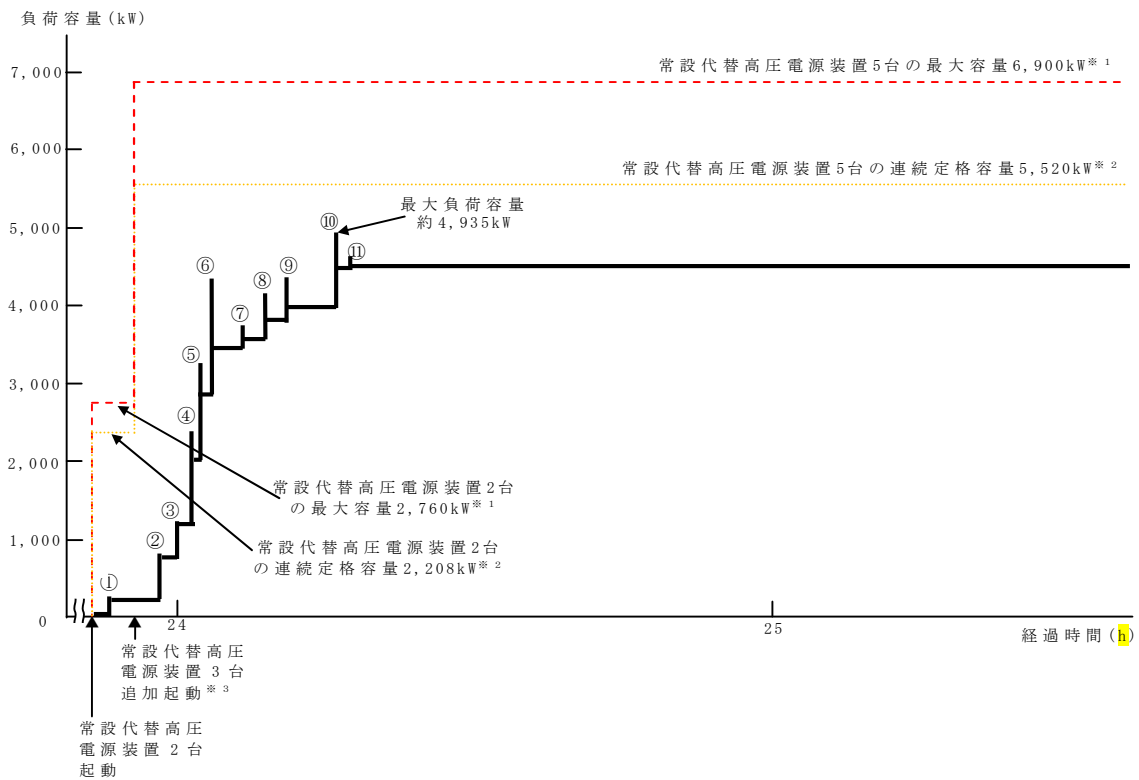
時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置 5 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $420.0\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 5\text{台(運転台数)}$ =約 352.8kL	7 日間の 軽油消費量 約 352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり、7 日間対応可能
可搬型代替注水中型ポンプ 2 台起動 (低圧代替注水系 (可搬型) 及び代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)) $35.7\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 2\text{台(運転台数)}$ =約 12.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 12.0kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約 210kL であり、7 日間対応可能

常設代替交流電源設備の負荷 (全交流動力電源喪失 (長期 T B))

主要負荷リスト

【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他負荷	約120 約84	約252	約204
②	非常用母線2C自動起動負荷 ・直流125V充電器A ・非常用照明 ・120V AC計装用電源2A ・その他負荷	約79 約108 約134 約248	約786	約773
③	非常用母線2D自動起動負荷 ・直流125V充電器B ・非常用照明 ・120V AC計装用電源2B ・その他負荷	約60 約86 約134 約135	約1,193	約1,188
④	残留熱除去系海水ポンプ	約837	約2,388	約2,025
⑤	残留熱除去系海水ポンプ	約837	約3,225	約2,862
⑥	残留熱除去系ポンプ その他負荷	約584 約3	約4,287	約3,449
⑦	非常用ガス再循環系排風機 非常用ガス処理系排風機 その他負荷 停止負荷	約55 約8 約95 約-52	約3,743	約3,555
⑧	中央制御室換気系空調和機ファン 中央制御室換気系フィルタ系ファン その他負荷	約45 約8 約183	約4,132	約3,791
⑨	蓄電池室排気ファン その他負荷	約8 約154	約4,345	約3,953
⑩	緊急用海水ポンプ その他	約510 約4	約4,935	約4,467
⑪	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約4,576	約4,497



※1 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量 (1,380kW×運転台数=最大容量)
 ※2 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の80%の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)
 ※3 非常用母線の負荷への給電に伴い、負荷容量が増加するため、常設代替高圧電源装置を3台追加起動する

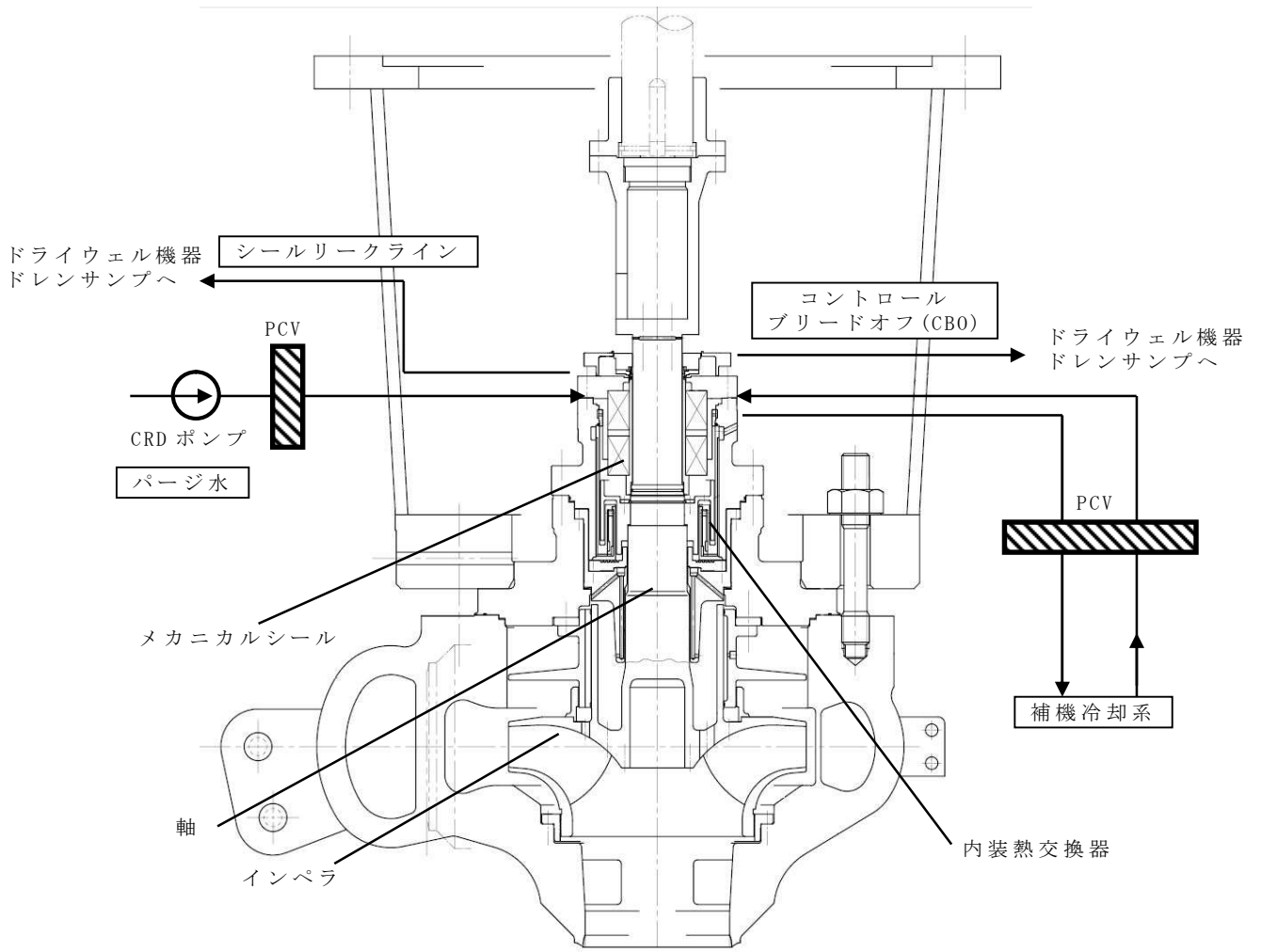
再循環ポンプからのリークについて

1. はじめに

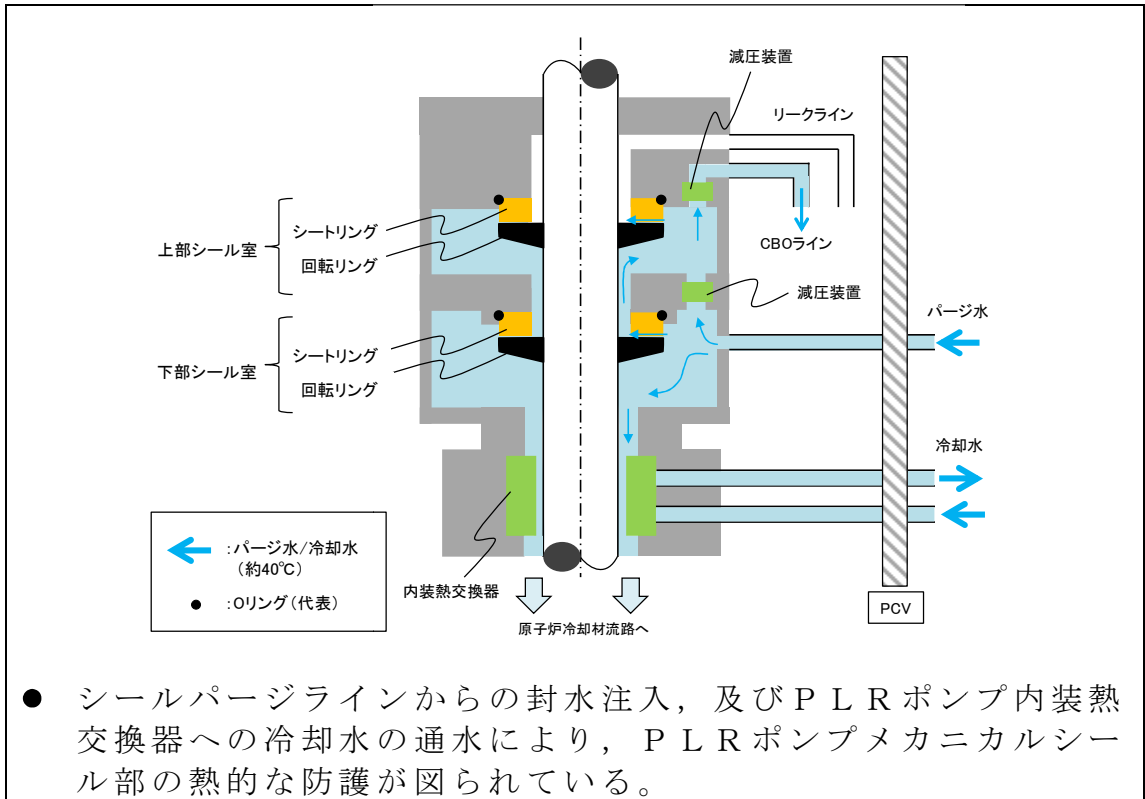
再循環ポンプ（以下「PLRポンプ」という。）の概略図を第1図に示す。通常運転中，PLRポンプメカニカルシール部は，制御棒駆動水圧系によるシールパージラインからの封水注入及びPLRポンプ内装熱交換器への原子炉補機冷却系による冷却水通水によって，熱的な防護が図られている（第2図）。

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ることで温度が上昇する。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（第3図）。

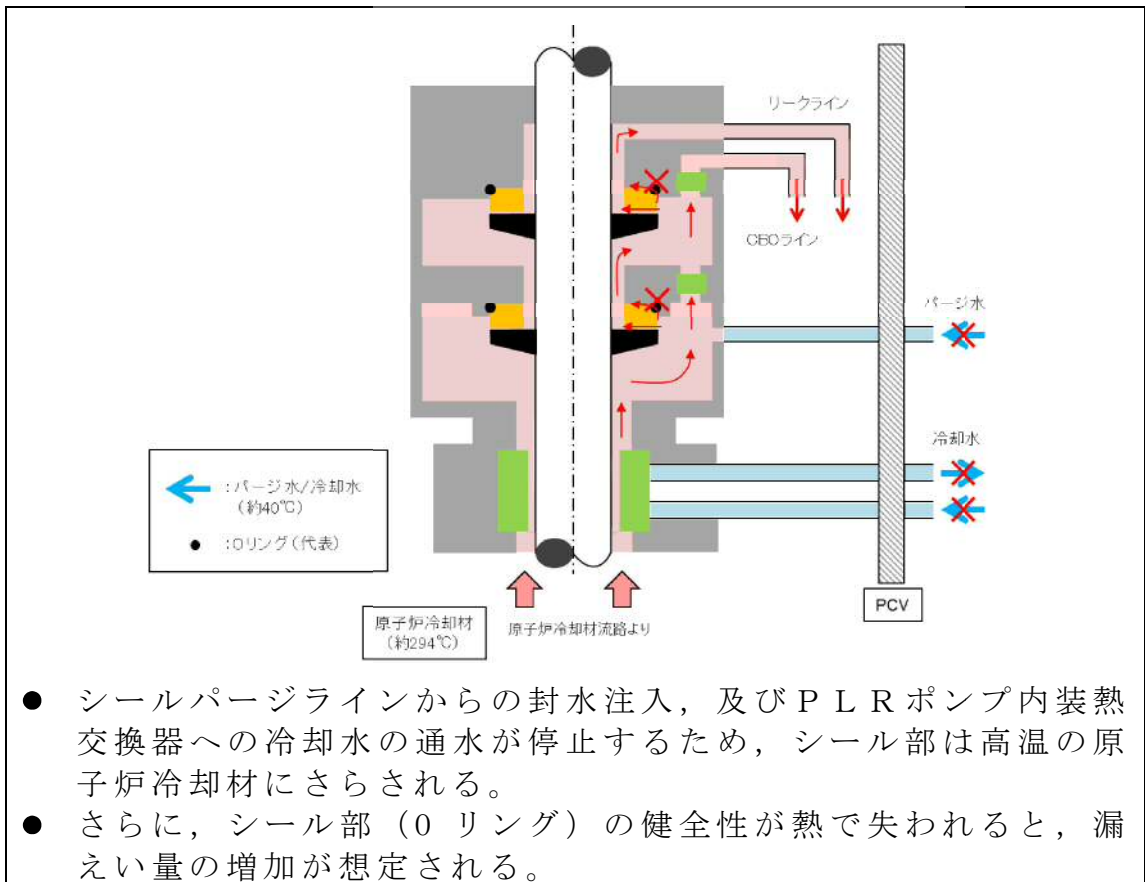
このため，SBO時におけるPLRポンプへの冷却水が喪失した場合のメカニカルシールからの原子炉冷却材の漏えい量を評価する実証試験を実施した。



第 1 図 P L R ポンプ 概略図



第 2 図 P L R ポンプ メカニカルシールの状況（通常運転時）



第 3 図 P L R ポンプ メカニカルシールの状況（冷却水喪失時）

2. 実証試験による評価

(1) 試験概要

P L R 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：P L R ポンプメカニカルシールフルスケール※実証試験設備（第 4 図）

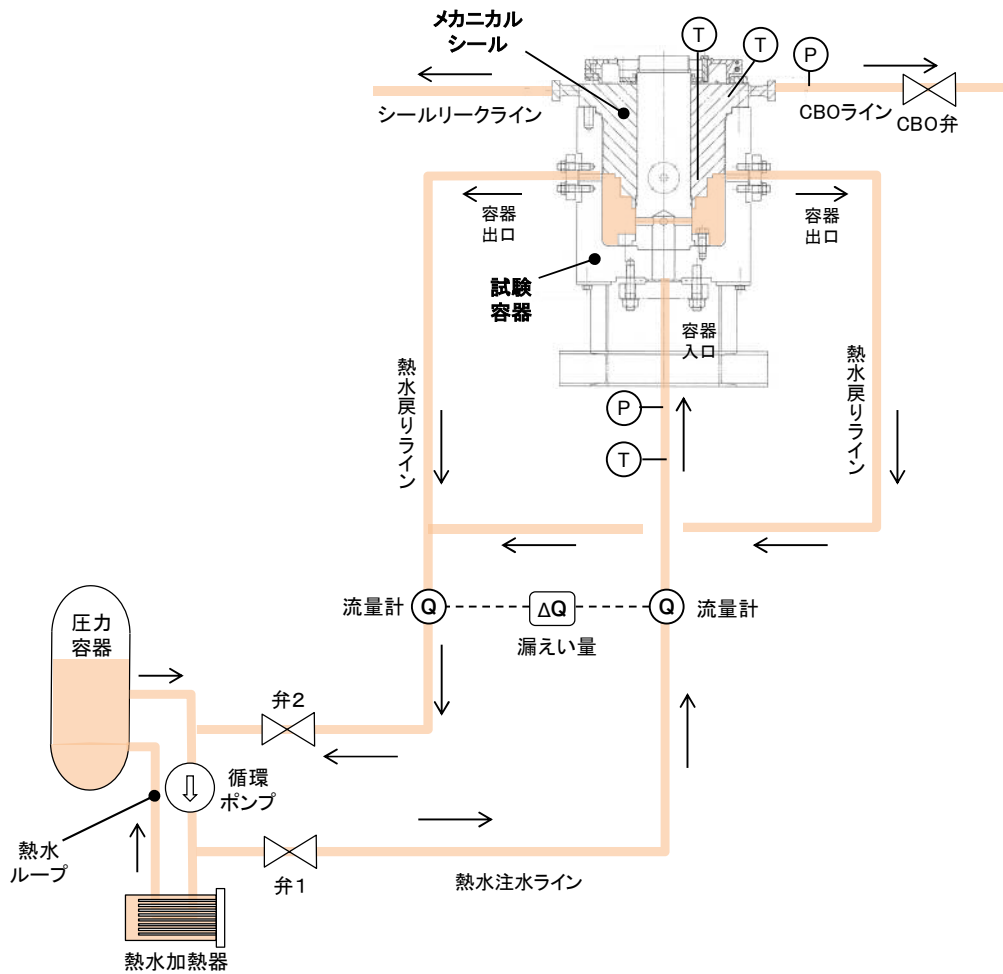
※：試験に用いたメカニカルシールは実機と同一品とし、軸径及びメカニカルシール部ギャップも実機と同一とした。B W R で使用されているメカニカルシールは全てタンデム型コンタクトシールであり、代表として N シールを使用した。

c. 系統構成：実機メカニカルシールの系統構成を模擬（第 5 図）

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 S B O 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（R C I C）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。



第 4 図 試験装置外観



第 5 図 実証試験時の系統構成

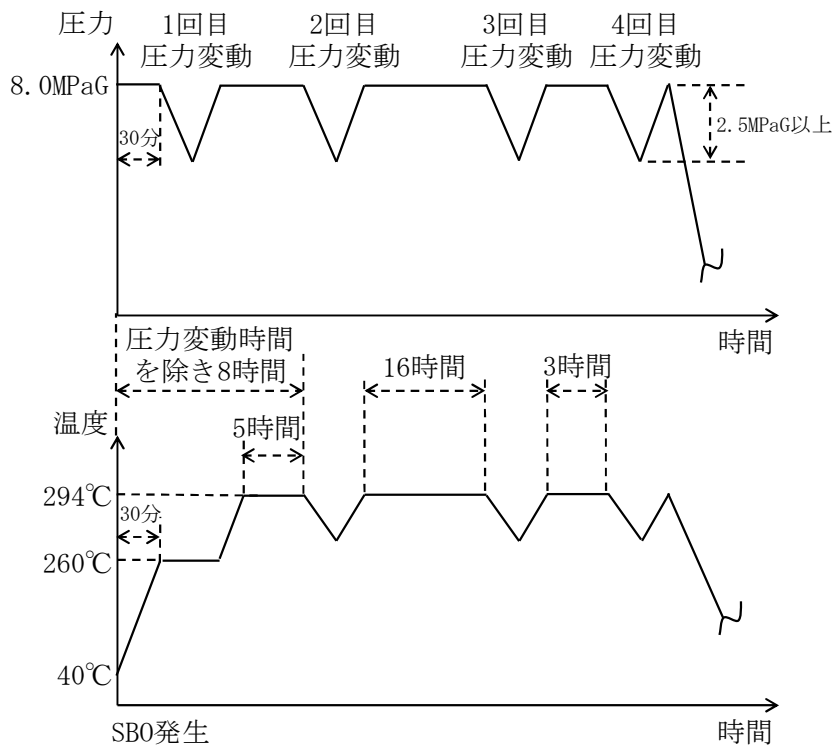
(2) 試験条件

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

第1表 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 以上*	SBO発生後の炉圧変動幅を包絡する値

※ SBO発生後, 24時間後までのRCICによる圧力変動幅をSAFE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。



第6図 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

実証試験時のメカニカルシールへの熱水注入の系統構成の概要を第 5 図に示す。SBO時のRCIC又は高圧代替注水系運転時における原子炉冷却材圧力及び温度を包絡した熱水並びに圧力変動を加えた熱水を試験容器下部からメカニカルシール室へ注水し、試験中の漏えい量を測定した。

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

RCIC等の注水流量及び逃がし安全弁から放出される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、格納容器への熱負荷は小さいことから格納容器健全性に影響を与えることはない。

2.3.2 全交流動力電源喪失（TBD，TBU）

2.3.2.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBD，TBU）」に含まれる事故シーケンスとしては、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「外部電源喪失＋直流電源失敗^{*}＋高圧炉心冷却失敗（TBD）」，②「外部電源喪失＋DG失敗＋高圧炉心冷却失敗（TBU）」及び③「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋DG失敗＋高圧炉心冷却失敗（TBU）」である。

※ 直流電源失敗により非常用ディーゼル発電機の起動ができなくなる。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBD，TBU）」は，原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失に加えて，直流電源喪失又は原子炉隔離時冷却系の故障が重畳することを想定する。これに伴い，電動の原子炉注水機能及び原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで全ての原子炉注水機能が喪失する。このため，原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源喪失に加えて，直流電源喪失又は原子炉隔離時冷却系の故障が重畳することにより，原子炉隔離時冷却系を含む全ての原子炉注水機能が喪失し，炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，直流電源及び交流動力電源の供給機能に対する重大事故等対処設備並びに交流

動力電源を必要としない重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループでは，代替の直流電源供給機能及び交流動力電源が不要な代替の原子炉注水機能を用いた原子炉注水により原子炉水位を維持し，その後，原子炉圧力容器を強制的に減圧し，可搬型の原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図る。また，可搬型の格納容器冷却機能を用いて格納容器冷却を実施するとともに，代替の交流電源供給機能により交流動力電源を復旧し，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBD，TBU）」において，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ十分な冷却を可能とするため，初期の対策として常設代替直流電源設備，高圧代替注水系，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段を整備する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として，可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第2.3.2-1 図に，対応手順の概要を第2.3.2-2 図に示すとともに，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手順と設備

との関係を第 2.3.2-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、必要な要員は災害対策要員（初動）24 名及び事象発生から 2 時間以降に期待する参集要員 6 名である。

災害対策要員（初動）の内訳は、当直発電長 1 名、当直副発電長 1 名、運転操作対応を行う当直運転員 5 名、指揮、通報連絡を行う災害対策要員（指揮者等）4 名及び現場操作を行う重大事故対応要員 13 名である。

参集要員の内訳は、燃料給油操作を行う重大事故等対応要員 2 名、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の流量調整を行う重大事故等対応要員 2 名並びに可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却の現場系統構成及び流量調整を行う重大事故等対応要員 2 名である。

必要な要員と作業項目について第 2.3.2-3 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、災害対策要員（初動）24 名及び参集要員 6 名で対処可能である。

a. 原子炉スクラム及び全電源喪失の確認

外部電源が喪失するとともに、直流電源喪失に伴い非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで全電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する^{※1, 2}。また、早期の電源回復不能と判断する。全電源喪失に伴い原子炉隔離時冷却系を含む全ての設計基準事故対処設備の原子炉注水機能が喪失する。

原子炉スクラム及び全電源喪失の確認に必要な計装設備は、原子炉圧力（SA）、M/C 2C 電圧、M/C 2D 電圧等である。

※1 直流電源喪失に伴い非常用ディーゼル発電機等の起動ができなくなる。

※2 直流電源喪失時には、平均出力領域計装等による原子炉スクラム確認はできないが、直流電源喪失に伴いスクラムパイロット電磁弁が無励磁となり原子炉スクラムが発生する。また、原子炉スクラムに失敗している場合は、炉心での蒸気発生量が多くなり圧力設定点の高い逃がし安全弁が作動し、また作動頻度も高くなることから、原子炉圧力（SA）を監視することで原子炉スクラムの成功／失敗を推定できる。

b. 高圧代替注水系の起動操作

全電源喪失に伴う高圧注水機能喪失の確認後、一連の操作として高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替えを実施し、中央制御室からの遠隔操作により、高圧代替注水系を起動する。

高圧代替注水系の起動操作に必要な計装設備は、高圧代替注水系系統流量である。

c. 原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）

高圧代替注水系の起動により、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。また、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）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）に必要な計装設備は、原子炉水位（SA広帯域）、原子炉水位（SA燃料域）及び高圧代替注水系系統流量である。

d. 電源確保操作対応

早期の電源回復不能の確認後、直流電源の機能回復操作及び外部電源の機能回復操作を実施する。

e. 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

全電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。原子炉建屋内の現場操作にて原子炉注水に必要な系統構成を実施し、屋外の現場操作にて可搬型代替注水中型ポンプの準備、ホース敷設等を実施した後にポンプ起動操作を実施する。

f. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作

全電源喪失の確認後、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に必要な負荷の電源切替えを実施する。

サブプレッション・プール水温度がサブプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認し、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に必要な電源の切替え操作が完了した後に、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放し、原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に必要な計装設備は、原子炉圧力（SA）等である。

原子炉水位が燃料有効長頂部に到達した場合は炉心損傷がないことを継続的に確認する。

炉心損傷がないことを継続的に確認するために必要な計装設備は、格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）及び格納容器雰囲気放射線モニタ（S/C）である。

g. 原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））

逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作により、原子炉圧力が可搬型代替注水中型ポンプの吐出圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。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）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。また、原子炉圧力の低下により高压代替注水系が停止したことを確認する。

原子炉水位の調整操作（低压代替注水系（可搬型））に必要な計装設備は、原子炉水位（S A広帯域）、原子炉水位（S A燃料域）、低压代替注水系原子炉注水流量等である。

h. タンクローリによる燃料給油操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。

i. 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作

全電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度がドライウェル設計温度である 171℃に近接した場合は、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作を実施する。また、同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いて原子炉注水を継続する。

可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作に必要な計装設備は、ドライウェル圧力、サプレッション・チェンバ圧力、低压代替注水系格納容器スプレイ流量、サプレッション・プール水位等である。

j. 常設代替高压電源装置による緊急用母線の受電操作

外部電源喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高压電源装置から緊急用母線を受電する。

常設代替高压電源装置による緊急用母線の受電操作に必要な計装設備

は、緊急用M/C電圧である。

k. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作

早期の電源回復不能の確認後、中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。

l. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作

常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作に必要な計装設備は、M/C 2C及びM/C 2D電圧である。

m. 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作

常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。その後、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施する。

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、残留熱除去系系統流量等である。

n. 使用済燃料プールの冷却操作

代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。

以降、炉心冷却は残留熱除去系（低圧注水系）を用いた原子炉注水により原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持することで継続的に実施し、格納容器除熱は、原子炉注水の停止期間中に残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）により実施する。

2.3.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、直流電源喪失に伴い全ての非常用ディーゼル発電機等及び全ての注水機能が喪失する「外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗（TBD）」である。なお、「外部電源喪失＋DG失敗＋高圧炉心冷却失敗（TBU）」及び「サポート系喪失（直流電源故障）（＋外部電源喪失）＋DG失敗＋高圧炉心冷却失敗（TBU）」は、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という点で安全機能の喪失状態が同じであり、この代替として高圧代替注水系及び常設代替直流電源設備に期待するため重大事故等対策及び事象進展は同じとなる。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、気液熱非平衡及び三次元効果、原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流）、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液

分離（水位変化）・対向流及びE C C S注水（給水系及び代替注水系含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，スプレー冷却及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。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長期間熱水力過渡変化解析コードS A F E R及びシビアアクシデント総合解析コードM A A Pにより，原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお，本有効性評価では，S A F E Rコードによる燃料被覆管温度の評価結果は，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，燃料被覆管温度が高温となる領域において，燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をS A F E Rコードよりも低めに評価するC H A S T Eコードは使用しない。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける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を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第2.3.2-2表に示す。また，主要な解析条件について，本重要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，送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

所内常設直流電源設備の機能喪失を想定する。また、全ての非常用ディーゼル発電機等及び原子炉隔離時冷却系が機能喪失するものとする。

(c) 外部電源

起因事象として、外部電源が喪失することを想定している。

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

原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉信号及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず、原子炉水位低（レベル3）信号により原子炉スクラムするものとする。

(b) 主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は、外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し、閉止するものとする。

(c) 再循環ポンプ

再循環ポンプは、外部電源喪失により駆動電源が喪失し、全台停止するものとする。

(d) 逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また、手動操作による原子炉減圧には、逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を使用するものとし、容量として、1弁当たり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。

(e) 高圧代替注水系

136.7m³/h（原子炉圧力 1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage]において）の流量で原子炉へ注水するものとする。原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持する。また、原子炉減圧時の可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧操作と同時に注水を停止する。

(f) 残留熱除去系（低圧注水系）

残留熱除去系ポンプ 1 台を使用するものとし、非常用母線の受電が完了した時点で手動起動し、0m³/h～1,676m³/h（0MPa[dif][※]～1.55MPa[dif]において）の流量で原子炉へ注水するものとする。伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき 1 基当たり約 43MW（サブプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 32℃において）とする。なお、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間で維持しつつ、原子炉注水の停止期間中に格納容器スプレイ又はサブプレッション・プール冷却を実施するものとする。

※ MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(g) 低圧代替注水系（可搬型）

可搬型代替注水中型ポンプ 2 台を使用するものとし、注水流量は、原子炉注水のみを実施する場合は、機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0m³/h～110m³/h、注水圧力：0MPa[dif]～1.4MPa[dif]）とし、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は、50m³/h（一定）を用いるものとする。また、原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定

点の範囲に維持し、交流動力電源復旧後の事象発生から 24 時間 5 分後に停止する。

(h) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）

低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水中型ポンプ 2 台を使用するものとし、スプレイ流量は、運転手順に基づき $130\text{m}^3/\text{h}$ （一定）を用いるものとする。また、格納容器圧力が $217\text{kPa}[\text{gage}]$ に到達した場合に停止し、 $279\text{kPa}[\text{gage}]$ に到達した場合に再開し、交流電源復旧後の事象発生から 24 時間 5 分後に停止する。

(i) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を停止している期間に、 $1.9 \times 10^3 \text{m}^3/\text{h}$ の流量で格納容器へスプレイするものとし、そのうち 95% をドライウェルへ、5% をサブプレッション・チェンバへ分配するものとする。なお、格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が $13.7\text{kPa}[\text{gage}]$ に到達した時点でサブプレッション・プール冷却運転に切り替える。

伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき 1 基当たり約 43MW（サブプレッション・プール水温度 100°C 、海水温度 32°C において）とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等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」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 交流動力電源は 24 時間使用できないものとし、事象発生から 24 時間後に常設代替高圧電源装置により非常用母線への給電を開始する。

- (b) 高压代替注水系の起動操作は、状況判断及び高压代替注水系の準備に要する時間を考慮して、事象発生 25 分後に実施するものとする。
- (c) 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は、余裕時間を確認する観点で 8 時間後に低压代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了するものとし、原子炉減圧操作に要する時間を考慮して、事象発生から 8 時間 1 分後に実施する。なお、全交流動力電源喪失時において、直流電源の容量やポンプ室の温度上昇等を考慮しても、少なくとも事象発生から 8 時間後まではサブプレッション・プールを水源とした高压代替注水系による原子炉注水が継続可能であることを確認している。
- (d) 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は、格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施する。
- (e) 残留熱除去系（低压注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は、常設代替高压電源装置による非常用母線の受電操作の完了後に残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から 24 時間 10 分後に実施する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内外水位）※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.3.2-4 図から第 2.3.2-8 図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管最高温

度発生位置におけるボイド率，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.3.2-9図から第2.3.2-14図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サブレーション・プール水位及びサブレーション・プール水温度の推移を第2.3.2-15図から第2.3.2-18図に示す。

※ 炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し，運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお，シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む水位であることから，原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。

a. 事象進展

全電源喪失後，原子炉スクラム，主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプの停止が発生する。外部電源喪失及び直流電源喪失を確認した後，事象発生 25 分後に代替直流電源設備からの給電により高圧代替注水系を起動し，原子炉注水が開始されることで，原子炉水位は維持される。

代替直流電源設備は，**負荷の切離しを行うことなく**，事象発生から 24 時間にわたり重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給可能である。

(添付資料 2.3.2.1)

事象発生の 8 時間後に可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了した時点で，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁の手動操作による原子炉減圧を実施する。逃がし安全弁（自動減圧機能）開放による蒸気流出によって原子炉水位が一時的に低下するが，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始されることで原子炉水位は回復し，炉心の冷却は維持される。なお，高圧代替注水系は，原子炉減圧と同時に停止する想定とす

る。

(添付資料 2.3.2.2)

事象発生から 24 時間後に常設代替高圧電源装置による非常用母線への交流動力電源供給を開始し、その後中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水系）を起動し、原子炉注水を開始することで、その後も炉心の冷却は維持される。

また、全電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器内で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。このため、事象発生の約 13 時間後に格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した時点で、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作を開始し、事象発生の 24 時間後に交流動力電源が復旧した時点で残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。

b. 評価項目等

燃料被覆管温度は、第 2.3.2-9 図に示すとおり、炉心冷却が維持され、初期値（約 309℃）以下にとどまることから、評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体で発生している。また、燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、評価項目である 15%を下回る。

原子炉圧力は、第 2.3.2-4 図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、約 8.16MPa[gage]以下に維持される。このため、原

原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa程度）を考慮しても、約8.46MPa [gage]以下であり、評価項目である最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa [gage]）を下回る。

格納容器圧力は、第2.3.2-15図に示すとおり、全電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器内で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって、事象発生後に上昇傾向が継続するが、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作により低下傾向となる。事象発生約13時間後に最高値の約0.28MPa [gage]となるが、格納容器バウンダリにかかる圧力は、評価項目である最高使用圧力の2倍（0.62MPa [gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は、第2.3.2-16図に示すとおり、事象発生約24時間後に最高値の約141℃となり、以降は低下傾向となっていることから、格納容器バウンダリにかかる温度は、評価項目である200℃を下回る。

第2.3.2-5図に示すように、高圧代替注水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水状態が維持され、炉心冷却が維持される。また、第2.3.2-15図及び第2.3.2-16図に示すように、事象発生約24時間後に、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施することで、高温停止での安定状態が確立する。

（添付資料2.3.2.3）

安定状態が確立した以降は、原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し、また、機能喪失している設備の復旧に努めるとともに、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

以上により、本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

2.3.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲としては、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を評価する。

本重要事故シーケンスでは、全交流動力電源の喪失に加えて、直流電源喪失に伴い原子炉隔離時冷却系が機能喪失し、原子炉注水機能が喪失することで原子炉水位が低下するため、高压代替注水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施すること並びに全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能も喪失し格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇することから、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作を実施すること及び交流動力電源の復旧後に残留熱除去系（低压注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施することが特徴である。よって、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、高压代替注水系の起動操作、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）、可搬型代替注

水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は、「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」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価を以下に示す。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで，燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内

部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はHDR実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.2.4)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして、解析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めめに評価し、有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めめに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし、炉心部の冠水がおおむね維持される本事故シナリオでは、この影響は小さいと考えられる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし、炉心部の冠水がおおむね維持される本事故シーケンスでは、この影響は小さいと考えられる。

格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はHDR実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.2.4)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.3.2-2表に示すとおりであり、これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては、設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよ

う保守的な設定をしていることから、この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について、評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した $44.0\text{kW}/\text{m}$ に対して最確条件は約 $33\text{kW}/\text{m}$ ～約 $41\text{kW}/\text{m}$ であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 $33\text{Gwd}/\text{t}$ に対して最確条件は $33\text{Gwd}/\text{t}$ 以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため、原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は遅くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は、最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなる

が、原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 2.3.2.4)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した $44.0\text{kW}/\text{m}$ に対して最確条件は約 $33\text{kW}/\text{m}$ ～約 $41\text{kW}/\text{m}$ であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし、炉心部の冠水がおおむね維持される本事故シナリオでは、この影響は小さいと考えられる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 $33\text{GWd}/\text{t}$ に対して最確条件は $33\text{GWd}/\text{t}$ 以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなり、原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は緩和される。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は、最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大

きくなる。

(添付資料 2.3.2.4)

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の高圧代替注水系の起動操作は、解析上の操作開始時間として、事象発生から25分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが、状況判断から高圧代替注水系の起動操作までは一連の操作として実施し、同一の運転員による並列操作はないことから、影響はない。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は、解析上の操作開始時間として事象発生から8時間1分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があるが、その他の操作と並列して操作を実施する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響は

ない。

操作条件の可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 279kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は、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、操作開始時間は遅れる可能性があるが、並列して実施する可能性がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から 24 時間 10 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

(添付資料 2.3.2.4)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の高圧代替注水系の起動操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があり、この場合は、原子炉への注水開始が早くなることで、原子炉水位の回復が早くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧

操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があるが、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水に移行するまでの期間は高圧代替注水系により原子炉注水が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが、この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブレーション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があるが、この場合には、格納容器除熱操作の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.3.2.4）

(3) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目と

なるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

操作条件の高圧代替注水系の起動操作については、操作開始時間が事象発生 25 分後と同様であるが、高圧の注水系統により原子炉注水を実施する本事故シーケンスに比べて、原子炉減圧操作を実施し低圧の注水系統により原子炉注水を実施することから原子炉水位低下の観点でより厳しくなる「LOCA時注水機能喪失」において、10 分の原子炉減圧操作開始遅れを想定した場合でも、燃料被覆管最の高温度は約 706℃であり、燃料被覆管の破裂は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備完了後に実施するものであり、評価上は余裕時間を確認する観点で事象発生の 8 時間後に準備が完了するものとしており、低圧代替注水系（可搬型）の準備に要する時間は事象初期の状況判断から 170 分程度であることから、時間余裕がある。

操作条件の可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は、事象発生の約 13 時間後に実施するものであり、低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水中型ポンプを使用し、評価上は余裕時間を確認する観点で可搬型代替注水中型ポンプの準備完了を事象発生の 8 時間後と想定しており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は、非常用母線の受電後に実施す

るものであり、評価上は事象発生後の24時間後に非常用母線の受電が完了する想定としており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

(添付資料 2.3.2.4)

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、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を確認した。この結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

2.3.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)」の重大事故等対策に必要な災害対策要員(初動)は、「2.3.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり24名であり、災害対策要員(初動)の39名で対処可能である。

また、事象発生2時間以降に必要な参集要員は6名であり、発電所外から2時間以内に参集可能な要員の71名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)」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

にて評価を行い、以下のとおりである。

a. 水 源

可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却については、7日間の対応を考慮すると、合計約 2,130m³の水が必要となる。

水源として、西側淡水貯水設備に 4,300m³の水を保有していることから、水源が枯渇することはない、7日間の対応が可能である。

高圧代替注水系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水については、サブプレッション・プールを水源とすることから、水源が枯渇することはない、7日間の対応が可能である。

(添付資料 2.3.2.5)

b. 燃 料

常設代替交流電源設備による電源供給について、事象発生直後から 7日間の常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5台）の運転を想定すると、約 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクには約 800kL の軽油を保有していることから、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5台）による 7日間の電源供給の継続が可能である。

可搬型代替注水中型ポンプ（2台）を用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等について、事象発生直後から 7日間の可搬型代替注水中型ポンプ（2台）の運転を想定すると、約 12.0kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクには約 210kL の軽油を保有していることから、可搬型代替注水中型ポンプ（2台）を用いた低圧代替注水系（可搬型）による 7日間の原子炉注水等の継続が可能である。

(添付資料 2.3.2.6)

c. 電 源

重大事故等対策時に必要な負荷は約 4,497kW であるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は 5,520kW 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。

また、代替の蓄電池の容量については、交流動力電源が復旧しない場合を想定しても、負荷の切離しを行うことなく、事象発生後 24 時間の直流電源の供給が可能である。

(添付資料 2.3.2.7)

2.3.2.5 結 論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBD, TBU）」では、原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失が発生し電動の原子炉注水機能が喪失するとともに、直流電源喪失又は原子炉隔離時冷却系の故障により蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系も機能喪失し原子炉注水機能が喪失することで、原子炉水位の低下が継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBD, TBU）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として常設代替直流電源設備、高圧代替注水系、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段を整備する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷

却手段及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBD，TBU）」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗（TBD）」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、常設代替直流電源設備、高圧代替注水系、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続し、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施することで、炉心の著しい損傷を防止することができる。

その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持することができる。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響について確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、7日間以上の供給が可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBD，TBU）」において、常設代替直流電源設備、高圧代替注水系、逃がし安全弁

(自動減圧機能) の手動による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水, 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 又は残留熱除去系 (サプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は, 選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき, 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失 (T B D, T B U)」に対して有効である。

第 2.3.2-1 表 全交流動力電源喪失（TBD, TBU）時における重大事故等対策について（1/4）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラム及び全電源喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源が喪失するとともに、直流電源喪失に伴い非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで、全電源喪失となり、原子炉はスクラムするが、直流電源喪失により平均出力領域計装等による確認ができないため、原子炉圧力の推移及び逃がし安全弁の動作状況等により原子炉の停止状態を確認する。 全電源喪失により、早期の電源回復不能と判断する。 	逃がし安全弁（安全弁機能）* 常設代替直流電源設備	—	原子炉圧力（SA） M/C 2C電圧* M/C 2D電圧* 緊急用M/C電圧
高圧代替注水系の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> 全電源喪失に伴う高圧注水機能喪失の確認後、高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替えを実施し、高圧代替注水系を起動する。 	高圧代替注水系 サブプレッション・プール* 常設代替直流電源設備	—	高圧代替注水系系統流量
原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系の起動により、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。 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）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。 	高圧代替注水系 サブプレッション・プール* 常設代替直流電源設備	—	原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 高圧代替注水系系統流量
電源確保操作対応	<ul style="list-style-type: none"> 直流電源の回復操作を実施する。 外部電源の回復操作を実施する。 	—	—	—
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	<ul style="list-style-type: none"> 全電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。 	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	—

■：有効性評価上考慮しない操作

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

2.3.2-32

第 2.3.2-1 表 全交流動力電源喪失（TBD，TBU）時における重大事故等対策について（2/4）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作	<ul style="list-style-type: none"> 全電源喪失の確認後，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に必要な負荷の電源切替えを実施する。 サブプレッション・プール水温度がサブプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65°C）に到達したことを確認する。 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に必要な電源の切替操作が完了した後に，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放することにより，原子炉減圧を実施する。 原子炉水位が燃料有効長頂部を下回った場合は，炉心損傷がないことを継続的に確認する。 	逃がし安全弁（自動減圧機能）* 非常用窒素供給系 高圧窒素ポンプ* 常設代替直流電源設備	—	サブプレッション・プール水温度* 原子炉圧力（SA） ドライウェル雰囲気温度* 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）* 格納容器雰囲気放射線モニタ（S/C）*
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉減圧により可搬型代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）からの原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復することを確認する。 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）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間に維持する。 高圧代替注水系が停止したことを確認する。 	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	原子炉水位（SA 広帯域） 原子炉水位（SA 燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 高圧代替注水系系統流量 原子炉圧力（SA）
タンクローリによる燃料給油操作	<ul style="list-style-type: none"> タンクローリにより可搬型代替注水設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。 	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	—

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.3.2-1 表 全交流動力電源喪失（TBD，TBU）時における重大事故等対策について（3/4）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器圧力が 279kPa[gage]又はドライウエル雰囲気温度がドライウエル設計温度である 171℃に近接したことを確認する。 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作を実施する。 	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	ドライウエル圧力* ドライウエル雰囲気温度* サプレッション・チェンバ圧力* 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 サプレッション・プール水位*
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失の確認後、常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。 	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	緊急用M/C電圧
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	<ul style="list-style-type: none"> 早期の電源回復不能の確認後、常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。 	—	—	—
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後、非常用母線 2C及び2Dを受電する。 	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	M/C 2C電圧* M/C 2D電圧*

■：有効性評価上考慮しない操作

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.3.2-1 表 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時における重大事故等対策について (4/4)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水並びに残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 又は残留熱除去系 (サプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱操作	<ul style="list-style-type: none"> 非常用母線の受電後, 残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器スプレイを停止する。 残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水並びに残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 又は残留熱除去系 (サプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱操作を実施する。 	残留熱除去系 (低圧注水系) * サプレッション・プール* 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) * 残留熱除去系 (サプレッション・プール冷却系) * 残留熱除去系海水系* 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	-	原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (SA広帯域) 残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系海水系系統流量* 低圧代替注水系原子炉注水流量 サプレッション・チェンバ圧力* ドライウエル圧力* サプレッション・プール水温度*
使用済燃料プールの冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> 代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。 	-	-	-

■ : 有効性評価上考慮しない操作

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.3.2-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBD, TBU））（1/7）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：S A F E R 格納容器側：M A A P	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+126cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300 t/h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃 料	9×9 燃料（A型）	9×9 燃料（A型）と 9×9 燃料（B型）は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9×9 燃料（A型）を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33Gwd/t)	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定
格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定	

第 2.3.2-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBD, TBU））（2/7）

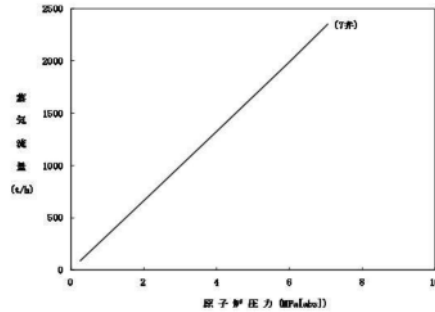
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウエル）	5,700m ³	設計値を設定
	格納容器 （ウェットウエル）	空間部：4,100m ³ 気相部：3,300m ³	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール 水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール 水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置 作動差圧	3.45kPa（ドライウエルーサプレ ッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
	外部水源の水温	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等による外部電源喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	所内常設直流電源設備、非常用 ディーゼル発電機等及び原子炉 隔離時冷却系の機能喪失	所内常設直流電源設備、非常用ディーゼル発電機等及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失を設定 なお、交流動力電源は 24 時間使用できないことを想定し、この期間は交流動力電源の復旧及び代替交流動力電源に期待しない
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源喪失を想定

第 2.3.2-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBD，TBU））（3/7）

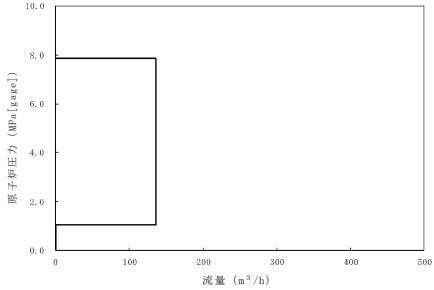
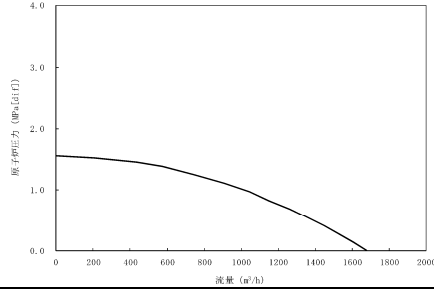
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル3）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムを設定
	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し閉止することから、事象発生と同時に主蒸気隔離弁閉を設定
	再循環ポンプ	事象発生と同時に停止	外部電源喪失により駆動電源が喪失し全台停止することから、事象発生と同時に再循環ポンプ停止を設定

第 2.3.2-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBD, TBU））（4/7）

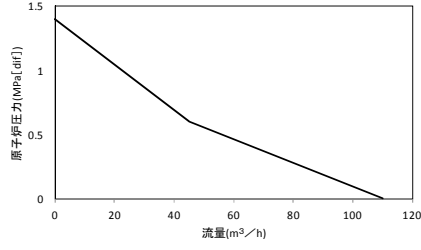
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし安全弁 （原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa [gage] ×2 個, 385.2t/h/個 8.10MPa [gage] ×4 個, 400.5t/h/個 8.17MPa [gage] ×4 個, 403.9t/h/個 8.24MPa [gage] ×4 個, 407.2t/h/個 8.31MPa [gage] ×4 個, 410.6t/h/個	設計値を設定 なお, 安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され, 原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため, 事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水操作を実施する事故シーケンスにおいては, 評価項目に対して厳しい条件となる
	逃がし安全弁 （原子炉手動減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放することによる原子炉減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係>	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定



第 2.3.2-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBD, TBU））（5/7）

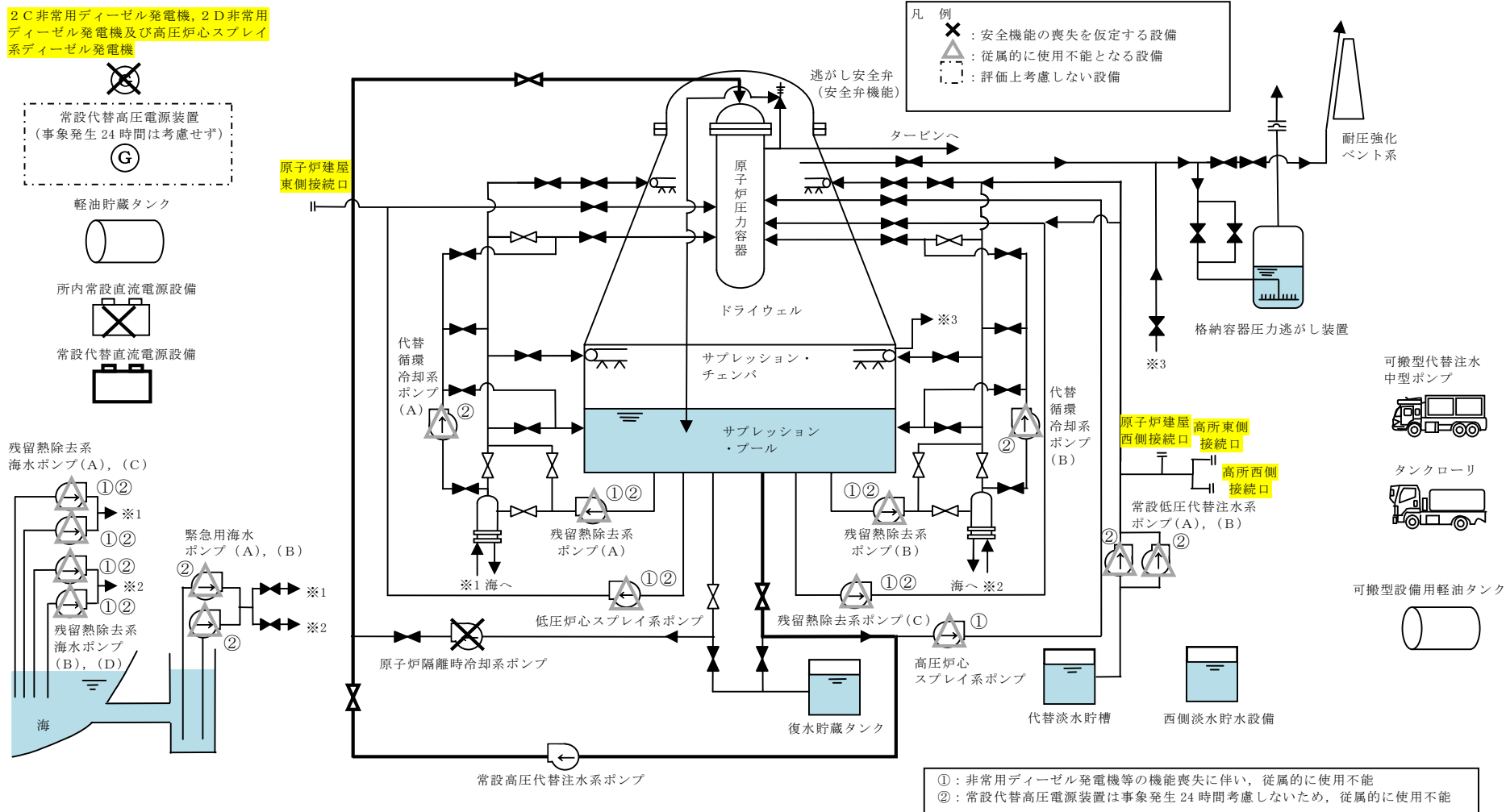
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	高压代替注水系 原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持 原子炉減圧時の可搬型代替注水ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）による原子炉水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧操作と同時に注水停止 ・注水特性：136.7m ³ /h ・注水圧力：1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage]	設計値を設定 高压代替注水系は、タービン回転数制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている 
	残留熱除去系（低压注水系） 原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持し、原子炉注水停止中に格納容器除熱を実施 最小流量特性 注水流量：0m ³ /h～1,676m ³ /h 注水圧力：0MPa[dif]～1.55MPa[dif] 伝熱容量：約 43MW （サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定  熱交換器の設計性能に基づき、残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定

第 2.3.2-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBD, TBU））（6/7）

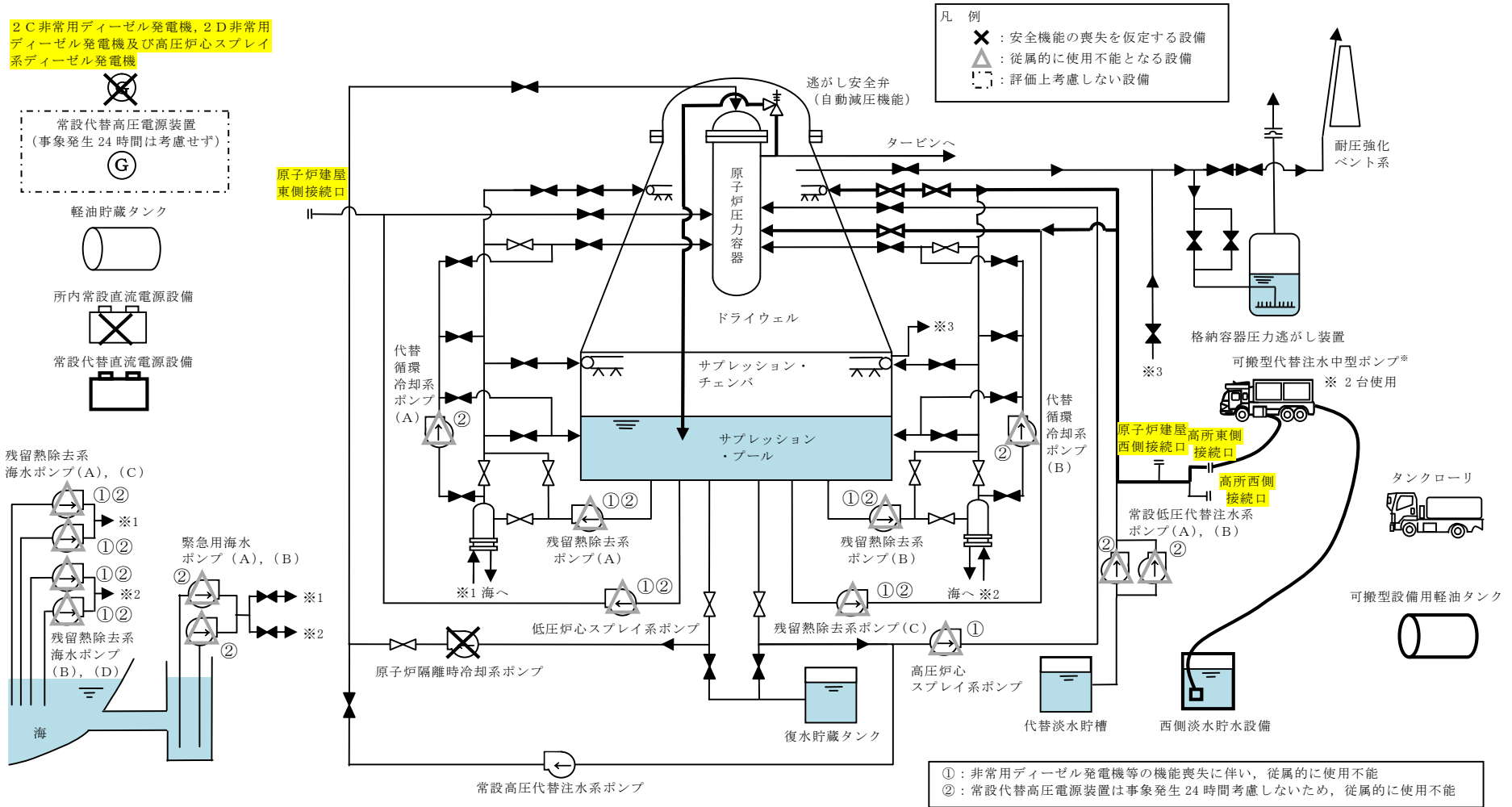
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	低压代替注水系（可搬型）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持し、交流動力電源復旧後の事象発生から 24 時間 5 分後に停止 （原子炉注水単独時） 最小流量特性 ・注水流量：0m ³ /h～110m ³ /h ・注水圧力：0MPa[dif]～1.4MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 
		（原子炉注水と格納容器スプレィ併用時） ・注水流量：50m ³ /h（一定）	設計に基づき、併用時の注入先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定
	代替格納容器スプレィ冷却系（可搬型）	格納容器圧力が 217kPa[gage]に到達した場合は停止し、279kPa[gage]に到達した場合に再開し、交流動力電源復旧後の事象発生から 24 時間 5 分後に停止 スプレィ流量：130m ³ /h（一定）	格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定
	残留熱除去系（格納容器スプレィ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）	格納容器スプレィ実施中に格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達した時点でサプレッション・プール冷却運転に切替え スプレィ流量：1.9×10 ³ m ³ /h （95%：ドライウェル，5%：サプレッション・チェンバ）	設計値を設定
		伝熱容量：約 43MW （サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）	熱交換器の設計性能に基づき、残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定

第 2.3.2-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBD, TBU））（7/7）

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操作条件	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	事象発生から 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	高圧代替注水系の起動操作	事象発生から 25 分後	運転手順に基づき、直流電源喪失を確認した後に高圧代替注水系の起動操作を実施するため、状況判断及び高圧代替注水系の起動操作に要する時間を考慮して設定
	逃がし安全弁による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）	事象発生から 8 時間 1 分後	実際には低圧で注水可能な系統（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型））が準備できた時点で、サブプレッション・プール水温度が熱容量制限を超過している場合は原子炉減圧を実施するが、余裕時間を確認する観点で 8 時間後に可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし、原子炉減圧に要する時間を考慮して設定
	可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作	格納容器圧力 279kPa[gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮し設定
	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作	事象発生から 24 時間 10 分後	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定

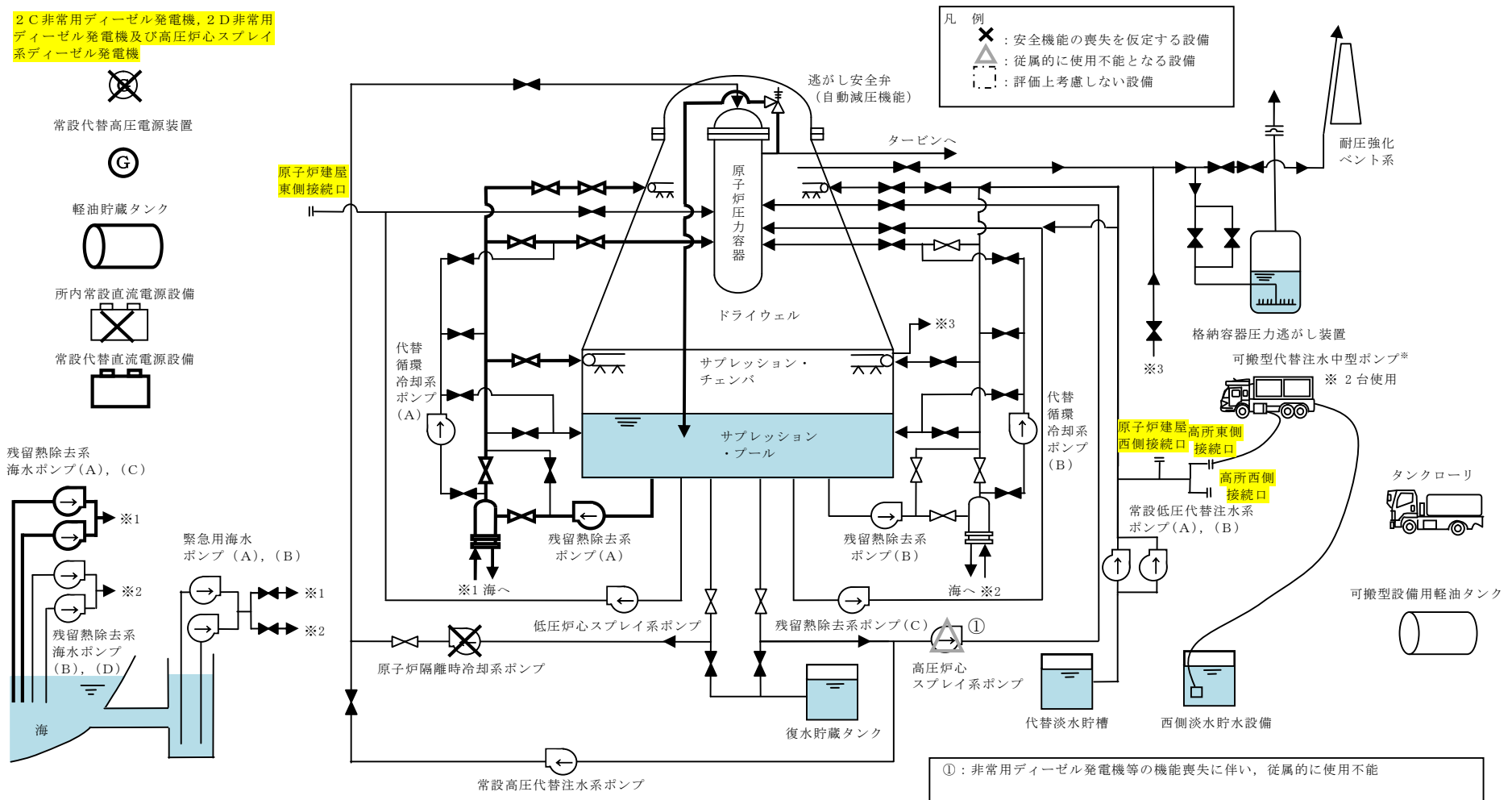


第 2.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
(高圧代替注水系による原子炉注水段階)

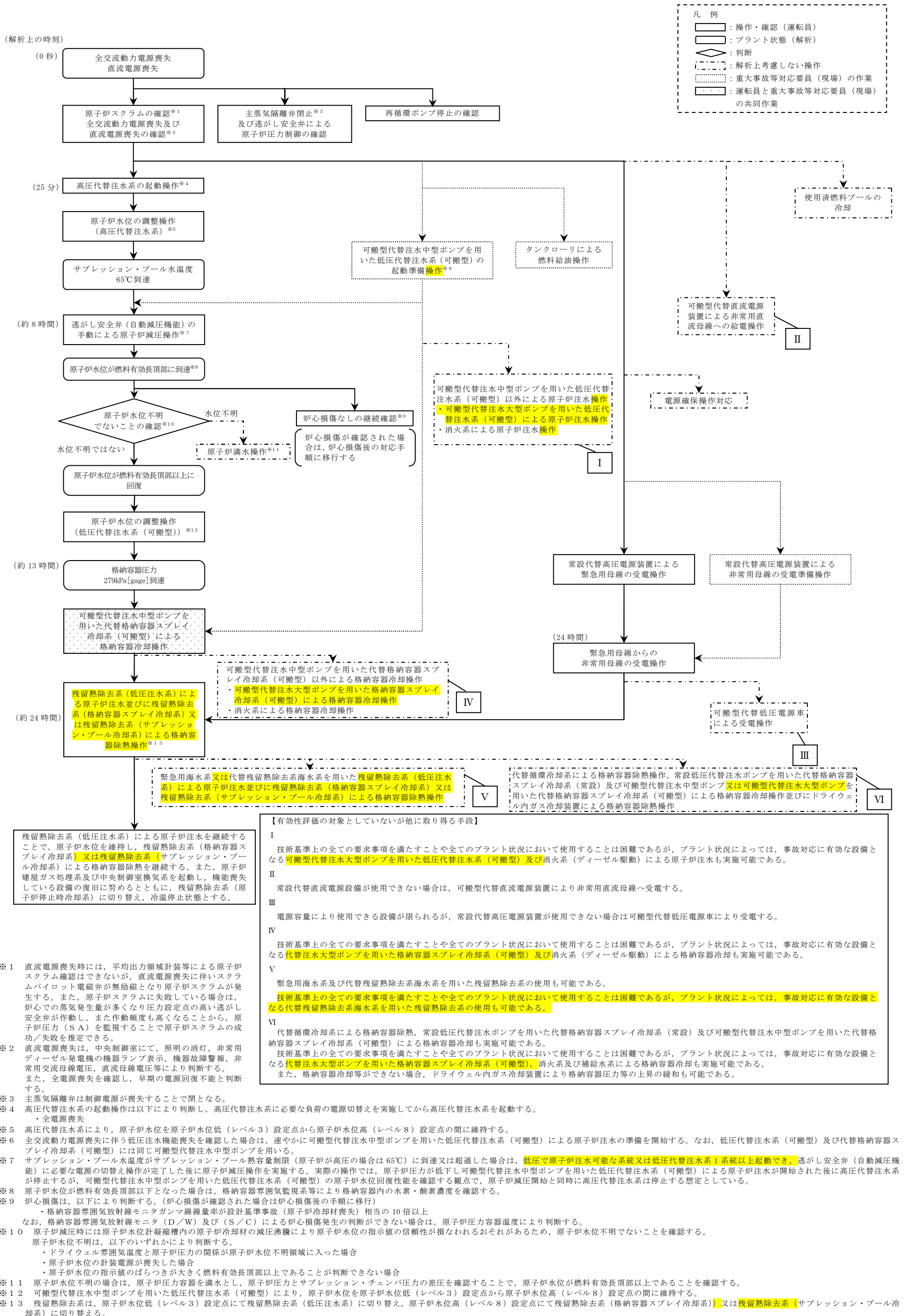


第 2.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)
 (可搬型代替注水中型ポンプを用いた低压代替注水系 (可搬型) による原子炉注水及び
 代替格納容器スプレィ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却段階)

2 C 非常用ディーゼル発電機, 2 D 非常用ディーゼル発電機及び高压炉心スプレィ系ディーゼル発電機



第 2.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
(残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階)



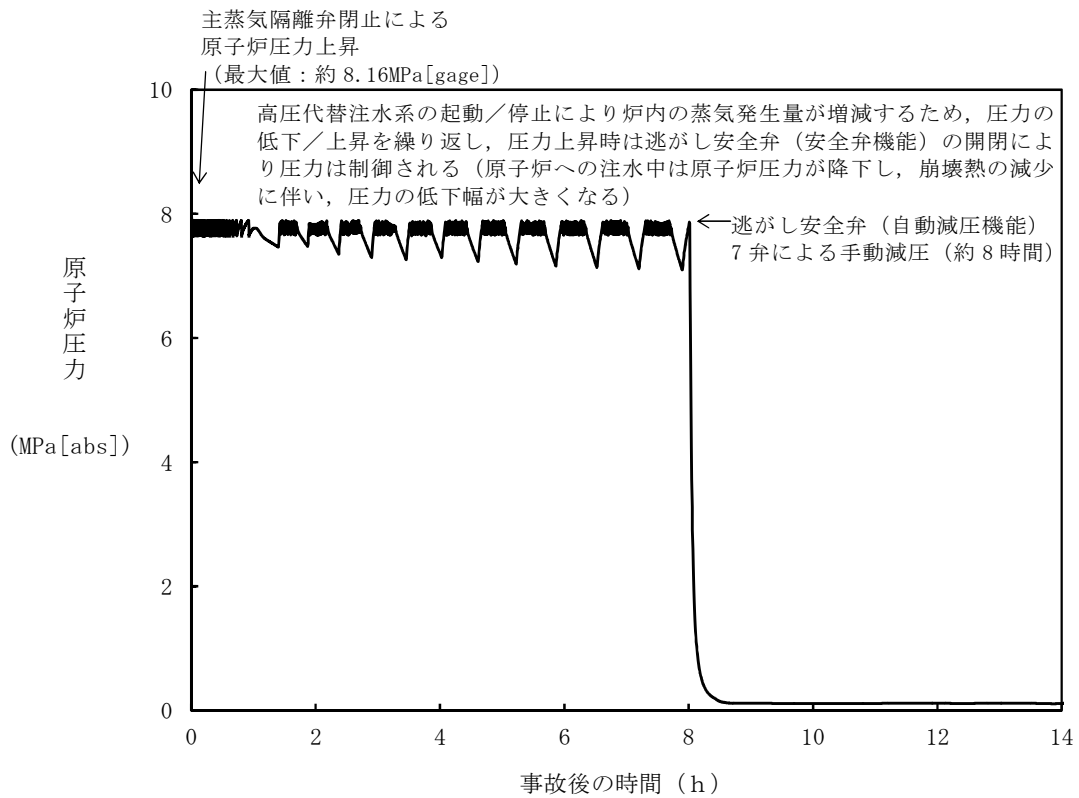
第 2.3.2-2 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) の対応手順の概要

				経過時間 (分)								備考					
				0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	
操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			操作の内容	事象発生 原子炉スクラム ▼ プラント状況判断 25分 高圧代替注水系による原子炉注水開始												
	責任者	当直発電長	1人														中央監視 運転操作指揮
	補佐	当直副発電長	1人														運転操作指揮補佐
	指揮者等	災害対策要員 (指揮者等)	4人														初動での指揮 発電所内外連絡
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)													
乾電池式内蔵型照明の準備	2人 A, B	3人 C, D, E	—	●乾電池内蔵型照明 (ヘッドライト等) の準備	1分												
状況判断	2人 A, B	—	—	●原子炉スクラムの確認	10分												
				●タービン停止の確認													
				●全電源喪失の確認													
				●再循環ポンプ停止の確認													
●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁 (安全弁機能) による原子炉圧力制御の確認																	
中央制御室からの高圧代替注水系起動操作	【1人】 A	—	—	●高圧代替注水系による原子炉注水に必要な負荷の電源切替操作	4分												
				●高圧代替注水系による原子炉注水系統構成操作及び起動操作	6分												
電源確保操作対応	—	—	2人 a, b	●電源回復操作												解析上考慮しない	
原子炉水位の調整操作 (高圧代替注水系)	【1人】 A	—	—	●高圧代替注水系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持												
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) の起動操作	—	—	8人 c~j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	170分												
	—	3人 C, D, E	3人 k, l, m	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の系統構成操作	125分												

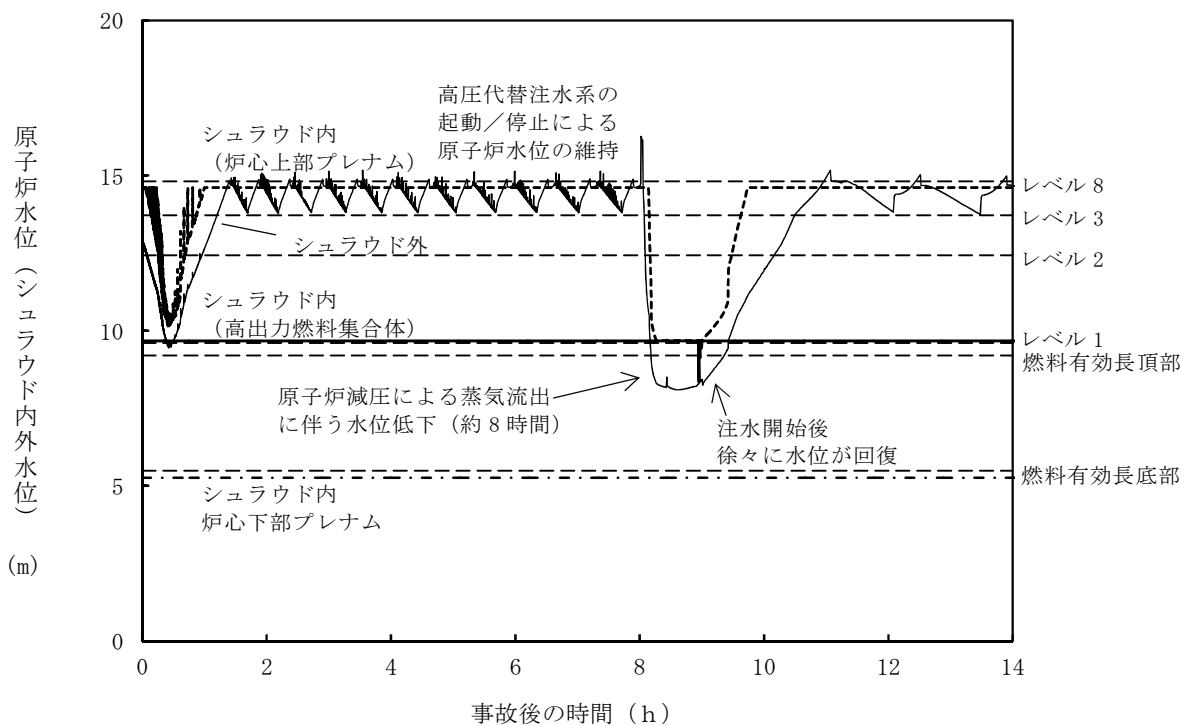
第 2.3.2-3 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) の作業と所要時間 (1/2)

