

東海第二発電所 審査資料	
資料番号	PS-C-1 改 60
提出年月日	平成 29 年 11 月 27 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 11 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T B）

2.3.2 全交流動力電源喪失（T B D，T B U）

2.3.3 全交流動力電源喪失（T B P）

- 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

添付資料1.5.4	外部水源温度の条件設定の根拠について
添付資料1.5.5	給水流量をランアウト流量（68％）で評価することの妥当性
添付資料1.5.6	逃がし安全弁の解析条件設定について
添付資料1.5.7	原子炉停止機能喪失の解析条件設定の考え方について
添付資料1.5.8	重大事故等対処設備としての逃がし安全弁7弁の十分性について
添付資料1.5.9	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（想定事故1及び2）の有効性評価における共通評価条件について
添付資料1.7.1	解析コード及び解析条件の不確かさ影響評価フロー
添付資料2.1.1	平均出力燃料集合体での燃料被覆管最高温度の代表性について
添付資料2.1.2	<u>安定状態について（高圧・低圧注水機能喪失）</u>
添付資料2.1.3	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・低圧注水機能喪失）
添付資料2.1.4	7日間における水源の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）
添付資料2.1.5	7日間における燃料の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）
添付資料2.1.6	常設代替交流電源設備の負荷（高圧・低圧注水機能喪失）
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

添付資料5.1.1	運転停止中における通常時のプラント監視について
添付資料5.1.2	運転停止中の原子炉の事故時における現場作業員の退避について
添付資料5.1.3	運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における基準水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について
添付資料5.1.4	重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定
添付資料5.1.5	崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における崩壊熱設定の考え方
添付資料5.1.6	安定停止状態について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）
添付資料5.1.7	運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について
添付資料5.1.8	評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）
添付資料5.1.9	7日間における燃料の対応について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）
添付資料5.2.1	<u>安定停止状態について（運転停止中 全交流動力電源喪失）</u>
添付資料5.2.2	<u>評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 全交流動力電源喪失）</u>
添付資料5.2.3	<u>運転停止中の全交流動力電源喪失時におけるサプレッション・プール水への影響について</u>
添付資料5.2.4	<u>7日間における水源の対応について（運転停止中 全交流動力電源喪失）</u>

添付資料5.2.5	<u>7日間における燃料の対応について（運転停止中 全交流動力電源喪失）</u>
添付資料5.2.6	<u>常設代替交流電源設備の負荷（運転停止中 全交流動力電源喪失）</u>
添付資料5.3.1	原子炉圧力容器開放時における運転停止中の線量評価について
添付資料5.3.2	「原子炉冷却材の流出」におけるプラント状態選定の考え方
添付資料5.3.3	安定停止状態について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）
添付資料5.3.4	評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）
添付資料5.3.5	7日間における燃料の対応について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）
添付資料5.4.1	安定停止状態について（運転停止中 反応度の誤投入）
添付資料5.4.2	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（運転停止中 反応度の誤投入）
添付資料5.4.3	反応度誤投入事象の代表性について
添付資料5.4.4	原子炉初期出力に係る感度解析の評価条件について
添付資料5.4.5	反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析について
添付資料6.1.1	同時被災時における必要な要員及び資源について
添付資料6.2.1	重大事故等対策の要員の確保及び所要時間について

2.1 高圧・低圧注水機能喪失

2.1.1 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「高圧・低圧注水機能喪失」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＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，②「過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，③「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，④「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＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，⑤「サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」及び⑥「サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」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「高圧・低圧注水機能喪失」は，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（原子炉冷却材喪失事故を除く。）の発生後，高圧及び低圧注水機能が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。また，低圧注水機能喪失を想定することから，併せて残留熱除去系の機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失を想定する。

本事故シーケンスグループは，高圧及び低圧の原子炉注水機能を喪失したことによって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，

重大事故等対処設備の有効性評価としては、高圧又は低圧注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。高圧・低圧注水機能喪失が発生した場合、重大事故等対処設備により高圧の原子炉注水操作を実施する方が、より早期に原子炉注水を開始することが可能となり、原子炉水位の低下が小さくなることで評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、高圧の原子炉注水操作を実施した場合でも、中長期的にはサブプレッション・プール熱容量制限に到達した時点で原子炉を減圧して低圧の原子炉注水に移行するため、事象進展は同じとなる。このため、本事故シーケンスグループに対しては、代表として低圧注水機能に対する重大事故等対処設備の有効性を確認することとする。

以上により、本事故シーケンスグループでは、原子炉圧力容器を強制的に減圧し、低圧の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、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「高圧・低圧注水機能喪失」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 2.1-1 図に、対応手順の概要を第 2.1-2 図に示すとともに、対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における手順と設備との関係を第 2.1-1 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）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 名及び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 2.1-3 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）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（原子炉冷却材喪失事故を除く。）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. 高圧注水機能喪失の確認

原子炉スクラム後、原子炉水位の低下が継続し、原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達したが、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ていないことを確認し、中央制御室からの遠隔操

作によりこれらの系統の手動起動を試みるが、これにも失敗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。

高圧注水機能喪失の確認に必要な計装設備は、各系統の流量等である。

c．高圧代替注水系の起動操作

高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高圧代替注水系の系統構成操作及び起動操作を実施し、原子炉注水操作を開始することで原子炉水位が回復することを確認する。なお、高圧代替注水系による原子炉注水操作は解析上考慮しない。

高圧代替注水系による原子炉注水操作に必要な計装設備は、高圧代替注水系系統流量等である。

d．低圧注水機能喪失の確認

高圧注水機能喪失の確認及び高圧代替注水系の起動操作失敗後、一連の操作として中央制御室からの遠隔操作により低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動を試みるが、これにも失敗したことを確認する。

低圧注水機能喪失の確認に必要な計装設備は、各系統の流量等である。

e．高圧注水機能及び低圧注水機能の回復操作

高圧注水機能及び低圧注水機能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）の起動操作

低圧注水機能喪失の確認後、一連の操作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。

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）の起動操作

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、ホース敷設等を実施する。

h. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧

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、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）の手動操作による原子炉減圧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，S/C）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）の手動操作による原子炉減圧により、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に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域，燃料域），低压代替注水系原子炉注水流量等である。

j．代替循環冷却系の起動操作

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，代替循環冷却系による格納容器除熱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。

k．常設低压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ドライウェル設計温度である 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压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。また，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）による原子炉注水操作を継続する。

常設低压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，低压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。

常設低压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伴い，サブプレッション・プール水位は徐々に上昇する。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操作の準

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、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操作を停止する。

1. 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）

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，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、サプレッション・プール水位等である。

m. 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。

n. 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。

o. 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により継続的に実施し，格納容器減圧及び除熱操作は格納容器圧力逃がし装置により継続的に実施する。

2.1.2 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（原子炉水位低下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）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」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、構造物との熱伝達及び内部熱伝導、スプレー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2.1-2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

高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系、
低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が機能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ることで、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) 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。

※ MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(f) 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 $217\text{kPa}[\text{gage}]$ 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する。

(g) 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）の手動操作による原子炉減圧（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、外部電源がない場合も考慮し、状況判断、高圧注水機能喪失の確認、解析上考慮しない高圧代替注水系の起動、低圧注水機能喪失の確認、常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電、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）の起動操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧に要する時間を考慮して、事象発生 25 分後に実施する。
- (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の保有水量の推移を第 2.1-4 図から第 2.1-8 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，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 2.1-9 図から第 2.1-14 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 2.1-15 図から第 2.1-18 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の自動起動信号が発信するが，機器故障等により自動起動及び手動起動に失敗する。その後，一連の操作として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動を試みるが，機器故障等により失敗し，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の吐出圧力が確保されないため，自動減圧系についても作動しない。このため，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、事象発生の25分後に、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)による原子炉注水を開始する。原子炉減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、燃料有効長頂部を下回るが、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ると、原子炉水位が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、原子炉減圧操作による原子炉圧力の低下に伴い上昇する。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、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。

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が上昇する。このため、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イ冷却系(常設)の格納容器冷却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イ冷却系(常設)による格納容器冷却操作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イ冷却系（常設）による格納容器冷却操作を停止する。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操作実施時のサプレッション・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 2.1-9 図に示すとおり、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）の原子炉注水操作により原子炉水位が回復するまでの期間は、一時的な炉心の露出に伴い上昇し、事象発生約 35 分後に最高温度の約 338℃に到達するが、評価項目である 1,200℃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%以下であり、評価項目である 15%を下回る。

（添付資料 2.1.1）

原子炉圧力は、第 2.1-4 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 2.1-15 図に示すとおり、崩壊熱除去機能が喪失

しているため、原子炉压力容器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操作により低下傾向となる。事象発生約 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 2.1-16 図に示すとおり、事象発生約 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 2.1-5 図に示すように、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 2.1-15 図及び第 2.1-16 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操作を継続することで、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操作実施時の敷地境界外での実効線量は、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ェルに放出された核分裂生成物がドライウェ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 L O C A 時注水機能喪失」の評価結果以下となり、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 2.1.2）

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。

2.1.3 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，高圧・低圧注水機能喪失に伴い原子炉水位が低下するため，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）の起動後に手動操作により原子炉を減圧して原子炉注水操作を実施すること並びに崩壊熱除去機能喪失に伴い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操作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）の手動操作による原子炉減圧（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），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℃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，B W R 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. 1. 3）

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

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、B W R 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 2.1.3)

(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2.1-2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、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 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。

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及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（以下「非常用ディーゼル発電機等」という。）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。

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 2.1.3）

(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 $44.0\text{kW}/\text{m}$ に対して最確条件は約 $33\text{kW}/\text{m}\sim 41\text{kW}/\text{m}$ 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、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。

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。

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 2.1.3）

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した。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）の手動操作による原子炉減圧（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、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。

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 2.1.3）

(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）の手動操作による原子炉減圧（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。

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らないことから、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は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 2.1.3)

(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（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、同様に高圧・低圧注水機能が喪失し、原子炉減圧操作も 25 分であることから事象進展が同等となる「LOCA時注水機能喪失」において、10 分の減圧操作開始遅れを想定した場合でも、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。また、25 分の減圧操作遅れを想定した場合には、一部の燃料被覆管に破裂が発生するが、炉心の著しい損傷は発生せず、格納容器ベント時の敷地境界外線量も約 4.4mSv となり 5mSv を下回るが、この場合には格納容器雰囲気放射線モニタにより炉心損傷の判断を行い、炉心損傷後のマネジメントに移行するた

め、重大事故での対策の範囲となる。

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、事象発生約 14 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、過圧の観点で厳しい「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）」において、スプレイを実施しない場合に格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達してから 0.62MPa[gage]に到達するまで 11 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 2.1.3, 2.6.6）

（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。

2.1.4 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「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策に必要な災害対策要員（初動）は、「2.1.1（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「高圧・低圧注水機能喪失」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）による原子炉注水操作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操作については、7 日間の対応を考慮すると、合計約 5,350m³の水が必要となる。

水源として、代替淡水貯槽に約 4,300m³及び西側淡水貯水設備に約 5,000m³、合計約 9,300m³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 2.1.4）

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 2.1.5）

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 2.1.6)

2.1.5 結 論

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では、高圧・低圧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「高圧・低圧注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として逃がし安全弁（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している。

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、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、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を継続し、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の使用による敷地境界外での実効線量は、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。

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「高圧・低圧注水機能喪失」において、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「高圧・低圧注水機能喪失」に対して有効である。

第2.1-1 表 高圧・低圧注水機能喪失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*
高圧注水機能喪失の確認	<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の自動起動に失敗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手動起動操作を実施し、手動起動に失敗したことを確認する。 これらにより、高圧注水機能喪失と判断する。 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。 	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、燃料域）* 原子炉水位（S A 広帯域、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）
高圧代替注水系の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> 高圧注水機能喪失の確認後、高圧代替注水系の系統構成操作及び起動操作を実施する。 	高圧代替注水系	—	高圧代替注水系系統流量
低圧注水機能喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> 高圧注水機能喪失の確認及び高圧代替注水系の起動操作失敗後、一連の操作として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動操作を実施し、手動起動に失敗したことを確認する。 	—	—	低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力* 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*

* 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
 : 有効性評価上考慮しない操作

第2.1-1 表 高圧・低圧注水機能喪失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
高圧注水機能及び低圧注水機能の回復操作	<ul style="list-style-type: none"> ・高圧炉心スプレイス系、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイス系及び残留熱除去系（低圧注水系）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）の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> ・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。 ・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
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	<ul style="list-style-type: none"> ・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、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）の手動操作による原子炉減圧	<ul style="list-style-type: none"> ・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弁を手動開放することにより、原子炉減圧操作を実施する。 ・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 高圧窒素ポンベ*	—	原子炉圧力* 原子炉圧力（SA） 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W, S/C）*

*

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

：有効性評価上考慮しない操作

第2.1-1 表 高圧・低圧注水機能喪失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。 格納容器圧力が 245kPa [gage] に到達した場合、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。 	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、燃料域)* 原子炉水位 (SA広帯域, 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
代替循環冷却系の起動操作		緊急用海水系 代替循環冷却系ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	—	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) 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量

* 既許可の対象となつてゐる設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 : 有効性評価上考慮しない操作

第2.1-1 表 高圧・低圧注水機能喪失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操作の準備を実施する。 ・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操作を停止する。 	常設低圧代替注水系ポンプ 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	—	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 代替格納容器水位 サプレッション・プール水位* 原子炉水位(広帯域、燃料域)* 原子炉水位(SA広帯域、SA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。 	格納容器圧力逃がし装置	—	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, S/C)* フィルタ装置出口放射線モニタ(高レンジ, 低レンジ)

* 既許可の対象となつてゐる設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第2.1-1 表 高圧・低圧注水機能喪失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"> ・代替燃料プールの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。 	—	—	—

：有効性評価上考慮しない操作

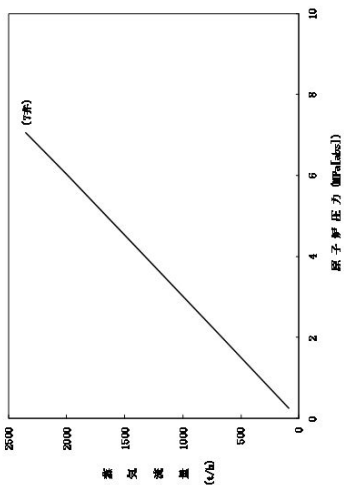
第 2.1-2 表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (1/5)

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	本重要事故シナリオ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	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位を設定
	炉心流量	定格流量を設定
	炉心入口温度	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	熱平衡計算による値
	燃 料	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	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	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	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
	格納容器雰囲気気温度	ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定

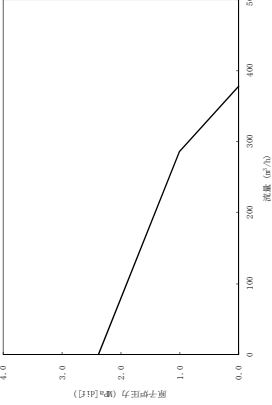
第 2.1－2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（2／5）

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 （ウエットウエル）	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	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
	サブレーション・プール 水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サブレーション・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
	サブレーション・プール 水温度	32℃	サブレーション・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－サブレーション・チェンバール間差圧）	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低下が早く、炉心損傷までの余裕時間が短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	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の機能喪失を設定
	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 2.1-2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（3/5）

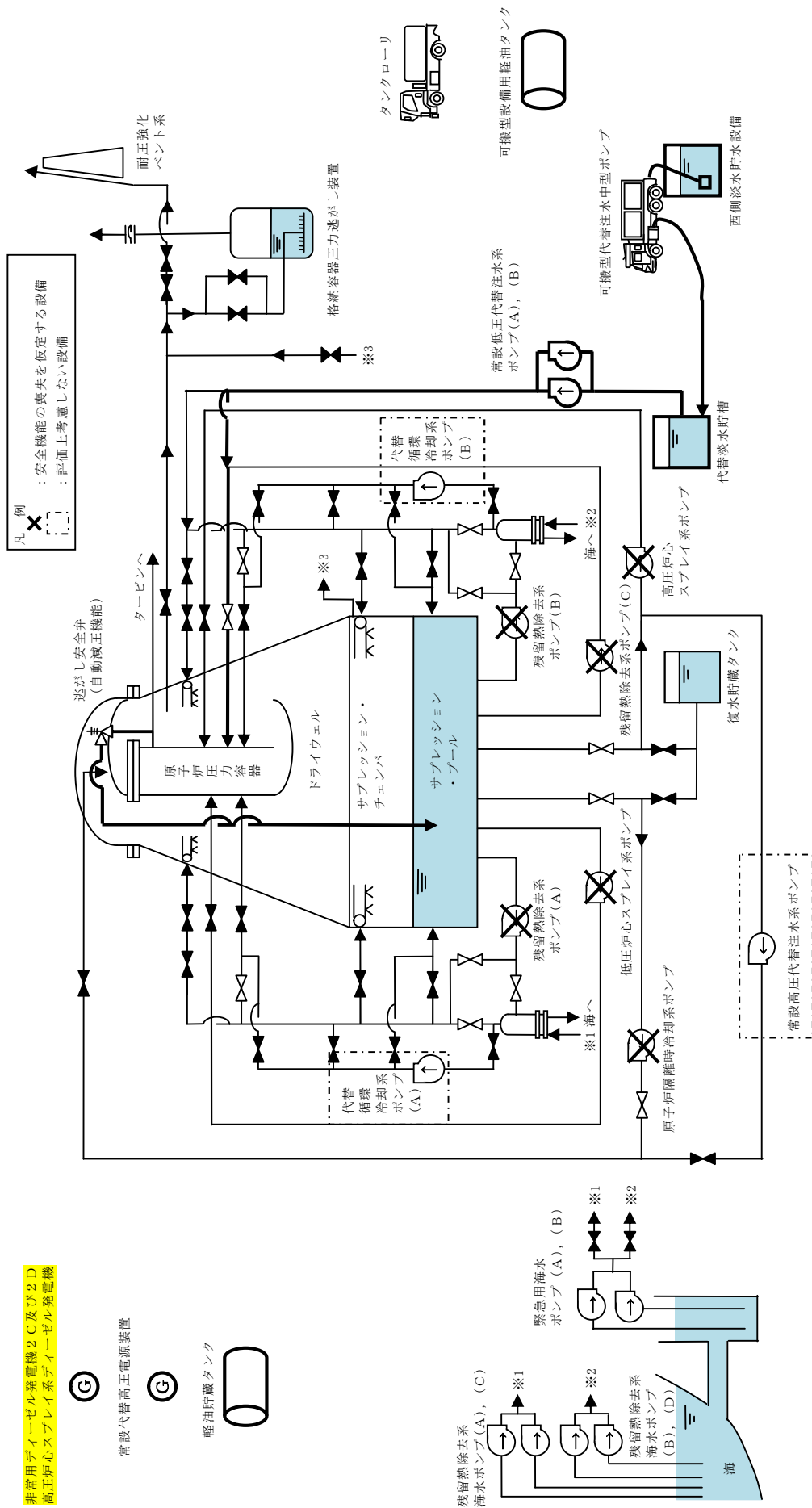
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル3）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	設計値を設定
	主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下（レベル2）信号で閉止	設計値を設定
	A T W S緩和設備 （代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下（レベル2）信号で全台トリップ	設計値を設定
		（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7. 79MPa [gage] × 2 個, 385. 2t/h/個 8. 10MPa [gage] × 4 個, 400. 5t/h/個 8. 17MPa [gage] × 4 個, 403. 9t/h/個 8. 24MPa [gage] × 4 個, 407. 2t/h/個 8. 31MPa [gage] × 4 個, 410. 6t/h/個 （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＞	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		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 2.1-2 表 主要解析条件（高压・低压注水機能喪失）（4/5）

