島根原子力発電所２号炉 審査資料	
資料番号	EP-015 改 54(比)
提出年月日	令和２年４月 14 日

島根原子力発電所２号炉

重大事故等対策の有効性評価

比較表

令和２年４月

中国電力株式会社

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

実線・・設備運用又は体制等の相違（設計方針の相違）
波線・・記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

まとめ資料比較表　〔有効性評価　目次〕

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
目 次	目 次	目 次	
1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方 1.1 概要 1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定 1.3 評価に当たって考慮する事項 1.4 有効性評価に使用する計算プログラム 1.5 有効性評価における解析の条件設定の方針 1.6 解析の実施 1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針 1.8 必要な要員及び資源の評価方針 付録１ 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について 付録２ 原子炉格納容器限界温度・限界圧力に関する評価結果 付録３ 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて 2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故 2.1 高圧・低圧注水機能喪失 2.2 高圧注水・減圧機能喪失 2.3 全交流動力電源喪失 2.3.1 全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失) 2.3.2 全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋RCIC 失敗 2.3.3 全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋直流電源喪失 2.3.4 全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋SRV 再閉失敗 2.4 崩壊熱除去機能喪失 2.4.1 取水機能が喪失した場合 2.4.2 残留熱除去系が故障した場合 2.5 原子炉停止機能喪失 2.6 LOCA 時注水機能喪失 2.7 格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)	1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方 1.1 概 要 1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定 1.3 評価に当たって考慮する事項 1.4 有効性評価に使用する計算プログラム 1.5 有効性評価における解析の条件設定の方針 1.6 解析の実施 1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針 1.8 必要な要員及び資源の評価方針 付録１ 事故シーケンスグループの抽出及び重要事故シーケンスの選定について 付録２ 原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価 付録３ 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて 2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故 2.1 高圧・低圧注水機能喪失 2.2 高圧注水・減圧機能喪失 2.3 全交流動力電源喪失 2.3.1 全交流動力電源喪失（長期ＴＢ） 2.3.2 全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ） 2.3.3 全交流動力電源喪失（ＴＢＰ） 2.4 崩壊熱除去機能喪失 2.4.1 取水機能が喪失した場合 2.4.2 残留熱除去系が故障した場合 2.5 原子炉停止機能喪失 2.6 ＬＯＣＡ時注水機能喪失 2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方 1.1 概要 1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定 1.3 評価に当たって考慮する事項 1.4 有効性評価に使用する計算プログラム 1.5 有効性評価における解析の条件設定の方針 1.6 解析の実施 1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針 1.8 必要な要員及び資源の評価方針 付録１ 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について 付録２ 原子炉格納容器限界温度・限界圧力に関する評価結果 2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故 2.1 高圧・低圧注水機能喪失 2.2 高圧注水・減圧機能喪失 2.3 全交流動力電源喪失 2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＨＰＣＳ失敗 2.3.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋高圧炉心冷却失敗 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 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 2.4 崩壊熱除去機能喪失 2.4.1 取水機能が喪失した場合 2.4.2 残留熱除去系が故障した場合 2.5 原子炉停止機能喪失 2.6 ＬＯＣＡ時注水機能喪失 2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	・資料構成の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 トピカルレポート化に伴い，同様の資料を付録していない。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	2.8 津波浸水による最終ヒートシンク喪失		【東海第二】 東海第二固有の事故シーケンスグループであるため，作成していない。 （以降，同様な相違については記載省略）
3. 運転中の原子炉における重大事故 3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損） 3.1.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策 3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合 3.1.3 代替循環冷却系を使用しない場合 3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱 3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用 3.4 水素燃焼 3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用	3. 運転中の原子炉における重大事故 3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損） 3.1.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策 3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合 3.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合 3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱 3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用 3.4 水素燃焼 3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用	3. 運転中の原子炉における重大事故 3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損） 3.1.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策 3.1.2 残留熱代替除去系を使用する場合 3.1.3 残留熱代替除去系を使用しない場合 3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱 3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用 3.4 水素燃焼 3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用	
4. 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故 4.1 想定事故１ 4.2 想定事故２	4. 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故 4.1 想定事故１ 4.2 想定事故２	4. 燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故 4.1 想定事故１ 4.2 想定事故２	
5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故 5.1 崩壊熱除去機能喪失 5.2 全交流動力電源喪失 5.3 原子炉冷却材の流出 5.4 反応度の誤投入	5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故 5.1 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失） 5.2 全交流動力電源喪失 5.3 原子炉冷却材の流出 5.4 反応度の誤投入	5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故 5.1 崩壊熱除去機能喪失 5.2 全交流動力電源喪失 5.3 原子炉冷却材の流出 5.4 反応度の誤投入	
6. 必要な要員及び資源の評価 6.1 必要な要員及び資源の評価条件 6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果 6.3 重大事故等対策時に必要な水源，燃料及び電源の評価結果	6. 必要な要員及び資源の評価 6.1 必要な要員及び資源の評価条件 6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果 6.3 重大事故等対策時に必要な水源，燃料及び電源の評価結果	6. 必要な要員及び資源の評価 6.1 必要な要員及び資源の評価条件 6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果 6.3 重大事故等対策時に必要な水源，燃料及び電源の評価結果	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
添付資料 目次	添付資料 目次	添付資料 目次 （1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方）	
	添付資料 1.1.1 重大事故等対策における深層防護の考え方について		【東海第二】 補足説明資料「５．深層防護の考え方について」に記載している。
	添付資料 1.2.1 外圧支配事象における燃料被覆管の健全性について		【東海第二】 補足説明資料「57.外圧支配事象における燃料被覆管の健全性について」に記載している。
	添付資料 1.2.2 サプレッション・プールの水位上昇に係る構造的な耐性について		【東海第二】 サプレッション・プール水位上昇による水頭圧を考慮しても格納容器限界圧力に至らないことを確認していることから，同様の添付資料は作成していない。
	添付資料 1.2.3 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力について		【東海第二】 水頭差を考慮した原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の設定に関する参考資料であるため，同様の添付資料は作成していない。
	添付資料 1.2.4 格納容器破損防止対策の各評価事故シーケンスにおける評価項目について		【東海第二】 格納容器破損防止対策各事故シーケンスの本文において，評価項目について記載しているため，同様の添付資料は作成していない。
添付資料 1.2.1 定期検査工程の概要	添付資料 1.2.5 施設定期検査工程の概要	添付資料 1.2.1 定期検査工程の概要	
	添付資料 1.3.1 有効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧について		【東海第二】 補足説明資料「42. 有

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			効性評価における機能喪失を仮定した設備一覧について」に記載している。
	添付資料 1.3.2 格納容器破損防止対策の有効性評価における機能喪失の仮定について		【東海第二】 各評価事故シーケンスの「(2)有効性評価の条件」に記載していることから，同様の添付資料は作成していない。
	添付資料 1.3.3 外部電源喪失に伴う原子炉スクラム及び格納容器隔離について		【東海第二】 原子炉スクラム及び格納容器隔離に係る論理回路の基本設計について説明した資料であるため，同様の添付資料は作成していない。
添付資料 1.3.1 重大事故等対策の有効性評価における作業ごとの成立性確認結果について	添付資料 1.3.4 重大事故等対策の有効性評価における作業毎の成立性確認結果について	添付資料 1.3.1 重大事故等対策の有効性評価における作業ごとの成立性確認結果について	
	添付資料 1.3.5 事象発生時の状況判断について		【東海第二】 事象発生時に必要な状況判断については各事故シーケンス等の図「対応手順の概要」に記載していることから，同様の添付資料は作成していない。
	添付資料 1.3.6 有効性評価における運転員等の操作余裕時間の仮定について		【東海第二】 各事故シーケンスの「(2)有効性評価の条件 c．重大事故等対策に関連する操作条件」に記載していることから，同様の添付資料は作成していない。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	添付資料 1.3.7 安定状態の考え方について		【東海第二】 各事故シーケンス等の添付資料「安定状態について」にて記載していることから，同様の添付資料は作成していない。
添付資料 1.4.1 有効性評価に使用している解析コード／評価手法の開発に係る当社の関与について	添付資料 1.4.1 有効性評価に使用している解析コード／評価手法の開発に係る当社の関与について	添付資料 1.4.1 有効性評価に使用している解析コード／評価手法の開発に係る当社の関与について	
添付資料 1.5.1 柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の重大事故等対策の有効性評価の一般データ	添付資料 1.5.1 東海第二発電所の重大事故等対策の有効性評価の一般データ	添付資料 1.5.1 島根原子力発電所２号炉の重大事故等対策の有効性評価の一般データ	
添付資料 1.5.2 有効性評価における LOCA 時の破断位置及び口径設定の考え方について	添付資料 1.5.2 有効性評価におけるＬＯＣＡ時の破断位置及び破断面積設定の考え方について	添付資料 1.5.2 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	
		添付資料 1.5.3 有効性評価に用いる崩壊熱について	【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，ＭＯＸ適用プラントであることから，当該の添付資料を作成している。
	添付資料 1.5.3 サプレッション・プール初期水位について		【東海第二】 東海第二固有の解析条件の設定の考え方を説明する資料であるため，同様の添付資料は作成していない。
	添付資料 1.5.4 外部水源温度の条件設定の根拠について		【東海第二】 東海第二の解析条件の設定の考え方を説明する資料であるため，同様の添付資料は作成していない。
	添付資料 1.5.5 給水流量をランアウト流量（68%）で評価することの妥当性		【東海第二】 補足説明資料「16.給水流量をランアウト流量(68%)で評価することの妥当性」にて記載している。
	添付資料 1.5.6 逃がし安全弁の解析条件設定について		【東海第二】 東海第二固有の解析条件の設定の考え方を

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	添付資料 1.5.7 原子炉停止機能喪失の解析条件設定の考え方について		説明する資料であるため，同様の添付資料を作成していない。 【東海第二】 東海第二固有の解析条件の設定の考え方を説明する資料であるため，同様の添付資料を作成していない。
	添付資料 1.5.8 重大事故等対処設備としての逃がし安全弁７個の十分性について		【東海第二】 島根２号炉は逃がし安全弁 12 弁全てを重大事故等対処設備としていることから，同様の添付資料を作成していない。
添付資料 1.5.3 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（想定事故１及び２）の有効性評価における共通評価条件について	添付資料 1.5.9 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故（想定事故１及び２）の有効性評価における共通評価条件について	添付資料 1.5.4 燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故（想定事故１及び２）の有効性評価における共通評価条件について	
添付資料 1.7.1 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価フロー	添付資料 1.7.1 解析コード及び解析条件の不確かさ影響評価フロー	添付資料 1.7.1 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価フロー	
		（2.　運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故） （2.1 高圧・低圧注水機能喪失）	
	添付資料 2.1.1 平均出力燃料集合体での燃料被覆管最高温度の代表性について		【東海第二】 当該シーケンスで燃料被覆管最高温度が平均出力燃料集合体で発生していることに関して，その理由と妥当性を記載した資料であるが，島根２号炉は，補足説明資料「９．高圧・低圧注水機能喪失における平均出力燃料集合体での燃料被覆管最高温度の代表性について」に記載

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			しており，記載内容に相違はない。
添付資料 2.1.1 安定状態について 添付資料 2.1.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧・低圧注水機能喪失） 添付資料 2.1.3 減圧・注水操作が遅れる場合の影響について	添付資料 2.1.2 安定状態について（高圧・低圧注水機能喪失） 添付資料 2.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧・低圧注水機能喪失）	添付資料 2.1.1 安定状態について（高圧・低圧注水機能喪失） 添付資料 2.1.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧・低圧注水機能喪失） 添付資料 2.1.3 減圧・注水操作が遅れる場合の影響について（高圧・低圧注水機能喪失）	
添付資料 2.1.4 ７日間における水源の対応について（高圧・低圧注水機能喪失） 添付資料 2.1.5 ７日間における燃料の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）	添付資料 2.1.4 ７日間における水源の対応について（高圧・低圧注水機能喪失） 添付資料 2.1.5 ７日間における燃料の対応について（高圧・低圧注水機能喪失） 添付資料 2.1.6 常設代替交流電源設備の負荷（高圧・低圧注水機能喪失） 添付資料 2.1.7 格納容器圧力逃がし装置の第二弁開操作を現場にて実施する場合の時間余裕	添付資料 2.1.4 ７日間における水源の対応について（高圧・低圧注水機能喪失） 添付資料 2.1.5 ７日間における燃料の対応について（高圧・低圧注水機能喪失） 添付資料 2.1.6 常設代替交流電源設備の負荷（高圧・低圧注水機能喪失）	【東海第二】 格納容器圧力が１Pd から２Pd に到達するまでの時間を評価し，現場操作の余裕時間を確認している資料であるが，過圧の観点で厳しい「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」における評価事故シーケンスとの比較から時間余裕があることを確認しているため，同様の添付資料は作成していない。
（2.2 高圧注水・減圧機能喪失） 添付資料 2.2.1 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転実績について 添付資料 2.2.2 安定状態について 添付資料 2.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧注水・減圧機能喪失）	添付資料 2.2.1 安定状態について（高圧注水・減圧機能喪失） 添付資料 2.2.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧注水・減圧機能喪失） 添付資料 2.2.3 高圧注水・減圧機能喪失時における低圧非常用炉心冷却系の作動台数の考え方	（2.2 高圧注水・減圧機能喪失） 添付資料 2.2.1 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転実績について 添付資料 2.2.2 安定状態について（高圧注水・減圧機能喪失） 添付資料 2.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧注水・減圧機能喪失）	【東海第二】 高圧注水・減圧機能喪失時における低圧非常用炉心冷却系の作動台

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			数について，ベースケースでは３系統に期待しており，１系統のみに期待した場合の感度解析を示した資料であるが，島根２号炉はベースケースにおいて１系統のみに期待した解析としており，内容は同等であるため，同様の添付資料は作成していない。
添付資料 2.2.4 7 日間における燃料の対応について（高圧注水・減圧機能喪失）	添付資料 2.2.4 7 日間における燃料の対応について（高圧注水・減圧機能喪失） 添付資料 2.2.5 常設代替交流電源設備の負荷（高圧注水・減圧機能喪失）	添付資料 2.2.4 ７日間における燃料の対応について（高圧注水・減圧機能喪失）	【東海第二】 島根２号炉は，高圧注水･減圧機能喪失時に常設代替交流電源設備により重大事故等対処設備への電源供給は実施しないため，同様の添付資料は作成していない。
		（2.3 全交流動力電源喪失） （2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＨＰＣＳ失敗）	
添付資料 2.3.1.1 敷地境界での実効線量評価について		添付資料 2.3.1.1 敷地境界での実効線量評価について	
添付資料 2.3.1.2 蓄電池による給電時間評価結果について	添付資料 2.3.1.2 蓄電池による給電時間評価結果について	添付資料 2.3.1.2 蓄電池による給電時間評価結果について	
添付資料 2.3.1.3 全交流動力電源喪失時における原子炉隔離時冷却系の 24 時間継続運転が可能であることの妥当性について	添付資料 2.3.1.3 全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）時における原子炉隔離時冷却系の８時間継続運転が可能であることの妥当性について	添付資料 2.3.1.3 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＨＰＣＳ失敗時における原子炉隔離時冷却系の８時間継続運転が可能であることの妥当性について	
添付資料 2.3.1.4 逃がし安全弁に係る解析と実態の違い及びその影響について	添付資料 2.3.1.1 逃がし安全弁作動用の窒素の供給について	添付資料 2.3.1.4 逃がし安全弁に係る解析と実態の違い及びその影響について	
添付資料 2.3.1.5 安定状態について	添付資料 2.3.1.4 安定状態について（全交流動力電源喪失（長期ＴＢ））	添付資料 2.3.1.5 安定状態について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＨＰＣＳ失敗）	
添付資料 2.3.1.6 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失））	添付資料 2.3.1.5 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（長期ＴＢ））	添付資料 2.3.1.6 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＨＰＣＳ失敗）	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
添付資料 2.3.1.7 7 日間における水源の対応について（全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)）	添付資料 2.3.1.6 7 日間における水源の対応について（全交流動力電源喪失（長期ＴＢ））	添付資料 2.3.1.7 ７日間における水源の対応について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＨＰＣＳ失敗）	
添付資料 2.3.1.8 7 日間における燃料の対応について（全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)）	添付資料 2.3.1.7 7 日間における燃料の対応について（全交流動力電源喪失（長期ＴＢ））	添付資料 2.3.1.8 ７日間における燃料の対応について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＨＰＣＳ失敗）	
添付資料 2.3.1.9 常設代替交流電源設備の負荷（全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)）	添付資料 2.3.1.8 常設代替交流電源設備の負荷（全交流動力電源喪失（長期ＴＢ））	添付資料 2.3.1.9 常設代替交流電源設備の負荷（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＨＰＣＳ失敗）	
	添付資料 2.3.1.9 再循環系ポンプからのリークについて		【東海第二】 全交流動力電源喪失時における再循環ポンプメカニカルシール部からの原子炉冷却材の漏えい量についてを記載した資料であるが，島根２号炉は，補足説明資料「８．原子炉再循環ポンプからのリークについて」に記載しており，記載内容に相違はない。
	添付資料 2.3.2.1 蓄電池による給電時間評価結果について	（2.3.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋高圧炉心冷却失敗）	【東海第二】 高圧代替注水系に必要な負荷を記載した資料であるが，島根２号炉は，「添付資料 2.3.1.2 蓄電池による給電時間評価結果について」にＲＣＩＣ及びＨＰＡＣに必要な負荷を合わせて記載している。
添付資料 2.3.2.1 全交流動力電源喪失時において高圧代替注水系の 24 時間運転継続に期待することの妥当性について	添付資料 2.3.2.2 全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）時における高圧代替注水系の８時間継続運転が可能であることの妥当性について	添付資料 2.3.2.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋高圧炉心冷却失敗時において高圧原子炉代替注水系の８時間運転継続に期待することの妥当性について	
	添付資料 2.3.2.3 安定状態について（全交流動力電源喪失（ＴＢ	添付資料 2.3.2.2 安定状態について（全交流動力電源喪失（外部	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	Ｄ，ＴＢＵ))	電源喪失＋ＤＧ失敗）＋高圧炉心冷却失敗）	
添付資料 2.3.2.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗）	添付資料 2.3.2.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ))	添付資料 2.3.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋高圧炉心冷却失敗）	
	添付資料 2.3.2.5 原子炉注水開始が遅れた場合の時間余裕について	添付資料 2.3.2.4 注水開始操作の時間余裕について	
	添付資料 2.3.2.6 7 日間における水源の対応について（全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ))		【東海第二】 島根２号炉は，長期 TB の評価結果と同様であるため，同様の添付資料を作成していない。
	添付資料 2.3.2.7 7 日間における燃料の対応について（全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ))		【東海第二】 島根２号炉は，長期 TB の評価結果と同様であるため，同様の添付資料を作成していない。
	添付資料 2.3.2.8 常設代替交流電源設備の負荷（全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ))		【東海第二】 島根２号炉は，長期 TB の評価結果と同様であるため，同様の添付資料を作成していない。
		（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）	
添付資料 2.3.4.1 安定状態について	添付資料 2.3.3.1 安定状態について（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ))	添付資料 2.3.4.1 安定状態について（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）	
添付資料 2.3.4.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗）	添付資料 2.3.3.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ))	添付資料 2.3.4.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（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）	
添付資料 2.3.4.3 減圧・注水開始操作の時間余裕について	添付資料 2.3.3.3 原子炉注水開始が遅れた場合の影響について（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ))	添付資料 2.3.4.3 減圧・注水開始操作の時間余裕について（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）	
添付資料 2.3.4.4 7 日間における水源の対応について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗）	添付資料 2.3.3.4 7 日間における水源の対応について（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ))	添付資料 2.3.4.4 7 日間における水源の対応について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＳＲＶ再閉失敗＋ＨＰＣＳ失敗）	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
添付資料 2.3.4.5 7 日間における燃料の対応について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗）	添付資料 2.3.3.5 7 日間における燃料の対応について（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））	添付資料 2.3.4.5 ７日間における燃料の対応について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＳＲＶ再閉失敗＋ＨＰＣＳ失敗）	
添付資料 2.3.4.6 常設代替交流電源設備の負荷（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋SRV 再閉失敗）	添付資料 2.3.3.6 常設代替交流電源設備の負荷（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））	添付資料 2.3.4.6 常設代替交流電源設備の負荷（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）	
	添付資料 2.3.3.7 逃がし安全弁吹出量の影響について		【東海第二】 逃がし安全弁の吹出量が大きくなった場合の評価項目に与える影響を評価した資料であり，島根２号炉は，補足説明資料「51. 逃がし安全弁吹出量の影響について」に記載しており，記載内容に相違はない。
		（2.4 崩壊熱除去機能喪失） （2.4.1 取水機能が喪失した場合）	
添付資料 2.4.1.1 安定状態について	添付資料 2.4.1.1 安定状態について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））	添付資料 2.4.1.1 安定状態について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））	
添付資料 2.4.1.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））	添付資料 2.4.1.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））	添付資料 2.4.1.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））	
	添付資料 2.4.1.3 非常用ディーゼル発電機が起動成功した場合の影響について		【東海第二】 非常用ディーゼル発電機が起動した場合の影響について記載した資料であるが，島根２号炉は，補足説明資料「10. 取水機能喪失時の非常用ディーゼル発電設備が起動した場合の影響について」にて記載しており，記載内容に相違はない。
添付資料 2.4.1.3 7 日間における水源の対応について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））	添付資料 2.4.1.4 7 日間における水源の対応について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））		【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，崩壊熱

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時は S/C を水源としており，外部水源に期待していないため，同様の添付資料を作成していない。
添付資料 2.4.1.4 7 日間における燃料の対応について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））	添付資料 2.4.1.5 7 日間における燃料の対応について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））	添付資料 2.4.1.3 7 日間における燃料の対応について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））	
添付資料 2.4.1.5 常設代替交流電源設備の負荷（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））	添付資料 2.4.1.6 常設代替交流電源設備の負荷（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））	添付資料 2.4.1.4 常設代替交流電源設備の負荷（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））	
		（2.4.2 残留熱除去系が故障した場合）	
添付資料 2.4.2.1 安定状態について	添付資料 2.4.2.1 安定状態について（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））	添付資料 2.4.2.1 安定状態について（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））	
添付資料 2.4.2.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））	添付資料 2.4.2.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））	添付資料 2.4.2.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））	
添付資料 2.4.2.3 7 日間における水源の対応について（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））	添付資料 2.4.2.3 7 日間における水源の対応について（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））	添付資料 2.4.2.3 7 日間における水源の対応について（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））	
添付資料 2.4.2.4 7 日間における燃料の対応について（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））	添付資料 2.4.2.4 7 日間における燃料の対応について（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））	添付資料 2.4.2.4 7 日間における燃料の対応について（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））	
	添付資料 2.4.2.5 常設代替交流電源設備の負荷（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））	添付資料 2.4.2.5 常設代替交流電源設備の負荷（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））	
		（2.5 原子炉停止機能喪失）	
添付資料 2.5.1 評価対象の炉心を平衡炉心のサイクル末期とすることの妥当性	添付資料 2.5.1 プラント動特性評価における評価対象炉心の選定について	添付資料 2.5.1 評価対象の炉心を平衡炉心サイクル末期とすることの妥当性	
		添付資料 2.5.2 Ｐｕ同位体組成による動的ボイド係数，動的ドップラ係数への影響	【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，ＭＯＸ適用プラントであることから，当該の添付資料を作成している。
添付資料 2.5.2 自動減圧系の自動起動阻止操作の考慮について	添付資料 2.5.2 自動減圧系の自動起動阻止操作の考慮について	添付資料 2.5.3 自動減圧系等の自動起動阻止操作の考慮について	
添付資料 2.5.3 安定状態について	添付資料 2.5.3 安定状態について（原子炉停止機能喪失）	添付資料 2.5.4 安定状態について（原子炉停止機能喪失）	
添付資料 2.5.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（原子炉停止機能喪失）	添付資料 2.5.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（原子炉停止機能喪失）	添付資料 2.5.5 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（原子炉停止機能喪失）	
添付資料 2.5.5 リウェットを考慮しない場合の燃料被覆管温度への影響	添付資料 2.5.5 リウェットを考慮しない場合の燃料被覆管温度への影響	添付資料 2.5.6 リウェットを考慮しない場合の燃料被覆管温度への影響	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
添付資料 2.5.9 外部電源の有無による評価結果への影響 添付資料 2.5.6 初期炉心流量の相違による評価結果への影響	添付資料 2.5.7 外部電源の有無による評価結果への影響	添付資料 2.5.7 外部電源の有無による評価結果への影響 添付資料 2.5.8 初期炉心流量の相違による評価結果への影響	【東海第二】 島根２号炉は，炉心流量 100％をベースケースとしていることから，炉心流量 85％とした当該の添付資料を作成している。
		添付資料 2.5.9 残留熱除去系の起動操作遅れの影響について	【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，残留熱除去系の起動操作が遅れた場合の影響を確認するために，当該の添付資料を作成している。
添付資料 2.5.10 SLC 起動を手動起動としていることについての整理 添付資料 2.5.7 原子炉注水に使用する水源とその水温の影響 添付資料 2.5.8 高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する水源の水温の影響	添付資料 2.5.8 ほう酸水注入系を手動起動としていることについての整理 添付資料 2.5.6 原子炉への注水に使用する水源とその水温の影響 添付資料 2.5.11 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する水源温度の影響 添付資料 2.5.9 7 日間における燃料の対応について（原子炉停止機能喪失）	添付資料 2.5.10 ＳＬＣ起動を手動起動としていることについての整理 添付資料 2.5.11 原子炉注水に使用する水源とその水温の影響 添付資料 2.5.12 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する水源の水温の影響 添付資料 2.5.13 7 日間における燃料の対応について（原子炉停止機能喪失）	
	添付資料 2.5.10 常設代替交流電源設備の負荷（原子炉停止機能喪失）		【東海第二】 島根２号炉は，原子炉停止機能喪失時に常設代替交流電源設備により重大事故等対処設備への電源供給は実施しないため，同様の添付資料は作成していない。
添付資料 2.6.1 中小破断 LOCA の事象想定について	（2.6 ＬＯＣＡ時注水機能喪失） 添付資料 2.6.1 「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の事故条件の設定について	（2.6 ＬＯＣＡ時注水機能喪失） 添付資料 2.6.1 「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の事故条件の設定について	
	添付資料 2.6.2 非居住区域境界及び敷地境界での実効線量評価について		【東海第二】 「添付資料 2.3.1.1 敷地境界での実効線量評価について」にて記載している。
	添付資料 2.6.3 非居住区域境界及び敷地境界での実効線量評価に		【東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	対する指針との対比について		島根２号炉は，評価上必要な条件は本文中に記載していることから，同様の添付資料は作成していない。 【東海第二】 格納容器からの漏えい及び非常用ガス処理系による系外放出を考慮した場合の影響については，非常用ガス処理系による系外放出を考慮している設計基準事故の「原子炉冷却材喪失」の評価結果が，「全交流動力電源喪失」における実効線量よりも小さい値となっており，その影響は小さく有意ではないことを確認していることから，同様の添付資料は作成していない。
	添付資料 2.6.4 非常用ガス処理系による系外放出を考慮した被ばく評価について		
添付資料 2.6.2 安定状態について	添付資料 2.6.5 安定状態について（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）	添付資料 2.6.2 安定状態について（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）	
添付資料 2.6.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（LOCA 時注水機能喪失）	添付資料 2.6.6 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）	添付資料 2.6.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）	
添付資料 2.6.4 LOCA 事象の破断面積に係る感度解析について			【柏崎 6/7】 「添付資料 2.6.1「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の事故条件の設定について」にて記載している。
	添付資料 2.6.7 原子炉注水開始が遅れた場合の影響について（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）	添付資料 2.6.4 減圧・注水操作の時間余裕について	
添付資料 2.6.5 7 日間における水源の対応について（LOCA 時注水機能喪失）	添付資料 2.6.8 7 日間における水源の対応について（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）	添付資料 2.6.5 ７日間における水源の対応について（ＬＯＣＡ 時注水機能喪失）	
添付資料 2.6.6 7 日間における燃料の対応について（LOCA 時注水機能喪失）	添付資料 2.6.9 7 日間における燃料の対応について（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）	添付資料 2.6.6 ７日間における燃料の対応について（ＬＯＣＡ 時注水機能喪失）	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	添付資料 2.6.10 常設代替交流電源設備の負荷（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）	添付資料 2.6.7 常設代替交流電源設備の負荷（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）	
		（2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ））	
	添付資料 2.7.1 インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の対応操作について	添付資料 2.7.1 インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の対応操作について	
添付資料 2.7.1 インターフェイスシステム LOCA 発生時の破断面積及び現場環境等について	添付資料 2.7.2 インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の破断面積及び現場環境等について	添付資料 2.7.2 インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の破断面積及び現場環境等について	
	添付資料 2.7.3 インターフェイスシステムＬＯＣＡ時の格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度に対する設計基準事故の代表性について		【東海第二】 ISLOCA と LOCA(DBA)を比較した場合，ISLOCA は格納容器外へ熱量が流出し，格納容器圧力及び温度の観点では LOCA(DBA)事象の方が厳しくなることを説明した資料であるため，同様の添付資料は作成していない。
添付資料 2.7.2 安定状態について	添付資料 2.7.4 安定状態について（格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ））	添付資料 2.7.3 安定状態について（格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ））	
添付資料 2.7.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(インターフェイスシステム LOCA)	添付資料 2.7.5 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ））	添付資料 2.7.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(格納容器バイパス(インターフェイスシステムＬＯＣＡ))	
	添付資料 2.7.6 7 日間における水源の対応について（格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ））		【東海第二】 島根２号炉は，ISLOCA 時は S/C を水源としており，外部水源に期待していないため，同様の添付資料を作成していない。
添付資料 2.7.4 7 日間における燃料の対応について(インターフェイスシステム LOCA)	添付資料 2.7.7 7 日間における燃料の対応について（格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ））	添付資料 2.7.5 7 日間における燃料の対応について（格納容器バイパス(インターフェイスシステムＬＯＣＡ))	
	添付資料 2.7.8 常設代替交流電源設備の負荷（格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ））		【東海第二】 島根２号炉では，ISLOCA 時に常設代替交流電源設備により重大事故等対処設備への電源

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			供給は実施しないため，同様の添付資料は作成していない。
	添付資料 2.8.1 基準津波を超え敷地に遡上する津波への対応について 添付資料 2.8.2 基準津波を超え敷地に遡上する津波に対する基準適合のための基本方針及び施設の防護方針について 添付資料 2.8.3 地震発生と同時に津波が到達するとした評価上の想定の妥当性について 添付資料 2.8.4 7 日間における水源の対応について（津波浸水による最終ヒートシンク喪失） 添付資料 2.8.5 7 日間における燃料の対応について（津波浸水による最終ヒートシンク喪失） 添付資料 2.8.6 常設代替交流電源設備の負荷（津波浸水による最終ヒートシンク喪失） 添付資料 2.8.7 全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）との事故対応の相違点について		
		（3.　運転中の原子炉における重大事故） （3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））	
	添付資料 3.1.2.1 炉心損傷及び原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方について		【東海第二】 補足説明資料「20. 炉心損傷，原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方」にて記載している。
	添付資料 3.1.2.2 原子炉水位不明時の対応について		【東海第二】 補足説明資料「23. 最長許容炉心露出時間及び水位不明判断曲線」にて記載している。
	添付資料 3.1.2.3 常設低圧代替注水系ポンプの機能確保の妥当性について		【東海第二】 補足説明資料「５.深層防護の考え方について」にて記載している。
添付資料 3.1.2.1 格納容器気相部温度が原子炉格納容器の健全	添付資料 3.1.2.8 格納容器雰囲気温度が格納容器の健全性に与え		【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
性に与える影響について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））	る影響について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））		島根２号炉は，格納容器雰囲気温度最高値が200℃を超えないため，同様の添付資料は作成していない。
添付資料 3.1.2.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）における炉心の損傷状態及び損傷炉心の位置について	添付資料 3.1.2.6 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）における炉心の損傷状態及び損傷炉心の位置について	添付資料 3.1.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）における炉心の損傷状態及び損傷炉心の位置について	
添付資料 3.1.2.3 安定状態について（代替循環冷却系を使用する場合）	添付資料 3.1.2.9 安定状態について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合））	添付資料 3.1.2.2 安定状態について（残留熱代替除去系を使用する場合）	
添付資料 3.1.2.4 原子炉格納容器内に存在する亜鉛及びアルミニウムの反応により発生する水素ガスの影響について	添付資料 3.1.2.10 格納容器内に存在するアルミニウム／亜鉛の反応により発生する水素の影響について	添付資料 3.1.2.3 原子炉格納容器内に存在する亜鉛及びアルミニウムの反応により発生する水素ガスの影響について	
添付資料 3.1.2.5 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について	添付資料 3.1.2.4 原子炉建屋から大気中へ漏えいするＣｓ－137の漏えい量評価について	添付資料 3.1.2.4 原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えい量について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））	
添付資料 3.1.2.6 原子炉格納容器漏えい率の設定について	添付資料 3.1.2.5 格納容器漏えい率の設定について 添付資料 3.1.2.7 水の放射線分解を考慮した場合の格納容器過圧に対する影響について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））	添付資料 3.1.2.5 原子炉格納容器漏えい率の設定について	【東海第二】 「3.1.2.2(4) 有効性評価の結果 ｂ．評価項目等」に記載していることから，同様の添付資料を作成していない。
添付資料 3.1.2.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却系を使用する場合）））	添付資料 3.1.2.11 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合））	添付資料 3.1.2.6 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用する場合）））	
添付資料 3.1.2.8 大破断 LOCA を上回る規模の LOCA に対する格納容器破損防止対策の有効性について	添付資料 3.1.2.12 大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡに対する格納容器破損防止対策の有効性について	添付資料 3.1.2.7 大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡに対する格納容器破損防止対策の有効性について	
添付資料 3.1.2.9 ７日間における水源の対応について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）：代替循環冷却系を使用する場合）	添付資料 3.1.2.13 ７日間における水源の対応について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）	添付資料 3.1.2.8 ７日間における水源の対応について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（残留熱代替除去系を使用する場合）	
添付資料 3.1.2.10 ７日間における燃料の対応について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）：代替循環冷却系を使用する場合）	添付資料 3.1.2.14 ７日間における燃料の対応について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合））	添付資料 3.1.2.9 ７日間における燃料の対応について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（残留熱代替除去系を使用する場合）	
添付資料 3.1.2.11 常設代替交流電源設備の負荷（雰囲気圧力・温	添付資料 3.1.2.15 常設代替交流電源設備の負荷（雰囲気圧力・	添付資料 3.1.2.10 常設代替交流電源設備の負荷（雰囲気圧力・	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
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）	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））	温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（残留熱代替除去系を使用する場合）	
	添付資料 3.1.2.16 格納容器内の酸素濃度上昇抑制のための対応操作について		【東海第二】 酸素濃度を基準に窒素を注入する東海第二固有の対応操作に関する資料であることから，同様の添付資料を作成していない。
	添付資料 3.1.3.1 東海第二発電所の格納容器設計の特徴を踏まえた過圧破損防止対策について		【東海第二】 MARK-Ⅱ型格納容器の東海第二において，代替循環冷却系を多重化している等の固有の設計を説明した資料であることから，島根２号炉では同様の添付資料は作成していない。
添付資料 3.1.3.1 炉心損傷の判断基準及び炉心損傷判断前後の運転操作の差異について 添付資料 3.1.3.2 非凝縮性ガスの影響について	添付資料 3.1.3.2 炉心損傷の判断基準及び炉心損傷判断前後の運転操作の差異について 添付資料 3.1.3.13 非凝縮性ガスの影響について 添付資料 3.1.3.3 崩壊熱による蒸発量相当の注水量について	添付資料 3.1.3.1 炉心損傷の判断基準及び炉心損傷判断前後の運転操作の差異について 添付資料 3.1.3.2 非凝縮性ガスの影響について	【東海第二】 「第 3.1.3.2-1(2)図 注水流量の推移」にて崩壊熱相当の注水量の推移を示していることから，同様の添付資料は作成していない。
添付資料 3.1.3.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時において代替循環冷却系を使用しない場合における格納容器圧力逃がし装置からの Cs-137 放出量評価について	添付資料 3.1.3.4 格納容器圧力逃がし装置を用いて大気中へ放出されるＣｓ－137 の放出量評価	添付資料 3.1.3.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時において残留熱代替除去系を使用しない場合における格納容器フィルタベント系からのＣｓ－１３７放出量評価について	
添付資料 3.1.3.4 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について	添付資料 3.1.3.5 原子炉建屋から大気中へ漏えいするＣｓ－137 の漏えい量評価等について	添付資料 3.1.3.4 原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えい量について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	添付資料 3.1.3.6 格納容器内での除去効果について		【東海第二】 補足説明資料「13. 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」にて記載している。
添付資料 3.1.3.5 安定状態について（代替循環冷却系を使用しない場合）	添付資料 3.1.3.7 安定状態について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合））	添付資料 3.1.3.5 安定状態について（残留熱代替除去系を使用しない場合）	
添付資料 3.1.3.6 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（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しない場合）））	添付資料 3.1.3.8 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合））	添付資料 3.1.3.6 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用しない場合）））	
添付資料 3.1.3.7 注水操作が遅れる場合の影響について	添付資料 3.1.3.9 注水操作が遅れる場合の影響について	添付資料 3.1.3.7 注水操作が遅れる場合の影響について 添付資料 3.1.3.8 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作開始を限界圧力接近時とした場合の影響	
添付資料 3.1.3.8 7 日間における水源の対応について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）：代替循環冷却系を使用しない場合）	添付資料 3.1.3.10 7 日間における水源の対応について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合））	添付資料 3.1.3.9 7 日間における水源の対応について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（残留熱代替除去系を使用しない場合）	
添付資料 3.1.3.9 7 日間における燃料の対応について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）：代替循環冷却系を使用しない場合）	添付資料 3.1.3.11 7 日間における燃料の対応について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合））	添付資料 3.1.3.10 7 日間における燃料の対応について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（残留熱代替除去系を使用しない場合）	
添付資料 3.1.3.10 常設代替交流電源設備の負荷（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）：代替循環冷却系を使用しない場合）	添付資料 3.1.3.12 常設代替交流電源設備の負荷（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）） 添付資料 3.1.3.14 サプレッション・プール水位上昇による真空破壊弁への影響について	添付資料 3.1.3.11 常設代替交流電源設備の負荷（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（残留熱代替除去系を使用しない場合）	【東海第二】 島根２号炉では，真空破壊弁水没後の格納容器圧力評価（MAAP）を実施しており本文中に評価結果を記載しているため，同様の添付資料を作成していない。
		（3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）	
添付資料 3.2.1 高温環境下での逃がし安全弁の開保持機能維持について	添付資料 3.2.6 高温環境下での逃がし安全弁の開保持機能維持について	添付資料 3.2.1 高温環境下での逃がし安全弁の開保持機能維持について	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
添付資料 3.2.3 格納容器破損モード「DCH」,「FCI」及び「MCCI」の評価事故シーケンスの位置付け 添付資料 3.2.2 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について	添付資料 3.2.5 原子炉建屋から大気中へ漏えいするＣｓ－137 の漏えい量評価について 添付資料 3.2.1 原子炉圧力容器高圧破損防止のための原子炉手動減圧について 添付資料 3.2.2 原子炉圧力容器の破損判断について 添付資料 3.2.3 ペデスタル（ドライウェル部）内の水位管理方法について 添付資料 3.2.4 高温ガスによる原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えい可能性と事象進展等に与える影響について	添付資料 3.2.2 格納容器破損モード「ＤＣＨ」,「ＦＣＩ」及び「ＭＣＣＩ」の評価事故シーケンスの位置づけ 添付資料 3.2.3 原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えい量について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）	【東海第二】 補足説明資料「11. 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」にて記載している。 【東海第二】 ＲＰＶ破損判断から注水開始までの余裕時間が短い東海第二固有の資料であることから，同様の添付資料は作成していない。なお，破損判断は「3.2.1(3)h.原子炉圧力容器破損確認」等に記載している。 【東海第二】 通常運転時から下部ペデスタルに水張りをしている東海第二固有の資料であることから，同様の添付資料は作成していない。なお，ペデスタルへの注水操作は「3.2.1(3)i.溶融炉心への注水」等に記載している。 【東海第二】 「添付資料 3.2.4　解析コード及び解析条件の不確かさの影響について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	添付資料 3.2.7 水の放射線分解を考慮した場合の格納容器過圧に対する影響について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）		熱）」にて記載している。 【東海第二】 「3.5.2(3) 有効性評価の結果 ｂ．評価項目等」に記載していることから，同様の添付資料は作成していない。
	添付資料 3.2.8 安定状態について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）		【東海第二】 「添付資料 3.5.1 安定状態について（溶融炉心・コンクリート相互作用）」にて記載している。
添付資料 3.2.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）	添付資料 3.2.9 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）	添付資料 3.2.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）	
	添付資料 3.2.10 代替循環冷却系による原子炉注水を考慮しない場合の影響評価について		【東海第二】 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱において，原子炉注水をベースケースで考慮していないため，島根２号炉は同様の添付資料を作成していない。
添付資料 3.2.5 ７日間における水源の対応について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱） 添付資料 3.2.6 ７日間における燃料の対応について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）	添付資料 3.2.11 ７日間における水源の対応について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱） 添付資料 3.2.12 ７日間における燃料の対応について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）	添付資料 3.2.5 ７日間における水源の対応について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱） 添付資料 3.2.6 ７日間における燃料の対応について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）	
	添付資料 3.2.13 常設代替交流電源設備の負荷（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）	添付資料 3.2.7 常設代替交流電源設備の負荷（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）	
	添付資料 3.2.14 原子炉圧力容器破損時の溶融炉心の冠水評価について		【東海第二】 「添付資料 3.3.3 ペデスタルへの水張り実施の適切性」にて記載している。
	添付資料 3.2.15 コリウムシールド材料の選定について		【東海第二】 補足説明資料「29. ドライウェルサンプへの溶融炉心流入防止対策

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	添付資料 3.2.16 コリウムシールド厚さ，高さの設定について 添付資料 3.2.17 原子炉圧力容器の破損位置について 添付資料 3.2.18 格納容器内に注入する窒素温度条件について		に期待した場合の溶融炉心・コンクリート相互作用の影響について」にて記載している。 【東海第二】 補足説明資料「29. ドライウェルサンプへの溶融炉心流入防止対策に期待した場合の溶融炉心・コンクリート相互作用の影響について」にて記載している。 【東海第二】 補足説明資料「34.原子炉圧力容器の破損位置について」にて記載している。 【東海第二】 島根２号炉は，窒素の注入温度を最確値における最大温度でベースケースの評価を実施していることから，同様の添付資料を作成していない。
添付資料 3.3.1 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用に関する知見の整理 添付資料 3.3.2 水蒸気爆発の発生を仮定した場合の原子炉格納容器の健全性への影響評価 添付資料 3.3.3 原子炉格納容器下部への水張り実施の適切性	添付資料 3.3.1 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（炉外ＦＣＩ）に関する知見の整理について 添付資料 3.3.2 水蒸気爆発の発生を想定した場合の格納容器の健全性への影響評価 添付資料 3.3.3 ＪＡＳＭＩＮＥ解析について	（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 3.3.1 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用に関する知見の整理 添付資料 3.3.2 水蒸気爆発の発生を仮定した場合の原子炉格納容器の健全性への影響評価 添付資料 3.3.3 ペデスタルへの水張り実施の適切性	【東海第二】 「添付資料 1.5.1　島根原子力発電所 2 号炉の重大事故等対策の有効性評価の一般データ」及び「添付資料 3.3.2

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	添付資料 3.3.4 水蒸気爆発評価の解析モデルについて 添付資料 3.3.5 水蒸気爆発発生時のコリウムシールドへの影響		水蒸気爆発の発生を仮定した場合の原子炉格納容器の健全性への影響評価」にて記載している。 【東海第二】 添付資料「1.5.1 島根原子力発電所２号炉の重大事故等対策の有効性評価の一般データ」にて記載している。 【東海第二】 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用において，水蒸気爆発が起こる可能性は低いことから，同様の添付資料を作成していない。なお，強度として問題のない材料を当社も用いている。
添付資料 3.3.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響について（原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用） 添付資料 3.3.5 エントレインメント係数の圧力スパイクに対する影響	添付資料 3.3.6 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用） 添付資料 3.3.7 エントレインメント係数の圧力スパイクに対する影響	添付資料 3.3.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用）	【柏崎 6/7，東海第二】 エントレインメント係数の圧力スパイクに対する影響は解析コードの説明資料において感度解析を実施しており，感度が小さいことを確認していることから，同様の添付資料を作成していない。
添付資料 3.3.6 プラント損傷状態を LOCA とした場合の圧力スパイクへの影響	添付資料 3.3.8 プラント損傷状態をＬＯＣＡとした場合の圧力スパイクへの影響	添付資料 3.3.5 プラント損傷状態をＬＯＣＡとした場合の圧力スパイクへの影響 （3.4 水素燃焼）	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
添付資料 3.4.1 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	添付資料 3.4.5 Ｇ値を設計基準事故ベースとした場合の評価結果への影響について	添付資料 3.4.1 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	
添付資料 3.4.2 水の放射線分解の評価について	添付資料 3.4.1 水の放射線分解の評価について 添付資料 3.4.2 シビアアクシデント条件下で用いるＧ値の設定について	添付資料 3.4.2 水の放射線分解の評価について	【東海第二】 補足説明資料「３．G 値について」及び「17. 実効Ｇ値に係る電力共同研究の追加実験について」にて記載している。
添付資料 3.4.3 安定状態について	添付資料 3.4.3 安定状態について（水素燃焼）	添付資料 3.4.3 安定状態について（水素燃焼）	
添付資料 3.4.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響について（水素燃焼）	添付資料 3.4.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（水素燃焼）	添付資料 3.4.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（水素燃焼）	
添付資料 3.4.5 原子炉注水開始時間の評価結果への影響	添付資料 3.4.6 原子炉注水開始時間の評価結果への影響について 添付資料 3.4.7 格納容器内における気体のミキシングについて	添付資料 3.4.5 原子炉注水開始時間の評価結果への影響	【東海第二】 補足説明資料「４．原子炉格納容器内における気体のミキシングについて」にて記載している。
	添付資料 3.5.1 コリウムシールドを考慮した溶融炉心・コンクリート相互作用による侵食量評価について	（3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用）	【東海第二】 補足説明資料「29. ドライウェルサンプへの溶融炉心流入防止対策に期待した場合の溶融炉心・コンクリート相互作用の影響について」にて記載している。
	添付資料 3.5.2 溶融炉心による熱影響評価について		【東海第二】 東海第二はコリウムシールドの裏側にあるコンクリートで RPV を支持しているのに対し，島根２号炉はコンクリートのみならず，内側鋼板及び外側鋼板があり，さらに外側鋼板のみで

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	添付資料 3.5.3 溶融炉心の排水流路内での凝固停止評価について		原子炉圧力容器を支持できることを確認していることから，同様の添付資料は作成していない。 【東海第二】 補足説明資料「29．ドライウェルサンプへの溶融炉心流入防止対策に期待した場合の溶融炉心・コンクリート相互作用の影響についてにて」にて記載している。
添付資料 3.5.1 安定状態について		添付資料 3.5.1 安定状態について（溶融炉心・コンクリート相互作用）	
添付資料 3.5.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響について（溶融炉心・コンクリート相互作用）	添付資料 3.5.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（溶融炉心・コンクリート相互作用）	添付資料 3.5.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（溶融炉心・コンクリート相互作用）	
添付資料 3.5.3 溶融炉心の崩壊熱及び溶融炉心からプール水への熱流束を保守的に考慮する場合，格納容器下部床面での溶融炉心の拡がりを抑制した場合及びコリウムシールド内側への越流を考慮した場合のコンクリート侵食量及び溶融炉心・コンクリート相互作用によって発生する非凝縮性ガスの影響評価		添付資料 3.5.3 溶融炉心の崩壊熱及び溶融炉心からプール水への熱流束を保守的に考慮する場合，ペデスタル床面での溶融炉心の拡がりを抑制した場合のコンクリート侵食量及び溶融炉心・コンクリート相互作用によって発生する非凝縮性ガスの影響評価	
		（4．燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故） （4.1 想定事故１）	
	添付資料 4.1.1 使用済燃料プールの監視について		【東海第二】 補足説明資料「69．燃料プールの監視について」にて記載している。
添付資料 4.1.1 使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について	添付資料 4.1.2 使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について	添付資料 4.1.1 燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について	
添付資料 4.1.2「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の評価について	添付資料 4.1.3 水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率の算出について	添付資料 4.1.2「水遮蔽厚に対する貯蔵中の燃料等からの線量率」の評価について	
添付資料 4.1.3 安定状態について	添付資料 4.1.4 安定状態について（想定事故１）	添付資料 4.1.3 安定状態について（想定事故１）	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
添付資料 4.1.4 柏崎刈羽 6 号及び 7 号炉使用済燃料プール水沸騰・喪失時の未臨界性評価	添付資料 4.1.5 使用済燃料プール水沸騰・喪失時の未臨界性評価	添付資料 4.1.4 島根２号炉 燃料プール水沸騰・喪失時の未臨界性評価	
	添付資料 4.1.6 使用済燃料プール水温の管理について		【東海第二】 「第 4.1.2－1 表　主要評価条件（想定事故１）」及び「第 4.2.2－1 表　主要評価条件(想定事故２)」に燃料プール水温の条件と考え方を記載していることから，同様の添付資料は作成していない。
	添付資料 4.1.7 自然蒸発による水位低下速度について		【東海第二】 自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり，また事象発生直後より沸騰が開始するとした感度評価を行っており，その場合においても，対策の有効性を確認していることから，同様の添付資料を作成していない。
	添付資料 4.1.8 使用済燃料プール（ＳＦＰ）ゲートについて		【東海第二】 補足説明資料「19. 燃料プールゲートについて」にて記載している。
添付資料 4.1.5 評価条件の不確かさの影響評価について(想定事故 1)	添付資料 4.1.9 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故１）	添付資料 4.1.5 評価条件の不確かさの影響評価について(想定事故１)	
添付資料 4.1.6 7 日間における水源の対応について(想定事故 1)	添付資料 4.1.10 7 日間における水源の対応について(想定事故１)	添付資料 4.1.6 7 日間における水源の対応について(想定事故１)	
添付資料 4.1.7 7 日間における燃料の対応について(想定事故 1)	添付資料 4.1.11 7 日間における燃料の対応について(想定事故１)	添付資料 4.1.7 7 日間における燃料の対応について(想定事故１)	
	添付資料 4.1.12 常設代替交流電源設備の負荷　(想定事故１)		【東海第二】 島根２号炉では，想定事故１において常設代替交流電源設備により重大事故等対処設備への電源供給は実施しな

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	添付資料 4.1.13 使用済燃料プール水の沸騰状態継続時の鉄筋コンクリートへの熱影響について		いため，同様の添付資料を作成していない。 【東海第二】 補足説明資料「40. 燃料プール水の沸騰状態継続時の鉄筋コンクリートへの熱影響について」にて記載している。
添付資料 4.2.1 使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について 添付資料 4.2.2 想定事故 2 において開固着及び貫通クラックによる損傷を想定している理由	添付資料 4.2.1 使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について 添付資料 4.2.2 想定事故２においてサイフォン現象を想定している理由について	（4.2 想定事故２） 添付資料 4.2.1 燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について	【柏崎 6/7】 島根２号炉は，全周破断を想定しているため，同様の添付資料は作成していない。 【東海第二】 補足説明資料「18. 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」にて記載している。
添付資料 4.2.3 6 号及び 7 号炉 使用済燃料プールサイフォンブレーカについて 添付資料 4.2.4 安定状態について 添付資料 4.2.5 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故 2） 添付資料 4.2.6 7 日間における水源の対応について（想定事故 2） 添付資料 4.2.7 7 日間における燃料の対応（想定事故 2）	添付資料 4.2.3 使用済燃料プールの静的サイフォンブレーカについて 添付資料 4.2.4 安定状態について（想定事故２） 添付資料 4.2.5 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故２） 添付資料 4.2.6 7 日間における水源の対応について（想定事故２） 添付資料 4.2.7 7 日間における燃料の対応について（想定事故２） 添付資料 4.2.8 常設代替交流電源設備の負荷（想定事故２）	添付資料 4.2.2 燃料プールのサイフォンブレイク配管について 添付資料 4.2.3 安定状態について（想定事故２） 添付資料 4.2.4 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故２） 添付資料 4.2.5 7 日間における水源の対応について（想定事故２） 添付資料 4.2.6 7 日間における燃料の対応について（想定事故２）	【東海第二】 島根２号炉では，想定事故２において常設代替交流電源設備により重大事故等対処設備への電源供給は実施しないため，同様の添付資料を作成していない。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
		（5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故） （5.1 崩壊熱除去機能喪失）	
	添付資料 5.1.1 運転停止中における通常時のプラント監視について		【東海第二】 「第 5.1.1－1 表 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策について」にて記載していることから，同様の添付資料は作成していない。
添付資料 5.1.1 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における有効燃料棒頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について	添付資料 5.1.3 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における基準水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について	添付資料 5.1.1 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について	
添付資料 5.1.2 重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定	添付資料 5.1.2 重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定	添付資料 5.1.2 重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定	
添付資料 5.1.3 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失評価における崩壊熱設定の考え方	添付資料 5.1.4 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における崩壊熱の設定の考え方	添付資料 5.1.3 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失評価における崩壊熱設定の考え方	
	添付資料 5.1.5 運転停止中の原子炉の事故時における現場作業員の退避について		【東海第二】 「添付資料 5.1.6　運転停止中 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について」にて退避時間を記載していることから，同様の添付資料を作成していない。
添付資料 5.1.4 安定状態について	添付資料 5.1.6 安定停止状態について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）	添付資料 5.1.4 安定状態について（運転停止中（崩壊熱除去機能喪失））	
添付資料 5.1.5 原子炉停止中における崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の格納容器の影響について		添付資料 5.1.5 原子炉停止中における崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の格納容器の影響について	
添付資料 5.1.6 原子炉停止中 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について	添付資料 5.1.7 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について	添付資料 5.1.6 運転停止中　崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について	
添付資料 5.1.7 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）	添付資料 5.1.8 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）	添付資料 5.1.7 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中（崩壊熱除去機能喪失））	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
添付資料 5.1.8 7 日間における燃料の対応について（運転停止中崩壊熱除去機能喪失）	添付資料 5.1.9 7 日間における燃料の対応について（運転停止中崩壊熱除去機能喪失） 添付資料 5.1.10 常設代替交流電源設備の負荷（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）	添付資料 5.1.8 7 日間における燃料の対応について（運転停止中（崩壊熱除去機能喪失））	【東海第二】 島根２号炉では，運転停止中（崩壊熱除去機能喪失）において常設代替交流電源設備により重大事故等対処設備への電源供給は実施しないため，同様の添付資料を作成していない。
		（5.2 全交流動力電源喪失）	
添付資料 5.2.1 安定状態について	添付資料 5.2.1 安定停止状態について（運転停止中 全交流動力電源喪失）	添付資料 5.2.1 安定状態について（運転停止中（全交流動力電源喪失））	
添付資料 5.2.2 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 全交流動力電源喪失）	添付資料 5.2.2 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 全交流動力電源喪失） 添付資料 5.2.3 運転停止中の全交流動力電源喪失時におけるサプレッション・プール水への影響について	添付資料 5.2.2 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中（全交流動力電源喪失））	【東海第二】 東海第二固有の解析条件を踏まえた資料であることから，同様の添付資料は作成していない。
添付資料 5.2.3 7 日間における水源の対応について（運転停止中 全交流動力電源喪失） 添付資料 5.2.4 7 日間における燃料の対応（運転停止中 全交流動力電源喪失） 添付資料 5.2.5 常設代替交流電源設備の負荷（運転停止中 全交流動力電源喪失）	添付資料 5.2.4 7 日間における水源の対応について（運転停止中 全交流動力電源喪失） 添付資料 5.2.5 7 日間における燃料の対応について（運転停止中 全交流動力電源喪失） 添付資料 5.2.6 常設代替交流電源設備の負荷（運転停止中 全交流動力電源喪失）	添付資料 5.2.3 7 日間における水源の対応について（運転停止中（全交流動力電源喪失）） 添付資料 5.2.4 7 日間における燃料の対応について（運転停止中（全交流動力電源喪失）） 添付資料 5.2.5 常設代替交流電源設備の負荷（運転停止中（全交流動力電源喪失））	
		（5.3 原子炉冷却材の流出）	
添付資料 5.3.1 原子炉冷却材の流出における運転停止中の線量率評価について 添付資料 5.3.2 原子炉冷却材流出評価における POS 選定の考え方 添付資料 5.3.3 安定状態について	添付資料 5.3.1 原子炉圧力容器開放時における運転停止中の線量率評価について 添付資料 5.3.2 「原子炉冷却材の流出」におけるプラント状態選定の考え方 添付資料 5.3.3 安定停止状態について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）	添付資料 5.3.1 原子炉冷却材の流出における運転停止中の線量率評価について 添付資料 5.3.2 原子炉冷却材流出評価におけるＰＯＳ選定の考え方 添付資料 5.3.3 安定状態について（運転停止中（原子炉冷却材の流出））	
添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停	添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停	添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
止中 原子炉冷却材の流出） 添付資料 5.3.5 7 日間における燃料の対応について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）	止中 原子炉冷却材の流出）	止中（原子炉冷却材の流出）） 添付資料 5.3.5 ７日間における燃料の対応について（運転停止中（原子炉冷却材の流出））	
		（5.4 反応度の誤投入）	
添付資料 5.4.1 反応度の誤投入事象の代表性について	添付資料 5.4.1 反応度誤投入事象の代表性について	添付資料 5.4.1 反応度の誤投入事象の代表性について	
添付資料 5.4.2 反応度の誤投入における燃料エンタルピ			【柏崎 6/7】 島根２号炉は，反応度誤投入時のエンタルピ評価を本文中に記載しているため，同様の添付資料を作成していない。
添付資料 5.4.3 反応度の誤投入における炉心平均中性子束の推移			【柏崎 6/7】 島根２号炉は，反応度誤投入時の挙動説明を本文中に記載しているため，同様の添付資料を作成していない。
添付資料 5.4.4 安定状態について	添付資料 5.4.2 安定停止状態について （運転停止中 反応度の誤投入）	添付資料 5.4.2 安定状態について（運転停止中（反応度の誤投入））	
添付資料 5.4.5 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 反応度誤投入）	添付資料 5.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について （運転停止中 反応度の誤投入）	添付資料 5.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について （運転停止中（反応度の誤投入））	
	添付資料 5.4.4 原子炉初期出力に係る感度解析の評価条件について		【東海第二】 Cm-242 および Cm-244 の減衰による初期出力の低下は，その半減期を考慮すると，1/10 倍以下になるのは相当の期間を要するため，感度解析の条件は妥当である判断していることから，同様の添付資料は作成していない。
添付資料 5.4.6 反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさについて	添付資料 5.4.5 反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析について	添付資料 5.4.4 反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさについて	
		（6. 必要な要員及び資源の評価）	
添付資料 6.1.1 他号炉との同時被災時における必要な要員及び資源について	添付資料 6.1.1 同時被災時における必要な要員及び資源について	添付資料 6.1.1 他号炉との同時被災時における必要な要員及び資源について	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
添付資料 6.2.1 重大事故等対策の要員の確保及び所要時間について 添付資料 6.2.2 重要事故シーケンス等以外の事故シーケンスの要員の評価について 添付資料 6.3.1 水源，燃料，電源負荷評価結果について	添付資料 6.2.1 重大事故等対策の要員の確保及び所要時間について 添付資料 6.2.2 重要事故シーケンス等以外の事故シーケンスの要員の評価について 添付資料 6.3.1 水源，燃料，電源負荷評価結果について	添付資料 6.2.1 重大事故等対策の要員の確保及び所要時間について 添付資料 6.2.2 重要事故シーケンス等以外の事故シーケンスの要員の評価について 添付資料 6.3.1 水源，燃料，電源負荷評価結果について	

実線・・設備運用又は体制等の相違（設計方針の相違）
波線・・記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
3. 運転中の原子炉における重大事故 3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損） 3.1.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策 (1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に至る可能性のあるプラント損傷状態は，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，TQUV，TQUX，LOCA，長期 TB，TBU，TBP 及び TBD である。 (2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」では，発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失事故（LOCA）又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気，ジルコニウムー水反応等によって発生した非凝縮性ガス等の蓄積によって，原子炉格納容器内の雰囲気圧力・温度が徐々に上昇し，原子炉格納容器の過圧・過温により原子炉格納容器の破損に至る。 したがって，本格納容器破損モードでは，損傷炉心の冷却のための低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却，また，代替循環冷却系又は格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱によって原子炉格納容器の破損及び放射性物質の異常な水準での敷地外への放出を防止する。	3. 運転中の原子炉における重大事故 3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損） 3.1.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策 (1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に至る可能性のあるプラント損傷状態は，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，ＴＱＵＶ，ＴＱＵＸ，ＬＯＣＡ，長期ＴＢ，ＴＢＵ，ＴＢＰ及びＴＢＤである。 (2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」では，発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失事故（ＬＯＣＡ）又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，緩和措置がとられない場合には，格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気，ジルコニウムー水反応等によって発生した非凝縮性ガス等の蓄積によって，格納容器内の雰囲気圧力・温度が徐々に上昇し，格納容器の過圧・過温により格納容器の破損に至る。 したがって，本格納容器破損モードでは，損傷炉心の冷却のための低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却，また，代替循環冷却系又は格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱によって格納容器の破損及び放射性物質の異常な水準での敷地外への放出を防止する。	3.　運転中の原子炉における重大事故 3.1　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損） 3.1.1　格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策 (1)　格納容器破損モード内のプラント損傷状態 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に至る可能性のあるプラント損傷状態は，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，ＴＱＵＶ，ＴＱＵＸ，ＬＯＣＡ，長期ＴＢ，ＴＢＵ，ＴＢＰ及びＴＢＤである。 (2)　格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」では，発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失事故（ＬＯＣＡ）又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気，ジルコニウムー水反応等によって発生した非凝縮性ガス等の蓄積によって，原子炉格納容器内の雰囲気圧力・温度が徐々に上昇し，原子炉格納容器の過圧・過温により原子炉格納容器の破損に至る。 したがって，本格納容器破損モードでは，損傷炉心の冷却のための低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却，また，残留熱代替除去系又は格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱によって原子炉格納容器の破損及び放射性物質の異常な水準での敷地外への放出を防止する。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，可搬型設備により格納容器冷却を実施している。

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	また，格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が可燃領域に至るまでに，格納容器内へ窒素を注入することによって，格納容器内における水素燃焼による格納容器の破損を防止する。	また，原子炉格納容器の水素濃度及び酸素濃度が可燃領域に至ることを防止するために，原子炉格納容器内へ窒素を注入することによって，原子炉格納容器内における水素燃焼による原子炉格納容器の破損を防止する。	・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，可燃性ガス濃度の抑制は，ＳＡ設備である可搬式窒素供給装置による窒素注入を実施することとしている。 【東海第二】 島根２号炉は，酸素濃度基準ではなく，残留熱代替除去系等による原子炉格納容器内の除熱を開始した場合に，窒素ガス供給を行う。
本格納容器破損モードは，原子炉格納容器バウンダリに対する過圧・過温の観点で厳しい事象であり，代替循環冷却系の使用可否により，格納容器圧力・温度等の挙動が異なることが想定されるため，代替循環冷却系を使用する場合と使用しない場合の両者について，格納容器破損防止対策の有効性評価を行う。代替循環冷却系が使用できる場合には，格納容器圧力逃がし装置よりも優先して使用する。	本格納容器破損モードは，格納容器バウンダリに対する過圧・過温の観点で厳しい事象であり，代替循環冷却系を使用する場合を想定し，期待する格納容器破損防止対策の有効性評価を行う。また，代替循環冷却系は多重化設計とした上で，さらなる後段の対策として格納容器圧力逃がし装置を整備するため，重大事故時の事象発生後短期に格納容器圧力逃がし装置を使用することは実質的には考えられないが，本格納容器破損モードで想定される事故シーケンスに対して代替循環冷却系が使用できない場合についても，格納容器圧力逃がし装置の有効性を評価する観点から格納容器破損防止対策の有効性評価を行う。	本格納容器破損モードは，原子炉格納容器バウンダリに対する過圧・過温の観点で厳しい事象であり，残留熱代替除去系の使用可否により，格納容器圧力・温度等の挙動が異なることが想定されるため，残留熱代替除去系を使用する場合と使用しない場合の両者について，格納容器破損防止対策の有効性評価を行う。残留熱代替除去系が使用できる場合には，格納容器フィルタベント系よりも優先して使用する。	・記載方針の相違 【東海第二】 記載表現は異なるものの，島根２号炉及び先行電力において，残留熱代替除去系を使用する場合及び残留熱代替除去系を使用しない場合の両者について有効性評価を行うことを記載。
なお，本格納容器破損モードの評価では重大事故等対処設備による原子炉注水機能に期待しており，原子炉圧力容器破損に至ることはないが，重大事故等対処設備による原子炉注水機能に期待せず原子炉圧力容器破損に至る場合については，「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」，「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にて確認する。	なお，本格納容器破損モードの評価では重大事故等対処設備による原子炉注水機能に期待しており，原子炉圧力容器破損に至ることはないが，重大事故等対処設備による原子炉注水機能に期待せず原子炉圧力容器破損に至る場合については，「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」，「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にて確認する。	なお，本格納容器破損モードの評価では重大事故等対処設備による原子炉注水機能に期待しており，原子炉圧力容器破損に至ることはないが，重大事故等対処設備による原子炉注水機能に期待せず原子炉圧力容器破損に至る場合については，「3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」，「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にて確認する。	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合 3.1.2.1 格納容器破損防止対策 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）」で想定される事故シーケンスに対して，原子炉格納容器の破損を防止し，かつ，放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため，初期の対策として低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備する。	3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合 3.1.2.1 格納容器破損防止対策 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）」で想定される事故シーケンスに対して，格納容器の破損を防止し，かつ，放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため，初期の対策として低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段を整備する。	3.1.2　残留熱代替除去系を使用する場合 3.1.2.1　格納容器破損防止対策 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）」で想定される事故シーケンスに対して，原子炉格納容器の破損を防止し，かつ，放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため，初期の対策として低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備する。	・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，事象初期に格納容器スプレイを実施しない（原子炉注水を優先的に実施し，注水後過熱蒸気による影響が緩和され格納容器スプレイの実施基準に至らないため）。
また，安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却手段及び代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱手段を整備する。	また，安定状態に向けた対策として代替循環冷却系による格納容器除熱手段及び可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入手段を整備する。	また，安定状態に向けた対策として残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱手段及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内への窒素注入手段を整備する。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，残留熱代替除去系の運転開始前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため，格納容器代替スプレイ系を安定状態に向けた対策としておらず，また，可燃性ガスの抑制のために窒素注入をすることから，可搬式窒素供給装置を安定状態に向けた対策としている。
本格納容器破損モードの重大事故等対策の概略系統図を第3.1.2.1 図から第3.1.2.4 図に，対応手順の概要を第3.1.2.5 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と手順の関係を第3.1.2.1 表に示す。	本格納容器破損モードの重大事故等対策の概略系統図を第3.1.2－1 図に，対応手順の概要を第3.1.2－2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と手順の関係を第3.1.2－1 表に示す。 （添付資料 3.1.2.1）	本格納容器破損モードの重大事故等対策の概略系統図を第3.1.2.1－1(1)図及び第 3.1.2. 1－1(2)図に，対応手順の概要を第3.1.2.1－2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と手順の関係を第3.1.2.1－1 表に示す。	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
本格納容器破損モードにおける評価事故シーケンスにおいて，事象発生 10 時間までの 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計 28 名※1 である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任），当直副長 2 名，運転操作対応を行う運転員 12 名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名，緊急時対策要員（現場）は 8 名※1 である。 また，事象発生 10 時間以降に追加で必要な要員は，代替原子炉補機冷却系作業等を行うための参集要員 36 名である。必要な要員と作業項目について第 3.1.2.6 図に示す。	本格納容器破損モードにおける評価事故シーケンスにおいて，事象発生 2 時間までの重大事故等対策に必要な要員は，災害対策要員（初動）20 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直発電長 1 名，当直副発電長 1 名及び運転操作対応を行う当直運転員 4 名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う要員は 4 名，現場操作を行う重大事故等対応要員は 10 名である。 また，事象発生 2 時間以降に追加で必要な参集要員は，タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員 2 名である。必要な要員と作業項目について第 3.1.2－3 図に示す。	本格納容器破損モードにおける評価事故シーケンスにおいて，重大事故等対策に必要な要員は，緊急時対策要員 31 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長１名，当直副長１名，運転操作対応を行う運転員５名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う要員は５名，復旧班要員は 19 名である。 必要な要員と作業項目について第 3.1.2.1－3 図に示す。	・体制の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能な体制を整備。 プラント基数，設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが，タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお，これら要員 31 名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。
なお，評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を評価事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，28 名で対処可能である。	なお，評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を評価事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，20 名で対処可能である。	なお，評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を評価事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，31 名で対処可能である。	・体制の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 運用及び設備の相違に伴う，必要要員数の相違。 ・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，解析上考慮していない要員も含めた要員数を記載している。
※1 有効性評価で考慮しない作業（原子炉ウェル注水）に必要な要員 4 名を含めると，緊急時対策要員（現場）が 12 名，合計が 32 名になる。			
a．原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系機能喪失確認 運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失事故（LOCA）又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。 原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，平均出力領域モニタ等である。	a．原子炉スクラム，ＬＯＣＡ発生及び全交流動力電源喪失の確認 運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失事故（ＬＯＣＡ）又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。 原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，平均出力領域計装等である。	a．原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系等機能喪失確認 運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失事故（ＬＯＣＡ）又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。 原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，平均出力領域計装である。	・設備の相違

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	ＬＯＣＡ発生を確認する。 ＬＯＣＡ発生を確認するために必要な計装設備は，ドライウェル圧力等である。 外部電源が喪失するとともに，非常用ディーゼル発電機等が機能喪失する。これにより所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり，全交流動力電源喪失に至ることから，全交流動力電源喪失を確認する。また，全交流動力電源喪失により非常用炉心冷却系の安全機能の喪失を想定する。 全交流動力電源喪失を確認するために必要な計装設備は，Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧等である。 *【比較のため，「ａ．」の一部を記載】*		【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，中性子源領域計装（ＳＲＭ）及び中間領域計装（ＩＲＭ），柏崎 6/7，東海第二は起動領域計装（ＳＲＮＭ）を採用している。柏崎 6/7，東海第二は，運転時挿入されているＳＲＮＭにより確認が可能な設備として，等を記載しているが，島根２号炉は，ＳＲＭ及びＩＲＭが運転時引き抜きのため，平均出力領域計装（ＡＰＲＭ）により確認することとしている。 ・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，本シーケンスの対応としてＬＯＣＡ発生による事象初期の格納容器スプレイを実施しないが，東海第二では実施することから項目に追加している。 ・記載箇所の相違 【東海第二】 島根２号炉は，全交流動力電源喪失の確認を「ｂ．全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備」で記載している。

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失を確認する。 非常用炉心冷却系の機能喪失を確認するために必要な計装設備は，各系統の流量指示等である。	また，全交流動力電源喪失により非常用炉心冷却系の安全機能の喪失を想定する。 全交流動力電源喪失を確認するために必要な計装設備は，Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧等である。 【ここまで】	非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失を確認する。 非常用炉心冷却系等の機能喪失を確認するために必要な計装設備は，各ポンプの出口流量等である。	・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，各ポンプの出口流量により非常用炉心冷却系及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失を判断しているが，東海第二では全交流動力電源喪失によって非常用炉心冷却系が起動できないため，非常用炉心冷却機能喪失と判断している。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，原子炉隔離時冷却系と非常用炉心冷却系を合わせて「非常用炉心冷却系等」と記載。
なお，対応操作は，原子炉水位，格納容器圧力等の徴候に応じて行うため，破断面積や破断位置が今回の想定と異なる場合や，破断位置が特定できない場合においても，対応する操作手順に変更はない。	なお，対応操作は，原子炉水位，格納容器圧力等の兆候に応じて行うため，破断面積や破断位置が今回の想定と異なる場合や，破断位置が特定できない場合においても，対応する操作手順に変更はない。 ｂ．原子炉への注水機能喪失の確認 原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達後，原子炉隔離時冷却系が自動起動に失敗したことを確認する。 原子炉への注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は，原子炉隔離時冷却系系統流量である。	なお，対応操作は，原子炉水位，格納容器圧力等の徴候に応じて行うため，破断面積や破断位置が今回の想定と異なる場合や，破断位置が特定できない場合においても，対応する操作手順に変更はない。	・記載箇所の相違 【東海第二】 島根２号炉は，「ａ．原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系等機能喪失確認」で非常用炉心冷却系等の機能喪失を記載しているが，東海第二では，全交流動力電源喪失で非常用炉心冷却系の機能喪失確認をしているため，「ａ．原子炉スクラム，ＬＯＣ

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			Ａ発生及び全交流動力電源喪失の確認」で非常用炉心冷却系の機能喪失，「ｂ．原子炉への注水機能喪失の確認」で原子炉隔離時冷却系の機能喪失を記載している。
ｂ．全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備 外部電源が喪失するとともに，全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり，全交流動力電源喪失に至る。 中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断する。これにより，常設代替交流電源設備，代替原子炉補機冷却系及び低圧代替注水系（常設）の準備を開始する。		ｂ．全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備 外部電源が喪失するとともに，全ての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失する。これにより非常用高圧母線（6.9kV）が使用不能となり，全交流動力電源喪失に至る。 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断する。これにより，常設代替交流電源設備，低圧原子炉代替注水系（常設）及び原子炉補機代替冷却系の準備を開始する。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。
ｃ．炉心損傷確認 大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため，原子炉水位は急激に低下し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。炉心損傷の判断は，ドライウェル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合とする。 炉心損傷を確認するために必要な計装設備は，格納容器内雰囲気放射線レベルである。 （添付資料 3.1.3.1）	ｃ．炉心損傷確認 大破断ＬＯＣＡ時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため，原子炉水位は急激に低下し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。炉心損傷の判断は，ドライウェル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍以上となった場合とする。 炉心損傷を確認するために必要な計装設備は，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｓ／Ｃ）である。	ｃ．炉心損傷確認 大破断ＬＯＣＡ時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため，原子炉水位は急激に低下し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。炉心損傷の判断は，ドライウェル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合とする。 炉心損傷を確認するために必要な計装設備は，格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル）及び格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）である。 （添付資料 3.1.3.1）	・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，10 倍を超過した場合を炉心損傷の判断としているが，東海第二では，10 倍を含めて炉心損傷と判断するため，「以上」としている。
また，炉心損傷判断後は，原子炉格納容器内の pH 制御のため薬品注入の準備を行う。サプレッション・チェンバのプール水の pH を 7 以上に制御することで，分子状無機よう素の生成が抑制され，その結果，有機よう素の生成についても抑制される。これにより，環境中への有機よう素	また，炉心損傷判断後は，格納容器内のｐＨ制御のため薬品注入の準備を行う。サプレッション・チェンバのプール水のｐＨを 7 以上に制御することで，分子状無機よう素の生成が抑制され，その結果，有機よう素の生成についても抑制される。これにより，環境中への有機よう素の放出	また，炉心損傷判断後は，原子炉格納容器内の pH 制御のため薬品注入の準備を行う。サプレッション・チェンバのプール水の pH を７以上に制御することで，分子状無機よう素の生成が抑制され，その結果，有機よう素の生成についても抑制される。これにより，環境中への有機よう素の放	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
の放出量を低減させることができる。なお，有効性評価においては，pH 制御には期待しない。	量を低減させることができる。なお，有効性評価においては，ｐＨ制御には期待しない。 （添付資料 3.1.3.2）	出量を低減させることができる。なお，有効性評価においては，pH 制御には期待しない。	
	ｄ．早期の電源回復不能判断及び対応準備 中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。これにより，常設代替交流電源設備，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び低圧代替注水系（常設）の準備を開始する。		・記載箇所の相違 【東海第二】 島根２号炉は，早期の電源回復不能判断を「ｂ．全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備」で記載している。
ｄ．水素濃度監視 炉心損傷が発生すれば，ジルコニウムー水反応等により水素ガスが発生することから，原子炉格納容器内の水素濃度を確認する。 原子炉格納容器内の水素濃度を確認するために必要な計装設備は，格納容器内水素濃度(SA)である。			・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，水素濃度及び酸素濃度監視設備の電源が交流電源であるため，「ｅ．水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動」に記載している。
ｅ．常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 常設代替交流電源設備による交流電源供給を開始し，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。これにより，原子炉圧力容器破損に至ることなく，原子炉水位が回復し，炉心は冠水する。 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）等である。	ｅ．常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電並びに代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備による交流電源供給を開始し，原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。具体的には，格納容器スプレイ弁と原子炉注水弁を用いて中央制御室からの遠隔操作により格納容器スプレイと原子炉注水に分配し，それぞれ連続で格納容器冷却及び原子炉注水を実施する。 (a) 常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電 早期の電源回復不能の確認後，中央制御室からの遠隔	ｄ．常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水 常設代替交流電源設備による交流電源供給を開始し，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。これにより，原子炉圧力容器破損に至ることなく，原子炉水位が回復し，炉心は冠水する。 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，代替注水流量（常設）等である。	・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，本シーケンスの対応としてＬＯＣＡ発生による事象初期の格納容器スプレイを実施していないが，東海第二では実施することから項目に追加している。 ・記載箇所の相違 【東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	操作により常設代替交流電源設備から緊急用母線を受電する。 常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電を確認するために必要な計装設備は，緊急用M／C電圧である。		島根２号炉は，電源供給の記載を「ｄ．常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水」に記載している。
	(b) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却 原子炉注水に伴い炉心部で発生する過熱蒸気により，格納容器圧力及び雰囲気温度が急激に上昇する。格納容器圧力及び雰囲気温度上昇を抑制する観点から，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を開始する。 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用）等である。		・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，本シーケンスの対応としてＬＯＣＡ発生による事象初期の格納容器スプレイを実施していないが，東海第二では実施することから項目に追加している。
	(c) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで，原子炉圧力容器破損に至ることなく，ジェットポンプ上端（以下「原子炉水位Ｌ０」という。）以上まで原子炉水位が回復し，炉心は冠水する。 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）等である。		・記載箇所の相違 【東海第二】 島根２号炉は，原子炉注水による記載を「ｄ．常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水」に記載している。
なお，大破断 LOCA により格納容器温度が上昇し，ドライウェル雰囲気温度計の指示が原子炉圧力の飽和温度を超えている場合は，水位不明と判断する。 水位不明判断に必要な計装設備は，原子炉圧力及びドライウェル雰囲気温度である。	なお，大破断ＬＯＣＡにより格納容器雰囲気温度が上昇し，ドライウェル雰囲気温度計の指示が原子炉圧力の飽和温度を超えている場合は，水位不明と判断する。 水位不明判断に必要な計装設備は，原子炉圧力，原子炉圧力（ＳＡ）及びドライウェル雰囲気温度である。	なお，大破断ＬＯＣＡにより格納容器温度が上昇し，ドライウェル温度（ＳＡ）の指示が原子炉圧力の飽和温度を超えている場合は，水位不明と判断する。 水位不明判断に必要な計装設備は，原子炉圧力，原子炉圧力（ＳＡ）及びドライウェル温度（ＳＡ）である。	
水位不明と判断した場合，原子炉水位は，崩壊熱及び原子炉注水流量から推定して把握することができる。具体的には，直前まで把握していた原子炉水位を起点とし，原子炉注水流量と崩壊熱除去に必要な水量の差を算出し，その	水位不明と判断した場合，原子炉水位は，崩壊熱及び原子炉注水流量から推定して把握することができる。具体的には，原子炉底部から原子炉水位Ｌ０まで冠水させるために必要な原子炉注水量及び崩壊熱分の注水量を考	水位不明と判断した場合，原子炉水位は，崩壊熱及び原子炉注水流量から推定して把握することができる。具体的には，原子炉底部から原子炉水位Ｌ０まで冠水させるために必要な原子炉注水量及び崩壊熱分の注水量を考慮し，原	・運用の相違 【柏崎 6/7】

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
差分を原子炉圧力容器水量レベル換算から原子炉水位変化量を求めることにより，推定することができる。	慮し，原子炉注水流量に応じた必要注水時間の原子炉注水を実施する。 サプレッション・プール水位の上昇抑制により格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作の遅延を図り，可能な限り外部への影響を軽減する観点から，原子炉水位Ｌ０まで冠水した後は，代替循環冷却系による格納容器除熱を開始後に，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。 （添付資料 3.1.2.2，3.1.3.3）	子炉注水流量に応じた必要注水時間の原子炉注水を実施する。	ＡＢＷＲとＢＷＲの炉型の違い（ＰＬＲ配管の有無）による原子炉水位不明時の推定方法の相違 ・記載箇所の相違 【東海第二】 島根２号炉は，残留熱代替除去系を起動した後に低圧原子炉代替注水系（常設）を停止することについて，「ｆ．残留熱代替除去系による原子炉注水及び原子炉格納容器除熱」に記載。
【比較のため，「ｄ．」を記載】 ｄ．水素濃度監視 炉心損傷が発生すれば，ジルコニウムー水反応等により水素ガスが発生することから，原子炉格納容器内の水素濃度を確認する。 原子炉格納容器内の水素濃度を確認するために必要な計装設備は，格納容器内水素濃度(SA)である。 *【ここまで】*	*【比較のため，「ｈ．」を記載】* ｈ．水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動 炉心損傷が発生すれば，ジルコニウムー水反応等により水素が発生し，水の放射線分解により水素及び酸素が発生することから，中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動し，格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。 格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認するために必要な計装設備は，格納容器内酸素濃度（ＳＡ）等である。 *【ここまで】*	ｅ．水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動 炉心損傷が発生すれば，ジルコニウムー水反応等により水素ガスが発生し，水の放射線分解により水素ガス及び酸素ガスが発生することから，中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動し，原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。 原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認するために必要な計装設備は，格納容器水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）である。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，水素濃度及び酸素濃度監視設備を同時に起動する。
	ｆ．緊急用海水系による冷却水（海水）の確保 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始後，中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水ポンプを起動し，緊急用海水系に海水を通水する。 緊急用海水系による冷却水（海水）の確保を確認するために必要な計装設備は，緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）である。		・設備設計の相違 【東海第二】 島根２号炉は，残留熱代替除去系の冷却として原子炉補機代替冷却系を整備している。
ｆ．代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却			・解析結果の相違 【柏崎 6/7】

