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　2.4.1.崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)〕

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
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 2.4.1.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策 (1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」，②「過渡事象＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」，③「通常停止＋崩壊熱除去失敗」，④「通常停止＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑤「サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗」，⑥「サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑦「小破断LOCA＋崩壊熱除去失敗」，⑧「中破断LOCA＋RHR 失敗」及び⑨「大破断LOCA＋RHR 失敗」である。	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 2.4.1.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策 (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋ＲＨＲ失敗」，②「過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗」，③「外部電源喪失＋ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功）」，④「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功）」，⑤「外部電源喪失＋直流電源喪失（ＨＰＣＳ成功）」，⑥「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋ＲＨＲ失敗」，⑦「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗」，⑧「サポート系喪失（自動停止）＋ＲＨＲ失敗」，⑨「サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗」，⑩「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功）」，⑪「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功）」，⑫「小破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗」，⑬「中破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗」及び⑭「大破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗」である。	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 2.4.1.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策 (1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」，②「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，③「過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗」，④「過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑤「手動停止＋崩壊熱除去失敗」，⑥「手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑦「手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑧「手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑨「サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗」，⑩「サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑪「サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑫「サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑬「冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗」，⑭「冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑮「冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗」，⑯「冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑰「冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗」，⑱「冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑲「外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗」，⑳「外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗」及び㉑「外部電源喪失＋直流電源（区分１，２）失敗」である。	
(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方	(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方 本事故シーケンスグループは，ＬＯＣＡを起因事象とする	(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方	・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
事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合）」では，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCA を除く）の発生後，炉心冷却には成功するが，取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され，格納容器圧力が上昇することから，緩和措置がとられない場合には，炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。また，取水機能の喪失を想定することから，あわせて非常用ディーゼル発電機も機能喪失する。ここで，対応がより厳しい事故シーケンスとする観点から，外部電源の喪失を設定し，全交流動力電源喪失が生じるものとした。	事故シーケンスも含め炉心冷却に成功する。中長期的な格納容器圧力及び雰囲気温度上昇の観点では，崩壊熱が支配要因となることからＬＯＣＡも過渡事象も同等となり，崩壊熱除去機能喪失に対する重大事故等対策に違いはないが，ＬＯＣＡ時注水機能喪失及び雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）にて，ＬＯＣＡに加えて崩壊熱除去機能が喪失した場合の重大事故等対策の有効性を確認している。以上を踏まえ，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合)」では，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（ＬＯＣＡを除く。）の発生後，炉心冷却には成功するが，取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により格納容器に放出され，格納容器圧力が上昇することから，緩和措置がとられない場合には，炉心損傷より先に格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。また，評価上，非常用ディーゼル発電機等の取水機能も喪失するものとする。ここで，対応がより厳しい事故シーケンスとする観点から，外部電源の喪失を設定し，全交流動力電源喪失が生じるものとした。	事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（ＬＯＣＡを除く）の発生後，炉心冷却には成功するが，取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され，格納容器圧力が上昇することから，緩和措置がとられない場合には，炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。また，取水機能の喪失を想定することから，併せて非常用ディーゼル発電機等も機能喪失する。ここで，対応がより厳しい事故シーケンスとする観点から，外部電源の喪失を設定し，全交流動力電源喪失が生じるものとした。	【東海第二】 島根２号炉は，LOCA を起因とし崩壊熱除去に失敗するシーケンスが抽出され，その対策の有効性は「LOCA 時注水機能喪失」及び「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損)」にて，LOCA に崩壊熱除去機能喪失を重畳させることで確認している。 ・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。
本事故シーケンスグループは，取水機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，取水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。 したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ，常設代替交流電源設備による給電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了したところで，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。 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，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サ	本事故シーケンスグループは，取水機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，取水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。 したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ，常設代替交流電源設備による給電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了した後に，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。 また，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷	本事故シーケンスグループは，取水機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，取水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。 したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ，常設代替交流電源設備による給電及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の準備が完了したところで，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。 また，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。 ・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
プレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。	却系）による格納容器除熱を実施する。	熱を実施する。	島根２号炉は，残留熱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。 ・解析結果の相違 【東海第二】 島根２号炉は，格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが，サプレッション・プール水冷却の実施基準に到達するため，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）にて格納容器除熱を実施。
(3)　炉心損傷防止対策 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁を開維持することで，低圧代替注水系（常設）及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。 また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として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，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備する。	(3) 炉心損傷防止対策 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで，低圧代替注水系（常設）及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による炉心冷却を継続する。 また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。	(3)　炉心損傷防止対策 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，残留熱除去系（低圧注水モード）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）を開維持することで，残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。 また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備する。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，残留熱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代替スプレイを実施しない。 ・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
			【東海第二】 島根２号炉は，格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが，サプレッション・プール水冷却の実施基準に到達するため，残留熱除去系によるサプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。
これらの対策の概略系統図を第2.4.1.1 図から第2.4.1.4 図に，手順の概要を第2.4.1.5 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操作手順の関係を第2.4.1.1 表に示す。	これらの対策の概略系統図を第 2.4.1－1 図に，手順の概要を第 2.4.1－2 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操作手順の関係を第 2.4.1－1 表に示す。	これらの対策の概略系統図を第 2.4.1.1－1(1)図及び第 2.4.1.1－1(2)図に，手順の概要を第 2.4.1.1－2 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操作手順の関係を第 2.4.1.1－1 表に示す。	
本事故シーケンスグループの重要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を行うための参集要員26名である。必要な要員と作業項目について第2.4.1.6図に示す。	本事故シーケンスグループの重要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，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 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は 10 名である。必要な要員と作業項目について第 2.4.1－3 図に示す。	本事故シーケンスグループの重要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，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，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は５名，緊急時対策要員（現場）は19名である。必要な要員と作業項目について第2.4.1.1-3図に示す。	・体制の相違 【柏崎 6/7】 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。 ・体制の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 運用及び設備の相違に
なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，28名で対処可能である。	なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，20 名で対処可能である。	なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，31名で対処可能である。	

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
ａ．全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認 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。全交流動力電源喪失の発生により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．全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認 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，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。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。また，全交流動力電源喪失の確認より，低圧代替注水系（可搬型）の準備を開始する。 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．全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認 外部電源が喪失するとともに，すべ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。全交流動力電源喪失の発生により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。	伴う，必要要員数の相違。 ・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。 ・設備の相違 【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。
ｂ．原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 原子炉スクラム後，原子炉水位は低下するが，原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水を開始することにより，原子炉水位が回復する。 原子炉隔離時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，原子炉水位及び原子炉隔離時冷却系系統流量等である。 原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	ｂ．原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 原子炉スクラム後，原子炉水位は低下するが，原子炉水位異常低下（レベル２）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水を開始することにより，原子炉水位が回復する。 原子炉隔離時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，原子炉水位（広帯域），原子炉隔離時冷却系系統流量等である。 原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）の間で維持する。	ｂ．原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 原子炉スクラム後，原子炉水位は低下するが，原子炉水位低（レベル２）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水を開始することにより，原子炉水位が回復する。 原子炉隔離時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，原子炉水位（広帯域），原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量等である。 原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル２）から原子炉水位高（レベル８）の間で維持する。	・解析条件の相違 【東海第二】 解析における水位制御

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
			の相違。
ｃ．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。	ｃ．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の準備を開始する。	ｃ．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，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。
	ｄ．取水機能喪失の確認 常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後，残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱の準備として，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系海水系を手動起動するが，これに失敗し，機能喪失していることを確認する。これにより，緊急用海水系及び低圧代替注水系（常設）の準備を開始する。 取水機能喪失を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系海水系系統流量等である。		・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，早期の電源回復不能判断により原子炉補機代替冷却系の準備を開始。
ｄ．逃がし安全弁による原子炉急速減圧 常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備として，中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ2 台を手動起動する。また，原子炉注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入弁及び残留熱除去系洗浄水弁）が開動作可能であることを確認する。 低圧代替注水系（常設）のバイパス流防止系統構成のためにタービン建屋負荷遮断弁を全閉にする。	ｅ．逃がし安全弁による原子炉急速減圧 取水機能喪失を確認後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備として，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプ２ 台を手動起動する。また，原子炉注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入弁）が開動作可能であることを確認する。	ｄ．逃がし安全弁による原子炉急速減圧 常設代替交流電源設備による交流電源供給及び原子炉補機代替冷却系の準備完了を確認後，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の準備として，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去ポンプを手動起動する。また，原子炉注水に必要な電動弁（ＣーＲＨＲ注水弁）が開動作可能であることを確認する。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施するため，バイパス流防止措置は不要である。
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水停止を確認し，サプレッション・チェンバのプール水の熱容量温度制限により，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁2 個	サプレッション・プール熱容量制限により，中央制御室からの遠隔操作によって低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能）７ 個を	原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサプレッション・プール水温度 100℃で，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個を手	・設備設計及び運用の相違 【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
を手動開操作し原子炉を急速減圧する。 原子炉急速減圧を確認するために必要な計測設備は，原子炉圧力である。	手動開操作し原子炉を急速減圧する。また，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が停止したことを確認する。 原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力である。	動開操作し原子炉を急速減圧する。 原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力（ＳＡ），原子炉圧力，サプレッション・プール水温度（ＳＡ）である。	島根２号炉は，原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として，事象発生８時間後より残留熱除去系（低圧注水モード）を用いて注水を実施。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，手順上の弁数を設定。 ・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，原子炉隔離時冷却系の機能維持不可を判断するため，サプレッション・プール水温度を監視。
ｅ．低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により，原子炉圧力が低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復する。 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，原子炉水位，復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）等である。 原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	ｆ．低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により，原子炉圧力が低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復する。 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，原子炉水位（広帯域），低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）等である。 原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）の間で維持する。	ｅ．残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により，原子炉圧力が残留熱除去系（低圧注水モード）の系統圧力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復する。 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），原子炉水位（燃料域），残留熱除去ポンプ出口流量等である。 原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル２）から原子炉水位高（レベル８）の間で維持する。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。
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 崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が13.7kPa[gage]到達後に，原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）に到達した場合は，中央制御室からの遠隔操作により代替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。 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			・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，残留熱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
圧力，復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）等である。 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時に，原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は，中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）を停止し，原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル8）まで原子炉水位が回復した後，原子炉注水を停止し，格納容器スプレイを再開する。			
ｇ．残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転を開始する。 残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転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・プール水温度等である。	ｇ．残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱 緊急用海水系を用いた残留熱除去系の準備が完了後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱を開始する。 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱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。	ｆ．残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転 原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転を開始する。 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転を確認するために必要な計装設備は，サプレッション・プール水温度（ＳＡ）等である。	・解析結果の相違 【東海第二】 島根２号炉は，格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが，サプレッション・プール水冷却の実施基準に到達するため，残留熱除去系によるサプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。
ｈ．残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水 サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1m に到達後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位及び残留熱除去系系統流量等である。 原子炉水位回復後は，原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。原子炉水位高（レベル8）まで原子炉水位が回復した後，原子炉注水を停止し，サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を再開する。	ｈ．残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱を開始した後，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）に到達した時点で，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）運転時に，原子炉水位が原子炉水位低（レベル３）まで低下した場合は，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）の運転を停止し，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を実施する。 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），残留熱除去系系統流量である。 原子炉水位回復後は，原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）の間で維持する。原子炉水位高（レベル８）まで原子炉水位が回復した後，原子炉注水を停止		・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を継続する。

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
	し，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）の運転を再開する。 また，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）の運転時に，格納容器圧力が 13.7kPa［gage］まで低下した場合は，残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱に切り替える。		
以降，炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は，残留熱除去系により継続的に行う。	以降，炉心冷却及び格納容器除熱は，残留熱除去系により継続的に行う	以降，炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は，残留熱除去系により継続的に行う。	
2.4.1.2　炉心損傷防止対策の有効性評価 (1)　有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし，逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗」である。 なお，取水機能を喪失することで，非常用ディーゼル発電機も機能喪失することから，本評価では，より厳しい条件とする観点から外部電源の喪失も設定し，取水機能喪失に全交流動力電源喪失が重畳するものとして，取水機能喪失時の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。 本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果，原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，冷却材放出（臨界流・差圧流），ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）並びに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，サプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER，シビアアクシデント総合解析コードMAAP により原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器温度等の過渡応答を求める。	2.4.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし，逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋ＲＨＲ失敗」である。 なお，非常用ディーゼル発電機等の取水機能も喪失するものとし，本評価では，より厳しい条件とする観点から外部電源の喪失も設定し，取水機能喪失に全交流動力電源喪失が重畳するものとして，取水機能喪失時の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。 本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流及び三次元効果，原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，冷却材放出（臨界流・差圧流）及びＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードＳＡＦＥＲ及びシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過	2.4.1.2　炉心損傷防止対策の有効性評価 (1)　有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価するうえで選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし，逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」である。 なお，取水機能を喪失することで，非常用ディーゼル発電機等も機能喪失することから，本評価では，より厳しい条件とする観点から外部電源の喪失も設定し，取水機能喪失に全交流動力電源喪失が重畳するものとして，取水機能喪失時の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。 本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果，原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，冷却材放出（臨界流・差圧流），ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）並びに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，サプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードＳＡＦＥＲ，シビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器温度等の過渡応答を求める。	・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。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 解析条件の相違による重要現象の対象の相違。

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
また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 (2)　有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.4.1.2表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 ａ．事故条件 (a)　起因事象 起因事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。 (b)　安全機能の喪失に対する仮定 取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。 (c)　外部電源 外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。 a)　事象の進展に対する影響 外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。 しかし，本評価では，事故直後から原子炉隔離時冷却系により炉心は冠水維持され，原子炉減圧により炉心は露出するが，低圧代替注水系（常設）により炉心冷却が継続されることから外部電源の有無の影響は小さい。 b)　重大事故等対策に対する影響 本解析においては，取水機能の喪失を仮定しており，原子炉隔離時冷却系を除く非常用炉心冷却系及び非常用交流電源設備は使用できない。よって，外部電源なし	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，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 (2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.4.1－2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 ａ．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。 (b) 安全機能の喪失に対する仮定 取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。 (c) 外部電源 外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。 a) 事象の進展に対する影響 外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル３）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。 このため，外部電源がある場合を包含する条件として，原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環系ポンプトリップは，原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて発生するものとする。 b) 重大事故等対策に対する影響 本解析においては，評価上，非常用ディーゼル発電機等の取水機能も喪失するものとし，非常用炉心冷却系及び非常用交流電源設備は使用できない。よって，	また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 (2)　有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.4.1.2－1 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 ａ．事故条件 (a)　起因事象 起因事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。 (b)　安全機能の喪失に対する仮定 取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。 (c)　外部電源 外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。 a)　事象の進展に対する影響 外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル３）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。 このため，外部電源がある場合を包含する条件として，原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップは，原子炉水位低（レベル２）信号にて発生するものとする。 b)　重大事故等対策に対する影響 本解析においては，取水機能の喪失を仮定しており，非常用炉心冷却系及び非常用交流電源設備は使用できない。よって，外部電源なしを仮定することにより，常	・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，事象を厳しくする観点から，再循環ポンプは原子炉水位低（レベル２）でトリップするものとしている。

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
を仮定することにより，常設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が必要となることから要員，資源等の観点で厳しい条件となる。	外部電源なしを仮定することにより，常設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が必要となることから要員，資源等の観点で厳しい条件となる。	設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が必要となることから要員，資源等の観点で厳しい条件となる。	
ｂ．重大事故等対策に関連する機器条件 (a)　原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは，タービン蒸気加減弁急速閉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，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，原子炉水位低（レベル３）信号によるものとする。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，原子炉水位を厳しくする観点でスクラム信号を設定。
(b)　原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル2）で自動起動し，182m³/h（8.12～1.03MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。	(b) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系は，原子炉水位異常低下（レベル２）で自動起動し，136.7m³/h（7.86MPa［gage］～1.04MPa［gage］において）の流量で注水するものとする。	(b)　原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル２）で自動起動し，91m³/h（8.21～0.74MPa[gage]において）の流量で注水するものとする。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・記載方針の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，実運用と解析条件が相違することについて理由を記載。
(c)　逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。 また，原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（2個）を使用するものとし，容量として，1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。	(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁（安全弁機能）にて，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。 また，原子炉減圧には逃がし安全弁（自動減圧機能）（7 個）を使用するものとし，容量として，1 個当たり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。	(c)　逃がし安全弁 逃がし安全弁（逃がし弁機能）にて，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。 また，原子炉減圧には逃がし安全弁（自動減圧機能付き）（６個）を使用するものとし，容量として，１個当たり定格主蒸気流量の約８%を処理するものとする。	・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，逃がし弁機能での圧力制御を想定している。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，手順上の弁数を設定 ・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
(d)　低圧代替注水系（常設） 逃がし安全弁による原子炉減圧後に，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。 (e)　代替格納容器スプレイ冷却系（常設） 格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，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。 (f)　代替原子炉補機冷却系 伝熱容量は約23MW（サプレッション・チェンバ・プール水温100℃，海水温度30℃において）とする。 (g)　残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード） 伝熱容量は，熱交換器1 基あたり約8MW（サプレッション・チェンバ・プール水温52℃，海水温度30℃において）とする。	(d)　低圧代替注水系（常設） 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧後に，最大 378m³／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。 (e)　緊急用海水系 伝熱容量は約 24MW（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)　残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系） 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）を使用する場合は，1,692m³／h にて格納容器内にスプレイするものとする。また，伝熱容量は，熱交換器１基当たり約 24MW（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。	(d)　残留熱除去系（低圧注水モード） 逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧後に，1,136m³/h（0.14MPa[dif]において）（最大 1,193m³/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。 (e)　原子炉補機代替冷却系 伝熱容量は，事象発生後８時間から 24 時間において約 16MW，事象発生 24 時間以降において約 11MW（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。 (f)　残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード） 伝熱容量は，熱交換器１基あたり事象発生後８時間から24時間において約16MW，事象発生24時間以降において約11MW（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。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。 ・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】 島根２号炉は，残留熱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。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，事象発生 24 時間以降において，原子炉補機代替冷却系による燃料プール冷却系熱交換器の冷却を開始するため，伝熱容量が変化する。 ・解析結果の相違 【東海第二】 島根２号炉は，格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが，サプレッション・プール水冷却の実施基準

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
			に到達するため，残留熱除去系によるサプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，事象発生 24 時間以降において，原子炉補機代替冷却系による燃料プール冷却系熱交換器の冷却を開始するため，伝熱容量が変化する。
(h)　残留熱除去系（低圧注水モード） 残留熱除去系（低圧注水モード）は，サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1m に到達した時点で手動起動し，954m^3/h（0.27MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。	(g)　残留熱除去系（低圧注水系） 残留熱除去系（低圧注水系）は，1,605m^3／h（0.14MPa［dif］において）（最大 1,676m^3／h）の流量で注水するものとする。		・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を継続する。
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，事象発生から70分後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。 (b)　低圧代替注水系（常設）起動操作は，事象発生から70分後の常設代替交流電源設備からの給電の直後に開始する。なお，サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1mに到達した場合，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。	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。	・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間まで，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を継続する。
(c)　逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，低圧代替注水系（常設）起動操作後，原子炉水位がレベル8に到達する事象発生から約3時間後に開始する。	(a) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は，低圧代替注水系（常設）起動操作後，サプレッション・プール水温度が 65℃に到達した場合に開始する。	(a)　逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，原子炉補機代替冷却系起動後に実施する残留熱除去系（低圧注水モード）起動操作後，サプレッション・プール水温度が 100℃に到達する事象発生から８時間後に開始する。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，原子炉補機代替冷却系の系統構

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
			成等に必要な準備時間等を考慮し設定。
(d)　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，原子炉水位高（レベル8）に到達した場合に開始する。なお，格納容器スプレイは，事象発生から約25時間後に停止する。			・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。
(e)　代替原子炉補機冷却系運転操作は，事象発生から20時間後に開始する。 (f)　代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の起動操作は，事象発生から20時間後に開始する。	(b) 緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作は，余裕時間を確認する観点で代替格納容器スプレイの実施基準である格納容器圧力 0.279MPa［gage］に到達した場合に開始する。また，残留熱除去系による格納容器除熱の開始後に，原子炉水位が原子炉水位高（レベル８）に到達した場合は，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し，以降は残留熱除去系による原子炉注水により原子炉水位を維持する。	(b)　原子炉補機代替冷却系運転操作は，事象発生から８時間後に開始する。 (c)　原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）の起動操作は，原子炉補機代替冷却系起動後の事象発生から８時間後に開始する。	・設備設計の相違 【東海第二】 島根２号炉の原子炉代替補機冷却系は可搬型設備である。 ・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。 ・解析結果の相違 【東海第二】 島根２号炉は，格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが，サプレッション・プール水冷却の実施基準に到達するため，残留熱除去系によるサプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。
(g)　代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は，サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1mに到達後に開始する。			・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，残留熱

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
			除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。
(3)　有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※1，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量，原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.1.7図から第2.4.1.12図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率，平均出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.4.1.13図から第2.4.1.18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2.4.1.19図から第2.4.1.22図に示す。	(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.4.1－4 図から第 2.4.1－9 図に，燃料被覆管温度，高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第 2.4.1－10 図から第 2.4.1－12 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 2.4.1－13 図から第 2.4.1－16 図に示す。	(3)　有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量，原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.1.2－1(1)図から第2.4.1.2－1(6)図に，燃料被覆管温度，高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.4.1.2－1(7)図から第2.4.1.2－1(9)図に，格納容器圧力，格納容器温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.4.1.2－1(10)図から第2.4.1.2－1(13)図に示す。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，炉心は露出せず，冠水維持する。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，高出力燃集合体にＰＣＴが発生している。
※1 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で，シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位を併せて示す。なお，水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には，原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を，7 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。	※ シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位（広帯域），原子炉水位（狭帯域）の水位は，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位を併せて示す。なお，水位が燃料有効長頂部付近となった場合には，原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。	※ シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位（広帯域・狭帯域）の水位は，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位を併せて示す。なお，水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には，原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉では，炉心の冠水は維持される。
a．事象進展 取水機能喪失に伴う全交流動力電源喪失後，タービン蒸気加減弁急速閉信号が発生して原子炉がスクラムし，また，原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。 再循環ポンプについては，外部電源喪失により，事象発	a．事象進展 取水機能喪失に伴う全交流動力電源喪失後，原子炉水位低（レベル３）信号が発生して原子炉がスクラムし，また，原子炉水位異常低下（レベル２）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。 再循環系ポンプについては，原子炉水位異常低下（レベ	a．事象進展 取水機能喪失に伴う全交流動力電源喪失後，原子炉水位低（レベル３）信号が発生して原子炉がスクラムし，また，原子炉水位低（レベル２）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。 再循環ポンプについては，原子炉水位低（レベル２）で	・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，原子炉水位を厳しくする観点でスクラム信号を設定。

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
生とともに10 台全てがトリップする。	ル２）により2 台全てがトリップする。	２台すべてがトリップする。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，事象を厳しくする観点から，再循環ポンプは原子炉水位低（レベル２）でトリップするものとしている。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 再循環ポンプの個数の相違。
事象発生から70 分経過した時点で，常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し，その後，原子炉急速減圧及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。	事象発生から 104 分経過した時点で，常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し，その後，原子炉急速減圧及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。	事象発生から20分経過した時点で，常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し，その後，事象発生から８時間経過した時点で，原子炉急速減圧及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，中央制御室より速やかに受電操作が可能であることから想定時間が異なる。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。
原子炉急速減圧は，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁2 個を手動開することで実施する。	原子炉急速減圧は，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個を手動開することで実施する。	原子炉急速減圧は，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個を手動開することで実施する。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，手順上の弁数を設定。

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
原子炉急速減圧を開始すると，原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下し，有効燃料棒頂部を下回るが，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復し，炉心は再冠水する。	原子炉急速減圧を開始すると，原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復し，炉心の冠水は維持される。	原子炉急速減圧を開始すると，原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが，燃料棒有効長頂部は下回らず，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復し，炉心の冠水は維持される。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉では，炉心の冠水は維持される。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。
燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は，原子炉減圧により，原子炉水位が低下し，炉心が露出することから上昇する。その結果，燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると，ボイド率が低下し，熱伝達係数が上昇することから，燃料被覆管温度は低下する。	燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は，原子炉減圧により上昇する。その後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は増減する。	燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は，原子炉減圧により上昇する。その後，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水により，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は増減する。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉では，炉心の冠水は維持される。
平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については，原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。 そのため，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事象発生から20 時間経過した時点での代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行う。	高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については，原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。 そのため，事象発生から約 13 時間経過した時点での緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱を行う。	高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については，原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。 そのため，事象発生から８時間経過した時点での原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を行う。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，高出力燃集合体にＰＣＴが発生している。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，残留熱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

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
			ないため格納容器スプレイを実施しない。 ・解析結果の相違 【東海第二】 島根２号炉は，格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが，サプレッション・プール水冷却の実施基準に到達するため，残留熱除去系によるサプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。
ｂ．評価項目等 燃料被覆管の最高温度は，第2.4.1.13 図に示すとおり，原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し，約427℃に到達するが，1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は，平均出力燃料集合体にて発生している。また，燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり，15%以下となる。	ｂ．評価項目等 燃料被覆管の最高温度は，第 2.4.1－10 図に示すとおり，初期値（約 309℃）を上回ることはなく，1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は，高出力燃料集合体にて発生している。また，燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり，15%以下となる。	ｂ．評価項目等 燃料被覆管の最高温度は，第2.4.1.2-1(7)図に示すとおり，初期値（約309℃）を上回ることなく，1,200℃以下となる。また，燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの１%以下であり，15%以下となる。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉では，炉心の冠水は維持される。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，燃料被覆管の最高温度が初期値を上回らない。
原子炉圧力は，第2.4.1.7 図に示すとおり，逃がし安全弁の作動により，約7.52MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても，約7.82MPa[gage]以下であり，最高使用圧力の1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。	原子炉圧力は，第 2.4.1－4 図に示すとおり，逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により，約 7.79MPa［gage］以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても，約 8.09MPa［gage］以下であり，最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa［gage］）を十分下回る。	原子炉圧力は，第2.4.1.2-1(1)図に示すとおり，逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により，約7.59MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても，約7.89MPa[gage]以下であり，最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。	・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，逃がし安全弁機能での圧力制御を想定している。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
また，崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原	また，崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって，格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇するが，緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納	また，崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系に	・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
子炉格納容器冷却及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去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及び温度の最大値は，約0.30MPa[gage]及び約143℃に抑えられ，原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。	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及び温度の最大値は，約 0.28MPa[gage]及び約 141℃に抑えられ，格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。	による原子炉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及び温度の最大値は，約 132kPa[gage]及び約117℃に抑えられ，原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。	【柏崎 6/7】 島根２号炉は，残留熱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。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
第2.4.1.8 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約4 時間後に炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。その後は，20時間後に代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去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。 （添付資料2.4.1.1）	第 2.4.1－5 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の冷却が維持される。その後は，約 13 時間後に緊急用海水系を用いた残留熱除去系による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。 （添付資料 2.4.1.1）	第2.4.1.2－1(2)図に示すとおり，残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により炉心が冠水維持し，炉心の冷却が維持される。その後は，８時間後に原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）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。 （添付資料2.4.1.1）	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
本評価では，「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について，対策の有効性を確認した。	本評価では，「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について，対策の有効性を確認した。	本評価では，「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について，対策の有効性を確認した。	島根２号炉は，原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。
2.4.1.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，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。 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）では，炉心冷却には成功するが，取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。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，逃がし安全弁による原子炉減圧操作，代替	2.4.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，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。 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）では，炉心冷却には成功するが，取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。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，逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作とする。	2.4.1.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，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。 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）では，炉心冷却には成功するが，取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。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，逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水開始操作，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）	・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

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代替原子炉補機冷却系運転操作とする。		による格納容器除熱操作とする。	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。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，残留熱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。 ・解析結果の相違 【東海第二】 島根２号炉は，格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが，サプレッション・プール水冷却の実施基準に到達するため，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）にて格納容器除熱を実施。
(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「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表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を	(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「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表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは，炉心が冠水維持する場合では燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧	(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「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表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは炉心が冠水維持する場合では燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後	・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
小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点と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。	後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点と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。	速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点と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。	島根２号炉では，炉心の冠水は維持される。
炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）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。	炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）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。	炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）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。	
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し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。	格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析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し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緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）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し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おり，また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，東海第二】 島根２号炉は，残留熱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。
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。	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緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）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，また，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。	
（添付資料2.4.1.2）	（添付資料 2.4.1.2）	（添付資料 2.4.1.2）	

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
b．評価項目となるパラメータに与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	b．評価項目となるパラメータに与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても，炉心部の冠水は維持されるため，燃料被覆管の最高温度は，初期値（約 309℃）を上回ることはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	b．評価項目となるパラメータに与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても，炉心部の冠水は維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉では，炉心の冠水は維持される。
炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは燃料被覆管の酸化について，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは燃料被覆管の酸化について，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは燃料被覆管の酸化について，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高めに評価するが，原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉では，炉心の冠水は維持される。
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し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ため，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いることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料2.4.1.2）	格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析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し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ため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料 2.4.1.2）	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し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ため，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いることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料 2.4.1.2）	
(2)　解析条件の不確かさの影響評価 a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件	(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	(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	

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
初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第2.4.1.2表に示すとおりであり，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。	初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 2.4.1－2 表に示すとおりであり，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。	初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 2.4.1.2-1 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	(a) 運転員等操作時間に与える影響	(a)　運転員等操作時間に与える影響	
初期条件の最大線出力密度は，解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42kW/m以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点と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。	初期条件の最大線出力密度は，解析条件の 44.0kW／m に対して最確条件は約 33kW／m～約 41kW／m 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，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点と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。	初期条件の最大線出力密度は，解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点と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。	・実績値の相違 【柏崎 6/7，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，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，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，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）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。	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，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）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。	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，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）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。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉では，炉心の冠水は維持される。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮するため。
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，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，	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，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	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，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

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
運転員等操作時間に与える影響は小さい。	とから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。		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。
事故条件の外部電源の有無については，全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。	事故条件の外部電源の有無については，全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また，原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源がある場合を包含する条件を設定している。	事故条件の外部電源の有無については，全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また，原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップについては，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源がある場合を包含する条件を設定している。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉では，外部電源ありを包含する条件を設定。
なお，外部電源がある場合は，原子炉水位の低下が早くなるが，事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され，原子炉減圧により炉心は露出するものの，低圧代替注水系（常設）により炉心冷却が継続されるため，事象進展に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。	なお，外部電源がある場合は，事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され，原子炉減圧後も低圧代替注水系（常設）により炉心冷却が継続されるため，事象進展に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。	なお，外部電源がある場合は，事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され，原子炉減圧後も残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心冷却が継続されるため，事象進展に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。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉では，炉心の冠水は維持される。
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。 （添付資料2.4.1.2）	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。 （添付資料 2.4.1.2）	機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）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。水位回復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。 （添付資料 2.4.1.2）	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉では，炉心の冠水は維持される。
(b)　評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の最大線出力密度は，解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42kW/m以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の最大線出力密度は，解析条件の 44.0kW／m に対して最確条件は約 33kW／m～約 41kW／m 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，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，炉心部の冠水は維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	(b)　評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の最大線出力密度は，解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和される。また，炉心部の冠水は維持されるため，燃料被覆管温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	・実績値の相違 【柏崎 6/7，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号炉では，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
			の冠水は維持される。
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，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，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り，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	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り，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	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り，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	・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号炉では，炉心の冠水は維持される。
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，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，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，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。
事故条件の外部電源の有無については，全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。	事故条件の外部電源の有無については，全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また，原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源がある場合を包含する条件を設定している。	事故条件の外部電源の有無については，全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また，原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源がある場合を包含する条件を設定している。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，外部電源ありを包含する条件を設定。
なお，外部電源がある場合は，原子炉水位の低下が早くなるが，事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され，原子炉減圧により炉心は露出するが，低圧代替注水系（常設）により炉心冷却が継続されるため，事象進展に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。	なお，外部電源がある場合は，事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され，原子炉減圧後も低圧代替注水系（常設）により炉心冷却が継続されるため，事象進展に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。	なお，外部電源がある場合は，事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され，原子炉減圧後も残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心冷却が継続されるため，事象進展に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。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉では，炉心の冠水は維持される。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，残留熱

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
			除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。
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），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 （添付資料2.4.1.2）	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），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 （添付資料 2.4.1.2）	機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）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），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 （添付資料 2.4.1.2）	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。
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	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	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分後に低圧代替注水系（常設）への電源供給が完了することを設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作は約30分間で完了可能であり，解析上の受電完了時間（70分後）は 時間余裕を含めて設定していることから，低圧代替注水系（常設）の起動操作が早まる可能性がある。これにより，逃がし安全弁による原子炉減圧操作が早まる可能性があるが，当該操作は原子炉水位高（レベル8）到達後に，原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系（常設）に切り替えるための減圧操作であり，原子炉水位維持の観点では問題とならない。			・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，原子炉減圧操作及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水開始として事象発生から８時間後を設定しており，常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始（事象発生から 20 分）に左右されない。
操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から約3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，実態の運転操作においては，原子炉水位維持を優先するため，原子炉水位高（レベル8）到達後に原子炉隔離時冷却	操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，解析上の操作開始時間としてサプレッション・プール水温度 65℃到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，取水機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作時	操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水開始は，解析上の操作開始時間として事象発生から８時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては，残留熱除去系（低圧注水モード）	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等

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
系から低圧代替注水系（常設）に切り替えるための原子炉減圧操作を行うこととしており，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の状況により原子炉減圧の操作開始時間は変動する可能性があるが，原子炉水位維持の点では問題とならない。	間は時間余裕を含めて設定しており，また，その後に行う原子炉急速減圧操作は同一の運転員による並列操作はないことから，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，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。	による注水のための準備操作時間は解析上の設定に対してほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。	を考慮し設定。
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格納容器圧力13.7kPa［gage］到達後の原子炉水位高（レベル8）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，実態の運転操作においては原子炉注水を優先するため，原子炉水位高（レベル8）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格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高（レベル8）到達付近となるが，運転員等操作時間に与える影響はない。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。			・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，残留熱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。
操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は，解析上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ことで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。 （添付資料2.4.1.2）	操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.279MPa［gage］到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，操作開始時間は，時間余裕を含めて設定しており，準備操作が想定より短い時間で完了することで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。 （添付資料 2.4.1.2）	操作条件の原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）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８時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の残留熱除去系の起動操作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。 （添付資料 2.4.1.2）	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，格納容器代替スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないこと及び崩壊熱が蓄熱しているサプレッション・プールを直接冷却するため，サプレッション・プール水冷却モード

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
			にて格納容器除熱を実施。
(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，実態の運転操作は約30分で完了可能であり，解析上の受電完了時間（70分後）は時間余裕を含めて設定していることから，低圧代替注水系（常設）の起動操作が早まる可能性がある。これにより，逃がし安全弁による原子炉減圧操作が早まる可能性があるが，当該操作は原子炉水位高（レベル8）到達後に，原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系（常設）に切り替えるための減圧操作であり，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	(b)　評価項目となるパラメータに与える影響	・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，原子炉減圧操作及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水開始として事象発生から８時間後を設定しており，常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始（事象発生から 20 分）に左右されない。
操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，運転員等操作時間に与える影響として，原子炉減圧時点において崩壊熱は十分減衰していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，運転員等操作時間に与える影響として，取水機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作時間は時間余裕を含めて設定しており，また，その後に行う原子炉急速減圧操作は同一の運転員による並列操作はないことから，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水開始は，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。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。
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，原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高（レベル8）到達付近となるが格納容器圧力の上昇は緩やかであり，格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合，遅くなる場合のいずれにおいても，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。			・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，残留熱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。
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，実態の操作開始時間は解析上の設定から早まり，格納容器圧力及び温度を早期	操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）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，操作開始時間は，時	操作条件の原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）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	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，原子炉

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2.4.1.2）	間余裕を含めて設定しており，準備操作が想定より短い時間で完了することで，実態の操作開始時間は解析上の設定から早まり，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。 （添付資料 2.4.1.2）	として，実際の原子炉格納容器の除熱開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料 2.4.1.2）	補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。
(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については，低圧代替注水系（常設）の運転に必要な常設代替交流電源設備からの受電は，初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間（24時間）内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であることから，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。	(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。	・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，原子炉減圧操作及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水開始として事象発生から８時間後を設定しており，常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始（事象発生から 20 分）に左右されない。
操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作については，低圧代替注水系（常設）への移行は，初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間（24時間）内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であることから，時間余裕がある。	操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作については，低圧代替注水系（常設）への移行は，初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間（事象発生から少なくとも 8 時間程度）内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であることから，時間余裕がある。	操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水開始については，初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間（８時間）内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であることから，時間余裕がある。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。
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，格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約5時間あり，準備時間が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，残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプ

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
操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作については，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ことから，時間余裕がある。また，操作が遅れる場合においても，原子炉格納容器の限界圧力0.62MPa［gage］に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい「3.1雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約38時間後であり，約18時間以上の余裕があることから，時間余裕がある。 （添付資料2.4.1.2）	操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作については，格納容器圧力が 0.279MPa［gage］に到達するまでの時間は，事象発生から約 13 時間あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。また，操作が遅れる場合においても，格納容器圧力は約 0.28MPa［gage］から上昇するが，格納容器圧力の上昇は緩やかであるため，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器スプレイの実際の実施基準である 0.245MPa［gage］から解析条件で設定した 0.279MPa［gage］到達までの時間が約 0.9 時間であることを考慮すると，格納容器の限界圧力 0.62MPa［gage］に到達するまでに 9 時間程度の準備時間が確保でき，残留熱除去系の起動操作に要する時間は 2 分程度であることから，時間余裕がある。 （添付資料 2.4.1.2）	操作条件の原子炉補機代替冷却系運転操作については，原子炉補機代替冷却系運転操作までの時間は，事象発生から８時間あり，準備時間が確保できることから，実態の運転操作は解析上の設定とほぼ同等である。また，本操作が解析上の設定より遅れ，格納容器圧力が上昇した場合においても，格納容器代替スプレイの実施基準である 384kPa[gage]に至るまでの時間は，同様の事象進展となる「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」において事象発生から約 19 時間後であり，約 11 時間以上の余裕があることから，時間余裕がある。 （添付資料 2.4.1.2）	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。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 原子炉補機代替冷却系の操作が遅れた場合，格納容器圧力が上昇することから，島根２号炉は，格納容器代替スプレイ実施操作に対する余裕時間を記載。
(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。この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。	(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。この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。	(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。	
2.4.1.4　必要な要員及び資源の評価 (1)　必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」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，「2.4.1.1(3) 炉心損傷防止対策」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，緊急時対策要員等の72名で対処可能である。	2.4.1.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合)」において，重大事故等対策時に必要な要員は，「2.4.1.1(3) 炉心損傷防止対策」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。	2.4.1.4　必要な要員及び資源の評価 (1)　必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合)」において，重大事故等対策時に必要な要員は，「2.4.1.1(3)　炉心損傷防止対策」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」で説明している運転員，緊急時対策要員等の 45 名で対処可能である。	・体制の相違 【柏崎 6/7】 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

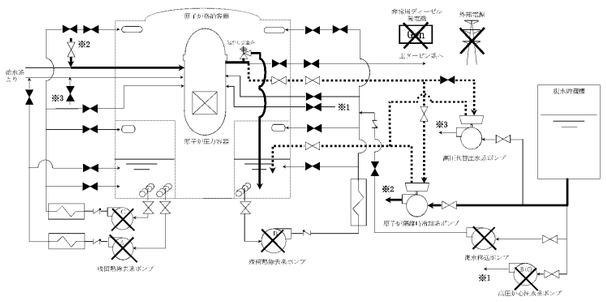
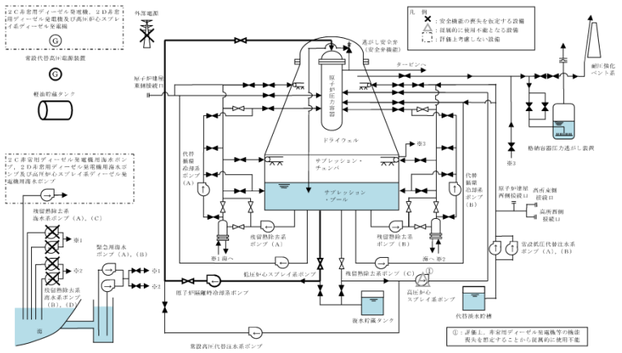
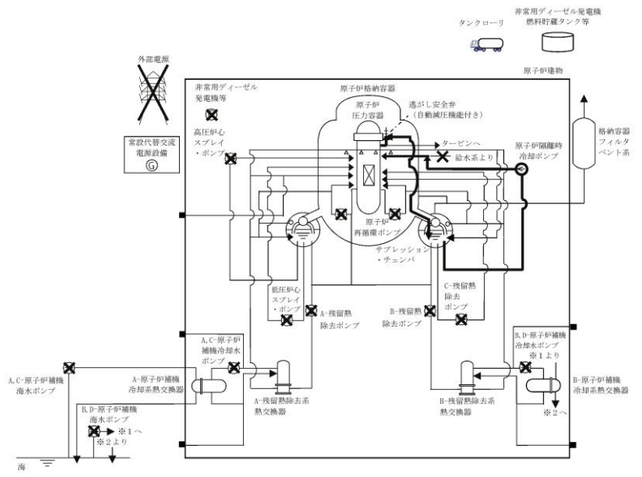
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
また，事象発生10時間以降に必要な参集要員は26名であり，発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。			実施可能である。 ・運用及び設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 プラント基数，設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが，タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお，これら要員 31 名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。 ・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。
(2)　必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。 ａ．水源 原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（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については，7日間の対応を考慮すると，号炉あたり合計約3,500m³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7,000m³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	(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において，必要な水源，燃料及び電源は「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。 ａ．水 源 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については，7日間の対応を考慮すると，合計約 620m³の水が必要となる。 水源として，代替淡水貯槽に約 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。 原子炉隔離時冷却系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水については，サプレッション・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。 （添付資料 2.4.1.4）	(2)　必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。 ａ．水源 原子炉隔離時冷却系，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による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循環することから，水源が枯渇することはないため，７日間の運転継続実施が可能である。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，原子炉隔離時冷却系の水源にＳ／Ｃ水源を使用。

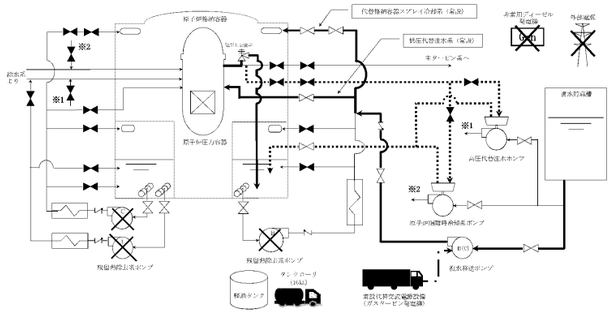
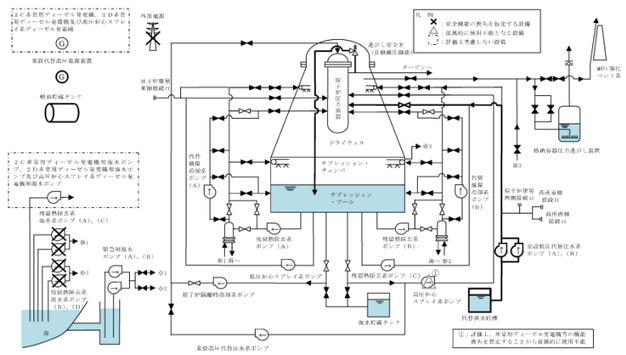
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。ここで，復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが，これは，可搬型設備を事象発生から12時間以内に使用できなかった場合においても，その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。 （添付資料2.4.1.3）			・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。
ｂ．燃料 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。代替原子炉補機冷却系専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。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）。	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最大負荷での運転を想定すると，７日間の運転継続に約352m^{3}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450m^{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常設代替交流電源設備による電源供給について，７日間の運転継続が可能である。 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53m^{3}の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約730m^{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。	・燃料評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
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	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 軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクに約 75kL の軽油を保有しており，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 2.4.1.5）	緊急時対策所用発電機による電源供給については，保守的に事象発生直後から最大負荷での運転を想定すると，７日間の運転継続に約８m^{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 2.4.1.3）	・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。 ・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

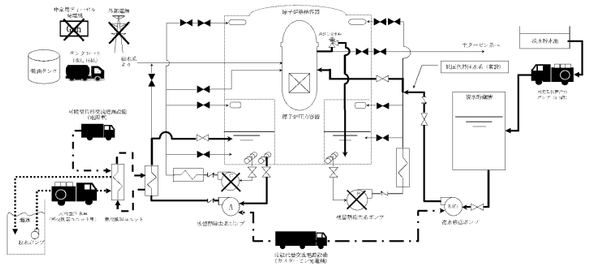
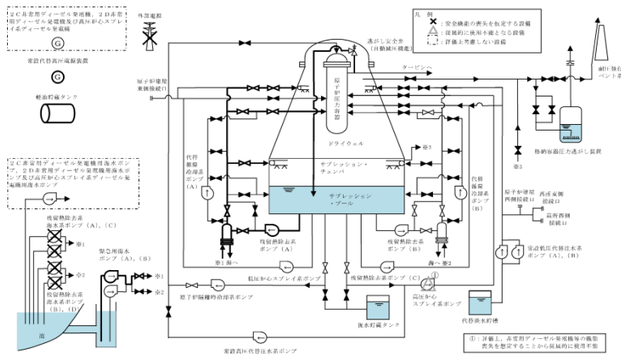
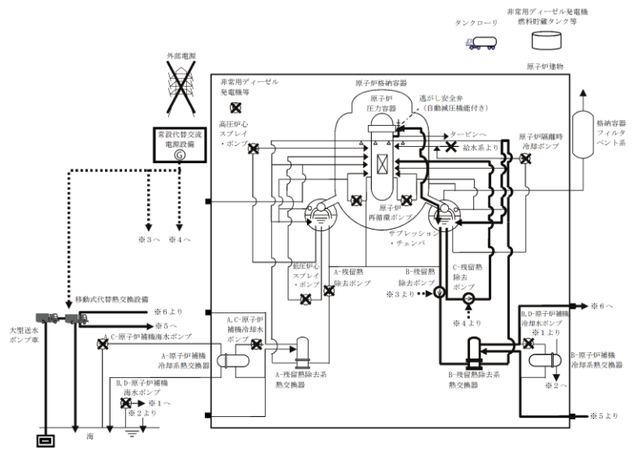
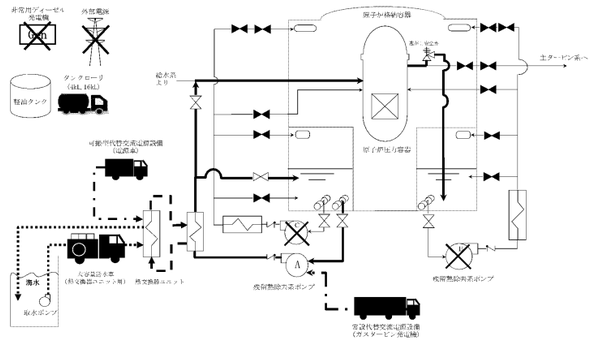
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
ある。 （添付資料2.4.1.4） ｃ．電源 常設代替交流電源設備の電源負荷については，重大事故等対策に必要な負荷として，6号炉で約1,649kW，7号炉で約1,615kW必要となるが，常設代替交流電源設備は連続定格容量が1台あたり2,950kWであり，必要負荷に対しての電源供給が可能である。 また，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機についても，必要負荷に対しての電源供給が可能である。 （添付資料2.4.1.5）	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 3,186kW 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）は連続定格容量が約 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 2.4.1.6）	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2,948kW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 2.4.1.4）	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。
2.4.1.5　結論 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では，炉心冷却には成功するが，取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失し，炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し，これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として低圧代替注水系（常設）及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段，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，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備している。	2.4.1.5 結 論 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では，炉心冷却には成功するが，取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失し，炉心損傷より先に格納容器が破損し，これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として低圧代替注水系（常設）及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段並びに緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。	2.4.1.5　結論 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では，炉心冷却には成功するが，取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失し，炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し，これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，残留熱除去系（低圧注水モード）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備している。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，残留熱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