操作項目	実施箇所・必要要員数			操作の内容	経過時間 (時間)											備考
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)		4	8	12	16	20	24	28	32	36	40		
原子炉水位の調整操作 (高压代替注水系)	【1人】 A	-	-	● 高压代替注水系による原子炉注水の調整操作												
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) の起動操作	-	-	8人 c~j	● 可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	170分	起動後、適宜監視										
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) の起動操作	-	3人 C, D, E	3人 k, l, m	● 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の系統構成操作	125分	適宜実施										
タンクローリによる燃料給油操作	-	-	2人 (参集)	● 可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作 ● 可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作	90分				適宜実施							タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから給油
逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作	【1人】 B	-	-	● 逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉減圧に必要な負荷の電源切替操作 ● 逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7弁の手動開放操作	4分				1分							
原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系 (可搬型))	-	【2人】 C, D	2人 (参集)	● 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の調整操作	系統構成後、適宜流量調整											
常設代替高压電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	-	-	● 非常用母線受電準備操作 (中央制御室)	30分											
可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却操作	-	【1人】 E	【3人】 k, l, m 2人 (参集)	● 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却の系統構成操作 ● 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却の流量調整操作	185分				175分							系統構成後、適宜流量調整
常設代替高压電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	-	-	● 常設代替高压電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作					4分							
常設代替高压電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	-	-	● 常設代替高压電源装置3台の追加起動操作 ● 非常用母線の受電操作					8分 9分							
残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水操作並びに残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 又は残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱操作	【1人】 A	-	-	● 残留熱除去系海水系の起動操作 ● 残留熱除去系 (低圧注水系、格納容器スプレイ冷却系、サブプレッション・プール冷却系) の起動操作 ● 残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水並びに残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 又は残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱の交互運転操作					4分 2分							原子炉水位高 (レベル8) 設定点にて格納容器スプレイ又はサブプレッション・プール冷却開始への切替操作を実施し、原子炉水位低 (レベル3) 設定点にて原子炉注水への切替操作を実施
使用済燃料プールの冷却操作	-	【1人】 C	【1人】 (参集)	● 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施											解析上考慮しないスロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
	【1人】 A	-	-	● 緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作 ● 代替燃料プール冷却系の起動操作					20分 15分							解析上考慮しない約25時間後までに実施する
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	13人 a~m 及び参集6人													

第 2.3.2-3 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) の作業と所要時間 (2/2)

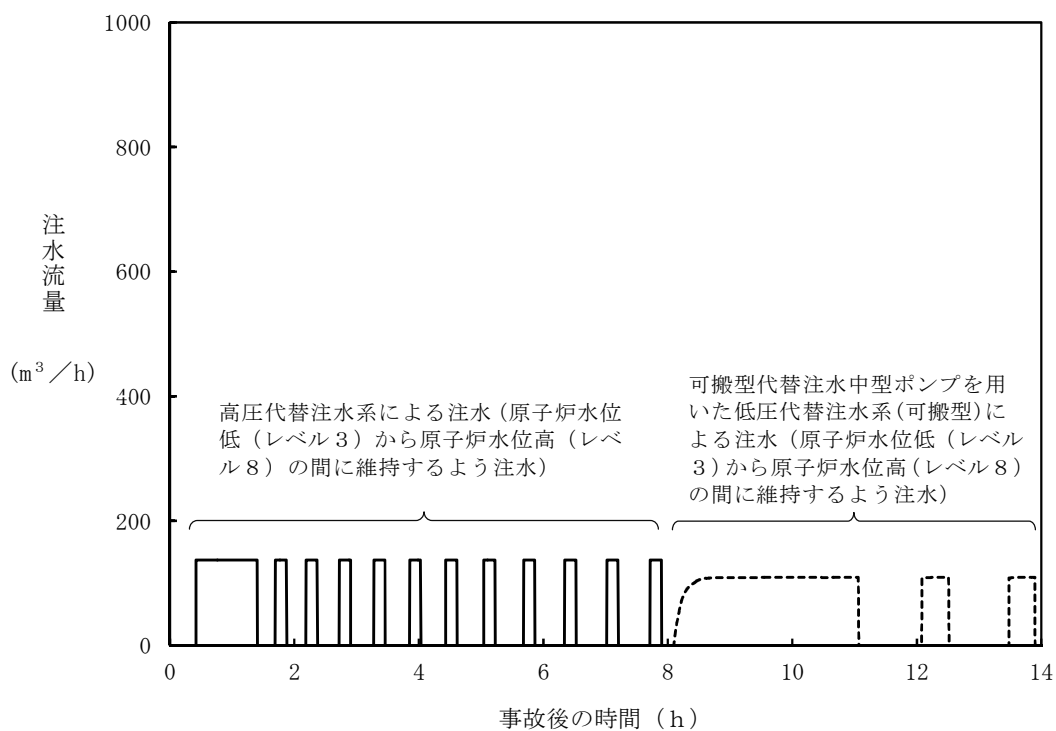


第 2.3.2-4 図 原子炉圧力の推移

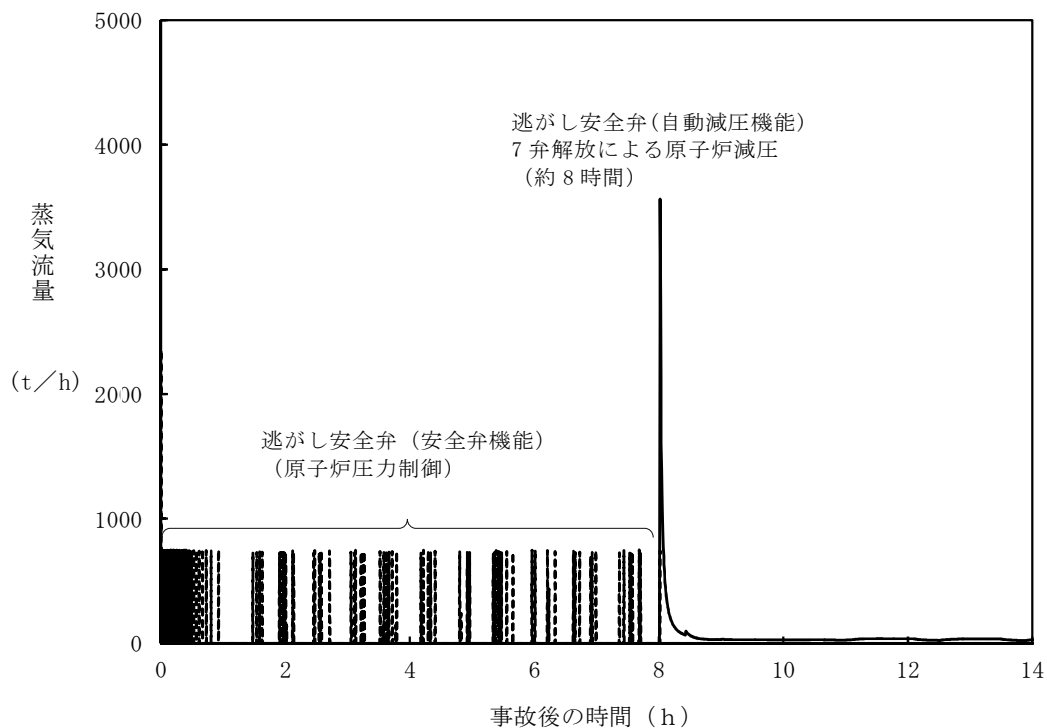


第 2.3.2-5 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※

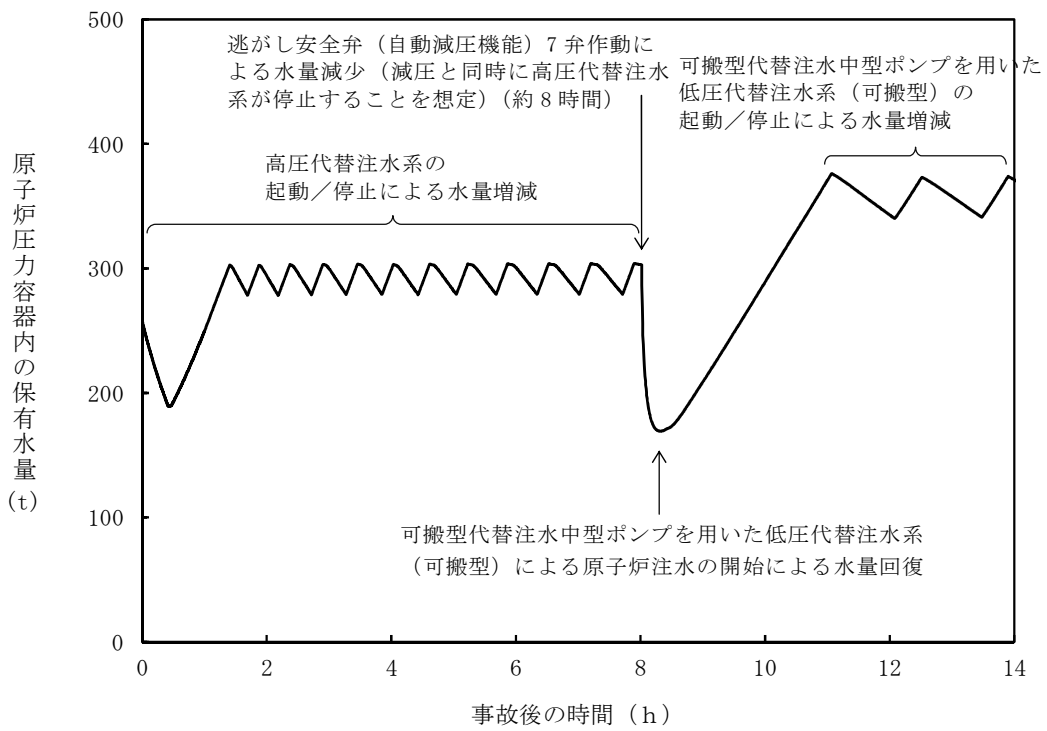
※：シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。



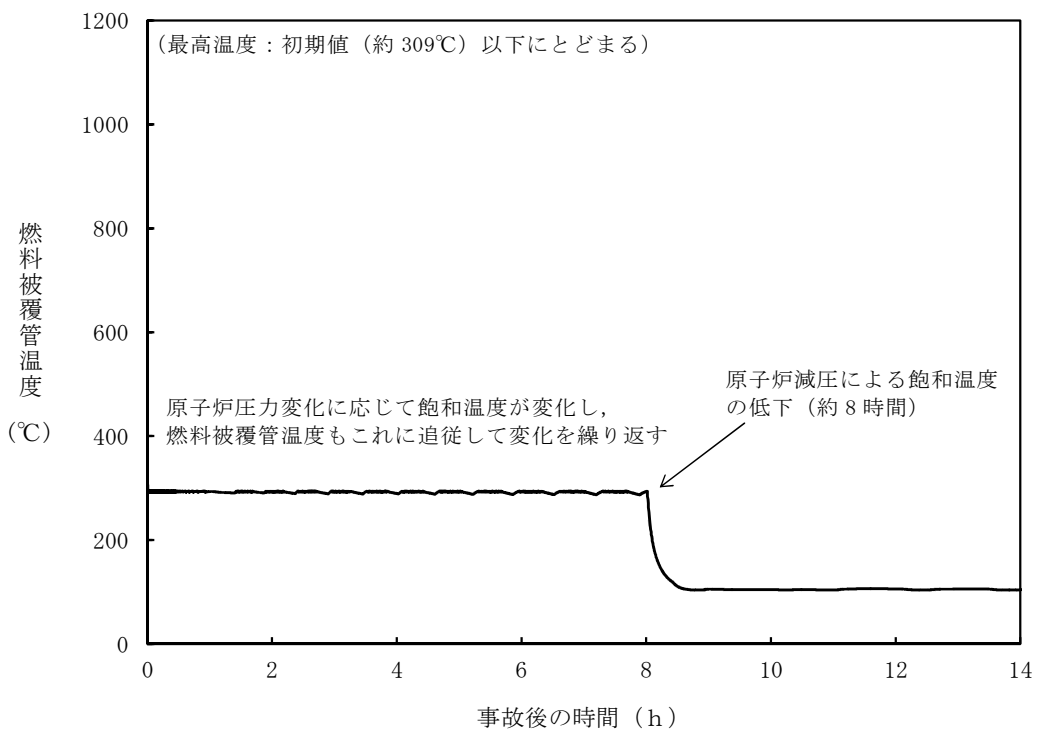
第 2.3.2-6 図 注水流量の推移



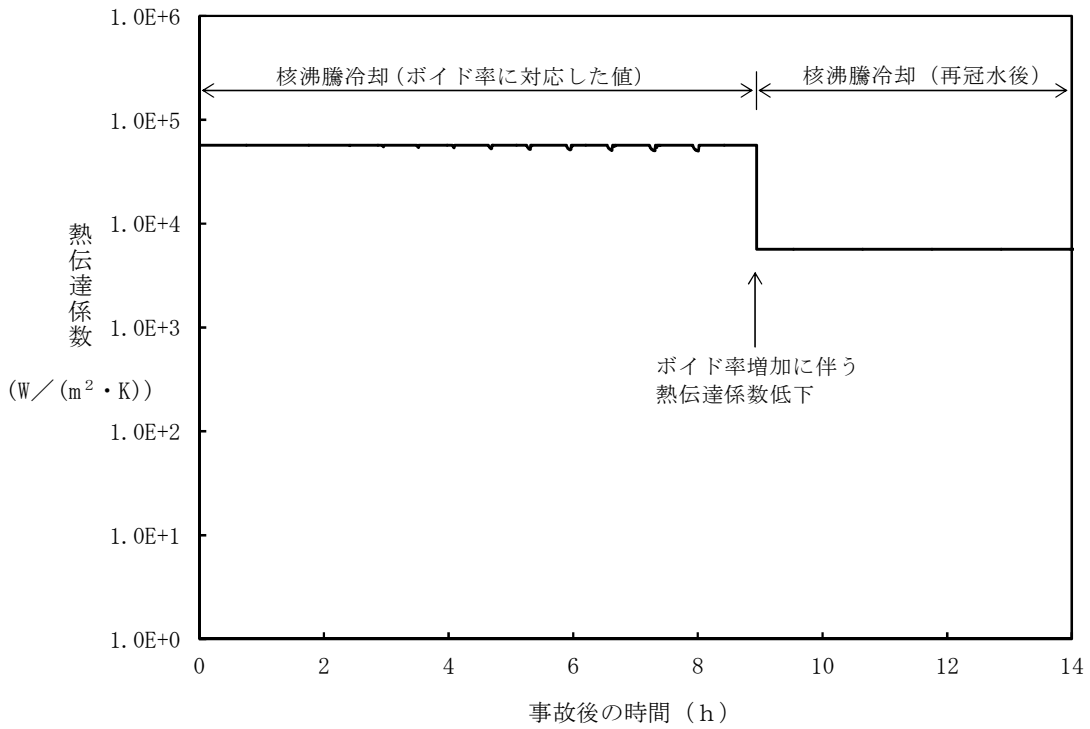
第 2.3.2-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



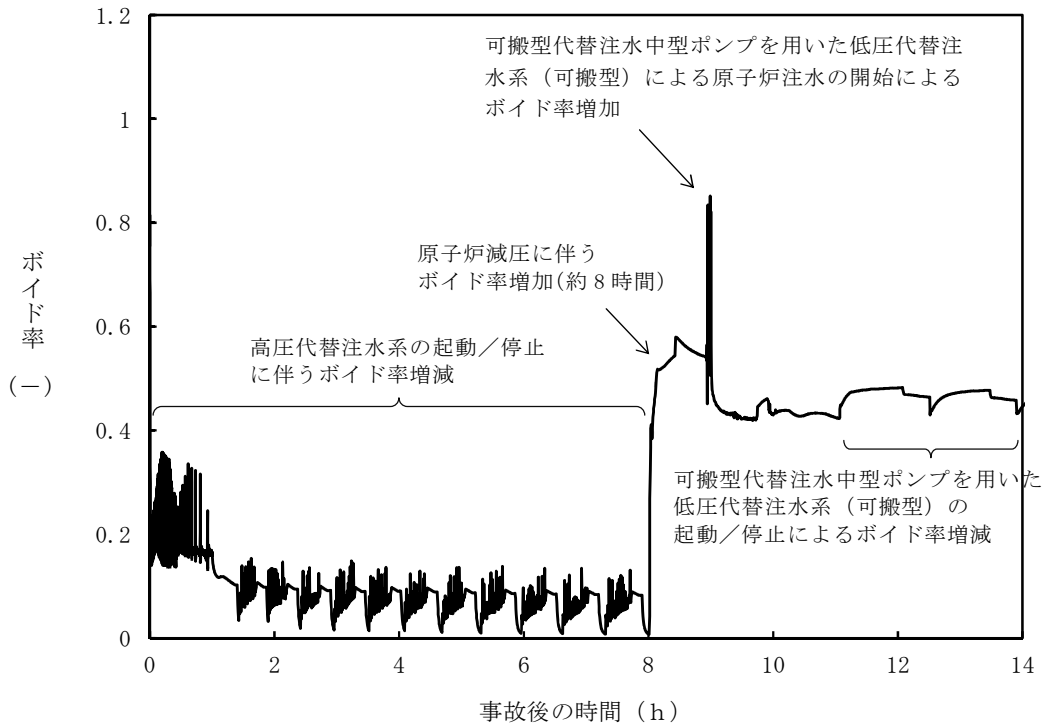
第 2.3.2-8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



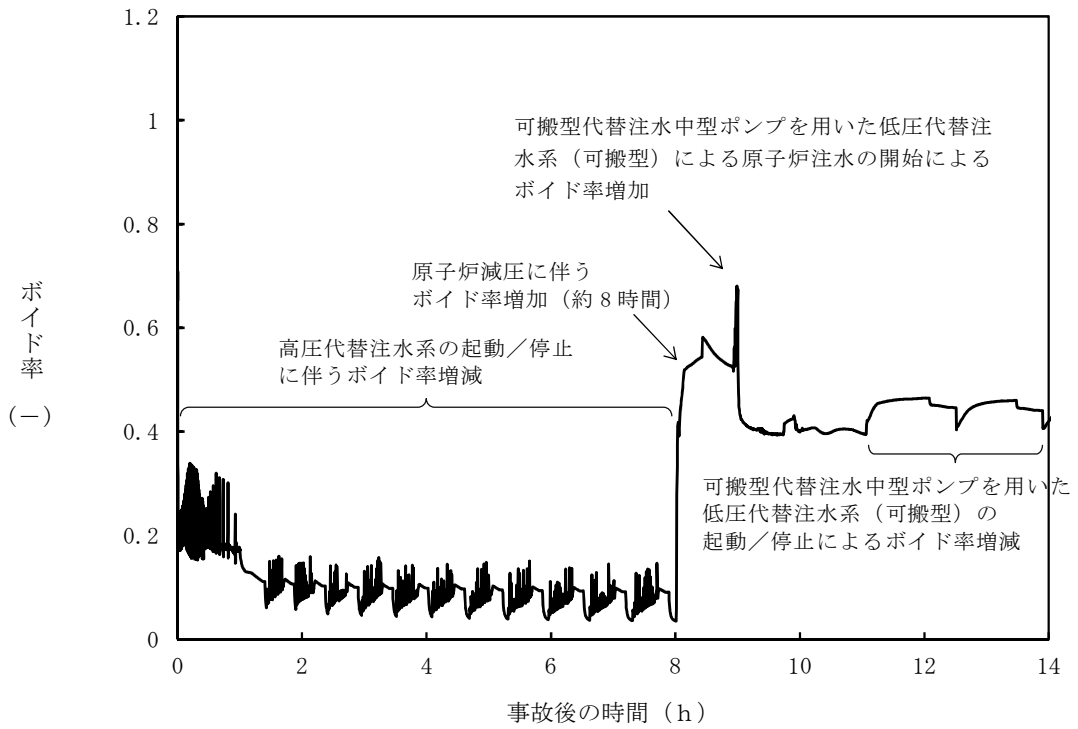
第 2.3.2-9 図 燃料被覆管温度の推移



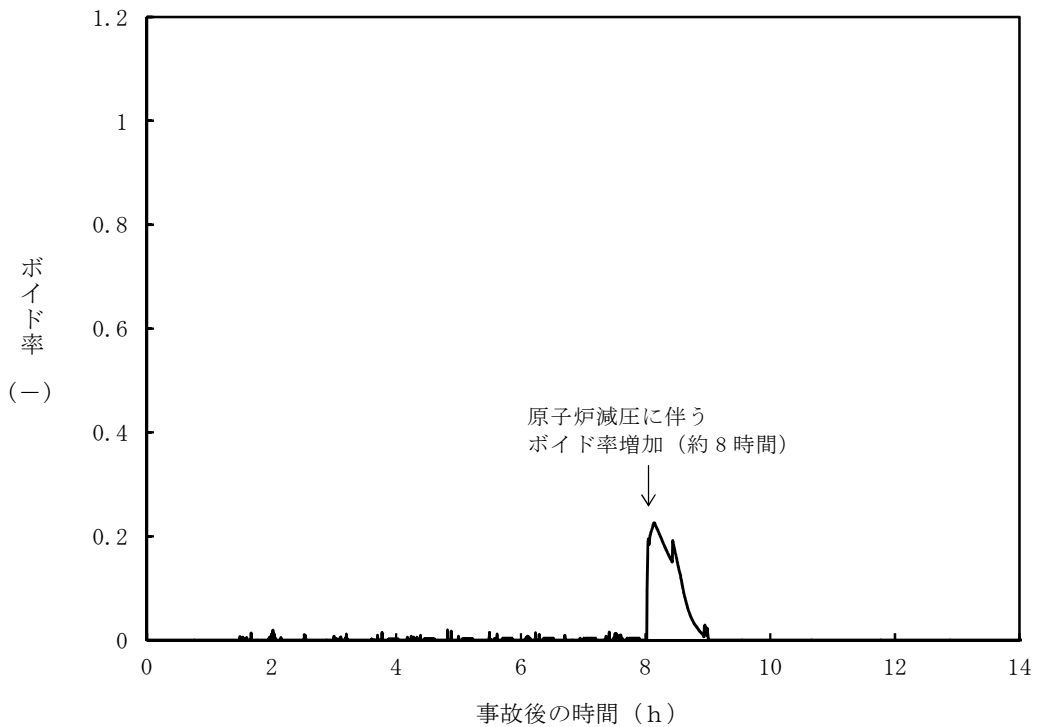
第 2.3.2-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



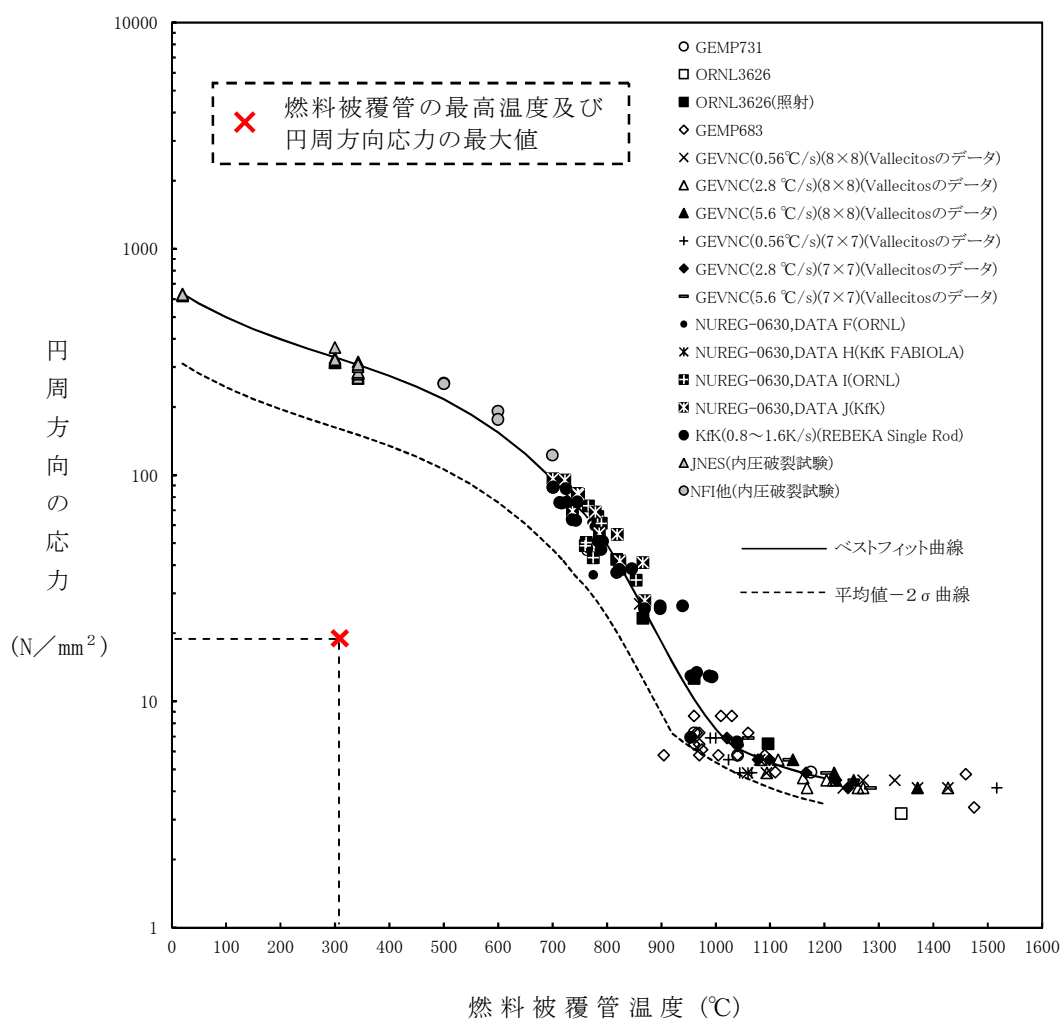
第 2.3.2-11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



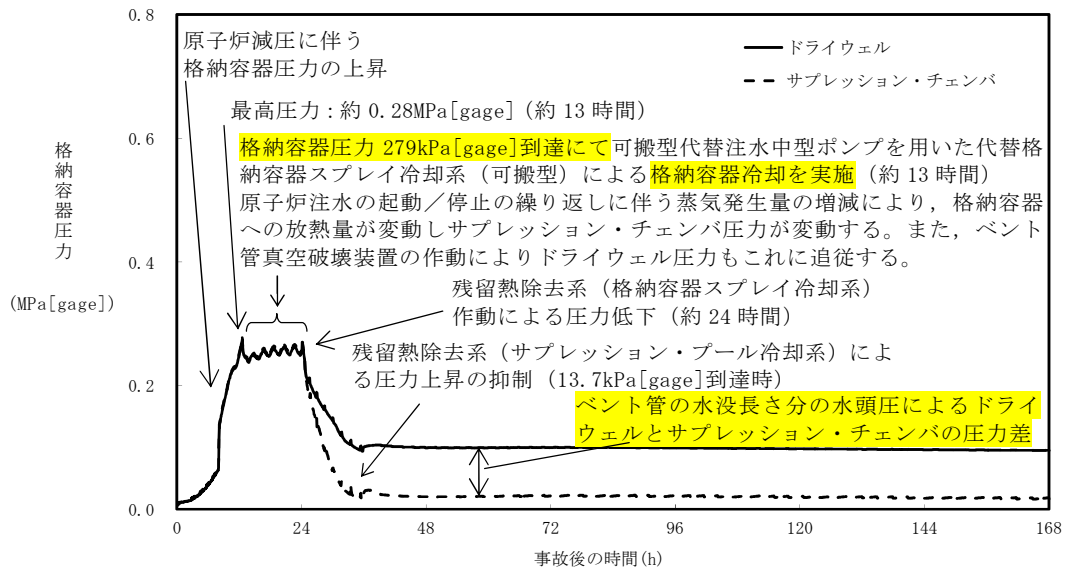
第 2.3.2-12 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



第 2.3.2-13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

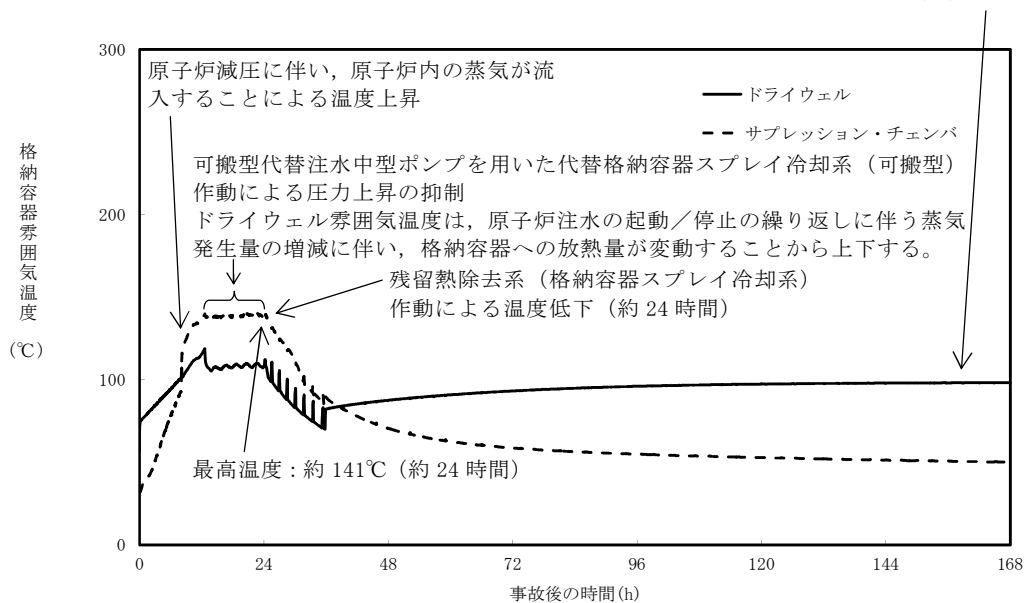


第 2.3.2-14 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と
燃料被覆管の円周方向の応力の関係

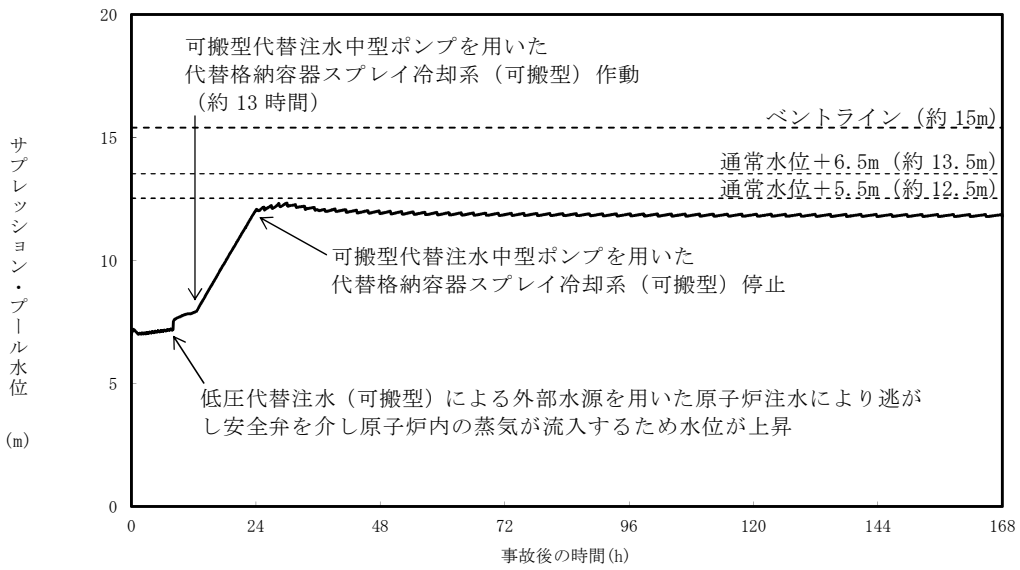


第 2.3.2-15 図 格納容器圧力の推移

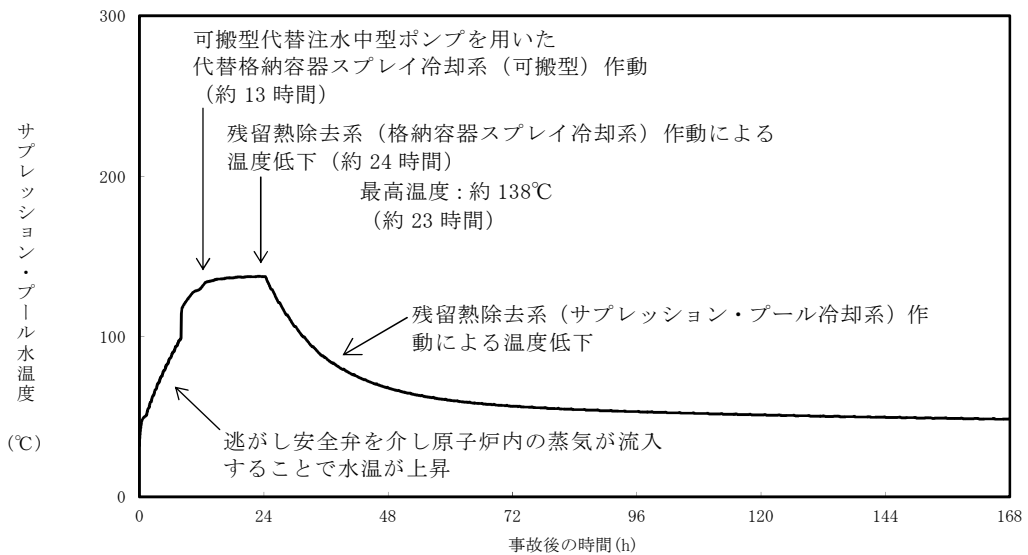
残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）への切替後，原子炉圧力容器からの放熱の影響により上昇傾向となるが，原子炉減圧後の原子炉圧力容器温度より若干低い温度（100℃程度）で平衡状態となる



第 2.3.2-16 図 格納容器雰囲気温度の推移



第 2.3.2-17 図 サプレッション・プール水位の推移



第 2.3.2-18 図 サプレッション・プール水温度の推移

蓄電池による給電時間評価結果について

重大事故等対処設備に電源供給を行う常設代替直流電源設備として、緊急用 125V 系蓄電池の 1 系統を有している。

高圧代替注水系の運転操作に係る負荷は、緊急用直流 125V 主母線盤に接続されており、緊急用 125V 系蓄電池より給電される。全交流動力電源喪失時には、同蓄電池からの電源供給により、高圧代替注水系を起動し、原子炉への注水を行う。同蓄電池からの電源供給としては、電源供給開始から負荷の切り離しを行うことなく、24 時間^{*1}にわたり高圧代替注水系による注水に係る負荷に電源を供給するものとして評価する。

上記運転方法に必要な負荷容量が約 5,282Ah であることに対し、緊急用 125V 系蓄電池の容量が 6,000Ah^{*2}であることから、24 時間にわたり高圧代替注水系の運転継続のための電源供給が可能である。
(第 1 図)

- ※1 全交流動力電源喪失 (T B D) においては、事象発生 8 時間後に可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水に切り替えるが、蓄電池の容量評価を保守的に評価するため、高圧代替注水系を 24 時間運転継続した想定で評価を実施している。
- ※2 蓄電池容量は、使用開始から寿命までの間変化し、使用年数を経るに従い容量が低下するため、蓄電池容量の算出に当たっては、「据置蓄電池の容量算出法」(SBA S 0601-2014) による保守率 0.8 を採用していること及び各負荷の電流値を実負荷電流

ではなく，設計値を用いていることから，必要容量に対して余裕を持った容量を設定している。

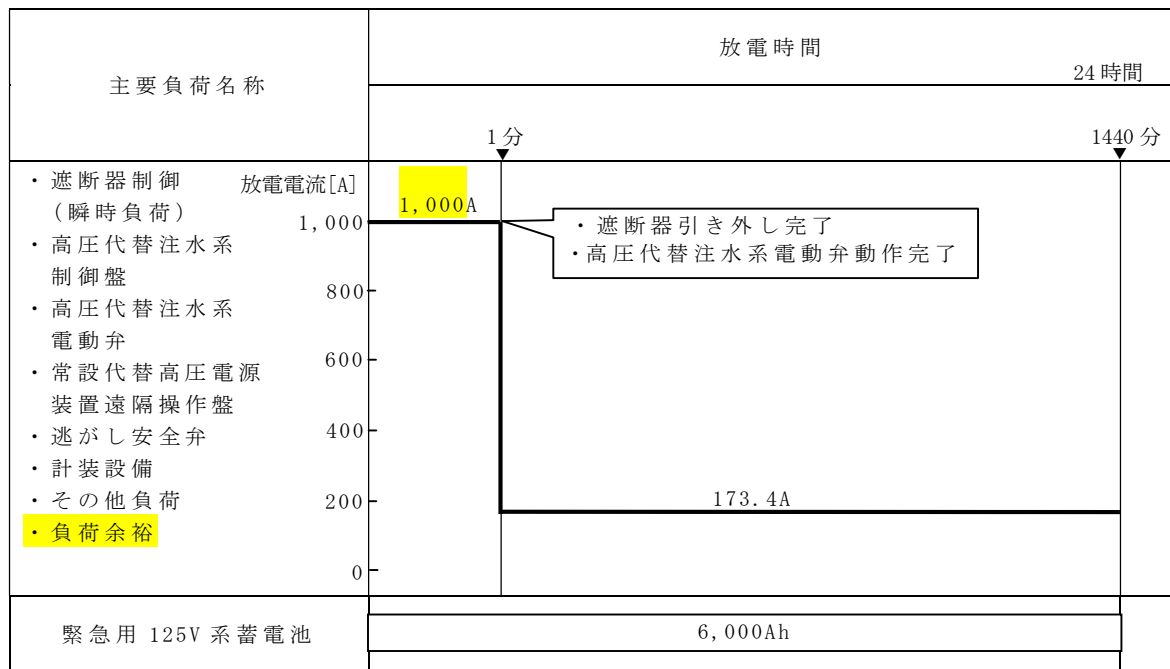
(1) 常設代替直流電源設備の仕様

名称：緊急用 125V 系蓄電池

型式：鉛蓄電池

容量：約 6,000Ah

設置場所：原子炉建屋廃棄物処理棟 1 階



第 1 図 緊急用 125V 系蓄電池 負荷曲線

全交流動力電源喪失（TBD，TBU）時における高圧代替注水系の
8時間継続運転が可能であることの妥当性について

有効性評価の全交流動力電源喪失（TBD，TBU）では，約8時間の高圧代替注水系を用いた原子炉注水に期待している。第1図に高圧代替注水系の系統構成概略を示す。

高圧代替注水系の起動から約8時間の継続運転のために代替直流電源を必要とする設備として，計測制御設備及び電動弁があるが，これらに電源供給が可能であることは添付資料 2.3.2.1 にて確認している。

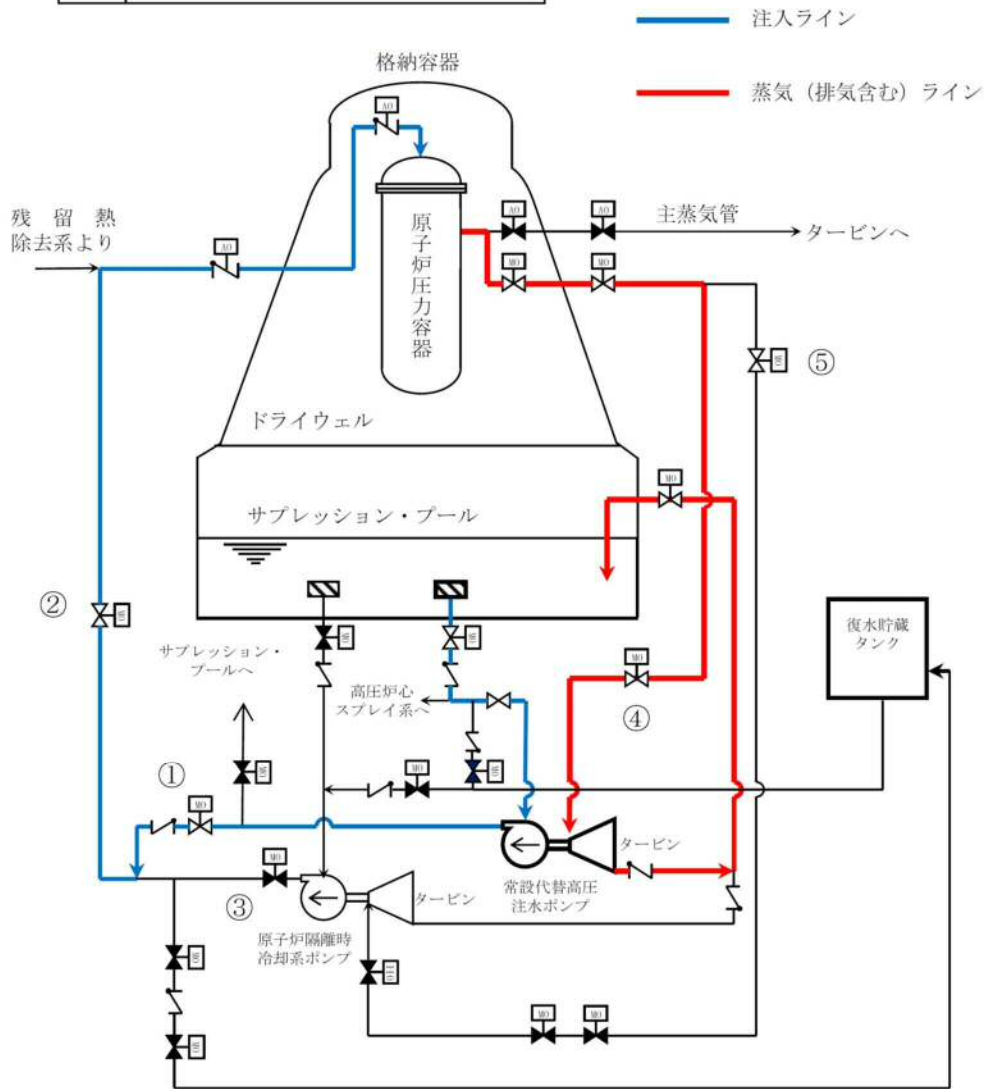
事故時には代替直流電源の容量以外にも，サプレッション・プール水温度の上昇や常設高圧代替注水系ポンプ室温度及び中央制御室温度の上昇が，高圧代替注水系の運転継続に影響することも考えられるため，その影響についても確認した（第1表参照）。

第1表に記載したそれぞれの要因は高圧代替注水系の8時間継続運転上の制約とならないことから，本有効性評価においてこの機能に期待することは妥当であると考えられる。

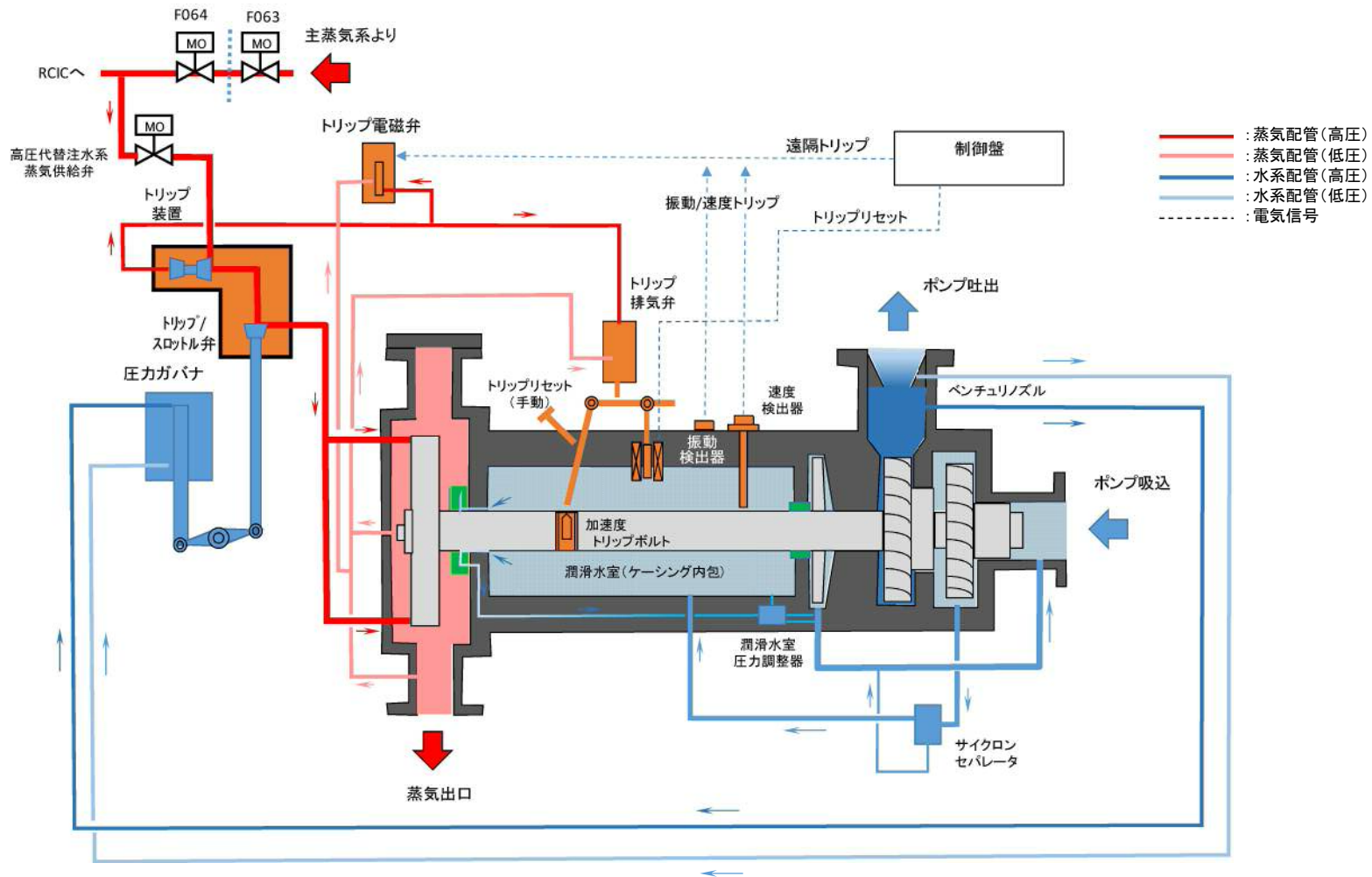
第1表 全交流動力電源喪失時（TBD, TBU）における高圧代替注水系の継続運転への影響評価

要因	影響概要	評価
サブプレッション・プール水温度上昇	サブプレッション・プール水温度の上昇により、高圧代替注水系ポンプのキャビテーションやポンプ軸受の潤滑油冷却機能が阻害され、高圧代替注水系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	<p>常設高圧代替注水系ポンプの第一水源であるサブプレッション・プールを水源とした場合、事象発生後8時間での水温は約100℃となる。（第3図）</p> <p>この時の高圧代替注水系の有効吸込み水頭（NPSH）は、類似システムである原子炉隔離時冷却系ポンプと比較評価し、有効NPSH評価条件である静水頭（サブプレッション・プール水位低レベル～ポンプ吸込みレベル）及び配管設計が類似となり、静水頭及び配管圧損に大きな差異が生じないことから、サブプレッション・プール水温上昇時においても、原子炉隔離時冷却系ポンプ同様、必要NPSHに対し有効NPSHが上回るため、キャビテーションは発生しない。また、温度耐性の観点からも、高圧代替最高使用温度120℃で設計するため、サブプレッション・プールの温度上昇による高圧代替注水系の8時間運転継続への影響はない。</p>
常設高圧代替注水系ポンプ室温度上昇	常設高圧代替注水系のポンプ、電気制御系統、弁、タービン等の設計で想定している環境の最高温度は65.6℃を想定している。全交流動力電源喪失時は換気空調系が停止しているため、高圧代替注水系が設置される高圧代替注水系ポンプ室温が65.6℃を超え、高圧代替注水系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	<p>全交流動力電源喪失（TBD, TBU）時の常設高圧代替注水系ポンプ室温度を評価した結果、事象発生から8時間後の室温は約65℃（初期室温40℃）であり、常設高圧代替注水系の設計で想定している65.6℃を下回る。したがって、常設高圧代替注水系ポンプ室温度上昇によって高圧代替注水系の8時間継続運転は阻害されない。</p> <p>（補足資料）</p>
中央制御室温度上昇	中央制御室に設置する高圧代替注水系制御盤の設計で想定している環境の最高温度は40℃である。全交流動力電源喪失では換気空調系が停止するため、中央制御室温度が最高温度を超え、高圧代替注水系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	<p>全交流動力電源喪失（TBD, TBU）は全交流動力電源喪失（長期TB）とほぼ同様の事象進展であり、中央制御室の温度評価に当たっては全交流動力電源喪失（長期TB）の直流電源の熱負荷に包含されることから、全交流動力電源喪失（TBD, TBU）時の中央制御室温度は、全交流動力電源喪失（長期TB）の評価結果と同様であり、制御盤の設計で想定している環境の最高温度40℃を下回る。したがって、中央制御室温度上昇によって高圧代替注水系の8時間継続運転は阻害されない。（添付資料2.3.1.1）</p>

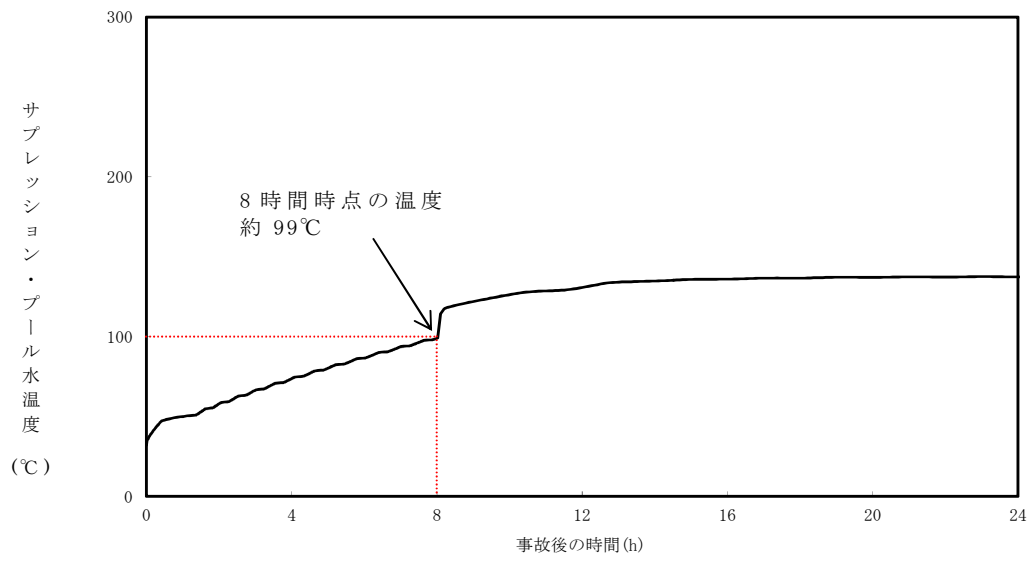
	弁名称
①	高压代替注水系注入弁
②	R C I C 注入弁
③	R C I C ポンプ 出口弁
④	高压代替注水系蒸気供給弁
⑤	S A 用 R C I C 蒸気止め弁



第 1 図 高压代替注水系系統概要図



第 2 図 常設高圧代替注水系ポンプ周り系統図



第 3 図 サプレッション・プール水温度の推移

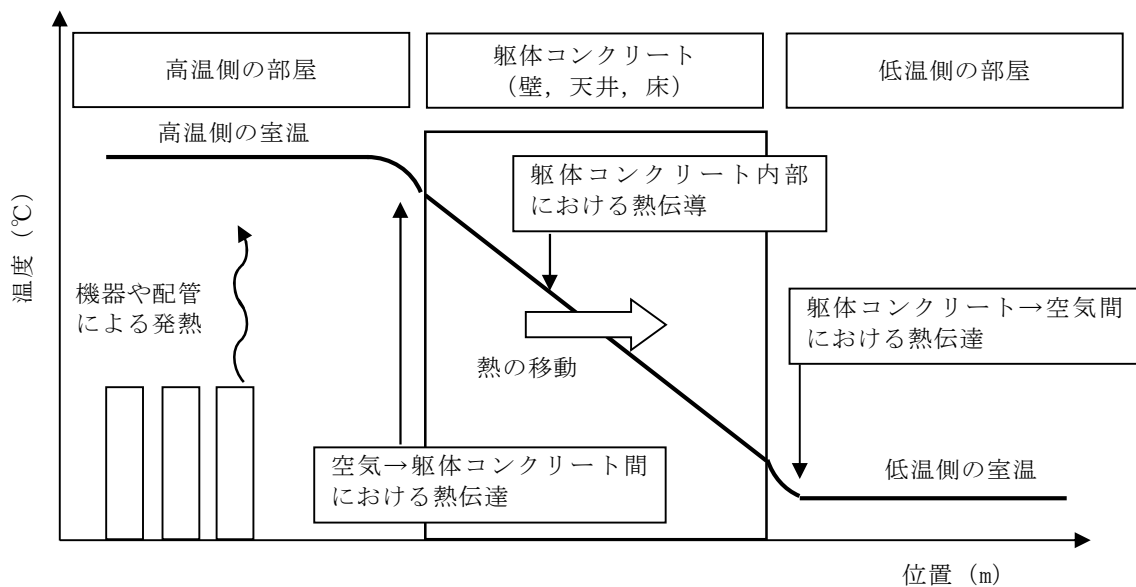
全交流動力電源喪失時（TBD，TBU）における
 高圧代替注水系ポンプ室の室温評価について

1. 温度上昇の評価方法

(1) 評価の流れ

全交流動力電源喪失時には換気空調系による除熱が行われなため、評価対象の部屋の温度変化は、室内の機器や配管などの熱源や評価対象の部屋よりも室温が高い隣の部屋（上下階含む。）から受ける熱量（室内外発熱負荷）と評価対象の部屋よりも室温が低い隣の部屋（上下階含む。）への放熱（躯体放熱）のバランスによって決定される。（第4図参照）

換気空調系停止後、室温が上昇を始め、室温が評価対象の部屋の躯体温度以上になれば評価対象の部屋から躯体への放熱が始まり、温度上昇は抑制される。



第4図 室温評価における温度分布と熱の移動の概要図

(2) 評価条件

評価条件を以下にまとめる。

① 常設高圧代替注水系ポンプ室の条件

- ・初期室温：40℃（夏季設計温度）
- ・容 積：692m³
- ・熱 容 量：715kJ/℃

（保守的に室内機器分の鉄熱容量は考慮せず，上記容積分の空気熱容量のみを考慮する。）

- ・発熱負荷：第2表参照。また，発熱負荷の内訳を第3表に示す。

第2表 常設高圧代替注水系ポンプ室 発熱負荷

時間(h)	0	1	2	3	4	5	6	7	8
発熱負荷(kW)	14.5	14.5	14.5	14.6	15.1	15.6	16.0	16.5	16.9

第3表 常設高圧代替注水系ポンプ室 発熱負荷内訳

時間(h)	配管内の流体温度	発熱負荷	
	注水配管内流体温度設定(℃) ^{※1}	配管(kW)	機器(kW)
0	66 ^{※2}	9.5	5.0
1	66 ^{※2}	9.5	5.0
2	66 ^{※2}	9.5	5.0
3	67	9.6	5.0
4	74	10.1	5.0
5	81	10.6	5.0
6	87	11.0	5.0
7	94	11.5	5.0
8	99	11.9	5.0

※1 注水配管以外にはタービン側配管がある。それは保守的に最高使用温度が0h～8hまで継続するものとして設定する。

※2 0h～2hまでのサプレッション・プール温度は，32℃～59℃の範囲であるが，保守的に66℃にて設定する。

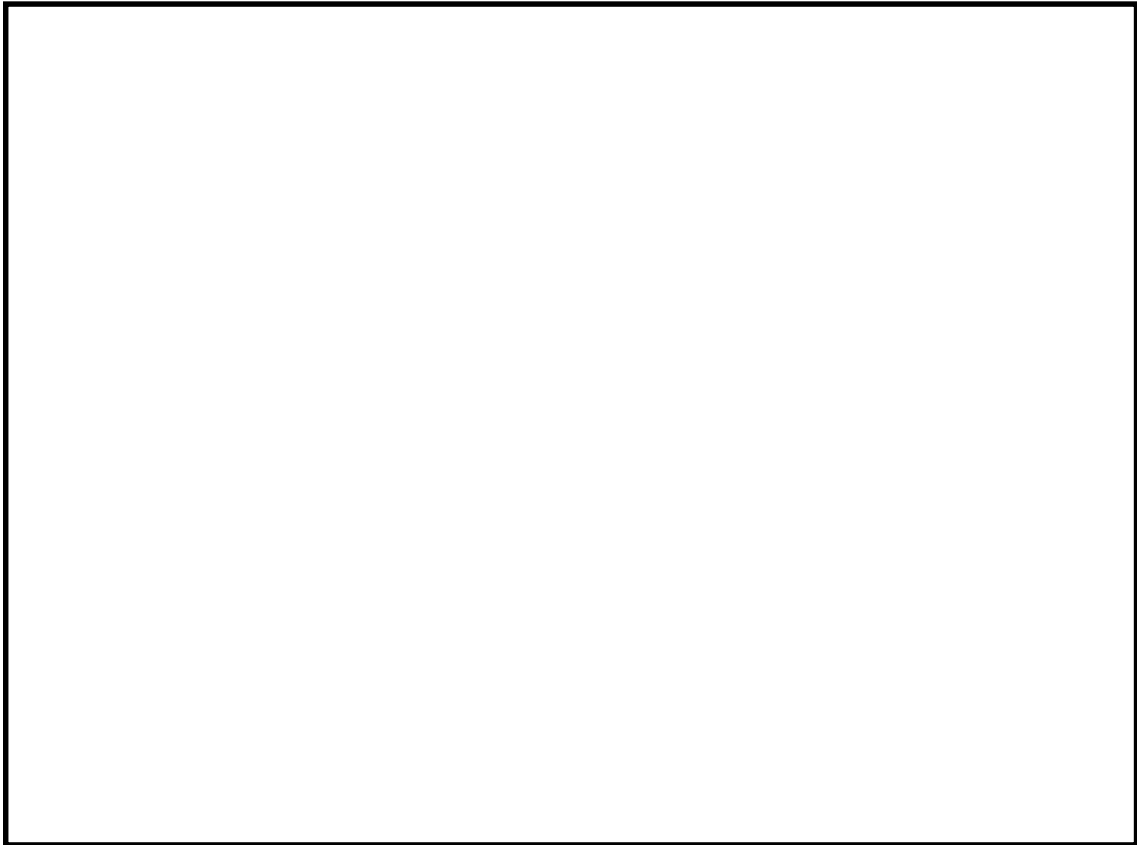
② 常設高圧代替注水系ポンプ室に隣接する部屋の温度

第4表に隣接する部屋の温度条件を示す。また、第5図に常設高圧代替注水系ポンプ室と隣接する部屋の位置関係を示す。

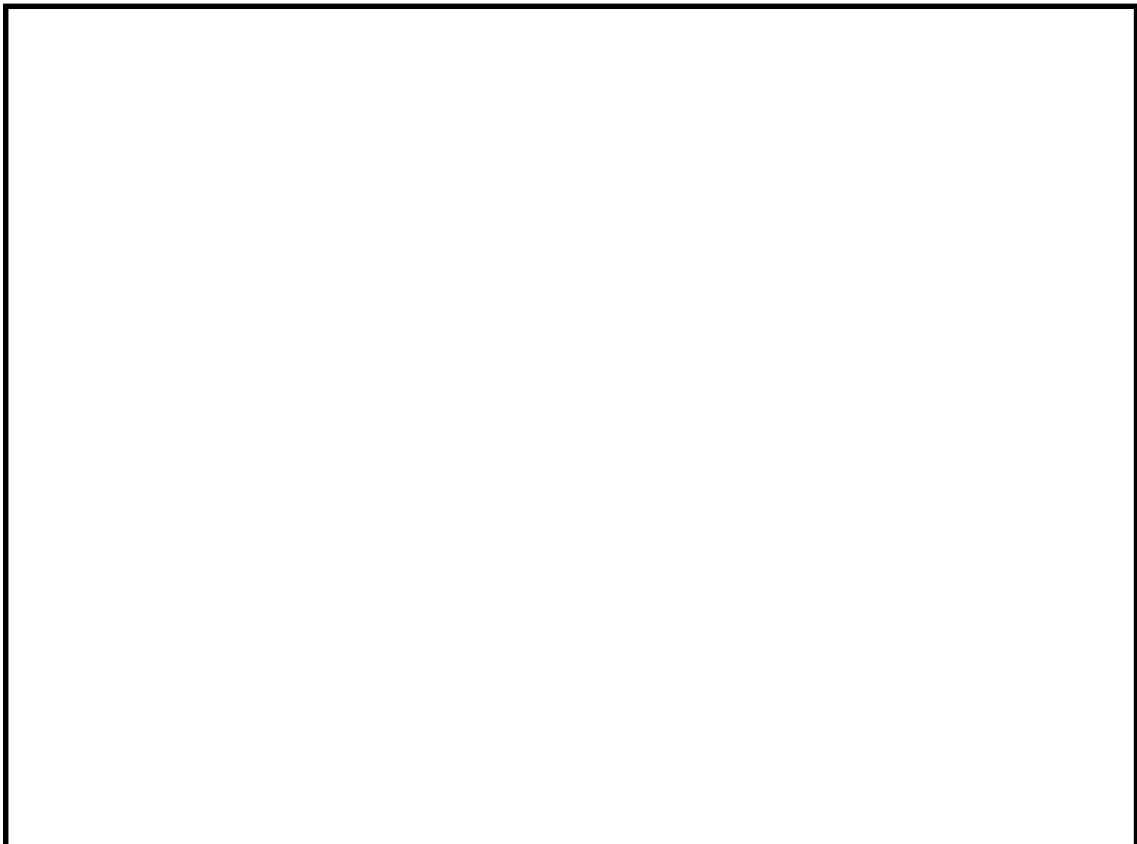
なお、当該温度条件は、保守的に事象初期から評価期間の間、継続するものとして評価を行う。

第4表 隣接する部屋の温度条件

隣接する部屋	温度条件(℃)	設定理由
原子炉棟	65.6	設計基準事故時に想定している蒸気配管破断を考慮した左記温度を設定。
一般エリア (二次格納容器 施設外)	50.0	全交流動力電源喪失時の一般エリア内は、発熱源が少なく、夏季設計温度 40℃から 5℃程度上昇することが想定される。このため、これに余裕を見た左記温度を設定。
サプレッション ・チェンバ	99.0	全交流動力電源喪失時のサプレッション・チェンバの 8 時間後の最大温度を設定。
地中	20.0	水戸市の地中温度の最大となる月平均温度 16.2℃に余裕を見た値を設定。(「地中温度等に関する資料(農業気象資料第3号, 1982)」)



原子炉建屋地下 2 階^{※1}



原子炉建屋地下 1 階

※1 地下 2 階より下は，躯体コンクリートを介して「地中」と隣接している。

第 5 図 常設高圧代替注水系ポンプ室及び隣接する部屋の位置関係図

③ 躯体コンクリートの熱伝達条件

a. コンクリート壁-空気の熱伝達率

評価壁面	熱伝達率 ($W/m^2 \cdot ^\circ C$)
鉛直壁面	2 ^{*1}
水平壁面 (上向き)	3 ^{*1}
水平壁面 (下向き)	0.5 ^{*1}

※1 伝熱工学資料第5版に基づき、温度差5 $^\circ C$ 、代表高さ5mにて算出した値

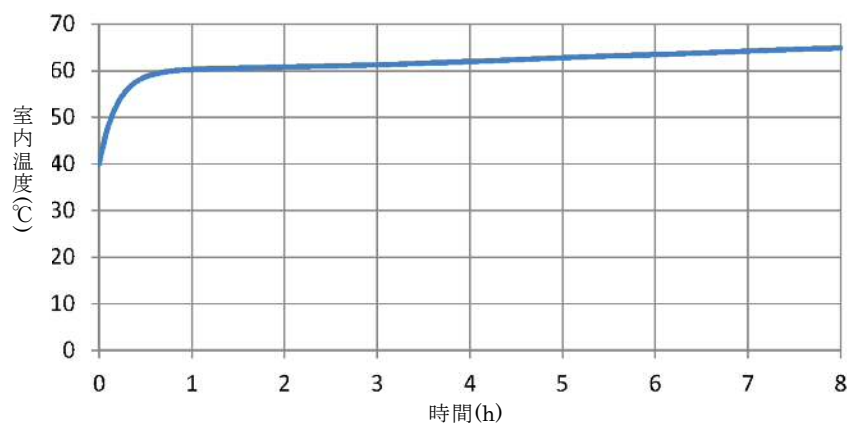
b. コンクリートの熱伝達率

評価壁面	物性値 ^{*2}
熱伝導率	1.6 ($W/m \cdot ^\circ C$)
熱拡散率	5.3E-07 (m^2/s)

※2 伝熱工学資料第5版に基づく

(3) 評価結果

全交流動力電源喪失時 (TBD, TBU) において、事象発生8時後の常設高圧代替注水系ポンプ室の温度は約65 $^\circ C$ 、中央制御室温度は、全交流動力電源喪失 (長期TB) の評価結果と同様であり、制御盤の設計で想定している環境の最高温度40 $^\circ C$ 以下であり、設計で考慮している温度を超過しないため、高圧代替注水系の運転継続に与える影響はない。



第6図 常設高圧代替注水系ポンプ室温の推移

安定状態について（全交流動力電源喪失（TBD，TBU））

全交流動力電源喪失（TBD，TBU）時の安定状態については、以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた炉心冷却が維持可能であり，また，冷却のための設備がその後も機能維持でき，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定停止状態が確立されたものとする。

格納容器安定状態：炉心冷却が維持された後に，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱により格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定状態が確立されたものとする。

原子炉安定状態の確立について

高圧代替注水系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。可搬型代替注水中型ポンプによる原子炉注水の準備完了後，原子炉を減圧し，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，常設代替高圧電源装置による交流動力電源の供給開始後に残留熱除去系を用いた格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定*又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は150℃を下回るとともに，ドライウエル雰囲気温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることなく，格納容器安定状態が確立される。

また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

※ 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）に切り替えると，原子炉圧力容器からの放熱の影響によりドライウエル雰囲気温度はわずかに上昇傾向となる。ただし，残留熱除去系による格納容器除熱は確立しており，長期的には減圧後の原子炉圧力容器温度（100℃程度）より若干低い温度で平衡状態となることから，この状態も含め安定傾向とする。

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。
また，残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。

（添付資料 2.1.2 別紙 1）

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（全交流動力電源喪失（TBD, TBU））

第1-1表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（SAFER）（1/2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	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
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、気液熱非平衡	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさとあまってコード全体として、スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大50℃程度高めに評価する。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは+20℃～+40℃程度である。	解析コードは、実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大50℃程度高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで、燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし、おおむね炉心部の冠水が維持される本事故シーケンスでは、この影響は小さいと考えられる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もるBaker-Just式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって、ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	有効性評価解析では炉心の冷却は維持され、燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから、燃料被覆管の破裂判定の不確かさが運転員等操作に与える影響はない。	有効性評価解析では炉心の冷却は維持され、燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから、燃料被覆管の破裂判定の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第 1-1 表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (S A F E R) (2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	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
炉心	沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重畳する水位振動成分を除いて、実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは、+20℃～+40℃程度である。また、原子炉圧力の評価において、ROSA-III では、2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持格柵等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し、LPCS スプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、炉心の冠水状態がおおむね維持される本事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから、運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	解析コードは、燃料被覆管温度に対して、解析結果に重畳する水位振動に伴う燃料棒冷却の不確かさの影響を考慮すると 20℃～40℃程度低めに評価する可能性があるが、有効性評価解析における燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがなく、評価項目に対して十分な余裕があることから、その影響は非常に小さい。
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプスト水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを想定する必要はない。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ECCS 注水（給水系・代替注水系含む。）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

第 1-2 表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (MAAP)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	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
炉心	崩壊熱	炉心モデル (原子炉出力及び崩壊熱)	入力値に含まれる。保守的な崩壊熱を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
圧力容器 原子炉	ECCS 注水 (給水系・代替注水設備含む)	安全系モデル (非常用炉心冷却系)	入力値に含まれる。保守的な注水特性を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル (格納容器の熱水力モデル)	HDR 実験解析では、格納容器圧力及び雰囲気温度について、温度成層化を含めて傾向をよく再現できることを確認した。格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データとよく一致することを確認した。 CSTF 実験解析では、格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データとよく一致することを確認した。	解析コードは、HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものであり、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水 (中型) ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系 (可搬型) による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析において格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水 (中型) ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系 (可搬型) による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものであり、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレー冷却				
	サブプレッション・プール冷却	安全系モデル (非常用炉心冷却系)	入力値に含まれる。ポンプ流量及び除熱量は、設計値に基づき与えられており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (1/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	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
	解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3, 293MW	約 3, 279MW～ 約 3, 293MW (実績値)	定格熱出力を設定	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力 (压力容器ドーム部)	6. 93MPa[gage]	約 6. 91MPa[gage]～ 約 6. 94MPa[gage] (実績値)	定格圧力を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート 下端から+126cm)	通常運転水位 (セパレータスカート 下端から約+122cm ～約+132cm) (実績値)	通常運転水位を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下(レベル2)までの原子炉水位の低下量は約2mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は約40mmであり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	炉心流量	48, 300t/h (定格流量 (100%流量))	定格流量の 約86%～約104% (実績値)	定格流量を設定	最確条件とした場合には、炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが、事象初期において原子炉がスクラムするとともに、再循環ポンプがトリップするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	燃料	9×9燃料 (A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定	最確条件とした場合には、9×9燃料(A型)及び9×9燃料(B型)の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが、両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから、事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。
	燃料棒最大線出力密度	44. 0kW/m	約 33 kW/m～ 約 41kW/m (実績値)	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となる このため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため、燃料被覆管温度上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし、おむね炉心部の冠水が維持される本事故シナジェシスでは、この影響は小さいと考えられる。

添付2.3.2.4-4

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (2/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	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
	解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	燃焼度 33GWd/t 以下 (実績値)	崩壊熱が大きい方が、原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となる。このため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1サイクルの運転期間(13ヶ月)に調整運転期間(1ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなる。このため、燃料からの発熱が小さくなり、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は緩和される。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	格納容器圧力	5kPa[gage]	約 2.2kPa[gage] ~ 約 4.7kPa[gage] (実績値)	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定している圧力よりも小さくなるため、格納容器圧力が低めに推移することから、格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。
	ドライウェル雰囲気温度	57℃	約 25℃ ~ 約 58℃ (実績値)	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ドライウェル雰囲気温度は、格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となり、初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	格納容器体積 (ドライウェル)	5,700m ³	5,700m ³ (設計値)	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。
	格納容器体積 (ウェットウェル)	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	空間部：約 4,092m ³ ~ 約 4,058m ³ 液相部：約 3,308m ³ ~ 約 3,342m ³ (実測値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には、格納容器体積(ウェットウェル)の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プールの水量は 3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m ³ であり、その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

添付 2.3.2.4-5

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (2/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	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	
	解析条件	最確条件				
初期条件	サブプレッション・プール水位	6.983m (通常運転水位-4.7cm)	7.000m~7.070m (実績値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には、サブプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プール水位が6.983mの時の水量は3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約42m ³ であり、その割合は初期保有水量の1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、サブプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プール水位が6.983mの時の水量は3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約42m ³ であり、その割合は初期保有水量の1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サブプレッション・プール水温度	32℃	約15℃~約32℃ (実績値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなるため、サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため、格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなるため、サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	バント管 真空破壊装置 作動差圧	作動差圧：3.45kPa (ドライウェル・サブプレッション・チェンバ間差圧)	作動差圧：3.45kPa (ドライウェル・サブプレッション・チェンバ間差圧) (設計値)	設計値を設定	解析条件と最確条件は同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の温度	35℃	35℃以下	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなり、格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まることから、同等の効果を得るために必要となるスプレイ水量が少なくなり、外部水源を用いた格納容器スプレイに伴うサブプレッション・プール水位の上昇が緩和されるが、サブプレッション・プール水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなり、格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まるが、運転員等操作に変わりはなく、格納容器圧力の最大値はおおむね格納容器スプレイ開始時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

添付 2.3.2.4-6

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (4/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	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	
	解析条件	最確条件				
初期条件	外部水源の容量	約 8,600m ³	約 8,600m ³ 以上 (西側淡水貯水設備 +代替淡水貯槽)	西側淡水貯水設備及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、水源は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	—
	燃料の容量	約 1,010kL	約 1,010kL以上 (軽油貯蔵タンク+可搬型設備用軽油タンク)	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、燃料は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	—
事故条件	起因事象	外部電源喪失	—	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとして設定	—	—
	安全機能の喪失に対する仮定	所内常設直流電源設備、非常用ディーゼル発電機等及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失	—	所内常設直流電源設備、非常用ディーゼル発電機等及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失を設定	—	—
	外部電源	外部電源なし	—	起因事象として、外部電源が喪失することを想定	外部電源喪失は起因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	外部電源喪失は起因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低(レベル3)信号(遅れ時間 1.05 秒)	タービン加減弁急速閉信号又は原子炉保護系電源喪失	原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉信号及び原子炉保護系電源喪失は保守的に考慮せず、原子炉水位低(レベル3)による原子炉スクラムを設定	最確条件とした場合には、原子炉熱出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下が遅くなるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。また、同様に格納容器圧力、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件とした場合には、原子炉熱出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下並びに格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	逃がし安全弁	(原子炉圧力制御時)安全弁機能 7.79MPa[gage]～ 8.31MPa[gage] 385.2t/h/個～ 410.6t/h/個	(原子炉圧力制御時)安全弁機能 7.79MPa[gage]～ 8.31MPa[gage] 385.2t/h/個～ 410.6t/h/個 (設計値)	設計値を設定 なお、安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され、原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため、事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シナリオにおいては、評価項目に対して厳しい条件となる	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 なお、本事故シナリオにおいては、高圧注水機能である高圧代替注水系を手動起動させることから、逃がし弁機能に期待した場合でも評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		(原子炉手動減圧操作時) 逃がし安全弁(自動減圧機能)7弁を開放することによる原子炉減圧	(原子炉手動減圧操作時) 逃がし安全弁(自動減圧機能)7弁を開放することによる原子炉減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (5/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	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	
	解析条件	最確条件				
重大事故等対策に関連する機器条件	高压代替注水系 ・注水流量： 136.7m ³ /h ・注水圧力： 1.04MPa[gage]～ 7.86MPa[gage]	・注水流量： 136.7m ³ /h ・注水圧力： 1.04MPa[gage]～ 7.86MPa[gage]	設計値を設定 高压代替注水系は、タービン回転数制御により原子炉圧力に依らず一定の流量にて注水する設計となっている	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	
	残留熱除去系 (低圧注水系) ・注水流量： 0m ³ /h～ 1.676m ³ /h ・注水圧力： 0MPa[dif]～ 1.55MPa[dif]	・注水流量： 0m ³ /h～ 1.676m ³ /h以上 ・注水圧力： 0MPa[dif]～ 1.55MPa[dif]	炉心冷却の観点で厳しい設定として、設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、注水後の調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。	
	低圧代替注水系 (可搬型)	(原子炉注水単独時) ・注水流量： 0m ³ /h～110m ³ /h ・注水圧力： 0MPa[dif]～ 1.4MPa[dif]	(原子炉注水単独時) ・注水流量： 0m ³ /h～110m ³ /h以上 ・注水圧力： 0MPa[dif]～ 1.4MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設備設計上の最低要求値である最小流量特性を設定	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
		(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量：50m ³ /h以上	(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量：50m ³ /h以上	設計に基づき、併用時の注入先圧力系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定		
	代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)	スプレイ流量： 130m ³ /h(一定)	スプレイ流量： 130m ³ /h(一定)	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)及び残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)	スプレイ流量： 1.9×10 ³ m ³ /h (95%：ドライウェル、5%：サブプレッション・チェンバ)	スプレイ流量： 1.9×10 ³ m ³ /h (95%：ドライウェル、5%：サブプレッション・チェンバ)	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
熱交換器1基当たり約43MW (サブプレッション・プール水温度100℃、海水温度32℃において)		熱交換器1基当たり約43MW以上 (サブプレッション・プール水温度100℃、海水温度32℃以下において)	熱交換器の設計性能に基づき、残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	最確条件とした場合には、海水温度がおおむね低めとなり除熱性能が向上するため、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなるが、残留熱除去系(サブプレッション・プール水冷却系)による格納容器除熱後にこれらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、海水温度がおおむね低めとなり除熱性能が向上するため、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。	