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため，格納容器圧力及び温度が徐々に上昇する。崩壊熱及び原子炉注水流量による原子炉水位推定により炉心の冠水を確認した後，ドライウェル雰囲気温度計を用いて格納容器温度が 190℃超過を確認した場合又は格納容器内圧力を用いて格納容器圧力が 0.465MPa[gage]到達を確認した場合は，中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ２ 台を使用した代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器冷却を実施する。また，格納容器圧力 0.465MPa[gage]到達によって開始した場合は格納容器圧力が 0.39MPa[gage]以下となった時点で停止する。 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は，格納容器内圧力，復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）等である。 また，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却と同時に原子炉格納容器内の pH 制御のため薬品注入を実施する。 炉心を冠水維持できる範囲（原子炉水位低（レベル 1）から破断口高さ）を，崩壊熱及び原子炉注水流量からの推定手段により確認し，原子炉注水と格納容器スプレイの切替えを繰り返し行う。			島根２号炉は，残留熱代替除去系の運転開始前に格納容器スプレイの実施基準に到達しない。
ｇ．代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱 代替原子炉補機冷却系の準備が完了した後，代替循環冷却系の運転準備のため，低圧代替注水系（常設）の最大流量にて原子炉注水を実施し水位を回復する。崩壊熱及び原子炉注水流量からの原子炉水位推定により破断口高さまで水位回復後，格納容器スプレイに切り替え，最大流量にてスプレイを行うことで原子炉格納容器冷却を実施する。 崩壊熱及び原子炉注水流量からの原子炉水位推定により原子炉水位低（レベル 1）に到達した時点で，復水移送ポンプを停止し，代替循環冷却系の運転準備を実施する。復水移送ポンプを停止している期間は可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による原子炉への注水を実施し，水位の回復を図る。 代替循環冷却系の運転準備が完了した後，可搬型代替注	ｇ．代替循環冷却系による格納容器除熱 緊急用海水系に海水を通水した後，中央制御室からの遠隔操作により代替循環冷却系ポンプを起動することで，代替循環冷却系による格納容器除熱を開始する。	ｆ．残留熱代替除去系による原子炉注水及び原子炉格納容器除熱 原子炉補機代替冷却系の準備が完了し，残留熱代替除去系を起動した後，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し，原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱代替除去系による原子炉注水及び原子炉格納容器除熱を開始する。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，残留熱代替除去系を起動した後，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。 【柏崎 6/7】 残留熱代替除去系による原子炉注水及び原子炉格納容器除熱開始時の原子炉注水維持操作の相違。

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
水ポンプ（A-2 級）による原子炉注水を停止し，代替原子炉補機冷却系を用いた代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱を開始する。 代替循環冷却系の循環流量は，復水補給水系流量計（RHR A 系代替注水流量）及び復水補給水系流量計（RHR B 系代替注水流量）を用いて，原子炉注入弁と格納容器スプレイ弁を中央制御室からの遠隔操作により原子炉注水と格納容器スプレイに分配し，それぞれ連続で原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する。 代替循環冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，復水補給水系流量（RHR A 系代替注水流量）等であり，原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は，復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量），格納容器内圧力，サプレッション・チェンバ・プール水温度等である。 また，水の放射線分解により水素ガス及び酸素ガスが発生することから，原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。 原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認するために必要な計装設備は，格納容器内酸素濃度等である。	代替循環冷却系の循環流量は，代替循環冷却系原子炉注水流量及び代替循環冷却系格納容器スプレイ流量を用いて，原子炉注入弁と格納容器スプレイ弁を中央制御室からの遠隔操作により原子炉注水と格納容器スプレイに分配し，それぞれ連続で原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する。 代替循環冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，代替循環冷却系原子炉注水流量等であり，格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は，代替循環冷却系格納容器スプレイ流量，ドライウェル圧力及びサプレッション・チェンバ圧力，サプレッション・プール水温度等である。 ｈ．水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動 炉心損傷が発生すれば，ジルコニウムー水反応等により水素が発生し，水の放射線分解により水素及び酸素が発生することから，中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動し，格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。 格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認するために必要な計装設備は，格納容器内酸素濃度（ＳＡ）等である。 ｉ．可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入 格納容器内酸素濃度が 4.0vol％（ドライ条件）に到達した場合，可搬型窒素供給装置を用いて格納容器内へ窒素を注入することで，格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する。 可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入を確認するために必要な計装設備は，格納容器内酸素濃度（ＳＡ）である。	残留熱代替除去系の循環流量は，残留熱代替除去系原子炉注水流量及び残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量を用いて，原子炉注水弁と格納容器スプレイ弁を中央制御室からの遠隔操作により原子炉注水と格納容器スプレイに分配し，それぞれ連続で原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する。 残留熱代替除去系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，残留熱代替除去系原子炉注水流量等であり，原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は，残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量，ドライウェル圧力（ＳＡ），サプレッション・プール水温度（ＳＡ）等である。 また，水の放射線分解により水素ガス及び酸素ガスが発生することから，原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。 原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認するために必要な計装設備は，格納容器酸素濃度（ＳＡ）等である。 ｇ．可搬式窒素供給装置を用いた原子炉格納容器内への窒素注入 残留熱代替除去系による原子炉注水及び原子炉格納容器除熱を実施した場合，可搬式窒素供給装置を用いて原子炉格納容器内へ窒素を注入することで，格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する。 可搬式窒素供給装置を用いた原子炉格納容器内への窒素注入を確認するために必要な計装設備は，格納容器酸素濃度（ＳＡ）である。	・記載箇所の相違 【東海第二】 島根２号炉は，水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動を「ｅ．水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動」に記載している。 ・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，可燃性ガス濃度の抑制は，ＳＡ設備である可搬式窒素供給装置による窒素注入を実施することとしている。 【東海第二】 島根２号炉は，酸素濃

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	ｊ．タンクローリによる燃料給油操作 タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型窒素供給装置に燃料給油を実施する。		度基準ではなく，残留熱代替除去系等による原子炉格納容器内の除熱を開始した場合に，窒素ガス供給を行う。 ・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，可搬式窒素供給装置に限らず，燃料補給操作は適宜実施としていることから，いずれのシーケンスも燃料補給操作を記載しない方針としている。
3.1.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価する観点から，プラント損傷状態を LOCA に全交流動力電源喪失事象を加えた状態とし，中小破断 LOCA に比べて破断口径が大きいことから事象進展が早く，格納容器圧力及び温度上昇の観点で厳しい大破断 LOCA を起因とする，「大破断 LOCA＋ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失」である。	3.1.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価する観点から，プラント損傷状態をＬＯＣＡとし，中小破断ＬＯＣＡに比べて破断口径が大きいことから事象進展が早く，格納容器圧力及び雰囲気温度上昇の観点で厳しい大破断ＬＯＣＡを起因とする，「大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」である。 なお，本評価事故シーケンスにおいては，電源の復旧，注水機能の確保等，必要となる事故対処設備が多く，格納容器への注水・除熱を実施するまでの対応時間を厳しく評価する観点から，全交流動力電源喪失の重畳を考慮する。	3.1.2.2　格納容器破損防止対策の有効性評価 (1)　有効性評価の方法 本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価する観点から，プラント損傷状態をＬＯＣＡに全交流動力電源喪失事象を加えた状態とし，中小破断ＬＯＣＡに比べて破断口径が大きいことから事象進展が早く，格納容器圧力及び温度上昇の観点で厳しい大破断ＬＯＣＡを起因とする，「冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋ＥＣＣＳ注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」である。	・整理方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，シーケンス選定段階から全交流動力電源喪失を含めたシーケンスとしている。（東海第二では，シーケンス選定上は全交流動力電源喪失を含めず，有効性評価の条件として全交流動力電源喪失を重畳させている。）
本評価事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，原子炉圧力容器における ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む），炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケー	本評価事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流，原子炉圧力容器におけるＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む），炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケー	本評価事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，原子炉圧力容器におけるＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む），炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケ	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
ション，構造材との熱伝達，原子炉圧力容器内 FP 挙動，原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，サプレッション・プール冷却，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却並びに炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内 FP 挙動が重要現象となる。 よって，これらの現象を適切に評価することが可能であり，原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の熱水力モデルを備え，かつ，炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉水位，燃料最高温度，格納容器圧力，格納容器温度等の過渡応答を求める。 また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 (2) 有効性評価の条件 本評価事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 3.1.2.2 表に示す。また，主要な解析条件について，本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 ａ．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，大破断 LOCA が発生するものとする。破断箇所は，原子炉圧力容器内の保有水量を厳しく評価するため，残留熱除去系の吸込配管とする。 （添付資料 1.5.2） (b) 安全機能の喪失に対する仮定 全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し，全交流動力電源が喪失するものとする。さらに非常用炉心冷却系が機能喪失するものとする。 (c) 外部電源	ション，構造材との熱伝達及び原子炉圧力容器内ＦＰ挙動，格納容器における格納容器各領域間の流動，サプレッション・プール冷却，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達及びスプレイ冷却並びに炉心損傷後の格納容器における格納容器内ＦＰ挙動が重要現象となる。 よって，これらの現象を適切に評価することが可能であり，原子炉圧力容器内及び格納容器内の熱水力モデルを備え，かつ，炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより原子炉水位，燃料最高温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。 また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 (2) 有効性評価の条件 本評価事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 3.1.2－2 表に示す。また，主要な解析条件について，本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 ａ．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，大破断ＬＯＣＡが発生するものとする。破断箇所は，原子炉圧力容器内の保有水量を厳しく評価し，かつ，格納容器内の圧力上昇及び温度上昇の観点で厳しい設定として，再循環系配管（出口ノズル）とする。 （添付資料 1.5.2） (b) 安全機能の喪失に対する仮定 非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，全交流動力電源が喪失するものとする。さらに非常用炉心冷却系等が機能喪失するものとする。 (c) 外部電源	ーション，構造材との熱伝達，原子炉圧力容器内ＦＰ挙動，原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，サプレッション・プール冷却，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却並びに炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内ＦＰ挙動が重要事象となる。 よって，これらの現象を適切に評価することが可能であり，原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の熱水力モデルを備え，かつ，炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより原子炉水位，燃料最高温度，格納容器圧力，格納容器温度等の過渡応答を求める。 また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 (2)　有効性評価の条件 本評価事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 3.1.2.2－1 表に示す。また，主要な解析条件について，本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 ａ．事故条件 (a)　起因事象 起因事象として，大破断ＬＯＣＡが発生するものとする。破断箇所は，原子炉圧力容器内の保有水量を厳しく評価するため，再循環配管（出口ノズル）とする。 （添付資料 1.5.3） (b)　安全機能の喪失に対する仮定 非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，全交流動力電源が喪失するものとする。さらに非常用炉心冷却系等が機能喪失するものとする。 (c)　外部電源	・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 ＢＷＲ－５とＡＢＷＲの設計の相違による破断箇所の設定の相違。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
外部電源は使用できないものと仮定する。 送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失するとともに，全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定する。	外部電源は使用できないものと仮定する。 送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失するとともに，非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定する。	外部電源は使用できないものと仮定する。 送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失するとともに，非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定する。	
(d) 水素ガスの発生 水素ガスの発生については，ジルコニウムー水反応を考慮するものとする。なお，解析コードMAAPの評価結果では水の放射線分解等による水素ガス発生は考慮していないため，「(4) 有効性評価の結果」にてその影響を評価する。	(d) 水素の発生 水素の発生については，ジルコニウムー水反応を考慮するものとする。なお，解析コードＭＡＡＰの評価結果では水の放射線分解等による水素発生は考慮していないため，「(4) 有効性評価の結果」にてその影響を評価する。	(d) 水素ガスの発生 水素ガスの発生については，ジルコニウムー水反応を考慮するものとする。なお，解析コードＭＡＡＰの評価結果では水の放射線分解等による水素ガス発生は考慮していないため，「(4) 有効性評価の結果」にてその影響を評価する。	
b．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは，事象の発生と同時に発生するものとする。	b．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号によるものとする。	b．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは，事象発生と同時に発生するものとする。	・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，外部電源がないことから事象発生と同時にスクラムすることとしているが，東海第二では，原子炉水位の低下を厳しくする条件として，原子炉水位低（レベル３）信号によるスクラムを設定している。
	(b) 主蒸気隔離弁 主蒸気隔離弁は，事象発生と同時に閉止するものとする。	(b) 主蒸気隔離弁 主蒸気隔離弁は，事象発生と同時に閉止するものとする。	
	(c) 再循環系ポンプ 再循環系ポンプは，事象発生と同時に停止するものとする。	(c) 再循環ポンプ 再循環ポンプは，事象発生と同時に停止するものとする。	
(b) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 最大 300m³/h にて原子炉注水し，その後は炉心を冠水維持するように注水する。	(d) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 230m³／h にて原子炉注水するものとする。	(d) 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水 200m³/h（原子炉圧力 1.00MPa[gage]において）にて原子炉注水し，その後は炉心を冠水維持するように注水す	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
		る。	
なお，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は，格納容器スプレイと同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。	なお，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は，格納容器スプレイと同じ常設低圧代替注水系ポンプを用いて流量分配することで実施する。 （添付資料 3.1.2.3）		・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，本評価事故シーケンスにおいて，事象初期に原子炉注水を実施するポンプを用いて格納容器スプレイを実施しない。
(c) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却 格納容器圧力及び温度上昇の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，140m³/h にて原子炉格納容器内にスプレイする。なお，格納容器スプレイは，原子炉注水と同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。	(e) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却 格納容器圧力及び温度上昇の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，130m³／h にて格納容器内にスプレイする。なお，格納容器スプレイは，原子炉注水と同じ常設低圧代替注水系ポンプを用いて流量分配することで実施する。 （添付資料 3.1.2.3）		・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，残留熱代替除去系の運転開始前に格納容器スプレイの実施基準に到達しない。
(d) 可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による原子炉注水 代替循環冷却系の運転準備において復水移送ポンプを停止する期間に，90m³/h の流量で原子炉注水を行う。			・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，低圧原子炉代替注水系（常設）から残留熱代替除去系による原子炉注水に切り替える際に可搬型設備による原子炉注水は実施しない。
	(f) 格納容器下部注水系（常設） 格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価するため，初期条件としてペデスタル（ドライウェル部）のプール水を考慮していないことから，格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）水位の確保操作についても考慮しない。		・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉では通常運転中はペデスタルに水張りをしておらず，本シーケンスにおいてペデスタル注水を実施しないため，ペデスタルの

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			水の影響については記載していない。
(e) 代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱 代替循環冷却系の循環流量は，全体で約 190m³/h とし，原子炉注水へ約 90m³/h，格納容器スプレイへ約 100m³/h にて流量分配し，それぞれ連続注水及び連続スプレイを実施する。	(g) 代替循環冷却系による格納容器除熱 代替循環冷却系の循環流量は，全体で 250m³／h とし，原子炉注水へ 100m³／h，格納容器スプレイへ 150m³／h にて流量分配し，それぞれ連続注水及び連続スプレイを実施する。	(e) 残留熱代替除去系による原子炉注水及び原子炉格納容器除熱 残留熱代替除去系の循環流量は，全体で 150m³/h とし，原子炉注水へ 30m³/h，格納容器スプレイへ 120m³/h にて流量分配し，それぞれ連続注水及び連続スプレイを実施する。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 残留熱代替除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ流量の相違。
	(h) 緊急用海水系 代替循環冷却系から緊急用海水系への伝熱容量は，熱交換器の設計性能に基づき約 14MW（サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）とする。	(f) 原子炉補機代替冷却系 残留熱代替除去系から原子炉補機代替冷却系への伝熱容量は，熱交換器の設計性能に基づき約７MW（サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 30℃において）とする。	・設備設計の相違 【東海第二】 伝熱容量の相違。
	(i) 可搬型窒素供給装置 可搬型窒素供給装置による格納容器内窒素注入は，ガス温度 30℃，純度 99vol％にて 200Nm³／h（窒素 198Nm³／h 及び酸素 2Nm³／h）で格納容器内に注入するものとする。	(g) 可搬式窒素供給装置 可搬式窒素供給装置による格納容器内窒素注入は，ガス温度 35℃，純度 99.9vol％にて 100Nm³/h（窒素 99.9Nm³/h 及び酸素 0.1Nm³/h）で原子炉格納容器内に注入する。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，可燃性ガス濃度の抑制は，ＳＡ設備である可搬式窒素供給装置による窒素注入を実施することとしている。 ・設備設計の相違 【東海第二】 窒素注入条件の相違。
ｃ．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 交流電源は，常設代替交流電源設備によって供給を開始し，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，事象発生 70 分後から開始する。	ｃ．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 交流電源は，常設代替交流電源設備によって供給を開始し，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，事象発生 25 分後から開始する。	ｃ．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 交流電源は，常設代替交流電源設備によって供給を開始し，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，事象発生 30 分後から開始する。原子炉への注水量は，注水開始後 30 分までは最大流量とし，その後は炉心を冠水維持するように注水する。	・設備設計の相違 【東海第二】 ・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			注水設備の準備時間の相違。
なお，原子炉注水は，代替循環冷却系の運転準備時に停止する。	なお，格納容器スプレイ及び原子炉注水は，代替循環冷却系の運転開始後に停止する。	なお，原子炉注水は，残留熱代替除去系の運転開始時に停止する。	・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，低圧原子炉代替注水系（常設）から残留熱代替除去系による原子炉注水に切り替える際に可搬型設備による原子炉注水は実施しないことから，残留熱代替除去系の運転開始時に停止する。
(b) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は，原子炉水位が破断口高さまで水位回復後，格納容器温度が 190℃に到達した場合に開始する。なお，格納容器スプレイは，代替循環冷却系の運転準備時に停止する。			・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，残留熱代替除去系の運転開始前に格納容器スプレイの実施基準に到達しない。
(c) 代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱操作は，代替原子炉補機冷却系の準備時間等を考慮し，事象発生約 22.5 時間後から開始する。なお，代替原子炉補機冷却系の運転操作は事象発生 20 時間後から開始する。	(b) 緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作及び代替循環冷却系による格納容器除熱操作は，緊急用海水系及び代替循環冷却系の準備時間等を考慮し，事象発生 90 分後から開始する。	(b) 原子炉補機代替冷却系の運転操作及び残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱操作は，原子炉補機代替冷却系及び残留熱代替除去系の準備時間等を考慮し，事象発生約 10 時間後から開始する。	・設備設計の相違 【東海第二】 島根２号炉は，原子炉補機代替冷却が可搬型であるため，準備時間が大きく異なる。
	(c) 可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作は，格納容器内酸素濃度が 4.0vol％（ドライ条件）に到達した場合にサプレッション・チェンバ内へ窒素注入を開始する。なお，可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入は格納容器圧力 0.31MPa［gage］到達により停止する。	(c) 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内への窒素注入操作は，原子炉補機代替冷却系の準備完了後の可搬式窒素供給装置の準備時間等を考慮し，約 12 時間後からドライウェル内へ窒素注入を開始する。	・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，可燃性ガスの濃度により窒素を注入するのではなく，残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			開始後に注入することとしている。 ・解析結果の相違 【東海第二】 島根２号炉は，窒素を注入する時点において，原子炉格納容器内酸素濃度（ドライ条件）はドライウェルの方が高いことから，ドライウェルへ注入する。 ・解析結果の相違 【東海第二】 島根２号炉は，事象発生から７日間までにおいて，可搬式窒素供給装置による窒素注入により，格納容器圧力が有意に上昇せず窒素注入を停止しないことから，停止にかかる操作条件を記載していない。
(3) 有効性評価（Cs-137 の放出量評価）の条件 (a) 事象発生直前まで，定格出力の 100%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は，燃料を約 1/4 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考え，最高 50,000 時間とする。 (b) 代替循環冷却系を用いた場合の環境中への総放出量の評価においては，原子炉内に内蔵されている核分裂生成物が事象進展に応じた割合で，原子炉格納容器内に放出※2 されるものとする。 ※2 セシウムの原子炉格納容器内への放出割合については，本評価事故シーケンスにおいては解析コード MAAP の評価結果の方が NUREG-1465 より大きく算出する。	(3) 有効性評価（Ｃｓ－137 の放出量評価）の条件 ａ．事象発生直前まで，定格出力の 100%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は，燃料を約 1／4 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考え，最高 50,000 時間とする。 ｂ．代替循環冷却系を用いた場合の環境中への総放出量の評価においては，原子炉内に内蔵されている核分裂生成物が事象進展に応じた割合で，格納容器内に放出※されるものとする。 ※ セシウムの格納容器内への放出割合については，本評価事故シーケンスにおいては解析コードＭＡＡＰの評価結果の方が代表的なソースタームに関する報告書であるＮＵＲＥＧ－1465 より大きく算出する。	(3) 有効性評価（Ｃｓ－137 の放出量の評価）の条件 ａ．事象発生直前まで，定格出力の 100%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は，燃料を約 1/4 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考え，最高 50,000 時間とする。 ｂ．残留熱代替除去系を用いた場合の環境中への総放出量の評価においては，原子炉内に内蔵されている核分裂生成物が事象進展に応じた割合で，原子炉格納容器内に放出※1 されるものとする。 ※１ セシウムの原子炉格納容器内への放出割合については，本評価事故シーケンスにおいては解析コードＭＡＡＰの評価結果の方がＮＵＲＥＧ-1465 より大きく算出する。	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
(c) 原子炉格納容器内に放出された Cs-137 については，格納容器スプレイやサプレッション・チェンバのプール水でのスクラビングによる除去効果を考慮する。	c．格納容器内に放出されたＣｓ－137 については，格納容器スプレイやサプレッション・チェンバのプール水でのスクラビング等による除去効果を考慮する。	c．原子炉格納容器内に放出されたＣｓ-137 については，格納容器スプレイやサプレッション・チェンバのプール水でのスクラビング等による除去効果を考慮する。	・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 ＭＡＡＰでは，沈着を含むため，島根２号炉は，「等」を記載。
(d) 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいについて考慮する。漏えい量の評価条件は以下のとおりとする。	d．原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいについて考慮する。漏えい量の評価条件は以下のとおりとする。	d．原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えいについて考慮する。漏えい量の評価条件は以下のとおりとする。	
a) 原子炉格納容器からの漏えい量は，格納容器圧力に応じた設計漏えい率をもとに評価する。	(a) 格納容器からの漏えい量は，格納容器圧力に応じた設計漏えい率を基に評価する。	(a) 原子炉格納容器からの漏えい量は，格納容器圧力に応じた設計漏えい率をもとに評価する。なお，エアロゾル粒子は原子炉格納容器外に放出される前に貫通部内で捕集されることが実験的に確認されていることから，原子炉格納容器の漏えい孔におけるエアロゾルの捕集の効果（ＤＦ＝10）を考慮する。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，最確条件として格納容器貫通部の捕集効果を考慮した評価としている。
b) 原子炉建屋から大気中に漏えいする放射性物質を保守的に見積もるため，非常用ガス処理系により原子炉建屋の設計負圧が達成されるまでの期間は，原子炉建屋内の放射性物質の保持機能に期待しないものとする。非常用ガス処理系により設計負圧を達成した後は設計換気率 0.5 回/日相当を考慮する。なお，非常用ガス処理系フィルタ装置による放射性物質の除去効果については，期待しないものとする。	(b) 原子炉建屋から大気中に漏えいする放射性物質を保守的に見積もるため，原子炉建屋ガス処理系により原子炉建屋原子炉棟内の負圧が達成されるまでの期間は，原子炉建屋内の放射性物質の保持機能に期待しないものとする。原子炉建屋ガス処理系により負圧を達成した後は非常用ガス処理系の設計換気率 1 回／d 相当を考慮する。なお，非常用ガス処理系フィルタトレイン及び非常用ガス再循環系フィルタトレインによる放射性物質の除去効果については，期待しないものとする。	(b) 原子炉建物から大気中に漏えいする放射性物質を保守的に見積もるため，非常用ガス処理系により原子炉建物の設計負圧が達成されるまでの期間は，原子炉建物内の放射性物質の保持機能に期待しないものとする。非常用ガス処理系により設計負圧を達成した後は設計換気率 1.0 回/日相当を考慮する。なお，非常用ガス処理系フィルタ装置による放射性物質の除去効果については，期待しないものとする。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 設計換気率の相違。
非常用ガス処理系は，事象発生 30 分後から，常設代替交流電源設備からの交流電源の供給を受け自動起動し，起動後 10 分間で設計負圧が達成されることを想定する。	原子炉建屋ガス処理系は，事象発生 115 分後から，常設代替交流電源設備からの交流電源の供給を受け中央制御室からの遠隔操作により起動し，起動後 5 分間で負圧が達成されることを想定する。	非常用ガス処理系は，事象発生 60 分後から，常設代替交流電源設備からの交流電源の供給を受け自動起動し，起動後 10 分間で設計負圧が達成されることを想定する。	・設備設計の相違 【東海第二】 島根２号炉は，設備設計の相違により，非常用ガス処理系は自動起動する。（東海第二は中央制御室からの遠隔操作により起動）

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
c)原子炉建屋内での放射能の時間減衰は考慮せず，また，原子炉建屋内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。 （添付資料 3.1.2.5，3.1.2.6）	(c) 原子炉建屋内での放射能の時間減衰は考慮せず，また，原子炉建屋内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。 （添付資料 3.1.2.4，3.1.2.5）	(c)原子炉建物内での放射能の時間減衰は考慮せず，また，原子炉建物内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。 （添付資料 3.1.2.4，3.1.2.5）	
(4) 有効性評価の結果 本評価事故シーケンスにおける原子炉水位（シュラウド内外水位），注水流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 3.1.2.7 図から第 3.1.2.9 図に，燃料最高温度の推移を第 3.1.2.10 図に，格納容器圧力，格納容器温度，サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を第 3.1.2.11 図から第 3.1.2.14 図に示す。	(4) 有効性評価の結果 本評価事故シーケンスにおける原子炉水位（シュラウド内外水位），注水流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 3.1.2－4 図から第 3.1.2－8 図に，燃料最高温度及び燃料被覆管最高温度の推移を第 3.1.2－9 図及び第 3.1.2-10 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 3.1.2－11 図から第 3.1.2－17 図に示す。	(4) 有効性評価の結果 本評価事故シーケンスにおける原子炉水位（シュラウド内外水位），注水流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 3.1.2.2－1(1)図から第 3.1.2.2－1(3)図に，燃料最高温度の推移を第 3.1.2.2－1(4)図に，格納容器圧力，格納容器温度，サプレッション・プール水位及び水温の推移を第 3.1.2.2－1(5)図から第 3.1.2.2－1(8)図に示す。	
a．事象進展 大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため，原子炉水位は急速に低下する。 水位低下により炉心は露出し，事象発生から約 0.3 時間後に燃料被覆管の最高温度は 1,000K（約 727℃）に到達し，炉心損傷が開始する。燃料被覆管の最高温度は事象発生から約 0.4 時間後に 1,200℃に到達し，また，事象発生から約 0.7 時間後に燃料温度は 2,500K（約 2,227℃）に到達する。事象発生から 70 分後，常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し，復水移送ポンプ 2 台を用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することによって，原子炉圧力容器破損に至ることなく，原子炉水位は回復し，炉心は再冠水する。	a．事象進展 大破断ＬＯＣＡ時に高圧・低圧注水機能及び全交流動力電源が喪失するため，原子炉水位は急速に低下する。 水位低下により炉心は露出し，事象発生から約 4 分後に燃料被覆管の最高温度は 1,000K（約 727℃）に到達し，炉心損傷が開始する。燃料被覆管の最高温度は事象発生から約 9 分後に 1,200℃に到達し，また，事象発生から約 27 分後に燃料温度は 2,500K（約 2,227℃）に到達する。事象発生から 25 分後，常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し，常設低圧代替注水系ポンプ 2 台を用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することによって，原子炉圧力容器破損に至ることなく，原子炉水位Ｌ０以上まで原子炉水位は回復し，炉心は冠水する。 （添付資料 3.1.2.6）	a．事象進展 大破断ＬＯＣＡ時に非常用炉心冷却系等の機能及び全交流動力電源が喪失するため，原子炉水位は急速に低下する。 水位低下により炉心は露出し，事象発生から約５分後に燃料被覆管の最高温度は 1,000K（約 727℃）に到達し，炉心損傷が開始する。燃料被覆管の最高温度は事象発生から約 10 分後に 1,200℃に到達し，また，事象発生から約 28 分後に燃料温度は約 2,500K（約 2,227℃）に到達する。事象発生から 30 分後，常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することによって，原子炉圧力容器破損に至ることなく，原子炉水位は回復し，炉心は再冠水する。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，原子炉隔離時冷却系と非常用炉心冷却系を合わせて「非常用炉心冷却系等」と記載。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 1,000K 到達時間等の相違。 ・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 注水設備の準備時間の相違。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，低圧原子炉代替注水ポンプ１台運転の設計であるため，ポンプ台数の記載を

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			していない。 ・解析結果の相違 【東海第二】 島根２号炉は，低圧原子炉代替注水系により原子炉水位は，ＴＡＦまで回復することから，「Ｌ０以上」という記載をしていない。
原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため，格納容器スプレイを間欠的に実施することによって，格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する。	格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため，格納容器圧力及び雰囲気温度は上昇する。そのため，原子炉注水と同時に格納容器スプレイを実施することによって，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制する。	原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，事象発生から残留熱代替除去系を開始するまでの期間において，格納容器スプレイの実施基準に到達しないことから，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水と同時に格納容器スプレイは実施しない。
事象発生から約 22.5 時間経過した時点で，代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱を開始する。代替循環冷却系により，原子炉圧力容器は破断口より原子炉冷却材が流出することで溢水状態となり，原子炉格納容器は除熱効果により格納容器圧力及び温度の上昇が抑制され，その後，徐々に低下する。 （添付資料 3.1.2.1，3.1.2.2）	事象発生から 90 分経過した時点で，代替循環冷却系による格納容器除熱を開始する。代替循環冷却系により，原子炉圧力容器は破断口より原子炉冷却材が流出することで溢水状態となり，格納容器は除熱効果により格納容器圧力及び温度の上昇が抑制され，その後，徐々に低下する。	事象発生から 10 時間経過した時点で，残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱を開始する。残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱により，格納容器圧力及び温度の上昇が抑制され，その後，徐々に低下する。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 原子炉格納容器除熱開始までの準備時間等の相違。 ・記載方針の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 原子炉格納容器除熱開始後の格納容器除熱に対する効果の記載表現の相違。
	また，事象発生から約 84 時間後に格納容器内酸素濃度	また，事象発生から 12 時間後に，可搬式窒素供給装置を	・運用の相違

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	が 4.0vol％（ドライ条件）に到達した時点で，可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作を実施するため格納容器圧力は上昇するが，事象発生から約 164 時間後に格納容器圧力が 0.31MPa［gage］に到達した時点で窒素注入を停止するため，一時的な圧力の上昇である。この窒素注入により格納容器圧力は一時的に上昇するが，代替循環冷却系による格納容器減圧及び除熱操作を継続することから，格納容器内の安定した減圧及び除熱への影響はない。	用いたドライウェルへの窒素供給を実施するため，窒素供給を実施している期間においては格納容器圧力の低下は抑制される。 （添付資料3.1.2.1）	【柏崎 6/7】 島根２号炉は，可燃性ガス濃度の抑制は，ＳＡ設備である可搬式窒素供給装置による窒素注入を実施することとしている。 【東海第二】 島根２号炉は，可燃性ガスの濃度により窒素を注入するのではなく，残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱開始後に注入することとしている。 ・解析結果の相違 【東海第二】 島根２号炉は，事象発生から７日間までの期間において，注入する窒素容量の相違により格納容器圧力は有意に上昇しない。
ｂ．評価項目等 格納容器圧力は，第 3.1.2.11 図に示すとおり，原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため徐々に上昇するが，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱を行うことによって，圧力上昇は抑制される。その結果，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値は約 0.60MPa[gage]となり，原子炉格納容器の限界圧力 0.62MPa[gage]を超えない。なお，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が最大となる事象発生約 12 時間後において，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，原子炉格納容器内の非凝縮ガスに占める割合の 1%以下※3 であるため，その影響は無視し得る程度である。	ｂ．評価項目等 格納容器圧力は，第 3.1.2－11 図に示すとおり，格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため上昇するが，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び代替循環冷却系による格納容器除熱を行うことによって，圧力上昇は抑制される。その結果，格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値は約 0.31MPa［gage］となり，格納容器の限界圧力 0.62MPa［gage］を超えない。なお，格納容器バウンダリにかかる圧力が最大となる事象発生約 164 時間後において，水の放射線分解によって発生する水素及び酸素は，格納容器内の非凝縮性ガスに占める割合の 3%未満※であるため，その影響は無視し得る程度である。	ｂ．評価項目等 格納容器圧力は，第 3.1.2.2－1(5)図に示すとおり，原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため徐々に上昇するが，残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱を行うことによって，圧力上昇は抑制される。その結果，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値は原子炉格納容器の限界圧力 853kPa[gage]を超えることはない。なお，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が最大となる事象発生約 10 時間後において，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，原子炉格納容器内の非凝縮ガスに占める割合の１%以下※2 であるため，その影響は無視し得る程度である。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，事象発生から残留熱代替除去系を開始するまでの期間において，格納容器スプレイの実施基準に到達しないことから，格納容器スプレイは実施しない。

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
※3 格納容器圧力が最大値の約 0.60MPa[gage]を示す事象発生から約 12 時間後の原子炉格納容器内の非凝縮性ガス（水素ガス，酸素ガス及び窒素ガス）の物質量は約 8×10^{5}mol であり，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の物質量の和は約 8×10^{3}mol 以下である。これが仮にドライウェルよりも体積の小さいサプレッション・チェンバの気相部に集中するものとしても，そのサプレッション・チェンバでの分圧は 0.01MPa[abs]未満であることから，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が格納容器圧力に与える影響は無視し得る程度と考えられる。	※ 格納容器圧力が最大値の約 0.31MPa［gage］を示す事象発生から約 164 時間後の格納容器内の非凝縮性ガス（水素，酸素及び窒素）の物質量は約 1.3×10^{6}mol であり，水の放射線分解によって発生する水素及び酸素の物質量の和は約 3.5×10^{4}mol 以下である。これが仮にドライウェルよりも体積の小さいサプレッション・チェンバの気相部に集中するものとしても，そのサプレッション・チェンバでの分圧は 0.01MPa［abs］未満であることから，水の放射線分解によって発生する水素及び酸素が格納容器圧力に与える影響は無視し得る程度と考えられる。 （添付資料 3.1.2.7）	※２ 格納容器圧力が最大値の約370kPa[gage]を示す事象発生から約10時間後の原子炉格納容器内の非凝縮性ガス（水素ガス，酸素ガス及び窒素ガス）の物質量は約6×10^{5}mol であり，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の物質量の和は約3×10^{3}mol 以下である。これが仮にドライウェルよりも体積の小さいサプレッション・チェンバの気相部に集中するものとしても，そのサプレッション・チェンバでの分圧は10kPa[abs]未満であることから，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が格納容器圧力に与える影響は無視し得る程度と考えられる。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 格納容器圧力の最大値等の相違。
格納容器温度は，第 3.1.2.12 図に示すとおり，原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため徐々に上昇し，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱を行うことによって，温度上昇は抑制される。その結果，原子炉格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）の最高値は約 165℃となり，原子炉格納容器の限界温度 200℃を超えない。なお，事象開始直後，破断口から流出する過熱蒸気により一時的に格納容器温度は約 207℃となるが，この時の原子炉格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）は約 144℃であり，原子炉格納容器の限界温度 200℃を超えない。 （添付資料 3.1.2.1）	格納容器雰囲気温度は，第 3.1.2－12 図に示すとおり，格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため上昇し，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び代替循環冷却系による格納容器除熱を行うことによって，温度上昇は抑制される。その結果，格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）の最高値は約 139℃となり，格納容器の限界温度 200℃を超えない。なお，事象発生直後，破断口から流出する過熱蒸気により一時的に格納容器雰囲気温度は約 202℃となるが，このときの格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）は約 137℃であり，格納容器の限界温度 200℃を超えない。 （添付資料 3.1.2.8）	格納容器温度は，第 3.1.2.2－1(6)図に示すとおり，原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため徐々に上昇するが，残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱を行うことによって，温度上昇は抑制される。その結果，原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値は約 197℃となり，原子炉格納容器の限界温度 200℃を超えない。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，事象発生から残留熱代替除去系を開始するまでの期間において，格納容器スプレイの実施基準に到達しないことから，格納容器スプレイは実施しない。また，島根２号炉は，格納容器雰囲気温度最高値が 200℃を超えない。
第 3.1.2.7 図に示すとおり，低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。その後は，第 3.1.2.11 図及び第 3.1.2.12 図に示すとおり，約 22.5 時間後に開始する代替循環冷却系の運転により，原子炉格納容器除熱に成功し，格納容器圧力及び温度の上昇を抑制することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。事象を通じて原子炉格納容器の限界圧力に到達せず，格納容器圧力逃がし装置を使用することなく，原子炉格納容器が過圧・過温破損に至らないことを確認した。	第 3.1.2－4 図及び第 3.1.2－6 図に示すとおり，低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。その後は，第 3.1.2－11 図及び第 3.1.2－12 図に示すとおり，90 分後に開始する代替循環冷却系の運転により，格納容器除熱に成功し，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。事象を通じて格納容器の限界圧力に到達せず，格納容器圧力逃がし装置を使用することなく，格納容器が過圧・過温破損に至らないことを確認した。なお，第 3.1.2-17 図に示すとおり，格納容器	第 3.1.2.2－1(1)図に示すとおり，低圧原子炉代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。その後は，第 3.1.2.2－1(5)図及び第 3.1.2.2－1(6)図に示すとおり，10 時間後に開始する残留熱代替除去系の運転により，原子炉格納容器除熱に成功し，格納容器圧力及び温度の上昇を抑制することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。事象を通じて原子炉格納容器の限界圧力に到達せず，格納容器フィルタベント系を使用することなく，原子炉格納容器が過圧・過温破損に至らないことを確認した。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 原子炉格納容器除熱開始までの準備時間等の相違。 ・解析結果の相違

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	内の酸素濃度上昇により，長期的には格納容器圧力逃がし装置を用いて可燃性ガスを排出する。		【東海第二】 島根２号炉は，長期間（事象発生から 100 日）経過後も酸素の可燃限界に到達しないためベントによる排出操作について記載していない。
	【比較のため，本項の一部を記載】		
本評価では，「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)，(2)及び(7)の評価項目について，対策の有効性を確認した。(7)の評価項目のうち，可燃性ガスの蓄積については，ジルコニウムー水反応等によって発生した可燃性ガスの蓄積を考慮しても，原子炉格納容器が過圧・過温破損に至らないことをもって，その影響について確認した。 また，(7)の評価項目のうち，可燃性ガスの燃焼については，「3.4 水素燃焼」において，酸素濃度が可燃限界に至らないことをもって，可燃性ガスの燃焼が生じないことを確認している。 （添付資料 3.1.2.3,3.1.2.4,3.1.3.2）	本評価では，「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)及び(7)の評価項目について，対策の有効性を確認した。(7)の評価項目のうち，可燃性ガスの蓄積については，ジルコニウムー水反応等によって発生した可燃性ガスの蓄積を考慮しても，格納容器が過圧・過温破損に至らないことをもって，その影響について確認した。 また，(7)の評価項目のうち，可燃性ガスの燃焼については，「3.4 水素燃焼」において，酸素濃度が可燃限界に至らないことをもって，可燃性ガスの燃焼が生じないことを確認している。 *【ここまで】*	本評価では，「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)，(2)及び(7)の評価項目について，対策の有効性を確認した。(7)の評価項目のうち，可燃性ガスの蓄積については，ジルコニウムー水反応等によって発生した可燃性ガスの蓄積を考慮しても，原子炉格納容器が過圧・過温破損に至らないことをもって，その影響について確認した。 また，(7)の評価項目のうち，可燃性ガスの燃焼については，「3.4 水素燃焼」において，酸素濃度が可燃限界に至らないことをもって，可燃性ガスの燃焼が生じないことを確認している。 （添付資料 3.1.2.2,3.1.2.3,3.1.3.2）	・記載箇所の相違 【東海第二】 島根２号炉は，(3)の評価項目（放出される放射性物質の総放出量の観点）は，「3.1.3　残留熱代替除去系を使用しない場合」において，対策の有効性を確認しているため，Ｃｓ-137 の評価結果の記載前に本項目を記載している。
なお，原子炉格納容器が健全であるため，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制限され，また，大気中へはほとんど放出されないものと考えられる。これは，原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は，原子炉建屋内で時間減衰し，また，粒子状放射性物質は，原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い，原子炉建屋内に沈着すると考えられるためである。原子炉建屋内での放射性物質の時間減衰及び粒子状放射性物質の除去効果等を保守的に考慮せず，原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを想定した場合，漏えい量は約 15TBq（7 日間）となり，100TBq を下回る。 事象発生からの 7 日間以降，Cs-137 の漏えいが継続した場合の影響評価を行ったところ，約 15TBq(30 日間)及び約 15TBq(100 日間)であり，100TBq を下回る。 （添付資料 3.1.2.5，3.1.2.6）	なお，格納容器が健全であるため，格納容器から原子炉建屋への放射性物質の漏えい量は制限され，また，大気中へはほとんど放出されないものと考えられる。これは，原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は，原子炉建屋内で時間減衰し，また，粒子状放射性物質は，原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い，原子炉建屋内に沈着すると考えられるためである。原子炉建屋内での放射性物質の時間減衰及び粒子状放射性物質の除去効果等を保守的に考慮せず，原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを想定した場合，漏えい量は約 7.5TBq(7 日間)となり，100TBq を下回る。 事象発生からの 7 日間以降，Ｃｓ－137 の漏えいが継続した場合の影響評価を行ったところ，約 7.5TBq（30 日間）及び約 7.5TBq（100 日間）であり，100TBq を下回る。 （添付資料 3.1.2.4，3.1.2.5）	なお，原子炉格納容器が健全であるため，原子炉格納容器から原子炉建物への放射性物質の漏えい量は制限され，また，大気中へはほとんど放出されないものと考えられる。これは，原子炉建物内に漏えいした放射性物質は，原子炉建物内で時間減衰し，また，粒子状放射性物質は，原子炉建物内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い，原子炉建物内に沈着すると考えられるためである。原子炉建物内での放射性物質の時間減衰及び粒子状放射性物質の除去効果等を保守的に考慮せず，原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えいを想定した場合，漏えい量は約 1.1TBq（７日間）となり，100TBq を下回る。 事象発生からの７日間以降，Ｃｓ-137 の漏えいが継続した場合の影響評価を行ったところ，約 1.1TBq(30 日間)及び約 1.1TBq(100 日間)であり，100TBq を下回る。 （添付資料3.1.2.4，3.1.2.5）	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	本評価では，「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)及び(7)の評価項目について，対策の有効性を確認した。(7)の評価項目のうち，可燃性ガスの蓄積については，ジルコニウムー水反応等によって発生した可燃性ガスの蓄積を考慮しても，格納容器が過圧・過温破損に至らないことをもって，その影響について確認した。 また，(7)の評価項目のうち，可燃性ガスの燃焼については，「3.4 水素燃焼」において，酸素濃度が可燃限界に至らないことをもって，可燃性ガスの燃焼が生じないことを確認している。 （添付資料 3.1.2.7，3.1.2.9，3.1.2.10，3.1.3.13）		・記載箇所の相違 【東海第二】 島根２号炉は，Ｃｓ-137 の評価結果の記載の前に，本項目を記載している。

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
3.1.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 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）」（代替循環冷却系を使用する場合）では，原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気，ジルコニウムー水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することが特徴である。 また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，常設代替交流電源設備からの受電操作，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作，代替原子炉補機冷却系運転操作及び代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱操作とする。	3.1.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 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）」（代替循環冷却系を使用する場合）では，格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気，ジルコニウムー水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することが特徴である。 また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作並びに代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作，緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作及び代替循環冷却系による格納容器除熱操作，可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作とする。	3.1.2.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 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）」（残留熱代替除去系を使用する場合）では，原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気，ジルコニウムー水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することが特徴である。 また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水操作，原子炉補機代替冷却系運転操作及び残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱操作，可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内への窒素注入操作とする。	・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，事象発生から 12 時間までの操作に限らず，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作を抽出。 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作の一環として，常設代替交流電源設備の受電操作を実施することから，記載していない。
(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本格納容器破損モードにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。 ａ．運転員等操作時間に与える影響 炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性を確認している。炉心	(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本評価事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。 ａ．運転員等操作時間に与える影響 炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，ＴＭＩ事故についての再現性及びＣＯＲＡ実験についての再現性を確認している。	(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本格納容器破損モードにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。 ａ．運転員等操作時間に与える影響 炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，ＴＭＩ事故についての再現性及びＣＯＲＡ実験についての再現性を確認している。	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
ヒートアップの感度解析（ジルコニウムー水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認している。原子炉注水操作については，非常用炉心冷却系による原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合，速やかに低圧代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており，燃料被覆管温度等を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウムー水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融開始時間に与える影響は小さいことを確認している。原子炉注水操作については，ＬＯＣＡが発生し，高圧・低圧注水機能の喪失により炉心損傷したと判断した場合，速やかに代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に併せ，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており，燃料被覆管温度等を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウムー水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認している。原子炉注水操作については，非常用炉心冷却系等による原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合，速やかに低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており，燃料被覆管温度等を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，非常用炉心冷却系等の注水機能が喪失した時点で，速やかに低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を行う手順としている。
また，格納容器スプレイ操作については，炉心ヒートアップの感度解析では，格納容器圧力及び温度への影響は小さいことを確認していることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	また，可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作については，炉心ヒートアップの感度解析では，格納容器圧力及び雰囲気温度への影響は小さいことを確認していることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。		・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，事象発生から残留熱代替除去系を開始するまでの期間において，格納容器スプレイの実施基準に到達しないことから，格納容器スプレイは実施しない。 ・記載方針の相違 【東海第二】 炉心ヒートアップの感度解析は，事象初期のヒートアップ速度に着目した解析であり，島根２号炉では事象発生から 12 時間後に窒素注入をしていることから，当該の記載をしていない。
炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして，炉心モデル（炉心水位計算モデル）は，原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内の	炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして，炉心モデル（炉心水位計算モデル）は，原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内の	炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして，炉心モデル（炉心水位計算モデル）は，原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内の	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
モデルが精緻である解析コードSAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であり，注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は解析コードSAFER の評価結果との差異は小さいことを確認している。原子炉注水操作については，非常用炉心冷却系による原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合，速やかに低圧代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており，原子炉水位を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	モデルが精緻である解析コードＳＡＦＥＲの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードＭＡＡＰの評価結果の方が大きく，解析コードＳＡＦＥＲに対して保守的であり，注水操作による燃料有効長頂部までの水位回復時刻は解析コードＳＡＦＥＲの評価結果との差異は小さいことを確認している。原子炉注水操作については，ＬＯＣＡが発生し，高圧・低圧注水機能の喪失により炉心損傷したと判断した場合，速やかに代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており，原子炉水位を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	モデルが精緻である解析コードＳＡＦＥＲの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードＭＡＡＰの評価結果の方が保守的であり，注水操作による燃料棒有効長頂部までの水位回復時刻は解析コードＳＡＦＥＲの評価結果との差異は小さいことを確認している。原子炉注水操作については，非常用炉心冷却系等による原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合，速やかに低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており，原子炉水位を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，非常用炉心冷却系等の注水機能が喪失した時点で，速やかに低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を行う手順としている。
原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１ 割程度高めに評価する傾向を確認しているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力を操作開始の起点としている可搬型窒素供給装置に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力を操作開始の起点としている可搬型窒素供給装置に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているが，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから運転員等操作時間に与える影響はない。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいが，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，事象発生から残留熱代替除去系を開始するまでの期間において，格納容器スプレイの実施基準に到達しないことから，格納容器スプレイは実施しない。 ・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，残留熱代替除去系による格納

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			容器除熱開始を判断基準として，窒素注入を行う手順としており，格納容器圧力を操作開始の起点としていない。
炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。本評価事故シーケンスでは，炉心の損傷状態を起点に操作開始する運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルはＴＭＩ事故についての再現性を確認している。本評価事故シーケンスでは，炉心の損傷状態を起点に操作開始する運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルはＴＭＩ事故についての再現性を確認している。本評価事故シーケンスでは，炉心の損傷状態を起点に操作開始する運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	
炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内 FP 挙動の不確かさとして，核分裂生成物（FP）挙動モデルは PHEBUS-FP 実験解析により原子炉圧力容器内への FP 放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。PHEBUS-FP 実験解析では，燃料被覆管破裂後の FP 放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが，小規模体系の模擬性が原因と推測され，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推定される。本評価事故シーケンスでは，炉心損傷後の原子炉圧力容器内 FP 放出を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内ＦＰ挙動の不確かさとして，核分裂生成物（ＦＰ）挙動モデルはＰＨＥＢＵＳ－ＦＰ実験解析により原子炉圧力容器内へのＦＰ放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。ＰＨＥＢＵＳ－ＦＰ実験解析では，燃料被覆管破裂後のＦＰ放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが，小規模体系の模擬性が原因と推測され，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推定される。本評価事故シーケンスでは，炉心損傷後の原子炉圧力容器内ＦＰ放出を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内ＦＰ挙動の不確かさとして，核分裂生成物(ＦＰ)挙動モデルはＰＨＥＢＵＳ－ＦＰ実験解析により原子炉圧力容器内へのＦＰ放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。ＰＨＥＢＵＳ－ＦＰ実験解析では，燃料被覆管破裂後のＦＰ放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが，小規模体系の模擬性が原因と推測され，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推定される。本評価事故シーケンスでは，炉心損傷後の原子炉圧力容器内ＦＰ放出を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	
炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内 FP 挙動の不確かさとして，核分裂生成物（FP）挙動モデルは ABCOVE 実験解析により原子炉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ている。本評価事故シーケンスでは，炉心損傷後の原子炉格納容器内 FP 挙動を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料 3.1.2.7）	炉心損傷後の格納容器における格納容器内ＦＰ挙動の不確かさとして，核分裂生成物（ＦＰ）挙動モデルは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ている。本評価事故シーケンスでは，炉心損傷後の格納容器内ＦＰ挙動を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料 3.1.2.11）	炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内ＦＰ挙動の不確かさとして，核分裂生成物(ＦＰ)挙動モデルはＡＢＣＯＶＥ実験解析により原子炉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ている。本評価事故シーケンスでは，炉心損傷後の原子炉格納容器内ＦＰ挙動を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料3.1.2.6）	
ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響 炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心	ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響 炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心	ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響 炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
ヒートアップに関するモデルは，TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，格納容器圧力及び温度への影響は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして，炉心モデル（炉心水位計算モデル）は，原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であり，注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は解析コード SAFER の評価結果との差異は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また，	ヒートアップに関するモデルは，ＴＭＩ事故についての再現性及びＣＯＲＡ実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，格納容器圧力及び雰囲気温度への影響は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして，炉心モデル（炉心水位計算モデル）は，原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードＳＡＦＥＲの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードＭＡＡＰの評価結果の方が大きく，解析コードＳＡＦＥＲに対して保守的であり，注水操作による燃料有効長頂部までの水位回復時刻は解析コードＳＡＦＥＲの評価結果との差異は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１ 割程度高めに評価する傾向を確認しているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルはＴＭＩ事故についての再現性を確認している。また，	ヒートアップに関するモデルは，ＴＭＩ事故についての再現性及びＣＯＲＡ実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，格納容器圧力及び温度への影響は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして，炉心モデル（炉心水位計算モデル）は，原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードＳＡＦＥＲの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードＭＡＡＰの評価結果の方が保守的であり，注水操作による燃料棒有効長頂部までの水位回復時刻は解析コードＳＡＦＥＲの評価結果との差異は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルはＴＭＩ事故についての再現性を確認している。また，	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
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炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認しており，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内 FP 挙動の不確かさとして，核分裂生成物（FP）挙動モデルは PHEBUS-FP 実験解析により原子炉圧力容器内への FP 放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。PHEBUS-FP 実験解析では，燃料被覆管破裂後の FP 放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが，小規模体系の模擬性が原因と推測され，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推定される。 炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内 FP 挙動の不確かさとして，核分裂生成物（FP）挙動モデルは ABCOVE 実験解析により原子炉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ている。本評価事故シーケンスでは，代替循環冷却系の運転により格納容器ベントを回避できることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 （添付資料 3.1.2.7）	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炉心溶融開始時間に与える影響は小さいことを確認しており，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内ＦＰ挙動の不確かさとして，核分裂生成物（ＦＰ）挙動モデルはＰＨＥＢＵＳ－ＦＰ実験解析により原子炉圧力容器内へのＦＰ放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。ＰＨＥＢＵＳ－ＦＰ実験解析では，燃料被覆管破裂後のＦＰ放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが，小規模体系の模擬性が原因と推測され，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推定される。 炉心損傷後の格納容器における格納容器内ＦＰ挙動の不確かさとして，核分裂生成物（ＦＰ）挙動モデルは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ている。本評価事故シーケンスでは，代替循環冷却系の運転により格納容器ベントを回避できることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 （添付資料 3.1.2.11）	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炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認しており，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内ＦＰ挙動の不確かさとして，核分裂生成物（ＦＰ）挙動モデルはＰＨＥＢＵＳ－ＦＰ実験解析により原子炉圧力容器内へのＦＰ放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。ＰＨＥＢＵＳ－ＦＰ実験解析では，燃料被覆管破裂後のＦＰ放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが，小規模体系の模擬性が原因と推測され，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推定される。 炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内ＦＰ挙動の不確かさとして，核分裂生成物（ＦＰ）挙動モデルはＡＢＣＯＶＥ実験解析により原子炉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ている。本評価事故シーケンスでは，残留熱代替除去系の運転により格納容器ベントを回避できることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 （添付資料3.1.2.6）	
(2) 解析条件の不確かさの影響評価 a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 3.1.2.2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており，その最確条件は	(2) 解析条件の不確かさの影響評価 a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 3.1.2－2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd／t に対応したものとしており，その最確条件は	(2) 解析条件の不確かさの影響評価 a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 3.1.2.2-1 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており，その最確条件は	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
平均的燃焼度約 30GWd/t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが，操作手順（原子炉水位が破断口高さまで水位回復後に原子炉注水から格納容器スプレイへ切り替えること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	平均的燃焼度約 31GWd／t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが，操作手順（格納容器圧力 0.31MPa［gage］到達後に窒素注入を停止すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	平均的燃焼度約 30GWd/t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度上昇が遅くなるが，本評価事故シーケンスでは，格納容器圧力及び温度を起点に操作開始する運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	・実績値の相違 【東海第二】 島根２号炉の最確条件を記載。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，残留熱代替除去系の開始前において，格納容器スプレイの実施基準に到達せず，また，低圧原子炉代替注水系（常設）により原子炉注水と格納容器スプレイを切り替える手順としていない。 ・解析結果の相違 【東海第二】 島根２号炉は，格納容器圧力の上昇により，窒素停止しないため，格納容器圧力を起点に実施する操作はない。
初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，サプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部，サプレッション・プール水位，格納容器圧力並びに格納容器雰囲気温度は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，サプレッション・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	・整理方針の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，サプレッション・チェンバの空間部及び液相部のゆらぎを，サプレッション・プール水位のゆらぎで代表させていることから，記載していない。
事故条件の起因事象は，解析条件の不確かさとして，Excessive LOCA を考慮した場合，原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	事故条件の起因事象は，解析条件の不確かさとして，Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡを考慮した場合，原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが，操作手順（速やかに格納容器冷却手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間	事故条件の起因事象は，解析条件の不確かさとして，Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡを考慮した場合，原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影	・運用の相違 【東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	に与える影響はない。	響はない。	島根２号炉は，Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡであっても速やかに実施する操作は原子炉注水であることから原子炉への注水操作を記載している。
機器条件の低圧代替注水系（常設）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	機器条件の低圧代替注水系（常設）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。本評価事故シーケンスでは，原子炉水位を起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	機器条件の低圧原子炉代替注水系（常設）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，原子炉水位不明時にシュラウド内水位まで回復させるために必要な注水操作後，崩壊熱除去に必要な注水量に流量を調整する。 ・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，低圧原子炉代替注水系（常設）から残留熱代替除去系による原子炉注水に切り替える際に可搬型設備による原子炉注水は実施しない。
機器条件の可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなるが，操作手順に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。			
機器条件の代替循環冷却系は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが，操作手順に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料 3.1.2.7，3.1.2.8）	機器条件の代替循環冷却系は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），格納容器圧力及び雰囲気温度上昇の抑制効果は大きくなるが，操作手順に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	機器条件の残留熱代替除去系は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが，操作手順に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料3.1.2.6，3.1.2.7）	
	機器条件の緊急用海水系は，解析条件の不確かさとし		・記載方針の相違

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	て，最確条件とした場合には，解析条件で設定している海水温度と同等以下となる。 32℃の場合は，解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。32℃未満の場合は，除熱性能が向上するため，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくなるが，操作手順（格納容器圧力 0.31MPa［gage］到達後に窒素注入を停止すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。		【東海第二】 島根２号炉は，残留熱代替除去系の補機冷却としている原子炉補機代替冷却系の解析条件は最確条件と同等であり，運転員等操作時間に与える影響は小さいことから，本文中に記載していない。
	機器条件の可搬型窒素供給装置は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得る。30℃より高い場合は，格納容器雰囲気温度が上昇する可能性があるが，本評価事故シーケンスでは，格納容器雰囲気温度を起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。30℃未満の場合は，注入される窒素の密度が大きくなり窒素注入開始後の格納容器圧力の上昇が速くなるが，操作手順（格納容器圧力 0.31MPa［gage］到達後に窒素注入を停止すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 （添付資料 3.1.2.11）	機器条件の可搬式窒素供給装置は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得る。35℃より高い場合は，格納容器温度が上昇する可能性があるが，本評価事故シーケンスでは，格納容器温度を起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。35℃未満の場合は，注入される窒素の密度が大きくなり窒素注入開始後の格納容器圧力の上昇が速くなるが，操作手順に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	・解析条件の相違 【東海第二】 窒素注入条件の相違。
(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが，格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器スプレイ及び代替循環冷却により抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd／t に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 31GWd／t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は格納容器スプレイ及び代替循環冷却により抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	(b)　評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが，格納容器圧力及び温度の上昇は残留熱代替除去系により抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	・実績値の相違 【東海第二】 島根２号炉の最確条件を記載。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，事象発生から残留熱代替除去系を開始するまでの期

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			間において，格納容器スプレイの実施基準に到達しないことから，格納容器スプレイは実施しない。
初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，サプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部，サプレッション・プール水位，格納容器圧力並びに格納容器雰囲気温度は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，サプレッション・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	・整理方針の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，サプレッション・チェンバの空間部及び液相部のゆらぎを，サプレッション・プール水位のゆらぎで代表させていることから，記載していない。
事故条件の起因事象は，解析条件の不確かさとして，Excessive LOCA を考慮した場合，原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが，原子炉格納容器へ放出されるエネルギは大破断 LOCA の場合と同程度であり，第 3.1.2.15 図及び第 3.1.2.16 図に示すとおり，格納容器圧力は 0.62MPa[gage]を下回っていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	事故条件の起因事象は，解析条件の不確かさとして，Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡを考慮した場合，原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが，格納容器へ放出されるエネルギは大破断ＬＯＣＡの場合と同程度であり，第 3.1.2－18 図及び第 3.1.2－19 図に示すとおり，格納容器圧力は 0.62MPa［gage］，格納容器バウンダリにかかる温度は 200℃を下回っていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	事故条件の起因事象は，解析条件の不確かさとして，Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡを考慮した場合，原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが，原子炉格納容器へ放出されるエネルギは大破断ＬＯＣＡの場合と同程度であり，第 3.1.2.2-1(9)図及び第 3.1.2.2-1(10)図に示すとおり，格納容器圧力は 853kPa[gage]，原子炉格納容器バウンダリにかかる温度は 200℃を下回っていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉（Mark-Ⅰ改）と柏崎 6/7（ABWR），東海第二（Mark-Ⅱ）の最高使用圧力の相違。 ・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，第 3.1.2.2.-1(10)図に原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最高値を示しているため，原子炉格納容器バウンダリにかかる温度についても記載。
機器条件の低圧代替注水系（常設）は，解析条件の不	機器条件の低圧代替注水系（常設）は，解析条件の不	機器条件の低圧原子炉代替注水系（常設）は，解析条	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなり，格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが，格納容器圧力及び温度の上昇に有意な影響を与えないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなり，格納容器圧力及び雰囲気温度上昇の抑制効果は大きくなるが，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇に有意な影響を与えないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなり，格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが，格納容器圧力及び温度の上昇に有意な影響を与えないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	
機器条件の可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなり，格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが，格納容器圧力及び温度の上昇に有意な影響を与えないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。			・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，低圧原子炉代替注水系（常設）から残留熱代替除去系による原子炉注水に切り替える際に可搬型設備による原子炉注水は実施しない。
機器条件の代替循環冷却系は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合，原子炉水位の回復は早くなり，格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 （添付資料 3.1.2.7，3.1.2.8）	機器条件の代替循環冷却系は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合，格納容器圧力及び雰囲気温度上昇の抑制効果は大きくなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	機器条件の残留熱代替除去系は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合，原子炉水位の回復は早くなり，格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 （添付資料3.1.2.6，3.1.2.7）	
	機器条件の緊急用海水系は，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合には，解析条件で設定している海水温度と同等以下となる。 32℃の場合は，解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。 32℃未満の場合は，除熱性能が向上するため，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくことから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。		・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，残留熱代替除去系の補機冷却としている原子炉補機代替冷却系の解析条件は最確条件と同等であり，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことから，本文中に記載していない。
	機器条件の可搬型窒素供給装置は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得	機器条件の可搬式窒素供給装置は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得る。35℃	・解析条件の相違

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	る。30℃より高い場合は，格納容器雰囲気温度が上昇する可能性があるが，窒素注入は事象発生から約 84 時間後に開始するため，代替循環冷却系による格納容器減圧及び除熱操作によって格納容器雰囲気は除熱されており，窒素温度は格納容器雰囲気温度よりも低いことから，窒素注入によって格納容器雰囲気温度が上昇することはなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。30℃未満の場合は，注入される窒素の密度が大きくなり窒素注入開始後の格納容器圧力の上昇が速くなるが，操作手順（格納容器圧力 0.31MPa［gage］到達後に窒素注入を停止すること）に変わりはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 （添付資料 3.1.2.11，3.1.2.12）	より高い場合は，格納容器温度が上昇する可能性があるが，窒素温度は格納容器温度よりも低いことから，窒素注入によって格納容器温度が上昇することはなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。35℃未満の場合は，注入される窒素の密度が大きくなり窒素注入開始後の格納容器圧力の上昇が速くなるが，操作手順に変わりはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	【東海第二】 窒素注入条件の相違。 ・解析結果の相違 【東海第二】 島根２号炉は，事象発生から 12 時間後に窒素を注入するため，窒素注入時点では，十分に減圧及び除熱はされていない。
b．操作条件 操作条件の不確かさとして，操作の不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の 6 要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し，評価結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から 70 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，常設代替交流電源設備からの受電操作について実態の運転操作時間に基づき解析上の想定時間を設定していることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	b．操作条件 操作条件の不確かさとして，操作の不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の 6 要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し，評価結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電並びに代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から 25 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，状況判断から原子炉注水操作までは一連の操作として実施し，同一の運転員による並列操作はなく，操作所要時間を踏まえて解析上の想定時間を設定していることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	b．操作条件 操作条件の不確かさとして，操作に係る不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の６要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し，評価結果を以下に示す。 (a)　運転員等操作時間に与える影響 操作条件の低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から 30 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作について，早期の電源回復不可の判断，常設代替交流電源設備の起動，受電操作，低圧原子炉代替注水系（常設）の系統構成を，実態の運転操作時間に基づき解析上の想定時間を設定していることから，運転員等操作開始時間に与える影響はない。	・解析結果の相違 【東海第二】 島根２号炉は，事象発生から残留熱代替除去系を開始するまでの期間において，格納容器スプレイの実施基準に到達しないことから，電源回復後の格納容器スプレイに係る操作はない。 ・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 注水設備の準備時間の相違。

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
なお，有効性評価では 2 系列の非常用高圧母線の電源回復を想定しているが，低圧代替注水系(常設)は非常用高圧母線 D 系の電源回復後に実施可能であり，この場合も原子炉注水の開始時間が早くなる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については，復水移送ポンプの起動操作が常設代替交流電源設備からの受電操作の影響を受けるが，低圧代替注水系(常設)は非常用高圧母線 D 系の電源回復後に実施可能であり，この場合も原子炉注水の開始時間が早くなる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。 操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は，解析上の操作開始時間として原子炉水位が破断口高さまで水位回復後，格納容器温度が 190℃超過を確認した時点を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，解析結果は原子炉水位が破断口高さまで水位回復前に既に格納容器温度は 190℃を超えており，実態の操作も原子炉水位が破断口高さまで水位回復後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイへ切り替えることとしており，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。代替格納容器スプレイへの切り替え後，原子炉水位が原子炉水位低（レベル 1）まで低下した場合，低圧代替注水系(常設)へ切り替えを行う。当該操作開始時間は，解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。また，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。 操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は，解析上	操作条件の緊急用海水系による冷却水（海水）の確保	操作条件の原子炉補機代替冷却系及び残留熱代替除去	・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，解析上の想定と実態の運転操作が同等であるため，記載していない。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，残留熱代替除去系の運転開始前に格納容器スプレイの実施基準に到達しない。

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
の操作開始時間として事象発生から 20 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，代替原子炉補機冷却系の準備は，緊急時対策要員の参集に 10 時間，その後の作業に 10 時間の合計 20 時間を想定しているが，準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があるため，操作開始時間が早まる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	操作及び代替循環冷却系による格納容器除熱操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から 90 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，代替循環冷却系の運転は事象発生 90 分後に開始することとしているが，時間余裕を含めて設定されているため操作の不確かさが操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。	系による原子炉格納容器除熱操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から 10 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，原子炉補機代替冷却系の操作開始は，実態の操作開始時間に基づき解析上の想定時間を設定していることから，運転員等操作開始時間に与える影響はない。	・体制の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，参集要員が不要であることから，解析上の操作開始時間は，要員の参集時間を考慮しておらず，実態の操作開始時間に基づき設定している。
操作条件の代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から 22.5 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，代替循環冷却系の運転は事象発生約 22.5 時間後に開始することとしているが，時間余裕を含めて設定されているため操作の不確かさが操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。			・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，原子炉補機代替冷却系及び残留熱代替除去系による操作を一連で実施することから，運転員等操作開始時間に与える影響を合わせて記載している。
また，本操作の操作開始時間は，代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定したものであり，代替原子炉補機冷却系の操作開始時間が早まれば，本操作の操作開始時間も早まる可能性があり，代替循環冷却系の運転開始時間も早まることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	また，本操作の操作開始時間は，操作所要時間を踏まえて解析上の想定時間を設定したものであり，緊急用海水系の操作開始時間が早まれば，代替循環冷却系による格納容器除熱操作の操作開始時間も早まる可能性があり，代替循環冷却系の運転開始時間も早まるが，その他の操作と並列して実施する場合でも，順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。	また，本操作の操作開始時間は，原子炉補機代替冷却系の準備期間を考慮して設定したものであり，原子炉補機代替冷却系の操作開始時間が早まれば，本操作の操作開始時間も早まる可能性があり，残留熱代替除去系の運転開始時間も早まることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	
	操作条件の可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から約 84 時間後を想定している。運転員等操作時間に与える影響として，格納容器内への窒素注入の実施基準である格納容器内酸素濃度 4.0vol％（ドライ条件）到達は事象発生から約 84 時間後であるのに対し，可搬型窒素供給装置の移動及びホース敷設等は格納容器内酸素濃度が 3.5vol％（ドライ条件）到達時（事象発生から約 62	操作条件の可搬式窒素供給装置による格納容器内窒素供給操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から 12 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，可搬式窒素供給装置による格納容器内窒素供給操作開始は，実態の操作開始時間に基づき解析上の想定時間を設定していることから，運転員等操作開始時間に与える影響はない。また，本操作の操作開始時間は，原子炉補機代替冷却系の準備期間を考慮して設定したも	・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱開始を判断基準として，窒素注

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	時間後）に開始し約 3 時間で準備完了するため，十分な時間余裕があることから，操作開始時間に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	のであり，原子炉補機代替冷却系の操作開始時間が早まれば，本操作の操作開始時間も早まる可能性があり，残留熱代替除去系の運転開始時間も早まることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	入を行う手順としており，格納容器内酸素濃度を操作開始の起点としていない。
（添付資料 3.1.2.7）	（添付資料 3.1.2.11）	（添付資料3.1.2.6）	
(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，常設代替交流電源設備からの受電操作について，解析上の原子炉注水開始時間（70 分後）は準備操作に時間余裕を含めて設定されており，原子炉水位の回復は早くなる可能性があるが，ジルコニウム－水反応量により発熱量が増加する等の影響があるため，格納容器圧力及び温度の上昇に大きな差異はない。また，原子炉注水操作は，代替格納容器スプレイとの切替え操作であり，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電並びに代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，解析条件は操作所要時間に余裕を含めて設定されており，原子炉水位の回復は早くなる可能性があるが，ジルコニウム－水反応量により発熱量が増加する等の影響があるため，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇に大きな差異はない。また，代替格納容器スプレイ操作と原子炉注水操作は，流量分配により同時に実施する操作であり，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	(b)　評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作について，実態の操作開始時間に基づき解析上の想定時間を設定している。実態の操作開始時間が解析上の設定よりも早くなった場合に，原子炉水位の回復は早くなる可能性があるが，ジルコニウム－水反応量により発熱量が増加する等の影響があるため，格納容器圧力及び温度の上昇に大きな差異はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，残留熱代替除去系の運転開始前に格納容器スプレイを実施しないことから，原子炉注水との切替え操作（柏崎 6/7）あるいは原子炉注水との同時実施（東海第二）をしない。
操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は，運転員等操作時間に与える影響として，代替格納容器スプレイの操作開始は原子炉水位が破断口高さまで水位回復後，格納容器温度が 190℃に到達時となり，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。			・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，残留熱代替除去系の運転開始前に格納容器スプレイの実施基準に到達しない。
操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は，運転員等操作時間に与える影響として，準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があり，格納容器圧力及び温度を早期に低下させる可能性があることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 操作条件の代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱操作は，運転員等操作時間に与える影響として，代替原子炉補機冷却系の操作開始時間が早まった場合には，本操作も早まる可能性があり，格納容器圧力及び温度を早	操作条件の緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作及び代替循環冷却系による格納容器除熱操作は，運転員等操作時間に与える影響として，緊急用海水系の操作開始時間が早まった場合には，代替循環冷却系による格納容器除熱操作も早まる可能性があり，格納容器圧力及び雰囲気温度を早期に低下させる可能性があることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	操作条件の原子炉補機代替冷却系及び残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱操作は，運転員等操作時間に与える影響として，準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があり，格納容器圧力及び温度を早期に低下させる可能性があることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，原子炉補機代替冷却系及び残留熱代替除去系による操作を一連で実施することから，評価項目となるパラメータに与える影響を合わせて記載し

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
期に低下させる可能性があることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 （添付資料 3.1.2.7）	操作条件の可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から約 84 時間後を想定している。運転員等操作時間に与える影響として，格納容器内への窒素注入の実施基準である格納容器内酸素濃度 4.0vol%（ドライ条件）到達は事象発生から約 84 時間後であるのに対し，可搬型窒素供給装置の移動及びホース敷設等は格納容器内酸素濃度が 3.5vol%（ドライ条件）到達時（事象発生から約 62 時間後）に開始し約 3 時間で準備完了するため，十分な時間余裕があることから，操作開始時間に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料 3.1.2.11）	操作条件の可搬式窒素供給装置による格納容器内窒素供給操作は，実態の操作開始時間に基づき解析上の想定時間を設定していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料3.1.2.6）	ている。 ・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱開始を判断基準として，窒素注入を行う手順としており，格納容器内酸素濃度を操作開始の起点としていない。
(3) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。 操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については，第 3.1.3.14 図から第 3.1.3.16 図に示すとおり，事象発生から 90 分後（操作開始時間 20 分程度の遅れ）までに常設代替交流電源設備からの受電操作を行い低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始できれば，損傷炉心は炉心位置に保持され，評価項目を満足する結果となることから，時間余裕がある。	(3) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。 操作条件の常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作並びに代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については，第 3.1.3－16 図から第 3.1.3－18 図に示すとおり，事象発生から 50 分後（操作開始時間の 25 分の遅れ）までに常設代替交流電源設備からの受電操作を行い代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始できれば，損傷炉心は炉心位置に保持され，評価項目を満足する結果となることから，時間余裕がある。	(3)　操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。 操作条件の低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作については，第 3.1.3.3－1(1)図から第 3.1.3.3－1(3)図に示すとおり，事象発生から 60 分後（操作開始時間 30 分程度の遅れ）までに常設代替交流電源設備からの受電操作を行い低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水が開始できれば，損傷炉心は炉心位置に保持され，評価項目を満足する結果となることから，時間余裕がある。	・設備設計及び運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 操作開始遅れ時間は，リロケーション防止可能な操作開始時間を設定しており，設備，運用の相違により異なる。 ・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，非常用炉心冷却系等の注水機能が喪失した時点で，速やかに低圧原子炉代替

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			注水系（常設）による原子炉注水を行う手順としている。
操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作については，事象発生から 90 分後（操作開始時間 20 分程度の遅れ）に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始した場合の解析では，格納容器スプレイ開始のタイミングは約 2.3 時間後であるため，現行の 2 時間に対して約 20 分程度の準備時間を確保できることから，時間余裕がある。			・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，残留熱代替除去系の運転開始前に格納容器スプレイの実施基準に到達しない。
操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作及び代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱操作については，代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は，事象発生から 20 時間あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。なお，本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも，原子炉格納容器の限界圧力に到達しないよう継続して低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイを行うこととなる。代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイは，ベントラインの水没防止のために，格納容器ベントに伴うサプレッション・チェンバ・プール水位の上昇を考慮しても，サプレッション・チェンバ・プール水位がベントライン-1m を超えないように格納容器スプレイを停止する。原子炉格納容器の限界圧力 0.62MPa［gage］に至るまでの時間は，事象発生から約 38 時間あり，約 15 時間以上の余裕があることから，時間余裕がある。	操作条件の緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作及び代替循環冷却系による格納容器除熱操作については，本操作開始までの時間は操作所要時間を踏まえて解析上の想定時間を設定したものであり，時間余裕がある。なお，本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも，格納容器圧力が限界圧力 0.62MPa［gage］に到達するまでの時間は事象発生約 14 時間後であり，約 12 時間の余裕があることから，時間余裕がある。	操作条件の原子炉補機代替冷却系運転操作及び残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱操作については，原子炉補機代替冷却系運転開始までの時間は，事象発生から 10 時間あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。なお，本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも，原子炉格納容器の限界圧力に到達しないよう低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水の継続及び格納容器圧力が 640kPa[gage]に到達した場合には格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイを行うこととなる。格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイは，サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m 到達時点で格納容器スプレイを停止し，格納容器フィルタベント系による格納容器除熱を実施する。サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達するまでの時間は，事象発生から約 32 時間あり，約 22 時間以上の余裕があることから，時間余裕がある。	・解析結果の相違 【東海第二】 島根２号炉は，格納容器限界圧力到達前に，格納容器スプレイの実施基準に達することから，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイの実施及びその後の格納容器ベント操作開始時間に対する時間余裕を示している。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉（Mark-Ⅰ改）と柏崎 6/7（ABWR），東海第二（Mark-Ⅱ）の最高使用圧力の相違。
	操作条件の可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作については，格納容器内への窒素注入の実施基準で	操作条件の可搬式窒素供給装置による格納容器内窒素供給開始までの時間は，事象発生から 12 時間あり，準備時間が確	・記載方針の相違 【東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
（添付資料 3.1.2.7，3.1.3.7）	ある格納容器内酸素濃度 4.0vol％（ドライ条件）到達は事象発生から約 84 時間後であるのに対し，可搬型窒素供給装置の移動及びホース敷設等は格納容器内酸素濃度が 3.5vol％（ドライ条件）到達時（事象発生から約 62 時間後）に開始し約 3 時間で準備完了するため，十分な準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 （添付資料 3.1.2.11，3.1.3.8）	保できることから，本操作には時間余裕がある。なお，本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも，酸素濃度が可燃限界に到達しないよう監視し，酸素ベント基準に到達した場合には格納容器ベントにより水素ガス及び酸素ガスの排出を行うこととなる。 （添付資料3.1.2.6，3.1.3.6）	島根２号炉は，窒素注入の開始が大幅に遅れた場合の影響として，酸素濃度基準による格納容器ベントを実施することを示している。
(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。	(4) ま と め 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。	(4)　まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。	

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
3.1.2.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において，6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策時における事象発生 10 時間までの必要な要員は，「3.1.2.1 格納容器破損防止対策」に示すとおり 28 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の 72 名で対処可能である。 有効性評価で考慮しない作業（原子炉ウェル注水）に必要な要員を 4 名含めた場合でも対処可能である。 また，事象発生 10 時間以降に必要な参集要員は 36 名であり，発電所構外から 10 時間以内に参集可能な要員の 106 名で確保可能である。 (2) 必要な資源の評価 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格	3.1.2.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において，重大事故等対策時における事象発生2 時間までに必要な要員は，「3.1.2.1 格納容器破損防止対策」に示すとおり20 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の39 名で対処可能である。 また，事象発生2 時間以降に必要な参集要員は2 名であり，発電所構外から2 時間以内に参集可能な要員の72 名で確保可能である。 (2) 必要な資源の評価 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格	3.1.2.4　必要な要員及び資源の評価 (1)　必要な要員の評価 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において，重大事故等対策時における必要な要員は「3.1.2.1　格納容器破損防止対策」に示すとおり 31 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している緊急時対策要員の 42 名で対処可能である。 (2)　必要な資源の評価 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格	・体制の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である ・運用及び設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 プラント基数，設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが，タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお，これら要員 31 名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。 ・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，解析上考慮していない要員も含めた要員数を記載している。 ・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。

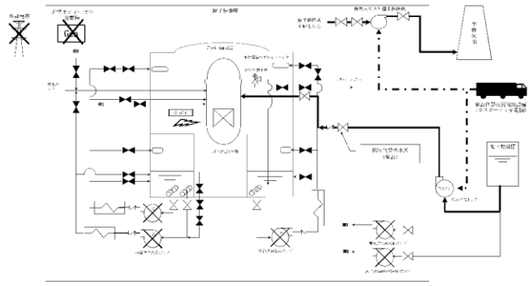
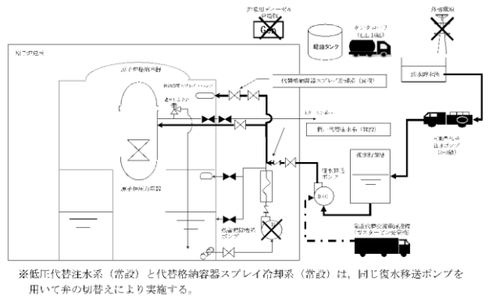
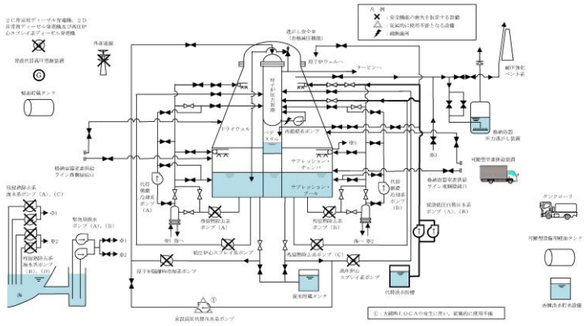
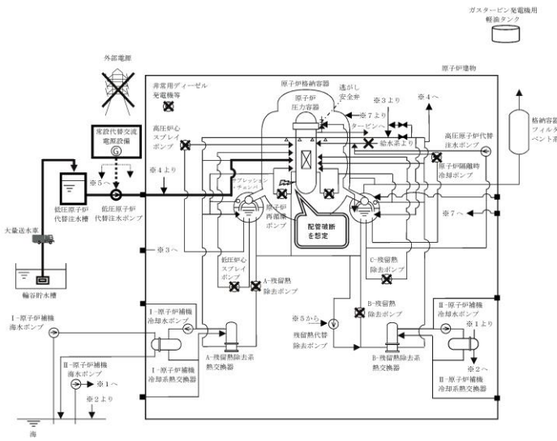
柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
納容器過圧・過温破損）」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。 ａ．水源 低圧代替注水系（常設）又は可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイは，7 日間の対応を考慮すると，号炉あたり約 2,900m³の水が必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると，合計約 5,800m³の水が必要である。水源として，各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m³及び淡水貯水池に約 18,000m³の水を保有している。これにより，6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮しても，必要な水源は確保可能である。また，事象発生 12 時間以降に淡水貯水池の水を，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）により復水貯蔵槽へ給水することで，復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした 7 日間の注水継続実施が可能である。ここで，復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生 12 時間後としているが，これは，可搬型設備を事象発生から 12 時間以内に使用できなかった場合においても，その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。 （添付資料 3.1.2.9）	納容器過圧・過温破損）」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。 ａ．水 源 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイは，7 日間の対応を考慮すると，合計約400m³の水が必要である。水源として，代替淡水貯槽に約4,300m³の水を保有している。これにより，必要な水源は確保可能である。 代替循環冷却系による格納容器除熱については，サプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから，水源が枯渇することはないため，7 日間の注水継続実施が可能である。 （添付資料 3.1.2.13）	納容器過圧・過温破損）」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。 ａ．水源 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水については，７日間の対応を考慮すると，約 500m³の水が必要となる。水源として，低圧原子炉代替注水槽に約 740 m³及び輪谷貯水槽（西）に約 7,000m³の水を保有している。これにより必要な水源は確保可能である。また，事象発生２時間 30 分以降に輪谷貯水槽（西）の水を大量送水車により低圧原子炉代替注水槽へ給水することで，低圧原子炉代替注水槽を枯渇させることなく低圧原子炉代替注水槽を水源とした７日間の注水継続実施が可能となる。 残留熱代替除去系による原子炉注水及び原子炉格納容器除熱については，サプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから，水源が枯渇することはないため，７日間の注水継続実施が可能である。 （添付資料 3.1.2.8）	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，本シーケンスにおいて，外部水源を用いた格納容器スプレイを実施しない。 ・水量評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，事象発生後から必要な可搬型設備を準備し，使用することを想定。 ・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，残留熱代替除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は内部水源にて実施するため，水源が枯渇しないことを明記。
ｂ．燃料 常設代替交流電源設備による電源供給については，保守的に事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に 6 号及び 7 号炉において合計約 504kL の軽油が必要となる。可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による復水貯蔵槽への給水については，保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の運転を想定すると，7 日間の運転継続に号炉あたり約 15kL の軽油が必要となる。代替原	ｂ．燃 料 常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5 台）による電源供給については，保守的に事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に合計約352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクにて約800kL の軽油を保有しており，この使用が可能であることから，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5 台）による電源供給について，7 日間の継続が可能である。	ｂ．燃料 常設代替交流電源設備による電源供給については，保守的に事象発生直後からの運転を想定すると，７日間の運転継続に約 352m³の軽油が必要となる。大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水については，保守的に事象発生直後からの大量送水車の運転を想定すると，７日間の運転継続に約 11m³の軽油が必要となる。原子炉補機代替冷却系の大型送水ポンプ車については，保守的に事象発生直後	・燃料評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