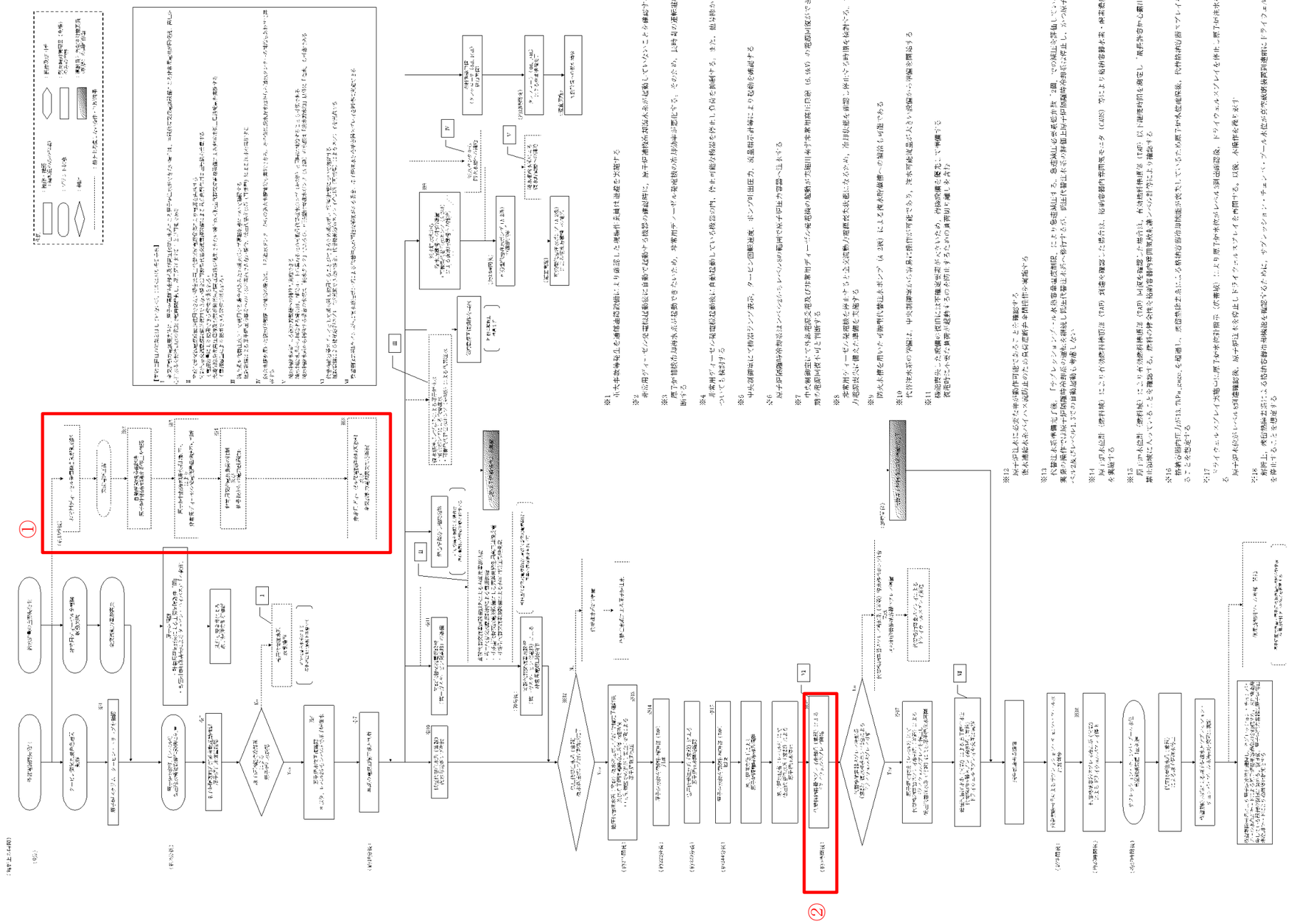
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			ないため格納容器スプレイを実施しない。 【東海第二】 島根２号炉は，格納容器代替スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないこと及び崩壊熱が蓄熱しているサプレッション・プールを直接冷却するため，サプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。
事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗」について有効性評価を行った。 上記の場合においても，原子炉隔離時冷却系，低圧代替注水系（常設），代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）及び逃がし安全弁による原子炉注水，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，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。	事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋ＲＨＲ失敗」について有効性評価を行った。 上記の場合においても，原子炉隔離時冷却系，低圧代替注水系（常設），緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水並びに緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。	事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重要事故シーケンス「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」について有効性評価を行った。 上記の場合においても，原子炉隔離時冷却系，残留熱除去系（低圧注水モード）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，残留熱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。 【東海第二】 島根２号炉は，格納容器代替スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないこと及び崩壊熱が蓄熱しているサプレッション・プールを直接冷却するため，サプレッショ

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
			ン・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。
その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，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。 以上のことから，原子炉隔離時冷却系，低圧代替注水系（常設），代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）及び逃がし安全弁による原子炉注水，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対して有効である。	その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，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。 以上のことから，原子炉隔離時冷却系，低圧代替注水系（常設），緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対して有効である。	その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，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。 以上のことから，原子炉隔離時冷却系，残留熱除去系（低圧注水モード）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対して有効である。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。 ・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，格納容器代替スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないこと及び崩壊熱が蓄熱しているサプレッション・プールを直接冷却するため，サプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。

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 2.4.1.1 図「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故等対策の概略系統図（1/4） （原子炉注水及び原子炉急速減圧）	 第 2.4.1－1 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（1／3） （原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）	 第 2.4.1.1－1(1)図　「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故等対策の概略系統図 （原子炉注水及び原子炉急速減圧）	・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
 ※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），同じ復水移送ポンプを用いて弁の切り替えにより実施する。 第 2.4.1.2 図「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故等対策の概略系統図（2/4） （原子炉注水及び原子炉格納容器冷却）	 第 2.4.1－1 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（2／3） （低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階）		・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】 島根２号炉は，残留熱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 2.4.1.3 図　「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故等対策の概略系統図（3/4） （原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）	 第 2.4.1－1 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（3／3） （緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階）	 第 2.4.1.1－1(2)図　「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故等対策の概略系統図 （原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）	・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，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。
 ※残留熱除去系の低圧注水モードとサプレッション・チェンバ・プール水冷却モードを切り替えて，原子炉水位をレベル３からレベル８の範囲で維持する。 第 2.4.1.4 図　「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故等対策の概略系統図（4/4） （原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）			

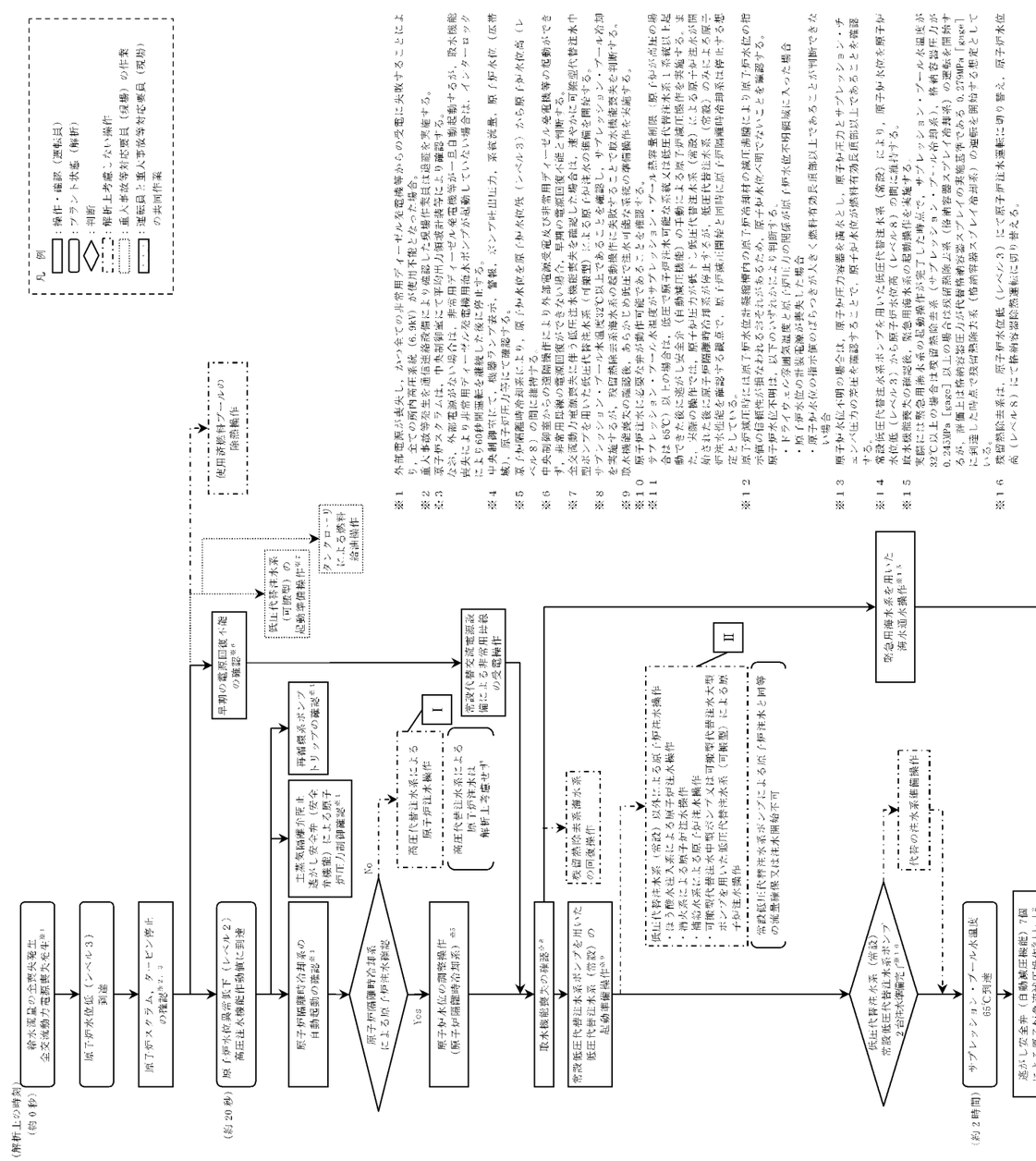


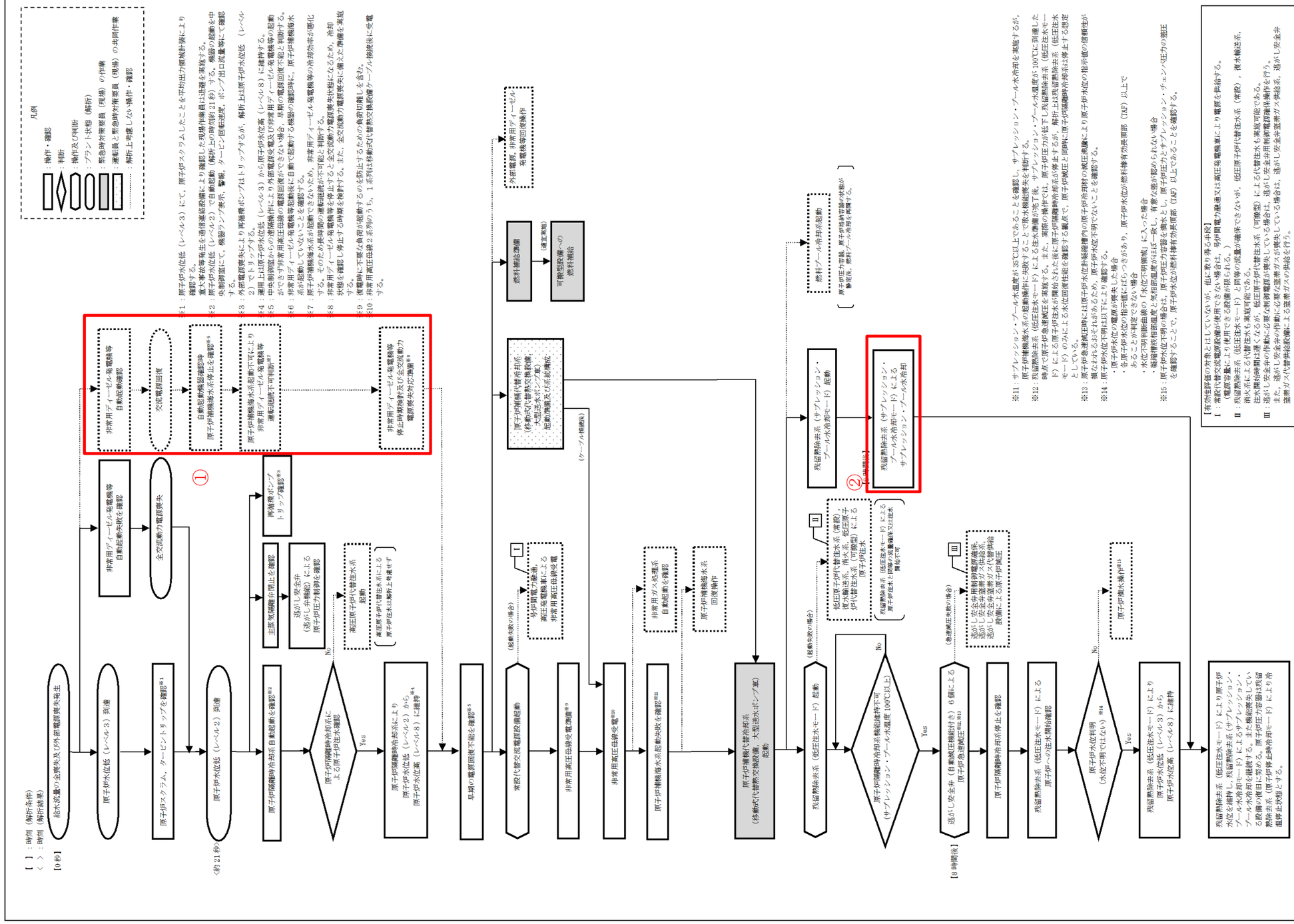
第 2.4.1.5 図　「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の対応手順の概要

備　考
差異理由は，島根２号炉「第 2.4.1.1-2 図　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の対応手順の概要」の備考欄参照。

差異理由は，島根２号炉「第 2.4.1.1-2 図　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の対応手順の概要」の備考欄参照。

第 2.4.1－2 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）の対応手順の概要


凡例
：操作・確認（運転員）
：プラント状態（解析）
：判断
：解析上考慮しない操作
：重大事故等対応要員（現場）の作業
：運転員と重大事故等対応要員（現場）の共同作業
使用済燃料プールの冷却操作
タンクローリによる燃料給油操作
（解析上の時刻）
（約 0 秒）
給水流量の全喪失発生
全交流動力電源喪失発生※1
原子炉水位低（レベル 3）到達
原子炉スクラム，タービン停止の確認※2，3
（約 20 秒）
原子炉水位異常低下（レベル 2）
高圧注水機能作動値に到達
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認※4
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水確認※5
Yes
No
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）※5
取水機能喪失の確認※6
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備※9
早期の電源回復不能の確認※6
逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個による原子炉急速減圧操作※10，11
（約 2 時間）
低圧代替注水系（常設）
常設低圧代替注水系ポンプ 2 台注水準備完了※8，12
サプレッション・プール水温度 65℃到達
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））※14
②
（約 13 時間）
緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作※15，16
水位不明ではない
原子炉水位小明ではない
水位不明
原子炉注水準備操作※13
Ⅰ
高圧代替注水系による原子炉注水操作
消火系による原子炉注水操作
補給水系による原子炉注水操作
可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作
常設低圧代替注水系ポンプによる原子炉注水と同等の流量確保又は注水開始不可
Ⅱ
残留熱除去系（常設）以外による原子炉注水操作
ほう酸水注入系による原子炉注水操作
消火系による原子炉注水操作
補給水系による原子炉注水操作
可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作
常設低圧代替注水系ポンプによる原子炉注水と同等の流量確保又は注水開始不可
Ⅲ
代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱操作，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設），可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による格納容器スプレイも実施可能である。
代替循環冷却系の対象となっていないが他に取り得る手段
Ⅰ
高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。
Ⅱ
長期基準上の全ての要求事項を満たすことや全ての設備を用いた残留熱除去系（常設）による格納容器スプレイ冷却系（常設），可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による格納容器スプレイも実施可能である。
Ⅲ
長期基準上の全ての要求事項を満たすことや全ての設備を用いた残留熱除去系（常設）による格納容器スプレイ冷却系（常設），可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による格納容器スプレイも実施可能である。
Ⅳ
代替循環冷却系（常設），可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設），可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による格納容器スプレイも実施可能である。
代替循環冷却系の対象となっていないが他に取り得る手段
Ⅳ
代替循環冷却系（常設），可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設），可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による格納容器スプレイも実施可能である。
残留熱除去系
残留熱除去系（常設）において使用することは困難であるが，プラント状況によっては，平成対応に有効な設備となる代替残留熱除去系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器除熱操作※15，16
代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱操作※15
代替循環冷却系（常設）において使用することは困難であるが，プラント状況によっては，平成対応に有効な設備となる代替循環冷却系（可搬型）による格納容器除熱操作※15
代替循環冷却系
代替循環冷却系（常設）において使用することは困難であるが，プラント状況によっては，平成対応に有効な設備となる代替循環冷却系（可搬型）による原子炉注水及び格納容器除熱操作※15
代替循環冷却系（常設）において使用することは困難であるが，プラント状況によっては，平成対応に有効な設備となる代替循環冷却系（可搬型）による



第 2.4.1.1-2 図　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の対応手順の概要

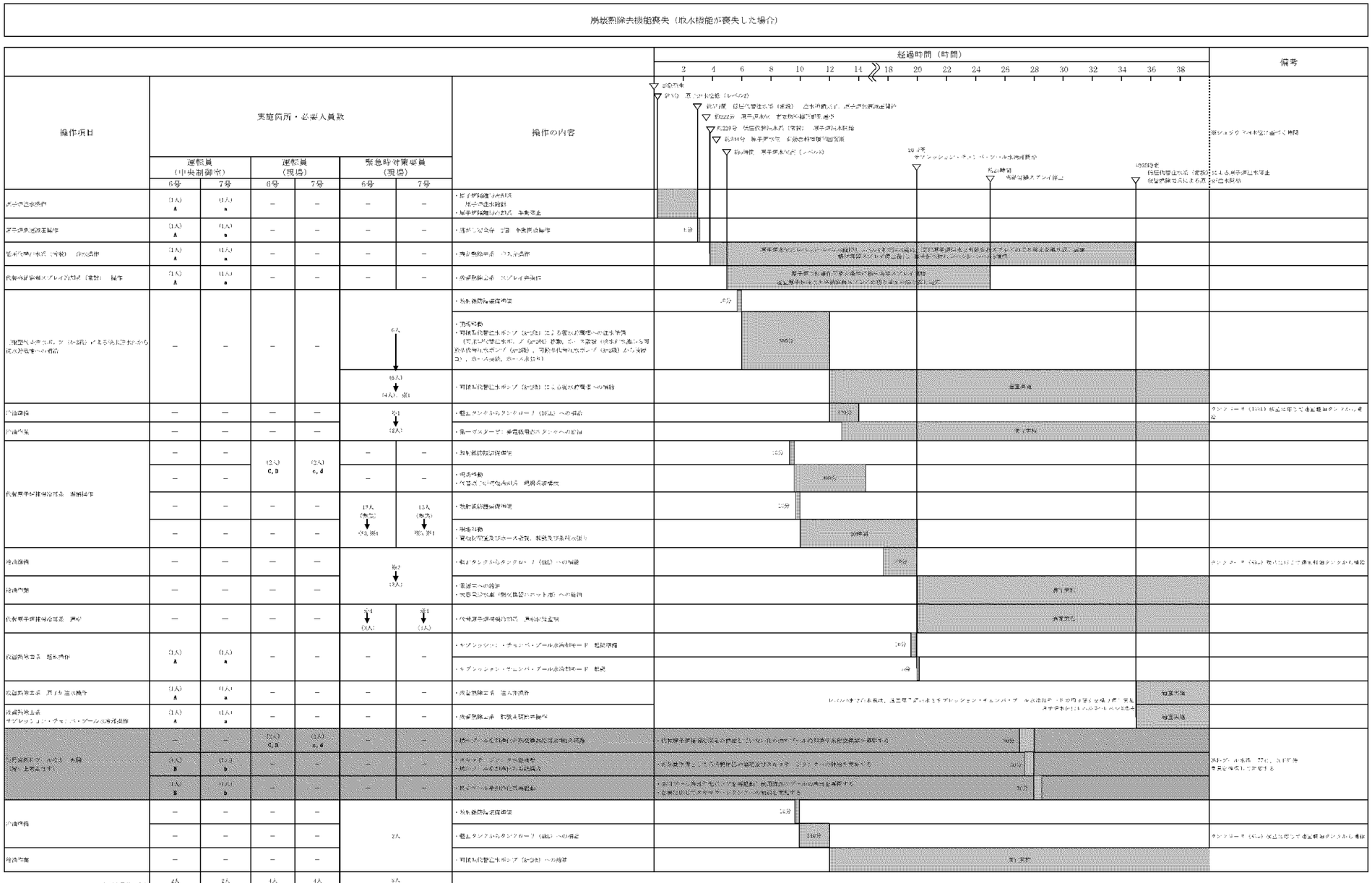
備　　考
・設備設計の相違 【東海第二】 ①島根２号炉は，崩壊熱除去機能と非常用ディーゼル発電機等の取水設備は同一のため，取水機能喪失に伴い非常用ディーゼル発電機等も機能喪失する。東海第二では，崩壊熱除去機能の取水設備と非常用ディーゼル発電機等の取水設備を独立して設置していることから，崩壊熱除去機能喪失を引き起こす取水機能喪失により非常用ディーゼル発電機等は機能喪失しない。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ②島根２号炉は，残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器代替スプレイを実施しない。 【東海第二】 ②島根２号炉は，格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが，サプレッション・プール水冷却の実施基準に到達するため，残留熱除去系によるサプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	備　　考
	差異理由は，島根２号炉「第 2.4.1.1-3 図　「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の作業と所要時間」の備考欄参照。

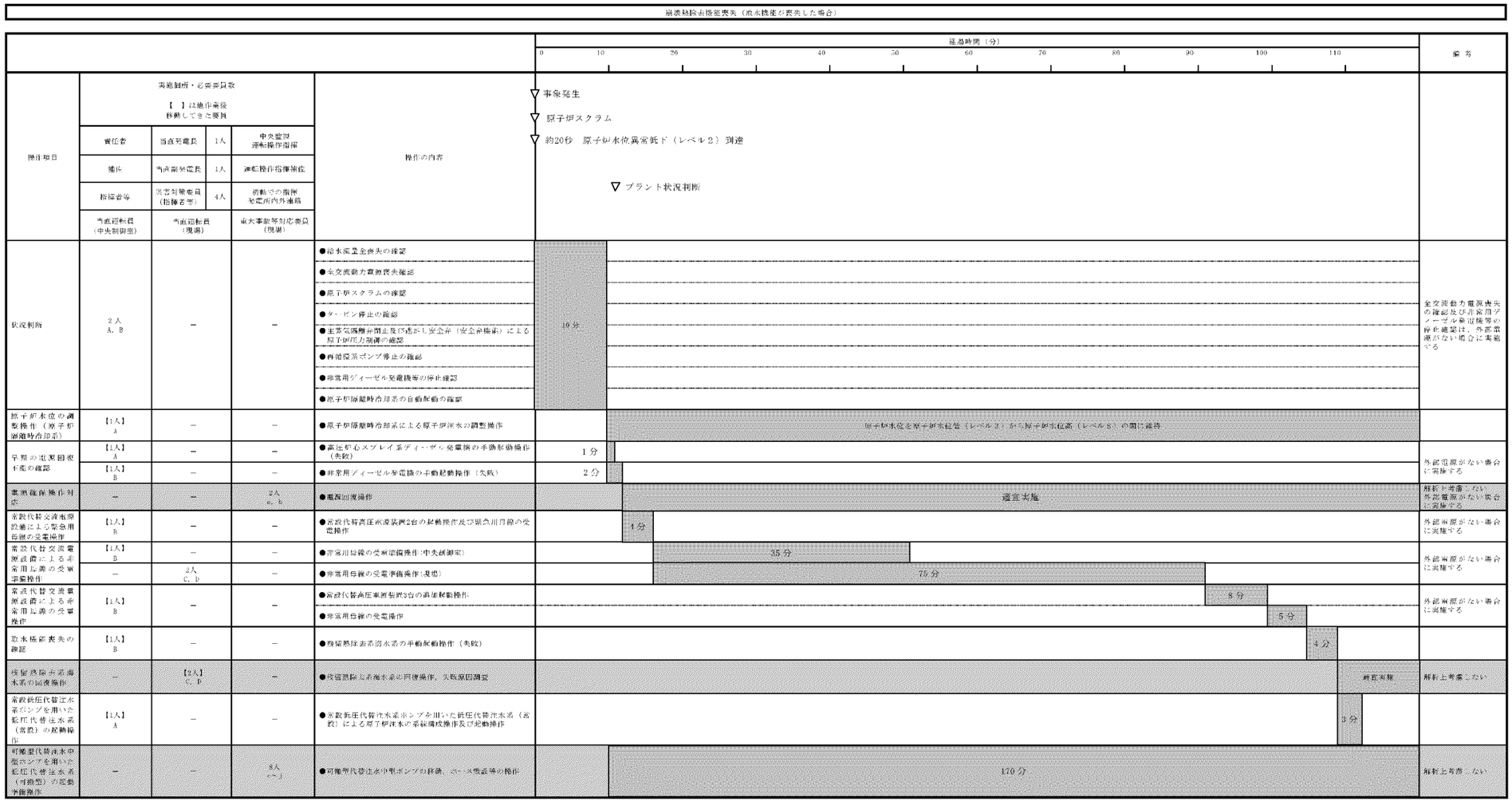
崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）

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
	責任者	当直長		1人	中央監視 緊急時対策本部連絡				
	指揮者	6号	当直副長	1人	各号炉運転操作指揮				
		7号	当直副長	1人					
	通報連絡者	緊急時対策本部要員		5人	中央制御室連絡 発電所外部連絡				
	運転員（中央制御室）		運転員（現場）		緊急時対策要員（現場）				
	6号	7号	6号	7号	6号	7号			
状況判断	2人 A,B	2人 a,b	－	－	－	－	・給水流量の全喪失確認 ・全交流動力電源喪失確認 ・原子炉スクラム，タービン・トリップ確認	10分	
原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・原子炉隔離時冷却系 原子炉注水確認	原子炉隔離時冷却系での注水は，復水移送ポンプによる注水開始を確認する必要実施 原子炉水位レベル2～レベル8で原子炉注水	
交流電源回復操作（解析上考慮せず）	－	－	－	－	－	－	・非常用ディーゼル発電機　機能回復		対応可能な要員により対応する
	－	－	－	－	－	－	・外部電源　回復		
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）	(1人) A	(1人) a					・第一ガスタービン発電機　起動	20分	健全性確認含む
常設代替交流電源設備運転（第一ガスタービン発電機）			－	－	－	－	・第一ガスタービン発電機　給電	10分	
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	(1人) B	(1人) b	－	－	－	－	・非常用高圧母線　D系　受電前準備（中央制御室）	20分	
	－	－	4人 C,D E,F	4人 c,d e,f	－	－	・放射線防護装備準備	10分	
	－	－	(2人) C,D	(2人) c,d	－	－	・現場移動 ・非常用高圧母線　D系　受電前準備 （電源盤受電準備）	50分	
	－	－	(2人) E,F	(2人) e,f	－	－	・現場移動 ・非常用高圧母線　D系　受電前準備 （コントロール建屋負荷抑制）	50分	
常設代替交流電源設備からの非常用高圧母線　D系　受電操作	(1人) B	(1人) b	－	－	－	－	・非常用高圧母線　D系　受電確認	10分	
	－	－	(2人) C,D	(2人) c,d	－	－	・非常用高圧母線　D系　受電	10分	
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	(1人) B	(1人) b	－	－	－	－	・非常用高圧母線　C系　受電前準備（中央制御室）	20分	
	－	－	(2人) E,F	(2人) e,f	－	－	・現場移動 ・非常用高圧母線　C系　受電前準備	50分	
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	(1人) B	(1人) b	－	－	－	－	・非常用高圧母線　C系　受電確認	10分	
	－	－	(2人) E,F	(2人) e,f	－	－	・非常用高圧母線　C系　受電	10分	
低圧代替注水系（常設）　準備操作	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・復水移送ポンプ（B,C）起動／運転確認 ・低圧代替注水系（常設）　系統構成	15分	全交流動力電源回復前から前倒手段確保等の作業を実施する
	－	－	(2人) C,D	(2人) c,d	－	－	・現場移動 ・低圧代替注水系（常設）　現場系統構成 ※復水貯蔵槽吸込ライン切替え	30分	

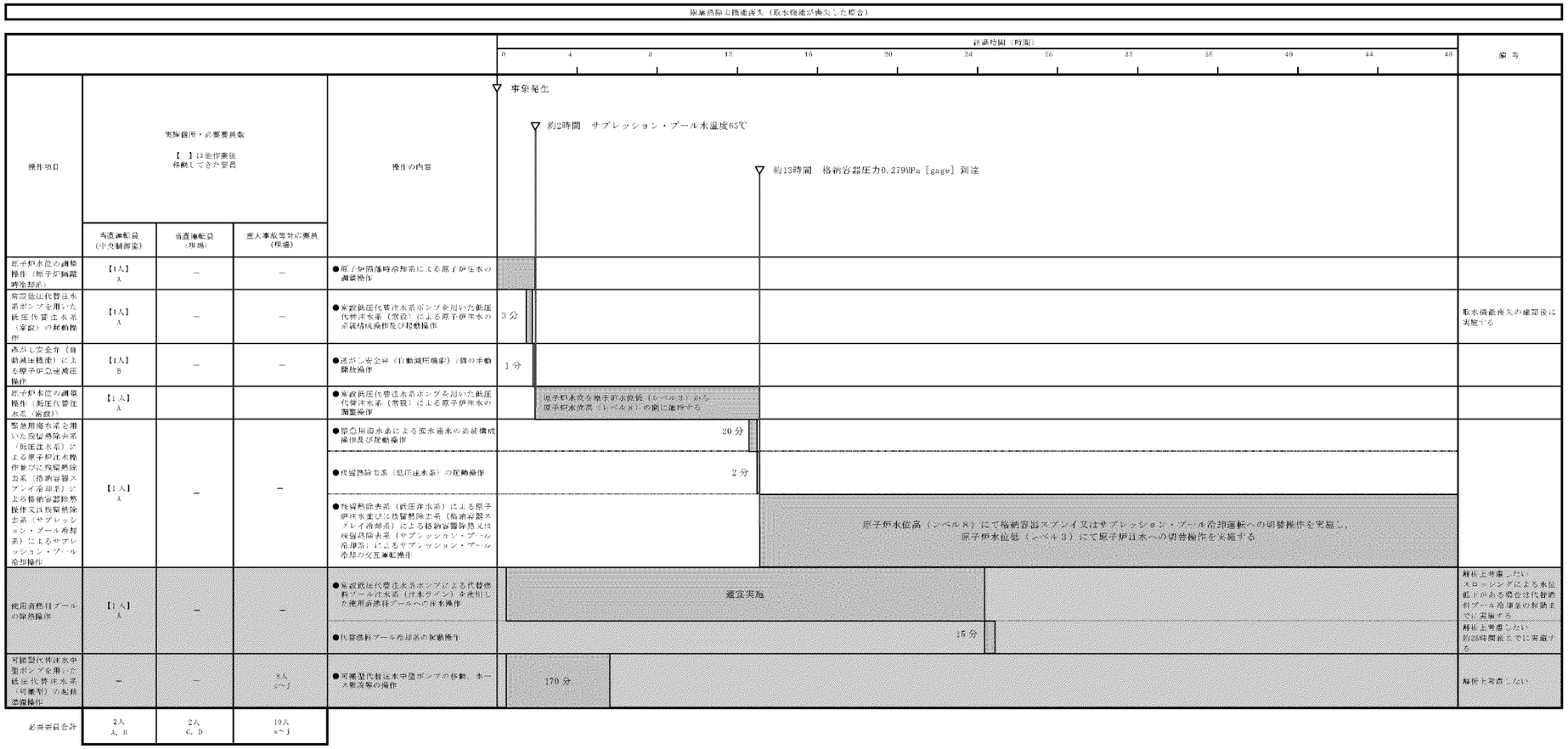
第 2.4.1.6 図　「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の作業と所要時間（1／2）


崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）
操作項目
実施箇所・必要人員数
運転員（中央制御室）
運転員（現場）
緊急時対策要員（現場）
6号
7号
操作の内容
経過時間（時間）
備考
事象発生
炉スクラム，主タービン停止（レベル2）
原子炉隔離時冷却系（蒸気）　逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧
約22分　原子炉水位L-3（高圧代替注水系（蒸気）　逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧開始
約29分　低圧代替注水系（常設）　原子炉減圧開始
約34分　原子炉水位L-8（燃料有効長頂部）回復
約39分　原子炉水位L-3（レベル3）
20時間
サプレッション・チェンバ・プール水冷却開始
格納容器スプレイ停止
事象発生から36時間後
代替循環冷却系による原子炉注水再開
格納容器圧力による原子炉注水停止
※シュラウド内水位に基づく時間
原子炉隔離時冷却系　起動操作
原子炉隔離時冷却系　運転操作
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作
残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による格納容器スプレイ操作
残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による格納容器冷却操作
残留熱除去系　原子炉注水操作
残留熱除去系　サプレッション・チェンバ・プール水冷却操作
代替循環冷却系　起動操作
代替循環冷却系　運転操作
代替原子炉補機冷却系　起動操作
代替原子炉補機冷却系　運転操作
可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵槽への注水準備
（可搬型代替注水ポンプ（A-2級）運転，ホース接続（燃料プール冷却系ライン）及び可搬型代替注水ポンプ（A-2級）－可搬型代替注水ポンプ（A-2級）ホース接続）
可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵槽への補給
格納容器フィルタベント系　操作
（遠隔人力操作設備）
格納容器フィルタベント系　操作
（現場操作）
格納容器フィルタベント系　操作
（遠隔人力操作設備）
格納容器フィルタベント系　操作
（現場操作）
6号
7号
6号
7号
6号
7号

差異理由は，島根２号炉「第 2.4.1.1-3 図　「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の作業と所要時間」の備考欄参照。



第 2.4.1－3 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）の作業と所要時間（1／2）



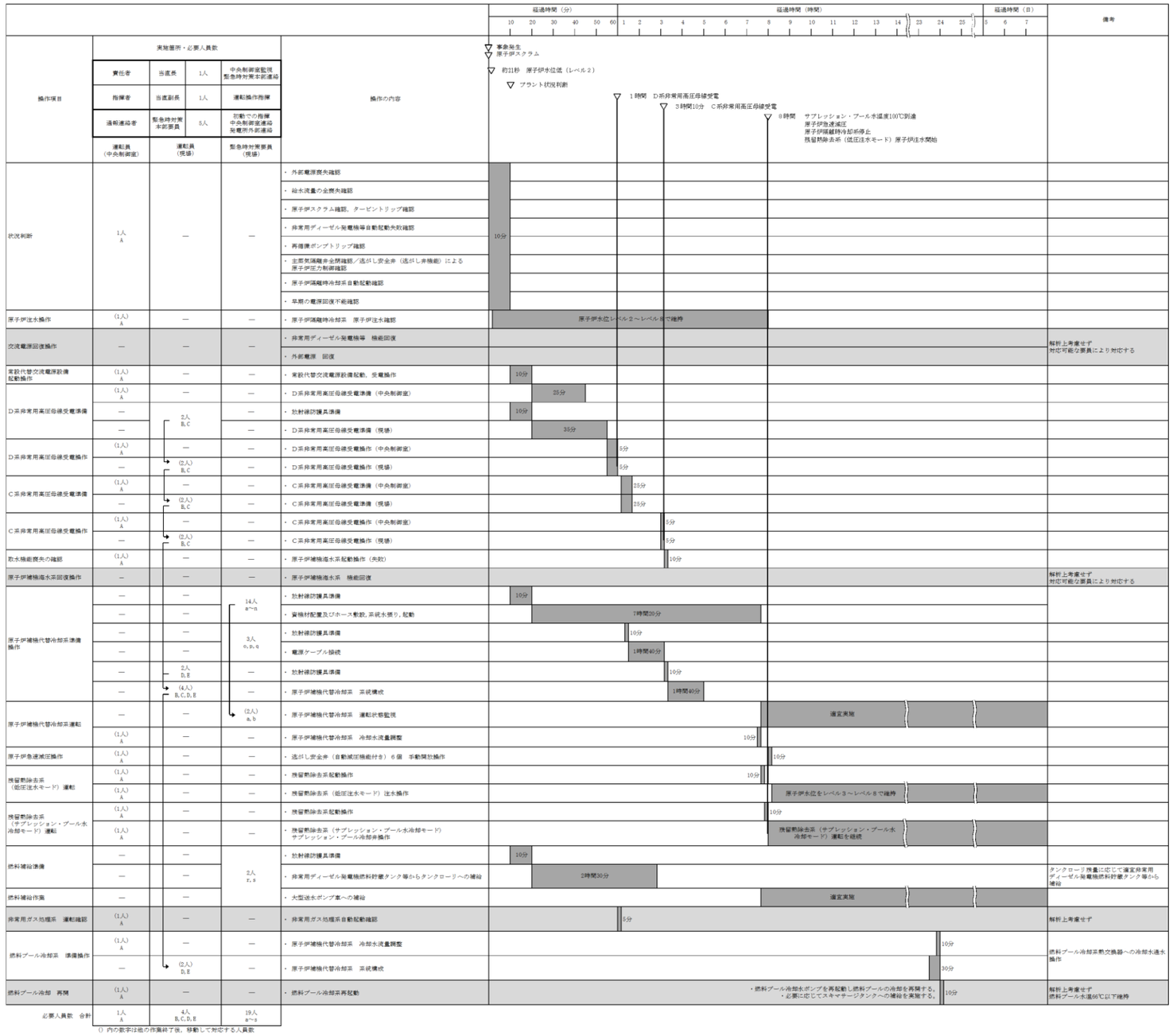
第 2.4.1－3 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）の作業と所要時間（2／2）

備　考

差異理由は，島根２号炉「第 2.4.1.1-3 図　「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の作業と所要時間」の備考欄参照。

島根原子力発電所　２号炉

崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）



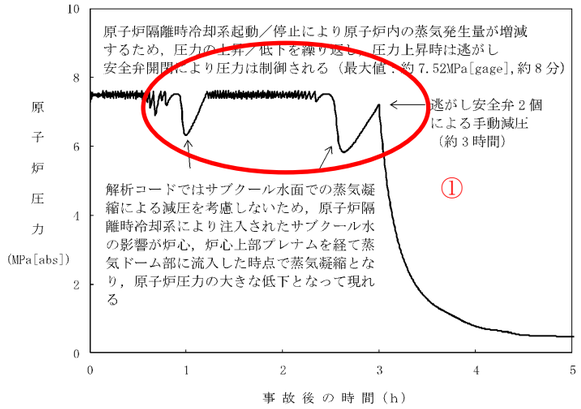
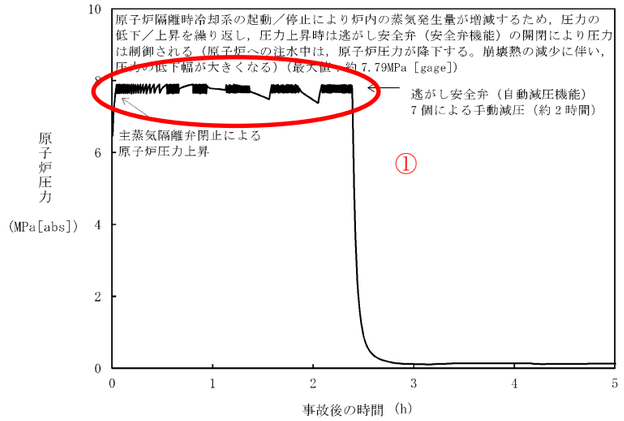
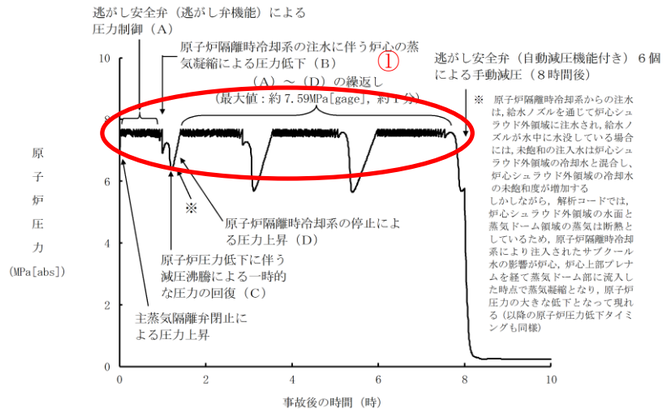
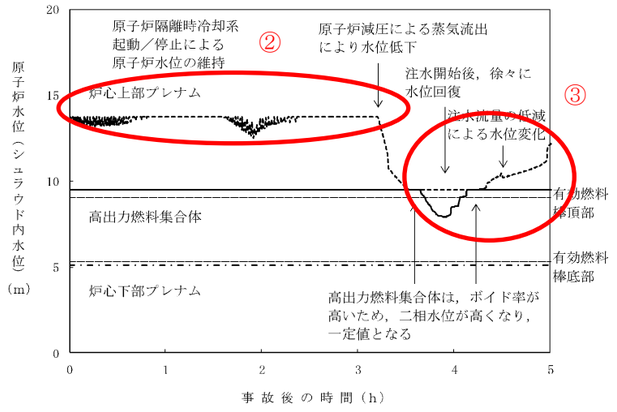
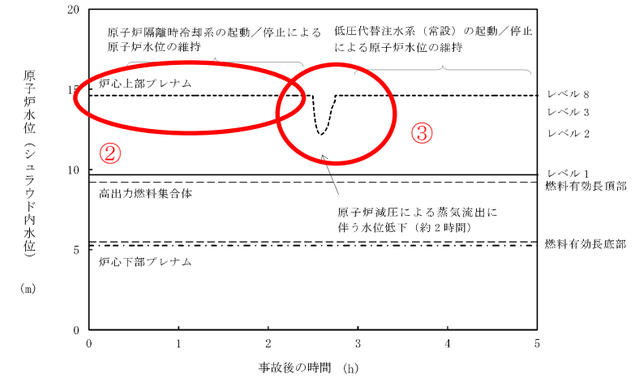
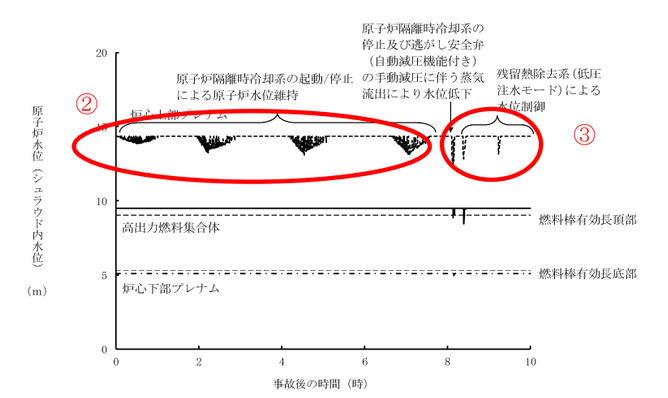
第 2.4.1.1-3 図　「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の作業と所要時間