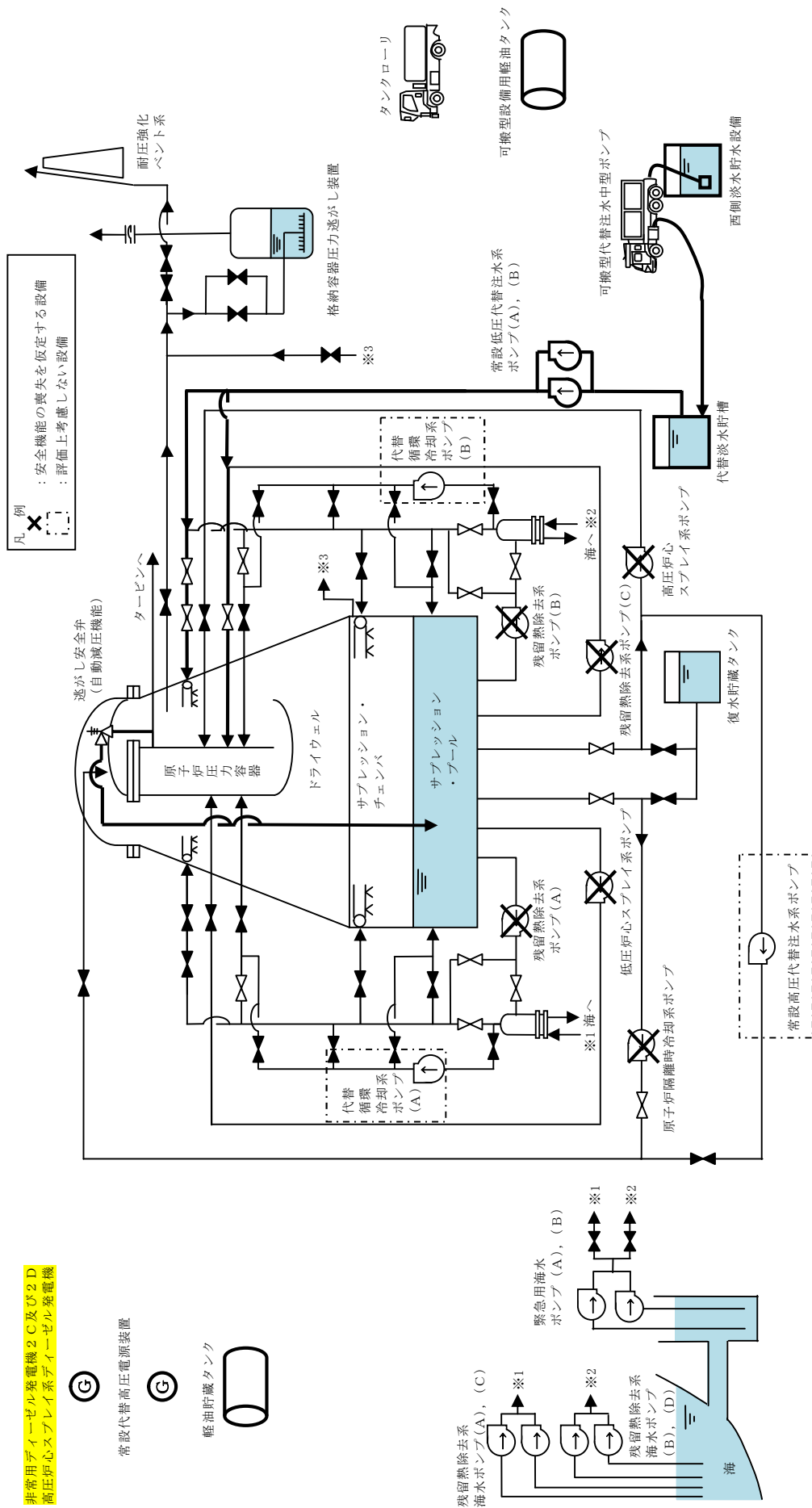
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	<p>原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持</p> <p>（原子炉注水単独時）</p> <p>最小流量特性（2 台）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・注水流量：0m³/h～378m³/h ・注水圧力：0MPa[dif]～2.38MPa[dif] 	<p>炉心冷却性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最小要求値である最小流量特性を設定</p> <p>＜常設低压代替注水系ポンプ 2 台による注水特性＞</p> 
	<p>（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・注水流量：230m³/h（一定） 	<p>併用時の系統評価に基づき、保守的な流量を設定</p>
	<p>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</p>	<p>サプレッション・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（102m³/h ～130m³/h）における上限を設定</p>
	<p>格納容器圧力逃がし装置</p>	<p>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</p>

第 2.1－2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（5／5）

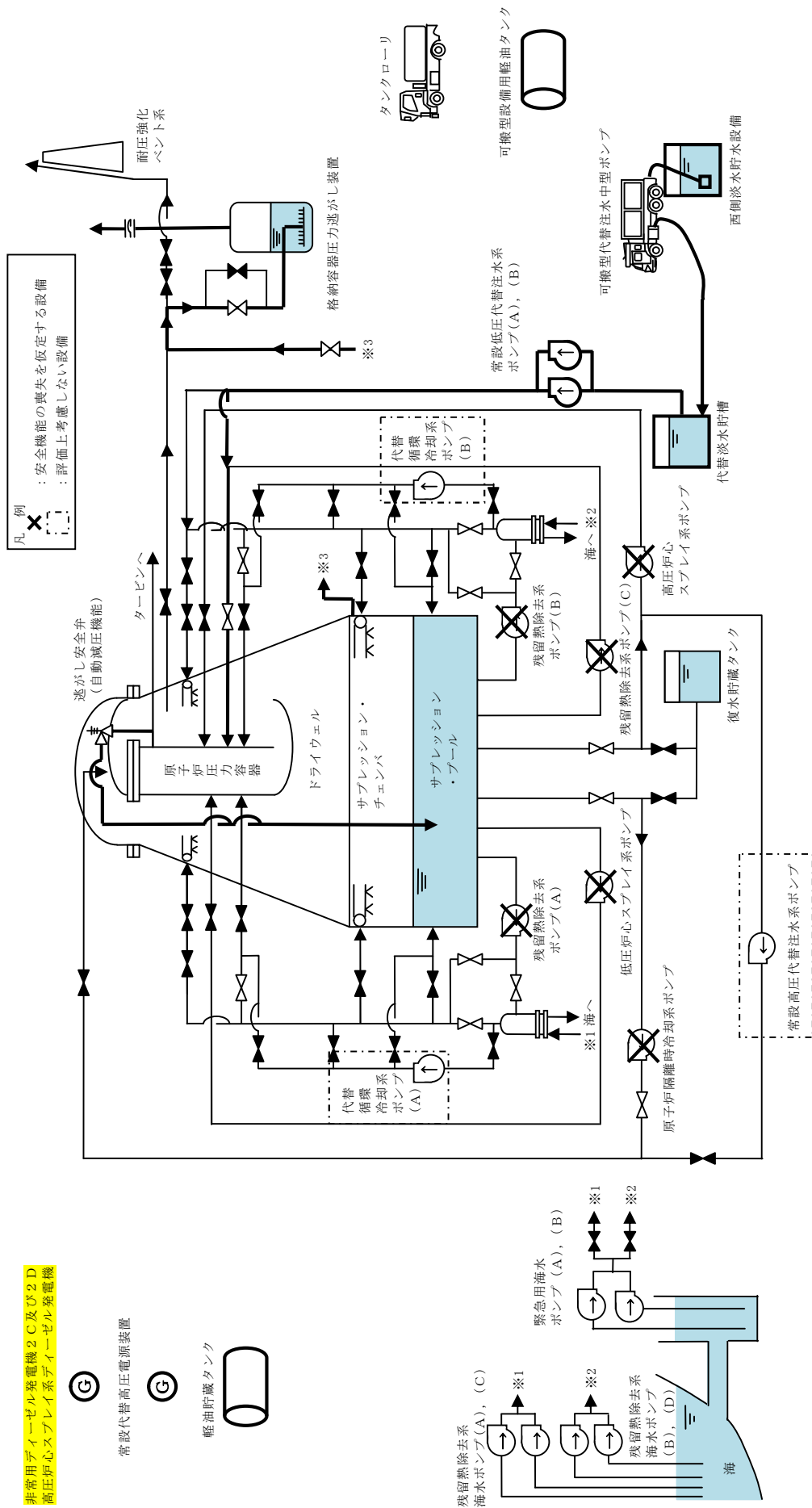
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件		
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）	事象発生から 25 分後	運転手順に基づき、高圧・低圧注水機能喪失を確認し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作が完了した時点で原子炉減圧操作を実施するため、外部電源がない場合も考慮し、状況判断、高圧注水機能喪失の確認、解析上考慮しない高圧代替注水系の起動操作、低圧注水機能喪失の確認、常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧に要する時間を考慮して設定
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て設定
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（サブレシジョン・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 2.1-1 図 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
(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 2.1-1 図 高圧・低圧注水機能喪失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ス冷却系 (常設) による格納容器冷却段階)



第 2.1-1 図 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)

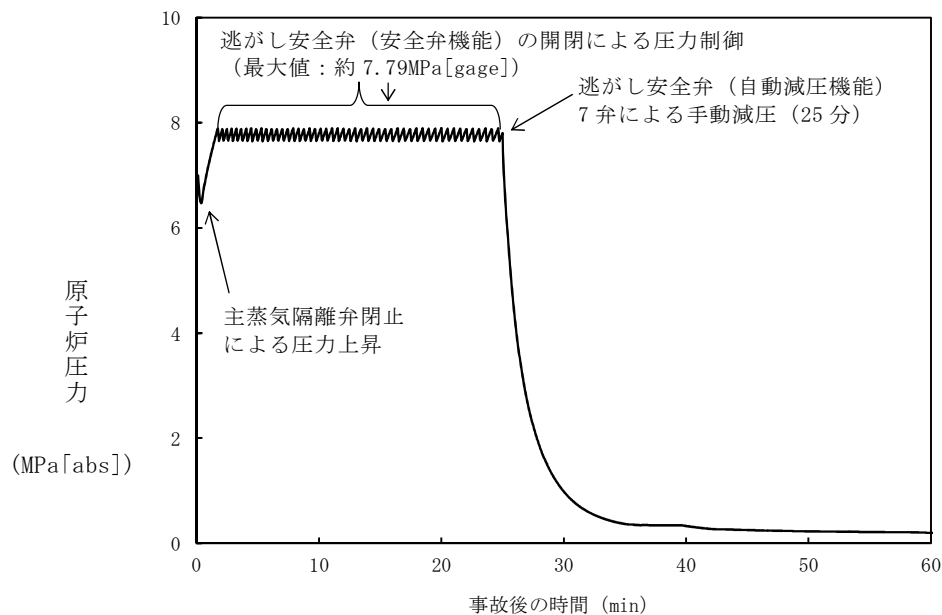
(常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱段階)

高圧・低圧注水機能喪失																	
					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・必要要員数			操作の内容	<div>▽ 事象発生</div> <div>▽ 原子炉スクラム</div> <div>▽ 約20秒 原子炉水位異常低下（レベル2）設定点到達</div> <div>▽ プラント状況判断</div> <div>▽ 約21分 原子炉水位異常低下（レベル1）設定点到達</div> <div>▽ 25分 原子炉減圧開始</div>												
	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	—	—	<div>●原子炉スクラムの確認</div> <div>●タービン停止の確認</div> <div>●外部電源喪失の確認</div> <div>●給水流量全喪失の確認</div> <div>●再循環ポンプトリップの確認</div> <div>●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</div> <div>●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認</div> <div>●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失敗の確認</div>	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		
高圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	—	—	●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）	2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											外部電源がない場合に実施する	
高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	—	—	●高圧代替注水系による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作		4分										解析上考慮しない	
低圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	—	—	●低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動操作（失敗）			4分										
高圧注水機能及び低圧注水機能の回復操作	—	2人 C, D	—	●高圧注水機能及び低圧注水機能の回復操作、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											170分	解析上考慮しない	
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	【1人】 B	—	—	●逃がし安全弁（自動減圧機能）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		

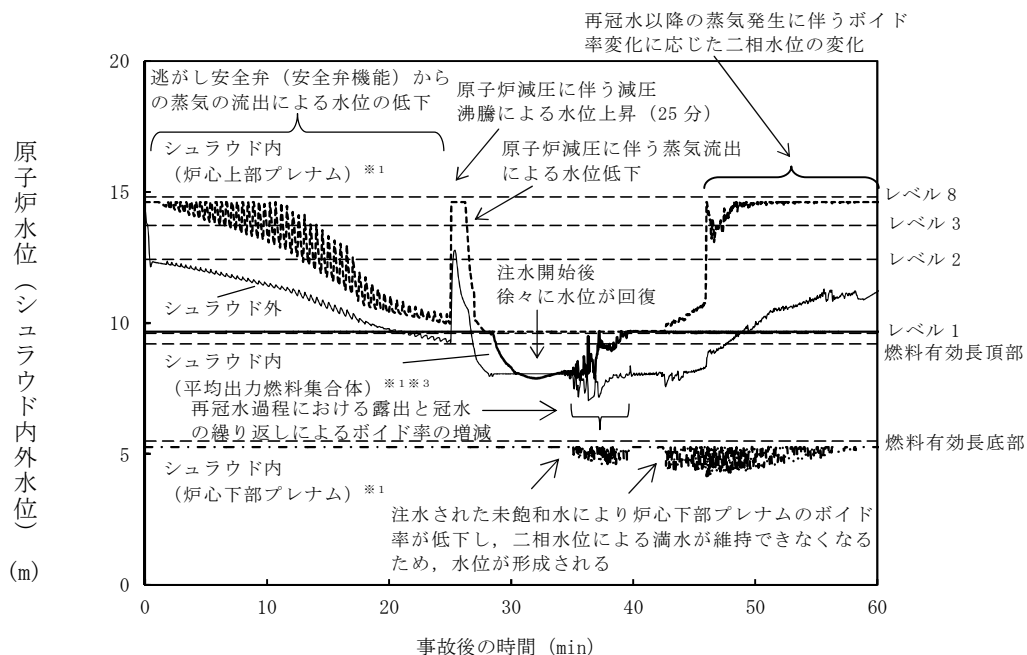
第 2.1－3 図 高圧・低圧注水機能喪失の作業と所要時間（1／2）

高圧・低圧注水機能喪失																		
					経過時間（時間）												備 考	
					4	8	12	16	20	24	28	32	36	40	44	48		
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	<div>▽ 事象発生</div> <div>▽ 25分 原子炉減圧開始</div> <div>▽ 約14時間 格納容器圧力279kPa [gage] 到達</div> <div>▽ 約24時間 サプレッション・プール水位 通常水位+5.5m到達</div> <div>▽ 約27時間 サプレッション・プール水位 通常水位+6.5m到達</div> <div>▽ 約28時間 格納容器圧力310kPa [gage] 到達</div>													
	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（ 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	注水開始後、適宜原子炉水位調整												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、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）による注水を停止する	
				●代替循環冷却系による格納容器 除熱操作	格納容器スプレイ中、適宜状態監視													
原子炉滴水操作	【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	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	
				●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	20 分												解析上考慮しない 約25時間後までに実施する	
				●代替燃料プール冷却系の起動操作	15 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													
—	—	【2人】+1人 C, D, E	—	●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）	125 分											解析上考慮しない		
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	—	—	●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 （中央制御室での第二弁操作）	格納容器ベント実施後、適宜状態監視													
—	—	—	3人 (参集)	●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）	75 分											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 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	170 分													解析上考慮しない
可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作	—	—	【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										代替淡水貯槽の枯渇までには十分な時間がある		
	—	—	【2人】 a, b	● 可搬型代替注水中型ポンプの起動操作 及び水源補給 操作	適宜実施												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	90 分											タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給		
				●可搬型代替注水中型ポンプへの 給油操作	適宜実施													
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 2.1－3 図 高圧・低圧注水機能喪失の作業と所要時間（2／2）