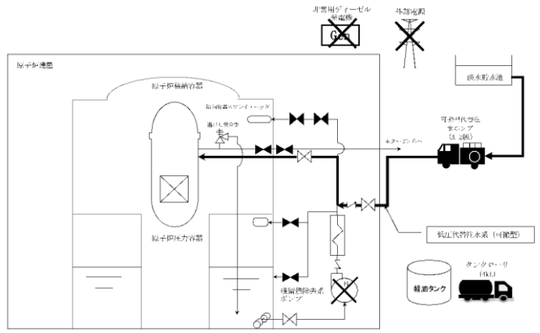
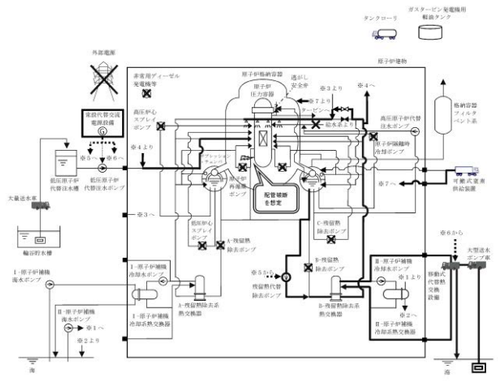
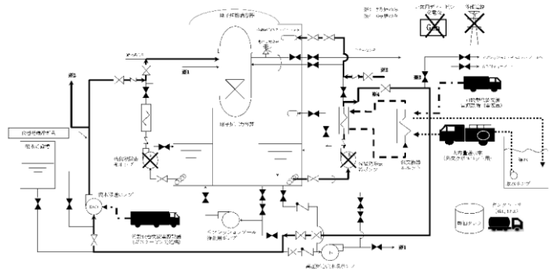
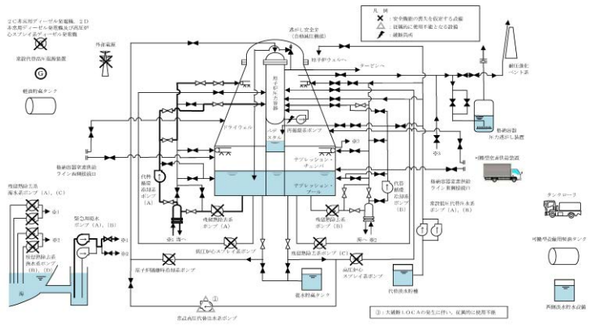
柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
子炉補機冷却系用の電源車については，保守的に事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に号炉あたり約 37kL の軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用）については，保守的に事象発生直後からの大容量送水車（熱交換器ユニット用）の運転を想定すると，7 日間の運転継続に号炉あたり約 11kL の軽油が必要となる。		からの大型送水ポンプ車の運転を想定すると，７日間の運転継続に約 53㎥の軽油が必要となる。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，原子炉補機代替冷却系，常設代替交流電源設備を電源としているため，電源車は不要。
	可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入については，保守的に事象発生直後からの可搬型窒素供給装置の運転を想定すると，7 日間の運転継続に約18.5kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクにて約210kL の軽油を保有しており，この使用が可能であることから，可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入について，7 日間の継続が可能である。	可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内への窒素注入については，保守的に事象発生直後からの可搬式窒素供給装置の運転を想定すると，７日間の運転継続に約７㎥の軽油が必要となる。合計約 423㎥の軽油が必要となる。ガスタービン発電機用軽油タンクにて約 450㎥の軽油を保有しており，この使用が可能であることから常設代替交流電源設備による電源供給，大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水，原子炉補機代替冷却系の運転，可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内への窒素注入について，７日間の運転継続が可能である。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，東海第二と同様に，本評価事故シーケンスにおいて，可搬式窒素供給装置を用いていることから，７日間の運転継続に必要となる燃料評価を実施している。
5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に合計約 13kL の軽油が必要となる。（6 号及び 7 号炉合計約 643kL）	緊急時対策所用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 70.0kL の軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約75kL の軽油を保有しており，この使用が可能であることから，緊急時対策所用発電機による電源供給について，7 日間の継続が可能である。	緊急時対策所用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，７日間の運転継続に約８㎥の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約 45㎥の軽油を保有しており，この使用が可能であることから，緊急時対策所用発電機による電源供給について，７日間の継続が可能である。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。
6 号及び 7 号炉の各軽油タンク（約 1,020kL）及び常設代替交流電源設備用燃料タンク（約 100kL）にて合計約 2,140kL の軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，常設代替交流電源設備による電源供給，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による復水貯蔵槽への給水，代替原子炉補機冷却系の運転，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について，7 日間の継続が可能である。 （添付資料 3.1.2.10）	（添付資料 3.1.2.14）	（添付資料 3.1.2.9）	

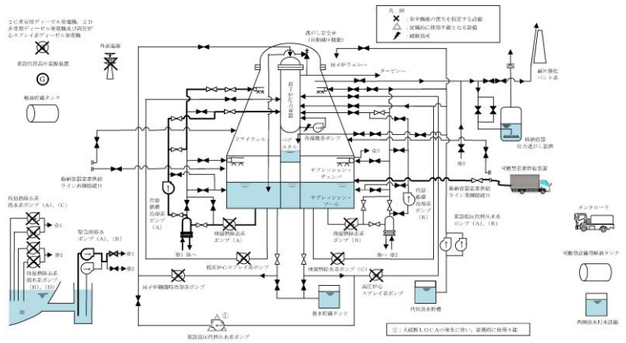
柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
ｃ．電源 常設代替交流電源設備の電源負荷については，重大事故対策等に必要な負荷として，６号炉で約 1,104kW，７号炉で約 1,071kW 必要となるが，常設代替交流電源設備は連続定格容量が 1 台あたり 2,950kW であり，必要負荷に対しての電源供給が可能である。 また，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機についても，必要負荷に対しての電源供給が可能である。 （添付資料 3.1.2.11）	ｃ．電 源 常設代替交流電源設備の電源負荷については，重大事故等対策に必要な負荷として，約2,426kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5 台）の連続定格容量は約5,520kW であり，必要負荷に対しての電源供給が可能である。 また，緊急時対策所用発電機及び可搬型窒素供給装置の窒素供給装置用電源車についても，必要負荷に対しての電源供給が可能である。 （添付資料 3.1.2.15）	ｃ．電源 常設代替交流電源設備の電源負荷については，重大事故等対策に必要な負荷として，約 1,905kW 必要となるが，常設代替交流電源設備は連続定格容量が約 4,800kW であり，必要負荷に対しての電源供給が可能である。 また，緊急時対策所用発電機についても，必要負荷に対しての電源供給が可能である。 （添付資料 3.1.2.10）	・電源設備容量の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 常設代替交流電源設備から電源供給が必要となる負荷が異なる。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。 【東海第二】 島根２号炉は，可搬式窒素供給装置に電源車は使用しない。

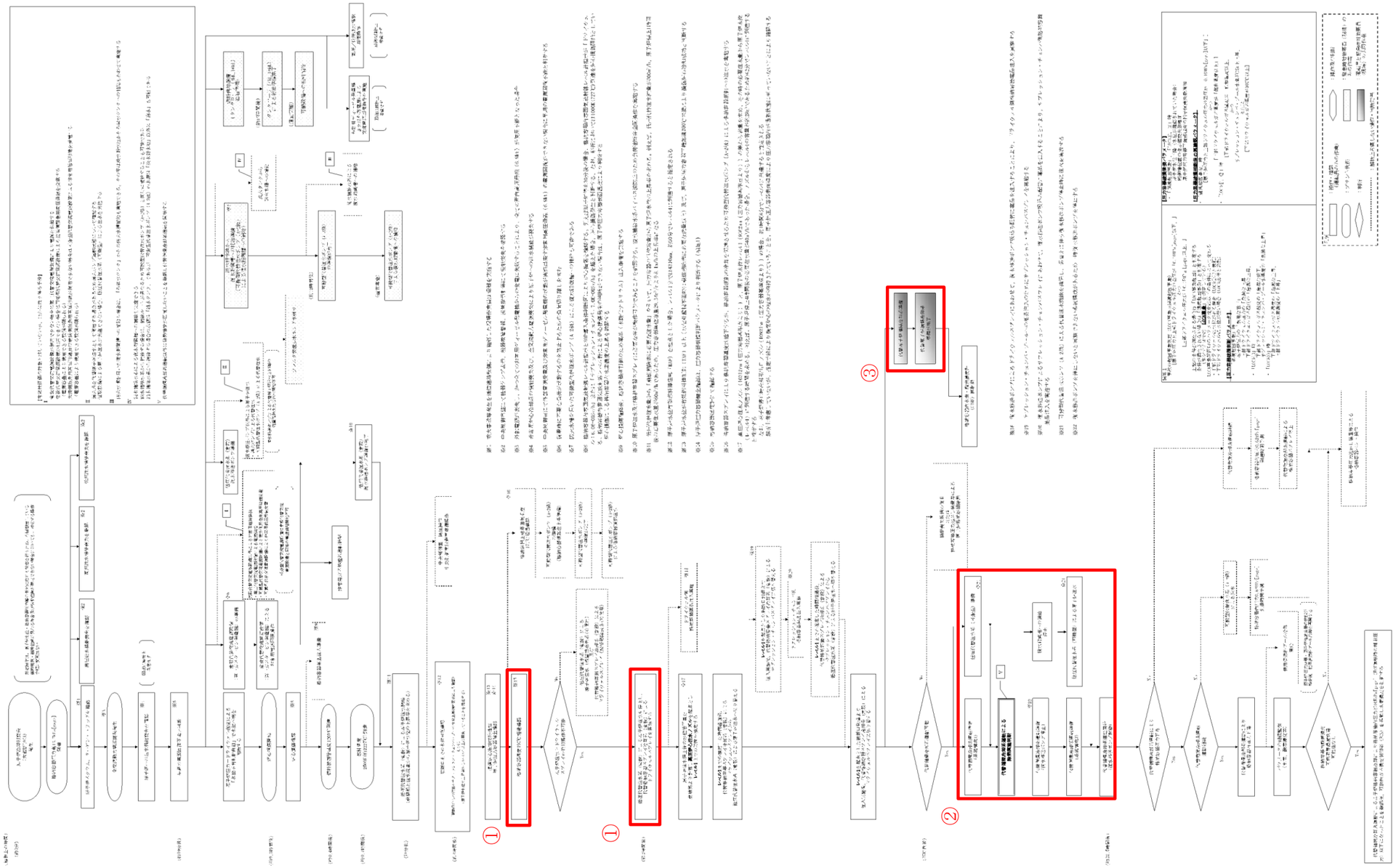
柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
3.1.2.5 結論 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」では，原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気，ジルコニウムー水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することによって，格納容器内雰囲気圧力・温度が徐々に上昇し，原子炉格納容器の過圧・過温により原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に対する格納容器破損防止対策としては，初期の対策として低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却手段及び代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱手段等を整備している。 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）」の評価事故シーケンス「大破断 LOCA＋ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失」について，代替循環冷却系を使用する場合の有効性評価を行った。 上記の場合においても，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却，代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱を実施することにより，原子炉格納容器冷却及び除熱が可能である。 その結果，格納容器圧力逃がし装置を使用せず，事象を通じて原子炉格納容器の限界圧力に到達することはなく，ジルコニウムー水反応等により可燃性ガスの蓄積が生じた場合においても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。 重大事故等対策時に必要な要員は，運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。	3.1.2.5 結 論 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）」では，格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気，ジルコニウムー水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することによって，格納容器内雰囲気圧力・温度が徐々に上昇し，格納容器の過圧・過温により格納容器の破損に至ることが特徴である。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）」に対する格納容器破損防止対策としては，初期の対策として低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段，安定状態に向けた対策として代替循環冷却系による格納容器除熱手段及び可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入手段を整備している。 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）」の評価事故シーケンス「大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」について，代替循環冷却系を使用する場合の有効性評価を行った。 上記の場合においても，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却，代替循環冷却系による格納容器除熱及び可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入を実施することにより，格納容器内酸素濃度の上昇を抑制しつつ，格納容器冷却及び除熱が可能である。 その結果，格納容器圧力逃がし装置を使用せず，事象を通じて格納容器の限界圧力に到達することはなく，ジルコニウムー水反応等により可燃性ガスの蓄積が生じた場合においても格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。 重大事故等対策時に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。	3.1.2.5　結論 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）」では，原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気，ジルコニウムー水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することによって，格納容器内雰囲気圧力・温度が徐々に上昇し，原子炉格納容器の過圧・過温により原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。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）」に対する格納容器破損防止対策としては，初期の対策として，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱手段，長期的な格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する観点から，可搬式窒素供給装置を用いた格納容器内への窒素供給手段を整備している。 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）」の評価事故シーケンス「冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋ＥＣＣＳ注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」について，残留熱代替除去系を使用する場合の有効性評価を行った。 上記の場合においても，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水，残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内への窒素注入を実施することにより，格納容器内酸素濃度の上昇を抑制しつつ，原子炉格納容器冷却及び除熱が可能である。 その結果，格納容器フィルタベント系を使用せず，事象を通じて原子炉格納容器の限界圧力に到達することはなく，ジルコニウムー水反応等により可燃性ガスの蓄積が生じた場合においても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。 重大事故等対策時に必要な要員は，緊急時対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源も供給可能である。	・ ・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，残留熱代替除去系の運転開始前に格納容器スプレイを実施しないことから，本評価事故シーケンスにおいて，格納容器スプレイを実施しない。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，可燃性ガス濃度の抑制のために，本評価事故シーケンスにおいて，可搬式窒素供給装置による窒素注入を実施することとしている。

柏崎刈羽原子力発電所６／７号炉（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
以上のことから，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却，代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱等の格納容器破損防止対策は，選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，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）」に対して有効である。	以上のことから，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却，代替循環冷却系による格納容器除熱，可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入等の格納容器破損防止対策は，選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，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）」に対して有効である。	以上のことから，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水，残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱，可搬式窒素供給装置を用いた原子炉格納容器内への窒素供給手段等の格納容器破損防止対策は，選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，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）」に対して有効である。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，残留熱代替除去系の運転開始前に格納容器スプレイを実施しないことから，本評価事故シーケンスにおいて，格納容器スプレイを実施しない。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，可燃性ガス濃度の抑制のために，本評価事故シーケンスにおいて，可搬式窒素供給装置による窒素注入を実施することとしている。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 第3.1.2.1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図 （代替循環冷却系を使用する場合）（1/4） （原子炉注水）  ※低圧代替注水系（常設）と代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は，同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにより実施する。 第 3.1.2.2 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図 （代替循環冷却系を使用する場合）（2/4） （原子炉注水及び原子炉格納容器冷却）	 第 3.1.2-1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図 （代替循環冷却系を使用する場合）（1／3） （低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却段階）	 第 3.1.2.1－1(1)図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図 （残留熱代替除去系を使用する場合）（1/2） （原子炉注水）	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，残留熱代替除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため，格納容器スプレイを実施しない。

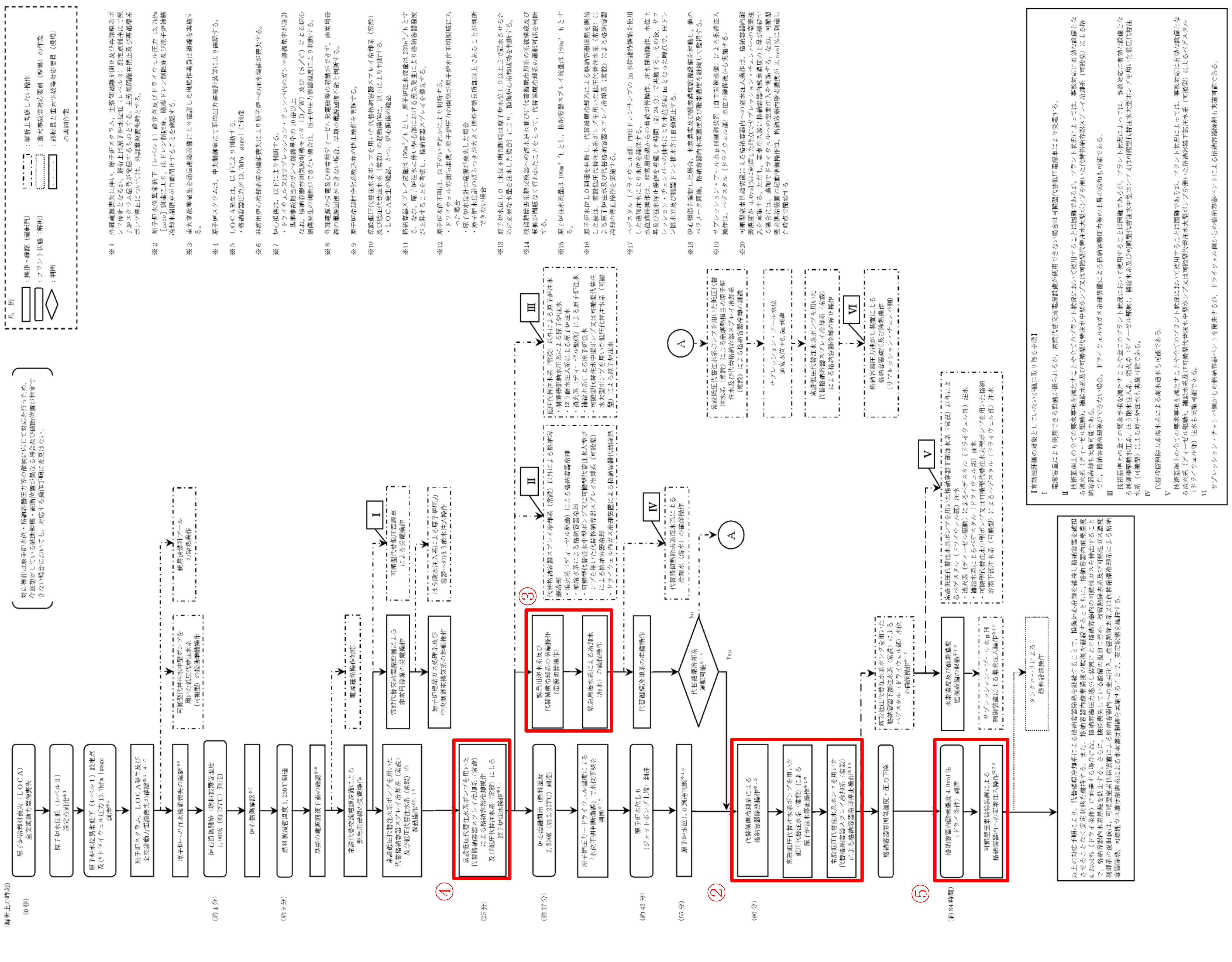
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 第 3.1.2.3 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図 （代替循環冷却系を使用する場合）（3/4） （原子炉注水）		 第 3.1.2.1－1(2)図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図 （残留熱代替除去系を使用する場合）（2/2） （原子炉格納容器除熱及び可搬式窒素供給装置を用いた原子炉格納容器内窒素供給）	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，低圧原子炉代替注水系（常設）から残留熱代替除去系による原子炉注水に切り替える際に可搬型設備による原子炉注水は実施しない。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，可燃性ガス濃度の抑制のために，本評価事故シーケンスにおいて，可搬式窒素供給装置による窒素注入を実施することとしている。 ・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱の開始（事象発生から 10 時間後）および可搬式窒素供給装置による窒素供給開始（事象発生から 12 時間後）がほぼ同じタイミングであることから，東海第二のように概略系統図を分割して作成していない。
 第 3.1.2.4 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図 （代替循環冷却系を使用する場合）（4/4） （原子炉格納容器除熱）	 第 3.1.2－1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図（代替循環冷却系を使用する場合）（2／3） （代替循環冷却系による格納容器除熱段階）		

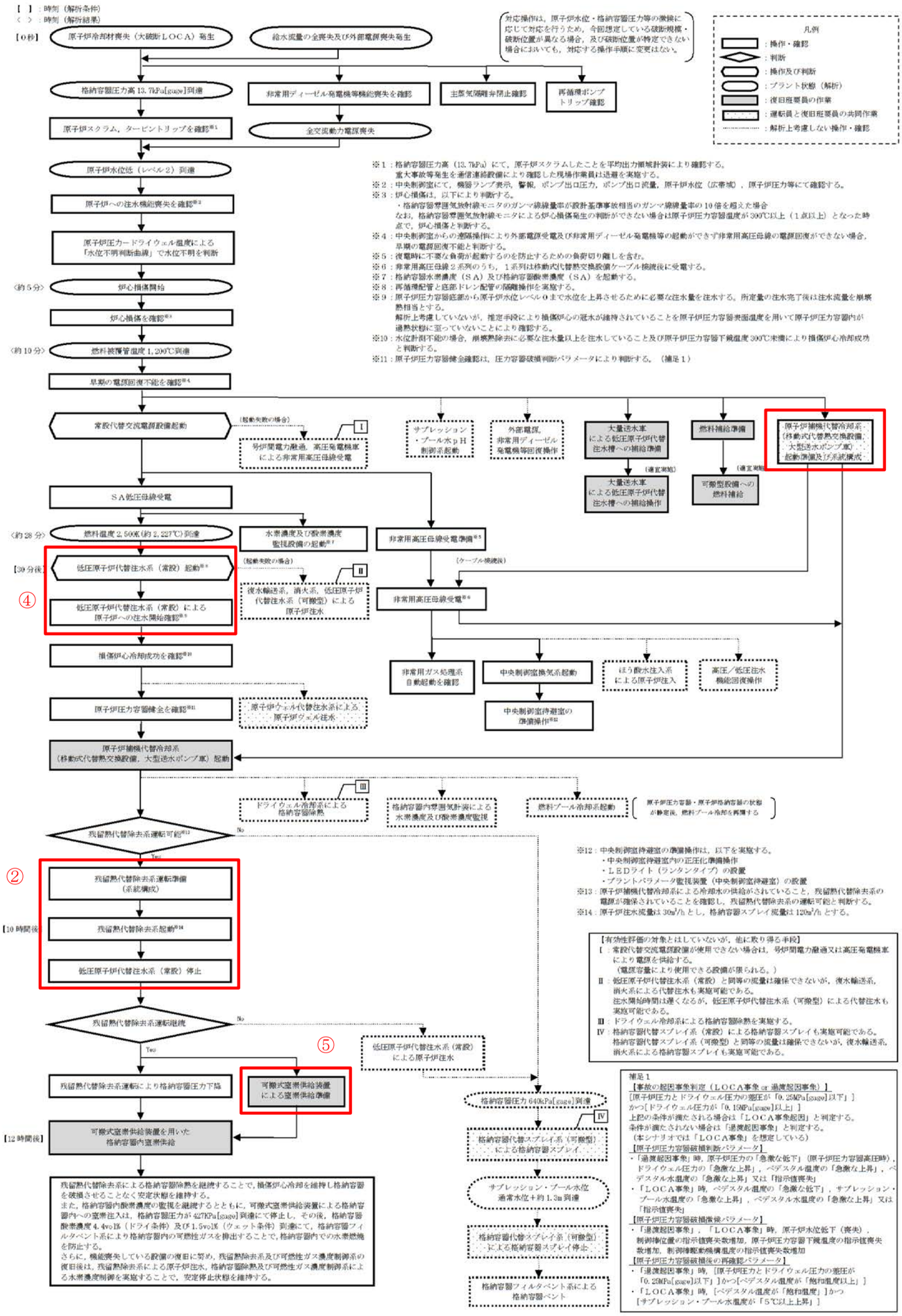
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	 第 3.1.2－1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図（代替循環冷却系を使用する場合）（3／3） （代替循環冷却系による格納容器除熱，可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入段階）		・設備設計の相違 【東海第二】



第 3.1.2.5 図「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応手順の概要
（代替循環冷却系を使用する場合）

備　考
差異理由は，島根２号炉「第 3.1.2.1-2 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応手順の概要（残留熱代替除去系を使用する場合）」の備考欄参照

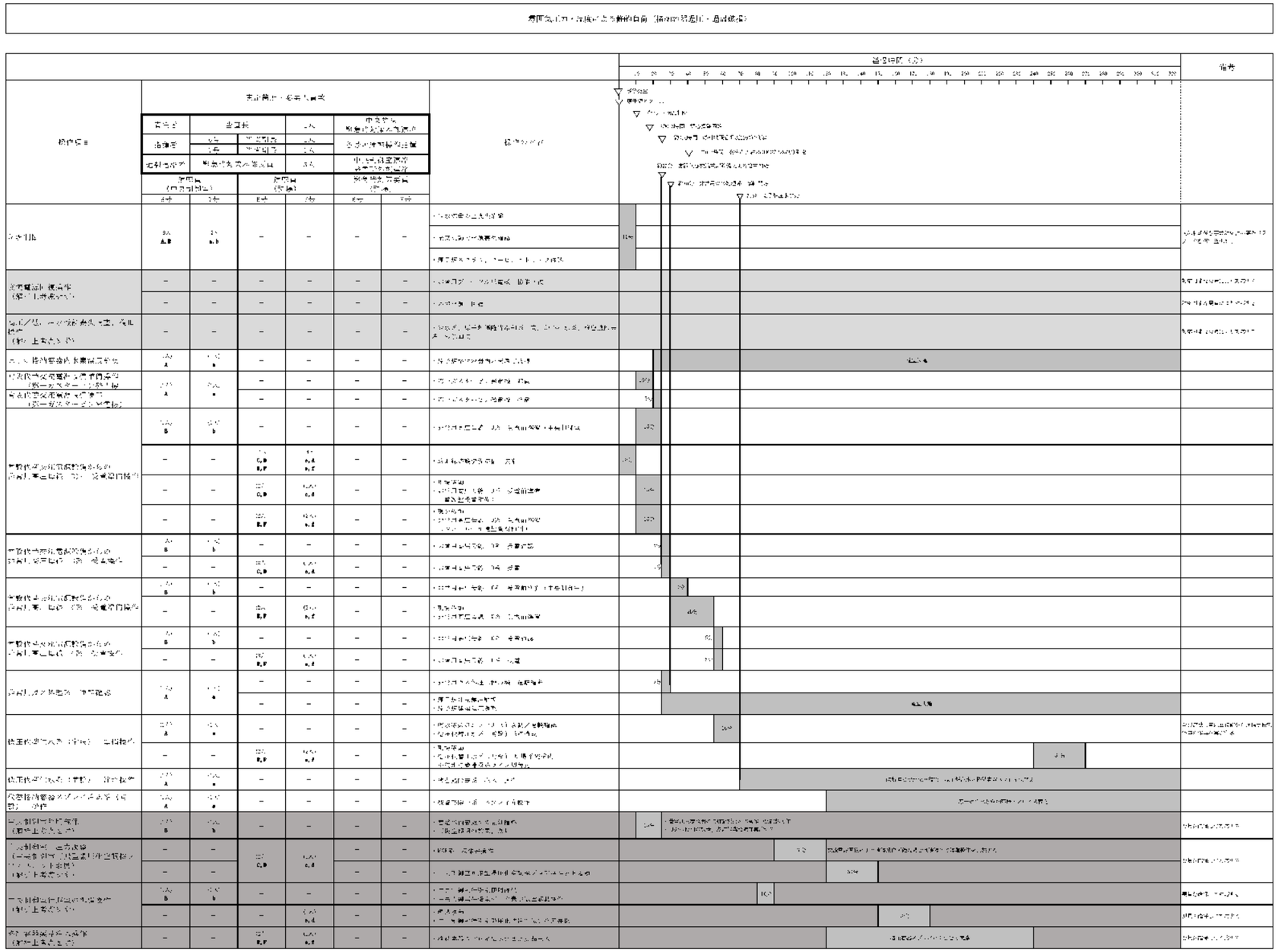
東海第二発電所（2018.9.12版）	備　考
 第3.1.2－2図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応手順の概要（代替循環冷却系を使用する場合）	差異理由は，島根2号炉「第3.1.2.1-2図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応手順の概要（残留熱代替除去系を使用する場合）」の備考欄参照



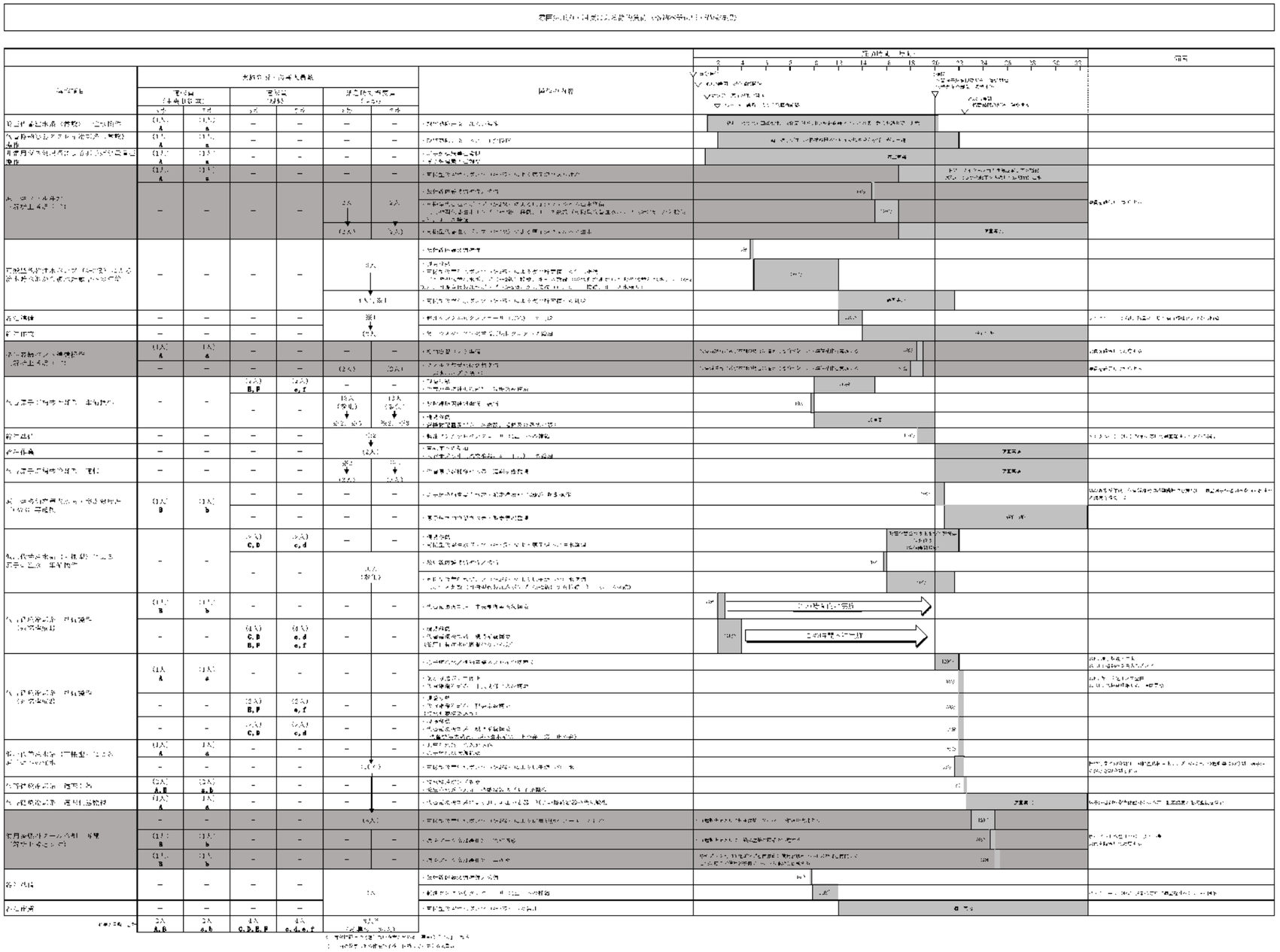
第 3.1.2.1－2 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応手順の概要
（残留熱代替除去系を使用する場合）

	備　考
	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ①島根２号炉は，残留熱代替除去系の運転開始前に格納容器スプレイの実施基準に到達しない。 ・運転の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ②島根２号炉は，残留熱代替除去系を起動した後，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。 【柏崎 6/7】 残留熱代替除去系による原子炉注水及び原子炉格納容器除熱開始時の原子炉注水維持操作の相違。 ・設備設計の相違 【東海第二】 ③島根２号炉は，残留熱代替除去系の冷却として原子炉補機代替冷却系を整備している。 ・運用の相違 【東海第二】 ④島根２号炉は，東海第二のように事象初期の格納容器雰囲気温度の急激な上昇を抑えるための格納容器スプレイを実施しない。 ⑤島根２号炉は，可燃性ガスの濃度により窒素を注入するのではなく，残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱開始後に注入することとしている。

差異理由は，島根２号炉「第 3.1.2.1-3 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間」の備考欄参照



第 3.1.2.6 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間（代替循環冷却系を使用する場合）（1/2）



第 3.1.2.6 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間（代替循環冷却系を使用する場合）（2/2）

備　　考

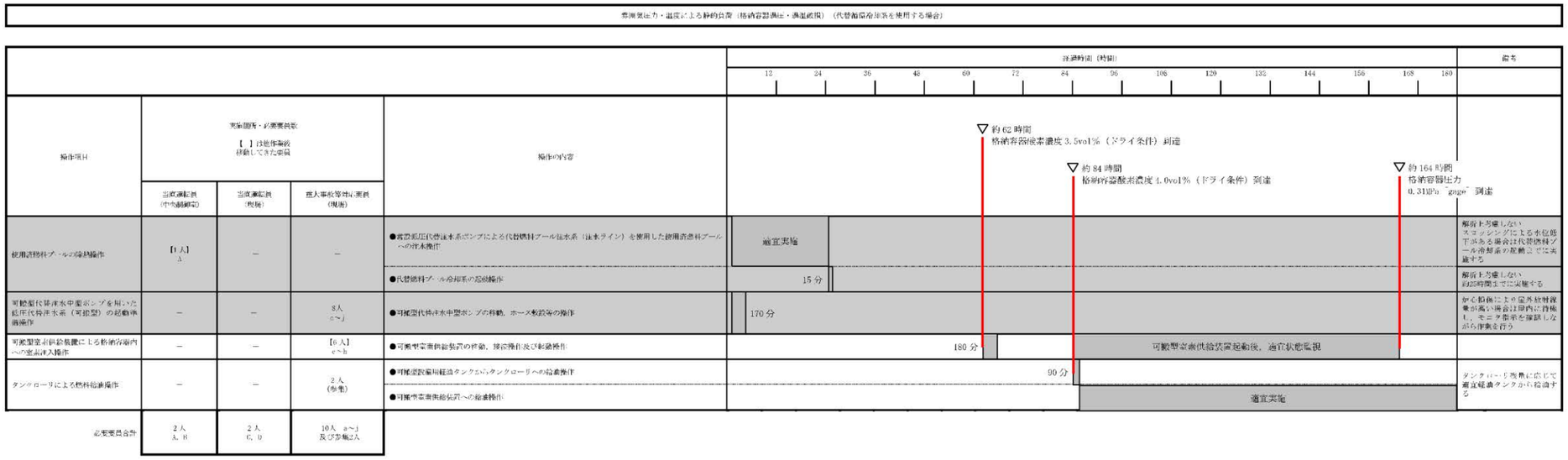
差異理由は，島根２号炉「第 3.1.2.1-3 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間」の備考欄参照

東海第二発電所（2018.9.12 版）	備　　考
	差異理由は，島根２号炉「第3.1.2.1-3 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間」の備考欄参照

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）

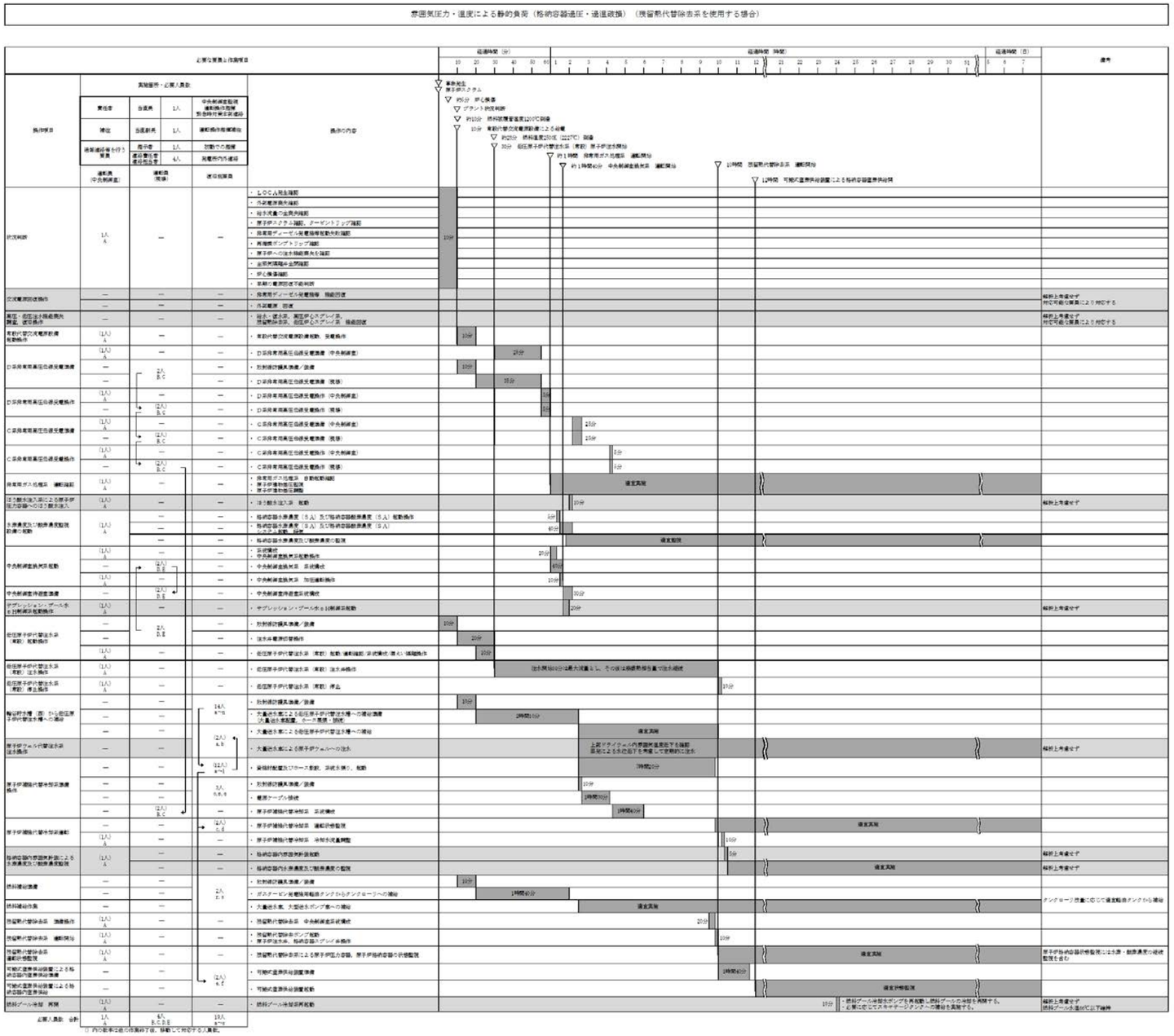
操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は作業後移動してきた要員 責任者 当直発電長 1人 中央制御室：操作指揮 補佐 当直副発電長 1人 運転操作指揮補佐 指揮者等 災害対策要員（指揮者等） 4人 初動での指揮、重要所内外連絡 当直運転員（中央制御室） 当直運転員（現場） 重大事故等対応要員（現場）	操作の内容	経過時間（分） 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130 140 150	備考
			▽事象発生 ▽原子炉スクラム ▽約１分　炉心損傷開始（燃料被覆管温度1,000K到達） ▽約９分　燃料被覆管温度1,200℃到達 ▽プラント状況判断 ▽25分　格納容器冷却及び原子炉注水開始 ▽65分　原子炉水位ＬＯ到達判断 ▽約27分　炉心溶融開始（燃料温度2,500K到達） ▽２時間 原子炉建屋ガス処理系及び 中央制御室換気系の起動による負圧達成	
状況判断	2人 A，B	●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●外部電源喪失の確認 ●ＬＯＣＡ発生の確認 ●再循環系ポンプ停止の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力制御の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認 ●原子炉への注水機能喪失の確認 ●炉心損傷確認	10分	
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	1分	
	【1人】 B	●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	2分	
電源確保操作対応	－	●電源回復操作	適宜実施	解析上考慮しない
常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	4分	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び低圧代替注水系（常設）の起動操作	【1人】 B	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に必要な負荷の電源切替操作	4分	
		●原子炉冷却材浄化系隔離弁の閉止操作	2分	
	【1人】 A	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	3分	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	【1人】 A	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	6分　原子炉注水及び格納容器冷却開始後，適宜状態監視	
緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作	【1人】 A	●緊急用海水系による海水通水に必要な負荷の電源切替操作	4分	
		●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作	20分　海水通水開始後，適宜状態監視	
代替循環冷却系による格納容器冷却操作	【1人】 A	●代替循環冷却系による格納容器除熱に必要な負荷の電源切替操作	6分	
		●代替循環冷却系による格納容器除熱の系統構成操作及び起動操作	35分　格納容器除熱開始後，適宜状態監視	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル側）水位の確保操作	【1人】 A	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル側）注水に必要な負荷の電源切替操作	4分	解析上考慮しない
		●常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル側）水位の確保操作	20分　水位確保後，適宜状態監視	
水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作	【1人】 A	●水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作	8分　適宜，格納容器内水素濃度及び酸素濃度の監視	通常運転時は外部電源で常時給気状態であり，交流電源喪失時は代替交流電源設備により緊急用母線受電後，給気が自動的に開始される
サプレッション・プールの水ｐＨ制御装置による薬液注入操作	【1人】 A	●サプレッション・プール水ｐＨ制御装置による薬液注入操作	15分	解析上考慮しない
常設代替交流電源設備による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	●非常用母線の受電準備操作（中央制御室）	35分	
	－　5人 C，D	●非常用母線の受電準備操作（現場）	75分	
常設代替交流電源設備による非常用母線の受電操作	【1人】 B	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動操作	8分	
		●非常用母線の受電操作	5分	
原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作	【1人】 B	●原子炉建屋ガス処理系の起動操作	5分　起動操作実施後，適宜状態監視	
		●中央制御室換気系の起動操作	6分　起動操作実施後，適宜状態監視	
ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作	【1人】 B	●ほう酸水注入系の起動操作	2分	解析上考慮しない
		●ほう酸水注入系の注入状態監視	ほう酸水全量注入完了まで適宜状態監視	

第 3.1.2－3 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間（代替循環冷却系を使用する場合）（1／2）

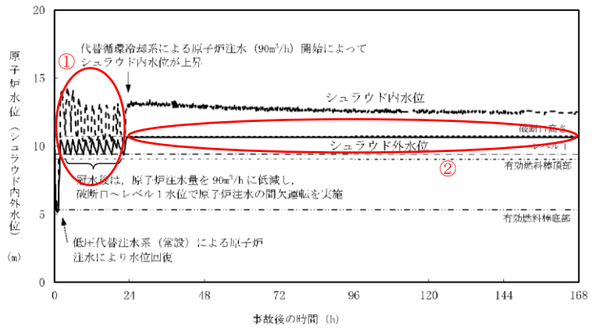
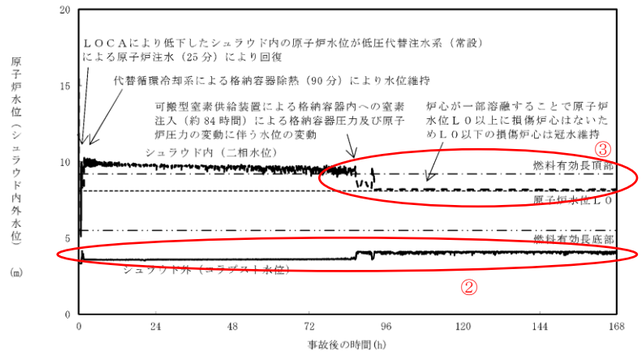
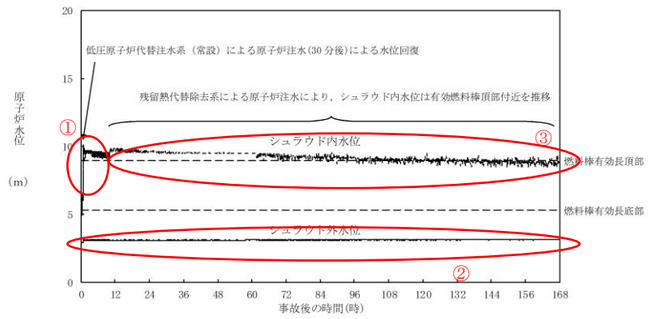
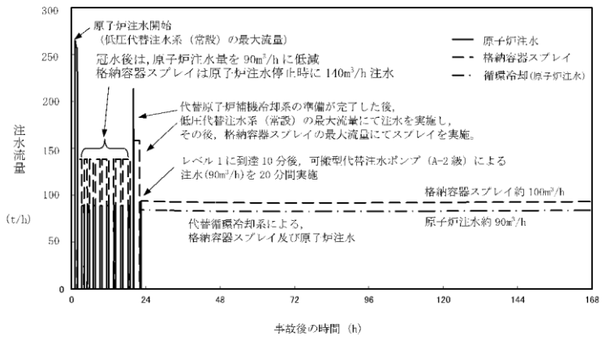
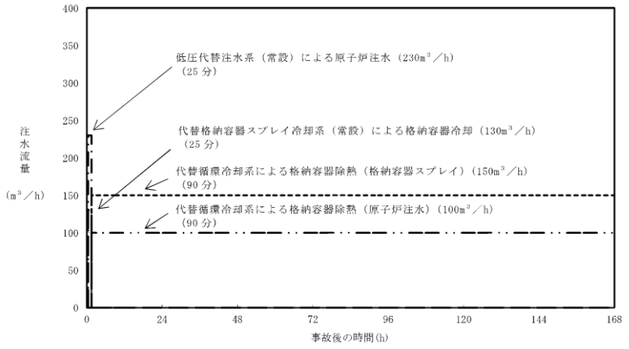
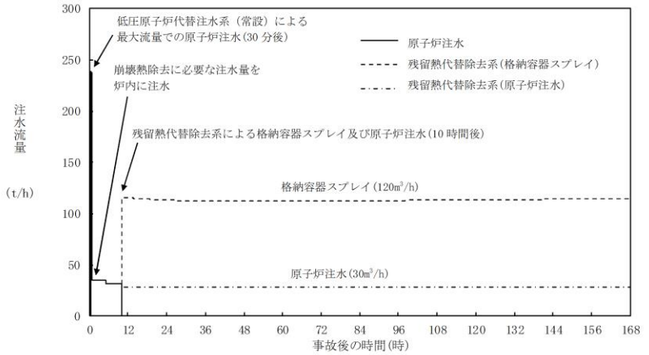


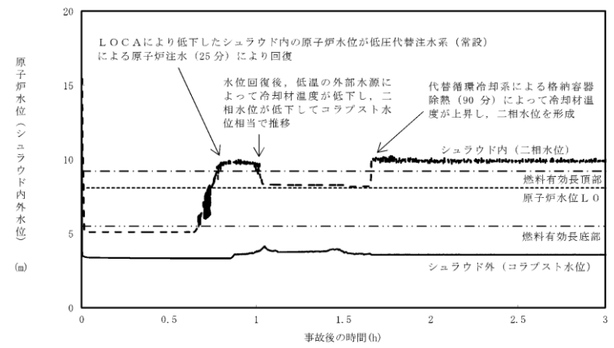
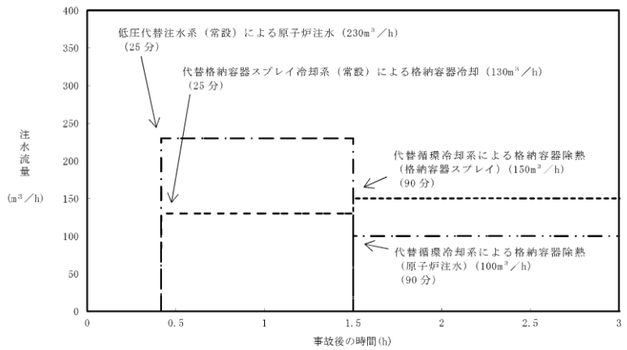
第 3.1.2－3 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間（代替循環冷却系を使用する場合）（2／2）

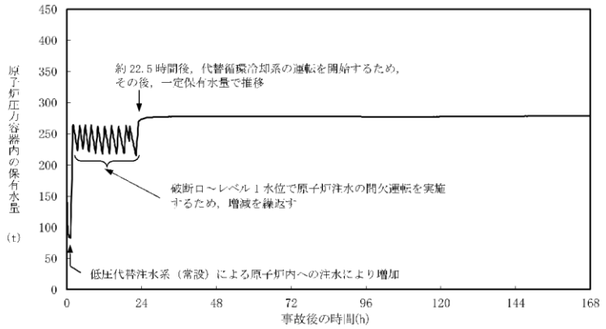
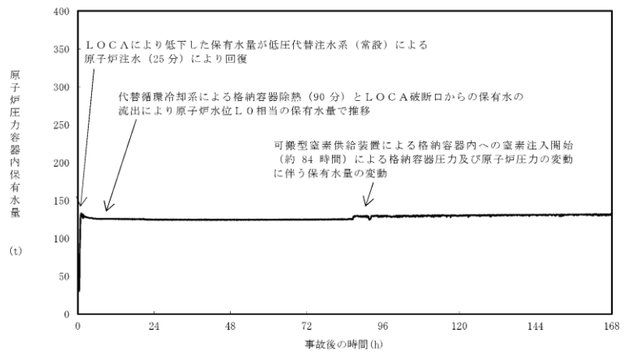
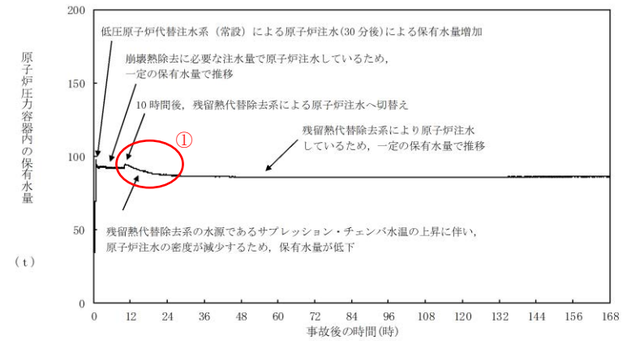
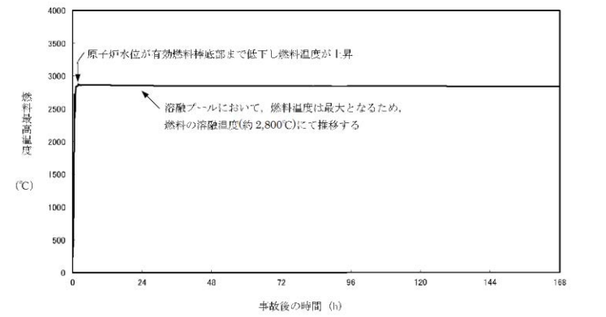
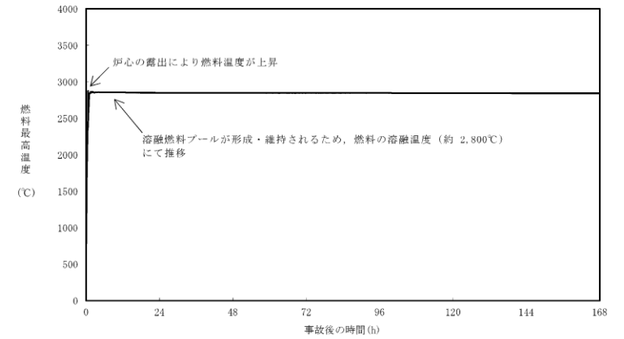
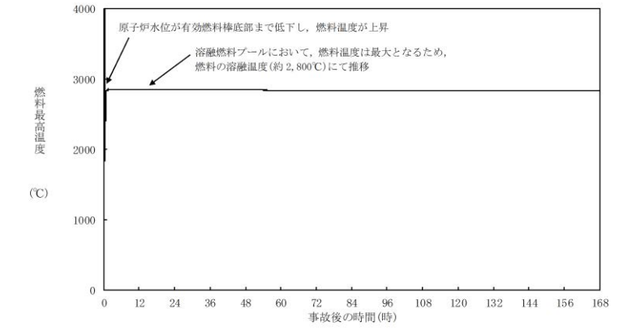
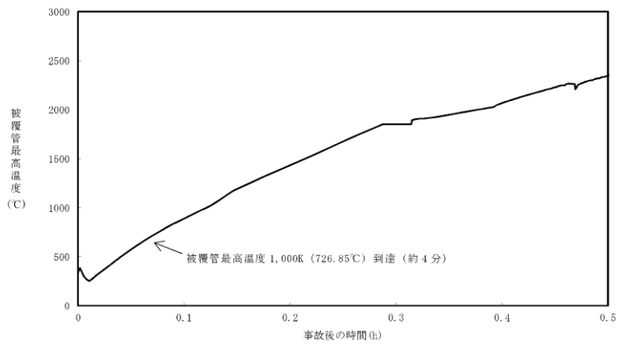
備　考
差異理由は，島根２号炉「第 3.1.2.1-3 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間」の備考欄参照

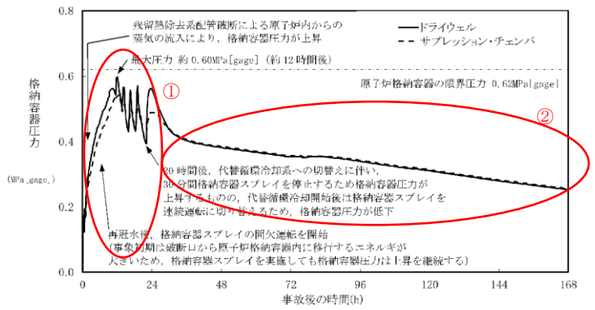
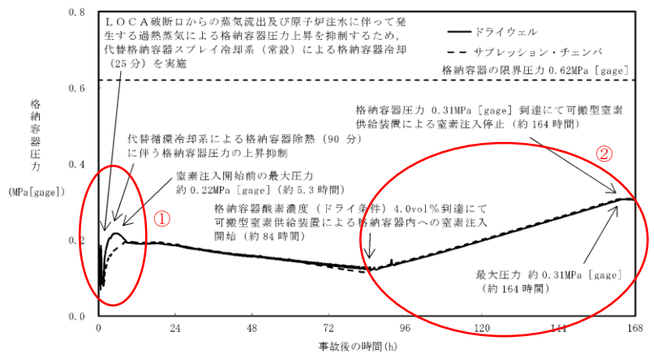
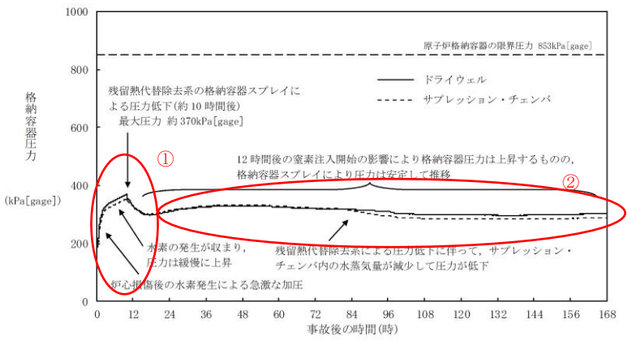
島根原子力発電所　２号炉	備　　考
	・解析結果の相違に基づく差異（炉心損傷開始時間，炉心溶融開始時間） ・設備設計・手順に基づく想定時間の差異 ・解析上考慮しない操作を含めて実際に実施する操作について要員の充足性を確認（原子炉ウェル注水等）（ただし，事前に対応する要員を定めることが難しい機能回復操作を除く）

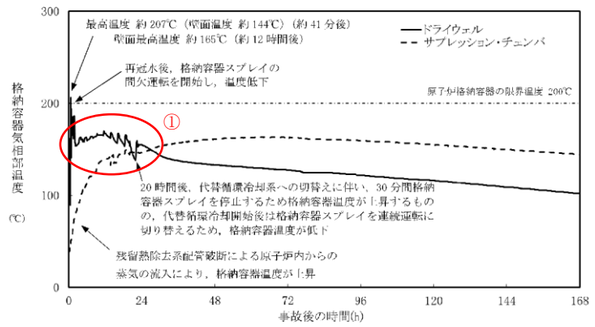
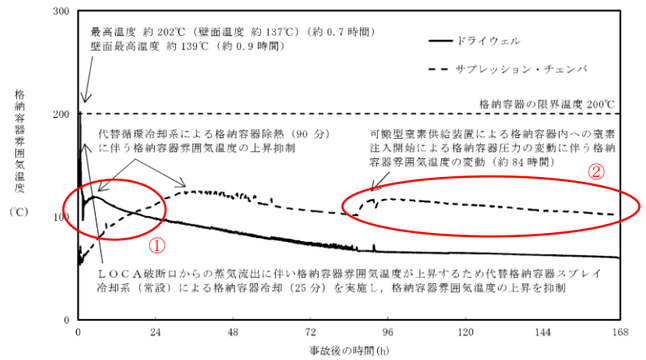
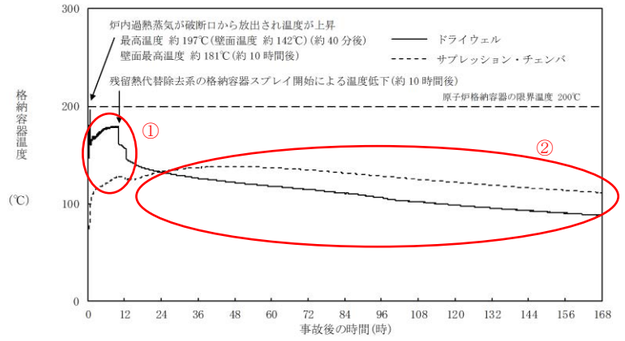
第 3.1.2.1-3 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）の作業と所要時間（残留熱代替除去系を使用する場合）

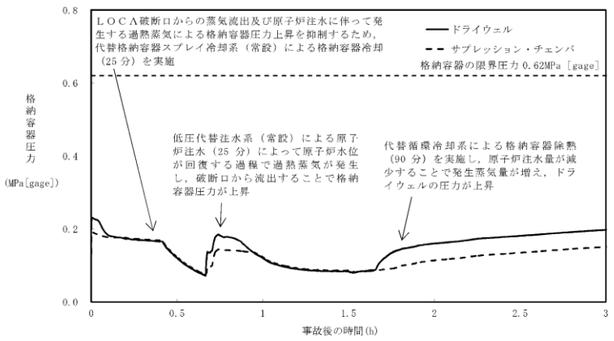
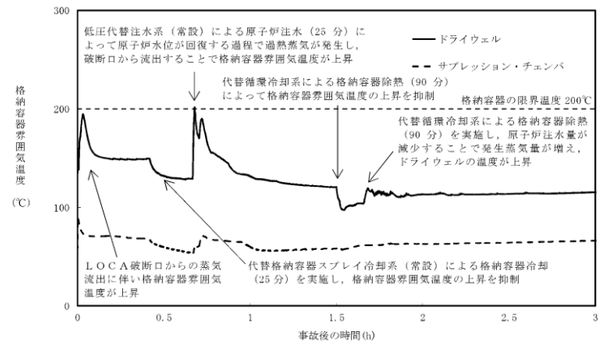
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 第 3.1.2.7 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移	 第 3.1.2－4 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移	 第 3.1.2.2-1(1)図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ①島根２号炉は，格納容器スプレイを実施していないが，柏崎 6/7 では原子炉注水と格納容器スプレイを交互に実施することによる挙動の差異。 ②島根２号炉及び東海第二ではＰＬＲ配管破断を想定しておりシュラウド外水位はほぼない状態。柏崎 6/7 は，ＲＨＲ配管破断を想定しており破断口位置で推移。 【東海第二】 ③島根２号炉は，窒素の注入により格納容器圧力が上昇しないため，シュラウド内のボイドが維持され，シュラウド内水位は有効燃料棒頂部で推移。 【柏崎 6/7，東海第二】 設備及びマネジメントの相違による注水量及び継続時間の差異。
 第 3.1.2.8 図 注水流量の推移	 第 3.1.2－5 図 注水流量の推移	 第 3.1.2.2-1(2)図　注水流量の推移	

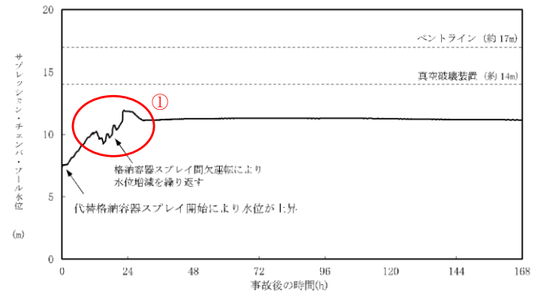
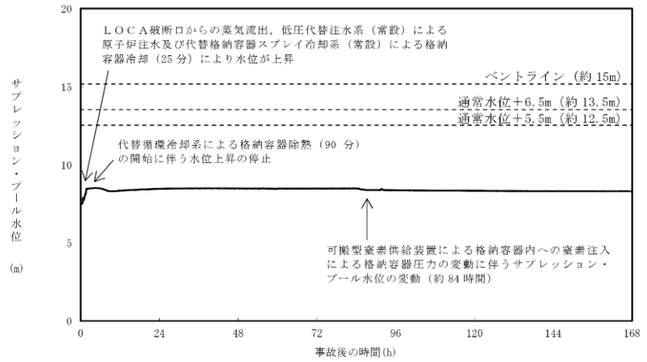
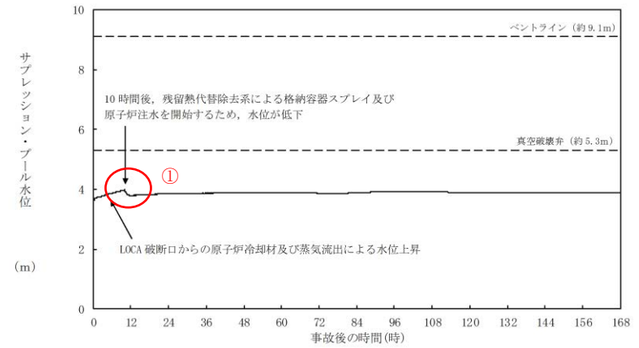
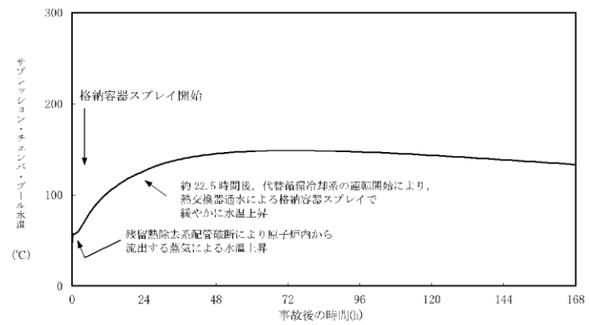
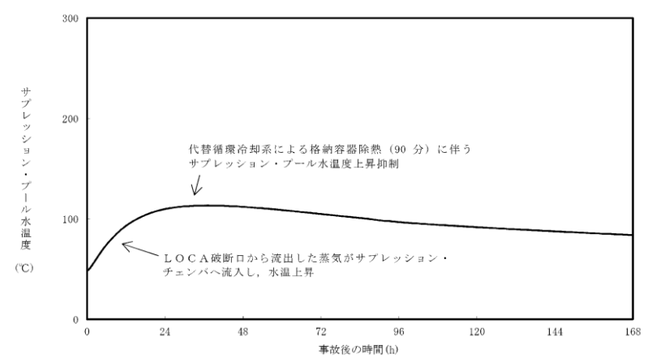
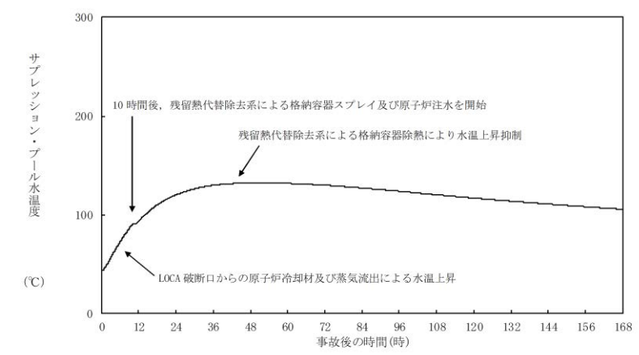
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	 第 3.1.2－6 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移（～3 時間）		・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，事象初期の対応として，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水しか実施していないことから，原子炉水位の短時間グラフは記載していない。
	 第 3.1.2－7 図 注水流量の推移（～3 時間）		・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，事象初期に格納容器スプレイの実施による格納容器側のマネジメントは実施しないため，注水流量の短時間グラフは記載していない。

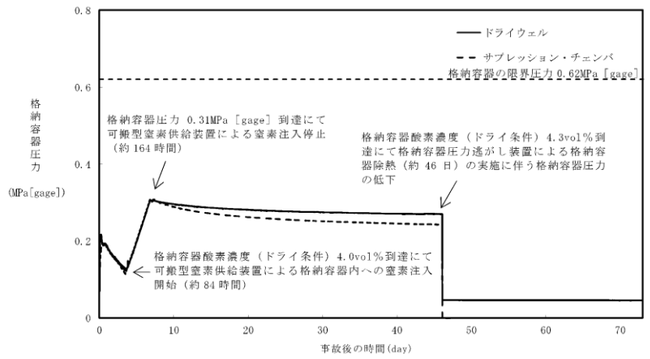
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 第 3.1.2.9 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移	 第 3.1.2－8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移	 第 3.1.2.2-1(3)図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ①島根２号は，残留熱代替除去系の運転開始により，原子炉保有水の水温が上昇すること，また原子炉圧力及び格納容器圧力が低下することから，原子炉保有水の密度が減少し，保有水量が低下する。 （・３プラントとも同様の挙動。）
 第 3.1.2.10 図 燃料最高温度の推移	 第 3.1.2－9 図 燃料最高温度の推移	 第 3.1.2.2-1(4)図　燃料最高温度の推移	・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，被覆管最高温度 1,000K 到達時間を「3.1.2.2(4)a.事象進展」に記載していることから短時間グラフは記載していない。
	 第 3.1.2－10 図 被覆管最高温度の推移		

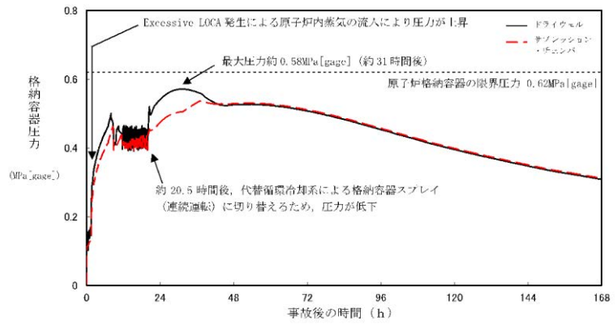
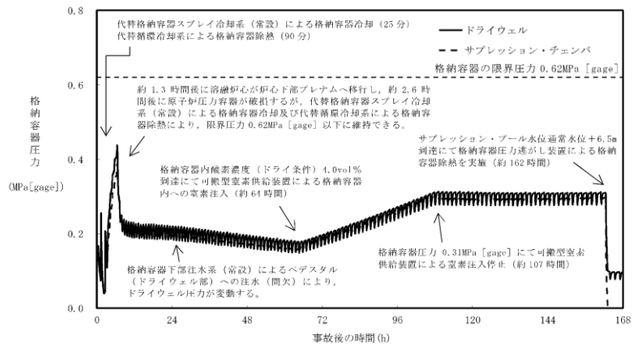
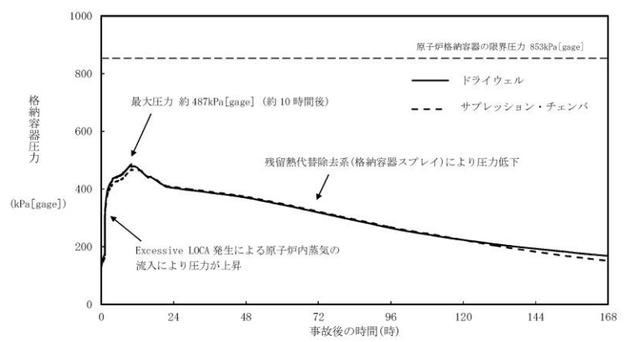
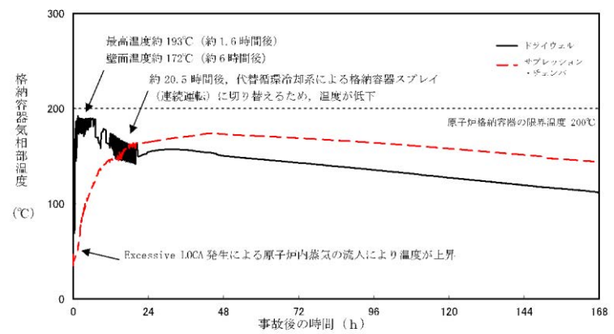
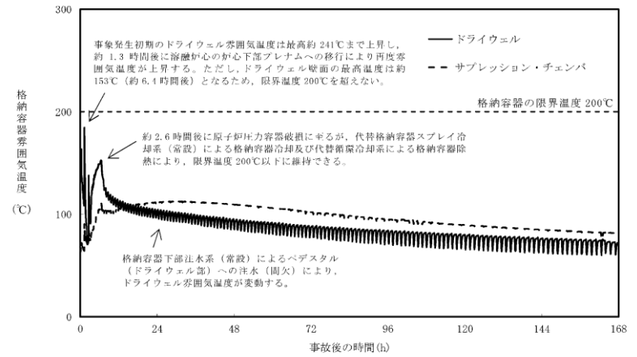
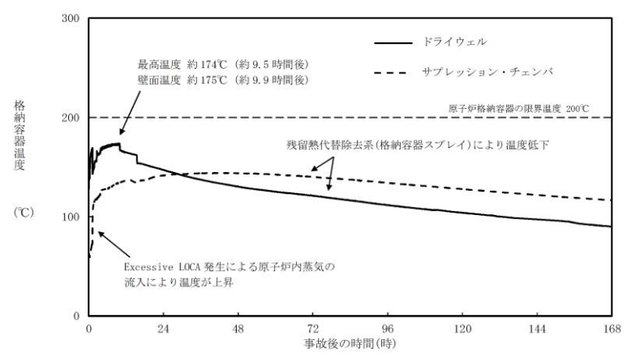
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 第 3.1.2.11 図 格納容器圧力の推移	 第 3.1.2－11 図 格納容器圧力の推移	 第 3.1.2.2-1(5)図　格納容器圧力の推移	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ①島根２号炉は，格納容器スプレイを実施していないが，柏崎 6/7 は原子炉注水と格納容器スプレイを交互に実施することによる挙動の差異。 ②島根２号炉は，残留熱代替除去系の運転開始後に，窒素を注入していることから，柏崎 6/7 のように格納容器圧力が低下しない。 【東海第二】 ①島根２号炉は，東海第二と比較して残留熱代替除去系の運転開始が遅いため，格納容器圧力が高く推移する。 ②島根２号炉は，東海第二と比較して，注入する窒素の容量が少ないことから，窒素注入開始以降において格納容器圧力が有意に上昇しない。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 第 3.1.2.12 図 格納容器気相部温度の推移	 第 3.1.2－12 図 格納容器雰囲気温度の推移	 第 3.1.2.2-1(6)図　格納容器温度の推移	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ①島根２号炉は，格納容器スプレイを実施していないが，柏崎 6/7 は原子炉注水と格納容器スプレイを交互に実施することによる挙動の差異。 【東海第二】 ①島根２号炉は，東海第二と比較して残留熱代替除去系の運転開始が遅いため，格納容器温度が高く推移する。 ②島根２号炉は，東海第二と比較して，注入する窒素の容量が少ないことから，窒素注入開始以降において格納容器温度の有意な変動が生じない。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	 第 3.1.2－13 図 格納容器圧力の推移（～3 時間）  第 3.1.2－14 図 格納容器雰囲気温度の推移（～3 時間）		・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，事象初期に格納容器スプレイの実施による原子炉格納容器側のマネジメントは実施しないため，挙動の移り変わりが少ないことから，格納容器圧力の短時間グラフは記載していない。 ・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，事象初期に格納容器スプレイの実施による原子炉格納容器側のマネジメントは実施しないため，挙動の移り変わりが少ないことから，格納容器温度の短時間グラフは記載していない。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 第 3.1.2.13 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移	 第 3.1.2－15 図 サプレッション・プール水位の推移	 第 3.1.2.2-1(7)図　サプレッション・プール水位の推移	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ①島根２号炉は，格納容器スプレイを実施していないが，柏崎 6/7 は原子炉注水と格納容器スプレイを交互に実施することによる挙動の差異。 （・残留熱代替除去系（代替循環冷却系）起動後は，サプレッション・プール水位の上昇はなく，３プラントとも同様の挙動。）
 第 3.1.2.14 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移	 第 3.1.2－16 図 サプレッション・プール水温度の推移	 第 3.1.2.2-1(8)図　サプレッション・プール水温度の推移	（・残留熱代替除去系（代替循環冷却系）起動後は，３プラントとも同様の挙動。）

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	 第 3.1.2-17 図 格納容器圧力の推移（～73 日間）		・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，長期間（事象発生から 100 日）経過後もベント基準に到達しないため，長期挙動のグラフは添付していない。（東海第二では，可燃性ガスの長期的な事象進展を確認する観点で，事故後 73 日間の図を記載している。）

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 第 3.1.2.15 図 格納容器圧力の推移 （Excessive LOCA の発生を考慮した場合）	 第 3.1.2－18 図 Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡの発生を考慮した場合の格納容器圧力の推移	 第 3.1.2.2-1(9)図　格納容器圧力の推移 （Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡの発生を考慮した場合）	（・島根２号炉は，Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡにおいて，原子炉注水配管の破断により原子炉への注水ができないため，原子炉圧力容器は破損するが，原子炉圧力容器から原子炉格納容器内へ放出されるエネルギは同じであることから，事象進展は大破断ＬＯＣＡと同等になり，柏崎 6/7 及び東海第二と同様である。）
 第 3.1.2.16 図 格納容器気相部温度の推移 （Excessive LOCA の発生を考慮した場合）	 第 3.1.2－19 図 Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡの発生を考慮した場合の格納容器雰囲気温度の推移	 第 3.1.2.2-1(10)図　格納容器温度の推移 （Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡの発生を考慮した場合）	

第3.1.2.1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について（代替循環冷却系を使用する場合）（1/2）

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する重大事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。	－	－	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
非常用炉心冷却系機能喪失確認	非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失を確認する。	－	－	【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系系統流量】 【残留熱除去系系統流量】
全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備	外部電源が喪失するとともに，全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり，全交流動力電源喪失に至る。 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断する。これにより，常設代替交流電源設備，代替原子炉補機冷却系，低圧代替注水系（常設）の準備を開始する。	所内蓄電式直流電源設備	－	－
炉心損傷確認	大破断LOCA時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため，原子炉水位は急激に低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることを格納容器雰囲気放射線モニタにより確認する。 炉心損傷が発生すれば，ジルコニウム－水反応により水素ガスが発生することから，原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認する。	－	－	格納容器内雰囲気放射線レベル（D/W） 格納容器内雰囲気放射線レベル（S/C） 格納容器内水素濃度（SA）
常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	常設代替交流電源設備による交流電源供給後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。 ドライウェル雰囲気温度が原子炉圧力の飽和温度を超えた場合水位不明と判断し，崩壊熱及び原子炉注水量から推定して把握する。	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2級） タンクローリ（1kL，16kL）	原子炉圧力(SA) 原子炉圧力 復水補給水系流量（RHR B系代替注水流量） 復水貯蔵槽水位(SA) ドライウェル雰囲気温度

①【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第3.1.2－1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について（代替循環冷却系を使用する場合）（1／3）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム，ＬＯＣＡ発生及び全交流動力電源喪失の確認	運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失事故（ＬＯＣＡ）又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。 格納容器圧力が 13.7kPa［gage］に到達したことによりＬＯＣＡが発生したことを確認する。 外部電源が喪失するとともに，非常用ディーゼル発電機等が機能喪失する。これにより，所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり，全交流動力電源喪失を確認する。	125V 系蓄電池Ａ系 125V 系蓄電池Ｂ系	－	平均出力領域計装* 起動領域計装* Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧* Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧* 緊急用Ｍ／Ｃ電圧 ②ドライウェル圧力 サプレッション・チェンバ圧力
原子炉への注水機能喪失の確認	原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達後，原子炉隔離時冷却系が自動起動に失敗したことを確認する。	－	－	原子炉水位（ＳＡ広帯域） 原子炉水位（ＳＡ燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉隔離時冷却系系統流量*
炉心損傷確認	大破断ＬＯＣＡ時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため，原子炉水位は急激に低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることを格納容器雰囲気放射線モニタにより確認する。	－	－	格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ） 格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｓ／Ｃ）
早期の電源回復不能判断及び対応準備	中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。これにより，常設代替交流電源設備，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び低圧代替注水系（常設）の準備を開始する。	－	－	－

①＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第3.1.2.1-1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について（残留熱代替除去系を使用する場合）（1／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。	所内常設蓄電式直流電源設備	－	平均出力領域計装
非常用炉心冷却系機能喪失確認	非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失を確認する。	所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備	－	原子炉水位（ＳＡ） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 【原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量】 【高圧炉心スプレイポンプ出口流量】 【残留熱除去ポンプ出口流量】 【低圧炉心スプレイポンプ出口流量】
全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備	外部電源が喪失するとともに，全ての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失する。これにより非常用高圧母線（6.9kV）が使用不能となり，全交流動力電源喪失に至る。 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。これにより，常設代替交流電源設備，低圧原子炉代替注水系（常設）及び原子炉補機代替冷却系の準備を開始する。	所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備	－	－

①【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
　　有効性評価上考慮しない操作

本文比較表に記載の差異以外で主要な差異について記載

・記載表現の相違

【東海第二】

①島根２号炉は，重大事故等時に設計基準対象施設としての機能を期待する設備を「重大事故等対処設備（設計基準拡張）」と位置付けている。

・運用の相違

【東海第二】

②島根２号炉は，原子炉スクラム確認と同時に原子炉格納容器の圧力を確認する必要はない（東海第二ではＬＯＣＡ時に炉心損傷した場合に，原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する運用としていることから確認事項として格納容器の圧力を記載している）。

第3.1.2.1表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について（代替循環冷却系を使用する場合）（2/2）