備　　考

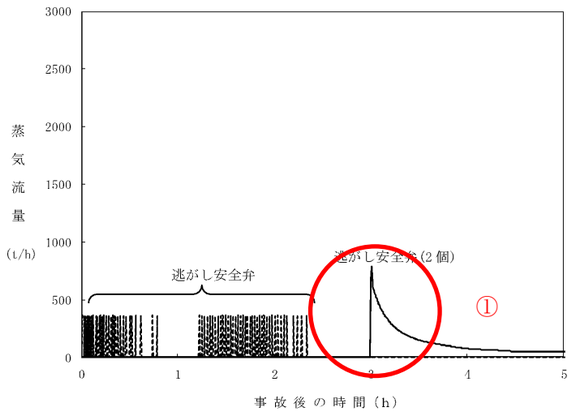
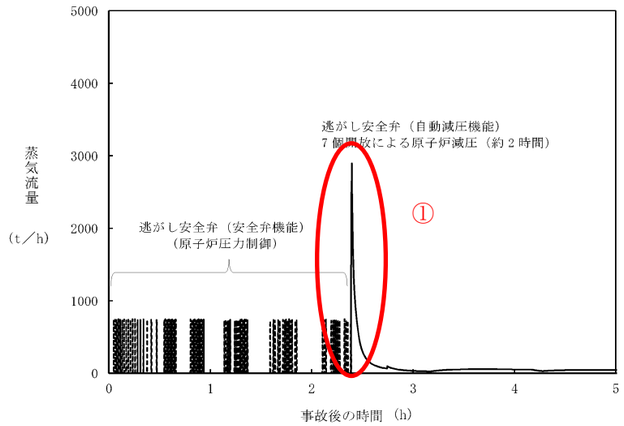
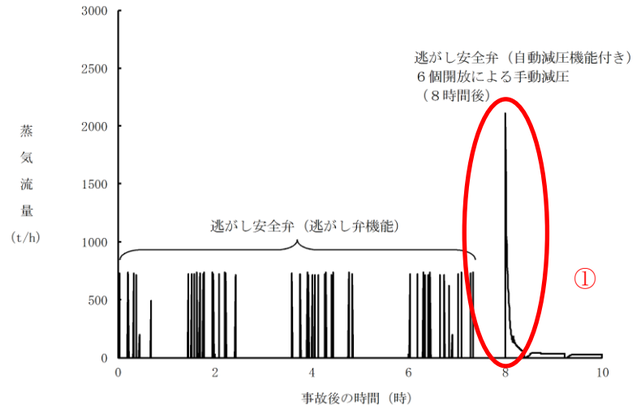
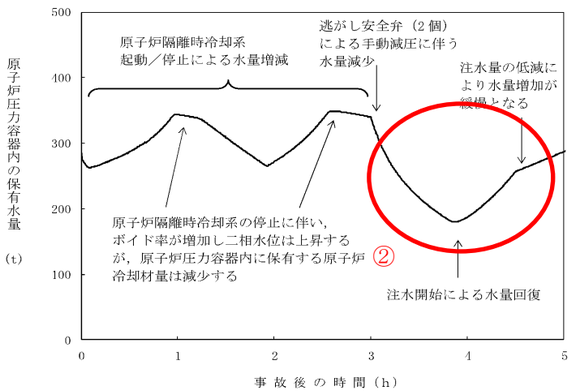
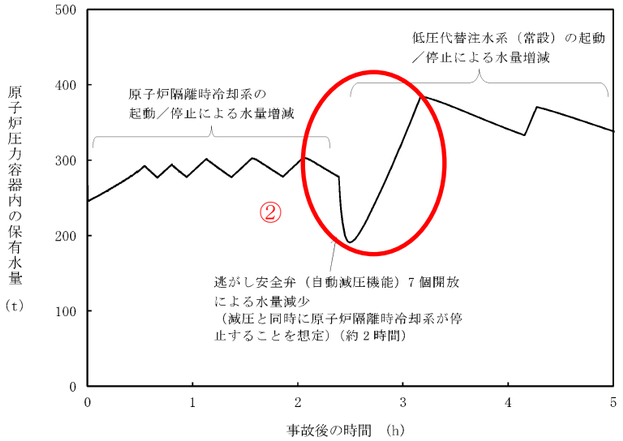
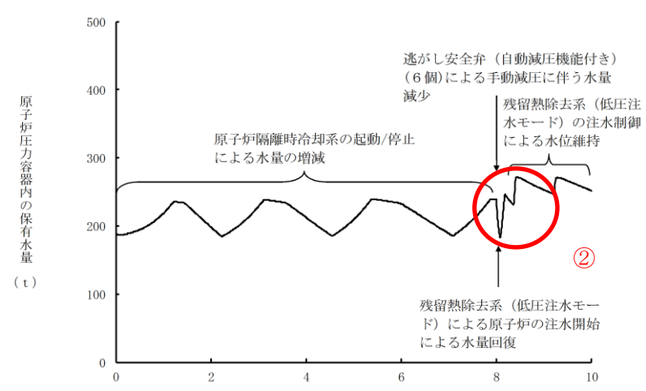
・解析結果の相違に基づく差異。
・設備設計・手順に基づく想定時間の差異。
・解析上考慮しない操作を含めて実際に実施する操作について要員の充足性を確認（ただし，事前に対応する要員を定めることが難しい機能回復操作を除く）。
・体制の相違

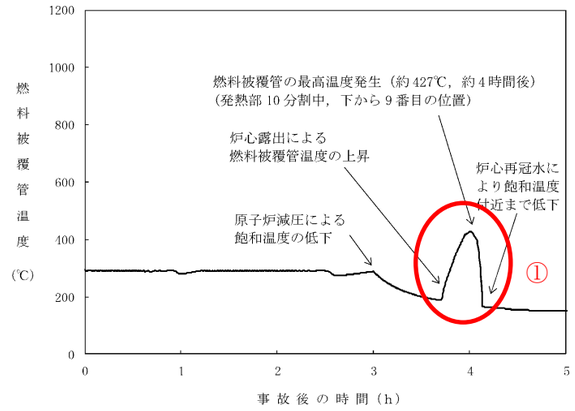
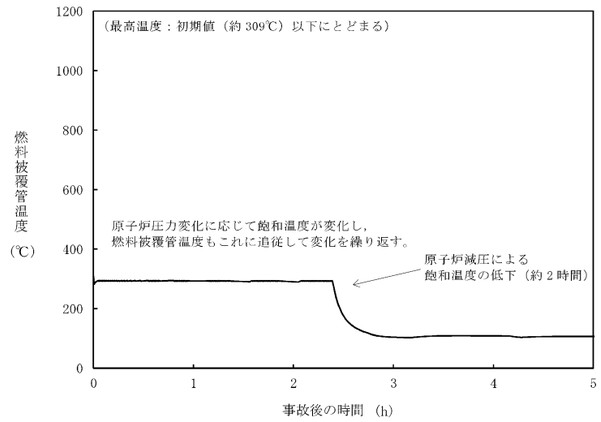
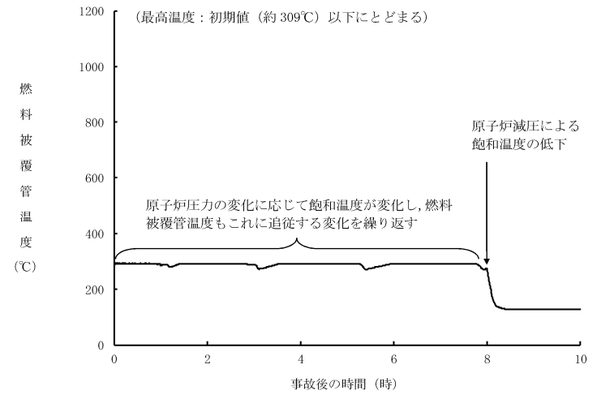
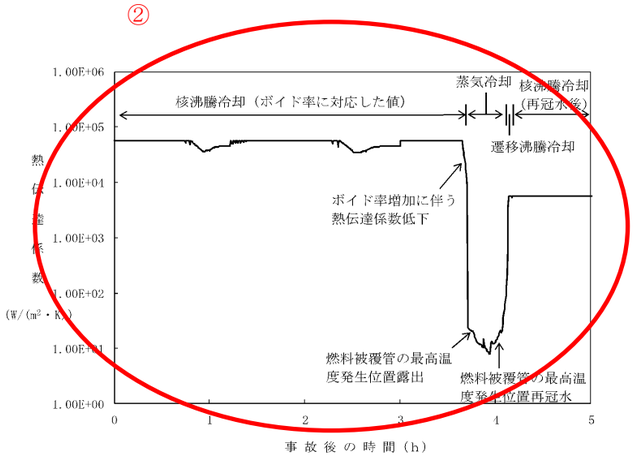
【柏崎 6/7，東海第二】

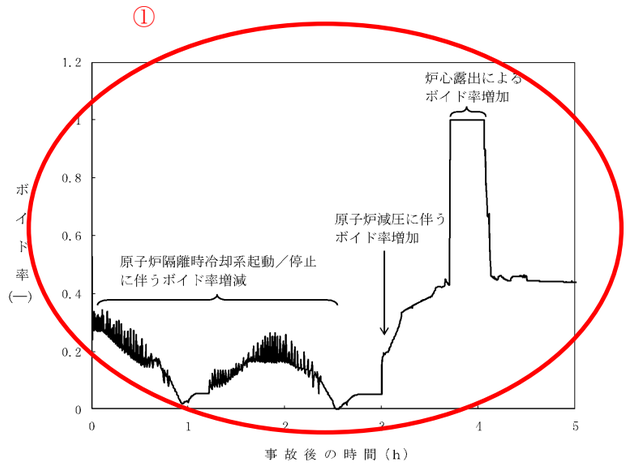
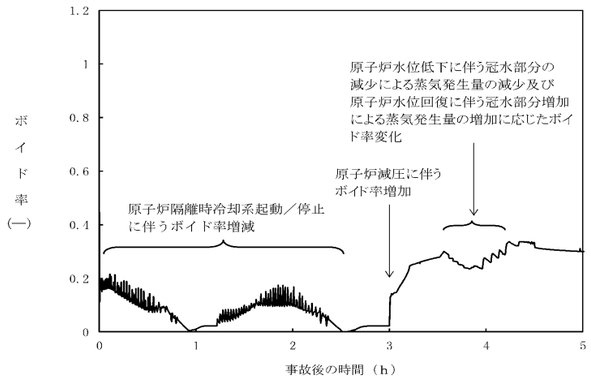
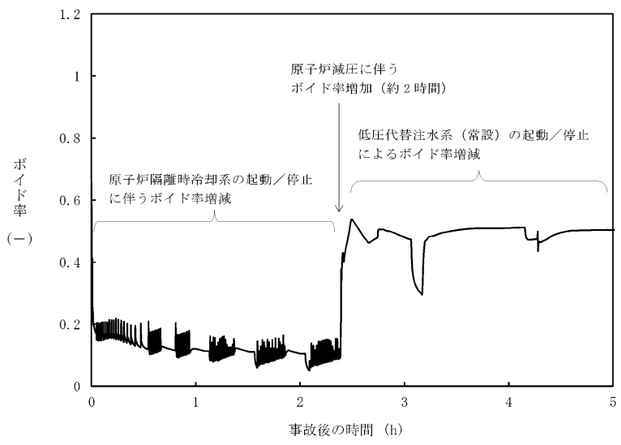
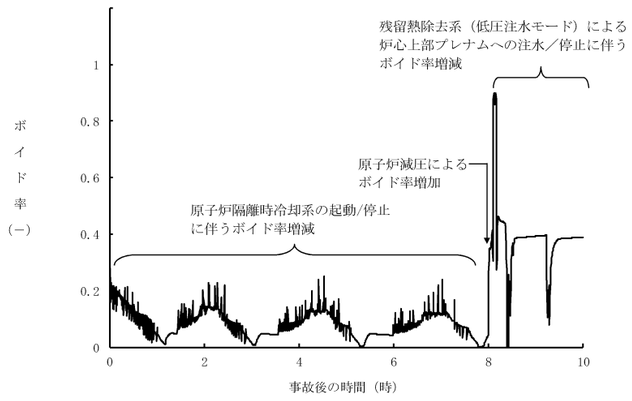
島根２号炉は，シミュレータ訓練等において，中央制御室の対応を１名にて実施可能なことを確認している。

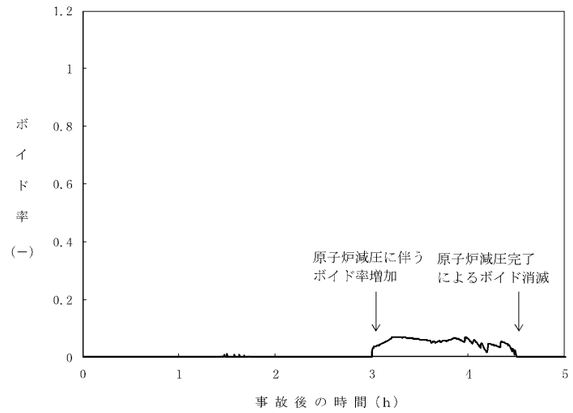
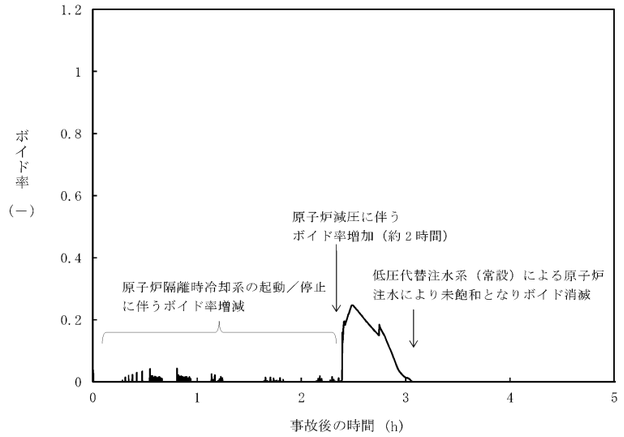
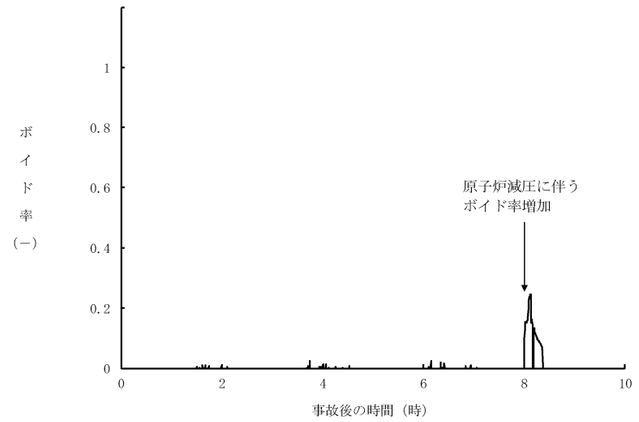
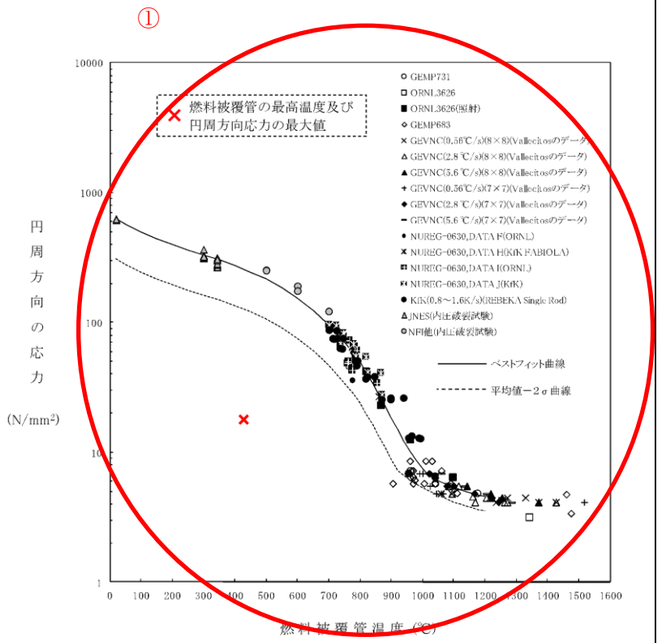
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
 第 2.4.1.7 図　原子炉圧力の推移	 第 2.4.1－4 図 原子炉圧力の推移	 第 2.4.1.2-1(1)図　原子炉圧力の推移	・解析結果の相違 【東海第二】 ①柏崎 6/7 及び島根２号炉は，原子炉隔離時冷却系を給水ラインに接続するが，東海第二では原子炉隔離時冷却系をヘッドスプレイに接続することによる挙動の相違。 【柏崎 6/7，東海第二】 ②原子炉注水に使用する設備及び原子炉水位維持範囲の相違。
 第 2.4.1.8 図　原子炉水位（シュラウド内水位）の推移	 第 2.4.1－5 図 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移	 第 2.4.1.2-1(2)図　原子炉水位（シュラウド内水位）の推移	【柏崎 6/7，東海第二】 ③原子炉注水特性（流量及び吐出圧）の相違及び減圧弁数の違いによる原子炉水位低下及び回復速度の相違。

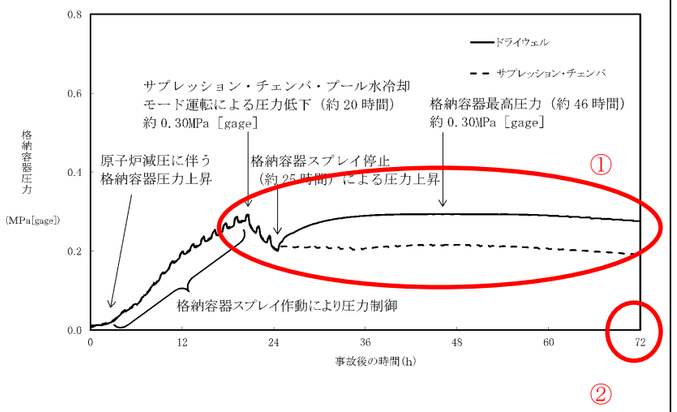
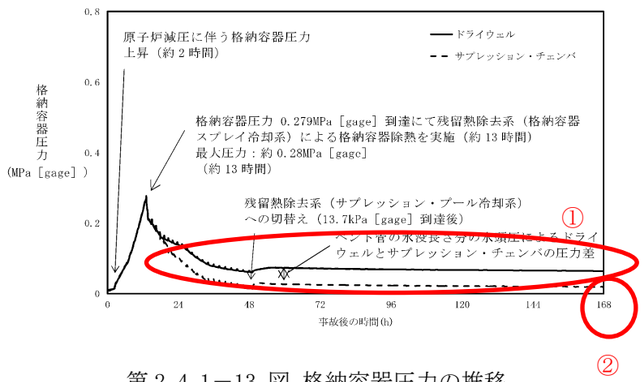
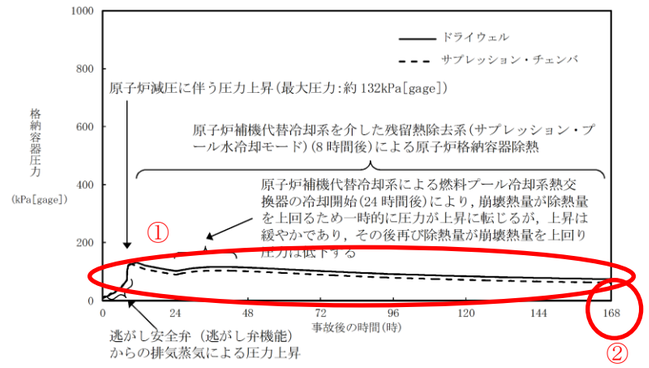
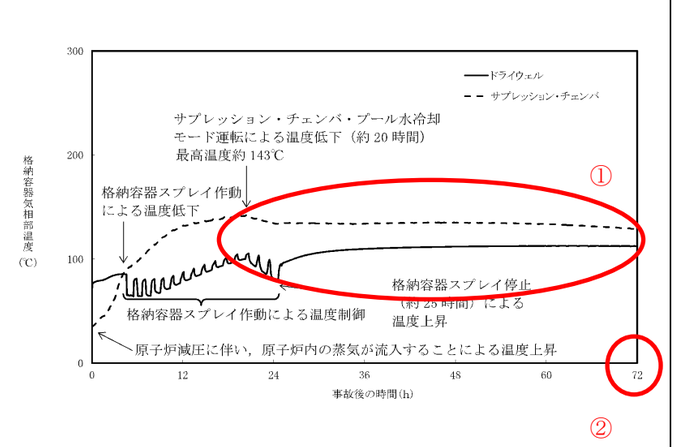
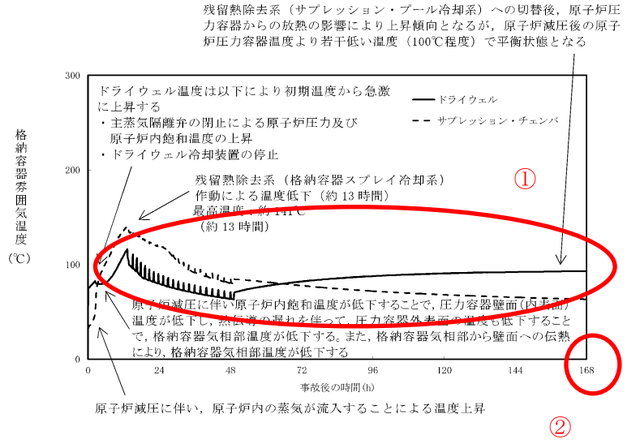
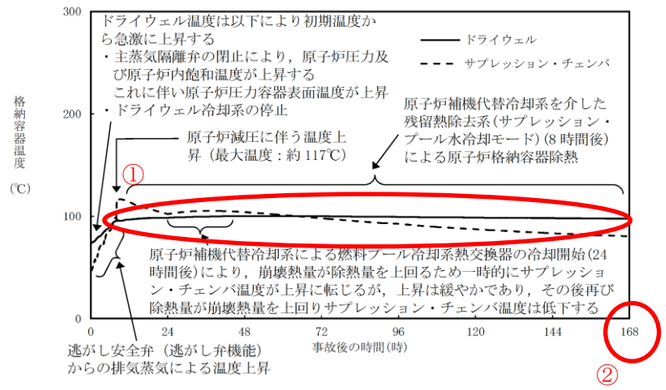
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
第 2.4.1.9 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移 第 2.4.1.10 図　注水流量の推移	第 2.4.1－6 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移 第 2.4.1－7 図 注水流量の推移	第 2.4.1.2-1(3)図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移 第 2.4.1.2-1(4)図　注水流量の推移	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

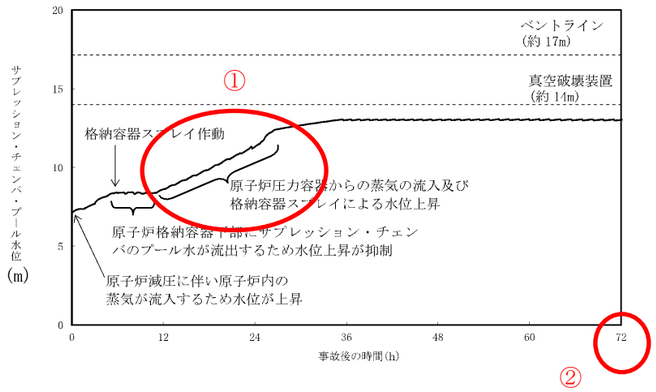
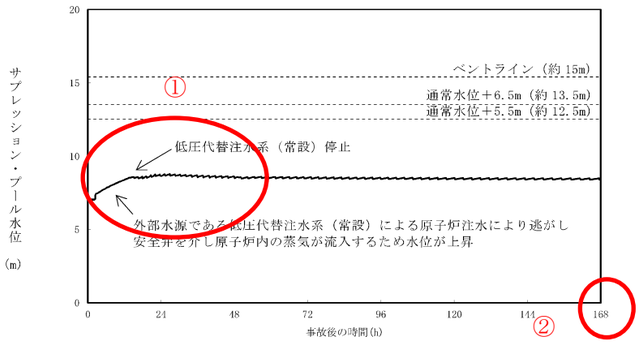
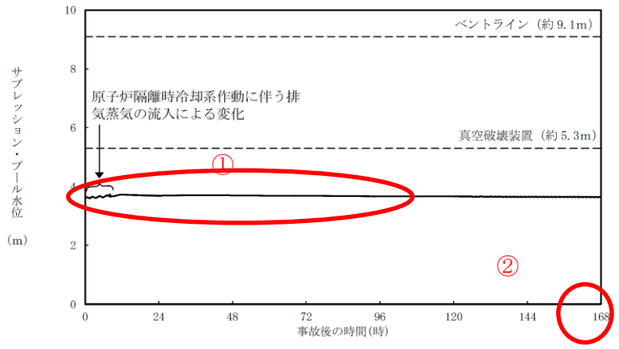
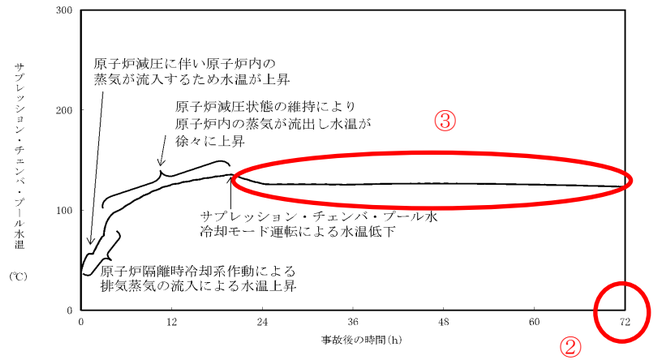
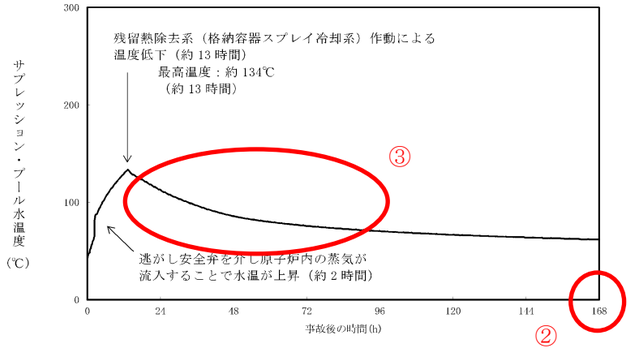
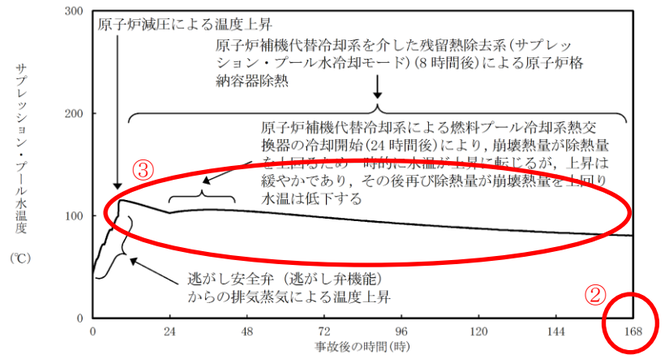
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
 第 2.4.1.11 図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移	 第 2.4.1－8 図 逃がし安全弁からの蒸気流出流量の推移	 第 2.4.1.2-1(5)図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ①原子炉減圧に使用する弁数の違いによる蒸気流量の相違。
 第 2.4.1.12 図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移	 第 2.4.1－9 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移	 第 2.4.1.2-1(6)図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移	【柏崎 6/7，東海第二】 ②原子炉減圧に使用する弁数及び原子炉注水特性（流量及び吐出圧）の違いによる保有水量の減少量の相違。

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
 第 2.4.1.13 図　燃料被覆温度の推移	 第 2.4.1－10 図 燃料被覆管温度の推移	 第 2.4.1.2-1(7)図　燃料被覆管温度の推移	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ①原子炉注水特性（流量及び吐出圧）の相違及び減圧弁数の違いによる減圧沸騰時の二相水位上昇速度の相違に起因し，柏崎 6/7 では炉心部が露出するため燃料被覆管温度が上昇する。
②  第 2.4.1.14 図　燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移			【柏崎 6/7】 ②島根２号炉は，燃料被覆管温度が上昇しないことから，燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数，ボイド率及び燃料被覆管温度と燃料被覆管温度の円周方向の応力の関係のグラフは記載しない整理としている。

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
①  第 2.4.1.15 図　燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移			・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ①島根２号炉は，燃料被覆管温度が上昇しないことから，燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数，ボイド率及び燃料被覆管温度と燃料被覆管温度の円周方向の応力の関係のグラフは記載しない整理としている。
 第 2.4.1.16 図　平均出力燃料集合体のボイド率の推移	 第 2.4.1－11 図 高出力燃料集合体におけるボイド率の推移	 第 2.4.1.2-1(8)図　高出力燃料集合体のボイド率の推移	

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 2.4.1.17 図　炉心下部プレナム部のボイド率の推移	 第 2.4.1－12 図 炉心下部プレナムにおけるボイド率の推移	 第 2.4.1.2-1(9)図　炉心下部プレナムのボイド率の推移	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ①島根２号炉は，燃料被覆管温度が上昇しないことから，燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数，ボイド率及び燃料被覆管温度と燃料被覆管温度の円周方向の応力の関係のグラフは記載しない整理としている。
①  第 2.4.1.18 図　燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係			

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 2.4.1.19 図　格納容器圧力の推移	 第 2.4.1－13 図 格納容器圧力の推移	 第 2.4.1.2-1(10)図　格納容器圧力の推移	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ①伝熱容量の違いに伴う格納容器圧力及び温度の挙動の相違。 【柏崎 6/7，東海第二】 ②解析時間の相違。
 第 2.4.1.20 図　格納容器気相部温度の推移	 第 2.4.1－14 図 格納容器雰囲気温度の推移	 第 2.4.1.2-1(11)図　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
			・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ①島根２号炉は，内部水源を用いた原子炉注水及び格納容器除熱を実施することによる水位挙動の相違。 【柏崎 6/7，東海第二】 ②解析時間の相違。
第 2.4.1.21 図　サプレッション・チェンバ・プール水位の推移	第 2.4.1－15 図 サプレッション・プール水位の推移	第 2.4.1.2-1(12)図　サプレッション・プール水位の推移	
			【柏崎 6/7，東海第二】 ③伝熱容量の違いに伴うサプレッション・プール水温度の相違。
第 2.4.1.22 図　サプレッション・チェンバ・プール水温の推移	第 2.4.1－16 図 サプレッション・プール水温度の推移	第 2.4.1.2-1(13)図　サプレッション・プール水温度の推移	

第2.4.1.1表　「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故等対策について

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
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり，原子炉がスクラムしたことを確認する。	所内蓄電式直流電源設備	－	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル 2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し，以後原子炉水位低（レベル 2）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽 所内蓄電式直流電源設備	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 復水貯蔵槽水位（SA）
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後，高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽 常設代替直流電源設備	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給後，復水移送ポンプを起動し，逃がし安全弁 2 個による手動減圧を行う。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 復水移送ポンプ	－	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	原子炉急速減圧により，低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	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 原子炉水位（SA） 原子炉水位 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	原子炉水位が，原子炉水位高（レベル 8）に到達した場合，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。格納容器スプレイ中に原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）まで低下した場合は，格納容器スプレイを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル 8）まで回復後，原子炉注水を停止し，格納容器スプレイを再開する。	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）	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） 原子炉水位（SA） 原子炉水位 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）
残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転	常設代替交流電源設備による交流電源供給後，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（4kL，16kL）	【残留熱除去系系統流量】 サプレッション・チェンバ・プール水温度
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	サプレッション・チェンバ・プール水位が，真空破壊装置-1a に到達した場合，低圧代替注水系（常設）による注水を停止し，残留熱除去系の低圧注水モード運転による原子炉注水を開始する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（4kL，16kL）	サプレッション・チェンバ・プール水位 原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】

③

①　【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第2.4.1－1 表 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における重大事故等対策について（1／2）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり，原子炉がスクラムしたことを確認する。	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*
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位異常低下（レベル２）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し，以降原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）の間で維持する。	原子炉隔離時冷却系* サプレッション・チェンバ* 125V 系蓄電池Ａ系	－	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*
取水機能喪失の確認	サプレッション・プール水温度が 32℃に到達し，中央制御室からの遠隔操作によりサプレッション・プール冷却を試みるが，残留熱除去系海水系の起動に失敗したことを確認し，取水機能喪失を確認する。	常設代替交流電源設備 軽油貯蔵タンク	－	サプレッション・プール水温度 残留熱除去系海水系系統流量*
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設低圧代替注水系ポンプを 2 台起動し，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個を全開し，原子炉急速減圧を実施する。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁（自動減圧機能）* 常設低圧代替注水系ポンプ 軽油貯蔵タンク	－	原子炉圧力（ＳＡ） 原子炉圧力*

②　＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第2.4.1.1-1表　「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故等対策について（1／2）

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
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機等がすべて機能喪失し全交流動力電源喪失となり，原子炉がスクラムしたことを確認する。	Ｂ－115V 系蓄電池※	－	平均出力領域計装※
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル２）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し，以後原子炉水位低（レベル２）から原子炉水位高（レベル８）の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】※ サプレッション・チェンバ※ Ｂ－115V 系蓄電池※ 230V 系蓄電池（ＲＣＩＣ） ＳＡ用 115V 系蓄電池	－	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】※
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給及び原子炉補機代替冷却系の準備完了後，残留熱除去系（低圧注水モード）を起動し，原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサプレッション・プール水温度 100℃で，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個による手動減圧を行う。	常設代替交流電源設備 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※ 逃がし安全弁（自動減圧機能付き）※ 【残留熱除去系（低圧注水モード）】※	移動式代替熱交換設備 大型送水ポンプ車 タンクローリ	原子炉圧力（ＳＡ） 原子炉圧力※ サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉急速減圧により，残留熱除去系（低圧注水モード）の系統圧力を下回ると，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル２）から原子炉水位高（レベル８）の間で維持する。	常設代替交流電源設備 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※ 【残留熱除去系（低圧注水モード）】※ 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	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）※ 【残留熱除去ポンプ出口流量】※

①，②　※：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
【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

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。

・記載方針の相違

【柏崎 6/7】

①島根２号炉は，既許可の対象設備を重大事故等対処設備として位置付けるものを明確化している。

【東海第二】

②島根２号炉は，重大事故等時に設計基準対処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。

・解析結果の相違

【柏崎 6/7，東海第二】

③格納容器スプレイを実施しないことに伴う計装設備の差異（ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，ドライウェル雰囲気温度，サプレッション・チェンバ雰囲気温度は格納容器スプレイ実施時の確認項目）。

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

第 2.4.1－1 表 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における重大事故等対策について（2／2）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬設備
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急速減圧により，低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）の間で維持する。	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	－
残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱	常設代替交流電源設備による交流電源供給後，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱を実施する。	常設代替交流電源設備 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）＊ 緊急用海水系 サプレッション・チェンバ＊ 軽油貯蔵タンク	－
残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	格納容器除熱中に原子炉水位が原子炉水位低（レベル３）まで低下した場合は，格納容器除熱を停止し残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 残留熱除去系（低圧注水系）＊ 緊急用海水系 サプレッション・チェンバ＊ 軽油貯蔵タンク	－

＊：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

② ③

常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉圧力（ＳＡ） 原子炉圧力＊ 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）＊ 低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用） 代替淡水貯槽水位		
ドライウェル圧力 サプレッション・チェンバ圧力 ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ雰囲気温度 サプレッション・プール水温度 残留熱除去系系統流量＊		
原子炉圧力（ＳＡ） 原子炉圧力＊ 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）＊ 残留熱除去系系統流量＊		

第2.4.1.1-1表　「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故等対策について（２／２）

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
残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転	常設代替交流電源設備による交流電源供給及び原子炉補機代替冷却系の準備完了後，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系によるサプレッション・プール水冷却モード運転を開始する。	常設代替交流電源設備 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等＊ 【残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）】＊	移動式代替熱交換設備 大型送水ポンプ車 タンクローリ

計装設備
【残留熱除去ポンプ出口流量】＊ サプレッション・プール水温度（ＳＡ）

③

②

＊：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
【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 2.4.1.2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失した場合（取水機能が喪失した場合））（1/5）

項目		主要解析条件		条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：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
	炉心入口温度	約 278℃		熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 10℃		熱平衡計算による値
	燃料	9×9 燃料（A 型）		－
	最大線出力密度	44.0kW/m	①	設計限界値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	②	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	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）	③	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℃	④	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 2.4.1－2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（1／6）

項　　目		主要解析条件		条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：ＳＡＦＥＲ 格納容器側：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＋126 cm）		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
	炉心入口温度	約 278℃		熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃		熱平衡計算による値
	燃　　料	９×９燃料（Ａ型）		－
	最大線出力密度	44.0kW／m	①	通常運転時の熱的制限値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI／ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd／t	②	1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器体積 （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	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として設定）

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

第 2.4.1.2-1 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（１／４）

項目		主要解析条件		条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：ＳＡＦＥＲ 原子炉格納容器側：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
	炉心入口温度	約 278℃		熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約９℃		熱平衡計算による値
	燃料	９×９燃料（Ａ型）		９×９燃料（Ａ型），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
	最大線出力密度	44.0kW/m	①	通常運転時の熱的制限値
	原子炉停止後の崩壊熱	ＡＮＳＩ／ＡＮＳ－5.1－1979 燃焼度 33GWd/t	②	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
	格納容器容積（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）
	格納容器容積（サプレッション・チェンバ）	空間部：4,700m^3 液相部：2,800m^3	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）
	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・プール水位	3.61m（通常運転水位）	③	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

島根原子力発電所　2 号炉

備　　考

・解析条件の相違
【柏崎 6/7】
①条件設定は同じだが，通常運転時の熱的制限値を設定していることを明確に記載。
【東海第二】
②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%の保守性を考慮し設定。
③柏崎 6/7 及び島根２号炉は，格納容器容積（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。
④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機にて制御されており，条件設定の考え方としては同様。

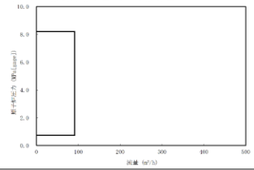
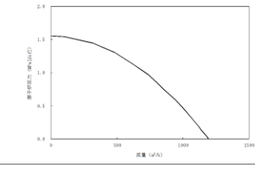
第2.4.1.2表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失した場合（取水機能が喪失した場合））(2/5)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定
	外部電源	外部電源なし	取水機能の喪失により非常用ディーゼル発電機が機能喪失することから，外部電源なしの場合の方が，全交流動力電源喪失となり，要員，資源等の観点で厳しいことから設定

第2.4.1－2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（2／6）

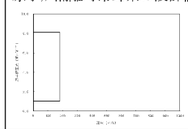
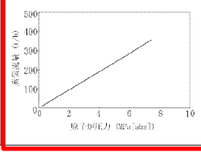
項　目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	真空破壊装置	3.45kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値
	サプレッション・プール水位	6.983m（通常運転範囲の下限値）③	通常運転時のサプレッション・プール水位の下限値として設定
	サプレッション・プール水温度	32℃	通常運転時のサプレッション・プール水温度の上限値として設定
	格納容器圧力	5kPa［gage］	通常運転時の格納容器圧力を包含する値
	格納容器雰囲気温度	57℃　④	通常運転時の格納容器雰囲気温度（ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度）として設定
	外部水源の水温	35℃	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定
	外部電源	外部電源なし	評価上，非常用ディーゼル発電機等の取水機能喪失を想定することから，外部電源なしの場合には全交流動力電源喪失となり，要員，資源等の観点で厳しい条件となる

第2.4.1.2-1表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（２／４）

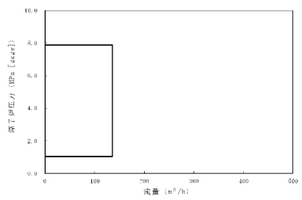
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器圧力	5kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃　④	通常運転時の格納容器温度として設定
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	取水機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定
	外部電源	外部電源なし	評価上，非常用ディーゼル発電機等の取水機能喪失を想定することから，外部電源なしの場合には全交流動力電源喪失となり，要員，資源等の観点で厳しい条件となる
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル３）（遅れ時間：1.05秒）	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル２）信号により自動起動 91m³/h(8.21～0.74MPa[gage]において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
	残留熱除去系（低圧注水モード）	1,136m³/h（0.14MPa[dif]において）（最大1,193m³/h）にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定 

・解析条件の相違

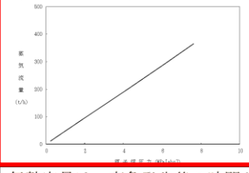
第 2.4.1.2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失した場合（取水機能が喪失した場合））(3/5)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉 （遅れ時間：0.08 秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル 2）にて自動起動 182m³/h（8.12～1.03MPa[dif]において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定  原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性
	逃がし安全弁 ⑤	逃がし弁機能 7.51 MPa[gage]×1 個，363 t/h/個 7.58 MPa[gage]×1 個，367 t/h/個 7.65 MPa[gage]×4 個，370 t/h/個 7.72 MPa[gage]×4 個，373 t/h/個 7.79 MPa[gage]×4 個，377 t/h/個 7.86 MPa[gage]×4 個，380 t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 個を開することによる原子炉急速減圧 〈原子炉圧力と逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気流量の関係〉 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定

第 2.4.1－2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））(3／6)

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル３）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて自動起動 136.7m ３ ／ h （7.86MPa ［gage］ ～ 1.04MPa ［gage］において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定  原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性

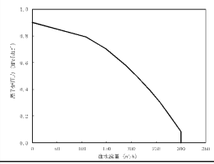
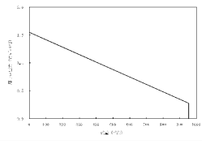
第 2.4.1.2-1 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（３／４）

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	逃がし安全弁 ⑤	逃がし弁機能 7.58MPa[gage]×２個，367t/h/個 7.65MPa[gage]×３個，370t/h/個 7.72MPa[gage]×３個，373t/h/個 7.79MPa[gage]×４個，377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
		逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の６個を開することによる原子炉急速減圧 〈原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係〉 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
	原子炉補機代替冷却系	伝熱容量は，事象発生後８時間から 24 時間において約 16MW，事象発生 24 時間以降において約 11MW（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。	原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定
	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）	伝熱容量は，熱交換器１基あたり事象発生後８時間から 24 時間において約 16MW，事象発生 24 時間以降において約 11MW（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。	原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定

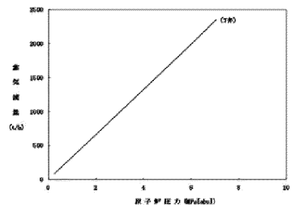
備考

・解析条件の相違
【東海第二】
⑤柏崎 6/7 及び島根２号炉は，逃がし安全弁１個当たりの蒸気流量をグラフに記載。

第 2.4.1.2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失した場合（取水機能が喪失した場合））（4/5）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）	最大 300m³/h で注水し，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
	代替原子炉補機冷却系	約 23MW（サプレッション・チェンバ・プール水温 100℃，海水温度 30℃において）	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定
	残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）	熱交換器 1 基あたり約 8MW（サプレッション・チェンバ・プール水温 52℃，海水温度 30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定
	残留熱除去系（低圧注水モード）	サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1m に到達した時点で手動起動し，954m³/h（0.27MPa[dif]）にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定  残留熱除去系ポンプ 1 台による注水特性

第 2.4.1－2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（4／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし安全弁 ⑤	安全弁機能 7.79MPa［gage］×2 個，385.2t／h（1 個当たり） 8.10MPa［gage］×4 個，400.5t／h（1 個当たり） 8.17MPa［gage］×4 個，403.9t／h（1 個当たり） 8.24MPa［gage］×4 個，407.2t／h（1 個当たり） 8.31MPa［gage］×4 個，410.6t／h（1 個当たり）	逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定
		逃がし安全弁（自動減圧機能）の 7 個を開することによる原子炉急速減圧 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁 7 個の蒸気流量の関係＞  	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量と原子炉圧力の関係から設定

第 2.4.1.2-1 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（４／４）

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	逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水操作	事象発生から８時間後に原子炉減圧後，注水開始	原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定
	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作	事象発生から８時間後	原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定

備　考

・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）

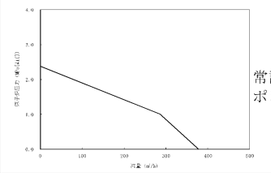
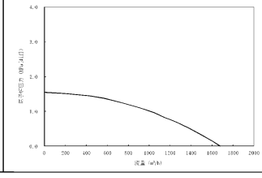
東海第二発電所　（2018.9.12 版）

島根原子力発電所　２号炉

第 2.4.1.2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失した場合（取水機能が喪失した場合））（5/5）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	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
	低圧代替注水系（常設）起動操作	常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	事象発生約 3 時間後	低圧代替注水系（常設）起動操作後，原子炉水位がレベル 8 に到達した時点
	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	格納容器圧力 13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高（レベル 8）到達時	原子炉水位制御（レベル 3 からレベル 8）が可能であり，原子炉格納容器除熱機能が喪失し設計基準事故時の最高圧力に到達することを踏まえて設定
	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
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱機能回復を踏まえて設定
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系の低圧注水モード運転操作	サプレッション・チェンバ・プール水位が，真空破壊装置－1m に到達した時点	格納容器圧力抑制機能維持を踏まえて設定

第 2.4.1－2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（5／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）	最大 378m^3／h で注水	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定  常設低圧代替注す系 ポンプ 2 台による注水特性
	緊急用海水系	伝熱容量：約 24MW （サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）	熱交換器の設計性能に基づき，残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系） 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）	・1,692m^3／h にて格納容器内にスプレイ ・伝熱容量は，熱交換器 1 基当たり約 24MW（サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）	残留熱除去系の設計値として設定 伝熱容量は，熱交換器の設計性能に基づき，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定
	残留熱除去系（低圧注水系）	1,605m^3／h（0.14MPa［dif］において）（最大 1,676m^3／h）にて注水	残留熱除去系（低圧注水系）の設計値として設定  残留熱除去系ポンプ 1 台による注水特性

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

・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
			・解析条件の相違

第 2.4.1－2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（6／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
関連する重大事故等対策条件に	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	サプレッション・プール水温度 65℃到達時	サプレッション・プール熱容量制限を踏まえて設定
	緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.279MPa［gage］到達時	余裕時間を確認する観点で代替格納容器スプレイの実施基準である格納容器圧力 0.279MPa［gage］に到達した場合に開始するものとして設定

まとめ資料比較表　〔有効性評価　添付資料 2.4.1.1〕

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）時の安定状態については以下のとおり。 原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。 原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器圧力逃がし装置等，残留熱除去系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，原子炉格納容器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。	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）） 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の安定状態については，以下のとおり。 原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却が維持可能であり，また，冷却のための設備がその後も機能維持でき，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定停止状態が確立されたものとする。 格納容器安定状態：炉心冷却が維持された後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱により格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定状態が確立されたものとする。	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）） 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の安定状態については以下のとおり。 原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。 原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系，残留熱除去系又は残留熱代替除去系）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，原子炉格納容器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。	・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。
【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 逃がし安全弁を開維持することで，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，原子炉安定停止状態が確立される。	【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 原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。サプレッション・プール熱容量制限に到達後，原子炉を減圧し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。	【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。事象発生から８時間後に原子炉を減圧し，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心冠水が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を想定。 ・解析条件の相違 【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
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20 時間後に代替原子炉補機冷却系を介した残留熱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℃を下回るとともに，ドライウェル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく，原子炉格納容器安定状態が確立される。 また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，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】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。 また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことによって，安定状態の維持が可能となる。 （添付資料2.1.1 別紙1）	格納容器安定状態の確立について 炉心冷却を継続し，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定※又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は150℃を下回るとともに，ドライウェル雰囲気温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく，格納容器安定状態が確立される。 なお，残留熱除去系による格納容器除熱開始後の原子炉注水は，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）にて実施する また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 （※）残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）に切り替えると，原子炉圧力容器からの放熱の影響によりドライウェル雰囲気温度は僅かに上昇傾向となる。ただし，残留熱除去系による格納容器除熱は確立しており，長期的には減圧後の原子炉圧力容器温度（100℃程度）より若干低い温度で平衡状態となることから，この状態も含め安定傾向とする。 【安定状態の維持について】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。 また，残留熱除去系の機能を維持し炉心冷却及び除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。 （添付資料2.1.2 別紙1）	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８時間後に原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）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※傾向となり，格納容器温度は150℃を下回るとともに，ドライウェル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることはなく，原子炉格納容器安定状態が確立される。 また，重大事故等対策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。 （※）事象発生から 24 時間後に，原子炉補機代替冷却系による燃料プール冷却系熱交換器の冷却を開始することにより，崩壊熱量が除熱量を上回るため一時的に格納容器温度はわずかに上昇傾向となる。ただし，残留熱除去系による格納容器除熱は確立しており，長期的には再び除熱量が崩壊熱量を上回り，格納容器温度は低下傾向となる。 【安定状態の維持について】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。 また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことによって，安定状態の維持が可能となる。 （添付資料 2.1.1 別紙１参照）	島根２号炉は，原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を継続する。 ・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）

