

女川原子力発電所 2 号炉

重大事故等対策の有効性評価について 補足説明資料

平成 31 年 2 月
東北電力株式会社

目 次

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

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

ついて

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

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

- 129 代替循環冷却系を使用した格納容器除熱の運用変更の検討について
- 130 外部水源注水量限界到達後の対応について
- 131 FFRD 現象の有効性評価への影響について
- 132 TBD シーケンスにおける燃料被覆管の水素化物の再配向による影響について
- 133 原子炉減圧実施時における原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系の注水方法の設定について
- 134 原子炉停止機能喪失シナリオ 継続的に原子炉給水を行うとした評価の妥当性について
- 135 原子炉圧力容器破損前の格納容器スプレイの検討について
- 136 コリウムシールドの材料選定の考え方について
- 137 溶融炉心の落下位置等の知見を踏まえた溶融炉心の堆積高さ評価について
- 138 解析コードにおける重要現象の不確かさに係る整理表
- 139 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」及び「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」における代替循環冷却系への切替え操作について
- 140 ジルコニウム（Zr）－水反応時の炉心損傷状態について
- 141 格納容器内での無機よう素の沈着効果について
- 142 ベント経路による実効線量の差異要因について
- 143 水蒸気爆発実験と実プラントの水蒸気爆発評価におけるエネルギー変換効率の比較について
- 144 L O C A 時注水機能喪失における崩壊熱除去機能喪失の想定について
- 145 格納容器下部水位とドライウェル水位計の関係について
- 146 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」で想定される評価事故シーケンスにおいて原子炉注水を考慮しない場合の影響について
- 147 全交流動力電源喪失を想定した場合における代替循環冷却系による初期水張りについて
- 148 サプレッションプール等水位上昇時の計装設備への影響について
- 149 MAAP コードによる原子力圧力容器内平均温度評価について
- 150 Fragmentation による微細な燃料片の発生可能性について

下線部：本日提示資料

1. 有効性評価における先行プラントとの主要な相違点について

有効性評価における条件設定について、柏崎刈羽6, 7号炉及び東海第二発電所との主要な相違点について、以下に示す。

1. 1 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

(1) 高圧・低圧注水機能喪失

項目	女川	柏崎	東海	理由
解析コード	SAFER・CHASTE /MAAP	SAFER・CHASTE /MAAP	SAFER/MAAP	女川2号においては、燃料被覆管の最高温度が高くなるため、輻射による影響が詳細に考慮されるCHASTEコードを使用し、評価結果を提示している。
事故条件	外部電源	外部電源あり	外部電源あり	相違点はない。
機器条件	逃がし安全弁 (原子炉圧力 制御時)	逃がし弁機能	安全弁機能	女川2号においては、逃がし安全弁の逃がし弁機能による原子炉圧力制御に期待している。
操作条件	原子炉格納容 器フイルタベ ント系等	第一弁全開	格納容器二次隔 離弁70%開度	運用の違い。 女川2号においては、格納容器ベント実施時には原子炉格納容器フイルタベント系の第一弁を全開する運用としている。
操作条件	逃がし安全弁 による原子炉 急速減圧操作	事象発生から約 25 分後	事象発生から 25 分後	設定時間は異なるものの、操作時間の積み上げに基づき設定している という点では相違点はない。

(2) 高圧注水・減圧機能喪失

項目		女川	柏崎	東海	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
事故条件	外部電源	外部電源あり	外部電源あり	外部電源あり	相違点はない。
機器条件	逃がし安全弁 (原子炉炉圧力 制御時)	逃がし弁機能	逃がし弁機能	安全弁機能	女川2号においては、逃がし安全弁の逃がし弁機能による原子炉圧力制御に期待している。
低圧 ECCS の台数		残留熱除去系 (低圧注水モード) 3台及び低圧炉心スプレイス	残留熱除去系 (低圧注水モード) 1台	残留熱除去系 (低圧注水系) 3台及び低圧炉心スプレイス	女川2号においては、高圧注水・減圧機能喪失時の機能喪失状態を考慮し、自動起動する低圧 ECCS 全台による原子炉注水を設定している。なお、残留熱除去系 (低圧注水モード) 1台による原子炉注水を想定した場合の感度解析を実施し、この場合にも評価項目を満足することを確認している。

(3) 全交流動力電源喪失

a. 全交流動力電源喪失(外部電源喪失 + DG失敗) + HPCS失敗[長期TB]

項目		女川	柏崎	東海	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
機器条件	逃がし安全弁 (原子炉圧力 制御時)	逃がし弁機能	逃がし弁機能	安全弁機能	女川2号においては、逃がし安全弁の逃がし弁機能による原子炉圧力制御に期待している。
交流電源		24時間交流電源の復旧に期待しない	24時間交流電源の復旧に期待しない	24時間交流電源の復旧に期待しない	相違点はない。
交流電源復旧までの原子炉注水手段		原子炉隔離時冷却系にて原子炉注水を実施	原子炉隔離時冷却系にて原子炉注水を実施	原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系(可搬型)にて原子炉注水を実施	女川2号においては、交流電源が復旧する事象発生24時間後まで復旧水貯蔵タンクを水源とした原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が実施可能である。
格納容器冷却・除熱手段		事象発生25時間後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施	事象発生16時間後に格納容器ベントを実施し、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施	格納容器圧力0.279MPa[gage]到達時に代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却を実施し、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施	女川2号においては、格納容器代替スプレイ及び格納容器ベントの実施基準に格納容器圧力が到達しないため、交流電源復旧及び原子炉補機代替冷却水系の準備完了後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施することとしている。

b. 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+高圧注水失敗[TBU]

項目		女川	柏崎	東海	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
機器条件	逃がし安全弁 (原子炉圧力 制御時)	逃がし弁機能	逃がし弁機能	安全弁機能	女川2号においては、逃がし安全弁の逃がし弁機能による原子炉圧力制御に期待している。
交流電源		24時間交流電源 の復旧に期待し ない	24時間交流電源 の復旧に期待し ない	24時間交流電源 の復旧に期待し ない	相違点はない。
交流電源復旧までの原子 炉注水手段		高圧代替注水系 にて原子炉注水 を実施	高圧代替注水系 にて原子炉注水 を実施	高圧代替注水系 及び低圧代替注 水系(可搬型)に て原子炉注水を 実施	女川2号においては、交流電源が復旧する事象発生24時間後まで復水貯蔵タンクを水源とした高圧代替注水系による原子炉注水が実施可能である。
格納容器冷却・除熱手段		事象発生25時間 後に残留熱除去 系による格納容 器除熱を実施	事象発生16時間 後に格納容器ベ ントを実施し、 交流電源復旧後 に残留熱除去系 による格納容器 除熱を実施	格納容器圧力 0.279MPa[gage] 到達時に代替格 納容器スプレー 冷却系(可搬型) による格納容器 冷却を実施し、交 流電源復旧後に 残留熱除去系に よる格納容器除 熱を実施	女川2号においては、格納容器代替スプレー及び格納容器ベントの実施基準に格納容器圧力が到達しないため、交流電源復旧及び原子炉補機代替冷却水系の準備完了後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施することとしている。

c. 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+直流電源喪失[TBD]

項目		女川	柏崎	東海	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
機器条件	逃がし安全弁 (原子炉圧力 制御時)	逃がし弁機能	逃がし弁機能	安全弁機能	女川2号においては、逃がし安全弁の逃がし弁機能による原子炉圧力制御に期待している。
交流電源		24時間交流電源 の復旧に期待し ない	24時間交流電源 の復旧に期待し ない	24時間交流電源 の復旧に期待し ない	相違点はない。
交流電源復旧までの原子 炉注水手段		高圧代替注水系 にて原子炉注水 を実施	高圧代替注水系 にて原子炉注水 を実施	高圧代替注水系 及び低圧代替注 水系(可搬型)に て原子炉注水を 実施	女川2号においては、交流電源が復旧する事象発生24時間後まで復水貯蔵タンクを水源とした高圧代替注水系による原子炉注水が実施可能である。
格納容器冷却・除熱手段		事象発生25時間 後に残留熱除去 系による格納容 器除熱を実施	事象発生16時間 後に格納容器ベ ントを実施し、 交流電源復旧後 に残留熱除去系 による格納容器 除熱を実施	格納容器圧力 0.279MPa[gage] 到達時に代替格 納容器スプレイ 冷却系(可搬型) による格納容器 冷却を実施し、交 流電源復旧後に 残留熱除去系に よる格納容器除 熱を実施	女川2号においては、格納容器代替スプレイ及び格納容器ベントの実施基準に格納容器圧力が到達しないため、交流電源復旧及び原子炉補機代替冷却水系の準備完了後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施することとしている。

d. 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗[TBP]

項目		女川	柏崎	東海	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	
機器条件	逃がし安全弁 (原子炉圧力 制御時)	逃がし弁機能	逃がし弁機能	安全弁機能	相違点はない。 女川2号においては、逃がし安全弁の逃がし弁機能による原子炉圧 力制御に期待している。
交流電源		24時間交流電源 の復旧に期待し ない	24時間交流電源 の復旧に期待し ない	24時間交流電源 の復旧に期待し ない	相違点はない。
交流電源復旧までの原子 炉注水手段		原子炉隔離時冷 却系及び低圧代 替注水系(常設) (直流駆動低圧 注水ポンプ)に て原子炉注水を 実施	原子炉隔離時冷 却系及び低圧代 替注水系(可搬 型)にて原子炉 注水を実施	原子炉隔離時冷 却系及び低圧代 替注水系(可搬 型)にて原子炉 注水を実施	女川2号においては、原子炉隔離時冷却系停止以降、低圧代替注水系 (常設)(直流駆動低圧注水ポンプ)による原子炉注水を実施する。

(4) 崩壊熱除去機能喪失

a. 取水機能が喪失した場合

項目		女川	柏崎	東海	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
事故条件	外部電源	外部電源なし	外部電源なし	外部電源なし	相違点はない。
機器条件	逃がし安全弁 (原子炉圧力 制御時)	逃がし弁機能	逃がし弁機能	安全弁機能	女川2号においては、逃がし安全弁の逃がし弁機能による原子炉 圧力制御に期待している。
格納容器冷却・除熱手段		事象発生24時間 後に残留熱除去 系による格納容 器除熱を実施	代替格納容器ス プレイ冷却系に よる格納容器冷 却を実施し、事 象発生20時間後 に代替原子炉補 機冷却系を用い た残留熱除去系 による格納容器 除熱を実施	格納容器圧力 0.279MPa[gage] 到 達時に緊急用海水 系を用いた残留熱 除去系による格納 容器除熱を実施	女川2号においては、格納容器代替スプレイの実施基準に格納容 器圧力が到達しないため、原子炉補機代替冷却水系の準備完了後 に残留熱除去系による格納容器除熱を実施することとしている。

b. 残留熱除去系が故障した場合

項目		女川	柏崎	東海	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
事故条件 機器条件	外部電源	外部電源あり	外部電源あり	外部電源あり	相違点はない。
	逃がし安全弁 (原子炉圧力 制御時)	逃がし弁機能	逃がし弁機能	安全弁機能	女川2号においては、逃がし安全弁の逃がし弁機能による原子炉 圧力制御に期待している。
原子炉減圧後の原子炉注 水手段	原子炉格納容 器フイルタベ ント系等	第一弁全開	第二弁全開	格納容器二次隔離 弁 70%開度	運用の違い。 女川2号においては、格納容器ベント実施時には原子炉格納容器 フイルタベント系の第一弁を全開する運用としている。
	原子炉減圧後の原子炉注 水手段	高圧炉心スプレ イ系	高圧炉心注水系	低圧代替注水系(常 設)	女川2号においては、TBW シーケンスを模擬するため、原子炉減 圧後も高圧炉心スプレイ系にて注水を継続する。

(5) 原子炉停止機能喪失

項目	女川	柏崎	東海	理由
解析コード	REDY/SCAT	REDY/SCAT	REDY/SCAT	相違点はない。
初期条件	85%流量	100%流量	85%流量	女川2号においては、反応度の観点で厳しい条件として、初期炉心流量を運転範囲の下限である85%流量(30,300t/h)に設定している。
操作条件	自動減圧系の自動減圧系作動阻止機能により実施	運転員操作により実施	運転員操作により実施	女川2号においては、事象発生10分以内に実施が必要となる自動減圧系の作動阻止を自動減圧系作動阻止機能により実施。
	ほう酸水注入系の起動操作	原子炉スクラムの失敗を確認した後から10分後	事象発生6分後	女川2号においては、原子炉スクラム失敗を確認した後から、運転員の操作時間余裕として10分を考慮して設定
	残留熱除去系(サブレーション・プールの水冷却モード)運転操作	サブレーション・チェンバ・プールの水温49℃到達から10分後	事象発生17分後	女川2号においては、状況の確認及び残留熱除去系(サブレーション・プールの水冷却モード)による格納容器除熱操作に要する時間を考慮して設定。

(6) LOCA時注水機能喪失

項目	女川	柏崎	東海	理由
解析コード	SAFER・CHASTE /MAAP	SAFER・CHASTE /MAAP	SAFER/MAAP	女川2号においては、燃料被覆管の最高温度が高くなるため、輻射による影響が詳細に考慮されるCHASTEコードを使用し、評価結果を提示している。
事故条件	再循環配管の破断 破断面積は1.4cm ²	原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断 破断面積は1cm ²	再循環系配管の破断 破断面積は3.7cm ²	破断箇所は、液相部配管を選定しており、実態として相違点はない。 破断面積は、絶対値の違いはあるが、燃料被覆管の破裂防止が可能な最大面積を解析により確認し、事象進展に有意な差がないことを確認した上で、本事故シーケンスの特徴を代表できる条件を設定しているという点で、実態として相違点はない。
機器条件	外部電源なし 逃がし弁機能	外部電源なし 逃がし弁機能	外部電源なし 安全弁機能	相違点はない。 女川2号においては、逃がし安全弁の逃がし弁機能による原子炉圧力制御に期待している。
操作条件	第一弁全開 事象発生から20分後	第二弁全開 事象発生から約14分後	格納容器二次隔離弁 70%開度 事象発生から25分後	運用の違い。 女川2号においては、格納容器ベント実施時には原子炉格納容器フィルタベント系の第一弁を全開する運用としている。 設定時間は異なるものの、操作時間の積み上げに基づき設定しているという点では相違点はない。

(7) 格納容器バイパス (インターフェースシステムLOCA)

項目	女川	柏崎	東海	理由
解析コード	SAFER	SAFER	SAFER	相違点はない。
起因事象	高圧炉心スプレ イ系の吸込配管 の破断 破断面積は約 35cm ²	高圧炉心注水系 の吸込配管の破 断 破断面積は約 10cm ²	残留熱除去系 B 系熱交換器フラ ンジの破断 破断面積は約 21cm ²	構造健全性評価の結果に基づき破断面積を設定しているという点で 実態として相違点はない。
機器条件	外部電源なし 逃がし弁機能	外部電源なし 逃がし弁機能	外部電源なし 安全弁機能	相違点はない。 女川 2 号においては、逃がし安全弁の逃がし弁機能による原子炉圧力 制御に期待している。
操作条件	破断箇所の隔 離操作	事後発生 5 時間 後	事後発生 5 時間 後	設定時間は異なるものの、作業環境を考慮し、現場移動及び操作に要 する時間を考慮して設定しているという点で、実態として相違点はな い。

1. 2 運転中の原子炉における重大事故

(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), 水素燃焼 (1 / 2)

項目		女川	柏崎	東海	理由
解析コード		MAAP	MAAP	MAAP	相違点はない。
事故条件	起因事象	大破断 LOCA (再循環系配管 (出ロノズル) の破断)	大破断 LOCA (残留熱除去系配管の破断)	大破断 LOCA (再循環系配管 (出ロノズル) の破断)	原子炉压力容器から格納容器への冷却材流出を大きく見積もり、格納容器内圧力上昇及び温度上昇の観点から厳しい破断箇所を選定するという考え方は同様であるが、プラント型式の相違により、BWR5 の女川 2 号では、東海第二と同様に、原子炉压力容器バウンダリに接続する配管のうち、口径が最大である再循環系配管 (出ロノズル) における両端破断を設定している。
機器条件	原子炉スクラム	ドライウェル圧力高	事象発生と同時	原子炉水位低 (レベル 3) 信号	外部電源がない場合は、事象発生と同時にスクラムする。ドライウェル圧力高信号はほぼ事象発生と同時に発生するものの、原子炉水位の低下を厳しくする条件として、女川 2 号では外部電源がある場合のドライウェル圧力高信号による原子炉スクラムを設定している。
	窒素供給	—	—	200m ³ /h	女川 2 号においては、事象発生 7 日以内に窒素濃度が 4vol% に到達しないため、水素燃焼防止 (ベント時間遅延) のための窒素供給操作を記載していない。
	格納容器ベント	原子炉格納容器ベント系第二弁全開	格納容器二次隔離弁 50% 開度	格納容器圧力逃がし装置第二弁全開	女川 2 号では、東海第二と同様に、ベント弁の第二弁全開にて格納容器ベントを実施する設計としている。

(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), 水素燃焼 (2/2)

項目	女川	柏崎	東海	理由
操作条件				
代替格納容器 スプレイ冷却	格納容器圧力 0.640MPa[gage] 到達時	破断口まで原子 炉水位が回復 後, 格納容器温 度約 190°C到達 時	事象発生 25 分 後	女川 2 号では, 格納容器圧力がスプレイ実施基準に到達した場合にスプレイする設定としている。 柏崎刈羽では, 原子炉注水と格納容器スプレイを同じポンプで実施していることから原子炉水位回復を優先し, 回復後に格納容器温度がスプレイ実施基準である 190°Cに到達した場合にスプレイを実施する設定としている。 東海第二においては, 原子炉注水に伴って炉内で発生する過熱蒸気が破断口から格納容器側に移行し格納容器温度を急激に上昇させるため, 原子炉注水と同時に格納容器冷却を実施する手順とすることから, 操作時間を考慮して設定している。
代替循環冷却	事象発生 24 時 間後	事象発生 22.5 時間後	事象発生 90 分 後	女川 2 号では, 柏崎刈羽と同様に, 原子炉補機代替冷却水系の準備時間を考慮して設定している。 東海第二においては, 緊急用海水系及び代替循環冷却系は常設設備であり中央制御室からの操作により対応可能であるため, 操作時間を考慮して設定している。
窒素供給	—	—	格納容器内酸素 濃度 4.0vo1 % (ドライ条件) 到達時	女川 2 号においては, 事象発生 7 日以内に酸素濃度が 4vo1%に到達しないため水素燃焼防止 (ベント時間遅延) のための窒素供給操作を記載していない。
格納容器ベント	サプレッション プール水位が通 常運転水位+2 m 到達時	格納容器圧力 0.62MPa[gage] 到達時	サプレッション・ プール水位 が通常水位+ 6.5m 到達時	女川 2 号では, 東海第二と同様に, 中央制御室からの遠隔操作失敗後に現場操作に要する時間を考慮してベント実施基準を設定している。

(2) 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱，原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用，溶融炉心・コンクリート相互作用 (1/4)

項目	女川	柏崎	東海	理由
解析コード	MAAP	MAAP	MAAP	相違点はない。
起因事象	外部電源なし(非常用ディーゼル発電機に期待)	外部電源なし(非常用ディーゼル発電機に期待)	外部電源なし(全交流動力電源喪失を想定)	女川2号では，柏崎刈羽と同様に，レベル1.5PRAの結果を踏まえて全交流動力電源喪失は設定していない。
機器条件	原子炉スクラム	事象発生と同時に	原子炉水位低(レベル3)信号	東海第二においては，運転員の対応を厳しく評価する観点から全交流動力電源喪失を設定している。
	原子炉水位低(レベル3)信号			女川2号では，原子炉スクラムについては原子炉水位の低下を厳しくする条件として外部電源がある場合の原子炉水位低(レベル3)にて原子炉スクラムするものとしている。
	代替格納容器スプレイ冷却	圧力容器破損前： 70m ³ /hでスプレイ 圧力容器破損後： 130m ³ /h以上でスプレイ	原子炉圧力容器破損直後：300m ³ /hにて格納容器へスプレイ 格納容器圧力制御：130m ³ /hにて格納容器へスプレイ	女川2号では，事象進展によらず，格納容器スプレイは88m ³ /hで実施することとしている。
	格納容器下部注水	圧力容器破損前： 90m ³ /hで注水 圧力容器破損後：崩壊熱相当の注水量にて注水	80m ³ /hでペデスタルへ注水	女川2号では，原子炉圧力容器破損前の初期水張りには格納容器スプレイで実施するため，格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し88m ³ /hで実施することとしている。
		圧力容器破損前： 88m ³ /hで格納容器へスプレイ 圧力容器破損後： 50m ³ /hで格納容器下部へ注水		圧力容器破損後は，溶融炉心の冠水が継続可能な流量として50m ³ /hで実施することとしている。

(2) 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱，原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用，溶融炉心・コンクリート相互作用 (2/4)

機器条件	項目	女川	柏崎	東海	理由
	窒素供給	—	—	200m ³ /h	女川2号においては，事象発生7日以内に酸素濃度が4vol%に到達しないため，酸素燃焼防止(ベント時間遅延)のための窒素供給操作を記載していない。
	逃がし安全弁(原子炉圧力制御時)	逃がし弁機能	逃がし弁機能	安全弁機能	女川2号では，柏崎刈羽と同様に，最適評価の観点で，逃がし弁機能に設定している。 東海第二においては，原子炉圧力が高めに維持され，また，原子炉減圧時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなることで評価項目に対して厳しい条件として，安全弁機能を設定している。
操作条件	代替循環冷却	事象発生24時間後	事象発生22.5時間後	事象発生90分後からドライウエルへ連続スプレイを実施 原子炉圧力容器破損後に格納容器圧力の低下を確認した後は，ドライウエルと原子炉へ流量配分し，それぞれ連続スプレイ及び連続注水を実施	女川2号では，柏崎刈羽と同様に，原子炉補機代替冷却水系の準備時間を考慮して設定している。 東海第二においては，緊急用海水系及び代替循環冷却系は常設設備であり中央制御室からの操作により対応可能であるため，操作時間を考慮して設定している。また，原子炉圧力容器が破損し，溶融炉心がペデスタル(ドライウエル部)に落下した際の格納容器圧力の上昇を抑制する観点から連続スプレイ条件を設定している。

(2) 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱，原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用，溶融炉心・コンクリート相互
作用 (3／4)

項目	女川	柏崎	東海	理由
操作条件	原子炉圧力容器下部鏡温 300℃到達を確認し て開始し，ドライウエ ル水位が0.23mに到達 したことを確認した場 合に停止	原子炉圧力容器下部鏡温 度が300℃に到達した ことを確認して開始， 格納容器下部の水位が 2m(総注水量180m ³ /h) に到達したことを確認 した場合に停止	—	女川2号では，格納容器温度の抑制効果及び炉心 損傷後の原子炉圧力容器の破損による溶融炉心・ コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し初期水 張りの水位を設定している。なお，女川2号では， 初期水張りを原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (常設)により実施する。 東海第二では，通常運転中からベデスタルに水位 が形成されていることから，事前水張りは実施し ない。
格納容器下部 注水(原子炉圧 力容器破損後 の溶融炉心冷 却)	ドライウエル水位が 0.02mまで低下した場 合に開始し，0.23mに 到達した場合に停止	圧力容器破損を確認し た場合	代替格納容器スプレイ 冷却系(常設)による 格納容器冷却操作(圧 力容器破損後)開始か ら1分後に開始し，ペ デスタル(ドライウエ ル部)水位2.75mに到 達した時点で停止 その後は，2.25mまで 低下した時点で開始 し，2.75mに到達した 時点で停止	女川2号では溶融炉心落下後の格納容器下部注水 の開始基準は「原子炉圧力容器破損後，ドライウエ ル水位が0.02mまで低下を確認した時点」であり， 原子炉圧力容器破損時点で注水を開始する柏崎刈 羽及び東海第二と運用が異なる。 また，女川2号では格納容器下部注水系の注水流 量(崩壊熱相当)ではなく，ドライウエル水位で管 理する。

(2) 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱，原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用，溶融炉心・コンクリート相互作用 (4/4)

項目	女川	柏崎	東海	理由
操作条件	格納容器圧力 0.640MPa[gage]到達時	原子炉圧力容器下鏡部 温度300℃到達を確認 した場合には開始し，原 子炉圧力容器破損を確 認した場合に停止 格納容器圧力が 0.465MPa[gage]又は 格納容器温度が190℃ に到達した場合に開始	原子炉圧力容器破損の 判断後に，ドライウエ ルへ連続スプレイを実 施 格納容器圧力の低下を 確認した後は一旦停止 し，再度格納容器圧力 が上昇し格納容器圧力 0.465MPa[gage]に到達 した場合に間欠スプレ イを実施	女川2号では，原子炉圧力容器破損前の格納容器 冷却の条件について，記載していない。その理由 は，女川2号 (Mark-I 改良型) では，格納容器内 にスプレイした水が格納容器下部へ流入するた め，格納容器下部への初期水張りを格納容器スプ レイで実施することにより逃がし安全弁の環境緩 和効果に期待するためであり，初期水張りの項目 に記載しているため，この項目には記載していな い。 柏崎刈羽では，原子炉圧力容器破損前の格納容 器冷却を初期水張りとは別に実施するため，条 件を記載している。また，ベースケースにおい て，格納容器温度基準での格納容器スプレイを 実施するため，格納容器温度基準も設定してい る。 東海第二においては，原子炉圧力容器が破損し， 溶融炉心がベデスタル (ドライウエル部) に落下 した際の格納容器圧力の上昇を抑制する観点から 連続スプレイ条件を設定している。また，その後 も格納容器圧力の上昇を抑制する観点から，間欠 スプレイ条件を設定している。
窒素供給	—	—	格納容器内酸素濃度 4.0vol% (ドライ条 件) 到達時	女川2号においては，事象発生7日以内に酸素 濃度が4vol%に到達しないため，水素燃焼防止 (ベント時間遅延) のための窒素供給操作を記 載していない。

1. 3 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

(1) 想定事故 1

柏崎刈羽及び東海第二との主要な相違点はない。

(2) 想定事故 2

事故条件	項目	女川	柏崎	東海	理由
	漏えいによる燃料プールの低下	サイフォンブレイク孔により、サイフォン現象による流出が停止される 事象発生と同時に通常水位から0.5m 下まで低下	サイフォンブレイク孔によるサイフォンブレイクに期待しないため、漏えい隔離操作実施（事象発生 150 分後）まで水位低下が継続	静的サイフォンブレイカにより、サイフォン現象による流出が停止される 事象発生と同時に通常水位から約 0.23m 下まで低下	女川 2 号では、耐震性も含めて機器、弁類等の故障及びび人的過誤の余地のないサイフォンブレイク孔（重大事故等対処設備）による、サイフォン現象による燃料プールの流出停止に期待した評価としている。なお、逆止弁による燃料プールの流出防止については、その効果に期待していない。

1. 4 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

(1) 崩壊熱除去機能喪失

項目	女川	柏崎	東海	理由
事故条件	外部電源なし	外部電源なし	事象認知まで：外部電源あり 事象認知後：外部電源なし	女川及び柏崎は、外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定している。東海は、外部電源が喪失する時間を事象発生1時間後とすることにより、事象発生の認知の観点で厳しい設定としている。

(2) 全交流動力電源喪失

項目	女川	柏崎	東海	理由
操作条件	事象発生から2時間後	事象発生から145分後	事象発生から約1.1時間後	女川は、事象の認知(1時間)に余裕時間を考慮した操作時間(1時間)の合計2時間としている。柏崎は、交流電源の供給が開始される事象発生から145分後としている。東海は、原子炉冷却材が沸騰開始する事象発生から約1.1時間後より、蒸発量に応じた原子炉注水を実施することで、原子炉水位を通常運転水位付近で維持することとしている。
残留熱除去系(停止時冷却系)による原子炉冷却	事象発生から24時間後	事象発生20時間後	事象発生から4時間10分後	女川及び柏崎は、原子炉補機代替冷却水系の準備完了後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施することとしている。東海は、常設設備である緊急用海水系に期待した評価としている。

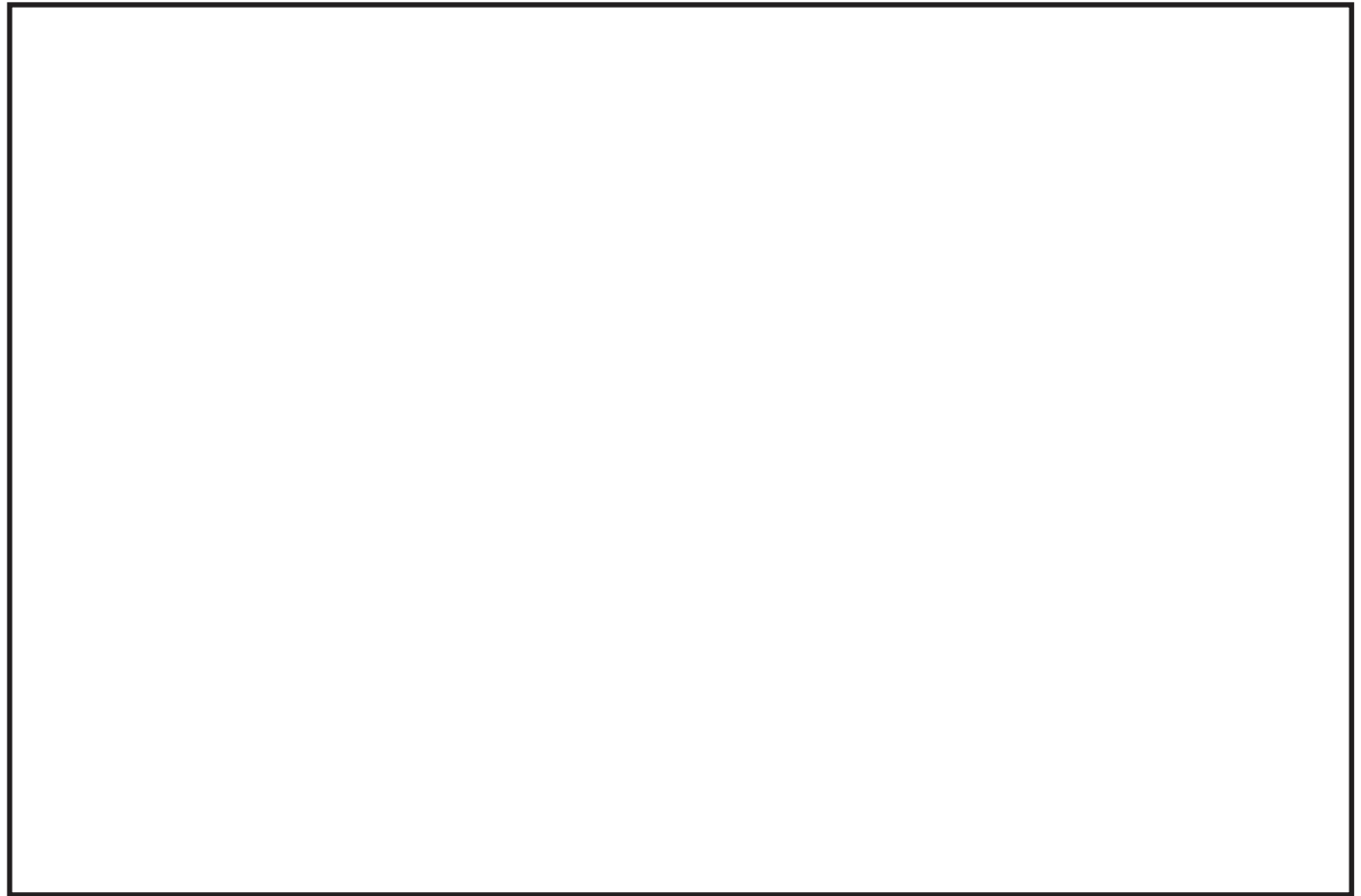
(3) 原子炉冷却材の流出

項目	女川	柏崎	東海	理由
事故条件	外部電源なし	外部電源なし	外部電源あり	女川及び柏崎は、事象進展に影響がなく、資源の観点から厳しい外部電源なしに設定している。東海は、外部電源がない場合、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弁が閉となり、原子炉冷却材の流出が停止することから、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している。
操作条件	原子炉への注水開始前	原子炉への注水開始前	原子炉への注水開始後	女川及び柏崎は、漏えい箇所の隔離操作実施後に原子炉に注水する手順としている。東海は原子炉注水による水位回復後に漏えい箇所の隔離を実施する手順としている。

(4) 反応度の誤投入

項目	女川	柏崎	東海	理由
機器条件	期待しない	原子炉周期短信号（原子炉周期 20 秒）	期待しない	女川 2 号においては、原子炉周期短（原子炉周期 20 秒）による制御棒引抜阻止には保守的に期待していない。 なお、制御棒引抜阻止に期待した場合、原子炉周期短（原子炉周期 20 秒）が発信すると制御棒引抜が停止する。ただし、本評価では制御棒の誤引き抜きにより反応度が急激に投入されるため、原子炉周期短（原子炉周期 20 秒）と原子炉周期短（原子炉周期 10 秒）信号によるスクラム信号がほぼ同時に発信するため、制御棒引抜阻止に期待した場合でも評価項目に与える影響はほとんどない。

2. 原子炉水位及びインターロックの概要



	圧力容器基準点からの水位	主なインターロック等	その他
レベル8 (L ₈)	約 14.6m	原子炉隔離時冷却系トリップ 高圧炉心スプレイ系注入隔離弁閉	警報発生 ^{*1}
レベル7 (L ₇)	約 14.2m	-	警報発生 ^{*1}
レベル4 (L ₄)	約 14.0m	-	警報発生 ^{*1}
レベル3 (L ₃)	約 13.4m	原子炉スクラム	警報発生 ^{*1}
レベル2 (L ₂)	約 12.2m	主蒸気隔離弁閉 原子炉隔離時冷却系自動起動 高圧炉心スプレイ系自動起動 原子炉再循環ポンプトリップ	警報発生 ^{*2}
レベル1 (L ₁)	約 9.5m	低圧注水系自動起動 低圧炉心スプレイ系自動起動	警報発生 ^{*2}
TAF	約 9.0m	(有効燃料棒頂部)	-
レベル0 (L ₀)	約 7.8m	-	-
BAF	約 5.3m	(有効燃料棒底部)	-

*1：狭帯域で計測

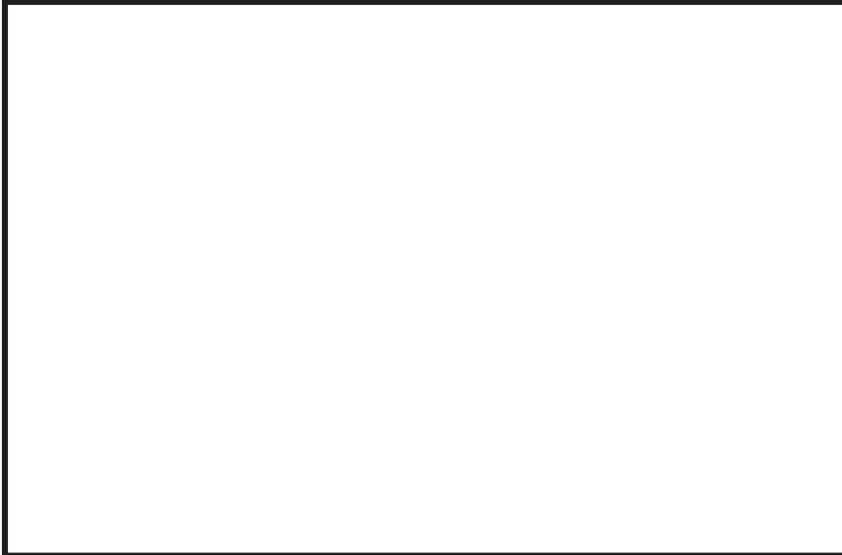
*2：広帯域で計測

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

6. 運転手順書における各種制限曲線

(1) 最長許容炉心露出時間

最長許容炉心露出時間は、原子炉停止後の経過時間に依存した曲線である。



原子炉水位が有効燃料棒頂部（TAF）を下回った場合は、有効燃料棒頂部（TAF）以下継続時間を測定し、左図を用いて、禁止領域（炉心損傷の可能性がある領域）に入っているかを確認する。

(2) 水位不明判断曲線

水位不明判断曲線は、ドライウェル空間部温度と原子炉圧力の関係図である。

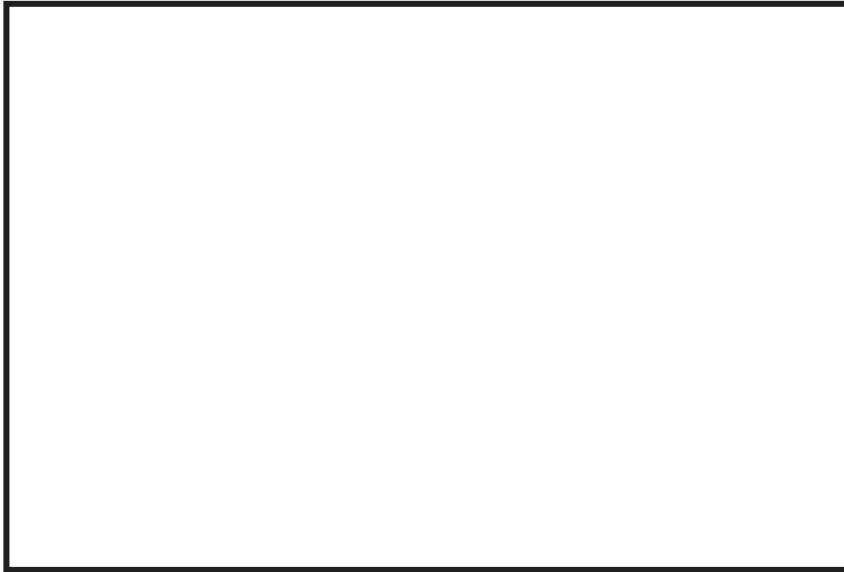


原子炉圧力がドライウェル空間部温度に対する飽和圧力以下になると、原子炉水位計の基準面器内の水が減圧沸騰し、水位計は信頼できなくなる。よって、左図を用いて、水位不明領域に入っているかを確認する。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

(3) サプレッションプール熱容量制限値

サプレッションプール熱容量制限値は、サプレッションプール水温度と原子炉圧力の関係図である。



サプレッションプール水温度が原子炉圧力に応じた制限曲線に到達した時点で急速減圧を開始すればサプレッションプール水温度制限値 (□ °C) 以下に抑えられる。よって、左図の制限曲線に至った場合には、原子炉の急速減圧を実施する。

(4) 原子炉停止後の経過時間と崩壊熱除去に必要な注水量の関係

原子炉停止後の経過時間と崩壊熱除去に必要な注水量の関係は下図のとおりである。



崩壊熱相当の注水を行う場合、原子炉停止後の経過時間に応じた注水量を読み取り、注水システムの流量を読み取った流量に調整することで水位を維持する。

(例: 原子炉停止3時間後であれば約 □ m³/h の注水が必要)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

12. 女川2号炉のプラントの特徴について

(1) 逃がし安全弁の容量（1個当たりの定格主蒸気流量割合）

逃がし安全弁1個当たりの容量に差はないものの、柏崎刈羽6，7号炉や東海第二に比べ、女川2号炉では原子炉熱出力が小さく、原子炉圧力容器内容量が小さいことから、相対的に原子炉圧力の低下が速く、TBPシーケンスにおける原子炉隔離時冷却系の停止時間が早い。

また、同様の理由で原子炉冷却材が少ないことで、TBPシーケンスにおける原子炉水位の低下が早いことから、事象進展が厳しくなる。

発電所	逃がし安全弁1個の容量（定格主蒸気流量割合）
女川2号炉	約8%
柏崎刈羽6，7号炉	約5%
東海第二	約6%

(2) 格納容器空間部体積（原子炉熱出力当たりの空間部体積）

女川2号炉は柏崎刈羽6，7号炉や東海第二に比べ、原子炉熱出力に対する格納容器の自由体積が大きいいため、格納容器からの除熱機能喪失による過圧事象発生時の格納容器の圧力上昇が遅い。

発電所	格納容器自由体積／原子炉熱出力
女川2号炉	12,600m ³ ／2,436MW ≒ 5.2
柏崎刈羽6，7号炉	13,310m ³ ／3,926MW ≒ 3.4
東海第二	9,800m ³ ／3,293MW ≒ 3.0

(3) 格納容器最高使用圧力

女川2号炉は柏崎刈羽6，7号炉や東海第二に比べ、格納容器最高使用圧力が高いため、格納容器スプレイの開始時間や格納容器ベント開始時間が遅い。また、格納容器スプレイを実施する格納容器圧力が高いため、より効率的に格納容器圧力を抑制することができる。

発電所	格納容器最高使用圧力（MPa[gage]）
女川2号炉	0.427
柏崎刈羽6，7号炉	0.31
東海第二	0.31

(4) 外部水源持ち込み可能量（原子炉熱出力当たりの外部水源持ち込み可能量）

女川2号炉は柏崎刈羽6，7号炉や東海第二に比べ，耐震性確保のため外部水源の持ち込み可能量は少ない。しかしながら，原子炉熱出力当たりの外部水源持ち込み可能量としては東海第二よりも若干大きいため，格納容器過圧事象発生時の外部水源を用いた格納容器スプレイによる圧力抑制可能期間が長い。

発電所	外部水源持ち込み可能量／原子炉熱出力
女川2号炉	約 2,200m ³ ／2,436MW ≒ 約 0.90
柏崎刈羽6，7号炉	約 4,700m ³ ／3,926MW ≒ 約 1.2
東海第二	約 2,800m ³ ／3,293MW ≒ 約 0.85

以上

44. 復水貯蔵タンクの保有水量について

有効性評価において期待する水源の1つに復水貯蔵タンク（以下「CST」という。）があり、初期保有水量については約1,600m³（使用可能量：約1,192m³）としている。

1. 初期保有水量の考え方

CSTの初期保有水量の考え方については以下のとおりである（図1参照）。

- ① 有効性評価の中で大容量送水ポンプ（タイプI）による補給が可能となる事象発生10時間後までのCST水量の低下量が最も大きい「原子炉停止機能喪失」において、事象発生10時間後までの必要水量は約540m³となる
- ② 事象発生10時間後までに許容するCST水量の下限値を“HPCS水源切替レベル（約408m³）”と設定
- ③ CSTの初期水量としては、①+②の総量（約950m³）に余裕を見込み1,600m³と設定。水源評価上の保有水量約1,192m³は、正味使用可能量として上記1,600m³から下限値である約408m³を引いた値である

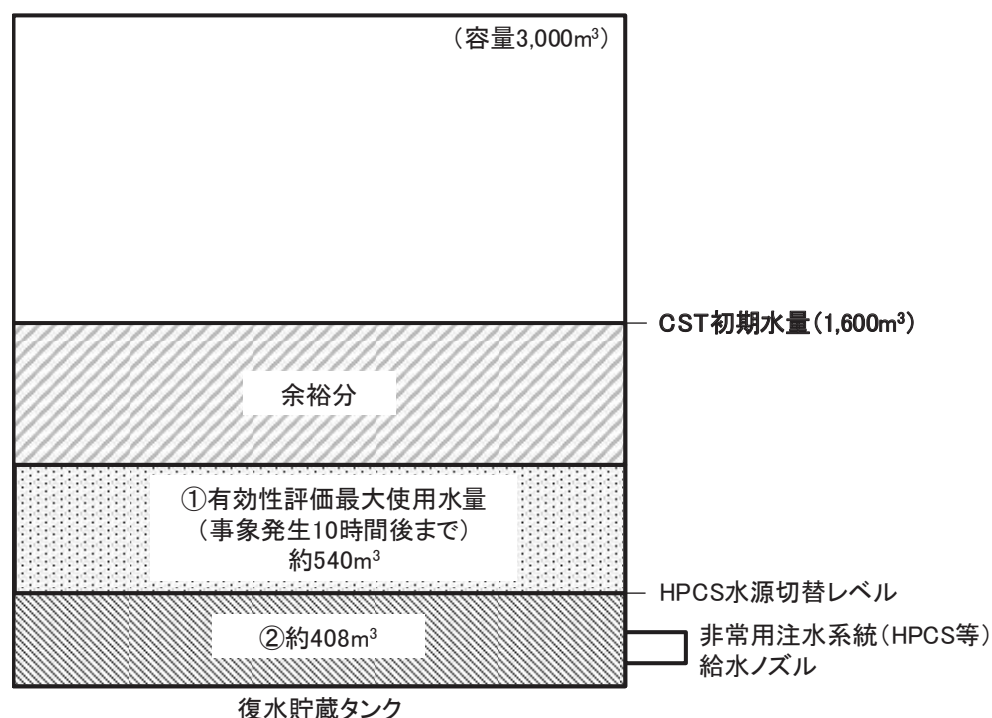


図1 CSTの初期保有水量の根拠

また、CSTは公称容量3,000m³であるが、CST保有水量は通常運転中にも変動があること、定期検査時の作業に係わる水の受入れ等を考慮し、ある程度の空間容積を確保する運用としている。女川2号炉におけるCST保有水に係わる運用について参考資料に示す。

2. 有効性評価以外の事象に対する CST 保有水量の妥当性

有効性評価を踏まえた CST の使用可能な保有水量は約 1,192m³ と設定しているが、他の想定事象への対応を考慮しても現状の保有水量で事象収束が可能であることを確認する。

(1) 外部事象及び内部事象への対応

女川 2 号炉において考慮すべき外部事象（自然現象及び人為事象）及び内部事象（内部火災及び内部溢水）が発生した場合においても、原子炉の低温停止を達成し維持するために必要な安全施設が安全機能を損なわない設計としている。したがって、少なくとも 1 系統の残留熱除去系が使用可能であることから、CST 保有水を継続的に使用することはない。

また、平成 29 年 12 月 14 日に実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則の一部改正で追加された、火山影響等発生時に全交流動力電源喪失事象が発生した場合の対応については、今後の保安規定に係わる審査の中で対応の成立性を示すこととしている。なお、本想定事象では全交流動力電源の喪失後、CST を水源とした原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系による原子炉注水により炉心損傷防止を図る方針であるが、有効性評価における長期の全交流動力電源喪失時に必要な CST の水量[※]が 800m³ 未満であることを踏まえ、淡水貯水槽から CST への補給を実施できない場合を想定しても、現状の CST 保有水量約 1,192m³ で事象発生から 24 時間以上にわたり対応可能である。

※ サプレッションプールを水源とした残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を開始する事象発生約 25 時間後までに必要な水量

(2) 運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故への対応

運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故では、「外部電源喪失」のように事象発生初期に原子炉隔離時冷却系による CST を水源とした原子炉注水が想定される事象がある。しかしながら、いずれの事象においても残留熱除去系が使用可能であり、サプレッションプールを水源とした原子炉注水並びに原子炉及び格納容器の除熱が継続的に実施可能であることから、CST 保有水を継続的に使用することはない。

(3) まとめ

有効性評価において定めた CST 保有水量約 1,192m³ により他の事象への対応が可能であることを以下のとおり確認した。

- ・外部事象及び内部事象が発生した場合においても、少なくとも 1 系統の残留熱除去系が使用可能であることから、CST 保有水を継続的に使用することはない
- ・運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故では、残留熱除去系が使用可能であることから、CST 保有水を継続的に使用することはない

女川2号炉におけるCSTに係る水運用について

女川2号炉では重大事故等に対処するために必要な水源としてCSTに期待している。CSTの水は、プラント通常運転中の種々の作業用水等としても使用していることから、その水量は変動することとなる。また、定期検査（以下「定検」という。）初期に実施する系統水抜き水についてもCSTへ受け入れる必要があることから、ある程度の空間容積を確保する運用としている。これらCSTに係る水運用について以下に示す。

(1) プラント定検初期におけるCSTに係る水運用

定検初期における水運用については、図1に示す運用をベースとしている。

原子炉への常用給水系統である給復水系の点検準備のため、系統の水抜き作業を行う。これにより約900m³の水がCSTへ移送されるため、一定程度の空間容積を確保しておく必要がある。

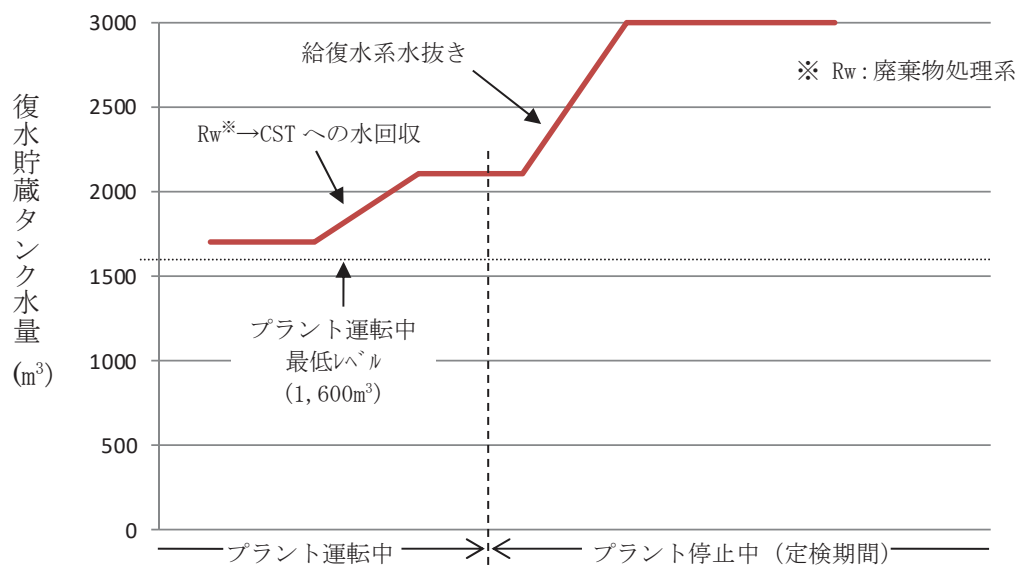


図1 定検初期における水運用 (イメージ)

(2) プラント運転中における CST に係る水運用

女川 2 号炉では、事故時の内部水源としてはサプレッションチェンバのプール水に期待していることから、外部水源である CST の水についてはプラント運転中においても事故時に必要な量を確保しつつ、復水浄化系に設置されている浄化装置の逆洗水といった作業用水として使用している。これらの水は使用後に CST へは直接戻らず廃棄物処理系へ排水されるが、廃棄物処理系にて処理された水は CST へ回収される。

プラント運転中における CST に係る水運用のイメージを図 2 に示す。

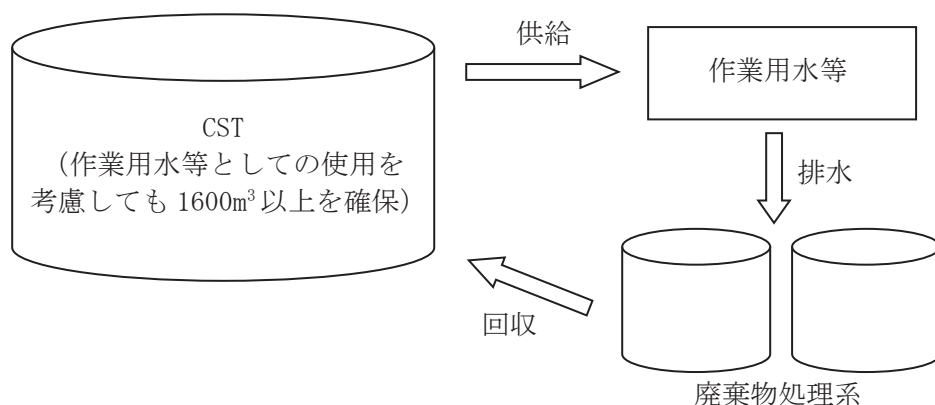


図 2 プラント運転中における CST に係る水運用 (イメージ)

(3) まとめ

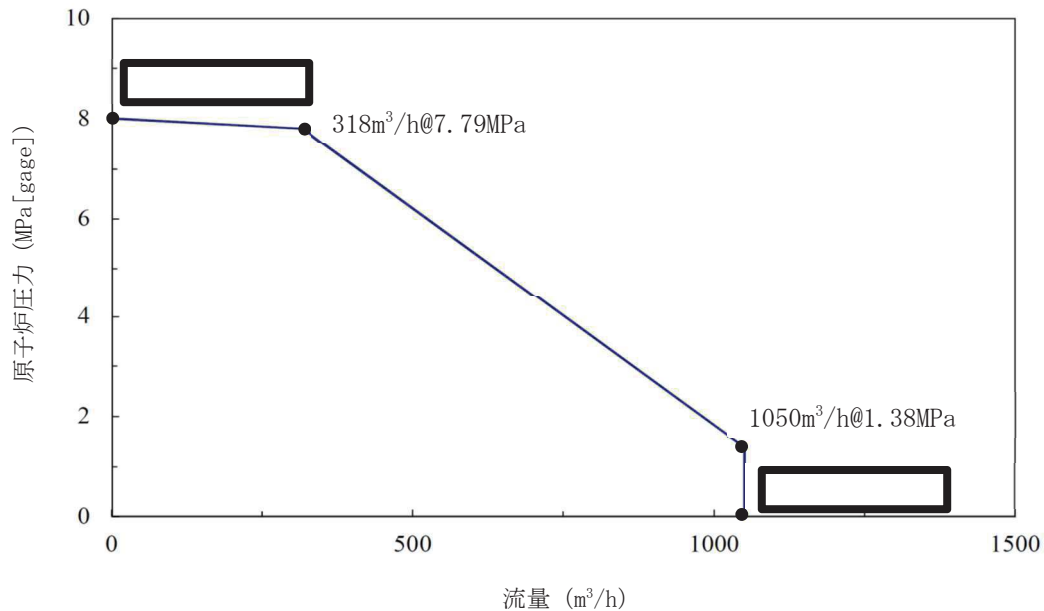
以上のとおり、CST の水はプラント運転時及び定検時を通して作業用水等として使用することで廃棄物処理系との水の授受が行われる。

CST の公称容量 3,000m³ に対して、重大事故等時に必要な水量を確保しつつ、定検時の給復水系統の水抜き作業による CST への受入れ水量約 900m³ 及びプラント運転時の運用上の変動幅を考慮した空間容積を確保する観点から、プラント通常運転時に最低限確保すべき CST 水量は 1,600m³ 以上としている。

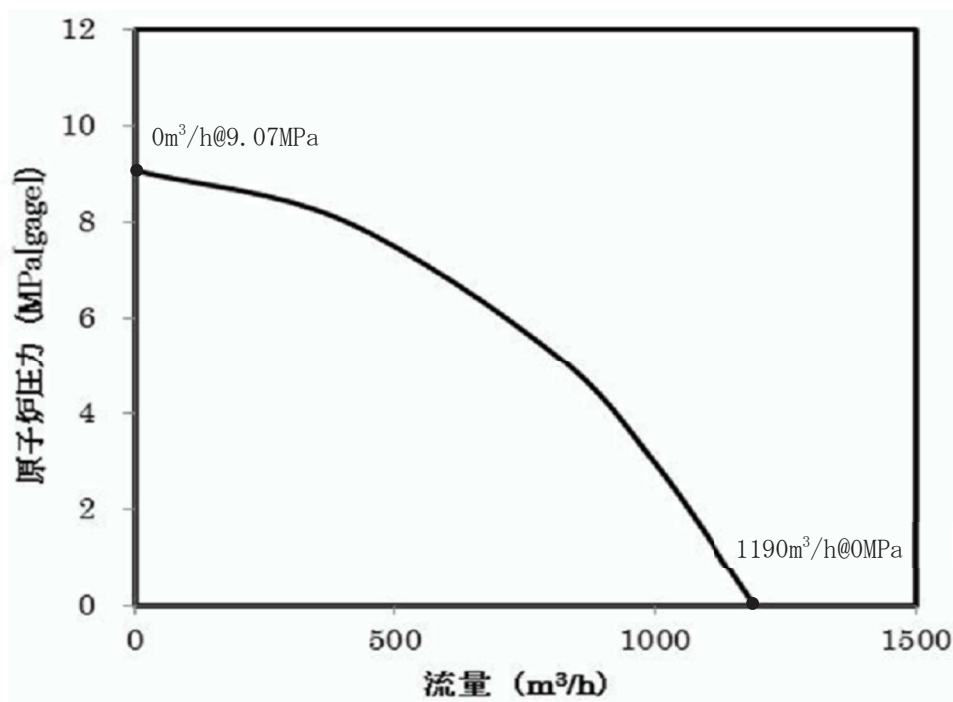
54. 有効性評価における機器条件について

(1) 高圧炉心スプレイ系

a. SAFER



b. REDY



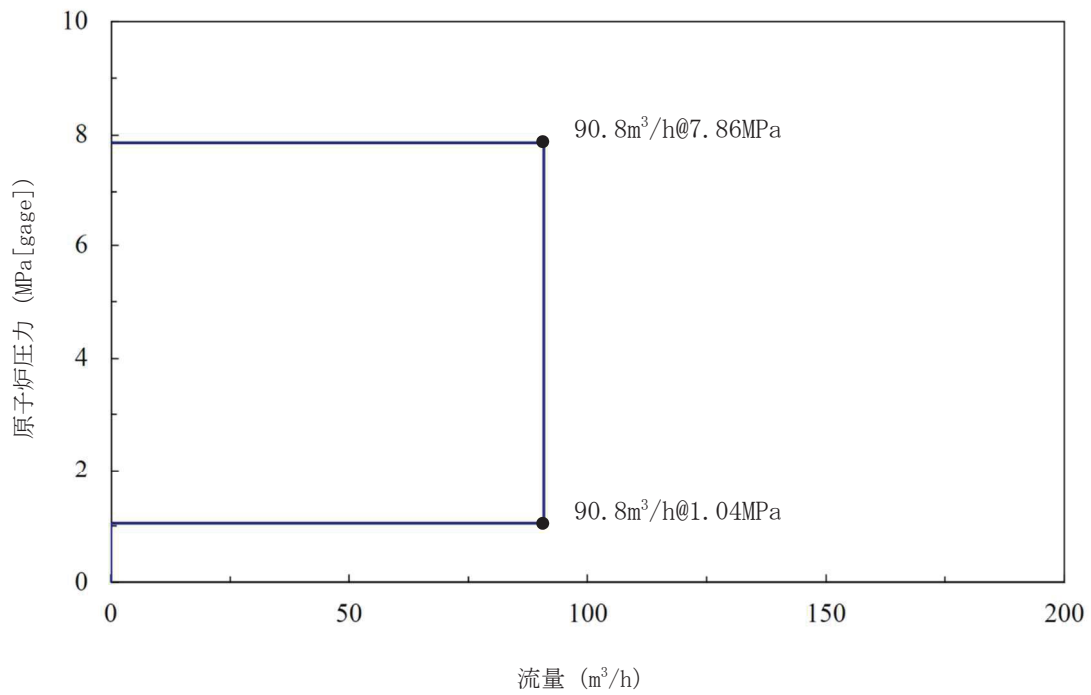
原子炉停止機能喪失シナリオにおいては、注水流量が大きい方が原子炉出力の観点で厳しい設定となるため、ポンプの性能特性を考慮した大きめの注水量特性を設定している。

※ 解析条件においては原子炉圧力容器と水源との差圧を考慮した[dif]で表記しているが、解析コードへは原子炉圧力容器の圧力に応じた注水量として[gage]で入力している（他の注水設備についても同様）

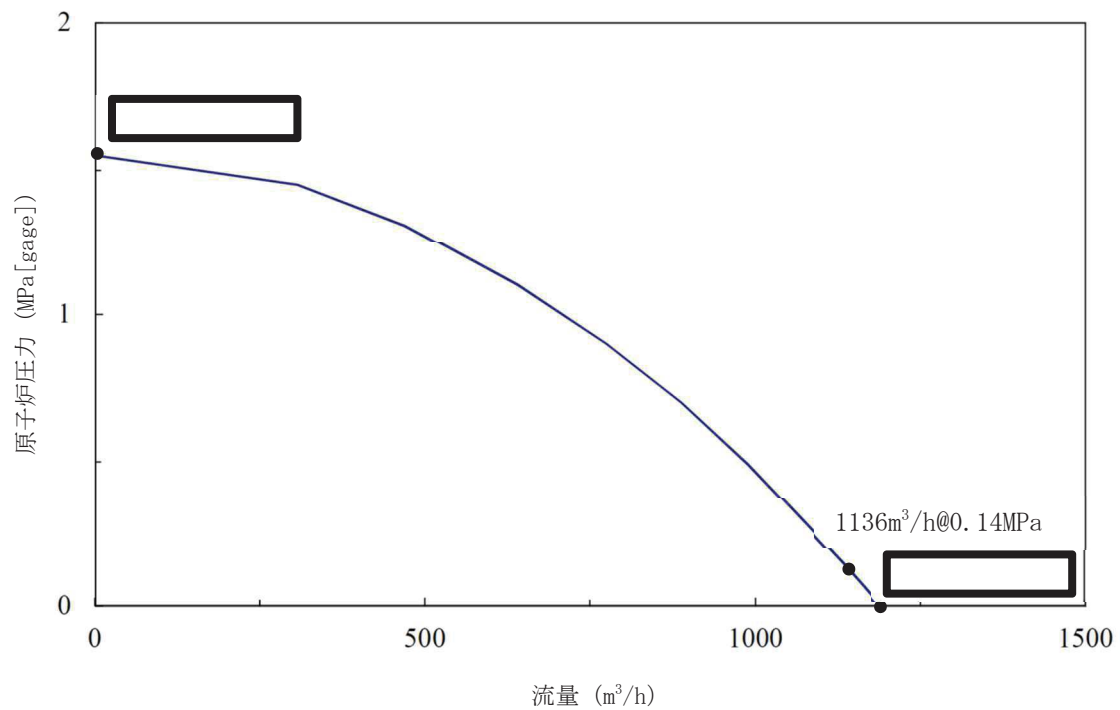
枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

補足 54-1

(2) 原子炉隔離時冷却系， 高压代替注水系

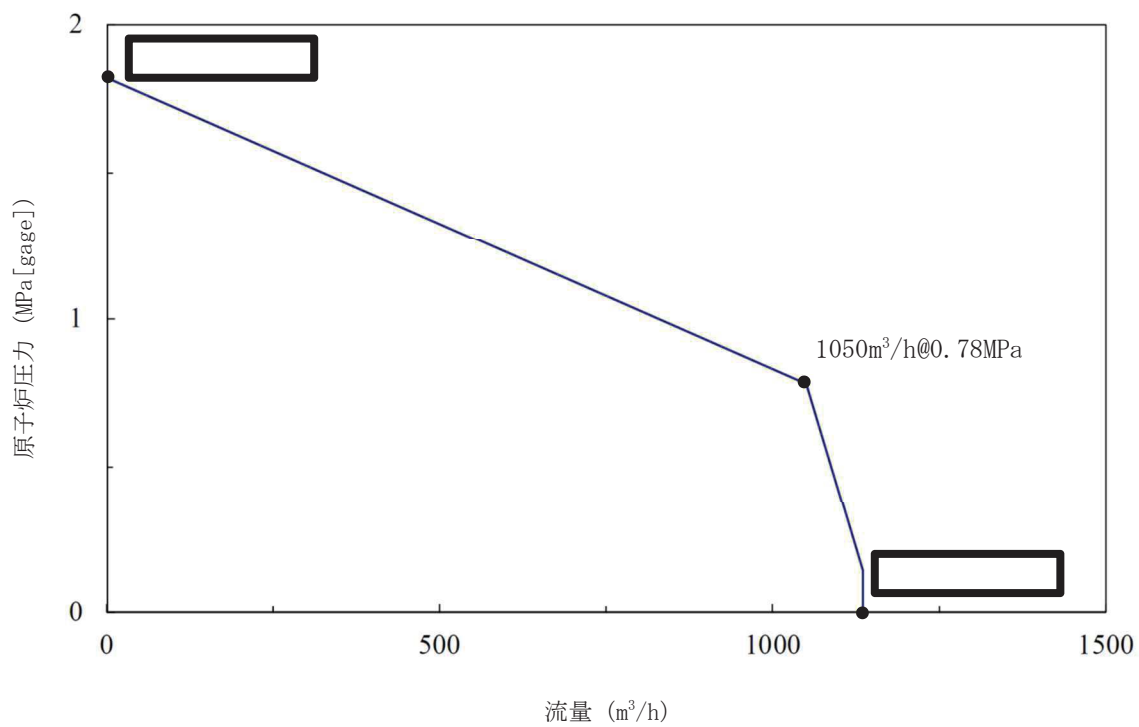


(3) 残留熱除去系 (低压注水モード)



枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

(4) 低圧炉心スプレイ系

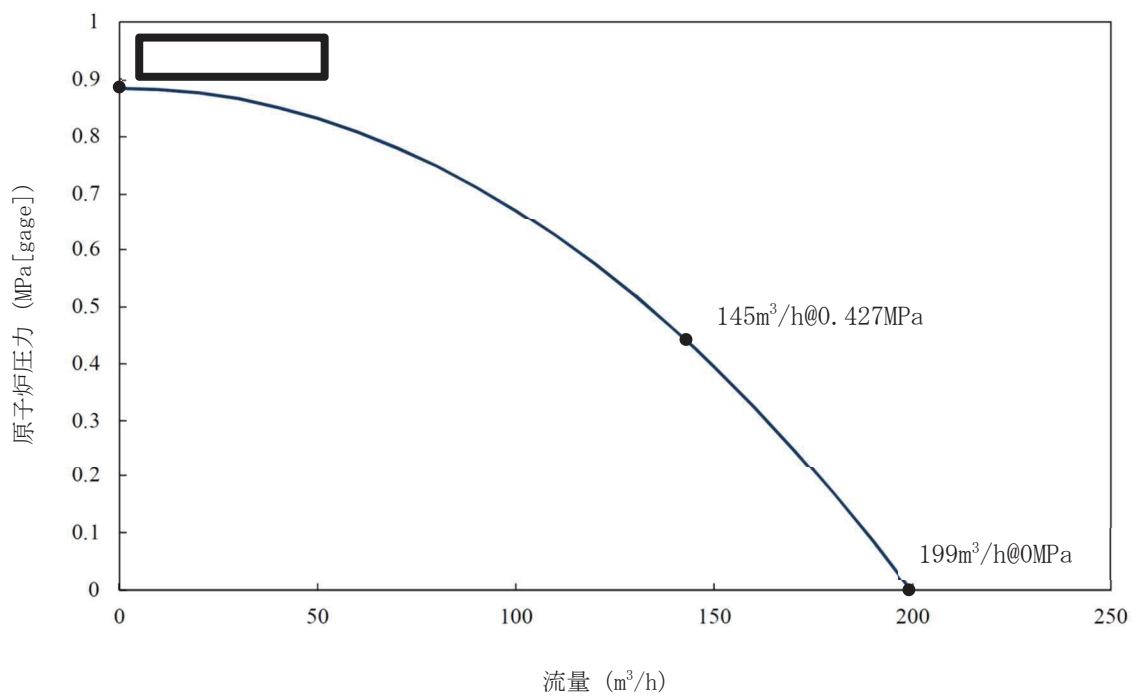


枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

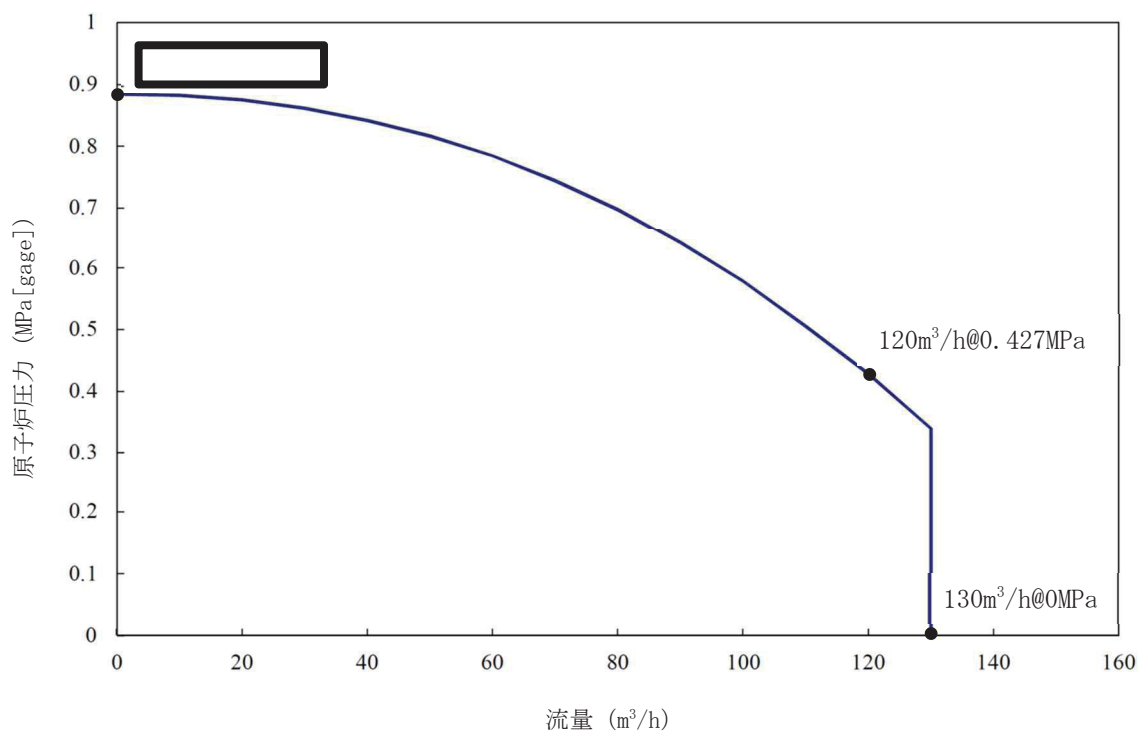
補足 54-3

(5) 低圧代替注水系（常設）

a. 復水移送ポンプ 2 台の場合



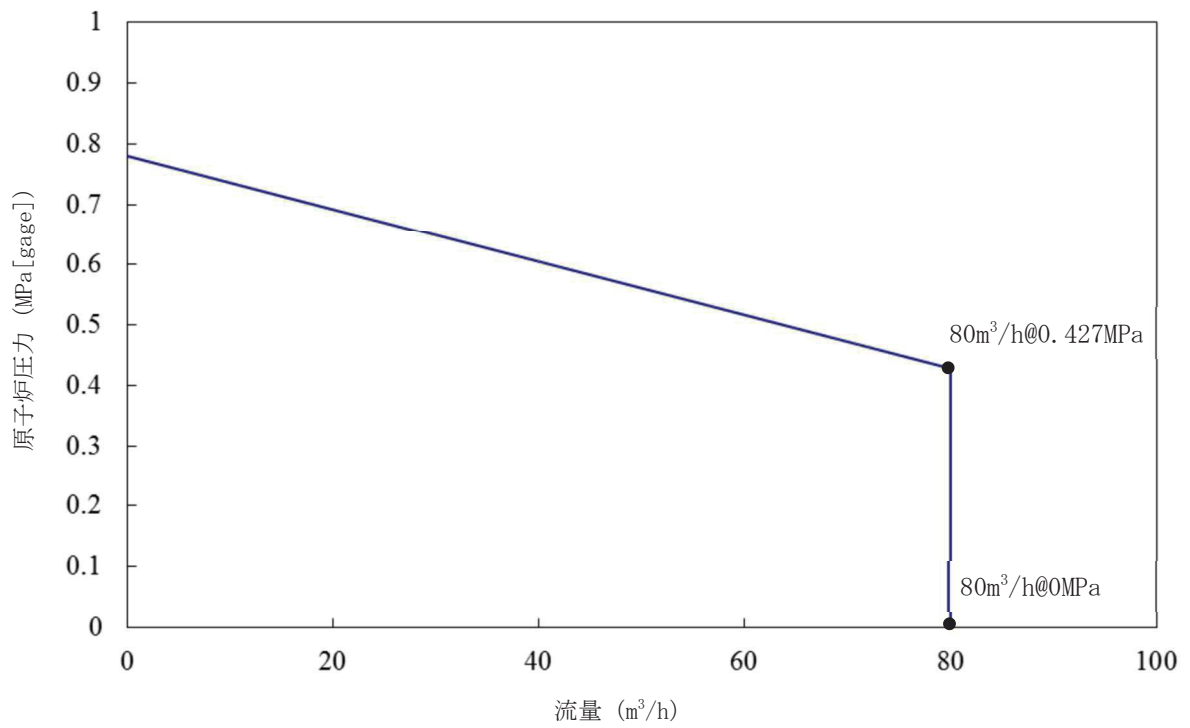
b. 復水移送ポンプ 1 台の場合



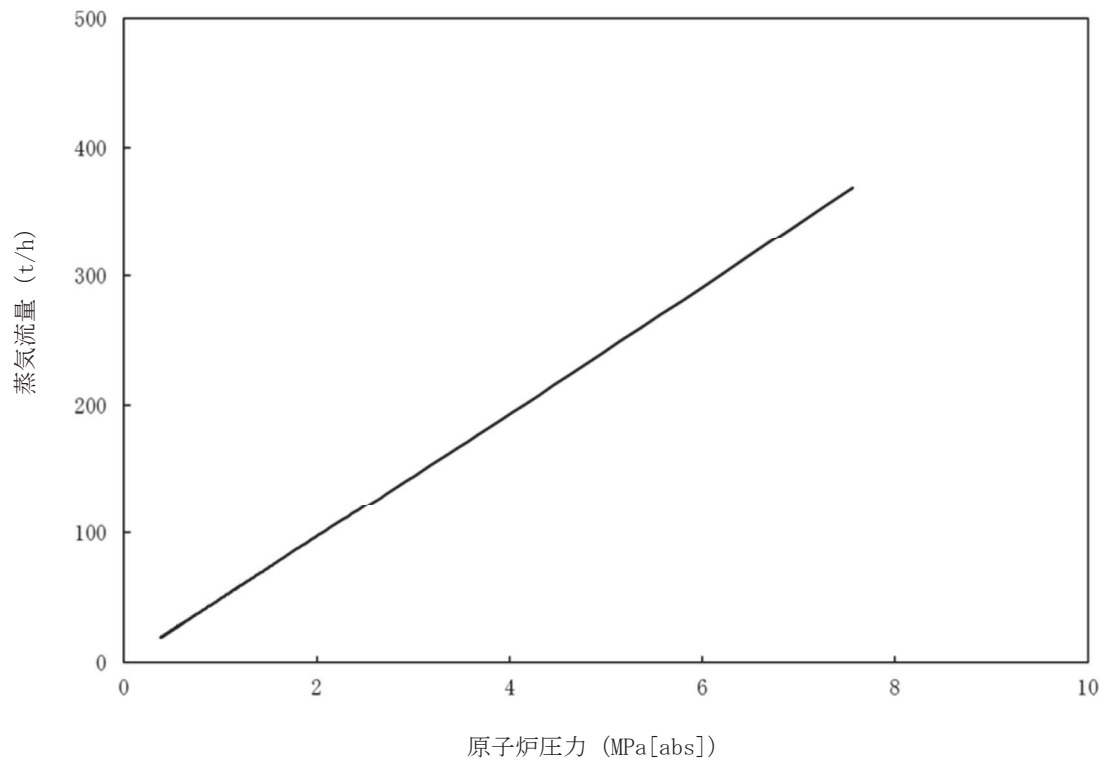
枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