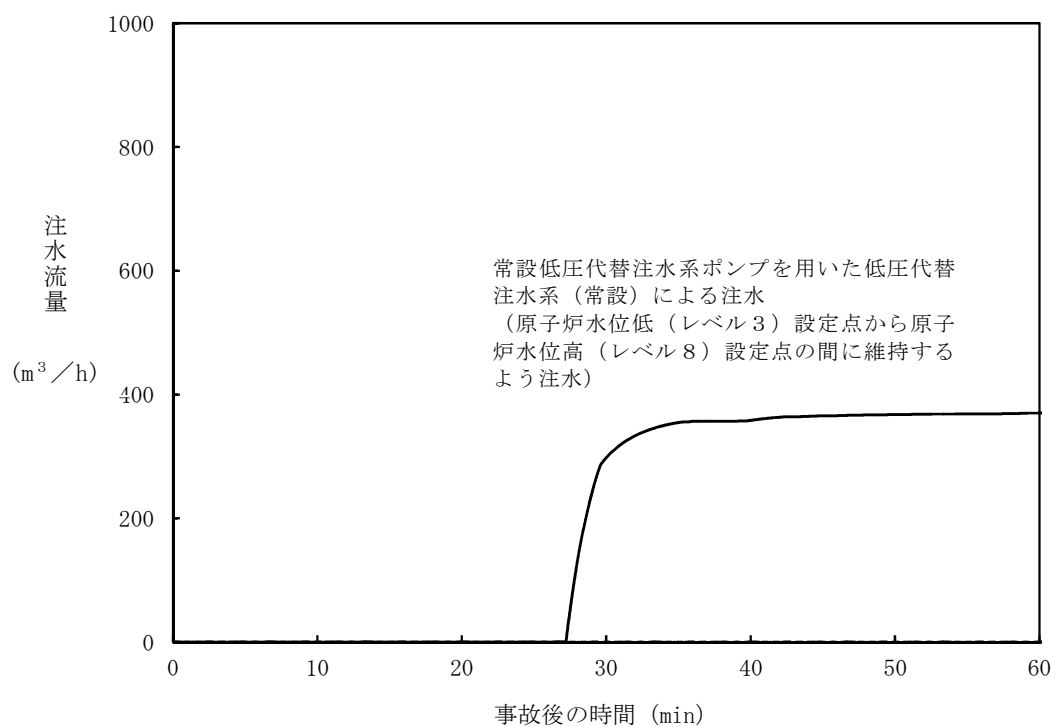


第 2.1-4 図 原子炉圧力の推移

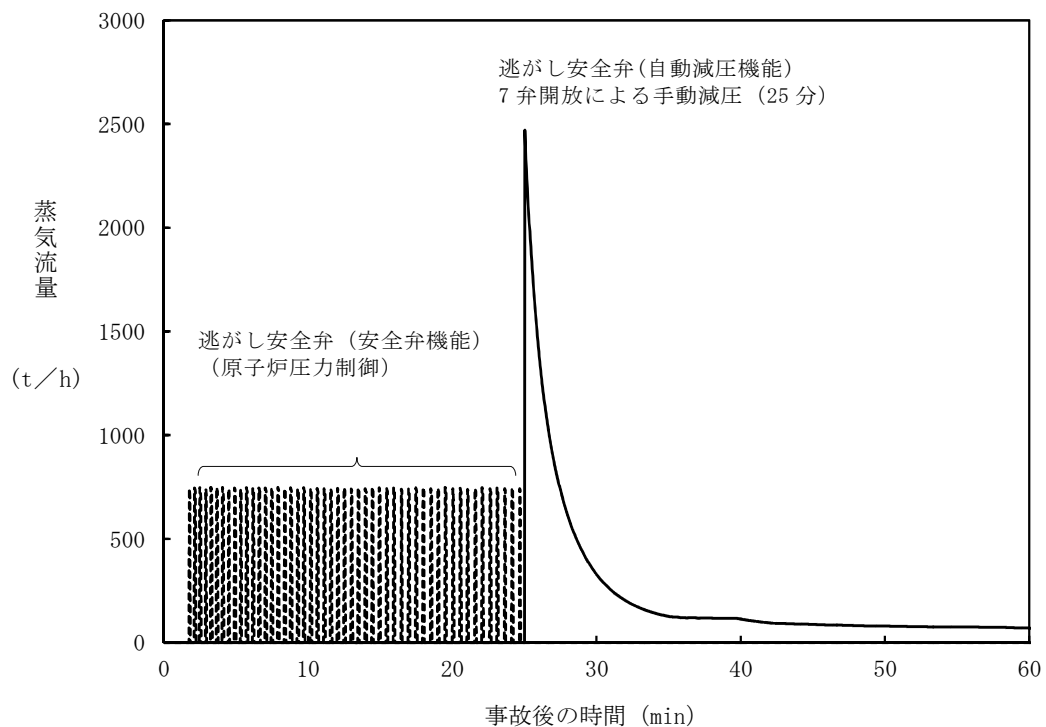


第 2.1-5 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移^{※2}

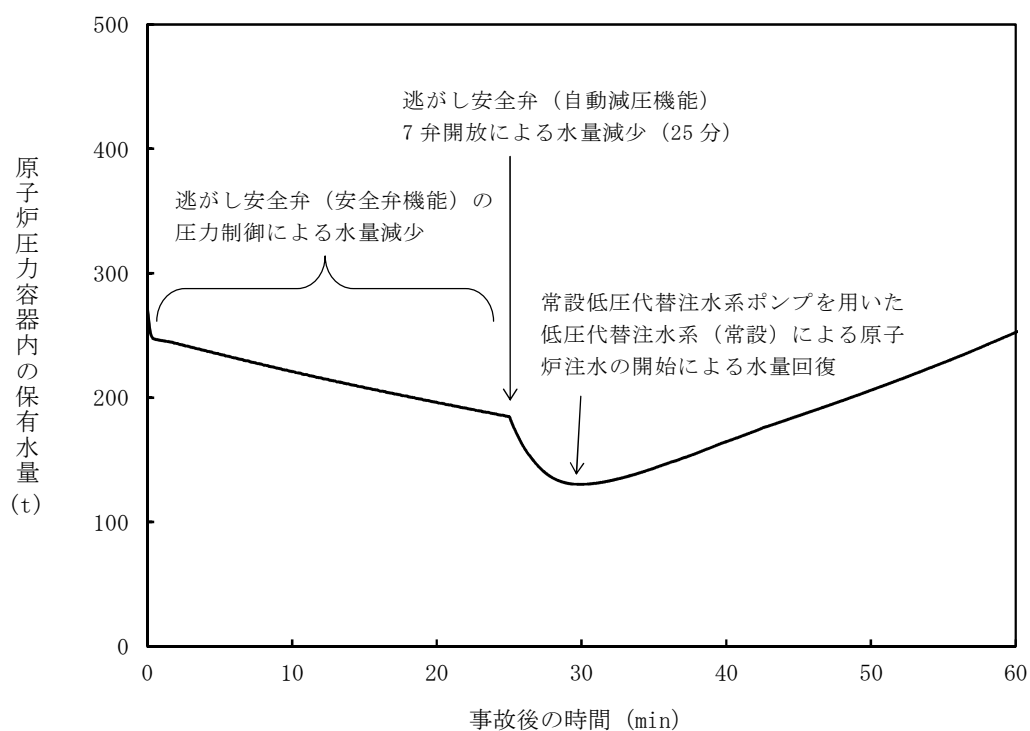
- ※1 SAFERでは炉心シュラウド内側を下から炉心下部プレナム、炉心、炉心上部プレナムの領域に分け水位を計算している。事象発生 30～40 分程度では炉心上部プレナムについては下限の水位（ノード内水位なしの状態）、事象発生 30 分程度までは平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムについては、上限の水位（ノード内の満水状態）が示されている。例えば、炉心上部プレナムの水位を「下限の水位」と表現しているのは、その領域の冷却材が完全になくなった状態を示し、炉心部又は平均出力燃料集合体と炉心下部プレナムの水位を「上限の水位」と表現しているのは、各々の領域が満水となっている状態を示している。なお、図の点線は炉心上部プレナム、実線は平均出力燃料集合体、一点破線は炉心下部プレナムそれぞれの領域の水位を示す。
- ※2 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おり、二相水位評価の範囲としてボイド率を 0.9 と制限している。（蒸気単相を仮定している蒸気ドームを除く各領域では、水と蒸気の質量及び二相混合相のボイド率が計算され、二相混合体積から二相水位を求めている。ボイド率が 1.0 となるまで二相混合体積を計算し続けると、水がほぼない状態でも、二相混合体積（水位）として扱われるため水位を高め評価することとなる。）
- ※3 「燃料被覆管温度計算の観点から、集合体初期出力を保守的な設定とした燃料集合体」として高出力燃料集合体もモデル化している。
（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 第 1 部 SAFER コード 3.3 解析モデル 3.3.1 熱水力モデル (1) ノード分割 ⑨ノード 9：燃料集合体 参照）



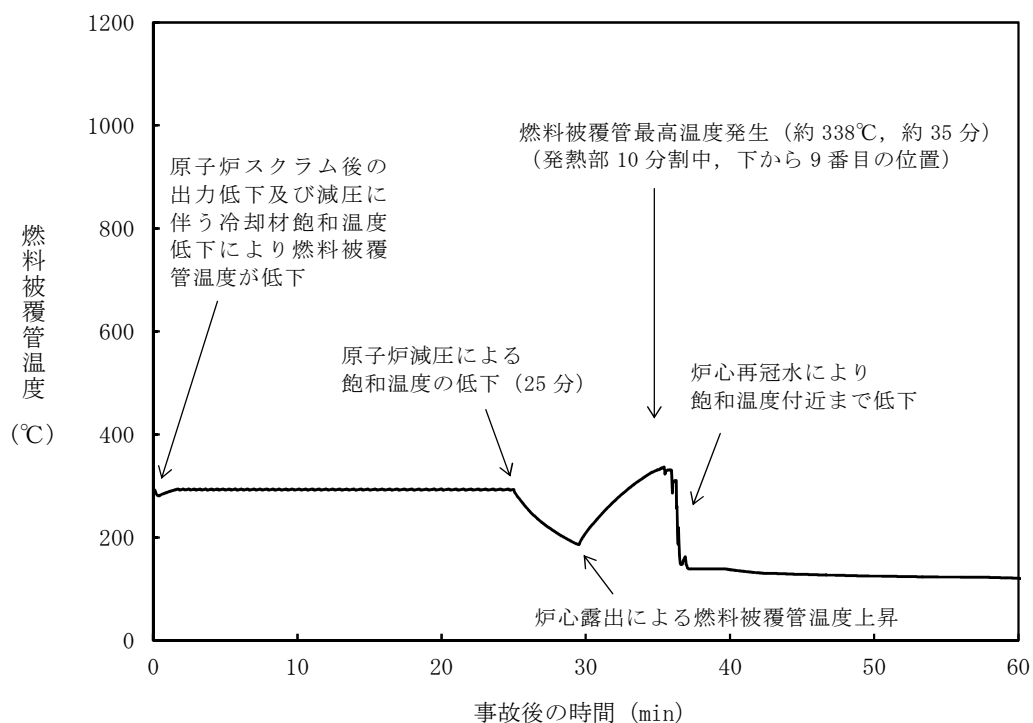
第 2.1-6 図 注水流量の推移



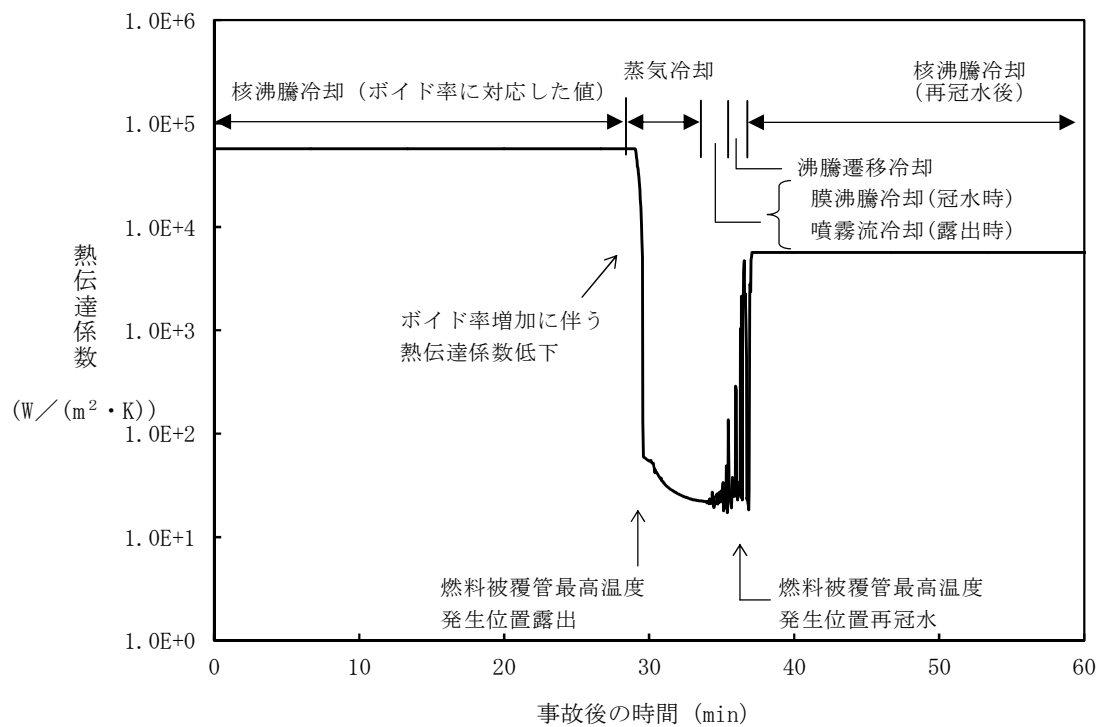
第 2.1-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



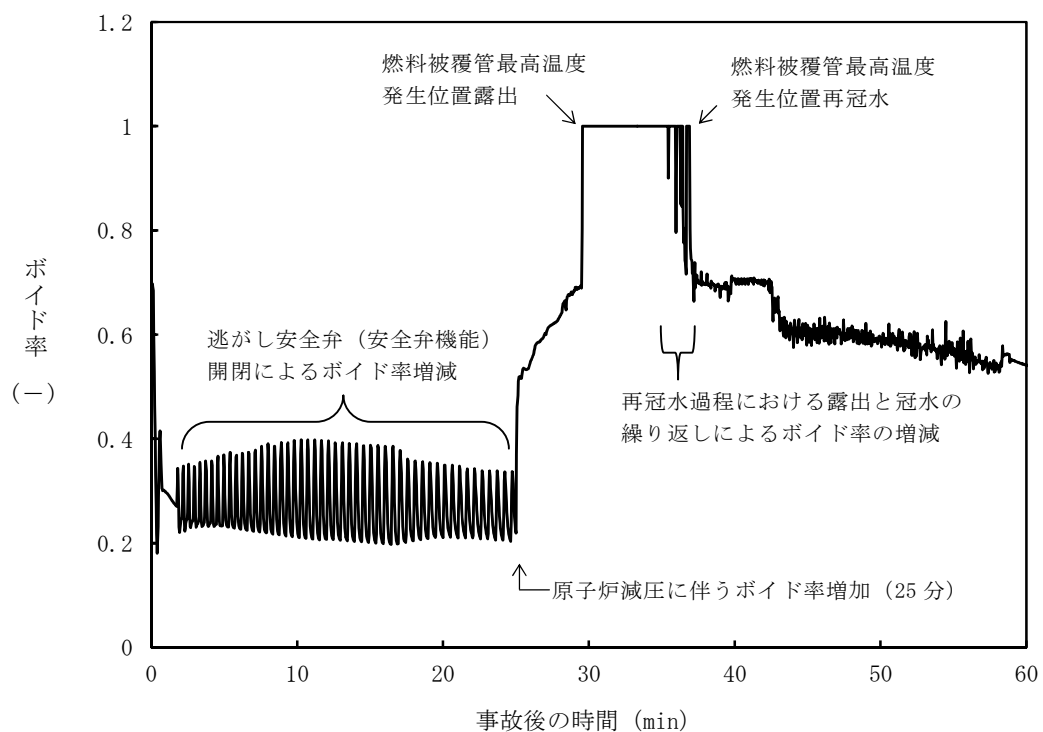
第 2.1－8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



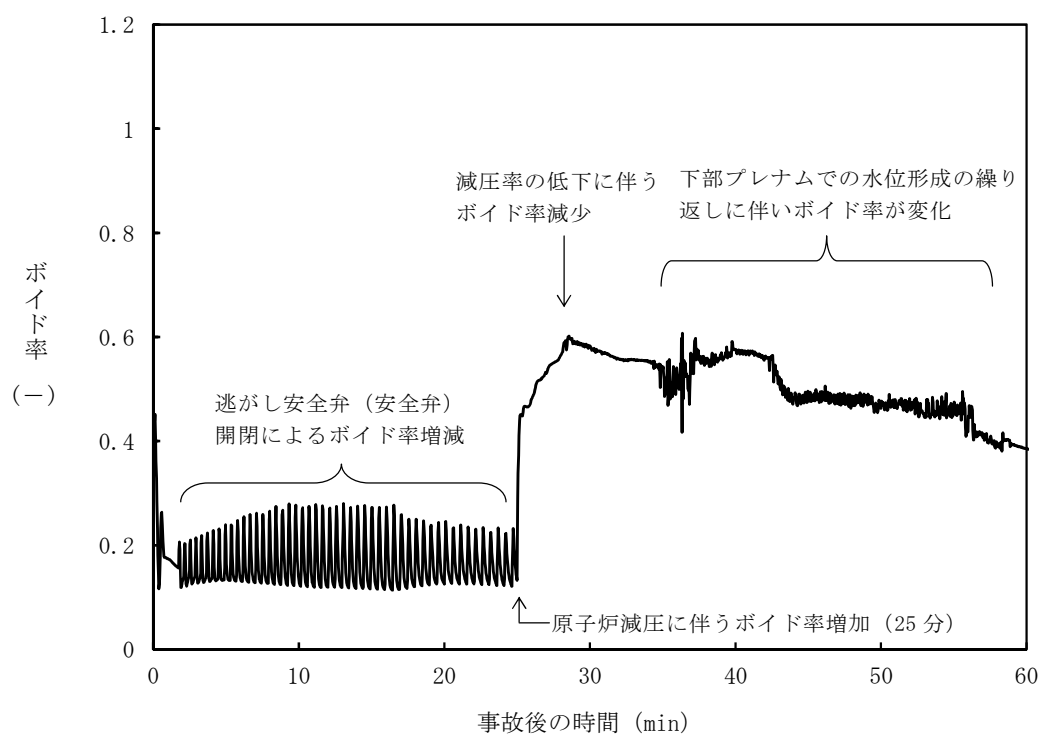
第 2.1－9 図 燃料被覆管温度の推移



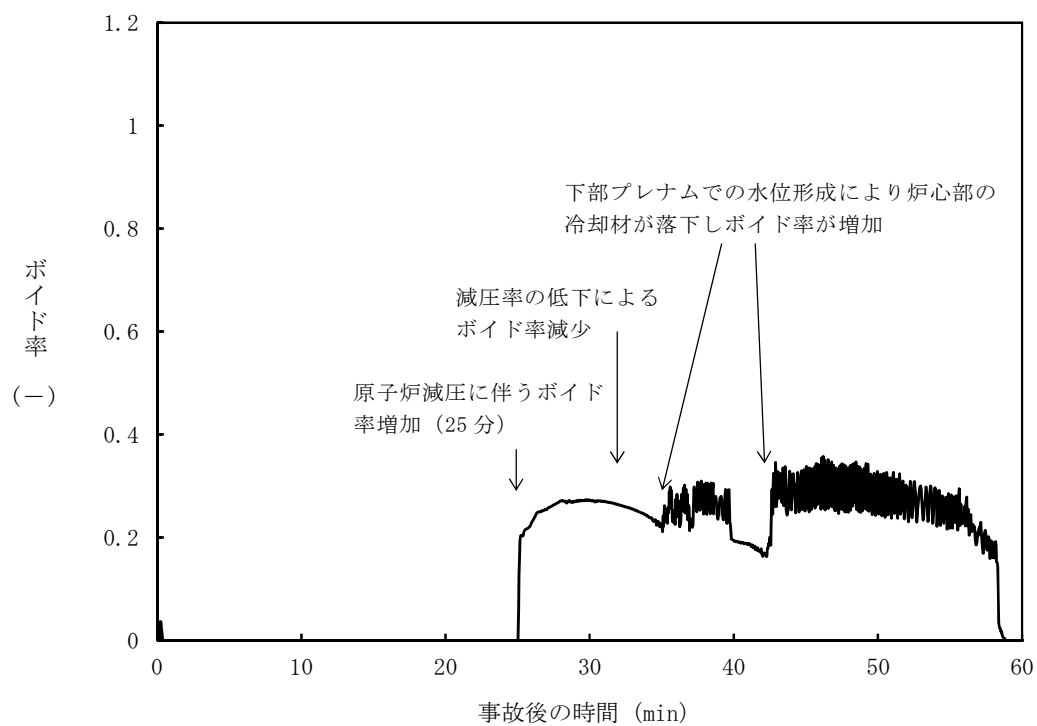
第 2.1-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



