

東海第二発電所

重大事故等対策の有効性評価

平成 30 年 3 月
日本原子力発電株式会社

目 次

1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方
 - 1.1 概 要
 - 1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定
 - 1.3 評価に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

5.3 原子炉冷却材の流出

5.4 反応度の誤投入

6. 必要な要員及び資源の評価

6.1 必要な要員及び資源の評価条件

6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果

6.3 重大事故等対策時に必要な水源，燃料及び電源の評価結果

添付資料 目次

添付資料1.1.1	重大事故等対策の深層防護の考え方について
添付資料1.2.1	外圧支配事象における燃料被覆管の健全性について
添付資料1.2.2	サプレッション・プールの水位上昇に係る構造的な耐性について
添付資料1.2.3	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力について
添付資料1.2.4	格納容器破損防止対策の各重要事故シーケンスにおける評価項目について
添付資料1.2.5	定期検査工程の概要
添付資料1.3.1	格納容器破損防止対策の有効性評価における機能喪失の仮定について
添付資料1.3.2	外部電源喪失に伴う原子炉スクラム及び格納容器隔離について
添付資料1.3.3	重大事故等対策の有効性評価における作業毎の成立性確認結果について
添付資料1.3.4	事象発生時の状況判断について
添付資料1.3.5	有効性評価における運転員等の操作余裕時間の仮定について
添付資料1.3.6	安定状態の考え方について
添付資料1.4.1	有効性評価に使用している解析コード／評価手法の開発に係る当社の関与について
添付資料1.5.1	東海第二発電所の重大事故等対策の有効性評価の一般データ
添付資料1.5.2	有効性評価における L O C A 時の破断位置及び破断面積設

	定の考え方について
添付資料1.5.3	サプレッション・プール初期水位について
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	安定状態について（高圧・低圧注水機能喪失）
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2.1.7	格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁開操作を現場にて実施

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
- 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T B））
- 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T B））
- 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T B））
- 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T B））
- 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
T B））

- 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 原子炉注水開始が遅れた場合の時間余裕について
- 添付資料2.3.2.6 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（TBD，TBU））
- 添付資料2.3.2.7 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（TBD，TBU））
- 添付資料2.3.2.8 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 7日間における燃料の対応について (原子炉停止機能喪失)

添付資料2.5.10 常設代替交流電源設備の負荷 (原子炉停止機能喪失)

添付資料2.5.11 高圧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 非居住区域境界及び敷地境界での実効線量評価について

添付資料2.6.3 非居住区域境界及び敷地境界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時注水機能喪失）
添付資料2.6.8	7日間における水源の対応について（L O C A時注水機能喪失）
添付資料2.6.9	7日間における燃料の対応について（L O C A時注水機能喪失）
添付資料2.6.10	常設代替交流電源設備の負荷（L O C A時注水機能喪失）
添付資料2.7.1	インターフェイスシステム L O C A発生時の対応操作について
添付資料2.7.2	インターフェイスシステム L O C A発生時の破断面積及び現場環境等について
添付資料2.7.3	I S L O C A時の格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度に対する設計基準事故の代表性について
添付資料2.7.4	安定状態について（格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A））
添付資料2.7.5	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（格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A））
添付資料2.7.6	7日間における水源の対応について（格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A））
添付資料2.7.7	7日間における燃料の対応について（格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A））

添付資料2.7.8	常設代替交流電源設備の負荷（格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））
添付資料2.8.1	基準津波を超え敷地に遡上する津波への対応について
添付資料2.8.2	基準津波を超え敷地に遡上する津波に対する基準適合のための基本方針及び施設の防護方針について
添付資料2.8.3	地震発生と同時に津波が到達するとした評価上の想定の妥当性について
添付資料2.8.4	7日間における水源の対応について（津波浸水による注水機能喪失）
添付資料2.8.5	7日間における燃料の対応について（津波浸水による注水機能喪失）
添付資料2.8.6	常設代替交流電源設備の負荷（津波浸水による注水機能喪失）
添付資料2.8.7	全交流動力電源喪失（長期TB）との事故対応の相違点について
添付資料3.1.2.1	炉心損傷及び原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方について
添付資料3.1.2.2	原子炉水位不明時の対応について
添付資料3.1.2.3	常設低圧代替注水ポンプの機能確保の妥当性について
添付資料3.1.2.4	原子炉建屋から大気中へ漏えいするCs-137の漏えい量評価について
添付資料3.1.2.5	格納容器漏えい率の設定について
添付資料3.1.2.6	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破

- 損)における炉心の損傷状態及び損傷炉心の位置について
- 添付資料3.1.2.7 水の放射線分解を考慮した場合の格納容器過圧に対する影響について(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))
- 添付資料3.1.2.8 格納容器雰囲気温度が格納容器の健全性に与える影響について(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))
- 添付資料3.1.2.9 安定状態について(代替循環冷却系を使用する場合)
- 添付資料3.1.2.10 格納容器内に存在するアルミニウム/亜鉛の反応により発生する水素の影響について
- 添付資料3.1.2.11 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(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)(代替循環冷却系を使用する場合))
- 添付資料3.1.2.12 大破断LOCAを上回る規模のLOCAに対する格納容器破損防止対策の有効性について
- 添付資料3.1.2.13 7日間における水源の対応について(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)(代替循環冷却系を使用する場合))
- 添付資料3.1.2.14 7日間における燃料の対応について(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)(代替循環冷却系を使用する場合))
- 添付資料3.1.2.15 常設代替交流電源設備の負荷(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)(代替循環冷却系を使用する場合))
- 添付資料3.1.2.16 格納容器内の酸素濃度上昇抑制のための対応操作について

- 添付資料3.1.3.1 東海第二発電所の格納容器設計の特徴を踏まえた過圧破損防止対策について
- 添付資料3.1.3.2 炉心損傷の判断基準及び炉心損傷判断前後の運転操作の差異について
- 添付資料3.1.3.3 崩壊熱による蒸発量相当の注水量について
- 添付資料3.1.3.4 格納容器圧力逃がし装置を用いて大気中へ放出される Cs-137の放出量評価
- 添付資料3.1.3.5 原子炉建屋から大気中へ漏えいする Cs-137の漏えい量評価等について
- 添付資料3.1.3.6 格納容器内での除去効果について
- 添付資料3.1.3.7 安定状態について（代替循環冷却系を使用できない場合）
- 添付資料3.1.3.8 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
（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合））
- 添付資料3.1.3.9 注水操作が遅れる場合の影響について
- 添付資料3.1.3.10 7日間における水源の対応について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合））
- 添付資料3.1.3.11 7日間における燃料の対応について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合））
- 添付資料3.1.3.12 常設代替交流電源設備の負荷（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合））

添付資料3.1.3.13	非凝縮性ガスの影響について
添付資料3.1.3.14	サプレッション・プール水位上昇による真空破壊弁への影響について
添付資料3.2.1	原子炉圧力容器高圧破損防止のための原子炉手動減圧について
添付資料3.2.2	原子炉圧力容器の破損判断について
添付資料3.2.3	ペDESTAL（ドライウェル部）内の水位管理方法について
添付資料3.2.4	高温ガスによる原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えい可能性と事象進展等に与える影響について
添付資料3.2.5	原子炉建屋から大気中へ漏えいするCs-137の漏えい量評価について
添付資料3.2.6	高温環境下での逃がし安全弁の開保持機能維持について
添付資料3.2.7	水の放射線分解を考慮した場合の格納容器過圧に対する影響について（高圧溶融物放出／格納容器直接加熱）
添付資料3.2.8	安定状態について
添付資料3.2.9	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（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）
添付資料3.2.10	代替循環冷却系による原子炉注水を考慮しない場合の影響評価について
添付資料3.2.11	7日間における水源の対応について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接接触）
添付資料3.2.12	7日間における燃料の対応について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接接触）
添付資料3.2.13	常設代替交流電源設備の負荷（高圧溶融物放出／格納容器

	雰囲気直接接触)
添付資料3.2.14	原子炉圧力容器破損時の熔融炉心の冠水評価について
添付資料3.2.15	コリウムシールド材料の選定について
添付資料3.2.16	コリウムシールド厚さ，高さの設定について
添付資料3.2.17	原子炉圧力容器の破損位置について
添付資料3.2.18	格納容器内に注入する窒素温度条件について
添付資料3.3.1	原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用（炉外 F C I）に関する知見の整理について
添付資料3.3.2	水蒸気爆発の発生を想定した場合の格納容器の健全性への影響評価
添付資料3.3.3	J A S M I N E 解析について
添付資料3.3.4	水蒸気爆発評価の解析モデルについて
添付資料3.3.5	水蒸気爆発発生時のコリウムシールドへの影響
添付資料3.3.6	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 （原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用）
添付資料3.3.7	エントレインメント係数の圧力スパイクに対する影響
添付資料3.3.8	プラント損傷状態を L O C A とした場合の圧力スパイクへの影響
添付資料3.4.1	水の放射線分解の評価について
添付資料3.4.2	シビアアクシデント条件下で用いる G 値の設定について
添付資料3.4.3	解析コード及び解析条件の不確かさの影響について
添付資料3.4.4	G 値を設計基準事故ベースとした場合の評価結果への影響について

添付資料3. 4. 5	原子炉注水開始時間の評価結果への影響について
添付資料3. 4. 6	格納容器内における気体のミキシングについて
添付資料3. 5. 1	コリウムシールドを考慮した溶融炉心・コンクリート相互作用による侵食量評価について
添付資料3. 5. 2	溶融炉心による熱影響評価について
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（S F P）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
- 添付資料4.2.3 使用済燃料プールサイフォンブレイカについて
- 添付資料4.2.4 安定状態について
- 添付資料4.2.5 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故2）
- 添付資料4.2.6 7日間における水源の対応について（想定事故2）
- 添付資料4.2.7 7日間における燃料の対応について（想定事故2）
- 添付資料4.2.8 常設代替交流電源設備の負荷（想定事故2）

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 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5.1.4 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5.1.5 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5.1.10 常設代替交流電源設備の負荷（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）

添付資料5.2.1 安定停止状態について（運転停止中 全交流動力電源喪失）

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

添付資料5.2.3 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

添付資料5.2.4 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）

添付資料5.2.5 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）

添付資料5.2.6 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）

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5.4.1 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

添付資料6.2.2 重要事故（評価事故）シーケンス以外の事故シーケンスの
要員の評価について

添付資料6.3.1 水源，燃料，電源負荷評価結果について

添付資料6.3.2 有効性評価において低圧代替注水系（常設）から代替循環
冷却系に切り替えた場合の電源評価について

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）

5.1.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」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「残留熱除去系の故障（RHR喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，②「残留熱除去系の故障（RHR S喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び③「外部電源喪失＋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「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）」は，原子炉の運転停止中に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，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，緩和措置がとられない場合には，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，崩壊熱除去機能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，重大事故等対処設備の有効性評価としては，崩壊熱除去機能に対する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，原子炉注水機能を用いて燃料損傷の防止を図るとともに，最終的な熱の逃がし場へ熱の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「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）」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、待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段を整備する。また、安定状態に向けた対策として、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。残留熱除去系海水系の喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合については、「5.2 全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。対策の概略系統図を第 5.1-1 図に、対応手順の概要を第 5.1-2 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の関係を第 5.1-1 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）11 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ための当直運転員 3 名、指揮、通報連絡を行うための災害対策要員（指揮者等）4 名及び現場操作を行うための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 5.1-3 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）11 名で対処可能である。

a. 運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止確認

1 時間毎の中央制御室の巡視により、崩壊熱除去機能が喪失していることを確認する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失を判断するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。

（添付資料 5.1.1）

b. 作業員への退避指示

当直発電長は、崩壊熱除去機能喪失を確認後、中央制御室から送受話器（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. 崩壊熱除去機能の確保操作

崩壊熱除去機能の確保操作を実施する。

d. 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

崩壊熱除去機能の喪失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 個を開操作する。

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。

e. 待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作

崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機中の残留熱除去系（低圧注水系）を起動して原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系系統流量等である。

f. 原子炉保護系母線の受電操作

非常用ディーゼル発電機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。原子炉保護系母線の受電後、格納容器隔離信号をリセットする。

g. 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

待機中の残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉水位回復後、中央制御室及び現場※にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への切替操作を実施し、崩壊熱除去機能を回復する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱を確認するために必要な計装設備は、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。

※ 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。

h. 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、原子炉除熱は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により継続的に実施する。

5.1.2 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 評価対象事象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、運転中の残留熱除去系の機能喪失を起因事象とし、崩壊熱除去機能が喪失する「残留熱除去系の故障（RHR喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

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「POS」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、「POS-A PCV/RPV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POS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。

（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 5.1-2 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 POS-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 P O S - 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（32℃）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原子炉初期水温

評価対象とした P O S - 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（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） 原子炉初期圧力

評価対象とした P O S - 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、原子炉の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※。

※ 実操作では待機中の残留熱除去系（低圧注水系）の起動準備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）：点検に伴い待機除外中

b. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障によって、崩壊熱除去機能が喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

起因事象の想定により、運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の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、運転中の残留熱除去系ポンプが停止するとともに、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することで残留熱除去系（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。その後、非常用ディーゼル発電機が起動し非常用母線の電源が回復した場合でも、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の状態ではインターロックにより残留熱除去系ポンプを残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）として起動することはできないため、運転員は事象発生後速やかに崩壊熱除去機能の喪失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，格納容器隔離信号をリセットするために必要な原子炉保護系母線の受電操作，及び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。

(添付資料 1.3.2, 5.1.8)

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 $1,605\text{m}^3/\text{h}$ 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) 崩壊熱除去機能喪失は，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，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。

(b) 待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止の認知及び操作の時間を元に，更に時間余裕を考慮して，事象発生から 2 時間後に実施するものとする。

(c) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転は，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 40 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 5.1-4 図に，原子炉水位と線量率の関係を第 5.1-5 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障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，蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。1 時間毎の中央制御室の巡視により，崩壊熱除去機能が喪失していることを確認し，事象発生から 2 時間後に，待機中の残留熱除去系（低圧注水系）を起動し，原子炉注水を行う。

事象発生から 4 時間 40 分後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への切替操作を実施し，崩壊熱除去機能を回復することによって，原子炉水温は低下する。

b. 評価項目等

原子炉水位は，第 5.1-4 図に示すとおり，燃料有効長頂部の約 4.2m 上まで低下するに留まり，燃料の冠水は維持される。

原子炉圧力容器は未開放であり，第 5.1-5 図に示すとおり，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はないため、放射線の遮蔽は維持される。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るため、未臨界は確保されている。

原子炉水位回復後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による除熱を継続することで、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, 5.1.7）

5.1.3 評価条件の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、原子炉の運転停止中に、運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障により、崩壊熱除去機能を喪失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、待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作とする。

(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 5.1-2 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と同等以下となる。約 18.8MW の場合は、評価条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。また、約 18.8MW 未満の場合は、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は崩壊熱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。

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、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は原子炉水温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。

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、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。

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は原子炉初期圧力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。

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と同等以下となる。約 18.8MW の場合は、評価条件と最確条件は同等であることからパラメータに与える影響はない。また、約 18.8MW 未満の場合は、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燃料有効長頂部が露出する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 2.8 時間、燃料有効長頂部までの時間は約 4.2 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 2.8 時間、燃料有効長頂部までの時間余裕は約 4.2 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の判断基準に対する余裕が大きくなる。

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象事象毎であり、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、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から2時間を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、崩壊熱除去機能喪失の認知により原子炉注水の必要性を認知し操作を実施することは容易であり、評価では事象発生から2時間後の注水操作開始を設定しているが、実際の注水操作開始時間は早くなる場合が考えられ、原子炉水位の回復が早くなる。また、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することから影響はない。

操作条件の残留熱除去系（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40分後に

完了する。運転員等操作時間に与える影響として、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

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）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、注水開始が早くなる場合は原子炉水位の低下が抑制され、評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕が大きくなる。なお、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、警報により事象発生を認知可能であり、待機中の残留熱除去系を原子炉停止時冷却系として速やかに起動することで崩壊熱除去機能を回復することができるため、評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕が大きくなるが、本評価ではこれに期待しないこととする。

(2) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響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。

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作については、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約 4.5 時間、燃料有効長頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間は約 6.3 時間であり、これに対して、事故を認知して注水を開

始するまでの時間は 2 時間であることから、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。

(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。この結果、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。

(添付資料 5.1.8)

5.1.4 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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重大事故等対策時における必要な災害対策要員（初動）は、「5.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 11 名である。

「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（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「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）」において、必要な水源、燃料及び電源の資源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価をしている。その結果を以下に示す。

a. 水 源

待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作については、必要な注水量が少なく、また、サプレッション・チェンバ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。

なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様である。

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、合計で約 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。

緊急時対策所用発電機による電源供給について、事象発生直後から 7 日間の緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、約 70.0kL の軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクに約 75kL の軽油を保有していることから、緊急時対策所用発電機による 7 日間の電源供給の継続が可能である。

（添付資料 5.1.9）

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938kW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。

緊急時対策所用発電機については、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

（添付資料 5.1.10）

5.1.5 結 論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障により、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「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）」に対する燃料損傷防止対策としては、待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段を整備している。また、安定状態の維持に向けた対策として、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している。

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「残留熱除去系の故障（RHR喪失）＋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、待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子

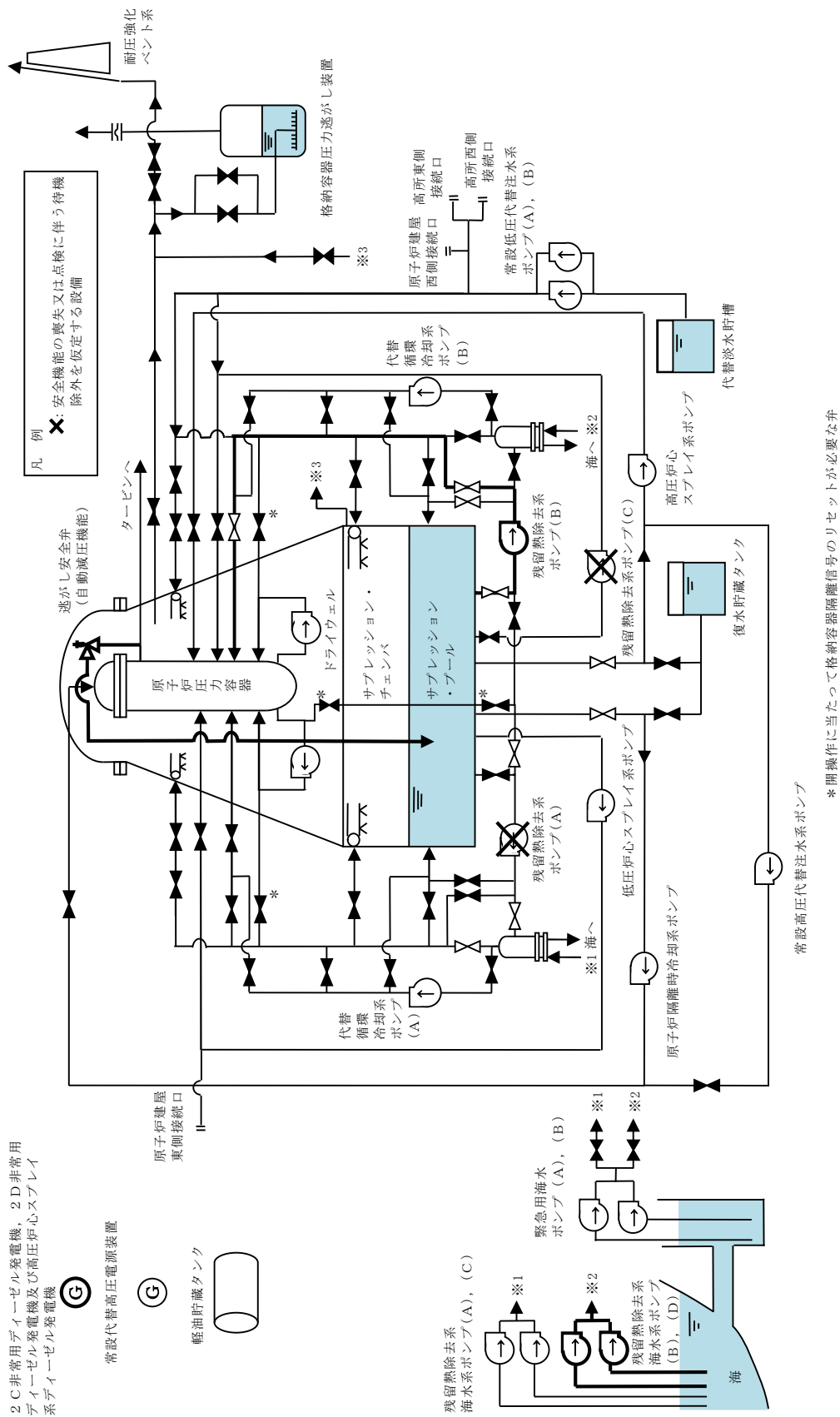
炉注水，及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による除熱を実施することにより，燃料損傷することはない。

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，安定状態を維持することができる。

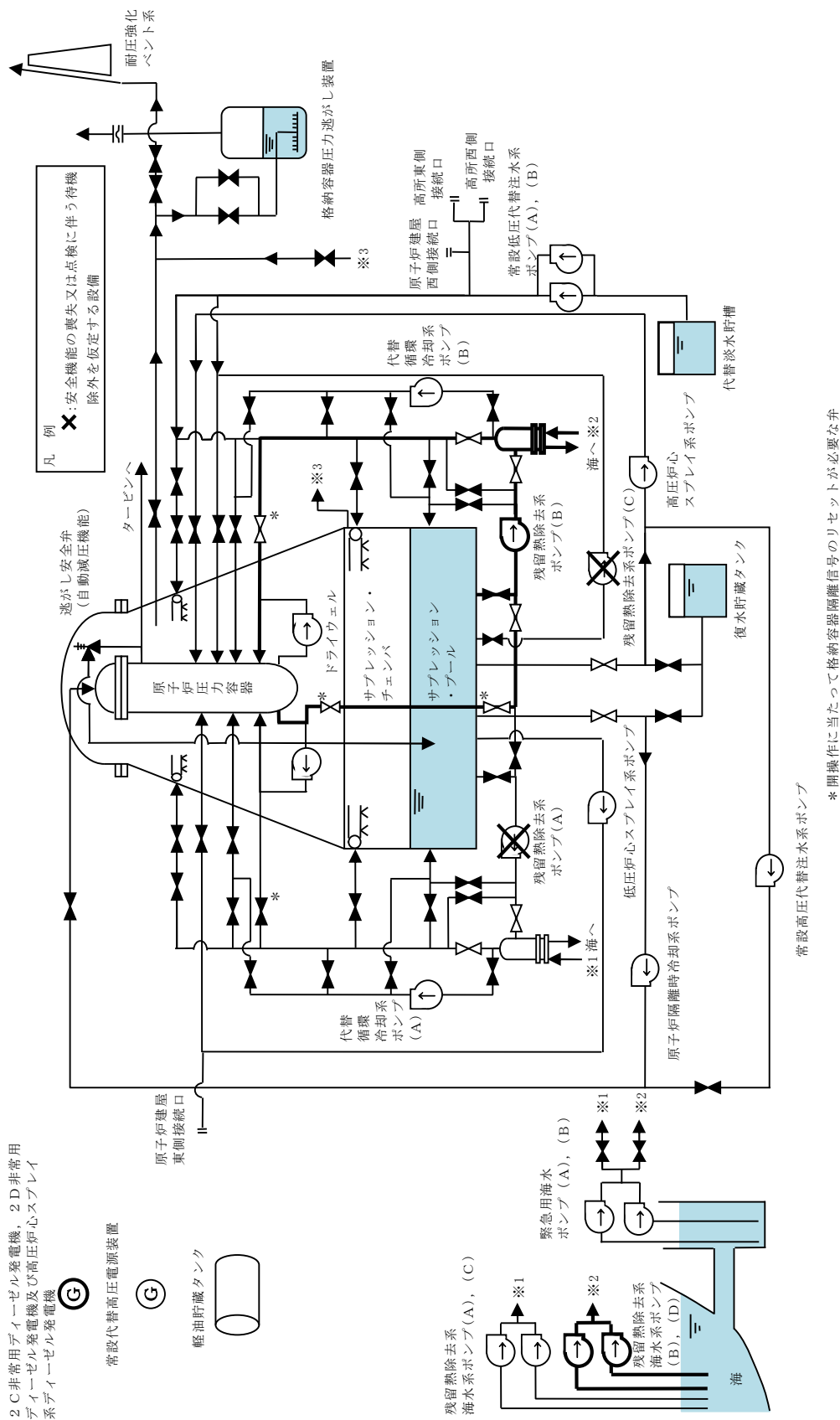
評価条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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，燃料及び電源を供給可能である。

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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による除熱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「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）」に対して有効である。

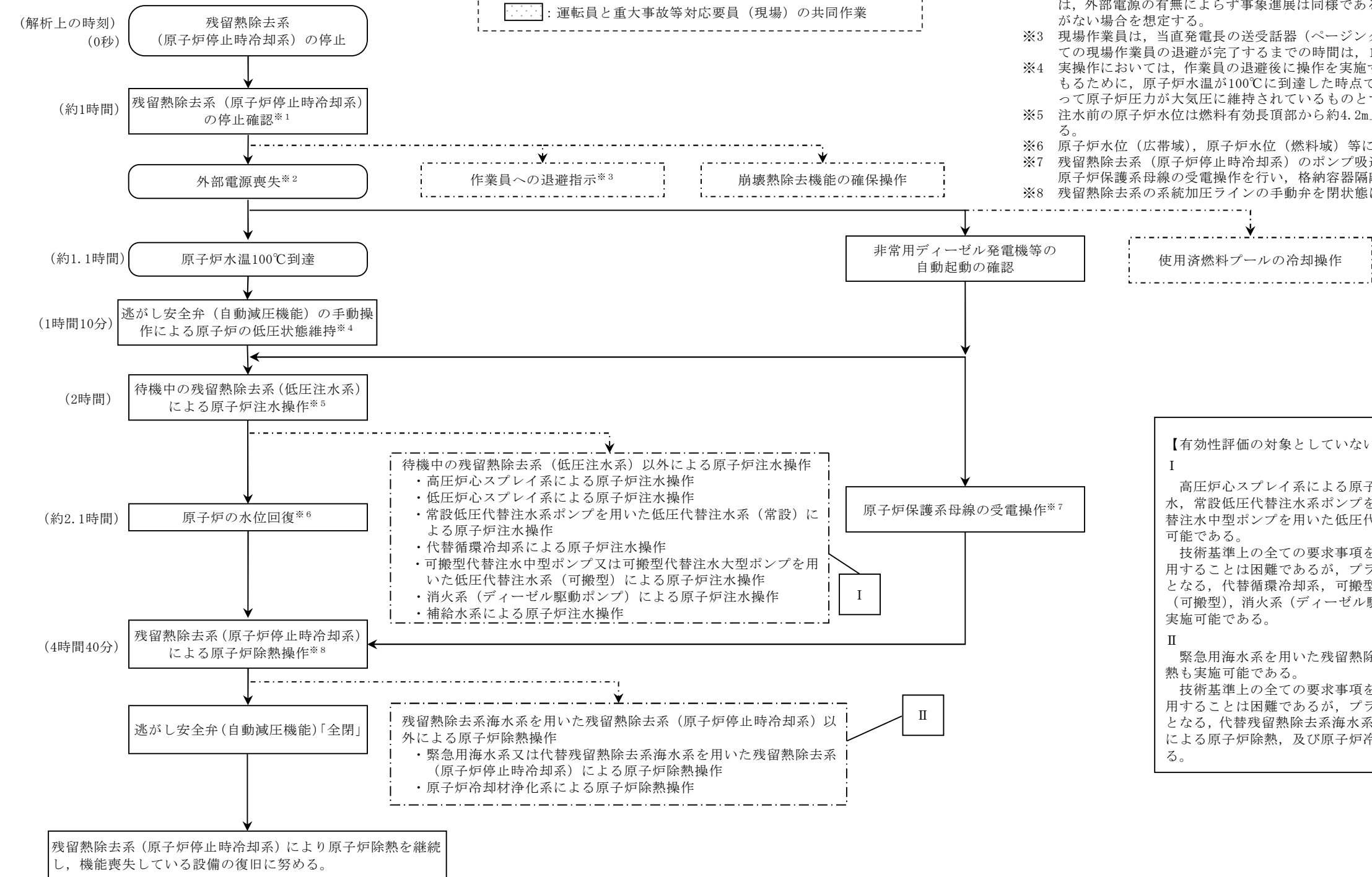
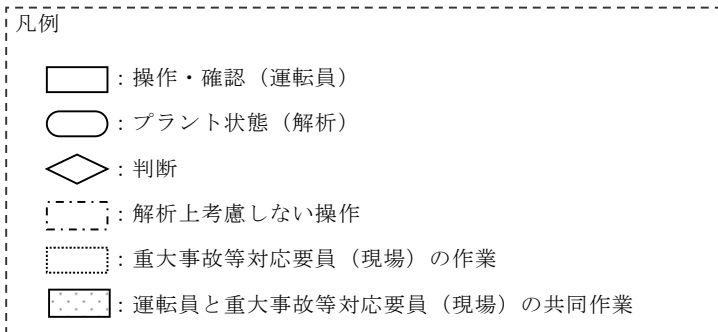