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)）

表１−１　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および評価項目となるパラメータに与える影響

（崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)）（1/2）

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL，ROSA-Ⅲの実験解析において，熱伝達係数を低めに評価する可能性があり，他の解析モデルの不確かさともあいまってコード全体として，炉心が露出し，スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し，スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて 10℃～150℃程度高めに評価する。また，炉心が冠水維持する場合においては，FIST-ABWR の実験解析において燃料被覆管温度の上昇はないため，不確かさは小さい。また，低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは 20℃～40℃程度である。	解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点と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。	実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム−水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており，保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）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。	解析コードは燃料被覆管の酸化について，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は，燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され，燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され，円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。従って，ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードは燃料被覆管温度を高めに評価することから，破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においてもおおむね保守的な判定結果を与えるものと考える。仮に格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）を用いて，設計基準事故相当のγ線線量率の 10 倍を超える大量の燃料被覆管破裂を計測した場合には，炉心損傷後の運転操作を適用する必要があり，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による格納容器除熱操作の起点が，格納容器圧力が限界圧力に到達するまでとなる。しかしながら，格納容器除熱操作までには本解析においても 20 時間後の操作であり，十分な時間余裕があることから運転員等の判断・操作に対して問題となることはない。	破裂発生前の燃料被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は，伝熱面積やギャップ熱伝達係数，破裂後のジルコニウム−水反応熱に影響を与え，燃料被覆管の最高温度及び酸化割合に影響を与えることとなる。解析コードは前述の判定を行うための燃料被覆管温度を高めに評価することから，おおむね保守的な結果を与えるものと考える。
	沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，二相水位変化は解析結果に重畳する水位振動成分を除いて，実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは 20℃～40℃程度である。 また，原子炉圧力の評価において，ROSA-Ⅲでは 2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており，解析上，低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし，実験で圧力低下が遅れた理由は，水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し，LPCS スプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり，低圧注水系を注水手段として用いる事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため，燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化をおおむね同等に評価することから，有効性評価解析における燃料被覆管温度に対し，水位振動に伴うクエンチ時刻の早期化を考慮した影響を取り込む必要があるが，炉心の著しい損傷が発生するまで余裕があることからその影響は小さい。

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

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））

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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。 最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，気液熱非平衡	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL，ROSA-Ⅲの実験解析において，熱伝達係数を低めに評価する可能性があり，他の解析モデルの不確かさとあいまってコード全体として，炉心が露出し，スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料被覆管温度に比べて＋50℃程度高めに評価し，スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて 10℃～150℃程度高めに評価する。 また，炉心が冠水維持する場合においては，FIST-ABWR の実験解析において燃料被覆管温度の上昇はないため，不確かさは小さい。低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは 20℃～40℃程度である。	解析コードは，炉心が冠水維持する場合では燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点と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。	解析コードは，炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても，原子炉水位は燃料有効長頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム−水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もるBaker-Just式による計算モデルを採用しており，保守的な結果を与える。	解析コードは，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは燃料被覆管の酸化について，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高めに評価するが，原子炉水位は燃料有効長頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は，燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され，燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され，円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって，ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードは，燃料被覆管温度を高めに評価することから，破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合でもおおむね保守的な結果を与えるものと考える。仮に格納容器雰囲気放射線モニタにより炉心損傷を確認した場合には，炉心損傷後の運転操作に移行し，格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作の起点が変更される。しかしながら，原子炉水位は燃料有効長頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから，運転員等の判断・操作に対して問題とならない。	燃料被覆管温度を高めに評価することから，破裂判定は厳しめの結果を与える。 なお，原子炉水位は燃料有効長頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから，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

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)）

表１−１　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

（崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)）（１／２）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	ＴＢＬ，ＲＯＳＡ−Ⅲの実験解析において，熱伝達係数を低めに評価する可能性があり，他の解析モデルの不確かさとも相まってコード全体として，炉心が露出し，スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて50℃程度高めに評価し，スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて10℃～150℃程度高めに評価する。また，炉心が冠水維持する場合においては，ＦＩＳＴ−ＡＢＷＲの実験解析において燃料被覆管温度の上昇はないため，不確かさは小さい。また，低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃～40℃程度である。	解析コードは，炉心が冠水維持する場合では燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点と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。	炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても，原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム−水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もるＢａｋｅｒ−Ｊｕｓｔ式による計算モデルを採用しており，保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動及び残留熱除去系（低圧注水モード）により行われ，また，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）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。	解析コードは燃料被覆管の酸化について，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高めに評価するが，原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ること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。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は，燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され，燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され，円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって，ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードでは，燃料被覆管温度を高めに評価することから，破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においてもおおむね保守的な判定結果を与えるものと考える。仮に格納容器内雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）を用いて，設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超える大量の燃料被覆管破裂を計測した場合には，炉心損傷後の運転操作を適用する必要があり，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系による格納容器除熱操作の起点が，格納容器圧力が限界圧力に到達するまでとなる。しかしながら，格納容器除熱操作までには本解析においても８時間後の操作であり，十分な時間余裕があることから運転員等の判断・操作に対して問題となることはない。	燃料被覆管温度を高めに評価することから破裂判定は厳しめの結果を与える。原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることはなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ること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。
	沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果	二相流体の流動モデル	ＴＢＬ，ＲＯＳＡ−Ⅲ，ＦＩＳＴ−ＡＢＷＲの実験解析において，二相水位変化は，解析結果に重畳する水位振動成分を除いて，実験結果とおおむね同等の結果が得られている。 また，原子炉圧力の評価において，ＲＯＳＡ−Ⅲでは，２MPaより低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており，解析上，低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし，実験で圧力低下が遅れた理由は，水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し，ＬＰＣＳスプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり，ＬＰＣＳによる注水は行うものの，炉心は冠水維持される本事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため，燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼすＬＰＣＳの注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化をおおむね同等に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることはなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ること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。

備考

・相違理由は本文参照。

表1－1　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（崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)）(2/2)

【SAFER】

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
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き，ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については，燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく，質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプス水位が取り扱えれば十分である。このため，特段の不確かさを考慮する必要はない。	初期の注水開始は自動起動であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉減圧後の注水開始は，水位低下挙動が早い場合であっても，これら操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから，運転員等操作に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお，解析コードでは，シュラウド外水位は現実的に評価されることから不確かさは小さい。	シュラウド外水位を適切に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており，臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として急速減圧後の注水操作があるが，注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前提であり，原子炉圧力及び原子炉水位の変動が運転員等操作時間に与える影響はない。	主蒸気逃がし弁流量は，設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し，原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 破断口及び主蒸気逃がし弁からの流出流量は，圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し，平衡均質流に達するのに十分な長さであることから，管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ，平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており，実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え，燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，二次元効果	二相流体の流動モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，二相水位変化は，解析結果に重畳する水位振動成分を除いて，実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは20℃～40℃程度である。 また，原子炉圧力の評価において，ROSA-Ⅲでは，2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており，解析上，低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし，実験で圧力低下が遅れた理由は，水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し，LPCS スプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり，低圧代替注水系を注水手段として用いる本事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため，燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから，運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	有効性評価解析では原子炉水位が燃料有効長頂部を下回ることがなく，炉心露出後の再冠水過程で現れる解析結果に重畳する水位振動成分を考慮する必要がなく，解析コードは炉心内の二相水位変化をおおむね同等に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き，ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については，燃料被覆管温度及び運転員等操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく，質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプスト水位が取り扱えれば十分である。このため，特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは，ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは，ダウンカマ部の二相水位（シュラウド外水位）を適切に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており，臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは，原子炉圧力変化を適切に評価することから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は，圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し，平衡均質流に達するのに十分な長さであることから，管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ，平衡均質臨界流モデルを適用可能である。	解析コードは，原子炉圧力変化を適切に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は，圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し，平衡均質流に達するのに十分な長さであることから，管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ，平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ECCS 注水（給水系・代替注水系含む。）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。 各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており，実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え，燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表1－1　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（崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)）（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
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き，ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については，燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく，質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプス水位が取り扱えれば十分である。このため，特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉隔離時冷却系による注水開始は自動起動であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉減圧後の注水開始は，原子炉水位（シュラウド外）低下挙動が早い場合であっても，これら操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）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。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお，解析コードでは，シュラウド外水位は現実的に評価されることから不確かさは小さい。	シュラウド外水位を適切に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお，原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることはなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ること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。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	ＴＢＬ，ＲＯＳＡ－Ⅲ，ＦＩＳＴ－ＡＢＷＲの実験解析において，圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており，臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。逃がし安全弁流量の変動により，原子炉圧力及び原子炉水位の変動が生じる可能性があるが，その影響は小さく運転員等操作時間に与える影響はない。	逃がし安全弁流量は，設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し，原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 逃がし安全弁からの流出流量は，圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し，平衡均質流に達するのに十分な長さであることから，管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ，平衡均質臨界流モデルを適用可能である。 なお，原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることはなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから影響を与えることはない。
	ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており，実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え，燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表1－2　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時間（崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)）

【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。
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。
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動 構造材との熱伝達及び内部熱伝導 気液界面の熱伝達	格納容器モデル（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。格納容器温度を十数℃程度高めに，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されたが，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また，非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと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，格納容器圧力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が確認されているが，BWRの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認し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。	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し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，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	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。

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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる。 保守的な崩壊熱を入力値に用いており，解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
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）	入力値に含まれる。 保守的な注水特性を入力値に用いており，解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
格納容器	格納容器各領域間の流動 構造材との熱伝達及び内部熱伝導 気液界面の熱伝達	格納容器モデル（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，実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また，非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと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，格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データとよく一致することを確認した。	解析コードは，HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている残留熱除去系による格納容器除熱に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析において格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている残留熱除去系による格納容器除熱に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは，HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ）	入力値に含まれる。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	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。 ポンプ流量及び除熱量は，設計値に基づき与えられており，解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表1－2　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時間（崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)）

【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。
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。
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動 構造材との熱伝達及び内部熱伝導 気液界面の熱伝達	格納容器モデル（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。格納容器温度を十数℃程度高めに，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されたが，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなると考えられる。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が確認されているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実機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おり，また，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ため，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ため，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，実機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ため，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。
	サプレッション・プール水冷却	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。

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
（崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)）(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	3,926MW	3,926MW 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，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約 6.05 MPa[gage]～ 約 7.12MPa[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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響は小さいことから，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，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常運転水位 （セパレータスカート下端から＋116cm～約＋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，高圧炉心冷却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−30cm 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，高圧炉心冷却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−30cm 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，その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されることから，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 型の炉心となるが，それらの混在炉心となるが，いずれの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 型の炉心となるが，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。
	最大線出力密度	44.0kW/m	約 42kW/m 以下 （実績値）	設計限界値として設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点と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。	最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約 30GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t （実績値）	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮して，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，原子炉水位の低下は緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和される。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り，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）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，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和される。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り，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	格納容器容積（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は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	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 （実績値）	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 （実績値）	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。

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

項　目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	約 3,279MW～ 約 3,293MW （実績値）	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	約 6.91MPa[gage]～ 約 6.94MPa[gage] （実績値）	定格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，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	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，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水位	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－4 cm～約＋6 cm （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，解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下（レベル２）までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 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，解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下（レベル２）までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 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％流量））	定格流量の 約 86%～約 104% （実績値）	定格流量として設定	最確条件とした場合には，炉心流量の運転範囲において解析条件から変動し得るが，事象初期において原子炉がスクラムするとともに，再循環系ポンプがトリップするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，炉心流量の運転範囲において解析条件から変動し得るが，事象初期において原子炉がスクラムするとともに，再循環系ポンプがトリップするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから，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，その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから，代表的に９×９燃料（A型）を設定	最確条件とした場合には，９×９燃料（A型）及び９×９燃料（B型）の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが，両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから，事象進展に及ぼす影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，９×９燃料（A型）及び９×９燃料（B型）の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが，両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから，炉心冷却性に大きな差は無く，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	最大線出力密度	44.0kW／m	約 33kW／m～ 約 41kW／m （実績値）	通常運転時の熱的制限値として設定	最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点と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。	最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，原子炉水位は燃料有効長頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値の約 309℃以下となることから，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
（崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)）（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	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，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力	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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	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，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常水位（気水分離器下端から＋83cm～約＋85 cm）	通常水位（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く，事象発生後に自動起動する原子炉隔離時冷却系により炉心は冠水を維持するため，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	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く，事象発生後に自動起動する原子炉隔離時冷却系により炉心は冠水を維持するため，ゆらぎを考慮したとしても燃料被覆管温度は初期値を上回ることはなく，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ない。
	炉心流量	35.6×10^3t/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，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	最確条件とした場合は，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（A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。
	最大線出力密度	44.0kW/m	約 40.6kW/m 以下 （実績値）	通常運転時の熱的制限値	最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管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。	最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和される。また，原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから，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，最確条件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は遅くなるが，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）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は遅くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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（崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)）(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	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，格納容器スプレイ操作の開始が遅くなるが，その影響は小さく，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，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除熱が必要となるまでの時間が長くなるが，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。
	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14kPa（約20時間で約290kPa）であるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPa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14kPa（約20時間で約290kPa）であるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPa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ることから，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ることから，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は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	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℃）	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，格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力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炉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，炉心の再冠水までの挙動に影響する可能性はあるが，この顕熱分の影響は小さく，燃料被覆管に対する影響は小さい。 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抑制効果は大きくなるため，格納容器圧力上昇の程度は小さくなるが，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，解析条件よりも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+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（２／５）

項　目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度33GWd／t	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，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，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，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）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，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，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は遅くなるが，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与える影響はない。
	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圧力よりも小さくなるため，格納容器圧力が低めに推移することから，格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。ただし，ゆらぎによる格納容器圧力の変動は3kPa程度と非常に小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，解析条件で設定している圧力よりも小さくなるため，格納容器圧力が低めに推移することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし，ゆらぎによる格納容器圧力の変動は3kPa程度と非常に小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器雰囲気温度	57℃	約25℃～約58℃ （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，格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となり，初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，格納容器雰囲気温度は，格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となり，初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器体積（ドライウェル）	5,700m³	5,700m³ （設計値）	設計値	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器体積（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4,058 m³～ 約4,092m³ 液相部： 約3,308m³～ 約3,342m³ （実測値）	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，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大きめの水量となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・チェンバ液相部の水量は3,300m³であるのに対し，ゆらぎによる水量変化は約42m³であり，その割合は初期保有水量の1.3%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，格納容器体積（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大きめの水量となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・チェンバ液相部の水量は3,300m³であるのに対し，ゆらぎによる水量変化は約42m³であり，その割合は初期保有水量の1.3%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・プール水位	6.983m （通常運転範囲の下限値）	7.000m～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（0.087m）による水量変化は約42m³であり，その割合は初期保有水量の1.3%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，サプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・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42m³であり，その割合は初期保有水量の1.3%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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（崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)）（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	格納容器容積（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）を設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，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は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器容積（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）を設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，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は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	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は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない
	サプレッション・プール水位	3.61m （通常運転水位）	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2,800m³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。従って，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2,800m³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。従って，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，サプレッション・プール水温度上昇が遅くなるが，実施する運転員等操作（準備が出来れば原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による格納容器除熱を行う）は変わらないことから，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は，解析条件で設定している水温よりも低くなるため，サプレッション・プール水温度上昇が遅くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	格納容器圧力	5kPa[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，ゆらぎは解析条件に対して変動を与え得るが，本評価事象では格納容器圧力を起点とする運転員等操作はないため，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，ゆらぎは解析条件に対して変動を与え得るが，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による格納容器除熱により格納容器は十分に除熱されるため，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，ゆらぎは解析条件に対して変動を与え得るが，本評価事象では格納容器温度を起点とする運転員等操作はないため，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，ゆらぎは解析条件に対して変動を与え得るが，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による格納容器除熱により格納容器は十分に除熱されるため，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。	－

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（崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)）(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		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			
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	－	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定	－	－
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	－	取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定		
	外部電源	外部電源なし	－	取水機能の喪失により非常用ディーゼル発電機が機能喪失することから，外部電源なしの場合の方が，全交流動力電源喪失となり，要員，資源等の観点で厳しいことから設定	全交流動力電源喪失となり，要員，資源等の観点で厳しくなる外部電源がない状態を設定している。 なお，外部電源がある場合は，原子炉水位の低下が早くなるが，事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され，原子炉減圧により炉心は露出するが，低圧代替注水系（常設）により炉心冷却が継続されるため，事象進展に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。	全交流動力電源喪失となり，要員，資源等の観点で厳しくなる外部電源がない状態を設定している。 なお，外部電源がある場合は，原子炉水位の低下が早くなるが，事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され，原子炉減圧により炉心は露出するが，低圧代替注水系（常設）により炉心冷却が継続されるため，事象進展に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	タービン蒸気加減弁急速閉（遅れ時間：0.08秒）	タービン蒸気加減弁急速閉（遅れ時間：0.08秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，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は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 182m³/h（8.12～1.03MPa[dif]において）にて注水	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 182m³/h（8.12～1.03MPa[dif]において）にて注水	原子炉隔離時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），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），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51MPa[gauge]～7.86MPa[gauge] 563t/h/個～580t/h/個	逃がし弁機能 7.51MPa[gauge]～7.86MPa[gauge] 562t/h/個～580t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，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は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の２個開による原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の２個開による原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，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は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	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），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	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抑制効果に影響を受けるものの，格納容器にて蓄積される崩壊熱量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抑制効果に影響を受けるものの，格納容器にて蓄積される崩壊熱量に変わりはないため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	代替原子炉補機冷却系	約23MW（サプレッション・チェンバ・プール水温100℃，海水温度30℃において）	約23MW（サプレッション・チェンバ・プール水温100℃，海水温度30℃において）	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，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は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）	熱交換器1基あたり約80MW（サプレッション・チェンバ・プール水温32℃，海水温度30℃において）	熱交換器1基あたり約80MW（サプレッション・チェンバ・プール水温32℃，海水温度30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，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は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系（低圧注水モード）	S/C水位が「真空破壊装置-1m」到達時に手動起動し，954m³/h（0.27MPa[dif]）にて注水	S/C水位が「真空破壊装置-1m」到達時に手動起動し，954m³/h（0.27MPa[dif]）にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）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），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），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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

項　目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	サプレッション・プール水温度	32℃	約15℃～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，サプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため，格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。	最確条件とした場合には，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，サプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	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）	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）（設計値）	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の容量	約8,600m³	約8,600m³以上（西側淡水貯水設備＋代替淡水貯槽）	西側淡水貯水設備及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	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は大きくなる。管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており，水源は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	－
	燃料の容量	約1,010kL	約1,010kL以上（軽油貯蔵タンク＋可搬型設備用軽油タンク）	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	最確条件とした場合には，解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており，燃料は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	－
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	－	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定	－	－
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	－	取水機能の喪失による崩壊熱除去機能喪失を設定		
	外部電源	外部電源なし	－	評価上，非常用ディーゼル発電機等の取水機能も喪失するものとし，非常用交流電源設備は使用できない。よって，外部電源なしの場合の方が，全交流動力電源喪失となり，要員，資源等の観点で厳しい条件となることから設定。また，原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源がある場合を包含する条件を設定	外部電源がある場合を包含する条件設定としていることから，外部電源ありを想定する場合でも，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がある場合を包含する条件設定としていることから，外部電源ありを想定する場合でも，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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（崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)）（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		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			
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	－	原子炉水位の低下が厳しい過渡事象を設定	－	－
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	－	取水喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定		
	外部電源	外部電源なし	－	評価上，非常用ディーゼル発電機等の取水機能喪失を想定することから，外部電源なしの場合には全交流動力電源喪失となり，要員，資源等の観点で厳しい条件となる	外部電源がある場合を包含する条件設定としていることから，外部電源ありを想定する場合でも，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がある場合を包含する条件設定としていることから，外部電源ありを想定する場合でも，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル３）（遅れ時間：1.05秒）	原子炉水位低（レベル３）等	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合，事象進展は緩やかになり，運転員等操作時間に対する余裕が大きくなる。	解析条件でも炉心は冠水を維持するため，実態が解析上の想定より早くスクラムした場合でも，事象進展は緩やかになるものの，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58～7.79MPa[gage] 367～377t/h/個	逃がし弁機能 7.58～7.79MPa[gage] 367～377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，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は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の６個を開することによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の６個を開することによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，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は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル２）信号により自動起動 91m³/h（8.21～0.74MPa[gage]において）にて注水	原子炉水位低（レベル２）信号により自動起動 91m³/h（8.21～0.74MPa[gage]において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，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は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系（低圧注水モード）	1,136m³/h（0．14MPa[dif]において）（最大1,193m³/h）にて注水	1,136m³/h（0．14MPa[dif]において）（最大1,193m³/h）にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）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），原子炉水位の回復は早くなる。水位回復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），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉補機代替冷却系	伝熱容量 事象発生後８時間から24時間：約16MW 事象発生24時間以降：約11MW （サプレッション・プール水温度100℃，海水温度30℃において）	伝熱容量 事象発生後８時間から24時間：約16MW 事象発生24時間以降：約11MW （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を考慮して設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，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は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）	伝熱容量 熱交換器１基あたり 事象発生後８時間から 24 時間：約 16MW 事象発生 24 時間以降：約 11MW （サプレッション・プール水温度100℃，海水温度 30℃）	伝熱容量 熱交換器１基あたり 事象発生後８時間から 24 時間：約 16MW 事象発生 24 時間以降：約 11MW （サプレッション・プール水温度100℃，海水温度 30℃）	原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，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は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

項　目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低 （レベル3）信号 （遅れ時間1.05秒）	原子炉水位低 （レベル3）信号 （遅れ時間1.05秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa[gage]～ 8.31MPa[gage] 385.2t／h（1個当たり） ～ 410.6t／h（1個当たり）	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa[gage]～ 8.31MPa[gage] 385.2t／h（1個当たり） ～ 410.6t／h（1個当たり） （設計値）	逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		（原子炉手動減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7個を開放することによる原子炉減圧	（原子炉手動減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7個を開放することによる原子炉減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて自動起動 136.7m³／h （7.86MPa[gage] ～ 1.04MPa[gage]において）にて注水	原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて自動起動 136.7m³／h （7.86MPa[gage] ～ 1.04MPa[gage]において）にて注水	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は，タービン回転数制御により原子炉圧力に依らず一定の流量にて注水する設計となっている	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

項目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）	（原子炉注水単独時）（2台） ・注水流量：0m³／h～378m³／h ・注水圧力：0MPa[dif]～2.38MPa[dif]	（原子炉注水単独時）（2台） ・注水流量：0m³／h～378m³／h以上 ・注水圧力：0MPa[dif]～2.38MPa[dif]	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），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	残留熱除去系（低圧注水系）	1,605m³／h（0.14MPa[dif]において）（最大1,676m³／h）（1系統当たり）	1,605m³／h（0.14MPa[dif]において）（最大1,676m³／h）（1系統当たり）	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），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），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系） 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）	・1,692m³／hにて格納容器内にスプレイ ・伝熱容量は，熱交換器1基当たり約24MW（サプレッション・プール水温度100℃，海水温度32℃において）	・1,692m³／hにて格納容器内にスプレイ ・伝熱容量は，熱交換器1基当たり約24MW（サプレッション・プール水温度100℃，海水温度32℃において）	残留熱除去系の設計値として設定伝熱容量は，熱交換器の設計性能に基づき，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	スプレイ流量及び伝熱容量は，解析条件と最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	スプレイ流量及び伝熱容量は，解析条件と最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	緊急用海水系	約24MW（サプレッション・プール水温度100℃，海水温度32℃において）	約24MW（サプレッション・プール水温度100℃，海水温度32℃において）	熱交換器の設計性能に基づき，残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	解析条件と最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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（崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)）(1/4)

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	操作時間余裕	訓練実勢等
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生70分後に受電完了※1（事象発生60分後に操作開始）	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い。 【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い。 【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，操作開始時間に与える影響はない。 【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60分間となる。 ［起動操作等を行う運転員：操作所要時間；合計30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20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10分間を想定 ［受電準備を行う運転員(現場)：操作所要時間；合計50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50分間を想定 ［運転員（中央制御室）：操作所要時間；合計20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20分間を想定 ［受電操作を行う運転員(現場)：操作所要時間；合計10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10分間を想定 【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。 【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。	実態の運転操作は約30分間※1で完了可能であり，解析上の受電完了時間（70分後）は時間余裕を含めて設定していることから，低圧代替注水系（常設）の起動操作が早まる可能性がある。これにより，逃がし安全弁による原子炉減圧操作が早まる可能性があるが，当該操作は原子炉水位高（レベル8）到達後に，原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系（常設）に切り替えるための減圧操作であり，原子炉水位維持の観点では問題とならない。	常設代替交流電源設備からの受電操作について，実態の運転操作は約30分※1で完了可能であり，解析上の受電完了時間（70分後）は時間余裕を含めて設定していることから，低圧代替注水系（常設）の起動操作が早まる可能性があるが，これにより，逃がし安全弁による原子炉減圧操作が早まる可能性があるが，当該操作は原子炉水位高（レベル8）到達後に，原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系（常設）に切り替えるための減圧操作であり，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。	低圧代替注水系（常設）の運転に必要な常設代替交流電源設備からの受電は，初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間（24時間）内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であることから，時間余裕がある。	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30分※1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。 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。

※1　常設代替交流電源設備からの受電完了時間は，低圧代替注水系（常設）への電源供給が完了する時間を想定している。

第３表 操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（1／2）

項　目		解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	サプレッション・プール水温度65℃到達時	サプレッション・プール熱容量制限を踏まえて設定	【認知】 事故時の重要監視パラメータとしてサプレッション・プール水温度を継続監視しており，また，逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作の操作実施基準（サプレッション・プール水温度65℃）に到達するのは事象発生約２時間後であり，比較的緩やかなパラメータ変化であることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，当直運転員は中央制御室に常駐していることから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作として余裕時間を含めて１分を設定している。中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり，操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 他の並列操作はなく，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	取水機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作時間は時間余裕を含めて設定しており，また，その後に行う原子炉急速減圧操作は同一の運転員による並列操作はないことから，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，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。	取水機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作時間は時間余裕を含めて設定しており，また，その後に行う原子炉急速減圧操作は同一の運転員による並列操作はないことから，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	低圧代替注水系（常設）への移行は，初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間（事象発生から８時間程度）内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であることから，時間余裕がある。	中央制御室における操作のシミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。訓練での操作時間は約１分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

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（崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)）（１／２）

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	残留熱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	事象発生から８時間後	原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定	【認知】 中央制御室にて原子炉スクラムを確認した場合に緊急時対策要員（現場）を招集することとしており，原子炉補機海水系起動失敗により取水機能喪失を判断した場合には直ちに原子炉補機代替冷却系の準備操作に着手することとしている。この認知に係る時間として10分間を想定している。そのため，認知遅れ等による操作時間に与える影響はない。 【要員配置】 残留熱除去系及び原子炉補機代替冷却系による原子炉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，接続等を行う緊急時対策要員（現場）が配置されている。ホース敷設，接続等は現場にて緊急時対策要員（現場）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い。 【移動・操作所要時間】 残留熱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（準備50分，操作10分）の合計１時間10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，接続等を現場にて緊急時対策要員（現場）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40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。緊急時対策要員（現場）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７時間40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７時間20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除去系を起動し，８時間後から残留熱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い。 【操作の確実さ】 緊急時対策要員（現場），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８時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響と，実態の残留熱除去系の起動操作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。	実際の格納容器除熱開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	実態の運転操作は解析上の設定とほぼ同等である。また，本操作が解析上の設定より遅れ，格納容器圧力が上昇した場合においても，格納容器代替スプレイの実施基準である384kPa［gage］に至るまでの時間は，同様の事象進展となる「2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋ＤＧ失敗）＋ＨＰＣＳ失敗」において事象発生から約19時間後であり，約11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８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敷設，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41分，残留熱除去系の準備操作（中央制御室系統構成）は，所要時間10分想定のところ約６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
（崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)）(2/4)

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	低圧代替注水系（常設）起動操作	常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として，事象発生から十分な時間余裕がある。	－	－	－	訓練実績等より，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成に約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。
	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	事象発生約３時間後	低圧代替注水系（常設）起動操作後，原子炉水位がレベル８に到達した時点	【認知】 低圧代替注水系（常設）起動操作完了から時間余裕があること及び事故時の重要監視パラメータとして原子炉水位を継続監視しているため認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって，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】 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は制御盤の操作スイッチによる操作のため，操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 原子炉水位維持を優先するため，原子炉水位高（レベル８）到達後に原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系（常設）に切替えるための原子炉減圧操作を行うこととしており，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の状況により，原子炉減圧の操作開始時間は変動し得る。 【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。	実態の運転操作においては，原子炉水位維持を優先するため，原子炉水位高（レベル８）到達後に原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系（常設）に切り替えるための原子炉減圧操作を行うこととしており，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の状況により原子炉減圧の操作開始時間は変動する可能性があるが，原子炉水位維持の点では問題とならない。	原子炉減圧時点において崩壊熱は十分減衰していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	低圧代替注水系（常設）への移行は，初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間（24時間）内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であることから，時間余裕がある。	中央制御室における操作のため，シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では，復水移送ポンプの起動を確認し，逃がし安全弁による原子炉減圧操作開始まで約１分。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

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

項　目		解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作	格納容器圧力0.279MPa[gage]到達時	余裕時間を確認する観点で代替格納容器スプレイの実施基準である格納容器圧力　0.279MPa[gage]に到達した場合に開始するものとして設定	【認知】 事故時には重要監視パラメータである格納容器圧力を継続監視しており，また，格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力0.279MPa[gage]）に到達するのは事象発生約13時間後であり，比較的緩やかなパラメータ変化であることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，当直運転員は中央制御室に常駐していることから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり，緩やかな圧力上昇に対して操作所要時間は十分に短く，操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 他の並列操作はなく，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	操作開始時間は，時間余裕を含めて設定しており，準備操作が想定より短い時間で完了することで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。	操作開始時間は，時間余裕を含めて設定しており，準備操作が想定より短い時間で完了することで，実態の操作開始時間は解析上の設定から早まり，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。	格納容器圧力が0.279MPa[gage]に到達するまでの時間は，事象発生から約13時間あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。また，操作が遅れる場合においても，格納容器圧力は約0.28MPa[gage]から上昇するが，格納容器圧力の上昇は緩やかであるため，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器スプレイの実際の実施基準である0.245MPa[gage]から解析条件で設定した0.279MPa[gage]到達までの時間が約0.9時間であることを考慮すると，格納容器の限界圧力0.62MPa[gage]に到達するまでに9時間程度の準備時間が確保でき，残留熱除去系の起動操作に要する時間は2分程度であることから，時間余裕がある。	中央制御室における操作のため，シミュレータ（模擬操作含む）にて訓練実績を取得。訓練では，格納容器圧力　0.279MPa[gage]到達時に，残留熱除去系による格納容器スプレイを実施し，操作時間は約６分。想定で意図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。

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
（崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)）（２／２）

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	大型送水ポンプ車への燃料補給	事象発生から７時間40分後	大型送水ポンプ車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	大型送水ポンプ車の燃料枯渇までに実施すれば良い作業であり，大型送水ポンプ車による送水開始は７時間40分の時間があり，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８時間後としており，このうち，大型送水ポンプ車への給油作業は，所要時間２時間30分想定のところ，訓練実績では約２時間12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。
	逃がし安全弁開及び残留熱除去系(低圧注水モード)による注水開始	事象発生から８時間後に逃がし安全弁６個を手動開し，減圧後，注水開始	原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定	【認知】 原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保後に行う操作であることから，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，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，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 残留熱除去系（低圧注水モード）の起動操作をしたのち，逃がし安全弁の手動操作により原子炉の減圧を行うことにより原子炉注水を開始するが，これらの操作は制御盤での簡易な操作である。実態の原子炉補機代替冷却系による補機冷却は事象発生から７時間20分程度で確保すると想定されるが，操作時間10分にて残留熱除去系（低圧注水モード）の起動操作を行い，事象発生８時間後から原子炉減圧を開始するものと設定した。 【他の並列操作有無】 原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保後に実施する操作であり，操作開始時間は変動し得る。 【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤での簡易な操作のため，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。	実態の残留熱除去系（低圧注水モード）の起動操作までの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。	実態の残留熱除去系（低圧注水モード）の起動操作は解析上の設定とほぼ同等であり，炉心は冠水を維持されることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	実態の逃がし安全弁開及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水開始は解析上の設定とほぼ同等であるが，原子炉補機代替冷却系による補機冷却開始が解析上の設定より遅れた場合でも，原子炉への注水を低圧原子炉代替注水系（常設）に切り替えることにより原子炉の冷却を継続することが可能である。	訓練実績等により，残留熱除去系（低圧注水モード）を起動し，逃がし安全弁による原子炉減圧操作開始まで約６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。

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
（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（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 13.7kPa[gage] 到達後の原子炉水位高（レベル 8）到達時（約 5 時間 後）	原子炉水位制御（レベル 3～レベル 8）が可能であり，格納容器除熱機能が喪失し設計基準事故時の最高圧力に到達することを踏まえて設定	【認知】 炉心損傷前の格納容器スプレイの操作実施基準（13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高（レベル 8））に到達するのは事象発生約 5 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，原子炉水位高（レベル 8）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）へ切替えることとしており，原子炉注水の状況により，格納容器スプレイの操作開始時間は変動し得る。 【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。	実態の運転操作においては原子炉注水を優先するため，原子炉水位高（レベル 8）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格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高（レベル 8）到達付近となるが，運転員等操作時間に与える影響はない。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。	原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高（レベル 8）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格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力の上昇は緩やかであり，格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合，遅くなる場合のいずれにおいても，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。	格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 5 時間あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	中央制御室における操作のため，シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では，格納容器圧力の上昇傾向及び原子炉水位の状況を同時に監視し，格納容器圧力 0.18MPa[gage]に到達する前に，低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却へ切替操作を実施。切替操作に要する時間は訓練実績では約 1 分。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
	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仮定	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 360 分想定のところ，訓練実績等により約 345 分であり，想定で意図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。 各機器への給油準備作業について，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（屋場移動開始からタンクローリ（6kL,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 分のところ訓練実績等では約 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，許容時間内で意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（崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)）(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，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，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）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，牽引又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復旧できる宿直の体制としており，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 30 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 5 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ことで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。	実態の操作開始時間は解析上の設定から早まり，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ことから，時間余裕がある。 また，操作が遅れる場合においても，原子炉格納容器の限界圧力（0.620MPa［gage］）に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約 38 時間後であり，約 18 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 4 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。
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系及び残留熱除去系による格納容器除熱機能回復を踏まえて設定	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作までの時間は，事象発生から 20 時間あり十分な時間余裕がある。	－	－	－	訓練実績等より，サプレッション・チェンバ・プール水冷却モードのための系統構成に約 5 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。
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）運転操作	サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1a に到達した時点（約 35 時間後）	格納容器圧力抑制機能維持を踏まえて設定	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）運転操作までの時間は，事象発生から約 35 時間あり十分な時間余裕がある。	－	－	－	訓練実績等より，残留熱除去系ポンプを起動し，低圧注水モード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。

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）

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））

プラント状況：6号及び7号炉運転中。1～5号炉停止中。
事象：崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）は6号及び7号炉を想定。保守的に全ての設備が，事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。
なお，全プラントで外部電源喪失が発生することとし，5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備等，プラントに関連しない設備も対象とする。

号炉	時系列	合計	判定
7号炉	事象発生直後～事象発生後7日間 常設代替交流電源設備 3台起動。※1 1,000L/h×24h×7日×3台=504,000L 復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ(A-2級) 4台起動。 21L/h×24h×7日×4台=14,112L 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） 1台起動 65L/h×24h×7日×1台=10,920L 代替原子炉補機冷却系専用の電源車 2台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110L/h×24h×7日×2台=36,960L	7日間の軽油消費量 約630kL	6号及び7号炉軽油タンク各約1,020kL(※3)及びガスタービン発電機用燃料タンク約100kLの容量（合計）は約2,140kLであり，7日間対応可能。
6号炉	事象発生直後～事象発生後7日間 復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ(A-2級) 4台起動。 21L/h×24h×7日×4台=14,112L 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） 1台起動 65L/h×24h×7日×1台=10,920L 代替原子炉補機冷却系専用の電源車 2台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110L/h×24h×7日×2台=36,960L		
1号炉	事象発生直後～事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動。※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L	7日間の軽油消費量 約632kL	1号炉軽油タンク容量は約632kL(※3)であり，7日間対応可能。
2号炉	事象発生直後～事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動。※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L	7日間の軽油消費量 約632kL	2号炉軽油タンク容量は約632kL(※3)であり，7日間対応可能。
3号炉	事象発生直後～事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動。※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L	7日間の軽油消費量 約632kL	3号炉軽油タンク容量は約632kL(※3)であり，7日間対応可能。
4号炉	事象発生直後～事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動。※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L	7日間の軽油消費量 約632kL	4号炉軽油タンク容量は約632kL(※3)であり，7日間対応可能。
5号炉	事象発生直後～事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機 2台起動。※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L	7日間の軽油消費量 約632kL	5号炉軽油タンク容量は約632kL(※3)であり，7日間対応可能。
その他	事象発生直後～事象発生後7日間 5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備 1台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 45L/h×24h×7日=7,560L モニタリング・ポスト用発電機 3台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 9L/h×24h×7日×3台=4,536L	7日間の軽油消費量 約13kL	1～7号炉軽油タンク及びガスタービン発電機用燃料タンクの残容量（合計）は約1,497kLであり，7日間対応可能。

※1　事故収束に必要な常設代替交流電源設備は2台であるが，保守的に常設代替交流電源設備3台を起動させて評価した。
※2　事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台であるが，保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。
※3　保安規定に基づく容量。

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

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））

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
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 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））

保守的にすべての設備が，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
大型送水ポンプ車　１台起動 0.31m³/h×24h×７日×１台＝52.08m³	７日間の軽油消費量 約 53m³	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約 730m³ であり，７日間対応可能
ガスタービン発電機　１台起動 （燃料消費率は保守的に最大負荷（定格出力運転）時を想定） 2.09m³/h×24h×７日×１台＝351.12m³	７日間の軽油消費量 約 352m³	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
緊急時対策所用発電機　１台 （燃料消費率は保守的に最大負荷（定格出力運転）時を想定） 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

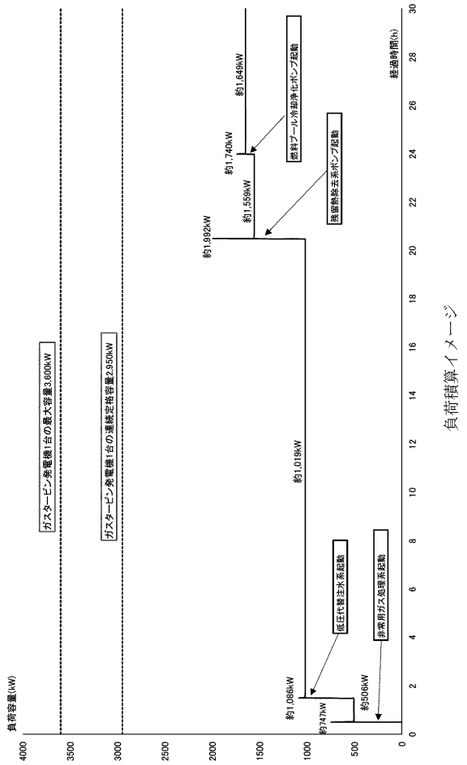
・設備設計の相違
【柏崎 6/7】
島根２号炉は，緊急時対策所用発電機用の燃料タンクを有している。また，モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。

・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）



〈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
残留熱除去系ポンプ（起動時）	540kW（973kW）
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 87kW
その他必要な設備	約 103kW
その他不要な設備	約 366kW
合計（連続最大容量）（最大容量）	約 1649kW（約 1992kW）

※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。

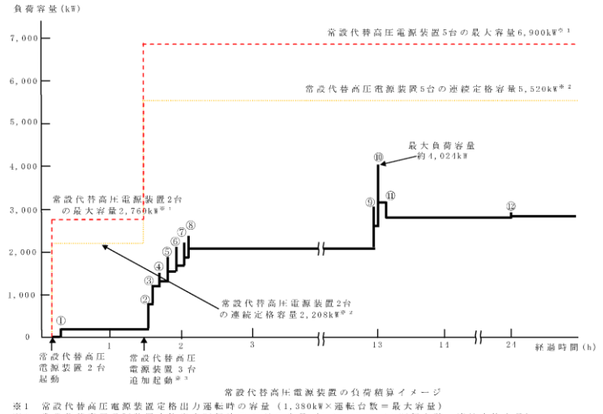
東海第二発電所　（2018.9.12 版）

添付資料 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））

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 ・直流125V充電器 ・その他必要な負荷	約 120 約 97	約 245	約 217
②	非常用母線２Ｃ自動起動負荷 ・直流125V充電器Ａ ・非常用照明※4 ・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 799	約 786
③	非常用母線２Ｄ自動起動負荷 ・直流125V充電器Ｂ ・非常用照明※4 ・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 1,206	約 1,201
④	非常用ガス再循環系排風機 非常用ガス処理系排風機 その他必要な負荷 停止負荷	約55 約8 約95 約－52	約 1,495	約 1,307
⑤	中央制御室換気系空気調和機ファン 中央制御室換気系フィルタ系ファン その他必要な負荷	約45 約8 約183	約 1,884	約 1,543
⑥	蓄電池室排気ファン その他必要な負荷	約8 約154	約 2,097	約 1,705
⑦	常設低圧代替注水系ポンプ	約 190	約 2,190	約 1,895
⑧	常設低圧代替注水系ポンプ	約 190	約 2,380	約 2,085
⑨	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約510 約4	約 3,067	約 2,599
⑩	残留熱除去系ポンプ その他必要な負荷	約584 約3	約 4,024	約 3,186
⑪	停止負荷 常設低圧代替注水系ポンプ2台	約－380	－	約 2,806
⑫	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約 2,915	約 2,836



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

※1　常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量（1,380kW×運転台数＝最大容量）
※2　常設代替高圧電源装置定格出力運転時の 80%の容量（1,380kW×0.8×運転台数＝連続定格容量）
※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

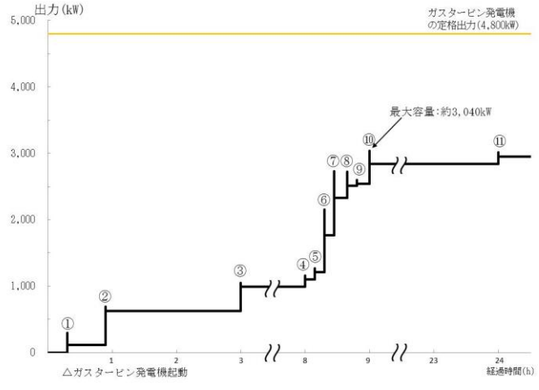
島根原子力発電所　２号炉

添付資料 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））

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	充電器，非常用照明，非常用ガス処理系，モニタリング・ポスト他（Ｄ系高圧母線受電時の自動投入負荷）	約 518	約 695	約 629
③	充電器，非常用照明，非常用ガス処理系他（Ｃ系高圧母線受電時の自動投入負荷）	約 359	約 1,050	約 988
④	Ａ－淡水ポンプ（移動式代替熱交換設備）	約 110	約 1,158	約 1,098
⑤	Ｂ－淡水ポンプ（移動式代替熱交換設備）	約 110	約 1,268	約 1,208
⑥	Ｃ－残留熱除去ポンプ	約 560	約 2,151	約 1,768
⑦	Ｂ－残留熱除去ポンプ	約 560	約 2,732	約 2,328
⑧	Ｂ－中央制御室送風機	約 180	約 2,723	約 2,508
⑨	Ｂ－中央制御室非常用再循環送風機	約 30	約 2,600	約 2,538
⑩	Ｂ－中央制御室冷凍機	約 300	約 3,040	約 2,838
⑪	Ｂ－燃料プール冷却水ポンプ	約 110	約 3,013	約 2,948



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

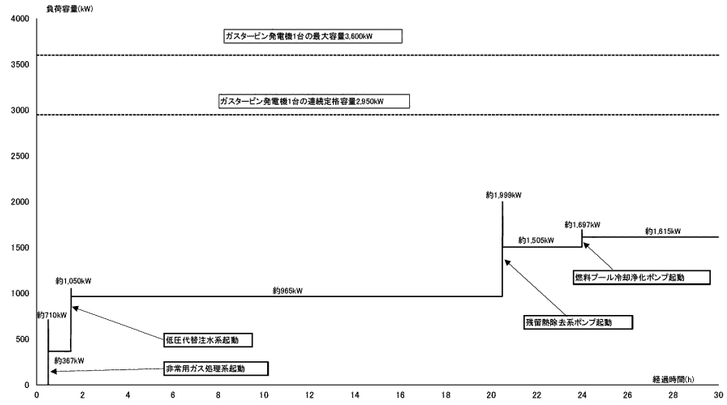
備考

・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。

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）

〈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
残留熱除去系ポンプ (起動時)	540kW (1034kW)
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 116kW
その他不要な設備	約 321kW
合計（連続最大容量） （最大容量）	約 1615kW (約 1999kW)