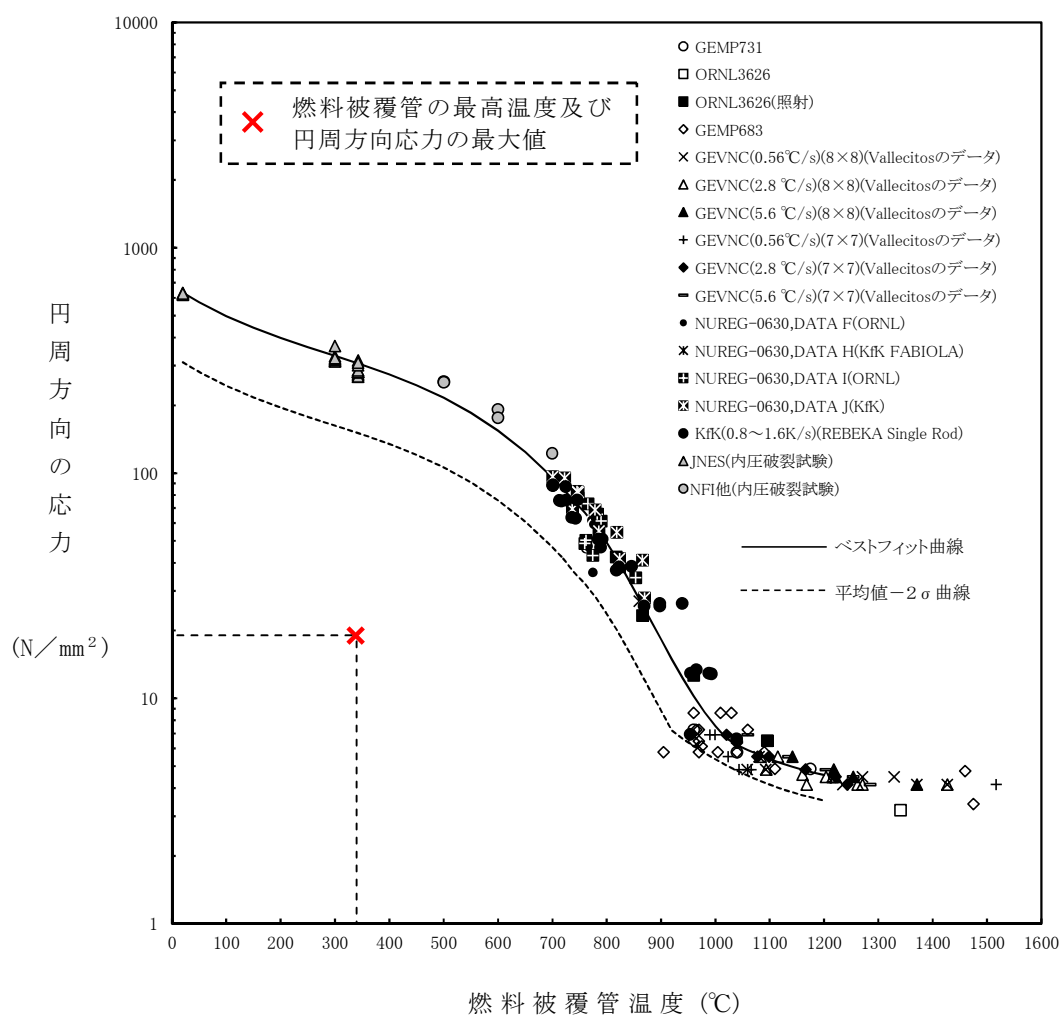
第 2.1-11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



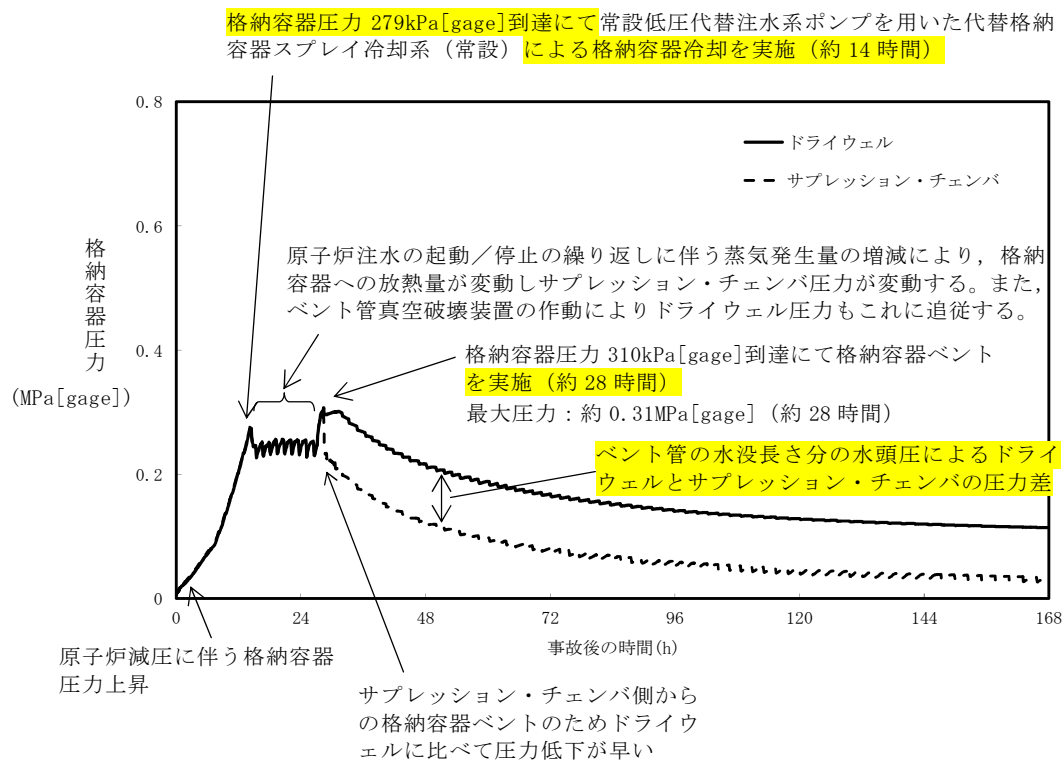
第 2.1-12 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移



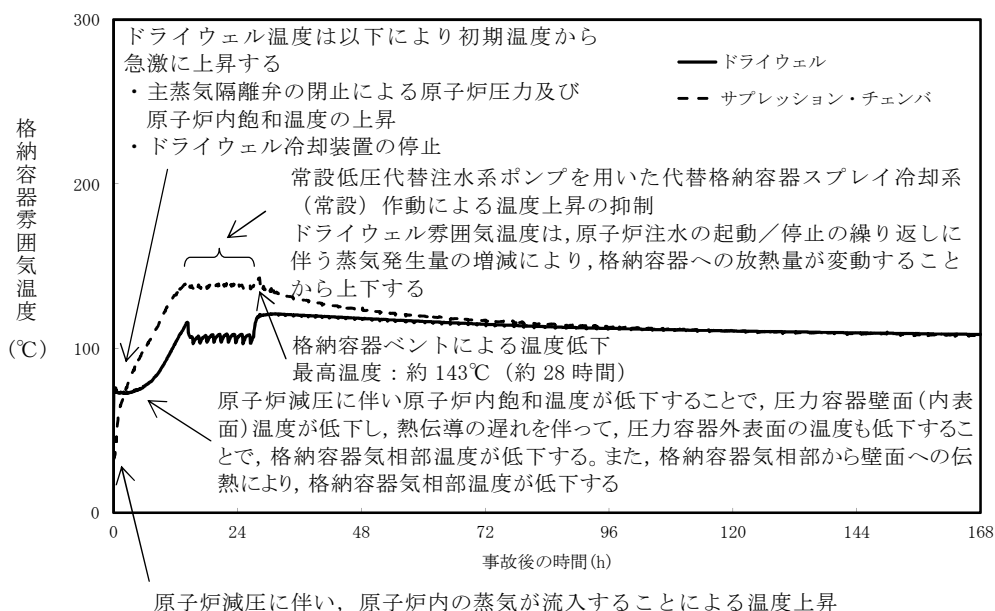
第 2.1-13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



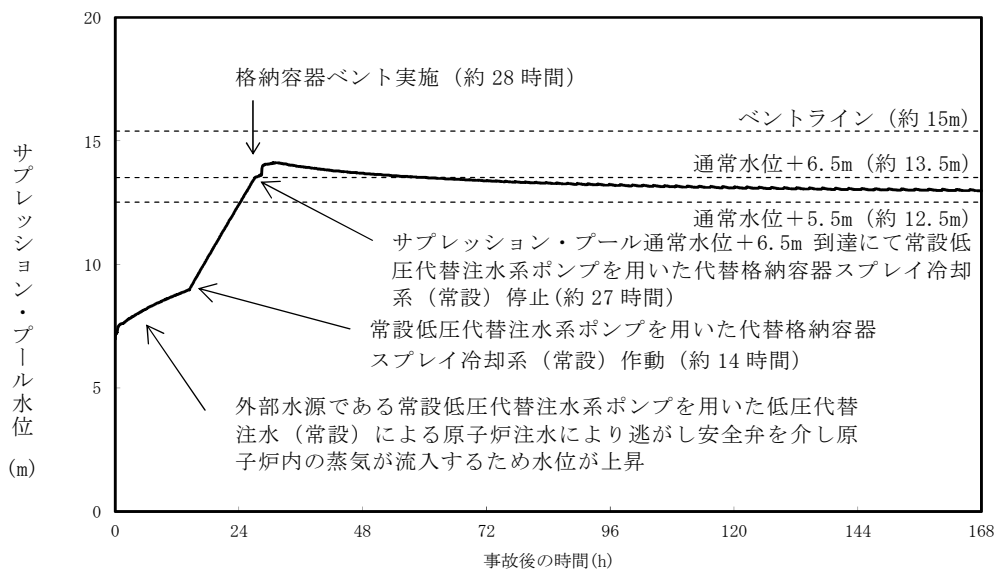
第 2.1-14 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と
燃料被覆管の円周方向の応力の関係



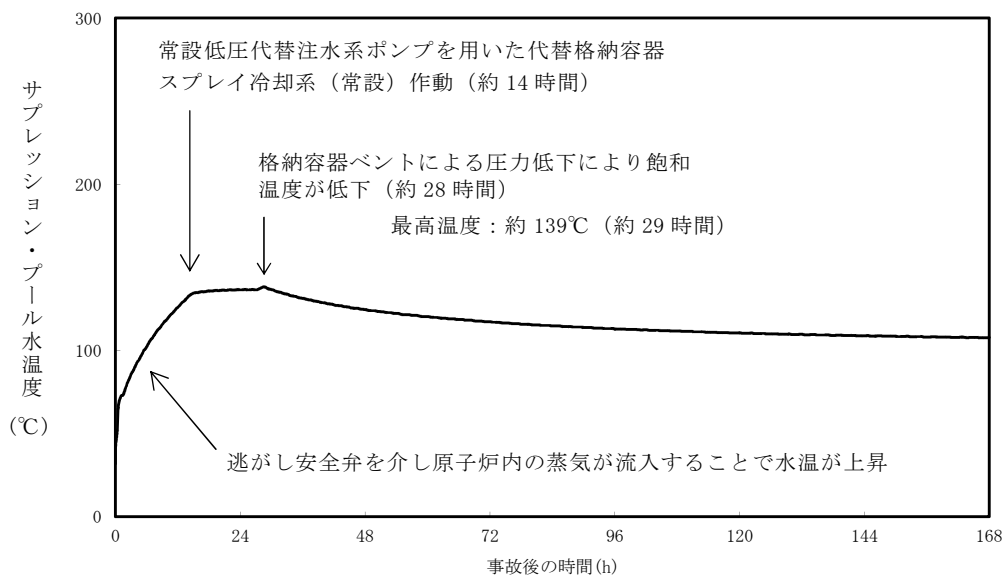
第 2.1-15 図 格納容器圧力の推移



第 2.1-16 図 格納容器雰囲気温度の推移



第 2.1-17 図 サプレッション・プール水位の推移



第 2.1-18 図 サプレッション・プール水温度の推移

安定状態の維持について

1. 安定状態の維持に関する定量評価

サプレッション・プール水温度に関する長期間解析及び残留熱除去系の復旧に関する定量評価について以下に示す。

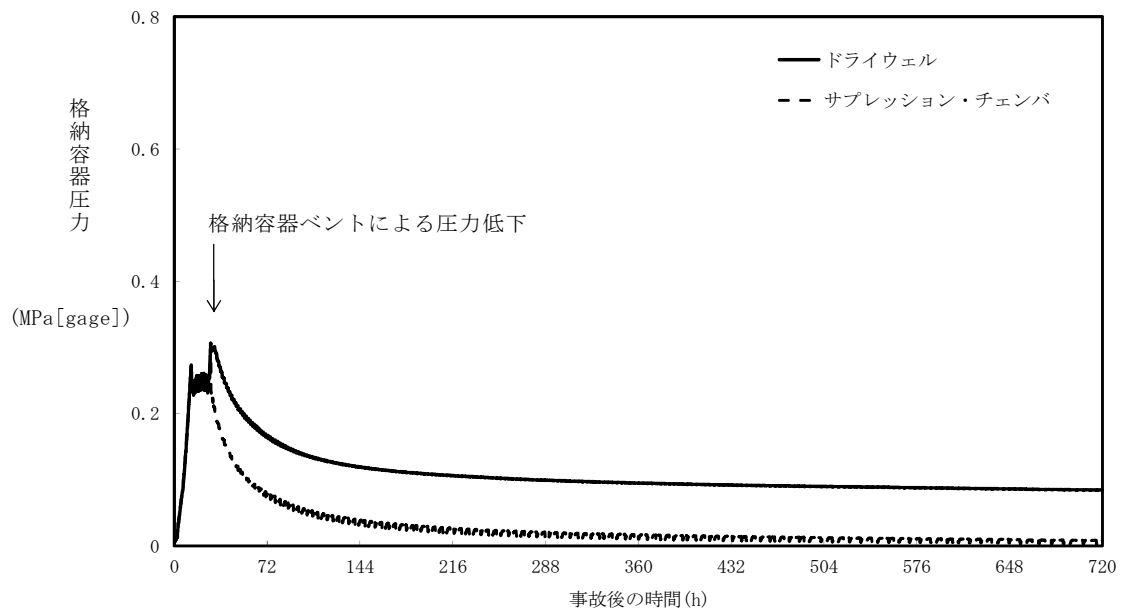
(1) 格納容器ベントを使用した場合のサプレッション・プール水温度に関する長期間解析

格納容器ベントを使用した場合の長期的なサプレッション・プール水温度の挙動を確認するため、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において格納容器ベントを実施する事故シーケンスのうち、サプレッション・プール水温度が高く推移する「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」について、サプレッション・プール水温度が約 100℃に低下するまでの長期間解析を実施した。

第 1 図から第 3 図に格納容器圧力、温度及びサプレッション・プール水温度の解析結果を示す。第 3 図に示すとおり、事象発生から 7 日後時点では、サプレッション・プール水温度は最高使用温度の 104℃（格納容器設計条件を決定するための冷却材喪失事故時の解析結果での最高温度に余裕をもたせた温度）を上回っているが、事象発生から 7 日以降の 100℃に低下するまでの全期間にわたって 150℃を下回っている。トップヘッドフランジや機器搬入用ハッチに使用されている改良 E P D M 製シール材は一般特性として耐温度性は 150℃であることから、格納容器の放射性物質の閉じ込め機能は維持される。