第 5.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/2)
(原子炉減圧及び残留熱除去系 (低圧注水系))



第 5.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/2)
(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、運転員は事象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、当直発電長の送受話器（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約4.2m上（原子炉水位低（レベル3）から約0.3m下）となる。
- ※6 原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（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。

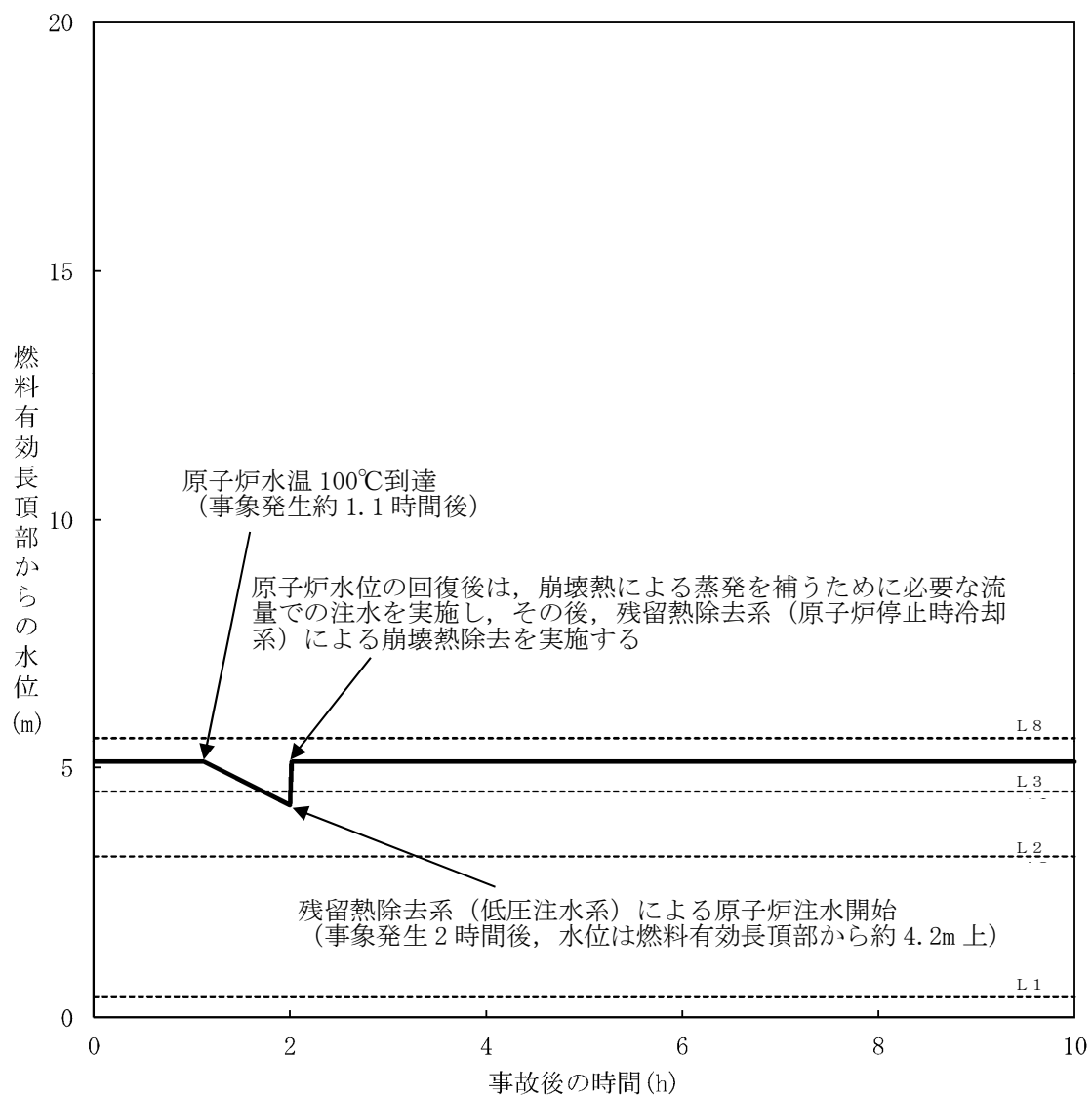
【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

- I
- 高圧炉心スプレー系による原子炉注水、低圧炉心スプレー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。

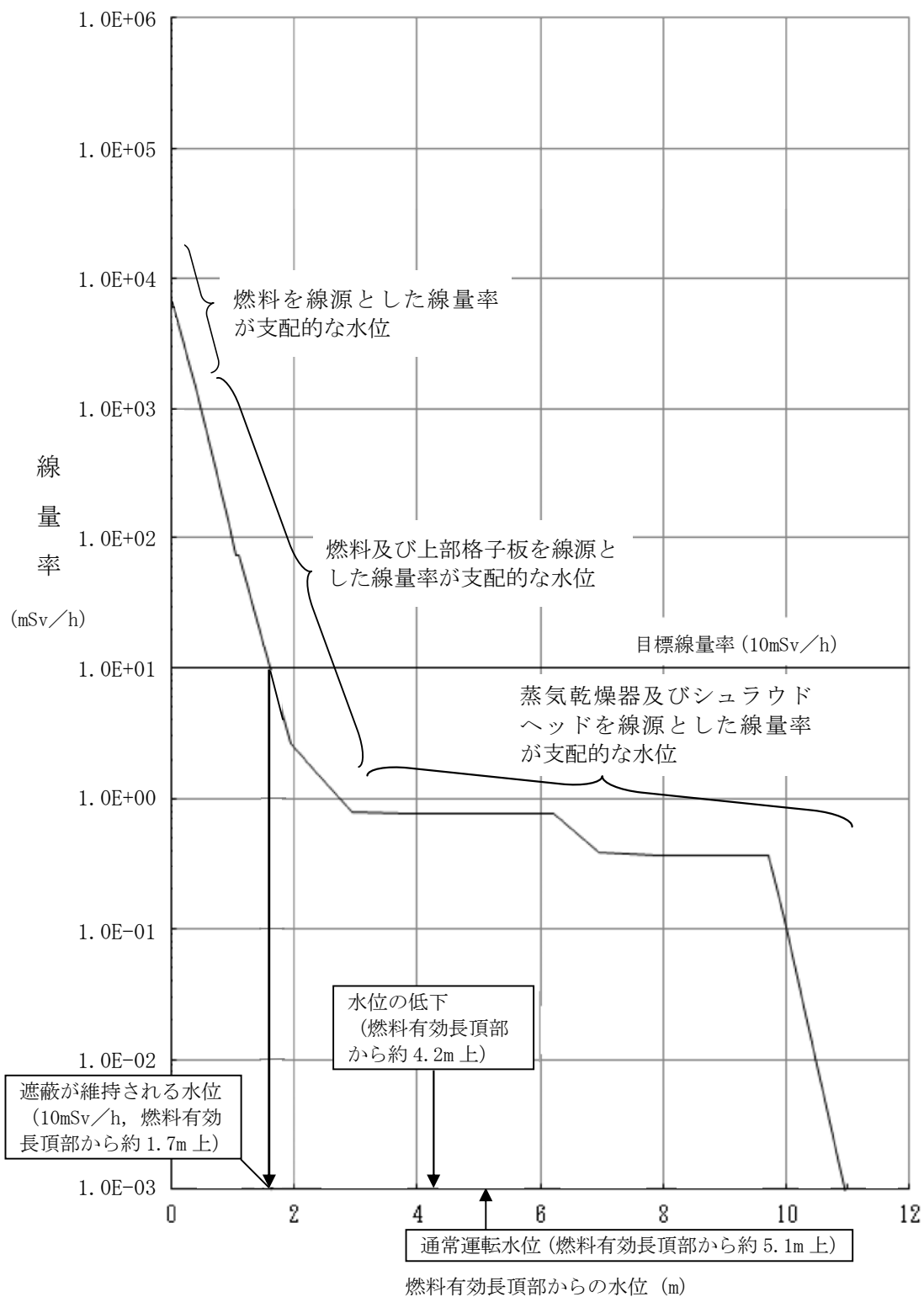
第 5.1－2 図 崩壊熱除去機能喪失時の対応手順の概要

					経過時間（時間）						
					1	2	3	4	5	55	備考
操作項目	実施箇所・必要要員数				操作の内容	▽ 事象発生 ▽ 約 1 時間 プラント状況判断 ▽ 約 1.1 時間 原子炉水温 100℃到達 ▽ 2 時間 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水開始 ▽ 約 2.1 時間 原子炉水位回復 ▽ 4 時間 40 分 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転開始					
	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)								
状況判断	1人 A	—	—	●原子炉水温上昇、残留熱除去系の系統流量低下等による崩壊熱除去機能喪失の確認	10 分						
				●外部電源喪失の確認							
				●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認							
				●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止確認							残留熱除去系（A）
作業員への退避指示	—	—	—	●当直発電長による作業員への退避指示	60 分以内に退避完了						解析上考慮しない 中央制御室で当直発電長が指示する
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉の低圧状態維持	【1人】 A	—	—	●逃がし安全弁（自動減圧機能）1 個の手動開放操作	1 分						
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】 A	—	—	●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						
原子炉保護系母線の受電操作	【1人】 A	—	—	●原子炉保護系母線の復旧準備操作	10 分						
	—	【2人】 B, C	—	●原子炉保護系母線の復旧操作（現場）	105 分						
待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作	【1人】 A	—	—	●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作	5 分						
崩壊熱除去機能の確保操作	—	—	2 人 a, b	●崩壊熱除去機能の回復操作	適宜実施						解析上考慮しない
原子炉保護系母線の受電操作	【1人】 A	—	—	●原子炉保護系母線の復旧操作（中央制御室）	40 分						
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	【1人】 A	—	—	●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水の停止操作	2 分						残留熱除去系（B）
	【1人】 A	—	—	●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の系統構成操作（中央制御室）	30 分						
	—	【2人】 B, C	—	●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の系統構成操作（現場）	45 分						
	【1人】 A	—	—	●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱の起動操作	1 分						
				●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱状態の監視	適宜監視						
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55時間までに実施する
				●代替燃料プール冷却系の起動操作	15 分						
必要要員合計	1人 A	2人 B, C	2人 a, b								

第 5.1－3 図 崩壊熱除去機能喪失時の作業と所要時間



第5.1-4図 原子炉水位の推移



第5.1-5図 原子炉水位と線量率

第 5.1-1 表 崩壊熱除去機能喪失における重大事故等対策について (1/2)

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
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止確認	・ 1 時間毎の中央制御室の巡視により，崩壊熱除去機能が喪失していることを確認する。	—	—	残留熱除去系系統流量※1，* 残留熱除去系ポンプ吐出圧力※1，* 残留熱除去系熱交換器入口温度※2，* 残留熱除去系熱交換器出口温度※3，* 残留熱除去系海水系系統流量※4，*
作業員への退避指示	・ 当直発電長は，崩壊熱除去機能喪失を確認後，中央制御室から送受話器（ページング）により現場作業員への避難指示を行う。	—	—	—
崩壊熱除去機能の確保操作	・ 崩壊熱除去機能の確保操作を実施する。	—	—	—
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉の低圧状態維持	・ 崩壊熱除去機能の喪失により原子炉水温が 100℃に到達した場合，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 個を開操作する。	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（S A）

※1 残留熱除去系ポンプの運転失敗時に当該計装設備で崩壊熱除去機能喪失を認知
 ※2 残留熱除去系ポンプの運転継続成功かつ熱交換器パイパス弁の誤開時に当該計装設備で崩壊熱除去機能喪失を認知
 ※3 残留熱除去系ポンプの運転継続成功かつ熱交換器入口弁の誤開時に当該計装設備で崩壊熱除去機能喪失を認知
 ※4 残留熱除去系海水ポンプの運転失敗時に当該計装設備で崩壊熱除去機能喪失を認知

＊ 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 5.1-1 表 崩壊熱除去機能喪失における重大事故等対策について (2/2)

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
待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作	崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機中の残留熱除去系（低圧注水系）を起動して原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。	残留熱除去系（低圧注水系）* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク サプレッション・チェンバ*	—	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） 残留熱除去系系統流量*
原子炉保護系母線の受電操作	- 非常用ディーゼル発電機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。 - 原子炉保護系母線の受電後、格納容器隔離信号をリセットする。	非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	—	—
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	- 待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉水位回復後、中央制御室及び現場にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への切替操作を実施し、崩壊熱除去機能回復する。 - 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）* 非常用ディーゼル発電機* 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） 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* 残留熱除去系海水系系統流量*
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。	—	—	—

* 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 5.1－2 表 主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）（1／2）

項 目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	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（通常運転時においてサイクル末期の炉心平均燃焼度が33GWd／t以下となるよう燃料を配置する。）
	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
	サプレッション・プール水温	32℃	保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	起因事象	残留熱除去系機能喪失	運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障を想定
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去系機能喪失	運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障による崩壊熱除去機能の喪失を想定

※ 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 5.1－2 表 主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）（2／2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
事故条件	外部電源	事象認知まで：外部電源あり 事象認知後：外部電源なし	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。この状態ではインターロックにより残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を起動することができないため、運転員は事象発生後速やかに崩壊熱除去機能の喪失を認知することができ、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、格納容器隔離信号をリセットするために必要な原子炉保護系母線の受電操作、及び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。
	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（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱量	1, 605m³/h 熱交換器1基当たり約43MW（原子炉冷却材温度100℃、海水温度32℃において）	残留熱除去系（低圧注水系）の設計値を設定 熱交換器の設計性能に基づき、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）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
関連する機器操作条件	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	事象発生から 2 時間後	事象発生の認知及び操作の時間を元に、更に時間余裕を考慮して設定
	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 40 分後	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

運転停止中における通常時のプラント監視について

- 運転停止中における通常時のプラント監視項目のうち、以下の項目に関するものについての概要を第 1 表に示す。
- ・「崩壊熱除去機能喪失」の事故シナケンスにおける、運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止確認
 - ・「原子炉冷却材の流出」の事故シナケンスにおける、原子炉冷却材の流出の確認

第 1 表 運転停止中における通常時のプラント監視項目の概要

項目	監視対象※1	監視方法	確認頻度	異常発生に伴う警報※2 確認
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転状態	・ 残留熱除去系の運転状態	パラメータ確認	1 回／時間	・ 系統故障警報（ポンプ過負荷／過電流，原子炉停止時冷却系運転時におけるミニフローライン弁開等）の発生時
原子炉水温	・ 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 ・ 再循環ポンプ入口温度 ・ 原子炉冷却材浄化系ポンプ入口温度 ・ 原子炉圧力容器表面温度	パラメータ確認	1 回／時間	・ 温度高の警報発報時 （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）
原子炉水位	・ 原子炉水位（狭帯域） ・ 原子炉水位（広帯域） ・ 原子炉水位（SHUT DOWN） ・ 原子炉水位（ウェル水位） ・ 原子炉水位（SA広帯域）	パラメータ確認 現場状態確認	1 回／時間 現場巡視点検時	・ 水位低／低の警報発報時 （原子炉水位（狭帯域），原子炉水位（広帯域））
サブプレッション・プール水位	・ サプレッション・プール水位	パラメータ確認	1 回／時間	・ 水位高／低の警報発報時 （サブプレッション・プール水位）

※1 施設定期検査中において点検により監視できない期間がある

※2 施設定期検査中において点検により警報を発報しない期間がある

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

1. はじめに

運転停止中の原子炉における事故の発生時、運転員は、現場作業員の退避が完了したことを確認し、逃がし安全弁の開操作を開始する。このため、現場作業員の退避に係る教育状況、及び退避開始から退避完了確認までの流れを踏まえ、退避に要する時間の見積もりを行った。

2. 作業員への退避に係る教育状況

発電所構内で作業を実施する作業員に対しては、以下のように退避に係る教育を実施しており、事故時における退避指示への対応等について周知徹底している。

<教育内容>

- ・送受話器（ページング）等による退避指示への対応について
- ・管理区域への入退域方法について

<教育の実施時期>

- ・発電所への入所時

3. 事故発生後における退避開始から退避完了確認までの流れ

事故発生後、作業員は発電長の送受話器（ページング）による退避指示により、現場からの退避（管理区域からの退域をもって現場からの退避完了とする。）を行う。また、作業員全員の退避完了確認は、以下の2つの手段で行う。

- ・個人線量計を管理している出入監視員（管理区域の入退域ゲートの境界に常駐）は、個人線量計の貸出状況により全作業員が管理区域内から退

域していることを確認し、災害対策本部に連絡する。

- ・各作業グループの作業責任者又は監理員は、作業員の点呼により自グループの全員が退避していることを確認し、作業担当部門に連絡する。作業担当部門の担当者は、自部門が担当している全ての作業グループが退避していることを確認して災害対策本部に連絡し、災害対策本部は全作業グループが退避していることを確認する。

なお、作業員は、2 名以上の作業グループで作業を実施するため、退避時に負傷者が発生した場合においても、周囲の作業員からの救助により退避可能である。

4. 作業員の退避時間

作業員の退避時間及びその内訳を第 1 表に示す。①～③は、いずれも多数の作業ステップからなる項目であるが、そのうち、②における E P D ゲートの通過が退避時間において律速となるが、以下の実績から算出した退避時間に滞在人数等の不確かさを考慮し、作業員は 1 時間で退避完了すると見積もった。

◎ E P D ゲートの通過人数：26 人／分（第 24 回施設定期検査実績）

◎ 管理区域におけるピーク滞在人数：1,020 人（第 24 回施設定期検査実績）

→ $1,020 \text{ 人} \div 26 \text{ 人／分} = 40 \text{ 分} \rightarrow 1 \text{ 時間}$

第 1 表 作業員の退避時間内訳

	経過時間					
	10 分	20 分	30 分	40 分	50 分	60 分
①作業場所から管理区域の入退域ゲートへの移動						
②管理区域からの退域						
③退避の確認						
退避時間	↑ 保守的に 1 時間とする					

5. 作業員の退避に係る環境影響評価

(1) 被ばく評価

作業員の退避は 1 時間以内に完了するため、作業員が過度な被ばくを受ける状況は想定し難いものとする。

(2) 雰囲気温度評価

雰囲気温度が高くなる可能性がある格納容器内においては、退避完了までに有意な温度上昇は見られず、作業員の退避に影響はない。

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

1. 「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定

運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価のうち、「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスは、他のほとんどの重要事故シーケンスの選定と同様に、P R Aから抽出された事故シーケンスグループから、「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」（以下「審査ガイド」という。）に示された着眼点を考慮して選定している。

「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスは、審査ガイドに示された着眼点から、次の事故シーケンスを選定した。

- ・ 残留熱除去系の故障（R H R 喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗

2. 重要事故シーケンスに対する燃料損傷防止対策の選定

有効性評価では、設計基準事故対処設備の機能喪失により燃料損傷に至る重要事故シーケンスに対し、重大事故等対処設備を用いた燃料損傷防止対策の有効性を確認する。この観点では、本事故シーケンスにおいて全ての崩壊熱除去機能及び注水機能の喪失を想定し、重大事故等対処設備を用いた燃料損傷防止対策の有効性を確認することも考えられるが、この場合、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において選定した重要事故シーケンスと同じ対策の有効性を確認することとなる。

このため、「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスに対する有効性評価では、審査ガイドの主要解析条件及び対策例を参照し、

待機中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）及び残留熱除去系（低圧注水系）によって崩壊熱除去機能及び注水機能を確保し、燃料損傷防止が可能であることを確認している。

3. プラント状態の選定

有効性評価の対象とする重要事故シーケンスについては、重要事故シーケンスの選定プロセスで選定しているが、プラント状態（以下「POS」という。）については、有効性評価の評価条件を設定する際に選定している。

「崩壊熱除去機能喪失」の事故シーケンスグループにおいては、代替の崩壊熱除去機能及び注水機能を用いて燃料損傷の防止及び放射線の遮蔽に必要な水位を維持することとなる。このため、POSを選定する上では、事象発生から燃料損傷及び遮蔽維持水位到達までの時間余裕が短い、すなわち崩壊熱が高く、保有水量が少ないプラント状態を選定することが適切であると考えられる。崩壊熱が最も高いPOSはPOS-Sであり、次にPOS-A、その次がPOS-Bという順となる。また、保有水量の観点では原子炉水位が通常運転水位付近の可能性があるPOS-S、POS-A、POS-C及びPOS-Dが厳しい。

次に、崩壊熱除去機能又は注水機能を持つ設備の、事故時における使用可否について考えると、POS-S及びPOS-D、すなわち原子炉停止直後及び起動準備状態においては、給水系を除く緩和設備が原子炉運転中と同様に待機状態又は早期復旧により使用可能な状態である※。そのため、緩和設備についてはPOS-S及びPOS-D以外のPOSである、POS-A～POS-Cが厳しい条件

となる。

なお、原子炉圧力容器未開放時は原子炉圧力の上昇が考えられるが、急激に原子炉圧力が上昇するような事象ではなく、原子炉圧力が上昇しても逃がし安全弁（自動減圧機能）により原子炉を減圧できるため、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水は有効としている。

このため、本評価では、POS-Sの次に崩壊熱が高く、原子炉圧力容器内の保有水量が少ないことに加え、使用可能な緩和設備が原子炉運転中と同等であるPOS-S、POS-D以外のPOSとして、POS-Aを選定している。なお、POS-Aは「PCV／RPV開放への移行状態」と定義される状態であり、原子炉圧力容器未開放状態から原子炉ウェル水張り完了までの期間であるが、本評価では、原子炉圧力容器内の保有水量が少なく、遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点から厳しい、原子炉圧力容器未開放状態を評価条件とした。

停止時レベル1PRAにおけるPOSの分類及び施設定期検査工程の概要を第1図に示す。また、各プラント状態における評価項目に対する影響を第1表に示す。

※ 一例として後述する「添付資料5.1.7 6.原子炉隔離時冷却系による注水について」に示すとおり、POS-S及びPOS-Dにおいては原子炉圧力容器が閉鎖状態であるため、原子炉圧力が上昇した後は原子炉隔離時冷却系による注水も使用可能となる。

4. 他の燃料損傷防止対策を想定した場合の影響

本評価では、待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉

注水の有効性を確認しているが，別の燃料損傷防止対策として，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），及び待機中のECCSによる原子炉注水が考えられる。ただし，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）については「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスにおいて，本評価と同じPOS-Aでの有効性を確認している。また，待機中のECCSについては，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）に比べて注水流量が多いことから，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）の有効性評価に包絡される。

[illegible]

第1図 停止時レベル1PRAにおけるPOSの分類及び施設定期検査工程

第1表 各プラント状態における評価項目に対する影響（崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失）

プラント状態（POS）		包絡事象	重大事故等対処設備等	燃料有効長範囲の注水	原子炉圧力容器の 閉鎖状態	放射線の遮蔽が維持できる水位の確保	未燃量の確保
S	原子炉内温停止への移行状態	「崩壊熱除去機能喪失（POS-A）」及び 「全交流動力電源喪失（POS-A）」を想定し た有効性評価の条件に包絡	・残留崩壊熱系—A、B、C ・炉圧中心スプレイ系 ・炉圧中心スプレイ系 ・常設低圧代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（常設） ・可搬型代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（可搬型）	POS-A)に比べて崩壊熱が低く、燃料有効長範囲が覆出するまでの時間余裕は長くなるため、POS-Aを想定した有効性評価の条件に包絡される。	未開放	原子炉圧力容器が未開放であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気化機器及び気水分離器の遮蔽にも所与できることから、必要な遮蔽は備わっている。 (添付資料5.1.7)	POS-Aに同じ。
A	PCV/RPV開放への移行状態	—	・残留崩壊熱系—A、B ・炉圧中心スプレイ系 ・炉圧中心スプレイ系 ・常設低圧代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（常設） ・可搬型代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（可搬型）	有効性評価において評価項目を満足することを確認している。	未開放	有効性評価において評価項目を満足することを確認している。 原子炉圧力容器が未開放であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気化機器及び気水分離器の遮蔽にも所与できることから、必要な遮蔽は備わっている。 (添付資料5.1.7)	有効性評価において評価項目を満足することを確認している。 原子炉圧力容器が未開放であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気化機器及び気水分離器の遮蔽にも所与できることから、必要な遮蔽は備わっている。 (添付資料5.1.7)
B1			・残留崩壊熱系—A ・常設低圧代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（常設） ・可搬型代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（可搬型） ・常設低圧代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（可搬型） ・可搬型代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（可搬型）	POS-A)に比べて崩壊熱が低く、保有水量が多いことから、燃料有効長範囲が覆出するまでの時間余裕は長くなる。燃料有効長範囲が覆出するまでの時間余裕は長くなるため、POS-Aを想定した有効性評価の条件に包絡される。			
B2		「全交流動力電源喪失（POS-A）」及び 「使用済燃料プール 想定事故1」を想定した有効性評価の条件に包絡	・残留崩壊熱系—B ・常設低圧代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（常設） ・可搬型代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（可搬型） ・常設低圧代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（可搬型） ・可搬型代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（可搬型）	崩壊熱除去機能喪失の発生により残留熱除去系の喪失となるが、低圧代替注水系統（常設）及び低圧代替注水系統（可搬型）による原子炉への注水に加え、プールゲート開放時は代替燃料プール注水系統（常設）及び代替燃料プール注水系統（可搬型）による使用済燃料プールへの注水により、燃料有効長範囲の注水は維持できる。			
B3			・残留崩壊熱系—B ・常設低圧代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（常設） ・可搬型代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（可搬型） ・常設低圧代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（可搬型） ・可搬型代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（可搬型）	POS-A)に比べて崩壊熱が低く、保有水量が多いことから、燃料有効長範囲が覆出するまでの時間余裕は長くなる。燃料有効長範囲が覆出するまでの時間余裕は長くなるため、POS-Aを想定した有効性評価の条件に包絡される。	開放	原子炉圧力容器が未開放であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気化機器及び気水分離器の遮蔽にも所与できることから、必要な遮蔽は備わっている。 (添付資料5.1.7)	POS-Aに同じ。 燃料の注出・蒸気化機器の遮蔽は「反応度の制入」に包絡。
B4	原子炉ウェル沸水状態	「崩壊熱除去機能喪失（POS-A）」及び 「全交流動力電源喪失（POS-A）」、及び 「使用済燃料プール 想定事故1」を想定した有効性評価の条件に包絡	・残留崩壊熱系—A、B ・炉圧中心スプレイ系 ・炉圧中心スプレイ系 ・常設低圧代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（常設） ・可搬型代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（可搬型） ・常設低圧代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（可搬型） ・可搬型代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（可搬型）	POS-A)に比べて崩壊熱が低く、保有水量が多いことから、燃料有効長範囲が覆出するまでの時間余裕は長くなる。燃料有効長範囲が覆出するまでの時間余裕は長くなるため、POS-Aを想定した有効性評価の条件に包絡される。			
B5		「全交流動力電源喪失（POS-A）」及び 「使用済燃料プール 想定事故1」を想定した有効性評価の条件に包絡	・残留崩壊熱系—A ・炉圧中心スプレイ系 ・炉圧中心スプレイ系 ・常設低圧代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（常設） ・可搬型代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（可搬型） ・常設低圧代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（可搬型） ・可搬型代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（可搬型）	POS-A)に比べて崩壊熱が低く、保有水量が多いことから、燃料有効長範囲が覆出するまでの時間余裕は長くなる。燃料有効長範囲が覆出するまでの時間余裕は長くなるため、POS-Aを想定した有効性評価の条件に包絡される。			
B6		「崩壊熱除去機能喪失（POS-A）」、 「全交流動力電源喪失（POS-A）」、及び 「使用済燃料プール 想定事故1」を想定した有効性評価の条件に包絡	・残留崩壊熱系—A、B、C ・炉圧中心スプレイ系 ・炉圧中心スプレイ系 ・常設低圧代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（常設） ・可搬型代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（可搬型） ・常設低圧代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（可搬型） ・可搬型代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（可搬型）	POS-A)に比べて崩壊熱が低く、保有水量が多いことから、燃料有効長範囲が覆出するまでの時間余裕は長くなる。燃料有効長範囲が覆出するまでの時間余裕は長くなるため、POS-Aを想定した有効性評価の条件に包絡される。			
C1		「崩壊熱除去機能喪失（POS-A）」及び 「全交流動力電源喪失（POS-A）」を想定した有効性評価の条件に包絡	・残留崩壊熱系—A、B、C ・炉圧中心スプレイ系 ・炉圧中心スプレイ系 ・常設低圧代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（常設） ・可搬型代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（可搬型） ・常設低圧代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（可搬型） ・可搬型代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（可搬型）	POS-A)に比べて崩壊熱が低く、保有水量が多いことから、燃料有効長範囲が覆出するまでの時間余裕は長くなる。燃料有効長範囲が覆出するまでの時間余裕は長くなるため、POS-Aを想定した有効性評価の条件に包絡される。	未開放	原子炉圧力容器が未開放であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気化機器及び気水分離器の遮蔽にも所与できることから、必要な遮蔽は備わっている。 (添付資料5.1.7)	POS-Aに同じ。
C2	起動準備状態	「全交流動力電源喪失（POS-A）」及び 「全交流動力電源喪失（POS-A）」を想定した有効性評価の条件に包絡	・残留崩壊熱系—B、C ・炉圧中心スプレイ系 ・炉圧中心スプレイ系 ・常設低圧代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（常設） ・可搬型代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（可搬型） ・常設低圧代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（可搬型） ・可搬型代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（可搬型）	POS-A)に比べて崩壊熱が低く、燃料有効長範囲が覆出するまでの時間余裕は長くなる。燃料有効長範囲が覆出するまでの時間余裕は長くなるため、POS-Aを想定した有効性評価の条件に包絡される。	未開放	原子炉圧力容器が未開放であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気化機器及び気水分離器の遮蔽にも所与できることから、必要な遮蔽は備わっている。 (添付資料5.1.7)	POS-Aに同じ。
D		「崩壊熱除去機能喪失（POS-A）」及び 「全交流動力電源喪失（POS-A）」を想定した有効性評価の条件に包絡	・残留崩壊熱系—A、B、C ・炉圧中心スプレイ系 ・炉圧中心スプレイ系 ・常設低圧代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（常設） ・可搬型代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（可搬型） ・常設低圧代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（可搬型） ・可搬型代替注水系統中短期シグを用いた低圧代替注水系統（可搬型）	POS-A)に比べて崩壊熱が低く、燃料有効長範囲が覆出するまでの時間余裕は長くなる。燃料有効長範囲が覆出するまでの時間余裕は長くなるため、POS-Aを想定した有効性評価の条件に包絡される。	未開放		

