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　5.1 崩壊熱除去機能喪失〕

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故 5.1 崩壊熱除去機能喪失 5.1.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策 (1)事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」に含まれる事故シーケンスは，「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「崩壊熱除去機能喪失（RHR 機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗」，②「崩壊熱除去機能喪失（代替除熱機能喪失[フロントライン]※1）＋崩壊熱除去・注水系失敗」，③「崩壊熱除去機能喪失（補機冷却系機能喪失）＋崩壊熱除去・注水系失敗」及び④「外部電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗」である。 ※1 原子炉冷却材浄化系等の残留熱除去系以外の崩壊熱除去機能の喪失 (2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」では，原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により，崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し燃料損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，崩壊熱除去機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，崩壊熱除去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，運転員が異常を認知して，待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことによって燃料損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉を除熱する。	5 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故 5.1 崩壊熱除去機能喪失 5.1.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策 (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」に含まれる事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「残留熱除去系の故障（ＲＨＲ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，②「残留熱除去系の故障（ＲＨＲＳ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び③「外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。 (2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」では，原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により，崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し燃料損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，崩壊熱除去機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，崩壊熱除去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，運転員が異常を認知して，待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行うことによって，燃料損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉を除熱	5.　運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故 5.1　崩壊熱除去機能喪失 5.1.1　事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策 (1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」に含まれる事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び「外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。 (2)　事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」では，原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により，崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し燃料損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，崩壊熱除去機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，崩壊熱除去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，運転員が異常を認知して，待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことによって燃料損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉を除熱する。	・評価条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉の「崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」は，残留熱除去系のフロントライン系又はサポート系の機能喪失を表している。 柏崎 6/7 の②の事故シーケンスは，ＰＲＡにおいて，原子炉冷却材浄化系，燃料プール冷却浄化系に期待しているため抽出されているが，島根２号炉では期待していないため同様の事故シーケンスは抽出されていない。

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
(3) 燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，待機中の残留熱除去系（低圧注水モード及び原子炉停止時冷却モード）による原子炉注水手段及び除熱手段を整備する。また，原子炉補機冷却機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合については「5.2 全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。これらの対策の概略系統図を第 5.1.1 図及び第 5.1.2 図に，手順の概要を第 5.1.3 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 5.1.1 表に示す。 本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，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 14 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 6 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 名である。必要な要員と作業項目について第 5.1.4 図に示す。 なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，14 名で対処可能である。 a．残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認 原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により，崩壊熱除去機能が喪失する。これにより，原子炉水温が上昇し 100℃に	する。 (3) 燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱手段を整備する。また，残留熱除去系海水系機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合については「5.2 全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。これらの対策の概略系統図を第5.1－1 図に，手順の概要を第5.1－2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第5.1－1 表に示す。 本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，重大事故等対策に必要な要員は，災害対策要員（初動）12 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，通報連絡等を行う要員は4 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は3 名である。必要な要員と作業項目について第5.1－3 図に示す。 なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，12 名で対処可能である。 a．残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認 原子炉の運転停止中に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障により，崩壊熱除去機能が喪失する。これによ	(3) 燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱手段を整備する。また，原子炉補機冷却機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合については「5.2 全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。これらの対策の概略系統図を第5.1.1－1(1)図及び第5.1.1－1(2)図に，手順の概要を第5.1.1－2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5.1.1－1表に示す。 本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，重大事故等対策に必要な要員は，緊急時対策要員10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，通報連絡等を行う要員は５名である。必要な要員と作業項目について第5.1.1－3図に示す。 なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，10名で対処可能である。 a．残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認 原子炉の運転停止中に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障により，崩壊熱除去機能が喪失する。これによ	・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 10 名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。 ・体制の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 運用及び設備の相違に伴う，必要要員数の相違。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
到達する。運転員は原子炉水温の上昇等を確認し，崩壊熱除去機能喪失を確認する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系熱交換器出口温度等である。	り，原子炉水温が上昇し 100℃に到達する。運転員は原子炉水温の上昇等を確認し，崩壊熱除去機能喪失を確認する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系熱交換器出口温度等である。 （添付資料 5.1.1）	り，原子炉水温が上昇し 100℃に到達する。運転員は原子炉水温の上昇等を確認し，崩壊熱除去機能喪失を確認する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系熱交換器出口温度等である。	
ｂ．逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持 崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が 100℃に到達し，原子炉圧力が上昇することから，原子炉を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁１個を開操作する。 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力等である。	ｂ．逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持 崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が 100℃に到達し，原子炉圧力が上昇することから，原子炉を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1 個を開操作する。 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力等である。	ｂ．自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持 崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が 100℃に到達し，原子炉圧力が上昇することから，原子炉を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により自動減圧機能付き逃がし安全弁１個を開操作する。 自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力（ＳＡ），原子炉圧力等である。	
ｃ．残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水 崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し，原子炉水位が低下するため，中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を開始し，原子炉水位を回復する。 残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系系統流量等である。	ｃ．残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水 崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し，原子炉水位が低下するため，中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉注水を開始し，原子炉水位を回復する。 残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系系統流量等である。	ｃ．残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水 崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し，原子炉水位が低下するため，中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を開始し，原子炉水位を回復する。 残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去ポンプ出口流量等である。	
ｄ．残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復 残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉水位回復後，中央制御室にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切替えを行い，崩壊熱除去機能を回復する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系熱交換器入口温度等である。 崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。	ｄ．残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による崩壊熱除去機能回復 残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉水位回復後，中央制御室及び現場にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）へ切替えを行い，崩壊熱除去機能を回復する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による崩壊熱除去機能回復を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系熱交換器入口温度等である。 崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を停止するため，逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とする。	ｄ．残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復 残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉水位回復後，中央制御室及び現場にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切替えを行い，崩壊熱除去機能を回復する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系熱交換器入口温度等である。 崩壊熱除去機能回復後，自動減圧機能付き逃がし安全弁を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，残留熱除去系（低圧注水モード）から残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）への切り替え時に現場操作を実施。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
5.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「崩壊熱除去機能喪失（RHR 機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗」である。 本重要事故シーケンスにおいて想定するプラント状態は，崩壊熱，原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から，「POS A PCV/RPV 開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」が有効燃料棒頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して，最も厳しい想定である。したがって，当該プラント状態を基本とし，他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより，運転停止中の他のプラント状態においても，評価項目を満足できる。 また，評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 （添付資料 5.1.1，5.1.2）	5.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「残留熱除去系の故障（ＲＨＲ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。 本重要事故シーケンスにおいて想定するプラント状態は，崩壊熱，原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から，「ＰＯＳ－Ａ　ＰＣＶ／ＲＰＶ開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」が燃料有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して，最も厳しい想定である。したがって，当該プラント状態を基本とし，他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより，運転停止中の他のプラント状態においても，評価項目を満足できる。 また，評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 （添付資料 5.1.2）	5.1.2　燃料損傷防止対策の有効性評価 (1)　有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する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，「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。 本重要事故シーケンスにおいて想定するプラント状態は，崩壊熱，原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から，「ＰＯＳ－Ａ　格納容器及び原子炉圧力容器の開放並びに原子炉ウェル満水への移行状態」が燃料棒有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して，最も厳しい想定である。したがって，当該プラント状態を基本とし，他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより，運転停止中の他のプラント状態においても，評価項目を満足できる。 また，評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 （添付資料5.1.1，5.1.2）	
(2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.1.2 表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。 a．初期条件 (a) 原子炉圧力容器の状態 原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については，燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から，未開放時の評価に包絡される。 (b) 崩壊熱 原子炉停止後の崩壊熱は，ANSI/ANS-5.1-1979 の式に基づくものとし，また，崩壊熱を厳しく見積もるために，原子炉停止 1 日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 22MW である。 なお，崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約 37m³/h	(2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.1－2 表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。 a．初期条件 (a) 原子炉圧力容器の状態 原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については，燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から，未開放時の評価に包絡される。 (b) 崩壊熱 原子炉停止後の崩壊熱は，ＡＮＳＩ／ＡＮＳ－5.1－1979 の式に基づくものとし，また，崩壊熱を厳しく見積もるために，原子炉停止 1 日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 19MW である。 なお，崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約 32m	(2)　有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.1.2－1 表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。 a．初期条件 (a)　原子炉圧力容器の状態 原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については，燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から，未開放時の評価に包絡される。 (b)　崩壊熱 原子炉停止後の崩壊熱は，ANSI/ANS－5.1－1979 の式に基づくものとし，また，崩壊熱を厳しく見積もるために，原子炉停止１日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 14.0MW である。 なお，崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約	・評価条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・評価結果の相違

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
である。 （添付資料 5.1.3） (c) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温 事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし，また，原子炉初期水温は 52℃とする。 (d) 原子炉圧力 原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また，事象発生後において，水位低下量を厳しく見積もるために，原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする※2。 ※2 実操作では低圧注水系の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり，残留熱除去系の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べ小さくなるため，原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。 b．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，運転中の残留熱除去系の故障によって，崩壊熱除去機能を喪失するものとする。 (b) 安全機能喪失に対する仮定 起因事象の想定により，運転中の残留熱除去系の機能が喪失するものとする。 (c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 外部電源が使用できない場合においても，非常用ディーゼル発電機にて残留熱除去系による原子炉注水が可能であり，外部電源がある場合と事象進展は同等となるが，資源の評価の観点で厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。 c．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 残留熱除去系（低圧注水モード）	^{3}／h である。 （添付資料 5.1.3，5.1.4） (c) 原子炉水位及び原子炉水温 事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし，また，原子炉水温は 52℃とする。 (d) 原子炉圧力 原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また，事象発生後において，水位低下量を厳しく見積もるために，原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする※。 ※ 実操作では残留熱除去系（低圧注水系）の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり，残留熱除去系（低圧注水系）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べ小さくなるため，原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。 b．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障によって，崩壊熱除去機能を喪失するものとする。 (b) 安全機能喪失に対する仮定 起因事象の想定により，運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の機能が喪失するものとする。 (c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 外部電源が使用できない場合においても，非常用ディーゼル発電機にて残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水が可能であり，外部電源がある場合と事象進展は同等となるが，資源の評価の観点で厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。 （添付資料 1.3.3，5.1.8） c．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 残留熱除去系（低圧注水系）	23m^{3}/h である。 （添付資料 5.1.3） (c) 原子炉水位及び原子炉水温 事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし，また，原子炉水温は 52℃とする。 (d) 原子炉圧力 原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また，事象発生後において，水位低下量を厳しく見積もるために，原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする※1。 ※1 実操作では残留熱除去系（低圧注水モード）の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり，残留熱除去系（低圧注水モード）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べ小さくなるため，原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。 b．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障によって，崩壊熱除去機能を喪失するものとする。 (b) 安全機能喪失に対する仮定 起因事象の想定により，運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の機能が喪失するものとする。 (c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 外部電源が使用できない場合においても，非常用ディーゼル発電機にて残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が可能であり，外部電源がある場合と事象進展は同等となるが，資源の評価の観点で厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。 c．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 残留熱除去系（低圧注水モード）	【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
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水流量は 954m³/h とする。 (b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） 伝熱容量は，熱交換器 1 基あたり約 8MW（原子炉冷却材温度 52℃，海水温度 30℃において）とする。 d．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a)残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認を考慮し，事象発生から 2 時間後に実施するものとする。 (3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第 5.1.5 図に，原子炉水位と線量率の関係を第 5.1.6 図に示す。 ａ．事象進展 事象発生後，残留熱除去系の故障に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し，約 1 時間後に沸騰，蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。残留熱除去系の機能喪失に伴う原子炉水温の上昇により異常を認知し，事象発生から約 2 時間後に待機中の残留熱除去系ポンプを起動し，残留熱除去系（低圧注水モード）による注水を行う。 原子炉水位回復から約 90 分後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切り替え，除熱を開始することによって，原子炉水温は低下する※3。 ※3 原子炉冷却材の温度が 100℃の場合における残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）1 台での除熱能力は，燃料の崩壊熱を上回るため，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）への切替えを実施することで原子炉水温は低下する。 実操作では低圧注水系の準備が完了した後で原子炉減圧を実	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量は 1,605m³／h とする。 (b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系） 伝熱容量は，熱交換器 1 基当たり約 43MW（原子炉冷却材温度 100℃，海水温度 32℃において）とする。 d．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認を考慮し，事象発生から 2 時間後に実施するものとする。 (3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第5.1－4 図に，原子炉水位と線量率の関係を第5.1－5 図に示す。 ａ．事象進展 事象発生後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し，約1.1 時間後に沸騰，蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の機能喪失に伴う原子炉水温の上昇により異常を認知し，事象発生から約2 時間後に待機中の残留熱除去系ポンプを起動し，残留熱除去系（低圧注水系）による注水を行う。 原子炉水位回復から約1 時間45 分後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）へ切り替え，除熱を開始することによって，原子炉水温は低下する※1。 ※1 原子炉冷却材の温度が 100℃の場合における残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）1 系統での除熱能力は，燃料の崩壊熱を上回るため，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への切替えを実施することで原子炉水温は低下する。 実操作では残留熱除去系（低圧注水系）の準備が完了し	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水流量は 1,136m³/h とする。 (b)　残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） 伝熱容量は，熱交換器１基あたり約９MW（原子炉冷却材温度 52℃，海水温度 30℃において）とする。 d．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a)残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認を考慮し，事象発生から２時間後に実施するものとする。 (3)　有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第5.1.2－1図に，原子炉水位と線量率の関係を第5.1.2－2図に示す。 ａ．事象進展 事象発生後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し，事象発生から約0.9時間後に沸騰，蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の機能喪失に伴う原子炉水温の上昇により異常を認知し，事象発生から２時間後に待機中の残留熱除去ポンプを起動し，残留熱除去系（低圧注水モード）による注水を行う。 原子炉水位回復から約30分後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切り替え，除熱を開始することによって，原子炉水温は低下する※2。 ※２　原子炉冷却材の温度が 100℃の場合における残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）１系統での除熱能力は，燃料の崩壊熱を上回るため，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）への切替えを実施することで原子炉水温は低下する。 実操作では残留熱除去系（低圧注水モード）の準備が完	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 伝熱容量の相違。 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・設備設計及び運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の起動に原子炉保護系母線の復旧が不要である。 ・設備設計及び運用の相

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
施することとなり，残留熱除去系の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。そのため，原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な条件となる。	た後で原子炉減圧を実施することとなり，残留熱除去系（低圧注水系）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。そのため，原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な条件となる。	了した後で原子炉減圧を実施することとなり，残留熱除去系（低圧注水モード）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。そのため，原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な条件となる。	違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は BWR-5 であり，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の戻り水が再循環配管に流入する設計のため，原子炉圧力容器への低温水流入による過度な熱衝撃発生の防止を目的とした配管の暖気運転は実施しない。
ｂ．評価項目等 原子炉水位は，第 5.1.5 図に示すとおり，有効燃料棒頂部の約 3.3m 上まで低下するに留まり，燃料は冠水維持される。 原子炉圧力容器は未開放であり，第 5.1.6 図に示すとおり，必要な遮蔽※4 が維持される水位である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上を下回ることがないため，放射線の遮蔽は維持される。なお，線量率の評価点は原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近としている。また，全制御棒全挿入状態が維持されているため，未臨界は確保されている。 原子炉水位回復後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による除熱を継続することで，長期的に安定状態を維持できる。 本評価では，「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。 ※4 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。崩壊熱除去機能喪失における原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業時間及び作業員の退避は 1 時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも 10mSv となるため，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。 本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋オペレーティングフロアでの操作を必ず必要な作業としていないが，燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへの注水について仮に考慮し，可搬型スプレイヘッダ及びホースの設置にかかる作業時間を	ｂ．評価項目等 原子炉水位は，第5.1－4 図に示すとおり，燃料有効長頂部の約4.2m上まで低下するにとどまり，燃料は冠水維持される。 原子炉圧力容器は未開放であり，第5.1－5 図に示すとおり，必要な遮蔽※2が維持される水位である燃料有効長頂部の約1.7m 上を下回ることがないため，放射線の遮蔽は維持される。なお，線量率の評価点は原子炉建屋原子炉棟6 階の床付近としている。また，全制御棒全挿入状態が維持されているため，未臨界は確保されている。 原子炉水位回復後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による除熱を継続することで，長期的に安定状態を維持できる。 本評価では，「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。 ※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv／h とする。崩壊熱除去機能喪失における原子炉建屋原子炉棟6 階での作業時間及び作業員の退避は 2.2 時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも 22mSv となるため，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。 本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作を必ず必要な作業としていないが，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作について仮に考慮し，可搬型スプレ	ｂ．評価項目等 原子炉水位は，第5.1.2－1図に示すとおり，燃料棒有効長頂部の約4.0m上まで低下するに留まり，燃料は冠水維持される。 原子炉圧力容器は未開放であり，第5.1.2－2図に示すとおり，必要な遮蔽※3が維持される水位である燃料棒有効長頂部の約1.8m上を下回ることがないため，放射線の遮蔽は維持される。なお，線量率の評価点は原子炉建物原子炉棟４階の燃料取替機台車床としている。また，全制御棒全挿入状態が維持されているため，未臨界は確保されている。 原子炉水位回復後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による除熱を継続することで，長期的に安定状態を維持できる。 本評価では，「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。 ※３　必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。崩壊熱除去機能喪失における原子炉建物原子炉棟４階での作業時間及び作業員の退避は２時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも 20mSv となるため，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。 本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建物原子炉棟４階での操作を必要な作業としていないが，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）を使用した燃料プールへの注水について仮に考慮し，可搬型スプレイノズル及びホースの設置にかかる作業	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉の緊急時対策要員による作業時間並びに現場作業員の退避時間を考慮した評価結果。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
想定した。 必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は，定期検査作業時での原子炉建屋オペレーティングフロアにおける線量率を考慮した値である。 この線量率となる水位は有効燃料棒頂部の約 2.0m 上（通常水位から約 2.4m 下）の位置である。 （添付資料 4.1.2，5.1.4，5.1.5，5.1.6）	イノズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。 必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv／h は，施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟 6 階における線量率を考慮した値である。 この線量率となる水位は燃料有効長頂部の約 1.7m 上（通常水位から約 3.5m 下）の位置である。 （添付資料 5.1.5，5.1.6，5.1.7）	時間を想定した。 必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は，定期検査作業時での原子炉建物原子炉棟４階における線量率を考慮した値である。 この線量率となる水位は燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上（通常水位から約 3.3m 下）の位置である。 （添付資料 4.1.2，5.1.4，5.1.5，5.1.6）	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
5.1.3 評価条件の不確かさの影響評価 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 本重要事故シーケンスは，原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により，崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作とする。	5.1.3 評価条件の不確かさの影響評価 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 本重要事故シーケンスは，原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により，崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作とする。	5.1.3　評価条件の不確かさの影響評価 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 本重要事故シーケンスは，原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により，崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作とする。	
(1) 評価条件の不確かさの影響評価 ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 5.1.2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，評価条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 22.4MW に対して最確条件は約 22MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	(1) 評価条件の不確かさの影響評価 ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 5.1－2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，評価条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 未満であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	(1)　評価条件の不確かさの影響評価 ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 5.1.2-1 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，評価条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。 (a)　運転員等操作時間に与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 14.0MW に対して最確条件は約 14.0MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	・評価条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・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。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
初期条件の原子炉水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 40℃～約 53℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h※4 が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上の高さに到達するまでの時間は約 2 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃，原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが，注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	初期条件の原子炉水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 47℃～約 58℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv／h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃，原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが，注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	初期条件の原子炉水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 29℃～約 46℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約 2.7 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃，原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが，注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，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。 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
初期条件の原子炉水位は，評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなるが，注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	初期条件の原子炉水位は，評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎがあり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より低くなる場合があるため，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は短くなる場合があるが，注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	初期条件の原子炉水位は，評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなるが，注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，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は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	初期条件の原子炉圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	初期条件の原子炉圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	
初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり，本評価条件の不確かさとして，原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧	初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり，本評価条件の不確かさとして，原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時	初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり，本評価条件の不確かさとして，原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	
(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 22.4MW に対して最確条件は約 22MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に，原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は，注水までの時間余裕が短くなることから，評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h※1が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上の高さに到達するまでの時間は約 2 時間，有効燃料棒頂部到達まで約 3 時間となることから，評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 未満であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に，原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は，注水までの時間余裕が短くなることから，評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv／h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間，燃料有効長頂部到達まで約 4.2 時間となることから，評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	(b)　評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 14.0MW に対して最確条件は約 14.0MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に，原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は，注水までの時間余裕が短くなることから，評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約 2.7 時間，燃料棒有効長頂部到達まで事象発生から約 4.2 時間となることから，評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	・評価条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・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。 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
初期条件の原子炉水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 40℃～約 53℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h※1が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上の高さに到達するまでの時間は約 2 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	初期条件の原子炉水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 47℃～約 58℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv／h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	初期条件の原子炉水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 29℃～約 46℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約 2.7 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	・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。 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

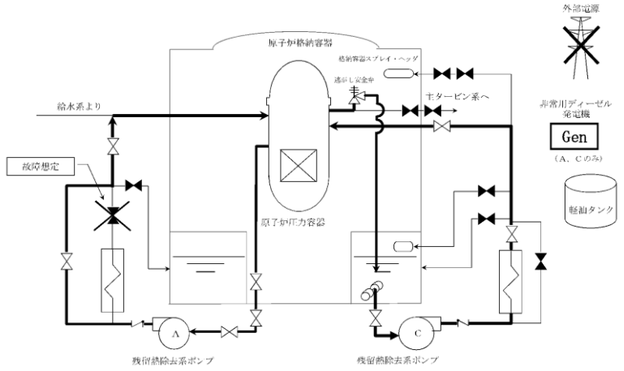
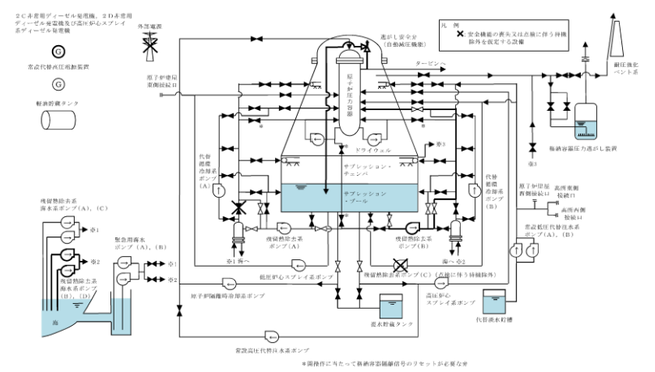
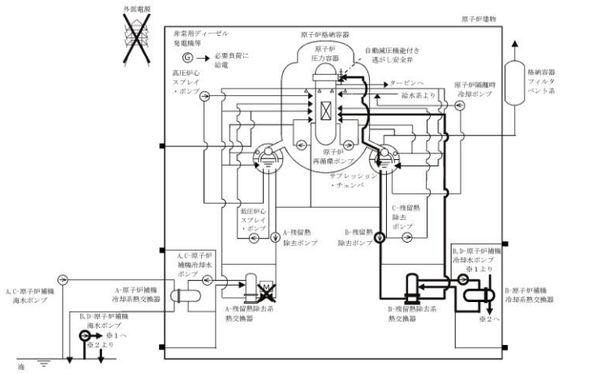
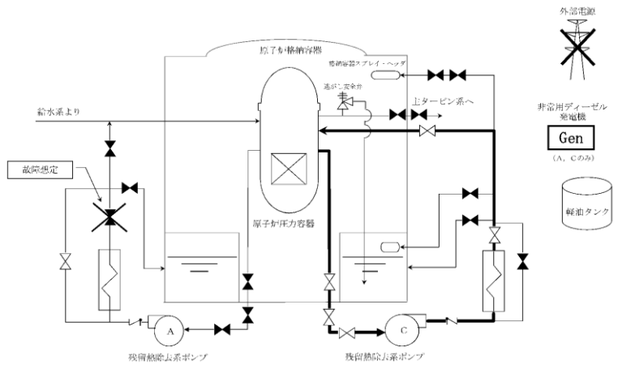
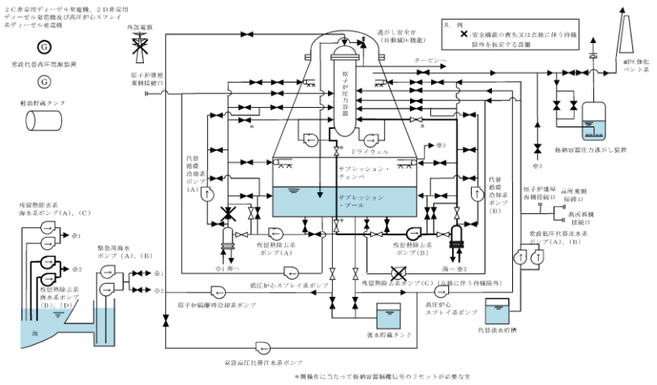
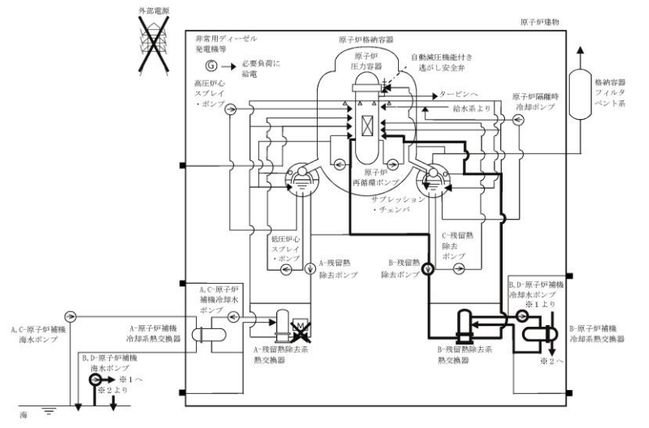
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
初期条件の原子炉水位は，評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで水位が低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 初期条件の原子炉圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間が遅くなり，原子炉水位の低下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※5。 初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり，本評価条件の不確かさとして，原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 ※5 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。 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 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から 2 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，	初期条件の原子炉水位は，評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎがあり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より低くなる場合があるが，原子炉水位のゆらぎによる変動量は，事象発生後の水位低下量に対して十分小さいことから，評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。 初期条件の原子炉圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間が遅くなり，原子炉水位の低下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※。 初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり，本評価条件の不確かさとして，原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 ※ 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。 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 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による注水操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から約 2 時間後を設定している。運転員等操作時間に与	初期条件の原子炉水位は，評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで水位が低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 初期条件の原子炉圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間が遅くなり，原子炉水位の低下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※4。 初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり，本評価条件の不確かさとして，原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 ※4 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。 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 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から２時間後を設定している。運転員等操作時間に与え	・実績値の相違 【東海第二】 島根２号炉の最確条件を記載。 ・評価結果の相違 【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
崩壊熱除去機能喪失による異常の認知により原子炉注水の必要性を確認し操作を実施することは容易であり，評価では事象発生から 2 時間後の注水操作開始を設定しているが，実態の注水操作開始時間は早くなる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。 (b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和す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 5.1.1，5.1.6，5.1.7） (2) 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。 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作について，通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約 3 時間，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間が約 5 時間であり，事故を認知して注水を開始するまでの時間は 2 時間であるため，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 5.1.1，5.1.6，5.1.7） (3) まとめ 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，評価条件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。	える影響として，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知により原子炉注水の必要性を確認し操作を実施することは容易であり，評価では事象発生から約 2 時間後の注水操作開始を設定しているが，実態の注水操作開始時間は早くなる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。 (b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和す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。 (2) 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。 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による注水操作について，通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約4.5 時間，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間が約6.3 時間であり，事故を認知して注水を開始するまでの時間は2 時間であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 (3) まとめ 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，評価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。 （添付資料5.1.8）	る影響として，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知により原子炉注水の必要性を確認し操作を実施することは容易であり，評価では事象発生から２時間後の注水操作開始を設定しているが，実態の注水操作開始時間は早くなる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。 (b)　評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和す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 5.1.1，5.1.6，5.1.7） (2)　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。 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による注水操作について，通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約4.3 時間，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間が事象発生から約6.1時間であり，事故を認知して注水を開始するまでの時間は事象発生から２時間後であるため，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 5.1.1，5.1.6，5.1.7） (3)　まとめ 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，評価条件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。	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

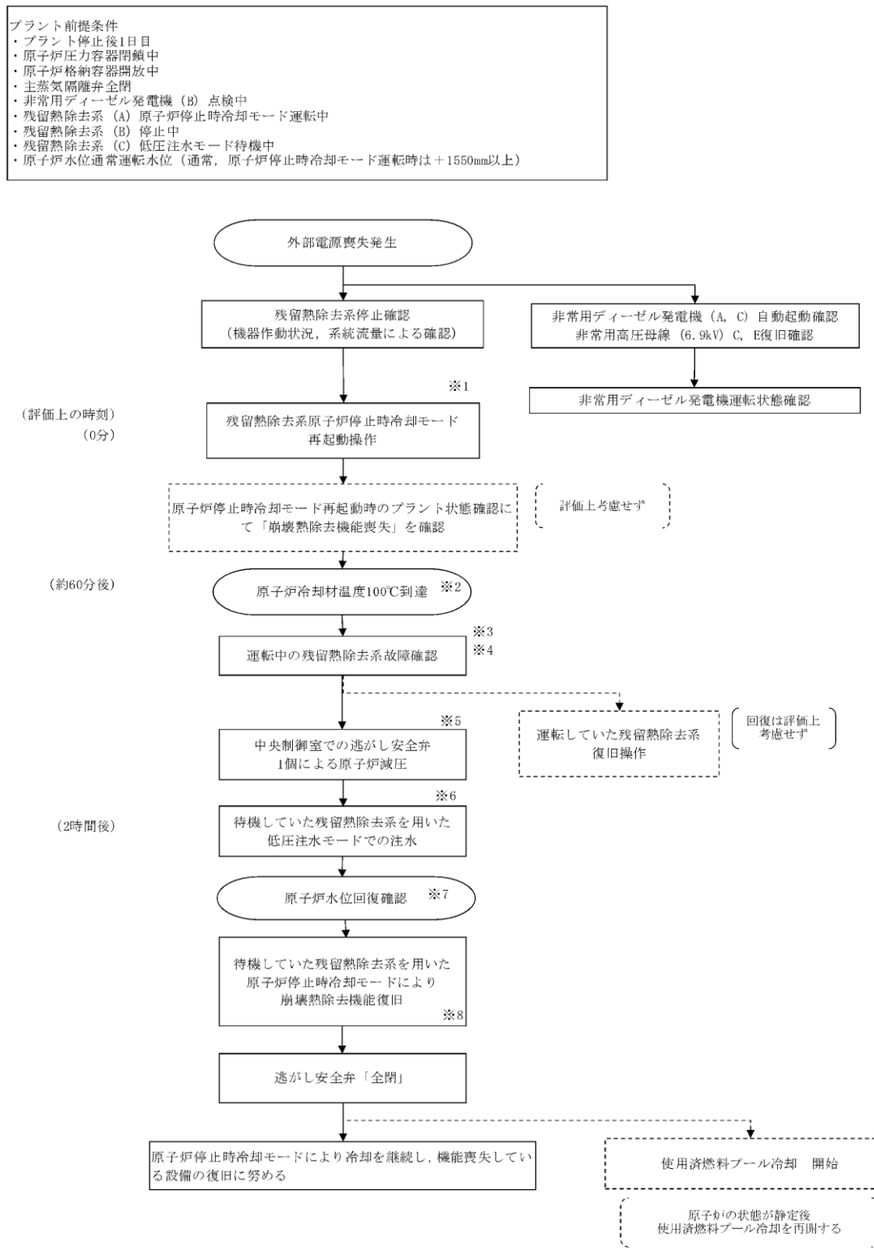
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
5.1.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」において，6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策時における必要な要員は，「5.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 14 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員，緊急時対策要員等の 64 名で対処可能である。	5.1.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」において，重大事故等対策時における必要な要員は，「5.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり12 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の37 名で対処可能である。	5.1.4　必要な要員及び資源の評価 (1)　必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において，重大事故等対策時における必要な要員は，「5.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり10名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している緊急時対策要員の43 名で対処可能である。	・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 10 名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。
(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」において，水源，燃料及び電源の資源は，「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。 a．水源 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については，必要な注水量が少なく，また，サプレッション・チェンバのプール水を水源とすることから，水源が枯渇することはないため，7 日間の継続実施が可能である。 b．燃料 非常用ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生後 7 日間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 1,519kL）。	(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」において，水源，燃料及び電源の資源は，「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。 a．水源 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水については，必要な注水量が少なく，また，サプレッション・チェンバのプール水を水源とすることから，水源が枯渇することはないため，7 日間の継続実施が可能である。 b．燃料 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は，事象発生後7 日間最大負荷で運転した場合，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。	(2)　必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」において，水源，燃料及び電源の資源は，「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。 a．水源 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については，必要な注水量が少なく，また，サプレッション・チェンバのプール水を水源とすることから，水源が枯渇することはないため，７日間の継続実施が可能である。 b．燃料 非常用ディーゼル発電機等による電源供給については，事象発生後７日間最大負荷で運転した場合，運転継続に約700m³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730m³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について，７日間の継続が可能である。	・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。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。

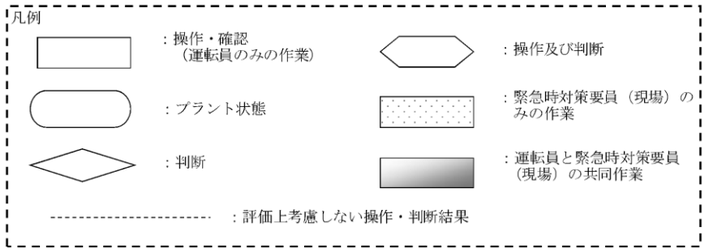
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
6 号及び 7 号炉の各軽油タンクにて約 1,020kL（6 号及び 7 号炉合計約 2,040kL）の軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，非常用ディーゼル発電機による電源供給，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について，7 日間の継続が可能である。 （添付資料 5.1.8）	緊急時対策所用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 70.0kL の軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約75kL の軽油を保有しており，この使用が可能であることから，緊急時対策所用発電機による電源供給について，7 日間の継続が可能である。 （添付資料5.1.9）	緊急時対策所用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，７日間の運転継続に約８㎥の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約 45㎥の軽油を保有しており，この使用が可能であることから，緊急時対策所用発電機による電源供給について，７日間の継続が可能である。 （添付資料 5.1.8）	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・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，東海第二】 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。
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によって給電を行うものとする。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 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。 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 951kW 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。	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。	・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。 ・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。
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 5.1.10）	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。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
5.1.5 結論 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では，原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により，崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策としては，残留熱除去系による原子炉注水手段及び除熱手段を整備している。 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「崩壊熱除去機能喪失（RHR 機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗」について有効性評価を行った。 上記の場合においても，残留熱除去系による原子炉注水及び原子炉除熱を実施することにより，燃料損傷することはない。 その結果，有効燃料棒頂部の冠水，放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 評価条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間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，残留熱除去系による原子炉注水，原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。	5.1.5 結論 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では，原子炉の運転停止中に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障により，崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策としては，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱手段を整備している。 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「残留熱除去系の故障（ＲＨＲ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。 上記の場合においても，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱を実施することにより，燃料損傷することはない。 その結果，燃料有効長頂部の冠水，放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 評価条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。 重大事故等対策時に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 以上のことから，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。	5.1.5　結論 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では，原子炉の運転停止中に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障により，崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策としては，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱手段を整備している。 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。 上記の場合においても，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（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱を実施することにより，燃料損傷することはない。 その結果，燃料棒有効長頂部の冠水，放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 評価条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。 重大事故等対策時に必要な要員は，緊急時対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 以上のことから，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（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
第5.1.1 図 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図（1/2）（原子炉停止時冷却失敗，原子炉減圧及び原子炉注水）	第5.1－1 図 崩壊熱除去機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1／2）（原子炉減圧及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水段階）	第5.1.1－1(1)図　「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図（原子炉停止時冷却失敗，原子炉減圧及び原子炉注水）	
			
第5.1.2 図 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図（2/2）（原子炉停止時冷却）	第 5.1－1 図 崩壊熱除去機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（2／2）（残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱段階）	第5.1.1－1(2)図　「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図（原子炉停止時冷却）	

差異理由は，島根２号炉「第 5.1.1-2 図　「崩壊熱除去機能喪失」の対応手順の概要」の備考欄参照。





※1
崩壊熱除去機能喪失を模擬するため「熱交換器出口弁開操作忘れ」及び「熱交換器出口弁開操作不能」を評価条件とする。実際は，原子炉停止時冷却モード停止時の原子炉冷却材最高温度を確認する。再起動後から原子炉冷却材温度を継続監視するため，早期に崩壊熱除去機能喪失は確認することができる

※2
約1時間後に原子炉冷却材温度が100℃に到達する

※3
1時間ごとの中央制御室監視により原子炉冷却材温度の上昇，及び崩壊熱除去機能喪失を認知する

※4
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する
評価上，人的過誤等の認知を約60分後としているため，建屋内への放射性物質の放出が想定されることから退避を指示する

※5
評価上，原子炉圧力容器を大気圧状態に維持するため逃がし安全弁を「開」する

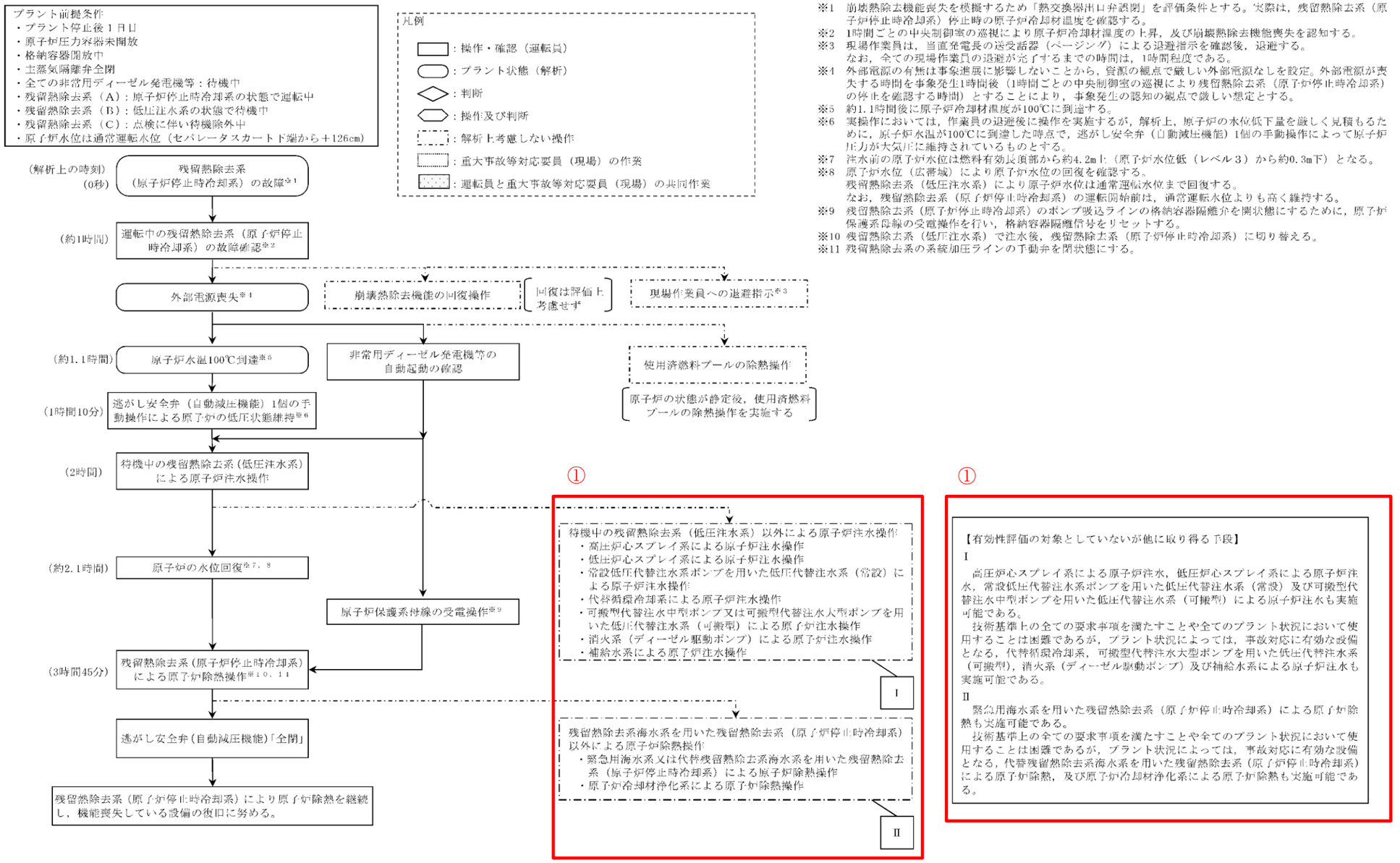
※6
注水前の原子炉最低水位は有効燃料棒頂部（TAF）＋3.3m（レベル3－約500mm）となる

※7
原子炉水位計（広帯域）にて原子炉水位の回復を確認する
低圧注水モードにより原子炉水位は通常運転水位まで回復する
なお，原子炉停止時冷却モードを運転する際は通常運転水位よりも高く維持する

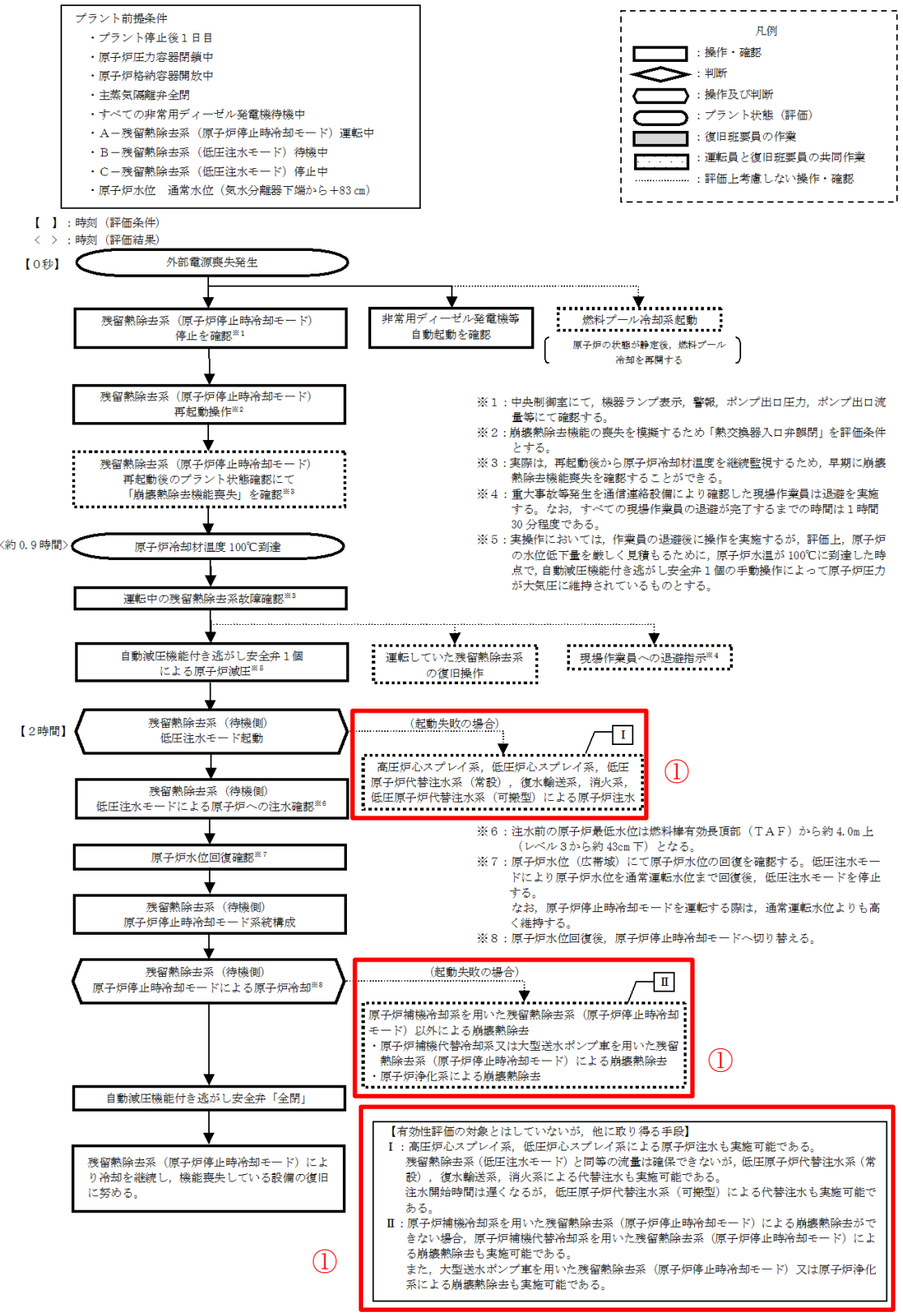
※8
低圧注水モードで注水後，原子炉停止時冷却モードへ切り替える

第 5.1.3 図　「崩壊熱除去機能喪失」の対応手順の概要

差異理由は，島根２号炉「第 5.1.1-2 図　「崩壊熱除去機能喪失」の対応手順の概要」の備考欄参照。



第 5.1－2 図 崩壊熱除去機能喪失の対応手順の概要



第 5.1.1-2 図　「崩壊熱除去機能喪失」の対応手順の概要

備　　考

・記載方針の相違
【柏崎 6/7】
①島根２号炉は，有効性評価の対象としていないが，他に取り得る手段を記載。

崩壊熱除去機能喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（時間） 0 0.5 1 1.5 2 2.5 3 3.5 4 4.5 5 5.5	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 / 7号 当直副長 1人 各号炉運転操作指揮								
	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	1人 A	1人 a	－	－	－	－	・外部電源喪失確認		
							・非常用ディーゼル発電機起動確認		
							・残留熱除去系（運転側） 原子炉停止時冷却モード　停止確認		残留熱除去系ポンプ（A）
	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系（運転側） 原子炉停止時冷却モード　再起動操作		残留熱除去系ポンプ（A）
残留熱除去系復旧操作	－	－	－	－	－	－	・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 手動開放操作	5分	
原子炉水位回復作業	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系（待機側） 低圧注水モード　起動／停止操作	通常運転水位まで回復後停止	残留熱除去系ポンプ（C）
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系（待機側） 原子炉停止時冷却モード　系統構成	90分	残留熱除去系ポンプ（C）
	－	－	2人 C，D	2人 c，d	－	－	・放射線防護装備準備	10分	
	－	－			－	－	・現場移動 ・残留熱除去系　電動弁隔離	30分	残留熱除去系ポンプ（C）
	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系（待機側） 原子炉停止時冷却モード　起動操作	5分	残留熱除去系ポンプ（C）
	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・原子炉停止時冷却モード運転による原子炉状態監視	適宜実施	残留熱除去系ポンプ（C）
使用済燃料プール冷却　再開（評価上考慮せず）	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・スキマサージタンク水位調整 ・燃料プール冷却浄化系　系統構成	・再起動準備としてろ過脱塩器の隔離及びスキマサージタンクへの補給を実施する 30分	燃料プール水温「77℃」以下維持要員を確保して対応する
	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・燃料プール冷却浄化系再起動	・燃料プール冷却浄化ポンプを再起動し使用済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 30分	
必要人員数　合計	1人 A	1人 a	2人 C，D	2人 c，d	0人				

（ ）内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数

第 5.1.4 図　「崩壊熱除去機能喪失」の作業と所要時間

備　考
差異理由は，島根２号炉「第 5.2.1－3 図　「崩壊熱除去機能喪失」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 5.2.1－3 図 「崩壊熱除去機能喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照。

運転停止中　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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 補佐：当直副発電長 1人 / 運転操作指揮補佐 指揮者等：災害対策要員（指揮者等） 4人 / 初動での指揮 発電所内外連絡	操作の内容	経過時間（時間） 1　2　3　4　5　55	備考
	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）		▽事象発生 ▽約１時間　プラント状況判断 ▽約 1.1 時間　原子炉水温 100℃到達 ▽2 時間　残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水開始 ▽約 2.1 時間　原子炉水位回復 ▽3 時間 45 分　残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）操作開始	
状況判断	1人 A － －	●原子炉水温上昇，残留熱除去系の系統流量低下等による崩壊熱除去機能喪失の確認 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止確認	10 分	 残留熱除去系ポンプ（A）
作業員への退避指示	－ － －	●当直発電長による作業員への退避指示	60 分以内に退避完了	解析上考慮しない 中央制御室で当直発電長が指示する
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉の低圧状態維持	【1人】 A － －	●逃がし安全弁（自動減圧機能）1 個の手動開放操作	1 分	
常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作	【1人】 A － －	●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	
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作	－ 1人 C 1人 a	●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の系統構成操作（現場）	45 分	
崩壊熱除去機能の回復操作	－ 【1人】 C 【1人】 a	●崩壊熱除去機能の回復操作	適宜実施	解析上考慮しない
原子炉保護系母線の受電操作	【1人】 A － －	●原子炉保護系母線の復旧準備操作	10 分	
	－ － 2人 b，c	●原子炉保護系母線の復旧操作（現場）	105 分	
待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作	【1人】 A － －	●残留熱除去系海水系の起動操作	4 分	
		●残留熱除去系（低圧注水系）の起動操作	2 分	
原子炉保護系母線の受電操作	【2人】 A，B － －	●原子炉保護系母線の復旧操作（中央制御室）	10 分	
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作	【1人】 A － －	●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水の停止操作	2 分	残留熱除去系ポンプ（B）
	【1人】 A － －	●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の系統構成操作（中央制御室）	30 分	
	【1人】 A － －	●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱の起動操作	6 分	
		●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱状態の監視	適宜監視	
使用済燃料プールの除熱操作	【1人】 A － －	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
		●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作	20 分	解析上考慮しない 約55時間までに実施する
		●代替燃料プール冷却系の起動操作	15 分	
必要要員合計	2人 A，B 1人 C 3人 a，b，c			

第 5.1－3 図 崩壊熱除去機能喪失時の作業と所要時間

停止中の崩壊熱除去機能喪失

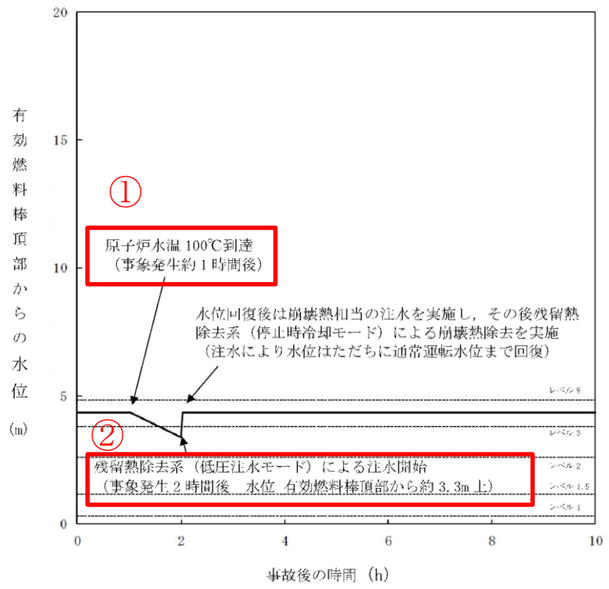
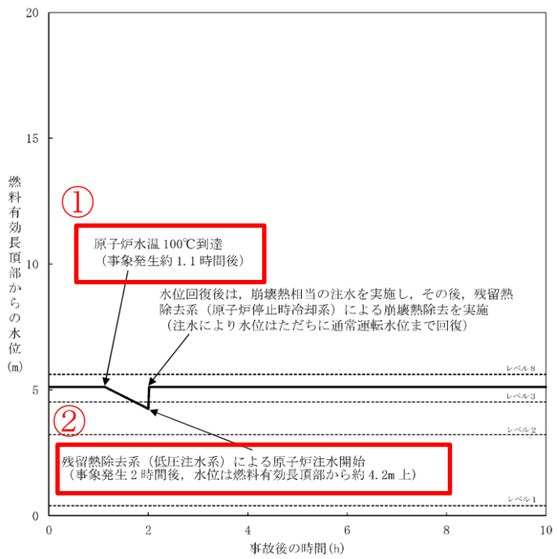
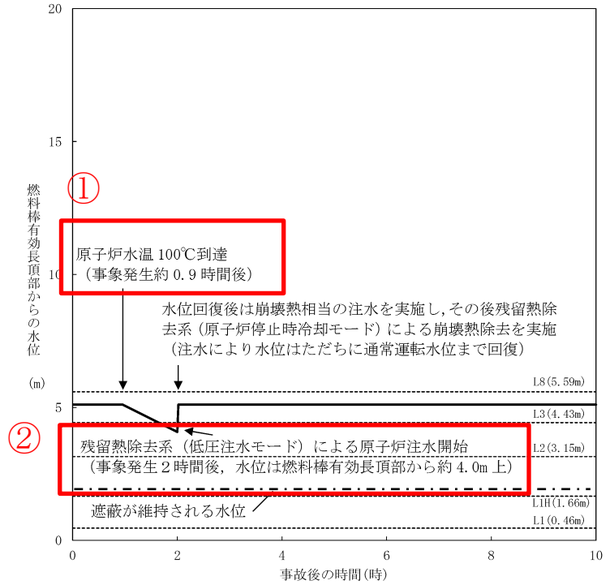
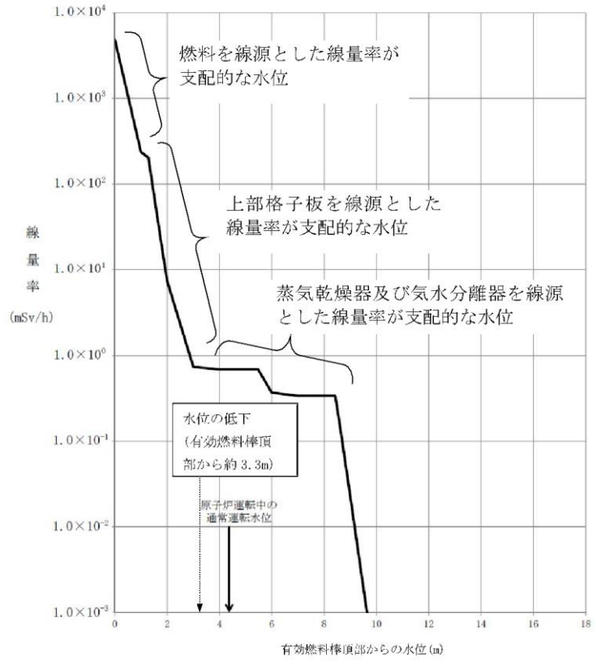
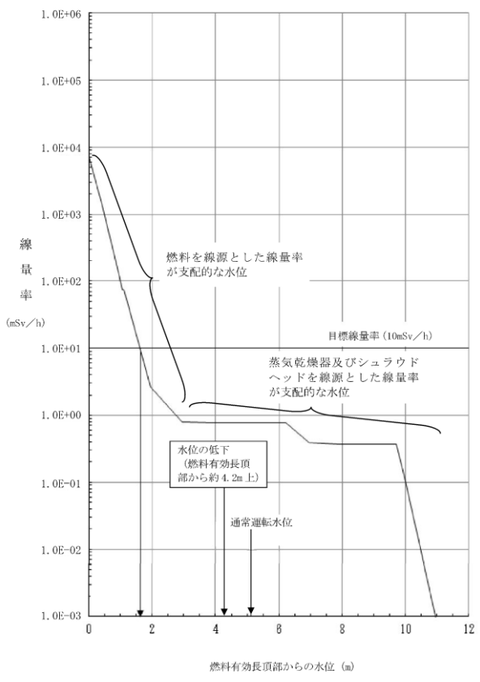
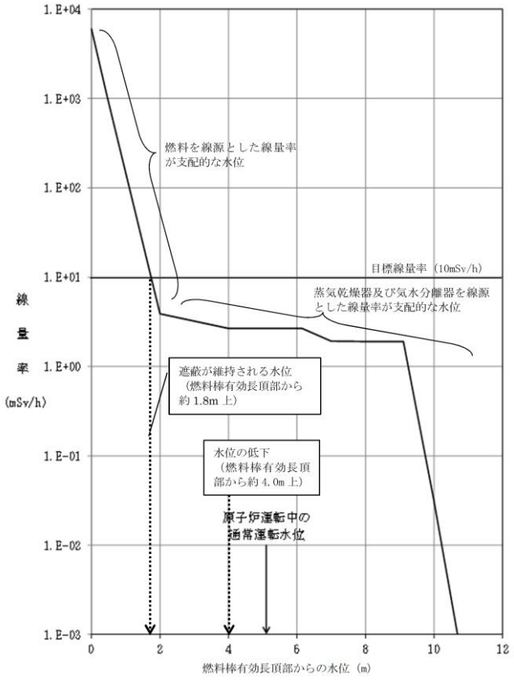
操作項目	実施箇所・必要人員数			操作内容	経過時間（分）10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130 140 150 160 170 180 / 経過時間（日）5 6 7	備考
	責任者 / 当直長 / 1人 / 中央制御室監視 緊急時対策本部連絡				▽事象発生 ▽プラント状況判断 ▽約0.9時間後　原子炉冷却材温度100℃到達 ▽2時間後　残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	
	指揮者 / 当直副長 / 1人 / 運転操作指揮					
	通報連絡等を行う要員 / 指示者 / 1人 / 初動での指揮					
	通報連絡等を行う要員 / 連絡責任者 連絡担当者 / 4人 / 発電所内外連絡					
	運転員（中央制御室）	運転員（現場）	復旧班要員			
状況判断	1人 A	—	—	・外部電源喪失確認	10分	
				・非常用ディーゼル発電機等自動起動確認		
				・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）停止確認		A-残留熱除去ポンプ
				・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）再起動		A-残留熱除去ポンプ
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）機能喪失調査，機器復旧操作	—	—	—	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）　機能回復		評価上考慮せず 対応可能な要員により対応する
現場作業員への退避指示	—	—	—	・当直長による現場作業員への退避指示	1時間30分以内に退避完了	評価上考慮せず 中央制御室で当直長が指示する
原子炉減圧操作	(1人) A	—	—	・自動減圧機能付き逃がし安全弁　1個　手動開放操作	10分	
原子炉水位回復操作	(1人) A	—	—	・残留熱除去系（低圧注水モード）（待機側）起動／停止操作	10分 原子炉水位回復後，残留熱除去系（低圧注水モード）停止	B-残留熱除去ポンプ
残留熱除去系（低圧注水モード）から残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）への切替え	(1人) A	—	—	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）（待機側）系統構成（中央制御室）	20分	B-残留熱除去ポンプ
	—	2人 B,C	—	・放射線防護具準備	10分	
	—		—	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）（待機側）系統構成（現場）	20分	B-残留熱除去ポンプ
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転	(1人) A	—	—	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）（待機側）起動	10分	B-残留熱除去ポンプ
	(1人) A	—	—	・原子炉冷却材温度調整	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転継続	B-残留熱除去ポンプ
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	評価上考慮せず 燃料プール水温66℃以下維持
必要人員数　合計	1人 A	2人 B,C	—			

() 内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数。

第 5.1.1－3 図　「崩壊熱除去機能喪失」の作業と所要時間

備　考

・評価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。
・評価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）。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 第 5.1.5 図 原子炉水位の移	 第 5.1－4 図 原子炉水位の推移	 第 5.1.2－1 図　原子炉水位の推移	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ①原子炉水温 100℃到達時間の相違。 ②原子炉注水開始時点の燃料棒有効長頂部からの水位の相違。
 第 5.1.6 図 原子炉水位と線量率	 第 5.1－5 図 原子炉水位と線量率	 第 5.1.2－2 図　原子炉水位と線量率	・設備設計及び評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

第 5.1.1 表 「崩壊熱除去機能喪失」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
残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認	原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により，崩壊熱除去機能が喪失する。これにより，原子炉水温が上昇し 100℃に到達する。	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	－	【残留熱除去系系統流量】 【残留熱除去系熱交換器出口温度】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】
逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持	崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が 100℃に到達し原子炉圧力が上昇することから，原子炉圧力を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁 1 個を開操作する。	逃がし安全弁	－	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 【残留熱除去系熱交換器出口温度】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】
残留熱除去系(低圧注水モード)運転による原子炉注水	崩壊熱除去機能喪失により，原子炉冷却材が蒸発し原子炉水位が低下するため，中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を開始し，原子炉水位を回復する。	【残留熱除去系（低圧注水モード）】	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】
残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転による崩壊熱除去機能回復	残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉水位回復後，中央制御室にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切替えを行い，崩壊熱除去機能を回復する。 崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。	【残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）】	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】

① 【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号炉 (2017.12.20 版)

第 5.1－1 表 崩壊熱除去機能喪失における重大事故等対策について

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認	原子炉の運転停止中に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障により，崩壊熱除去機能が喪失する。これにより，原子炉水温が上昇し 100℃に到達する。	非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	－	残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系熱交換器入口温度* 残留熱除去系熱交換器出口温度*
逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持	崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が 100℃に到達し，原子炉圧力が上昇することから，原子炉圧力を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1 個を開操作する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）*	－	原子炉圧力* 原子炉圧力（ＳＡ） 残留熱除去系熱交換器入口温度* 残留熱除去系熱交換器出口温度*
残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉注水	崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し，原子炉水位が低下するため，中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉注水を開始し，原子炉水位を回復する。	残留熱除去系（低圧注水系）* サプレッション・チェンバ*	－	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域） 残留熱除去系系統流量*
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による崩壊熱除去機能回復	残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉水位回復後，中央制御室及び現場にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）へ切替えを行い，崩壊熱除去機能を回復する。 崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）*	－	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（ＳＡ広帯域） 残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系熱交換器入口温度*

① ＊ 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

東海第二発電所（2018.9.12 版）

第 5.1.1－1 表 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認	原子炉の運転停止中に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障により，崩壊熱除去機能が喪失する。これにより，原子炉水温が上昇し 100℃に到達する。	【非常用ディーゼル発電機】 【非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク】	－	【残留熱除去ポンプ出口流量】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】 【残留熱除去系熱交換器出口温度】
自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持	崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が 100℃に到達し原子炉圧力が上昇することから，原子炉圧力を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により自動減圧機能付き逃がし安全弁 1 個を開操作する。	自動減圧機能付き逃がし安全弁	－	原子炉圧力（ＳＡ） 原子炉圧力 【残留熱除去系熱交換器入口温度】 【残留熱除去系熱交換器出口温度】
残留熱除去系(低圧注水モード)運転による原子炉注水	崩壊熱除去機能喪失により，原子炉冷却材が蒸発し原子炉水位が低下するため，中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を開始し，原子炉水位を回復する。	【残留熱除去系 （低圧注水モード）】 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） 【残留熱除去ポンプ出口流量】
残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転による崩壊熱除去機能回復	残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉水位回復後，中央制御室及び現場にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切替えを行い，崩壊熱除去機能を回復する。 崩壊熱除去機能回復後，自動減圧機能付き逃がし安全弁を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。	【残留熱除去系 （原子炉停止時冷却モード）】	－	原子炉水位（ＳＡ） 原子炉水位（広帯域） 【残留熱除去ポンプ出口流量】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】

① 【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

島根原子力発電所 2 号炉

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，東海第二】

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

第 5.1.2 表 主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）(1/2)

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	燃料の崩壊熱	約 22.4MW （9×9 燃料（A 型），原子炉停止 1 日後※1）	平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t※2 を基に ANSI/ANS-5.1-1979 にて算出した値
	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）	原子炉停止 1 日後の水位から保守性を持たせた値
	原子炉水温	52℃	原子炉停止 1 日後の実績を踏まえ，原子炉は残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードにて冷却されているため，その設計温度である 52℃を設定
	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止 1 日後の実績を考慮して設定
事故条件	起因事象，安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系機能喪失	運転中の残留熱除去系の故障を想定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定

①

※1 原子炉停止 1 日後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。
※2 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。

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号炉 (2017.12.20 版)

第 5.1—2 表 主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）(1/2)

項 目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	崩 壊 熱	約18.8MW （９×９燃料（Ａ型），原子炉停止1日後※1）	平衡炉心燃料の平均燃焼度33GWd／t※2を基にANSI/ANS-5.1-1979にて算出した原子炉停止1日後の崩壊熱として設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から＋126cm）	原子炉停止1日後の水位から保守性を持たせた値
	原子炉水温	52℃	原子炉停止1日後の実績を踏まえ，原子炉は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）にて冷却されているため，その設計温度である52℃を設定
	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止1日後の実績を考慮して設定
事故条件	起因事象，安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系機能喪失	運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障を想定
	外部電源	事象認知まで：外部電源あり 事象認知後　：外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定。外部電源が喪失する時間を事象発生1時間後（1時間ごとの中央制御室の巡視により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止を確認する時間）とすることにより，事象発生の認知の観点で厳しい想定とする。

①

②

※1 原子炉停止から１日後とは，全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価は原子炉スクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。
※2 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

① ※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

東海第二発電所 (2018.9.12 版)

第 5.1.2－1 表 主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）（１／２）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	燃料の崩壊熱	約 14.0MW （９×９燃料（A型），原子炉停止１日後※1）	平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t※2を基に，ＡＮＳＩ／ＡＮＳ－5.1－1979 にて算出した原子炉停止１日後の崩壊熱として設定 また，原子炉停止１日後においては，９×９燃料の方がＭＯＸ燃料よりも崩壊熱が大きく，原子炉水位低下の観点で厳しいため，ＭＯＸ燃料の評価は９×９燃料（Ａ型）の評価に包絡されることを考慮し，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定
	原子炉水位	通常水位 （気水分離器下端から+83 cm）	原子炉停止１日後の水位
	原子炉水温	52℃	原子炉停止１日後の実績を踏まえ，原子炉は残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）にて冷却されているため，その設計温度である 52℃を設定
	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止１日後の実績を考慮して設定
事故条件	起因事象，安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系機能喪失	運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障を仮定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は，崩壊熱除去機能の喪失に伴う原子炉水位の低下に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定

①

②

※1 原子炉停止１日後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。
※2 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

① ※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

島根原子力発電所 2 号炉

備考

・評価条件の相違
【柏崎 6/7，東海第二】
①条件設定は同じだが，島根２号炉は柏崎 6/7 と同様に平衡炉心燃料のサイクル末期の炉心平均燃焼度に 10%の保守性を考慮して設定。
東海第二は許認可炉心が 13 ヶ月運転であること及び実機における調整運転時期約 1 ヶ月を踏まえて設定。
また，島根２号炉はＭＯＸ燃料を採用していることを踏まえ，９×９燃料の代表性を示している。
②島根２号炉は，事象進展に影響がないことから，資源の観点で厳しいことを理由に簡潔に記載し，東海第二は事象発生の認知の観点で厳しい想定であることを補足。

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　(2017.12.20版)

第5.1.2 表 主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）(2/2)

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	954m³/h で注水	低圧注水系の設計値として設定
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	熱交換器1基あたり約8MW（原子炉冷却材温度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 （原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施することで水位を維持するが，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を実施することで原子炉内の崩壊熱を除去できるため，注水が不要となる）
重大事故等対策に関連する操作条件	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	事象発生から2時間後	残留熱除去系の機能喪失に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に，さらに余裕を考慮して設定

東海第二発電所（2018.9.12版）

第5.1－2 表 主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）(2/2)

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水系）	1,605m³／hで注水	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（原子炉停止時冷却系）	熱交換器1基当たり約43MW（原子炉冷却材温度100℃，海水温度32℃において）	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計値として設定 （原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施することで水位を維持するが，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を実施することで原子炉内の崩壊熱を除去できるため，注水が不要となる）
重大事故等対策に関連する操作条件	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	事象発生から約2時間後	残留熱除去系の機能喪失に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に，さらに余裕を考慮して設定

島根原子力発電所　2号炉

第5.1.2－1表　主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）（2／2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	1,136 m³/h で注水	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(原子炉停止時冷却モード)	熱交換器1基あたり約9MW（原子炉冷却材温度52℃,海水温度30℃において）	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の設計値として設定 （原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施することで水位を維持するが，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を実施することで原子炉内の崩壊熱を除去できるため，注水が不要となる）
重大事故等対策に関連する操作条件	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作	事象発生から2時間後	残留熱除去系の機能喪失に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に，さらに余裕を考慮して設定