補足 54-4

c. 直流駆動低圧注水ポンプの場合



(7) 逃がし安全弁



57. 有効性評価において機能喪失を仮定した設備について

表 1 ～ 4 に炉心損傷防止対策，格納容器破損防止対策，燃料プールの燃料損傷防止対策及び運転停止中の燃料損傷防止対策の有効性評価の各重要事故シーケンス等において，機能喪失を仮定した設備の一覧を示す。

表 1 炉心損傷防止対策の有効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧 (1 / 4)

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ等	安全機能の喪失に対する仮定等	解析上考慮しない 主な重大事故等対処設備
高圧・低圧注水機能喪失	過渡事象 (給水流量の全喪失)	—	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系
	高圧注水失敗	<ul style="list-style-type: none"> 高圧炉心スプレイス 原子炉隔離時冷却系 	
	低圧 ECCS 失敗	<ul style="list-style-type: none"> 低圧炉心スプレイス 残留熱除去系 (低圧注水モード) ※1 	
	過渡事象 (給水流量の全喪失)	—	
高圧注水・減圧機能喪失	高圧注水失敗	<ul style="list-style-type: none"> 高圧炉心スプレイス 原子炉隔離時冷却系 	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系
	原子炉手動減圧失敗	<ul style="list-style-type: none"> 自動減圧系 	
	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + D G 失敗)	<ul style="list-style-type: none"> 非常用ディーゼル発電機 	
	H P C S 失敗 (蓄電池枯渇後 RCIC 停止)	<ul style="list-style-type: none"> 高圧炉心スプレイスディーゼル発電機 	
全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + D G 失敗) + H P C S 失敗	—	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉補機冷却水系 (原子炉補機冷却海水系含む) 	<ul style="list-style-type: none"> (常設代替交流電源設備による非常用母線の受電 (～24 時間))
	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + D G 失敗)	<ul style="list-style-type: none"> 非常用ディーゼル発電機 	
	高圧注水失敗 (R C I C 本体の機能喪失)	<ul style="list-style-type: none"> 高圧炉心スプレイスディーゼル発電機 原子炉隔離時冷却系 	
	—	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉補機冷却水系 (原子炉補機冷却海水系含む) 	
全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + D G 失敗) + 高圧注水失敗	—	<ul style="list-style-type: none"> 非常用ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> (常設代替交流電源設備による非常用母線の受電 (～24 時間))
	—	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉補機冷却水系 (原子炉補機冷却海水系含む) 	

※1 残留熱除去系 (低圧注水モード) の機能喪失に伴い、格納容器スプレイス、サブレシジョンポンプル水冷却、停止時冷却の機能喪失を仮定

表 1 炉心損傷防止対策の有効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧 (2 / 4)

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ等	安全機能の喪失に対する仮定等	解析上考慮しない 主な重大事故等対処設備
全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗) + 直流電源喪失 + HPC S 失敗	外部電源喪失	—	<ul style="list-style-type: none"> ・ (常設代替交流電源設備による非常用母線の受電 (～24 時間))
	直流電源喪失	<ul style="list-style-type: none"> ・ 125V 蓄電池 	
	HPC S 失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・ 高圧炉心スプレイスライゼル発電機 ・ 原子炉隔離時冷却系 ・ 原子炉補機冷却水系 (原子炉補機冷却海水系含む) 	
	—	—	
全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗) + HPC S 失敗 + SRV 再閉失敗	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 非常用ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> ・ (常設代替交流電源設備による非常用母線の受電 (～24 時間))
	SRV 再閉失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・ 逃がし安全弁 1 個閉固着 	
	HPC S 失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・ 高圧炉心スプレイスライゼル発電機 ・ 原子炉補機冷却水系 (原子炉補機冷却海水系含む) 	
	—	—	
崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)	過渡事象 (給水流量の全喪失)	—	—
	崩壊熱除去失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉補機冷却水系 (原子炉補機冷却海水系含む) 	
	—	<ul style="list-style-type: none"> ・ 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失, 非常用ディーゼル発電機等) 	

表 1 炉心損傷防止対策の有効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧 (3 / 4)

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ等	安全機能の喪失に対する仮定等	解析上考慮しない 主な重大事故等対処設備
崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)	過渡事象 (給水流量の全喪失)	—	—
	崩壊熱除去失敗	<ul style="list-style-type: none"> • 残留熱除去系 • 低圧炉心スプレイ系 • 残留熱除去系 (低圧注水モード) (C) • (原子炉隔離時冷却系) 	—
原子炉停止機能喪失	過渡事象 (主蒸気隔離弁の誤閉止)	—	<ul style="list-style-type: none"> • 代替制御棒挿入機能
	原子炉停止失敗	<ul style="list-style-type: none"> • 原子炉自動スクラム • 原子炉手動スクラム 	
	中破断 LOCA	—	
LOCA時注水機能喪失	高圧注水失敗	<ul style="list-style-type: none"> • 高圧炉心スプレイ系 • 原子炉隔離時冷却系 	<ul style="list-style-type: none"> • 高圧代替注水系
	低圧 ECCS 失敗	<ul style="list-style-type: none"> • 低圧炉心スプレイ系 • 残留熱除去系 (低圧注水モード) ※1 	
		<ul style="list-style-type: none"> • 外部電源喪失による給復水系停止 • 自動減圧系 	
		<ul style="list-style-type: none"> • 原子炉補機冷却水系 (原子炉補機冷却海水系含む) • 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失, 非常用ディーゼル発電機等) 	

※1 残留熱除去系 (低圧注水モード) の機能喪失に伴い, 格納容器スプレイ, サプレッションプール水冷却, 停止時冷却の機能喪失を仮定

表 1 炉心損傷防止対策の有効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧 (4 / 4)

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ等	安全機能の喪失に対する仮定等	解析上考慮しない 主な重大事故等対処設備
格納容器バイパス (インターフェイスシステムLO CA)	I S L O C A —	<ul style="list-style-type: none"> ・ I S L O C A の発生を想定する高圧炉心 スプレイ系 ・ 外部電源喪失による給復水系停止 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 代替自動減圧機能

表 2 格納容器破損防止対策の有効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧 (1 / 2)

格納容器破損モード	重要事故シナリオ等	安全機能の喪失に対する仮定等	解析上考慮しない 主な重大事故等対処設備
<ul style="list-style-type: none"> ・ 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却を使用する場合) ・ 水素燃焼 	大破断 LOCA	—	—
	HPCS 失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・ 高圧炉心スプレイ系 	
	低圧 ECCS 失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・ 低圧炉心スプレイ系 ・ 残留熱除去系 (低圧注水モード) 	
	全交流動力電源喪失	<ul style="list-style-type: none"> ・ 非常用ディーゼル発電機等 	
	—	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉補機冷却水系 (原子炉補機冷却海水系含む) 	
<ul style="list-style-type: none"> ・ 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却を使用できない場合) 	大破断 LOCA	—	—
	HPCS 失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・ 高圧炉心スプレイ系 	
	低圧 ECCS 失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・ 低圧炉心スプレイ系 ・ 残留熱除去系 (低圧注水モード) 	
	全交流動力電源喪失	<ul style="list-style-type: none"> ・ 非常用ディーゼル発電機等 ・ 代替循環冷却系 	
	—	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉補機冷却水系 (原子炉補機冷却海水系含む) 	

表 2 格納容器破損防止対策の有効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧 (2 / 2)

格納容器破損モード	重要事故シナリオ等	安全機能の喪失に対する仮定等	解析上考慮しない 主な重大事故等対処設備
<ul style="list-style-type: none"> • 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱 • 原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用 • 溶融炉心・コンクリート相互作用 	過渡事象 (給水流量の全喪失)	—	<ul style="list-style-type: none"> • 高圧代替注水系 • 低圧代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ)
	高圧注水失敗	<ul style="list-style-type: none"> • 高圧炉心スプレイス • 原子炉隔離時冷却系 	
	低圧ECCS失敗	<ul style="list-style-type: none"> • 低圧炉心スプレイス • 残留熱除去系 (低圧注水モード) 	

表 3 燃料プールの燃料損傷防止対策の有効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧

想定事故	重要事故シナリクス等	安全機能の喪失に対する仮定等	解析上考慮しない 主な重大事故等対処設備
想定事故 1	冷却機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> ・ 残留熱除去系 ・ 燃料プール冷却浄化系 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 燃料プールのスプレイ系
	注水機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> ・ 燃料プール補給水系 ・ 復水補給水系 	
	プールの小規模な喪失	—	
想定事故 2	冷却機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> ・ 残留熱除去系 ・ 燃料プール冷却浄化系 	
	注水機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> ・ 燃料プール補給水系 ・ 復水補給水系 	

表 4 運転停止中の燃料損傷防止対策の有効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧

事故シケンスグループ	重要事故シケンス等	安全機能の喪失に対する仮定等	解析上考慮しない 主な重大事故等対処設備
崩壊熱除去機能喪失	崩壊熱除去機能喪失	—	—
	崩壊熱除去・炉心冷却失敗	・運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	
全交流動力電源喪失	外部電源喪失	—	—
	交流電源喪失	・非常用ディーゼル発電機	
	崩壊熱除去・炉心冷却失敗	・高圧炉心スプレイス	
	—	・原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水を含む）	
原子炉冷却材の流出	原子炉冷却材の流出（RHR 切替時の冷却材流出）	—	—
	崩壊熱除去・炉心冷却失敗	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	
反応度の誤投入	制御棒の誤引き抜き	—	—

60. 外部水源を用いた場合の格納容器スプレイ流量について

格納容器スプレイによるエアロゾル除去効果については、スプレイ液滴径と相関があるため、スプレイ流量を低下させた場合、液滴径が大きくなることで十分なエアロゾル除去効果が確保されないおそれがある。また、MAAP 解析において有効性を確認している粒径である 2 mm を上回る可能性がある。

一方、外部水源を用いた格納容器スプレイ時は、格納容器内への水の持ち込みが継続されることから、その流量が運用上のベント実施基準である外部水源注水量限界到達時間に影響を与えることとなる。

そのため、手順においては、実験^[1]に基づきエアロゾル除去効果が確保される最低流量を、スプレイ流量として設定している。

(1) 実験の知見

図 1 に実験の結果を示す。実験において、ノズルあたりの流量が 10L/min 以上確保される流量では、最大の液滴径が 2 mm 以下となる。

そのため、ノズルあたり 10L/min 以上の流量が確保される流量を格納容器スプレイ流量に設定する。

(2) 女川 2 号炉におけるスプレイ流量の設定

女川 2 号炉におけるスプレイヘッドのノズル数は 146 個であることから、下式に示すとおり、スプレイ流量 88m³/h を確保することで、スプレイノズルあたりの流量は 10L/min を確保できる。

$$\begin{aligned} \cdot \text{最低流量} &= 10[\text{L}/\text{min}/\text{ノズル}] \times 146[\text{ノズル}] \\ &= 1460[\text{L}/\text{min}] \\ &= 87.6[\text{m}^3/\text{h}] \rightarrow 88[\text{m}^3/\text{h}] \end{aligned}$$

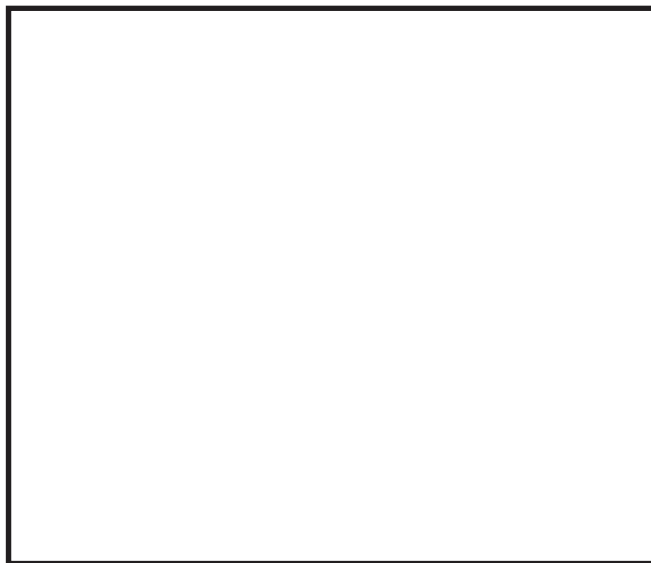


図 1 スプレイ液滴径の実験結果（ノズルあたりの流量）

[1] 共同研究報告書，放射能放出低減装置に関する開発研究（PHASE2）（平成 5 年 3 月）

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

65. 非常用ディーゼル発電機等の燃料評価における想定負荷について

(1) はじめに

有効性評価における燃料評価では、非常用ディーゼル発電機（以下「D/G」という。）及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（以下「HPCS D/G」という。）の燃料消費量について、重大事故等時に想定される負荷で燃料評価を実施している。

これは、燃料消費量が大きい D/G 及び HPCS D/G については、定格出力で燃料評価を行った場合、評価上の燃料消費量と実態との差が大きくなり、過度に保守的な評価となるため、事故シーケンスグループ毎に現実的な燃料評価を行うためである。この想定負荷の考え方について以下に示す。

(2) 想定負荷の考え方

燃料評価において外部電源喪失を想定するシナリオにおける D/G 及び HPCS D/G の想定負荷リストを表 1 から表 3 に示す。この考え方については以下のとおりである。

- ・D/G 及び HPCS D/G は自動的に電源供給が開始され、負荷も自動投入されることから、事象進展に応じて起動が想定される負荷については容量を計上する。ただし、各シナリオにおいて機能喪失を想定している機器は除く
- ・LOCA 信号（「原子炉水位低（レベル 1）」、「ドライウエル圧力高（13.7kPa[gage]）」）により自動停止する機器については、LOCA 信号発信以降の負荷容量から除く
- ・解析上考慮していない機器であっても、重大事故等時に運転することが想定される負荷（燃料プール冷却浄化系ポンプ等）については容量を計上する

(3) 燃料消費量の算出

D/G 及び HPCS D/G については表 1 から表 3 に示す想定負荷により運転を行うこととなる。これら想定負荷を用いた燃料消費量の算出について別紙に示す。

(4) まとめ

以上の考え方に従い、D/G 及び HPCS DG の想定負荷については、重大事故等時に必要な負荷及び解析上は考慮しないが実際には運転することが想定される負荷を含めており、妥当であると考えている。

表1 D/G(A) 負荷リスト

機器名称	稼働容量 (kW)	TOUV		TOUX		TWRHR(破断)		TC		ISLOCA		DCH		想定事故1	想定事故2	停止時TW	注1,注2,注3
		負荷①	負荷②	負荷①	負荷②	負荷①	負荷②	負荷①	負荷②	負荷①	負荷②	負荷①	負荷②				
RSS(重)用変圧機	0.6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
HPCPA補助油ポンプ	3.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
MD-RFP(A)補助油ポンプ	5.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
グラブ排気機(A)	15.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
主油タンクガス抽出機(A)	5.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
RFP-T油タンクガス抽出機(A)	0.75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
MD-RFP油タンク(A)ガス抽出機	0.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
密封油ポンプ	15.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
密封油真空ポンプ(A)	2.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ろ過水ポンプ(C)	30.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
タービン排機冷却水ポンプ(A)	312.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
タービン排機冷却水ポンプ(A)	331.6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
125V充電器 2A	105.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
250V充電器	179.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
無停電交直電用静止形無停電電源装置 2A	45.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
プロセッサ計算機用静止形無停電電源装置 2A	135.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
中央制御室電源制御装置 2A	52.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
120V交流計測用主母線盤	67.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
R/B非常用照明用変圧機(A)	90.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
T/B非常用照明用変圧機(A)	45.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
C/B非常用照明用変圧機(A)	45.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
R/B屋内照明(A)用変圧機	2.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
非常用ガス処理系排風機(A)等	35.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
RCIGポンプ専用機	1.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
格納容器内貯留気モータ系(A)専用機	11.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
非常用ガス処理系専用機(A)	1.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
DC-MGC 2A 専用機	5.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
DG(A) 専用機(A), (B), (C)	135.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
低圧炉心スライダポンプ	947.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
HECW冷却水ポンプ(A), (C)	29.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
HECW冷却機(A), (C)潤滑油ポンプ	4.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
LPCSポンプ専用機	11.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
原子炉排機(A)専用機	30.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
原子炉排機(A)専用機	5.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
冷却器排機(A)専用機	5.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
蒸気発生機(A)専用機	511.6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
HNGW冷水ポンプ(C)	30.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
HNGW冷水ポンプ(A)	75.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
HNGW低温冷水ポンプ(A)	350.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
換気空調機排機用冷却水送風機(C)潤滑油ポンプ	1.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
換気空調機排機用冷却水送風機(C)潤滑油ポンプ	1.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
DWG下送風機(A), (C)	37.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
RHRポンプ(A)専用機	3.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
HECW冷却機(A), (C)圧縮機	310.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
HECW冷却機(A), (C)潤滑油ポンプ	3.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
原子炉補機冷却水ポンプ(A), (C)	470.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
蒸気発生機(A)	55.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ROWポンプ(A)専用機(A), (B)	44.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
MCR再循環送風機(A)	15.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
MCR送風機(A)	110.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
MCR排風機(A)	3.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
計測制御電源(A)送風機	22.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
制御電源(A)送風機	3.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
原子炉補機冷却水ポンプ(A), (C)	795.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
消火ポンプ(A)	75.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
制御機駆動水ポンプ(A)補助油ポンプ	284.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
制御機駆動水ポンプ(A)	1.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
注油機注入口系ポンプ潤滑油ポンプ(A)	37.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
注油機注入口系ポンプ潤滑油ポンプ(A)	0.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TP駆動装置制御機(C)	2.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
格納容器内貯留気モータ系(A)ヒータ制御機	14.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
格納容器内貯留気モータ系(A)	0.75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
サンプリングポンプ 吸引ポンプ	0.75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
格納容器内貯留気モータ系(A)	0.75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
サンプリングポンプ 排気ポンプ	1.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ダストモータサンプリングポンプ(A)	75.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
燃料プール冷却浄化系ポンプ(A)	37.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
主ターボマニシング装置	75.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ターボマニシング油ポンプ	11.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ターボマニシング油ポンプ	55.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
モータサクション油ポンプ	1.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
RFP-T(A)ターボマニシング装置	45.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
覆水移送ポンプ(A)	90.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
計測用圧縮空気系専用機(A)	3.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
計測用圧縮空気系専用機(A)ヒータ(メイン、コントロール)	1.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
計測用圧縮空気系専用機(A)	0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
燃料移送ポンプ(A)	0.04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
燃料油ポンプ(A)	5.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
非常用ディーゼル発電機専用機 空圧機	0.08	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
燃料油ポンプ(A)	0.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
燃料油ポンプ(A)	1.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
RCW 駆動装置(A)	1.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
FCS 除塵ヒータ(A)用変圧機	1.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
非常放射線計測システムドラムタンクポンプ	1.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
R/B 非常放射線計測システムドラムタンクポンプ(A)	2.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
FPC ポンプ(A)専用機	12.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
GRO ポンプ専用機(送風機1)	6.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
IA-SA圧縮機専用機(送風機1)	3.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
R/B エレベータ(T), (3)用変圧機	11.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
T/B エレベータ用変圧機	117.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
C/B 排煙機	3.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
橋下水機ポンプ非常用制御機	4.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ベンジリング用分電盤	3.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
理波システム【柱庫ゲート】	3.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
放電設備非常用系分電盤	3.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
汚水(水中)ポンプ	7.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
軽油タンク化学消火設備専用機	76.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
事務用計算機用無停電電源装置(A)	0.75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
燃料移送ポンプ(A)専用機	22.0	0	0	0	0												

表 2 D/G(B) 負荷リスト

機器名称	稼働容量 (kW)		TQUV		TQUX		TW(RHR故障)		TC		IS/LOCA		DOH		想定事故1	想定事故2	停止時TW	停止時TW	機組別LOCA	
	負荷①	負荷②	負荷①	負荷②	負荷①	負荷②	負荷①	負荷②	負荷①	負荷②	負荷①	負荷②	負荷①	負荷②						想定事故1
RSS盤(B)用変圧器	0.6																			
HPOP(B)補助油ポンプ	3.7																			
MD-RFP(B)補助油ポンプ	5.5																			
グラド蒸気排機(B)	15.0																			
主油タンクガス抽出機(B)	5.5																			
RFP-T油タンクガス抽出機(B)	0.75																			
MD-RFP油タンク(B)ガス抽出機	0.4																			
密封油循環ポンプ	3.7																			
タービン排気冷却水ポンプ(B)	312.7																			
タービン排気冷却水ポンプ(B)	331.6																			
125V充電機 2B	105.0																			
無停電交流電源用停止形無停電電源装置 2B	45.0																			
プロセス計算機用停止形無停電電源装置 2B	135.9																			
中央制御室電源切替機 2B	52.5																			
R/B非常用照明用変圧器(B)	90.0																			
T/B非常用照明用変圧器(B)	45.0																			
C/B非常用照明用変圧器(B)	45.0																			
R/B盤内照明(B)用変圧器	2.0																			
R/B内開閉スベースヒーティング変圧器	14.0																			
非常用ガス処理系排風機(B)等	35.0																			
格納容器内雰囲気モニタ系(B) 真空調機	11.0																			
非常用ガス処理系真空調機(B)	1.5																			
DG(B) 非常用送風機(A)、(B)、(C)	135.0																			
凝乳除去系ポンプ(C)	511.6																			
HECW冷水ポンプ(B)、(D)	37.0																			
HECW冷水機(B)、(D)潤滑油ポンプ	4.4																			
RHRポンプ(C)真空調機	5.5																			
原子炉補機(B)送風機	30.0																			
原子炉補機(B)送風機	5.5																			
凝乳除去系ポンプ(B)	511.6																			
HNGW冷水ポンプ(D)	30.0																			
HNGW低温冷水ポンプ(B)	75.0																			
換気空調機非常用冷却水系冷水機(D)圧縮機	350.0																			
換気空調機非常用冷却水系冷水機(D)潤滑油ポンプ	0.75																			
換気空調機非常用冷却水系冷水機(D)潤滑油ヒータ	1.6																			
DWG上部送風機(B)	18.5																			
RHRポンプ(B)真空調機	5.5																			
HECW冷水機(B)、(D)圧縮機	310.0																			
HECW冷水機(B)、(D)潤滑油ヒータ	3.0																			
原子炉補機冷却水ポンプ(B)、(D)	470.0																			
DWG下部送風機(B)、(C)	110.0																			
ROWポンプ(B)真空調機(A)、(B)	44.0																			
MCR送風機(B)	110.0																			
MCR排風機(B)	3.7																			
計測制御電源(B)送風機	22.0																			
計測制御電源(B)送風機	2.2																			
原子炉補機冷却水ポンプ(B)、(D)	795.8																			
消火ポンプ(B)	75.0																			
制御機駆動水ポンプ(B)	284.3																			
制御機駆動水ポンプ(B) 補助油ポンプ	1.5																			
SLO貯蔵タンク保温用ヒータ	2.0																			
スタック放熱モニタ配管用ヒータ	4.0																			
格納容器内雰囲気モニタ系(B)ヒータ制御盤	12.0																			
格納容器内雰囲気モニタ系(B) サンプルラック 吸引ポンプ	0.75																			
格納容器内雰囲気モニタ系(B) サンプルラック 排気ポンプ	0.75																			
タストモニタサンプルラックポンプ(B)	1.5																			
潤滑油係数調整モニタ配管ヒータ制御箱	2.0																			
第4、6、8輪重シヤキク油ポンプ	11.1																			
RFP-T(B)ターニング装置	1.5																			
従水移送ポンプ(B)	45.0																			
計器用圧縮空気系除油装置電気ヒータ(B)(メイン)、(コントロール)	9.0																			
計器用圧縮空気系除油装置プロブ(B)	3.9																			
計器用圧縮空気系除油装置プロブ(B)	1.1																			
燃料移送ポンプ(B)	0.5																			
燃料油ドレンポンプ(B)	0.04																			
非常用ディーゼル発電設備空気圧縮機 (B-1)、(B-2)	5.9																			
機関用弁注油電動ポンプ(B)	0.08																			
FCS 除泡ヒータ(B)用変圧器	0.9																			
R/B 非放射線ストームドレンサンポンプ(B)	1.1																			
ROW 熱交換器室(B)	1.1																			
非放射線ストームドレンサンポンプ	30.0																			
R/B エレベータ(2)用変圧器	4.0																			
環状ダスト(B)(原水タンク)	5.0																			
ページ用整流器	7.4																			
鉄オゾン供給装置制御盤	1.30																			
塵外変圧器消火装置	5.5																			
燃料移送ポンプ(B)送風機	0.75																			
T/Bダスト放射線モニタ現場制御盤-2	3.7																			
火災対策(緊急用電用品種類以外)	40.0																			
火災対策(可燃設備火災監視設備)	30.0																			
建屋水密化	10.0																			
モニタリング用無停電電源装置	1.5																			
新電気室2B 送風機	304.18																			
緊急時対策建屋	304.18																			
合計	4796.9	3434.8	4796.9	4458.0	4785.9	4458.0	3946.4	4791.4	4785.9	4458.0	4785.9	4458.0	4785.9	4458.0	4791.4	4791.4	4796.9	5348.0	5348.0	5348.0
稼働容量 (kW)																				
高圧・低圧注水機能喪失																				
高圧注水・減圧機能喪失																				
原子炉停止機能喪失																				
崩壊・残熱除去系が故障した場合																				
格納容器破損防止																				
(インターナショナル) L O C A システム																				
格納容器置換加熱																				
格納容器置換加熱 (インターナショナル) L O C A システム																				
SFP燃料損傷防止																				
想定事故 1																				
想定事故 2																				
崩壊・残熱除去機能喪失																				
原子炉冷却材の流出																				

【凡例】
 ○ : 使用負荷
 — : 未使用負荷
【負荷想定】
 負荷①: LOCA 信号発生前の負荷状態
 負荷②: LOCA 信号発生後の負荷状態

表 3 HPCS D/G 負荷リスト

機器名称	稼働容量 (kW)		有効性評価で想定する負荷												停止時LOCA			
	負荷①	負荷②	TQUV		TQUX		TWR(RHR故障)		TC		ISLOCA		DCH			想定事故1	想定事故2	停止時TW
			負荷①	負荷②	負荷①	負荷②	負荷①	負荷②	負荷①	負荷②	負荷①	負荷②	負荷①	負荷②				
高圧炉心スプレイスポンブ	1800.0		-	-	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
125V充電器盤 2H	10.0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HPCS交流分電盤2H用変圧器	9.0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HPCSポンプ室空調機	18.5		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
原子炉補機(HPCS)室送風機	30.0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
原子炉補機(HPCS)室排風機	18.5		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DG(HPCS)室非常用送風機(A)、(B)	90.0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
高圧炉心スプレイスポンブ冷却水ポンプ	40.0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
高圧炉心スプレイスポンブ冷却海水ポンプ	60.0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
燃料移送ポンプ(H)	0.3		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
燃料油ドレンポンプ	0.04		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HPCSディーゼル発電機空圧縮機(H-1)、(H-2)	30.0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
潤滑油補給ポンプ(H)	0.08		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
燃料移送ポンプ室 排気ファン(H-1)、(H-2)	0.75		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	307.4	307.4	307.4	307.4	2107.4	2107.4	2107.4	2107.4	307.4	307.4	307.4	307.4	307.4	307.4	307.4	307.4	307.4	307.4
			高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	崩壊(残留熱除去系喪失故障した場合)	原子炉停止機能喪失	(インターナショナルLOCA)システム	格納容器雲困気直接加熱	想定事故1	想定事故2	崩壊熱除去機能喪失	原子炉冷却材の流出						
			炉心損傷防止			SFP燃料損傷防止			停止中原子炉の燃料損傷防止									

【凡例】
 ○ : 使用負荷
 - : 未使用負荷
 【負荷想定】
 負荷① : LOCA 信号発生前の負荷状態
 負荷② : LOCA 信号発生後の負荷状態

D/G 及び HPCS D/G の燃料消費量の算出について

1. 基本的考え方

D/G 及び HPCS D/G については、LOCA 信号発信前の負荷状態（負荷①）及び LOCA 信号発信後の負荷状態（負荷②）を想定している。LOCA 信号前後の負荷の大小関係を考慮し、各評価事故シーケンスについて以下のとおり燃料評価を行う。

- ・各ディーゼル発電機について負荷①と負荷②の合計容量を比較し、合計容量が大きい方の負荷状態で事象発生後 7 日間運転継続するものと想定する。なお、「原子炉停止機能喪失」については事象発生直後に LOCA 信号が発信することから、負荷②で事象発生後 7 日間運転継続するものと想定する。
- ・燃料評価に使用する各ディーゼル発電機の単位時間あたりの燃料消費量については、図 1 に示す曲線から各出力に応じた燃料消費量を読み取り燃料評価に使用^{*}する。

※ ディーゼル発電機の出力は各評価事故シーケンスにおける合計出力を 50kW 単位で切り上げ、燃料消費量は 10L/h 単位で保守的に読み取りを実施

2. 燃料評価の例

TQUV 及び TQUX を例に具体的な評価を以下に示す。

(1) TQUV

TQUV における D/G 及び HPCS D/G の燃料消費量を表 1 に示す。

表 1 TQUV における D/G 及び HPCS D/G の燃料消費量

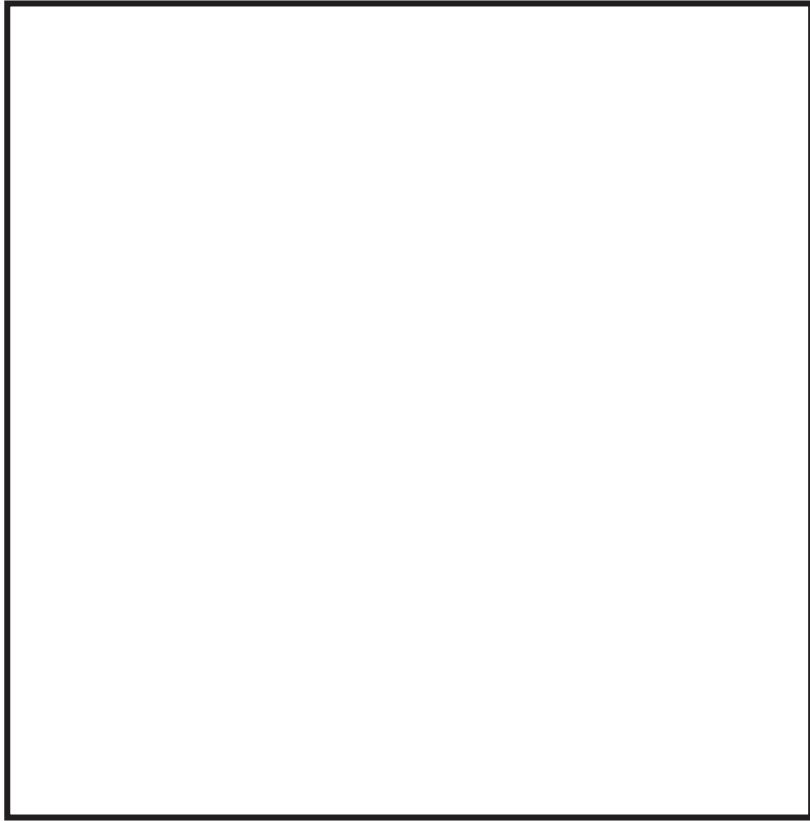
ディーゼル発電機	評価期間	出力 (kW)	燃料消費量 (L/h)	燃料消費量評価結果
D/G(A)	事象発生直後～ 事象発生 7 日後	5200	1500	1,500L/h×168h=252,000L (約 252kL)
D/G(B)		4800	1380	1,380L/h×168h=231,840L (約 232kL)
HPCS D/G		350	280	280L/h×168h=47,040L (約 48kL)
				7 日間合計 : 約 532kL

(2) TQUX

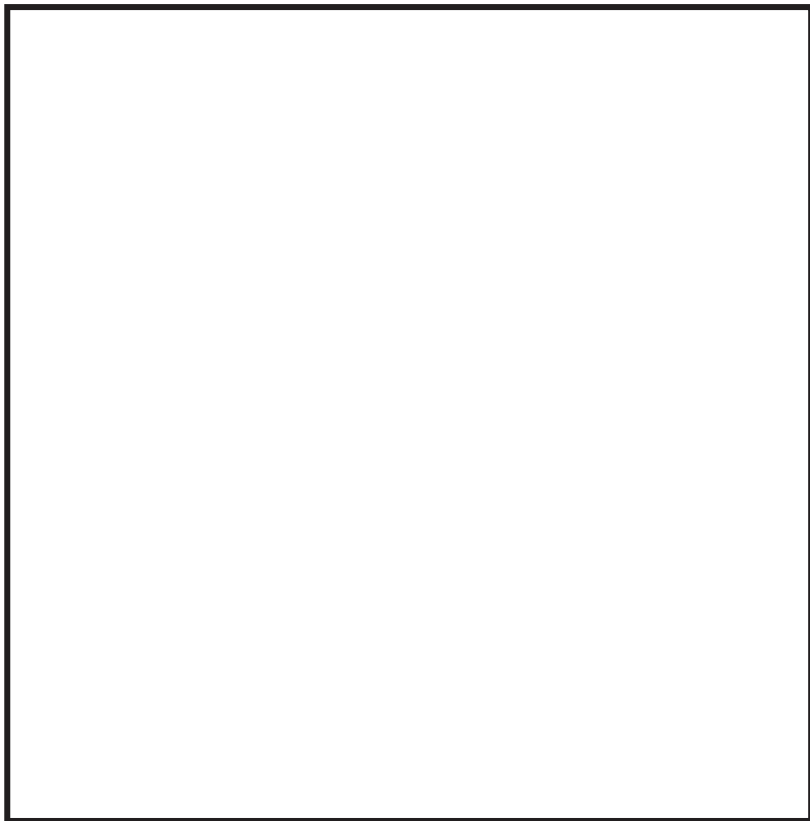
TQUX における D/G 及び HPCS D/G の燃料消費量を表 2 に示す。

表 2 TQUX における D/G 及び HPCS D/G の燃料消費量

ディーゼル発電機	評価期間	出力 (kW)	燃料消費量 (L/h)	燃料消費量評価結果
D/G(A)	事象発生直後～ 事象発生 7 日後	5300	1530	1,530L/h×168h=257,040L (約 258kL)
D/G(B)		4800	1380	1,380L/h×168h=231,840L (約 232kL)
HPCS D/G		350	280	280L/h×168h=47,040L (約 48kL)
				7 日間合計 : 約 538kL



【D/G(A) 及び D/G(B)】



【HPCS D/G】

図1 D/G 及び HPCS D/G の燃料消費量曲線

補足 65-6

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

70. 有効性評価における解析条件の変更等について

1. 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

(1) 2018年3月22日審査会合からの変更点

a. 解析条件の変更

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」については、ほう酸水注入系のほう酸濃度を運用値である1,200ppm相当の12.1wt%とした条件にて評価を行っていたが、原子炉設置許可変更申請書の添付書類八との整合性の観点から、1,000ppm相当の濃度である10.3wt%とした条件に見直しを行うこととした（表1-1参照）。

解析条件見直し後においても、ほう酸水注入開始前に最大値を示す燃料被覆管最高温度、燃料被覆管酸化量および原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力については、解析条件変更により違いは生じない。また、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度については、解析条件変更前と比べて僅かに高い値となるものの、判断基準を満足することを確認した（表1-2参照）。

表1-1 解析条件の変更（原子炉停止機能喪失）

解析条件	変更前	変更後	変更理由
ほう酸水注入系 ほう酸濃度	12.1wt% (1,200ppm相当)	10.3wt% (1,000ppm相当)	原子炉設置許可変更申請書添付書類八との整合性の観点からの変更

表1-2 評価結果（原子炉停止機能喪失）

評価項目	変更前	変更後	判定基準
燃料被覆管最高温度	約961℃	同左	1,200℃以下
燃料被覆管酸化量	1%以下	同左	15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力	約9.56MPa[gage]	同左	10.34MPa[gage]未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力	約0.19MPa[gage]	約0.21MPa[gage]	0.854MPa[gage]未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度	約113℃	約116℃	200℃未満

b. 原子炉停止機能喪失が発生した場合における手順の変更

原子炉停止機能喪失が発生した場合の対応手順について、判断の迅速性を考慮した手順に変更することとした（表1-3参照）。

なお、ほう酸水注入系の起動判断を変更しても、原子炉停止機能喪失の評価における、ほう酸水注入系の起動時期は大きく変わらないことから、評価に変更は生じない。

表1-3 原子炉停止機能喪失が発生した場合の対応手順の変更

判断項目	変更前	変更後	変更理由
原子炉停止機能喪失判断 ^{※1}	全制御棒全挿入位置又は02ポジションの確認ができない場合	1本 ^{※2} よりも多くの制御棒が未挿入の場合	判断の迅速性を考慮した変更
ほう酸水注入系起動判断	サプレッションプール水温が49℃に到達した場合	原子炉停止機能喪失を判断した場合	

※1 原子炉手動スクラム，原子炉モードスイッチ「停止」位置切替，手動による代替制御棒挿入を実施しても全制御棒全挿入とならず，未挿入の制御棒が1本よりも多い場合，原子炉停止機能喪失と判断

※2 停止余裕を考慮し設定

(2) 2018年5月17日審査会合からの変更点

a. 重要事故シーケンス及び有効性評価において期待する設備の変更

重要事故シーケンスの選定にあたり、LOCAの分類を2分類（大破断LOCA及び中小破断LOCA）としていたが、流出量に応じて炉心損傷回避可能な緩和系が異なることを踏まえて3分類（大破断LOCA，中破断LOCA及び小破断LOCA）に変更した。

それに伴い、LOCA時注水機能喪失における重要事故シーケンスについては、要求される設備容量等の観点からより厳しい想定となる中破断LOCAを起因事象とする事故シーケンスに変更した。

また、中破断LOCAを起因事象とする事故シーケンスに対する対策の有効性を確認することから、蒸気により駆動する高圧代替注水系による原子炉注水には期待しない評価に変更した。

b. 想定する破断位置及び破断面積

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」において、破断位置として、気相部に接続する主蒸気配管，液相部に接続する再循環配管及び底部ドレン配管では、事象進展に優位な差はないこと及び雰囲気気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）において再循環配管を想定していることを考慮し、再循環配管を設定することに変更した。

また、破断面積については、燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲で事象

進展の特徴を代表でき、操作時間余裕を確保できる破断面積として 1.4cm^2 を設定した。

表 1-4 LOCA時注水機能喪失における変更内容

項目	変更前	変更後
重要事故シーケンスにおけるLOCA分類	2分類（大破断LOCA，中小破断LOCA）	3分類（大破断LOCA，中破断LOCA，小破断LOCA）
重要事故シーケンスにおける起回事象	中小破断LOCA	中破断LOCA
期待する主な重大事故等対処設備	高圧代替注水系 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）	低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）
想定する破断位置	底部ドレン配管	再循環配管
想定する破断面積	6cm^2	1.4cm^2

上記の変更後においても、表 1-5 に示すとおり、評価結果は判定基準を満足することを確認した。

表 1 - 5 評価結果 (LOCA時注水機能喪失)

評価項目	変更前	変更後	判定基準
燃料被覆管最高温度	約 666℃	約 872℃	1, 200℃以下
燃料被覆管酸化量	1 %以下	同左	15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力	約 7. 69MPa [gage]	同左	10. 34MPa [gage] 未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力	約 0. 427MPa [gage]	同左	0. 854MPa [gage] 未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度	約 154℃	約 155℃	200℃未満
(参考) 格納容器ベント時間	約 43 時間	約 44 時間	—

(3) 2018年6月12日審査会合からの変更点

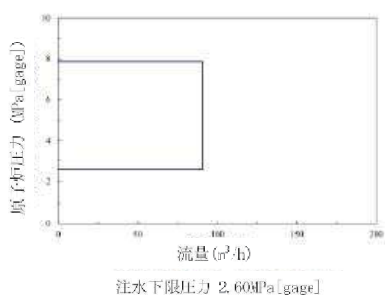
a. 解析条件の変更

(a) 逃がし安全弁による原子炉減圧時間の変更

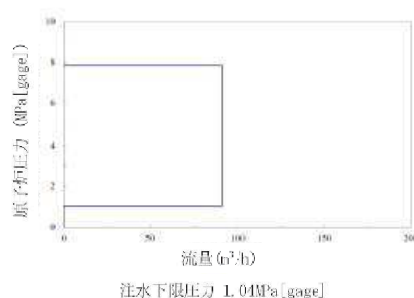
事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗) + 直流電源喪失」においては、事象発生 8 時間後に注水設備を高圧代替注水系から低圧代替注水系 (常設) (直流駆動低圧注水ポンプ) に、直流電源を 125V 代替蓄電池から電源車給電に切り替える評価としていたが、本事故シーケンスグループの特徴である直流電源喪失に対する対策の有効性を確認するとともに、直流電源喪失時の初期対応で受電操作を実施する常設代替直流電源設備 (125V 代替蓄電池) の使用量を厳しく評価する観点から、常設代替直流電源設備により高圧代替注水系を事象発生 24 時間後まで継続運転する解析へと変更した。

(b) 高圧代替注水系の注水特性の変更

設計進捗 (配管ルートの確定) を踏まえ、高圧代替注水系の注水特性を変更した。



[変更前]



[変更後]

なお、解析においては、原子炉圧力が高圧状態の時にのみ高圧代替注水系の注水に期待しており、原子炉減圧開始以降においては高圧代替注水系の注水には期待しない評価としていることから、本変更に伴う解析結果への影響はない（補足説明資料「133. 原子炉減圧実施時における原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系の注水方法の設定について」参照）。

表 1 - 6 解析条件の変更（全交流動力電源喪失（外部電源喪失 + DG 失敗） + 直流電源喪失）

項目	変更前	変更後
高圧代替注水系 [*] の注水時間	事象発生 40 分後から 事象発生 8 時間後まで	事象発生 40 分後から 事象発生 24 時間後まで
逃がし安全弁による原子炉 手動減圧開始時間	事象発生 8 時間後	事象発生 24 時間後
高圧代替注水系	90.8m ³ /h (7.86～ 2.60MPa[gage]において)	90.8m ³ /h (7.86～ 1.04MPa[gage]において)

※ 高圧代替注水系の制御には常設代替直流電源設備（125V 代替蓄電池）を用いる

上記の変更後においても、表 1 - 7 に示すとおり、解析結果は判定基準を満足することを確認した。

表 1 - 7 評価結果（全交流動力電源喪失（外部電源喪失 + DG 失敗） + 直流電源喪失）

評価項目	変更前	変更後	判定基準
燃料被覆管最高温度	約 672℃	約 309℃	1,200℃以下
燃料被覆管酸化量	1%以下	同左	15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリ にかかる圧力	約 7.77MPa[gage]	同左	10.34MPa[gage] 未満
原子炉格納容器バウンダリに かかる圧力	約 0.347MPa[gage]	約 0.375MPa[gage]	0.854MPa[gage] 未満
原子炉格納容器バウンダリに かかる温度	約 147℃	約 155℃	200℃未満

2. 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

(1) 2017年12月26日審査会合からの変更点

a. 重大事故等対処設備の追加

想定事故1及び想定事故2については、燃料プール代替注水系（可搬型）による注水により燃料損傷の防止を図ることを説明してきたが、燃料プール周辺の線量率上昇時、スロッシング発生時等においても確実な対応が可能となるよう、燃料プール代替注水系（常設配管）についても重大事故等対処設備とすることとした（表2-1参照）。

表2-1 重大事故等対処設備の変更（想定事故1および想定事故2）

項目	変更前	変更後	変更理由
重大事故等 対処設備	・燃料プール代替注 水系（可搬型）	・燃料プール代替注 水系（可搬型） ・燃料プール代替注 水系（常設配管）	線量率上昇時，スロッシング 発生時等における確実な対応 を考慮した変更

b. 重大事故等対処設備の運用の変更

使用済燃料プール監視設備の使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式）は、水位計測時にヒータが10分に1回のサイクルでON-OFFの繰り返し動作を行う設備であり、常時計測とした場合におけるヒータ制御回路の耐久性の観点から考慮し事象発生後に中央制御室の操作スイッチにより計測を開始することで説明してきたが、ヒータ制御回路の耐久性を確認したことから、常時計測を行うことで事象発生後の操作を不要とした。

c. 評価条件の不確かさの影響評価の見直し

基準地震動の変更及び追加にともなうスロッシング再評価を行い、スロッシング発生時の燃料プール水位の低下量を、サイフォンブレイク孔設置位置を下回る通常水位から約0.53mに見直しを行っている。燃料プール水位の不確かさとして、スロッシングによる燃料プール水位の低下を取り扱っており、水位低下量が大きくなった場合、燃料プールの保有水量は減少するため、遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間等に影響が生じる。このため、スロッシング発生時における燃料プール水位低下量の見直しに伴う影響評価を実施した。評価結果を表2-2及び表2-3に示す。

表 2 - 2 評価結果（想定事故 1）

評価項目	変更前 (水位低下量 約 0.1m)	変更後 (水位低下量 約 0.53m)	判定基準
遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間（10mSv/h の場合）	約 23.4 時間	約 18.1 時間	事象発生 13 時間（燃料プール代替注水系による注水開始時間）以降であること
燃料有効長頂部に到達するまでの時間*	約 4.1 日	約 3.9 日	事象発生 13 時間（燃料プール代替注水系による注水開始時間）以降であること

※ 保守的な取り扱いとして、燃料有効長頂部より到達時間が早い燃料ハンドル上部にて評価を実施

表 2 - 3 評価結果（想定事故 2）

評価項目	変更前 (水位低下量 約 0.1m)	変更後 (水位低下量 約 0.53m)	判定基準
遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間（10mSv/h の場合）	約 18.6 時間	約 18.1 時間	事象発生 13 時間（燃料プール代替注水系による注水開始時間）以降であること
燃料有効長頂部に到達するまでの時間*	約 3.9 日	約 3.9 日	事象発生 13 時間（燃料プール代替注水系による注水開始時間）以降であること

※ 保守的な取り扱いとして、燃料有効長頂部より到達時間が早い燃料ハンドル上部にて評価を実施

3. 必要な要員及び資源の確保

(1) 2018 年 5 月 17 日審査会合からの変更点

a. 発電所常駐要員数の変更

有効性評価における夜間・休日の発電所常駐要員として、これまで原子炉運転時は 31 名、原子炉停止時は 29 名としていたが、以下の重大事故等対策の見直しに伴い、発電所常駐要員数を原子炉運転時は 30 名、原子炉停止時は 28 名に変更する（表 3 - 1 参照）。

[変更内容]

- ・敷地内に津波の影響が及んだ直後は可搬型設備の対応の実行性に不確かさが大きいとため、「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再閉失敗+HPCS失敗」（以下「TBP」という。）のように事象進展（注水機能の喪失）が早い事象に対応するため、低圧代替注水系（可搬型）（緊急送水ポンプ）に代えて、新たに常設の重大事故等対処設備として低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）を設置する。これに伴い、緊急

送水ポンプ起動後の監視を行うこととしていた重大事故等対応要員1名が不要となった。

各事故シーケンスグループ等のうち必要な要員数が最も多い事故シーケンスグループ等はTBPであり、その要員数は31名であったが、上記のとおりTBPにおいて必要な要員数が1名減の30名となることから、発電所常駐要員数としても1名減の30名（運転停止中は28名）へ変更する。

なお、発電所常駐要員を30名（運転停止中は28名）へ変更した場合でも他の事故シーケンスグループ等への対応に必要な要員は確保されている（表3-2参照）。

表3-1 発電所常駐要員数の変更

要員名称	原子炉運転時		原子炉停止時	
	変更前	変更後	変更前	変更後
発電所対策本部要員	6名	同左	6名	同左
重大事故等対応要員	18名	17名	18名	17名
運転員	7名	同左	5名	同左
合計	31名	30名	29名	28名

表3-2 各事故シーケンスグループ等への対策に必要な要員数

事故シーケンスグループ等	必要な要員数 (変更前)	必要な要員数 (変更後)
2.1 高圧・低圧注水機能喪失	30	同左
2.2 高圧注水・減圧機能喪失	11	同左
2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗） +HPCS失敗	30	同左
2.3.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗） +高圧注水失敗	30	同左
2.3.3 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗） +直流電源喪失	30	同左
2.3.4 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗） +SRV再閉失敗+HPCS失敗	31	30
2.4.1 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）	30	同左
2.4.2 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	30	同左
2.5 原子炉停止機能喪失	28	同左
2.6 LOCA時注水機能喪失	30	同左
2.7 格納容器パイパス（インターフェイスシステムLOCA）	30	同左
3.1.2 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）	30	同左
3.1.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過 温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）	30	同左
3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	30	同左
3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用	30	同左
3.4 水素燃焼	30	同左
3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用	30	同左
4.1 想定事故1	28	同左
4.2 想定事故2	28	同左
5.1 崩壊熱除去機能喪失	10	同左
5.2 全交流動力電源喪失	28	同左
5.3 原子炉冷却材の流出	11	同左
5.4 反応度の誤投入	-*	-

※ 本事故シーケンスにおいて、重大事故等対策はすべて自動で作動するため、「-」とする。なお、スクラム動作後の原子炉の状態確認において、中央制御室の運転員1名で実施可能

4. 重大事故

(1) 2018年6月28日審査会合からの変更点

a. 設備の変更

格納容器破損モード「格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却系を使用する場合）」への対応においては、代替循環冷却系による原子炉注水及び原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器スプレイにより格納容器冷却を行うこととしており、格納容器の限界温度及び限界圧力を下回っているものの、事象発生から7日後においても格納容器温度が高く維持されている評価であった。より効率的に格納容器温度を低下させるため、代替循環冷却系の設備変更を行い、原子炉注水及び格納容器スプレイの同時運用により格納容器除熱する方法を採用する。同時運用の系統構成を図4-1に示す。

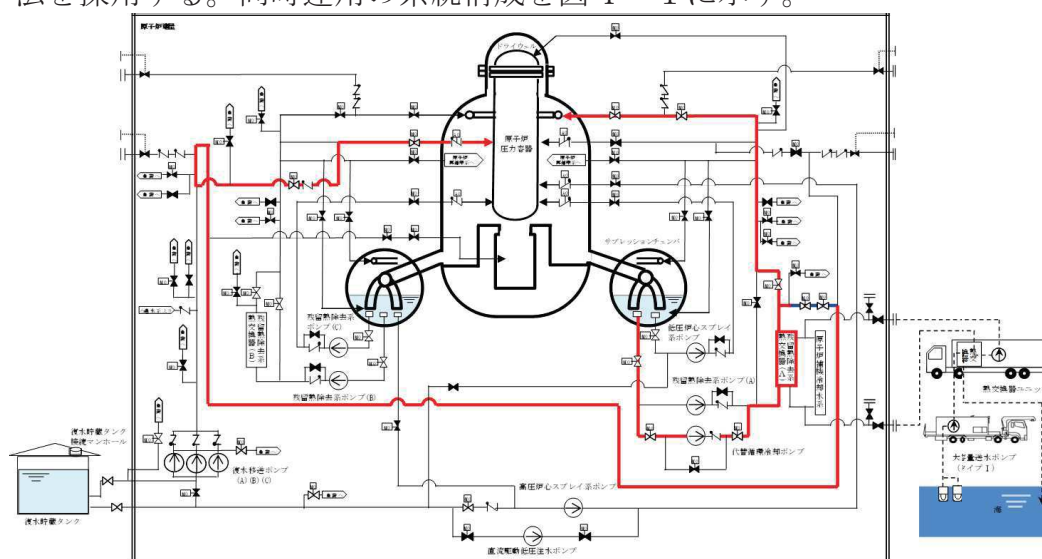


図4-1 代替循環冷却系系統概要図

b. 解析条件の変更

上記の代替循環冷却系の設備変更を踏まえ、格納容器破損モード「格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却系を使用する場合）」の解析条件を表4-1のとおり、見直しを行った。

また、Cs-137放出量評価において、これまでは原子炉格納容器の漏えい孔におけるエアロゾル粒子の捕集効果に期待しないものとしていたが、中央制御室の居住性に係わる被ばく評価において、本捕集効果としてDF=10が適用できることを確認したことから、Cs-137放出量評価においてもDF=10を適用することとした。

上記の変更後においても、表4-3に示すとおり、解析結果は判定基準を満足することを確認した。

表 4-1 解析条件の変更
(格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用する場合))

解析条件		変更前	変更後
機器条件	代替循環冷却系	150m ³ /hにて原子炉注水	循環流量は、原子炉注水へ50m ³ /h、格納容器スプレイへ100m ³ /hに分配
	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型)	88m ³ /hにて格納容器内にスプレイ	—
操作条件	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却操作	事象発生 24 時間以降 (開始条件) 格納容器温度 150℃到達 (停止条件) 格納容器温度 110℃まで 降下後	—

表 4-2 解析条件の変更 (Cs-137 の放出量評価)
(格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用する場合))

解析条件	変更前	変更後
格納容器漏えい孔におけるエアロゾルの捕集効果	DF=1	DF=10

表 4-3 評価結果
(格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用する場合))

評価項目	変更前	変更後	判定基準
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力	約 0.536MPa [gage]	同左*	0.854MPa [gage] 未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度	約 178℃	同左	200℃未満
Cs-137 放出量 (建屋からの漏えい)	約 11TBq	約 9.9×10 ⁻¹ TBq	100TBq

※：原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が最大となる時点において、水の放射線分解によって発生する水素ガス及び酸素ガスは、格納容器内の非凝縮性ガスに占める割合の約 1% 以下であるため、その影響は無視しうる程度である。

(2) 2018 年 7 月 5 日審査会合からの変更点

a. 運用の変更

炉心損傷が発生した場合、外部水源注水量限界到達時点からプルーム通過に備えた作業等を実施し、格納容器ベント操作を実施する運用としていたが、外部水源注水量限界到達による格納容器代替スプレイの停止以降、速やかに格納容器除熱を実施可能な運用に見直しを実施した。

本運用に見直しを実施することにより、外部水源注水量限界到達後に開始する S / C ベント用出口隔離弁の操作について、格納容器限界圧力 (0.854MPa [gage]) までの時間余裕をさらに確保できることから、より安全性

が向上する運用となる。

b. 解析条件の変更

格納容器破損モード「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）」においては、格納容器代替スプレイ後の作業等を踏まえて、格納容器圧力が0.854MPa[gage]到達時に原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱を開始する解析としていた。

実際の運用に即した解析とするため、a. に示す運用変更を踏まえた原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱開始時間を設定し、解析条件に反映した。

また、4.(1) b. に記載の通り、本格納容器破損モードにおけるCs放出量評価においてもDFの設定は1から10に変更している。

上記の変更後においても、表4-6に示すとおり、解析結果は判定基準を満足することを確認した。

表4-4 解析条件の変更
(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）)

解析条件		変更前	変更後
操作条件	原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.854MPa[gage] 接近時	サプレッションプール水位が真空破壊装置下端-0.4m 到達から5分後

表4-5 解析条件の変更 (Cs-137 の放出量評価)
(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）)

解析条件	変更前	変更後
格納容器漏えい孔におけるエアロゾルの捕集効果	DF=1	DF=10

表 4-6 評価結果

(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))

評価項目	変更前	変更後	判定基準
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力	約 0.854MPa [gage] を超えない	同左※	0.854MPa [gage] 未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度	約 178°C	同左	200°C未満
Cs-137 放出量 (ドライウエルのベントライン経由)	約 3.8×10^{-1} TBq	約 3.2×10^{-1} TBq	100TBq
Cs-137 放出量 (建屋からの漏えい)	約 10TBq	約 9.9×10^{-1} TBq	
Cs-137 放出量 (合計)	約 11TBq	約 1.4TBq	

※：原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が最大となる時点において、水の放射線分解によって発生する水素ガス及び酸素ガスは、格納容器内の非凝縮性ガスに占める割合の2%以下であるため、その影響は無視しうる程度である。

(3) 2018年7月26日審査会合からの変更点

a. 全交流動力電源喪失の想定の見直し

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」、「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「溶融炉心・コンクリート相互作用」の評価事故シーケンスについて、PRA から抽出されたシーケンスでは全交流動力電源喪失や取水機能喪失の重畳は選定されない。

従来は、電源の復旧、注水機能の確保等に必要となる事故対処設備が多く、格納容器破損防止対策を講じるための時間を厳しくし、また、格納容器への注水及び除熱対策の有効性評価を網羅的に確認可能とするため、全交流動力電源喪失を重畳していた。しかし、本格納容器破損モードの評価においては、原子炉圧力容器破損に至る必要があるため、重大事故等対処設備による原子炉注水機能も使用できないものと仮定していることから、電源の想定については、シーケンス選定のとおり、全交流動力電源喪失を重畳させないシーケンスにて評価を行う。

b. DCH 対策の原子炉減圧における減圧タイミング及び減圧弁数の変更

(a) 減圧弁数

従来は原子炉減圧の観点で厳しい評価とするため、逃がし安全弁1個による減圧としていたが、実際の運用では、逃がし安全弁2個による減圧を行う。

よって、運用に即した解析とし、解析条件として減圧の弁数を1個から2個に変更する。

(b) 減圧タイミング

従来は原子炉減圧のタイミングを原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの10%高い位置 (BAF+10%) に到達した時点としていたが、原子炉減圧タ

イミングによる水素発生量の差異を考慮した検討により有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの 20%高い位置 (BAF+20%) に到達した時点に変更する。

よって、運用の変更を反映し、解析条件として減圧タイミングを BAF+10% から BAF+20%に変更する。

c. DCH 対策の原子炉压力容器破損前スプレイの実施

DCH 対策の原子炉減圧時において、格納容器環境の緩和のために、原子炉压力容器破損前の格納容器スプレイを実施し、格納容器下部へスプレイ水が流入することで格納容器下部への事前水張りを実施する。

原子炉压力容器破損前の格納容器スプレイには、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）及び代替循環冷却系が使用可能であるが、事象初期より代替循環冷却系による除熱をした場合は、格納容器温度が低く推移することから、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）を使用する場合を評価する。

よって、運用の変更を反映し、解析条件として表 4-7 のとおり変更する。

d. 原子炉压力容器破損後の溶融炉心冷却における格納容器下部の水位管理方法の反映

従来は、原子炉压力容器破損後の溶融炉心冷却については、原子炉格納容器下部注水系による崩壊熱相当の注水により溶融炉心が露出しないことを示すため、原子炉格納容器下部注水系の注水量の解析条件を崩壊熱相当としていた。しかし、実際の運用では、ドライウエル水位計により、ドライウエル水位 0.23m から 0.02m で水位管理を行う。

よって、運用に即した解析とし、解析条件として表 4-7 のとおり変更する。

e. 代替循環冷却系の運用の変更

従来は、代替循環冷却系の運転開始以降は循環流量の全量を連続で格納容器スプレイしていたが、代替循環冷却系の設備改造を踏まえ、原子炉注水と格納容器スプレイの同時運用とすることから、運用に即した解析とし、解析条件として表 4-7 のとおり変更する。

f. Cs 放出量評価における DF の見直し

4. (1) b. に記載の通り、本格納容器破損モードにおける Cs 放出量評価においても DF の設定は 1 から 10 に変更している。

上記の変更後においても、表 4-9 から表 4-11 に示すとおり、解析結果は判定基準を満足することを確認した。

表 4-7 解析条件の変更

(高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱, 原子炉压力容器外の溶融燃料
-冷却材相互作用及び溶融炉心・コンクリート相互作用)

解析条件		変更前	変更後
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	—
機器条件	逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の1個の開放による原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個の開放による原子炉急速減圧
	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系(常設)	—	88m ³ /hにて格納容器内にスプレイ
	原子炉格納容器下部注水系(常設)	事前水張り時: 50m ³ /h	—
		原子炉压力容器破損以降: 崩壊熱相当の注水量にて注水	原子炉压力容器破損以降: 50m ³ /hにて格納容器下部に注水
代替循環冷却系	150m ³ /hにて連続スプレイ	循環流量は, 全体で150m ³ /hとし, 原子炉注水へ50m ³ /h, 格納容器スプレイへ100m ³ /hにて流量を分配	
操作条件	原子炉急速減圧操作	原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの10%高い位置に到達した時点	原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの20%上の位置に到達した時点
	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系(常設)による格納容器下部への注水操作(原子炉压力容器の破損前の初期水張り)	—	原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達したことを確認して開始し, ドライウェル水位が0.23mに到達したことを確認した場合に停止する
	格納容器下部への注水操作(原子炉压力容器の破損前の先行水張り)	原子炉水位(レベル0)未滿かつ注水系なしを確認した場合に開始	—
	原子炉格納容器下部注水系(常設)による格納容器下部への注水操作(原子炉压力容器の破損後の注水)	原子炉压力容器の破損を確認した場合	原子炉压力容器破損以降, ドライウェル水位が0.02mまで低下した場合に開始し, 0.23mに到達した場合に停止

表 4-8 解析条件の変更 (Cs-137 の放出量評価)

(高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱, 原子炉压力容器外の溶融燃料
-冷却材相互作用及び溶融炉心・コンクリート相互作用)

解析条件	変更前	変更後
格納容器漏えい孔におけるエアロゾルの捕集効果	DF=1	DF=10

表 4-9 評価結果
(高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱)

評価項目	変更前	変更後	判定基準
原子炉压力容器の破損直前の原子炉圧力	約 0.2MPa[gage]	約 0.1MPa[gage]	2.0MPa[gage]
Cs-137 放出量 (建屋からの漏えい)	約 1.5TBq	約 1.2×10^{-1} TBq	100TBq

表 4-10 評価結果
(原子炉压力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用)

評価項目	変更前	変更後	判定基準
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力	約 0.25MPa[gage]	約 0.23MPa[gage]	0.854MPa[gage] (格納容器限界圧力)
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度	約 133℃	約 128℃	200℃ (格納容器限界温度)

表 4-11 評価結果
(溶融炉心・コンクリート相互作用)

評価項目	変更前	変更後	判定基準
格納容器下部床面のコンクリート侵食量	約 1 cm	約 2 cm	約 4.3m
格納容器下部壁面のコンクリート侵食量	約 1 cm	約 2 cm	約 1.7m

73. 外部電源の設定の考え方について

有効性評価解析については、審査ガイドにおいて「外部電源の有無の影響を考慮する」ことを求めており、女川2号炉においては「事象進展」、「運転員等操作時間」、「資源評価」の観点を考慮し、以下のとおり設定している。

(1) 炉心損傷防止対策（表1参照）

事象進展への影響を考慮し、起因事象に応じて外部電源の有無を設定した。

a. 起因事象が過渡事象の場合

起因事象が過渡事象の場合、事象進展の厳しさの観点で、原子炉水位の低下が激しい事象として、過渡事象のうち「給水流量の全喪失」（原子炉停止機能喪失を除く。）を選定している。これは、給水流量の全喪失が発生すると、原子炉水位低（レベル3）信号による原子炉スクラムまでの大きな出力低下がなく、また、原子炉水位低（レベル2）信号による再循環ポンプトリップに至るまでに、出力が高く維持された状態が継続するためである。

その際、外部電源なしを想定すると、原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップは事象発生と同時に発生し、外部電源ありの場合と比較し事象が緩和されることとなる。

そのため、起因事象が過渡事象の場合は、外部電源ありを想定する。

b. 起因事象がLOCA事象（ISLOCA含む）の場合

起因事象がLOCA事象の場合、破断口からの冷却材流出により事象が進展することとなる。

その際、外部電源ありを想定すると、給復水系による給水が継続することとなり、外部電源がなく、給復水系による給水がなくなる場合と比較し、原子炉水位の低下が緩和されることとなる。

そのため、起因事象がLOCA事象の場合は、外部電源なしを想定する。

(2) 格納容器破損防止対策

a. 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」、「水素燃焼」

本格納容器破損モードの評価事故シーケンスの選定において、全交流動力電源の喪失を重畳していることから、外部電源なしを想定する。

b. 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」、「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」、「溶融炉心・コンクリート相互作用」

本格納容器破損モードの評価事故シーケンスへの事故対応に用いる設備は

非常用高圧母線に接続されており，非常用ディーゼル発電機からの電源供給が可能であるため，外部電源の有無は事象進展に影響は与えないが，非常用ディーゼル発電機に期待する場合の方が資源の観点で厳しいことを踏まえ，外部電源なしを想定する。

(3) 燃料プールにおける燃料損傷防止対策及び停止中原子炉における燃料損傷防止対策

資源評価の観点から厳しい設定となる外部電源なしを想定する。

ただし，事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」については，制御棒の引き抜き操作に外部電源が必要となることから，外部電源ありを想定する。

なお，外部電源ありを想定する事故シーケンスグループ等においても，評価を厳しくする観点から，資源評価は外部電源なしを前提に実施している。

表1 炉心損傷防止対策における外部電源の想定

事故シーケンスグループ	起因事象	外部電源
高圧・低圧注水機能喪失	過渡事象 [給水流量の全喪失]	あり
高圧注水・減圧機能喪失		あり
全交流動力電源喪失（長期 TB）	過渡事象 [外部電源喪失]	なし (起因事象で想定)
全交流動力電源喪失（TBU）		
全交流動力電源喪失（TBD）		
全交流動力電源喪失（TBP）		
崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）	過渡事象 [給水流量の全喪失]	なし ^{※1}
崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）		あり
原子炉停止機能喪失	過渡事象 [主蒸気隔離弁の誤閉止]	あり ^{※2}
LOCA 時注水機能喪失	LOCA	なし
格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）	ISLOCA	なし