※ 重大事故等対処設備等のうち下線が引いてあるものは、津波襲来時にも使用可能な設備

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

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より、基準水位到達までの時間余裕と必要な注水量について、以下の式を用いて計算を行った。なお、事象を厳しく評価するため、発生する崩壊熱は全て原子炉水温の上昇及び蒸発に寄与するものとし、原子炉圧力容器や水面からの放熱は考慮しない。

1 100℃に至るまでの時間

100℃に至るまでの時間は次の式で求める。

$$t_1 = (h_{100} - h_{52}) \times V_c \times \rho_{52} / (Q \times 3,600) = \text{約 } 1.1\text{h}$$

t_1 : 100℃に至るまでの時間 (h)

h_{100} : 100℃の飽和水の比エンタルピ (kJ/kg) = 419.10

h_{52} : 52℃の飽和水の比エンタルピ (kJ/kg) = 217.70

V_c : 通常運転水位時の原子炉保有水の体積 (m³) = 382

ρ_{52} : 52℃の水密度 (kg/m³) = 987

Q : 崩壊熱 (MW) = 18.8

2 基準水位（燃料有効長頂部）又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位に至るまでの時間

崩壊熱（蒸発）によって基準水位に至るまでの時間は次の式で求める。

$$t = t_1 + t_2 = \text{約 } 6.3\text{h}$$

$$t_2 = (h_s - h_{100}) \times V_u \times \rho_{52} / (Q \times 3,600) = \text{約 } 5.2\text{h}$$

t : 基準水位に至るまでの時間 (h)

t_2 : 100℃到達から基準水位に至るまでの時間 (h)

h_s : 飽和蒸気の比エンタルピ (kJ/kg) = 2,675.57

V_u : 基準水位までの水の体積 (m³) = 156

崩壊熱（蒸発）によって放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間は次の式で求める。

$$t = t_1 + t_3 = \text{約 } 4.5\text{h}$$

$$t_3 = (h_s - h_{100}) \times V_u \times \rho_{52} / (Q \times 3,600) = \text{約 } 3.4\text{h}$$

t : 放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間 (h)

t_3 : 100℃到達から放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間 (h)

V_u : 放射線の遮蔽が維持される水位までの水の体積 (m³) = 104

3 崩壊熱による蒸発量

崩壊熱によって蒸発する冷却材の量は次の式で求める。

$$V_h = (Q \times 3,600) / ((h_s - h_{100}) \times \rho_{100}) = \text{約 } 32\text{m}^3/\text{h}$$

V_h : 蒸発量 (m³/h)

ρ_{100} : 100℃の水密度 (kg/m³) = 958

4 必要な注水量

崩壊熱によって蒸発する冷却材を補うために必要な注水量は次の式で求める。

$$f = (Q \times 3,600) / ((h_s - h_f) \times \rho_f)$$

f : 必要な注水量 (m³/h)

ρ_f : 注水（飽和水）の密度 (kg/m^3)

h_f : 注水（飽和水）の比エンタルピー (kJ/kg)

水源がサプレッション・チェンバ（水温：32℃）の場合及び代替淡水貯槽（水温：35℃）の飽和水の密度，飽和水の比エンタルピー及び必要注水量の評価結果は次のとおりである。

パラメータ \ 水源	サプレッション・ チェンバ	代替淡水 貯槽
飽和水の密度 (ρ_f) (kg/m^3)	995	994
飽和水の比エンタルピー (h_f) (kJ/kg)	134.11	146.64
必要注水流量 (f) (m^3/h)	約 26.7	約 26.9

崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における
崩壊熱の設定の考え方

1. 本評価における崩壊熱の設定

運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価のうち、「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンスに対する有効性評価では、原子炉停止から1日（24時間）後[※]の崩壊熱を用いて原子炉水温の上昇及び蒸発による原子炉水位の低下を評価している。

一般に、定期検査期間が数十日であることを考慮すると、原子炉停止から1日（24時間）後の崩壊熱を用いることは保守的な設定であると考えられるが、仮に原子炉停止からの時間がより短い時点での崩壊熱を用いれば、より厳しい評価条件となる。

※ 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。

2. より厳しい崩壊熱を設定した場合の時間余裕への影響

仮に、原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の崩壊熱を評価条件とした場合、燃料有効長頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間余裕は約4.2時間となり、POS-Aに比べて時間余裕が約2時間短くなるが、「崩壊熱除去機能喪失」における原子炉注水開始は事象発生から2時間後、「全交流動力電源喪失」における原子炉注水開始は事象発生から25分後であるため、燃料有効長頂部の冠水は

維持される。

また，遮蔽維持水位到達までの時間余裕は，約2.8時間となり，P
O S－Aに比べて時間余裕が約1.7時間短くなるものの，放射線の遮
蔽に必要な水位は維持される。

(添付資料5.1.7)

このように，より厳しい崩壊熱を設定した場合においても，燃料
有効長頂部の冠水は維持され，放射線の遮蔽に必要な水位は維持さ
れることを確認した。

安定停止状態について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）

運転停止中の崩壊熱除去機能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，安定停止状態が確立されたものとする。

【安定停止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，待機していた残留熱除去系（低圧注水系）による注水により原子炉水位は回復し，炉心の冷却が維持される。

その後，残留熱除去系（低圧注水系）を残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え，原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行し，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である。

（添付資料 2.1.2 別紙 1 参照）

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

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放射線の遮蔽維持について評価を行い、放射線の遮蔽維持（目安と考える 10mSv/h^* ）に必要な水位が維持されることを確認した。その結果を以下に示す。

※ 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。

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 ）よりも高い線量率である。

また、放射線の遮蔽を検討する際、原子炉圧力容器開放作業の流れ、原子炉圧力容器等構造物、原子炉水位が重要となるため、それらを考慮した評価とした。

1. 原子炉圧力容器開放作業の流れ

- ①原子炉圧力容器開放作業の開始前，コンクリートハッチ取外し，格納容器蓋取外し（第 1 図中の 1，2・3，4）

原子炉を停止後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）で除熱可能な圧力に減圧されるまでは，原子炉は主蒸気系を介して復水器によって除熱される。残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による除熱開始後，復水器による除熱を停止する。

これらの原子炉の冷温停止状態に向けた操作と並行して，コンクリートハッチ及び格納容器蓋取外し作業を実施する。

- ②原子炉圧力容器蓋取外し（第 1 図中の 5）

原子炉が冷温停止状態になった後，原子炉の水位を徐々に上昇させ，原子炉圧力容器保温材及び原子炉圧力容器蓋取外しを行う（原子炉圧力容器開放時の水位はフランジ約 0.5m 下）。

- ③蒸気乾燥器取外し（第 1 図中の 6）

水位を上昇させながら，蒸気乾燥器をドライヤー気水分離器貯蔵プールへと移動する（蒸気乾燥器は気中移動）。

- ④気水分離器取外し（第 1 図中の 7）

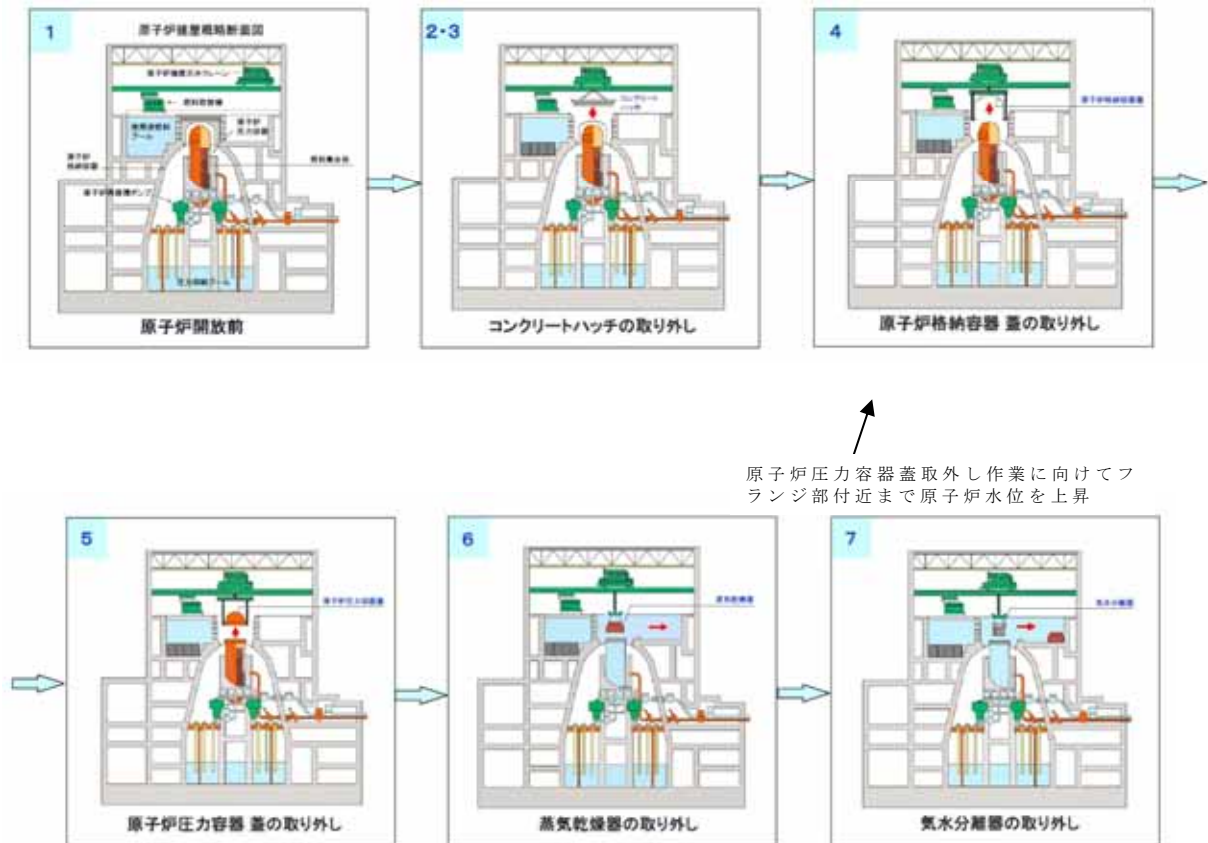
気水分離器をドライヤー気水分離器貯蔵プールへと移動する（気水分離器は水中移動）。

なお，原子炉起動に向けて実施する原子炉圧力容器閉鎖作業は原子炉圧力容器開放作業と逆の流れで作業を実施する。この状況においては，原子炉圧力容器開放作業時に比べ，原子炉停止後の冷却時間が長く燃料の崩壊熱及び線源強度が小さくなる。そのため，放射線の遮蔽

維持における影響は原子炉圧力容器開放作業時に包絡される。

(添付資料 5.1.3)

< 参考 > 原子炉開放の流れ※



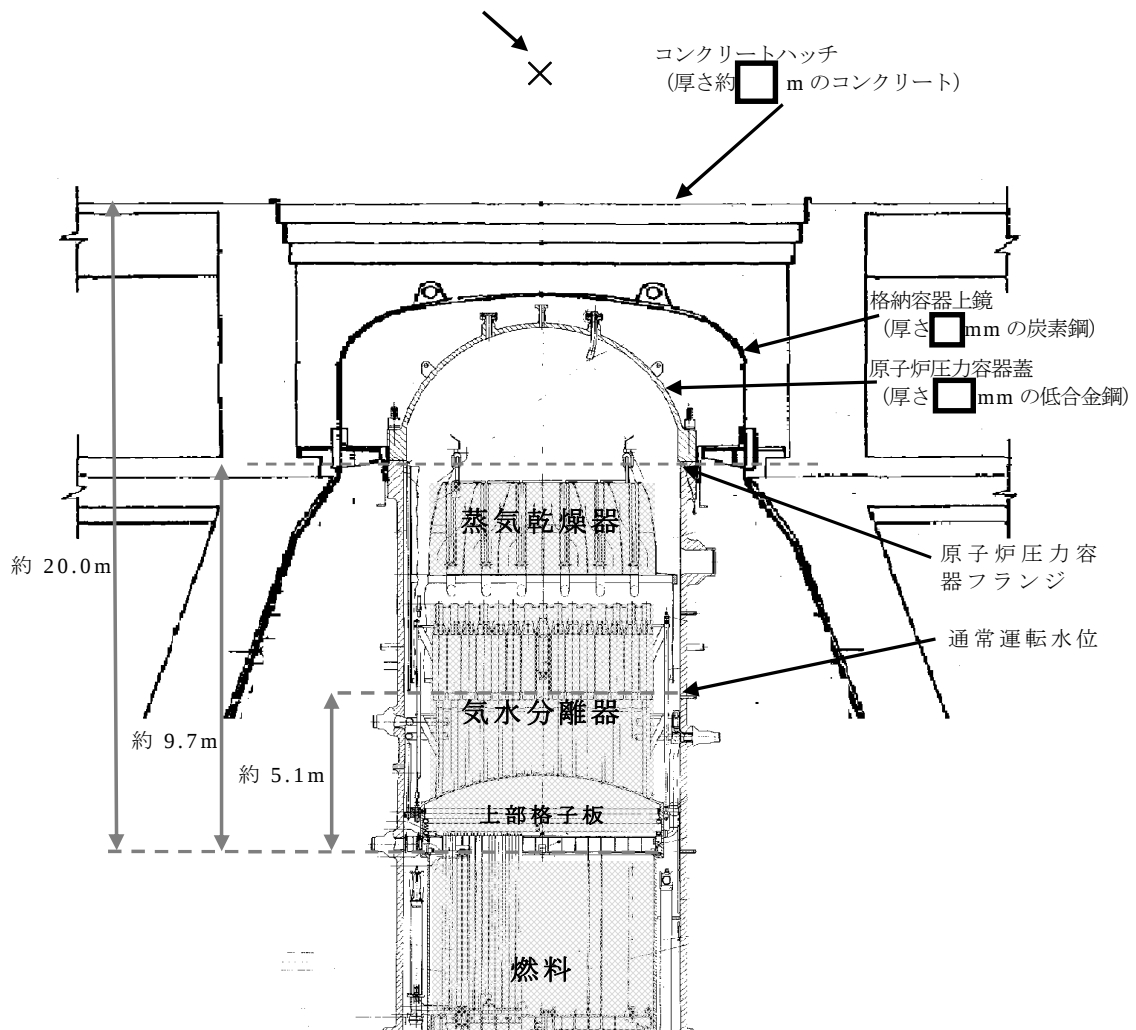
第 1 図 原子炉圧力容器開放作業の流れ

※ <http://www.tepco.co.jp/nu/f2-np/handouts/j140528a-j.pdf>

東海第二発電所では蒸気乾燥器取外しが気中移動

2. 格納容器等構造物

評価点（燃料取替機床上（後述するコンクリートハッチを取り外した状態、格納容器蓋を取り外した状態の現場操作を想定））



第2図 原子炉压力容器等構造物の概要

3. 各状態における遮蔽維持について

原子炉压力容器開放作業時の各状態における現場の放射線遮蔽について以下に示す。

①-1 原子炉压力容器開放作業開始前（第1図中の1）

原子炉運転中や原子炉停止直後等は図に示すように原子炉压力容器蓋が未開放状態であり、蒸気乾燥器、気水分離器等も炉内に存在する。炉心燃料等の線源からの放射線の多くはこれらに遮られ、原子炉建屋

上階での線量率は十分小さくなる。また、この状態はコンクリートハッチ、格納容器蓋が未開放状態であり、後述する①-2の状態に包含される。

以上より、この状態における放射線の遮蔽の評価は不要である。

※ 一例としてCo-60を線源とした時の10cmの鉄の実効線量透過率は約 $8.2\text{E}-02$ 、155cmのコンクリートの実効線量透過率は約 $4.1\text{E}-07$ である。

(参考 放射線施設のしゃへい計算実務マニュアル 2000 公益財団法人
原子力安全技術センター)

①-2 コンクリートハッチ取外し及び格納容器蓋取外し(第1図中の2・3, 4)

コンクリートハッチ、格納容器蓋の開放後は、これらの遮蔽効果には期待できなくなり、期待できる遮蔽効果は、原子炉压力容器蓋、蒸気乾燥器、気水分離器となる。この状態における通常運転水位時が①-1及び後述する②、③を包含する最も厳しい状態であるため、この状態を線量率の評価対象とする。

②原子炉压力容器蓋取外し(第1図中の5)

原子炉压力容器蓋開放時はフランジ約0.5m下まで原子炉水位を上昇させた後、原子炉压力容器蓋開放作業を実施する。この際、原子炉水位の上昇により炉心燃料や上部格子板からの放射線の影響は非常に小さくなる。また、保有水量が多くなるため、沸騰開始までの時間余裕は①-2に比べて長くなる(約1.4時間程度)。このため、この状態における放射線の遮蔽の評価は、上記の①-2の評価に包絡される。

なお、原子炉压力容器蓋取外し中に全交流動力電源喪失等の事故が発生した場合でも、原子炉压力容器蓋を完全に移動させていなければ、

原子炉圧力容器蓋による放射線の遮蔽に期待できる。

また、原子炉圧力容器開放時において全交流動力電源喪失の発生を仮定した場合も、原子炉水位をフランジより更に上昇させている可能性があること、炉心燃料及び上部格子板からの放射線影響は後述する原子炉容器蓋開放時における原子炉水位と線量率の関係（添付資料 5.3.1）に包絡できる。

なお、蒸気乾燥器及び気水分離器からの放射線影響については、線源強度が大きくないこと、原子炉水位の低下により露出する蒸気乾燥器は通常作業でも気中移動させる設備であることから、これらの設備からの放射線影響はほとんどない。

以上より、この状態における放射線の遮蔽の評価は不要である。

③蒸気乾燥器取外し（第 1 図中の 6）及び④気水分離器取外し（第 1 図中の 7）

蒸気乾燥器の取出しに合わせ、原子炉水位を上昇させていく状態であり、②の状態から更に保有水量が多くなるため、沸騰開始までの時間余裕は②に比べて更に長くなる。このため、この状態における放射線の遮蔽の評価は、上記の①-2 の評価に包絡される。

以上より、この状態における放射線の遮蔽の評価は不要である。

4. 放射線の遮蔽維持に必要な水位

放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える 10mSv/h）は、3.での検討を踏まえ、「①-2 コンクリートハッチ取外し、格納容器蓋取外し（第 1 図中の 2・3, 4）」の状態を想定して評価を行った。

線量率の算出は、「添付資料 4.1.2「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」と同様に QAD-CGGP 2

Rコード（Ver1.04）を用いて計算し、評価に用いた条件は以下に示すものを用いた。

評価点は燃料取替機床上とした。

※ 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時及び全交流動力電源喪失時の事故対応で原子炉建屋最上階等の現場作業は不要であるため、線源に近い燃料取替機床上を代表としている。

(1) 炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度

放射線源として燃料，上部格子坂，シュラウドヘッド及び蒸気乾燥器をモデル化した。

a. 炉心燃料

計算条件を以下に示す。

○線源形状：燃料集合体の全てに燃料がある状態

○燃料有効長：約 3.7m

○γ線エネルギー：計算に使用するγ線は，エネルギー5群とする。

○線源材質：燃料及び水（密度 g/cm³）

○線源強度：文献値^{※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。

$$\text{線源強度 (}\gamma \cdot \text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}\text{)} = \frac{\text{文献に記載の線源強度 (MeV/(W} \cdot \text{s))} \times \text{燃料集合体当たりの熱出力 (W/体)} \dots \text{①}}{\text{各群のエネルギー (MeV)} \times \text{燃料集合体体積 (cm}^3\text{/体)}}$$

このときの線源条件は以下となる。なお，使用している文献値は，燃料照射期間 10⁶時間（約 114 年）と，東海第二発電所の実績を包絡した条件で評価されており，東海第二発電所に関する本評価においても適用可能である。

・燃料照射期間：10⁶時間

・運転停止後の期間：停止 12 時間^{※2}（原子炉未開放状態での

実績を考慮して設定した値)

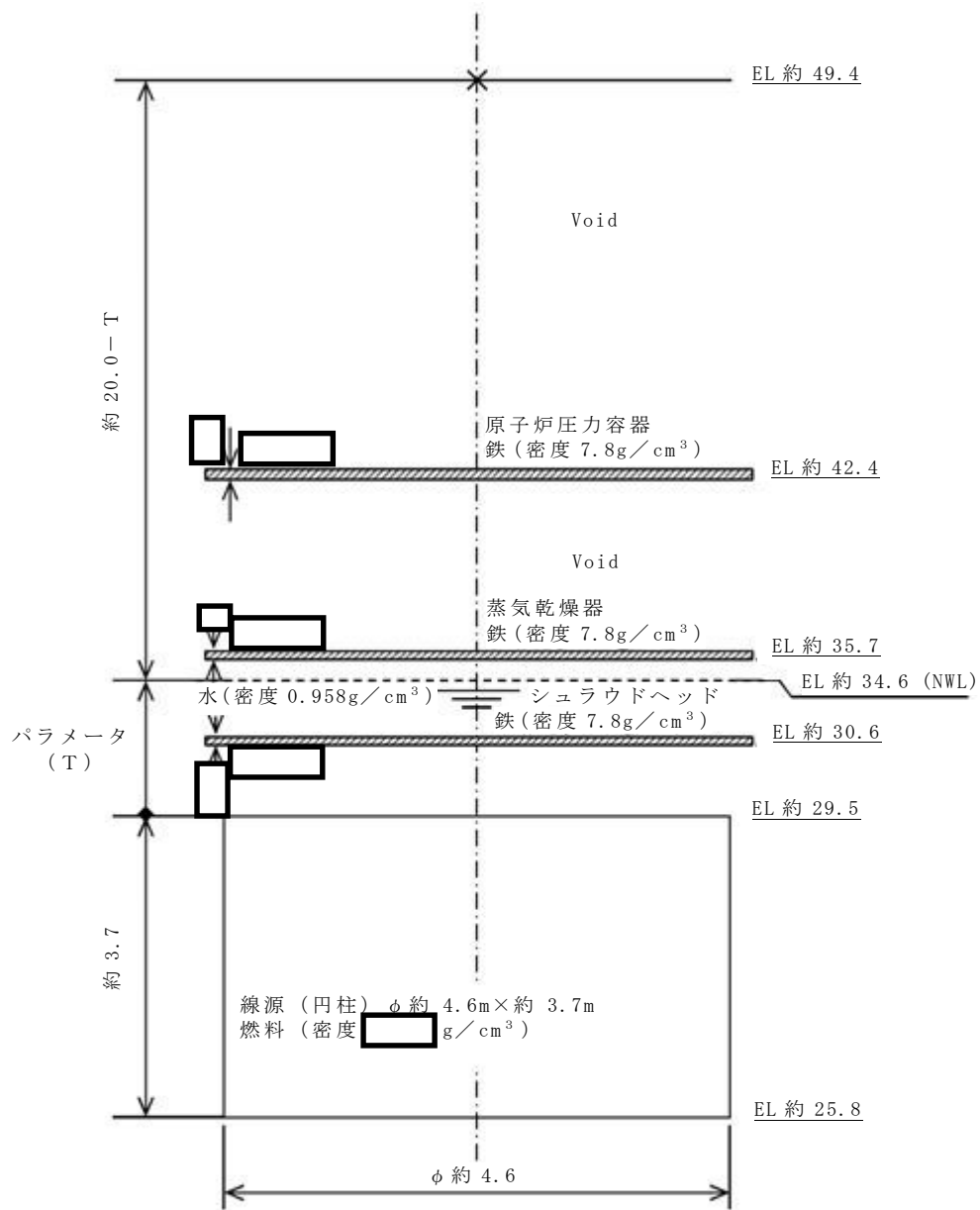
- ・燃料集合体当たりの熱出力: 4.31MW/体 (9 × 9 燃料 (A 型))
- ・燃料集合体体積: 約 7.2E+04cm³ (9 × 9 燃料 (A 型))

※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 原子炉運転停止後の期間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計算条件となっている。

○計算モデル：円柱線源

線量率計算モデルを第 3 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。



(寸法は公称値を示す)