添付2.3.2.4-8

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (1/5)

項目	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	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
操作条件 高圧代替注水系の起動操作	事象発生から25分後	可搬型照明の準備完了後、運転手順に基づき、直流電源喪失を確認し、高圧代替注水系の準備が完了した時点で原子炉注水を開始するため、状況判断及び高圧代替注水系の起動操作に要する時間を考慮して設定	<p>【認知】 可搬型照明の準備完了後、中央制御室にて機器ランプ表示消灯、機器故障警報、照明の消灯等により原子炉スクラム、全電源喪失等を確認する。可搬型照明の準備に1分、事象初期の状況判断に余裕時間を含め10分を想定している。よって、認知時間として余裕を含めて11分を設定しており、十分な時間余裕を確保していることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす影響は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、当直運転員は中央制御室に常駐していることから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替操作として4分、高圧代替注水系の起動操作として6分を想定し、余裕時間を含めて操作時間として10分を設定している。いずれも中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり、操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉注水を最優先に実施するため、他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 全電源喪失時の状況を考慮して可搬型照明を確保した後に操作を実施する想定としており、また、中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であることから、誤操作は起こりにくく、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	認知時間、高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替操作及び高圧代替注水系の起動操作時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが、 原子炉注水操作を最優先に実施するため、この他の運転員等操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があり、この場合は、原子炉への注水開始が早くなることで、原子炉水位の回復が早くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	操作開始時間が事象発生25分後と同様であるが、高圧の注水系により原子炉注水を実施する本事故シナジェシスに比べて、原子炉減圧を実施し低圧の注水系により原子炉注水を実施することから 原子炉水位の低下の観点 により厳しくなる「L O C A時注水機能喪失」において、10分の原子炉減圧開始遅れを想定した場合でも、 燃料被覆管の最高温度は約706℃ であり、燃料被覆管の破裂は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。 (添付資料 2.6.7)	中央制御室における操作のため、シミュレータ(模擬操作含む。)にて訓練実績を取得。解析上においては、起回事象の外部電源喪失から全電源喪失の認知後の高圧代替注水系の起動操作まで25分としているところ、訓練実績は約14分。想定範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (2/5)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	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
<p>操作条件</p> <p>逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動による原子炉減圧操作(可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水)</p>	<p>事象発生から8時間1分後</p>	<p>実際には、低圧で注水可能な系統(低圧代替注水系(可搬型))が準備できた時点でサブプレッション・プール水温度が熱容量制限を超過している場合は原子炉減圧を実施するが、余裕時間を確認する観点で8時間後に低圧代替注水系(可搬型)の準備が完了するものとし、原子炉減圧に要する時間を考慮して設定</p>	<p>【認知】 可搬型照明の準備完了後、中央制御室にて機器ランプ表示消灯、機器故障警報、照明の消灯等により原子炉スクラム、全電源喪失等を確認する。可搬型照明の準備に1分、事象初期の状況判断に余裕時間を含め10分を想定している。よって、認知時間として余裕を含めて11分を設定しており、十分な時間余裕を確保していることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす影響は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 現場での操作は、中央制御室の当直運転員とは別に現場操作を行う当直運転員(現場)及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動・操作所要時間】 低圧代替注水系(可搬型)に用いる可搬型代替注水中型ポンプ等は車両であり、自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象で、アクセスルートに被害がある場合でも、ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。要員の移動時間に20分、可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等として150分を想定している。また、異なる要員にて並行して実施する原子炉注水のための系統構成として移動も含め125分を想定している。いずれも十分な時間余裕を確保していることから、移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動による原子炉減圧操作として余裕時間を含めて1分を設定している。中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり、操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作の有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 現場での操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため、操作要員2人以上で実施することとしており、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>中央制御室での操作は、中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	<p>認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが、その他の操作と並列して実施する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があるが、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水に移行するまでの期間は、高圧代替注水系により原子炉注水が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の準備完了後に実施するものであり、評価上は余裕時間を確認する観点で8時間後に準備が完了するものとしており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p>	<p>アクセスルートの復旧(がれき撤去)及び可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等は、移動も含め所要時間を170分と想定している。要員の移動時間は20分以内であり、可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等は、移動も含め訓練実績等では約154分。原子炉注水のための系統構成は、移動も含め所要時間を125分と想定しているところ、訓練実績等では約115分、逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動による原子炉減圧操作は、所要時間を1分と想定しているところ、訓練実績等では約1分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。</p>

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (3/5)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	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
操作条件	可搬型代替注水 中型 ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水操作に用いる可搬型代替注水 中型 ポンプへの燃料給油操作	低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水開始から適宜	<p>可搬型代替注水 中型 ポンプへの燃料給油操作は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり、燃料が枯渇しないように設定</p> <p>【認知】 「逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動による原子炉減圧操作(可搬型代替注水 中型 ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水操作)」と同様であり、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 本操作を実施する 参集 要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動・操作所要時間】 燃料給油操作に用いるタンクローリは車両であり、参集 後、自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象で、アクセスルートに被害がある場合でも、ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの燃料給油操作として移動も含め90分を想定しており、十分な時間余裕を確保していることから、移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確かさ】 現場での操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため、操作要員2人以上で実施することとしており、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があるが、評価項目となるパラメータに直接影響を与えることはない。	各機器の燃料が枯渇しない時間内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり、低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水開始から3時間半程度の時間余裕がある。	可搬型代替注水 中型 ポンプへの燃料給油操作は、移動も含めて90分を想定しているところ、訓練実績等では約80分。また、以降、各機器の燃料が枯渇しない時間間隔(許容時間)以内で実施することとしており、許容時間210分のところ、訓練実績等により約 18分 。許容時間内で意図している作業が実施可能であることを確認した。

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (4/5)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	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
<p>操作条件</p>	<p>可搬型代替注水 中型 ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却</p>	<p>格納容器圧力 279kPa[gage] 到達時</p>	<p>運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力(310kPa[gage])に対する余裕を考慮し設定</p> <p>【認知】 事故時には重要監視パラメータであるサブプレッション・チェンバ圧力を継続監視しており、また、格納容器スプレイの操作実施基準(サブプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage])に到達するのは事象発生約 13 時間後であり、比較的緩やかなパラメータ変化であることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 現場での操作は、中央制御室の当直運転員とは別に現場操作を行う当直運転員(現場)及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 格納容器スプレイのための系統構成の実施場所は、原子炉注水のための系統構成と同じ原子炉建屋内であり、操作要員はすでに配置済みであることから、移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 格納容器スプレイのための系統構成として 175 分を想定しており、十分な時間余裕を確保していることから、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉水位の調整操作を並列して実施する場合があるが、異なる要員による対応が可能であるため、他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。また、代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)は、低圧代替注水系(可搬型)とポンプ等を共用しているが、原子炉注水と格納容器スプレイの流量を同時に確保可能なポンプ容量を備えているため、原子炉注水と格納容器スプレイの同時運用が可能である。</p> <p>【操作の確実さ】 当直運転員(現場)及び重大事故等対応要員の現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は小さい。</p>	<p>左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。</p> <p>本操作は、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、操作開始時間が遅くなる可能性があるが、並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる当直運転員による対応が可能であることから、この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、評価項目に与える影響はない。</p> <p>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、操作開始時間が遅くなる可能性があるが、この場合でも、パラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから、操作開始が遅くなることにより評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>事象発生約 13 時間後に実施するものであり、低圧代替注水系(可搬型)と同じ可搬型代替注水 中型 ポンプを使用し、評価上は余裕時間を確認する観点で可搬型代替注水 中型 ポンプの準備完了を 8 時間後と想定しており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p>	<p>格納容器スプレイのための系統構成は、所要時間を 175 分想定しているところ、訓練実績等では約 124 分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。</p>

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (5/5)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	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
<p>操作条件</p> <p>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作</p>	<p>事象発生 24 時間 10 分後</p>	<p>常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定</p>	<p>【認知】 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、一連の操作として実施するため、認知に大幅な遅れが生じることは考えにくく、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、当直運転員は中央制御室に常駐していることから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 残留熱除去系海水系の起動操作として4分、残留熱除去系による原子炉注水操作として2分を想定し、余裕時間を含めて操作時間として6分を設定している。いずれも中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり、操作所要時間が長くなる可能性は十分に低く、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉水位の調整操作を並列で実施する場合があるが、異なる当直運転員による対応が可能であることから、他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確かさ】 中央制御室の制御盤の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、誤操作等が操作時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	<p>操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも若干早まる可能性がある。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より早くなる可能性があるが、この場合でも格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>非常用母線の受電後に実施するものであり、評価上は24時間後に非常用母線の受電が完了する想定としており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p>	<p>中央制御室における操作のため、シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は所要時間を6分想定しているところ、訓練実績では、約4分。想定範囲内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>

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 (T B D, T B U))

1. 水源に関する評価

① 淡水源 (有効水量)

- ・ 西側淡水貯水設備 : 4,300m³

2. 水使用パターン

① 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型)

による原子炉注水

事象発生 8 時間 1 分後, 西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を実施する。

炉心冠水後は, 原子炉水位高 (レベル 8) 設定点から原子炉水位低 (レベル 3) 設定点の範囲で注水する。

交流動力電源が復旧した後, 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を停止する。

② 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却

格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達する事象発生約 13 時間後, 西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプを用いた格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却を実施する。

交流動力電源が復旧した後, 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却を

停止する。

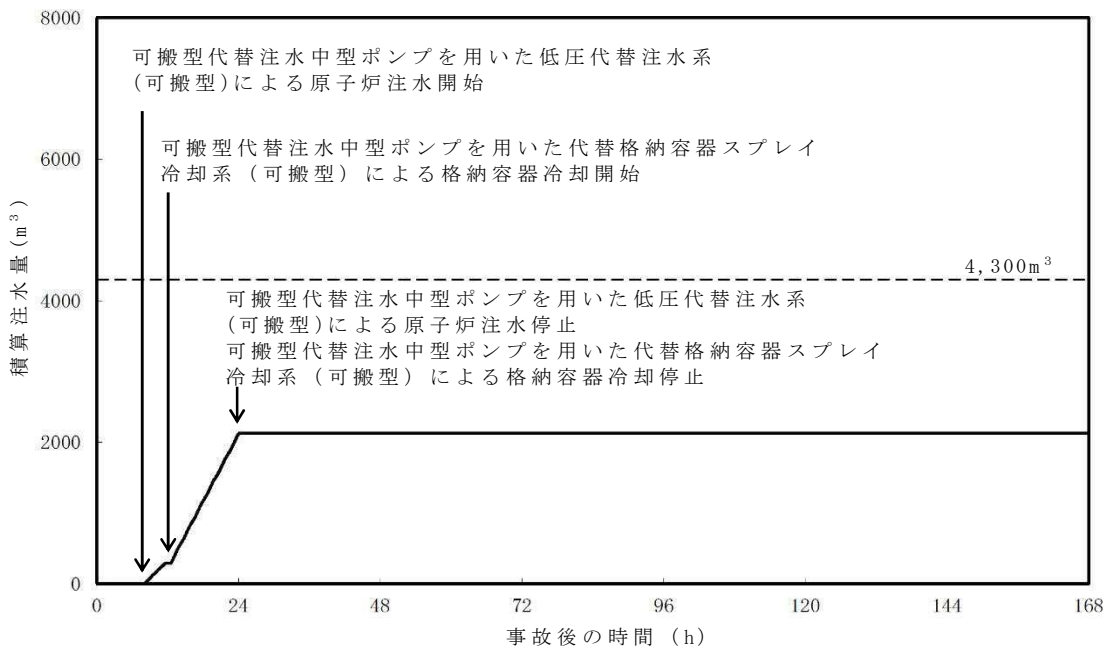
3. 時間評価

事象発生から可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始されるまでは、高圧代替注水系により原子炉注水を実施するため、西側淡水貯水設備の水量は減少しない。

事象発生 8 時間 1 分以降は、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を実施するため、西側淡水貯水設備の水量は減少する。

交流動力電源が復旧する事象発生 24 時間以降は、残留熱除去系による原子炉注水等を実施し、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を停止するため、西側淡水貯水設備の水量の減少は停止する。

この間の西側淡水貯水設備の使用水量は合計約 2,130m³である。



第 1 図 外部水源による積算注水量

(全交流動力電源喪失 (T B D, T B U))

4. 水源評価結果

時間評価の結果から、7日間の対応において合計約 2,130m³の水が必要となるが、西側淡水貯水設備に 4,300m³の水を保有することから必要水量を確保している。このため、安定して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
(全交流動力電源喪失 (TBD, TBU))

保守的に全ての設備が、事象発生直後から 7 日間燃料を消費するものとして
評価する。

時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置 5 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $420.0\text{L/h}(\text{燃料消費率}) \times 168\text{h}(\text{運転時間}) \times 5\text{台}(\text{運転台数})$ = 約 352.8kL	7 日間の 軽油消費量 約 352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり、7 日間対応可能
可搬型代替注水中型ポンプ 2 台起動 (低圧代替注水系(可搬型)及び代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)) $35.7\text{L/h}(\text{燃料消費率}) \times 168\text{h}(\text{運転時間}) \times 2\text{台}(\text{運転台数})$ = 約 12.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 12.0kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約 210kL であり、7 日間対応可能

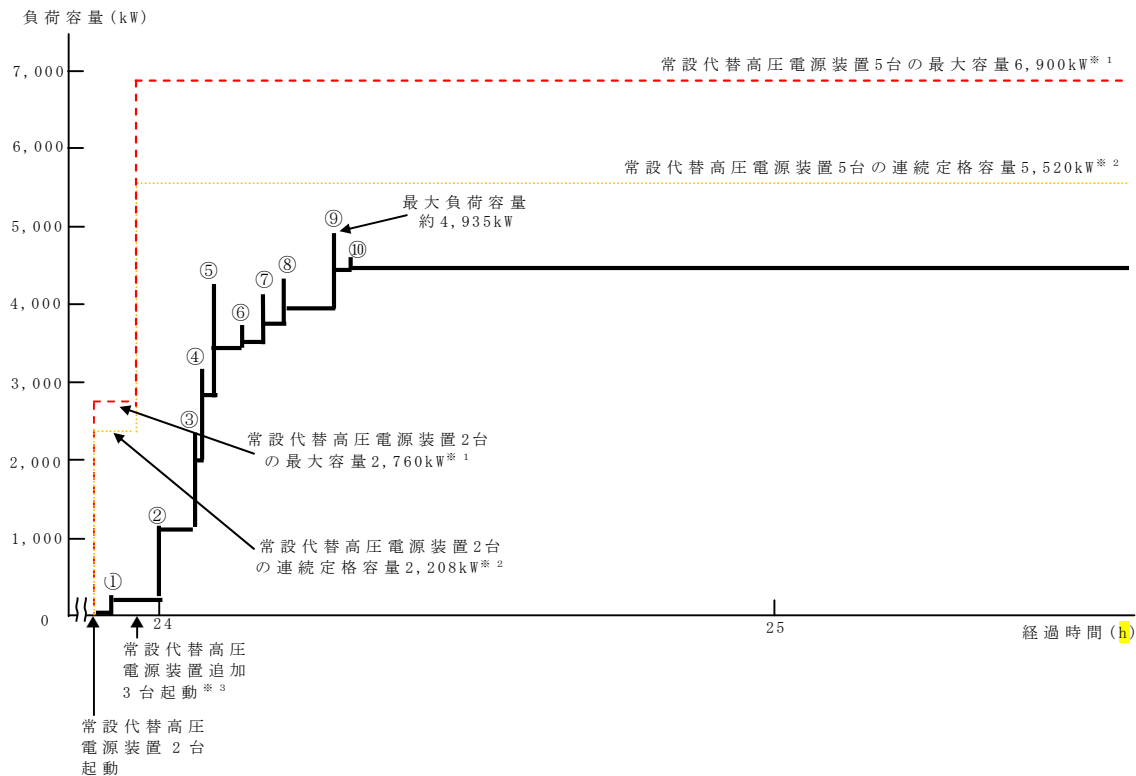
常設代替交流電源設備の負荷

(全交流動力電源喪失 (TBD, TBU))

主要負荷リスト

【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他負荷	約120 約84	約252	約204
②	非常用母線2C自動起動負荷 ・直流125V充電器A ・非常用照明 ・120V AC計装用電源2A ・その他負荷 非常用母線2D自動起動負荷 ・直流125V充電器B ・非常用照明 ・120V AC計装用電源2B ・その他負荷	約79 約108 約134 約248 約60 約86 約134 約135	約1,206	約1,188
③	残留熱除去系海水ポンプ	約837	約2,388	約2,025
④	残留熱除去系海水ポンプ	約837	約3,225	約2,862
⑤	残留熱除去系ポンプ その他負荷	約584 約3	約4,287	約3,449
⑥	非常用ガス再循環系排風機 非常用ガス処理系排風機 その他負荷 停止負荷	約55 約8 約95 約-52	約3,743	約3,555
⑦	中央制御室換気系空調和機ファン 中央制御室換気系フィルタ系ファン その他負荷	約45 約8 約183	約4,132	約3,791
⑧	蓄電池室排気ファン その他負荷	約8 約154	約4,345	約3,953
⑨	緊急用海水ポンプ その他	約510 約4	約4,935	約4,467
⑩	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約4,576	約4,497



※1 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量 (1,380kW×運転台数=最大容量)
 ※2 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の80%の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)
 ※3 非常用母線の負荷への給電に伴い、負荷容量が増加するため、常設代替高圧電源装置を3台追加起動する

2.3.3 全交流動力電源喪失（T B P）

2.3.3.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（T B P）」に含まれる事故シーケンスとしては、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「外部電源喪失＋D G失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋H P C S失敗」，②「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋D G失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋H P C S失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（T B P）」は，原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失により，電動の原子炉注水機能が喪失するとともに，逃がし安全弁1弁が開固着することで原子炉圧力が低下し，蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系も停止することで全ての原子炉注水機能が喪失することを想定する。このため，逃がし安全弁を介して原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失した状態において，逃がし安全弁1弁開固着によって，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで原子炉注水機能が喪失し，炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，直流電源及び交流動力電源の供給機能に対する重大事故等対処設備並びに交流動力電源を必要としない重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により、本事故シーケンスグループでは、逃がし安全弁1弁開固着によって蒸気駆動の原子炉注水機能が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間は蒸気駆動の原子炉注水機能を用いた原子炉注水により原子炉水位を維持し、その後、原子炉圧力容器を強制的に減圧し、可搬型の原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図る。また、可搬型の格納容器冷却機能を用いて格納容器冷却を実施するとともに、代替交流電源設備により交流動力電源を復旧し、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（T B P）」において、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ十分な冷却を可能とするため、初期の対策として所内常設直流電源設備、原子炉隔離時冷却系、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段を整備する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第2.3.3-1図に、対応手順の概要を第2.3.3-2図に示すとともに、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手順と設備との関

係を第 2.3.3-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、必要な要員は災害対策要員（初動）24 名及び事象発生から 2 時間以降に期待する参集要員 6 名である。

災害対策要員（初動）の内訳は、当直発電長 1 名、当直副発電長 1 名、運転操作対応を行う当直運転員 5 名、指揮、通報連絡を行う災害対策要員（指揮者等）4 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員 13 名である。

参集要員の内訳は、燃料給油操作を行う重大事故等対応要員 2 名、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の流量調整を行う重大事故等対応要員 2 名並びに可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却の現場系統構成及び流量調整を行う重大事故等対応要員 2 名である。

必要な要員と作業項目について第 2.3.3-3 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、災害対策要員（初動）24 名及び参集要員 6 名で対処可能である。

a. 原子炉スクラム，全交流動力電源喪失及び逃がし安全弁開固着の確認

外部電源が喪失するとともに、非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで、全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。また、主蒸気隔離弁が閉止しているにもかかわらず、原子炉圧力が低下していることにより逃がし安全弁の開固着を確認する。さらに、再循環ポンプが停止したことを確認する。

原子炉スクラム，全交流動力電源喪失及び逃がし安全弁開固着の確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装，原子炉圧力等である。

b. 原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。

原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

c. 原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）

原子炉隔離時冷却系の起動により原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。また、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）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）等である。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は、逃がし安全弁の開固着によって、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までの間継続する。

原子炉隔離時冷却系の停止後は、逃がし安全弁を介して原子炉圧力容器内の蒸気が流出し、保有水量が減少することで原子炉水位が徐々に低下するため、燃料有効長頂部に到達したことを確認した場合は、炉心損傷がないことを継続的に確認する。

炉心損傷がないことを継続的に確認するために必要な計装設備は、格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）及び格納容器雰囲気放射線モニタ（S/C）である。

d. 早期の電源回復不能の確認

全交流動力電源喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により外部

電源の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を開始する。

e. 電源確保操作対応

早期の電源回復不能の確認後、非常用ディーゼル発電機等の機能回復操作及び外部電源の機能回復操作を実施する。

f. 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。原子炉建屋内の現場操作にて原子炉注水に必要な系統構成を実施し、屋外の現場操作にて可搬型代替注水中型ポンプの準備、ホース敷設等を実施後にポンプ起動操作を実施する。なお、逃がし安全弁の開固着により原子炉圧力が低下していることから、原子炉圧力が低圧代替注水系（可搬型）の吐出圧力を下回った場合は、原子炉注水が開始される。

g. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作

可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了した後に、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）を開固着したものを含め7弁を手動開放し、原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に必要な計装設備は、原子炉圧力等である。

h. 原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））

可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子

炉注水操作により，原子炉水位が回復したことを確認する。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）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），原子炉水位（燃料域），低圧代替注水系原子炉注水流量等である。

i．タンクローリによる燃料給油操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。

j．直流電源の負荷切離操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室内及び現場配電盤にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施することにより 24 時間後までの蓄電池による直流電源供給を確保する。

k．可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作

全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度がドライウエル設計温度である 171℃に近接した場合は，現場操作にて可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作を実施する。また，同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いて原子炉注水を継続する。

可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作に必要な計装設備は，ドライウエル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量，

サブプレッション・プール水位等である。

l. 常設代替高压電源装置による緊急用母線の受電操作

外部電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高压電源装置から緊急用母線を受電する。

常設代替高压電源装置による緊急用母線の受電操作に必要な計装設備は，緊急用M/C電圧である。

m. 常設代替高压電源装置による非常用母線の受電準備操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場にて常設代替高压電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。

n. 常設代替高压電源装置による非常用母線の受電操作

常設代替高压電源装置による緊急用母線の受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高压電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。

常設代替高压電源装置による非常用母線の受電操作に必要な計装設備は，M/C 2C及びM/C 2D電圧である。

o. 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作

常設代替高压電源装置による非常用母線の受電操作の完了後，残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。その後，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施する。

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、残留熱除去系系統流量等である。

p. 使用済燃料プールの冷却

代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。

以降、炉心冷却は残留熱除去系（低圧注水系）を用いた原子炉注水により原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持することで継続的に実施し、格納容器除熱は、原子炉注水の停止期間中に残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）により実施する。

2.3.3.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、全ての非常用ディーゼル発電機を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失するとともに、逃がし安全弁の再閉鎖失敗により蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下した後は、原子炉隔離時冷却系も停止することで、全ての注水機能が喪失する「外部電源喪失＋DG失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋HPCS失敗」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、

沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，気液熱非平衡及び三次元効果，原子炉压力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流），沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流及びE C C S注水（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，スプレー冷却及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。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長期間熱水力過渡変化解析コードS A F E R及びシビアアクシデント総合解析コードM A A Pにより，原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお，本有効性評価では，S A F E Rコードによる燃料被覆管温度の評価結果は，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，燃料被覆管温度が高温となる領域において，燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をS A F E Rコードよりも低めに評価するC H A S T Eコードは使用しない。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける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を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第2.3.3-2表に示す。また，主要な解析条件について，本重要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、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源を喪失するものとする。同時に、逃がし安全弁1弁の開固着が発生するものとする。

(c) 外部電源

起因事象として、外部電源が喪失することを想定している。

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

原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉信号及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず、原子炉水位低（レベル3）信号により原子炉スクラムするものとする。

(b) 主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は、外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し、閉止するものとする。

(c) 再循環ポンプ

再循環ポンプは、外部電源喪失により駆動電源が喪失し、全台停止するものとする。

(d) 逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また、原子炉減圧には、逃がし

安全弁（自動減圧機能）を開固着の1弁と合わせて合計7弁使用するものとし、容量として、1弁当たり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。

(e) 原子炉隔離時冷却系

原子炉水位異常低下（レベル2）信号により自動起動し、 $136.7\text{m}^3/\text{h}$ （原子炉圧力 $1.04\text{MPa}[\text{gage}] \sim 7.86\text{MPa}[\text{gage}]$ において）の流量で原子炉へ注水するものとする。原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持する。また、運転手順の停止判断基準に余裕を考慮して、原子炉圧力が $1.04\text{MPa}[\text{gage}]$ まで低下した時点で停止するものとする。

(f) 残留熱除去系（低圧注水系）

残留熱除去系ポンプ1台を使用するものとし、非常用母線の受電が完了した後に手動起動し、 $0\text{m}^3/\text{h} \sim 1,676\text{m}^3/\text{h}$ （ $0\text{MPa}[\text{dif}]^* \sim 1.55\text{MPa}[\text{dif}]$ において）の流量で原子炉へ注水するものとする。伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき1基当たり約43MW（サプレッション・プール水温度 100°C 、海水温度 32°C において）とする。なお、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持しつつ、原子炉注水の停止期間中に格納容器スプレイ又はサプレッション・プール冷却を実施するものとする。

* MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(g) 低圧代替注水系（可搬型）

可搬型代替注水中型ポンプ2台を使用するものとし、注水流量は、原子炉注水のみを実施する場合は、機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量： $0\text{m}^3/\text{h} \sim 110\text{m}^3/\text{h}$ 、注水圧力： $0\text{MPa}[\text{dif}] \sim$

1. 4MPa[dif]) とし、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は、 $50\text{m}^3/\text{h}$ (一定) を用いるものとする。また、原子炉水位が原子炉水位高 (レベル 8) 設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル 3) 設定点から原子炉水位高 (レベル 8) 設定点の範囲に維持し、交流動力電源復旧後の事象発生から 24 時間 5 分後に停止する。

(h) 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)

低圧代替注水系 (可搬型) と同じ可搬型代替注水中型ポンプ 2 台を使用するものとし、スプレイ流量は、運転手順に基づき $130\text{m}^3/\text{h}$ (一定) を用いるものとする。また、格納容器圧力が 217kPa[gage] に到達した場合に停止し、279kPa[gage] に到達した場合に再開し、交流動力電源復旧後の事象発生から 24 時間 5 分後に停止する。

(i) 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 及び残留熱除去系 (サブレッション・プール冷却系)

残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水を停止している期間に $1.9 \times 10^3 \text{m}^3/\text{h}$ の流量で格納容器へスプレイするものとし、そのうち 95% をドライウェルへ、5% をサブレッション・チェンバへ分配するものとする。なお、格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が 13.7kPa[gage] に到達した時点でサブレッション・プール冷却運転に切り替える。

伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき 1 基当たり約 43MW (サブレッション・プール水温度 100°C 、海水温度 32°C において) とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等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」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

- (a) 交流動力電源は 24 時間使用できないものとし，事象発生から 24 時間後に常設代替高圧電源装置により非常用母線への給電を開始する。
- (b) 所内常設直流電源設備は，事象発生から 1 時間経過するまでに中央制御室にて不要な負荷を切り離し，事象発生から 8 時間後に現場にて不要な負荷の切離しを実施する。
- (c) 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は，事象発生の 3 時間後に可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了するものとし，原子炉減圧操作に要する時間を考慮して，事象発生 3 時間 1 分後に実施する。なお，全交流動力電源喪失時において，直流電源の容量やポンプ室の温度上昇等を考慮しても，少なくとも事象発生から 8 時間後まではサブプレッション・プールを水源とした原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が継続可能であることを確認している。
- (d) 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は，格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施する。
- (e) 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後に残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して，事象発生から 24 時間 10 分後に実施する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.3.3-4 図から第 2.3.3-8 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率，平均出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.3.3-9 図から第 2.3.3-14 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の推移を第 2.3.3-15 図から第 2.3.3-18 図に示す。

※ 炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し，運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお，シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む水位であることから，原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。

a. 事象進展

全交流動力電源喪失後，原子炉スクラム，主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプの停止が発生し，原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達すると，原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉への注水が開始されることで，原子炉水位は維持される。

逃がし安全弁 1 弁が開固着することで，蒸気の流出が継続し，事象発生の約 79 分後に原子炉圧力が 1.04MPa[gage]まで低下し，原子炉隔離時冷却系が停止することで原子炉水位は徐々に低下し，燃料有効長頂部を下回る。

事象発生の 3 時間後に可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注

水系（可搬型）の準備が完了した時点で、逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁の手動操作による原子炉減圧を実施する。逃がし安全弁（自動減圧機能）開放による蒸気流出によって原子炉水位は低下するが、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉注水が開始されると、原子炉水位は回復し炉心は再冠水する。

燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は、逃がし安全弁の開固着により蒸気が流出することで炉心が露出し上昇する。その後、原子炉減圧操作による減圧沸騰に伴い一時的に燃料被覆管最高温度発生位置が再冠水し、ボイド率は低下する。熱伝達係数は、燃料被覆管最高温度発生位置が露出し、核沸騰冷却から蒸気冷却に移行することで低下する。原子炉圧力が低下し、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水流量が増加することで炉心が再冠水すると、ボイド率は低下し、熱伝達係数が上昇することで燃料被覆管温度は低下する。平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い増減する。

事象発生から 24 時間後に常設代替高圧電源装置による非常用母線への交流動力電源供給を開始し、その後中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水系）を起動し、原子炉注水を開始することで、その後も炉心の冷却は維持される。

また、全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器内で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。このため、事象発生の約 14 時間後に格納容器圧力が 279kPa [gage] に到達した時点で、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）による格納容器冷却を開始し、事象発生の 24 時間後に

交流動力電源が復旧した時点で残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。

b. 評価項目等

燃料被覆管温度は、第 2.3.3-9 図に示すとおり、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの期間は、炉心の露出に伴い上昇し、事象発生の約 212 分後に約 746°C に到達するが、評価項目である 1,200°C を下回る。燃料被覆管の最高温度は、平均出力燃料集合体で発生している。また、燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1% 以下にとどまることから、評価項目である 15% を下回る。

原子炉圧力は、第 2.3.3-4 図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、約 8.16MPa [gage] 以下に維持される。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても、約 8.46MPa [gage] 以下であり、評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa [gage]）を下回る。

格納容器圧力は、第 2.3.3-15 図に示すとおり、全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器内で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって、事象発生後に上昇傾向が継続するが、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）

による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生約 14 時間後に最高値の約 0.28MPa[gage]となるが、格納容器バウンダリにかかる圧力は、評価項目である最高使用圧力の 2 倍 (0.62MPa[gage]) を下回る。格納容器雰囲気温度は、第 2.3.3-16 図に示すとおり、事象発生約 14 時間後に最高値の約 141℃となり、以降は低下傾向となっていることから、格納容器バウンダリにかかる温度は、評価項目である 200℃を下回る。

第 2.3.3-5 図に示すように、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水状態が維持され、炉心冷却が維持される。また、第 2.3.3-15 図及び第 2.3.3-16 図に示すように、事象発生約 24 時間後に、残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することで、高温停止での安定状態が確立する。

(添付資料 2.3.3.1)

安定状態が確立した以降は、原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し、また、機能喪失している設備の復旧に努めるとともに、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

以上により、本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

2.3.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲としては、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を評価する。

本重要事故シーケンスでは、全交流動力電源の喪失に加えて、逃がし安全

弁1弁が開固着することに伴い原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲まで原子炉圧力が低下し、原子炉隔離時冷却系が停止することで原子炉水位が低下するため、直流電源の負荷切離操作を実施すること、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作を実施すること並びに全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能も喪失し格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇することから、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作を実施すること及び交流動力電源の復旧後に残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施することが特徴である。よって、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）、直流電源の負荷切離操作、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は、「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」に示されておりであり、それらの不確かさの影響評価を以下に示す。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確か

さとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50°C程度高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで、燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はHDR実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数°C程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格

格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.3.2)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高め評価し，有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高め評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高く評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はHDR実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWRの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える

影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.3.2)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 2.3.3-2 表に示すとおりであり、これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては、設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから、この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について、評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した $44.0\text{kW}/\text{m}$ に対して最確条件は約 $33\text{kW}/\text{m}$ ～約 $41\text{kW}/\text{m}$ であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 $33\text{Gwd}/\text{t}$ に対して最確条件は $33\text{Gwd}/\text{t}$ 以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため、原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は

遅くなり、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブレーション・プール水位及びサブレーション・プール水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウエル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は、最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 2.3.3.2)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した $44.0\text{kW}/\text{m}$ に対して最確条件は約 $33\text{kW}/\text{m}$ ～約 $41\text{kW}/\text{m}$ であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 $33\text{GWd}/\text{t}$ に対して最確条件は $33\text{GWd}/\text{t}$ 以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため、原子炉からサブレーション

ン・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は緩和され、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和される。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウエル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は、最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.3.3.2）

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の直流電源の負荷切離操作（中央制御室）は、解析上の操作開始時間として事象発生から1時間経過するまでを設定しており、直流電源の負荷切離操作（現場）は、解析上の操作開始時間として事

象発生から 8 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があるが、その他の操作と並列して操作を実施する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は、解析上の操作開始時間として事象発生から 3 時間 1 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があるが、その他の操作と並列して操作を実施する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。

操作条件の可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 279kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は、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、操作開始時間は遅れる可能性があるが、並列して実施する可能性がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残

留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から 24 時間 10 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

(添付資料 2.3.3.2)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の直流電源の負荷切離操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があるが、解析条件ではないことから、所定の時間までに実施することで評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は、運転員等操作時間に与える影響として、解析上の注水開始時間は余裕時間を含めて設定されており、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があり、この場合には、原子炉注水の開始が早くなることで炉心が露出する時間が短くなり、燃料被覆管温度の上昇は緩和され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが、この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、有効性評価解

析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系）又は残留熱除去系（サブレーション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があるが、この場合には、格納容器除熱操作の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.3.3.2）

(3) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

操作条件の直流電源の負荷切離操作（中央制御室）は事象発生から 1 時間経過するまでに実施し、直流電源の負荷切離操作（現場）は事象発生の 8 時間後に実施するものであり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

第 2.3.3-19 図から第 2.3.3-21 図に示すとおり、操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）は、運転手順に従い原子炉隔離時冷却系の再起動を考慮し、事象発生から 3 時間 56 分（操作開始時間の 55 分の時間遅れ）までに操作を実施する場合、燃料被覆管の最高温度は約 875℃となり、燃料被覆管の破裂は発生せず、評

価項目を満足することを感度解析により確認しているため、55分程度の時間余裕は確保されている。

操作条件の可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は、事象発生約14時間後に実施するものであり、低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水中型ポンプを使用し、可搬型代替注水中型ポンプの準備完了を事象発生約3時間後と想定しており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱操作は、非常用母線の受電後に実施するものであり、評価上は事象発生約24時間後に非常用母線の受電が完了する想定としており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

（添付資料 2.3.3.2, 2.3.3.3）

（4）まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、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を確認した。この結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

2.3.3.4 必要な要員及び資源の評価

（1）必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBP）」の重大事故等

対策に必要な災害対策要員（初動）は、「2.3.3.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 24 名であり、災害対策要員（初動）の 39 名で対処可能である。

また、事象発生 2 時間以降に必要な参集要員は 6 名であり、発電所外から 2 時間以内に参集可能な要員の 71 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（T B P）」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」の条件にて評価を行い、以下のとおりである。

a. 水 源

可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却については、7 日間の対応を考慮すると、合計約 2,160m³の水が必要となる。

水源として、西側淡水貯水設備に 4,300m³の水を保有していることから、水源が枯渇することはない、7 日間の対応が可能である。

原子炉隔離時冷却系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水については、サプレッション・プールを水源とすることから、水源が枯渇することはない、7 日間の対応が可能である。

(添付資料 2.3.3.4)

b. 燃 料

常設代替交流電源設備による電源供給について、事象発生直後から 7 日間の常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の運転を想

定すると、約 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクには約 800kL の軽油を保有していることから、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）による 7 日間の電源供給の継続が可能である。

可搬型代替注水中型ポンプ（2 台）を用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等について、事象発生直後から 7 日間の可搬型代替注水中型ポンプ（2 台）の運転を想定すると、約 12.0kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクには約 210kL の軽油を保有していることから、可搬型代替注水中型ポンプ（2 台）を用いた低圧代替注水系（可搬型）による 7 日間の原子炉注水等の継続が可能である。

（添付資料 2.3.3.5）

c. 電 源

重大事故等対策時に必要な負荷は約 4,497kW であるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は 5,520kW 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。

また、蓄電池の容量については、交流動力電源が復旧しない場合を想定しても、不要な負荷の切離しを行うことにより、事象発生後 24 時間の直流電源の供給が可能である。

（添付資料 2.3.3.6）

2.3.3.5 結 論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（T B P）」では、原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失が発生し電動の原子炉注水機能が喪失するとともに、逃がし安全弁再閉鎖失敗が重畳し原子炉隔離時冷却系が動作でき

ない範囲に原子炉圧力が低下することに伴い原子炉隔離時冷却系も停止し原子炉注水機能が喪失することで、原子炉水位の低下が継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（T B P）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として所内常設直流電源設備、原子炉隔離時冷却系、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段を整備する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（T B P）」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋D G失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋H P C S失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、所内常設直流電源設備、原子炉隔離時冷却系、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続し、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施することで、炉心の著しい損傷を防止することができる。

その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにか

かる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持することができる。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響について確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、7日間以上の供給が可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失(TBP)」において、所内常設直流電源設備、原子炉隔離時冷却系、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失(TBP)」に対して有効である。

第 2.3.3-1 表 全交流動力電源喪失（T B P）時における重大事故等対策について（1/5）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム，全交流動力電源喪失及び逃がし安全弁開固着の確認	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源が喪失するとともに，非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで，全交流動力電源喪失となり，原子炉がスクラムしたことを確認する。 主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉圧力が逃がし安全弁の設定点以下まで低下することにより異常を検知し，逃がし安全弁の開固着を確認する。 再循環ポンプが停止したことを確認する。 	所内常設直流電源設備 主蒸気隔離弁* 逃がし安全弁（安全弁機能）*	—	平均出力領域計装* 起動領域計装* 原子炉圧力* 原子炉圧力（S A） M/C 2 C電圧* M/C 2 D電圧* 緊急用M/C電圧
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位が，原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。 	原子炉隔離時冷却系* サプレッション・プール* 所内常設直流電源設備	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（S A広帯域） 原子炉水位（S A燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量*

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.3.3-1 表 全交流動力電源喪失（T B P）時における重大事故等対策について（2/5）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系の起動により原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。 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）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は、逃がし安全弁の開固着によって、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までの間継続する。 原子炉隔離時冷却系の停止後は、逃がし安全弁の開固着により原子炉水位が徐々に低下し、燃料有効長頂部に到達したことを確認した場合は、炉心損傷がないことを継続的に確認する。 	原子炉隔離時冷却系* サブプレッション・プール* 所内常設直流電源設備	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量* 原子炉圧力* 原子炉圧力（S A） 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）* 格納容器雰囲気放射線モニタ（S/C）*
早期の電源回復不能の確認	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが、失敗したことを確認し、早期の電源回復不能を確認する。 	—	—	—
電源確保操作対応	<ul style="list-style-type: none"> 非常用ディーゼル発電機等の回復操作を実施する。 外部電源の回復操作を実施する。 	—	—	—

：有効性評価上考慮しない操作

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.3.3-1 表 全交流動力電源喪失（T B P）時における重大事故等対策について（3/5）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。 逃がし安全弁の開固着により原子炉圧力が低下していることから、原子炉圧力が低圧代替注水系（可搬型）の吐出圧力を下回った場合は、原子炉注水が開始される。 	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	原子炉圧力* 原子炉圧力（S A）
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作の完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁の手動開放により、原子炉減圧を実施する。 	逃がし安全弁（自動減圧機能）* 非常用窒素供給系 高圧窒素ポンベ* 所内常設直流電源設備	—	原子炉圧力* 原子炉圧力（S A）
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉注水により、原子炉水位が回復したことを確認する。 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）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間に維持する。 	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 原子炉圧力* 原子炉圧力（S A）
タンクローリによる燃料給油操作	<ul style="list-style-type: none"> タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油を実施する。 	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	—

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.3.3-1 表 全交流動力電源喪失（T B P）時における重大事故等対策について（4/5）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
直流電源の負荷切離操作	<ul style="list-style-type: none"> 早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場配電盤にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施する。 	所内常設直流電源設備	—	—
可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器圧力が 279kPa[gage]又はドライウエル雰囲気温度がドライウエル設計温度である 171℃に近接したことを確認する。 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作を実施する。 	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	ドライウエル圧力* ドライウエル雰囲気温度* サプレッション・チェンバ圧力* 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 サプレッション・プール水位*
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失の確認後，常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。 	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	緊急用M/C電圧
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	<ul style="list-style-type: none"> 早期の電源回復不能の確認後，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。 	—	—	—
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，非常用母線 2 C 及び 2 D を受電する。 	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	M/C 2 C 電圧* M/C 2 D 電圧*

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.3.3-1 表 全交流動力電源喪失（T B P）時における重大事故等対策について（5/5）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
<p>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作</p>	<ul style="list-style-type: none"> 非常用母線の受電後，残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止する。 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施する。 	<p>残留熱除去系（低圧注水系）* サプレッション・プール* 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）* 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）* 残留熱除去系海水系* 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク</p>	<p>—</p>	<p>原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（S A 広帯域） 残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系海水系系統流量* 低圧代替注水系原子炉注水流量 サプレッション・チェンバ圧力* ドライウエル圧力* サプレッション・プール水温度*</p>
<p>使用済燃料プールの冷却操作</p>	<ul style="list-style-type: none"> 代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。 	<p>—</p>	<p>—</p>	<p>—</p>

：有効性評価上考慮しない操作，

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.3.3-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBP））（1/7）

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側：S A F E R 格納容器側：M A A P	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード	
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカ ート下端から+126cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300t/h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃 料	9×9燃料（A型）	9×9燃料（A型）と9×9燃料（B型）は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料（A型）を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33Gwd/t)	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1サイクルの運転期間（13ヶ月）に調整運転期間（約1ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定
格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定	

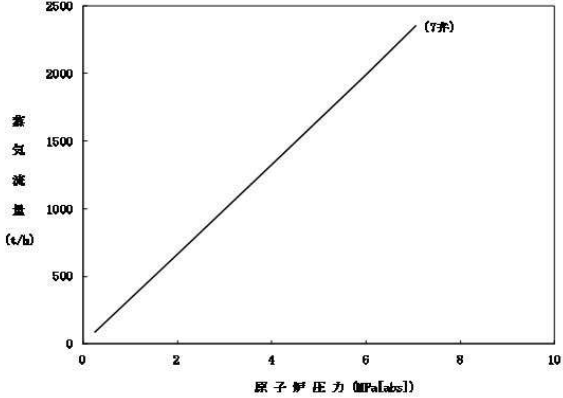
第 2.3.3-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（T B P））（2/7）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウエル）	5,700m ³	設計値を設定
	格納容器体積 （ウェットウエル）	空間部：4,100m ³ 気相部：3,300m ³	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置 作動差圧	3.45kPa（ドライウエルーサプレ ッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
	外部水源の水温	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等による外部電源喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失 逃がし安全弁 1 弁開固着	本重要事故シーケンスの前提条件として非常用ディーゼル発電機等の機能喪失と同時に逃がし安全弁 1 弁の開固着を設定 なお、交流動力電源は 24 時間使用できないことを想定し、この期間は交流動力電源の復旧及び代替交流動力電源には期待しない
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失することを想定

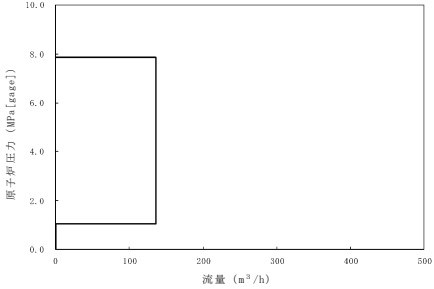
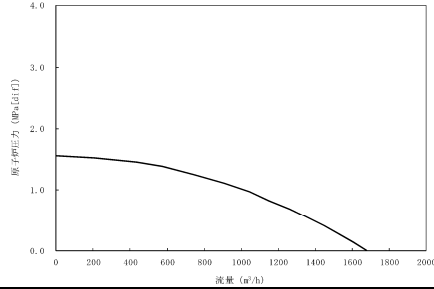
第 2.3.3-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（T B P））（3/7）

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	原子炉水位低（レベル3）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムを設定
	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し閉止することから、事象発生と同時に主蒸気隔離弁閉を設定
	再循環ポンプ	事象発生と同時に停止	外部電源喪失により駆動電源が喪失し全台停止することから、事象発生と同時に再循環ポンプ停止を設定

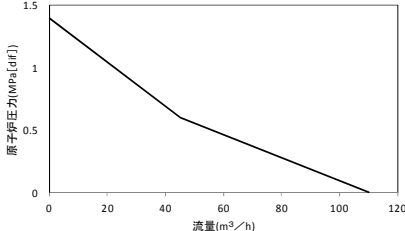
第 2.3.3-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（T B P））（4/7）

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	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa [gage] ×2 個, 385.2t/h/個 8.10MPa [gage] ×4 個, 400.5t/h/個 8.17MPa [gage] ×4 個, 403.9t/h/個 8.24MPa [gage] ×4 個, 407.2t/h/個 8.31MPa [gage] ×4 個, 410.6t/h/個	設計値を設定 なお, 安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され, 原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため, 事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水操作を実施する事故シーケンスにおいては, 評価項目に対して厳しい条件となる
	逃がし安全弁	（原子炉手動減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）6 弁を開放することによる原子炉減圧（再閉鎖失敗の 1 弁と合わせて 7 弁で原子炉減圧） <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係> 

第 2.3.3-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（T B P））（5/7）

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	原子炉隔離時冷却系	<p>設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は、タービン回転数制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている</p> 
	<p>残留熱除去系（低圧注水系）</p> <p>原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持し、原子炉注水停止中に格納容器除熱を実施</p> <p>最小流量特性 注水流量：0m³/h～1,676m³/h 注水圧力：0MPa[dif]～1.55MPa[dif]</p>	<p>炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定</p> 
	<p>伝熱容量：約 43MW （サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）</p>	<p>熱交換器の設計性能に基づき、残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定</p>

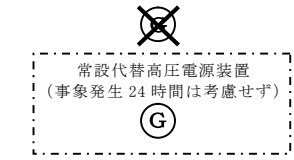
第 2.3.3-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（T B P））（6/7）

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	低圧代替注水系（可搬型）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持し、交流動力電源復旧後の事象発生から 24 時間 5 分後に停止 （原子炉注水単独時） 最小流量特性 ・注水流量：0m ³ /h～110m ³ /h ・注水圧力：0MPa[dif]～1.4MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 
		（原子炉注水と格納容器スプレィ併用時） ・注水流量：50m ³ /h（一定）	設計に基づき、併用時の注入先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定
	代替格納容器スプレィ冷却系（可搬型）	格納容器圧力が 217kPa[gage]に到達した場合は停止し、279kPa[gage]に到達した場合に再開し、交流動力電源復旧後の事象発生から 24 時間 5 分後に停止 スプレィ流量：130m ³ /h（一定）	格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定
	残留熱除去系（格納容器スプレィ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）	格納容器スプレィ実施中に格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達した時点でサブプレッション・プール冷却運転に切替え スプレィ流量：1.9×10 ³ m ³ /h （95%：ドライウエル，5%：サブプレッション・チェンバ）	設計値を設定
		伝熱容量：約 43MW （サブプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）	熱交換器の設計性能に基づき、残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定

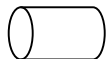
第 2.3.3-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（T B P））（7/7）

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操作条件	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	事象発生から 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離操作	事象発生から 1 時間まで（中央制御室） 事象発生から 8 時間後（現場）	本事故シーケンスの前提条件として設定
	逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）	事象発生から 3 時間 1 分後	状況判断, 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定
	可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作	格納容器圧力 279kPa[gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮して設定
	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作	事象発生から 24 時間 10 分後	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後, 残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定

2 C 非常用ディーゼル発電機, 2 D 非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイス系ディーゼル発電機



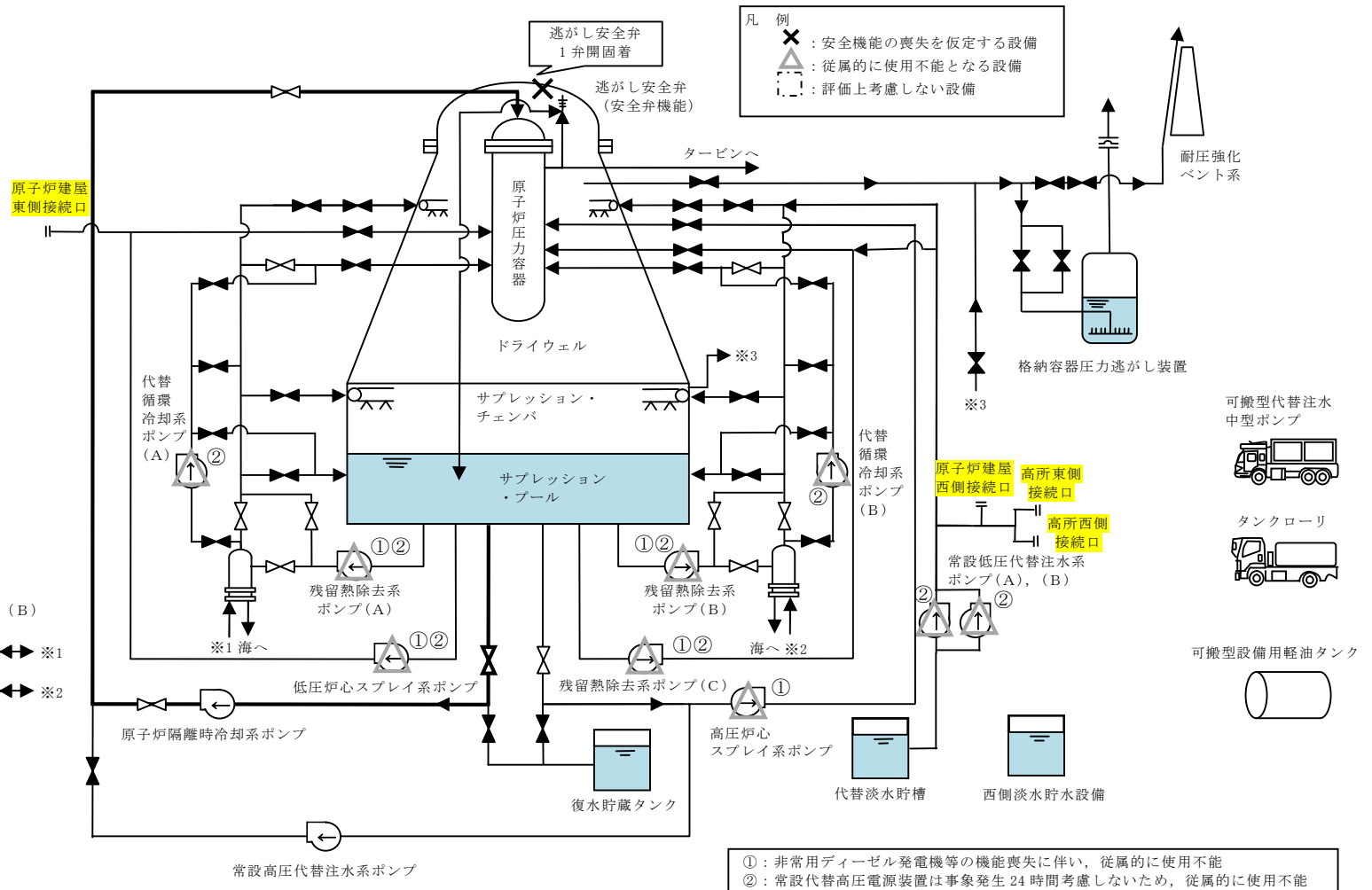
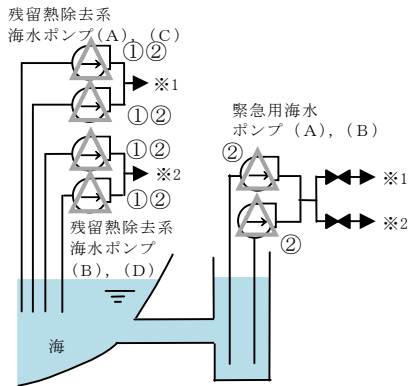
軽油貯蔵タンク



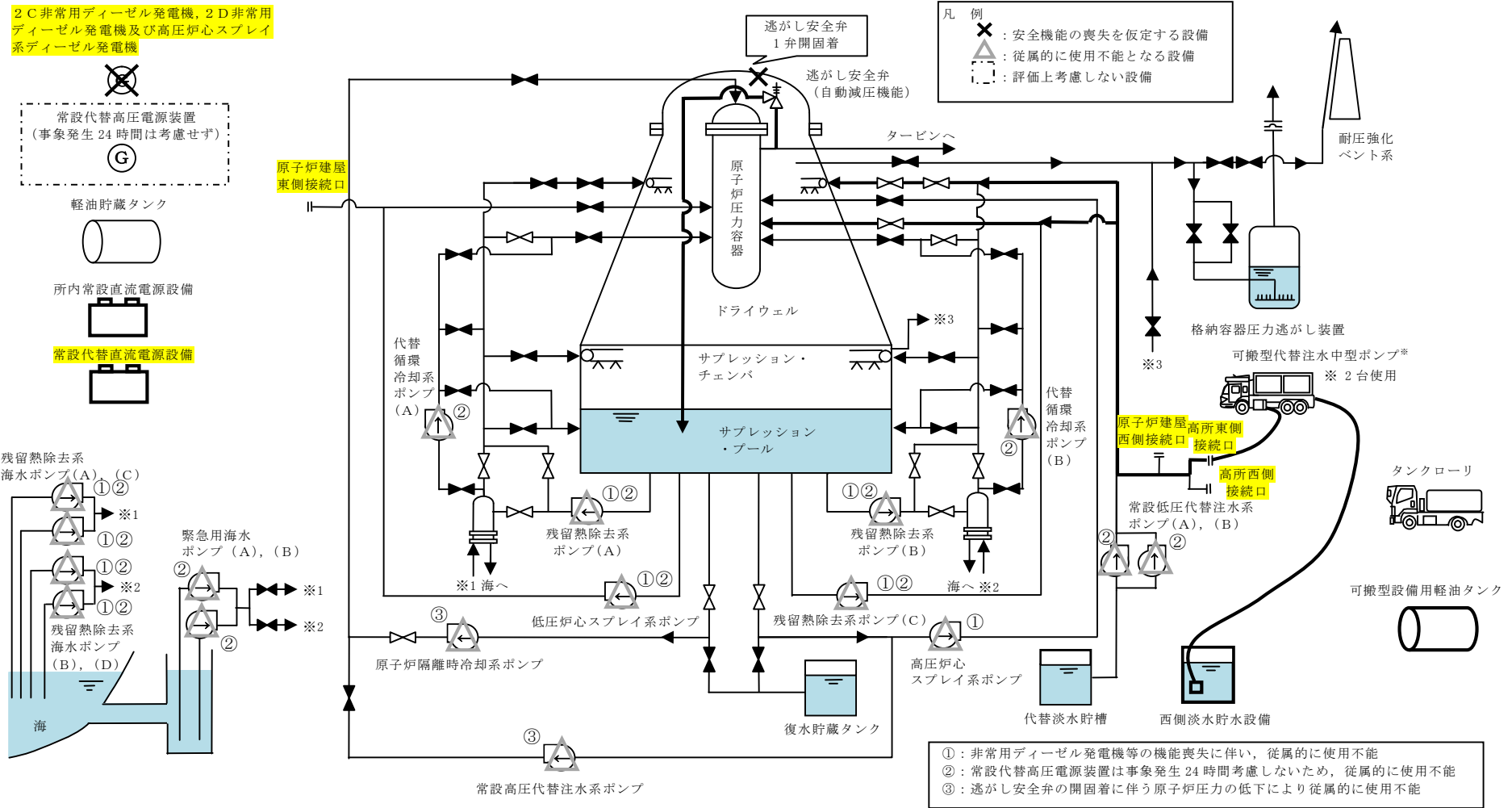
所内常設直電源設備



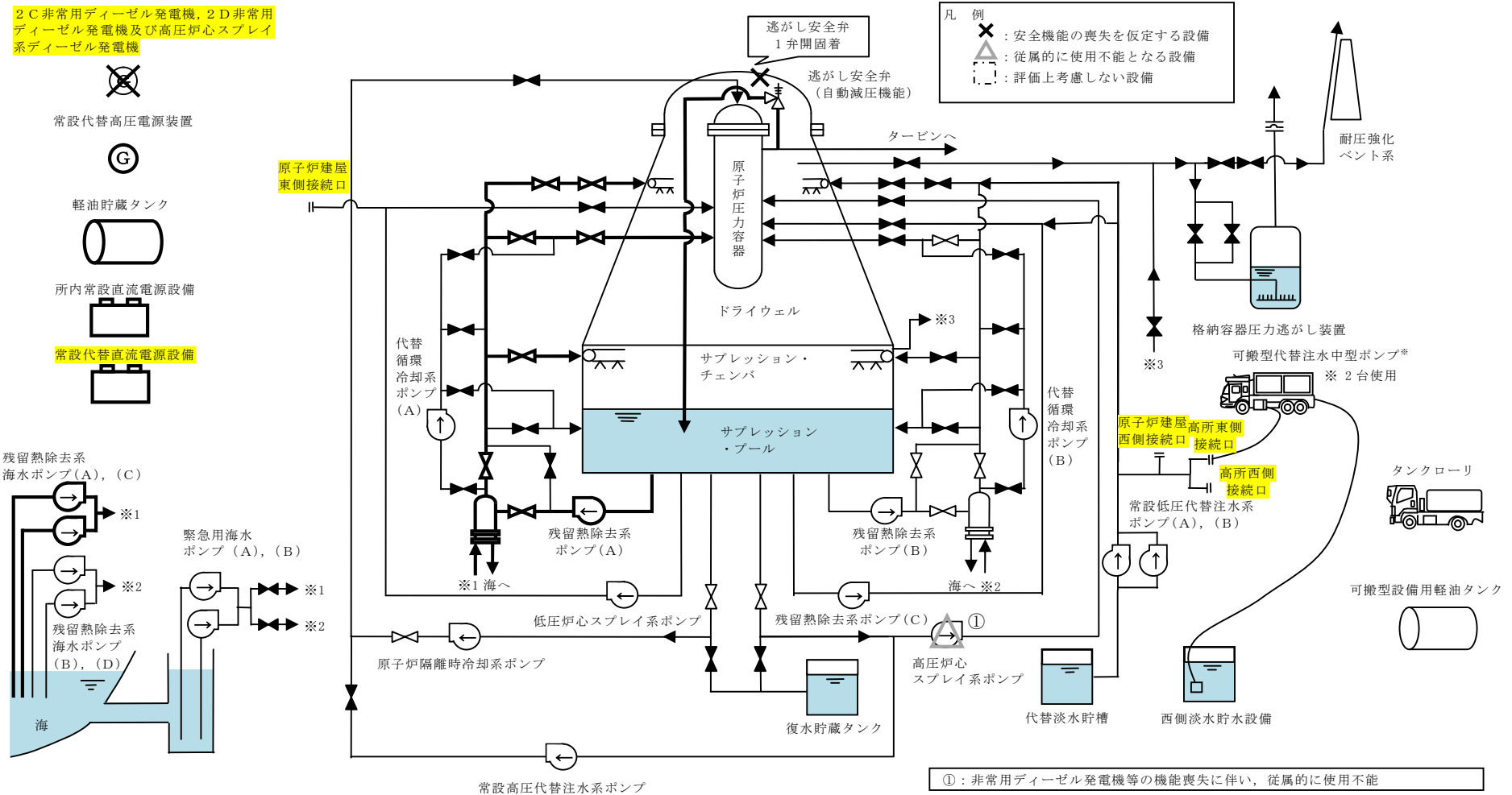
常設代替直電源設備



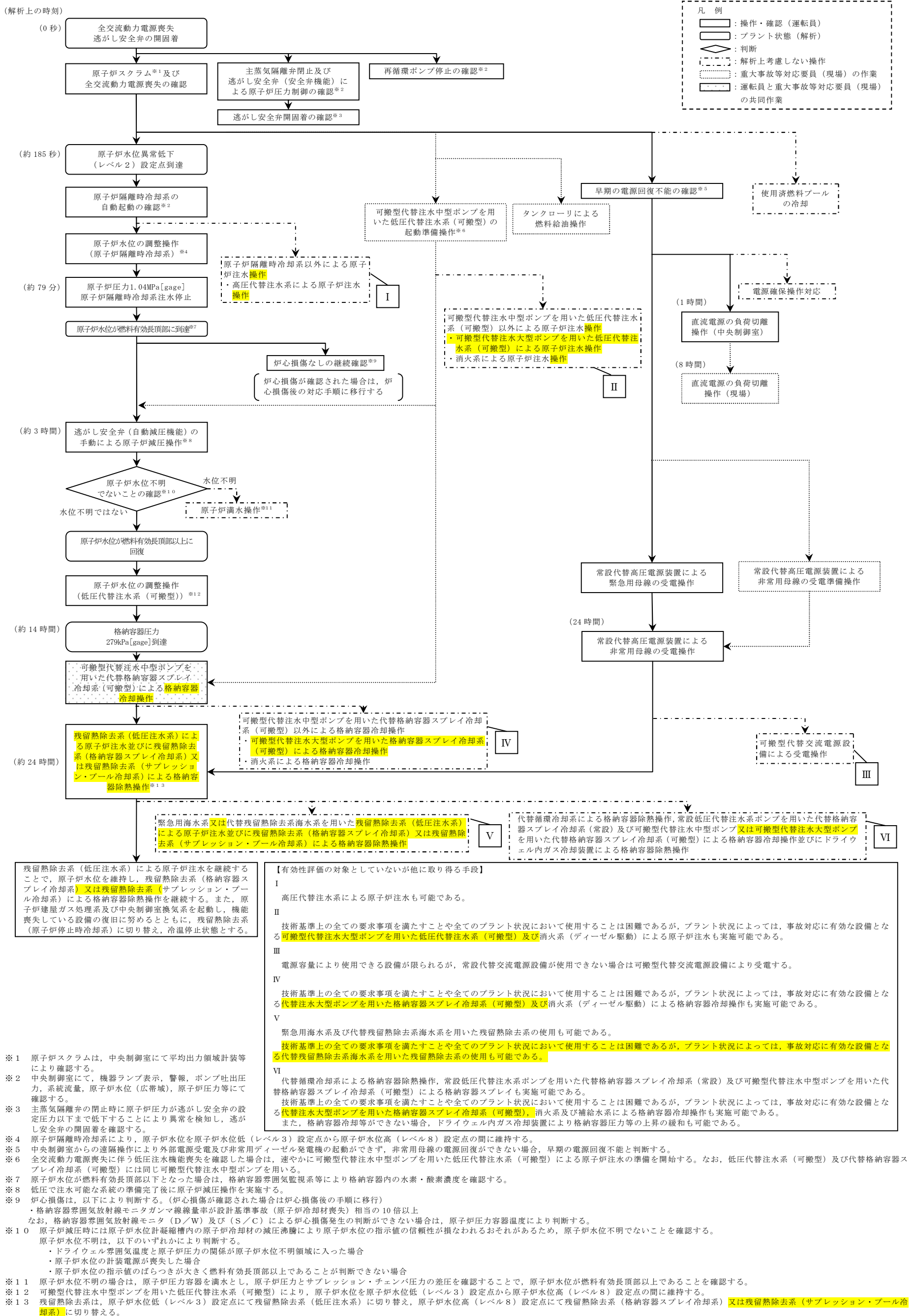
第 2.3.3-1 図 全交流動力電源喪失 (TBP) 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
(原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階)



第2.3.3-1 図 全交流動力電源喪失(TBP)時の重大事故等対策の概略系統図(2/3)
 (可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水及び代替格納容器スプレィ冷却系(可搬型)による格納容器冷却段階)



第 2.3.3-1 図 全交流動力電源喪失 (T B P) 時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
 (残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階)



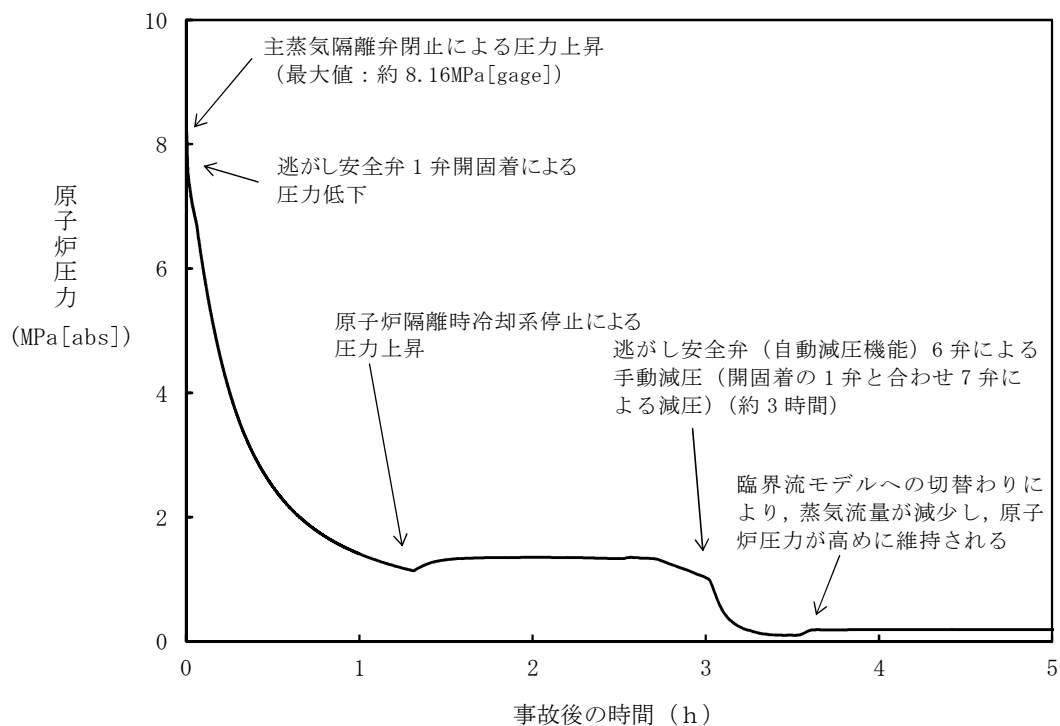
第 2.3.3-2 図 全交流動力電源喪失 (TBP) の対応手順の概要

					経過時間 (分)												備考	
					0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	
操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後移動してきた要員				操作の内容	事象発生 原子炉スクラム ▽プラント状況判断 1時間 直流電源の負荷切離操作 (中央制御室) 約79分 原子炉圧力1.04MPa到達 (原子炉隔離時冷却系停止)												
	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮														
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐														
	指揮者等	災害対策要員 (指揮者等)	4人	初動での指揮 発電所内外連絡														
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)															
状況判断	2人 A, B	—	—	<ul style="list-style-type: none"> ●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●外部電源喪失の確認 ●再循環ポンプ停止の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁 (安全弁機能) による原子炉圧力制御の確認 ●逃がし安全弁閉鎖の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認 	10分													
原子炉水位の調整 操作 (原子炉隔離 時冷却系)	【1人】 A	—	—	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作		原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持												
早期の電源回復不 能の確認	【1人】 A	—	—	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作 (失敗)	1分													
	【1人】 B	—	—	●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作 (失敗)	2分													
電源確保操作対応	—	—	2人 a, b	●電源回復操作		適宜実施												解析上考慮しない
可搬型代替注水中 型ポンプを用いた 低圧代替注水系 (可搬型) の起動 操作	—	—	8人 c~j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作		170分												
	—	3人 C, D, E	3人 k, l, m	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の系統構成操作		125分												
所内常設直流電源 設備による非常用 所内電気設備への 給電操作 (不要負 荷の切離操作)	【1人】 B	—	—	●不要負荷の切離操作 (中央制御室)	6分													

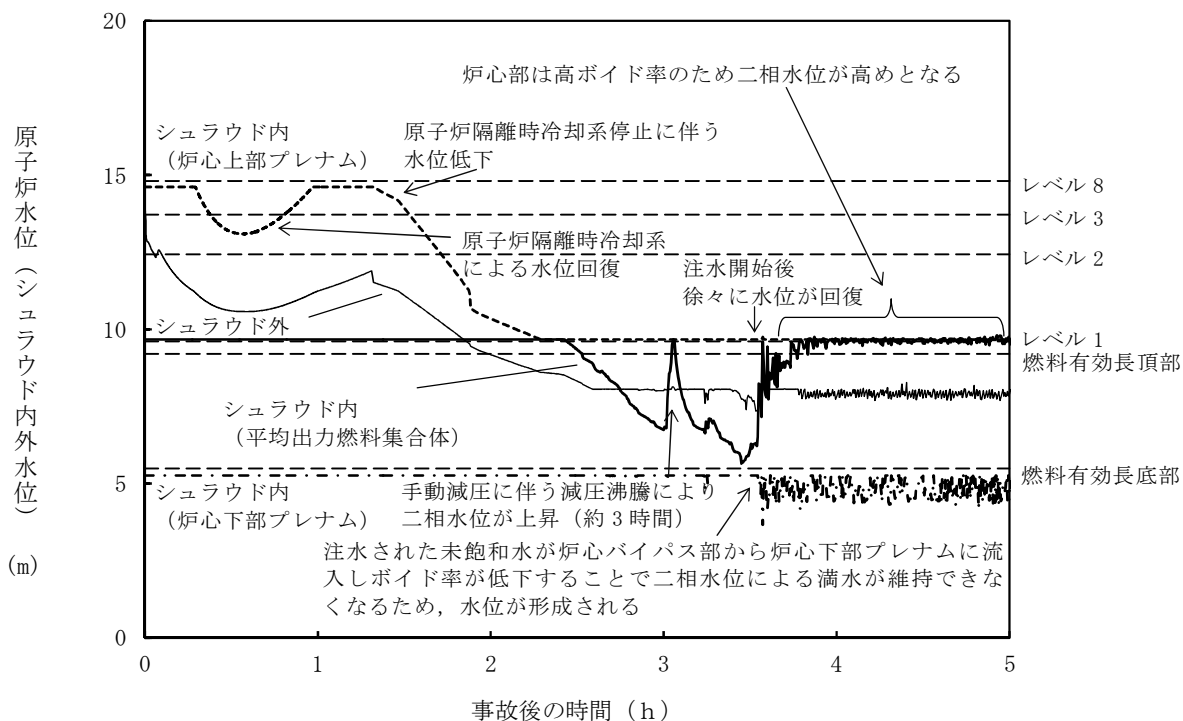
第 2.3.3-3 図 全交流動力電源喪失 (T B P) の作業と所要時間 (1/2)

				全交流動力電源喪失 (TBP)														
操作項目	実施箇所・必要要員数			操作の内容	経過時間 (時間)												備考	
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)		4	8	12	16	20	24	28	32	36	40				
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) の起動操作	—	—	8人 c~j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	170分													
	—	—	【2人】 c, d	●可搬型代替注水中型ポンプの起動操作	起動後、適宜監視													
	—	3人 C, D, E	3人 k, l, m	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の系統構成操作	125分													
タンクローリによる燃料給油操作	—	—	2人 (参集)	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作 ●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作	90分	適宜実施												タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから給油
逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作	【1人】 B	—	—	●逃がし安全弁 (自動減圧機能) 6弁の手動開放操作	1分													
原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系 (可搬型))	—	【2人】 C, D	2人 (参集)	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の調整操作	系統構成後、適宜流量調整													
所内常設直電設備による非常用所内電気設備への給電操作 (不要負荷の切離操作)	—	【1人】 E	【1人】 k	●不要負荷の切離操作 (現場)	50分													
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	—	—	●非常用母線の受電準備操作 (中央制御室)	35分													
	—	【1人】 E	【1人】 k	●非常用母線の受電準備操作 (現場)	75分													
可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ系 (可搬型) による格納容器冷却操作	—	【1人】 E	【3人】 k, l, m 2人 (参集)	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ系 (可搬型) による格納容器冷却の系統構成操作 ●可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却の流量調整操作	175分	系統構成後、適宜流量調整												
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	—	—	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	4分													
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	—	—	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動操作 ●非常用母線の受電操作	8分 5分													
残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水操作並びに残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 又は残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱操作	【1人】 B	—	—	●残留熱除去系海水系の起動操作 ●残留熱除去系 (低圧注水系、格納容器スプレイ冷却系、サブプレッション・プール冷却系) の起動操作 ●残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水並びに残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 又は残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱の交互運転操作	4分 2分	原子炉水位高 (レベル8) 設定点にて格納容器スプレイ又はサブプレッション・プール冷却開始への切替操作を実施し、原子炉水位低 (レベル3) 設定点にて原子炉注水への切替操作を実施												
使用済燃料プールの冷却操作	—	【1人】 C	【1人】 (参集)	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施												解析上考慮しないスロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する	
	【1人】 A	—	—	●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作	20分 15分													解析上考慮しない約25時間後までに実施する
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	13人 a~m 及び参集6人															