備考

・評価条件の相違
【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
添付資料 5.1.1 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における有効燃料棒頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失により，有効燃料棒頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位到達までの時間余裕と必要な注水量について，以下の式を用いて計算を行った。なお，事象を厳しく評価するため，発生する崩壊熱は全て原子炉水温の上昇及び蒸発に寄与するものとし，原子炉圧力容器や水面からの放熱は考慮しない。 なお，5.1.2 及び 5.2.2 の「燃料損傷防止対策の有効性評価」おいて，「１．原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない計算」を用いて評価を行っており，添付資料 5.1.7 及び添付資料 5.2.2 の「評価条件の不確かさの影響評価について」の一部においては，未開放状態の被ばく影響をより現実に近い想定として評価するため，「２．原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算」を用いた。 １．原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない計算 原子炉未開放状態において，原子炉圧力上昇に伴う原子炉冷却材の比エンタルピの上昇により，大気圧下と比べて原子炉冷却材の蒸発量は抑制されるが，ここでは原子炉圧力容器の状態によらず，保守的かつ簡易的な評価として大気圧下の原子炉冷却材の蒸発量を求めた。 (1) 100℃に至るまでの時間 100℃に至るまでの時間は，運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時，全交流動力電源喪失時ともに約１時間である。計算は次の式で行った。 $t_1 = (h_{100} - h_{52}) \times V_c \times \rho_{52} / (Q \times 3600)$ t1　：100℃に至るまでの時間[h] h100　：100℃の飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]＝419.10	添付資料 5.1.3 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における基準水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失により，燃料有効長頂部が露出する水位又は放射線の遮蔽が維持される水位到達までの時間余裕と必要な注水量について，以下の式を用いて計算を行った。なお，事象を厳しく評価するため，発生する崩壊熱は全て原子炉水温の上昇及び蒸発に寄与するものとし，原子炉圧力容器や水面からの放熱は考慮しない。 1.　100℃に至るまでの時間 100℃に至るまでの時間は次の式で求める。 $t_1 = (h_{100} - h_{52}) \times V_c \times \rho_{52} / (Q \times 3,600) =$ 約 1.1h t_1　：100℃に至るまでの時間（h） h_{100}　：100℃の飽和水の比エンタルピ（kJ／kg）＝419.10	添付資料 5.1.1 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失により，燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位到達までの時間余裕と必要な注水量について，以下の式を用いて計算を行った。なお，事象を厳しく評価するため，発生する崩壊熱はすべて原子炉水温の上昇及び蒸発に寄与するものとし，原子炉圧力容器や水面からの放熱は考慮しない。 なお，5.1.2及び5.2.2の「燃料損傷防止対策の有効性評価」において，「１.原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない計算」を用いて評価を行っており，添付資料5.1.7及び添付資料5.2.2の「評価条件の不確かさの影響評価について」の一部においては，未開放状態の被ばく影響をより現実に近い想定として評価するため，「２．原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算」を用いた。 １．原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない計算 原子炉未開放状態において，原子炉圧力上昇に伴う原子炉冷却材の比エンタルピの上昇により，大気圧下と比べて原子炉冷却材の蒸発量は抑制されるが，ここでは原子炉圧力容器の状態によらず，保守的かつ簡易的な評価として大気圧下の原子炉冷却材の蒸発量を求めた。 (1) 100℃に至るまでの時間 100℃に至るまでの時間は，運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時，全交流動力電源喪失時ともに約 0.95 時間である。計算は次の式で行った。 $t_1 = (h_{100} - h_{52}) \times V_c \times \rho_{52} / (Q \times 3600)$ t_1　：100℃に至るまでの時間[h] h_{100}　：100℃の飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]＝419.10	・評価方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算も実施している。 ・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
h52　：52℃の飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]＝217.70 Vc　：保有水の体積[m³] ＝ [redacted] ρ52　：52℃の水密度[kg/m³] ＝ 987 Q　　：崩壊熱[kW] ＝ 2.24×10⁴	h_{52}　：52℃の飽和水の比エンタルピ（kJ／kg）＝217.70 V_c　：通常運転水位時の原子炉保有水の体積（m³）＝382 ρ_{52}　：52℃の水密度（kg／m³）＝987 Q　　：崩壊熱（kW）＝18.8×10³	h_{52}　：52℃の飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]＝217.70 V_c　：保有水の体積[m³] ＝ [redacted] ρ_{52}　：52℃の水密度[kg/m³] ＝ 987 Q　　：崩壊熱[kW] ＝ 1.40×10⁴	・評価条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
(2) 有効燃料棒頂部または放射線の遮蔽が維持される目安の水位に至るまでの時間 有効燃料棒頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位に至るまでの時間は，運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時，全交流動力電源喪失時で，それぞれ約５時間と約３時間である。計算は次の式で行った。 $t = t_1 + t_2$ $t_2 = (h_s - h_{100}) \times V_u \times \rho_{52} / (Q \times 3600)$ t　：有効燃料棒頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位に至るまでの時間[h] t_2　：100℃到達から有効燃料棒頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位に至るまでの時間[h] h_{100}　：100℃の飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]＝419.10 h_s　：飽和蒸気の比エンタルピ[kJ/kg] ＝ 2675.57 V_u　：保有水の体積[m³] （有効燃料棒頂部までの保有水の体積 ）＝ [redacted] （放射線の遮蔽が維持される目安の水位までの保有水の体積）＝ [redacted] ρ_{52}　：52℃の水密度[kg/m³] ＝ 987 Q　：崩壊熱[kW] ＝ 2.24×10⁴	2.　燃料有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間 崩壊熱（蒸発）によって燃料有効長頂部が露出する水位に至るまでの時間は次の式で求める。 $t = t_1 + t_2$＝約 6.3h $t_2 = (h_s - h_{100}) \times V_{u1} \times \rho_{52} / (Q \times 3,600)$ ＝約 5.2h t　：燃料有効長頂部が露出する水位に至るまでの時間（h） t_2　：100℃到達から燃料有効長頂部が露出する水位に至るまでの時間（h） h_s　：飽和蒸気の比エンタルピ（kJ／kg）＝2,675.57 V_{u1}　：燃料有効長頂部が露出する水位までの水の体積（m³）＝156 崩壊熱（蒸発）によって放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間は次の式で求める。 $t' = t_1 + t_3$＝約 4.5h $t_3 = (h_s - h_{100}) \times V_{u2} \times \rho_{52} / (Q \times 3,600)$ ＝約 3.4h t’　：放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間（h） t_3　：100℃到達から放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間（h） V_{u2}　：放射線の遮蔽が維持される水位までの水の体積（m³）＝104	(2) 燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間 燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間は，運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時，全交流動力電源喪失時で，それぞれ約 6.1 時間と約 4.3 時間である。計算は次の式で行った。 $t = t_1 + t_2$ $t_2 = (h_s - h_{100}) \times V_u \times \rho_{52} / (Q \times 3600)$ t　：燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間[h] t_2　：100℃到達から燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間[h] h_{100}　：100℃の飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]＝419.10 h_s　：飽和蒸気の比エンタルピ[kJ/kg] ＝ 2675.57 V_u　：保有水の体積[m³] （燃料棒有効長頂部までの保有水の体積）＝ [redacted] （放射線の遮蔽が維持される水位までの保有水の体積）＝ [redacted] ρ_{52}　：52℃の水密度[kg/m³] ＝ 987 Q　：崩壊熱[kW] ＝ 1.40×10⁴	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・評価条件の相違 【柏崎 6/7】
また，注水前の蒸発量は，運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時，全交流動力電源喪失時ともに 37[m³/h]である。計算は次の式で行った。	なお，崩壊熱によって蒸発する冷却材の量は次の式で求める。	また，注水前の蒸発量は，運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時，全交流動力電源喪失時ともに約 23[m³/h]である。計算は次の式で行った。	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

<table>
<tr>
<th>柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）</th>
<th>東海第二発電所　（2018.9.12 版）</th>
<th>島根原子力発電所　２号炉</th>
<th>備　　考</th>
</tr>
<tr>
<td>（注水前の蒸発量）＝（Q×3600）／（h_s － h_{100}）／ ρ_{100}
ρ_{100} ：100℃の水密度[kg/m3] ＝ 958</td>
<td>V_h＝（Q×3,600）／（（h_s－h_{100}）×ρ_{100}）＝約 32m／h^3
V_h ：蒸発量（m^3／h）
ρ_{100} ：100℃の水密度（kg／m^3）＝958</td>
<td>（注水前の蒸発量）＝（Q×3600）／（（h_s － h_{100}）× ρ_{100}）
ρ_{100} ：100℃の水密度[kg/m^3] ＝ 958</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>(3) 必要な注水量
崩壊熱によって喪失する原子炉冷却材を補うために必要な注水量は，運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時において約 32[m^3/h]，全交流動力電源喪失時において約 33[m^3/h]である。計算は次の式で行った。
f ＝（Q × 3600）／（（h_s － h_f）× ρ_f）
f ：必要な注水量[m^3/h]
ρ_f ：注水（飽和水）の密度[kg/m^3]
（崩壊熱除去機能喪失時）＝ 994（水温 35℃）
（全交流動力電源喪失時）＝ 988（水温 50℃）
h_s ：飽和蒸気の比エンタルピ[kJ/kg] ＝ 2675.57
h_f ：注水（飽和水）の比エンタルピ[kJ/kg]
（崩壊熱除去機能喪失時）＝ 146.64（水温 35℃）
（全交流動力電源喪失時）＝ 209.34（水温 50℃）
Q ：崩壊熱[kW] ＝ 2.24×10^4</td>
<td>3.　必要な注水量
崩壊熱によって蒸発する冷却材を補うために必要な注水量は次の式で求める。
f ＝（Q×3,600）／（（h_s－h_f）×ρ_f）
f ：必要な注水量（m^3／h）
ρ_f ：注水（飽和水）の密度（kg／m^3）
h_f ：注水（飽和水）の比エンタルピ（kJ／kg）
水源がサプレッション・チェンバ（水温：32℃）の場合及び代替淡水貯槽（水温：35℃）の場合の飽和水の密度，飽和水の比エンタルピ及び必要注水流量の評価結果は第１表のとおりである。
第１表　各水源使用時における必要注水流量の評価結果
<table><tr><th>パラメータ ＼ 水源</th><th>サプレッション・チェンバ</th><th>代替淡水貯槽</th></tr><tr><td>飽和水の密度（ρ_f）（kg／m^3）</td><td>995</td><td>994</td></tr><tr><td>飽和水の比エンタルピ（h_f）（kJ／kg）</td><td>134.11</td><td>146.64</td></tr><tr><td>必要注水流量（f）（m^3／h）</td><td>約 26.7</td><td>約 26.9</td></tr></table></td>
<td>(3) 必要な注水量
崩壊熱によって喪失する原子炉冷却材を補うために必要な注水量は，運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時，全交流動力電源喪失時ともに約 21[m^3/h]である。計算は次の式で行った。
f ＝（Q × 3600）／（（h_s － h_f）× ρ_f）
f ：必要な注水量[m^3/h]
ρ_f ：注水（飽和水，水温 35℃）の密度[kg/m^3] ＝ 994
h_s ：飽和蒸気の比エンタルピ[kJ/kg] ＝ 2675.57
h_f ：注水（飽和水，水温 35℃）の比エンタルピ[kJ/kg] ＝146.64
Q ：崩壊熱[kW] ＝ 1.40×10^4</td>
<td>・評価結果の相違
【柏崎 6/7】
・評価条件の相違
【柏崎 6/7，東海第二】
島根２号炉は，崩壊熱除去機能喪失時に使用する水源であるサプレッション・プール水温度及び全交流動力電源喪失時に使用する水源である低圧原子炉代替注水槽水温度いずれも 35℃を想定している。</td>
</tr>
<tr>
<td>(4) 注水中の蒸発量
注水中の蒸発量は，運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時は 0[m^3/h]，運転停止中の全交流動力電源喪失時は約 22[m^3/h]であ</td>
<td>4.　注水中の蒸発量
注水中の蒸発量は，注水された水を 100℃に上昇させる熱を崩壊熱から差し引いた熱が蒸発に使われることを考慮して，</td>
<td>(4) 注水中の蒸発量
注水中の蒸発量は，運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時，運転停止中の全交流動力電源喪失時ともに 0[m^3/h]である。注入</td>
<td>・評価結果の相違
【柏崎 6/7】</td>
</tr>
</table>

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
る。注入された水を 100℃に上昇させる熱を崩壊熱から差し引いた熱が蒸発に使われることから，計算は次の式で行った。 $Q \times 3600 = F \times \rho_f \times (h_{100} - h_f) + S \times \rho_f \times (h_s - h_{100})$ $S = (Q \times 3600 - F \times \rho_f \times (h_{100} - h_f)) / (\rho_f \times (h_s - h_{100}))$ F ：注水量[m^3/h] （崩壊熱除去機能喪失時）= 954（残留熱除去系定格流量） （全交流動力電源喪失時）= 150（低圧代替注水系（常設）設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定） S ：注水中の蒸発量[m^3/h]（ただし，S≧0） ρ_f：注水（飽和水）の密度[kg/m^3] （崩壊熱除去機能喪失時）＝ 994（水温 35℃） （全交流動力電源喪失時）＝ 988（水温 50℃） h_s ：飽和蒸気の比エンタルピ[kJ/kg] ＝ 2675.57 h_{100}：100℃の飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]＝419.10 h_f ：注水（飽和水）の比エンタルピ[kJ/kg] （崩壊熱除去機能喪失時）＝ 146.64（水温 35℃） （全交流動力電源喪失時）＝ 209.34（水温 50℃） Q ：崩壊熱[kW] ＝ 2.24×10^4	次の式で求める。 $Q\times3,600=F\times\rho_f\times(h_{100}-h_f)+S\times\rho_f\times(h_s-h_{100})$ $S=(Q\times3,600-F\times\rho_f\times(h_{100}-h_f))/(\rho_f\times(h_s-h_{100}))$ F ：注水流量（m^3／h） S ：注水中の蒸発量（m^3／h）（ただし，S≧0）	された水を 100℃に上昇させる熱を崩壊熱から差し引いた熱が蒸発に使われることから，計算は次の式で行った。 $Q \times 3600 = F \times \rho_f \times (h_{100} - h_f) + S \times \rho_f \times (h_s - h_{100})$ $S = (Q \times 3600 - F \times \rho_f \times (h_{100} - h_f)) / (\rho_f \times (h_s - h_{100}))$ F ：注水量[m^3/h] （崩壊熱除去機能喪失時）＝ 1,136（残留熱除去系定格流量） （全交流動力電源喪失時）＝ 200（低圧原子炉代替注水系（常設）の設計値として設定） S ：注水中の蒸発量[m^3/h]（ただし，S≧0） ρ_f ：注水（飽和水，水温 35℃）の密度[kg/m^3] ＝ 994 h_s ：飽和蒸気の比エンタルピ[kJ/kg] ＝ 2675.57 h_{100} ：100℃の飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]＝419.10 h_f ：注水（飽和水，水温 35℃）の比エンタルピ[kJ/kg]＝146.64 Q ：崩壊熱[kW] ＝ 1.40×10^4	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・評価条件の相違 【柏崎 6/7・東海第二】 ・評価条件の相違 【柏崎 6/7】
２．原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算 （原子炉圧力容器が閉鎖状態での評価） （１）主蒸気逃がし安全弁(SRV)の逃がし弁機能が作動する最低圧力に到達する時間等 5.1.2 及び 5.2.2 の「燃料損傷防止対策の有効性評価」においては原子炉圧力容器未開放であるが，原子炉の大気圧状態が維持される想定にて計算を実施している。ただし，実操作において崩壊熱除去機能が喪失した際の SRV による減圧操作は原子炉の注水機能が確保された後となるため，原子炉圧力上昇による		２．原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算 （原子炉圧力容器が閉鎖状態での評価） (1) 逃がし安全弁（ＳＲＶ）の逃がし弁機能が作動する最低圧力に到達する時間等 5.1.2 及び 5.2.2 の「燃料損傷防止対策の有効性評価」においては原子炉圧力容器未開放状態であるが，原子炉の大気圧状態が維持される想定にて計算を実施している。ただし，実操作において崩壊熱除去機能が喪失した際の自動減圧機能付き逃がし安全弁による減圧操作は原子炉の注水機能が確保された	・評価方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算も実施している。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
原子炉冷却材蒸発の抑制効果に期待でき，原子炉冷却材の蒸発量は小さくなる。 閉鎖状態における原子炉の圧力上昇と水位の関係は下の式で計算できる。ここで主蒸気逃がし安全弁(SRV)の逃がし弁機能が作動する最低圧力(7.51MPa[gage])に到達する時間等を求めた。 $M_s / \rho_s + M_l / \rho_l = V_{all}$ $M_s + M_l = M_{all}$ $\Delta (h_s \times V_s \times \rho_s + h_l \times V_l \times \rho_l) = Q \Delta t$ ※初期状態の各変数は[0]，SRV 作動圧力到達時の各変数は[1]で表す M_s ，M_l ：気相部の蒸気量，液相部の水量[kg] 初期（大気圧，原子炉水温 52℃）： M_{s0}＝ 約□kg（飽和蒸気圧），Ml0＝ 約□kg M_{all}：原子炉圧力容器内の蒸気及び原子炉冷却材の総量[kg] ＝約□kg ρ_s， ρ_l ：飽和蒸気の密度，水の密度[kg/m³] 初期(大気圧,原子炉水温52℃)：ρ_{s0} ＝0.09121 kg/m³，ρ_{10}＝987 kg/m³ SRV 作動圧力到達時（7.51MPa[gage]，原子炉水温 291.6℃）： ρ_{s1} ＝40 kg/m³ ， ρ_{11}＝728.9 kg/m³ V_s ，V_l ：気相部の体積，液相部の体積[m³] 初期（大気圧，原子炉水温 52℃）： V_{s0}＝約□m³，V_{10}＝ 約□m³ V_{all} ：原子炉圧力容器の体積[m³] ＝ 約□ m³ h_s ，h_l ：飽和蒸気，水のエンタルピ[kJ/kg] 初期（大気圧，原子炉水温 52℃）： h_{s0} ＝約 2594.8 kJ/kg ，h_{10}＝約 217.7 kJ/kg SRV 作動圧力到達時（7.51MPa[gage]，原子炉水温 291.6℃）： h_{s1}＝約 2764.3kJ/kg ，h_{11}＝約 1298.2kJ/kg Q ：崩壊熱量[kJ/s] ＝約 2.24×10^4 kJ/s(原子炉停止１日後) Δt ：事象発生後の時間[s] 上記式より		後となるため，原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果に期待でき，原子炉冷却材の蒸発量は小さくなる。 閉鎖状態における原子炉の圧力上昇と水位の関係は下の式で計算できる。ここで逃がし安全弁（ＳＲＶ）の逃がし弁機能が作動する最低圧力（7.58MPa[gage]）に到達する時間等を求めた。 $M_s \ / \ \rho_s + M_l \ / \ \rho_l = V_{all}$ $M_s + M_l = M_{all}$ $\Delta (h_s \times V_s \times \rho_s + h_l \times V_l \times \rho_l) = Q \Delta t$ ※初期状態の各変数は[0]，ＳＲＶ作動圧力到達時の各変数は[1]で表す M_s ，M_l ：気相部の蒸発量，液相部の水量[kg] 初期（大気圧，原子炉水温 52℃）： M_{s0}＝約□kg（飽和蒸気圧），M_{10}＝約□kg M_{all} ：原子炉圧力容器内の蒸気及び原子炉冷却材の総量[kg] ＝約□kg ρ_s ，ρ_l ：飽和蒸気の密度，水の密度[kg/m³] 初期（大気圧，原子炉水温 52℃）： ρ_{s0}＝0.0912 kg/m³，ρ_{10}＝987 kg/m³ ＳＲＶ作動圧力到達時（7.58MPa[gage]，原子炉水温 292℃）：ρ_{s1}＝40.4 kg/m³，ρ_{11}＝728 kg/m³ V_s ，V_l ：気相部の体積，液相部の体積[m³] 初期（大気圧，原子炉水温 52℃）： V_{s0}＝約□m³，V_{10}＝約□m³ V_{all} ：原子炉圧力容器内の体積[m³] ＝約□m³ h_s ，h_l ：飽和蒸気，水のエンタルピ[kJ/kg] 初期（大気圧，原子炉水温 52℃）： h_{s0}＝2594.84 kJ/kg，h_{10}＝217.70 kJ/kg ＳＲＶ作動圧力到達時（7.58MPa[gage]，原子炉水温 292℃）： h_{s1}＝2763.55 kJ/kg，h_{11}＝1300.63 kJ/kg Q ：崩壊熱量[kJ/s] ＝1.40×10^4 kJ/s（原子炉停止１日後） Δt ：事象発生後の時間[s] 上記式より	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 ・評価条件の相違 【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
SRV 作動圧力到達時（7.51MPa[gage]，原子炉水温 291.6℃）の液相部の水量[kg] M_{11}＝約 4.04×10^5 kg SRV 作動圧力到達時（7.51MPa[gage]，原子炉水温 291.6℃）の液相部の体積[m^3] V_{11}＝約 [redacted] m^3 事象発生後の時間[s] Δt ＝約 1.9×10^4［s］→ 5 時間以上		ＳＲＶ作動圧力到達時（7.58MPa[gage]，原子炉水温 292℃）の液相部の水量[kg] M_{11}＝約 2.364×10^5 kg ＳＲＶ作動圧力到達時（7.58MPa[gage]，原子炉水温 292℃）の液相部の体積[m^3] V_{11}＝約 [redacted] m^3 事象発生後の時間[s] Δt＝約 1.9×10^4[s] → ５時間以上	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】
となり，事象発生約 5 時間後までに約 3t の原子炉冷却材が蒸発する。ただし，熱膨張により原子炉冷却材の体積は約 140 m^3 増加し，原子炉水位は有効燃料棒頂部より約 8m 上（通常運転水位より約 4m 高い位置）となる。SRV 作動圧力到達時（7.51MPa[gage]）においては遮蔽評価に用いている 100℃の時の水の密度と比べて水の密度が約 0.76 倍と減少しているため，同等の遮蔽厚さに換算した場合，有効燃料棒頂部より約 6m 上（通常運転水位より約 2m 高い位置）となり，事象発生前と同様原子炉冷却材による放射線の遮蔽は維持される。		となり，事象発生約５時間後までに約 2.5t の原子炉冷却材が蒸発する。ただし，熱膨張により原子炉冷却材の体積は約 82.8m^3 増加し，原子炉水位は燃料棒有効長頂部より約 8.69m 上（通常運転水位より約 3.59m 高い位置）となる。ＳＲＶ作動圧力到達時（7.58MPa[gage]）においては遮蔽評価に用いている 100℃の時の水の密度と比べて水の密度が約 0.76 倍と減少しているため，同等の遮蔽厚さに換算した場合，燃料棒有効長頂部より約 6.61m 上（通常運転水位より約 1.51m 高い位置）となり，事象発生前と同様原子炉冷却材による放射線の遮蔽は維持される。	・評価結果の相違 【柏崎 6/7】 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】
以上より，原子炉圧力容器が閉鎖状態において崩壊熱除去機能が喪失した後も，主蒸気逃がし安全弁の作動等により原子炉内の保有水量が減少するまでの間（5 時間以上），原子炉冷却材による放射線の遮蔽は維持される。 なお，原子炉停止 12 時間後を想定した際，上記の原子炉停止１日後と同様の評価式を用いて算出すると，SRV 作動圧力到達時（7.51MPa[gage]）までの時間は 3 時間以上となる。		以上より，原子炉圧力容器が閉鎖状態において崩壊熱除去機能が喪失した場合も，逃がし安全弁の作動等により原子炉内の保有水量が減少するまでの間（５時間以上），原子炉冷却材による放射線の遮蔽は維持される。 なお，原子炉停止 12 時間後を想定した際，上記の原子炉停止１日後と同様の評価式を用いて算出すると，ＳＲＶ作動圧力到達時（7.58MPa[gage]）までの時間は４時間以上となる。	

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
添付資料 5.1.2 重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定 1. 「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価，「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定にあたっては，他の殆どの重要事故シーケンス等の選定と同様に，PRA の結果から抽出された事故シーケンスグループからガイドに示された着眼点を考慮し，重要事故シーケンスを選定している。 崩壊熱除去機能喪失の重要事故シーケンスとしては，ガイドに示された着眼点に加えて事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における評価内容との差別化を図ることを考慮し，次の事故シーケンスを選定した。 ・崩壊熱除去機能喪失（RHR 機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗 2. 重要事故シーケンスに対する燃料損傷防止対策の選定 有効性評価では，設計基準相当の設備の機能喪失を受けて燃料損傷に至る重要事故シーケンスに対し，重大事故等対処設備を用いて燃料損傷を防止できることを確認している。この観点では，全ての崩壊熱除去機能及び注水機能の喪失を受け，重大事故等対処設備を用いて燃料損傷を防止するという評価も考えられるが，この場合，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスと同じ評価を実施することとなる。 このため，「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの有効性評価では，「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」の対策例を参照し，待機中の残留熱除去系によって崩壊熱除去機能を確保し，燃料損傷を防止可能であることを確認している。 3. プラント状態（POS）の選定 重要事故シーケンスの選定プロセスでは，POS については選定	添付資料 5.1.2 重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定 1. 「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価のうち，「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスは，他のほとんどの重要事故シーケンスの選定と同様に，ＰＲＡから抽出された事故シーケンスグループから，「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」（以下「審査ガイド」という。）に示された着眼点を考慮して選定している。 「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスは，審査ガイドに示された着眼点から，次の事故シーケンスを選定した。 ・残留熱除去系の故障（ＲＨＲ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗 2. 重要事故シーケンスに対する燃料損傷防止対策の選定 有効性評価では，設計基準事故対処設備の機能喪失により燃料損傷に至る重要事故シーケンスに対し，重大事故等対処設備を用いた燃料損傷防止対策の有効性を確認する。この観点では，本事故シーケンスにおいて全ての崩壊熱除去機能及び注水機能の喪失を想定し，重大事故等対処設備を用いた燃料損傷防止対策の有効性を確認することも考えられるが，この場合，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において選定した重要事故シーケンスと同じ対策の有効性を確認することとなる。 このため，「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスに対する有効性評価では，審査ガイドの主要解析条件及び対策例を参照し，待機中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）及び残留熱除去系（低圧注水系）によって崩壊熱除去機能及び注水機能を確保し，燃料損傷防止が可能であることを確認している。 3. プラント状態の選定 有効性評価の対象とする重要事故シーケンスについては，重	添付資料 5.1.2 重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定 １．「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定にあたっては，他の殆どの重要事故シーケンス等の選定と同様に，ＰＲＡの結果から抽出された事故シーケンスグループから「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」（以下「ガイド」という。）に示された着眼点を考慮し，重要事故シーケンスを選定している。 崩壊熱除去機能喪失の重要事故シーケンスとしては，ガイドに示された着眼点に加えて事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における評価内容との差別化を図ることを考慮し，次の事故シーケンスを選定した。 ・崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗 ２．重要事故シーケンスに対する燃料損傷防止対策の選定 有効性評価では，設計基準相当の設備の機能喪失を受けて燃料損傷に至る重要事故シーケンスに対し，重大事故等対処設備を用いて燃料損傷を防止できることを確認している。この観点では，すべての崩壊熱除去機能及び注水機能の喪失を受け，重大事故等対処設備を用いて燃料損傷を防止するという評価も考えられるが，この場合，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスと同じ評価を実施することとなる。 このため，「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの有効性評価では，ガイドの対策例を参照し，待機中の残留熱除去系によって崩壊熱除去機能を確保し，燃料損傷を防止可能であることを確認している。 ３．プラント状態（ＰＯＳ）の選定 重要事故シーケンスの選定プロセスでは，ＰＯＳについては選	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
していないため，有効性評価の評価条件を設定する際に決定している。 崩壊熱除去機能の喪失事象が発生した場合，代替の崩壊熱除去機能や炉心への注水機能を用いて燃料損傷を防止することとなる。このため，POS を選定する上では崩壊熱が高く，原子炉圧力容器内の保有水量が少ないため，事象発生から燃料損傷までの時間余裕が厳しい POS を選定することが適切と考える。停止時レベル 1PRA における POS の分類及び定期検査工程を図 1 に，POS の選定方法及び原子炉圧力容器の開閉状態を表 1 に示す。崩壊熱の観点で最も厳しい POS は「S 原子炉冷温停止への移行状態」であり，次に「A PCV/RPV 開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」，その次が「B 原子炉ウェル満水状態」という順となる。保有水の観点では原子炉水位が通常運転水位付近の可能性がある POS「S」，「A」，「C　PCV/RPV 閉鎖及び起動準備への移行状態」，「D 起動準備状態」が厳しい。 次に崩壊熱除去・注水機能を持つ設備の事故時の使用可否について考えると，POS「S」及び「D」の原子炉停止直後・起動準備状態において，給水系を除く緩和設備が原子炉運転中と同様に待機状態又は早期復旧により使用可能な状態である※。そのため，緩和設備については POS「S」及び「D」以外の POS「A」～「C」が厳しい条件となる。 なお，原子炉圧力容器蓋閉時は原子炉圧力の上昇が考えられるが，トップベントから原子炉の減圧ができること，急激に原子炉圧力が上昇するようなものではないこと，原子炉圧力が上昇しても逃がし安全弁で減圧できることから低圧注水系が使用できるとしている。また，原子炉格納容器閉鎖時においても同様の考え方である。 このため，本評価においては，POS「S」の次に崩壊熱が高く，原子炉圧力容器内の保有水量が少ないことに加え，使用可能な緩和設備が原子炉運転中より少なくなる POS「A」を選定している。	要事故シーケンスの選定プロセスで選定しているが，プラント状態については，有効性評価の評価条件を設定する際に選定している。 「崩壊熱除去機能喪失」の事故シーケンスグループにおいては，代替の崩壊熱除去機能及び注水機能を用いて燃料損傷の防止及び放射線の遮蔽に必要な水位を維持することとなる。このため，ＰＯＳを選定する上では，事象発生から燃料損傷及び遮蔽維持水位到達までの時間余裕が短い，すなわち崩壊熱が高く，保有水量が少ないプラント状態を選定することが適切であると考えられる。停止時レベル１ＰＲＡにおけるＰＯＳの分類及び施設定期検査工程の概要を第1図に示す。また，ＰＯＳの選定方法及び原子炉圧力容器の開閉状態を第1表に示す。崩壊熱が最も高いＰＯＳはＰＯＳ－Ｓであり，次にＰＯＳ－Ａ，その次がＰＯＳ－Ｂという順となる。また，保有水量の観点では原子炉水位が通常運転水位付近の可能性があるＰＯＳ－Ｓ，ＰＯＳ－Ａ，ＰＯＳ－Ｃ及びＰＯＳ－Ｄが厳しい。 次に，崩壊熱除去機能又は注水機能を持つ設備の事故時における使用可否について考えると，ＰＯＳ－Ｓ及びＰＯＳ－Ｄ，すなわち原子炉停止直後及び起動準備状態においては，給水系を除く緩和設備が原子炉運転中と同様に待機状態又は早期復旧により使用可能な状態である※。そのため，緩和設備についてはＰＯＳ－Ｓ及びＰＯＳ－Ｄ以外のＰＯＳである，ＰＯＳ－Ａ～ＰＯＳ－Ｃが厳しい条件となる。 なお，原子炉圧力容器未開放時は原子炉圧力の上昇が考えられるが，急激に原子炉圧力が上昇するような事象ではなく，原子炉圧力が上昇しても逃がし安全弁（自動減圧機能）により原子炉を減圧できるため，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水は有効としている。 このため，本評価では，ＰＯＳ－Ｓの次に崩壊熱が高く，原子炉圧力容器内の保有水量が少ないことに加え，使用可能な緩和設備が原子炉運転中と同等であるＰＯＳ－Ｓ，ＰＯＳ－Ｄ以外のＰＯＳとして，ＰＯＳ－Ａを選定している。 なお，ＰＯＳ－Ａは「ＰＣＶ／ＲＰＶ開放への移行状態」と定義される状態であり，原子炉圧力容器未開放状態から原子炉ウェル水張り完了までの期間であるが，本評価では，原子炉圧力容器内の保有水量が少なく，遮蔽維持水位到達までの時間余	定していないため，有効性評価の評価条件を設定する際に選定している。 崩壊熱除去機能の喪失事象が発生した場合，代替の崩壊熱除去機能や炉心への注水機能を用いて燃料損傷を防止することとなる。このため，ＰＯＳを選定するうえでは崩壊熱が高く，原子炉圧力容器内の保有水量が少ないため，事象発生から燃料損傷までの時間余裕が厳しいＰＯＳを選定することが適切と考える。停止時レベル１ＰＲＡにおけるＰＯＳの分類及び定期事業者検査工程を図１に，ＰＯＳの選定方法及び原子炉圧力容器の開閉状態を表１に示す。崩壊熱の観点で最も厳しいＰＯＳは「Ｓ　原子炉冷温停止への移行状態」であり，次に「Ａ　原子炉格納容器及び原子炉圧力容器の開放並びに原子炉ウェル満水への移行状態」，その次が「Ｂ　原子炉ウェル満水状態」という順となる。保有水の観点では原子炉水位が通常運転水位付近の可能性があるＰＯＳ「Ｓ」，「Ａ」，「Ｃ　原子炉格納容器及び原子炉圧力容器の閉鎖及び起動準備への移行状態」，「Ｄ　起動準備状態」が厳しい。 次に崩壊熱除去・注水機能を持つ設備の事故時の使用可否について考えると，ＰＯＳ「Ｓ」及び「Ｄ」の原子炉停止直後・起動準備状態において，給水系を除く緩和設備が原子炉運転中と同様に待機状態又は早期復旧により使用可能な状態である※。そのため，緩和設備についてはＰＯＳ「Ｓ」及び「Ｄ」以外のＰＯＳ「Ａ」～「Ｃ」が厳しい条件となる。 なお，原子炉圧力容器閉鎖時は原子炉圧力の上昇が考えられるが，トップベントから原子炉の減圧ができること，急激に原子炉圧力が上昇するようなものではないこと，原子炉圧力が上昇しても自動減圧機能付き逃がし安全弁で減圧できることから残留熱除去系（低圧注水モード）が使用できるとしている。また，原子炉格納容器閉鎖時においても同様の考え方である。 このため，本評価においては，ＰＯＳ「Ｓ」の次に崩壊熱が高く，原子炉圧力容器内の保有水量が少ないことに加え，使用可能な緩和設備が原子炉運転中より少なくなるＰＯＳ「Ａ」を選定している。 なお本評価では，原子炉圧力容器内の保有水量が少なく，放射線の遮蔽が維持される水位に到達するまでの時間余裕の観点か	・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
	裕の観点から厳しい，原子炉圧力容器未開放状態を評価条件とした。	ら厳しい，原子炉圧力容器閉鎖状態を評価条件とした。	
※ 一例として後述する「添付資料 5.1.6 6.原子炉隔離時冷却系による注水について」で示すに，POS「S」及び「D」において原子炉圧力容器が閉鎖状態であるため，原子炉圧力が上昇した後に原子炉隔離時冷却系の注水も使用可能となる。	※ 一例として後述する「添付資料5.1.7　6.原子炉隔離時冷却系による注水について」に示すとおり，ＰＯＳ－Ｓ及びＰＯＳ－Ｄにおいては原子炉圧力容器が閉鎖状態であるため，原子炉圧力が上昇した後は原子炉隔離時冷却系による注水も使用可能となる。	※ 一例として後述する「添付資料 5.1.6　6. 原子炉隔離時冷却系による注水について」で示すとおり，ＰＯＳ「Ｓ」及び「Ｄ」において原子炉圧力容器が閉鎖状態であるため，原子炉圧力が上昇した後に原子炉隔離時冷却系の注水も使用可能となる。一方，ＰＯＳ「Ａ」～「Ｃ」のうち原子炉圧力容器が開放状態である場合には，原子炉圧力が上昇しないため原子炉隔離時冷却系が使用できなくなる。	
4. 他の燃料損傷防止対策を想定した場合の影響 本評価で確認している，待機中の残留熱除去系による崩壊熱除去機能確保とは別の燃料損傷防止対策としては，復水補給水系による原子炉注水が考えられるが，これについては「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスにおいて，本評価と同じPOS「A」でその有効性を確認している。	4. 他の燃料損傷防止対策を想定した場合の影響 本評価では，待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水の有効性を確認しているが，別の燃料損傷防止対策として，低圧代替注水系（常設）及び待機中の非常用炉心冷却設備による原子炉注水が考えられる。ただし，低圧代替注水系（常設）については「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスにおいて，本評価と同じＰＯＳ－Ａでの有効性を確認している。 また，待機中の非常用炉心冷却設備については，非常用炉心冷却設備に比べて注水流量が少ない低圧代替注水系（常設）の有効性評価に包絡される。 なお，本評価においては，運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の機能喪失時は待機側の残留熱除去系により原子炉除熱を行うこととしているが，施設定期検査中は待機中の残留熱除去系が点検により待機除外となる場合がある。この際に運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が機能喪失すると，原子炉除熱手段が確保できないため原子炉建屋内が蒸気雰囲気となり，原子炉建屋内に設置されている緩和設備に悪影響を与えることが考えられる。この場合においても，原子炉建屋外側ブローアウトパネルの開放等により原子炉建屋内の環境悪化を抑制することが可能である。なお，蒸気に含まれる放射性物質の量は，運転中の事故時と比べて非常に小さく，考慮不要である。また，原子炉建屋内の環境が悪化した場合においてもその影響を受けない重大事故等対策である，低圧代替注水系（常設），低圧代替注水系（可搬型）により原子炉へ注水する	4. 他の燃料損傷防止対策を想定した場合の影響 本評価では，待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の有効性を確認しているが，別の燃料損傷防止対策として，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水が考えられるが，これについては「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスにおいて，本評価と同じＰＯＳ「Ａ」でその有効性を確認している。	・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，待機中の非常用炉心冷却設備であるＨＰＣＳ，ＬＰＣＳ及びＬＰＣＩ（Ｃ－ＲＨＲ）について，ＰＲＡの評価上は，期待していない設備であることから，記載していない。 ・記載箇所の相違 【東海第二】 島根２号炉は，原子炉建物内への影響について，添付資料 5.1.5 に記載をしている。

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
	ことで，燃料有効長頂部の冠水及び放射線の遮蔽を維持することができる。		

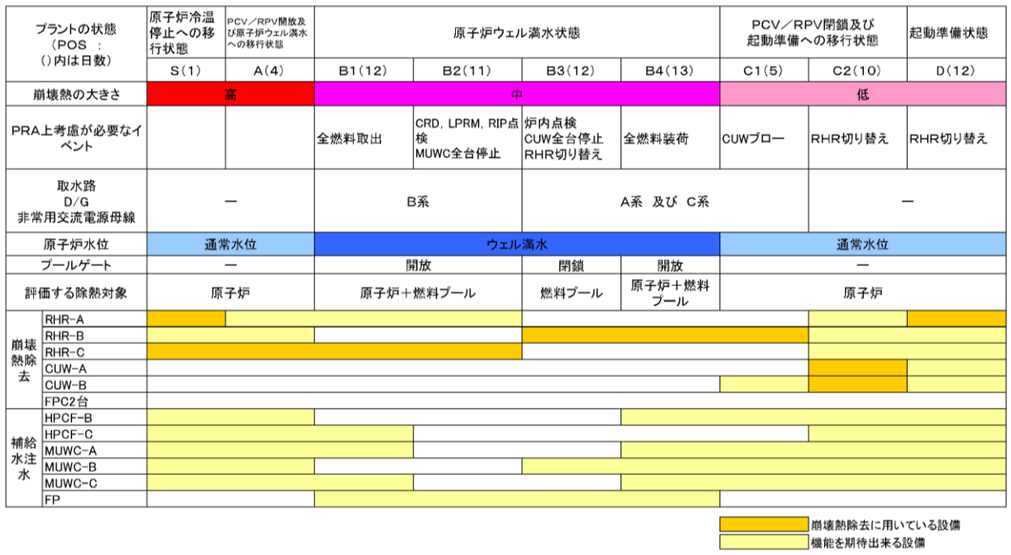
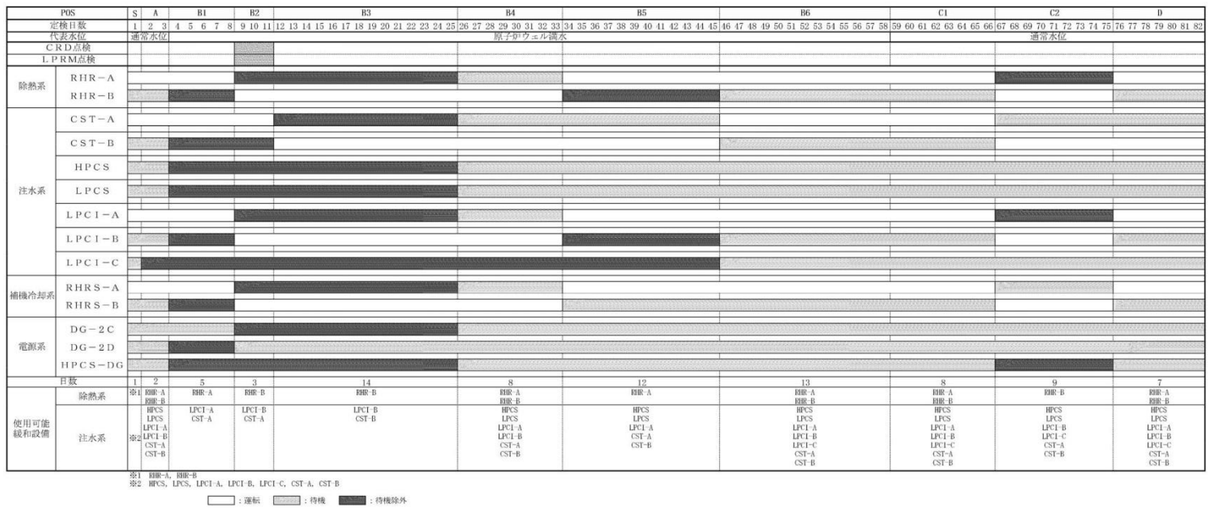


図１ 停止時レベル 1PRA における POS の分類及び定期検査工程



第１図　停止時レベル１ＰＲＡにおけるＰＯＳの分類及び施設定期検査工程

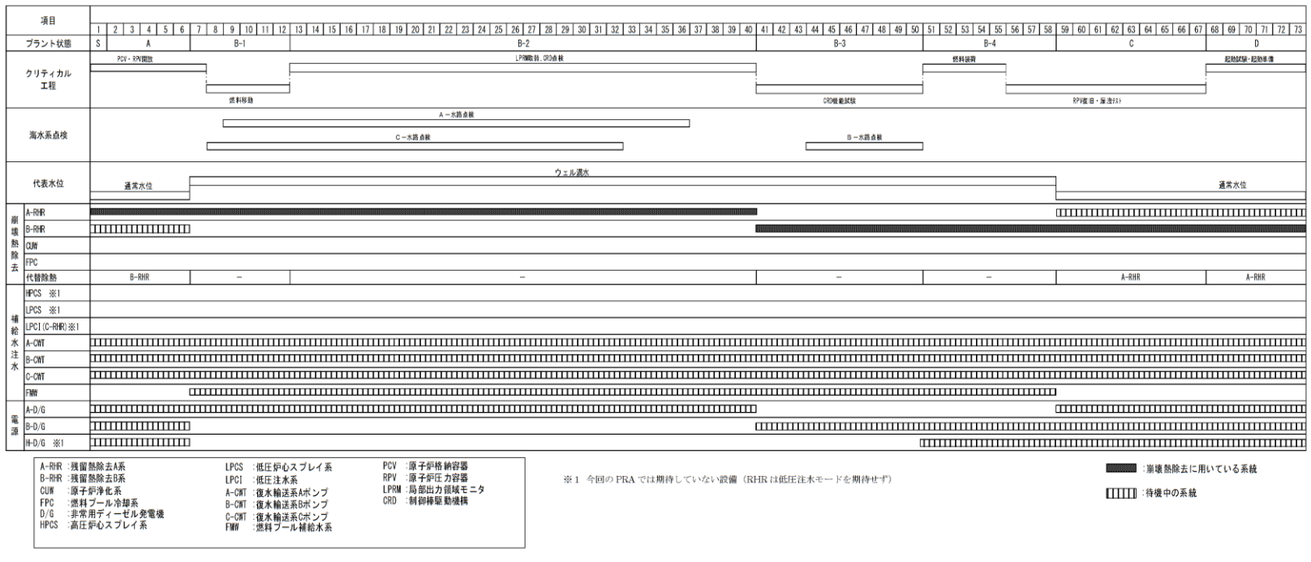


図１　停止時レベル１ＰＲＡにおけるＰＯＳの分類及び定期事業者検査工程

備考

・実績の相違
【柏崎 6/7，東海第二】

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

プラント状態(POS)		包絡事象	重大事故等対処設備等	原子炉圧力容器の開閉状態	運転停止中の評価項目		
					有効燃料棒頂部の冠水	放射線の遮蔽が維持できる水位の確保	未臨界の確保
S	原子炉冷温停止への移行状態	POS Aを想定した有効性評価の条件に包絡（崩壊熱や保有水量をPOS Sと同等のものを使用しているため）	・非常用炉心冷却系(LPFL，HPCF) ・低圧代替注水系(常設) ・低圧代替注水系(可搬型) ・常設代替交流電源設備	閉鎖	有効性評価においてPOS Sと同等の崩壊熱及び保有水量を考慮しており，POS AIに比べ崩壊できる緩和設備が多いことからPOS Aを想定した有効性評価の条件に包絡される	原子炉が未開放であり，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから必要な遮蔽は確保される (添付資料5.1.6)	プラント状態POS AIに同じ
A	PCV／RPVの開放及び原子炉ウェル満水への移行状態	－	・非常用炉心冷却系(LPFL，HPCF) ・低圧代替注水系(常設) ・低圧代替注水系(可搬型) ・常設代替交流電源設備	閉鎖→開放	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している (原子炉を開放中であり，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できる。又は十分な遮蔽水位が確保されていることから必要な遮蔽は確保される(添付資料5.1.6))	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している 制御棒引き抜きに係わる試験は「反応度誤投入」に包絡
B1	原子炉ウェル満水状態（原子炉ウェル水抜き開始まで）	「全交流動力電源喪失(POS A)」及び「使用済燃料プール　想定事故1」に包絡される	・非常用炉心冷却系(LPFL，HPCF) ・低圧代替注水系(常設) ・低圧代替注水系(可搬型) ・常設代替交流電源設備	開放	POS Sに比べ，崩壊熱が小さく，また保有水量が多いことから余裕時間が長いものの，点検等により緩和設備が少なくなることが考えられる。ただし，低圧原子炉代替注水系（可搬型）や燃料プールスプレイ系を用いることで燃料損傷を回避できることから，崩壊熱の観点から厳しい「全交流動力電源喪失(POS-A)」及び「燃料プール　想定事故1」に包絡される。	水位低下の速いシナリオである「原子炉冷却材の流出」にて評価し，評価項目を満足することを確認している。 ※燃料プールにおける放射線の遮蔽確保は「燃料プール　想定事故1」に包絡される。	プラント状態POS Aに同じ。 燃料の取出・装荷に係わる作業は「反応度誤投入」に包絡。
B2			・非常用炉心冷却系(LPFL) ・低圧代替注水系(可搬型) ・常設代替交流電源設備 ・燃料プール代替注水系(可搬)				
B3			・非常用炉心冷却系(RHR) ・低圧代替注水系(常設) ・低圧代替注水系(可搬型) ・常設代替交流電源設備 ・燃料プール代替注水系(常設) ・燃料プール代替注水系(可搬)				
B4							
C1	PCV／RPVの開鎖及び起動準備への移行状態	「全交流動力電源喪失(POS A)」の評価に包絡される	・非常用炉心冷却系(LPFL，HPCF) ・低圧代替注水系(常設) ・低圧代替注水系(可搬型) ・常設代替交流電源設備	開放→閉鎖	POS Sに比べ，「崩壊熱」が小さく，「保有水量」に差がない。また，「余裕時間」が長いものの，「緩和系」も少ないことから，「崩壊熱除去機能喪失(POS A)」には包絡されない。しかしながら，「崩壊熱」及び「緩和系」の観点からより厳しい「全交流動力電源喪失(POS A)」に包絡される	原子炉を閉鎖中であり，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できる。又は十分な遮蔽水位が確保されていることから必要な遮蔽は確保される(添付資料5.1.6)	プラント状態POS AIに同じ
C2		POS AIに包絡される	・非常用炉心冷却系(LPFL，HPCF) ・低圧代替注水系(常設) ・低圧代替注水系(可搬型) ・常設代替交流電源設備		POS AIに比べ，「崩壊熱」が小さい，「緩和系」に差がない，「保有水量」に差がない，「余裕時間」が長いことから，燃焼損傷防止対策の有効性評価はPOS AIに包絡される		
D	起動準備状態		・非常用炉心冷却系(LPFL，HPCF) ・低圧代替注水系(常設) ・低圧代替注水系(可搬型) ・常設代替交流電源設備	閉鎖		原子炉が未開放であり，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから必要な遮蔽は確保される (添付資料5.1.6)	

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

プラント状態（POS）		包絡事象	重大事故等対処設備等※1	原子炉圧力容器の開閉状態	運転停止中の評価項目		
					燃料有効長頂部の冠水	放射線の遮蔽が維持できる水位の確保	未臨界の確保
S	原子炉の温停止への移行状態	「崩壊熱除去機能喪失（POS－A）」及び「全交流動力電源喪失（POS－A）」を想定した有効性評価の条件に包絡	・残留熱除去系－A，B，C ・高圧炉心スプレイ系 ・ほう酸水注入系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型）	未開放	POS－Aに比べて崩壊熱が高いため，燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕（約8.3時間）は短いが，有効性評価で考慮している操作開始時間（約29時間）で燃料損傷を防止できることから，POS－Aを想定した有効性評価の条件に包絡される。	原子炉圧力容器が未開放であり，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから，必要な遮蔽は確保される。 （添付資料5.1.7）	POS－Aに同じ。
A	PCV／RPV開放への移行状態	－	・残留熱除去系－A，B ・高圧炉心スプレイ系 ・ほう酸水注入系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型）	未開放→開放	有効性評価において評価項目を満足することを確認している。	有効性評価において評価項目を満足することを確認している （原子炉圧力容器は未開放状態から開放状態への移行状態であり，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できる。又は十分な遮蔽水位が確保されていることから，必要な遮蔽は確保される（添付資料5.1.7）。	有効性評価において評価項目を満足することを確認している。 制御棒引き抜きに係わる試験は「反応度の誤投入」に包絡。
B1	原子炉ウェル満水状態	「全交流動力電源喪失（POS－A）」及び「使用済燃料プール　想定事故1」を想定した有効性評価の条件に包絡※2 ※2　崩壊熱除去機能喪失の発生により残留熱除去系の喪失となるため，崩壊熱除去機能喪失（POS－A）には包絡されないが，「全交流動力電源喪失（POS－A）」及び「使用済燃料プール　想定事故1」の評価に代表される	・残留熱除去系－A ・常設代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系	開放	POS－Aに比べて崩壊熱が低く，保有水量が多いことから，燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなるため，POS－Aを想定した有効性評価に包絡される。 また，崩壊熱除去機能喪失の発生により残留熱除去系の喪失となるが，高圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系（常設）及び代替燃料プール注水系（可搬型）による燃料プール冷却系（可搬型）による原子炉への注水に加え，プールゲート開放時代替燃料プール注水系（常設）及び代替燃料プール注水系（可搬型）による燃料損傷回避ができることから，燃料有効長頂部の冠水は維持できる。	原子炉ウェル満水時は保有水量が多いため，遮蔽が維持される水位は確保されるものである。 また，使用済燃料プールにおける放射線の遮蔽確保については「使用済燃料プール　想定事故1」に包絡される。	POS－Aに同じ。 燃料の取出・装荷に関わる作業は「反応度の誤投入」に包絡。
B2			・残留熱除去系－B ・常設代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系				
B3			・残留熱除去系－B ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系				
B4		「崩壊熱除去機能喪失（POS－A）」 「全交流動力電源喪失（POS－A）」及び「使用済燃料プール　想定事故1」を想定した有効性評価の条件に包絡	・残留熱除去系－A，B ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系		POS－Aに比べて崩壊熱が低く，保有水量が多いことから，燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなるため，POS－Aを想定した有効性評価に包絡される。 また，崩壊熱除去機能喪失の発生により残留熱除去系の喪失となるが，高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系による原子炉注水に加え，プールゲート開放時代替燃料プール注水系（常設）及び代替燃料プール注水系（可搬型）による燃料プールへの注水により，燃料有効長頂部の冠水は維持できる。		
B5		「全交流動力電源喪失（POS－A）」及び「使用済燃料プール　想定事故1」を想定した有効性評価の条件に包絡※2 ※2　崩壊熱除去機能喪失の発生により残留熱除去系の喪失となるため，崩壊熱除去機能喪失（POS－A）には包絡されないが，「全交流動力電源喪失（POS－A）」及び「使用済燃料プール　想定事故1」の評価に代表される	・残留熱除去系－A ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系		POS－Aに比べて崩壊熱が低く，保有水量が多いことから，燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなるため，高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系による原子炉への注水に加え，プールゲート開放時代替燃料プール注水系（常設）及び代替燃料プール注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水により，燃料有効長頂部の冠水は維持できる。		
B6		「崩壊熱除去機能喪失（POS－A）」，「全交流動力電源喪失（POS－A）」及び「使用済燃料プール　想定事故1」を想定した有効性評価の条件に包絡	・残留熱除去系－A，B，C ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系		POS－Aに比べて崩壊熱が低く，保有水量が多いことから，燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなるため，POS－Aを想定した有効性評価に包絡される。 また，崩壊熱除去機能喪失の発生により残留熱除去系の喪失となるが，プールゲート開放時代替燃料プール注水系（常設）及び代替燃料プール注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水により，燃料有効長頂部の冠水は維持できる。		
C1	PCV／RPV開鎖への移行状態	「崩壊熱除去機能喪失（POS－A）」及び「全交流動力電源喪失（POS－A）」を想定した有効性評価の条件に包絡	・残留熱除去系－A，B，C ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型）	開放→未開放	POS－Aに比べて崩壊熱が低く，燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなるため，POS－Aを想定した有効性評価に包絡される。	原子炉圧力容器が未開放であり，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから，必要な遮蔽は確保される。 （添付資料5.1.7）	POS－Aに同じ。
C2		「全交流動力電源喪失（POS－A）」を想定した有効性評価の条件に包絡※3 ※3　崩壊熱除去機能喪失の発生により残留熱除去系の喪失となるため，崩壊熱除去機能喪失（POS－A）には包絡されないが，「全交流動力電源喪失（POS－A）」の評価に代表される	・残留熱除去系－B，C ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型）		POS－Aに比べて崩壊熱が低く，燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなる。 また，崩壊熱除去機能喪失の発生により残留熱除去系の喪失となるが，POS－Aを想定した有効性評価に包絡される。		
D	起動準備状態	「崩壊熱除去機能喪失（POS－A）」及び「全交流動力電源喪失（POS－A）」を想定した有効性評価の条件に包絡	・残留熱除去系－A，B，C ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型）	未開放	POS－Aに比べて崩壊熱が低く，燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなるため，POS－Aを想定した有効性評価に包絡される。		POS－Aに同じ。

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

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

プラント状態（POS）		包絡事象	重大事故等対処設備等	原子炉圧力容器蓋の開閉状態	運転停止中の評価項目		
					燃料有効長頂部の冠水	放射線の遮蔽が維持できる水位の確保	未臨界の確保
S	原子炉冷温停止への移行状態	POS-A を想定した有効性評価条件に包絡。（崩壊熱や保有水量をPOS-Sと同等のものを使用しているため）	・原子炉隔離時冷却系※１ ・非常用炉心冷却系（LPCI，LPCS，HPCS）※２ ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・ガスタービン発電機	閉鎖	有効性評価において POS-S と同等の崩壊熱及び保有水量を考慮しており，POS-A に比べ，期待できる緩和設備が多いことから，POS-A を想定した有効性評価の条件に包絡される。	原子炉が未開放であり，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから，必要な遮蔽は確保される。（添付資料 5.1.6）	プラント状態 POS-A に同じ。
A	原子炉格納容器及び原子炉圧力容器の開放並びに原子炉ウェル満水への移行状態	—	・非常用炉心冷却系（LPCI，LPCS，HPCS）※２ ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・ガスタービン発電機	閉鎖→開放	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している。	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している。 （原子炉を開放中であり，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できる。又は十分な遮蔽水位が確保されていることから，必要な遮蔽は確保される。（添付資料 5.1.6））	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している。 制御棒引き抜きに係わる試験は「反応度誤投入」に包絡。
B1	原子炉ウェル満水状態（原子炉ウェル水抜き開始まで）	「全交流動力電源喪失（POS-A）」及び「燃料プール想定事故１」に包絡。	・非常用炉心冷却系（LPCI）※２ ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・ガスタービン発電機 ・燃料プールスプレイ系	開放	POS-S に比べ，崩壊熱が小さく，また保有水量が多いことから余裕時間が長いものの，点検等により緩和設備が少なくなることが考えられる。ただし，低圧原子炉代替注水系（可搬型）や燃料プールスプレイ系を用いることで燃料損傷を回避できることから，崩壊熱の観点から厳しい「全交流動力電源喪失(POS-A)」及び「燃料プール　想定事故１」に包絡される。	水位低下の速いシナリオである「原子炉冷却材の流出」にて評価し，評価項目を満足することを確認している。 ※燃料プールにおける放射線の遮蔽確保は「燃料プール　想定事故１」に包絡される。	プラント状態 POS-A に同じ。 燃料の取出・装荷に係わる作業は「反応度誤投入」に包絡。
B2							
B3							
B4							
C	原子炉格納容器及び原子炉圧力容器の閉鎖及び起動準備への移行状態	POS-A に包絡される。	・非常用炉心冷却系（LPCI，LPCS，HPCS）※２ ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・ガスタービン発電機	開放→閉鎖	以下の理由から POS-A を想定した有効性評価の条件に包絡される。 ・崩壊熱が小さい。 ・緩和設備に差がない。 ・保有水量に差がない。 ・余裕時間が長い。	原子炉を閉鎖中であり，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できる。又は十分な遮蔽水位が確保されていることから，必要な遮蔽は確保される。（添付資料 5.1.6）	プラント状態 POS-A に同じ。
D	起動準備状態			閉鎖		原子炉が未開放であり，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから，必要な遮蔽は確保される。（添付資料 5.1.6）	

※１　原子炉圧力が上昇した後に使用可能となる　　※２　停止時レベル１PRA では，保守的に期待していない設備

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　　考
添付資料 5.1.3 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失評価における 崩壊熱設定の考え方	添付資料 5.1.4 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における 崩壊熱の設定の考え方	添付資料 5.1.3 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失評価における 崩壊熱設定の考え方	
1. 本評価における崩壊熱の設定 運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価，「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンスの有効性評価では，原子炉スクラムによる原子炉停止から 1 日後※の崩壊熱を用いて原子炉水温の上昇及び蒸発による原子炉水位の低下を評価している。 一般に定期検査期間が数十日であることを考慮すると，原子炉停止から 1 日（24 時間）後の崩壊熱を用いることは定期検査期間から見ると保守的な設定であると考えるが，仮に原子炉停止からの時間がより短い時点での崩壊熱を用いれば，より厳しい評価条件となる。 ※ 原子炉停止から 1 日（24 時間）後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。 具体的には制御棒の挿入開始及び発電機解列の実績は，全制御棒全挿入完了を基準とするとそれぞれ 10 時間程度前，2 時間程度前となっており，実際の崩壊熱は評価値より小さくなる。	1.　本評価における崩壊熱の設定 運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価のうち，「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンスに対する有効性評価では，原子炉スクラムによる原子炉停止から1日（24時間）後※の崩壊熱を用いて原子炉水温の上昇及び蒸発による原子炉水位の低下を評価している。 一般に，施設定期検査期間が数十日であることを考慮すると，原子炉停止から1日（24時間）後の崩壊熱を用いることは保守的な設定であると考えられるが，仮に原子炉停止からの時間がより短い時点での崩壊熱を用いれば，より厳しい評価条件となる。 ※　原子炉停止から1日（24時間）後とは，全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価は原子炉スクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。	１．本評価における崩壊熱の設定 運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンスの有効性評価では，原子炉スクラムによる原子炉停止から１日後※の崩壊熱を用いて原子炉水温の上昇及び蒸発による原子炉水位の低下を評価している。 一般に定期事業者検査期間が数十日であることを考慮すると，原子炉停止から１日（24 時間）後の崩壊熱を用いることは定期事業者検査期間から見ると保守的な設定であると考えるが，仮に原子炉停止からの時間がより短い時点での崩壊熱を用いれば，より厳しい評価条件となる。 ※ 原子炉停止から１日（24 時間）後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。 具体的には制御棒の挿入開始及び発電機解列の実績は，全制御棒全挿入完了を基準とするとそれぞれ８時間程度前，５時間程度前となっており，実際の崩壊熱は評価値より小さくなる。	・運用の相違 【柏崎 6/7】
2. より厳しい崩壊熱を設定した場合の時間余裕への影響 プラント停止時を復水器真空破壊からと考えると，通常，復水器真空破壊のタイミングは通常のプラント停止操作における全制御棒挿入完了から 12 時間以上後である。 仮に，原子炉停止から 12 時間後の崩壊熱によって原子炉注水までの時間余裕を評価すると，有効燃料棒頂部到達まで約 3.7 時間となる。原子炉停止から 1 日（24 時間）後の原子炉注水までの時間余裕が約 5.4 時間であることから，時間余裕の観点では約 2 時間短くなるが，本重要事故シーケンスにおける「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の事象発生から原子炉注	2.　より厳しい崩壊熱を設定した場合の時間余裕への影響 仮に，原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の崩壊熱を評価条件とした場合，燃料有効長頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間余裕は約4.2時間となり，ＰＯＳ－Ａに比べて時間余裕が約2時間短くなるが，「崩壊熱除去機能喪失」における原子炉注水開始は事象発生から2時間後，「全交流動力電源喪失」における原子炉注水開始準備が完了するのは事象発生	２．より厳しい崩壊熱を設定した場合の時間余裕への影響 プラント停止時を復水器真空破壊からと考えると，通常，復水器真空破壊のタイミングは通常のプラント停止操作における全制御棒挿入完了から 12 時間以上後である。 仮に，原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の崩壊熱によって原子炉注水までの時間余裕を評価すると，燃料棒有効長頂部到達まで約 4.2 時間となる。原子炉停止から１日（24 時間）後の原子炉注水までの時間余裕が約 6.1 時間であることから，時間余裕の観点では約２時間短くなるが，本重要事故シーケンスにおける「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の事	・評価結果の相違 【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
水開始までの対応は約２ 時間であることから十分対応可能な範囲である。	から25分後であるため，燃料有効長頂部の冠水は維持される。	象発生から原子炉注水開始までの対応は２時間であることから十分対応可能な範囲である。	・評価結果の相違 【東海第二】 「全交流動力電源喪失」において，島根２号炉は，原子炉水位が低下した後に原子炉注水を開始するが，東海第二は原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系（常設）の準備操作が完了するため，蒸発量に応じた注水を実施することによって，原子炉水位を通常運転水位付近に維持。
また，必要な遮蔽の確保の観点においても，現場作業員の退避までの時間余裕が原子炉停止から１ 日（24 時間）後の場合では約 3.4 時間に対して，12 時間後の場合では約 2.0 時間と短くなるものの，十分退避可能な範囲である （添付資料 5.1.6）。	また，遮蔽維持水位到達までの時間余裕は，約2.8時間となり，ＰＯＳ－Ａに比べて時間余裕が約1.7時間短くなるものの，放射線の遮蔽に必要な水位は維持される。 （添付資料5.1.7）	また，必要な遮蔽の確保の観点においても，現場作業員の退避までの時間余裕が原子炉停止から１日（24 時間）後の場合では約 4.3 時間に対して，12 時間後の場合では約 2.7 時間と短くなるものの，十分退避可能な範囲である。 （添付資料 5.1.6）。	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
この様に，崩壊熱の設定によっては原子炉注水及び現場作業員の退避の時間余裕に変動が生じるが，原子炉スクラムによる原子炉停止とし，13 ヶ月運転に対して燃焼度を 10%増加させた場合の崩壊熱を用いていること及び原子炉注水までの時間余裕の評価では崩壊熱の減衰を考慮していないこと等，様々な保守性を含めた評価としていることから，本重要事故シーケンスにおいて，原子炉注水が間に合わず燃料損傷に至る状況，現場作業員が過度な被ばくを受ける状況は想定し難いものと考える。 以 上	このように，崩壊熱の設定によっては原子炉注水及び現場作業員の退避の時間余裕に変動が生じるが，原子炉スクラムによる原子炉停止とし更に燃焼度を保守的に見積もっていること，及び原子炉注水までの時間余裕の評価では崩壊熱の減衰を考慮していないこと等，様々な保守性を含めた評価としていることから，本重要事故シーケンスにおいて，原子炉注水が間に合わず燃料損傷に至る状況，現場作業員が過度な被ばくを受ける状況は想定し難いものと考える。	この様に，崩壊熱の設定によっては原子炉注水及び現場作業員の退避の時間余裕に変動が生じるが，原子炉スクラムによる原子炉停止とし，13 ヶ月運転に対して燃焼度を 10%増加させた場合の崩壊熱を用いていること及び原子炉注水までの時間余裕の評価では崩壊熱の減衰を考慮していないこと等，様々な保守性を含めた評価としていることから，本重要事故シーケンスにおいて，原子炉注水が間に合わず燃料損傷に至る状況，現場作業員が過度な被ばくを受ける状況は想定し難いものと考える。 以 上	・評価条件の相違 【東海第二】 条件設定は同じだが，島根２号炉は平衡炉心燃料のサイクル末期の炉心平均燃焼度に 10%の保守性を考慮して設定。 東海第二は許認可炉心が13ヶ月運転であること及び実機における調整運転時期約 1 ヶ月を踏まえて設定。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備　考
添付資料 5.1.4 安定状態について 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時の安定状態については以下のとおり。	添付資料 5.1.6 安定停止状態について（運転停止中　崩壊熱除去機能喪失） 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時の安定停止状態については以下のとおり。	添付資料 5.1.4 安定状態について（運転停止中（崩壊熱除去機能喪失）） 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失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，原子炉安定停止状態が確立されたものとする。	原子炉安定停止状態：事象発生後，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，原子炉安定停止状態が確立されたものとする。	
【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し，沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが，待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により原子炉水位は回復し，炉心の冷却が維持される。 その後，残留熱除去系を原子炉停止時冷却モードに切り替え，原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行し，原子炉安定停止状態が確立される。 重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 【安定状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。 また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことにより，安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。	【安定停止状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による注水により原子炉水位は回復し，炉心の冷却が維持される。 その後，残留熱除去系（低圧注水系）を残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え，原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行し，原子炉安定停止状態が確立される。 重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 【安定停止状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。 また，残留熱除去系の機能を維持し，原子炉除熱を行うことにより，安定停止状態後の状態維持が可能である。 （添付資料 2.1.2 別紙 1）	【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し，沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが，待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により原子炉水位は回復し，炉心の冷却が維持される。 その後，残留熱除去系（低圧注水モード）を残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）に切り替え，原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行し，原子炉安定停止状態が確立される。 重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 【安定状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。 また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことにより，安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。 （添付資料 2.1.1 別紙１参照）	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
添付資料 5.1.5 原子炉停止中における崩壊熱除去機能喪失及び 全交流動力電源喪失時の格納容器の影響について 運転停止中の有効性評価は，審査ガイドの評価項目※に基づき原子炉への注水を行うことで燃料の冠水が維持されていることをもって，燃料の冷却が維持され燃料損傷が防止できていることを確認している。 ※＜審査ガイドの評価項目＞ (a)燃料有効長頂部が冠水していること。 (b)放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。 (c)未臨界を確保すること（ただし，通常の運転操作における臨界，又は燃料の健全性に影響を与えない一時的かつ僅かな出力上昇を伴う臨界は除く。） この際，格納容器内圧力及び温度の挙動は評価対象とはしていないが，代替原子炉補機冷却系又は格納容器ベントによる原子炉格納容器除熱により対応することとなる。 １．プラント停止中における崩壊熱除去機能喪失時の格納容器の影響 プラント停止中の有効性評価において，崩壊熱除去機能を喪失している期間は「崩壊熱除去機能喪失」の事象発生約 2 時間後まで，「全交流動力電源喪失」の事象発生から代替原子炉補機冷却系等による崩壊熱除去機能復旧の事象発生約 20 時間後までである。 ここでは，代表として「全交流動力電源喪失」を前提に考察する。 崩壊熱除去機能が喪失すると原子炉水温は上昇し，冷却機能喪失後 1 時間程度で沸騰を開始した後，水位が低下する。原子炉注水により燃料の冷却は維持されるが，原子炉内の圧力が徐々に上昇するため，原子炉の減圧が必要となる。減圧により原子炉内の熱量がサプレッション・チェンバへと移行し，格納容器内の温度上昇や圧力上昇に至る。格納容器内の圧力上昇が炉心損傷前ベントの基準となる 0.31MPa[gage]に到達する時間は約 32 時間であり，代替原子炉補機冷却系による崩壊熱除去機能復旧の時間余裕	資料なし	添付資料 5.1.5 原子炉停止中における崩壊熱除去機能喪失及び 全交流動力電源喪失時の原子炉格納容器の影響について 運転停止中の有効性評価は，審査ガイドの評価項目※に基づき原子炉への注水を行うことで燃料の冠水が維持されていることをもって，燃料の冷却が維持され燃料損傷が防止できていることを確認している。 ※＜審査ガイドの評価項目＞ (a)燃料有効長頂部が冠水していること。 (b)放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。 (c)未臨界を確保すること（ただし，通常の運転操作における臨界，又は燃料の健全性に影響を与えない一時的かつわずかな出力上昇を伴う臨界は除く。） この際，格納容器内圧力及び温度の挙動は評価対象とはしていないが，原子炉補機代替冷却系又は格納容器ベントによる原子炉格納容器除熱により対応することとなる。 １．プラント停止中における崩壊熱除去機能喪失時の原子炉格納容器の影響 プラント停止中の有効性評価において，崩壊熱除去機能を喪失している期間は「崩壊熱除去機能喪失」の事象発生約２時間後まで，「全交流動力電源喪失」の事象発生から原子炉補機代替冷却系等による崩壊熱除去機能復旧の事象発生約 10 時間後までである。 ここでは，代表として「全交流動力電源喪失」を前提に考察する。 崩壊熱除去機能が喪失すると原子炉水温は上昇し，冷却機能喪失後 0.9 時間程度で沸騰を開始した後，水位が低下する。原子炉注水により燃料の冷却は維持されるが，原子炉内の圧力が徐々に上昇するため，原子炉の減圧が必要となる。減圧により原子炉内の熱量がサプレッション・チェンバへと移行し，格納容器内の温度上昇や圧力上昇に至る。格納容器内の圧力上昇が 384kPa[gage]に到達する時間は約 47 時間であり，原子炉補機代替冷却系による崩壊熱除去機能復旧の時間余裕は十分確保される。	・運用の相違 【柏崎 6/7】 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7】 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉（Mark-Ⅰ

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
は十分確保される。 　また，仮に代替原子炉補機冷却系等による崩壊熱除去機能の復旧ができない場合は格納容器ベントによる除熱を実施することとなるが，追加放出においては，既に原子炉停止後の減圧操作により原子炉内へ放出されて気体廃棄物処理系で処理されるため，格納容器内の放射性物質の量は，運転中の事故時と比べて非常に小さく，考慮不要である。 　なお，原子炉圧力容器が閉鎖状態かつ格納容器開放状態で，全交流動力電源喪失が発生する頻度は大きなものではないが，これらについても考察する。 　パーソナルエアロック等の開放により格納容器が開放されている場合，パーソナルエアロック等を速やかに閉止することで，上記と同様の対応となる。 　原子炉格納容器の上部蓋を取り外している場合は，状況により速やかに格納容器を閉鎖することが困難となり原子炉内から蒸気とともに熱量が格納容器を経由して原子炉建屋内に放出されることも考えられる。ただし，原子炉建屋壁面への吸熱及びブローアウトパネル開放等による環境への放熱により，原子炉建屋内の環境条件は必要な設備が機能喪失するほど悪化することはなく，代替原子炉補機冷却系等を用いた原子炉又は格納容器冷却の開始により徐々に改善される。また，現場作業員の退避時及び公衆への放射線影響について，原子炉冷却材中に含まれるよう素は微少であり，かつ，時間減衰による低減効果もあるため，有意なものとはならない。 　原子炉圧力容器を開放している場合は，原子炉内から放出された熱量は蒸気に伴い原子炉建屋内に放出され，原子炉建屋壁面への吸熱，または環境へ放熱されるが，この場合は崩壊熱量がさらに低下していること，原子炉ウェルが水張りされているなど原子炉冷却材の量が増加していることから事象進展はより緩慢となる。 ＜参考＞ 　運転停止中における全交流動力電源喪失が発生した際の原子炉格納容器の圧力を MAAP コードにより求めた。解析条件は表 1，解析結果は表 2 及び表 3 となる。格納容器スプレイに期待するケース及び期待しないケースの 2 ケースの評価を実施し，その結果，期待しない場合であってもベントまでの時間は事象開始から約 32 時間となった。		また，仮に原子炉補機代替冷却系による崩壊熱除去機能の復旧ができない場合は格納容器ベントによる除熱を実施することとなるが，追加放出においては，既に原子炉停止後の減圧操作により原子炉内へ放出されて気体廃棄物処理系で処理されるため，格納容器内の放射性物質の量は，運転中の事故時と比べて非常に小さく，考慮不要である。 　なお，原子炉圧力容器が閉鎖状態かつ原子炉格納容器開放状態で，全交流動力電源喪失が発生する頻度は大きなものではないが，これらについても考察する。 　所員用エアロック等の開放により原子炉格納容器が開放されている場合，所員用エアロック等を速やかに閉止することで，上記と同様の対応となる。 　原子炉格納容器の上部蓋を取り外している場合は，状況により速やかに原子炉格納容器を閉鎖することが困難となり原子炉内から蒸気とともに熱量が原子炉格納容器を経由して原子炉建物内に放出されることも考えられる。ただし，原子炉建物壁面への吸熱及びブローアウトパネル開放等による環境への放熱により，原子炉建物内の環境条件は必要な設備が機能喪失するほど悪化することはなく，原子炉補機代替冷却系等を用いた原子炉又は格納容器冷却の開始により徐々に改善される。また，現場作業員の退避時及び公衆への放射線影響について，原子炉冷却材中に含まれるよう素は微少であり，かつ，時間減衰による低減効果もあるため，有意なものとはならない。 　原子炉圧力容器を開放している場合は，原子炉内から放出された熱量は蒸気に伴い原子炉建物内に放出され，原子炉建物壁面への吸熱，または環境へ放熱されるが，この場合は崩壊熱量がさらに低下していること，原子炉ウェルが水張りされているなど原子炉冷却材の量が増加していることから事象進展はより緩慢となる。 ＜参考＞ 　運転停止中における全交流動力電源喪失が発生した際の原子炉格納容器の圧力をＭＡＡＰコードにより求めた。解析条件は表１，解析結果は表２及び表３となる。格納容器代替スプレイに期待するケース及び期待しないケースの２ケースの評価を実施し，その結果，格納容器代替スプレイに期待しない場合であってもベントまでの時間は事象開始から約47時間となった。	改）と柏崎 6/7（ABWR）の最高使用圧力の相違。 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7】 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