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する重大事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却	格納容器温度が190℃に到達した場合，推定手段により原子炉水位が破断口高さまで水位回復を確認後，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を実施する。推定手段により炉心を冠水維持できる範囲で，原子炉注水と代替格納容器スプレイを交互に実施する。	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2級） タンクローリ（4kL，16kL）	ドライウェル雰囲気温度 格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） 復水補給水系流量（RHR B系代替注水流量） 復水貯蔵槽水位（SA）
代替循環冷却系による原子炉注水，原子炉格納容器除熱	代替原子炉補機冷却系の準備が完了した後，代替循環冷却系の運転準備のため，低圧代替注水系（常設）の最大流量にて原子炉注水を実施し水位を回復する。崩壊熱及び原子炉注水流量からの原子炉水位推定により破断口高さまで水位回復後，格納容器スプレイに切り替え，最大流量にてスプレイを行うことで原子炉格納容器冷却を実施する。 崩壊熱及び原子炉注水流量からの原子炉水位推定により原子炉水位低（レベル1）に到達した時点で，復水移送ポンプを停止し，代替循環冷却系の運転準備を実施する。復水移送ポンプを停止している期間は可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による原子炉への注水を実施し，水位の回復を図る。 代替循環冷却系の運転準備が完了した後，可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による原子炉注水を停止し，代替原子炉補機冷却系を用いた代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱を開始する。代替循環冷却系の循環流量は，原子炉注入弁と格納容器スプレイ弁を中央制御室からの遠隔操作により原子炉注水と格納容器スプレイに分配し，それぞれ連続で原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する。 また，水の放射線分解により水素ガス及び酸素ガスが発生することから，原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 可搬型代替注水ポンプ（A-2級） タンクローリ（4kL，16kL）	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） サプレッション・チェンバ・プール水温度 サプレッション・チェンバ・プール水位 復水補給水系流量（RHR A系代替注水流量） 復水補給水系流量（RHR B系代替注水流量） 格納容器内水素濃度（SA） 格納容器内水素濃度 格納容器内酸素濃度

①　【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第3.1.2－1表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について（代替循環冷却系を使用する場合）（2／3）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電並びに代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	早期の電源回復不能の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備から緊急用母線を受電する。	常設代替交流電源設備 軽油貯蔵タンク	－	緊急用M／C電圧
	緊急用母線の受電を確認後，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽	－	ドライウェル雰囲気温度 ドライウェル圧力 サプレッション・チェンバ圧力 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用） 代替淡水貯槽水位
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を開始した後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。 ドライウェル雰囲気温度が原子炉圧力の飽和温度を超えた場合水位不明と判断し，原子炉底部から原子炉水位L0まで冠水させるために必要な注水量及び崩壊熱分の注水量を考慮し，原子炉注水流量に応じた必要注水時間の原子炉注水を実施する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽	－	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力* 低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用） 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 代替淡水貯槽水位 ドライウェル雰囲気温度
緊急用海水系による冷却水（海水）の確保	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始後，中央制御室にて非常用母線の負荷となっている緊急用海水系及び代替循環冷却系の弁を対象に，緊急用母線から電源が供給されるよう電源切替操作を実施する。また，中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水ポンプを起動し，緊急用海水系に海水を通水する。	常設代替交流電源設備 緊急用海水ポンプ 軽油貯蔵タンク	－	緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）

①　＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第3.1.2.1-1表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について（残留熱代替除去系を使用する場合）（2／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
炉心損傷確認	大破断ＬＯＣＡ時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため，原子炉水位は急激に低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることを確認する。	所内常設蓄電式直流電源設備	－	格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） 格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水	常設代替交流電源設備による交流電源供給後，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。 ドライウェル温度が原子炉圧力の飽和温度を超えた場合水位不明と判断し，原子炉底部から原子炉水位Ｌ０まで冠水させるために必要な注水量及び崩壊熱分の注水量を考慮し，原子炉注水流量に応じた必要注水時間の原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 低圧原子炉代替注水系（常設） 低圧原子炉代替注水槽	大量送水車 タンクローリ	原子炉圧力（ＳＡ） 原子炉圧力 原子炉水位（ＳＡ） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 代替注水流量（常設） 低圧原子炉代替注水槽水位 ドライウェル温度（ＳＡ）
水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動	炉心損傷が発生すれば，ジルコニウム－水反応等により水素ガスが発生し，水の放射線分解により水素ガス及び酸素ガスが発生することから，中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動し，原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク	－	格納容器水素濃度（ＳＡ） 格納容器酸素濃度（ＳＡ）

①　【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
　　有効性評価上考慮しない操作

第3.1.2－1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について（代替循環冷却系を使用する場合）（3／3）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
代替循環冷却系による格納容器除熱	緊急用海水系に海水を通水した後，中央制御室からの遠隔操作により代替循環冷却系ポンプを起動することで，代替循環冷却系による格納容器除熱を開始する。	常設代替交流電源設備 代替循環冷却系ポンプ サプレッション・チェンバ* 軽油貯蔵タンク	－	代替循環冷却系原子炉注水流量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量 原子炉水位（ＳＡ広帯域） 原子炉水位（ＳＡ燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* ドライウェル圧力 サプレッション・チェンバ圧力 サプレッション・プール水温度
水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動	炉心損傷が発生すれば，ジルコニウム－水反応等により水素が発生し，水の放射線分解により水素及び酸素が発生することから，格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）水位の確保を実施後，中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動し，格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。	常設代替交流電源設備 軽油貯蔵タンク	－	格納容器内水素濃度（ＳＡ） 格納容器内酸素濃度（ＳＡ）
可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入	格納容器内酸素濃度が 4.0vol％（ドライ条件）に到達した場合，可搬型窒素供給装置を用いて格納容器内へ窒素を注入することで，格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する。	－	可搬型窒素供給装置	格納容器内酸素濃度（ＳＡ）
タンクローリによる燃料給油操作	タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型窒素供給装置に燃料給油を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	－

①　＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第3.1.2.1-1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について（残留熱代替除去系を使用する場合）（３／３）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱代替除去系による原子炉注水及び原子炉格納容器除熱	原子炉補機代替冷却系の準備が完了し，残留熱代替除去系を起動した後，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し，原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱代替除去系による原子炉注水及び原子炉格納容器除熱を開始する。残留熱代替除去系の循環流量は，残留熱代替除去系原子炉注水流量及び残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量を用いて，原子炉注水弁と格納容器スプレイ弁を中央制御室からの遠隔操作により原子炉注水と格納容器スプレイに分配し，それぞれ連続で原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する。また，水の放射線分解により水素ガス及び酸素ガスが発生することから，原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 残留熱代替除去系 サプレッション・チェンバ	移動式代替熱交換設備 大型送水ポンプ車 タンクローリ	残留熱代替除去系原子炉注水流量 残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量 ドライウェル温度（ＳＡ） ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ） サプレッション・プール水温度（ＳＡ） 格納容器水素濃度（ＳＡ） 格納容器酸素濃度（ＳＡ）
可搬式窒素供給装置を用いた原子炉格納容器内への窒素注入	残留熱代替除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施した場合，可搬式窒素供給装置を用いて原子炉格納容器内へ窒素を注入することで，格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク	可搬式窒素供給装置 タンクローリ	格納容器酸素濃度（ＳＡ）

①　【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
　　有効性評価上考慮しない操作

第 3.1.2.2 表 主要解析条件（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）（1/4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		MAAP	－
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	燃料	9×9燃料（A型）	－
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を考慮して設定
	格納容器容積（ドライウェル）	7,350m³	ドライウェル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	格納容器容積（ウェットウェル）	空間部：5,960m³ 液相部：3,580m³	ウェットウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（通常運転水位）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	50℃ （事象開始12時間以降は45℃， 事象開始24時間以降は40℃）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　（2017.12.20版）

第 3.1.2－2 表 主要解析条件（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）（1／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード		ＭＡＡＰ	－	
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格原子炉熱出力として設定	
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa［gage］	定格原子炉圧力として設定	
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータ スカート下端から＋126cm）	通常運転時の原子炉水位として設定	
	炉心流量	48,300t／h	定格流量として設定	
	燃　　料	９×９燃料（Ａ型）	－	
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI／ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd／t）	1サイクルの運転期間（13ヶ月）に調整運転期間（約1ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	①
	格納容器体積 （ドライウェル）	5,700m³	設計値	
	格納容器体積 （サプレッション・チェンバ）	空間部：4,100m³ 液相部：3,300m³	設計値（通常運転時のサプレッション・プール水位の下限値に基づき設定）	②
	真空破壊装置	3.45kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値	
	サプレッション・プール水位	6.983m（通常運転範囲の下限値）	通常運転時のサプレッション・プール水位の下限値として設定	
	サプレッション・プール水温度	32℃	通常運転時のサプレッション・プール水温度の上限値として設定	
	格納容器圧力	5kPa［gage］	通常運転時の格納容器圧力を包含する値	
	格納容器雰囲気温度	57℃	通常運転時の格納容器雰囲気温度（ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度）として設定	③
	外部水源の温度	35℃	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	
	ペデスタル（ドライウェル部）のプール水	考慮しない	ペデスタル（ドライウェル部）には通常運転時からプール水が存在するが，格納容器の熱容量に寄与することから，格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価する設定として，ペデスタル（ドライウェル部）のプール水を考慮しない	④

東海第二発電所（2018.9.12版）

第 3.1.2.2-1 表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（残留熱代替除去系を使用する場合）（１／４）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード		ＭＡＡＰ	－	
初期条件	原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定	
	原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定	
	原子炉水位	通常水位 （気水分離器下端から+83 cm）	通常運転時の原子炉水位として設定	
	炉心流量	35.6×10³t/h	定格炉心流量として設定	
	燃料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料（Ａ型），９×９燃料（Ｂ型）は熱水力的な特性は同等であり，その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること，また，９×９燃料の方がＭＯＸ燃料よりも崩壊熱が大きく，燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため，ＭＯＸ燃料の評価は９×９燃料（Ａ型）の評価に包絡されることを考慮し，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定	
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd/t）	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を考慮して設定	①
	格納容器空間体積（ドライウェル）	7,900m³	ドライウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）	
	格納容器空間体積（サプレッション・チェンバ）	空間部：4,700m³ 液相部：2,800m³	サプレッション・チェンバ内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）	②
	真空破壊弁	3.43kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊弁の設定値	
	サプレッション・プール水位	3.61m（NWL）	通常運転時のサプレッション・プール水位として設定	
	サプレッション・プール水温度	35℃	通常運転時のサプレッション・プール水温度の上限値として設定	
	格納容器圧力	5.0kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定	
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定	③
	外部水源の温度	35℃	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定	

島根原子力発電所　２号炉

備考

・解析条件の相違

【東海第二】

①条件設定は同じだが，設定プロセスが異なり，平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対して，ばらつきとして10%の保守性を考慮。

②島根２号炉及び柏崎6/7は，格納容器体積（サプレッション・チェンバ）及びサプレッション・プール水位の解析条件を通常運転水位で設定。東海第二では圧力抑制効果を厳しくする観点で，通常運転時のサプレッション・プール水位の下限値を設定。

③島根２号炉においても，通常運転時の格納容器温度はドライウェル冷却系にて制御されており，条件設定の考え方としては同様。

④東海第二の固有条件設定。

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　（2017.12.20版）

第3.1.2.2 表 主要解析条件（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）（2/4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	大破断 LOCA 残留熱除去系の吸込配管の破断	原子炉圧力容器内の保有水量が厳しい箇所として設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し，設定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を，低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	過圧及び過温への対策の有効性を総合的に判断する観点から，プラント損傷状態である LOCA に全交流動力電源喪失を重畳することから，外部電源が喪失するものとして設定
	水素ガスの発生	ジルコニウム－水反応を考慮	水の放射線分解等による水素ガス発生については，格納容器圧力及び温度に与える影響が軽微であることから考慮していない

東海第二発電所（2018.9.12版）

第3.1.2－2 表 主要解析条件（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）（2／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	大破断ＬＯＣＡ 再循環系配管（出口ノズル）の破断	原子炉圧力容器から格納容器への冷却材流出を大きく見積もり，格納容器内の圧力上昇及び温度上昇の観点から厳しい設定として，原子炉圧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（出口ノズル）における両端破断を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 高圧注水機能喪失及び低圧注水機能喪失	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，設定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系，低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	過圧及び過温への対策の有効性を総合的に判断する観点から，プラント損傷状態であるＬＯＣＡに全交流動力電源喪失を重畳することから，外部電源が喪失するものとして設定 ただし，原子炉スクラムについては，外部電源ありの場合を包括する条件として，機器条件に示すとおり設定 ⑤
	水素の発生	ジルコニウム－水反応を考慮	水の放射線分解等による水素発生については，格納容器圧力及び雰囲気温度に与える影響が軽微であることから考慮していない

島根原子力発電所　2号炉

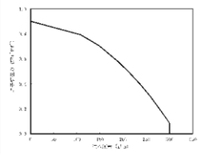
第3.1.2.2-1表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））
（残留熱代替除去系を使用する場合）（2／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	大破断ＬＯＣＡ 再循環配管（出口ノズル）の破断	原子炉圧力容器から原子炉格納容器への冷却材流量を大きく見積もり，原子炉格納容器内の圧力上昇及び温度上昇の観点から厳しい設定として，原子炉圧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配管（出口ノズル）の両端破断を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失 全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，設定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	過圧及び過温への対策の有効性を総合的に判断する観点から，プラント損傷状態であるＬＯＣＡに全交流動力電源喪失を重畳することから，外部電源が喪失するものとして設定 ⑤
	水素ガスの発生	ジルコニウム－水反応を考慮	水の放射線分解等による水素ガス発生については，格納容器圧力及び温度に与える影響が軽微であることから考慮していない

備考

・解析条件の相違
【東海第二】
⑤島根２号炉は，事象発生と同時にスクラムする解析条件としているが，東海第二では事象を厳しくする観点から原子炉水位低（レベル３）でスクラムする解析条件としており，外部電源喪失に伴いスクラムする条件としていないことから記載している。

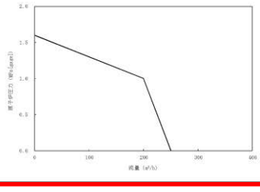
第3.1.2.2 表 主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（代替循環冷却系を使用する場合）（3/4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定
	低圧代替注水系（常設）	最大300m³/hで注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定  復水移送ポンプ 2台による注水特性
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	140m³/hにて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定
	可搬型代替注水ポンプ（A-2級）	90m³/hで注水	可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による注水を想定設備の設計を踏まえて設定
	代替循環冷却系	循環流量は，全体で約190m³/hとし，原子炉注水へ約90m³/h，格納容器スプレイへ約100m³/hに流量を分配	代替循環冷却系の設計値として設定

第3.1.2－2 表 主要解析条件（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）（3／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3）信号	短時間であるが原子炉熱出力が維持される厳しい設定として，外部電源喪失時のタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず，原子炉水位低（レベル3）信号にてスクラムするものとして設定	⑥
	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	短時間であるが主蒸気が格納容器内に維持される厳しい設定として，原子炉保護系電源喪失及び原子炉水位異常低下（レベル2）信号による主蒸気隔離弁閉止については保守的に考慮せず，事象発生と同時に主蒸気隔離弁が閉止するものとして設定	
	再循環系ポンプ	事象発生と同時に停止	事象進展に与える影響は軽微であることから，全交流動力電源喪失によるポンプ停止を踏まえて設定	
	低圧代替注水系（常設）	注水流量：230m³／h（一定）	炉心冷却の維持に必要な流量として設定	⑦
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	スプレイ流量：130m³／h（一定）	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定	
	格納容器下部注水系（常設）	解析上考慮しない	格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価するため，初期条件としてペデスタル（ドライウェル部）のプール水を考慮していないことから，常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）水位の確保操作についても考慮しない	⑧
	代替循環冷却系	総循環流量：250m³／h ・格納容器スプレイ：150m³／h ・原子炉注水：100m³／h	炉心冷却の維持に必要な流量，格納容器圧力及び雰囲気温度の抑制に必要なスプレイ流量を考慮して設定	
	緊急用海水系	代替循環冷却系から緊急用海水系への伝熱容量：約14MW （サプレッション・プール水温度100℃，海水温度32℃において）	熱交換器の設計性能に基づき，代替循環冷却系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	⑨
	可搬型窒素供給装置	総注入流量：200Nm³／h ・窒素：198Nm³／h ・酸素：2Nm³／h ガス温度：30℃	総注入流量は格納容器内の酸素濃度上昇抑制に必要な流量として設定 酸素注入流量は純度99vol%を考慮して残り全てを酸素として設定 ガス温度は気象条件を考慮して設定	

第3.1.2.2-1表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（残留熱代替除去系を使用する場合）（3／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定	⑥
	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	主蒸気が格納容器内に保持される厳しい条件として設定	
	再循環ポンプ	事象発生と同時に停止	全交流動力電源喪失によるポンプ停止を踏まえて設定	
	低圧原子炉代替注水系（常設）	200m³/h（1.00MPa[gage]において）で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	低圧原子炉代替注水系（常設）の設計値として設定 	⑦
	残留熱代替除去系	循環流量は，全体で150m³/hとし，原子炉注水へ30m³/h，格納容器スプレイへ120m³/hに流量を分配	残留熱代替除去系の設計値として設定	
	原子炉補機代替冷却系	残留熱代替除去系から原子炉補機代替冷却系への伝熱容量：約7MW （サプレッション・プール水温度：100℃，海水温度30℃において）	原子炉補機代替冷却系の設計値として設定	⑨
	可搬式窒素供給装置	総注入流量：100Nm³/h ・窒素：99.9Nm³/h ・酸素：0.1Nm³/h ガス温度：35℃	総注入流量は格納容器内の酸素濃度の上昇抑制に必要な流量として設定 酸素注入流量は純度99.9%を考慮して残り全てを酸素として設定 ガス温度は気象条件を考慮して設定	

・解析条件の相違
【東海第二】
⑥島根2号炉は，事象発生と同時にスクラムする解析条件としているが，東海第二では事象を厳しくする観点から原子炉水位低（レベル3）でスクラムする解析条件としている。
⑦島根2号炉は，柏崎6/7と同様に注水特性に基づき原子炉注水の条件を設定しているため，注水特性を記載している。
⑧東海第二固有の条件設定。
⑨東海第二では，除熱性能を厳しくする観点から，過去の海水温度実績を包含する値に設定しているが，島根2号炉は，過去の実績を踏まえた値を設定している。

第3.1.2.2 表 主要解析条件（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）（4/4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	事象発生70分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作	原子炉水位が破断口高さまで水位回復後，格納容器温度が190℃到達時	原子炉格納容器の限界温度到達防止を踏まえて設定
	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生20時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定
	代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱操作	事象発生約22.5時間後	代替原子炉補機冷却系の準備時間を考慮して設定

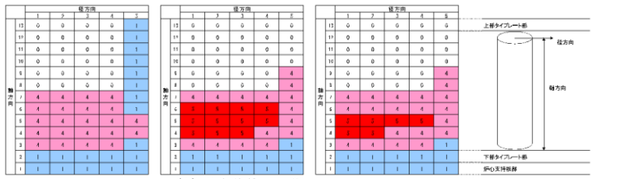
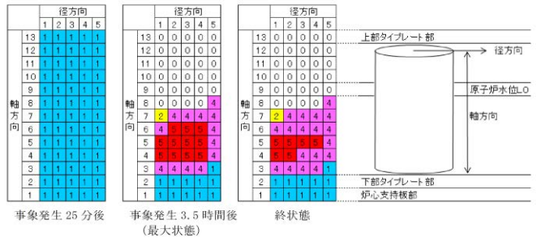
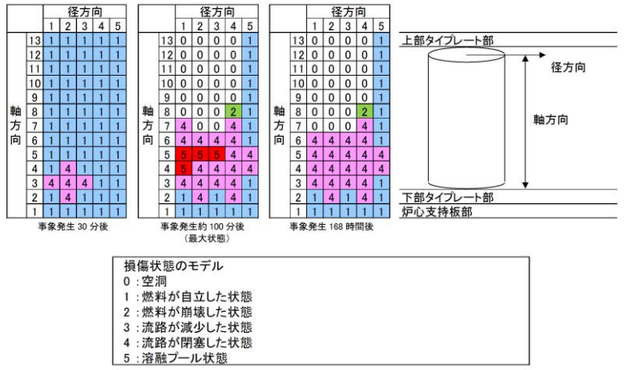
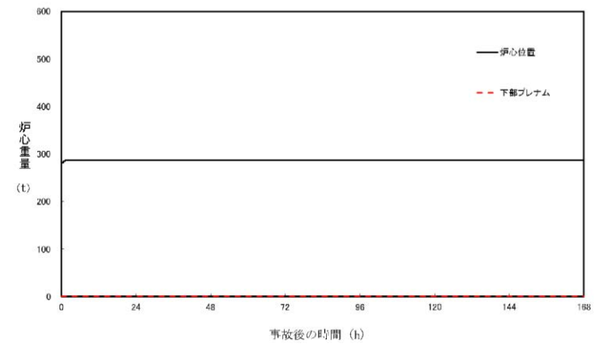
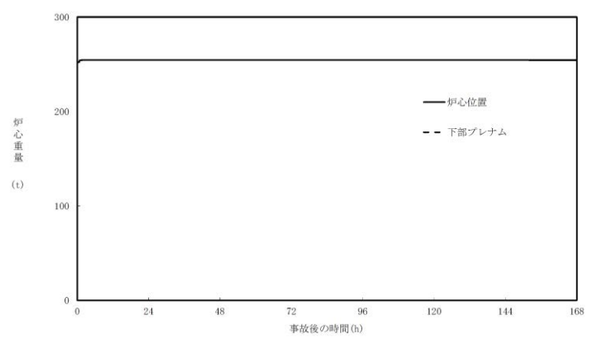
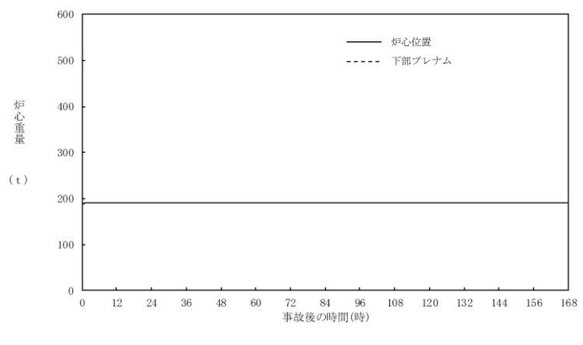
第3.1.2－2 表 主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））
（代替循環冷却系を使用する場合）（4／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作並びに代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	事象発生から25分後	中央制御室における常設代替交流電源設備，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して設定
	緊急用海水系による冷却水（海水）確保操作並びに代替循環冷却系による格納容器除熱操作	事象発生から90分後	中央制御室における緊急用海水系及び代替循環冷却系の準備時間を考慮して設定
	可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作	格納容器内酸素濃度が4.0vol％（ドライ条件）に到達時	格納容器内酸素濃度がベント基準である4.3vol％（ドライ条件）到達を防止する観点で設定

第3.1.2.2-1表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））
（残留熱代替除去系を使用する場合）（4／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作	事象発生から30分後	常設代替交流電源設備の起動，受電及び低圧原子炉代替注水系（常設）の準備時間を考慮して設定
	原子炉補機代替冷却系及び残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱操作	事象発生から10時間後	原子炉補機代替冷却系の準備時間を考慮して設定
	可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内窒素供給操作	事象発生から12時間後	原子炉補機代替冷却系の準備完了後の可搬式窒素供給装置の準備時間を考慮して設定

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
添付資料3.1.2.2	添付資料3.1.2.6	添付資料 3.1.2.1	
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）における炉心の損傷状態及び損傷炉心の位置について	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）における炉心の損傷状態及び損傷炉心の位置について	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）における炉心の損傷状態及び損傷炉心の位置について	
1.はじめに 有効性評価の「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンスでは，事象発生約0.3 時間後に燃料被覆管の最高温度は1,000K（約727℃）に到達し，炉心損傷が開始する。燃料被覆管の最高温度は事象発生から約0.4 時間後に1,200℃に到達し，また，事象発生から約0.7 時間後に燃料温度は2,500K（約2,227℃）に到達する。事象発生70 分後からの低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により，炉心は再冠水される。上記により，炉心は下部プレナム部に移行することなく，原子炉圧力容器内に保持される。ここでは，本事象における炉心の損傷状態，損傷炉心の位置及びシュラウドへの熱影響について評価結果を示す。	1.　はじめに 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）」の評価事故シーケンスでは，事象発生約 4 分後に燃料被覆管の最高温度は 1,000K（約 727℃）に到達し，炉心損傷が開始する。燃料被覆管の最高温度は事象発生約 9 分後に 1,200℃に到達し，また，事象発生約 27 分後に燃料温度は 2,500K（約 2,227℃）に到達する。事象発生約 25 分後からの低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により，原子炉水位は上昇し，原子炉水位ＬＯ相当に維持される。上記により，炉心は下部プレナム部に移行することなく，原子炉圧力容器内に保持される。ここでは，本事象における炉心の損傷状態，損傷炉心の位置及びシュラウドへの熱影響について評価結果を示す。	１．はじめに 有効性評価の「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンスでは，事象発生約５分後に燃料被覆管の最高温度は 1,000K（727℃）に到達し，炉心損傷が開始する。燃料被覆管の最高温度は事象発生から約 10 分後に 1,200℃に到達し，また，事象発生から約 28 分後に燃料温度は約 2,500K（約 2,227℃）に到達する。事象発生 30 分後からの低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水により，炉心は再冠水される。上記により，炉心は下部プレナム部に移行することなく，原子炉圧力容器内に保持される。ここでは，本事象における炉心の損傷状態，損傷炉心の位置及びシュラウドへの熱影響について評価結果を示す。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 1,000K 到達時間等の相違。 ・解析結果の相違 【東海第二】 島根２号炉は，低圧原子炉代替注水系により原子炉水位がＴＡＦまで回復することから，「Ｌ０以上」という記載をしていない。
2.評価結果 (1) 炉心の損傷状態 図1 に事象発生後70 分，事象発生後約230 分（最大状態）及び終状態（事象開始後7日）の炉心損傷状態を示す。終状態以降には炉心損傷は拡大しない。 (2) 損傷炉心の位置 図2 に各部（炉心位置，下部プレナム）における炉心重量の時間変化の推移を示す。図2に示すとおり，炉心は炉心位置に保持される。 (3) シュラウドへの熱影響 終状態においても，溶融プールは炉心の外周部に至っておらず，シュラウドへの熱影響はない。	2.　評価結果 (1)　炉心の損傷状態 第１図に事象発生 25 分後，事象発生約 3.5 時間後（最大状態）及び事象発生 7 日後（終状態）の炉心損傷状態を示す。終状態以降には炉心損傷は拡大しない。 (2)　損傷炉心の位置 第２図に炉心位置及び下部プレナムにおける炉心重量の時間変化の推移を示す。第２図に示すとおり，損傷炉心は炉心位置に保持される。 (3)　シュラウドへの熱影響 終状態においても，溶融プールは炉心の外周部に至っておらず，シュラウドへの熱影響はない。	２．評価結果 （１）炉心の損傷状態 図１に事象発生 30 分後，事象発生約 100 分後（最大状態）及び終状態（事象発生７日後）の炉心損傷状態を示す。終状態以降には炉心損傷は拡大しない。 （２）損傷炉心の位置 図２に各部（炉心位置，下部プレナム）における炉心重量の時間変化の推移を示す。図２に示すとおり，損傷炉心は炉心位置に保持される。 （３）シュラウドへの熱影響 終状態においても，溶融プールは炉心の外周部に至っておらず，シュラウドへの熱影響はない（シュラウドの最高温度は約 500℃であり，融点（1400℃程度）を下回る）。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 最大状態となる時間の相違。

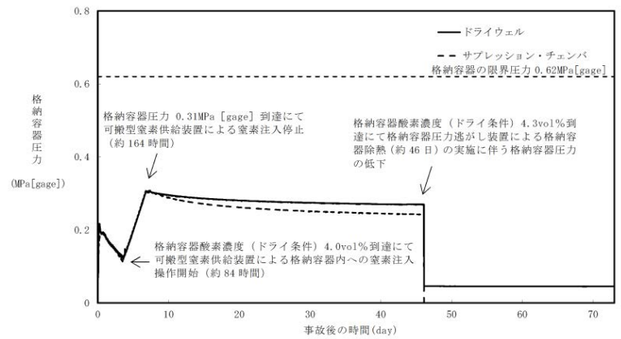
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
3. まとめ 有効性評価の「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンスにおいて，炉心損傷に至るものの，再冠水により炉心は下部プレナム部に移行することなく，原子炉圧力容器内に保持される。		３．まとめ 有効性評価の「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンスにおいて，炉心損傷に至るものの，再冠水により炉心は下部プレナム部に移行することなく，原子炉圧力容器内に保持される。	（損傷炉心は下部プレナムに移行することなく，３プラントとも同様の挙動）
 図1　炉心の損傷状態	 第１図　炉心の損傷状態	 図１　炉心の損傷状態	（炉心重量の変化はなく，３プラントとも同様の挙動）
 図2　各部（炉心位置，下部プレナム）における炉心重量の時間変化	 第2図　炉心位置及び下部プレナムにおける炉心重量の時間変化	 図２　各部（炉心位置，下部プレナム）における炉心重量の時間変化	（炉心重量の変化はなく，３プラントとも同様の挙動）

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
添付資料3.1.2.3 安定状態について（代替循環冷却系を使用する場合）	添付資料 3.1.2.9 安定状態について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合））	添付資料 3.1.2.2 安定状態について（残留熱代替除去系を使用する場合）	
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時において代替循環冷却系を使用する場合における安定状態については以下のとおり。	「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）」時の安定状態については以下のとおり。	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時において残留熱代替除去系を使用する場合における安定状態については以下のとおり。	
原子炉安定停止状態：事象発生後，重大事故等対処設備を用いた損傷炉心冷却により，損傷炉心の冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。 原子炉格納容器安定状態：損傷炉心を冠水させた後に，重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器圧力逃がし装置又は代替循環冷却系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。	原子炉安定停止状態： 事象発生後，重大事故等対処設備を用いた損傷炉心冷却により，損傷炉心の冠水が維持可能であり，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。 格納容器安定状態： 損傷炉心を冠水させた後に，重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱機能（代替循環冷却系又は格納容器圧力逃がし装置）により，格納容器圧力及び雰囲気温度が安定又は低下傾向に転じ，また，除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。	原子炉安定停止状態：事象発生後，重大事故等対処設備を用いた損傷炉心冷却により，損傷炉心の冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。 原子炉格納容器安定状態：損傷炉心を冠水させた後に，重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（残留熱代替除去系又は格納容器フィルタベント系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。	
【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 低圧代替注水系（常設）による注水継続により損傷炉心が冠水し，損傷炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。 原子炉格納容器安定状態の確立について 炉心冷却を継続し，事象発生から約22.5 時間後に代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納容器温度は150℃を下回り，原子炉格納容器安定状態が確立される。	【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 低圧代替注水系（常設）における注水継続により損傷炉心が冠水し，損傷炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。 格納容器安定状態の確立について 炉心冷却を継続し，事象発生から 90 分後に代替循環冷却系による格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は最高使用圧力・温度以下に維持される。格納容器圧力については，格納容器内の水素燃焼の防止のため格納容器内への	【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 低圧原子炉代替注水系（常設）による注水継続により損傷炉心が冠水し，損傷炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。 原子炉格納容器安定状態の確立について 炉心冷却を継続し，事象発生から 10 時間後に残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納容器温度は 150℃を下回り，原子炉格納容器安定状態が確立される。格納容器圧力に	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 原子炉格納容器除熱開始までの準備時間等の相違。

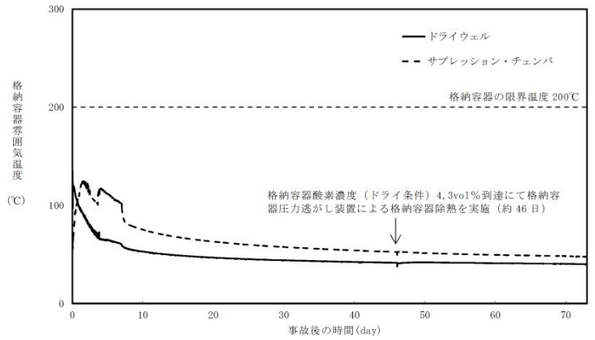
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	窒素注入を実施する運用としていることから，一時的に上昇する期間があるが，上記の除熱機能により最高使用圧力以下に維持され，格納容器安定状態が確立される。	ついては，原子炉格納容器内の水素燃焼の防止のため原子炉格納容器内への窒素注入を実施する運用としていることから，低下傾向とならないが，上記の除熱機能により最高使用圧力以下に維持される。	・解析結果の相違 【東海第二】 島根２号炉は，事象発生から７日間までの期間において，注入する窒素容量の相違により格納容器圧力は有意に上昇しない。
また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 【安定状態の維持について】 上記の格納容器破損防止対策により安定状態を維持できる。 代替循環冷却系を用いて又は残留熱除去系を復旧させ，除熱を行うことにより，安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。安定状態の維持に関する具体的な要件は以下のとおり。 ① 原子炉格納容器除熱機能として代替循環冷却系の使用又は残留熱除去系の復旧による冷却への移行 ② 原子炉格納容器内の水素・酸素濃度の制御を目的とした可燃性ガス濃度制御系の復旧及び原子炉格納容器内への窒素ガス封入（パージ） ③ 上記の安全機能の維持に必要な電源（外部電源），冷却水系等の復旧 ④ 長期的に維持される原子炉格納容器の状態（温度・圧力）に対し，適切な地震力に対する原子炉格納容器の頑健性の確保 （添付資料2.1.1 別紙1 参照）	また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 【安定状態の維持について】 上記の格納容器破損防止対策により安定状態を確立できる。 代替循環冷却系を用いて又は残留熱除去系を復旧させ，除熱を行うことにより，安定状態の維持が可能となる。安定状態の維持に関する具体的な要件は以下のとおり。 ①格納容器除熱機能として代替循環冷却系の使用又は残留熱除去系復旧による冷却へ移行 ②格納容器内の水素及び酸素排出を目的とした格納容器ベント（窒素注入）並びに格納容器内の水素・酸素濃度の制御を目的とした可燃性ガス濃度制御系の復旧 ③上記の安全機能の維持に必要な電源（外部電源），冷却水等の確保 ④長期的に維持される格納容器の状態（温度・圧力）に対し，適切な地震力に対する格納容器の頑健性の確保 （別紙参照）	また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 【安定状態の維持について】 上記の格納容器破損防止対策により安定状態を維持できる。 残留熱代替除去系を用いて又は残留熱除去系を復旧させ，除熱を行うことにより，安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。安定状態の維持に関する具体的な要件は以下のとおり。 ① 原子炉格納容器除熱機能として残留熱代替除去系の使用又は残留熱除去系の復旧による冷却への移行 ② 原子炉格納容器内の水素・酸素濃度の制御を目的とした可燃性ガス濃度制御系の復旧及び原子炉格納容器内への窒素ガス注入（パージ） ③ 上記の安全機能の維持に必要な電源（外部電源），冷却水系等の復旧 ④ 長期的に維持される原子炉格納容器の状態（温度・圧力）に対し，適切な地震力に対する原子炉格納容器の頑健性の確保 （添付資料 2.1.2 別紙１参照）	・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，水素及び酸素排出を目的とした格納容器ベントについては，「添付資料 3.4.3 安定状態について（水素燃焼）」に記載している。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
	別紙 安定状態の維持について 1.　サプレッション・プール水温度に関する長期間解析 代替循環冷却系又は格納容器圧力逃がし装置を使用した場合の長期的なサプレッション・プール水温度の挙動を確認するため，有効性評価の対象とした事故シーケンスのうち，サプレッション・プール水温度が高く推移する重大事故として「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）」及び「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）」について，サプレッション・プール水温度が約 100℃に低下するまでの長期間解析を実施した。 第 1 図から第 3 図に「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）」における格納容器圧力，格納容器雰囲気温度及びサプレッション・プール水温度の解析結果を示す。同様に，第 4 図から第 6 図に「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）」の解析結果を示す。 第 6 図に示すように，「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）」においては，事故後 7 日時点では，サプレッション・プール水温度は最高使用温度の 104℃（格納容器設計条件を決定するための冷却材喪失事故時の解析結果での最高温度に余裕をもたせた温度）を上回っているが，事故発生 7 日間以降の 100℃に低下するまでの全期間にわたって 150℃を下回っている。トップヘッドフランジや機器搬入用ハッチに使用されている改良ＥＰＤＭ製シール材は一般特性として耐温度性は 150℃であることから，格納容器の放射性物質の閉じ込め機能は維持される。 したがって，事故発生 7 日以降にサプレッション・プール水温度が最高使用温度を上回っていても格納容器の健全性が問題となることはない。		・記載箇所の相違 【東海第二】 島根２号炉は，添付資料 2.1.2「安定状態について　（別紙１）」において記載している。

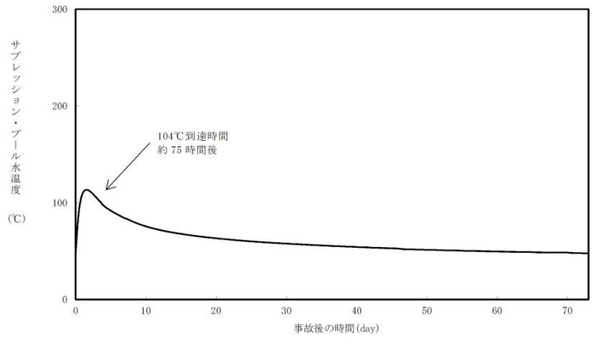
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考



第１図　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）における格納容器圧力の推移

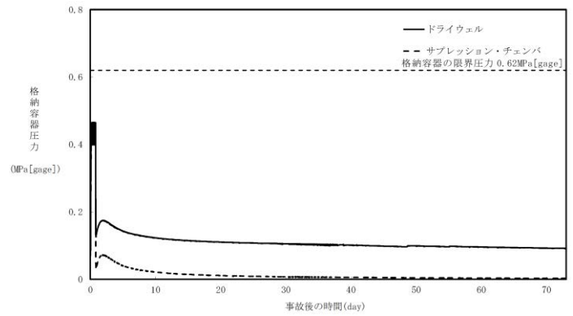


第２図　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
（代替循環冷却系を使用する場合）における格納容器雰囲気温度の推移

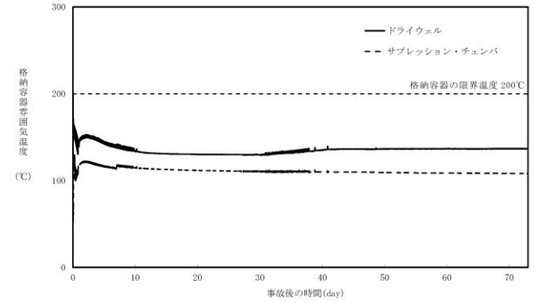


第３図　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
（代替循環冷却系を使用する場合）におけるサプレッション・プール水温度の推移

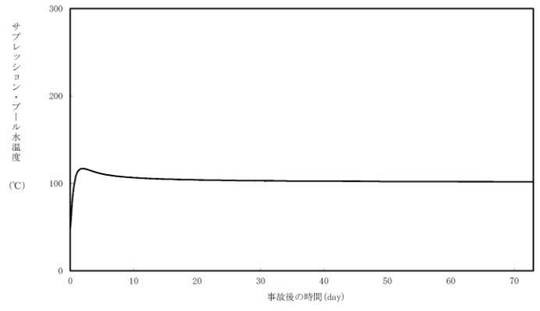
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考



第４図　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）における格納容器圧力の推移



第５図　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）における格納容器雰囲気温度の推移



第６図　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）におけるサプレッション・プール水温度の推移

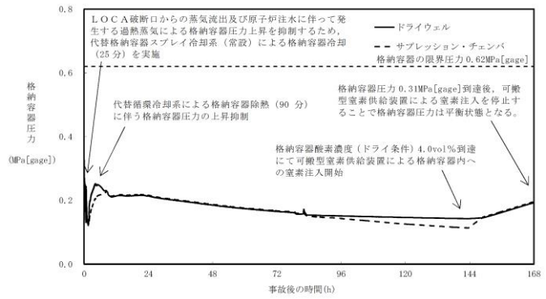
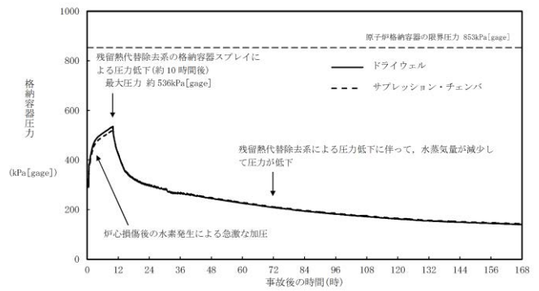
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
	2.　格納容器内の可燃性ガス濃度制御 　重大事故時において格納容器圧力逃がし装置により格納容器除熱（以下「格納容器ベント」という。）を実施している場合は，残留熱除去系による格納容器除熱機能が使用可能な状態になり，長期にわたり格納容器の冷却が可能であること，格納容器内の可燃性ガス濃度測定が可能であり，可燃性ガス濃度制御系により格納容器内の水の放射線分解により発生する酸素及び水素を可燃限界濃度に到達することなく制御が可能であることが確認された場合に，格納容器ベントを停止することができる。 　残留熱除去系による格納容器除熱は，格納容器スプレイ又はサプレッション・プール水冷却運転で実施する。しかし，長期安定停止状態における格納容器ベント停止後の格納容器除熱は，崩壊熱が低下しているためサプレッション・プール水冷却運転のみで実施可能である。 　なお，格納容器スプレイを実施するような場合においては，格納容器内の急激な蒸気凝縮により格納容器圧力が負圧になることを防止するため，格納容器圧力高スクラム設定点を格納容器スプレイ停止設定値としており，運転員は格納容器スプレイ停止操作を行う。残留熱除去系による格納容器スプレイは運転員の操作により実施され，自動的に動作するものではない。 　格納容器ベント停止後の格納容器可燃性ガス濃度制御は，可燃性ガス濃度制御系により格納容器内の酸素及び水素を再結合することにより，可燃限界濃度に到達することなく長期安定停止状態を維持することが可能である。 　さらに，長期的な保管として，格納容器の不活性化を可搬型窒素供給装置による窒素注入により実施することができる。		・記載箇所の相違 【東海第二】 　島根２号炉は，添付資料 2.1.2「安定状態について　（別紙１）」において記載している。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
添付資料3.1.2.4	添付資料 3.1.2.10	添付資料 3.1.2.3	
原子炉格納容器内に存在する亜鉛及びアルミニウムの反応により発生する水素ガスの影響について	格納容器内に存在するアルミニウム／亜鉛の反応により発生する水素の影響について	原子炉格納容器内に存在する亜鉛及びアルミニウムの反応により発生する水素ガスの影響について	
1. はじめに BWR において事故時に可燃性ガスが発生する事象として主にジルコニウムー水反応があるが，他事象によっても可燃性ガスの発生が想定される。 平成23 年3 月11 日の東北地方太平洋沖地震後，福島第二原子力発電所1,2,4 号炉の原子炉格納容器内の水素濃度の上昇が確認されており，これは原子炉格納容器内のグレーチングに塗布しているローバル（常温亜鉛めっき）が水蒸気と反応し発生した水素ガスの影響によるものと推定されている。また，重大事故時，炉心から原子炉格納容器に放出されるよう素の環境への放出低減を目的に，原子炉格納容器内の水をアルカリ性に維持するため，水酸化ナトリウムを注入するが，これにより，炉内構造物の金属腐食（亜鉛及びアルミニウム）による水素ガスの発生も考えられる。 ここでは，柏崎刈羽原子力発電所6 号及び7 号炉において，上記事象により水素ガスが発生した場合の影響評価を実施する。	1.　はじめに 格納容器内では配管の保温材等にアルミニウムを使用しており，サプレッション・プール水ｐＨ制御装置により注入される水酸化ナトリウムが格納容器内に存在するアルミニウムに被水すると化学反応により水素が発生する。 また，格納容器内のグレーチングには亜鉛メッキが施されており，亜鉛も同様に水酸化ナトリウムと反応して水素が発生する。 以上の化学反応が，格納容器内の水素発生量及び格納容器圧力上昇に与える影響を評価する。なお，実際に水酸化ナトリウムと反応する金属は，格納容器スプレイの飛散範囲と考えられるが，保守的に格納容器内全ての亜鉛とアルミニウムが反応し，水素が発生するとして評価を行う。 $Al + NaOH + H_2O \rightarrow NaAlO_2 + 3/2H_2$　式(a) $Zn + NaOH + H_2O \rightarrow NaHZnO_2 + H_2$　式(b)	1. はじめに ＢＷＲにおいて事故時に可燃性ガスが発生する事象として主にジルコニウムー水反応があるが，他事象によっても可燃性ガスの発生が想定される。 平成 23 年 3 月 11 日の東北地方太平洋沖地震後,福島第二原子力発電所 1,2,4 号炉の原子炉格納容器内の水素濃度の上昇が確認されており,これは原子炉格納容器内のグレーチングに塗布しているローバル(常温亜鉛めっき)が水蒸気と反応し発生した水素ガスの影響によるものと推定されている。また，重大事故時，炉心から原子炉格納容器に放出されるよう素の環境への放出低減を目的に，原子炉格納容器内の水をアルカリ性に維持するため，水酸化ナトリウムを注入するが，これにより，炉内構造物の金属腐食（亜鉛及びアルミニウム）による水素ガスの発生も考えられる。 ここでは，島根原子力発電所２号炉において,上記事象により水素ガスが発生した場合の影響評価を実施する。	
2. 影響評価 2.1 亜鉛の反応による水素ガスの発生について 原子炉格納容器内のグレーチングの亜鉛めっきの反応により，水素ガスが発生する可能性がある。前述のよう素の環境への放出低減のための水酸化ナトリウム注入によりサプレッション・プールのpH は約12.7 程度となると考えられるが，金属腐食反応はpH 依存性があることから，保守的にグレーチングの亜鉛めっきが全て反応することを想定して，水素ガス発生総量を概略評価した。 a. 亜鉛量の計算条件 ・上部ドライウェル グレーチング表面積：3,200m²	2.　影響評価	2. 影響評価 2.1 亜鉛の反応による水素ガスの発生について 原子炉格納容器内のグレーチングの亜鉛めっきの反応により,水素ガスが発生する可能性がある。前述のよう素の環境への放出低減のための水酸化ナトリウム注入によりサプレッション・チェンバの pH は約 11 程度となると考えられるが，金属腐食反応は pH 依存性があることから，保守的にグレーチングの亜鉛めっきが全て反応することを想定して,水素ガス発生総量を概略評価した。 a. 亜鉛量の計算条件 ・ドライウェル　グレーチング表面積　:3,135m² ・サプレッション・チェンバ　グレーチング表面積:930m²	・設備設計の相違【柏崎 6/7】 ・設備設計の相違【柏崎 6/7】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
1,100m^2 ・亜鉛めっき膜厚：80μm （JIS H8641-2007記載の溶解亜鉛めっき厚判定基準値（最大値）76μmより設定，柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においても本JISに基づき亜鉛めっきを実施） ・亜鉛密度：7.2g/cm^3（JIS H8641-2007 記載値） b.評価結果 〈亜鉛量〉 原子炉格納容器内のグレーチングに用いられる亜鉛量は，約2,500kgとなる。 ・上部ドライウェル部：1,843kg（＝3,200m^2×80μm×7.2g/cm^3） ・サプレッション・チェンバ・プール部：634kg（＝1,100m2×80μm×7.2g/cm^3） 〈水素ガス発生量〉 亜鉛は，以下の化学反応によって水素ガスを発生する可能性がある。 ・Zn ＋ H2O → ZnO ＋ H2↑　（亜鉛-水蒸気反応） ・Zn ＋ NaOH ＋ H2O → NaHZnO2 ＋ H2↑（金属腐食反応） 亜鉛-水蒸気反応及び亜鉛の金属腐食反応のいずれにおいても，亜鉛1mol より水素ガスが1mol 発生するため，発生する水素ガス量は約77kg（≒56.8+19.5），水素ガス体積（標準状態）は約850Nm^3（≒631+217）となる。 ・ドライウェル部： 56.8kg　(=1,843,000g／65.4g/mol×2.016g/mol) 631Nm^3（=1,843,000g／65.4g/mol×0.0224Nm3/mol） ・サプレッション・チェンバ・プール部： 19.5kg　(=634,000g／65.4g/mol×2.016g/mol) 217Nm^3（=634,000g／65.4g/mol×0.0224Nm^3/mol） 2.2 アルミニウムの反応による水素ガスの発生について 原子炉格納容器内の主なアルミニウムの使用箇所は，保温材の外装材やドライウェルクーラー（DWC）のアルミフィンである。前述のよう素の環境への放出低減のための水酸化ナトリウム注入に	(1)　格納容器内アルミニウム量及び亜鉛量 格納容器内でアルミニウムを使用している構造物は配管保温材等であり，重量は約 1,027kg である。 一方，格納容器内で亜鉛を使用している構造物はグレーチングの亜鉛メッキ等であり，重量は約 4,244kg である。 (2)　アルミニウム及び亜鉛と水酸化ナトリウムの化学反応による水素発生量 a．アルミニウムと水酸化ナトリウムの化学反応によって発生する水素量 式(a)より，アルミニウム 1mol に対して水素発生量は 1.5mol であり，アルミニウムの原子量が 27，水素の原子量が 2 であるため，アルミニウム 9kg に対して水素 1kg が発生する。 b．亜鉛と水酸化ナトリウムの化学反応によって発生する水素量 式(b)より，亜鉛 1mol に対して水素発生量は 1mol であり，亜鉛の原子量が 65.4，水素の原子量が 2 であるため，亜鉛 32.7kg に対して水素 1kg が発生する。 以上より，格納容器内全てのアルミニウム及び亜鉛が水酸化ナトリウムと反応した場合，アルミニウムとの反応により約 115kg，亜鉛との反応により約 131kg の合計約 246kg の水素が発生する。	・亜鉛めっき膜厚:80μm (JISH8641-2007 記載の溶融亜鉛めっき厚判定基準値(最大値)76μm より設定，島根原子力発電所２号炉においても本 JIS に基づき亜鉛めっきを実施) ・亜鉛密度:7.2g/cm^3(JIS H8641-2007 記載値) b．評価結果 ＜亜鉛量＞ 原子炉格納容器内のグレーチングに用いられる亜鉛量は，約 2,350 kgとなる。 ・ドライウェル部：約 1,806 kg（＝3,135m^2×80μm×7.2g/cm^3） ・サプレッション・チェンバ部：約 536 kg（＝930m^2×80μm×7.2g/cm^3） ＜水素ガス発生量＞ 亜鉛は，以下の化学反応によって水素ガスを発生する可能性がある。 ・Zn ＋ $H_2$0 → ZnO ＋ H_2↑　（亜鉛－水蒸気反応） ・Zn ＋ NaOH ＋ H_2O → $NaHZnO_2$ ＋ H_2↑　（金属腐食反応） 亜鉛-水蒸気反応及び亜鉛の金属腐食反応のいずれにおいても，亜鉛 1mol より水素ガスが 1mol 発生するため，発生する水素ガス量は約 73kg(≒56+17)，水素ガス体積(標準状態)は約 803Nm^3(≒619+184)となる。 ・ドライウェル部: 56kg(=1,806,000g/65.4g/mol×2.016g/mol) 619Nm^3(=1,806,000g/65.4g/mol×0.0224Nm^3/mol) ・サプレッション・チェンバ部: 17kg(=536,000g/65.4g/mol×2.016g/mol) 184Nm^3(=536,000g/65.4g/mol×0.0224Nm^3/mol) 2.2 アルミニウムの反応による水素ガスの発生について 原子炉格納容器内の主なアルミニウムの使用箇所は，保温材の外装材やドライウェルクーラー（DWC）のアルミフィンである。前述のよう素の環境への放出低減のための水酸化ナト	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
よりサプレッション・プールのpH は約12.7 程度となると考えられるが，金属腐食反応はpH 依存性があることから，保守的にアルミニウムの全量が全て反応することを想定して，水素ガス発生総量を概略評価した。		リウム注入によりサプレッション・チェンバの pH は約 11 程度となると考えられるが，金属腐食反応は pH 依存性があることから，保守的にアルミニウムの全量が全て反応することを想定して，水素ガス発生総量を概略評価した。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】
a. アルミニウム量の計算条件 ・保温材に含まれるアルミニウムの体積：約0.4m^3 ・アルミニウム密度　：2.7g/cm^3 ・DWC に含まれるアルミニウムの質量　：約360kg		a. アルミニウム量の計算条件 ・保温材に含まれるアルミニウムの体積:約 0.5843m^3 ・アルミニウム密度:2.7g/cm^3 ・DWC に含まれるアルミニウムの質量:約 1,761kg	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】
b. 評価結果 〈アルミニウム量〉 原子炉格納容器内に存在するアルミニウムの量は，約1,440kg となる。 ・保温材：約1,080kg(=0.4m^3×2,700kg/m^3) ・DWC　：約360kg		b．評価結果 ＜アルミニウム量＞ 原子炉格納容器内に存在するアルミニウム量は，約 3,339 kgとなる。 ・保温材：約 1,578 kg （＝0.5843m^3×2,700kg/m^3） ・DWC：約 1,761 kg	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】
〈水素ガス発生量〉 アルミニウムは，以下の化学反応によって水素ガスを発生する。 ・Al + NaOH + H2O → NaAlO2 + 3/2H2↑　（金属腐食反応）		〈水素ガス発生量〉 アルミニウムは，以下の化学反応によって水素ガスを発生する。 ・Al + NaOH + H_2O → $NaAlO_2$ + 3/2H_2↑（金属腐食反応）	
アルミニウム1mol より水素ガスが3/2mol 発生するため，以下のとおり，発生する水素ガス量は約162kg，水素ガス体積(標準状態)は約1,800Nm^3 となる。 161.3kg　（≒1,440,000g／27g/mol×2.016g/mol×3/2） 1792Nm^3（≒1,440,000g／27g/mol×0.0224Nm^3/mol×3/2）		アルミニウム 1mol より水素ガスが 3/2mol 発生するため，以下のとおり，発生する水素ガス量は約 374kg，水素ガス体積(標準状態)は約 4,156Nm^3 となる。 374kg　（≒3,339,000g/27g/mol×2.016g/mol×3/2） 4,156Nm^3（≒3,339,000g/27g/mol×0.0224Nm^3/mol×3/2）	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
なお，格納容器過圧・過温破損シナリオにて発生する水素ガス量は約600kg であり，これと比較すると，原子炉格納容器内に存在する亜鉛及びアルミニウムにより発生する水素ガス量の合計約 239kg は3 割程度の値である。		なお，格納容器過圧・過温破損シナリオにて発生する水素ガス量は約 198kg であり，これと比較すると，原子炉格納容器内に存在する亜鉛及びアルミニウムにより発生する水素ガス量の合計約 450kg は 2 倍程度の値である。	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
2.3 亜鉛及びアルミニウムによる水素ガス発生による影響について (1) 格納容器圧力への影響について 格納容器圧力への影響評価にあたり，全交流動力電源喪失シナリオを例として評価を実施する。表1 に全交流動力電源喪失シナ		2.3 亜鉛及びアルミニウムによる水素ガス発生による影響について	・評価方針の相違 【柏崎 6/7】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
リオにおける格納容器ベント前における格納容器気相部のモル分率を示す。 格納容器気相部のモル分率から考えると，格納容器ベント実施時（0.31MPa）には，窒素ガス 約0.02MPa，蒸気 約0.29MPa を示す。亜鉛の反応により生じる水素ガス約77kg 及びアルミニウムの発生により発生する水素ガス約162kg の合計約239kg を考慮した場合は，窒素ガス 約0.02MPa，蒸気 約0.28MPa，水素ガス 約0.01MPa となる。これより，全交流動力電源喪失シナリオにおいて，格納容器圧力は窒素ガス及び原子炉内で崩壊熱により発生し原子炉格納容器内に流入する蒸気の影響が大きいと考えられ，亜鉛及びアルミニウムの反応で発生する水素ガスはほぼ影響を及ぼさない。 表1：格納容器気相部のモル分率 窒素ガス：約 0.08（水素ガスの追加発生を考慮しない）／約 0.07（水素ガスの追加発生を考慮する） 水蒸気：約 0.92／約 0.89 水素ガス：0／約 0.03	3.　発生する水素による圧力上昇の影響 発生する水素による格納容器圧力上昇の影響を確認するため，「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温）（代替循環冷却系を使用する場合）」シーケンスにおいて，事象初期から 246kg の水素が格納容器内に存在するものと保守的に仮定し，格納容器圧力を評価した。 第 1 図に示すとおり，格納容器スプレイによって圧力抑制することが可能である。また，90 分後に代替循環冷却系の起動によって，格納容器圧力は降下し，限界圧力 0.62MPa[gage]に到達することはない。このように，事象初期における格納容器圧力の挙動は，アルミニウム及び亜鉛の化学反応により発生する水素を考慮しない場合と大きな違いはない。これは，格納容器圧力が水蒸気の影響を大きく受けているためであると考えられる。このことから，アルミニウム及び亜鉛が水酸化ナトリウムと反応し発生する水素による格納容器圧力への有意な影響はない。また，炉心損傷前も影響は同様である。	(1) 格納容器圧力への影響について 発生する水素による格納容器圧力上昇の影響を確認するため，「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温）（残留熱代替除去系を使用する場合）」シーケンスにおいて，事象初期から 450kg の水素が格納容器内に存在するものと保守的に仮定し，格納容器圧力を評価した。 図 1 に示すとおり，事象発生 10 時間後に残留熱代替除去系の起動によって，格納容器圧力は降下し，限界圧力 853kPa[gage]に到達することはない。このように，事象初期における格納容器圧力の挙動は，亜鉛及びアルミニウムの化学反応により発生する水素を考慮しない場合と大きな違いはない。これは，格納容器圧力が水蒸気の影響を大きく受けているためであると考えられる。このことから，アルミニウム及び亜鉛が水酸化ナトリウムと反応し発生する水素による格納容器圧力への有意な影響はない。また，炉心損傷前も影響は同様である。	島根２号炉では，後述の評価により，格納容器圧力への影響を確認している。 ・解析結果の相違【東海第二】 ・運用の相違【東海第二】 ・設備の相違【東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	 第１図　格納容器圧力の推移	 図１　格納容器圧力の推移	・解析結果の相違 【東海第二】
(2)水素燃焼への影響について 水素ガス及び酸素ガスの可燃限界は，水素濃度4vol%以上かつ酸素濃度5vol%以上である。BWR の原子炉格納容器内は窒素ガスにより不活性化されており，本反応では酸素ガスの発生はないことから，本反応単独での水素ガスの燃焼は発生しないものと考える。	4.　水素燃焼への影響について 水素及び酸素の可燃限界は，水素濃度 4vol％以上かつ酸素濃度 5vol％以上である。ＢＷＲの格納容器内は窒素により不活性化されており，本反応では酸素の発生はないことから，本反応単独での水素の燃焼は発生しない。	(2)水素燃焼への影響について 水素ガス及び酸素ガスの可燃限界は，水素濃度４vol%以上かつ酸素濃度５vol%以上である。ＢＷＲの原子炉格納容器内は窒素ガスにより不活性化されており，本反応では酸素ガスの発生はないことから，本反応単独での水素ガスの燃焼は発生しないものと考える。	
3．まとめ 原子炉格納容器内のグレーチングの亜鉛めっきに含まれる亜鉛が全て反応することを想定すると約77kg の水素ガス，アルミニウムが全て反応することを想定すると約162kg の水素ガス（合計約239kg の水素ガス）が発生する可能性がある。しかし，BWR の事故時における格納容器圧力は，ほぼ窒素ガスと崩壊熱により発生する蒸気の影響に左右されるため，亜鉛及びアルミニウムの反応により発生する水素ガスは，格納容器圧力に対して有意な影響はないと考えられる。 また，水素燃焼の観点においても，BWR の原子炉格納容器内は窒素ガスにより不活性化されており，本反応では酸素ガスの発生はないことから有意な影響はないと考えられる。 なお，文献[1]においても，金属腐食反応による水素ガス発生はジルコニウム－水反応等による水素ガス発生に比べ反応速度が遅く，水素ガス発生量も小さいことが述べられており，本反応による水素ガス発生が有意な影響を与えることはないと考えられる。 [1]日本原子力研究所「炉心損傷に関する研究の現状と課題」JAERI-M 82-039，1982 年5 月	5.　まとめ 格納容器内に存在するアルミニウム及び亜鉛が全て反応することを想定すると，約 246kg の水素が発生する可能性がある。しかし，ＢＷＲの事故時における格納容器圧力は，崩壊熱により発生する蒸気の影響が大きいため，アルミニウム及び亜鉛の反応により発生する水素は，格納容器圧力に対して有意な影響はない。 また，水素燃焼の観点においても，ＢＷＲのドライウェル内は窒素により不活性化されており，本反応では酸素の発生はないことから有意な影響はない。 なお，文献[1]においても，金属腐食反応による水素発生はジルコニウム－水反応等による水素発生に比べ反応速度が遅く，水素発生量も小さいことが述べられており，本反応による水素発生量が有意な影響を与えることはない。 [1] 日本原子力研究所「炉心損傷に関する研究の現状と課題」JAERI-M82-039，1982 年 5 月	3．まとめ 原子炉格納容器内のグレーチングの亜鉛めっきに含まれる亜鉛が全て反応することを想定すると約 73kg の水素ガス，アルミニウムが全て反応することを想定すると約 374kg の水素ガス（合計約 450kg の水素ガス）が発生する可能性がある。しかし，ＢＷＲの事故時における格納容器圧力は，ほぼ窒素ガスと崩壊熱により発生する蒸気の影響に左右されるため，亜鉛及びアルミニウムの反応により発生する水素ガスは，格納容器圧力に対して有意な影響はないと考えられる。 また，水素燃焼の観点においても，ＢＷＲの原子炉格納容器内は窒素ガスにより不活性化されており，本反応では酸素ガスの発生はないことから有意な影響はないと考えられる。 なお，文献[1]においても，金属腐食反応による水素ガス発生はジルコニウム－水反応等による水素ガス発生に比べ反応速度が遅く，水素ガス発生量も小さいことが述べられており，本反応による水素ガス発生が有意な影響を与えることはないと考えられる。 ［１］　日本原子力研究所「炉心損傷に関する研究の現状と課題」JAERI-M82-039，1982 年 5 月	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
添付資料3.1.2.5 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について 格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では，厳しい事象を想定した場合でも，原子炉格納容器が破損することなく安定状態に至る結果が得られている。この評価結果に照らして原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量を考える。 格納容器破損防止対策の有効性評価では，通常運転時に用いている原子炉区域・タービン区域換気空調系が全交流動力電源喪失により停止し，交流電源が回復した後に非常用ガス処理系が起動する状況を想定している。ここで，原子炉区域・タービン区域換気空調系の停止から非常用ガス処理系が起動するまでの時間遅れを考慮し，非常用ガス処理系によって原子炉建屋の設計負圧が達成されるまで事象発生から40 分かかると想定している。 格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では原子炉格納容器は健全であると評価していることから，原子炉格納容器から漏えいした水蒸気は原子炉建屋内で凝縮され原子炉建屋空間部が加圧されることはないと考えられる。また，原子炉建屋内の換気空調系は停止しているため，原子炉建屋内空間部と外気との圧力差が生じにくく，原子炉建屋内外での空気のやりとりは殆どないものと考えられる。さらに，原子炉格納容器内から原子炉建屋に漏えいした粒子状放射性物質は，原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い，原子炉建屋内に沈着するものと考えられる。 これらのことから，原子炉格納容器の健全性が維持されており，原子炉区域・タービン区域換気空調系が停止している場合は，原子炉格納容器から原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は，原子炉建屋内で時間減衰し，また，原子炉建屋内で除去されるため，大気中へは殆ど放出されないものと考えられる。 本評価では，上述の状況に係わらず，非常用ガス処理系が起動し，原子炉建屋の設計負圧が達成されるまでの間，原子炉格納容器から原子炉建屋に漏えいした放射性物質は，保守的に全量原子炉建屋から大気中へ漏えいすることを想定した場合の放出量を示す。	添付資料 3.1.2.4 原子炉建屋から大気中へ漏えいするＣｓ－137 の漏えい量評価について 本資料では，「原子炉建屋から大気中へ漏えいするＣｓ－137」の放出量評価について示す。 なお，本評価では，原子炉建屋ガス処理系が起動するまでの間，格納容器から原子炉建屋に漏えいした放射性物質は，瞬時に原子炉建屋から大気中へ漏えいするものとして，放出量を保守的に評価しているが，下記のとおり，格納容器の健全性が維持されており，原子炉建屋の換気空調系が停止している場合は，格納容器から原子炉建屋に漏えいした放射性物質の一部は，原子炉建屋内で沈着又は時間減衰するため，大気中への放出量は本評価結果より少なくなると考えられる。 ・格納容器が健全な場合，格納容器内の放射性物質は，格納容器圧力に応じて原子炉建屋へ漏えいするものとしている。漏えいした放射性物質の一部は，原子炉建屋内での重力沈降等に伴い，原子炉建屋内に沈着すると考えられる。 ・原子炉建屋内の換気空調系が停止している場合，原子炉建屋内外における圧力差が生じにくく，原子炉建屋内外での空気のやり取りは多くないと考えられるため，漏えいした放射性物質の一部は原子炉建屋内に滞留し，時間減衰すると考えられる。	添付資料 3.1.2.4 原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えい量について （雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）） 本格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では，厳しい事象を想定した場合でも，原子炉格納容器が破損することなく安定状態に至る結果が得られている。この評価結果に照らして原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えい量を考える。 格納容器破損防止対策の有効性評価では，通常運転時に用いている原子炉棟の換気系が全交流動力電源喪失により停止し，交流電源が回復した後に非常用ガス処理系が起動する状況を想定している。ここで，原子炉棟の換気系の停止から非常用ガス処理系が起動するまでの時間遅れを考慮し，非常用ガス処理系によって原子炉建物の設計負圧が達成されるまで事象発生から 70 分かかると想定している。 本格納容器破損モードの重大事故対策の有効性評価では原子炉格納容器は健全であると評価していることから，原子炉格納容器から漏えいした水蒸気は原子炉建物内で凝縮され，原子炉建物空間部が加圧されることはないと考えられる。また，原子炉建物内の換気系は停止しているため，原子炉建物内空間部と外気との圧力差が生じにくく，原子炉建物内外での空気のやりとりは殆どないものと考えられる。さらに，原子炉格納容器内から原子炉建物に漏えいした粒子状放射性物質は，原子炉建物内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い，原子炉建物内に沈着するものと考えられる。 これらのことから，原子炉格納容器の健全性が維持されており，原子炉棟の換気系が停止している場合は，原子炉格納容器から原子炉建物内に漏えいした放射性物質は，原子炉建物内で時間減衰し，また，原子炉建物内で除去されるため，大気中へは殆ど放出されないものと考えられる。 本評価では，上述の状況に係わらず，非常用ガス処理系が起動し，原子炉建物の設計負圧が達成されるまでの間，原子炉格納容器から原子炉建物に漏えいした放射性物質は，保守的に全量原子炉建物から大気中へ漏えいすることを想定した場合の放出量を示す。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，非常用ガス処理系の起動操作時間（60 分）＋負圧達成時間（10 分）を想定して設定。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

1. 評価条件

(1) 格納容器破損モードの評価事故シーケンスである「大破断 LOCA＋ECCS 注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」に対し，代替循環冷却系によって原子炉格納容器除熱を実施する場合について評価する。

(2) 原子炉格納容器からの漏えい量は，MAAP 解析上で原子炉格納容器内圧力に応じて漏えい率が変化するものとし，開口面積は以下のとおり設定する。（添付資料3.1.2.6 参照）

・1Pd 以下　：0.9Pd で0.4%/日 相当

・1～2Pd　：2.0Pd で1.3%/日 相当

なお，エアロゾル粒子は原子炉格納容器外に放出される前に貫通部内で捕集されることが実験的に確認されていることから原子炉格納容器の漏えい孔におけるエアロゾルの捕集の効果に期待できるが，本評価では保守的に考慮しないこととする。

(3) 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいについては，非常用ガス処理系により負圧が達成される事象発生40 分後までは原子炉建屋内の放射性物質の保持機能に期待しないこととし（換気率無限），非常用ガス処理系により設計負圧を達成した後は設計換気率0.5 回/日相当を考慮する。

(4) 非常用ガス処理系はフィルタを通して原子炉区域内の空気を外気に放出するためフィルタの放射性物質の除去性能に期待できるが，本評価では保守的に期待しないこととする（DF=1）。

(5) 原子炉建屋内での放射能量の時間減衰は考慮せず，また，原子炉建屋内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

1.　評価条件

放出量評価条件を第１表，大気中への放出過程及び概略図を第１図及び第２図に示す。

第１表　放出量評価条件（1／2）

項　目	評価条件	選定理由
評価事象	「大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」（代替循環冷却系を使用する場合）（全交流動力電源喪失の重畳を考慮）	―
炉心熱出力	3,293MW	定格熱出力
運転時間	1 サイクル当たり 10,000 時間（416 日）	1 サイクル 13 ヶ月（395 日）を考慮して設定
取替炉心の燃料装荷割合	1 サイクル：0.229 2 サイクル：0.229 3 サイクル：0.229 4 サイクル：0.229 5 サイクル：0.084	取替炉心の燃料装荷割合に基づき設定
炉内蓄積量（Ｃｓ－137）	約4.36×10^{17}Bq	「単位熱出力当たりの炉内蓄積量（Bq／MW）」×「3,293MW（定格熱出力）」 （単位熱出力当たりの炉内蓄積量（Bq／MW）は，ＢＷＲ共通条件として，東海第二と同じ装荷燃料（９×９燃料（Ａ型）），上記の運転時間及び取替炉心の燃料装荷割合で算出したＡＢＷＲのサイクル末期の値※を使用）
放出開始時間	格納容器漏えい：事象発生直後	ＭＡＡＰ解析結果
格納容器内への放出割合（Ｃｓ－137）	0.49	ＭＡＡＰ解析結果
格納容器の漏えい孔における捕集効果	考慮しない	保守的に設定
格納容器内での除去効果	ＭＡＡＰ解析に基づく（圧着，サプレッション・プールでのスクラビング及びドライウェルスプレイ）	ＭＡＡＰのＦＰ挙動モデル
格納容器内ｐＨ制御の効果	考慮しない	サプレッション・プール水ｐＨ制御設備は，重大事故等対処設備に位置付けていないため，保守的に設定

※　東海第二発電所（ＢＷＲ５）に比べて炉心比出力が大きく，単位熱出力当たりの炉内蓄積量を保守的に評価するＡＢＷＲの値を使用。

①

第１表　放出量評価条件（2／2）

項　目	評価条件	選定理由
格納容器から原子炉建屋への漏えい率	1Pd以下：0.9Pdで0.5%／d 1Pd超過：2Pdで1.3%／d	ＭＡＡＰ解析にて格納容器の開口面積を設定し格納容器圧力に応じ漏えい率が変化するものとし，格納容器の設計漏えい率（0.9Pdで0.5%／d）及びＡＥＣの式等に基づき設定（添付資料3.1.2.5参照）
格納容器から原子炉建屋への漏えい割合	ＣｓＩ類　：約2.41×10^{-5} ＣｓＯＨ類：約1.66×10^{-5}	ＭＡＡＰ解析結果
原子炉建屋から大気への漏えい率（非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の起動前）	無限大／d（地上放出） （格納容器から原子炉建屋へ漏えいした放射性物質は，瞬時に大気へ漏えいするものとして評価）	保守的に設定
非常用ガス処理系から大気への放出率（非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の起動後）	1 回／d（排気筒放出）	設計値に基づき設定（非常用ガス処理系のファン容量）
非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の起動時間	事象発生から２時間後	起動操作時間（115 分）＋負圧達成時間（5 分）（起動に伴い原子炉建屋原子炉棟内は負圧になるが，保守的に負圧達成時間として 5 分を想定）
非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系のフィルタ除去効率	考慮しない	保守的に設定
原子炉建屋外側ブローアウトパネルの開閉状態	閉状態	原子炉建屋原子炉棟内の急激な圧力上昇等による原子炉建屋外側ブローアウトパネルの開放がないため（別添参照）

②

島根原子力発電所　２号炉

1.　評価条件

(1)　本格納容器破損モードの評価事故シーケンスである「冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋ＥＣＣＳ注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」に対し，残留熱代替除去系によって格納容器除熱を実施する場合について評価する。

(2)　原子炉格納容器からの漏えい量は，ＭＡＡＰ解析上で格納容器圧力に応じて漏えい率が変化するものとし，開口面積は以下のように設定する。（添付資料 3.1.2.5 参照）

・１Pd 以下：0.9Pd で 0.5%／日 相当

・１～２Pd：2.0Pd で 1.3%／日 相当

(3)　エアロゾル粒子は原子炉格納容器外に放出される前に貫通部内で捕集されることが実験的に確認されていることから原子炉格納容器の漏えい孔におけるエアロゾルの捕集の効果を考慮する（ＤＦ＝10）※1。

(4)　原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えいについては，非常用ガス処理系により負圧が達成される事象発生 70 分後までは原子炉建物内の放射性物質の保持機能に期待しないこととし（換気率無限），非常用ガス処理系により設計負圧を達成した後は設計換気率１回/日相当を考慮する。

(5)　非常用ガス処理系はフィルタを通して原子炉棟内の空気を外気に放出するためフィルタの放射性物質の除去性能に期待できるが，本評価では保守的に期待しないこととする（ＤＦ＝１）。

(6)　原子炉建物内での放射能量の時間減衰は考慮せず，また，原子炉建物内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。

※１　「原子炉格納容器からの漏えいに関するエアロゾル粒子の捕集効果の設定について」　東北電力株式会社，東京電力ﾎｰﾙﾃﾞｨﾝｸﾞｽ株式会社，中部電力株式会社，北陸電力株式会社，中国電力株式会社，日本原子力発電株式会社，電源開発株式会社，　2019 年 12 月

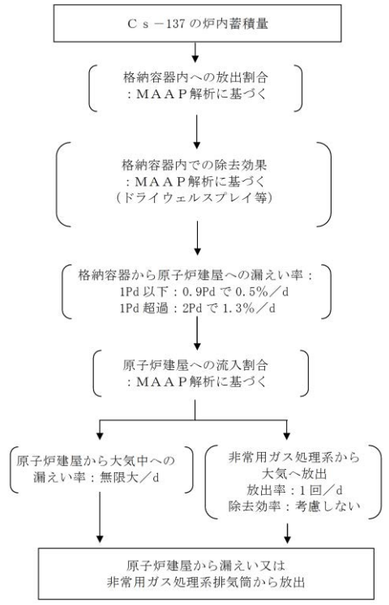
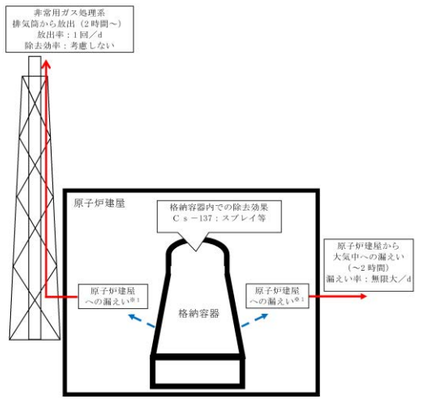
備考

・設計漏洩率の相違
【柏崎 6/7】

・解析条件の相違
【柏崎 6/7，東海第二】
①島根２号炉は，最確条件として格納容器貫通部の捕集効果を考慮した評価としている。

・運用の相違
【柏崎 6/7，東海第二】
②島根２号炉は，非常用ガス処理系の起動操作時間（60 分）＋負圧達成時間（10 分）を想定して設定。

・設計換気率の相違
【柏崎 6/7】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	 第１図　Ｃｓ－137 の大気放出過程  第２図　大気放出過程概略図（イメージ）	・記載方針の相違 【東海第二】 ・記載方針の相違 【東海第二】

<table>
<tr>
<th>柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）</th>
<th>東海第二発電所　（2018.9.12 版）</th>
<th>島根原子力発電所　２号炉</th>
<th>備考</th>
</tr>
<tr>
<td>2.評価結果
原子炉建屋から大気中へ漏えいするCs-137 の評価結果を表１に示す。
原子炉建屋から大気中へ漏えいするCs-137 は7 日間で約15TBq であり，基準の100TBq を下回っている。

なお，事象発生７日間以降の影響を確認するため，事象発生30 日間，100 日間における環境へのCs-137 の放出量を確認している。
事象発生後30 日間及び100 日間での放出量においても100TBq を下回る。

表1　原子炉建屋から大気中への放射性物質(Cs-137)の漏えい量
（単位：TBq）
<table><tr><td></td><td>漏えい量（７日間）</td><td>漏えい量（30 日間）</td><td>漏えい量（100 日間）</td></tr><tr><td>大破断 LOCA(代替循環冷却系を使用する場合)</td><td>約 15</td><td>約 15</td><td>約 15</td></tr></table></td>
<td>2.　評価結果
原子炉建屋から大気中へのＣｓ－137 の漏えい量を第 2 表に示す。
原子炉建屋から大気中へのＣｓ－137 の漏えい量は，約 7.5TBq（事象発生７日間）であり，評価項目の 100TBq を下回っている。

また，事象発生 7 日間以降の影響を確認するため評価した，事象発生 30 日間，100 日間における大気中へのＣｓ－137 の漏えい量は，ともに約 7.5TBq であり，いずれの場合においても 100TBq を下回っている。

なお，事象発生 7 日以降の長期解析においては，事象発生約 40 日後※に格納容器内水素燃焼防止の観点で格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（以下「格納容器ベント」という。）を実施し，事象発生 100 日まで格納容器ベントを継続しているが，格納容器の除熱機能，格納容器への窒素注入機能及び格納容器内の可燃性ガスの濃度制御系機能が確保できた場合には，格納容器ベントを停止する運用とする。
※　第 3.1.2-17 図に示す格納容器圧力の推移では，格納容器の圧力を高く評価するために格納容器からの漏えいを考慮しておらず，約 46 日後に酸素濃度が 4.3vol％に到達し格納容器ベントを実施している

第 2 表　大気中へのＣｓ－137 の漏えい量
<table><tr><td>事象発生 7 日間</td><td>事象発生 30 日間</td><td>事象発生 100 日間</td></tr><tr><td>約 7.5TBq</td><td>約 7.5TBq</td><td>約 7.5TBq※</td></tr></table>※　格納容器圧力逃がし装置から大気中への放出量を含む（事象発生約 40 日後から事象発生 100 日まで格納容器ベント実施）</td>
<td>2.　評価結果
原子炉建物から大気中へ漏えいするＣｓ－137 の評価結果を表１に示す。
原子炉建物から大気中へ漏えいするＣｓ－137 は７日間で約 1.1TBq であり，基準の 100TBq を下回っている。

また，事象発生７日間以降の影響を確認するため評価した，事象発生 30 日間，100 日間における大気中へのＣｓ－137 の漏えい量は，ともに約 1.1TBq であり，いずれの場合においても 100TBq を下回っている。

表１　原子炉建物から大気中への放射性物質（Ｃｓ－137）の漏えい量
（単位：TBq）
<table><tr><td></td><td>漏えい量（７日間）</td><td>漏えい量（30 日間）</td><td>漏えい量（100 日間）</td></tr><tr><td>大破断 LOCA（残留熱代替除去系を使用する場合）</td><td>約 1.1</td><td>約 1.1</td><td>約 1.1</td></tr></table>以上</td>
<td>・解析結果の相違
【柏崎 6/7,東海第二】

・解析結果の相違
【東海第二】

・解析結果の相違
【東海第二】

・解析結果の相違
【柏崎 6/7，東海第二】</td>
</tr>
</table>

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	別添 ブローアウトパネルの重大事故等対処設備としての機能について 1.　はじめに 原子炉建屋外側ブローアウトパネル（以下「ブローアウトパネル」という。）は，主蒸気管破断のようにプラント運転中に格納容器外で配管が破断した場合等に，高圧の蒸気が原子炉建屋原子炉棟内に漏えい・浸入することにより生じる建屋内の圧力上昇によって建屋内の天井・外壁等が破損することを防止するため，建屋内に損傷箇所（圧力開放箇所）を限定して発生させる目的で，原子炉建屋オペレーティングフロア等に設置している。 2.　ブローアウトパネルの機能要求 設計基準対象施設及び重大事故等対処設備としてのブローアウトパネルの機能要求を以下に示す（第１表）。 (1)　設計基準対象施設としての機能 ①　放射性物質の閉じ込め機能 「第三十二条　原子炉格納施設」において原子炉建屋ガス処理系の設置要求があり，ブローアウトパネルの閉じ込め機能は原子炉建屋ガス処理系運転時の負圧達成に必要な機能であることから，設計基準対象施設として当該機能を有しているものと整理する。 ②　差圧による開放機能 「第九条　溢水による損傷の防止等」における原子炉建屋原子炉棟内環境条件評価として，主蒸気管等の高エネルギー配管に対して大規模な破断が生じた際には速やかにブローアウトパネルの開放によって建屋外に圧力を排出することで原子炉建屋原子炉棟内の圧力が著しく上昇することはないとしていることから，設計基準対象施設として当該機能を有しているものと整理する。 (2)　重大事故等対処設備としての機能 ①　放射性物質の閉じ込め機能 ブローアウトパネルの放射性物質の閉じ込め機能は，原子炉建屋ガス処理系により原子炉建屋原子炉棟内の放射性物質を非常用ガス処理系排気筒から放出するとともに，原子炉建屋原子炉棟内の負圧達成に必要な機能となる。そのため，「第五十九条　原子炉制御室」における居住性評価の条件として		・資料構成の相違 【東海第二】 島根２号炉におけるブローアウトパネルの重大事故等対処設備としての機能については，「重大事故等対処設備について」の「3.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備」及び「3.16 運転員が原子炉制御室にとどまるための設備」に記載。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	必要な機能となることから，重大事故等対処設備として必要な機能として整理する。ただし，第 2 表に示すとおり，建屋内圧力上昇等によりブローアウトパネルが開放される状態で，放射性物質の閉じ込め機能として評価上の影響がない事象においては，当該機能の要求はないものとする。 ②　差圧による開放機能 差圧による開放機能は，インターフェイスシステムＬＯＣＡ（以下，「ＩＳ－ＬＯＣＡ」という。）が発生した場合に原子炉建屋原子炉棟内に漏えいした水蒸気等を排出し，ＩＳ－ＬＯＣＡによる破断箇所の隔離のための現場操作時の環境条件（温度，圧力等）を緩和する機能を有している。ただし，東海第二発電所においては，炉心損傷防止対策の有効性評価「2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）」において，ブローアウトパネルが開放した場合，閉維持した場合の両ケースについて現場での隔離操作の成立性を確認していることから，「第四十六条　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備」としては，当該機能が重大事故等対処設備として必要な機能とはならないものと整理する。 なお，高エネルギー配管の破断を想定した場合の環境条件については設計基準に包絡される。 3.　ブローアウトパネルの機能確保のための設計条件 前項で整理した各機能を確保するための設計条件は下記のとおり。 (1)　放射性物質の閉じ込め機能 閉維持又は再閉止（ブローアウトパネル閉止装置による閉止を含む）することによって，原子炉建屋ガス処理系運転時の原子炉建屋原子炉棟内の負圧を維持すること。ただし，第 2 表に示すとおり，ＩＳ－ＬＯＣＡ等の閉じ込め機能に期待しない事象を除く。 (2)　差圧による開放機能 設計差圧 6.9kPa[dif]においてブローアウトパネルが開放し，原子炉建屋原子炉棟内の水蒸気等を外気に排出することで，原子炉建屋原子炉棟内の環境条件を設計基準事故で想定している範囲に抑えること。		