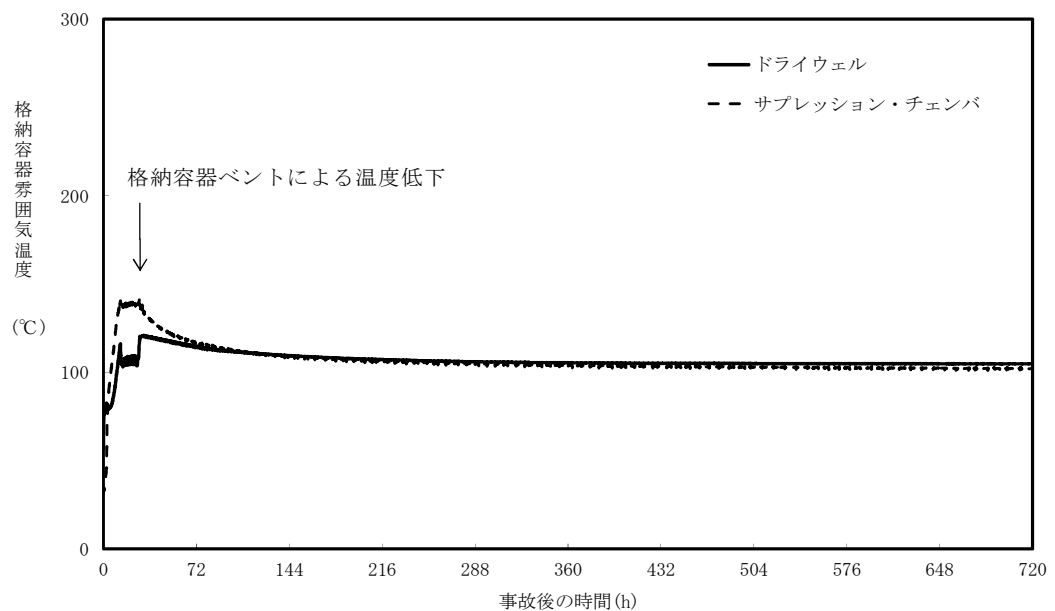
したがって、事故発生 7 日以降にサプレッション・プール水温度が最高使用温度を上回っていても格納容器の健全性が問題となることはない。また、外部水源を用いた原子炉注水を継続するが、原子炉への注水量と同等

の水量が格納容器ベントにより排出されることから、サブプレッション・プール水位が上昇することはない、実際には、残留熱除去系の復旧又は評価上考慮しない代替循環冷却系の準備が整った時点で、内部水源を用いた原子炉注水に移行する。



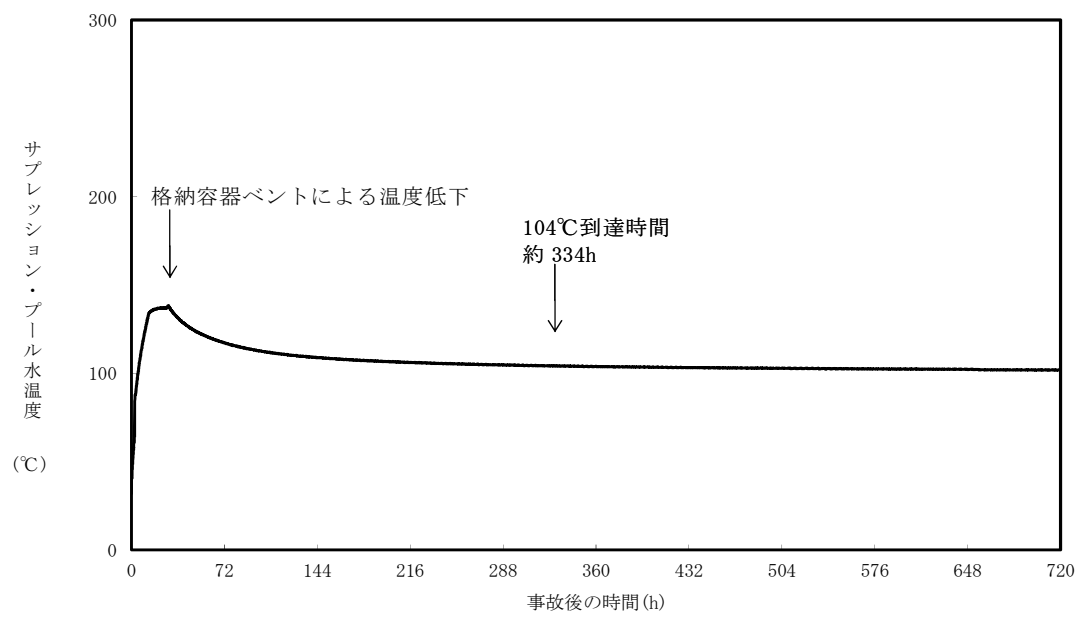
第 1 図 格納容器圧力の推移

(崩壊熱除去系機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))



第 2 図 格納容器雰囲気温度の推移

(崩壊熱除去系機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))



第3図 サプレッション・プール水温度の推移
(崩壊熱除去系機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))

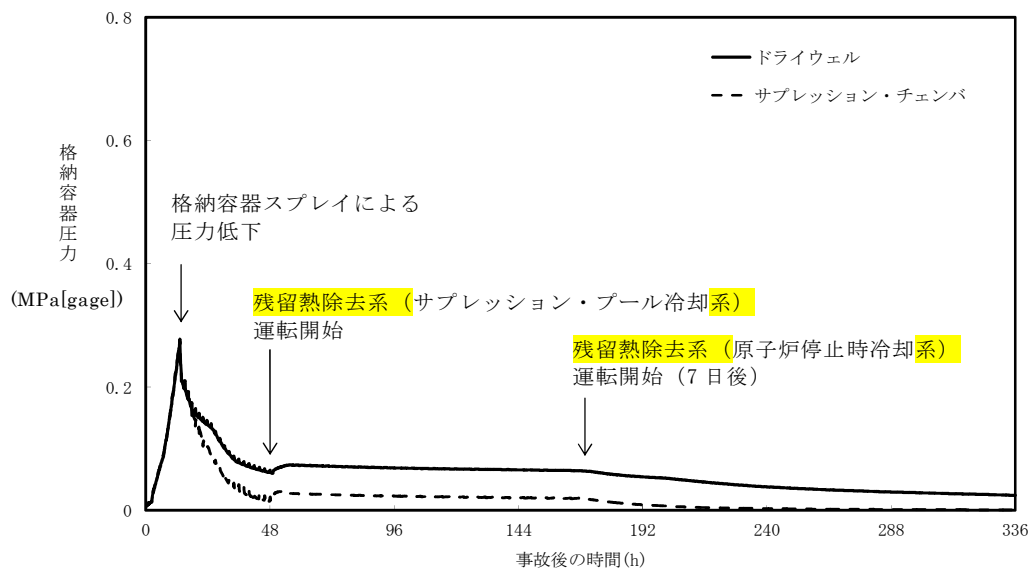
(2) 残留熱除去系の復旧に関する定量評価

ここでは、残留熱除去系の復旧による安定状態の維持に関する定量評価として、崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）を例に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を実施した場合の長期間解析を実施した。

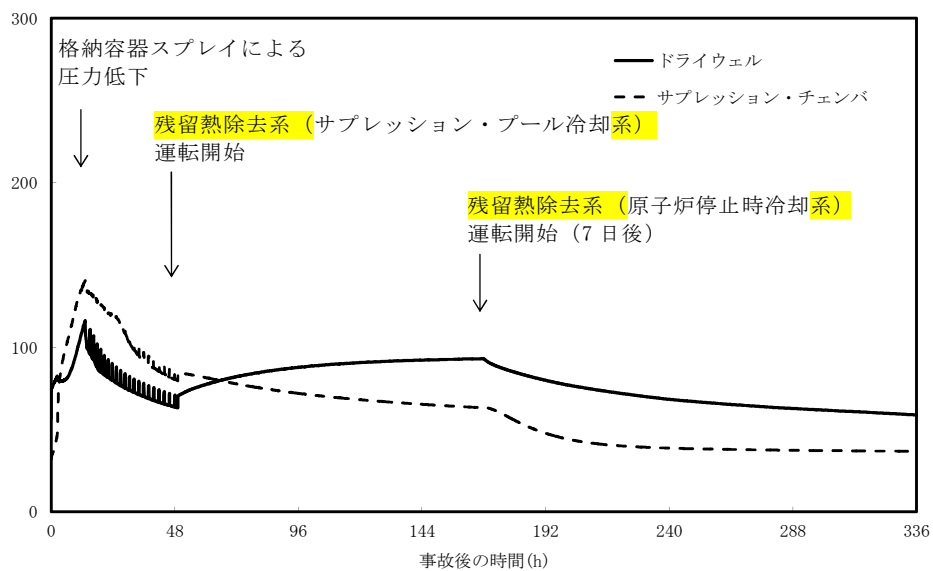
第4図から第6図に格納容器圧力、サプレッション・プール水温度及び水位の解析結果を、それぞれ事象発生の日後まで示す。

第5図に示すとおり、サプレッション・プール水温度は事象発生の約13時間後に残留熱除去系による格納容器除熱を開始した以降に低下傾向となり、事象発生の7日後までに最高使用温度（104℃）を下回る。その後、事象発生の7日後に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を開始すると、除熱性能が向上し、第4図及び第6図に示すとおり、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は大幅に低下する。

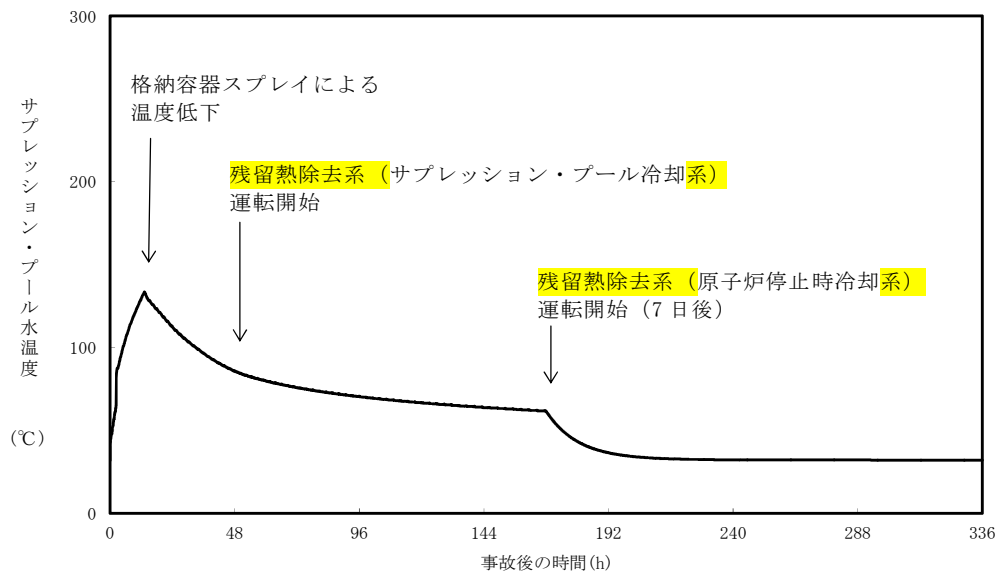
以上から、残留熱除去系の復旧により安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能である。



第4図 格納容器圧力の推移



第5図 格納容器雰囲気温度の推移



第 6 図 サプレッション・プール水温度の推移

2. 残留熱除去系の復旧方法について

(1) 残留熱除去系の復旧方法及び予備品の確保について

残留熱除去系の機能喪失の原因によっては、大型機器の交換が必要となり復旧に時間かかる場合も想定されるが、予備品の活用やサイト外からの支援等を考慮すれば、1 ヶ月程度で残留熱除去系を復旧させることが可能である場合もあると考えられる。

残留熱除去系の復旧に当たり、残留熱除去系海水系については、予備品を保有することで復旧までの時間が短縮でき、成立性の高い作業で機能回復できる機器であり、機械的故障と電氣的故障の要因が考えられる残留熱除去系海水系ポンプ電動機を予備品として確保し、重要安全施設との位置的分散を考慮し保管する。(詳細は添付資料 1.0.3「予備品等の確保及び保管場所について」参照)

一方、残留熱除去系については、防潮堤等の津波対策及び原子炉建屋内の内部溢水対策により区分分離されていることから、複数の残留熱除去系が同時浸水により機能喪失することはないと考えられる。

なお、ある 1 系統の残留熱除去系の電動機が浸水し、当該の残留熱除去系が機能喪失に至った場合においても、残りの系統の残留熱除去系の電動機を接続することにより復旧する手順を準備する。

(2) 残留熱除去系の復旧手順について

炉心損傷又は格納容器破損に至る可能性のある事象が発生した場合に、災害対策要員が残留熱除去系を復旧するための手順を「アクシデントマネジメント故障機器復旧手順ガイドライン」にて整備している。

本手順では、機器の故障個所、復旧に要する時間、炉心損傷あるいは格納容器破損に対する時間余裕に応じて「恒久対策」、「応急対策」、又は「代替対

策」のいずれかを選択するものとしている。具体的には，故障個所の特定と対策の選択を行い，故障個所に応じた復旧手順にて復旧を行う。

5.2 全交流動力電源喪失

5.2.1 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」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＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び②「外部電源喪失＋直流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料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」では，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失することにより，原子炉注水機能及び崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下することから，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，燃料が露出することで燃料損傷に至る。

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ことによって燃料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，交流動力電源の供給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では，代替の交流動力電源供給機能からの給電により原子炉注水機能を確保し，原子炉注水を行うことによって，燃料損傷の防止を図る。また，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の熱輸送を行うことによって原子炉除熱を行う。なお，残留熱除去系海水系が喪失している場合には，代替の手段により最終的な熱の逃がし場への熱輸送を行うことによって原子炉

除熱を行う。

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、燃料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高圧電源装置による給電手段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する。また、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（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 5.2-1 図に、対応手順の概要を第 5.2-2 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、重大事故対策における手順と設備との関係を第 5.2-1 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 3 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 5.2-3 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 名で対処可能である。

a. 全交流動力電源喪失の確認

原子炉の運転停止中に、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、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転停止により崩壊熱除去機能

が喪失する。

b. 作業員への退避指示

当直発電長は、全交流動力電源喪失を確認後、中央制御室からページングにより現場作業員への退避指示を行う。

(添付資料 5.1.2)

c. 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作

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。これにより、中央制御室からの遠隔操作によって、常設代替高圧電源装置 2 台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の受電操作に必要な計装設備は、緊急用 M/C 電圧等である。

d. 電源確保操作対応

全交流動力電源喪失の確認後、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。

e. 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）の準備操作

緊急用母線の受電操作の完了後、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）による原子炉注水の系統構成を実施する。

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）による原子炉注水の準備を開始する。

g. 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。

h. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉の低圧状態維持

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転停止により原子炉水温が100℃に到達した場合は，原子炉圧力が上昇する。原子炉圧力を低圧状態に維持するため，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）1弁を開操作する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を確認するため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））

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）により原子炉冷却材の蒸発量に応じた原子炉注水を実施し，原子炉水位を通常運転水位付近で維持する。

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）及び低圧代替注水系原子炉注水流量等である。

j. 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3台を追加起動し，常設代替高圧電源装置5台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受電操作に必要な計装設備は，M/C 2C（2D）電圧である。

k. 原子炉保護系母線の受電操作

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、非常用母線を介して原子炉保護系母線を受電する。原子炉保護系母線を受電後、格納容器隔離信号をリセットする。

l. 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）による原子炉除熱操作

常設代替高圧電源装置による非常用母線及び原子炉保護系母線を受電操作の完了後、中央制御室からの遠隔操作により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）の運転を開始する。なお、残留熱除去系ポンプの軸封部等は、緊急用海水系により冷却される。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）の運転開始を確認するために必要な計装は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。

崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する。

m. 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。

5.2.2 燃料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注水機能及び崩壊熱除去機能が喪失する「外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

なお、本事故シーケンスにおいては、崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンス「残留熱除去系の故障（R H R S 喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」の燃料損傷防止対策の有効性を確認するため、残留熱除去系海水系の喪失を仮定する。

本重要事故シーケンスは、運転停止中のいずれのプラント状態（以下「P O S」という。）においても起こり得るため、崩壊熱、原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から、「P O S－A P C V／R P V開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」を代表として、評価項目である燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保を満足することを確認する。また、他のP O Sも考慮した想定においてもこれらの評価項目を満足することを確認する。

また、評価条件の不確かさの影響評価として、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。

（添付資料 5. 1. 3）

（2）有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5. 2－2 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

a．初期条件

（a）原子炉圧力容器及び格納容器の状態

評価対象としたP O S－Aにおける原子炉圧力容器の状態は、未開放状態又は開放状態であるが、原子炉が通常運転水位であり、遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい、未開放状態を評価条件とする。また、格納容器の状態は開放状態とし、格納容器蓋等の構造物

による放射線の遮蔽には期待しない評価条件とする。

(b) 崩壊熱

原子炉停止後の崩壊熱は、ANSI/ANS-5.1-1979の式に基づくものとする。また、評価対象としたPOS-Aは原子炉停止1日後～2日後であるが、崩壊熱が高く、遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい、原子炉停止1日後の崩壊熱を評価条件とする。このときの崩壊熱は約18.8MWである。

なお、このときの崩壊熱による原子炉冷却材の蒸発を補うために必要な冷却材（35℃）の注水量は約27m³/hである。

(添付資料 5.1.4, 5.1.5)

(c) 原子炉初期水位及び初期水温

評価対象としたPOS-Aにおける原子炉水位は、通常運転水位（燃料有効長頂部から約5.1m上）から原子炉ウェル満水水位（燃料有効長頂部から約16.7m上）までの範囲であるが、遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい、通常運転水位を評価条件とする。また、原子炉初期水温は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計温度である52℃を評価条件とする。

(d) 原子炉圧力

評価対象としたPOS-Aにおける原子炉の圧力は大気圧であるため原子炉の初期圧力は大気圧とする。また、解析上、水位低下量を厳しく見積もるために、逃がし安全弁（自動減圧機能）の開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※。

※ 実操作で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）

の準備操作が完了した時点で原子炉減圧を実施する。原子炉圧力が大気圧より高い場合での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べて小さくな

るため、原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な評価となる。

(e) 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) 起因事象

起因事象として、送電系統の故障等によって、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。また、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）の事故シーケンスグループに含まれる「残留熱除去系の故障（R H R S 喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」の事故シーケンスの燃料損傷防止対策の有効性を確認するため、残留熱除去系海水系の機能喪失を重畳させるものとする。