※1 事象発生直後から原子炉隔離時冷却系により炉心は冠水維持され、外部電源有無による事象進展への影響は小さいこと、及び、取水機能喪失を仮定しており外部電源なしを仮定することで常設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が必要となるため

※2 外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず、原子炉出力が高く維持される

90. 水源評価における注水積算量について

水源評価では、外部水源である復水貯蔵タンク及び淡水貯水槽から格納容器内に注水される積算注水量（7日間）を示すとともに、復水貯蔵タンクが枯渇することがないことを評価により確認している。

7日間の積算注水量については、MAAP コードにより求められる外部水源から格納容器内への注水量を積算することで求めており、その評価フローは図1に示すとおりである。

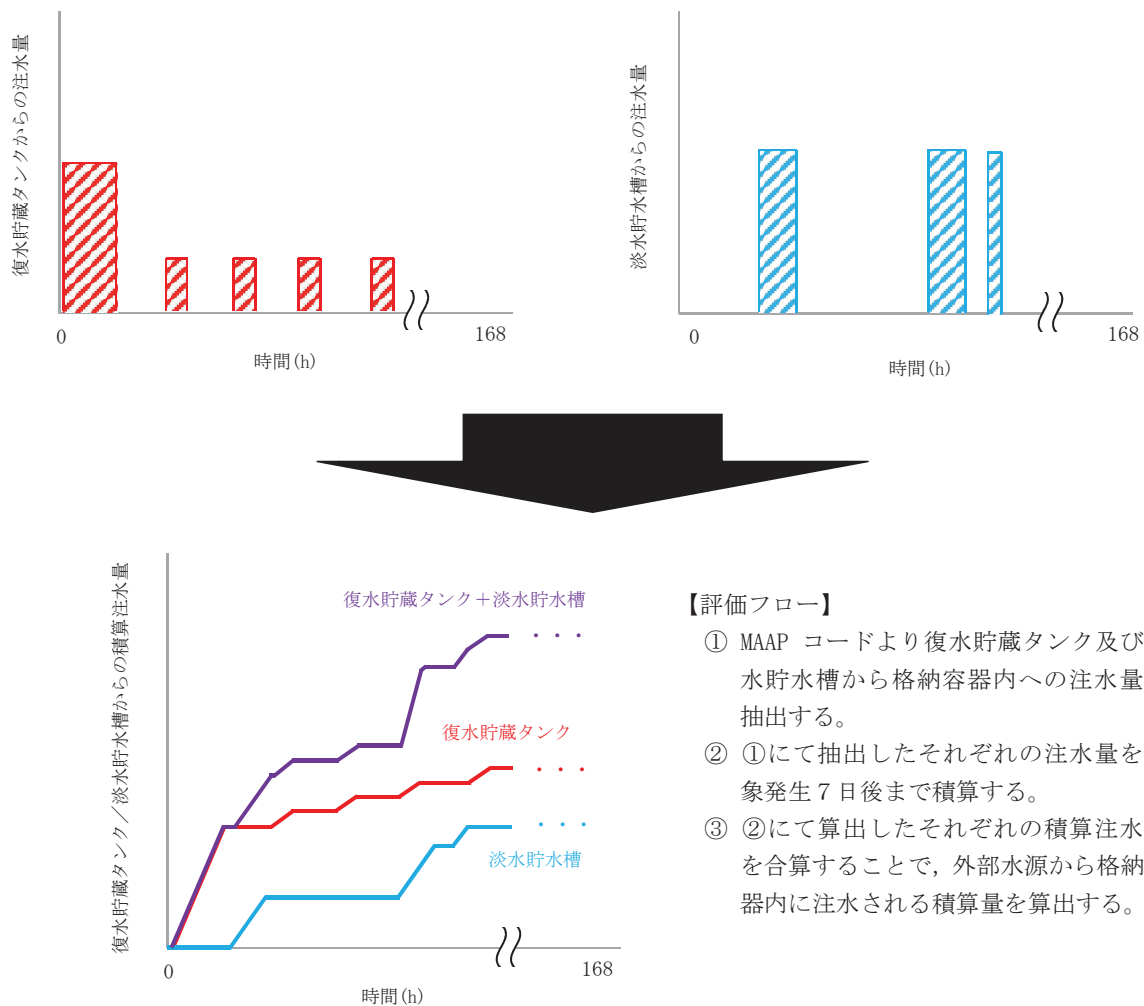


図1 積算注水量の評価フロー

91. 復水補給水系の機能確保の妥当性について

1. 復水補給水系の機能

復水補給水系は重大事故等時の注水に対し、以下の3つの機能に期待している。

- ・ 原子炉水位を維持し炉心損傷を防止するための低圧代替注水機能
- ・ 格納容器の過圧・過温破損破損防止のための格納容器代替スプレイ機能
- ・ 格納容器内での損傷炉心冷却のための格納容器下部注水機能

表1に復水補給水系の機能と対応する重大事故等対処設備を示す。

表1 復水補給水系の機能と対応する重大事故等対処設備

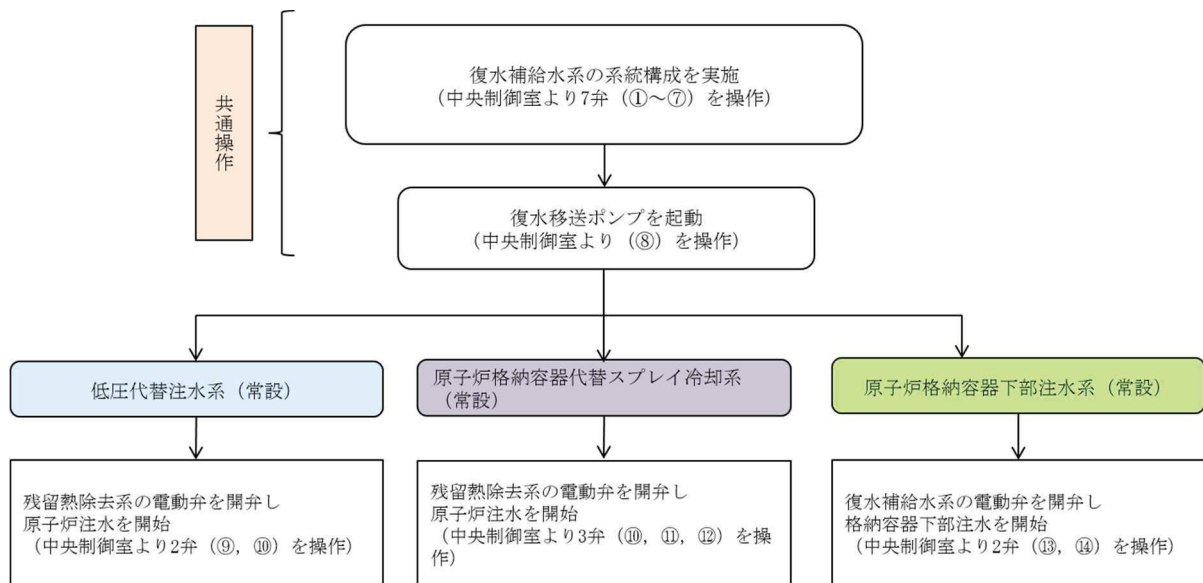
機 能	重大事故等対処設備
原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備	低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）
原子炉格納容器内の冷却等のための設備	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）※1
原子炉格納容器下部の溶解炉心を冷却するための設備	原子炉格納容器下部注水系（常設）
	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）※1

※1 Mark-I改型の原子炉格納容器では、ドライウェルへのスプレイ水がペDESTALに流れ込むことから、格納容器下部注水機能として原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（）に期待

2. 重大事故等時における復水補給水系の操作

復水補給水系による基本的な操作の流れを図1に示す。低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）及び原子炉格納容器下部注水系（常設）の系統構成は、全て中央制御室から遠隔操作により行う設計であり、どちらも共通の操作を行った後に、各々の注水先の弁を開操作するのみで注水可能であり、特段困難な操作はない。

なお、有効性評価においては、同時に複数の機能を使用することは想定していない。



※：図中丸数字は、図2 復水補給水系系統概要図の数字に対応する。

図1 復水補給水系の操作

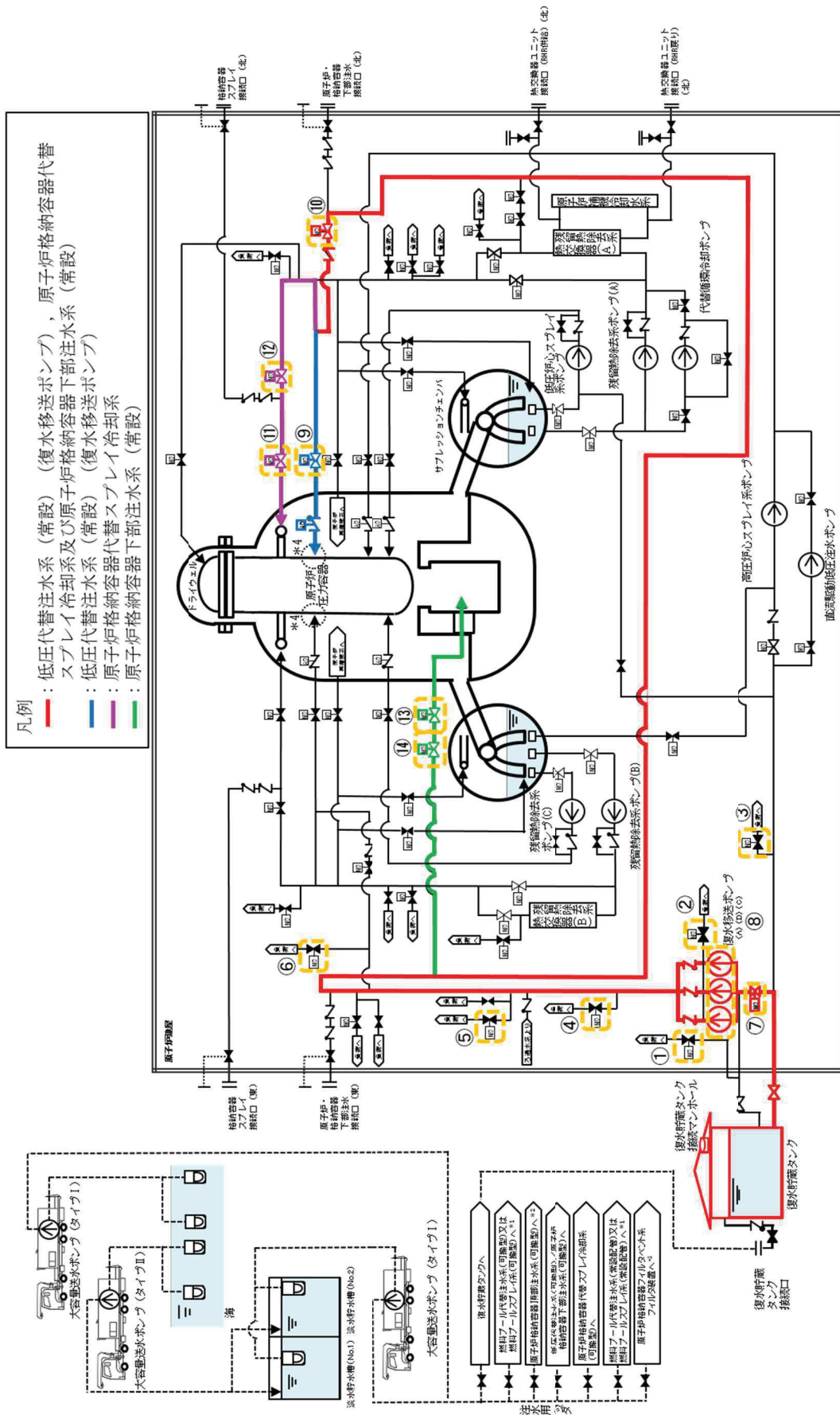
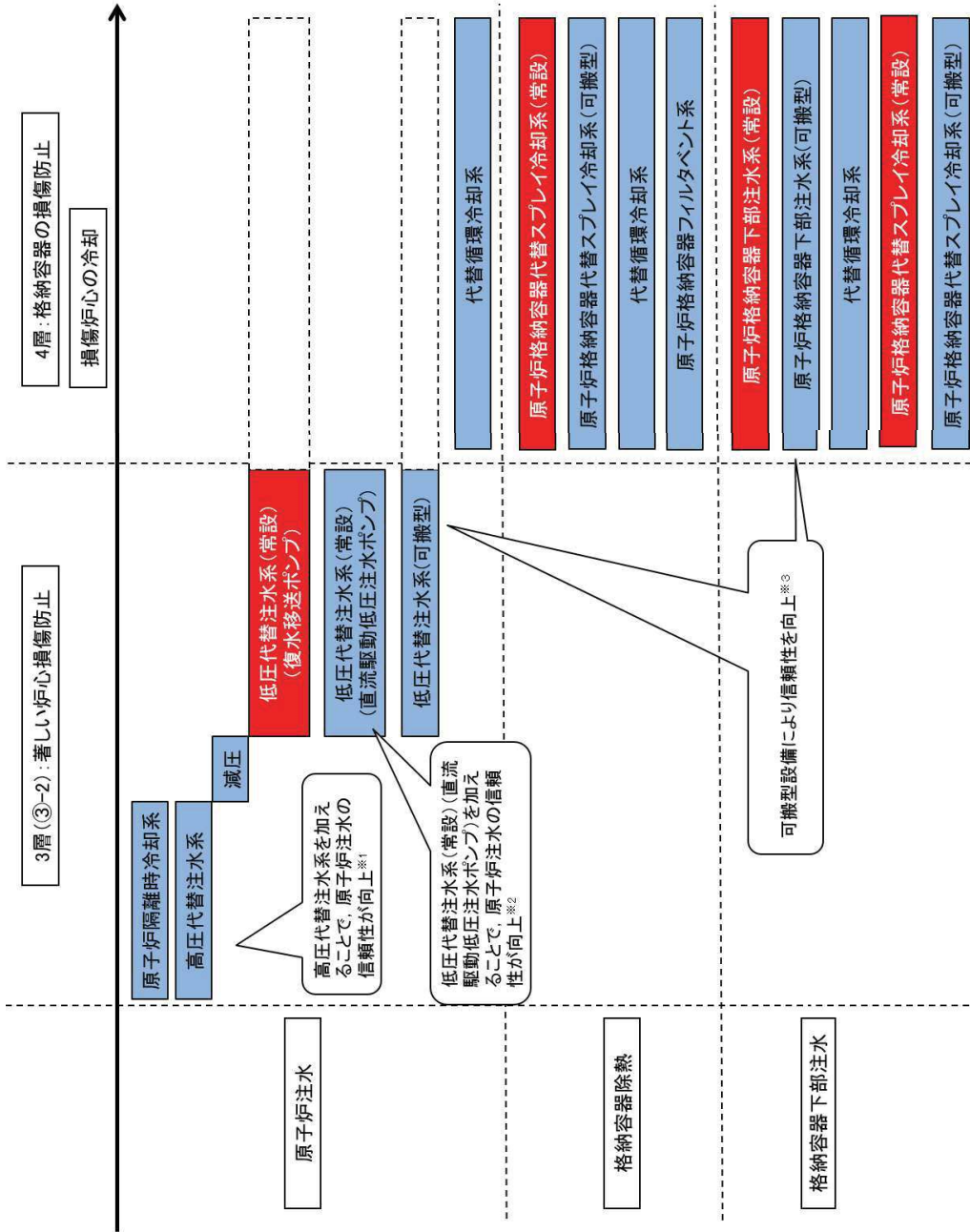


図 2 復水補給水系系統概要図

3. 機能確保

原子炉への注水については、原子炉隔離時冷却系、高圧代替注水系、低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）及び代替循環冷却系を用いた手段に加え、アクセスルートの確保を確認した後（有効性評価上では事象発生後 10 時間後と設定）であれば低圧代替注水系（可搬型）によって機能を担うことも可能である。また、格納容器除熱については、原子炉格納容器代替スプレー冷却系（可搬型）、代替循環冷却系及び原子炉格納容器フィルタベント系によって、格納容器下部注水については、代替循環冷却系、原子炉格納容器代替スプレー冷却系（可搬型）及び原子炉格納容器下部注水系（可搬型）によって機能を補うことが可能である。このように、復水補給水系による各機能については冗長性を持たせることで機能確保を図っている。（図 3）



※1：TQIV, TW, TB等の原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断（LOCA等）を除く事故に対して初期炉心冠水維持が可能。
 ※2：TBPに対して初期炉心冠水維持が可能。
 ※3：原則として事故発生10時間（アクセスルード確保（4時間）＋可搬準備（6時間））までは常設設備での対応とし、可搬型注水設備はアクセス性を考慮し、10時間以降に期待できると整理していることから、有効性評価では、代替スプレイ以外の可搬型注水設備に期待していないが、信頼性を向上させている。

図3 注水等に期待する設備

95. 原子炉建屋負圧達成時間の算出について

原子炉建屋を非常用ガス処理系（以下、「SGTS」という。）排風機で排気した際に負圧達成までに要する時間を評価する。

1. 評価モデル

原子炉建屋の圧力評価モデルを図1に示す。

原子炉建屋圧力は、SGTS 排風機による排気と、原子炉区域インリーク及び原子炉格納容器からの漏えいのバランスにより決定されるものとする。

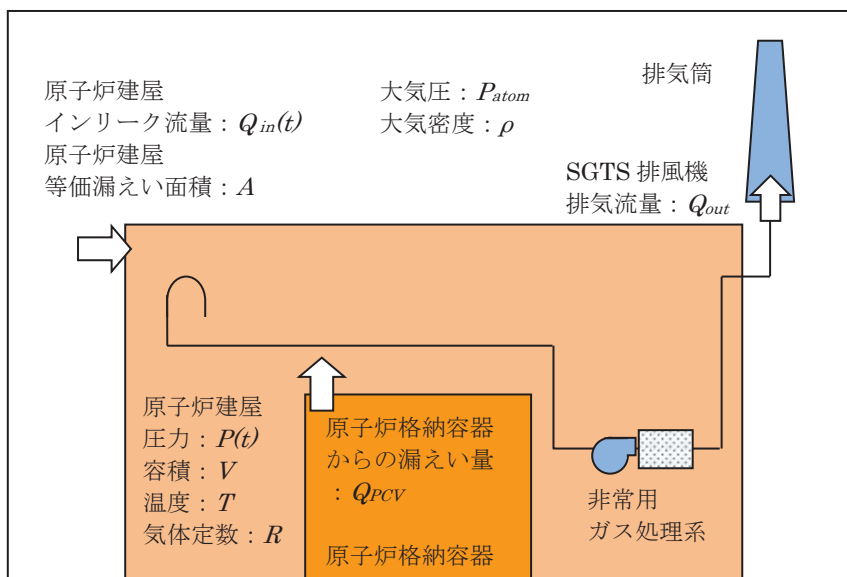


図1 原子炉建屋の圧力評価モデル

2. 評価式

原子炉建屋の圧力変化率は、気体の状態方程式に従い気体のモル数変化率で表される。

$$\frac{dp}{dt} = \frac{RT}{V} \frac{dn}{dt} \quad \dots (1)$$

したがって、原子炉建屋の圧力 ($p(t)$) は次式に従う。

$$\begin{aligned} p(t + \Delta t) &= P(t) + \Delta t \frac{RT}{V} \frac{dn}{dt} \\ \Leftrightarrow p(t + \Delta t) &= P(t) + \Delta t \frac{RT}{V} \left\{ \frac{p(t)}{RT} (-Q_{out} + Q_{in}(t) + Q_{PCV}(t)) \right\} \\ \Leftrightarrow p(t + \Delta t) &= P(t) + \Delta t \frac{p(t)}{V} \{ (-Q_{out} + Q_{in}(t) + Q_{PCV}(t)) \} \quad \dots (2) \end{aligned}$$

Q_{out} : S G T S 排風機流量[m³/s]

$Q_{in}(t)$: 原子炉建屋インリーク流量[m³/s]

$Q_{PCV}(t)$: 格納容器からの漏えい流量[m³/s]

原子炉建屋インリーク流量 $Q_{in}(t)$ は大気圧と原子炉建屋の圧力の差により流量が変化し、その流量はベルヌーイ式で規定されることから次式のとおりとなる。

$$Q_{in}(t) = A \sqrt{\frac{2(p_{atom} - p(t))}{\rho}} \quad \dots (3)$$

A : 原子炉建屋等価漏えい面積[m²]

原子炉建屋等価漏えい面積 A は、原子炉建屋の設計気密度に基づき、式(3)と同じくベルヌーイ式により求められる。

原子炉格納容器からの漏えい流量 $Q_{PCV}(t)$ は、原子炉格納容器内のガスが原子炉建屋に漏えいし、体積膨張するものとして求める。全ての漏えいガスが凝縮せず、理想気体として存在すると仮定すると、その流量は次式のとおりとなる。

$$Q_{PCV}(t) = V_{PCV} \times \frac{\gamma_{PCV}}{100 \cdot 24 \cdot 3600} \times \frac{p_{PCV}}{T_{PCV}} \times \frac{T}{p(t)} \quad \dots (4)$$

γ_{PCV} : 格納容器設計漏えい率[%/日]

したがって、式(2)～(4)より、原子炉建屋の圧力変化量を求める評価式は以下のとおりとなる。

$$p(t + \Delta t) = p(t) + \Delta t \frac{p(t)}{V} \left(-Q_{out} + A \sqrt{\frac{2(p_{atom} - p(t))}{\rho}} + V_{PCV} \times \frac{\gamma_{PCV}}{100 \cdot 24 \cdot 3600} \times \frac{p_{PCV}}{T_{PCV}} \times \frac{T}{p(t)} \right)$$

3. 評価条件

原子炉建屋負圧達成時間の評価に用いる条件を表1に示す。負圧達成と判断する基準圧力は-6.4mmAqとする。

表1 原子炉建屋負圧達成時間の評価条件

項目	式中記号	単位	値	備考
大気圧	P_{atom}	Pa (abs) (kPa (abs))	101,325 (101.325)	標準大気圧
大気密度	ρ	kg/m ³	1.127	気温 40°Cの密度を設定
原子炉建屋圧力	$P(t)$	Pa (abs)	-	事故発生後、原子炉建屋圧力は大気圧まで戻ると想定し、初期圧力には大気圧を設定
原子炉建屋容積	V	m ³		設計値
原子炉建屋温度	T	K	313.15	40°Cと仮定
原子炉建屋等価漏えい面積	A	m ²		原子炉建屋の設計気密度に基づき、ベルヌーイ式より算出 ^{*1}
SGTS 排風機流量	Q_{out}	m ³ /s (m ³ /h)	0.694 (2500)	設計値 (定格流量)
原子炉格納容器圧力	P_{PCV}	Pa (gage) (kPa (gage))	384×10^3 (384)	原子炉格納容器最高使用圧力の0.9倍
原子炉格納容器容積	V_{PCV}	m ³	13,100	設計値
原子炉格納容器温度	T_{PCV}	K	313.15	保守的に原子炉建屋と同じ温度を仮定
原子炉格納容器設計漏えい率	γ_{PCV}	%/日	0.5	原子炉格納容器最高使用圧力の0.9倍までの設計漏えい率

※1 原子炉区域の設計気密度は、「6.4mmAqの負圧状態にあるとき、内部への漏えい率が1日につき内部空間容積の50%以下」である。ここでは、保守的に50[%/日]における等価漏えい面積を使用した。

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

4. 評価結果

原子炉建屋圧力の時間変化を図 2 に示す。

SGTS 排風機起動後、原子炉建屋圧力は単調に低下し、約 520 秒後に負圧達成と判断する基準値 (-6.4mmAq) を下回る。

中央制御室の居住性に係わる被ばく評価及び有効性評価の環境への Cs-137 漏えい評価においては負圧達成時間として、約 520 秒を丸めて保守的に 10 分を使用する。

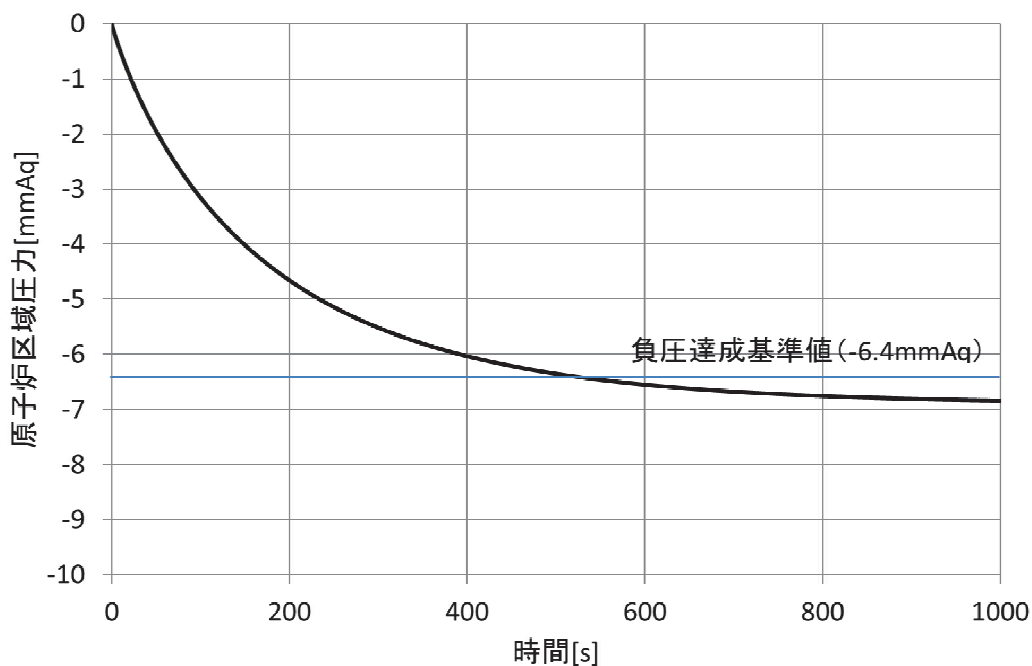


図 2 原子炉建屋圧力の時間変化

99. 格納容器貫通孔におけるエアロゾル粒子の捕集係数(DF)を用いて評価する項目とその扱いについて

格納容器貫通孔におけるエアロゾル粒子の捕集係数（以下、「DF」という。）については、炉心の著しい損傷が発生した場合における中央制御室の居住性に係る被ばく評価、重大事故等対策要員の被ばく評価及び環境へのセシウム 137 放出量評価において評価条件として扱っている。

このうち中央制御室の居住性に係る被ばく評価及び重大事故等対策要員の実効線量評価については、DF の考慮の有無が、ブローアウト閉止装置や非常用ガス処理系の要否判断に係る重要な条件となる。最確条件で評価する事により、事故時における対応上求められる安全機能等が把握でき、適切な事故対応ができるものと考えている。

また、セシウム 137 放出量評価に関しても、DF を考慮することで環境への放出量を適切に評価できるものと考えている。

DF については、「女川原子力発電所 2 号炉 重大事故等対処設備について（補足説明資料） 59-9 原子炉制御室の居住性に係る被ばく評価について」（参考資料参照）にて適用性及び期待できる DF 値の検討結果を示しており、最確値として DF=10 を適用できるものと考えている。なお、中央制御室の居住性に係る被ばく評価について、参考として DF=1 とした場合の結果^{※1}も示している。

以上のことから、各評価における DF の扱いについて表 1 のとおりとする。

表 1 格納容器貫通孔におけるエアロゾル粒子の捕集係数(DF)を用いて評価する項目とその扱い

評価項目	格納容器貫通孔におけるエアロゾル粒子の捕集係数
中央制御室の居住性に係る被ばく評価 ^{※1}	最確条件 (DF=10)
重大事故等対策要員の被ばく評価 ^{※2}	最確条件 (DF=10)
環境へのセシウム 137 放出量評価 ^{※3}	最確条件 (DF=10)

※1 「重大事故等対処設備について（補足説明資料） 59-9 原子炉制御室の居住性に係る被ばく評価について」参照

※2 「重大事故等対策の有効性評価について 添付資料 1.3.1」参照

※3 「重大事故等対策の有効性評価について 添付資料 3.1.2.4, 添付資料 3.1.3.4, 添付資料 3.2.2」参照

(参考資料)「女川原子力発電所2号炉 重大事故等対処設備について(補足説明資料) 59-9 原子炉制御室の居住性に係る被ばく評価について 添付資料2-23」抜粋

2-23 原子炉格納容器の漏えい孔におけるエアロゾル粒子の捕集係数について

原子炉格納容器から原子炉建屋への放射性物質の漏えい量は、MAAP コードを用いて評価を行っている。本評価における放射性物質の漏えい量は、希ガス等の気体に対するものであり、エアロゾル粒子が漏えい孔で捕集される効果は考慮されていない。これにより、MAAP コードでの評価におけるエアロゾル粒子の漏えい量については、実現象より大きく評価されていると考えられる。

エアロゾル粒子の漏えい孔での捕集効果については、シール部が健全な場合を模擬した実験等の知見は確認されていないものの、シール部が損傷した場合を模擬した実験の結果が報告されており、その中で、シール部が損傷している場合においても漏えい孔には一定の捕集効果があると結論付けている(参考文献1)。

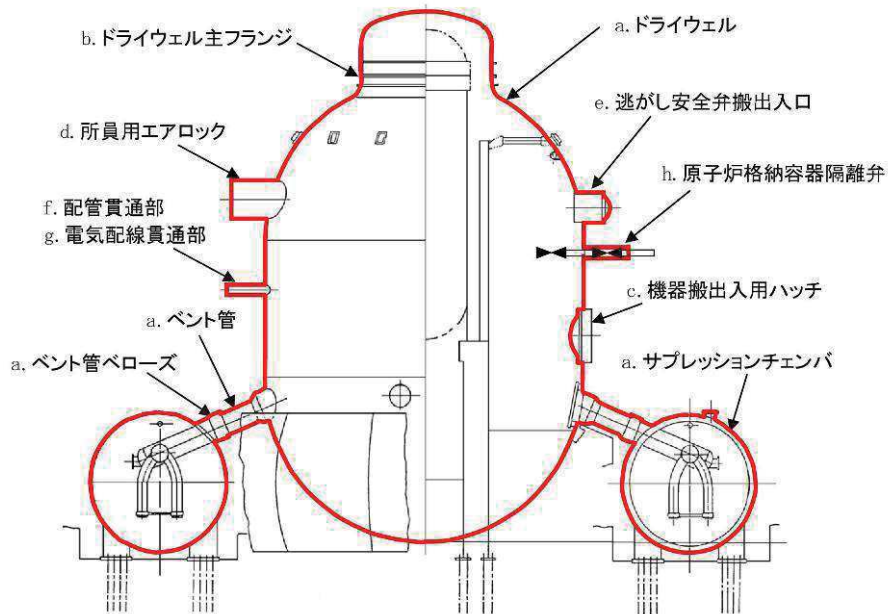
重大事故等時の被ばく評価等においては、原子炉格納容器のシール機能は健全であると想定しており、エアロゾル粒子の漏えい孔での捕集効果に期待できるものと考えられる。

これらを踏まえ、原子炉格納容器の漏えい孔におけるエアロゾル粒子の捕集効果はDF=10と設定している。

以下に、原子炉格納容器の漏えい孔におけるエアロゾル粒子の捕集効果の考え方を示す。

参考文献1:「重要構造物安全評価(原子炉格納容器信頼性実証事業)に関する総括報告書」(原子力発電技術機構 平成15年3月)

1. 原子炉格納容器の構造及び漏えい想定箇所
 原子炉格納容器の概要図を図 2-23-1 に示す。



※赤線は原子炉格納容器のバウンダリを示す

- a. 原子炉格納容器本体（ドライウエル、サプレッションチェンバ、ベント管（ベント管ベローズ含む））
- b. ドライウエル主フランジ
- c. 機器搬出人用ハッチ
- d. 所員用エアロック
- e. 逃がし安全弁搬出入口
- f. 配管貫通部
- g. 電気配線貫通部
- h. 原子炉格納容器隔離弁

図 2-23-1 原子炉格納容器の概要図

原子炉格納容器バウンダリの構成部について、重大事故等時における放射性物質の閉じ込め機能を喪失させる要因（以下「機能喪失要因」という。）として、原子炉格納容器内の温度、圧力条件や原子炉格納容器本体の変形に伴う以下の要因が想定される。

59-9-添 2-23-2

原子炉格納容器バウンダリの構成部における機能喪失要因を表 2-23-1 に示す。

表 2-23-1 原子炉格納容器バウンダリの構成部における機能喪失要因

構成部		機能喪失要因	
		構造部	シール部
a. 原子炉格納容器本体	胴部等及びドライウエル基部	延性破壊	—
	ベント管ベローズ	疲労破壊	—
b. ドライウエル主フランジ	フランジ	延性破壊	開口, シール能力低下
	締付ボルト	延性破壊	—
c. 機器搬出入用ハッチ	円筒胴取付部	延性破壊	—
	円筒胴	延性破壊	変形, シール能力低下
	鏡板	座屈	—
d. 所員用エアロック	扉及び隔壁	延性破壊	変形, シール能力低下
	円筒胴	延性破壊	—
	シール部 (扉以外)	—	シール能力低下
e. 逃がし安全弁搬出入口	円筒胴	延性破壊	—
	鏡板	延性破壊	—
	フランジ	延性破壊	開口, シール能力低下
	ヒンジボルト	延性破壊	—
f. 配管貫通部	貫通配管	延性破壊	—
	スリーブ	延性破壊, 座屈	—
	端板	延性破壊	—
	ボルト締付平板	延性破壊	—
	フランジ	延性破壊	開口, シール能力低下
	締付ボルト	延性破壊	—
	閉止板	延性破壊	—
	伸縮継手	疲労破壊	—
	短管	延性破壊	—
g. 電気配線貫通部	スリーブ	延性破壊	—
	アダプタ	延性破壊	—
	ヘッダ	延性破壊	—
	モジュール	—	変形, シール能力低下
h. 原子炉格納容器隔離弁	耐圧部材	延性破壊	—
	シール部	—	シール能力低下

上記の原子炉格納容器バウンダリの構成部のうち、構造部については鋼材で構成されており溶接部も含め連続構造である。これらについては約 2.6Pd 以上まで放射性物質の閉じ込め機能を確保できると評価^{※1}しているため、漏えいが生じる可能性は極めて低いと考えられる。

※1 詳細は「重大事故等対策の有効性評価について 付録 2 原子炉格納容器の限界温度・限界圧力に関する評価結果」を参照

一方、シール部については、シール材と鋼材を密着させることによりシールしており、連続構造ではないことから、漏えいが生じる可能性は否定できない。各構成部のシール部の構造は図 2-23-2-1～図 2-23-2-8 のとおりであり、その構造及び漏えいのメカニズムから、以下の三つに分類できる。

- ① フランジ構造のシール部 (b. ドライウェル主フランジ, c. 機器搬出入用ハッチ, d. 所員用エアロック, e. 逃がし安全弁搬出入口, f. 配管貫通部)
- ② 電気配線貫通部のシール部 (g. 電気配線貫通部)
- ③ 原子炉格納容器隔離弁のシール部 (h. 原子炉格納容器隔離弁)

このうち、③は、原子炉格納容器隔離弁の弁体を弁座に押しつけてシートする構造であり、弁シートから漏えいした場合は配管内へ漏えいすることとなり、配管の系外への漏えいを伴うものではないため、原子炉格納容器から原子炉建屋への漏えい経路とはならないと考えられる。

したがって、原子炉格納容器から原子炉建屋への主たる漏えい経路としては、①及び②のシール部が想定される。

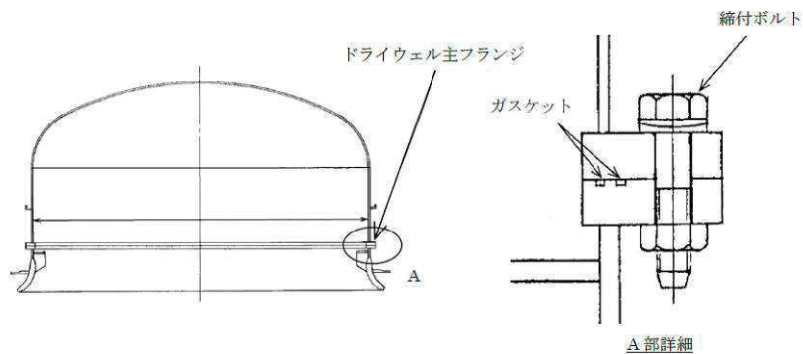


図 2-23-2-1 ドライウェル主フランジシール部概要図

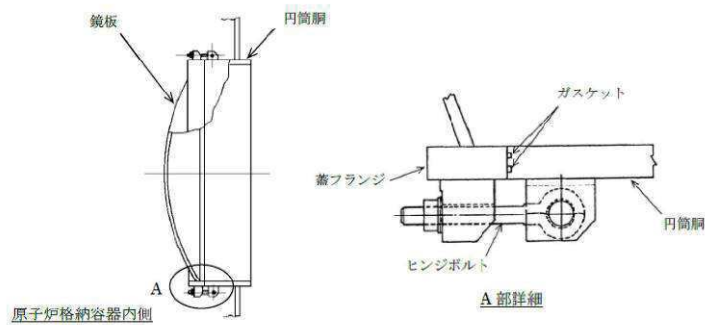


図 2-23-2-2 機器搬出入用ハッチシール部概要図

59-9-添 2-23-4

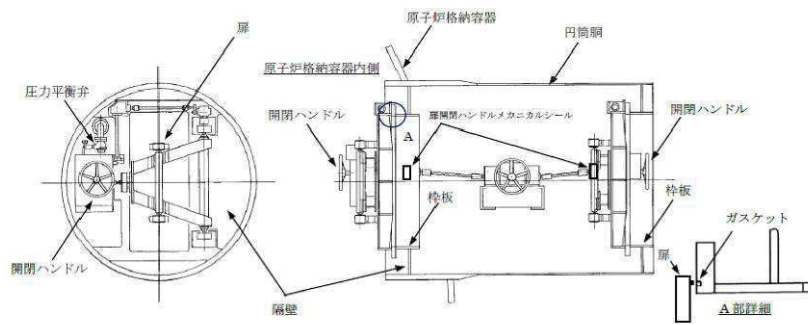


図 2-23-2-3 所員用エアロックシール部概要図

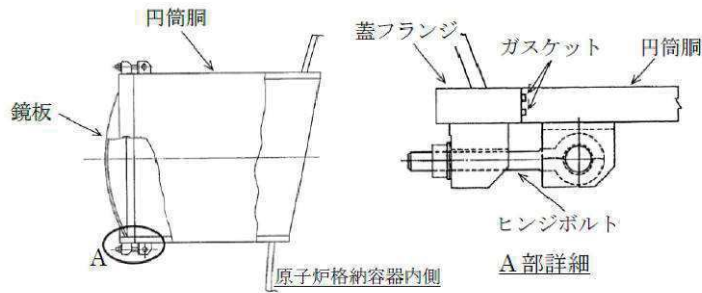


図 2-23-2-4 逃がし安全弁搬出入口シール部概要図

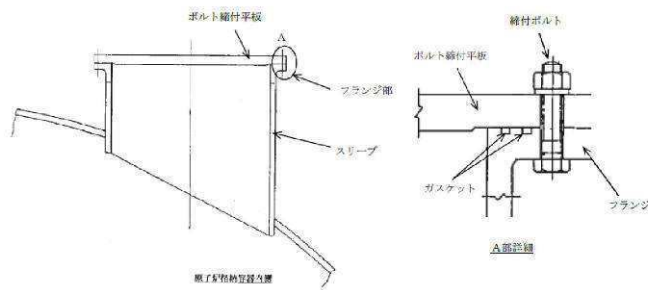


図 2-23-2-5 配管貫通部シール部概要図

59-9-添 2-23-5

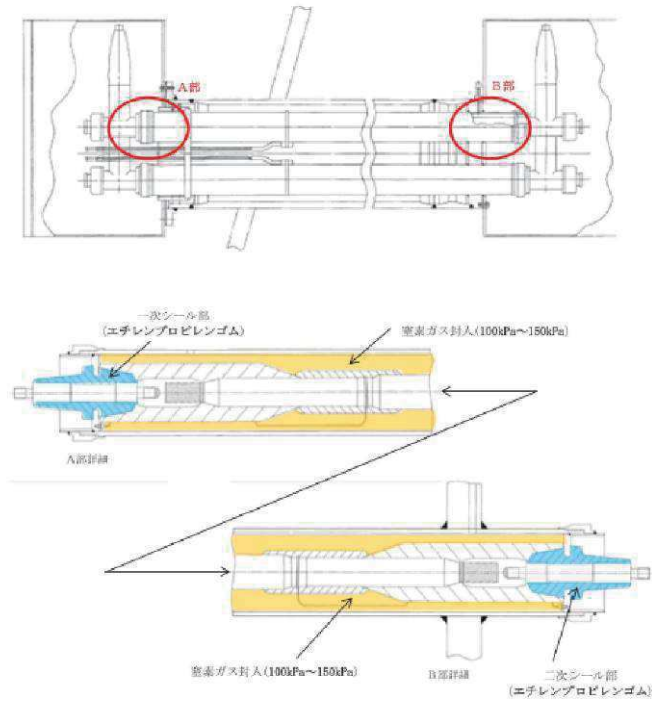


図 2-23-2-6 電気配線貫通部（高電圧）シール部概要図

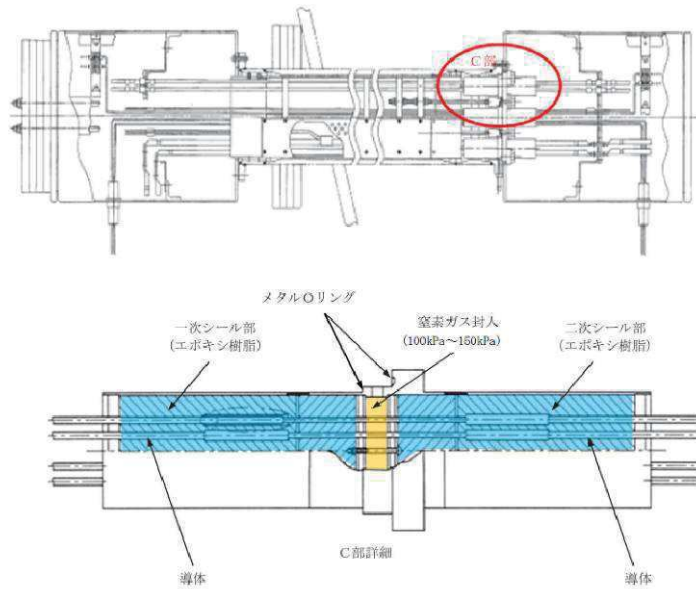


図 2-23-2-7 電気配線貫通部（低電圧）シール部概要図

59-9-添 2-23-6



図 2-23-2-8 原子炉格納容器隔離弁シール部概要図 (例)

2. 漏えい孔におけるエアロゾル粒子の捕集係数に関する既存の知見

既存の知見としては、原子力発電技術機構の報告書「重要構造物安全評価（原子炉格納容器信頼性実証事業）に関する総括報告書(平成 15 年 3 月)」^{※1}（以下「NUPEC 試験」という。）で報告されている試験結果があり、フランジ及び電気配線貫通部のシール部においてシビアアクシデント条件下で漏えい孔が生じ、これを原子炉格納容器から原子炉建屋への主たる漏えい経路としたエアロゾル粒子の捕集効果についてまとめている。

漏えい孔は非常に狭く複雑な形状を示すことから、エアロゾル粒子がシール部を通過する際に捕集する効果が期待されるが、シール部が健全な場合を模擬した試験等の知見は確認されていないものの、シール部が損傷した場合を模擬した試験の結果が報告されており、その中で、シール部が損傷している場合においても漏えい孔には一定の捕集効果があると結論付けている。以下に、既存の知見をまとめる。

※1 「重要構造物安全評価（原子炉格納容器信頼性実証事業）に関する総括報告書」（原子力発電技術機構 平成 15 年 3 月）

2.1 試験概要

シビアアクシデント条件下での原子炉格納容器シール部の漏えい経路におけるエアロゾルの捕集特性を評価するに先立って、アクシデントマネジメント条件下での健全性を確認するため、加熱モード、雰囲気ガス、放射線エージング等をパラメータにとり、原子炉格納容器貫通部の健全性確認試験を実施している。その後、破損温度を把握することを目的にリーク発生条件評価試験を行い、リークが生じた試験体（電気配線貫通部（低電圧モジュール）及びフランジ・ガスケット）

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

59-9-添 2-23-7

について、その試験体に対しエアロゾルを供給し、入口及び出口のエアロゾル濃度等を測定することで漏えい経路におけるエアロゾル捕集特性を確認している。

NUPEC 試験条件を表 2-23-2～4 に、試験装置の概略図を図 2-23-3 に示す。

表 2-23-2 NUPEC 試験における試験条件（健全性確認試験）

NUPEC 試験における試験条件	
試験対象	電気配線貫通部（低電圧モジュール） 電気配線貫通部（高電圧モジュール） フランジ・ガスケット
シール材の材質	電気配線貫通部 （低電圧モジュール）：エポキシ樹脂 （高電圧モジュール）：エチレンプロピレンゴム フランジ・ガスケット：シリコンゴム
環境条件	定温度加熱：200℃/230℃で 20h 以上保持， 圧力 0.8MPa 一定 周期的温度加熱：120～200℃で数 10h 加熱， 圧力 0.1～0.8MPa で変化 雰囲気ガス：水蒸気，空気 放射線エージング：800kGy，0kGy

表 2-23-3 NUPEC 試験における試験条件（リーク発生条件評価試験）

NUPEC 試験における試験条件	
試験対象	電気配線貫通部（低電圧モジュール） 電気配線貫通部（高電圧モジュール） フランジ・ガスケット
シール材の材質	電気配線貫通部 （低電圧モジュール）：エポキシ樹脂 （高電圧モジュール）：エチレンプロピレンゴム フランジ・ガスケット：シリコンゴム
環境条件	圧力：0.4～1.0MPa 雰囲気ガス：水蒸気，空気 放射線エージング：800kGy，0kGy 昇温速度：約 0.5℃/min ^{※1}

※1 25℃ごとに 1 時間程度保持させた後、リークが生じなければさらに加温した。加温は最大 400℃までとしている。また、シビアアクシデント時の原子炉格納容器内外の温度差を模擬するため、試験体の入口側のみを加熱し、出口側は保温のみとした。

表 2-23-4 NUPEC 試験における試験条件 (エアロゾル捕集特性試験)

NUPEC 試験における試験条件	
試験を実施した対象	電気配線貫通部 (低電圧モジュール) フランジ・ガスケット
シール材の材質	電気配線貫通部 (低電圧モジュール) : エポキシ樹脂 フランジ・ガスケット : シリコンゴム
エアロゾル濃度	10~300 mg/m ³ (CsI)
エアロゾル粒子の粒径	1~2 μm (CsI)
環境条件	温度 : 100~200℃ ^{*1} 圧力 : 0.11~0.60MPa (ドライ条件) ^{*2}

- ※1 貫通部のシール機能が健全な場合においてはエアロゾルが漏えいしないため、試験体を 200℃以上 (最大約 270~350℃まで) の環境で約 20 時間以上曝露し、リークを発生させた後で温度を低下させて試験を実施している
- ※2 NUPEC 試験での試験条件ではエアロゾル粒子のサンプリング測定中の水蒸気凝縮による測定誤差を避けるためにドライ条件を用いている

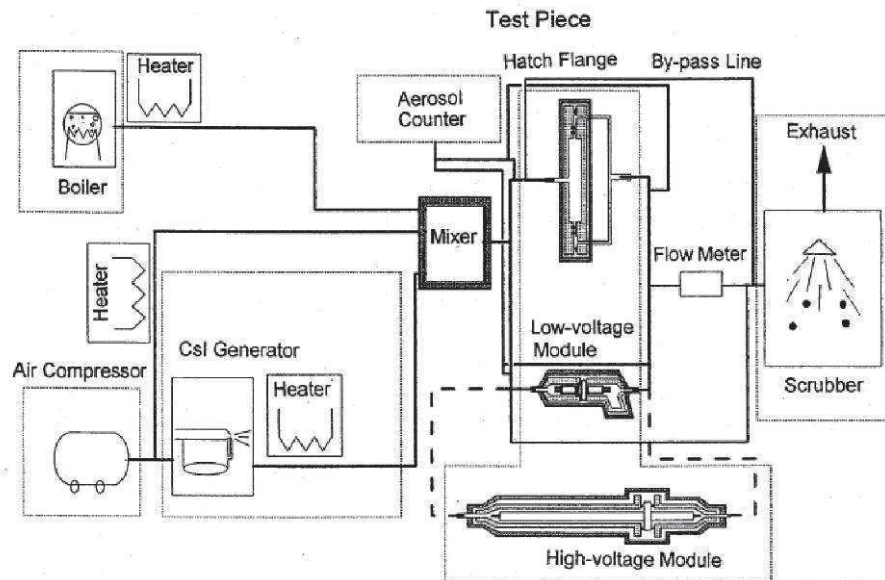


図 2-23-3 試験装置概略図 (NUPEC 試験)

59-9-添 2-23-9

2.2 試験結果

2.2.1 健全性確認試験

リーク発生条件評価試験に先立って行った健全性確認試験の結果を表 2-23-5 に示す。アクシデントマネジメント条件下ではいずれの試験体においても、加熱試験中にリークは見られなかった。

表 2-23-5 NUPEC 試験での健全性確認試験結果¹⁾

試験体	放射線 エージング	加熱ガス	温度 (°C)	試験時間 (hr)	漏洩の 有無
低電圧モジュール					
0.9mm ²	無	空気	230	24	無 ²⁾
0.9mm ²	有	水蒸気	120-200 ³⁾	27	無
0.9mm ²	有	水蒸気	200	20	無
同軸ケーブル	有	水蒸気	200	20	無
100mm ²	有	水蒸気	200	20	無
2mm ²	有	水蒸気	200	20	無
高電圧モジュール					
500mm ²	無	空気	230	24	無
500mm ²	有	水蒸気	200	20	無
500mm ²	有	水蒸気	120-200 ³⁾	42	無
フランジ・ガスケット					
甲丸タイプ ²⁾	無	空気	230	24	無
甲丸タイプ	有	水蒸気	120-200 ³⁾	50	無
グループ&タンクタイプ	有	水蒸気	120-200 ³⁾	54	無

1) 圧力：0.8MPa

2) 室温降下時に微小漏えいが発生

3) 圧力：0.1-0.8MPa に相当

2.2.2 リーク発生条件評価試験

リーク発生条件評価試験の結果を表 2-23-6 に示す。リーク発生温度条件は、低電圧モジュールで 266～324℃であり、フランジ・ガスケットで 276～349℃であった。高電圧モジュールの場合は、400℃までの加熱の間では漏えいが生じなかった。

表 2-23-6 リーク発生条件試験結果 (NUPEC 試験)

試験体	放射線 エージング	加熱ガス	圧力 (MPa)	破損温度 (°C)
低電圧モジュール				
0.9mm ²	有	水蒸気	0.8	303
0.9mm ²	有	水蒸気	0.8	284
0.9mm ²	有	水蒸気	0.4	284
0.9mm ²	無	水蒸気	1.0	266
0.9mm ² (T/C) ※1	有	水蒸気	0.8	324
0.9mm ² (T/C)	無	水蒸気	0.8	285
同軸ケーブル	有	水蒸気	0.8	301
100mm ²	有	水蒸気	0.8	280
2mm ²	有	水蒸気	0.8	286
高電圧モジュール				
500mm ²	無	空気	0.8	400℃まで昇温後室温 降下時に微小漏えい 400℃まで漏えい無し
500mm ²	有	水蒸気	0.8	
フランジ・ガスケット				
甲丸タイプ	無	空気	0.8	310
甲丸タイプ	無	水蒸気	0.8	276
甲丸タイプ	有	水蒸気	0.8	303
甲丸タイプ	有	水蒸気	0.8	324
甲丸タイプ	有	水蒸気	0.4	349
グループ&タンクタイプ	有	水蒸気	0.8	345

※1 熱電対

2.2.3 リーク面積評価

リークを生じた試験体のリーク面積（等価面積）を、空気をを用いて得られたリーク経路を流れる流量と圧力の関係を基に、リーク流が臨界流であることを考慮して以下に示した圧縮性流体の流量式を適用して評価した。

$$Ae = \frac{m \cdot \sqrt{R \cdot T_0}}{P_0 \cdot \sqrt{\left\{ \frac{2 \cdot \gamma}{\gamma - 1} \left(\frac{P_b}{P_0} \right)^{2/\gamma} - \left(\frac{P_b}{P_0} \right)^{(\gamma+1)/\gamma} \right\}}}$$

ここで、 m : 質量流量 (kg/s) Ae : 漏えい等価面積 (m²)
 P_0 : 1次側圧力 (Pa) P_b : 2次側圧力 (Pa)
 γ : 比熱比 T_0 : 一次側温度 (K)
 R : ガス定数 (8314 Pa・m³/kmol) / (M kg/kmol)

59-9-添 2-23-11

温度ごとに得られた低電圧モジュール及びフランジ・ガスケットのタイプごとのリーク面積を表 2-23-7 に示す。これらの結果から、低電圧モジュールの場合、100°C で得られた各モジュールタイプの重み平均値はモジュール 1 体当たり約 6 mm²、フランジ・ガスケットの場合には同様に 100°C で得られた各ガスケットの単純平均であるガスケット周長 1m 当たり約 13mm² をそれぞれリーク面積として用いることとしている。

表 2-23-7 試験体のリーク面積（等価面積）評価結果^{注1)} (NUPEC 試験)

試験体	室温	373K	473K	個数比率 (%) ^{注6)}
低電圧モジュール				
0.9mm ²	6.1(2.3-13) ^{注2)}	5.9(2.9-12) ^{注2)}	1.6(0.82-2.4) ^{注3)}	30
0.9mm ² (T/C)	17(9.4-24) ^{注3)}	11(7.6-15) ^{注3)}	—	10
同軸ケーブル	19	11	—	10
100mm ²	3.5	2.9	1.7	5
2mm ²	—	2.6	1.7	45
平均 (単純平均)	11	6.7	1.7	
平均 (個数の重み考慮)	10	5.3	1.7	
フランジ・ガスケット				
甲丸タイプ	14(12-17) ^{注4)}	16(11-22) ^{注4)}	15(9-18) ^{注5)}	—
グループ&タンクタイプ	10	10	10	—
平均 (単純平均)	12 ^{注7)}	13 ^{注7)}	13 ^{注7)}	

注1) 低電圧モジュールは1体当たり、フランジ・ガスケットはガスケット1m当たりのリーク面積

注2) ~注5) はそれぞれ試験のデータ数が4, 2, 5, 3の平均値, ()内はその範囲

注6) 低電圧モジュールの個数比率は、その他のタイプを除いた概算比率

注7) フランジ・ガスケットの場合は、甲丸とグループ&タンクの比率を同程度と仮定し、単純平均を採用

2.2.2 リークパスでのエアロゾル捕集特性試験

電気配線貫通部（低電圧モジュール）及びフランジ・ガスケットにおける、入口及び出口のエアロゾル質量濃度、漏えいガス（空気）流量、DF 値の経時変化の一例を図 2-23-4、図 2-23-5 に示す。

これらの結果から捕集係数（入口と出口におけるエアロゾルの質量濃度の比）を算出したところ表 2-23-8 に示すとおりとなった。電気配線貫通部（低電圧モジュール）は 40~22,000 であり、フランジ・ガスケットは 11~25 であった。電気配線貫通部を試験体とした場合の平均の DF は約 600、フランジ・ガスケットを試験体とした場合の平均の DF は約 16 であった。

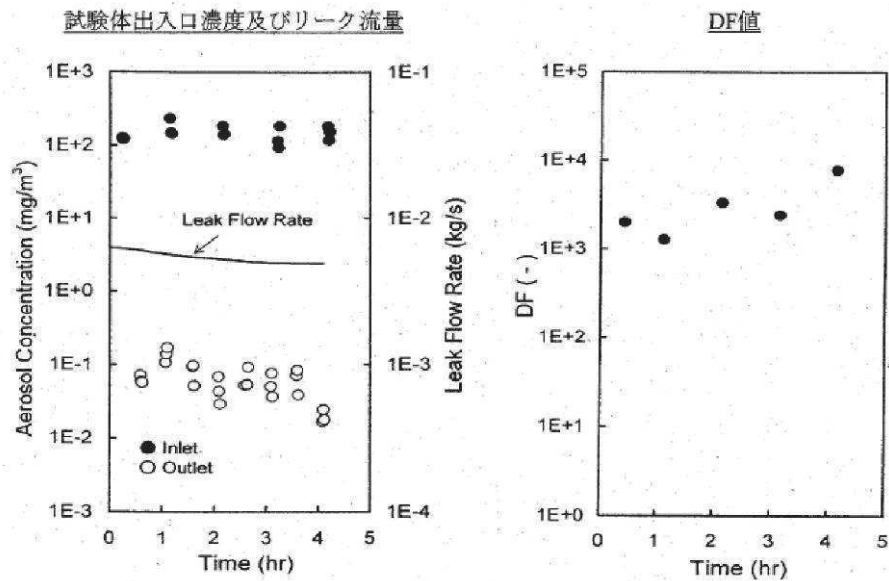


図 2-23-4 エアロゾル質量濃度，漏えいガス（空気）流量，DF 値の経時変化
(電気配線貫通部の一例) (NUPEC 試験)

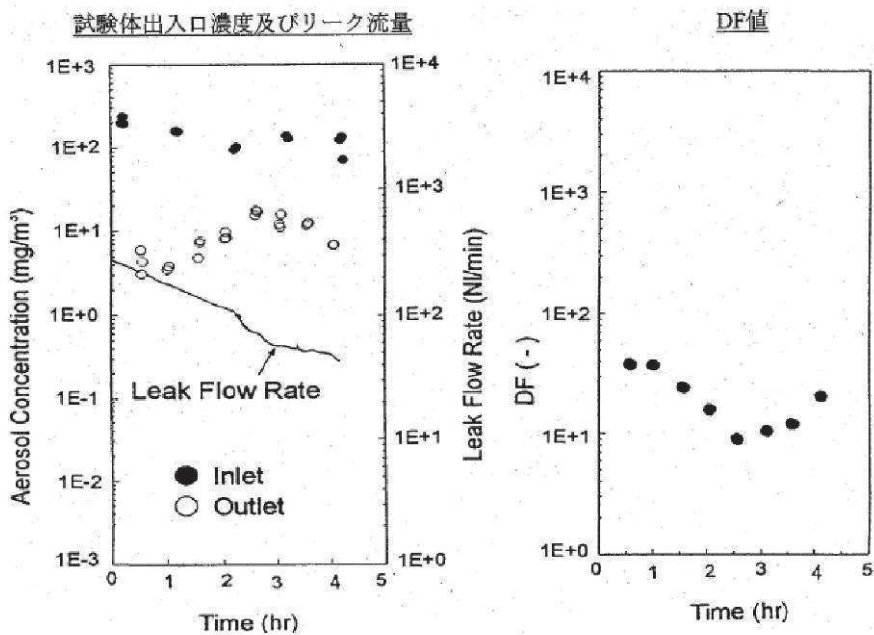


図 2-23-5 エアロゾル質量濃度，漏えいガス（空気）流量，DF 値の経時変化，
(フランジガスケットの一例) (NUPEC 試験)

59-9-添 2-23-13

表 2-23-8 試験により得られた捕集係数(DF) (NUPEC 試験)

試験体	DF
	全粒径範囲 (0.5~5 ミクロン)
低電圧モジュール	
0.9mm ²	1300
0.9mm ²	620
0.9mm ²	22000
0.9mm ²	2500
0.9mm ² (T/C)	280
0.9mm ² (T/C)	160
同軸ケーブル	270
100mm ²	340
2mm ²	40
フランジ・ガスケット	
甲丸タイプ	11
甲丸タイプ	11
甲丸タイプ	13
甲丸タイプ	20
グループ&タングタイプ	25

2.3 代表プラント(BWR)における原子炉格納容器貫通部のリーク面積及び想定される捕集係数(DF)

NUPEC 試験において、代表的な実機プラント (BWR) における原子炉格納容器貫通部の全リーク面積の評価値、電気配線貫通部とフランジ・ガスケットでの DF を考慮した捕集係数を評価しており、原子炉格納容器貫通部全体での代表的な捕集係数 DF は、以下のとおり約 370 を期待できるとしており、試験体ごとの DF の最小値に基づけば少なくとも DF=10 以上を考慮することが可能と報告している。

しかしながら、NUPEC 試験の報告書では流量配分を考慮した DF の評価にはなっていない。NUPEC 試験で想定している代表プラント (BWR) について流量配分を考慮して捕集係数 DF を評価すると約 38 となる。

流量配分を考慮した DF の評価方法及びそれを用いた NUPEC 試験で想定している代表プラント (BWR) における DF の評価結果を以下に示す。

59-9-添 2-23-14

2.3.1 流量配分を考慮した原子炉格納容器貫通部全体での捕集係数(DF)の計算方法

実機において原子炉格納容器貫通部全体における DF を計算する際は、等価面積に応じて重み付けし流量配分を考慮したうえで評価する必要がある。原子炉格納容器貫通部全体での DF 計算モデルを図 2-23-6 に示す。

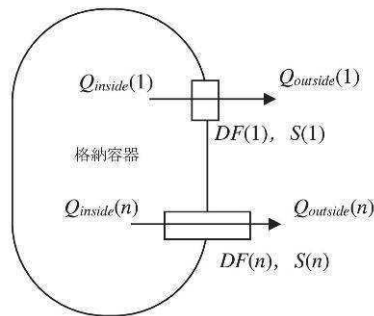


図 2-23-6 原子炉格納容器貫通部全体での DF 計算モデル

原子炉格納容器全体で n 個の貫通部があるとし、 n 番目の貫通部における各々のパラメータを次のように定義する。

貫通部 n を通過する前の気体に含まれる放射性物質の量： $Q_{inside(n)}$

貫通部 n を通過した後の気体に含まれる放射性物質の量： $Q_{outside(n)}$

貫通部 n の捕集係数： $DF(n) = \frac{Q_{inside(n)}}{Q_{outside(n)}}$

原子炉格納容器貫通部 n における等価漏えい面積： $S(n)$

原子炉格納容器全体の等価漏えい面積： $S = S(1) + S(2) + \dots + S(n)$

また、貫通部 n の前後に差圧 Δp があるときの気体の流量は次式で表すことができる。

$$\text{貫通部 } n \text{ を通過する気体の流量： } q(n) = 3600\alpha S(n) \sqrt{\frac{2}{\rho} \Delta p}$$

気体の密度： ρ

流量係数： α ($0 < \alpha < 1$)

そのため、貫通部 n 内から漏えいする気体に含まれる放射性物質の量 Q 、貫通部 n における気体の流量 q 及び等価漏えい面積 S には次の関係式が成り立つ。

59-9-添 2-23-15

$$\frac{Q_{inside}(n)}{Q_{inside}} = \frac{q(n)}{q} = \frac{S(n)}{S}$$

したがって各々の貫通孔における漏えい量が等価漏えい面積に比例すると仮定した場合の原子炉格納容器全体の DF は①式で表される。

$$\begin{aligned} DF &= \frac{Q_{inside}}{Q_{outside}} \\ &= \frac{Q_{inside}}{Q_{outside}(1) + Q_{outside}(2) + \dots + Q_{outside}(n)} \\ &= \frac{1}{\frac{1}{Q_{inside}} \left(\frac{Q_{inside}(1)}{DF(1)} + \frac{Q_{inside}(2)}{DF(2)} + \dots + \frac{Q_{inside}(n)}{DF(n)} \right)} \\ &= \frac{1}{\frac{1}{DF(1)} \times \frac{Q_{inside}(1)}{Q_{inside}} + \frac{1}{DF(2)} \times \frac{Q_{inside}(2)}{Q_{inside}} + \dots + \frac{1}{DF(n)} \times \frac{Q_{inside}(n)}{Q_{inside}}} \\ &= \frac{1}{\frac{1}{DF(1)} \times \frac{S(1)}{S} + \frac{1}{DF(2)} \times \frac{S(2)}{S} + \dots + \frac{1}{DF(n)} \times \frac{S(n)}{S}} \\ \frac{1}{DF} &= \frac{1}{DF(1)} \times \frac{S(1)}{S} + \frac{1}{DF(2)} \times \frac{S(2)}{S} + \dots + \frac{1}{DF(n)} \times \frac{S(n)}{S} \quad \dots \textcircled{1} \end{aligned}$$

2.3.2 NUPEC 試験で想定している代表プラント (BWR) における原子炉格納容器貫通部全体の捕集係数 (DF)

流量配分を考慮した NUPEC 試験で想定している代表プラントにおける原子炉格納容器貫通部全体の DF について、①式を用いて評価した結果、以下のとおり約 38 となった。

代表プラント (BWR) における原子炉格納容器貫通部のリーク面積及び想定される捕集係数 (DF (等価面積^{*1}) に応じて重み付けし流量配分を考慮した DF 値)

※1 漏えい経路を流れる流量と圧力の測定データを基に理想気体の流量公式を適用して求めた漏えい面積 (等価面積)

$$\frac{1}{DF} = \frac{1}{DF_1} \times \frac{S_1}{S_1 + S_2} + \frac{1}{DF_2} \times \frac{S_2}{S_1 + S_2}$$

$$DF = \text{約 } 38$$

59-9-添 2-23-16

- ここで、 DF_1 : 電気配線貫通部の DF[-] (600)
 DF_2 : フランジ・ガスケットの DF[-] (16)
 S_1 : 電気配線貫通部の全等価面積[mm²] (1.5×10^3)
 S_2 : フランジ・ガスケットの全等価面積[mm²] (1.0×10^3)

なお、NUPEC 試験では代表プラントの電気配線貫通部（低電圧モジュール）は 250 体、フランジ・ガスケットの総周長は 70m としており、全等価面積はそれぞれ以下のとおりである。

$$S_1 = 6[\text{mm}^2/\text{体}] \times 250[\text{体}] = 1.5 \times 10^3[\text{mm}^2]$$

$$S_2 = 13[\text{mm}^2/\text{m}] \times 70[\text{m}] = 1.0 \times 10^3[\text{mm}^2]$$

また、 S_1 及び S_2 の評価に用いた電気配線貫通部（低電圧モジュール）1 体当たりの等価面積 (6[mm²/体])、フランジ・ガスケットの周長さ 1m 当たりの等価面積は、NUPEC 試験の実験において以下の結果より参照して設定している。

- ・電気配線貫通部（低電圧モジュール）1 体当たりの等価面積 (6[mm²/体])
 : 代表的な BWR プラントでの各モジュールタイプの個数より重み付けした
 環境温度 100℃^{※2}の時の等価面積の平均値
- ・フランジ・ガスケットの周長さ 1m 当たりの等価面積 (13[mm²/m])
 : 100℃^{※3}のときの等価面積の平均値

※2 試験では 200℃において等価面積が減少したため（シール材の熱膨張によるものと考えられる）、保守的に 100℃での値を採用

※3 試験では明確な温度依存性は見られなかったが、保守的な 100℃での値を採用

3. 女川原子力発電所 2 号炉への適用性

NUPEC 試験での試験条件と、女川原子力発電所 2 号炉の構造及び重大事故等時の条件を比較し、女川原子力発電所 2 号炉への適用性を検討した。

条件比較の結果を表 2-23-9 にまとめ、差異のあった条件（漏えいを想定する対象、エアロゾル粒子の粒径、シール材の材質、環境条件（シール材の劣化状態、圧力条件、蒸気条件）、原子炉格納容器貫通部全体での代表的な捕集係数(DF)）について考察した。

表 2-23-9 NUPEC 試験での試験条件と女川原子力発電所 2 号炉の構造及び

重大事故等時の条件の比較

	NUPEC 試験における試験条件	女川 2 号炉の構造及び重大事故等時の条件	比較結果・考察
漏えいを想定する対象	・電気配線貫通部 ・フランジ・ガスケット	・電気配線貫通部 ・フランジ・ガスケット	漏えい想定箇所は、「1. 原子炉格納容器の構造及び漏えい想定箇所」に記載のとおりであり、試験条件と同等
エアロゾル濃度	10~300 mg/m ³ (CsI)	平均濃度：約 100mg/m ³ (格納容器スプレー開始前：約 600mg/m ³ 格納容器スプレー実施後：約 0.001mg/m ³)	格納容器内の平均濃度は約 100mg/m ³ であり、試験条件に包絡されている。また、格納容器スプレー開始前における濃度は約 600mg/m ³ であり試験条件と同等。
エアロゾル粒子の粒径	1~2 μm (CsI)	約 2~4 μm (空気力学的直径のエアロゾル質量濃度に対する粒径分布の最頻値(MAAP 評価値))	試験で用いた粒径分布と重大事故等で想定する粒径分布が異なるため、以下にて考察 【3.1 エアロゾル粒子の粒径に対する考察】
シール材の材質	電気配線貫通部： (高電圧) エチレンプロピレンゴム (低電圧) エポキシ樹脂 フランジ・ガスケット： シリコンゴム	電気配線貫通部： (高電圧) エチレンプロピレンゴム (低電圧) エポキシ樹脂、 メタル O リング ^{※1※2} フランジ・ガスケット： 改良 EPDM ^{※1}	フランジ・ガスケットについて、試験で用いたシール材と女川 2 号炉のシール材は異なるため、以下にて考察 【3.2 シール材の差異に対する考察】
環境条件	温度：100~200℃ ^{※3} 圧力：0.11~0.60MPa (ドライ条件) ^{※4}	温度：200℃ 圧力：0.854 MPa (ウェット条件)	・重大事故等で想定する温度条件は、試験における測定時の条件とほぼ同等である ・実験に用いたシール材は最大約 270~350℃の環境で曝露し、漏えいが発生したものをを用いているため、この曝露環境等の差による劣化状態の比較を以下にて考察 【3.3 シール材の劣化状態の考察】 ・重大事故等で想定する圧力は、試験における測定時の圧力と差異があるため、以下にて考察 【3.4 圧力条件に対する考察】 ・重大事故等で想定する環境はウェット条件であるのに対し、試験環境はドライ条件でありため、以下にて考察 【3.5 蒸気条件に対する考察】
原子炉格納容器貫通部全体での捕集係数(DF)	約 38 (代表的な BWR 実機プラント想定)	約 17	文献にて用いている代表的な BWR 実機プラント想定のパラメータと女川 2 号炉でのパラメータは同一ではないため、その影響を以下にて確認 【3.6 原子炉格納容器貫通部全体での捕集係数 (DF)】