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考

4.　まとめ

ブローアウトパネルについては，設計基準事故及び重大事故等対策に必要な設備として，放射性物質の閉じ込め機能及び差圧による開放機能が維持可能な設計とする。

第１表　ブローアウトパネルの機能の整理

	放射性物質の閉じ込め機能	差圧による開放機能
設計基準事故対策としての機能	有 （第三十二条）	有 （第九条）
重大事故等対策としての機能	有 （第五十九条）	無

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考

第２表　ブローアウトパネルが開放する事象における閉じ込め機能の要求

事象	開放条件	閉じ込め機能	考え方
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	建屋内圧力上昇による開放	要求なし	「2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）」において，ブローアウトパネルが開放した場合，開連枠した場合の両ケースについて線量評価を実施し，非居住区域境界外の線量が 5mSv 未満であることを確認していることから，当該機能が重大事故等対処施設として必要な機能とはならないものと整理する。
主蒸気管破断等の高エネルギー配管の破断によってブローアウトパネルが開放する運転時の異常な過渡変化	建屋内圧力上昇による開放	要求あり （格納容器破損防止対策において）	【設計基準】 設計基準における線量評価では原子炉建屋からの地上放出を想定しており，ブローアウトパネルの開閉状態の影響はない。 【重大事故等】 ①炉心損傷防止対策 非居住区域境界外の線量評価においては格納容器圧力逃がし装置からの放出量を元に評価しており，格納容器からの漏えい量については影響が軽微であるため考慮していない。なお，起因事象を主蒸気管破断とした場合の非居住区域境界外の線量として，耐圧強化ベントからの放出による線量約 0.62mSv に，設計基準における評価線量約 0.18mSv を加えた場合でも，5mSv を下回る。 ②格納容器破損防止対策 大破断ＬＯＣＡ以外の起因事象においては炉心損傷防止可能であることを確認しているため，主蒸気管破断においても炉心損傷に至らない。 ただし，「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」評価の起因事象として主蒸気管破断を考慮した場合においても中央制御室の居住性評価を満足する条件としてブローアウトパネル開放後にも再閉止等の設備対策によって原子炉建屋ガス処理系使用時の原子炉棟内負圧達成が可能な設計とする。
竜巻	ブローアウトパネルの設計作動圧に等しい最大気圧低下量を生じる竜巻風速（約 85m／s）による開放	－	設計竜巻（100m／s）による荷重に対して安全機能を確保する設計としているが，竜巻によってブローアウトパネルの設計作動圧に等しい最大気圧低下量を生じる竜巻風速（約 85m／s）が発生する年超過確率は約 5.1×10^{-6} である。 また，竜巻による外部電源喪失が想定されるが，外部電源喪失が発生した場合の条件付き炉心損傷確率は，3.6×10^{-4} である。 以上から，竜巻によってブローアウトパネルが開放した状態で，外部電源喪失による炉心損傷する確率は十分低い値となることから，竜巻を起因事象とした重大事故等が発生し，ブローアウトパネルの機能が必要となる可能性は十分低いものと考えられる。
地震	地震動による開放	要求あり	重大事故等対処設備として，地震時においても閉じ込め機能を有する設計とする。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20版）	東海第二発電所（2018.9.12版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
添付資料3.1.2.6 原子炉格納容器漏えい率の設定について 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，原子炉格納容器からの放射性物質等の漏えいは，MAAP 内で模擬した漏えい孔の等価漏えい面積及び原子炉格納容器の圧力に応じて漏えい流量を評価している。 模擬する漏えい孔の等価漏えい面積は以下に示す格納容器圧力が最高使用圧力以下の場合と最高使用圧力を超過した後の場合の２種類を設定する。 １．格納容器圧力が最高使用圧力以下の場合 格納容器圧力が最高使用圧力以下の場合，設計漏えい率（0.9Pd で0.4%/日）をもとに算出した等価漏えい面積（ドライウェル及びウェットウェルの総面積は約$3\times10^{-6}m^2$）を設定し，MAAP 内で圧力に応じた漏えい量を評価している。 ２．格納容器圧力が最高使用圧力を超過した場合 格納容器圧力が最高使用圧力を超過した場合，0.62MPa[gage]で1.3%/日となる等価漏えい面積（ドライウェル及びウェットウェルの総面積は約$1\times10^{-5}m^2$）を設定し，１．と同様にMAAP 内で圧力に応じた漏えい量を評価している。 0.62MPa[gage]での1.3%/日の設定は以下のAEC の評価式及びGE の評価式によって評価した漏えい率の結果をもとにさらに保守的な値を設定した。	添付資料 3.1.2.5 格納容器漏えい率の設定について 格納容器から原子炉建屋への漏えい率は，ＭＡＡＰ内で模擬した漏えい孔の等価漏えい面積及び格納容器の圧力に応じて設定している。 模擬する漏えい孔の等価漏えい面積は，以下に示す格納容器圧力が最高使用圧力（310kPa[gage]（1Pd））以下の場合と最高使用圧力を超過した後の場合の２種類を設定する。 1．格納容器圧力が最高使用圧力以下の場合 格納容器圧力が最高使用圧力以下の場合，設計漏えい率（0.9Pd で 0.5%／d）を基に算出した等価漏えい面積（約 $3\times10^{-6}m^2$）を設定し，ＭＡＡＰ内で圧力に応じた漏えい量を評価している。 2．格納容器圧力が最高使用圧力を超過した場合 格納容器圧力が最高使用圧力を超過した場合，2Pd で漏えい率 1.3%／d となる等価漏えい面積（約 $7\times10^{-6}m^2$）を設定し，1.と同様にＭＡＡＰ内で圧力に応じた漏えい量を評価している。 2Pd における漏えい率 1.3%／d は，以下のＡＥＣの評価式，ＧＥの評価式及び定常流の式によって評価した漏えい率の結果を包絡する値として設定した。これらの式は，設計基準事故の原子炉冷却材喪失時の評価において格納容器漏えい率の評価に用いている理論式※1である。 格納容器圧力 620kPa[gage]（2Pd）及び格納容器雰囲気温度 200℃までは，事故後７日間に渡り，格納容器本体並びに開口部及び貫通部の健全性が確保されていることを確認していることから，こ	添付資料 3.1.2.5 原子炉格納容器漏えい率の設定について 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，原子炉格納容器からの放射性物質等の漏えいは，ＭＡＡＰ内で模擬した漏えい孔の等価漏えい面積及び原子炉格納容器の圧力に応じて漏えい流量を評価している。 模擬する漏えい孔の等価漏えい面積は以下に示す格納容器圧力が最高使用圧力以下の場合と最高使用圧力を超過した後の場合の２種類を設定する。 １．格納容器圧力が最高使用圧力以下の場合 格納容器圧力が最高使用圧力以下の場合，設計漏えい率（0.9Pd で 0.5%/日）をもとに算出した等価漏えい面積（ドライウェル及びウェットウェルの総面積は約 $3.2\times10^{-6}m^2$）を設定し，ＭＡＡＰ内で圧力に応じた漏えい量を評価している。 ２．格納容器圧力が最高使用圧力を超過した場合 格納容器圧力が最高使用圧力を超過した場合，853kPa[gage]で1.3%/日となる等価漏えい面積（ドライウェル及びウェットウェルの総面積は約 $8.5\times10^{-6}m^2$）を設定し，１．と同様にＭＡＡＰ内で圧力に応じた漏えい量を評価している。 853kPa[gage]での 1.3%/日の設定は以下のＡＥＣの評価式及びＧＥの評価式によって評価した漏えい率の結果を包絡する値として設定した。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 Pd 等の相違による等価漏えい面積の相違。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 Pd 等の相違による等価漏えい面積の相違。 ・評価方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，ＡＥＣの評価式及びＧＥの評価式の２式を用いて，２Ｐｄにおける漏えい率を設定。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
○AEC の評価式※1 $L = L_0\sqrt{\frac{(P_t - P_a)\times R_t \times T_t}{(P_d - P_a)\times R_d \times T_d}}$ =1.024 %/日 L ： 事故時の格納容器漏えい率 L_0 ： 設計漏えい率（圧力 Pd に対して（ここでは 0.9Pd））【0.4%/日】 *Pt* ： 事故時の格納容器内圧力【721kPa[abs]】 *Pd* ： 設計圧力【380kPa[abs]】 *Pa* ： 格納容器外の圧力【101.325kPa[abs]】 *Rt* ： 事故時の気体定数 ※2【523.7J/Kg･K】 *Rd* ： 空気の気体定数【287J/Kg･K】 *Tt* ： 事故時の格納容器内温度【473.15K】 *Td* ： 設計格納容器内温度 漏えい試験時の温度(20℃)【293.15K】	れらの理論式を用いて格納容器圧力（2Pd）及び雰囲気温度 200℃における漏えい率を設定することは可能と判断した。 ○ＡＥＣの評価式 $L = L_0\sqrt{\frac{(P_t - P_a)\times R_t \times T_t}{(P_d - P_a)\times R_d \times T_d}}$ L ： 事故時の格納容器漏えい率（2Pd）【約 1.28%／d】 L_0 ： 設計漏えい率（0.9Pd）【0.5%／d】 *Pt* ： 事故時の格納容器圧力（2Pd）【721.325kPa[abs]】 *Pd* ： 設計圧力（0.9Pd）【380.325kPa[abs]】 *Pa* ： 格納容器外の圧力（大気圧）【101.325kPa[abs]】 *Rt* ： 事故時の気体定数※2【523.7J／Kg･K】 *Rd* ： 空気の気体定数【287J／Kg･K】 *Tt* ： 事故時の格納容器雰囲気温度（200℃）【473.15K】 *Td* ： 格納容器雰囲気温度(20℃)【293.15K】	○ＡＥＣの評価式※1 $L = L_0\sqrt{\frac{(P_t - P_a)\times R_t \times T_t}{(P_d - P_a)\times R_d \times T_d}}$=1.28%/日 L ： 事故時の格納容器漏えい率 L0 ： 設計漏えい率（圧力 Pd に対して（ここでは 0.9Pd））【0.5%/日】 Pt ： 事故時の格納容器内圧力【954.325kPa[abs]】 Pd ： 設計圧力【485.625kPa[abs]】 Pa ： 格納容器外の圧力【101.325kPa[abs]】 Rt ： 事故時の気体定数 ※2【523.7J/Kg･K】 Rd ： 空気の気体定数【287J/Kg･K】 Tt ： 事故時の格納容器内温度【473.15K】 Td ： 設計格納容器内温度【293.15K】	
○GE の評価式（General Electric 社の漏えいモデル式） $L = L_0\sqrt{\frac{1-\left(\frac{Pa}{Pt}\right)^2}{1-\left(\frac{Pa}{Pd}\right)^2}}$ =0.42 %/日 L ： 事故時の格納容器漏えい率 L_0 ： 設計漏えい率（圧力 Pd に対して（ここでは 0.9Pd））【0.4%/日】 *Pt* ： 事故時の格納容器内圧力【721kPa[abs]】 *Pd* ： 設計圧力【380kPa[abs]】 *Pa* ： 格納容器外の圧力【101.325kPa[abs]】	○ＧＥの評価式（General Electric 社の漏えいモデル式） $L = L_0\sqrt{\frac{1-\left(\frac{Pa}{Pt}\right)^2}{1-\left(\frac{Pa}{Pd}\right)^2}}$ L ： 事故時の格納容器漏えい率（2Pd）【約 0.51%／d】 L_0 ： 設計漏えい率（0.9Pd）【0.5%／d】 *Pt* ： 事故時の格納容器内圧力（2Pd）【721.325kPa[abs]】 *Pd* ： 設計圧力（0.9Pd）【380.325kPa[abs]】 *Pa* ： 格納容器外の圧力（大気圧）【101.325kPa[abs]】	○ＧＥの評価式（General Electric 社の漏えいモデル式） $L = L_0\sqrt{\frac{1-\left(\frac{Pa}{Pt}\right)^2}{1-\left(\frac{Pa}{Pd}\right)^2}}$ =0.508%/日 L ： 事故時の格納容器漏えい率 L0 ： 設計漏えい率（圧力 Pd に対して（ここでは 0.9Pd））【0.5%/日】 Pt ： 事故時の格納容器内圧力【954.325kPa[abs]】 Pd ： 設計圧力【485.625kPa[abs]】 Pa ： 格納容器外の圧力【101.325kPa[abs]】	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	○定常流の式 $L = L_0\sqrt{\frac{\rho_d(P_t - P_a)}{\rho_t(P_d - P_a)}}$ L　：　事故時の格納容器漏えい率（2Pd）　【約 0.93%／d】 L_0　：　設計漏えい率（0.9Pd）　【0.5%／d】 ρ_t：　事故時の格納容器内気体の平均密度※3　【2.9kg／m^3】 ρ_d：　設計温度・圧力における格納容器内気体の平均密度※4　【4.5kg／m^3】 P_t　：　事故時の格納容器内圧力（2Pd）　【721.325kPa[abs]】 P_d　：　設計圧力（0.9Pd）　【380.325kPa[abs]】 P_a　：　格納容器外の圧力（大気圧）　【101.325kPa[abs]】		・評価方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，ＡＥＣの評価式及びＧＥの評価式の２式を用いて，２Ｐｄにおける漏えい率を設定。
※1 United States Atomic Energy Commission report ″reactor containment leakagetesting and surveillance report USAEC technical safety guide Dec. 1996″	※1 「沸騰水型原子力発電所　事故時の被ばく評価手法について（平成 16 年１月）」（株式会社　日立製作所）	※1 United States Atomic Energy Commission report ″reactor containment leakage testing and surveillance report USAEC technical safety guide Dec. 1996″	
※2 事故時の気体定数は水素ガス(2.016)：窒素ガス(28.01)：水蒸気(18.02)のガス組成34%:33%:33%より計算している。AEC の評価式が事故時の気体定数に依存し，水素ガス等のように気体定数が小さい気体の割合が大きい場合に漏えい率が高くなるため，燃料有効部被覆管が全てジルコニウムー水反応した場合の水素ガス量発生(約1,600kg)を考慮して設定している。	※2　事故時の気体定数 R_t は，以下の式により算出した。 R_t[J／kg･K]＝モル気体定数約 8.314[J／K・mol]／平均分子量M[kg／mol] ＡＥＣの評価式より，事故時の気体定数が大きくなるほど漏えい率は高くなる。また，上記計算式より，事故時の気体定数は，平均分子量が小さくなるほど大きくなる。事故時の格納容器内は水素，窒素及び水蒸気で構成されるため，分子量の小さい水素の割合が増加するほど平均分子量は小さくなり，結果として事故時の気体定数は大きくなる。平均分子量の設定に当たり，水素，窒素及び水蒸気のガス組成を 34%：33%：33%とし，水素の割合（34%）は，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）」）における水素発生量（約 700kg（内訳：ジルコニウムー水反応 約 325kg，アルミニウム／亜鉛の反応 約 246kg，水の放射線分解 約 115kg））を包含した値であることから，保守的な設定であると考える。 ※3　事故時の格納容器内気体の平均密度 ρ_t は，以下の式により算出した。 ρ_t[kg／m^3]＝平均分子量M[kg／mol]×物質量ｎ[mol]／	※2 事故時の気体定数は水素ガス(2.016)：窒素ガス(28.01)：水蒸気(18.02)のガス組成 34%：33%：33%より計算している。ＡＥＣの評価式は事故時の気体定数に依存し，水素ガス等のように気体定数が大きい気体の割合が大きい場合に漏えい率が高くなるため，燃料有効部被覆管が全てジルコニウムー水反応した場合の水素ガス発生量(約 1,000kg)を考慮して保守的に設定している。	・記載方針の相違 【東海第二】 事故時の気体定数の保守性について記載しており，記載表現は異なるものの，実質的な相違なし。 ・評価方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，２Ｐｄ

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	格納容器体積Ｖ[m^3] 定常流の式より，事故時の格納容器内気体の平均密度が小さくなるほど漏えい率は大きくなる。また，上記計算式より，事故時の格納容器内気体の平均密度は，平均分子量が小さくなるほど小さくなる。平均分子量は※2 と同じであり，保守的な設定であると考える。 ※4　格納容器内気体の平均密度ρ_dは，以下の式により算出した。 ρ_d[kg／m^3]＝1.205[kg／m^3]×(P_d[Pa]／P_a[Pa]) 1.205[kg／m^3]：乾燥空気密度（20℃）		における漏えい率の設定において，定常流の式を用いていないことから，当該の記載がない。

解析コードおよび解析条件の不確かさの影響評価について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却系を使用する場合）））

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

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒内温度変化	炉心モデル（炉心熱水力モデル） 溶融炉心の挙動モデル（炉心ヒートアップ）	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。 CORA 実験解析における，燃料被覆管，制御棒及びシャン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。 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 シーケンスともに炉心溶融の開始時刻への影響は小さい。 ・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。	炉心ヒートアップに関するモデルは，TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認している。 原子炉注水操作については，非常用炉心冷却系による原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合，速やかに低圧代替注水系（常設）を行う手順となっており，燃料被覆管温度等を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。なお，格納容器ベント操作については，炉心ヒートアップの感度解析では，格納容器圧力及び温度への影響は小さいことを確認していることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心ヒートアップに関するモデルは，TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，格納容器圧力及び温度への影響は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料棒表面熱伝達				
	燃料被覆管酸化				
	燃料被覆管変形				
	沸騰・ボイド率変化	炉心モデル（炉心水位計算モデル）	TQUX シーケンス及び中小破断 LOCA シーケンスに対して，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 コードの方が大きく，解析コード SAFER に対して保守的であり，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。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	気液分離（水位変化）・対向流				
原子炉圧力容器	ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）	安全系モデル（非常用炉心冷却系） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について
（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（代替循環冷却系を使用する場合））
第１表　解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(1／2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒内温度変化	炉心モデル（炉心熱水力モデル） 溶融炉心の挙動モデル（炉心ヒートアップ）	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。 CORA 実験解析における，燃料被覆管，制御棒及びシャン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。 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 シーケンスともに炉心溶融の開始時刻への影響は小さい。 ・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。	炉心ヒートアップに関するモデルは，TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認している。 原子炉注水操作については，ＬＯＣＡが発生し，高圧・低圧注水機能の喪失により水位低下した場合，速やかに代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却に備え，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており，燃料被覆管温度等を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 また，可搬型窒素供給装置による格納容器への窒素注入操作については，炉心ヒートアップの感度解析では，格納容器圧力及び雰囲気温度への影響は小さいことを確認していることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心ヒートアップに関するモデルは，TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，格納容器圧力及び雰囲気温度への影響は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料棒表面熱伝達				
	燃料被覆管酸化				
	燃料被覆管変形				
	沸騰・ボイド率変化	炉心モデル（炉心水位計算モデル）	TQUX シーケンス及び中小破断 LOCA シーケンスに対して，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 コードの方が大きく，解析コード SAFER に対して保守的であり，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。	原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が大きく，解析コード SAFER に対して保守的であり，注水操作による燃料有効長頂部までの水位回復時刻は解析コード SAFER の評価結果との差異は小さいことを確認している	原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が大きく，解析コード SAFER に対して保守的であり，注水操作による燃料有効長頂部までの水位回復時刻は解析コード SAFER の評価結果との差異は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	気液分離（水位変化）・対向流				
原子炉圧力容器	ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）	安全系モデル（非常用炉心冷却系） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用する場合）））

表１　解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響
（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用する場合）））（１／２）

【ＭＡＡＰ】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒内温度変化	炉心モデル（炉心熱水力モデル） 溶融炉心の挙動モデル（炉心ヒートアップ）	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。 CORA実験解析における，燃料被覆管，制御棒及びチャン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。 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シーケンスともに炉心溶融の開始時刻への影響は小さい。 ・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。	炉心ヒートアップに関するモデルは，TMI事故についての再現性及びCORA実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認している。原子炉注水操作については，ECCSによる原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合，速やかに低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており，燃料被覆管温度等を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心ヒートアップに関するモデルは，TMI事故についての再現性及びCORA実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，格納容器圧力及び温度への影響は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料棒表面熱伝達				
	燃料被覆管酸化				
	燃料被覆管変形				
	沸騰・ボイド率変化	炉心モデル（炉心水位計算モデル）	TQUXシーケンス及び中小破断LOCAシーケンスに対して，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。	原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードSAFERの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードMAAPの評価結果の方が大きく，解析コードSAFERに対して保守的であり，注水操作による燃料有効長頂部までの水位回復時刻は解析コードSAFERの評価結果との差異は小さいことを確認している 原子炉注水操作については，ECCSによる原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合，速やかに低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており，原子炉水位を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードSAFERの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードMAAPの評価結果の方が保守的であり，注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は解析コードSAFERの評価結果との差異は小さいことを確認していることから評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	気液分離（水位変化）・対向流				
原子炉圧力容器	ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）	安全系モデル（非常用炉心冷却系） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

・相違理由は本文参照。

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

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析では，格納容器圧力及び温度について，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，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。	HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，HDR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，HDR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
	サプレッション・プール冷却	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
原子炉圧力容器（炉心損傷後）	リロケーション	溶融炉心の挙動モデル（リロケーション）	・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シーケンスともに，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。	溶融炉心の挙動モデルはTMI 事故についての再現性を確認している。本評価事故シーケンスでは，炉心の損傷状態を起点に操作開始する運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	溶融炉心の挙動モデルはTMI 事故についての再現性を確認している。また，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炉心溶融開始時間に与える影響は小さいことを確認しており，事象進展にはほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	構造材との熱伝達				
	原子炉圧力容器内 FP 挙動	核分裂生成物（FP）挙動モデル	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に評価することにより，急激なFP放出を示す結果が確認された。ただし，この原因は実験における小規模な炉心体系の模擬によるものであり，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。	核分裂生成物（FP）挙動モデルはPHEBUS-FP実験解析により原子炉圧力容器内へのFP放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。PHEBUS-FP実験解析では，燃料被覆管破裂後のFP放出については実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが，小規模体系の模擬性が原因と推測され，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推定される。本評価事故シーケンスでは，炉心損傷後の原子炉圧力容器内FP放出を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	核分裂生成物（FP）挙動モデルはPHEBUS-FP実験解析により原子炉圧力容器内へのFP放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。PHEBUS-FP実験解析では，燃料被覆管破裂後のFP放出については実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが，小規模体系の模擬性が原因と推測され，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推定される。本評価事故シーケンスでは，代替循環冷却系の運転により格納容器ベントを回避できることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
格納容器（炉心損傷後）	格納容器内 FP 挙動	核分裂生成物（FP）挙動モデル	ABCOVE 実験解析により，格納容器内のエアロゾル沈着挙動が適正に評価できることを確認した。	核分裂生成物（FP）挙動モデルは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ている。 本評価事故シーケンスでは，炉心損傷後の格納容器内FP挙動を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	核分裂生成物（FP）挙動モデルは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ている。 本評価事故シーケンスでは，代替循環冷却系の運転により格納容器ベントを回避できることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析では，格納容器圧力及び雰囲気温度について，温度成層化を含めて傾向を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。	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，HDR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，HDR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	サプレッション・プール冷却	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉圧力容器（炉心損傷後）	リロケーション	溶融炉心の挙動モデル（リロケーション）	・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シーケンスともに，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。	溶融炉心の挙動モデルはTMI 事故についての再現性を確認している。本評価事故シーケンスでは，炉心の損傷状態を起点に操作開始する運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	溶融炉心の挙動モデルはTMI 事故についての再現性を確認している。また，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炉心溶融開始時間に与える影響は小さいことを確認しており，事象進展にはほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	構造材との熱伝達				
	原子炉圧力容器内 FP 挙動	核分裂生成物（FP）挙動モデル	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に評価することにより，急激なFP放出を示す結果が確認された。ただし，この原因は実験における小規模な炉心体系の模擬によるものであり，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。	核分裂生成物（FP）挙動モデルはPHEBUS-FP実験解析により原子炉圧力容器内へのFP放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。PHEBUS-FP実験解析では，燃料被覆管破裂後のFP放出については実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが，小規模体系の模擬性が原因と推測され，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推定される。本評価事故シーケンスでは，炉心損傷後の原子炉圧力容器内FP放出を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	核分裂生成物（FP）挙動モデルはPHEBUS-FP実験解析により原子炉圧力容器内へのFP放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。PHEBUS-FP実験解析では，燃料被覆管破裂後のFP放出については実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが，小規模体系の模擬性が原因と推測され，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推定される。本評価事故シーケンスでは，代替循環冷却系の運転により格納容器ベントを回避できることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
格納容器（炉心損傷後）	格納容器内 FP 挙動	核分裂生成物（FP）挙動モデル	ABCOVE 実験解析により，格納容器内のエアロゾル沈着挙動が適正に評価できることを確認した。	核分裂生成物（FP）挙動モデルは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ている。本評価事故シーケンスでは，炉心損傷後の格納容器内FPを操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	核分裂生成物（FP）挙動モデルは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ている。 本評価事故シーケンスでは，代替循環冷却系の運転により格納容器ベントを回避できることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表１　解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響
（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用する場合）））（２／２）

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR実験解析では，格納容器圧力及び温度について，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。	HDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWRの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから運転員等操作時間に与える影響はない。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいが，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	HDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWRの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる（スプレイ注入特性） スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	サプレッション・プール冷却	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉圧力容器（炉心損傷後）	リロケーション	溶融炉心の挙動モデル（リロケーション）	・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，TM 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シーケンスともに，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。	溶融炉心の挙動モデルはTMI事故についての再現性を確認している。本評価事故シーケンスでは，炉心の損傷状態を起点に操作開始する運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	溶融炉心の挙動モデルはTMI事故についての再現性を確認している。また，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炉心溶融開始時間に与える影響は小さいことを確認しており，事象進展にはほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	構造材との熱伝達				
	原子炉圧力容器内 FP 挙動	核分裂生成物（FP）挙動モデル	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に評価することにより，急激なFP放出を示す結果が確認された。ただし，この原因は実験における小規模な炉心体系の模擬によるものであり，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推定される。本評価事故シーケンスでは，炉心損傷後の原子炉圧力容器内FP放出を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	核分裂生成物（FP）挙動モデルはPHEBUS-FP実験解析により原子炉圧力容器内へのFP放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。PHEBUS-FP実験解析では，燃料被覆管破裂後のFP放出については実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが，小規模体系の模擬性が原因と推測され，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推定される。本評価事故シーケンスでは，代替循環冷却系の運転により格納容器ベントを回避できることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
原子炉格納容器（炉心損傷後）	原子炉格納容器内 FP挙動	核分裂生成物（FP）挙動モデル	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。	核分裂生成物（FP）挙動モデルは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ている。本評価事故シーケンスでは，炉心損傷後の格納容器内FPを操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	核分裂生成物（FP）挙動モデルはABCOVE実験解析により原子炉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が確認されている。本評価事故シーケンスでは，残留熱代替除去系の運転により格納容器ベントを回避できることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

表2　解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（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）））（1/3）

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,925MWt 以下（実績値）	定格原子炉熱出力として設定 原子炉熱出力のゆらぎを考慮した最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は，原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は，原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合は，原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は，原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約 7.05 MPa[gage]～約 7.12MPa[gage]（実測値）	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，大破断LOCAに伴い原子炉は急速に減圧されるため事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，大破断LOCAに伴い原子炉は急速に減圧されるため事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転水位（セパレータスカート下端から約+116cm～約+119cm）（実測値）	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，原子炉スクラム10分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は，高圧が維持された状態でも通常運転水位約4mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は約30mmであり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，原子炉スクラム10分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は，高圧が維持された状態でも通常運転水位約4mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は約30mmであり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	52,200t/h（定格流量（100%））	定格流量の約91%～約110%（実測値）	定格流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料	9×9燃料（A型）	装荷炉心ごと	9×9燃料（A型）と9×9燃料（B型）は，熱水的な特性はほぼ同等であり，燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されることから，代表的に9×9燃料（A型）を設定	最確条件とした場合は，9×9燃料のA型又はB型の炉心となるか，それらの混在炉心となるが，いずれの型式も燃料の熱水力特性はほぼ同等であり，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は，9×9燃料のA型又はB型の炉心となるか，それらの混在炉心となるが，いずれの型式も燃料の熱水力特性はほぼ同等であり，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約30GWd/t（実績値）	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を考慮して設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが，操作手順（原子炉水位が破断口高さまで水位回復後に原子炉注水から格納容器スプレイへ切り替えること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが，格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器スプレイ及び代替循環冷却により抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	格納容器容積（ドライウェル）	7,350m³	7,350m³（設計値）	ドライウェル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器容積（ウェットウェル）	空間部：5,960m³ 液相部：3,580m³	空間部：約5,980m³～約5,945m³ 液相部：約3,560m³～約3,595m³（実測値）	ウェットウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによる格納容器容積（ウェットウェル）の液相部（空間部）の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば，通常時の液相部の熱容量は約3,600m³相当分であるのに対して，ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約20m³相当分であり，その減少割合は通常時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによる格納容器容積（ウェットウェル）の液相部（空間部）の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば，通常時の液相部の熱容量は約3,600m³相当分であるのに対して，ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約20m³相当分であり，その減少割合は通常時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（通常運転水位）	約7.01m～約7.08m（実測値）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・プール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば，通常水位時（7.05m）の熱容量は約3600m³相当分であるのに対して，ゆらぎによる水位低下分（通常水位－0.04m分）の熱容量は約20m³相当分であり，その低下割合は通常水位時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・プール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば，通常水位時（7.05m）の熱容量は約3600m³相当分であるのに対して，ゆらぎによる水位低下分（通常水位－0.04m分）の熱容量は約20m³相当分であり，その低下割合は通常水位時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	約30℃～約35℃（実測値）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は，解析条件で設定している水温よりも低くなるため，格納容器圧力上昇が遅くなり，格納容器スプレイの操作の開始が遅くなるが，その影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は，解析条件で設定している水温よりも低くなるため，格納容器の熱容量は大きくなり，格納容器内温度の上昇は遅くなるが，その影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

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

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	約3,279MW～約3,293MW（実績値）	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合には，原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は，原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合には，原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は，原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力（圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	約6.91MPa[gage]～約6.94MPa[gage]（実績値）	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，大破断LOCAに伴い原子炉は急速に減圧されるため事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，大破断LOCAに伴い原子炉は急速に減圧されるため事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から－126cm）	通常運転水位 約－4cm～約＋6cm（セパレータスカート下端から約＋122cm～約＋132cm）（実績値）	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，原子炉スクラム10分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は，高圧が維持された状態でも通常運転水位から約3mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は約4cmであり非常に小さい。したがって，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，原子炉スクラム10分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は，高圧が維持された状態でも通常運転水位から約3mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は約4cmであり非常に小さい。したがって，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	48,300t/h（定格流量（100%））	定格流量の約86%～約104%（実績値）	定格流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料	9×9燃料（A型）	装荷炉心ごと	9×9燃料（A型）と9×9燃料（B型）は，熱水力的な特性はほぼ同等であり，燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されることから，代表的に9×9燃料（A型）を設定	最確条件とした場合には，9×9燃料のA型又はB型の炉心となるか，それらの混在炉心となるが，いずれの型式も燃料の熱水力特性はほぼ同等であり，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，9×9燃料のA型又はB型の炉心となるか，それらの混在炉心となるが，いずれの型式も燃料の熱水力特性はほぼ同等であり，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約31GWd/t（実績値）	1サイクルの運転期間（13ヶ月）に調整運転期間（約1ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	最確条件とした場合には，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが，操作手順（格納容器圧力0.31MPa[gage]到達後に窒素注入を停止すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は格納容器スプレイ及び代替循環冷却により抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	格納容器体積（ドライウェル）	5,700m³	5,700m³（設計値）	設計値	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器体積（サプレッション・チェンバ）	空間部：4,100m³ 液相部：3,300m³	空間部：約4,092m³～約4,058m³ 液相部：約3,308m³～約3,342m³（実績値）	設計値（通常運転時のサプレッション・プール水位の下限値に基づき設定）	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによる格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の液相部の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば，サプレッション・プール水位が6.983mの時の水量は3,300m³であるのに対し，ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約12m³であり，その割合は初期保有水量の約1.3%と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プール水位が6.983mの時の水量は3,300m³であるのに対し，ゆらぎによる水量変化（0.087m）は約42m³であり，その割合は初期保有水量の約1.3%と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	真空破壊装置作動差圧	3.45kPa（ドライウェル－サプレッション・チェンバ間差圧）	3.45kPa（ドライウェル－サプレッション・チェンバ間差圧）（設計値）	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

島根原子力発電所　２号炉

表２ 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用する場合）））（１／４）

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	2,436MW	2,435MW 以下（実績値）	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は，原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は，原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合は，原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は，原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力	6.93MPa[gage]	約6.77～6.79MPa[gage]（実績値）	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，大破断LOCAに伴い原子炉は急速に減圧されるため事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，大破断LOCAに伴い原子炉は急速に減圧されるため事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉水位	通常水位（気水分離器下端から＋83 cm）	通常運転水位（気水分離器下端から約+83cm～約+85 cm）（実績値）	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，大破断LOCA発生後の原子炉水位の低下量は約8秒で通常運転水位-約6mであるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約2cmである。したがって，事象進展に及ぼす影響はなく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，大破断LOCA発生後の原子炉水位の低下量は約8秒で通常運転水位-約6mであるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約2cmである。したがって，事象進展に及ぼす影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	35.6×10³t/h	定格流量の85～104%（実測値）	定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料	９×９燃料（Ａ型）	装荷炉心毎	９×９燃料（Ａ型），９×９燃料（Ｂ型）は熱水力的な特性は同等であり，その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること，また，９×９燃料の方が MOX 燃料よりも崩壊熱が大きく，MOX 燃料の評価は９×９燃料（Ａ型）の評価に包絡されることを考慮し，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定	最確条件とした場合には，炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが，装荷される燃料である９×９燃料（Ａ型），９×９燃料（Ｂ型），MOX燃料について，９×９燃料（Ａ型），９×９燃料（Ｂ型）は熱水力的な特性は同等であり，また，MOX燃料の評価は９×９燃料（Ａ型）の評価に包絡され，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが，装荷される燃料である９×９燃料（Ａ型），９×９燃料（Ｂ型），MOX燃料のうち，９×９燃料（Ａ型），９×９燃料（Ｂ型）は熱水力的な特性は同等であり，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。MOX燃料の評価は９×９燃料（Ｂ型）の評価に包絡され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979（燃焼度 33GWd/t）	ANSI/ANS-5.1-1979 炉心平均燃焼度約30GWd/t（実績値）	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を考慮して設定	最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度上昇が遅くなるが，本評価事故シーケンスでは，格納容器圧力及び温度を起点に操作開始する運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが，格納容器圧力及び温度の上昇は残留熱代替除去系により抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

備　　考

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

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	格納容器圧力	5.2kPa[gage]	約3kPa[gage] ～約7kPa[gage] （実測値）	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約50kPa（約10.3時間で約0.56MPa）であるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約24kPaであり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約50kPa（約10.3時間で約0.56MPa）であるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約24kPaであり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器温度	57℃	約43℃～約62℃ （実測値）	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となり，初期温度が事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となり，初期温度が事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	3.43kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧） （設計値）	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の温度	50℃（事象開始12時間以降は35℃，事象開始24時間以降は40℃）	約35℃～約50℃ （実測値）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は，解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，格納容器圧力及び温度上昇に対する格納容器スプレイによる圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなり，間欠スプレイの間隔に影響する。しかし，本解析ではスプレイ間隔は3分心冠水操作に依存していることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は，解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，初心の再冠水までの過熱に影響する可能性はあるが，この顕熱分の影響は小さく，燃料被覆管温度の上昇に与える影響は小さい。また，格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなり，格納容器の圧力及び雰囲気温度の上昇は遅くなるが，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の容量	約21,400m³	21,400m³以上 （淡水貯水池水量＋復水貯蔵槽水量）	淡水貯水池及び通常運転中の復水貯蔵槽の水量を参考に設定	最確条件とした場合は，解析条件より淡水源容量の余裕は大きくなる。また，事象発生12時間後からの可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による補給により復水貯蔵槽は枯渇しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	－
	燃料の容量	約2,140kL	2,140kL以上 （軽油タンク容量ーガスタービン発電機用燃料タンク容量）	通常時の軽油タンク及びガスタービン発電機用燃料タンクの運用値を参考に設定	最確条件とした場合は，解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また，事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	－

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

項　目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	サプレッション・プール水位	6.983m （通常運転範囲の下限値）	約7.000m～ 約7.070m （実績値）	通常運転時のサプレッション・プール水位の下限値として設定	最確条件とした場合には，サプレッション・プール水位の通常範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は基本的に小さい。例えば，サプレッション・プール水位が6.983mの時の水量は3,300m³であるのに対し，ゆらぎによる水量変化（0.087m）は約42m³であり，その割合は初期保有水量の約1.3%と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによる格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の液相部の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば，サプレッション・プール水位が6.983mの時の水量は3,300m³であるのに対し，ゆらぎ（0.087m）による水量変化（体積）は42m³であり，その割合は初期保有水量の約1.3%と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・プール水温度	32℃	約13℃～約32℃ （実績値）	通常運転時のサプレッション・プール水温度の上限値として設定	最確条件とした場合には，解析条件で設定しているサプレッション・プール水温度よりも低くなるため，格納容器の熱容量は大きくなり，格納容器雰囲気温度の上昇は遅くなるが，その影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，解析条件で設定しているサプレッション・プール水温度よりも低くなるため，格納容器の熱容量は大きくなり，格納容器雰囲気温度の上昇は遅くなるが，その影響は小さいことから，評価項目となるパラメータのパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器圧力	5kPa[gage]	約2.2kPa[gage]～ 約4.7kPa[gage] （実績値）	通常運転時の格納容器圧力を包含する値	最確条件とした場合には，解析条件で設定している圧力よりも小さくなるため，格納容器圧力が低めに推移するが，その影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，解析条件で設定している圧力よりも小さくなるため，格納容器圧力が低めに推移するが，その影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器雰囲気温度	57℃	約25℃～約38℃ （実績値）	通常運転時の格納容器雰囲気温度（ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度）として設定	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，格納容器雰囲気温度は格納容器スプレイにより飽和温度となり，初期温度が事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，格納容器雰囲気温度は格納容器スプレイにより飽和温度となり，初期温度が事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の温度	35℃	35℃以下	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	最確条件とした場合には，解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇に対する代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による圧力及び雰囲気温度上昇の抑制効果は大きくなるが，操作手順（格納容器圧力0.31MPa[gage]到達後に重要作業員を停止すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，格納容器の熱容量が増え，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	ペデスタル（ドライウェル部）のプール水	考慮しない	約1mのプール水	ペデスタル（ドライウェル部）には通常運転時からプール水が存在するため，格納容器の熱容量に寄与することから，格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価する設定として，ペデスタル（ドライウェル部）のプール水を考慮しない	最確条件とした場合には，格納容器の熱容量が増え，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が緩和されることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，格納容器の熱容量が増え，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	外部水源の容量	約8,600m³	8,600m³以上 （西側淡水貯水設備＋代替淡水貯槽）	自動淡水貯水設備及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日後までに必要な容量を確保しており，水源に枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	－
	燃料の容量	約1,010kl	1,010kL以上 （軽油貯蔵タンク＋可搬型設備用軽油タンク）	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日後までに必要な容量を確保しており，燃料は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	－

表2　解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響
（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用する場合）））（2／4）

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	格納容器空間体積（ドライウェル）	7,900m³	7,900m³ （設計値）	ドライウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）	解析条件と最確条件が同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器空間体積（サプレッション・チェンバ）	空間部：4,700m³ 液相部：2,800m³	空間部：4,700m³ 液相部：2,800m³ （設計値）	サプレッション・チェンバ内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）	解析条件と最確条件が同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	真空破壊弁	3.43kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	3.43kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）（設計値）	真空破壊弁の設定値	解析条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	サプレッション・プール水位	3.61m（NWL）	約3.59m～約3.63m （実測値）	通常運転時のサプレッション・プール水位として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによるサプレッション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば，通常水位の熱容量は約2800m³相当であるのに対して，ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.02m分）の熱容量は約20m³程度であり，その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによるサプレッション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば，通常水位の熱容量は約2800m3相当であるのに対して，ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.02m分）の熱容量は約20m3程度であり，その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・プール水温度	35℃	約19℃～約35℃ （実測値）	通常運転時のサプレッション・プール水温度の上限値として設定	最確条件とした場合は，解析条件で設定している水温よりも低くなるため，格納容器圧力上昇が遅くなるが，本評価事故シーケンスでは，格納容器圧力及び温度を起点に操作開始する運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，解析条件で設定している水温よりも低くなるため，格納容器の熱容量は大きくなり，格納容器内温度の上昇は遅くなるが，その影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器圧力	5.0kPa[gage]	約5kPa[gage]～約7kPa[gage] （実測値）	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に到達するまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約40kPa（約10時間で約370kPa）であるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約25kPaであり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に到達するまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約40kPa（約10時間で約370kPa）であるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約25kPaであり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器温度	57℃	約45℃～約54℃程度 （実測値）	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となり，初期温度が事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となり，初期温度が事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の温度	35℃	31℃以下 （実績値）	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定	最確条件とした場合は，解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，格納容器圧力及び温度上昇が遅くなるが，本評価事故シーケンスでは，格納容器圧力及び温度を起点に操作開始する運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，初心の再冠水までの過熱に影響する可能性はあるが，この顕熱分の影響は小さく，燃料被覆管温度の上昇に与える影響は小さい。また，格納容器の熱容量が大きくなり，格納容器圧力・温度上昇が遅くなるが，その影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の容量	7,740m³	7,740m³以上 （合計貯水量）	低圧原子炉代替注水槽及び輪谷貯水槽の水量を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には，解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなるため，水源が枯渇することはなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	－
	燃料の容量	1,180m³	1,180m³以上 （合計貯蔵量）	発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には，解析条件より燃料容量の余裕が大きくなるため，燃料が枯渇することはなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	－

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　(2017.12.20 版)	東海第二発電所　(2018.9.12 版)	島根原子力発電所　２号炉	備　考

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　(2017.12.20 版)

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

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ 解析条件	最確条件	条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
事故条件	起因事象	大破断 LOCA 残留熱除去系の吸込配管の破断	—	原子炉圧力容器内の保有水量が厳しい箇所として設定	Excessive LOCA を考慮した場合，原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。（添付資料 3.1.2.8）	Excessive LOCA を考慮した場合，原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが，原子炉格納容器へ放出されるエネルギは大破断 LOCA の場合と同程度であり，原子炉格納容器圧力は 0.62MPa[gage]を下回っていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。（添付資料 3.1.2.8）
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 非常用炉心冷却系機能喪失	—	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し，設定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を，低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定	—	—
事故条件	外部電源	外部電源なし	—	過圧及び過温への対策の有効性を総合的に判断する観点から，プラント損傷状態である LOCA に全交流動力電源喪失を重畳することから，外部電源が喪失するものとして設定	仮に，外部電源がある場合は，注水開始時間が早くなり，格納容器圧力・温度の挙動は低く推移することから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	仮に，外部電源がある場合は，注水開始時間が早くなり，格納容器圧力・温度の挙動は低く推移することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
事故条件	水素ガスの発生	ジルコニウム－水反応を考慮	ジルコニウム－水反応を考慮	水の放射線分解等による水素ガス発生については，格納容器圧力及び温度に与える影響が軽微であることから考慮していない	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	低圧代替注水系（常設）	最大 300m³/h で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	最大 300m³/h で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなり，格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが，格納容器圧力及び温度の上昇に有意な影響を与えないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
機器条件	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	140m³/h にて原子炉格納容器内へスプレイ	140m³/h 以上で原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定	スプレイ流量は運転員による調整が行われ，その増減により圧力及び温度上昇の抑制効果に影響を受けるが，操作手順に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない	スプレイ流量は運転員による調整が行われ，その増減により圧力及び温度上昇の抑制効果に影響を受けるものの，格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない
機器条件	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）	90m³/h で注水	90m³/h 以上で注水	可搬型代替注水ポンプ(A-2 級)による注水を想定 設備の設計を踏まえて設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなるが，操作手順に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなり，格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが，格納容器圧力及び温度の上昇に有意な影響を与えないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	代替循環冷却系	循環流量は，全体で約 190m³/h とし，原子炉へ約 90m³/h，格納容器スプレイへ約 100m³/h にて流量分配	循環流量は，全体で約 190m³/h とし，原子炉へ約 90m³/h，格納容器スプレイへ約 100m³/h にて流量分配	代替循環冷却系の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが，操作手順に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合，原子炉水位の回復は早くなり，格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

東海第二発電所　(2018.9.12 版)

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

項　目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ 解析条件	最確条件	条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
事故条件	起因事象	大破断 LOCA 再循環系配管（出口ノズル）の破断	—	原子炉圧力容器から格納容器への冷却材流出を大きく見積もり，格納容器内の圧力上昇及び温度上昇の観点から厳しい設定として，原子炉圧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（出口ノズル）における両端破断を設定	Excessive LOCA を考慮した場合，原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが，操作手順（速やかに格納容器冷却手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。（添付資料 3.1.2.12）	Excessive LOCA を考慮した場合，原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが，格納容器へ放出されるエネルギは大破断 LOCA の場合と同程度であり，格納容器圧力は 0.62MPa[gage]，格納容器バウンダリにかかる温度は 200℃を下回っていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。（添付資料 3.1.2.12）
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 高圧注水機能喪失及び低圧注水機能喪失	—	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，設定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系，低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系の機能喪失を設定	—	—
事故条件	外部電源	外部電源なし	—	過圧及び過温への対策の有効性を総合的に判断する観点から，プラント損傷状態である LOCA に全交流動力電源喪失を重畳することから，外部電源が喪失するものとして設定 ただし，原子炉スクラムについては，外部電源有の場合を包括する条件として，機器条件に示すとおり設定	仮に，外部電源がある場合は，注水開始時間が早くなり，格納容器圧力・温度の挙動は低く推移することから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	仮に，外部電源がある場合は，注水開始時間が早くなり，格納容器圧力・温度の挙動は低く推移することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
事故条件	水素の発生	ジルコニウム－水反応を考慮	ジルコニウム－水反応を考慮	水の放射線分解等による水素発生については，格納容器圧力及び雰囲気温度に対する影響が軽微であることから考慮していない	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル３）信号	タービン蒸気加減弁急速閉信号又は原子炉保護系電源喪失	短時間であるが原子炉熱出力が維持される厳しい設定として，外部電源喪失時のタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず，原子炉水位低（レベル３）にてスクラムするものとして設定	最確条件とした場合には，原子炉熱出力の低下が早くなり，原子炉冷却材の放出が少なくなるため，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが，操作手順（格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達後に窒素注入を停止すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，原子炉熱出力の低下が早くなり，原子炉冷却材の放出が少なくなるため，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
機器条件	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	原子炉保護系電源喪失又は原子炉水位異常低下（レベル２）信号	短時間であるが主蒸気が格納容器内に維持される厳しい設定として，原子炉保護系電源喪失及び原子炉水位異常低下（レベル２）信号による主蒸気隔離弁閉止については保守的に考慮せず，事象発生と同時に主蒸気隔離弁閉止するものとして設定	最確条件とした場合には，逃がし安全弁を通じて格納容器内に放出される蒸気量が減少することから，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが，操作手順（格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達後に窒素注入を停止すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，逃がし安全弁を通じて格納容器内に放出される蒸気流量が減少するため，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
機器条件	再循環系ポンプ	事象発生と同時に停止	電源喪失によるポンプ停止（事象発生と同時）	事象進展に与える影響は軽微であることから，全交流動力電源喪失によるポンプ停止を踏まえて設定	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

島根原子力発電所　２号炉

表２ 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響
（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用する場合）））（３／４）

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ 解析条件	最確条件	条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
事故条件	起因事象	大破断LOCA 再循環配管（出口ノズル）の破断	—	原子炉圧力容器から原子炉格納容器への冷却材流量を大きく見積もり，原子炉格納容器内の圧力上昇及び温度上昇の観点から厳しい設定として，原子炉圧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配管（出口ノズル）の両端破断を設定	Excessive LOCAを考慮した場合，原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。（添付資料3.1.2.7）	Excessive LOCAを考慮した場合，原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが，原子炉格納容器へ放出されるエネルギは大破断LOCAの場合と同程度であり，原子炉格納容器圧力は853kPa[gage]を下回っていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。（添付資料3.1.2.7）
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失 全交流動力電源喪失	—	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，設定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び低圧注水系の機能喪失を設定	—	—
事故条件	外部電源	外部電源なし	—	過圧及び過温への対策の有効性を総合的に判断する観点から，プラント損傷状態であるＬＯＣＡに全交流電源喪失を重畳することから，外部電源が喪失するものとして設定	仮に，外部電源がある場合は，注水開始時間が早くなり，格納容器圧力・温度の挙動は低く推移することから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	仮に，外部電源がある場合は，注水開始時間が早くなり，格納容器圧力・温度の挙動は低く推移することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
事故条件	水素ガスの発生	ジルコニウム－水反応を考慮	ジルコニウム－水反応を考慮	水の放射線分解等による水素ガス発生については，格納容器圧力及び温度に与える影響が軽微であることから考慮していない	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20版）	東海第二発電所　（2018.9.12版）	島根原子力発電所　２号炉	備　考

東海第二発電所　（2018.9.12版）

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

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ 解析条件	最確条件	条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
機器条件	低圧代替注水系（常設）	230m³／h（一定）	230m³／h（一定）以上	炉心冷却の維持に必要な流量として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復が早くなる可能性があるが，原子炉水位を起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水流量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる可能性があるが，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇に有意な影響を与えないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	130m³／h（一定）	130m³／h（一定）	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器下部注水系（常設）	解析上考慮しない	80m³／h（一定）	格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価するため，初期条件としてペデスタル（ドライウェル部）のプール水を考慮していないことから，常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）水位の確保操作についても考慮しない	ペデスタル（ドライウェル部）には通常運転時からプール水が存在するため，格納容器の熱容量が増え，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が緩和されるが，操作手順（格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達後に窒素注入を停止すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	ペデスタル（ドライウェル部）には通常運転時からプール水が存在するため，格納容器の熱容量が増え，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	代替循環冷却系	総循環流量：250m³／h ・格納容器スプレイ：150m³／h ・原子炉注水：100m³／h	総循環流量：250m³／h ・格納容器スプレイ 150m³／h ・原子炉注水 100m³／h	炉心冷却の維持に必要な流量，格納容器圧力及び雰囲気温度の抑制に必要なスプレイ流量を考慮して設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），格納容器の圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくなるが，操作手順（格納容器圧力 0.31MPa_gage］到達後に窒素注入を停止すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	実際の注水量は解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	緊急用海水系	代替循環冷却系から緊急用海水系への伝熱容量：約14MW （サプレッション・プール水温度100℃，海水温度32℃において）	代替循環冷却系から緊急用海水系への伝熱容量：約14MW以上 （サプレッション・プール水温度100℃，海水温度32℃以下において）	熱交換器の設計性能に基づき，代替循環冷却系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	最確条件とした場合には，解析条件で設定している海水温度と同等以下となる。 32℃の場合は，解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。 32℃未満の場合は，除熱性能が向上するため，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくなるが，操作手順（格納容器圧力 0.31MPa_gage］到達後に窒素注入を停止すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，解析条件で設定している海水温度と同等以下となる。 32℃の場合は，解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。 32℃未満の場合は，除熱性能が向上するため，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	可搬型窒素供給装置	総注入流量：200Nm³／h ・窒素：198Nm³／h ・酸素：2Nm³／h ガス温度：30℃	総注入流量：200Nm³／h ・窒素：198Nm³／h ・酸素：2Nm³／h ガス温度：0～58℃	総注入流量は格納容器内の酸素濃度上昇抑制に必要な流量として設定 酸素注入流量は純度 99vol%を考慮して残り全てを酸素として設定 ガス温度は気象条件を考慮して設定	解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得る。30℃より高い場合は，格納容器雰囲気温度が上昇する可能性があるが，本評価事故シーケンスでは，格納容器雰囲気温度を起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 30℃未満の場合は，注入される窒素の密度が大きくなり窒素注入開始後の格納容器圧力の上昇が速くなるが，操作手順（格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達後に窒素注入を停止すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得る。30℃より高い場合は，格納容器雰囲気温度が上昇する可能性があるが，窒素注入は事象発生から約 84 時間後に開始するため，代替循環冷却系による格納容器減圧及び除熱操作によって格納容器雰囲気は除熱されており，窒素温度は格納容器雰囲気温度よりも低いことから，窒素注入によって格納容器雰囲気温度が上昇することはなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。30℃未満の場合は，注入される窒素の密度が大きくなり窒素注入開始後の格納容器圧力の上昇が速くなるが，操作手順（格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達後に窒素注入を停止すること）に変わりはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

島根原子力発電所　２号炉

表２　解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響
（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用する場合）））（４／４）

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ 解析条件	最確条件	条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
機器条件	原子炉スクラム信号	事象発生と同時にスクラム	事象発生と同時にスクラム	事象発生と同時にスクラムするものとして設定	解析条件と最確条件が同様であり，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であり，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	原子炉水位低（レベル２）	主蒸気が格納容器内に保持される厳しい条件として設定	最確条件とした場合には，逃がし安全弁を通じて格納容器内に放出される蒸気量が減少することから，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが，操作手順に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい	最確条件とした場合には，逃がし安全弁を通じて格納容器内に放出される蒸気量が減少することから，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	再循環ポンプ	事象発生と同時に停止	事象発生と同時に停止	全交流動力電源喪失によるポンプ停止を踏まえて設定	解析条件と最確条件が同様であり，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であり，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	低圧原子炉代替注水系（常設）	200m³/h（1.00MPa[gage]において）で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	200m³/h（1.00MPa[gage]において）で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	低圧原子炉代替注水系（常設）の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性），原子炉水位の回復は早くなり，格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが，格納容器圧力及び温度上昇に有意な影響を与えないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	残留熱代替除去系	循環流量は，全体で150m³/hとし，原子炉へ30m³/h，格納容器スプレイへ120m³/hにて流量を分配	循環流量は，全体で150m³/hとし，原子炉へ30m³/h，格納容器スプレイへ120m³/hにて流量を分配	残留熱代替除去系の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが，操作手順に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合，原子炉水位の回復は早くなり，格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉補機代替冷却系	残留熱代替除去系から原子炉補機代替冷却系への伝熱容量：約７MW （サプレッション・プール水温度：100℃，海水温度30℃において）	残留熱代替除去系から原子炉補機代替冷却系への伝熱容量：約７MW （サプレッション・プール水温度：100℃，海水温度30℃において）	原子炉補機代替冷却系の設計値として設定	解析条件と最確条件が同様であり，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であり，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	可搬式窒素供給装置	窒素ガス 99.9Nm³／h及び酸素ガス 0.1Nm³／hの流量で窒素供給 ガス温度：35℃	総注入流量：100Nm³／h ・窒素：99Nm³／h ・酸素：１Nm³／h ガス温度：０～60℃	総注入量は格納容器内の酸素濃度の上昇抑制に必要な流量として設定 酸素注入流量は純度 99.9%を考慮して残り全てを酸素として設定 ガス温度は気象条件を考慮して設定	機器条件の可搬式窒素供給装置は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得る。35℃より高い場合は，格納容器温度が上昇する可能性があるが，本評価事故シーケンスでは，格納容器温度を起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。35℃未満の場合は，注入される窒素の密度が大きくなり窒素注入開始後の格納容器圧力の上昇が速くなるが，操作手順に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	機器条件の可搬式窒素供給装置は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得る。35℃より高い場合は，格納容器温度が上昇する可能性があるが，窒素温度は格納容器温度よりも低いことから，窒素注入によって格納容器温度が上昇することはなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。35℃未満の場合は，注入される窒素の密度が大きくなり窒素注入開始後の格納容器圧力の上昇が速くなるが，操作手順に変わりはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

表3　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（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）(1/5)

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ：解析上の操作開始時間	解析条件（操作条件）の不確かさ：条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	事象発生70分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定	【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機による非常用高圧母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断し，これにより常設代替交流電源設備及び低圧代替注水系（常設）の準備を開始する手順としている。この認知に係る時間として10分間を想定しているため，認知遅れ等により操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 常設代替交流電源設備からの受電操作のために，中央制御室にて常設代替交流電源設備の起動操作及び受電準備を行う運転員と，現場にて常設代替交流電源設備からの受電準備及び受電操作を行う運転員（現場）が配置されている。常設代替交流電源設備の起動操作及び受電準備を行っている期間，他の操作を担っていない。このため，要員配置が操作開始時間に与える影響はなし。また，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については，中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員（現場）は，中央制御室から操作現場である原子炉建屋地下1階及びコントロール建屋地下1階までそれぞれ5分間程度で移動可能であるため，移動が操作開始時間に与える影響はない。また，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については中央制御室内での操作のみであり，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員，常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員及び運転員（現場），非常用高圧母線の受電操作を行う運転員（現場）の操作内容及び操作所要時間は以下のとおり。これらの作業は並行して行うため，操作所要時間は最長で50分間となる。 ［起動操作等を行う運転員：操作所要時間；合計15分間］ ● 中央制御室における常設代替交流電源設備の起動前準備及び起動操作の所要時間に10分間を想定 ● 常設代替交流電源設備側の遮断器操作の所要時間に5分間を想定 ［非常用高圧母線D系の受電準備を行う運転員(現場)：操作所要時間；合計15分間］ ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切り離し操作を行う。操作の所要時間は15分間を想定 ［非常用高圧母線D系の受電準備を行う運転員（中央制御室）：操作所要時間；合計15分間］ ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切り離し及び操作スイッチの切保持等の所要時間に15分間を想定 ［非常用高圧母線D系の受電操作を行う運転員(現場)：操作所要時間；合計5分間］ ● 常設代替交流電源設備の起動及び緊急用交流高圧母線の遮断器の投入後の非常用高圧母線の受電操作の所要時間に5分間を想定 ［非常用高圧母線C系の受電準備を行う運転員(現場)：操作所要時間；合計25分間］ ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切り離し操作を行う。操作の所要時間は25分間を想定 ［非常用高圧母線C系の受電準備を行う運転員（中央制御室）：操作所要時間；合計10分間］ ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切り離し及び操作スイッチの切保持等の所要時間に10分間を想定 ［非常用高圧母線C系の受電操作を行う運転員(現場)：操作所要時間；合計5分間］ ● 常設代替交流電源設備の起動及び緊急用交流高圧母線の遮断器の投入後の非常用高圧母線の受電操作の所要時間に5分間を想定 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作は，復水補給水系の隔離弁（1弁）の閉操作による系統構成，低圧代替注水系（常設）の追加起動であり，いずれも中央制御室における制御盤の操作スイッチによる操作のため，1操作に1分間を想定し，合計2分間であり，それに時間余裕を含めて操作時間5分を想定。 【他の並列操作有無】 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員と受電準備を行う運転員の並列操作はあるが，それを加味して操作の所要時間を算定しているため，操作開始時間に与える影響はない。また，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，常設代替交流電源設備からの非常用高圧母線への受電操作と同時に実施する。 【操作の確実さ】 現場操作は，操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また，中央制御室内の制御盤操作は，操作スイッチによる簡易な操作のため，誤操作は起こりにくく，そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	常設代替交流電源設備からの受電操作について実態の運転操作時間に基づき解析上の想定時間を設定していることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 なお，有効性評価では2系列の非常用高圧母線の電源回復を想定しているが，低圧代替注水系(常設)は非常用高圧母線D系の電源回復後に実施可能であり，この場合も原子炉注水の開始時間が早くなる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作については，復水移送ポンプの起動操作が常設代替交流電源設備からの受電操作の影響を受けるが，低圧代替注水系(常設)は非常用高圧母線D系の電源回復後に実施可能であり，この場合も原子炉注水の開始時間が早くなる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる	常設代替交流電源設備からの受電操作について，解析上の原子炉注水開始時間(70分後)は準備操作に時間余裕を含めて設定されており，原子炉水位の回復は早くなる可能性があるが，ジルコニウム－水反応量により発熱量が増加する等の影響があるため，格納容器圧力及び温度の上昇に大きな差異はない。また，原子炉注水操作は，代替格納容器スプレイとの切替え操作であり，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	事象発生から90分後（操作開始時間20分程度の遅れ）までに常設代替交流電源設備からの受電操作を行い低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始できれば，損傷炉心は炉心位置に保持され，評価項目を満足する結果となることから，時間余裕がある。	常設代替交流電源設備からの受電操作は，訓練実績等より，運転員による常設代替交流電源設備の起動操作，並びに現場及び中央制御室の運転員による受電前準備及び受電操作を並行して実施し，約50分で常設代替交流電源設備からの受電が実施可能であることを確認した。 低圧代替注水系（常設）の操作は，訓練実績等より，復水移送ポンプを起動し，低圧代替注水系(常設)の原子炉注水のための系統構成を約2分で操作可能である見込みを得た。 非常用高圧母線D系の電源回復後に実施することで事象発生後約45分に原子炉注水操作の開始が実施可能なことを確認した。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

第３表　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（1／2）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ：解析条件	解析条件（操作条件）の不確かさ：条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	事象発生25分後	中央制御室における常設代替高圧電源装置，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して設定	【認知】 中央制御室にて，外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断し，これにより，常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作及び低圧代替注水系（常設）等の起動操作を開始する手順としている。この認知に係る時間として10分間を想定しているため，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，当直運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 中央制御室での操作のみであり，当直運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗），常設代替高圧電源装置の起動操作，緊急用母線の受電操作，低圧代替注水系（常設）等の起動操作を行う当直運転員の操作内容及び操作所要時間は以下のとおり，これらの作業は一連の操作として行うため，操作所要時間は最長で15分間となる ●非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）に係る時間として2分を想定 ●常設代替高圧電源装置の起動操作及び緊急用母線の受電操作として1分を想定 ●低圧代替注水系（常設）等の起動操作として9分を想定 【他の並列操作有無】 当該操作に対応する当直運転員に他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため，誤操作は起こりにくく，そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	状況判断から原子炉注水操作までは一連の操作として実施し，同一の運転員による並列操作はなく，操作所要時間を踏まえて解析上の想定時間を設定していることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は操作所要時間に余裕を含めて設定されており，原子炉水位の回復は早くなる可能性はあるが，ジルコニウム－水反応量により発熱量が増加する等の影響があるため，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇に大きな差異はない。また，代替格納容器スプレイ操作と原子炉注水操作は，流量分配により同時に実施する操作であり，事象進展は比較的変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	事象発生から50分後（操作開始時間の25分の遅れ）までに常設代替高圧電源装置からの受電操作を行い代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始できれば，損傷炉心は炉心位置に保持され，評価項目を満足する結果となることから，時間余裕がある。	中央制御室における操作のため，シミュレータ（模擬操作含む）にて訓練実績を取得。 解析上において，10分間の認知時間後に操作開始し，低圧代替注水系（常設）等の起動操作までを15分としているところ，訓練実績では操作開始から約15分。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
	緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作及び代替循環冷却系による格納容器減圧及び除熱操作	事象発生90分後	中央制御室における緊急用海水系及び代替循環冷却系の準備時間を考慮して設定	【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断し，これにより緊急用海水系の起動準備を開始する手順としている。そのため，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり，当直運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 中央制御室における操作は，ポンプ起動，系統構成にかかる時間として緊急用海水系の起動に20分，代替循環冷却系の起動に30分を想定しており，操作時間に余裕を確保している。 【他の並列操作有無】 並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため，誤操作は起こりにくく，そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	代替循環冷却系の運転は事象発生90分後に開始することとしているが，時間余裕を含めて設定されているため操作の不確かさが操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。 また，本操作の操作開始時間は，操作所要時間を踏まえて解析上の想定時間を設定したものであり，緊急用海水系の操作開始時間が早まれば，代替循環冷却系の操作開始時間も早まる可能性があり，代替循環冷却系の運転開始時間も早まるが，その他の操作と並列して実施する場合でも，順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。	緊急用海水系の操作開始時間が早まった場合には，代替循環冷却系による格納容器除熱操作も早まる可能性があり，格納容器圧力及び雰囲気温度を早期に低下させる可能性があることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	本操作開始までの時間は操作所要時間を踏まえて解析上の想定時間を設定したものであり，時間余裕がある。 なお，本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも，格納容器圧力が限界圧力0.62MPa[gage]に到達するまでの時間は事象発生から約14時間後であり，約12時間の余裕があることから，時間余裕がある。	中央制御室における操作のため，シミュレータ（模擬操作含む）にて訓練実績を取得。 訓練では緊急用海水系起動に約16分，代替循環冷却系起動に約27分。 想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

島根原子力発電所　２号炉

表３　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（残留熱代替除去系を使用する場合）（１／４）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ：解析上の操作開始時間	解析条件（操作条件）の不確かさ：条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作余裕時間	訓練実績等
操作条件	常設代替交流電源設備の起動，受電及び低圧原子炉代替注水系（常設）起動，系統構成	事象発生30分後	全交流動力電源喪失等を確認後に実施するが，事象判断の時間を考慮して，事象発生から10分後に開始し，操作時間は20分間として設定	【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の非常用高圧系統の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断し，常設代替交流電源設備を起動し，原子炉注水手段が確保されていないことを確認した場合には低圧原子炉代替注水系（常設）による注水準備をする手順としている。この全交流動力電源喪失等の認知に係る時間として10分間を想定している。そのため，認知遅れ等により操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 低圧原子炉代替注水系（常設）による注水のために，中央および現場にて常設代替交流電源設備の起動，受電及び低圧原子炉代替注水系（常設）の系統構成を行う運転員が配置されている。現場にて注水弁の電源切替操作を行う運転員はそれぞれ操作を行っている期間，他の操作を担っていない。このため，要員配置が操作開始時間に与える影響はなし。 【移動・操作所要時間】 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水準備として，中央制御室にて常設代替交流電源設備の起動，受電，漏えい箇所隔離操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）の系統構成をしたのち，現場にて注水弁の開操作をすることにより原子炉への注水を行う。この間，現場にて注水弁の電源切替を行う。 ・中央制御室における常設代替交流電源設備の起動，受電に10分程度，漏えい箇所隔離操作，低圧原子炉代替注水系（常設）の系統構成を10分程度と想定。 ・現場にて行う注水弁の電源切替操作を20分程度と想定。 現場にて行う電源切替操作は，常設代替交流電源設備の起動，受電後行う操作であるが，中央制御室での漏えい箇所隔離操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）の系統構成と並行して行える操作であり，また，操作時間が短いことから本操作により中央制御室での操作所要時間が影響を受けることはない。 よって，認知時間及び操作所要時間を考慮して，事象発生から30分後に原子炉注水を開始することとしている。 【他の並列操作有無】 上述のとおり，原子炉注水までに行う操作は並列操作となるが，それを加味して操作所要時間を算定しているため，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 運転員の現場操作は，操作の信頼性の向上や要員の安全のため２人１組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また，中央制御室内での操作は操作盤での簡易な操作であるため，誤操作は起こりにくく，そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	早期の電源回復不可の判断，常設代替交流電源設備の起動，受電操作，低圧原子炉代替注水系（常設）の系統構成を，実態の運転操作時間に基づき解析上の想定時間を設定していることから，運転員等操作開始時間に与える影響はない。	実態の操作開始時間に基づき解析上の想定時間を設定している。実態の操作開始時間が解析上の設定よりも早くなった場合に，原子炉水位の回復は早くなる可能性があるが，ジルコニウム－水反応量に加する等の影響があるため，格納容器圧力及び温度の上昇に大きな差異はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	事象発生から60分後（操作開始時間の30分程度の遅れ）までに常設代替交流電源設備からの受電操作を行い，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水が開始できれば，評価項目を満足する結果となり，時間余裕がある。（添付資料3.1.3.7）	解析上は作業成立性を踏まえ事象発生から30分後としており，このうち，注水弁の電源切替操作は，所要時間20分想定のところ，訓練実績では約８分である。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

備　　考

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　（2017.12.20版）

表3　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（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）(2/5)

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ：解析上の操作開始時間	解析条件（操作条件）の不確かさ：条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	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	破断口まで水位回復後，格納容器温度190℃到達時	原子炉格納容器の限界温度到達防止を踏まえて設定	【認知】 格納容器スプレイの操作実施基準（炉心冠水後かつ格納容器温度190℃）に到達するのは事象発生約2時間後であり，それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし． 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はなし． 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，操作開始時間に与える影響はなし． 【操作所要時間】 低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却系（常設）への切替えは制御盤の操作スイッチによる操作のため，簡易な操作である．操作時間は特に設定していないが，格納容器の緩やかな圧力上昇に対して操作開始時間は十分に短い。 【他の並列操作有無】 原子炉への注水が優先であり，原子炉水位が破断口高さ到達後に，低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却系（常設）へ切り替えることとしており，原子炉注水の状況により，代替格納容器スプレイの操作開始時間は変動しうる。 【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため，誤操作は起こりにくく，そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	解析結果は原子炉水位が破断口高さまで水位回復前に既に格納容器温度は190℃を超えており，実態の操作も原子炉水位が破断口高さまで水位回復後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイへ切り替えることとしており，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。代替格納容器スプレイへの切替え後，原子炉水位が原子炉水位低（レベル1）まで低下した場合，低圧代替注水系（常設）へ切替えを行う。当該操作開始時間は，解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。また，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	代替格納容器スプレイの操作開始は原子炉水位が破断口高さまで水位回復後，格納容器温度が190℃に到達時となり，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	事象発生から90分後（操作開始時間20分程度の遅れ）に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始した場合の解析では，格納容器スプレイ開始のタイミングは約2.3時間後であるため，現行の2時間に対して約20分程度の準備時間を確保できることから，時間余裕がある。	訓練実績等より，復水移送ポンプの起動を確認し，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却のための系統構成に約2分で操作可能である見込みを得た。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

東海第二発電所　（2018.9.12版）

第3表　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（2／2）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ：解析条件	解析条件（操作条件）の不確かさ：条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作	格納容器内酸素濃度が4.0vol%（ドライ条件）に到達時	格納容器内酸素濃度がベント基準である4.3vol%（ドライ条件）到達を防止する観点で設定	【認知】 事故時には重要監視パラメータである格納容器内酸素濃度を継続監視しており，また，可搬型窒素供給装置の移動及びホース敷設等は，格納容器内酸素濃度が3.5vol%（ドライ条件）に到達する事象発生から約62時間後に開始となるのに対して，窒素注入操作の実施基準（格納容器内酸素濃度4.0vol%（ドライ条件））に到達するのは事象発生約84時間後であり，比較的緩やかなパラメータ変化であることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 現場での操作は，中央制御室の当直運転員とは別に現場操作を行う重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は，操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから，要員配置が操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 窒素注入に用いる可搬型窒素供給装置は車両であり，自走にて作業場所へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象で，アクセスルートに被害がある場合でも，ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。重大事故等対応要員は，格納容器内酸素濃度が3.5vol%（ドライ条件）に到達する事象発生から約62時間後に移動を開始するが，移動にかかる所要時間は約1時間であり，窒素注入開始時間の事象発生から約84時間後までに余裕時間があることから，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 作業場所への移動完了後，可搬型窒素供給装置の準備，ホース敷設等として120分を想定している。本操作は，作業場所への移動完了後に開始し，格納容器内酸素濃度が4.0vol%（ドライ条件）に到達する予定時刻の約21時間前から実施する。よって，操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 重大事故等対応要員の現場操作は，操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作開始時間に影響を及ぼす可能性は小さい。	格納容器内への窒素注入の実施基準である格納容器内酸素濃度4.0vol%（ドライ条件））到達は事象発生から約81時間後であるのに対し，可搬型窒素供給装置の移動及びホース敷設等は格納容器内酸素濃度が3.5vol%（ドライ条件）到達時（事象発生から約62時間後）に開始し約3時間で準備完了するため，十分な余裕時間があることから，操作開始時間に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	格納容器内への窒素注入の実施基準である格納容器内酸素濃度4.0vol%（ドライ条件））到達は事象発生から約84時間後であるのに対し，可搬型窒素供給装置の移動及びホース敷設等は格納容器内酸素濃度が3.5vol%（ドライ条件）到達時（事象発生から約62時間後）に開始し約3時間で準備完了するため，十分な余裕時間があることから，操作開始時間に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	格納容器内への窒素注入の実施基準である格納容器内酸素濃度4.0vol%（ドライ条件））到達は事象発生から約84時間後であるのに対し，可搬型窒素供給装置の移動及びホース敷設等は格納容器内酸素濃度が3.5vol%（ドライ条件）到達時（事象発生から約62時間後）に開始し約3時間で準備完了するため，十分な準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	格納容器内への窒素注入は，移動も含め所要時間を180分と想定しているところ，訓練実績等により約176分に実施可能なことを確認した。
	タンクローリによる燃料給油操作	事象発生から81時間以降，適宜	可搬型窒素供給装置への燃料給油操作は，解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業 各機器の使用開始時間を踏まえて設定	可搬型窒素供給装置への燃料給油操作開始までの時間は，事象発生から約81時間あり十分な時間余裕がある。	－	－	－	可搬型窒素供給装置への燃料給油は，想定所要時間90分のところ，訓練実績等により約80分に実施可能なことを確認した

島根原子力発電所　2号炉

表3　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（残留熱代替除去系を使用する場合）（2／4）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ：解析上の操作開始時間	解析条件（操作条件）の不確かさ：条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作余裕時間	訓練実績等
操作条件	低圧原子炉代替注水槽への水補給	事象発生2時間30分後	低圧原子炉代替注水槽への水補給は解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業 作業成立性を踏まえ設定	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から2時間30分後から開始としているが，低圧原子炉代替注水槽の水源枯渇までに実施すれば良い作業であり，低圧原子炉代替注水槽の保有水のみで事象発生から約21時間後まで注水可能であることから十分な時間余裕がある。	－	－	－	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から2時間30分後としており，このうち，輪谷貯水槽から低圧原子炉代替注水槽への補給の系統構成は，所要時間2時間10分想定のところ，訓練実績では約1時間33分である。想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。
	低圧原子炉代替注水槽への水補給を行う大量送水車等への燃料補給	事象発生2時間30分後	送水車等への燃料補給は解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業 作業成立性を踏まえ設定	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から2時間30分後から開始としているが，低圧原子炉代替注水槽の水源枯渇までに実施すれば良い作業であり，低圧原子炉代替注水槽の保有水のみで事象発生から約21時間後まで注水可能であることから十分な時間余裕がある。	－	－	－	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から約2時間30分後としており，このうち，大量送水車への給油作業は，所要時間1時間40分想定のところ訓練実績では約1時間30分である。想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。

備　　考

表3　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（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）（3/5）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	復水貯蔵槽への補給	事象発生から12時間後	可搬型設備に関して，事象発生から12時間までは，その機能に期待しないと設定	復水貯蔵槽への補給までの時間は，事象発生から12時間あり十分な時間余裕がある。	－	－	－	復水貯蔵槽への補給は，淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ（A-2級）を用いて実施する。可搬型代替注水ポンプ（A-2級）の配置，淡水貯水池から復水貯蔵槽への補給のホース敷設等の注水準備は，所要時間380分想定のところ，訓練実績等により約345分であり，想定で並列している作業が実施可能なことを確認した。
	各機器への給油（可搬型代替注水ポンプ（A-2級），電源車，大容量送水車（熱交換器ユニット用）及び常設代替交流電源設備）	事象発生から12時間後以降，適宜	各機器への給油は，解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業。各機器の使用開始時間を踏まえて設定	各機器への給油開始までの時間は，事象発生から12時間あり十分な時間余裕がある。	－	－	－	有効性評価では，復水貯蔵槽への補給用の可搬型代替注水ポンプ（A-2級）（6号及び7号炉：各4台），代替原子炉補機冷却系用の電源車（6号及び7号炉：各2台）及び大容量送水車（熱交換器ユニット用）（6号及び7号炉：各1台），及び常設代替交流電源設備（6号及び7号炉：各1台）への給油を期待している。 各機器への給油並備作業について，可搬型代替注水ポンプ（A-2級），電源車及び大容量送水車（熱交換器ユニット用）への給油準備（現場移動開始からタンクローリ（1kL，16kL）への補給完了まで）は，所要時間140分のところ訓練実績等では約98分，常設代替交流電源設備への給油準備は，所要時間120分のところ訓練実施等では約111分で実施可能なことを確認した。 また，各機器への給油作業は，各機器の燃料が枯渇しない時間間隔（許容時間）以内で実施することとしている。 可搬型代替注水ポンプ（A-2級）への給油作業は，許容時間180分のところ訓練実績等では約98分，電源車及び大容量送水車（熱交換器ユニット用）への給油作業は，許容時間120分のところ訓練実績等では約108分，常設代替交流電源設備への給油作業は，許容時間16時間のところ訓練実績等では約262分であり，許容時間内で要図している作業が実施可能であることを確認した。

表3　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（残留熱代替除去系を使用する場合）（3／4）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作余裕時間	訓練実績等
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	原子炉補機代替冷却系及び代替熱除去系による原子炉格納容器除熱操作	事象発生10時間後	原子炉補機代替冷却系の準備時間を考慮し設定	【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断し，これにより原子炉補機代替冷却系及び残留熱代替除去系の準備を開始する手順としているため，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 残留熱代替除去系及び原子炉補機代替冷却系による格納容器除熱のために，中央制御室での操作及び現場にて弁操作を行う運転員と，大型送水ポンプ車による移動式代替熱交換設備への海水補給，移動式代替熱交換設備による冷却水供給のホース敷設，接続等を行う復旧班要員が配置されている。ホース敷設，接続等は現場にて復旧班要員が実施することとなるが，本操作を行う要員は，操作が終わるまで他の操作は行わない。このため，要員配置が操作開始時期に与える影響はなし。 【移動・操作所要時間】 残留熱代替除去系及び原子炉補機代替冷却系による格納容器除熱開始では，常設代替交流電源設備による電源確保，原子炉補機代替冷却系運転のための大型送水ポンプ車による移動式代替熱交換設備への海水補給，移動式代替熱交換設備による冷却水供給を行うことにより，電源及び冷却水を確保したうえで残留熱代替除去系の起動操作を行う。 ［常設代替交流電源設備による電源確保］ 中央制御室にて運転員が行う操作であり，常設代替交流電源設備の起動，受電操作に10分，非常用高圧母線への受電操作に1時間10分（準備1時間，操作10分）の合計1時間20分で実施すると設定した。 ［原子炉補機代替冷却系準備操作］ 原子炉補機代替冷却系を通じて崩壊熱の除去，補機冷却のための冷却水を供給するための操作である。移動式代替熱交換設備の冷却水として大型送水ポンプ車にて海水を供給するためのホース敷設，接続，崩壊熱の除去，補機冷却のための冷却水供給のためのホース敷設，接続等を現場にて復旧班要員が行うものであり，本操作は7時間20分（移動含む）で実施すると設定し，冷却ポンプのためのケーブル接続，受電に1時間30分（移動含む）を設定した。また，現場（原子炉建物内）にて運転員が弁操作を1時間40分（移動含む）にて行うことを設定した。復旧班要員によるホース敷設，ケーブル接続，運転員による系統構成は並列操作であるが，独立して行える操作であることから並列操作を行うことにより操作時間が長くなることはないため，事象発生から9時間50分で移動式代替熱交換設備による冷却水供給の準備を行うと設定した。 常設代替交流電源設備による電源確保，原子炉補機代替冷却系準備操作は独立して行える操作であることから並列操作を行うことにより操作時間が長くなることはないため，事象発生9時間50分後から中央制御室にて運転員が10分程度の操作時間で残留熱代替除去系を起動し，10時間後から残留熱代替除去系により格納容器除熱を開始するものとして設定した。 【他の並列操作】 上述のとおり，残留熱代替除去系の起動操作までに行う操作は並列操作となるが，それを加味して操作所要時間を算定しているため，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 復旧班要員，運転員の現場操作は，操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また，中央制御室内での操作は操作盤での簡易な操作であるため，誤操作は起こりにくく，そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	解析上の操作開始時間として事象発生から10時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の想定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。また，本操作の操作開始時間は，原子炉補機代替冷却系の準備期間を考慮して設定したものであり，原子炉補機代替冷却系の操作開始時間が早まれば，本操作の操作開始時間も早まる可能性があり，残留熱代替除去系の運転開始時間も早まることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	原子炉補機代替冷却系運転開始までの時間は，事象発生から10時間あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。なお，本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも，原子炉格納容器の限界圧力に到達しないより低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水の継続及び格納容器圧力が640kPa[gage]に到達した場合には格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイを行うこととなる。格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイは，サプレッション・プール水位が通常水位＋約1.3m到達時点で格納容器スプレイを停止し，格納容器フィルタベント系による格納容器除熱を実施する。サプレッション・プール水位が通常水位＋約1.3mに到達するまでの時間は，事象発生から約32時間あり，約22時間以上の余裕があることから，時間余裕がある。	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から10時間後としており，このうち，原子炉補機代替冷却系の準備操作（資機材配置及びホース施設，起動及び系統水張り）は，所要時間7時間20分想定のところ，訓練実績では約5時間31分，残留熱代替除去系の準備操作（中央制御室系統構成）は，所要時間30分想定のところ約12分である。想定で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