表 1 解析条件（停止時ベントタイミングの確認）

分類	項目	解析条件
事故発生時のプラント状態	崩壊熱	原子炉停止1日後
	原子炉圧力容器の想定	未開放
	原子炉初期水温	約55℃（残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の設計温度 52℃を包絡する値）※
	原子炉の初期圧力	大気圧相当
	原子炉格納容器の想定	未開放
	原子炉格納容器内の初期温度	サプレッション・チェンバのプール水温：約35℃ 気相部：約67℃ （通常運転時の温度57℃を包絡する値）※
	原子炉格納容器内の初期圧力	大気圧相当
	復水貯蔵槽の水温	50℃
事象進展	事象開始	・全交流動力電源喪失発生 ・水位低下に伴う非常用炉心冷却系の起動は期待しない
	事象発生145分後	・常設代替交流電源設備による電源供給開始 ・逃がし安全弁による減圧 ・低圧代替注水系（常設）による注水開始
	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	125m³/h（設計値1台）
	格納容器スプレイ	実施に期待しない，又は 復水移送ポンプ１台による D/W スプレイ実施(100m³/h)
	ベントタイミング	格納容器圧力0.31MPa[gage]到達，又は サプレッション・チェンバ・プール水位上限到達

※：有効性評価で想定する原子炉停止１日後の状態を MAAP にて評価するため，詳細な設定が困難なパラメータは有効性評価で想定する設定値等より保守的な値となるようにした。

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

島根原子力発電所　２号炉

表１ 解析条件（停止時ベントタイミングの確認）

分類	項目	解析条件
事故発生時のプラント状態	崩壊熱	原子炉停止１日後
	原子炉圧力容器の想定	未開放
	原子炉初期水温	約51℃（残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の設計温度52℃とほぼ同値）※
	原子炉の初期圧力	大気圧相当
	原子炉格納容器の想定	未開放
	原子炉格納容器内の初期温度	サプレッション・プール水温：約35℃ 気相部：約64℃（通常運転時の温度57℃を包絡する値）※
	原子炉格納容器の初期圧力	大気圧相当
	低圧原子炉代替注水槽の水温	35℃
事象進展	事象開始	・全交流動力電源喪失発生 ・水位低下に伴う非常用炉心冷却系の起動は期待しない
	事象発生２時間後	・常設代替交流電源設備による電源供給開始 ・自動減圧機能付き逃がし安全弁による減圧 ・低圧原子炉代替注水系（常設）による注水開始
	低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水	200m³/h
	格納容器代替スプレイ	実施に期待しない，又は格納容器代替スプレイ系(可搬型)によるＤ／Ｗスプレイ実施（120m³/h）
	ベントタイミング	格納容器圧力384kPa[gage]到達，又はサプレッション・プール水位通常水位＋約1.3m到達

※：有効性評価で想定する原子炉停止１日後の状態をＭＡＡＰにて評価するため，詳細な設定が困難なパラメータは有効性評価で想定する設定値等と同等な値となるようにした。

備考

・評価条件の相違
【柏崎 6/7】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

表 2 解析結果（停止時ベントタイミングの確認）

分類	ベントタイミング	備考
格納容器スプレイに期待するケース	事象発生後 約46時間	サプレッション・チェンバ・プール 水位上限到達
格納容器スプレイに期待しないケース	事象発生後 約32時間	格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達

表 3 解析結果（格納容器圧力及び温度※）

分類	事象発生 20 時間後		ベントタイミング時	
	サプレッション・チェンバ圧力 (MPa[gage])	サプレッション・チェンバ温度 (℃)	サプレッション・チェンバ圧力 (MPa[gage])	サプレッション・チェンバ温度 (℃)
格納容器スプレイに期待するケース	0.07	94	0.19 （事象発生 約 46 時間後）	127 （事象発生 約 46 時間後）
格納容器スプレイに期待しないケース	0.08	103	0.31 （事象発生 約 32 時間後）	144 （事象発生 約 32 時間後）

※格納容器圧力及び温度はドライウェルより値が大きいサプレッション・チェンバの結果を記載

以上

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

島根原子力発電所　２号炉

表２ 解析結果（停止時ベントタイミングの確認）

分類	ベントタイミング	備考
格納容器代替スプレイに期待するケース	事象発生後 約60時間	サプレッション・プール水位通常水位＋約1.3m到達
格納容器代替スプレイに期待しないケース	事象発生後 約47時間	格納容器圧力 384kPa[gage]到達

表３ 解析結果（格納容器圧力及び温度※）

分類	事象発生10時間後		ベントタイミング時	
	格納容器圧力 (kPa[gage])	格納容器温度 (℃)	格納容器圧力 (kPa[gage])	格納容器温度 (℃)
格納容器代替スプレイに期待するケース	S／C：約22	D／W：約74	S／C：約351 （事象発生 約60時間後）	S／C：約149 （事象発生 約60時間後）
格納容器代替スプレイに期待しないケース	S／C：約22	D／W：約74	S／C：約384 （事象発生 約47時間後）	S／C：約150 （事象発生 約47時間後）

※：格納容器圧力及び温度はドライウェルとサプレッション・チェンバのうち，より値が大きい側の結果を記載

以　上

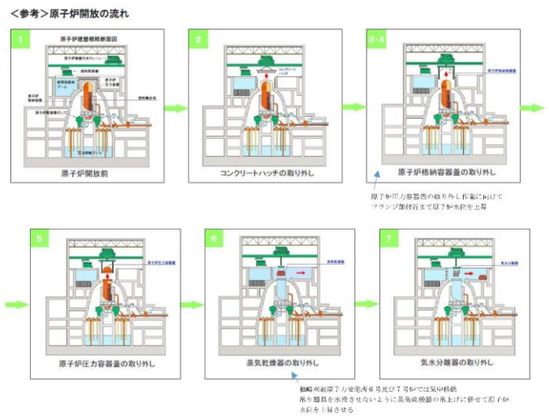
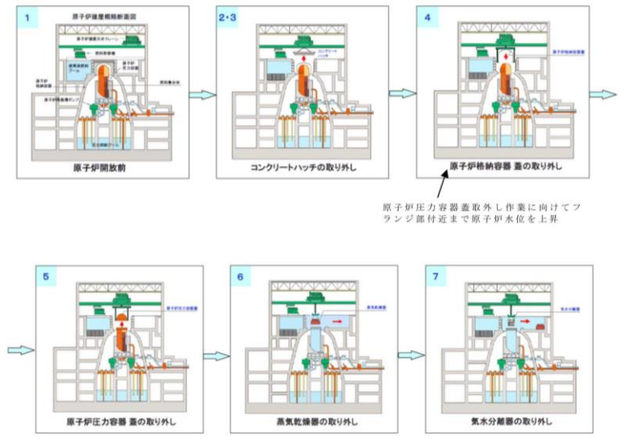
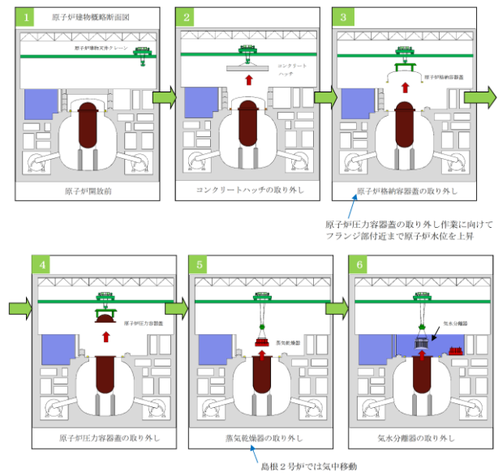
備考

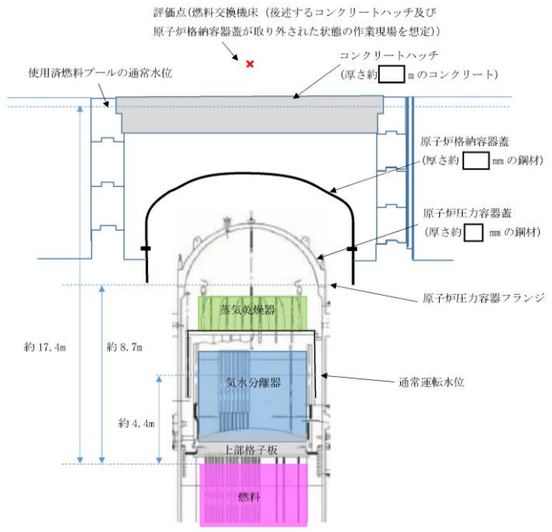
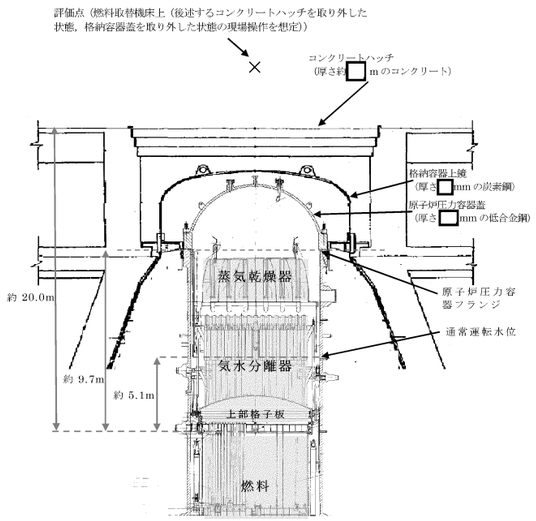
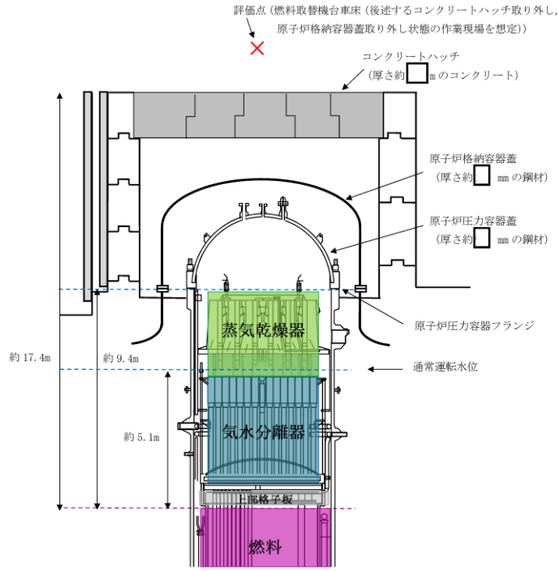
・評価結果の相違
【柏崎 6/7】

・評価結果の相違
【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
添付資料 5.1.6	添付資料 5.1.7	添付資料 5.1.6	
原子炉停止中 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について	運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について	運転停止中 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について	
運転停止中の「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」における放射線の遮蔽維持について評価を行い，事故時の作業員の退避も考慮すると，退避までの間，放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える 10mSv/h※）が維持されることを確認したため，その結果を以下に示す。	運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における放射線の遮蔽維持について評価を行い，放射線の遮蔽維持（目安と考える 10mSv／h※）に必要な水位が維持されることを確認した。その結果を以下に示す。	運転停止中の「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」における放射線の遮蔽維持について評価を行い，放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える 10mSv/h※）が維持されることを確認したため，その結果を以下に示す。	
なお，事故対応に関わる操作は，原子炉建屋オペレーティングフロアの様に現場の線量率が大きく上昇する場所では実施しないため，作業員の現場退避を評価の代表とした。			
また，放射線の遮蔽を検討する際，原子炉圧力容器開放作業の流れ，原子炉圧力容器等構造物及び原子炉水位が重要となるため，それらを考慮した評価とした。	また，放射線の遮蔽を検討する際，原子炉圧力容器開放作業の流れ，原子炉圧力容器等構造物，原子炉水位が重要となるため，それらを考慮した評価とした。	また，放射線の遮蔽を検討する際，原子炉圧力容器開放作業の流れ，原子炉圧力容器等構造物及び原子炉水位が重要となるため，それらを考慮した評価とした。	
※ 必要な遮蔽の目安とする線量率は，「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」における原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業時間及び作業員の退避は１時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも 10mSv となるため，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある 10mSv/h とした。	※ 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv／h とする。崩壊熱除去機能喪失における原子炉建屋原子炉棟６階での作業時間及び作業員の退避は 2.2 時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも 22mSv となるため，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。	※ 必要な遮蔽の目安とする線量率は，「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」における原子炉建物原子炉棟４階での作業時間及び作業員の退避は２時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも 20mSv となるため，緊急作業時の被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある 10mSv/h とした。	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉の運転員及び重大事故等対応要員による作業時間並びに現場作業員の退避時間を考慮した評価結果。
	本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋原子炉棟６階での操作を必ず必要な作業としていないが，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作について仮に考慮し，可搬型スプレイノ	本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建物原子炉棟４階での操作を必要な作業としていないが，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル使用）を使用した燃料プールへの注水について仮に考慮し，可搬型スプレイノズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。	・評価条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，現場作業員の退避時間の他，可搬型スプレイノ

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	ズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。 必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv／h は，施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟６階における線量率を考慮した値である。 この線量率となる水位は燃料有効長頂部の約 1.7m 上（通常水位から約 3.5m 下）の位置である。	必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は，定期事業者検査作業時での原子炉建物原子炉棟４階における線量率を考慮した値である。 この線量率となる水位は燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上（通常水位から約 3.3m 下）の位置である。	ズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定している。 ・評価結果の相違 【東海第二】
1．原子炉圧力容器開放作業の流れ ①原子炉圧力容器開放作業の開始前，コンクリートハッチ取り外し，原子炉格納容器蓋取り外し（図１中の 1,2,3 及び 4） 原子炉を停止後，残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードで除熱可能な圧力に減圧されるまでは，原子炉は主蒸気系を介して，復水器によって除熱される。残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードによる除熱を開始した後，復水器真空破壊を経て，復水器による除熱を停止する。 これらの原子炉の冷温停止状態に向けた操作と並行して，コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の取り外し作業を実施する。	1．　原子炉圧力容器開放作業の流れ ①原子炉圧力容器開放作業の開始前，コンクリートハッチ取外し，格納容器蓋取外し（第１図中の 1，2・3，4） 原子炉を停止後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）で除熱可能な圧力に減圧されるまでは，原子炉は主蒸気系を介して復水器によって除熱される。残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による除熱開始後，復水器による除熱を停止する。 これらの原子炉の冷温停止状態に向けた操作と並行して，コンクリートハッチ及び格納容器蓋取外し作業を実施する。	１．原子炉圧力容器開放作業の流れ ①原子炉圧力容器開放作業の開始前，コンクリートハッチ取り外し，原子炉格納容器蓋取り外し（図１中の１，２，３） 原子炉を停止後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）で除熱可能な圧力に減圧されるまでは，原子炉は主蒸気系を介して，復水器によって除熱される。残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による除熱を開始した後，復水器真空破壊を経て，復水器による除熱を停止する。 これらの原子炉の冷温停止状態に向けた操作と並行して，コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の取り外し作業を実施する。	
②原子炉圧力容器蓋取り外し（図１中の 5） 原子炉が冷温停止状態になった後，原子炉の水位を徐々に上昇させ，原子炉圧力容器保温材及び原子炉圧力容器蓋を開放する（原子炉圧力容器開放時の水位はフランジ下 0.3m 程度）。	②原子炉圧力容器蓋取外し（第１図中の 5） 原子炉が冷温停止状態になった後，原子炉の水位を徐々に上昇させ，原子炉圧力容器保温材及び原子炉圧力容器蓋取外しを行う（原子炉圧力容器開放時の水位はフランジ約 0.5m 下）。	②原子炉圧力容器蓋取り外し（図１中の４） 原子炉が冷温停止状態になった後，原子炉の水位を徐々に上昇させ，原子炉圧力容器保温材及び原子炉圧力容器蓋を開放する（原子炉圧力容器開放時の水位はフランジ下 0.5m 程度）。	・運用の相違 【柏崎 6/7】
③蒸気乾燥器取り外し（図１中の 6） 水位を徐々に上昇させながら，蒸気乾燥器を蒸気乾燥器・気水分離器（D/S）ピットへと移動する（蒸気乾燥器は気中移動）。	③蒸気乾燥器取外し（第１図中の 6） 水位を上昇させながら，蒸気乾燥器をドライヤー気水分離器貯蔵プールへと移動する（蒸気乾燥器は気中移動）。	③蒸気乾燥器取り外し（図１中の５） 水位を徐々に上昇させながら，蒸気乾燥器を蒸気乾燥器・気水分離器ピット（以下「ＤＳＰ」という。）へと移動する（蒸気乾燥器は気中移動）。	
④気水分離器取り外し（図１中の 7） 気水分離器を蒸気乾燥器・気水分離器（D/S）ピットへと移動する（気水分離器は水中移動）。	④気水分離器取外し（第１図中の 7） 気水分離器をドライヤー気水分離器貯蔵プールへと移動する（気水分離器は水中移動）。	④気水分離器取り外し（図１中の６） 気水分離器をＤＳＰへと移動する（気水分離器は水中移動）。	
なお，原子炉起動に向けて実施する原子炉圧力容器閉鎖作業においては開放作業の逆の流れで実施される。この状況においては原子炉圧力容器開放作業時に比べ，原子炉停止後の冷却時間が長	なお，原子炉起動に向けて実施する原子炉圧力容器閉鎖作業は原子炉圧力容器開放作業と逆の流れで作業を実施する。この状況においては，原子炉圧力容器開放作業時に比べ，原子炉停	なお，原子炉起動に向けて実施する原子炉圧力容器閉鎖作業においては開放作業の逆の流れで実施される。この状況においては原子炉圧力容器開放作業時に比べ，原子炉停止後の冷却時間が長	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
く燃料の崩壊熱及び線源強度が小さくなる。そのため，放射線の遮蔽維持における影響は原子炉圧力容器開放作業時に包絡される。 （添付資料 5.1.2）	止後の冷却時間が長く燃料の崩壊熱及び線源強度が小さくなる。そのため，放射線の遮蔽維持における影響は原子炉圧力容器開放作業時に包絡される。 （添付資料 5.1.2）	く燃料の崩壊熱及び線源強度が小さくなる。そのため，放射線の遮蔽維持における影響は原子炉圧力容器開放作業時に包絡される。 （添付資料 5.1.2）	
 図 1 原子炉圧力容器開放作業の流れ ※ http://www.tepco.co.jp/nu/f2-np/handouts/j140528a-j.pdf 公開されている沸騰水型原子炉の開放作業の流れとして「福島第二原子力発電所１号炉 原子炉開放作業の完了について」より参照	＜参考＞原子炉開放の流れ※  第１図　原子炉圧力容器開放作業の流れ ※　http://www.tepco.co.jp/nu/f2-np/handouts/j140528a-j.pdf 東海第二発電所では蒸気乾燥器取外しが気中移動	 図１　原子炉圧力容器開放作業の流れ	

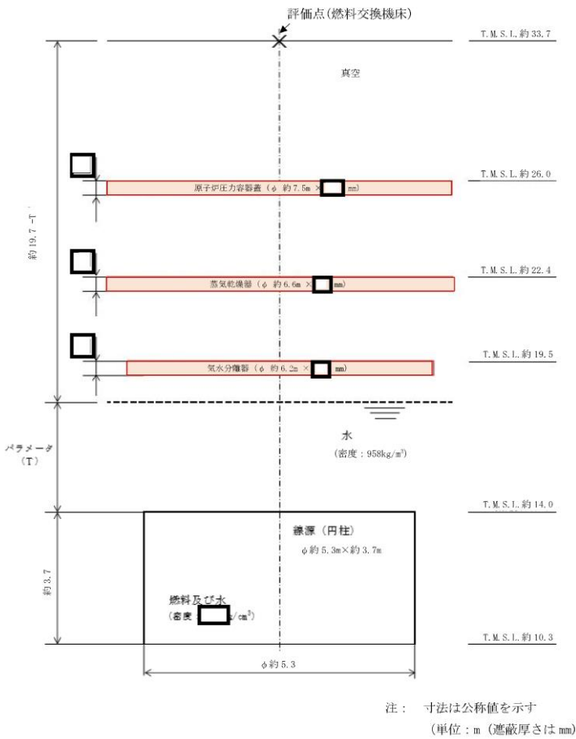
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
2. 原子炉圧力容器等構造物  図 2 原子炉圧力容器等構造物の概要	2.　格納容器等構造物 原子炉圧力容器等構造物の概要について第 2 図に示す。  第 2 図　原子炉圧力容器等構造物の概要	2．原子炉圧力容器等構造物  図２　原子炉圧力容器等構造物の概要	
3. 各状態における遮蔽維持について 原子炉圧力容器開放作業時の各状態における現場の放射線遮蔽について以下に示す。 ①-1 原子炉圧力容器開放作業の開始前（図１中の 1） 原子炉運転中，原子炉停止直後等はコンクリートハッチ，原子炉格納容器蓋及び原子炉圧力容器蓋が閉鎖されており，また蒸気乾燥器，気水分離器等も炉内に存在するため，炉心燃料等の線源からの放射線の多くはこれらに遮られ，原子炉建屋オペレーティングフロアでの線量率は十分小さくなる。そのため，原子炉圧力容器開放作業の開始前において，原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。 ※ 一例として Co60 を線源とした時の 10cm の鉄の実効線量透過率は約 8.2×10^{-2}，155cm のコンクリートの実効線量透過率は約 4.1×10^{-7} と非常に小さくなる。 （参考：放射線施設の遮蔽計算実務（放射線）データ集 2012 公益財団法人 原子力安全技術センター）	3.　各状態における遮蔽維持について 原子炉圧力容器開放作業時の各状態における現場の放射線遮蔽について以下に示す。 ①-1　原子炉圧力容器開放作業開始前（第１図中の 1） 原子炉運転中や原子炉停止直後等は図に示すように原子炉圧力容器蓋が未開放状態であり，蒸気乾燥器，気水分離器等も炉内に存在する。炉心燃料等の線源からの放射線の多くはこれらに遮られ，原子炉建屋原子炉棟 6 階での線量率は十分小さくなる。また，この状態はコンクリートハッチ，格納容器蓋が未開放状態であり，後述する①-2 の状態に包含される※。 以上より，この状態における放射線の遮蔽の評価は不要である。 ※　一例としてＣｏ－60 を線源とした時の 10cm の鉄の実効線量透過率は約 8.2E-02，155cm のコンクリートの実効線量透過率は約 4.1E-07 である。 （参考　放射線施設のしゃへい計算実務マニュアル 2000 公益財団法人　原子力安全技術センター）	３．各状態における遮蔽維持について 原子炉圧力容器開放作業時の各状態における現場の放射線遮蔽について以下に示す。 ①-1 原子炉圧力容器開放作業の開始前（図１中の１） 原子炉運転中，原子炉停止直後等はコンクリートハッチ，原子炉格納容器蓋及び原子炉圧力容器蓋が閉鎖されており，また，蒸気乾燥器，気水分離器等も炉内に存在するため，炉心燃料等の線源からの放射線の多くはこれらに遮られ，原子炉建物原子炉棟４階での線量率は十分小さくなる。そのため，原子炉圧力容器開放作業の開始前において，原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。 ※　一例としてＣｏ－60 を線源とした時の 10cm の鉄の実効線量透過率は約 8.2×10^{-2}，155cm のコンクリートの実効線量透過率は約 4.1×10^{-7} と非常に小さくなる。 （参考：放射線施設の遮蔽計算実務（放射線）データ集　2012　公益財団法人　原子力安全技術センター）	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
①-2 コンクリートハッチ取り外し，原子炉格納容器蓋取り外し（図１中の 2，3 及び 4）	①-2　コンクリートハッチ取外し及び格納容器蓋取外し（第１図中の 2・3，4）	①-2 コンクリートハッチ取り外し，原子炉格納容器蓋取り外し（図１中の２，３）	
コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の取り外し後は，これらの遮蔽効果には期待できなくなるが，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽効果に期待できる。さらに原子炉圧力容器蓋の取り外し作業に向けて原子炉の水位の上昇操作を実施するため，定検毎に高さは異なるが原子炉の水位は徐々に上昇することになる。	コンクリートハッチ，格納容器蓋の開放後は，これらの遮蔽効果には期待できなくなり，期待できる遮蔽効果は，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器，気水分離器となる。	コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の取り外し後は，これらの遮蔽効果には期待できなくなるが，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽効果に期待できる。さらに原子炉圧力容器蓋の取り外し作業に向けて原子炉の水位の上昇操作を実施するため，定期事業者検査ごとに高さは異なるが原子炉の水位は徐々に上昇することになる。	
この状態で原子炉建屋オペレーティングフロアにて原子炉圧力容器開放に向けた作業を実施していることも考えるため，コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の遮蔽に期待しない場合の現場線量率の評価が必要である。	この状態における通常運転水位時が①-1 及び後述する②，③を包含する最も厳しい状態であるため，この状態を線量率の評価対象とする。	この状態で原子炉建物原子炉棟４階にて原子炉圧力容器開放に向けた作業を実施していることも考えるため，コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の遮蔽に期待しない場合の現場線量率の評価が必要である。	
② 原子炉圧力容器蓋取り外し（図１中の 5）	②原子炉圧力容器蓋取外し（第１図中の 5）	② 原子炉圧力容器蓋取り外し（図１中の４）	
原子炉圧力容器蓋開放時はフランジ下 0.3m 程度まで原子炉の水位を上昇させた後，開放作業を実施する。この際，原子炉の水位上昇により炉心燃料及び上部格子板からの放射線の影響は非常に小さくなる。また，原子炉の保有水量が多くなるため，100℃に至るまでの時間はさらに長くなる（約 1.4 時間）。	原子炉圧力容器蓋開放時はフランジ約 0.5m 下まで原子炉水位を上昇させた後，原子炉圧力容器蓋開放作業を実施する。この際，原子炉水位の上昇により炉心燃料や上部格子板からの放射線の影響は非常に小さくなる。また，保有水量が多くなるため，沸騰開始までの時間余裕は①-2 に比べて長くなる（約 1.4 時間程度）。このため，この状態における放射線の遮蔽の評価は，上記の①-2 の評価に包絡される。	原子炉圧力容器蓋開放時はフランジ下 0.5m 程度まで原子炉の水位を上昇させた後，開放作業を実施する。この際，原子炉の水位上昇により炉心燃料及び上部格子板からの放射線の影響は非常に小さくなる。また，原子炉の保有水量が多くなるため，100℃に至るまでの時間はさらに長くなる（約 1.2 時間程度）。	・運用の相違【柏崎 6/7】 ・評価結果の相違【柏崎 6/7，東海第二】
仮に原子炉圧力容器蓋を取り外し中に全交流動力電源喪失事象等が発生した際を考えても，原子炉圧力容器蓋を完全に移動させていなければ，その遮蔽に期待できる。	なお，原子炉圧力容器蓋取外し中に全交流動力電源喪失等の事故が発生した場合でも，原子炉圧力容器蓋を完全に移動させていなければ，原子炉圧力容器蓋による放射線の遮蔽に期待できる。	仮に原子炉圧力容器蓋を取り外し中に全交流動力電源喪失事象等が発生した際を考えても，原子炉圧力容器蓋を完全に移動させていなければ，その遮蔽に期待できる。	
また、原子炉圧力容器蓋を取り外した後の状態にて後述する全交流動力電源喪失事象の水位低下（フランジ付近から約 1.5m 低下）を仮定した場合も，原子炉水位がフランジよりさらに高い水位である可能性があること，炉心燃料及び上部格子板からの放射線影響は後述する原子炉冷却材の流出の原子炉水位と線量率の関係（5.3 原子炉冷却材の流出 第 5.3.6 図）に包絡できることから，必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h を超えることはない。	また，原子炉圧力容器開放時において全交流動力電源喪失の発生を仮定した場合も，原子炉水位をフランジより更に上昇させている可能性があることから，炉心燃料及び上部格子板からの放射線影響は後述する原子炉容器蓋開放時における原子炉水位と線量率の関係（添付資料 5.3.1）に包絡できる。	また，原子炉圧力容器蓋を取り外した後の状態にて後述する全交流動力電源喪失事象の水位低下（フランジ付近から約 1.1m 低下）を仮定した場合も，原子炉水位がフランジよりさらに高い水位である可能性があること，炉心燃料及び上部格子板からの放射線影響は後述する原子炉冷却材の流出の原子炉水位と線量率の関係（5.3 原子炉冷却材の流出 第 5.3.2-2 図）に包絡できることから，必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h を超えることはない。	・評価結果の相違【柏崎 6/7，東海第二】 「全交流動力電源喪失」において，島根２号炉は，原子炉水位が低下した後に原子炉注水を開始する。
なお，蒸気乾燥器及び気水分離器からの放射線影響においても線源強度が大きくないこと，約 1.5m の水位低下により露出する蒸気乾燥器は通常作業でも気中移動させる設備であることから，	なお，蒸気乾燥器及び気水分離器からの放射線影響については，線源強度が大きくないこと，原子炉水位の低下により露出する蒸気乾燥器は通常作業でも気中移動させる設備であるこ	なお，蒸気乾燥器及び気水分離器からの放射線影響においても線源強度が大きくないこと，約 1.1m の水位低下により露出する蒸気乾燥器は通常作業でも気中移動させる設備である	・評価結果の相違【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
これらを考慮しても必要な遮蔽は維持される。 以上より，原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である（上記の①-2 での評価に包絡）。 ③ 蒸気乾燥器取り外し（図１中の 6）及び④水分離器取り外し（図１中の 7） 蒸気乾燥器の取り出しに併せ，水位を上昇させていく状態であり，崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失事象が発生した場合においても，沸騰開始及び水位低下まで十分に時間余裕があるため，原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。	とから，これらの設備からの放射線影響はほとんどない。 以上より，この状態における放射線の遮蔽の評価は不要である。 ③蒸気乾燥器取外し（第１図中の 6）及び④気水分離器取外し（第１図中の 7） 蒸気乾燥器の取出しに合わせ，原子炉水位を上昇させていく状態であり，②の状態から更に保有水量が多くなるため，沸騰開始までの時間余裕は②に比べて更に長くなる。このため，この状態における放射線の遮蔽の評価は，上記の①-2 の評価に包絡される。 以上より，この状態における放射線の遮蔽の評価は不要である。	ことから，これらを考慮しても必要な遮蔽は維持される。 以上より，原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。（上記の①-2 での評価に包絡）。 ③ 蒸気乾燥器取り外し（図１中の５）及び④気水分離器取り外し（図１中の６） 蒸気乾燥器の取り外しに併せ，水位を上昇させていく状態であり，崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失事象が発生した場合においても，沸騰開始及び水位低下までに十分に時間余裕があるため，原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。	・記載方針の相違 【東海第二】
4. 放射線の遮蔽維持に必要な水位 放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える 10mSv/h）は，3. の検討を踏まえ，「①-2 コンクリートハッチ取り外し，原子炉格納容器蓋取り外し（図１中の 2，3・4）」の状態を想定して評価を行った。 線量率の算出は，「添付資料 4.1.2「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の算出について」と同様に QAD-CGGP2R コードを用いて計算し，評価条件は以下に示すものを用いた。 なお，評価点は燃料交換機床※とした。 ※原子炉停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の事故対応で原子炉建屋オペレーティングフロア等の現場作業は不要であるため，作業員の退避を想定して評価点を設定した。コンクリートハッチ取り外し及び原子炉格納容器蓋取り外し作業時において作業員は天井クレーン操作室等にいることが考えられるため，より線源に近い燃料交換機床（原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近）を代表としている。なお，停止作業中においては作業員が原子炉格納容器内（D/W 含む）に入って作業することも考えられるが，これらの作業は停止直後に実施しないこと，炉心燃料からの放射線は遮蔽物（原子炉圧力容器，シュラウド，生体遮蔽（原子炉遮蔽壁）等）により減衰されること，原子炉建屋オペレーティングフロアと同様に	4.　放射線の遮蔽維持に必要な水位 放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える 10mSv／h）は，3. での検討を踏まえ，「①-2　コンクリートハッチ取外し及び格納容器蓋取外し（第１図中の 2・3，4）」の状態を想定して評価を行った。 線量率の算出は，「添付資料 4.1.3「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の算出について」と同様にＱＡＤ－ＣＧＧＰ２Ｒコード（Ver1.04）を用いて計算し，評価に用いた条件は以下に示すものを用いた。 評価点は燃料取替機床上※とした。 ※　運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時及び全交流動力電源喪失時の事故対応で原子炉建屋原子炉棟６階での操作を必ず必要な作業としていないため，線源に近い燃料取替機床上を代表としている。	４．放射線の遮蔽維持に必要な水位 放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える 10mSv/h）は，３．の検討を踏まえ，「①-2 コンクリートハッチ取り外し，原子炉格納容器蓋取り外し（図１中の２，３）」の状態を想定して評価を行った。 線量率の算出は，「添付資料 4.1.2「水遮蔽厚に対する貯蔵中の燃料等からの線量率」の評価について」と同様にＱＡＤ-ＣＧＧＰ２Ｒコードを用いて計算し，評価条件は以下に示すものを用いた。 なお，評価点は燃料取替機台車床※とした。 ※ 原子炉停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の作業員の退避を想定して評価点を設定した。コンクリートハッチ取り外し及び原子炉格納容器蓋取り外し作業時において作業員は天井クレーン操作室等にいることが考えられるため，より線源に近い燃料取替機台車床を代表としている。なお，停止作業中においては作業員が原子炉格納容器内（Ｄ／Ｗ含む）に入って作業することも考えられるが，炉心燃料からの放射線は遮蔽物（原子炉圧力容器，シュラウド，生体遮蔽（原子炉遮蔽壁）等）により減衰されること，原子炉建物原子炉棟４階と同様に事故時に作業員が退避することから，作業員の退避に関する被ばく影響は本評価に包絡される。	・記載方針の相違 【柏崎 6/7・東海第二】

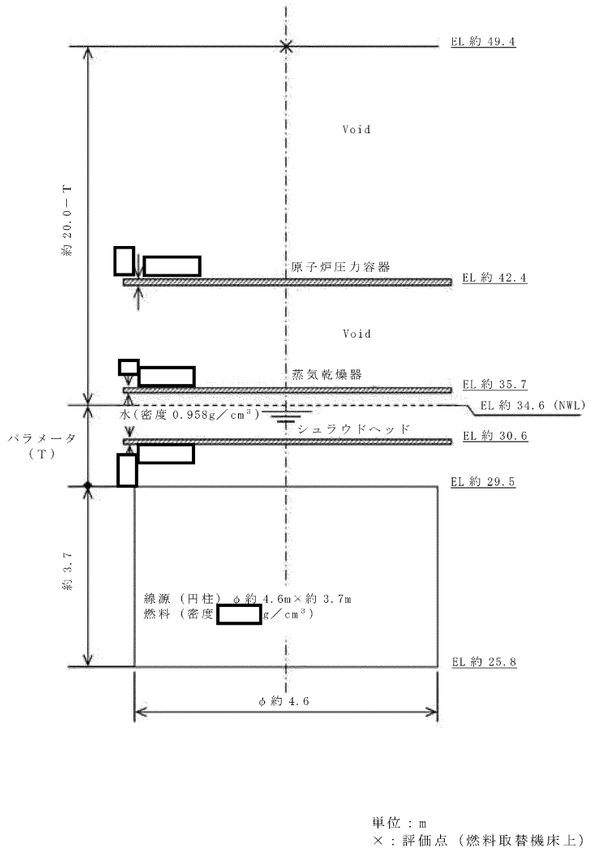
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
事故後に作業員が退避することから，作業員の退避に関する被ばく影響は本評価に包絡される。			
（１）　炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度 放射線源として燃料，上部格子板，気水分離器及び蒸気乾燥器をモデル化した。 a. 炉心燃料 評価条件を以下に示す。 ○ 線源形状：円柱線源（炉心の全てに燃料がある状態） ○ 燃料有効長（㎜）：［　　］ ○ ガンマ線エネルギ：評価に使用するガンマ線は，エネルギ 18 群（ORIGEN 群構造） ○ 線源材質：燃料及び水（密度［　　］g/cm^3） ○ 線源強度は，以下の条件で ORIGEN2 コードを使用して算出	(1)　炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度 放射線源として燃料，上部格子坂，シュラウドヘッド及び蒸気乾燥器をモデル化した。 ａ．炉心燃料 計算条件を以下に示す。 ○線源形状：炉心の全てに燃料がある状態 ○燃料有効長：約 3.7m ○γ線エネルギ：計算に使用するγ線は，エネルギ５群 ○線源材質：燃料及び水（密度［　　］g／cm^3） ○線源強度：文献値※1に記載のエネルギ当たりの線源強度を基に，９×９燃料（Ａ型）の体積当たりの線源強度を式①で算出 $\text{線源強度}(\gamma\cdot\text{cm}^{-3}\cdot\text{s}^{-1})=\frac{\text{文献に記載の線源強度}(\text{MeV}/(\text{W}\cdot\text{s}))\times\text{燃料集合体当たりの熱出力}(\text{W}/\text{体})}{\text{各群のエネルギ}(\text{MeV})\times\text{燃料集合体体積}(\text{cm}^3/\text{体})}$　・・・① このときの線源条件は以下となる。なお，使用している文献値は，燃料照射期間 10^6時間（約 114 年）と，東海第二発電所の実績を包絡した条件で評価されており，東海第二発電所に関する本評価においても適用可能である。	（１）炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度 放射線源として燃料，上部格子板，気水分離器及び蒸気乾燥器をモデル化した。 a. 炉心燃料 評価条件を以下に示す。 ○ 線源形状：円柱線源（炉心のすべてに燃料がある状態） ○ 燃料棒有効長（㎜）：［　　］ ○ ガンマ線エネルギ：評価に使用するガンマ線は，エネルギ５群 ○ 線源材質：燃料及び水（密度：［　　］g/cm^3） ○ 線源強度：文献値※1に記載のエネルギあたりの線源強度を基に，９×９燃料（Ａ型）の体積あたりの線源強度を式①で算出 $\text{線源強度}\ (cm^{-3}\bullet s^{-1})=\frac{\text{文献に記載の線源強度}\ (MeV\bullet W^{-1}\bullet s^{-1})\times\text{燃料集合体あたりの熱出力}\ (W/\text{体})}{\text{各群のエネルギ}\ (MeV)\times\text{燃料集合体体積}\ (cm^3/\text{体})}$　…① このときの線源条件は以下となる。なお，本評価で使用している文献値は，燃料照射期間 10^6時間（約 114 年）と，島根２号炉の実績を包絡した条件で評価されており，島根２号炉に関する本評価においても適用可能である。	・評価条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，燃料照射実績を包絡する値として，文献値（無限照射）を用いている。
・燃料照射期間：1264 日（燃焼度 33GWd/t 相当の値） ・燃料組成：STEPⅢ 9×9A 型（低 Gd） ・濃縮度：［　　］（wt%） ・U 重量：燃料一体あたり［　　］（kg） ・停止後の期間※：停止後 12 時間（原子炉未開放状態での実績を考慮して設定した値を設定）	・燃料照射期間：10^6時間 ・原子炉停止後の期間：停止 12 時間※2（原子炉未開放状態での実績を考慮して設定した値） ・燃料集合体当たりの熱出力：4.31MW／体（９×９燃料（Ａ型）） ・燃料集合体体積：約 7.2E＋04cm^3（９×９燃料（Ａ型）） ※1　Blizard E.P. and Abbott L.S.,ed.,“REACTOR HANDBOOK.2nd ed. Vol.Ⅲ Part B,SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS,New	・燃料照射期間：10^6時間（無限照射） ・原子炉停止後の期間※2：停止後 12 時間（原子炉未開放状態での実績を考慮して設定した値） ・燃料集合体あたりの熱出力：4.35MW／体（９×９燃料（Ａ型）） ・燃料集合体体積：約 7.1×10^4cm^3（９×９燃料（Ａ型）） ※１　Blizard E. P. and Abbott L.S.,ed.,“REACTOR HANDBOOK.2nd ed. Vol.Ⅲ Part B, SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS, New York, London, 1962”	・評価条件の相違 【柏崎 6/7】 ・設備設計の相違 【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
※ 停止後の期間は全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な評価条件となっている。	York, London, 1962” ※2　原子炉停止後の期間は全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。	※２ 原子炉停止後の期間は全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な評価条件となっている。	
線量率評価モデルを図３に示す。また，評価により求めた線源強度を表１ に示す。	○計算モデル：円柱線源 線量率計算モデルを第３図に示す。また，式①で算出した体積当たりの線源強度を第１表に示す。	○ 評価モデル：円柱線源 線量率評価モデルを図３に示す。また，式①で算出した体積あたりの線源強度を表１に示す。	・評価条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】



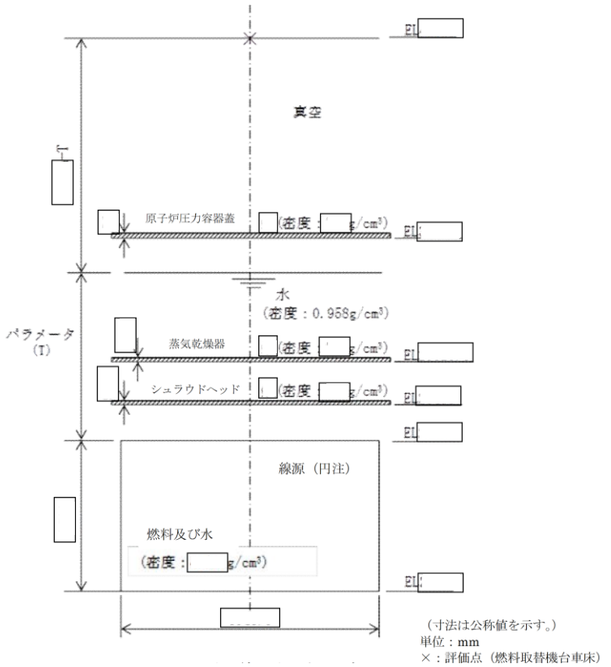
注：　寸法は公称値を示す
（単位：m（遮蔽厚さは mm））

図３ 燃料の線量率評価モデル



単位：m
×：評価点（燃料取替機床上）

第３図　燃料の線量率計算モデル



（寸法は公称値を示す。）
単位：mm
×：評価点（燃料取替機台車床）

図３　燃料の線量率評価モデル

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

表１ 燃料の線源強度

群	ガンマ線 エネルギ (MeV)	燃料線源強度 (cm^{-3} ・s^{-1})
1	1.00×10^{2}	1.26×10^{12}
2	2.50×10^{2}	1.73×10^{11}
3	3.75×10^{2}	1.96×10^{11}
4	5.75×10^{2}	1.29×10^{11}
5	8.50×10^{-2}	2.40×10^{11}
6	1.25×10^{1}	5.78×10^{11}
7	2.25×10^{1}	4.81×10^{11}
8	3.75×10^{1}	1.30×10^{11}
9	5.75×10^{-1}	4.35×10^{11}
10	8.50×10^{-1}	3.63×10^{11}
11	1.25×10^{0}	7.10×10^{10}
12	1.75×10^{0}	8.87×10^{10}
13	2.25×10^{0}	6.36×10^{9}
14	2.75×10^{0}	3.09×10^{9}
15	3.50×10^{0}	6.70×10^{7}
16	5.00×10^{0}	3.02×10^{6}
17	7.00×10^{0}	4.07×10^{0}
18	9.50×10^{0}	4.68×10^{-1}
合計		4.15×10^{12}

第１表　燃料の線源強度

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

表１　燃料の線源強度

ガンマ線 エネルギ (MeV)	線源強度 (cm^{-3}・s^{-1})
1.0	9.8×10^{11}
2.0	1.6×10^{11}
3.0	4.7×10^{9}
4.0	7.3×10^{7}
5.0	2.0×10^{7}

・評価条件の相違
【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
b. 上部格子板 評価条件を以下に示す。 ○ 線源形状：円柱線源としてモデル化 ○ 線源の高さ（mm）：□ ○ ガンマ線エネルギ：評価に使用するガンマ線は，主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV ○ 線源材質： 水と同等(密度 958kg/m^{3}※) ※ 65℃から 100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる 100℃の値を採用 ○ 線源強度は，機器表面の実測値（□ Sv/h）より 2.1×10^{9}(Bq/cm^{3})と算出 線量率評価モデルを図４に示す。	b．上部格子板 計算条件を以下に示す。 ○線源形状：円柱線源としてモデル化 ○線源の高さ：約0.4m ○γ線エネルギ：計算に使用するγ線は，主要核種Ｃｏ－60を想定して1.5MeVとする。 ○線源材質：水と同等（密度0.958g／cm^{3}※） ※ 52℃から 100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる 100℃の値を採用 ○線源強度：機器表面の実測値（□ Sv／h）より7.3E＋09Bq／cm^{3}と算出した。 線量計算モデルを第４図に示す。	b. 上部格子板 評価条件を以下に示す。 ○ 線源形状：円柱線源としてモデル化 ○ 線源の高さ（mm）：□ ○ ガンマ線エネルギ：評価に使用するガンマ線は，主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV ○ 線源材質：水と同等（密度：0.958g/cm^{3}※） ※ 52℃から 100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる 100℃の値を採用 ○ 線源強度は，機器表面の実測値（□ Sv/h）より 8.7×10^{9} Bq/cm^{3} と算出 線量率評価モデルを図４に示す。	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・評価条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

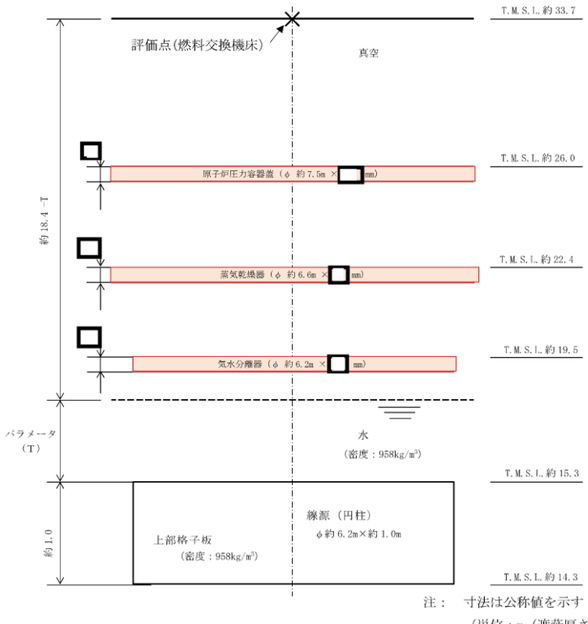
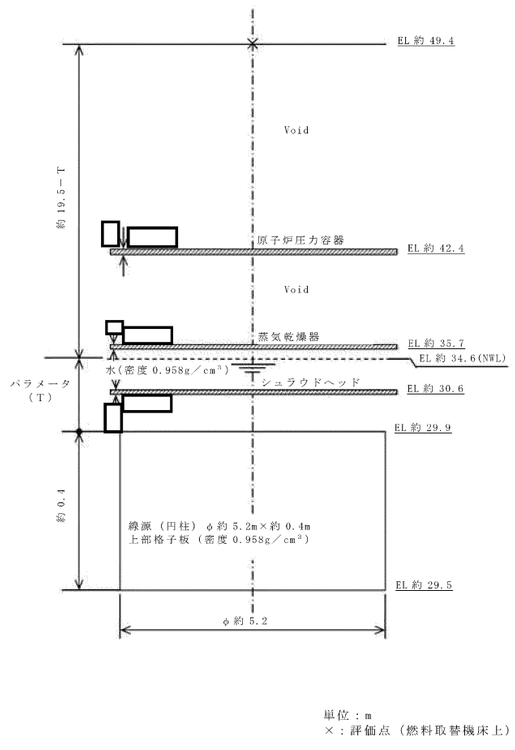


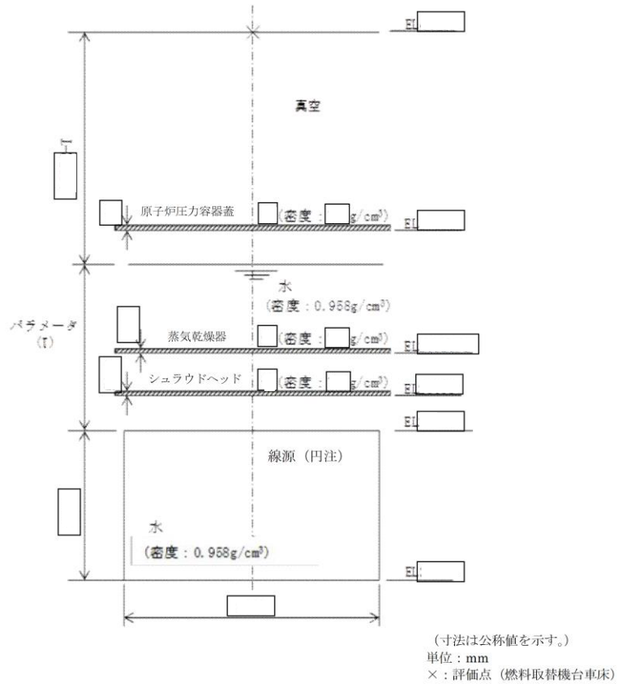
図４　上部格子板の線量率評価モデル

図４　上部格子板の線量率評価モデル



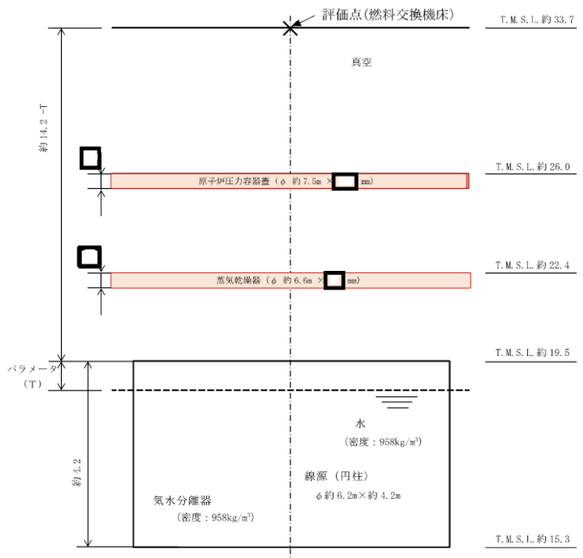
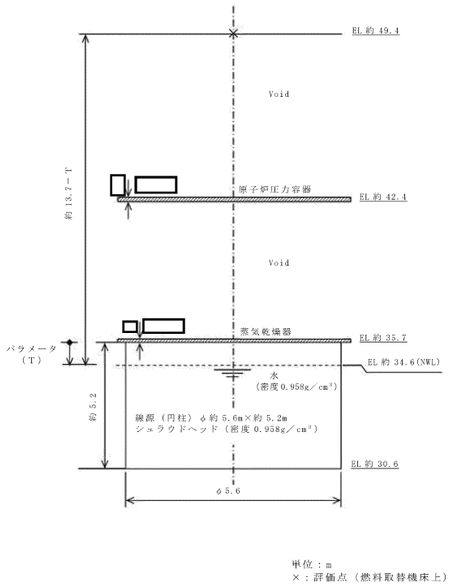
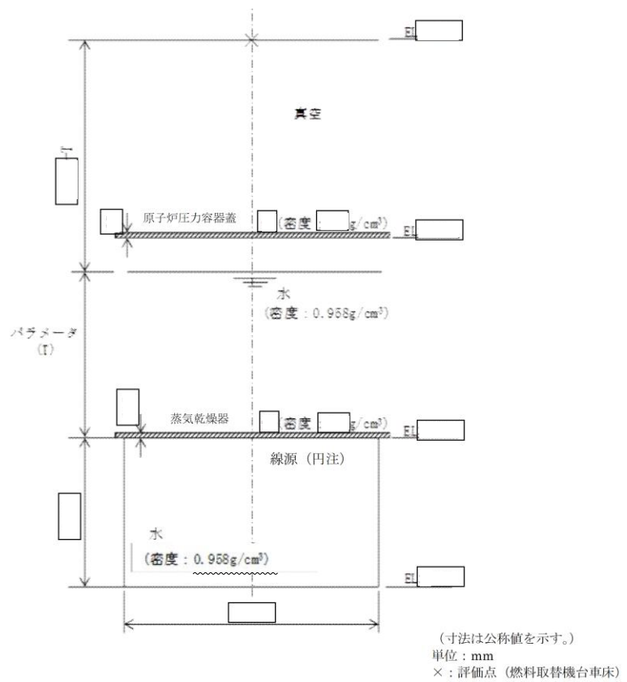
単位：m
×：評価点（燃料取替機床上）

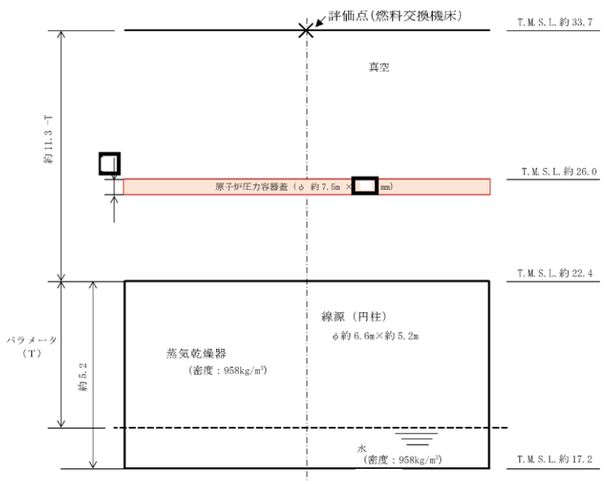
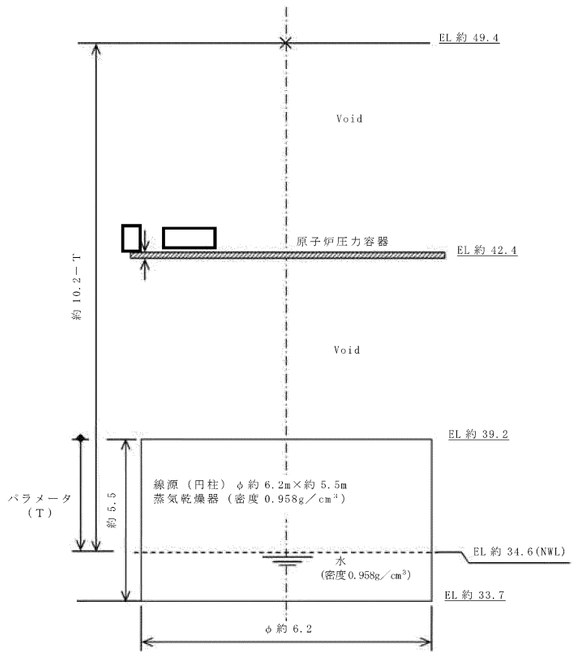
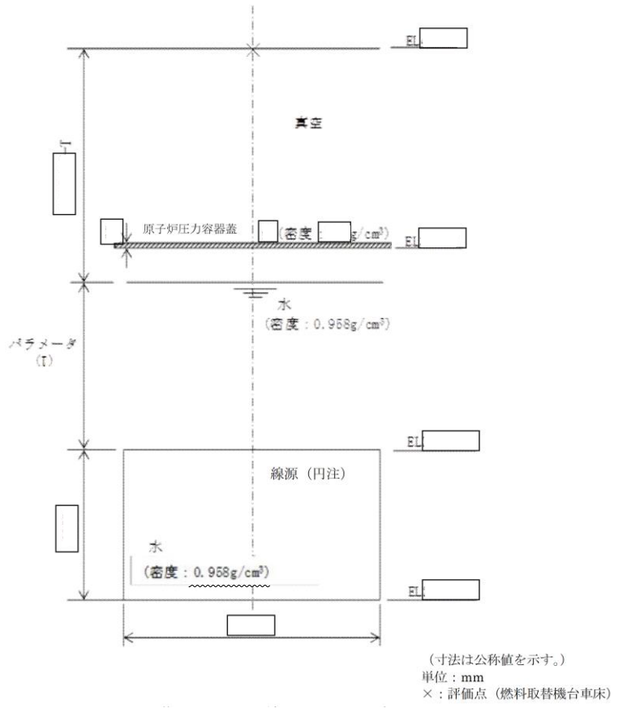
第４図　上部格子板の線量率計算モデル



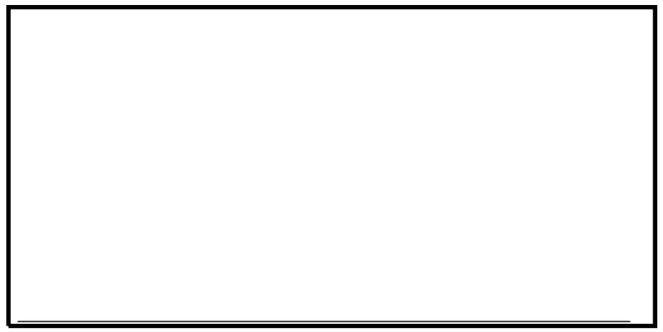
（寸法は公称値を示す。）
単位：mm
×：評価点（燃料取替機台車床）

図４　上部格子板の線量率評価モデル

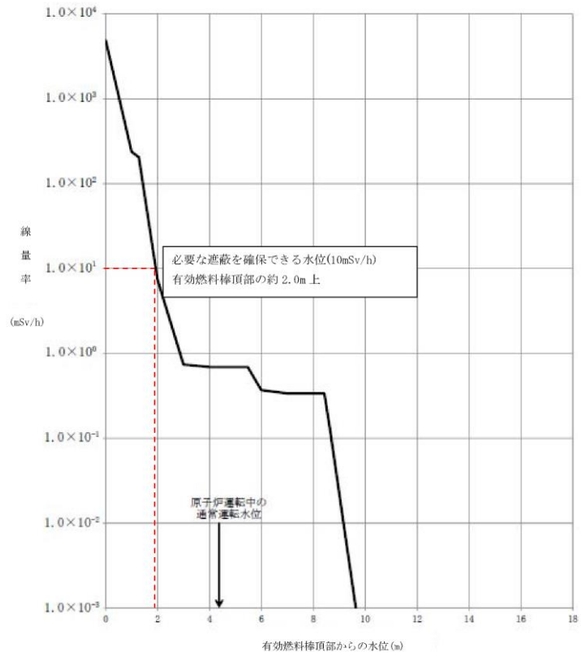
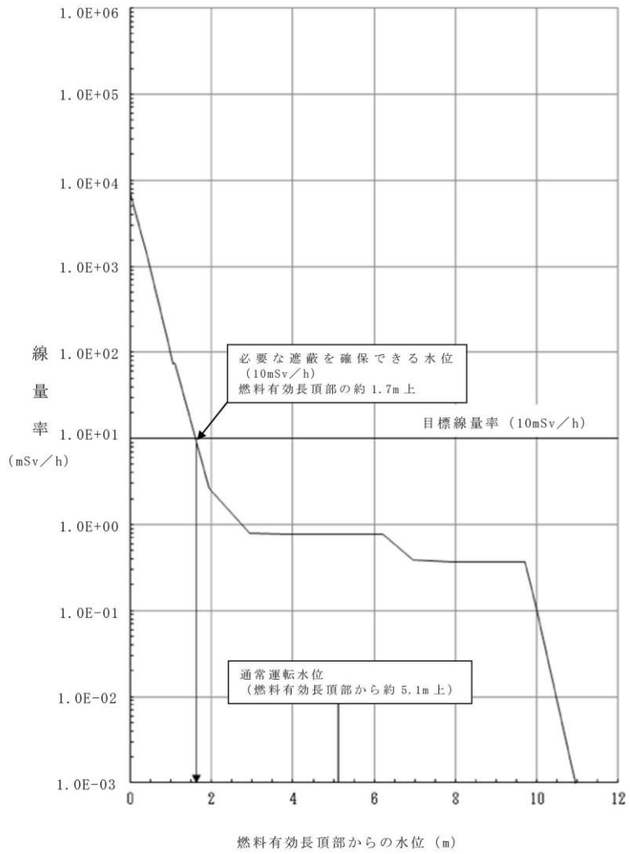
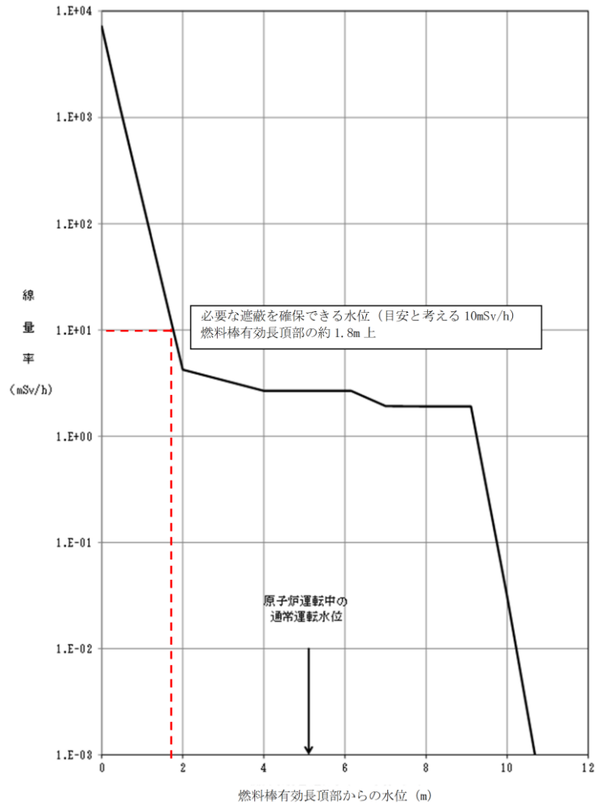
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
c．気水分離器 評価条件を以下に示す。 ○ 線源形状：円柱線源としてモデル化 ○ 線源の高さ（mm）：[ ] ○ ガンマ線エネルギ：評価に使用するガンマ線は，主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV ○ 線源材質： 水と同等(密度 958kg/m^3※) ※ 65℃から 100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる 100℃の値を採用 ○ 線源強度は，機器表面の実測値（ [ ] Sv/h）より 5.2×10^5(Bq/cm^3)と算出 線量率評価モデルを図５に示す。	c．シュラウドヘッド 計算条件を以下に示す。 ○線源形状：円柱線源としてモデル化 ○線源の高さ：約5.2m※1 ○γ線エネルギ：計算に使用するγ線は，主要核種Ｃｏ－60を想定して1.5MeVとする。 ○線源材質：水と同等（密度0.958g／cm^3※2） ※2　52℃から 100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる 100℃の値を採用 ○線源強度：機器表面の実測値（ [ ] Sv／h）※1より6.7E＋05Bq／cm^{3}と算出した。 線量計算モデルを第５図に示す。 ※1　シュラウドヘッドの線量率の計算モデルでは，気水分離器を線源に含めたモデルとしており，機器表面の実測値についても気水分離器からの寄与を含んでいる。	c.気水分離器 評価条件を以下に示す。 ○ 線源形状：円柱線源としてモデル化 ○ 線源の高さ（mm）：[ ] ○ ガンマ線エネルギ：評価に使用するガンマ線は，主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV ○ 線源材質：水と同等（密度：0.958g/cm^3※） ※　52℃から 100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる 100℃の値を採用 ○ 線源強度は，機器表面の実測値（ [ ] mSv/h）より 1.3×10^6 Bq/cm^3 と算出 線量率評価モデルを図５に示す。	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・評価条件の相違 【東海第二】
 注：　寸法は公称値を示す （単位：m（遮蔽厚さは mm）） 図５ 気水分離器の線量率評価モデル	 第５図　シュラウドヘッドの線量率計算モデル	 図５　気水分離器の線量率評価モデル	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	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. 蒸気乾燥器 評価条件を以下に示す。 ○ 線源形状：円柱線源としてモデル化 ○ 線源の高さ（mm）：［　］ ○ ガンマ線エネルギ：評価に使用するガンマ線は，主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV ○ 線源材質： 水と同等(密度 958kg/m^3※) ※ 65℃から 100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる 100℃の値を採用 ○ 線源強度は，機器表面の実測値（［　］Sv/h）より 2.3×10^5(Bq/cm^3)と算出 線量率評価モデルを図６に示す。  注：　寸法は公称値を示す （単位：m（遮蔽厚さは mm）） 図６ 蒸気乾燥器の線量率評価モデル	d．蒸気乾燥器 計算条件を以下に示す。 ○線源形状：円柱線源としてモデル化 ○線源の高さ：約5.5m ○γ線エネルギ：計算に使用するγ線は，主要核種Ｃｏ－60を想定して1.5MeVとする。 ○線源材質：水と同等（密度0.958g／cm^3※） ※ 52℃から 100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる 100℃の値を採用 ○線源強度：機器表面の実測値［　］Sv／h）より2.7E＋05Bq／cm^{3}と算出した。 線量計算モデルを第６図に示す。  単位：m ×：評価点（燃料取替機床上） 第６図　蒸気乾燥器の線量率計算モデル	d.蒸気乾燥器 評価条件を以下に示す。 ○ 線源形状：円柱線源としてモデル化 ○ 線源の高さ（mm）：［　］ ○ ガンマ線エネルギ：評価に使用するガンマ線は，主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV ○ 線源材質：水と同等（密度：0.958g/cm^3※） ※ 52℃から 100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる 100℃の値を採用 ○ 線源強度は，機器表面の実測値（［　］mSv/h）より 1.3×10^6 Bq/cm^{3}と算出 線量率評価モデルを図６に示す。  （寸法は公称値を示す。） 単位：mm ×：評価点（燃料取替機台車床） 図６　蒸気乾燥器の線量率評価モデル	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・評価条件の相違 【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
（２）　遮蔽物の評価モデル 原子炉圧力容器内の原子炉冷却材以外に放射線を遮蔽する構造物として，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器，気水分離器をモデル化した。なお，蒸気乾燥器及び気水分離器は構造が複雑であり，放射線の遮蔽物を平均化したモデルとするとストリーミング（放射線漏れ）の影響により非保守的な評価となるため，線源を覆うような構造物のみ遮蔽物として考慮した。 a．原子炉圧力容器蓋 評価条件を以下に示す。 ○ 遮蔽物形状　：円柱線源としてモデル化 ○ 遮蔽物の厚さ（mm）：□（圧力容器蓋の最薄部厚さ） ○ 線源材質　：□平板(密度□g/cm³) ※ ※圧力容器鋼板□の密度は，同等である□で代表した 線量率評価モデル(遮蔽)を図 3～7 に示す。 図 7 原子炉圧力容器蓋の線量率評価モデル（遮蔽）	(2)　遮蔽物の評価モデル 原子炉内の冷却材以外に放射線を遮蔽する構造物として，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器，シュラウドヘッドをモデル化した。なお，蒸気乾燥器及びシュラウドヘッドは構造が複雑であり，放射線の遮蔽物を平均化したモデルとするストリーミング（放射線漏れ）の影響により非保守的な評価となるため，線源を覆うような構造物のみ遮蔽物として考慮した。 ａ．　原子炉圧力容器蓋 遮蔽物形状　：円柱遮蔽物としてモデル化 遮蔽物の高さ：□mm（圧力容器蓋の最薄部厚さ） 線源材料　：□平板（密度□g／cm³）※ ※　原子炉圧力容器鋼板□の密度は，同等である□で代表した 線量率計算モデル（遮蔽）を第 3～6 図に示す。	（２）遮蔽物の評価モデル 原子炉圧力容器内の原子炉冷却材以外に放射線を遮蔽する構造物として，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器，気水分離器をモデル化した。なお，蒸気乾燥器及び気水分離器は構造が複雑であり，放射線の遮蔽物を平均化したモデルとするとストリーミング（放射線漏れ）の影響により非保守的な評価となるため，線源を覆うような構造物のみ遮蔽物として考慮した。 a.原子炉圧力容器蓋 評価条件を以下に示す。 ○ 遮蔽物形状：円柱遮蔽物としてモデル化 ○ 遮蔽物の高さ（mm）：□（圧力容器蓋の最薄部厚さ） ○ 遮蔽物材質：□平板（密度：□g/cm³）※ ※　原子炉圧力容器鋼板（□の密度は，同等である□で代表した 線量率評価モデル（遮蔽）を図３～７に示す。 図７　原子炉圧力容器蓋の線量率評価モデル（遮蔽）	・評価条件の相違 【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
b．蒸気乾燥器 評価条件を以下に示す。 ○ 遮蔽物形状　：円柱線源としてモデル化 ○ 遮蔽物の厚さ（mm）：□（フード部の最薄部厚さ） ○ 線源材質　：□ 平板(密度 □ g/cm^3）※ ※蒸気乾燥器の材質 □ の密度は，同等である□で代表した 線量率評価モデル(遮蔽)を図 3～5 及び 8 に示す。 図 8 蒸気乾燥器の線量率評価モデル（遮蔽）	b．　蒸気乾燥器 遮蔽物形状　：円柱遮蔽物としてモデル化 遮蔽物の高さ：□mm（フード部の最薄部厚さ） 線源材料　　：□ 平板（密度 □ g／cm^3）※ ※　蒸気乾燥器の材質 □ の密度は，同等である□で代表した 線量率計算モデル（遮蔽）を第 3～5 図に示す。	b.蒸気乾燥器 評価条件を以下に示す。 ○ 遮蔽物形状：円柱遮蔽物としてモデル化 ○ 遮蔽物の高さ（mm）：□（フード部の最薄部厚さ） ○ 遮蔽物材質：□ 平板（密度：□ g/cm^3）※ ※　蒸気乾燥器の材質（□の密度は，同等である□で代表した 線量率評価モデル（遮蔽）を図３～５及び８に示す。  図８　蒸気乾燥器の線量率評価モデル（遮蔽）	・評価条件の相違 【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
c．気水分離器 評価条件を以下に示す。 ○ 遮蔽物形状　：円柱線源としてモデル化 ○ 遮蔽物の厚さ（mm）：□（シュラウドヘッドの厚さ（ベーンスワラによる遮蔽も考慮）） ○ 線源材質　：□平板(密度　□　g/cm^3）※ ※気水分離器の材質　□　の密度は，同等である□で代表した 線量率評価モデル(遮蔽)を図 3,4 及び 9 に示す。 図 9 気水分離器の線量率評価モデル（遮蔽）	c．　シュラウドヘッド 遮蔽物形状　：円柱遮蔽物としてモデル化 遮蔽物の高さ：□ mm（シュラウドヘッドの厚さ（スワラによる遮蔽も考慮）） 線源材質　　：□ 平板（密度□g／cm^3）※ ※　シュラウドヘッドの材質□の密度は，同等である□で代表した 線量率計算モデル（遮蔽）を第 3，4 図に示す。	c.気水分離器 評価条件を以下に示す。 ○ 遮蔽物形状：円柱遮蔽物としてモデル化 ○ 遮蔽物の高さ（mm）：□（シュラウドヘッドの厚さ（気水分離器スワラーによる遮蔽も考慮）） ○ 遮蔽物材質：□平板（密度：□g/cm^3）※ ※　気水分離器の材質□の密度は，同等である□で代表した 線量率評価モデル（遮蔽）を図３，４及び９に示す。 図９　気水分離器の線量率評価モデル（遮蔽）	・評価条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
（３）　現場の線量率の評価結果 （１），（２）の条件を用いて評価した原子炉水位と現場の線量率の関係を図 10 に示す。 グラフより必要な遮蔽を確保できる水位（目安と考える 10mSv/h※）は以下の仮定のもとで「有効燃料棒頂部の約 2.0m 上」と求めた。 ※必要な遮蔽の目安は緊急作業時の被ばく限度(100mSv)と比べ，十分余裕のある値（10mSv/h）とする。	(3)　現場の線量率の評価結果 (1)，(2)の条件を用いて評価した現場の線量率と原子炉水位の関係を第 7 図に示す。 グラフより必要な遮蔽を確保できる水位（目安と考える 10mSv／h）は，「燃料有効長頂部の約 1.7m 上」とした。	（３）現場の線量率の評価結果 （１），（２）の条件を用いて評価した原子炉水位と現場の線量率の関係を図 10 に示す。 グラフより必要な遮蔽を確保できる水位（目安と考える 10mSv/h）は以下の仮定のもとで「燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上」と求めた。	・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
 図 10 原子炉水位と炉心燃料及び上部格子板からの線量率	 第 7 図　原子炉水位と線量率	 図 10　原子炉水位と炉心燃料及び上部格子板等からの線量率	・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
（４）　必要な遮蔽を確保できる最低水位到達までの時間余裕 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の事故発生時から放射線の遮蔽維持に必要な水位到達までの時間を，「添付資料 5.1.1」の 1. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない計算を用いて求めた。 計算は後述する「添付資料 5.1.7」の評価条件の不確かさを踏まえ，原子炉停止後 12 時間後と 1 日後の２ケースを実施した。 評価条件及び評価結果を表２に示す。 評価結果より，原子炉停止 1 日後においては崩壊熱除去機能喪失時の注水までの想定時間 2 時間，全交流動力電源喪失時の注水までの想定時間約 2.5 時間（145 分）に対して十分であることが確認された。 また，原子炉停止後 12 時間後においては，上述の保守的な計算方法を用いた場合，現場の線量率が目安と考える 10mSv/h を約 2.0 時間後に超えることが確認された。	(4)　必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失から放射線の遮蔽維持に必要な水位到達までの時間を，「添付資料 5.1.3」の計算を用いて求めた。 計算は後述する「添付資料 5.1.8」の評価条件の不確かさを踏まえ，原子炉停止から 12 時間後と 1 日後の 2 ケースを実施した。 算出条件及び算出結果を第 2 表に示す。 その結果，原子炉停止 1 日後における必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕は，崩壊熱除去機能喪失時の注水開始までの時間（2 時間），全交流動力電源喪失時の注水準備完了までの時間（25 分）に対して十分な余裕があることを確認した。	（４）必要な遮蔽を確保できる最低水位到達までの時間余裕 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の事故発生時から放射線の遮蔽維持に必要な水位到達までの時間を，「添付資料 5.1.1　1. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない計算」を用いて求めた。 計算は後述する「添付資料 5.1.7」の評価条件の不確かさを踏まえ，原子炉停止後 12 時間後と 1 日後の２ケースを実施した。 評価条件及び評価結果を表２に示す。 評価結果より，原子炉停止 12 時間後及び原子炉停止 1 日後においては崩壊熱除去機能喪失時の注水までの想定時間である事象発生から２時間後，全交流動力電源喪失時の注水までの想定時間である事象発生から２時間後に対して十分であることが確認された。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