(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。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

- (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）による原子炉注水流量

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）による原子炉注水流量は，崩壊熱による原子炉冷却材の蒸散を補うために必要な注水流量として， $27\text{m}^3/\text{h}$ を設定するものとする。

(b) 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）

残留熱除去系海水系への海水通水時の伝熱容量は，設計上の海水温度を元に，残留熱除去系の除熱能力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における伝熱容量として，熱交換器 1 基当たり約 24MW（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) 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）の準備操作は，常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作の完了後，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）の準備操作に要する時間を考慮して，事象発生 25 分後に完了する。

(b) 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）の運転は，非常用母線及び原子炉保護系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 4 時間 50 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の原子炉水位の推移を第 5.2-4 図に，原子炉水位と線量率の関係を第 5.2-5 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより、原子炉水温が上昇し、約 1.1 時間後に沸騰、蒸発することで原子炉水位は低下し始めるが、事象発生後速やかに全交流動力電源喪失を判断し、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による交流電源の供給を開始し、事象発生から 25 分経過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）の準備操作を完了し、原子炉冷却材の蒸発量を補うために必要な注水流量で原子炉注水を実施することによって、原子炉水位を通常運転水位付近で維持することができる。

事象発生から 4 時間 50 分経過した時点で、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）による原子炉圧力容器の除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する。

b. 評価項目等

原子炉水位は、第 5.2-4 図に示すとおり、蒸発量に応じた注水により通常運転水位付近で維持でき、燃料は冠水を維持する。

原子炉圧力容器は未開放であり、第 5.2-5 図に示すとおり、必要な遮蔽を確保できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h^* が確保される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上まで低下することがないため、放射線の遮蔽は維持される（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h を下回る）。なお、線量率の評価点は燃料取替機床上としている。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。

なお、事象発生前に現場にいた作業員の退避における放射線影響については、現場環境が悪化する前に退避が可能であるため、影響はない。

事象発生から 4 時間 50 分経過した時点で、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）の運転を開始することにより、長期

的に安定状態を維持できる。

以上により，本評価では，「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。

※ 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 階での操作時間から 10mSv/h と設定した。原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作は，使用済燃料プールの同時被災時における重大事故等対応要員による使用済燃料プールスプレイの準備操作（可搬型スプレイノズ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。

（添付資料 5.1.6，5.2.1）

5.2.3 不確かさの影響評価

評価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評価するものとする。

本重要事故シーケンスは，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系等による崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，常設代替高圧電源装置による受電，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）の準備操作

とする。

(1) 評価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 5.2-2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価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、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する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

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになるが、原子炉への注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水温は、評価条件の 52℃に対して最確条件は約 47℃～約 58℃である。この原子炉水温は過去の原子炉停止 1 日後の温度の実績値であるが、原子炉停止操作の進捗状況の差異によるものと考えられる。本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水温より高くなる場合があり、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は短くなる場合があるものの、原子炉への注水操作や給電操作は原子炉水温に応じ

た対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水位は、評価条件の通常運転水位（燃料有効長頂部から約 5.1m 上）に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎ（通常運転水位±10cm 程度）がある。本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水位より低くなる場合があり、燃料有効長頂部まで水位が低下する時間は短くなる場合があるものの、原子炉への注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源喪失の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、水位低下速度は緩やかになるが、原子炉への注水操作や給電操作は原子炉初期圧力に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器未開放に対して最確条件は事故事象毎に異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、原子炉圧力容器未開放の場合は評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。また、原子炉圧力容器開放の場合は原子炉減圧操作が不要となるが、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。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は注水までの時間余裕が短くなる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱の場合でも、必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持できる水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.9 時間、燃料有効長頂部までの時間は約 4.3 時間であり、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉への注水操作に対して十分な時間余裕が確保されているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉初期水温は、評価条件の 52℃に対して最確条件は約 47℃～約 58℃である。本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉初期水温より高くなる場合があり、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は短くなる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱の場合でも、必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持できる水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間余裕は約 2.9 時間、燃料有効長頂部までの時間余裕は約 4.3 時間であり、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉への注水操作に対して十分な時間余裕が確保されているため、

評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉初期水位は、評価条件の通常運転水位（燃料有効長頂部から約 5.1m 上）に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎ（通常運転水位±10cm 程度）がある。本評価条件の不確かさとして最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水位より低くなる場合があるものの、原子炉初期水位のゆらぎによる変動量は、事象発生後の水位低下量に対して十分小さいことから、評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。

初期条件の原子炉初期圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件と同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、原子炉水位の低下速度は緩やかになることから、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容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器未開放に対して最確条件は事故事象毎であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、原子炉圧力容器未開放の場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器開放の場合は、原子炉減圧操作が不要となるが、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。

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し，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）の準備操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から25分後に完了する。運転員等操作時間に与える影響として，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）の準備操作は，常設代替交流電源設備の受電操作後に実施するため，受電操作の完了時刻の影響を受けるが，実態の操作時間が評価上の操作開始時間とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。

操作条件の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）による原子炉除熱操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から4時間50分後に完了する。運転員等操作時間に与える影響として，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）による原子炉除熱操作は，原子炉保護系母線の受電操作後に実施するため，受電操作の完了時刻の影響を受けるが，実態の操作時間が評価上の操作開始時間とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の常設代替高圧電源装置からの緊急用母線の受電操作，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）の準備操作は，運転員操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は

解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(2) 操作時間余裕の把握

操作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）の準備操作の時間余裕については、原子炉水位が通常水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 4.5 時間、通常水位から燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は約 6.3 時間であり、事象発生から 25 分で原子炉注水準備が完了するため、十分な時間余裕を確保できる。

(3) ま と め

評価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。その結果、評価条件等の不確かさ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ない。

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。

(添付資料 5.2.2, 5.2.3)

5.2.4 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」の重大事故等対策における必要な災害対策要員（初動）は、「5.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 19 名であり、災害対策要員（初動）の 37 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」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

(添付資料 5.2.2)

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 110m³の水が必要となる。

水源として、代替淡水貯槽に約 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。

(添付資料 5.2.3)

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 5.2.4)

c. 電 源

重大事故等対策時に必要な負荷は約 3,263kW 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 5.2.5）

5.2.5 結 論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、原子炉注水機能及び崩壊熱除去機能を喪失す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」に対する燃料損傷防止対策としては、初期の対策として、常設代替高圧電源装置による緊急用母線への交流動力電源の供給手段、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、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（原子炉停止時冷却系）による原子炉の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」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、常設代替高圧電源装置による緊急用母線への交流動力電源の給電、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）による原子炉圧力容器の除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。

その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

評価条件の不確かさについて確認した結果、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」において、常設代替高圧電源装置からの給電によ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）による原子炉注水及び常設代替高圧電源装置からの給電による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）による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は、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」に対して有効である。

第 5.2-1 表 全交流動力電源喪失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	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉の運転停止中に、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、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転停止により崩壊熱除去機能が喪失することを確認する。 	—	—	—
作業員への退避指示	<ul style="list-style-type: none"> 当直発電長は、全交流動力電源喪失を確認後、中央制御室からページングにより現場作業員への退避指示を行う。 	—	—	—
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"> 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を試みるが、失敗したことを確認する。 中央制御室からの遠隔操作により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する。 以上により、早期の電源回復不能と判断し、中央制御室からの遠隔操作によって、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	—	M/C 2C 電圧* M/C 2D 電圧* 緊急用 M/C 電圧
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 5.2-1 表 全交流動力電源喪失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	可搬型設備	計装設備
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）の準備操作	・緊急用母線の受電操作の完了後，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）による原子炉注水の系統構成を実施する。	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，燃料域）* 原子炉水位（S A 広帯域，S A 燃料域） 原子炉圧力* 原子炉圧力（S A） 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位
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）による原子炉注水の準備を開始する。	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	—
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 軽油貯蔵タンク	—	—
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉の低圧状態維持	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転停止により，原子炉水温が 100℃に到達すると，原子炉圧力が上昇する。原子炉圧力を低圧状態に維持するため，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）1 弁を開操作する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）* 所内常設直流電源設備 非常用窒素供給系 高圧窒素ポンプ	—	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（常設））	・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）により原子炉冷却材の蒸発量に応じた原子炉注水を実施し，原子炉水位を通常運転水位付近で維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク 代替淡水貯槽	—	原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（S A 広帯域，S A 燃料域） 原子炉圧力* 原子炉圧力（S A） 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位

：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 5.2-1 表 全交流動力電源喪失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	可搬型設備	計装設備
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*
原子炉保護系母線の受電操作	・ 常設代替高圧電源装置による非常用母線受 電操作の完了後、非常用母線を介して原子 炉保護系母線を受電する。 ・ 原子炉保護系母線の受電後、格納容器隔離 信号をリセットする。	常設代替高圧電源 装置 軽油貯蔵タンク	—	—
使用済燃料プールの冷却操作	・ 対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷 却操作を実施する。	—	—	—
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） による原子炉除熱操作	・ 常設代替高圧電源装置による非常用母線及 び原子炉保護系母線の受電操作の完了後、 中央制御室からの遠隔操作により緊急用 海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止 時冷却系）の運転を開始する。 ・ 崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁（自 動減圧機能）を全閉とし、原子炉低圧状態 の維持を停止する。	残留熱除去系（原子 炉停止時冷却系）* 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、燃料 域）* 原子炉水位（S A 広帯域、S A 燃料域） 残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系熱交換器入口 温度* 残留熱除去系熱交換器出口 温度* 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）
使用済燃料プールの冷却操作	・ 対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷 却操作を実施する。	—	—	—

：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

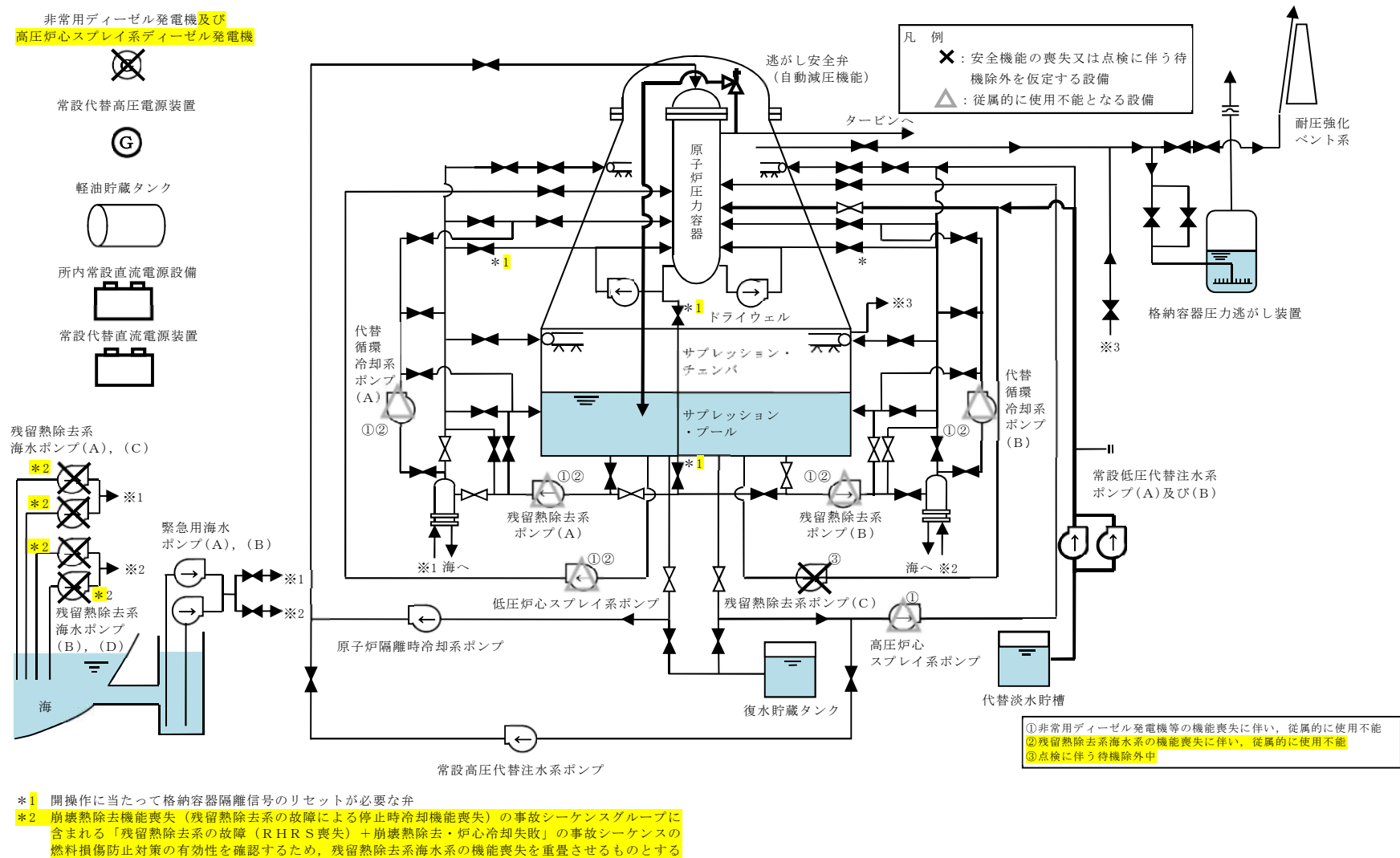
第 5.2-2 表 主要評価条件（全交流動力電源喪失）（1/2）

項 目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉压力容器の状態	原子炉压力容器未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	崩 壊 熱	約18.8MW※ ANSI／ANS-5.1-1979 （9×9燃料（A型），燃焼度 33GWd／t，原子炉停止1日後）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下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
	原子炉初期水位	通常運転水位（燃料有効長頂部から約5.1m上）	遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい，通常運転水位を設定
	原子炉初期水温	52℃	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計値を設定
	原子炉初期圧力	大気圧	原子炉の運転停止1日後の実績を設定
	外部水源の温度	35℃	原子炉注水による原子炉水位維持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	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の喪失を設定

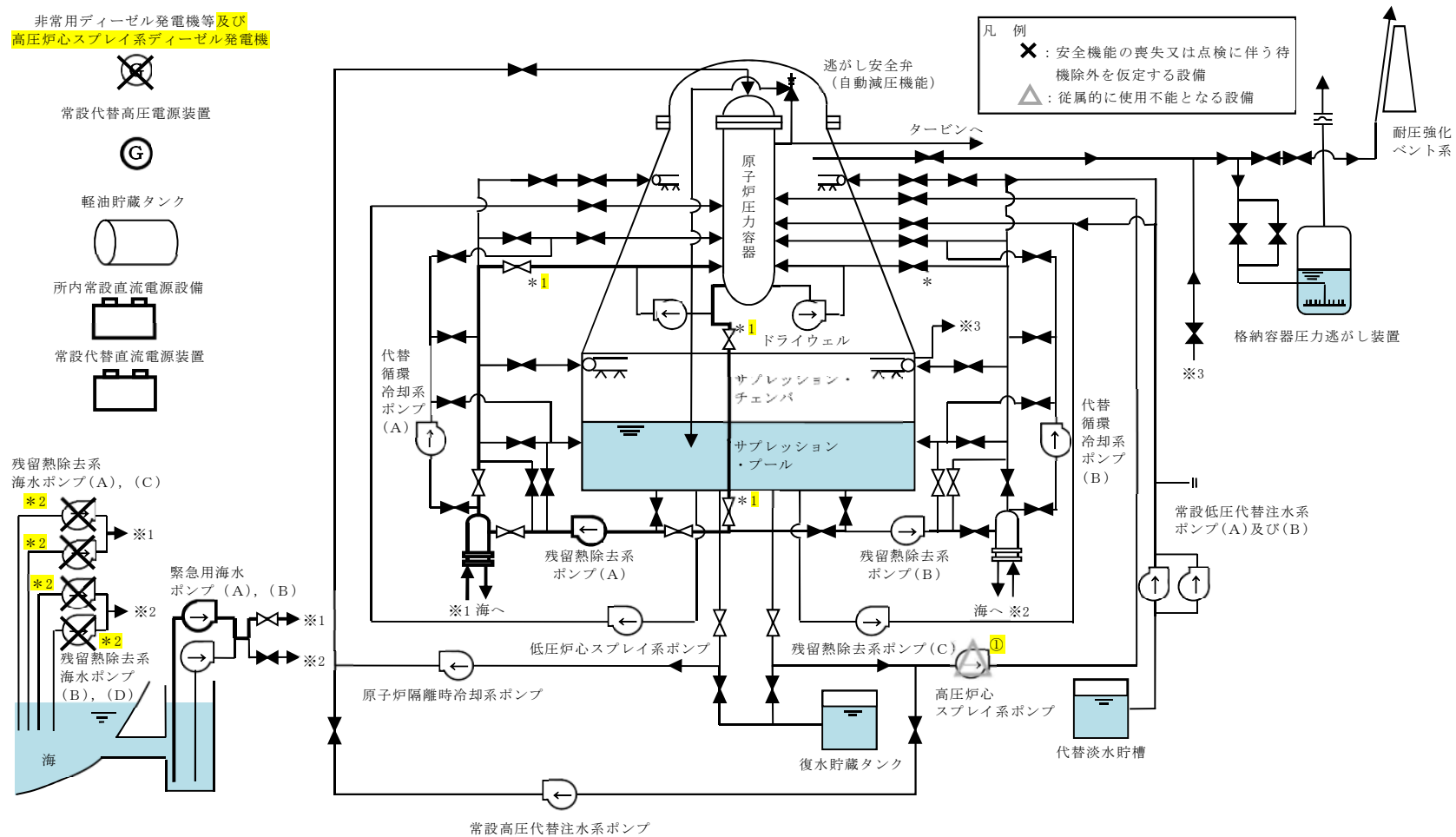
※ 原子炉停止から1日（24時間）後とは，発電機解列からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価は原子炉スクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