負荷積算イメージ

※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。

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
2.4.2　残留熱除去系が故障した場合 2.4.2.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策 (1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」，②「過渡事象＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」，③「通常停止＋崩壊熱除去失敗」，④「通常停止＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑤「サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗」，⑥「サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑦「小破断 LOCA＋崩壊熱除去失敗」，⑧「中破断 LOCA＋RHR 失敗」及び⑨「大破断 LOCA＋RHR 失敗」である。	2.4.2 残留熱除去系が故障した場合 2.4.2.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策 (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋ＲＨＲ失敗」，②「過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗」，③「外部電源喪失＋ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功）」，④「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功）」，⑤「外部電源喪失＋直流電源喪失（ＨＰＣＳ成功）」，⑥「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋ＲＨＲ失敗」，⑦「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗」，⑧「サポート系喪失（自動停止）＋ＲＨＲ失敗」，⑨「サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗」，⑩「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功）」，⑪「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功）」，⑫「小破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗」，⑬「中破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗」及び⑭「大破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗」である。	2.4.2　残留熱除去系が故障した場合 2.4.2.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策 (1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」，②「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，③「過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗」，④「過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑤「手動停止＋崩壊熱除去失敗」，⑥「手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑦「手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑧「手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑨「サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗」，⑩「サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑪「サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑫「サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑬「冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗」，⑭「冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑮「冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗」，⑯「冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑰「冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗」，⑱「冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑲「外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗」，⑳「外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗」及び㉑「外部電源喪失＋直流電源（区分１，２）失敗」である。	
(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方	(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方 本事故シーケンスグループは，ＬＯＣＡを起因事象とする事故シーケンスも含め炉心冷却に成功する。中長期的な格納	(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方	・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
事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCA を除く）の発生後，炉心冷却には成功するが，残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され，格納容器圧力が上昇することから，緩和措置がとられない場合には，炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，残留熱除去系が故障したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，残留熱除去系の有する炉心冷却及び原子炉格納容器除熱機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。 したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。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，格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。	容器圧力及び雰囲気温度上昇の観点では，崩壊熱が支配要因となることからＬＯＣＡも過渡事象も同等となり，崩壊熱除去機能喪失に対する重大事故等対策に違いはない。また，ＬＯＣＡ時注水機能喪失及び雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）にて，ＬＯＣＡに加えて崩壊熱除去機能が喪失した場合の重大事故等対策の有効性を確認している。以上を踏まえ，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（ＬＯＣＡを除く。）の発生後，炉心冷却には成功するが，残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により格納容器に放出され，格納容器圧力が上昇することから，緩和措置がとられない場合には，炉心損傷より先に格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，残留熱除去系が故障したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，残留熱除去系の有する炉心冷却及び格納容器除熱機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。 したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却，格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施する。	事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（ＬＯＣＡを除く）の発生後，炉心冷却には成功するが，残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され，格納容器圧力が上昇することから，緩和措置がとられない場合には，炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，残留熱除去系が故障したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，残留熱除去系の有する炉心冷却及び原子炉格納容器除熱機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。 したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉隔離時冷却系及び低圧原子炉代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，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。	島根２号炉は，LOCA を起因とし崩壊熱除去に失敗するシーケンスが抽出され，その対策の有効性は「LOCA 時注水機能喪失」及び「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」にて，LOCA に崩壊熱除去機能喪失を重畳させることで確認している。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため，原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。 ・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，耐圧強化ベントを自主設備として位置付けている。 （以降，同様な相違については記載省略）

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)　炉心損傷防止対策 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁を開維持することで，高圧炉心注水系による炉心冷却を継続する。	(3) 炉心損傷防止対策 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系，低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで，低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。	(3)　炉心損傷防止対策 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，低圧原子炉代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）を開維持することで，低圧原子炉代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため，原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。
また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として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，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 2.4.2.1 図から第 2.4.2.3 図に，手順の概要を第 2.4.2.4 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操作手順の関係を第 2.4.2.1 表に示す。	また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として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等による格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 2.4.2－1 図に，手順の概要を第 2.4.2－2 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操作手順の関係を第 2.4.2－1 表に示す。	また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として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，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する。これらの対策の概略系統図を第 2.4.2.1-1(1)図から第 2.4.2.1-1 (3)図に，手順の概要を第 2.4.2.1-2 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操作手順の関係を第 2.4.2.1-1 表に示す。	
本事故シーケンスグループの重要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 24 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（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 8 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。必要な要員と作業項目について第 2.4.2.5 図に示す。	本事故シーケンスグループの重要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）18 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ための当直運転員 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 名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員は 8 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等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。必要な要員と作業項目について第 2.4.2－3 図に示す。	本事故シーケンスグループの重要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，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３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18名である。 必要な要員と作業項目について第2.4.2.1-3図に示す。	・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 28 名は夜

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・休日を含め発電所に常駐している要員である。
なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，24 名で対処可能である。	なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，18 名で対処可能である。	なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，28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。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，SA 事象を鑑みて，外部電源の喪失を仮定している。 ・設備の相違 【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。
a．原子炉スクラム確認 運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。 原子炉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．原子炉スクラム確認 運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。 原子炉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．外部電源喪失及び原子炉スクラム確認 原子炉の出力運転中に外部電源喪失となり，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。 原子炉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。	
b．原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 原子炉スクラム後，原子炉水位は低下するが，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水を開始することにより，原子炉水位が回復する。	b．原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水 原子炉スクラム後，原子炉水位は低下するが，原子炉水位異常低下（レベル２）で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動し，原子炉注水を開始することにより，原子炉水位が回復する。	b．原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 原子炉スクラム後，原子炉水位は低下するが，原子炉水位低（レベル２）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水を開始することにより，原子炉水位が回復する。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため，原子

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
			炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。なお，高圧炉心スプレイ系が自動起動する水位（レベル１H）まで低下しない。
原子炉隔離時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，原子炉水位及び原子炉隔離時冷却系系統流量等である。 原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 2）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），原子炉隔離時冷却系系統流量等である。 原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）の間で維持する。	原子炉隔離時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，原子炉水位（広帯域），原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量等である。 原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル２）から原子炉水位高（レベル８）の間で維持する。	・解析条件の相違 【東海第二】 解析における水位制御の相違。
c．残留熱除去系機能喪失確認 原子炉隔離時冷却系運転により，サプレッション・チェンバ・プール水温が上昇するため，残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モードを起動するが，残留熱除去系の故障によりサプレッション・プール冷却は失敗する。 残留熱除去系の故障を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系ポンプ吐出圧力等である。	c．残留熱除去系機能喪失確認 原子炉隔離時冷却系運転により，サプレッション・プール水温度が上昇するため，残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）を起動するが，残留熱除去系の故障によりサプレッション・プール冷却は失敗する。 残留熱除去系の故障を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系ポンプ吐出圧力等である。	c．残留熱除去系機能喪失確認 原子炉隔離時冷却系運転により，サプレッション・プール水温度が上昇するため，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）を起動するが，残留熱除去系の故障によりサプレッション・プール冷却は失敗する。 残留熱除去系の故障を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去ポンプ出口流量等である。	
d．逃がし安全弁による原子炉減圧 運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故により，主復水器による原子炉減圧ができないため，中央制御室からの遠隔操作によって主蒸気隔離弁を手動で全閉し，かつ，逃がし安全弁を手動開操作し原子炉を減圧する。	d．逃がし安全弁による原子炉急速減圧 残留熱除去系機能喪失を確認後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備※として，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプ 2 台を起動する。また，原子炉注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入弁）が開動作可能であることを確認する。 サプレッション・プール熱容量制限により，中央制御室からの遠隔操作によって低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。また，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が停止したことを確認する。	d．逃がし安全弁による原子炉減圧 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水の準備※として，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を起動しＳＡ低圧母線に給電後，低圧原子炉代替注水ポンプを起動する。また，原子炉注水に必要な電動弁（Ａ－ＲＨＲ注水弁及びＦＬＳＲ注水隔離弁）が開動作可能であることを確認する。 原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサプレッション・プール水温度 100℃で，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。	・設備設計の相違 【東海第二】 島根２号炉は，外部電源喪失を想定しているため，常設代替交流電源設備起動後，低圧原子炉代替注水ポンプへ電源を供給し起動操作を実施する。 ・設備設計及び運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生８時間後

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
原子炉減圧を確認するために必要な計測設備は，原子炉圧力である。	原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力である。 ※ 本事故シーケンスでは，低圧で注水可能な系統として，高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）Ｃ系に期待することも可能であるが，原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で，注水流量の小さい低圧代替注水系（常設）に期待した評価としている。	原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力（ＳＡ），原子炉圧力，サプレッション・プール水温度（ＳＡ）である。 ※　本事故シーケンスでは，低圧で注水可能な系統として，高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系又はＣ－残留熱除去系（低圧注水モード）に期待することも可能であるが，原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で，注水流量の小さい低圧原子炉代替注水系（常設）に期待した評価としている。	以降は低圧原子炉代替注水系（常設）を用いて注水を実施。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，手順上の弁数を設定。 ・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，原子炉隔離時冷却系の機能維持不可を判断するため，サプレッション・プール水温度を監視。
e．高圧炉心注水系による原子炉注水 原子炉圧力が低下するため，原子炉隔離時冷却系系統流量が低下し原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系が自動起動し，原子炉水位は回復する。 高圧炉心注水系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，高圧炉心注水系系統流量等である。 原子炉水位回復確認後，原子炉隔離時冷却系は停止する。			・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため，原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。
	ｅ．低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により，原子炉圧力が低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復する。 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，原子炉水位（広帯域），低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）等である。	ｅ．低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水 逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉急速減圧により，原子炉圧力が低圧原子炉代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復する。 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，原子炉水位（広帯域），原子炉水位（燃料域），代替注水流量（常設）等である。 原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）の間で維持する。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため，原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。
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	ｆ．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	・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
崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に接近した場合は，中央制御室からの遠隔操作により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。	崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 0.279MPa［gage］に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に接近した場合は，中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。また，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続する。 なお，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は，常設低圧代替注水系ポンプ 2 台により同時に実施可能な設計としている。	崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 384kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に接近した場合は，中央制御室からの遠隔操作により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実施する。	島根２号炉は，原子炉注水と格納容器スプレイの実施について，別々のポンプを用いることとしている。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ実施基準の相違。
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。	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，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）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），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等である。	
g．格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱の準備として，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り開する。	g．格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱の準備として，第一弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。	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準備として，第２弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。また，ＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁を現場操作により閉する。	・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。 ・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。 ・記載方針の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，排気管へ流入した雨水の排出のため，ＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁を常時全開運

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
			用とし，格納容器ベント前に全閉することを記載。
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継続しても，格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合，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って中間開操作することで，格納容器圧力逃がし装置等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，中央制御室からの遠隔操作により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。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，格納容器圧力は徐々に上昇する。格納容器圧力が 0.31MPa［gage］に到達した場合，第二弁を中央制御室からの遠隔操作によって全開操作することで，格納容器圧力逃がし装置等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，中央制御室からの遠隔操作により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する。 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の停止後，第１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 【東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ停止基準の相違。 ・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，格納容器代替スプレイ停止基準（サプレッション・プール水位通常水位＋約 1.3m）到達により格納容器代替スプレイを停止後，格納容器ベントを実施する運用としている。
格納容器圧力逃がし装置等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。 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないこと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等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・プール水位である。	格納容器圧力逃がし装置等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。 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないこと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）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等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。 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ている間に炉心損傷していないこと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）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，炉心冷却は，高圧炉心注水系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等により継続的に行う。	以降，炉心冷却は，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等により継続的に行う。	以降，炉心冷却は，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。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため，原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。

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
2.4.2.2　炉心損傷防止対策の有効性評価 (1)　有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし，逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗」である。 本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果，原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，冷却材放出（臨界流・差圧流），ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）並びに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，格納容器ベントが重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER，シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器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，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 (2)　有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.4.2.2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 a．事故条件 (a)　起因事象 起因事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。 (b)　安全機能の喪失に対する仮定 残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失する	2.4.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし，逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋ＲＨＲ失敗」である。 本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流及び三次元効果，原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，冷却材放出（臨界流・差圧流）及びＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，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が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードＳＡＦＥＲ及びシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。 また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 (2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.4.2－2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 a．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。 (b) 安全機能の喪失に対する仮定 残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失する	2.4.2.2　炉心損傷防止対策の有効性評価 (1)　有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価するうえで選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし，逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」である。 本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果，原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，冷却材放出（臨界流・差圧流），ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）並びに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，スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードＳＡＦＥＲ，シビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器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，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 (2)　有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.4.2.2-1 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 a．事故条件 (a)　起因事象 起因事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。 (b)　安全機能の喪失に対する仮定 残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失する	

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
ものとする。 (c)　外部電源 外部電源は以下の観点により使用できるものと仮定する。 a）　事象の進展に対する影響 外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル 3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。 しかし，本評価では，初期の炉心冠水維持は原子炉隔離時冷却系にて行い，その後に高圧炉心注水系による注水に移行し，炉心冷却が継続されることから，外部電源の有無の影響は小さい。 b）　重大事故等対策に対する影響 本解析においては，残留熱除去系の喪失を仮定しており，非常用交流電源設備は使用可能であることから，外部電源の有無によって，常設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が必要となることはない。 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)　代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能 原子炉水位の低下に伴い，原子炉水位低（レベル 3）信号により再循環ポンプ 4 台を自動停止し，原子炉水位低（レベル 2）信号により残りの再循環ポンプ 6 台を自動停止するものとする。	ものとする。 (c) 外部電源 外部電源は以下の観点により使用できるものと仮定する。 a) 事象の進展に対する影響 外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル３）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。 しかし，本評価では，初期の炉心冠水維持は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系にて行い，その後に低圧代替注水系（常設）による注水に移行し，炉心冷却が継続されることから，外部電源の有無の影響は小さい。 b) 重大事故等対策に対する影響 外部電源喪失時には，低圧代替注水系（常設）の起動前に常設代替交流電源設備の起動が必要となるが，運転員等操作においては，外部電源喪失についても考慮することで，外部電源がない場合を包含する評価となる。 b．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 原子炉スクラム信号 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) ＡＴＷＳ緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能） 原子炉水位の低下に伴い，原子炉水位異常低下（レベル２）信号により再循環系ポンプ 2 台全てを自動停止するものとする。	ものとする。 (c)　外部電源 外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。 ⅰ　事象の進展に対する影響 外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル３）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。 このため，外部電源がある場合を包含する条件として，原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップは，原子炉水位低（レベル２）信号にて発生するものとする。 ⅱ 重大事故等対策に対する影響 本解析においては，残留熱除去系の喪失を仮定しており，非常用交流電源設備は使用可能であるが，外部電源がない場合には低圧原子炉代替注水系（常設）の起動前に常設代替交流電源設備の起動が必要となることから，要員，資源等の観点で厳しくなる。 b．重大事故等対策に関連する機器条件 (a)　原子炉スクラム信号 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。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，重大事故等対策に対する影響が大きい外部電源なしを設定。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，事象を厳しくする観点から，再循環ポンプは原子炉水位低（レベル２）でトリップするものとしている。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，低圧原子炉代替注水系（常設）の起動に常設代替交流電源設備が必要となる。 ・記載方針の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，外部電源がある場合を包含する条件として，再循環ポンプトリップの条件を設定している。

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
(c)原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル 2）で自動起動し，182m³/h（8.12～1.03MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。	(c) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が原子炉水位異常低下（レベル２）で自動起動し，136.7m³／h（7.86MPa［gage］～1.04MPa［gage］において）の流量で注水するものとする。	(b) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル２）で自動起動し，91m³/h（8.21～0.74MPa[gage]において）の流量で注水するものとする。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
(d)高圧炉心注水系 高圧炉心注水系が原子炉水位低（レベル 1.5）で自動起動し，727m³/h（0.69MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。	(d) 高圧炉心スプレイ系 高圧炉心スプレイ系が原子炉水位異常低下（レベル２）で自動起動し，1,419m³／h（1.38MPa［dif］において）（最大 1,419m³／h）の流量で注水するものとする。		・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため，原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。
(e) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また，原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（1 個）を使用するものとし，容量として，1 個あたり定格主蒸気流量の約 5%を処理するものとする。	(e) 逃がし安全弁 逃がし安全弁（安全弁機能）にて，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また，原子炉減圧には逃がし安全弁（自動減圧機能）（7 個）を使用するものとし，容量として，1 個当たり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。	(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁（逃がし弁機能）にて，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また，原子炉減圧には逃がし安全弁（自動減圧機能付き）（６個）を使用するものとし，容量として，１個当たり定格主蒸気流量の約８％を処理するものとする。	・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，逃がし弁機能での圧力制御を想定している。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，手順上の弁数を設定。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
	(f) 低圧代替注水系（常設） 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧後に，最大 378m³／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。また，原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は，230m³／h にて原子炉へ注水する。	(d) 低圧原子炉代替注水系（常設） 逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧後に最大250m³/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。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，原子炉注水と格納容器スプレイの実施について，別々のポンプを用いることとしてい

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
			る。
(f)　代替格納容器スプレイ冷却系（常設） 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，140m³/h にて原子炉格納容器内にスプレイする。	(g) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設） 格納容器圧力及び雰囲気温度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。	(e)　格納容器代替スプレイ系（可搬型） 格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，120m³/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】
(g)　格納容器圧力逃がし装置等 格納容器圧力逃がし装置等により，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間開操作（流路面積 70%開※1）にて原子炉格納容器除熱を実施する。	(h) 格納容器圧力逃がし装置等 格納容器圧力逃がし装置等により，格納容器圧力 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を実施する。	(f)　格納容器フィルタベント系 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，第１弁の中央制御室からの遠隔操作による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，東海第二】 島根２号炉は，第１弁を全開操作することにより格納容器ベントを実施。
※1 操作手順においては，原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を流路面積70%相当で中間開操作するが，格納容器圧力の低下傾向を確認できない場合は，増開操作を実施する。 なお，耐圧強化ベント系を用いた場合は，格納容器圧力逃がし装置を用いた場合と比較して，排出流量は大きくなり，格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから，格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。	なお，耐圧強化ベント系を用いた場合は，格納容器圧力逃がし装置を用いた場合と比較して，排出流量は大きくなり，格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから，格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。		
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。	c．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。	
(a)　逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，サプレッション・チェンバ・プール水温が 49℃に到達した場合に実施する。	(a) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は，サプレッション・プール水温度が 65℃に到達した場合に実施する。	(a)　逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，事象発生８時間後から開始し，減圧後に低圧原子炉代替注水系（常設）により原子炉注水を開始するものとする。なお，低圧原子炉代替注水ポンプ等は常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。	・設備設計及び運用の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生８時間後以降は低圧原子炉代替注水系（常設）を用いて注水を実施。

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
(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，格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合に実施する。	(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 0.279MPa［gage］に到達した場合に実施する。	(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384kPa[gage]に到達した場合に実施する。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ実施基準の相違。
なお，格納容器スプレイは，格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した後，格納容器ベント実施前に停止する。	なお，格納容器スプレイは，サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達した場合に停止する。	なお，格納容器スプレイは，サプレッション・プール水位が通常水位＋約1.3m（真空破壊装置下端－0.45m）に到達した場合に停止する。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，格納容器スプレイにより格納容器圧力が制御できるため，水位制限によりスプレイを停止している。 ・設備設計の相違 【東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ停止基準の相違。
(c)　格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は，格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合に実施する。	(c) 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作は，格納容器圧力が 0.31MPa［gage］に到達した場合に実施する。	(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（真空破壊装置下端－0.45m）到達から 10 分後に実施する。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 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ている。
(3)　有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※2，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.4.2.6 図から第 2.4.2.11 図に，燃料被覆管温度，高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第 2.4.2.12 図から第 2.4.2.14 図に，格納容器圧力，	(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.4.2－4 図から第 2.4.2－9 図に，燃料被覆管温度，高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第 2.4.2－10 図から第 2.4.2－12 図に，格納容器圧	(3)　有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.4.2.2-1(1)図から第 2.4.2.2-1(6)図に，燃料被覆管温度，高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第 2.4.2.2-1(7)図から第 2.4.2.2-1(9)図に，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
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 2.4.2.15 図から第 2.4.2.18 図に示す。 ※2 シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位を併せて示す。なお，水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には，原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を，7 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。 a．事象進展 給水流量の全喪失後，原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル 3）信号が発生して原子炉がスクラムし，また，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は適切に維持される。	力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 2.4.2－13 図から第 2.4.2－16 図に示す。 ※ シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位（広帯域），原子炉水位（狭帯域）の水位は，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位を併せて示す。なお，水位が燃料有効長頂部付近となった場合には，原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。 ａ．事象進展 給水流量の全喪失後，原子炉水位は急速に低下する。また，原子炉水位低（レベル３）信号が発生して原子炉がスクラムし，原子炉水位異常低下（レベル２）で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動して原子炉水位は適切に維持される。	納容器圧力，格納容器温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 2.4.2.2-1(10)図から第 2.4.2.2-1(13)図に示す。 ※　シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位（広帯域・狭帯域）の水位は，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位を併せて示す。なお，水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には，原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。 ａ．事象進展 給水流量の全喪失後，原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル３）信号が発生して原子炉がスクラムし，また，原子炉水位低（レベル２）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は適切に維持される。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため，原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。なお，高圧炉心スプレイ系が自動起動する水位（レベル１H）まで低下しない。
再循環ポンプについては，原子炉水位低（レベル 3）で 4 台トリップし，原子炉水位低（レベル 2）で残り 6 台がトリップする。	再循環系ポンプについては，原子炉水位異常低下（レベル２）で 2 台全てがトリップする。	再循環ポンプについては，原子炉水位低（レベル２）で２台すべてがトリップする。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】
原子炉水位が回復した時点で，残留熱除去系の早期復旧が期待できないことを考慮して，中央制御室からの遠隔操	低圧代替注水系（常設）を起動し，サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限である	低圧原子炉代替注水系（常設）を起動し，事象発生から８時間経過した時点で，中央制御室からの遠隔操作によっ	・設備設計及び運用の相違 【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
作によって逃がし安全弁１個を手動開することで，原子炉を減圧する。原子炉減圧後も原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を継続し，原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系が自動起動した後，原子炉隔離時冷却系を手動停止する。その後は，高圧炉心注水系による原子炉注水によって，原子炉水位は適切に維持される。	65℃に到達した時点で，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個を手動開することで，原子炉を減圧する。原子炉減圧により原子炉隔離時冷却系は停止する。その後は，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水によって，原子炉水位は適切に維持される。	て逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個を手動開することで，原子炉を減圧する。その後は，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水によって，原子炉水位は適切に維持される。	島根２号炉は，原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生８時間後以降は低圧原子炉代替注水系（常設）を用いて注水を実施。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，手順上の弁数を設定 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため，原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。
高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については，原子炉減圧により増加する。また，高圧炉心注水系による原子炉注水時に，炉心上部プレナム部の蒸気が凝縮され，原子炉が減圧されることにより，ボイド率が一時的に増加し，高出力燃料集合体が一時的に露出する。	高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については，原子炉減圧により増加する。また，高圧炉心スプレイ系による原子炉注水時に，炉心上部プレナム部の蒸気が凝縮され，原子炉が減圧されることにより，ボイド率が一時的に増加し，高出力燃料集合体が一時的に露出する。	高出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については，原子炉減圧により増加する。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，高圧炉心スプレイ系を使用しないため，同様な挙動は発生しない。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉では，炉心の冠水は維持される。
崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため，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等による原子炉格納容器除熱を行う。	崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。そのため，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等による格納容器除熱を行う。	崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで，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。	

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
原子炉格納容器除熱は，事象発生から約 22 時間経過した時点で実施する。なお，原子炉格納容器除熱時のサプレッション・チェンバ・プール水位は，真空破壊装置（約 14m）及びベントライン（約 17m）に対して，十分に低く推移するため，真空破壊装置の健全性は維持される。	格納容器除熱は，事象発生から約 28 時間経過した時点で実施する。なお，格納容器除熱時のサプレッション・プール水位は，真空破壊装置（約 15m）及びベントライン（約 15m）に対して，十分に低く推移するため，真空破壊装置の健全性は維持される。	原子炉格納容器除熱は，事象発生から約30時間経過した時点で実施する。なお，原子炉格納容器除熱時のサプレッション・プール水位は，真空破壊装置（約5.3m）及びベントライン（約9.1m）に対して，低く推移するため，真空破壊装置の健全性は維持される。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 真空破壊装置（弁），ベントラインの高さの相違。
b．評価項目等	b．評価項目等	b．評価項目等	
原子炉水位はおおむね有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心はおおむね冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は，第 2.4.2.12 図に示すとおり初期値（約 310℃）を上回ることはなく，1,200℃以下となる。また，燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり，15%以下となる。	原子炉水位はおおむね燃料有効長頂部を下回ることなく，炉心はおおむね冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は，第 2.4.2－10 図に示すとおり初期値（約 309℃）を上回ることはなく，1,200℃以下となる。また，燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり，15%以下となる。	原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は，第 2.4.2.2-1(7)図に示すとおり，初期値（約309℃）を上回ることはなく，1,200℃以下となる。また，燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの１％以下であり，15%以下となる。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉では，炉心の冠水は維持される。
原子炉圧力は，第 2.4.2.6 図に示すとおり，7.07MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa ）を考慮しても，約 7.37MPa[gage]以下であり，最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。	原子炉圧力は，第 2.4.2－4 図に示すとおり，約 7.79MPa［gage］以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても，約 8.09MPa［gage］以下であり，最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa［gage］）を十分下回る。	原子炉圧力は，第2.4.2.2-1(1)図に示すとおり，逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により，約7.59MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても，約7.89MPa[gage]以下であり，最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。	・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】
また，崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが，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等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及び温度の最大値は，約 0.31MPa[gage]及び約 144℃に抑えられ，原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。	また，崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって，格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇するが，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等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及び温度の最大値は，約 0.31MPa［gage］及び約 143℃に抑えられ，格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。	また，崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが，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，格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は，それぞれ約 384kPa[gage]及び約153℃に抑えられ，原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
第 2.4.2.7 図に示すとおり，高圧炉心注水系による注水継続により炉心がおおむね冠水し，炉心の冷却が維持される。その後は，約 22 時間後に格納容器圧力逃がし装置等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。 （添付資料 2.4.2.1）	第 2.4.2－5 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おおむね冠水し，炉心の冷却が維持される。その後は，約 28 時間後に格納容器圧力逃がし装置等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。	第2.4.2.2－1(2)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，約30時間後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。 （添付資料2.4.2.1）	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため，原子炉減圧後は低圧原子炉代

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
			替注水系（常設）による注水を実施。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は，事象発生から格納容器圧力逃がし装置等の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）」の実効線量の評価結果以下となり，5mSv を下回ることから，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベント時の非居住区域境界及び敷地境界での実効線量の評価結果は，サプレッション・プールでのスクラビングによる放射性物質の除染効果を見込まない厳しい評価としている「2.6 ＬＯＣＡ時注水機能喪失」のドライウェルベント時の実効線量の評価結果以下となり，5mSv を下回ることから，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。 （添付資料 2.4.2.1）	格納容器フィルタベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は，事象発生から格納容器フィルタベント系の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の実効線量の評価結果以下となり，５mSvを下回ることから，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。	・評価方針の相違 【東海第二】
本評価では，「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて，対策の有効性を確認した。	本評価では，「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて，対策の有効性を確認した。	本評価では，「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて，対策の有効性を確認した。	
2.4.2.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，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。 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）では，炉心冷却には成功するが，残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。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，逃がし安全弁による原子炉減圧操作，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等による原子炉格納容器除熱操作とする。	2.4.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，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。 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）では，炉心冷却には成功するが，残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。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，逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作とする。	2.4.2.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，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。 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では，炉心冷却には成功するが，残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。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，逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水開始操作，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。
(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う	(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う	(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う	

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
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表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは，炉心が冠水維持する場合では燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われ，燃料被覆管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。	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表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは，炉心が冠水維持する場合では燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により行われ，また，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点と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。	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表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは，炉心が冠水維持する場合では燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動及び低圧原子炉代替注水系（常設）により行われ，また，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点と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。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため，原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。なお，高圧炉心スプレイ系が自動起動する水位（レベル１H）まで低下しない。 ・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，原子炉隔離時冷却系で機能維持できる期間注水し，その後速やかに低圧原子炉代替注水系（常設）にて注水を実施するため。
炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により行われ，また，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）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。	炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動及び低圧原子炉代替注水系（常設）により行われ，また，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）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。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない

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
			想定としているため，原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。なお，高圧炉心スプレイ系が自動起動する水位（レベル１H）まで低下しない。
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し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等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等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 （添付資料 2.4.2.2）	格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析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し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，格納容器圧力及び雰囲気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等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，格納容器圧力及び雰囲気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等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 （添付資料 2.4.2.2）	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し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系（可搬型）及び格納容器フィルタベント系によるベント操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び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系（可搬型）及び格納容器フィルタベント系によるベント操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 （添付資料 2.4.2.2）	
b．評価項目となるパラメータに与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても，原子炉水位はおおむね有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心はおおむね冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約	b．評価項目となるパラメータに与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても，原子炉水位はおおむね燃料有効長頂部を下回ることなく，炉心はおおむね冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約	b．評価項目となるパラメータに与える影響 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても，原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉では，炉心の

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
310℃）を上回ることはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは燃料被覆管の酸化について，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高めに評価するが，原子炉水位はおおむね有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心はおおむね冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約 310℃）を上回ることはないことから，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し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いることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料 2.4.2.2）	309℃）を上回ることはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは燃料被覆管の酸化について，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高めに評価するが，原子炉水位はおおむね燃料有効長頂部を下回ることなく，炉心はおおむね冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析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し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いることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料 2.4.2.2）	ることはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは燃料被覆管の酸化について，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高めに評価するが，原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから，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し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いることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料 2.4.2.2）	冠水は維持される。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉では，炉心の冠水は維持される。
(2)　解析条件の不確かさの影響評価 ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 2.4.2.2 表に示すとおりであり，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 2.4.2－2 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。	(2)　解析条件の不確かさの影響評価 ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 2.4.2.2－1 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。	

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)　運転員等操作時間に与える影響 初期条件の最大線出力密度は，解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われ，燃料被覆管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。	(a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の最大線出力密度は，解析条件の 44.0kW／m に対して最確条件は約 33kW／m～約 41kW／m 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，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により行われ，また，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点と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。	(a)　運転員等操作時間に与える影響 初期条件の最大線出力密度は，解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動及び低圧原子炉代替注水系（常設）により行われ，また，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行する）に変わりはなく，燃料被覆管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。	・実績値の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉の最確条件を記載。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため，原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。
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，サプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力の上昇が遅くなるが，操作手順（サプレッション・チェンバ・プール水温に応じて原子炉減圧す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。	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，サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の上昇が遅くなるが，操作手順（サプレッション・プール水温度に応じて原子炉減圧す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。	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，サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の上昇が遅くなるが，操作手順（サプレッション・プール水温度に応じて原子炉減圧す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。	・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，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，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，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。

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
事故条件の外部電源の有無については，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。 なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	事故条件の外部電源の有無については，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップせず原子炉水位異常低下（レベル２）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。 なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備により電源が供給され，また，低圧代替注水系（常設）の起動準備操作時間は外部電源がない場合も考慮して設定していることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	事故条件の外部電源の有無については，常設代替交流電源設備の起動が必要となり，要員，資源等の観点で厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また，原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップについては，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源がある場合を包含する条件を設定している。 なお，外部電源がある場合は，事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され，また原子炉減圧後も低圧原子炉代替注水系（常設）により炉心冷却が維持されるため，事象進展に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。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，外部電源ありを包含する条件を設定。
機器条件の高圧炉心注水系は，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），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。 （添付資料 2.4.2.2）	機器条件の高圧炉心スプレイ系は，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），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。 （添付資料 2.4.2.2）	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。水位回復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。 （添付資料 2.4.2.2）	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため，原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉では，炉心の冠水は維持される。
(b)　評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の最大線出力密度は，解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，原子炉水位はおおむね有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心はおおむね冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約 310℃）を上回ることはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の最大線出力密度は，解析条件の 44.0kW／m に対して最確条件は約 33kW／m～約 41kW／m 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，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，原子炉水位はおおむね燃料有効長頂部を下回ることなく，炉心はおおむね冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	(b)　評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の最大線出力密度は，解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和される。また，原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	・実績値の相違 【柏崎 6/7，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号炉では，炉心の冠水は維持される。

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
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り，格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが，格納容器圧力及び温度の上昇は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与える影響はない。	初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 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り，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は遅くなるが，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与える影響はない。	初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 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り，格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが，格納容器圧力及び温度の上昇は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。
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，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，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，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。
事故条件の外部電源の有無については，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は，外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップするため，原子炉水位の低下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。 なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給される。	事故条件の外部電源の有無については，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップせず原子炉水位異常低下（レベル２）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は，外部電源喪失と同時に再循環系ポンプがトリップするため，原子炉水位の低下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。 なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備により電源が供給される。	事故条件の外部電源の有無については，常設代替交流電源設備の起動が必要となり，要員，資源等の観点で厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また，原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源がある場合を包含する条件を設定している。 なお，外部電源がある場合は，事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され，また原子炉減圧後も低圧原子炉代替注水系（常設）により炉心冷却が維持されるため，事象進展に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。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，外部電源ありを包含する条件を設定。
機器条件の高圧炉心注水系は，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	機器条件の高圧炉心スプレイ系は，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	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	・解析条件の相違 【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
計値）の保守性），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 （添付資料 2.4.2.2）	（設計値）の保守性），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 （添付資料 2.4.2.2）	水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 （添付資料 2.4.2.2）	島根２号炉は，高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため，原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。
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。	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。	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 操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，解析上の操作開始時間としてサプレッション・チェンバ・プール水温 49℃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，実態の運転操作においては，事故時の重要監視パラメータとしてサプレッション・チェンバ・プール水温を継続監視しており，また，サプレッション・チェンバ・プール水温の上昇は緩やかであることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，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。 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格納容器圧力 0.18MPa[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，実態の運転操作においては，炉心損傷前の格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力 0.18MPa[gage]）に到達するのは，事象発生の約 10 時間後であり，格納容器スプレイの準備	(a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は，解析上の操作開始時間としてサプレッション・プール水温度 65℃到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては，事故時の重要監視パラメータとしてサプレッション・プール水温度を継続監視しており，また，サプレッション・プール水温度の上昇は緩やかであることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，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。 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 0.279MPa［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，常設低圧代替注水系ポンプ 2 台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており，また，並列して実施する場合がある操作は同一の制御盤による実施が	(a)　運転員等操作時間に与える影響 操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）による注水開始操作は，解析上の操作開始時間として，事象発生８時間後から開始し，減圧後に注水を開始するものとしている。運転員等操作時間に与える影響として，実際の運転操作においては，事故時の重要監視パラメータとしてサプレッション・プール水温度を継続監視しており，また，サプレッション・プール水温度の上昇は緩やかであることから，実態の操作開始時間は解析上の設定と同等であり，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，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。 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 384kPa[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384kPa[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	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・設備設計及び運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生８時間後以降は低圧原子炉代替注水系（常設）を用いて注水を実施。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ実施基準の相違。 ・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
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，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。	可能であるため，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，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が遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，並列して実施する場合がある操作は同一の制御盤により実施可能であることから，他の操作に与える影響はない。	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は小さい。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要員を配置しており，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。	島根２号炉は，原子炉注水と格納容器スプレイの実施について，別々のポンプを用いることとしている。
操作条件の格納容器圧力逃がし装置等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 0.31MPa［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，実態の運転操作においては，炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 0.31MPa［gage］）に到達するのは，事象発生の約 22 時間後であり，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実施可能である。また，格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，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。ただし，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，約 20 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが，原子炉格納容器の限界圧力は 0.62MPa[gage]であることから，原子炉格納容器の健全性の点では問題とならない。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。なお，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても，現場操作にて対応することから，他の操作に与える影響はない。 （添付資料 2.4.2.2）	操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.31MPa［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，実態の運転操作においては，炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 0.31MPa［gage］）に到達するのは，事象発生の約 28 時間後であり，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実施可能である。また，当該操作は中央制御室からの遠隔操作により実施可能であることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，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。ただし，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，約 75 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが，格納容器の限界圧力は 0.62MPa［gage］であることから，格納容器の健全性の点では問題とならない。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，並列して実施する場合がある操作とは同一の制御盤により実施可能であることから，他の操作に与える影響はない。なお，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても，現場操作にて対応することから，他の操作に与える影響はない。 （添付資料 2.4.2.2）	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，実態の運転操作においては，炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準(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，事象発生の約 30 時間後であり，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実施可能である。また，格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，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。ただし，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，90 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが，原子炉格納容器の限界圧力は 853kPa[gage]であることから，原子炉格納容器の健全性の点では問題とならない。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。なお，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても，現場操作にて対応することから，他の操作に与える影響はない。 （添付資料 2.4.2.2）	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 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ている。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・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基準で実施することとしている。 ・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 現場操作時間の相違。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉（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。 ・運用の相違 【東海第二】
(b)　評価項目となるパラメータに与える影響	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響	(b)　評価項目となるパラメータに与える影響	

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
操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，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。	操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は，運転員等操作時間に与える影響として，事故時の重要監視パラメータとしてサプレッション・プール水温度を継続監視しており，また，サプレッション・プール水温度の上昇は緩やかであることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）による注水開始操作は，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。	・設備設計及び運用の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生８時間後以降は低圧原子炉代替注水系（常設）を用いて注水を実施。
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，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。格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合，遅くなる場合のいずれにおいても，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。	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，常設低圧代替注水系ポンプ 2 台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており，また，並列して実施する場合がある操作は同一の制御盤による実施が可能であるため，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合，遅くなる場合のいずれにおいても，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。	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 384kPa[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。	・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，原子炉注水と格納容器スプレイの実施について，別々のポンプを用いることとしている。
操作条件の格納容器圧力逃がし装置等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，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圧力逃がし装置等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，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実施可能である。また，当該操作は中央制御室からの遠隔操作により実施可能であることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，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フィルタベント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，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。	
仮に，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，約 20 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。 格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合，格納容器圧力は 0.31MPa［gage］より若干上昇するため，評価項目となるパラメータに影響を与えるが，原子炉格納容器の限界圧力は 0.62MPa［gage］であることから，原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。	仮に，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，約 75 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。 格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合，格納容器圧力は 0.31MPa［gage］より若干上昇するため，評価項目となるパラメータに影響を与えるが，格納容器の限界圧力は 0.62MPa［gage］であることから，格納容器の健全性という点では問題とはならない。	仮に，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，90 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。 格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合，格納容器圧力は 384kPa[gage]より若干上昇するため，評価項目となるパラメータに影響を与えるが，原子炉格納容器の限界圧力は 853kPa[gage]であることから，原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 現場操作時間の相違。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉（Mark-Ⅰ改）と柏崎 6/7（ABWR），東海

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 2.4.2.2）	（添付資料 2.4.2.2）	（添付資料 2.4.2.2）	第二（Mark-Ⅱ）の最高使用圧力の相違。
(3)　操作時間余裕の把握 操作遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。 操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作については，逃がし安全弁による原子炉減圧までの時間は事象発生から約 1 時間であり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	(3) 操作時間余裕の把握 操作遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。 操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作については，逃がし安全弁による原子炉減圧までの時間は事象発生から約 2 時間であり，準備時間が確保できることから，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。 操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）による注水開始操作については，逃がし安全弁による原子炉減圧までの時間は事象発生から８時間であり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	・設備設計及び運用の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生８時間後以降は低圧原子炉代替注水系（常設）を用いて注水を実施。
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，格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 10 時間あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	操作条件の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，格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 13 時間あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	操作条件の格納容器代替スプレイ系（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 19 時間あり，準備時間が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，東海第二】
操作条件の格納容器圧力逃がし装置等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 22 時間あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。	操作条件の格納容器圧力逃がし装置等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 28 時間あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。	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 30 時間あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
また，遠隔操作の失敗により，格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても，格納容器圧力は 0.31MPa［gage］から上昇するが，格納容器圧力の上昇は緩やかであるため，原子炉格納容器の限界圧力 0.62MPa［gage］に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約 38 時間後であり，約 16 時間以上の準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 （添付資料 2.4.2.2）	また，遠隔操作の失敗により，格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても，格納容器圧力は 0.31MPa［gage］から上昇するが，格納容器圧力の上昇は緩やかであるため，格納容器の限界圧力 0.62MPa［gage］に至るまでの時間は，格納容器スプレイを停止した時点の格納容器圧力約 0.256MPa［gage］から 0.31MPa［gage］到達までの時間が約 1 時間であることを考慮すると，0.31MPa［gage］から 0.62MPa［gage］に到達するまでに 5 時間程度の準備時間が確保でき，現場操作に要する時間は 75 分程度であることから，時間余裕がある。 （添付資料 2.1.7，2.4.2.2）	また，遠隔操作の失敗により，格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても，格納容器圧力は 384kPa[gage]から上昇するが，格納容器圧力の上昇は緩やかであるため，原子炉格納容器の限界圧力 853 kPa[gage]に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約 35 時間後であり，約５時間以上の準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 （添付資料 2.4.2.2，3.1.3.8）	・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 【東海第二】 島根２号炉及び柏崎 6/7 では，3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷

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
			（格納容器過圧・過温破損）の評価結果を引用。東海第二は，本シーケンスでの評価結果を元に余裕時間を算出。
(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。この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。	(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。この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。	(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。	
2.4.2.4　必要な要員及び資源の評価 (1)　必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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，「2.4.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 24 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，緊急時対策要員等の 72 名で対処可能である。 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。	2.4.2.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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，「2.4.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 18 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。	2.4.2.4　必要な要員及び資源の評価 (1)　必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において，重大事故等対策時に必要な要員は，「2.4.2.1(3)　炉心損傷防止対策」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，緊急時対策要員等の 45 名で対処可能である。	・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。 【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 28 名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。 ・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，要員の参

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
			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。
(2)　必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合)」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。	(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合)」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。	(2)　必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合)」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1(2)　資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。	
ａ．水源 原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系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については，7 日間の対応を考慮すると，号炉あたり合計約 6,200m^{3}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 12,400m^{3}の水が必要である。 水源として，各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m^{3}及び淡水貯水池に約 18,000m^{3}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。	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については，7 日間の対応を考慮すると，合計約 5,410m^{3}の水が必要である。 水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m^{3}及び西側淡水貯水設備に約 4,300m^{3}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。	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3,600m^{3}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740m^{3}及び輪谷貯水槽（西１／西２）に約7,000m^{3}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。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため，原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。 ・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，原子炉注水と格納容器スプレイの実施について，別々のポンプを用いることとしている。 ・水量評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
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となる。	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となる。 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水については，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。なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。 （添付資料 2.4.2.3）	また，事象発生８時間以降に輪谷貯水槽（西１／西２）の水を，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日間の注水継続が可能となる。 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水については，サプレッション・チェンバのプール水を水源とし循環することから，水源が枯渇することはない。 （添付資料 2.4.2.3）	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，SA 事象

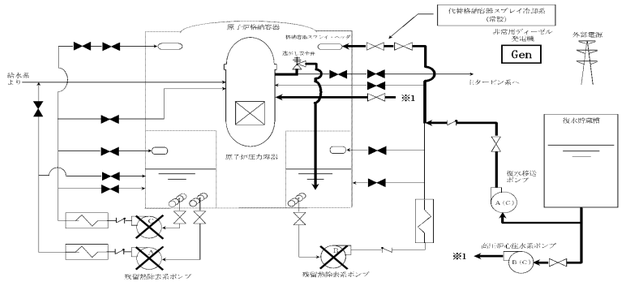
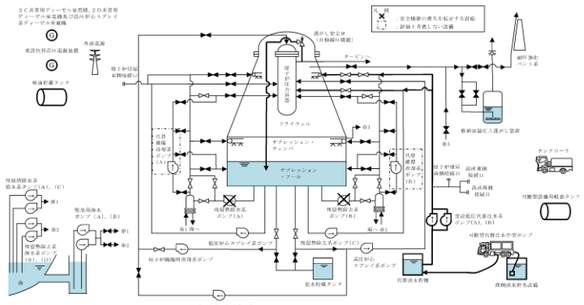
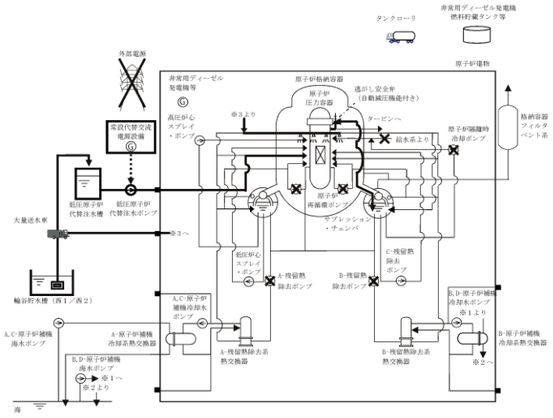
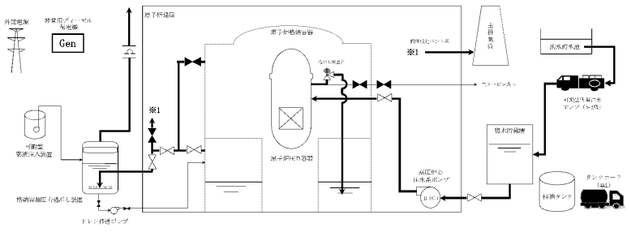
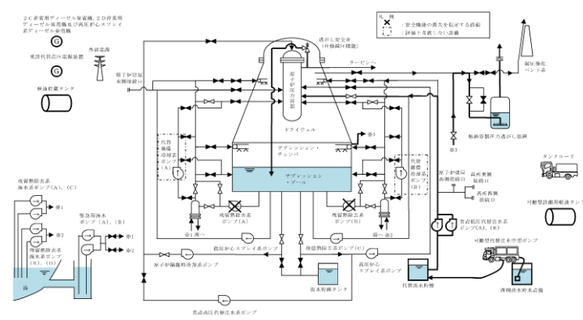
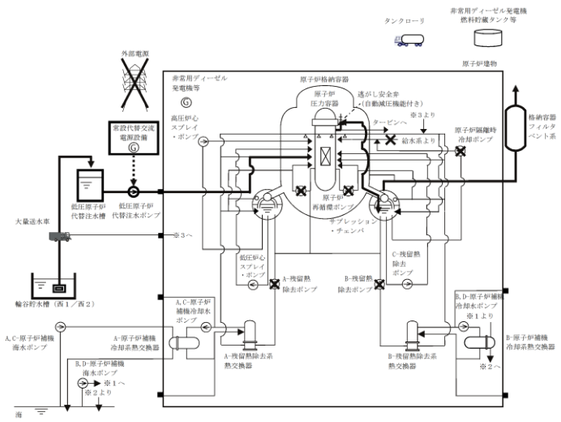
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
ここで，復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生 12 時間後としているが，これは，可搬型設備を事象発生から 12 時間以内に使用できなかった場合においても，その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。 なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。 （添付資料 2.4.2.3）			を鑑みて，外部電源の喪失を仮定している。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，事象発生後から必要な可搬型設備を準備し，使用することを想定。
b．燃料 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。	b．燃 料 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，事象発生直後から最大負荷での運転を想定すると，７日間の運転継続に約352m^{3}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450m^{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常設代替交流電源設備による電源供給について，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，東海第二】 島根２号炉は，SA 事象を鑑みて，外部電源の喪失を仮定している。 ・燃料評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定し，事象発生後 7 日間非常用ディーゼル発電機を最大負荷で運転した場合，号炉あたり約 753kL の軽油が必要となる。 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 1,549kL）。	本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）による電源供給を想定し，事象発生後 7 日間これらを最大負荷で運転した場合，合計約 755.5kL 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，非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）による電源供給について，7 日間の継続が可能である。	非常用ディーゼル発電機等による電源供給については，保守的に事象発生後７日間非常用ディーゼル発電機等を最大負荷で運転した場合，運転継続に約 700m^3 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 12m^{3}の軽油が必要となる。合計約 712m^3 の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約 730m^{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非常用ディーゼル発電機等による電源供給，大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び格納容器スプレイについて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，東海第二】 島根２号炉は，SA 事象を鑑みて，外部電源の喪失を仮定している。 ・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。
6 号及び 7 号炉の各軽油タンクにて約 1,020kL（6 号及び 7 号炉合計約 2,040kL）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，可搬型代替注水ポンプ（A-2	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	緊急時対策所用発電機による電源供給については，保守的に事象発生直後から最大負荷での運転を想定すると，７日間の運転継続に約８m^{3}の軽油が必要となる。緊急時対策	・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
級）による復水貯蔵槽への給水，非常用ディーゼル発電機による電源供給，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 2.4.2.4）	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 2.4.2.4）	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 2.4.2.4）	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。
ｃ．電源 本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても，6 号及び 7 号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は，各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから，非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。	ｃ．電 源 本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等による電源供給を想定した場合においても，重大事故等対策時に必要な負荷は，非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから，非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。	ｃ．電源 外部電源は使用できないものと仮定し，非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は，非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから，非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，SA 事象を考慮して，外部電源の喪失を想定している。 ・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。
常設代替交流電源設備の電源負荷については，重大事故等対策時に必要な負荷として，約 1,141kW 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 2 台）の連続定格容量は約 2,208kW であり，必要負荷に対しての電源供給が可能である。	常設代替交流電源設備の電源負荷については，重大事故等対策時に必要な負荷として，約 1,141kW 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 2 台）の連続定格容量は約 2,208kW であり，必要負荷に対しての電源供給が可能である。	常設代替交流電源設備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354kW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。	・電源設備容量の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，常設代替電源設備から電源供給する負荷が異なる。なお，柏崎 6/7 は必要負荷について外部電源で電源供給を行う。
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。	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 2.4.2.5）	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 2.4.2.5）	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 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。
2.4.2.5　結論 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では，炉心冷却には成功するが，残留熱除去系	2.4.2.5 結論 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では，炉心冷却には成功するが，残留熱除去系	2.4.2.5　結論 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では，炉心冷却には成功するが，残留熱除去	