表２　必要な遮蔽を確保できる最低水位到達までの時間余裕の評価条件と結果

原子炉停止後の時間	原子炉初期水温(℃)	崩壊熱(kW)	必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕※1	有効燃料棒頂部到達までの時間余裕	残留熱除去機能喪失時の注水までの想定時間	全交流動力電源喪失時の注水までの想定時間
12時間（不確かさで確認するケース）	100	2.67×10^{4}	約2.0時間	約3.7時間	2時間以内※2	約2.5時間（145分）
24時間（有効性評価で確認するケース）	52	2.24×10^{4}	約3.4時間	約5.4時間	2時間	約2.5時間（145分）

※1　「添付資料5.1.1」の「2．原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算」に示すように，原子炉の減圧操作実施までは，発生した崩壊熱の多くが飽和水の顕熱として吸収されるため，必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕はさらに長くなる（原子炉停止12時間後でも3時間以上の時間余裕がある）。

※2　水位低下の発生が早まるため，運転員の事象認知が早まる。

5. 事故時の退避について

事故発生時の原子炉建屋オペレーティングフロア又は原子炉格納容器内にいる現場作業員の退避について確認した。

事象発生時，当直長のページングによる退避指示，又は現場の状況変化により，作業員は異常状態を認知し，1時間以内に原子炉建屋オペレーティングフロア又は原子炉格納容器内より退避する。

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

第2表　必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕の算出条件及び算出結果

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

5.　事故時の退避について

事故発生時の現場作業員の退避について確認した。

事象発生時，作業員は，当直発電長の送受話器（ページング）による退避指示により現場からの退避を開始し，全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は，1時間程度である。

また，運転員は作業員の退避が完了したことを確認し，逃がし安全弁の開操作を開始する。

島根原子力発電所　２号炉

表２　必要な遮蔽を確保できる最低水位到達までの時間余裕の評価条件と結果

原子炉停止後の時間	原子炉初期水温（℃）	崩壊熱（kW）	必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕※1	燃料棒有効長頂部到達までの時間余裕	残留熱除去機能喪失時の注水までの想定時間	全交流動力電源喪失時の注水までの想定時間
12時間（不確かさで確認するケース）	100	1.67×10^{4}	約2.7時間	約4.2時間	２時間	２時間
24時間（有効性評価で確認するケース）	52	1.40×10^{4}	約4.3時間	約6.1時間	２時間	２時間

※１「添付資料5.1.1　2.原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算」に示すように，原子炉の減圧操作実施までは，発生した崩壊熱の多くが飽和水の顕熱として吸収されるため，必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕はさらに長くなる（原子炉停止 12 時間後でも４時間以上の時間余裕がある）。

５．事故時の退避について

事故発生時の原子炉建物原子炉棟４階又は原子炉格納容器内にいる現場作業員の退避について確認した。

事象発生時，当直長のページングによる退避指示，又は現場の状況変化により，作業員は異常状態を認知し，２時間以内に原子炉建物原子炉棟４階又は原子炉格納容器内より退避する。

また，運転員は作業員の退避が完了したことを確認し，自動減圧機能付き逃がし安全弁の開操作を開始する。

備考

・評価結果の相違
【柏崎 6/7，東海第二】

・評価結果の相違
【柏崎 6/7，東海第二】
島根２号炉の運転員及び重大事故等対応要員による作業時間並びに現場作業員の退避時

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			間を考慮した評価結果。
全交流動力電源喪失により現場の照明設備が消灯することも考えられるが，作業員はヘッドライト等のバッテリー式の照明を保有しており，線量が上昇する前（4. より最短約２時間）の退避が十分可能である。 なお，作業者の避難が必要な場合は，避難指示及び立ち入り制限が実施されるため，作業者は緊急作業を除き現場の安全性が確認される前に再入域することはない。	一旦避難指示が出ると管理区域内への入域制限が実施されるため，作業員は緊急作業を除き現場の安全性が確認される前に再入域することはない。 （添付資料 5.1.5）	全交流動力電源喪失により現場の照明設備が消灯することも考えられるが，作業員はヘッドライト等のバッテリー式の照明を保有しており，線量が上昇する前（4. より事象発生から最短約 2.7 時間）の退避が十分可能である。 なお，作業者の避難が必要な場合は，避難指示及び立ち入り制限が実施されるため，作業者は緊急作業を除き現場の安全性が確認される前に再入域することはない。	・記載方針の相違 【東海第二】 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7】
復旧に際しては放射能汚染等を確認し、現場の安全性が確認された後実施する。		復旧に際しては放射線汚染等を確認し，現場の安全性が確認された後実施する。	・記載方針の相違 【東海第二】
6. 原子炉隔離時冷却系による注水について 原子炉隔離時冷却系の設計として，作動には 1.03MPa[gage]以上の原子炉圧力を必要としており，原子炉停止時の初期圧力は大気圧程度まで低下しているため，評価において原子炉隔離時冷却系による注水に期待していない。ただし，有効性評価で想定しているような原子炉未開放状態において事象進展とともに原子炉の圧力が上昇し，原子炉隔離時冷却系による注水が可能となることが考えられる。なお，原子炉隔離時冷却系の点検の準備として弁の電源等に隔離操作（アイソレーション）を実施していることも考えられるが，これらの事故時に原子炉隔離時冷却系での注水を必要とした際は運転員がただちに復旧を実施することが可能であるため，原子炉隔離時冷却系の使用の問題とならない。	6.　原子炉隔離時冷却系による注水について 原子炉隔離時冷却系（以下「ＲＣＩＣ」という。）の設計として，作動には約 1.04MPa[gage]以上の原子炉圧力を必要としており，停止時の原子炉の初期圧力は大気圧程度まで低下しているため，評価においてＲＣＩＣによる注水に期待していない。ただし，有効性評価で想定しているような原子炉未開放状態において事象進展とともに原子炉の圧力が上昇し，ＲＣＩＣによる注水が可能となることが考えられる。なお，ＲＣＩＣの点検の準備として弁の電源等に隔離操作を実施していることも考えられるが，これらの事故時にＲＣＩＣでの注水を必要とした際は，運転員がただちに復旧を実施することが可能であるため，ＲＣＩＣの使用の問題とならない。	６．原子炉隔離時冷却系による注水について 原子炉隔離時冷却系の設計として，作動には 0.74MPa[gage]以上の原子炉圧力を必要としており，原子炉停止時の初期圧力は大気圧程度まで低下しているため，評価において原子炉隔離時冷却系による注水に期待していない。ただし，有効性評価で想定しているような原子炉未開放状態において事象進展とともに原子炉の圧力が上昇し，原子炉隔離時冷却系による注水が可能となることが考えられる。なお，原子炉隔離時冷却系の点検の準備として弁の電源等に隔離操作（アイソレーション）を実施していることも考えられるが，これらの事故時に原子炉隔離時冷却系での注水を必要とした際は運転員がただちに復旧を実施することが可能であるため，原子炉隔離時冷却系の使用の問題とならない。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
7. まとめ 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時で想定する原子炉停止１日後において，必要な遮蔽を確保できる水位を下回ることはない。 また，評価条件の不確かさを考慮して原子炉停止 12 時間後の状態を想定した場合でも，現場の作業員の退避を考慮すると 4. で評価した必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕である２時間に比べ十分時間がある。さらに，これらの時間余裕は「添付資料 5.1.1　２．原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の	7.　まとめ 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失で想定する原子炉停止１日後において，必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕は，崩壊熱除去機能喪失時の注水開始までの時間（2 時間），全交流動力電源喪失時の注水準備完了までの時間（25 分）に対して十分な余裕があることを確認した。 また，評価条件の不確かさを考慮して原子炉停止 12 時間後，原子炉初期水温 100℃の状態を想定した場合でも，ＰＯＳ－Ａに比べて約 1.7 時間短くなるものの，放射線の遮蔽に必要な水位は維持される。	７．まとめ 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時で想定する原子炉停止１日後において，必要な遮蔽を確保できる水位を下回ることはない。 また，評価条件の不確かさを考慮して原子炉停止 12 時間後，原子炉初期水温 100℃の状態を想定した場合でも，４．で評価した必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕である約 2.7 時間に比べ十分時間がある。さらに，これらの時間余裕は「添付資料 5.1.1　２．原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果	・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
抑制効果を考慮した計算」のとおり，原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮することでさらに長くなる。 　以上より，運転員及び作業員が現場にいる間，放射線の遮蔽は維持される。		を考慮した計算」のとおり，原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮することでさらに長くなる。 　以上より，運転員及び作業員が現場にいる間，放射線の遮蔽は維持される。	

柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 （2017.12.20 版）

添付資料5.1.7

評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）

表1 評価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（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）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
		評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の崩壊熱	約22.4MW（9×9燃料（A型），原子炉停止1日後）	約22MW以下（実績値）	平衡炉心燃料の平均燃焼度33GWd/tU（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）を基にANSI/ANS-5.1-1979にて算出した値 停止後の時間を短くとり，崩壊熱が厳しくなるように1日後の状態を想定	最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，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，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。仮に，原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は，注水までの時間余裕が短くなることから，評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/h が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約2.0m上の高さに到達するまでの時間は約2時間，有効燃料棒頂部到達まで約3時間となることから評価条件である原子炉停止1日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また，これらの時間余裕は原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮することでさらに長くなる[※3]。原子炉隔離時冷却系が復旧可能な場合は，さらに原子炉水位の低下は抑制される。（添付資料5.1.1，6.1.6） このため，評価条件での放射線遮蔽維持の時間余裕である約3時間，有効燃料棒頂部到達までの時間余裕である約5時間より短くなるが，評価項目の不確かさを考慮しても必要な放射線の遮蔽は維持され，注水操作（事象開始から約2時間後）に対して十分な時間が確保されているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水温	52℃	約40℃～約53℃[※2]（実績値）	停止後1日の実績を踏まえ，原子炉は残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードにて冷却されているため，その設計温度である52℃を設定	最確条件とした場合は，事故条件ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/h が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約2.0m上の高さに到達するまでの時間は約2時間となることから，評価条件である原子炉水温が52℃かつ原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが，注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，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，事故条件ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/h が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約2.0m上の高さに到達するまでの時間は約2時間となることから，評価条件である原子炉水温が52℃かつ原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転水位以上	原子炉停止1日後の水位から保守性を持たせた値	最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなるが，注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，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，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉圧力	大気圧	大気圧[※2]	原子炉停止1日後の実績を考慮して設定	最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，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，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間が遅くなり，原子炉水位の低下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。

※1 原子炉停止直後，サイクル末期の停止時冷温臨界試験に向けた高温維持（80℃程度）などの特殊な場合を除く（ただし，原子炉初期水温が80℃の場合であっても，必要な遮蔽を確保できる水位までには約2時間以上の時間余裕があり注水操作に対して十分な時間が確保されているため，影響はない）
※2 原子炉停止直後，原子炉圧力容器耐圧試験などの特殊な場合を除く
※3 添付資料5.1.1 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算（原子炉圧力容器が閉鎖状態）による評価を参照

東海第二発電所 （2018.9.12 版）

添付資料5.1.8

評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）（1／3）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の崩壊熱	約18.8MW ANSI／ANS-5.1-1979（9×9燃料（A型），原子炉停止1日後）	約18.8MW以下	平衡炉心燃料の平均燃焼度33GWd／tを基にANSI／ANS-5.1-1979にて算出した値 設定停止後の時間については，停止後の時間を短くとり，崩壊熱が厳しくなるように1日後の状態を想定	最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，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，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に，原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は，注水までの時間余裕が短くなることから，評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv／hが維持される水位）である燃料有効長頂部の約1.7m上の高さに到達するまでの時間は約2.8時間，燃料有効長頂部到達まで約4.2時間となることから，評価条件である原子炉停止1日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水温	52℃	約47℃～約58℃[※1]（実績値）	原子炉停止1日後の実績を踏まえ，原子炉は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）にて冷却されているため，その設計温度である52℃を設定	最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv／hが維持される水位）である燃料有効長頂部の約1.7m上の高さに到達するまでの時間は約2.8時間となることから，評価条件である原子炉水温が52℃かつ原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが，注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，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，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv／hが維持される水位）である燃料有効長頂部の約1.7m上の高さに到達するまでの時間は約2.8時間となることから，評価条件である原子炉水温が52℃かつ原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水位	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（通常運転水位±10cm程度）（実績値）	原子炉停止1日後の水位から保守性を持たせた値	最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より低くなる場合があるが，注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，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，評価条件で設定している原子炉水位より低くなる場合があるが，原子炉水位のゆらぎによる変動量は，事象発生後の水位低下量に対して十分小さいことから，評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。

※1 過去のプラント停止操作実施時の全制御棒全挿入から約24時間経過後の原子炉水温の実績データ。

島根原子力発電所 2号炉

添付資料5.1.7

評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中（崩壊熱除去機能喪失））

表1 評価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（運転停止中（崩壊熱除去機能喪失））（1／3）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ		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
		評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の崩壊熱	約14.0MW（9×9燃料（A型），原子炉停止1日後）	約14MW以下（実績値）	平衡炉心燃料の平均燃焼度33GWd/t（サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を考慮）を基にANSI/ANS-5.1-1979にて算出した値 また，原子炉停止1日後においては，9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく，原子炉水位低下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 停止後の時間については，停止後の時間を短くとり，崩壊熱が厳しくなるように1日後の状態を想定	最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，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，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。仮に，原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は，注水までの時間余裕が短くなることから，評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約1.8m上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約2.7時間，燃料棒有効長頂部到達まで事象発生から約4.2時間となることから評価条件である原子炉停止1日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水温	52℃	約29℃～約46℃[※1]（実績値）	停止後1日の実績を踏まえ，原子炉は残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）にて冷却されているため，その設計温度である52℃を設定	最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約1.8m上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約2.7時間となることから，評価条件である原子炉水温が52℃かつ原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが，注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，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，事故事象毎に異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約1.8m上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約2.7時間となることから，評価条件である原子炉水温が52℃かつ原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

※1 過去のプラント停止操作実施時の全制御棒全挿入から約24時間経過後の原子炉水温の実績データ

備考

・相違理由は本文参照。

表1 評価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
（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）（2/2）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）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
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の未開放	事故ごとに変化	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さいことから，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	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，評価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。	－
事故条件	起因事象，安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系の機能喪失	－	運転中の残留熱除去系の故障を想定	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部電源	外部電源なし	事故毎に変化	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	954m³/hで注水	954m³/h以上で注水	低圧注水系の設計値として設定	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	熱交換器1基あたり約8MW（原子炉冷却材温度52℃，海水温度30℃において）	熱交換器1基あたり約8MW（原子炉冷却材温度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 （原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施することで水位を維持するが，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を実施することで原子炉内の崩壊熱を除去できるため，注水が不要となる）	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第1表　評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響
（運転停止中　崩壊熱除去機能喪失）（2／3）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉圧力	大気圧	大気圧※2	原子炉停止1日後の実績を考慮して設定	最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，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，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間が遅くなり，原子炉水位の低下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。
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	事故事象毎	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さいことから，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	約800kL	約800kL以上	軽油貯蔵タンクの管理下限値を設定	最確条件とした場合は，評価条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また，事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	－
事故条件	起因事象，安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系機能喪失	－	運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障を想定	評価条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部電源	事象認知まで ：外部電源あり 事象認知後 ：外部電源なし	事故事象毎	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定。 外部電源が喪失する時間を事象発生1時間後（1時間ごとの中央制御室の巡視により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止を確認する時間）とすることにより，事象発生の認知の観点で厳しい想定とする。	・事象認知前：外部電源がない場合は崩壊熱除去機能喪失の認知が早まるため，運転員等操作の開始時間は早くなる。 ・事象認知後：外部電源がある場合は，必要な運転員等操作が少なくなるため，運転員等操作の完了時間が早くなる。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

※2　原子炉停止直後や原子炉圧力容器耐圧試験実施時等の特殊な場合を除く。

表1　評価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
(運転停止中(崩壊熱除去機能喪失))（2／3）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ		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
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉水位	通常運転水位（気水分離器下端から+83cm）	通常運転水位以上	原子炉停止1日後の水位	最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなるが，注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，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，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉圧力	大気圧	大気圧※2	原子炉停止1日後の実績を考慮して設定	最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから，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，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間が遅くなり，原子炉水位の低下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。
	原子炉圧力容器の状態	圧力容器未開放	事故毎に変化	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さいことから，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，解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また，事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	－

※2　原子炉停止直後，原子炉圧力容器耐圧試験などの特殊な場合を除く。

第1表　評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響

（運転停止中　崩壊熱除去機能喪失）(3／3)

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水系）	1,605m³／h	1,605m³／h	残留熱除去系（低圧注水系）の設計値として設定	評価条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）	熱交換器1基当たり約43MW（原子炉冷却材温度100℃，海水温度32℃において）	熱交換器1基当たり約43MW以上（原子炉冷却材温度100℃，海水温度32℃において）	熱交換器の設計性能に基づき，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	評価条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	－

表１　評価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

（運転停止中(崩壊熱除去機能喪失)）（３／３）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ		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
		評価条件	最確条件			
事故条件	起因事象，安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系の機能喪失	－	運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障を想定	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部電源	外部電源なし	事故毎に変化	外部電源の有無は，崩壊熱除去機能の喪失に伴う原子炉水位の低下に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	残留熱除去系(低圧注水モード)	1，136 m³/hで注水	1，136 m³/hで注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)	熱交換器１基あたり約９MW（原子炉冷却材温度52℃，海水温度30℃において）	熱交換器１基あたり約９MW（原子炉冷却材温度52℃，海水温度30℃において）	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の設計値として設定	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　（2017.12.20版）

表 2 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）(1/2)

項目		評価条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作	事象発生から2時間後	残留熱除去系の機能喪失に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に，さらに余裕を考慮して設定	【認知】 評価では残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障発生から残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作の開始まで，逃がし安全弁の手動減圧操作等を含め2時間を設定しているが，原子炉注水の必要性を認知することは容易である。よって，評価上の注水操作開始時間に対し，実際の注水操作開始時間が早くなる場合が考えられる。 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響なし。 【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なし。 【操作所要時間】 残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は，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，原子炉水位の低下に対して操作に要する時間は短い。 【他の並列操作有無】 当該操作を実施する運転員は，残留熱除去系（低圧注水モード）の原子炉注水操作時に他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 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。	崩壊熱除去機能喪失による異常の認知により原子炉注水の必要性を確認し操作を実施することは容易であり，評価では事象発生から2時間後の注水操作開始を設定しているが，実態の注水操作開始時間は早くなる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和す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。	通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約3時間，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間が約5時間であり，事故を認知して注水を開始するまでの時間は2時間であるため，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，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の系統構成に必要な弁の操作は約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2表　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（運転停止中　崩壊熱除去機能喪失）（1／2）

項目		評価条件(操作条件)		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作余裕時間	訓練実績等
		評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による注水操作	事象発生から約2時間後	残留熱除去系の機能喪失に伴う以上の認知及び現場操作の実績等を基に，さらに余裕を考慮して設定	【認知】 評価では，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障発生から，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作の開始まで，逃がし安全弁の手動減圧操作等を含め2時間程度を設定しているが，原子炉注水操作の必要性を認知することは容易である。よって，評価上の原子炉注水操作開始時間に対して，実際の原子炉注水操作開始時間は早くなる場合が考えられる。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は，中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作である。また，原子炉水位の低下に対して操作に要する時間は短い。 【他の並列操作の有無】 当該操作を実施する運転員は，残留熱除去系（低圧注水系）の原子炉注水操作時に他の並列操作はなく，操作時間に与える影響はない。 【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。	崩壊熱除去機能喪失による異常の認知により原子炉注水の必要性を確認し操作を実施することは容易であり，評価では事象発生から約2時間後の注水操作開始を設定しているが，実態の注水操作開始時間は早くなる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和す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。	通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約4.5時間，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間が約6.3時間であり，事故を認知して注水を開始するまでの時間は2時間であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水に必要な操作は，所要時間を6分と想定しているところ，訓練実績では約4分である。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

島根原子力発電所　2号炉

表２　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（運転停止中(崩壊熱除去機能喪失)）（１／２）

項目		評価条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による注水操作	事象発生から２時間後	残留熱除去系の機能喪失に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に，さらに余裕を考慮して設定	【認知】 評価では残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障発生から残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作の開始まで，逃がし安全弁の手動減圧操作等を含めて事象発生から２時間後を設定しているが，原子炉注水の必要性を認知することは容易である。よって，評価上の注水操作開始時間に対し，実際の注水操作開始時間が早くなる場合が考えられる。 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響なし。 【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なし。 【操作所要時間】 残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は，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。また，原子炉水位の低下に対して操作に要する時間は短い。 【他の並列操作有無】 当該操作を実施する運転員は，残留熱除去系（低圧注水モード）の原子炉注水操作時に他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 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。	崩壊熱除去機能喪失による異常の認知により原子炉注水の必要性を確認し操作を実施することは容易であり，評価では事象発生から２時間後の注水操作開始を設定しているが，実態の注水操作開始時間は早くなる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和す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。	通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約4.3時間，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間が事象発生から約6.1時間であり，事故を認知して注水を開始するまでの時間は事象発生から２時間後であるため，準備時間が確保できることから，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２時間後としており，このうち，残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水の起動操作は，所要時間10分想定のところ，訓練実績では約２分である。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

備考

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　（2017.12.20 版）

表 2 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）(2/2)

項目		評価条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	待機中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による崩壊熱除去機能復旧	事象発生から3.5時間後	運転手順書等を踏まえて設定	残留熱除去系の低圧注水モードにより原子炉への注水を実施していることから，原子炉停止時冷却モードによる崩壊熱除去機能復旧には時間余裕がある。	－	－	－	プラント停止時の実績から，配管の暖気運転を含め約60分で操作開始できることを確認した。また，系統構成及びポンプの起動のみであれば，約10分で操作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。

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

第2表　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（運転停止中　崩壊熱除去機能喪失）(2／2)

項目		評価条件（操作条件）		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱	事象発生から3時間45分後	状況判断，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持操作，原子炉保護系電源の受電操作，及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作に要する時間を考慮して設定	－	－	－	残留熱除去系（低圧注水系）により，原子炉への注水を実施していることから，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱には時間余裕がある。	所要時間を 36 分と想定しているところ，訓練実績では，約 20 分である。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

島根原子力発電所　2 号炉

表２　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕
(運転停止中(崩壊熱除去機能喪失))（２／２）

項目		評価条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	待機中の残留熱除去系（ 原子炉停止時冷却モード）による崩壊熱除去機能復旧	事象発生から２時間 30 分後	運転手順書等を踏まえて設定	残留熱除去系の低圧注水モードにより原子炉への注水を実施していることから，原子炉停止時冷却モードによる崩壊熱除去機能復旧には時間余裕がある。	－	－	－	評価上は作業成立性を踏まえ，原子炉水位回復から 30 分後としており，このうち，系統構成及びポンプの起動は，所要時間 30 分想定のところ，訓練実績等では約 16 分である。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

備考

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
添付資料 5.1.8 7 日間における燃料の対応について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失） プラント状況：1～7 号炉停止中。 事象：地震発生と同時に外部電源喪失及び 1～5 号炉及び 7 号炉の全ての非常用ディーゼル発電機が起動失敗することを想定（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。）。 また，全プラントで当該期間残置予定の可搬型重大事故等対処設備，プラントに関連しない設備は対象としない。 （画像：判定表）	添付資料 5.1.9 7 日間における燃料の対応について （運転停止中　崩壊熱除去機能喪失） 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 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機　1 台起動※2（燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定）775.6L／h（燃料消費率）×168h（運転時間）×1 台（運転台数）＝約 130.3kL 常設代替高圧電源装置　2 台起動※3（燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定）420.0L／h（燃料消費率）×168h（運転時間）×2 台（運転台数）＝約 141.2kL 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 緊急時対策所用発電機　1 台起動（燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定）411L／h（燃料消費率）×168h（運転時間）×1 台（運転台数）＝約 70.0kL 7 日間の軽油消費量 約 70.0kL 緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kL であり，7 日間の対応可能 ※1　事故収束に必要なディーゼル発電機は非常用ディーゼル発電機 1 台であるが，保守的にディーゼル発電機 2 台の起動を仮定した。 ※2　事故収束に必要ではないが，保守的に起動を仮定した。 ※3　緊急用母線の電源を，常設代替高圧電源装置 2 台で確保することを仮定した。	添付資料 5.1.8 7 日間における燃料の対応について （運転停止中（崩壊熱除去機能喪失）） 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（燃費は保守的に最大負荷時を想定）1.618m³/h×24h×７日×２台＝543.648m³ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機　1 台起動（燃費は保守的に最大負荷時を想定）0.927m³/h×24h×７日×１台＝155.736m³ ７日間の軽油消費量 約 700m³ 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 緊急時対策所用発電機　１台 0.0469 m³/h×24h×７日×１台＝7.8792m³ ７日間の軽油消費量 約 8 m³ 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。	・設備の相違 【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】

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　5.2 全交流動力電源喪失〕

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
5.2 全交流動力電源喪失 5.2.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策 (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」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「外部電源喪失＋直流電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗」及び②「外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗」である。	5.2 全交流動力電源喪失 5.2.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策 (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」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「外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び②「外部電源喪失＋直流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。	5.2　全交流動力電源喪失 5.2.1　事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策 (1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」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，「外部電源喪失＋交流電源喪失」及び「外部電源喪失＋直流電源喪失」である。	・評価条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ＰＲＡで考慮する設備の相違により，イベントツリーに相違が生じている。
(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失することにより，原子炉の注水機能及び除熱機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，全交流動力電源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，運転員が異常を認知して，常設代替交流電源設備による電源供給，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を行うことによって，燃料損傷の防止を図る。また，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉を除熱する。	(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失することにより，原子炉の注水機能及び除熱機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，全交流動力電源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，運転員が異常を認知して，常設代替交流電源設備による電源供給，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を行うことによって，燃料損傷の防止を図る。また，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉を除熱する。	(2)　事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失することにより，原子炉の注水機能及び除熱機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，全交流動力電源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，運転員が異常を認知して，常設代替交流電源設備による電源供給，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を行うことによって，燃料損傷の防止を図る。また，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉を除熱する。	・設備設計の相違 【東海第二】 島根２号炉は，残留熱除去系の補機冷却系として原子炉補機代替冷却系を整備している。 （以降，同様な相違については記載省略）
(3) 燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として常設代替交流電源設備による給電手段，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備する。また，安定状態に向けた対策と	(3) 燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として常設代替交流電源設備による給電手段，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備する。また，安定状態に向けた対策と	(3)　燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として常設代替交流電源設備による給電手段，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備する。また，安定状態に向けた	

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
して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除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 5.2.1 図及び第 5.2.2 図に，手順の概要を第 5.2.3 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 5.2.1 表に示す。 本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，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 16 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 6 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 2 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 5.2.4 図に示す。	して緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 5.2－1 図に，手順の概要を第 5.2－2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 5.2－1 表に示す。 本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，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 3 名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う要員は 4 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は 11 名である。必要な要員と作業項目について第 5.2－3 図に示す。	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（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 5.2.1－1(1)図及び第 5.2.1－1 (2)図に，手順の概要を第 5.2.1－2 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 5.2.1－1 表に示す。 本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，重大事故等対策に必要な要員は，緊急時対策要員 29 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，通報連絡等を行う要員は 5 名，復旧班要員 19 名である。必要な要員と作業項目について第 5.2.1－3 図に示す。	・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。 ・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 29 名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。
なお，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，16 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，29 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。
a．全交流動力電源喪失による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）停止確認 原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止によ	a．全交流動力電源喪失による残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）停止確認 原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転停止による崩	a．全交流動力電源喪失による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）停止確認 原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止によ	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
る崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系系統流量である。 b．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．逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により原子炉水温が 100℃に到達し，原子炉圧力が上昇することから，原子炉圧力を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁１個を開操作する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による原子炉水温の上昇を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力容器温度である。 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力等である。 d．低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後，中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ１台を手動起動し，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。これにより，原子炉水位が回復する。 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，原子炉水位及び復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）等である。	壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系系統流量である。 b．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及び低圧代替注水系（常設）の準備を開始する。 c．逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転停止により原子炉水温が 100℃に到達し，原子炉圧力が上昇することから，原子炉圧力を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1 個を開操作する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転停止による原子炉水温の上昇を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力容器温度である。 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力等である。 d．低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備による緊急用母線への交流電源供給を開始する。また，常設低圧代替注水系ポンプ１台を手動起動し，原子炉水位の低下時は低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。これにより，原子炉水位を通常運転水位付近に維持する。 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）及び低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン狭帯域用）等である。	る崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去ポンプ出口流量である。 b．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，低圧原子炉代替注水系（常設）の準備を開始する。 c．自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により原子炉水温が 100℃に到達し，原子炉圧力が上昇することから，原子炉圧力を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により自動減圧機能付き逃がし安全弁１個を開操作する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による原子炉水温の上昇を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力容器温度（ＳＡ）である。 自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力（ＳＡ），原子炉圧力等である。 d．低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水 常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後，中央制御室からの遠隔操作により低圧原子炉代替注水ポンプを手動起動し，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。これにより，原子炉水位が回復する。 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），代替注水流量（常設）等である。	・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。 ・評価結果の相違 【東海第二】 島根２号炉は，原子炉水位が低下した後に原子炉注水を開始する。 東海第二は，原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系（常設）の準備操作が完了するため，蒸発量に応じた注水を実施することにより，原

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			子炉水位を通常運転水位付近に維持。
ｅ．残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転による崩壊熱除去機能回復 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（原子炉停止時冷却モード）運転を再開する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転の再開を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系熱交換器入口温度等である。 崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。	ｅ．残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による崩壊熱除去機能回復 常設代替交流電源設備から非常用高圧母線への交流電源供給の準備が完了後，中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水ポンプ１台を起動後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転を再開する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転の再開を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系熱交換器入口温度等である。 崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を停止するため，逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とする。	ｅ．残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復 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（原子炉停止時冷却モード）運転を再開する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転の再開を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系熱交換器入口温度等である。 崩壊熱除去機能回復後，自動減圧機能付き逃がし安全弁を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。	・運用及び設備設計の相違 【東海第二】 島根２号炉は，残留熱除去系の補機冷却系として原子炉補機代替冷却系を整備している。
5.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗」である。 なお，5.1「崩壊熱除去機能喪失」で考慮している事故シーケンス（「崩壊熱除去機能喪失（補機冷却系機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗」及び「崩壊熱除去機能喪失（代替除熱機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗」），事象進展が同様なので併せて本重要事故シーケンスにおいて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。 本評価で想定するプラント状態においては，崩壊熱，原子炉冷却材及び注水手段の多様性の観点から，「POS A PCV/RPV 開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」が有効燃料棒頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して，最も厳しい想定である。したがって，当該プラント状態を基本とし，他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより，運転停止中の他のプラント状態においても，評価項目を満足できる。 また，評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，	5.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。 なお，「5.1.1 崩壊熱除去機能喪失」で考慮している事故シーケンス（残留熱除去系の故障（ＲＨＲＳ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗），事象進展が同様なので併せて本重要事故シーケンスにおいて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。 本評価で想定するプラント状態においては，崩壊熱，原子炉冷却材及び注水手段の多様性の観点から，「ＰＯＳ－Ａ ＰＣＶ／ＲＰＶ開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」が燃料有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して，最も厳しい想定である。したがって，当該プラント状態を基本とし，他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより，運転停止中の他のプラント状態においても，評価項目を満足できる。 また，評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，	5.2.2　燃料損傷防止対策の有効性評価 (1)　有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する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，「外部電源喪失＋交流電源喪失」である。 なお，「5.1 崩壊熱除去機能喪失」で考慮している原子炉補機冷却機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合については，事象進展が同様なので併せて本重要事故シーケンスにおいて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。 本評価で想定するプラント状態においては，崩壊熱，原子炉冷却材及び注水手段の多様性の観点から，「ＰＯＳ－Ａ　格納容器及び原子炉圧力容器の開放並びに原子炉ウェル満水への移行状態」が燃料棒有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して，最も厳しい想定である。したがって，当該プラント状態を基本とし，他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより，運転停止中の他のプラント状態においても，評価項目を満足できる。 また，評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，	・評価条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ＰＲＡにより抽出される事故シーケンスの相違。

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
評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 （添付資料 5.1.1,5.1.2） (2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.2.2 表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。 a．初期条件 (a) 原子炉圧力容器の状態 原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については，燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から，未開放時の評価に包絡される。 (b) 崩壊熱 原子炉停止後の崩壊熱は，ANSI/ANS-5.1-1979 の式に基づくものとし，また，崩壊熱を厳しく見積もるために，原子炉停止 1 日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 22MW である。 なお，崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約 37m³/h である。 （添付資料 5.1.3） (c) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温 事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし，また，原子炉初期水温は 52℃とする。 (d) 原子炉圧力 原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また，事象発生後において，水位低下量を厳しく見積もるために，原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする※1。 ※1 実操作では低圧注水系の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり，低圧代替注水系（常設）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べ小さくなるため，原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。	評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 （添付資料 5.1.2） (2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.2－2 表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。 a．初期条件 (a) 原子炉圧力容器の状態 原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については，燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から，未開放時の評価に包絡される。 (b) 崩壊熱 原子炉停止後の崩壊熱は，ＡＮＳＩ／ＡＮＳ－5.1－1979 の式に基づくものとし，また，崩壊熱を厳しく見積もるために，原子炉停止 1 日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 19MW である。 なお,崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約 32m³／h である。 （添付資料 5.1.3，5.1.4） (c) 原子炉水位及び原子炉水温 事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし，また，原子炉水温は 52℃とする。 (d) 原子炉圧力 原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また，事象発生後において，水位低下量を厳しく見積もるために，原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする※。 ※ 実操作では低圧代替注水系（常設）の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり，低圧代替注水系（常設）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べ小さくなるため，原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。	評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。 （添付資料 5.1.1，5.1.2） (2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.2.2－1 表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。 a．初期条件 (a) 原子炉圧力容器の状態 原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については，燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から，未開放時の評価に包絡される。 (b) 崩壊熱 原子炉停止後の崩壊熱は，ANSI/ANS－5.1－1979 の式に基づくものとし，また，崩壊熱を厳しく見積もるために，原子炉停止１日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 14.0MW である。 なお，崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約 23m³/h である。 （添付資料 5.1.3） (c) 原子炉水位及び原子炉水温 事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし，また，原子炉水温は 52℃とする。 (d) 原子炉圧力 原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また，事象発生後において，水位低下量を厳しく見積もるために，原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする※1。 ※１ 実操作では低圧原子炉代替注水系（常設）の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり，低圧原子炉代替注水系（常設）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べ小さくなるため，原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。	・評価条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
b．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源を喪失するものとする。 (b) 安全機能の喪失に対する仮定 全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し，全交流動力電源を喪失するものとする。	b．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，送電系統の故障等によって，外部電源を喪失するものとする。 (b) 安全機能の喪失に対する仮定 全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，全交流動力電源を喪失するものとする。	b．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源を喪失するものとする。 (b) 安全機能の喪失に対する仮定 すべての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，全交流動力電源を喪失するものとする。	・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。
	また，残留熱除去系海水系の機能喪失を重畳させるものとする。	また，原子炉補機冷却系の機能喪失を重畳させるものとする。	・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，「5.1 崩壊熱除去機能喪失」で考慮している原子炉補機冷却機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合についても本重要事故シーケンスにおいて燃料損傷防止対策の有効性を確認するために，原子炉補機冷却系の機能喪失を重畳することを明記している。
(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として，外部電源を喪失するものとしている。	(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として，外部電源を喪失するものとしている。	(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として，外部電源を喪失するものとしている。	
c．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 低圧代替注水系（常設） 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量は 150m³/h とする。	c．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 低圧代替注水系（常設） 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量は，蒸発量に応じた注水流量として 27m³／h とする。	c．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 低圧原子炉代替注水系（常設） 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水流量は 200m³/h とする。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 ・評価条件の相違 【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
(b) 代替原子炉補機冷却系 伝熱容量は約 23MW（原子炉冷却材温度 100℃，海水温度 30℃において）とする。 (c) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） 伝熱容量は，熱交換器 1 基あたり約 8MW（原子炉冷却材温度 52℃，海水温度 30℃において）とする。	(b) 緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系） 伝熱容量は熱交換器 1 基当たり約 24MW（原子炉冷却材温度 100℃，海水温度 32℃において）とする。	(b) 原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） 伝熱容量は，熱交換器 1 基あたり約 15.7MW（原子炉冷却材温度 100℃，海水温度 30℃において）とする。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 伝熱容量の相違。
d．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 事象発生 145 分までに常設代替交流電源設備によって交流電源の供給を開始する。 (b) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，事象発生 145 分後から開始する。 (c) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）は軸受等の冷却が必要となるため，代替原子炉補機冷却系の準備が完了する事象発生 20 時間後から開始する。	d．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 事象発生 21 分までに中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備によって交流電源の供給を開始する。 (b) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備操作は事象発生 25 分までに完了するが，原子炉注水操作は原子炉水位が低下し始める約 1.1 時間後から開始する。 (c) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）は軸受等の冷却が必要となるため，緊急用海水系の準備が完了する事象発生 4 時間 10 分後から開始する。	d．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 事象発生２時間までに常設代替交流電源設備によって交流電源の供給を開始する。 (b) 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，事象発生２時間後から開始する。 (c) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）は，軸受等の冷却が必要となるため，原子炉補機代替冷却系の準備が完了する事象発生 10 時間後から開始する。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，常設代替交流電源設備からの受電操作の所要時間を踏まえ，原子炉注水開始を事象発生２時間後としている。 ・運用の相違 【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準備時間を踏まえ，原子炉の除熱開始を事象発生 10 時間後としている。
(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水位の推移を第 5.2.5 図に，原子炉水位と線量率の関係を第 5.2.6 図に示す。 a．事象進展 事象発生後，全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し，約１時間後に沸騰，蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し，事象	(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水位の推移を第 5.2－4 図に，原子炉水位と線量率の関係を第 5.2－5 図に示す。 a．事象進展 事象発生後，全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し，約 1.1 時間後に沸騰，蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し，事	(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水位の推移を第 5.2.2－1 図に，原子炉水位と線量率の関係を第 5.2.2－2 図に示す。 a．事象進展 事象発生後，全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し，事象発生から約 0.9 時間後に沸騰，蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。常設代替交流電源設備による交流電源の供給	・評価結果の相違 【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
発生から 145 分経過した時点で，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を行うことによって，原子炉水位は有効燃料棒頂部の約 2.9m 上まで低下するにとどまる。原子炉水位回復後は，蒸発量に応じた注水を実施することによって，原子炉水位を適切に維持することができる。	象発生から約 1.1 時間後以降は，低圧代替注水系（常設）により蒸発量に応じた注水を実施することによって，原子炉水位を通常運転水位付近に維持することができる。	を開始し，事象発生から２時間経過した時点で，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を行うことによって，原子炉水位は燃料棒有効長頂部の約 4.0m 上まで低下するにとどまる。原子炉水位回復後は，蒸発量に応じた注水を実施することによって，原子炉水位を適切に維持することができる。	水位が低下した後に原子炉注水を開始する。 東海第二では原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系（常設）の準備操作が完了する。
事象発生から 20 時間経過した時点で，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除熱を開始することによって，原子炉水温は低下する。	事象発生から 4 時間 10 分経過した時点で，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱を開始することによって，原子炉水温は低下する。	事象発生から 10 時間経過した時点で，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱を開始することによって，原子炉水温は低下する。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
ｂ．評価項目等	ｂ．評価項目等	ｂ．評価項目等	
原子炉水位は，第 5.2.5 図に示すとおり，有効燃料棒頂部の約 2.9m 上まで低下するに留まり，燃料は冠水を維持する。	原子炉水位は，第 5.2－4 図に示すとおり，蒸発量に応じた注水を実施することによって原子炉水位を通常運転水位付近に維持することができ，燃料は冠水を維持する。	原子炉水位は，第 5.2.2－1 図に示すとおり，燃料棒有効長頂部の約 4.0m 上まで低下するに留まり，燃料は冠水を維持する。	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
原子炉圧力容器は未開放であり，第 5.2.6 図に示すとおり，必要な遮蔽※2 を確保できる水位である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上を下回ることがないため，放射線の遮蔽は維持される。なお，線量率の評価点は原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近としている。また，全制御棒全挿入状態が維持されているため，未臨界は確保されている。	原子炉圧力容器は未開放であり，第 5.2－5 図に示すとおり，必要な遮蔽※が維持される水位である燃料有効長頂部の約 1.7m 上を下回ることがないため，放射線の遮蔽は維持される。なお，線量率の評価点は原子炉建屋原子炉棟 6 階の床付近としている。また，全制御棒全挿入状態が維持されているため，未臨界は確保されている。	原子炉圧力容器は未開放であり，第 5.2.2－2 図に示すとおり，必要な遮蔽※2 が維持される水位である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上を下回ることがないため，放射線の遮蔽は維持される。なお，線量率の評価点は原子炉建物原子炉棟４階の燃料取替機台車床としている。また，全制御棒全挿入状態が維持されているため，未臨界は確保されている。	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
なお，事象発生前に現場にいた作業員の退避における放射線影響については現場環境が悪化する前に退避が可能であるため，影響はない。	なお，事象発生前に現場にいた作業員の退避における放射線影響については現場環境が悪化する前に退避が可能であるため，影響はない。	なお，事象発生前に現場にいた作業員の退避における放射線影響については現場環境が悪化する前に退避が可能であるため，影響はない。	
事象発生 145 分後から，常設代替交流電源設備により電源を供給された低圧代替注水系（常設）の安定した原子炉注水を継続することから，長期的に原子炉圧力容器及び原子炉格納容器の安定状態を継続できる。	事象発生 25 分後から，常設代替交流電源設備により電源を供給された低圧代替注水系（常設）の安定した原子炉注水を継続することから，長期的に原子炉圧力容器及び格納容器の安定状態を継続できる。	事象発生２時間後から，常設代替交流電源設備により電源を供給された低圧原子炉代替注水系（常設）の安定した原子炉注水を継続することから，長期的に原子炉圧力容器及び原子炉格納容器の安定状態を継続できる。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
本評価では，「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。	本評価では，「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。	本評価では，「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。	
※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。全交流動力電源喪失における原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業時間及び作業員の退避は 1 時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも 10mSv となるため，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して	※ 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv／h とする。全交流動力電源喪失における原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業時間及び作業員の退避は 2.2 時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも 22mSv となるため，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕があ	※２ 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。全交流動力電源喪失における原子炉建物原子炉棟４階での作業時間及び作業員の退避は２時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも 20mSv となるため，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して，余裕がある。	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2 号炉での運転

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
余裕がある。 本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋オペレーティングフロアでの操作を必要な作業としていないが，燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへの注水について仮に考慮し，可搬型スプレイヘッダ及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。 必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は，定期検査作業時での原子炉建屋オペレーティングフロアにおける線量率を考慮した値である。 この線量率となる水位は有効燃料棒頂部の約 2.0m 上（通常水位から約 2.4m 下）の位置である。 （添付資料 4.1.2，5.1.5，5.1.6，5.2.1）	る。 本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作を必要な作業としていないが，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作について仮に考慮し，可搬型スプレイノズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。 必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv／h は，施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟 6 階における線量率を考慮した値である。 この線量率となる水位は燃料有効長頂部の約 1.7m 上（通常水位から約 3.5m 下）の位置である。 （添付資料 5.1.5，5.1.7，5.2.1）	本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建物原子炉棟４階での操作を必要な作業としていないが，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）を使用した燃料プールへの注水について仮に考慮し，可搬型スプレイノズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。 必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は，定期事業者検査作業時での原子炉建物原子炉棟４階における線量率を考慮した値である。 この線量率となる水位は燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上（通常水位から約 3.3m 下）の位置である。 （添付資料 4.1.2，5.1.5，5.1.6，5.2.1）	員及び重大事故等対応要員による作業時間並びに現場作業員の退避時間を考慮した評価結果。 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
5.2.3 評価条件の不確かさの影響評価 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 本重要事故シーケンスは，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，常設代替交流電源設備による受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作とする。	5.2.3 評価条件の不確かさの影響評価 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 本重要事故シーケンスは，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，常設代替交流電源設備による受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作とする。	5.2.3　評価条件の不確かさの影響評価 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 本重要事故シーケンスは，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，常設代替交流電源設備による受電及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作並びに原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱操作とする。	・記載方針の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，事象進展に有意な影響を与えられると考えられる操作として，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱操作についても明記。
(1) 評価条件の不確かさの影響評価 a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器	(1) 評価条件の不確かさの影響評価 a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器	(1)　評価条件の不確かさの影響評価 a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
条件は，第 5.2.2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，評価条件の設定に当たっては，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。	条件は，第 5.2－2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，評価条件の設定に当たっては，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。	条件は，第 5.2.2－1 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，評価条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。	
(a)運転員等操作時間に与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 22.4MW に対して最確条件は約 22MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 40℃～約 53℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h※2 が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上の高さに到達するまでの時間は約 2 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃，原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが，注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉水位は，評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなるが，注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点	(a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 未満であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 47℃～約 58℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv／h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃，原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが，注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉水位は，評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎがあり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より低くなる場合があるため，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は短くなる場合があるが，注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失によ	(a)　運転員等操作時間に与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 14.0MW に対して最確条件は約 14.0MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 29℃～約 46℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約 2.7 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃，原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが，注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉水位は，評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなるが，注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起	・評価条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・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。 ・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。 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・実績値の相違 【東海第二】 島根２号炉の最確条件を記載。

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
とする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。 初期条件の原子炉圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作や給電操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作ものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり，評価条件の不確かさとして，原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 (b)評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 22.4MW に対して最確条件は約 22MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に，原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は，注水までの時間余裕が短くなることから，評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽を確保できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h※2 が確保される水位）である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上の高さに到達するまでの時間は約２時間，有効燃料棒頂部到達まで約 3 時間となることから，評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし，本時間に対して作業員が現場から退	る異常の認知を起点とするものであることから，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は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作や給電操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり，評価条件の不確かさとして，原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 (b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 未満であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に，原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は，注水までの時間余裕が短くなることから，評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位(必要な遮蔽の目安とした 10mSv／h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間，燃料有効長頂部到達まで約 4.2 時間となることから，評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし，本時間に対して作業員が現場から退避するまでの時間及び原子	点とする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。 初期条件の原子炉圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作や給電操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり，評価条件の不確かさとして，原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 (b)　評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 14.0MW に対して最確条件は約 14.0MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に，原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は，注水までの時間余裕が短くなることから，評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約 2.7 時間，燃料棒有効長頂部到達まで事象発生から約 4.2 時間となることから，評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし，	・評価条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・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。 ・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
避するまでの時間及び原子炉注水までの時間は確保されているため放射線の遮蔽は維持され，原子炉水位が有効燃料棒頂部を下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小さい。	炉注水までの時間は確保されているため放射線の遮蔽は維持され，原子炉水位が燃料有効長頂部を下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小さい。	本時間に対して作業員が現場から退避するまでの時間及び原子炉注水までの時間は確保されているため放射線の遮蔽は維持され，原子炉水位が燃料棒有効長頂部を下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小さい。	
初期条件の原子炉水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 40℃～約 53℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h※2 が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上の高さに到達するまでの時間は約２時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。	初期条件の原子炉水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 47℃～約 58℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位(必要な遮蔽の目安とした 10mSv／h が維持される水位)である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。	初期条件の原子炉水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 29℃～約 46℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約 2.7 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から１日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。	・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。 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	
初期条件の原子炉水位は，評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	初期条件の原子炉水位は，評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎがあり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より低くなる場合があるが，原子炉水位のゆらぎによる変動量は，事象発生後の水位低下量に対して十分小さいことから，評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。	初期条件の原子炉水位は，評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	・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は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる※3。	初期条件の原子炉圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる※。	初期条件の原子炉圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる※3。	
初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり，本評価条件の不確かさとして，原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，	初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり，本評価条件の不確かさとして，原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展	初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり，本評価条件の不確かさとして，原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 ※3 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。	に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 ※ 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。	事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 ※３ 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。	
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 操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から 145 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，常設代替交流電源設備からの受電操作については 2 系列の非常用高圧母線の電源回復を想定しているが，低圧代替注水系（常設）は非常用高圧母線 D 系の電源回復後に運転可能であり，原子炉注水操作開始の時間が早まり，原子炉水位の回復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。	(a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から 25 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，常設代替交流電源設備からの受電操作については実態の操作時間が評価上の操作開始時間とほぼ同等であることから，運転員等操作開始時間に与える影響は小さい。	(a)　運転員等操作時間に与える影響 操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から２時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，常設代替交流電源設備からの受電操作については ＳＡ低圧母線及び２系列の非常用高圧母線の電源回復を想定しているが，低圧原子炉代替注水系（常設）は ＳＡ低圧母線の電源回復後に運転可能であり，原子炉注水操作開始の時間が早まり，原子炉水位の回復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。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，常設代替交流電源設備からの受電操作の所要時間を踏まえ，原子炉注水開始を事象発生２時間後としている。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 ・評価結果の相違 【東海第二】 島根２号炉は，原子炉水位が低下した後に原子炉注水を開始する。東海第二では原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系（常設）の準備操作が完了する。
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，復水移送ポンプの起動操作が常設代替交流電源設備からの受電操作の影響を受けるが，低圧代替注水系（常設）は非常用高圧母線 D 系の電源回復後に運転可能であり，原子炉注水操作開始の時間が早まり，原子炉水位の回復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。	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，原子炉水位が低下し始める事象発生から約 1.1 時間後に開始する。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，原子炉水位を監視しながら原子炉注水操作を実施するため，原子炉水温の上昇が放熱等の影響により緩やかとなり，沸騰による原子炉水位低下の開始時間が遅れた場合には原子炉注水開始時間が遅れるが，他の並列操作はないことから，他の操作に与える影響はない。	低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，低圧原子炉代替注水ポンプの起動操作が常設代替交流電源設備からの受電操作の影響を受けるが，低圧原子炉代替注水系（常設）はＳＡ低圧母線の電源回復後に運転可能であり，原子炉注水操作開始の時間が早まり，原子炉水位の回復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。	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	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の運転操作は，評価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。	操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から 4 時間 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，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。	操作条件の原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から 10 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，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。	・運用の相違 【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準備時間を踏まえ，原子炉の除熱開始を事象発生 10 時間後としている。
(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 操作条件の代替原子炉補機冷却系の運転操作は，運転員等操作時間に与える影響として，操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性があるが，原子炉への注水をすでに実施していることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 （添付資料 5.1.1，5.1.6，5.2.2）	(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並びに低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備操作及び原子炉注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作時間は評価上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作は，運転員等操作時間に与える影響として，操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性があるが，原子炉への注水をすでに実施していることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	(b)　評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 操作条件の原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱操作は，運転員等操作時間に与える影響として，操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性があるが，原子炉への注水をすでに実施していることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 （添付資料 5.1.1，5.1.6，5.2.2）	・評価結果の相違 【東海第二】
(2) 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及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 3 時間，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は約 5 時間であり，事故を認知して注水を開始するまでの時間が 145 分であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は，事象発生約	(2) 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及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 4.5 時間，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は約 6.3 時間であり，事故を認知して注水を開始するまでの時間が約 1.1 時間であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停	(2)　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及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 4.3 時間，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は事象発生から約 6.1 時間であり，事故を認知して注水を開始するまでの時間が事象発生から２時間後であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 操作条件の原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・運用の相違

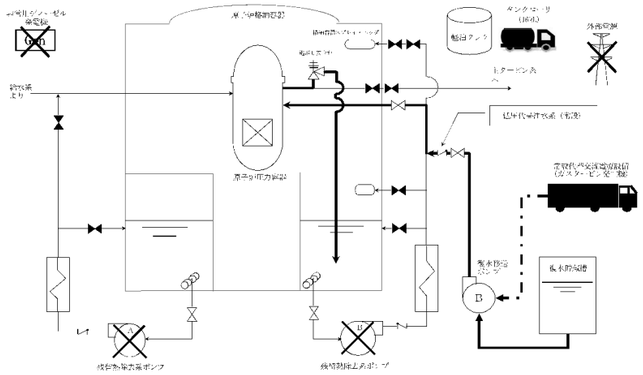
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
20 時間後の操作であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。仮に，操作が遅れる場合は，低圧代替注水系（常設）による原子炉への注水は継続する。 （添付資料 5.1.1，5.1.6，5.2.2） (3) まとめ 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパ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。 5.2.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において，6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策時における事象発生 10 時間までの必要な要員は，「5.2.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり 16 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 64 名で対処可能である。	止時冷却系）運転による原子炉除熱操作は，事象発生 4 時間 10 分後の操作であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。仮に，操作が遅れる場合は，低圧代替注水系（常設）による原子炉への注水は継続する。 (3) まとめ 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，評価条件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。 （添付資料 5.2.2，5.2.3） 5.2.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において，重大事故等対策時における必要な要員は，「5.2.1(3) 燃料損傷防止対策」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 37 名で対処可能である。	（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱操作は，事象発生から 10 時間後の操作であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。仮に，操作が遅れる場合は，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉への注水を継続する。 （添付資料 5.1.1，5.1.6，5.2.2） (3) まとめ 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，評価条件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。 5.2.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において，重大事故等対策時に必要な要員は，「5.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 29 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している緊急時対策要員の 43 名で対処可能である。	【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準備時間を踏まえ，原子炉の除熱開始を事象発生 10 時間後としている。 ・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。 ・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 29 名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。

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
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。			・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「全交流動力電源喪失」において，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 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，号炉あたり約 700m³ 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 1,400m³ 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 の水量を保有している。これにより，6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮しても，注水によって復水貯蔵槽を枯渇させることなく，必要な水量が確保可能であり，7 日間の継続実施が可能である。 （添付資料 5.2.3）	(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において，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 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 90m³ の水が必要である。水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m³ の水量を保有している。これにより，注水によって代替淡水貯槽を枯渇させることなく，必要な水量が確保可能であり，7 日間の継続実施が可能である。 （添付資料 5.2.4）	(2)　必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において，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 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水については，７日間の対応を考慮すると，約 300m³ 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 740m³ 及び輪谷貯水槽（西１／西２）に約 7,000m³ の水を保有している。これにより，必要な水源は確保可能である。また，事象発生２時間 30 分後以降に輪谷貯水槽（西１／西２）の水を大量送水車により低圧原子炉代替注水槽へ給水することで，低圧原子炉代替注水槽を枯渇させることなく低圧原子炉代替注水槽を水源とした７日間の継続実施が可能である。 （添付資料 5.2.3）	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
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。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 613kL）	ｂ．燃料 常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）による電源供給については，保守的に事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に合計約 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクにて約 800kL の軽油を保有しており，この使用が可能であることから，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）による電源供給について，7 日間の継続が可能である。	ｂ．燃料 常設代替交流電源設備による電源供給については，保守的に事象発生直後からの運転を想定すると，７日間の運転継続に約 352m³ の軽油が必要となる。ガスタービン発電機用軽油タンクにて約 450m³ の軽油を保有しており，こ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について，７日間の継続が可能である。 大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水については，保守的に事象発生直後からの大量送水車の運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 11m³ の軽油が必要となる。原子炉補機代替冷却系の大型送水ポンプ車については，事象発生直後からの大型送水ポンプ車の運転を想定すると，７日間の運転継続に約 53m³ の軽油が必要となる。合計約 64m³ 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 730m³ の軽油を保有しており，これらの使	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・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

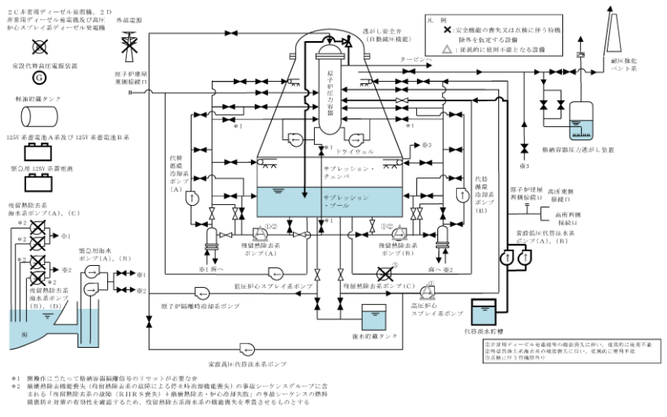
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
6 号及び 7 号炉の各軽油タンク（約 1,020kL）及び常設代替交流電源設備用燃料タンク（約 100kL）にて合計約 2,140kL の軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，常設代替交流電源設備による電源供給，代替原子炉補機冷却系の運転，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について，7 日間の継続が可能である。 （添付資料 5.2.4）	緊急時対策所用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 70.0kL の軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約 75kL の軽油を保有しており，この使用が可能であることから，緊急時対策所用発電機による電源供給について，7 日間の継続が可能である。 （添付資料 5.2.5）	用が可能であることから，大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び原子炉補機代替冷却系の運転について，７日間の継続が可能である。 緊急時対策所用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，７日間の運転継続に約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 5.2.4）	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。
c．電源 常設代替交流電源設備の電源負荷については，重大事故対策等に必要な負荷として，6 号炉で約 1,594kW，7 号炉で約 1,560kW 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。	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 3,276kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は約 5,520kW であり，必要負荷に対しての電源供給が可能である。 また，緊急時対策所用発電機についても，必要負荷に対しての電源供給が可能である。	c．電源 常設代替交流電源設備の電源負荷については，重大事故対策等に必要な負荷として，約 2,406kW 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。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 電源設備容量の相違。 ・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。
蓄電池の容量については，交流電源が復旧しない場合を想定しても，不要な直流負荷の切り離し等を行うことにより，24 時間の直流電源供給が可能である。 （添付資料 5.2.5）	蓄電池の容量については，交流電源が復旧しない場合を想定しても，不要な直流負荷の切離しを行うことにより，24 時間の直流電源供給が可能である。 （添付資料 5.2.6）	蓄電池の容量については，交流電源が復旧しない場合を想定しても，不要な直流負荷の切り離し等を行うことにより，24 時間の直流電源供給が可能である。 （添付資料 5.2.5）	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
5.2.5 結論 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策としては，初期の対策として，常設代替交流電源設備による交流電源供給手段，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉除熱手段を整備している。	5.2.5 結 論 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策としては，初期の対策として，常設代替交流電源設備による交流電源供給手段，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱手段を整備している。	5.2.5　結論 事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策としては，初期の対策として，常設代替交流電源設備による交流電源供給手段，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱手段を整備している。	
事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗」について有効性評価を行った。	事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。	事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋交流電源喪失」について有効性評価を行った。	・評価条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ＰＲＡにより抽出される事故シーケンスの相違。
上記の場合においても，常設代替交流電源設備による交流電源供給，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水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除熱を実施することにより，燃料損傷することはない。 その結果，有効燃料棒頂部の冠水，放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 評価条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。 重大事故等対策時に必要な要員は，運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 以上のことから，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水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除熱等の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。	上記の場合においても，常設代替交流電源設備による交流電源供給，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱を実施することにより，燃料損傷することはない。 その結果，燃料有効長頂部の冠水，放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 評価条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。 重大事故等対策時に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 以上のことから，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。	上記の場合においても，常設代替交流電源設備による交流電源供給，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水及び原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱を実施することにより，燃料損傷することはない。 その結果，燃料棒有効長頂部の冠水，放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 評価条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。 重大事故等対策時に必要な要員は，緊急時対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 以上のことから，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水及び原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。	

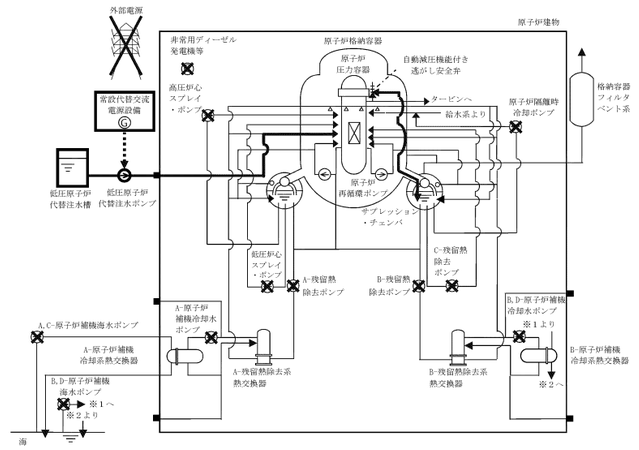
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】



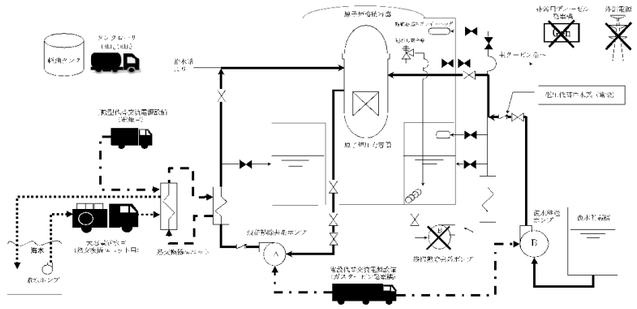
第5.2.1 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図（1/2）（原子炉減圧及び原子炉注水）



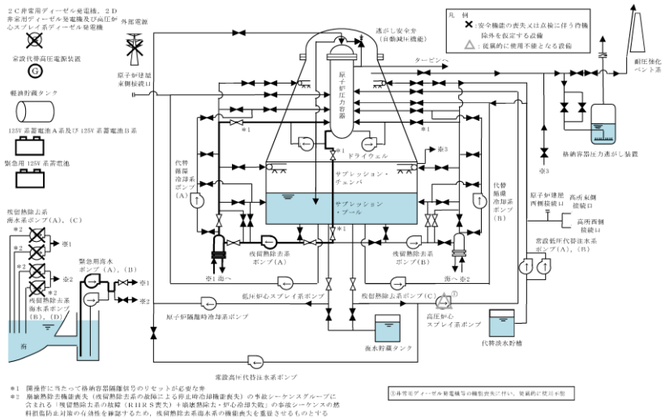
第 5.2－1 図 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1／2）（原子炉減圧及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階）



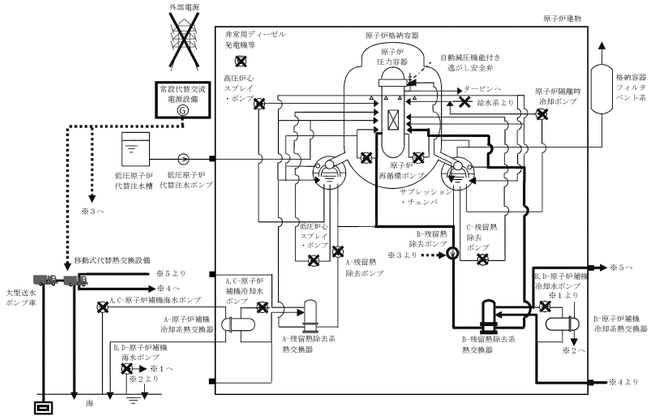
第5.2.1－1(1)図　「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図（原子炉減圧及び原子炉注水）



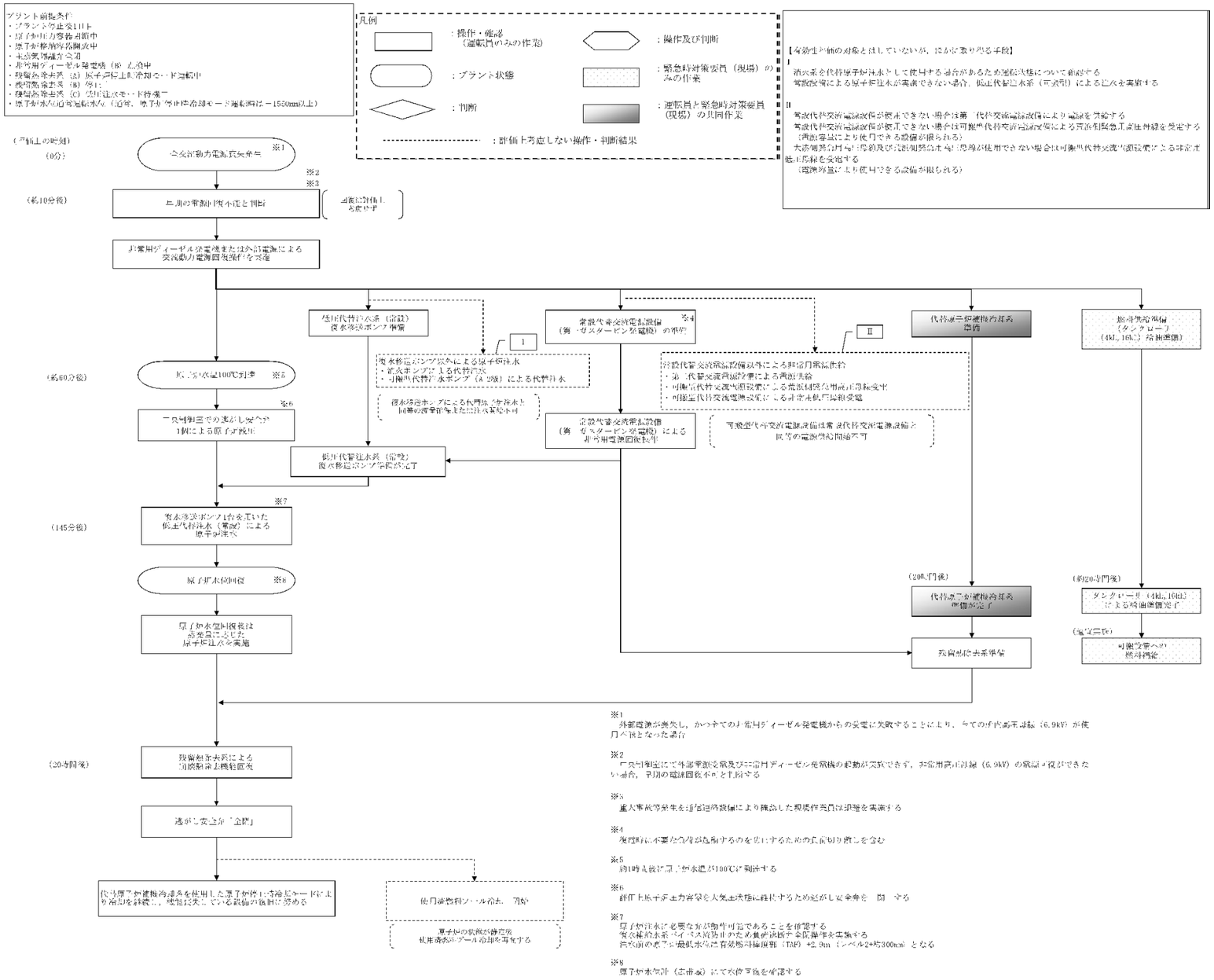
第5.2.2 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図（2/2）（原子炉停止時冷却及び原子炉注水）



第 5.2－1 図 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図（2／2）（緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱段階）