- ※1 詳細は「重大事故等対策の有効性評価について 付録 2 原子炉格納容器限界温度・限界圧力に関する評価結果」を参照
- ※2 金属であるため、長時間の放射線、高温環境の曝露によってシール機能（バウンダリ機能）が劣化するものではない
- ※3 貫通部のシール機能が健全な場合においてはエアロゾルが漏えいしないため、試験体を 200℃以上（最大約 270~350℃まで）の環境で約 20 時間以上曝露し、リークを発生させた後で温度を低下させて試験を実施している
- ※4 NUPEC 試験での試験条件ではエアロゾル粒子のサンプリング測定中の水蒸気凝縮による測定誤差を避けるためにドライ条件を用いている

59-9-添 2-23-18

3.1 エアロゾル粒子の粒径に対する考察

本試験の結果（図 2-23-8(a)）の各粒子径に対する入口及び出口のエアロゾル粒子の粒径分布の傾向より、粒径が小さい場合は捕集係数 DF がより小さく、粒径が大きい場合はより捕集係数 DF が大きくなると考えられる。

エアロゾルの粒径分布は事故の状態、事象進展によっても変化していくものである。エアロゾル粒子の粒径分布変化の機構としては、図 2-23-7 に示すように原子炉格納容器内でのエアロゾル粒子の凝集や壁面への沈着等によるものと考えられる。凝集は拡散と重力沈降の過程でエアロゾル粒子が衝突することで、小粒径のエアロゾル粒子が集まり、より粒径の大きい粒子がつかられ、粒径分布はより大きい方向にシフトする。沈着は、重力沈降によりエアロゾル粒子が壁面等に沈着することであり、粒径が大きいエアロゾル粒子ほど沈着し易いため、大粒径のエアロゾル粒子ほど多く除去され、粒径分布はより小さい方向にシフトする。

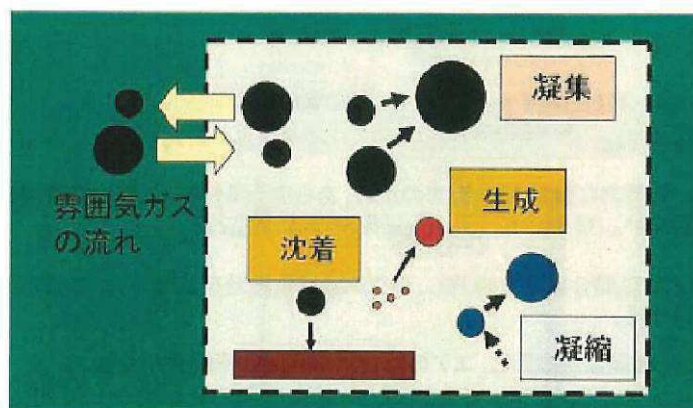


図 2-23-7 エアロゾル粒子の粒径分布変化の機構

これらの効果は MAAP コードにおいても考慮されており、次式で示される。ここで、右辺の第 1 項と第 2 項は拡散と重力沈降による凝集を表し、第 3 項は重力沈降による除去項、第 4 項は発生項を示している。

59-9-添 2-23-19

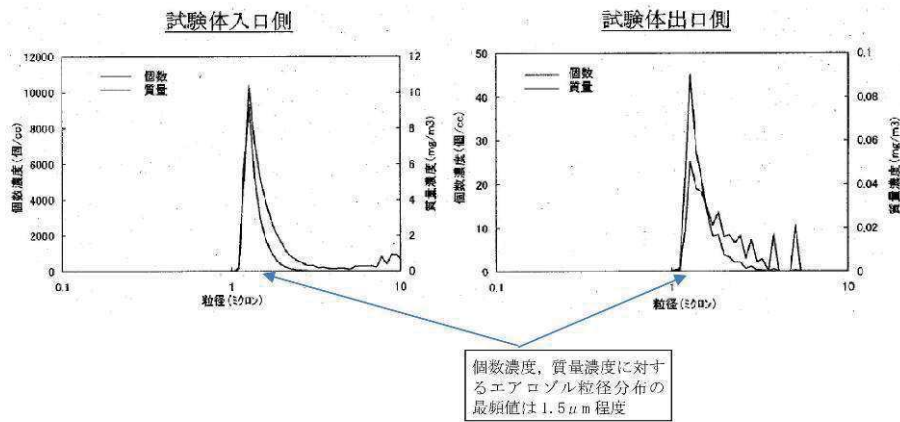
$$\frac{\partial n(v,t)}{\partial t} = \frac{1}{2} \int_0^v K(\bar{v}, v - \bar{v}) n(\bar{v}, t) n(v - \bar{v}, t) d\bar{v} - \int_0^\infty K(\bar{v}, v) n(\bar{v}, t) n(v, t) d\bar{v} - \frac{n(v,t)u(v)}{h} + \dot{n}_p(v)$$

ここで、	$n(v,t)$: 時間 (t) における粒子体積 (v) の単位体積あたりの個数
	$K(v, \bar{v})$: 粒子が凝縮する頻度
	$u(v)$: 体積 (v) の粒子に対する重力沈降速度
	$\dot{n}_p(v)$: 体積 (v) の粒子の発生率
	v	: 粒子体積
	h	: 実効高さ (= 空間容積 / 沈着面積)

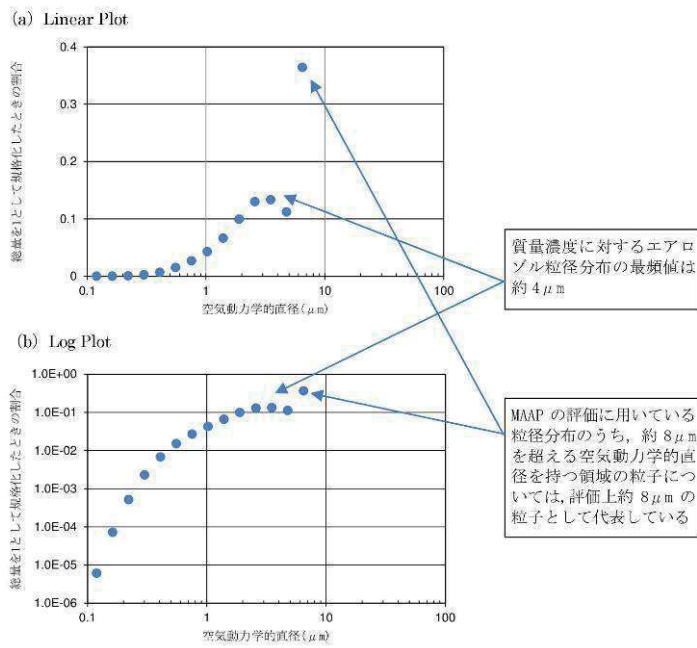
MAAP にて評価された格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却系を使用しない場合）を一例として質量濃度に対する粒径分布は、格納容器スプレイを実施する前の事象発生約 2 時間後の結果は図 2-23-8(b)、長期間格納容器スプレイを実施した後である事象発生約 45 時間後の結果は図 2-23-8(c)に示すようになる。実験で用いた CsI 発生装置の質量濃度に対する粒径分布は図 2-23-8(a)に示すようになり、その最頻値(約 1.5 μm)と MAAP コードにて評価された格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却系を使用しない場合）の粒径分布と比較すると、同程度か、MAAP コードにて評価した格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却系を使用しない場合）の粒径分布の方が大きくなる（事象発生約 2 時間後：約 4 μm 、事象発生約 45 時間後：約 2 μm ）。

また、格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却系を使用しない場合）のような重大事故等時を想定した場合、原子炉格納容器から原子炉建屋へ漏えいするエアロゾル状の放射性物質（CsI, CsOH）の炉内内蔵量に対する割合は図 2-23-9 に示すようになり、粒径が大きなエアロゾル状の放射性物質が多く存在した事象初期が支配的であることが分かる。

以上より、粒径分布の不確かさの影響はあると考えられるものの、質量濃度に対する粒径分布の最頻値が実験で用いたものより重大事故等での想定の方が大きいことから、その影響に包絡されるものと考えられる。



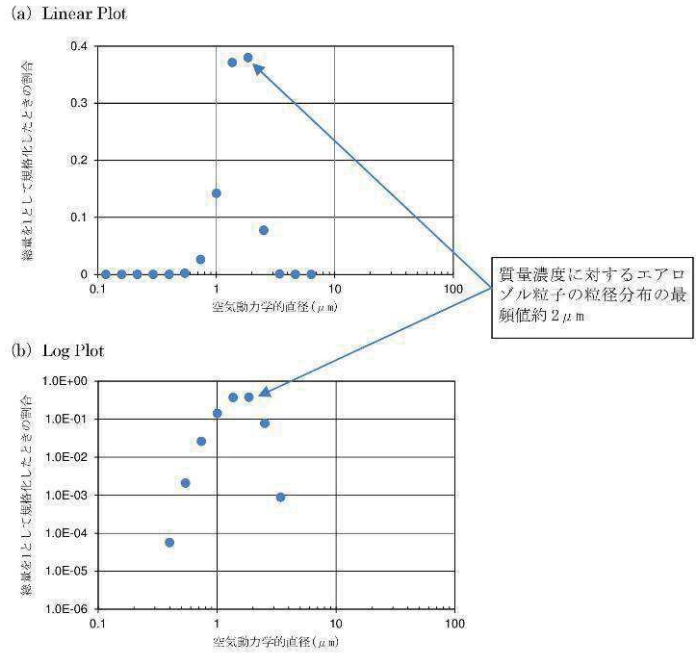
(a) 試験で用いた CsI 発生装置のエアロゾル粒子の粒径分布



(b) 事故時における粒径分布 (MAAP 評価)
格納容器スプレイ実施前 (事象発生約2時間後)

図 2-23-8 試験で用いたエアロゾル粒子の粒径分布と MAAP コードにて評価されたエアロゾル粒径分布との比較 (1/2)

59-9-添 2-23-21



(c) 事故時における粒径分布 (MAAP 評価)
格納容器スプレイ実施前 (事象発生約 45 時間後)

図 2-23-8 試験で用いたエアロゾル粒子の粒径分布と MAAP コードにて評価されたエアロゾル粒径分布との比較 (2/2)

59-9-添 2-23-22

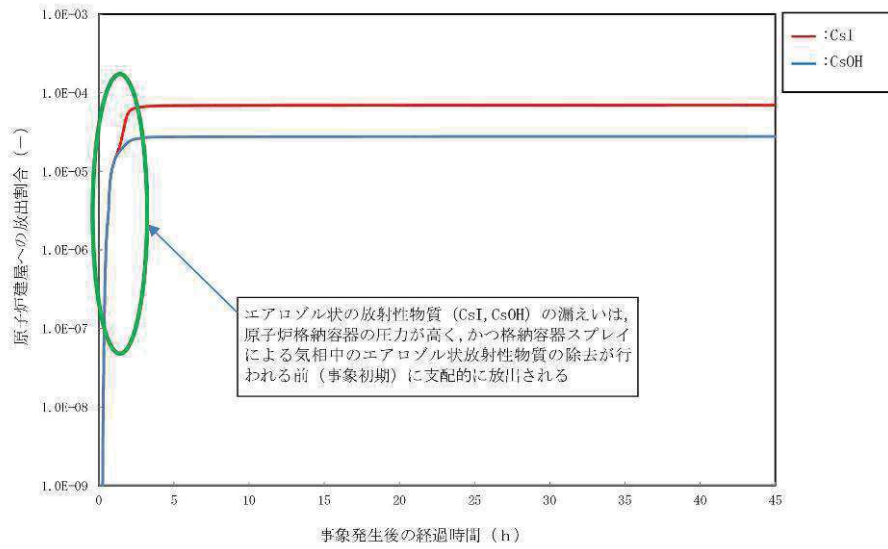


図 2-23-9 MAAP コードにより求めた原子炉格納容器から原子炉建屋へ漏えいするエアロゾル状の放射性物質 (CsI, CsOH) の炉内内蔵量に対する割合 (格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用しない場合))

59-9-添 2-23-23

補足 99-24

3.2 シール材の差異に対する考察

NUPEC 試験ではフランジ・ガスケットとしてシリコンゴムを使用したシール材を用いて試験を実施している。女川原子力発電所 2 号炉では、従前は NUPEC 試験で用いたシール材と同様にシリコンゴムを使用したシール材を用いていたが、東京電力ホールディングス株式会社福島第一原子力発電所事故の知見を踏まえ、ドライウェル主フランジ、機器搬出入用ハッチ等について高温耐性に優れた改良 EPDM を使用したシール材へ交換することとしている。

したがって、女川原子力発電所 2 号炉のフランジシール部については NUPEC 試験で使用している従来のシール材よりも長期にわたり、高温条件下においてシール性能を維持することができると考えられる。なお、原子炉格納容器のフランジシール部の健全性については、原子炉格納容器の限界温度・限界圧力に関する評価^{※1}において、実機フランジを模擬した小型試験装置を用い、改良 EPDM シール材を設置した場合の耐漏えい試験を実施している。この中で、200℃、0.854MPa の条件下において、168 時間の耐漏えい性能の確認を行い、漏えいが生じないことを確認している。

以上より、NUPEC 試験の試験結果は、実機に対し、より漏えいしやすい状況における試験となっているため、適用可能と考える。

また、電気配線貫通部については、実験で使用したシール材と女川原子力発電所 2 号炉のシール材は同様であり差異はないため、NUPEC 試験の試験結果は適用可能と考える。なお、電気配線貫通部についても原子炉格納容器の限界温度・限界圧力に関する評価^{※2}において、事故条件を模擬した試験の結果、電気配線貫通部の二次シール部の温度が、樹脂の変質を生じさせるような温度環境にならず、シール性能を維持できることを確認している。

※1 「重大事故等対策の有効性評価について 付録 2 原子炉格納容器限界温度・圧力に関する評価結果のうち、補足 7 「改良 EPDM 材の試験について」参照

※2 「重大事故等対策の有効性評価について 付録 2 原子炉格納容器限界温度・圧力に関する評価結果のうち、添付資料「7. 電気配線貫通部」参照

3.3 シール材の劣化状態の考察

(1) フランジ・ガスケット

NUPEC 試験では 200℃を超える環境下で貫通部の漏えいが発生した際のエアロゾルの捕集係数 (DF) について試験を行っており、そのシール材の損傷状態は図 2-23-10 で示すように劣化によって発生したひびがシール材の内側から外側に向けて貫通している。

一方、女川原子力発電所 2 号炉の重大事故等時の条件は 200℃以下であり、その条件を踏まえて実施した、実機フランジを模擬した小型試験装置による改良 EPDM 材の試験 (200℃、0.854MPa、168 時間) 後のシール材の劣化状況を図 2-23-11 に示す。シール材の内側の部分に一部劣化が見られるものの、シール材のひびは

外側へと貫通しておらず、シール機能が健全であることを確認している。そのため、エアロゾル粒子の漏えいはほぼ生じないと考えられる。

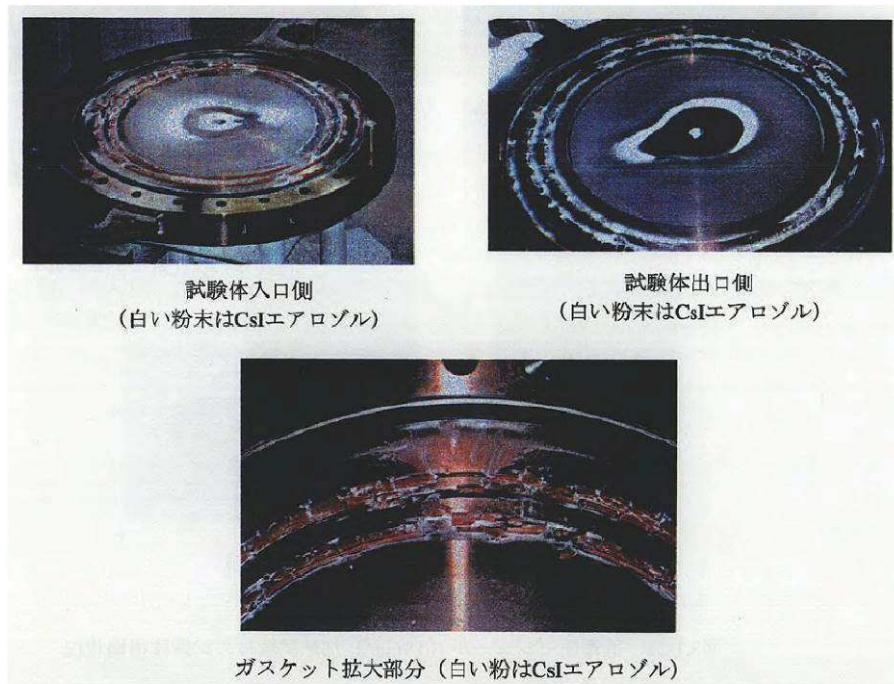


図 2-23-10 試験で用いたフランジ・ガスケットの損傷状態
(200℃を超過して約0.5℃/minの昇温速度で過熱、漏えい発生後、
温度を低下させ、エアロゾル捕集特性試験を実施した後の状態)

59-9-添 2-23-25

補足 99-26

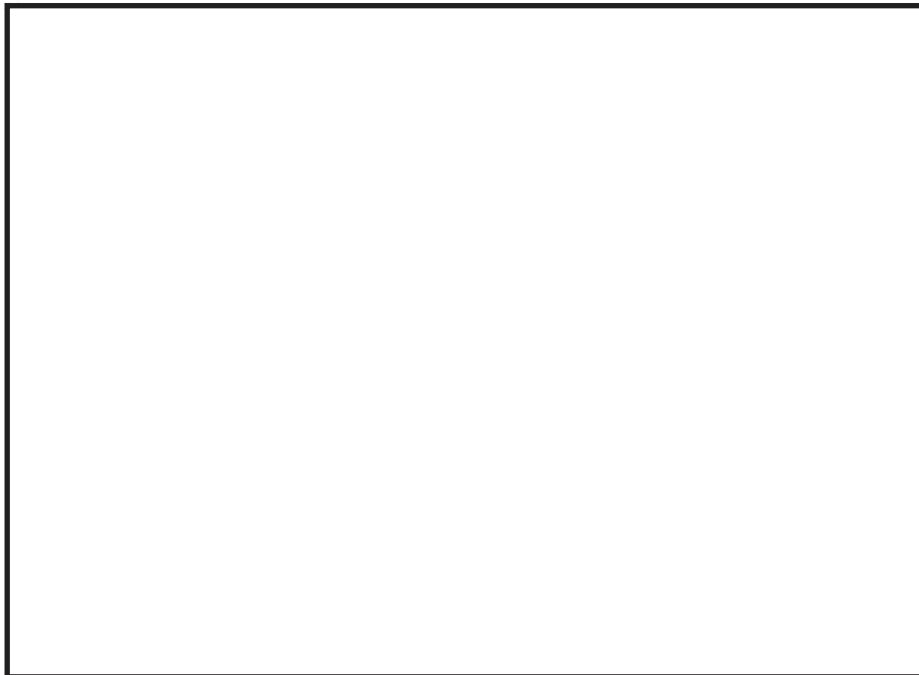


図 2-23-11 フランジ・ガスケット（改良 EPDM 材）の試験後の状態
（乾熱 200℃、168 時間曝露後^{※1}、左：グループ&タンクタイプ、右：甲丸タイプ）

※1 重大事故等時における原子炉格納容器内の環境として、大部分はウェット状態であると想定されるが、フランジ・ガスケットに使用している改良 EPDM 材は一般的に酸素により劣化が引き起こされることから、試験雰囲気はより空気中の酸素量が多い高温空気（乾熱）を用いた。

（2）電気配線貫通部

NUPEC 試験では電気配線貫通部についても 200℃を超える環境下で曝露し、シール材が損傷した際の状態について確認している。電気配線貫通部（低電圧モジュール）の漏えい発生条件評価の試験装置概要及び試験結果を図 2-23-12 に示す。漏えいが発生するまで入口側の温度を上昇させた結果、約 300℃近くで漏えいが発生している。

一方、女川原子力発電所 2 号炉の重大事故等時の環境下は 200℃以下であり、この条件を模擬した電気配線貫通部モジュールの気密性能について試験^{※2}を実施しており、試験結果を表 2-23-10、図 2-23-13、図 2-23-14 に示す。一次シール部及び二次シール部温度は、シール材の一般特性としての熱分解開始温度（400℃程度）よりも十分低く、一次シール部及び二次シール部それぞれについて漏えいがないことが確認されている。

※2 昭和 62 年度に行われた電共研「格納容器電気ペネトレーションの特性確認試験」

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

59-9-添 2-23-26

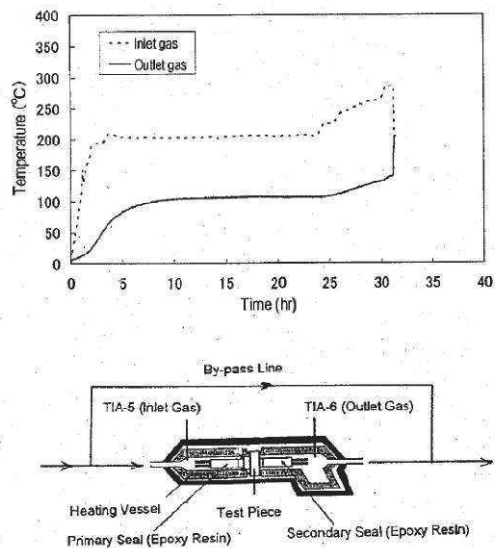


図 2-23-12 電気配線貫通部（低電圧モジュール）の漏えい発生条件評価の試験装置概要及び試験結果（NUPEC 試験，200℃を超える環境下）

表 2-23-10 試験結果（2Pd，200℃以内の環境下の想定）

種類	原子炉格納容器 内側端子箱部分の環境条件			一次シール部 温度(℃)	二次シール部 温度(℃)	漏えい有無
	温度 (℃)	圧力 (MPa)	時間 (h)			
低電圧モジュール	200 (230)	(0.60～ 0.81) ^{※3}	62.0	137	68	一次シール部：漏えい無し 二次シール部：漏えい無し

注：（ ）は，記録グラフからの読取り値

※3 試験圧力は，0.81MPa（約 1.8Pd）であり 2Pd 以下であるが，実機の電気配線貫通部のモジュールは，運転中におけるシール部の漏えい確認のため，その内部に窒素ガスを約 0.1MPa[gage]～0.15MPa[gage]の圧力で封入している。そのため原子炉格納容器内の圧力が 2Pd となった場合においても，モジュールのエポキシ樹脂に加わる圧力は 0.704MPa～0.754MPa(=0.854MPa(2Pd)－(0.1MPa～0.15MPa))となるため，試験条件は実機の 2Pd 条件を包絡している。

59-9-添 2-23-27

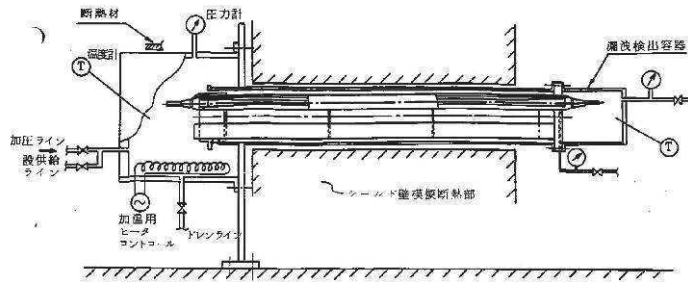
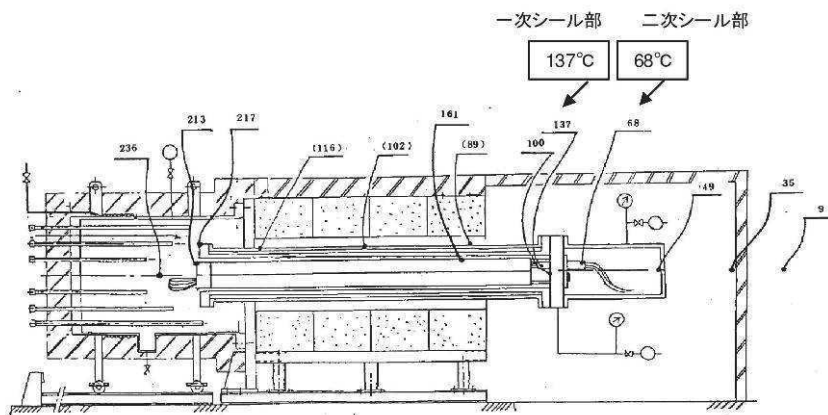


図 2-23-13 試験装置概要
(高電圧モジュール試験体の例)



()内の温度は 180 模擬スリーブの表面温度を示す。

図 2-23-14 低電圧用モジュール試験体 温度分布図

3.4 圧力条件に対する考察

NUPEC 試験における測定時の圧力と重大事故等で想定する圧力の差については、一般に圧力の上昇に伴い漏えいガス流量は増えることとなるが、図 2-23-4、図 2-23-5 に示すとおり、捕集係数(DF)と流量には明確な依存性が確認できないことから、捕集係数(DF)は圧力に対して明確な依存性はないと考えられ NUPEC 試験における測定結果を女川原子力発電所 2 号炉に適用することが可能であると考えられる。

3.5 蒸気条件に対する考察

NUPEC 試験における蒸気環境について、重大事故等で想定するウェット条件では水蒸気による劣化(加水分解)の影響を受けるものの、蒸気により空気中の酸素量が少なくなるため、シール材の劣化が抑制されると考えられる。さらに、ウェット条件では漏えい経路での水蒸気凝縮、エアロゾル粒子の凝集・凝縮効果に期

待できる。そのため、試験条件（ドライ条件）に比べて重大事故等で想定する条件（ウェット条件）の方がエアロゾル粒子の捕集係数が大きくなると考えられる。

3.6 原子炉格納容器貫通部全体での捕集係数(DF)

NUPEC 試験からは2.3代表プラント(BWR)における原子炉格納容器貫通部のリーク面積及び想定される捕集係数(DF)に示すとおり、BWR の代表プラントの電気配線貫通部（低電圧モジュール）の数量及びフランジ・ガスケットの総周長より流量配分を考慮した DF として約 38 を求めている。

上述の評価手法を踏まえ、女川原子力発電所2号炉における電気配線貫通部の数量やフランジ・ガスケットの周長を用い、以下のプロセスにて捕集係数(DF)を算出した。

(1) 各部の捕集係数(DF)

表 2-23-3 に示す試験により得られた捕集係数(DF)のうち、リーク発生条件評価試験時の試験条件が女川原子力発電所2号炉の重大事故時の環境条件を包絡している試験体の結果を採用し、各部の DF を算出した。

女川原子力発電所2号炉における各部の DF を表 2-23-11 に示す。

表 2-23-11 女川原子力発電所2号炉における各部の DF

NUPEC 試験		女川原子力発電所2号炉	
試験体	DF ^{*1}	重大事故時環境条件との比較	DF
	全粒径範囲 (0.5~5 ミクロン)		
低電圧モジュール			
0.9mm ²	1300	環境条件を包絡	960
0.9mm ²	620	環境条件を包絡	
0.9mm ²	22000	リーク発生条件評価試験時の試験圧力が低いため除外	—
0.9mm ²	2500	リーク発生条件評価試験時に放射線照射していないため除外	—
0.9mm ² (T/C)	280	環境条件を包絡	280
0.9mm ² (T/C)	160	リーク発生条件評価試験時に放射線照射していないため除外	—
同軸ケーブル	270	環境条件を包絡	270
100mm ²	340	使用していないため除外	—
2mm ²	40	環境条件を包絡	40
フランジ・ガスケット			
甲丸タイプ	11	リーク発生条件評価試験時に放射線照射していないため除外	—
甲丸タイプ	11	環境条件を包絡	12
甲丸タイプ	13	環境条件を包絡	
甲丸タイプ	20	リーク発生条件評価試験時の試験圧力が低いため除外	—
グループ&タンゲタイプ	25	環境条件を包絡	25

※1 同タイプの試験体において捕集係数(DF)にばらつきが見られるが、個体差に起因する破損状態の違い及びリーク発生条件試験における試験条件の違いによるものと推察される。

(2) 各部の等価面積

NUPEC 試験においては、代表プラントの捕集係数(DF)算出に当たり、各部の等価面積として、低電圧モジュールの場合には 100℃^{*1}で得られた各モジュールタイプの重み平均値であるモジュール1体当たり約 6mm²を、またフランジ・ガスケットの場合には 100℃^{*1}で得られた各ガスケットの単純平均値であるガスケット周長 1m 当たり約 13mm²をそれぞれ等価面積として用いている。

女川原子力発電所 2 号炉においては、各部のタイプ、数量、周長が明確になっていることから、低電圧モジュール、フランジ・ガスケットともに、NUPEC 試験にてタイプごとに得られた 100℃^{*1}における等価面積を用いることとした。

表 2-23-12 に、女川原子力発電所 2 号炉における各部の等価面積、低電圧モジュール数、フランジ・ガスケットの周長及び全等価面積を示す。

表 2-23-12 女川原子力発電所 2 号炉における各部の等価面積

NUPEC 試験		女川原子力発電所 2 号炉	
低電圧モジュール	等価面積 ^{*1} (mm ² /体) [A]	モジュール数 (体) [B]	全等価面積 (mm ²) [C=A×B]
0.9mm ²	5.9		
0.9mm ² (T/C)	11		
同軸ケーブル	11		
100mm ²	2.9		
2mm ²	2.6		
フランジ・ガスケット	等価面積 ^{*2} (mm ² /m) [A]	ガスケット周長 (m) [B]	全等価面積 (mm ²) [C=A×B]
甲丸タイプ	16		
グループ&タンクタイプ	10		

※1 NUPEC 試験の実験では 200℃において等価面積が減少したため(シール材の熱膨張によるものと考えられる)、保守的に 100℃での値を採用

※2 NUPEC 試験の実験では明確な温度依存性は見られなかったが、保守的な 100℃での値を採用

(3) 原子炉格納容器貫通部全体での捕集係数(DF)

上記の各部の DF 及び等価面積を用い、女川原子力発電所 2 号炉における貫通部(電気配線貫通部及びフランジガスケット)の数量及び流量の配分を考慮し、全データを重み付けし、原子炉格納容器貫通部全体での捕集係数(DF)を算出した結果、以下のとおりとなった。

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

$$\frac{1}{DF} = \frac{1}{DF_1} \times \frac{S_1}{S} + \frac{1}{DF_2} \times \frac{S_2}{S} + \frac{1}{DF_3} \times \frac{S_3}{S} + \frac{1}{DF_4} \times \frac{S_4}{S} + \frac{1}{DF_5} \times \frac{S_5}{S} + \frac{1}{DF_6} \times \frac{S_6}{S}$$

$$DF = 17.3 \approx \text{約 } 17$$

- ここで、 DF_1 ：低電圧モジュール（0.9mm²）のDF
 DF_2 ：低電圧モジュール（0.9mm²(T/C)）のDF
 DF_3 ：低電圧モジュール（同軸ケーブル）のDF
 DF_4 ：低電圧モジュール（2mm²）のDF
 DF_5 ：フランジガスケット（甲丸タイプ）のDF
 DF_6 ：フランジガスケット（グループ&タンクタイプ）のDF
 S_1 ：低電圧モジュール（0.9mm²）の全等価面積
 S_2 ：低電圧モジュール（0.9mm²(T/C)）の全等価面積
 S_3 ：低電圧モジュール（同軸ケーブル）の全等価面積
 S_4 ：低電圧モジュール（2mm²）の全等価面積
 S_5 ：フランジガスケット（甲丸タイプ）の全等価面積
 S_6 ：フランジガスケット（グループ&タンクタイプ）の全等価面積
 S ： $S_1+S_2+S_3+S_4+S_5+S_6$

4. まとめ

原子炉格納容器貫通部における捕集係数について、NUPEC 試験結果の女川原子力発電所 2 号炉への適用性について検討した。漏えい箇所としてはフランジ構造のシール部及び電気配線貫通部のシール部が想定部位として妥当であることを確認した。そのうえで、重大事故等時における原子炉格納容器内の環境条件と試験結果を比較し、十分に適用性があることを確認した。

その結果、原子炉格納容器貫通部におけるエアロゾル粒子の捕集効果は、流量配分を考慮した格納容器全体の捕集係数として DF=17 程度を期待できるものと考えられるが、重大事故等時においてバウンダリ構成部のどの部分からどのような割合で漏えいするかを想定することの困難さを考慮すると、試験結果のうち捕集係数として一番低いもの（端数は切り捨て）を適用することとし原子炉格納容器貫通部における捕集係数としては DF=10 を設定する。

101. 格納容器下部（ペDESTAL）に落下する溶融デブリ評価条件と落下後の堆積に関する考慮

1. 溶融デブリの評価条件

女川2号炉では、MCCIの評価にMAAPコードを用いている。MCCIの評価においては、全炉心に相当する量が溶融炉心として格納容器下部に落下するものとしており、この溶融炉心には炉内構造物等を考慮している。溶融炉心の拡がりに関する評価条件を表1に示す。

2. 女川2号炉のMCCIの評価における溶融炉心の堆積高さ

女川2号炉のMCCIの評価では、落下した溶融炉心が格納容器下部に一様に拡がるものとしており、この場合、堆積高さは約1.2mとなる。格納容器下部に落下した溶融炉心と格納容器下部の構造の位置関係を図1に示す。図1に示すとおり、格納容器下部の側面の開口部であっても□mの高さがあることから、仮に溶融炉心が全量落下しても格納容器下部以外に溶融炉心が拡がる恐れは無いと考える。

3. 溶融炉心の堆積高さの不確かさ

(1) 格納容器下部の構造物等の影響

格納容器下部には、様々な構造物が存在しており、その構造物が堆積したデブリにより溶融し、デブリ堆積高さが増加する可能性がある。

したがって、制御棒や炉心支持板等の炉内構造物も含めた全炉心相当のUO₂及びZr等のデブリ容積に加えて、格納容器下部の構造物等が溶融した場合のデブリ増加分を考慮した場合、原子炉圧力容器下部の構造物として、CRDハウジング、中性子束計測ハウジング等、原子炉運転中にペDESTAL内にある構造物として、CRD自動交換機プラットフォーム等を想定した場合においても、デブリ堆積高さは約1.5mとなり、増加分は約0.3mであることから、ドライウエル床に溶融炉心が拡がることはないと考ええる。

(2) 溶融炉心の粒子化に伴う影響

溶融炉心が格納容器下部に落下する場合、予め格納容器下部へ初期水張りを実施する手順としていることから、溶融炉心の一部は水中で粒子化すると考えられる。この時、粒子化した溶融炉心の密度が低いと堆積高さが高くな

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

補足 101-1

る。

もっとも厳しい条件として、全量が粒子化した際の堆積高さを評価する。例えば、ポロシティが最も大きな粒子の充填状態である、単純立方格子として堆積する場合を仮定すると、ポロシティは 0.48 であり、堆積高さは (1) で考慮した堆積高さ約 1.5m に対し、デブリ堆積高さは約 2.9m となるが、格納容器下部の床面から格納容器下部の側面の開口部までの高さ m 以下であることから、粒子化に伴う堆積高さの増加を考慮しても格納容器下部以外に溶融炉心が拡がる恐れは無いと考える。

なお、溶融炉心落下前の格納容器下部への初期水張りは、ドライウエル水位 0.23m の位置まで注水する運用としている。そのため、格納容器下部の側面の開口部から粒子化した溶融炉心が流れ出ることも懸念されるが、溶融炉心の比重は 8 程度であり、水に比べて非常に重く、粒子化した溶融炉心は水面に浮遊し格納容器下部から流出することはないと想定される。模擬溶融物 (比重 2.5~8.0) を水プールに落下させた DEFOR 試験の溶融ジェットの様子を図 3 に示す。この実験結果においても、上面への溶融粒子の移行は確認されていない。

(3) 溶融デブリの落下の位置及び拡がりの影響

原子炉圧力容器下部から格納容器下部への溶融炉心の落下の経路については、制御棒駆動機構ハウジングの逸出に伴う開口部からの落下等が考えられる。原子炉圧力容器の構造からは、溶融炉心は原子炉圧力容器底部の中心に流れ込むと考えられ、原子炉圧力容器底部の中心近傍に開口部が発生し、溶融炉心が格納容器下部に落下する可能性が高いと推定されるが、開口部の発生箇所については不確かさがあると考えられる。

ここで仮に溶融炉心が偏って堆積し、格納容器下部の側面の開口部の高さ (m) に到達する条件を考えると、溶融炉心が直径約 3m の円柱を形成する必要があるが、溶融炉心の厚さが均一化するまでの時間が 2~3 分程度であるという過去の知見^[1]があることに加え、MAAP の溶融物落下履歴として溶融デブリの全量が一度に落下していることを踏まえると、溶融炉心は落下と同時に格納容器下部床面を拡がり、堆積高さが均一化していくと考えられることから、溶融炉心が格納容器下部の側面の開口部の高さまで堆積する状況は考え難い。

以上

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

補足 101-2

表 1 溶融炉心に関する評価条件

項目	設定値	設定根拠
溶融炉心落下割合	100%(約 220 t)	保守的に全炉心相当量が落下するものとして設定
溶融炉心の組成	図 2 参照	MAAP コードによる評価結果 (炉内構造物の組成・質量等を考慮)
格納容器下部床面積	約 24m ²	設計値

表 2 格納容器下部へ落下するコリウム重量及び体積

項目	重量/体積 ^(注1)	備考
燃料(UO ₂)		
被覆管(Zr)		標準長燃料棒, 短尺燃料棒を考慮
チャンネルボックス/ ウォーターロッド/ スペーサ(Zr)		チャンネルボックス ウォーターロッド スペーサ
CRD 関係(SUS)		CR, CRDハウジング, CRDガイドチューブの合計
CR(B ₄ C)		CRにおけるB ₄ Cの質量
炉心支持板/ 燃料支持金具+下部タイプレート/ 上部タイプレート(SUS)		炉心支持板 燃料支持金具+下部タイプレート: 上部タイプレート
合計 ^(注2)		—

(注 1) 重量から体積への換算は以下の密度(密度は温度によって変化するが, 常温での値で代表)を用いているため, 体積は参考値扱いである。

UO₂ : 10100 (kg/m³)
 Zr : 6500 (kg/m³)
 SUS : 7860 (kg/m³)
 B₄C : 2520 (kg/m³)

(注 2) MAAP では, Zr, SUS の酸化を考慮するため, ペDESTALへの落下重量は約 220 (ton) となる。

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

補足 101-3

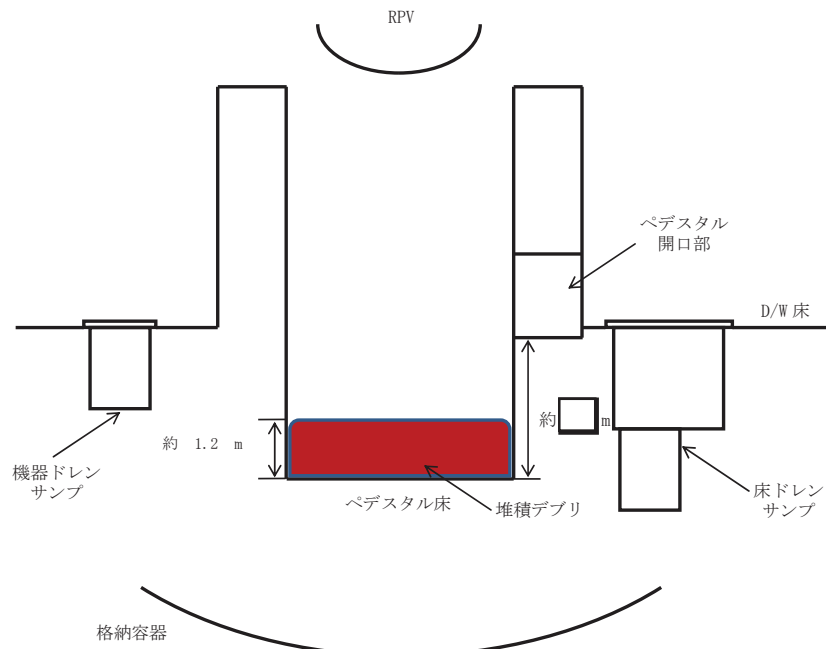


図 1 格納容器下部堆積デブリ状況



図 2 溶融炉心の組成の推移

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

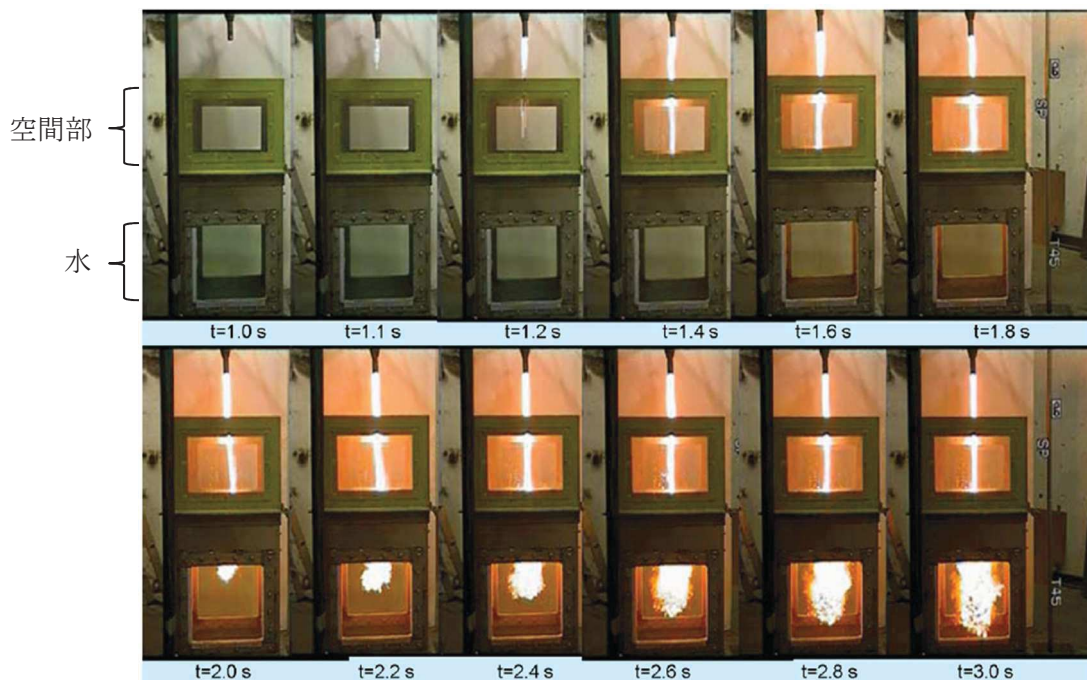


図3 DEFOR試験において模擬溶融物を水中に落下させた場合の粒子化の様子^[2]

[1] J. D. Gabor, L. Baker, Jr., and J. C. Cassulo, (ANL), "Studies on Heat Removal and Bed Leveling of Induction-heated Materials Simulating Fuel Debris," SAND76-9008 (1976).

[2] A. Karbojian, et al., "A scoping study of debris bed formation in the DEFOR test facility," Nucl. Eng. Design 239 1653-1659, 2009.)

102. 原子炉注水手段がない場合の原子炉減圧の考え方について

炉心損傷後、原子炉へ注水できない場合には、蒸気冷却による燃料の冷却効果に期待するために原子炉減圧を遅らせ、シュラウド内の原子炉水位計(燃料域)で原子炉水位が「有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの 10%高い位置 (BAF+10%)」に到達したことを確認し、逃がし安全弁 2 個で原子炉減圧を実施する手順としていた。

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

原子炉減圧を実施する水位及び弁数は、以下の評価結果をもとに決定している。

(1) 原子炉減圧のタイミング

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

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

原子炉へ注水できない場合の原子炉減圧のタイミングを決定するため、逃がし安全弁 1 個、2 個及び自動減圧機能付逃がし安全弁全弁（6 個）を用いて、原子炉水位が「原子炉水位低（レベル 1）」に到達してから 10 分、20 分、30 分、40 分、50 分後のそれぞれのタイミングで原子炉減圧する場合の水素発生量等を評価し、その評価結果を表 1 に示す。水素発生量については 30 分後と 40 分後の間に差が表れた。

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

(2) 原子炉減圧の弁数

表 1 の評価結果より、(1)で判断した原子炉減圧を実施するタイミング（原

原子炉水位低（レベル1）到達から30分後）に着目すると、逃がし安全弁1個の場合の水素発生量が大きくなっている。また、原子炉減圧の弁数が多いほうが原子炉減圧時の蒸気流量が増えることから、燃料被覆管にかかる荷重※が大きくなると考えられる。水素発生量を抑えつつ、燃料被覆管にかかる荷重を低く抑える観点から、原子炉減圧時に開放する適切な弁数は2個と判断した。

また、原子炉減圧完了までの時間については、図1に示すとおり、弁数が少ないほど長くなるが、いずれの場合も原子炉圧力容器破損までの時間に対しては十分な余裕があるため、原子炉圧力容器破損時の熔融炉心落下量など、原子炉圧力容器破損後の事象進展に与える影響は小さい。

以上から原子炉減圧の際に開放する弁数は逃がし安全弁2個とした。

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

(3) 原子炉減圧を実施する水位について

(1)の評価結果から、原子炉減圧を原子炉水位低（レベル1）到達から40分後以降に実施する場合に水素発生量の顕著な増加が見られること及び、原子炉減圧を原子炉水位低（レベル1）到達から10～30分後に実施する場合には、原子炉減圧実施時間に応じた水素発生量に傾向が確認されないことを踏まえ、蒸気冷却による燃料の冷却効果に期待する観点から、原子炉減圧は水位低（レベル1）から30分後に実施するものとし、判断基準としてはこれに相当する原子炉水位を用いることとした。原子炉水位低（レベル1）から30分後の原子炉水位を評価すると、原子炉水位はBAF+20%程度であるため、これを原子炉減圧実施の水位とした。

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

なお、海外における同様の判断基準を調査した結果、米国の緊急時操作ガイドライン(EPG)^[1]の例では、不測事態の蒸気冷却の手順において、原子炉へ注水できない場合の原子炉減圧の判断基準をBAF+70%程度としていることを確認した。これは、BAF+70%程度よりも原子炉水位が高い状況では、注水が無

くかつ原子炉減圧していない状態でも冠水部分の燃料から発生する蒸気により露出部分の燃料を冷却できると判断しているものと推定される。

当社の判断基準は、米国の例との差異はあるものの、上述の評価結果を踏まえ定めているものであり、妥当であると考ええる。

(4) 原子炉水位の確認手段について

原子炉水位は、原子炉水位計（燃料域）によって確認する。原子炉水位が「BAF+20%」に到達する時点（事象発生から約 43 分後）では、原子炉圧力容器内の気相部温度は飽和温度を超えているが、ドライウェル内の気相部温度は約 90℃以下であることから、原子炉水位計の凝縮槽内の水位は維持され、原子炉水位計による原子炉水位の確認は可能と考える。

また、仮に水位不明となった場合は原子炉急速減圧を実施する手順となっており、同等の対応となることから、運転員の対応に影響はない。

なお、原子炉水位計の凝縮槽内の水位を確認する手段として、凝縮槽表面の気相部と液相部に温度計を設置することとしており、気相部と液相部に温度差がある場合には、凝縮槽内の水位が維持されており、また、気相部と液相部に温度差がない場合には、凝縮槽内の水が蒸発し、水位不明となっていることを判断することが可能である。

以上

[参考文献]

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

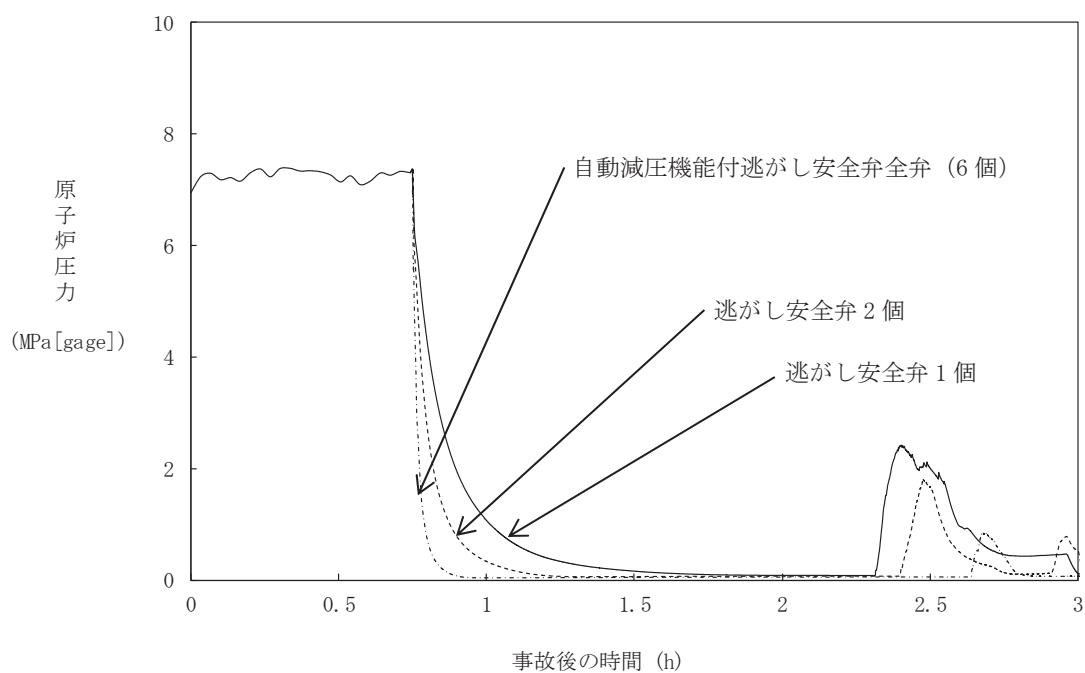


図1 原子炉減圧時の原子炉圧力の推移

表 1 原子炉減圧のタイミングに関する評価結果

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

※ 原子炉減圧時の最大炉内蒸気流量

103. 主蒸気逃がし安全弁の耐環境性能の確認実績について

主蒸気逃がし安全弁（以下、「SRV」という。）については、電力共同研究「安全上重要な機器の信頼性確認に関する研究」において設計基準事故時を想定した環境試験を実施し、その信頼性を確認している。

試験条件を図1に示す。図1の環境試験において、SRVが正常に作動することを確認したことから、試験条件に包絡される環境下ではSRVの機能は正常に維持されると評価できる。

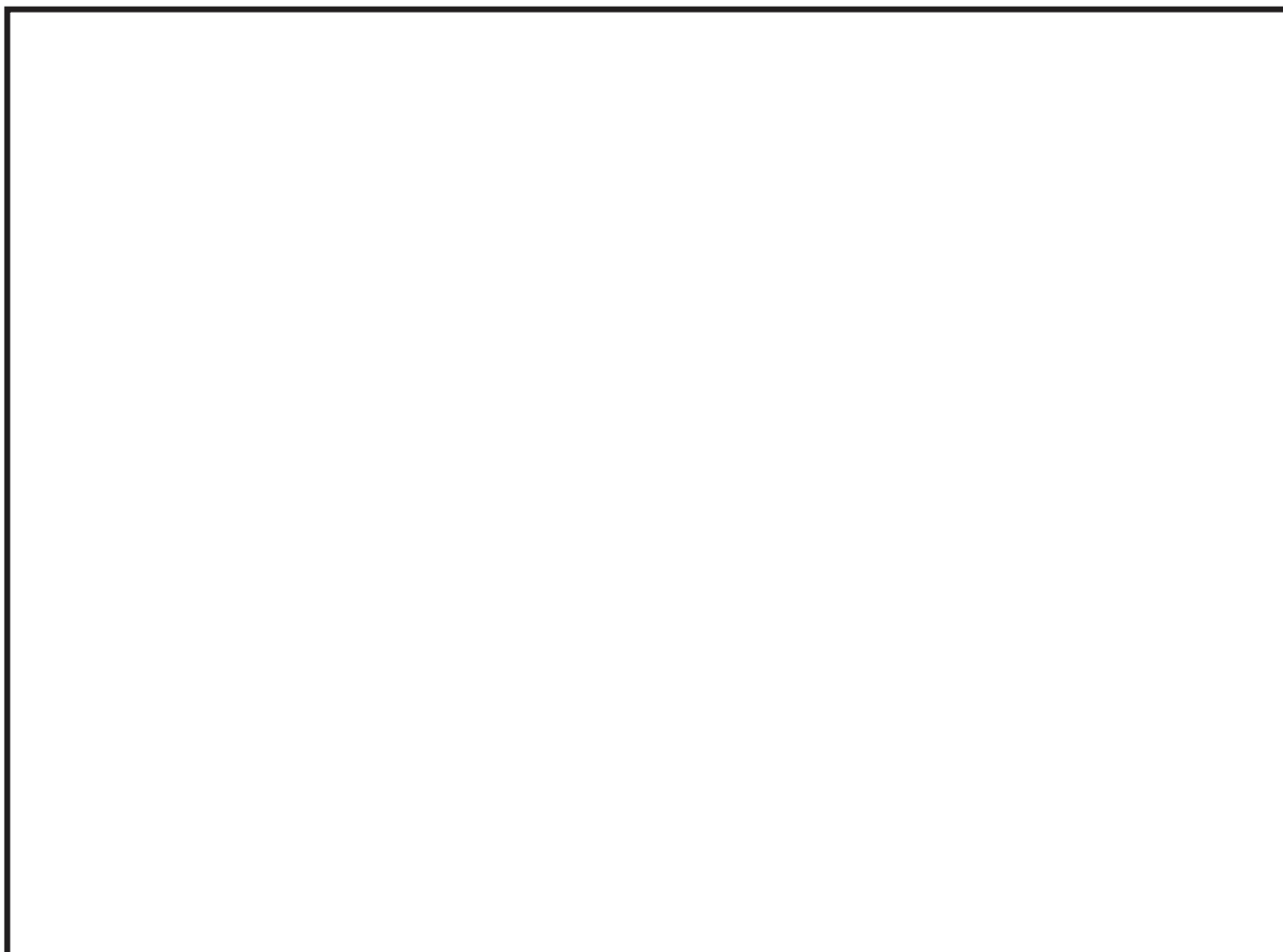


図1 設計基準事故環境下における環境試験の試験条件

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

104. 炉心損傷及び原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方

女川2号炉では、炉心損傷が生じた場合あるいは事象が進展し、原子炉圧力容器（以下、「RPV」という。）破損に至った場合の発電所対策本部の対応をアクシデントマネジメントガイド（以下、「AMG」という。）にまとめており、運転員による対応を非常時操作手順書（シビアアクシデント）（以下、「SOP」という。）に定めている。このため、有効性評価における重大事故時の運転員の対応はSOPに従ったものとなっている。

SOPには、炉心損傷後の状況に応じた対応が可能となるよう対応フローを定めており、対応の優先順位等についても定めている。このため、想定される状況に対して網羅的に対応可能な手順となっていると考えるが、ここでは、炉心損傷後の格納容器内の状況を場合分けし、それらについてSOPによる対応が可能であることを確認する。SOPの対応フローを図1に示す。

1. 各炉心損傷モードへの対応の網羅性

炉心損傷モードのうち、格納容器先行破損の炉心損傷モード¹を除くと、TQUV, TQUX, TB（長期TB, TBU, TBD, TBP）, LOCAが抽出される。

このうち、TQUV, TQUX, TB（長期TB, TBU, TBD, TBP）は、炉心損傷の時点でRPVが健全であり、RPV内の冷却材は逃がし安全弁を通じてサブプレッションチェンバに放出されている点で、炉心損傷の時点でのRPVの健全性及び格納容器の冷却材の状況が同じ炉心損傷モードである。TQUV, TBPは炉心損傷の時点でRPV内が減圧されていることに対し、TQUX, 長期TB, TBU, TBDでは炉心損傷の時点でRPV内が減圧されていないが、SOPにおいて、原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの20%上の位置に到達した時点でRPVを減圧する手順としていることから、その後は同じ対応となる。

一方、LOCA（LOCA後の注水失敗による炉心損傷）は、炉心損傷の時点でRPVのバウンダリ機能を喪失しており、RPV内の冷却材がドライウェルに直接放出される炉心損傷モードである。このため、炉心損傷時点での格納容器圧力、温度等のパラメータには他の炉心損傷モードとの違いが生じるが、各々のパラメータに応じた運転操作がSOPに定められており、対応は可能である。

また、LOCAが発生し、ドライウェルに放出された冷却材は、格納容器下部に流入し、格納容器下部に水位が形成されると考えられる。

炉心損傷後の手順として、RPVの破損及び格納容器下部への熔融炉心落下に備えた格納容器下部への注水を定めており、ドライウェル水位がドライウェル床面よ

1 格納容器先行破損の炉心損傷モードによって炉心損傷に至った場合、炉心損傷の時点で格納容器が破損していることから、SOPに想定する対応の可否についての不確かさが大きいと考え、ここでの考察から除外した。しかしながら、現実的にはSOPに準じ、注水及び除熱を試みるものと考えられる。

り 0.23m 上の位置に到達していることを確認した後、格納容器下部への注水を停止する（図 2 参照）。先述の通り、LOCA の場合にはあらかじめ格納容器下部に水位が形成されている可能性が考えられるが、格納容器下部注水の停止基準は「ドライウエル水位がドライウエル床面より 0.23m 上に水位があることを表すランプが点灯した時点」としており、ドライウエル水位計による注水管理が可能であることから、LOCA による格納容器内への冷却材の流出が格納容器下部注水操作に与える影響はない。

溶融炉心落下時のドライウエル水位は、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（以下、「DCH」という。）、原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（以下、「炉外 FCI」という。）及び溶融炉心・コンクリート相互作用（以下、「MCCI」という。）への対応を考慮し、ドライウエル水位が 0.02m から 0.23m にて管理することとしており、管理水位下限であるドライウエル水位 0.02m（格納容器下部水位 3.67m）の場合であっても、炉外 FCI や MCCI による格納容器の機能維持に問題は無いことを確認²している。

以上より、いずれの炉心損傷モードを経た場合についても SOP によって炉心損傷後の対応をとることが可能である。

2. 注水及び除熱の考え方

炉心損傷後の注水及び除熱の考え方については、RPV の破損の有無で大別している。

まず、RPV の破損に至る前の段階においては、RPV 内の炉心の状況によらず RPV への注水を優先する手順としている。その後、RPV を破損させることなく原子炉水位を安定させることに成功した場合は、RPV への注水及び必要に応じて格納容器からの除熱を並行して実施する手順としている。ただし、RPV 下鏡部温度が 300℃に到達し、RPV 下部プレナムへの溶融炉心の落下が想定される場合は、RPV への注水と並行して格納容器下部への注水を実施する手順としている。

次に、SOP 及び AMG に定める RRV 破損の判定方法に基づき RRV の破損を判定した後は、ドライウエル水位計を監視し適宜注水を実施することとしており、その注水流量は格納容器外の流量計にて確認する手順としている。また、格納容器からの除熱が必要な場合は格納容器下部への注水と格納容器からの除熱とを並行して実施する手順としている。

2 女川原子力発電所 2 号炉 重大事故等対策の有効性評価について 3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用「添付資料 3.3.2 水蒸気爆発の発生を仮定した場合の格納容器の健全性への影響評価」及び「添付資料 3.3.3 格納容器下部の水張りの適切性」参照。格納容器下部の水位が高いほうが物理現象発生時の格納容器への負荷が高くなると考えられる炉外 FCI について、格納容器下部の水位が 4.2m（ベント管下端位置までの水位を包絡する水位）の場合であっても、格納容器下部の内側鋼板にかかる応力は降伏応力を下回る値であり、かつ、弾性範囲内であることから、格納容器破損に至るおそれはないことを確認している。格納容器下部の水位上昇の要因が LOCA に起因する冷却材である場合、サブクール度は低くなり炉外 FCI 発生可能性そのものを小さくするとともに、発生した場合でも発生する最大応力は小さくなるものとする。

しかしながら、RPV が破損した後は、RPV 内の溶融炉心の状態、RPV 破損口の状態、格納容器下部への溶融炉心の落下量、格納容器圧力及び温度等、格納容器内の状態の不確かさが大きく、また、注水又は除熱を実施可能な設備が限定され、注水又は除熱に使用できる流量が不足する場合を想定すると、重大事故時に確実なアクシデントマネジメントを実施できるよう、注水及び除熱の優先順位を明確化しておく必要がある。このため、SOP 及び AMG では RPV 破損判定後の運転操作の優先順位を次のように定めている。

優先順位 1 : D/W スプレー (格納容器代替スプレー)

- ・ 開始条件 : 格納容器圧力 0.640MPa[gage] (1.5Pd) 以上又は格納容器温度 190°C以上
- ・ 停止条件 : 格納容器圧力 0.540MPa[gage]以下又は格納容器温度 150°C以下
- ・ 流量 : 88m³/h 以上

優先順位 2 : RPV 破損後の RPV への注水

- ・ 流量 : 崩壊熱除去に必要な注水流量 (図 3 参照) (S/C 水源で ECCS を運転できる場合は定格流量にて注水)

優先順位 3 : 格納容器下部注水 (ドライウェル水位計を用いた水位管理)

- ・ 開始条件 : ドライウェル床面より 0.02m 上のランプ消灯
- ・ 停止条件 : ドライウェル床面より 0.23m 上のランプ点灯
- ・ 流量 : 50m³/h (代替循環冷却ポンプを使用する場合は 80m³/h)

これらは可能な限り並行して実施すべきものであるが、中でも格納容器スプレーを優先する理由は、格納容器スプレーを開始する状況は格納容器過圧又は過温破損の防止及び早期の格納容器ベントを抑制するための運転操作が必要な状況であり、これに即応する必要があるためである。外部水源を用いた原子炉格納容器代替スプレー冷却系による格納容器スプレーについては、S/C より広い空間にスプレーすることにより格納容器圧力及び温度の抑制効果が高いと考えられる D/W スプレーを実施することとしている。また、D/W へスプレーを実施することで格納容器下部へ冷却材が流入するため、格納容器下部の溶融炉心の冷却にも期待できる。

なお、残留熱除去系が使用可能な場合は、格納容器代替スプレーに優先して、格納容器圧力 0.245MPa[gage]以上となった時点で D/W スプレー及び S/C スプレーを実施することとしている。

RPV 破損後の RPV への注水は、RPV 内に残存する溶融炉心の冷却及び RPV 破損口から冷却材が流出することによる格納容器下部の溶融炉心の冷却にも期待できることから、格納容器スプレーに次ぐ優先順位としている。

格納容器下部の溶融炉心の冷却については、RPV 破損前の注水により格納容器下部に 3.67m 以上の水位が確保 (仮に格納容器下部注水が行われなかった場合でも

溶融炉心の堆積高さまで水位が低下するまでの時間はRPV破損から約76分後)されていること、格納容器スプレイされた冷却材及びRPVへ注水された冷却材の流入による格納容器下部への注水に期待でき、これらによるドライウエル水位の維持に期待できることから、RPVへの注水に次ぐ優先順位としている。

なお、格納容器スプレイ等による格納容器下部への冷却材流入によりドライウエル水位は維持できるものと考えられるが、仮にドライウエル水位計で水位低下を確認した場合には、原子炉格納容器下部注水系を用いて格納容器下部へ注水を実施しドライウエル水位を維持することとしている。

しかしながら、RPVが破損した後の注水及び除熱の優先順位については、現在改めて検討を進めているところであり、検討の結果によっては今後、前述の優先順位は変わりうるものと考えている。

格納容器スプレイ又は原子炉压力容器等への注水により、サプレッションプール水位が通常運転水位+約2mに到達した時点でスプレイを停止し、格納容器ベントを実施する。格納容器ベント開始後はRPVへの崩壊熱相当量の注水を継続するとともにドライウエル水位計を監視し、水位を維持することにより格納容器下部の溶融炉心の冷却を継続する。

以上のとおり、格納容器内の状態の不確かさを考慮しても、SOPによって確実なアクシデントマネジメントを実施することが可能である。

以 上

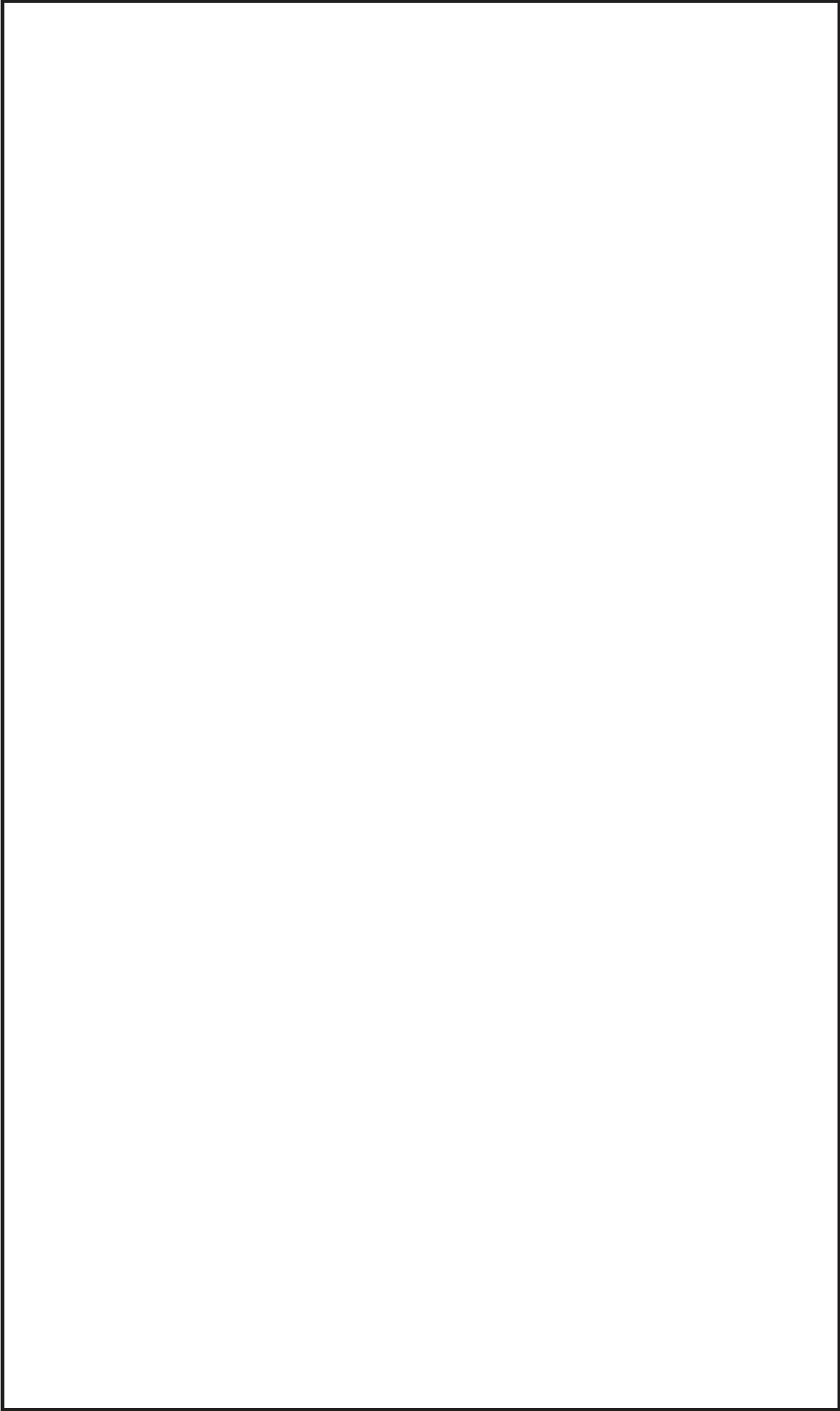


図1 SOPの対応フロー(全体)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

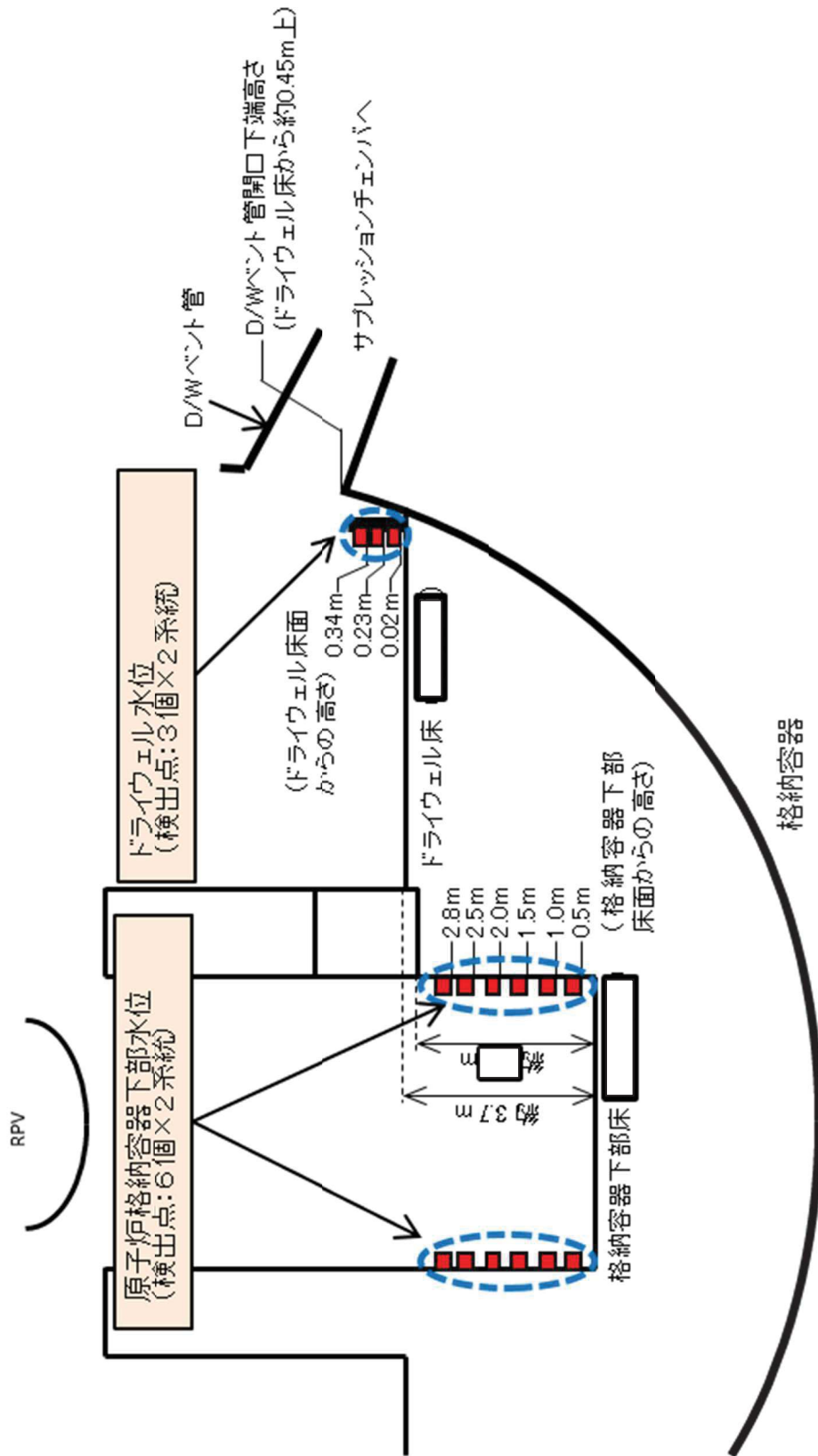


図2 格納容器下部注水に係わる計装設備

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。



図3 崩壊熱の除去に必要な注水量

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

補足 104-7

106. 主蒸気逃がし安全弁の耐環境性向上に向けた取り組みについて

1. 概要

主蒸気逃がし安全弁の耐環境性向上対策として、主蒸気逃がし安全弁の駆動に必要な高圧窒素ガスの流路となる「主蒸気逃がし安全弁用電磁弁」及び「空気シリンダ」のシール材を改良する。