単位：m

×：評価点（燃料取替機床上）

第 3 図 燃料の線量率計算モデル

第 1 表 燃料の線源強度

エネルギー (MeV)	線源強度 ($\gamma \cdot \text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1.0	9.6E+11
2.0	1.6E+11
3.0	4.6E+09
4.0	7.2E+07
5.0	1.9E+07

b. 上部格子板

計算条件を以下に示す。

○線源形状：円柱線源としてモデル化

○線源の高さ：約0.37m

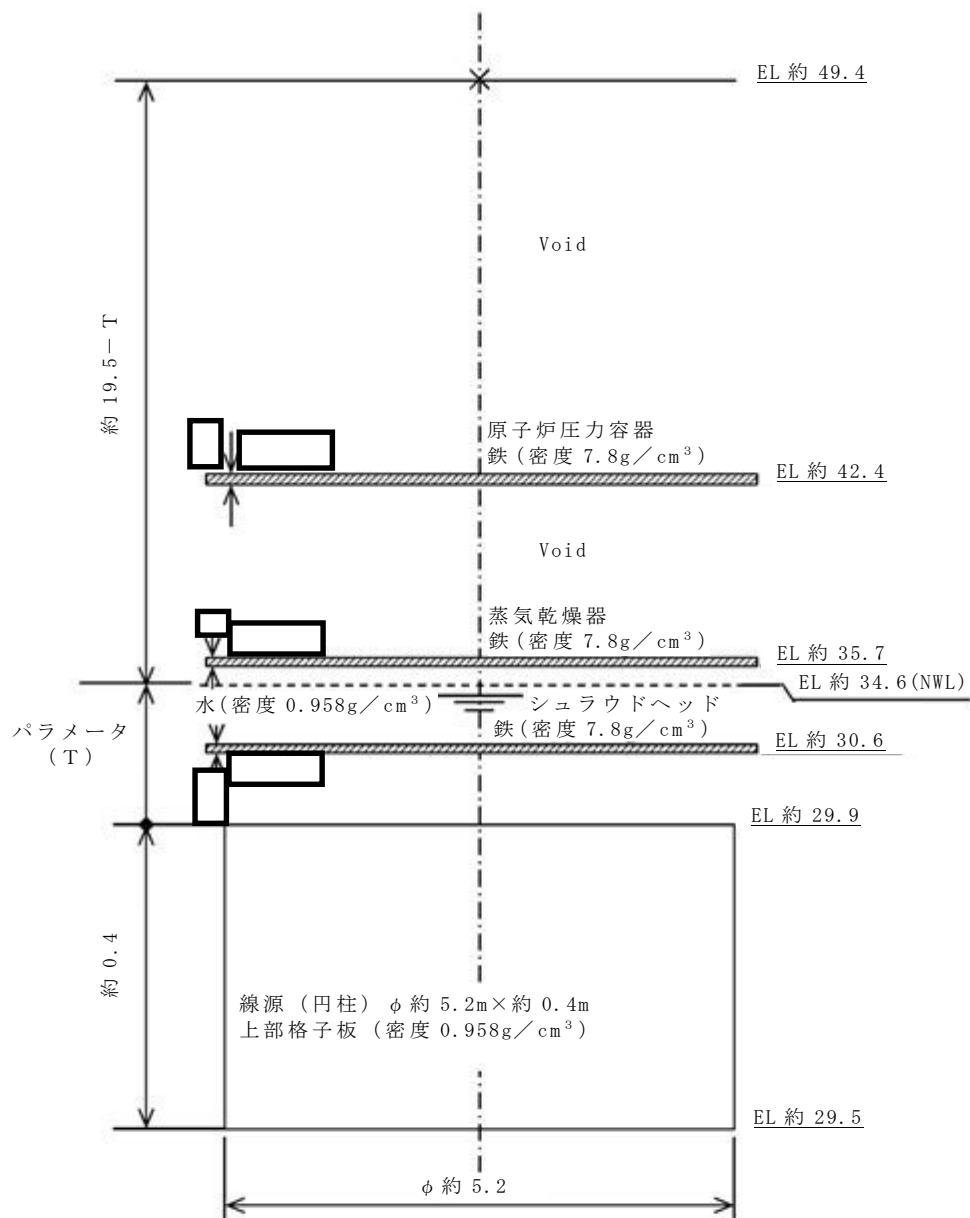
○ γ 線エネルギー：計算に使用する γ 線は、主要核種 Co-60 を想定して1.5MeVとする。

○線源材質：水と同等（密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ ※）

※ 52℃から100℃までの飽和水の密度のうち、最小となる100℃の値を採用

○線源強度：機器表面の実測値（ Sv/h）より $7.3\text{E}+09\text{Bq}/\text{cm}^3$ と算出した。

線量計算モデルを第4図に示す。



(寸法は公称値を示す)

単位 : m

× : 評価点 (燃料取替機床上)

第 4 図 上部格子板の線量率計算モデル

c. シュラウドヘッド

計算条件を以下に示す。

○線源形状：円柱線源としてモデル化

○線源の高さ：約5.2m^{※1}

○γ線エネルギー：計算に使用するγ線は、主要核種C o -60を想定して1.5MeVとする。

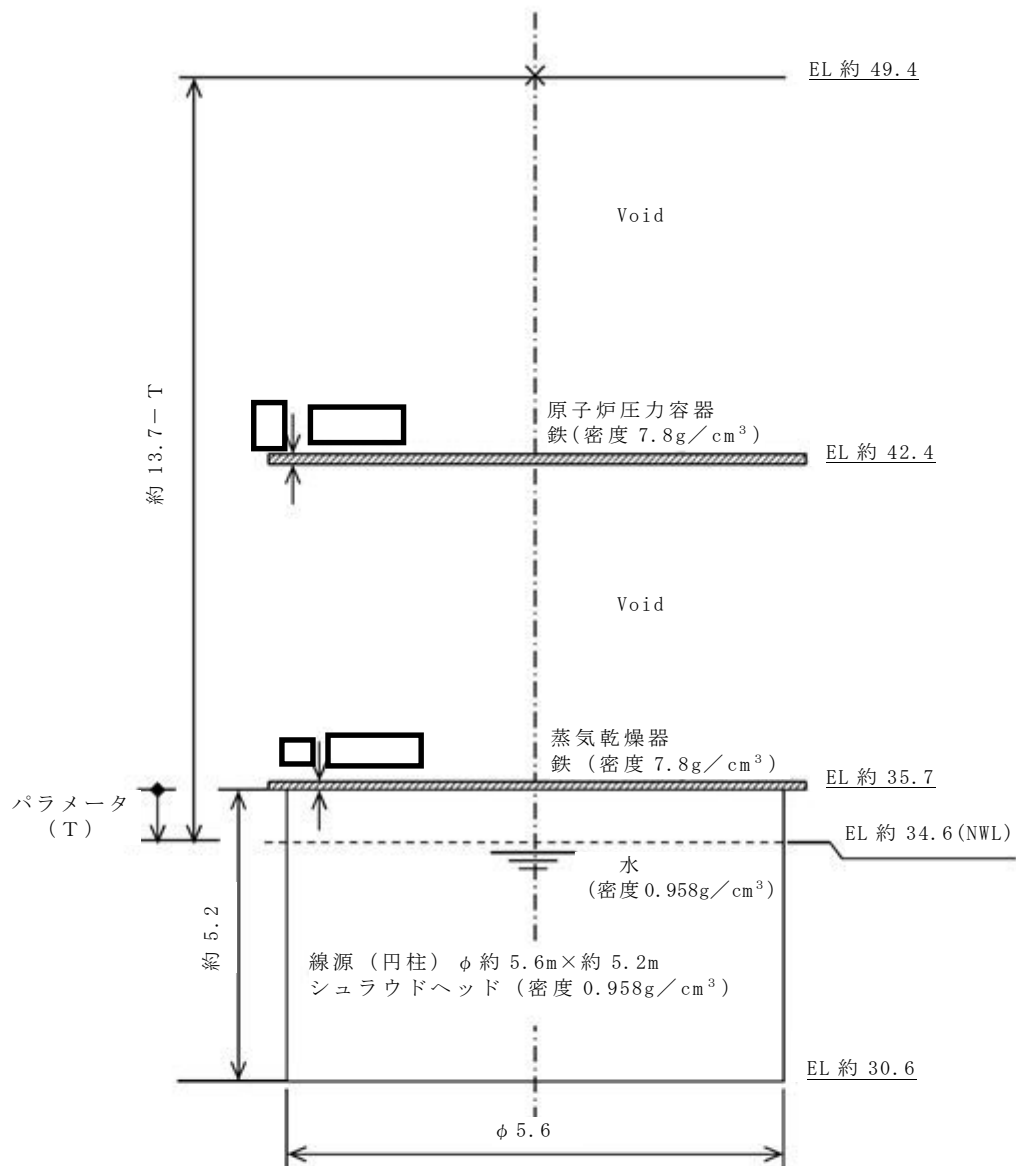
○線源材質：水と同等（密度0.958g/cm³^{※2}）

○線源強度：機器表面の実測値（ Sv/h）^{※1}より6.7E+05Bq/cm³と算出した。

線量計算モデルを第5図に示す。

※1 シュラウドヘッドの線量率の計算モデルでは、気水分離器を線源に含めたモデルとしており、機器表面の実測値についても気水分離器からの寄与を含んでいる。

※2 52℃から100℃までの飽和水の密度のうち、最小となる100℃の値を採用



(寸法は公称値を示す)

単位：m

×：評価点（燃料取替機床上）

第 5 図 シュラウドヘッドの線量率計算モデル

d. 蒸気乾燥器

計算条件を以下に示す。

○線源形状：円柱線源としてモデル化

○線源の高さ：約5.5m

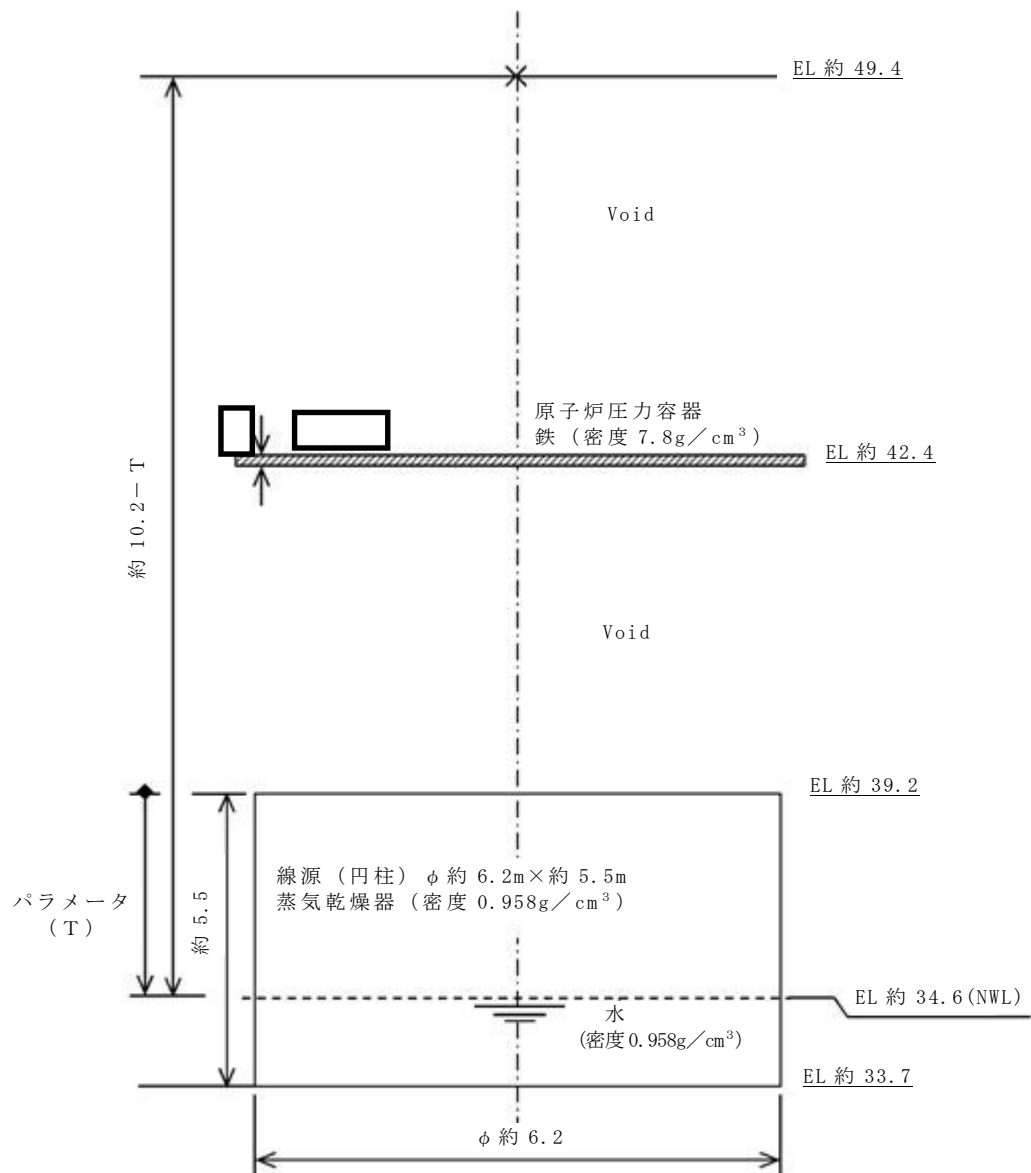
○ γ 線エネルギー：計算に使用する γ 線は、主要核種 Co-60 を想定して1.5MeVとする。

○線源材質：水と同等（密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ ※）

※ 52℃から100℃までの飽和水の密度のうち、最小となる100℃の値を採用

○線源強度：機器表面の実測値（Sv/h）より $2.7\text{E}+05$ Bq/ cm^3 と算出した。

線量計算モデルを第6図に示す。



(寸法は公称値を示す)

単位: m

×: 評価点 (燃料取替機床上)

第 6 図 蒸気乾燥器の線量率計算モデル

(2) 遮蔽物の評価モデル

原子炉内の冷却材以外に放射線を遮蔽する構造物として、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器、シュラウドヘッドをモデル化した。なお、蒸気乾燥器及びシュラウドヘッドは構造が複雑であり、放射線の遮蔽物を平均化したモデルとするストリーミング（放射線漏れ）の影響により非保守的な評価となるため、線源を覆うような構造物のみ遮蔽物として考慮した。

a. 原子炉圧力容器蓋

遮蔽物形状：円柱遮蔽物としてモデル化

遮蔽物の高さ： mm（圧力容器蓋の最薄部厚さ）

線源材料： 平板（密度 g/cm³）※

※ 原子炉圧力容器鋼板 の密度は、同等である で代表した

線量率計算モデル（遮蔽）を第 3～6 図に示す。

b. 蒸気乾燥器

遮蔽物形状：円柱遮蔽物としてモデル化

遮蔽物の高さ： mm（フード部の最薄部厚さ）

線源材料： 平板（密度 g/cm³）※

※ 蒸気乾燥器の材質 の密度は、同等である で代表した
線量率計算モデル（遮蔽）を第 3～5 図に示す。

c. シュラウドヘッド

遮蔽物形状：円柱遮蔽物としてモデル化

遮蔽物の高さ： mm（シュラウドヘッドの厚さ（スワラによる遮蔽も考慮））

線源材質 : 平板（密度 g/cm³）※

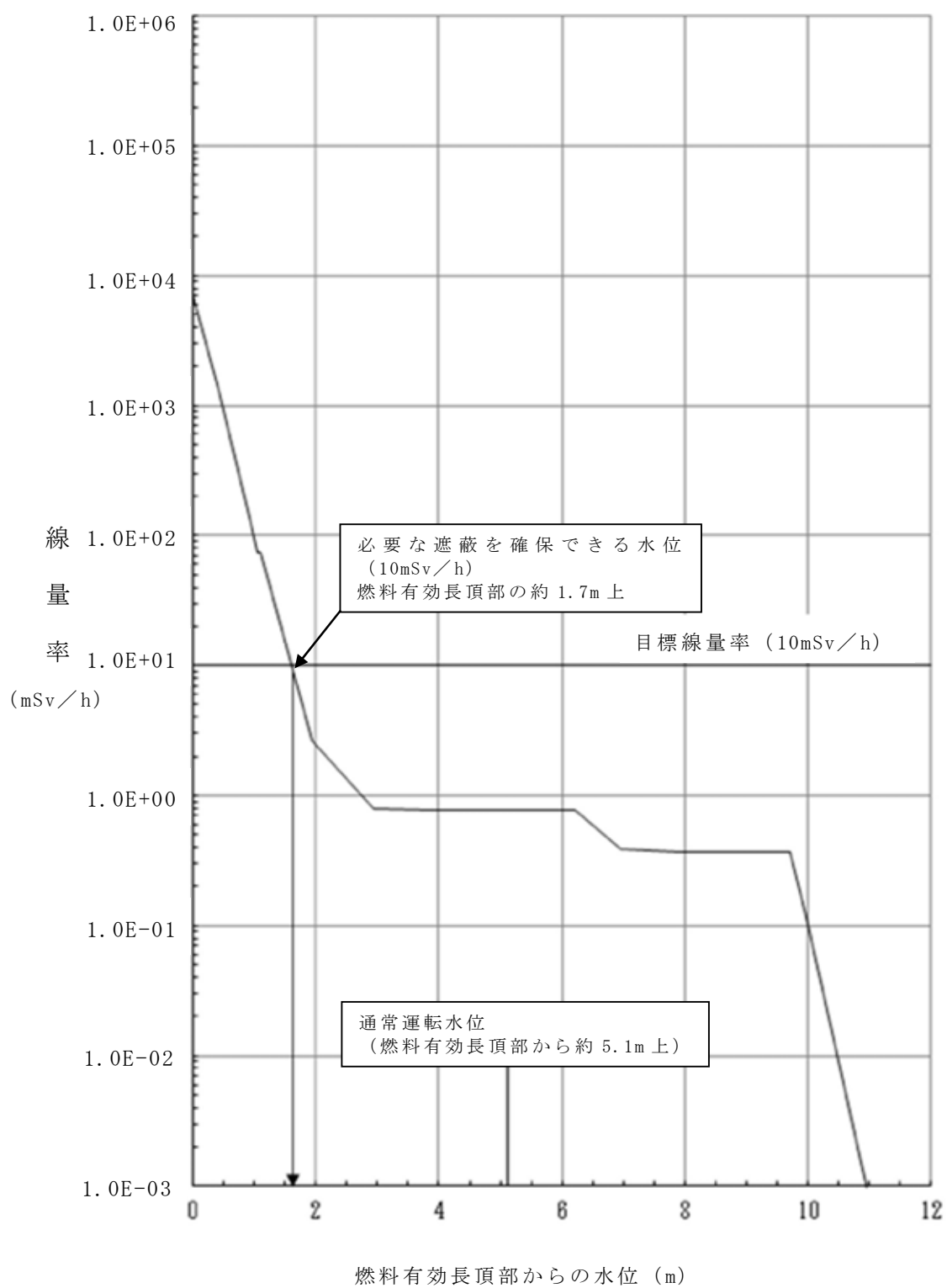
※ シュラウドヘッドの材質 の密度は、同等である で代表した

線量率計算モデル（遮蔽）を第 3，4 図に示す。

(3) 現場の線量率の評価結果

(1)，(2) の条件を用いて評価した現場の線量率と原子炉水位の関係を第 7 図に示す。

グラフより必要な遮蔽を確保できる水位（目安と考える 10mSv/h）は、「燃料有効長頂部の約 1.7m 上」とした。



第 7 図 原子炉水位と線量率

(4) 必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕

崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失から放射線の遮蔽維持に必要な水位到達までの時間を、「添付資料 5.1.3」の計算を用いて求めた。

計算は後述する「添付資料 5.1.8」の評価条件の不確かさを踏まえ、原子炉停止から 12 時間後と 1 日後の 2 ケースを実施した。

算出条件及び算出結果を第 2 表に示す。

その結果、原子炉停止 1 日後における必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕は、崩壊熱除去機能喪失時の注水までの時間（2 時間）、全交流動力電源喪失時の注水開始までの時間（25 分）に対して十分な余裕があることを確認した。

第 2 表 必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕の
算出条件及び算出結果

算出条件			算出結果	
原子炉停止後の時間	原子炉初期水温	崩壊熱	必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕	燃料有効長頂部までの時間余裕
12 時間 (不確かさで確認する感度解析ケース)	100℃	約 22.4MW	約 2.8 時間※	約 4.2 時間
24 時間 (有効性評価で確認するベースケース)	52℃	約 18.8MW	約 4.5 時間	約 6.3 時間

※ 格納容器蓋等による放射線の遮蔽には期待していない

5. 事故時の退避について

事故発生時の現場作業員の退避について確認した。事象発生時、作業員は、当直発電長の送受話器（ページング）による退避指示により現場からの退避を開始し、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。また、運転員は作業員の退避が完了したことを確認し、逃がし安全弁の開操作を開始する。

一旦避難指示が出ると管理区域内への入域制限が実施されるため、作業員は緊急作業を除き現場の安全性が確認される前に再入域することはない。

(添付資料 5.1.2)

6. 原子炉隔離時冷却系による注水について

原子炉隔離時冷却系（以下「R C I C」という。）の設計として、作動には約 1.04MPa[gage]以上の原子炉圧力を必要としており、停止時の原子炉の初期圧力は大気圧程度まで低下しているため、評価において R C I C による注水に期待していない。ただし、有効性評価で想定しているような原子炉未開放状態において事象進展とともに原子炉の圧力が上昇し、R C I C による注水が可能となることが考えられる。なお、R C I C の点検の準備として弁の電源等に隔離操作を実施していることも考えられるが、これらの事故時に R C I C での注水を必要とした際は、運転員がただちに復旧を実施することが可能であるため、R C I C の使用の問題とならない。

7. まとめ

崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失で想定する原子炉停止 1 日後において、必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕は、崩壊熱除去機能喪失時の注水までの時間（2 時間）、全交流動力電源喪失時の注水開始までの時間（25 分）に対して十分な余裕があることを確認した。

また、評価条件の不確かさを考慮して原子炉停止 12 時間後、原子炉

初期水温 100℃の状態を想定した場合でも、P O S－Aに比べて約 1.7 時間短くなるものの、放射線の遮蔽に必要な水位は維持される。

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）

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 崩壊熱除去機能喪失）（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 1 日後)	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 壊熱と同等以下となる。約 18.8MW の場合は、評 価条件と最確条件は同等であることから運転員 等操作時間に与える影響はない。また、約 18.8MW 未満の場合は、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の判断基準に対する余裕 が大きくなる。 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 2.8 時間、燃料有効長頂部までの時間は約 4.2 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。	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。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 2.8 時間、燃料有効長頂部までの時間余 裕は約 4.2 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) の設計値を設 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 作は原子炉水温に応じた対応をとるものではない ため、崩壊熱除去機能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 2.8 時間、燃料有効長頂部までの時間余 裕は約 4.2 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)	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、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、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ため、評価項目となるパ ラメータに与える影響は小さい。

※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 崩壊熱除去機能喪失）（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、原子炉水位の低下速度は緩やかになるが、原子炉への注水操作は原子炉圧力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操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。
	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	燃料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、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、原子炉減圧操作は不要となるが、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。
	サブレーション・プールの水温	32℃	約 15℃ ～ 約 32℃（実績値）	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	最確条件とした場合には、評価条件で設定しているサブレーション・プール水温と同等以下となる。32℃の場合は、解析条件と最確条件に与える影響はない。また、32℃未満の場合は、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、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なく、崩壊熱除去機能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。
事故条件	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	最確条件とした場合には、評価条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても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。
	起因事象	運転中の残留熱除去系の機能喪失	運転中の残留熱除去系の機能喪失	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）1 台による原子炉の崩壊熱除去を実施中に、残留熱除去系ポンプの故障等により機能喪失するものとして設定	評価条件と最確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。
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	崩壊熱除去機能喪失	運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障による崩壊熱除去機能の喪失を想定	評価条件と最確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。

※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 崩壊熱除去機能喪失）（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			
事故条件 外部電源	事象認知まで ：外部電源あり 事象認知後 ：外部電源なし	事故事象毎	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ロックにより残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を起動することとができないため、運転員は事象発生後速やかに崩壊熱除去機能の喪失を認知することができ、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、格納容器隔離信号をリセットするために必要な原子炉保護系母線の受電操作、及び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。	・事象認知前：外部電源がない場合は崩壊熱除去機能喪失の認知が早まるため、運転員操作の開始時間は早くなる。 ・事象認知後：外部電源がある場合は、必要な運転員操作が少なくなるため、運転員操作の完了時間が早くなる。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
重大事故等対策に関連する機器条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流	1, 605m ³ /h	残留熱除去系（低圧注水系）の設定値を設定	評価条件と最確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。	評価条件と最確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。
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱量	熱交換器 1 基当たり約 43MW（原子炉冷却材温度 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	最確条件とした場合には、海水温度が評価条件と同等以上となる。約 43MW の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、約 43MW を超える場合は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（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）（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	操作余裕時間	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 待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による注水操作	事象発生から2時間後	事象の認知及び操作に要する時間に、更に時間余裕を考慮して設定	【認知】 評価では、1 時間毎の中央制御室の巡視により、崩壊熱除去機能が喪失していることを確認すると想定している。原子炉水位低下を認知した後に原子炉注水操作の必要性を認知することは容易であり、評価上の原子炉注水操作開始時間に対して、実際の原子炉注水操作開始時間は早くなる場合が考えられる。 【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。 【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。 【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、緩やかな原子炉水位低下に対して操作に要する時間は短く、操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作の有無】 他の並列操作はないことから、操作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容易な操作のため、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低い。	原子炉水位低下を認知した際に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、評価では事象発生から2 時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが、実際の原子炉注水操作開始時間は早くなる。また、原子炉水位の回復が早くなる。また、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。	原子炉注水操作開始が早くなる場合が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、運転中の残留熱除去系の故障時には、警報により事象発生を機械可能であり、待機中の残留熱除去系を原子炉停止時冷却系として、速やかに起動することによって崩壊熱除去機能を回復することができるようになる。パラメータの判断基準に対する余裕が大きくなるが、本評価ではこれに期待しないこととする。	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約4.5時間、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、これに対して崩壊熱除去機能喪失を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は2時間であることから、時間余裕がある。	中央制御室における操作のため、シミュレータにて訓練実績を取得した。所要時間を5分と想定しているところ、訓練実績では約4分である。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 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（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）（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 残留熱除去系（原子炉停止時原子炉除熱）による原子炉除熱	現象発生から 4 時間 40 分後	状況判断，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操作，原子炉受電操作，及び残留熱除去系（原子炉停止時原子炉除熱操作）による原子炉除熱操作を考慮して設定	—	—	—	残留熱除去系（低圧注水系）により，原子炉への注水を実施しているところから，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱には時間余裕がある。	所要時間を 46 分と想定しているところ，訓練実績では，約 39 分である。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。

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)

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
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1 台起動 ^{※2} (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 ^{※3} (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		
緊急時対策所用発電機 1 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 411L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1 台 (運転台数) = 約 70.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kL であり，7 日間の対応可能

※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。

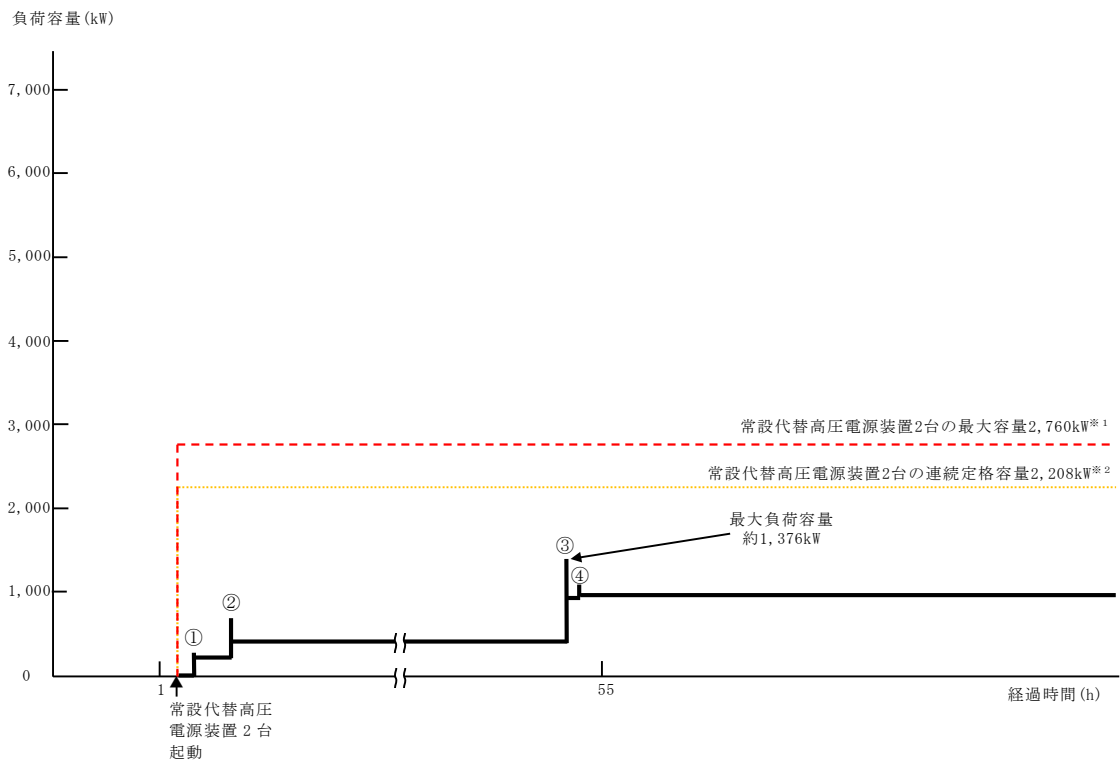
※2 事故収束に必要なではないが，保守的に起動を仮定した。

※3 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
(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)

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 ・その他必要な負荷	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	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約510 約4	約1, 376	約908
④	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約1, 017	約938



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)

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」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，重大事故等対処設備の有効性評価には，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受電により原子炉注水機能を確保し，原子炉へ注水することにより，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、常設代替高压電源装置による受電手段及び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ための当直運転員 3 名、指揮、通報連絡を行うための災害対策要員（指揮者等）4 名及び現場操作を行うための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、中央制御室から送受話器（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）の起動操作