第 2.3.3-3 図 全交流動力電源喪失 (TBP) の作業と所要時間 (2/2)

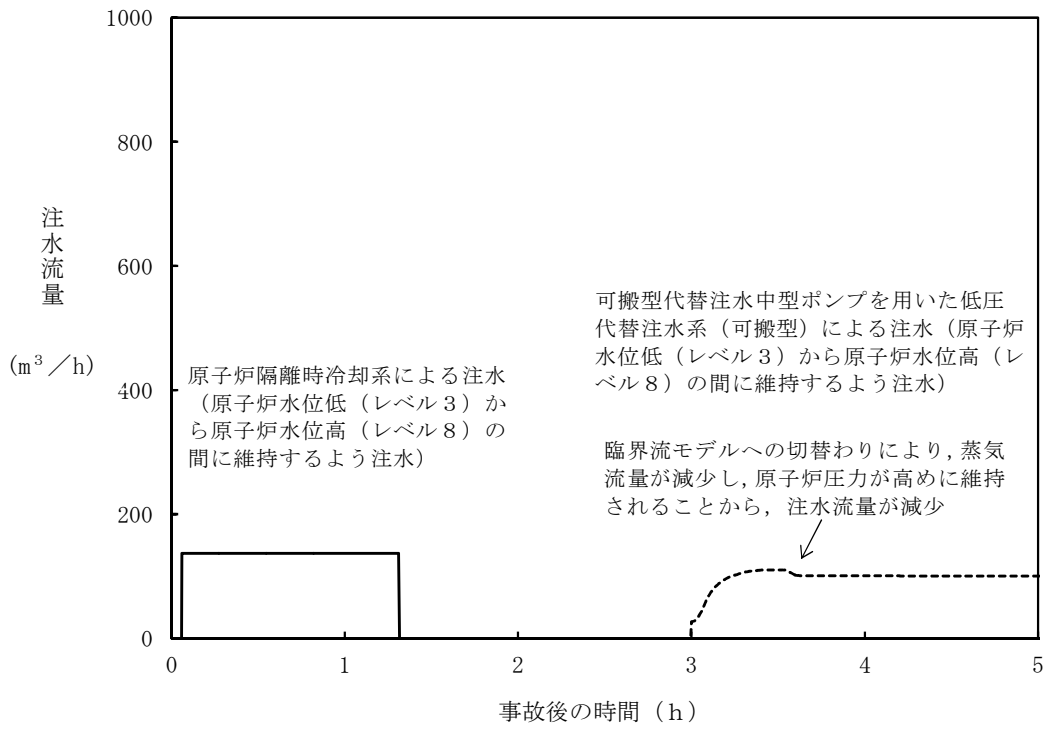


第 2.3.3-4 図 原子炉圧力の推移

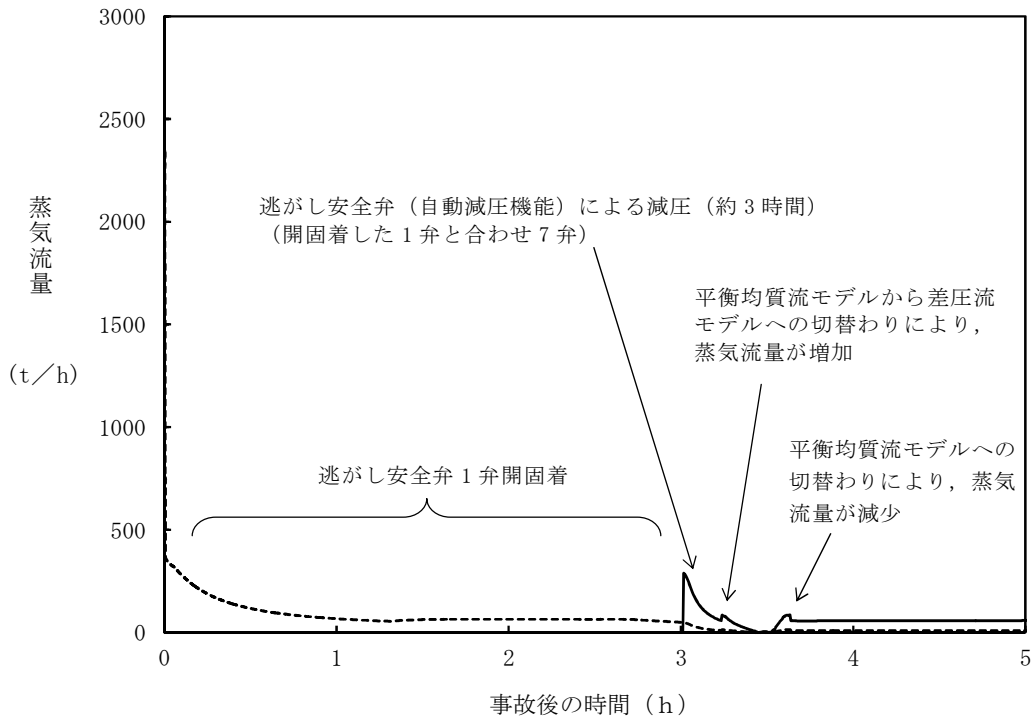


第 2.3.3-5 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移※

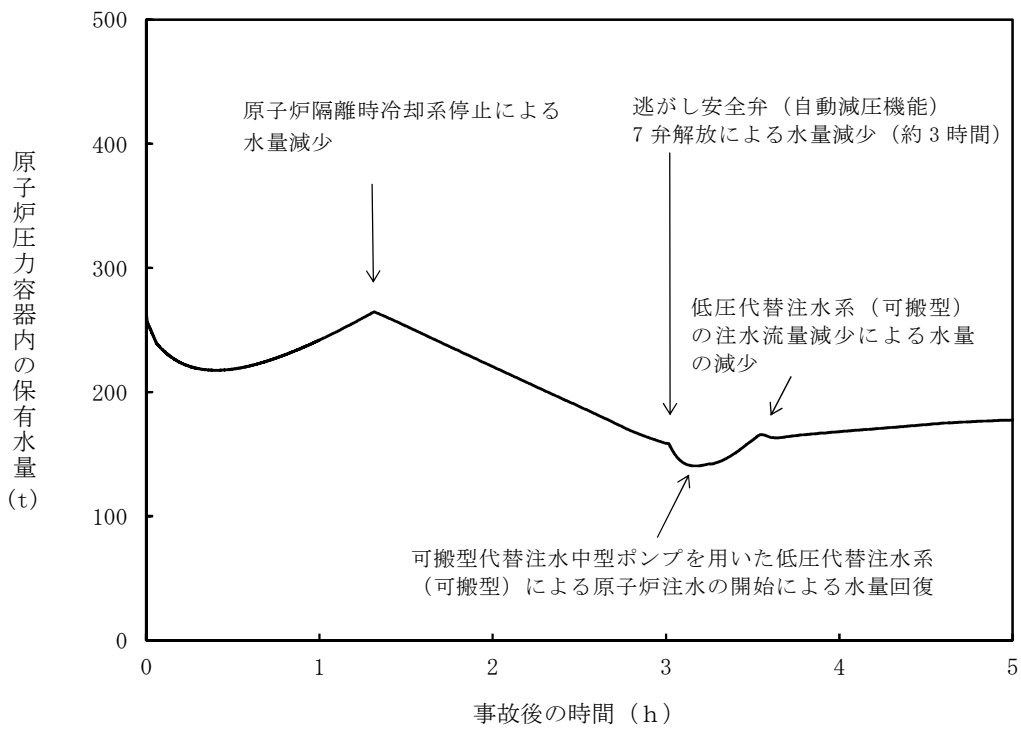
※ シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。



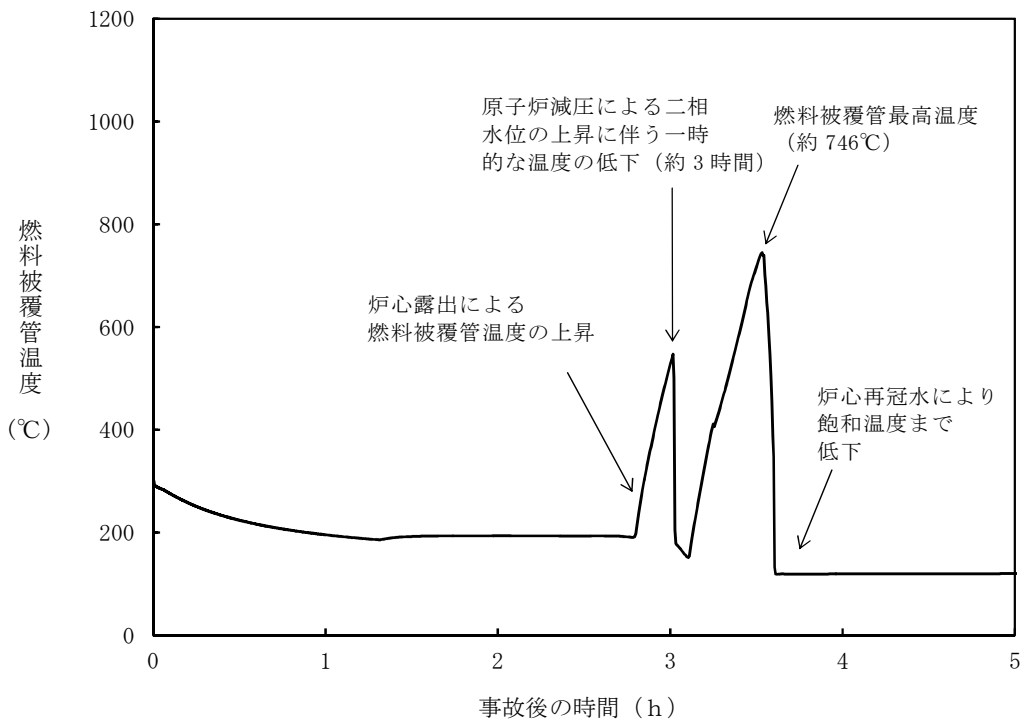
第 2.3.3-6 図 注水流量の推移



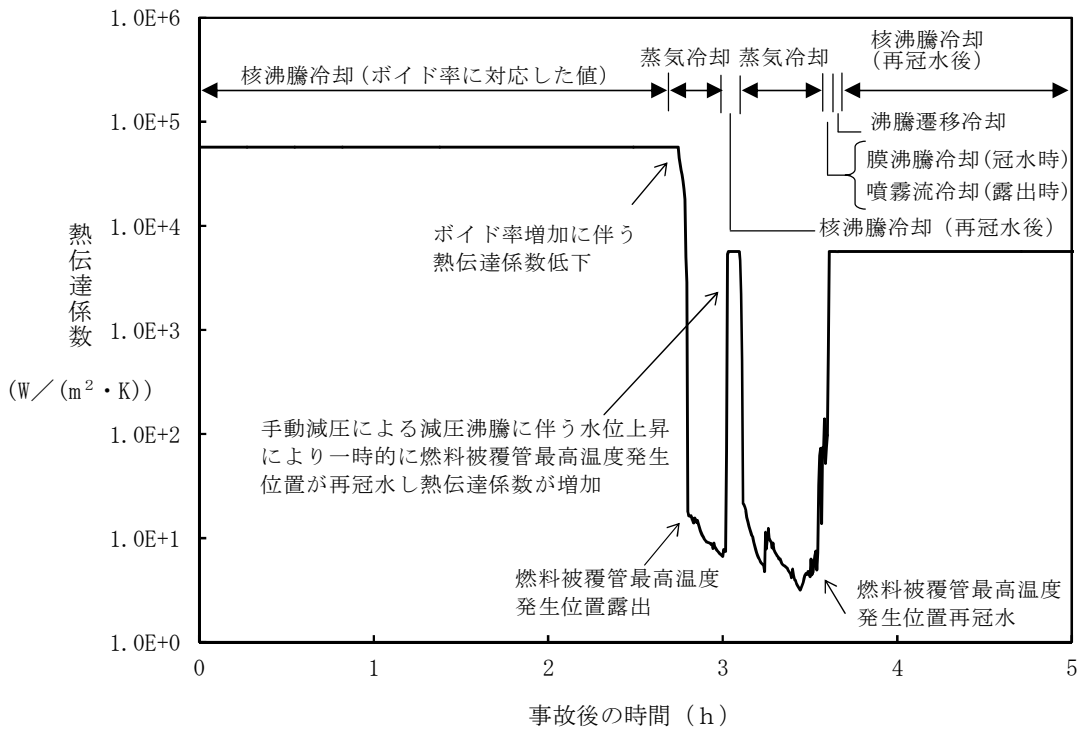
第 2.3.3-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



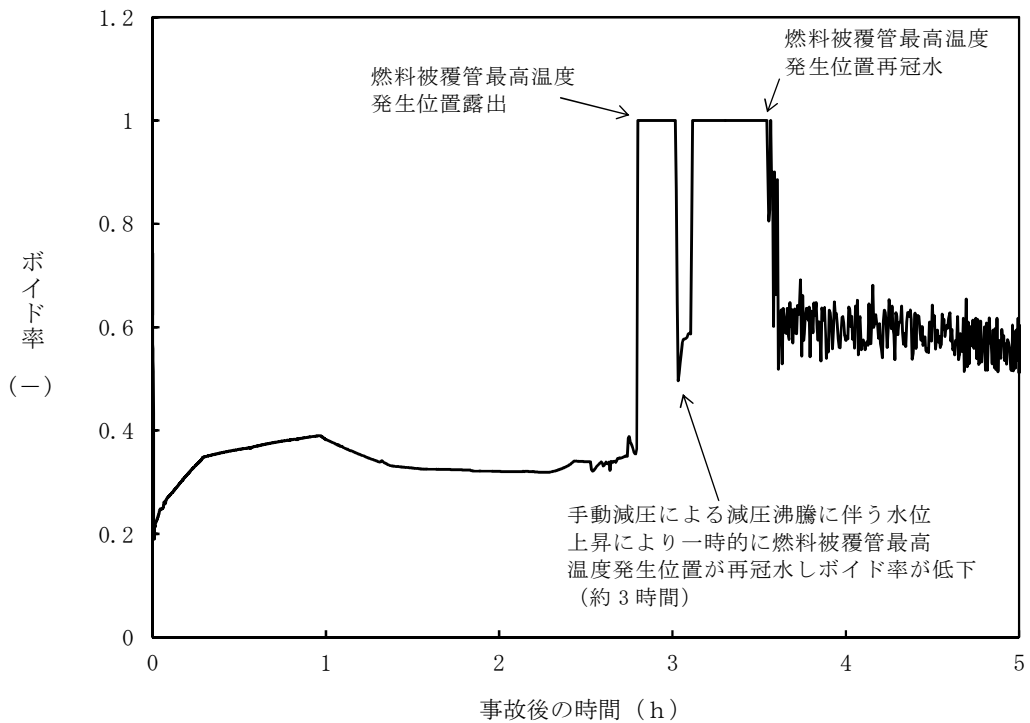
第 2.3.3-8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



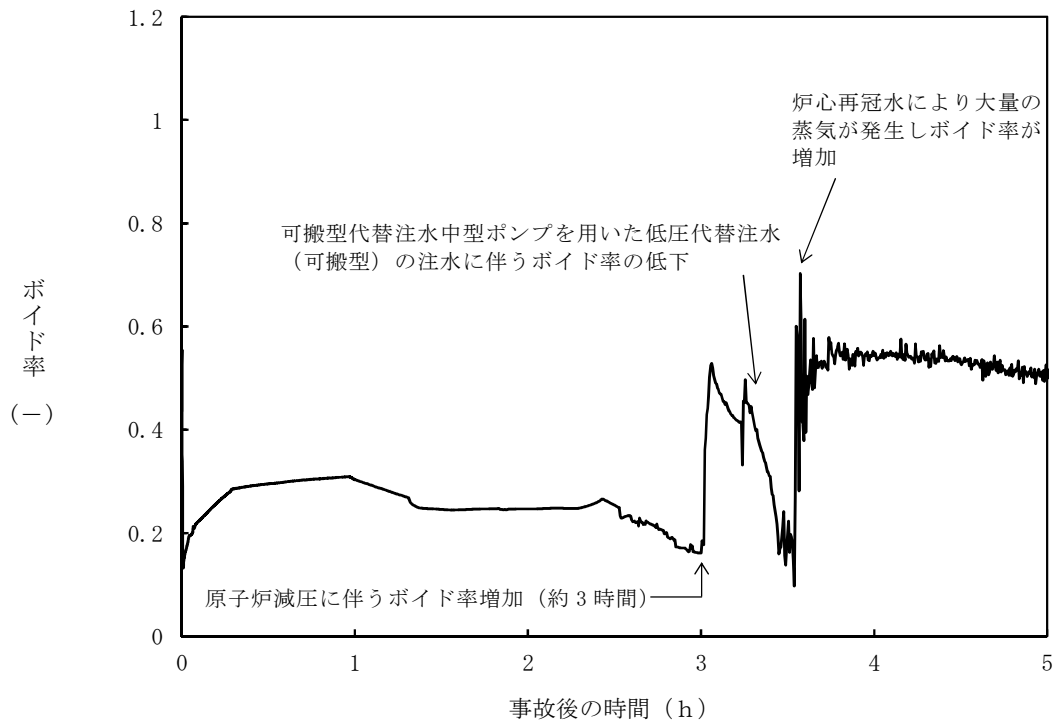
第 2.3.3-9 図 燃料被覆管温度の推移



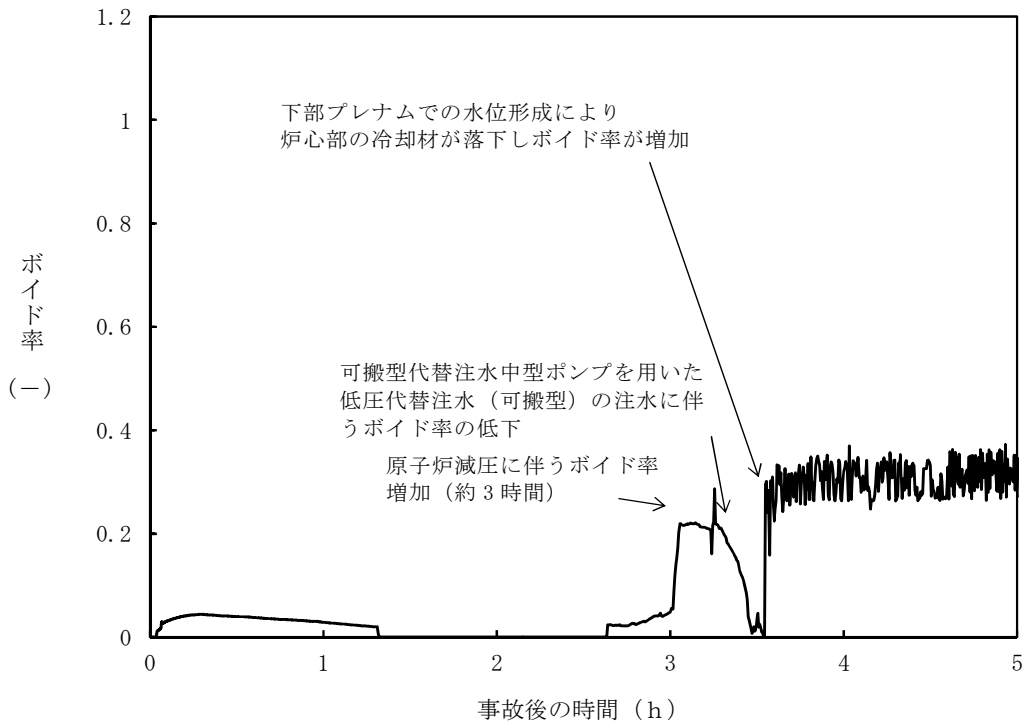
第 2.3.3-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



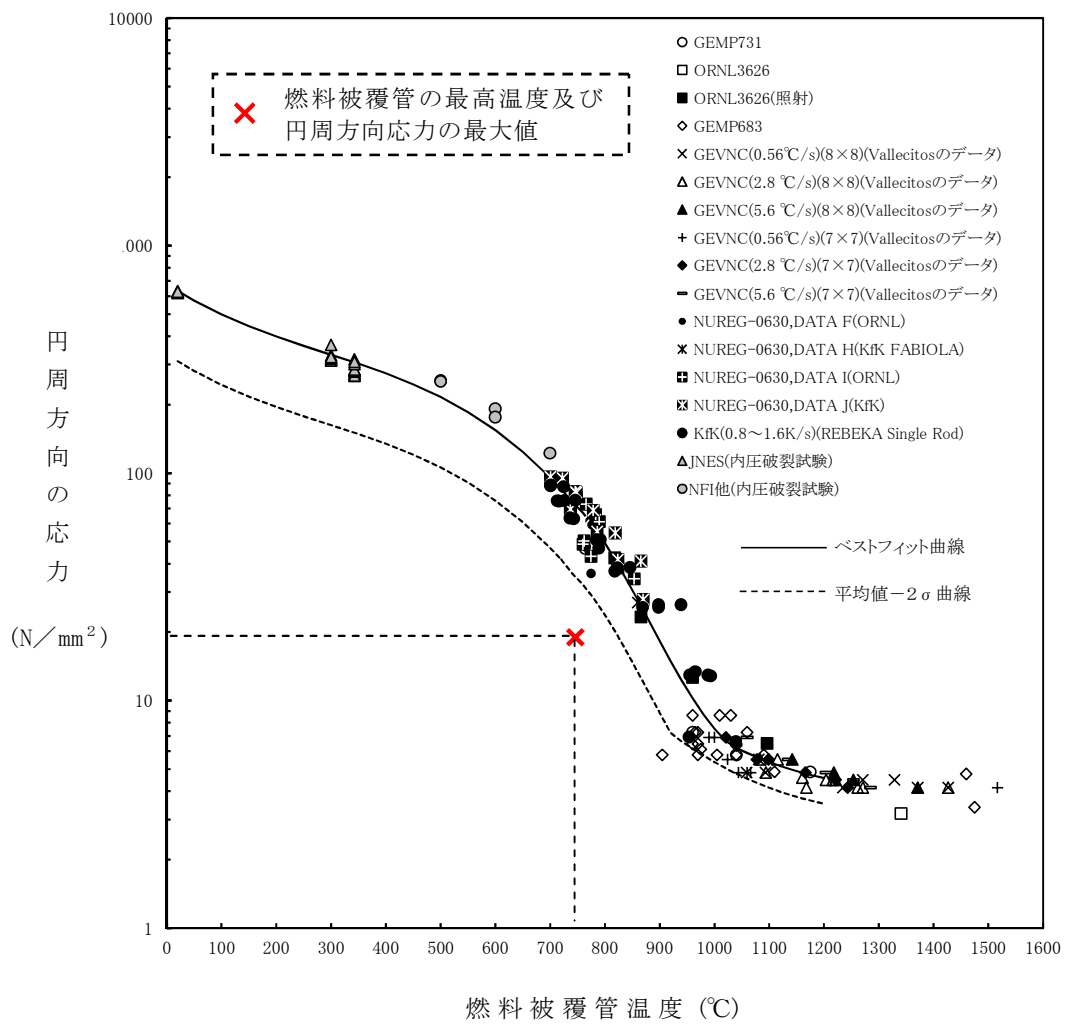
第 2.3.3-11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



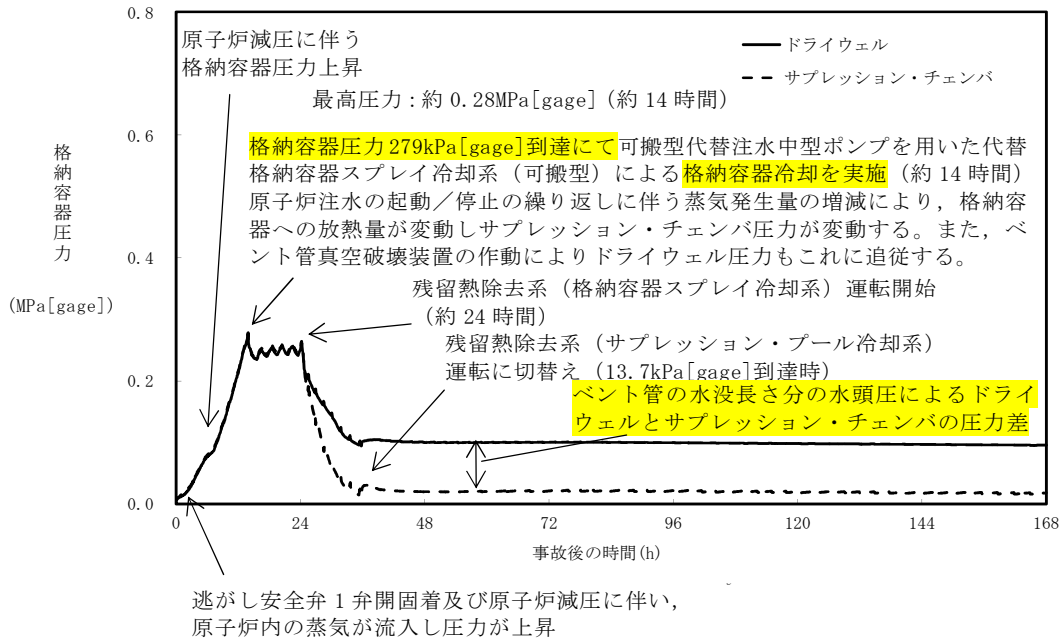
第 2.3.3-12 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移



第 2.3.3-13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

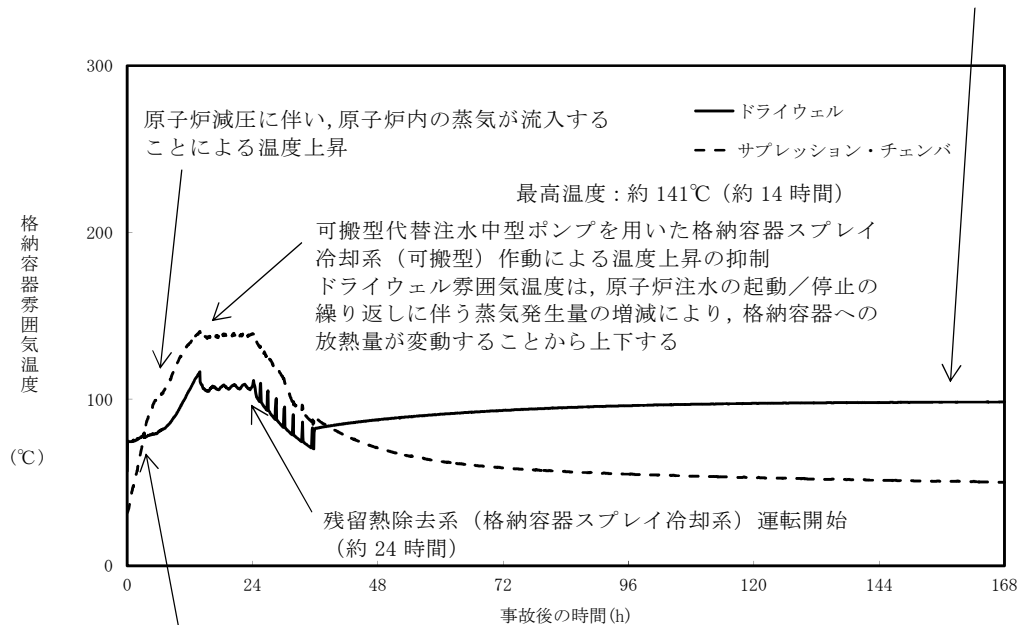


第 2.3.3-14 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と
燃料被覆管の円周方向の応力の関係



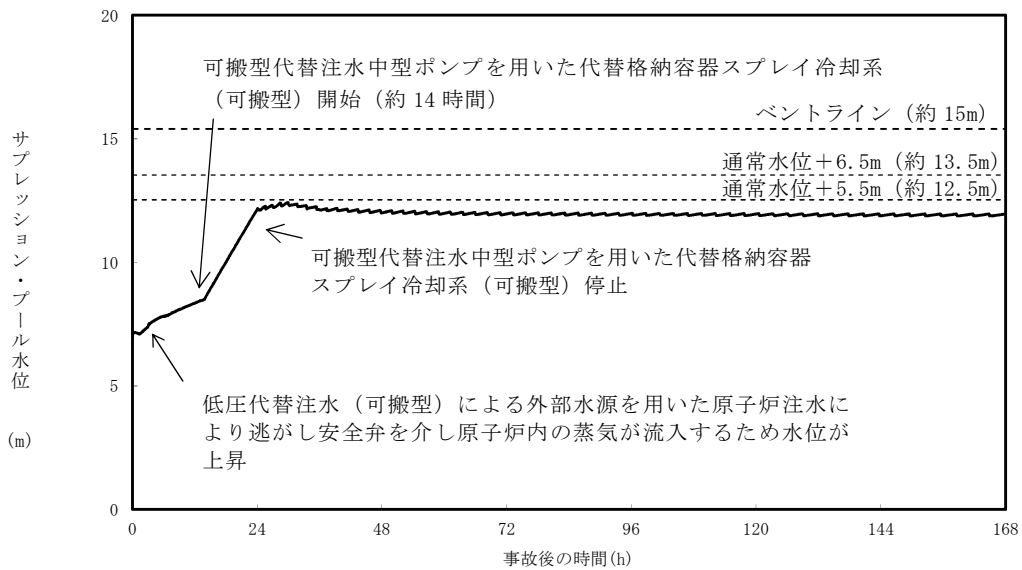
第 2.3.3-15 図 格納容器圧力の推移

残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) への切替後, 原子炉圧力容器からの放熱の影響により上昇傾向となるが, 原子炉減圧後の原子炉圧力容器温度より若干低い温度 (100℃程度) で平衡状態となる

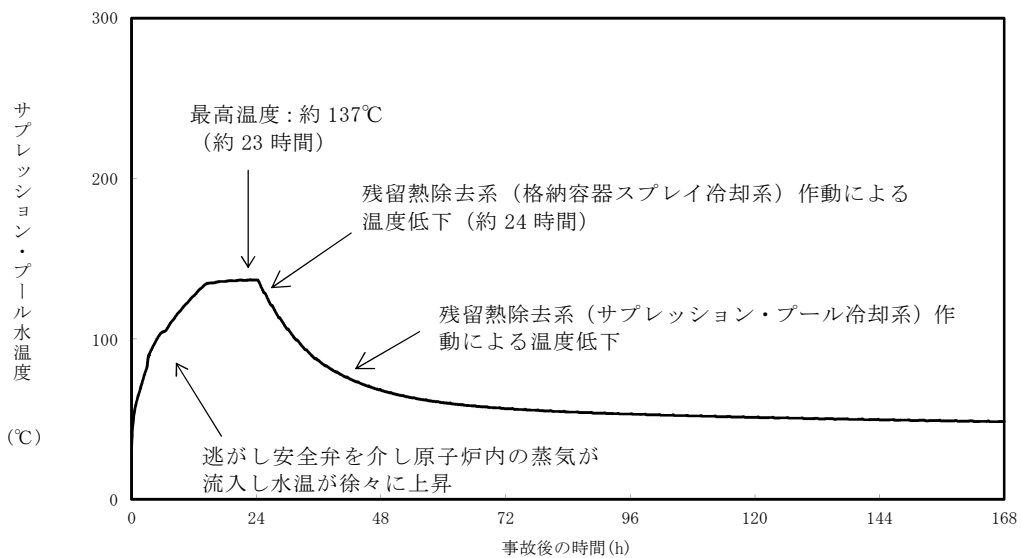


原子炉減圧に伴い原子炉飽和温度が低下することで, 圧力容器壁面 (内表面) 温度が低下し, 熱伝導の遅れを伴って, 外表面の温度も低下し, 格納容器気相部温度の低下に繋がる。また, 格納容器気相部から壁面への伝熱により, 壁面温度が上昇することで格納容器気相部温度が低下する

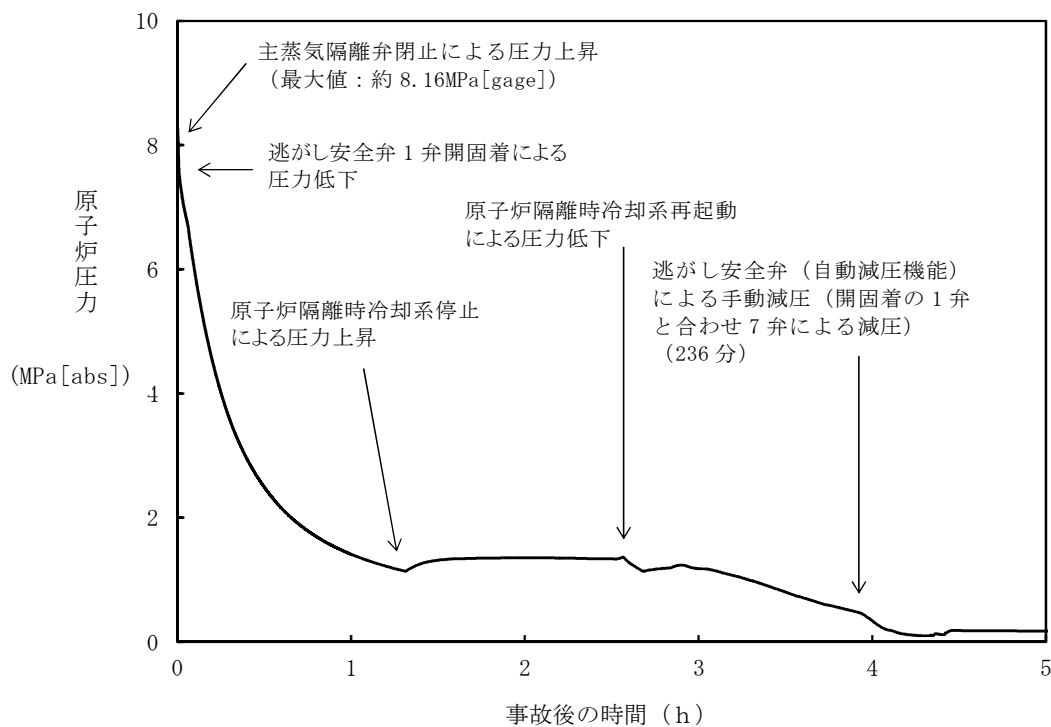
第 2.3.3-16 図 格納容器雰囲気温度の推移



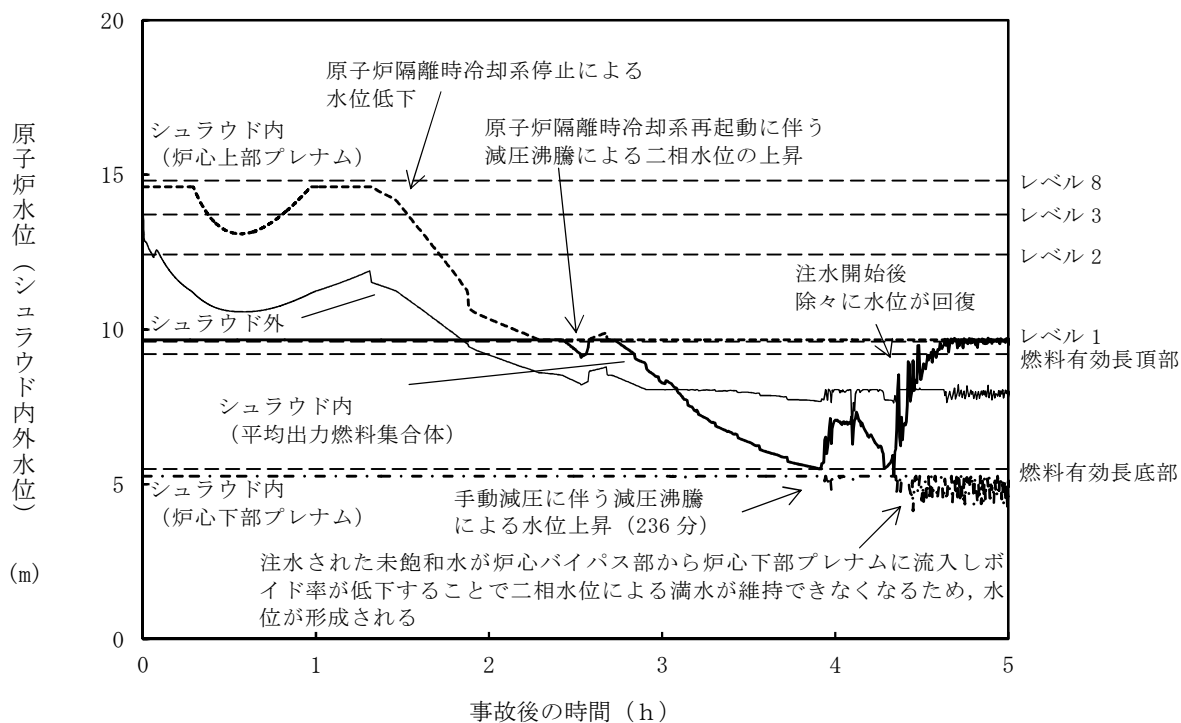
第 2.3.3-17 図 サプレッション・プール水位の推移



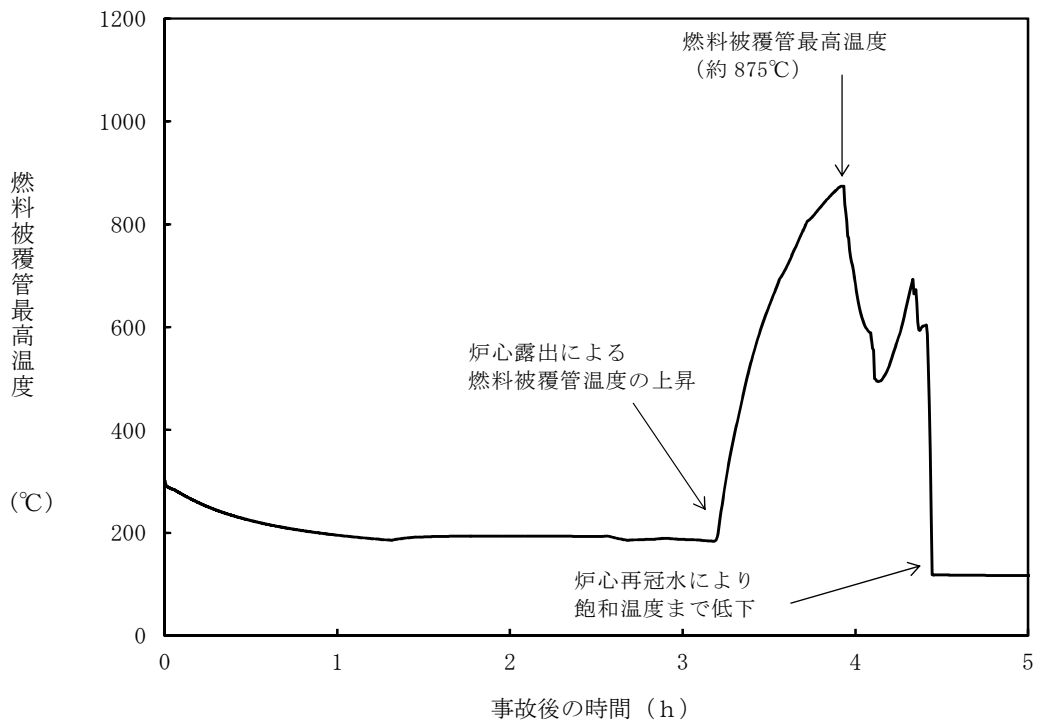
第 2.3.3-18 図 サプレッション・プール水温度の推移



第 2.3.3-19 図 原子炉圧力の推移 (遅れ時間 55 分)



第 2.3.3-20 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (遅れ時間 55 分)



第 2.3.3-21 図 燃料被覆管最高温度の推移 (遅れ時間 55 分)

安定状態について（全交流動力電源喪失（T B P））

全交流動力電源喪失（T B P）時の安定状態については、以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた炉心冷却が維持可能であり，また，冷却のための設備がその後も機能維持でき，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定停止状態が確立されたものとする。

格納容器安定状態：炉心冷却が維持された後に，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱により格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。可搬型代替注水 **中型** ポンプによる原子炉注水の準備完了後，原子炉を減圧し，可搬型代替注水 **中型** ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，常設代替高圧電源装置による交流動力電源の供給開始後に残留熱除去系を用いた格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定*又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は 150℃を下回るとともに，ドライウエル雰囲気温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることはなく，格納容器安定状態が確立される。

また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

※ 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）に切り替えると，原子炉圧力容器からの放熱の影響によりドライウエル雰囲気温度はわずかに上昇傾向となる。ただし，残留熱除去系による格納容器除熱は確立しており，長期的には減圧後の原子炉圧力容器温度（100℃程度）より若干低い温度で平衡状態となることから，この状態も含め安定傾向とする。

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。
また，残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。

（添付資料 2.1.2 別紙 1）

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（全交流動力電源喪失（TBP））

第1-1表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（S A F E R）（1/2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	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
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、気液熱非平衡	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさとあまってコード全体として、スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大50℃程度高めに評価する。また、 ■ 低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは ■ +20℃～+40℃程度である。	解析コードは、実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大50℃程度高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで、燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もるBaker-Just式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって、ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードは、燃料被覆管の破裂判定においておおむね保守的な判定結果を与え、有効性評価解析において炉心が露出することによる燃料被覆管温度の上昇は最大746℃であることから、ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があり、燃料被覆管の破裂判定の不確かさが運転員等操作に与える影響はない。	破裂発生前の被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は、伝熱面積やギャップ熱伝達係数、破裂後の金属-水反応熱に影響を与え、燃料被覆管温度に影響を与える。解析コードは、燃料被覆管の破裂判定においておおむね保守的な判定結果を与え、有効性評価解析において炉心が露出することによる燃料被覆管温度の上昇は最大746℃であることから、ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があり、燃料被覆管の破裂判定の不確かさにより、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第 1-1 表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響
(S A F E R) (2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	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
炉心	沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重畳する水位振動成分を除いて、実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは $+20^{\circ}\text{C}\sim+40^{\circ}\text{C}$ 程度である。また、原子炉圧力の評価において、ROSA-III では、LPCS スプレイの影響により 2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧注水系等の注水開始タイミングを早める可能性があるが、この場合でも解析コードは被覆管温度を高めめに評価しており、評価項目となるパラメータに対しては保守的な結果を与える。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから、運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	解析コードは、燃料被覆管温度に対して、解析結果に重畳する水位振動に伴う燃料棒冷却の不確かさの影響を考慮すると $20^{\circ}\text{C}\sim40^{\circ}\text{C}$ 程度低めに評価する可能性があるが、有効性評価解析における燃料被覆管最高温度は約 746°C 程度であり、評価項目に対して十分な余裕があることから、その影響は非常に小さい。
	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプスト水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを想定する必要はない。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ECCS 注水（給水系・代替注水系含む。）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量的関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めめに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

添付 2.3.3.2-2

第 1-2 表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (MAAP)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	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
炉心	崩壊熱	炉心モデル (原子炉出力及び崩壊熱)	入力値に含まれる。保守的な崩壊熱を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
圧力容器 原子炉	ECCS 注水 (給水系・代替注水設備含む)	安全系モデル (非常用炉心冷却系)	入力値に含まれる。保守的な注水特性を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル (格納容器の熱水力モデル)	HDR 実験解析では、格納容器圧力及び雰囲気温度について、温度成層化を含めて傾向をよく再現できることを確認した。格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データとよく一致することを確認した。 CSTF 実験解析では、格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データとよく一致することを確認した。	解析コードは、HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものであり、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水 (中型) ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析において格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水 (中型) ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものであり、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレイ冷却				
	サブプレッション・プール冷却	安全系モデル (非常用炉心冷却系)	入力値に含まれる。ポンプ流量及び除熱量は、設計値に基づき与えられており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

添付 2.3.3.2-3

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (1/4)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	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
	解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3, 293MW	約 3, 279MW～ 約 3, 293MW (実績値)	定格熱出力を設定	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力 (压力容器ドーム部)	6. 93MPa[gage]	約 6. 91MPa[gage]～ 約 6. 94MPa[gage] (実績値)	定格圧力を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、事象初期において主蒸気隔離弁が閉止するため事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート 下端から+126cm)	通常運転水位 (セパレータスカート 下端から約+122cm ～約+132cm) (実績値)	通常運転水位を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレー系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下(レベル2)までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 40mm であり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	炉心流量	48, 300t/h (定格流量 (100%流量))	定格流量の 約 86%～約 104% (実績値)	定格流量を設定	最確条件とした場合には、炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが、事象初期において原子炉がスクラムするとともに、再循環ポンプがトリップするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	燃料	9×9燃料 (A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定	最確条件とした場合には、9×9燃料(A型)及び9×9燃料(B型)の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが、両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから、事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。
	燃料棒最大線出力密度	44. 0kW/m	約 33 kW/m～ 約 41kW/m (実績値)	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となる このため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため、燃料被覆管温度上昇が緩和されるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 燃焼度 33GWd/t	燃焼度 33GWd/t 以下 (実績値)	崩壊熱が大きい方が、原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となる。このため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1 サイクルの運転期間(13ヶ月)に調整運転期間(1ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなる。このため、燃料からの発熱が小さくなり、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は遅くなり、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、運転員等操作時間に与える影響はない。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇は遅くなり、これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

添付 2. 3. 3. 2-4

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (2/4)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	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	
	解析条件	最確条件				
初期条件	格納容器圧力	5kPa[gage]	約 2.2kPa[gage]～ 約 4.7kPa[gage] (実績値)	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定している圧力よりも小さくなるため、格納容器圧力が低めに推移することから、格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなるため、格納容器圧力が低めに推移することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	ドライウェル 雰囲気温度	57℃	約 25℃～約 58℃ (実績値)	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ドライウェル雰囲気温度は、格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となり、初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ドライウェル雰囲気温度は、格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となり、初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器体積 (ドライウェル)	5,700m ³	5,700m ³ (設計値)	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器体積 (ウェットウェル)	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	空間部： 約 4,092m ³ ～ 約 4,058m ³ 液相部： 約 3,308m ³ ～ 約 3,342m ³ (実測値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には、格納容器体積(ウェットウェル)の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プールの水量は 3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m ³ であり、その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、格納容器体積(ウェットウェル)の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プールの水量は 3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m ³ であり、その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サブプレッション・ プール水位	6.983m (通常運転水位-4.7cm)	7.000m～7.070m (実績値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には、サブプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プール水位が 6.983mの時の水量は 3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約 42m ³ であり、その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、サブプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プール水位が 6.983mの時の水量は 3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約 42m ³ であり、その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サブプレッション・ プール水温度	32℃	約 15℃～約 32℃ (実績値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなるため、サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため、格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなるため、サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	ベント管 真空破壊装置 作動差圧	作動差圧：3.45kPa (ドライウェル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	作動差圧：3.45kPa (ドライウェル-サブプレッション・チェンバ間差圧) (設計値)	設計値を設定	解析条件と最確条件は同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (3/4)

項目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	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
		解析条件	最確条件			
初期条件	外部水源の温度	35℃	35℃以下	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなり、格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まることから、同等の効果を得るために必要となるスプレイ水量が少なくなり、外部水源を用いた格納容器スプレイに伴うサブプレッション・プール水位の上昇が緩和されるが、サブプレッション・プール水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなり、格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まるが、運転員等操作に変わりはなく、格納容器圧力の最大値はおおむね格納容器スプレイ開始時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の容量	約 8,600m ³	約 8,600m ³ 以上 (西側淡水貯水設備+代替淡水貯槽)	西側淡水貯水設備及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、水源は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	—
	燃料の容量	約 1,010kL	約 1,010kL 以上 (軽油貯蔵タンク+可搬型設備用軽油タンク)	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、燃料は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	—
事故条件	起因事象	外部電源喪失	—	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失することを想定	—	—
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	—	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を設定		
		逃がし安全弁1弁開固着	—	本事故シナシスにおける前提条件		
外部電源	外部電源なし	—	起因事象として、外部電源が喪失することを想定	外部電源喪失は起因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	外部電源喪失は起因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	
重大事故等対策に 関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低(レベル3)信号 (遅れ時間 1.05秒)	タービン加減弁急速閉信号又は原子炉保護系電源喪失	原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉信号及び原子炉保護系電源喪失は保守的に考慮せず、原子炉水位低(レベル3)による原子炉スクラムを設定	最確条件とした場合には、原子炉熱出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下が遅くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、同様に格納容器圧力、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件とした場合には、原子炉熱出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下並びに格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (4/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	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
	解析条件	最確条件			
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし安全弁	(原子炉圧力制御時)安全弁機能 7.79MPa[gage]～ 8.31MPa[gage] 385.2t/h/個～ 410.6t/h/個	(原子炉圧力制御時)安全弁機能 7.79MPa[gage]～ 8.31MPa[gage] 385.2t/h/個～ 410.6t/h/個 (設計値)	設計値を設定 なお、安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され、原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため、事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シナリオにおいては、評価項目に対して厳しい条件となる	解析条件是最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。 解析条件是最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 なお、本事故シナリオにおいては、高圧注水機能である原子炉隔離時冷却系が自動起動することから、逃がし弁機能に期待した場合でも評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
		(原子炉手動減圧操作時)逃がし安全弁(自動減圧機能6弁及び逃がし安全弁再閉鎖失敗の1弁とあわせて)7弁を開放することによる原子炉減圧	(原子炉手動減圧操作時)逃がし安全弁(自動減圧機能6弁及び逃がし安全弁再閉鎖失敗の1弁とあわせて)7弁を開放することによる原子炉減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	解析条件是最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下(レベル2)信号にて自動起動 ・注水流量: 136.7m ³ /h ・注水圧力: 1.04MPa[gage]～ 7.86MPa[gage]	原子炉水位異常低下(レベル2)信号にて自動起動 ・注水流量: 136.7m ³ /h ・注水圧力: 1.04MPa[gage]～ 7.86MPa[gage]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は、タービン回転数制御により原子炉圧力に依らず一定の流量にて注水する設計となっている	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。 解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系(低圧注水系)	・注水流量: 0m ³ /h～1.676m ³ /h ・注水圧力: 0MPa[dif]～ 1.55MPa[dif]	・注水流量: 0m ³ /h～1.676m ³ /h以上 ・注水圧力: 0MPa[dif]～ 1.55MPa[dif]	炉心冷却の観点で厳しい設定として、設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなること、注水開始後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、注水後の調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。 最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (5/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	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	
	解析条件	最確条件				
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系 (可搬型)	(原子炉注水単独時) ・注水流量： $0\text{m}^3/\text{h} \sim 110\text{m}^3/\text{h}$ ・注水圧力： $0\text{MPa}[\text{dif}] \sim 1.4\text{MPa}[\text{dif}]$	(原子炉注水単独時) ・注水流量： $0\text{m}^3/\text{h} \sim 110\text{m}^3/\text{h}$ 以上 ・注水圧力： $0\text{MPa}[\text{dif}] \sim 1.4\text{MPa}[\text{dif}]$	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設備設計上の最低要求値である最小流量特性を設定	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、炉心の再冠水が早まることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
		(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量： $50\text{m}^3/\text{h}$	(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量： $50\text{m}^3/\text{h}$ 以上			
	代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)	スプレイ流量： $130\text{m}^3/\text{h}$ (一定)	スプレイ流量： $130\text{m}^3/\text{h}$ (一定)	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 及び残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系)	スプレイ流量： $1.9 \times 10^3 \text{m}^3/\text{h}$ (95%：ドライウエル, 5%：サブプレッション・チェンバ)	スプレイ流量： $1.9 \times 10^3 \text{m}^3/\text{h}$ (95%：ドライウエル, 5%：サブプレッション・チェンバ)	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	熱交換器 1 基当たり約 43MW (サブプレッション・プール水温度 100°C , 海水温度 32°C において)	熱交換器 1 基当たり約 43MW 以上 (サブプレッション・プール水温度 100°C , 海水温度 32°C 以下において)	熱交換器の設計性能に基づき、残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	最確条件とした場合には、海水温度がおおむね低めとなり除熱性能が向上するため、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなるが、残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却系) による格納容器除熱後にこれらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、海水温度がおおむね低めとなり除熱性能が向上するため、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。	

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (1/6)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	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
操作条件	直流電源の負荷切離操作 (中央制御室)	事象発生から1時間まで	<p>直流負荷の切離操作は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり、蓄電池が枯渇しないように設定</p> <p>【認知】 中央制御室からの遠隔操作により外部電源又は非常用ディーゼル発電機等による非常用母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。早期の電源回復不能と判断した場合は、直流電源の負荷切り離し操作を開始する手順としている。中央制御室にて機器ランプ表示消灯、機器故障警報、照明の消灯等により全交流動力電源喪失を確認する事象初期の状況判断に余裕時間を含めて10分を想定している。この後、非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作(失敗)として余裕時間を含めて2分を想定している。よって、認知時間として余裕時間を含めて12分を設定しており、十分な時間余裕を確保していることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>中央制御室での操作のみであり、当直運転員は中央制御室に常駐していることから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり、操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 当直運転員の直流電源の負荷切離操作は、不要な負荷への給電を遮断する操作であり、その他の操作との並列操作が可能である。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室での操作は、中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	<p>認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが、その他の操作と並列して実施する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。</p>	<p>実態の操作開始時間は、解析上の設定から早まる可能性があるが、解析条件ではないことから、所定の時間までに実施することで、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>直流負荷の切離操作は、中央制御室においては1時間までに実施するものであり十分な操作時間余裕が確保されている。</p>	<p>直流電源の負荷切離しは、移動も含め所要時間を6分想定としているところ、訓練実績等では約4分であり、想定範囲内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>

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (2/6)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	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
操作条件	直流電源の負荷切離操作 (現場)	事象発生から8時間後	<p>直流負荷の切離操作は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり、蓄電池が枯渇しないように設定</p> <p>【認知】 中央制御室からの遠隔操作により外部電源又は非常用ディーゼル発電機等による非常用母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。早期の電源回復不能と判断した場合は、直流電源の負荷切り離し操作を開始する手順としている。中央制御室にて機器ランプ表示消灯、機器故障警報、照明の消灯等により全交流動力電源喪失を確認する事象初期の状況判断に余裕時間を含めて10分を想定している。この後、非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作(失敗)として余裕時間を含めて2分を想定している。よって、認知時間として余裕時間を含めて12分を設定しており、十分な時間余裕を確保していることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 現場での操作は、中央制御室の当直運転員とは別に現場操作を行う当直運転員(現場)及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動・操作所要時間】 中央制御室から操作現場までの移動時間及び不要負荷の切離し操作時間として余裕時間を含めて50分を設定しており、十分な時間余裕を確保していることから、移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 当直運転員の直流電源の負荷切離操作は、その他の操作との並列操作が可能である。</p> <p>【操作の確実さ】 現場での操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが、その他の操作と並列して実施する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。</p>	<p>実態の操作開始時間は、解析上の設定から早まる可能性があるが、解析条件ではないことから、所定の時間までに実施することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>直流負荷の切離操作は、現場においては事象発生から8時間後に実施するものであり十分な操作時間余裕が確保されている。</p>	<p>直流電源の負荷切離しは、移動も含め所要時間を50分想定としているところ、訓練実績等では約42分であり、想定範囲内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>

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (3/6)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	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	
<p>操作条件</p>	<p>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）</p>	<p>事象発生から3時間1分後</p>	<p>状況判断、低圧代替注水系（可搬型）の準備及び減圧操作に要する時間を考慮して設定</p>	<p>【認知】 中央制御室にて機器ランプ表示消灯、機器故障警報、照明の消灯等により全交流動力電源喪失を確認する事象初期の状況判断に余裕時間を含めて10分を想定している。よって、認知時間として余裕時間を含めて10分を設定しており、十分な時間余裕を確保していることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 現場での操作は、中央制御室の当直運転員とは別に現場操作を行う当直運転員（現場）及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動・操作所要時間】 低圧代替注水系（可搬型）に用いる可搬型代替注水中型ポンプ等は車両であり、自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象で、アクセスルートに被害がある場合でも、ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。要員の移動時間に20分、アクセスルートの復旧（がれき撤去）、可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等として150分を想定している。また、異なる要員にて並行して実施する原子炉注水のための系統構成として移動も含め125分を想定している。いずれも十分な時間余裕を確保していることから、移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧として余裕時間を含めて1分を設定している。中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり、操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確かさ】 現場での操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため、操作要員2人以上で実施することとしており、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 中央制御室での操作は、中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	<p>認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが、その他の操作と並列して実施する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。</p>	<p>実態の操作開始時間は、解析上の注水開始時間は余裕時間を含めて設定されており、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があり、この場合には、原子炉注水が早まることで燃料被覆管温度の上昇は緩和され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>操作時間余裕</p>	<p>訓練実績等</p>

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（4/6）

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	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
操作条件	可搬型代替注水【中型】ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作に用いる可搬型代替注水【中型】ポンプへの燃料【給油】操作	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水開始から適宜	<p>可搬型代替注水【中型】ポンプへの燃料【給油】操作は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり、燃料が枯渇しないように設定</p> <p>【認知】 「逃がし安全弁【自動減圧機能】の手动操作」による原子炉減圧（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）」と同様であり、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 本操作を実施する【参集】要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動・操作所要時間】 燃料【給油】操作に用いるタンクローリは車両であり、【参集】後、自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起回事象で、アクセスルートに被害がある場合でも、ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの燃料【給油】操作として移動も含め90分を想定しており、十分な時間余裕を確保していることから、移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確かさ】 現場での操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため、操作要員2人以上で実施することとしており、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があるが、評価項目となるパラメータに直接影響を与えることはない。	各機器の燃料が枯渇しない時間内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水開始から3時間半程度の時間余裕がある。	可搬型代替注水【中型】ポンプへの燃料【給油】操作は、移動も含めて90分を想定しているところ訓練実績等では約80分。また、以降、各機器の燃料が枯渇しない時間間隔（許容時間）以内で実施することとしており、許容時間210分のところ、訓練実績等により約18分。許容時間内で意図している作業が実施可能であることを確認した。

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (5/6)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	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
<p>操作条件</p>	<p>可搬型代替注水 中型 ボンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却操作</p>	<p>格納容器圧力 279kPa[gage] 到達時</p>	<p>運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力(310kPa[gage])に対する余裕を考慮し設定</p> <p>【認知】 事故時には重要監視パラメータであるサブプレッション・チェンバ圧力を継続監視しており、また、格納容器スプレイの操作実施基準 (格納容器 圧力 279kPa[gage]) に到達するのは事象発生約 14 時間後であり、比較的緩やかなパラメータ変化であることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 現場での操作は、中央制御室の当直運転員とは別に現場操作を行う当直運転員(現場)及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 格納容器スプレイのための系統構成の実施場所は、原子炉注水のための系統構成と同じ原子炉建屋内であり、操作要員はすでに配置済みであることから、移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 格納容器スプレイのための系統構成として 175 分を想定しており、十分な時間余裕を確保していることから、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉水位の調整操作を並列して実施する場合があるが、異なる要員による対応が可能であるため、他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。また、代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)は、低圧代替注水系(可搬型)とポンプ等を共用しているが、原子炉注水と格納容器スプレイの流量を同時に確保可能なポンプ容量を備えているため、原子炉注水と格納容器スプレイの同時運用が可能である。</p> <p>【操作の確実さ】 当直運転員(現場)及び重大事故等対応要員の現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は小さい。</p>	<p>左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。</p> <p>本操作は、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、操作開始時間が遅くなる可能性があるが、並列して実施する場合は異なる当直運転員による対応が可能であることから、この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、評価項目に与える影響はない。</p> <p>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、操作開始時間が遅くなる場合でも、パラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりが無いことから、操作開始が遅くなることにより評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>格納容器スプレイ操作は、事象発生約 14 時間後に実施するものであり、低圧代替注水系(可搬型)と同じ可搬型代替注水 中型 ボンプを使用し、可搬型 中型 ボンプの準備完了を 3 時間後と想定しており、準備時間を確保できることから、時間余裕がある。</p>	<p>格納容器スプレイのための系統構成は、所要時間を 175 分想定しているところ、訓練実績等では約 124 分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。</p>

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (6/6)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	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
<p>操作条件</p> <p>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレッド冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作</p>	<p>事象発生 24 時間 10 分後</p>	<p>常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定</p>	<p>【認知】 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、一連の操作として実施するため、認知に大幅な遅れが生じることは考えにくく、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、当直運転員は中央制御室に常駐していることから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 残留熱除去系海水系の起動操作として4分、残留熱除去系による原子炉注水操作として2分を想定し、余裕時間を含めて操作時間として6分を設定している。いずれも中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり、操作所要時間が長くなる可能性は十分に低く、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉水位の調整操作を並列で実施する場合があるが、異なる当直運転員による対応が可能であることから、他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤の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、誤操作等が操作時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	<p>操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも若干早まる可能性がある。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より早くなる可能性があるが、この場合でも、格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>非常用母線の受電後に実施するものであり、評価上は24時間後に非常用母線の受電が完了する想定としており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p>	<p>中央制御室における操作のため、シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は所要時間を6分想定しているところ、訓練実績では、約4分。想定範囲内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>

原子炉注水開始が遅れた場合の影響について
(全交流動力電源喪失 (T B P))

1. はじめに

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失 (T B P)」では、原子炉水位異常低下 (レベル 2) 設定点で原子炉隔離時冷却系が自動起動して注水を開始し、原子炉圧力の低下によって注水が停止する。その後、低圧代替注水系 (可搬型) の準備が完了した後、事象発生の 3 時間 1 分後に逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動操作による原子炉減圧を実施する。

実際の運転手順では、原子炉隔離時冷却系が停止した後に原子炉水位が低下し、原子炉水位異常低下 (レベル 1) 設定点を下回り燃料有効長頂部に到達する前までに原子炉隔離時冷却系の再起動を試みることとなっている。よって、ここでは、原子炉隔離時冷却系の再起動に期待した場合の減圧・注水の時間余裕を評価する。

2. 評価条件

原子炉圧力の低下に伴い原子炉隔離時冷却系が停止した後、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下した時点で原子炉隔離時冷却系を再起動するものとする。また、**逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動操作による原子炉減圧 (可搬型代替注水 中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水)** は、事象発生の 3 時間 56 分後 (55 分遅れ) 及び事象発生の 4 時間 1 分後 (60 分遅れ) の場合を評価する。なお、その他の条件はベースケースの解析条件と同様とする。

3. 評価結果

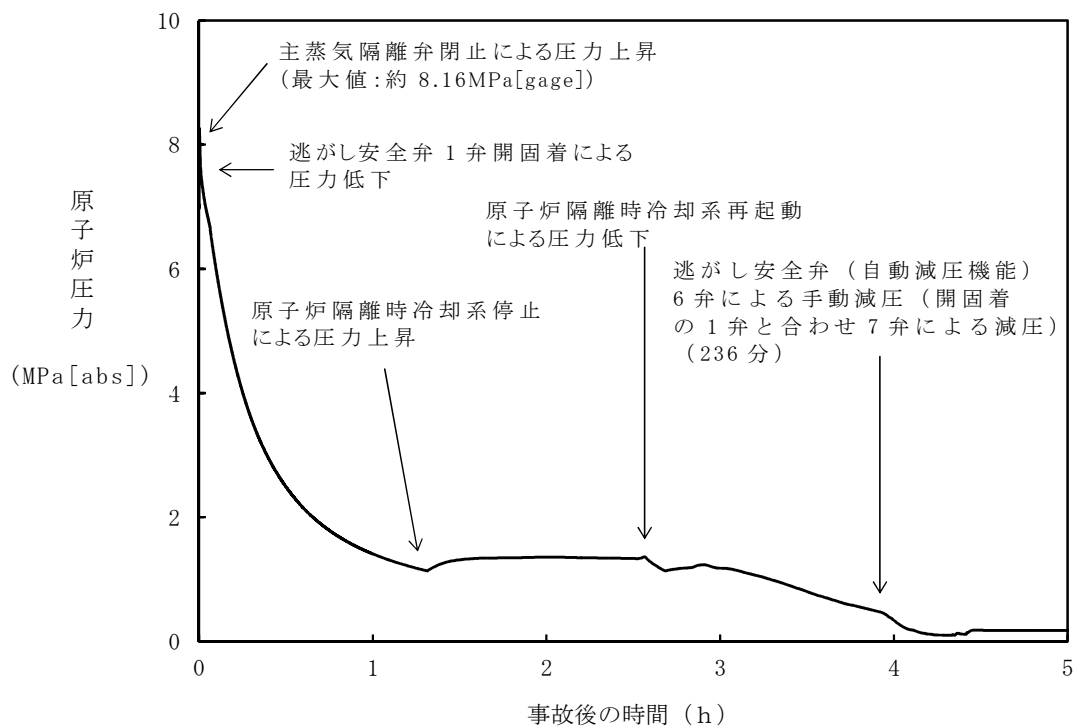
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）が 55 分遅れた場合（事象発生の 3 時間 56 分後に減圧を実施）の原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位），燃料被覆管温度及び燃料被覆管酸化割合の推移を第 1 図から第 4 図に，燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係（時間遅れ 55 分及び 60 分）を第 5 図に示す。また，原子炉注水が 55 分遅れた場合と 60 分遅れた場合の評価結果のまとめを第 1 表に示す。

55 分遅れの場合では，燃料被覆管温度及び酸化量は評価項目を満足し，燃料被覆管の破裂も発生していないが，60 分遅れの場合では燃料被覆管の破損が発生している。以上より，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，少なくとも 55 分程度の時間余裕があることを確認した。

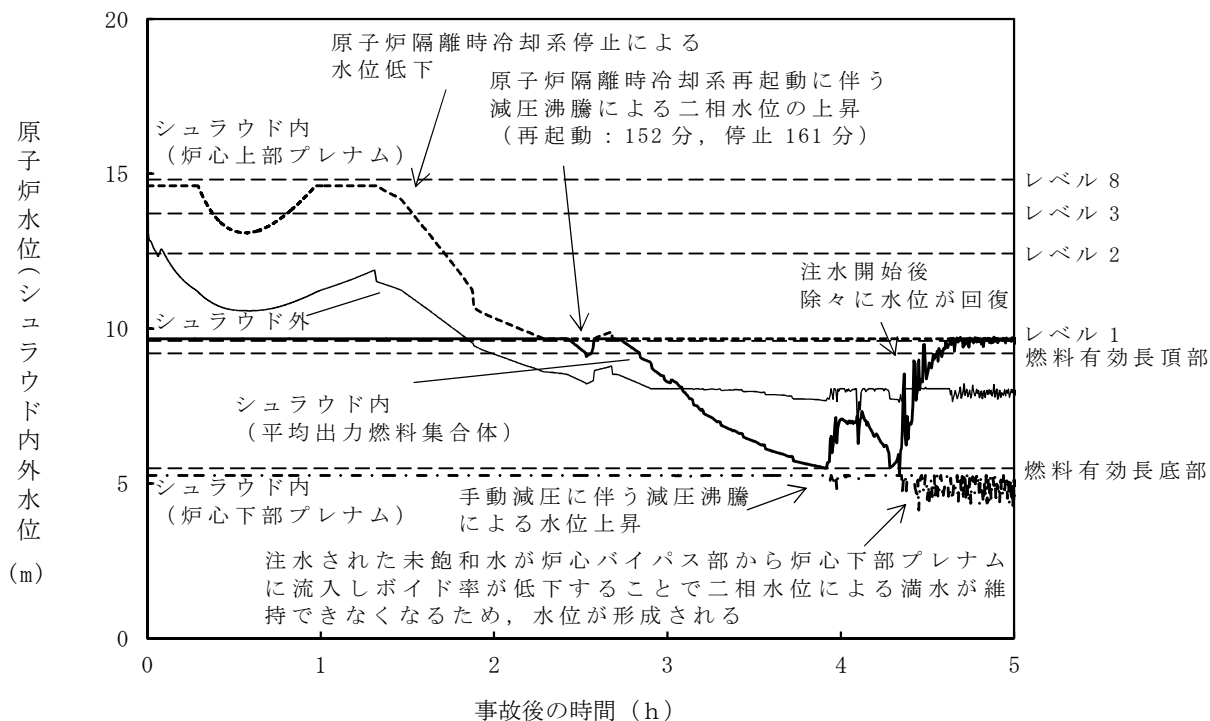
なお，実際には原子炉圧力が再上昇する場合には，原子炉隔離時冷却系の 2 回目以降の再起動を実施すること及び設計値よりも低い原子炉圧力までの原子炉隔離時冷却系の運転継続が可能と考えられることから，余裕時間は 55 分よりも長くなるものとする。

第 1 表 減圧遅れによる燃料被覆管温度及び酸化量への影響

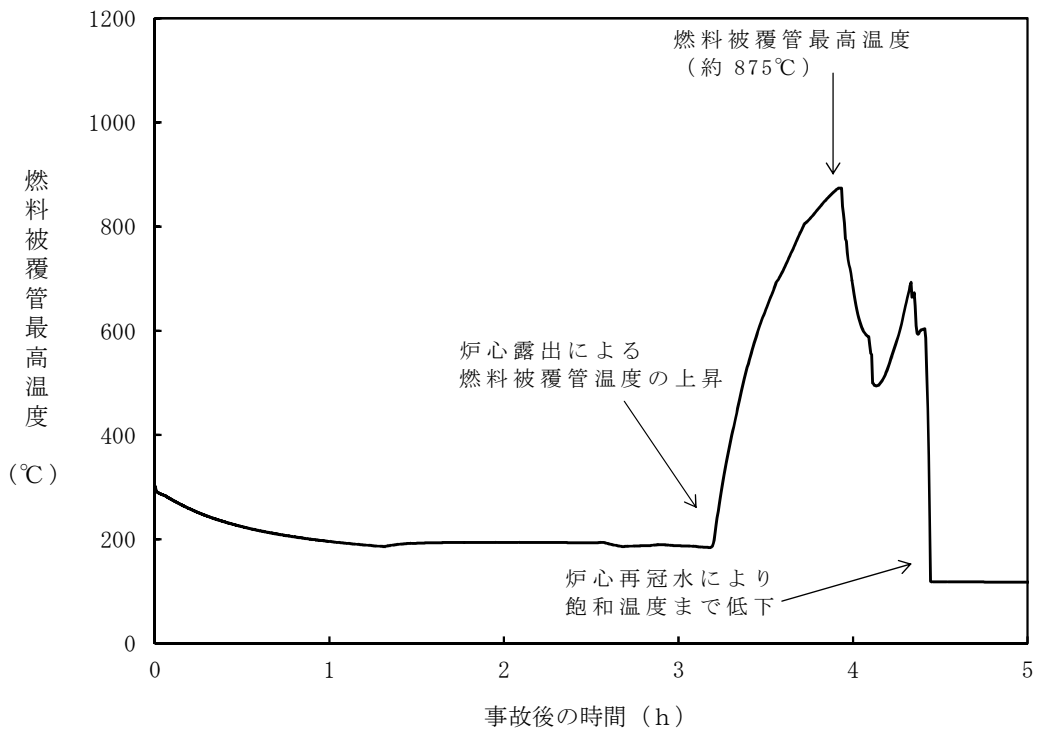
減圧遅れ時間	燃料被覆管 最高温度	燃料被覆管の 酸化量	燃料被覆管の 破裂の有無
55 分 (事象発生 3 時間 56 分後に 原子炉減圧開始)	約 875℃	約 2%	無
60 分 (事象発生 4 時間 1 分後に 原子炉減圧開始)	約 934℃	約 3%	有



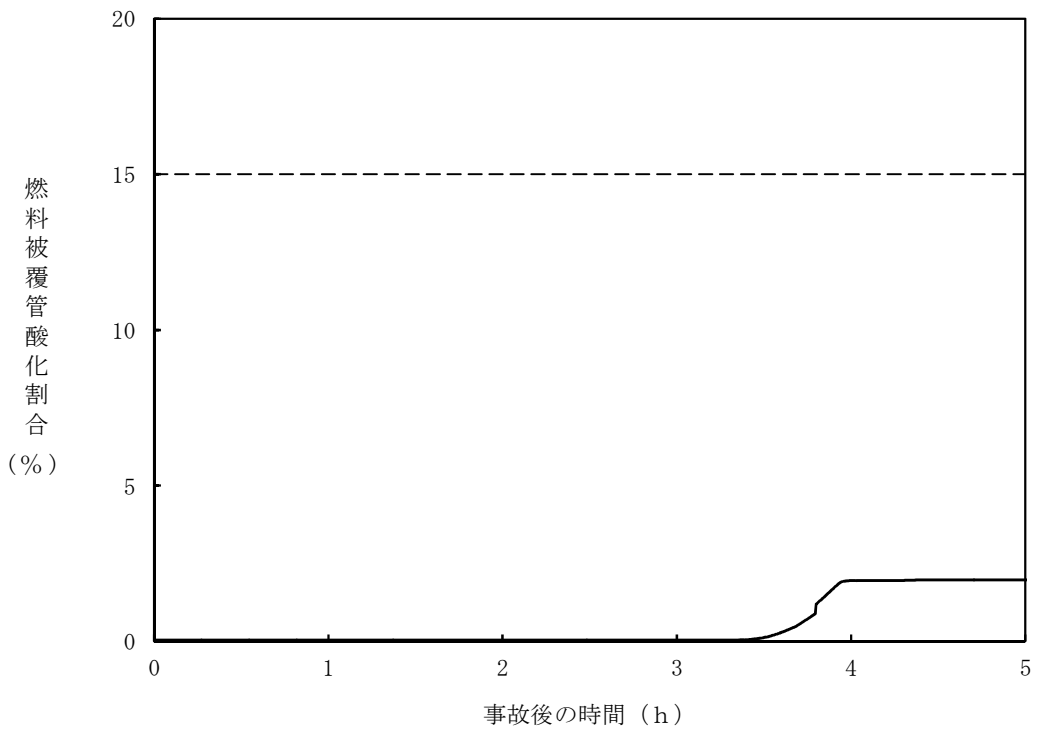
第 1 図 原子炉圧力の推移 (遅れ時間 55 分)