表3　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（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）（4/5）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生20時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定	【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断し，これにより代替原子炉補機冷却系の準備を開始する手順としているため，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 代替原子炉補機冷却系の準備操作は，現場にて原子炉補機冷却水系の系統構成を行う運転員（現場）と，代替原子炉補機冷却系の移動，感knを行う当任の緊急時対策要員（事故後10時間以降の参集要員）が配置されている。運転員（現場）は，代替原子炉補機冷却系運転のための系統構成を行っている期間，他の操作を担っていない。よって，操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 代替原子炉補機冷却系に用いる代替熱交換器車，電源車等は車両であり，牽引または自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に，アクセスルートの被害があっても，ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる省庁の体制としており，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 緊急時対策要員の準備操作は，各機器の設置作業及び弁・スイッチ類の操作に移動時間を含めて10時間の作業時間を想定しているが，訓練実績を踏まえると，より早期に準備操作が完了する見込みである。また，運転員（現場）の行う現場系統構成は，操作対象が10弁程度であり，操作場所は原子炉建屋及びタービン建屋海水熱交換器エリア及びコントロール建屋となるが，1弁あたりの操作時間に移動時間含めて10分程度を想定しており，これに余裕を含めて3時間の操作時間を想定している。よって，操作開始時間に与える影響はない。 【他の並列操作有無】 緊急時対策要員による準備操作及び運転員（現場）の系統構成は並列操作可能なため，両者が干渉して操作開始時間が遅くなることはない。よって，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 現場操作は，操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	代替原子炉補機冷却系の準備は，緊急時対策要員の参集に10時間，その後の作業に10時間の合計20時間を想定しているが，準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があるため，操作開始時間が早まる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があり，格納容器圧力及び温度を早期に低下させる可能性があることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は，事象発生から20時間あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。なお，本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも，原子炉格納容器の限界圧力に到達しないよう継続して低圧代替注水系（常設）による原子炉圧水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイを行うこととなる。代替格納容器スプレイは，ベントラインの水没防止のために，格納容器ベントに伴うサプレッション・チェンバ・プール水位の上昇を考慮しても，サプレッション・チェンバ・プール水位がベントライン lm を超えないように格納容器スプレイを停止する。原子炉格納容器の限界圧力0.62MPa［gage］に至るまでの時間は，事象発生から約38時間あり，約15時間以上の余裕があることから，時間余裕がある。	訓練実績等より，運転員（現場）の行う現場系統構成は，想定より早い約2時間で実施可能であることを確認した。また，代替原子炉補機冷却系の移動・配置，フランジ接続，及び電源車のケーブル接続等を含め，想定より早い約9時間で代替原子炉補機冷却系が運転開始可能であることを確認した。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

表3　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（残留熱代替除去系を使用する場合）（4/4）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作余裕時間	訓練実績等
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	可搬式窒素供給装置による格納容器内窒素供給操作	事象発生 12 時間後	原子炉補機代替冷却系及び可搬式窒素供給装置の準備時間を考慮して設定	【認知】 原子炉補機代替冷却系の準備が完了後準備を開始する手順としているため，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 可搬型窒素供給装置による格納容器内窒素供給のために，現場にて可搬式窒素供給装置の準備，起動を行う復旧班要員が配置されている。現場にて復旧班要員が実施することとなるが，本操作を行う要員は，操作が終わるまで他の操作は行わない。このため，要員配置が操作開始時期に与える影響はなし。 【移動・操作所要時間】 現場での復旧班要員によるホース敷設等の格納容器内窒素供給準備操作は移動時間等を含め 1 時間 40 分で行うことにより，事象発生から 11 時間 40 分で窒素供給準備を完了することを想定している。以上より，移動・操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作】 現場にて復旧班要員が可搬型窒素供給装置による格納容器内窒素供給のための準備操作を行ったのち，現場にて復旧班要員が弁操作を行うことにより窒素供給は開始される。当該操作を行う復旧班要員に窒素供給開始時に他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 復旧班要員の現場操作は，操作の信頼性の向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	解析上の操作開始時間として事象発生から 12 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の想定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。また，本操作の操作開始時間は，原子炉補機代替冷却系の準備期間を考慮して設定したものであり，原子炉補機代替冷却系の操作開始時間が早まれば，本操作の操作開始時間も早まる可能性があり，残留熱代替除去系の運転開始時間も早まることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	可搬型窒素供給装置による格納容器内窒素供給開始までの時間は，事象発生から 12 時間あり，準備時間が確保できることから，本操作には時間余裕がある。なお，本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも，酸素濃度が可燃限界に到達しないよう監視し，酸素ベント基準に到達した場合には格納容器ベントにより水素ガス及び酸素ガスの排出を行うこととなる。	評価上は作業成立性を踏まえ 12 時間後としており，このうち，可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内窒素供給準備は，所要時間 1 時間 40 分想定のところ，訓練実績では約 1 時間 28 分で実施可能なことを確認した。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　考

表3　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（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）(5/5)

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	代替循環冷却系による格納容器除熱操作	事象発生約 22.5 時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定	【認知】 残留熱除去系による格納容器除熱機能喪失を確認した後，故障原因調査・機能回復操作を実施するが，機能回復が遅れることを想定し，これらの対応と並行して代替循環冷却系の運転準備を判断するため，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし 【要員配置】 代替循環冷却系準備操作は，中央制御室における操作と現場における操作が必要であるが，現場にて代替循環冷却系の系統構成を行う運転員(現場)と，可搬型代替注水ポンプ（A－2 級）の移動，敷設を行う専任の緊急時対策要員（事故後 10 時間以降の参集要員）を配置しており，操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 運転員(現場)による現場移動は，照明喪失・資機材の転倒等によりアクセスに支障が出る場合があるが，事象発生 20 時間超の時間余裕があるためあらかじめ移動しておくことも可能であり，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 中央制御室における操作は，事前準備としての系統構成操作，代替循環冷却系運転開始直前操作（代替循環冷却系運転準備操作の系統構成のうち，事象発生 22 時間後以降の復水移送ポンプの全停に係る操作）及び代替循環冷却系運転開始操作の 3 操作がある。事前準備としての系統構成操作は事象発生 22 時間後迄にあらかじめ行うもので操作時間に余裕を確保している。代替循環冷却系運転開始直前操作は，復水移送ポンプ 2 台の停止操作に約 2 分を想定しており，電動弁 7 弁の操作に約 7 分を想定し，30 分間の操作時間に余裕を確保している。運転開始操作は 1 弁の操作に約 1 分を想定し，復水移送ポンプの起動後速やかに 2 弁による原子炉への注水操作及び格納容器スプレイ操作を約 4 分と想定しており，5 分間の操作時間を確保している。 運転員(現場)による現場操作は，事前準備としての系統構成操作と代替循環冷却系運転開始直前操作の 2 操作がある。事前準備としての系統構成（操作対象弁数は約 10 弁を想定）に必要な所要時間を約 2 時間と想定しており，20 時間後までの時間余裕を確保している。また，事象発生 20 時間後以降の 2 時間に行う現場の系統構成は，復水貯蔵槽出口弁 2 弁の開操作に約 30 分，復水移送ポンプ最小流量バイパス弁 3 弁閉操作に約 3 分を想定しており，事象発生 22 時間後まで移動時間，時間余裕を含め操作時間を確保している。代替循環冷却系運転開始直前操作は復水貯蔵槽出口弁 1 弁の閉操作に約 15 分，退避時間に約 10 分を想定しておりこれに時間余裕を含め 30 分間の操作時間を確保している。 また，代替循環冷却系運転開始直前操作にて復水移送ポンプを停止している 30 分間に緊急時対策要員により可搬型代替注水ポンプ（A－2 級）を用いて原子炉への注水を行う。復水移送ポンプ停止前にホース敷設等の準備をしておき，復水移送ポンプ停止の約 20 分前から系統構成を行い，その後約 20 分間の注水を行う。 【他の並列操作有無】 運転員による現場操作は，代替原子炉補機冷却系の系統構成と並列操作する可能性があるが，本操作に 18 時間の余裕があるため操作開始時間に与える影響はなし。緊急時対策要員には他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はなし。また，本操作の操作開始時間は，代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定したものであり，代替原子炉補機冷却系の操作開始時間が早まれば，本操作の開始時間も早まる可能性がある。 【操作の確実さ】 中央制御室における操作は，制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため，誤操作は起こりにくく，そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また，現場操作は，操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	代替循環冷却系の運転は事象発生約 22.5 時間後に開始することとしているが，時間余裕を含めて設定されているため操作の不確かさが操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。また，本操作の操作開始時間は，代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定したものであり，代替原子炉補機冷却系の操作開始時間が早まれば，本操作の操作開始時間も早まる可能性があり，代替循環冷却系の運転開始時間も早まることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	代替原子炉補機冷却系の操作開始時間が早まった場合には，本操作も早まる可能性があり，格納容器圧力及び温度を早期に低下させる可能性があることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は，事象発生から 20 時間あり，代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱操作開始までの時間は事象発生から約 22.5 時間あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。なお，本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも，原子炉格納容器の限界圧力に到達しないよう継続して低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイを行うこととなる。代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイは，ベントラインの水没防止のために，格納容器ベントに伴うサプレッション・チェンバ・プール水位の上昇を考慮しても，サプレッション・チェンバ・プール水位がベントライン－1m を超えないように格納容器スプレイを停止する。原子炉格納容器の限界圧力 0.62MPa［gage］に至るまでの時間は，事象発生から約 38 時間あり，約 15 時間以上の余裕があることから，時間余裕がある。	訓練実績等より，代替循環冷却系による格納容器除熱操作の中で操作時間の時間的制約が厳しい代替循環冷却系運転開始直前操作の所要時間は，復水貯蔵槽出口弁 1 弁の閉操作及び操作終了後の現場運転員の退避時間を合わせて約 21 分。他の操作は事象発生20時間後までにあらかじめ準備が可能である。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
添付資料3.1.2.8 大破断LOCA を上回る規模のLOCA に対する格納容器破損防止対策の有効性について 地震により大破断LOCA を上回る規模のLOCA（以下「Excessive LOCA」という。）が発生した場合には，原子炉冷却材の流出による原子炉水位の低下が早く，かつ，非常用炉心冷却系が使用できない場合は，早期に炉心損傷に至ることとなり，炉心損傷防止対策を講じることは困難である。 Excessive LOCA は，原子炉冷却材圧力バウンダリとなる複数の配管が同時に破断する場合を想定するが，破断箇所により事象進展は大きく変わる。 炉心や原子炉格納容器への影響の観点から，破断箇所は，大きく以下の２通りに分類できる。 ・注水系配管破断の有無（注水可否） 非常用炉心冷却系や代替低圧注水系等による原子炉への注水が不可能となるため，原子炉水位低下による炉心損傷後は，原子炉圧力容器破損に至ることとなる。 ・TAF 下配管破断の有無 TAF より下に設置している配管が破断した場合，液相配管破断であることから原子炉冷却材の流出量が多く，原子炉水位の低下が早くなる。また，炉心の冠水を維持するためのバウンダリが喪失することから，原子炉注水に成功した場合でも破断面積や注水流量によっては炉心冠水を維持できない可能性がある。 上記をふまえ，事故の想定にあたり破断配管の選定を表１のとおり整理した。	添付資料3.1.2.12 大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡに対する格納容器破損防止対策の有効性について 大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（以下「Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ」という。）が発生した場合には，原子炉冷却材の流出による原子炉水位の低下が早く，かつ，非常用炉心冷却系が使用できない場合は，早期に炉心損傷に至ることとなり，炉心損傷防止対策を講じることは困難である。 Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡは，原子炉冷却材圧力バウンダリとなる複数の配管が同時に破断する場合を想定するが，破断箇所により事象進展は大きく変わる。炉心や格納容器への影響の観点から，破断箇所は大きく以下の２通りに分類できる。 ・注水系配管破断の有無（注水可否） 非常用炉心冷却系等による原子炉への注水が不可能となるため，原子炉水位低下による炉心損傷後は，原子炉圧力容器破損に至ることとなる。 ・燃料有効長頂部位置以下の配管破断の有無 燃料有効長頂部位置より下に設置している配管が破断した場合，液相配管破断であることから原子炉冷却材の流出量が多く，原子炉水位の低下が早くなる。また，炉心の冠水を維持するためのバウンダリが喪失することから，原子炉注水に成功した場合でも破断面積や注水流量によっては炉心冠水を維持できない可能性がある。 上記を踏まえ，事故の想定に当たり破断配管の選定を第１表のとおり整理した。	添付資料 3.1.2.7 大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡに対する格納容器破損防止対策の有効性について 地震により大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（以下「Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ」という。）が発生した場合には，原子炉冷却材の流出による原子炉水位の低下が早く，かつ，非常用炉心冷却系が使用できない場合は，早期に炉心損傷に至ることとなり，炉心損傷防止対策を講じることは困難である。 Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ は，原子炉冷却材圧力バウンダリとなる複数の配管が同時に破断する場合を想定するが，破断箇所により事象進展は大きく変わる。 炉心や原子炉格納容器への影響の観点から，破断箇所は，大きく以下の２通りに分類できる。 ・注水系配管破断の有無（注水可否） 非常用炉心冷却系や低圧原子炉代替注水系等による原子炉への注水が不可能となるため，原子炉水位低下による炉心損傷後は，原子炉圧力容器破損に至ることとなる。 ・ＴＡＦ下配管破断の有無 ＴＡＦより下に設置している配管が破断した場合，液相配管破断であることから原子炉冷却材の流出量が多く，原子炉水位の低下が早くなる。また，炉心の冠水を維持するためのバウンダリが喪失することから，原子炉注水に成功した場合でも破断面積や注水流量によっては炉心冠水を維持できない可能性がある。 上記をふまえ，事故の想定にあたり破断配管の選定を表１のとおり整理した。	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

表1　配管破断の選定

		TAF 下配管破断	
		無	有
注水配管破断	無	炉心の冠水を維持するためのバウンダリは喪失しないため Excessive LOCA 発生後の原子炉への注水が行われると，大破断 LOCA と同等程度の事象進展になると考えられる。	炉心の冠水を維持するためのバウンダリは喪失するが，Excessive LOCA 発生後の原子炉への注水を考慮すると，冠水するまでに要する時間は左記に比べて長くなるものの，大破断 LOCA と同等程度の事象進展になると考えられる。
	有	原子炉水位の低下は早まるが，「過渡事象＋高圧注水失敗－低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗」と同等程度の事象進展になると考えられる。	

表１より，破断箇所は包絡的な条件である注水系配管及びTAF下配管の両方が同時に破断した場合を想定した評価を実施することとする。

以上のように，破断箇所が異なることで事象進展は変わると考えられるものの，原子炉圧力容器から格納容器内へ放出されるエネルギは同じであり，長期的な挙動は大破断LOCA と同等と考えられるため，「大破断LOCA＋ECCS 注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」時と同様の格納容器破損防止対策が有効に機能することで，原子炉格納容器の閉じ込め機能を維持できるものと考えられる。

ここでは，「Excessive LOCA＋ECCS 注入機能喪失＋全交流動力電源喪失＋損傷炉心冷却失敗」について，格納容器破損防止対策が有効に機能することを確認するため，保守的に以下の配管が同時に破断することを想定した解析を実施する。

＜破断想定箇所＞

注水配管 （TAF 上配管）	主蒸気配管 給水配管 RIIR（SIIC）吸込配管 LPFL 注入配管 HPCF 注入配管
TAF 下配管	ドレン配管 計装配管

東海第二発電所（2018.9.12 版）

第1表　破断配管の選定

		燃料有効長頂部位置以下の配管破断	
		無	有
注水配管破断	無	炉心の冠水を維持するためのバウンダリは喪失しないためＥｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡ発生後の原子炉への注水が行われると，大破断ＬＯＣＡと同等程度の事象進展になると考えられる。	炉心の冠水を維持するためのバウンダリは喪失するが，ＥｘｃｅｓｓｉｖｅＬＯＣＡ発生後の原子炉への注水を考慮すると，冠水するまでに要する時間は左記に比べて長くなるものの，大破断ＬＯＣＡと同等程度の事象進展になると考えられる。
	有	原子炉水位の低下は早まるが，「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗＋炉心損傷後の手動減圧失敗＋ＤＣＨ」と同等程度の事象進展になると考えられる。	原子炉水位の低下は早まり，原子炉注水による炉心冷却もできず，かつ炉心の冠水を維持するためのバウンダリが喪失するため，事象進展は極端に早くなる。

第１表より，破断箇所は包絡的な条件である注水系配管及び燃料有効長頂部位置以下の配管が同時に破断した場合を想定した評価を実施することとする。

なお，破断箇所が異なることで事象進展は変わると考えられるものの，原子炉圧力容器から格納容器内へ放出されるエネルギは同程度であり，長期的な挙動は大破断ＬＯＣＡと同等と考えられるため，「大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」時と同様の格納容器破損防止対策が有効に機能することで，格納容器の閉じ込め機能を維持できるものと考えられる。

ここでは，「Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」について，格納容器破損防止対策が有効に機能することを確認するため，保守的に以下の配管が同時に破断することを想定した解析を実施する。

＜主な破断想定箇所＞

注水配管 燃料有効長頂部位置以上の配管	蒸気配管 給水配管 低圧注水系配管 低圧炉心スプレイ系配管 高圧炉心スプレイ系配管
燃料有効長頂部位置以下の配管	再循環系配管 底部ドレン配管

島根原子力発電所　２号炉

表１　配管破断の選定

		ＴＡＦ下配管破断	
		無	有
注水配管破断	無	炉心の冠水を維持するためのバウンダリは喪失しないため Excessive LOCA 発生後の原子炉への注水が行われると，大破断 LOCA と同等程度の事象進展になると考えられる。	炉心の冠水を維持するためのバウンダリは喪失するが，Excessive LOCA 発生後の原子炉への注水を考慮すると，冠水するまでに要する時間は左記に比べて長くなるものの，大破断 LOCA と同等程度の事象進展になると考えられる。
	有	原子炉水位の低下は早まるが，「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋炉心損傷後の原子炉注水（重大事故等対策を含む）失敗＋デブリ冷却失敗」と同等程度の事象進展になると考えられる。	原子炉水位の低下は早まり，原子炉注水による炉心冷却もできず，かつ，炉心の冠水を維持するためのバウンダリが喪失するため，事象進展は極端に早くなる。

表１より，破断箇所は包絡的な条件である注水系配管及びＴＡＦ下配管の両方が同時に破断した場合を想定した評価を実施することとする。

以上のように，破断箇所が異なることで事象進展は変わると考えられるものの，原子炉圧力容器から原子炉格納容器内へ放出されるエネルギは同じであり，長期的な挙動は大破断ＬＯＣＡ と同等と考えられるため，「冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋ＥＣＣＳ注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」時と同様の格納容器破損防止対策が有効に機能することで，原子炉格納容器の閉じ込め機能を維持できるものと考えられる。

ここでは，「Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ注入機能喪失＋全交流動力電源喪失＋炉心損傷後の原子炉注水（重大事故等対策を含む）失敗＋デブリ冷却失敗」について，格納容器破損防止対策が有効に機能することを確認するため，保守的に以下の配管が同時に破断することを想定した解析を実施する。

＜破断想定箇所＞

注水配管 （ＴΛＦ上配管）	主蒸気配管 給水配管 高圧炉心スプレイ系配管 低圧炉心スプレイ系配管 低圧注水系配管
ＴΛＦ下配管	再循環配管 底部ドレン配管 計装配管

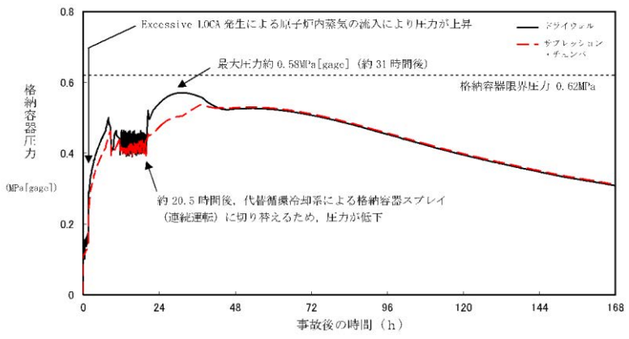
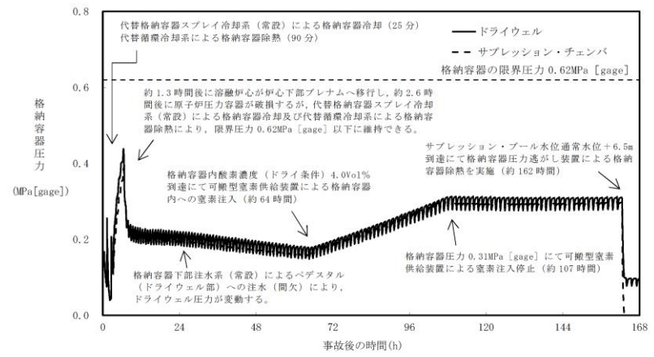
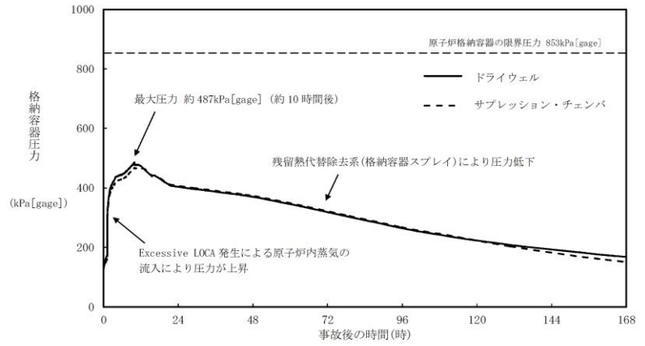
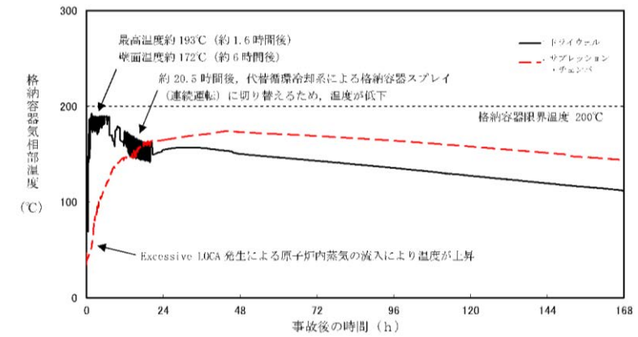
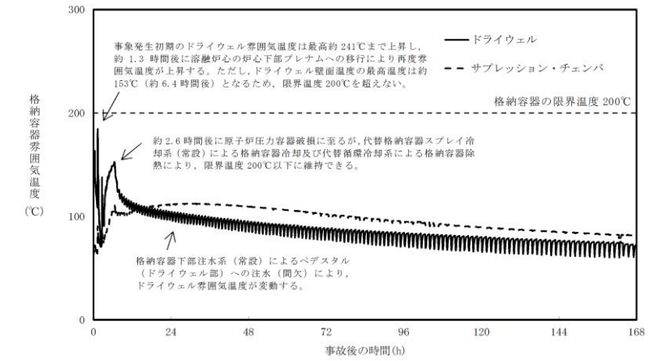
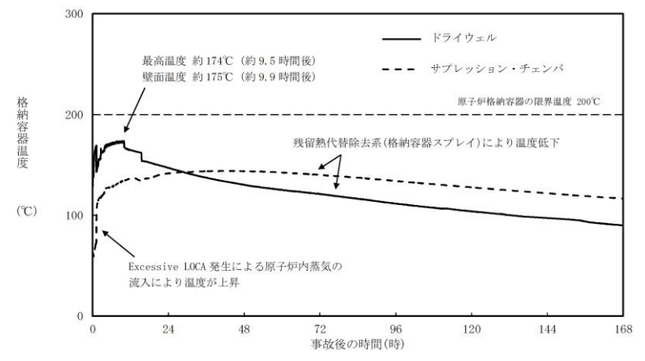
備考

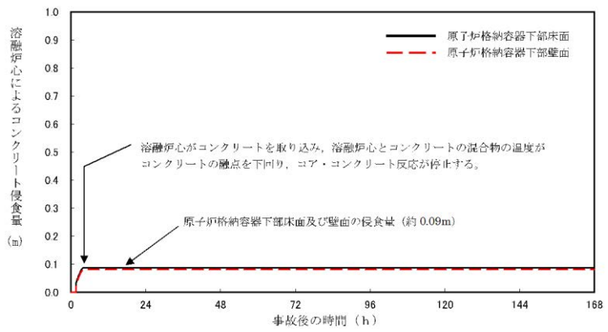
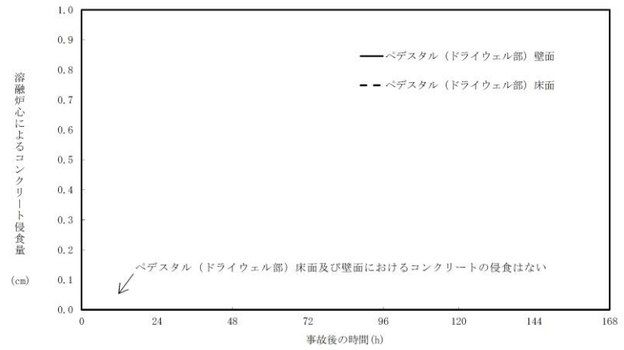
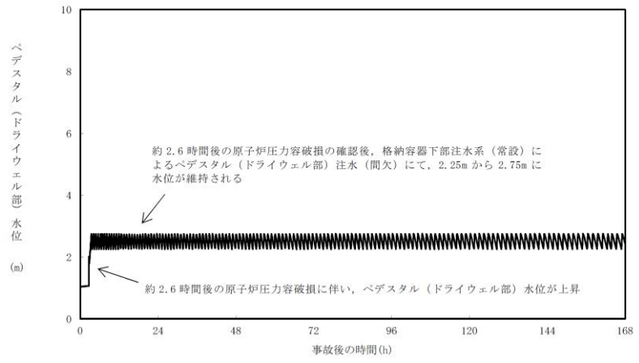
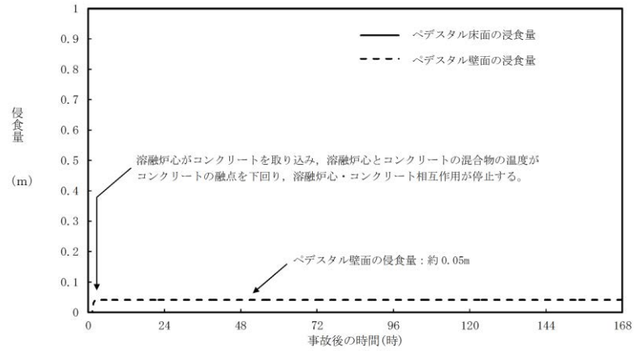
・設備設計の相違
【柏崎 6/7，東海第二】
型式の相違による破断想定箇所の相違。

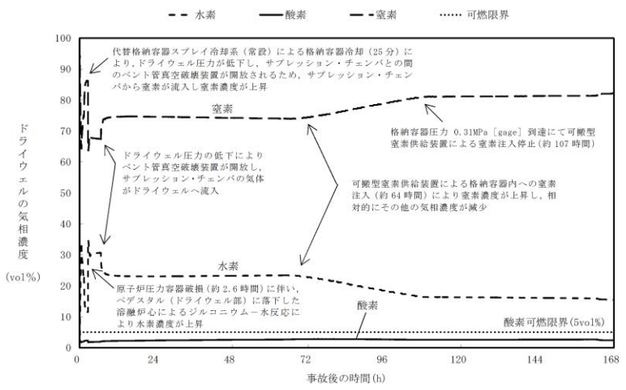
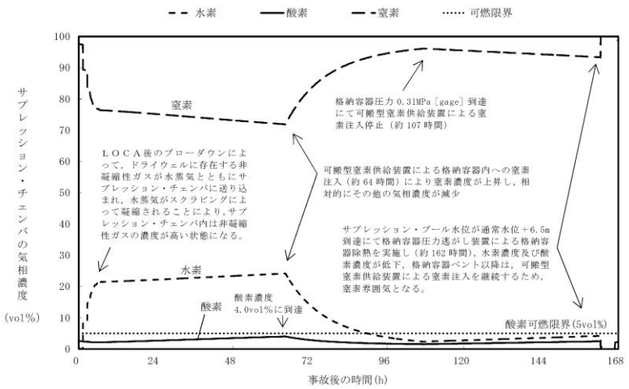
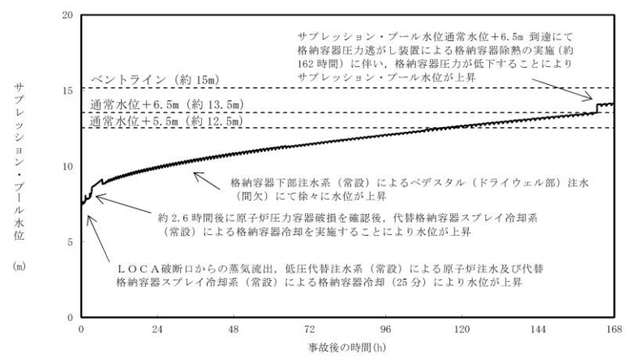
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
なお，本評価にて扱うExcessive LOCA は，注水系配管の破断による注水系の機能喪失のみを仮定しており，それ以外の重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ系（常設）等）は使用できるとの前提としている。 一方で，大規模損壊事象として整理した「格納容器・圧力容器損傷」及び「原子炉建屋損傷」は，建屋・構造物の損壊によりExcessive LOCA が発生することを考慮しており，大破断LOCA で講じる対策に期待できず，原子炉格納容器の閉じ込め機能を維持できない場合においても，事象の程度や組合せに応じて炉心損傷防止対策や格納容器破損防止対策を柔軟に活用するとともに，建屋全体が崩壊するような深刻な事故の場合にも可搬型のポンプ・電源，放水砲等を駆使した大規模損壊対策により影響緩和を図ることとしている。		なお，本評価にて扱うＥｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ は，注水系配管の破断による注水系の機能喪失のみを仮定しており，それ以外の重大事故等対処設備（格納容器代替スプレイ系（常設）等）は使用できるとの前提としている。 一方で，大規模損壊事象として整理した「格納容器・圧力容器損傷」及び「原子炉建物損傷」は，建物・構築物の損壊によりＥｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ が発生することを考慮しており，大破断ＬＯＣＡで講じる対策に期待できず，原子炉格納容器の閉じ込め機能を維持できない場合においても，事象の程度や組合せに応じて炉心損傷防止対策や格納容器破損防止対策を柔軟に活用するとともに，建物全体が崩壊するような深刻な事故の場合にも可搬型のポンプ・電源，放水砲等を駆使した大規模損壊対策により影響緩和を図ることとしている。	
１．解析結果について Excessive LOCA 発生後，原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心は露出し，事象発生から約4 分後に燃料被覆管の最高温度は1,000K（約727℃）に到達し，炉心損傷が開始する。また，事象発生から約0.4 時間後に燃料温度は約2,500K（約2,227℃）に到達する。事象発生から70 分後，原子炉注水を開始するが，原子炉圧力容器へは入らず破断口から原子炉格納容器へ漏えいするため，原子炉水位は回復することなく，約1.6 時間後には炉心支持板破損と同時に原子炉圧力容器が破損する。	Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ発生後，原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心は露出し，事象発生後早期に燃料被覆管の最高温度は 1,000K（約 727℃）に到達し，炉心損傷が開始する。また，事象発生から約 18 分後に燃料温度は約 2,500K（約 2,227℃）に到達する。事象発生から 25 分後に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始するが，注水配管が破断しているため原子炉圧力容器へは注水されず，原子炉水位は回復することなく原子炉圧力容器破損に至る。	１．解析結果について Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ発生後，原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心は露出し，事象発生から約 18 秒後に燃料被覆管の最高温度は 1,000K（約 727℃）に到達し，炉心損傷が開始する。また，事象発生から約 21 分後に燃料温度は約 2,500K（約 2,227℃）に到達する。事象発生から 30 分後，原子炉注水を開始するが，原子炉圧力容器へは入らず破断口から原子炉格納容器へ漏えいするため，原子炉水位は回復することなく，約 1.2 時間後には炉心支持板破損と同時に原子炉圧力容器が破損する。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 1,000K 到達時間等の相違。 ・解析結果の相違 【東海第二】 島根２号炉は，原子炉圧力容器と同時に炉心支持版が破損する。
原子炉圧力容器の破損後は，原子炉注水を停止して原子炉格納容器下部への注水に切り替え，格納容器圧力及び温度上昇を抑制するための代替格納容器スプレイを実施する。事象発生から20.5 時間後には代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱を開始し，格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。格納容器圧力，格納容器温度並びに溶融炉心・コンクリート相互作用による原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリート侵食量の推移を図1 から図3 に示す。	事象発生から 25 分後に代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を開始し，90 分後から代替循環冷却系による格納容器除熱に切り替えることで，原子炉圧力容器破損前の格納容器圧力及び雰囲気温度上昇を抑制する。原子炉圧力容器破損後は，代替循環冷却系による格納容器除熱に加えて，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）注水を実施することで，格納容器圧力及び雰囲気温度上昇を抑制するとともに，ペデスタル（ドライウェル部）へ落下した溶融炉心の冷却を維持する。 格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の推移を第 1 図から第 7	原子炉圧力容器の破損後は，原子炉注水を停止してペデスタルへの注水に切り替え，格納容器圧力及び温度上昇を抑制するための格納容器代替スプレイを実施する。事象発生から 10 時間後には残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱を開始し，格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。格納容器圧力，格納容器温度並びに溶融炉心・コンクリート相互作用によるペデスタル床面及び壁面のコンクリート侵食量の推移を図１から図３に示す。	・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，事象初期に格納容器スプレイを実施しない。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
原子炉格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが，格納容器スプレイによる原子炉格納容器冷却及び代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱により，格納容器圧力及び温度の上昇は抑制される。その結果，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は，限界圧力0.62MPa[gage]を超えることはない。また，原子炉格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）の最高値は約172℃となり，限界温度200℃を超えない。	図に示す。 第 1 図のとおり，格納容器バウンダリにかかる圧力は，限界圧力 0.62MPa[gage]を超えない。また，第 2 図のとおり，格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）の最高値は約 153℃となり，限界温度 200℃を超えない。	原子炉格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが，格納容器スプレイによる原子炉格納容器冷却及び残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱により，格納容器圧力及び温度の上昇は抑制される。その結果，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は，限界圧力 853kPa[gage]を超えることはない。また，原子炉格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）の最高値は約 175℃となり，限界温度 200℃を超えない。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉（Mark-Ⅰ改）と柏崎 6/7（ABWR），東海第二（Mark-Ⅱ）の最高使用圧力の相違。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 原子炉格納容器バウンダリにかかる温度(壁面温度）の最高値の相違。
原子炉水位の低下が早いことから事象進展が早くなり，約1.6時間後に炉心支持板破損と原子炉圧力容器破損が同時に発生している。このため，原子炉格納容器下部の初期水張りは実施できず，溶融炉心落下時に格納容器圧力の上昇は見られるが，その影響は小さく，原子炉格納容器の健全性に影響を与えるものではない。	原子炉水位の低下が早いことから事象進展が早くなり，約 1.3 時間後に炉心支持板が破損し，その後，約 2.6 時間後に原子炉圧力容器破損に至る。 原子炉圧力容器の底部ドレン配管からの流入によりペデスタル（ドライウェル部）が満水となった場合でも，床ドレン及び機器ドレン排水経路による水位 1m までの排水に必要な時間は約 1.3 時間であり（添付資料 3.2.3 参照），原子炉圧力容器が破損する約 2.6 時間後までにペデスタル（ドライウェル部）の水位は 1m まで排水可能である。	原子炉水位の低下が早いことから事象進展が早くなり，約 1.2 時間後に炉心支持板破損と原子炉圧力容器破損が同時に発生している。このため，ペデスタルの初期水張りは実施できず，溶融炉心落下時に格納容器圧力の上昇は見られるが，その影響は小さく，原子炉格納容器の健全性に影響を与えるものではない。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 炉心支持板破損時間及び原子炉圧力容器破損時間の相違。 ・設備設計の相違 【東海第二】 島根２号炉は，底部ドレン配管からの流入によりペデスタルの水位は上昇しない。
原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心は，原子炉格納容器下部の初期水張りは実施していないが，溶融炉心落下後の原子炉格納容器下部への注水により溶融炉心は冷却され，原子炉格納容器下部壁面及び床面に有意な侵食は発生しない。	第 3 図及び第 4 図のとおり，ペデスタル（ドライウェル部）に落下した溶融炉心は，初期水張り水及び溶融炉心落下後のペデスタル（ドライウェル部）への注水により冷却され，ペデスタル（ドライウェル部）壁面及び床面におけるコンクリートの侵食は発生しない。	ペデスタルに落下した溶融炉心は，ペデスタルの初期水張りは実施していないが，溶融炉心落下後のペデスタルへの注水により溶融炉心は冷却され，ペデスタル壁面及び床面に有意な侵食は発生しない。	・解析結果の相違 【東海第二】 島根２号炉は，原子炉圧力容器破損時間が早いため，ペデスタルへの初期水張りが間に合わ

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
したがって，Excessive LOCA 発生時にも原子炉格納容器の健全性は確保できる。 ２．水素燃焼に関する考察 大破断LOCA とExcessive LOCA の双方で，ブローダウン過程で原子炉圧力容器内の水が短時間で流出する点で変わりはない。Excessive LOCA を想定した場合，炉心損傷が早まり，露出炉心への水蒸気供給が減少するため，原子炉圧力容器内の水素ガス生成量は少なくなることが考えられるものの，炉心損傷に伴う水素ガス生成挙動にも大きな差は生じないと考えられる。 水素燃焼に係る有効性評価では，ジルコニウムー水反応によって水素濃度は13vol%を大きく上回るため，原子炉格納容器の破損を防止する上では，酸素濃度が可燃限界に到達しない，又は到達することを防止することが重要となる。水の放射線分解によって長期的に発生する酸素ガスは，その発生量は崩壊熱に依存することから「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗」に示した発生量と同程度となると考える。なお，「水素燃焼」と同様に，G 値の不確かさにより，仮に水の放射線分解による酸素ガスの発生が増加した場合であっても，格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント系（ウェットウェルベント）を使用し，原子炉格納容器内のガスを排出することが可能である。 以上から，Excessive LOCA の場合においても原子炉格納容器の健全性を確保できる。 ３．まとめ 感度解析結果から，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）」，「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」において，Excessive LOCA 発生時にも原子炉格納容器の健全性が確保できることを確認した。また，「水素燃焼」についても，大破断LOCA とExcessive LOCA で有意な差はないことから，原子炉格納容器の健全性が確保できる。	格納容器内水素濃度及び酸素濃度については，第 5 図及び第 6 図のとおり，ジルコニウムー水反応によって水素濃度は 13vol%を大きく上回るが，可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱により，酸素濃度は可燃限界濃度である 5vol%を下回るため，格納容器内での水素燃焼は発生しない。 サプレッション・プール水位は，第 7 図のとおり，格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）注水により徐々に上昇するが，事象発生約 162 時間後に通常水位＋6.5m に到達し，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作を実施した以降は，一時的に水位上昇がみられるものの，ベント配管位置よりも低く推移するため，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作の継続は可能となる。 以上より，Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ発生時にも格納容器の健全性は確保できる。	したがって，Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ 発生時にも原子炉格納容器の健全性は確保できる。 ２．水素燃焼に関する考察 大破断ＬＯＣＡとＥｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡの双方で，ブローダウン過程で原子炉圧力容器内の水が短時間で流出する点で変わりはない。Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡを想定した場合，炉心損傷が早まり，露出炉心への水蒸気供給が減少するため，原子炉圧力容器内の水素ガス生成量は少なくなることが考えられるものの，炉心損傷に伴う水素ガス生成挙動にも大きな差は生じないと考えられる。 水素燃焼に係る有効性評価では，ジルコニウムー水反応によって水素濃度は13vol%を大きく上回るため，原子炉格納容器の破損を防止する上では，酸素濃度が可燃限界に到達しない，又は到達することを防止することが重要となる。水の放射線分解によって長期的に発生する酸素ガスは，その発生量は崩壊熱に依存することから「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗＋原子炉注水失敗＋ＤＣＨ発生」に示した発生量と同程度となると考える。なお，「水素燃焼」と同様に，Ｇ値の不確かさにより，仮に水の放射線分解による酸素ガスの発生が増加した場合であっても，格納容器フィルタベント系を使用し，原子炉格納容器内のガスを排出することが可能である。 以上から，Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡの場合においても原子炉格納容器の健全性を確保できる。 ３．まとめ 感度解析結果から，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）」，「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」において，Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ発生時にも原子炉格納容器の健全性が確保できることを確認した。また，「水素燃焼」についても，大破断ＬＯＣＡとＥｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡで有意な差はないことから，原子炉格納容器の健全性が確保できる。	ない。 ・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，原子炉圧力容器が破損するシナリオの気相濃度の推移を「3.5　溶融炉心・コンクリート相互作用」に記載していることから，Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ時の気相の濃度の推移を記載していない。 ・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，耐圧強化ベントを使用しない。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 図1　格納容器圧力の推移	 第１図　格納容器圧力の推移	 図１　格納容器圧力の推移	（・島根２号炉は，Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡにおいて，原子炉注水配管の破断により原子炉への注水ができないため，原子炉圧力容器は破損するが，原子炉圧力容器から原子炉格納容器内へ放出されるエネルギは同じであることから，事象進展は大破断ＬＯＣＡと同等になり，柏崎 6/7 及び東海第二と同様である。）
 図2　格納容器気相部温度の推移	 第２図　格納容器雰囲気温度の推移	 図２　格納容器温度の推移	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 図3　原子炉格納容器下部床面及び壁面のコンクリート侵食量の推移	 第３図　ペデスタル（ドライウェル部）床面及び壁面のコンクリート侵食量の推移  第４図　ペデスタル水位の推移	 図３　ペデスタル床面及び壁面の侵食量の推移	・解析結果の相違 【東海第二】 島根２号炉は，原子炉圧力容器破損以降はコリウムシールドを設置していないペデスタル壁面について，コンクリートに侵食が生じているが，東海第二では，ペデスタル壁面及び床面にコリウムシールドを設置しており，コンクリート侵食は生じない。 ・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，原子炉圧力容器が破損するシナリオの原子炉格納容器水位の推移を「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」に記載していることから，Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ時のペデスタル水位の推移を記載していない。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	 第５図　ドライウェルの気相濃度の推移（ドライ条件）	・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，原子炉圧力容器が破損するシナリオの気相濃度の推移を「3.5　溶融炉心・コンクリート相互作用」に記載していることから，Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ時の気相濃度の推移を記載していない。
	 第６図　サプレッション・チェンバの気相濃度の推移（ドライ条件）	・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，原子炉圧力容器破損するシナリオの原子炉格納容器水位の推移を「3.5　溶融炉心・コンクリート相互作用」に記載していることから，Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ時のサプレッション・プール水位の推移を記載していない。
	 第７図　サプレッション・プール水位の推移	

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　（2017.12.20 版）

添付資料 3.1.2.9

7日間における水源の対応について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）：代替循環冷却系を使用する場合）

○水源

復水貯蔵槽水量：約 1,700m³

淡水貯水池：約 18,000m³

○水使用パターン

①低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

事象発生 70 分後から低圧代替注水系（常設）により注水する。

冠水後は，破断口～原子炉水位低（レベル1）の範囲で注水する（約 90m³/h）。

②代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ

原子炉水位が破断口～原子炉水位低（レベル1）の範囲で，格納容器スプレイを実施（140m³/h）。

③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送

事象発生 12 時間後から可搬型代替注水ポンプ（A-2級）4台を用いて 130m³/h で淡水貯水池の水を復水貯蔵槽へ給水する。

④代替循環冷却系準備（MUWC 全停）の影響緩和のための措置

事象発生 20 時間後から，低圧代替注水系（常設）において，原子炉圧力容器内へ注水（最大 300m³/h）を 0.1 時間行う。その後，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）に切替えを行い，最大流量（160m³/h）で 1.9 時間，格納容器スプレイを実施する。なお，MUWC 全停後は，事象発生約 22.2 時間～約 22.5 時間まで，可搬型代替注水ポンプ（A-2級）により 90m³/h で原子炉注水を行う。

○時間評価（右上図）

事象発生 12 時間後までは復水貯蔵槽を水源として原子炉注水及び格納容器スプレイを実施するため，復水貯蔵槽水量は減少する。事象発生 12 時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため，水量の減少割合は低下する。事象発生後約 22.5 時間後から，代替循環冷却系の運転を開始し，以降は原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内を除熱により安定して冷却することが可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また，7日間の対応を考慮すると，6号及び7号炉のそれぞれで約 2,900m³ 必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると，約 5,800m³ 必要とされる。各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m³ 及び淡水貯水池に約 18,000m³ の水を保有することから，6号及び7号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量を確保可能であり，安定して冷却を継続することが可能である。

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

添付資料 3.1.2.13

7日間における水源の対応について
（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
（代替循環冷却系を使用する場合））

1. 水源に関する評価

① 淡水源（有効水量）

・代替淡水貯槽：約 4,300m³

2. 水使用パターン

① 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

事象発生 25 分後，定格流量で代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。

代替循環冷却系による原子炉注水が開始される事象発生約 90 分後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。

② 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却

事象発生 25 分後から炉心水位回復まで，代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。

代替循環冷却系による格納容器除熱が開始される事象発生約 90 分後に，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。

3. 時間評価

原子炉注水等によって，代替淡水貯槽の水量は減少する。

事象発生 90 分後までに代替循環冷却系による格納容器除熱操作を実施し，その後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水等を停止するため，代替淡水貯槽の水量の減少は停止する。

この間の代替淡水貯槽の使用水量は合計約 400m³ である。

島根原子力発電所　2号炉

添付資料 3.1.2.8

7日間における水源の対応について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））
（残留熱代替除去系を使用する場合）

○水源

低圧原子炉代替注水槽：740m³

輪谷貯水槽（西）※：7,000 m³

※設置許可基準規則 56 条【解釈】1b)項を満足するための代替淡水源（措置）

○水使用パターン

①低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水

事象発生後，最大流量（250m³／h）で注水する。

冠水後は，崩壊熱に応じた注水量で注水する。

②輪谷貯水槽（西）から低圧原子炉代替注水槽への移送

事象発生2時間 30 分後から大量送水車を用いて 120m³/h で低圧原子炉代替注水槽へ移送する。

○時間評価（右上図）

事象発生後2時間 30 分までは低圧原子炉代替注水槽を水源として原子炉注水を実施するため，低圧原子炉代替注水槽水量は減少する。事象発生2時間 30 分後から低圧原子炉代替注水槽への補給を開始するため水量は回復する。事象発生後約 10 時間後から，残留熱代替除去系の運転を開始し，以降は原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の除熱により安定して冷却することが可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から低圧原子炉代替注水槽が枯渇することはない。また，7日間の対応を考慮すると，約 500m³ 必要となる。低圧原子炉代替注水槽に約 740m³ 及び輪谷貯水槽（西）に約 7,000m³ の水を保有することから，必要水量は確保可能であり，安定して冷却を継続することが可能である。

備考

・解析結果の相違

【柏崎 6/7，東海第二】

島根２号炉は，本シーケンスにおいて，外部水源を用いた格納容器スプレイを実施しない。

・評価結果の相違

【柏崎 6/7，東海第二】

・解析条件の相違

【柏崎 6/7】

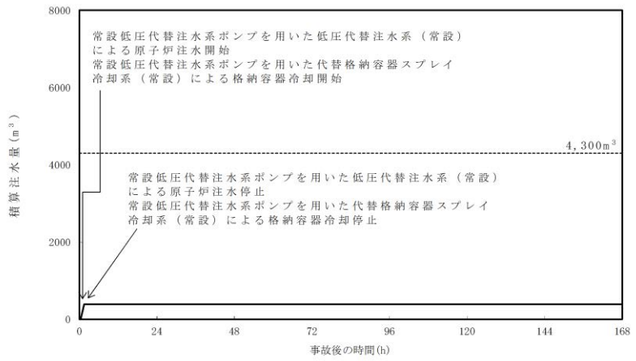
島根２号炉は，事象発生後から必要な可搬型設備を準備し，使用することを想定。

・記載方針の相違

【柏崎 6/7】

島根２号炉は，残留熱代替除去系による原子炉注水及び原子炉格納容器除熱は内部水源にて実施するため，水源が枯渇しないことを明記。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考



第１図　外部水源による積算注水量
（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））

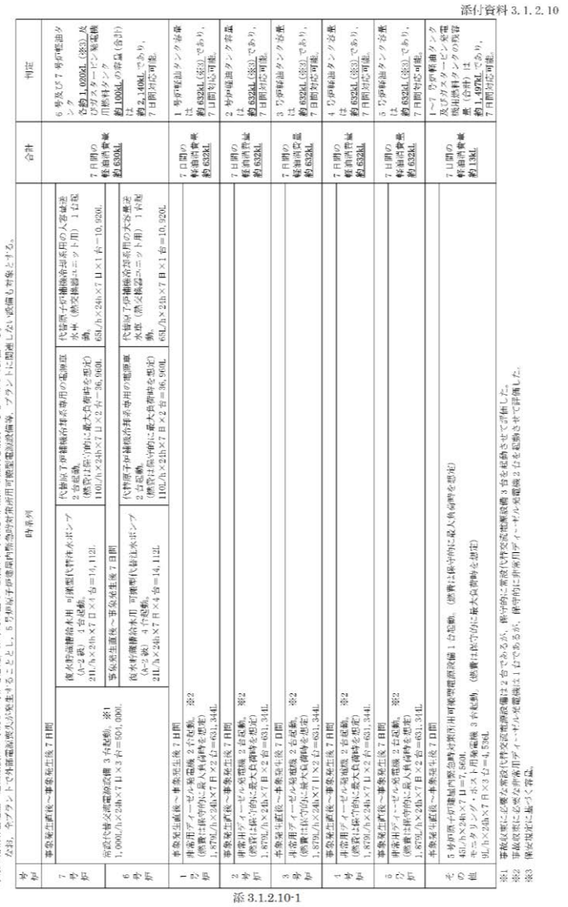
4.　水源評価結果

時間評価の結果から，7 日間の対応において合計約 400m³の水が必要となるが，代替淡水貯槽に約 4,300m³の水を保有することから必要水量を確保している。このため，安定して冷却を継続することが可能である。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

7 日間における燃料の対応について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）：代替循環冷却系を使用する場合）

添付資料 3.1.2.10



添 3.1.2.10-1

東海第二発電所（2018.9.12 版）

添付資料 3.1.2.14

7 日間における燃料の対応について
（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
（代替循環冷却を使用する場合））

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

時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置　5 台起動 （燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定） 420.0L／h（燃料消費率）×168h（運転時間）×5 台（運転台数） ＝約 352.8kL	7 日間の 軽油消費量 約 352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり，7 日間対応可能
窒素供給装置用電源車　1 台起動 （格納容器内への窒素注入） 110.0L／h（燃料消費率）×168h（運転時間）×1 台（運転台数） ＝約 18.5kL	7 日間の 軽油消費量 約 18.5kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約 210kL であり，7 日間対応可能
緊急時対策所用発電機　1 台起動 （燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定） 411L／h（燃料消費率）×168h（運転時間）×1 台（運転台数） ＝約 70.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kL であり，7 日間の対応可能

島根原子力発電所　２号炉

添付資料 3.1.2.9

7 日間における燃料の対応について
（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））
（残留熱代替除去系を使用する場合）

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

時系列	合計	判定
ガスタービン発電機　１台起動 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 2.09m³/h×24h×７日×１台＝351.12m³	７日間の 軽油消費量 約 423m³	ガスタービン発電機用軽油タンクの容量は約 450m³ であり，７日間対応可能
大量送水車　１台起動 0.0652m³/h×24h×７日×１台＝10.9536m³		
大型送水ポンプ車　１台起動 0.31m³/h×24h×７日×１台＝52.08m³		
可搬式窒素供給装置　１台起動 0.036 m³/h×24h×７日×１台＝6.048m³		
緊急時対策所用発電機　１台 0.0469 m³/h×24h×７日×１台＝7.8792m³	７日間の 軽油消費量 約８m³	緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約 45m³ であり，７日間対応可能

備考

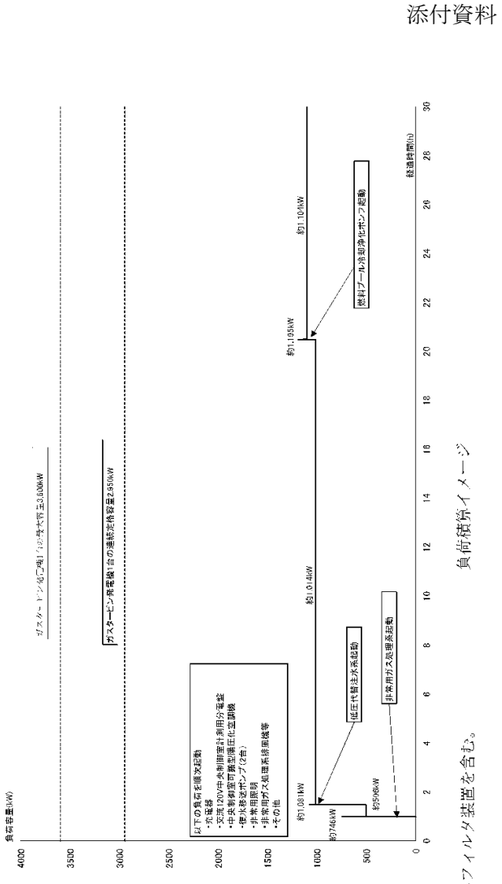
・設備設計の相違
【柏崎 6/7】
島根２号炉は，緊急時対策所用発電機用の燃料タンクを有している。また，モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。

・評価結果の相違
【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

添付資料 3.1.2.11

常設代替交流電源設備の負荷（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）：代替循環冷却系を使用する場合）



〈6 号炉〉

	6 号炉
直流 125V 充電器盤 A	約 94kW
直流 125V 充電器盤 A-2	約 56kW
AM 用直流 125V 充電器盤	約 41kW
直流 125V 充電器盤 B	約 98kW
交流 120V 中央制御室計測用分電盤 A,B	約 12kW
非常用照明	約 100kW
中央制御室可搬型陽圧化空調機	3kW
復水移送ポンプ	55kW
復水移送ポンプ	55kW
燃料プール冷却浄化ポンプ（起動時）	90kW（181kW）
非常用ガス処理系排風機等※	約 37kW
その他必要な設備	約 98kW
その他不要な設備	約 366kW
合計（連続最大容量）（最大容量）	約 1104kW（約 1195kW）

※非常用ガス処理系湿分除去装置，及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。

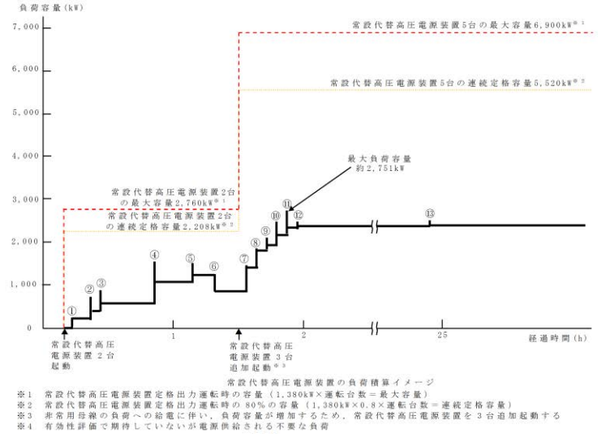
東海第二発電所（2018.9.12 版）

添付資料 3.1.2.15

常設代替交流電源設備の負荷
（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
（代替循環冷却系を使用する場合））

主要負荷リスト　【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量（kW）	負荷起動時の最大負荷容量（kW）	定常時の連続最大負荷容量（kW）
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷	約120 約97	約245	約217
②	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約702	約407
③	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約892	約597
④	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約510 約4	約1,579	約1,111
⑤	代替循環冷却系ポンプ	約140	約1,468	約1,251
⑥	停止負荷 常設低圧代替注水系ポンプ2台	約－380	－	約871
⑦	非常用母線２Ｃ自動起動負荷 ・直流125V充電器Ａ ・非常用照明※2 ・120／240V計装用主母線盤２Ａ ・その他必要な負荷 ・その他不要な負荷※4	約79 約108 約134 約14 約234	約1,453	約1,440
⑧	非常用母線２Ｄ自動起動負荷 ・直流125V充電器Ｂ ・非常用照明※2 ・120／240V計装用主母線盤２Ｂ ・その他不要な負荷※4	約60 約86 約134 約135	約1,860	約1,855
⑨	非常用ガス再循環系排風機 非常用ガス処理系排風機 その他必要な負荷 停止負荷	約55 約8 約95 約－52	約2,149	約1,961
⑩	中央制御室空調換気系空気調和機ファン 中央制御室換気系フィルタ系ファン その他必要な負荷	約45 約8 約183	約2,538	約2,197
⑪	蓄電池室排気ファン その他必要な負荷	約8 約154	約2,751	約2,359
⑫	ほう酸水注入ポンプ	約37	約2,486	約2,396
⑬	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約2,505	約2,426



※1　常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量（1,380kW×運転台数＝最大容量）
※2　常設代替高圧電源装置定格出力運転時の 80%の容量（1,380kW×0.8×運転台数＝連続定格容量）
※3　非常用母線の負荷への給電に伴い，負荷容量が増加するため，常設代替高圧電源装置を３台追加起動する
※4　有効性評価で期待していないが電源供給される不要な負荷

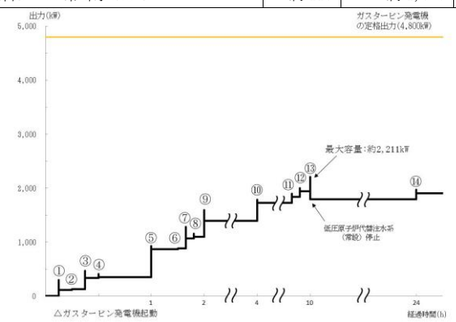
島根原子力発電所　２号炉

添付資料 3.1.2.10

常設代替交流電源設備の負荷
（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））
（残留熱代替除去系を使用する場合）

主要負荷リスト
電源設備：ガスタービン発電機　　定格出力：4,800kW

起動順序	主要機器	負荷容量（kW）	負荷起動時の最大負荷容量（kW）	定常時の最大負荷容量（kW）
①	ガスタービン発電機付帯設備	約 111	約 300	約 111
②	代替所内電気設備負荷（自動投入負荷）	約 18	約 129	約 129
③	低圧原子炉代替注水ポンプ	約 210	約 471	約 339
④	低圧原子炉代替注水設備非常用送風機	約 15	約 409	約 354
⑤	充電器，非常用照明，非常用ガス処理系他（D 系高圧母線自動投入負荷）	約 512	約 932	約 866
⑥	格納容器水素濃度（ＳＡ），格納容器酸素濃度（ＳＡ）監視設備	約 20	約 886	約 886
⑦	A-中央制御室送風機	約 180	約 1,281	約 1,066
⑧	A-中央制御室非常用再循環送風機	約 30	約 1,158	約 1,096
⑨	A-中央制御室冷凍機	約 300	約 1,598	約 1,396
⑩	充電器，非常用照明，非常用ガス処理系他（C 系高圧母線自動投入負荷）	約 329	約 1,787	約 1,725
⑪	A-淡水ポンプ（移動式代替熱交換設備）	約 110	約 1,895	約 1,835
⑫	B-淡水ポンプ（移動式代替熱交換設備）	約 110	約 2,005	約 1,945
⑬	残留熱代替除去ポンプ	約 75	約 2,211	約 1,795
⑭	B-燃料プール冷却水ポンプ	約 110	約 1,970	約 1,905



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

備考

・設備設計の相違
【柏崎 6/7，東海第二】
常設代替交流電源設備から電源供給が必要となる負荷の相違。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考

常設代替交流電源設備の負荷（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）：代替循環冷却系を使用する場合）

<7 号炉>

	7 号炉
直流 125V 充電器盤 A	約 94kW
直流 125V 充電器盤 A-2	約 56kW
AM 用直流 125V 充電器盤	約 41kW
直流 125V 充電器盤 B	約 98kW
交流 120V 中央制御室計測用分電盤 A,B	約 6kW
非常用照明	約 100kW
中央制御室可搬型陽圧化空調機	3kW
復水移送ポンプ	55kW
復水移送ポンプ	55kW
燃料プール冷却浄化ポンプ（起動時）	110kW（192kW）
非常用ガス処理系排風機等※	約 20kW
その他必要な設備	約 113kW
その他下表交設備	約 321kW
合計（連続最大容量）（最大容量）	約 1071kW（約 1153kW）

※非常用ガス処理系湿分除去装置，及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。

実線・・設備運用又は体制等の相違（設計方針の相違）
波線・・記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
3.1.3 代替循環冷却系を使用しない場合 3.1.3.1 格納容器破損防止対策	3.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合 3.1.3.1 格納容器破損防止対策	3.1.3　残留熱代替除去系を使用しない場合 3.1.3.1　格納容器破損防止対策	・解析結果の相違 【東海第二】 東海第二では，格納容器ベント開始時間が早期のため，代替循環冷却系を多重化している東海第二の特徴を踏まえた記載。
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）」で想定される事故シーケンスに対して，代替循環冷却系を使用しない場合を想定し，代替循環冷却系以外の設備による格納容器破損防止対策の有効性を評価する。	「3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」では，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）」で想定される事故シーケンスに対して，代替循環冷却系を使用する場合を想定し，期待する格納容器破損防止対策の有効性を評価している。代替循環冷却系は多重化設計とした上で，さらなる後段の対策として格納容器圧力逃がし装置を整備するため，重大事故時の事象発生後短期に格納容器圧力逃がし装置を使用することは実質的には考えられないが，本格納容器破損モードで想定される事故シーケンスに対して，代替循環冷却系を使用できない場合を想定し，格納容器圧力逃がし装置の有効性を評価する観点から，格納容器破損防止対策の有効性を評価する。 （添付資料 3.1.3.1）	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）」で想定される事故シーケンスに対して，残留熱代替除去系を使用しない場合を想定し，残留熱代替除去系以外の設備による格納容器破損防止対策の有効性を評価する。	
本格納容器破損モードの重大事故等対策の概略系統図を第 3.1.3.1 図から第 3.1.3.3 図に，対応手順の概要を第 3.1.3.4 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と手順の関係を第 3.1.3.1 表に示す。	本格納容器破損モードの重大事故等対策の概略系統図を第 3.1.3－1 図に，対応手順の概要を第 3.1.3－2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と手順の関係を第 3.1.3－1 表に示す。 （添付資料 3.1.2.1）	本格納容器破損モードの重大事故等対策の概略系統図を第 3.1.3.1－1(1)図から第 3.1.3.1－1(3)図に，対応手順の概要を第 3.1.3.1－2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と手順の関係を第 3.1.3.1－1 表に示す。	
本格納容器破損モードにおける評価事故シーケンスにおいて，事象発生 10 時間までの 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計 28 名※1 である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任），当直副長 2 名，運転操作対応を行う運転員 12 名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名，緊急時対策要員（現場）は 8 名※1 である。 また，事象発生 10 時間以降に追加で必要な要員は，フィルタ装置薬液補給作業を行うための参集要員 20 名である。	本格納容器破損モードにおける評価事故シーケンスにおいて，事象発生 2 時間までの重大事故等対策に必要な要員は，災害対策要員（初動）20 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直発電長 1 名，当直副発電長 1 名及び運転操作対応を行う当直運転員 4 名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う要員は 4 名，現場操作を行う重大事故等対応要員は 10 名である。 また，事象発生 2 時間以降に追加で必要な参集要員は，タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員 2 名及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作を行うための重大事故等対応要員 3 名である。	本格納容器破損モードにおける評価事故シーケンスにおいて，重大事故等対策に必要な要員は，緊急時対策要員 31 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長 1 名，当直副長 1 名，運転操作対応を行う運転員 5 名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う要員は 5 名，復旧班要員は 19 名である。	・運用及び体制の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。 ・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 プラント基数，設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが，タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお，これら
必要な要員と作業項目について第 3.1.3.5 図に示す。	必要な要員と作業項目について第 3.1.3－3 図に示す。	必要な要員と作業項目について第 3.1.3.1－3 図に示す。	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
なお，評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を評価事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，28 名で対処可能である。 ※1 有効性評価で考慮しない作業（原子炉ウェル注水）に必要な要員 4 名を含めると，緊急時対策要員（現場）が 12 名，合計が 32 名になる。	なお，評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を評価事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，20 名で対処可能である。	なお，評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を評価事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，31 名で対処可能である。	要員 31 名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。 ・体制の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 運用及び設備の相違に伴う，必要要員数の相違。 ・記載方針の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，解析上考慮していない要員も含めた要員数を記載している。 ・ａ～ｄ及びｅの一部の相違点の理由は，残留熱代替除去系を使用する場合と同じ。 ・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，本シーケンスの対応としてＬＯＣＡ発生による事象初期の格納容器スプレイを実施しないが，東海第二では実施することから項目に追加している。 ・記載箇所の相違 【東海第二】 島根２号炉は，全交流動力電源喪失の確認を「ｂ．全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備」で記載している。
ａ．原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系機能喪失確認 原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系機能喪失確認については，「3.1.2.1 a. 原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系機能喪失確認」と同じ。	ａ．原子炉スクラム，ＬＯＣＡ発生及び全交流動力電源喪失の確認 原子炉スクラム，ＬＯＣＡ発生及び全交流動力電源喪失の確認については，「3.1.2.1 ａ．原子炉スクラム，ＬＯＣＡ発生及び全交流動力電源喪失の確認」と同じ。	ａ．原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系機能喪失確認 原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系機能喪失確認については，「3.1.2.1ａ．原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系機能喪失確認」と同じ。	
ｂ．全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備 全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備については，「3.1.2.1 b. 全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備」と同じ。		ｂ．全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備 全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備については，「3.1.2.1ｂ．全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備」と同じ。	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	ｂ．原子炉への注水機能喪失の確認 原子炉への注水機能喪失の確認については，「3.1.2.1 ｂ．原子炉への注水機能喪失の確認」と同じ。		・記載箇所の相違 【東海第二】 島根２号炉は，「ａ．原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系機能喪失確認」で非常用炉心冷却系等の機能喪失を記載しているが，東海第二では，ＳＢＯで非常用炉心冷却系の機能喪失を確認しているため，「ａ．原子炉スクラム，ＬＯＣＡ発生及び全交流動力電源喪失の確認」で非常用炉心冷却系の機能喪失，「ｂ．原子炉への注水機能喪失の確認」でＲＣＩＣの機能喪失を記載している。
ｃ．炉心損傷確認 炉心損傷確認については，「3.1.2.1 c．炉心損傷確認」と同じ。	ｃ．炉心損傷確認 炉心損傷確認については，「3.1.2.1 ｃ．炉心損傷確認」と同じ。 （添付資料 3.1.3.2）	ｃ．炉心損傷確認 炉心損傷確認については，「3.1.2.1ｃ．炉心損傷確認」と同じ。	
ｄ．水素濃度監視 水素濃度監視については，「3.1.2.1 d．水素濃度監視」と同じ。			・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，水素濃度及び酸素濃度監視設備の電源が交流電源であるため，「ｅ．水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動」に記載している。
	ｄ．早期の電源回復不能判断及び対応準備 早期の電源回復不能判断及び対応準備については，「3.1.2.1 ｄ．早期の電源回復不能判断及び対応準備」と同じ。		・記載箇所の相違 【東海第二】 島根２号炉は，早期の電源回復不能判断を「ｂ．全交流動力電源喪失及び早期の電源回復

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
ｅ．常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については，「3.1.2.1ｅ.常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水」と同じ。	ｅ．常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電並びに代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電並びに代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については，「3.1.2.1 ｅ．常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電並びに代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水」と同じ。 なお，代替循環冷却系が使用できない場合の評価であることから，原子炉水位Ｌ０まで冠水した後は，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の流量を崩壊熱相当に調整し，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイを停止する。 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）等である。 （添付資料 3.1.2.2，3.1.3.3）	ｄ．常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水 常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水については，「3.1.2.1ｄ．常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水」と同じ。	不能判断並びに対応準備」で記載している。 ・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，本シーケンスの対応としてＬＯＣＡ発生による事象初期の格納容器スプレイを実施しないが，東海第二では実施することから項目に追加している。 【東海第二】 島根２号炉は，原子炉注水による記載を「3.1.2.1ｄ．常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水」で記載している。
【比較のため，「ｄ.」を記載】 ｄ．水素濃度監視 水素濃度監視については，「3.1.2.1 d. 水素濃度監視」と同じ。 *【ここまで】*	ｆ．水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動 水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動については，「3.1.2.1 ｈ．水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動」と同じ。	ｅ．水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動 水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動については，「3.1.2.1ｅ．水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動」と同じ。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，水素濃度及び酸素濃度監視設備を同時に起動する。
ｆ．代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却については，「3.1.2.1 ｆ．代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却」と同じ。	ｇ．代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	ｆ．格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
【比較のため，代替循環冷却系を使用する場合の「ｆ.」を記載】 原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため，格納容器圧力及び温度が徐々に上昇する。崩壊熱及び原子炉注水流量による原子炉水位推定により炉心の冠水を確認した後，ドライウェル雰囲気温度計を用いて格納容器温度が 190℃超過を確認した場合又は格納容器内圧力を用いて格納容器圧力が 0.465MPa[gage]到達を確認した場合は，中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ 2 台を使用した代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器冷却を実施する。また，格納容器圧力 0.465MPa[gage]到達によって開始した場合は格納容器圧力が 0.39MPa[gage]以下となった時点で停止する。	格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため，格納容器圧力及び雰囲気温度が徐々に上昇する。ドライウェル圧力を用いて格納容器圧力が 0.465MPa［gage］到達を確認した場合は，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプ 2 台を使用した代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により格納容器冷却を実施し，格納容器圧力を 0.400MPa[gage]から 0.465MPa［gage］の範囲で制御する。	原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため，格納容器圧力及び温度が徐々に上昇する。原子炉格納容器の雰囲気を冷却するため，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。ドライウェル温度（ＳＡ）を用いて格納容器温度が約 190℃超過を確認した場合又はドライウェル圧力（ＳＡ）等を用いて格納容器圧力が 640kPa[gage]に到達を確認した場合，格納容器代替スプレイ系（可搬型）により格納容器冷却を実施する。また，格納容器圧力 640kPa[gage]到達によって開始した場合，格納容器圧力が 588kPa[gage]以下となった時点で停止する。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，原子炉注水と格納容器スプレイを別のポンプにて実施しているが，柏崎 6/7 は復水移送ポンプにて原子炉注水と格納容器スプレイを交互に実施している。 【東海第二】 東海第二では，常設低圧代替注水系ポンプにて，原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施している。
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は，格納容器内圧力，復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）等である。 また，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却と同時に原子炉格納容器内の pH 制御のため薬品注入を実施する。 炉心を冠水維持できる範囲（原子炉水位低（レベル 1）から破断口高さ）を，崩壊熱及び原子炉注水流量からの推定手段により確認し，原子炉注水と格納容器スプレイの切替えを繰り返し行う。 【ここまで】	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用）等である。	格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は，ドライウェル圧力（ＳＡ），格納容器代替スプレイ流量等である。	
格納容器スプレイを継続することによりサプレッション・チェンバ・プール水位が上昇するため，格納容器ベントに伴うサプレッション・チェンバ・プール水位の上昇を考慮（約 2m）し，サプレッション・チェンバ・プール水位がベントライン-1m を超えないように格納容器スプレイを停止する。 格納容器スプレイの停止を確認するために必要な計装設備は，サプレッション・チェンバ・プール水位である。	格納容器スプレイを継続することによりサプレッション・プール水位が上昇するため，格納容器ベントに伴うサプレッション・プール水位の上昇（約 1.3m）を考慮し，サプレッション・プール水位がベントライン下端位置を超えないように格納容器スプレイを停止する。 格納容器スプレイの停止を確認するために必要な計装設備は，サプレッション・プール水位である。	格納容器スプレイを継続することによりサプレッション・プール水位が上昇するため，サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達した場合は，中央制御室からの遠隔操作により格納容器スプレイを停止する。 格納容器スプレイの停止を確認するために必要な計装設備は，サプレッション・プール水位（ＳＡ）である。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 格納容器スプレイ停止基準の相違
ｇ．格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱の準	ｈ．格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備とし	ｇ．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱の	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
備として，原子炉格納容器二次隔離弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。	て，第一弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。	準備として，ＮＧＣ非常ガス処理入口隔離弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。	・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，格納容器バウンダリの維持及び現場における炉心損傷後のベント実施時（準備操作含む）の被ばく評価結果を考慮し，第２弁（ベント装置側）から開操作する。
格納容器圧力が原子炉格納容器の限界圧力 0.62MPa[gage]に接近した場合又はサプレッション・チェンバ・プール水位が格納容器真空破壊弁高さに到達した場合，原子炉格納容器一次隔離弁を原子炉建屋内の原子炉区域外からの人力操作によって全開することで，格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を実施する。	サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達した場合，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止後，第二弁を中央制御室からの遠隔操作によって全開することで，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施する。	サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達した場合，ＮＧＣ N2 トーラス出口隔離弁を中央制御室からの遠隔操作によって開操作することで，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は電源がある場合，中央制御室で操作可能である。
格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は，格納容器内圧力等である。 サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は，サプレッション・チェンバ・プール水位等である。	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は，サプレッション・チェンバ圧力等である。 サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は，サプレッション・プール水位である。	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は，ドライウェル圧力（ＳＡ）等である。 サプレッション・チェンバ側からの格納容器フィルタベント系のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は，サプレッション・プール水位（ＳＡ）である。	
以降，損傷炉心の冷却は，低圧代替注水系（常設）による注水により継続的に行い，また，原子炉格納容器除熱は，格納容器圧力逃がし装置により継続的に行う。	以降，損傷炉心の冷却は，低圧代替注水系（常設）による注水により継続的に行い，また，格納容器除熱は，格納容器圧力逃がし装置により継続的に行う。	以降，損傷炉心の冷却は，低圧原子炉代替注水系（常設）による注水により継続的に行い，また，原子炉格納容器除熱は，格納容器フィルタベント系により継続的に行う。	
3.1.3.2 格納容器破損防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価する観点から，プラント損傷状態を LOCA に全交流動力電源喪失事象を加えた状態とし，中小破断 LOCA に比べて破断口	3.1.3.2 格納容器破損防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価する観点から，プラント損傷状態をＬＯＣＡとし，中小破断ＬＯＣＡに比べて破断口径が大きいことから事象進展が早く，	3.1.3.2　格納容器破損防止対策の有効性評価 (1)　有効性評価の方法 本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価する観点から，プラント損傷状態をＬＯＣＡに全交流動力電源喪失事象を加えた状態とし，中小破断ＬＯＣＡに比べて破	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
径が大きいことから事象進展が早く，格納容器圧力及び温度上昇の観点で厳しい大破断 LOCA を起因とする，「大破断 LOCA＋ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失」である。	格納容器圧力及び雰囲気温度上昇の観点で厳しい大破断ＬＯＣＡを起因とする，「大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」である。 なお，本評価事故シーケンスにおいては，電源の復旧，注水機能の確保等，必要となる事故対処設備が多く，格納容器への注水・除熱を実施するまでの対応時間を厳しく評価する観点から，全交流動力電源喪失の重畳を考慮する。	断口径が大きいことから事象進展が早く，格納容器圧力及び温度上昇の観点で厳しい大破断ＬＯＣＡを起因とする，「冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋ＥＣＣＳ注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」である。	・評価方針の相違 【東海第二】 島根２号炉，柏崎 6/7 は，シーケンス選定段階から全交流動力電源喪失を含めたシーケンスとしているが，東海第二では，シーケンス選定上は全交流動力電源喪失を含めず，有効性評価の条件として全交流動力電源喪失を重畳させている。
本評価事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，原子炉圧力容器における ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む），炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション，構造材との熱伝達，原子炉圧力容器内 FP 挙動，原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却，格納容器ベント並びに炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内 FP 挙動が重要現象となる。	本評価事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流，原子炉圧力容器におけるＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む），炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション，構造材との熱伝達及び原子炉圧力容器内ＦＰ挙動，格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却及び格納容器ベント並びに炉心損傷後の格納容器における格納容器内ＦＰ挙動が重要現象となる。	本評価事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（炉心水位）・対向流，原子炉圧力容器におけるＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む），炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション，構造材との熱伝達，原子炉圧力容器内ＦＰ挙動，原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝動，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却，格納容器ベント並びに炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内ＦＰ挙動が重要事象となる。	
よって，これらの現象を適切に評価することが可能であり，原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の熱水力モデルを備え，かつ，炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉水位，燃料最高温度，格納容器圧力，格納容器温度等の過渡応答を求める。	よって，これらの現象を適切に評価することが可能であり，原子炉圧力容器内及び格納容器内の熱水力モデルを備え，かつ，炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより原子炉水位，燃料最高温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。	よって，これらの現象を適切に評価することが可能であり，原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の熱水力モデルを備え，かつ，炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより原子炉水位，燃料最高温度，格納容器圧力，格納容器温度等の過渡応答を求める。	
また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間	また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間	また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 (2) 有効性評価の条件 本評価事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 3.1.3.2 表に示す。また，主要な解析条件について，本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 a．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，大破断 LOCA が発生するものとする。破断箇所は，原子炉圧力容器内の保有水量を厳しく評価するため，残留熱除去系の吸込配管とする。 （添付資料 1.5.2） (b) 安全機能の喪失に対する仮定 全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し，全交流動力電源が喪失するものとする。さらに非常用炉心冷却系が機能喪失するものとする。なお，代替循環冷却系は使用しないものとする。 (c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失するとともに，全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定する。 (d) 水素ガスの発生 水素ガスの発生については，ジルコニウム－水反応を考慮するものとする。なお，解析コード MAAP の評価結果では水の放射線分解等による水素ガス発生は考慮していないため，「(4)有効性評価の結果」にてその影響を評価する。 b．重大事故等対策に関連する機器条件	に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 (2) 有効性評価の条件 本評価事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 3.1.3－2 表に示す。また，主要な解析条件について，本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 a．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，大破断ＬＯＣＡが発生するものとする。破断箇所は，原子炉圧力容器内の保有水量を厳しく評価し，かつ，格納容器内の圧力上昇及び温度上昇の観点で厳しい設定として，再循環系配管（出口ノズル）とする。 （添付資料 1.5.2） (b) 安全機能の喪失に対する仮定 非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，全交流動力電源が喪失するものとする。さらに非常用炉心冷却系等が機能喪失するものとする。なお，代替循環冷却系は使用できないものとする。 (c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失するとともに，非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定する。 (d) 水素の発生 水素の発生については，ジルコニウム－水反応を考慮するものとする。なお，解析コードＭＡＡＰの評価結果では水の放射線分解等による水素発生は考慮していないため，「(4) 有効性評価の結果」にてその影響を評価する。 b．重大事故等対策に関連する機器条件	に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 (2) 有効性評価の条件 本評価事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 3.1.3.2－1 表に示す。また，主要な解析条件について，本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 a．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，大破断ＬＯＣＡが発生するものとする。破断箇所は，原子炉圧力容器内の保有水量を厳しく評価するため，再循環配管（出口ノズル）とする。 （添付資料 1.5.3） (b) 安全機能の喪失に対する仮定 非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，全交流動力電源が喪失するものとする。さらに非常用炉心冷却系等が機能喪失するものとする。なお，残留熱代替除去系は使用しないものとする。 (c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失するとともに，非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定する。 (d) 水素ガスの発生 水素ガスの発生については，ジルコニウム－水反応を考慮するものとする。なお，解析コードＭＡＡＰの解析結果では水の放射線分解等による水素ガス発生は考慮していないため，「(4) 有効性評価の結果」にてその影響を評価する。 b．重大事故等対策に関連する機器条件	・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 ＢＷＲ－５とＡＢＷＲの設計の相違による破断箇所の設定の相違。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは，事象の発生と同時に発生するものとする。	(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号によるものとする。	(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは，事象の発生と同時に発生するものとする。	・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，外部電源がないことから事象発生と同時にスクラムすることとしているが，東海第二では，原子炉水位の低下を厳しくする条件として，原子炉水位低（レベル３）信号によるスクラムを設定している。
	(b) 主蒸気隔離弁 主蒸気隔離弁は，事象発生と同時に閉止するものとする。	(b) 主蒸気隔離弁 主蒸気隔離弁は，事象発生と同時に閉止するものとする。	
	(c) 再循環系ポンプ 再循環系ポンプは，事象発生と同時に停止するものとする。	(c) 再循環ポンプ 再循環ポンプは，事象発生と同時に停止するものとする。	
(b) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 最大 300m³/h にて原子炉注水し，その後は炉心を冠水維持するように注水する。 なお，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は，格納容器スプレイと同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。	(d) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 230m³／h にて原子炉注水し，原子炉水位Ｌ０まで回復後は，崩壊熱による蒸発量相当の注水流量（最大 50m³／h）で注水する。 なお，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は，格納容器スプレイと同じ常設低圧代替注水系ポンプを用いて流量分配することで実施する。 （添付資料 3.1.2.3）	(d) 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水 200m³/h（原子炉圧力 1.00MPa[gage]において）にて原子炉注水し，その後は炉心を冠水維持するように注水する。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，本評価事故シーケンスにおいて，事象初期に原子炉注水を実施するポンプを用いて格納容器スプレイを実施しない。
(c) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納	(e) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器	(e) 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
容器冷却 格納容器圧力及び温度上昇の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，140m³/h にて原子炉格納容器内にスプレイする。	冷却 事象初期の原子炉注水実施時の格納容器スプレイ流量は，格納容器圧力及び雰囲気温度上昇の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，130m³／h にて格納容器内にスプレイする。また，0.465MPa［gage］到達時の格納容器スプレイは，運転手順における調整範囲の上限である 130m³／h にて格納容器内にスプレイする。	容器冷却 格納容器圧力及び温度上昇の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，120 m³/h にて原子炉格納容器内にスプレイする。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，事象初期に格納容器スプレイを実施しないことから，個別に記載していない。
なお，格納容器スプレイは，原子炉注水と同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。	なお，格納容器スプレイは，原子炉注水と同じ常設低圧代替注水系ポンプを用いて流量分配することで実施する。 （添付資料 3.1.2.3）		・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，本評価事故シーケンスにおいて，事象初期に原子炉注水を実施するポンプを用いて格納容器スプレイを実施しない。
	(f) 格納容器下部注水系（常設） 格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価するため，初期条件としてペデスタル（ドライウェル部）のプール水を考慮していないことから，格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）水位の確保操作についても考慮しない。		・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，通常運転中はペデスタルに水張りをしておらず，本シーケンスにおいてペデスタル注水を実施しないため，ペデスタルの水の影響については記載していない。
(d) 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱 格納容器圧力 0.62MPa[gage]における最大排出流量 31.6kg/s に対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中央制御室からの遠隔操作による中間開操作（流路面積 50%開）にて原子炉格納容器除熱を実施する。	(g) 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱 格納容器圧力 0.31MPa[gage]における排気流量 13.4kg／s に対して，第二弁の中央制御室からの遠隔操作による全開操作にて格納容器除熱を実施する。	(f) 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱 格納格納容器フィルタベント系により，格納容器圧力 427kPa[gage]における最大排出流量 9.8 kg/s に対して，格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱を実施する。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，格納容器隔離弁を全開操作することにより格納容器ベントを実施。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
c．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。	c．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。	c．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。	
(a) 交流電源は，常設代替交流電源設備によって供給を開始し，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，事象発生 70 分後から開始する。	(a) 交流電源は，常設代替交流電源設備によって供給を開始し，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，事象発生 25 分後から開始する。また，代替循環冷却系による格納容器除熱操作ができないことから，原子炉水位Ｌ０まで回復したことを確認した場合，原子炉注水流量を崩壊熱相当に調整し，格納容器冷却を停止する。	(a) 交流電源は，常設代替交流電源設備によって供給を開始し，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，事象発生 30 分後から開始する。原子炉への注水量は，注水開始後 30 分までは最大流量とし，その後は炉心を冠水維持するように注水する。	・解析条件の相違 【東海第二】 ・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 注水設備の準備時間の相違。
(b) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は，原子炉水位が破断口高さまで水位回復後，格納容器温度が 190℃に到達した場合に開始する。	(b) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は，格納容器圧力が 0.465MPa ［ gage ］ に到達した場合に開始し，0.400MPa ［gage］ に到達した場合は停止する。	(b) 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は，格納容器圧力が最高使用圧力 427kPa[gage]の 1.5 倍である 640kPa[gage]に到達した場合に開始し，640kPa[gage]以下になるよう制御（640～588kPa[gage]の範囲で維持）する。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，有効性評価上，温度基準の代替格納容器スプレイ基準には至らず，圧力基準で実施している。
なお，格納容器ベントに伴うサプレッション・チェンバ・プール水位の上昇（約 2m）を考慮し，サプレッション・チェンバ・プール水位がベントライン-1m を超えないように格納容器スプレイを停止する。	なお，格納容器ベントに伴うサプレッション・プール水位の上昇（約 1.3m）を考慮し，サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達した以降は格納容器スプレイを停止する。	なお，サプレッション・プール水位が通常運転水位＋約 1.3m に到達した以降は格納容器スプレイを停止する。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，ベント管等に水が蓄積しないため，格納容器ベント実施に伴うサプレッション・プール水位の有意な上昇はない。
(c) 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱操作は，格納容器圧力が 0.62MPa[gage]に接近した場合に実施する。	(c) 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作は，サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m 到達から 5 分後に実施する。	(c) 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は，サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m 到達から 10 分後に実施する。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，有効性評価の格納容器ベント実施に係る条件として，実運用と同じ想定とし