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準備、ホース敷設等を実施する。

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個を開操作する。

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を原子炉へ注水し，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），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。

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。原子炉保護系母線の受電後、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）復旧後の原子炉除熱操作

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。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。

以降、原子炉除熱は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）により継続的に実施する。

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、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（RHR 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機能喪失を仮定する。

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「POS」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、「POS－A PCV/RPV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POS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 POS－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）の起動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

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（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，熱交換器の設計
性能に基づき 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）の起動
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）
の起動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。
また，事象発生約 1.1 時間後に原子炉水位の低下を確認し，注水を
開始する。
- (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）復旧後
の原子炉除熱操作は，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 55 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）の起動操作を完了し、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 55 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）復旧後の原子炉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 55 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）復旧後の原子炉除熱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 5.1.7, 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、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失

し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による崩壊熱除去機能が喪失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、常設代替高圧電源装置による受電操作、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と同等以下となる。約 18.8MW の場合は、評価条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。また、約 18.8MW 未満の場合は、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受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、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受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受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、原子炉压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、原子炉压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と同等以下となる。約 18.8MW の場合は、評価条件と最確条件は同等であることからパラメータに与える影響はない。また、約 18.8MW 未満の場合は、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 2.8 時間、燃料有効長頂部までの時間は約 4.2 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 2.8 時間、燃料有効長頂部までの時間余裕は約 4.2 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）の起動操作は、常設代替交流電源装置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）復旧後の原子炉除熱操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から4時間55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）復旧後の原子炉除熱操作は、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）の起動操作は、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）の起動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。この結果、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 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（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。

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 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 5.2.4)

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。

緊急時対策所用発電機による電源供給について、事象発生直後から 7 日間の緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、約 70.0kL の軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクに約 75kL の軽油を保有していることから、緊急時対策所用発電機による 7 日間の電源供給の継続が可能である。

（添付資料 5.2.5）

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。

緊急時対策所用発電機については、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

（添付資料 5.2.6）

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、常設代替高圧電源装置による受電手段、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

注水手段を整備している。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）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）復旧後の原子炉除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。

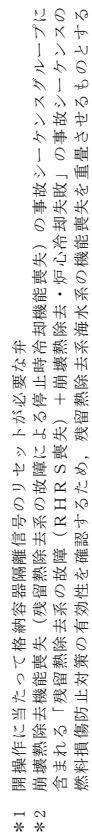
その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持することができる。

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。

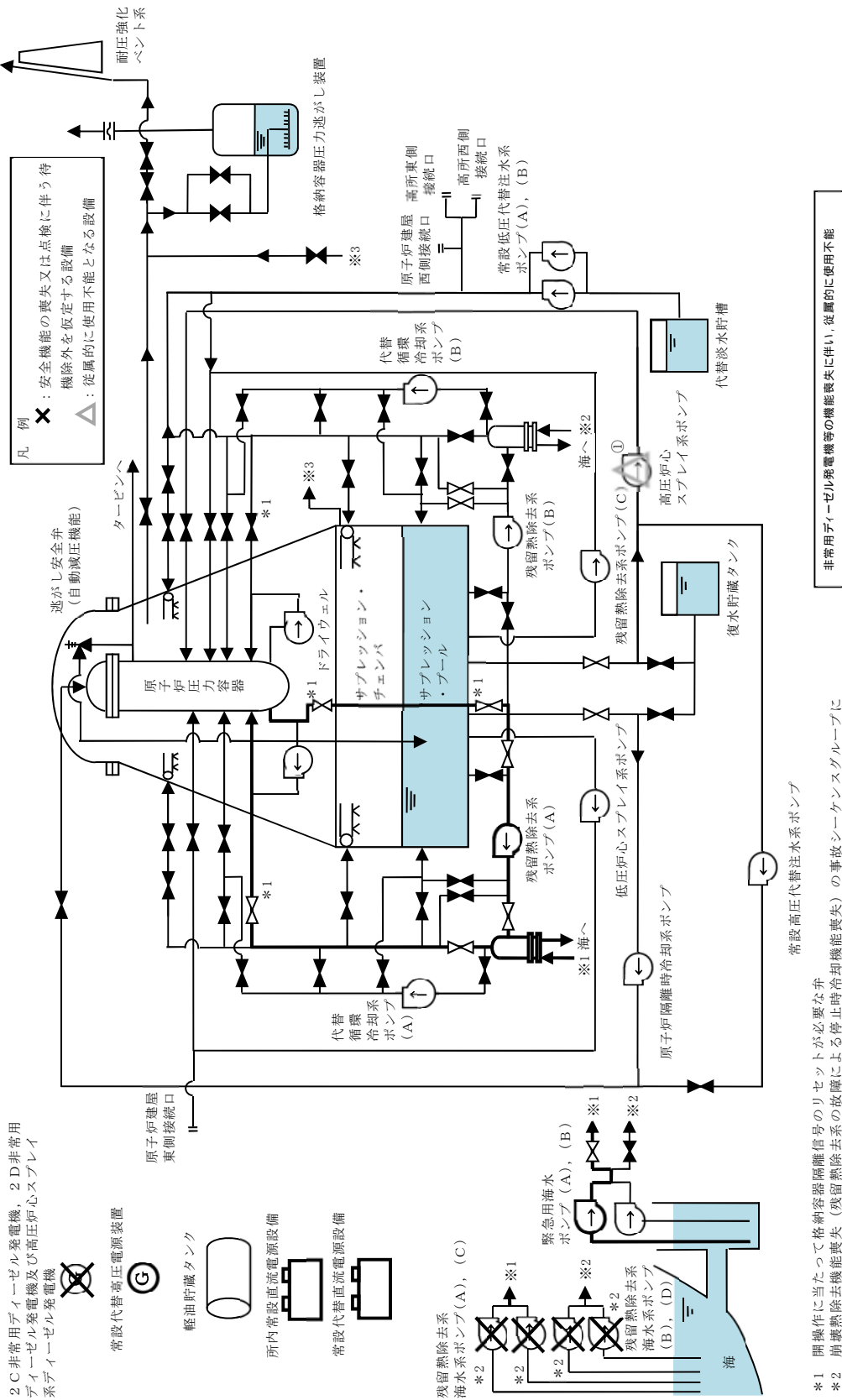
重大事故等対策時に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

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受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受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。



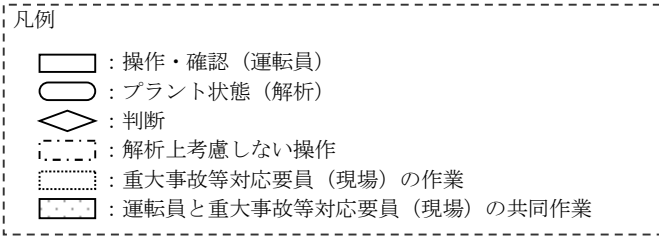
①非常用ディーゼル発電機等の機能喪失に伴い、従属的に使用不能
②残留熱除去系海水系の機能喪失に伴い、従属的に使用不能



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
- ・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。

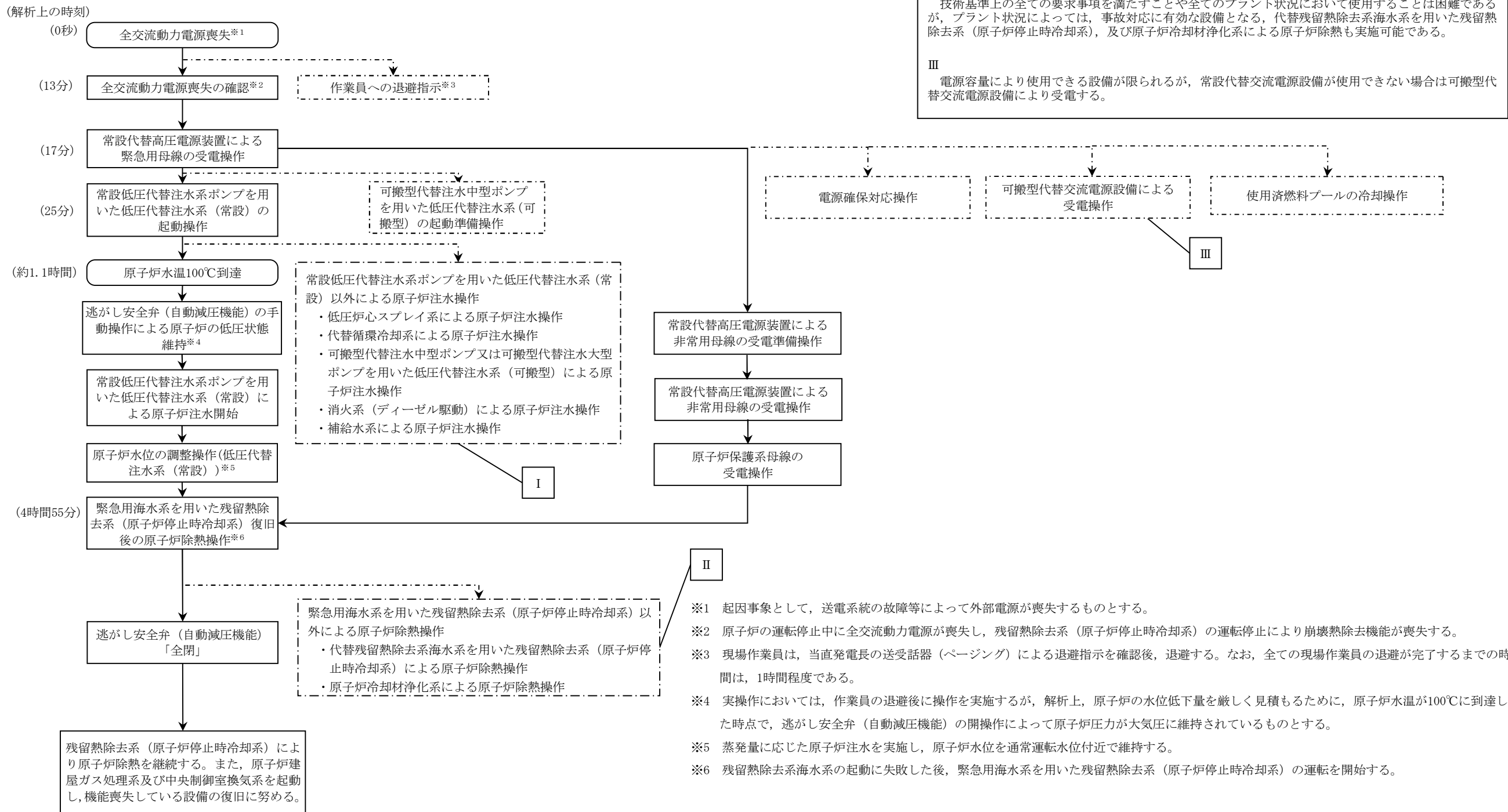
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる、代替循環冷却系、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）、消火系（ディーゼル駆動）及び補給水系による原子炉注水も可能である。

II

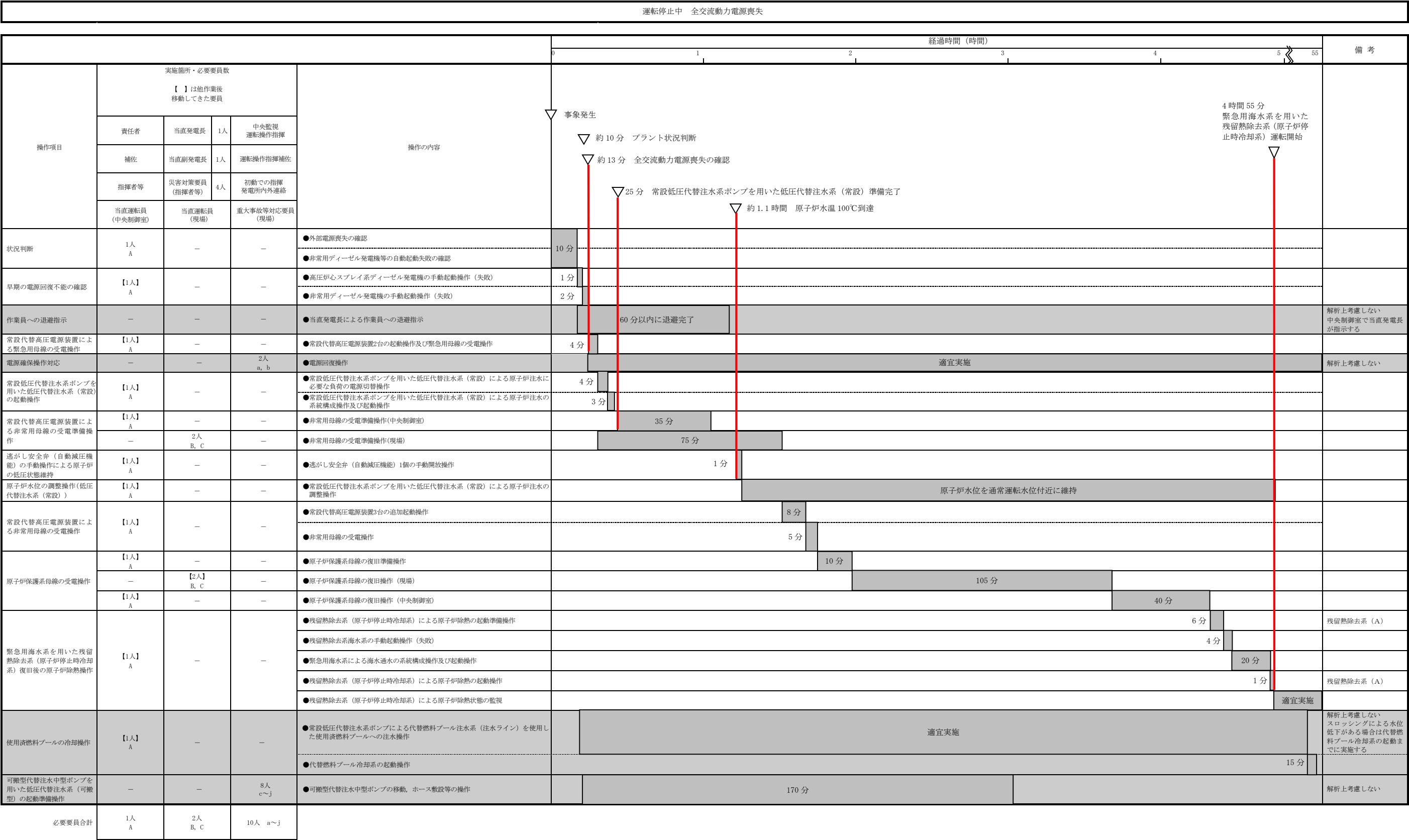
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる、代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）、及び原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱も実施可能である。

III

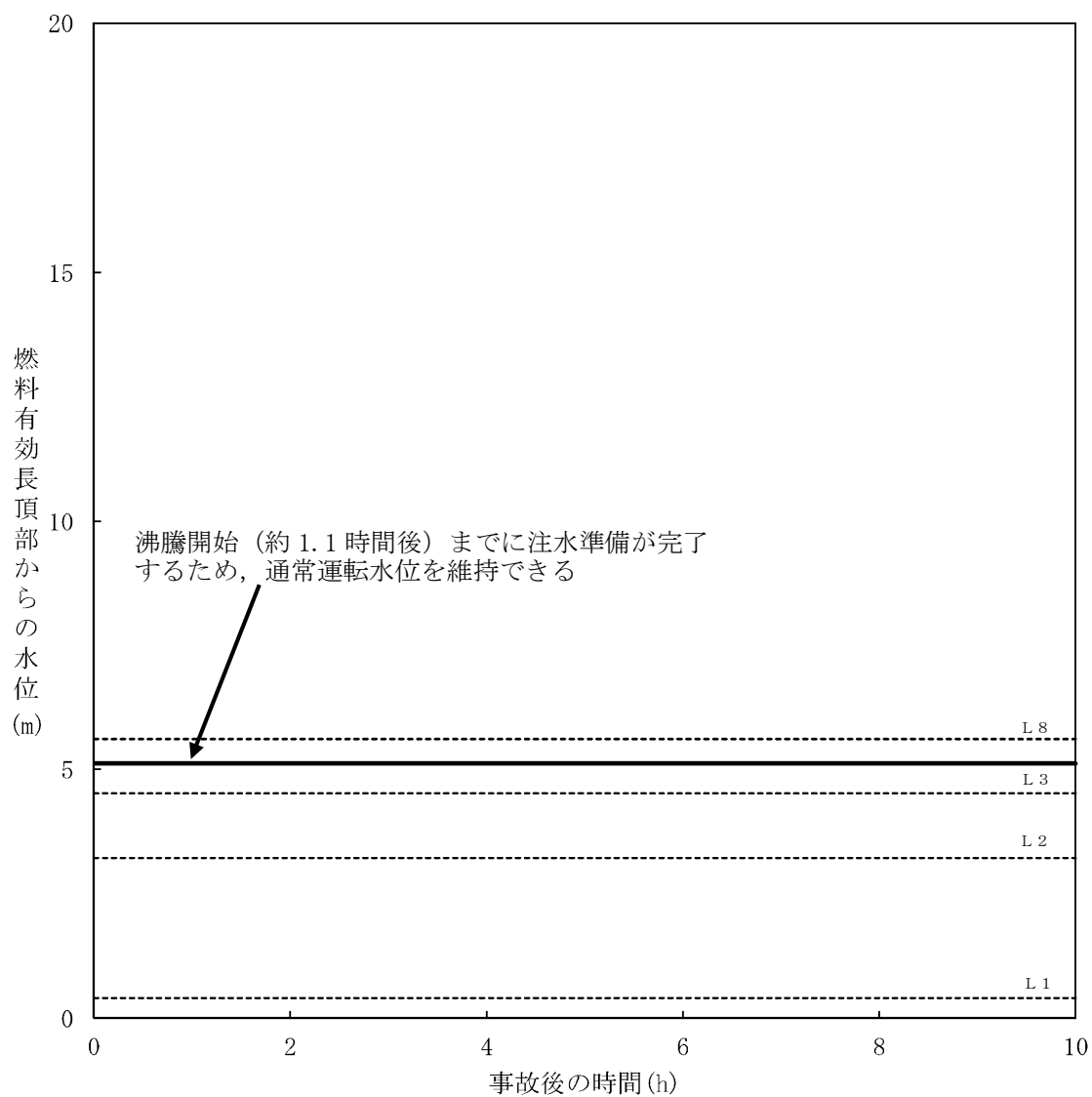
電源容量により使用できる設備が限られるが、常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備により受電する。



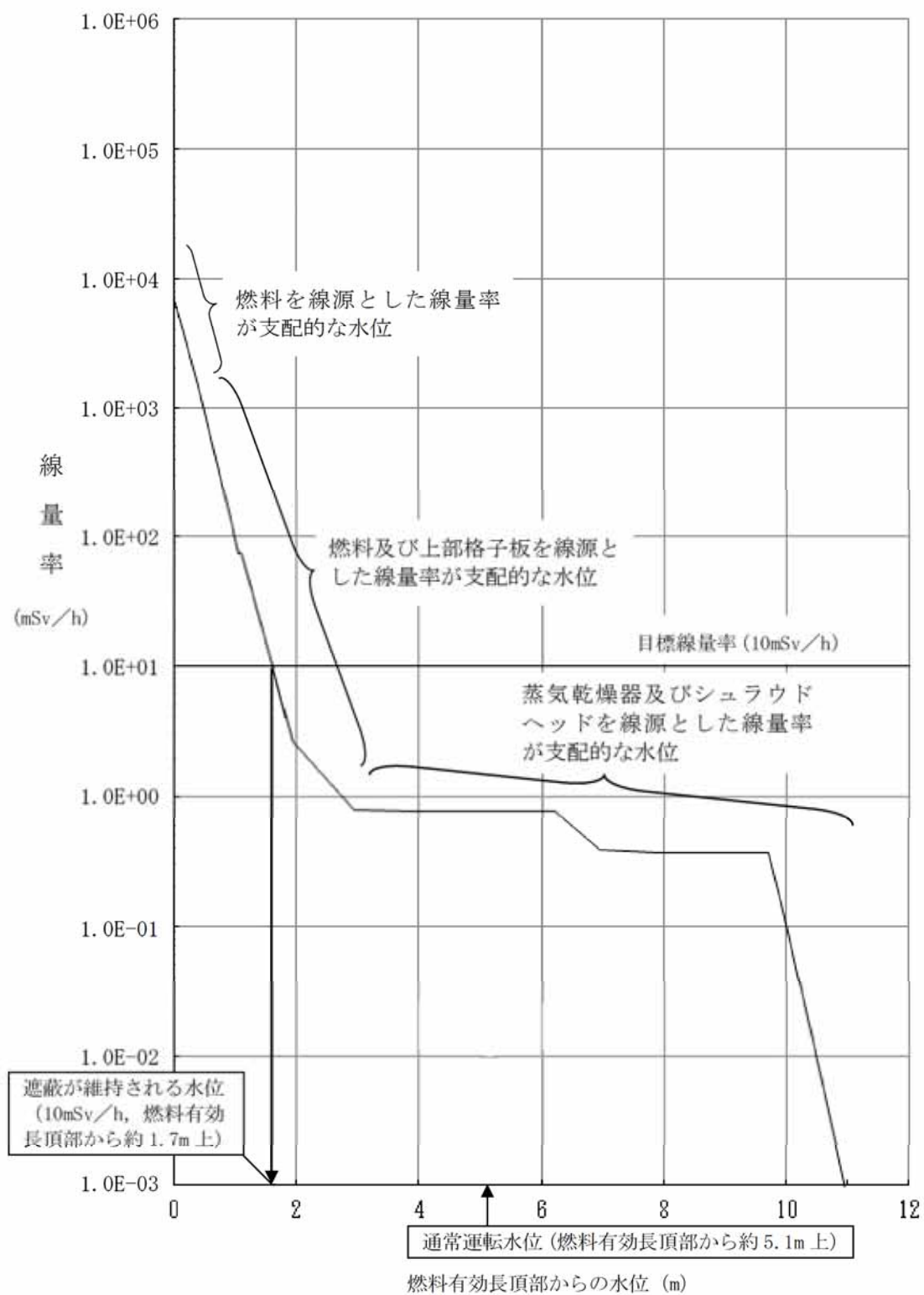
第 5.2－2 図 全交流動力電源喪失時の対応手順の概要



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

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	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	当直発電長は、全交流動力電源喪失を確認後、中央制御室から送受話器（ページング）により現場作業員への退避指示を行う。	—	—	—
常設代替高压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 軽油貯蔵タンク	—	M/C 2 C 電圧* M/C 2 D 電圧* 緊急用M/C 電圧
電源確保操作対応	- 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。	—	—	—

* 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 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）の起動操作	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）* 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	—
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 個を開操作する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）* 直流 125V 蓄電池 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（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を原子炉へ注水し，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）* 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

* 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 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、非常用母線 2 C 及び 2 D を受電する。	常設代替高压電源装置 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	- 常設代替高压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。	常設代替高压電源装置 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） 復旧後の原子炉除熱操作	- 常設代替高压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）* 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。	—	—	—

* 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 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	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	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（通常運転時においてサイクル末期の炉心平均燃焼度が33GWd/t以下となるよう燃料を配置する。）
	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水温として、年間の気象条件変化を包含する高め水温を設定
	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	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	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	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
重大事故等 関連する操作条件	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）の起動操作	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）の起動操作に要する 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）復旧後の原子炉除熱 操作	事象発生から 4 時間 55 分後	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，残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定

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，安定停止状態が確立されたものとする。

【安定停止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，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，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2.1.2 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と与える影響（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)	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 る燃料の崩壊熱と同等以下となる。 約 18.8MW の場合は, 評価条件と最確 条件は同等であることから運転員等 の操作時間に与える影響はない。また, 約 18.8MW 未満の場合は, 原子炉水温 の上昇は緩やかになるが, 注水操作 や受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と同 等以下となる。約 18.8MW の場合は, 評価条件と最確条件 は同等であることから運転員等操作時間に与える影響は ない。また, 約 18.8MW 未満の場合は, 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 2.8 時間, 燃料有効長頂部までの時間は約 4.2 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℃	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 (約 47℃～約 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 2.8 時間, 燃料有効長頂部までの時間余裕は約 4.2 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)	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, 注水操作や受 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			
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、注水操作や受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。
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	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い。また、運転員等操作時間に与える影響は、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と同等以下となる。 35℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、35℃未満の場合は、原子炉注水後の原子炉水位の回復が速くなることから、考えられるが、常設代替高压電源装置からの受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と同等以下となる。35℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、パラメータに与える影響はない。また、35℃未満の場合は、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	4,300m ³	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	$27\text{m}^3/\text{h}$	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，海水温度が評価条件と同等以上となる。約 24MW の場合は，解析条件と最確条件は同等であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，約 24MW を超える場合は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)の起動操作発生から25分後	状況判断，全交流動力電源喪失の判断，常設代替高压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)の起動操作に要する時間を考慮して設定	【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。 【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。 【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。 【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。 【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。 【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。	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)の起動操作は，常設代替高压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)の起動操作は，所要時間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）		運転員等操作時間に与える影響	評価項目と与える影響	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				
緊急停止復作 系（原子炉） 海水除熱 用（原子炉） 海水除熱 停止復作 操作条件	事象発生から55分後	状況判断，全交替高圧電源喪失による判断，常用電源の受電操作，常用母線の急圧受電による非設代母線受電操作，及び緊急（原子炉）復旧後の復旧時間を考慮して設定する	—	—	常設低圧ポンプ注水（常設）により，原子炉の注水を行っていることから，緊急用海水を残熱系（原子炉）復旧後の原子炉除熱操作がある。	所要時間を31分で想定しているところ，訓練では約23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。

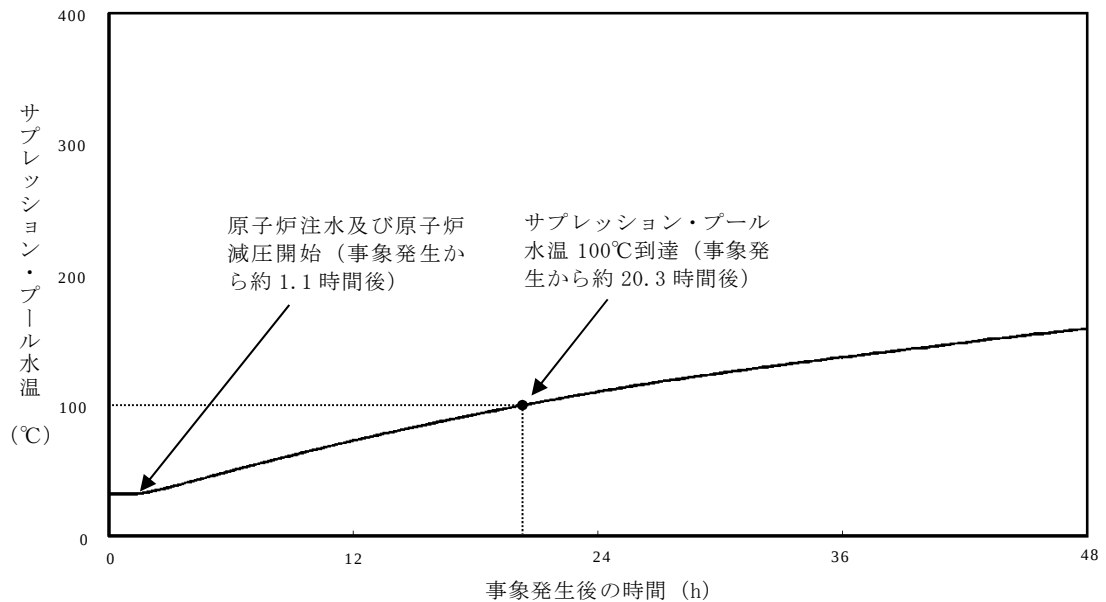
運転停止中の全交流動力電源喪失時における
サプレッション・プール水への影響について