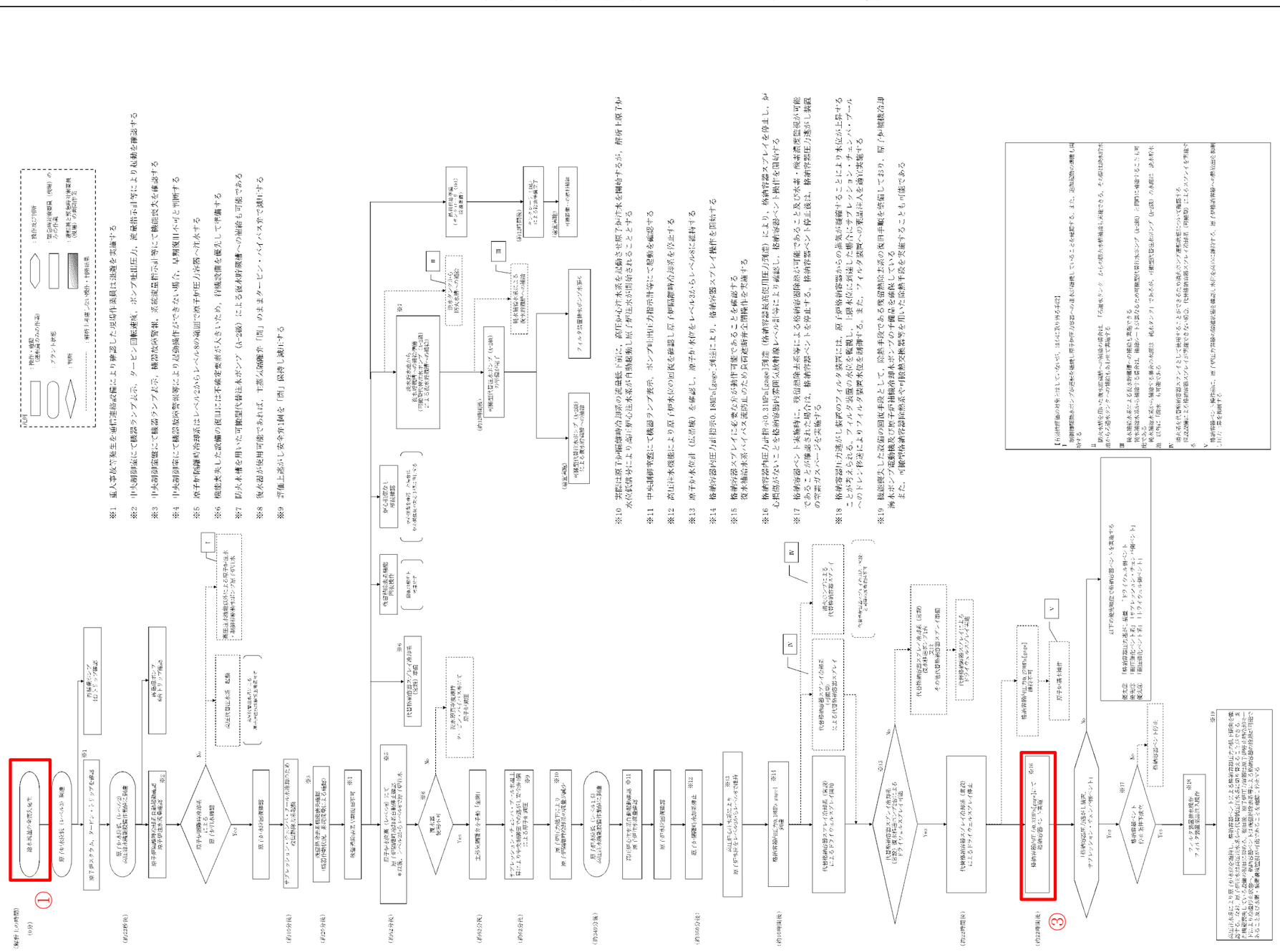
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
の故障により崩壊熱除去機能が喪失し，炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し，これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備している。	の故障により崩壊熱除去機能が喪失し，炉心損傷より先に格納容器が破損し，これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系，低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）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）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱手段を整備している。	系の故障により崩壊熱除去機能が喪失し，炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し，これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，低圧原子炉代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため，原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。
事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗」について有効性評価を行った。 上記の場合においても，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水，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等による原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。	事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋ＲＨＲ失敗」について有効性評価を行った。上記の場合においても，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系，低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）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等による格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。	事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重要事故シーケンス「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」について有効性評価を行った。 上記の場合においても，原子炉隔離時冷却系，低圧原子炉代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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，炉心損傷することはない。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため，原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。
その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，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。 なお，格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。 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	その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 なお，格納容器圧力逃がし装置等の使用による非居住区域境界及び敷地境界での実効線量は，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。 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	その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，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。 なお，格納容器フィルタベント系の使用による敷地境界での実効線量は，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。 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	

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
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。 以上のことから，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対して有効である。	いて，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。 重大事故等対策時に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 以上のことから，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系，低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水，格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対して有効である。	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。 以上のことから，原子炉隔離時冷却系，低圧原子炉代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水，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の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対して有効である。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため，原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。

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 2.4.2.1 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策の概略系統図（1/3） （原子炉減圧及び原子炉注水）	第 2.4.2－1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（1／4） （原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水段階）	第 2.4.2.1－1(1)図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策の概略系統図 （原子炉減圧及び原子炉注水）	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
	第 2.4.2－1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（2／4） （低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階）		

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 2.4.2.2 図　「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策の概略系統図（2/3） （原子炉減圧，原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）	 第 2.4.2－1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（3／4） （低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却段階）	 第 2.4.2.1-1(2)図　「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策の概略系統図 （原子炉注水及び原子炉格納容器冷却）	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため，原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 外部水源による格納容器スプレイを実施する場合，スプレイ実施以降の炉心損傷の発生を想定すると，格納容器内の保有水量の観点から，スプレイを実施しない場合に比べ，格納容器ベントまでの時間が短くなる。島根２号炉は，ベント遅延効果を図るため，残留熱除去系又は残留熱代替除去系の復旧が期待できない場合は格納容器代替スプレイ系による格納容器冷却操作を実施しない。
 第 2.4.2.3 図　「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策の概略系統図（3/3） （原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）	 第 2.4.2－1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（4／4） （低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱段階）	 第 2.4.2.1-1(3)図　「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策の概略系統図 （原子炉注水及び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）

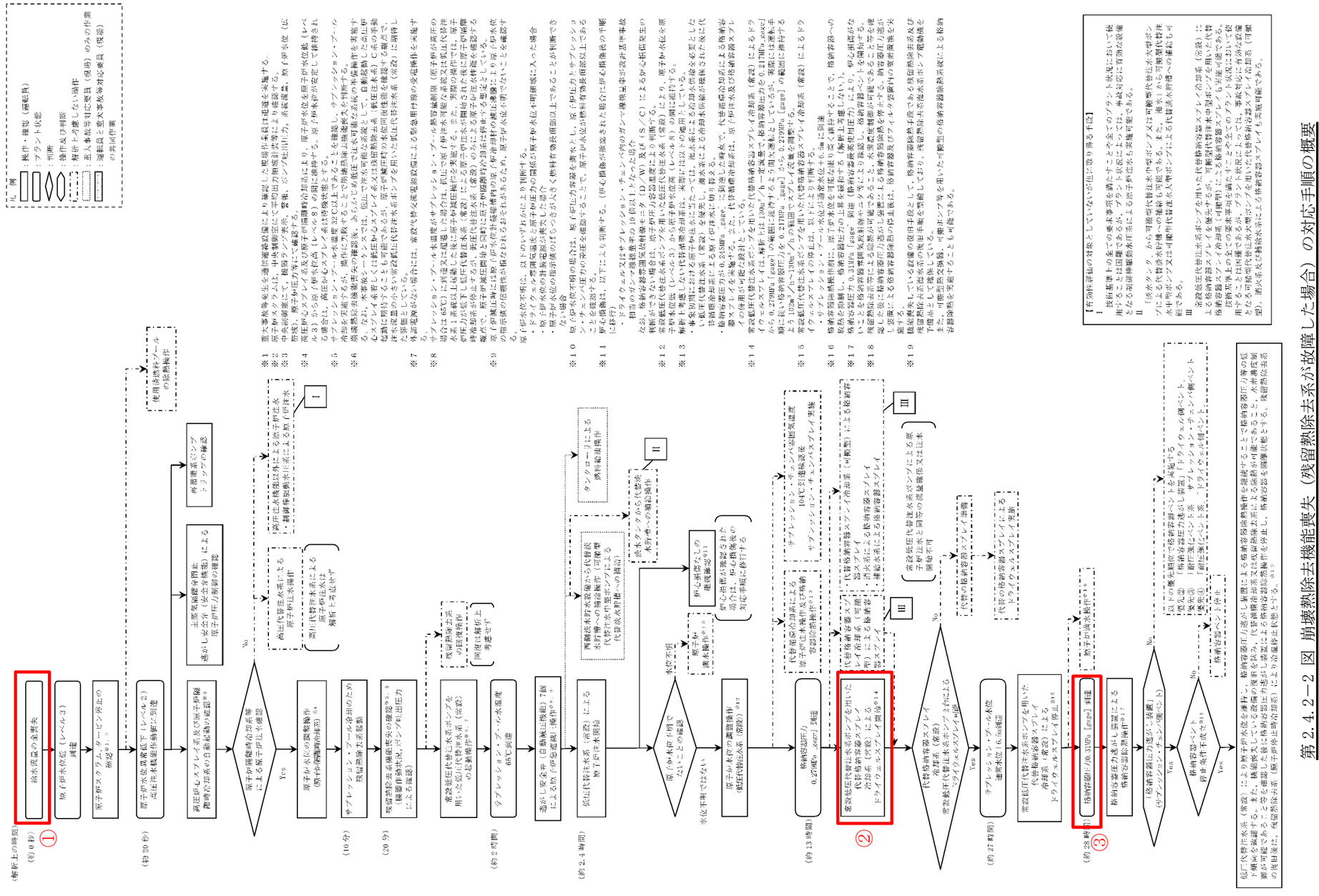


第 2.4.2.4 図　「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の対応手順の概要

備　考
差異理由は，島根２号炉「第 2.4.2.1-2 図　「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の対応手順の概要」の備考欄参照。

備　考
差異理由は，島根２号炉「第 2.4.2.1-2 図　「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の対応手順の概要」の備考欄参照。

第 2.4.2－2 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）の対応手順の概要



【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

Ⅰ

設計基準上の全ての要求事項を満たすことや全ての プラント状況において使用できることは困難であるが，プラント状況によっては，事故対応に有効な設備となる可能性がある。原子炉圧力容器破損後の原子炉圧力容器外の状況により，原子炉圧力容器外の注水手段の実施可能である。

Ⅱ

「淡水タンク」から可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール冷却系への注水，「淡水」から可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替注水系への補給も可能である。

※1 重大事故等発生を確認基準値により確認した型番号系員は追加を実施する。

※2 原子炉スクラムは，中央制御盤警報発生にて手動出力抑制操作等により確認する。

※3 中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ボジション表示，指示値，原子炉水位（広帯域），原子炉水位（狭帯域），原子炉圧力等にて確認する。

※4 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間に維持する。原子炉水位が安定して維持されること，高圧炉心スプレイ系は待機状態とする。

※5 サプレッション・プール水温度 32℃以上であることを確認し，サプレッション・プール冷却操作に失敗することで原子炉格納容器の機能喪失を判断する。

※6 強制循環運転実施後，あらかじめ定めた低圧で注水可能な系統の準備操作を実施する。なお，本事故シーケンスでは，低圧で注水可能な系統として，自動起動した高圧炉心スプレイ系着しくは残留熱除去系（低圧注水系）C 系の手動起動に期待するが，原子炉減圧の水位回復後継続運転する観点で，原子炉圧力が低下し低圧代替注水系（常設）による原子炉注水機能を確認する観点で，原子炉減圧操作を実施する。

※7 外部電源がない場合には，常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作を実施する。

※8 サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達又は超過した場合は，低圧で可能な系統として，原子炉水位低で起動した高圧炉心スプレイ系着しくは残留熱除去系（低圧注水系）C 系の手動起動に期待するが，原子炉減圧の水位回復後継続運転する観点で，原子炉圧力が低下し低圧代替注水系（常設）による原子炉注水機能を確認する観点で，原子炉減圧操作を実施する。

※9 原子炉減圧時又は原子炉冷却材喪失の場合には，常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作を実施する。

原子炉水位の回復を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることが判断できる。

※10 原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力・サプレッション・チェンバ圧力の水位を確認することで，原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

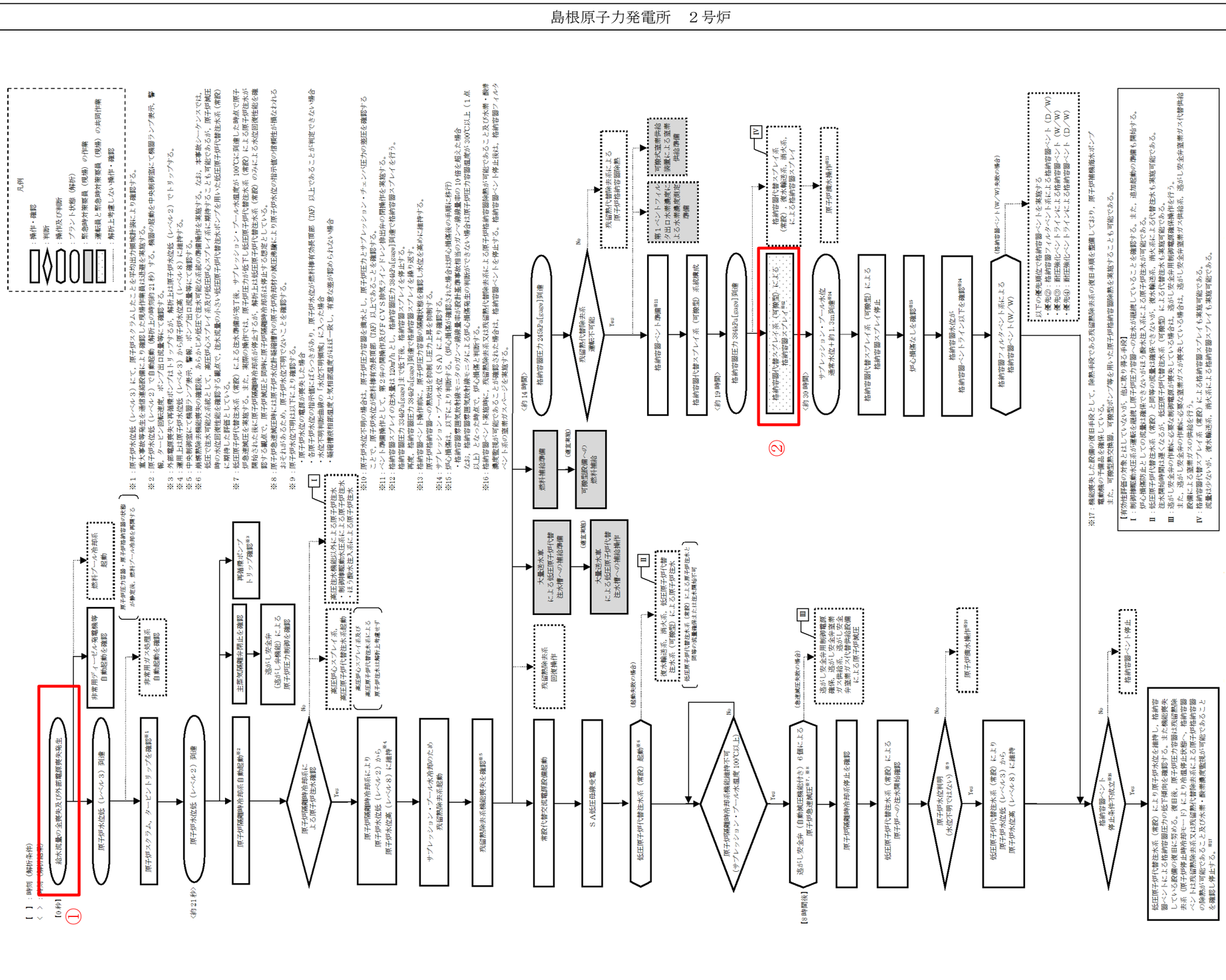
※11 炉心損傷前に，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合に炉心損傷後の手順に移行）

・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

なお，格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W 及び S／C）によるガンマ線線量率の判断ができない場合は，原子炉圧力・炉心損傷確認により判断する。

※12 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間に維持する。

※13 解析上考慮しない代替格納容器スプレイ冷却系，残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器スプレイ，代替循環冷却系による格納容器スプレイ，格納容器圧力逃がし装置による格納容器圧力及び温度の制御，緊急用海水系による除熱，代替



第 2.4.2.1-2 図　「崩壊熱除去系が故障した場合」の対応手順の概要

備　考
・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ①島根２号炉は，SA 事象を鑑みて，外部電源の喪失を仮定している。 ・運用の相違 【東海第二】 ②島根２号炉は，原子炉注水と格納容器スプレイの実施について，別々のポンプを用いることとしている。 ・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ③島根２号炉は，格納容器代替スプレイ停止基準（サプレッション・プール水位通常水位＋約 1.3m）到達により格納容器代替スプレイを停止後，格納容器ベントを実施する運用としている。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	備　　考
（下記図参照）	差異理由は，島根２号炉「第 2.4.2.1-3 図　「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の作業と所要時間」の備考欄参照。

崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）

責任者	当直長		1人	中央監視 緊急時対策本部連絡
指揮者	6号	当直副長	1人	各号炉運転操作指揮
	7号	当直副長	1人	
通報連絡者	緊急時対策本部要員		5人	中央制御室連絡 発電所外部連絡

経過時間（分）：10, 20 ／ 経過時間（時間）：2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 20, 21, 22, 23, 24

- ▽ 事象発生
- ▽ 原子炉スクラム
- ▽ 約22秒　原子炉水位低（レベル2）
- ▽ プラント状況判断
- ▽ 約62分　サプレッション・チェンバ・プール水温49℃到達
- ▽ 約349分　原子炉水位低（レベル1.5）
- ▽ 約10時間　格納容器圧力0.18MPa[gage]到達
- ▽ 約22時間　代替格納容器スプレイ停止　格納容器圧力0.31MPa[gage]到達

操作項目	運転員（中央制御室）6号	運転員（中央制御室）7号	運転員（現場）6号	運転員（現場）7号	緊急時対策要員（現場）6号	緊急時対策要員（現場）7号	操作の内容	経過時間（作業時間）	備考
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	－	－	－	－	・給水流量の全喪失確認 ・原子炉スクラム，タービン・トリップ確認 ・冷却材再循環ポンプトリップ確認	10分	
原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・原子炉隔離時冷却系　原子炉注水確認	原子炉水位レベル2～レベル8で原子炉注水	
残留熱除去系機能喪失確認	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・残留熱除去系（A）（B）（C）　手動起動操作／機能喪失確認	10分	
残留熱除去系機能喪失調査，復旧操作（解析上考慮せず）	－	－	－	－	－	－	・残留熱除去系　機能回復		対応可能な要員により対応する
原子炉減圧操作	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・逃がし安全弁　1個　手動開操作	5分	
高圧注水機能　起動確認	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・高圧炉心注水系　自動起動確認	原子炉水位レベル1.5～レベル8維持	
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）準備操作	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・復水移送ポンプ起動／運転確認 ・代替格納容器スプレイ冷却系（常設）　系統構成	30分	
	－	－	2人 C, D	2人 c, d	－	－	・放射線防護装備準備	10分	
	－	－			－	－	・現場移動 ・代替格納容器スプレイ冷却系（常設）　現場系統構成 ※復水貯蔵槽吸込ライン切替え	30分	
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）操作	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・残留熱除去系　スプレイ弁操作	復水移送ポンプトリップ水位付近でスプレイ停止	
可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による淡水貯水池から復水貯蔵槽への補給	－	－	－	－	6人		・放射線防護装備準備	10分	
							・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵槽への注水準備 （可搬型代替注水ポンプ（A-2級）移動，ホース敷設（淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ（A-2級），可搬型代替注水ポンプ（A-2級）から接続口），ホース接続，ホース水張り）	250分	
					(6人) ↓ (4人)，※1		・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵槽への補給	適宜実施／一時待避	
格納容器ベント準備操作	(1人) B	(1人) b	－	－	－	－	・格納容器ベント準備（バウンダリ構成）	60分	
	－	－	(2人) C, D	(2人) c, d	－	－	・放射線防護装備準備	10分	
	－	－			－	－	・現場移動 ・格納容器ベント準備（格納容器一次隔離弁操作，バウンダリ構成）	90分	
	－	－	－	－	※1		・6号炉フィルタ装置水位調整準備（排水ポンプ水張り）	60分	
	－	－	－	－			・7号炉フィルタ装置水位調整準備（排水ポンプ水張り）	60分	
格納容器ベント操作	(1人) B	(1人) b	－	－	－	－	・格納容器ベント操作（格納容器二次隔離弁操作） ・格納容器ベント状態監視	格納容器ベント操作後，適宜ベント状態監視／適宜実施	
	(1人) B	(1人) b	－	－	－	－	・格納容器ベント状態監視	格納容器ベント操作後，適宜ベント状態監視	解析上考慮せず
	－	－	(2人) C, D	(2人) c, d	－	－	・格納容器ベント操作（格納容器二次隔離弁操作）	20分	解析上考慮せず
	(1人) B	(1人) b	－	－	10人 (参集)	10人 (参集)	・フィルタ装置水位調整 ・フィルタ装置pH測定 ・フィルタ装置薬液補給 ・ドレン移送ライン窒素パージ	適宜実施	中央制御室からの連絡を受けて現場操作を実施する
給油準備	－	－	－	－	2人		・放射線防護装備準備	10分	
							・軽油タンクからタンクローリ（4kL）への補給	140分	タンクローリ（4kL）残量に応じて適宜軽油タンクから補給
給油作業	－	－	－	－			・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）への給油	適宜実施／一時待避	一時待避前に燃料が枯渇しないように補給する
必要人員数　合計	2人 A, B	2人 a, b	2人 C, D	2人 c, d	8人 （参集要員20人）				

（　）内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数

　遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて格納容器ベントを行う。操作は，現場への移動を含め，約5分後から開始可能である。（操作完了は，約20分後）
　具体的な操作方法は，弁駆動部に設置された遠隔手動弁操作設備により，原子炉建屋内の原子炉区域外から操作を行う。

第 2.4.2.5 図　「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の作業と所要時間

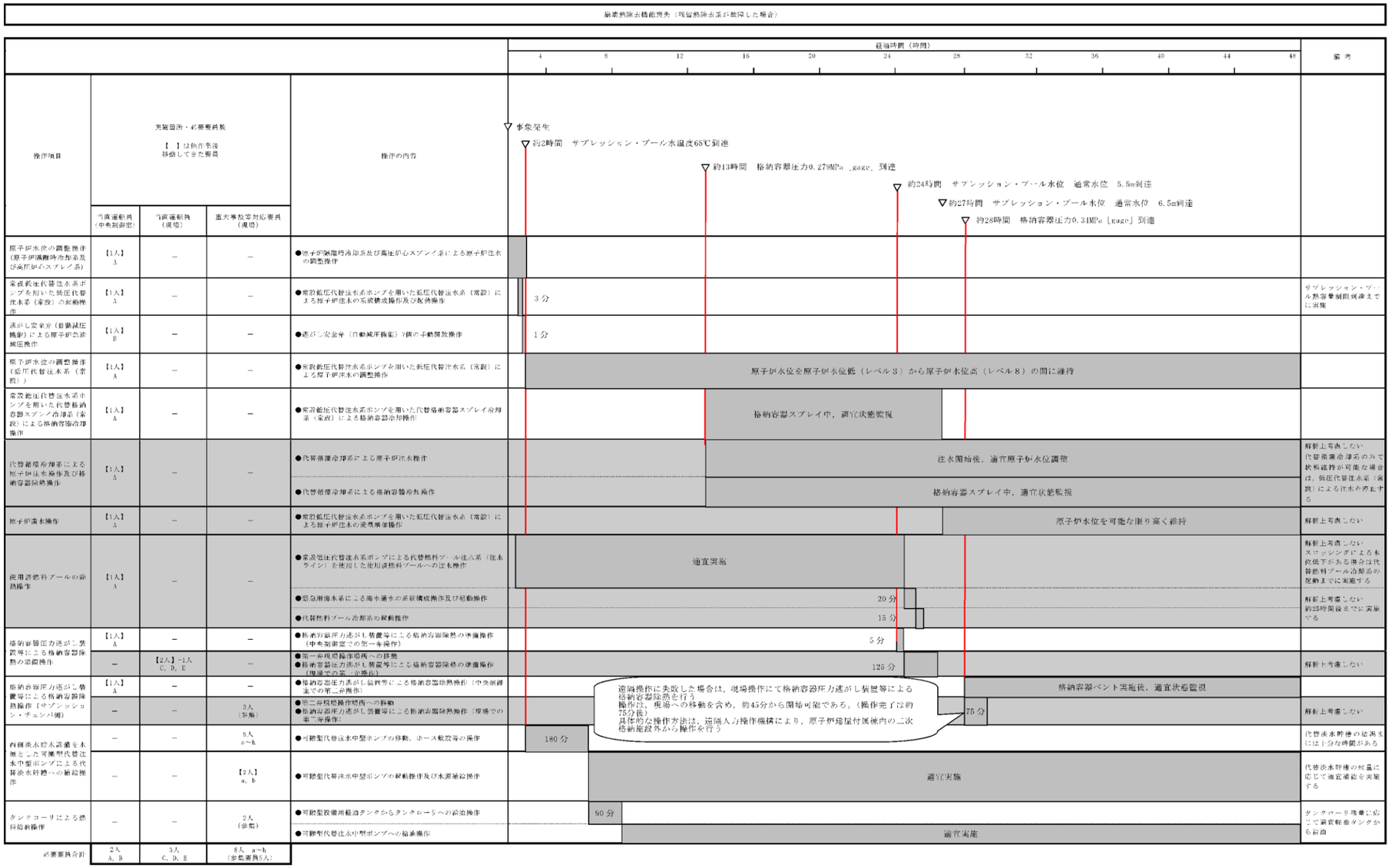
崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員 責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	操作の内容	経過時間（分） 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 ▽事象発生 ▽原子炉スクラム ▽約20秒　原子炉水位異常低下（レベル２）到達 ▽プラント状況判断	備考
	操作	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐			
	指揮者等	災害対策要員（指揮者等）	4人	初動での指揮 発電所内外連絡			
	当直運転員（中央制御室）	当直運転員（現場）		重大事故等対応要員（現場）			
状況判断	2人 A，B	－	－		●給水流量全喪失の確認 ●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●再循環系ポンプトリップの確認 ●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認 ●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 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認	10分	外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認に，外部電源がない場合に実施する
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系）	【1人】 A	－	－		●原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の調整操作	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始されるまでの間，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）の間に維持 原子炉水位が安定して維持される場合は，高圧炉心スプレイ系は待機状態とする	
崩壊熱除去機能喪失の確認	【1人】 B	－	－		●残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール水の除熱操作（失敗）	10分	
残留熱除去系の回復操作	－	2人 C，D	－		●残留熱除去系の回復操作，失敗原因調査	適宜実施	解析上考慮しない
常設代替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	外部電源がない場合に実施する
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作	【1人】 A	－	－		●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	3分	

第 2.4.2－3 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）の作業と所要時間（1／2）

備　考
差異理由は，島根２号炉「第 2.4.2.1-3 図　「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の作業と所要時間」の備考欄参照。

差異理由は，島根２号炉「第 2.4.2.1-3 図　「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の作業と所要時間」の備考欄参照。



第 2.4.2－3 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）の作業と所要時間（2／2）

崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）

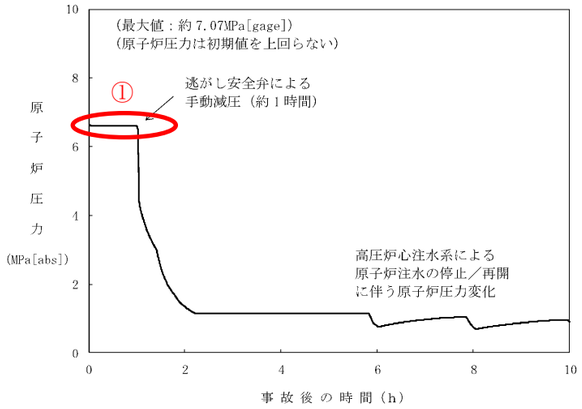
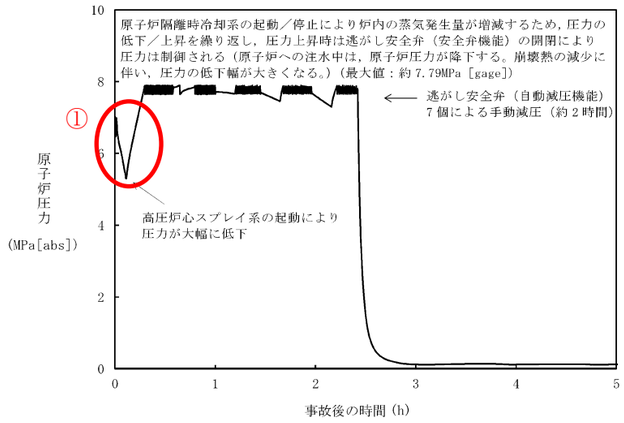
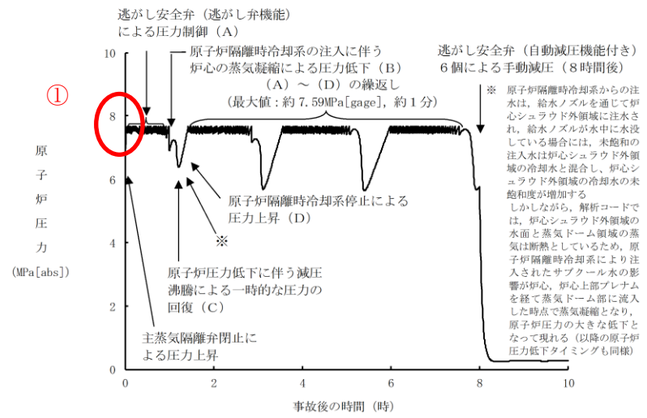
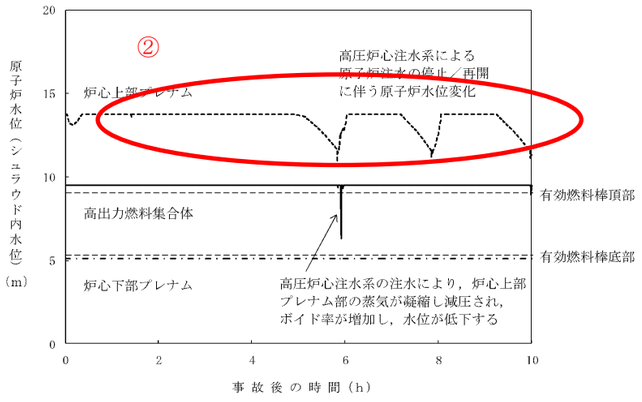
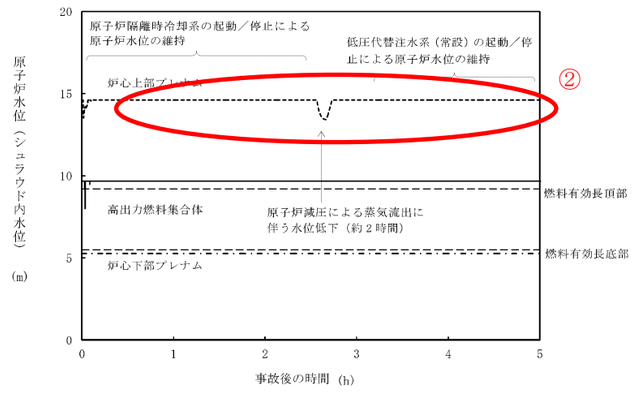
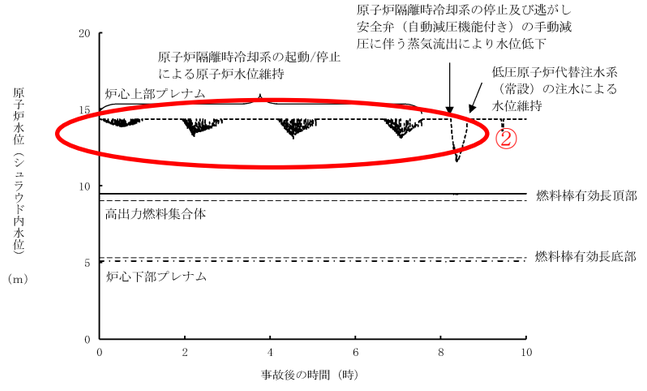
操作項目	実施箇所・必要人員数			操作の内容	経過時間（分）10 20 30 40 50 60 / 経過時間（時間）1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 14 15 16 17 18 19 20 30 31 32 / 経過時間（日）5 6 7	備考
	責任者 1人	当直長	中央制御室監視，緊急時対策本部連絡			
	指揮者 1人	当直副長	運転操作指揮			
	通報連絡者 5人	緊急時対策本部要員	初動での指揮，中央制御室連絡，発電所外部連絡			
	運転員（中央制御室）	運転員（現場）	緊急時対策要員（現場）			
				事象発生 原子炉スクラム		
				約21秒　原子炉水位低（レベル２）		
				プラント状況判断		
				8時間　サプレッション・プール水温度100℃到達 原子炉急速減圧 原子炉隔離時冷却系停止 低圧原子炉代替注水系（常設）原子炉注水開始		
				約14時間　格納容器圧力245kPa[gage]到達		
				約19時間 格納容器圧力384kPa[gage]到達		
				約30時間 サプレッション・プール水位		
状況判断	1人 A	—	—	・外部電源喪失確認		
				・給水流量の全喪失確認		
				・原子炉スクラム，タービントリップ確認		
				・非常用ディーゼル発電機等自動起動確認		
				・再循環ポンプトリップ確認	10分	
				・主蒸気隔離弁全閉確認／逃がし安全弁（逃がし弁機能）による原子炉圧力制御確認		
				・原子炉隔離時冷却系自動起動確認		
				・残留熱除去系機能喪失確認		
				・非常用ガス処理系自動起動確認		解析上考慮せず
原子炉注水操作	(1人) A	—	—	・原子炉隔離時冷却系　原子炉注水確認	原子炉水位をレベル２～レベル８で維持	
残留熱除去系機能喪失調査，復旧操作	—	—	—	・残留熱除去系　機能回復		解析上考慮せず 対応可能な要員により対応する
常設代替交流電源設備起動操作	(1人) A	—	—	・常設代替交流電源設備起動，受電操作	10分	
原子炉急速減圧操作	(1人) A	—	—	・逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個　手動開放操作	10分	
低圧原子炉代替注水系（常設）起動操作	(1人) A	—	—	・低圧原子炉代替注水系（常設）起動／運転確認／系統構成	10分	
低圧原子炉代替注水系（常設）注水操作	(1人) A	—	—	・低圧原子炉代替注水系（常設）注水非操作	原子炉水位をレベル３～レベル８で維持	
輪谷貯水槽（西１／西２）から低圧原子炉代替注水槽への補給	—	—	14人 a～n	・放射線防護具準備	10分	
	—	—		・大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給準備（大量送水車配置，ホース展張・接続）	2時間10分	
	—	—	(2人) a，b	・大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給	適宜実施	
格納容器代替スプレイ系（可搬型）系統構成	(1人) A	—	—	・格納容器代替スプレイ系（可搬型）系統構成	10分	
格納容器代替スプレイ系（可搬型）スプレイ操作	—	—	(2人) a，b	・格納容器代替スプレイ系（可搬型）スプレイ非操作（現場）	適宜実施	
	(1人) A	—	—	・格納容器代替スプレイ系（可搬型）スプレイ非操作	適宜実施	
原子炉減水操作	(1人) A	—	—	・低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉への注水流量の増加	格納容器圧力538kPa[gage]に到達後，原子炉格納容器空間部への熱放出を防止するため，原子炉への注水流量を増やして原子炉水位をできるだけ高く維持する	解析上考慮せず
格納容器ベント準備操作	(1人) A	—	—	・格納容器ベント準備（第２非操作）	10分	
	—	2人 B，C	—	・放射線防護具準備	10分	解析上考慮せず
	—		—	・格納容器ベント準備（第２非操作）	1時間20分	
	—	—	(2人) e，f	・ＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁閉操作	40分	
	—	—	2人 o，p	・放射線防護具準備	10分	解析上考慮せず
	—	—		・第１ベントフィルタ出口水素濃度準備	2時間	解析上考慮せず
	—	—	(2人) c，d	・可搬式窒素供給装置準備	2時間	解析上考慮せず
格納容器ベント操作	(1人) A	—	—	・格納容器ベント操作（第１非操作）	10分	
	—	(2人) B，C	—	・格納容器ベント操作（第１非操作）	1時間30分	解析上考慮せず
				遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて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。操作は，現場への移動を含め，約14分から開始可能である。（操作完了は約1時間30分後） 具体的な操作方法は，遠隔手動非操作機構により，原子炉建物付属棟内から操作を行う。		
燃料補給準備	—	—	2人 q，r	・放射線防護具準備	10分	
	—	—		・非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリへの補給	2時間30分	タンクローリ残量に応じて適宜非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等から補給
燃料補給作業	—	—		・大量送水車への補給	適宜実施	
燃料プール冷却　再開	(1人) A	—	—	・燃料プール冷却系再起動	・燃料プール冷却水ポンプを再起動し燃料プールの冷却を再開する。 ・必要に応じてスキマサージタンクへの補給を実施する。 適宜実施	解析上考慮せず 燃料プール水温65℃以下維持
必要人員数　合計	1人 A	2人 B，C	18人 a～r			

（）内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数。

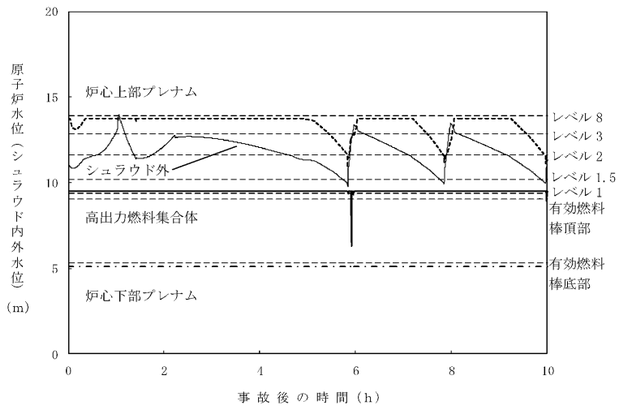
第 2.4.2.1-3 図　「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の作業と所要時間

備　考

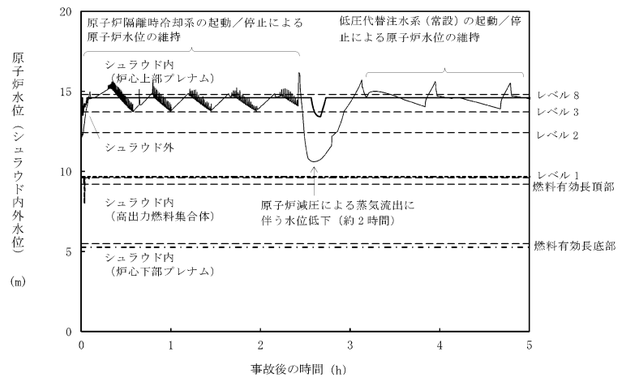
・解析結果の相違に基づく差異。
・設備設計・手順に基づく想定時間の差異。
・解析上考慮しない操作を含めて実際に実施する操作について要員の充足性を確認（ただし，事前に対応する要員を定めることが難しい機能回復操作を除く）。
・体制の相違
【柏崎 6/7，東海第二】
島根２号炉は，シミュレータ訓練等において，中央制御室の対応を１名にて実施可能なことを確認している。

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
 第 2.4.2.6 図 原子炉圧力の推移	 第 2.4.2－4 図 原子炉圧力の推移	 第 2.4.2.2-1(1)図　原子炉圧力の推移	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ①東海第二及び島根２号炉は，Ｌ２でＭＳＩＶが自動閉し，原子炉隔離時冷却系が自動起動するが，柏崎 6/7 では，Ｌ２で原子炉隔離時冷却系の自動起動により原子炉注水が行なわれ，ＭＳＩＶ自動閉の設定である L1.5 まで原子炉水位が低下しないことから，原子炉圧力の挙動が異なる。
 第 2.4.2.7 図 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移	 第 2.4.2－5 図 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移	 第 2.4.2.2-1(2)図　原子炉水位（シュラウド内水位）の推移	【柏崎 6/7，東海第二】 ②原子炉注水に使用する設備及び原子炉水位維持範囲の相違。

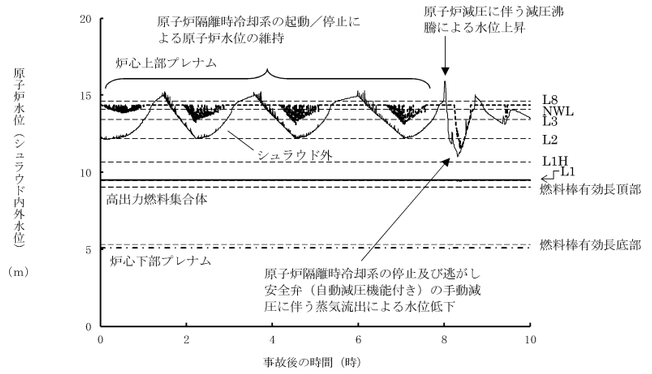
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考



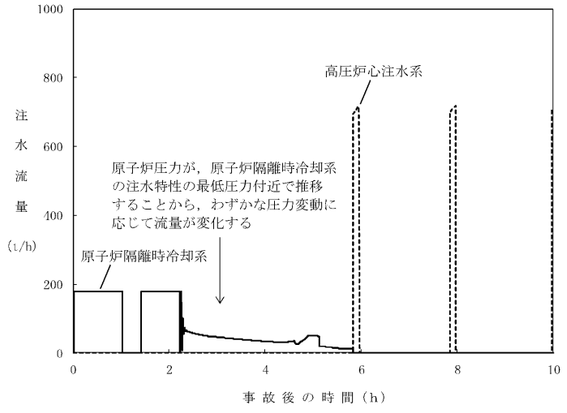
第 2.4.2.8 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



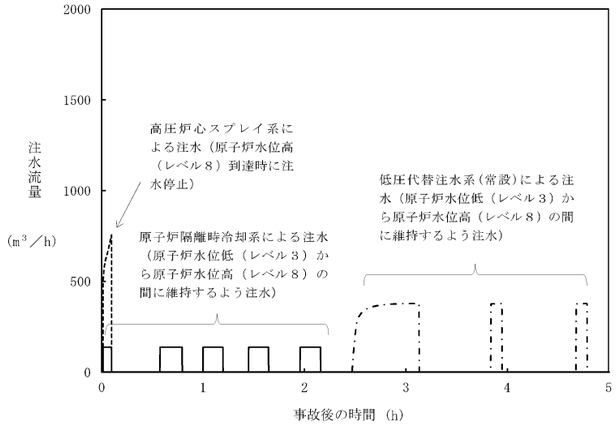
第 2.4.2－6 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



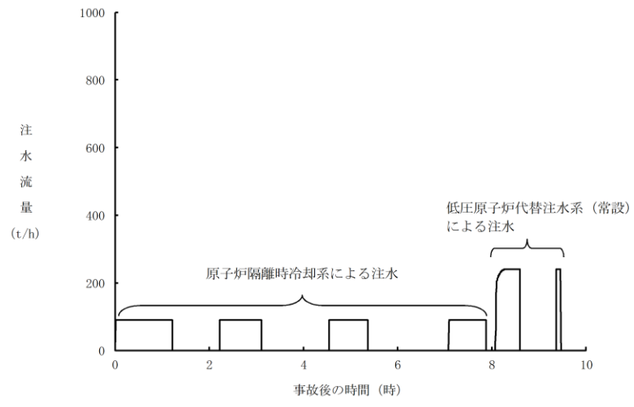
第 2.4.2.2-1(3)図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