2. 主蒸気逃がし安全弁用電磁弁の改良について

(1) 設計方針

主蒸気逃がし安全弁の耐環境性を向上させるための更なる安全対策として、高圧窒素ガスの流路となる、電磁弁の作動性能に影響を与えないシール部を、従来のシール材（フッ素ゴム）より高温耐性に優れた改良 EPDM 材に変更する。

主蒸気逃がし安全弁用電磁弁の改良 EPDM 材の採用箇所を図 1 に示す。



図 1 改良 EPDM 材を採用した主蒸気逃がし安全弁用電磁弁概要図

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

(2) 健全性確認試験

a. 試験手順及び試験項目

本試験では、改良 EPDM 材を採用した主蒸気逃がし安全弁用電磁弁に対し、通常運転時に加え重大事故等時の熱及び放射線劣化処理を行った上で、シール性の確認を行った。

試験手順及び試験項目を図 2 に示す。

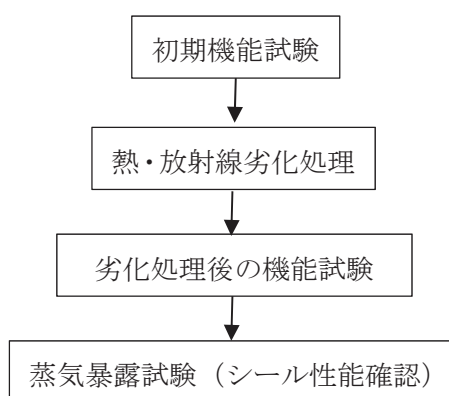


図 2 試験手順及び試験項目

b. 蒸気暴露試験の装置概要及び試験条件

本試験で使用する蒸気暴露試験装置の概要を図 3 に示す。また、蒸気暴露試験条件を表 1 及び図 4 に示す。



図 3 蒸気暴露試験装置の概要

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

表 1 蒸気曝露試験条件

項目	条件	解析結果 (参考)
時間(経過)		0～約 4.3 時間 ^{※1}
圧力(kPa[gage])		100 以下 ^{※2}
温度(°C)		152 以下 ^{※3}
雰囲気		蒸気
放射線(Gy)		

※1：有効性評価「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において、主蒸気逃がし安全弁の機能に期待する（原子炉圧力容器破損に至る）期間（事象発生から約 4.3 時間後まで）

※2：有効性評価「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」における※1 の期間の値

※3：有効性評価「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」における主蒸気逃がし安全弁の温度評価結果

※4：重大事故時における原子炉格納容器内の積算線量



図 4 蒸気曝露試験条件

c. 蒸気曝露試験結果

蒸気曝露試験の結果、シール性は良好であり、従来の設計基準事故環境下に比べ高温となる蒸気に対して(図 4 参照)、空気シリンダへ窒素ガスを供給する流路のシール性能が維持され耐環境性に対し、信頼性が向上していることを確認した。

(3) 主蒸気逃がし安全弁用電磁弁の改良について

主蒸気逃がし安全弁用電磁弁について、重大事故等時環境下における主蒸気逃がし安全弁駆動部（空気シリンダ）へ窒素ガスを供給する流路のシール性能が確認されたことから、主蒸気逃がし安全弁の耐環境性を向上させるための更なる安全性向上対策として、改良 EPDM 材を使用した主蒸気逃がし安全弁用電磁弁に変更する。

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

3. 空気シリンダの改良について

(1) 設計方針

空気シリンダのシール部は、熱によって損傷するおそれがあることから、高温蒸気環境下におけるシール性能を向上させることを目的として、シリンダピストンの作動に影響を与えないシール部（シリンダOリング）を、従来のフッ素ゴム材より高温耐性に優れた改良 EPDM 材に変更する。

また、従来のフッ素ゴム材を使用するピストンの摺動部においては、主蒸気逃がし安全弁ピストン全開動作時に、フッ素ゴム材のシート部（ピストンOリング）の外側に改良 EPDM 材のシート部（バックシートOリング）を設置することにより、ピストンOリングが機能喪失した場合においてもバックシートOリングによりシール機能を維持することが可能となるよう空気シリンダを変更する。

主蒸気逃がし安全弁の概要図を図5に示す。

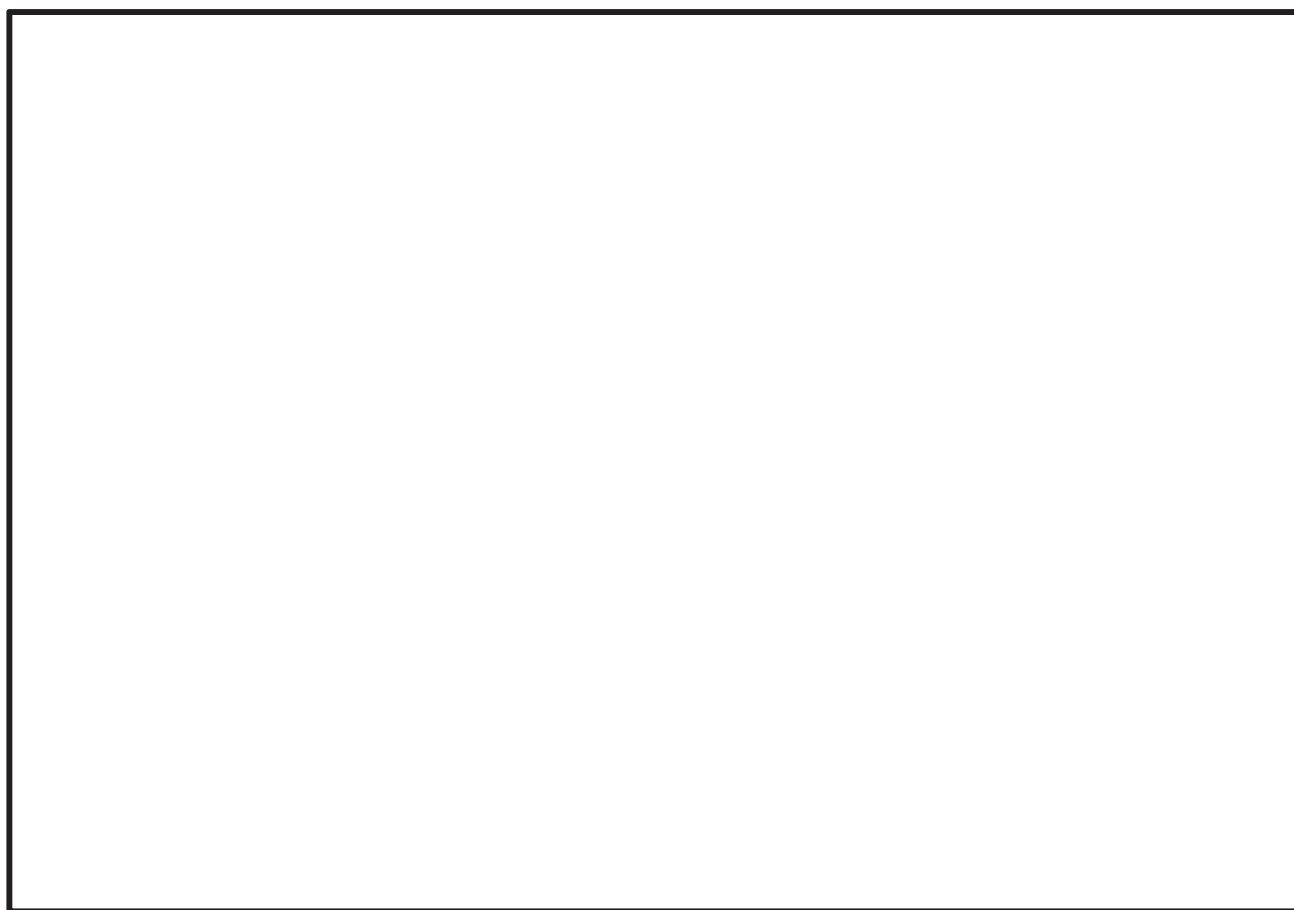


図5 主蒸気逃がし安全弁の概要図

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

(2) 健全性確認試験

改良空気シリンダの健全性確認試験として、表 2 に示す空気シリンダ単体試験及び蒸気曝露試験（試験装置：図 6）を実施した。

表 2 改良空気シリンダの健全性確認試験内容

	確認項目	試験条件	判定基準	結果
空気シリンダ 単体試験	漏えい試験		漏えいがないこと	良
	作動試験		円滑に動作すること	良
蒸気曝露試験	漏えい試験		漏えいがないこと	良



図 6 蒸気曝露試験の概要

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。



図 7 蒸気曝露試験条件

(3) 空気シリンダの改良について

改良空気シリンダについて、高温蒸気環境下におけるシール性能が確認された(表 2 参照)ことから、主蒸気逃がし安全弁の耐環境性を向上させるための更なる安全性向上対策として、改良空気シリンダに変更する。

(4) 今後の方針

①耐環境性の向上

代替高圧窒素ガス供給系においては、主蒸気逃がし安全弁用電磁弁が機能喪失した場合においても、主蒸気逃がし安全弁用電磁弁の排気ラインから窒素ガスを供給することにより、主蒸気逃がし安全弁の全開操作が可能な設計としていることから、改良シリンダの耐環境性の目標として、原子炉格納容器の限界温度・圧力を目指す設計とする。

②DB 機能に対する影響評価

空気シリンダの改良は、設計基準事故時の主蒸気逃がし安全弁の動作に影響を与える変更^{※1}となることから、信頼性確認試験を実施^{※2}し、プラント運転に影響を与えないことを確認する。

※1：改良シリンダは主蒸気逃がし安全弁本体に接続する空気シリンダ摺動部となるピストン寸法及び重量が増加する。

※2：信頼性確認試験の項目は、機械劣化試験、放射線劣化試験、熱劣化試験、加振試験、耐震試験(水力的動的荷重試験)、事故時放射線試験、蒸気曝露環境試験及び作動試験等であり、現在実施中。

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

4. シール材の健全性について

主蒸気逃がし安全弁用電磁弁及び空気シリンダのシール材をフッ素ゴムから改良 EPDM へ変更することにより、シール機能の耐環境性の向上について下記に示す。

フッ素ゴム及び改良 EPDM 製シール材の圧縮永久ひずみ試験を実施しており、試験結果を表 3 に示す。圧縮永久ひずみ試験は、主蒸気逃がし安全弁が設置されている原子炉格納容器内における事故後 7 日間の累積放射線量を上回る kGy を照射し、原子炉格納容器限界温度である 200℃以上の環境に曝露した後、フッ素ゴム及び改良 EPDM 製シール材の圧縮永久ひずみを測定している。試験の結果、フッ素ゴムは kGy、乾熱、200℃の環境に 3 日間 (72h) 曝露されることで圧縮永久ひずみが %以上に劣化してしまうのに対して、改良 EPDM 製シール材は kGy、蒸気、200℃の環境に 7 日間 (168h) 曝露されても圧縮永久ひずみは %程度であることが確認できている。本結果が示すとおり、改良 EPDM 製シール材はフッ素ゴムより耐環境性が十分高いことが確認できるため、シール機能の耐環境性向上が達成できると考えている。

表 3 シール材の圧縮永久ひずみ試験結果

材質	放射線累積 照射量	ガス性状	温度	圧縮永久ひずみ試験※		
				24h	72h	168h
フッ素ゴム		乾熱	200℃			
改良 EPDM		蒸気	200℃			

※圧縮永久ひずみ試験とは、所定の圧縮率をかけ変形させた後、開放時の戻り量を評価するものである。完全に元の形状に戻った場合を 0%、全く復元せずに完全に圧縮された状態のままである状態を 100%とし、圧縮永久ひずみ試験結果が低い程、シール材の復元量が確保されることを意味し、シール機能は健全であることを示している。

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

112. 外部水源による原子炉圧力容器破損後の格納容器下部への注水について

外部水源による原子炉圧力容器破損後の格納容器下部への注水（以下、「格納容器下部注水」という。）については、ドライウェル水位に応じて注水を開始又は停止することとしている。ドライウェル水位の検出器は、ドライウェル床面より 0.02m 上、0.23m 上、0.34m 上に設置されており、中央制御室制御盤のランプ表示にて確認することが可能である。格納容器下部注水開始又は停止の判断基準と設定根拠を表 1 に、検出器の位置関係を図 1 に示す。

表 1 格納容器下部注水開始又は停止の判断基準と設定根拠

判断基準	操作	設定根拠
ドライウェル床面より 0.02m 上	格納容器下部注水開始	ドライウェル床面に出来るだけ近い位置で、ドライウェル床面の水の有無を確認できる位置として設定
ドライウェル床面より 0.23m 上	格納容器下部注水停止	熔融炉心の冠水状態を維持するとともに、ベント管へ流入しない位置で注水を停止するため 0.02m と 0.34m の中間位置に設定
ドライウェル床面より 0.34m 上	—	ベント管への流入によるサブプレッションプール水位の上昇を抑制するため、ベント管付近（ベント管高さ約 0.45m）であることを検知する位置として設定（サブプレッションプール水位が上昇することで、ベント実施判断基準である外部水源注水量限界到達時間に影響を与えるため）

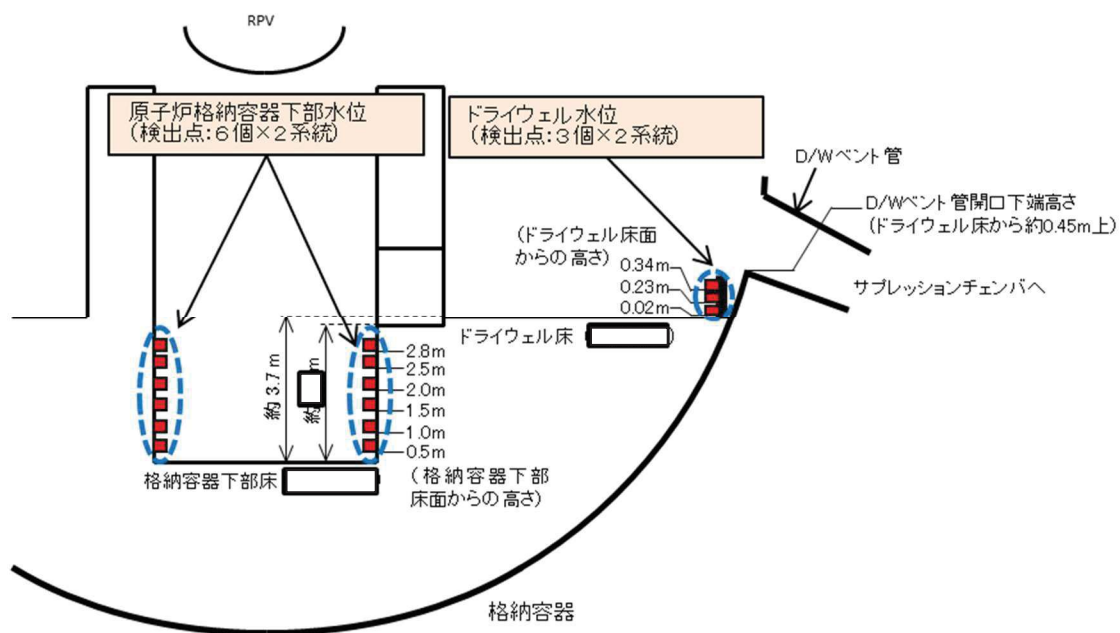


図1 格納容器下部注水に係わる計装設備

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

補足 112-2

114. 格納容器下部の構造について

女川2号炉における格納容器下部の構造は、以下のとおり。

- ・原子炉圧力容器ペデスタルは、原子炉圧力容器及び原子炉遮へい壁を支持する円筒状の構造物
- ・内筒鋼板、外筒鋼板及びそれらを一体化するための縦リブ鋼板等から構成され、内部には終局耐力向上のためのコンクリートを充填
- ・アンカボルトで原子炉建屋基礎版に固定されるとともに、外筒鋼板に取り付けたスタッドにより周辺コンクリートと強固に固定

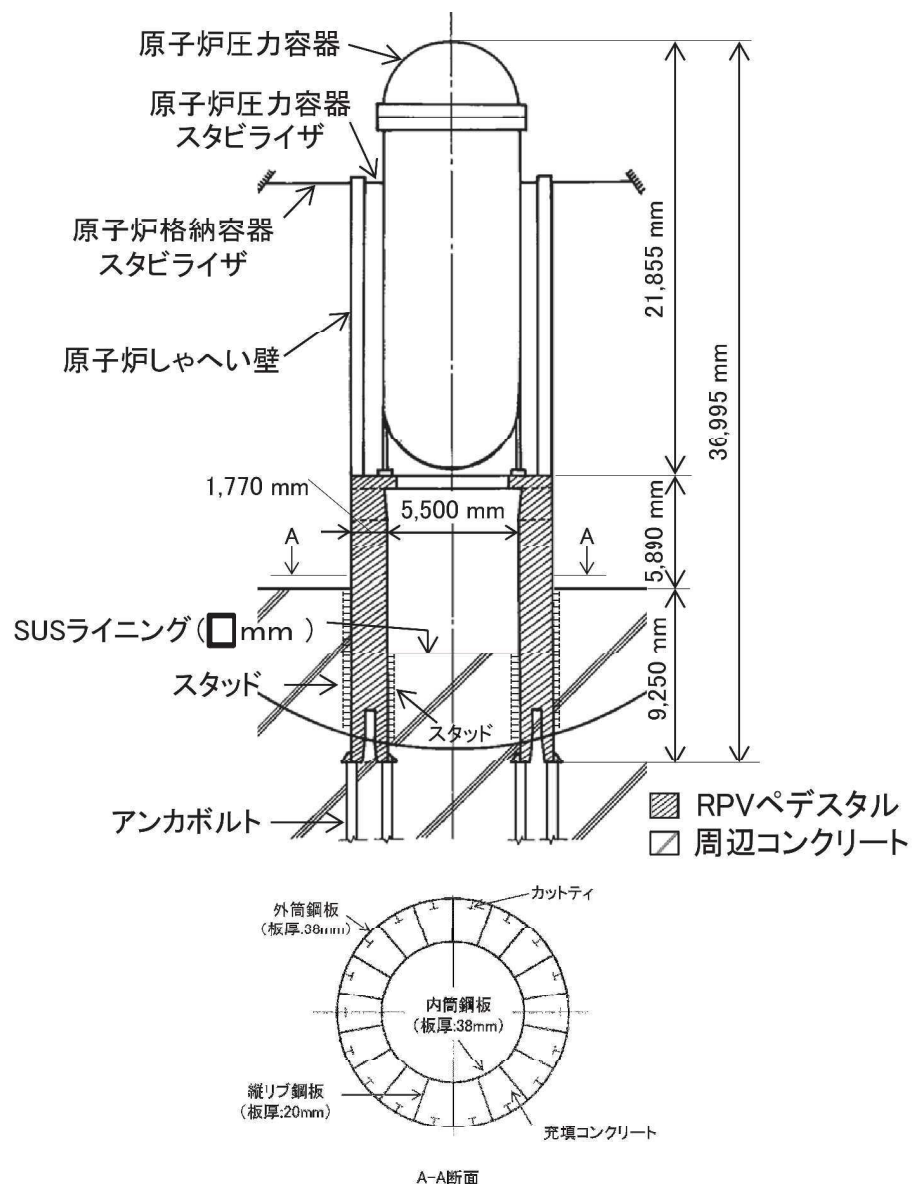


図1 格納容器下部 構造図

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

115. 原子炉圧力容器の破損位置について

原子炉圧力容器の破損について、MAAP では、以下の破損モードから判定された破損モードが適用される。

- a) 下部ヘッド貫通部への溶融物流入による破損
- b) 下部ヘッド貫通部の逸出
- c) デブリジェットの影響による下部ヘッドの局所破損
- d) 金属層による原子炉圧力容器壁の破損
- e) 原子炉圧力容器のクリープ破損

原子炉圧力容器の下部ヘッドは径方向（5 ノード）及び厚さ方向（5 ノード）に分割されており、ノードごとに破損に至っているかの判定が行われる。図 1 に原子炉圧力容器下部ヘッドのノード分割の概念図を示す。

有効性評価^{※1}においては、炉心下部プレナムへ移行した溶融炉心の加熱により、原子炉圧力容器下部の中心部ノードの温度が最も高くなり、制御棒駆動機構ハウジング溶接部のひずみ量がしきい値（0.1）に至る原子炉圧力容器破損^{※2}が最初に発生する結果となっている。径方向のノードごとの制御棒駆動機構ハウジング溶接部のひずみ量の推移を図 2 に、原子炉圧力容器下部ヘッド温度の推移を図 3 に示す。図 2 に示すとおり、原子炉圧力容器下部の中心ノードに該当するノード 1 のひずみ量がしきい値（0.1）に達して原子炉圧力容器破損に至っている。また、図 3 に示すとおり、ノード 1 が高温を長時間維持していることが確認された。

※1：3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱にて対象としている評価事故シーケンス「過渡事象＋高圧注水失敗＋手動減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗（＋DCH発生）」（「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」の評価事故シーケンスへの対応及び事象進展と同じ）

※2：「b) 下部ヘッド貫通部の逸出」に該当



図1 原子炉压力容器下部ヘッドのノード分割（概念図）

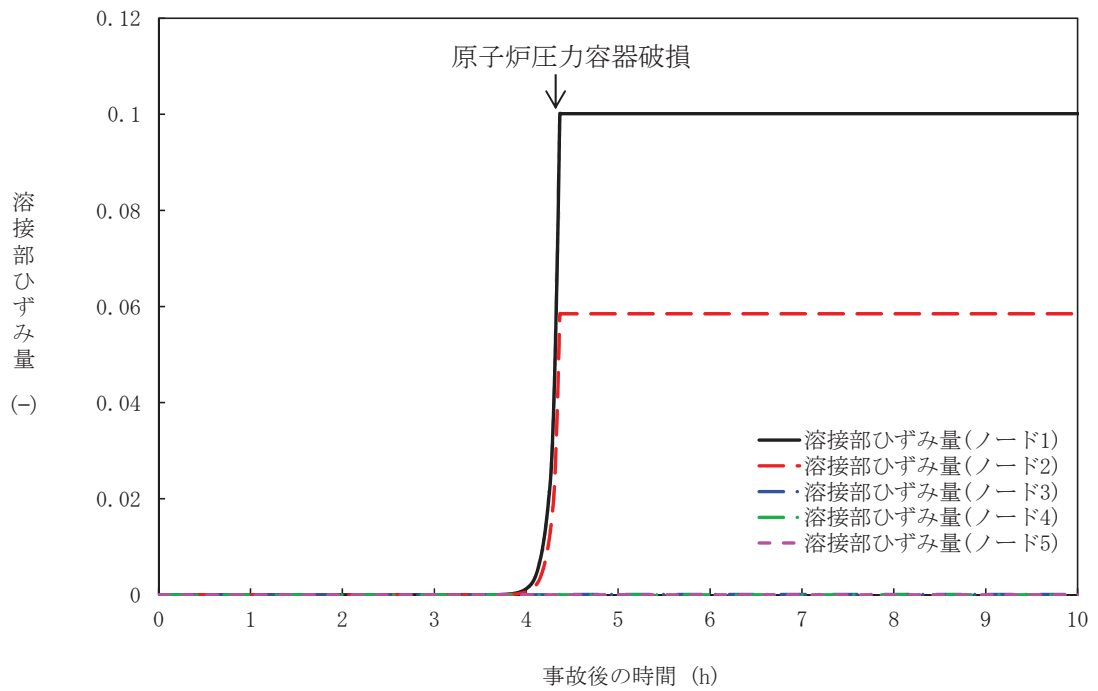


図2 径方向のノードごとの制御棒駆動機構ハウジング溶接部のひずみ量

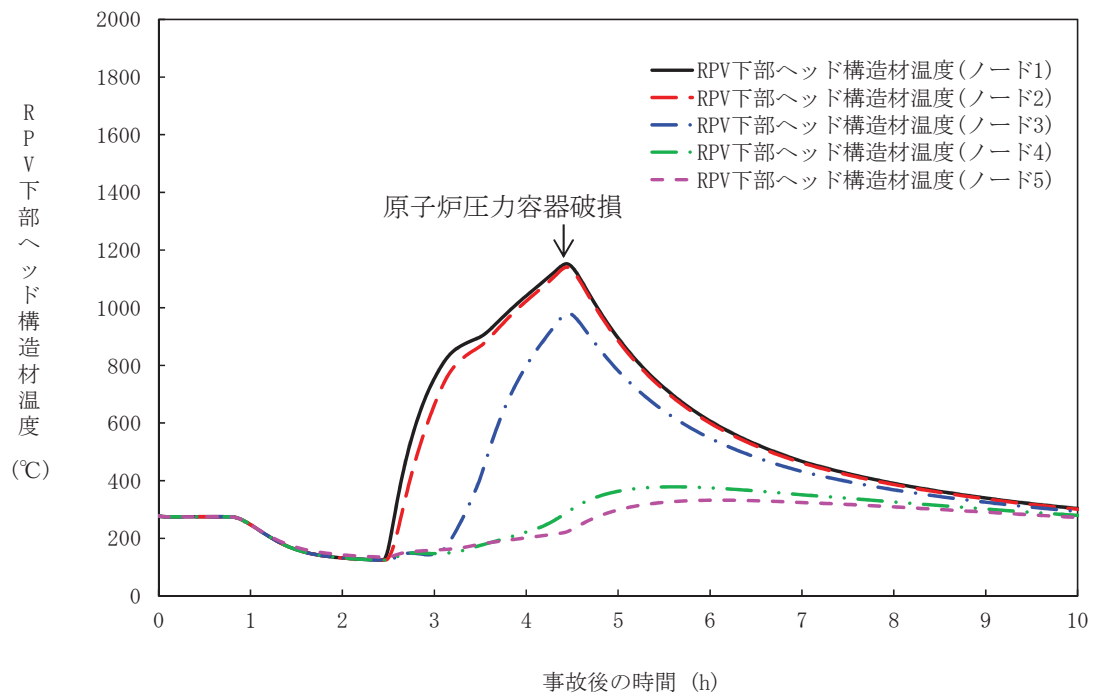


図3 径方向のノードごとの原子炉圧力容器下部ヘッド温度

116. 格納容器下部（ペデスタル）外側鋼板の支持能力について

溶融炉心が水中に落下した際の物理現象である水蒸気爆発は、これまでの知見から、実機において大規模な水蒸気爆発が発生する可能性が極めて低いと考えられるが、女川2号炉の有効性評価「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」では、溶融炉心が格納容器下部の水中に落下した際の水蒸気爆発の発生を仮定し、格納容器の健全性を評価している。

評価の結果、女川2号炉では、水蒸気爆発の発生を仮定しても、格納容器下部の内側鋼板にかかる応力が弾性範囲内であり、塑性変形しないことを確認している。

しかしながら、万一、内側鋼板に変形等が生じ、その支持機能に期待できない場合であっても、女川2号炉では、格納容器下部の外側鋼板のみで支持機能を維持できる（原子炉圧力容器は、原子炉圧力容器支持スカートを通じて外側鋼板により支持される）。

ここではペデスタルが支持する荷重が外側鋼板のみに負荷された場合でも、ペデスタルが有する支持機能が維持されることを確認する。

1. 外側鋼板の形状

外側鋼板は、図1に示すように外径9040mm、板厚38mmの円筒状の構造物である。この断面積Aは、以下のように計算される。

$$A = \pi \left[\left(\frac{9040}{2} \right)^2 - \left(\frac{8964}{2} \right)^2 \right] = 1074663 (\text{mm}^2)$$

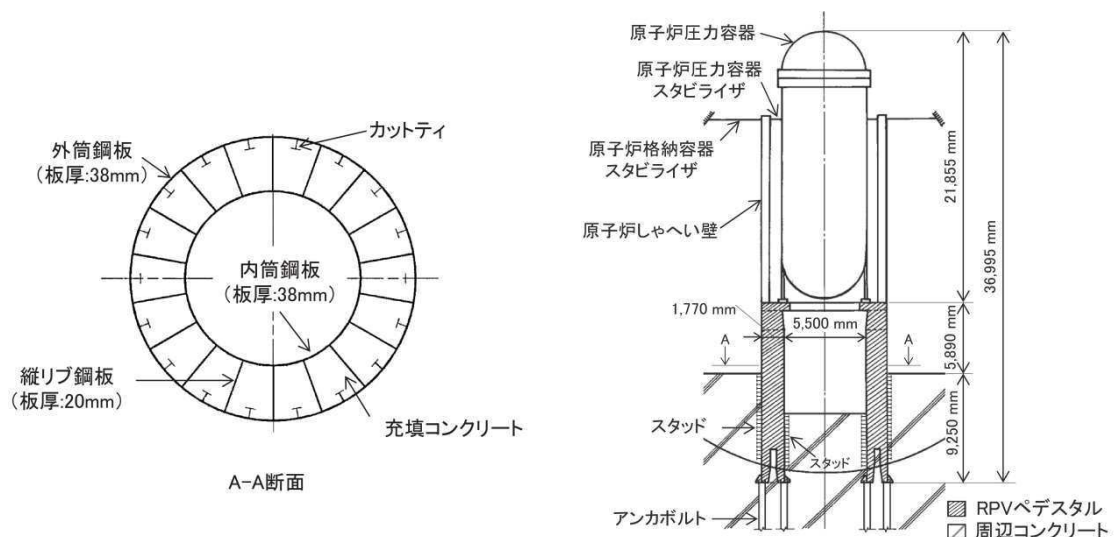


図1 ペデスタル概形図

2. ペDESTALの支持荷重

ペDESTALが支持する荷重は、原子炉圧力容器重量、原子炉遮へい壁重量等である。付加される荷重を以下の表1に示す。

表1 ペDESTALの合計支持荷重

女川2号炉
約4539ton

3. ペDESTALの自立性の評価

1. に示した外側鋼板の断面積と、2. に示したペDESTALの支持荷重から算出される、外側鋼板のみでの支持を仮定した場合に外側鋼板に加わる応力を表2に示す。

また、ペDESTAL外側鋼板の材料であるJIS G3115 圧力容器用鋼板(SPV490)の格納容器限界温度(200℃)における降伏応力を、外側鋼板のみで支持機能を維持する上での許容値として同表に示す。

表2 外側鋼板のみでの支持を仮定した場合に外側鋼板に加わる応力と許容値

女川2号炉	許容値(降伏応力)
約42MPa	417MPa

表2の通り、女川2号炉の外側鋼板のみでの支持を仮定した場合であっても、外側鋼板に加わる応力は外側鋼板の許容値(降伏応力)を下回っていることから、外側鋼板のみであってもペDESTALが支持する荷重に対する支持機能を維持できる。

以上

119. 高温環境下での主蒸気逃がし安全弁の温度解析及び対策について

1. はじめに

原子炉水位が有効燃料棒頂部を下回り、炉心損傷に至るような状況では、原子炉圧力容器（以下「RPV」という。）内の気相温度は飽和蒸気温度を大きく超える。高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱（以下「DCH」という。）を防止するためには、そのような環境下でも主蒸気逃がし安全弁（自動減圧機能付）（以下「SRV（ADS付）」という。）を開保持し、RPV内の圧力を2MPa以下の低圧に維持する必要がある。

従来は、SRVの温度低減のための格納容器スプレイの実施は、Mark-I改良型格納容器では格納容器下部に水位が形成されることとなり、FCI（水蒸気爆発）への影響が懸念されるため実施しないこととしていた。このため、DCH時の高温環境下におけるSRVの機能維持は、SRVの設備対策により行うこととし、電磁弁及び空気シリンダ下部に遮熱板を設置する方針としていた。また、SRVの機能維持の確認のための解析においては、遮熱板下部から保守的に熱量を与えた上で温度解析を実施し、機能維持可能であることを確認していた。

今回、SRVの機能維持の対策について、格納容器スプレイの要否を含め再検討することとした。温度解析については、DCH時における急速減圧に使用するSRVを1弁から2弁に変更したことを踏まえ、排気管及び他弁からの入熱の影響を考慮可能な、より実機に近いモデルへ見直した。また、排気管及び他弁からの伝熱及び格納容器スプレイの実施による雰囲気流体の流動も考慮するため、熱伝導、対流熱伝達、輻射の形態での伝熱過程を連成して計算可能な解析コードへ見直しを行った。

ここでは、評価の妥当性を示すとともに、温度低減対策について検討する。

2. 評価方法

評価は、MAAP解析によって得られたDCH対応シナリオでのRPV内気相温度とドライウエル内気相温度を包絡する温度条件において、三次元熱流動解析コードANSYS FLUENT（Ver. 17.2）（以下「FLUENT」という。）により、熱伝導、対流、輻射が共存する伝熱流動場の支配方程式を解くことにより、SRVの温度を評価した。

解析コードの概要については、参考資料1に示す。

3. 評価ケース

高温環境下におけるSRVの開保持機能の維持の可否を評価するため、ケース1として現状のSRVについて温度評価を行った。

4. 評価の妥当性

(1) 解析モデルの妥当性

実機における SRV の配置を図 1 に示す。

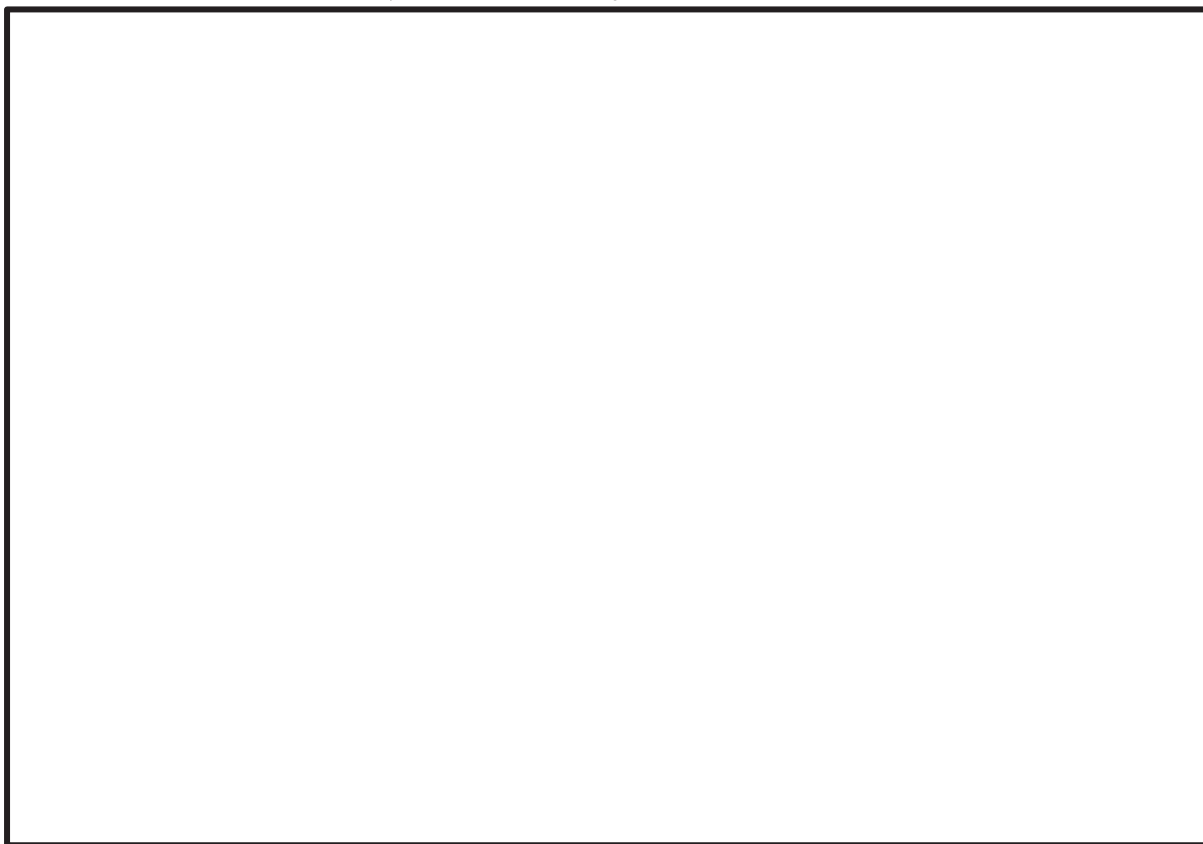


図 1 SRV 配置図

実機においては、SRV (ADS 付) は隣接した配置とはなっておらず、電磁弁及び空気シリンダの排気管に対する取り付け角度は弁ごとに異なることから、解析モデルは、SRV (ADS 付) の中で電磁弁や空気シリンダピストンのシール部の温度条件が厳しい弁を評価する観点から、以下のモデルとした。

- ・電磁弁及び空気シリンダの排気管に対する取り付け角度は、実機の中で熱源となる排気管から電磁弁及び空気シリンダへの輻射の影響が最も大きくなる取り付け角度 (90°) とした。(B21-F001E 弁相当)
- ・排気管及び他弁の影響を考慮するため、開弁と閉弁を並べ評価体系の側面を周期境界とすることで、1 個おきに開動作するモデルとした。また、排気管が平行になるように並べ、実機に比べ保守的なモデルとした。

なお、実機では隣合う SRV (ADS 付) は存在せず、また運用上は離れた位置の SRV (ADS 付) 2 弁を開操作する手順としていることから、本モデルは保守的な設定となっている。また、B21-F001E 弁と B21-F001C 弁の実機での距離は約 m であり、解析モデルの開弁間の距離は約 m としているため、実機より開弁間の距離が近いモデルとしている。

枠囲みの内容は防護上及び商業機密の観点から公開できません。

モデル化範囲と境界条件を図2に、解析モデル図と断面メッシュ図を図3に示す。



図2 モデル化範囲と境界条件



図3 モデル図と断面メッシュ図

(2) 温度条件の妥当性

ケース1における温度条件を表2に示す。また、格納容器スプレイを実施しない場合のRPV内気相平均温度を図4に、ドライウェル内気相平均温度を図5に示す。

温度条件は、MAAPの解析結果を踏まえ、事象発生からRPV破損までの期間内で

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

RPV 内気相平均温度とドライウェル内気相平均温度のそれぞれについて、最も厳しい温度（最大値）を包絡するように設定した。

なお、本評価は定常解析による評価であることから、実際に機能維持を求められる期間内においてはSRVの温度は本評価温度よりも更に低い値となるものと考えられる。

表2 評価温度条件

評価ケース	RPV 内 気相平均温度 (°C)	ドライウェル内 気相平均温度 (°C)	備考
ケース 1	470 ^{※1}	100 ^{※2}	定常解析

※1 RPV 内気相平均温度の最大値約 446°Cを包絡する温度として設定

※2 ドライウェル内気相平均温度の最大値約 97°Cを包絡する温度として設定

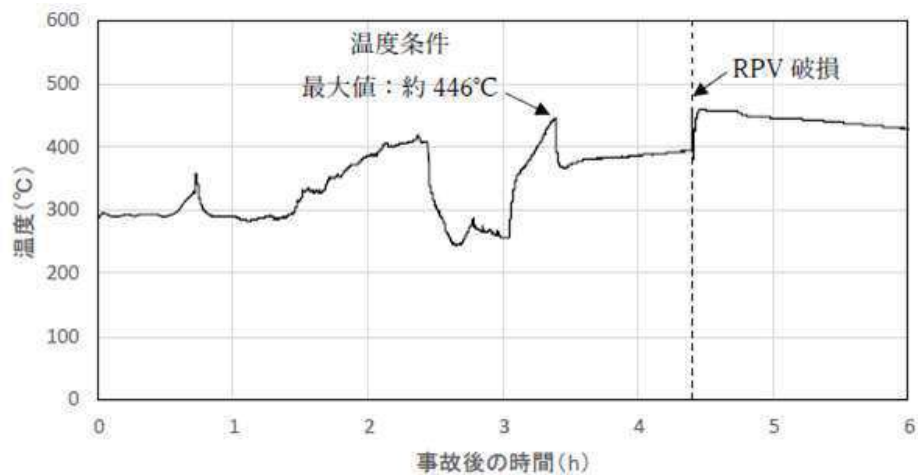


図4 R P V内気相平均温度推移（格納容器スプレイなし）

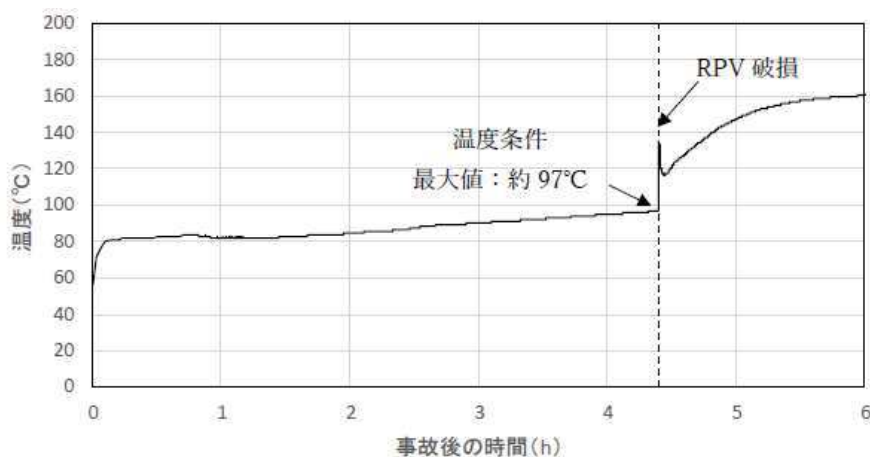


図5 ドライウェル内気相平均温度推移（格納容器スプレイなし）

5. 評価結果

ケース1（現状のSRV）における解析結果を図6に、解析結果のまとめを表3に示す。

解析結果より、電磁弁及び空気シリンダピストン部の最高温度は約152℃となり、SRVの機能維持が確認されている160℃を約8℃下回り、現状のSRVにおいても、高温環境下での開保持機能の維持は可能であることを確認した。

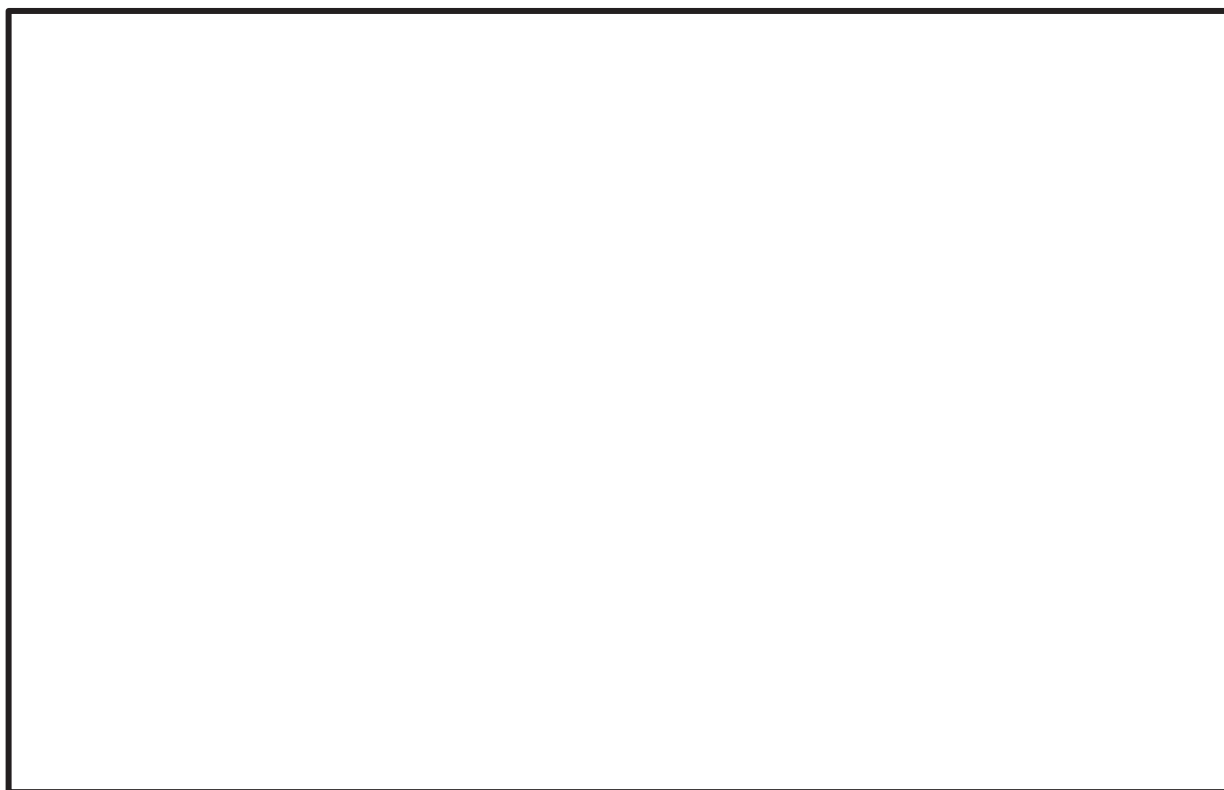


図6 解析結果（ケース1）

表3 解析結果まとめ

評価 ケース	電磁弁 最高温度	空気シリンダ ピストン部 最高温度	備考
ケース1	約151℃	約152℃	対策未実施 状態

※機能維持確認済条件：171℃において3時間継続のあと
160℃において3時間継続

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

6. 対策の検討

5. 評価結果より、現状の SRV においても高温環境下における開保持機能は維持可能であることを確認しているが、減圧機能の重要性に鑑み、更なる信頼性向上のため、SRV の温度低減対策を検討する。

従来は、SRV の温度低減のための格納容器スプレイの実施は、Mark-I 改良型格納容器では格納容器下部に水位が形成されることとなり、FCI（水蒸気爆発）への影響が懸念されるため実施しないこととしていた。

今回、DCH、FCI 及び MCCI のそれぞれについて、各事象の評価の保守性及び発生頻度を再検討した結果、格納容器スプレイの実施は許容できると判断したため、格納容器スプレイの実施による対策と従来の遮熱板の設置による対策について、それぞれの効果を確認した。

(1) 評価ケース

前記の現状の SRV での評価ケース（ケース 1）に加え、格納容器スプレイの実施による効果の確認（ケース 2）及び遮熱板の設置による効果の確認（ケース 3）のための温度評価を行った。表 4 に評価ケースを示す。

表 4 評価ケース

評価ケース	格納容器スプレイの実施	遮熱板の設置	備考
ケース 1	なし	なし	対策未実施状態
ケース 2	あり	なし	
ケース 3	なし	あり	

(2) 解析モデル

遮熱板を設置しない場合（ケース 1 及びケース 2）の解析モデル及びメッシュ図を図 3 に示す。また、遮熱板を設置した場合（ケース 3）の解析モデル及びメッシュ図を図 7 に示す。

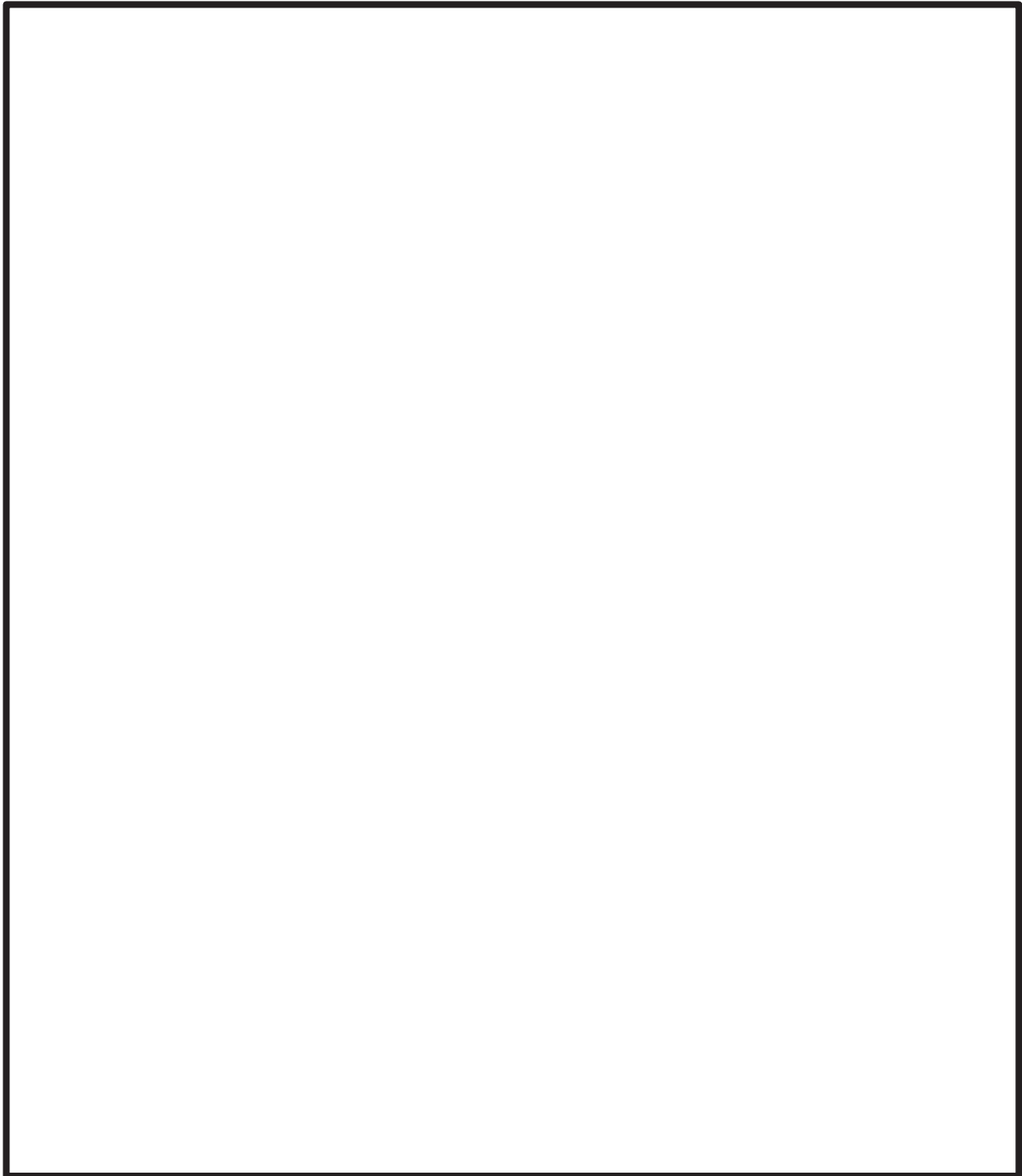


図7 モデル図と断面メッシュ図（遮熱板あり）

（3）温度条件

表5に各ケースにおける温度条件を示す。

温度条件は、MAAPの解析結果を踏まえ、事象発生からRPV破損までの期間内でRPV内気相平均温度とドライウェル内気相平均温度のそれぞれについて、最も厳しい温度（最大値）を包絡するように設定した。

なお、本評価は定常解析による評価であることから、実際に機能維持を求められる期間内においてはSRVの温度は本評価温度よりも更に低い値となるものと考え

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

えられる。

表5 評価温度条件

評価ケース	RPV 内 気相平均温度 (°C)	ドライウエル内 気相平均温度 (°C)	備考
ケース1 (対策なし)	470 ^{※1}	100 ^{※2}	定常解析
ケース2 (格納容器 スプレイの実施)	420 ^{※3}	80 ^{※4}	定常解析
ケース3 (遮熱板の設置)	470 ^{※1}	100 ^{※2}	定常解析

※1 RPV 内気相平均温度の最大値約 446°Cを包絡する温度として設定

※2 ドライウエル内気相平均温度の最大値約 97°Cを包絡する温度として設定

※3 RPV 内気相平均温度の格納容器スプレイを実施している期間の最大値約 419°Cを包絡する温度として設定

※4 ドライウエル内気相平均温度の格納容器スプレイを実施している期間の最大値約 74°Cを包絡する温度として設定

(4) 評価結果

各評価ケースにおける解析結果を図6及び図8、9に示す。また、解析結果のまとめを表6に示す。

ケース1の解析結果より、電磁弁及び空気シリンダピストン部の最高温度は約152°Cとなり、SRVの機能維持が確認されている160°Cを約8°C下回り、現状のSRVにおいても、高温環境下での開保持機能の維持は可能であることを確認した。

ケース2の解析結果より、電磁弁及び空気シリンダピストン部の最高温度は約127°Cとなり、SRVの機能維持が確認されている160°Cを約33°C下回ることを確認した。また、格納容器スプレイの実施によるRPV内気相平均温度及びドライウエル内気相平均温度の温度低下により、約25~27°C(ケース1との比較)の温度低減効果があることを確認した。

ケース3の解析結果より、電磁弁及び空気シリンダピストン部の最高温度は約151°Cとなり、SRVの機能維持が確認されている160°Cを約9°C下回ることを確認した。また、遮熱板の設置により、電磁弁及び空気シリンダに対するSRV弁箱表面からの輻射を抑制でき、約1~4°C(ケース1との比較)の温度低減効果があることを確認した。

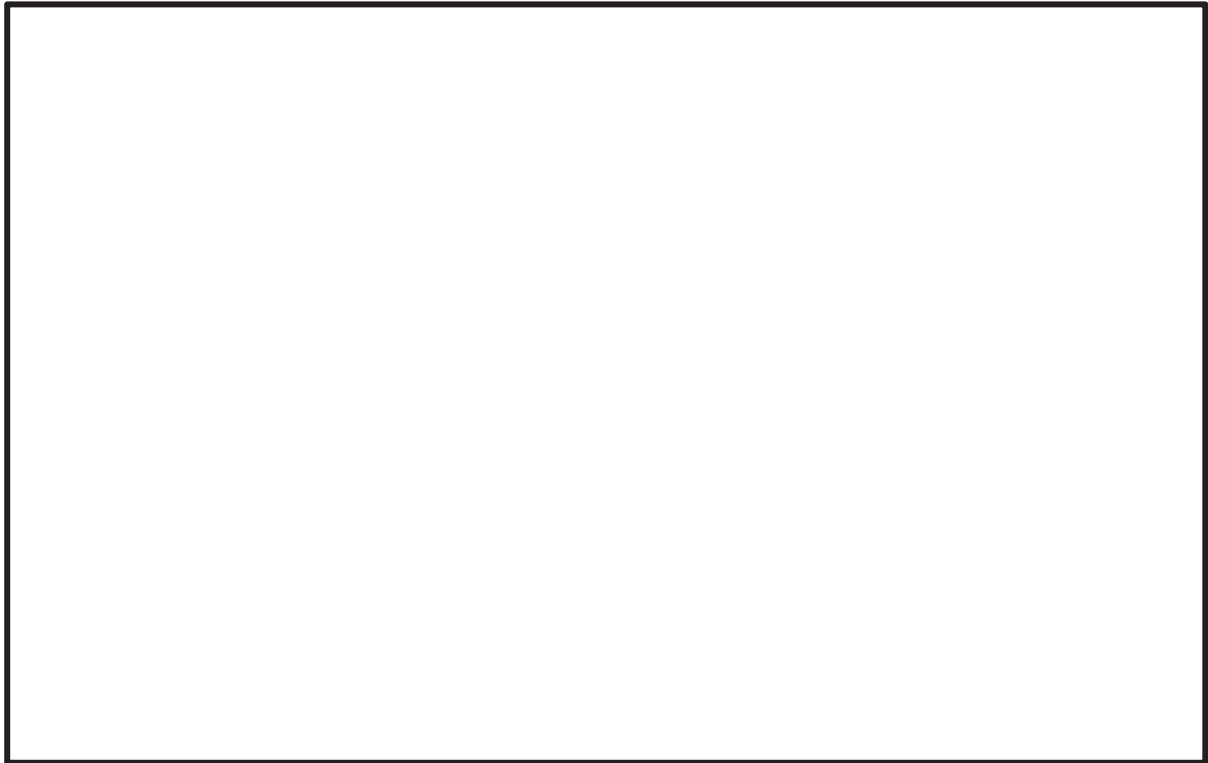


図8 解析結果（ケース2）

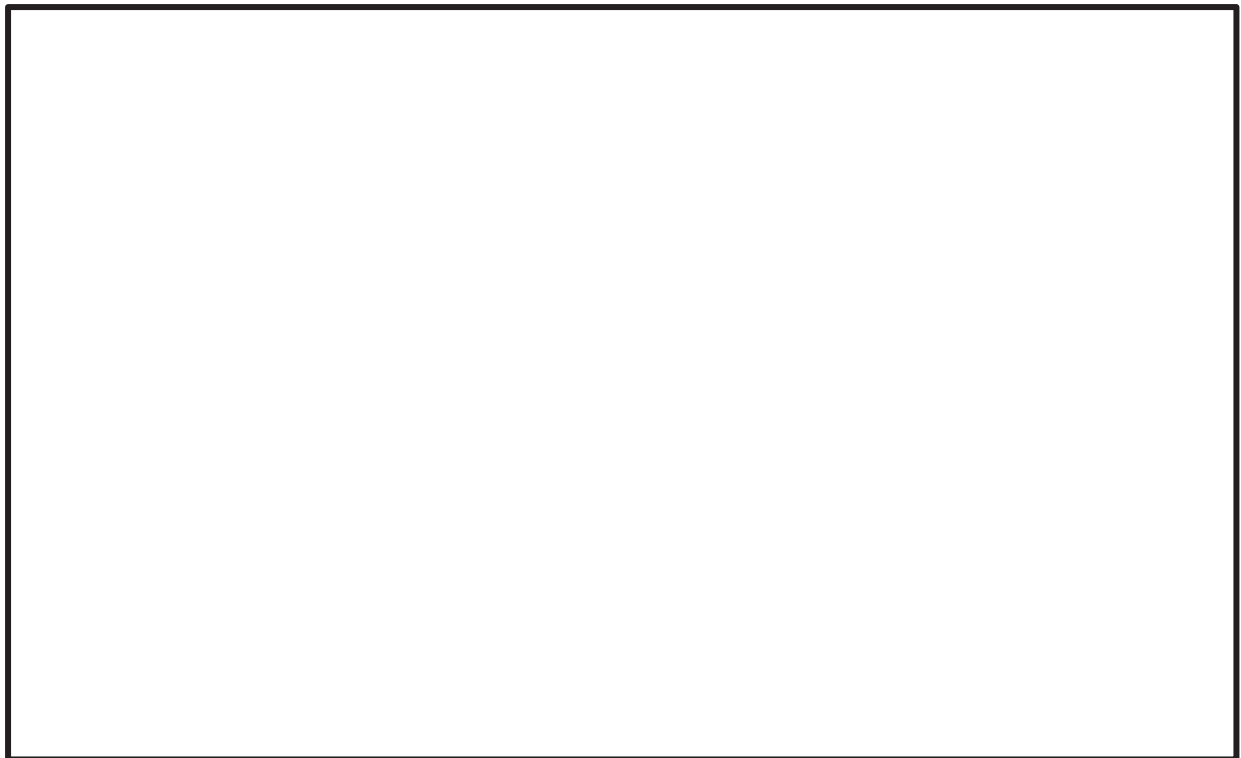


図9 解析結果（ケース3）

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

表6 解析結果まとめ

評価 ケース	格納容器スプレ イの実施	遮熱板の設置	電磁弁 最高温度	空気シリンダ ピストン部 最高温度	備考
ケース1	なし	なし	約 151℃	約 152℃	対策未実施 状態
ケース2	あり	なし	約 124℃	約 127℃	
ケース3	なし	あり	約 147℃	約 151℃	

※機能維持確認済条件：171℃において3時間継続のあと160℃において3時間継続

(5) 対策の検討

解析結果より、現状のSRVにおいても高温環境下における開保持機能は維持可能であることを確認した。また、遮熱板の設置と比較し、格納容器スプレイの実施により、より大きな温度低減効果が得られることを確認した。

また、DCH, FCI 及び MCCI のそれぞれに対する対策について、各事象の評価の保守性及び発生頻度を再検討した結果、格納容器スプレイの実施は許容できると判断している。

以上より、減圧機能の重要性に鑑み、更なる信頼性向上対策として、格納容器スプレイを実施することとする。

以 上

解析コードの概要

1. 概要

FLUENT は、米国 ANSYS 社が開発している有限体積法による汎用熱流体解析コードであり、様々な産業分野において熱流動解析に使用されており、熱流動解析に際して以下の機能を有している。

- a. 定常解，非定常解のいずれの計算も可能。
- b. 1～3次元の任意形状の流体・構造連成解析が可能。
- c. 熱伝導，対流熱伝達，輻射の形態での伝熱過程を連成して解析することが可能。
- d. 非粘性流・層流・乱流を解くことが可能。
- e. 境界条件として，温度，圧力，伝熱パラメータ，流動パラメータなどの設定が可能。物性値の温度依存設定が可能のため，温度変化による流動の挙動を変化させることが可能。

2. 解析フロー

FLUENT で定常解を計算する際の解析フローを図 10 に示す。

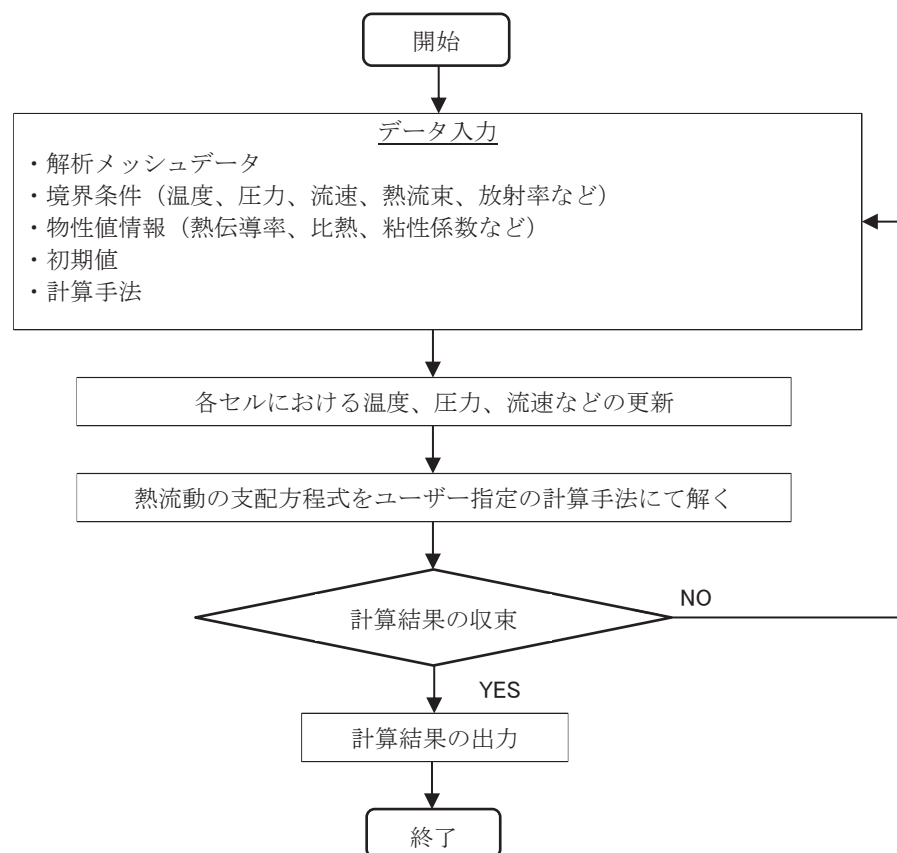


図 10 解析フロー

3. 解析コードの検証

SRV の伝熱は、SRV 表面や周囲の対流熱伝達、配管及び SRV 内部を通過する高温蒸気からの熱伝導、更に SRV 表面及び配管からの輻射を考慮する必要がある。

これらを踏まえ、図 11 に示す対流熱伝達、高温板からの輻射及び伝導板の熱伝導を考慮した空間における伝導板の表面温度の評価の検証例に対し、理論解と FLUENT による解析結果との比較を行い、適用性を検証した。表 7 に示すとおり、理論解と FLUENT による解析結果はよく一致しており、適用可能であることを確認した。

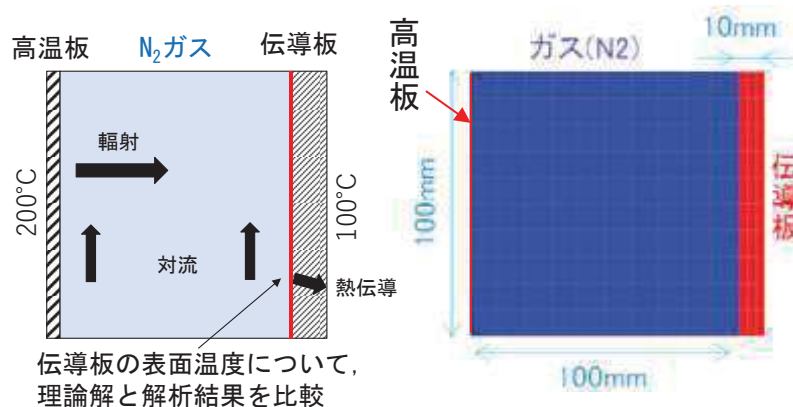


図 11 検証例

表 7 検証例の評価結果

	評価結果
理論解	100.33°C
FLUENT	100.33°C

120. 原子炉格納容器下部水位及びドライウエル水位の計測設備について

1. 概要

原子炉格納容器下部水位及びドライウエル水位の監視のために設置する計測設備の概要を以下に示す。

(1) 原子炉格納容器下部水位

a. 設置目的

原子炉格納容器下部水位検出器は、重大事故等時において、原子炉格納容器下部への注水によるペDESTAL部の蓄水状況を把握するために設置するものである。

b. 主要仕様

主要仕様を表 1 に示す。

c. 機器配置

検出器の配置場所を図 1 及び図 2 に示す。

表 1 原子炉格納容器下部水位の主要仕様

種類	計測範囲※1	個数	誤差	耐環境試験条件
電極式水位 検出器	0.5m, 1.0m, 1.5m, 2.0m, 2.5m, 2.8m (0. P. -2000, -1500, -1000, -500, 0, 300)	12	-5~+10mm	

※1：計測範囲の零は、原子炉格納容器下部（ペDESTAL底部）（）。

※2：センサは無機物で構成しており、耐放射線性を有している。

(2) ドライウエル水位

a. 設置目的

ドライウエル水位検出器は、重大事故等時において、原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却に必要な水深があることを把握するために設置するものである。

b. 主要仕様

主要仕様を表 2 に示す。

c. 機器配置

検出器の配置場所を図 1 及び図 2 に示す。

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

表2 ドライウェル水位の主要仕様

種類	計測範囲※1	個数	誤差	耐環境試験条件
電極式水位 検出器	0.02m, 0.23m, 0.34m (O. P. 1170, 1380, 1490)	6	-5~+10mm	

※1：計測範囲の零は、ドライウェル床面 ()。

※2：センサは無機物で構成しており、耐放射線性を有している。

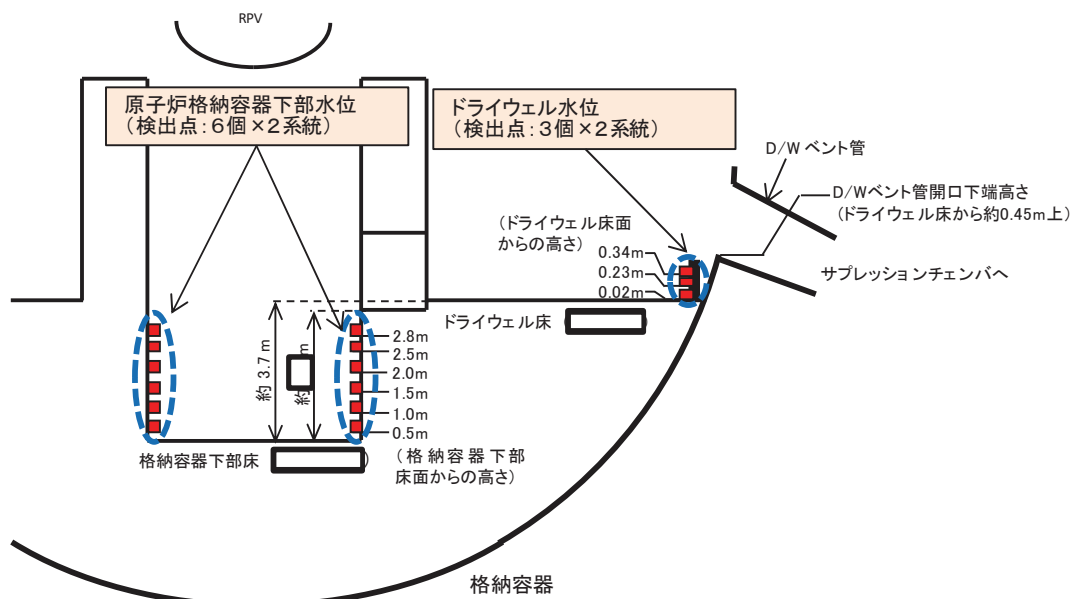


図1 原子炉格納容器下部水位及びドライウェル水位の検出器配置図 (1 / 2)