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。

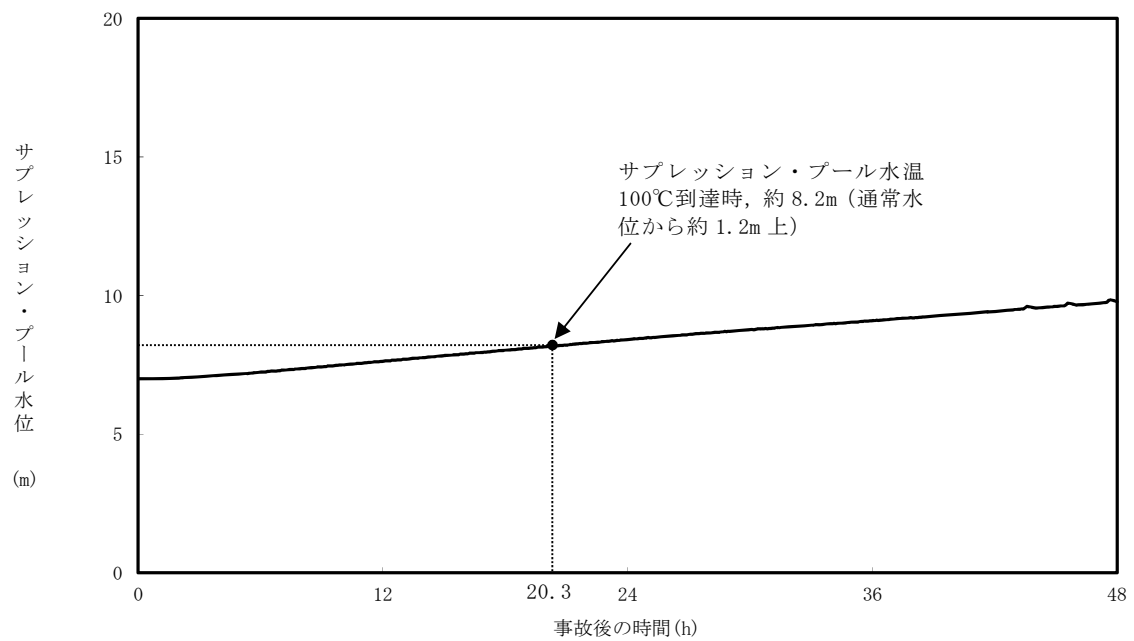
運転停止中において全交流動力電源喪失が喪失した際の評価として、原子炉水温が 100℃に到達した時点（事象発生から約 1.1 時間後）から、常設代替高圧電源装置による常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による注水で原子炉水位を維持した場合のサプレッション・プール水温の変化を、MAAP を用いて評価した。主要解析条件は第 1 表のとおりである。事象発生後の時間に対するサプレッション・プールの水温及び水位の推移を第 1 図及び第 2 図に示す。サプレッション・プール水温が 100℃となる時間は事象発生から約 20.3 時間後であり、そのときのサプレッション・プール水位は、約 8.2m（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

事象発生約 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）による原子炉注水操作を実施する。

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 4 時間 55 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 55 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 110m^3 の水が必要となるが、代替淡水貯槽に合計 $4,300\text{m}^3$ 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)

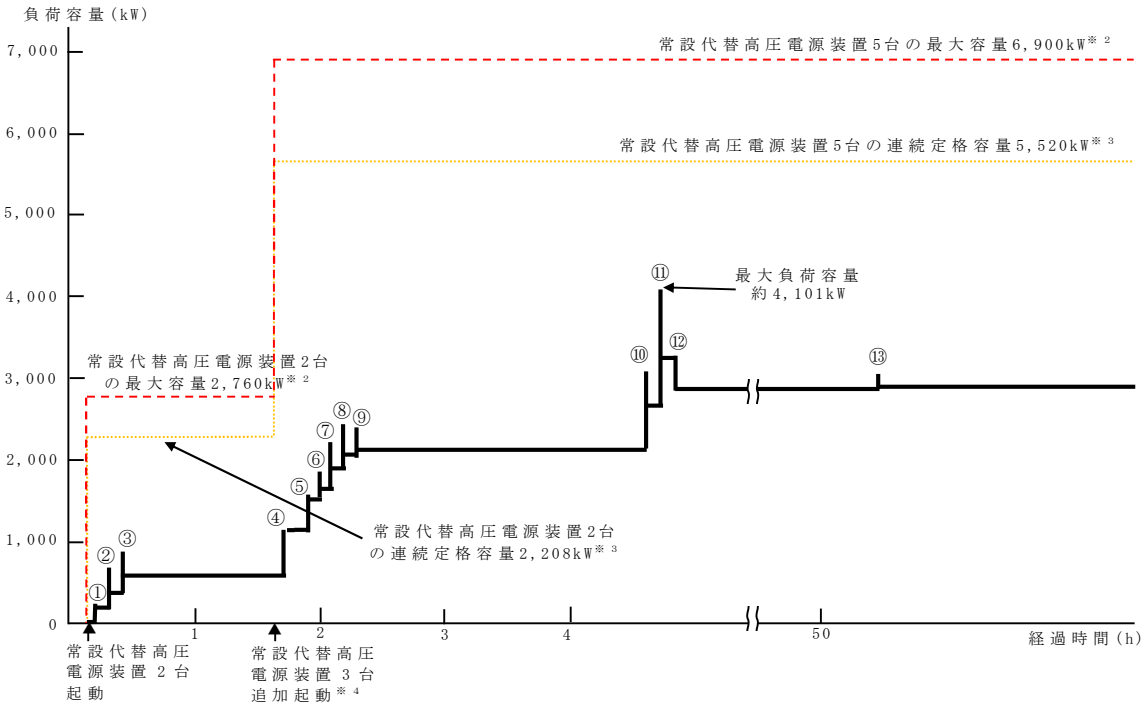
保守的に全ての設備が，事象発生直後から 7 日間燃料を消費するものとして
評価する。

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
緊急時対策所用発電機 1 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $411\text{L/h (燃料消費率)} \times 168\text{h (運転時間)} \times 1 \text{ 台 (運転台数)}$ =約 70.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kL であり，7 日間の対応可能

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 ・その他必要な負荷	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※5 ・120/240V計装用主母線盤2A ・その他必要な負荷 ・その他不要な負荷※5	約79 約108 約134 約14 約234	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※5 ・120/240V計装用主母線盤2B ・その他不要な負荷※5	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 その他必要な負荷 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 その他必要な負荷	約45 約8 約183	約2,251	約1,910
⑧	蓄電池室排気ファン その他必要な負荷	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 その他必要な負荷	約510 約4	約3,144	約2,676
⑪	残留熱除去系ポンプ その他必要な負荷	約584 約3	約4,101	約3,263
⑫	停止負荷	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
※5 有効性評価で期待していないが電源供給される不要な負荷

5.3 原子炉冷却材の流出

5.3.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(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「原子炉冷却材の流出」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「原子炉冷却材の流出（RHR切替時のLOCA）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，②「原子炉冷却材の流出（CWBブロー時のLOCA）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，③「原子炉冷却材の流出（CRD点検時のLOCA）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び④「原子炉冷却材の流出（LPRM点検時のLOCA）＋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「原子炉冷却材の流出」は，運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生することを想定する。このため，原子炉冷却材の流出に伴い，保有水量が減少することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下が継続し，燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，原子炉冷却材の流出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，重大事故等対処設備の有効性評価としては，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。

以上により，本事故シーケンスグループでは，原子炉注水機能を用いて燃料損傷の防止を図るとともに，最終的な熱の逃がし場へ熱の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「原子炉冷却材の流出」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、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段及び運転員による原子炉冷却材流出の停止手段を整備する。また、安定状態に向けた対策として、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 5.3-1 図に、対応手順の概要を第 5.3-2 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の関係を第 5.3-1 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）9 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ための当直運転員 3 名及び指揮、通報連絡を行うための災害対策要員（指揮者等）4 名である。

必要な要員と作業項目について第 5.3-3 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、必要な要員を確認した結果、災害対策要員（初動）9 名で対処可能である。

a. 原子炉冷却材流出の確認

原子炉水位の低下及びサプレッション・プールの水位の上昇を、1 時間毎の中央制御室の巡視により確認する。

原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材の流出を確認するため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。

（添付資料 5.1.1）

b. 作業員への退避指示

当直発電長は、原子炉冷却材流出を確認後、中央制御室から送受話器（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. 待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作

原子炉冷却材の流出により低下した原子炉水位を回復するため、中央制御室からの遠隔操作により待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を実施する。これにより、原子炉水位は回復する。

残留熱除去系（低圧注水系）の起動確認に必要な計装設備は、残留熱除去系系統流量等である。

d. 原子炉冷却材流出箇所の隔離操作

原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から原子炉冷却材が流出している箇所の隔離を行うことで、原子炉冷却材の流出が停止することを確認する。

原子炉冷却材流出箇所の隔離を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）及び原子炉水位（燃料域）等である。

e. 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

待機中の残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉水位回復後、中央制御室及び現場※にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への切替操作を実施し、原子炉除熱を行う。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。

※ 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。

以降、原子炉除熱は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により継続的

に実施する。

5.3.2 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、原子炉冷却材の流出を起因事象とする「原子炉冷却材の流出（RHR切替時のLOCA）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である＊。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）は通常、2系統あるうち1系統を用いて崩壊熱除去を実施しており、プラント状態（以下「POS」という。）－AからPOS－Dの期間において、作業や点検等に伴い運転号機の切替を実施する場合がある。運転号機の切替に当たって、原子炉冷却材が系外に流出しないように系統構成を十分に確認して行うが、操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出する事象を想定している。

「RHR切替時のLOCA」は原子炉冷却材流出事象発生時の認知が他の作業等よりも困難な事象であり、原子炉水位が通常運転水位であるPOSを想定することにより、時間余裕の観点においても最も厳しい想定となる。なお、原子炉水位が通常運転水位の場合は原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）等による警報や緩和設備の自動起動に期待できることも考えられるが、評価上これらに期待しない場合でも評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のPOSにおいても評価項目を満足できる。

本重要事故シーケンスでは、操作の誤り等による原子炉冷却材の系外流出により原子炉水位が低下するが、燃料有効長頂部の冠水及び未臨界を維持できることを評価する。さらに、原子炉水位が放射線の遮蔽が維持され

る水位を確保できることを評価する。

また、評価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。

※ RHR切替時のLOCAによる流出は他の原子炉冷却材流出事象と比べて燃料損傷までの時間余裕が短い

(添付資料 5.3.1, 5.3.2)

(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5.3-2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

運転停止中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、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。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) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温

運転停止中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（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。なお、原子炉初期水位が原子炉ウェル満水の場合は、原子炉圧力容器蓋による遮蔽に期待できなくなるものの、保有水量が多く、遮蔽維持水位到達までの余裕時間は通常運転水位の場合よりも長くなることから、通常運転水位の場合に評価項目を満足することを確認することにより、原子炉ウェル満水の場合においても評価項目を満足できることを確認できる。

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。

(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) 原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出流量

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ブプレッション・チェンバへ流出することを想定し、流出流量は $45\text{m}^3/\text{h}$ 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、運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）からの原子炉冷却材流出箇所の隔離操作は、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉水位の回復後に実施するものとする。
- (c) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転は、原子炉冷却材流出箇所の隔離操作後に実施するものとする。

(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 5.3-4 図に、原子炉水位と線量率の関係を第 5.3-5 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、原子炉冷却材が流出することにより、原子炉水位は低下し始めるが、原子炉水位の低下により異常事象を認知し、事象発生から 2 時間経過した時点で、待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行う。

その後は原子炉冷却材の流出箇所を隔離することによって流出を止め、また、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転により原子炉除熱を行う。

b. 評価項目等

原子炉水位は、第 5.3-4 図に示すとおり、燃料有効長頂部の約 2.1m 上まで低下するにとどまり、燃料は冠水維持される。

原子炉圧力容器は未開放であり、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^* が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。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。

原子炉水位回復後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転による原子炉除熱を行うことで、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 5.1.7, 5.3.3）

5.3.3 評価条件の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、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水で、水位を回復させ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、待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作とする。

(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5.3-2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確認する。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事象発生前の原子炉初期水位及び原子炉圧力容器の状態、並びに原子炉初期圧力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

初期条件の原子炉初期水位及び原子炉圧力容器の状態については、評価条件として設定した通常運転水位かつ原子炉圧力容器が閉鎖状態に対し、最確条件は事故事象毎に異なる。原子炉圧力容器が開放状態で、原子炉ウェル満水期間又は原子炉ウェル満水への移行期間、かつ

プールゲートが閉状態の場合については、評価条件よりも原子炉初期水位が高くなるため時間余裕が長くなるが、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作及び原子炉冷却材流出箇所の隔離操作は原子炉冷却材流出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。また、プールゲートが開状態の場合は更に時間余裕が長くなるが、同様の理由により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。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の原子炉初期水位及び原子炉圧力容器の状態については、評価条件として設定した通常運転水位及び原子炉圧力容器未開放に対し、最確条件は事故事象毎に異なる。原子炉圧力容器が開放状態で、原子炉初期水位が原子炉ウェル満水又は原子炉ウェル満水への移行期間、かつプールゲートが閉状態の場合においては、評価条件よりも原子炉初期水位が高くなるため、RHR切替時のLOCAにより遮蔽が維持される水位まで原子炉水位が低下するまでの時間は約 18.4 時間となり、評価条件に比べて時間余裕が長くなる。また、プールゲートが開状態の場合は更に時間余裕が長くなることから、評価項目となるパラメータに与える余裕は更に大きくなる。

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、運転員等操作時間に与える影響はない。

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、これらの要員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

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作は、評価上の操作開始条件として、事象発生から2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、原子炉水位の低下を確認した際に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、評価では事象発生から2時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが、実際は運転員の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき、その後速やかに原子炉注水操作を実施するため、その開始時刻は早くなると考えられる。また、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することから影響はない。

操作条件の原子炉冷却材流出箇所の隔離操作は、操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作の開始時間が早くなることに伴い、当操作の開始時間が早くなる場合が考えられる。また、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することから影響はない。

操作条件の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作は、操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作の開始時間が早くなることに伴い、当操作の開始時間が早くなる場合が考えられる。また、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。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）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、原子炉注水の開始が早くなる場合は原子炉水位低下が抑制され、評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。

操作条件の原子炉冷却材流出箇所の隔離操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉冷却材流出の停止操作が早くなる場合は原子炉水位の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(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内で操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作について、当該操作に対する時間余裕は、必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまでに約 2.3 時間あり、これに対して、事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は 2 時間であることから、時間余裕がある。

操作条件の原子炉冷却材流出箇所の隔離操作について、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回復させた後に実施する操作であるため、十分な時間余裕がある。

(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。この結果、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。

(添付資料 5.3.4)

5.3.4 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「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策時における必要な災害対策要員（初動）は、「5.3.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 9 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（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「原子炉冷却材の流出」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。

a. 水 源

待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作について

は、必要な注水量が少なく、また、サプレッション・チェンバ水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。

b. 燃 料

本重要事故シーケンスは、外部電源がある場合を想定した事象であるため、軽油貯蔵タンクに保有する軽油の使用は想定していない。

緊急時対策所用発電機による電源供給について、事象発生直後から 7 日間の緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、約 70.0kL の軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクに約 75kL の軽油を保有していることから、緊急時対策所用発電機による 7 日間の電源供給の継続が可能である。

c. 電 源

本重要事故シーケンスは、外部電源がある場合を想定した事象であるため、非常用ディーゼル発電機等からの電源供給は想定していない。

緊急時対策所用発電機については、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

5.3.5 結 論

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、残留熱除去系の運転号機の切替時の操作誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出することで原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する炉心損傷防止対策としては、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段及び運転員に

よる原子炉冷却材流出の停止手段を整備している。また、安定状態に向けた対策として、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している。

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「原子炉冷却材の流出（RHR切替時のLOCA）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について、有効性評価を実施した。

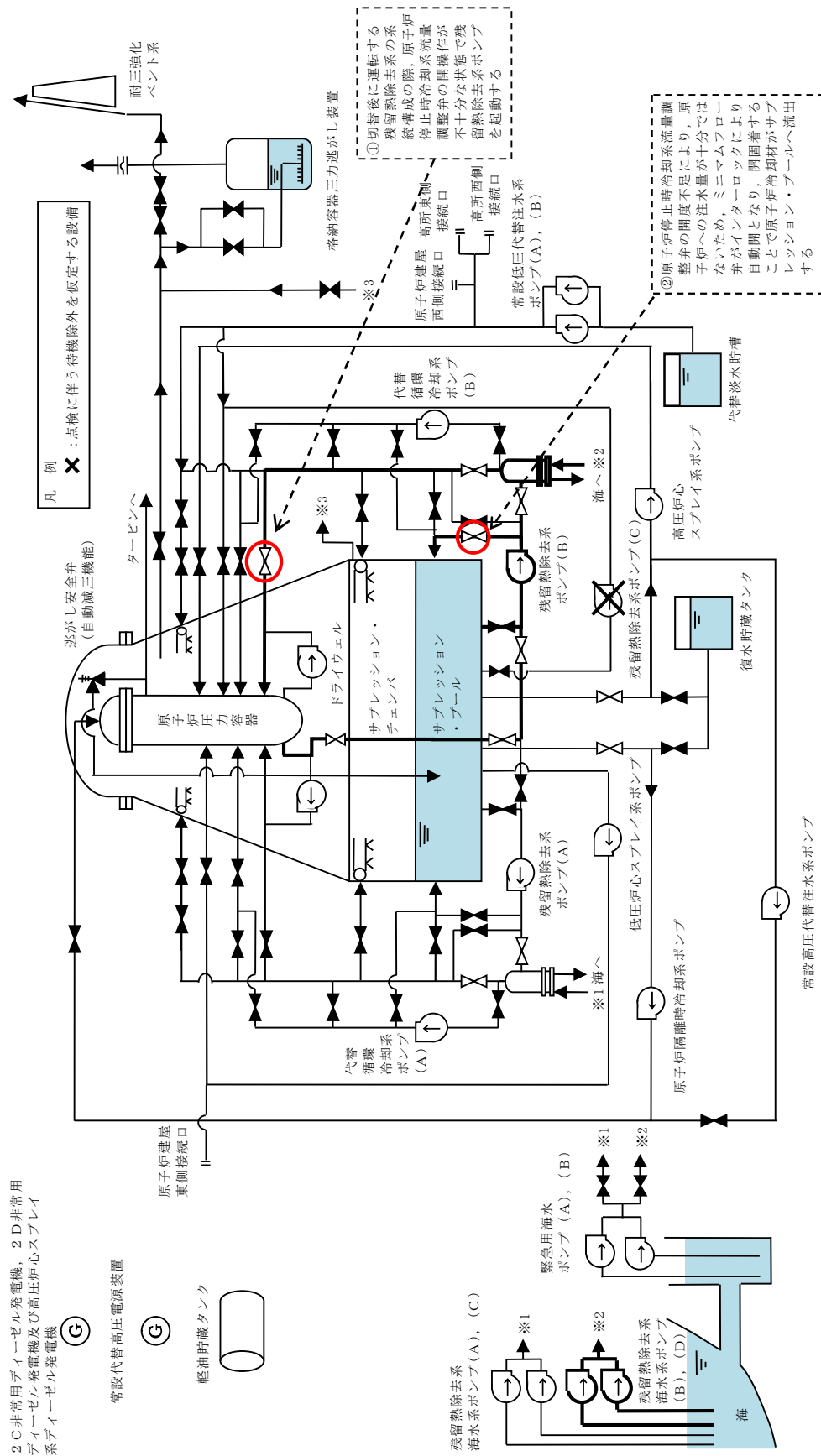
上記の場合においても、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行うことにより、燃料は露出することなく燃料有効長頂部は冠水しているため、燃料損傷することはない。

その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線の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、安定状態を維持することができる。

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。

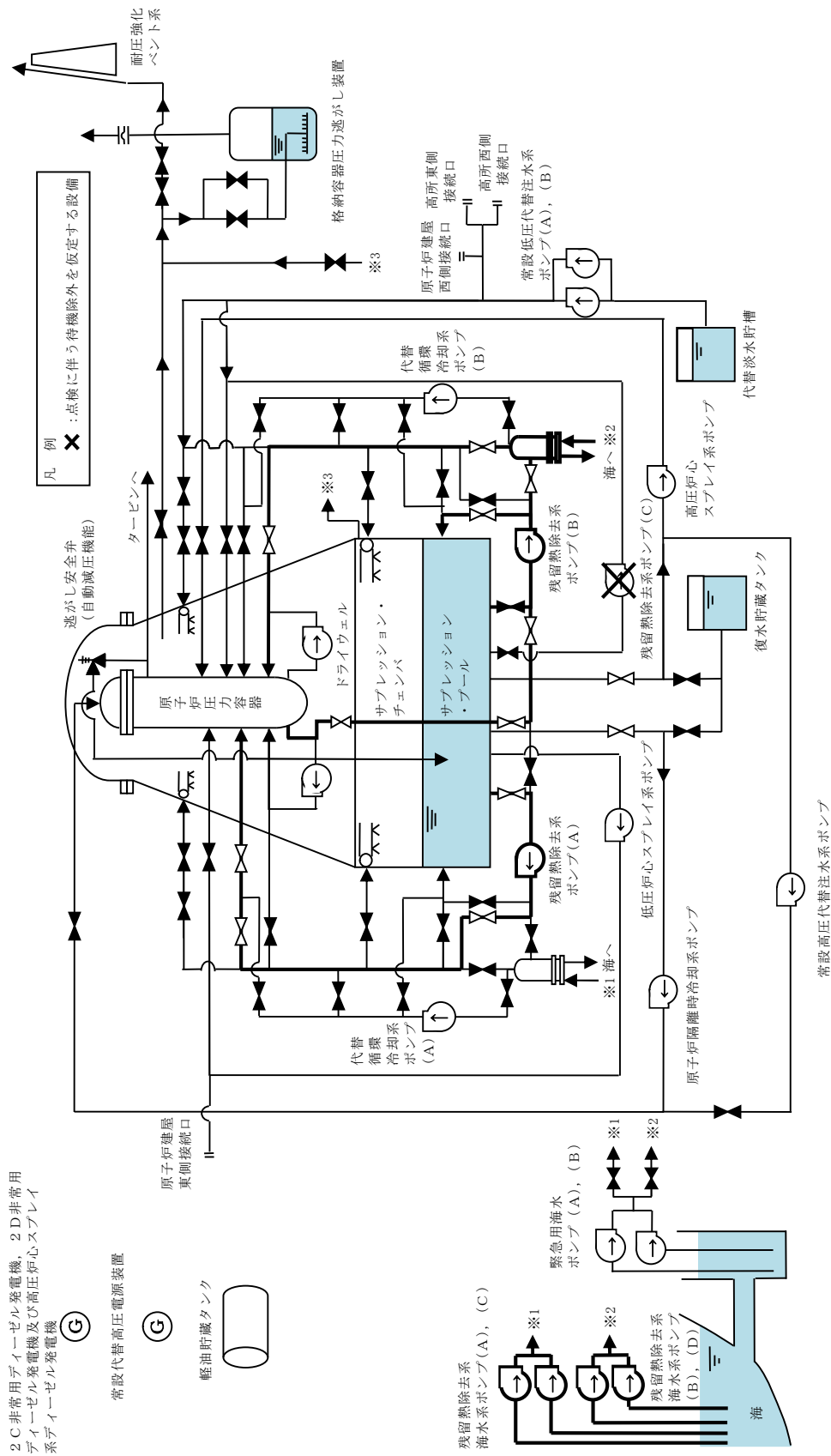
重大事故等対策時に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水、運転員による原子炉冷却材流出の停止手段、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱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「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。



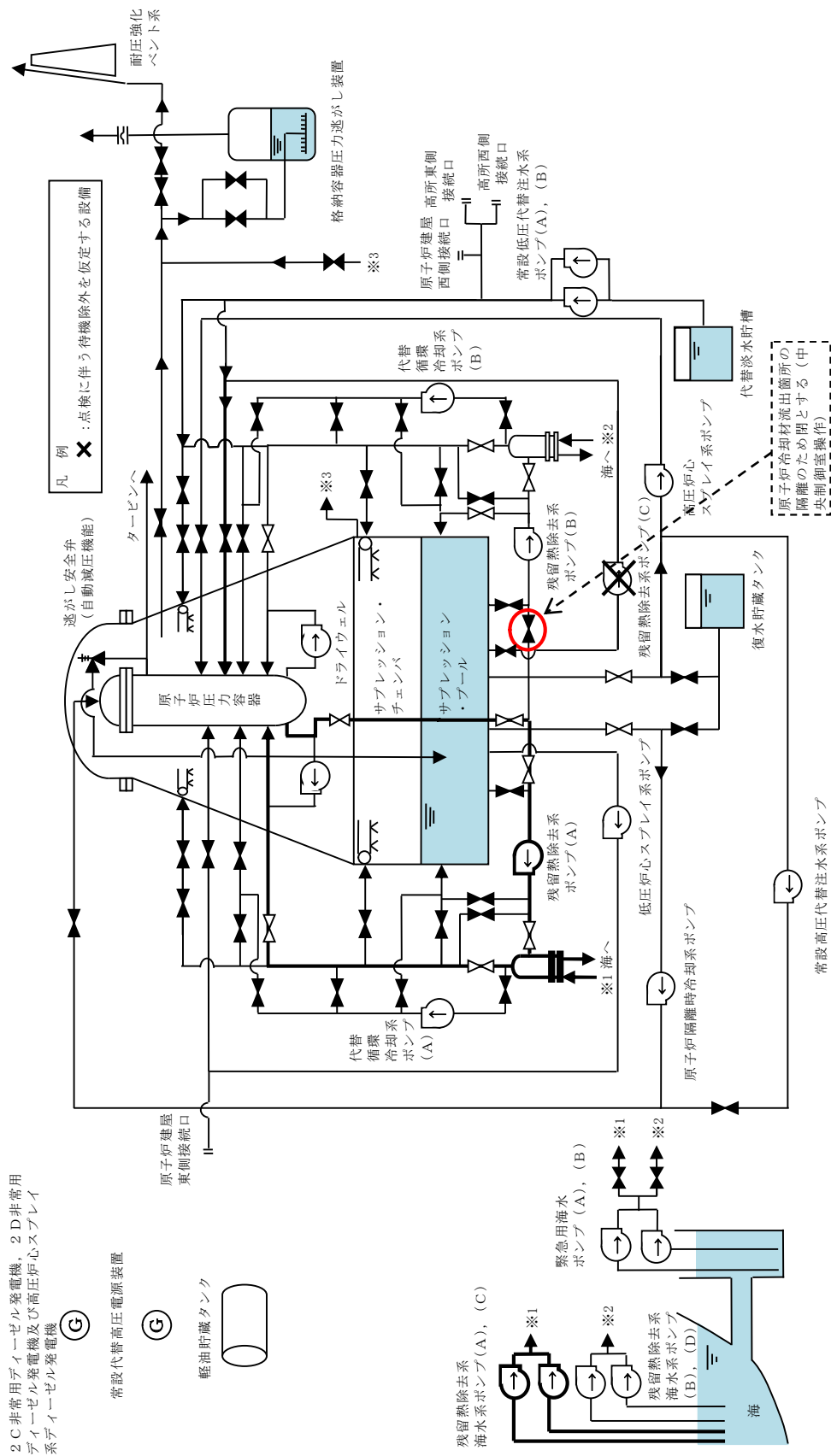
第 5.3-1 図 原子炉冷却材の流出時の重大事故対策の概略系統図 (1/3)

(原子炉冷却材の流出)



第 5.3-1 図 原子炉冷却材の流出時の重大事故対策の概略系統図 (2/3)

(残圧熱除去系 (低圧注水系))



第 5.3-1 図 原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
(原子炉冷却材流出箇所の隔離及び残留熱除去系 (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
- ・原子炉水位は通常運転水位

運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の
停止操作

切替後に運転する残留熱除去系の
原子炉停止時冷却系への系統構成操作

切替後に運転する残留熱除去系
（原子炉停止時冷却系）の起動操作

切替後に運転する残留熱除去系ポンプ起動時に、ミニ
マムフローラインからサブプレッション・チェンバへ原
子炉冷却材が流出することで原子炉水位低下が開始※1

（解析上の時刻）
（0秒）

原子炉冷却材流出の確認※2

（約1時間）

待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による
原子炉注水操作※3

（2時間）

原子炉水位回復確認※5

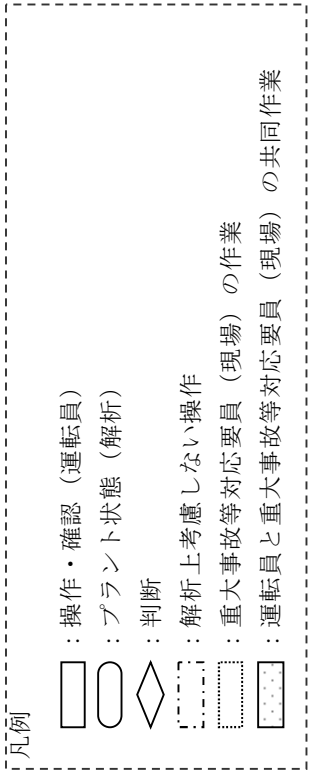
（約2.1時間）

原子炉冷却材流出箇所の隔離操作※6

サブプレッション・チェンバへの原子炉冷却材
流出停止により，原子炉水位の低下停止

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※7

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除
熱を継続する。また，原子炉冷却材流出箇所の変更
に努める。