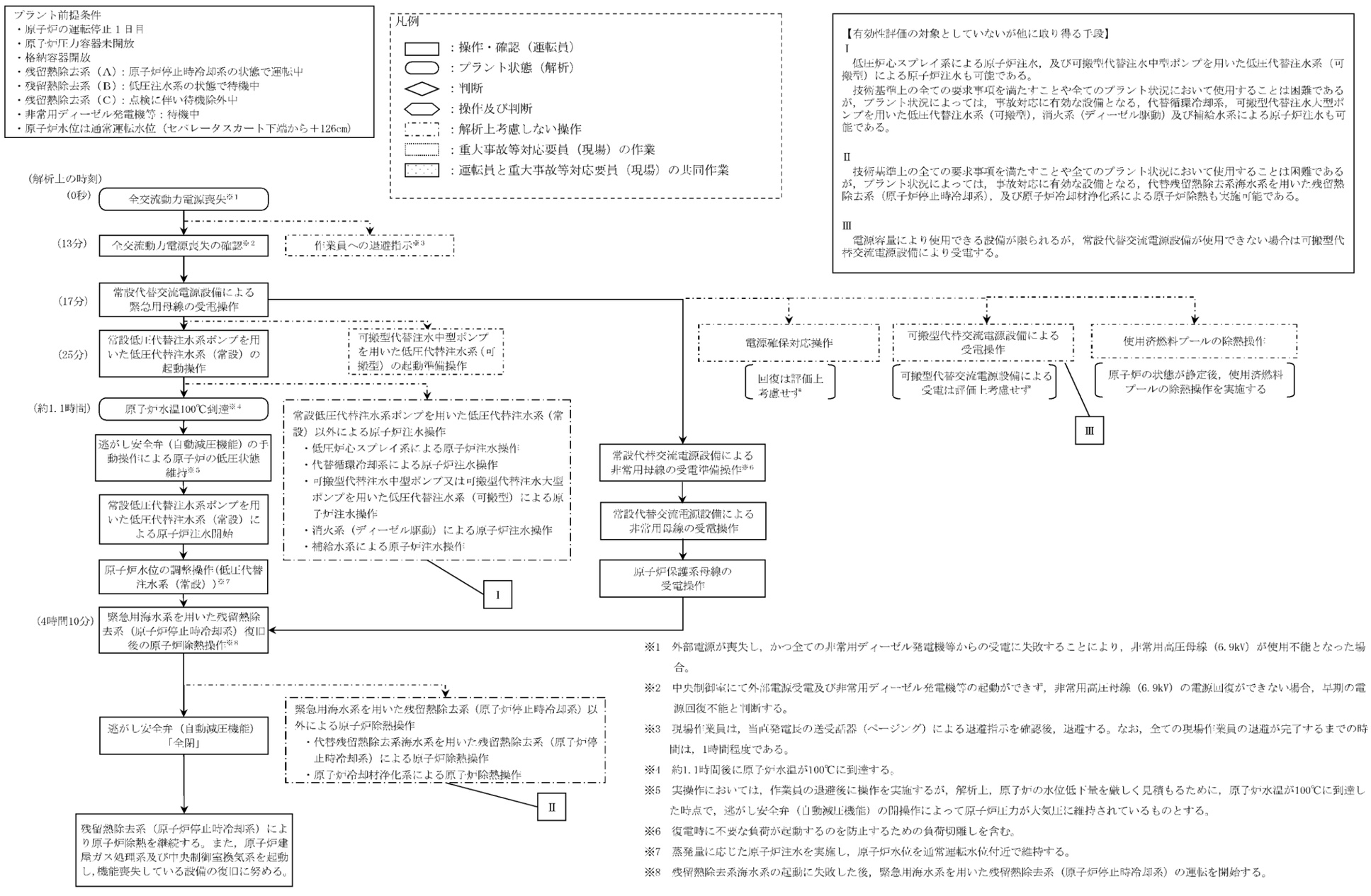
第5.2.1－1(2)図　「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図（原子炉停止時冷却）



第 5.2.3 図　「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要

備　　考
差異理由は，島根２号炉「5.2.1－2 図　「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要」の備考欄参照。

差異理由は，島根２号炉「5.2.1－2 図　「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要」の備考欄参照。



※1　外部電源が喪失し，かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより，非常用高圧母線（6.9kV）が使用不能となった場合。

※2　中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。

※3　現場作業員は，当直発電長の送受話器（ページング）による退避指示を確認後，退避する。なお，全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は，1時間程度である。

※4　約1.1時間後に原子炉水温が100℃に到達する。

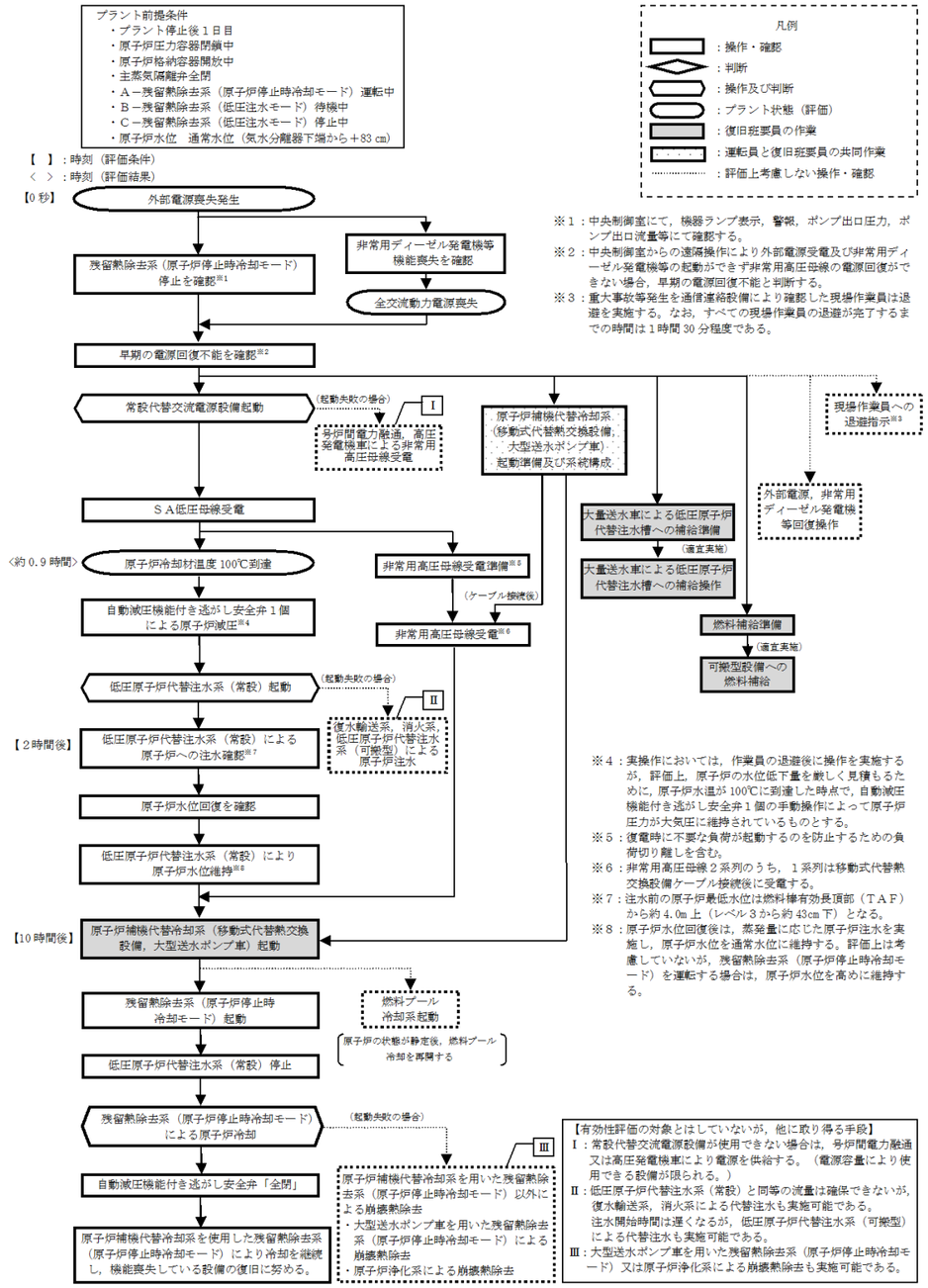
※5　実操作においては，作業員の退避後に操作を実施するが，解析上，原子炉の水位低下量を厳しく見積もるために，原子炉水温が100℃に到達した時点で，逃がし安全弁（自動減圧機能）の開操作によって原子炉圧力が大気圧に維持されているものとする。

※6　復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。

※7　蒸発量に応じた原子炉注水を実施し，原子炉水位を通常運転水位付近で維持する。

※8　残留熱除去系海水系の起動に失敗した後，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を開始する。

第 5.2－2 図　全交流動力電源喪失の対応手順の概要



5.2.1－2 図　「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要

備　　考

・評価結果の相違
【柏崎 6/7，東海第二】
・設備及び運用の相違
【柏崎 6/7，東海第二】

備　考
差異理由は，島根２号炉「第 5.2.1－3 図　「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照。

全交流動力電源喪失

操作内容	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（分）	備考
	発電長	当直長		1人	中央制御室 緊急時対策本部運絡			10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130 140 150 160 170 180 190 200 210 220 230	
	運転員	当直副長		1人	各号炉運転操作指揮			▽事象発生 ▽プラント状況確認 ▽約60分　原子炉冷却材温度100℃到達 ▽約60分　常設代替交流電源設備による給電開始 ▽145分　原子炉注水開始	
	運転員	当直副長		1人					
	緊急時対策本部要員			2人	中央制御室待機 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	1人 A	1人 a	－	－	－	－	・全交流動力電源喪失確認	10分	
交流電源回復操作 （詳細は別紙参照）	－	－	－	－	－	－	・非常用ディーゼル発電機（6号炉）起動		現場作業となるため，操作可能な事象により実施する
	－	－	－	－	－	－	・外部電源　受電		
直流電源切り離し操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・逃がし安全弁（自動減圧機能）による手動減圧　操作	5分	非常用電子制御空気圧縮機と同時に作業を行う
常設代替交流電源設備からの非常用母線受電操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・非常用母線切替準備　（受電開閉器操作，負荷制限確認）	20分	
	－	－	2人 C，D	2人 c，d	－	－	・設備起動及び給電準備	10分	
	－	－	（2人） C，D	（2人） c，d	－	－	・可搬接続 ・非常用母線切替準備　（受電開閉器）	105分	
常設代替交流電源設備起動操作 （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	75分	
常設代替交流電源設備運転 （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　給電	25分	
常設代替交流電源設備からの非常用母線受電操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・非常用母線切替準備　（受電確認）	10分	
	－	－	（2人） C，D	（2人） c，d	－	－	・非常用母線切替準備　（受電）	10分	
常設代替交流電源設備からの非常用母線受電操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・非常用母線切替準備　（受電開閉器操作，負荷制限確認）	35分	
	－	－	（2人） C，D	（2人） c，d	－	－	・可搬接続 ・非常用母線切替準備　（受電開閉器）	105分	
常設代替交流電源設備からの非常用母線受電操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・非常用母線切替準備　（受電確認）	10分	
	－	－	（2人） C，D	（2人） c，d	－	－	・非常用母線切替準備　（受電）	10分	
原子炉格納容器フィルタベント系（第一弁）　現場操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・原子炉格納容器フィルタベント系　起動準備 ・原子炉格納容器フィルタベント系（第一弁）　手動開操作	15分	
原子炉格納容器フィルタベント系（第二弁）　遠隔操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・格納容器圧力逃がし装置　操作		原子炉格納容器破損，放射性物質が放出された状況

第 5.2.4 図　「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間(1/2)

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

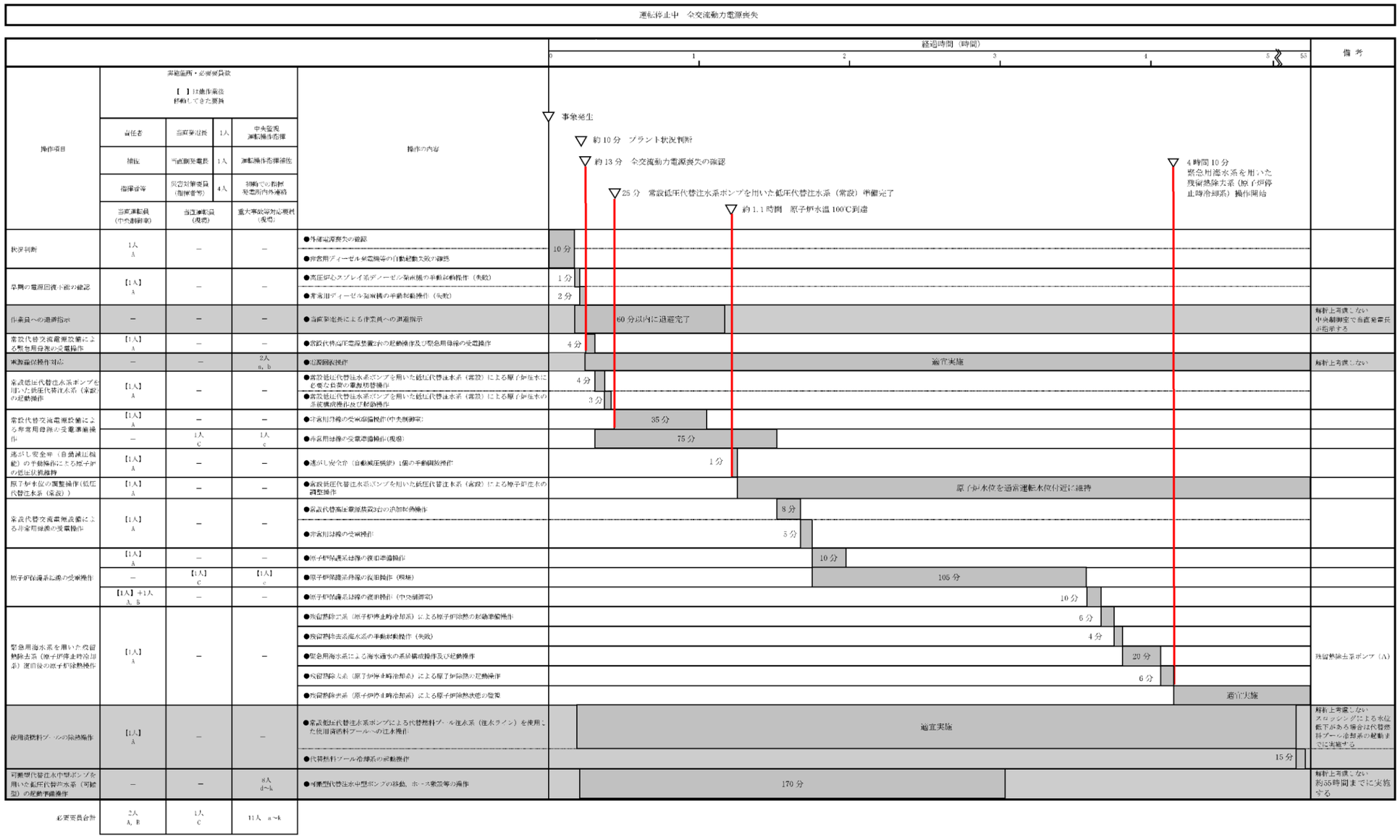
備　考
差異理由は，島根２号炉「第 5.2.1－3 図　「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照。

全交流動力電源喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（時間）	備考
	運転員（中央制御室）		運転員（現場）		緊急時対策要員（現場）			9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24	
	6号	7号	6号	7号	6号	7号		20時間　崩壊熱除去機能回復	
低圧代替注水系（常設）　注水操作	（1人） A	（1人） a					・残留熱除去系　注水操作	原子炉水位回復，蒸発量に応じた注水	
給油準備	－	－	－	－	2人		・故障箇所復旧準備／実施	10分	
							・軽油タンクからタンクローリ（16kL）への給油	120分	タンクローリ（16kL）残量に応じて適宜軽油タンクから給油
給油作業	－	－	－	－			・第一ガスタービン発電機への給油	連続運転	
代替原子炉補機冷却系　起動操作	－	－	（2人） C，D	（2人） c，d	－	－	・故障箇所復旧準備	10分	
							・現場移動 ・代替原子炉補機冷却系　運転状態確認	300分	
					13人 （参集） ↓ ※1，※2	13人 （参集） ↓ ※1，※2	・故障箇所復旧準備	10分	
	－	－	－	－			・現場移動 ・常設可搬設備及び非一次系設備，海水系系統水張り	10時間	
給油準備	－	－	－	－	※1 ↓ （2人）		・軽油タンクからタンクローリ（4kL）への給油	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							・車両等への給油 ・大容量送水車（熱交換器ユニット用）への給油	連続実施	
代替原子炉補機冷却系　運転	－	－	－	－	※2 ↓ （3人）	※2 ↓ （3人）	・代替原子炉補機冷却系　運転状態監視	連続実施	
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） 起動操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・原子炉停止時冷却モード　起動準備	20分	
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） 起動操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・原子炉停止時冷却モード　起動	10分	
	（1人） A	（1人） a					・原子炉停止時冷却モード運転による原子炉冷却状態確認	連続実施	
使用済燃料プール冷却　準備 （運転上可能せず）	－	－	（2人） C，D	（2人） c，d	－	－	・燃料プール冷却浄化系熱交換器冷却水隔離操作	・代替原子炉補機冷却系が完成していない場の燃料プール冷却浄化系熱交換器を冷却する　60分	
	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・スキマサージタンク水位調整 ・燃料プール冷却浄化系　系統構成	・再起動準備としての通水完了の確認及びスキマサージタンクへの補給を実施する　30分	燃料プール水位「EL」以下低下要因を確実に対応する
	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・燃料プール冷却浄化系再起動	・燃料プール冷却浄化ポンプを用意強し使用可能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　30分	
必要人員数　合計	1人 A	1人 a	2人 C，D	2人 c，d	2人 （その他参集26人）				

（　）内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数。

第 5.2.4 図　「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間(2/2)



第 5.2－3 図 全交流動力電源喪失時の作業と所要時間

備　考

差異理由は，島根２号炉「第 5.2.1－3 図　「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照。

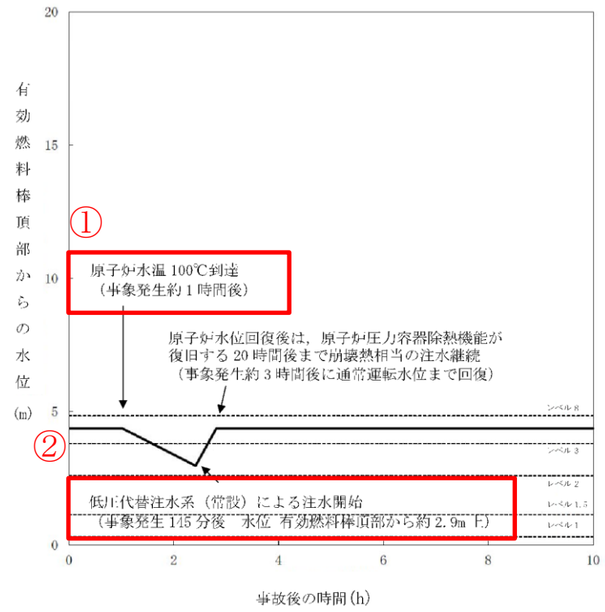
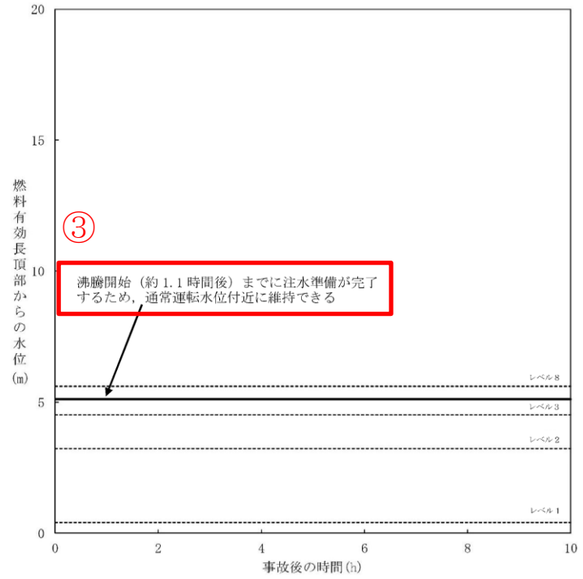
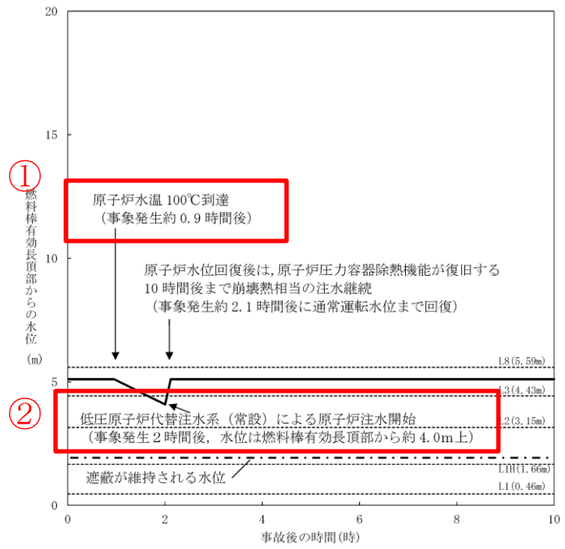
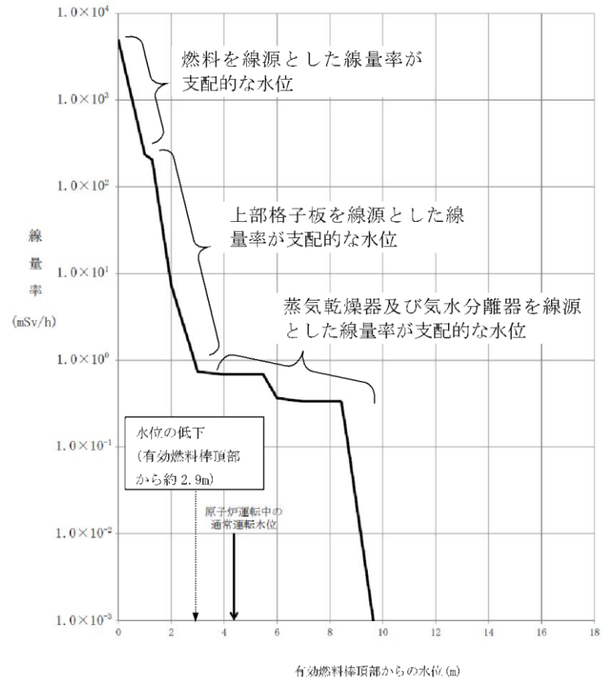
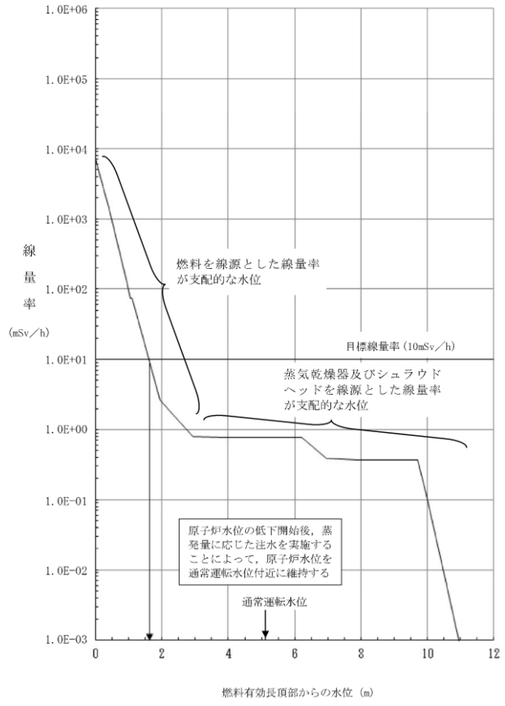
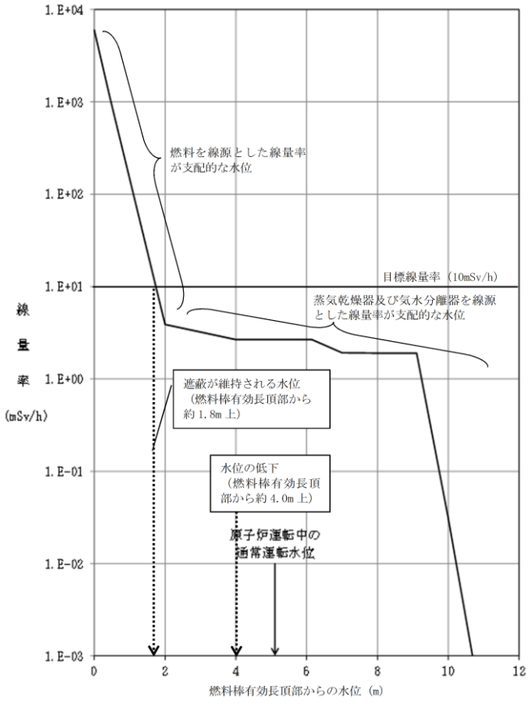
全交流動力電源喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数			操作内容	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 11 12 13 14 15 23 24	経過時間（日） 5 6 7	備考
	責任者	当直長	1人	中央制御室監視 緊急時対策本部連絡				
	指揮者	当直副長	1人	運転操作指揮				
	通報連絡等を行う要員	指示者	1人	初動での指揮				
		連絡責任者 連絡担当者	4人	発電所内外連絡				
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）		復旧班要員				
				▽事象発生				
				▽プラント状況判断				
				▽10分　常設代替交流電源設備による給電				
				▽約0.9時間後　原子炉冷却材温度100℃到達				
				▽2時間後　低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水				
				▽10時間後　残留熱除去系による原子炉冷却				
状況判断	1人 A	—	—	・外部電源喪失確認	10分			
				・非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認				
				・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）停止確認				A－残留熱除去系
				・早期の電源復旧不能判断				
交流電源回復操作	—	—	—	・非常用ディーゼル発電機等　機能回復				評価上考慮せず 対応可能な要員により対応する
	—	—	—	・外部電源　回復				
現場作業員への退避指示	—	—	—	・当直長による現場作業員への退避指示	1時間30分以内に退避完了			評価上考慮せず 中央制御室で当直長が指示する
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			
D系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	—	—	・D系非常用高圧母線受電準備（中央制御室）	25分			
	—	2人 B,C	—	・放射線防護具準備	10分			
	—		—	・D系非常用高圧母線受電準備（現場）	35分			
D系非常用高圧母線受電操作	(1人) A	—	—	・D系非常用高圧母線受電操作（中央制御室）		5分		
	—	(2人) B,C	—	・D系非常用高圧母線受電操作（現場）		5分		
C系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	—	—	・C系非常用高圧母線受電準備（中央制御室）		25分		
	—	(2人) B,C	—	・C系非常用高圧母線受電準備（現場）		25分		
C系非常用高圧母線受電操作	(1人) A	—	—	・C系非常用高圧母線受電操作（中央制御室）			5分	
	—	(2人) B,C	—	・C系非常用高圧母線受電操作（現場）			5分	
原子炉減圧操作	(1人) A	—	—	・自動減圧機能付き逃がし安全弁　1個　手動開放操作		10分		
原子炉補機海水系回復操作	—	—	—	・原子炉補機海水系　機能回復				評価上考慮せず 対応可能な要員により対応する
低圧原子炉代替注水系（常設）起動操作	—	(2人) B,C	—	・注水弁電源切替え操作		20分		
	(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）注水弁操作		原子炉水位回復後，蒸発量に応じた注水		
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		
原子炉補機代替冷却系準備操作	—	—	(12人) a～l	・資機材配置及びホース敷設，系統水張り，起動		7時間20分		
	—	—	3人 o,p,q	・放射線防護具準備		10分		
	—	—		・電源ケーブル接続		1時間40分		
	—	(2人) B,C	—	・原子炉補機代替冷却系　系統構成		2時間10分		
原子炉補機代替冷却系運転	—	—	(2人) c,d	・原子炉補機代替冷却系　運転状態監視			適宜実施	
	(1人) A	—	—	・原子炉補機代替冷却系　冷却水流量調整		10分		
燃料補給準備	—	—	2人 r,s	・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，大型送水ポンプ車への補給			適宜実施	
残留熱除去系（低圧注水モード）から残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）への切替え	(1人) A	—	—	・残留熱除去系 （原子炉停止時冷却モード）系統構成（中央制御室）		25分		B－残留熱除去系
	—	(2人) B,C	—	・残留熱除去系 （原子炉停止時冷却モード）系統構成（現場）		20分		B－残留熱除去系
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転	(1人) A	—	—	・残留熱除去系 （原子炉停止時冷却モード）起動		10分		B－残留熱除去系
	(1人) A	—	—	・残留熱除去系 （原子炉停止時冷却モード）運転による原子炉状態監視			適宜実施	B－残留熱除去系
燃料プール冷却系　準備操作	(1人) A	—	—	・原子炉補機代替冷却系　冷却水流量調整			10分	評価上考慮せず
	—	(2人) B,C	—	・原子炉補機代替冷却系　系統構成			30分	評価上考慮せず 燃料プール冷却系熱交換器への冷却水通水操作
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。	10分	評価上考慮せず 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	19人 a～s					

() 内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数。

第 5.2.1－3 図　「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間

備　考
・評価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。 ・評価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）。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 第 5.2.5 図 原子炉水位の推移	 第 5.2－4 図 原子炉水位の推移	 第 5.2.2－1 図　原子炉水位の推移	・評価結果の相違 【柏崎 6/7】 ①原子炉水温 100℃到達時間の相違。 ②原子炉注水開始時点の燃料棒有効長頂部からの水位の相違。 【東海第二】 ③東海第二は，沸騰開始前までに注水準備が完了するため，水位低下がなく，通常水位を維持する評価結果となっている。
 第 5.2.6 図 原子炉水位と線量率	 第 5.2－5 図 原子炉水位と線量率	 第 5.2.2－2 図　原子炉水位と線量率	・設備設計及び評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

第5.2.1表　「全交流動力電源喪失」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による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）停止確認	原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。	所内蓄電式直流電源設備	－	【残留熱除去系系統流量】
逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により原子炉水温が100℃に到達することから，原子炉圧力を低圧状態に維持するため逃がし安全弁1個を開操作する。	所内蓄電式直流電源設備 逃がし安全弁	－	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉圧力容器温度
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後，中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ1台を手動起動し，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。	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	タンクローリ（16kL）	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(原子炉停止時冷却モード)運転による崩壊熱除去機能回復	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（原子炉停止時冷却モード）運転を再開する 崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁を全開とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）】 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】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第5.2－1表　全交流動力電源喪失における重大事故等対策について

操作及び確認	手　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失による残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）停止確認	原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。	－	－	残留熱除去系系統流量*
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転停止により原子炉水温が100℃に到達することから，原子炉圧力を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1個を開操作する。	125V系蓄電池A系 125V系蓄電池B系 逃がし安全弁（自動減圧機能）*	－	原子炉圧力* 原子炉圧力（SA）
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備による緊急用母線への交流電源供給を開始する。また，常設低圧代替注水系ポンプ1台を手動起動し，原子炉水位の低下時は低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。	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	－	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（SA広帯域） 低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン狭帯域用） 代替淡水貯槽水位
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による崩壊熱除去機能回復	常設代替交流電源設備から非常用高圧母線への交流電源供給の準備が完了後，中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水系ポンプ1台を起動後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転を再開する。 崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を停止するため，逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とする。	常設代替交流電源設備 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）* 緊急用海水系 軽油貯蔵タンク	－	残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系熱交換器入口温度* 緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器） 緊急用海水系流量（残留熱除去系補機）

＊　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

①

第5.2.1－1表　「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について

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による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）停止確認	原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。	所内常設蓄電式直流電源設備	－	【残留熱除去ポンプ出口流量】
自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により原子炉水温が100℃に到達することから，原子炉圧力を低圧状態に維持するため自動減圧機能付き逃がし安全弁1個を開操作する。	所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備 自動減圧機能付き逃がし安全弁	－	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉圧力容器温度（SA）
低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水	常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後，中央制御室からの遠隔操作により低圧原子炉代替注水ポンプを手動起動し，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 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系（常設） 低圧原子炉代替注水槽	大量送水車 タンクローリ	原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 代替注水流量（常設） 低圧原子炉代替注水槽水位
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復	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（原子炉停止時冷却モード）運転を再開する。 崩壊熱除去機能回復後，自動減圧機能付き逃がし安全弁を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 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 （原子炉停止時冷却モード）】	移動式代替熱交換設備 大型送水ポンプ車 タンクローリ	【残留熱除去ポンプ出口流量】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】

①　【　】：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

【東海第二】

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

第 5.2.2 表 主要評価条件（全交流動力電源喪失）(1/2)

項目		主要評価条件	条件設定の考え方	
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	
	燃料の崩壊熱	約 22.4MW （9×9 燃料(A 型)，原子炉停止 1 日後※1）	平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t※2 を基に ANSI/ANS-5.1-1979 にて算出した値	①
	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）	原子炉停止 1 日後の水位から保守性を持たせた値	
	原子炉水温	52℃	原子炉停止 1 日後の実績を踏まえ，原子炉は残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードにて冷却されているため，その設計温度である 52℃を設定	
	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止 1 日後の実績を考慮して設定	
	外部水源の温度	50℃	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定	
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失するものとして設定	
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定	
	外部電源	外部電源なし	起因事象として，外部電源が喪失するものとして設定	

※1 原子炉停止 1 日後とは，全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。
※2 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。

第 5.2－2 表 主要評価条件（全交流動力電源喪失）(1/2)

項　目		主要評価条件	条件設定の考え方	
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	
	燃料の崩壊熱	約18.8MW （９×９燃料（Ａ型），原子炉停止1日後※1）	平衡炉心燃料の平均燃焼度33GWd／t※2を基にANSI/ANS-5.1-1979にて算出した原子炉停止1日後の崩壊熱として設定	①
	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）	原子炉停止1日後の水位から保守性を持たせた値	
	原子炉水温	52℃	原子炉停止1日後の実績を踏まえ，原子炉は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）にて冷却されているため，その設計温度である52℃を設定	
	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止1日後の実績を考慮して設定	
	外部水源の温度	35℃	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統の故障等によって，外部電源が喪失するものとして設定	
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定して設定	
		② 残留熱除去系海水系	残留熱除去系海水系の機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合を包含する条件として設定	
	外部電源	外部電源なし	起因事象として，外部電源を喪失するものとして設定	

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

① ※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

第 5.2.2－1 表　主要評価条件（全交流動力電源喪失）（１/２）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方	
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	
	燃料の崩壊熱	約 14.0MW （９×９燃料(A型)，原子炉停止１日後※1）	平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t※2を基に，ＡＮＳＩ／ＡＮＳ－5.1－1979 にて算出した原子炉停止１日後の崩壊熱として設定 また，原子炉停止１日後においては，９×９燃料の方がＭＯＸ燃料よりも崩壊熱が大きく，原子炉水位低下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	①
	原子炉水位	通常水位 （気水分離器下端から+83 cm）	原子炉停止１日後の水位	
	原子炉水温	52℃	原子炉停止１日後の実績を踏まえ，原子炉は残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）にて冷却されているため，その設計温度である 52℃を設定	
	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止１日後の実績を考慮して設定	
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失するものとして設定	
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	すべての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定	
		② 原子炉補機冷却系機能喪失	原子炉補機冷却系の機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合を包含する条件として設定	
	外部電源	外部電源なし	起因事象として，外部電源が喪失するものとして設定	

※1 原子炉停止１日後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

① ※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

備考

・評価条件の相違

【柏崎 6/7，東海第二】
①条件設定は同じだが，島根２号炉は柏崎 6/7 と同様に平衡炉心燃料のサイクル末期の炉心平均燃焼度に 10%の保守性を考慮して設定。
東海第二は許認可炉心が 13ヶ月運転であること及び実機における調整運転時期約１ヶ月を踏まえて設定。
また，島根２号炉はＭＯＸ燃料を採用していることを踏まえ，９×９燃料の代表性を示している。

【柏崎 6/7，東海第二】
②島根２号炉は，「5.1 崩壊熱除去機能喪失」で考慮している原子炉補機冷却機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合についても本重要事故シーケンスにおいて燃料損傷防止対策の有効性を確認するために，原子炉補機冷却系の機能喪失を重畳している。
東海第二は，残留熱除去海水系喪失を仮定している。

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　（2017.12.20版）

第5.2.2 表 主要評価条件（全交流動力電源喪失）（2/2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）	150m³/h で原子炉注水	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定	③
	代替原子炉補機冷却系	約 23MW（原子炉冷却材温度 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（原子炉停止時冷却モード）	熱交換器 1 基あたり約 8MW（原子炉冷却材温度 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 （原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施することで水位を維持するが，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を実施することで原子炉内の崩壊熱を除去できるため，注水が不要となる）	
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）起動操作	事象発生 145 分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえた操作の時間及び系統構成の時間に余裕を考慮して設定	
	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原子炉停止時冷却モード運転	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除熱機能回復を踏まえて設定	⑤

東海第二発電所（2018.9.12版）

第5.2.2－1表　主要評価条件（全交流動力電源喪失）（2／2）

項　目		主要評価条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）	27m³／hで原子炉注水	崩壊熱による蒸発量に応じた原子炉注水流量を設定	③
	緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）	熱交換器1基当たり約24MW（原子炉冷却材温度100℃，海水温度32℃において）	熱交換器の設計性能に基づき，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備操作	事象発生から 25 分後	常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作の完了後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作に要する時間を考慮して設定	④
	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	事象発生から約 1.1 時間後	原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系（常設）の準備操作が完了できるため，原子炉水位が低下し始める時間を原子炉注水操作を開始する時間に設定	
	緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱操作	事象発生から 4 時間 10 分後	常設代替交流電源設備による非常用母線の受電操作の完了後，緊急用海水系及び残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定	⑤

島根原子力発電所　2号炉

第5.2.2－1表　主要評価条件（全交流動力電源喪失）（2/2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧原子炉代替注水系（常設）	200m³/h で原子炉注水	低圧原子炉代替注水系（常設）の設計値として設定	③
	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	熱交換器 1 基あたり約 15.7MW（原子炉冷却材温度 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	
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作	事象発生から 2 時間後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえた操作の時間及び系統構成の時間に余裕を考慮して設定	④
	原子炉補機代替冷却系運転操作	事象発生 10 時間後	原子炉補機代替冷却系の準備期間を考慮して設定	
	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱操作	事象発生 10 時間後	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱機能回復を踏まえて設定	⑤

備考

・評価条件の相違

【柏崎 6/7，東海第二】
③島根２号炉は，低圧原子炉代替注水系（常設）の設計値を設定。
　東海第二は，原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系（常設）の注水準備操作が完了するため，蒸発量に応じた注水流量を設定。

【東海第二】
④東海第二は，原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系（常設）の注水準備操作が完了するため，注水準備操作と注水操作を分けて記載。

【柏崎 6/7，東海第二】
⑤島根２号炉は，原子炉補機代替冷却系の準備時間を踏まえ，原子炉の除熱開始を事象発生 10 時間後としている。

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
添付資料 5.2.1 安定状態について 運転停止中の全交流動力電源喪失の安定状態については以下のとおり。	添付資料5.2.1 安定停止状態について（運転停止中　全交流動力電源喪失） 運転停止中の全交流動力電源喪失時の安定停止状態については以下のとおり。	添付資料 5.2.1 安定状態について（運転停止中（全交流動力電源喪失）） 運転停止中の全交流動力電源喪失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，原子炉安定停止状態が確立されたものとする。	原子炉安定停止状態：事象発生後，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，原子炉安定停止状態が確立されたものとする。	
【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し，沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが，常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始した後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により原子炉水位は回復し，炉心の冷却が維持される。 その後，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（停止時冷却モード）により原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行することができ，原子炉安定停止状態が確立される。 重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 【安定状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。 また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことにより，安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。	【安定停止状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 常設代替交流電源設備により緊急用母線への交流電源の供給を開始した後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により原子炉冷却材の蒸発量に応じて原子炉注水を実施することによって，原子炉水位を通常運転水位付近で維持することにより，炉心の冷却が維持される。 その後，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行することができ，原子炉安定停止状態が確立される。 重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 【安定停止状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。 また，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の機能を維持し，原子炉除熱を行うことにより，安定停止状態後の状態維持が可能となる。 （添付資料2.1.2 別紙1）	【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し，沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが，常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始した後，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水により原子炉水位は回復し，炉心の冷却が維持される。 その後，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）により原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行することができ，原子炉安定停止状態が確立される。 重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 【安定状態の維持について】 上記の燃料破損防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。 また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことにより，安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。 （添付資料 2.1.1 別紙１参照）	・評価結果の相違 【東海第二】 島根２号炉は，原子炉水位が低下した後に原子炉注水を開始する。 ・設備設計の相違 【東海第二】

評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中　全交流動力電源喪失）

表１ 評価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（運転停止中　全交流動力電源喪失）（1/2）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）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
		評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の崩壊熱	約 22.4MW（9×9 燃料（A 型），原子炉停止 1 日後）	約 22GW 以下（実績値）	平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t（サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を考慮）を基に ANSI/ANS-5.1-1979 にて算出した値 停止後の時間については，停止後の時間を短くとり，崩壊熱が厳しくなるように 1 日後の状態を想定	最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，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，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 仮に，原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は，注水までの時間余裕が短くなることから，評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽を確保できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上の高さに到達するまでの時間は約 2 時間，有効燃料棒頂部到達まで約 3 時間となることから，評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，これらの時間余裕は原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮することでさらに長くなる※1，原子炉隔離時冷却系が復旧可能な場合は，さらに原子炉水位の低下は抑制される。（添付資料 5.1.1，5.1.6） このため，評価条件での放射線遮蔽維持の時間余裕である約 3 時間，有効燃料棒頂部到達までの時間余裕である約 5 時間より短くなるが，評価項目の不確かさを考慮しても必要な放射線の遮蔽は維持され，注水操作（事象開始から約 145 分後）に対して十分な時間が確保されているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水温	52℃	約 40℃～約 53℃※1（実績値）	原子炉停止後 1 日の実績を踏まえ，原子炉は残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードにて冷却されているため，その設計温度である 52℃を設定	最確条件とした場合は，事故条件ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上の高さに到達するまでの時間は約 2 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが，注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，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，事故条件ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約 2.0m 上の高さに到達するまでの時間は約 2 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転水位以上	原子炉停止 1 日後の水位から保守性を持たせた値	最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなるが，注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，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，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉圧力	大気圧	大気圧※2	原子炉停止 1 日後の実績を考慮して設定	最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作や給電操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする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。	最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

※1 原子炉停止直後，サイクル末期の停止時冷温臨界試験に向けた高温維持（80℃程度）などの特殊な場合を除く。（ただし，原子炉水温が 80℃の場合であっても，必要な遮蔽を確保できる水位までには約 2 時間以上の時間余裕があり注水操作に対して十分な時間が確保されているため，影響はない）
※2 原子炉停止直後，原子炉圧力容器耐圧試験などの特殊な場合を除く。
※3 添付資料 5.1.1　原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した簡易計算（原子炉圧力容器が閉鎖状態）による評価を参照。

添付資料 5.2.2

柏柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

添付資料 5.2.2

評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中　全交流動力電源喪失）

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

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の崩壊熱	約 18.8MW（9×9 燃料（A 型），原子炉停止後 1 日）	約 18.8MW 以下	平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t を基に ANSI/ANS-5.1-1979 にて算出した値 設定停止後の時間については，停止後の時間を短くとり，崩壊熱が厳しくなるように 1 日後の状態を想定	最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，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，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に，原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は，注水までの時間余裕が短くなることから，評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間，燃料有効長頂部到達まで約 4.2 時間となることから，評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし，本時間に対して作業員が現場から退避するまでの時間及び原子炉注水までの時間は確保されているため放射線の遮蔽は維持され，原子炉水位が燃料有効長頂部を下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小さい。
	原子炉水温	52℃	約 47℃～約 58℃※1（実績値）	原子炉停止 1 日後の実績を踏まえ，原子炉は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）にて冷却されているため，その設計温度である 52℃を設定	最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃，原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが，注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，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，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常運転水位（燃料有効長頂部から約 5.1m）	通常運転水位（通常運転水位±10cm 程度）（実績値）	原子炉停止初期の通常運転水位付近にある状態を想定	最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より低くなる場合があるため，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は短くなる場合があるが，注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件では評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎがあり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より低くなる場合があるが，原子炉水位のゆらぎによる変動量は，事象発生後の水位低下量に対して十分小さいことから，評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。

※1　過去のプラント停止操作実施時の全制御棒全挿入から約 24 時間経過後の原子炉水温の実績データ。

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

添付資料 5.2.2

評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中（全交流動力電源喪失））

表１　評価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（運転停止中（全交流動力電源喪失））（１／３）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ		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
		評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の崩壊熱	約 14.0MW（９×９燃料（A型），原子炉停止１日後）	約 14MW 以下（実績値）	平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t※2 を基に，ANSI/ANS-5.1-1979 にて算出した原子炉停止１日後の崩壊熱として設定 また，原子炉停止１日後においては，９×９燃料の方がＭＯＸ燃料よりも崩壊熱が大きく，原子炉水位低下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 停止後の時間については，停止後の時間を短くとり，崩壊熱が厳しくなるように１日後の状態を想定	最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする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。	最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に，原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は，注水までの時間余裕が短くなることから，評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.7 時間，燃料棒有効長頂部到達まで約 4.2 時間となることから，評価条件である原子炉停止１日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし，本時間に対して作業員が現場から退避するまでの時間及び原子炉注水までの時間は確保されているため放射線の遮蔽は維持され，原子炉水位が燃料棒有効長頂部を下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小さい。
	原子炉水温	52℃	約 29℃～約 46℃※1（実績値）	原子炉停止後１日の実績を踏まえ，原子炉は残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）にて冷却されているため，その設計温度である 52℃を設定	最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.7 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃，原子炉停止から１日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが，注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，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，事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.7 時間となることから，評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から１日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

※1　過去のプラント停止操作実施時の全制御棒全挿入から約 24 時間経過後の原子炉水温の実績データ

島根原子力発電所　２号炉

備考

・相違理由は本文参照。

表 1 評価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（運転停止中 全交流動力電源喪失）(2/2)

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）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
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の未開放	事故ごとに変化	炉心の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さいことから，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	50℃	約 50℃以下	復水移送ポンプ吐出温度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，評価条件で設定している水温よりも低くなる可能性があるため，原子炉水位低下速度が緩やかになるが，注水操作や給電操作の開始は注水源の温度に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，評価条件で設定している水温よりも低くなる可能性があるため，原子炉水位低下速度が緩やかになるが，その顕熱分の影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の容量	復水貯蔵槽： 約 1,700m³／号炉 淡水貯水池： 約 18,000m³	復水貯蔵槽： 約 460m³～ 約 2,000m³／号炉 （実績値） 淡水貯水池： 約 18,000m³以上	復水貯蔵槽を水源とする注水系が待機している場合の保安規定の最低水量から復水貯蔵槽の最大水量を設定 淡水貯水池の水量を参考に設定	最確条件とした場合は，評価条件と同程度であるため，事象進展に与える影響はない。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には，評価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。	－
事故条件	起因事象	外部電源喪失	－	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失するものとして設定	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	－	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定		
	外部電源	外部電源なし	事故ごとに変化	起因事象として，外部電源が喪失するものとして設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	低圧代替注水（常設）	150m³/h で注水	150m³/h 以上で注水	設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した値として設定	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	代替原子炉補機冷却系	約 23MW（原子炉冷却材温度 100℃，海水温度 30℃において）	約 23MW（原子炉冷却材温度 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	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	熱交換器 1 基あたり約 8MW（原子炉冷却材温度 52℃，海水温度 30℃において）	熱交換器 1 基あたり約 8MW（原子炉冷却材温度 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（原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施することで水位を維持するが，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を実施することで原子炉内の崩壊熱を除去できるため，注水が不要となる）	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉圧力	大気圧	大気圧※2	原子炉停止から 1 日後の原子炉圧力を想定	最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作や給電操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，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，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	事故事象毎	炉心の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の温度	35℃	35℃以下	原子炉注水による原子炉水位維持の観点で厳しい高めの水温として，年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	最確条件とした場合には，評価条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，原子炉注水後の原子炉水位の回復が速くなることが考えられるが，常設代替交流電源設備からの受電操作や原子炉への注水操作は水源の温度に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源喪失の認知を起点とする操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，評価条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，原子炉注水後の原子炉水位の回復が早くなることが考えられ，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	外部水源の容量	4,300m³	4,300m³以上 （代替淡水貯槽）	代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から 7 日間後までに必要な容量を備えており，水源は枯渇しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	－

※2　原子炉停止直後や原子炉圧力容器耐圧試験実施時等の特殊な場合を除く。

表１　評価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
（運転停止中（全交流動力電源喪失））（２／３）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ		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
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉水位	通常運転水位（気水分離器下端から+83 cm）	通常運転水位以上	原子炉停止 1 日後の水位	最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなるが，注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする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。	最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉圧力	大気圧	大気圧※2	原子炉停止 1 日後の実績を考慮して設定	最確条件とした場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されるが，注水操作や給電操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから，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，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間は遅くなり，原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	事故毎に変化	炉心の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	原子炉圧力容器の未開放時は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 原子炉圧力容器の開放時は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	低圧原子炉代替注水系（常設）水源温度	35℃	31℃以下 （実績値）	屋外貯水槽の水源温度として実績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，評価条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，原子炉注水後の原子炉水位の回復が早くなることが考えられるが，注水操作や給電操作の開始は注水源の温度に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする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。	最確条件とした場合は，評価条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，原子炉注水後の原子炉水位の回復が早くなることが考えられ，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	外部水源の容量	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（西１／西２）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。	－

※2　原子炉停止直後，原子炉圧力容器耐圧試験などの特殊な場合を除く。

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

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の容量	約 800kL	約 800kL 以上	軽油貯蔵タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており，燃料は枯渇しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	－
重大事故等対策に関連する事故条件	起因事象	外部電源喪失	－	送電系統の故障等によって，外部電源を喪失するものとするものとして設定	最確条件と評価条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と評価条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 残留熱除去系海水系の機能喪失	－	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定 また，残留熱除去系海水系の機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合を包含する条件として設定		
	外部電源	外部電源なし	－	起因事象として，外部電源が喪失するものとして設定	外部電源喪失は起因事象として設定していることから，外部電源がある場合については考慮しない。	外部電源喪失は起因事象として設定していることから，外部電源がある場合については考慮しない。
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）の原子炉注水流量	$27m^3/h$	$27m^3/h$	崩壊熱による蒸発量に応じた原子炉注水流量を設定	最確条件と評価条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と評価条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱量	熱交換器1基当たり約24MW（原子炉冷却材温度100℃，海水温度32℃において）	熱交換器1基当たり約24MW以上（原子炉冷却材温度100℃，海水温度32℃以下において）	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	評価条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	－

表１　評価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
（運転停止中（全交流動力電源喪失））（３／３）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ		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
		評価条件	最確条件			
事故条件	起因事象	外部電源喪失	－	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失するものとして設定	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	－	すべての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定		
		原子炉補機冷却系機能喪失	－	原子炉補機冷却系の機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合を包含する条件として設定		
	外部電源	外部電源なし	事故毎に変化	起因事象として，外部電源が喪失するものとして設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	低圧原子炉代替注水系（常設）	$200m^3/h$ で原子炉注水	$200m^3/h$ で原子炉注水	低圧原子炉代替注水系（常設）の設計値として設定	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	熱交換器1基あたり約15.7MW（原子炉冷却材温度100℃，海水温度30℃において）	熱交換器1基あたり約15.7MW（原子炉冷却材温度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	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表 2 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（運転停止中 全交流動力電源喪失）(1/3)

項目		評価条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始時間	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及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	事象発生 145 分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえた操作の時間及び系統構成の時間に余裕を考慮して設定	【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等による非常用高圧母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断し，これにより常設代替交流電源設備及び低圧代替注水系（常設）の準備を開始する手順としている。この認知に係る時間として 10 分間を想定しているため，認知遅れ等により操作開始時間に与える影響はない。 【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う運転員は，常設代替交流電源設備からの受電準備のための負荷切り離し操作を行っている期間，他の操作を担っていない。このため，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。また，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については，中央制御室内での操作のみであり，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】 常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員（現場）は，中央制御室から操作現場である原子炉建屋地下 1 階及びコントロール建屋地下 1 階までそれぞれ 5 分間程度で移動可能であるため，移動が操作開始時間に与える影響はない。また，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については，中央制御室内での操作のみであり，操作開始時間に与える影響はない。 【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 120 分間となる。 ［非常用高圧母線 D 系の受電準備を行う運転員（中央制御室）：操作所要時間；合計 20 分間］ ● 常設代替交流電源設備からの受電準備として，負荷制御のための切り離し及び操作スイッチの切値持等の所要時間に 20 分間を想定 ［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 ［非常用高圧母線 D 系の受電準備を行う運転員（現場）：操作所要時間；合計 50 分間］ ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷制御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 ［非常用高圧母線 D 系の受電操作を行う運転員（現場）：操作所要時間；合計 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 ［非常用高圧母線 C 系の受電準備を運転員（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，負荷制御のための切り離し及び操作スイッチの切値持等の所要時間に 20 分間を想定 ［非常用高圧母線 C 系の受電準備を行う運転員（現場）：操作所要時間；合計 50 分間］ ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷制御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 ［非常用高圧母線 C 系の受電操作を行う運転員（現場）：操作所要時間；合計 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 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については，中央制御室内での操作のみであり，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。 【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（現場）と受電準備を行う運転員（現場）の並列操作はあるが，それを加味して操作の所要時間を算定しているため，操作開始時間に与える影響はない。また，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，常設代替交流電源設備からの受電操作における非常用高圧母線への受電操作後に実施する。 【操作の確実さ】 現場操作は，操作の慣熟の向上や優員の安全のため 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単な操作のため，誤操作は起こりにくく，そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	常設代替交流電源設備からの受電操作については 2 系列の非常用高圧母線の電源回復を想定しているが，低圧代替注水系（常設）は非常用高圧母線の電源回復後に運転可能であり，原子炉注水操作開始の時間が早まり，原子炉水位の回復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。 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，復水移送ポンプの起動操作が常設代替交流電源設備からの受電操作の影響を受けるが，低圧代替注水系（常設）は非常用高圧母線 D 系の電源回復後に運転可能であり，原子炉注水操作開始の時間が早まり，原子炉水位の回復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が早まり，原子炉水位の低下を緩和す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。	通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 3 時間，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は約 5 時間であり，事故を認知して注水を開始するまでの時間が 145 分であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	常設代替交流電源設備からの受電操作は，訓練実績等より，操作開始時間が事象発生から約 3 時間，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は約 5 時間であり，事故を認知して注水を開始するまでの時間は 145 分であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 常設代替交流電源設備からの受電操作は，訓練実績等より，操作開始時間が事象発生から約 3 時間，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は事象発生から約 3 時間，原子炉水位の回復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。 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，復水移送ポンプの起動操作が常設代替交流電源設備からの受電操作の影響を受けるが，低圧代替注水系（常設）は非常用高圧母線 D 系の電源回復後に運転可能であり，原子炉注水操作開始の時間が早まり，原子炉水位の回復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が早まり，原子炉水位の低下を緩和す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。 通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約 4.5 時間，通常水位から燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は約 6.3 時間であり，これに対して全交流動力電源喪失を認知して注水準備を完了するまでの時間は 25 分であることから，時間余裕がある。 常設代替交流電源設備からの受電操作は，訓練実績等より，操作開始時間が事象発生から約 3 時間，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は約 5 時間であり，事故を認知して注水を開始するまでの時間は 145 分であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 常設代替交流電源設備からの受電操作は，訓練実績等より，操作開始時間が事象発生から約 3 時間，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は事象発生から約 3 時間，原子炉水位の回復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。 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，復水移送ポンプの起動操作が常設代替交流電源設備からの受電操作の影響を受けるが，低圧代替注水系（常設）は非常用高圧母線 D 系の電源回復後に運転可能であり，原子炉注水操作開始の時間が早まり，原子炉水位の回復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が早まり，原子炉水位の低下を緩和す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。 通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から

表 2 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（運転停止中 全交流動力電源喪失）（2/3）

表 2　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（運転停止中　全交流動力電源喪失）（2/3）

項目		評価条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定	【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断し，これにより代替原子炉補機冷却系の準備を開始する手順としているため，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はない。 【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，敷設を行う重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い。 【移動】 代替原子炉補機冷却系に用いる代替熱交換器車，電源車等は車両であり，牽引または自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に，アクセスルートの被害があっても，ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる前提の体制としており，操作開始時間に与える影響はない。 【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い。 【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。	操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性があるが，原子炉への注水をすでに実施していることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	代替原子炉補機冷却系運転操作は，事象発生前 20 時間後の操作であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。仮に，操作が遅れる場合は，低圧代替注水系（常設）による原子炉への注水は継続する。	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。

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

項目		評価条件（操作条件）		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件	緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作	事象発生から4時間10分後	状況判断，全交流動力電源喪失の判断，常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作，常設代替交流電源設備による非常用母線の受電準備操作，常設代替交流電源設備による非常用母線の受電操作，原子炉保護系母線の受電操作，及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱操作に要する時間を考慮して設定	－	－	－	常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉へ注水をしているため，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作には時間余裕がある。	緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作は，所要時間を 36 分で想定しているところ，訓練では約 27 分で実施可能であることを確認した。想定で意図している運転操作が実現可能なことを確認した。

表２　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（運転停止中（全交流動力電源喪失））（２／５）

項目		評価条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始時間	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及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水	事象発生から２時間後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえた操作の時間及び系統構成の時間に余裕を考慮して設定	・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 25 分間を想定 ［起動操作等を行う運転員：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受電操作の所要時間に 10 分間を想定 ［非常用高圧母線Ｄ系の受電準備を行う運転員（現場）：操作所要時間；合計 35 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 35 分間を想定 ［非常用高圧母線Ｄ系の受電操作を行う運転員（中央制御室及び現場）：操作所要時間；合計５分間］ ・緊急用交流高圧母線の遮断器の投入後の非常用高圧母線の受電操作の所要時間に５分間を想定 ［非常用高圧母線Ｃ系の受電準備を行う運転員（中央制御室）：操作所要時間；合計 25 分間］ ・常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切り離し及び操作スイッチの切保持等の所要時間に 25 分間を想定 ［非常用高圧母線Ｃ系の受電準備を行う運転員（現場）：操作所要時間；合計 25 分間］ ・常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切り離し操作を行う。操作の所要時間は 25 分間を想定 ［非常用高圧母線Ｃ系の受電操作を行う運転員（中央制御室及び現場）：操作所要時間；合計５分間］ ・緊急用交流高圧母線の遮断器の投入後の非常用高圧母線の受電操作の所要時間に５分間を想定 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作は，低圧原子炉代替注水系（常設）の弁操作による系統構成，低圧原子炉代替注水系（常設）の起動であり，いずれも中央制御室における制御盤の操作スイッチによる操作であり，時間余裕を含めて操作時間 10 分を想定する。	－	－	－	－

表2 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（運転停止中 全交流動力電源喪失）(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
		評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転操作	事象発生から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（原子炉停止時冷却モード）運転操作までの時間は，事象発生から約20時間あり十分な時間余裕がある。	－	－	－	プラント停止時の実績から，配管の暖気運転を含め約60分で操作開始できることを確認した。また，系統構成及びポンプの起動のみであれば，約10分で操作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。
	各機器への給油（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，事象発生から約12時間あり十分な時間余裕がある。	－	－	－	有効性評価では，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，電源車及び大容量送水車（熱交換器ユニット用）への給油準備（現場移動困始からタンクローリ（4kL，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。 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２　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕
（運転停止中(全交流動力電源喪失)）（３／５）

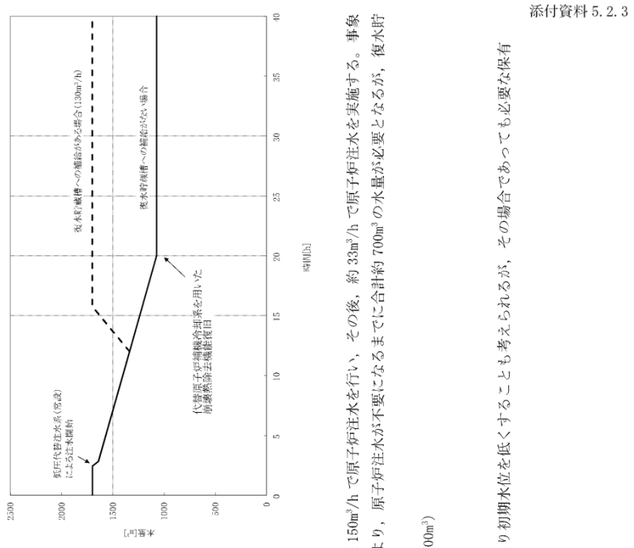
項目		評価条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水	事象発生から2時間後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえた操作の時間及び系統構成の時間に余裕を考慮して設定	【他の並列操作有無】 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員（現場）と受電準備を行う運転員（現場）の並列操作はあるが，それを加味して操作の所要時間を算定しているため，操作開始時間に与える影響はない。また，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，常設代替交流電源設備からの受電操作後に実施する。 【操作の確実さ】 現場操作は，操作の信頼性の向上や要員の安全のため２人１組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また，中央制御室内の制御盤操作は，操作スイッチによる簡易な操作のため，誤操作は起こりにくく，そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	－	－	－	－

表２　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕
（運転停止中（全交流動力電源喪失））（４／５）

項目		評価条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	原子炉補機代替冷却系運転操作	事象発生10時間後	原子炉補機代替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等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，これにより原子炉補機代替冷却系の準備を開始する手順としているため，認知遅れ等により操作時間に与える影響はない。 【要員配置】 原子炉補機代替冷却系の準備操作は，中央制御室での操作を行う運転員，現場にて弁操作を行う運転員，現場にて大型送水ポンプ車による移動式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，接続等を行う専任の復旧班要員が配置されている。ホース敷設，接続等は現場にて復旧班要員が実施することとなるが，本操作を行う要員は，操作が終わるまでの期間，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い。 【移動】 原子炉補機代替冷却系に用いる大型送水ポンプ車，移動式代替熱交換設備は車両であり，自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に，アクセスルートの被害があっても，ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる体制としており，操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 復旧班要員の準備操作は，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７時間20分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，操作場所は原子炉建物及び廃棄物処理建物であり，移動を含めて２時間10分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。	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。	操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性があるが，原子炉への注水をすでに実施していることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	事象発生約10時間後の操作であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。仮に，操作が遅れる場合は，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉への注水は継続する。	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から10時間後としており，このうち，各機器の設置作業及び弁・スイッチ類の操作は，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分である。また，運転員による常設代替交流電源設備による電源確保，復旧班要員による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，復旧班要員による移動式代替熱交換設備による冷却水供給を並行して実施することで，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２　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕
（運転停止中（全交流動力電源喪失））（５／５）

項目		評価条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	原子炉補機代替冷却系運転操作	事象発生10時間後	原子炉補機代替冷却系の準備期間を考慮して設定	【他の並列操作有無】 復旧班要員による準備操作は，低圧原子炉代替注水槽への補給に係る系統構成作業後に行う操作であり，他の並列操作は無いことから，操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 復旧班要員，運転員の現場操作は，操作の信頼性の向上や要員の安全のため２人１組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	－	－	－	－
	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱操作	事象発生10時間後	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱機能回復を踏まえて設定	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系による原子炉停止時冷却モード運転操作は，原子炉補機代替冷却系運転操作に引き続き実施する操作であり，運転操作までの時間は，事象発生から約10時間あり時間余裕がある。	運転員等操作時間に与える影響として，準備操作が想定より短い時間で完了する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。	操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性があるが，原子炉への注水をすでに実施していることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	事象発生から10時間後の操作であるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。仮に，操作が遅れる場合は，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉への注水は継続する。	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から10時間後としており，このうち，系統構成及びポンプの起動は，所要時間35分想定のところ，訓練実績等から，約19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。
	低圧原子炉代替注水槽への水補給	事象発生２時間30分後以降	低圧原子炉代替注水槽への水補給は，解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業。作業成立性を踏まえ設定	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から２時間30分後以降，適宜開始としているが，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32時間後まで注水可能であることから十分な時間余裕がある。	－	－	－	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から２時間30分後以降としており，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運転操作が実施可能なことを確認した。

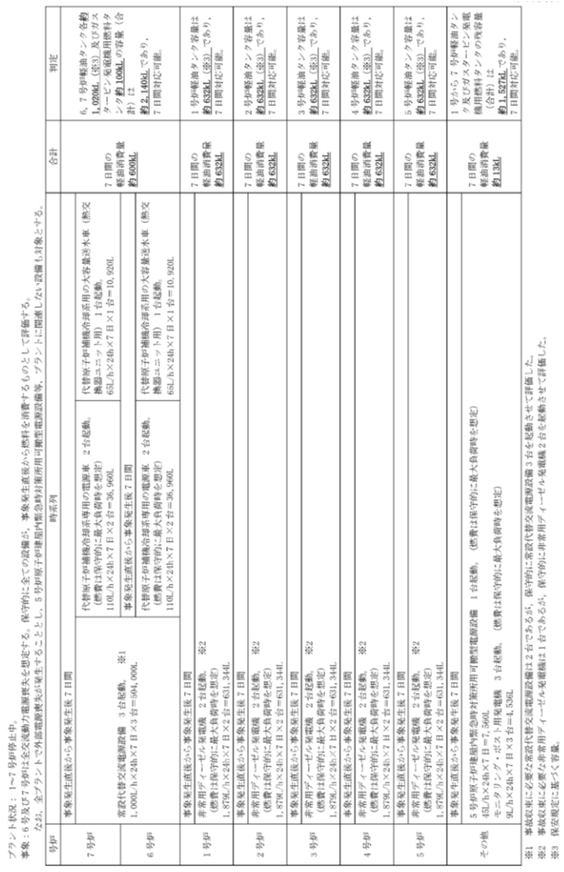
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
添付資料 5.2.3 7 日間における水源の対応について（運転停止中　全交流動力電源喪失） ○水源※ 復水貯蔵槽水量：約 1,700m³ 淡水貯水池：約 18,000m³ ○水使用パターン ①低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 最大流量 150m³/h で事象発生 145 分後以降に運転する。 原子炉水位が通常水位まで回復後，水位を維持出来るよう 崩壊熱に相当する水量（最大 33m³/h）の原子炉注水を実施する。 ○水源評価結果 事象発生 145 分後から原子炉水位が回復する事象発生約 169 分後までは 150m³/h で原子炉注水を行い，その後，約 33m³/h で原子炉注水を実施する。事象発生約 20 時間後に代替原子炉補機冷却系を介した崩壊熱除去機能復旧により，原子炉注水が不要になるまでに合計約 700m³ の水量が必要となるが，復水貯蔵槽に十分な水量を確保しているため対応可能である。 （150m³/h ×（(169min－145min)÷60）+33m³/h×（20h－(169min÷60)）≒700m³） ※ 停止直後を想定しているため，運転中と同様の管理水量を示す。 停止時においてウェル水張りなどに使用する際，運転中の管理水量より初期水位を低くすることも考えられるが，その場合であっても必要な保有水以上（約 700m³）の淡水は確保するため，対応可能である。    2300 2000 1300 1000 300 0 水量[m] 0 5 10 15 20 25 30 35 40 時間[h] 復水貯蔵槽への補給が行われない場合 代替原子炉補機冷却系を用いた 崩壊熱除去機能復旧 約700m³ 約33m³/h 約150m³/h 約33m³/h 約33m³/h 約33

まとめ資料比較表　〔有効性評価　添付資料 5.2.4〕

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　（2017.12.20 版）

添付資料 5.2.4

7 日間における燃料の対応（運転停止中　全交流動力電源喪失）



プラント状況：1～7号炉停止中。
事象：6号及び7号炉は全交流動力電源喪失を想定する。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号炉原子炉補機冷却系専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	事象発生直後から事象発生後7日間			7日間の軽油消費量 約600kL	6，7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。
		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	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		
		事象発生直後から事象発生後7日間			
6号炉		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	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		
	事象発生直後から事象発生後7日間			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。
1号炉	非常用ディーゼル発電機　2台起動。（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 ※2				
	事象発生直後から事象発生後7日間			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。
2号炉	非常用ディーゼル発電機　2台起動。（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 ※2				
	事象発生直後から事象発生後7日間			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。
3号炉	非常用ディーゼル発電機　2台起動。（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 ※2				
	事象発生直後から事象発生後7日間			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。
4号炉	非常用ディーゼル発電機　2台起動。（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 ※2				
	事象発生直後から事象発生後7日間			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。
5号炉	非常用ディーゼル発電機　2台起動。（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 ※2				
	事象発生直後から事象発生後7日間			7日間の軽油消費量 約13kL	1号から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1,527kLであり，7日間対応可能。
その他	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				

※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 5.2.5

7 日間における燃料の対応について（運転停止中　全交流動力電源喪失）

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 5.2.4

7 日間における燃料の対応について（運転停止中（全交流動力電源喪失））

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
大量送水車　1 台起動 0.0652m³/h×24h×7 日×1 台＝10.9536m³	7 日間の軽油消費量 約 64m³	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
大型送水ポンプ車　1 台起動 0.31m³/h×24h×7 日×1 台＝52.08m³		
ガスタービン発電機　1 台起動 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 2.09m³/h×24h×7 日×1 台＝351.12m³	7 日間の軽油消費量 約 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 0.0469 m³/h×24h×7 日×1 台＝7.8792m³	7 日間の軽油消費量 約 8 m³	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。

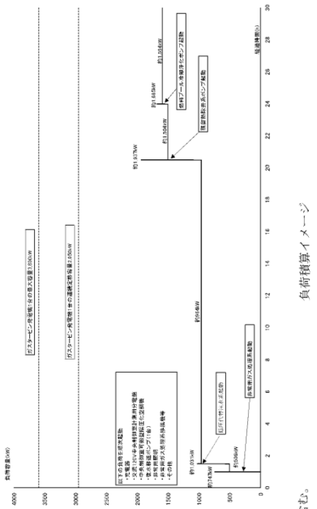
・評価結果の相違
【柏崎 6/7，東海第二】

まとめ資料比較表　〔有効性評価　添付資料 5.2.5〕

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

添付資料 5.2.5

常設代替交流電源設備の負荷（運転停止中　全交流動力電源喪失）



＜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
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 37kW
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 1594kW（約 1937kW）