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

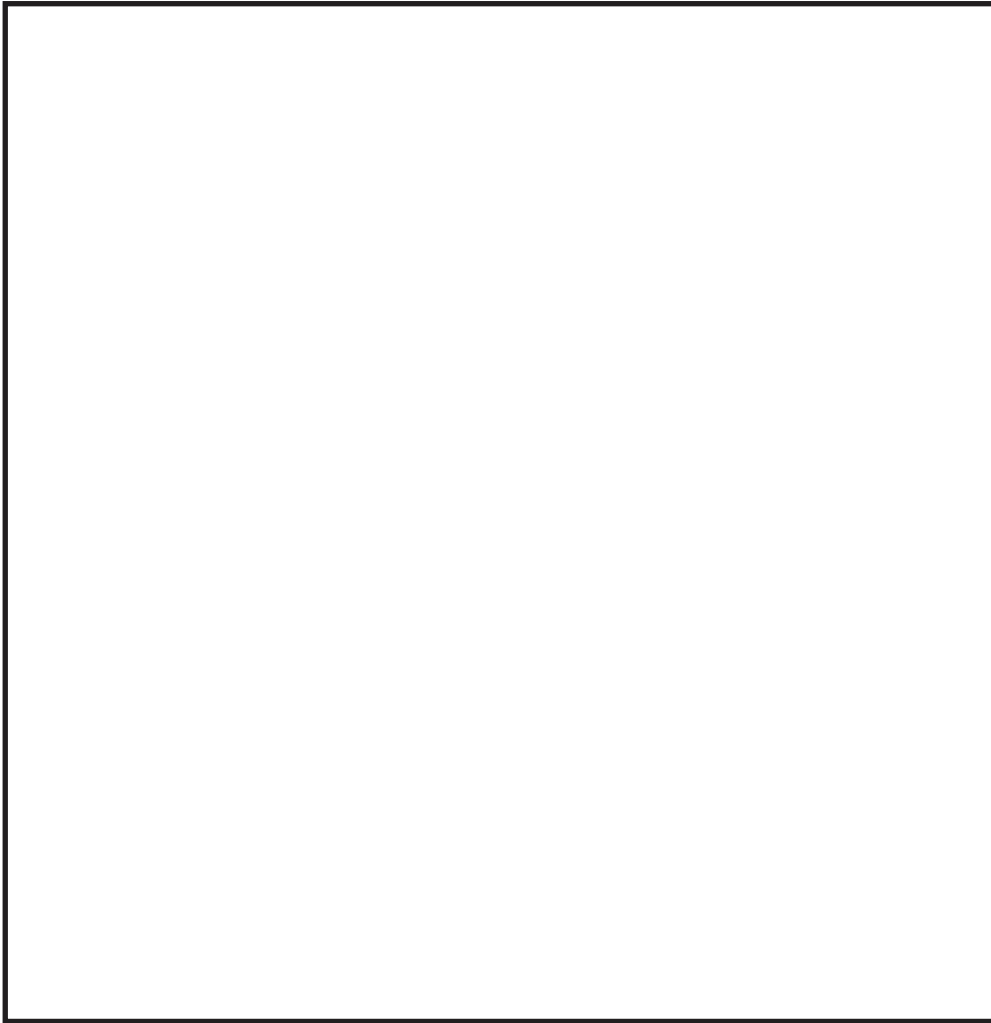


図2 原子炉格納容器下部水位及びドライウエル水位の検出器配置図（2／2）

2. ペDESTAL内の熱源によるドライウエル水位検出器への影響

ドライウエル水位は、熔融炉心がペDESTALへ落下した後の冷却を行うために監視が必要なパラメータであり、ドライウエル水位検出器は重大事故等時の原子炉格納容器内の環境において健全性を維持する必要がある。ドライウエル水位検出器は、300℃の環境下における健全性が確認されており、重大事故等時のドライウエル内の環境温度（最大約180℃）に対して、検出器の健全性に問題はない。

仮にペDESTAL開口部（ペDESTAL側）に熱源があった場合には図2に示すとおり、検出器は設置箇所がペDESTAL内から直接視認できる範囲にないことから、熱の影響を受けないと考えられる。また、検出器は多重化しており、片系が機能喪失した場合においても、もう片系の検出器によりドライウエル水位の監視が可能である。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

3. 格納容器スプレイによるドライウエル水位検出器及び原子炉格納容器下部水位検出器への影響

ドライウエル水位及び原子炉格納容器下部水位の検知に使用する電極式水位検出器の構造を図3に示す。熱電対（電極）は、保護管（電極）に覆われており、開放部と通気孔を有した構造をしている。検出器は、縦向き（開放部が下方向）に設置され、ドライウエル水位の上昇時は、開放部から水が入り、内部の気体が通気孔から抜け電極間が導通状態となることで水位を検知し、水位低下時は、開放部及び通気孔から水が排出されることにより、電極間が非導通状態となる。

電極式水位検出器は水没を考慮した設計としており、格納容器スプレイ水の被水による機能喪失はない。また、ケーブルについても、検出器と一体構造であり、原子炉格納容器の貫通部までの間に接続箇所を設けない設計としており、格納容器スプレイ水の被水による影響はない。

誤検知が発生する状況として、大量の水が連続的に検出器に当たり続け、電極間が導通状態になることが考えられるが、ドライウエル水位検出器は、図1に示すとおり、ドライウエル床付近に設置する設計であり、格納容器スプレイを直接受けることはないため、誤検知は発生しない。また、原子炉格納容器下部水位検出器は、図2に示すとおり、ペDESTAL開口部より離れた位置に設置する設計であり、格納容器スプレイ水がペDESTAL開口部より流れ込む際に被水することはなく、誤検知は発生しない。



図3 電極式水位検出器の構造

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

なお、電極式水位検出器については、検出器が水中と気中にある場合を判定するために、検出器を水中から気中、気中から水中と状態変化させた場合の試験を実施している。

試験では、検出器を水中に1分間、水中から気中に取り出した状態で1分間を計3回連続で実施し、水中と気中での電流の挙動を測定しており、図4に示すとおり、流れる電流の差により気中と水中の判定が可能であることを確認している。

そのため、原子炉圧力容器破損後の熔融炉心冷却における原子炉格納容器下部の水位管理のように、一度水位が形成された後の水位低下についても確実に検知が可能である。

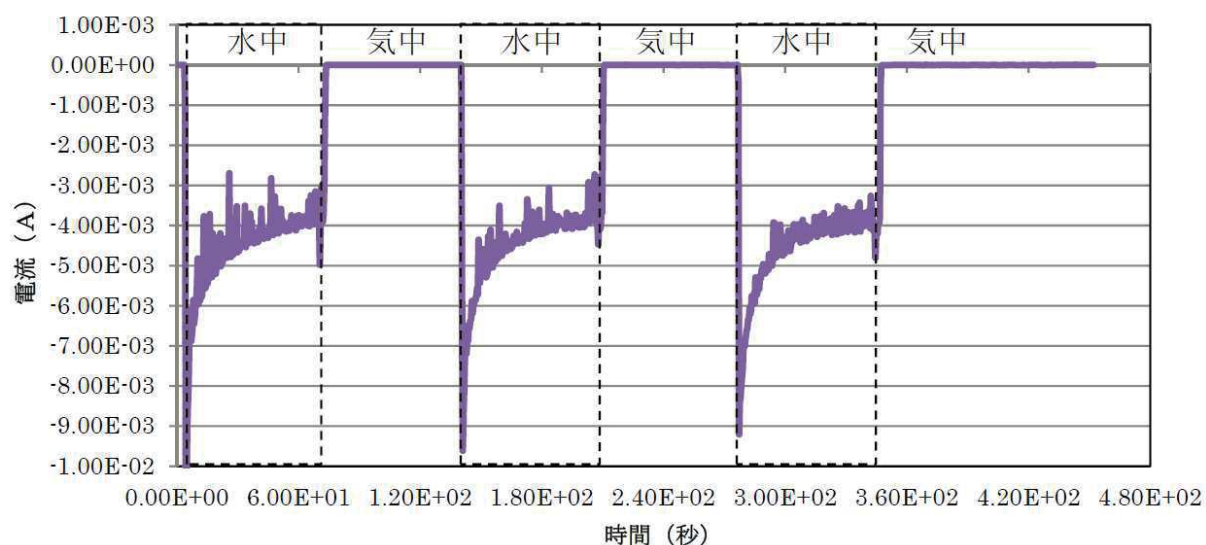


図4 時間特性 (水 (沸騰状態)、印加電圧 1.0V)

(参考) 電極式水位検出器の測定原理

電極式水位検出器の構造を下図に示す。電極式水位検出器は、シース熱電対、保護管等から構成される。シース熱電対と保護管で構成される電極間の導通を測定することで、検出部が水中か気中を判定するものである。気中において保護管とシース熱電対表面は絶縁されているが、保護管とシース熱電対表面間に水がある場合には、導通し抵抗が低下する。

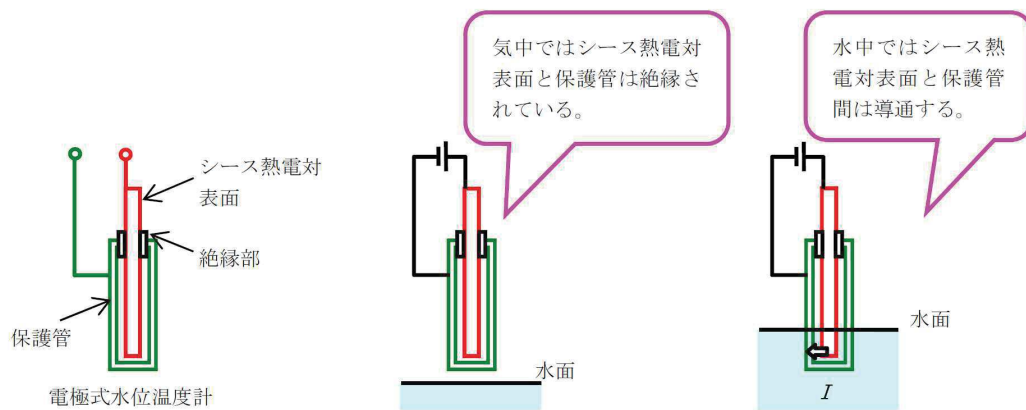


図 電極式水位検出器の測定原理

121. ペDESTAL内のドライウェル温度検出器について

ペDESTAL内に設置されるドライウェル温度検出器の主要仕様を表1に、設置状況を図1に示す。

検出器は、図1に示すとおり最外郭の制御棒駆動機構ハウジング貫通孔直下より、ペDESTAL壁面側に設置されることから、熔融炉心が真下に落下した場合に直接接触することはない。

また、熔融炉心の落下に伴う輻射熱の影響により、検出器が機能喪失する可能性があるが、検出器が破損し断線した場合には、指示をアップスケールさせることにより、検出器の機能喪失を把握することが可能である。

なお、設置個数は2個であり、ペDESTAL内の離れた位置に配置している。

表1 ドライウェル温度検出器の主要仕様

種類	計測範囲	個数	誤差 ^{※1}	耐環境試験条件
熱電対	0～300℃	2 ^{※2}	±2.7℃	

※1：検出器～SPDS表示装置の誤差（詳細設計により今後変更となる可能性がある）。

※2：ドライウェル温度検出器は11個あり、そのうちペDESTAL内に設置される温度検出器の個数。



図1 ドライウェル温度検出器の設置場所

枠囲みの内容は商業機密又は防護上の観点から公開できません。

122. 格納容器下部への初期水張り運用について

1. 初期水張りの運用

炉心損傷後の対応手順として、「原子炉圧力容器下鏡部温度指示値が 300°Cに達した場合」には原子炉圧力容器（以下、「RPV」という。）の破損に備え、格納容器下部への初期水張りを行うこととしている。

起因事象が LOCA の場合、ドライウエルに放出された冷却材は格納容器下部に流入し、格納容器下部に水位が形成されると考えられるが、外部水源を用いた格納容器下部への初期水張りについては、ドライウエル水位がドライウエル床から 0.23m の高さに到達した時点で停止する運用としていること及び内部水源を用いた代替循環冷却系による格納容器下部への初期水張りについては RPV 破損後まで注水を継続することから起因事象による格納容器下部への初期水張り運用への影響はない。

また、格納容器下部への初期水張りについては格納容器の温度を低下させる観点から、格納容器スプレーによる格納容器下部への水張りを優先し、格納容器スプレーによる格納容器下部への水張りが実施できない場合には、格納容器下部への直接注水を実施する。初期水張り運用について以下に示す。

(1) 格納容器スプレーによる初期水張り運用

- ① 原子炉格納容器下部水位及びドライウエル水位のランプ表示を確認する
（原子炉格納容器下部水位計及びドライウエル水位計の設置状況については図 1 参照）。ドライウエル水位がドライウエル床から 0.23m の高さを示すランプ表示が消灯している場合、格納容器スプレーによる格納容器下部への初期水張りを実施する。
- ② 代替循環冷却系又は原子炉格納容器代替スプレー冷却系（常設）による格納容器下部への注水（初期水張り）を開始する。
- ③ 格納容器スプレー流量（代替循環冷却ポンプ出口流量又は残留熱除去系洗浄ライン流量）88m³/h で水張りを継続し、原子炉格納容器下部水位及びドライウエル水位のランプ表示が順次点灯することを確認する。
- ④ ドライウエル水位がドライウエル床から 0.23m の高さを示すランプ表示が点灯した場合、格納容器下部への注水を停止する。ただし、代替循環冷却系を使用している場合はスプレーを継続する。
- ⑤ 初期水張り完了後、仮にドライウエル水位がドライウエル床から 0.02m の高さを示すランプ表示が消灯した場合には、再度、ドライウエル水位がドライウエル床から 0.23m の高さとなるまで追加で注水する。

[補足] 格納容器下部水位の上昇が確認できない場合の対応

格納容器スプレーによる格納容器下部への初期水張りについては、格納

容器下部開口部等を介してスプレイ水を格納容器下部へ流入させることにより実施する。ここでは何らかの理由によりスプレイ水が格納容器下部へ流入せず、格納容器下部水位の上昇が確認できない場合の対応について以下に示す。

- ・格納容器スプレイによる初期水張り開始後 20 分^{*1}が経過しても、格納容器下部水位のうち最下部（格納容器下部床から 0.5m 上）のランプ表示が点灯しない場合、格納容器スプレイによる格納容器下部注水の不具合と判断する。

※1 格納容器スプレイによる格納容器下部注水の不具合を判断してから専用配管による格納容器下部注水（70m³/h）に切り替えた場合においても RPV 破損までに格納容器下部の最低必要水位 2.8m を水張り可能な時間として設定

- ・格納容器スプレイによる格納容器下部注水の不具合を判断した場合、運転員は中央制御室からの遠隔操作により格納容器スプレイの停止及び専用配管による格納容器下部への直接注水を実施し初期水張りを再開する。
- ・以降の手順は（2）と同様。

(2) 格納容器下部への直接注水による初期水張り運用

- ① 原子炉格納容器下部水位及びドライウエル水位のランプ表示を確認する。ドライウエル水位がドライウエル床から 0.23m の高さを示すランプ表示が消灯している場合、格納容器下部への直接注水による初期水張りを実施する。
- ② 代替循環冷却系又は原子炉格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部への注水（初期水張り）を開始する。
- ③ 格納容器下部への注水流量（代替循環冷却ポンプ出口流量又は原子炉格納容器下部注水流量）70m³/h^{*2}で水張りを継続し、原子炉格納容器下部水位及びドライウエル水位のランプ表示が順次点灯することを確認する。
※2 代替循環冷却系の場合は 80m³/h で水張りを実施（注水能力の相違）
- ④ ドライウエル水位がドライウエル床から 0.23m の高さを示すランプ表示が点灯した場合、格納容器下部への注水を停止する。ただし、代替循環冷却系を使用している場合は注水を継続する。
- ⑤ 初期水張り完了後、仮にドライウエル水位がドライウエル床から 0.02m の高さを示すランプ表示が消灯した場合には、再度、ドライウエル水位がドライウエル床から 0.23m の高さとなるまで追加で注水する。

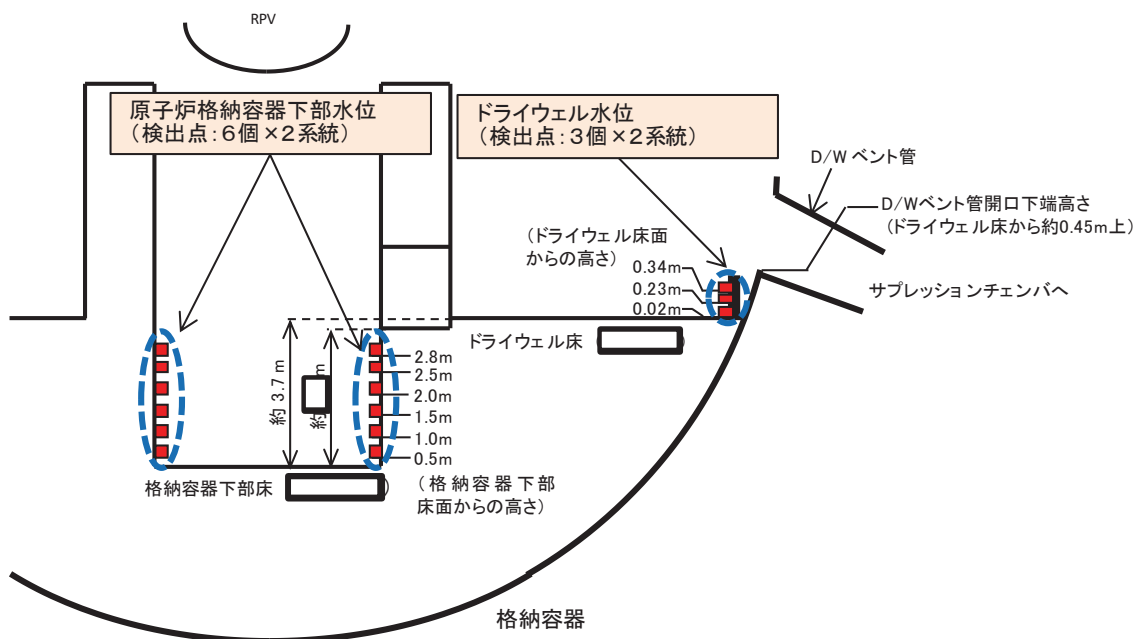


図1 格納容器下部注水に係わる計装設備

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

2. 格納容器下部の水位が 2.8m の場合における溶融炉心の冠水評価

1. に記載のとおり、初期水張りの格納容器下部水位を 3.67m から 3.88m としている。ここでは、仮に初期水張り水位が低い場合における圧力スパイクの評価並びに溶融炉心の冠水に関する評価及びコンクリート侵食量評価を実施する。

図 1 に示すとおり、格納容器下部水位計の一番上の高さは格納容器下部床から 2.8m の高さであることから、評価条件は、格納容器下部の水位が 2.8m の場合とした。

(1) 圧力スパイク

初期水張り水位 2.8m のときの格納容器圧力及び格納容器温度の推移を図 2 及び図 3 に示す。RPV が破損して、溶融炉心が格納容器下部の水中に落下する際に圧力スパイクが生じるが、圧力スパイクによって原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値は約 0.21MPa[gage]であり、格納容器の限界圧力 0.854MPa[gage]を下回るため、原子炉格納容器バウンダリの機能は維持される。また、圧力スパイクによって原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値は約 131℃であり、格納容器の限界温度 200℃を下回るため、原子炉格納容器バウンダリの機能は維持される。

(2) 冠水評価

a. 溶融炉心の堆積高さ

溶融炉心の堆積形状を図 4 に示す。ポロシティを考慮したデブリ堆積高さ H_{corium} は式(1)で評価する。

$$H_{corium} = (V_m * (1 - \Phi_{ent}) + V_s + V_m * \Phi_{ent} / (1 - \epsilon)) / S_{pd} \quad (1)$$

ここで、

V_m : 溶融物体積 (約 27m³)

V_s : ペDESTAL内構造物体積 (約 6 m³)

Φ_{ent} : Ricou-Spalding 相関式に基づく粒子化割合 (0.55) (添付 1 参照)

ϵ : ポロシティ (0.5) (0.26 (面心立方格子) から 0.48 (単純立方格子) を包絡する値)

S_{pd} : ペDESTAL床面積 (約 24m²)

式(1)から溶融炉心が均一に堆積する場合の堆積高さは、約 2.02m となる。

また、PULiMS 実験において確認された溶融炉心堆積高さと同様距離のアスペクト比を適用し、図 5 のように、溶融炉心堆積形状を山状と想定すると、堆積高さは約 2.24m となる。

b. 溶融炉心の冠水評価

溶融炉心落下後に格納容器下部注水が行われなかった場合、溶融炉心落下前に張られた水が溶融炉心の崩壊熱及びジルコニウム-水反応による発熱により蒸

発した際の水位低下量評価を行った。その結果、不確かさを考慮した溶融炉心の堆積高さ約 2.24m まで水位が低下するまでの時間は、RPV 破損から 45 分程度の時間余裕があり、RPV の破損を判断し、格納容器下部注水操作をするために十分な時間余裕があることを確認した。

(3) コンクリート侵食量評価

初期水張り水位を 2.8m とした場合の MCCI によるコンクリート侵食量及び格納容器下部水位の評価結果を図 6 及び図 7 に示す。侵食量は床面、壁面ともに 3 cm 以下であり、原子炉圧力容器の支持機能を維持できる。

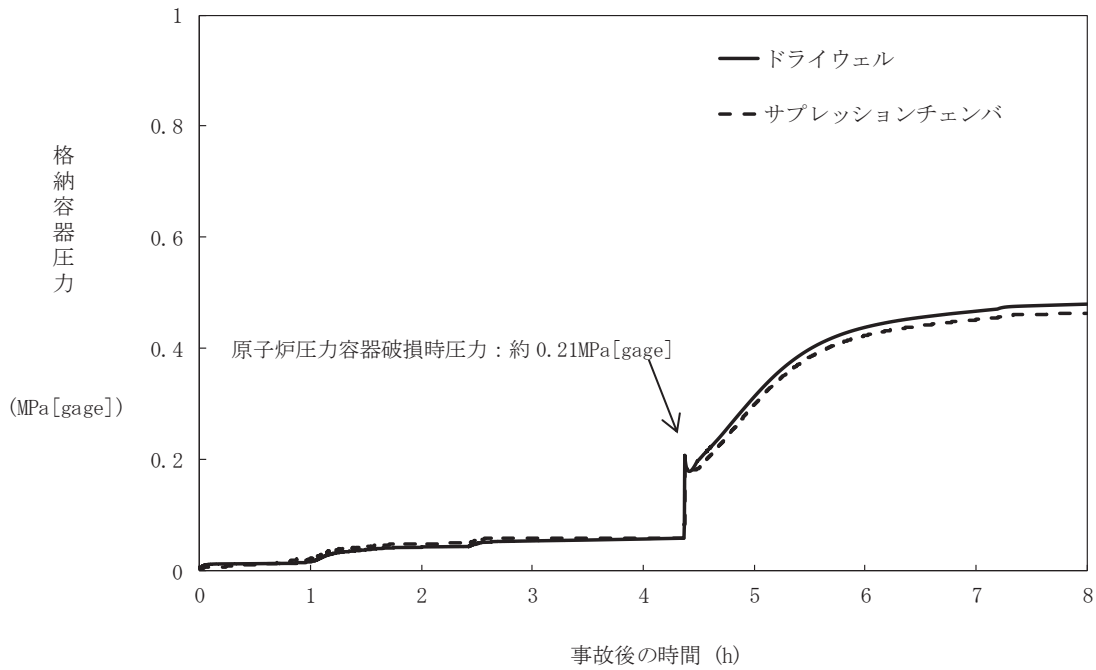


図2 格納容器圧力の推移 (初期水張り水位 2.8m)

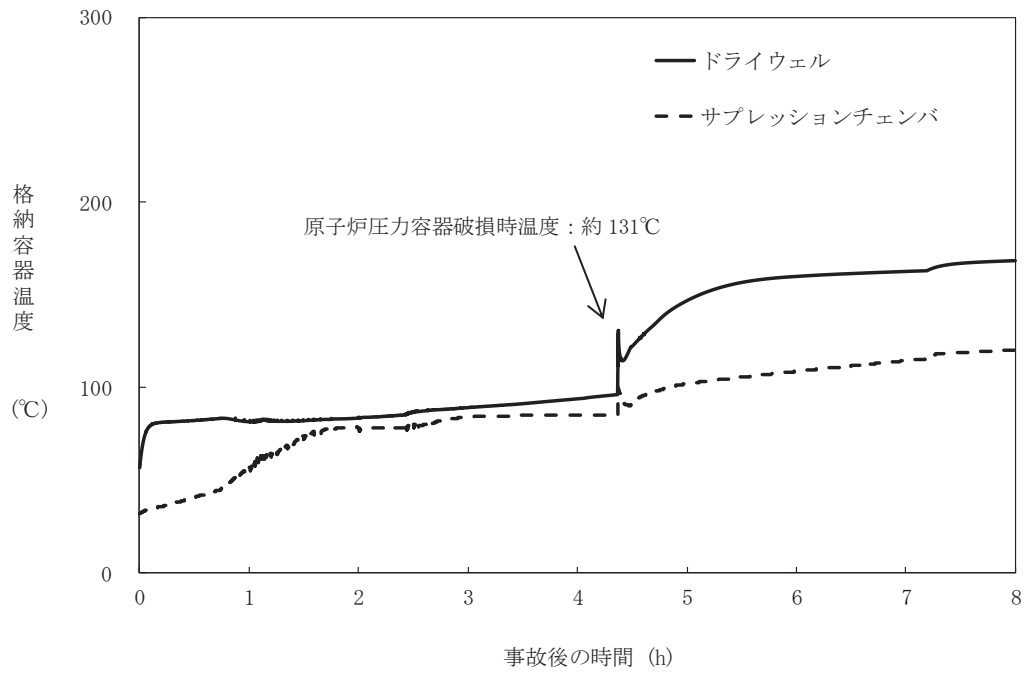


図2 格納容器温度の推移 (初期水張り水位 2.8m)

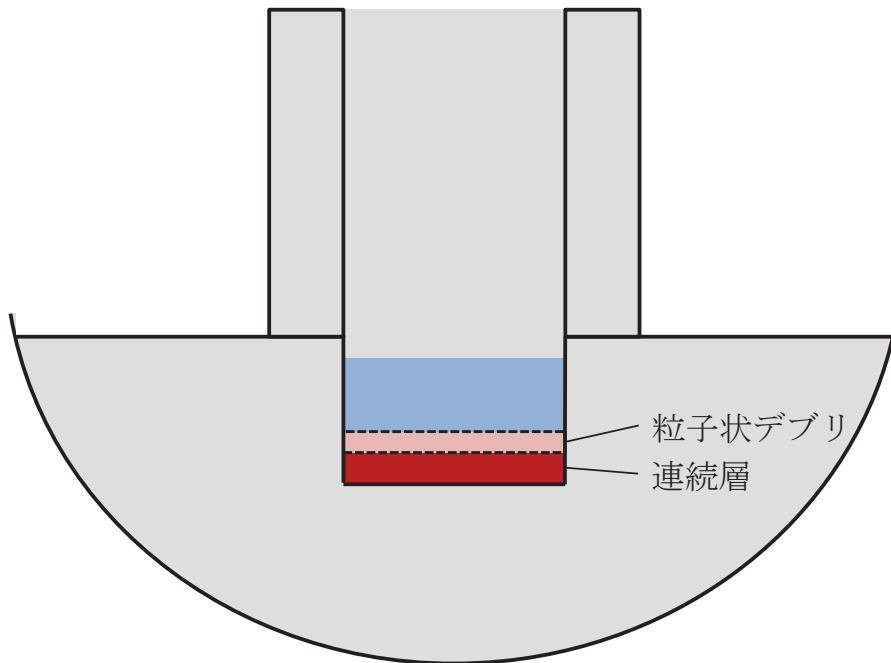


図4 熔融炉心堆積形状

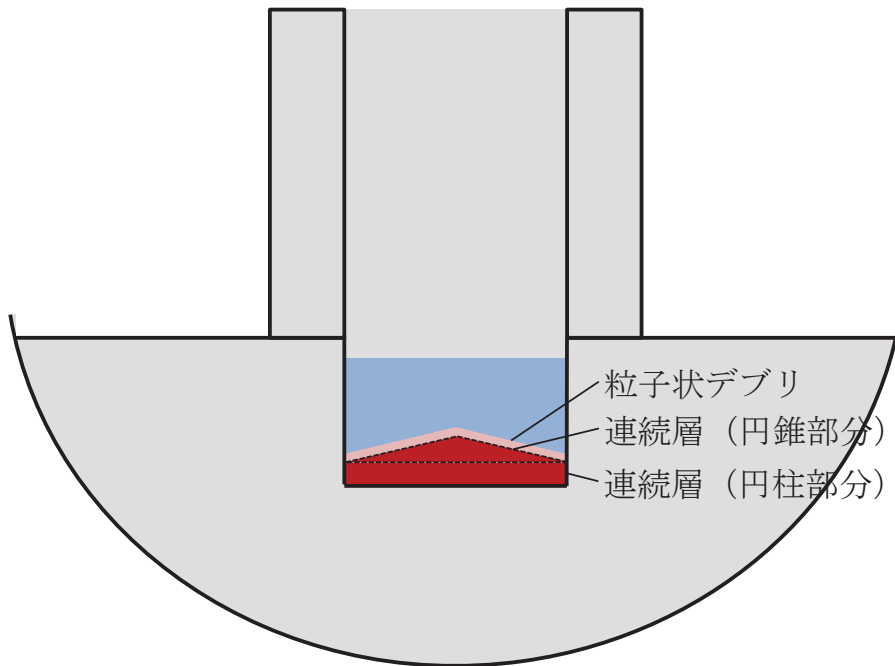


図5 熔融炉心堆積形状 (不確かさ考慮)

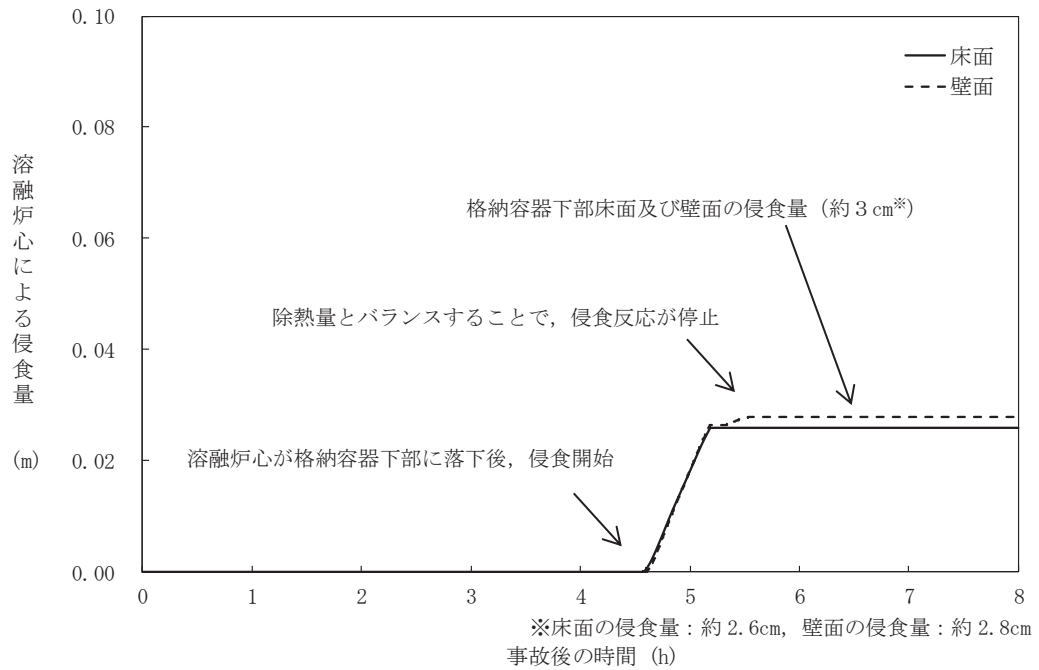


図6 コンクリート侵食量の推移 (初期水張り水位 2.8m)

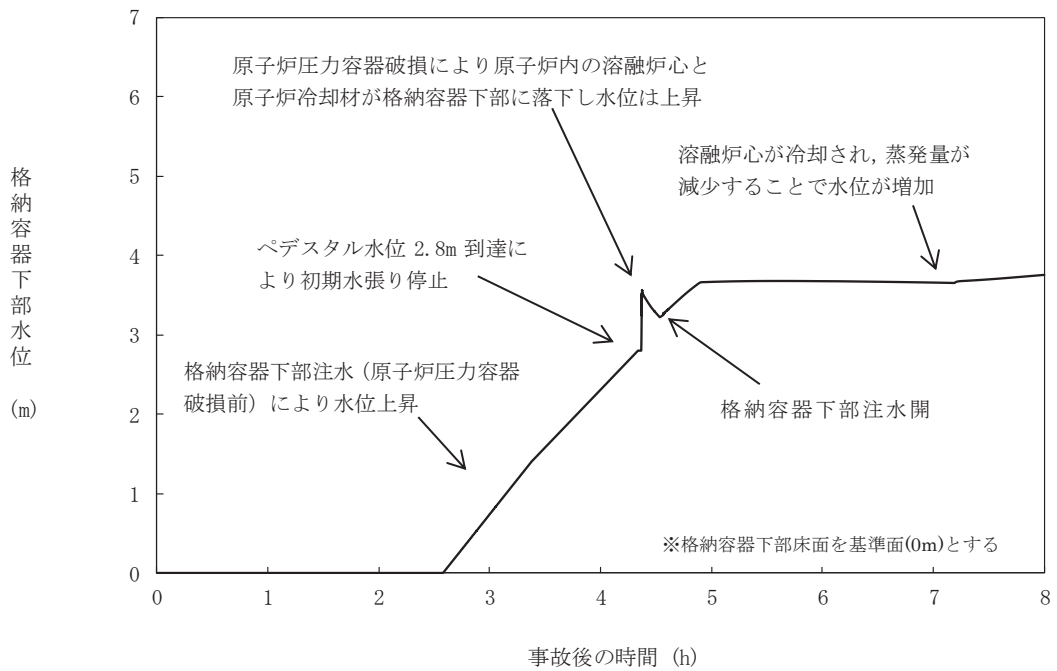


図7 格納容器下部水位の推移 (初期水張り水位 2.8m)

添付1 粒子化割合の評価

RPV 破損時に流出する溶融炉心の粒子化割合を以下の Ricou-Spalding 式によって評価している。本相関式は、MAAP においても実装されている。

$$d_{dj} = d_{dj,o} - 2E_0 \left(\frac{\rho_w}{\rho_{dj}} \right)^{1/2} \Delta H_{pool}$$

$$\Phi_{ent} = \frac{d_{dj,o}^2 - d_{dj}^2}{d_{dj,o}^2}$$

ここで、

Φ_{ent} : 粒子化割合

E_0 : エントレインメント係数

ΔH_{pool} : プール水深 (m)

d_{dj} : プール底部における溶融炉心ジェット径 (m)

$d_{dj,o}$: 気相部落下を考慮した水面における溶融炉心ジェット径 (m)

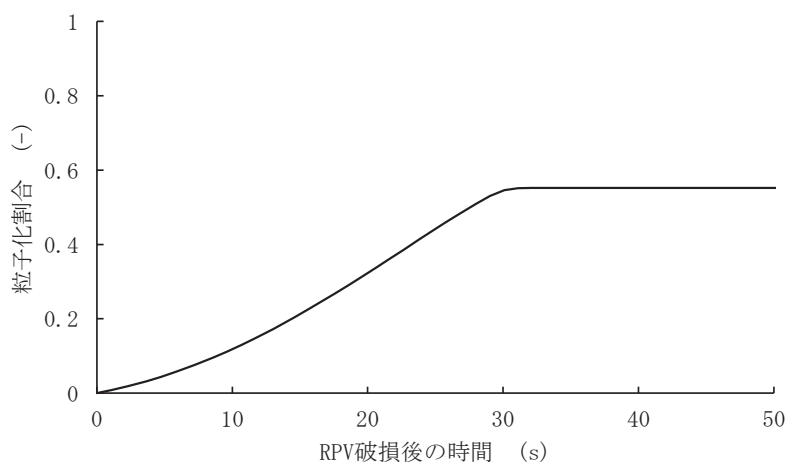
ρ_{dj} : 溶融炉心ジェット密度 (kg/m³)

ρ_w : 水密度 (kg/m³)

評価条件は以下のとおりである。

- ・ 格納容器下部水位 : 2.8m
- ・ 溶融炉心ジェット密度 : MAAP 解析結果に基づく時間変化を考慮 (RPV 破損直後は約 8100kg/m³)
- ・ 気相部落下距離 : MAAP 解析結果に基づく時間変化を考慮 (RPV 破損直後は, 7.2m)
- ・ エントレインメント係数 : MAAP 推奨値である

以上により評価した結果, 粒子化割合 (全溶融炉心重量に対する比) は約 55%となる。(添図1 参照)



添図1 溶融炉心粒子化割合の変化

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

123. 原子炉格納容器下部注水系の注水端位置について

原子炉格納容器下部注水系の注水端設置位置を以下に示す。

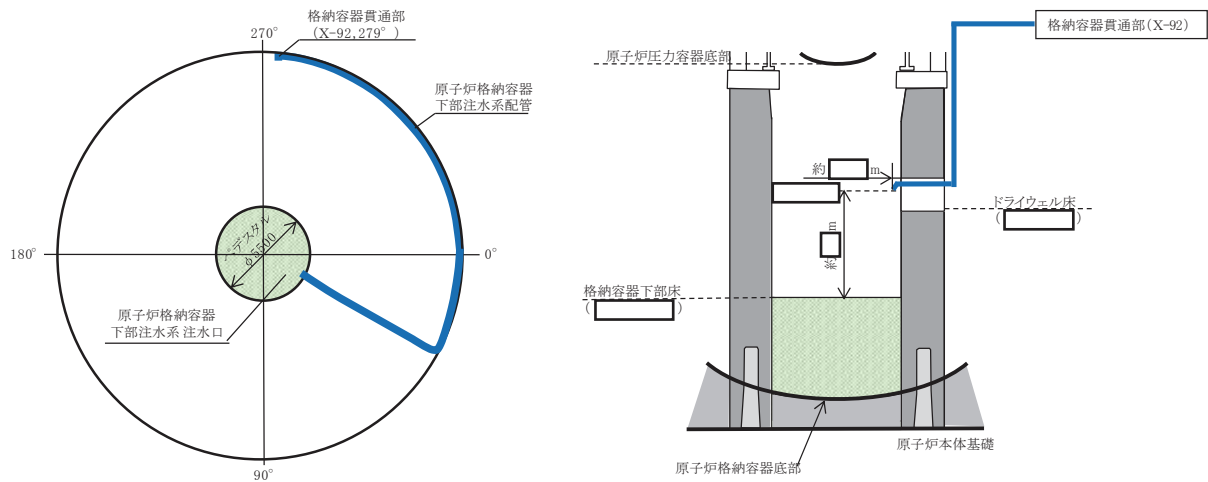


図1 原子炉格納容器下部注水系注水端位置の概要図

枠囲みの内容は商業機密又は防護上の観点から公開できません。

124. 格納容器スプレイによる格納容器下部への流入経路

格納容器スプレイによる格納容器下部への流入経路は図1のとおり。

格納容器内にスプレイした水はドライウエル床面に溜まり，格納容器下部開口部を
経由して格納容器下部へ流入する。

ベント管下端はドライウエル床より約0.45m上の高さにあるため，スプレイした水
はドライウエル床面を満たすまではサブプレッションチェンバへ流入しない。

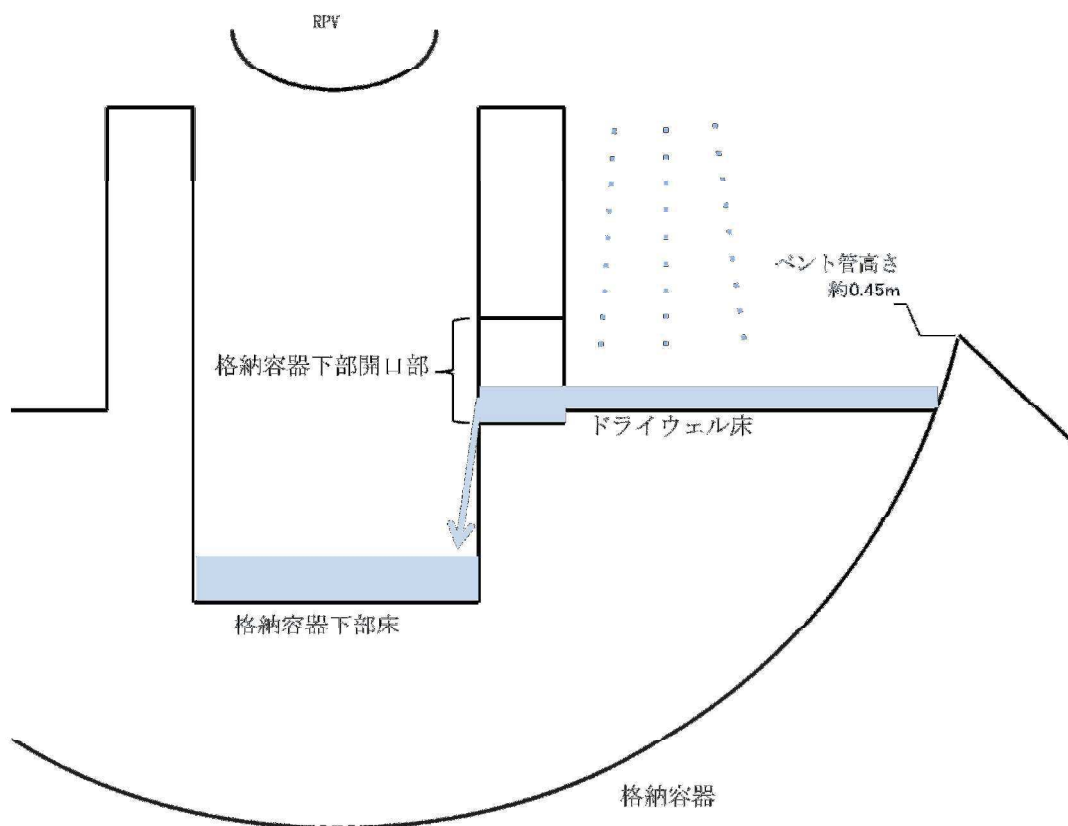


図1 格納容器下部 注水流入経路図

125. 溶融炉心の堆積高さの評価に関する考え方について

溶融炉心の堆積高さの評価において、考慮した溶融物(コリウム)の考え方について以下に示す。

○原子炉内 約 220 t

原子炉内に存在するコリウムの総量については、MAAP 解析結果をベースにした上で、核計装管及び制御棒駆動機構(以下、「CRD」という。)を考慮した(添付資料 1 参照)。

- ・ 燃料集合体：560 体全て溶融すると想定
- ・ 制御棒：137 本全て溶融すると想定
- ・ 炉内構造物：炉心よりも下部に存在するものは全て溶融すると想定。CRD の炉内に存在する部分も全て溶融すると想定
- ・ 炉内核計装管：全て溶融すると想定(約□t)

○原子炉外

原子炉外に存在する構造物(以下、「炉外構造物」という。)として、原子炉の直下でコリウムの想定流出経路上に存在する、CRDハウジング、CRD交換装置及びCRD関連機器を考慮した。

- ・ CRDハウジング：CRDハウジングが1本破損した場合、その破損口径の溶融による広がりを考慮し、隣接する4本のCRDハウジングを巻き込んだ、計5本の溶融を想定(約□t)(添付資料2参照)。
- ・ CRD交換装置：全て溶融すると想定(約□t)
- ・ CRD関連機器：配管や支持金具は全て溶融すると想定(約□t)
- ・ 炉外核計装管：全て溶融すると想定(約□t)
- ・ 保温材関連：全て溶融すると想定(約□t)

上述の考え方に基づき、溶融炉心の堆積高さを算出した。

以 上

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

補足 125-1

CRD の溶融想定箇所について

溶融炉心の堆積高さを評価するにあたり、原子炉压力容器から溶出したコリウムにより溶融されると推定される CRD の箇所について以下に示す（図 1）。

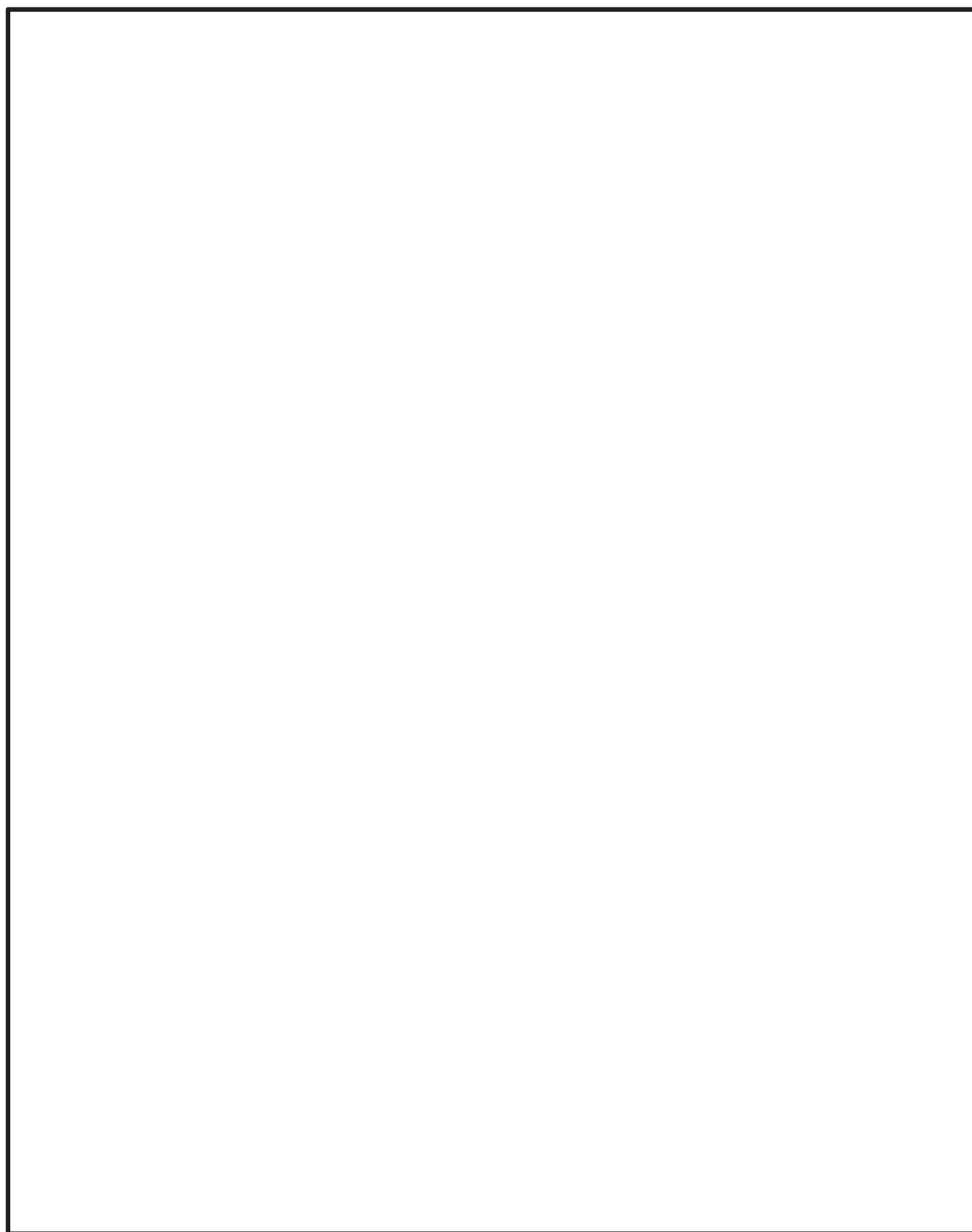


図 1 CRD 概要図

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

補足 125-2

溶融物量として考慮する CRD の設定について

CRD および CRDハウジングの破損本数としては、MAAP 解析において RPV 底部の破損後に破損口の溶融により広がる最大の破損口径:約 66cm に含まれる本数 5 本を考慮している(図 1)。

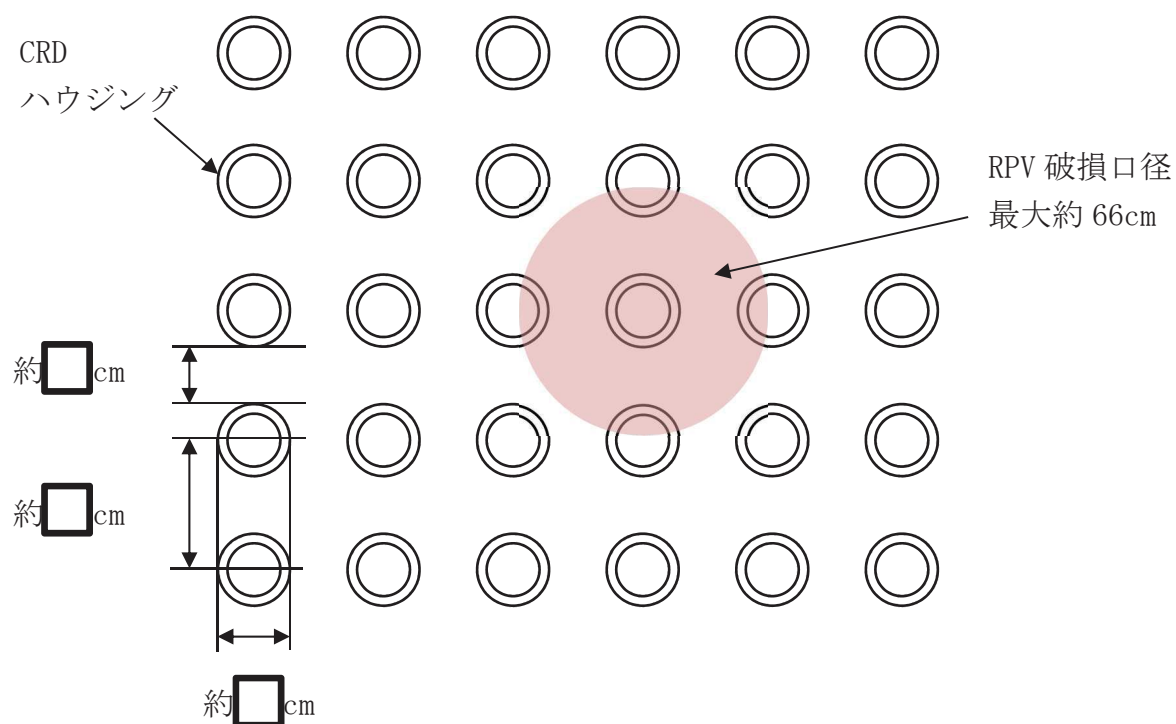


図 1 CRD 配置と RPV 破損口径の関係

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

126. 溶融炉心落下位置が格納容器下部の中心軸から外れ、壁側に偏って落下した場合の影響評価

1. 評価の目的

実機において、水蒸気爆発が発生する可能性は、これまでの知見からも極めて低いと考えられるが、女川2号炉では、事象の不確かさを踏まえ保守性を考慮した入力条件による水蒸気爆発評価（以下、「基本ケース」という。）を実施し、万が一の水蒸気爆発の発生を想定した場合でも格納容器の健全性が損なわれないことを確認している。

有効性評価のMAAP解析では、炉心下部プレナムへ移行した溶融炉心による過熱で原子炉压力容器下部の中心部温度が最も高くなり、その位置の制御棒駆動機構ハウジング溶接部に生じるひずみによって原子炉压力容器破損に至る結果となっている。このため、基本ケースの入力条件のうち、溶融炉心の落下位置については原子炉压力容器下部の中心としている。また、溶融炉心の放出口径については、爆発規模が大きくなる条件として制御棒駆動機構ハウジングの逸出を想定した口径を設定している。

しかしながら、実際に重大事故が発生した場合においては、有効性評価上期待していない原子炉注水手段の復旧等想定とは異なる対応や事故進展の影響により、原子炉压力容器下部の中心から外れた偏心位置での貫通部溶接破損によって生じたわずかな間隙から溶融炉心が流出する等、基本ケースでの想定と異なる落下様態となることも考えられる。また、偏心位置で水蒸気爆発が発生した場合、爆発位置が基本ケースよりも側壁に近接するため、局部的に大きな動的荷重が作用する可能性がある。

ここでは、偏心位置における現実的な溶融炉心の落下様態を想定した水蒸気爆発の影響を評価し、格納容器の健全性が損なわれないことを確認するとともに、基本ケースの評価の代表性を確認する。

2. 評価方法

(1) 評価条件

解析コードは基本ケースと同様に、水蒸気爆発解析コード JASMINE、構造応答解析コード LS-DYNA を用いて評価した。本評価における各コードの入力条件及び評価モデルの取扱いを以下に示す。

a. JASMINE

表1に主要入力条件を示す。本評価の入力条件及び評価モデルは基本ケースと同様とするが、以下については現実的な条件として適用する。

(a) 溶融炉心落下量

図1に制御棒駆動機構ハウジング支持金具構造を示す。制御棒駆動機構ハウジング支持金具は、原子炉本体の基礎の鋼板に固定されたサポートビームに吊り棒等を介してグリッドプレートを接続した構造により制御棒駆動機構ハウジングの逸出を防止する設計としている。基本ケースでは、

制御棒駆動機構ハウジングの逸出を想定した口径（0.20m）を考慮しているが、上記のとおり制御棒駆動機構ハウジングの支持金具が設置されているため現実的には逸出は考えにくい。このため、本評価では制御棒駆動機構ハウジングが保持された状態を想定し、制御棒駆動機構ハウジングと原子炉圧力容器の下鏡部との間に生じる間隙からの熔融炉心の放出を考慮する。

制御棒駆動機構ハウジングと原子炉圧力容器の下鏡部との間に生じる間隙の幅は、サンディア国立研究所の原子炉圧力容器下部ヘッド破損を模擬した LHF 試験^[1]において、貫通部溶接の破損によって約 4mm の間隙が生じたことを踏まえ、これと同じ間隙幅を本評価において仮定する。

以上より想定した制御棒駆動機構ハウジングと原子炉圧力容器の下鏡部との間に生じる開口面積（約 10cm²）と等価な口径である 35.7mm を熔融炉心の放出口径として設定する。

(b) 粗混合粒径

既往の F C I 試験ではザウター平均粒径として 0～3mm 程度と報告されていることから、基本ケースでは保守的に 4mm を設定しているが、本評価では現実的な条件として既往の実験から得られている平均粒径の条件である 3mm を設定する。

(c) トリガリングタイミング

基本ケースでは、水蒸気爆発により発生する運動エネルギーが最も大きくなると考えられる条件である粗混合融体質量ピーク時点としている。一方、実機条件では、高压ガスや爆薬を用いた大規模 F C I 実験のトリガ装置で発生させているような外部トリガが与えられる状況は考えにくく、また、女川 2 号炉では重大事故時のペDESTAL 水位は最高で 3.88m としていることから、現実的には熔融物がペDESTAL 床面に接触する際の衝撃によりトリガリングが発生する可能性が高いと考えられる。このため、本評価では熔融物が床面に到達した時点を設定する。

以上のとおり、本評価では一部現実的な入力条件を適用するが、実機での水蒸気爆発に対して次の保守性が含まれているものとする。

図 2 に原子炉圧力容器下部構造物配置状況を示す。JASMINE では熔融炉心が放出口から直線的に自由落下し直接水プールに侵入する理想的なメルトジェットを仮定した評価モデルとなっているが、実機の原子炉圧力容器下部には制御棒駆動機構ハウジングが設置されており、更に下部には足場となるグレーチング等の構造物が存在する。このため、実機の重大事故において原子炉圧力容器下部から流出した熔融炉心はこれらの構造物に接触し、分散するものと想定され、原子炉圧力容器下部から流出した熔融炉心が理想的なジェット形状を保ったまま直接水プールに侵入することはないと考えられる。したがって、実機の重大事故において爆発に寄与する粗混合融体質量は JASMINE で考慮されている粗混合融体質量よりも更に少なくなり、爆発規模は小さくなると考えられる。

b. LS-DYNA

図3に解析モデルを示す。本評価の入力条件及び評価モデルは基本ケースと同様とするが、半径方向の爆発源位置については、格納容器側壁に最も近接する原子炉圧力容器下部最外周の制御棒駆動機構ハウジング直下の位置とする。

3. 評価結果

水蒸気爆発に伴うエネルギー、格納容器下部内側及び外側鋼板の応力の推移を図4、図5及び図6に示す。水蒸気爆発の発生を想定した場合に格納容器下部ドライウエルの水に伝達される運動エネルギーの最大値は、約1.5MJである。このエネルギーを入力とし、格納容器下部内側及び外側鋼板にかかる応力を解析した結果、ミーゼス相当応力では格納容器下部の内側鋼板にかかる応力は約174MPa、外側鋼板にかかる応力は約126MPaとなった。これは内側及び外側鋼板の降伏応力を大きく下回る値であり、かつ、弾性範囲内にあることから、原子炉圧力容器の支持に支障が生じるものではない。

なお、構造上、格納容器下部の内側鋼板にかかる応力の方が外側鋼板にかかる応力よりも大きくなる傾向があるが、原子炉圧力容器の支持機能については格納容器下部の外側鋼板のみで維持可能である。

なお、トレスカ応力における評価結果は内側鋼板にかかる応力は約182MPa、外側鋼板にかかる応力は約139MPaであり、ミーゼス相当応力より保守的な値を示すものの、内側及び外側鋼板の降伏応力を下回る値であり、かつ、弾性範囲内にあることから、原子炉圧力容器の支持に支障が生じるものではない。

以上の結果から、現実的と考えられる評価条件において熔融炉心が偏心位置に落下して水蒸気爆発が発生した場合であっても、格納容器バウンダリの機能を維持できることを確認した。

4. 評価結果の比較

表2に基本ケース解析との比較を示す。現実的と考えられる評価条件において熔融炉心が偏心位置に落下した場合の影響評価の結果、基本ケースよりも格納容器下部の内側及び外側それぞれの鋼板に加わる応力が小さくなる結果となった。

このことから、現実的と考えられる評価条件において熔融炉心が偏心位置に落下した場合に対しても、基本ケースの評価は代表性を有していることを確認した。

以上

参考文献

- [1] T. Y. Chu, M. M. Pilch, J. H. Bentz, J. S. Ludwigsen, W-Y Lu and L. L. Humperies, "Lower Head Failure Experiment and Analyses," NUREG/CR-5582, SAND98-2047, 1999.