停止した残留熱除去系の低圧注水系への
系統構成操作

作業員への退避指示※4

待機中の残留熱除去系（低圧注水系）以外による原子炉注水操作

- ・高圧炉心スプレイス系による原子炉注水操作
- ・低圧炉心スプレイス系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低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作
- ・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による原子炉注水操作
- ・代替循環冷却系による原子炉注水操作
- ・消火系による原子炉注水操作
- ・補給水系による原子炉注水操作

I

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）
以外による原子炉除熱操作

- ・緊急用海水系又は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）による原子炉除熱操作
- ・原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱操作

II

【有効性評価の対象としていないが他に取捨得る手段】

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

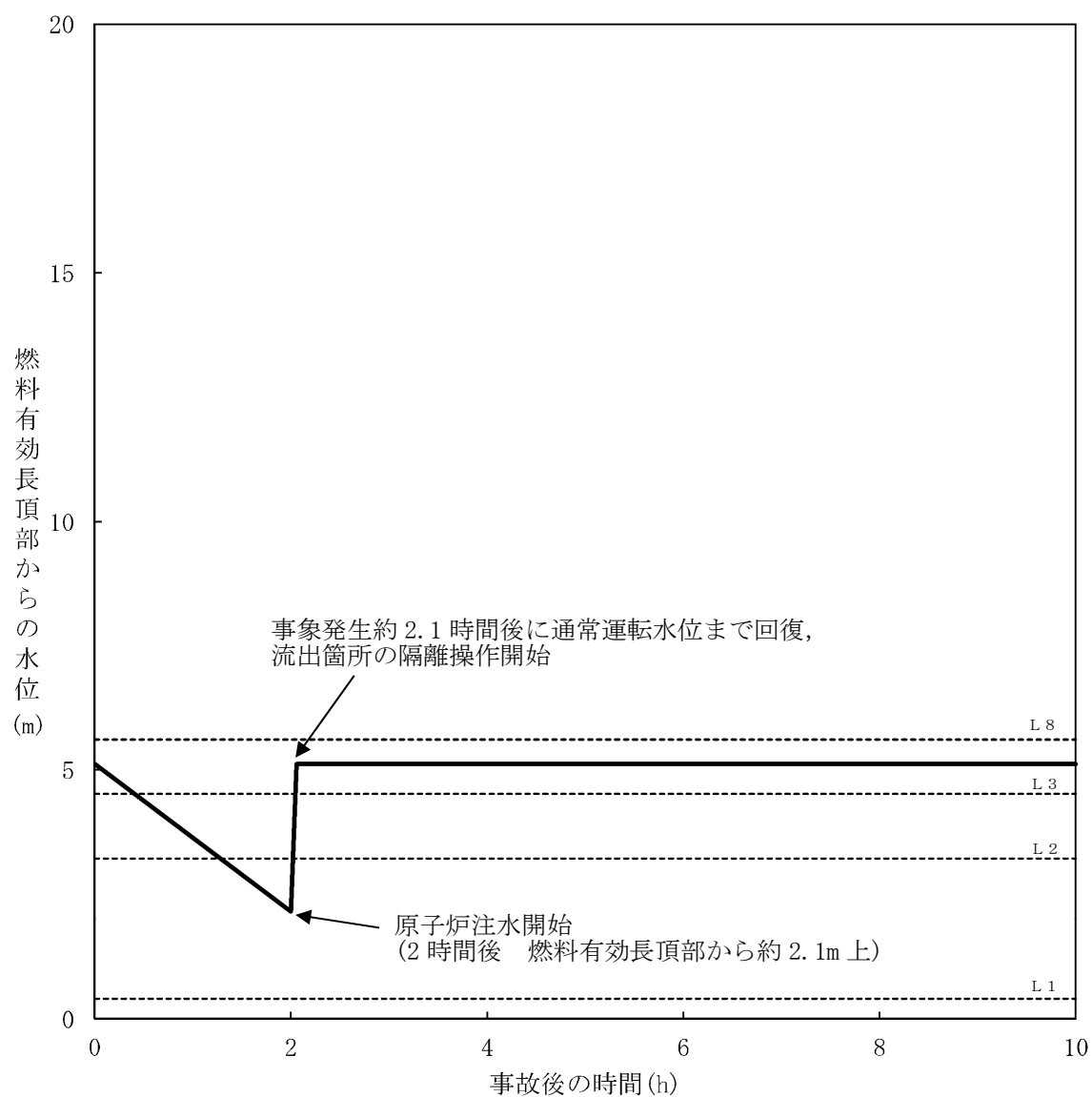
緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱も実施可能である。
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することとは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる、代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱，及び原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱も実施可能である。

- ※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・チェンバへ流出することを想定する（原子炉冷却材の流出量は $45\text{m}^3/\text{h}$ ，原子炉水位の低下速度は約 $1.5\text{m}/\text{h}$ ）。
- ※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現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，当直発電長の送受話器（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），原子炉水位（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。

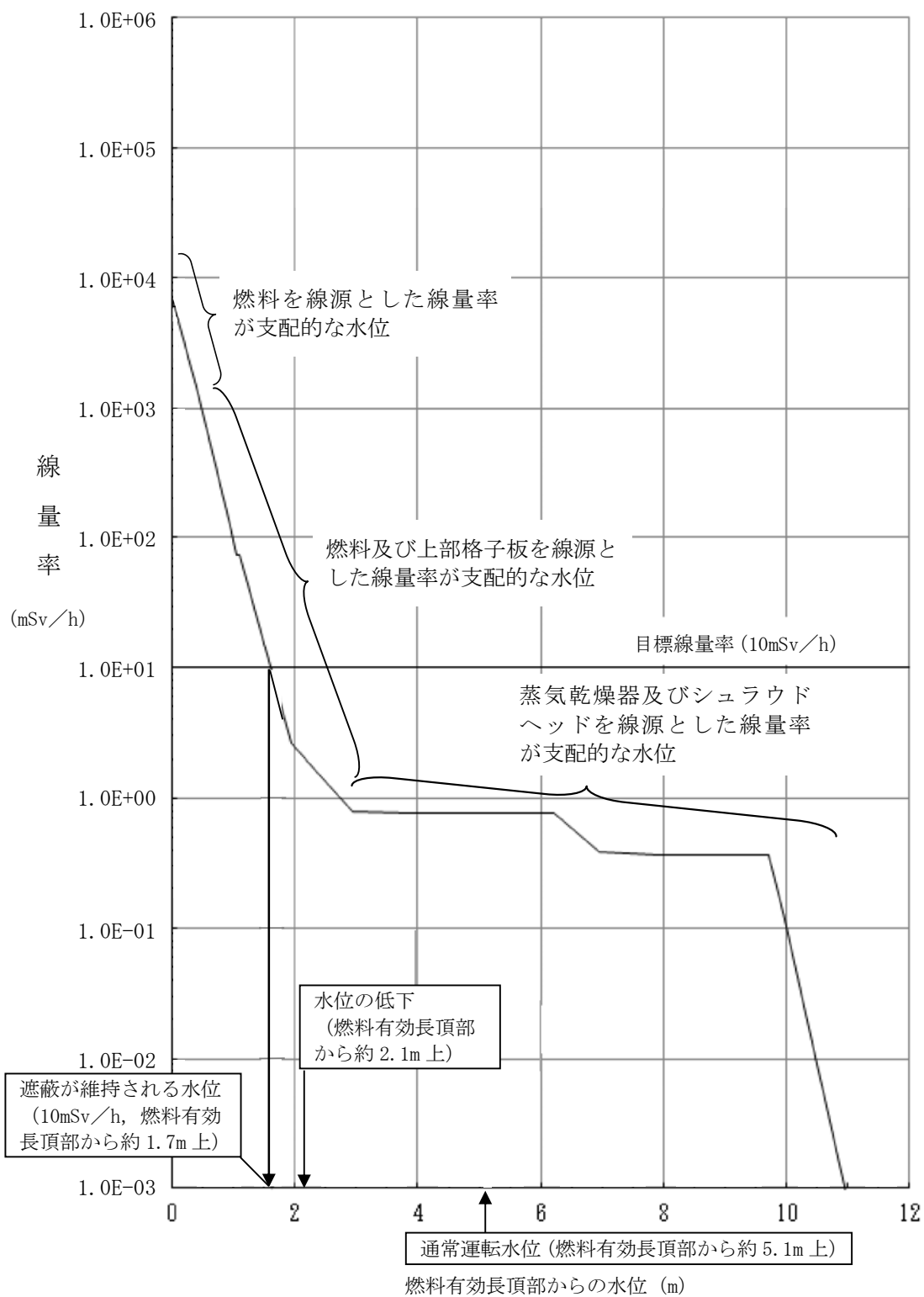
第 5.3-2 図 事故シナケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要

運転停止中 原子炉冷却材の流出												
					経過時間（時間）						備 考	
					-1	0	1	2	3	4		
操作項目	実施箇所・必要要員数			操作の内容	▽ 事象発生 ▽ 約1時間 原子炉水位の低下を確認 ▽ 2時間 待機側の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水開始 ▽ 約2.1時間 原子炉水位回復，原子炉冷却材流出の原因調査／隔離操作開始							
	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	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）									
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替操作	—	2人 B, C	—	●運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止操作（現場）	45 分					残留熱除去系（A）		
	1人 A	—	—	●運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止操作（中央制御室）	9 分							
	【1人】 A	—	—	●切替後に運転する残留熱除去系の原子炉停止時冷却系への系統構成操作及び起動操作	20 分						残留熱除去系（B）	
	—	【2人】 B, C	—	●停止した残留熱除去系の低圧注水系への系統構成（現場）	45 分						残留熱除去系（A）	
	【1人】 A	—	—	●停止した残留熱除去系の低圧注水系への系統構成操作（中央制御室）	7 分							
状況判断	【1人】 A	—	—	●原子炉冷却材流出の確認	10 分					残留熱除去系（B）		
作業員への退避指示	—	—	—	●当直発電長による作業員への退避指示	60 分以内に退避完了					解析上考慮しない 中央制御室で当直発電長が指示する		
待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作	【1人】 A	—	—	●原子炉水位，温度監視	適宜監視					残留熱除去系（A）		
	【1人】 A	—	—	●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作 ●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水の流量調整操作	5 分							
原子炉冷却材流出箇所の隔離操作	【1人】 A	—	—	●原子炉冷却材流出の原因調査，隔離操作，残留熱除去系ポンプの停止操作	原因調査後，隔離操作，及び残留熱除去系ポンプの停止を実施							
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	【1人】 A	—	—	●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱の起動準備操作	隔離操作及び残留熱除去系ポンプの停止を実施後に，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の起動を実施				残留熱除去系（A）			
	【1人】 A	—	—	●残留熱除去系海水系の起動操作								
	—	【2人】 B, C	—	●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱の起動操作								
	【1人】 A	—	—	●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱状態の監視								
必要要員合計	1人 A	2人 B, C	0人									

第 5.3-3 図 原子炉冷却材の流出時の作業と所要時間



第 5.3-4 図 原子炉冷却材の流出における原子炉水位の変化
(燃料有効長頂部からの水位)



第5.1-5図 原子炉水位と線量率

第 5.3-1 表 原子炉冷却材の流出における重大事故等対策について

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
原子炉冷却材の流出の確認	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プレッション・プールの水位の上昇を確認する。	—	—	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) サプレッション・プール水位 *
作業員への退避指示	当直発電長は、原子炉冷却材の流出を確認後、中央制御室から送受話器 (ページング) により現場作業員への退避指示を行う。	—	—	—
待機中の残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水操作	原子炉冷却材の流出により低下した原子炉水位を回復するため、中央制御室からの遠隔操作により待機中の残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水を実施する。これにより、原子炉水位は回復する。	残留熱除去系 (低圧注水系) * サプレッション・チェンバ*	—	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) 残留熱除去系系統流量 *
原子炉冷却材流出箇所の隔離操作	原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から原子炉冷却材が流出している箇所の隔離を行うことで、原子炉冷却材の流出が停止することを確認する。	—	—	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)
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	待機中の残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉水位回復後、中央制御室及び現場にて残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) への切替操作を実施し、原子炉除熱を行う。	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) *	—	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) 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 * 残留熱除去系海水系系統流量 *

：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 5.3－2 表 主要評価条件（原子炉冷却材の流出）（1／2）

項 目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	原子炉水位が遮蔽水位に到達するまでの時間余裕の観点から最も厳しくなる、原子炉圧力容器が未開放、かつ原子炉水位が通常水位の状態を想定
	原子炉の初期水位	通常運転水位 (燃料有効長頂部から約 5.1m上)	
	原子炉の初期水温	52℃	
	原子炉の初期圧力	大気圧	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計値を設定
	原子炉冷却材のサブプレッ ション・チェンバへの流出流量	45m ³ /h	原子炉の運転停止1日後の実績を設定
事故条件	崩壊熱による原子炉水温の 上昇及び蒸発	原子炉水温の上昇及び蒸発 は発生しない	残留熱除去系のミニマムフローラインの設計、及び原子炉の保有水と残留熱除去系ポンプの水頭圧差から設定
			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いる。このため、崩壊熱除去機能は喪失しないことから、原子炉水温の上昇及び蒸発は発生しない。
	外部電源	外部電源あり	原子炉冷却材の流出の観点で厳しい外部電源ありを設定

第 5.3－2 表 主要評価条件（原子炉冷却材の流出）（2／2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉への注水量	1,605m ³ /h	残留熱除去系（低圧注水系）の設計値を設定
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱量	熱交換器 1 基当たり約 43MW （原子炉冷却材温度 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（原子炉停止時冷却系）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
重大事故等対策に関連する操作条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作	事象発生から 2 時間後	事象の認知及び操作の時間を基に、更に時間余裕を考慮して設定
	原子炉冷却材流出箇所の隔離操作	—	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り、十分な時間余裕がある。
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱		

原子炉圧力容器開放時における運転停止中の線量率評価について

1. はじめに

運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価の評価項目として、「放射線遮蔽が維持される水位を確保すること」がある。

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失、全交流動力電源喪失及び原子炉冷却材の流出においては、原子炉圧力容器未開放時を想定しており、必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕は、注水開始までの時間に対して十分な余裕があることを確認している。

(添付資料5.1.7)

運転停止中の原子炉冷却材の流出の事故シーケンスでは、崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失に比べて原子炉圧力容器内の保有水量の減少が大きく、点検などに係る原子炉冷却材の流出は原子炉圧力容器開放状態にて発生することも考えられるため、ここでは、原子炉圧力容器開放状態を対象に線量率の評価を行う。なお、本評価においては、線量率を厳しく評価するため、上部格子板、シュラウドヘッド及び蒸気乾燥器を放射線源として考慮しているが、これらの構造物による遮蔽には期待しない保守的な評価条件とした。

2. 炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度

放射線源として燃料、上部格子板、シュラウドヘッド及び蒸気乾燥器をモデル化した。

(1) 炉心燃料

計算条件を以下に示す。

○線源形状：燃料集合体の全てに燃料がある状態

○燃料有効長：約3.7m

○ γ 線エネルギー：計算に使用する γ 線は、エネルギー5群とする。

○ 線源材質：燃料及び水（密度 g/cm³）

○ 線源条件：文献値※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。

$$\text{線源強度 (d. cm}^{-2}\text{ s}^{-1}\text{)} = \frac{\text{エネルギー (MeV)} \times \text{燃料集合体体積 (cm}^3\text{)}}{\text{燃料集合体体積 (cm}^3\text{)} \times \text{燃料集合体当たりの熱出力 (MW)}} \dots \textcircled{1}$$

このときの線源条件は以下となる。なお、使用している文献値
は、燃料照射期間10⁶時間（約114年）と、東海第二発電所の実績
を包絡した条件で評価されており、東海第二発電所に関する本評
価においても適用可能である。

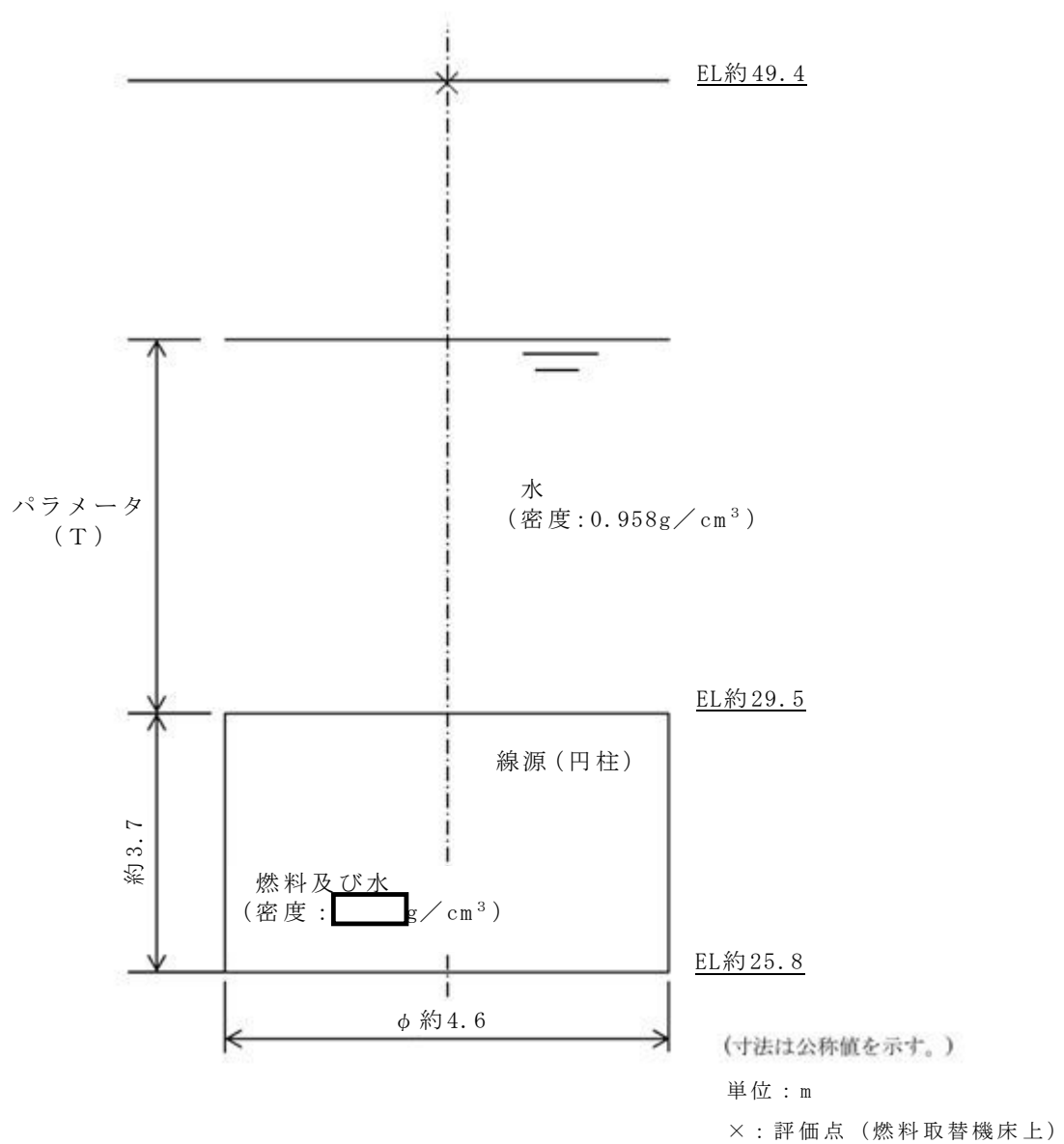
- ・ 燃料照射期間：10⁶時間
- ・ 運転停止後の期間：運転停止後3日※²（実績を考慮して設定）
- ・ 燃料集合体当たりの熱出力：4.31MW／体（9×9燃料（A型））
- ・ 燃料集合体体積：7.2E+04cm³（9×9燃料（A型））

※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 運転停止後の期間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計算条件となっている。

○ 計算モデル：円柱線源

線量率計算モデルを第1図に示す。また、計算により求めた
線源強度を第1表に示す。



第1図 燃料の水深と線量率の計算モデル

第1表 燃料の線源強度

エネルギー (MeV)	線源強度 ($\gamma \cdot \text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1.0	6.0E+11
2.0	1.1E+11
3.0	2.0E+09
4.0	3.0E+07

(2) 上部格子板

計算条件を以下に示す。

○線源形状：円柱線源としてモデル化

○線源の高さ：約0.4m

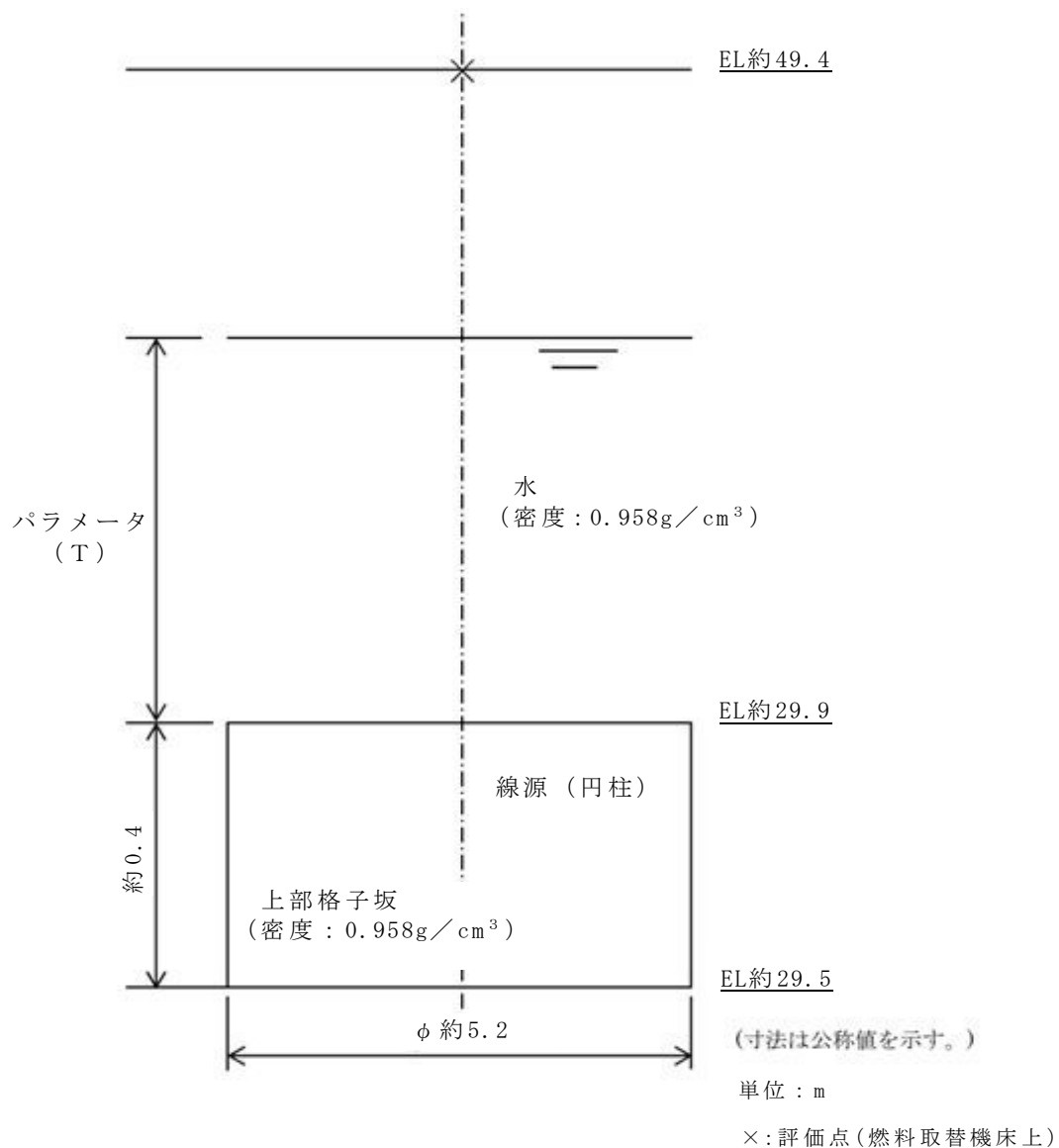
○ γ 線エネルギー：計算に使用する γ 線は、主要核種 Co-60 を想定して1.5MeVとする。

○線源材質：水と同等（密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ ※）

※ 52℃から100℃までの飽和水の密度のうち、最小となる100℃の値を使用。

○線源強度：機器表面の実測値（Sv/h）より $7.3\text{E}+09\text{Bq}/\text{cm}^3$ と算出した。

線量率計算モデルを第2図に示す。



第2図 上部格子板の水深と線量率の計算モデル

(3) シュラウドヘッド※¹

計算条件を以下に示す。

○線源形状：円柱線源としてモデル化

○線源の高さ：約5.2m

○ γ 線エネルギー：計算に使用する γ 線は、主要核種 Co-60 を想定して1.5MeVとする。

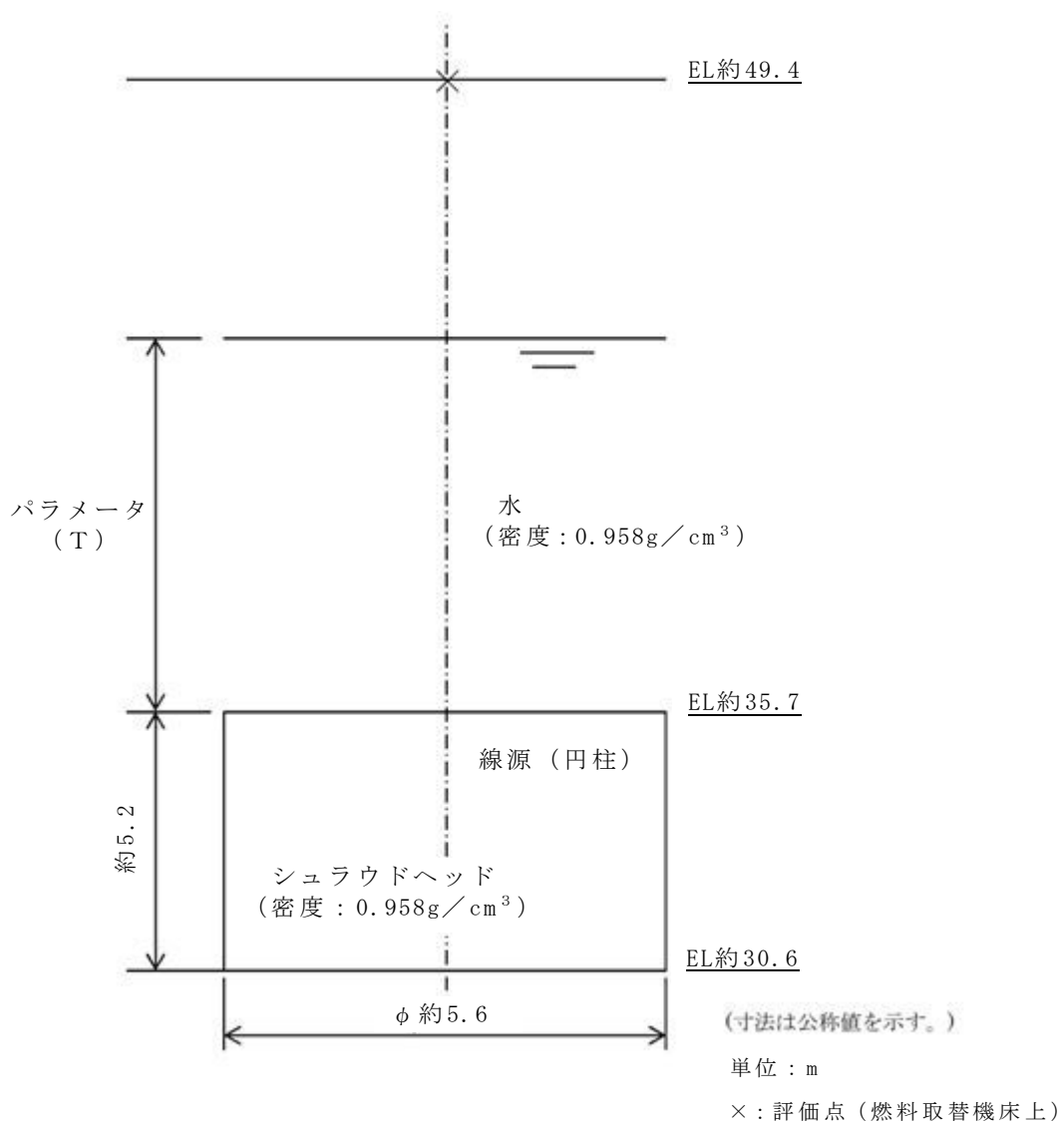
○線源材質：水と同等（密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ ※²）