※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。

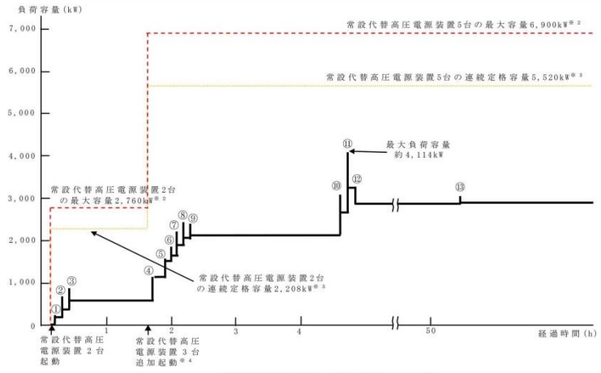
東海第二発電所　（2018.9.12 版）

添付資料 5.2.6

常設代替交流電源設備の負荷
（運転停止中　全交流動力電源喪失）

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※1	約 190	約 892	約 597
④	非常用母線２Ｃ自動起動負荷 ・直流125V充電器Ａ ・非常用照明※5 ・120／240V計装用主母線盤２Ａ ・その他必要な負荷 ・その他不要な負荷※5	約 79 約 108 約 134 約 14 約 234	約 1,179	約 1,166
⑤	非常用母線２Ｄ自動起動負荷 ・直流125V充電器Ｂ ・非常用照明※5 ・120／240V計装用主母線盤２Ｂ ・その他不要な負荷※5	約 60 約 86 約 134 約 135	約 1,586	約 1,581
⑥	非常用ガス再循環系排風機 非常用ガス処理系排風機 その他必要な負荷 停止負荷	約 55 約 8 約 95 約－52	約 1,875	約 1,687
⑦	中央制御室換気系空気調和機ファン 中央制御室換気系フィルタ系ファン その他必要な負荷	約 45 約 8 約 183	約 2,264	約 1,923
⑧	蓄電池室排気ファン その他必要な負荷	約 8 約 154	約 2,477	約 2,085
⑨	原子炉保護系電源装置　２Ａ 原子炉保護系電源装置　２Ｂ	約 45 約 45	約 2,409	約 2,175
⑩	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約 510 約 4	約 3,157	約 2,689
⑪	残留熱除去系ポンプ その他必要な負荷	約 584 約 3	約 4,114	約 3,276
⑫	停止負荷 常設低圧代替注水系ポンプ2台	約－380	—	約 2,896
⑬	代替燃料プール冷却系ポンプ	約 30	約 3,005	約 2,926



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

※1　常設低圧代替注水系ポンプ１台でも崩壊熱による蒸発を上回る注水流量を確保可能
※2　常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量（1,380kW×運転台数＝最大容量）
※3　常設代替高圧電源装置定格出力運転時の 80％の容量（1,380kW×0.8×運転台数＝連続定格容量）
※4　非常用母線の負荷への給電に伴い，負荷容量が増加するため，常設代替高圧電源装置を３台追加起動する
※5　有効性評価で期待していないが電源供給される不要な負荷

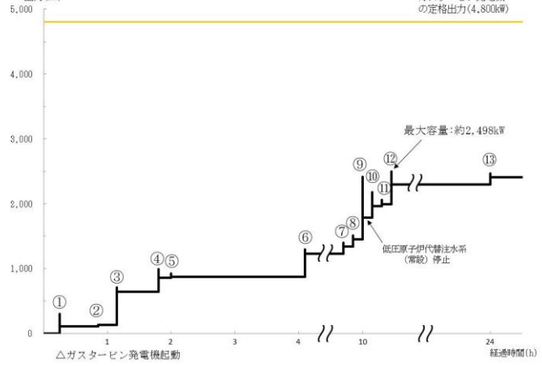
島根原子力発電所　２号炉

添付資料 5.2.5

常設代替交流電源設備の負荷
（運転停止中（全交流動力電源喪失））

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	充電器，非常用照明，非常用ガス処理系他（Ｄ系高圧母線自動投入負荷）	約 518	約 713	約 647
④	低圧原子炉代替注水ポンプ	約 210	約 989	約 857
⑤	低圧原子炉代替注水設備非常用送風機	約 15	約 927	約 872
⑥	充電器，非常用照明，非常用ガス処理系他（Ｃ系高圧母線自動投入負荷）	約 359	約 1,293	約 1,231
⑦	Ａ－淡水ポンプ（移動式代替熱交換設備）	約 110	約 1,401	約 1,341
⑧	Ｂ－淡水ポンプ（移動式代替熱交換設備）	約 110	約 1,511	約 1,451
⑨	Ｂ－残留熱除去ポンプ	約 560	約 2,415	約 1,786
⑩	Ｂ－中央制御室送風機	約 180	約 2,181	約 1,966
⑪	Ｂ－中央制御室非常用再循環送風機	約 30	約 2,058	約 1,996
⑫	Ｂ－中央制御室冷凍機	約 300	約 2,498	約 2,296
⑬	Ｂ－燃料プール冷却水ポンプ	約 110	約 2,471	約 2,406



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

備考

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

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

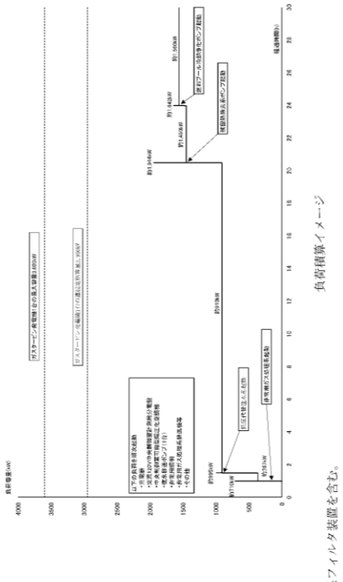
添付資料 5.2.5

常設代替交流電源設備の負荷（運転停止中 全交流動力電源喪失）

<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
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 1560kW（約 1944kW）

※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。


負荷積算イメージ
負荷容量(kW)
経過時間(h)
4000
3500
3000
2500
2000
1500
1000
500
0
2
4
6
8
10
12
14
16
18
20
22
24
26
28
30
ガスタービン発電機（2台同時起動）(4000kW)
ディーゼル発電機（2台同時起動）(3000kW)
以下の負荷を順次投入
・残留熱除去系ポンプ
・燃料プール冷却浄化ポンプ
・非常用照明
・中央制御室可搬型陽圧化空調機
・その他
約 1034kW
約 192kW
約 1560kW
約 1944kW
約 540kW
約 110kW
約 55kW
約 20kW
約 116kW
約 321kW
約 98kW
約 94kW
約 56kW
約 41kW
約 6kW
約 100kW
3kW
約 20kW
約 116kW
約 321kW
約 98kW
約 94kW
約 56kW
約 41kW
約 6kW
約 100kW
3kW
約 55kW
約 540kW
約 110

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　5.3 原子炉冷却材の流出〕

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
5.3 原子炉冷却材の流出 5.3.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策 (1)事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に含まれる事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「原子炉冷却材流出（CRD 点検（交換）時の作業誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗」，②「原子炉冷却材流出（LPRM 点検（交換）時の作業誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗」，③「原子炉冷却材流出（RIP 点検時の作業誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗」，④「原子炉冷却材流出（CUW ブロー時の操作誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗」及び⑤「原子炉冷却材流出（RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗」である。	5.3 原子炉冷却材の流出 5.3.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策 (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に含まれる事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「原子炉冷却材の流出（ＲＨＲ系統切替時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，②「原子炉冷却材の流出（ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，③「原子炉冷却材の流出（ＣＲＤ点検時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び④「原子炉冷却材の流出（ＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。	5.3　原子炉冷却材の流出 5.3.1　事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策 (1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に含まれる事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「原子炉冷却材の流出（残留熱除去系切替時の冷却材流出）＋流出隔離・炉心冷却失敗」，「原子炉冷却材の流出（原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出）＋流出隔離・炉心冷却失敗」，「原子炉冷却材の流出（制御棒駆動機構点検時の冷却材流出）＋流出隔離・炉心冷却失敗」及び「原子炉冷却材の流出（局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出）＋流出隔離・炉心冷却失敗」である。	・評価条件の相違 【柏崎 6/7】 「ＲＩＰ点検時の作業誤り」はＡＢＷＲ特有の事象。
(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では，原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生し，崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，原子炉冷却材の流出及び燃料の崩壊熱による蒸発に伴い原子炉冷却材が減少することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，原子炉冷却材の流出によって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。	(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では，原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生することを想定する。このため，原子炉冷却材の流出に伴い原子炉冷却材が減少することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，原子炉冷却材の流出によって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。	(2)　事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では，原子炉の運転停止中に，原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生することを想定する。このため，原子炉冷却材の流出に伴い原子炉冷却材が減少することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，原子炉冷却材の流出によって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。	・評価条件の相違 【柏崎 6/7】 ＡＢＷＲはＲＨＲの吸い込み配管が燃料棒有効長頂部よりも上にあるため，吸い込み配管まで水位が低下した時点で崩壊熱除去機能が喪失し，以降は崩壊熱による蒸発に伴う水位低下が加わる。島根２号炉はＢＷＲ－５であり，ＲＨＲ吸い込み配管は再循環配管から取水しているため，燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持されるこ

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			とから，評価条件が異なる。
したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉圧力容器からの原子炉冷却材流出の停止や，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことで必要量の原子炉冷却材を確保することによって，燃料損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉を除熱する。	したがって，本事故シーケンスグループでは，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行うことで必要量の原子炉冷却材を確保することによって，燃料損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉を除熱する。	したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉圧力容器からの原子炉冷却材流出の停止や，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことで必要量の原子炉冷却材を確保することによって，燃料損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉を除熱する。	・評価条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，漏えい個所の隔離操作実施後に，原子炉注水を実施する。
(3) 燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」における機能喪失に対して，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，運転員による原子炉冷却材流出の停止及び残留熱除去系による原子炉注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 5.3.1 図及び第 5.3.2 図に，手順の概要を第 5.3.3 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 5.3.1 表に示す。	(3) 燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」における機能喪失に対して，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第5.3－1 図に，手順の概要を第5.3－2 図に示すとともに，対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第5.3－1 表に示す。	(3)　燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」における機能喪失に対して，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，運転員による原子炉冷却材流出の停止及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第5.3.1－1(1)図及び第5.3.1－1(2)図に，手順の概要を第5.3.1－2図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第5.3.1－1表に示す。	・評価条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，漏えい箇所の隔離操作実施後に，原子炉注水を実施する。
本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，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 14 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 6 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 名である。必要な要員と作業項目について第 5.3.4 図に示す。	本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，重大事故等対策に必要な要員は，災害対策要員（初動）9 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 3 名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う要員は 4 名である。必要な要員と作業項目について第 5.3－3 図に示す。	本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，重大事故等対策に必要な要員は，緊急時対策要員 10 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，通報連絡等を行う要員は５名である。必要な要員と作業項目について第 5.3.1－3 図に示す。	・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 10 名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。
なお，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，14 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，9 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，10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

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
ａ．原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認 原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生する。原子炉冷却材の流出が長時間継続した場合，原子炉水位が低下し残留熱除去系の運転が継続できなくなることから崩壊熱除去機能喪失に至る。	ａ．原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認 原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生する。なお，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の吸込み配管の高さは燃料有効長頂部以下にあるため，本事故シーケンスの水位低下量においては崩壊熱除去機能は維持される。	ａ．原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認 原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生する。なお，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の吸い込み配管の高さは燃料棒有効長頂部以下にあるため，本事故シーケンスの水位低下量においては崩壊熱除去機能は維持される。	違。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉はＢＷＲ-５であり，ＲＨＲ吸い込み配管は再循環配管から取水しているため，燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持される。
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位である。	原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域）である。 （添付資料 5.1.1）	原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出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）等である。	・記載方針の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，原子炉ウェル満水時において原子炉冷却材流出を優先的に確認する計器を記載している。
ｂ．原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止確認 原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所の隔離を行うことで，原子炉冷却材流出が停止することを確認する。 隔離操作完了により，正常な原子炉停止時冷却モードの運転となる。 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位である。		ｂ．原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止確認 原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所の隔離を行うことで，原子炉冷却材流出が停止することを確認する。 隔離操作完了により，正常な原子炉停止時冷却モードの運転となる。 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止を確認するために必要な計装設備は，サプレッション・プール水位（ＳＡ）等である。	・評価条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，漏えい箇所の隔離操作実施後，原子炉注水を実施する。 ・記載方針の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，原子炉ウェル満水時において原子炉冷却材流出停止を優先的に確認する計器を記載している。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
ｃ．残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水 原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を開始し，原子炉水位を回復する。 残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系系統流量等である。	ｂ．残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水 原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を開始し，原子炉水位を回復する。 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系系統流量等である。	ｃ．残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水 原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を開始し，原子炉水位を回復する。 残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去ポンプ出口流量等である。	
5.3.2 燃料損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，事象認知までに要する時間（点検作業に伴う原子炉冷却材の流出事象は検知が容易）及び原子炉冷却材の流出量の観点から「原子炉冷却材流出（RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗」である※1。	5.3.2 燃料損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，事象認知までに要する時間（点検作業に伴う原子炉冷却材の流出事象は検知が容易）及び原子炉冷却材の流出量の観点から，「原子炉冷却材の流出（ＲＨＲ系統切替時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である※1。	5.3.2　燃料損傷防止対策の有効性評価 (1)　有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する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，事象認知までに要する時間（点検作業に伴う原子炉冷却材の流出事象は検知が容易）及び原子炉冷却材の流出量の観点から「原子炉冷却材の流出（残留熱除去系切替時の冷却材流出）＋流出隔離・炉心冷却失敗」である※1。	
残留熱除去系は通常，3 系統あるうち１ 系統又は２ 系統を用いて，崩壊熱除去を実施しており，作業や点検等に伴い系統切替えを実施する場合がある。系統切替えに当たって，原子炉冷却材が系外に流出しないように系統構成を十分に確認して行うが，操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出する事象を想定している。 「RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り」は原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象であり，原子炉圧力容器の上蓋が開放されている「POS B 原子炉ウェル満水状態」が検知性及び放射線遮蔽の考慮の観点で最も厳しい想定である。なお，有効燃料棒頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放状態が厳しくなるが，その場合であっても２ 時間以上の時間余裕※2があり，かつ，原子炉水位計による警報発生，緩和設備の起動等に期待できるため，原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能であり，評価項目を満足できる。したがって，当該プラント状態を基本とし，他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより，運転停止中の他のプラント状態においても，評価項目を満足できる。	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）は通常，２ 系統あるうち１ 系統を用いて，崩壊熱除去を実施しており，作業や点検等に伴い系統切替を実施する場合がある。系統切替に当たって，原子炉冷却材が系外に流出しないように系統構成を十分に確認して行うが，操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出する事象を想定している。 「ＲＨＲ系統切替時のＬＯＣＡ」は原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象であり，原子炉圧力容器の上蓋が開放されている「ＰＯＳ－Ｂ 原子炉ウェル満水状態」が検知性及び放射線遮蔽の考慮の観点で最も厳しい想定である。なお，燃料有効長頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放状態が厳しくなるが，その場合であっても約 3.5 時間の時間余裕※2があり，かつ，原子炉水位（広帯域）による警報発生，緩和設備の起動等に期待できるため，原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能であり，評価項目を満足できる。したがって，当該プラント状態を基本とし，他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより，運転停止中の他のプラント状態においても，評価項目を満足できる。	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）は通常，２系統あるうち１系統を用いて，崩壊熱除去を実施しており，作業や点検等に伴い系統切替えを実施する場合がある。系統切替えに当たって，原子炉冷却材が系外に流出しないように系統構成を十分に確認して行うが，操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出する事象を想定している。 「残留熱除去系切替時の冷却材流出」は原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象であり，原子炉圧力容器の上蓋が開放されている「ＰＯＳ－Ｂ　原子炉ウェル満水状態」が検知性及び放射線遮蔽の考慮の観点で最も厳しい想定である。なお，燃料棒有効長頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放状態が厳しくなるが，その場合であっても約1.3時間の時間余裕※2があり，かつ，原子炉水位計による警報発生，緩和設備の起動等に期待できるため，原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能であり，評価項目を満足できる。したがって，当該プラント状態を基本とし，他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより，運転停止中の他のプラント状態においても，評価項目を満足できる。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 残留熱除去系の系統（熱交換器の数）の相違。 ・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
本重要事故シーケンスでは，操作の誤り等による原子炉冷却材の系外流出により原子炉水位が低下するが，有効燃料棒頂部の冠水及び未臨界を維持できることを評価する。さらに，原子炉水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。 また，評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。	本重要事故シーケンスでは，操作の誤り等による原子炉冷却材の系外流出により原子炉水位が低下するが，燃料有効長頂部の冠水及び未臨界を維持できることを評価する。さらに，原子炉水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。 また，評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。	本重要事故シーケンスでは，操作の誤り等による原子炉冷却材の系外流出により原子炉水位が低下するが，燃料棒有効長頂部の冠水及び未臨界を維持できることを評価する。さらに，原子炉水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。 また，評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。	
※1 RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤りによる流出量は他の原子炉冷却材流出事象と比べて流出量が大きい（付録 1 別添 柏崎刈羽原子力発電所６号及び 7 号炉確率論的リスク評価(PRA)について 添付資料 3.1.2.c-3 冷却材流出事象の流出量及び余裕時間の算出方法について）	※1 ＲＨＲ系統切替時のＬＯＣＡは他の原子炉冷却材流出事象と比べて事象検知の観点で厳しい。	※１　残留熱除去系切替え時の冷却材流出による流出量は他の原子炉冷却材流出事象と比べて流出量が大きい（島根原子力発電所２号炉 確率論的リスク評価（ＰＲＡ）について 補足説明資料1.1.2.c-3 冷却材流出事象の流出量及び余裕時間の算出方法について）	・評価条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，他の事象に比べて事象検知が困難であることに加え，流出量が大きいことも踏まえ，「残留熱除去系切替時の冷却材流出」を選定している。
※2 流出により通常運転水位から残留熱除去系の吸込配管の高さまで水位が低下後，蒸発により水位が有効燃料棒頂部まで低下するまでの時間（停止 1 日後の崩壊熱を想定） （添付資料 5.3.1，5.3.2）	※2 原子炉冷却材の流出により原子炉水位が通常運転水位から燃料有効長頂部まで低下するまでの時間 （添付資料 5.3.1，5.3.2）	※２　原子炉冷却材の流出により原子炉水位が通常運転水位から燃料棒有効長頂部まで低下するまでの時間 （添付資料5.3.1，5.3.2）	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，ＢＷＲ－５であり，ＲＨＲ吸い込み配管は再循環配管から取水しているため，燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持される。
(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評価条件を第 5.3.2 表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。 a．初期条件 (a) 原子炉圧力容器の状態 原子炉圧力容器の開放時について評価する。原子炉未開放時においては原子炉水位計による警報発生，緩和設備の起動等に期待できる。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の吸込配管が有効燃料棒頂部より高い位置にあるため，有効燃料棒頂部が露出する前に流出が停止する。	(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評価条件を第 5.3－2 表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。 a．初期条件 (a) 原子炉圧力容器の状態 原子炉圧力容器の開放時について評価する。原子炉未開放時においては原子炉水位（広帯域）による警報発生，緩和設備の起動等に期待できる。	(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評価条件を第 5.3.2－1 表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。 a．初期条件 (a)　原子炉圧力容器の状態 原子炉圧力容器の開放時について評価する。原子炉未開放時においては原子炉水位計による警報発生，緩和設備の起動等に期待できる。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉はＢＷＲ－

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			５であり，ＲＨＲ吸い込み配管は再循環配管から取水しているため，燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持される。
(b) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温 事象発生前の原子炉の初期水位は，原子炉ウェル満水の水位とし，保有水量を厳しく見積もるため，使用済燃料プールと原子炉ウェルの間に設置されているプールゲートは閉を仮定する。また，原子炉初期水温は 52℃とする。	(b) 原子炉水位及び原子炉水温 事象発生前の原子炉の初期水位は，原子炉ウェル満水の水位とし，保有水量を厳しく見積もるため，使用済燃料プールと原子炉ウェルの間に設置されているプールゲートは閉を仮定する。また，原子炉水温は 52℃とする。	(b) 原子炉水位及び原子炉水温 事象発生前の原子炉の初期水位は，原子炉ウェル満水の水位とし，保有水量を厳しく見積もるため，燃料プールと原子炉ウェルの間に設置されているプールゲートは閉を仮定する。また，原子炉水温は 52℃とする。	
b．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，残留熱除去系の系統切替え時に原子炉冷却材が流出するものとする。具体的には，ミニマムフロー弁の閉操作忘れの人的過誤による原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出を想定し，流出量は約 87m³/h とする。	b．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の系統切替時に原子炉冷却材が流出するものとする。具体的には，系統構成の際，残留熱除去系停止時冷却注入弁の開操作が不十分な状態で残留熱除去系ポンプを起動することにより，残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁がインターロックにより自動開となり，開固着することによる原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出を想定し，流出量は約 47m³／h とする。	b．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の系統切替え時に原子炉冷却材が流出するものとする。具体的には，ミニマムフロー弁の閉操作忘れの人的過誤による原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出を想定し，流出量は約 94m³/h とする。	・評価条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，人的過誤を仮定するため，全閉すべきミニマムフロー弁を全開のままとすることを想定。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
(b) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発 本想定事象では崩壊熱除去機能喪失を仮定した場合も，事象発生から安定状態に至る時間に対して，原子炉水温が 100℃に到達するまでの時間が事象発生から 5 時間以上と長いため，崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発については，考慮しない。	(b) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発 本想定事象では崩壊熱除去機能喪失を仮定した場合も，事象発生から安定状態に至る時間に対して，原子炉水温が 100℃に到達するまでの時間が事象発生から約 3.7 時間と長いため，崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発については，考慮しない。	(b) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発 本想定事象では崩壊熱除去機能喪失を仮定した場合も，事象発生から安定状態に至る時間に対して，原子炉水温が 100℃に到達するまでの時間が事象発生から５時間以上と長いため，崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発については，考慮しない。	・評価結果の相違 【東海第二】
(c) 外部電源 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によって給電を行うものとする。	(c) 外部電源 外部電源はあるものとする。 外部電源がない場合は，原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁が閉となり，原子炉冷却材流出が停止することとなる。このため，原子炉冷却材流出が継続する厳しい想定となるよう，外部電源はあるものとする。	(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定し，非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。	・評価条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定。なお島根２号炉では，外部電源の喪失による原子炉格納容

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			器隔離弁の閉弁は発生しない。
c．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 残留熱除去系（低圧注水モード） 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水流量は 954m³/h とする。	c．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 残留熱除去系（低圧注水系） 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量は 1,605m³／h とする。	c．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 残留熱除去系（低圧注水モード） 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水流量は 1,136m³/h とする。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
d．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転中の残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁閉止及び待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は，原子炉水位低下確認後，原因調査を開始し，事象発生から 2 時間後に実施するものとする。 なお，本評価事象においては漏えい箇所の隔離が容易であるため，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作は残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了後に実施するものとしている。ただし，両操作とも水位低下を認知して実施する操作であり，事象によっては原子炉注水操作を残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了前に実施することもある。 （添付資料 5.3.2）	d．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水は，原子炉水位低下確認後，事象発生から 2 時間後に実施するものとする。	d．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転中の残留熱除去ポンプミニマムフロー弁閉止及び待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は，原子炉水位低下確認後，原因調査を開始し，事象発生から２時間後に実施するものとする。 なお，本評価事象においては漏えい箇所の隔離が容易であるため，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作は残留熱除去ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了後に実施するものとしている。ただし，両操作とも水位低下を認知して実施する操作であり，事象によっては原子炉注水操作を残留熱除去ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了前に実施することもある。 （添付資料 5.3.2）	・評価条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，漏えい箇所の隔離操作実施後に，原子炉注水を実施する。
(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第 5.3.5 図に，原子炉水位と線量率の関係を第 5.3.6 図に示す。 a．事象進展 事象発生後，原子炉冷却材が流出することにより，原子炉水位は低下し始めるが，原子炉水位の低下により異常事象を認知し，事象発生から 2 時間経過した時点で，残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了後，待機中の残留熱除去系ポンプを起動し，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行う。 その後は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転により崩壊熱除去機能を回復する。	(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第 5.3－4 図に，原子炉水位と線量率の関係を第 5.3－5 図に示す。 a．事象進展 事象発生後，原子炉冷却材が流出することにより，原子炉水位は低下し始めるが，原子炉水位の低下により異常事象を認知し，事象発生から約2 時間経過した時点で，待機中の残留熱除去系ポンプを起動し，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行う。 その後は，漏えい箇所の隔離操作を行い，運転中の残留熱除去系（低圧注水系）を残留熱除去系（原子炉停止時冷	(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水位の推移を第 5.3.2－1図に，原子炉水位と線量率の関係を第5.3.2－2図に示す。 a．事象進展 事象発生後，原子炉冷却材が流出することにより，原子炉水位は低下し始めるが，原子炉水位の低下により異常事象を認知し，事象発生から２時間経過した時点で，残留熱除去ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了後，待機中の残留熱除去ポンプを起動し，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行う。 その後は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転により崩壊熱除去機能を回復する。	・評価条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，漏えい箇所の隔離操作実施後に，原子炉注水を実施する。

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
線量率の評価点は原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近としており，有効燃料棒頂部の約 15m 上の水位での線量率は 1.0×10^{-3}mSv/h 以下であり，この水位において放射線の遮蔽は維持されている。	却系）に切り替えて原子炉除熱を行う。 線量率の評価点は原子炉建屋原子炉棟6 階の床付近としており，燃料有効長頂部の約15m 上の水位での線量率は1.0×10^{-3}mSv／h 以下であり，この水位において放射線の遮蔽は維持されている。	線量率の評価点は原子炉建物原子炉棟４階の燃料取替機台車床としており，燃料棒有効長頂部の約15m上の水位での線量率は1.0×10^{-3}mSv/h以下であり，この水位において放射線の遮蔽は維持されている。	
b．評価項目等 原子炉水位は，第 5.3.5 図に示すとおり，有効燃料棒頂部の約 15m 上まで低下するに留まり，燃料は冠水維持される。 第 5.3.6 図に示すとおり，必要な遮蔽※3 が維持できる水位である有効燃料棒頂部の約 3.0m 上を下回ることがないため，放射線の遮蔽は維持される。なお，線量率の評価点は原子炉建屋オペレーティングフロアの床付近としている。 また，全制御棒全挿入状態が維持されているため，未臨界は確保されている。 原子炉水位回復後，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を停止し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による原子炉圧力容器除熱を行うことで，安定状態を維持できる。 本評価では，「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。 ※3 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。原子炉冷却材流出における原子炉建屋オペレーティングフロアでの作業時間及び作業員の退避は 1 時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも 10mSv となるため，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。 本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋オペレーティングフロアでの操作を必要な作業としていないが，燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへの注水について仮に考慮し，可搬型スプレイヘッダ及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。 必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は，定期検査作業時での原子炉建屋オペレーティングフロアにおける線量率を考慮した値である。	b．評価項目等 原子炉水位は，第 5.3－4 図に示すとおり，燃料有効長頂部の約 15m 上まで低下するにとどまり，燃料は冠水維持される。 第 5.3－5 図に示すとおり，必要な遮蔽※が維持できる水位である燃料有効長頂部の約 2.6m 上を下回ることがないため，放射線の遮蔽は維持される。なお，線量率の評価点は原子炉建屋原子炉棟６階の床付近としている。 また，全制御棒全挿入状態が維持されているため，未臨界は確保されており，安定状態を維持できる。 本評価では，「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。 ※ 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv／h とする。原子炉冷却材流出における原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業時間及び作業員の退避は 2.2 時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも 22mSv となるため，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。 本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋原子炉棟６階での操作を必要な作業としていないが，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作について仮に考慮し，可搬型スプレイノズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。 必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv／h は，施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟6 階における線量率を考慮した値である。	b．評価項目等 原子炉水位は第 5.3.2－1 図に示すとおり，燃料棒有効長頂部の約 15m 上まで低下するに留まり，燃料は冠水維持される。 第 5.3.2－2 図に示すとおり，必要な遮蔽※3が維持できる水位である燃料棒有効長頂部の約 2.5m 上を下回ることがないため，放射線の遮蔽は維持される。なお，線量率の評価点は原子炉建物原子炉棟４階の燃料取替機台車床としている。 また，全制御棒全挿入状態が維持されているため，未臨界は確保されている。 原子炉水位回復後，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を停止し，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による原子炉圧力容器除熱を行うことで，安定状態を維持できる。 本評価では，「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。 ※３　必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。原子炉冷却材流出における原子炉建物原子炉棟４階での作業時間及び作業員の退避は２時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも20mSvとなるため，緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。 本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建物原子炉棟４階での操作を必要な作業としていないが，燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）を使用した燃料プールへの注水について仮に考慮し，可搬型スプレイノズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。 必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは，定期事業者検査作業時での原子炉建物原子炉棟４階における線量率を考慮した値である。	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉の運転員及び重大事故等対応要員による作業時間並びに現場作業員の退避時間を考慮した評価結果。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
この線量率となる水位は有効燃料棒頂部の約 3.0m 上（原子炉ウェル満水から約 14m 下）の位置である。 （添付資料 4.1.2，5.1.6，5.3.3）	この線量率となる水位は燃料有効長頂部の約2.6m上（原子炉ウェル満水から約14m下）の位置である。 （添付資料 5.1.5，5.3.1，5.3.3）	この線量率となる水位は燃料棒有効長頂部の約2.5m上（原子炉ウェル満水から約14m下）の位置である。 （添付資料 4.1.2，5.1.6，5.3.3）	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
5.3.3 評価条件の不確かさの影響評価 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 本重要事故シーケンスは，事象進展が緩やかであり，運転員等操作である待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）により，水位を回復させ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，待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作とする。	5.3.3 評価条件の不確かさの影響評価 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 本重要事故シーケンスは，事象進展が緩やかであり，運転員等操作である待機中の残留熱除去系（低圧注水系）により，水位を回復させ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，待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作とする。	5.3.3　評価条件の不確かさの影響評価 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 本重要事故シーケンスは，事象進展が緩やかであり，運転員等操作である待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）により，水位を回復させ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，原子炉冷却材流出の停止操作及び待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作とする。	・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，原子炉注水前に漏えい箇所の隔離操作を実施するとしており，不確かさの影響を確認する。
(1) 評価条件の不確かさの影響評価 ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 5.3.2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を確認する。また，評価条件の設定に当たっては，評価項目に対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の原子炉水温は評価条件の 52℃に対して最確条件は約 37℃～約 48℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉水温より低くなり，沸騰開始時間は遅くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなり，原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	(1) 評価条件の不確かさの影響評価 ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 5.3－2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を確認する。また，評価条件の設定に当たっては，評価項目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	(1)　評価条件の不確かさの影響評価 a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 5.3.2-1 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確認する。また，評価条件の設定に当たっては，評価項目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	・評価方針の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉はＢＷＲ－５であり，ＲＨＲ吸い込み配管は再循環配管から取水しているため，燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持されること，また崩壊熱除去機能喪失を仮定

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
			した場合も，原子炉水温が 100℃に到達するまでの時間が事象発生から５時間以上と長いため，崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発を考慮していない。
初期条件の原子炉水位は，評価条件の原子炉ウェル満水に対して最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なり，原子炉ウェル水張り実施中においては，評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが，既に原子炉注水を実施しており，また原子炉冷却材流出の停止のための隔離操作は，原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	初期条件の原子炉水位は，評価条件の原子炉ウェル満水に対して最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なり，原子炉ウェル水張り実施中においては，評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが，既に原子炉注水を実施しており，運転員等操作時間に与える影響はない。	初期条件の原子炉水位は，評価条件の原子炉ウェル満水に対して最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なり，原子炉ウェル水張り実施中においては，評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが，既に原子炉注水を実施しており，また原子炉冷却材流出の停止のための隔離操作は，原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	・評価条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，漏えい箇所の隔離操作実施後に，原子炉注水を実施する。
初期条件のプールゲートの状態は評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している保有水量より多くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなるが，原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	初期条件のプールゲートの状態は評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している保有水量より多くなるため，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなるが，原子炉注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	初期条件のプールゲートの状態は評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している保有水量より多くなるため，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなるが，原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，原子炉注水前に漏えい箇所の隔離操作を実施する。
初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉圧力容器の未開放時は，原子炉水位計による警報発生，緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため，運転員等操作時間が早くなり，原子炉圧力容器の開放時は，評価条件と同様となるが，原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉圧力容器の未開放時は，原子炉水位（広帯域）による警報発生，緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため，運転員等操作時間が早くなり，原子炉圧力容器の開放時は，評価条件と同様となるが，原子炉注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器の開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉圧力容器の未開放時は，原子炉水位計による警報発生，緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため，運転員等操作時間が早くなり，原子炉圧力容器の開放時は，評価条件と同様となるが，原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，原子炉注水前に漏えい箇所の隔離操作を実施する。
(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の原子炉水温について，評価条件の 52℃に対して	(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	・評価方針の相違

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
最確条件は約 37℃～約 48℃であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなり，沸騰開始時間は遅くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。			【柏崎 6/7】 島根２号炉はＢＷＲ-５であり，ＲＨＲ吸い込み配管は再循環配管から取水しているため，燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持されること，また崩壊熱除去機能喪失を仮定した場合も，原子炉水温が 100℃に到達するまでの時間が事象発生から５時間以上と長いため，崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発を考慮していない。
初期条件の原子炉水位及び原子炉圧力容器の状態について，評価条件の原子炉圧力容器の開放及び原子炉ウェル満水に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉ウェルの水張りを実施しているため初期水位が原子炉ウェル満水と高い位置となるが，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待できず，また原子炉水位計の警報による運転員の認知に期待できないため，速やかな認知が困難である。一方，原子炉圧力容器の未開放時は，原子炉圧力容器の開放時と比べて，初期水位が低い位置であるが，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき，かつ，原子炉水位計による警報発生，緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，さらに放射線の遮蔽を維持できる有効燃料棒頂部の約 2.0m 上に到達するまでの時間（約１時間）は認知の時間に比べて十分長い。	初期条件の原子炉水位及び原子炉圧力容器の状態について，評価条件の原子炉圧力容器の開放及び原子炉ウェル満水に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉ウェルの水張りを実施しているため初期水位が原子炉ウェル満水と高い位置となるが，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待できず，また原子炉水位（広帯域）の警報による運転員の認知に期待できないため，速やかな認知が困難である。一方，原子炉圧力容器の未開放時は，原子炉圧力容器の開放時と比べて，初期水位が低い位置であるが，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき，かつ，原子炉水位（広帯域）による警報発生，緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，さらに放射線の遮蔽を維持できる燃料有効長頂部の約 1.7m 上に到達するまでの時間（約 2.3 時間）は認知の時間に比べて十分長い。	初期条件の原子炉水位及び原子炉圧力容器の状態について，評価条件の原子炉圧力容器の開放及び原子炉ウェル満水に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉圧力容器の開放時は，原子炉ウェルの水張りを実施しているため初期水位が原子炉ウェル満水と高い位置となるが，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待できず，また原子炉水位計の警報による運転員の認知に期待できないため，速やかな認知が困難である。一方，原子炉圧力容器の未開放時は，原子炉圧力容器の開放時と比べて，初期水位が低い位置であるが，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき，かつ，原子炉水位計による警報発生，緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため，放射線の遮蔽を維持できる燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上に到達するまでの時間（事象発生から約 50 分）までの認知が可能である。	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
このため，現場作業員の退避時の被ばくを考慮した際も必要な放射線の遮蔽は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小さい。また，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間（停止１日後）は 2 時間以上と長く，認知後すぐに隔離による原子炉冷却材流出の停止操作及び原子炉注水操作を行えるため，操作時間が十分あることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	このため，現場作業員の退避時の被ばくを考慮した際も必要な放射線の遮蔽は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小さい。また，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は約 3.5 時間と長く，認知後すぐに原子炉注水操作を行えるため，操作時間が十分あることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	このため，現場作業員の退避時の被ばくを考慮した際も必要な放射線の遮蔽は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小さい。また，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は約 1.3 時間の時間余裕があり，認知後すぐに隔離による原子炉冷却材流出の停止操作及び原子炉注水操作を行えるため，操作時間が十分あることから，評価項目となるパラメータ	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

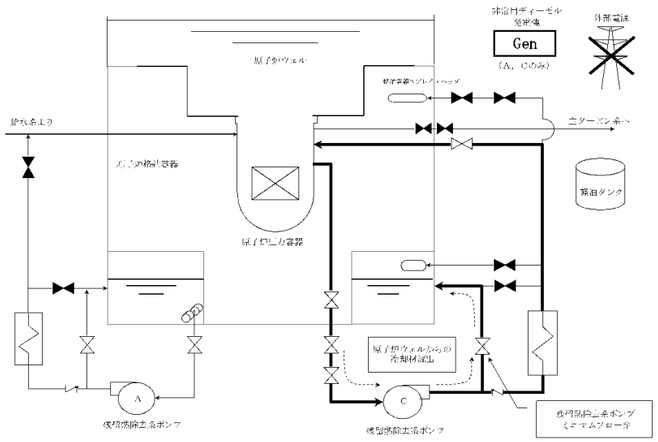
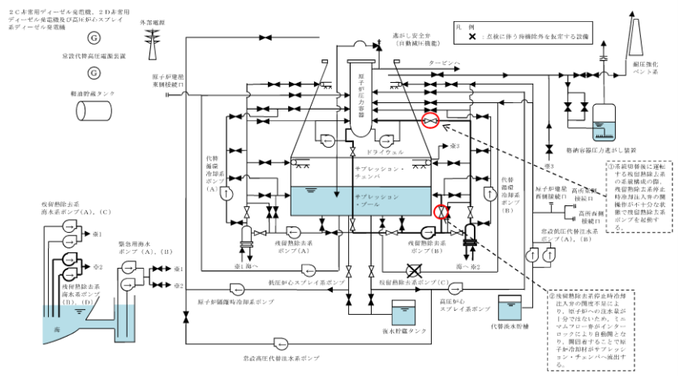
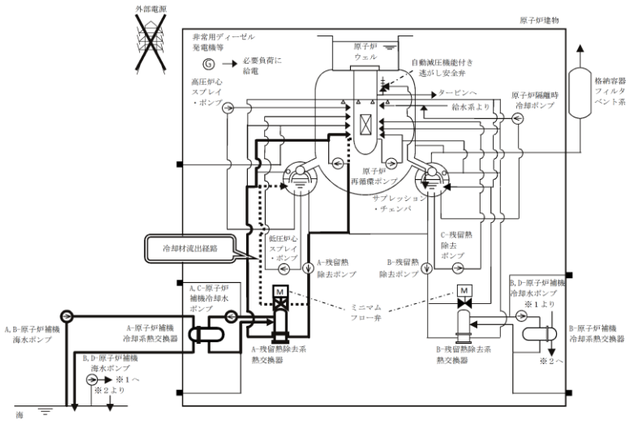
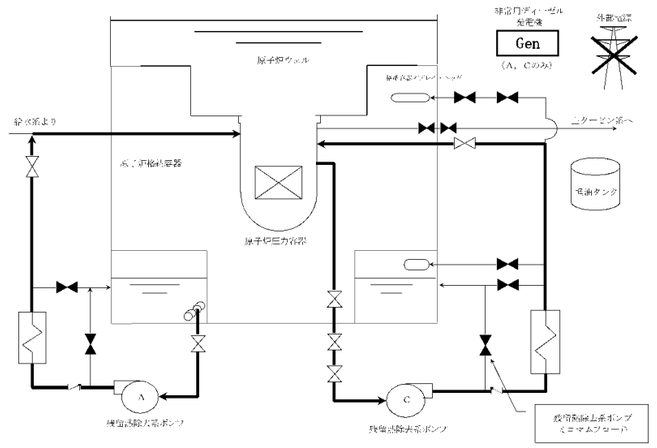
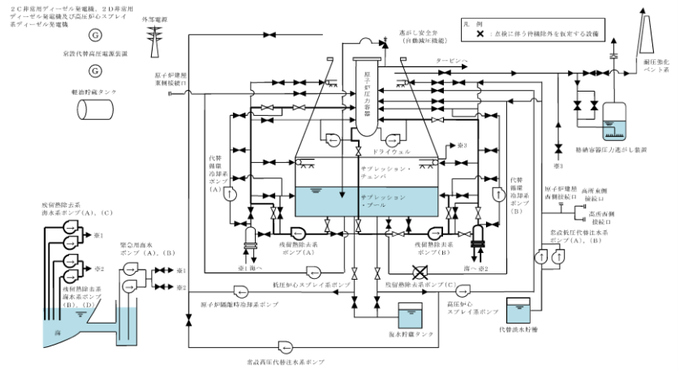
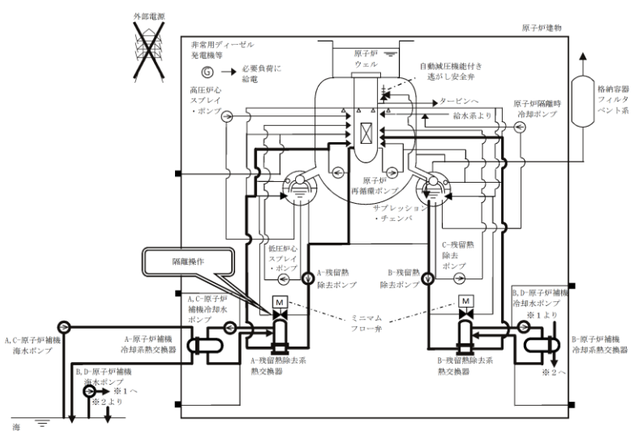
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
初期条件のプールゲートの状態において評価条件のプールゲート閉に対して，最確条件はプールゲート開であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している保有水量より多くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	初期条件のプールゲートの状態において評価条件のプールゲート閉に対して，最確条件はプールゲート開であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している保有水量より多くなるため，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	に与える影響は小さい。 初期条件のプールゲートの状態において評価条件のプールゲート閉に対して，最確条件はプールゲート開であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している保有水量より多くなるため，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	
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 操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から 2 時間後を設定している。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，運転員の残留熱除去系系統切替え時のプラント状態確認による早期の認知に期待できるため，評価の想定と比べ，早く事象を認知できる可能性があり，評価上の操作開始時間に対し，実態の原子炉冷却材流出の停止操作が早くなることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	(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 操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から２時間後を設定している。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，運転員の残留熱除去系系統切替え時のプラント状態確認による早期の認知に期待できるため，評価の想定と比べ，早く事象を認知できる可能性があり，評価上の操作開始時間に対し，実態の原子炉冷却材流出の停止操作が早くなることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	・評価条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，漏えい箇所の隔離操作実施後に，原子炉注水を実施する。
操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は，評価上の操作開始時間として，原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の時間を考慮し，事象発生から 2 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり，評価では事象発生から 2 時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが，実態は運転員の残留熱除去系系統切替え時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき，速やかに原子炉注水操作を実施するため，その開始時間は早くなることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による注水操作は，評価上の操作開始時間として，原子炉水位の低下に伴う異常の認知を考慮し，事象発生から約 2 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり，評価では事象発生から約 2 時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが，実態は運転員の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）系統切替時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき，速やかに原子炉注水操作を実施するため，その開始時間は早くなることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は，評価上の操作開始時間として，原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の時間を考慮し，事象発生から２時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり，評価では事象発生から２時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが，実態は運転員の残留熱除去系系統切替え時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき，速やかに原子炉注水操作を実施するため，その開始時間は早くなることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	・評価条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，漏えい箇所の隔離操作実施後に，原子炉注水を実施する。

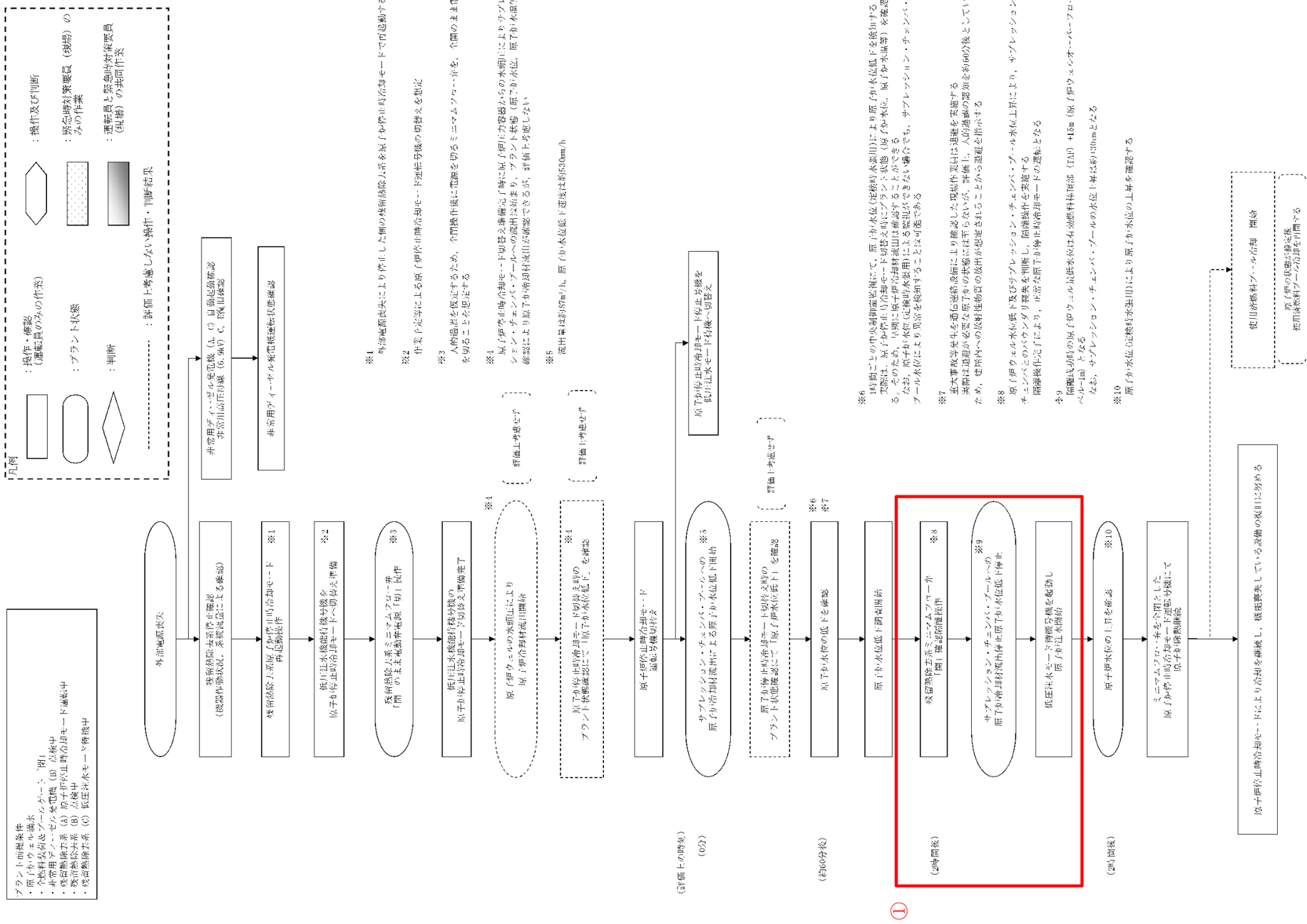
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから，評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから，評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。 （添付資料 5.3.4）	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから，評価項目となるパラメータに与え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 操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は，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が早まり，原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから，評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間が早まり，原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから，評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。 （添付資料 5.3.4）	・評価条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，漏えい箇所の隔離操作実施後に，原子炉注水を実施する。
(2) 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。 操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作について，必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまで約 13 時間であり，事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は 2 時間であることから，時間余裕がある。 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作について，必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまで約 13 時間であり，事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は 2 時間であることから，時間余裕がある。 （添付資料 5.3.4）	(2) 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。 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）の注水操作について，必要な遮蔽が維持される最低水位に到達するまで約 20 時間であり，事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は 2 時間であることから，時間余裕がある。	(2)　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。 操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作について，必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約10時間後であり，事故を認知して漏えい箇所の隔離が完了し，原子炉注水を開始するまでの時間は事象発生から２時間後であることから，時間余裕がある。 操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作について，必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約10時間後であり，事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は事象発生から２時間後であることから，時間余裕がある。 （添付資料5.3.4）	・評価条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，漏えい箇所の隔離操作実施後に，原子炉注水を実施する。 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7】 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
(3) まとめ 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，評価条件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	(3) まとめ 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，評価条件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	(3)　まとめ 評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，評価条件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	

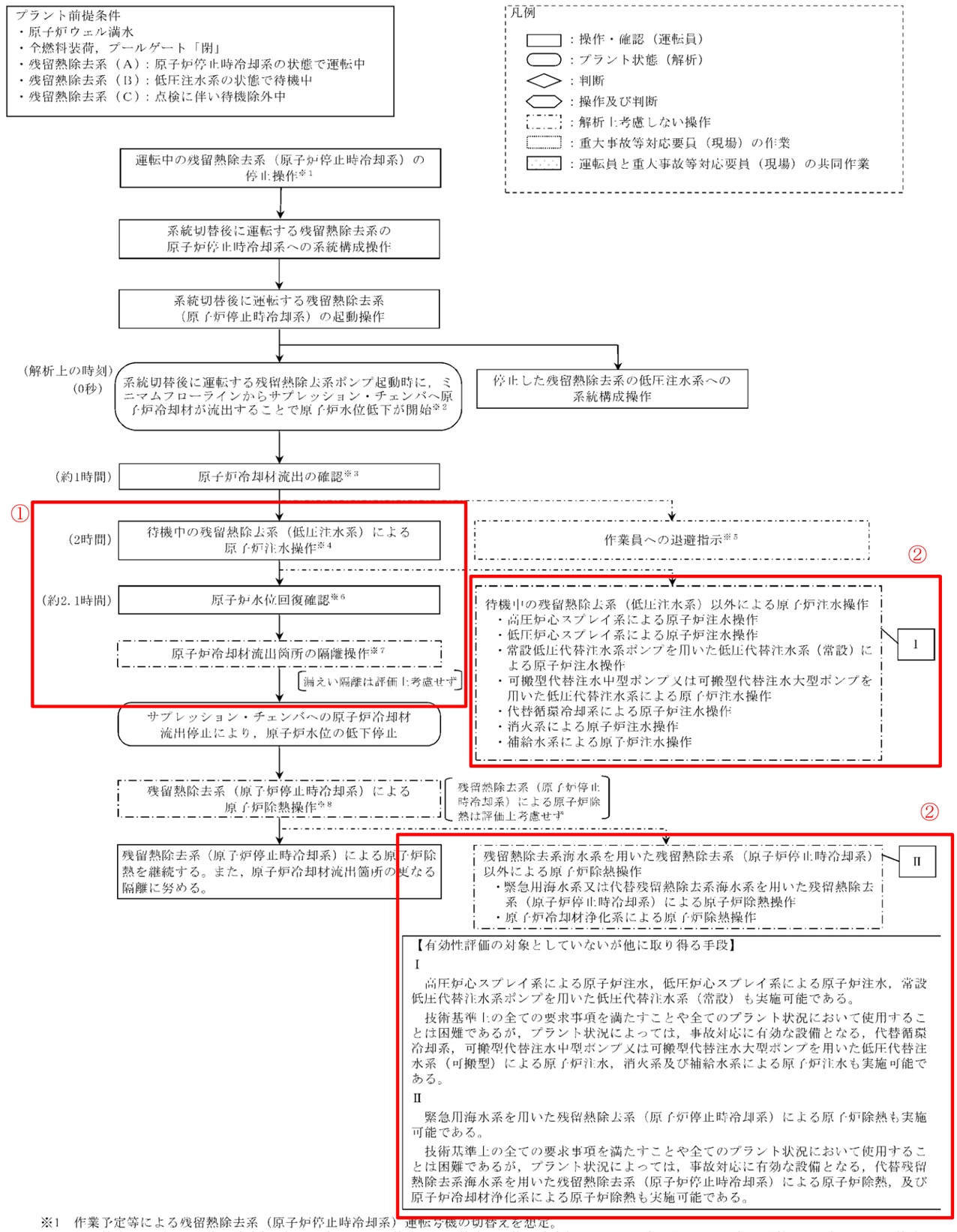
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
いても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。	いても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。 （添付資料 5.3.4）	いても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 このほか，評価項目となるパラメータに対して，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。	
5.3.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」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必要な要員は，「5.3.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり 14 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 64 名で対処可能である。	5.3.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において，重大事故等対策時における必要な要員は，「5.3.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり9 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の37 名で対処可能である。	5.3.4　必要な要員及び資源の評価 (1)　必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において，重大事故等対策時における必要な要員は，「5.3.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり10名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している緊急時対策要員の43名で対処可能である。	・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 10 名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。
(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において，必要な水源，燃料及び電源は，「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 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については，必要な注水量が少なく，また，サプレッション・チェンバのプール水を水源とすることから，枯渇することはないため，7 日間の継続実施が可能である。 b．燃料 非常用ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生後 7 日間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	(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において，必要な水源，燃料及び電源は，「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 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水については，必要な注水量が少なく，また，サプレッション・チェンバのプール水を水源とすることから，枯渇することはないため，7 日間の継続実施が可能である。 b．燃料 本重要事故シーケンスは，外部電源がある場合を想定した事象であるため，軽油貯蔵タンクに保有する軽油の使用は想定していない。	(2)　必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において，必要な水源，燃料及び電源は，「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 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については，必要な注水量が少なく，また，サプレッション・チェンバのプール水を水源とすることから，枯渇することはないため，７日間の継続実施が可能である。 b．燃料 非常用ディーゼル発電機等による電源供給については，事象発生後７日間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。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，これら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	・評価条件の相違 【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。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
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 1,519kL）		による電源供給について，７日間の継続が可能である。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。
6 号及び 7 号炉の各軽油タンクにて約 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，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 5.3.5）		緊急時対策所用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，７日間の運転継続に約８㎥の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約 45㎥の軽油を保有しており，この使用が可能であることから，緊急時対策所用発電機による電源供給について，７日間の継続が可能である。 （添付資料5.3.5）	・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】
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によって給電を行うものとする。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は，外部電源がある場合を想定した事象であるため，非常用ディーゼル発電機等からの電源供給は想定していない。	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は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。	・評価条件の相違 【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，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】
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		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。	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
ての電源供給が可能である。			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。
5.3.5 結論 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では，系統切替え操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出することで原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する燃料損傷防止対策としては，残留熱除去系による原子炉注水手段を整備している。 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「残留熱除去系の系統切替え時に操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外へ流出する事故」について有効性評価を実施した。 上記の場合においても，残留熱除去系による原子炉注水を行うことにより，燃料は露出することなく有効燃料棒頂部は冠水しているため，燃料損傷することはない。 その結果，有効燃料棒頂部の冠水，放射線の遮蔽の維持及び制御棒の全挿入状態が維持されており未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 評価条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間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，残留熱除去系による原子炉注水等の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。	5.3.5 結論 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では，系統切替操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出することで原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する燃料損傷防止対策としては，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段を整備している。 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「原子炉冷却材の流出（ＲＨＲ系統切替時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について有効性評価を実施した。 上記の場合においても，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行うことにより，燃料は露出することなく燃料有効長頂部は冠水しているため，燃料損傷することはない。 その結果，燃料有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽の維持及び制御棒の全挿入状態が維持されており未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 評価条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間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，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水等の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。	5.3.5　結論 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では，系統切替え操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出することで原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する燃料損傷防止対策としては，原子炉冷却材流出の停止及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段を整備している。 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「原子炉冷却材の流出（残留熱除去系切替時の冷却材流出）＋流出隔離・炉心冷却失敗」について有効性評価を実施した。 上記の場合においても，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことにより，燃料は露出することなく燃料棒有効長頂部は冠水しているため，燃料損傷することはない。 その結果，燃料棒有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽の維持及び制御棒の全挿入状態が維持されており未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 評価条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。 重大事故等対策時に必要な要員は，緊急時対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 以上のことから，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水等の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。	・評価条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，漏えい箇所の隔離操作実施後に，原子炉注水を実施する。

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
 第5.3.1 図　「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策の概略系統図(1/2)　（原子炉停止時冷却系統構成失敗）	 第 5.3－1 図 原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図（1／2）（原子炉冷却材流出の発生段階）	 第5.3.1－1(1)図　「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策の概略系統図（原子炉停止時冷却系統構成失敗）	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
 第5.3.2 図　「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策の概略系統図(2/2)　（原子炉注水及び原子炉停止時冷却））	 第 5.3－1 図 原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図（2／2）（残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水段階	 第 5.3.1－1(2)図　「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策の概略系統図（漏えい箇所の隔離操作，原子炉注水及び原子炉停止時冷却）	

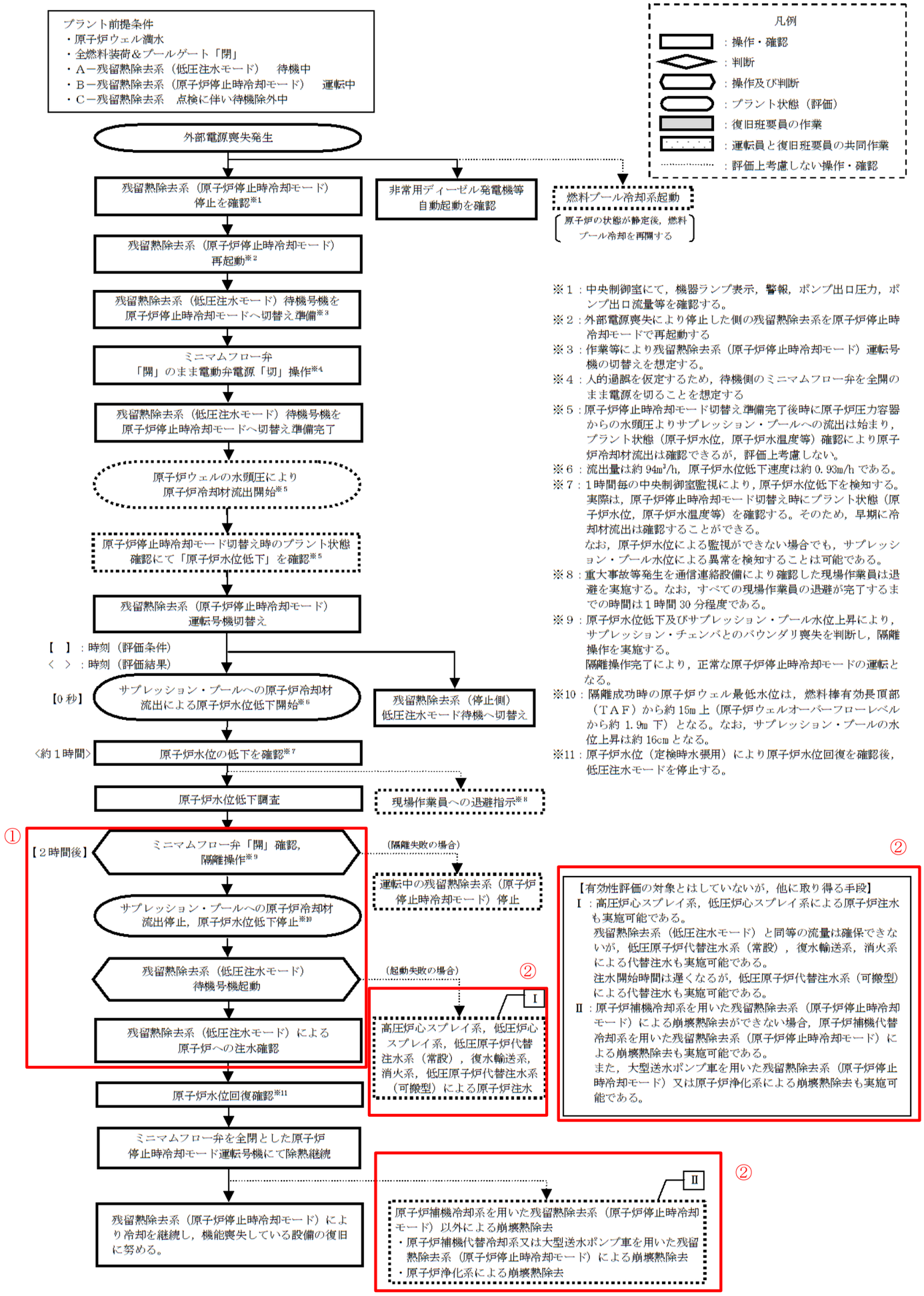

凡例
：操作・確認（運転員のみの作業）
：操作及び判断
：プラント状態
：緊急時対策要員（現場）のみの作業
：判断
：運転員と緊急時対策要員（現場）の共同作業
：評価上考慮しない操作・判断結果
プラント前提条件
・原子炉ウェル満水
・全給料装荷炉ブーンダリ：「閉」
・非常用ディーゼル発電機（B）点検中
・残留熱除去系（A）原子炉停止時冷却モード運転中
・残留熱除去系（B）点検中
・残留熱除去系（C）低圧注水モード待機中
外部電源喪失
残留熱除去系による原子炉停止時冷却モードでの冷却を想定
※1
外部電源喪失により停止した側の残留熱除去系を原子炉停止時冷却モードで冷却継続する
※2
作業手順等による原子炉停止時冷却モードへの切替えを想定
※3
人的過誤を仮定するため，全閉操作後に電源を切るミニマムフロー弁を，全開のまま電源を切ることと想定する
※4
原子炉停止時冷却モード切替え準備完了時に原子炉圧力容器からの水頭によりサプレッション・チェンバ・プールへの流出が始まり，プラント状態（原子力水位，原子力水温等）
確認により原子力発電所長が確認できるが，評価上考慮しない
※5
流出量は約87m³/h，原子力水位低下速度は約530mm/h
※6
国内ことの中央制御室監視にて，原子力水位（狭帯域水張計）により原子力水位低下を検知する
実際は，原子炉停止時冷却モード切替え前にアラント状態（原子力水位，原子力水温等）を確認する。そのため，早期に原子炉冷却材流出は検知することができる
なお，原子力水位（広帯域水張用）による監視ができない場合でも，サプレッション・チェンバ・プール水位により異常を検知することは可能である
※7
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業には退避を実施する
実際は退避が必要な原子力の状態には至らないが，評価上，人的過誤の認知を約60分後としているため，世界内への放射性物質の放出が想定されることから退避を指示する
※8
原子炉ウェル水位低下及びサプレッション・チェンバ・プール水位上昇により，サプレッション・チェンバのベントゲリ異常を判断し，隔離操作を実施する
隔離操作完了により，正常な原子力発電所停止時冷却モードの運転となる
※9
隔離成功時の原子炉ウェル及び低水位は有効燃料棒頂部（T.P. +16m）原子炉ウェルオーバーフローレベル（+16m）となる
なお，サプレッション・チェンバ・プールの水位上昇は約130cmとなる
※10
原子力水位が注水開始により原子力水位の上昇を確認する
原子炉停止時冷却モード切替え準備
原子炉停止時冷却モード切替え
原子炉圧力容器からの水頭により原子力水位低下開始
（約6分）
原子力水位低下継続
（約60分後）
原子力水位低下調査開始
原子力水位低下継続
（2時間後）
①
残留熱除去系ミニマムフロー弁「閉」確認操作
サプレッション・チェンバ・プールへの原子力水排水開始
（2時間後）
低圧注水モード待機号機を起動し原子力注水開始
原子炉水位の上昇を確認
ミニマムフロー弁を全閉とした原子力停止時冷却モード運転号機にて原子力水張継続
低圧注水モード待機号機　開始
原子炉圧力容器下鏡部
燃料有効長頂部
燃料有効長底部
原子炉ウェル
原子炉圧力容器
原子炉ウェル
原子炉圧力容器
原子炉ウェル
原子炉圧力容器



※1　作業予定等による残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転号機の切替えを想定。
※2　残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時，残留熱除去系停止時冷却注入弁の開度が不十分な状態で切替後に運転する残留熱除去系ポンプを起動することにより，ミニマムフロー弁が自動開となり，開固着することで原子炉冷却材がサプレッション・チェンバへ流出することを想定する（原子炉冷却材の流出量は47m³／h，原子炉水位の低下速度は約0.75m／h）。
※3　1時間毎の中央制御室の巡視により原子炉水位の低下及びサプレッション・プール水位の上昇により，原子炉冷却材の流出を検知するものとしている。
※4　注水前の原子炉ウェル水位は燃料有効長頂部から約15m上（原子炉ウェルオーバーフローレベル－1.5m）となる。なお，サプレッション・チェンバの水位上昇は約0.3mである。
※5　現場作業員は，当直発電長の送受話器（ページング）による退避指示を確認後，退避する。なお，全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は，1時間程度である。
※6　原子炉水位の回復を確認する。燃料の冠水及び必要な放射線の遮蔽等を維持することで評価項目を満足しており，安定状態を維持できる。
※7　残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作で原子炉水位を維持した状態での操作であるため，十分な時間余裕がある。
※8　残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を閉状態にする。

第5.3－2 図原子炉冷却材の流出の対応手順の概要

備考
差異理由は，島根2号炉「第5.3.1－2図　「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要」の備考欄参照。



※1：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ出口圧力，ポンプ出口流量等を確認する。
※2：外部電源喪失により停止した側の残留熱除去系を原子炉停止時冷却モードで再起動する
※3：作業等により残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転号機の切替えを想定する。
※4：人的過誤を仮定するため，待機側のミニマムフロー弁を全開のまま電源を切ることを想定する
※5：原子炉停止時冷却モード切替え準備完了後時に原子炉圧力容器からの水頭圧よりサプレッション・プールへの流出は始まり，プラント状態（原子炉水位，原子炉水温度等）確認により原子炉冷却材流出は確認できるが，評価上考慮しない。
※6：流出量は約 94m³/h，原子炉水位低下速度は約 0.93m/h である。
※7：1時間毎の中央制御室監視により，原子炉水位低下を検知する。
実際は，原子炉停止時冷却モード切替え時にプラント状態（原子炉水位，原子炉水温度等）を確認する。そのため，早期に冷却材流出は確認することができる。
なお，原子炉水位による監視ができない場合でも，サプレッション・プール水位による異常を検知することは可能である。
※8：重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。なお，すべての現場作業員の退避が完了するまでの時間は1時間 30 分程度である。
※9：原子炉水位低下及びサプレッション・プール水位上昇により，サプレッション・チェンバとのバウンダリ喪失を判断し，隔離操作を実施する。
隔離操作完了により，正常な原子炉停止時冷却モードの運転となる。
※10：隔離成功時の原子炉ウェル最低水位は，燃料棒有効長頂部（TAF）から約 15m 上（原子炉ウェルオーバーフローレベルから約 1.9m 下）となる。なお，サプレッション・プールの水位上昇は約 16cm となる。
※11：原子炉水位（定検時水張用）により原子炉水位回復を確認後，低圧注水モードを停止する。

第 5.3.1－2 図　「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要

備　考
・評価条件の相違 【東海第二】 ①島根2号炉は，漏えい個所の隔離操作実施後，原子炉を注水。 ・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 ②島根2号炉は，有効性評価の対象としていないが，ほかに取り得る手段を記載。

原子炉冷却材の流出

操作内容	実施箇所・必要人員数						操作内容詳細	経過時間（時間）	備考
	当直長		1人	中央監視 緊急時対策本部連絡				0　0.5　1　1.5　2　2.5　3　3.5　4　4.5　5	
	指揮者	6号	当直副長	1人	発電所運営管理指揮			▽事象発生	
		7号	当直副長	1人				▽第60分　原子炉水位低下確認	
	運転操作者	現場操作等本部要員		6人	中央制御室待避 発電所外待避禁止			▽2時間　サプレッション・チェンバ・プールへの原子炉冷却材流出停止 2時間　原子炉注水開始	
	運転班 （中央制御室）		運転班 （現場）		緊急時対策要員 （現場）				
	6号	7号	6号	7号	6号	7号			
指揮場所	1人 A	1人 a	－	－	－	－	・外部電源喪失確認		
							・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）モード　手動起動 原子炉停止時冷却系モード　手動起動	10分	残留熱除去系ポンプ（A）
							・非常用ディーゼル発電機起動確認		
残留熱除去系　中央制御	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系） 原子炉停止時冷却系モード　手動操作	15分	残留熱除去系ポンプ（A）
原子炉停止時冷却モード切換操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系） 原子炉停止時冷却系モード　系統構成	30分	残留熱除去系ポンプ（A）　ミニマムフロー「閉」で注水先を隔離
	－	－	2人 C，D	2人 c，d	－	－	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系） 原子炉停止時冷却モード　系統構成	30分	残留熱除去系ポンプ（B）
	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系） 原子炉停止時冷却系モード　手動操作	15分	残留熱除去系ポンプ（A）
	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系（運転操作） 原子炉停止時冷却モード　系統構成へ切替え	60分	残留熱除去系ポンプ（A）
	－	－	（2人） C，D	（2人） c，d	－	－	・残留熱除去系（運転操作） 原子炉停止時冷却モード　系統構成へ切替え	60分	残留熱除去系ポンプ（B）
原子炉本体周辺操作	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・原子炉水位，圧力計測	監視継続	監視継続
	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・原子炉水位低下確認／現場操作	60分	
	－	－	（2人） C，D	（2人） c，d	－	－	・原子炉注水設備準備	10分	
	－	－			－	－	・原子炉水位低下確認／現場操作	50分	原子炉冷却材浄化系ポンプによる原子炉水位上昇を確認することで漏えい箇所を特定する
	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系） 原子炉停止時冷却モード　手動操作	5分	原子炉本体周辺室，復旧作業エリア　到着
使用済燃料プール冷却　一部 （冷温停止維持中）	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・スキマサージタンク水位確認 ・燃料プール冷却浄化系　系統構成	・可搬動準備としてポンプ車の準備及びスキマサージタンクへの給水を開始する　30分	燃料プール水温「65℃」以下維持 運転を継続できること
	（1人） A	（1人） a	－	－	－	－	・燃料プール冷却浄化系運転	・燃料プール代替冷却系ポンプを起動し使用済燃料プールの冷却を開始する ・必要に応じてスキマサージタンクの補給を実施する　30分	
必要人員数　合計	1人 A	1人 a	2人 C，D	2人 c，d	9人				

（　）内の数字は移動の作業終了後，移動して対応する人員数

第 5.3.4 図　「原子炉冷却材の流出」の作業と所要時間

備　考

差異理由は，島根２号炉「第 5.3.1－3 図　「原子炉冷却材の流出」の作業と所要時間」の備考欄参照。

運転停止中　原子炉冷却材の流出

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は作業後移動してきた要員 責任者	当直発電長	1人	中央監視運転操作指揮	操作の内容	経過時間（時間） -1 / 0 / 1 / 2 / 3 / 4	備考
	指揮	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐			
	指揮者	災害対策要員（指揮者等）	4人	初期での指揮、発電所内体制構築			
	当直運転員（中央制御室）	当直運転員（現場）		重大事故等対応要員（現場）			
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替操作	–	2人 B，C	–		●運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止操作（現場）	45 分	残留熱除去系ポンプ（A）
	1人 A	–	–		●運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止操作（中央制御室）	9 分	
	【1人】 A	–	–		●系統切替後に運転する残留熱除去系の原子炉停止時冷却系への系統構成操作及び起動操作	20 分	残留熱除去系ポンプ（B）
	–	【2人】 B，C	–		●停止した残留熱除去系の低圧注水系への系統構成（現場）	45 分	残留熱除去系ポンプ（A）
	【1人】 A	–	–		●停止した残留熱除去系の低圧注水系への系統構成操作（中央制御室）	7 分	
状況判断	【1人】 A	–	–		●原子炉冷却材流出の確認	10 分	残留熱除去系ポンプ（B）
作業員への退避指示	–	–	–		●当直発電長による作業員への退避指示	60 分以内に退避完了	解析上考慮しない 中央制御室で当直発電長が指示する
待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作	【1人】 A	–	–		●原子炉水位，温度監視	適宜監視	
	【1人】 A	–	–		●残留熱除去系海水系の起動操作	4 分	残留熱除去系ポンプ（A）
					●残留熱除去系（低圧注水系）の起動操作	2 分	
					●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水の流量調整操作	原子炉水位を通常運転水位付近で維持	
原子炉冷却材流出箇所の隔離操作	【1人】 A	–	–		●原子炉冷却材流出の原因調査，隔離操作，残留熱除去系ポンプの停止操作	原因調査後，隔離操作，及び残留熱除去系ポンプの停止を実	残留熱除去系ポンプ（B） 解析上考慮しない
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作	【1人】 A	–	–		●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱の起動準備操作	隔離操作及び残留熱除去系ポンプの停止を実施後に，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の起動を実施	残留熱除去系ポンプ（A） 解析上考慮しない
	【1人】 A	–	–		●残留熱除去系海水系の起動操作		
	–	【2人】 B，C	–		●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱の起動操作		
	【1人】 A	–	–		●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱状態の監視		
必要要員合計	1人 A	2人 B，C	0人				