第 2.4.2.9 図 注水流量の推移



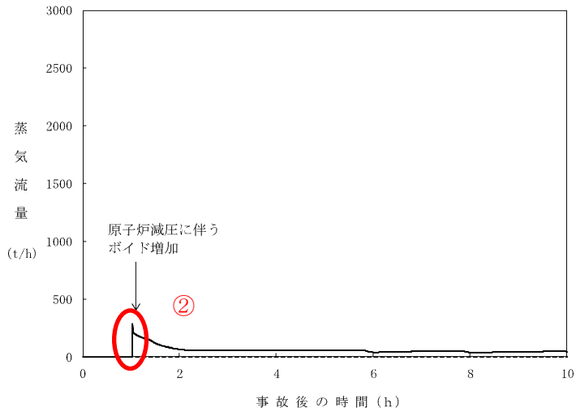
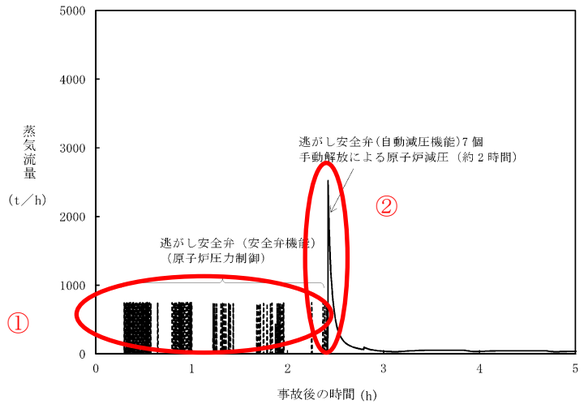
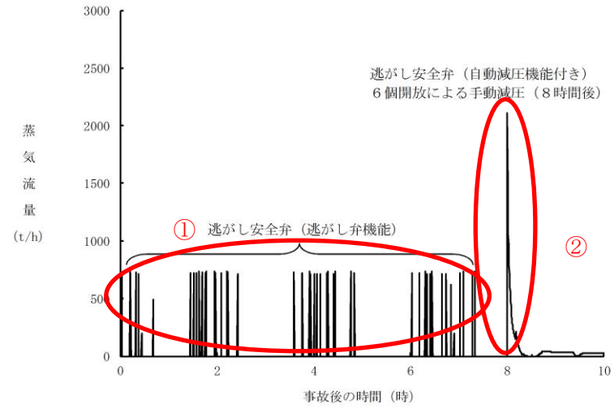
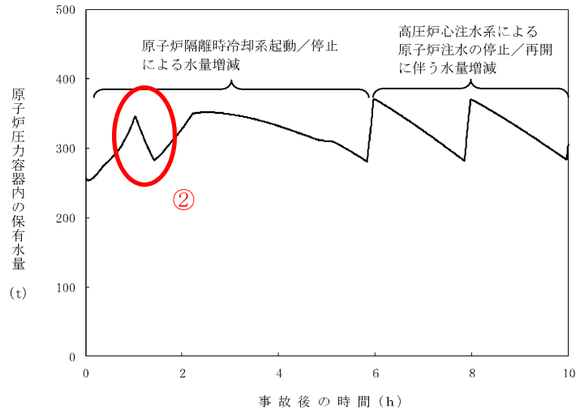
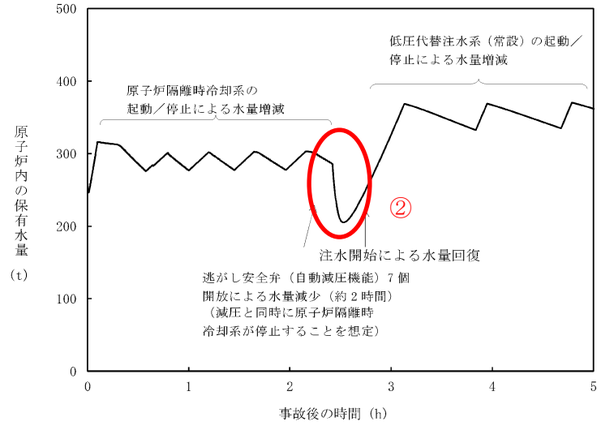
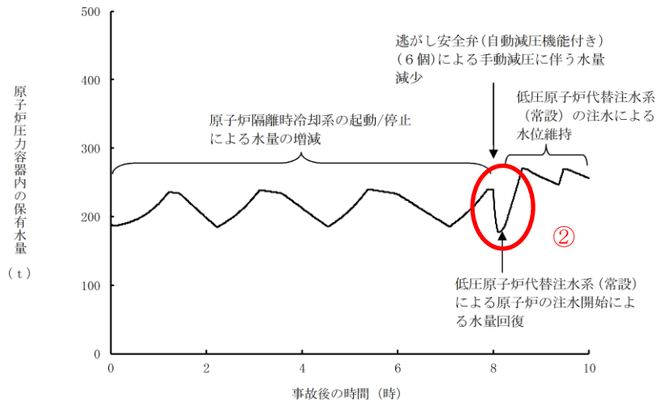
第 2.4.2－7 図 注水流量の推移



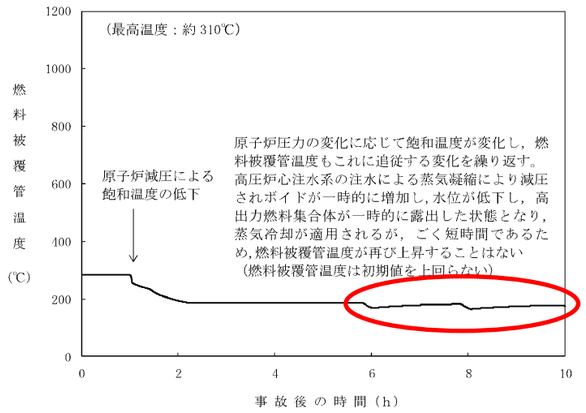
第 2.4.2.2-1(4)図　注水流量の推移

・解析結果の相違
【柏崎 6/7，東海第二】
注水設備の相違※による注水パターンの相違。

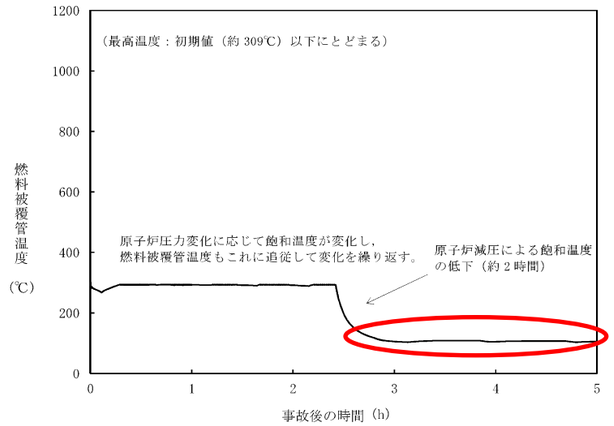
※
島根２号炉：原子炉隔離時冷却系，低圧原子炉代替注水系（常設）（減圧後）
東海第二：原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系，低圧代替注水系（常設）（減圧後）
柏崎 6/7：原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系（減圧後）

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 2.4.2.10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移	 第 2.4.2－8 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移	 第 2.4.2.2-1(5)図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ①東海第二及び島根２号炉は，事象発生早期に原子炉水位が L2 に到達した時点で MSIV 閉となり，SRV により原子炉圧力が制御される。 【柏崎 6/7，東海第二】 ②原子炉減圧に使用する弁数の違いによる蒸気流量及び原子炉圧力容器保有水量の相違。
 第 2.4.2.11 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移	 第 2.4.2－9 図 原子炉圧力容器内保有水量の推移	 第 2.4.2.2-1(6)図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移	

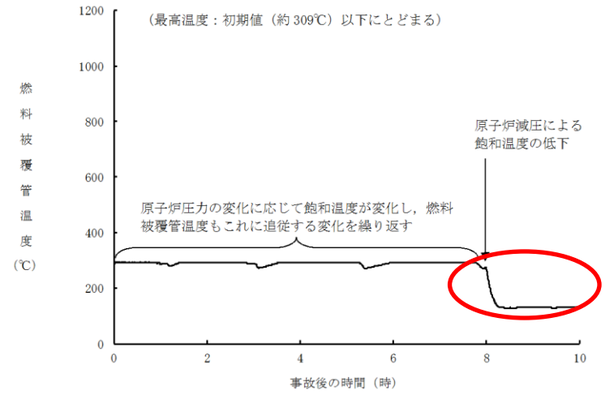
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考



第 2.4.2.12 図 燃料被覆管温度の推移

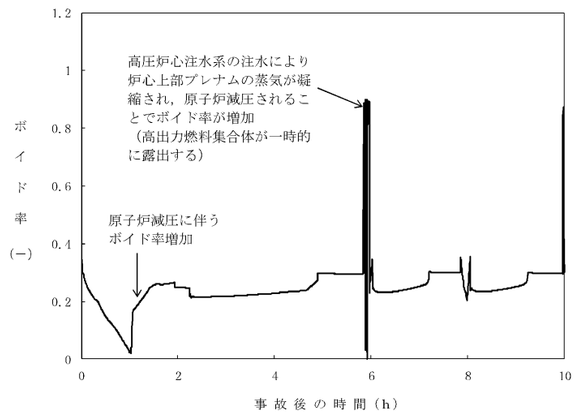


第 2.4.2－10 図 燃料被覆管温度の推移

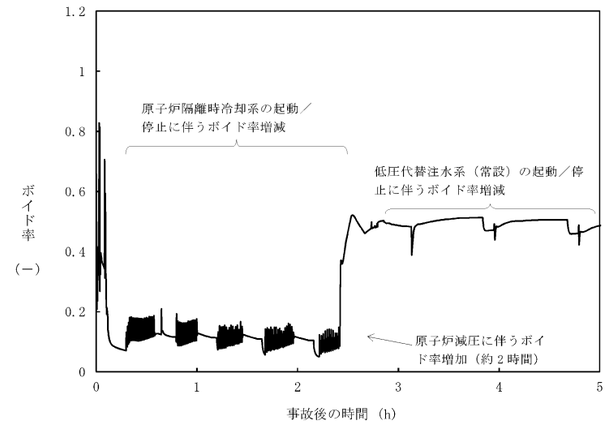


第 2.4.2.2-1(7)図　燃料被覆管温度の推移

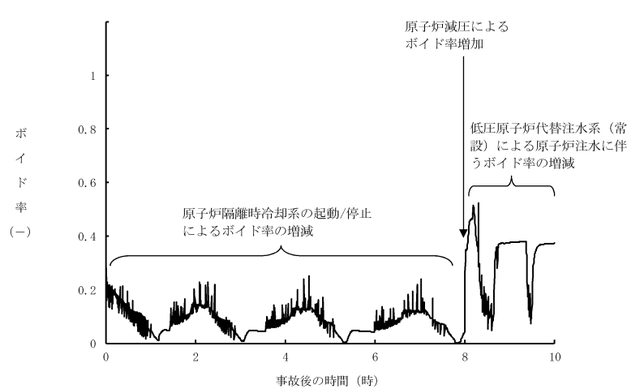
・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
東海第二及び島根２号炉は，原子炉減圧後，低圧代替注水による原子炉注水を実施することから，柏崎 6/7 の挙動とはならない。



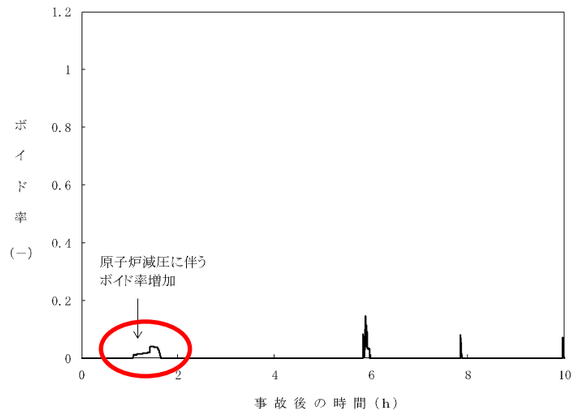
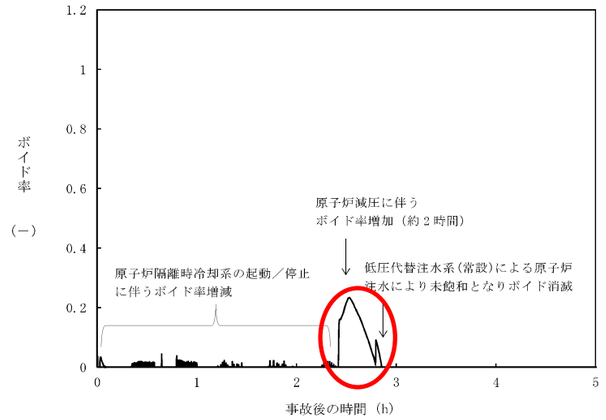
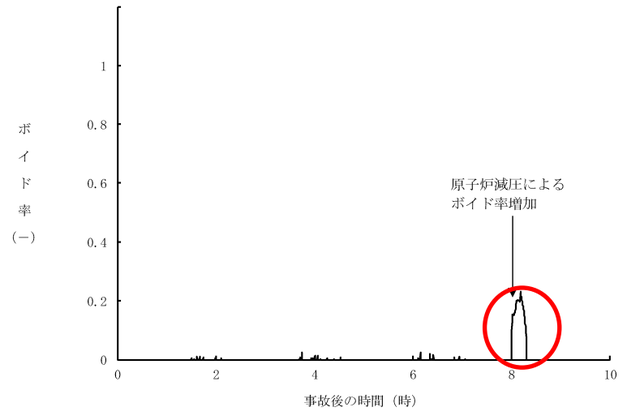
第 2.4.2.13 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

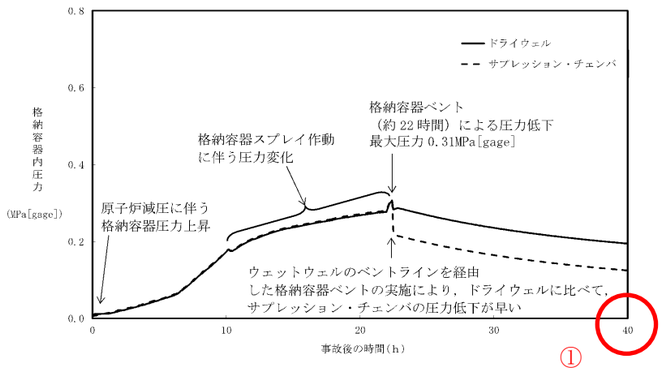
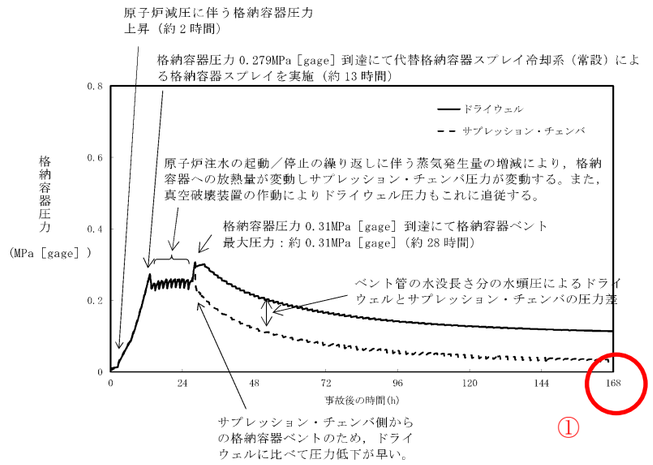
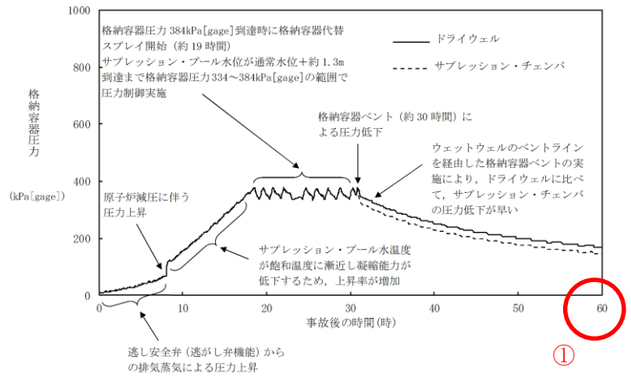
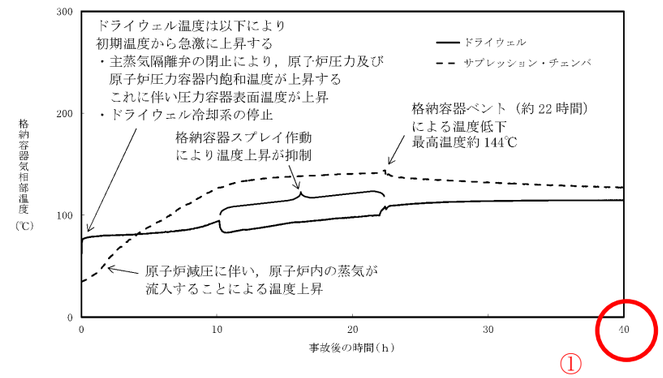
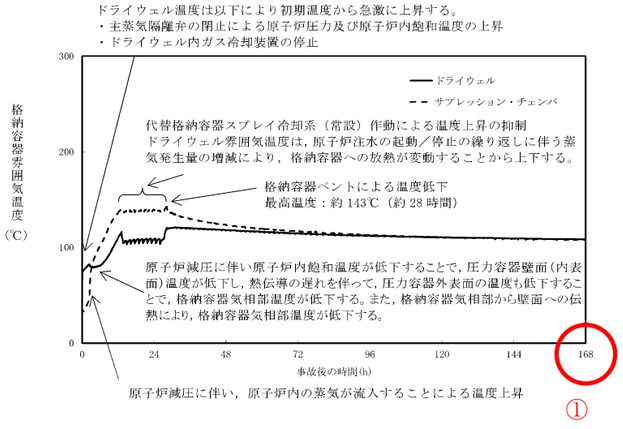
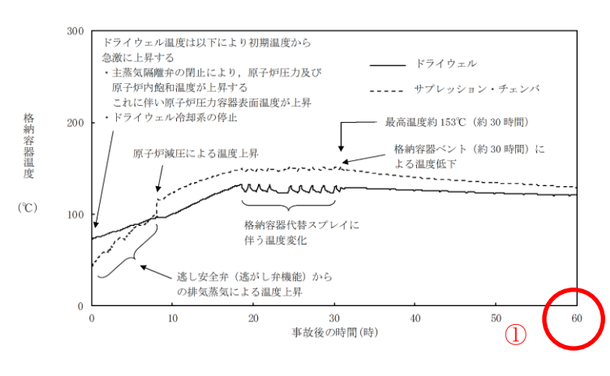


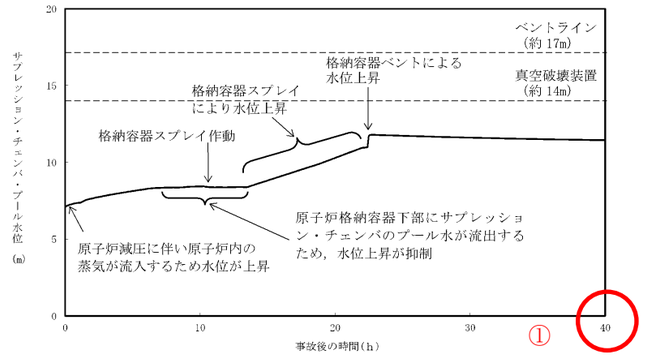
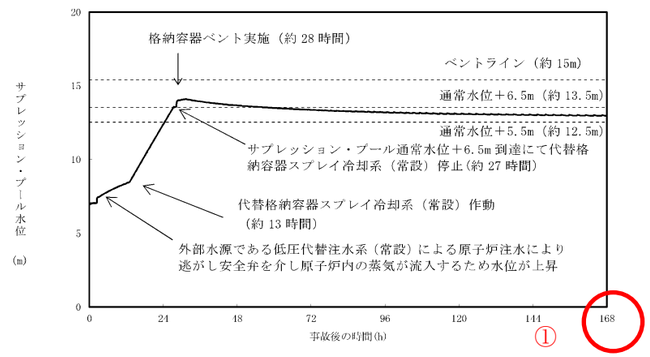
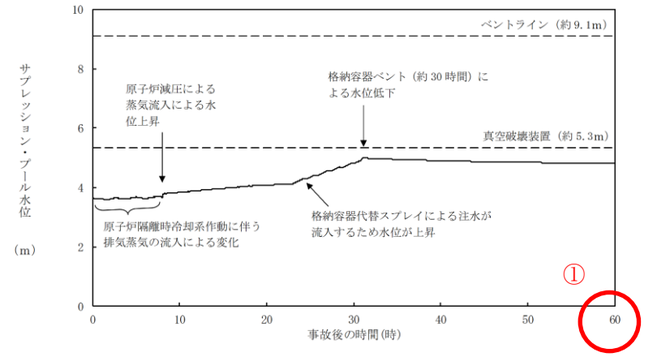
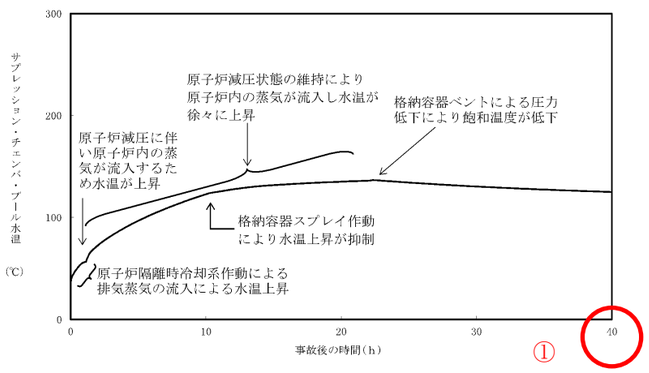
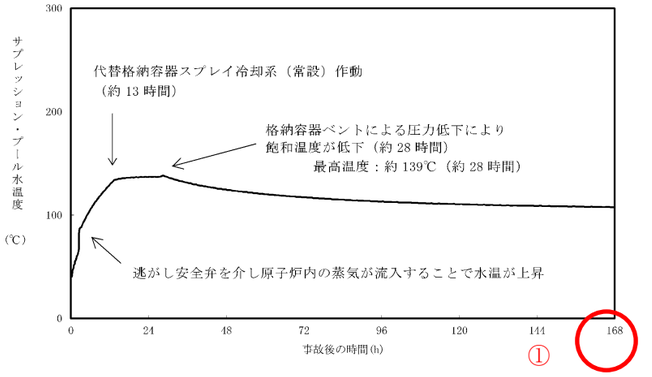
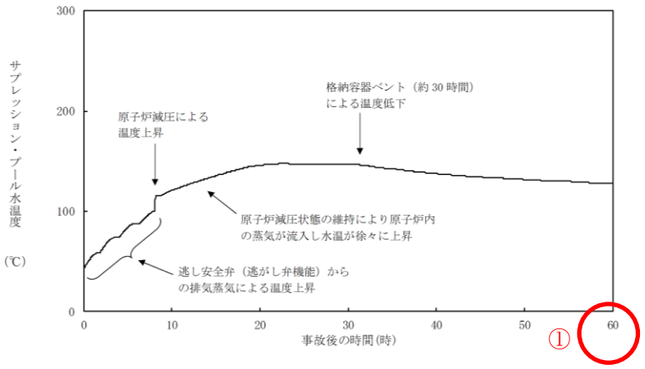
第 2.4.2－11 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



第 2.4.2.2-1(8)図　高出力燃料集合体のボイド率の推移

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 2.4.2.14 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移	 第 2.4.2－12 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移	 第 2.4.2.2-1(9)図　炉心下部プレナム部のボイド率の推移	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 原子炉減圧に使用する弁数の違いによるボイド率増加量の相違。

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
第 2.4.2.15 図 格納容器圧力の推移  	第 2.4.2－13 図 格納容器圧力の推移  	第 2.4.2.2-1(10)図　格納容器圧力の推移  	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ①解析時間の相違。
第 2.4.2.16 図 格納容器気相部温度の推移  	第 2.4.2－14 図 格納容器雰囲気温度の推移  	第 2.4.2.2-1(11)図　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
			・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ①解析時間の相違。
第 2.4.2.17 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移	第 2.4.2－15 図 サプレッション・プール水位の推移	第 2.4.2.2-1(12)図　サプレッション・プール水位の推移	
			
第 2.4.2.18 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移	第 2.4.2－16 図 サプレッション・プール水温度の推移	第 2.4.2.2-1(13)図　サプレッション・プール水温度の推移	

第 2.4.2.1 表 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策について

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又は設計基準事故が発生し，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
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル 2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し，以後原子炉水位低（レベル 2）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 復水貯蔵槽水位（SA）
高圧代替注水系による原子炉注水	原子炉隔離時冷却系機能喪失確認後，高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）
残留熱除去系機能喪失確認	原子炉隔離時冷却系の運転によりサプレッション・チェンバ・プール水温が上昇するため，残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転のための起動操作を実施するが，残留熱除去系故障により起動失敗する。	－	－	【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】 サプレッション・チェンバ・プール水温度
逃がし安全弁による原子炉減圧	主蒸気隔離弁を手動で全閉し，逃がし安全弁による原子炉減圧を実施する。	逃がし安全弁	－	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
高圧炉心注水系による原子炉注水	原子炉減圧に伴い原子炉隔離時冷却系の流量が低下し原子炉水位が低下する。原子炉水位低（レベル 1.5）にて高圧炉心注水系が自動起動し，原子炉水位は回復する。	【高圧炉心注水系】 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）	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【高圧炉心注水系系統流量】 復水貯蔵槽水位（SA）
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	格納容器圧力が 0.18MPa[gage]到達した場合，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。	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）	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（RIR B 系代替注水流量） 復水貯蔵槽水位（SA）
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa[gage]到達した場合，格納容器圧力逃がし装置等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 耐圧強化ベント系	－	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 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） 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）
：有効性評価上考慮しない操作

第 2.4.2－1 表 崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）における重大事故等対策について（1／3）

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
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し，原子炉がスクラムしたことを確認する。	－	－	平均出力領域計装* 起動領域計装*
原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水	原子炉水位異常低下（レベル２）信号により原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し，以降原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）の間で維持する。	原子炉隔離時冷却系* 高圧炉心スプレイ系* サプレッション・チェンバ*	－	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* 高圧炉心スプレイ系系統流量*
残留熱除去系機能喪失確認	原子炉隔離時冷却系の運転によりサプレッション・プール水温度が上昇するため，残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）を起動するが，残留熱除去系の故障によりサプレッション・プール冷却は失敗する。	－	－	残留熱除去系ポンプ吐出圧力* サプレッション・プール水温度
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設低圧代替注水系ポンプを 2 台起動し，中央制御室にて逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個を全開し，原子炉急速減圧を実施する。	常設低圧代替注水系ポンプ 逃がし安全弁（自動減圧機能）*	－	原子炉圧力（ＳＡ） 原子炉圧力*

②
＊：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.4.2.1-1 表 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策について（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
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	原子炉の出力運転中に外部電源喪失となり，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機等】※ 【非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等】※	－	平均出力領域計装※
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル２）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し，以後原子炉水位低（レベル２）から原子炉水位高（レベル８）の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】※ サプレッション・チェンバ※	－	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】※
残留熱除去系機能喪失確認	原子炉隔離時冷却系の運転によりサプレッション・チェンバのプール水温が上昇するため，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転のための起動操作を実施するが，残留熱除去系故障により起動失敗する。	－	－	【残留熱除去ポンプ出口流量】※ サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	低圧原子炉代替注水系（常設）を起動し，原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサプレッション・プール水温度 100℃で，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個による手動減圧を行う。	常設代替交流電源設備 低圧原子炉代替注水ポンプ 逃がし安全弁（自動減圧機能付き）※	－	原子炉圧力（ＳＡ） 原子炉圧力※ サプレッション・プール水温度（ＳＡ）

①，②
※：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
【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

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。

・記載方針の相違

【柏崎 6/7】

①島根２号炉は，既許可の対象設備を重大事故等対処設備として位置付けるものを明確化している。

【東海第二】

②島根２号炉は，重大事故等時に設計基準対処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。

第 2.4.2－1 表 崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）における重大事故等対策について（2／3）

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
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急速減圧により，低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）の間で維持する。	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* 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）* 低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用） 代替淡水貯槽水位
代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱	代替循環冷却系を起動し，原子炉注水を実施する。また，格納容器圧力が 0.245MPa［gage］に到達した場合は，格納容器スプレイを実施する。	緊急用海水系 代替循環冷却系 サプレッション・チェンバ*	－	原子炉圧力（ＳＡ） 原子炉圧力* 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 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

：有効性評価上考慮しない操作

② ＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.4.2.1-1 表　「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策について（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
低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水	原子炉急速減圧により，低圧原子炉代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると，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。原子炉水位は原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）の間で維持する。	常設代替交流電源設備 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※ 低圧原子炉代替注水ポンプ 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
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	格納容器圧力が 384kPa[gage]に到達した場合，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 334kPa[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。	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※	大量送水車 タンクローリ	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）

② ※：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
【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第2.4.2－1 表 崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）における重大事故等対策について（3／3）

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0.279MPa［gage］に到達した場合，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により格納容器冷却を実施する。また，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続する。	常設低圧代替注水系ポンプ 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	ドライウェル圧力 サプレッション・チェンバ圧力 原子炉水位（広帯域）＊ 原子炉水位（燃料域）＊ 原子炉水位（ＳＡ広帯域） 原子炉水位（ＳＡ燃料域） 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用） 低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用） 代替淡水貯槽水位
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱	格納容器圧力が0.31MPa［gage］に到達した場合，格納容器圧力逃がし装置等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 耐圧強化ベント系	－	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 格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ） 格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｓ／Ｃ） フィルタ装置圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）

② ＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第2.4.2.1-1表　「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策について（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	－	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） 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）※ 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）

② ※：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
【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 2.4.2.2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（1/5）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：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
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値
	燃料	9×9 燃料（A 型）	－
	最大線出力密度	44.0 kW/m ①	設計限界値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t ②	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 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） ③	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℃ ④	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 2.4.2－2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（1／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：ＳＡＦＥＲ 格納容器側：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＋126 cm）	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
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃　　料	９×９燃料（Ａ型）	－
	最大線出力密度	44.0kW／m ①	通常運転時の熱的制限値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI／ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd／t ②	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として設定
	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 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として設定）

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

第 2.4.2.2-1 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（１／４）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：ＳＡＦＥＲ 原子炉格納容器側：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 ㎝）	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
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約９℃	熱平衡計算による値
	燃料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料（Ａ型），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
	最大線出力密度	44.0kW/m ①	通常運転時の熱的制限値
	原子炉停止後の崩壊熱	ＡＮＳＩ／ＡＮＳ－5.1－1979 燃焼度 33GWd/t ②	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
	格納容器容積（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）
	格納容器容積（サプレッション・チェンバ）	空間部：4,700m³ 液相部：2,800m³ 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）
	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・プール水位	3.61m（通常運転水位） ③	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	５kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定

島根原子力発電所　２号炉

備　考

・解析条件の相違

【柏崎 6/7】

①条件設定は同じだが，通常運転時の熱的制限値を設定していることを明確に記載。

【東海第二】

②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%の保守性を考慮し設定。

③柏崎 6/7 及び島根２号炉は，格納容器容積（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。

④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機にて制御されており，条件設定の考え方としては同様。

第 2.4.2.2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））(2/5)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失すると設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル 3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，炉心冷却上厳しくなる

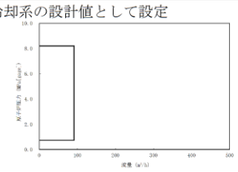
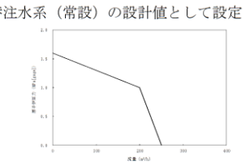
柏崎刈羽原子力発電所　6／7 号炉　(2017.12.20 版)

第 2.4.2－2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））(2／6)

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	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　③
	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℃　④	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
	外部水源の水温	35℃	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失すると設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル３）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，炉心冷却上厳しくなる

東海第二発電所　(2018.9.12 版)

第 2.4.2.2-1 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（２／４）

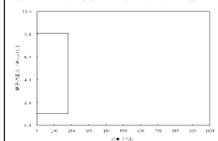
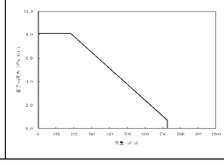
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器温度	57℃　④	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	35℃	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失すると設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合には常設代替交流電源設備の起動が必要となることから，要員，資源等の観点で厳しい条件となる。
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル３）（遅れ時間：1.05 秒）	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル２）信号により自動起動 91m³/h（8.21～0.74MPa[gage]において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
	低圧原子炉代替注水系（常設）	最大 250m³/h にて原子炉注水，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 

島根原子力発電所　２号炉

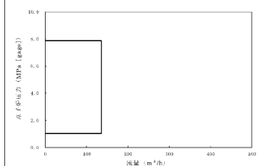
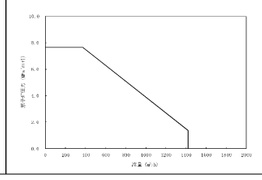
備　考

・解析条件の相違
【柏崎 6/7，東海第二】

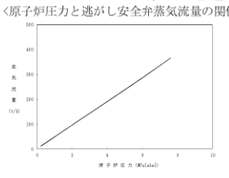
第 2.4.2.2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））(3/5)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル 3） （遅れ時間：1.05 秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが，原子炉水位低（レベル 3）で 4 台，原子炉水位低（レベル 2）で残りの 6 台がトリップ	原子炉冷却材再循環系のインターロックとして設定
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル 2）にて自動起動 182m³/h（8.12～1.03MPa[dif]において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定  原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性
	高圧炉心注水系	原子炉水位低（レベル 1.5）にて自動起動 727m³/h（0.69MPa[dif]において）にて注水	高圧炉心注水系の設計値として設定  高圧炉心注水ポンプ 1 台による注水特性

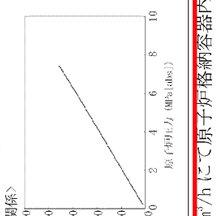
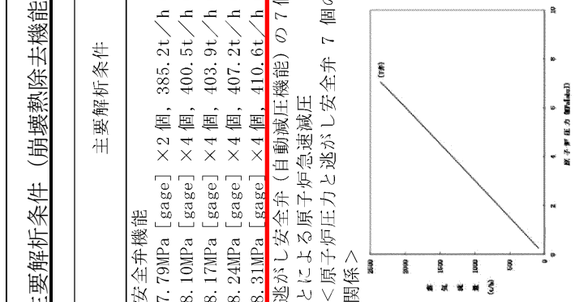
第 2.4.2－2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））(3／6)

項　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル３）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	ＡＴＷＳ緩和設備 （代替再循環系ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下（レベル２）信号で２台全てがトリップ	ＡＴＷＳ緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）のインターロックとして設定
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて自動起動 136.7m³／h（7.86MPa［gage］～1.04MPa［gage］において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定  原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性
	高圧炉心スプレイ系	原子炉水位異常低下（レベル２）信号にて自動起動 1,419m³／h（1.38MPa［dif］において）（最大 1,419m³／h）にて注水	高圧炉心スプレイ系の設計値として設定  高圧炉心スプレイ系ポンプによる注水特性

第 2.4.2.2-1 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（３／４）

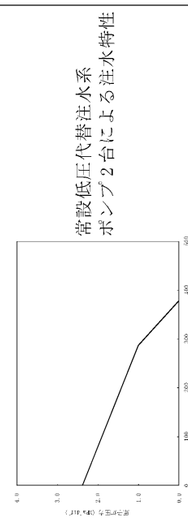
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58MPa[gage]×２個，367t/h/個 7.65MPa[gage]×３個，370t/h/個 7.72MPa[gage]×３個，373t/h/個 7.79MPa[gage]×４個，377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
	⑤	逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の６個を開することによる原子炉急速減圧 〈原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係〉 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）	120m³/h に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 9.8 kg/s に対して，第１弁の中央制御室からの遠隔操作による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

・解析条件の相違
【東海第二】
⑤柏崎 6/7 及び島根２号炉は，逃がし安全弁１個当たりの蒸気流量をグラフに記載。

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
第 2.4.2.2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（4/5） 重大事故等対策に関連する機器条件 逃がし安全弁 ⑤ 主要解析条件 逃がし弁機能 7.51MPa[gage]　×1 個，363t/h/個 7.58MPa[gage]　×1 個，367t/h/個 7.65MPa[gage]　×4 個，370t/h/個 7.72MPa[gage]　×4 個，373t/h/個 7.79MPa[gage]　×4 個，377t/h/個 7.86MPa[gage]　×4 個，380t/h/個 自動減圧機能付き逃がし安全弁 1 個を開することによる原子炉減圧 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気流量の関係＞  逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定 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等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	第 2.4.2－2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（4／6） 重大事故等対策に関連する機器条件 逃がし安全弁 ⑤ 主要解析条件 安全弁機能 7.79MPa［gage］×2 個，385.2t／h（1 個当たり） 8.10MPa［gage］×4 個，400.5t／h（1 個当たり） 8.17MPa［gage］×4 個，403.9t／h（1 個当たり） 8.24MPa［gage］×4 個，407.2t／h（1 個当たり） 8.31MPa［gage］×4 個，410.6t／h（1 個当たり） 逃がし安全弁（自動減圧機能）の 7 個を開とによる原子炉急速減圧 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁 7 個の蒸気流量の関係＞  逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量と原子炉圧力の関係から設定 逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定 条件設定の考え方		・解析条件の相違 【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
			・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

第 2.4.2－2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（5／6）

項　　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）	最大 378m^3／h で注水（格納容器スプレイ実施前） 230m^3／h（格納容器スプレイ実施中）	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	130m^3／h にて格納容器内へスプレイ	設計に基づき，併用時の注入先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定
	格納容器圧力逃がし装置等	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等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

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　(2017.12.20 版)

第 2.4.2.2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））(5/5)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	サプレッション・チェンバ・プール水温 49℃到達時	高温待機運転中のサプレッション・チェンバ・プール水最高温度（蒸気凝縮能力維持）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	格納容器圧力 0.18MPa[gage]到達時	設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

東海第二発電所　(2018.9.12 版)

第 2.4.2－2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））(6／6)

項　目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁原子炉急速減圧操作	サプレッション・プール水温度 65℃到達時	サプレッション・プール熱容量制限を踏まえて設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.279MPa［gage］到達時	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮し設定
	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa［gage］到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

島根原子力発電所　２号炉

第 2.4.2.2-1 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（４／４）

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	逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）による注水操作	事象発生から８時間後に原子炉減圧後，注水開始	原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として設定
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器冷却操作	格納容器圧力 384kPa[gage]到達時 384～334kPa[gage]の範囲で維持	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
	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（真空破壊装置下端－0.45m）到達から 10 分後	中央制御室における操作所要時間を考慮して設定 操作開始条件は格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定

備　考

・解析条件の相違
【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）時の安定状態については以下のとおり。 原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。 原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器圧力逃がし装置等，残留熱除去系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，原子炉格納容器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。	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）） 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の安定状態については，以下のとおり。 原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却が維持可能であり，また，冷却のための設備がその後も機能維持でき，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定停止状態が確立されたものとする。 格納容器安定状態　：　炉心冷却が維持された後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱により格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定状態が確立されたものとする。	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）） 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の安定状態については以下のとおり。 原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。 原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系，残留熱除去系又は残留熱代替除去系）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，原子炉格納容器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。	・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，耐圧強化ベントを自主設備として位置付けている。 （以降，同様な相違については記載省略）
【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 逃がし安全弁を開維持することで，高圧炉心注水系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，原子炉安定停止状態が確立される。	【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 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。サプレッション・プール熱容量制限に到達後，原子炉を減圧し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。	【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。事象発生から８時間後に原子炉を減圧し，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，高圧炉心スプレイ系自動起動水位まで低下しない。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，原子炉

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 時間後に格納容器圧力逃がし装置等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℃を下回るとともに，ドライウェル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく，原子炉格納容器安定状態が確立される。 なお，除熱機能として格納容器圧力逃がし装置等を使用するが，本事象より使用までの時間が短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）」の実効線量約4.9×10^{-2}mSv 以下となり，燃料被覆管破裂は発生しないため，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはなく，敷地境界での実効線量評価は5mSv を十分に下回る。 また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，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】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。 また，代替循環冷却系を用いて又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い，原子炉格納容器を隔離することによって，安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。 （添付資料2.1.1 別紙1）	格納容器安定状態の確立について 炉心冷却を継続し，事象発生の約28時間後に格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は150℃を下回るとともに，ドライウェル雰囲気温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく，格納容器安定状態が確立される。 なお，除熱機能として格納容器圧力逃がし装置等を使用するが，敷地境界における実効線量は，サプレッション・プールでのスクラビングによる放射性物質の除染効果を見込まない厳しい評価としている「2.6 ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の評価結果約6.2×10^{-1}mSv以下となり，また，燃料被覆管の破裂も発生しないことから，周辺公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。 また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 【安定状態の維持について】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。 また，代替循環冷却系又は残留熱除去系の復旧により除熱を行い，格納容器ベントを閉止し格納容器を隔離することで，安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。 （ 添付資料2.1. 2 別紙1）	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 30 時間後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となり，格納容器温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく，原子炉格納容器安定状態が確立される。 なお，除熱機能として格納容器フィルタベント系を使用するが，本事象より使用までの時間が短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.6 ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の実効線量約1.7×10^{-2}mSv以下となり，燃料被覆管破裂は発生しないため，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることなく，敷地境界での実効線量評価は５mSv を十分に下回る。 また，重大事故対策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】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。 また，残留熱代替除去系を用いて又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い，原子炉格納容器を隔離することによって，安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。 （添付資料 2.1.1 別紙１参照）	隔離時冷却系が機能維持できる時間として設定。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

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））

表 1－1　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および評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL，ROSA－Ⅲの実験解析において，熱伝達係数を低めに評価する可能性があり，他の解析モデルの不確かさとあいまってコード全体として，炉心が露出し，スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて50℃程度高めに評価し，スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて10℃～150℃程度高めに評価する。また，炉心が冠水維持する場合においては，FIST-ABWR の実験解析において燃料被覆管温度の上昇はないため，不確かさは小さい。また，低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃～40℃程度である。	解析コードは，炉心が冠水維持する場合では燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われ，燃料被覆管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。	炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても，原子炉水位はおおむね有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心はおおむね冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約 310℃）を上回ることはないことから，評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており，保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位等動に影響を与える可能性があるが，原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは燃料被覆管の酸化について，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高めに評価するが，原子炉水位はおおむね有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心はおおむね冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約 310℃）を上回ることはないことから，評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は，燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され，燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され，円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって，ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードは燃料被覆管温度を高めに評価することから，破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においてもおおむね保守的な結果を与えるものと考える。仮に格納容器内雰囲気放射線モニタ（CAMS）を用いて，設計基準事故相当の 10 倍を超える大量の燃料被覆管破裂を計測した場合には，炉心損傷後の運転操作を適用するなど要があり，格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作の起点が，格納容器圧力が最高使用圧力に到達するまでとなり，したながら，原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心はおおむね冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約 310℃）を上回ることはないことから運転員等の判断・操作に対して影響を与えることはない。	燃料被覆管温度を高めに評価することから，破裂判定は厳しめの結果を与える。原子炉水位はおおむね有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心はおおむね冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約 310℃）を上回ることはないことから評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。
	沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL，ROSA-Ⅲの実験解析において，二相水位変化は，解析結果に重要する水位振動成分を除いて，実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは20℃～40℃程度である。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化をおおむね同等に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 原子炉水位はおおむね有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心はおおむね冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約 310℃）を上回ることはないことから評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。
	沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き，ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については，燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の水準は重要でなく，質量及び水頭のバランスだけで定まるシュラウド水位が取り扱えれば十分である。このため，特段の不確かさを考慮する必要はない。	初期の注水開始は自動起動であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	シュラウド外水位を適切に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 なお，原子炉水位はおおむね有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心はおおむね冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約 310℃）を上回ることはないことから評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL，ROSA-Ⅲの実験解析において，圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており，臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。主蒸気逃がし安流量の変動により原子炉圧力及び原子炉水位の変動が生じる可能性があるが，その影響はかさく運転員操作時間に与える影響はない。	主蒸気逃がし安流量は，設定圧力で設計流量が初出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し，原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため，評価項目となるパラメータにもる影響はかさい。 なお，原子炉水位はおおむね有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心はおおむね冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約 310℃）を上回ることはないことから評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。
	ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており，実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え，燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

添付資料 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））

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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。 最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，気液熱非平衡	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL，ROSA-Ⅲの実験解析において，熱伝達係数を低めに評価する可能性があり，他の解析モデルの不確かさとあいまってコード全体として，炉心が露出し，スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料被覆管温度に比べて＋50℃程度高めに評価し，スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて 10℃～150℃程度高めに評価する。また，炉心が冠水維持する場合においては，FIST-ABWR の実験解析において燃料被覆管温度の上昇はないため，不確かさは小さい。低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは 20℃～40℃程度である。	解析コードは，炉心がおおむね冠水維持する場合では燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点と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。	解析コードは，炉心がおおむね冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても，原子炉水位はおおむね燃料有効長頂部を下回ることなく，炉心はおおむね冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから，評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており，保守的な結果を与える。	解析コードは，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは燃料被覆管の酸化について，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高めに評価するが，原子炉水位はおおむね有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心はおおむね冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから，評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は，燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され，燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され，円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって，ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードは，燃料被覆管温度を高めに評価することから，破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においてもおおむね保守的な結果を与えるものと考える。仮に格納容器雰囲気放射線モニタにより炉心損傷を確認した場合には，炉心損傷後の運転操作を適用するなど要があり，格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作の起点が，格納容器圧力が最高使用圧力に到達するまでとなり，しかしながら，原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心はおおむね冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから，評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。	燃料被覆管温度を高めに評価することから，破裂判定は厳しめの結果を与える。 なお，原子炉水位はおおむね燃料有効長頂部を下回ることなく，炉心はおおむね冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから，評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。
	沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL，ROSA-Ⅲ，FIST-ABWR の実験解析において，二相水位変化は，解析結果に重要する水位振動成分を除いて，実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは 20℃～40℃程度である。 また，原子炉圧力の評価において，ROSA-Ⅲ では，2 MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており，解析上，低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし，実験で圧力低下が遅れた理由は，水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や蒸熱蒸気により上昇し，LPCS スプレイの直接で冷却された際に蒸気が発生したためであり，LPCS による注水は行うものの，炉心は冠水維持される本事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため，燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼすLPCS の注水タイミングに特段の悪美を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化をおおむね同等に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 原子炉水位はおおむね有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心はおおむね冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。

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））

表 1－1　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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（１／２）

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL，ROSA－Ⅲの実験解析において，熱伝達係数を低めに評価する可能性があり，他の解析モデルの不確かさとあいまってコード全体として，炉心が露出し，スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料被覆管温度に比べて10℃～150℃程度高めに評価し，スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて50℃高めに評価し，スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて10℃～150℃程度高めに評価する。また，炉心が冠水維持する場合においては，ＦＩＳＴ－ＡＢＷＲの実験解析において燃料被覆管温度の上昇はないため，不確かさは小さい。また，低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃～40℃程度である。	解析コードは，炉心が冠水維持する場合では燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点と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。	炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても，原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから，評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もるＢａｋｅｒ－Ｊｕｓｔ式による計算モデルを採用しており，保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動及び低圧原子炉代替注水系（常設）により行われ，また，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）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。	解析コードは燃料被覆管の酸化について，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高めに評価するが，原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから，評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は，燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され，燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され，円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって，ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードは，燃料被覆管温度を高めに評価することから，破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においてもおおむね保守的な結果を与えるものと考える。仮に格納容器雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）を用いて，設計基準事故相当の10倍を超える大量の燃料被覆管破裂を計測した場合には，炉心損傷後の運転操作を適用するなど要があり，格納容器フィルタベント系による格納容器除熱操作の起点が，サプレッション・プール水位が通常水位＋約1.3m に到達した時点となる。しかしながら，本シナリオでは原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることはなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから運転員等の判断・操作に与える影響はない。	燃料被覆管温度を高めに評価することから，破裂判定は厳しめの結果を与える。本シナリオでは原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることはなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。
	沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果	二相流体の流動モデル	ＴＢＬ，ＲＯＳＡ－Ⅲ，ＦＩＳＴ－ＡＢＷＲの実験解析において，二相水位変化は，解析結果に重要する水位振動成分を除いて，実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは20℃～40℃程度である。 また，原子炉圧力の評価において，ＲＯＳＡ－Ⅲ では，2 MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており，解析上，低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし，実験で圧力低下が遅れた理由は，水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や蒸熱蒸気により上昇し，ＬＰＣＳスプレイの直接で冷却された際に蒸気が発生したためであり，ＬＰＣＳによる注水は行うものの，炉心は冠水維持される本事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため，燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼすＬＰＣＳの注水タイミングに特段の悪美を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化をおおむね同等に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 原子炉水位はおおむね有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心はおおむね冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。