○線源強度：機器表面の実測値（ $\square$ Sv/h）より $6.7\text{E}+05\text{Bq}/\text{cm}^3$ と算出した。

線量率計算モデルを第3図に示す。

※1 シュラウドヘッドの線量率の計算モデルでは、気水分離器を線源に含めたモデルとしており、機器表面の実測値についても気水分離器からの寄与を含んでいる。

※2 52℃から100℃までの飽和水の密度のうち、最小となる100℃の値を使用。



第3図 シュラウドヘッドの水深と線量率の計算モデル

(4) 蒸気乾燥器

計算条件を以下に示す。

○線源形状：円筒線源としてモデル化

○線源の高さ：約5.5m

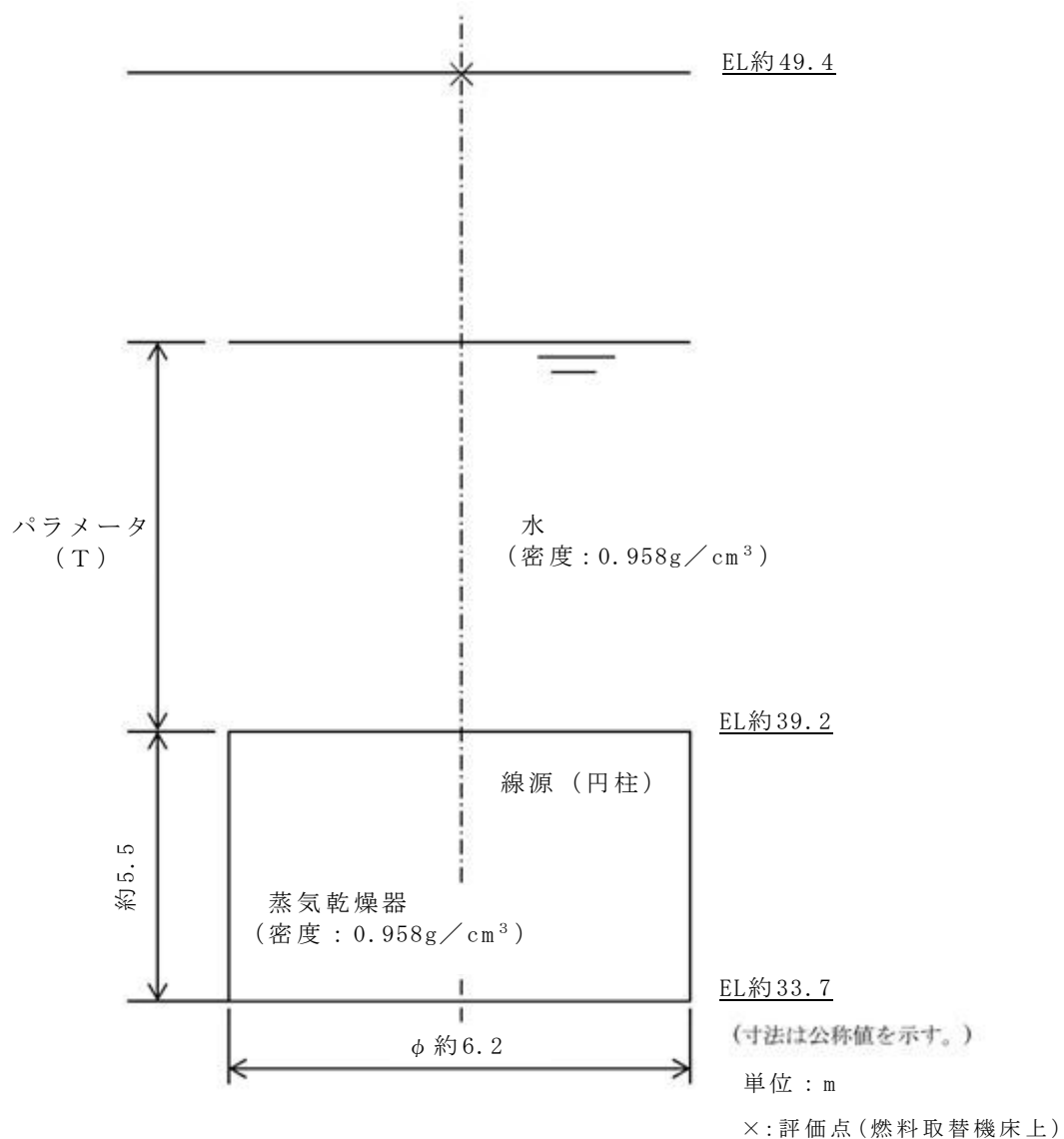
○ γ 線エネルギー：計算に使用する γ 線は、主要核種 Co-60 を想定して1.5MeVとする。

○線源材質：水と同等（密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ ）

※ 52℃から100℃までの飽和水の密度のうち、最小となる100℃の値を使用。

○線源強度：機器表面の実測値（Sv/h）より $2.7\text{E}+05\text{Bq}/\text{cm}^3$ と算出した。

線量率計算モデルを第4図に示す。



第4図 蒸気乾燥器の水深と線量率の計算モデル

3. 線量率

線量率は、「添付資料4.1.2 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」と同様にQAD-CGGP2Rコード (Ver1.04) を用いて計算している。

4. 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、保守的に燃料取替機床上とした。なお、評価では第1図～第4図の線量率計算モデルに示すように原子炉ウェ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

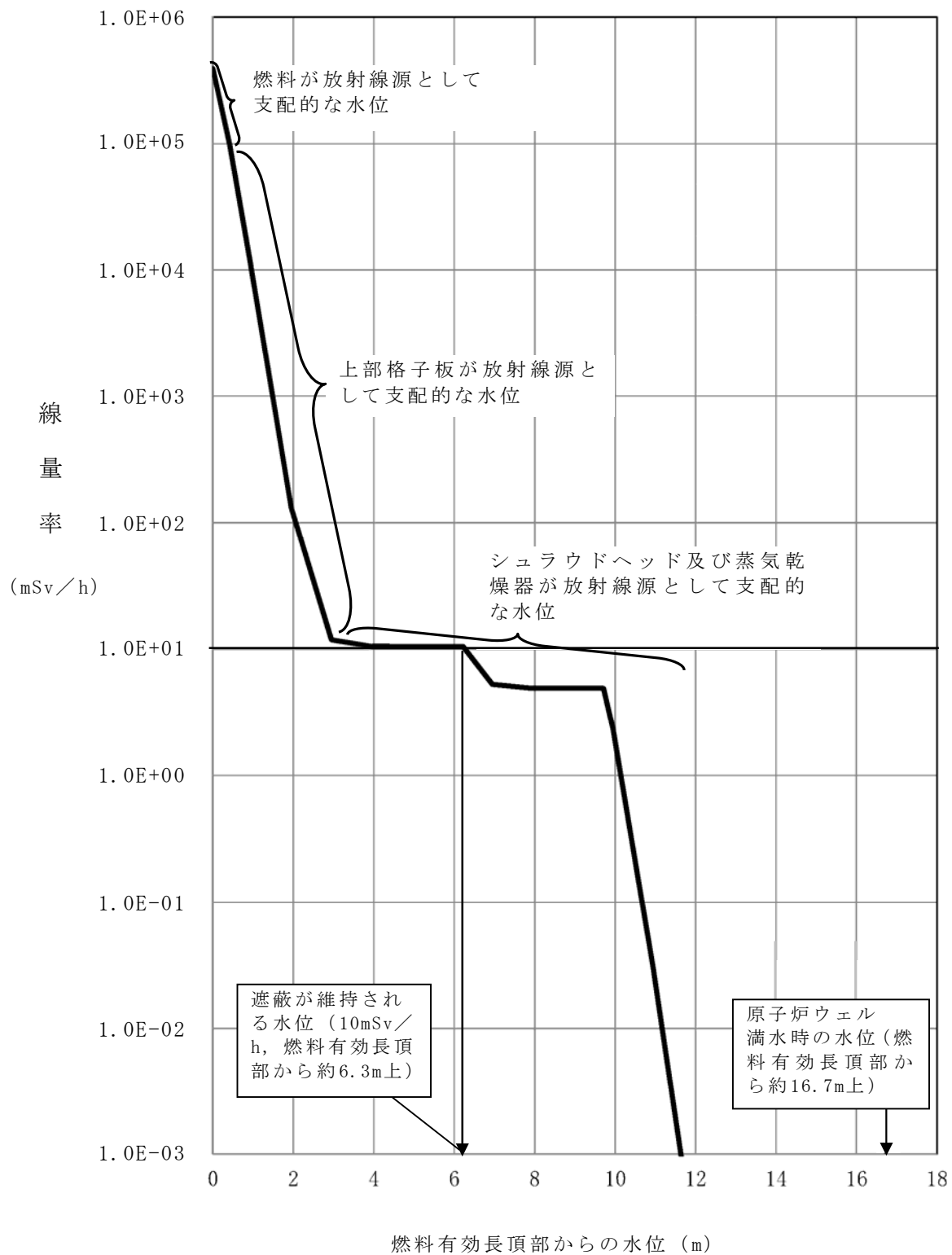
運転停止中の崩壊熱除去機能喪失、全交流動力電源喪失及び原子炉冷却材の流出では、評価点とした燃料取替機床上がある原子炉建屋6階での操作は不要であり、仮に事象発生時に作業員が原子炉建屋最上階で施設定期検査による作業を実施している場合であっても、退避警報による事象認知後に速やかに退避するため、水位低下後に長時間作業することはない。

放射線の遮蔽を維持するために必要な水位※は第5図より、燃料有効長頂部から約6.3m上となり、原子炉ウェル満水時の水位から約10.4m低下した水位である。

※ 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。

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 ）よりも高い線量率である。



第5図 原子炉水位と線量率

「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

1. 本評価におけるプラント状態の決定

運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価、原子炉冷却材の流出の重要事故シーケンスの評価では、次章に示すとおり、施設定期検査中に実施する作業等を確認し、原子炉冷却材の流出が生じ得る作業を抽出した後、各々の作業を比較して重要事故シーケンスとする作業を選定した。施設定期検査中に各作業が実施される時期はおおむね決まっているため、評価対象とするPOSを、選ぶうるPOSの比較により選定した。

2. 原子炉冷却材の流出評価の対象とした作業等

重要事故シーケンスの選定に当たり、施設定期検査中に原子炉冷却材流出が想定され得るとして抽出した作業等は次の4つである。この4つの作業等から、本評価ではRHR切替を選定した。選定の理由は、燃料損傷までの時間余裕が短いこと※、及び停止時PRAの結果から炉心損傷頻度が最も高く、代表性が高いことによるものである。

- ・ RHR切替
- ・ CUWブロー
- ・ CRD点検
- ・ LPRM点検

※ RHR切替時のLOCAによる流出は他の冷却材流出事象と比べて燃料損傷までの時間余裕が短い

< R H R 切替時の L O C A 発生時の流出量の算出 >

(1) 評価条件

- a. ミニマムフローラインオリフィス仕様
 - ・オリフィス設計流量 $56.8\text{m}^3/\text{h}$
 - ・オリフィス設計差圧 198.1m
- b. 原子炉圧力 大気圧状態
- c. R H R ポンプと原子炉水との水頭差 (R H R ポンプレベル : E. L 約 -3.4m)
 - ・通常水位 38.1m (E. L. 約 34.6m ~ E. L. 約 -3.4m)
 - ・原子炉ウェル満水 49.6m (E. L. 約 46.2m ~ E. L. 約 -3.4m)
- d. 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の運転中にミニマムフロー弁が全開となった場合のオリフィス差圧 = ポンプ出口圧力 = ポンプ揚程 (85.3m) + 水頭差
 - ・通常水位 123.4m (E. L. 約 34.6m ~ E. L. 約 -3.4m)
 - ・原子炉ウェル満水 134.9m (E. L. 約 46.1m ~ E. L. 約 -3.4m)

(2) 評価式

オリフィス差圧は流量比の二乗に比例するとして評価。

$$\Delta P = 198.1 \times (Q / 56.8)^2$$

$$Q = 56.8 \times \sqrt{(\Delta P / 198.1)}$$

ΔP : オリフィス差圧

Q : オリフィス差圧が ΔP の際の流量 (m^3/h)

(3) 評価結果

- ・通常水位 : $45\text{m}^3/\text{h}$
- ・ウェル満水 : $47\text{m}^3/\text{h}$

3. POSを選定する上で考慮した点

残留熱除去系は、通常2系統あるうち1系統を用いて崩壊熱除去を実施しており、POS-AからPOS-Dの期間において、作業や点検等に伴い運転号機の切替を実施する場合がある。これらのPOSより、以下の点を考慮してPOSの選定を行った。

(1) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発

崩壊熱による原子炉冷却材の減少を厳しく評価する観点では、原子炉停止後の時間が短いPOSの方が適切である。ただし、本重要事故シーケンスでは崩壊熱除去機能が喪失しないため、崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発は発生しないことから、崩壊熱の違いによる時間余裕への影響はない。

(2) 原子炉圧力容器内の保有水量

原子炉圧力容器内の保有水量の観点では、原子炉ウェル満水の状態が最も余裕があり、原子炉圧力容器が通常運転水位に近いほど厳しい条件となる。原子炉ウェル満水時における遮蔽維持水位到達までの時間余裕は約18.4時間であるのに対して通常運転水位における遮蔽維持水位到達までの時間余裕は約2.3時間である。

(3) 事象発生時の認知性

事象発生時の認知性の観点では、時間余裕が短い、すなわち保有水量が少ないPOSの方が適切である。なお、原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合、原子炉水位の低下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、有効性評価ではこれらに期待しないことで認知性をより厳しく扱った。

(4) 原子炉水位低下時の作業環境

原子炉水位低下時の作業環境への影響の観点では、原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合、原子炉水位が燃料有効長頂部から約 1.7m 上に低下するまでは原子炉圧力容器の上蓋等により遮蔽される。一方、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合は、原子炉水位が燃料有効長頂部から約 6.3m 上に低下するまでは原子炉ウエルの水により遮蔽される。

いずれの場合においても、遮蔽が維持される下限水位到達までに注水することが可能であり、遮蔽が維持されることから、作業環境に与える影響はない。

4. POS の選定結果と考察

重要事故シーケンスとして選定した RHR 切替時の LOCA のプラント状態は、RHR 切替を実施する場合がある POS-A から POS-D のうち、時間余裕の観点で厳しい原子炉水位が通常運転水位である POS-A, C, D を選定した。また、他の POS の評価が、POS-A, C, D の RHR 切替時の LOCA の評価に包絡されることを第 2 表で確認した。

第 1 表 燃料損傷までの余裕時間

事故シナリオ	POS	原子炉水位	燃料損傷に至るまでの保有水量 (m ³) ※1	冷却材流出流量 (m ³ /h)	燃料損傷までの余裕時間 (h)
RHR切替時のLOCA	B	原子炉ウエル満水	1,055	47	22.7
C UWブロー時のLOCA	A, C, D	通常水位	156	45	3.5
CRD点検時のLOCA	C, D	通常水位※2	156	45	3.5
LPRM点検時のLOCA	B	原子炉ウエル満水	1,055	204	5.5
	B	原子炉ウエル満水	1,055	93	12.1

※1 原子炉ウエル満水状態における保有水量は、原子炉側の水量を考慮（プールゲートが閉止状態であることを想定し、使用済燃料プールの保有水量を含めない。）。

※2 C UWブローは原子炉水位が通常水位より高い状態において、原子炉冷却材を放射性廃棄物処理施設等へブローすることにより、原子炉水位を通常水位とするための操作である。C UWブロー時のLOCAは、原子炉水位が通常水位に到達した際にC UWブローの停止操作に失敗することにより原子炉冷却材の流出が継続し、燃料損傷に至る事故シナリオであるため、燃料損傷に至るまでの余裕時間は原子炉水位が通常水位の場合の保有水量を用いて評価している。

第2表 各プラント状態における評価項目に対する影響（原子炉冷却材の流出）

	プラント状態 (POS)	包蔵事象	重大事故等対応設備等	燃料有効長 頂部の冠水	原子炉圧力容器設置の 開閉状態	運転停止中の評価項目 放射線の遮蔽が維持できる 水位の確保	未境界の確保
S	原子炉冷却停止への移行状態	POS-Sにおいては、冷却材送出事象の原因となる作業や操作を実施しないため、対象外	・残留熱除去系-A, B, C ・高圧炉心スプレЕЙ系 ・低圧炉心スプレЕЙ系 (常設) ・可動型代替注水系(可動型)ポンプを用いた低圧代替注水系	POS-Sにおいては、冷却材送出事象の原因となる作業や操作を実施しないため、対象外	未開放	POS-Sにおいては、冷却材送出事象の原因となる作業や操作を実施しないため、対象外	POS-Sにおいては、冷却材送出事象の原因となる作業や操作を実施しないため、対象外
A	PCV/RPV開放への移行状態	-	・残留熱除去系-A, B ・高圧炉心スプレЕЙ系 ・低圧炉心スプレЕЙ系 ・可動型代替注水系(可動型)ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) ・可動型代替注水系(可動型)ポンプを用いた低圧代替注水系 (可動型)	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している	未開放	有効性評価において評価項目を満足することを確認している (原子炉圧力容器は未開放状態であり、原子炉圧力容器は、蒸気発生機、シュラウドヘッドの遮蔽にも期待できることから、必要な遮蔽は確保される) (添付資料5.1.7)	有効性評価において評価項目を満足することを確認している (原子炉圧力容器は未開放状態であり、原子炉圧力容器は、蒸気発生機、シュラウドヘッドの遮蔽にも期待できることから、必要な遮蔽は確保される) (添付資料5.1.7)
B1			・残留熱除去系-A ・常設低圧代替注水系(可動型)ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) ・可動型代替注水系(可動型)ポンプを用いた低圧代替注水系 (可動型)				
B2			・残留熱除去系-B ・常設低圧代替注水系(可動型)ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) ・可動型代替注水系(可動型)ポンプを用いた低圧代替注水系 (可動型) ・可動型代替注水系(可動型)ポンプを用いた低圧代替注水系 (可動型)				
B3			・残留熱除去系-B ・常設低圧代替注水系(可動型)ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) ・可動型代替注水系(可動型)ポンプを用いた低圧代替注水系 (可動型) ・可動型代替注水系(可動型)ポンプを用いた低圧代替注水系 (可動型)				
B4	原子炉ウエル浸水状態 (原子炉ウエル水抜き開始まで)	冷却材送出事象の原因となる作業として「PRH切替」「CRD点検」及び「TLPRM点検」が考えられるが、有効性評価でのPOS-Aの想定に比べて、原子炉圧力容器が開放状態の場合原子炉水位が高く、燃料損傷に至るまでの時間が長い。また「添付資料5.4」評価条件の不確かさに基づいて「3.4」評価項目に包蔵される	・残留熱除去系-A, B ・高圧炉心スプレЕЙ系 ・低圧炉心スプレЕЙ系 ・可動型代替注水系(可動型)ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) ・可動型代替注水系(可動型)ポンプを用いた低圧代替注水系 (可動型) ・可動型代替注水系(可動型)ポンプを用いた低圧代替注水系 (可動型)	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している	開放	有効性評価において評価項目を満足することを確認している (原子炉圧力容器は未開放状態であり、原子炉圧力容器は、蒸気発生機、シュラウドヘッドの遮蔽にも期待できることから、必要な遮蔽は確保される) (添付資料5.1.7)	有効性評価において評価項目を満足することを確認している (原子炉圧力容器は未開放状態であり、原子炉圧力容器は、蒸気発生機、シュラウドヘッドの遮蔽にも期待できることから、必要な遮蔽は確保される) (添付資料5.1.7)
B5			・残留熱除去系-A ・高圧炉心スプレЕЙ系 ・低圧炉心スプレЕЙ系 ・可動型代替注水系(可動型)ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) ・可動型代替注水系(可動型)ポンプを用いた低圧代替注水系 (可動型) ・可動型代替注水系(可動型)ポンプを用いた低圧代替注水系 (可動型)				
B6			・残留熱除去系-A, B, C ・高圧炉心スプレЕЙ系 ・低圧炉心スプレЕЙ系 ・可動型代替注水系(可動型)ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) ・可動型代替注水系(可動型)ポンプを用いた低圧代替注水系 (可動型) ・可動型代替注水系(可動型)ポンプを用いた低圧代替注水系 (可動型)				
C1			・残留熱除去系-A, B, C ・高圧炉心スプレЕЙ系 ・低圧炉心スプレЕЙ系 ・可動型代替注水系(可動型)ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) ・可動型代替注水系(可動型)ポンプを用いた低圧代替注水系 (可動型) ・可動型代替注水系(可動型)ポンプを用いた低圧代替注水系 (可動型)				
C2	PCV/RPVの閉鎖への移行状態	-	・残留熱除去系-B, C ・高圧炉心スプレЕЙ系 ・低圧炉心スプレЕЙ系 ・可動型代替注水系(可動型)ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) ・可動型代替注水系(可動型)ポンプを用いた低圧代替注水系 (可動型)	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している	未開放	有効性評価において評価項目を満足することを確認している (原子炉圧力容器は未開放状態であり、原子炉圧力容器は、蒸気発生機、シュラウドヘッドの遮蔽にも期待できることから、必要な遮蔽は確保される) (添付資料5.1.7)	有効性評価において評価項目を満足することを確認している (原子炉圧力容器は未開放状態であり、原子炉圧力容器は、蒸気発生機、シュラウドヘッドの遮蔽にも期待できることから、必要な遮蔽は確保される) (添付資料5.1.7)
D	起動準備状態		・残留熱除去系-A, B, C ・高圧炉心スプレЕЙ系 ・低圧炉心スプレЕЙ系 ・可動型代替注水系(可動型)ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) ・可動型代替注水系(可動型)ポンプを用いた低圧代替注水系 (可動型)		未開放		

安定停止状態について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）

運転停止中の原子炉冷却材の流出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及び原子炉冷却材の流出の停止により，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，安定停止状態が確立されたものとする。

【安定停止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

事象発生直後から原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが，事象発生から 2 時間後に残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行うことで原子炉水位が回復する。その後，原子炉冷却材の流出を停止させ，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替えて原子炉除熱を実施することで，冷温停止状態を維持することができ，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 2.1.2 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 原子炉冷却材の流出）

第 1 表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の運転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 原子炉冷却材の流出）（1/2）

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	原子炉の初期水位及び原子炉圧力容器の状態	通常運転水位及び原子炉圧力容器未開放	事故事象毎	原子炉圧力容器が開放状態で、原子炉ウェル満水又は原子炉ウェル満水への移行期間、かつブールゲートが閉状態の場合、評価条件よりも原子炉初期水位到達までの時間余裕が長くなるが、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉への注水操作及び原子炉冷却材流出の停止操作であるため、運転員等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。 また、原子炉ウェル満水時においてブールゲートが閉状態の場合は更に時間余裕が長くなることから、評価項目となるパラメータに与える余裕は更に大きくなるが、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉への注水操作及び原子炉冷却材流出の停止操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	原子炉圧力容器が開放状態で、原子炉初期水位が原子炉ウェル満水又は原子炉ウェル満水への移行期間、かつブールゲートが閉状態の場合、評価条件よりも原子炉初期水位到達までの時間余裕が長くなるため、遮蔽水位到達までの時間余裕は約 18.4 時間と、評価条件に比べて長くなる。また、ブールゲートが閉状態の場合は更に時間余裕が長くなることから、評価項目となるパラメータに与える余裕は更に大きくなるが、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉への注水操作及び原子炉冷却材流出の停止操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉初期圧力	大気圧	原子炉停止から 1 日後の状態を想定	最確条件と評価条件が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。	評価条件と最確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。

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 原子炉冷却材の流出）（2／2）

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	不確かさ	最確条件			
事故条件	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。	—
	起因事象	RHR 切替時の冷却材流出	RHR 切替時の冷却材流出	燃料損傷までの時間を仮定が厳しい事象を仮定	最確条件と評価条件が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。	最確条件と評価条件が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。
	冷却材流出流量	45m ³ /h	約 45m ³ /h	残留熱除去系のミニマムフローラインの設計、及び原子炉の保有水と残留熱除去系ポンプの水頭圧差から設定		
	外部電源	外部電源あり	事故事象毎	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）の吸込みラインの弁が閉となり、原子炉冷却材流出が停止することから、原子炉冷却材流出の観点で厳しい外部電源ありを設定	外部電源がある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、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）の取水ラインの格納容器隔離弁が自動閉となることで原子炉冷却材流出は停止するが、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。	外部電源がある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、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）の取水ラインの格納容器隔離弁が自動閉となることで原子炉冷却材流出は停止するが、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の認知を起点とする操作であることから、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。
重大事故関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水系）の注水流量	1, 605m ³ /h	1, 605m ³ /h	残留熱除去系（低圧注水系）の設計値として設定	最確条件と評価条件が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が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。
	残留熱除去系（原子炉冷却停止時冷却系）による原子炉除熱量	熱交換器 1 基当たり約 43MW（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 43MW（原子炉冷却材温度 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	最確条件とした場合には、海水温度が評価条件と同等以上となる。約 43MW の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、約 43MW を超える場合は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（運転停止中 原子炉冷却材の流出）（1／2）

項目	評価条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件 待機中の残留熱除去系（低圧注水系）の注水操作	事象発生から 2 時間後	事象の認知及び操作の時間を基に、更に時間余裕を考慮して設定	【認知】 評価では、原子炉水位の低下及びサブプレッショ・プールの水位の上昇を、1 時間毎の中央制御室の巡視により確認すると想定している。実際は、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ブラント状態（原子炉水位等）の確認により、早期に原子炉冷却材流出を認知できる可能性がある。 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、要員配置が操作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】 残留熱除去系（低圧注水系）のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は、中央制御室内の操作盤でのスイッチによる操作であるため、容易な操作である。操作時間は 5 分を想定しており、原子炉水位の低下に対して操作に要する時間は短い。 【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。 【操作の確実さ】 中央制御室内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。	原子炉水位低下時に原子炉注水操作の必要性を認知すること は容易であり、評価では事象発生から 2 時間後の原子炉注水開始を設定しているが、実際は運転員の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時のブラント状態確認（原子炉水位等）による早期の認知に期待でき、その後速やかに原子炉注水操作を実施するため、その開始時間は早くなると考えられ、原子炉水位の回復が早くなる。また、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ところから影響はない。	原子炉注水操作開始が早くなる場合は原子炉水位低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	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約 2.3 時間、燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は約 3.5 時間であり、これに対して、原子炉冷却材の流出を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は 2 時間であることから、時間余裕がある。	所要時間を 5 分で想定しているところ、訓練実績では約 4 分である。想定で意図している運転操作時間が実施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（運転停止中 原子炉冷却材の流出）（2／2）

項目	評価条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
原子炉冷却材流出箇所の隔離操作 操作条件	—	運転操作手順等を踏まえて設定	【認知】 評価では，中央制御室の巡視により，原子炉水位低下を認知すると想定している。実際は，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プラント状態（原子炉冷却材流出）の確認により，早期に原子炉冷却材流出を認知できる可能性がある。 【要員配置】 運転員による操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 運転員による操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 残留熱除去系（低圧注水系）によって原子炉水位を維持した状態での操作となるため，十分な時間余裕がある。 【他の並列操作の有無】 原子炉水位の維持のための操作と並列した操作となるが，中央制御室での簡単な操作であるため，操作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。	—	原子炉冷却材流出の開始が早くなる可能性があるが，残留熱除去系（低圧注水系）によって原子炉水位を維持した状態での操作であり，十分な時間余裕があるため，評価項目となるパラメータに対する影響はない。	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）により原子炉水位を回復させた後に実施する操作であるため，十分な時間余裕がある。	訓練では，原子炉冷却材流出停止の操作時間（原因調査を除く）は約 11 分であることを確認した。
			—	—	—	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）により原子炉水位を回復させた後に実施する操作であるため，十分な時間余裕がある。	訓練では，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉冷却材流出は約 44 分で実施可能であることを確認した。