第 5.3－3 図 原子炉冷却材の流出時の作業と所要時間

備　考
差異理由は，島根２号炉「第 5.3.1－3 図　「原子炉冷却材の流出」の作業と所要時間」の備考欄参照。

原子炉冷却材の流出

必要な要員と作業項目					操作内容	経過時間（分）0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130 140 150 160 170 / 経過時間（日）5 6 7	備考
手順の項目	実施箇所・必要人員数						
	責任者	当直長	1人	中央制御室監視 緊急時対策本部連絡			
	指揮者	当直副長	1人	運転操作指揮			
	通報連絡等を行う要員	指示者	1人	初動での指揮			
		連絡責任者 連絡担当者	4人	発電所内外連絡			
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）		復旧班要員			
状況判断	1人 A	—		—	・外部電源喪失確認 ・残留熱除去系 （原子炉停止時冷却モード）（運転側）停止確認 ・非常用ディーゼル発電機等自動起動確認	事象発生 約1時間後　原子炉水位低下検知 2時間後　サプレッション・プールへの原子炉冷却材流出停止 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水 10分	 Ｂ－残留熱除去ポンプ
残留熱除去系 （原子炉停止時冷却モード） 再起動	(1人) A	—		—	・残留熱除去系 （原子炉停止時冷却モード）（運転側）起動	10分	Ｂ－残留熱除去ポンプ
残留熱除去系 （原子炉停止時冷却モード） 切替え操作	(1人) A	—		—	・残留熱除去系 （原子炉停止時冷却モード）（待機側）系統構成（中央制御室）	20分	Ａ－残留熱除去ポンプ
	—	2人 B, C		—	・残留熱除去系 （原子炉停止時冷却モード）（待機側）系統構成（現場）	20分	Ａ－残留熱除去ポンプ
	(1人) A	—		—	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）（運転側）から 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）（待機側）へ切替え操作	20分	Ｂ－残留熱除去ポンプから Ａ－残留熱除去ポンプ
現場作業員への退避指示	—	—		—	・当直長による現場作業員への退避指示	1時間30分以内に退避完了	評価上考慮せず 中央制御室で当直長が指示する
原子炉水位回復操作	(1人) A	—		—	・原子炉水位，温度監視	適宜監視	
	(1人) A	—		—	・残留熱除去系 （低圧注水モード）（停止側） 系統構成（中央制御室）	20分	Ｂ－残留熱除去ポンプ
	—	(2人) B, C		—	・残留熱除去系 （低圧注水モード）（停止側） 系統構成（現場）	20分	Ｂ－残留熱除去ポンプ
	(1人) A	—		—	・原子炉水位低下調査／隔離操作	60分	原子炉冷却材流出停止により 正常な原子炉停止時冷却モード運転が開始される
	—	(2人) B, C		—	・放射線防護具準備	10分	
	—			—	・原子炉水位低下調査／隔離準備操作	50分	
	(1人) A	—		—	・残留熱除去系（低圧注水モード）起動操作	10分 原子炉水位回復後，残留熱除去系（低圧注水モード）停止	Ｂ－残留熱除去ポンプ
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	評価上考慮せず 燃料プール水温66℃以下維持
必要人員数　合計	1人 A	2人 B, C		—			

() 内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数。

第 5.3.1－3 図　「原子炉冷却材の流出」の作業と所要時間

備　考

・評価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。
・評価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。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
第 5.3.5 図 原子炉水位の推移 第 5.3.6 図 原子炉水位と線量率	第 5.3－4 図 原子炉水位の推移 第 5.3－5 図 原子炉水位と線量率	第 5.3.2－1 図　原子炉水位の推移 第 5.3.2－2 図　原子炉水位と線量率	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ①注水開始時の燃料有効長頂部からの水位及び原子炉ウェル満水まで回復する時間の相違。 ・評価結果の相違 【柏崎 6/7】 ②島根２号炉は，燃料を線源とした線量率が支配的である。

第 5.3.1 表 「原子炉冷却材の流出」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
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認	運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生し，崩壊熱除去機能が喪失する	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	－ ②	原子炉水位（SA） 原子炉水位 サプレッション・チェンバ・プール水位
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止確認	原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所の隔離を行うことで，原子炉冷却材流出が停止することを確認する	－	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位
残留熱除去系(低圧注水モード)運転による原子炉注水	原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため，待機していた残留熱除去系(低圧注水モード)運転で原子炉注水を実施する	【残留熱除去系（低圧注水モード）】	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 5.3－1 表 原子炉冷却材の流出における重大事故等対策について

操作及び確認	手　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認	運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生する	－	－ ②	原子炉水位（広帯域）＊ 原子炉水位（ＳＡ広帯域） サプレッション・プール水位
残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉注水	原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため，待機していた残留熱除去系（低圧注水系）運転で原子炉水位を実施する	残留熱除去系（低圧注水系）＊ サプレッション・チェンバ＊	－	原子炉水位（広帯域）＊ 原子炉水位（ＳＡ広帯域） 残留熱除去系系統流量＊

①　＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 5.3.1－1 表 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認	運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生する。	【非常用ディーゼル発電機】 【非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク】	② －	サプレッション・プール水位（ＳＡ） 原子炉水位（ＳＡ） 原子炉水位（広帯域）
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止確認	原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所の隔離を行うことで，原子炉冷却材流出が停止することを確認する。	－	－ ③	サプレッション・プール水位（ＳＡ） 原子炉水位（ＳＡ） 原子炉水位（広帯域）
残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水	原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため，待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）運転で原子炉注水を実施する。	【残留熱除去系（低圧注水モード）】 サプレッション・チェンバ	－	【残留熱除去ポンプ出口流量】 原子炉水位（ＳＡ） 原子炉水位（広帯域）

①【 】：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

【東海第二】

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

②島根２号炉は，評価条件として「外部電源なし」としているため非常用ディーゼル発電機を記載。

【柏崎 6/7】

③島根２号炉は，原子炉冷却材漏えいが停止したことを確認する計器としてサプレッション・プール水位を記載。

第 5.3.2 表 主要評価条件（原子炉冷却材の流出）（1/2）

項目		主要評価条件		条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の開放		線量率の影響を確認するため，原子炉圧力容器の開放状態を想定
	原子炉水位	原子炉ウェル満水		原子炉圧力容器が開放状態での水位を想定
	原子炉水温	52℃		残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）での炉水側の設定温度を想定
	原子炉圧力	大気圧		原子炉圧力容器の開放を想定
	プールゲートの状態	閉		保有水が少ないプールゲート閉を想定
事故条件	起因事象	原子炉冷却材の流出		残留熱除去系の系統切替え時の原子炉冷却材流出を想定 ミニマムフローラインに残留熱除去系ポンプ出口圧力が掛かった場合の最大流出量
	原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出量	約 87m³/h	①	
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	考慮しない		原子炉水温が 100℃に到達するまでの時間が長く，事象進展に影響しないことから設定
	外部電源	外部電源なし	②	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定

第 5.3－2 表 主要評価条件（原子炉冷却材の流出）（1/2）

項　目		主要評価条件		条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の開放		線量率の影響を確認するため，原子炉圧力容器の開放状態を想定
	原子炉水位	原子炉ウェル満水		原子炉圧力容器が開放状態での水位を想定
	原子炉水温	52℃		残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計値を設定
	原子炉圧力	大気圧		原子炉圧力容器の開放を想定
	プールゲートの状態	閉		保有水が少ないプールゲート閉を想定
事故条件	起因事象	原子炉冷却材の流出		残留熱除去系の系統切替時の原子炉冷却材流出を想定 ミニマムフローラインに残留熱除去系ポンプ出口圧力がかかった場合の最大流出量
	原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出流量	47m³／h	①	
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	考慮しない		原子炉水温が100℃に到達するまでの時間が長く，事象進展に影響しないことから設定
	外部電源	外部電源あり	②	外部電源がない場合は，原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの弁が閉となり，原子炉冷却材の流出が停止することから，原子炉冷却材の流出の観点で厳しい外部電源ありを設定

第 5.3.2－1 表　主要評価条件（原子炉冷却材の流出）

項目		主要評価条件		条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の開放		線量率の影響を確認するため，原子炉圧力容器の開放状態を想定
	原子炉水位	原子炉ウェル満水		原子炉圧力容器が開放状態での水位を想定
	原子炉水温	52℃		残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の設計値を設定
	原子炉圧力	大気圧		原子炉圧力容器の開放を想定
	プールゲートの状態	閉		保有水が少ないプールゲート閉を想定
事故条件	起因事象	原子炉冷却材の流出		残留熱除去系切替え時の原子炉冷却材流出を想定 ミニマムフローラインに残留熱除去ポンプ出口圧力が掛かった場合の最大流出量
	原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出量	約 94m³/h	①	
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	考慮しない		原子炉水温が 100℃に到達するまでの時間が長く，事象進展に影響しないことから設定
	外部電源	外部電源なし	②	外部電源の有無は，原子炉冷却材の流出に伴う原子炉水位の低下に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	1,136 m³/h で注水		残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定
重大事故等対策に関連する操作条件	原子炉冷却材流出の停止	事象発生から２時間後	③	原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に，さらに時間余裕を考慮して設定
	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作	事象発生から２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

・評価条件の相違

【柏崎 6/7，東海第二】

①島根２号炉は，残留熱除去ポンプの定格流量とミニマムフロー弁に設置されているオリフィス仕様と差圧の関係から流出量を設定。

【東海第二】

②島根２号炉は，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定。なお島根２号炉では，外部電源の喪失による原子炉格納容器隔離閉弁は発生しない。

③島根２号炉は，漏えい箇所の隔離操作実施後に，原子炉注水を実施することを想定しているため，重大事故等対策に関連する操作条件として，原子炉冷却材流出の停止を記載。

第 5.3.2 表 主要評価条件（原子炉冷却材の流出）（2/2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	954m³/h で注水	低圧注水系の設計値として設定
重大事故等対策に関連する操作条件	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	事象発生から 2 時間後	原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に，さらに時間余裕を考慮して設定（原子炉水位の低下を検知し，原因調査を開始する時間は事象発生から 1 時間後を想定。 漏えい箇所の特定（放射線防護装備準備に 10 分，現場移動に 10 分，電源投入に 5 分，弁の状態確認に 1 分，計 26 分を想定）及び隔離操作（1 分を想定）については，時間余裕を考慮し 1 時間とする。 原子炉注水は隔離操作後を想定し，事象発生から 2 時間後とする。）
	原子炉冷却材流出の停止	事象発生から 2 時間後	

第 5.3－2 表 主要評価条件（原子炉冷却材の流出）（2/2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水系）	1,605m³／h	残留熱除去系（低圧注水系）の設計値として設定
重大事故等対策に関連する操作条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作	事象発生から 2 時間後	原子炉水位の低下に伴う事象の認知及び操作の時間を基に，さらに時間余裕を考慮して設定

柏崎刈羽原子力発電所　6／7 号炉　（2017.12.20 版）

東海第二発電所（2018.9.12 版）

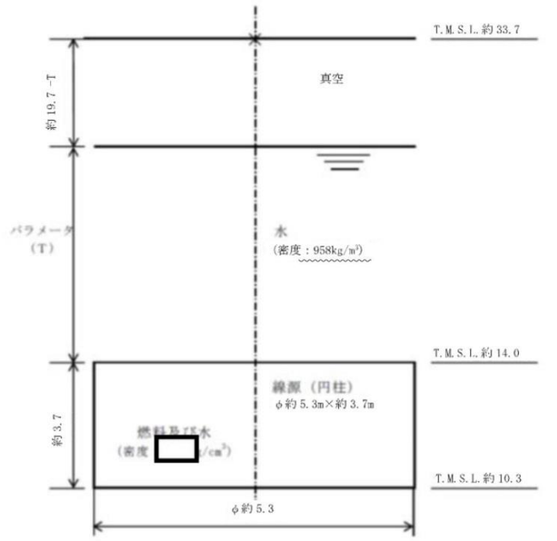
島根原子力発電所　2 号炉

備考

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
添付資料 5.3.1 原子炉冷却材の流出における運転停止中の線量率評価について 運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価では「放射線遮蔽が維持される水位を確保すること」との基準が定められている。 以下に原子炉冷却材の流出における現場線量率の評価を示す。 なお，線量率の評価において，原子炉圧力容器は原子炉未開放の場合，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき，認知も容易であるため，原子炉開放を想定した。また，原子炉圧力容器の開放作業中において，基本的に原子炉冷却材の流出のおそれのある作業を実施しないこと，原子炉ウェル等に注水を実施している状態であることより，評価において気水分離器及び蒸気乾燥器の D/S ピットへの取り出しが完了し，原子炉ウェルが満水の状態を想定した。 （１）炉心燃料・炉内構造物の線源強度 放射線源として燃料及び上部格子板をモデル化した。 a.炉心燃料 評価条件を以下に示す。 ○線源形状：円柱線源（炉心の全てに燃料がある状態） ○燃料有効長（mm）：[　　] ○ガンマ線エネルギ：計算に使用するガンマ線は，エネルギ 18 群（ORIGEN 群構造） ○線源材質：燃料及び水（密度[　　]g／cm^3） ○線源強度は，以下の条件で ORIGEN２コードを使用して算出	添付資料 5.3.1 原子炉圧力容器開放時における運転停止中の線量率評価について 1.　はじめに 運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価の評価項目として，「放射線遮蔽が維持される水位を確保すること」がある。 以下に原子炉冷却材の流出における線量率の評価を示す。 なお，線量率の評価において，原子炉圧力容器は原子炉未開放の場合，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき，認知も容易であるため，原子炉開放時を想定した。また，原子炉圧力容器の開放作業中において，基本的に原子炉冷却材の流出のおそれのある作業を実施しないこと，原子炉ウェル等に注水を実施している状態であることより，評価においては，シュラウドヘッド及び蒸気乾燥器のドライヤー気水分離器貯蔵プールへの取出しが完了し，原子炉ウェル満水の状態を想定した。 2.　炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度 放射線源として燃料及び上部格子板をモデル化した。 (1)　炉心燃料 計算条件を以下に示す。 ○線源形状：円柱線源（炉心の全てに燃料がある状態） ○燃料有効長：約 3.7m ○γ線エネルギ：計算に使用するγ線は，エネルギ４群 ○線源材質：燃料及び水（密度[　　]g／cm^3） ○線源強度：文献値※1に記載のエネルギ当たりの線源強度を基に，９×９燃料（A型）の体積当たりの線源強度を式①で算出 $$線源強度(\gamma\cdot cm^{-3}\cdot s^{-1})=\frac{文献に記載の線源強度(MeV／(W\cdot s))\times燃料集合体当たりの熱出力(W／体)}{各群のエネルギ(MeV)\times燃料集合体体積(cm^3／体)}$$ ・・・① このときの線源条件は以下となる。なお，使用している文献値は，燃料照射期間 10^{6}時間（約 114 年）と，東海第二発電所の実績を包絡した条件で評価されてお	添付資料 5.3.1 原子炉冷却材の流出における運転停止中の線量率評価について 運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価では「放射線遮蔽が維持される水位を確保すること」との基準が定められている。 以下に原子炉冷却材の流出における現場線量率の評価を示す。 なお，線量率の評価において，原子炉圧力容器は原子炉未開放の場合，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき，認知も容易であるため，原子炉開放を想定した。また，原子炉圧力容器の開放作業中において，基本的に原子炉冷却材の流出のおそれのある作業を実施しないこと，原子炉ウェル等に注水を実施している状態であることより，評価において気水分離器及び蒸気乾燥器のＤＳＰへの取り出しが完了し，原子炉ウェルが満水の状態を想定した。 １．炉心燃料・炉内構造物の線源強度 放射線源として燃料及び上部格子板をモデル化した。 （１）炉心燃料 評価条件を以下に示す。 ○ 線源形状：円柱線源（炉心のすべてに燃料がある状態） ○ 燃料棒有効長（mm）：[　　] ○ ガンマ線エネルギ：計算に使用するガンマ線は，エネルギ４群 ○ 線源材質：燃料及び水（密度[　　]g/cm^3） ○ 線源強度：文献値※1に記載のエネルギあたりの線源強度を基に，９×９燃料（A型）の体積あたりの線源強度を式①で算出 $$線源強度\ (cm^{-3}\bullet s^{-1})=\frac{文献に記載の線源強度\ (MeV\bullet W^{-1}\bullet s^{-1})\times燃料集合体あたりの熱出力\ (W／体)}{各群のエネルギ\ (MeV)\times燃料集合体体積\ (cm^3／体)}$$ …① このときの線源条件は以下となる。なお，本評価で使用している文献値は，燃料照射期間 10^{6}時間（約 114 年）と，島根２号炉の実績を包絡した条件で評価され	・評価条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，燃料照射実績を包絡する値として，文献値（無限照射）を用いている。

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
	り，東海第二発電所に関する本評価においても適用可能である。	ており，島根２号炉に関する本評価においても適用可能である。	
・燃料照射期間：1264 日（燃焼度 33GWd/t 相当の値） ・燃料組成：STEPⅢ 9×9A 型(低 Gd) ・濃縮度：□（wt.%） ・U 重量：燃料一体あたり□(kg) ・停止後の期間※：停止後 3 日(実績を考慮した値を設定)	・燃料照射期間：10^6時間 ・原子炉停止後の期間：停止後 3 日※2（実績を考慮して設定） ・燃料集合体当たりの熱出力：4.31MW／体（９×９燃料（A型）） ・燃料集合体体積：7.2E＋04cm^3（９×９燃料（A型））	・燃料照射期間　：10^6時間（無限照射） ・原子炉停止後の期間※2　：停止後３日(実績を考慮した値を設定) ・燃料集合体あたりの熱出力：4.35MW／体（９×９燃料（A型）） ・燃料集合体体積：約 7.1×10^4 cm^3（９×９燃料（A型））	・評価条件の相違【柏崎 6/7】 ・設備設計の相違【東海第二】
※ 停止後の期間は全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。	※1　Blizard E. P. and Abbott L. S., cd., “REACTOR HANDBOOK. 2nd cd. Vol. Ⅲ Part B, SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS, New York, London, 1962 ※2　原子炉停止後の期間は全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。	※１ Blizard E. P. and Abbott L.S.,ed., “REACTOR HANDBOOK.2nd ed. Vol.Ⅲ Part B, SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS, New York, London, 1962 ※２ 原子炉停止後の期間は全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。	
線量率評価モデルを図１ に示す。また，評価により求めた線源強度を表１ に示す。	○計算モデル：円柱線源 線量率計算モデルを第１図に示す。また，計算により求めた線源強度を第１表に示す。	○ 評価モデル：円柱線源 線量率評価モデルを図１に示す。また，式①で算出した体積あたりの線源強度を表１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

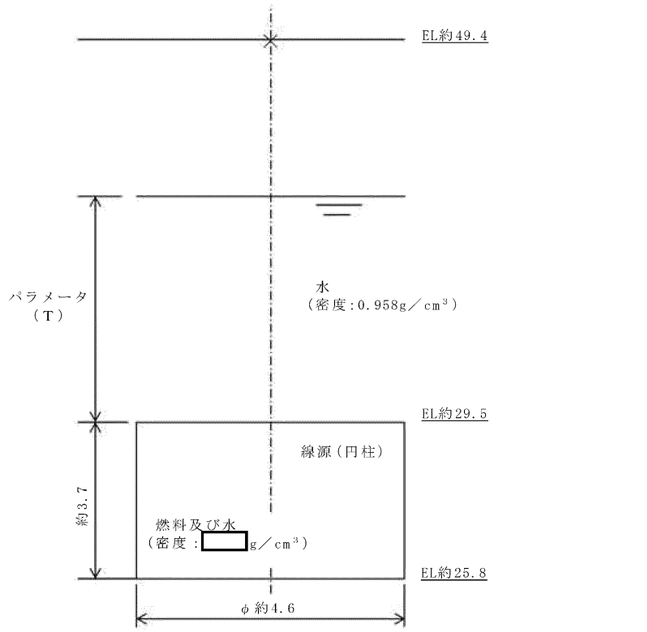


注：　寸法は公称値を示す（単位：m）
×　評価点（燃料交換機床）

図１　燃料の線量率評価モデル

表１　燃料の線源強度

群	ガンマ線 エネルギ (MeV)	燃料線源強度 (cm^{-3}・s^{-1})
1	1.00×10^{-2}	6.59×10^{11}
2	2.50×10^{-2}	1.02×10^{11}
3	3.75×10^{-2}	1.22×10^{11}
4	5.75×10^{-2}	7.31×10^{10}
5	8.50×10^{-2}	1.37×10^{11}
6	1.25×10^{-1}	3.12×10^{11}
7	2.25×10^{-1}	2.17×10^{11}
8	3.75×10^{-1}	8.34×10^{10}
9	5.75×10^{-1}	2.30×10^{11}
10	8.50×10^{-1}	2.49×10^{11}
11	1.25×10^{0}	2.19×10^{10}
12	1.75×10^{0}	7.28×10^{10}
13	2.25×10^{0}	3.44×10^{9}
14	2.75×10^{0}	2.71×10^{9}
15	3.50×10^{0}	2.30×10^{7}
16	5.00×10^{0}	3.65×10^{1}
17	7.00×10^{0}	4.05×10^{0}
18	9.50×10^{0}	4.66×10^{-1}
合計		2.29×10^{12}

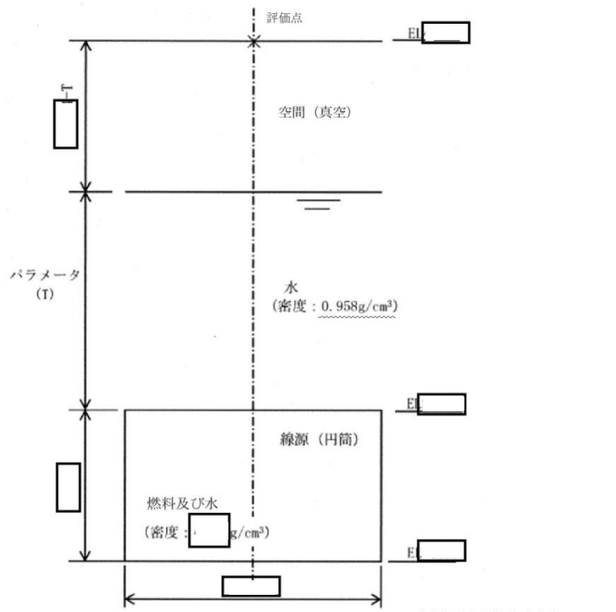


単位：m
×：評価点（燃料取替機床上）

第１図　燃料の水深と線量率の計算モデル

第１表　燃料の線源強度

エネルギ (MeV)	線源強度 (γ・cm^{-3}・s^{-1})
1.0	6.0E+11
2.0	1.1E+11
3.0	2.0E+09
4.0	3.0E+07



（寸法は公称値を示す。）
単位：mm
×：評価点（燃料取替機台車床）

図１　燃料の線量率評価モデル

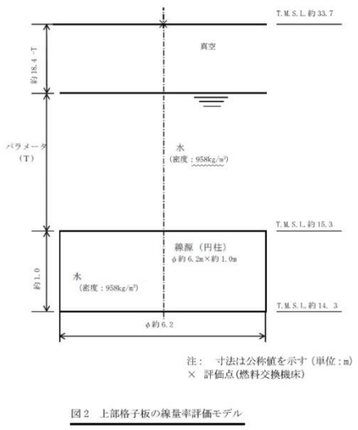
表１　燃料の線源強度

ガンマ線 エネルギ（MeV）	線源強度 (cm^{-3}・s^{-1})
1.0	6.1×10^{11}
2.0	1.1×10^{11}
3.0	2.0×10^{9}
4.0	3.1×10^{7}

・評価条件の相違
【柏崎 6/7，東海第二】

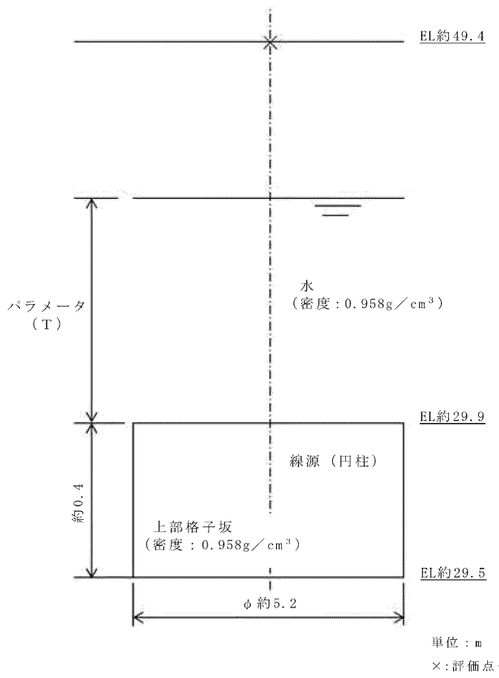
・評価条件の相違
【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	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. 上部格子板 評価条件を以下に示す。 ○線源形状：円柱線源としてモデル化 ○線源の高さ（mm）：［　　］ ○ガンマ線エネルギ：計算に使用するガンマ線は，主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV ○線源材質：　水と同等(密度 958kg/m^3※) ※ 65℃から 100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる 100℃の値を採用 ○線源強度は，機器表面の実測値（［　　］Sv/h）より 2.1×10^9(Bq/cm3)と算出 線量率評価モデルを図 2 に示す。	(2)　上部格子板 計算条件を以下に示す。 ○線源形状：円柱線源としてモデル化 ○線源の高さ：約0.4m ○γ線エネルギ：計算に使用するγ線は，主要核種Ｃｏ－60を想定して1.5MeVとする。 ○線源材質：水と同等（密度0.958g／cm^3※） ※　52℃から100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる100℃の値を使用 ○線源強度：機器表面の実測値（［　　］Sv／h）より7.3E＋09Bq／cm^{3}と算出 線量率計算モデルを第2図に示す。	（２）上部格子板 評価条件を以下に示す。 ○　線源形状：円柱線源としてモデル化 ○　線源の高さ（mm）：［　　］ ○　ガンマ線エネルギ：評価に使用するガンマ線は，主要核種 ^{60}Co を想定して 1.5MeV ○　線源材質：　水と同等(密度 0.958g/cm^3※) ※　52℃から 100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる 100℃の値を採用 ○　線源強度は，機器表面の実測値（［　　］Sv/h）より 8.7×10^9（Bq/cm^3）と算出 線量率評価モデルを図２に示す。	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・評価条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】



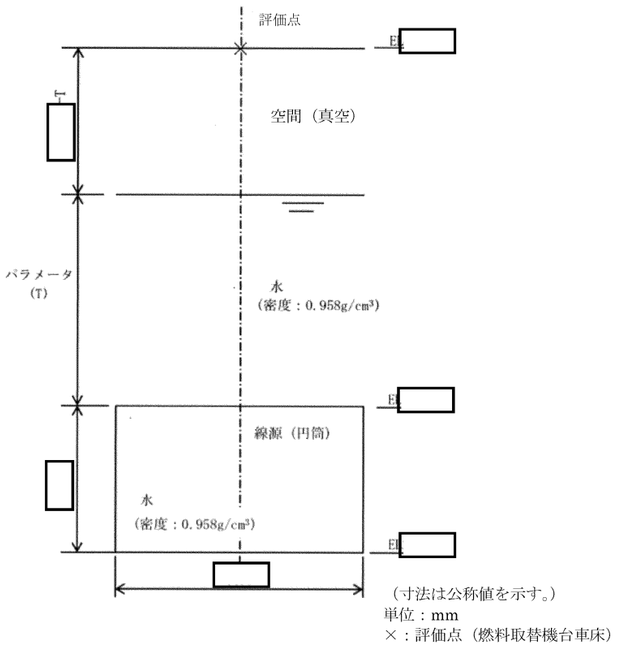
注：　寸法は公称値を示す（単位：m）
×　評価点(燃料交換機床)

図２　上部格子板の線量率評価モデル



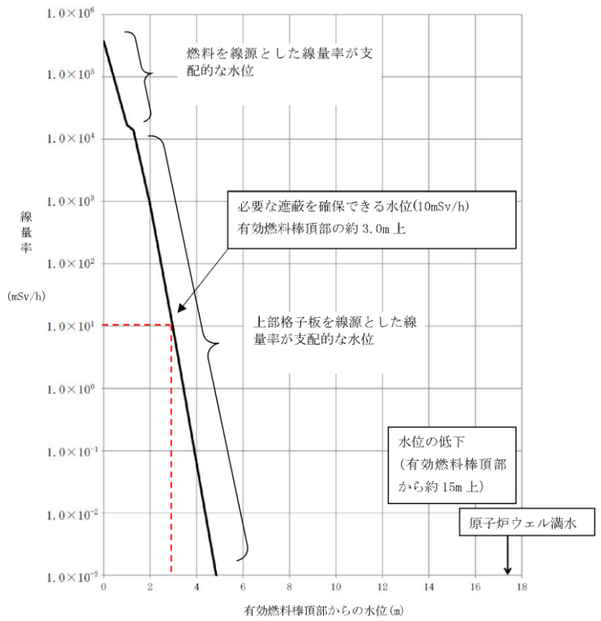
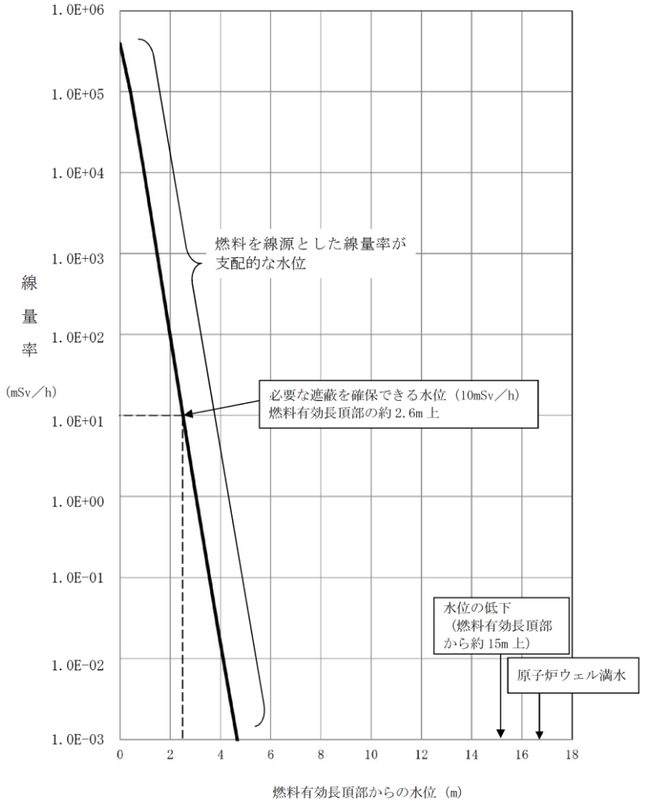
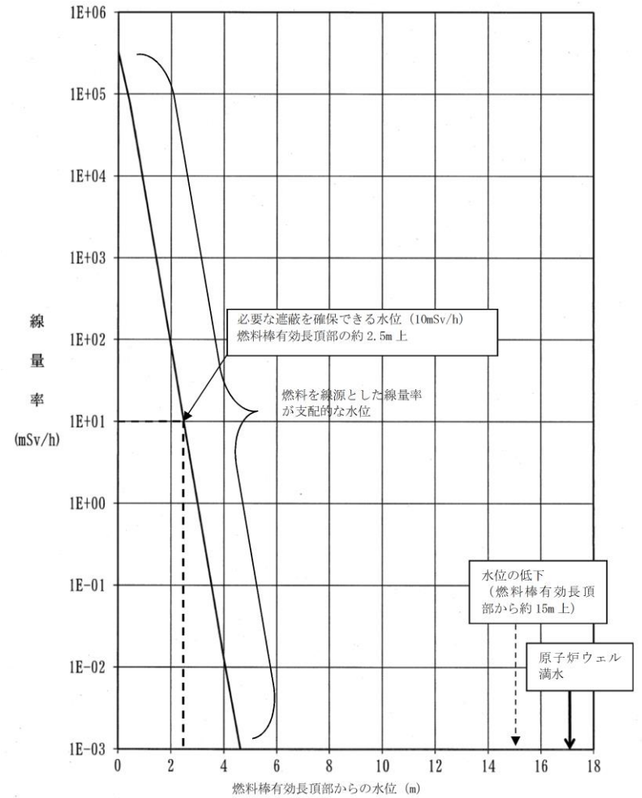
単位：m
×：評価点（燃料取替機床上）

第2図　上部格子板の水深と線量率の計算モデル



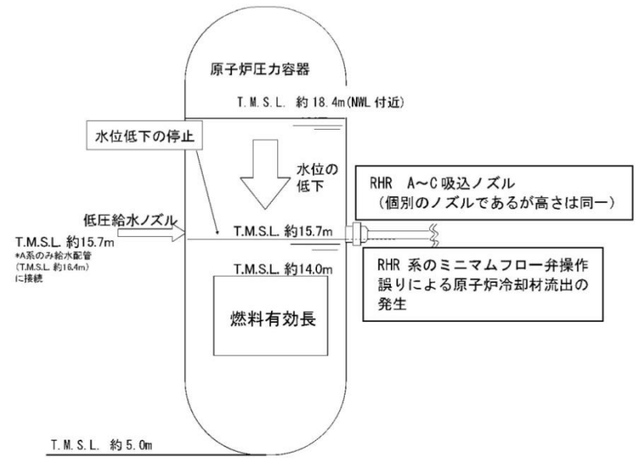
（寸法は公称値を示す。）
単位：mm
×：評価点（燃料取替機台車床）

図２　上部格子板の線量率評価モデル

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	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） 線量率の評価 線量率は，「添付資料 4.1.2「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の評価について」と同様に QAD-CGGP2R コードを用いて計算している。 評価点については保守的に燃料交換機床とした。 （３） 現場の線量率の評価結果 （１），（２）の条件を用いて評価した原子炉水位と現場の線量率の関係を図 3 に示す。  第３図　原子炉水位と線量率	3.　線量率の評価 線量率は，「添付資料4.1.3　水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率の算出について」と同様にＱＡＤ－ＣＧＧＰ２Ｒコード（Ver1.04）を用いて計算している。 4.　線量率の評価結果 「2.　炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度」及び「3.　線量率の評価」の条件を用いて評価した原子炉水位と線量率の関係を第3図に示す。  第3図　原子炉水位と線量率	2．線量率の評価 線量率は，「添付資料 4.1.2「水遮蔽厚に対する貯蔵中の燃料等からの線量率」の評価について」と同様にＱＡＤ-ＣＧＧＰ２Ｒコードを用いて計算している。 評価点については保守的に燃料取替機台車床とした。 3．現場の線量率の評価結果 １，２の条件を用いて評価した原子炉水位と現場の線量率の関係を図３に示す。  図３　原子炉水位と線量率	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
添付資料 5.3.2 原子炉冷却材流出評価における POS 選定の考え方 1. 本評価における POS の決定 運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価，「原子炉冷却材の流出」（以下「原子炉冷却材流出」という。）の重要事故シーケンスの評価では，次節に示すとおり，定期検査中に実施する作業等を確認し，原子炉冷却材の流出が生じうる作業を抽出した後，各々の作業を比較して重要事故シーケンスとする作業を選定した。定期検査中に各作業等が実施される時期はおおむね決まっているため，POS については，選び得る POS を比較して決定した。 2. 原子炉冷却材流出評価の対象とした作業等 重要事故シーケンスの選定にあたり，定期検査中に原子炉冷却材流出が想定され得るとして抽出した作業等は次の 5 つである。この 5 つの作業等から，本評価では「RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り」を選定した。選定の理由は，発生時に想定される原子炉冷却材流出速度が大きいこと※，CUW ブローは原子炉水位の変化に特に注目する作業であること，他の 3 事象は点検であり，発生時の検知の可能性が本事象よりも高いと考えられることによるものである。 ・CRD 点検（交換）時の作業誤り ・LPRM 点検（交換）時の作業誤り ・RIP 点検時の作業誤り ・CUW ブロー時の操作誤り ・RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り ※ RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤りによる流出量は他の原子炉冷却材流出事象と比べて流出量が大きい（付録 1 別添 柏崎刈羽原子力発電所６号及び７号炉　確率論的リスク評価(PRA)について 補足説明資料 1.1.2.c-3 冷却材流出事象の流出量及び余裕時間の算出方法について）	添付資料 5.3.2 「原子炉冷却材の流出」におけるプラント状態選定の考え方 1.　本評価におけるプラント状態の決定 運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価，原子炉冷却材の流出の重要事故シーケンスの評価では，次章に示すとおり，施設定期検査中に実施する作業等を確認し，原子炉冷却材の流出が生じ得る作業を抽出した後，各々の作業を比較して重要事故シーケンスとする作業を選定した。施設定期検査中に各作業が実施される時期はおおむね決まっているため，評価対象とするＰＯＳを，選び得るＰＯＳの比較により選定した。 2.　原子炉冷却材の流出評価の対象とした作業等 重要事故シーケンスの選定に当たり，施設定期検査中に原子炉冷却材流出が想定され得るとして抽出した作業等は次の４つである。この４つの作業等から，本評価ではＲＨＲ系統切替を選定した。選定の理由は，ＲＨＲ系統切替時のＬＯＣＡは他の原子炉冷却材流出事象と比べて事象検知の観点で厳しいことによるものである。 ・ＲＨＲ系統切替 ・ＣＵＷブロー ・ＣＲＤ点検 ・ＬＰＲＭ点検	添付資料 5.3.2 原子炉冷却材流出評価におけるＰＯＳ選定の考え方 １．本評価におけるＰＯＳの決定 運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価，「原子炉冷却材の流出」（以下「原子炉冷却材流出」という。）の重要事故シーケンスの評価では，次節に示すとおり，定期事業者検査中に実施する作業等を確認し，原子炉冷却材流出が生じ得る作業を抽出した後，各々の作業を比較して重要事故シーケンスとする作業を選定した。定期事業者検査中に各作業等が実施される時期はおおむね決まっているため，ＰＯＳについては，選び得るＰＯＳを比較して決定した。 ２．原子炉冷却材流出評価の対象とした作業等 重要事故シーケンスの選定にあたり，定期事業者検査中に原子炉冷却材流出が想定され得るとして抽出した作業等は次の４つである。この４つの作業等から，本評価では「残留熱除去系切替時の冷却材流出」を選定した。選定の理由は，発生時に想定される原子炉冷却材流出速度が大きいこと※，原子炉浄化系ブローは原子炉水位の変化に特に注目する作業であること，他の２事象は点検・交換であり，発生時の検知の可能性が本事象よりも高いと考えられることによるものである。 (1) 制御棒駆動機構点検時の冷却材流出 (2) 局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出 (3) 原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出 (4) 残留熱除去系切替時の冷却材流出 ※　残留熱除去系切替時の冷却材流出による流出量は他の原子炉冷却材流出事象と比べて流出量が大きい（島根原子力発電所２号炉 確率論的リスク評価（ＰＲＡ）について 補足説明資料1.1.2.c-3 冷却材流出事象の流出量及び余裕時間の算出方法について）	・評価条件の相違 【柏崎 6/7】 「ＲＩＰ点検時の作業誤り」はＡＢＷＲ特有の事象。 ・評価条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，他の事象に比べて事象検知が困難であることに加え，流出量が大きいことも踏まえ，「残留熱除去系切替時の冷却材流出」を選定している。

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
＜RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り時の流出量の算出＞ 流出量は［　　］より算出した ［　　］ ［　　］＝約 87m³/h	＜ＲＨＲ系統切替時のＬＯＣＡ発生時の流出量の算出＞ 流出量はミニマムフロー弁に設置されているオリフィスの仕様と差圧の関係より算出した。 ○ミニマムフローラインオリフィス仕様 ・オリフィス設計流量　56.8m³／h ・オリフィス設計差圧　198.1m ○原子炉圧力　大気圧状態 ○ＲＨＲポンプと原子炉水との水頭差（ＲＨＲポンプレベル：EL 約－3.4m） ・通常運転水位　　38.1m（EL.約 34.6m～EL.約－3.4m） ・原子炉ウェル満水　49.6m（EL.約 46.2m～EL.約－3.4m） ○残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転中にミニマムフロー弁が全開となった場合のオリフィス差圧＝ポンプ出口圧力＝ポンプ揚程（85.3m）＋水頭差 ・通常運転水位　　123.4m（EL.約 34.6m～EL.約－3.4m） ・原子炉ウェル満水　134.9m（EL.約 46.2m～EL.約－3.4m） ○オリフィス差圧は流量比の二乗に比例するとして評価。 ΔＰ＝198.1×（Ｑ／56.8）² Ｑ＝56.8×√（ΔＰ／198.1） ΔＰ：オリフィス差圧 Ｑ：オリフィス差圧がΔＰの際の流量（m³／h） ○評価結果 ・通常水位　　：45m³／h ・ウェル満水　　：47m³／h	＜残留熱除去系切替時の冷却材流出発生時の流出量の算出＞ 流出量は，［　　］ ［　　］より算出した。 ［　　］ ［　　］：約 94m³/h	
3. POS を選定する上で考慮した点 定期検査中に RHR 系統切替えを実施する時期としては，RHR の運転や待機の系統を変化させる場合があり，この作業は定期検査中のほぼ全域で生じ得る。このため，POS についてはいずれの場合も選び得る。 その上で，本評価では POS の選定において以下の点を考慮した。 (1) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発 崩壊熱による原子炉冷却材の減少を厳しく評価する観点では，原子炉停止後の時間が短い POS の方が適切である。	3.　ＰＯＳを選定する上で考慮した点 残留熱除去系は，通常２系統あるうち１系統を用いて崩壊熱除去を実施しており，ＰＯＳ－ＡからＰＯＳ－Ｄの期間において，作業や点検等に伴い運転号機の切替えを実施する場合がある。 これらのＰＯＳより，以下の点を考慮してＰＯＳの選定を行った。 (1)　崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発 崩壊熱による原子炉冷却材の減少を厳しく評価する観点では，原子炉停止後の時間が短いＰＯＳの方が適切である。	３．ＰＯＳを選定するうえで考慮した点 定期事業者検査中に残留熱除去系切替を実施する時期としては，残留熱除去系の運転や待機の系統を変化させる場合があり，この作業は定期事業者検査中のほぼ全域で生じ得る。このため，ＰＯＳについてはいずれの場合も選び得る。 そのうえで，本評価ではＰＯＳの選定において以下の点を考慮した。 (1) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発 崩壊熱による原子炉冷却材の減少を厳しく評価する観点では，原子炉停止後の時間が短いＰＯＳの方が適切である。	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
但し，POS「S」の崩壊熱で評価しても，流出による原子炉冷却材の減少に対して崩壊熱による原子炉冷却材の減少の速度は小さい。	ただし，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の吸込み配管の高さは燃料有効長頂部以下にあり，本事故シーケンスの水位低下量においては崩壊熱除去機能は維持されるため，崩壊熱の違いによる時間余裕への影響はない。	ただし，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の吸い込み配管の高さは燃料棒有効長頂部以下にあり，本事故シーケンスの水位低下量においては崩壊熱除去機能は維持されるため，崩壊熱の違いによる時間余裕への影響はない。	・評価条件の相違 【柏崎 6/7】 ＡＢＷＲはＲＨＲの吸い込み配管がＴＡＦよりも上にあるため，吸い込み配管まで水位が低下した時点で崩壊熱除去機能が喪失し，以降は崩壊熱による蒸発に伴う水位低下となる。島根２号炉はＢＷＲ-５であり，ＲＨＲ吸い込み配管は再循環配管から取水しているため，燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持されることから，評価条件が異なる。 ・評価結果の相違 【東海第二】
(2) 原子炉圧力容器内の保有水量 原子炉圧力容器内の保有水量の観点では，原子炉ウェル満水の状態が最も余裕があり，原子炉圧力容器が通常水位(NWL)に近いほど厳しい条件となる。ただし，RHR の吸込口は有効燃料棒頂部(TAF)から約 1.7m 上にあるため，RHR の吸込口を下回った後の水位低下は崩壊熱による減少となる。例えば，原子炉停止から 1 日後の崩壊熱を仮定すると，約 2 時間の時間余裕があり，原子炉注水までの時間余裕を確保できる。  図 3　RHR 吸い込み配管のノズルの高さと燃料有効長頂部の高さ	(2)　原子炉圧力容器内の保有水量 原子炉圧力容器内の保有水量の観点では，原子炉ウェル満水の状態が最も余裕があり，原子炉圧力容器が通常運転水位に近いほど厳しい条件となる。ただし，原子炉水位が通常運転水位の場合においても，燃料有効長頂部まで低下する時間は約 3.5 時間と長く，原子炉注水までの時間余裕を確保できる。	(2) 原子炉圧力容器内の保有水量 原子炉圧力容器内の保有水量の観点では，原子炉ウェル満水の状態が最も余裕があり，原子炉圧力容器が通常水位(ＮＷＬ)に近いほど厳しい条件となる。ただし，原子炉水位が通常運転水位の場合においても，燃料棒有効長頂部まで低下する時間は約 1.3 時間の時間余裕があり，原子炉注水までの時間余裕を確保できる。	
(3) 発生時の検知性 発生時の検知性の観点では，原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合，原子炉水位低下の警報発生や緩和設備の起動などに期待できるが，原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合，これらの機能には期待できない。	(3)　事象発生時の検知性 事象発生時の検知性の観点では，原子炉圧力容器の上蓋が未開放状態の場合，原子炉水位の低下による警報発生や緩和設備の自動起動等に期待できるが，原子炉圧力容器の上蓋が開放状態の場合，これらの機能には期待できない。	(3) 発生時の検知性 発生時の検知性の観点では，原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合，原子炉水位低下の警報発生や緩和設備の起動などに期待できるが，原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合，これらの機能には期待できない。	
(4) 原子炉水位低下時の作業環境 原子炉水位低下時の作業環境への影響の観点では，原子炉圧力容器の上蓋が閉鎖されている場合，原子炉水位が低下しても十分に遮蔽されるため作業環境には影響が生じないが，原子炉圧力容	(4)　原子炉水位低下時の作業環境 原子炉水位低下時の作業環境への影響の観点では，原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合，原子炉水位が燃料有効長頂部から約 1.7m 上に低下するまでは原子炉圧力容器の	(4) 原子炉水位低下時の作業環境 原子炉水位低下時の作業環境への影響の観点では，原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合，原子炉水位が低下しても十分に遮蔽されるため作業環境には影響が生じないが，	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
器の上蓋が開放されている場合，原子炉水位が大きく低下すると十分な遮蔽効果が期待できなくなり，作業環境への影響が現れる。	上蓋等により遮蔽される。一方，原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合は，原子炉水位が燃料有効長頂部から約 2.6m 上に低下するまでは原子炉ウェルの水により遮蔽される。 いずれの場合においても，遮蔽が維持される下限水位到達までに注水することが可能であり，遮蔽が維持されることから，作業環境に与える影響はない。	原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合，原子炉水位が大きく低下すると十分な遮蔽効果が期待できなくなり，作業環境への影響が表れる。	
4. POS の選定結果と考察 「RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り」は原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象である。このため，3. (1)から(4)の点のうち，(3)の検知性の観点で厳しい POS を選定することが適切と考える。この観点では，原子炉圧力容器の上蓋が開放されている，POS「B」，「C」が選定される。POS「C」は CUW ブローによる原子炉ウェルの水位低下から始まり，途中で原子炉圧力容器の上蓋が閉鎖される POS であり，原子炉圧力容器の上蓋が開放されている状態での原子炉水位について，特に注意が払われる POS であることから，本重要事故シーケンスでは，POS「B」を代表として選定することが適切と考える。 なお，有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放である POS「A」，「C」，「D」の「RHR 系統切替え時のミニマムフロー弁操作誤り」が厳しくなるが，その場合であっても 2 時間以上の時間余裕※があり，かつ原子炉水位計による警報発生や緩和設備の起動などに期待できるため，原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能である。 ※流出により通常運転水位から残留熱除去系の吸込配管の高さまで水位が低下後，蒸発により水位が有効燃料棒頂部まで低下するまでの時間（停止 1 日後想定） 以上	4.　ＰＯＳの選定結果と考察 「ＲＨＲ系統切替時のＬＯＣＡ」は原子炉冷却材の流出の検知が他の事象よりも困難な事象である。このため，3.(1)から(4)のうち，3.(3)の検知性の観点で厳しいＰＯＳを選定することが適切と考える。この観点では，原子炉圧力容器の上蓋が開放されているＰＯＳ－Ｂ，ＰＯＳ－Ｃが選定される。ＰＯＳ－ＣはＣＵＷブローによる原子炉ウェルの水位低下から始まり，途中で原子炉圧力容器の上蓋が閉鎖されるＰＯＳであり，原子炉圧力容器の上蓋が開放されている状態での原子炉水位について，特に注意が払われるＰＯＳであることから，本重要事故シーケンスでは，ＰＯＳ－Ｂを代表として選定することが適切と考える。 なお，燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放状態であるＰＯＳ－Ａ，Ｃ，ＤにおけるＲＨＲ系統切替時のＬＯＣＡが厳しくなるが，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は約3.5時間の時間余裕があり，かつ原子炉水位の低下による警報発生や緩和設備の起動などに期待できる場合は原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能である。	４．ＰＯＳの選定結果と考察 「残留熱除去系切替時の冷却材流出」は原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象である。このため，３．(1)から(4)のうち，(3)の検知性の観点で厳しいＰＯＳを選定することが適切と考える。この観点では，原子炉圧力容器の上蓋が開放されている，ＰＯＳ－Ｂ，Ｃが選定される。ＰＯＳ－Ｃは原子炉浄化系ブローによる原子炉ウェルの水位低下から始まり，途中で原子炉圧力容器の上蓋が閉鎖されるＰＯＳであり，原子炉圧力容器の上蓋が開放されている状態での原子炉水位について，特に注意が払われるＰＯＳであることから，本重要事故シーケンスでは，ＰＯＳ－Ｂを代表として選定することが適切と考える。 なお，燃料棒有効長頂部まで水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放であるＰＯＳ－Ｓ，Ａ，Ｃ，Ｄの「残留熱除去系切替時の冷却材流出」が厳しくなるが，その場合であっても約 1.3 時間の時間余裕※があり，かつ原子炉水位計による警報発生や緩和設備の起動などに期待できるため，原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能である。 ※　原子炉冷却材流出により原子炉水位が通常運転水位から燃料棒有効長頂部まで水位が低下するまでの時間 以上	・評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉はＢＷＲ－５であり，ＲＨＲ吸い込み配管は再循環配管から取水しているため，燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持される。

表１　各プラント状態における評価項目に対する影響（原子炉冷却材の流出）

プラント状態（POS）		包絡事象	重大事故等対処設備等	原子炉圧力容器蓋の開閉状態	運転停止中の評価項目		
					有効燃料棒頂部の冠水	放射線の遮蔽が維持できる水位の確保	未臨界の確保
S	原子炉冷温停止への移行状態	POS Sにおいては，冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため，対象外	・非常用炉心冷却系（LPFL，HPCF） ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設代替交流電源設備	閉鎖	POS Sにおいては，冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため，対象外	POS Sにおいては，冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため，対象外	POS Sにおいては，冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため，対象外
A	PCV/RPVの開放及び原子炉ウェル満水への移行状態	基本的に，冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しない 例外的な作業として「残留熱除去系の切り替え操作」の実施があるが「添付資料5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）」に包絡される	・非常用炉心冷却系（LPFL，HPCF） ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設代替交流電源設備	閉鎖→開放	有効性評価でのPOS Bの想定に比べ，原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，運転員等操作時間が早くなるため，「添付資料5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）」に包絡される	有効性評価でのPOS Bの想定に比べ，原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，運転員等操作時間が早くなるため，「添付資料5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）」に包絡される	プラント状態POS B に同じ 制御棒引き抜きに係わる試験は「反応度誘投入」に包絡
B1	原子炉ウェル満水状態（原子炉ウェル水抜き開始まで）	－	・非常用炉心冷却系（LPFL，HPCF） ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設代替交流電源設備 ・燃料プール代替注水系（常設） ・燃料プール代替注水系（可搬）	開放	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している （有効性評価で確認している「RHR切替え時のミニマムフロー弁操作誤り」に他の冷却材流出事象（CRD点検（交換）時の作業誤り，LPRM点検（交換）時の作業誤り，RIP点検時の作業誤り，CUWブロー時の操作誤り）は包絡される）	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している （有効性評価で確認している「RHR切替え時のミニマムフロー弁操作誤り」に他の冷却材流出事象（CRD点検（交換）時の作業誤り，LPRM点検（交換）時の作業誤り，RIP点検時の作業誤り，CUWブロー時の操作誤り）は包絡される）	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している 燃料の取出・装荷に係わる作業は「反応度誘投入」に包絡
B2			・非常用炉心冷却系（LPFL） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設代替交流電源設備 ・燃料プール代替注水系（可搬）				
B3			・非常用炉心冷却系（RHR） ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設代替交流電源設備 ・燃料プール代替注水系（常設） ・燃料プール代替注水系（可搬）				
B4							
C1	PCV/RPVの閉鎖及び起動準備への移行状態	冷却材流出事象の要因となる作業として「CUWブロー操作」及び「残留熱除去系の切替え操作」が考えられるが，原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，運転員等操作時間が早くなるため，「添付資料5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）」に包絡される	・非常用炉心冷却系（LPFL，HPCF） ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設代替交流電源設備	閉鎖→開鎖	有効性評価でのPOS Bの想定に比べ，原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，運転員等操作時間が早くなるため，「添付資料5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）」に包絡される	有効性評価でのPOS Bの想定に比べ，原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，運転員等操作時間が早くなるため，「添付資料5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）」に包絡される	プラント状態POS B に同じ 制御棒引き抜きに係わる試験は「反応度誘投入」に包絡
C2			・非常用炉心冷却系（LPFL，HPCF） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設代替交流電源設備				
D	起動準備状態		・非常用炉心冷却系（LPFL，HPCF） ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・常設代替交流電源設備	開鎖			

第1表　各プラント状態における評価項目に対する影響（原子炉冷却材の流出）

プラント状態（POS）		包絡事象	重大事故等対処設備等	原子炉圧力容器蓋の開閉状態	運転停止中の評価項目		
					燃料有効長頂部の冠水	放射線の遮蔽が維持できる水位の確保	未臨界の確保
S	原子炉冷温停止への移行状態	ＰＯＳ－Ｓにおいては，原子炉冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため，対象外	・残留熱除去系－Ａ，Ｂ，Ｃ ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型）	未開放	ＰＯＳ－Ｓにおいては，冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため，対象外	ＰＯＳ－Ｓにおいては，冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため，対象外	ＰＯＳ－Ｓにおいては，冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため，対象外
A	ＰＣＶ／及ＰＶ開放への移行状態	基本的に，原子炉冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しない 例外的な作業として「残留熱除去系の切り替え操作」の実施があるが「添付資料5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中（原子炉冷却材の流出））」に包絡される	・残留熱除去系－Ａ，Ｂ ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型）	未開放→開放	有効性評価におけるＰＯＳ－Ｂの想定に比べ，原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，運転員等操作時間が早くなるため，「添付資料5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）」に包絡される	有効性評価におけるＰＯＳ－Ｂの想定に比べ，原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，運転員等操作時間が早くなるため，「添付資料5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）」に包絡される	有効性評価におけるＰＯＳ－Ｂの想定に比べ，原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，運転員等操作時間が早くなるため，「添付資料5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）」に包絡される	プラント状態ＰＯＳ－Ｂに同じ 制御棒引き抜きに関する検査は「反応度の誤投入」に包絡される
B1	原子炉ウェル満水状態（原子炉ウェル水抜き開始まで）	－	・残留熱除去系－Ａ ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・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） ・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）	開放	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している （有効性評価で確認している「ＲＨＲ系統切替時のミニマムフロー弁操作誤り」に他の原子炉冷却材流出事象（ＣＲＤ点検（交換）時の作業誤り，ＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡ，ＣＲＤ点検時のＬＯＣＡ，ＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡ）は包絡される）	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している （有効性評価で確認している「ＲＨＲ系統切替時のミニマムフロー弁操作誤り」に他の原子炉冷却材流出事象（ＣＲＤ点検（交換）時の作業誤り，ＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡ，ＣＲＤ点検時のＬＯＣＡ，ＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡ）は包絡される）	有効性評価において評価項目を満足することを確認している 燃料の取出・装荷に係わる作業は「反応度の誤投入」に包絡される
B2			・残留熱除去系－Ｂ ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・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） ・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）				
B3			・残留熱除去系－Ｂ ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・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） ・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）				
B4			・残留熱除去系－Ａ，Ｂ ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・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） ・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）				
B5			・残留熱除去系－Ａ ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・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） ・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）				
B6			・残留熱除去系－Ａ，Ｂ，Ｃ ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・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） ・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）				
C1	ＰＣＶ／及ＰＶの閉鎖への移行状態	原子炉冷却材流出事象の要因となる作業として「CUWブロー操作」及び「残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の系統切替操作」が考えられるが「添付資料5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）」に包絡される	・残留熱除去系－Ａ，Ｂ，Ｃ ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・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） ・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）	開放→未開放	有効性評価におけるＰＯＳ－Ｂの想定に比べ，原子炉未開放状態では，原子炉水位（広帯域）による警報発生等の認知及び緩和設備の起動に期待できる場合があることや，事故後の作業員の退避時間に比べ放射線の遮蔽を維持できる原子炉水位に到達するまでの時間が十分長いことより，「添付5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）」に包絡される	有効性評価におけるＰＯＳ－Ｂの想定に比べ，原子炉未開放状態では，原子炉水位（広帯域）による警報発生等の認知及び緩和設備の起動に期待できる場合があることや，事故後の作業員の退避時間に比べ放射線の遮蔽を維持できる原子炉水位に到達するまでの時間が十分長いことより，「添付5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）」に包絡される	プラント状態ＰＯＳ－Ｂに同じ 制御棒引き抜きに関する検査は「反応度の誤投入」に包絡される
C2			・残留熱除去系－Ａ，Ｂ，Ｃ ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・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） ・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）				
D	起動準備状態		・残留熱除去系－Ａ，Ｂ，Ｃ ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・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） ・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）	未開放			

表１　各プラント状態における評価項目に対する影響（原子炉冷却材流出）

プラント状態（POS）		包絡事象	重大事故等対処設備等	原子炉圧力容器蓋の開閉状態	運転停止中の評価項目		
					燃料棒有効長頂部の冠水	放射線の遮蔽が維持できる水位の確保	未臨界の確保
S	原子炉冷温停止への移行状態	基本的に，冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しない 例外的な作業として「残留熱除去系の切り替え操作」の実施があるが「添付資料5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中（原子炉冷却材の流出））」に包絡される	・原子炉隔離時冷却系※1 ・非常用炉心冷却系（LPCI，LPCS，HPCS）※2 ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・ガスタービン発電機	閉鎖	有効性評価での POS-B の想定に比べ，原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，運転員等操作時間が早くなるため，「添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中（原子炉冷却材の流出））」に包絡される	有効性評価での POS-B の想定に比べ，原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，運転員等操作時間が早くなるため，「添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中（原子炉冷却材の流出））」に包絡される	プラント状態 POS-B に同じ 制御棒引き抜きに係わる試験は「反応度誘投入」に包絡
A	格納容器及び原子炉圧力容器の開放並びに原子炉ウェル満水への移行状態	基本的に，冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しない 例外的な作業として「残留熱除去系の切り替え操作」の実施があるが「添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中（原子炉冷却材の流出））」に包絡される	・非常用炉心冷却系（LPCI，LPCS，HPCS）※2 ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・ガスタービン発電機	閉鎖→開放	有効性評価での POS-B の想定に比べ，原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，運転員等操作時間が早くなるため，「添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中（原子炉冷却材の流出））」に包絡される	有効性評価での POS-B の想定に比べ，原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，運転員等操作時間が早くなるため，「添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中（原子炉冷却材の流出））」に包絡される	プラント状態 POS-B に同じ 制御棒引き抜きに係わる試験は「反応度誘投入」に包絡
B1	原子炉ウェル満水状態（原子炉ウェル水抜き開始まで）	－	・非常用炉心冷却系（LPCI）※2 ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・ガスタービン発電機 ・燃料プールスプレイ系	開放	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している （有効性評価で確認している「残留熱除去系切替時の冷却材流出」に他の冷却材流出事象（原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出，制御棒駆動系点検時の冷却材流出，局部出力モニタ交換時の冷却材流出）は包絡される）	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している （有効性評価で確認している「残留熱除去系切替時の冷却材流出」に他の冷却材流出事象（原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出，制御棒駆動系点検時の冷却材流出，局部出力モニタ交換時の冷却材流出）は包絡される）	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している 燃料の取出・装荷に係わる作業は「反応度誘投入」に包絡
B2							
B3							
B4							
C	格納容器及び原子炉圧力容器の閉鎖及び起動準備への移行状態	冷却材流出事象の要因となる作業として「残留熱除去系の切り替え操作」及び「原子炉浄化系ブロー操作」が考えられる，原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，運転員等操作時間が早くなるため，「添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中（原子炉冷却材の流出））」に包絡される	・非常用炉心冷却系（LPCI，LPCS，HPCS）※2 ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・ガスタービン発電機	開放→閉鎖	有効性評価での POS-B の想定に比べ，原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，運転員等操作時間が早くなるため，「添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中（原子炉冷却材の流出））」に包絡される	有効性評価での POS-B の想定に比べ，原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，運転員等操作時間が早くなるため，「添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中（原子炉冷却材の流出））」に包絡される	プラント状態 POS-B に同じ 制御棒引き抜きに係わる試験は「反応度誘投入」に包絡
D	起動準備状態			閉鎖			

※1　原子炉圧力が上昇した後に使用可能となる　　※2　停止時レベル 1 PRA では，保守的に期待していない設備

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
添付資料 5.3.3 安定状態について 運転停止中の原子炉冷却材の流出の安定状態については以下のとおり。	添付資料 5.3.3 安定停止状態について（運転停止中　原子炉冷却材の流出） 運転停止中の原子炉冷却材の流出の安定停止状態については以下のとおり。	添付資料 5.3.3 安定状態について（運転停止中（原子炉冷却材の流出）） 運転停止中の原子炉冷却材の流出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，原子炉冷却材の流出が停止し，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，原子炉安定停止状態が確立されたものとする。	原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却及び原子炉冷却材の流出の停止により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。	原子炉安定停止状態：事象発生後，原子炉冷却材の流出が停止し，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，原子炉安定停止状態が確立されたものとする。	
【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 事象発生直後から原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが，約2 時間後に原子炉冷却材の流出を停止させ，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことで原子炉水位が回復する。その後，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を停止し，残留熱除去系（停止時冷却モード）にて冷却することで，冷温停止状態に移行することができ，原子炉安定停止状態が確立される。 重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 【安定状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。 また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことにより，安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。	【安定停止状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 事象発生直後から原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが，事象発生から２時間後に残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行うことで原子炉水位が回復する。その後，原子炉冷却材の流出を停止させ，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替えて原子炉除熱を実施することで，冷温停止状態を維持することができ，原子炉安定停止状態が確立される。 重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 【安定停止状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。 また，残留熱除去系の機能を維持し，原子炉除熱を行うことにより，安定停止状態後の状態維持が可能となる。 （添付資料 2.1.2 別紙 1）	【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 事象発生直後から原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが，事象発生から２時間後に原子炉冷却材の流出を停止させ，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことで原子炉水位が回復する。その後，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を停止し，残留熱除去系（停止時冷却モード）にて冷却することで，冷温停止状態を維持することができ，原子炉安定停止状態が確立される。 重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 【安定状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。 また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことにより，安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。 （添付資料 2.1.1 別紙１参照）	・評価条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，漏えい個所の隔離操作実施後に，原子炉注水を行う手順となっている。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉はＢＷＲ－５であり，ＲＨＲ吸い込み配管は再循環配管から取水しているため，燃料棒有効長頂部到達まで崩壊熱除去機能は維持される。

添付資料 5.3.4

評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中　冷却材の流出）

表 1 評価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（運転停止中 原子炉冷却材の流出）（1/2）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ		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
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉水温	52℃	約 37℃～約 48℃（実績値）	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）での炉水側の設定温度を想定	最確条件とした場合は，評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなり，沸騰開始時間は遅くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなり，原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とするものであることから，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，評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなり，沸騰開始時間は遅くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉水位	原子炉ウェル満水	事故ごとの変化	原子炉圧力容器の開放状態での水位を想定	最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なり，原子炉ウェル水張り実施中においては，評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが，既に原子炉注水を実施しており，また原子炉冷却材流出の停止のための隔離操作は，原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから，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，事故事象ごとに異なり，原子炉ウェルの水張り実施中においては，評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが，原子炉注水が実施されているため，原子炉水位の低下は起こらず，また，通常これらの期間には残留熱除去系の系統切替え操作は実施しないことから事象進展に与える影響はない。 原子炉圧力容器が未開放の場合，原子炉初期水位が通常運転水位付近にある場合も想定されるが，いずれの水位におっても，残留熱除去系の吸込配管の高さは有効燃料棒頂部より高い位置にあることから，原子炉冷却材の流出はその高さに到達すると停止し，また，そこから蒸発により有効燃料棒頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間は 2 時間以上と長い（停止 1 日後想定）ため，隔離による原子炉冷却材流出の停止操作及び原子炉注水操作を行える。 また，原子炉圧力容器が未開放の場合，原子炉水位計による警報発生等の認知（15 分程度），緩和設備の起動，事故後の作業員の退避（1 時間以内）に比べて，放射線の遮蔽を維持できる原子炉水位に到達するまでの時間（約 1 時間）は十分長いため，放射線の遮蔽は維持される。以上より，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉圧力	大気圧	大気圧	原子炉圧力容器の開放を想定	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の開放	事故ごとの変化	線量率の影響の観点を確認するため，原子炉圧力容器の開放状態を想定	最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉圧力容器の未開放時は，原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため，運転員等操作時間が早くなり，原子炉圧力容器の開放時は，評価条件と同様となるが，原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	原子炉圧力容器の開放時は，原子炉ウェルの水張りを実施しているため初期水位が原子炉ウェル満水と高い位置となるが，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待できず，また原子炉水位計の警報による運転員の認知に期待できないため，速やかな認知が困難である。一方，原子炉圧力容器の未開放時は，原子炉圧力容器の開放時と比べて，初期水位が低い位置であるが，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき，かつ，原子炉水位計による警報発生，緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため，放射線の遮蔽を維持できる燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上に到達するまでの時間（約 50 分）までの認知が可能であり，放射線の遮蔽は維持される。 以上より，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	ブールゲートの状態	閉	開	保有水が少ないブールゲート閉を想定	最確条件とした場合は，評価条件で設定している保有水が多くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなるが，原子炉冷却材流出の認知を起点とする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。	最確条件とした場合は，評価条件で設定している保有水量より多くなるため，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

添付資料 5.3.4

評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中　原子炉冷却材の流出）

第1表　評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中　原子炉冷却材の流出）（1／2）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉水位	原子炉圧力容器未開放及び通常運転水位	事故ごとの変化	原子炉圧力容器が開放状態での水位を想定	原子炉ウェル満水に対して最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なり，原子炉ウェル水張り実施中においては，評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが，既に原子炉注水を実施しており，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，事故事象ごとに異なり，原子炉ウェルの水張り実施中においては，評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが，原子炉注水が実施されているため原子炉水位の低下は起こらず，また，通常これらの期間には残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の系統切替操作は実施しないことから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 原子炉圧力容器が未開放状態の場合，原子炉初期水位が通常運転水位付近にある場合も想定されるが，燃料有効長頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間は約 3.5 時間と長いため，原子炉注水操作を行える。 また，原子炉圧力容器が未開放状態の場合，原子炉水位（広帯域）による警報発生等の認知（約 25 分）及び緩和設備の起動に期待できることや，事故後の作業員の退避（1 時間以内）に比べて放射線の遮蔽を維持できる原子炉水位に到達するまでの時間（約 2.3 時間）が十分長いことより，放射線の遮蔽は維持される。以上より，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉圧力	大気圧	大気圧	原子炉圧力容器の開放を想定	最確条件と評価条件が同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の開放	事故ごとの変化	線量率の影響を確認するため，原子炉圧力容器の開放状態を想定	最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なり，原子炉ウェル水張り実施中においては，評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが，既に原子炉注水を実施しており，運転員等操作時間に与える影響はない	原子炉圧力容器の開放時は，原子炉ウェルの水張りを実施しているため初期水位が原子炉ウェル満水と高い位置となるが，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待できず，また原子炉水位（広帯域）による警報発生，緩和設備の起動等に期待できないため，原子炉未開放時と比べて速やかな認知と注水が困難である。一方，原子炉圧力容器の未開放時は，原子炉圧力容器の開放時と比べて，初期水位が低い位置であるが，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき，かつ，原子炉水位計による警報発生，緩和設備の起動等により速やかな認知と注水が可能であり，さらに放射線の遮蔽を維持できる燃料有効長頂部の約 1.7m 上に到達するまでの時間（約 2.3 時間）は認知の時間に比べて十分長い。このため，現場作業員の退避時の被ばくを考慮した際も必要な放射線の遮蔽は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小さい。また，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は約 3.5 時間と長く，認知後すぐに原子炉注水操作を行えるため，操作時間が十分あることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