・相違理由は本文参照。

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

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

表1－1　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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（２／２）

【ＳＡＦＥＲ】

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
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き，ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については，燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく，質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプス水位が取り扱えれば十分である。このため，特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉隔離時冷却系による注水開始は自動起動であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉減圧後の注水開始は，原子炉水位（シュラウド外）低下挙動が早い場合であっても，これら操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）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。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。 なお，解析コードでは，シュラウド外水位は現実的に評価されることから不確かさは小さい。	シュラウド外水位を適切に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお，本シナリオでは原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ること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。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	ＴＢＬ，ＲＯＳＡ－Ⅲ，ＦＩＳＴ－ＡＢＷＲの実験解析において，圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており，臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として逃がし安全弁による急速減圧後の注水操作があるが，注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前提であり，原子炉圧力及び原子炉水位の変動の影響は小さく運転員等操作時間に対して与える影響はない。	逃がし安全弁流量は，設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し，原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 逃がし安全弁からの流出流量は，圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し，平衡均質流に達するのに十分な長さであることから，管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ，平衡均質臨界流モデルを適用可能である。 なお，原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることはなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから影響を与えることはない。
	ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており，実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え，燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表1－2　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時間（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

【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。
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。
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。 格納容器温度を十数℃程度高めに，格納容器格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されたが，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。 また，非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと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，格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データとよく一致することを確認した。	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し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等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等に係る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，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し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いることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ） 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。
	格納容器ベント	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	入力値に含まれる。 MAAP コードでは格納容器ベントについては，設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え，格納容器各領域間の流動と同様の計算方法が用いられている。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる。 保守的な崩壊熱を入力値に用いており，解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
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）	入力値に含まれる。 保守的な注水特性を入力値に用いており，解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
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，格納容器圧力及び雰囲気温度について，温度成層化を含めて傾向をよく再現できることを確認した。 格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されたが，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また，非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データとよく一致することを確認した。 格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析では，格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データとよく一致することを確認した。	解析コードは，HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている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等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，格納容器圧力及び雰囲気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等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは，HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ）	入力値に含まれる。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	格納容器ベント	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	入力値に含まれる。 格納容器ベントについては，設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え，格納容器各領域間の流動と同様の計算方法が用いられている。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表1－2　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時間（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

【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。
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。
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は，温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した。 格納容器温度を十数℃高めに，格納容器格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されたが，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの種の不確かさは試伊作なるものと考えられる。 また非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと良く一致することを確認した。 格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析では，格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと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系（可搬型）及び格納容器フィルタベント系によるベント操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データとよ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系（可搬型）及び格納容器フィルタベント系によるベント操作に係る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，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し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いることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ）	入力値に含まれる。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	格納容器ベント	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	入力値に含まれる。 ＭＡＡＰコードでは，格納容器ベントについては，設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え，格納容器各領域間の流動と同様の計算方法が用いられている。	「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。

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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（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	3,926MWt 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，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約7.03MPa[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A解析条件に対して変動を与え得るが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響は小さいことから，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A解析条件に対して変動を与え得るが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水位	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）	通常運転水位 （セパレータスカート下端から+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A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，高圧炉維持された状態でも通常運転水位約 -4a であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 -50mm 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，高圧炉維持された状態でも通常運転水位約 -4a であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 -50mm であり非常に小さいし，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，その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されることから，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。
	最大線出力密度	44.0kW/m	約 42kW/m 以下 （実績値）	設計基準値として設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，原子炉圧水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われ，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転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，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，原子炉水位はおおむね有効燃料棒頂部を下回ることなく，炉心はおおむね冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約 310℃）を上回ることはないことから，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，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は遅くなるが，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点と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。	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り，格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが，格納容器ベントによる抑制されることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	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種であることから，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は同種であることから，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3,540m³～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3,540m³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・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・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（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，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	35℃	約30℃～約35℃ （実測値）	通常運転時のサプレッション・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冷くなるため，格納容器圧力上昇が遅くなり，格納容器スプレイ及び格納容器ベントの操作開始時間が遅くなるが，その影響は小さく，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，解析条件で設定している水温より冷くなるため，格納容器の熱容量は大きくなり格納容器ベントに至るまでの時間が長くなるが，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。

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（1／6）

項　目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	約3,279MW～ 約3,293MW （実績値）	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	約6.91MPa[gage]～ 約6.94MPa[gage] （実績値）	定格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，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間にうえる影響は小さい。	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，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水位	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，解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下（レベル２）までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 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，解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下（レベル２）までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 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 （定格流量の 100%流量））	定格流量の 約86%～約104% （実績値）	定格流量として設定	最確条件とした場合には，炉心流量の運転範囲において解析条件から変動し得るが，事象初期において原子炉がスクラムするとともに，再循環系ポンプがトリップするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，炉心流量の運転範囲において解析条件から変動し得るが，事象初期において原子炉がスクラムするとともに，再循環系ポンプがトリップするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから，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，その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから，代表的に９×９燃料（A型）を設定	最確条件とした場合には，９×９燃料（A型）及び９×９燃料（B型）の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが，両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから，事象進展に及ぼす影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，９×９燃料（A型）及び９×９燃料（B型）の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが，両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから，炉心冷却性に大きな差は無く，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	最大線出力密度	44.0kW／m	約 33kW／m～ 約 41kW／m （実績値）	通常運転時の熱的制限値として設定	最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点と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。	最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，原子炉水位はおおむね燃料有効長頂部を下回ることなく，炉心はおおむね冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値の約 309℃以下となることから，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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（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	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，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱によることから，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力	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は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	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，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常水位 （気水分離器下端から約 +83cm～約+85 cm）	通常水位 （気水分離器下端から+83 cm） （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，ゆらぎの幅は小さく，事象発生後に自動起動する原子炉隔離時冷却系により炉心は冠水を維持するため，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	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，ゆらぎの幅は小さく，事象発生後に自動起動する原子炉隔離時冷却系により炉心は冠水を維持するため，ゆらぎを考慮したとしても燃料被覆管温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	炉心流量	35.6×10^3t/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，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	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（A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。
	最大線出力密度	44.0kW/m	約 40.6kW/m 以下 （実績値）	通常運転時の熱的制限値	最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管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。	最確条件とした場合には，燃料被覆管温度の上昇は緩和される。また，原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから，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り，格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが，操作手順（サプレッション・プール水温度に応じて原子炉減圧すること及び格納容器圧力に応じて格納容器スプレイを実施すること）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。	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り，格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが，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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（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量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率（平均）は１時間あたり約 14kPa であるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約 2kPa であり，格納容器ベント時間が約 9 分早くなる程度である。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量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率（平均）は１時間あたり約 14kPa であるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約 2kPa であり，格納容器ベント時間が約９分早くなる程度である。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ることから，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ることから，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は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	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℃）	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，格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなるが，本解析では連続スプレイと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，原子炉水位挙動に影響する可能性があるが，この顕熱分の影響は小さい。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抑制効果は大きくなり，格納容器圧力逃がし装置等の操作開始時間が遅くなるが，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，解析条件よりも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 2,040kL	2,040kL 以上（軽油タンク容量）	通常時の軽油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。	－

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（２／６）

項　目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd／t	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，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，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，操作手順（サプレッション・プール水温度に応じて原子炉減圧す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。	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，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，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は遅くなるが，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与える影響はない。
	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圧力よりも小さくなるため，格納容器圧力が低めに推移することから，格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。ただし，ゆらぎによる格納容器圧力の変動は 3kPa 程度と非常に小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，解析条件で設定している圧力よりも小さくなるため，格納容器圧力が低めに推移することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし，ゆらぎによる格納容器圧力の変動は 3kPa 程度と非常に小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器雰囲気温度	57℃	約 25℃～約 58℃（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，格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となり，初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，格納容器雰囲気温度は，格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となり，初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器体積（ドライウェル）	5,700m³	5,700m³（設計値）	設計値	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器体積（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 4,058 m³～約 4,092m³ 液相部：約 3,308m³～約 3,342m³（実測値）	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，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大きめの水量となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・チェンバ液相部の水量は 3,300m³であるのに対し，ゆらぎによる水量変化は約 42m³であり，その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，格納容器体積（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大きめの水量となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プールの水量は 3,300m³であるのに対し，ゆらぎによる水量変化は約 42m³であり，その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（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	格納容器容積（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（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，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は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器容積（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）を設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，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は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	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は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	サプレッション・プール水位	3.61m（通常運転水位）	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2,800m³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。従って，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，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2,800m³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。従って，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ない。
	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り，格納容器ベントの操作開始が遅くなるが，その影響は小さく，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，格納容器ベントに至るまでの時間が長くなるが，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ない。
	格納容器圧力	5kPa[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20kPaであるのに対し，ゆらぎによる圧力上昇量は約２kPaであり非常に小さい。従って，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，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20kPaであるのに対し，ゆらぎによる圧力上昇量は約２kPaであり非常に小さい。従って，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	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，格納容器温度は飽和温度として推移することとなることから，初期温度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。	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，格納容器温度は飽和温度として推移することとなることから，初期温度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。
	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ため，格納容器圧力上昇が遅くなり，格納容器ベントの操作開始が遅くなるが，その影響は小さく，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，解析条件で設定している水温よりも低くなるため，格納容器圧力上昇は格納容器ベントにより抑制されるため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の容量	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。	－

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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（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		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			
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	－	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定	－	－
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	－	残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定		
	外部電源	外部電源あり	－	外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル３）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，炉心冷却上厳しくなる	炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。 なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。 仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は，外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップするため，原子炉水位の低下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。 なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給される。
機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル３）（遅れ時間：1.05秒）	原子炉水位低（レベル３）（遅れ時間：1.05秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，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は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが，原子炉水位低（レベル３）で４台，原子炉水位低（レベル２）で残りの６台がトリップ	再循環ポンプが，原子炉水位低（レベル３）で４台，原子炉水位低（レベル２）で残りの６台がトリップ	原子炉冷却材再循環系のインターロックとして設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，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は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル２）にて自動起動 182m³/h（8.12～1.03MPa[dif]において）にて注水	原子炉水位低（レベル２）にて自動起動 182m³/h（8.12～1.03MPa[dif]において）にて注水	原子炉隔離時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），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	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。
	高圧炉心注水系	原子炉水位低（レベル１．５）にて自動起動 727m³/h（0.69MPa[dif]において）にて注水	原子炉水位低（レベル１．５）にて自動起動 727m³/h（0.69MPa[dif]において）にて注水	高圧炉心注水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），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），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51MPa[gage]～7.86MPa[gage] 3631/h/個～3891/h/個	逃がし弁機能 7.51MPa[gage]～7.86MPa[gage] 3631/h/個～3891/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，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は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の１個開による原子炉減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の１個開による原子炉減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，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は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	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，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ため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器圧力逃がし装置等	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70%開）にて格納容器除熱	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70%開）にて格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等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	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は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。

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（3／6）

項　目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	サプレッション・プール水位	6.983m （通常運転範囲の下限値）	7.000m～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（0.087m）による水量変化は約 42m³であり，その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，サプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・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 42m³であり，その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータにうえる影響は小さい。
	サプレッション・プール水温度	32℃	約 15℃～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，サプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため，格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。	最確条件とした場合には，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，サプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	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）	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） （設計値）	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の水温	35℃	35℃以下	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と同等以下となる。35℃の場合は，解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。また，35℃未満の場合は，格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まることから，同等の効果を得るために必要となるスプレイ水量が少なくなり，外部水源を用いた格納容器スプレイに伴うサプレッション・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操作の開始は遅くなる。	最確条件とした場合には，解析条件で設定している水温と同等以下となる。35℃の場合は，解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。また，35℃未満の場合は，格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まるが，格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施することに変わりはなく，格納容器圧力の最高値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されるため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の水量	約 8,600m³	約 8,600m³以上 （西側淡水貯水設備＋代替淡水貯槽）	西側淡水貯水設備及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	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は大きくなる。管理値下限の容量として事象発生から７日間後までに必要な容量を備えており，水源は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	－
	燃料の容量	約 1,010kL	約 1,010kL 以上 （軽油貯蔵タンク＋可搬型設備用軽油タンク）	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	最確条件とした場合には，解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。管理値下限の容量として事象発生から７日間後までに必要な容量を備えており，燃料は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	－

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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（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		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			
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	－	原子炉水位の低下が厳しい過渡事象を設定	－	－
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	－	残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失すると設定		
	外部電源	外部電源なし	－	外部電源がない場合には常設代替交流電源設備の起動が必要となることから，要員，資源等の観点で厳しい条件となる	外部電源がある場合を包含する条件設定としていることから，外部電源ありを想定する場合でも，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がある場合を包含する条件設定としていることから，外部電源ありを想定する場合でも，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに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） （遅れ時間：1.05秒）	原子炉水位低（レベル３）等	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合，事象進展は緩やかになり，運転員等操作時間に対する余裕が大きくなる。	解析条件でも炉心は冠水を維持するため，実態が解析上の想定より早くスクラムした場合でも，事象進展は緩やかになるものの，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル２）信号により自動起動 91m³/h（8.21～0.74MPa[gage]において）にて注水	原子炉水位低（レベル２）信号により自動起動 91m³/h（8.21～0.74MPa[gage]において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，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は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	低圧原子炉代替注水系（常設）	最大250m³/hにて原子炉注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	最大250m³/hにて原子炉注水，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（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。水位回復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），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58～7.79MPa[gage] 367～377t/h/個	逃がし弁機能 7.58～7.79MPa[gage] 367～377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，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は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の６個を開することによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の６個を開することによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，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は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）	120m³/hにて原子炉格納容器内へスプレイ	120m³/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	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，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。
	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，第１弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱	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，第１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	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第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（4／6）

項　目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	－	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定	－	－
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	－	残留熱除去系の故障による崩壊熱除去機能の喪失を設定		
	外部電源	外部電源あり	－	外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，炉心冷却上厳しくなる	炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップせず原子炉水位異常低下（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が遅くなるように外部電源がある状態を設定している。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備により電源が供給され，また，低圧代替注水系（常設），緊急用海水系及び残留熱除去系の起動操作時間は，外部電源がない場合も考慮して設定していることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップせず原子炉水位異常低下（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は，外部電源喪失と同時に再循環系ポンプがトリップするため，原子炉水位の低下が遅くなり，炉心露出時間も短くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備により電源が供給される。
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（遅れ時間1.05秒）	原子炉水位低（レベル3）信号（遅れ時間1.05秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	ＡＴＷＳ緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）	原子炉水位異常低下（レベル2）信号で2台全てがトリップ	原子炉水位異常低下（レベル2）信号で2台全てがトリップ	ＡＴＷＳ緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）のインターロックとして設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa[gage]～8.31MPa[gage] 385.2t／h（1個当たり）～410.6t／h（1個当たり）	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa[gage]～8.31MPa[gage] 385.2t／h（1個当たり）～410.6t／h（1個当たり） （設計値）	逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		（原子炉手動減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7個を開放することによる原子炉減圧	（原子炉手動減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7個を開放することによる原子炉減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（5／6）

項　目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて自動起動 136.7m³／h （7.86MPa[gage]～1.04MPa[gage]において）にて注水	原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて自動起動 136.7m³／h （7.86MPa[gage]～1.04MPa[gage]において）にて注水	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は，タービン回転数制御により原子炉圧力に依らず一定の流量にて注水する設計となっている	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	高圧炉心スプレイ系	原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて自動起動 1,419m³／h（1.38MPa[dif]において）（最大1,419m³／h）にて注水	原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて自動起動 1,419m³／h（1.38MPa[dif]において）（最大1,419m³／h）にて注水	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），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），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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 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（6／6）

項　目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）	（原子炉注水単独時）（2台） ・注水流量：0m³／h～378m³／h ・注水圧力：0MPa[dif]～2.38MPa[dif]	（原子炉注水単独時）（2台） ・注水流量：0m³／h～378m³／h以上 ・注水圧力：0MPa[dif]～2.38MPa[dif]	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），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
		（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：230m³／h	（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：230m³／h以上	設計に基づき，併用時の注入先圧力系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定		
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	スプレイ流量：130m³／h（一定）	スプレイ流量：102m³／h～130m³／h	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	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運転員等操作の開始は遅くなる。	最確条件とした場合でも，スプレイ流量は，格納容器圧力の上昇を抑制可能な範囲で調整し，また，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の停止後に格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施する運転員等操作に変わりはなく，格納容器圧力の最高値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されるため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器圧力逃がし装置等	排気流量：13.4kg／s（格納容器圧力0.31MPa[gage]において）	排気流量：13.4kg／s以上（格納容器圧力0.31MPa[gage]において）	格納容器圧力逃がし装置等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	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，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，格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施する運転員等操作に変わりはなく，格納容器圧力の最高値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されるため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））(1/3)

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	訓練実勢等
操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	サプレッション・チェンバ・プール水温49℃到達時	高温待機運転中のサプレッション・チェンバ・プール水最高温度（蒸気凝縮能力維持）を踏まえて設定	【認知】 事故時の重要監視パラメータとしてサプレッション・チェンバ・プール水温を継続監視しており，また，サプレッション・チェンバ・プール水温の上昇は緩やかであることから，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】 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は制御盤の操作スイッチによる操作のため，操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 原子炉隔離時冷却系の運転に加え高圧炉心注水系が自動起動可能な状態であり，原子炉水位の状況に関わらず原子炉減圧操作が実施可能であることから，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 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。	実態の運転操作においては，事故時の重要監視パラメータとしてサプレッション・チェンバ・プール水温を継続監視しており，また，サプレッション・チェンバ・プール水温の上昇は緩やかであることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，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。	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。	逃がし安全弁による原子炉減圧までの時間は事象発生から約1時間であり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	中央制御室における操作のため，シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では，事象発生後6分で残留熱除去系の不具合を確認し，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の維持及び原子炉圧力の推移を確認し，サプレッション・チェンバ・プールの熱容量曲線到達前に原子炉の減圧を行うことを確認した。 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。
	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0.18MPa[gage]到達時（約10時間後）	設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定	【認知】 炉心損傷前の格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力0.18MPa[gage]）に到達するのは事象発生約10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】 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）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】 高圧炉心注水系にて原子炉への注水を行っているが，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は並行して実施可能なため，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。	実態の運転操作においては，炉心損傷前の格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力0.18MPa[gage]）に到達するのは，事象発生の約10時間後であり，格納容器スプレイ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，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。	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。格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合，遅くなる場合のいずれにおいても，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。	格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約10時間あり，準備時間が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 操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（1／4）

項目		解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	サプレッション・プール水温度65℃到達時	サプレッション・プール熱容量制限を踏まえて設定	【認知】 事故時の重要監視パラメータとしてサプレッション・プール水温度を継続監視しており，また，逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作の操作実施基準（サプレッション・プール水温度65℃）に到達するのは事象発生約2時間後であり，比較的緩やかなパラメータ変化であることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，当直運転員は中央制御室に常駐していることから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作として余裕時間を含めて1分を設定している。中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり，操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 他の並列操作はなく，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	事故時の重要監視パラメータとしてサプレッション・プール水温度を継続監視しており，また，サプレッション・プール水温度の上昇は緩やかであることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，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。	事故時の重要監視パラメータとしてサプレッション・プール水温度を継続監視しており，また，サプレッション・プール水温度の上昇は緩やかであることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	逃がし安全弁による原子炉減圧までの時間は事象発生から約2時間であり，準備時間が確保できることから，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。訓練での操作時間は約1分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（1／3）

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	逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）による注水開始	事象発生から8時間後に原子炉減圧後，注水開始	原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として設定	【認知】 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のは事象発生の約8時間後であり，それまでにサプレッション・プール水温度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，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，操作開始時間に与える影響はなし。 【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，常設代替交流電源設備の起動，受電操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）の系統構成を行ったのち，逃がし安全弁により原子炉の減圧操作を行うが，これらは何れも制御盤での操作である。常設代替交流電源設備の起動，受電操作に10分程度，低圧原子炉代替注水系（常設）の系統構成の弁操作に10分程度と想定している。この後，サプレッション・プール水温度を確認し，事象発生から8時間後に中央制御室での逃がし安全弁の手動操作を行うことにより低圧原子炉代替注水系（常設）により原子炉注水を開始することとなる。以上より，操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 中央制御室にて運転員が逃がし安全弁の手動操作を行うことにより原子炉注水は開始されるが，原子炉注水開始時点で当該操作を行う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】 中央制御室内の制御盤での簡易な操作のため，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。	低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水のための準備操作時間は，解析での設定に対して十分な余裕があり，サプレッション・プール水温度を確認し，逃がし安全弁の手動開操作で原子炉を減圧することにより原子炉注水を開始することから，実態の原子炉減圧開始時間は解析上の設定と同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。 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，原子炉減圧開始時点では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。	実態の操作開始時間は解析上の設定と同等であり，原子炉隔離時冷却系から低圧原子炉代替注水系（常設）への注水手段切替が評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	原子炉隔離時冷却系から低圧原子炉代替注水系（常設）への注水手段切替のための逃がし安全弁手動開操作までは8時間の時間余裕がある。	訓練実績等により，低圧原子炉代替注水系（常設）を起動し，逃がし安全弁による原子炉減圧操作開始まで約8分で実施可能であることを確認した。 想定で意図している運転操作が実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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（2/3）

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仮定	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 360 分想定のところ，訓練実績等により約 345 分であり，想定で意図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））	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）への給油を期待している。 各機器への給油準備作業について，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）への給油準備（現場移動開始からタンクローリ（4kL）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 分であり，許容時間内で意図している作業が実施可能であることを確認した。

第３表 操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（2／4）

項　目		解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	代替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 0.279MPa[gage]到達時	格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（0.31MPa[gage]）に対する余裕を考慮して設定	【認知】 事故時には重要監視パラメータである格納容器圧力を継続監視しており，また，格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力 0.279MPa[gage]）に到達するのは事象発生約 13 時間後であり，比較的緩やかなパラメータ変化であることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，当直運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり，緩やかな圧力上昇に対して操作所要時間は十分に短く，操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 並列して実施する場合がある操作は，同一の制御盤による対応が可能であることから，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。また，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は，低圧代替注水系（常設）とポンプ等を共用しているが，常設低圧代替注水系ポンプ 2 台により原子炉注水と格納容器スプレイの流量を同時に実施可能な流量が確保されている。 【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	常設低圧代替注水系ポンプ 2 台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており，また，並列して実施する場合がある操作は同一の制御盤による実施が可能であるため，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，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，並列して実施する場合がある低圧代替注水系（常設）による原子炉注水とは同一の制御盤により実施可能であることから，他の操作に与える影響はない。	常設低圧代替注水系ポンプ 2 台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており，また，並列して実施する場合があり操作は同一の制御盤による実施が可能であるため，不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	代替格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 13 時間あり，準備時間が確保できることから，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，格納容器圧力の上昇傾向を監視し，0.279MPa[gage]到達時に，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を実施し，操作時間は約 4 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。

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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（２／３）

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	低圧原子炉代替注水槽への水補給	事象発生から 8 時間後	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 8 時間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 31 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 8 時間後としており，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 41 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への燃料補給	事象発生から 8 時間後	大量送水車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 8 時間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 31 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 8 時間後としており，このうち，大量送水車への給油作業は，所要時間 2 時間 30 分想定のところ訓練実績では約 2 時間 12 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。
	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 384kPa[gage]到達時 384～334kPa[gage]の範囲で維持	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定	【認知】 格納容器スプレイ実施基準（格納容器圧力 384kPa[gage]）に到達するのは事象発生から約 19 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時間に与える影響はない。 【要員配置】 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，中央制御室での弁操作と現場での可搬型による注水のためのホース敷設等の注水準備操作が必要である。現場での操作は中央制御室で行う操作とは別の緊急時対策要員（現場）が配置されているが，本操作は事象発生から約 19 時間後までに行う作業であり，格納容器スプレイの操作開始時間に与える影響はない。 【移動・操作所要時間】 現場での格納容器代替スプレイ系（可搬型）による注水準備操作は，格納容器圧力 384kPa[gage]到達を確認し，中央制御室での弁操作を行うことにより注水を開始することとなる。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い。 【他の並列操作有無】 現場にて緊急時対策要員（現場）が格納容器代替スプレイ系（可搬型）による注水のためのホース敷設等の注水準備操作を行ったのち，中央制御室にて運転員が弁操作を行うことにより注水は開始される。当該操作を行う運転員，緊急時対策要員（現場）に注水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い。 【操作の確実さ】 緊急時対策要員（現場）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。	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 384kPa[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は小さい。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要員を配置しており，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。	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 384kPa[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は小さい。	格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 19 時間あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	訓練実績等より，格納容器スプレイ系による準備操作に要する時間は約 1 時間 41 分である。想定で意図している作業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）

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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））(3/3)

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	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力0.31MPa[gage]到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定	【認知】 炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力0.31MPa[gage]）に到達するのは，事象発生の約22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】 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベントは，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，現場の操作は中央制御室で行う操作とは別の運転員（現場）及び緊急時対策要員を配置している。当該の運転員（現場）及び緊急時対策要員は，他の作業を兼任しているが，それら作業は事象発生の12時間後までに行う作業であり，格納容器ベントの操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 運転員（現場）は，中央制御室から操作現場である二次格納施設外までのアクセスルートは，通常10分程度で移動可能であるが，それに時間余裕を加えて操作所要時間を想定している。また，緊急時対策要員は，緊急時対策本部から操作現場へ徒歩にて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，可搬設備を使用しないため徒歩によるアクセスは可能であり，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 制御電源が使用可能な状況における炉心損傷前の格納容器ベントについて，中央制御室における格納容器ベント準備操作は操作スイッチによる1弁の操作に10分の操作時間と8弁の開閉状態確認を含めて60分を想定し，格納容器ベント操作は操作スイッチによる1弁の操作に約1分の操作時間を想定しており，時間余裕を確保している。現場における運転員（現場）の格納容器ベント準備操作は伸縮継手を用いた原子炉格納容器一次隔離弁の手動操作として移動時間を含めて90分の操作時間を想定しており，時間余裕を確保している。緊急時対策要員の格納容器ベント準備操作（格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整準備）は，現場での手動弁4個の操作に移動時間を含めて60分の操作時間を想定しており，十分な時間余裕を確保している。よって，操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 格納容器ベントの操作時に，当該操作に対応する運転員，緊急時対策要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。なお，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場操作にて格納容器ベントを行うこととしており，格納容器ベント操作の信頼性を向上している。ただし，この場合，現場操作に移動を含め約20分の時間の増分が発生する。	実態の運転操作においては，炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力0.31MPa[gage]）に到達するのは，事象発生の約22時間後であり，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実施可能である。また，格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，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。ただし，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，約20分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが，格納容器の限界圧力は0.62MPa[gage]であることから，原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。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。なお，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても，現場操作にて対応することから，他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の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。仮に，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，約20分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合，格納容器圧力は0.31MPa［gage］より若干上昇するため，評価項目となるパラメータに影響を与えるが，原子炉格納容器の限界圧力は0.62MPa[gage]であることから，原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。	格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約22時間あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。また，遠隔操作の失敗により，格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても，格納容器圧力は0.31MPa[gage]から上昇するが，格納容器圧力の上昇は緩やかであるため，原子炉格納容器の限界圧力0.62MPa[gage]に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において事象発生約38時間後であり，約16時間以上の準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	訓練実績等より，中央制御室における格納容器ベント準備操作は操作スイッチによる1弁の操作に約9分の操作時間を，格納容器ベント操作は操作スイッチによる1弁の操作に約1分の操作時間を要した。運転員（現場）の伸縮継手を用いた原子炉格納容器一次隔離弁の手動操作は，移動時間含め約31分の操作時間で完了する見込みを得た。また，格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整準備は，設備設置中のため，同様の弁の手動操作時間を考慮して，移動時間を含めて60分の操作時間で完了する見込みを得た。また，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場操作にて対応するが，移動時間を含め約12分で操作を実施できた。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 操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（3／4）

項目		解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力0.31MPa[gage]到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定	【認知】 事故時には重要監視パラメータであるサプレッション・プール水位，格納容器圧力等を継続監視しており，格納容器ベント準備の操作実施基準（サプレッション・プール水位通常水位＋5.5m）に到達するのは事象発生の約24時間後，格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力0.31MPa[gage]）に到達するのは事象発生の約28時間後であり，比較的緩やかなパラメータ変化であることから，認知遅れが操作開始時間に与える影響はない。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，当直運転員は中央制御室に常駐していることから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり，緩やかな圧力上昇に対して十分に短く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 並列して実施する場合がある操作は，同一の制御盤による対応が可能であることから，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室での操作は，中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 なお，中央制御室での操作に失敗した場合は現場での操作を実施することとしており，操作の信頼性を向上している。ただし，この場合，現場操作に移動を含め約75分の操作開始時間遅れるが発生する。	実態の運転操作においては，炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力0.31MPa[gage]）に到達するのは，事象発生の約28時間後であり，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実施可能である。また，当該操作は中央制御室からの遠隔操作により実施可能であることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，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。ただし，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，約75分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが，格納容器の限界圧力は0.62MPa[gage]であることから，格納容器の健全性という点では問題とはならない。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，並列して実施する場合がある操作とは同一の制御盤により実施可能であることから，他の操作に与える影響はない。なお，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても，現場操作にて対応することから，他の操作に与える影響はない。	操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定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。仮に，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，約75分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合，格納容器圧力は0.31MPa[gage]より若干上昇するため，評価項目となるパラメータに影響を与えるが，格納容器の限界圧力は0.62MPa[gage]であることから，格納容器の健全性という点では問題とはならない。	操作条件の格納容器圧力逃がし装置等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28時間あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。また，遠隔操作の失敗により，格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても，格納容器圧力は0.31MPa[gage]から上昇するが，格納容器圧力の上昇は緩やかであるため，格納容器の限界圧力0.62MPa[gage]に至るまでの時間は，格納容器スプレイを停止した時点の格納容器圧力約0.256MPa[gage]から0.31MPa[gage]到達までの時間が約1時間であることを考慮すると，0.31MPa[gage]から0.62MPa[gage]に到達するまでに5時間程度の準備時間が確保でき，現場操作に要する時間は75分程度であることから，時間余裕がある。 （添付資料2.1.7）	中央制御室での操作は，シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。訓練では，サプレッション・プール水位の上昇傾向を監視し，通常水位＋5.5m到達時に格納容器ベント準備操作を実施し操作時間は約4分，格納容器圧力の上昇傾向を監視し，0.31MPa[gage]到達時に格納容器ベント操作を実施し操作時間は約4分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。 また，格納容器ベントの遠隔操作に失敗した場合は現場操作にて対応するが，現場モックアップ等による訓練実績では，移動時間を含め約66分で操作を実施できた。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（３／３）

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	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（真空破壊装置下端−0.45m）到達から10分後	中央制御室における操作所要時間を考慮して設定 操作開始条件は格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定	【認知】 炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（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，事象発生の約30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時間に与える影響はなし。 【要員配置】 格納容器フィルタベント系による格納容器ベント操作は，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・操作所要時間】 格納容器フィルタベント系による格納容器ベント操作は，格納容器圧力245kPa[gage]到達時に操作対象弁（第２弁）の開操作を行い，格納容器ベント実施基準（サプレッション・プール水位が通常水位＋約1.3m）到達時には隔離弁（第１弁）のみの開操作を行う。隔離弁開操作を開始することでベントは開始し，それまでに十分な時間余裕を確保している。よって，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】 格納容器ベント操作時に，当該操作に対応する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】 中央制御室における操作は，制御盤で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。なお，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場にて格納容器ベントを行うこととしており，格納容器ベント操作の信頼性を向上している。ただし，この場合，現場操作に移動を含め約90分の操作開始時間遅れが発生する。	実態の運転操作においては，炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（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，事象発生の約30時間後であり，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を行うことが可能である。また，格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定時間とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，90分程度操作時間が遅れる可能性があるが，原子炉格納容器の限界圧力は853kPa[gage]であることから，原子炉格納容器の健全性という点では問題とならない。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。なお，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても現場操作にて対応することから，他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の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。仮に，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，90分程度操作時間が遅れる可能性がある。格納容器ベントの操作開始時間が遅くなった場合，格納容器圧力は384kPa[gage]より若干上昇するため，評価項目となるパラメータに影響を与えるが，原子炉格納容器の限界圧力は853kPa[gage]であることから，原子炉格納容器の健全性という点では問題とならない。	格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約30時間あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。また，遠隔操作の失敗により，格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても，格納容器圧力は384kPa[gage]から上昇するが，格納容器圧力の上昇は緩やかであるため，原子炉格納容器の限界圧力853kPa[gage]に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約35時間後であり，約5時間の準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	訓練実績等より，中央制御室における格納容器ベント準備操作は操作スイッチによる1弁の操作に約8分の操作時間を，格納容器ベント操作は操作スイッチによる1弁の操作に約3分の操作時間を要した。また，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場操作にて対応するが，運転員（現場）の遠隔手動弁操作機構を用いた第1弁の手動操作は，移動時間を含め約1時間9分で完了する見込みを得た。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。

備考

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

項　目		解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	代替淡水貯槽への補給操作	代替淡水貯槽を水源とした圧水の隔離時点	代替淡水貯槽への補給は，解析条件では想定していない，解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり，代替淡水貯槽が枯渇しないように設定	代替淡水貯槽の枯渇までには 24 時間以上の時間余裕があり，補給準備時間 160 分を考慮しても，十分な時間余裕がある。	－	－	代替淡水貯槽への補給は所要時間 180 分のところ，訓練実績等により約 164 分で実施可能なことを確認した。
	代替淡水貯槽への補給に用いる可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作	代替淡水貯槽から通水	可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油は，解析条件では想定していない，解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり，燃料が枯渇しないように設定	可搬型代替注水中型ポンプの燃料枯渇までには約 210 分の時間余裕があり，給油開始までの準備時間 110 分（タンクローリへの給油 90 分及び可搬型代替注水中型ポンプへの給油 20 分）を考慮しても，十分な時間余裕がある。	－	－	可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油は所要時間 110 分のところ，訓練実績等により約 98 分で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）

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））

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））

○水源
復水貯蔵槽水量：約1,700m³
淡水貯水池：約18,000m³

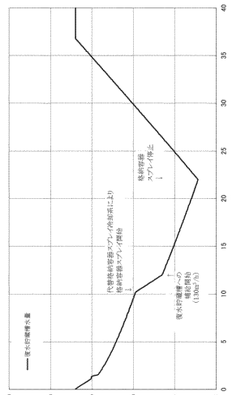
○水使用パターン
①原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系による原子炉注水
事象発生後に原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系により注水する。

②代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による代替原子炉格納容器スプレイ
格納容器圧力が0.18MPa[gage]となった以降に代替格納容器スプレイ冷却系による代替原子炉格納容器スプレイを実施する（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移送する。

○時間評価（右上図）
事象発生12時間までは復水貯蔵槽を水源として原子炉注水及び代替原子炉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。格納容器ベントを実施し，その後は崩壊熱相当で注水することから復水貯蔵槽水量は回復し，以降安定して冷却を継続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6,200m³必要となる。
6号及び7号炉の同時被災を考慮すると，約12,400m³必要となる。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。



添付資料 2.4.2.3

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

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））

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

・西側淡水貯水設備： 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

サプレッション・プール水温度が 65℃に到達する事象発生約 2 時間後，代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。

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

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

格納容器圧力が 0.2 79 MP a[gage]に到達する事象発生約 13 時間後，代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。

サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5 m に到達後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。

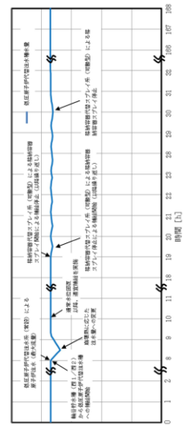
③ 西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給

可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給準備が完了後，西側淡水貯水設備の水を代替淡水貯槽へ補給する。

島根原子力発電所　２号炉

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））



○水源
低圧原子炉代替注水槽：約740m³
輪谷貯水槽（西１／西２）※：約7,000m³（約3,500m³×２）
※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８時間後の原子炉減圧後は，炉心冠水まで最大流量（250m³/h）で注水する。
炉心冠水後は，崩壊熱に応じた注水量で注水する。

②輪谷貯水槽（西１／西２）から低圧原子炉代替注水槽への移送
事象発生８時間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。

③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
事象発生 19 時間後から格納容器圧力に応じ，120m³/h で間欠運転を実施。

○時間評価（右上図）
事象発生８時間後まではサプレッション・チェンバのプール水を水源とした原子炉隔離時冷却系により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しない。事象発生８時間後から低圧原子炉代替注水槽を水源として原子炉注水と同時に低圧原子炉代替注水槽に補給を実施するため水量は回復する。事象発生 19 時間後から格納容器圧力に応じた格納容器スプレイを実施するため，低圧原子炉代替注水槽への移送を一旦停止するが，格納容器スプレイは間欠運転であるため，格納容器スプレイ停止後は低圧原子炉代替注水槽への移送を再開し，以降安定して冷却可能である。

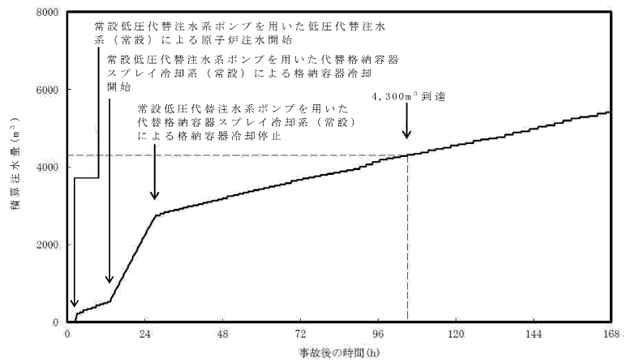
○水源評価結果
時間評価の結果から低圧原子炉代替注水槽が枯渇することはない。また，７日間の対応を考慮すると，約 3,600m³必要となる。低圧原子炉代替注水槽に約 740m³及び輸谷貯水槽（西１／西２）に約 7,000m³の水を保有することから，必要水量は確保可能であり，安定して冷却を継続することが可能である。

備考

・解析条件の相違
【柏崎 6/7】
島根２号炉は，原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を想定。

・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。

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. 時間評価 事象発生から常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始されるまでは，原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため，代替淡水貯槽の水量は減少しない。 事象発生 2 時間以降は，原子炉注水等によって，代替淡水貯槽の水量は減少する。 可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給の準備が完了する事象発生後約 300 分時点で代替淡水貯槽は枯渇していない。その後，西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給を実施するため，代替淡水貯槽は枯渇することがない。  第 1 図 外部水源による積算注水量 （崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）） 4. 水源評価結果 時間評価の結果から代替淡水貯槽が枯渇することはない。また，7 日間の対応を考慮すると，合計約 5，41 0m³ の水が必要となる。代替淡水貯槽及び西側淡水貯水設備に合計約 8，600m³ の水を保有することから必要水量を確保している。このため，安定して冷却を継続することが可能である。	

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　（2017.12.20版）

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））

プラント状況：6号及び7号炉運転中。1～5号炉停止中。
事象：崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）は6号及び7号炉を想定。保守的に全ての設備が，事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。
なお，外部電源喪失は想定していないが，全プラントで外部電源喪失が発生することとし，5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備等，プラントに関連しない設備も対象とする。

号炉	時系列	合計	判定
7号炉	事象発生直後～事象発生後7日間 復水貯蔵槽給水用　可搬型代替注水ポンプ（A-2級）4台起動。 21L/h×24h×7日×4台=14,112L 非常用ディーゼル発電機　3台起動。※1 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,493L/h×24h×7日×3台=752,472L	7日間の軽油消費量約768kL	7号炉軽油タンク容量は約1,020kL（※3）であり，7日間対応可能。
6号炉	事象発生直後～事象発生後7日間 復水貯蔵槽給水用　可搬型代替注水ポンプ（A-2級）4台起動。 21L/h×24h×7日×4台=14,112L 非常用ディーゼル発電機　3台起動。※1 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,493L/h×24h×7日×3台=752,472L	7日間の軽油消費量約768kL	6号炉軽油タンク容量は約1,020kL（※3）であり，7日間対応可能。
1号炉	事象発生直後～事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機　2台起動。※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L	7日間の軽油消費量約632kL	1号炉軽油タンク容量は約632kL（※3）であり，7日間対応可能。
2号炉	事象発生直後～事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機　2台起動。※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L	7日間の軽油消費量約632kL	2号炉軽油タンク容量は約632kL（※3）であり，7日間対応可能。
3号炉	事象発生直後～事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機　2台起動。※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L	7日間の軽油消費量約632kL	3号炉軽油タンク容量は約632kL（※3）であり，7日間対応可能。
4号炉	事象発生直後～事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機　2台起動。※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L	7日間の軽油消費量約632kL	4号炉軽油タンク容量は約632kL（※3）であり，7日間対応可能。
5号炉	事象発生直後～事象発生後7日間 非常用ディーゼル発電機　2台起動。※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L	7日間の軽油消費量約632kL	5号炉軽油タンク容量は約632kL（※3）であり，7日間対応可能。
その他	事象発生直後～事象発生後7日間 5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備　1台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 45L/h×24h×7日=7,560L モニタリング・ポスト用発電機　3台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 9L/h×24h×7日×3台=4,536L	7日間の軽油消費量約13kL	1～7号炉軽油タンク及びガスタービン発電機用燃料タンク（容量約100kL）の残容量（合計）は約591kLであり，7日間対応可能。

※1　事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は2台であるが，保守的に非常用ディーゼル発電機3台を起動させて評価した。
※2　事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台であるが，保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。
※3　保安規定に基づく容量。

東海第二発電所　（2018.9.12版）

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））

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

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機　2台起動※1 （燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定） 1,440.4L／h（燃料消費率）×168h（運転時間）×2台（運転台数） ＝約 484.0kL	7日間の軽油消費量約 755.5kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kLであり，7日間対応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機　1台起動 （燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定） 775.6L／h（燃料消費率）×168h（運転時間）×1台（運転台数） ＝約 130.3kL		
常設代替高圧電源装置　2台起動※2 （燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定） 420.0L／h（燃料消費率）×168h（運転時間）×2台（運転台数） ＝約 141.2kL		
可搬型代替注水中型ポンプ　1台起動 （西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給） 35.7L／h（燃料消費率）×168h（運転時間）×1台（運転台数） ＝約 6.0kL	7日間の軽油消費量約 6.0kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約 210kL であり，7日間対応可能
緊急時対策所用発電機　1台起動 （燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定） 411L／h（燃料消費率）×168h（運転時間）×1台（運転台数） ＝約 70.0kL	7日間の軽油消費量約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kLであり，7日間の対応可能

※1　事故収束に必要なディーゼル発電機は非常用ディーゼル発電機1台であるが，保守的にディーゼル発電機2台の起動を仮定した。
※2　緊急用母線の電源を，常設代替高圧電源装置2台で確保することを仮定した。

島根原子力発電所　2号炉

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））

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

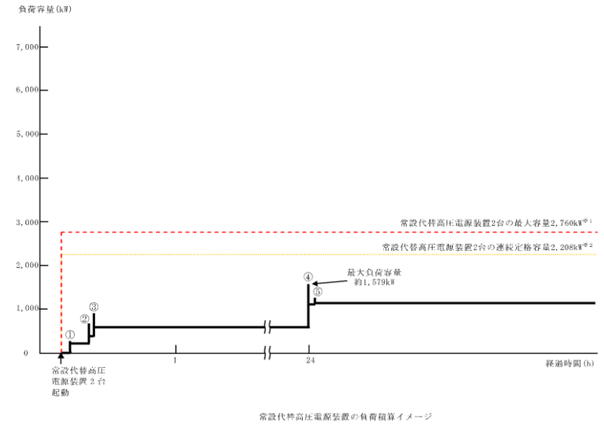
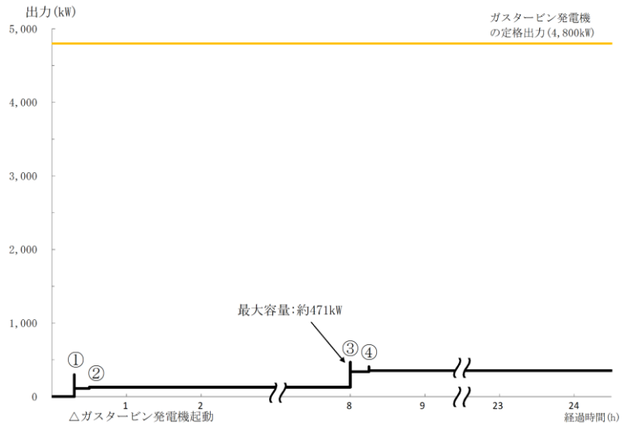
時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機　2台起動※1 （燃料消費率は保守的に最大負荷（定格出力運転）時を想定） 1.618m³/h×24h×7日×2台＝543.648m³	7日間の軽油消費量約 712m³	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約 730m³であり，7日間対応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機　1台起動 （燃料消費率は保守的に最大負荷（定格出力運転）時を想定） 0.927m³/h×24h×7日×1台＝155.736m³		
大量送水車　1台起動 0.0677m³/h×24h×7日×1台＝11.3736m³		
ガスタービン発電機　1台起動 （燃料消費率は保守的に最大負荷（定格出力運転）時を想定） 2.09m³/h×24h×7日×1台＝351.12m³	7日間の軽油消費量約 352m³	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
緊急時対策所用発電機　1台 （燃料消費率は保守的に最大負荷（定格出力運転）時を想定） 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

※1　事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台であるが，保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

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）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
資料なし	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）） 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：代替燃料プール冷却系ポンプ：約30：約1,220：約1,141  常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ ※1　常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量（1,380kW×運転台数＝最大容量） ※2　常設代替高圧電源装置定格出力運転時の 80%の容量（1,380kW×0.8×運転台数＝連続定格容量）	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）） 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  常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，SA 事象を考慮して，外部電源の喪失を想定している。 ・設備設計の相違 【東海第二】 常設代替電源設備から電源供給する負荷が異なる。なお，柏崎 6/7 では必要負荷について外部電源で電源供給を行う。