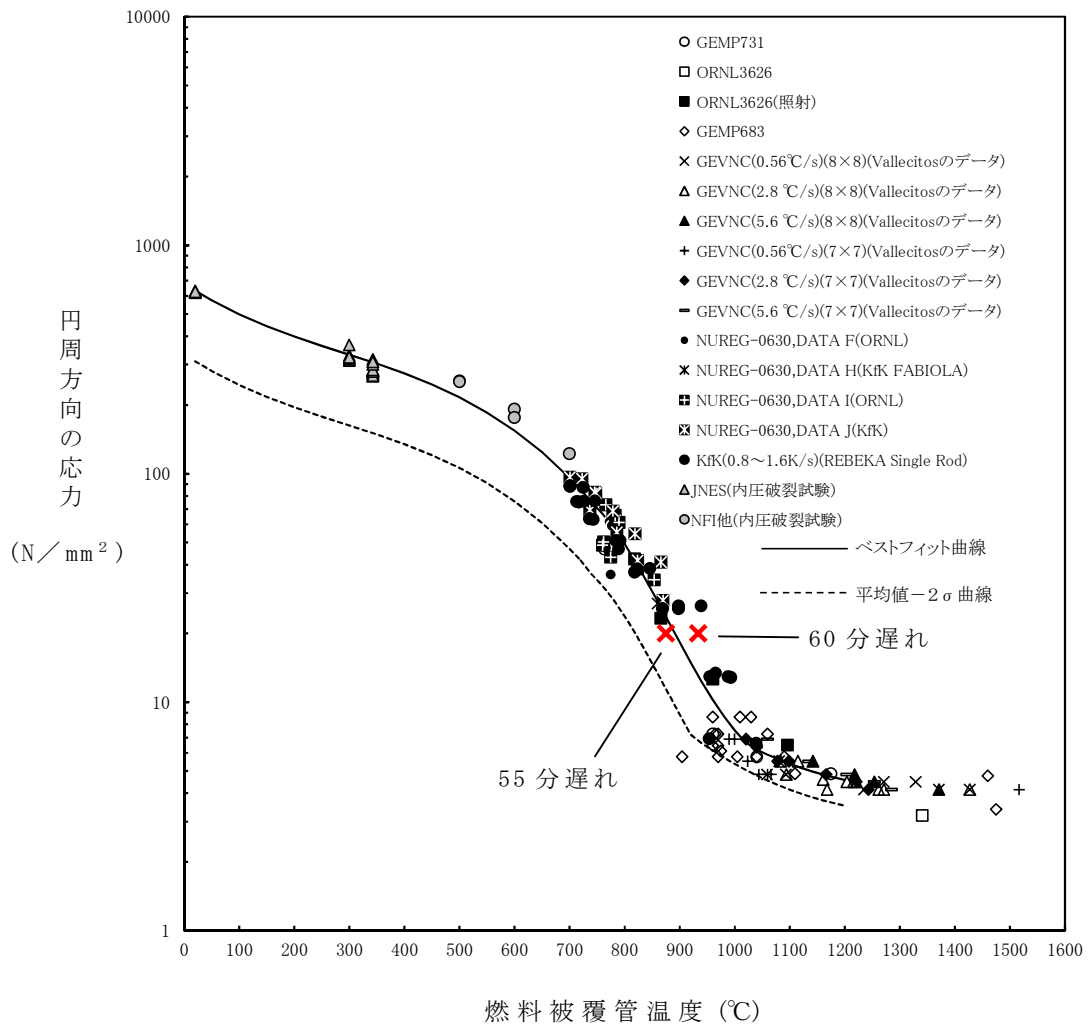
第 2 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (遅れ時間 55 分)



第 3 図 燃料被覆管温度の推移 (遅れ時間 55 分)



第 4 図 燃料被覆管酸化割合の推移 (遅れ時間 55 分)



第5図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係
(時間遅れ 55分及び60分)

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 (T B P))

1. 水源に関する評価

① 淡水源 (有効水量)

- ・ 西側淡水貯水設備 : 4,300m³

2. 水使用パターン

① 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型)
による原子炉注水

事象発生 3 時間 1 分後, 西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を実施する。

炉心冠水後は, 原子炉水位高 (レベル 8) 設定点から原子炉水位低 (レベル 3) 設定点の範囲で注水する。

交流動力電源が復旧した後, 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を停止する。

② 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却

格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達する事象発生約 14 時間後, 西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプを用いた格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却を実施する。

交流動力電源が復旧した後, 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却を

停止する。

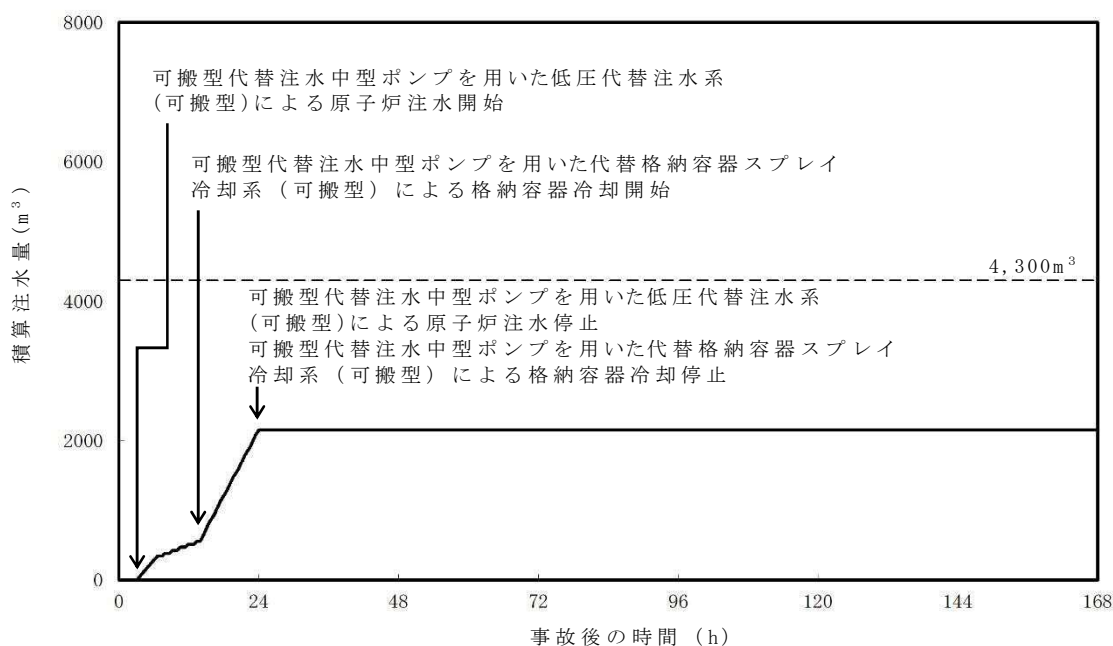
3. 時間評価

事象発生から可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始されるまでは、原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため、西側淡水貯水設備の水量は減少しない。

事象発生 3 時間 1 分以降は、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を実施するため、西側淡水貯水設備の水量は減少する。

交流動力電源が復旧する事象発生 24 時間以降は、残留熱除去系による原子炉注水等を実施し、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を停止するため、西側淡水貯水設備の水量の減少は停止する。

この間の西側淡水貯水設備の使用水量は合計約 2,160m³である。



第 1 図 外部水源による積算注水量

(全交流動力電源喪失 (T B P))

4. 水源評価結果

時間評価の結果から、7日間の対応において合計約 2,160m³の水が必要となるが、西側淡水貯水設備に 4,300m³の水を保有することから必要水量を確保している。このため、安定して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
(全交流動力電源喪失 (T B P))

保守的に全ての設備が、事象発生直後から 7 日間燃料を消費するものとして評価する。

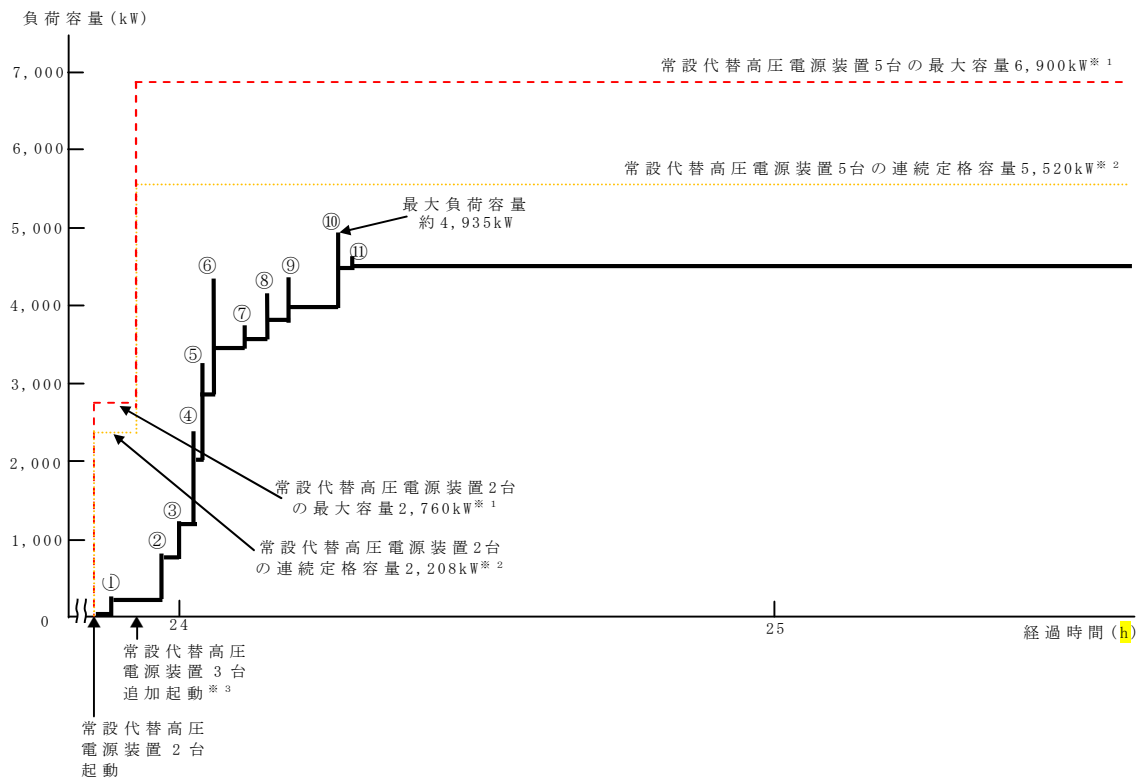
時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置 5 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $420.0\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 5\text{台(運転台数)}$ =約 352.8kL	7 日間の 軽油消費量 約 352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり、7 日間対応可能
可搬型代替注水中型ポンプ 2 台起動 (低圧代替注水系(可搬型)及び代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)) $35.7\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 2\text{台(運転台数)}$ =約 12.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 12.0kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約 210kL であり、7 日間対応可能

常設代替交流電源設備の負荷 (全交流動力電源喪失 (T B P))

主要負荷リスト

【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他負荷	約120 約84	約252	約204
②	非常用母線2C自動起動負荷 ・直流125V充電器A ・非常用照明 ・120V AC計装用電源2A ・その他負荷	約79 約108 約134 約248	約786	約773
③	非常用母線2D自動起動負荷 ・直流125V充電器B ・非常用照明 ・120V AC計装用電源2B ・その他負荷	約60 約86 約134 約135	約1,193	約1,188
④	残留熱除去系海水ポンプ	約837	約2,388	約2,025
⑤	残留熱除去系海水ポンプ	約837	約3,225	約2,862
⑥	残留熱除去系ポンプ その他負荷	約584 約3	約4,287	約3,449
⑦	非常用ガス再循環系排風機 非常用ガス処理系排風機 その他負荷 停止負荷	約55 約8 約95 約-52	約3,743	約3,555
⑧	中央制御室換気系空調和機ファン 中央制御室換気系フィルタ系ファン その他負荷	約45 約8 約183	約4,132	約3,791
⑨	蓄電池室排気ファン その他負荷	約8 約154	約4,345	約3,953
⑩	緊急用海水ポンプ その他	約510 約4	約4,935	約4,467
⑪	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約4,576	約4,497



※1 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量 (1,380kW×運転台数=最大容量)
 ※2 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の80%の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)
 ※3 非常用母線の負荷への給電に伴い、負荷容量が増加するため、常設代替高圧電源装置を3台追加起動する

2.4 崩壊熱除去機能喪失

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」は、崩壊熱除去機能の喪失に至る要因により「取水機能が喪失した場合」又は「残留熱除去系が故障した場合」に分類される。

2.4.1 取水機能が喪失した場合

2.4.1.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスとしては、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「過渡事象＋RHR失敗」、②「過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋RHR失敗」、③「外部電源喪失＋DG失敗（HPCS成功）」、④「外部電源喪失＋DG失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（HPCS成功）」、⑤「外部電源喪失＋直流電源喪失（HPCS成功）」、⑥「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋RHR失敗」、⑦「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋RHR失敗」、⑧「サポート系喪失（自動停止）＋RHR失敗」、⑨「サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋RHR失敗」、⑩「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋DG失敗（HPCS成功）」、⑪「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋DG失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（HPCS成功）」、⑫「中小破断LOCA＋RHR失敗」及び⑬「大破断LOCA＋RHR失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」は、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故の発生後、高圧注水

機能等により炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、炉心の崩壊熱により発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器に流入し格納容器圧力が上昇することで、緩和措置が取られない場合には、炉心損傷より先に格納容器破損に至る。これに伴い炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループのうち取水機能が喪失した場合については、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が失われたことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、取水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により、本事故シーケンスグループのうち取水機能が喪失した場合については、原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することにより炉心損傷の防止を図るとともに、代替の海水取水機能を用いて最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」のうち取水機能が喪失した場合において、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段を整備する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として、緊急用海水系を用いた残留熱除去系

(格納容器スプレイ冷却系及びサブプレッション・プール冷却系)による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 2.4.1-1 図に、対応手順の概要を第 2.4.1-2 図に示すとともに、対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策の手順と設備との関係を第 2.4.1-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、必要な要員は災害対策要員(初動)20名である。

災害対策要員(初動)の内訳は、当直発電長1名、当直副発電長1名、運転操作対応を行う当直運転員4名、指揮、通報連絡を行う災害対策要員(指揮者等)4名及び現場操作を行う重大事故等対応要員10名である。

必要な要員と作業項目について第 2.4.1-3 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、災害対策要員(初動)20名で対処可能である。

a. 原子炉スクラムの確認

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装等である。

b. 原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認

原子炉水位が原子炉水位異常低下(レベル2)設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。また、主蒸気隔離弁が閉止し、逃がし安全弁(安全弁機能)により原子炉圧力が制御されるとともに、再循環ポンプがトリップしたことを確認する。

原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認に必要な計装設備は、原子炉水位(広帯域)、原子炉水位(燃料域)、原子炉隔離時冷却系系統流量等で

ある。

c. 原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）

原子炉隔離時冷却系の起動により原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。また、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）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）等である。

d. 取水機能喪失の確認

サブプレッション・プール水温度が 32℃に到達したことを確認し、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系によるサブプレッション・プール冷却を試みるが、残留熱除去系海水系の起動に失敗したことを確認し、取水機能喪失を確認する。

取水機能喪失の確認に必要な計装設備は、残留熱除去系海水系系統流量等である。

外部電源が喪失している場合、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。

e. 残留熱除去系海水系の回復操作

取水機能喪失の確認後、残留熱除去系海水系の回復操作を実施する。

f. 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作

取水機能喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備

備操作に必要な計装設備は、常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力等である。

g. 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

取水機能喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポンプ準備及びホース敷設等を実施する。

h. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作の完了後、サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認し、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）の 7 弁を手動開放し、原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に必要な計装設備は、原子炉圧力等である。

i. 原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））

逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作により、原子炉圧力が常設低圧代替注水系ポンプの吐出圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復することを確認する。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）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間で維持する。また、原子炉圧力の低下により原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。

原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域、燃料域）等である。

j. 緊急用海水系を用いた海水通水操作

取水機能喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水系を起動する。

緊急用海水系を用いた海水通水操作に必要な計装設備は，緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）等である。

- k. 緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作

緊急用海水系の起動後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系を起動し，格納容器除熱を実施する。また，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し，残留熱除去系による原子炉注水に切り替える。

緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），残留熱除去系系統流量，緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）等である。

1. 使用済燃料プールの冷却操作

代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却操作を実施する。

以降，炉心冷却は残留熱除去系（低圧注水系）を用いた原子炉注水により原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持することで継続的に実施し，格納容器除熱は，原子炉注水の停止期間中に残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）により実施する。

2.4.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位の急速な低下に伴い、原子炉スクラム、高圧注水機能の自動起動、主蒸気隔離弁の閉止等が発生するため、事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁により原子炉圧力が高圧状態に維持される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋RHR失敗」である。また、運転員等操作においては、非常用ディーゼル発電機等の機能喪失及び外部電源喪失についても考慮する。

本事故シーケンスグループは、LOCAを起因事象とする事故シーケンスも含め、高圧炉心スプレイ系等に期待できる場合には、炉心冷却に成功する。また、中長期的な格納容器の過圧・過温の観点では、崩壊熱が支配要因となることからLOCAも過渡事象も同等となり、崩壊熱除去機能喪失に対する重大事故等対策にも違いはない。このため、代表性の観点で炉心損傷頻度の高い事故シーケンスを重要事故シーケンスとしている。なお、LOCA時注水機能喪失及び雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）にて、LOCAに加えて崩壊熱除去機能が喪失した場合の重大事故等対策の有効性を確認している。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、気液熱非平衡及び三次元効果、原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流）、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及びECCS注水（給水系及び代替注水設

備含む)並びに格納容器における格納容器各領域間の流動, 気液界面の熱伝達, 構造材との熱伝達及び内部熱伝導, スプレイ冷却及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。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長期間熱水力過渡変化解析コードS A F E R及びシビアアクシデント総合解析コードM A A Pにより, 原子炉圧力, 原子炉水位, 燃料被覆管温度, 格納容器圧力, 格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお, 本有効性評価では, S A F E Rコードによる燃料被覆管温度の評価結果は, ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから, 燃料被覆管温度が高温となる領域において, 燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をS A F E Rコードよりも低めに評価するC H A S T Eコードは使用しない。

また, 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として, 本重要事故シーケンスにおける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を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2.4.1-2 表に示す。また, 主要な解析条件について, 本重要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, 給水流量の全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

取水機能の喪失により, 崩壊熱除去機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合，原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し，再循環ポンプトリップは，原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて発生する。このため，原子炉水位の低下が大きくなり，炉心の冷却の観点で厳しくなる。

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

原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

(b) 主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は，原子炉水位異常低下（レベル2）信号により閉止するものとする。

(c) ATWS緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）

ATWS緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）は，原子炉水位異常低下（レベル2）信号により再循環ポンプを全台トリップさせるものとする。

(d) 逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また，原子炉減圧には，逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を使用するものとし，容量として，1弁当たり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。

(e) 原子炉隔離時冷却系

原子炉水位異常低下（レベル2）信号により自動起動し， 136.7m^3

／h（原子炉圧力 1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage]において）の流量で原子炉へ注水するものとする。原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持する。また、原子炉減圧時の常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧操作と同時に注水を停止する。

(f) 低圧代替注水系（常設）

常設低圧代替注水系ポンプ2台を使用するものとし、注水流量は、機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0m³／h～378m³／h，注水圧力：0MPa[dif][※]～2.38MPa[dif]）を用いるものとする。また、原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持する。残留熱除去系の準備完了後、原子炉水位高（レベル8）設定点到達で常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。

※ MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(g) 残留熱除去系（低圧注水系）

残留熱除去系（低圧注水系）ポンプ1台を使用するものとし、非常用母線の受電が完了した後に手動起動し、0m³／h～1,676m³／h（0MPa[dif]～1.55MPa[dif]において）の流量で原子炉へ注水するものとする。なお、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持しつつ、原子炉注水の停止期間中に格納容器スプレー又はサプレッション・プール冷却を実施するものとする。

- (h) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を停止している期間に $1.9 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{h}$ の流量で格納容器へスプレイするものとし、そのうち 95%をドライウェルへ、5%をサブプレッション・チェンバへ分配するものとする。なお、格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達した時点でサブプレッション・プール冷却運転に切り替える。

- (i) 緊急用海水系

残留熱除去系へ海水通水時の伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき 1 基当たり約 24MW（サブプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 32℃において）とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等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」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

- (a) 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）は、運転手順に基づきサブプレッション・プール水温度が 65℃に到達した場合に実施する。
- (b) 緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は、余裕時間を確認する観点で代替格納容器スプレイの実施基準である格納容器圧力 279kPa [gage] に到達した場合に実施

する。また、残留熱除去系による格納容器除熱の開始後に、原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点に到達した場合は、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し、以降は残留熱除去系による原子炉注水により原子炉水位を維持する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内外水位）※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.4.1-4 図から第 2.4.1-8 図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.4.1-9 図から第 2.4.1-14 図に、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の推移を第 2.4.1-15 図から第 2.4.1-18 図に示す。

※ 炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し、運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお、シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む水位であることから、原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。

a. 事象進展

給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は低下し、原子炉水位低（レベル 3）信号により、原子炉はスクラムする。その後原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点まで低下すると、主蒸気隔離

弁の閉止及び再循環ポンプトリップが発生するとともに、原子炉隔離時冷却系が自動起動することで、炉心の冠水が維持される。

その後、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作を実施し、事象発生約 2 時間後にサブプレッション・プール水温度がサブプレッション・プール熱容量制限である 65℃に到達した時点で、手動操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁による原子炉減圧を実施する。逃がし安全弁（自動減圧機能）開放による蒸気流出によって原子炉水位が低下するが、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始されることで原子炉水位は回復し、炉心の冠水は維持される。なお、原子炉隔離時冷却系は、原子炉減圧と同時に停止する想定とする。

高出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い増減する。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で発生する蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。このため、事象発生約 13 時間後に格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した時点で、緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系）による格納容器除熱を開始することにより、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は第 2.4.1-9 図に示すとおり、炉心冷却が維持され、初期値（約 309℃）以下にとどまることから、評価項目である 1,200℃を下回る。また、燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくな

る前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、評価項目である15%を下回る。

原子炉圧力は、第2.4.1-4図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、約7.79MPa[gage]以下に維持される。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa程度）を考慮しても、約8.09MPa[gage]以下であり、評価項目である最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器圧力は、第2.4.1-15図に示すとおり、崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器内で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって、事象発生後に上昇傾向が継続するが、緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生の約13時間後に最高値の約0.28MPa[gage]となるが、格納容器バウンダリにかかる圧力は、評価項目である最高使用圧力の2倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は、第2.4.1-16図に示すとおり、事象発生の約13時間後に最高値の約141℃となり、以降は低下傾向となっていることから、格納容器バウンダリにかかる温度は、評価項目である200℃を下回る。

第2.4.1-5図に示すように、原子炉隔離時冷却系及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続し、その後、約13時間後に緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水を開始することで、炉心の冠水状態が維持され、炉心冷却が維持される。また、第2.4.1-15図及び第2.4.1-16図に示すように、残留熱除去系による格納容器除熱を継続することで、高温停止での安定状態が確立する。

（添付資料2.4.1.1）

安定状態が確立した以降は、機能喪失している設備の復旧に努めるとともに、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

以上により、本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

2.4.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲としては、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を評価する。

本重要事故シーケンスでは、原子炉隔離時冷却系により炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することで格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するため、緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を実施することが特徴である。よって、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えられられる操作として、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）並びに緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は、「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」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価の結果を以下に示す。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50°C 程度高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで，燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数°C程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWRの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力を操作開始の起点とする緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作に係る

運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力を操作開始の起点としている緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(添付資料 2.4.1.2)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして、解析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高め評価し、有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし、炉心部の冠水が維持される本事故シーケンスでは、この影響は小さいと考えられる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、実際の燃料被覆管温度は低めとなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はH D R 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価す

る傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.4.1.2)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.4.1-2表に示すとおりであり、これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては、設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから、この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について、評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した $44.0\text{kW}/\text{m}$ に対して最確条件は約 $33\text{kW}/\text{m}$ ～約 $41\text{kW}/\text{m}$ であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操

作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 33GWd/t に対して最確条件は 33GWd/t 以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は遅くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源ありを想定している。常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作、緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作の時間は、外部電源がない場合も考慮して設定していることから、外部電源がない場合でも運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は、最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、炉心冠水後の原子炉

水位の維持操作の開始が早くなるが、原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 2.4.1.2, 2.4.1.3)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した 44.0kW/m に対して最確条件は約 33kW/m～約 41kW/m であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 33GWd/t に対して最確条件は 33GWd/t 以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなり、原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は緩和される。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウエル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源ありを想定している。外部電源がない場合は、外部電源喪失に伴い原子炉スクラム、再循環ポンプトリップ等が発生するため、外部電源がある場合と比較して原子炉水位の低下は緩和されることから、評

価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は、最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.4.1.2, 2.4.1.3）

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）は、解析上の操作開始時間としてサプレッション・プール水温度 65℃到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は、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、操作開始時間が遅くなる可能性があるが、他の操作との重複もないことから、この他の操作に与える影響はない。

操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除

熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 279kPa[gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、操作開始時間は余裕時間を確認する観点で遅めの時間を設定しており、実態の操作開始時間は格納容器圧力 245kPa[gage] 到達時であることから、解析上の設定よりも早まるが、並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））とは同一の制御盤による対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。本操作は、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、操作開始時間が遅くなる可能性があるが、並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは同一の制御盤による対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。

（添付資料 2.4.1.2）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも遅くなる可能性があるが、この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、事象進展に変わりがないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、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及び遅くなる可能性があるが、

この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(添付資料 2.4.1.2)

(3) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内の操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）は、原子炉隔離時冷却系による注水継続が可能な時間内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり、事象発生から少なくとも 8 時間程度の時間余裕がある。

操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は、事象発生の約 13 時間後に実施するものであり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。

(添付資料 2.4.1.2)

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、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

時間余裕を確認した。この結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

2.4.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失した場合の重大事故等対策に必要な災害対策要員（初動）は、「2.4.1.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 20 名であり、災害対策要員（初動）の 39 名で対処可能である。

(2) 必要な資材の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失した場合において、必要な水源、燃料及び電源は「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、以下のとおりである。

a. 水 源

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、7 日間の対応を考慮すると、合計約 620m³の水が必要となる。

水源として、代替淡水貯槽に 4,300m³の水を保有していることから、水源が枯渇することはなく、7 日間の対応が可能である。

(添付資料 2.4.1.4)

b. 燃 料

常設代替交流電源設備による電源供給について、事象発生直後から 7 日間の常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の運転を想定すると、約 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクには約 800kL の軽油を保有していることから、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）による 7 日間の電源供給の継続が可能である。

(添付資料 2.4.1.5)

c. 電 源

外部電源喪失を想定した場合、重大事故等対策時に必要な負荷は約 3,173kW であるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は 5,520kW 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 2.4.1.6)

2.4.1.5 結 論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失した場合では、炉心冷却には成功するが、崩壊熱除去機能の喪失により炉心損傷より先に格納容器が破損し、これに伴い炉心冷却機能を喪失することにより、原子炉水位が低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失した場合に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注

水系)による原子炉注水手段を整備する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として緊急用海水系を用いた残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール冷却系)による格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象(給水流量の全喪失)+RHR失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動による原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水、緊急用海水系を用いた残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水並びに緊急用海水系を用いた残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)又は残留熱除去系(サプレッション・プール冷却系)による格納容器除熱を実施することにより、炉心の著しい損傷を防止することができる。

その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持することができる。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響について確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、7日間以上の供給が可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失した場合において、原子炉隔離時冷却系、逃がし安全弁(自動減

圧機能) の手動操作による原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水, 緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水並びに緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 又は残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は, 選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき, 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失した場合に対して有効である。

第 2.4.1-1 表 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における重大事故等対策について（1/3）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラムの確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉がスクラムしたことを確認する。 	—	—	平均出力領域計装* 起動領域計装*
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位が、原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達したことを確認する。 原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。 主蒸気隔離弁が閉止し、逃がし安全弁（安全弁機能）により原子炉圧力が制御されていることを確認する。 再循環ポンプがトリップしたことを確認する。 	原子炉隔離時冷却系* サプレッション・プール* 所内常設直流電源設備 主蒸気隔離弁* A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能） 逃がし安全弁（安全弁機能）*	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量* 原子炉圧力* 原子炉圧力（S A）
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系の起動により、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。 原子炉隔離時冷却系により、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間に維持する。 	原子炉隔離時冷却系* サプレッション・プール* 所内常設直流電源設備	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量*
取水機能喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> サプレッション・プール水温度が 32℃以上であることを確認する。 中央制御室からの遠隔操作によりサプレッション・プールの冷却を試みるが、残留熱除去系海水系の起動に失敗したことを確認する。 以上により、取水機能喪失を確認する。 外部電源が喪失している場合は、常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。 	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	—	サプレッション・プール水温度* 残留熱除去系海水系系統流量* M/C 2 C 電圧* M/C 2 D 電圧*

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.4.1-1 表 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における重大事故等対策について（2/3）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
残留熱除去系海水系の回復操作	・取水機能喪失の確認後，残留熱除去系の回復操作を実施する。	—	—	—
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	・取水機能喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	—	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 緊急用M/C電圧
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	・取水機能喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水中型ポンプ準備及びホース敷設等を実施する。	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	—
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作	・サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は65℃）に到達したことを確認する。 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作の完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の手動開放により，原子炉減圧を実施する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）* 非常用窒素供給系高圧窒素ポンベ* 所内常設直流電源設備	—	サプレッション・プール水温度* 原子炉圧力* 原子炉圧力（S A）

■：有効性評価上考慮しない操作

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.4.1-1 表 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における重大事故等対策について（3/3）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉減圧により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）からの原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。 原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。 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）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。 	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位 原子炉隔離時冷却系系統流量*
緊急用海水系を用いた海水通水操作	<ul style="list-style-type: none"> 取水機能喪失の確認後、緊急用海水系を起動する。 	緊急用海水系 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	—	緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器） 緊急用海水系流量（残留熱除去系補機）
緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作	<ul style="list-style-type: none"> 緊急用海水系の起動後、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）を起動する。 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し、残留熱除去系による原子炉注水に切り替える。 以降、残留熱除去系により原子炉注水及び格納容器除熱を交互に実施しつつ、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。 	残留熱除去系（低圧注水系）* サプレッション・プール* 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）* 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）* 緊急用海水系 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（SA広帯域） 残留熱除去系系統流量* 低圧代替注水系原子炉注水流量 サプレッション・チェンバ圧力* ドライウェル圧力* サプレッション・プール水温度*
使用済燃料プールの冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> 代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。 	—	—	—

■：有効性評価上考慮しない操作

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

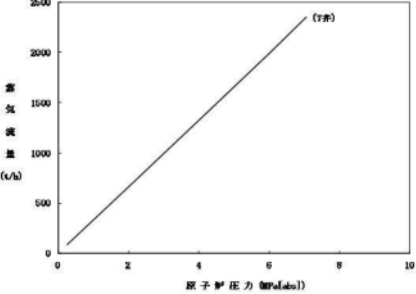
第 2.4.1-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（1/6）

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側：S A F E R 格納容器側：M A A P	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード	
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータ スカート下端から+126 cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300 t/h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃 料	9×9 燃料（A型）	9×9 燃料（A型）と 9×9 燃料（B型）は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9×9 燃料（A型）を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33Gwd/t)	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定
ドライウェル雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定	

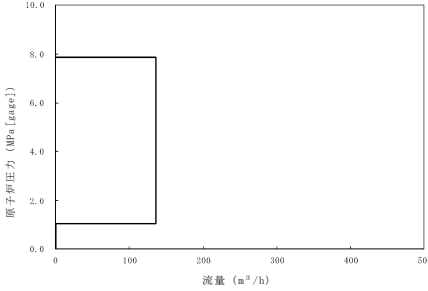
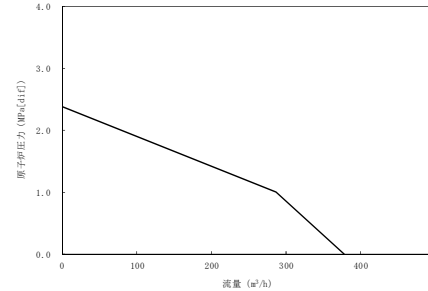
第 2.4.1-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（2/6）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウエル）	5,700m ³	設計値を設定
	格納容器体積 （ウェットウエル）	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置 作動差圧	3.45kPa（ドライウエルーサプレッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉水位の急速な低下に伴い、原子炉スクラム、高圧注水機能の自動起動、主蒸気隔離弁の閉止等が発生するため、事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しい給水流量の全喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	取水機能の喪失による崩壊熱除去機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップが原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて発信するため、原子炉水位の低下が大きくなり、 炉心の冷却 の観点で厳しい外部電源ありを設定

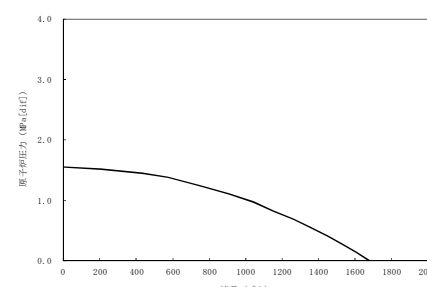
第 2.4.1-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（3/6）

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル 3）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	設計値を設定
主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下（レベル 2）信号で閉止	設計値を設定
A T W S 緩和設備 （代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下（レベル 2）信号で全台トリップ	設計値を設定
重大事故等対策に関連する機器条件	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa [gage] × 2 個, 385.2t/h/個 8.10MPa [gage] × 4 個, 400.5t/h/個 8.17MPa [gage] × 4 個, 403.9t/h/個 8.24MPa [gage] × 4 個, 407.2t/h/個 8.31MPa [gage] × 4 個, 410.6t/h/個	設計値を設定 なお、安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され、原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため、事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては、評価項目に対して厳しい条件となる
	（原子炉手動減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放することによる原子炉減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

第 2.4.1-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（4/6）

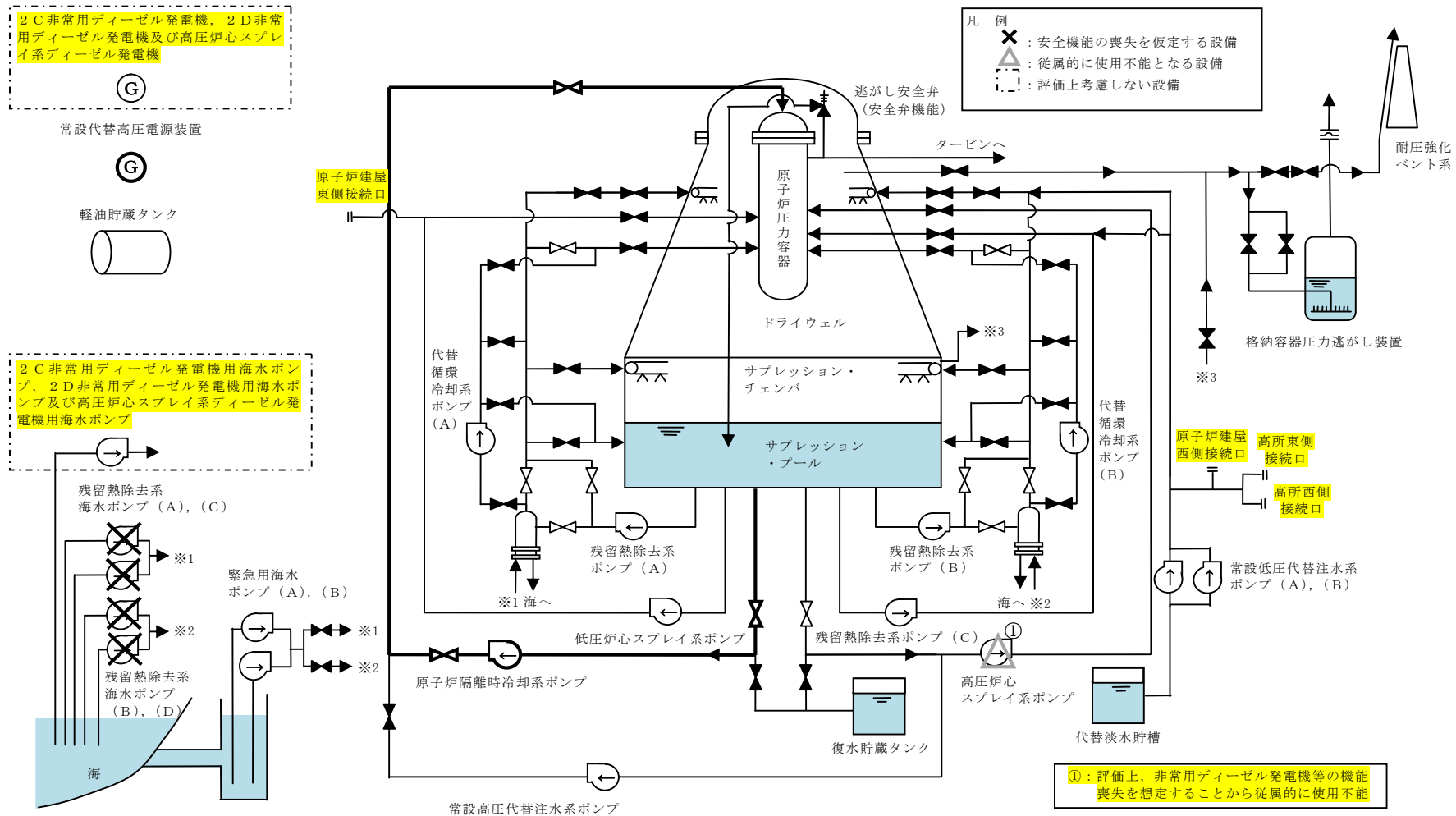
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	<p>原子炉水位異常低下（レベル 2）信号にて自動起動</p> <p>原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持</p> <p>原子炉減圧時の常設低压代替注水系ポンプを用いた低压代替注水系（常設）による原子炉水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧操作と同時に注水停止</p> <ul style="list-style-type: none"> ・注水特性：136.7m³/h ・注水圧力：1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage] 	<p>設計値を設定</p> <p>原子炉隔離時冷却系は、タービン回転数制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている</p> 
	<p>原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持</p> <p>残留熱除去系の準備完了後、原子炉水位高（レベル 8）に到達した時点で注水停止</p> <p>（原子炉注水単独時） 最小流量特性（2 台）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・注水流量：0m³/h～378m³/h ・注水圧力：0MPa[dif]～2.38MPa[dif] 	<p>機器設計上の最小要求値である最小流量特性を設定</p> 

第 2.4.1-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（5/6）

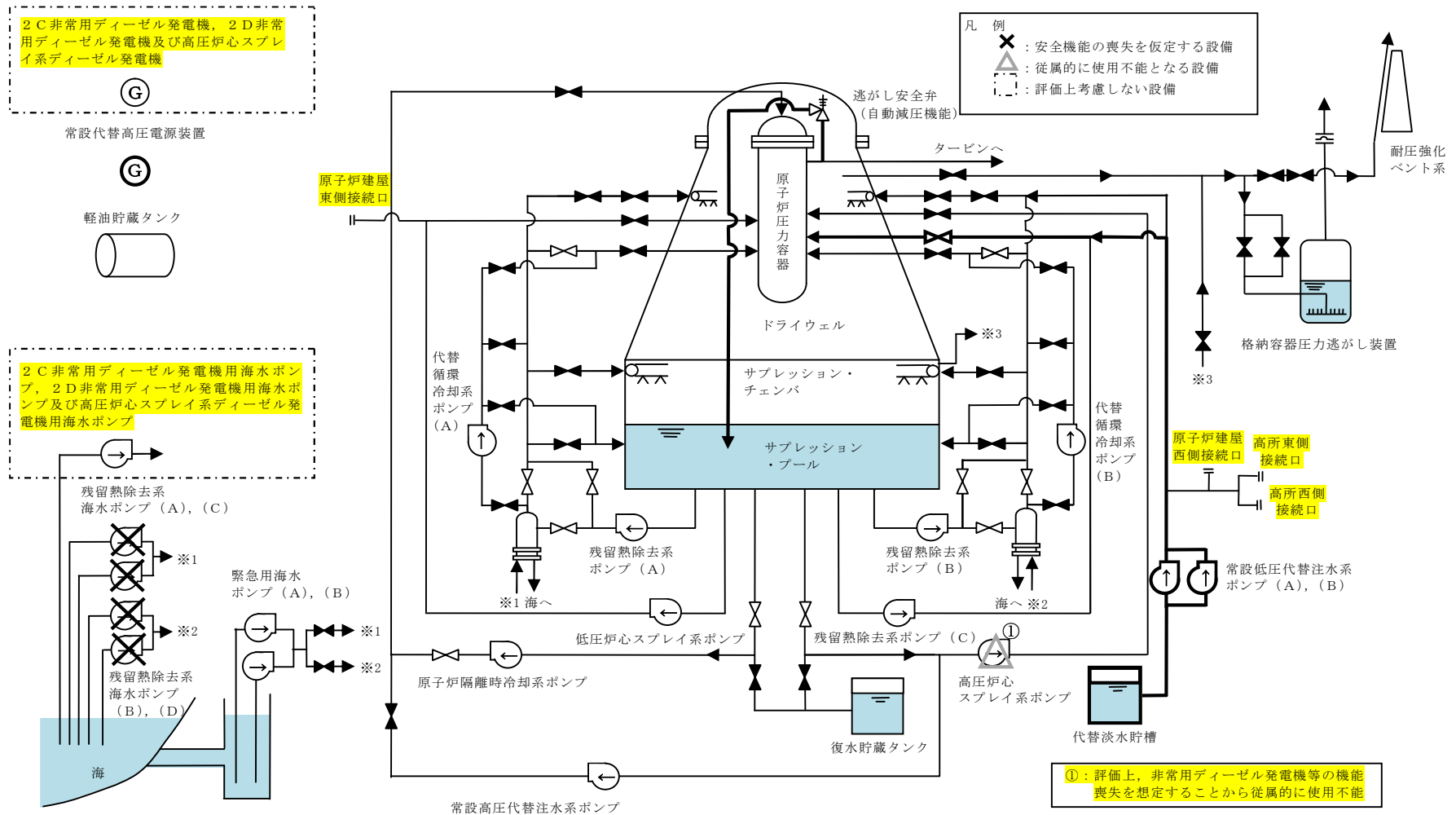
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水系）	<p>原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持し，原子炉注水停止中に格納容器スプレイを実施</p> <p>最小流量特性 注水流量：0m³/h～1,676m³/h 注水圧力：0MPa[dif]～1.55MPa[dif]</p>	<p>機器設計上の最小要求値である最小流量特性を設定</p> 
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）	<p>格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が13.7kPa[gage]に到達した時点でサブプレッション・プール冷却運転に切替え</p> <p>スプレイ流量：1.9×10³m³/h （95%：ドライウエル，5%：サブプレッション・チェンバ）</p>	<p>設計値を設定</p>
	緊急用海水系	<p>伝熱容量：約24MW （サブプレッション・プール水温度100℃，海水温度32℃において）</p>	<p>残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定</p>

第 2.4.1-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（6/6）

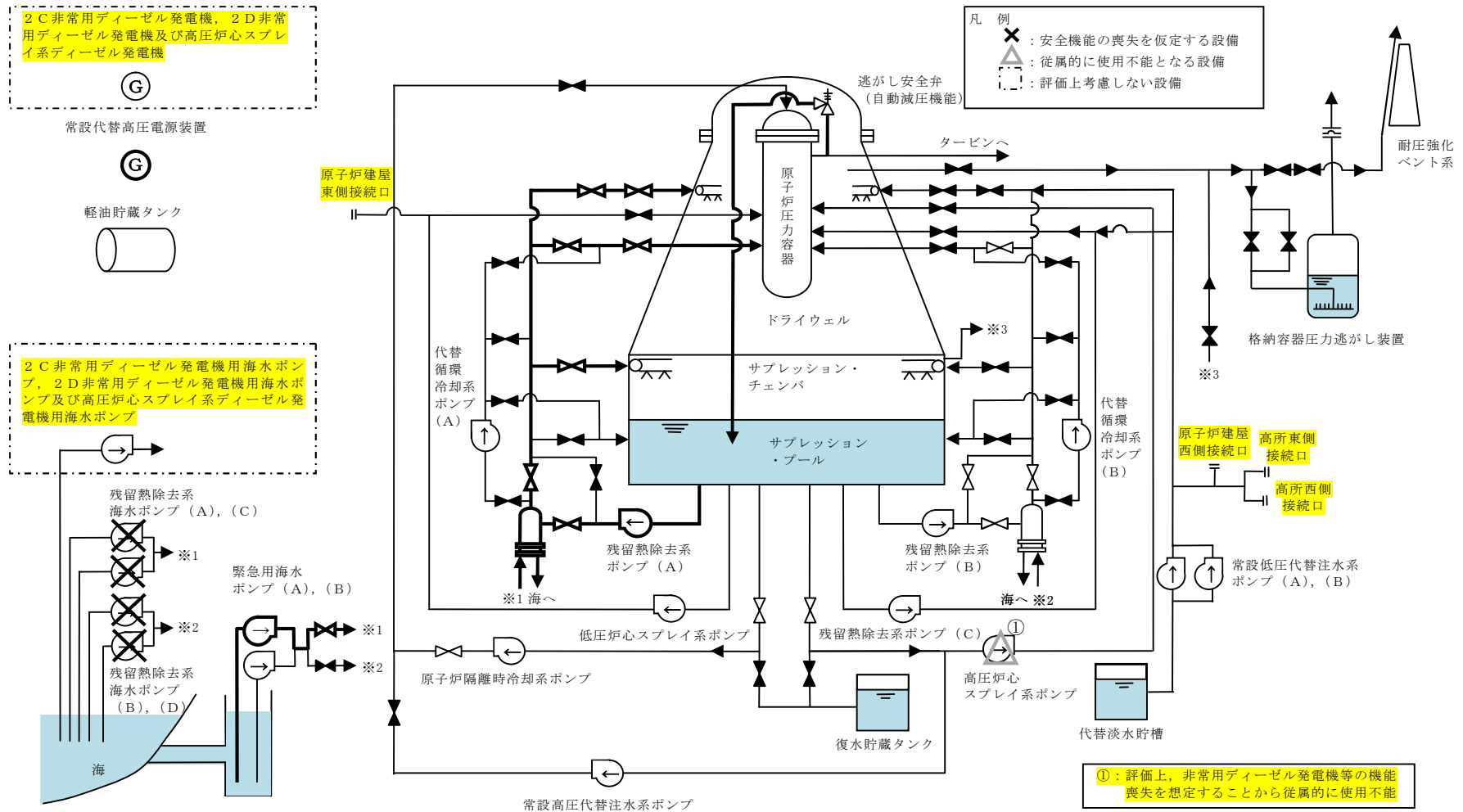
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	サプレッション・プール水温度 65℃到達時	運転手順に基づき、サプレッション・プール熱容量制限を踏まえて設定
	格納容器圧力 279kPa[gage]到達時	実際には残留熱除去系の起動準備が完了した時点で、サプレッション・プール水温度が 32℃を超過している場合はサプレッション・プール冷却モード運転、格納容器圧力が 245kPa[gage]を超過している場合は格納容器スプレイモード運転を実施するが、余裕時間を確認する観点で、評価上は格納容器圧力が代替格納容器スプレイの実施基準である 279kPa[gage]に到達した時点で格納容器スプレイモード運転を開始するものと設定 また、残留熱除去系による格納容器除熱の開始後に、原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点に到達した時点で常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し、以降は残留熱除去系による原子炉注水により原子炉水位を維持する



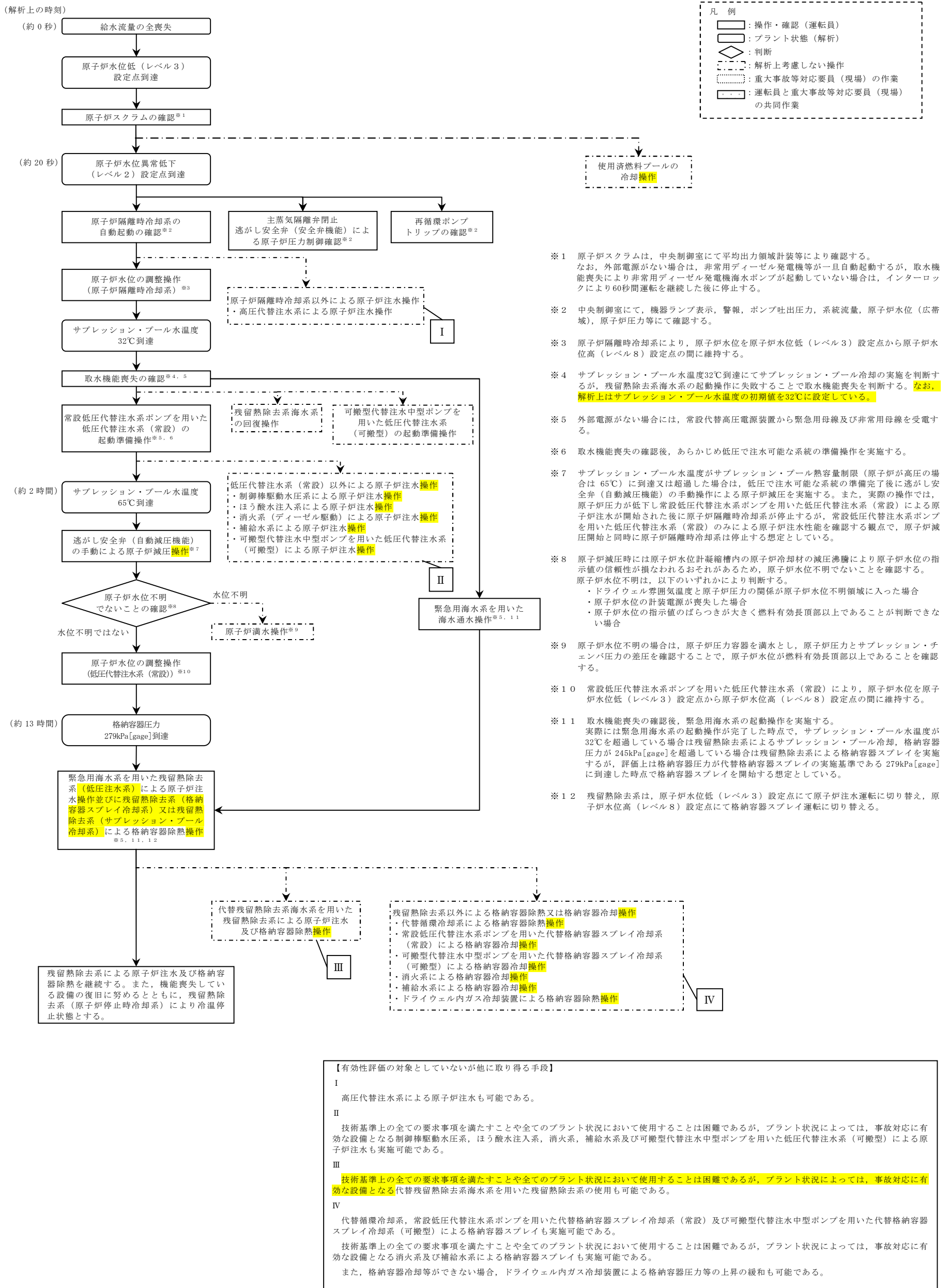
第 2.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（1/3）
（原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）



第 2.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（2/3）
 （常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階）



第 2.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（3/3）
（緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階）



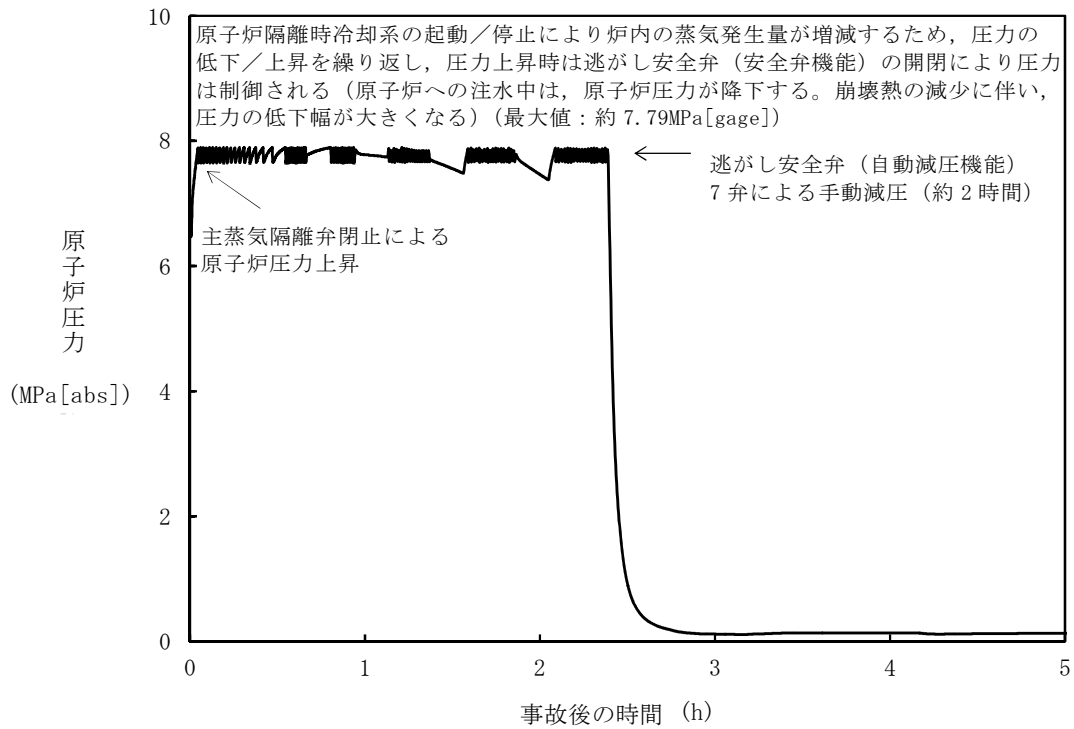
第 2.4.1-2 図 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合) の対応手順の概要

崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）					経過時間（分）							備考							
					0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110			
操作項目	実施個所・必要要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			操作の内容	▼ 事象発生 ▼ 原子炉スクラム ▼ 約20秒 原子炉水位異常低下（レベル2）設定点到達 ▼ プラント状況判断														
	責任者	当直発電長	1人																中央監視 運転操作指揮
	補佐	当直副発電長	1人																運転操作指揮補佐
	通報連絡者	災害対策要員	2人																災害対策本部連絡 発電所外部連絡
	指揮者等	災害対策要員 (指揮者等)	4人																
状況判断	2人 A, B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●外部電源喪失の確認 ●給水流量全喪失の確認 ●再循環ポンプトリップの確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力制御の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の停止確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認 	10分											外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機の停止確認は、外部電源がない場合に実施する			
原子炉水位の調整操作 (原子炉隔離時冷却系)	【1人】 A	-	-	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持														
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	-	-	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	1分											解析上考慮しない 外部電源がない場合に実施する			
	【1人】 B	-	-	●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	2分														
電源確保操作対応	-	-	2人 a, b	●電源回復操作	適宜実施												解析上考慮しない 外部電源がない場合に実施する		
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	-	-	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	4分											外部電源がない場合に実施する			
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	-	-	●非常用母線の受電準備操作(中央制御室)	35分												外部電源がない場合に実施する		
	-	2人 C, D	-	●非常用母線の受電準備操作(現場)	75分														
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	-	-	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動操作	8分												外部電源がない場合に実施する		
				●非常用母線の受電操作	5分														
取水機能喪失の確認	【1人】 B	-	-	●残留熱除去系海水系の手動起動操作（失敗）	4分														
残留熱除去系海水系の回復操作	-	【2人】 C, D	-	●残留熱除去系海水系の回復操作，失敗原因調査	適宜実施												解析上考慮しない		
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	3分														
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	-	-	8人 c~j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動，ホース敷設等の操作	170分												解析上考慮しない		

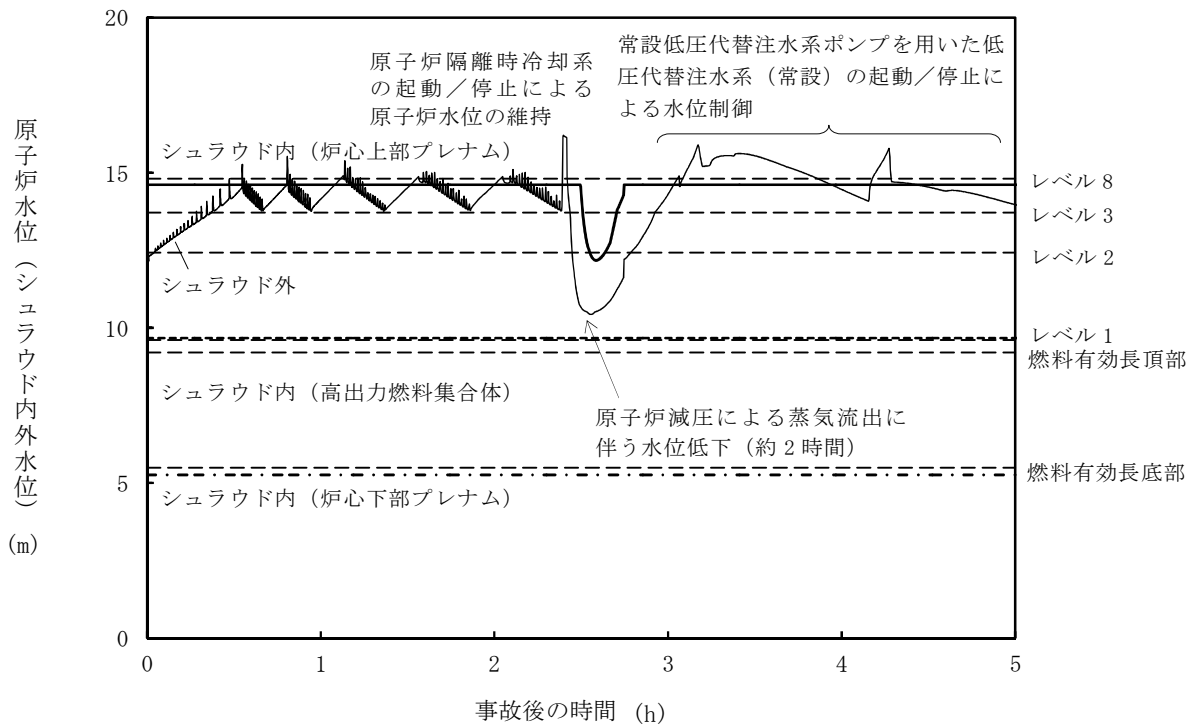
第 2.4.1-3 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）の作業と所要時間（1/2）

				経過時間 (時間)												備考		
				0	4	8	12	16	20	24	28	32	36	40	44		48	
操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			操作の内容														
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)	<p>事象発生</p> <p>約2時間 サプレッション・プール水温度65℃</p> <p>約13時間 格納容器圧力279kPa [gage] 到達</p>														
原子炉水位の調整 操作 (原子炉隔離 時冷却系)	【1人】 A	-	-	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作														
常設低圧代替注水 系ポンプを用いた 低圧代替注水系 (常設) の起動操 作	【1人】 A	-	-	3分	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作													取水機能喪失後に実施する
逃がし安全弁 (自動 減圧機能) の手 動による原子炉減 圧操作	【1人】 B	-	-	1分	●逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7弁の手動開放操作													
原子炉水位の調整 操作 (低圧代替注 水系 (常設))	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の調整操作													原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持する	
緊急用海水系を用 いた残留熱除去系 (低圧注水系) に よる原子炉注水操 作並びに残留熱除 去系 (格納容器ス プレイ冷却系) 又 は残留熱除去系 (サブプレッショ ン・プール冷却系) による格納容器 除熱操作	【1人】 A	-	-	20分	●緊急用海水系による海水通水系構成操作及び起動操作													
				2分	●残留熱除去系 (低圧注水系) の起動操作													
				●残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水並びに残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 又は残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱の交互運転操作													原子炉水位高 (レベル8) 設定点にて格納容器スプレイ又はサブプレッション・プール冷却運転への切替操作を実施し、原子炉水位低 (レベル3) 設定点にて原子炉注水への切替え操作を実施する	
使用済燃料プールの 冷却操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水操作													適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位 低下がある場合は代替燃 料プール冷却系の起動ま でに実施する
				●代替燃料プール冷却系の起動操作													15分	解析上考慮しない 約25時間後までに実施す る
可搬型代替注水中 型ポンプを用いた 低圧代替注水系 (可搬型) の起動 準備操作	-	-	8人 c~j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作													170分	解析上考慮しない
必要員合計	2人 A, B	2人 C, D	10人 a~j															

第 2.4.1-3 図 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合) の作業と所要時間 (2/2)

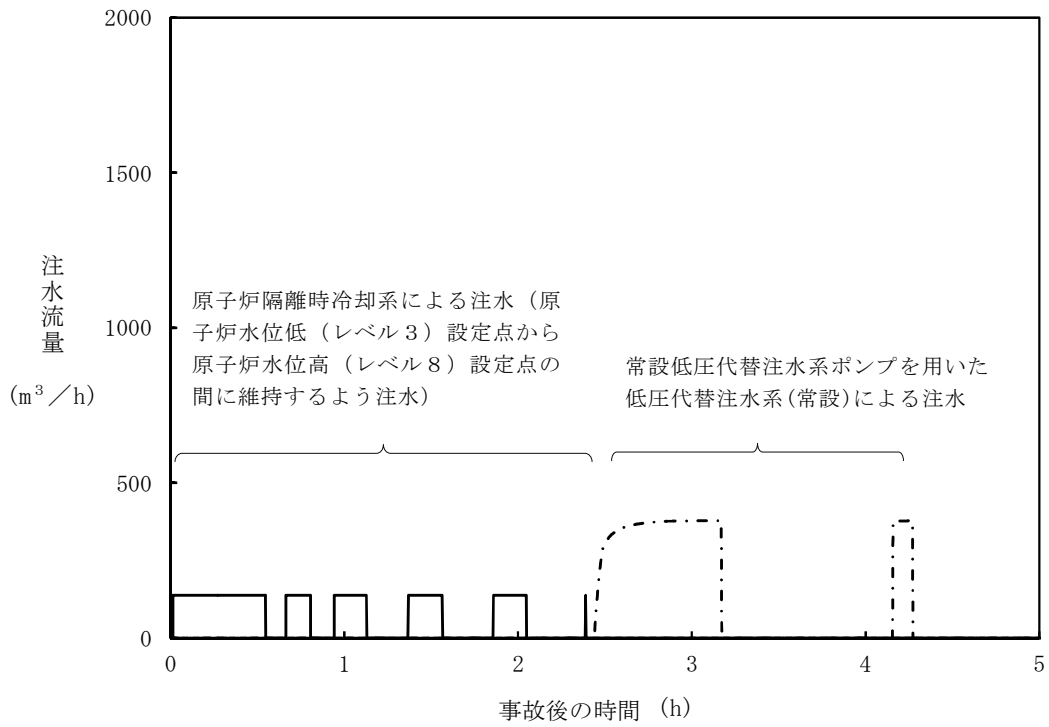


第 2.4.1-4 図 原子炉圧力の推移

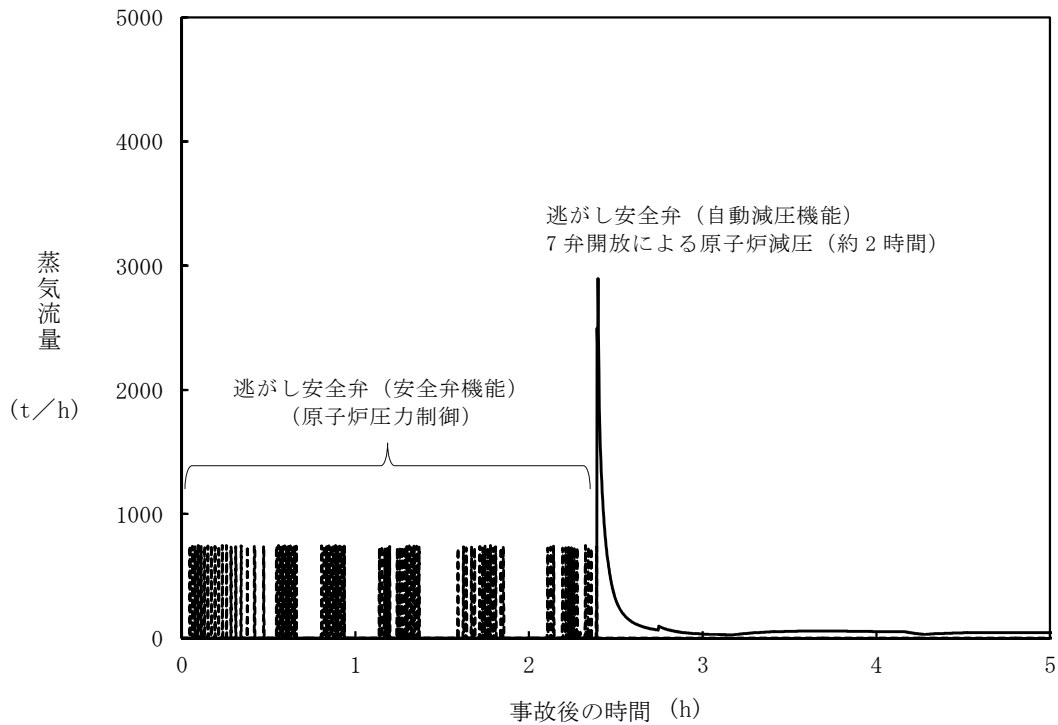


第 2.4.1-5 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※

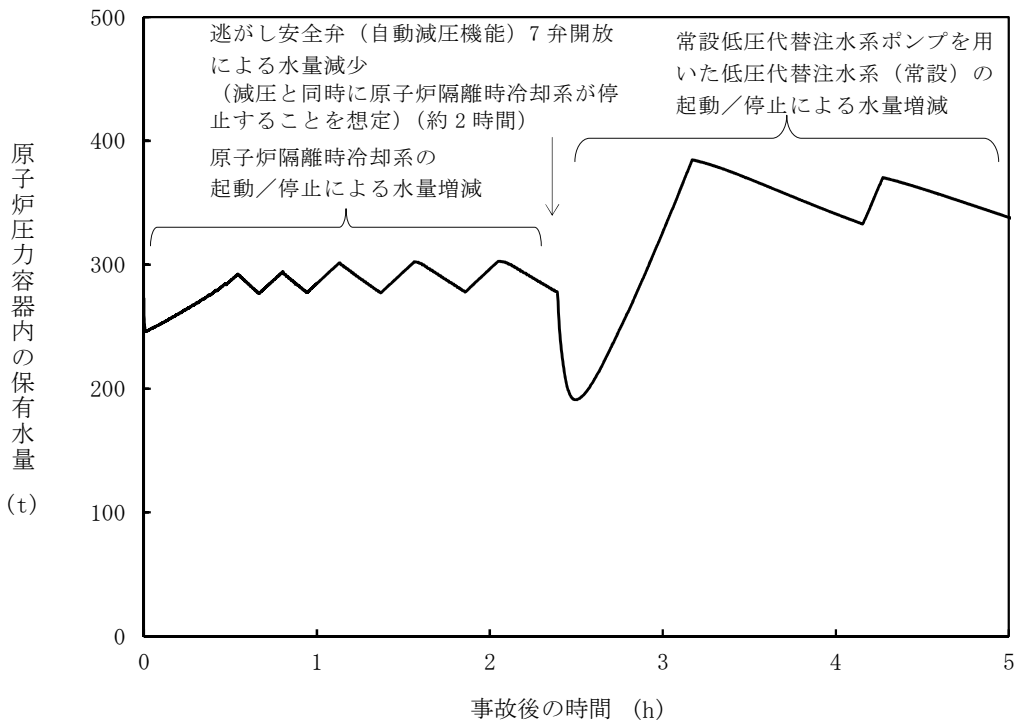
※ シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。



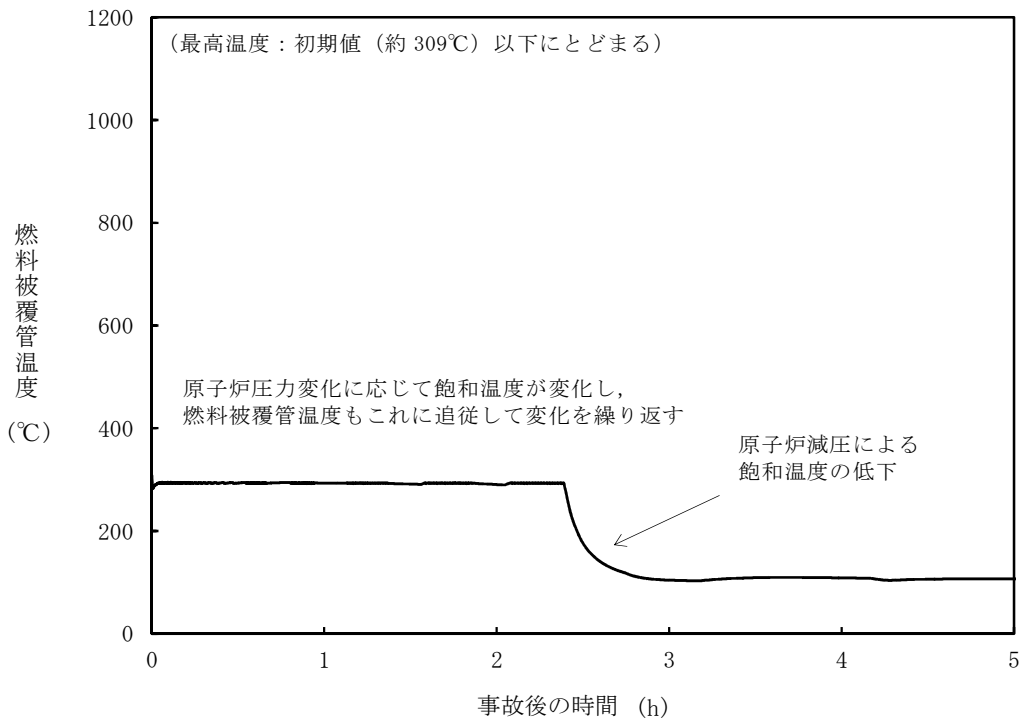
第 2.4.1-6 図 注水流量の推移



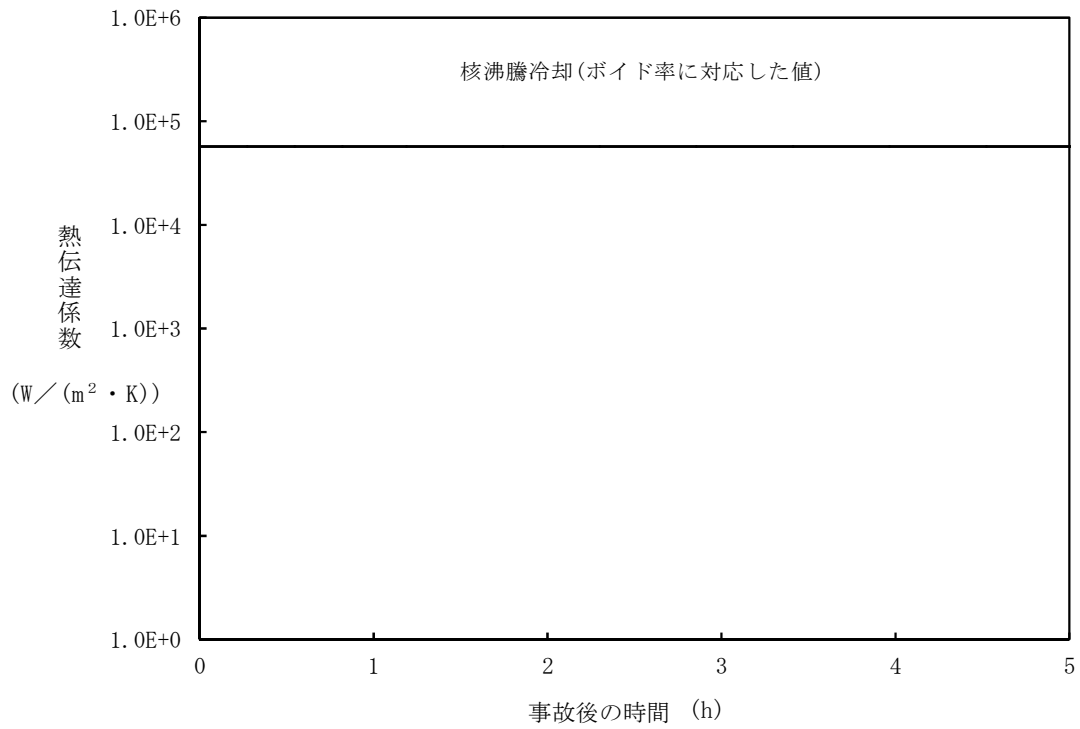
第 2.4.1-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流出流量の推移