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			ている。 ・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，中央制御室での格納容器ベント操作に 10 分要することを想定している。
(3) 有効性評価（Cs-137 の放出量評価）の条件 a．事象発生直前まで，定格出力の 100%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は，燃料を約 1/4 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考え，最高 50,000 時間とする。 b．格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の環境中への総放出量の評価においては，原子炉内に内蔵されている核分裂生成物が事象進展に応じた割合で，原子炉格納容器内に放出※2 され，サプレッション・チェンバ又はドライウェルのベントラインを通じて格納容器圧力逃がし装置に至るものとする。 格納容器圧力逃がし装置に到達した核分裂生成物は，格納容器圧力逃がし装置内のフィルタによって除去された後，格納容器圧力逃がし装置排気管から放出される。 ※2 セシウムの原子炉格納容器内への放出割合については，本評価事故シーケンスにおいては解析コード MAAP の評価結果の方が NUREG-1465 より大きく算出する。 c．格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の Cs-137 放出量は，以下の式で計算される。 Cs-137 の放出量（Bq） = f_Cs × Bq_Cs-137 ×（1/DF） f_Cs = f_CsOH + （M_I / M_Cs） ×（W_Cs / W_I） ×（f_CsI - f_CsOH）	(3) 有効性評価（Ｃｓ－137 の放出量評価）の条件 a．事象発生直前まで，定格出力の 100%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は，燃料を約 1／4 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考え，最高 50,000 時間とする。 b．格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の環境中への総放出量の評価においては，原子炉内に内蔵されている核分裂生成物が事象進展に応じた割合で，格納容器内に放出※され，サプレッション・チェンバ又はドライウェルのベントラインを通じて格納容器圧力逃がし装置に至るものとする。 格納容器圧力逃がし装置に到達した核分裂生成物は，格納容器圧力逃がし装置内のフィルタによって除去された後，格納容器圧力逃がし装置出口配管から放出される。 ※ セシウムの格納容器内への放出割合については，本評価事故シーケンスにおいては解析コードＭＡＡＰの評価結果の方が代表的なソースタームに関する報告書であるＮＵＲＥＧ－1465 より大きく算出する。 c．格納容器圧力逃がし装置を用いた場合のＣｓ－137 放出量は，以下の式で計算される。 Ｃｓ－137 の放出量（Bq）＝f_Cs×Bq_Cs-137×（1／DF） f_Cs＝f_CsOH＋（M_I／M_Cs）×（W_Cs／W_I）×（f_CsI－f_CsOH）	(3) 有効性評価（Ｃｓ－137 の放出量の評価）の条件 a．事象発生直前まで，定格出力の100%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は，燃料を約1/4ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考え，最高50,000時間とする。 b．格納容器フィルタベント系を用いた場合の環境中への総放出量の評価においては，原子炉内に内蔵されている核分裂生成物が事象進展に応じた割合で，原子炉格納容器内に放出※1され，サプレッション・チェンバ又はドライウェルのベントラインを通じて格納容器フィルタベント系に至るものとする。 格納容器フィルタベント系に到達した核分裂生成物は，格納容器フィルタベント系内のフィルタによって除去された後，格納容器フィルタベント系排気管から放出される。 ※１セシウムの原子炉格納容器内への放出割合については，本評価事故シーケンスにおいては解析コードＭＡＡＰの評価結果の方がＮＵＲＥＧ－1465より大きく算出する。 c．格納容器フィルタベント系を用いた場合のＣｓ－137放出量は，以下の式で計算される。 Ｃｓ－137の放出量（Bq）＝f_Cs×Bq_Cs-137×（１／DF） f_Cs＝f_CsOH＋（M_I／M_Cs）×（W_Cs／W_I）×（f_CsI－f_CsOH）	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
f_Cs：原子炉格納容器からのセシウムの放出割合 f_CsI：原子炉格納容器からの CsI の放出割合 （MAAP コードでの評価値） f_CsOH：原子炉格納容器からの CsOH の放出割合 （MAAP コードでの評価値） M_I：よう素の初期重量（kg） M_Cs：セシウムの初期重量（kg） W_I：よう素の分子量（kg/kmol） W_Cs：セシウムの分子量（kg/kmol） Bq_Cs-137：Cs-137 の炉内内蔵量（Bq） DF：格納容器圧力逃がし装置の除染係数	f_Cs：格納容器からのセシウムの放出割合 f_CsI：格納容器からのＣｓＩの放出割合 （ＭＡＡＰコードでの評価値） f_CsOH：格納容器からのＣｓＯＨの放出割合 （ＭＡＡＰコードでの評価値） M_I：よう素の初期重量（kg） M_Cs：セシウムの初期重量（kg） W_I：よう素の分子量（kg／kmol） W_Cs：セシウムの分子量（kg／kmol） Bq_Cs-137：Ｃｓ－137 の炉内内蔵量（Bq） DF：格納容器圧力逃がし装置の除染係数	f_Cs：原子炉格納容器からのセシウム放出割合 f_CsI：原子炉格納容器からのＣｓＩの放出割合 （ＭＡＡＰコードでの評価値） f_CsOH ：原子炉格納容器からのＣｓＯＨの放出割合 （ＭＡＡＰコードでの評価値） M_I：よう素の初期重量（kg） M_Cs：セシウムの初期重量（kg） W_I：よう素の分子量（kg/kmol） W_Cs：セシウムの分子量（kg/kmol） Bq_Cs137：Ｃｓ－137の炉内内蔵量（Bq） DF：格納容器フィルタベント系の除染係数	
d．原子炉格納容器内に放出された Cs-137 については，格納容器スプレイやサプレッション・チェンバのプール水でのスクラビングによる除去効果を考慮する。	d．格納容器内に放出されたＣｓ－137 については，格納容器スプレイやサプレッション・チェンバのプール水でのスクラビング等による除去効果を考慮する。	d．原子炉格納容器内に放出されたＣｓ－137 については，格納容器スプレイやサプレッション・チェンバのプール水でのスクラビング等による除去効果を考慮する。	
e．格納容器圧力逃がし装置による粒子状放射性物質に対する除染係数は 1,000 とする。	e．格納容器圧力逃がし装置を介して大気中へ放出されるＣｓ－137 の放出量評価条件は以下のとおりとする。 (a) 格納容器内から原子炉建屋への漏えいはないものとする。 (b) 格納容器圧力逃がし装置による粒子状放射性物質に対する除染係数は 1,000 とする。	e．格納容器フィルタベント系を介して大気中へ放出されるＣｓ－137 の放出量評価条件は以下のとおりとする。 (a) 格納容器内から原子炉建物への漏えいはないものとする。 (b) 格納容器フィルタベント系による粒子状放射性物質に対する除染係数は 1,000 とする。	
f．原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいについても考慮する。 漏えい量の評価条件は以下のとおりとする。	f．原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいについても考慮する。 漏えい量の評価条件は以下のとおりとする。	f．原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えいについても考慮する。 漏えい量の評価条件は以下のとおりとする。	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
(a) 原子炉格納容器からの漏えい量は，格納容器圧力に応じた設計漏えい率をもとに評価する。	(a) 格納容器からの漏えい量は，格納容器圧力に応じた設計漏えい率を基に評価する。	(a) 原子炉格納容器からの漏えい量は，格納容器圧力に応じた設計漏えい率をもとに評価する。なお，エアロゾル粒子は原子炉格納容器外に放出される前に貫通部内で捕集されることが実験的に確認されていることから，原子炉格納容器の漏えい孔におけるエアロゾルの捕集の効果（ＤＦ＝10）を考慮する。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，最確条件として原子炉格納容器貫通部の捕集効果を考慮した評価としている。
(b) 原子炉建屋から大気中に漏えいする放射性物質を保守的に見積もるため，非常用ガス処理系により原子炉建屋の設計負圧が達成されるまでの期間は，原子炉建屋内の放射性物質の保持機能に期待しないものとする。非常用ガス処理系により設計負圧を達成した後は設計換気率 0.5 回/日相当を考慮する。なお，非常用ガス処理系フィルタ装置による放射性物質の除去効果については，期待しないものとする。	(b) 原子炉建屋から大気中に漏えいする放射性物質を保守的に見積もるため，原子炉建屋ガス処理系により原子炉建屋原子炉棟内の負圧が達成されるまでの期間は，原子炉建屋内の放射性物質の保持機能に期待しないものとする。原子炉建屋ガス処理系により負圧を達成した後は非常用ガス処理系の設計換気率１回／d 相当を考慮する。なお，非常用ガス処理系フィルタトレイン及び非常用ガス再循環系フィルタトレインによる放射性物質の除去効果については，期待しないものとする。	(b) 原子炉建物から大気中に漏えいする放射性物質を保守的に見積るため，非常用ガス処理系により負圧が達成されるまでの期間は，原子炉建物内の放射性物質の保持機能に期待しないものとする。非常用ガス処理系により設計負圧を達成した後は設計換気率 1 回/日相当を考慮する。なお，非常用ガス処理系ガス処理装置による放射性物質の除去効果については，期待しないものとする。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 設計換気率の相違。
非常用ガス処理系は，事象発生 30 分後から，常設代替交流電源設備からの交流電源の供給を受け自動起動し，起動後 10 分間で設計負圧が達成されることを想定する。 (c) 原子炉建屋内での放射能の時間減衰は考慮せず，また，原子炉建屋内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。 （添付資料 3.1.3.3，3.1.3.4）	原子炉建屋ガス処理系は，事象発生 115 分後から，常設代替交流電源設備からの交流電源の供給を受け中央制御室からの遠隔操作により起動し，起動後 5 分間で負圧が達成されることを想定する。 (c) 原子炉建屋内での放射能の時間減衰は考慮せず，また，原子炉建屋内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。 （添付資料 3.1.3.4，3.1.3.5，3.1.3.6）	非常用ガス処理系は，事象発生後 60 分後から，常設代替交流電源設備からの交流電源の供給を受け自動起動し，起動後 10 分間で設計負圧が達成されることを想定する。 (c) 原子炉建物内での放射能の時間減衰は考慮せず，また，原子炉建物内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。 （添付資料3.1.3.3，3.1.3.4）	・設備設計の相違 【東海第二】 島根２号炉は，設備設計の相違により，非常用ガス処理系は自動起動する。（東海第二では中央制御室からの遠隔操作により起動）
(4) 有効性評価の結果 本評価事故シーケンスにおける原子炉水位（シュラウド内外水位），注水流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 3.1.3.6 図から第 3.1.3.8 図に，燃料最高温度の推移を第 3.1.3.9 図に，格納容器圧力，格納容器温度，サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を第 3.1.3.10 図から第 3.1.3.13 図に示す。 a．事象進展 大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため，原子炉水位は急速に低下する。	(4) 有効性評価の結果 本評価事故シーケンスにおける原子炉水位（シュラウド内外水位），注水流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 3.1.3－4 図から第 3.1.3－8 図に，燃料最高温度の推移を第 3.1.3－9 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 3.1.3－10 図から第 3.1.3－15 図に示す。 a．事象進展 大破断ＬＯＣＡ時に高圧・低圧注水機能及び全交流動力電源が喪失するため，原子炉水位は急速に低下する。	(4) 有効性評価の結果 本評価事故シーケンスにおける原子炉水位（シュラウド内外水位），注水流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 3.1.3.2－1(1)図から第 3.1.3.2－1(3)図に，燃料最高温度の推移を第 3.1.3.2－1(4)図に，格納容器圧力，格納容器温度，サプレッション・プール水位及び水温の推移を第 3.1.3.2－1(5)図から第 3.1.3.2－1(8)図に示す。 a．事象進展 大破断ＬＯＣＡ時に非常用炉心冷却系等の機能及び全交流動力電源が喪失するため，原子炉水位は急速に低下する。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
水位低下により炉心は露出し，事象発生から約 0.3 時間後に燃料被覆管の最高温度は 1,000K（約 727℃）に到達し，炉心損傷が開始する。燃料被覆管の最高温度は事象発生から約 0.4 時間後に 1,200℃に到達し，また，事象発生から約 0.7 時間後に燃料温度は 2,500K（約 2,227℃）に到達する。事象発生から 70 分後，常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し，復水移送ポンプ 2 台を用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することによって，原子炉圧力容器破損に至ることなく，原子炉水位は回復し，炉心は再冠水する。	水位低下により炉心は露出し，事象発生から約 4 分後に燃料被覆管の最高温度は 1,000K（約 727℃）に到達し，炉心損傷が開始する。燃料被覆管の最高温度は事象発生から約 9 分後に 1,200℃に到達し，また，事象発生から約 27 分後に燃料温度は 2,500K（約 2,227℃）に到達する。事象発生から 25 分後，常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し，常設低圧代替注水系ポンプ 2 台を用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することによって，原子炉圧力容器破損に至ることなく，原子炉水位Ｌ０以上まで原子炉水位は回復し，炉心は冠水する。 （添付資料 3.1.2.6）	水位低下により炉心は露出し，事象発生から約５分後に燃料被覆管の最高温度は 1,000K（約 727℃）に到達し，炉心損傷が開始する。燃料被覆管の最高温度は事象発生から約 10 分後に 1,200℃に到達し，また，事象発生から約 28 分後に燃料温度は約 2,500K（約 2,227℃）に到達する。事象発生から 30 分後，常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することによって，原子炉圧力容器破損に至ることなく，原子炉水位は回復し，炉心は再冠水する。	島根２号炉は，原子炉隔離時冷却系と非常用炉心冷却系を合わせて「非常用炉心冷却系等」と記載。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 1,000K 到達時間等の相違。 ・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 注水設備の準備時間の相違。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，低圧原子炉代替注水ポンプ１台運転の設計であるため，ポンプ台数の記載をしていない。 ・解析結果の相違 【東海第二】 島根２号炉は，低圧原子炉代替注水系により原子炉水位は，ＴＡＦまで回復することから，「Ｌ０以上」という記載をしていない。
原子炉格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため，格納容器スプレイを間欠的に実施することによって，格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する。	格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため，格納容器圧力及び雰囲気温度は上昇する。そのため，原子炉注水と同時に格納容器スプレイを実施することによって，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制する。	原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため，格納容器スプレイを間欠的に実施することによって，格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する。	・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，事象初期に原子炉注水と同時の格納容器スプレイは実施しない。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	原子炉水位が原子炉水位Ｌ０に回復後，サプレッション・プール水位の上昇を抑制するため，原子炉注水を崩壊熱による蒸発量相当の注水流量とし，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイを停止する。 その後，崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等の格納容器内への放出により，格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。そのため，再度，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施することによって，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制される。		・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，操作開始基準の格納容器圧力に至るまでは，格納容器スプレイを実施しないため，停止，格納容器スプレイの再開について記載していない。
ベントラインの水没防止のために，格納容器ベントに伴うサプレッション・チェンバ・プール水位の上昇（約 2m）を考慮し，サプレッション・チェンバ・プール水位がベントライン-1m を超えないように格納容器スプレイを停止することから，格納容器圧力は上昇し，事象発生から約 38 時間経過した時点で原子炉格納容器の限界圧力に接近する。	ベントラインの水没防止のために，格納容器ベントに伴うサプレッション・プール水位の上昇（約 1.3m）を考慮し，サプレッション・プール水位がベントライン下端を超えないように，事象発生から約 19 時間後にサプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達した時点で，格納容器スプレイを停止する。	事象発生から約 32 時間後にサプレッション・プール水位が通常運転水位＋約 1.3m に到達した時点で格納容器スプレイを停止する。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 格納容器スプレイ停止基準の相違
原子炉格納容器の限界圧力接近時点で，格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を実施し，格納容器圧力及び温度を低下させる。	格納容器スプレイを停止後，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施し，格納容器圧力及び雰囲気温度を低下させる。	格納容器スプレイを停止後，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施し，格納容器圧力及び温度を低下させる。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，実運用に合わせてサプレッション・プール水位通常運転水位＋約 1.3m に到達後格納容器ベントを実施する評価としている。
格納容器温度は，格納容器ベントによる格納容器温度低下後，溶融炉心からの放熱によって数時間は上昇傾向となるが，崩壊熱の減少に伴い低下傾向に転じて，その後は徐々に低下する。格納容器圧力については格納容器ベントによる格納容器圧力低下後，徐々に低下する。 （添付資料 3.1.2.1，3.1.2.2）	格納容器雰囲気温度は，格納容器ベントによる格納容器雰囲気温度低下後，溶融炉心からの放熱によって数十時間は上昇傾向となるが，崩壊熱の減少に伴い低下傾向に転じて，その後は徐々に低下する。格納容器圧力については格納容器ベントによる格納容器圧力低下後，サプレッション・プールの減圧沸騰により数十時間は圧力が上昇傾向となるが，崩壊熱の減少に伴い低下傾向に転じて，その後は徐々に低下する。	格納容器圧力及び温度は，格納容器ベントによる原子炉格納容器除熱実施後，徐々に低下する。 （添付資料3.1.2.1）	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，格納容器ベント実施後，格納容器温度は上昇することなく徐々に低下する。 【東海第二】 島根２号炉は，格納容器ベント実施後，格納容器圧力は上昇することなく徐々に低下する。
ｂ．評価項目等	ｂ．評価項目等	ｂ．評価項目等	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
格納容器圧力は，第 3.1.3.10 図に示すとおり，原子炉格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため徐々に上昇するが，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び原子炉格納容器の限界圧力に接近した場合に格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を行うことによって，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値は，原子炉格納容器の限界圧力 0.62MPa[gage]を超えない。	格納容器圧力は，第 3.1.3－10 図に示すとおり，格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため上昇するが，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及びサプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達し代替格納容器スプレイを停止した場合に格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を行うことによって，格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値は，格納容器の限界圧力 0.62MPa［gage］を超えない。	格納容器圧力は，第 3.1.3.2－1(5)図に示すとおり，原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため徐々に上昇するが，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及びサプレッション・プール水位が通常運転水位＋約 1.3m に到達し格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を停止した場合に格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を行うことによって，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値は，原子炉格納容器の限界圧力 853kPa[gage]を超えない。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，実運用に合わせてサプレッション・プール水位通常運転水位＋約 1.3m に到達後格納容器ベントを実施する評価としている。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉（Mark-Ⅰ改）と柏崎 6/7（ABWR），東海第二（Mark-Ⅱ）の最高使用圧力の相違。
なお，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が最大となる事象開始約 38 時間後において，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，原子炉格納容器内の非凝縮ガスに占める割合の 2%以下であるため，その影響は無視し得る程度である。	なお，格納容器バウンダリにかかる圧力が最大となる事象発生約 18 時間後（最も遅く最大値に到達する時間）において，水の放射線分解によって発生する水素及び酸素は，格納容器内の非凝縮性ガスに占める割合の 2%未満であるため，その影響は無視し得る程度である。 （添付資料 3.1.2.7）	なお，原子炉格納容器圧力が最大となる事象発生約 32 時間後において，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，原子炉格納容器の非凝縮性ガスに占める割合の２%以下であるため，その影響は無視し得る程度である。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
格納容器温度は，第 3.1.3.11 図に示すとおり，原子炉格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため徐々に上昇するが，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を行うことによって，原子炉格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）の最高値は約 165℃となり，原子炉格納容器の限界温度 200℃を超えない。なお，事象開始直後，破断口から流出する過熱蒸気により一時的に格納容器温度は約 207℃となるが，この時の原子炉格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）は約 144℃であり，原子炉格納容器の限界温度 200℃を超えない。	格納容器雰囲気温度は，第 3.1.3－11 図に示すとおり，格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため上昇するが，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を行うことによって，格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）の最高値は約 157℃となり，格納容器の限界温度 200℃を超えない。なお，事象発生直後，破断口から流出する過熱蒸気により一時的に格納容器雰囲気温度は約 202℃となるが，このときの格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）は約 137℃であり，格納容器の限界温度 200℃を超えない。 （添付資料 3.1.2.8）	格納容器温度は，第 3.1.3.2－1(6)図に示すとおり，原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため徐々に上昇するが，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を行うことによって，原子炉格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）の最高値は約 197℃となり，原子炉格納容器の限界温度 200℃を超えない。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 格納容器温度の最大値等の相違。また，島根２号炉は，格納容器雰囲気温度最高値が 200℃を超えない。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
サプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置による大気中への Cs-137 の総放出量は約 1.4×10-3TBq（7 日間）であり，100TBq を下回る。	サプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置による大気中へのＣｓ－137 の総放出量は約 1.2×10^{-4}TBq（7 日間）であり，100TBq を下回る。	サプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合の格納容器フィルタベント系による大気中へのＣｓ－137 の総放出量は約 2.1×10^{-3}TBq（７日間）であり，100TBq を下回る。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
ドライウェルのベントラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置による大気中への Cs-137 の総放出量は約 2.0TBq（7 日間）であり，100TBq を下回る。	ドライウェルのベントラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置による大気中へのＣｓ－137 の総放出量は約 3.7TBq（7 日間）であり，100TBq を下回る。	ドライウェルのベントラインを経由した場合の格納容器フィルタベント系による大気中へのＣｓ－137 の総放出量は約 3.4TBq（７日間）であり，100TBq を下回る。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
なお，原子炉格納容器が健全であるため，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制限され，また，大気中へはほとんど放出されないものと考えられる。これは，原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は，原子炉建屋内で時間減衰し，また，粒子状放射性物質は，原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い，原子炉建屋内に沈着すると考えられるためである。原子炉建屋内での放射性物質の時間減衰及び粒子状放射性物質の除去効果等を保守的に考慮せず，原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを想定した場合，漏えい量は約 14TBq（7 日間）となる。原子炉建屋から大気中への Cs-137 の漏えい量に，ドライウェルのベントラインを経由した格納容器圧力逃がし装置による Cs-137 の放出量を加えた場合でも，約 16TBq（7 日間）であり，100TBq を下回る。	なお，格納容器が健全であるため，格納容器から原子炉建屋への放射性物質の漏えい量は制限され，また，大気中へはほとんど放出されないものと考えられる。これは，原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は，原子炉建屋内で時間減衰し，また，粒子状放射性物質は，原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い，原子炉建屋内に沈着すると考えられるためである。原子炉建屋内での放射性物質の時間減衰及び粒子状放射性物質の除去効果等を保守的に考慮せず，原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを想定した場合，漏えい量は約 14.3TBq（7 日間）となる。原子炉建屋から大気中へのＣｓ－137 の漏えい量に，ドライウェルのベントラインを経由した格納容器圧力逃がし装置によるＣｓ－137 の放出量を加えた場合でも，約 18TBq（7 日間）であり，100TBq を下回る。	なお，原子炉格納容器が健全であるため，原子炉格納容器から原子炉建物への放射性物質の漏えい量は制限され，また，大気中へはほとんど放出されないものと考えられる。これは，原子炉建物内に漏えいした放射性物質は，原子炉建物内で時間減衰し，また，粒子状放射性物質は，原子炉建物内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い，原子炉建物内に沈着すると考えられるためである。原子炉建物内での放射性物質の時間減衰及び粒子状放射性物質の除去効果等を保守的に考慮せず，原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えいを想定した場合，漏えい量は約 1.4TBq（７日間）となる。原子炉建物から大気中へのＣｓ-137 の漏えい量に，ドライウェルからのベントラインを経由した格納容器フィルタベント系によるＣｓ-137 の放出量を加えた場合でも，約 4.8TBq（７日間）であり，100TBq を下回る。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
事象発生からの 7 日間以降，Cs-137 の放出が継続した場合の影響評価を行ったところ，サプレッション・チェンバのベントラインを経由した格納容器圧力逃がし装置による総放出量は，約 4.0×10^{-3}TBq(30 日間)及び約 8.5×10^{-3}TBq(100 日間)である。ドライウェルのベントラインを経由した場合には，約 3.1TBq(30 日間)及び約 3.2TBq(100 日間)である。原子炉建屋から大気中への Cs-137 の漏えい量にドライウェルのベントラインを経由した格納容器圧力逃がし装置による Cs-137 の放出量を加えた場合でも，約 18TBq（30 日間）及び約 18TBq（100 日間）であり，100TBq を下回る。 （添付資料 3.1.3.3，3.1.3.4）	事象発生からの 7 日間以降，Ｃｓ－137 の放出が継続した場合の影響評価を行ったところ，サプレッション・チェンバのベントラインを経由した格納容器圧力逃がし装置による総放出量は，約 1.3×10^{-4}TBq(30 日間)及び約 1.5×10^{-4}TBq（100 日間）である。ドライウェルのベントラインを経由した場合には，約 4.1TBq（ 30 日間）及び約 4.1TBq（100 日間）である。原子炉建屋から大気中へのＣｓ－137 の漏えい量にドライウェルのベントラインを経由した格納容器圧力逃がし装置によるＣｓ－137 の放出量を加えた場合でも，約 19TBq（30 日間）及び約 20TBq（100 日間）であり，100TBq を下回る。 （添付資料 3.1.3.4，3.1.3.5，3.1.3.6）	事象発生からの７日間以降，Ｃｓ-137 の放出が継続した場合の影響評価を行ったところ，サプレッション・チェンバのベントラインを経由した格納容器フィルタベント系による総放出量は，約 4.0×10^{-3}TBq(30 日間)及び約 6.5×10^{-3}TBq（100 日間）である。ドライウェルのベントラインを経由した場合には，約 5.3TBq（30 日間）及び約 5.4TBq（100 日間）である。原子炉建物から大気中へのＣｓ-137 の漏えい量にドライウェルのベントラインを経由した格納容器フィルタベント系によるＣｓ-137 の放出量を加えた場合でも，約 6.8TBq（30 日間）及び約 6.9TBq（100 日間）であり，100TBq を下回る。 （添付資料3.1.3.3，3.1.3.4）	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
第 3.1.3.6 図に示すとおり，低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。その後は，第 3.1.3.10 図に示すとおり，原子炉格納容器の限界圧力接近時点で，約 38 時間後に格納容器圧力	第 3.1.3－4 図及び第 3.1.3－6 図に示すとおり，低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。その後は，第 3.1.3－14 図に示すとおり，約 19 時間後にサプレッション・プール水位が通	第 3.1.3.2－1(1)図に示すとおり，低圧原子炉代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。その後は，第 3.1.3.2－1(5)図に示すとおり，約 32 時間後にサプレッション・プール水位が通常水	・解析条件の相違

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
逃がし装置による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。	常水位＋6.5m に到達した時点で，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止し，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。	位＋約 1.3m に到達した時点で，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を停止し，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。	【柏崎 6/7】 島根２号炉は，実運用に合わせてサプレッション・プール水位通常運転水位＋約 1.3m に到達後格納容器ベントを実施する評価としている。
本評価では，「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)，(2)及び(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。 （添付資料 3.1.3.5）	本評価では，「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)及び(7)の評価項目について，対策の有効性を確認した。 （添付資料 3.1.3.7）	本評価では，「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」のうち，(1)，(2)及び(3)の評価項目について対策の有効性を確認した。 （添付資料3.1.3.5）	・整理方針の相違 【東海第二】 各シーケンスで確認対象となる評価項目の整理の相違。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
3.1.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 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）」（代替循環冷却系を使用しない場合）では，原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気，ジルコニウムー水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することが特徴である。 また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，常設代替交流電源設備からの受電操作，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱操作とする。	3.1.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 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）」（代替循環冷却系を使用できない場合）では，格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気，ジルコニウムー水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することが特徴である。 また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作並びに代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作とする。	3.1.3.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 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）」（残留熱代替除去系を使用しない場合）では，原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気，ジルコニウム - 水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することが特徴である。 また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水操作，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作とする。	・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，事象発生から 12 時間までの操作に限らず，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作を抽出。 ・記載方針の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作の一環として，常設代替交流電源設備の受電操作を実施することから，記載していない。
(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本格納容器破損モードにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。 ａ．運転員等操作時間に与える影響 炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性を確認している。炉心	(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本評価事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。 ａ．運転員等操作時間に与える影響 炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，ＴＭＩ事故についての再現性及びＣＯＲＡ実験についての再現性を確認している。	(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本格納容器破損モードにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。 ａ．運転員等操作時間に与える影響 炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，ＴＭＩ事故についての再現性及びＣＯＲＡ実験についての再現性を確認している。	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
ヒートアップの感度解析（ジルコニウムー水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認している。原子炉注水操作については，非常用炉心冷却系による原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合，速やかに低圧代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており，燃料被覆管温度等を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウムー水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融開始時間に与える影響は小さいことを確認している。原子炉注水操作については，ＬＯＣＡが発生し，高圧・低圧注水機能の喪失により炉心損傷したと判断した場合，速やかに代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に併せ，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており，燃料被覆管温度等を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウムー水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認している。原子炉注水操作については，非常用炉心冷却系等による原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合，速やかに低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており，燃料被覆管温度等を操作開始の起点としている運転員操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，非常用炉心冷却系等の注水機能が喪失した時点で，速やかに低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を行う手順としている。 ・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，事象初期に原子炉注水と同時の格納容器スプレイは実施しない。
また，格納容器スプレイ操作については，炉心ヒートアップの感度解析では，格納容器圧力及び温度への影響は小さいことを確認していることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	また，格納容器圧力が 0.465MPa［gage］に到達した場合の格納容器スプレイ操作については，炉心ヒートアップの感度解析では，格納容器圧力及び雰囲気温度への影響は小さいことを確認していることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	また，格納容器スプレイ操作については，炉心ヒートアップの感度解析では，格納容器圧力及び温度への影響は小さいことを確認していることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，事象初期に格納容器スプレイを実施しない。
炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして，炉心モデル（炉心水位計算モデル）は，原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードSAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であり，注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は解析コードSAFER の評価結果との差異は小さいことを確認している。原子炉注水操作については，非常用炉心冷却系による原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合，速やかに低圧代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており，原子炉水位を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして，炉心モデル（炉心水位計算モデル）は，原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードＳＡＦＥＲの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードＭＡＡＰの評価結果の方が大きく，解析コードＳＡＦＥＲに対して保守的であり，注水操作による燃料有効長頂部までの水位回復時刻は解析コードＳＡＦＥＲの評価結果との差異は小さいことを確認している。原子炉注水操作については，ＬＯＣＡが発生し，高圧・低圧注水機能の喪失により炉心損傷したと判断した場合，速やかに代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており，原子炉	炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして，炉心モデル（炉心水位計算モデル）は，原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードＳＡＦＥＲの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードＭＡＡＰの評価結果の方が保守的であり，注水操作による燃料棒有効長頂部までの水位回復時刻は解析コードＳＡＦＥＲの評価結果との差異は小さいことを確認している。原子炉注水操作については，非常用炉心冷却系等による原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合，速やかに低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており，原子炉水位を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響は	・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，非常用炉心冷却系等の注水機能が喪失した時点で，速

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	水位を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	ない。	やかに低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を行う手順としている。
原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１ 割程度高めに評価する傾向を確認しているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ（可搬型）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ（可搬型）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，有効性評価上，温度基準の格納容器スプレイ基準には至らないが，実運用を考慮した記載としている。 ・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，格納容器フィルタベント系によるベント操作をサプレッション・プール水位起点としていることから記載していない。
炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。本評価事故シーケンスでは，炉心の損傷状態を起点に操作開始する運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルはＴＭＩ事故についての再現性を確認している。本評価事故シーケンスでは，炉心の損傷状態を起点に操作開始する運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルはＴＭＩ事故についての再現性を確認している。本評価事故シーケンスでは，炉心の損傷状態を起点に操作開始する運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	
炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内 FP 挙動の不確かさとして，核分裂生成物（FP）挙動モデルは PHEBUS-FP 実験解析により原子炉圧力容器内への FP 放	炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内ＦＰ挙動の不確かさとして，核分裂生成物（ＦＰ）挙動モデルはＰＨＥＢＵＳ－ＦＰ実験解析により原子炉圧力容器	炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内ＦＰ挙動の不確かさとして，核分裂生成物(ＦＰ)挙動モデルはＰＨＥＢＵＳ－ＦＰ実験解析により原子炉圧力容器内	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
出の開始時間を適切に再現できることを確認している。PHEBUS-FP 実験解析では，燃料被覆管破裂後の FP 放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが，小規模体系の模擬性が原因と推測され，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推定される。本評価事故シーケンスでは，炉心損傷後の原子炉圧力容器内 FP 放出を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内 FP 挙動の不確かさとして，核分裂生成物（FP）挙動モデルは ABCOVE 実験解析により原子炉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ている。本評価事故シーケンスでは，炉心損傷後の原子炉格納容器内 FP 挙動を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料 3.1.3.6）	内へのＦＰ放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。ＰＨＥＢＵＳ－ＦＰ実験解析では，燃料被覆管破裂後のＦＰ放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが，小規模体系の模擬性が原因と推測され，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推定される。本評価事故シーケンスでは，炉心損傷後の原子炉圧力容器内ＦＰ放出を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。炉心損傷後の格納容器における格納容器内ＦＰ挙動の不確かさとして，核分裂生成物（ＦＰ）挙動モデルは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ている。本評価事故シーケンスでは，炉心損傷後の格納容器内ＦＰ挙動を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料 3.1.3.8）	へのＦＰ放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。ＰＨＥＢＵＳ－ＦＰ実験解析では，燃料被覆管破裂後のＦＰ放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが，小規模体系の模擬性が原因と推測され，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推定される。本評価事故シーケンスでは，炉心損傷後の原子炉圧力容器内ＦＰ放出を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内ＦＰ挙動の不確かさとして，核分裂生成物（ＦＰ）挙動モデルはＡＢＣＯＶＥ実験解析により原子炉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ている。本評価事故シーケンスでは，炉心損傷後の原子炉格納容器内ＦＰを操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料3.1.3.6）	
b．評価項目となるパラメータに与える影響 炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，格納容器圧力及び温度への影響は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして，炉心モデル（炉心水位計算モデル）は，原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であり，注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は解析コード SAFER の評価結果との差異は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造	b．評価項目となるパラメータに与える影響 炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，ＴＭＩ事故についての再現性及びＣＯＲＡ実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，格納容器圧力及び雰囲気温度への影響は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして，炉心モデル（炉心水位計算モデル）は，原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードＳＡＦＥＲの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードＭＡＡＰの評価結果の方が大きく，解析コードＳＡＦＥＲに対して保守的であり，注水操作による燃料有効長頂部までの水位回復時刻は解析コードＳＡＦＥＲの評価結果との差異は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との	b．評価項目となるパラメータに与える影響 炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，ＴＭＩ事故についての再現性及びＣＯＲＡ実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，格納容器圧力及び温度への影響は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして，炉心モデル（炉心水位計算モデル）では，原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードＳＡＦＥＲの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードＭＡＡＰの評価結果の方が保守的であり，注水操作による燃料棒有効長頂部までの水位回復時刻は解析コードＳＡＦＥＲの評価結果との差異は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また，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炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認しており，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内 FP 挙動の不確かさとして，核分裂生成物（FP）挙動モデルは PHEBUS-FP 実験解析により原子炉圧力容器内への FP 放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。PHEBUS-FP 実験解析では，燃料被覆管破裂後の FP 放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが，小規模体系の模擬性が原因と推測され，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推定される。炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内 FP 挙動の不確かさとして，核分裂生成物（FP）挙動モデルは ABCOVE 実験解析により原子炉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ている。したがって，大気中への Cs-137 の総放出量の観点で評価項目となるパラメータに与える影響はない。なお，本評価事故シーケンスにおける格納容器圧力逃がし装置による大気中への Cs-137 の総放出量は，評価項目（100TBq を下回っ	熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１ 割程度高めに評価する傾向を確認しているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルはＴＭＩ事故についての再現性を確認している。また，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炉心溶融開始時間に与える影響は小さいことを確認しており，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内ＦＰ挙動の不確かさとして，核分裂生成物（ＦＰ）挙動モデルはＰＨＥＢＵＳ－ＦＰ実験解析により原子炉圧力容器内へのＦＰ放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。ＰＨＥＢＵＳ－ＦＰ実験解析では，燃料被覆管破裂後のＦＰ放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが，小規模体系の模擬性が原因と推測され，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推定される。炉心損傷後の格納容器における格納容器内ＦＰ挙動の不確かさとして，核分裂生成物（ＦＰ）挙動モデルは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ている。したがって，大気中へのＣｓ－137 の総放出量の観点で評価項目となるパラメータに与える影響はない。なお，本評価事故シーケンスにおける格納容器圧力逃がし装置による大気中へのＣｓ－137 の総放出量は，評価項目（100TBq	材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルはＴＭＩ事故についての再現性を確認している。また，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炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認しており，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内ＦＰ挙動の不確かさとして，核分裂生成物(ＦＰ)挙動モデルはＰＨＥＢＵＳ－ＦＰ実験解析により原子炉圧力容器内へのＦＰ放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。ＰＨＥＢＵＳ－ＦＰ実験解析では，燃料被覆管破裂後のＦＰ放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが，小規模体系の模擬性が原因と推測され，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推定される。炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内ＦＰ挙動の不確かさとして，核分裂生成物(ＦＰ)挙動モデルはＡＢＣＯＶＥ実験解析により原子炉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ている。したがって，大気中へのＣｓ－137 の総放出量の観点で評価項目となるパラメータに与える影響はない。なお，本評価事故シーケンスにおける格納容器フィルタベント系によるＣｓ－137 の総放出量は，評価項目	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
ていること）に対して，サプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合は約 1.4×10^{-3}TBq（7 日間），ドライウェルのベントラインを経由した場合は約 2.0TBq（7 日間）であり，評価項目に対して余裕がある。 （添付資料 3.1.3.6）	を下回っていること）に対して，サプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合は約 1.2×10^{-4}TBq（7 日間），ドライウェルのベントラインを経由した場合は約 3.7TBq（7 日間）であり，評価項目に対して余裕がある。 （添付資料 3.1.3.8）	（100TBq を下回っていること）に対して，サプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合は約 2.1×10^{-3}TBq（７日間），ドライウェルのベントラインを経由した場合は約 3.4TBq（７日間）であり，評価項目に対して余裕がある。 （添付資料3.1.3.6）	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
(2) 解析条件の不確かさの影響評価 a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 3.1.3.2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。	(2) 解析条件の不確かさの影響評価 a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 3.1.3－2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。	(2)　解析条件の不確かさの影響評価 a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 3.1.2.1-1 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。	
(a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが，操作手順(原子炉水位が破断口高さまで水位回復後に原子炉注水から格納容器スプレイへ切り替えること及び格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること)に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	(a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd／t に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 31GWd／t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが，操作手順（代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	(a)　運転員等操作時間に与える影響 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており，その最確条件は炉心平均燃焼度約 30GWd/t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが，操作手順（格納容器スプレイを格納容器圧力が 640kPa[gage]以下になるよう制御（640～588kPa[gage]の範囲で維持）すること）に変わりはないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	・実績値の相違 【東海第二】 島根２号炉の最確条件を記載。 ・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 格納容器圧力及び温度を起点とした運転操作の差異。
初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，サプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部，サプレッション・プール水位，格納容器圧力並びに格納容器雰囲気温度は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間	初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，サプレッション・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	・整理方針の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，サプレッション・チェンバの空間部及び液相部のゆらぎを，サプレッション・

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	に与える影響は小さい。		プール水位のゆらぎで代表させていることから，記載していない。
事故条件の起因事象は，解析条件の不確かさとして，Excessive LOCA を考慮した場合，原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	事故条件の起因事象は，解析条件の不確かさとして，Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡを考慮した場合，原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが，操作手順（速やかに格納容器冷却手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	事故条件の起因事象は，解析条件の不確かさとして，Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡを考慮した場合，原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡであっても速やかに実施する操作は原子炉注水であることから原子炉への注水操作を記載している。
機器条件の低圧代替注水系（常設）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	機器条件の低圧代替注水系（常設）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。溶融炉心の冠水後の操作として崩壊熱による蒸発を補う注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	機器条件の低圧原子炉代替注水系（常設）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量を制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料3.1.3.6，3.1.2.7）	
	機器条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は，解析条件で設定したスプレイ流量（130m^3／h 一定）に対して，最確条件は運転手順における流量調整の範囲（102m^3／h～130m^3／h）となる。最確条件とした場合，サプレッション・プール水位の上昇が緩和されることから，サプレッション・プール水位を操作開始の起点とする格納容器圧力逃がし装置を用いた格納容器除熱操作の開始時間が遅くなり，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。		・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，解析条件と最確条件が同じであるため，不確かさを記載していない。
機器条件の格納容器圧力逃がし装置は，解析条件の不確かさとして，実際の流量が解析より多い場合，格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが，操作手	機器条件の格納容器圧力逃がし装置は，解析条件の不確かさとして，実際の流量が解析より多い場合，格納容器圧力及び雰囲気温度上昇の抑制効果は大きくなるが，		・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，解析条

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
順に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料 3.1.3.6，3.1.2.8）	操作手順に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料 3.1.2.12，3.1.3.8）		件と最確条件が同じであるため，不確かさを記載していない。
(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが，格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器スプレイ及び格納容器ベントにより抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd／t に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 31GWd／t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は格納容器スプレイ及び格納容器ベントにより抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	(b)　評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度上昇が遅くなるが，格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器スプレイ及び格納容器ベントにより抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	・実績値の相違 【東海第二】 島根２号炉の最確条件を記載。
初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，サプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部，サプレッション・プール水位，格納容器圧力並びに格納容器雰囲気温度は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，サプレッション・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	・整理方針の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，サプレッション・チェンバの空間部及び液相部のゆらぎを，サプレッション・プール水位のゆらぎで代表させていることから，記載していない。
事故条件の起因事象は，解析条件の不確かさとして，Excessive LOCA を考慮した場合，原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが，原子炉格納容器へ放出されるエネルギは大破断 LOCA の場合と同程度であり，第 3.1.2.15 図及び第 3.1.2.16 図に示すとおり，格納容器圧力は 0.62MPa[gage]を下回っていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	事故条件の起因事象は，解析条件の不確かさとして，Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡを考慮した場合，原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが，格納容器へ放出されるエネルギは大破断ＬＯＣＡの場合と同程度であり，第 3.1.2－18 図及び第 3.1.2－19 図に示すとおり，格納容器圧力は 0.62MPa[gage]，格納容器バウンダリにかかる温度は 200℃を下回っていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	事故条件の起因事象は，解析条件の不確かさとして，Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡを考慮した場合，原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが，原子炉格納容器へ放出されるエネルギは大破断ＬＯＣＡの場合と同程度であり，第 3.1.2.2-1(9)図及び第 3.1.2.2-1(10)図に示すとおり，格納容器圧力は 853kPa[gage]，原子炉格納容器バウンダリにかかる温度は 200℃を下回っていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉（Mark-Ⅰ改）と柏崎 6/7（ABWR），東海第二（Mark-Ⅱ）の最高使用圧力の相違。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，第 3.1.2.2.-1(10) 図に原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最高値を示しているため，原子炉格納容器バウンダリにかかる温度についても追記。
機器条件の低圧代替注水系（常設）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなり，格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが，格納容器圧力及び温度の上昇に有意な影響を与えないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	機器条件の低圧代替注水系（常設）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなり，格納容器圧力及び雰囲気温度上昇の抑制効果は大きくなるが，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇に有意な影響を与えないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	機器条件の低圧原子炉代替注水系（常設）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなり，格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが，格納容器圧力及び温度上昇に有意な影響を与えないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料3.1.3.6，3.1.2.7）	
	機器条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は，解析条件で設定したスプレイ流量（130m^3／h 一定）に対して，最確条件は運転手順における流量調整の範囲（102m^3／h～130m^3／h）となる。最確条件とした場合でも，格納容器圧力を 0.400MPa［gage］から 0.465MPa［gage］の範囲内に維持することに変わりはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。		・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，解析条件と最確条件が同じであるため，不確かさを記載していない。
機器条件の格納容器圧力逃がし装置は，解析条件の不確かさとして，実際の流量が解析より多い場合，格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが，格納容器圧力の最大値は格納容器ベント時のピーク圧力であり，ベント後の格納容器圧力挙動への影響はほとんどないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 （添付資料 3.1.3.6，3.1.2.8）	機器条件の格納容器圧力逃がし装置は，解析条件の不確かさとして，実際の流量が解析より多い場合，格納容器圧力及び雰囲気温度上昇の抑制効果は大きくなるが，格納容器圧力の最大値は代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却時の操作開始圧力であり，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作時のピーク圧力は格納容器圧力の最大値を下回ることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 （添付資料 3.1.2.12，3.1.3.8）		・記載方針の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，解析条件と最確条件が同じであるため，不確かさを記載していない。
ｂ．操作条件 操作条件の不確かさとして，操作の不確かさを「認知」，	ｂ．操作条件 操作条件の不確かさとして，操作の不確かさを「認知」，	ｂ．操作条件 操作条件の不確かさとして，操作に係る不確かさを「認	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の 6 要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し，評価結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から 70 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，常設代替交流電源設備からの受電操作について，実態の運転操作時間に基づき解析上の想定時間を設定していることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の 6 要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し，評価結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電並びに代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から 25 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，状況判断から原子炉注水操作までは一連の操作として実施し，同一の運転員による並列操作はなく，操作所要時間を踏まえて解析上の想定時間を設定していることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 また，原子炉注水によって原子炉水位が原子炉水位Ｌ０まで回復した場合，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量を崩壊熱による蒸発を補う流量に変更するとともに，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイを停止する。運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は，解析上の想定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の６要因に分類し，これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し，評価結果を以下に示す。 (a)　運転員等操作時間に与える影響 操作条件の低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から 30 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作について，早期の電源回復不可の判断，常設代替交流電源設備の起動，受電操作，低圧原子炉代替注水系（常設）の系統構成を，実態の運転操作時間に基づき解析上の想定時間を設定していることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，事象初期に原子炉注水と同時の格納容器スプレイは実施しない。 ・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 注水設備の準備時間の相違。 ・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，事象初期の原子炉注水と同時の格納容器スプレイを実施しない。（東海第二では，事象初期の原子炉注水と同時の格納容器スプレイ実施後，原子炉水位が L0 に回復した時点で一度停止することとしている。 ） ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，解析上の想定と実態の運転操作が同等であるため，記載していない。
なお，有効性評価では 2 系列の非常用高圧母線の電源回復を想定しているが，低圧代替注水系(常設)は非常用高圧母線 D 系の電源回復後に実施可能であり，この場合も原子炉注水の開始時間が早くなる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については，			

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
復水移送ポンプの起動操作が常設代替交流電源設備からの受電操作の影響を受けるが，低圧代替注水系(常設)は非常用高圧母線 D 系の電源回復後に実施可能であり，この場合も原子炉注水の開始時間が早くなる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。			
操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は，解析上の操作開始時間として原子炉水位が破断口高さまで水位回復後，格納容器温度が 190℃超過を確認した時点を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，解析結果は原子炉水位が破断口高さまで水位回復前に既に格納容器温度は 190℃を超えており，実態の操作も原子炉水位が破断口高さまで水位回復後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイへ切り替えることとしており，実態の操作開始時間は，解析上の設定とほぼ同等であるため，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。代替格納容器スプレイへの切替え後，原子炉水位が原子炉水位低（レベル 1）まで低下した場合，低圧代替注水系(常設)へ切り替えを行う。当該操作開始時間は，解析上の想定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。また，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.465MPa［gage］到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，格納容器圧力の上昇は緩慢であり，継続監視していることから，操作開始の起点である格納容器圧力 0.465MPa［gage］到達時点で速やかに操作を実施可能であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力が 640kPa[gage]に到達した時点を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，格納容器圧力の上昇は緩慢であり，継続監視していることから，操作開始の起点である格納容器圧力 640kPa[gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作開始時間に与える影響も小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，原子炉注水と格納容器スプレイの切り替えをしない。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，格納容器圧力の挙動を確認しながら操作開始する。 （柏崎 6/7 では，操作開始時点で既に開始基準（190℃）を超えている。）
操作条件の格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱操作は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.62MPa[gage]接近時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，格納容器圧力が 0.62MPa[gage]に接近するのは，事象発生から約 38 時間後である。また，格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ操作が可能であり，格納容器ベント操作の操作所要時間は時間余裕を	操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作は，解析上の操作開始時間として，サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m 到達から 5 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達するのは，事象発生から約 19 時間後である。また，格納容器ベントの準備操作はサプレッション・プール水位の上昇傾向を監視しながらあらかじめ操作が可能であり，格	操作条件の格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は，解析上の操作開始時間としてサプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達から 10 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達するのは，事象発生から約 32 時間後である。また，格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ操作が可能であり，格納容器ベ	・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，実運用に合わせて外部水源からの注水量限界に到達後格納容器ベントを実施する評価としている。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
含めて設定されていることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，格納容器圧力 0.62MPa[gage]に至るまでに確実に原子炉格納容器除熱操作をすることが可能であるため，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員（現場）を配置しており，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。 （添付資料 3.1.3.6）	納容器ベント操作の操作所要時間は時間余裕を含めて設定されていることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m 到達時に速やかに格納容器除熱操作をすることが可能であるため，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。 （添付資料 3.1.3.8）	ント操作の操作所要時間は時間余裕を含めて設定されていることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達時に確実に原子炉格納容器除熱操作をすることが可能であるため，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。 （添付資料3.1.3.6）	・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，格納容器ベントの準備操作を格納容器圧力を基に実施する手順としている。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，電源がある場合，全て中央制御室で操作可能である。
(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，常設代替交流電源設備からの受電操作について，解析上の原子炉注水開始時間（70 分後）は準備操作に時間余裕を含めて設定されており，原子炉水位の回復は早くなる可能性があるが，ジルコニウムー水反応量により発熱量が増加する等の影響があるため，格納容器圧力及び温度の上昇に大きな差異はない。また，原子炉注水操作は，代替格納容器スプレイとの切替え操作であり，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電並びに代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，解析条件は操作所要時間に時間余裕を含めて設定されており，原子炉水位の回復は早くなる可能性があるが，ジルコニウムー水反応量により発熱量が増加する等の影響があるため，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇に大きな差異はない。また，代替格納容器スプレイ操作と原子炉注水操作は，流量分配により同時に実施する操作であり，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	(b)　評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作について，実態の操作開始時間に基づき解析上の想定時間を設定している。実態の操作開始時間が解析上の設定よりも早くなった場合に，原子炉水位の回復は早くなる可能性があるが，ジルコニウムー水反応量により発熱量が増加する等の影響があるため，格納容器圧力及び温度の上昇に大きな差異はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，事象初期に原子炉注水と同時の格納容器スプレイ実施しないことから，原子炉注水との切替え操作（柏崎 6/7）あるいは原子炉注水との同時実施（東海第二）をしない。
操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は，運転員等操作時間に与える影響として，代替格納容器スプレイの操作開始は原子炉水位が破断口高さまで水位回復後，格納容器温度が 190℃に到達時となり，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は，運転員等操作時間に与える影響として，格納容器圧力の上昇は緩慢であり，継続監視していることから，操作開始の起点である格納容器圧力 0.465MPa［gage］到達時点で速やかに操作を実施可能であり，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は，運転員等操作時間に与える影響として，格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力が 640kPa[gage]に到達時となり，実態の操作開始時間は解析上の設定時間とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，有効性評価上，温度基準の代替格納容器スプレイ基準には至らず，圧力基準で実施している。
操作条件の格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納	操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除	操作条件の格納容器フィルタベント系による原子炉格	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
容器除熱操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料 3.1.3.6）	熱操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料 3.1.3.8）	納容器除熱操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料3.1.3.6）	
(3) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。 操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については，第 3.1.3.14 図から第 3.1.3.16 図に示すとおり，事象発生から 90 分後（操作開始時間 20 分程度の遅れ）までに常設代替交流電源設備からの受電操作を行い低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始できれば，損傷炉心は炉心位置に保持され，評価項目を満足する結果となることから，時間余裕がある。なお，格納容器ベント時における Cs 放出量は炉心損傷の程度の影響を受けるが，格納容器ベント開始時間はほぼ同等であることから，放出量に与える影響は小さい。	(3) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。 操作条件の常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作並びに代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については，第 3.1.3－16 図から第 3.1.3－18 図に示すとおり，事象発生から 50 分後（操作開始時間 25 分の遅れ）までに常設代替交流電源設備からの受電操作を行い代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始できれば，損傷炉心は炉心位置に保持され，評価項目を満足する結果となることから，時間余裕がある。なお，格納容器ベント時におけるＣｓ放出量は炉心損傷の程度の影響を受けるが，格納容器ベント開始時間はほぼ同等であることから，放出量に与える影響は小さい。	(3)　操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。 操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作については，第 3.1.3.3-(1)図から第 3.1.3.3-(3)図に示すとおり，事象発生から 60 分後（操作開始時間 30 分程度の遅れ）までに常設代替交流電源設備からの受電操作を行い，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水が開始できれば，損傷炉心は炉心位置に保持され，評価項目を満足する結果となることから，時間余裕がある。なお，格納容器ベント時におけるＣｓ放出量は炉心損傷の程度の影響を受けるが，格納容器ベント開始時間はほぼ同等であることから，放出量に与える影響は小さい。	・設備設計及び運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 操作開始遅れ時間は，リロケーション防止可能な操作開始時間を設定しており，設備，運用の相違により異なる。 ・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，非常用炉心冷却系等の注水機能が喪失した時点で，速やかに低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を行う手順としている。
操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作については，事象発生から 90 分後（操作開始時間 20 分程度の遅れ）に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始した場合の解析では，格納容器スプレイ開始のタイミングは約 2.3 時間後であるため，現行の 2 時間に対して約 20 分程度の準備時間を確保できることから，時間余裕がある。	操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作については，操作開始までの時間は事象発生から約 3.9 時間あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。なお，本操作が大幅に遅れるような場合でも，格納容器圧力が限界圧力 0.62MPa［gage］に到達するまでの時間は事象発生後約 14 時間後であり，時間余裕がある。	操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作については，格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 27 時間後の操作であり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，格納容器圧力を操作開始基準として格納容器スプレイを実施することから，圧力基準での格納容器

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			スプレイまでの時間余裕を評価している。（柏崎 6/7 では，原子炉注水と格納容器スプレイの切り替え操作を実施するため，原子炉注水操作が遅れた場合の評価を記載している。） 【東海第二】 島根２号炉で，格納容器圧力の基準で実施する格納容器スプレイ開始までの時間余裕が十分確保されていることから，原子炉格納容器の限界圧力の到達時間を記載していない。
操作条件の格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱操作については，格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 38 時間後の操作であり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。 （添付資料 3.1.3.6，3.1.3.7）	操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作については，格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 19 時間後の操作であり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。 （添付資料 3.1.3.8，3.1.3.9）	操作条件の格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作については，格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 32 時間後の操作であり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。 （添付資料3.1.3.6，3.1.3.7，3.1.3.8）	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。	(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。	(4)　まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。	

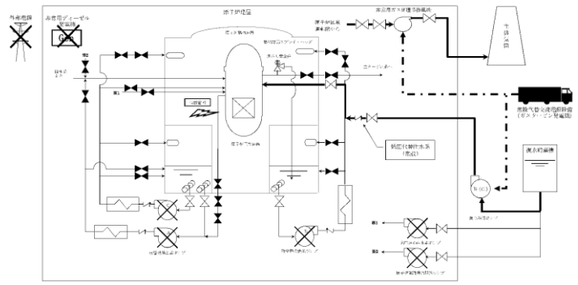
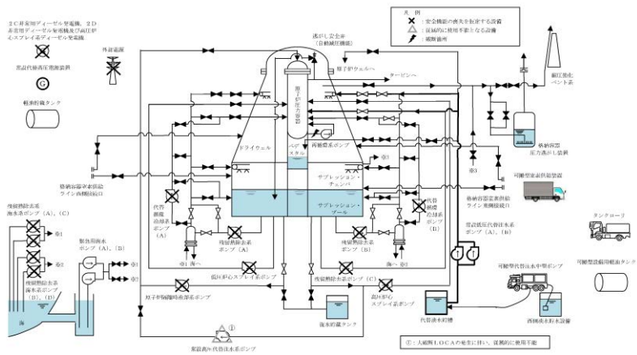
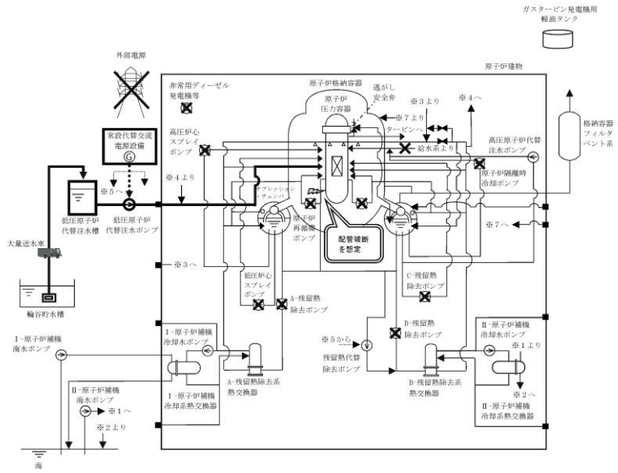
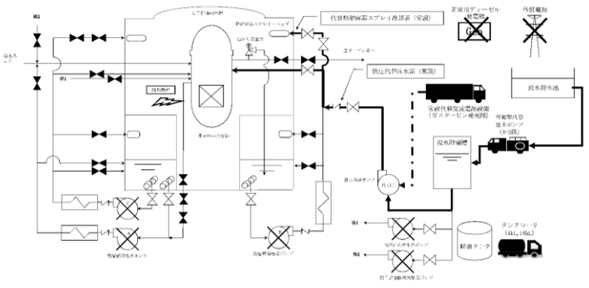
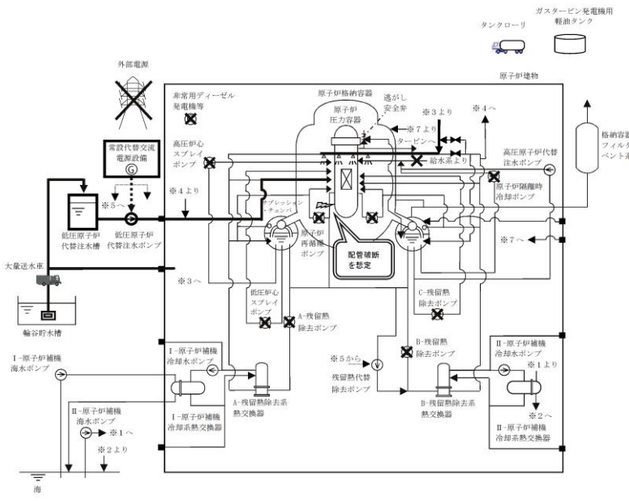
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
3.1.3.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において，6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策時における事象発生 10 時間までに必要な要員は，「3.1.3.1 格納容器破損防止対策」に示すとおり 28 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の 72 名で対処可能である。 有効性評価で考慮しない作業（原子炉ウェル注水）に必要な要員を 4 名含めた場合でも対処可能である。 また，事象発生 10 時間以降に必要な参集要員は 20 名であり，発電所構外から 10 時間以内に参集可能な要員の 106 名で確保可能である。 (2) 必要な資源の評価 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格	3.1.3.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において，重大事故等対策時における事象発生 2 時間までに必要な要員は，「3.1.3.1 格納容器破損防止対策」に示すとおり 20 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の 39 名で対処可能である。 また，事象発生 2 時間以降に必要な参集要員は 5 名であり，発電所構外から 2 時間以内に参集可能な要員の 72 名で確保可能である。 (2) 必要な資源の評価 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格	3.1.3.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において，重大事故等対策時における必要な要員は「3.1.3.1 格納容器破損防止対策」に示すとおり 31 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している緊急時対策要員の 42 名で対処可能である。 (2) 必要な資源の評価 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。 ・運用及び設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 プラント基数，設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが，タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお，これら要員 31 名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。 ・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，解析上考慮していない要員も含めた要員数を記載している。 ・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。

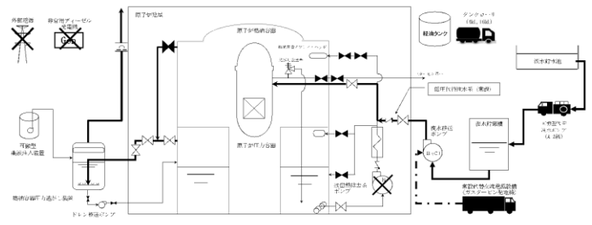
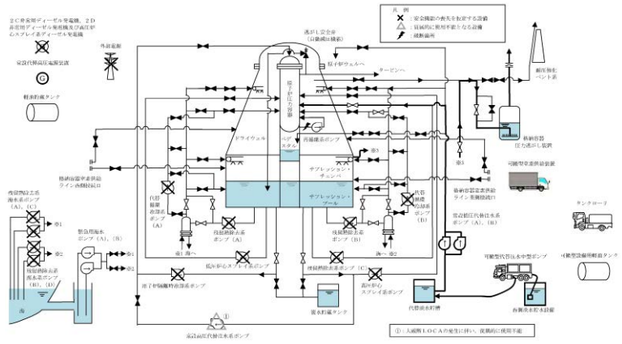
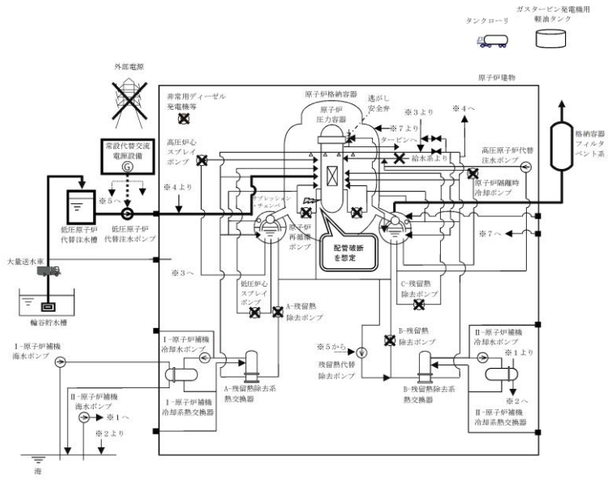
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
納容器過圧・過温破損）」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。 ａ．水源 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイは，7 日間の対応を考慮すると，号炉あたり約 7,400m³ の水が必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると，合計約 14,800m³ の水が必要である。水源として，各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m³ 及び淡水貯水池に約 18,000m³ の水を保有している。これにより，6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮しても，必要な水源は確保可能である。また，事象発生 12 時間以降に淡水貯水池の水を，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）により復水貯蔵槽へ給水することで，復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした 7 日間の注水継続実施が可能である。ここで，復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生 12 時間後としているが，これは，可搬型設備を事象発生から 12 時間以内に使用できなかった場合においても，その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。 （添付資料 3.1.3.8） ｂ．燃料 常設代替交流電源設備による電源供給については，保守的に事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に 6 号及び 7 号炉において合計約 504kL の軽油が必要となる。可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による復水貯蔵槽への給水については，保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の運転を想定すると，7 日間の運転継続に号炉あたり約 15kL の軽油が必要となる。	納容器過圧・過温破損）」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。 ａ．水 源 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイは，7 日間の対応を考慮すると，合計約 5,490m³ の水が必要である。水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m³ 及び西側淡水貯水設備に約 4,300m³ の水を保有している。これにより，必要な水源は確保可能である。また，西側淡水貯水設備の水を可搬型代替注水中型ポンプにより代替淡水貯槽へ給水することで，代替淡水貯槽を枯渇させることなく代替淡水貯槽を水源とした 7 日間の注水継続実施が可能である。 （添付資料 3.1.3.10） ｂ．燃 料 常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）による電源供給については，保守的に事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に合計約 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクにて約 800kL の軽油を保有しており，この使用が可能であることから，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）による電源供給について，7 日間の継続が可能である。 可搬型代替注水中型ポンプ（1 台）による代替淡水貯槽への給水については，保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水中型ポンプ（1 台）の運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 6.0kL の軽油が必要となる。 可搬型設備用軽油タンクにて約 210kL の軽油を保有しており，この使用が可能であることから，可搬型代替注水中型ポンプ（1 台）による代替淡水貯槽への給水につ	納容器過圧・過温破損）」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。 ａ．水源 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイについては，７日間の対応を考慮すると，合計約 3,200m³ の水が必要となる。水源として，低圧原子炉代替注水槽に約 740 m³ 及び輪谷貯水槽（西）に約 7,000m³ の水を保有している。これにより必要な水源は確保可能である。また，事象発生２時間 30 分以降に輪谷貯水槽（西）の水を，大量送水車により低圧原子炉代替注水槽へ給水することで，低圧原子炉代替注水槽を枯渇させることなく低圧原子炉代替注水槽を水源とした７日間の注水継続実施が可能となる。 （添付資料 3.1.3.9） ｂ．燃料 常設代替交流電源設備による電源供給については，保守的に事象発生直後からの運転を想定すると，７日間の運転継続に約 352m³ の軽油が必要となる。大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び格納容器スプレイについては，保守的に事象発生直後からの大量送水車の運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 11m³ の軽油が必要となる。原子炉補機代替冷却系の大型送水ポンプ車については，保守的に事象発生直後からの大型送水ポンプ車の運転を想定すると，７日間の運転継続に約 53m³ の軽油が必要となる。 合計約416m³の軽油が必要となる。ガスタービン発電機用軽油タンクにて約450m³の軽油を保有しており，この使用が可能であることから常設代替交流電源設備による電源供	・水量評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，事象発生後から必要な可搬型設備を準備し，使用することを想定。 ・燃料評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・評価条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，燃料プール等の冷却に使用する原子炉補機代替冷却系の燃料評価を実施。

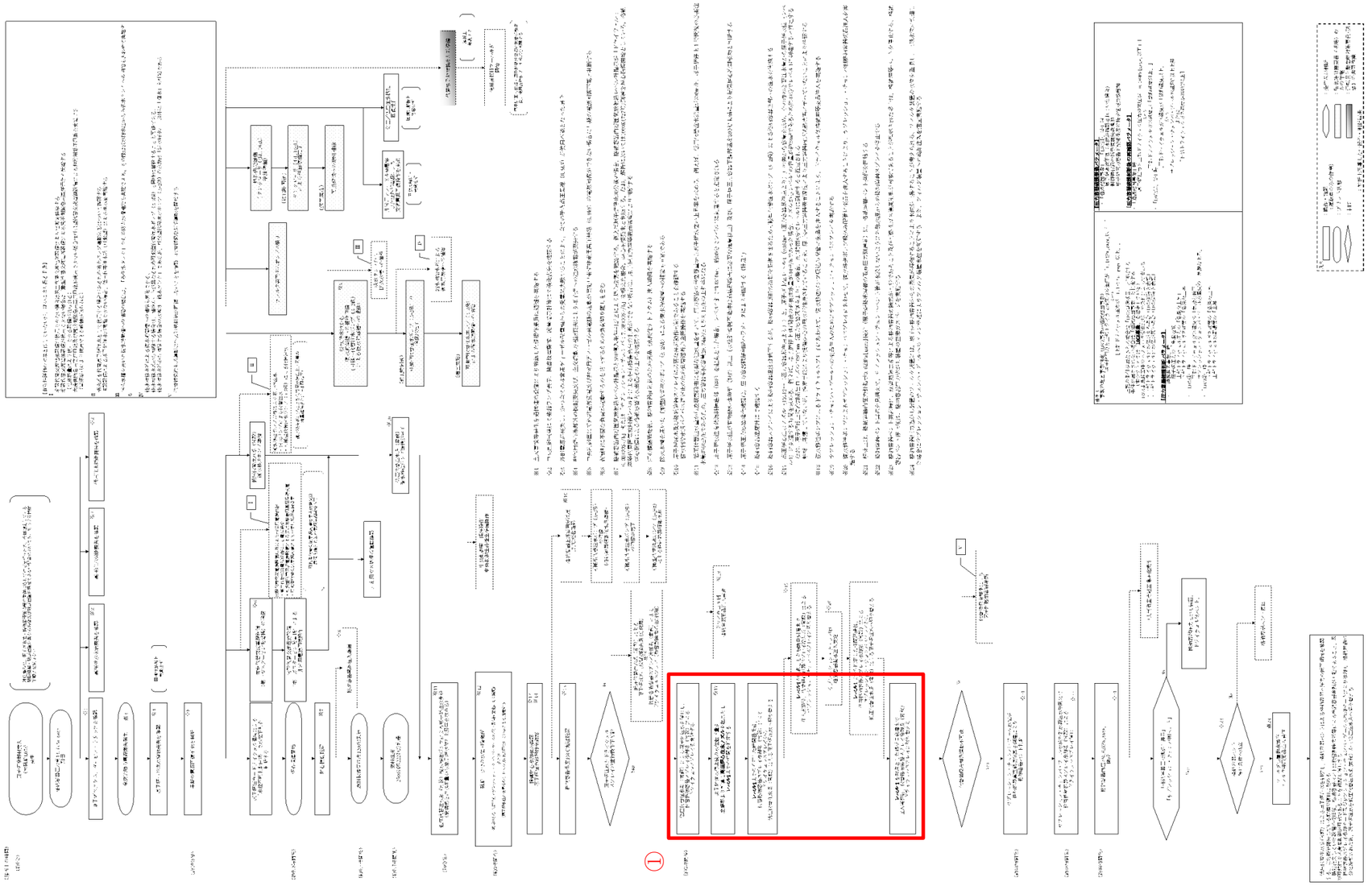
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に合計約 13kL の軽油が必要となる。（6 号及び 7 号炉合計約 547kL） 6 号及び 7 号炉の各軽油タンク（約 1,020kL）及び常設代替交流電源設備用燃料タンク（約 100kL）にて合計約 2,140kL の軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，常設代替交流電源設備による電源供給，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による復水貯蔵槽への給水，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について，7 日間の継続が可能である。 （添付資料 3.1.3.9） c．電源 常設代替交流電源設備の電源負荷については，重大事故等対策に必要な負荷として，6 号炉で約 1,104kW，7 号炉で約 1,071kW 必要となるが，常設代替交流電源設備は連続定格容量が 1 台あたり 2,950kW であり，必要負荷に対しての電源供給が可能である。 また，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機についても，必要負荷に対しての電源供給が可能である。 （添付資料 3.1.3.10）	いて，7 日間の継続が可能である。 緊急時対策所用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 70.0kL の軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約 75kL の軽油を保有しており，この使用が可能であることから，緊急時対策所用発電機による電源供給について，7 日間の継続が可能である。 （添付資料 3.1.3.11） c．電 源 常設代替交流電源設備の電源負荷については，重大事故等対策に必要な負荷として，約 2,666kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は約 5,520kW であり，必要負荷に対しての電源供給が可能である。 また，緊急時対策所用発電機についても，必要負荷に対しての電源供給が可能である。 （添付資料 3.1.3.12）	給，大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び格納容器スプレイ，原子炉補機代替冷却系の運転について，７日間の運転継続が可能である。 緊急時対策所用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，７日間の運転継続に約 8 m^3 の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約 45m^3 の軽油を保有しており，この使用が可能であることから，緊急時対策所用発電機による電源供給について，７日間の継続が可能である。 （添付資料 3.1.3.10） c．電源 常設代替交流電源設備の電源負荷については，重大事故等対策に必要な負荷として，約 2,055kW 必要となるが，常設代替交流電源設備は連続定格容量が約 4,800kW であり，必要負荷に対しての電源供給が可能である。 また，緊急時対策所用発電機についても，必要負荷に対しての電源供給が可能である。 （添付資料 3.1.3.11）	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，緊急時対策所用発電機は専用の燃料タンクを有している。また，モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。 ・電源設備容量の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 常設代替交流電源設備から電源供給が必要となる負荷が異なる。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
3.1.3.5 結論 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）」では，原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気，ジルコニウムー水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することによって，格納容器内雰囲気圧力・温度が徐々に上昇し，原子炉格納容器の過圧・過温により原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。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）」に対する格納容器破損防止対策としては，初期の対策として低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱手段を整備している。	3.1.3.5 結 論 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）」では，格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気，ジルコニウムー水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することによって，格納容器内雰囲気圧力・温度が徐々に上昇し，格納容器の過圧・過温により格納容器の破損に至ることが特徴である。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）」に対する格納容器破損防止対策としては，初期の対策として低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段，安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備している。 格納容器圧力逃がし装置は，多重化設計とする代替循環冷却系のさらなる後段の対策であり，重大事故時に事象発生後短期に格納容器圧力逃がし装置を使用することは実質的には考えられないが，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）」の評価事故シーケンス「大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」について，代替循環冷却系を使用できない場合を想定し，格納容器圧力逃がし装置を使用する場合の有効性評価を行った。 上記の場合においても，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することにより，格納容器雰囲気の冷却及び除熱が可能である。 その結果，ジルコニウムー水反応等により可燃性ガスの蓄積が生じた場合においても格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度，放射性物質の総放出量は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合で	3.1.3.5　結論 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）」では，原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気，ジルコニウムー水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することによって，格納容器内雰囲気圧力・温度が徐々に上昇し，原子炉格納容器の過圧・過温により原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。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）」に対する原子炉格納容器破損防止対策としては，初期の対策として低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱手段を整備している。 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）」の評価事故シーケンス「冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋ＥＣＣＳ注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」について，残留熱代替除去系を使用しない場合を想定し，格納容器フィルタベント系を使用する場合の有効性評価を行った。 上記の場合においても，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施することにより，原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱が可能である。 その結果，ジルコニウムー水反応等により可燃性ガスの蓄積が生じた場合においても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度，放射性物質の総放出量は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合で	・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，事象初期の原子炉注水と同時の格納容器スプレイを実施しない。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
も一定の余裕がある。 重大事故等対策時に必要な要員は，運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 以上のことから，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却，格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱等の格納容器破損防止対策は，選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，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）」に対して有効である。	も一定の余裕がある。 重大事故等対策時に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 以上のことから，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱等の格納容器破損防止対策は，選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，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）」に対して有効である。	も一定の余裕がある。 重大事故等対策時に必要な要員は，緊急時対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 以上のことから，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱等による格納容器破損防止対策は，選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，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）」に対して有効である。	

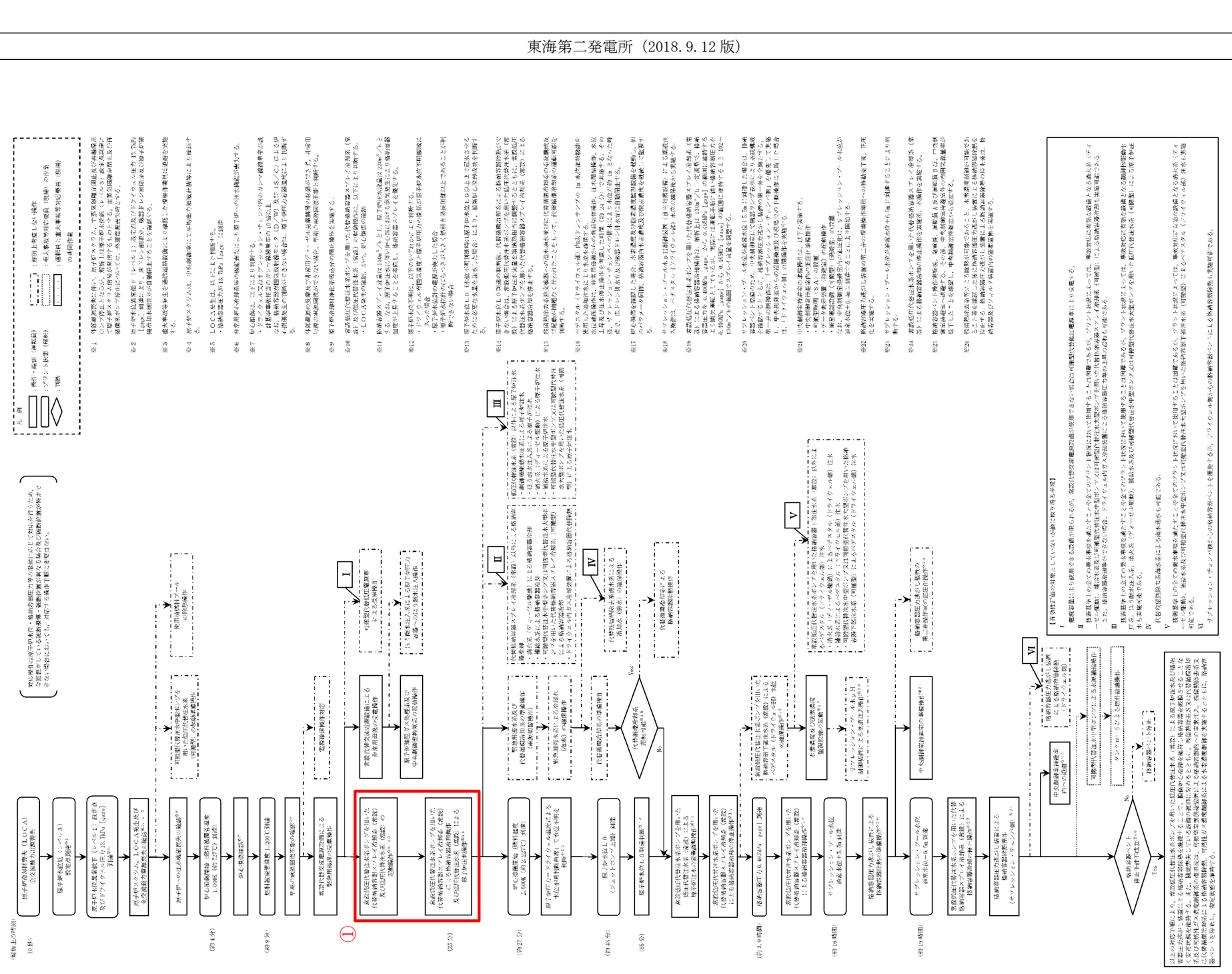
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 第 3.1.3.1 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図（代替循環冷却系を使用しない場合）（1/3）（原子炉注水）	 第 3.1.3－1 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図（代替循環冷却系を使用できない場合）（1／2）（低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却段階）	 第 3.1.3.1-1(1)図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策概略系統図（残留熱代替除去系を使用しない場合）（1/3）（原子炉注水）	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・記載箇所の相違 【東海第二】 島根２号炉は，事象初期の格納容器スプレイを実施しないため，格納容器スプレイは，第 3.1.3.1-1(2)図に記載。
 ※低圧代替注水系（常設）と代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は，同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにより実施する。 第 3.1.3.2 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図（代替循環冷却系を使用しない場合）（2/3）（原子炉注水及び原子炉格納容器冷却）		 第 3.1.3.1-1(2)図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策概略系統図（残留熱代替除去系を使用しない場合）（2/3）（原子炉注水及び格納容器冷却）	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，原子炉注水を行うポンプとは別の可搬型の大量送水車を用いて格納容器スプレイを実施（柏崎 6/7 及び東海第二は原子炉注水を行うポンプと同じ常設のポンプにより格納容器スプレイを実施）。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 第 3.1.3.3 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図（代替循環冷却系を使用しない場合）（3/3） （原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）	 第 3.1.3－1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図（代替循環冷却系を使用できない場合）（2／2） （低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱段階）	 第 3.1.3.1-1(3)図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策概略系統図（残留熱代替除去系を使用しない場合）（3/3） （原子炉注水及び格納容器除熱）	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】