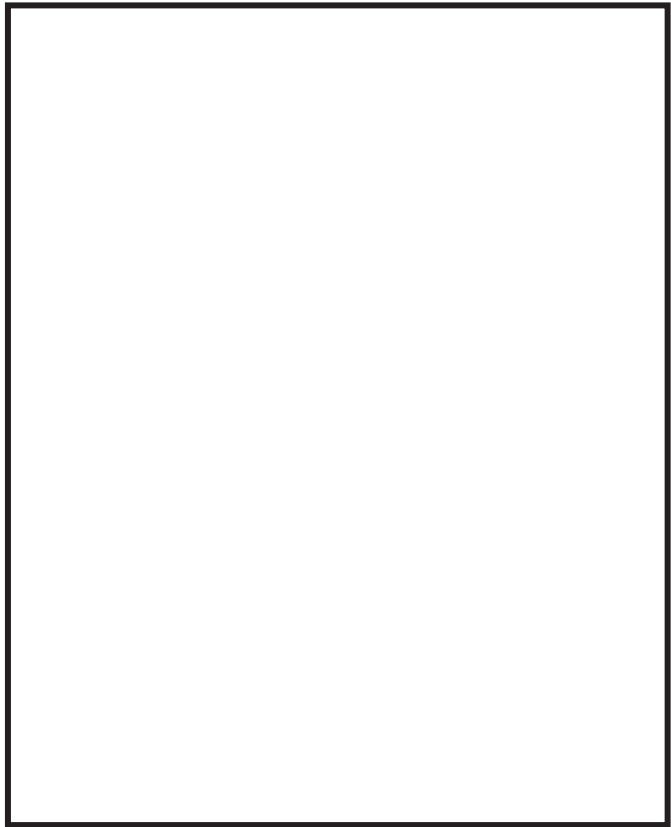


図1 制御棒駆動機構ハウジング支持金具

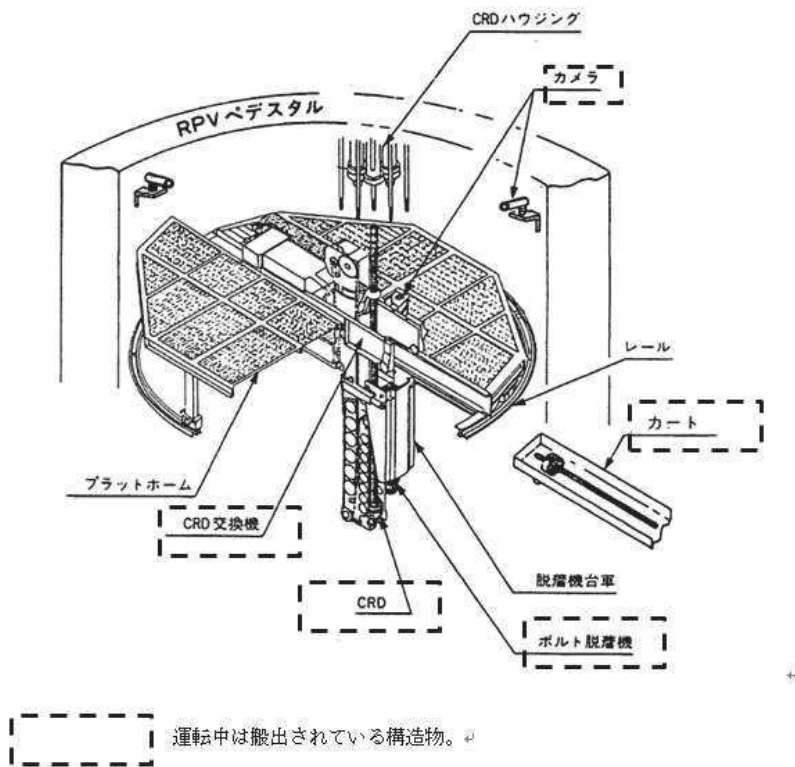


図2 格納容器下部内構造物（CRD 交換器）の概要図

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

補足 126-4

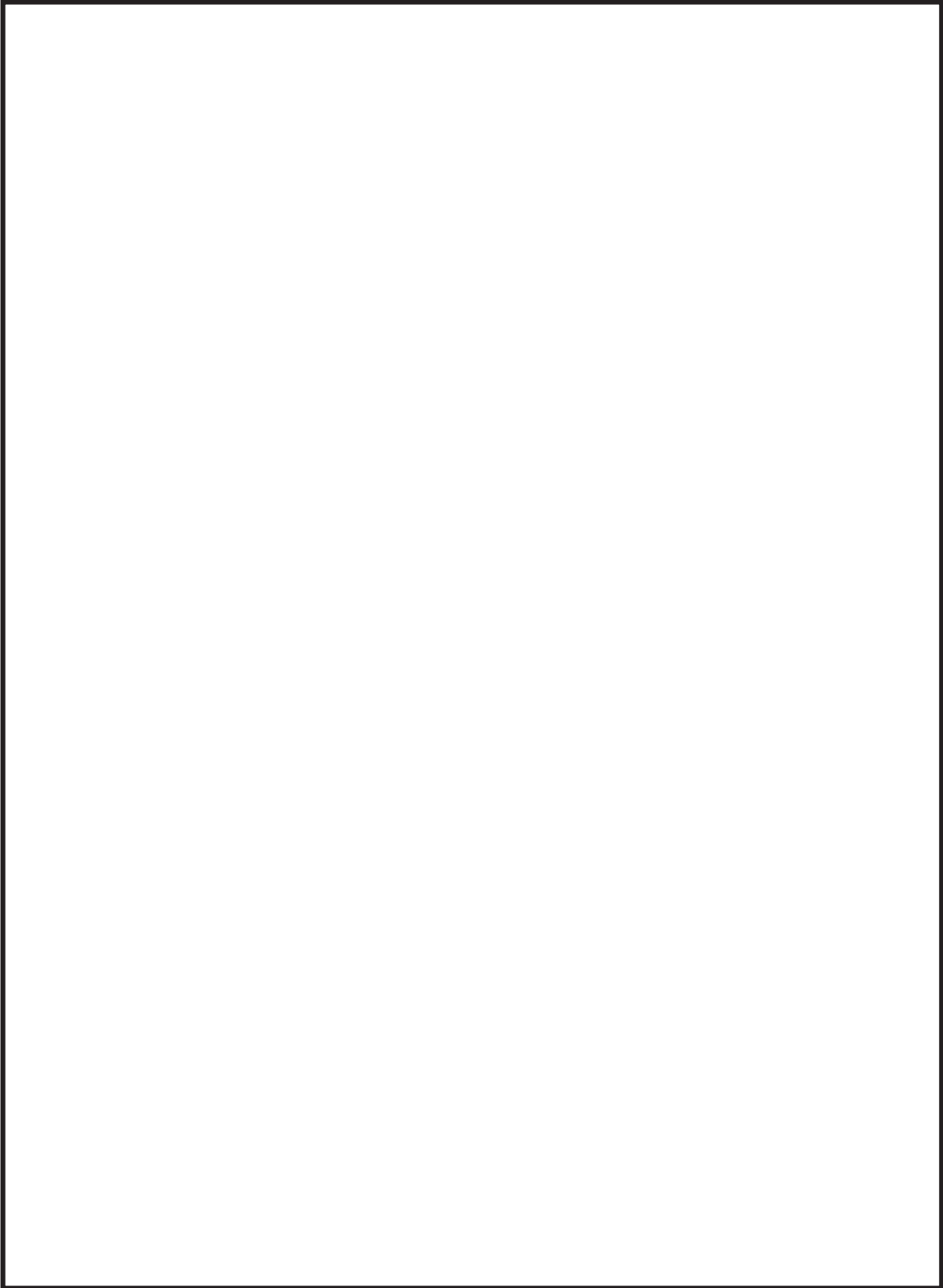


図3 偏心落下条件におけるLS-DYNA コードの解析モデル

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

補足 126-5

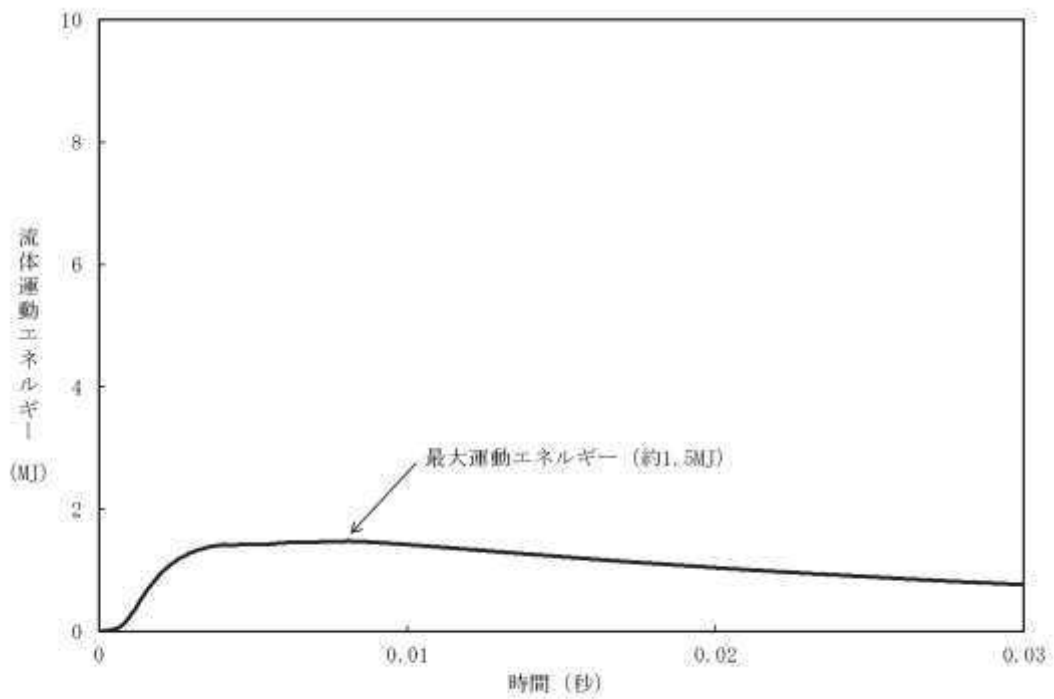


図4 蒸気爆発によるエネルギーの推移（偏心落下，現実的な想定）※

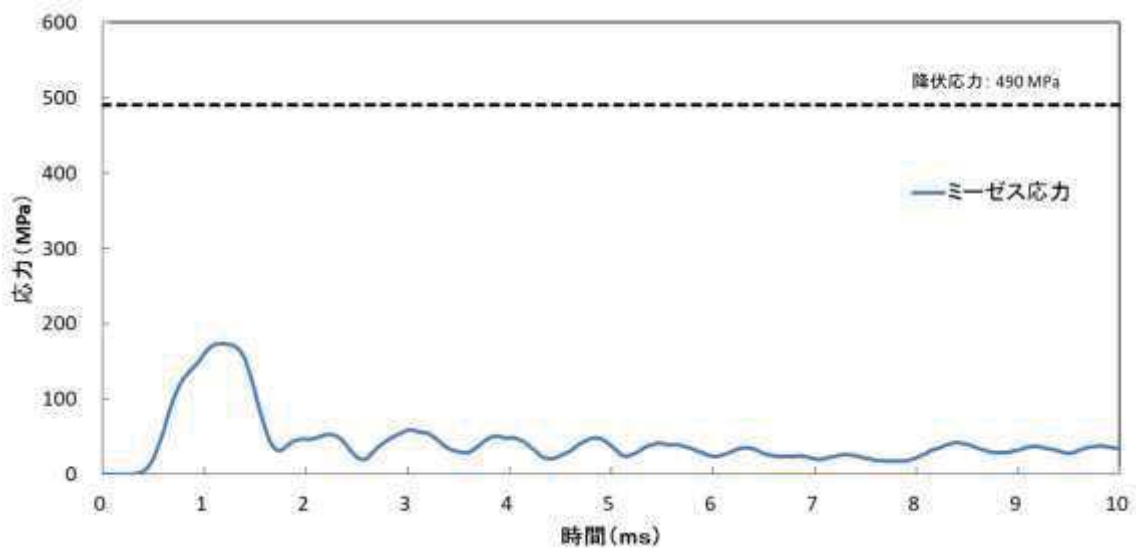


図5 格納容器下部内側鋼板の応力の推移（偏心落下，現実的な想定）※

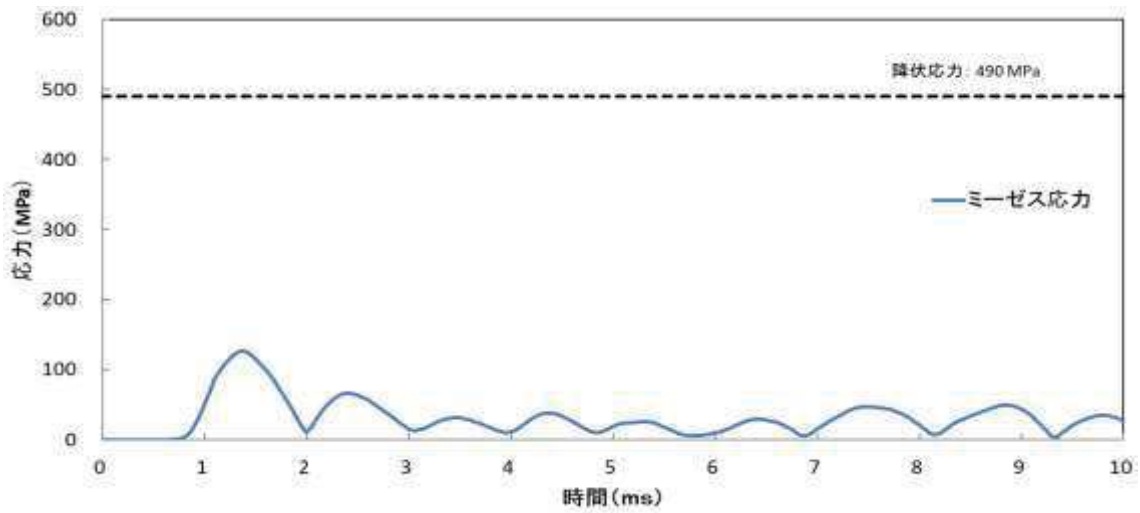


図6 格納容器下部外側鋼板の応力の推移（偏心落下，現実的な想定）※

※ JASMINE によって評価した水蒸気爆発による運動エネルギー(図4)の最大値を LS-DYNA への時刻0での入力とし，格納容器下部鋼板の応力の推移(図5，6)を評価している。このため，図4と図5，6の時刻歴は一致しない。

表 1 主要解析条件 (原子炉圧力容器外の溶融炉心—冷却材相互作用のうち、水蒸気爆発の評価
(偏心落下及び現実的な想定による評価))

解析コード	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
—	原子炉圧力容器の破損径	0.0357m (約 10cm ²)	原子炉圧力容器と制御棒駆動機構ハウジングの隙間の面積 0.6cm ² に余裕を見込んだ値
	ペデスタル水深	4.2m	ベント管下端までの水位を包絡する値として設定
	格納容器下部への水張り 用いる水の温度	40°C	外部水源の水温として設定
	溶融物の放出速度	8m/s	破損口にかかる溶融炉心の堆積圧等から MAAP4 で計算
	粗混合粒子径	3mm	既往の実験から得られている平均粒径
	爆発計算時の微粒子径	50 μm	FARO, KROTOS 等の各種試験結果におけるデブリ粒径分布をもとに設定
	トリガリングタイミング	溶融物が床面に到達した時点	現実的には溶融物がペデスタル床面に接触する際の衝撃によりトリガリングが発生する可能性が高いと考えられることから設定
	溶融燃料—冷却材相互作用による発生エネルギー	約 1.5MJ	JASMINE による解析結果をもとに設定
	爆発源の径方向位置	最外周制御棒位置下	原子炉圧力容器下部の中心から外れた偏心位置からの溶融炉心落下を想定して設定
	LS-DYNA		

表2 評価結果の比較

		偏心落下時 (現実的な想定)	基本ケース
ミーゼス応力	内側鋼板にかかる応力	約 174MPa	約 379MPa
	外側鋼板にかかる応力	約 126MPa	約 192MPa
(参考)トレスカ応力	内側鋼板にかかる応力	約 182MPa	約 428MPa
	外側鋼板にかかる応力	約 139MPa	約 210MPa

128. ペDESTAL内ドライウエル温度検出器による原子炉圧力容器破損判断について

1. ペDESTAL内のドライウエル温度検出器の設置位置について

ペDESTAL内のドライウエル温度検出器は格納容器下部床面より 5.5m 上方の格納容器下部壁面に2か所設置されている。以下の理由によりペDESTAL内のドライウエル温度検出器は原子炉圧力容器（以下、「RPV」という。）破損後においても、機能喪失することなく、雰囲気温度として飽和温度及び過熱状態の計測が可能である。

- ・ 検出器の設置位置は、補足説明資料「121. ペDESTAL内のドライウエル温度検出器について」にて示すとおり、最外郭の制御棒駆動機構ハウジング貫通孔直下より、ペDESTAL壁面側に設置されることから、熔融炉心が真下に落下した場合、検出器に直接接触し、機能喪失することはない。
- ・ 検出器の設置高さは、熔融炉心の堆積により直接接触し機能喪失することはない。また、事前水張り水位の上限（3.88m）よりも高いことから、水張り後も雰囲気温度を測定可能である。

2. RPV 破損の判断について

RPV 破損判断は、格納容器下部雰囲気温度とその他パラメータを確認することで行うこととしている。仮にペDESTAL内のドライウエル温度検出器が機能喪失する場合でも、格納容器下部内の初期水張りの水中に炉心熔融物が落下することによるジルコニウム-水反応及び沸騰により、ドライウエル内の水素濃度と圧力が急激な上昇を開始することから、これらを同時に検出することでRPV 破損の判断は可能である。

3. 格納容器下部水温計を用いた RPV 破損の判断

1. 及び2. のとおり、ペDESTAL内のドライウエル温度検出器はRPV 破損後も機能喪失することなく、また仮に機能喪失した場合においてもRPV 破損判断は可能である。しかしながら、RPV 破損判断の更なる確実性、迅速性のため、原子炉格納容器下部水位計測における温度計測機能を用いた判断について検討した。

RPV 破損前に最低でも水深 3.67m まで格納容器下部への初期水張りが実施されることから、格納容器下部雰囲気が高温となる以前に計測点は没水する。それ以降、熔融炉心が直接接触しない限り、飽和温度以上に上昇することはない、RPV 破損前後に亘り水温測定が可能である。

RPV 破損が発生すると、高温の熔融炉心が水中に落下する。これにより、水温が飽和温度まで急激に上昇することになり、これをもってRPV 破損を判断できる。なお、格納容器下部水温の上昇はRPV 破損時特有の挙動であることから、RPV 破損以外の要因を考慮しても、RPV 破損を誤判断することはない、RPV 破損判断の成立性に影響はない。

また、溶融炉心が床面に堆積することで測温部に高温の溶融炉心が接触すると原子炉格納容器下部水位計測における温度計測機能が機能喪失する可能性があり、それにより RPV 破損を判断することも可能である。

以上により、原子炉格納容器下部水位計測における温度検出機能によって“格納容器下部水温の上昇または指示値喪失”を検知することで RPV 破損を判断することが可能である。

4. まとめ

ペDESTAL内のドライウエル温度検出器はRPV破損後においても機能喪失しないと考えられ、また、仮にペDESTAL内のドライウエル温度検出器が喪失した場合においてもRPV破損の判断は可能である。しかしながら、更なる確実性、迅速性のため、原子炉格納容器下部水位計測における温度計測機能を重大事故等対処設備として整備し、原子炉格納容器下部水位計測における温度計測機能を用いたRPV破損の判断を手順に追加する方針である。

135. 原子炉圧力容器破損前の格納容器スプレイの検討について

(1) はじめに

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（DCH）」の対策として、原子炉圧力容器破損までに原子炉を減圧するため、逃がし安全弁の手動開操作による原子炉減圧を行う。女川2号炉においては、逃がし安全弁の温度評価によって原子炉圧力容器破損まで逃がし安全弁の開保持が可能であることを確認している。

また、逃がし安全弁の開保持について、原子炉圧力容器破損前の格納容器スプレイによって格納容器内の環境緩和を実施するという対策も考えられる。ただし、女川2号炉のような MARK-I 改良型格納容器ではスプレイ水が格納容器下部へ流入するため、格納容器スプレイを実施した場合、格納容器下部の水位が上昇してしまう。従来、格納容器下部への事前水張り深さについては、FCI と MCC I の観点のみから検討しており、原子炉圧力容器破損時に仮に水蒸気爆発が発生した場合の評価に基づき、格納容器下部水位を 3.4m より上昇させないため、原子炉圧力容器破損前の格納容器スプレイは実施していなかった。

ここでは、上記のとおり、スプレイ水が格納容器下部へ流入するという MARK-I 改良型格納容器の特徴を踏まえた上で、DCH、FCI 及び MCC I の各評価について、それぞれの事象の発生頻度及び評価の保守性を鑑み、原子炉圧力容器破損前の格納容器スプレイの要否及び運用を検討した。

(2) 各事象の発生頻度及び評価の保守性

a. DCH対策

(a) 評価の保守性

- 原子炉減圧時に排気管内を高温の蒸気が通過し、逃がし安全弁が加熱されることから、逃がし安全弁の温度評価を実施している。温度評価により原子炉圧力容器破損まで逃がし安全弁の開機能の保持が可能であることを確認している。

(添付資料 3.2.1)

- 逃がし安全弁の温度評価は、原子炉圧力容器内の温度等を現実的な評価条件とした評価であり、判定基準を満足していることを確認している。
- 原子炉圧力容器破損前の格納容器へのスプレイを実施することにより、図1のとおり格納容器温度を低下させ、逃がし安全弁の環境条件を緩和することが可能である。ただし、女川2号炉のような MARK-I 改良型格納容器ではスプレイ水が格納容器下部へ流入するため、格納容器下部の水位が上昇するという特徴がある。

(b) 現象の発生頻度

- DCH対策の原子炉減圧を実施すると排気管内を高温の蒸気が通過するため、逃がし安全弁の加熱は必ず起きる現象である。

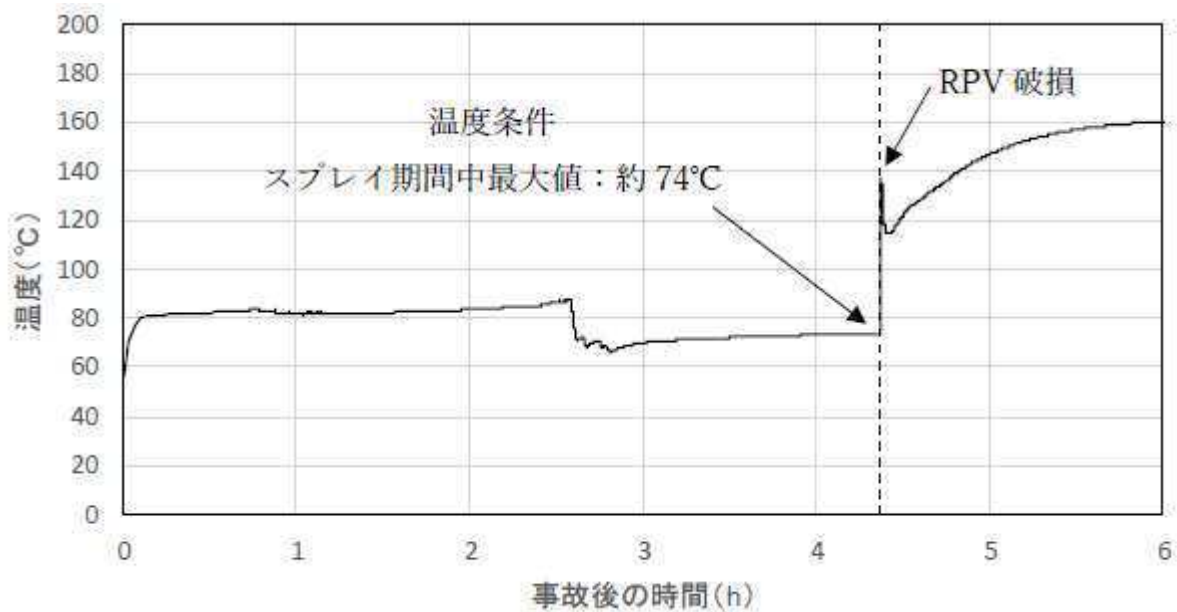


図1 ドライウェル内気相平均温度推移（格納容器スプレイを実施した場合）

b. F C I 対策（水蒸気爆発）

(a) 評価の保守性

- ・ 溶融炉心が格納容器下部に落下した際に、仮に水蒸気爆発が発生した場合の評価を実施し、原子炉圧力容器の支持機能に影響が無いことを確認している。
- ・ 水蒸気爆発の評価は、表1、図2及び図3に示すとおり物理的に水位が上昇する上限を包絡する条件である格納容器下部水位 4.2m 及び溶融炉心の落下プロファイル等の解析条件を保守的に設定した評価においても、判定基準を満足していることを確認している。
- ・ 落下プロファイル等を現実的な条件とした場合、水蒸気爆発の発生エネルギーは非常に小さくなる。（補足説明資料 126. 溶融炉心落下位置が格納容器下部の中心軸から外れ、壁側に偏って落下した場合の影響評価）
- ・ また、原子炉圧力容器下部より流出した溶融炉心は複数の構造物に接触・分散すると想定され、実機では水蒸気爆発が発生した場合でも、その発生エネルギーは限定的となると考えられる。
- ・ 原子炉圧力容器破損時の格納容器下部の水位が高い場合、水蒸気爆発により発生するエネルギーは大きくなる。

(b) 現象の発生頻度

- ・ 代表的な F C I 実験の結果より、実機において大規模な水蒸気爆発が発生する可能性は極めて低い。

表1 評価条件（水蒸気爆発）

解析コード	項目	値	考え方
MAAP	原子炉圧力容器の破損径	0.2m	制御棒駆動機構ハウジング1本の外径として設定
JASMINE	格納容器下部水位	4.2m	ベント管下端までの水位を包絡する値として設定
	格納容器下部への水張り に用いる水の温度	40℃	外部水源の水温として設定
	粗混合粒子径	4mm	FARO 試験結果におけるデブリ粒径分布をもとに設定
	爆発計算時の微粒子径	50 μm	FARO, KROTOS 等の各種試験結果におけるデブリ粒径分布をもとに設定
LS-DYNA	熔融炉心-冷却材相互作用 による発生エネルギー	JASMINE の 解析結果を もとに設定	—

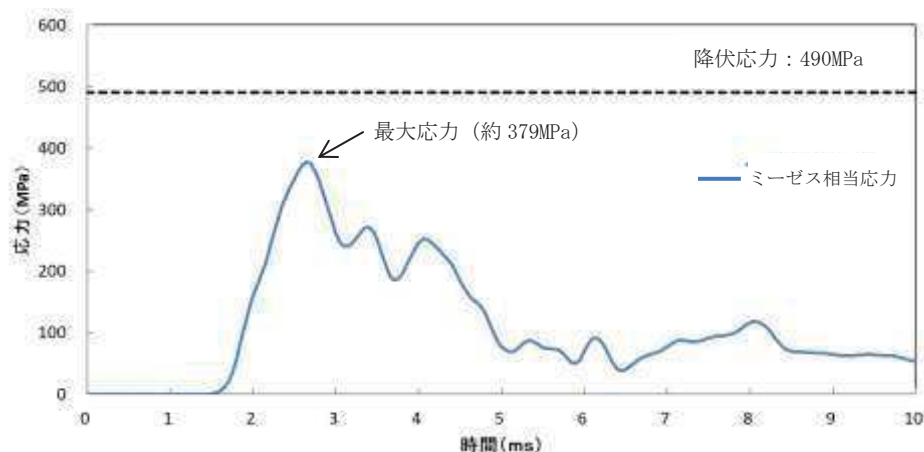


図2 格納容器下部内側鋼板の応力の推移

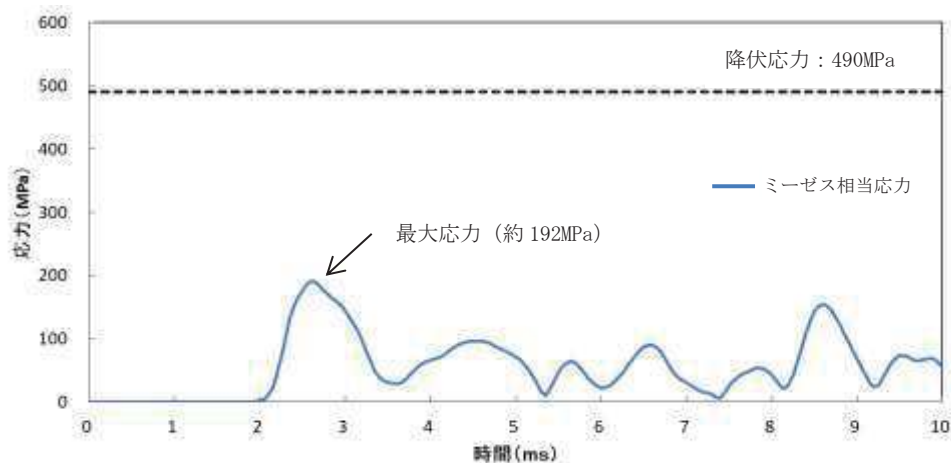


図3 格納容器下部外側鋼板の応力の推移

c. MCC I 対策

(a) 評価の保守性

- ・MCC I に対し、事前水張り及び原子炉圧力容器破損後の格納容器下部注水を実施した上でコンクリート侵食量の評価を実施し、原子炉圧力容器の支持機能が維持できることを確認している。
- ・MCC I の評価においては、ベースケースにおける原子炉圧力容器破損時の格納容器下部水位である約 3.8m において現実的な評価条件及び溶融炉心からプール水への熱流束を保守的な条件とした場合の評価を実施しており、どちらの評価条件においても判定基準を満足していることを確認している。(3.5, 添付資料 3.5.3)
- ・MCC I に対しては、原子炉圧力容器破損時の格納容器下部の水位を高くすることにより、溶融炉心の粒子化の促進及び溶融炉心の露出までの時間余裕の確保をすることができ、溶融炉心を適切に冷却することができる。

(b) 現象の発生頻度

- ・原子炉圧力容器破損後、格納容器下部へ溶融炉心が落下するため、MCC I は必ず発生する事象である。

(3) 検討

DCH対策について、従来は水蒸気爆発評価に基づき、原子炉圧力容器破損前に格納容器下部の水位を上昇させないように格納容器スプレイは実施していなかったが、水蒸気爆発評価は保守的な評価であることに對し、逃がし安全弁の温度評価は現実的な評価である。

格納容器スプレイを実施することにより、格納容器下部水位が上昇するが、水蒸気爆発について、物理的に水位が上昇する上限である水位 4.2m においても判定基準を満足することを確認している。また、水蒸気爆発は発生確率が極めて小さい事象である。

MCC I 対策について、ベースケースの水位約 3.8m の条件で保守的な条件であっても判定基準を満足しており、水位が上昇する場合、より裕度は増える。

上記のことから、現実的な評価である逃がし安全弁の温度評価において、判定基準の裕度を確保することを考慮し、逃がし安全弁の環境緩和対策として原子炉圧力容器破損前の格納容器スプレイを実施することとする。

また、従来は格納容器スプレイを実施していなかったことから、逃がし安全弁に遮熱板を設置し、逃がし安全弁の温度上昇を抑制していたが、より温度抑制効果の大きい格納容器スプレイを実施することから、遮熱板による対策は実施しないこととする。

137. 溶融炉心の落下位置等の知見を踏まえた溶融炉心の堆積高さ評価について

1. はじめに

格納容器直接接触（シェルアタック）については、BWR MARK-I 型格納容器に特有の事象であり、女川2号炉のようなBWR MARK-I 改良型格納容器では、格納容器の構造上、格納容器下部床に落下したデブリが直接格納容器と接触する可能性はなく、格納容器直接接触（シェルアタック）は発生しない。

補足101「格納容器下部（ペDESTAL）に落下する溶融デブリ評価条件と落下後の堆積に関する考慮」では溶融炉心が原子炉圧力容器下部中心位置近傍から落下後、均一に堆積し、全量が粒子化した場合のデブリ堆積高さの評価（以下「従来評価ケース」）をしており、デブリ堆積高さの評価結果は格納容器下部開口部高さを下回ったため、格納容器壁面に溶融炉心が直接接触するおそれはないことを確認した。従来評価ケースにおいて原子炉圧力容器下部中心位置を溶融炉心の落下位置としたのは、有効性評価のMAAP解析により、炉心下部プレナムへ移行した溶融炉心による過熱で原子炉圧力容器下部の中心部温度が最も高くなり、その位置の制御棒駆動機構ハウジング溶接部に生じるひずみによって原子炉圧力容器破損に至るためである。

溶融炉心の落下位置及び堆積形状に係る知見として、近年、以下のものがある（表1）。

- ・ 東京電力福島第一原子力発電所2号炉における格納容器下部の調査結果により溶融炉心が圧力容器の中心位置から偏って落下した可能性がある。
- ・ PULiMS実験^[1]において確認された溶融炉心の堆積高さと同軸距離のアスペクト比が確認されている。

今回の評価（以下「今回評価ケース」）では、従来評価ケースよりもデブリ堆積高さを保守的に評価するため、これら近年の知見を踏まえ、溶融炉心が原子炉圧力容器の中心位置から偏って落下し、溶融炉心が円錐状に堆積するという仮定で堆積高さの評価を行った。

2. デブリ堆積高さの評価条件

今回評価ケースにおいて、従来評価ケースに対する変更点は以下の通り。その他の評価条件は従来評価ケースの評価条件と同等である。

- ・ 溶融炉心の落下位置として最外周の制御棒駆動機構位置を設定し、落下した溶融炉心が円錐状に堆積する。

図1に、圧力容器下部の偏心位置から溶融炉心が落下し、円錐状に堆積した場合を想定した図を示す。

3. 溶融炉心の堆積高さの評価結果

表2に、各評価ケースでのデブリ堆積高さの評価結果を示す。

今回評価ケースにおいて、デブリ堆積の頂点位置における高さは約3.2mであり、格納容器下部開口部高さ（ m）を下回っている評価結果となった。

よって、熔融炉心が压力容器下部の偏心位置から落下し円錐状に堆積した場合においても、ドライウェル床面に流出することではなく、熔融炉心が格納容器壁面に直接接触することはない。

表 1 熔融炉心の堆積高さ評価に係る近年得られた知見について

項目	概要	今回評価上の扱い
熔融炉心の落下位置	平成29年2月の東京電力福島第一原子力発電所2号炉における格納容器下部の調査結果により、格納容器下部の中心軸から外れた位置のグレーチングの落下が確認されている。グレーチングの落下理由の可能性の1つとして、压力容器から流出した熔融炉心が中心位置から偏った位置に落下したことが考えられる。	熔融炉心が压力容器下部の偏心位置から落下したことを考慮した場合、格納容器壁面に近い方がより保守的な条件であるため、熔融炉心が最外周の制御棒駆動機構位置から落下すると仮定して、評価を行った。
堆積形状	PULiMS実験は熔融物を水中に落下した実験であり、熔融炉心の堆積高さとはかり距離のアスペクト比としては1:18~1:14程度となっており、おおよそ1:16程度のはかり挙動を示している。	熔融炉心の堆積形状として、1:16の円錐状に堆積すると仮定して、評価を行った。

表 2 各評価ケースにおけるデブリ堆積高さ

	従来評価ケース	今回評価ケース※
デブリ堆積高さ (格納容器下部壁面位置)	約2.9m	約3.1m
デブリ堆積高さ (頂点)	約2.9m	約3.2m

※デブリ堆積高さの計算概要は別紙に示す。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

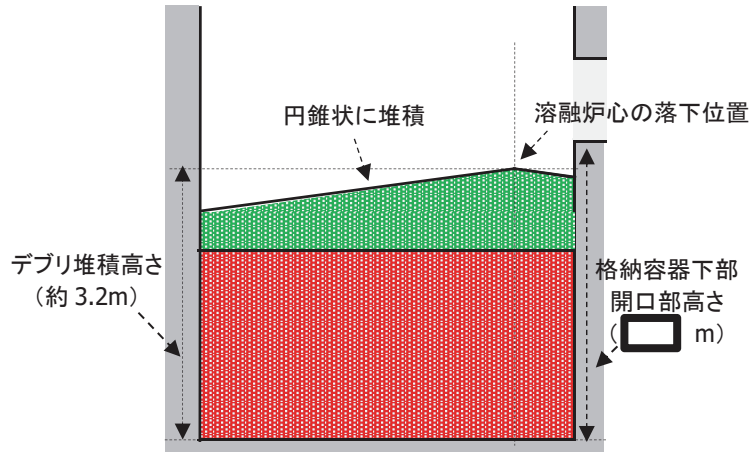


図1 堆積デブリと格納容器下部開口部の高さ関係

4. 引用文献

- [1] A.Konovalenko, et al., "Experimental Results on Pouring and Underwater Liquid Melt Spreading and Energetic Melt-Coolant Interaction," Proceedings of NUTHOS-9, N9P0303, Taiwan (2012).

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

デブリ堆積高さの計算方法について

仮に、熔融炉心が压力容器の中心軸から偏心した位置から落下し、全量粒子化して円錐状に堆積した場合のデブリ堆積高さの計算方法を以下に示す。

1. 評価条件

今回評価ケースの評価条件を以下に示す。

- ・格納容器下部床面直径：5.5m
- ・円錐状デブリ頂点から格納容器下部内壁面までの水平距離：約0.80m
(最外周の制御棒駆動機構位置から格納容器下部内壁面までの水平距離)
- ・円錐状デブリのアスペクト比：高さ：直径=1：16
(PULiMS実験にて確認されているアスペクト比)
- ・格納容器下部の構造物等(CRD自動交換機プラットフォーム等)が熔融した場合のデブリ増加を考慮したデブリ堆積高さ：1.5m
(補足101(格納容器下部(ペDESTAL)に落下する熔融デブリ評価条件と落下後の堆積に関する考慮))
- ・粒子状デブリのポロシティ：0.48
(ポロシティが最も大きな粒子の充填状態である、単純立方格子で堆積する場合を想定)

2. 評価方法

(1) デブリ全体の体積

格納容器下部構造物等が熔融し、デブリがすべて粒子化すると仮定した場合、粒子化したデブリ体積Vは以下の式で求められる。

$$V = \frac{h \times A_p}{1 - P} \quad (1)$$

A_p ：格納容器下部内底面積 約24[m²]

h ：格納容器下部の構造物等が熔融した場合のデブリ増加を考慮したデブリ堆積高さ 1.5[m]

P ：ポロシティ 0.48[-]

(2) 円錐部分(図1 緑部分)

円錐状デブリのアスペクト比を、高さ：直径=1：16と想定すると、その堆積高さは式(2)により計算できる。

$$H_{lcn} = \frac{R}{8} \quad (2)$$

H_{lcn} ：円錐部分の高さ [m]

R : 円錐部分の半径 約4.7[m]

(3) 円柱部分 (図1 赤部分)

円柱部分の高さの計算に当たっては、同部分の体積を求める必要がある。この体積は、全体の体積から円錐部分の体積を除くことで得られるため、まずは円錐部分の体積を計算する。

① 円錐部分の体積の計算

図1のように、円錐部分(緑部分)を上下に分割することを考える。

このとき、下部分は、格納容器下部床底面積とする高さMの円柱を斜めに二等分した形状となるため、その体積は式(3)により計算できる。

$$V_{Blcn} = A_p \times M \times \frac{1}{2} \quad (3)$$

V_{Blcn} : 円錐部分の下側の体積 [m³]

A_p : 格納容器下部内底面積 約24[m²]

M : 円錐部分の下側の高さ 約0.49[m]

(2)で求めた円錐高さ、円錐頂点から格納容器下部内壁面までの水平距離及び円錐のアスペクト比より計算)

また、上部分は、半径R、高さHの円錐を、高さMの位置から反対側へ斜めに切り取った形状となり、その体積は、式(4)により計算できる。

$$V_{tlm} = \frac{\pi}{3} \times R^2 \times H \times \left\{ \frac{k-m}{\sqrt{k^2-m^2}} \right\}^3 \quad (4)$$
$$\left(k = \frac{H}{R}, m = \frac{M}{L} \right)$$

V_{tlm} : 円錐部分の上側の体積 [m³]

H : 円錐部分の高さ 約0.59[m]

(円錐頂点から格納容器下部内壁面までの水平距離及び円錐のアスペクト比より計算)

R : 円錐部分の半径 約4.7[m]

M : 円錐部分の下側の高さ 約0.49[m]

(2)で求めた円錐高さ、円錐頂点から格納容器下部内壁面までの水平距離及び円錐のアスペクト比より計算)

L : 格納容器下部内の直径 5.5[m]

② 円柱部分の体積の計算

円柱部分(図1 赤部分)の体積は、粒子化したデブリ体積Vから、①で求めた円錐部分の体積を差し引いたものとなり、式(5)により計算できる。

$$V_{lcy} = V - (V_{Blcn} + V_{tlm}) \quad (5)$$

V : 粒子化したデブリ体積 [m³]

V_{lcy} : 円柱部分の体積 [m³]

V_{Blcn} : 円錐部分の下側の体積 [m³]

V_{cap} : 円錐部分の上側の体積 [m³]

③ 円柱部分の高さの計算

②で求めた円柱部分の体積及び格納容器下部内底面積より，円柱部分の高さは式(6)により計算できる。

$$H_{\text{icy}} = \frac{V_{\text{icy}}}{A_p} \quad (6)$$

H_{icy} : 円柱部分の高さ [m]

V_{icy} : 円柱部分の体積 [m³]

A_p : 格納容器下部内底面積 約24[m²]

以上，(2)から(3)で求めた各部分の高さ (H_{lcn} , H_{icy}) を合計することで，デブリ全体の堆積高さが計算される。

3. 評価の保守性について

本評価は，下記の点で保守性を有している。

- ・ R P V破損及びデブリ落下位置が中心軸から外れた場合， R P Vの曲率を考慮すると，偏心位置でのデブリ落下量は減少すると考えられるが，本評価では保守的に偏心位置から全量が落下したものとしている。
- ・ 熔融炉心の落下後，MCCIにより格納容器下部床面及び壁面を侵食し，格納容器下部床面の半径が大きくなると，デブリ堆積高さは小さくなると考えられる。デブリ堆積高さを保守的に評価するため，格納容器下部床面及び壁面の侵食による格納容器下部床面の半径の拡大は考慮していない。

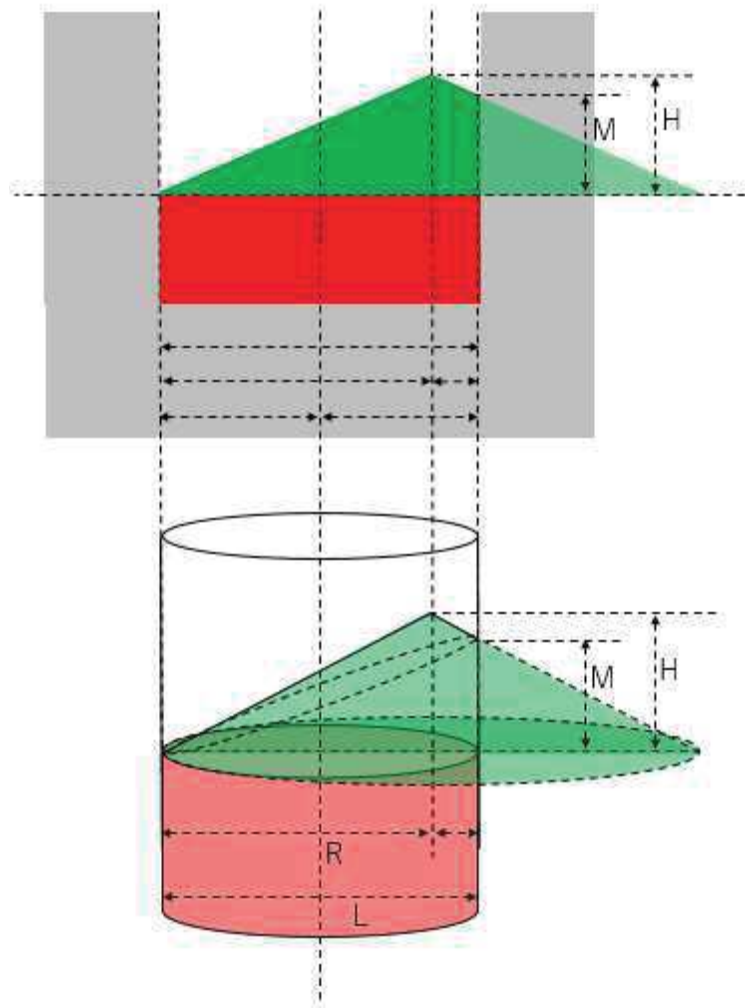


図1 偏心位置における円錐状のデブリ堆積結果

138. 解析コードにおける重要現象の不確かさに係る整理表

No.	有効性評価資料				解析コード資料	
	事故シナリオグループ等	添付資料No.	解析コード名	重要現象	不確かさ	解析コード名
1	TQUV	2.1.2	SAFER	崩壊熱	入力値に含まれる。最悪条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	第1部SAFER
2	TQUV	2.1.2	SAFER	燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移	TBL、ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさもあいまってコード全体として、炉心が露出し、スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料棒被覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し、スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて10℃～150℃程度高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場合には、FIST-ABWRの実験解析において燃料棒被覆管温度の上昇はないため、不確かさは小さい。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃～40℃程度である。	第1部SAFER
3	TQUV	2.1.2	CHASTE		入力値に含まれる。放射率は、1,200℃付近のジルカロイ被覆管の酸化面における放射率(0.7～0.8)を踏まえて0.67を用いることで、放射伝熱を小さくするよう考慮している。なお、放射率0.67を用いた場合のPQTIは、放射率0.75を用いた場合に比べて数℃程度高くなる。また、部分長燃料棒より上部にも出力燃料棒が存在すると仮定して放射伝熱を小さくするよう考慮している。	第2部CHASTE
4	TQUV	2.1.2	SAFER	燃料棒被覆管酸化	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もるBaker-Just式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	第1部SAFER
5	TQUV	2.1.2	SAFER	燃料棒被覆管変形	膨れ・破裂は、燃料棒被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、SAFERコードから引き継ぐ対流伝達係数及び燃料の最大線出力密度などの解析条件を保守的に取り扱うことにより燃料棒被覆管温度は高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定は概ね保守的となる。	第1部SAFER

有効性評価資料					解析コード資料	
No.	事故シナリオグループ等	添付資料No.	解析コード名	重要現象	不確かさ	解析コード名 不確かさの妥当性確認について記載している章
6	TQUV	2.1.2	SAFER	沸騰・ポイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流、三次元初果 沸騰・ポイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流、三次元初果	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重畳する水位振動成分を除いて、実験結果と概ね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却(蒸気相冷却又は噴霧流冷却)の不確かさは20°C~40°C程度である。 また、原子炉圧力の評価において、ROSA-IIIでは、2MPaより低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し、LPCSスプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、低圧代替注水系を注水手段として用いる本事故シナリオでは考慮する必要のない不確かさである。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	4.2 TBL実験解析 4.3 ROSA-III実験解析 4.4 FIST-ABWR実験解析 4.5.1 重要現象への適用性 添付5 代替注水設備による炉心再冠水過程における熱伝達について
7	TQUV	2.1.2	SAFER	沸騰・凝縮・ポイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位(シュラウド外水位)に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコアス水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	4.4 FIST-ABWR実験解析 4.5.1 重要現象への適用性
8	TQUV	2.1.2	SAFER	冷却材放出(臨界流・差圧流)	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、圧力変化は実験結果と概ね同等の結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを想定する必要はない。	4.2 TBL実験解析 4.3 ROSA-III実験解析 4.4 FIST-ABWR実験解析 4.5.1 重要現象への適用性
9	TQUV	2.1.2	SAFER	ECOS注水(給水系・代替注水設備含む)	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。	4.1 重要現象に対する妥当性確認方法 5. 有効性評価への適用性
10	TQUV	2.1.2	MAAP	崩壊熱	入力値に含まれる。	4.1.1 崩壊熱[炉心(核)]

有効性評価資料					解析コード資料		
No.	事故シナリオグループ等	添付資料No.	解析コード名	重要現象	不確かさ	解析コード名	不確かさの妥当性確認について記載している章
11	TQUV	2.1.2	MAAP	ECOS注水(給水系・代替注水設備含む)	入力値に含まれる。	第5部MAAP	4.1.5 ECOS注水(給水系・代替注水設備含む)[原子炉圧力容器]、スプレイ冷却、サブプレッション・プール冷却[原子炉格納容器]
12	TQUV	2.1.2	MAAP	格納容器各領域間の流動	HDR実験解析では、格納容器圧力及び温度について、温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した。格納容器温度を十数%程度高め、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	第5部MAAP	4.2.3 HDR実験解析 4.2.4 CSTF実験解析
13	TQUV	2.1.2	MAAP	構造材との熱伝達及び内部熱伝導	格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析では、格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	第5部MAAP	4.2.3 HDR実験解析 4.2.4 CSTF実験解析
14	TQUV	2.1.2	MAAP	気液界面の熱伝導	格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析では、格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	第5部MAAP	4.2.3 HDR実験解析 4.2.4 CSTF実験解析
15	TQUV	2.1.2	MAAP	スプレイ冷却	入力値に含まれる。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさの影響はない。	第5部MAAP	4.1.5 ECOS注水(給水系・代替注水設備含む)[原子炉圧力容器]、スプレイ冷却、サブプレッション・プール冷却[原子炉格納容器]
16	TQUV	2.1.2	MAAP	格納容器ベント	入力値に含まれる。 MAAPコードでは格納容器ベントについては、設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え、格納容器各領域間の流動と同様の計算方法が用いられている。	第5部MAAP	3.3.4 格納容器モデル4.2.3 HDR実験解析 4.2.4 CSTF実験解析

有効性評価資料					解析コード資料		
No.	事故シナリオグループ等	添付資料No.	解析コード名	重要現象	不確かさ	解析コード名	不確かさの妥当性確認について記載している章
17	TQUX	2.2.3	MAAP	サブプレッジョンプール水冷却	入力値に含まれる。	第5部MAAP	4.1.5 ECCS注水(休水系・代替注水設備含む)原子炉圧力容器]、スプレイ冷却、サブプレッジョン・プール冷却[原子炉格納容器]
18	TC	2.5.3	REDY	核分裂出力	反応度フィードバック効果の不確かさに含まれる。	第3部REDY	4.2.1 核特性モデルと反応度モデル(ボイド、ドップラ)の妥当性確認
19	TC	2.5.3	REDY	動的ボイド係数の保守因子 動的ドップラ係数の保守因子	動的ボイド係数の保守因子 動的ドップラ係数の保守因子	第3部REDY	添付5 原子炉停止機能喪失事象での反応度係数(REDYコード用)の保守因子について
20	TC	2.5.3	REDY	反応度フィードバック効果	高温停止に必要なボロン反応度: $-3\% \Delta k$	第3部REDY	4.2.2 反応度モデル(ボロン)の妥当性確認
21	TC	2.5.3	REDY	崩壊熱	1 秒後+0.8%/-0.1%	第3部REDY	4.2.3 崩壊熱モデルの妥当性確認
22	TC	2.5.3	REDY	沸騰・ボイド率変化	炉心流量補正 : 補正無し/最大補正 二次関数	第3部REDY	4.3.2 炉心平均ボイド率の炉心流量補正モデルに係わる妥当性確認
23	TC	2.5.3	REDY	冷却材流量変化(強制循環時)	再循環ポンプ慣性時定数 : $+10\%/-10\%$	第3部REDY	4.4.1 再循環系モデルの実機試験結果との比較による妥当性確認その1

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

		有効性評価資料				解析コード資料	
No.	事故シナリオグループ等	添付資料No.	解析コード名	重要現象	不確かさ	解析コード名	不確かさの妥当性確認について記載している章
24	TC	2.5.3	REDY	冷却材流量変化(自然循環時)	モデルの仮定に含まれる。	第3部REDY	4.4.2 再循環系モデルの実機試験結果との比較による妥当性確認その2 4.4.3 再循環系モデルの実機試験結果との比較による妥当性確認その3
25	TC	2.5.3	REDY	冷却材放出(臨界流・差圧流)	逃がし弁流量 : +16.6%	第3部REDY	4.4.4 逃がし安全弁モデルの実機試験結果との比較による妥当性確認
26	TC	2.5.3	REDY		給水エンタルピー : モデルの仮定に含まれる。	第3部REDY	4.4.5 給水系モデルの妥当性確認
27	TC	2.5.3	REDY	ECOS 注水(給水系・代替注水設備含む)	高圧炉心スプレイ系流量 : 入力値に含まれる。	第3部REDY	記載なし(高圧炉心スプレイ系の流量は、ポンプの性能特性を考慮した大きめの注水流量特性を設定するため、不確かさは入力値に含まれる。)
28	TC	2.5.3	REDY		サブレーションプール水温の初期エンタルピー: -104kJ/kg (-25°C)	第3部REDY	4.4.5 給水系モデルの妥当性確認
29	TC	2.5.3	REDY	ほう酸水の拡散	保守的値を使用	第3部REDY	4.4.6ほう酸水拡散モデルの妥当性確認
30	TC	2.5.3	REDY	サブレーションプール水冷却	モデルの仮定に含まれる。	第3部REDY	4.5原子炉格納容器における重要現象の妥当性確認
31	TC	2.5.3	SCAT	出力分布変化	入力値に含まれる。解析コードでは保守的に中央ピークに基づき軸方向出力分布を代表的に入力するため、燃料被覆管温度は高く評価される。	第4部SCAT	4.1 重要現象に対する妥当性確認方法
32	TC	2.5.3	SCAT	燃料棒内温度変化	入力値に含まれる。解析コードでは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高めに入力するため、過渡的な遷移沸騰時の燃料被覆管温度は高めに評価されるが有意ではない。	第4部SCAT	4.1 重要現象に対する妥当性確認方法

有効性評価資料					解析コード資料	
No.	事故シナリオグループ等	添付資料No.	解析コード名	重要現象	不確かさ	解析コード名
33	TC	2.5.3	SCAT	燃料棒表面熱伝達	解析コードは燃料棒表面熱伝達を概ね保守的に評価する相関式(修正Dougall-Rohsenow式)を採用したことに加え、輻射熱伝達を無視しているため燃料棒表面の熱伝達係数は概ね小さく評価される。	第4部SCAT
34	TC	2.5.3	SCAT	沸騰遷移	入力条件に含まれる。解析コードでは沸騰遷移が生じ易い条件として、初期条件を運転制限(MCPR)となるバンドル出力及びバンドル流量とし、SLMCPRを基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するように設定しているため、燃料棒表面温度は概ね高めに評価される。	第4部SCAT
35	TC	2.5.3	SCAT	気液熱非平衡	解析コードでは沸騰遷移後の熱伝達を概ね保守的に評価する相関式(修正Dougall-Rohsenow式)を適用し、加えて輻射熱伝達を無視しているため、蒸気温度を飽和として熱伝達を取り扱っても燃料棒表面温度は概ね高めに評価される。このため、燃料棒表面温度に対する気液の熱的非平衡の影響を概ね保守的に取り扱っているとしてよい。	第4部SCAT
36	過圧・過温	3.1.2.6	MAAP	崩壊熱	入力値に含まれる。	第5部MAAP
37	過圧・過温	3.1.2.6	MAAP	燃料棒内温度変化	TMI事故解析における炉心ヒートアップ時の水素ガス発生、炉心領域での溶融進展状態について、TMI事故分析結果と良く一致することを確認した。	第5部MAAP
38	過圧・過温	3.1.2.6	MAAP	燃料棒表面熱伝達	CORA実験解析における、燃料棒覆管、制御棒及びチャネルボックスの温度変化について、測定データと良く一致することを確認した。	
39	過圧・過温	3.1.2.6	MAAP	燃料棒表面酸化	炉心ヒートアップ速度の増加(被覆管酸化の促進)を想定し、仮想的な厳しい振り幅ではあるが、ジルコニウム-水反応速度の係数を2倍とした感度解析により影響を確認した。TQUV、大破断LOCAシナケースとも炉心溶融の開始時刻への影響は小さい。	第5部MAAP
40	過圧・過温	3.1.2.6	MAAP	燃料棒表面管変形	炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時刻は、ほぼ変化しない。	

有効性評価資料					解析コード資料			
No.	事故シナリオグループ等	添付資料No.	解析コード名	重要現象	不確かさ	解析コード名	不確かさの妥当性確認について記載している章	
41	過圧・過温	3.1.2.6	MAAP	沸騰・ポイド率変化	TQUSシナリオケケンス及び中/小破断LOCAシナリオケケンスに対して、MAAPコードとSAFERコードの比較を行い、以下の傾向を確認した。 ・MAAPコードではSAFERコードで考慮しているCCFLを取り扱っていないこと等から水位変化に差異が生じたものの水位低下幅はMAAPコードの方が保守的であり、その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は両コードで同等である。	第5部MAAP	4.3.1 沸騰・ポイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流[炉心(熱流動)]	
42	過圧・過温	3.1.2.6	MAAP	気液分離(水位変化)・対向流				
43	過圧・過温	3.1.2.6	MAAP	ECOS注水(給水系・代替注水設備含む)	入力値に含まれる。	第5部MAAP	4.1.5 ECOS注水(給水系・代替注水設備含む)[原子炉圧力容器]、スプレイ冷却、サブレーション・プール冷却[原子炉格納容器]	
44	過圧・過温	3.1.2.6	MAAP	格納容器各領域間の流動	HDR実験解析では、格納容器圧力及び温度について、温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した。格納容器雰囲気温度を十数%程度高めに、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。 格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析では、格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	第5部MAAP	4.2.3 HDR実験解析 4.2.4 CSTF実験解析	
45	過圧・過温	3.1.2.6	MAAP	構造材との熱伝達及び内部熱伝導			第5部MAAP	4.2.3 HDR実験解析 4.2.4 CSTF実験解析
46	過圧・過温	3.1.2.6	MAAP	気液界面の熱伝導			第5部MAAP	4.2.3 HDR実験解析
47	過圧・過温	3.1.2.6	MAAP	スプレイ冷却	入力値に含まれる。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至るところから伝熱モデルの不確かさは少ない。	第5部MAAP	4.1.5 ECOS注水(給水系・代替注水設備含む)[原子炉圧力容器]、スプレイ冷却、サブレーション・プール冷却[原子炉格納容器]	

有効性評価資料					解析コード資料	
No.	事故シナリオグループ等	添付資料No.	解析コード名	重要現象	不確かさ	解析コード名
48	過圧・過温	3.1.2.6	MAAP	サブレーション・プール冷却	入力値に含まれる。	第5部MAAP
49	過圧・過温	3.1.2.6	MAAP	リロケーション	<ul style="list-style-type: none"> ・TMI事故解析における炉心領域での溶融進展状態について、TMI事故分析結果と一致することを確認した。 ・リロケーションの進展が早まることを想定し、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により影響を確認した。 ・TQUV、大破断LOCAシナシスとも、炉心溶融時刻、原子炉圧力容器破損時刻への影響が小さいことを確認した。 	4.2.1 TMI事故解析 4.3.3 リロケーション[原子炉圧力容器(炉心損傷後)] 添付1 4. 感度解析と評価
50	過圧・過温	3.1.2.6	MAAP	構造材との熱伝達		第5部MAAP
51	過圧・過温	3.1.2.6	MAAP	原子炉圧力容器内FP挙動	PHEBUS-FP実験解析により、FP放出の開始時間を良く再現できているものの、燃料被覆管温度を高めめに評価することにより、急激なFP放出を示す結果となった。ただし、この原因は実験における小規模な炉心体系の機械によるものであり、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると考えられる。	4.2.1 TMI事故解析 4.3.3 リロケーション[原子炉圧力容器(炉心損傷後)] 添付1 4. 感度解析と評価
52	過圧・過温	3.1.2.6	MAAP	原子炉格納容器内FP挙動	ABCOVE実験解析により、格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認した。	4.2.7 PHEBUS-FP実験解析 4.2.8 ABCOVE実験解析

有効性評価資料					解析コード資料		
No.	事故シナリオグループ等	添付資料No.	解析コード名	重要現象	不確かさ	解析コード名	不確かさの妥当性確認について記載している章
53	過圧・過温	3.1.3.6	MAAP	格納容器ベント	入力値に含まれる。MAAPコードでは格納容器ベントについては、設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え、格納容器各領域間の流動と同様の計算方法が用いられている。	第5部MAAP	3.3.4 格納容器モデル 4.1.4 格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、格納容器ベント[原子炉格納容器] 4.2.3 HDR実験解析 4.2.4 CSTF実験解析
54	DCH	3.2.4	MAAP	冷却材放出(臨界流・差圧流)	逃がし安全弁からの流量は、設計値に基づいて計算される。	第5部MAAP	3.3.5 安全系モデル 4.1.3 冷却材放出(臨界流・差圧流)[原子炉圧力容器]
55	DCH	3.2.4	MAAP	原子炉圧力容器内FCI(溶融炉心細粒化)	原子炉圧力容器内FCIに影響する項目として溶融ジェット径、エンタレインメント係数及びデブリ粒子径をパラメータとして感度解析を行い、いずれについても、原子炉圧力容器破壊時点での原子炉圧力に対する感度が小さいことを確認した。	第5部MAAP	4.3.4 原子炉圧力容器内FCI(溶融炉心細粒化、デブリ粒子熱伝達)[原子炉圧力容器(炉心損傷後)]
56	DCH	3.2.4	MAAP	原子炉圧力容器内FCI(デブリ粒子熱伝達)			添付1 4. 感度解析と評価
57	DCH	3.2.4	MAAP	下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達	・TMI事故解析における下部プレナムの温度挙動について、TMI事故分析結果と良く一致することを確認した。 ・下部プレナム内の溶融炉心と上面水プールとの間の限界熱流束、下部プレナムギムキヤップ除熱量に係る係数に対する感度解析を行い、原子炉圧力容器破壊時刻等の事象進展に対する影響が小さいことを確認した。	第5部MAAP	4.2.1 TMI事故解析 4.3.5 下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達[原子炉圧力容器(炉心損傷後)]
58	DCH	3.2.4	MAAP	原子炉圧力容器破壊	原子炉圧力容器破壊に影響する項目として、制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破壊判定に用いる最大ひずみ(しきい値)をパラメータとした感度解析を行い、原子炉圧力容器破壊時刻が約13分早まることを確認した。ただし、仮想的な厳しい条件に基づく解析結果であり、実機における影響は十分小さいと判断される。	第5部MAAP	4.3.6 原子炉圧力容器破壊[原子炉圧力容器(炉心損傷後)] 添付1 4. 感度解析と評価

有効性評価資料					解析コード資料		
No.	事故シナリオグループ等	添付資料No.	解析コード名	重要現象	不確かさ	解析コード名	不確かさの妥当性確認について記載している章
59	FCI	3.3.4	MAAP	原子炉圧力容器外FCI(溶融炉心細粒化)	原子炉圧力容器外FCI現象に関する項目としてエントレインメント係数及びデブリ粒子径をパラメータとして感度解析を行い、原子炉圧力容器外FCIにより生じる圧カスバイクへの感度が小さいことを確認した。	第5部MAAP	4.3.4 原子炉圧力容器内FCI(溶融炉心細粒化、デブリ粒子熱伝達)[原子炉圧力容器(炉心損傷後)] 添付2 5. 感度解析と評価
60	FCI	3.3.4	MAAP	原子炉圧力容器外FCI(デブリ粒子熱伝達)			
61	MCCI	3.5.2	MAAP	格納容器下部床面での溶融炉心の拡がり	溶融炉心の拡がり実験や評価に関する知見に基づき、落下した溶融炉心は床全体に均一に拡がると想定される。ただし、堆積形状の不確かさが想定されるため、個別プラントのベデスタル形状や事前水強りの深さを踏まえて、拡がりを抑制した感度解析等の取扱いを行うことが適切と考えられる。	第5部MAAP	4.3.8 格納容器下部床面での溶融炉心の拡がり、溶融炉心と格納容器下部プール水との伝熱、溶融炉心とコンクリートの伝熱、コンクリート分解及び非凝縮性ガスの発生[原子炉格納容器(炉心損傷後)] 添付3 4. 評価モデルと不確かさに関する整理 付録4 溶融物の拡がり実験
62	MCCI	3.5.2	MAAP	溶融炉心と格納容器下部プール水の伝熱	溶融炉心・コンクリート相互作用への影響の観点で、エントレインメント係数、上面熱流束及び溶融プールからクラストへの熱伝達係数をパラメータとした感度解析を行った。評価の結果、コンクリート侵食量に対して上面熱流束の感度が支配的であることを確認した。また、上面熱流束を下限値とした場合でも、コンクリート侵食量が22.5cm程度に収まることを確認した。 上記の感度解析は、想定される範囲で厳しい条件を与えて感度を確認したものであり、不確かさを考慮しても実機でのコンクリート侵食量は感度解析よりも厳しくなることはないと考えられる。	第5部MAAP	4.3.8 格納容器下部床面での溶融炉心の拡がり、溶融炉心と格納容器下部プール水との伝熱、溶融炉心とコンクリートの伝熱、コンクリート分解及び非凝縮性ガスの発生[原子炉格納容器(炉心損傷後)] 添付3 5. 感度解析と評価 6. まとめ

有効性評価面資料					解析コード資料	
No.	事故シナリオグループ等	添付資料No.	解析コード名	重要現象	不確かさ	解析コード名
63	MCCI	3.5.2	MAAP	溶融炉心とコンクリートの伝熱	ACE実験解析及びSURC-4実験解析より、溶融炉心堆積状態が既知である場合の溶融炉心とコンクリートの伝熱及びそれに伴うコンクリート侵食挙動について妥当に評価できることを確認した。 実験で確認されている侵食の不均一性については、実験における侵食のばらつきがMAAPコードの予測侵食量の20%の範囲内に収まっていることから、上面熱流束の感度に比べて影響が小さいことを確認した。	第5部MAAP
64	MCCI	3.5.2	MAAP	コンクリート分解及び非凝縮性ガス発生	ACE実験解析及びSURC-4実験解析より、溶融炉心堆積状態が既知である場合の溶融炉心とコンクリートの伝熱及びそれに伴うコンクリート侵食挙動について妥当に評価できることを確認した。 実験で確認されている侵食の不均一性については、実験における侵食のばらつきがMAAPコードの予測侵食量の20%の範囲内に収まっていることから、上面熱流束の感度に比べて影響が小さいことを確認した。	第5部MAAP
65	RIA	5.4.3	APEX	核分裂出力	考慮しない	第6部APEX

有効性評価資料						解析コード資料	
No.	事故シナリオグループ等	添付資料No.	解析コード名	重要現象	不確かさ	解析コード名	不確かさの妥当性確認について記載している章
66	RIA	5.4.3	APEX	出力分布変化	考慮しない	第6部APEX	4.1.1炉心(核)における重要現象の確認方法
67	RIA	5.4.3	APEX	反応度フィードバック効果	<ul style="list-style-type: none"> ドップラ反応度フィードバック効果:7~9% 実効遅発中性子割合:約4% 	第6部APEX	4.3 実効共鳴積分測定に関するHelstrandの実験式との比較 4.4 MISTRAL臨界試験との比較
68	RIA	5.4.3	APEX	制御棒反応度効果	<ul style="list-style-type: none"> 制御棒反応度:9% 実効遅発中性子割合:約4% 	第6部APEX	4.4 MISTRAL臨界試験との比較 4.5 BWR実機での制御棒価値測定試験との比較
69	RIA	5.4.3	APEX	燃料棒内温度変化	考慮しない	第6部APEX	4.1.2炉心(燃料)における重要現象の確認方法
70	RIA	5.4.3	APEX	燃料棒表面熱伝達	考慮しない	第6部APEX	4.1.2炉心(燃料)における重要現象の確認方法
71	RIA	5.4.3	APEX	沸騰遷移	考慮しない	第6部APEX	4.1.2炉心(燃料)における重要現象の確認方法

139. 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」及び「高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」における代替循環冷却系への切替え操作について

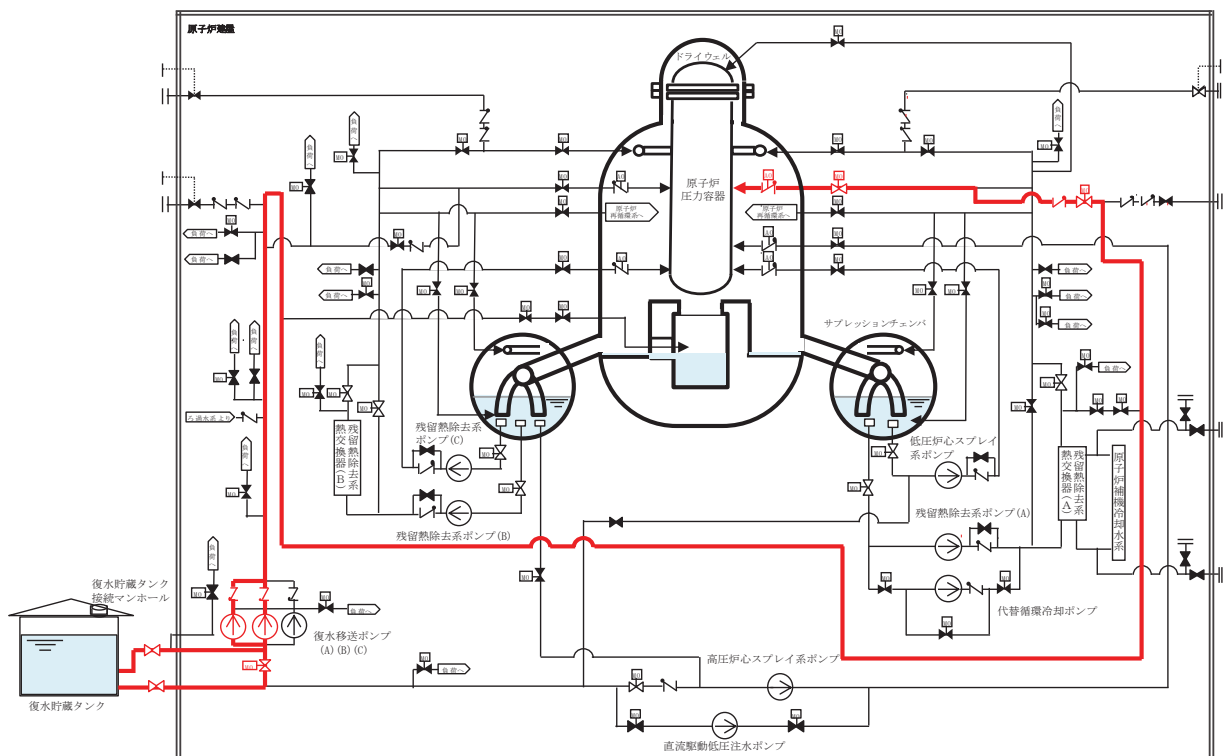
有効性評価「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）」及び「高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において、事象発生から 24 時間が経過した時点で、代替循環冷却系の運転を開始し、安定状態に向けた対策として整備している。

下図に代替循環冷却系への切替え手順の概要を示す。

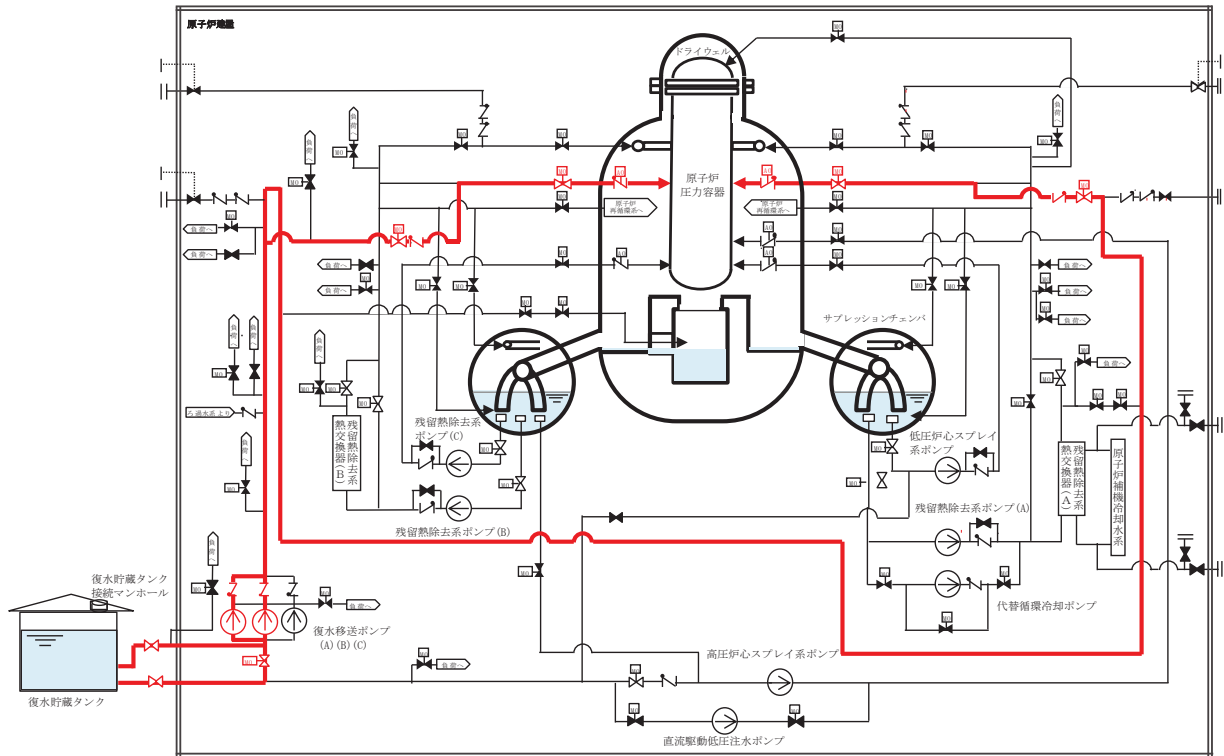
1. 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）

有効性評価では、代替循環冷却系へ切り替える前の状態として、低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉压力容器（以下「RPV」という。）への注水を行っており、この状態からの切替え手順の概要を示す。

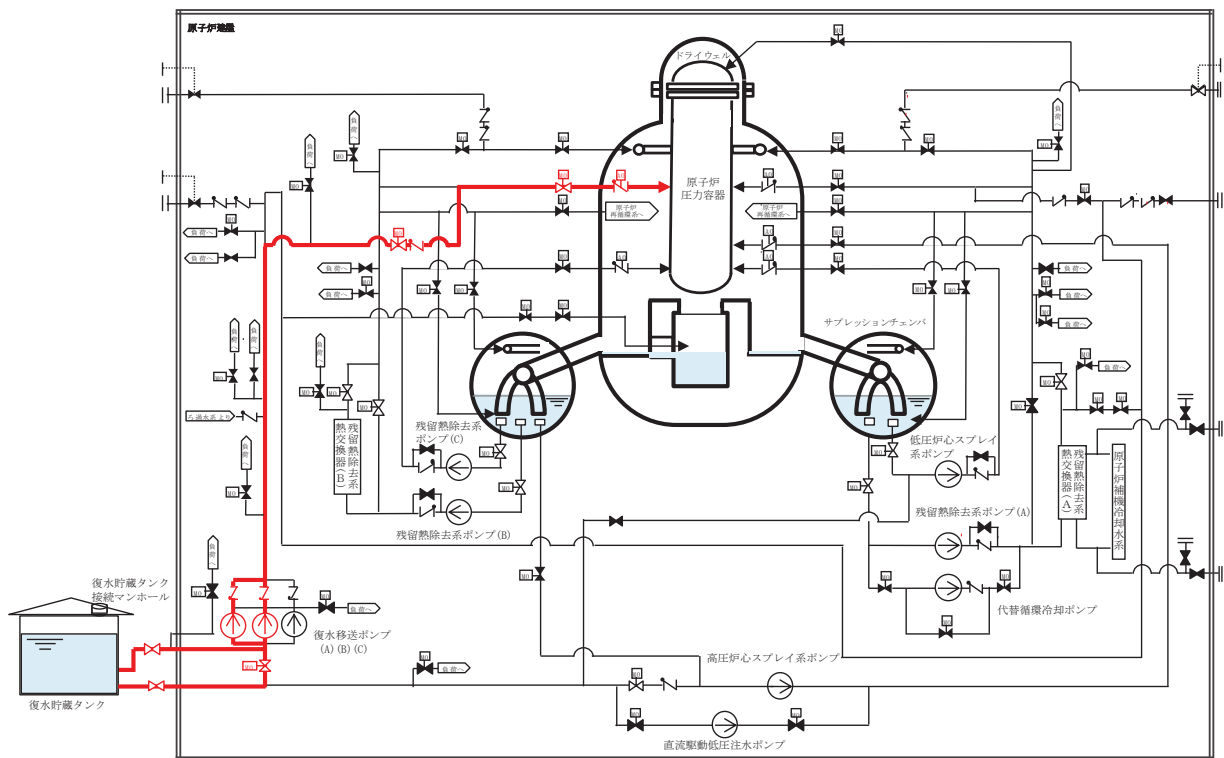
① 切替え前（低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による RPV への注水（残留熱除去系（以下「RHR」という。）A 系 注入配管）



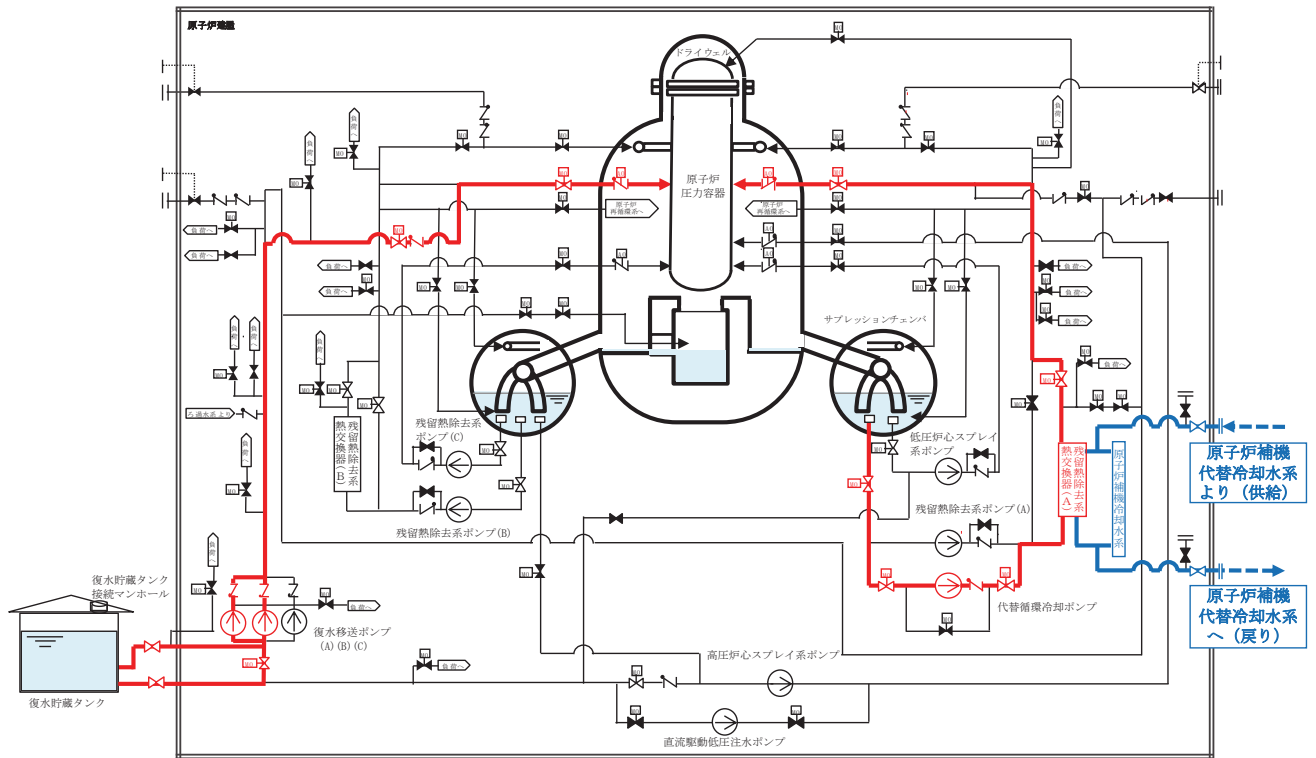
- ② 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による RPV への注水（RHR A 系注入配管から RHR B 系注入配管へ切替え）その 1