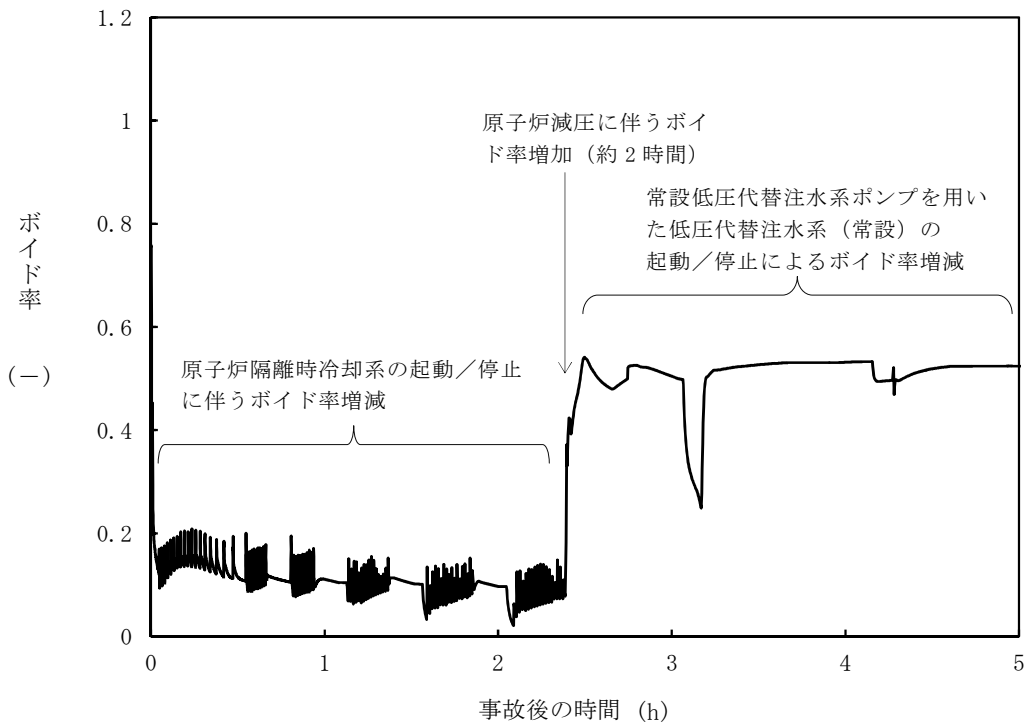
第 2.4.1-8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



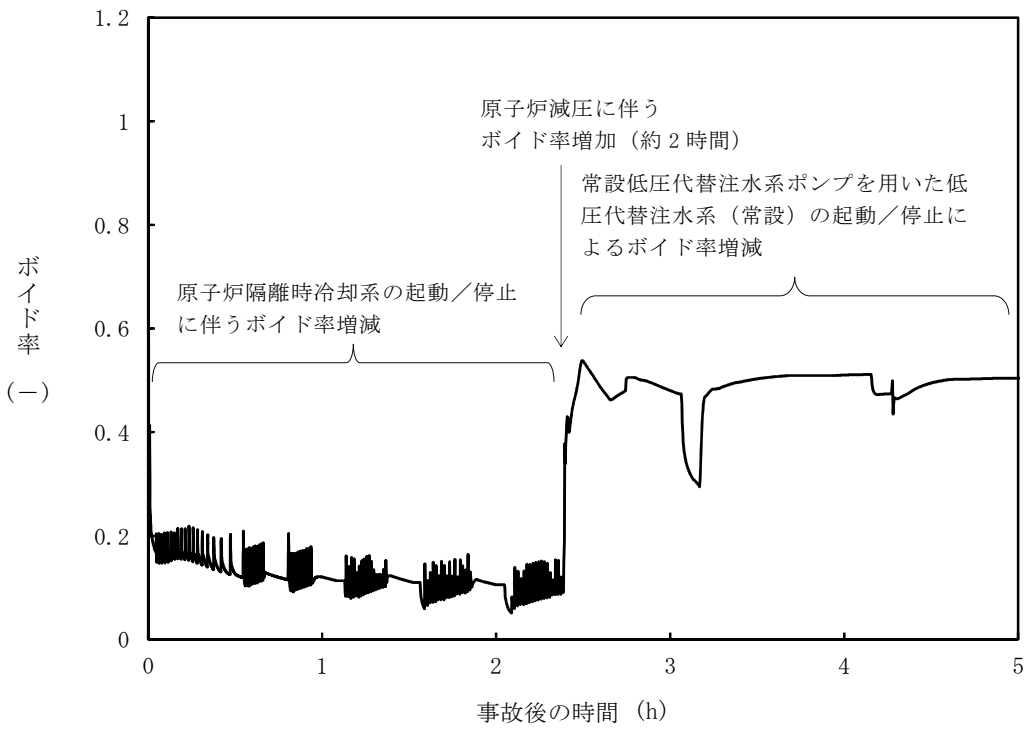
第 2.4.1-9 図 燃料被覆管温度の推移



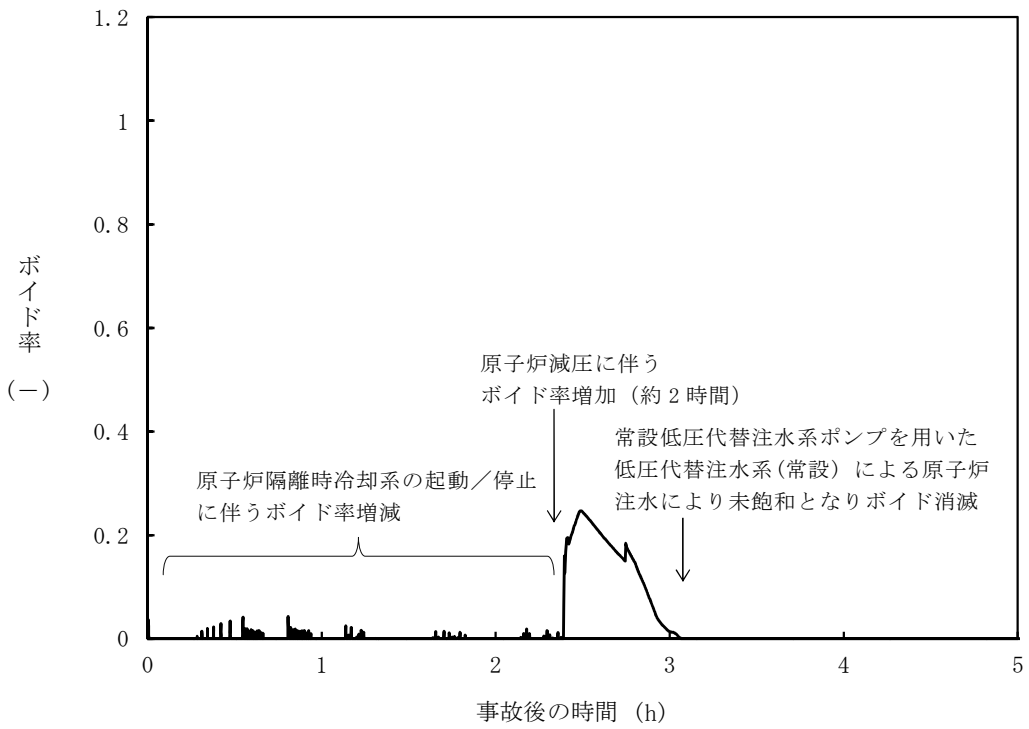
第 2.4.1-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



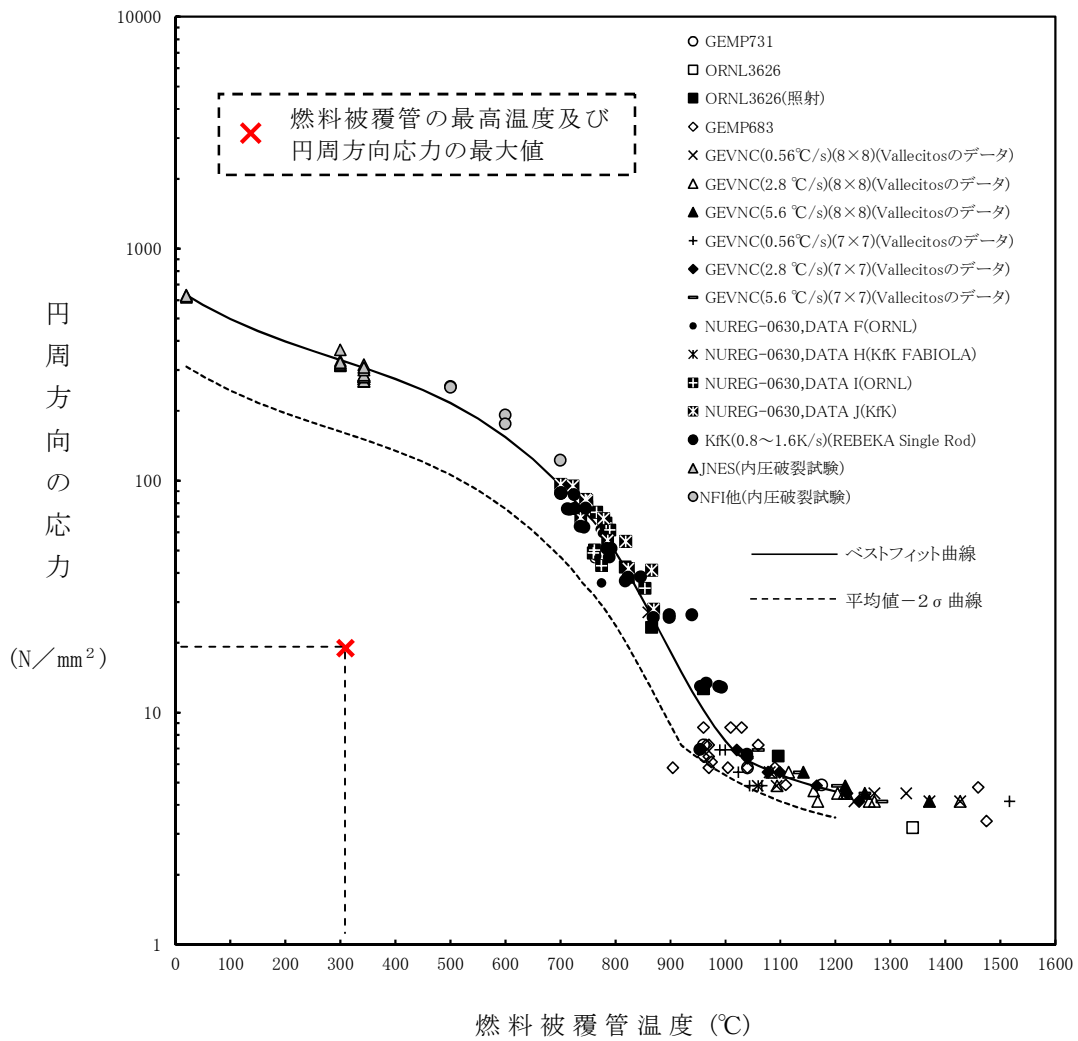
第 2.4.1-11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



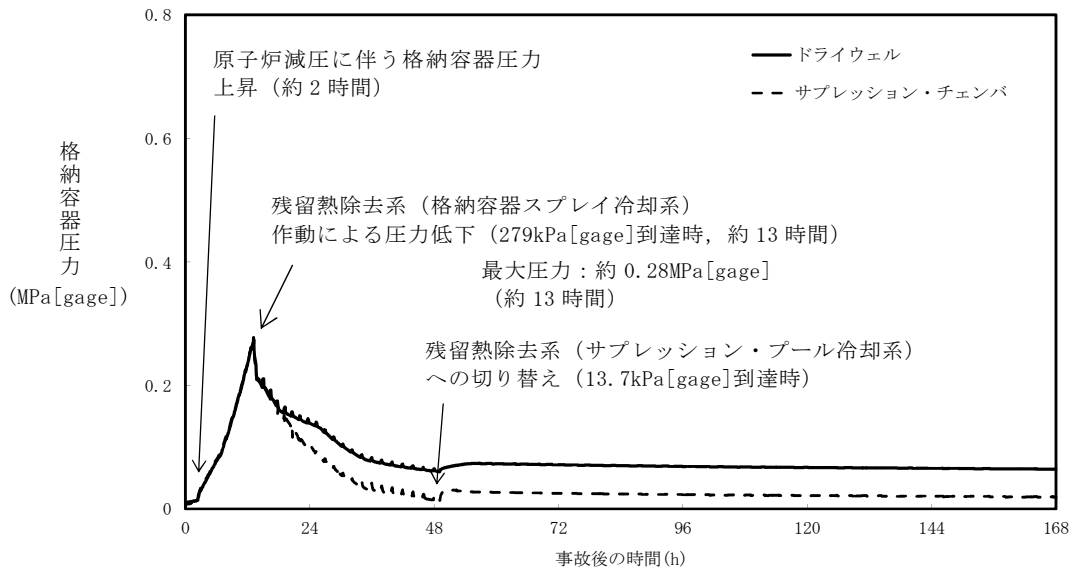
第 2.4.1-12 図 高出力燃料集合体におけるボイド率の推移



第 2.4.1-13 図 炉心下部プレナムにおけるボイド率の推移

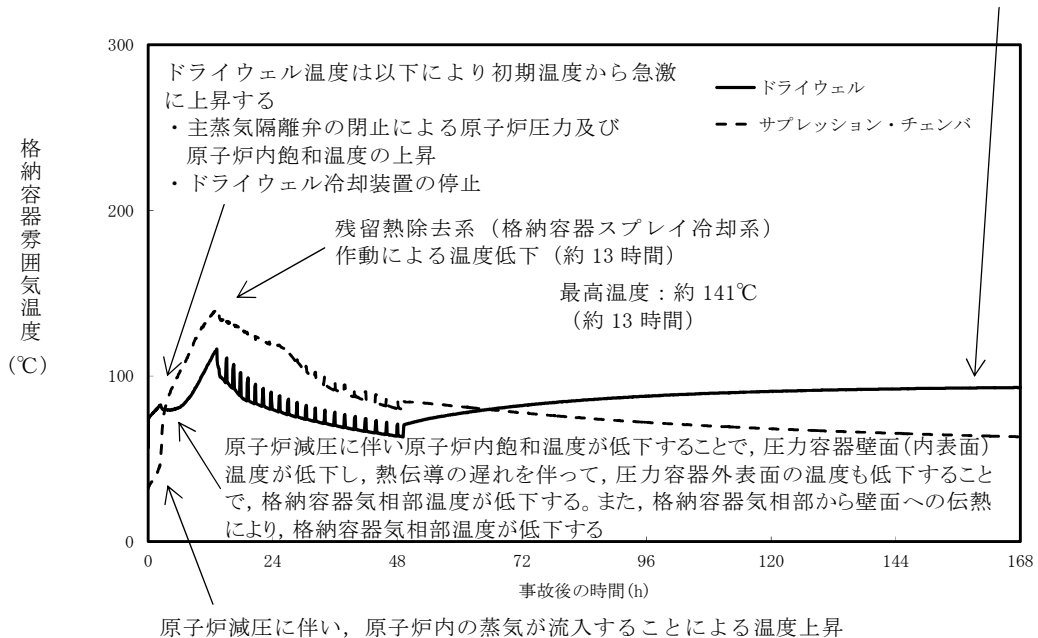


第 2.4.1-14 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆温度と
燃料被覆管の円周方向の応力の関係

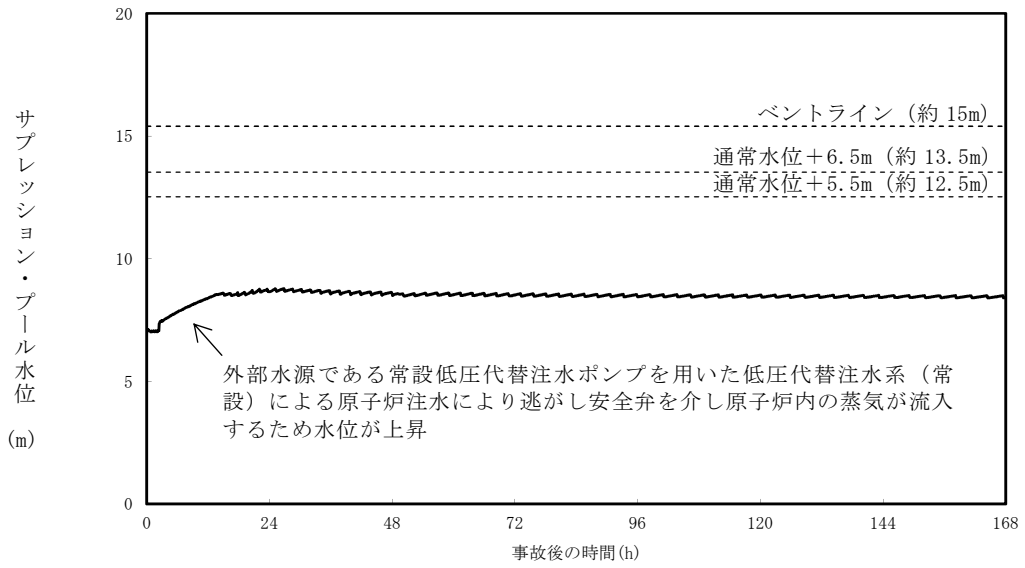


第 2. 4. 1-15 図 格納容器圧力の推移

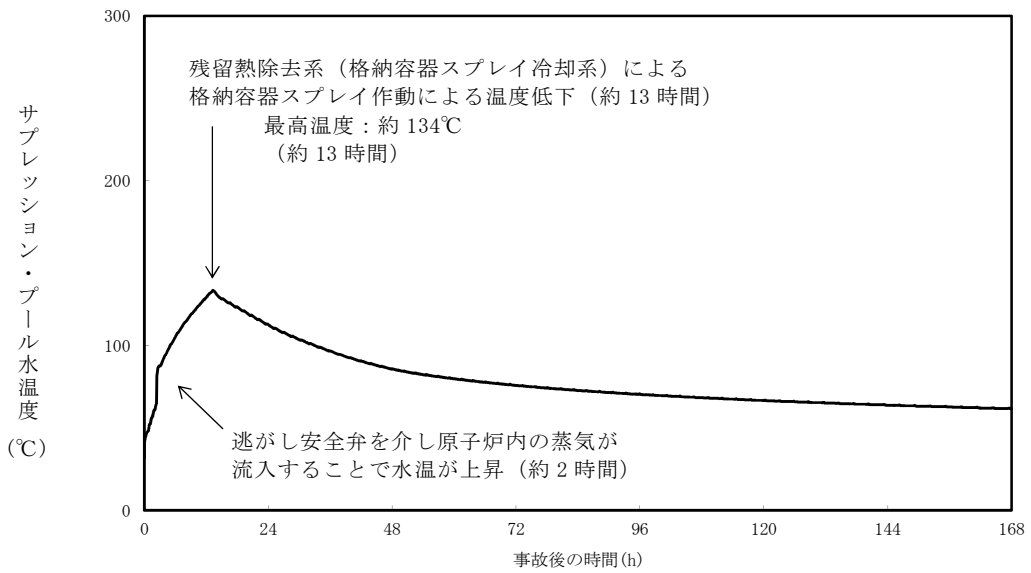
残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) への切替後, 原子炉圧力容器からの放熱の影響により上昇傾向となるが, 原子炉減圧後の原子炉圧力容器温度より若干低い温度 (100℃程度) で平衡状態となる



第 2. 4. 1-16 図 格納容器雰囲気温度の推移



第 2.4.1-17 図 サプレッション・プール水位の推移



第 2.4.1-18 図 サプレッション・プール水温度の推移

安定状態について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の安定状態については、以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた炉心冷却が維持可能であり、また、冷却のための設備がその後も機能維持でき、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定停止状態が確立されたものとする。

格納容器安定状態：炉心冷却が維持された後に、設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱により格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。サプレッション・プール熱容量制限に到達後、原子炉を減圧し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施することで、引き続き炉心の冷却は維持され、原子炉安定停止状態が確立される。

格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し、緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定*又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は150℃を下回るとともに、ドライウエル雰囲気温度は、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく、格納容器安定状態が確立される。

また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

(※) 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）に切り替えると、原子炉圧力容器からの放熱の影響によりドライウエル雰囲気温度はわずかに上昇傾向となる。ただし、残留熱除去系による格納容器除熱は確立しており、長期的には減圧後の原子炉圧力容器温度（100℃程度）より若干低い温度で平衡状態となることから、この状態も含め安定傾向とする。

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。
また、残留熱除去系の機能を維持し炉心冷却及び除熱を継続することで、安定状態の維持が可能となる。

(添付資料 2.1.2 別紙1)

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（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

第 1-1 表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響
(S A F E R) (1/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	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
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。 最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、気液熱非平衡	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさと相まってコード全体として、スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価する。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは+20℃～+40℃程度である。	解析コードは、実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで、燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし、炉心部の冠水が維持される本事故シーケンスでは、この影響は小さいと考えられる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって、ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	有効性評価解析では炉心の冷却は維持され、燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから、燃料被覆管の破裂判定の不確かさが運転員等操作に与える影響はない。	有効性評価解析では炉心の冷却は維持され、燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから、燃料被覆管の破裂判定の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第 1-2 表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (S A F E R) (2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	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
炉心	沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重畳する水位振動成分を除いて、実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは+20℃～+40℃程度である。また、原子炉圧力の評価において、ROSA-III では、2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し、LPCS スプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、低圧代替注水系を注水手段として用いる本事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから、運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	解析コードは、燃料被覆管温度に対して、解析結果に重畳する水位振動に伴う燃料棒冷却の不確かさの影響を考慮すると 20℃～40℃程度低めに評価する可能性があるが、有効性評価解析では原子炉水位が燃料有効長頂部を下回ることがなく、炉心露出後の再冠水過程で現れる解析結果に重畳する水位振動成分を考慮する必要がないため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプスト水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ECCS 注水（給水系・代替注水系含む。）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

添付 2.4.1.2-2

第 1-2 表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (MAAP)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	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
炉心	崩壊熱	炉心モデル (原子炉出力及び崩壊熱)	入力値に含まれる。保守的な崩壊熱を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
圧力容器 原子炉	ECCS 注水 (給水系・代替注水設備含む)	安全系モデル (非常用炉心冷却系)	入力値に含まれる。保守的な注水特性を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル (格納容器の熱水力モデル)	HDR 実験解析では、格納容器圧力及び雰囲気温度について、温度成層化を含めて傾向をよく再現できることを確認した。格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データとよく一致することを確認した。格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析では、格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データとよく一致することを確認した。	解析コードは、HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている残留熱除去系による格納容器除熱に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析において格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている残留熱除去系による格納容器除熱に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレー冷却				
サブプレッション・プールの冷却	安全系モデル (非常用炉心冷却系)	入力値に含まれる。ポンプ流量及び除熱量は、設計値に基づき与えられており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (1/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	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
	解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	約 3,279MW～ 約 3,293MW (実績値)	定格熱出力を設定	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力 (压力容器ドーム部)	6.93MPa[gage]	約 6.91MPa[gage]～ 約 6.94MPa[gage] (実績値)	定格圧力を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート 下端から+126cm)	通常運転水位 (セパレータスカート 下端から約+122cm ～約+132cm) (実績値)	通常運転水位を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下(レベル2)までの原子炉水位の低下量は約2mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は約40mmであり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	炉心流量	48,300t/h (定格流量(100%流量))	定格流量の 約86%～約104% (実績値)	定格流量を設定	最確条件とした場合には、炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが、事象初期において原子炉がスクラムするとともに、再循環ポンプがトリップするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	燃料	9×9燃料 (A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定	最確条件とした場合には、9×9燃料(A型)及び9×9燃料(B型)の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが、両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから、事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	約 33 kW/m～ 約 41kW/m (実績値)	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となる このため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため、燃料被覆管温度上昇が緩和されるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

添付2.4.1.2-4

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (2/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	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	
	解析条件	最確条件				
初期条件	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33Gwd/t	約 2.2kPa [gage] ~ 約 4.7kPa [gage] (実績値)	崩壊熱が大きい方が、原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となる。このため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1サイクルの運転期間(13ヶ月)に調整運転期間(1ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなる。このため、燃料からの発熱が小さくなり、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下並びに格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。	
	格納容器圧力	5kPa [gage]	約 25℃ ~ 約 58℃ (実績値)	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなる。このため、格納容器圧力が低めに推移することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	
	ドライウェル雰囲気温度	57℃	約 25 ~ 58℃ (実績値)	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ドライウェル雰囲気温度は、格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となることから、初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ドライウェル雰囲気温度は、格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となることから、初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器体積 (ドライウェル)	5,700m ³	5,700m ³ (設計値)	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器体積 (ウェットウェル)	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	空間部： 約 4,092m ³ ~ 約 4,058m ³ 液相部： 約 3,308m ³ ~ 約 3,342m ³ (実績値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には、格納容器体積(ウェットウェル)の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プールの水量は、3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m ³ であり、その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、格納容器体積(ウェットウェル)の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プールの水量は、3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m ³ であり、その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サブプレッション・プール水位	6.983m (通常運転水位 -4.7cm)	7.000m ~ 7.070m (実績値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には、サブプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プール水位が 6.983m の時の水量は 3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎ (0.087m) による水量変化は約 42m ³ であり、その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、サブプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プール水位が 6.983m の時の水量は 3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎ (0.087m) による水量変化は約 42m ³ であり、その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サブプレッション・プール水温度	32℃	約 15℃ ~ 約 32℃ (実績値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなるため、サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため、格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなるため、サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (3/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	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	
	解析条件	最確条件				
初期条件	ベント管 真空破壊装置 作動差圧	作動差圧：3.45kPa (ドライウエルーサ プレッション・チェン バ間差圧)	作動差圧：3.45kPa (ドライウエルーサ プレッション・チェン バ間差圧) (設計値)	設計値を設定	解析条件と最確条件は同等であることから、事象進展に 影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同等であることから、事象進展に影 響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はな い。
	外部水源の容量	約 8,600m ³	約 8,600m ³ 以上 (西側淡水貯水設備 +代替淡水貯槽)	西側淡水貯水設備及び代替淡水貯 槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必 要な容量を備えており、水源は枯渇しないことから運転 員等操作時間に与える影響はない。	—
	燃料の容量	約 1,010kL	約 1,010kL以上 (軽油貯蔵タンク+ 可搬型設備用軽油タ ンク)	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用 軽油タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必 要な容量を備えており、燃料は枯渇しないことから運転 員等操作時間に与える影響はない。	—
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	—	運転時の異常な過渡変化の中で、原 子炉水位の急速な低下に伴い、原子 炉スクラム、主蒸気隔離弁の閉止等 が発生するため、事象発生後の状況 判断における余裕時間の観点で厳 しい給水流量の全喪失を設定	—	—
	安全機能の喪失 に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	—	取水機能の喪失による崩壊熱除去 機能喪失を設定	—	—
	外部電源	外部電源あり	—	原子炉スクラムが原子炉水位低(レ ベル3)信号にて発生し、再循環ポン プトリップは、原子炉水位異常低 下(レベル2)信号にて発信するた め、原子炉水位の低下が大きくな り、事象発生後の状況判断における 余裕時間の観点で厳しい外部電源 ありを設定	常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常 設)の起動準備操作並びに緊急用海水系を用いた残留熱 除去系による原子炉注水及び格納容器除熱の時間は、外 部電源がない場合も考慮して設定していることから、運 転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合は、外部電源喪失に伴い原子炉スクラ ム、再循環ポンプトリップ等が発生するため、外部電源が ある場合と比較して原子炉水位の低下は緩和されること から、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくな る。

添付2.4.1.2-6

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (4/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	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	
	解析条件	最確条件				
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間 1.05 秒)	原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間 1.05 秒)	設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号 で閉止	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号 で閉止	設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	A T W S 緩和設備 (代替原子炉再循環ポンプトリップ機能)	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号 で全台トリップ	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号 で全台トリップ	設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	逃がし安全弁	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79MPa [gage] ~ 8.31MPa [gage] 385.2 t/h/個 ~ 410.6 t/h/個	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79MPa [gage] ~ 8.31MPa [gage] 385.2 t/h/個 ~ 410.6 t/h/個 (設計値)	設計値を設定 なお、安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され、原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため、事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては、評価項目に対して厳しい条件となる	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 なお、本事故シーケンスにおいては、高圧注水機能である原子炉隔離時冷却系が自動起動することから、逃がし弁機能に期待した場合でも評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		(原子炉手動減圧操作時) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7弁を開放することによる原子炉減圧	(原子炉手動減圧操作時) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7弁を開放することによる原子炉減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 ・注水流量 : 136.7m ³ /h ・注水圧力 : 1.04MPa [gage] ~ 7.86MPa [gage]	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 ・注水流量 : 136.7m ³ /h ・注水圧力 : 1.04MPa [gage] ~ 7.86MPa [gage]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は、タービン回転数制御により原子炉圧力に依らず一定の流量にて注水する設計となっている	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (5/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	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	
	解析条件	最確条件				
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系 (常設)	(原子炉注水単独時) (2台) ・注水流量: $0\text{m}^3/\text{h} \sim 378\text{m}^3/\text{h}$ ・注水圧力: $0\text{MPa}[\text{dif}] \sim 2.38\text{MPa}[\text{dif}]$	(原子炉注水単独時) (2台) ・注水流量: $0\text{m}^3/\text{h} \sim 378\text{m}^3/\text{h}$ 以上 ・注水圧力: $0\text{MPa}[\text{dif}] \sim 2.38\text{MPa}[\text{dif}]$	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設備設計上の最低要求値である最小流量特性を設定	最確条件とした場合には、注水開始後の原子炉水位の回復がおおむね早くなり、原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、炉心の再冠水が早まることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	残留熱除去系 (低圧注水系)	・注水流量: $0\text{m}^3/\text{h} \sim 1.676\text{m}^3/\text{h}$ ・注水圧力: $0\text{MPa}[\text{dif}] \sim 1.55\text{MPa}[\text{dif}]$	・注水流量: $0\text{m}^3/\text{h} \sim 1.676\text{m}^3/\text{h}$ 以上 ・注水圧力: $0\text{MPa}[\text{dif}] \sim 1.55\text{MPa}[\text{dif}]$	炉心冷却の観点で厳しい設定として、設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、注水開始後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、注水後の調整操作であり、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる
	残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)	スプレイ流量: $1.9 \times 10^3 \text{t}/\text{h}$ (95%:ドライウェル, 5%:サブプレッション・チェンバ)	スプレイ流量: $1.9 \times 10^3 \text{t}/\text{h}$ (95%:ドライウェル, 5%:サブプレッション・チェンバ)	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	緊急用海水系	約 24MW (サブプレッション・プール水温度 100℃, 海水温度 32℃において)	約 24MW 以上 (サブプレッション・プール水温度 100℃, 海水温度 32℃以下において)	熱交換器の設計性能に基づき、残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	最確条件とした場合には、海水温度がおおむね低めとなり除熱性能が向上するため、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなるが、残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)による格納容器除熱後にこれらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、海水温度がおおむね低めとなり除熱性能が向上するため、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

添付 2.4.1.2-8

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（1/2）

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	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	
操作条件	逃がし安全弁（自動減圧機能）の手动操作による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）	サブプレッション・プールの水温度 65℃到達時	運転手順に基づきサブプレッション・プールの熱容量制限を踏まえて設定	<p>【認知】</p> <p>事故時の重要監視パラメータとしてサブプレッション・プール水温を継続監視しており、また、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手动操作による原子炉減圧の操作実施基準（サブプレッション・プール水温度 65℃）に到達するのは事象発生約2時間後であり、比較的緩やかなパラメータ変化であることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】</p> <p>中央制御室での操作のみであり、当直運転員は中央制御室に常駐していることから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手动操作による原子炉減圧として余裕時間を含めて1分を設定している。中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり、操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>他の並列操作はなく、他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。	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、評価項目に与える影響はない。解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより、操作開始時間が遅くなる場合でも、パラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、事象進展に変わりがないことから、操作開始が遅くなることにより評価項目となるパラメータに与える影響はない。	原子炉隔離時冷却系による注水継続が可能な時間内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり、事象発生から少なくとも8時間程度の操作時間余裕が確保されている。	中央制御室における操作のため、シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。訓練での操作時間は約1分。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。

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (2/2)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	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
<p>操作条件</p> <p>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）格納容器除熱操作</p>	<p>格納容器圧力 279kPa[gage] 到達時</p>	<p>実際には緊急用海水系の準備が完了した時点のパラメータにより、サブプレッション・プール冷却運転等を開始するが、評価上は、操作余裕時間を確認する観点で、格納容器圧力が代替格納容器スプレイの実施基準である 279kPa[gage]に到達した時点で開始するものと設定</p>	<p>【認知】 事故時には重要監視パラメータであるサブプレッション・チェンバ圧力を継続監視しており、また、格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力 279kPa[gage]）に到達するのは事象発生約 13 時間後であり、比較的緩やかなパラメータ変化であることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、当直運転員は中央制御室に常駐していることから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり、緩やかな圧力上昇に対して操作所要時間は十分に短く、操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉水位の調整操作を並列して実施する可能性があるが、異なる当直運転員による対応が可能であることから、他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	<p>左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響として、操作開始時間は余裕時間を確認する観点で遅めの時間を設定しており、実態の操作開始時間は格納容器圧力 245kPa[gage] 到達時であることから、解析上の設定よりも早まる場合がある原子炉水位の調整操作とは同一の制御盤による対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。</p> <p>本操作は、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、操作開始時間が遅くなる可能性があるが、並列して実施する場合は原子炉水位の調整操作とは同一の制御盤による対応が可能であることから、この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、評価項目に与える影響はない。</p> <p>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、操作開始時間が遅くなる場合でも、パラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから、操作開始が遅くなることにより評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱及び原子炉注水操作は、事象発生の約 13 時間後に実施するものであり準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p>	<p>中央制御室における操作のため、シミュレータ（模擬操作含む）にて訓練実績を取得。訓練では、格納容器圧力 279kPa[gage] 到達時に、残留熱除去系による格納容器スプレイを実施し、操作時間は約 6 分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。</p>

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

1. はじめに

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」においては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源ありを想定している。

外部電源がない場合は、取水機能喪失により非常用ディーゼル発電機の冷却水の冷却手段が喪失することから全交流動力電源喪失となるが、本事故シーケンスグループの有効性評価では外部電源がない場合も考慮して運転員等操作時間を設定していることから、対応手順や運転員等操作時間に与える影響はない。しかしながら、実際には、冷却水の冷却手段を喪失した場合でも、非常用ディーゼル発電機は起動可能であり、一定時間の電源供給が行われると考えられることから、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による給電の影響について

外部電源喪失時に取水機能が喪失した場合、冷却水の供給手段が喪失した状態で非常用ディーゼル発電機が自動起動することで、全交流動力電源喪失は回避される。その後、原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し、保有水量が減少することで原子炉水位は低下する。原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点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、原子炉水位が維持される。

この際、自動起動した非常用ディーゼル発電機は、冷却水の供給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、インターロックにより停止する。非常用ディーゼル発電機が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、非常用ディーゼル発電機の機能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が起動することによって、待機中の機器が自動起動するが、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は自動起動するが、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がインターロックにより自動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、対応手順に影響を及ぼすことはない。

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))

1. 水源に関する評価

① 淡水源 (有効水量)

・代替淡水貯槽 : 4,300m³

2. 水使用パターン

① 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水

サプレッション・プール水温が 65℃に到達する事象発生約 2 時間後, 代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を実施する。

炉心冠水後は, 原子炉水位高 (レベル 8) 設定点から原子炉水位低 (レベル 3) 設定点の範囲で注水する。

格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達する事象発生約 13 時間後, 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を停止する。

3. 時間評価

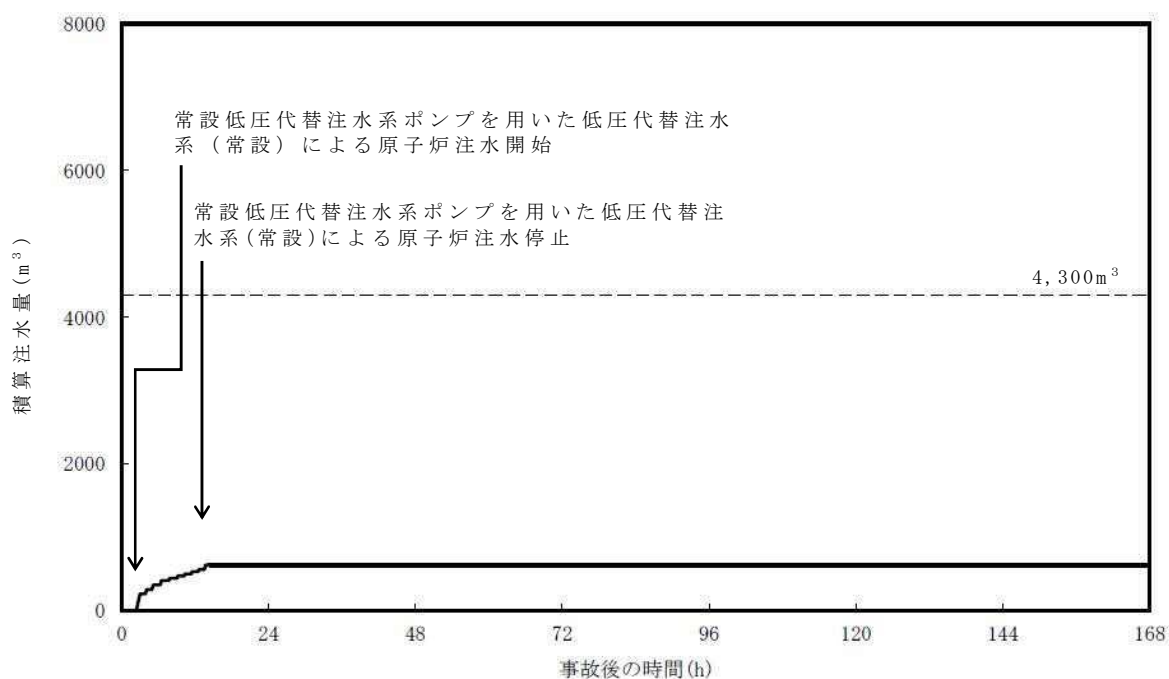
事象発生から常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水が開始されるまでは, 原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため, 代替淡水貯槽の水量は減少しない。

事象発生約 2 時間以降は, 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低

圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施するため、代替淡水貯槽の水量は減少する。

格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達する事象発生約 13 時間までに残留熱除去系による原子炉注水等を実施し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止するため、代替淡水貯槽の水量の減少は停止する。

この間の代替淡水貯槽の使用水量は合計約 620m³である。



第 1 図 外部水源による積算注水量

（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

4. 水源評価結果

時間評価の結果から、7 日間の対応において合計約 620m³の水が必要となるが、代替淡水貯槽に 4,300m³の水を保有することから必要水量を確保している。このため、安定して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

(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))

保守的に全ての設備が、事象発生直後から 7 日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置 5 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $420.0\text{L/h}(\text{燃料消費率}) \times 168\text{h}(\text{運転時間}) \times 5\text{台}(\text{運転台数})$ =約 352.8kL	7 日間の 軽油消費量 約 352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり, 7 日間対応可能

常設代替交流電源設備の負荷

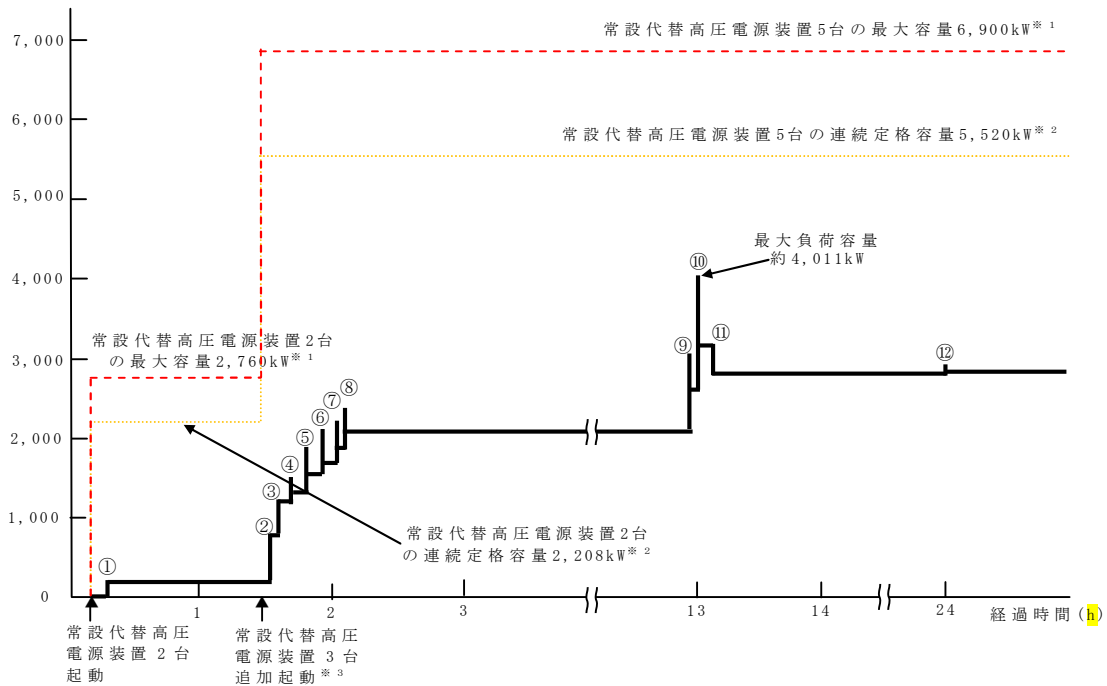
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))

主要負荷リスト

【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他負荷	約120 約84	約252	約204
②	非常用母線2C自動起動負荷 ・直流125V充電器A ・非常用照明 ・120V A C 計装用電源2A ・その他負荷	約79 約108 約134 約248	約786	約773
③	非常用母線2D自動起動負荷 ・直流125V充電器B ・非常用照明 ・120V A C 計装用電源2B ・その他負荷	約60 約86 約134 約135	約1,193	約1,188
④	非常用ガス再循環系排風機 非常用ガス処理系排風機 その他負荷 停止負荷	約55 約8 約95 約-52	約1,482	約1,294
⑤	中央制御室換気系空気調和機ファン 中央制御室換気系フィルタ系ファン その他負荷	約45 約8 約183	約1,871	約1,530
⑥	蓄電池室排気ファン その他負荷	約8 約154	約2,084	約1,692
⑦	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約2,177	約1,882
⑧	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約2,367	約2,072
⑨	緊急用海水ポンプ その他	約510 約4	約3,054	約2,586
⑩	残留熱除去系ポンプ その他負荷	約584 約3	約4,011	約3,173
⑪	停止負荷 常設低圧代替注水系ポンプ2台	約-380	—	約2,793
⑫	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約2,902	約2,823

負荷容量 (kW)



※1 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量 (1,380kW×運転台数=最大容量)
 ※2 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の80%の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)
 ※3 非常用母線の負荷への給電に伴い、負荷容量が増加するため、常設代替高圧電源装置を3台追加起動する

2.4.2 残留熱除去系が故障した場合

2.4.2.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスとしては、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋RHR失敗」，②「過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋RHR失敗」，③「外部電源喪失＋DG失敗（HPCS成功）」，④「外部電源喪失＋DG失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（HPCS成功）」，⑤「外部電源喪失＋直流電源喪失（HPCS成功）」，⑥「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋RHR失敗」，⑦「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋RHR失敗」，⑧「サポート系喪失（自動停止）＋RHR失敗」，⑨「サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋RHR失敗」，⑩「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋DG失敗（HPCS成功）」，⑪「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋DG失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（HPCS成功）」，⑫「中小破断LOCA＋RHR失敗」及び⑬「大破断LOCA＋RHR失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」は，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故の発生後，高圧注水機能等により炉心冷却には成功するが，残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，炉心の崩壊熱により発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器に流入し格納容器圧力が上昇することで，緩和措置が取られない場合には，炉心損傷より先に格納容器

破損に至る。これに伴い炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下が継続し、炉心が露出することで、炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループのうち残留熱除去系が故障した場合については、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が失われたことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、残留熱除去系の有する格納容器除熱機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により、本事故シーケンスグループのうち残留熱除去系が故障した場合については、原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することにより炉心損傷の防止を図るとともに、格納容器内の冷却を行い、代替の残留熱除去機能を用いて最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」のうち残留熱除去系が故障した場合において、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱手段を整備する。

対策の概略系統図を第 2.4.2-1 図に、対応手順の概要を第 2.4.2-2 図に示すとともに、対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における手順と設備との関係を第 2.4.2-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、必要な要員は災害対策要員（初動）19 名及び事象発生から 2 時間以降に期待する参集要員 5 名である。

災害対策要員（初動）の内訳は、当直発電長 1 名、当直副発電長 1 名、運転操作対応を行う当直運転員 5 名、指揮、通報連絡を行う災害対策要員（指揮者等）4 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員 8 名である。

参集要員の内訳は、燃料給油操作を行う重大事故等対応要員 2 名、現場手動による格納容器ベント操作を行う重大事故等対応要員 3 名である。

必要な要員と作業項目について第 2.4.2-3 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、災害対策要員（初動）19 名及び参集要員 5 名で対処可能である。

a. 原子炉スクラムの確認

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装等である。

b. 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達した時点で高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。また、主蒸気隔離弁が閉止し、逃がし安全弁（安全弁機能）により原子炉圧力が制御さ

れるとともに、再循環ポンプがトリップしたことを確認する。

高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域，燃料域），原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

外部電源が喪失している場合は，ディーゼル発電機が自動起動し，非常用母線が受電される。

c．原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）

原子炉水位回復後は，原子炉水位を監視しつつ，原子炉隔離時冷却系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。また，原子炉隔離時冷却系により原子炉水位の維持が可能な場合は，高圧炉心スプレイ系による原子炉注水を停止する。

原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域）等である。

d．崩壊熱除去機能喪失の確認

サプレッション・プール水温度が32℃に到達したことを確認し，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作を試みるが，残留熱除去系の起動に失敗したことを確認し，崩壊熱除去機能喪失を確認する。

崩壊熱除去機能喪失の確認に必要な計装設備は，残留熱除去系ポンプ吐出圧力等である。

e．残留熱除去系の回復操作

崩壊熱除去機能喪失の確認後，残留熱除去系の機能回復操作を実施する。

f．常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操

作

崩壊熱除去機能喪失の確認後、低圧で注水可能な系統[※]として、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作に必要な計装設備は、常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力である。

外部電源が喪失している場合は、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置を起動し、緊急用母線を受電する。

緊急用母線を受電に必要な計装設備は、緊急用M/C電圧である。

※ 本事故シーケンスでは、低圧で注水可能な系統として、自動起動した高圧炉心スプレイ系若しくは低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）C系の手動起動に期待することも可能であるが、原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で、注水流量の小さい常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）に期待した評価としている。

g. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作の完了後、サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は65℃）に到達したことを確認し、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）の7弁を手動開放し、原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に必要な計装設備は、原子炉圧力等である。

h. 原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））

逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作により、原子炉圧力が常設低圧代替注水系ポンプの吐出圧力を下回ると、原子炉

注水が開始され、原子炉水位が回復することを確認する。また、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）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作(低圧代替注水系(常設))に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域，燃料域）等である。

i. 代替循環冷却系の起動操作

海水系による冷却水供給が確保された時点で中央制御室からの遠隔操作により、代替循環冷却系を起動し、原子炉注水を実施する。また、格納容器圧力が 245kPa[gage]に到達した場合は、中央制御室からの遠隔操作により、代替循環冷却系による格納容器除熱を実施する。なお、代替循環冷却系の起動操作は解析上考慮しない。

代替循環冷却系の起動操作に必要な計装設備は、代替循環冷却系格納容器スプレイ流量等である。

j. 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作

崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に近接した場合は、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。また、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続する。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作に必要な計装設備は、ドライウェル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、低圧代替注水系格納容器スプレイ流量、サブプレッション・プール水位等である。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に伴い、サブレーション・プール水位は徐々に上昇する。サブレーション・プール水位が、通常水位+5.5mに到達した場合、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の準備として、中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作を実施する。さらに、サブレーション・プール水位が、通常水位+6.5mに到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。

k. 格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブレーション・チェンバ側）

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止後、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作に備え炉心損傷が発生していないことを確認する。また、格納容器減圧及び除熱操作前に、原子炉満水操作として、原子炉水位を可能な限り高く維持することで、格納容器への放熱を抑制し、格納容器圧力の上昇を緩和する。なお、原子炉満水操作は、解析上考慮しない。

格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁を全開としサブレーション・チェンバ側から格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作を実施する。

なお、格納容器圧力逃がし装置が使用できない場合には、耐圧強化ベント系による格納容器減圧及び除熱が可能である。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作に必要な計

装設備は、ドライウェル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、格納容器雰囲気放射線モニタ(D/W)、格納容器雰囲気放射線モニタ(S/C)等である。

また、サブプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置のベントラインが水没しないことを確認する。

サブプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・プール水位等である。

l. 可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作

水源補給のための可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等を実施し、代替淡水貯槽の残量に応じて、可搬型代替注水中型ポンプにより西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽へ水源補給操作を実施する。

可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作に必要な計装設備は、代替淡水貯槽水位である。

m. タンクローリによる燃料給油操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。

n. 使用済燃料プールの冷却

代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。

以降、炉心冷却は常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水により継続的に実施し、格納容器減圧及び除熱は格納容器圧力逃がし装置により継続的に実施する。

2.4.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位の急速な低下に伴い、原子炉スクラム、高圧注水機能の自動起動、主蒸気隔離弁の閉止等が発生するため、事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁により原子炉圧力が高圧状態に制御される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋RHR失敗」である。

本事故シーケンスグループは、LOCAを起因事象とする事故シーケンスも含め、高圧炉心スプレイ系等に期待できる場合には、炉心冷却に成功する。また、中長期的な格納容器の過圧・過温の観点では、崩壊熱が支配要因となることからLOCAも過渡事象も同等となり、崩壊熱除去機能喪失に対する重大事故等対策にも違いはない。このため、代表性の観点で炉心損傷頻度の高い事故シーケンスを重要事故シーケンスとしている。なお、LOCA時注水機能喪失及び雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）にて、LOCAに加えて崩壊熱除去機能が喪失した場合の重大事故等対策の有効性を確認している。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、気液熱非平衡及び三次元効果、原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流）、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及びECCS注水（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動、気液界面の熱伝達、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要

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長期間熱水力過渡変化解析コード S A F E R 及びシビアアクシデント総合解析コード M A A P により、原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお、本有効性評価では、S A F E R コードによる燃料被覆管温度の評価結果は、ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから、燃料被覆管温度が高温となる領域において、燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度を S A F E R コードよりも低めに評価する C H A S T E コードは使用しない。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける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を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2.4.2-2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要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、給水流量の全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

残留熱除去系の故障等により、崩壊熱除去機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて発生する。このため、原子炉水位の低下が大きくなり、炉心の冷却の観点で厳しくなる。

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

原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

(b) 主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は、原子炉水位異常低下（レベル2）信号により閉止するものとする。

(c) A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）

A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）は、原子炉水位異常低下（レベル2）信号により再循環ポンプを全台トリップさせるものとする。

(d) 逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また、手動操作による原子炉減圧には、逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を使用するものとし、容量として、1弁当たり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。

(e) 高圧炉心スプレイ系

原子炉水位異常低下（レベル2）信号により自動起動し、最小流量特性（ $0\text{m}^3/\text{h}\sim 1,419\text{m}^3/\text{h}$ 、注水圧力： $0\text{MPa}[\text{dif}]^*\sim 7.65\text{MPa}[\text{dif}]$ ）の流量で原子炉へ注水するものとする。また、原子炉水位が原子炉水

位高（レベル 8）設定点まで回復し、原子炉隔離時冷却系のみにより原子炉水位の維持が可能な場合は、注水を停止する。

※ MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(f) 原子炉隔離時冷却系

原子炉水位異常低下（レベル 2）信号により自動起動し、 $136.7\text{m}^3/\text{h}$ （原子炉圧力 $1.04\text{MPa}[\text{gage}] \sim 7.86\text{MPa}[\text{gage}]$ において）の流量で原子炉へ注水するものとする。また、原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持し、原子炉減圧時の常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧操作と同時に注水を停止する。

(g) 低圧代替注水系（常設）

常設低圧代替注水系ポンプ 2 台を使用するものとし、注水流量は、原子炉注水のみを実施する場合、機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量： $0\text{m}^3/\text{h} \sim 378\text{m}^3/\text{h}$ 、注水圧力： $0\text{MPa}[\text{dif}] \sim 2.38\text{MPa}[\text{dif}]$ ）とし、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合、 $230\text{m}^3/\text{h}$ （一定）を用いるものとする。また、原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持する。

(h) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）

常設低圧代替注水系ポンプ 2 台を使用するものとし、スプレイ流量は、運転手順における調整範囲（ $102\text{m}^3/\text{h} \sim 130\text{m}^3/\text{h}$ ）の上限である $130\text{m}^3/\text{h}$ （一定）を用いるものとする。また、格納容器圧力が

217kPa[gage]に到達した場合に停止し、279kPa[gage]に到達した場合に再開する。

(i) 格納容器圧力逃がし装置

格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁を全開とし、格納容器圧力が310kPa[gage]において13.4kg/sの排気流量にて格納容器減圧及び除熱操作を実施するものとする。

なお、耐圧強化ベント系を使用する場合も同様となる。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等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」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

- (a) 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は、運転手順に基づきサブプレッション・プール水温度が65℃に到達した場合に実施する。
- (b) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、格納容器圧力が279kPa[gage]に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5mに到達した場合に停止する。
- (c) 格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作は、格納容器圧力が310kPa[gage]に到達した場合に実施する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内外水位）^{*}、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器

内保有水量の推移を第2.4.2-4図から第2.4.2-8図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.4.2-9図から第2.4.2-14図に、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度、サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.4.2-15図から第2.4.2-18図に示す。

※ 炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し、運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお、シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む水位であることから、原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。

a. 事象進展

給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は低下し、原子炉水位低（レベル3）信号により原子炉がスクラムする。原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点まで低下すると、主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプトリップが発生するとともに、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動することで原子炉水位が維持される。

その後、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動し、事象発生約2時間後にサプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限である65℃に到達した時点で、逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の手動操作による原子炉減圧を実施する。逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動開放による蒸気流出によって原子炉水位が低下するが、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始されることで原子炉水位は回復し、

炉心の冠水は維持される。なお、原子炉隔離時冷却系は、原子炉減圧と同時に停止する想定とする。

高出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い増減する。

また、崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器内で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで、格納容器圧力及び雰囲気温度は上昇する。このため、事象発生の約 13 時間後に格納容器圧力が 279kPa [gage] に到達した時点で、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系（常設）の格納容器冷却を実施することにより、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制される。常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系（常設）による格納容器冷却を実施することでサブプレッション・プール水位は徐々に上昇し、事象発生の約 27 時間後にサブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達した時点でサブプレッション・チェンバ側のベントラインの機能維持のために常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。これにより格納容器圧力及び雰囲気温度は再び上昇傾向に転じ、事象発生の約 28 時間後に格納容器圧力が 310kPa [gage] に到達した時点で格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作を実施することにより、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。なお、格納容器減圧及び除熱実施時のサブプレッション・プール水位は、ベント管真空破壊装置及びサブプレッション・チェンバ側のベントライン設置高さと比較して十分に低く推移するため、これらの設備の機能は維持される。

b. 評価項目等

燃料被覆管温度は、第 2.4.2-9 図に示すとおり、炉心冷却が維持され、初期値（約 309℃）以下にとどまることから、評価項目である 1,200℃を下回る。また、燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、評価項目である 15%を下回る。

原子炉圧力は、第 2.4.2-4 図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、約 7.79MPa[gage]以下に維持される。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても、約 8.09MPa[gage]以下であり、評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器圧力は、第 2.4.2-15 図に示すとおり、崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器内で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって、事象発生後に上昇傾向が継続するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱により低下傾向となる。事象発生後の約 28 時間後に最高値の約 0.31MPa[gage]となるが、格納容器バウンダリにかかる圧力は、評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は、第 2.4.2-16 図に示すとおり、事象発生後の約 28 時間後に最高値の約 143℃となり、以降は低下傾向となっていることから、格納容器バウンダリにかかる温度は、評価項目である 200℃を下回る。

第 2.4.2-5 図に示すように、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレー系及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水状態が維持され、炉心冷却が維持される。また、第 2.4.2-15 図及び第 2.4.2-16 図に示すように、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を継続することで、

高温停止での安定状態が確立する。

格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系による格納容器減圧及び除熱実施時の敷地境界での実効線量は、ベントタイミングに有意な差はないが、原子炉冷却材圧力バウンダリの破断箇所からドライウエルに放出された核分裂生成物がドライウエルベントによりサプレッション・プールでのスクラビング効果による除染を見込まずに環境へ放出される評価としているため、敷地境界外の実効線量が厳しくなる「2.6 LOC A時注水機能喪失」の評価結果である約 $1.6 \times 10^{-1} \text{mSv}$ (格納容器圧力逃がし装置使用時) 及び約 $6.2 \times 10^{-1} \text{mSv}$ (耐圧強化ベント系使用時) 以下となり、5mSv を下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

(添付資料 2.4.2.1)

安定状態が確立した以降は、残留熱除去系を復旧した後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

以上により、本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。

2.4.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲としては、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を評価する。

本重要事故シーケンスでは、原子炉隔離時冷却系等により炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することで格納

容器圧力及び雰囲気温度が上昇するため、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施すること及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を実施することが特徴である。よって、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要事象は、「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」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価の結果を以下に示す。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで、燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって、実際の燃料被

覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はHDR実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却並びに格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作並びに格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(添付資料 2.4.2.2)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高め評価し，有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高め評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし，炉心部の冠水が維持される本事故シーケンスでは，この影響は小さいと考えられる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高く評価することから，実際の燃料被覆管温度は低めとなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はHDR実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWRの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.4.2.2)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第2.4.2-2表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては，設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから，この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について，評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した $44.0\text{kW}/\text{m}$ に対して最確条件は約 $33\text{kW}/\text{m}$ ～約 $41\text{kW}/\text{m}$ であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 $33\text{Gwd}/\text{t}$ に対して最確条件は $33\text{Gwd}/\text{t}$ 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により確保されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これらのパラメータを起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウエル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源ありを想定している。外部電源がない場合でも，非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電され，また，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作時間は，外部電源がない場合も考慮して設定していることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）は，最確条件とした場合はおおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は，解析条件で設定したスプレイ流量（ $130\text{m}^3/\text{h}$ 一定）に対して，最確条件は運転手順における流量調整の範囲（ $102\text{m}^3/\text{h}\sim 130\text{m}^3/\text{h}$ ）となる。最確条件とした場合，サブプレッション・プール水位の上昇が緩和されることから，サブプレッション・プール水位を操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

（添付資料 2.4.2.2）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した $44.0\text{kW}/\text{m}$ に対して最確条件は約 $33\text{kW}/\text{m}$ ～約 $41\text{kW}/\text{m}$ であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 $33\text{GWd}/\text{t}$ に対して最確条件は $33\text{GWd}/\text{t}$ 以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなり、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は緩和される。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウエル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源ありを想定している。外部電源がない場合は、外部電源喪失に伴い原子炉スクラム、再循環ポンプトリップ等が発生するため、外部電源がある場合と比較して原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）は、最確条件とした場合はおおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は、解析条件で設定したスプレイ流量（ $130\text{m}^3/\text{h}$ 一定）に対して、最確条件は運転手順における流量調整の範囲（ $102\text{m}^3/\text{h}\sim 130\text{m}^3/\text{h}$ ）となる。最確条件とした場合でも、スプレイ流量は、格納容器圧力の上昇を抑制可能な範囲で調整し、また、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の停止後に格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施する運転員等操作に変わりはなく、格納容器圧力の最大値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

（添付資料 2.4.2.2）

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）は、解析上の操作開始時間としてサプレッション・プール水温度 65°C 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は、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、操作開始時間が遅くなる可能性があるが、他の操作との重複もないことから、この他の操作に与える影響はない。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として、格納容器圧力 279kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は、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、並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは同一の制御盤による対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作は、解析上の操作開始時間として、格納容器圧力 310kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。仮に中央制御室での遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、75分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。本操作は、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、並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。なお、遠隔操作失敗時に現場操作にて対応する場合にも、異なる要員により対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。

(添付資料 2.4.2.2)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが、この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、事象進展に変わりがないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが、この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが、この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に格納容器ベント時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、75分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。この場合、格納容器圧力は0.31MPa[gage]より若干上昇し、評価項目となるパラメータに影響を及ぼすが、この場合でも0.62MPa[gage]を十分に下回

ると考えられることから、格納容器の健全性の観点からは問題とならない。

(添付資料 2.4.2.2)

(3) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内の操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）は、原子炉隔離時冷却系による注水持続が可能な時間内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり、事象発生から少なくとも 8 時間程度の時間余裕がある。なお、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水を継続することも可能であり、この場合は更に余裕時間がある。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、事象発生の約 13 時間後に実施するものであり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作は、事象発生の約 28 時間後に実施するものであり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。仮に、中央制御室からの遠隔操作に失敗し、現場操作にて格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁の開操作を実施する場合には、格納容器ベント操作の開始が遅れることで、格納容器圧力は 0.31MPa[gage]から上昇するが、格納容器スプレイを停止した時点の格納容器圧力約 0.255MPa[gage]から 0.310MPa[gage]到達までの時間が約 1 時間であることから外挿すると、0.31MPa[gage]から 0.62MPa[gage]に到達するま

で5時間程度の時間余裕があり、現場操作に要する時間は75分程度であることから、時間余裕がある。

(添付資料 2.4.2.2)

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、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を確認した。この結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

2.4.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の残留熱除去系が故障した場合の重大事故等対策に必要な災害対策要員(初動)は、「2.4.2.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり19名であり、災害対策要員(初動)の39名で対処可能である。

また、事象発生2時間以降に必要な参集要員は5名であり、発電所外から2時間以内に参集可能な要員の71名で対処可能である。

(2) 必要な資材の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の残留熱除去系が故障した場合において、必要な水源、燃料及び電源は「6.1(2) 資源の評価条

件」の条件にて評価を行い、以下のとおりである。

a. 水 源

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（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（常設）による格納容器冷却については、7日間の対応を考慮すると、合計約 5,410m³の水が必要となる。

水源として、代替淡水貯槽に 4,300m³及び西側淡水貯水設備に 4,300m³、合計 8,600m³の水を保有しており、可搬型代替注水中型ポンプを用いて、西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給を行うことで、代替淡水貯槽を枯渇させることなく、7日間の対応が可能である。

なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様である。

(添付資料 2.4.2.3)

b. 燃 料

外部電源喪失を想定した場合、事象発生直後から 7日間の非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2台）の運転を想定すると、非常用ディーゼル発電機については約 484.0kL、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機については約 130.3kL、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2台）については約 141.2kL、合計で 755.5kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクには約 800kLの軽油を保有していることから、非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2台）による 7日間の電源供給の継続が可能である。

可搬型代替注水中型ポンプ（1台）による西側淡水貯水設備から代替

淡水貯槽への補給について、事象発生直後から7日間の可搬型代替注水中型ポンプ(1台)の運転を想定すると、約6.0kLの軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクには約210kLの軽油を保有していることから、可搬型代替注水中型ポンプ(1台)による7日間の西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給の継続が可能である。

(添付資料 2.4.2.4)

c. 電 源

外部電源喪失を想定した場合、重大事故等対策時に必要な負荷のうち、非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については、非常用ディーゼル発電機等の容量内に収まることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する負荷については約1,128kWであるが、常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置2台)の連続定格容量は2,208kW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 2.4.2.5)

2.4.2.5 結 論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の残留熱除去系が故障した場合には、炉心冷却には成功するが、崩壊熱除去機能の喪失により炉心損傷より先に格納容器が破損し、これに伴い炉心冷却機能を喪失することにより、原子炉水位が低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の残留熱除去系が故障した場合に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動操

作による原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋RHR失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレー系、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を実施することで、炉心の著しい損傷を防止することができる。

その結果、燃料被覆管最高温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持することができる。

なお、格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は、周辺公衆に対して著しい被ばくのリスクを与えることはない。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響について確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、7日間以上の供給が可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の残留熱除去系が故障した場合において、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の残留熱除去系が故障した場合に対して有効である。

第 2.4.2-1 表 崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）における重大事故等対策について(1/5)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラムの確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉がスクラムしたことを確認する。 	—	—	平均出力領域計装* 起動領域計装*
高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位が，原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達したことを確認する。 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 主蒸気隔離弁が閉止し，逃がし安全弁（安全弁機能）により原子炉圧力が制御されていることを確認する。 再循環ポンプがトリップしたことを確認する。 外部電源が喪失している場合には，非常用ディーゼル発電機等が自動起動し，非常用母線が受電される。 	高圧炉心スプレイ系* 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* 所内常設直流電源設備 サプレッション・プール* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク* 主蒸気隔離弁* A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能） 逃がし安全弁（安全弁機能）*	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域） 高圧炉心スプレイ系系統流量* 原子炉隔離時冷却系系統流量 原子炉圧力* 原子炉圧力（S A）
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	<ul style="list-style-type: none"> 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の起動により，原子炉水位が回復したことを確認する。 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）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間に維持する。 原子炉隔離時冷却系により原子炉水位の維持が可能な場合は，高圧炉心スプレイ系による原子炉注水を停止する。 	高圧炉心スプレイ系* 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* 所内常設直流電源設備 サプレッション・プール* 軽油貯蔵タンク*	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量*

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.4.2-1 表 崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）における重大事故等対策について(2/5)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
崩壊熱除去機能喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> ・サブプレッション・プール水温度が 32℃に到達したことを確認する。 ・残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）によるサブプレッション・プール冷却を試みるが，残留熱除去系の起動に失敗したことを確認する。 ・以上により，崩壊熱除去機能喪失を確認する。 	—	—	サブプレッション・プール水温度* 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*
残留熱除去系の回復操作	<ul style="list-style-type: none"> ・崩壊熱除去機能喪失の確認後，残留熱除去系の機能回復操作を実施する。 	—	—	—
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> ・崩壊熱除去機能喪失の確認後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。 ・外部電源が喪失している場合は，常設代替高圧電源装置を起動し，緊急用母線を受電する。 	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	—	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 緊急用M/C電圧
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作	<ul style="list-style-type: none"> ・サブプレッション・プール水温度がサブプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認する。 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作の完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁の手動開放により，原子炉減圧を実施する。 	逃がし安全弁（自動減圧機能）* 非常用窒素供給系高圧窒素ポンベ* 所内常設直流電源設備	—	サブプレッション・プール水温度* 原子炉圧力* 原子炉圧力（SA）

：有効性評価上考慮しない操作

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.4.2-1 表 崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）における重大事故等対策について(3/5)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作（低压代替注水系（常設））	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉減圧により常設低压代替注水ポンプを用いた低压代替注水系（常設）からの原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。 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）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間に維持する。 	常設低压代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク*	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域） 低压代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位 原子炉隔離時冷却系系統流量*
代替循環冷却系の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> 海水系による冷却水供給が確保された時点で代替循環冷却系を起動し，原子炉注水を実施する。 格納容器圧力が 245kPa [gage] に到達した場合は，代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作を実施する。 	緊急用海水系 代替循環冷却系ポンプ 常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク サプレッション・プール*	—	ドライウェル圧力* サプレッション・チェンバ圧力* 緊急用海水系流量(残留熱除去系熱交換器) 代替循環冷却系流量原子炉注水流量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量

：有効性評価上考慮しない操作

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.4.2-1 表 崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）における重大事故等対策について(4/5)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却 操作	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器圧力が 279kPa[gage]又はドライウエル雰囲気温度がドライウエル設計温度である 171℃に近接したことを確認する。 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作を実施する。 サブプレッション・プール水位が、通常水位+5.5m に到達した時点で、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の準備を実施する。 サブプレッション・プール水位が、通常水位+6.5m に到達した時点で、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。 	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	—	ドライウエル圧力* ドライウエル雰囲気温度* サプレッション・チェンバ圧力* 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 代替淡水貯槽水位 サプレッション・プール水位* 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量
格納容器圧力逃がし装置による格納容器 減圧及び 除熱 操作 （サブプレッション・チェンバ側）	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉満水操作として、原子炉水位を可能な限り高く維持する。 格納容器圧力が 310kPa [gage] に到達したことを確認し、サブプレッション・チェンバ側から格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作を実施する。 なお、格納容器圧力逃がし装置が使用できない場合には、耐圧強化ベント系による格納容器減圧及び除熱操作が可能である。 	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系	—	ドライウエル圧力* サプレッション・チェンバ圧力* サプレッション・プール水位* 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）* 格納容器雰囲気放射線モニタ（S/C）* フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.4.2-1 表 崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）における重大事故等対策について(5/5)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作	<ul style="list-style-type: none"> 水源補給のための可搬型代替注水中型ポンプの移動，ホース敷設等を実施する。 代替淡水貯槽の残量に応じて，可搬型代替注水中型ポンプにより西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽に水源補給操作を実施する。 	代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	代替淡水貯槽水位
タンクローリによる燃料給油操作	<ul style="list-style-type: none"> タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油を実施する。 	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	—
使用済燃料プールの冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> 代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。 	—	—	—

■：有効性評価上考慮しない操作

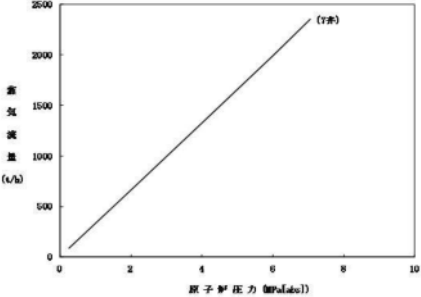
第 2.4.2-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（1/6）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：S A F E R 格納容器側：M A A P	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータ スカート下端から+126 cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300 t / h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃 料	9 × 9 燃料（A型）	9 × 9 燃料（A型）と 9 × 9 燃料（B型）は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9 × 9 燃料（A型）を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW / m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI / ANS-5.1-1979 (燃焼度 33Gwd / t)	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい設定として、通常運転時の管理範囲を考慮した高めの圧力を設定
格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計におけるドライウェル平均温度を設定	

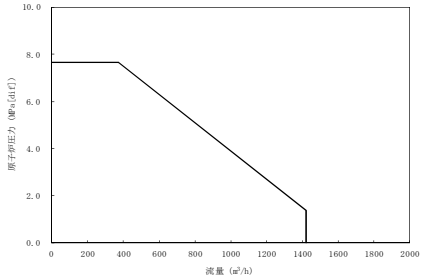
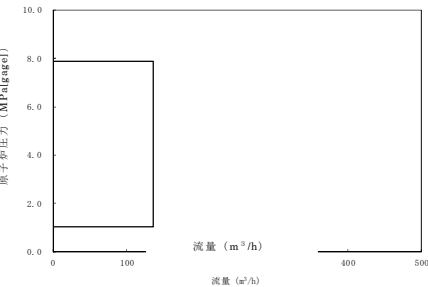
第 2.4.2-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（2/6）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウエル）	5,700m ³	設計値を設定
	格納容器体積 （ウェットウエル）	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール 水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール 水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置 作動差圧	3.45kPa（ドライウエルーサプレ ッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
	外部水源の水温	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉水位の急速な低下に伴い、原子炉スクラム、高圧注水機能の自動起動、主蒸気隔離弁の閉止等が発生するため、事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しい給水流量の全喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系の故障による崩壊熱除去機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップが原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて発信するため、原子炉水位の低下が大きくなり、 炉心の冷却の 観点で厳しくなる外部電源ありを設定

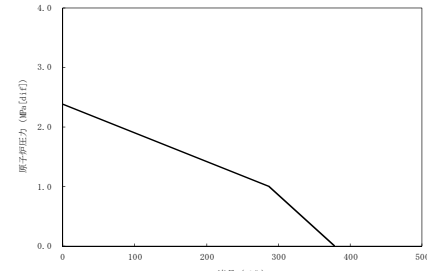
第 2.4.2-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（3/6）

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	原子炉水位低（レベル 3）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	設計値を設定
	主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下（レベル 2）信号で閉止	設計値を設定
	A T W S 緩和設備 （代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下（レベル 2）信号で全台トリップ	設計値を設定
	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa [gage] × 2 個, 385.2t/h/個 8.10MPa [gage] × 4 個, 400.5t/h/個 8.17MPa [gage] × 4 個, 403.9t/h/個 8.24MPa [gage] × 4 個, 407.2t/h/個 8.31MPa [gage] × 4 個, 410.6t/h/個	設計値を設定 なお,安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され,原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため,事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シナリオにおいては,評価項目に対して厳しい条件となる
	逃がし安全弁	（原子炉手動減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放することによる原子炉減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

第 2.4.2-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（4/6）

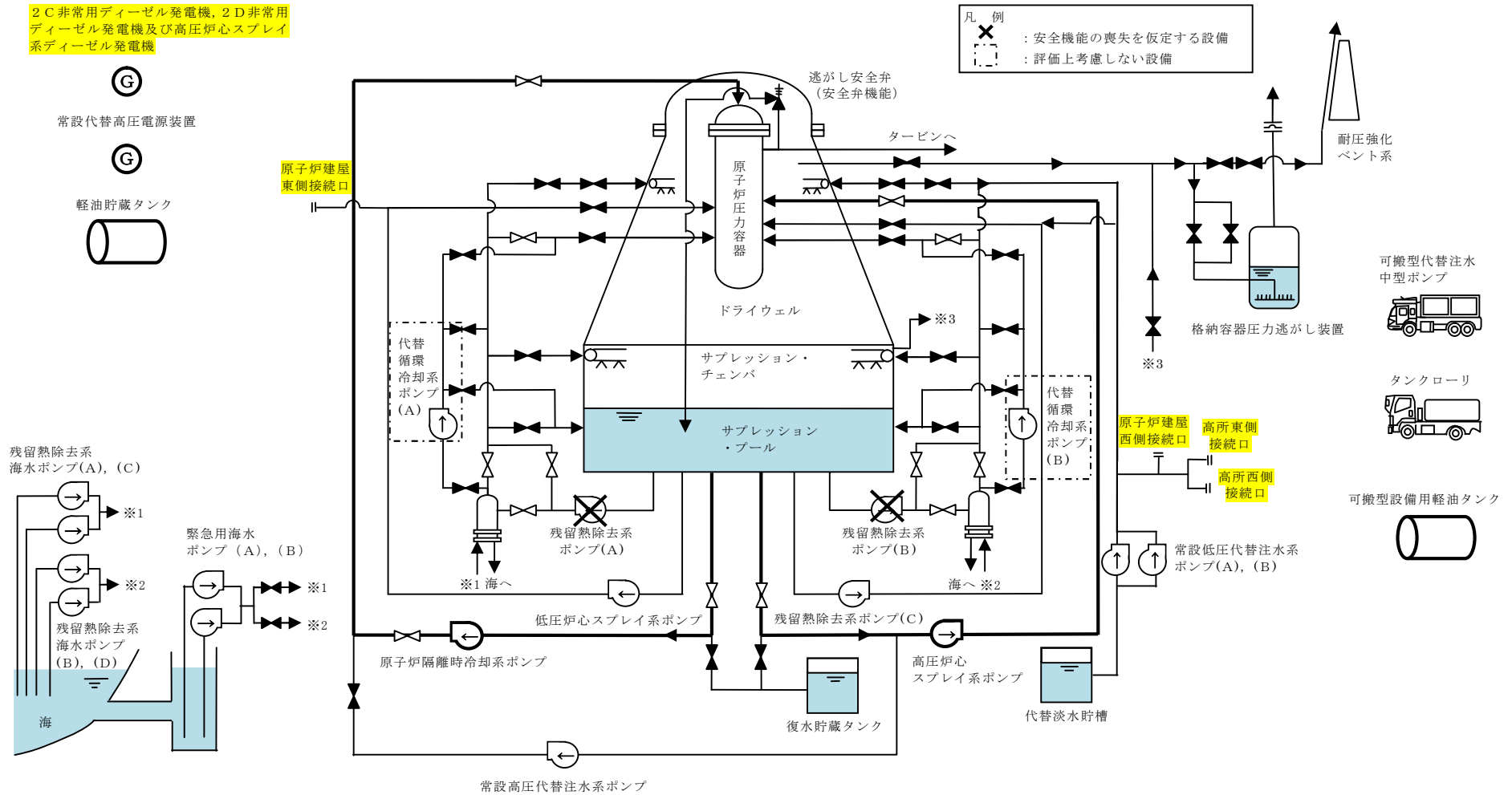
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	<p>高圧炉心スプレイ系</p> <p>原子炉水位異常低下（レベル 2）信号にて自動起動 原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復し、原子炉隔離時冷却系のみにより原子炉水位の維持が可能な場合は注水停止</p> <p>最小流量特性 <ul style="list-style-type: none"> 注水流量：0m³/h～1,419m³/h 注水圧力：0MPa[dif]～7.65MPa[dif] </p>	<p>設計値を設定 機器設計上の最小要求値である最小流量特性を設定</p> 
	<p>原子炉隔離時冷却系</p> <p>原子炉水位異常低下（レベル 2）信号にて自動起動 原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持 原子炉減圧時の常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧操作と同時に注水停止</p> <p> <ul style="list-style-type: none"> 注水流量：136.7m³/h 注水圧力：1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage] </p>	<p>設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は、タービン回転数制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている</p> 