第 5.2-2 表 主要評価条件（全交流動力電源喪失）（2/2）

項 目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等 関連する機器 条件に	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 流量	27m ³ /h	崩壊熱による原子炉冷却材の蒸散を補うために必要な原子炉注水流量を 設定
	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）による原子炉除熱量	伝熱容量：約24MW （原子炉冷却材温度100℃，海 水温度32℃において）	伝熱容量は、設計上の海水温度を元に、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における伝熱容量 を設定
重大事故等 関連する操作 条件に	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）の準備操作	事象発生から 25 分後	常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作の完了後，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）の準備操作に要する 時間を考慮して設定
	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）による原子炉除熱操 作	事象発生から 4 時間 50 分後	常設代替高圧電源装置による非常用交流母線及び原子炉保護系母線の受 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 5.2-1 図 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1／2）
 （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））



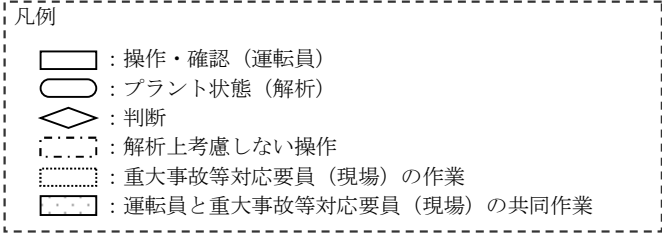
※1 開操作に当たって格納容器隔離信号のリセットが必要な弁

※2 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）の事故シーケンスグループに含まれる「残留熱除去系の故障（RHR S 喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」の事故シーケンスの燃料損傷防止対策の有効性を確認するため、残留熱除去系海水系の機能喪失を重量させるものとする

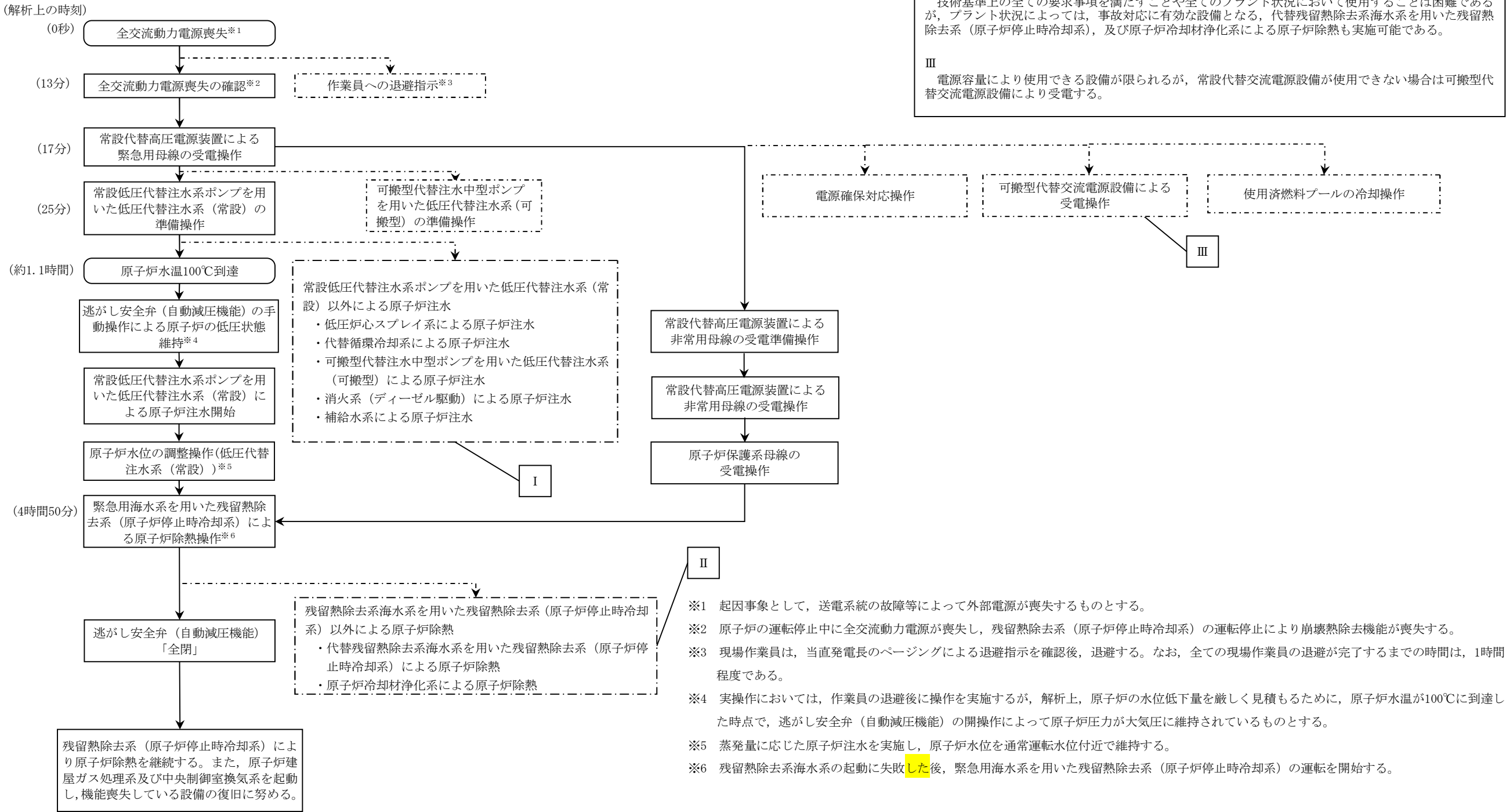
①非常用ディーゼル発電機等の機能喪失に伴い、従属的に使用不能

第 5.2-1 図 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図（2/2）
（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））

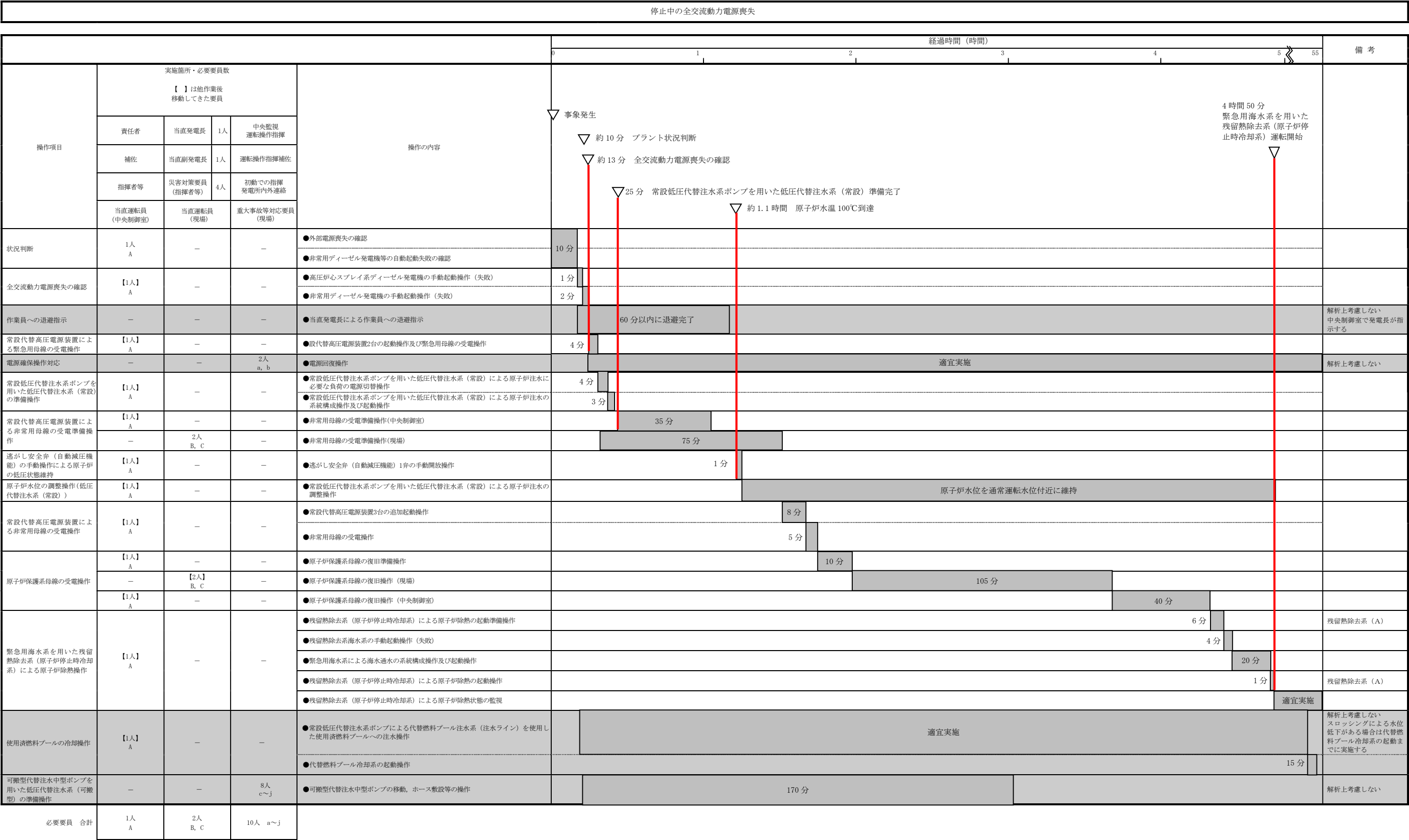
- プラント前提条件
- ・原子炉の運転停止 1 日後
 - ・原子炉圧力容器未開放
 - ・格納容器開放
 - ・残留熱除去系（A）：原子炉停止時冷却系の状態で運転中
 - ・残留熱除去系（B）：低圧注水系の状態で待機中
 - ・残留熱除去系（C）：点検中
 - ・全ての非常用ディーゼル発電機等：待機中
 - ・原子炉水位は通常運転水位



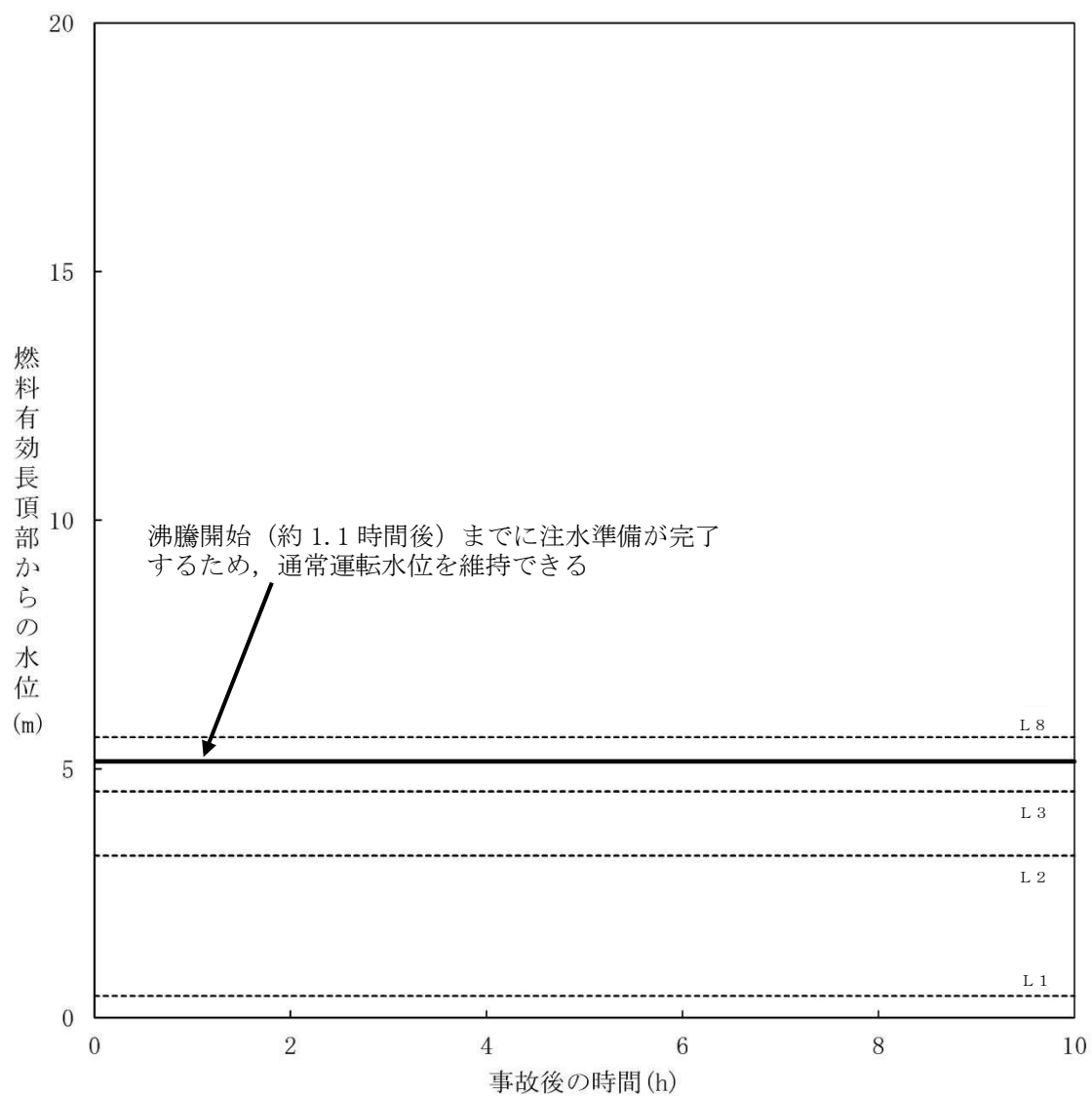
- 【有効性評価の対象としていないが、他に取り得る手段】
- I
- 低圧炉心スプレイ系による原子炉注水、及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も可能である。
- 技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる、代替循環冷却系、**可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）**、消火系（ディーゼル駆動）及び補給水系による原子炉注水も可能である。
- II
- 技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、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。



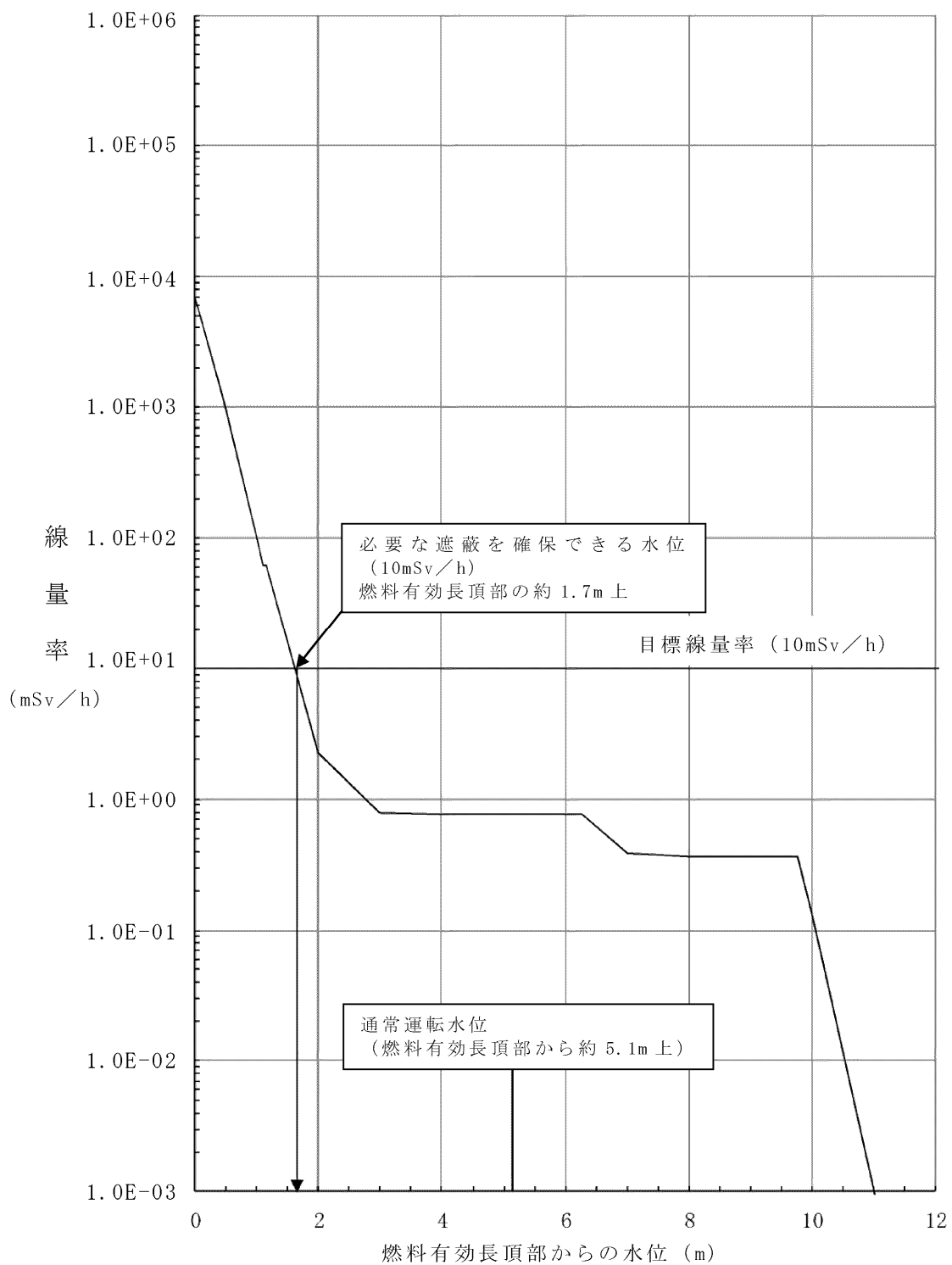
第 5.2－2 図 全交流動力電源喪失時の対応手順の概要



第 5.2－3 図 全交流動力電源喪失時の作業と所要時間



第5.2-4図 全交流動力電源喪失における原子炉水位の変化



第 5.2-5 図 原子炉水位と線量率

安定停止状態について（運転停止中 全交流動力電源喪失）

運転停止中の全交流動力電源喪失時の安定停止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及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，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，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

崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し，沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが，常設代替高圧電源装置により非常用母線への交流電源の供給を開始した後，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）により原子炉冷却材の蒸発量に応じて原子炉注水を実施することによって，原子炉水位を通常運転水位付近で維持することにより，炉心の冷却が維持される。

その後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行することができ，原子炉安定停止状態が確立される。