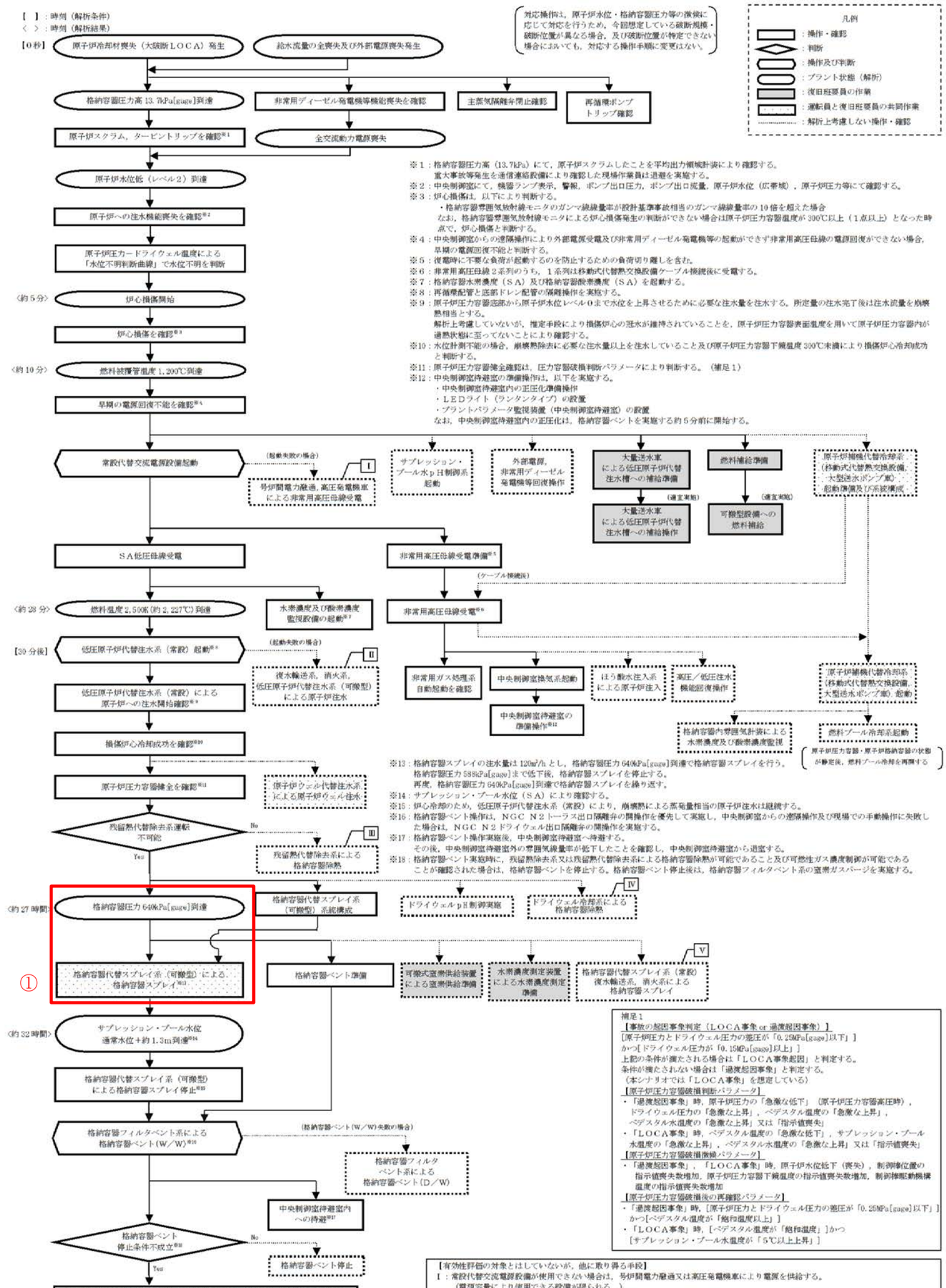
第 3.1.3.4 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応手順の概要
（代替循環冷却系を使用しない場合）

備　考
差異理由は，島根２号炉「第 3.1.3.1-2 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応手順の概要（残留熱代替除去系を使用しない場合）」の備考欄参照



第 3.1.3－2 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応手順の概要（代替循環冷却系を使用できない場合）

備　考
差異理由は，島根２号炉「第 3.1.3.1-2 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応手順の概要（残留熱代替除去系を使用しない場合）」の備考欄参照

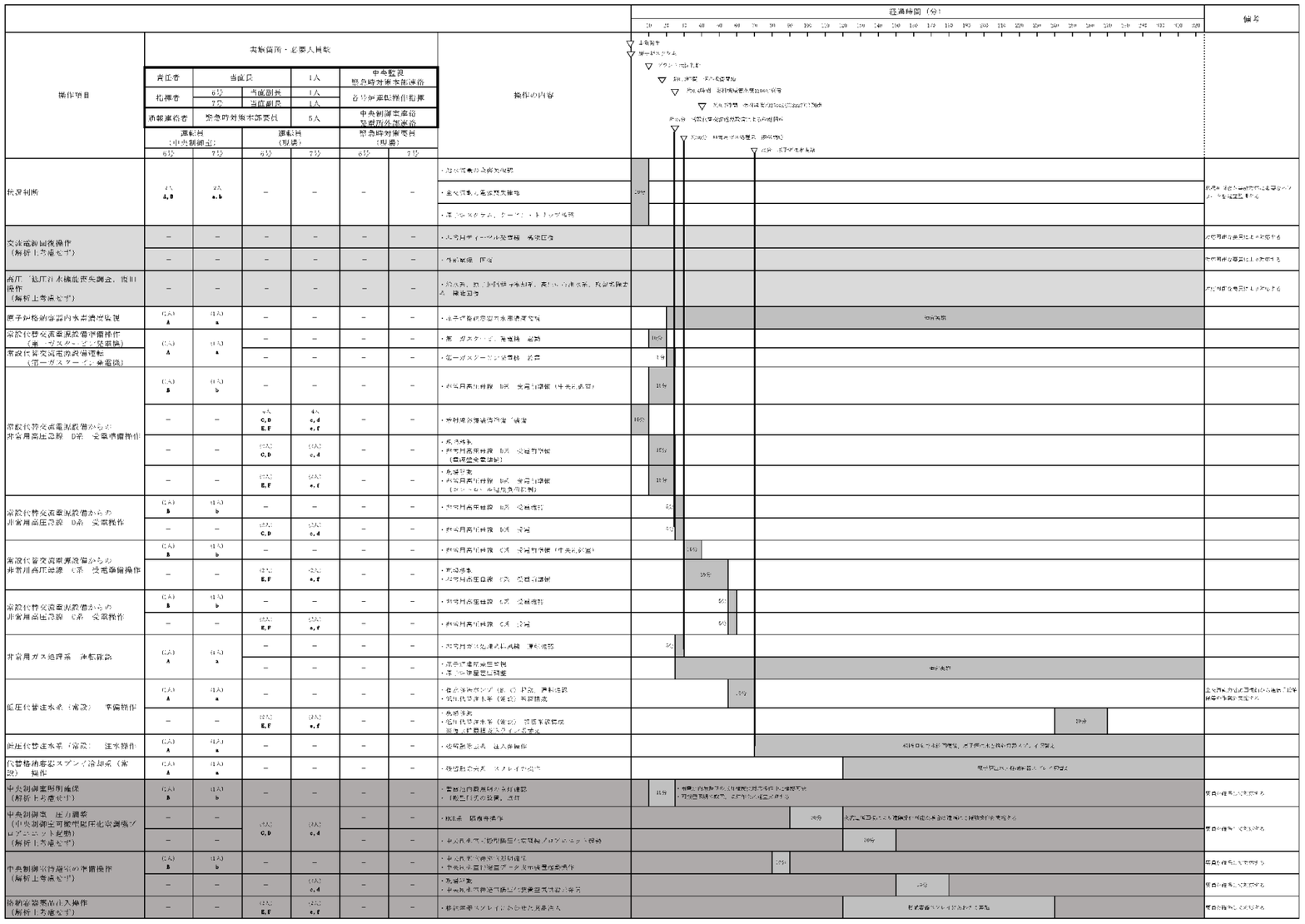


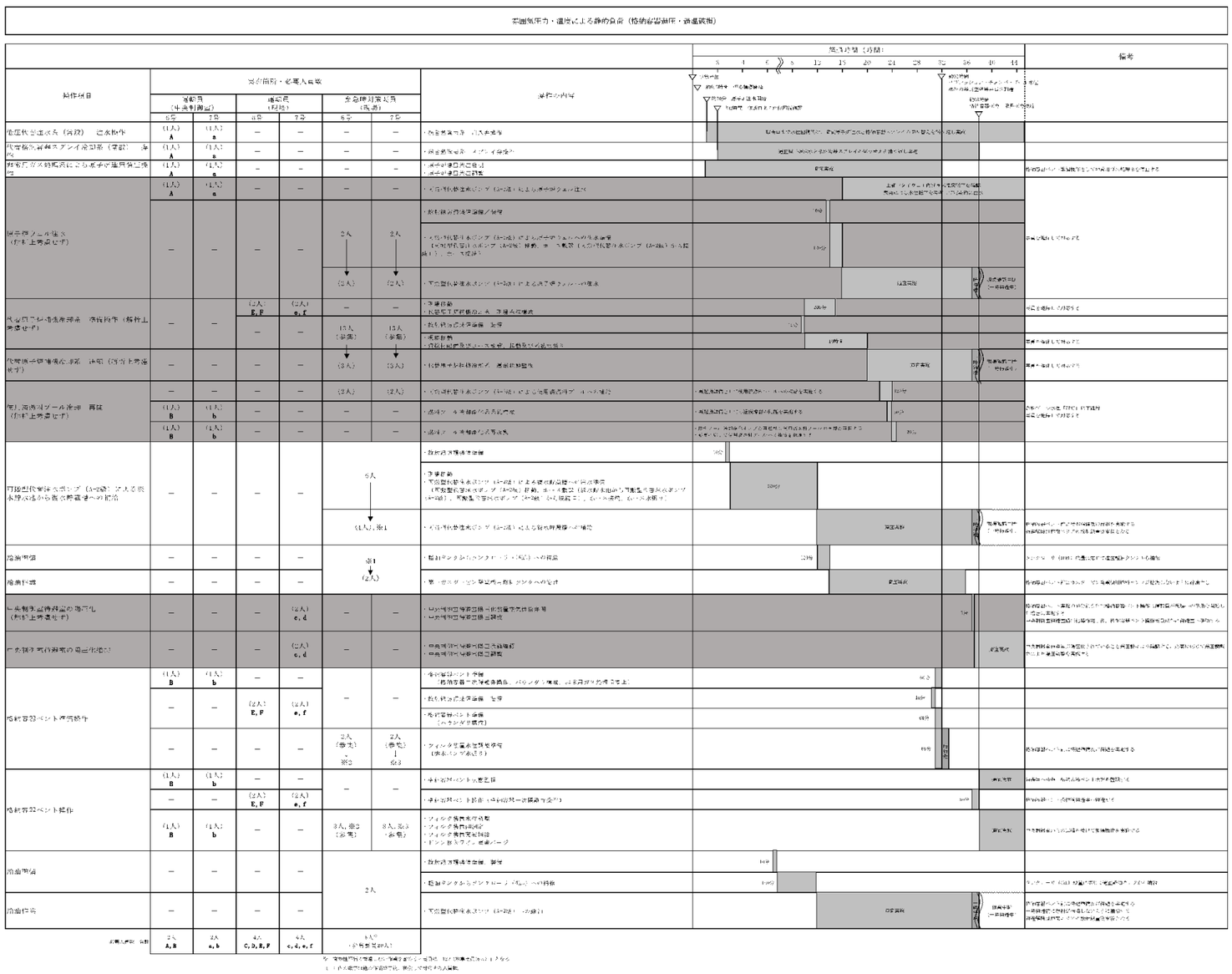
3.1.3.1－2 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応手順の概要
（残留熱代替除去系を使用しない場合）

備　考
・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 ①島根２号炉は，原子炉注水と格納容器スプレイを別々のポンプにて実施しているが，柏崎 6/7 は復水移送ポンプにて原子炉注水と格納容器スプレイを交互運転している。 【東海第二】 ①東海第二は，常設低圧代替注水系ポンプにて，原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施している。

備　考
差異理由は，島根２号炉「第 3.1.3.1-3 図「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間」の備考欄参照

雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

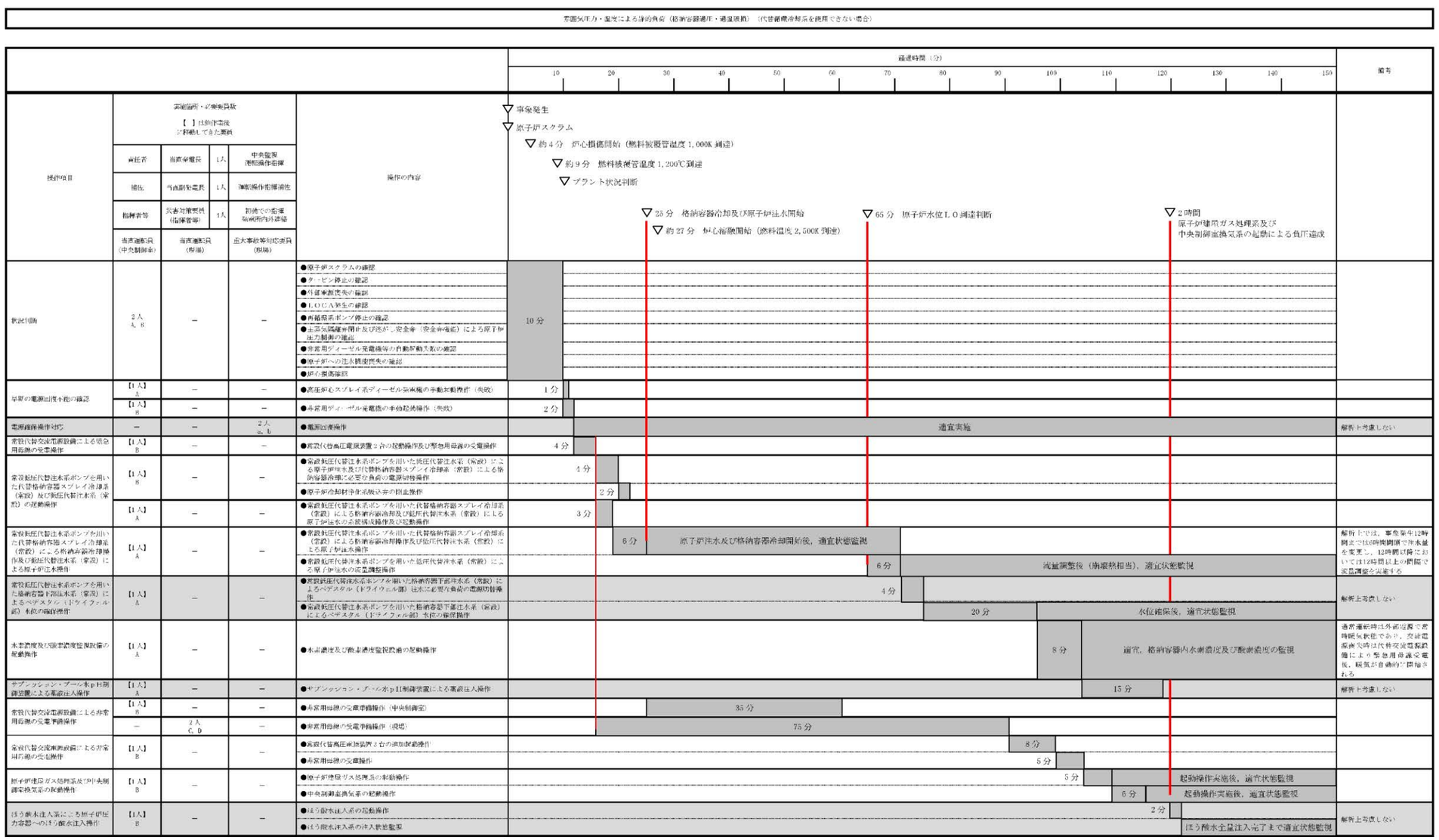

操作項目
実施箇所・必要人員数
操作の内容
経過時間（分）
備考
負圧者
当直長
1人
中央監視
緊急時対策本部連絡
指揮者
6分
当直副長
1人
当直副長
1人
通報連絡者
緊急時対策本部要員
5人
中央制御室運転
緊急時対策要員
運転員（中央制御室）
運転員（現場）
6分
7分
6分
7分
6分
7分
抗原制所
交流電源回復操作（解析上考慮せず）
高圧・低圧注水機能喪失調査，復旧操作（解析上考慮せず）
原子炉格納容器内水素濃度監視
常設代替交流電源設備準備操作（第一ガスタービン発電機）
常設代替交流電源設備準備操作（第二ガスタービン発電機）
常設代替交流電源設備からの非常用高圧母線　D系　受電準備操作
常設代替交流電源設備からの非常用高圧母線　C系　受電準備操作
常設代替交流電源設備からの非常用高圧母線　C系　受電操作
常設代替交流電源設備からの非常用高圧母線　C系　受電操作
非常用ガス処理系　準備操作
低圧代替注水系（常設）　準備操作
低圧代替注水系（常設）　注水操作
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）　操作
中央制御室換気系隔離
中央制御室　圧力調整（中央制御室可搬型陽圧化空調機ユニット起動）
中央制御室待避室の準備操作（解析上考慮せず）
格納容器窒素注入操作（解析上考慮せず）
事象発生
第一ガスタービン起動
第二ガスタービン起動
常設代替交流電源設備準備操作完了
常設代替交流電源設備からの非常用高圧母線受電操作完了
代替循環冷却系運転開始
格納容器圧力2Pd到達
格納容器圧力Pd到達
格納容器圧力0.9Pd到達
格納容器圧力0.7Pd到達
格納容器圧力0.45Pd到達
格納容器圧力0.3Pd到達
格納容器圧力0.2Pd到達
格納容器圧力0.1Pd到達
格納容器圧力0.05Pd到達
格納容器圧力0.02Pd到達
格納容器圧力0.01Pd到達
格納容器圧力0.005Pd到達
格納容器圧力0.002Pd到達
格納容器圧力0.001Pd到達
格納容器圧力0.0005Pd到達
格納容器圧力0.0002Pd到達
格納容器圧力0.0001Pd到達
格納容器圧力0.00005Pd到達
格納容器圧力0.00002Pd到達
格納容器圧力0.00001Pd到達
格納容器圧力0.000005Pd到達
格納容器圧力0.000002Pd到達
格納容器圧力0.000001Pd到達
格納容器圧力0.0000005Pd到達
格納容器圧力0.0000002Pd到達
格納容器圧力0.0000001Pd到達
格納容器圧力0.00000005Pd到達
格納容器圧力0.00000002Pd到達
格納容器圧力0.00000001Pd到達
格納容器圧力0.000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002Pd到達
格納容器圧力0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000



第 3.1.3.5 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間（代替循環冷却系を使用しない場合）（2/2）

備　考
差異理由は，島根２号炉「第 3.1.3.1-3 図「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間」の備考欄参照

差異理由は，島根２号炉「第 3.1.3.1-3 図「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間」の備考欄参照



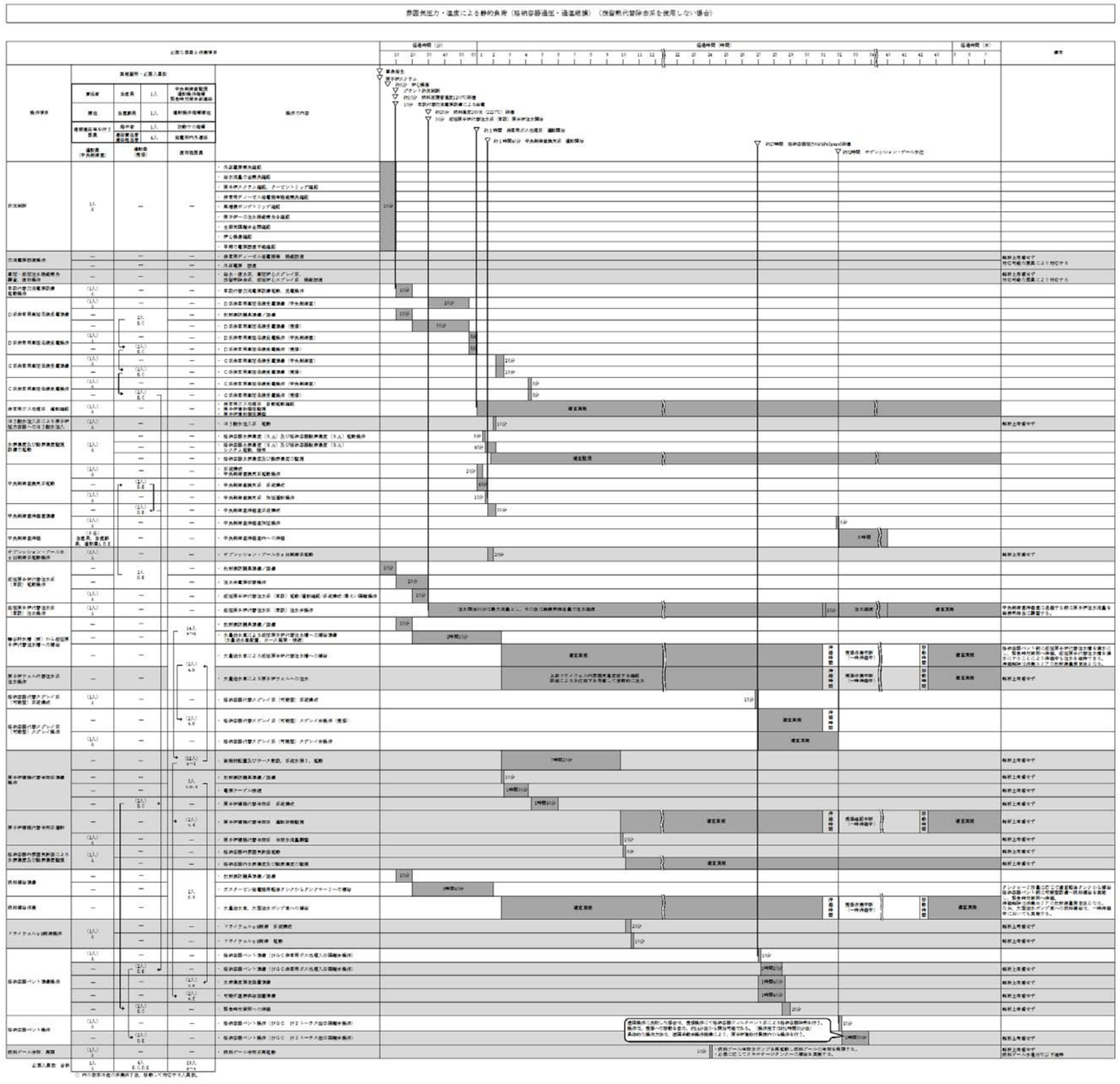
第 3.1.3－3 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間（代替循環冷却系を使用できない場合）（1／2）

差異理由は，島根２号炉「第 3.1.3.1-3 図「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間」の備考欄参照

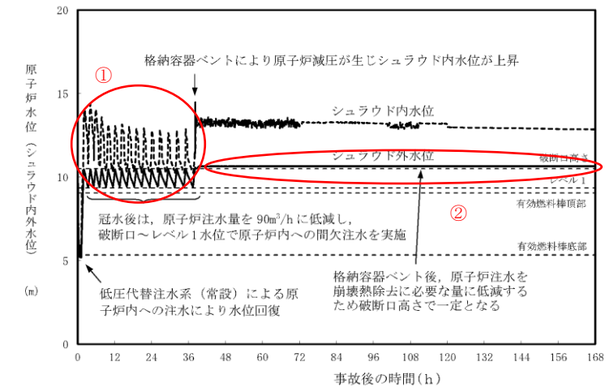
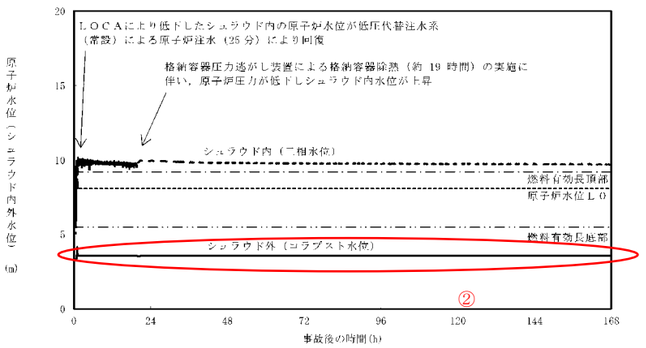
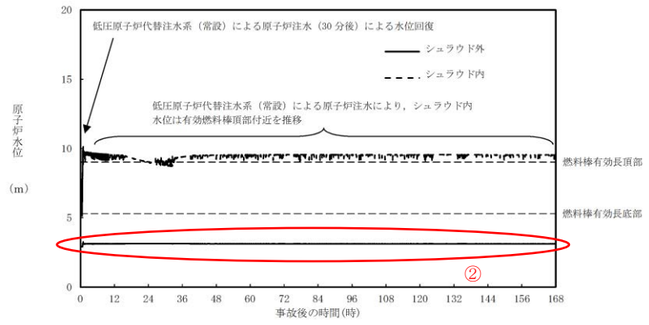
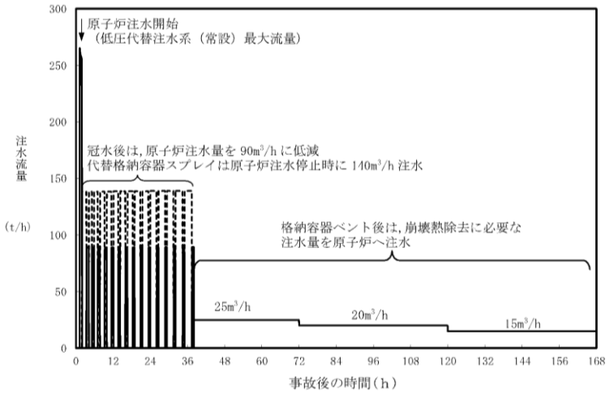
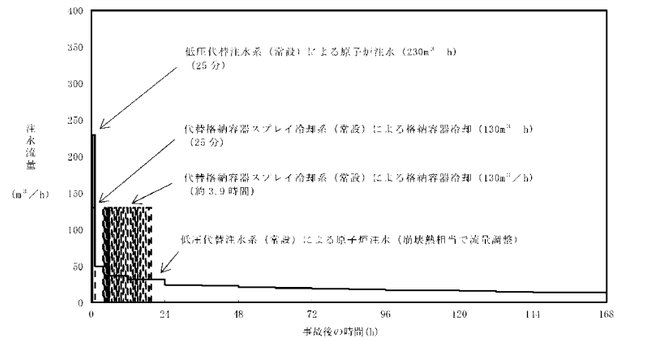
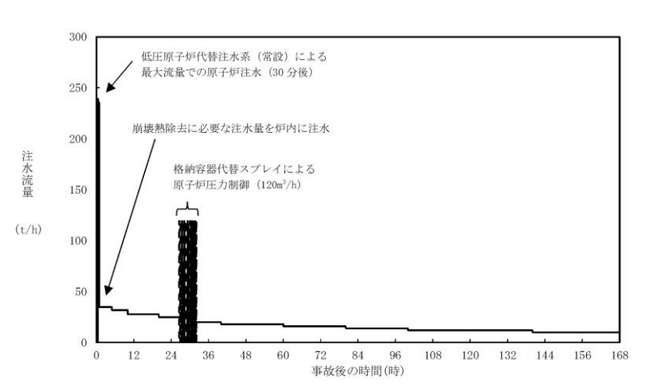
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）

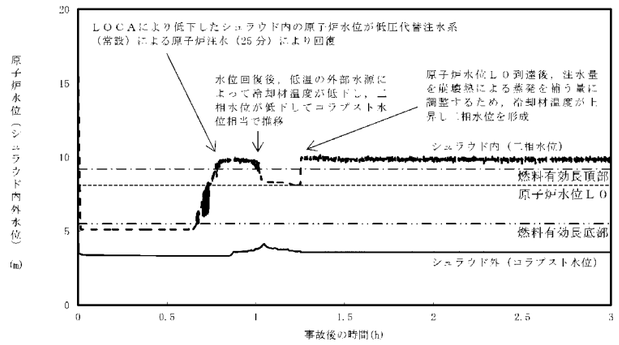
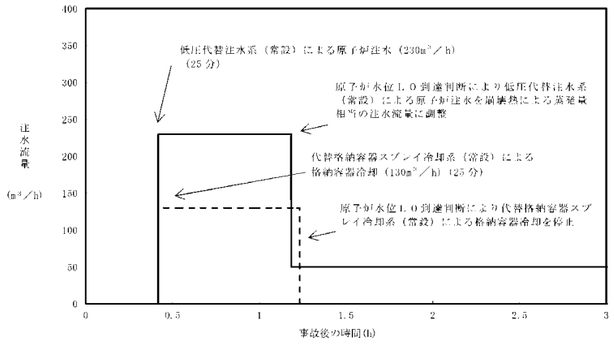
操作項目	必要要員数 【 】は作業後移動してきた要員 当直運転員（中央制御室）	当直運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	作業の内容	経過時間（時間） 4 / 8 / 12 / 16 / 20 / 24 / 28 / 42 / 46 / 50 ▽約 3.9 時間　格納容器圧力 0.465MPa［gage］到達 ▽約 16 時間　サプレッション・プール水位 通常水位＋5.5m 到達 ▽約 19 時間　サプレッション・プール水位 通常水位＋6.5m 到達 ▽約 42.6 時間 代替淡水貯槽枯渇 1,000m³到達	備考
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	【1 人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉水位の調整操作	流量調整後（崩壊熱相当），適宜状態監視	解析上では，事象発生12時間までは6時間間隔で注水量を変更し，12時間以降においては12時間以上の間隔で流量調整を実施する
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	【1 人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	間欠スプレイにより格納容器圧力を 0.400MPa［gage］から 0.465MPa［gage］の間に維持	解析上では，約6分以上の間隔で格納容器圧力が変動するが，実運用上ではスプレイ流量を調整することで可能な限り連続スプレイする手順とし，並行した操作を極力減らすこととする
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備操作	【1 人】 A	－	－	●格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備操作（中央制御室での第一弁操作）	5 分	
	－	【5 人】：1 人 C，D，E	－	●第一弁現場操作場所への移動 ●格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備操作（現場での第一弁操作）	125 分	解析上考慮しない
	1 人 保安班長	【3 人】 C，D，E	－	●緊急時対策所への退避	35 分	第一弁操作完了後，緊急時対策所に退避する
	－	－	3 人 （参集）	●第二弁現場操作場所への移動	45 分	
中央制御室待避室の準備操作	【1 人】 B	－	－	●中央制御室待避室内の正圧化準備操作	20 分	
				●可搬型照明（SA）の設置	15 分	
				●データ表示装置（待避室）の起動操作	15 分	
				●衛星電話設備（可搬型）（待避室）の設置	5 分	
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（ベントライン・サプレッション・チェンバ側）	【1 人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止操作	3 分	
				●格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（中央制御室での第二弁操作）	2 分	
				●格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作実施後の状態監視	格納容器除熱実施後，適宜状態監視	
	－	－	【2 人】 （参集）	●第二弁操作室の正圧化操作	10 分	
				●格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（現場での第二弁操作）	30 分	サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋6.4m到達時に待機室の加圧操作を行う
				●第二弁操作室への退避	240 分	
				●緊急時対策所への移動	45 分	
	【1 人】 B	－	－	●中央制御室待避室内の正圧化操作	5 分	サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋6.4m到達時に待機室の加圧操作を行う
	1 人＋【2 人】 発電長，A，B	－	－	●中央制御室待避室内への退避	300 分	
使用済燃料プールの除熱操作	【1 人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
				●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作	20 分	解析上考慮しない 約23時間までに実施する
				●代替燃料プール冷却系の起動操作	15 分	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	8 人 e～j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動，ホース敷設等の操作	170 分	炉心損傷により屋外放射線量が高い場合は屋内に待機し，モニタ指示を確認しながら作業を行う
西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替淡水貯槽への補給操作	－	－	【8 人】 e～j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動，ホース敷設等の操作	180 分	水源枯渇までは十分余裕がある
	－	－	【2 人】 e，d	●可搬型代替注水中型ポンプの起動操作及び水源補給操作	適宜実施	
タンクローリによる燃料給油操作	－	－	2 人 （作業）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作	90 分	タンクローリ容量に応じて適宜軽油タンクから給油する
				●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作	適宜実施	
	2 人 A，B	3 人 C，D，E	10 人 a～j 及び参集 5 人			

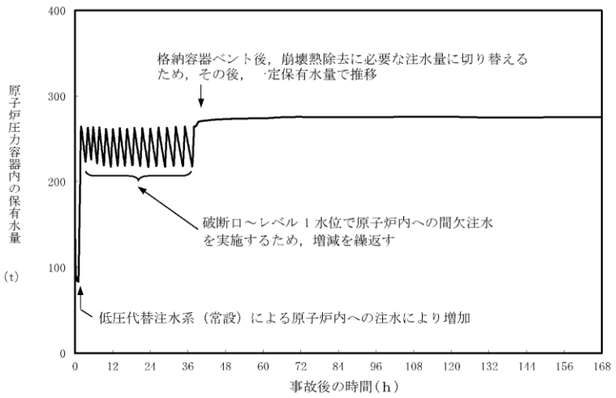
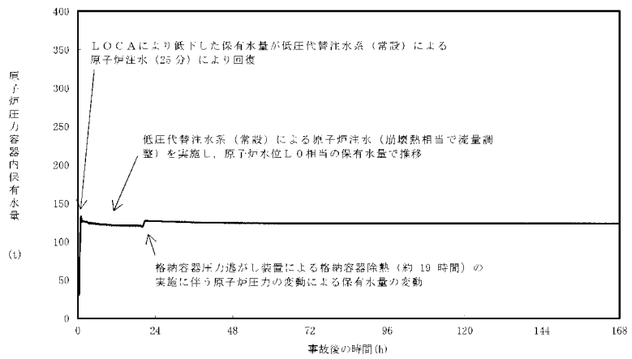
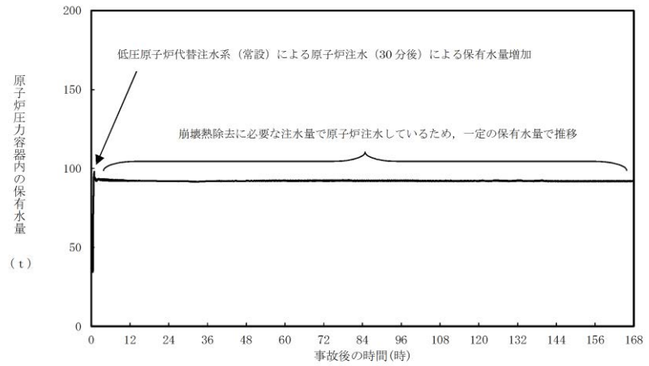
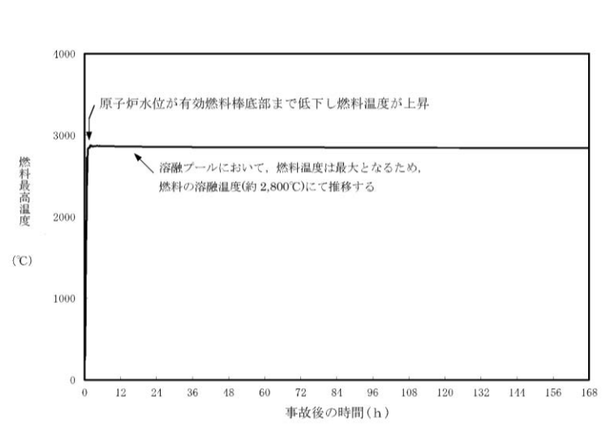
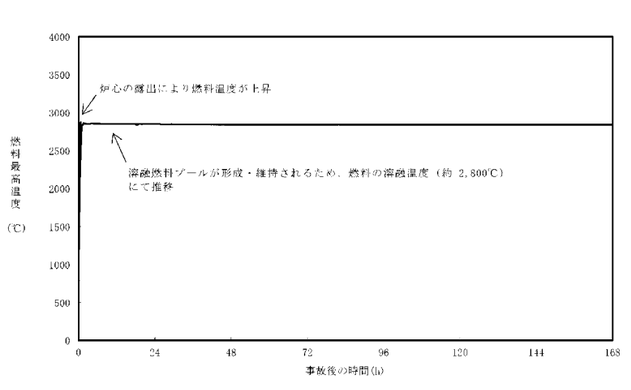
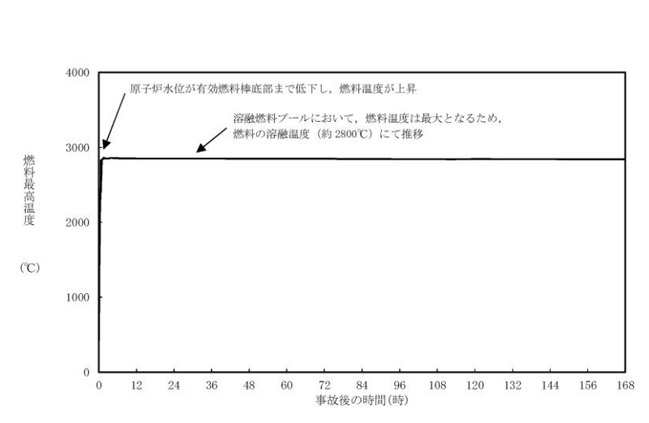
第 3.1.3－3 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間（代替循環冷却系を使用できない場合）（2／2）

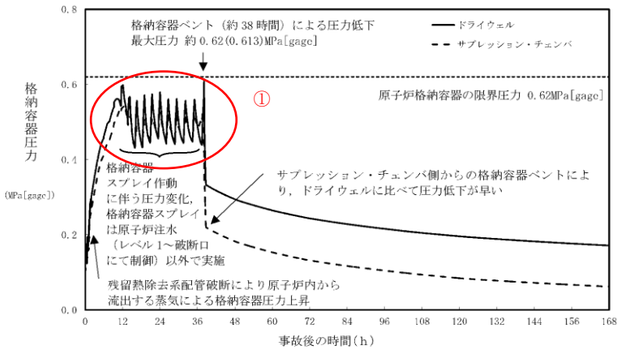
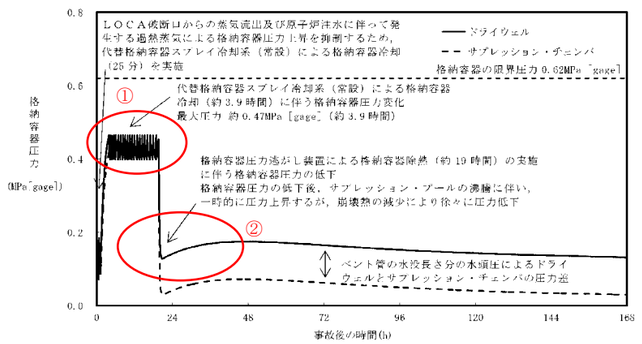
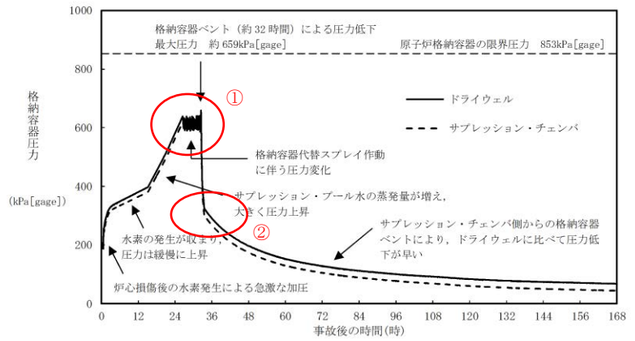
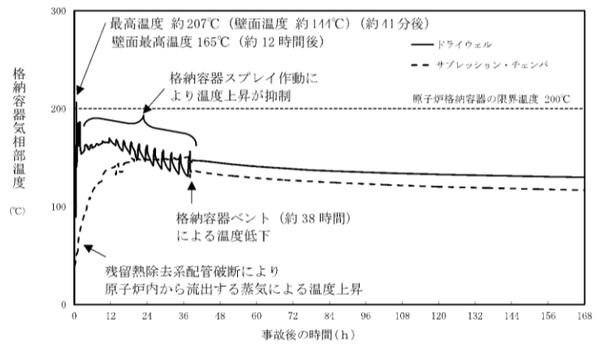
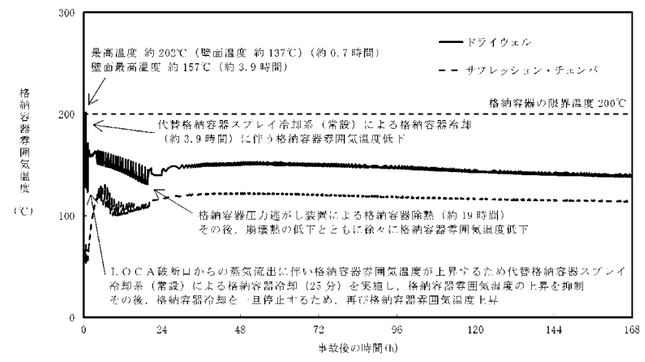
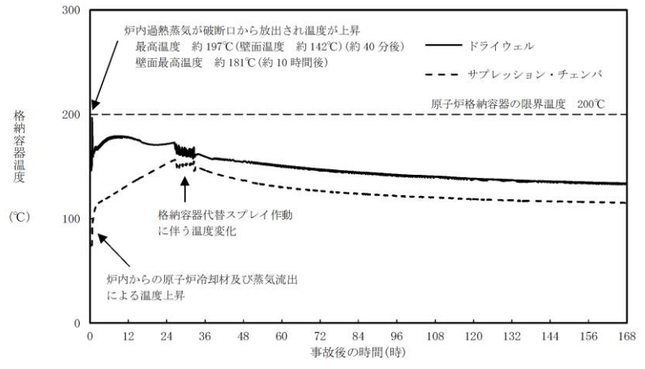
島根原子力発電所　２号炉	備　　考
	・解析結果の相違に基づく差異（炉心損傷開始時間，炉心溶融開始時間） ・設備設計・手順に基づく想定時間の差異 ・解析上考慮しない操作を含めて実際に実施する操作について要員の充足性を確認（原子炉ウェル注水等）ただし，事前に対応する要員を定めることが難しい機能回復操作を除く）

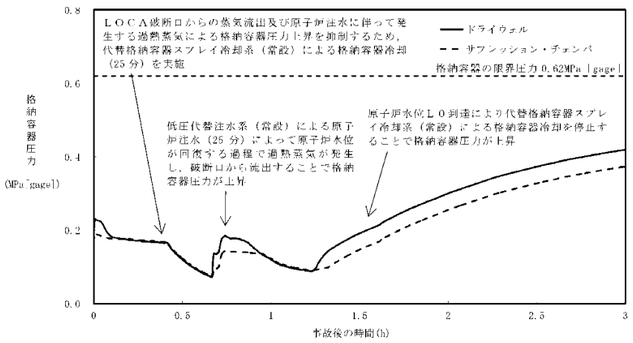
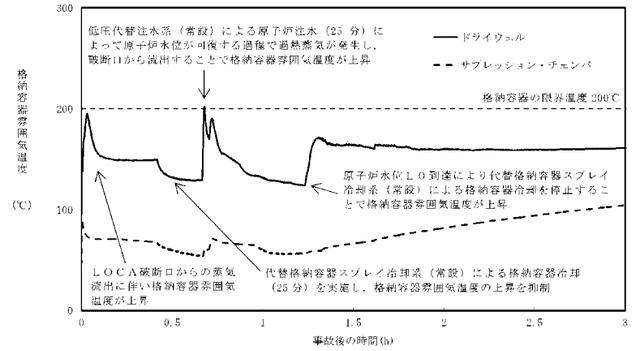
第 3.1.3.1-3 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間（残留熱代替除去系を使用しない場合）

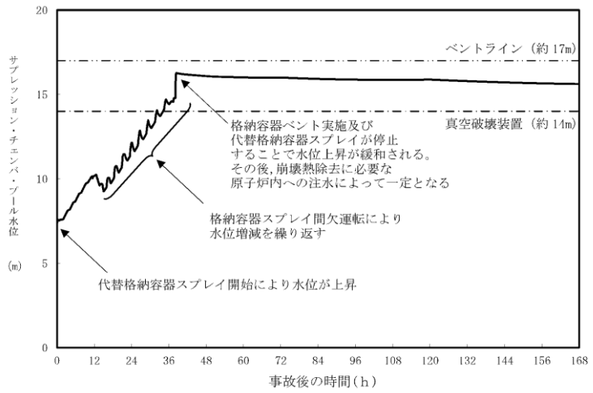
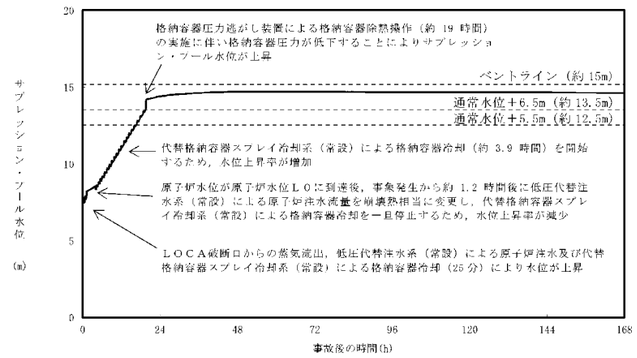
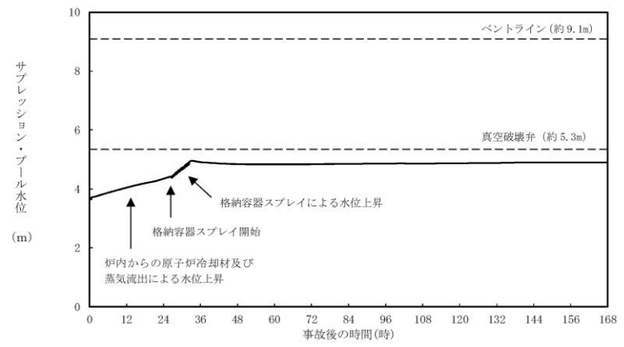
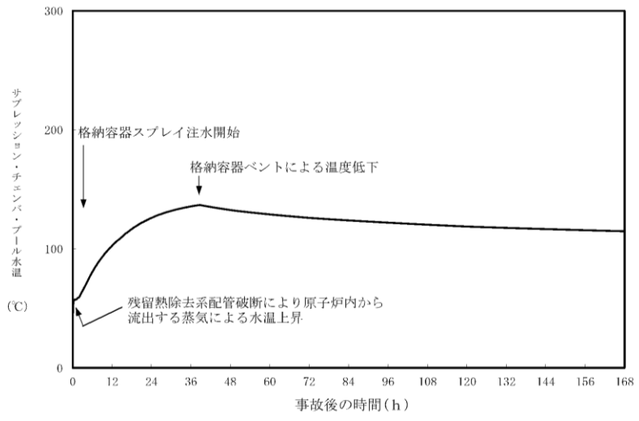
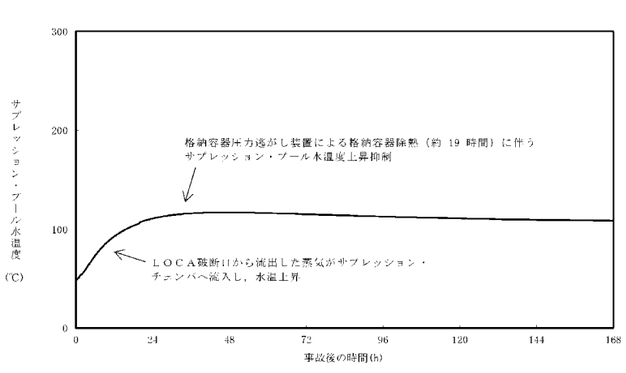
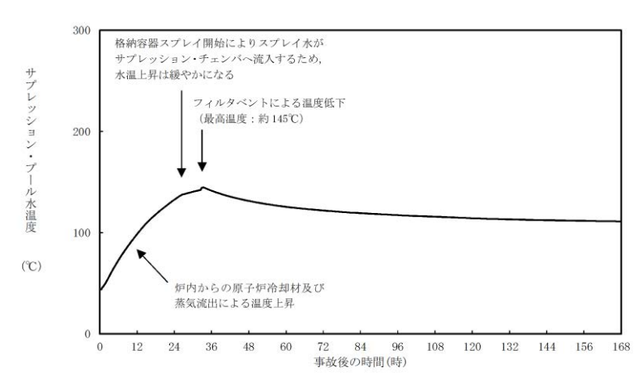
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 第 3.1.3.6 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移	 第 3.1.3－4 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移	 第 3.1.3.2-1(1)図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ①島根２号炉は，格納容器スプレイを実施していないが，柏崎 6/7 では原子炉注水と格納容器スプレイを交互に実施することによる挙動の相違。 ②島根２号炉及び東海第二ではＰＬＲ配管破断を想定しておりシュラウド外水位はほぼない状態。柏崎 6/7 は，ＲＨＲ配管破断を想定しており破断口位置で推移。
 第 3.1.3.7 図　注水流量の推移	 第 3.1.3－5 図 注水流量の推移	 第 3.1.3.2-1(2)図　注水流量の推移	【柏崎 6/7，東海第二】 設備及びマネジメントの差異による注水量及び継続時間の差異。

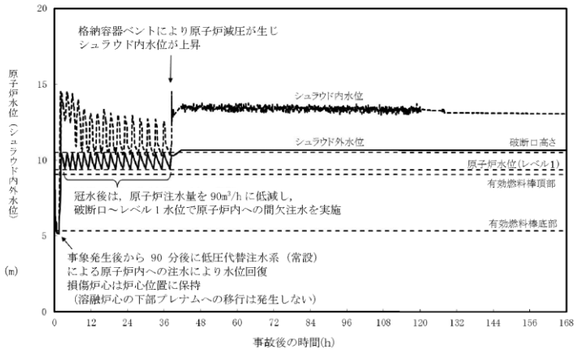
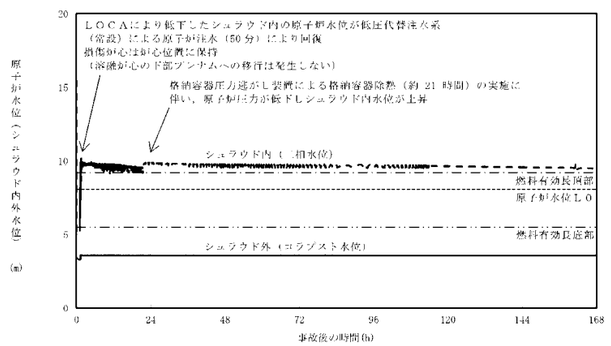
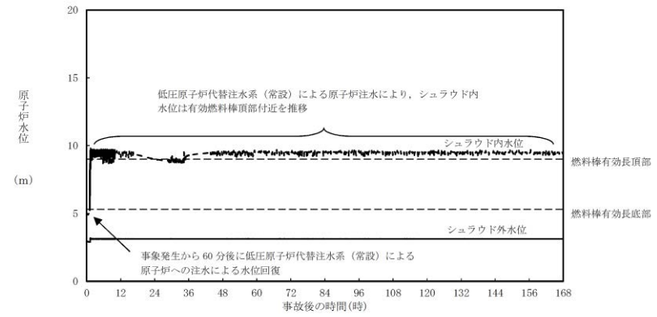
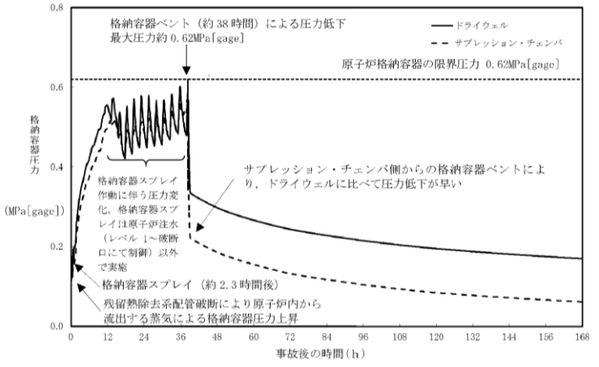
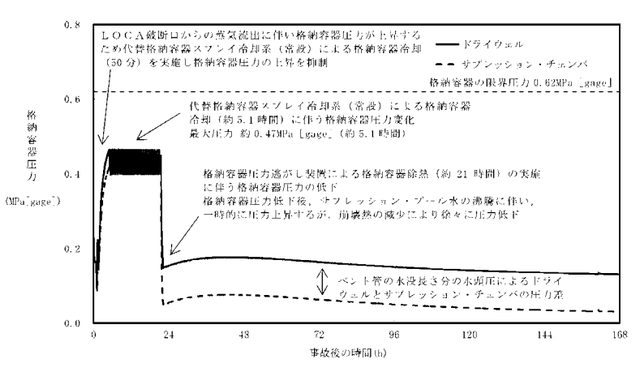
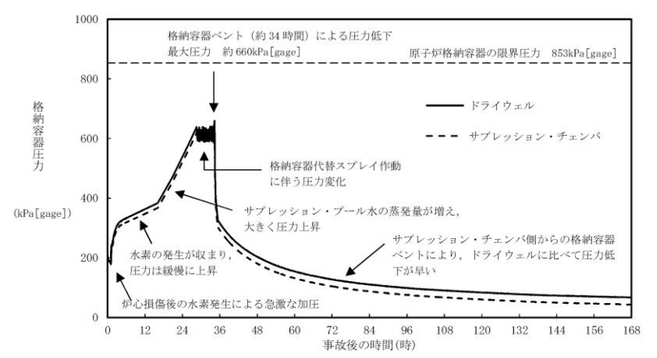
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	 第 3.1.3－6 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移（～3 時間）		・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，事象初期の対応として，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水しか実施していないことから，原子炉水位の短時間グラフは記載していない。
	 第 3.1.3－7 図 注水流量の推移（～3 時間）		・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，事象初期に格納容器スプレイの実施による格納容器側のマネジメントは実施しないため，注水流量の短時間グラフは記載していない。

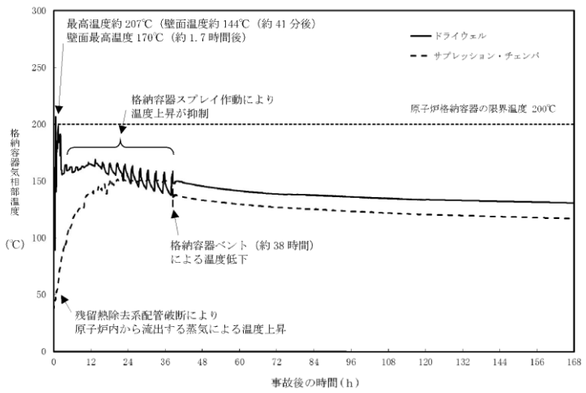
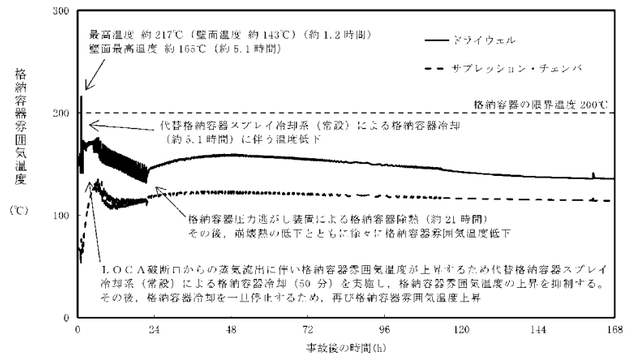
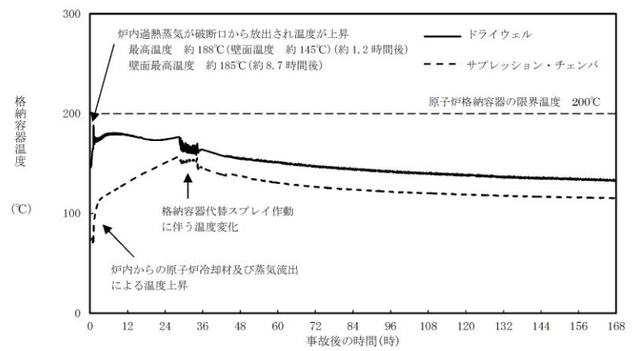
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 第 3.1.3.8 図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移	 第 3.1.3－8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移	 第 3.1.3.2-1(3)図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移	（・崩壊熱相当の注水を実施後は３プラントとも同様の挙動）
 第 3.1.3.9 図　燃料最高温度の推移	 第 3.1.3－9 図 燃料最高温度の推移	 第 3.1.3.2-1(4)図　燃料最高温度の推移	（・３プラントとも同様の挙動。）

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 第 3.1.3.10 図　格納容器圧力の推移	 第 3.1.3－10 図 格納容器圧力の推移	 第 3.1.3.2-1(5)図　格納容器圧力の推移	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ①島根２号炉は，格納容器圧力を 588kPa[gage]～640kPa[gage]に制御する挙動であり，柏崎 6/7 では原子炉注水と格納容器スプレイを実施することによる差異。 【東海第二】 ②島根２号炉は，格納容器ベント実施後，格納容器圧力が低下するが，東海第二では，格納容器ベント開始時点において，発生蒸気量と排気蒸気量の関係により一時的に圧力が上昇する。
 第 3.1.3.11 図　格納容器気相部温度の推移	 第 3.1.3－11 図 格納容器雰囲気温度の推移	 第 3.1.3.2-1(6)図　格納容器温度の推移	【柏崎 6/7，東海第二】 格納容器圧力挙動と同様の理由によって格納容器温度にも差異が生じる。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	 第 3.1.3－12 図 格納容器圧力の推移（～3 時間）  第 3.1.3－13 図 格納容器雰囲気温度の推移（～3 時間）		・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，事象初期に格納容器スプレイの実施による原子炉格納容器側のマネジメントは実施しないため，挙動の移り変わりが少ないことから，格納容器圧力の短時間グラフは記載していない。 ・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，事象初期に格納容器スプレイの実施による原子炉格納容器側のマネジメントは実施しないため，挙動の移り変わりが少ないことから，格納容器温度の短時間グラフは記載していない。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 第 3.1.3.12 図　サプレッション・チェンバ・プール水位の推移	 第 3.1.3－14 図 サプレッション・プール水位の推移	 第 3.1.3.2-1(7)図　サプレッション・プール水位の推移	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
 第 3.1.3.13 図　サプレッション・チェンバ・プール水温の推移	 第 3.1.3－15 図 サプレッション・プール水温度の推移	 第 3.1.3.2-1(8)図　サプレッション・プール水温度の推移	【東海第二】 ③東海第二では，格納容器ベント後（19 時間後）に一時的な圧力上昇を伴うため，その挙動に応じた飽和温度の推移となっている。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 第 3.1.3.14 図　操作開始時間 20 分遅れのケースにおける原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移	 第 3.1.3－16 図 事象発生から 50 分後に原子炉注水を開始した場合の原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移	 第 3.1.3.3-1(1)図　操作開始時間 30 分遅れのケースにおける原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移	（・ベースケースと同様の差異）
 第 3.1.3.15 図　操作開始時間 20 分遅れのケースにおける格納容器圧力の推移	 第 3.1.3－17 図 事象発生から 50 分後に原子炉注水を開始した場合の格納容器圧力の推移	 第 3.1.3.3-1(2)図　操作開始時間 30 分遅れのケースにおける格納容器圧力の推移	（・ベースケースと同様の差異）

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 第 3.1.3.16 図　操作開始時間 20 分遅れのケースにおける格納容器気相部温度の推移	 第 3.1.3－18 図 事象発生から 50 分後に原子炉注水を開始した場合の格納容器雰囲気温度の推移	 第 3.1.3.3-1(3)図　操作開始時間 30 分遅れのケースにおける格納容器温度の推移	（・ベースケースと同様の差異）

第 3.1.3.1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について（代替循環冷却系を使用しない場合）（1/2）

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。	－	－	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
非常用炉心冷却系機能喪失確認	非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失を確認する。	－	－	【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系系統流量】 【残留熱除去系系統流量】
全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備	外部電源が喪失するとともに，全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり，全交流動力電源喪失に至る。 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断する。これにより，常設代替交流電源設備，代替原子炉補機冷却系，低圧代替注水系（常設）の準備を開始する。	所内蓄電式直流電源設備	－	－
炉心損傷確認	大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため，原子炉水位は急激に低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることを格納容器内雰囲気放射線モニタにより確認する。 炉心損傷が発生すれば，ジルコニウム－水反応により水素ガスが発生することから，原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認する。	－	－	格納容器内雰囲気放射線レベル（D/W） 格納容器内雰囲気放射線レベル（S/C） 格納容器内水素濃度（SA）
常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	常設代替交流電源設備による交流電源供給後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。 ドライウェル雰囲気温度が原子炉圧力の飽和温度を超えた場合水位不明と判断し，崩壊熱及び原子炉注水量から推定して把握する。	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） タンクローリ（4kL，16kL）	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量） 復水貯蔵槽水位（SA） ドライウェル雰囲気温度

①【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 3.1.3－1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について（代替循環冷却系を使用できない場合）（1／3）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム，ＬＯＣＡ発生及び全交流動力電源喪失の確認	運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失（ＬＯＣＡ）又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。 格納容器圧力が 13.7kPa［gage］に到達したことによりＬＯＣＡが発生したことを確認する。 外部電源が喪失するとともに，非常用ディーゼル発電機等が機能喪失する。これにより，所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり，全交流動力電源喪失を確認する。	125V 系蓄電池Ａ系 125V 系蓄電池Ｂ系	－	平均出力領域計装* 起動領域計装* Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧* Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧* 緊急用Ｍ／Ｃ電圧 ②ドライウェル圧力 ②サプレッション・チェンバ圧力
原子炉への注水機能喪失の確認	原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル２）設定点に到達後，原子炉隔離時冷却系が自動起動に失敗したことを確認する。	－	－	原子炉水位（ＳＡ広帯域） 原子炉水位（ＳＡ燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉隔離時冷却系系統流量*
炉心損傷確認	大破断ＬＯＣＡ時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため，原子炉水位は急激に低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることを格納容器雰囲気放射線モニタにより確認する。	－	－	格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ） 格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｓ／Ｃ）
早期の電源回復不能判断及び対応準備	中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。これにより，常設代替交流電源設備，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び低圧代替注水系（常設）の準備を開始する。	－	－	－

①＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 3.1.3.1-1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について（残留熱代替除去系を使用しない場合）（１／３）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。	所内常設蓄電式直流電源設備	－	平均出力領域計装
非常用炉心冷却系機能喪失確認	非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失を確認する。	所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備	－	原子炉水位（ＳＡ） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 【原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量】 【高圧炉心スプレイポンプ出口流量】 【残留熱除去ポンプ出口流量】 【低圧炉心スプレイポンプ出口流量】
全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備	外部電源が喪失するとともに，全ての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失する。これにより非常用高圧母線（6.9kV）が使用不能となり，全交流動力電源喪失に至る。 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。これにより，常設代替交流電源設備，低圧原子炉代替注水系（常設）及び原子炉補機代替冷却系の準備を開始する。	所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備	－	－

①【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
　　有効性評価上考慮しない操作

備考

本文比較表に記載の差異以外で主要な差異について記載

・記載表現の相違

【東海第二】

①島根２号炉は，重大事故等時に設計基準対象施設としての機能を期待する設備を「重大事故等対処設備（設計基準拡張）」と位置付けている。

・運用の相違

【東海第二】

②島根２号炉は，原子炉スクラム確認と同時に原子炉格納容器の圧力を確認する必要はない（東海第二では，ＬＯＣＡ時に炉心損傷した場合に原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施することから確認事項として原子炉格納容器の圧力を記載している）。

第3.1.3.1表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について（代替循環冷却系を使用しない場合）（2/2）

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却	格納容器温度が190℃に到達した場合，推定手段により原子炉水位が破断口高さまで水位回復を確認後，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器冷却を実施する。 推定手段により炉心を冠水維持できる範囲で，原子炉注水と代替格納容器スプレイを交互に実施する。 格納容器ベントに伴うサプレッション・チェンバ・プール水位上昇を考慮しても，サプレッション・チェンバ・プール水位がベントライン-1m を超えないように格納容器スプレイを停止する。	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2級） タンクローリ（4kL，16kL）	ドライウェル雰囲気温度 格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） 復水補給水系流量（RHR B系代替注水流量） 復水貯蔵槽水位（SA） サプレッション・チェンバ・プール水位
格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が0.62MPa[gage]に接近した場合，格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置	－	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） サプレッション・チェンバ・プール水位 ③ フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧

① 【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第3.1.3－1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について（代替循環冷却系を使用できない場合）（2／3）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電並びに代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	早期の電源回復不能の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備から緊急用母線を受電する。	常設代替交流電源設備 軽油貯蔵タンク	－	緊急用M／C電圧
	緊急用母線の受電を確認後，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽	－	ドライウェル雰囲気温度 ドライウェル圧力 サプレッション・チェンバ圧力 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用） 代替淡水貯槽水位
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を開始した後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。 ドライウェル雰囲気温度が原子炉圧力の飽和温度を超えた場合水位不明と判断し，原子炉底部から原子炉水位Ｌ０まで冠水させるために必要な注水量及び崩壊熱分の注水量を考慮し，原子炉注水流量に応じた必要注水時間の原子炉注水を実施する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	原子炉圧力（ＳＡ） 原子炉圧力* 低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用） 原子炉水位（ＳＡ広帯域） 原子炉水位（ＳＡ燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 代替淡水貯槽水位 ドライウェル雰囲気温度

① ＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第3.1.3.1-1表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について（残留熱代替除去系を使用しない場合）（２／３）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
炉心損傷確認	大破断ＬＯＣＡ時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため，原子炉水位は急激に低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることを確認する。	所内常設蓄電式直流電源設備	－	格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） 格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）
常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水	常設代替交流電源設備による交流電源供給後，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。 ドライウェル温度が原子炉圧力の飽和温度を超えた場合水位不明と判断し，原子炉底部から原子炉水位Ｌ０まで冠水させるために必要な注水量及び崩壊熱分の注水量を考慮し，原子炉注水流量に応じた必要注水時間の原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 低圧原子炉代替注水系（常設） 低圧原子炉代替注水槽	大量送水車 タンクローリ	原子炉圧力（ＳＡ） 原子炉圧力 原子炉水位（ＳＡ） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 代替注水流量（常設） 低圧原子炉代替注水槽水位 ドライウェル温度（ＳＡ）
水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動	炉心損傷が発生すれば，ジルコニウム－水反応等により水素ガスが発生し，水の放射線分解により水素ガス及び酸素ガスが発生することから，中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動し，原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク	－	格納容器水素濃度（ＳＡ） 格納容器酸素濃度（ＳＡ）

① 【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
　　有効性評価上考慮しない操作

第 3.1.3－1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について
（代替循環冷却系を使用できない場合）（3／3）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動	炉心損傷が発生すれば，ジルコニウムー水反応等により水素が発生し，水の放射線分解により水素及び酸素が発生することから，格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）水位の確保を実施後，中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動し，格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。	常設代替交流電源設備 軽油貯蔵タンク	－	格納容器内水素濃度（ＳＡ） 格納容器内酸素濃度（ＳＡ）
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	格納容器圧力が 0.465MPa［gage］に到達した場合，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。 以降，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の運転により格納容器圧力を 0.400MPa［gage］から 0.465MPa［gage］の範囲で制御する。 格納容器ベントに伴うサプレッション・プール水位上昇を考慮しても，サプレッション・プール水位がベントライン下端位置を超えないように格納容器スプレイを停止する。	常設代替交流電源設備 常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 軽油貯蔵タンク	－	ドライウェル圧力 サプレッション・チェンバ圧力 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用） 代替淡水貯槽水位 サプレッション・プール水位
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱	サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達した場合，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止後，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置	－ ③	ドライウェル圧力 サプレッション・チェンバ圧力 サプレッション・プール水位 フィルタ装置圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）

第 3.1.3.1-1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について
（残留熱代替除去系を使用しない場合）（３／３）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却	格納容器温度が約190℃超過を確認した場合又は格納容器圧力が640kPa[gage]到達を確認した場合，格納容器代替スプレイ系（可搬型）により原子炉格納容器冷却を実施する。 格納容器圧力が588kPa[gage]まで降下した場合，又はサプレッション・プール水位が通常水位＋約1.3m に到達した場合は，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。	ガスタービン発電機用軽油タンク	大量送水車 タンクローリ	ドライウェル温度（ＳＡ） ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ） 格納容器代替スプレイ流量 サプレッション・プール水位（ＳＡ）
格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱	サプレッション・プール水位が通常水位＋約1.3m に到達した場合，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器フィルタベント系	－ ③	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ） サプレッション・プール水位（ＳＡ） スクラバ容器水位 スクラバ容器圧力 第１ベントフィルタ出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）

① 【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
　　有効性評価上考慮しない操作

備考

・運用の相違
【東海第二】
③島根２号炉は，格納容器ベントに伴い変動が想定されるスクラバ容器水位を監視対象としている。

第3.1.3.2表　主要解析条件（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しない場合）（1/4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		MAAP	－
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	燃料	9×9燃料（A型）	－
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を考慮して設定
	格納容器容積（ドライウェル）	7,350m^3	ドライウェル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	格納容器容積（ウェットウェル）	空間部：5,960m^3 液相部：3,580m^3	ウェットウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（通常運転水位）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	50℃ （事象開始12時間以降は45℃， 事象開始24時間以降は40℃）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

第3.1.3−2表 主要解析条件（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）（1／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード		MAAP	－	
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格原子炉熱出力として設定	
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa［gage］	定格原子炉圧力として設定	
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から＋126cm）	通常運転時の原子炉水位として設定	
	炉心流量	48,300t／h	定格流量として設定	
	燃　料	９×９燃料（A型）	－	
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI／ANS-5.1-1979 （燃焼度33GWd／t）	1サイクルの運転期間（13ヶ月）に調整運転期間（約1ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	①
	格納容器体積 （ドライウェル）	5,700m^3	設計値	
	格納容器体積 （サプレッション・チェンバ）	空間部：4,100m^3 液相部：3,300m^3	設計値（通常運転時のサプレッション・プール水位の下限値に基づき設定）	②
	真空破壊装置作動差圧	3.45kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値	
	サプレッション・プール水位	6.983m（通常運転範囲の下限値）	通常運転時のサプレッション・プール水位の下限値として設定	
	サプレッション・プール水温度	32℃	通常運転時のサプレッション・プール水温度の上限値として設定	
	格納容器圧力	5kPa［gage］	通常運転時の格納容器圧力を包含する値	
	格納容器雰囲気温度	57℃	通常運転時の格納容器雰囲気温度（ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度）として設定	③
	外部水源の温度	35℃	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	
	ペデスタル（ドライウェル部）のプール水	考慮しない	ペデスタル（ドライウェル部）には通常運転時からプール水が存在するが，格納容器の熱容量に寄与することから，格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価する設定として，ペデスタル（ドライウェル部）のプール水を考慮しない	④

第3.1.3.2-1表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（残留熱代替除去系を使用しない場合）（1／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード		MAAP	－	
初期条件	原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定	
	原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定	
	原子炉水位	通常水位 （気水分離器下端から+83 cm）	通常運転時の原子炉水位として設定	
	炉心流量	35.6×10^{3}t/h	定格炉心流量として設定	
	燃料	９×９燃料（A型）	９×９燃料（A型），９×９燃料（B型）は熱水力的な特性は同等であり，その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること，また，９×９燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく，燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため，MOX燃料の評価は９×９燃料（A型）の評価に包絡されることを考慮し，代表的に９×９燃料（A型）を設定	
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 （燃焼度33GWd/t）	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を考慮して設定	①
	格納容器空間体積（ドライウェル）	7,900m^3	ドライウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）	
	格納容器空間体積（サプレッション・チェンバ）	空間部：4,700m^3 液相部：2,800m^3	サプレッション・チェンバ内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）	②
	真空破壊弁	3.43kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊弁の設定値	
	サプレッション・プール水位	3.61m（NWL）	通常運転時のサプレッション・プール水位として設定	
	サプレッション・プール水温度	35℃	通常運転時のサプレッション・プール水温度の上限値として設定	
	格納容器圧力	5.0kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定	
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定	③
	外部水源の温度	35℃	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定	

・解析条件の相違

【東海第二】

①条件設定は同じだが，設定プロセスが異なり，平行炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対して，ばらつきとして10%の保守性を考慮。

②島根２号炉及び柏崎6/7は，格納容器体積（サプレッション・チェンバ）及びサプレッション・プール水位の解析条件を通常運転水位で設定。東海第二では圧力抑制効果を厳しくする観点で，通常運転時のサプレッション・プール水位の下限値を設定。

③島根２号炉においても，通常運転時の格納容器温度はドライウェル冷却系にて制御されており，条件設定の考え方としては同様。

④東海第二の固有条件設定。

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　（2017.12.20版）

第3.1.3.2表　主要解析条件（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しない場合）（2/4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	大破断 LOCA 残留熱除去系の吸込配管の破断	原子炉圧力容器内の保有水量が厳しい箇所として設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し，設定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を，低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	過圧及び過温への対策の有効性を総合的に判断する観点から，プラント損傷状態である LOCA に全交流動力電源喪失を重畳することから，外部電源が喪失するものとして設定
	水素ガスの発生	ジルコニウム－水反応を考慮	水の放射線分解等による水素ガス発生については，格納容器圧力及び温度に与える影響が軽微であることから考慮していない

東海第二発電所（2018.9.12版）

第3.1.3－2 表 主要解析条件（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）（2／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	大破断ＬＯＣＡ 再循環系配管（出口ノズル）の破断	原子炉圧力容器から格納容器への冷却材流出を大きく見積もり，格納容器内の圧力上昇及び温度上昇の観点から厳しい設定として，原子炉圧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（出口ノズル）における両端破断を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 高圧注水機能喪失及び低圧注水機能喪失	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，設定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系，低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	過圧及び過温への対策の有効性を総合的に判断する観点から，プラント損傷状態であるＬＯＣＡに全交流動力電源喪失を重畳することから，外部電源が喪失するものとして設定 ただし，原子炉スクラムについては，外部電源ありの場合を包括する条件として，機器条件に示すとおり設定
	水素の発生	ジルコニウム－水反応を考慮	水の放射線分解等による水素発生については，格納容器圧力及び雰囲気温度に与える影響が軽微であることから考慮していない

⑤

島根原子力発電所　2号炉

第3.1.3.2-1表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））
（残留熱代替除去系を使用しない場合）（2／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	大破断ＬＯＣＡ 再循環配管（出口ノズル）の破断	原子炉圧力容器から原子炉格納容器への冷却材流量を大きく見積もり，原子炉格納容器内の圧力上昇及び温度上昇の観点から厳しい設定として，原子炉圧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配管（出口ノズル）の両端破断を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失 全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，設定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	過圧及び過温への対策の有効性を総合的に判断する観点から，プラント損傷状態であるＬＯＣＡに全交流動力電源喪失を重畳することから，外部電源が喪失するものとして設定
	水素ガスの発生	ジルコニウム－水反応を考慮	水の放射線分解等による水素ガス発生については，格納容器圧力及び温度に与える影響が軽微であることから考慮していない

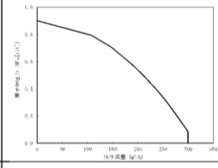
⑤

備考

・解析条件の相違
【東海第二】
⑤島根２号炉は，事象発生と同時にスクラムする解析条件としているが，東海第二では事象を厳しくする観点から原子炉水位低（レベル３）でスクラムする解析条件としており，外部電源喪失に伴いスクラムする条件としていないことから記載している。

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　（2017.12.20版）

第 3.1.3.2 表　主要解析条件（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しない場合）（3/4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定
	低圧代替注水系（常設）	最大 300m³/h で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定  復水移送ポンプ 2 台による注水特性
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	140m³/h にて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定
	格納容器圧力逃がし装置	格納容器圧力が 0.62MPa[gage]における最大排出流量 31.6kg/s に対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積 50%開）にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置の設計値を考慮して，格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定

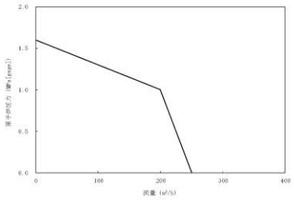
東海第二発電所（2018.9.12 版）

第 3.1.3－2 表 主要解析条件（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）（3／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル 3）信号	短時間であるが原子炉熱出力が維持される厳しい設定として，外部電源喪失時のタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず，原子炉水位低（レベル 3）信号にてスクラムするものとして設定	⑥
	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	短時間であるが主蒸気が格納容器内に維持される厳しい設定として，原子炉保護系電源喪失及び原子炉水位異常低下（レベル 2）信号による主蒸気隔離弁閉止については保守的に考慮せず，事象発生と同時に主蒸気隔離弁が閉止するものとして設定	
	再循環系ポンプ	事象発生と同時に停止	事象進展に与える影響は軽微であることから，全交流動力電源喪失によるポンプ停止を踏まえて設定	
	低圧代替注水系（常設）	事象初期の原子炉注水実施時：230m³／h（一定） 原子炉水位 L0 到達判断後：崩壊熱による蒸発を補う注水量（最大 50m³／h）に制御	炉心冷却の維持に必要な流量として設定	⑦
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	事象初期の原子炉注水実施時：130m³／h（一定）	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定	
		格納容器圧力制御：130m³／h（一定）	サプレッション・プール水位の上昇が早くなり，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作までの操作時間余裕の観点で厳しい条件として，運転手順の流量調整範囲（102m³／h～130m³／h）における上限を設定	
	格納容器下部注水系（常設）	解析上考慮しない	格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価するため，初期条件としてペデスタル（ドライウェル部）のプール水を考慮していないことから，常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）水位の確保操作についても考慮しない	⑧
	格納容器圧力逃がし装置	格納容器圧力が 0.31MPa[gage]における排出流量 13.4kg／s に対して，第二弁を全開にて格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置の設計値を考慮して，格納容器圧力及び雰囲気温度を低下させるのに必要な排出流量として設定	

島根原子力発電所　2 号炉

第 3.1.3.2-1 表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））
（残留熱代替除去系を使用しない場合）（3／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定	⑥
	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	主蒸気が格納容器内に保持される厳しい条件として設定	
	再循環ポンプ	事象発生と同時に停止	全交流動力電源喪失によるポンプ停止を踏まえて設定	
	低圧原子炉代替注水系（常設）	200m³/h（1.00MPa[gage]において）で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	低圧原子炉代替注水系（常設）の設計値として設定 	⑦
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）	120 m³/h にて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器代替スプレイ系（可搬型）の設計値として設定	
	格納容器フィルタベント系	格納容器圧力 427kPa[gage]における最大排出流量 9.8kg/s に対して，格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器フィルタベント系の設計値として設定	

備考

・解析条件の相違

【東海第二】

⑥島根 2 号炉は，事象発生と同時にスクラムする解析条件としているが，東海第二では事象を厳しくする観点から原子炉水位低（レベル 3）でスクラムする解析条件としている。

⑦島根 2 号炉は，柏崎 6/7 と同様に注水特性に基づき原子炉注水の条件を設定しているため，注水特性を記載している。

⑧東海第二固有の条件設定。

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　（2017.12.20 版）

第 3.1.3.2 表　主要解析条件（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しない場合）（4/4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	事象発生 70 分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作	原子炉水位が破断口高さまで水位回復後，格納容器温度が 190℃到達時	原子炉格納容器の限界温度到達防止を踏まえて設定
	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力が 0.62MPa[gage]接近時	原子炉格納容器の限界圧力到達防止を踏まえて設定

東海第二発電所（2018.9.12 版）

第 3.1.3－2 表 主要解析条件（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）（4／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作並びに代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	事象発生から 25 分後	中央制御室における常設代替交流電源設備，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	格納容器圧力が 0.465MPa［gage］に到達した場合に開始 格納容器圧力が 0.400MPa［gage］以下となった時点で停止	格納容器圧力の抑制効果を踏まえて設定
	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作	サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m 到達から 5 分後	中央制御室における操作所要時間を考慮して設定 操作開始条件は現場操作時間を考慮しても格納容器の限界圧力到達防止が可能な条件として設定

島根原子力発電所　2 号炉

第 3.1.3.2-1 表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））
（残留熱代替除去系を使用しない場合）（４／４）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作	事象発生から 30 分後	常設代替交流電源設備の起動，受電及び低圧原子炉代替注水系（常設）の準備時間を考慮して設定
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 640kPa[gage]到達時 640～588kPa[gage]の範囲で維持	原子炉格納容器の限界圧力到達防止を踏まえて設定
	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作	サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m 到達から 10 分後	原子炉格納容器の限界圧力到達防止を踏まえて設定

備考

・解析条件の相違
【柏崎 6/7，東海第二】