第 2.4.2-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（5/6）

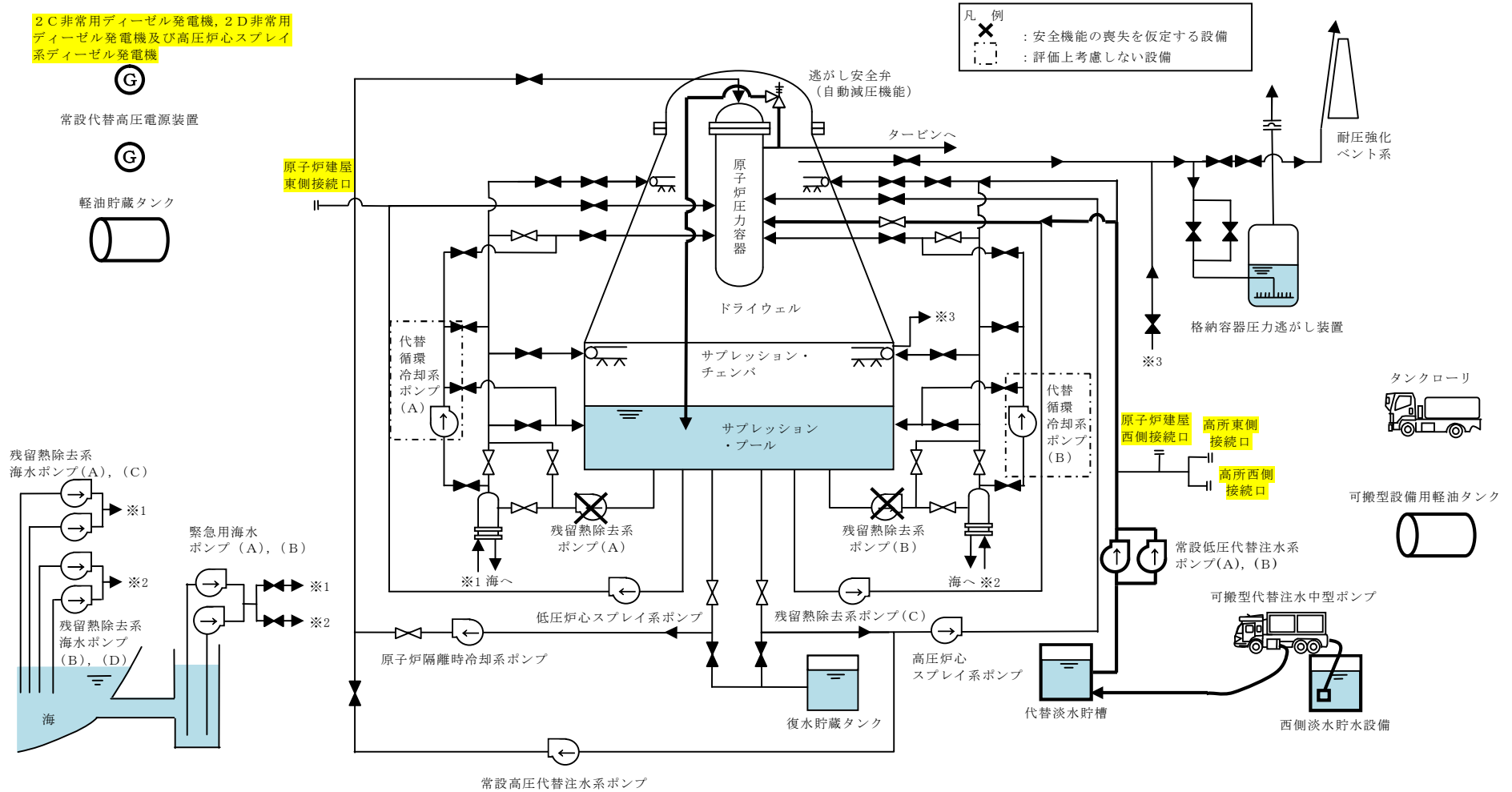
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持 （原子炉注水単独時） 最小流量特性（2 台） ・注水流量：0m ³ /h～378m ³ /h ・注水圧力：0MPa[dif]～2.38MPa[dif]	機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 <常設低圧代替注水系ポンプ 2 台による注水特性> 
		（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：230m ³ /h（一定）	設計に基づき、併用時の注入先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	格納容器圧力が 217kPa[gage]に到達した場合は停止し、279kPa[gage]に到達した場合に再開し、サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5mに到達した場合に停止する。 スプレイ流量：130m ³ /h（一定）	サブプレッション・プール水位の上昇が早くなり、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作までの操作時間余裕の観点で厳しい条件として、運転手順の流量調整範囲（102m ³ /h～130m ³ /h）における上限を設定
	格納容器圧力逃がし装置	排気流量：13.4kg/s （格納容器圧力 310kPa[gage]において）	格納容器減圧特性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定

第 2.4.2-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（6/6）

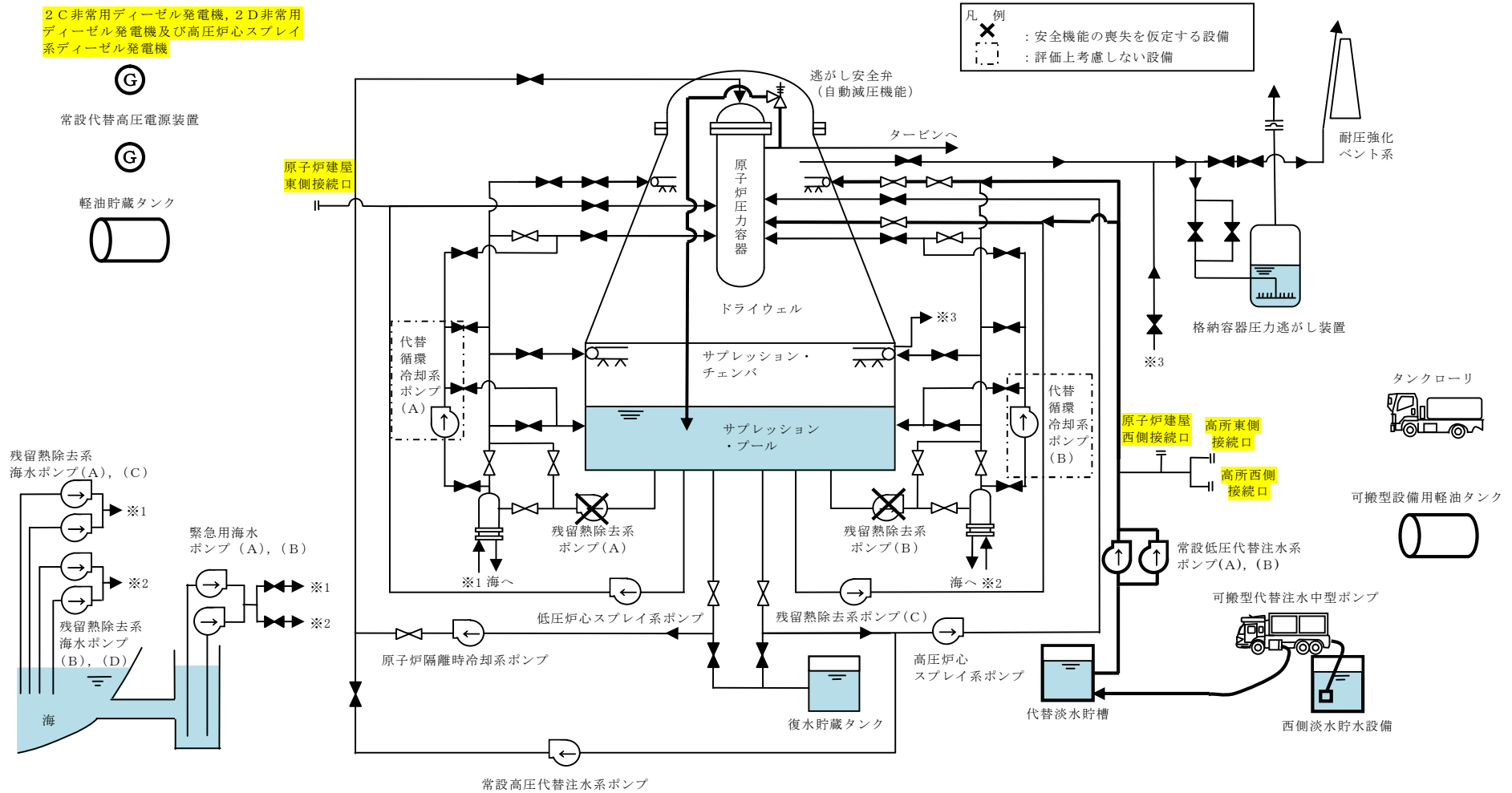
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する操作条件 逃がし安全弁（自動減圧機能） の手動による原子炉減圧 操作 （常設低圧代替注水系ポンプ を用いた低圧代替注水系（常 設）による原子炉注水 操作 ）	サプレッション・プール水温度 65℃到達時	運転手順に基づき、サプレッション・プール熱容量制限を踏 まえて設定
常設低圧代替注水系ポンプを 用いた代替格納容器スプレイ 冷却系（常設）による格納容 器冷却 操作	格納容器圧力 279kPa[gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器 最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮し設定
格納容器圧力逃がし装置によ る格納容器 減圧及び除熱操作 （サプレッション・チェンバ 側）	格納容器圧力 310kPa[gage]到達時	運転手順に基づき、格納容器最高使用圧力を踏まえて設定



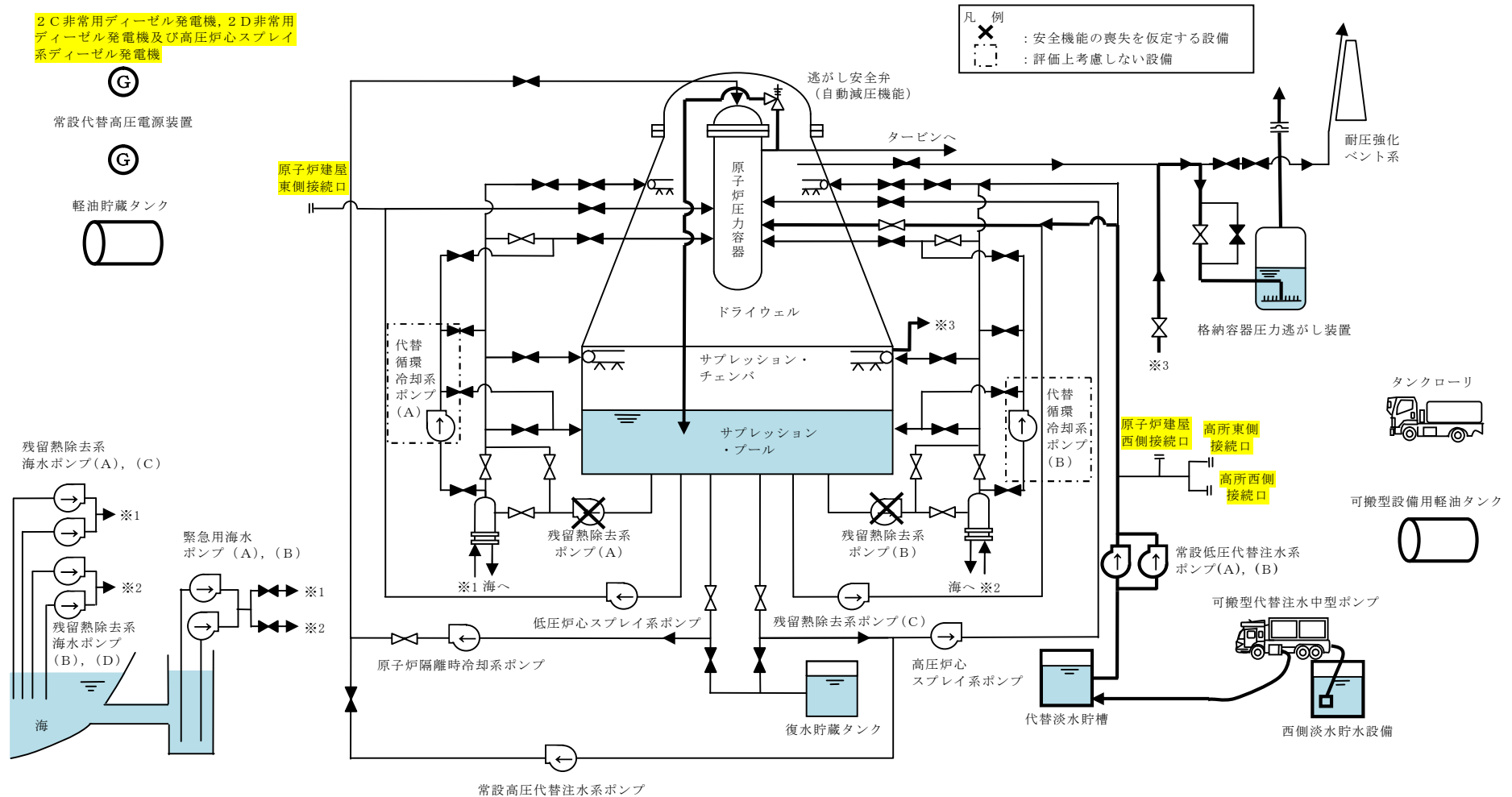
第 2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（1/4）
 （高圧炉心スプレィ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）



第 2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（2/4）
 （常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階）



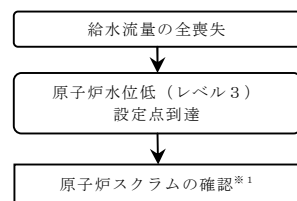
第 2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（3/4）
 （常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却段階）



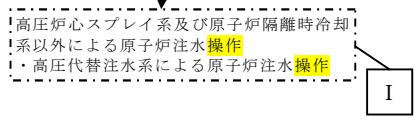
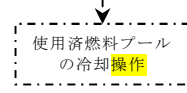
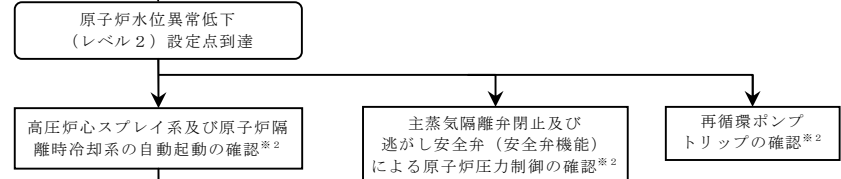
第 2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（4/4）
 （常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び格納容器圧力逃がし装置を使用した格納容器除熱段階）

(解析上の時刻)

(約 0 秒)

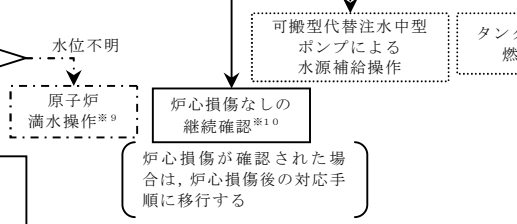
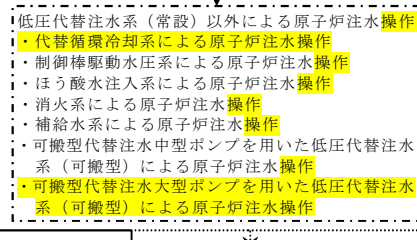
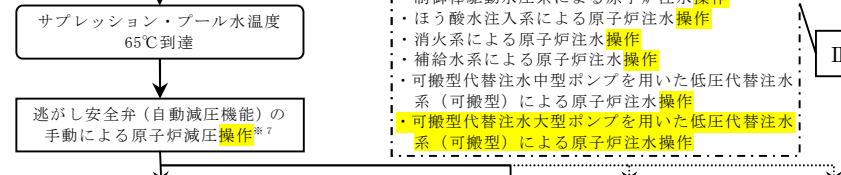


(約 20 秒)



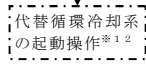
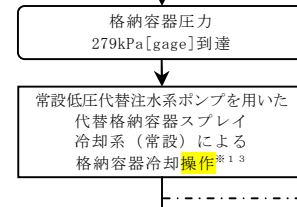
- ※ 1 原子炉スクラムは、中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
- ※ 2 中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ吐出圧力、系統流量、原子炉水位（広帯域）、原子炉圧力等にて確認する。
- ※ 3 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系により、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。原子炉水位が安定して維持される場合は、高圧炉心スプレイ系は待機状態とする。
- ※ 4 サプレッション・プール水温度 32℃到達にてサプレッション・プール冷却の実施を判断するが、操作に失敗することで崩壊熱除去機能喪失を判断する。
- ※ 5 崩壊熱除去機能喪失の確認後、あらかじめ低圧で注水可能な系統の準備操作を実施する。なお、本事故シナリオでは、低圧で注水可能な系統として、自動起動した高圧炉心スプレイ系若しくは低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）C系の手動起動に期待することも可能であるが、原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で、注水流量の小さい常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）に期待した評価としている。
- ※ 6 外部電源がない場合には、常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。
- ※ 7 サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は、低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。また、実際の操作では、原子炉圧力が低下し常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）のみによる原子炉注水性能を確認する観点で、原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
- ※ 8 原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため、原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は、以下のいずれかにより判断する。
・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
- ※ 9 原子炉水位不明の場合は、原子炉圧力容器を満水とし、原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで、原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
- ※ 10 炉心損傷は、以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の10倍以上
なお、格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）及び（S/C）による炉心損傷発生の判断ができない場合は、原子炉圧力容器温度により判断する。

(約 2 時間)

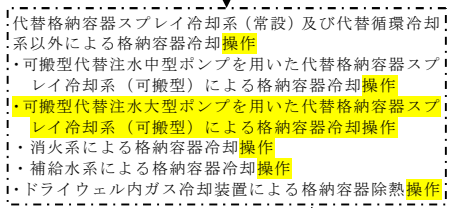
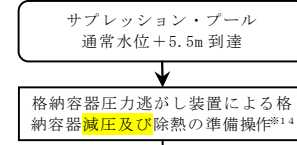


- ※ 11 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。
- ※ 12 解析上考慮しない代替循環冷却系は、実際には以下の運用としている。
・事象初期における原子炉注水に当たっては、海水系による冷却水供給を必要としない低圧代替注水系（常設）を優先し、海水系による冷却水供給が確保された後に代替循環冷却系による原子炉注水に切り替える。
・格納容器圧力が 245kPa[gage] に到達した時点で、代替循環冷却系による格納容器スプレイを実施する。また、代替循環冷却系は、原子炉注水及び格納容器スプレイの併用が可能な設計としている。
- ※ 13 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、解析上は 130m³/h 一定流量で、格納容器圧力を 217kPa[gage] から 279kPa[gage] の範囲に維持するよう間欠運転としているが、実際には運転手順に従い格納容器圧力を 217kPa[gage] から 279kPa[gage] の範囲に維持するよう 102 ~ 130m³/h の範囲でスプレイ流量を調整する。
- ※ 14 サプレッション・プール水位が通常水位+5.5m に到達した場合は、格納容器ベント準備のため、中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに、格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を全開とする。格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作は、「サプレッション・チェンバ側」を優先して実施し、中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は、「ドライウェル側」の開操作を実施する。
- ※ 15 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止は、以下により判断する。
・サプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達
- ※ 16 格納容器減圧及び除熱操作前に、原子炉水位を可能な限り高く維持することで、格納容器への放熱を抑制し、格納容器圧力の上昇を緩和する（解析上考慮しない）。

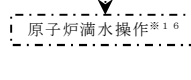
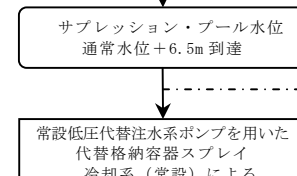
(約 13 時間)



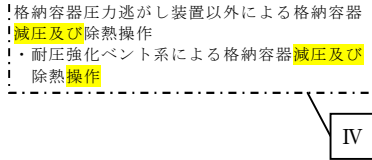
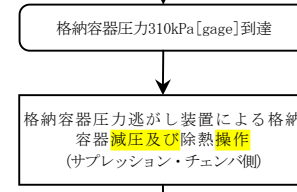
(約 24 時間)



(約 27 時間)



(約 28 時間)



- 【有効性評価の対象としていないが他に取得手段】
- I 高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。
 - II 技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる代替循環冷却系、制御棒駆動水圧系、ほう酸水注入系、消火系、補給水系、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
 - III 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を優先するが、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）及び可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却も実施可能である。技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる消火系及び補給水系による格納容器冷却も実施可能である。また、格納容器冷却等ができない場合、ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇を緩和させることも可能である。
 - IV 格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を優先するが、耐圧強化ベント系による格納容器減圧及び除熱も可能である。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続することで、原子炉水位を維持し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を継続することで格納容器圧力等の低下傾向を確認する。また、機能喪失している設備の復旧を試み、残留熱除去系の復旧後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とし、代替循環冷却系又は残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による除熱が可能であること及び水素濃度制御が可能であることを確認した後に格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を停止し、格納容器を隔離状態とする。

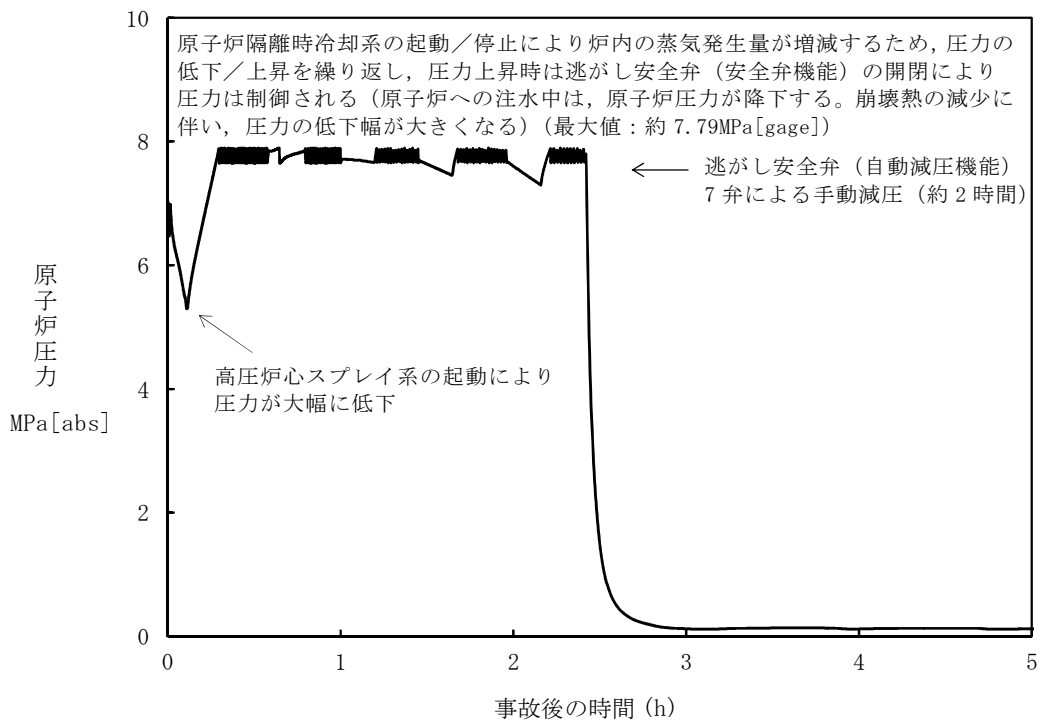
第 2.4.2-2 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）の対応手順の概要

崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）					経過時間（分）											備考	
					0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100		110
操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			操作の内容	▽ 事象発生 ▽ 原子炉スクラム ▽ 約20秒 原子炉水位異常低下（レベル2）設定点到達 ▽ プラント状況判断												
	責任者	当直発電長	1人														中央監視 運転操作指揮
	補佐	当直副発電長	1人														運転操作指揮補佐
	指揮者等	災害対策要員 (指揮者等)	4人														初動での指揮 発電所内外連絡
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)														
状況判断	2人 A, B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ● 原子炉スクラムの確認 ● タービン停止の確認 ● 外部電源喪失の確認 ● 給水流量全喪失の確認 ● 再循環ポンプトリップの確認 ● 主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力制御の確認 ● 非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ● 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系等の自動起動の確認 	10分											外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は、外部電源がない場合に実施する	
原子炉水位の調整 操作（原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系）	【1人】 A	-	-	● 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の調整操作	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始されるまでの間、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持 原子炉水位が安定して維持される場合は、高圧炉心スプレイ系は待機状態とする												
崩壊熱除去機能喪失の確認	【1人】 B	-	-	● 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール水の除熱操作（失敗）	10分												
残留熱除去系の回復操作	-	2人 C, D	-	● 残留熱除去系の機能回復操作、失敗原因調査	適宜実施											解析上考慮しない	
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	-	-	● 常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作					4分								外部電源がない場合に実施する
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作	【1人】 A	-	-	● 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作					3分								

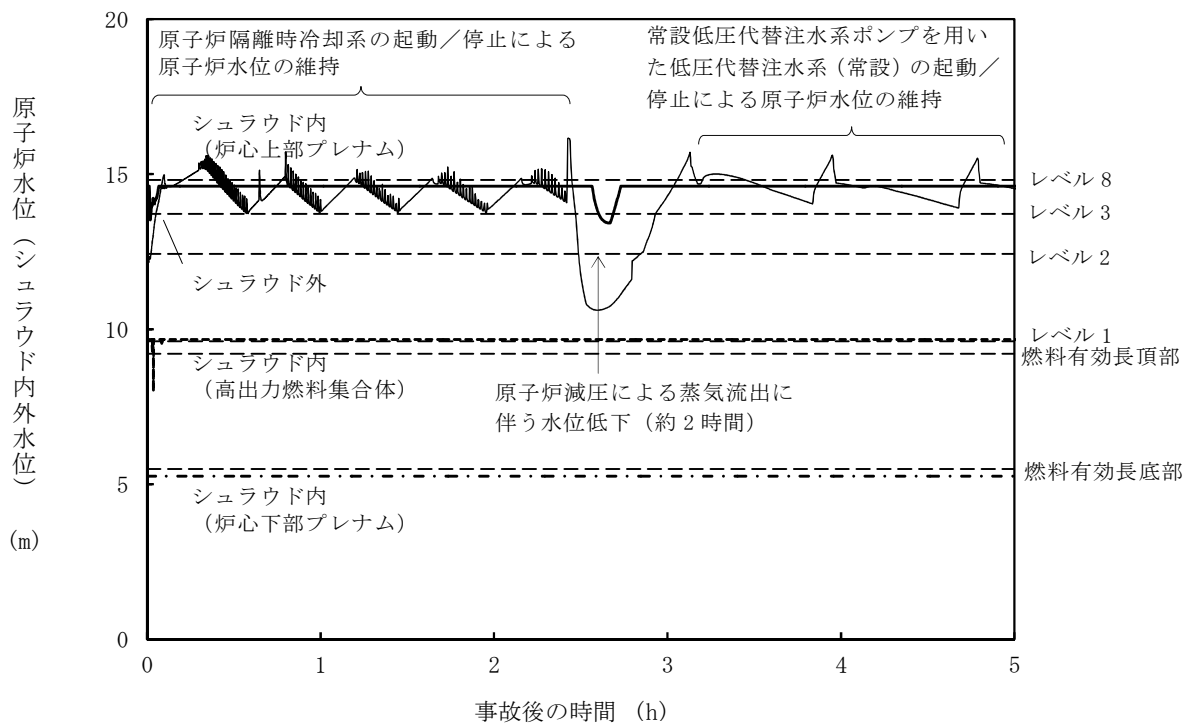
第 2.4.2-3 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）の作業と所要時間（1/2）

				経過時間 (時間)												備考		
				4	8	12	16	20	24	28	32	36	40	44	48			
				崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)														
操作項目	実施箇所・必要要員数			操作の内容	事象発生 ▼約2時間 サプレッション・プール水温度65℃到達 ▼約13時間 格納容器圧力279kPa [gage] 到達 ▼約24時間 サプレッション・プール水位 通常水位+5.5m到達 ▼約27時間 サプレッション・プール水位 通常水位+6.5m到達 ▼約28時間 格納容器圧力310kPa [gage] 到達													
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)															
原子炉水位の調整操作 (原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系)	【1人】 A	-	-	●原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の調整操作														
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) の起動操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	3分													サプレッション・プール熱容量制限到達までに実施
逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動による原子炉減圧操作	【1人】 B	-	-	●逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7弁の手動開放操作	1分													
原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系 (常設))	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持													
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作	格納容器スプレイ中、適宜状態監視													
代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作	【1人】 A	-	-	●代替循環冷却系による原子炉注水操作 ●代替循環冷却系による格納容器除熱操作	注水開始後、適宜原子炉水位調整 格納容器スプレイ中、適宜状態監視													解析上考慮しない 代替循環冷却系のみで状態維持が可能な場合は、低圧代替注水系 (常設) による注水を停止する
原子炉満水操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の流量増加操作	原子炉水位を可能な限り高く維持													解析上考慮しない
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作	適宜実施 20分 15分													解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する 解析上考慮しない 25時間後までに実施する
格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の準備操作	【1人】 A	-	-	●格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の準備操作 (中央制御室での第一弁操作)	5分													
格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作 (サブプレッション・チェンバ側)	【1人】 A	-	-	●第一弁現場操作場所への移動 ●格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の準備操作 (現場での第一弁操作) ●第二弁現場操作場所への移動 ●格納容器逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作 (現場での第二弁操作)	125分 75分													解析上考慮しない
西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替淡水貯槽への補給操作	-	-	8人 a~h	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	180分													
タンクローリによる燃料給油操作	-	-	2人 (参集)	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作 ●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作	90分 適宜実施													代替淡水貯槽の枯渇までには十分な時間があり、代替淡水貯槽の残量に応じて適宜補給を実施する タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	8人 a~h 及び参集5人															

第 2.4.2-3 図 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合) の作業と所要時間 (2/2)

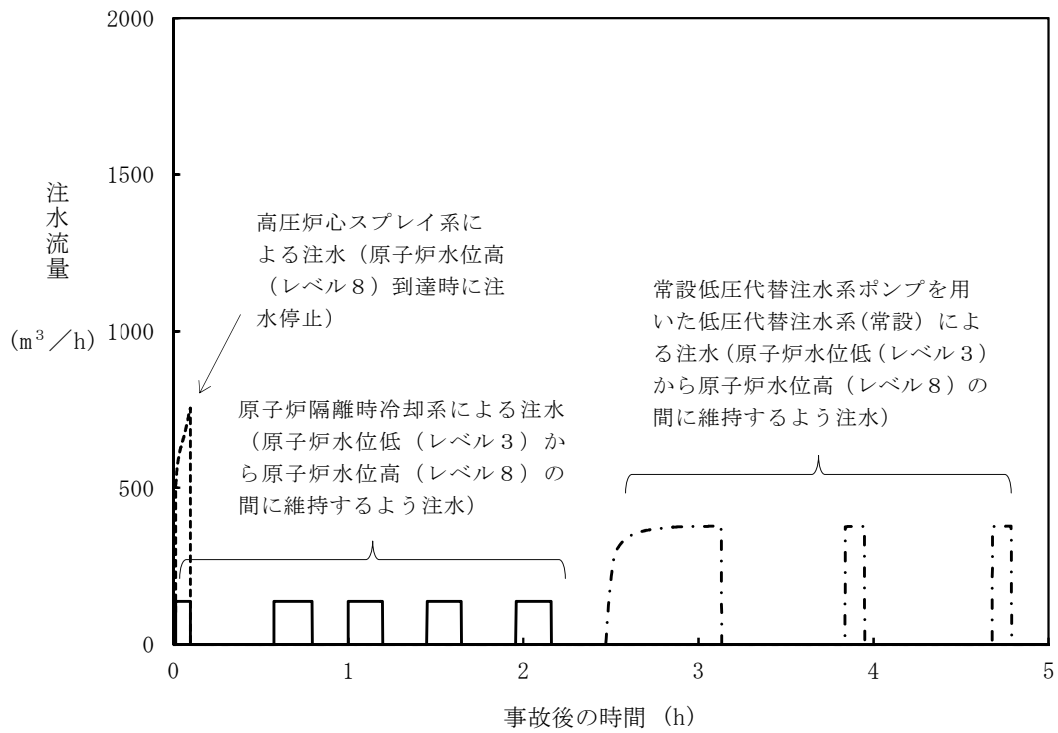


第 2.4.2-4 図 原子炉圧力の推移

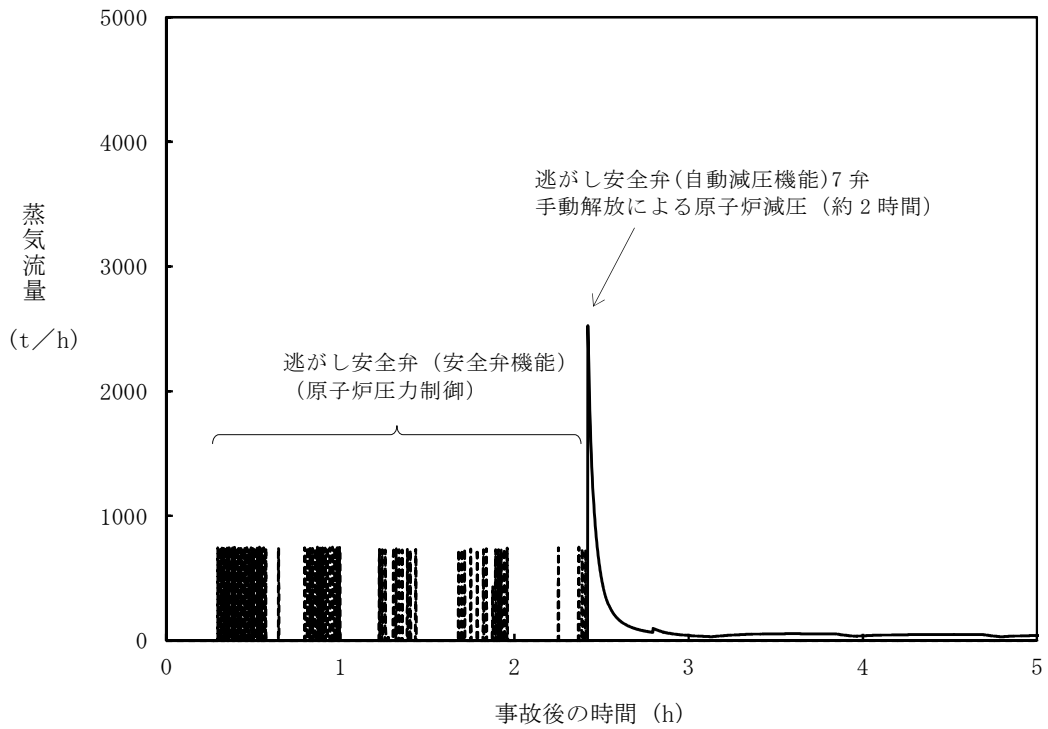


第 2.4.2-5 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※

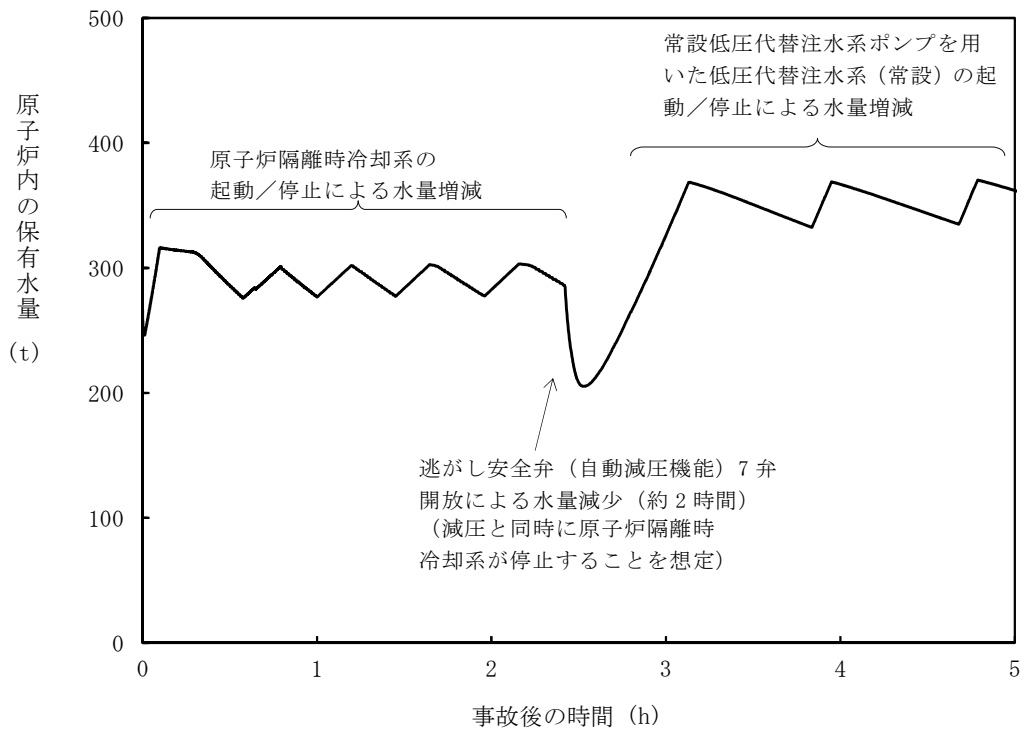
※ シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。



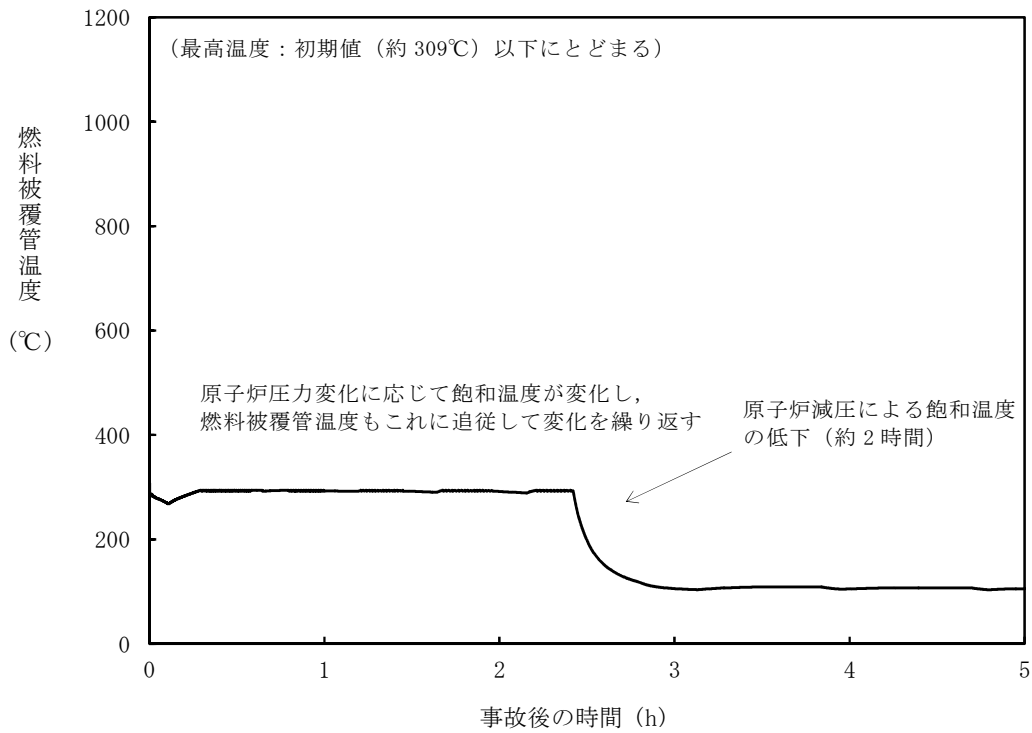
第 2.4.2-6 図 注水流量の推移



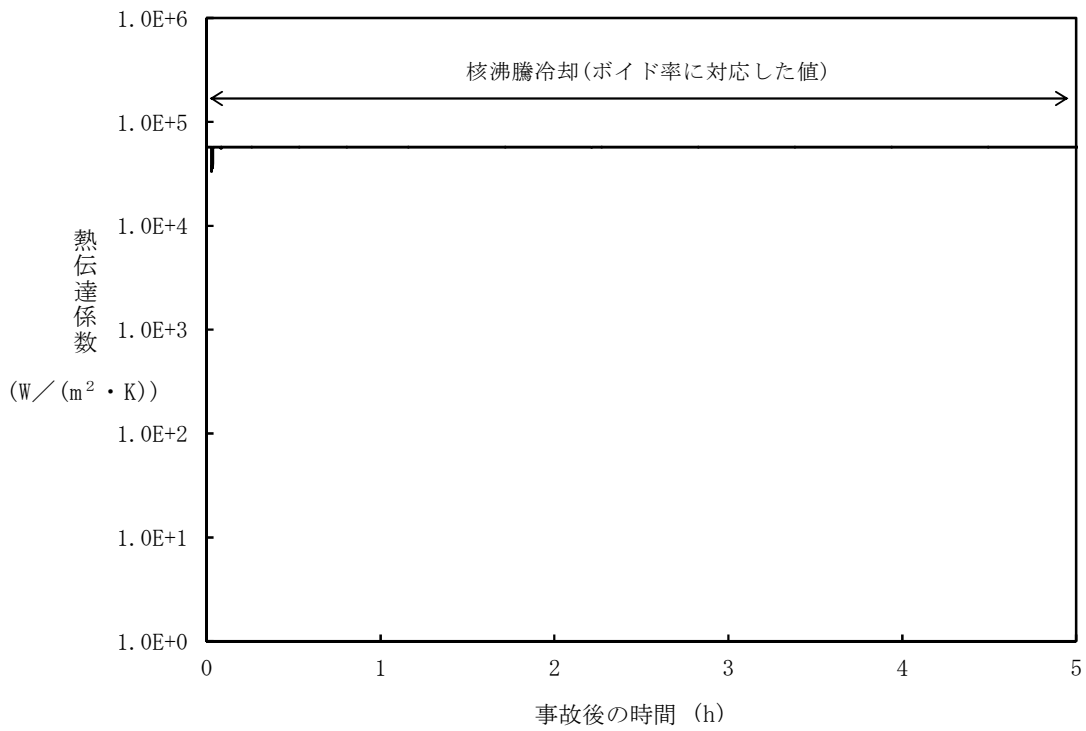
第 2.4.2-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



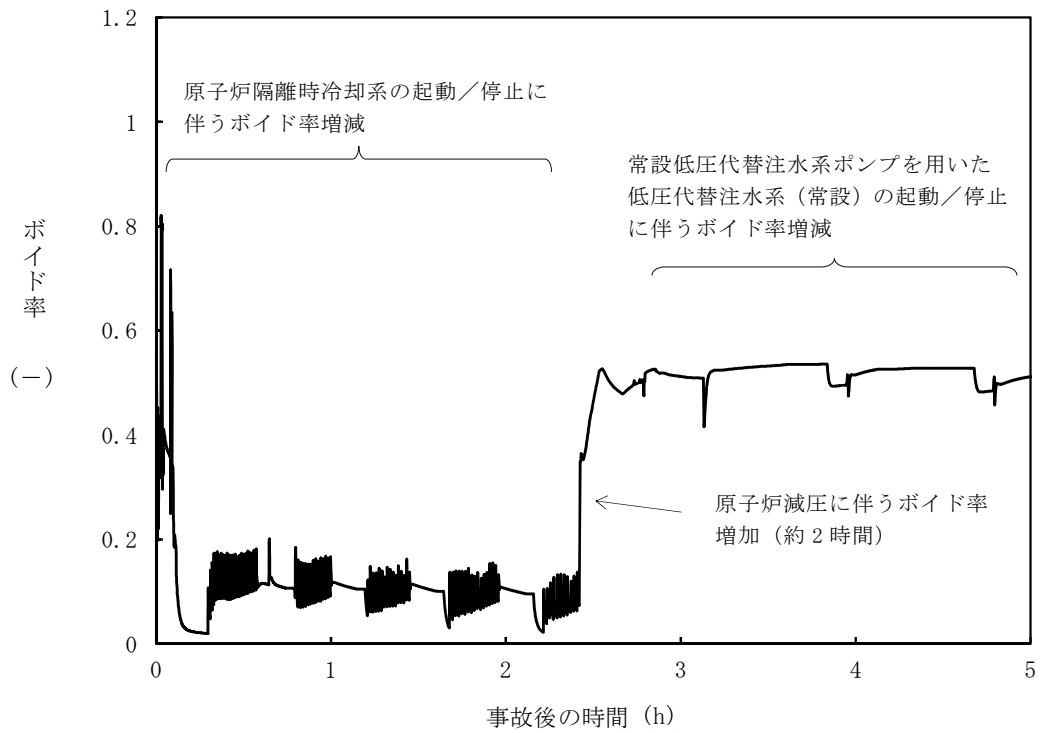
第 2.4.2-8 図 原子炉内保有水量の推移



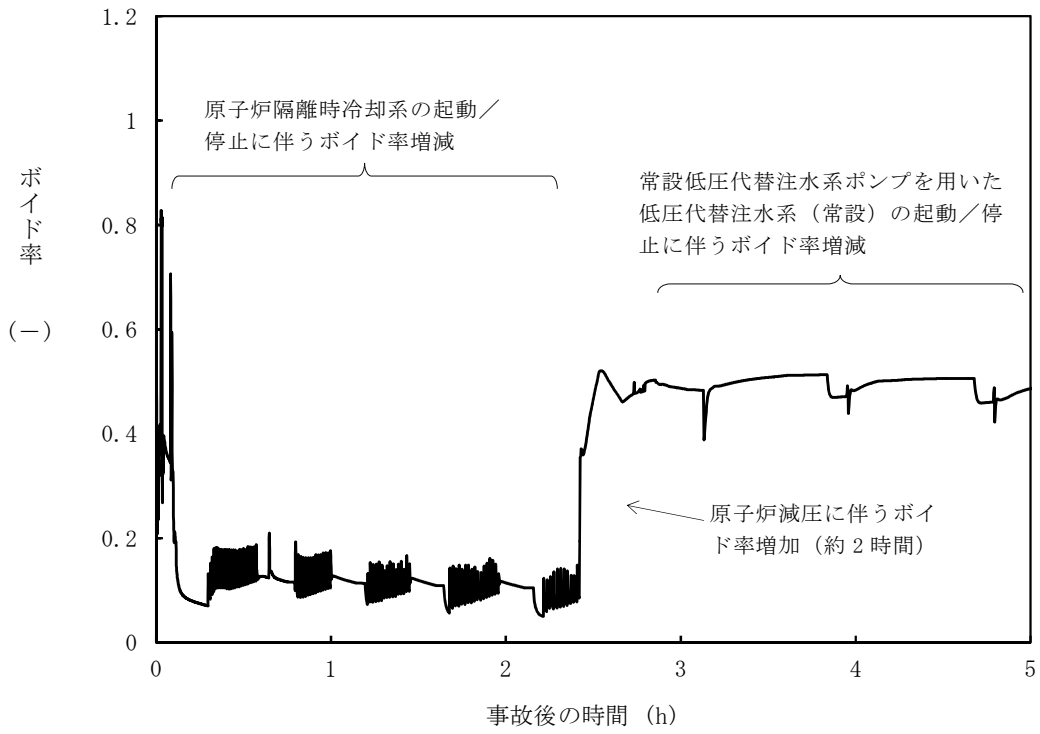
第 2.4.2-9 図 燃料被覆管温度の推移



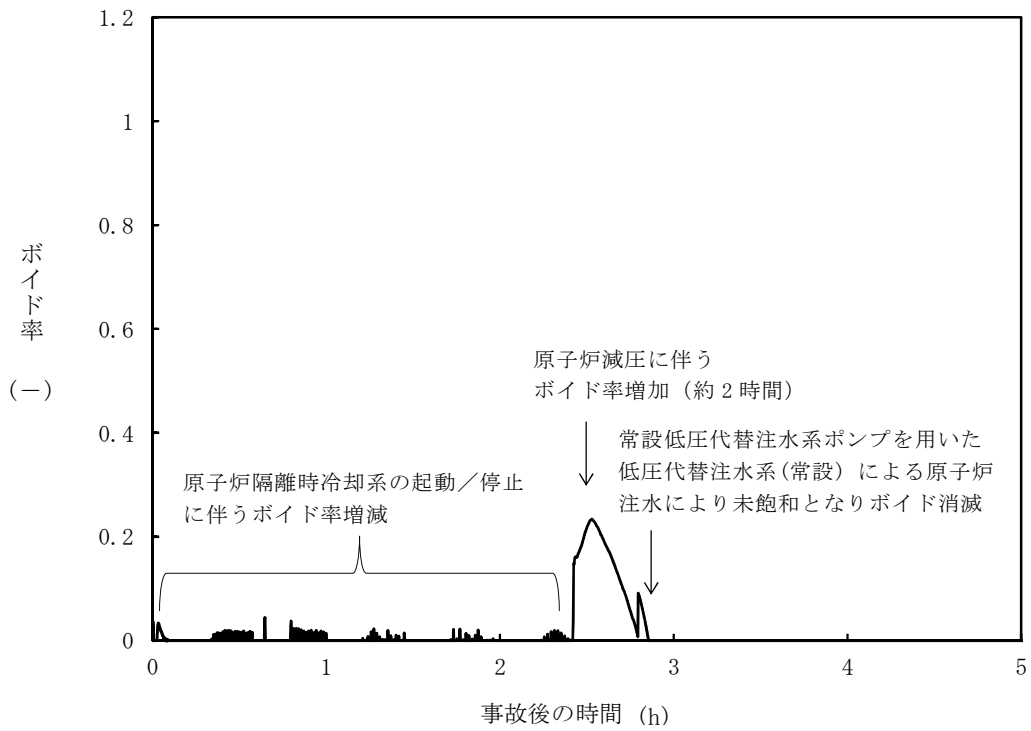
第 2.4.2-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



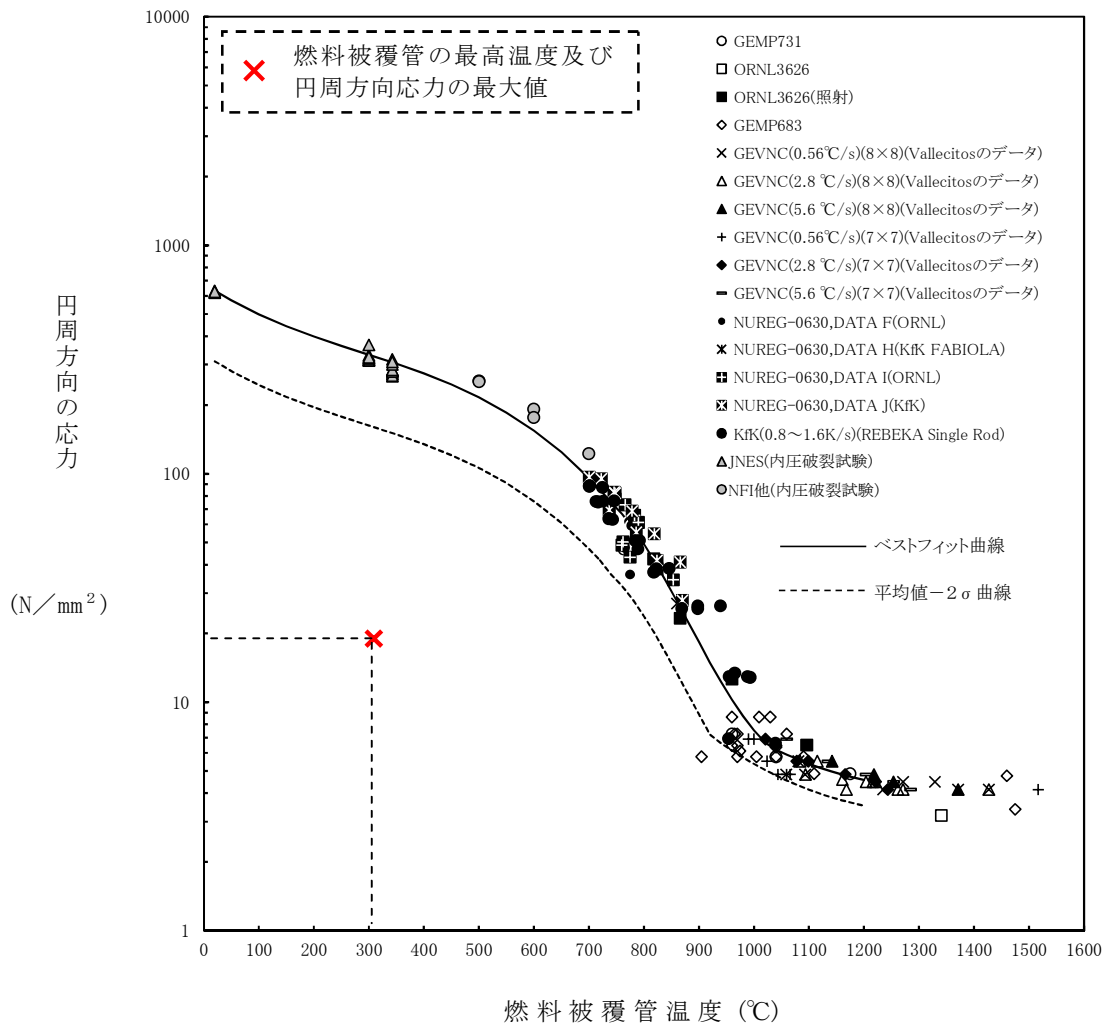
第 2.4.2-11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



第 2.4.2-12 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

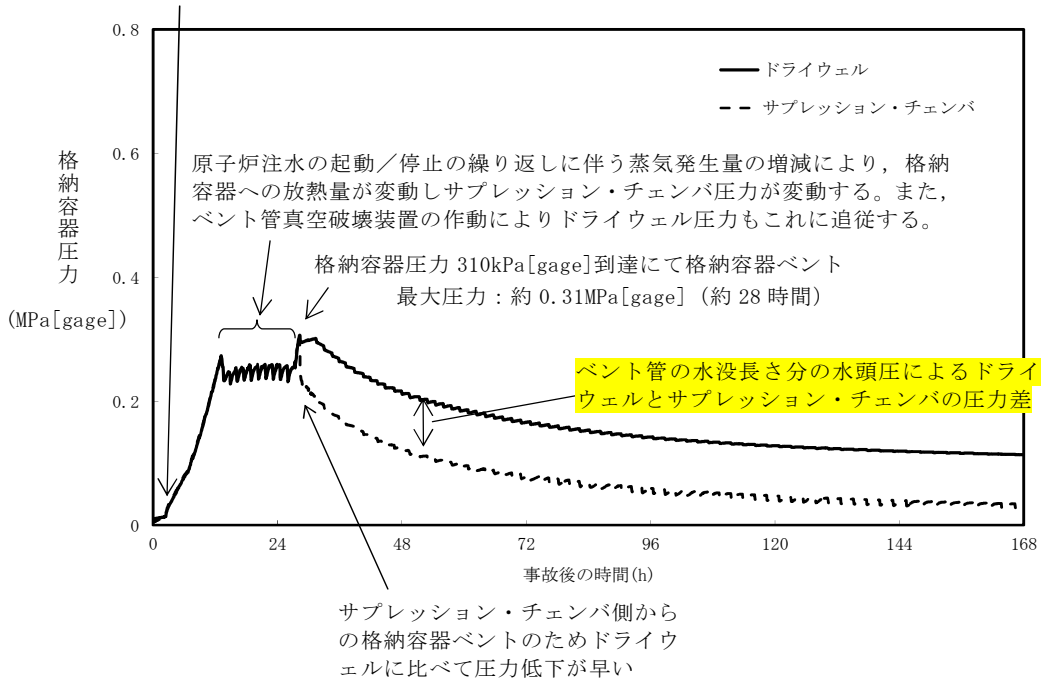


第2.4.2-13図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



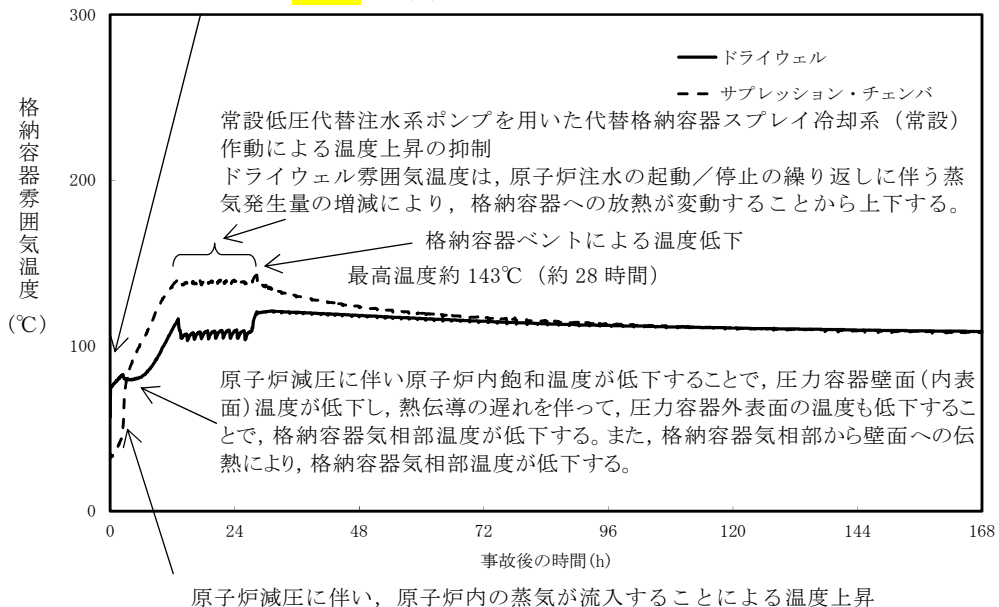
第 2.4.2-14 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆温度と
燃料被覆管の円周方向の応力の関係

格納容器圧力 279kPa[gage]到達にて常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施（約 13 時間）

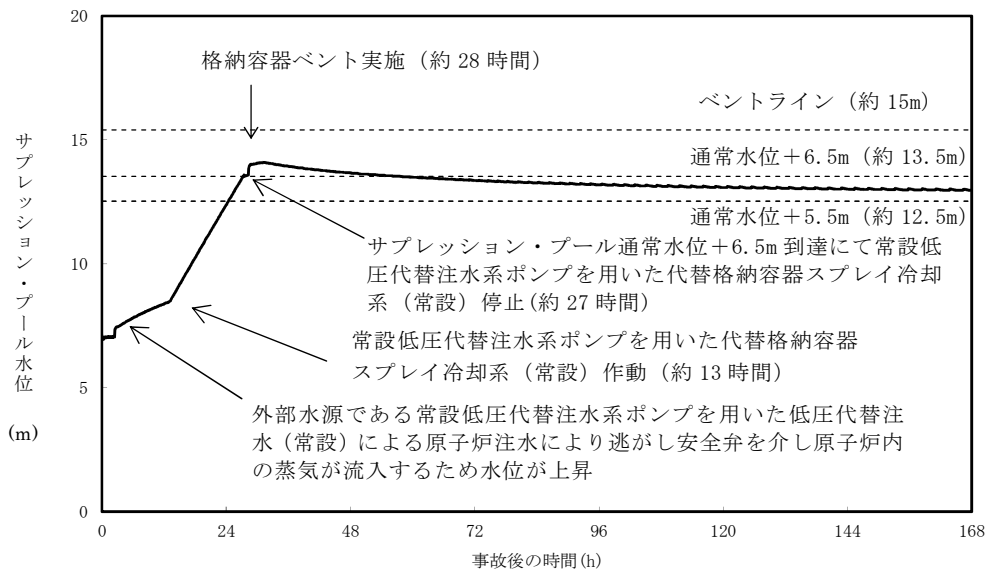


第 2.4.2-15 図 格納容器圧力の推移

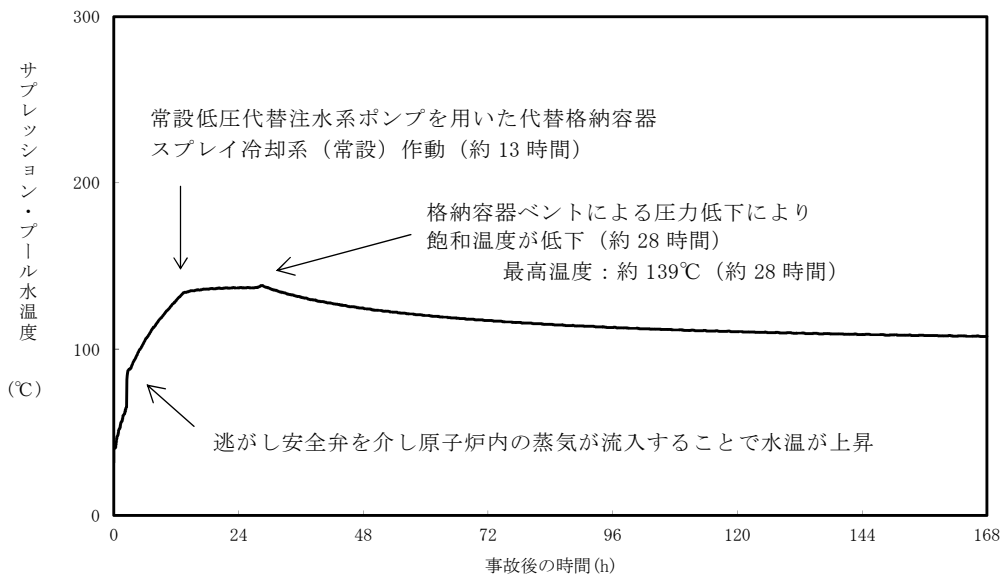
ドライウエル温度は以下により初期温度から急激に上昇する
 ・主蒸気隔離弁の閉止による原子炉圧力及び原子炉内飽和温度の上昇
 ・ドライウエル内ガス冷却装置の停止



第 2.4.2-16 図 格納容器雰囲気温度の推移



第 2.4.2-17 図 サプレッション・プール水位の推移



第 2.4.2-18 図 サプレッション・プール水温度の推移

安定状態について
(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))

崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)時の安定状態については、以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた炉心冷却が維持可能であり，また，冷却のための設備がその後も機能維持でき，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定停止状態が確立されたものとする。

格納容器安定状態：炉心冷却が維持された後に，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱により格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。サプレッション・プール熱容量制限に到達後，原子炉を減圧し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，事象発生の約 28 時間後に格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル雰囲気温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることはなく，格納容器安定状態が確立される。なお，格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施するが，敷地境界における実効線量は，本事故シーケンスとベントタイミングが同等であり，放射性物質の減衰効果も同等となる「2.6 L O C A 時注水機能喪失」の評価結果 $6.2 \times 10^{-1} \text{ mSv}$ と同等となり，また，燃料被覆管の破裂も発生しないことから，周辺公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また，代替循環冷却系又は残留熱除去系の復旧により除熱を行い，格納容器ベントを閉止し格納容器を隔離することで，安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。

(添付資料 2.1.2 別紙 1)

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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

第 1-1 表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（S A F E R）（1/2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	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
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、気液熱非平衡	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさとあまってコード全体として、スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価する。また、 ■ 低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは ■ +20℃～+40℃程度である。	解析コードは、実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで、燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	実解析コードは、実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。ただし、炉心部の冠水が維持される本事故シーケンスでは、この影響は小さいと考えられる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって、ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	有効性評価解析では原子炉水位が燃料有効長頂部を下回ることではなく、燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから、燃料被覆管の破裂判定の不確かさが運転員等操作に与える影響はない。	有効性評価解析では原子炉水位が燃料有効長頂部を下回ることではなく、燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから、燃料被覆管の破裂判定の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第 1-1 表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (S A F E R) (2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	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
炉心	沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重畳する水位振動成分を除いて、実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは、+20℃～+40℃程度である。また、原子炉圧力の評価において、ROSA-III では、2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し、LPCS スプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、低圧代替注水系を注水手段として用いる本事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから、運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	解析コードは、燃料被覆管温度に対して、解析結果に重畳する水位振動に伴う燃料棒冷却の不確かさの影響を考慮すると 20℃～40℃程度低めに評価する可能性があるが、有効性評価解析では原子炉水位が燃料有効長頂部を下回ることがなく、炉心露出後の再冠水過程で現れる解析結果に重畳する水位振動成分を考慮する必要がないため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプスト水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ECCS 注水（給水系・代替注水系含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

第 1-2 表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (MAAP)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	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
炉心	崩壊熱	炉心モデル (原子炉出力及び崩壊熱)	入力値に含まれる。 保守的な崩壊熱を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
圧力容器 原子炉	ECCS 注水 (給水系・代替注水設備含む)	安全系モデル (非常用炉心冷却系)	入力値に含まれる。 保守的な注水特性を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル (格納容器の熱水力モデル)	HDR 実験解析では、格納容器圧力及び雰囲気温度について、温度成層化を含めて傾向をよく再現できることを確認した。格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認したが、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データとよく一致することを確認した。格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析では、格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データとよく一致することを確認した。	解析コードは、HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却並びに格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析において格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却並びに格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレイ冷却	安全系モデル (格納容器スプレイ)	入力値に含まれる。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	格納容器ベント	格納容器モデル (格納容器の熱水力モデル)	入力値に含まれる。 格納容器ベントについては、設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え、格納容器各領域間の流動と同様の計算方法が用いられている。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

添付 2.4.2.2-3

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (1/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	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
	解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	約 3,279MW～ 約 3,293MW (実績値)	定格熱出力を設定	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力 (压力容器ドーム部)	6.93MPa[gage]	約 6.91MPa[gage]～ 約 6.94MPa[gage] (実績値)	定格圧力を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート 下端から+126cm)	通常運転水位 (セパレータスカート 下端から約+122cm ～約+132cm) (実績値)	通常運転水位を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下(レベル2)までの原子炉水位の低下量は約2mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は約40mmであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。
	炉心流量	48,300t/h (定格流量 (100%流量))	定格流量の 約86%～約104% (実績値)	定格流量を設定	最確条件とした場合には、炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが、事象初期において原子炉がスクラムするとともに、再循環ポンプがトリップするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。
	燃料	9×9燃料 (A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定	最確条件とした場合には、9×9燃料(A型)及び9×9燃料(B型)の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが、両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。
	燃料棒最大 線出力密度	44.0kW/m	約 33 kW/m～ 約 41kW/m (実績値)	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となる このため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなるため、燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。
	原子炉停止後の 崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	燃焼度 33GWd/t 以下 (実績値)	崩壊熱が大きい方が、原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となる。このため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1サイクルの運転期間(13ヶ月)に調整運転期間(1ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなるため、燃料棒からの発熱が小さくなり、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は遅くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により確保されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

添付2.4.2.2-4

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (2/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	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	
	解析条件	最確条件				
初期条件	格納容器圧力	5kPa[gage]	約 2.2kPa[gage]～ 約 4.7kPa[gage] (実績値)	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなる。このため、格納容器圧力が低めに推移することから、格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなる。このため、格納容器圧力が低めに推移することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	ドライウエル 雰囲気温度	57℃	約 25℃～約 58℃ (実績値)	ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ドライウエル雰囲気温度は、格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となることから、初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ドライウエル雰囲気温度は、格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となることから、初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m ³	5,700m ³ (設計値)	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	格納容器体積 (ウェットウエル)	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	空間部： 約 4,092m ³ ～ 約 4,058m ³ 液相部： 約 3,308m ³ ～ 約 3,342m ³ (実績値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には、格納容器体積(ウェットウエル)の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プールの水量は 3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m ³ であり、その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、格納容器体積(ウェットウエル)の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プールの水量は 3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m ³ であり、その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サブプレッション・ プール水位	6.983m (通常運転水位 -4.7cm)	7.000m～7.070m (実績値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には、サブプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プール水位が 6.983mの時の水量は 3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約 42m ³ であり、その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、サブプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プール水位が 6.983mの時の水量は 3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約 42m ³ であり、その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サブプレッション・ プール水温度	32℃	約 15℃～約 32℃ (実績値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなるため、サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため、格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなるため、サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	ベント管 真空破壊装置 作動差圧	作動差圧：3.45kPa (ドライウエーサー プレッション・チェン バ間差圧)	作動差圧：3.45kPa (ドライウエーサー プレッション・チェン バ間差圧) (設計値)	設計値を設定	解析条件と最確条件は同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の水温	35℃	35℃以下	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなり、格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まることから、同等の効果を得るために必要となるスプレイ水量が少なくなり、外部水源を用いた格納容器スプレイに伴うサブプレッション・プール水位の上昇が緩和されることから、サブプレッション・プール水位を操作開始の起点とする操作の開始は遅くなる。	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなり、格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まるが、格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施するマネジメントに変わりはなく、格納容器圧力の最大値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

添付 2.4.2.2-5

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (3/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	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	
	解析条件	最確条件				
初期条件	外部水源の容量	約 8,600m ³	約 8,600m ³ 以上 (西側淡水貯水設備 + 代替淡水貯槽)	西側淡水貯水設備及び代替淡水貯槽の管理 下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後まで に必要な容量を備えており、水源は枯渇しないこと から運転員等操作時間に与える影響はない。	—
	燃料の容量	約 1,010kL	約 1,010kL 以上 (軽油貯蔵タンク+ 可搬型設備用軽油タ ンク)	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タン クの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後まで に必要な容量を備えており、燃料は枯渇しないこと から運転員等操作時間に与える影響はない。	—
事故条件	起回事象	給水流量の全喪失	—	運転時の異常な過渡変化の中で、原子炉水 位の急速な低下に伴い、原子炉スクラム、 主蒸気隔離弁の閉止等が発生するため、事 象発生後の状況判断における余裕時間の観 点で厳しい給水流量の全喪失を設定	—	—
	安全機能の喪失 に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	—	残留熱除去系の故障による崩壊熱除去機能 の喪失を設定	—	—
	外部電源	外部電源あり	—	原子炉スクラムが原子炉水位低(レベル3) 信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、 原子炉水位異常低下(レベル2)信号にて 発信するため、原子炉水位の低下が大き くなり、事象発生後の状況判断における余 裕時間の観点で厳くなる外部電源ありを設定	外部電源がない場合でも、非常用母線は非常用ディ ーゼル発電機等から自動的に受電され、また、常設 低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系(常設) の起動準備操作は、外部電源がない場合も考慮して 設定していることから、運転員等操作時間に与える 影響はない。	外部電源がない場合は、外部電源喪失に伴い原子炉ス クラム、再循環ポンプトリップ等が発生するため、外 部電源がある場合と比較して原子炉水位の低下は緩 和されることから、評価項目となるパラメータに対 する余裕は大きくなる。
重大事故等対策に 関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低 (レベル3)信号 (遅れ時間 1.05 秒)	原子炉水位低 (レベル3)信号 (遅れ時間 1.05 秒)	設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進 展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響は ない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進 展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影 響はない。
	主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下 (レベル2)信号 で閉止	原子炉水位異常低下 (レベル2)信号 で閉止	設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進 展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響は ない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進 展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影 響はない。
	ATWS緩和設備 (代替原子炉再循環 ポンプトリップ機能)	原子炉水位異常低下 (レベル2)信号 で全台トリップ	原子炉水位異常低下 (レベル2)信号 で全台トリップ	設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進 展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響は ない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進 展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影 響はない。

添付 2.4.2.2-6

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (4/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	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	
	解析条件	最確条件				
重大事故等対策に 関連する機器条件	逃がし安全弁	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79MPa[gage]~ 8.31MPa[gage] 385.2t/h/個~ 410.6t/h/個	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79MPa[gage]~ 8.31MPa[gage] 385.2t/h/個~ 410.6t/h/個 (設計値)	設計値を設定 なお、安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され、原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため、事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シナリオにおいては、評価項目に対して厳しい条件となる	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 なお、本事故シナリオにおいては、高圧注水機能である高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系が自動起動することから、逃がし弁機能に期待した場合でも評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		(原子炉手動減圧操作時) 逃がし安全弁(自動減圧機能)7弁を開放することによる原子炉減圧	(原子炉手動減圧操作時) 逃がし安全弁(自動減圧機能)7弁を開放することによる原子炉減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下(レベル2)信号にて自動起動 ・注水流量: 136.7m ³ /h ・注水圧力: 1.04MPa[gage]~7.86[gage]	原子炉水位異常低下(レベル2)信号にて自動起動 ・注水流量: 136.7m ³ /h ・注水圧力: 1.04MPa[gage]~7.86[gage]	設計値を設定。原子炉隔離時冷却系は、タービン回転数制御により原子炉圧力に依らず一定の流量にて注水する設計となっている。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
高圧炉心スプレイ系	原子炉水位異常低下(レベル2)信号にて自動起動 ・注水流量: 0m ³ /h~1,419m ³ /h ・注水圧力: 0MPa[dif]~ 7.65MPa[dif]	原子炉水位異常低下(レベル2)信号にて自動起動 ・注水流量: 0m ³ /h~1,419m ³ /h 以上 ・注水圧力: 0MPa[dif]~ 7.65MPa[dif]	設計値を設定。原子炉水位の観点で厳しい設定として、最小流量特性を設定	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、原子炉水位回復までの期間は原子炉水位を継続監視していることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、炉心の再冠水が早ま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。	