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

【安定停止状態の維持について】

上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。

また，残留熱除去系の機能を維持し，原子炉除熱を行うことにより，安定停止状態後の状態維持が可能となる。

（添付資料2.1.1 別紙1参照）

評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 全交流動力電源喪失）

第 1 表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 全交流動力電源喪失）（1／3）

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の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
		評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の崩壊熱	約 18.8MW (ANSI/ANS-5.1-1979) (9×9 燃料 (A 型), 燃 焼度 33GWd/t, 原子炉 停止後 1 日)	約 18.8MW 以下	停止後の時間について は, 停止後の時間が短 くなるように 1 日後の 状態を想定	最確条件では評価条件で設定している燃料の 崩壊熱より小さくなるため, 原子炉水温の上昇 は緩やかになるが, 注水操作や給電操作は崩壊 熱に応じた対応をとるものではなく, 全交流動 力電源の喪失の認知を起点とする操作である ため, 運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件では評価条件で設定している燃料の 崩壊熱より小さくなるため, 原子炉水温上昇及 び原子炉水位低下速度は緩やかになることか 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。 また, 原子炉停止後の時間が短く, 燃料の崩壊 熱が大きい場合は注水までの時間余裕が短く なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱の場合でも, 必要な 遮蔽が維持できる水位 (必要な遮蔽の目安とし た 10mSv/h が維持できる水位) である燃料有 効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの 時間は約 2.9 時間, 燃料有効長頂部までの時間 は約 4.3 時間であり, 必要な放射線の遮蔽は維 持され, 原子炉への注水操作に対して十分な時 間余裕が確保されているため, 評価項目となる パラメータに与える影響は小さい。
	原子炉初期水温	52℃	約 47℃～約 58℃※ ¹ (実績値)	残留熱除去系 (原子炉 停止時冷却系) の設計 値及び運転停止 1 日後 の原子炉水温の実績値 (47℃～58℃) を踏ま えて設定	最確条件では評価条件で設定している原子炉 初期水位より低くなる場合があり, 原子炉水位 が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余 裕が短くなる場合があるものの, 原子炉への注 水操作は原子炉水位に応じた対応をとるもの ではなく, 崩壊熱除去機能喪失の認知を起点と するものであるため, 運転員等操作時間に与え る影響はない。	最確条件では, 評価条件で設定している原子炉 初期水温より高くなる場合があり, 原子炉水位 が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余 裕は短くなる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉 停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱の場合で も, 必要な遮蔽が維持できる水位である燃料有 効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの 時間余裕は約 2.9 時間, 燃料有効長頂部までの 時間余裕は約 4.3 時間であり, 必要な放射線の 遮蔽は維持され, 原子炉への注水操作に対して 十分な時間余裕が確保されているため, 評価項 目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉初期水位	通常運転水位 (燃料有効長頂部から 約 5.1m)	通常運転水位 (通常運転水位±10cm 程度) (実績値)	原子炉停止初期の通常 水位付近にある状態を 想定	最確条件では評価条件で設定している原子炉初 期水位より低くなる場合があり, 原子炉水位が 燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕が 短くなる場合があるものの, 注水操作や給電操 作は原子炉水位に応じた対応をとるものではな く, 全交流動力電源の喪失の認知を起点とする 操作であるため, 運転員等操作時間に与える影 響はない。	最確条件では評価条件で設定している原子炉 初期水位より低くなる場合があり, 原子炉水位 が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余 裕は短くなる場合があるものの, 燃料有効長頂 部まで水位が低下する時間は長くなることか 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。

※1 過去のプラント停止操作実施時の発電機解列から約 24 時間経過後の原子炉水温の実績データ。

第 1 表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 全交流動力電源喪失）（2／3）

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の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
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉初期圧力	大気圧	大気圧※ ²	原子炉停止から 1 日後の原子炉圧力を想定	最確条件は評価条件と同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。 仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、水位低下速度は緩やかになるが、注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と評価条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	事故事象毎	炉心の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉圧力容器が未開放の場合は、評価条件と同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。また、原子炉圧力容器が開放の場合は、原子炉減圧操作が不要となるが、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。	原子炉圧力容器が未開放の場合は、評価条件と同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、原子炉圧力容器が開放の場合は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さく、評価条件となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の温度	35℃	35℃以下	原子炉注水による原子炉水位維持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、評価条件で設定している外部水源の温度よりもおおむね低くなるため、原子炉注水後の原子炉水位の回復が速くなることが考えられるが、常設代替高压電源装置からの給電操作や原子炉への注水操作は水源の温度に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源喪失の認知を起点とする操作であるため、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、評価条件で設定している外部水源の温度よりもおおむね低くなるため、原子炉注水後の原子炉水位の回復が早くなることが考えられ、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	外部水源の容量	約 4,300m ³	約 4,300m ³ 以上 （代替淡水貯槽）	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 800kL	約 800kL 以上	軽油貯蔵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。	—

※2 原子炉停止直後や原子炉圧力容器耐圧試験実施時等の特殊な場合を除く。

第 1 表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 全交流動力電源喪失）（3／3）

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の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
		評価条件	最確条件			
重大事故等対策に関連する事故条件	起因事象	外部電源喪失	—	起因事象として、送電系統の故障等によって、外部電源喪失が発生することを想定	最確条件と評価条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と評価条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	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	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）の原子炉注水流量	27m ³ /h	27m ³ /h	崩壊熱量に応じた原子炉注水流量を設定	最確条件と評価条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と評価条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード系）による原子炉除熱量	熱交換器 1 基当たり約 24MW （原子炉冷却材温度 100℃、海水温度 32℃において）	熱交換器 1 基当たり約 24MW 以上 （原子炉冷却材温度 100℃、海水温度 32℃以下において）	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が、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱後に行う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。	—

第 2 表 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（1／2）

項目		評価条件(操作条件)		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
		評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件	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）の準備操作	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）の準備操作：事象発生から 25 分後	状況判断，全交流動力電源喪失の判断，常設代替高圧電源装置からの受電操作，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）の準備操作に要する時間を考慮して設定	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断し，これ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）の準備を開始する手順としている。事象判断の時間として 10 分を想定しており，全交流動力電源喪失時に交流電源及び注水手段の確保の必要性を認知することは容易であることから，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，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室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】 操作所要時間は 1 分単位で設定しており，実際の操作時間は評価上の想定時間よりも早くなることから，操作開始時間に与える影響はない。</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】 中央制御室の制御盤のスイッチによる簡単な操作であり，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>	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）の準備操作は，常設代替高圧電源装置からの受電操作後に実施するため，受電操作の影響を受けるが，実際の操作時間が評価上の操作開始時間とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。	実際の操作開始時間は評価上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	原子炉水位が通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は 4.5 時間，通常水位から燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は約 6.3 時間であり，これに対して全交流動力電源喪失を認知して注水準備を完了するまでの時間は 25 分であることから，時間余裕がある。	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）の準備操作は，所要時間を 3 分と想定しているところ，訓練実績では約 3 分である。想定で意図している運転操作が実現可能なことを確認した。

第 2 表 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（2／2）

項目		評価条件（操作条件）		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
		評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件	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）による原子炉除熱操作	事象発生から4時間50分後	状況判断，全交流動力電源喪失の判断，常設代替高压電源装置による緊急用母線の受電操作，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，常設代替高压電源装置による非常用母線の受電操作，原子炉保護系母線の受電操作，及び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）による原子炉除熱操作に要する時間を考慮して設定	—	—	—	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）により，原子炉への注水を実施していることから，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）による原子炉除熱操作には時間余裕がある。	所要時間を 27 分で想定しているところ，訓練では約 21 分で実施可能であることを確認した。想定で意図している運転操作が実現可能なことを確認した。

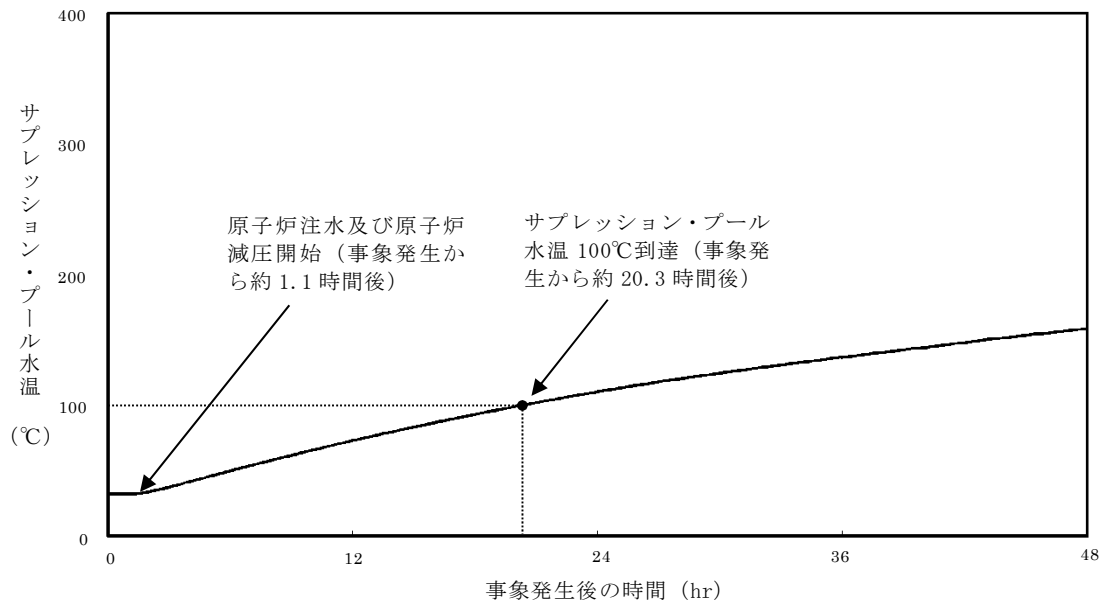
運転停止中の全交流動力電源喪失時における サプレッション・プール水への影響について

運転停止中において全交流動力電源喪失が発生し、崩壊熱除去機能が喪失した場合は、崩壊熱除去機能を回復するまでの間、原子炉注水及び原子炉減圧により原子炉水位を維持する。原子炉減圧の実施の際は、原子炉内の熱量がサプレッション・プールへと移行するため、サプレッション・プール水の温度が上昇する。

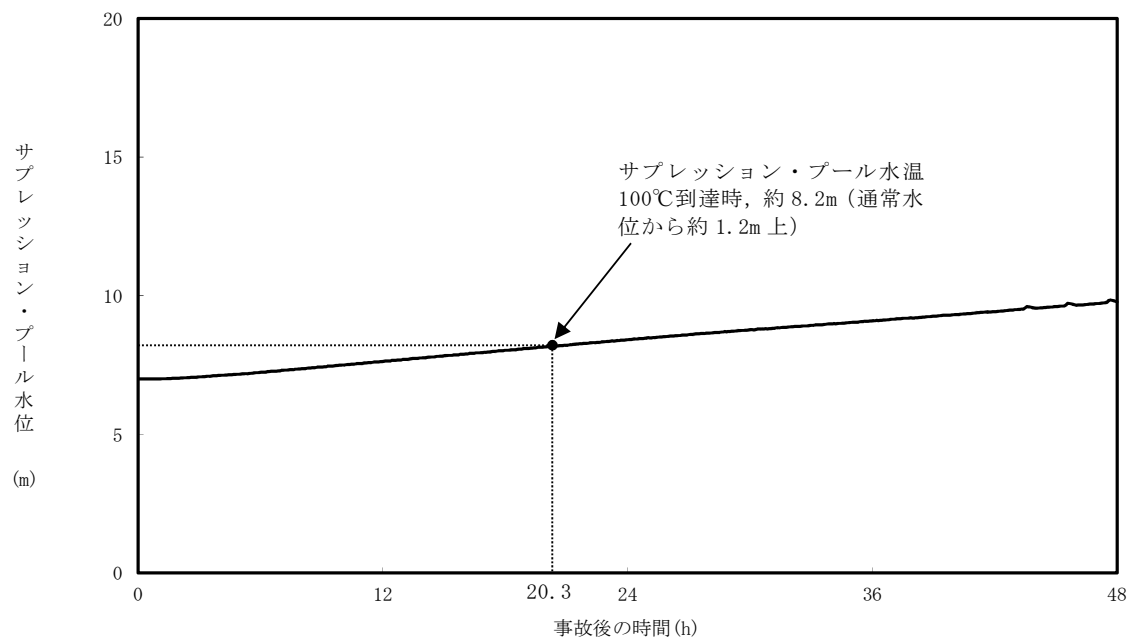
運転停止中において全交流動力電源喪失が喪失した際の評価として、原子炉水温が 100℃に到達した時点（事象発生から約 1.1 時間後）から、常設代替交流電源装置、及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による注水で原子炉水位を維持した場合のサプレッション・プール水温の変化を、MAAP を用いて評価した。主要解析条件は第 1 表のとおりである。事象発生後の時間に対するサプレッション・プールの水温及び水位の推移を第 1 図及び第 2 図に示す。サプレッション・プール水温が 100℃となる時間は事象発生から約 20.3 時間後であり、そのときのサプレッション・プール水位は、約 8.2m（通常水位から約 1.2m 上）にとどまる。

第 1 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失）

分類	項目	解析条件	備考
事象発生時のプラント状態	崩壊熱	原子炉停止 1 日後	—
	原子炉初期水温	57℃	—
	原子炉初期圧力	大気圧	—
	格納容器初期圧力	大気圧	—
	格納容器初期温度	液相部：32℃ 気相部：67℃	—
	水源の温度	35℃	—
事象進展	事象発生	全交流動力電源喪失の発生	—
	事象発生約 21 分後	常設代替交流電源装置によ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）への給電完了	—
	事象発生約 1.1 時間後	逃がし安全弁 1 弁による減圧操作 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）による原子炉注水開始（原子炉水位をレベル 3 ～レベル 8 に維持）	原子炉水温 100℃到達 原子炉注水流量 378m ³ /h



第 1 図 事象発生後のサプレッション・プール水温の推移



第 2 図 事象発生後のサプレッション・プール水位の推移

7 日間における水源の対応について
(運転停止中 全交流動力電源喪失)

1. 水源に関する評価

① 淡水源（有効水量）

- ・代替淡水貯槽：約 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

事象発生 1.1 時間後，崩壊熱に相当する流量で，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。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転による原子炉注水が開始される事象発生後約 4 時間 50 分後，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

原子炉注水によって，代替淡水貯槽の水量は減少する。

事象発生後 4 時間 50 分までに残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を再開し，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 110m³である。

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 110m³の水が必要となるが、代替淡水貯槽に合計約 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
(運転停止中 全交流動力電源喪失)

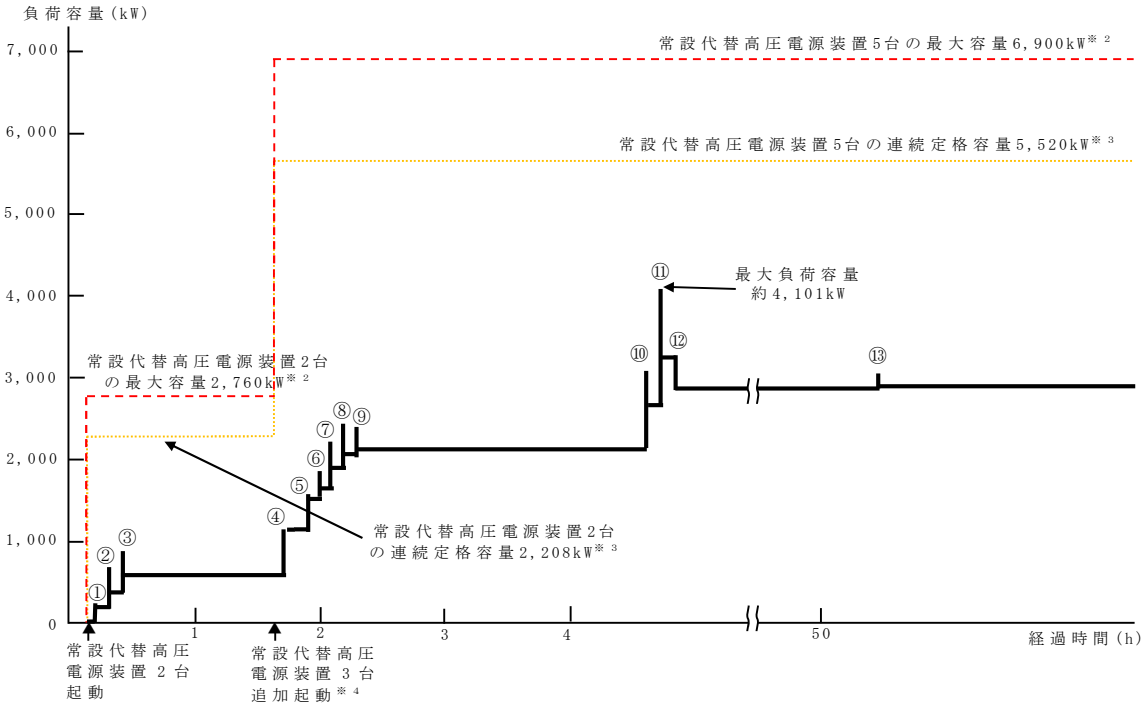
保守的に全ての設備が，事象発生直後から 7 日間燃料を消費するものとして
評価する。

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

常設代替交流電源設備の負荷
(運転停止中 全交流動力電源喪失)

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※ ¹	約190	約879	約584
④	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1,166	約1,153
⑤	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1,573	約1,568
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1,862	約1,674
⑦	中央制御室換気系空調機ファン 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2,251	約1,910
⑧	蓄電池室排気ファン その他負荷	約8 約154	約2,464	約2,072
⑨	原子炉保護系電源装置 2A 原子炉保護系電源装置 2B	約45 約45	約2,396	約2,162
⑩	緊急用海水ポンプ その他	約510 約4	約3,144	約2,676
⑪	残留熱除去系ポンプ その他負荷	約584 約3	約4,101	約3,263
⑫	停止負荷 常設低圧代替注水系ポンプ2台	約-380	—	約2,883
⑬	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約2,992	約2,913



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

※1 常設低圧代替注水系ポンプ1台でも崩壊熱による蒸発を上回る注水流量を確保可能

※2 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)

※3 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)

※4 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