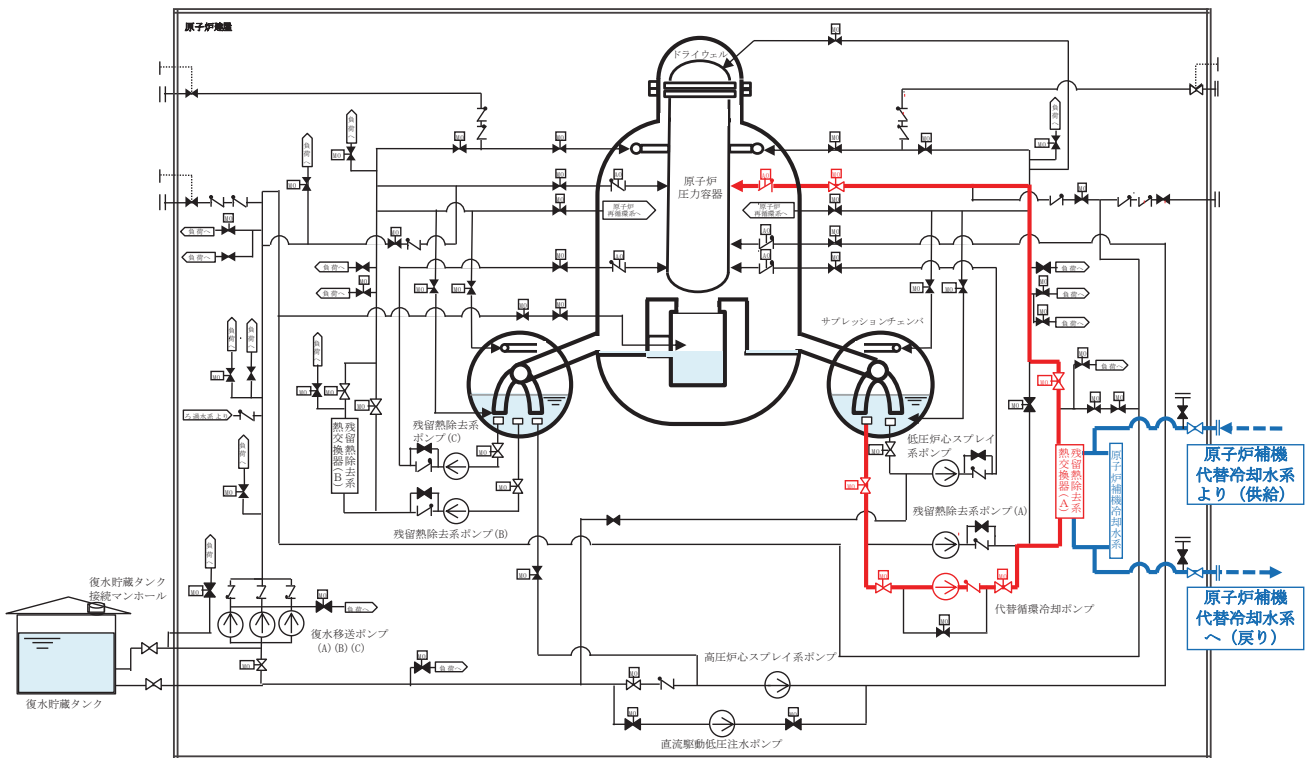
- ③ 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による RPV への注水（RHR A 系注入配管から RHR B 系注入配管へ切替え）その 2



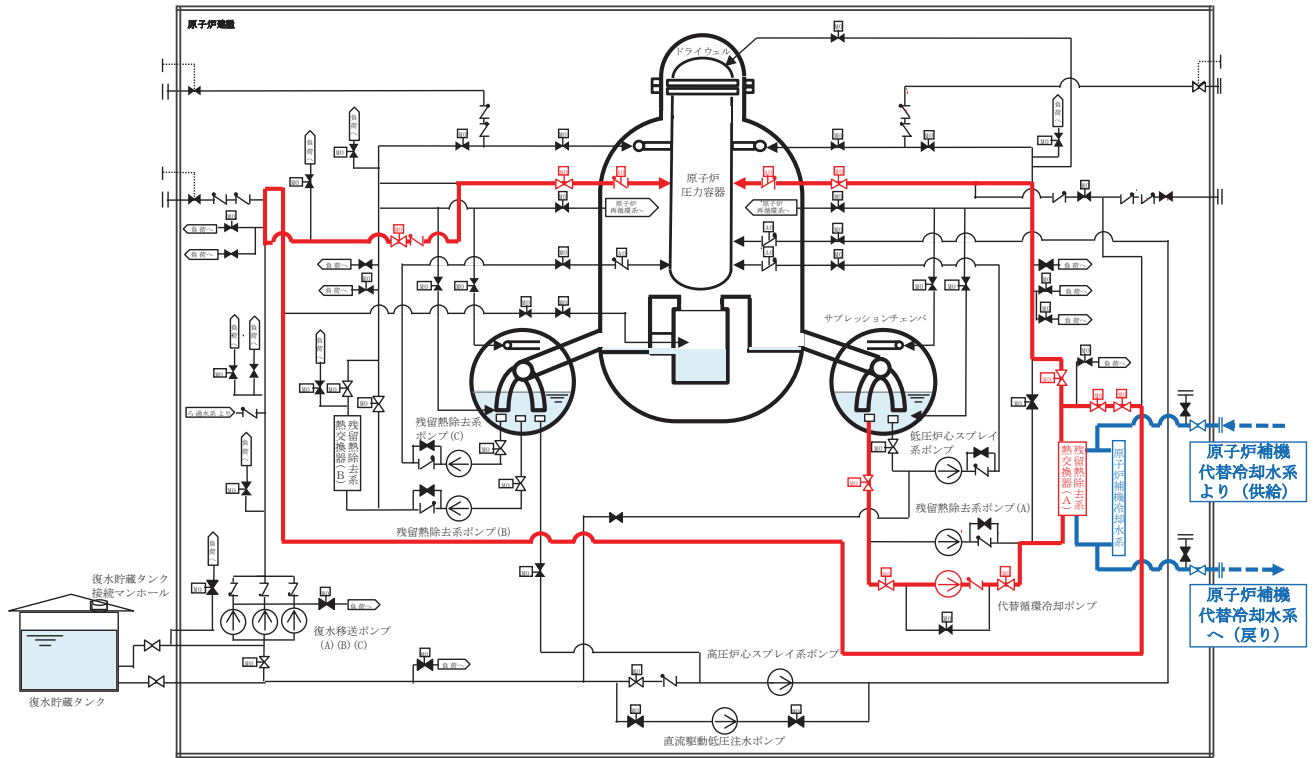
④ 代替循環冷却系起動 (RPV への注水)



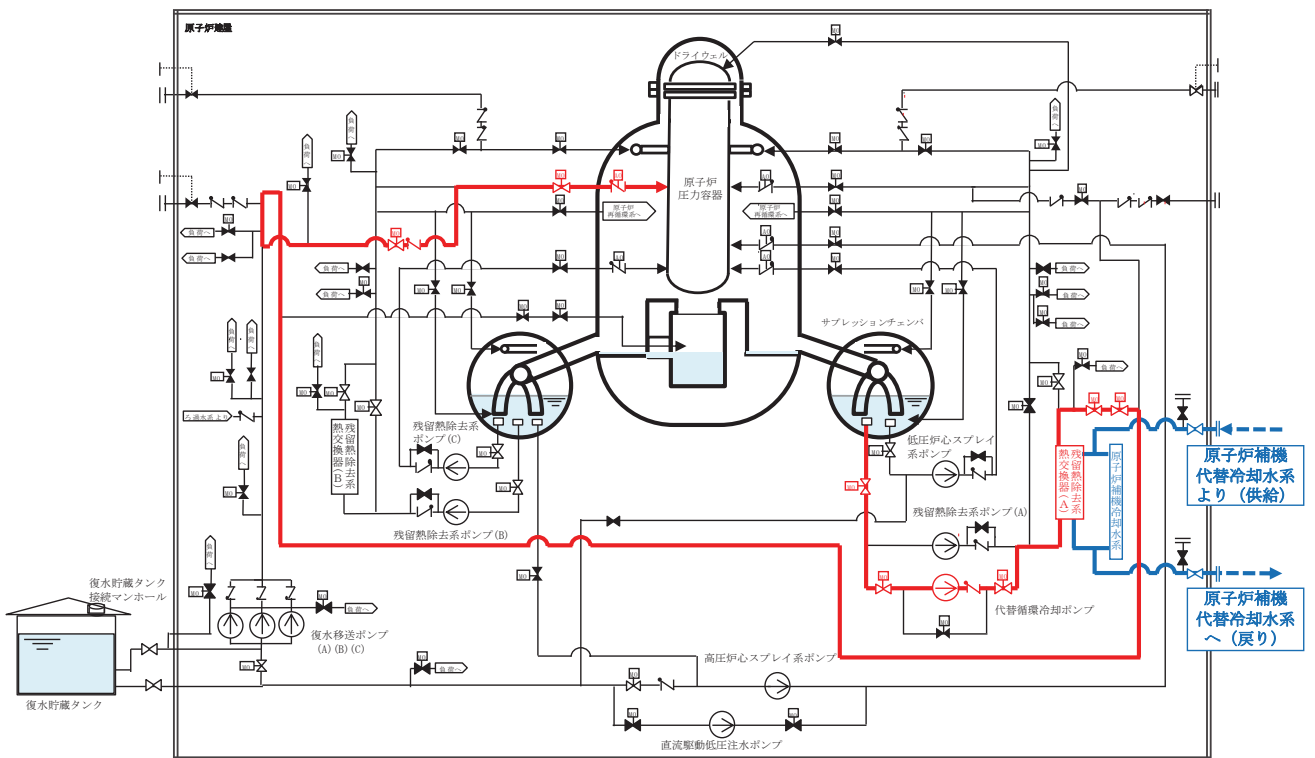
⑤ 低圧代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ) による RPV への注水停止



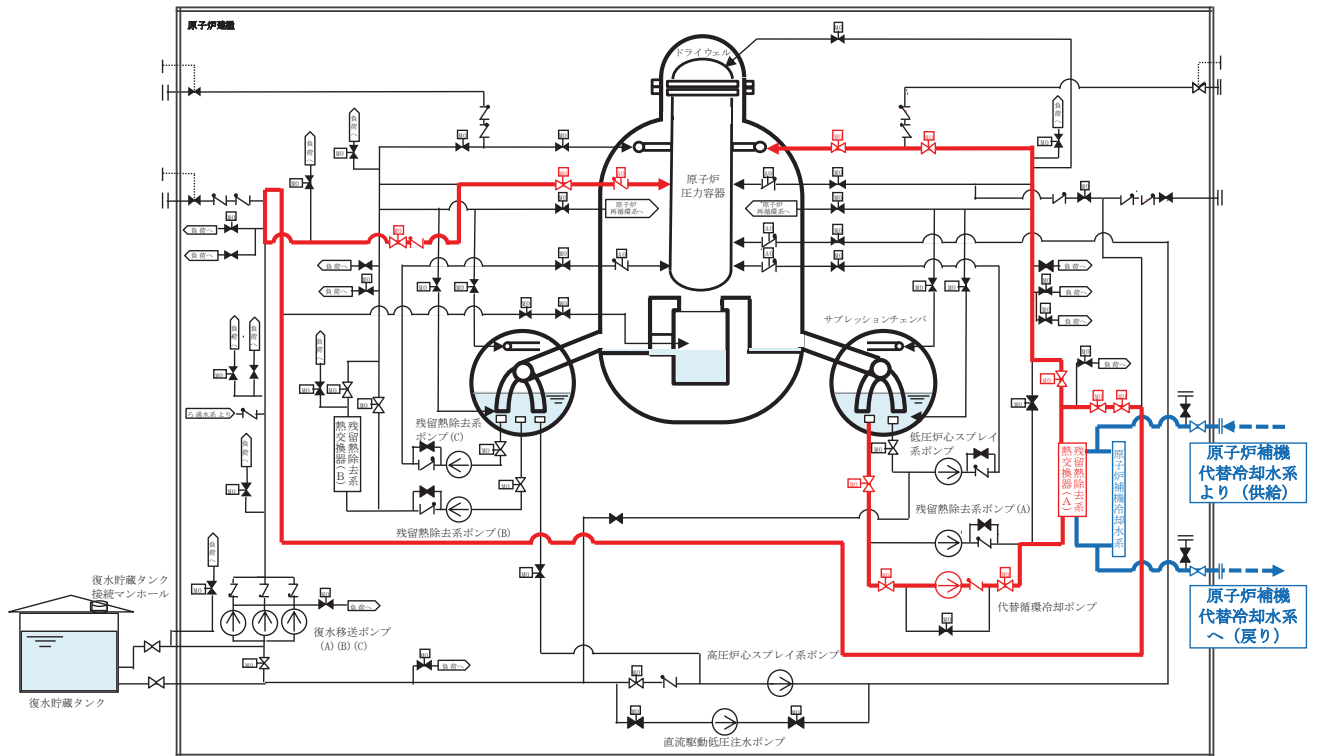
⑥ 代替循環冷却系による RPV への注水ライン切替え (RHR A 系注入配管から RHR B 系注入配管) その 1



⑦ 代替循環冷却系による RPV への注水ライン切替え (RHR A 系注入配管から RHR B 系注入配管) その 2



⑧ 代替循環冷却系による RPV への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイ開始

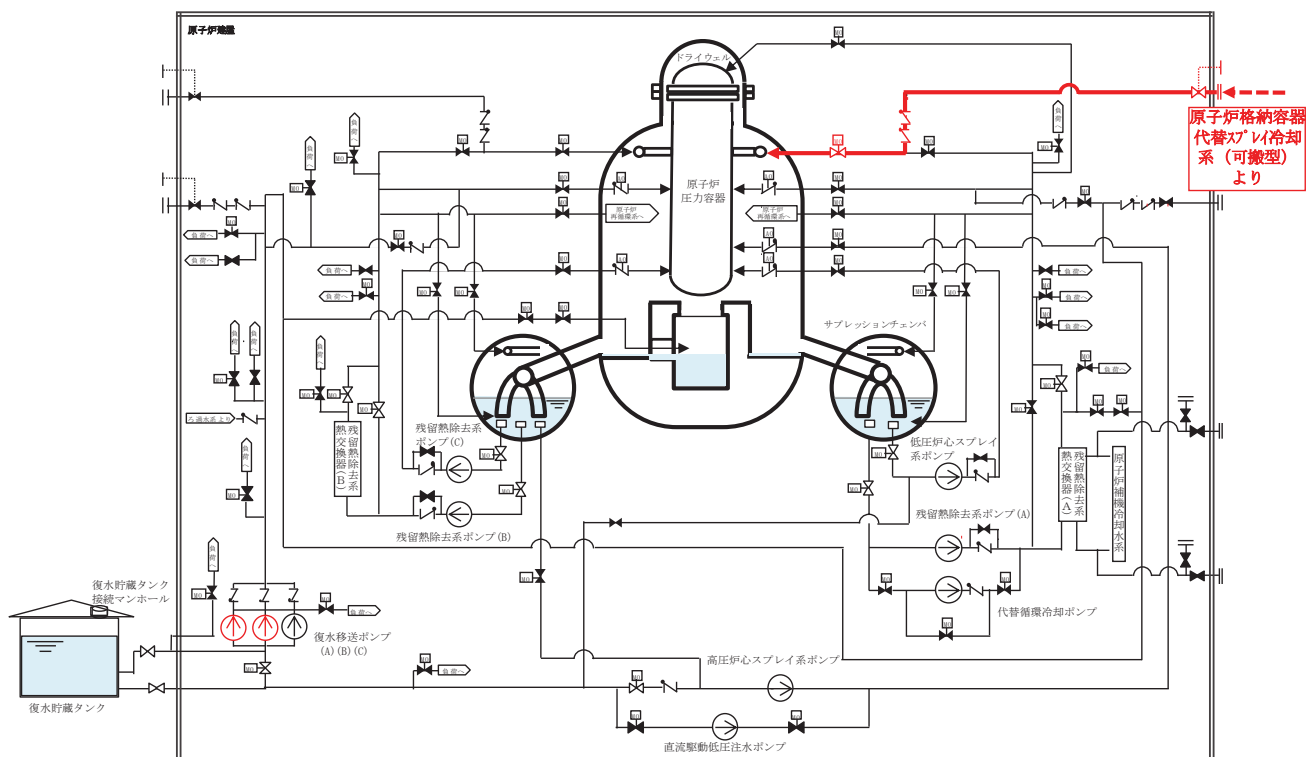


2. 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

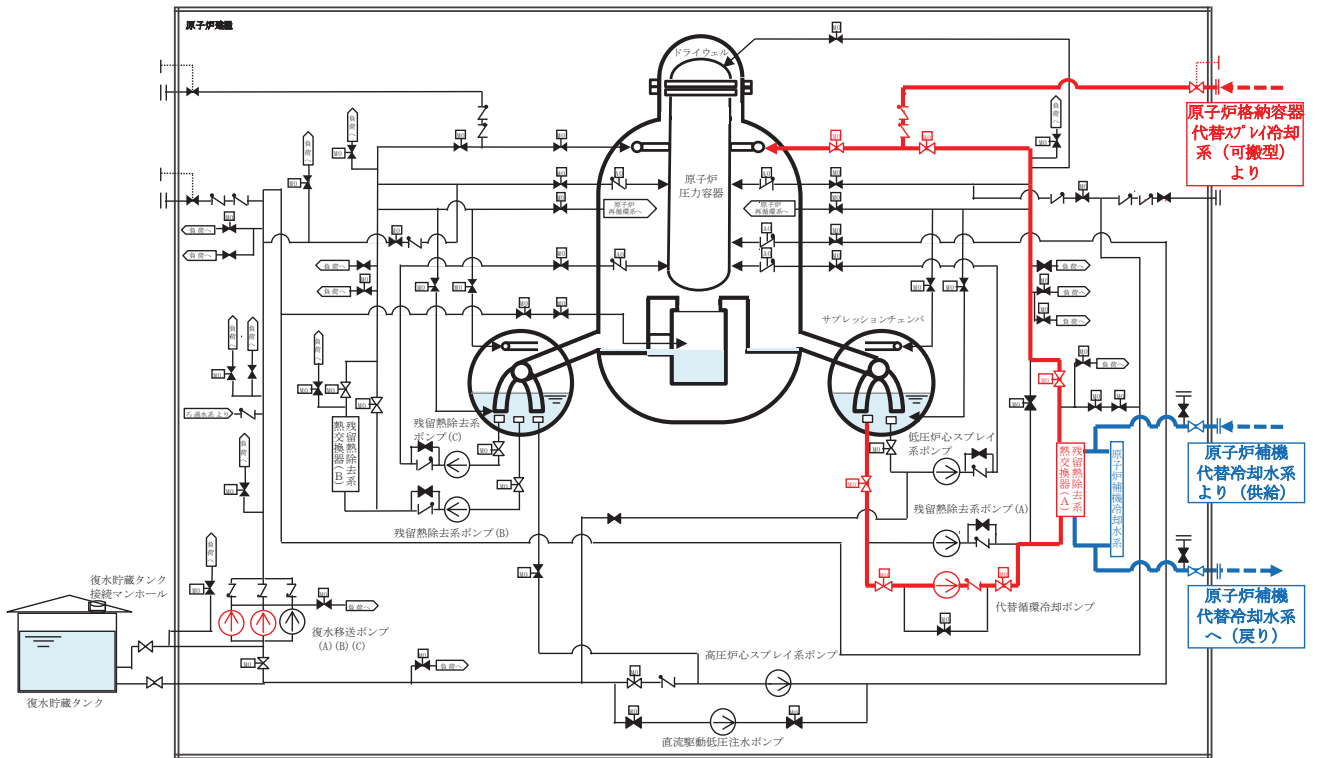
有効性評価では、代替循環冷却系へ切り替える前の状態として、格納容器代替スプレー冷却系（可搬型）による格納容器冷却を行っており、この状態からの切替え手順の概要を示す。

なお、復水移送ポンプは原子炉格納容器下部注水系（常設）として使用するため運転中であるが、格納容器スプレーによりドライウェル水位が確保されているため原子炉格納容器下部への注水は実施していない状態となっている。

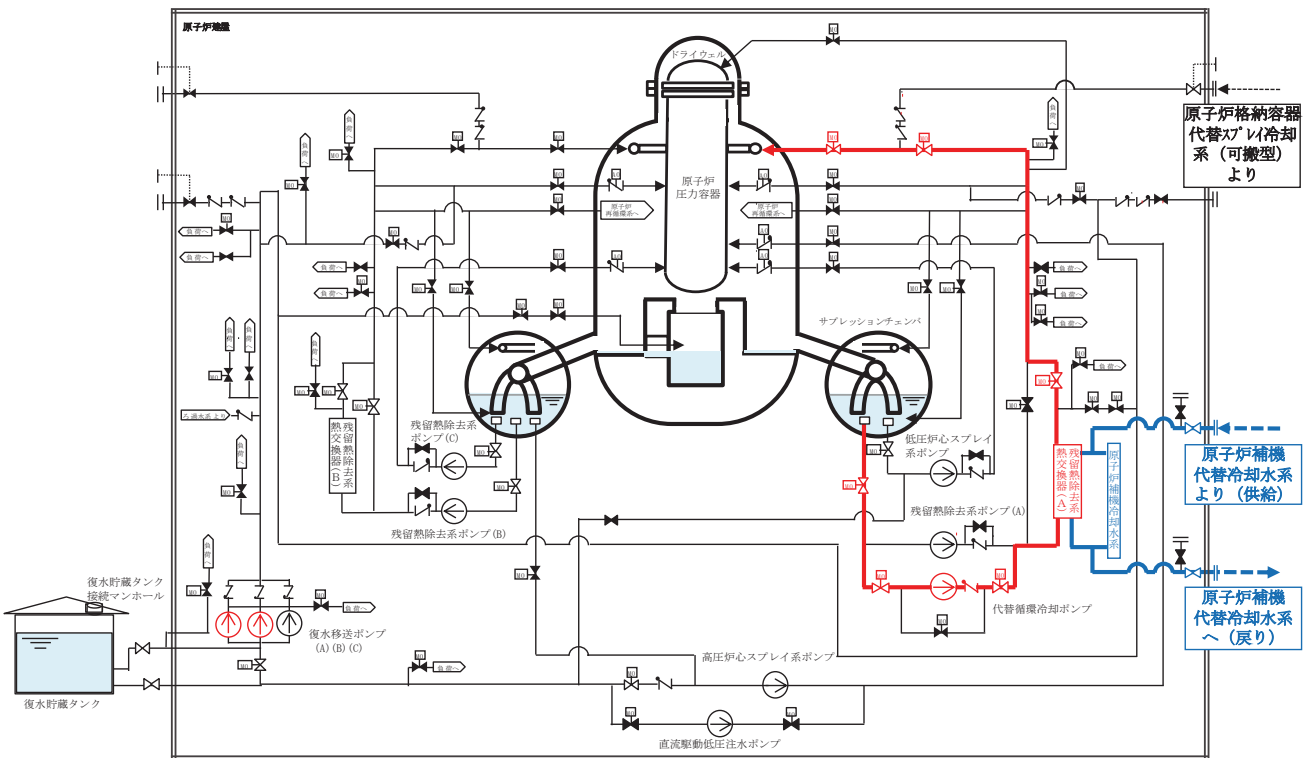
① 切替え前（原子炉格納容器代替スプレー冷却系（可搬型）による格納容器冷却（RHR A系スプレー配管））



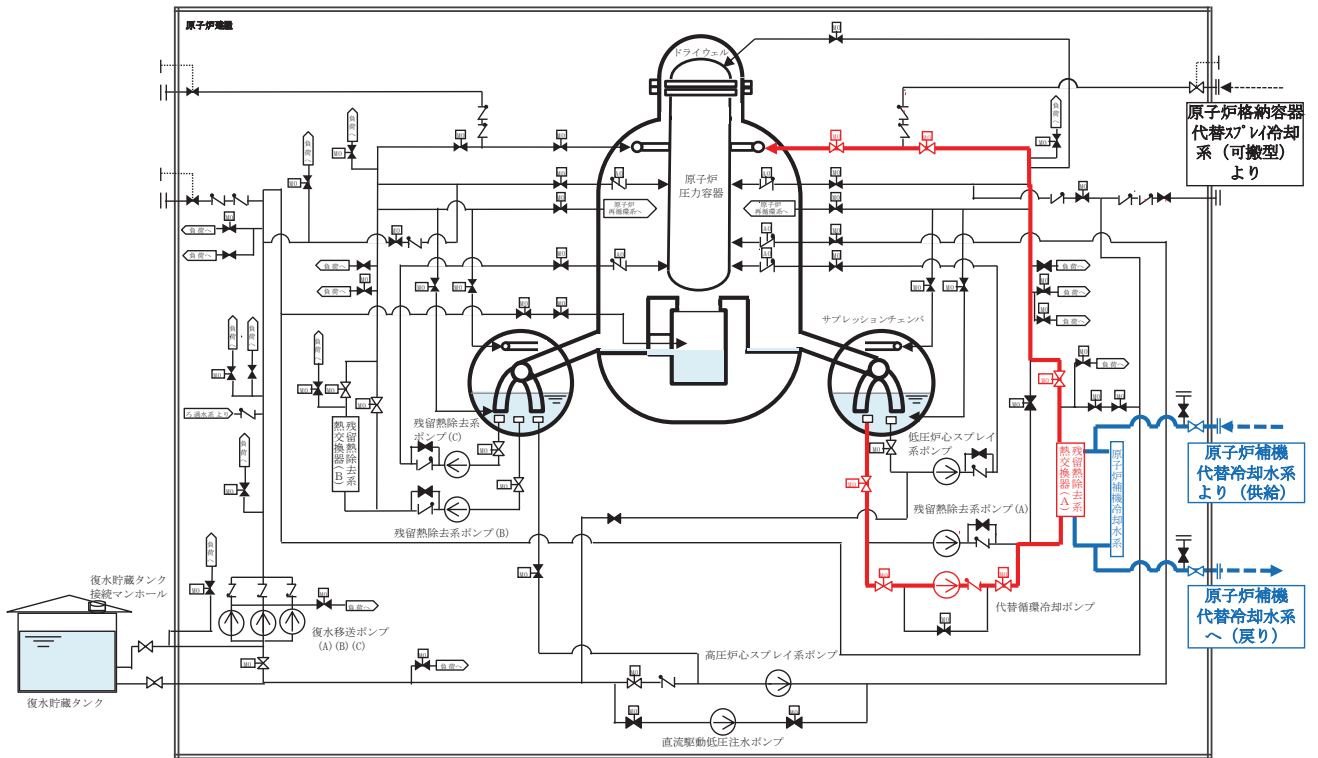
② 代替循環冷却系起動（原子炉格納容器内へのスプレイ）



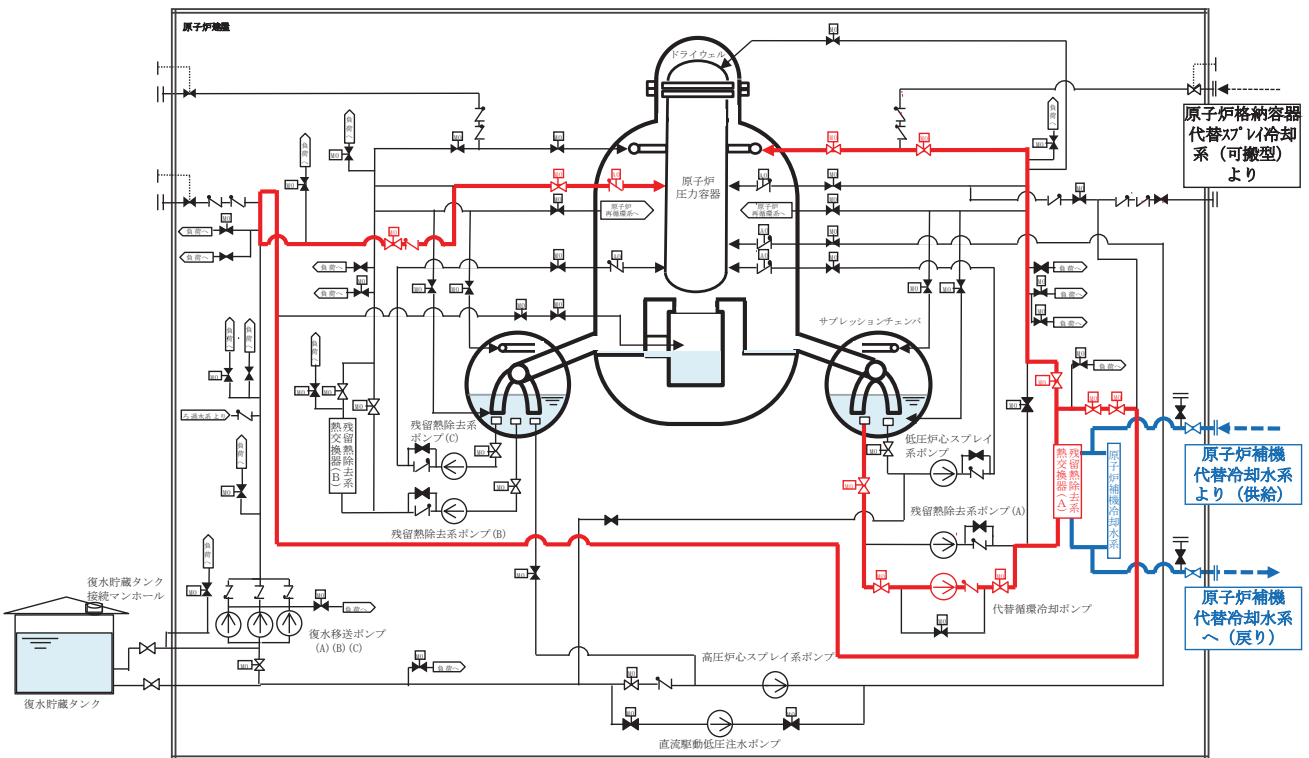
③ 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却停止（格納容器冷却の停止は屋外の注水用ヘッダの手動弁を全閉操作する）



④ 復水移送ポンプの停止

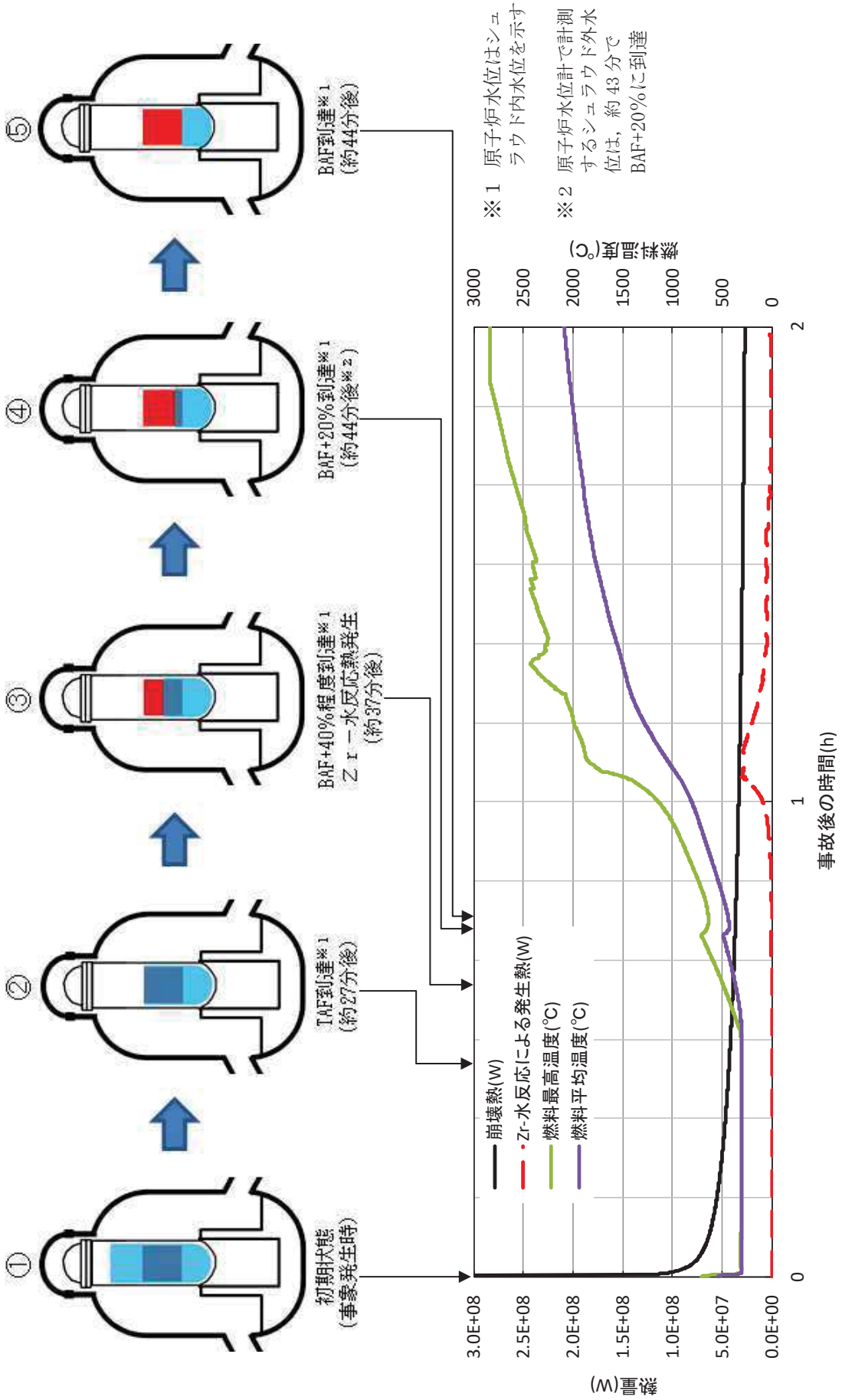


⑤ 代替循環冷却系による RPV への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイ開始



140. ジルコニウム (Zr) - 水反応時の炉心損傷状態について

「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」における崩壊熱、Zr-水反応による発生熱、燃料温度及び炉心損傷状態の概念図を以下に示す。



143. 水蒸気爆発実験と実プラントの水蒸気爆発評価におけるエネルギー変換効率の比較について

1. はじめに

水蒸気爆発時の発生エネルギーを議論するうえで、デブリの持つ熱エネルギーが機械的エネルギーに変換されるエネルギー変換効率は重要なパラメータであり、各研究機関で実施された水蒸気爆発実験においても、実験時に確認されたパラメータに基づきエネルギー変換効率が評価されている。また、水蒸気爆発解析において、粗混合過程、爆発過程の解析モデルの妥当性を確認するためのベンチマークの一つとして、実験時に確認されているエネルギー変換効率との比較が実施されている。

本資料では、水蒸気爆発実験と実プラントの水蒸気爆発評価におけるエネルギー変換効率の比較結果をまとめる。

2. 水蒸気爆発実験でのエネルギー変換効率

(1) エネルギー変換効率について

一般的には以下の式①によりエネルギー変換効率は評価されている。

$$\textcircled{1} \text{ エネルギー変換効率(\%)} = \text{機械的エネルギー} / \text{デブリの持つ熱エネルギー} \times 100$$

機械的エネルギー：試験容器内の温度、圧力挙動からの評価、構造材への荷重評価等より機械的エネルギーを評価

デブリの持つ熱エネルギー：落下させる全デブリ質量、温度、比熱からデブリの持つ保有エネルギーを評価

上式①に基づくエネルギー変換効率は、粗混合過程と爆発過程の二つのプロセスが影響するパラメータとして扱う必要がある。粗混合過程は、落下デブリ質量に対して、デブリ注入速度、プール水位等といった実験条件が、粗混合融体質量に大きく影響する。一方、爆発過程は、粗混合粒子の微細化から爆発的な伝熱挙動といった物理現象であるため、体系等の実験条件の影響は低いと考えられる。

したがって、以下の式②により定義されたエネルギー変換効率を用いることで、実験条件の影響を小さくできると考える。

$$\textcircled{2} \text{ エネルギー変換効率(\%)} = \text{機械的エネルギー} / \text{粗混合融体の持つ熱エネルギー} \times 100$$

粗混合融体の持つ熱エネルギー：温度がデブリ融点以上かつボイド率 0.75% 以下の領域に存在する融体質量のエネルギー

(2) TROI 実験におけるエネルギー変換効率

UO₂デブリを用いた水蒸気爆発実験において、比較的高いエネルギー変換効率が確認されている TROI 実験を対象に式②でエネルギー変換効率を評価した結果を表 1 に示す。

表 1 TROI 実験におけるエネルギー変換効率

	TS1	TS2	TS3	TS4	TS6	備考
式①	0.12%	0.28%	0.22%	0.35%	0.66%	参考文献(1)より
式②	0.36%	0.81%	0.54%	1.24%	2.49%	参考文献(2)より

3. 実プラントの水蒸気爆発評価におけるエネルギー変換効率との比較

実プラントの水蒸気爆発評価結果に基づき式①と式②より算出したエネルギー変換効率を表2にまとめる。

ここで、TROI 実験並びに実プラントの条件におけるジェット分裂長を評価した結果、TROI 実験 (TS1~TS4, TS6) の実験条件におけるジェット分裂長は約 1 m であり、プール水位は 1 m であるため、TS1~TS4, TS6 はプール底部到達までにジェットがほぼ完全に分裂すると推測される。また、女川 2 号の水蒸気爆発評価におけるジェット分裂長は、約 4.3 m であり、格納容器下部に 4.2 m の水張りがされている場合、格納容器下部床到達までにジェットが完全に分裂されないことが推定される。

したがって、実験条件の影響の小さい式②によるエネルギー変換効率で比較を行うと、TS1~TS4, TS6 にて確認されたエネルギー変換効率を女川 2 号の水蒸気爆発評価が上回る結果となることが確認できた。

上記より女川 2 号の水蒸気爆発評価においては、同等の条件の実験と比較するとエネルギー変換効率は保守的な結果を与えていることが確認できた。

表 2 女川 2 号の水蒸気爆発評価におけるエネルギー変換効率

	水位 4.2m
式①	約 1.3%
式②	約 4.0%

4. 参考文献

- [1] NEA/CSNI/R(2014)15, OECD/SERENA Project Report Summary and Conclusions
- [2] 堀田, 森田, 梶本, 丸山, 2017. 「JASMINE Version 3 による溶融燃料-冷却材相互作用 SERENA2 実験解析」, 日本原子力学会和文論文誌 (2017)

145. 格納容器下部水位とドライウエル水位計の関係について

女川2号炉における格納容器下部の初期水張りについては、DCH、FCI及びMCCIの影響を考慮し、ドライウエル水位0.02mから0.23mの間として設定している。また、Mark-I改良型格納容器の特徴として、ドライウエル水位が上昇し、ベント管開口部の下端高さ以上となった場合は、サプレッションチェンバへ流入する構造となっている。

格納容器下部床からドライウエル水位0.02m、0.23m及びベント管開口部下端高さまでの高さの関係を図1に示す。

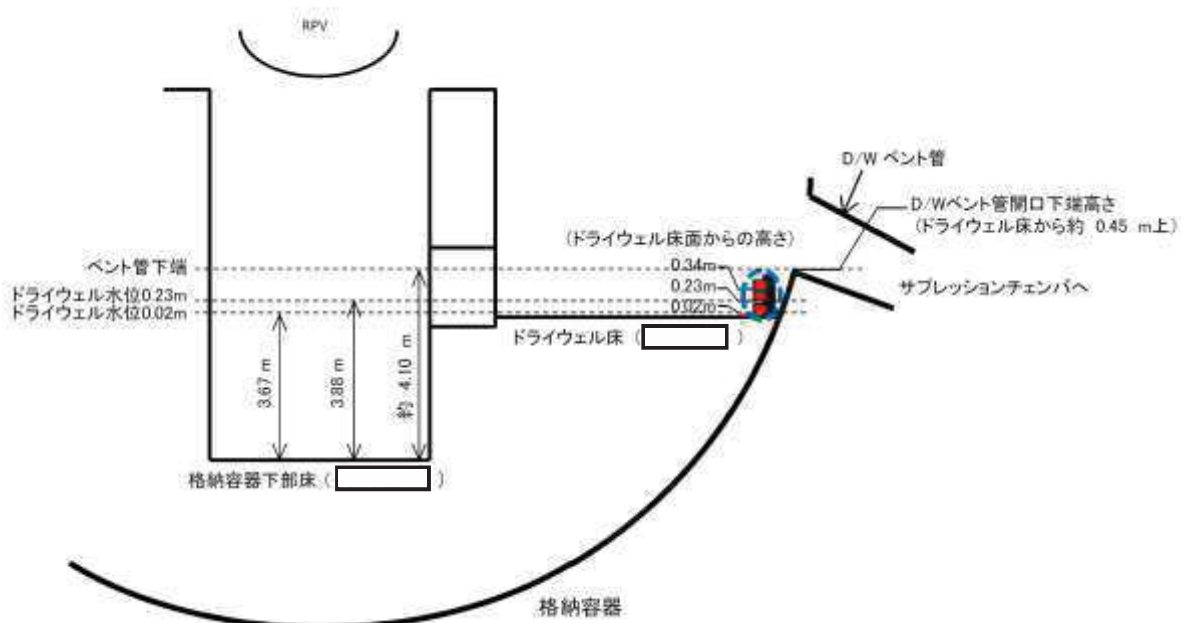


図1 格納容器下部床とドライウエル水位の関係

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

146. 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」で想定される評価事故シーケンスにおいて原子炉注水を考慮しない場合の影響について

1. はじめに

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」で想定される評価事故シーケンスの有効性評価においては、原子炉圧力容器破損までには原子炉注水が使用できないものと仮定しているが、事象発生 24 時間以降は代替循環冷却系による原子炉注水（流量：50m³/h）及び格納容器スプレイ（流量：100m³/h）を実施する評価としている。これは原子炉圧力容器破損後も原子炉圧力容器内に残存する放射性物質の冷却のために原子炉に注水する手順としているためである。

ここでは原子炉圧力容器破損後に原子炉注水を考慮しない場合の影響及び感度解析の要否について検討を行った。

2. 原子炉注水を考慮しない場合の影響の検討

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の評価事故シーケンスにおける格納容器圧力及び温度の推移を図 1 及び図 2 に示す。図 1 及び図 2 のとおり、格納容器圧力及び温度は事象発生 24 時間後の代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器スプレイの実施以降、低下傾向にある。

原子炉注水を考慮しない場合、代替循環冷却系の全量（流量：150m³/h）を格納容器にスプレイすることで格納容器圧力及び温度の抑制効果が大きくなる。また、MAAP の評価上、溶融炉心は格納容器下部に全量落下するため、原子炉圧力容器内に注水をしないことによる格納容器圧力及び温度への影響は格納容器スプレイによる抑制効果に比べて小さいと考えられる。それらを考慮すると、原子炉注水を考慮しない場合の評価において、代替循環冷却系による格納容器スプレイの実施以降、格納容器圧力及び温度の推移はより低下傾向となる。ただし、格納容器圧力及び温度が最大となる時間は事象発生約 23 時間後であり、代替循環冷却系による格納容器スプレイ実施前であることから代替循環冷却系による格納容器スプレイの影響はない。

なお、格納容器下部に落下した溶融炉心の冠水に対する影響については、原子炉注水を考慮しない場合、代替循環冷却系の全量を格納容器にスプレイし、Mark-I 改良型格納容器ではスプレイ水は格納容器下部に流入することから溶融炉心の冠水に影響はないと考えられる。

3. まとめ

原子炉注水を考慮しない場合、格納容器圧力及び温度の推移はより低下傾向となること及び溶融炉心の冠水に影響がないことから、原子炉注水を考慮しない場合の感度解析を実施する必要はないと考えられる。

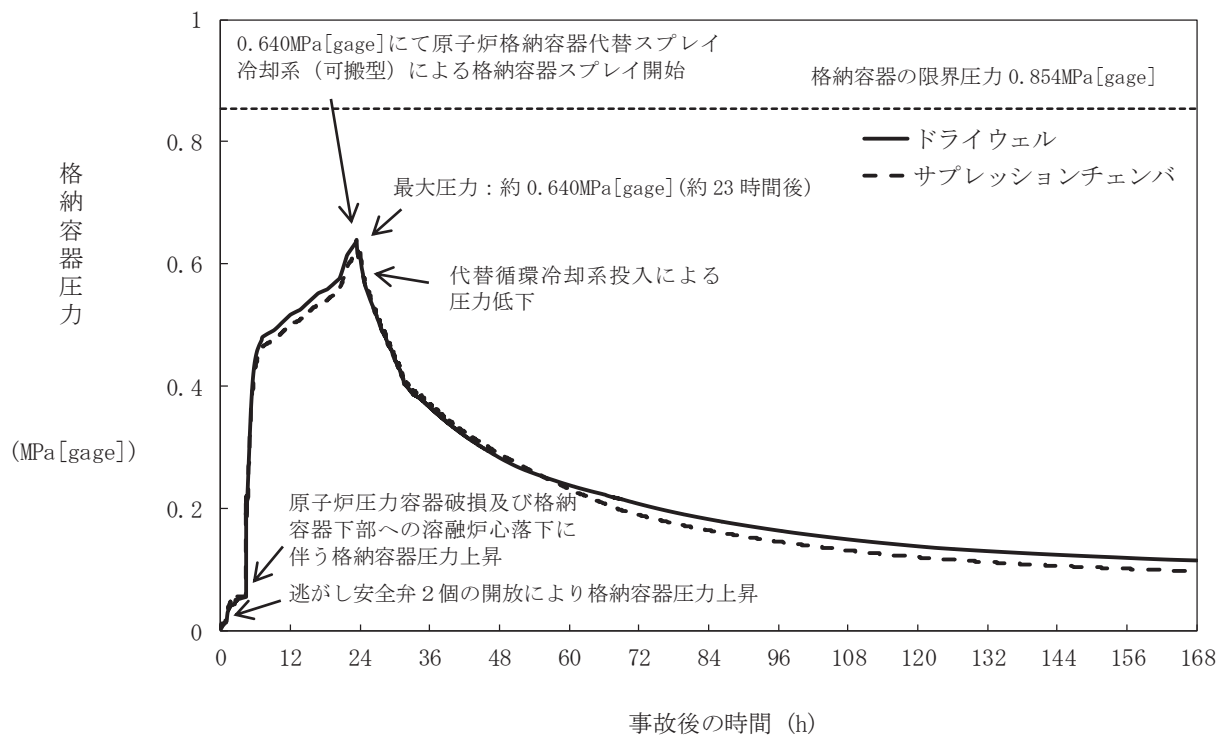


図1 格納容器圧力の推移（ベースケース）

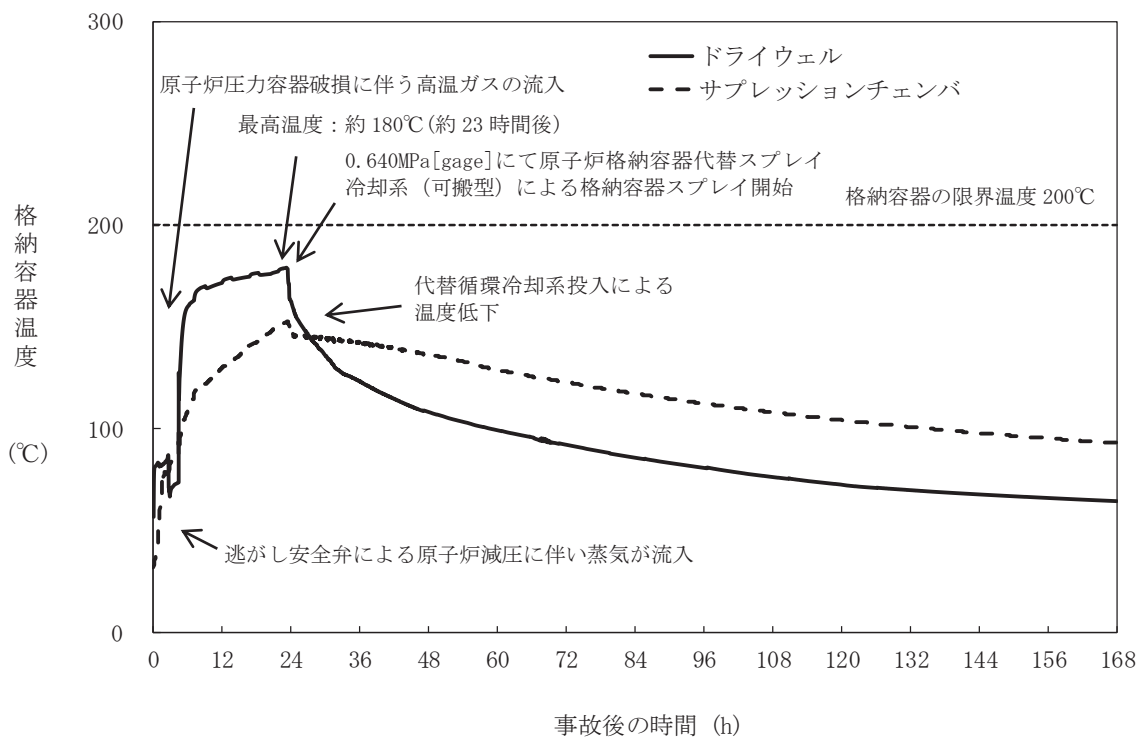


図2 格納容器温度の推移（ベースケース）

147. 全交流動力電源喪失を想定した場合における代替循環冷却系による初期水張りについて

(1) はじめに

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に至る可能性のあるプラント損傷状態として、全交流動力電源喪失（SBO）を含むものも選定されている。SBO を想定した場合において代替循環冷却系による格納容器下部への初期水張りを実施する際には、常設代替交流電源設備による受電及び原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）の起動操作が必要となる。ここでは、SBO を想定した場合において、代替循環冷却系による格納容器下部への初期水張り操作が実施可能であることを検討した。

(2) 検討における想定

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の格納容器破損防止対策の有効性評価の条件に加え、全ての非常用ディーゼル発電機等の喪失を想定する。

(3) 検討

(2)を想定した場合において、格納容器下部への初期水張り操作を開始する原子炉圧力容器下鏡部温度 300℃到達（事象発生約 2.5 時間後）までに代替循環冷却ポンプを起動できるか否かを確認した。

図 1 に示すとおり、事象発生約 30 分後までに常設代替交流電源設備からの電源供給及び原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）の起動が完了し、代替循環冷却ポンプを起動できる状態となるため、事象発生約 2.5 時間後までに代替循環冷却ポンプを起動することが可能であることを確認した。

また、常設代替交流電源設備の電源負荷については図 2 に示すとおり、重大事故等対策に必要な負荷として約 5,913kW 必要となるが、常用連続運用仕様である約 6,000kW 未滿となることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(4) まとめ

SBO を想定した場合においても代替循環冷却系による格納容器下部への初期水張りが実施可能であることを確認した。

作業項目	必要な人員と作業項目			経過時間(分)										経過時間(時間)										備考
	真任者	発電所分資本部連絡	運転操作指揮	10m	20m	30m	40m	50m	1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h	8h	9h							
状況判断	3人 ABC	-	-	10分														状況判断後も事故対応に必要なパラメータを適宜監視する						
運転代替注水系統自動操作(解折上考慮せず)	1人 [C]	-	-	5分																				
運転代替注水系統自動操作(解折上考慮せず)	2人 [A,B]	-	-	5分																				
運転代替注水系統自動操作(解折上考慮せず)	1人 [C]	-	-	10分																				
非常用付分処理系自動起動確認	1人 [A]	-	-	5分																				
原子炉への全注水機能喪失確認	1人 [B]	-	-	5分																				
原子炉格納容器pH調整系によるpH調整(解折上考慮せず)	1人 [E]	-	-	10分																				
注水機能確保	1人 [C]	-	-	10分																				
原子炉急凍凍結防止操作	1人 [C]	-	-	5分																				
必要人員数 合計	3人 A~C	-	-																					

[]は他作業後移動してき必要

図1 SBOを想定した場合における格納容器下部への初期水張りまでの対応操作の概要

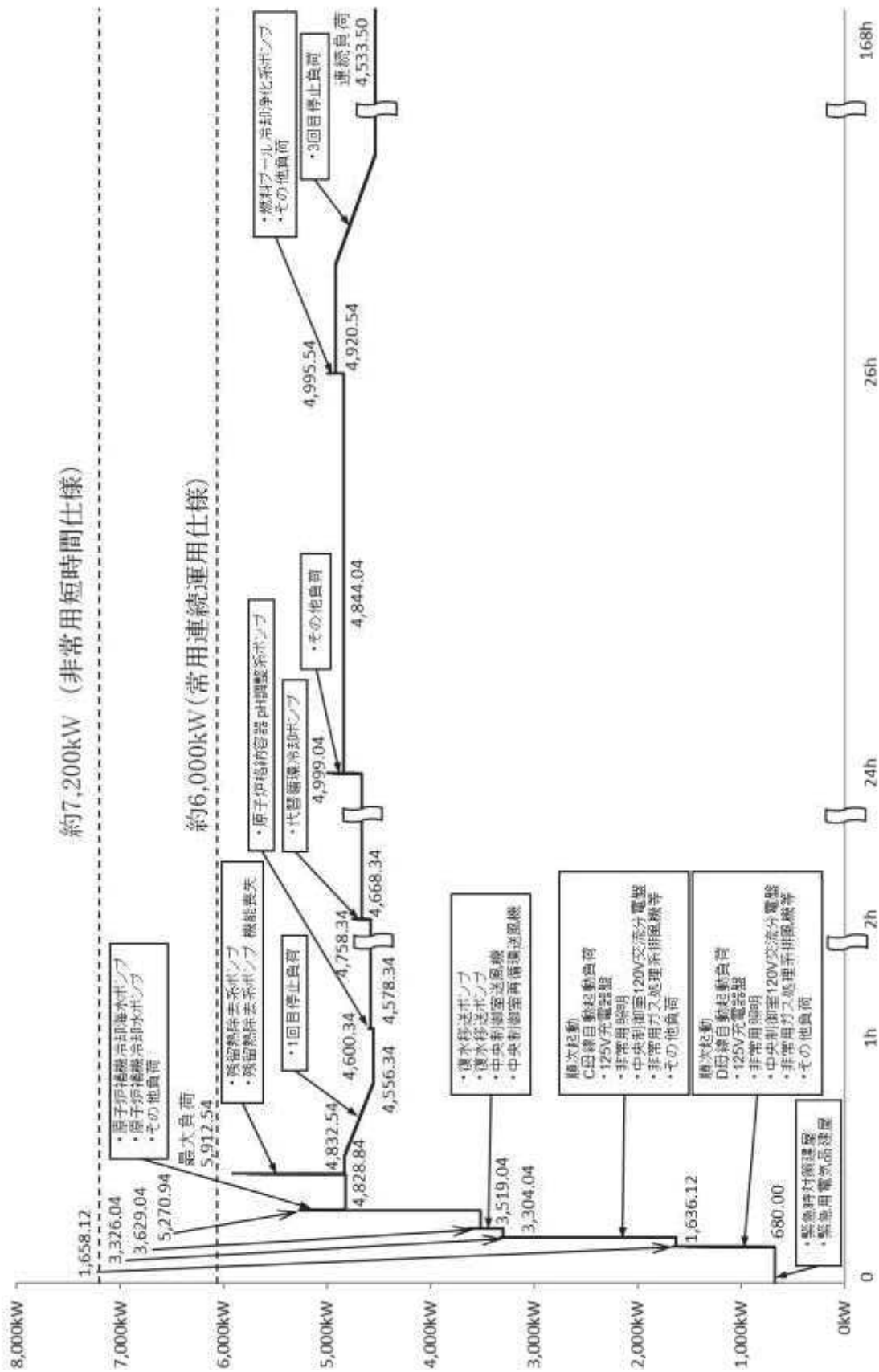


図 2 常設代替交流電源設備の電源負荷

148. サプレッションプール等水位上昇時の計装設備への影響について

1. はじめに

格納容器破損防止対策において、外部水源による原子炉注水、格納容器スプレイを継続した場合、サプレッションチェンバのプール水の水位は上昇するが、真空破壊装置が水没しないように外部水源注水量制限（サプレッションプール水位が通常水位+約 2m）を設け、制限に達した場合は格納容器スプレイを停止する。

有効性評価シナリオにおいて、最もサプレッションチェンバ内の水位が上昇するシナリオは、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）シナリオであり、格納容器ベント実施による圧力低下によりサプレッションチェンバのプール水の水位は、真空破壊装置下端付近まで上昇する評価となる。

また、格納容器下部注水及び格納容器スプレイを継続した場合、ドライウエル水位はベント管下端付近まで上昇する評価となる。

ここでは、サプレッションチェンバのプール水の水位及びドライウエル水位が上昇した場合の計装設備への影響を評価する。

2. 評価結果

格納容器内に設置される重大事故等時に使用する計装設備は、原子炉圧力容器温度、ドライウエル温度、格納容器内水素濃度（D/W）、ドライウエル水位、原子炉格納容器下部温度、原子炉格納容器下部水位、格納容器内水素濃度（S/C）、圧力抑制室内空気温度、サプレッションプール水温度があり、サプレッションプール水位及びドライウエル水位が上昇した場合の計装設備への影響を以下のとおり評価した。

第 1 表に格納容器内の計装設備の設置高さを、第 1 図に格納容器内の計装設備の配置を示す。

(1) サプレッションプール水位が上昇した場合の計装設備への影響

サプレッションプール水位が真空破壊装置下端まで上昇した場合、格納容器内に設置される重大事故等時に使用する計装設備のうち、通常運転時から水面下に設置しているサプレッションプール水温度は水面以下となる状態が継続する。

サプレッションプール水温度は、検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、水没により機能喪失しない設計としている。また、重大事故等時の耐環境性向上（格納容器の限界温度・圧力である 200℃、2Pd の蒸気条件下での健全性確保）を図る設計としている。

(2) ドライウエル水位が上昇した場合の計装設備への影響

ドライウエル水位がベント管下端まで上昇した場合、格納容器内に設置される重大事故等時に使用する計装設備のうち、ドライウエル水位、原子炉格納容器

下部温度及び原子炉格納容器下部水位は、ドライウエル水位の上昇により水没する。

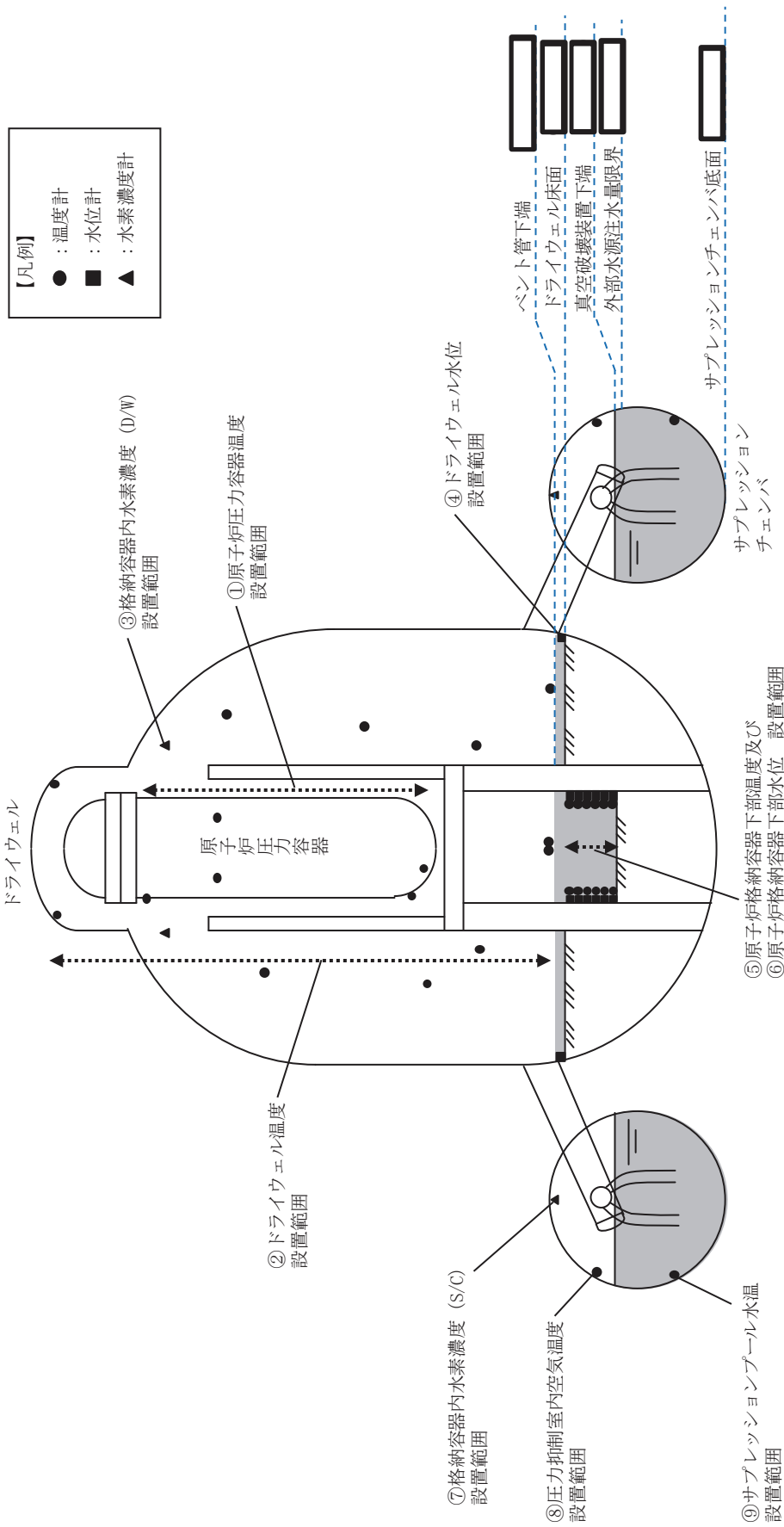
これらの重大事故等時に使用する計装設備は、検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、水没により機能喪失しない設計としている。また、重大事故等時の耐環境性向上（格納容器の限界温度・圧力である200℃、2Pdの蒸気条件下での健全性確保）を図る設計としている。

第1表 格納容器内の計装設備の設置高さ

計装設備※1	個数	検出器設置高さ	影響評価
①原子炉圧力容器温度	5		原子炉圧力容器温度5個は水没しない。なお、検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、事故時の耐環境性向上を図る設計としている。
②ドライウエル温度	11		ドライウエル温度11個は水没しない。なお、検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、事故時の耐環境性向上を図る設計としている。
③格納容器内水素濃度(D/W)	2		格納容器内水素濃度(D/W)2個は水没しない。なお、検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、事故時の耐環境性向上を図る設計としている。
④ドライウエル水位	6		ドライウエル水位(電極式)6個は水没するが、水位計であり、また、検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、事故時の耐環境性向上を図る設計としている。
⑤原子炉格納容器下部温度	12		原子炉格納容器下部温度12個は水没するが、検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、事故時の耐環境性向上を図る設計としている。
⑥原子炉格納容器下部水位	12		原子炉格納容器下部水位(電極式)12個は水没するが、水位計であり、また、検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、事故時の耐環境性向上を図る設計としている。
⑦格納容器内水素濃度(S/C)	2		格納容器内水素濃度(S/C)2個は水没しない。なお、検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、事故時の耐環境性向上を図る設計としている。
⑧圧力抑制室内空気温度	4		圧力抑制室内空気温度4個は水没しない。なお、検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、事故時の耐環境性向上を図る設計としている。
⑨サブプレッションプール水温	16		サブプレッションプール水温16個は水没するが、検出器から電気貫通部までの間に接続部を設けない構造とすることで、事故時の耐環境性向上を図る設計としている。

※1 表中の丸数字は第1図の丸数字に対応する。

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。



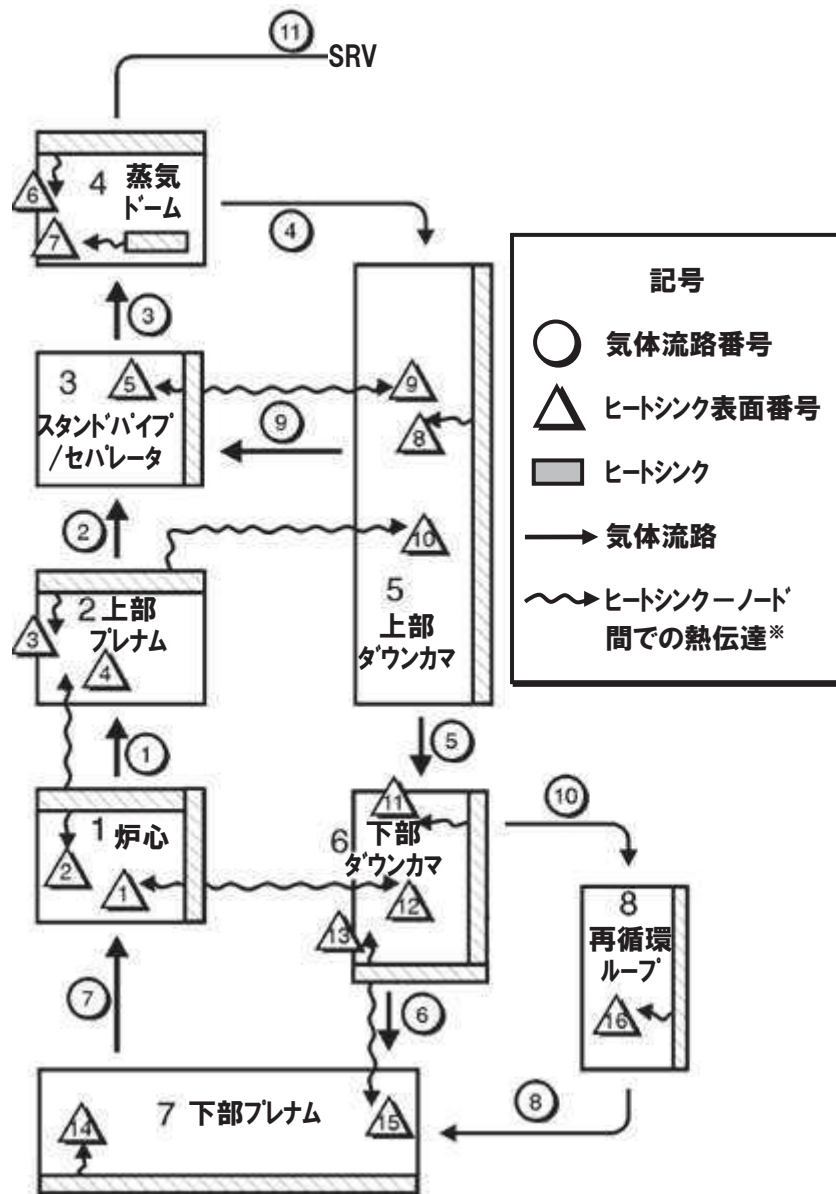
第1図 原子炉格納容器内の計装設備の配置

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

149. MAAP コードによる原子力圧力容器内平均温度評価について

(1) MAAP コードによる解析

MAAP コードでは、水の蒸発による蒸発量の増加及び金属酸化による水素発生等による気体組成の変化を計算するとともに、炉心露出に伴う伝熱による気体エネルギー増加及び原子炉注水やヒートシンクへの伝熱による気体のエネルギー減少等を計算し、これらの計算結果を踏まえて、気体の有するエネルギーと組成等から原子炉圧力容器内気相平均温度を計算している（図 1）。



出典：MAAP4 User's Manual, EPRI

※冷却材喪失後の各ヒートシンクの熱伝達は、対流による気相熱伝達及び輻射熱伝達により、計算される。

図1 MAAP 原子炉压力容器ノード分割図

「女川原子力発電所2号炉 重大事故等対策の有効性評価について」添付資料 3.2.1において、MAAP コードによる DCH 有効性評価解析で得られた原子炉压力容器内気相平均温度を示しているが、炉心領域の気相温度及びスタンドパイプ／セパレータの温度の傾向も合わせて表1に示す。

表1 各部の温度の傾向

	事故発生後	炉心支持板破損 (約 2.4 時間後)	→	全溶融燃料の下部プレナムへの落下 (約 3.3 時間後)
炉心領域の気相温度	上昇傾向	約 475℃	一旦低下し、再度上昇	約 519℃
スタンドパイプ／セパレータの温度	上昇傾向	約 429℃	一旦低下し、再度上昇	約 342℃
原子炉压力容器内気相平均温度*	上昇傾向	約 406℃	一旦低下し、再度上昇	約 419℃

*高温となる炉心領域を含む原子炉压力容器内全体の気相の持つエネルギー及び気相体積から気相平均温度を算出

表1のとおり、炉心領域の気相温度はスタンドパイプ／セパレータの温度や原子炉压力容器内気相平均温度より高くなっているが、スタンドパイプ／セパレータ等のヒートシンクへの伝熱により気相温度は低下し、原子炉压力容器内気相平均温度としては「女川原子力発電所2号炉 重大事故等対策の有効性評価について」添付資料 3.2.1に示す挙動となっている。これは、炉心領域において過渡的に温度上昇した過熱蒸気の熱量を十分吸収できる熱容量をスタンドパイプ／セパレータ等のヒートシンクが保有しているためと考えられる。

図1に示したとおり、ヒートシンクとなる炉内構造物はスタンドパイプ／セパレータ以外にもあり、それらのヒートシンクにも過熱蒸気の熱量は吸収される。また、保温材を介していることから、格納容器内温度に与える影響及び原子炉压力容器からの放熱効果は小さいものの、図1のヒートシンクのうち、原子炉压力容器の外面となるヒートシンクについては、格納容器内への熱伝達も MAAP 解析では考慮している。

これらヒートシンクの影響により、MAAP 解析における原子炉压力容器内気相平均温度は、炉心領域の気相温度と比較して低く推移しているものと考えられる。

なお、原子炉压力容器から繋がる主蒸気配管に逃がし安全弁は設置されているため、実際は原子炉压力容器から逃がし安全弁に到達するまで主蒸気配管等への伝熱により気相温度は低下すると考えられるが、逃がし安全弁の3次元熱流動解析においては、逃がし安全弁を流れる蒸気の温度として原子炉压力容器内気相平均温度を適用している。