添付2.4.2.2-7

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (5/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	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	
	解析条件	最確条件				
重大事故等対策に 関連する機器条件	低圧代替注水系 (常設)	(原子炉注水単独時) (2台) ・注水流量: 0m ³ /h~378m ³ /h ・注水圧力: 0MPa[dif]~ 2.38MPa[dif]	(原子炉注水単独時) (2台) ・注水流量: 0m ³ /h~378m ³ /h 以上 ・注水圧力: 0MPa[dif]~ 2.38MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設備設計上の最低要求値である最小流量特性を設定	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、炉心の再冠水が早まることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
		(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量: 230m ³ /h	(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量: 230m ³ /h以上			
	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	スプレイ流量: 130m ³ /h (一定)	スプレイ流量: 102m ³ /h~130m ³ /h	サブプレッション・プール水位の上昇が早くなり、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱までの操作時間余裕の観点で厳しい条件として、運転手順の流量調整範囲 (102m ³ /h~130m ³ /h) における上限を設定	最確条件とした場合、サブプレッション・プール水位の上昇が緩和されることから、サブプレッション・プール水位を操作開始の起点とする操作の開始は遅くなる。	スプレイ流量は、格納容器圧力の上昇を抑制可能な範囲で調整し、また、代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) の停止後に格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施する運転員等操作に変わりはなく、格納容器圧力の最大値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器圧力逃がし装置	排気流量: 13.4kg/s (格納容器圧力 310kPa[gage] において)	排気流量: 13.4kg/s 以上 (格納容器圧力 310kPa[gage] において)	格納容器減圧特性の観点で厳しい設定として、設備設計上の最低要求値である最小流量特性を設定	最確条件とした場合には、格納容器ベント後の格納容器圧力の低下が早くなるが、格納容器ベント後に格納容器圧力を操作開始の起点とする操作はないため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、格納容器ベント後の格納容器圧力の低下が早くなるが、格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施するマネジメントに変わりはなく、格納容器圧力の最大値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

添付 2.4.2.2-8

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (1/3)

項目	解析上の 操作開始条件	条件設定の 考え方	操作不確かさ要因	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
<p>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）</p>	<p>サブプレッション・プール水温度 65℃到達時</p>	<p>運転手順に基づきサブプレッション・プール熟容量制限を踏まえて設定</p>	<p>【認知】 事故時の重要監視パラメータとしてサブプレッション・プール水温を継続監視しており、また、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作の操作実施基準（サブプレッション・プール水温度 65℃）に到達するのは事象発生約 2 時間後であり、比較的緩やかなパラメータ変化であることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、当直運転員は中央制御室に常駐していることから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり、移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧として余裕時間を含めて 1 分を設定している。中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり、操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作の有無】 他の並列操作はなく、他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	<p>左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。本操作は、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が遅くなる可能性はあるが、他の操作との重複もないことから、この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、評価項目に与える影響はない。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、操作開始時間が遅くなる場合でも、パラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、事象進展に変わりがないことから、操作開始が遅くなることにより評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>少なくとも原子炉隔離時冷却系による注水継続が可能な時間内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり、事象発生から少なくとも 8 時間程度の操作時間余裕が確保されている。なお、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水を継続することも可能であり、この場合には更に余裕がある。</p>	<p>中央制御室における操作のため、シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。訓練での操作時間は約 1 分。想定している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>
<p>操作条件</p> <p>常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作</p>	<p>格納容器圧力 279kPa[gage]到達時</p>	<p>運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮し設定</p>	<p>【認知】 事故時には重要監視パラメータである格納容器圧力を継続監視しており、また、格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力 279kPa[gage]）に到達するのは事象発生約 13 時間後であり、比較的緩やかなパラメータ変化であることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、当直運転員は中央制御室に常駐していることから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり、移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易なものであり、緩やかな圧力上昇に対して操作所要時間は十分に短いため、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作の有無】 原子炉水位の調整操作を並列して実施する場合があるが、同一の制御盤による対応が可能であることから、他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。また、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は、低圧代替注水系（常設）とポンプ等を共用しているが、原子炉注水と格納容器スプレイの流量を同時に確保可能なポンプ容量を備えているため、原子炉注水と格納容器スプレイの同時運用が可能である。 【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	<p>左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。本操作は、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、操作開始時間が遅くなる可能性はあるが、並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは同一の制御盤による対応が可能であることから、この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、評価項目に与える影響はない。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、操作開始時間が遅くなる場合でも、パラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがなく、操作開始が遅くなることにより評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、事象発生約 13 時間後に実施するものであり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p>	<p>中央制御室における操作のため、シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練を取得。訓練では、格納容器圧力 279kPa[gage]到達時に、常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）を実施、スプレイ操作は約 4 分。想定している範囲内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>

添付 2.4.2-2-9

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (2/3)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	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
操作条件	格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作(サブプレッション・チェンバ側)	格納容器圧力310kPa[gage]到達時	<p>【認知】</p> <p>事故時には重要監視パラメータである格納容器圧力を継続監視しており、格納容器ベントの操作実施基準(格納容器圧力310kPa[gage])に到達するのは、事象発生後の約28時間後であり、比較的緩やかなパラメータ変化であることから、認知遅れが操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【要員配置】</p> <p>中央制御室での操作のみであり、当直運転員は中央制御室に常駐していることから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり、緩やかな圧力上昇に対して十分に短く、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作の有無】</p> <p>原子炉水位の調整操作を並列して実施する場合があるが、異なる当直運転員による対応が可能であることから、他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>中央制御室での操作は、中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>なお、中央制御室での操作に失敗した場合は現場での操作を実施することとしており、操作の信頼性を向上しているが、この場合、75分程度は操作開始時間が遅れる可能性がある。</p>	<p>左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。仮に中央制御室での遠隔操作が失敗した場合は、現場操作にて対応するため、75分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。</p> <p>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、並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる当直運転員による対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。なお、遠隔操作失敗時に現場操作にて対応する場合にも、異なる要員により対応が可能であることから、この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、評価項目に与える影響はない。仮に中央制御室での遠隔操作が失敗した場合は、現場操作にて対応するため、75分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。この場合、格納容器圧力は310kPa[gage]より若干上昇し、評価項目となるパラメータに影響を及ぼすが、この場合でも620kPa[gage]を十分に下回ると考えられることから、格納容器の健全性の観点からは問題とならない。</p>	<p>格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作は、事象発生後の約28時間後に実施するものであり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。仮に、中央制御室からの遠隔操作にて格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁の開操作を実施する場合には、格納容器減圧及び除熱操作の開始が遅れることで、格納容器圧力は0.31MPa[gage]から上昇するが、格納容器スプレイを停止した時点の格納容器圧力約0.255MPa[gage]から0.310MPa[gage]到達までの時間が約1時間であることから外挿すると、0.31MPa[gage]から0.62MPa[gage]に到達するまでに5時間程度の時間余裕があり、現場操作に要する時間は75分程度であることから、時間余裕がある。</p>	<p>中央制御室での操作は、シミュレータ(模擬操作含む。)にて訓練実績を取得。訓練では、格納容器圧力の上昇傾向を監視し、310kPa[gage]到達時に、格納容器ベントを実施し、操作時間は約4分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。</p> <p>また、ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場操作にて対応するが、現場モックアップ等による訓練実績では、移動時間を含め約66分で操作を実施できた。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。</p>

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (3/3)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	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	
操作条件	代替淡水貯槽への補給操作	代替淡水貯槽を水源とした注水の開始時点	代替淡水貯槽への補給は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり、代替淡水貯槽が枯渇しないように設定	代替淡水貯槽の枯渇までには24時間以上の時間余裕があり、補給開始までの準備時間180分を考慮しても、十分な時間余裕がある。	-	-	-	代替淡水貯槽への補給は所要時間180分のところ、訓練実績等により約164分を実施可能なことを確認した。
	代替淡水貯槽への補給に用いる可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油操作	代替淡水貯槽への補給開始から適宜	可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり、燃料が枯渇しないように設定	可搬型代替注水中型ポンプの燃料枯渇までには約210分の時間余裕があり、給油開始までの準備時間110分(タンクローリーへの給油90分及び可搬型代替注水中型ポンプへの給油20分)を考慮しても、十分な時間余裕がある。	-	-	-	可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油は所要時間110分のところ、訓練実績等により約98分を実施可能なことを確認した。

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))

1. 水源に関する評価

① 淡水源 (有効水量)

- ・ 代替淡水貯槽 : 4,300m³
- ・ 西側淡水貯水設備 : 4,300m³

2. 水使用パターン

① 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水

サプレッション・プール水温が 65℃ に到達する事象発生約 2 時間後, 代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を実施する。

炉心冠水後は, 原子炉水位高 (レベル 8) 設定点から原子炉水位低 (レベル 3) 設定点の範囲で注水する。

② 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却

格納容器圧力が 279kPa[gage] に到達する事象発生約 13 時間後, 代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却を実施する。

サプレッション・プール水位が通常水位 + 6.5m に到達後, 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却を停止する。

③ 西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給

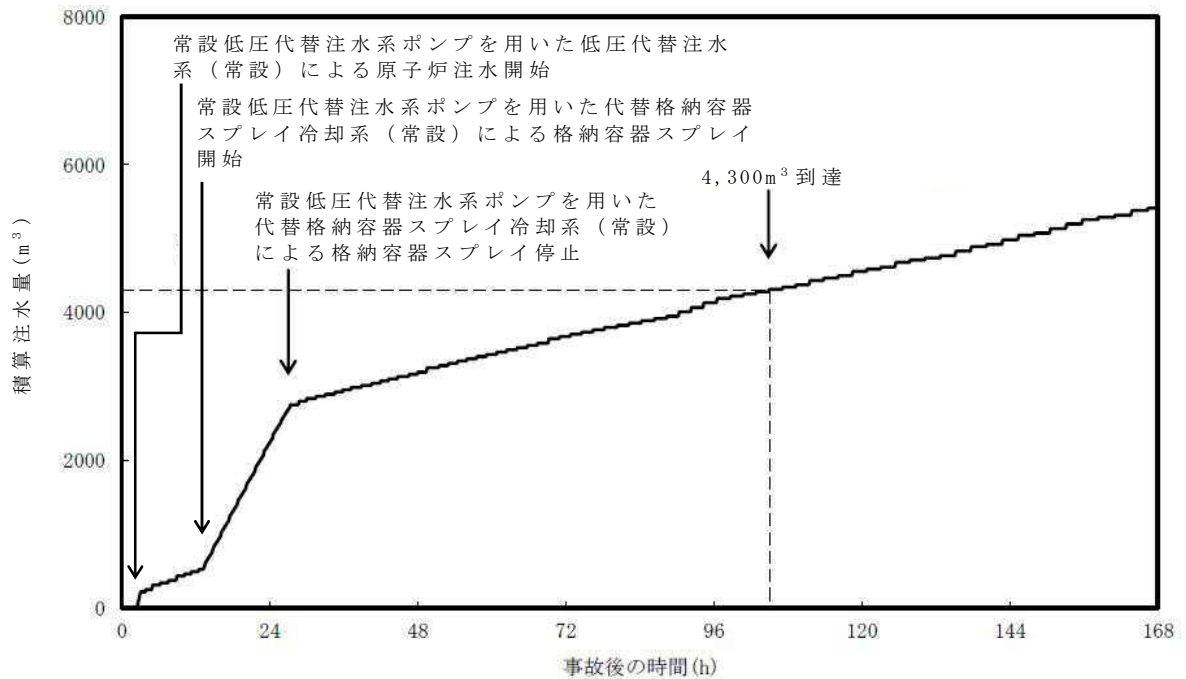
可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給準備が完了後、西側淡水貯水設備の水を代替淡水貯槽へ補給する。

3. 時間評価

事象発生から常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始されるまでは、原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため、代替淡水貯槽の水量は減少しない。

事象発生 2 時間以降は、原子炉注水等によって、代替淡水貯槽の水量は減少する。

可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給の準備が完了する事象発生後約 315 分時点で代替淡水貯槽は枯渇していない。その後、西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給を実施するため、代替淡水貯槽は枯渇することがない。



第 1 図 外部水源による積算注水量

(崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))

4. 水源評価結果

時間評価の結果から代替淡水貯槽が枯渇することはない。また、7日間の対応を考慮すると、合計約 5,410m³の水が必要となる。代替淡水貯槽及び西側淡水貯水設備に合計 8,600m³の水を保有することから必要水量を確保している。このため、安定して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

(崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))

保守的に全ての設備が、事象発生直後から 7 日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2 台起動 ^{※1} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,440.4L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×2台(運転台数) =約 484.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 755.5kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり、7 日間対応可能
高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機 1 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 775.6L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×1台(運転台数) =約 130.3kL		
常設代替高圧電源装置 2 台起動 ^{※2} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 420.0L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×2台(運転台数) =約 141.2kL		
可搬型代替注水中型ポンプ 1 台起動 (西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給) 35.7L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×1台(運転台数) =約 6.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 6.0kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約 210kL であり、7 日間対応可能

※1 事故収束に必要なディーゼル発電機は非常用ディーゼル発電機 1 台であるが、保守的にディーゼル発電機 2 台の起動を仮定した。

※2 緊急用**母線**の電源を、常設代替高圧電源装置 2 台で確保することを仮定した。

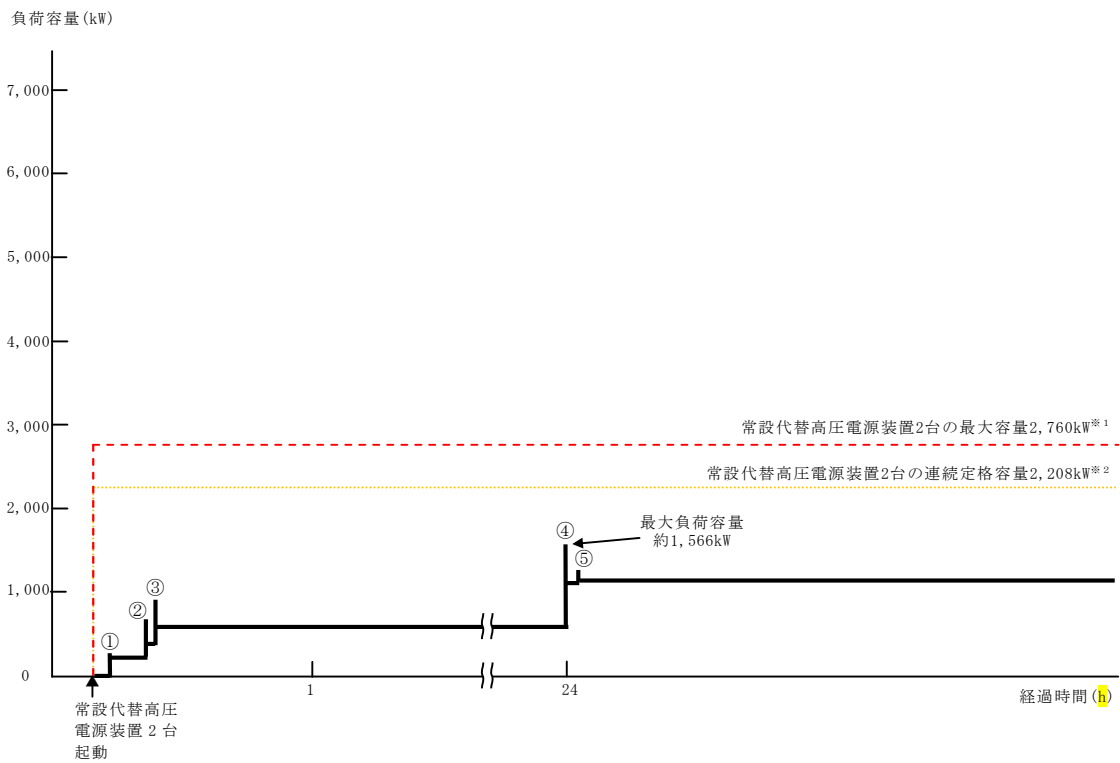
常設代替交流電源設備の負荷

(崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))

主要負荷リスト

【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他負荷	約 120 約 84	約 252	約 204
②	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約689	約394
③	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約879	約584
④	緊急用海水ポンプ その他	約510 約4	約1,566	約1,098
⑤	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約1,207	約1,128



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

※1 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量 (1,380kW×運転台数=最大容量)
 ※2 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の80%の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)

水遮蔽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

1. 使用済燃料の計算条件

使用済燃料プール内のラックの全てに使用済燃料が貯蔵された状態を仮定し、その時の使用済燃料を線源とする。

計算条件を以下に示す。

○線源形状：使用済燃料プール内のラックの全てに使用済燃料が満たされた状態

○線量材質：使用済燃料及び水を考慮（密度 g/cm³）

○ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線は、エネルギー 4 群とする。

○線源強度：文献^{※1}に記載のエネルギー当たりの線源強度を基に、9 × 9 燃料（A型）の体積当たりの線源強度を式①で算出した。

$$\text{線源強度}(\gamma/s/cm^3) = \frac{\text{文献に記載の線源強度}(MeV/(W \cdot s)) \times \text{燃料集合体当たりの熱出力}(W/\text{体})}{\text{各群のエネルギー}(MeV) \times \text{燃料集合体体積}(cm^3/\text{体})} \dots \text{①}$$

このときの線源条件は以下となる。なお、本評価で使用している線源強度（文献値）に対する燃料照射期間は 10⁶ 時間（約 114 年）であり、これは、東海第二の燃料照射期間を十分に包絡している。

- ・燃料照射期間：10⁶ 時間
- ・原子炉停止後の期間^{※2}：停止後 9 日（実績を考慮した値を設定）
- ・燃料集合体当たりの熱出力：4.31MW/体（9 × 9 燃料（A型））
- ・燃料集合体体積：約 7.2E+04cm³（9 × 9 燃料（A型））

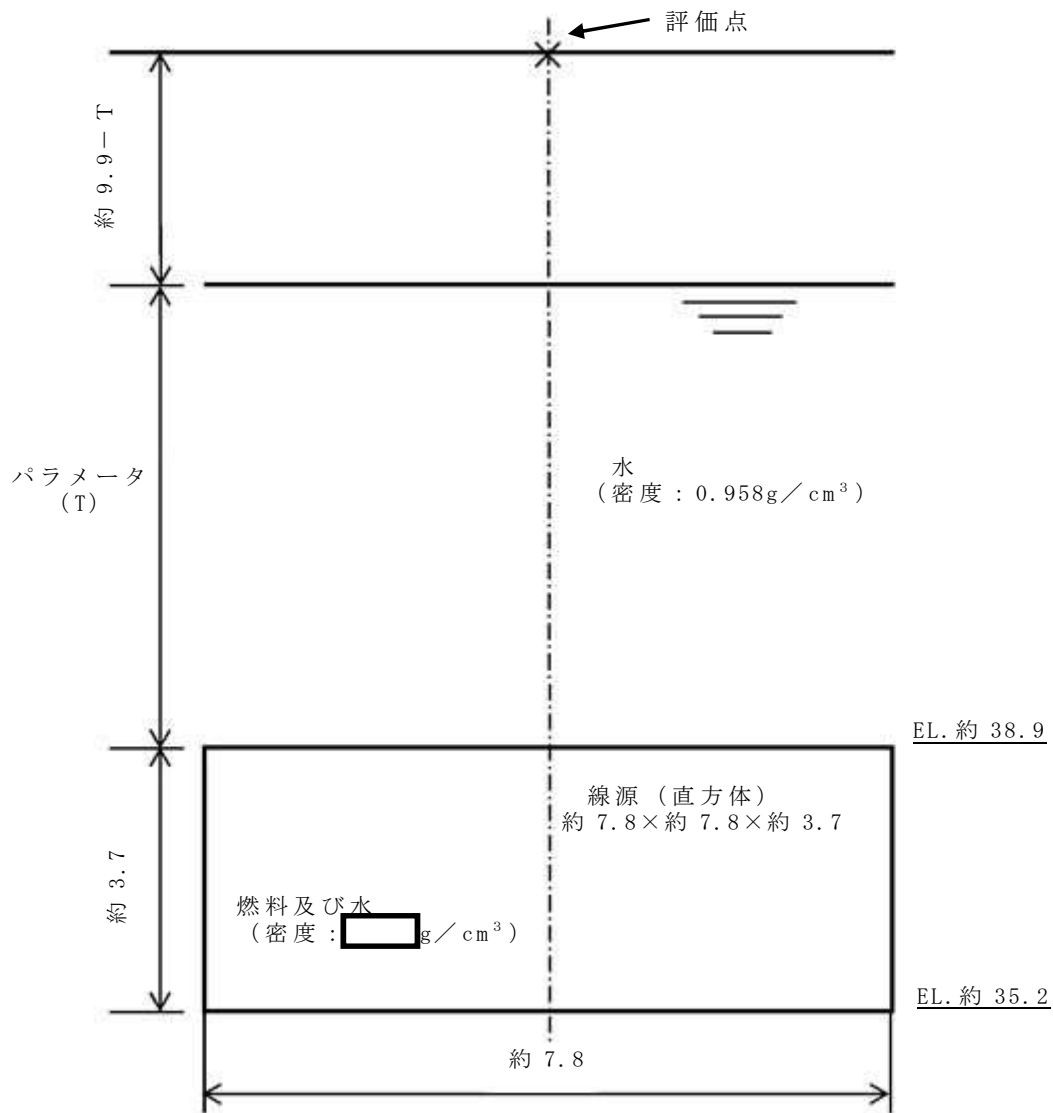
※1 Blizard E.P. and Abbott L.S., ed., “REACTOR HANDBOOK. 2nd ed. Vol. III Part B, SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS, New York, London, 1962”

※2 原子炉停止後9日とは発電機解列からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが、線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な条件となっている。

○計算モデル：直方体線源

線量率計算はQAD-CGGP2Rコード(ver1.04)を用いており、その評価モデルを第1図に示す。また、式①で算出した体積当たりの線源強度を第1表に示す。なお、評価モデルにおいては、燃料有効長以外の構造体は評価対象に含めていないが、実際の使用済燃料では、燃料有効長以外の構造体（上部タイプレート等）においても、放射化等により線源を有している。しかしながら、燃料有効長以外の構造体の線源強度は、 $10^9 \text{ cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$ 程度と考えられ^{※3}、燃料有効長に比べて1%程度と小さい。本線量評価は、使用済燃料プールにおいて放射線の遮蔽が維持される水位を評価するものであり、放射線の遮蔽が維持される水位（通常水位から約0.86m下）においては、使用済燃料由来の線量率は小さく（第7図参照）、線量率全体の0.01%未満の寄与であるため、評価結果に対する燃料有効長以外の構造体の影響は十分に無視できる。

※3 同等の材料組成及び中性子照射量を受けていると考えられる制御棒中間部と同等の線源強度と仮定（第2表参照）



※ T 遮蔽水位の高さを示す
(単位：m)

第 1 図 使用済燃料の線量率計算モデル

第 1 表 使用済燃料の線源強度

群	ガンマ線エネルギー (MeV)	燃料線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1	1.0	4.4E+11
2	2.0	7.5E+10
3	3.0	1.3E+09
4	4.0	2.7E+07
合計		5.2E+11

2. 使用済制御棒（制御棒・破損燃料貯蔵ラック）の計算条件

使用済燃料プール内の制御棒・破損燃料貯蔵ラック（以下「制御棒貯蔵ラック」という。）の使用済制御棒を線源とする計算条件を以下に示す。

○線源形状：制御棒貯蔵ラックの制御棒用スペースが全て満たされた状態

○線源材料：水（密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ ※）

※ 65℃から100℃までの飽和水の密度のうち、最小となる100℃の値を設定

○ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線はエネルギー18群（ORIGEN群構造）とする。

○線源強度は、使用済制御棒を高さ方向に3領域に分割し、使用済制御棒上部はピンローラを、使用済制御棒中間部はアブソーバ管やタイロッド等を、使用済制御棒下部は落下速度リミッタを代表としてモデル化している。制御棒へ照射される中性子フラックスは、制御棒が全挿入された状態での照射を想定した値とした。照射期間については、制御棒照射量制限値（ B_4C 型： 1.5snvt ）を炉心中央の平均熱中性子フラックスで除した値とした（435日）。

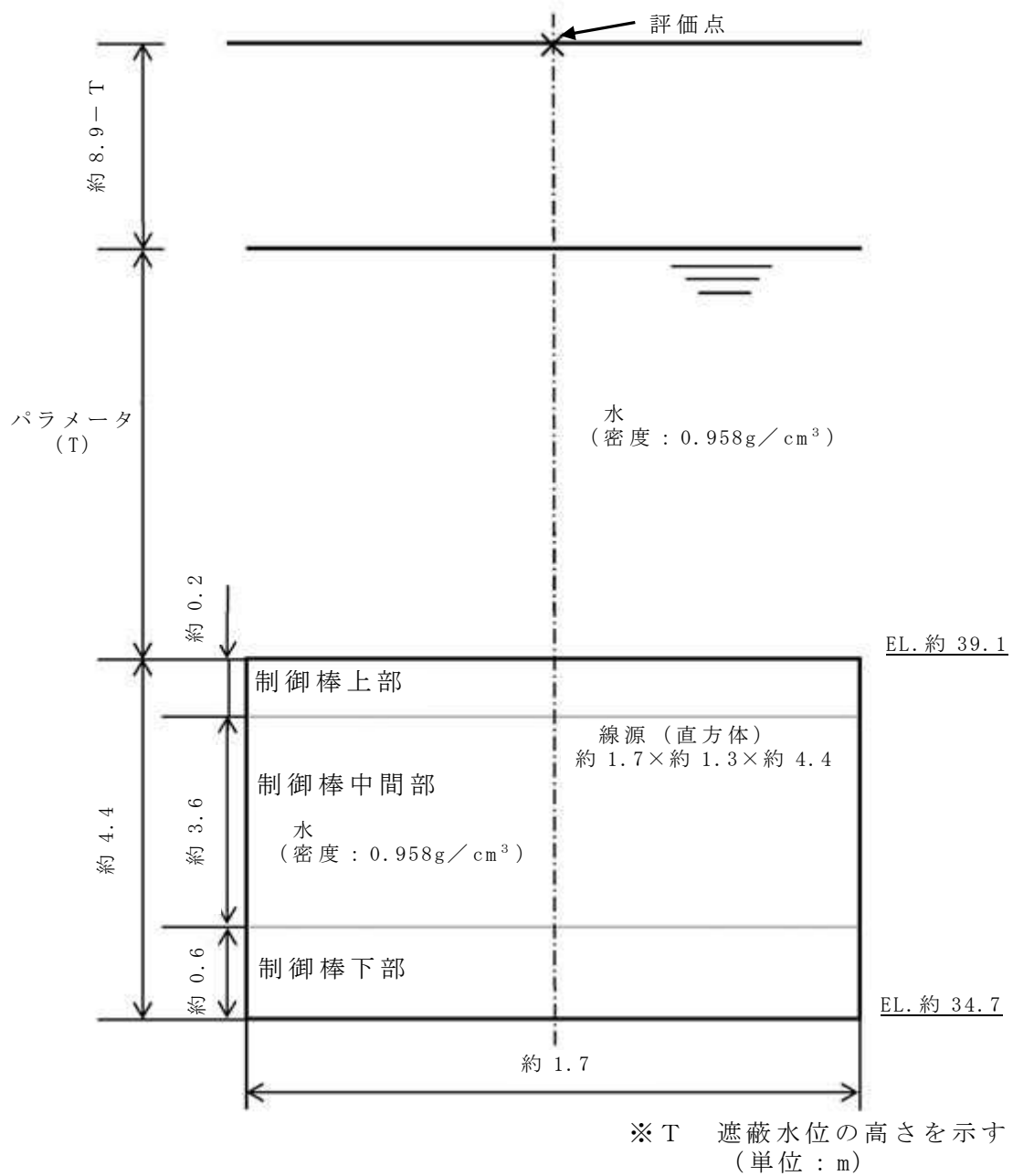
○制御棒貯蔵ラックには冷却期間が異なる使用済制御棒が貯蔵されていることを想定し、モデル上で分割した3領域毎に制御棒貯蔵ラックに保管されている使用済制御棒の平均線源強度を式②により算出した。

$$\text{平均線量強度} = \frac{\sum \{ \text{制御棒タイプ} \cdot \text{冷却期間別の線源強度} \} \times \{ \text{制御棒タイプ} \cdot \text{冷却期間別の保管本数} \}}{\text{全貯蔵本数}} \dots \text{②}$$

制御棒のタイプは B_4C 型の1タイプ、冷却期間は0～1サイクルの2種類、全貯蔵本数は24本とした。

○計算モデル：直方体線源

線量率計算はQAD-CGGP2Rコードを用いており，その評価モデルを第2図に示す。また，計算により求めた線源強度を第2表に示す。



第2図 制御棒貯蔵ラックの線量率計算モデル

第 2 表 制御棒貯蔵ラック内の使用済制御棒の線源強度

	ガンマ線 エネルギー (MeV)	制御棒上部 線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)	制御棒中間部 線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)	制御棒下部 線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1	1.00×10^{-2}	3.6×10^7	4.9×10^8	1.3×10^9
2	2.50×10^{-2}	1.8×10^5	1.1×10^6	5.1×10^6
3	3.75×10^{-2}	1.3×10^5	8.8×10^5	1.1×10^7
4	5.75×10^{-2}	1.5×10^5	9.0×10^5	8.9×10^8
5	8.50×10^{-2}	9.1×10^4	5.1×10^5	8.3×10^7
6	1.25×10^{-1}	1.7×10^5	1.3×10^6	1.8×10^8
7	2.25×10^{-1}	1.8×10^5	1.3×10^6	2.6×10^8
8	3.75×10^{-1}	9.7×10^6	2.6×10^8	5.9×10^8
9	5.75×10^{-1}	3.4×10^7	1.6×10^8	2.7×10^8
10	8.50×10^{-1}	1.2×10^8	8.4×10^8	1.6×10^9
11	1.25×10^0	7.9×10^7	6.9×10^8	5.5×10^9
12	1.75×10^0	6.3×10^5	2.9×10^6	5.0×10^6
13	2.25×10^0	4.2×10^2	3.7×10^3	2.4×10^4
14	2.75×10^0	9.9×10^0	1.1×10^1	7.5×10^1
15	3.50×10^0	5.9×10^{-3}	2.1×10^{-10}	1.0×10^{-9}
16	5.00×10^0	6.1×10^{-5}	2.2×10^{-12}	1.1×10^{-11}
17	7.00×10^0	0.0×10^0	0.0×10^0	0.0×10^0
18	9.50×10^0	0.0×10^0	0.0×10^0	0.0×10^0
合計		2.8×10^8	2.4×10^9	1.1×10^{10}

3. 使用済制御棒（制御棒貯蔵ハンガ）の計算条件

使用済燃料プール内の制御棒貯蔵ハンガの使用済制御棒を線源とする計算条件を以下に示す。

○線源形状：制御棒貯蔵ハンガの全てに制御棒が吊るされた状態

○線源材料：水（密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ ※）

※ 65℃から 100℃までの飽和水の密度のうち、最小となる
100℃の値を設定

○ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線はエネルギー 18 群（O R I G E N 群構造）とする。

○線源強度は、使用済制御棒を高さ方向に 3 領域に分割し、使用済制御棒上部はピンローラを、使用済制御棒中間部はアブソーバ管やタイロッド等を、使用済制御棒下部は落下速度リミッタを代表としてモデル化している。制御棒へ照射される中性子フラックスは、制御棒が全挿入された状態での照射を想定した値とした。照射期間については、制御棒照射量制限値（H f 型：4snvt，B₄C 型：1.5snvt）を炉心中央の平均熱中性子フラックスで除した値とした（H f 型：1,160 日，B₄C 型：435 日）。

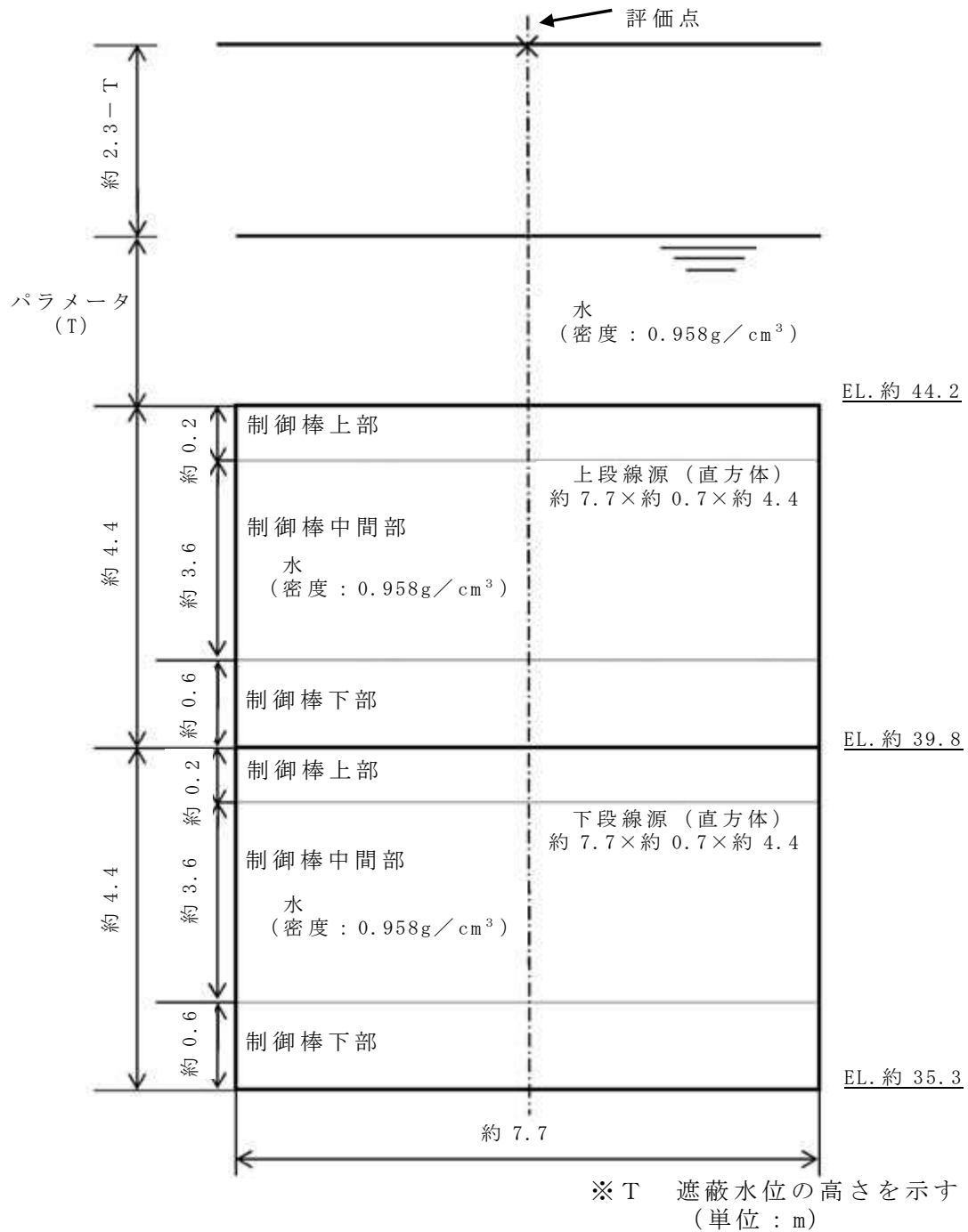
○制御棒貯蔵ハンガには、タイプ別でかつ冷却期間の異なる使用済制御棒が混在して貯蔵されていることを想定し、モデル上で分割した 3 領域毎に貯蔵使用済制御棒全体の放射能を保存して平均した線源強度を式③により算出した。

$$\text{平均線量強度} = \frac{\sum \{ \text{制御棒タイプ} \cdot \text{冷却期間別の線源強度} \} \times \{ \text{制御棒タイプ} \cdot \text{冷却期間別の保管本数} \}}{\text{全貯蔵本数}} \dots \textcircled{3}$$

制御棒のタイプは H f，B₄C の 2 タイプ，冷却期間は 0～10 サイクルの 11 種類，全貯蔵本数は 156 本とした。

○計算モデル：直方体線源

線量率計算はQAD-CGGP2Rコード(ver1.04)を用いており、その評価モデルを第3図に示す。また、計算により求めた線源強度を第3表に示す。



第3図 制御棒貯蔵ハンガの線量率計算モデル

第 3 表 制御棒貯蔵ハンガの使用済制御棒の線源強度

	ガンマ線 エネルギー (MeV)	制御棒上部 線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)	制御棒中間部 線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)	制御棒下部 線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1	1.00×10^{-2}	8.0×10^4	1.5×10^6	5.5×10^6
2	2.50×10^{-2}	1.3×10^4	8.7×10^4	5.3×10^5
3	3.75×10^{-2}	7.1×10^3	5.0×10^4	3.1×10^5
4	5.75×10^{-2}	8.0×10^3	5.6×10^4	1.7×10^6
5	8.50×10^{-2}	3.2×10^3	2.2×10^4	2.6×10^5
6	1.25×10^{-1}	1.2×10^3	8.6×10^3	3.3×10^5
7	2.25×10^{-1}	4.5×10^2	3.1×10^3	4.1×10^5
8	3.75×10^{-1}	1.2×10^3	8.6×10^3	5.3×10^4
9	5.75×10^{-1}	6.5×10^3	3.0×10^4	5.3×10^4
10	8.50×10^{-1}	2.5×10^4	7.3×10^6	1.5×10^7
11	1.25×10^0	3.5×10^7	2.4×10^8	1.5×10^9
12	1.75×10^0	1.2×10^2	5.5×10^2	9.7×10^2
13	2.25×10^0	1.8×10^2	1.3×10^3	7.8×10^3
14	2.75×10^0	5.7×10^{-1}	3.9×10^0	2.4×10^1
15	3.50×10^0	4.1×10^{-16}	1.9×10^{-15}	2.7×10^{-15}
16	5.00×10^0	0.0×10^0	0.0×10^0	0.0×10^0
17	7.00×10^0	0.0×10^0	0.0×10^0	0.0×10^0
18	9.50×10^0	0.0×10^0	0.0×10^0	0.0×10^0
合計		3.5×10^7	2.5×10^8	1.5×10^9

○使用済制御棒の冠水時及び露出時の線量率計算モデルについて

使用済制御棒は制御棒貯蔵ハンガにハンドル部を通して格納又は制御棒貯蔵ラック内へ格納されている。評価では、これらの制御棒貯蔵ハンガ及び制御棒貯蔵ラックの構造材を含めた使用済制御棒設置個所を直方体の線源としてモデル化している（第4図）。

遮蔽計算をする際、線源材にも密度を設定することで自己遮蔽等の計算を行う。本評価では制御棒が①冠水時、②一部露出時、③露出時のいずれにおいても遮蔽性能の低い水として計算している。

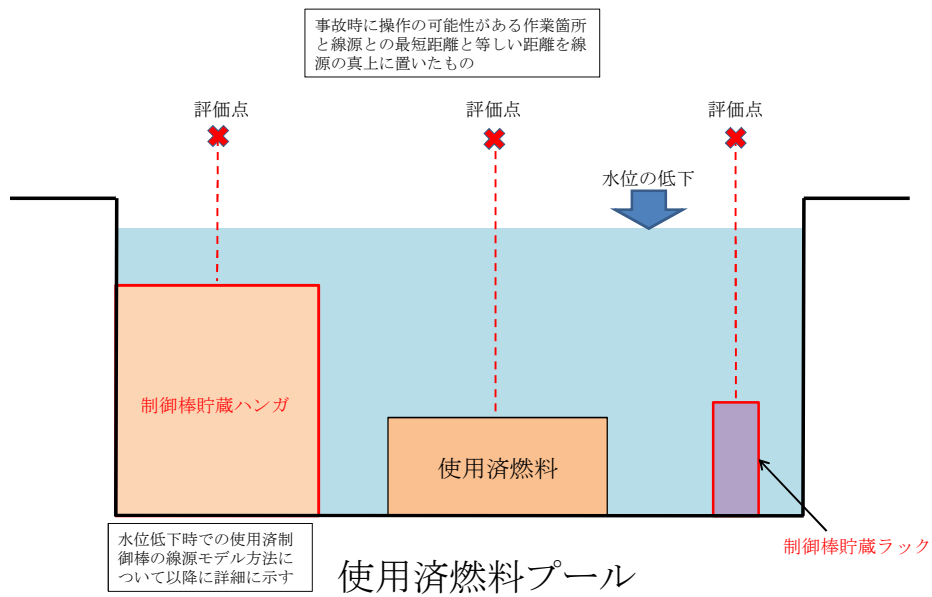
こちらは③露出時において、制御棒間等は気中であるが、制御棒は水より密度の大きいステンレスや B_4C （又はHf）等で構成されていること、線源以外にも制御棒貯蔵ハンガ、制御棒貯蔵ラックのような構造材があることから十分保守的なモデルとなっている。

①冠水時、②一部露出時の状態においては使用済制御棒等の遮蔽効果に加えて、制御棒間の隙間等、気中であった箇所に水が入るため、遮蔽効果は更に高まるが、評価においては③露出時と同様、水と設定して評価をすることで更に保守的なモデルとなっている。

評価結果において、水位低下により使用済制御棒露出が開始した際の現場の線量率と、完全に露出した後の現場の線量率にあまり差異がないことは、評価で上記に示すとおり①冠水時と③露出時を等しく、線源が水として計算しているためである（第5図）。

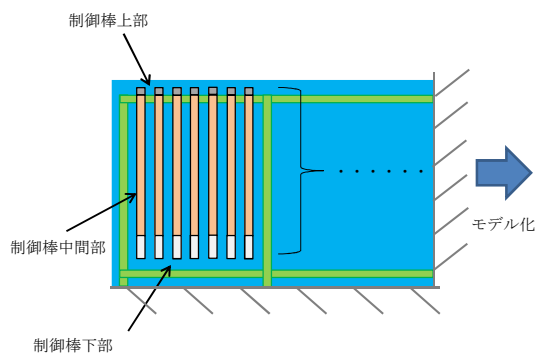
<参考>

一例としてCo-60を線源としたときの1/10価層は水であると約70cmであるのに対して、鉄（密度： $7.87\text{kg}/\text{cm}^3$ ）であると約7.4cmとなり、これらの遮蔽性能が水と比べて大きいことが分かる。

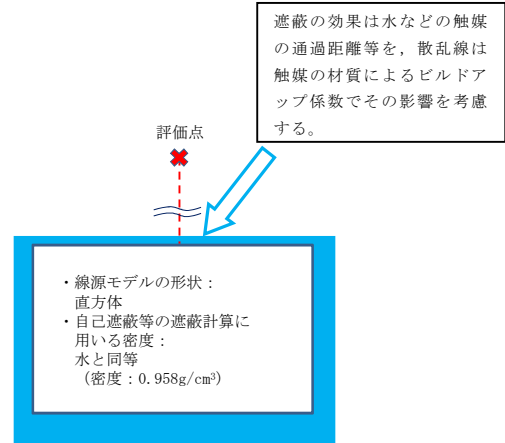


第 4 図 使用済燃料プール概要図

① 冠水時

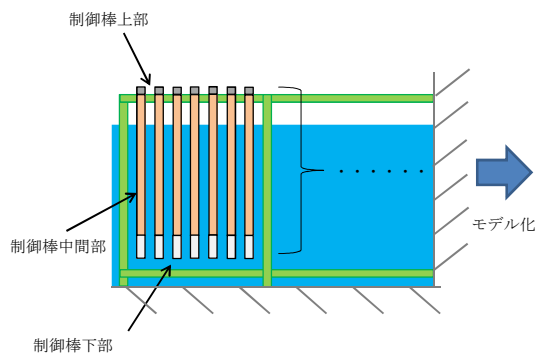


使用済制御棒の側面図

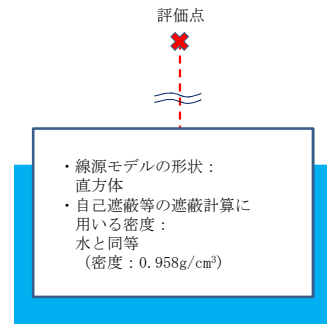


制御棒の線源モデル (冠水時)

② 一部露出時

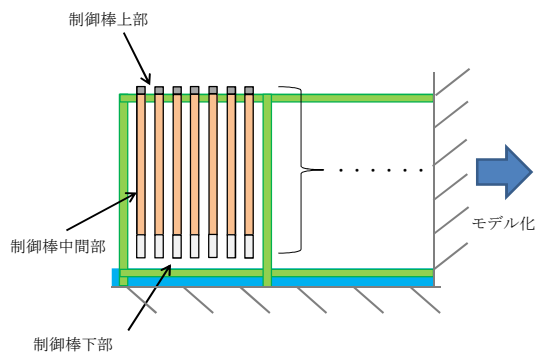


使用済制御棒の側面図

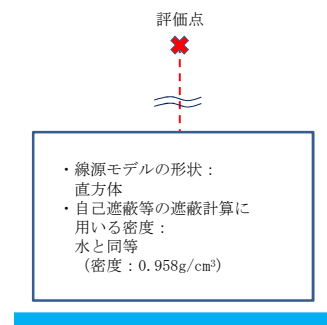


制御棒の線源モデル (一部露出時)

③ 露出時



使用済制御棒の側面図



制御棒の線源モデル (露出時)

第 5 図 冠水時及び露出時の線量率計算モデ

4. 線量率の評価

線量率は、QAD-CGGP2Rコード(ver1.04)を用いて計算している。

一般的に点減衰核積分法では、線源領域を細分化し点線源で近似を行い、各点線源から計算点までの媒質の通過距離から非散乱ガンマ線束を求める。これにビルドアップ係数をかけ、線源領域全空間で積分した後、線量率換算係数をかけることで計算点での線量率を求める。

QAD-CGGP2Rコードでは、式④を用い、線量率を計算している。第4図にQAD-CGGP2Rコードの計算体系を示す。

$$D_j = \sum_i F_j \cdot \frac{S_{ij}}{4 \cdot \pi \cdot R_i^2} \cdot e^{\left(-\sum_k \mu_{jk} \cdot t_k\right)} \cdot B_{ij} \cdots \textcircled{4}$$

j : エネルギー群番号

i : 線源点番号

k : 領域番号 (遮蔽領域)

F_j : 線量率換算係数

S_{ij} : i番目の線源点で代表される領域の体積で重みづけされたエネルギーj群の点線源強度

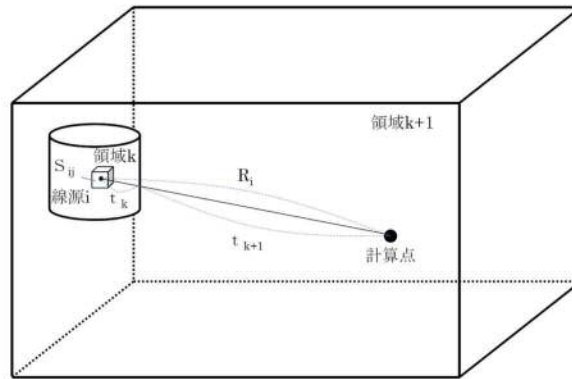
R_i : i番目の線源点と計算点の距離

B_{ij} : ビルドアップ係数

μ_{jk} : 領域kにおけるエネルギーj群のガンマ線に対する線吸収係数

t_k : 領域kをガンマ線が透過する距離

これにより求められたエネルギー第j群の線量率D_jから、全ての線源エネルギー群について加えることによって全線量率を計算している。



第 6 図 QAD-CGGP2R コードの計算

5. 線量率を求める際の評価点と放射線遮蔽が維持される水位について

(1) 線量率を求める際の評価点

線源からの線量率を求める際に設定する評価点は、第 4 図に示すように制御棒貯蔵ハンガ線源，制御棒貯蔵ラック線源，使用済燃料ラック線源の各線源毎に，それぞれの真上のオペフロ床面高さとした。

線源毎にその真上のオペフロ床面高さの評価点における，使用済燃料プール水位に応じた線量率算出結果を合計したものを第 7 図に示す。

なお，評価では第 1 図及び第 2 図の線量率計算モデルに示すようにプール筐体による遮蔽は考慮せず，線源から評価点までの距離を入力として評価している。

(2) 放射線の遮蔽が維持される水位

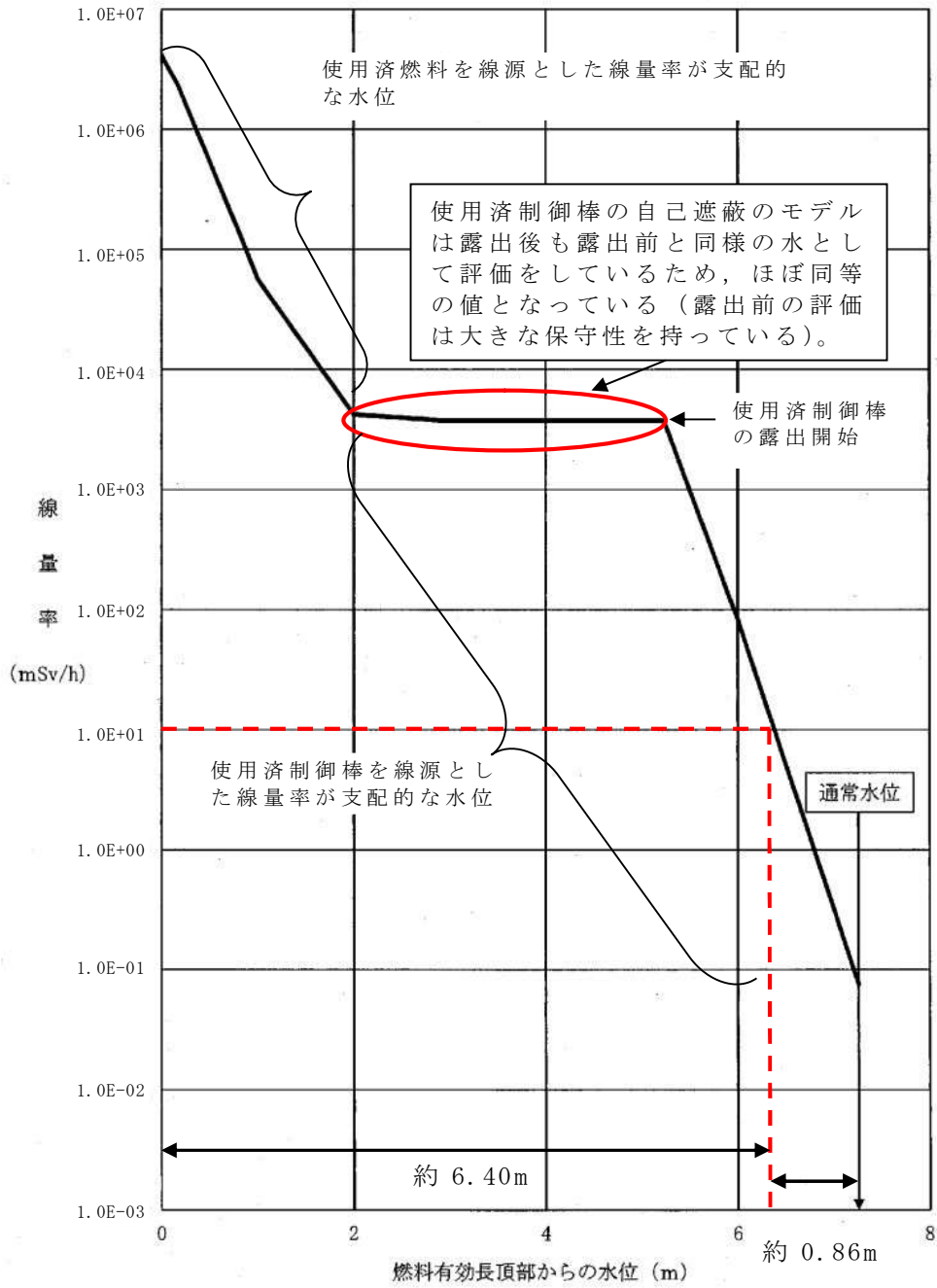
本事故シーケンスグループにおける必要な遮蔽の目安とした線量率は，原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業時間から 10mSv/h に設定した。原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作は，重大事故等対応要

員による使用済燃料プールへの注水準備操作（可搬型スプレインゾルの設置及びホース敷設等）を想定しており，原子炉建屋原子炉棟 6 階を含め，原子炉建屋内に滞在する時間は 2.2 時間以内である。そのため，重大事故等対応要員の被ばく量は最大でも 22mSv であり，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。

また，作業員等が事象発生時に原子炉建屋原子炉棟 6 階に滞在していた場合でも，事象発生後速やかに管理区域外へ退避するため，原子炉建屋原子炉棟 6 階での被ばく量は限定的である。

なお，必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は，東海第二発電所の施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟 6 階における線量率の実績値（約 3.5mSv/h）より高い線量率である。

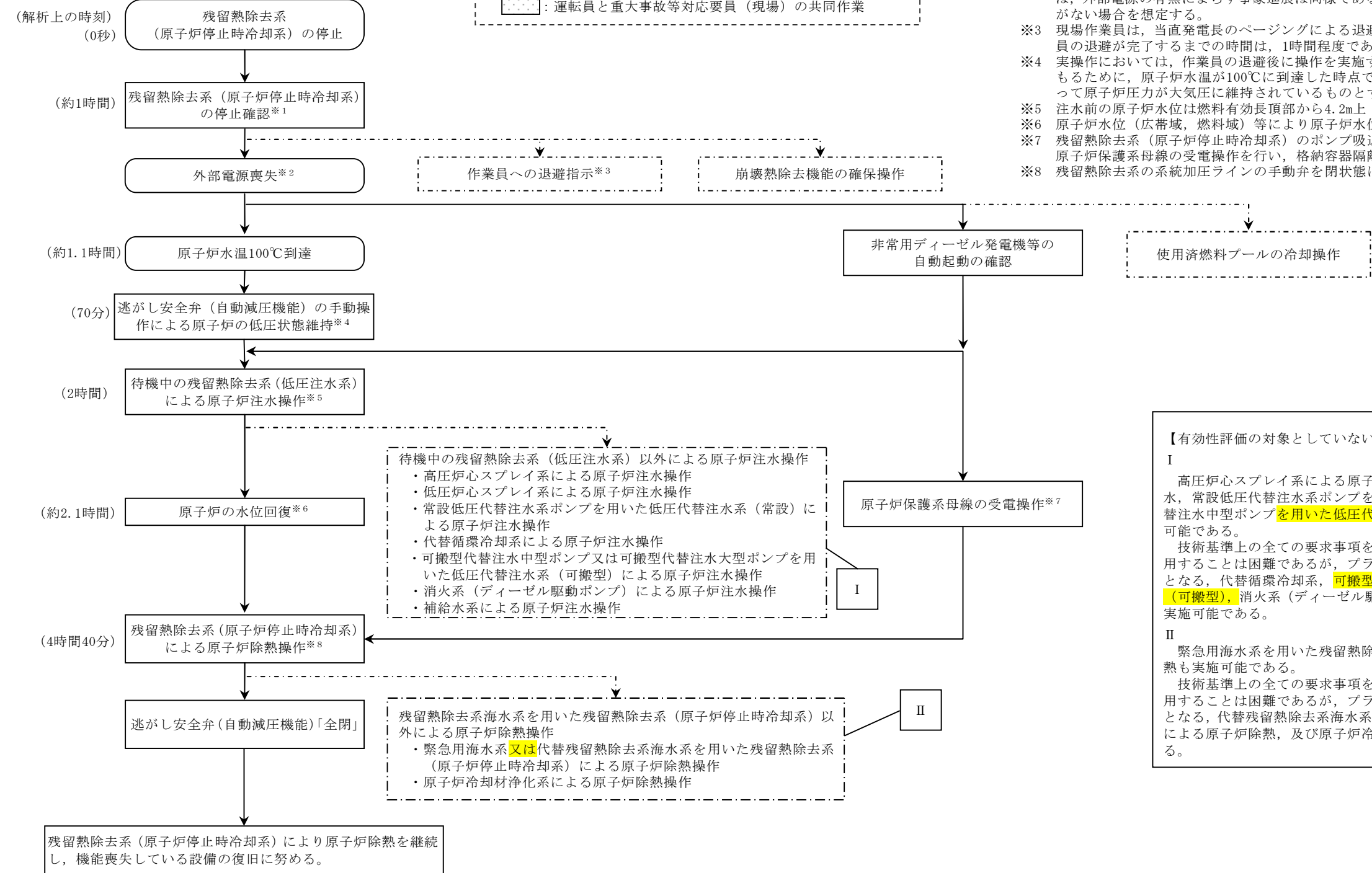
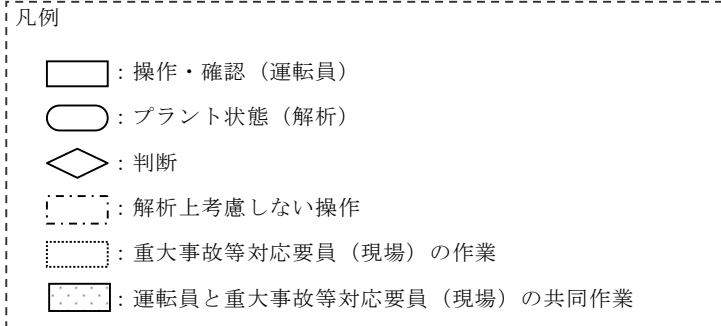
必要な遮蔽水位は第 7 図より開始水位から約 0.86m 低下した水位である。なお，本評価ではバックグラウンドの線量率は考慮していないが，原子炉建屋原子炉棟 6 階でのバックグラウンドの線量率の実績値は約 0.05mSv/h 未満と小さく，本評価の通常水位時の線量率を下回っており，バックグラウンドの影響については本評価の保守性に包絡されている。



第 7 図 放射線の遮蔽が維持される水位

「5.1 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」より抜粋

- プラント前提条件
- 原子炉の運転停止 1 日後
 - 原子炉圧力容器未開放
 - 格納容器開放
 - 残留熱除去系（A）：原子炉停止時冷却系の状態で運転中
 - 残留熱除去系（B）：低圧注水系の状態で待機中
 - 残留熱除去系（C）：点検に伴い待機除外中
 - 全ての非常用ディーゼル発電機等：待機中
 - 原子炉水位は通常運転水位



- ※1 運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が故障した場合は、警報等により速やかに事象発生を認知できるが、運転員による対応操作の時間余裕を厳しく評価する観点から、本評価では警報による認知には期待せず、1時間毎の中央制御室の巡視により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が停止していることを認知するものとしている。
- ※2 外部電源は事象発生1時間後に喪失するものと仮定する。ここで、事象発生と同時に外部電源が喪失することを想定した場合、原子炉保護系電源の喪失により格納容器隔離信号が発信し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁が自動閉となる。待機中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を起動するためには、格納容器隔離信号のリセット操作が必要であるため、運転員は事後速やかに崩壊熱除去機能が喪失したことを認知することができる。このため、本評価においては、運転員による対応操作を厳しく評価する観点から、事象発生1時間後（1時間毎の中央制御室の巡視により事象を認知する時刻）までは外部電源がある場合を想定する。事象発生1時間以降は、外部電源の有無によらず事象進展は同様であるが、資源の評価の観点から厳しくなる、外部電源がない場合を想定する。
- ※3 現場作業員は、当直発電長のページングによる退避指示を確認後、退避する。なお、全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は、1時間程度である。
- ※4 実操作においては、作業員の退避後に操作を実施するが、解析上、原子炉の水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉水温が100℃に到達した時点で、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作によって原子炉圧力が大気圧に維持されているものとする。
- ※5 注水前の原子炉水位は燃料有効長頂部から4.2m上（原子炉水位低（レベル3）から0.3m下）となる。
- ※6 原子炉水位（広帯域、燃料域）等により原子炉水位の回復を確認する。
- ※7 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁を開状態にするために、原子炉保護系母線の受電操作を行い、格納容器隔離信号をリセットする。
- ※8 残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を閉状態にする。

【有効性評価の対象としていないが他に取得手段】

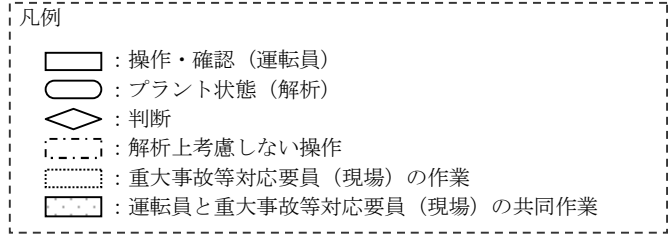
I
高圧炉心スプレイ系による原子炉注水、低圧炉心スプレイ系による原子炉注水、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる、代替循環冷却系、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）、消火系（ディーゼル駆動ポンプ）及び補給水系による原子炉注水も実施可能である。

II
緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱も実施可能である。
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる、代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱、及び原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱も実施可能である。

第 5.1-2 図 崩壊熱除去機能喪失時の対応手順の概要

「5.2 全交流動力電源喪失」より抜粋

- プラント前提条件
- 原子炉の運転停止 1 日後
 - 原子炉圧力容器未開放
 - 格納容器開放
 - 残留熱除去系 (A)：原子炉停止時冷却系の状態で運転中
 - 残留熱除去系 (B)：低圧注水系の状態で待機中
 - 残留熱除去系 (C)：点検中
 - 全ての非常用ディーゼル発電機等：待機中
 - 原子炉水位は通常運転水位

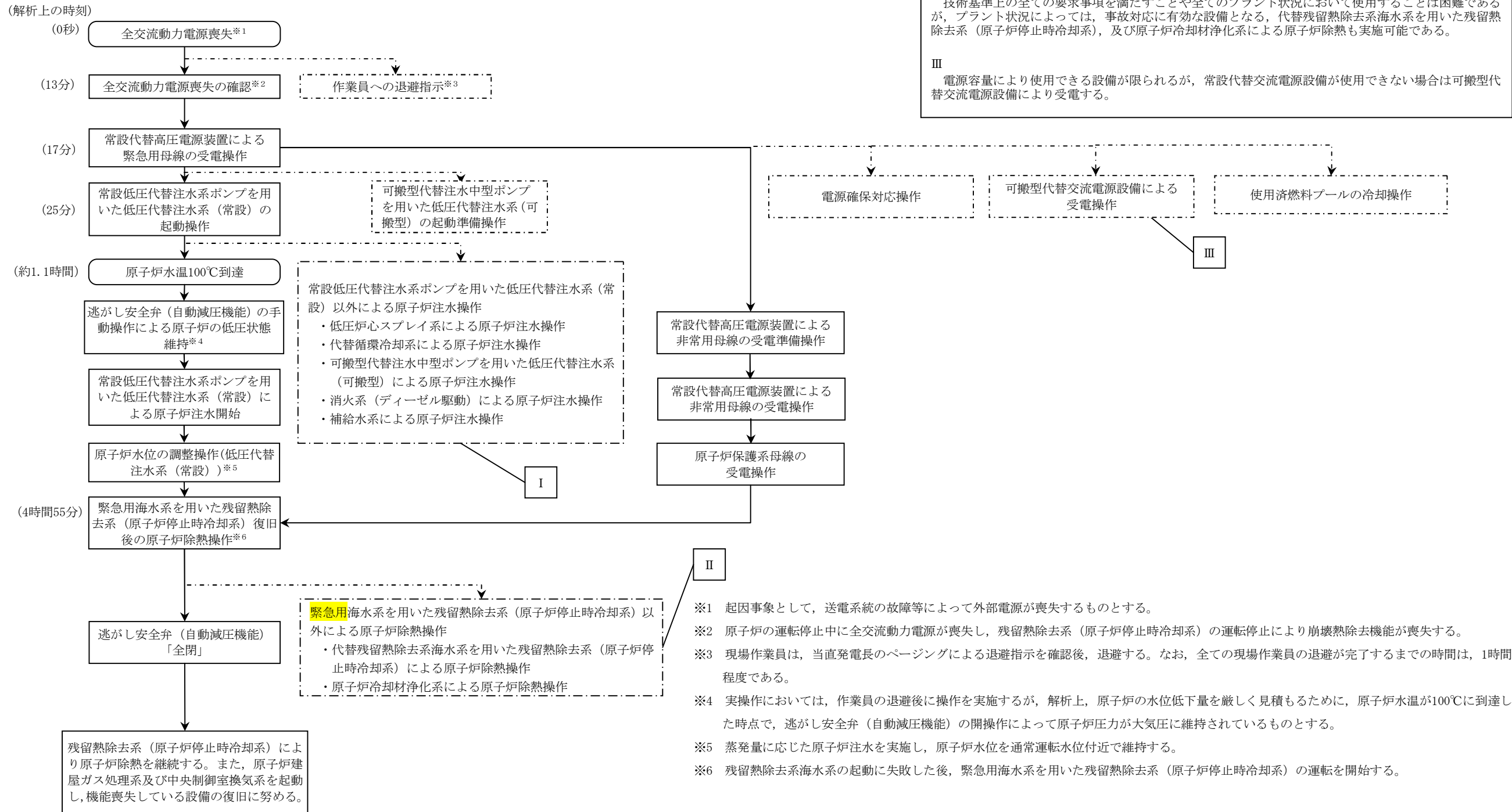


【有効性評価の対象としていないが、他に取り得る手段】

I
 低圧炉心スプレイ系による原子炉注水、及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水も可能である。
 技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる、代替循環冷却系、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型)、消火系 (ディーゼル駆動) 及び補給水系による原子炉注水も可能である。

II
 技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる、代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)、及び原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱も実施可能である。

III
 電源容量により使用できる設備が限られるが、常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備により受電する。



第 5.2-2 図 全交流動力電源喪失時の対応手順の概要

「5.3 原子炉冷却材の流出」より抜粋

計温度である 52℃を評価条件とする。

(c) 残留熱除去系の初期運転状態

残留熱除去系の初期運転状態は以下の状態とし、残留熱除去系の運転号機を残留熱除去系（A）から残留熱除去系（B）へ切り替えるものとする。

- ・ 残留熱除去系（A）：原子炉停止時冷却系の状態で運転中
- ・ 残留熱除去系（B）：低圧注水系の状態で待機中
- ・ 残留熱除去系（C）：点検に伴う待機除外中

b. 事故条件

(a) 原子炉冷却材のサプレッション・プールへの流出流量

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時の原子炉冷却材の流出を想定する。具体的には、切替後に運転する残留熱除去系の系統構成の際、原子炉停止時冷却系流量調整弁の開操作が不十分な状態で残留熱除去系ポンプを起動することにより、残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁がインターロックにより自動開となり、開固着することによって原子炉冷却材がサプレッション・プールへ流出することを想定し、流出流量は 45m³/h とする。

(b) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発について

本評価事象では原子炉冷却材の流出流量を厳しく評価するため、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）は運転状態を想定しており、崩壊熱除去機能は維持されていることから、崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発については考慮しない。なお、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の吸込み配管の高さは燃料有効長頂部以下にあるため、本事故シーケンスの水位低下量を踏まえても崩壊熱除去機能は維持され

る。

(c) 外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がない場合は、原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁が閉となり、原子炉冷却材流出が停止することから、外部電源はあるものとする。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量は $1,605\text{m}^3/\text{h}$ を設定するものとする。

(b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の伝熱容量

伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき 1 基当たり約 43MW（原子炉冷却材温度 100°C 、海水温度 32°C において）とする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等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」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

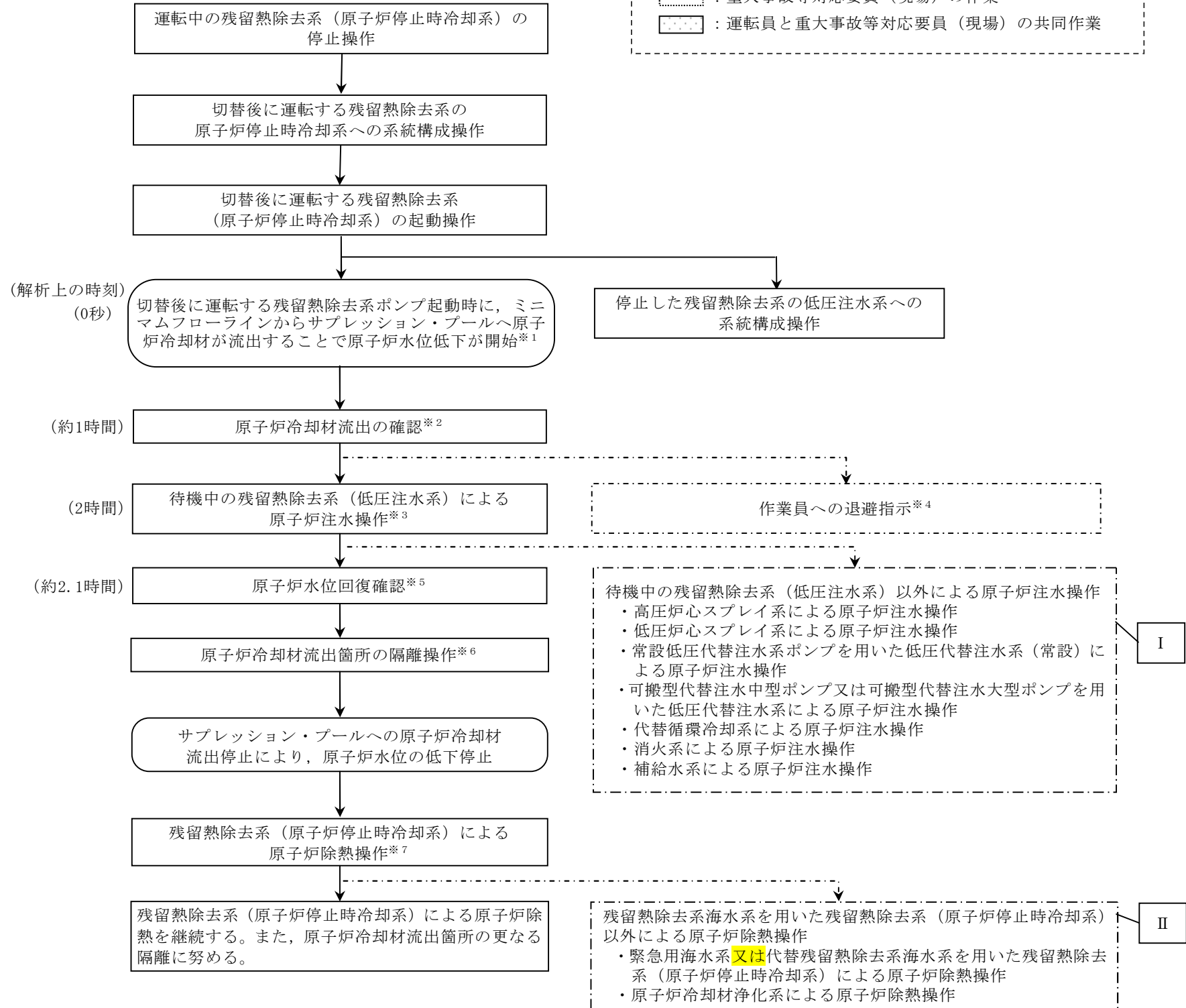
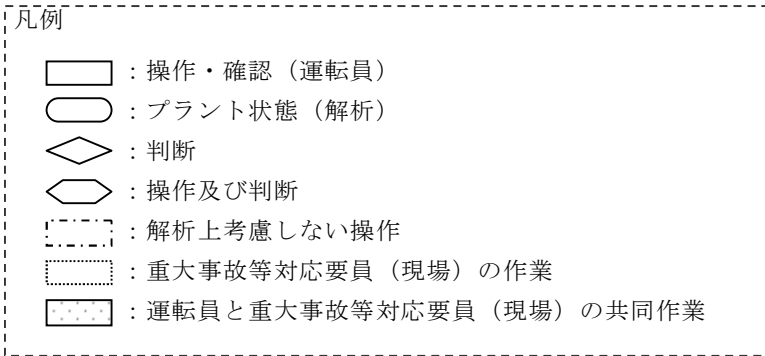
(a) 原子炉冷却材の流出は、事象発生から 1 時間後の中央制御室の巡視

において認知するものとする。なお、原子炉未開放時においては原子炉水位による警報発生や緩和設備の自動起動等に期待できる場合があるが、本評価ではこれらに期待しないこととする。

(b) 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作は、原子炉水位

低下確認後、事象発生から 2 時間後に実施するものとする。また、運

- プラント前提条件
- 原子炉の運転停止 1 日後
 - 原子炉圧力容器未開放
 - 格納容器開放
 - 残留熱除去系 (A) : 原子炉停止時冷却系の状態で運転中
 - 残留熱除去系 (B) : 低圧注水系の状態で待機中
 - 残留熱除去系 (C) : 点検中
 - 原子炉水位は通常運転水位



【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

I

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) も実施可能である。

技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる、代替循環冷却系、可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水、消火系及び補給水系による原子炉注水も実施可能である。

II

緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱も実施可能である。

技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる、代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱、及び原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱も実施可能である。

※1 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の運転号機の切替時、原子炉停止時冷却系流量調整弁の開度が不十分な状態で切替後に運転する残留熱除去系ポンプを起動することにより、ミニマムフロー弁が自動開となり、開固着することで原子炉冷却材がサブプレッション・プールに流出することを想定する (原子炉冷却材の流出量は45m³/h、原子炉水位の低下速度は約1.5m/h)。

※2 原子炉冷却材の流出が発生した場合は、警報等により速やかに事象発生を認知できるが、運転員による対応操作の時間余裕を厳しく評価する観点から、本評価では警報による認知には期待せず、1時間毎の中央制御室の巡視により原子炉水位の低下及びサブプレッション・プール水位の上昇を認知するものとしている。

※3 注水前の原子炉水位は燃料有効長頂部から約2.1m上 (原子炉水位低 (レベル3) -約2.4m) となる。

※4 現場作業員は、当直発電長のページングによる退避指示を確認後、退避する。なお、全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は、1時間程度である。

※5 中央制御室において、原子炉水位 (広帯域、燃料域) 等により原子炉水位の回復を確認する。

※6 残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水操作で原子炉水位を維持した状態での操作であるため、十分な時間余裕がある。

※7 残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を閉状態にする。

第 5.3-2 図 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要