添付資料 5.3.4

評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中（原子炉冷却材の流出））

表１　評価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（１／２）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）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
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉水位	原子炉ウェル満水	事故毎に変化	原子炉圧力容器が開放状態での水位を想定	最確条件とした場合は，事故事象ごとに異なり，原子炉ウェル水張り実施中においては，評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが，既に原子炉注水を実施しており，また原子炉冷却材流出の停止のための隔離操作は，原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから，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，事故事象毎に異なり，原子炉ウェルの水張り実施中においては，評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが，原子炉注水が実施されているため，原子炉水位の低下は起こらず，また，通常これらの期間には残留熱除去系の系統切替操作は実施しないことから事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 原子炉圧力容器が未開放の場合，原子炉水初期水位が通常運転水位付近にある場合も想定されるが，かつ，原子炉水位計による警報発生，緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり，さらに放射線の遮蔽を維持できる有効燃料棒頂部の約 2.9m 上に到達するまでの時間（約 1 時間）は認知の時間に比べて十分長い。このため，現場作業員の退避時の被ばくを考慮した際も必要な放射線の遮蔽は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小さい。また，原子炉水位が有効燃料棒頂部まで低下する時間（停止 1 日後）は 2 時間以上と長く，認知後すぐに隔離による原子炉冷却材流出の停止操作及び原子炉注水操作を行えるため，操作時間が十分あることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉圧力	大気圧	大気圧	原子炉圧力容器の開放を想定	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の開放	事故毎に変化	線量率の影響の観点を確認するため，原子炉圧力容器が開放状態を想定	最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉圧力容器の未開放時は，原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため，運転員等操作時間が早くなり，原子炉圧力容器の開放時は，評価条件と同様となるが，原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	原子炉圧力容器の開放時は，原子炉ウェルの水張りを実施しているため初期水位が原子炉ウェル満水と高い位置となるが，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待できず，また原子炉水位計の警報による運転員の認知に期待できないため，速やかな認知が困難である。一方，原子炉圧力容器の未開放時は，原子炉圧力容器の開放時と比べて，初期水位が低い位置であるが，原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき，かつ，原子炉水位計による警報発生，緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため，放射線の遮蔽を維持できる燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上に到達するまでの時間（約 50 分）までの認知が可能である。このため，現場作業員の退避時の被ばくを考慮した際も必要な放射線の遮蔽は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小さい。また，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は約 1.3 時間の時間余裕があり，認知後すぐに隔離による原子炉冷却材流出の停止操作及び原子炉注水操作を行えるため，操作時間が十分あることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

・相違理由は本文参照。

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　（2017.12.20版）

表 1 評価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（運転停止中 原子炉冷却材の流出）(2/2)

項目		評価条件(初期，事故及び機器条件)の不確かさ		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
		評価条件	最確条件			
初期条件	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，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。	－
事故条件	起因事象	原子炉冷却材の流出	－	残留熱除去系の系統切替え時の原子炉冷却材流出を想定 ミニマムフローラインに残留熱除去系ポンプ出口圧力が掛かった場合の最大流出量	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出量	約 87m³/h	約 87m³/h 以下			
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	考慮しない	－	原子炉水温が 100℃に到達するまでの時間が長く，事象進展に影響しないことから設定		
	外部電源	外部電源なし	事故ごとに変化	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	954m³/h で注水	954m³/h 以上で注水	低圧注水系の設計値として設定	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

東海第二発電所　（2018.9.12版）

第1表　評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中　原子炉冷却材の流出）（2／2）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	プールゲートの状態	閉	開	保有水が少ないプールゲート閉を想定	最確条件とした場合は，評価条件で設定している保有水量より多くなるため，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなるが，原子炉注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから，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，評価条件で設定している保有水量より多くなるため，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料の容量	約 800kL	約 800kL 以上	軽油貯蔵タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から 7 日間後までに必要な容量を備えており，燃料は枯渇しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	－
事故条件	起因事象	原子炉冷却材の流出	－	残留熱除去系の系統切替時の原子炉冷却材流出を想定 ミニマムフローラインに残留熱除去系ポンプ出口圧力がかかった場合の最大流出量	最確条件と評価条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と評価条件が同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	冷却材流出流量	47m³／h	約 47m³／h			
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	考慮しない	－	原子炉水温が 100℃に到達するまでの時間が長く，事象進展に影響しないことから設定		
	外部電源	外部電源あり	事故事象毎	外部電源がない場合は，原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の吸込みラインの弁が閉となり，原子炉冷却材流出が停止することから，原子炉冷却材流出の観点で厳しい外部電源ありを設定	外部電源がある場合は評価条件と同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。また，外部電源がない場合は，原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の吸込みラインの格納容器隔離弁が自動閉となることで原子炉冷却材流出は停止するが，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作は原子炉水位低下の認知を起点とする操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がある場合は評価条件と同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。また，外部電源がない場合は，原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の吸込みラインの格納容器隔離弁が自動閉となることで原子炉冷却材流出は停止するが，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作は原子炉水位低下の認知を起点とする操作であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水系）の注水流量	1,605m³／h	1,605m³／h	残留熱除去系（低圧注水系）の設計値として設定	最確条件と評価条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と評価条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

島根原子力発電所　2号炉

表１　評価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（２／２）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）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
		評価条件	最確条件			
初期条件	プールゲートの状態	閉	開	保有水が少ないプールゲート閉を想定	最確条件とした場合は，評価条件で設定している保有水量より多くなるため，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなるが，原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから，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，評価条件で設定している保有水量より多くなるため，原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	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，解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなるため，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。	－
事故条件	起因事象	原子炉冷却材の流出	－	残留熱除去系切替時の原子炉冷却材流出を想定 ミニマムフローラインに残留熱除去系ポンプ出口圧力がかかった場合の最大流出量	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出量	約 94m³/h	約 94m³/h 以下			
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	考慮しない	－	原子炉水温が 100℃に到達するまでの時間が長く，事象進展に影響しないことから，考慮しない。		
	外部電源	外部電源なし	事故毎に変化	外部電源の有無は，原子炉冷却材の流出に伴う原子炉水位の低下に影響しないことから，資源の評価の観点で厳しくなる外部電源なしを想定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	1,136m³/h で注水	1,136m³/h 以上で注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

備考

表2 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（運転停止中 原子炉冷却材の流出）(1/2)

項目		評価条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	原子炉冷却材流出の停止操作	事象発生から2時間後	原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に，さらに時間余裕を考慮して設定	【認知】 評価では，1時間ごとの中央制御室監視により，原子炉ウェル水位低下を検知することを想定している。実際は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）系統切替え時にプラント状態（原子炉ウェル水位，原子炉水温等）確認により，早期に原子炉冷却材流出を認知できる可能性がある。 【要員配置】 運転員による操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 漏えい隔離のためのミニマムフロー弁の閉操作には，原子炉建屋の現場において当該弁の電源を復旧する必要がある。中央制御室から原子炉建屋の現場までのアクセスルート上にアクセスを阻害する設備はなく，操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 原子炉ウェル水位低下調査における，漏えい箇所の特定及び隔離に1時間を想定している。漏えい箇所の隔離は，現場におけるミニマムフロー弁の電源復旧と中央制御室における当該弁の遠隔閉操作である。1弁のみの操作であり，操作開始時間に与える影響はない。 【他の並列操作有無】 原子炉ウェル水位低下調査における漏えい箇所の特定及び隔離操作に対応する。 運転員に他の並列操作はなく，操作時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 漏えい隔離操作等の現場操作は，操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作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，運転員の残留熱除去系系統切替え時のプラント状態確認による早期の認知に期待できるため，評価の想定と比べ，早く事象を認知できる可能性があり，評価上の操作開始時間に対し，実態の原子炉冷却材流出の停止操作が早くなることから，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が早まり，原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから，評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。	必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまで約13時間であり，事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は2時間であることから，時間余裕がある。	残留熱除去系のミニマムフロー弁から漏えいが発生していることを想定し，訓練を実施。訓練実績では，当該ミニマムフロー弁の電源復旧及び開操作に約5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2表　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（運転停止中　原子炉冷却材の流出）

項目		評価条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）の注水操作	事象発生から約2時間後	事象の認知及び操作の時間を基に，さらに時間余裕を考慮して設定	【認知】 評価では，原子炉水位の低下及びサプレッション・プールの水位の上昇を，1時間毎の中央制御室の巡視により確認すると想定している。実際は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時のプラント状態（原子炉水位等）の確認により，早期に原子炉冷却材流出を認知できる可能性がある。 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，要員配置が操作時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 残留熱除去系（低圧注水系）のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は，中央制御室内の操作盤での操作スイッチによる操作であるため，簡易な操作である。操作時間は6分を想定しており，原子炉水位の低下に対して操作に要する時間は短い。 【他の並列操作の有無】 当該操作を実施する運転員は，残留熱除去系（低圧注水系）操作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】 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開始時間が長くなる可能性は低い。	原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり，評価では事象発生から約2時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが，実際は運転員の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき，速やかに原子炉注水操作を実施するため，その開始時間は早くなることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	実態の操作開始が早まり，原子炉水位の低下を緩和す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。	必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまで約20時間であり，事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は2時間であることから，時間余裕がある。	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水に必要な操作は，所要時間を6分で想定しているところ，訓練実績では約4分である。 想定で意図している運転操作時間が実施可能なことを確認した。

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

項目		評価条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	原子炉冷却材流出の停止	事象発生から2時間後	原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に，さらに時間余裕を考慮して設定	【認知】 評価では，1時間毎の中央制御室監視により，原子炉ウェル水位低下を検知することを想定している。実際は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）切替時にプラント状態（原子炉ウェル水位，原子炉水温等）確認により，早期に原子炉冷却材流出を認知できる可能性がある。 【要員配置】 運転員による操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 漏えい隔離のためのミニマムフロー弁の閉操作には，原子炉建物の現場において当該弁の電源を復旧する必要がある。中央制御室から原子炉建物の現場までのアクセスルート上にアクセスを阻害する設備はなく，操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 原子炉ウェル水位低下調査における，漏えい箇所の特定及び隔離に1時間を想定している。漏えい箇所の隔離は，現場におけるミニマムフロー弁の電源復旧と中央制御室における当該弁の遠隔閉操作である。1弁のみの操作であり，操作開始時間に与える影響はない。 【他の並列操作有無】 原子炉ウェル水位低下調査における漏えい箇所の特定及び隔離操作に対応する運転員に他の並列操作はなく，操作時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 漏えい隔離操作等の現場操作は，操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作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，運転員の残留熱除去系系統切替時のプラント状態確認による早期の認知に期待できるため，評価の想定と比べ，早く事象を認知できる可能性があり，評価上の操作開始時間に対し，実態の原子炉冷却材流出の停止操作が早くなることから，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が早まり，原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから，評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。	必要な遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約10時間後であり，事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は事象発生から2時間後であることから，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2時間後としており，このうち，現場におけるミニマムフロー弁の電源復旧と中央制御室における当該弁の遠隔閉操作は，訓練実績では約7分である。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

表 2 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（運転停止中 原子炉冷却材の流出）(2/2)

項目		評価条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作	事象発生から2時間後	原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に，さらに時間余裕を考慮して設定	【認知】 原子炉冷却材流出時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり，よって，評価上の原子炉注水操作開始時間に対し，実際の原子炉注水操作開始時間は早くなる可能性がある。 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，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】 残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は，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，原子炉水位の低下に対して操作に要する時間は短い。 【他の並列操作有無】 当該操作を実施する運転員は，残留熱除去系（低圧注水モード）の原子炉注水操作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】 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。	原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり，評価では事象発生から 2 時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが，実態は運転員の残留熱除去系系統切替え時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき，速やかに原子炉注水操作を実施するため，その開始時間は早くなることから，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が早まり，原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから，評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。	必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまで約 13 時間であり，事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は 2 時間であることから，時間余裕がある。	訓練実績等より，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の系統構成に必要な弁の操作は約 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。

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

項目		評価条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作	事象発生から２時間後	原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に，さらに時間余裕を考慮して設定	【認知】 原子炉冷却材流出時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり，よって，評価上の原子炉注水操作開始時間に対し，実際の原子炉注水操作開始時間は早くなる可能性がある。 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，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】 残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は，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，原子炉水位の低下に対して操作に要する時間は短い。 【他の並列操作有無】 当該操作を実施する運転員は，残留熱除去系（低圧注水モード）の原子炉注水操作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】 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。	原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり，評価では事象発生から２時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが，実態は運転員の残留熱除去系系統切替時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき，速やかに原子炉注水操作を実施するため，その開始時間は早くなることから，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が早まり，原子炉水位の低下を緩和す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。	必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約10時間後であり，事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は事象発生から２時間後であることから，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２時間後としており，このうち，残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は，所要時間 10 分想定のところ，訓練実績では約２分である。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

添付資料 5.3.5

7 日間における燃料の対応について（運転停止中　原子炉冷却材の流出）

プラント状況：1～7 号炉停止中
事象：原子炉冷却材の流出は 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	事象発生直後から事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機　3 台起動，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 753kL	7 号炉軽油タンク容量は約 1,020kL（83%）であり，7 日間対応可能。
6 号炉	事象発生直後から事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機　3 台起動，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 753kL	6 号炉軽油タンク容量は約 1,020kL（83%）であり，7 日間対応可能。
1 号炉	事象発生直後から事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機　2 台起動，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 690kL（83%）であり，7 日間対応可能。
2 号炉	事象発生直後から事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機　2 台起動，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 690kL（83%）であり，7 日間対応可能。
3 号炉	事象発生直後から事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機　2 台起動，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 690kL（83%）であり，7 日間対応可能。
4 号炉	事象発生直後から事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機　2 台起動，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 690kL（83%）であり，7 日間対応可能。
5 号炉	事象発生直後から事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機　2 台起動，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 690kL（83%）であり，7 日間対応可能。
その他	事象発生直後から事象発生後 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 号炉軽油タンク（第二軽油タンク）容量（100kL）の 2 倍容量（合計約 2,214kL）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 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）

島根原子力発電所　２号炉

添付資料 5.3.5

７日間における燃料の対応について（運転停止中（原子炉冷却材の流出））

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 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1.618m³/h×24h×７日×２台＝543.648m³	７日間の 軽油消費量 約 700m³	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 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 0.927m³/h×24h×７日×１台＝155.736m³		
緊急時対策所用発電機　１台 0.0469 m³/h×24h×７日×１台＝7.8792m³	７日間の 軽油消費量 約８m³	緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約 45m³ であり，７日間対応可能

※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。

・燃料評価結果の相違
【柏崎 6/7】

まとめ資料比較表　〔有効性評価　5.4 反応度の誤投入〕

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
5.4 反応度の誤投入 5.4.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策 (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」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，「反応度の誤投入」である。 (2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では，原子炉の運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されることを想定する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉は臨界に達し，急激な反応度投入に伴う出力上昇により燃料損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，臨界又は臨界近傍の炉心において反応度の誤投入により，原子炉出力が上昇することによって，燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，安全保護機能及び原子炉停止機能に対する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，異常な反応度の投入に対して制御棒引き抜きの制限及びスクラムによる負の反応度の投入により，未臨界を確保し，燃料損傷の防止を図る。 （添付資料 5.4.1） (3) 燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対して，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，制御棒引抜阻止機能により制御棒の引き抜きを阻止し，出力の異常上昇を未然に防止するとともに，原子炉停止機能により原子炉をスクラムし，未臨界とする。手順の概要を第 5.4.1 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 5.4.1 表に示す。	5.4 反応度の誤投入 5.4.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策 (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」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，「反応度の誤投入」である。 (2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では，原子炉の運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されることを想定する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉は臨界に達し，急激な反応度投入に伴う出力上昇により燃料損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，臨界又は臨界近傍の炉心において反応度の誤投入により，原子炉出力が上昇することによって，燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，安全保護機能及び原子炉停止機能に対する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，異常な反応度の投入に対してスクラムによる負の反応度の投入により，未臨界を確保し，燃料損傷の防止を図る。 （添付資料 5.4.1） (3) 燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対して，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，原子炉停止機能により原子炉をスクラムし，未臨界とする。手順の概要を第 5.4－1 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 5.4－1 表に示す。	5.4　反応度の誤投入 5.4.1　事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策 (1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」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，「反応度の誤投入」である。 (2)　事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では，原子炉の運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されることを想定する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉は臨界に達し，急激な反応度投入に伴う出力上昇により燃料損傷に至る。 本事故シーケンスグループは，臨界又は臨界近傍の炉心において反応度の誤投入により，原子炉出力が上昇することによって，燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，原子炉保護機能及び原子炉停止機能に対する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，異常な反応度の投入に対してスクラムによる負の反応度の投入により，未臨界を確保し，燃料損傷の防止を図る。 （添付資料 5.4.1） (3)　燃料損傷防止対策 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対して，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，原子炉停止機能により原子炉をスクラムし，未臨界とする。手順の概要を第5.4.1－1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5.4.1－1表に示す。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉，東海第二は制御棒引抜阻止信号と原子炉スクラム信号がほぼ同時に発信し，制御棒引抜阻止による評価結果

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
本事故シーケンスにおいては，重大事故等対策はすべて自動で作動するため，対応に必要な要員は不要である。 なお，スクラム動作後の原子炉の状態確認において，中央制御室の運転員１名で実施可能である。 ａ．誤操作による反応度誤投入 運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入される。 制御棒の誤引き抜き等による反応度の誤投入を確認するために必要な計装設備は，起動領域モニタである。 ｂ．反応度誤投入後のスクラム 制御棒の誤操作による反応度の投入により，原子炉周期短（原子炉周期 20 秒）による制御棒引抜阻止信号が発生し，制御棒の引き抜きは阻止される。さらに，原子炉周期短（原子炉周期 10 秒）による原子炉スクラム信号が発生し，原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し，原子炉は未臨界状態となる。 原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，起動領域モニタである。	本事故シーケンスにおいては，重大事故等対策は全て自動で作動するため，対応に必要な要員は不要である。 なお，スクラム動作後の原子炉の状態確認において，中央制御室の当直運転員１ 名で実施可能である。 ａ．誤操作による反応度誤投入 運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入される。 制御棒の誤引き抜き等による反応度の誤投入を確認するために必要な計装設備は，起動領域計装である。 ｂ．反応度誤投入後のスクラム 制御棒の誤操作による反応度の投入により，原子炉出力ペリオド短（10 秒）による原子炉スクラム信号が発生し，原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し，原子炉は未臨界状態となる。 原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，起動領域計装である。	本事故シーケンスにおいては，重大事故等対策はすべて自動で作動するため，対応に必要な要員は不要である。 なお，スクラム動作後の原子炉の状態確認において，中央制御室の運転員１名で実施可能である。 ａ．誤操作による反応度誤投入 運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入される。 制御棒の誤引き抜き等による反応度の誤投入を確認するために必要な計装設備は，中性子源領域計装である。 ｂ．反応度誤投入後のスクラム 制御棒の誤操作による反応度の投入により，中間領域計装の中性子束高信号（各レンジフルスケールの 95%）が発信し，原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し，原子炉は未臨界状態となる。 原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，中性子源領域計装である。	への影響は小さいことから，制御棒引抜阻止に期待しない。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 監視計器の相違。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，原子炉周期短による制御棒引抜阻止信号及びスクラム信号のインターロックがない（警報のみ）ため，中間領域計装の中性子束高信号（各レンジフルスケールの 95%）でスクラムする。
5.4.2 燃料損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「停止中に実施される試験等により，最大反応度価値を有する制御棒 1 本が全引抜されている状態から，他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ，異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」である。 運転停止中の原子炉においては，不用意な臨界の発生を防止するため，停止余裕（最大反応度価値を有する同一水圧制御ユニットに属する 1 組又は 1 本の制御棒が引き抜かれても炉心を未臨界に維持できること）を確保できるように燃料を配置するとともに，通常は原子炉モードスイッチを燃料取替位置として，同一水圧制御ユニットに属する 1 組又は 1 本を超える制御	5.4.2 燃料損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「停止中に実施される検査等により，最大反応度価値を有する制御棒 1 本が全引き抜きされている状態から，他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ，異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」である。 運転停止中の原子炉においては，不用意な臨界の発生を防止するため，停止余裕（最大反応度価値を有する 1 本の制御棒が引き抜かれても炉心を未臨界に維持できること）を確保できるように燃料を配置するとともに，通常は原子炉モード・スイッチを燃料取替位置として，1 本を超える制御棒の引き抜きを防止するインターロックを維持した状態で必要な制御棒の操作が	5.4.2　燃料損傷防止対策の有効性評価 (1)　有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する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，「停止中に実施される検査等により，最大反応度価値を有する制御棒１本が全引き抜きされている状態から，他の１本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ，異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」である。 運転停止中の原子炉においては，不用意な臨界の発生を防止するため，停止余裕（最大反応度価値を有する１本の制御棒が引き抜かれても炉心を未臨界に維持できること）を確保できるように燃料を配置するとともに，通常は原子炉モードスイッチを燃料交換位置として，１本を超える制御棒の引き抜きを防止するインターロックを維持した状態で必要な制御	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 ＡＢＷＲとＢＷＲ－５の設備の相違。 ・設備設計の相違

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
棒の引き抜きを防止するインターロックを維持した状態で必要な制御棒の操作が実施される。	実施される。	棒の操作が実施される。	【柏崎 6/7】 ＡＢＷＲとＢＷＲ－５の設備の相違。
しかしながら，運転停止中の原子炉においても，検査等の実施に伴い原子炉モードスイッチを起動位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する場合がある。このような場合，制御棒の引き抜きは原則としてノッチ又はステップ操作とし，中性子束の監視を行いながら実施している。	しかしながら，運転停止中の原子炉においても，検査等の実施に伴い原子炉モード・スイッチを起動位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する場合がある。このような場合，制御棒の引き抜きは原則としてノッチ操作とし，中性子束の監視を行いながら実施している。	しかしながら，運転停止中の原子炉においても，検査等の実施に伴い原子炉モードスイッチを起動位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する場合がある。このような場合，制御棒の引き抜きは原則としてノッチ操作とし，中性子束の監視を行いながら実施している。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 ＡＢＷＲとＢＷＲ－５の設備の相違。
本重要事故シーケンスでは，誤操作によって制御棒の引き抜きが行なわれることにより異常な反応度が投入されるため，炉心における核分裂出力，出力分布変化，反応度フィードバック効果，制御棒反応度効果，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移が重要現象となる。 よって，この現象を適切に評価することが可能である反応度投入事象解析コード APEX により炉心平均中性子束の過渡応答を求める。	本重要事故シーケンスでは，誤操作によって制御棒の引き抜きが行われることにより異常な反応度が投入されるため，炉心における核分裂出力，出力分布変化，反応度フィードバック効果，制御棒反応度効果，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達及び沸騰遷移が重要現象となる。 よって，この現象を適切に評価することが可能である反応度投入事象解析コードＡＰＥＸ及び単チャンネル熱水力解析コードＳＣＡＴ（ＲＩＡ用）により炉心平均中性子束及び燃料エンタルピの過渡応答を求める。	本重要事故シーケンスでは，誤操作によって制御棒の引き抜きが行なわれることにより異常な反応度が投入されるため，炉心における核分裂出力，出力分布変化，反応度フィードバック効果，制御棒反応度効果，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達及び沸騰遷移が重要現象となる。 よって，この現象を適切に評価することが可能である反応度投入事象解析コードＡＰＥＸ及び単チャンネル熱水力解析コードＳＣＡＴ（ＲＩＡ用）により炉心平均中性子束及び燃料エンタルピの過渡応答を求める。	・評価方針の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉，東海第二は投入される反応度が１ドルを超えるためＳＣＡＴ（ＲＩＡ用）を用いて燃料エンタルピの評価を実施。
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評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。 さらに，解析コード及び解析条件の不確かさのうち，評価項目となるパラメータに与える影響があるものについては，「5.4.3(3) 感度解析」において，それらの不確かさを考慮した影響評価を実施する。	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評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。 さらに，解析コード及び解析条件の不確かさのうち，評価項目となるパラメータに与える影響があるものについては，「5.4.3(3) 感度解析」において，それらの不確かさを考慮した影響評価を実施する。	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評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。 さらに，解析コード及び解析条件の不確かさのうち，評価項目となるパラメータに与える影響があるものについては，「5.4.3(3)　感度解析」において，それらの不確かさを考慮した影響評価を実施する。	
(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 5.4.2 表に示す。また，主要な解析条件について，本	(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 5.4－2 表に示す。また，主要な解析条件について，	(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 5.4.2－1 表に示す。また，主要な解析条件につい	

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
重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 ａ．初期条件 (a) 炉心状態 燃料交換後における余剰反応度の大きな炉心での事象発生を想定して，評価する炉心状態は，平衡炉心のサイクル初期とする。 (b) 実効増倍率 事象発生前の炉心の実効増倍率は 1.0 とする。 (c) 原子炉出力，原子炉圧力，燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度 事象発生前の原子炉出力は定格値の 10^{-8}，原子炉圧力は 0.0MPa[gage]，燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材の温度は 20℃とする。また，燃料エンタルピの初期値は 8kJ/kgU02 とする。 ｂ．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，運転停止中の原子炉において，制御棒１本が全引抜されている状態から，他の１本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する。 (b) 誤引き抜きされる制御棒 誤引き抜きされる制御棒は，投入される反応度を厳しく評価するため，最大反応度価値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒とする。誤引き抜きされる制御棒１本の反応度価値は約 1.04%Δk である。引抜制御棒反応度曲線を第 5.4.2 図に示す。	本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 ａ．初期条件 (a) 炉心状態 燃料交換後における余剰反応度の大きな炉心での事象発生を想定して，評価する炉心状態は，平衡炉心のサイクル初期とする。 (b) 実効増倍率 事象発生前の炉心の実効増倍率は 1.0 とする。 (c) 原子炉出力，原子炉圧力，燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度 事象発生前の原子炉出力は定格値の 10^{-8}，原子炉圧力は 0.0MPa [gage]，燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度は 20℃とする。 また，燃料エンタルピの初期値は 8kJ／kgＵＯ２とする。 ｂ．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，運転停止中の原子炉において，制御棒１本が全引き抜きされている状態から，他の１本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する。 (b) 誤引き抜きされる制御棒 誤引き抜きされる制御棒は，投入される反応度を厳しく評価するため，最大反応度価値を有する制御棒の対角隣接の制御棒とする。誤引き抜きされる制御棒１本の反応度価値は約 1.71％Δk である。引抜制御棒反応度曲線を第 5.4－2 図に示す。	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．初期条件 (a) 炉心状態 燃料交換後における余剰反応度の大きな炉心での事象発生を想定して，評価する炉心状態は，平衡炉心のサイクル初期とする。 (b) 実効増倍率 事象発生前の炉心の実効増倍率は 1.0 とする。 (c) 原子炉出力，原子炉圧力，燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度 事象発生前の原子炉出力は定格値の 10^{-8}，原子炉圧力は 0.0MPa[gage]，燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度は 20℃とする。また，燃料エンタルピの初期値は８kJ/kg とする。 ｂ．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，運転停止中の原子炉において，制御棒１本が全引き抜きされている状態から，他の１本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する。 (b) 誤引き抜きされる制御棒 誤引き抜きされる制御棒は，投入される反応度を厳しく評価するため，最大反応度価値を有する制御棒の斜め隣接※1の制御棒とする。誤引き抜きされる制御棒１本の反応度価値は約 1.75％Δk※2である。引抜制御棒反応度曲線※2を第 5.4.2－1 図に示す。 ※１　制御棒密度の偏りが少なくなるよう市松模様の引抜パターンを作成し，高い制御棒価値を生じる引抜パターンとならないようにしている。 ※２　三次元沸騰水型原子炉模擬計算コード（ＬＯＧＯＳ）による解析結果	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 炉心設計による相違。 ・記載方針の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，制御棒引抜パターンが市松模様になる理由を記載。 ・記載方針の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，解析条件の根拠を記載。

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
なお，通常，制御棒１本が全引抜されている状態の未臨界度は深く，また，仮に他の１本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも，臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度価値が核的制限値を超えないように管理※1 している。これらを踏まえ，本評価においては，誤引き抜きされる制御棒の反応度価値が，管理値を超える事象を想定した。 ※1 臨界近接時における制御棒の最大反応度価値は 1.0%Δk 以下となるように管理。また，制御棒価値ミニマイザによる停止余裕試験モードでの面隣接制御棒選択時の引抜阻止のインターロック，停止時冷温臨界試験での引抜制御棒価値の管理等を実施。	なお，通常，制御棒１本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く，また，仮に他の１本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも，臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度価値が核的制限値を超えないように管理※1 している。これらを踏まえ，本評価においては，誤引き抜きされる制御棒の反応度価値が，管理値を超える事象を想定した。 ※1 原子炉起動時及び冷温臨界検査時は，臨界近接時における制御棒の最大反応度価値が 1.0%Δk 以下となるように管理。また，制御棒価値ミニマイザ又は複数の運転員による制御棒の引き抜き手順の監視を実施。なお，停止余裕検査においても同様の監視を実施。	なお，通常，制御棒１本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く，また，仮に他の１本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも，臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度価値が核的制限値を超えないように管理※3 している。これらを踏まえ，本評価においては，誤引き抜きされる制御棒の反応度価値が，管理値を超える事象を想定した。 ※３　原子炉起動時及び停止時冷温臨界試験は，臨界近接時における制御棒の最大反応度価値が 1.0%Δk 以下となるように管理。また，制御棒価値ミニマイザ又は複数の運転員による制御棒の引抜手順の監視を実施。なお，原子炉停止余裕検査においても同様の監視を実施。	・運用の相違 【柏崎 6/7】 東海第二，島根２号炉は，制御棒価値ミニマイザ又は複数の運転員の監視により制御棒の引き抜き手順を監視している。
(c) 外部電源 制御棒の引き抜き操作には，外部電源が必要となる。外部電源が失われた状態では反応度誤投入事象が想定できないことも踏まえ，外部電源は使用できるものとする。	(c) 外部電源 制御棒の引き抜き操作には外部電源が必要となる。外部電源が失われた状態では反応度誤投入事象が想定できないことも踏まえ，外部電源は使用できるものとする。	(c)　外部電源 制御棒の引抜操作には外部電源が必要となる。外部電源が失われた状態では反応度誤投入事象が想定できないことも踏まえ，外部電源は使用できるものとする。	
c．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 制御棒の引抜速度 制御棒は，引抜速度の上限値 33mm/s にて連続で引き抜かれ※2，起動領域モニタの原子炉周期短（原子炉周期 20 秒）による制御棒引抜阻止信号で引き抜きを阻止されるものとする。引抜制御棒反応度曲線を第 5.4.2 図に示す。 なお，制御棒引抜阻止信号の発生を想定する際の起動領域モニタのバイパス状態は，A,B,C グループとも引抜制御棒に最も近い検出器が１個ずつバイパス状態にあるとする。 ※2 複数の制御棒を引き抜く試験において，対象制御棒が想定以上に引き抜かれた際も未臨界を維持できる，又は臨界を超えて大きな反応度が投入されないと判断される場合にのみ，制御棒の連続引き抜きの実施が可能な手順としている。そのため，ここでは人的過誤等によって連続引き抜き	c．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 制御棒の引抜速度 制御棒は，引抜速度の上限値 9.1cm／s にて連続で引き抜かれるものとする※2。引抜制御棒反応度曲線を第 5.4－2 図に示す。 ※2 複数の制御棒を引き抜く検査において，対象制御棒が想定以上に引き抜かれた際も未臨界を維持できる，又は臨界を超えて大きな反応度が投入されないと判断される場合にのみ，制御棒の連続引き抜きの実施が可能な手順としている。そのため，ここでは人的過誤等によって連続引き抜き	c．重大事故等対策に関連する機器条件 (a)　制御棒の引抜速度 制御棒は，引抜速度の上限値 9.1 cm/s にて連続で引き抜かれるものとする※4。引抜制御棒反応度曲線を第 5.4.2－1 図に示す。 ※４　複数の制御棒を引き抜く試験において，対象制御棒の連続引き抜きの実施が可能な手順としている場合を除き，引抜操作はノッチ操作としている。そのため，ここでは人的過誤等によって連続引き抜きされることを想定する。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 ＡＢＷＲとＢＷＲ－５の設備の相違。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉，東海第二は制御棒引抜阻止信号と原子炉スクラム信号がほぼ同時に発信し，制御棒引抜阻止による評価結果への影響は小さいことから，制御棒引抜阻止に期待しない。

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
されることを想定する。 (b) 原子炉スクラム信号 起動領域モニタの原子炉周期短（原子炉周期 10 秒）による原子炉スクラム信号は原子炉出力が中間領域に到達することで発生する。スクラム反応度曲線を第 5.4.3 図に示す。なお，原子炉スクラム信号の発生を想定する際の起動領域モニタのバイパス状態は，A,B,C グループとも引抜制御棒に最も近い検出器が 1 個ずつバイパス状態にあるとする。	されることを想定する。 (b) 原子炉スクラム信号 起動領域計装の原子炉出力ペリオド短（10 秒）による原子炉スクラム信号は原子炉出力が中間領域に到達することで発生する。スクラム反応度曲線を第 5.4－3 図に示す。なお，原子炉スクラム信号の発生を想定する際の起動領域計装のバイパス状態は，Ａ，Ｂチャンネルとも引抜制御棒に最も近い検出器が 1 個ずつバイパス状態にあるとする。	(b)　原子炉スクラム信号 中間領域計装の中性子束高（各レンジフルスケールの 95%）信号で原子炉はスクラムするものとする。スクラム反応度曲線を第 5.4.2－2 図に示す。なお，原子炉スクラム信号の発信を想定する際の中間領域計装のバイパス状態は，Ａ，Ｂチャンネルとも引抜制御棒に最も近い検出器が１個ずつバイパス状態にあるとする。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，原子炉周期短による制御棒引抜阻止信号及びスクラム信号のインターロックがない（警報のみ）ため，中間領域計装の中性子束高信号（各レンジフルスケールの 95%）でスクラムする。
ｄ．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員操作に関する条件はない。	ｄ．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件はない。	ｄ．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件はない。	
(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける炉心平均中性子束の推移を第 5.4.4 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燃料エンタルピ及び炉心平均中性子束の推移を第 5.4－4 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燃料エンタルピ及び炉心平均中性子束の推移を第5.4.2－3図に示す。	・評価方針の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉，東海第二は投入される反応度が１ドルを超えるためＳＣＡＴ（ＲＩＡ用）を用いて燃料エンタルピの評価を実施。
ａ．事象進展 制御棒の引き抜き開始から約 30 秒後に起動領域モニタの原子炉周期短（原子炉周期 20 秒）による制御棒引抜阻止信号が発生し，制御棒の引き抜きが阻止される。	ａ．事象進展 制御棒の引き抜き開始から約 10 秒後に起動領域計装の原子炉出力ペリオド短（10 秒）による原子炉スクラム信号が発生して，原子炉がスクラムする。	ａ．事象進展 制御棒の引抜開始から約10秒後に中間領域計装の中性子束高スクラム信号（各レンジフルスケールの95%）が発信し，原子炉はスクラムする。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉，東海第二は制御棒引抜阻止信号と原子炉スクラム信号がほぼ同時に発信し，制御棒引抜阻止による評価結果への影響は小さいことから，制御棒引抜阻止に期

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			待しない。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，原子炉周期短による制御棒引抜阻止信号及びスクラム信号のインターロックがない（警報のみ）ため，中間領域計装の中性子束高信号（各レンジフルスケールの 95%）でスクラムする。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 炉心設計による相違
この時，投入される反応度は約 0.55 ドル（投入反応度最大値:0.33%Δk）である。反応度投入事象には至らず，燃料エンタルピ増加に伴う燃料の破損は生じない。 また，制御棒の引き抜き開始から約 58 秒後に起動領域モニタの原子炉周期短（原子炉周期 10 秒）による原子炉スクラム信号が発生して，原子炉がスクラムし，原子炉出力は定格値の約 1.0×10^{-4} まで上昇するにとどまる。 （添付資料 5.4.2，5.4.3）	このとき，投入される反応度は約 1.13 ドル（投入反応度最大値：約 0.68%Δk）であるが，原子炉出力は定格値の約 15%まで上昇する。	このとき，投入される反応度は約1.14ドル（投入反応度最大値：約0.69%Δk）であるが，原子炉出力は第5.4.2-3図に示すとおり，定格出力の約12.2%まで上昇するにとどまる。	
	また，燃料エンタルピは最大で約 85kJ／kgUO_2であり，「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象評価指針」に示されている燃料棒の内圧と原子炉冷却材圧力の差に応じた許容設計限界のうち最も厳しいしきい値である 272kJ／kgUO_2（65cal／gUO_2）を超えることはない。燃料エンタルピの増分の最大値は約 77kJ／kgUO_2であり，「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」に示された燃料ペレット燃焼度 65,000MWd／t 以上の燃料に対するペレット－被覆管機械的相互作用を原因とする破損を生じるしきい値の目安である，ピーク出力部燃料エンタルピの増分で 167kJ／kgUO_2（40cal／gUO_2）を用いた場合においても，これを超えることはなく燃料の健全性は維持される。	また，燃料エンタルピは最大で約50kJ/kgであり，「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象に関する評価指針」に示されている燃料棒の内圧と原子炉冷却材圧力の差に応じた許容設計限界のうち最も厳しいしきい値である 272kJ/kg（65cal/g）を超えることはない。燃料エンタルピの増分の最大値は約42 kJ/kgであり，「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」に示された燃料ペレット燃焼度65,000MWd/t以上の燃料に対するペレット－被覆管機械的相互作用を原因とする破損を生じるしきい値の目安である，ピーク出力部燃料エンタルピの増分で167kJ/kg（40cal/g）を用いた場合においても，これを超えることはなく燃料の健全性は維持される。	・解析結果の相違 【東海第二】 島根２号炉は，高速スクラムプラントであり，従来スクラムプラントより，速やかに制御棒が挿入されるため，相対的にエンタルピの値は小さくなる。
ｂ．評価項目等 制御棒の引き抜きによる反応度の投入に伴い一時的に臨界に至るものの，原子炉スクラムにより未臨界は確保される。なお，原子炉水位に有意な変動はないため，有効燃料棒頂部は冠水を	ｂ．評価項目等 制御棒の引き抜きによる反応度の投入に伴い一時的に臨界に至るものの，原子炉スクラムにより未臨界は確保される。なお，原子炉水位に有意な変動はないため，燃料有効長頂部は冠水を	ｂ．評価項目等 制御棒の引き抜きによる反応度の投入に伴い一時的に臨界に至るものの，原子炉スクラムにより未臨界は確保される。なお，原子炉水位に有意な変動はないため，燃料棒有	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
維持しており，放射線の遮蔽は維持される。 本評価では，「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。 （添付資料 5.4.4）	維持しており，放射線の遮蔽は維持される。 本評価では，「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。 （添付資料 5.4.2）	効長頂部は冠水を維持しており，放射線の遮蔽は維持される。 本評価では，「1.2.4.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。 （添付資料5.4.2）	
5.4.3 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。 本重要事故シーケンスは，自動作動する安全保護系及び原子炉緊急停止系により，自動的に制御棒の引き抜きを阻止し，原子炉をスクラムすることで，プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため，運転員等操作はなく，操作時間が与える影響等は不要である。	5.4.3 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。 本重要事故シーケンスは，安全保護系及び原子炉緊急停止系により，原子炉をスクラムすることで，プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため，運転員等操作はなく，操作時間が与える影響等は不要である。	5.4.3　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。 本重要事故シーケンスは，自動作動する原子炉保護系により，原子炉をスクラムすることで，プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため，運転員等操作はなく，操作時間が与える影響等は不要である。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉，東海第二は制御棒引抜阻止信号と原子炉スクラム信号がほぼ同時に発信し，制御棒引抜阻止による評価結果への影響は小さいことから，制御棒引抜阻止に期待しない。
(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本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 本重要事故シーケンスは，「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり，運転員等操作には期待しないことから，運転員操等作時間に与える影響はない。 ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響 ドップラ反応度フィードバックの不確かさとして，実験により解析コードは 7～9%と評価されていることから，これを踏ま	(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 本重要事故シーケンスは，「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり，運転員等操作には期待しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響 ドップラ反応度フィードバックの不確かさとして，実験により解析コードは 7～9%と評価されていることから，これを踏ま	(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 本重要事故シーケンスは，「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり，運転員等操作には期待しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響 ドップラ反応度フィードバックの不確かさとして，実験により解析コードは７～９％と評価されていることから，	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
え解析を行う必要がある。また，臨界試験との比較により，実効遅発中性子の不確かさは約 4%と評価されていることから，これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。 制御棒反応度の不確かさは約 9%と評価されていることから，これを踏まえ解析を行う必要がある。また，臨界試験との比較により，実効遅発中性子の不確かさは約 4%と評価されていることから，これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。 （添付資料 5.4.5）	え解析を行う必要がある。また，臨界試験との比較により，実効遅発中性子割合の不確かさは約 4%と評価されていることから，これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。 制御棒反応度の不確かさは約 9%と評価されていることから，これを踏まえ解析を行う必要がある。また，臨界試験との比較により，実効遅発中性子割合の不確かさは約 4%と評価されていることから，これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3)感度解析」にて実施する。 （添付資料 5.4.3）	これを踏まえ解析を行う必要がある。また，臨界試験との比較により，実効遅発中性子割合の不確かさは約４％と評価されていることから，これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。 制御棒反応度の不確かさは約９％と評価されていることから，これを踏まえ解析を行う必要がある。また，臨界試験との比較により，実効遅発中性子割合の不確かさは約４％と評価されていることから，これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。 （添付資料5.4.3）	
(2) 解析条件の不確かさの影響評価 ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 5.4.2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を確認する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目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の結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 本重要事故シーケンスは，「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり，運転員等操作には期待しないため，運転員操作時間に与える影響はない。 (b) 評価項目となるパラメータに与える影響 炉心状態においては装荷炉心ごとに制御棒反応度価値やスクラム反応度等の特性が変化するため，投入反応度が大きくなるおそれがある。そのため，評価項目に対する余裕は小さくなるが，「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」にて，投入される反応度について確認している。 実効増倍率が 0.99 の場合は，臨界到達までにかかる時間が追加で必要となり，また投入される反応度も 0.07 ドルと小さくなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	(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 5.4－2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を確認する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目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の結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 本重要事故シーケンスは，「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり，運転員等操作には期待しないため，運転員等操作時間に与える影響はない。 (b) 評価項目となるパラメータに与える影響 炉心状態においては装荷炉心ごとに制御棒反応度価値やスクラム反応度等の特性が変化するため，投入反応度が大きくなるおそれがある。そのため，評価項目に対する余裕は小さくなるが，「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」にて，投入される反応度について確認している。 実効増倍率が 0.99 の場合は，臨界到達までにかかる時間が追加で必要となり，また投入される反応度も約 0.96 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 10kJ／kgＵＯ２，燃料エンタルピの増分の最大値：約 1kJ／kgＵＯ２）と小さくなることから，評価	(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5.4.2－1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確認する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目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の結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 本重要事故シーケンスは，「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり，運転員等操作には期待しないため，運転員等操作時間に与える影響はない。 (b) 評価項目となるパラメータに与える影響 炉心状態においては装荷炉心ごとに制御棒反応度価値やスクラム反応度等の特性が変化するため，投入反応度が大きくなるおそれがある。そのため，評価項目に対する余裕は小さくなるが，「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」にて，投入される反応度について確認している。 実効増倍率が 0.99 の場合は，制御棒引抜開始直後は反応度が投入されず，臨界到達までにかかる時間が追加で必要となり，炉心平均中性子束及び燃料エンタルピが上昇するタイミングが遅くなる。また投入される反応度も	・記載方針の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，実効増倍率が 0.99 の場合の投

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	約 1.00 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 14kJ/kg，燃料エンタルピの増分の最大値：約 6kJ/kg）と小さく１ドル位置近傍における反応度印加率も緩やかとなることから，燃料エンタルピの上昇率も小さく評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	入反応度及び燃料エンタルピの挙動について記載している。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 炉心設計による相違。
初期出力は炉心状態ごとに異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。初期出力の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが，「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において，初期出力の不確かさの影響を確認している。 初期燃料温度は炉心状態ごとに異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが，「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において，初期燃料温度の不確かさの影響を確認している。 制御棒引抜阻止及びスクラム信号について原子炉核計装トリップ選択スイッチが初装荷の場合は計数率高信号による制御棒引抜阻止機能及び計数率高高信号によるスクラム機能に期待できる。計数率高高信号によるスクラム機能に期待した場合のスクラムまでの時間は約 57 秒後となることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	初期出力は炉心状態ごとに異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。初期出力の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが，「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において，初期出力の不確かさの影響を確認している。 初期燃料温度は炉心状態ごとに異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが，「(5)解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において，初期燃料温度の不確かさの影響を確認している。 制御棒引抜阻止は，本評価において期待していないが，これに期待した場合，原子炉出力ペリオド短信号（20 秒）が発信すると制御棒引抜が阻止される。ただし，本評価では制御棒の誤引き抜きにより反応度が急激に投入されるため，原子炉出力ペリオド短（20 秒）による制御棒引抜阻止信号と原子炉出力ペリオド短（10 秒）による原子炉スクラム信号がほぼ同時に発信することから，制御棒引抜阻止に期待した場合でも評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	初期出力は炉心状態ごとに異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。初期出力の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが，「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において，初期出力の不確かさの影響を確認している。 初期燃料温度は炉心状態ごとに異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが，「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において，初期燃料温度の不確かさの影響を確認している。 制御棒引抜阻止は，本評価において期待していないが，これに期待した場合，中間領域計装の中性子束高信号（各レンジフルスケールの 90%）が発信すると制御棒引き抜きが阻止される。ただし，本評価では制御棒の誤引き抜きにより反応度が急激に投入されるため，中間領域計装の中性子束高信号（各レンジフルスケールの 90%）による制御棒引抜阻止信号と中性子束高信号（各レンジフルスケールの 95%）による原子炉スクラム信号がほぼ同時に発信することから，制御棒引抜阻止に期待した場合でも評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉，東海第二は制御棒引抜阻止信号と原子炉スクラム信号がほぼ同時に発信し，制御棒引抜阻止による評価結果への影響は小さいことから，制御棒引抜阻止に期待しない。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，原子炉周期短による制御棒引抜阻止信号及びスクラム信号のインターロックがない（警報のみ）ため，中間領域計装の中性子束高信号（各レンジフルスケ

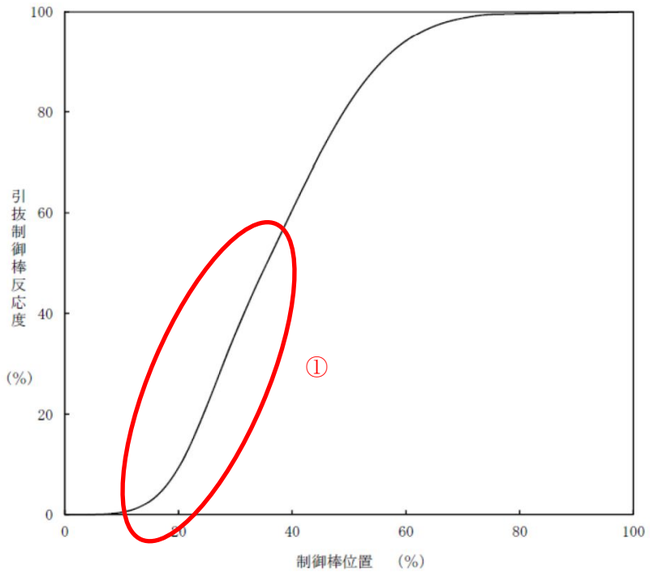
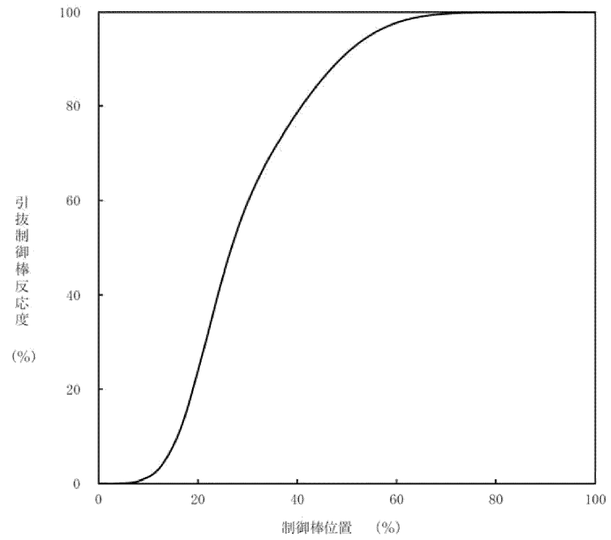
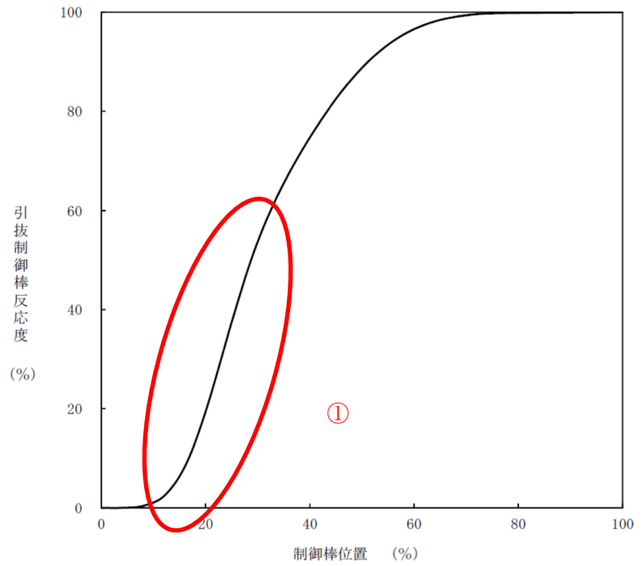
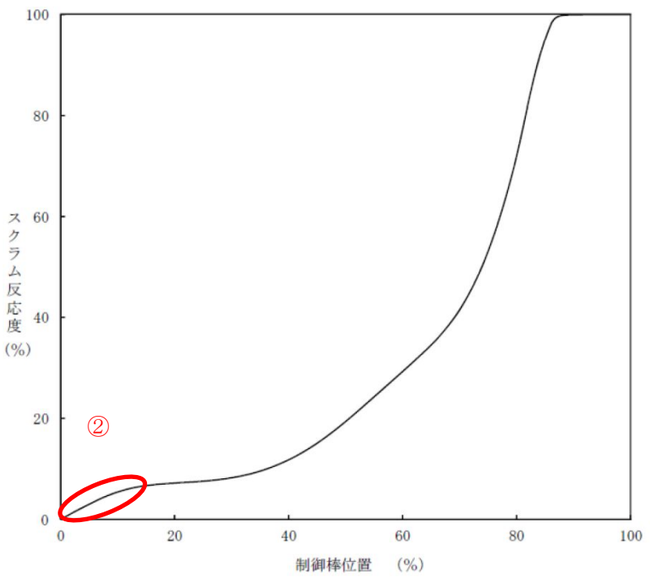
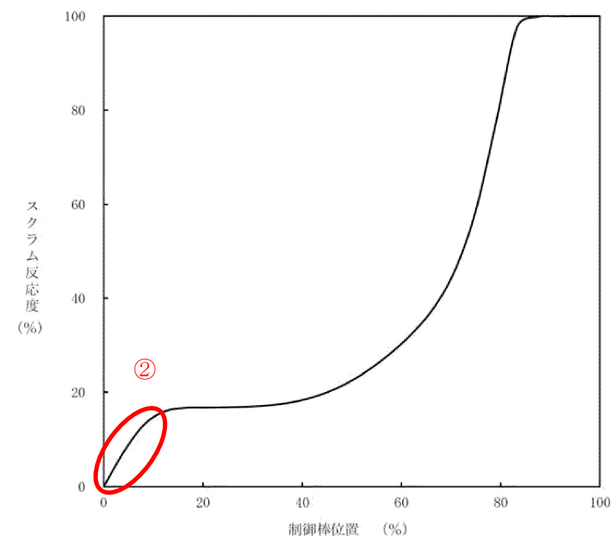
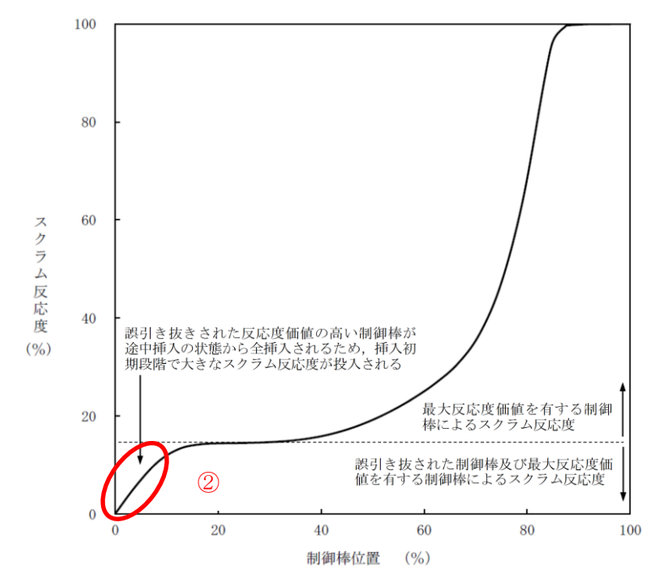
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			ールの 95%）でスクラムする。
ｂ．操作条件 本重要事故シーケンスは，「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり，運転員等操作には期待しないため，運転員操作に関する条件はない。 （添付資料 5.4.5）	ｂ．操作条件 本重要事故シーケンスは，「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり，運転員等操作には期待しないため，運転員等操作に関する条件はない。 （添付資料 5.4.3）	ｂ．操作条件 本重要事故シーケンスは，「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり，運転員等操作には期待しないため，運転員等操作に関する条件はない。 （添付資料5.4.3）	
(3) 感度解析 解析コードの不確かさによりドップラ反応度フィードバック効果と制御棒反応度効果は評価項目となるパラメータに影響を与えることから本重要事故シーケンスにおいて感度解析を行う。 ドップラ反応度又はスクラム反応度を±10%とした場合において投入される反応度は 0.55 ドルとベースケースと比べて殆ど差異がない結果である。また引抜制御棒反応度を±10%とした場合において投入される反応度は 0.56 ドル(+10%),0.53 ドル(-10%)，実効遅発中性子割合を±10%とした場合において投入される反応度は 0.53 ドル(+10%),0.56 ドル(-10%)となる。以上より，これらの不確かさを考慮しても反応度投入事象には至らず，燃料エンタルピ増加に伴う燃料の破損は生じないことから，評価項目を満足する。 （添付資料 5.4.5）	(3) 感度解析 解析コードの不確かさによりドップラ反応度フィードバック効果と制御棒反応度効果は評価項目となるパラメータに影響を与えることから本重要事故シーケンスにおいて感度解析を行う。 ドップラ反応度を＋10％とした場合において投入される反応度は約 1.13 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 80kJ／kgＵＯ２，燃料エンタルピの増分の最大値：約 72kJ／kgＵＯ２），－10％とした場合において投入される反応度は約 1.13 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 92kJ／kgＵＯ２，燃料エンタルピの増分の最大値：約 83kJ／kgＵＯ２），スクラム反応度を＋10％とした場合において投入される反応度は約 1.13 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 82kJ／kgＵＯ２，燃料エンタルピの増分の最大値：約 74kJ／kgＵＯ２），－10％とした場合に投入される反応度は約 1.13 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 89kJ／kgＵＯ２，燃料エンタルピの増分の最大値：約 81kJ／kgＵＯ２），引抜制御棒反応度を＋10％とした場合において投入される反応度は約 1.15 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 102kJ／kgＵＯ２，燃料エンタルピの増分の最大値：約 94kJ／kgＵＯ２），－10％とした場合において投入される反応度は約 1.12 ドル，実効遅発中性子割合を＋10％とした場合において投入される反応度は約 1.11 ドル，－10％とした場合において投入される反応度は約 1.16 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 90kJ／kgＵＯ２，燃料エンタルピの増分の最大値：約 82kJ／kgＵＯ２）となる。 以上より，これらの不確かさを考慮しても燃料エンタルピ増加に伴う燃料の破損は生じないことから，評価項目を満足する。 （添付資料 5.4.3）	(3) 感度解析 解析コードの不確かさによりドップラ反応度フィードバック効果と制御棒反応度効果は評価項目となるパラメータに影響を与えることから本重要事故シーケンスにおいて感度解析を行う。 ドップラ反応度を＋10％とした場合に投入される反応度は約 1.14 ドル（燃料エンタルピの最大値は約 48kJ/kg，増分の最大値は約 40kJ/kg），－10％とした場合に投入される反応度は約 1.14 ドル（燃料エンタルピの最大値は約 52kJ/kg，増分の最大値は約 44kJ/kg）である。 スクラム反応度を＋10％とした場合に投入される反応度は約 1.14 ドル（燃料エンタルピの最大値は約 48kJ/kg，増分の最大値は約 40kJ/kg），－10％とした場合に投入される反応度は約 1.14 ドル（燃料エンタルピの最大値は約 53kJ/kg，増分の最大値は約 45kJ/kg）である。 引抜制御棒反応度を＋10％とした場合に投入される反応度は約 1.16 ドル（燃料エンタルピの最大値は約 63kJ/kg，増分の最大値は約 55kJ/kg），－10％とした場合に投入される反応度は約 1.12 ドル（燃料エンタルピの最大値は約 39kJ/kg，増分の最大値は約 31kJ/kg）である。 実効遅発中性子割合を＋10％とした場合に投入される反応度は約 1.11 ドル（燃料エンタルピの最大値は約 45kJ/kg，増分の最大値は約 37kJ/kg），－10％と投入される反応度は約 1.17 ドル（燃料エンタルピの最大値は約 56kJ/kg，増分の最大値は約 48kJ/kg）である。 以上より，これらの不確かさを考慮しても燃料エンタルピ増加に伴う燃料の破損は生じないことから，評価項目を満足する。 （添付資料5.4.3）	・解析条件及び解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 炉心設計による相違。

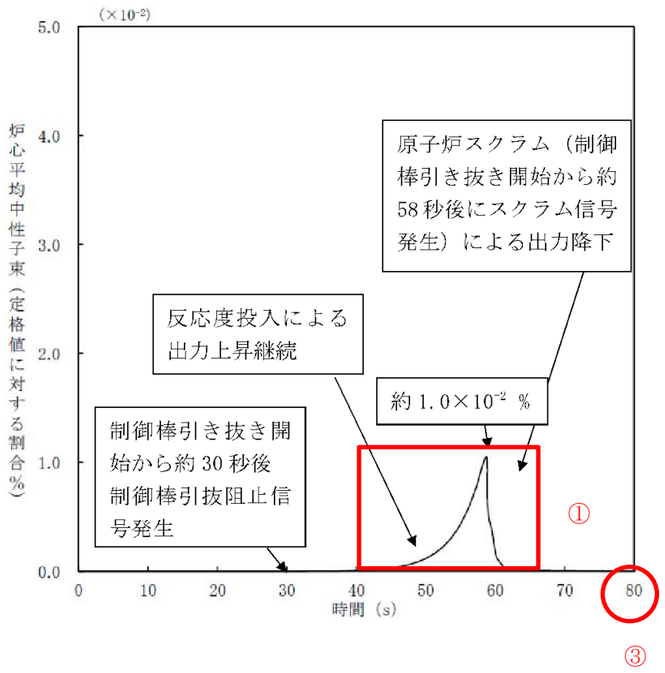
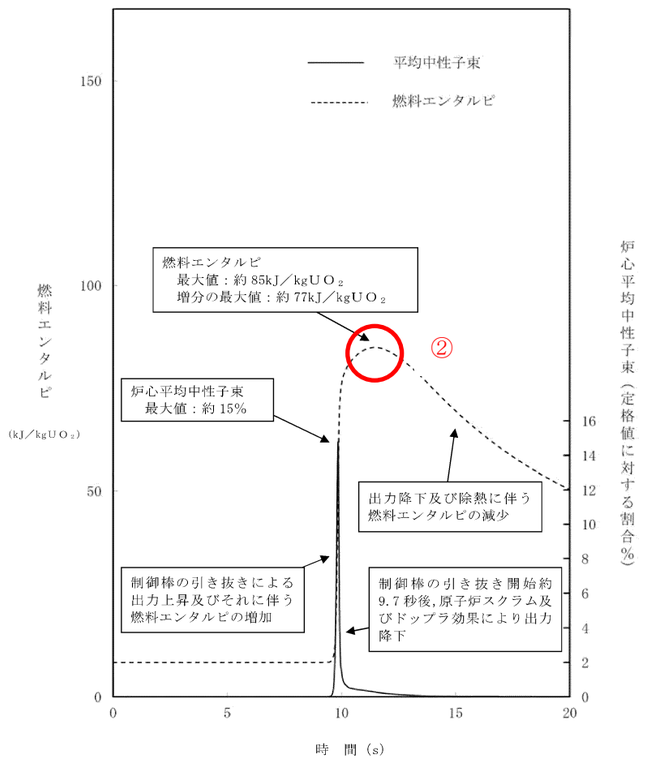
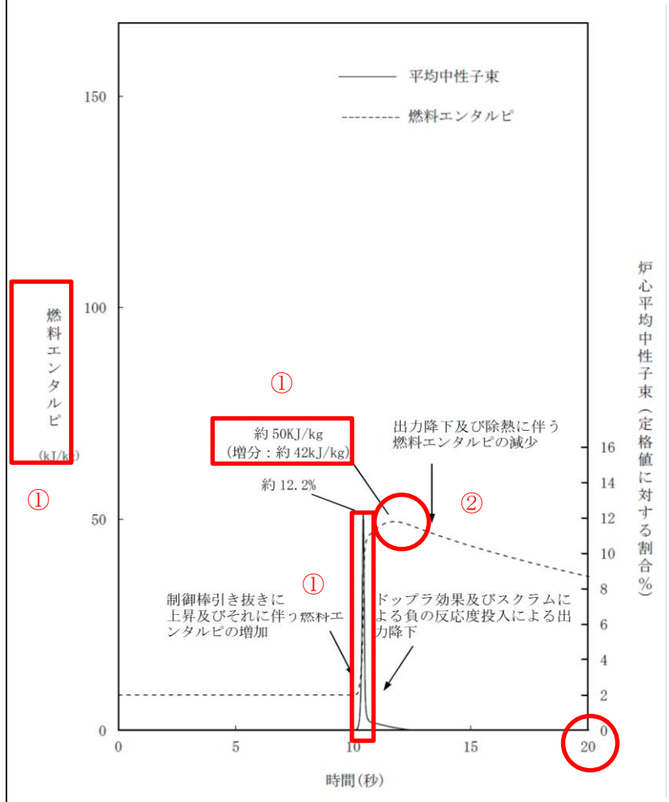
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
(4) 操作時間余裕の把握 本重要事故シーケンスは，「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり，運転員等操作には期待しないことから，操作時間余裕に関する影響はない。	(4) 操作時間余裕の把握 本重要事故シーケンスは，「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり，運転員等操作には期待しないことから，操作時間余裕に関する影響はない。	(4) 操作時間余裕の把握 本重要事故シーケンスは，「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり，運転員等操作には期待しないことから，操作時間余裕に関する影響はない。	
(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価 解析条件の不確かさにより投入される反応度が大きくなることも考えられ，評価項目となるパラメータに影響を与えることから，炉心状態の変動による評価項目となるパラメータに与える影響について確認した。以下の 2 つの保守的な想定をした評価においても，投入される反応度は約 0.7 ドル以下にとどまることから，不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価 解析条件の不確かさにより投入される反応度が大きくなることも考えられ，評価項目となるパラメータに影響を与えることから，炉心状態の変動による評価項目となるパラメータに与える影響について確認した。 以下の保守的な想定をした評価においても，投入される反応度は約 1.16 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 80kJ／kgＵＯ２，燃料エンタルピの増分の最大値：約 72kJ／kgＵＯ２）にとどまることから，不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価 解析条件の不確かさにより投入される反応度が大きくなることも考えられ，評価項目となるパラメータに影響を与えることから，炉心状態の変動による評価項目となるパラメータに与える影響について確認した。 以下の保守的な想定をした評価においても，投入される反応度は約 1.21 ドル（燃料エンタルピの最大値は約 68kJ/kg，増分の最大値は約 60kJ/kg）にとどまることから，不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	・解析条件及び解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 炉心設計による相違。
・過渡解析「原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き」に示すように 3.5%Δk の価値を有する制御棒グループが引き抜かれる場合			・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 柏崎 6/7 は，誤引抜される制御棒の反応度価値が約 1.04%Δk であり，過渡解析の解析条件の方が厳しいが，東海第二及び，島根２号炉の過渡解析の条件（制御棒の反応度価値は 1.3%Δk）は本評価に包絡される。
・サイクル初期及びサイクル末期の炉心状態において，９×９燃料（Ｂ型）平衡炉心の反応度印加率を包絡する引抜制御棒反応度曲線を用いた場合初期出力は炉心状態ごとに異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。定格の 10^{-8} の 10 倍及び 1/10 倍とした場合の感度解析を行い，有効性評価での結果（0.55 ドル）と大きく差異がなく，0.55 ドル（10 倍）及び 0.54 ドル（1/10 倍）であることから，初期出力の不確かさが与える影響は小さい。	・サイクル初期及びサイクル末期の炉心状態において，９×９燃料（Ｂ型）平衡炉心の反応度印加率を包絡する引抜制御棒反応度曲線を用いた場合初期出力は炉心状態ごとに異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。定格の 10^{-8} の 10 倍及び 1／10 倍とした場合の感度解析を行い，有効性評価での結果（約 1.13 ドル）と大きく差異がなく，約 1.09 ドル（10 倍）及び約 1.17 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 124kJ／kgUO_2，燃料エンタルピの増分の最大値：約 115kJ／kgUO_2）（1／10 倍）で	・サイクル初期及びサイクル末期の炉心状態において，９×９燃料（Ｂ型）平衡炉心，９×９燃料（Ａ型）及びＭＯＸ燃料 228 体を装荷した平衡炉心，９×９燃料（Ｂ型）及びＭＯＸ燃料 228 体を装荷した平衡炉心の反応度印加率を包絡する引抜制御棒反応度曲線を用いた場合初期出力は炉心状態ごとに異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。定格の 10^{-8} の 10 倍及び１／10 倍とした場合の感度解析を行い，有効性評価での結果（投入される反応度は約 1.14 ドル，燃料	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉はＡ型燃料，Ｂ型燃料，ＭＯＸ燃料を考慮する。 ・解析条件及び解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 炉心設計による相違。

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
	あることから，初期出力の不確かさが与える影響は小さい。	エンタルピの最大値は約 50kJ/kg，増分の最大値は約 42kJ/kg）と大きく差異がなく，投入される反応度は約 1.11 ドル，燃料エンタルピの最大値は約 33kJ/kg，増分の最大値は約 25kJ/kg（10 倍）及び投入される反応度は約 1.16 ドル，燃料エンタルピの最大値は約 69kJ/kg，増分の最大値は約 61kJ/kg（１／10 倍）であることから，初期出力の不確かさが与える影響は小さい。	
初期燃料温度は炉心状態ごとに異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度を 60℃とした場合の感度解析を実施し，有効性評価での結果（0.55 ドル）と大きく差異がない，0.57 ドルであることから，初期燃料温度の不確かさが与える影響は小さい。 （添付資料 5.4.5，5.4.6）	初期燃料温度は炉心状態ごとに異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度を 60℃とした場合の感度解析を実施し，有効性評価での結果（約 1.13 ドル，燃料エンタルピ最大値：約 85kJ／kgＵＯ２，燃料エンタルピの増分の最大値：約 77kJ／kgＵＯ２）と大きく差異がない，約 1.13 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 96kJ／kgＵＯ２，燃料エンタルピの増分の最大値：約 80kJ／kgＵＯ２）であることから，初期燃料温度の不確かさが与える影響は小さい。 （添付資料 5.4.3，5.4.4，5.4.5）	初期燃料温度は炉心状態ごとに異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度を60℃とした場合の感度解析を実施し，有効性評価での結果（投入される反応度は約1.14ドル，燃料エンタルピの最大値は約50kJ/kg，増分の最大値は約42kJ/kg）と大きく差異がなく，投入される反応度は約1.15ドル，燃料エンタルピの最大値は約64kJ/kg，増分の最大値は約49kJ/kgであることから，初期燃料温度の不確かさが与える影響は小さい。 （添付資料5.4.3，5.4.4）	・解析条件及び解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 炉心設計による相違。
(6) 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，解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	(6) 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，解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	(6)　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，解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	
5.4.4 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「反応度の誤投入」において，重大事故等対策は自動で作動するため，対応に必要な要員はいない。	5.4.4 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「反応度の誤投入」において，重大事故等対策は自動で作動するため，対応に必要な要員はいない。	5.4.4　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「反応度の誤投入」において，重大事故等対策は自動で作動するため，対応に必要な要員はいない。	
(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において，必要な水源，燃料及び電源の評価結果は以下のとおりである。 ａ．水源 本重要事故シーケンスの評価では，原子炉注水は想定していない。	(2) 必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において，必要な水源，燃料及び電源の評価結果は以下のとおりである。 ａ．水 源 本重要事故シーケンスの評価では，原子炉注水は想定していない。	(2)　必要な資源の評価 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において，必要な水源，燃料及び電源の評価結果は以下のとおりである。 ａ．水源 本重要事故シーケンスの評価では，原子炉注水は想定していない。	

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
ｂ．燃料 本重要事故シーケンスの評価では，燃料の使用は想定していない。 ｃ．電源 本重要事故シーケンスの評価では，外部電源喪失は想定していない。 5.4.5 結論 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では，誤操作により過剰な制御棒の引き抜きが行われ，臨界に至る反応度が投入されることで，原子炉が臨界に達し燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対する燃料損傷防止対策としては，原子炉停止機能を整備している。 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の重要事故シーケンス「停止中に実施される試験等により，最大反応度価値を有する制御棒１本が全引抜されている状態から，他の１本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ，異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」について有効性評価を行った。 上記の場合においても，原子炉停止機能により，燃料が損傷することはなく，未臨界を維持することが可能である。 その結果，有効燃料棒頂部の冠水，放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 解析条件の不確かさについて確認した結果，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 本事故シーケンスグループにおける 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策は自動で作動するため，対応に必要な要員はいない。スクラム動作後の原子炉の状態確認において，中央制御室の運転員１名で実施可能である。 以上のことから，原子炉停止機能の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対して有効である。	ｂ．燃 料 本重要事故シーケンスの評価では，燃料の使用は想定していない。 ｃ．電 源 本重要事故シーケンスの評価では，外部電源喪失は想定していない。 5.4.5 結 論 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では，誤操作により過剰な制御棒の引き抜きが行われ，臨界に至る反応度が投入されることで，原子炉が臨界に達し燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対する燃料損傷防止対策としては，原子炉停止機能を整備している。 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の重要事故シーケンス「停止中に実施される検査等により，最大反応度価値を有する制御棒１本が全引き抜きされている状態から，他の１本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ，異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」について有効性評価を行った。 上記の場合においても，原子炉停止機能により，燃料が損傷することはなく，未臨界を維持することが可能である。 その結果，燃料有効長頂部の冠水，放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 解析条件の不確かさについて確認した結果，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策は自動で作動するため，対応に必要な要員はいない。スクラム動作後の原子炉の状態確認において，中央制御室の当直運転員１名で実施可能である。 以上のことから，原子炉停止機能の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対して有効である。	ｂ．燃料 本重要事故シーケンスの評価では，燃料の使用は想定していない。 ｃ．電源 本重要事故シーケンスの評価では，外部電源喪失は想定していない。 5.4.5　結論 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では，誤操作により過剰な制御棒の引き抜きが行われ，臨界に至る反応度が投入されることで，原子炉が臨界に達し燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対する燃料損傷防止対策としては，原子炉停止機能を整備している。 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の重要事故シーケンス「停止中に実施される検査等により，最大反応度価値を有する制御棒１本が全引き抜きされている状態から，他の１本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ，異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」について有効性評価を行った。 上記の場合においても，原子炉停止機能により，燃料が損傷することはなく，未臨界を維持することが可能である。 その結果，燃料棒有効長頂部の冠水，放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。 解析条件の不確かさについて確認した結果，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 本事故シーケンスグループにおける島根２号炉の重大事故等対策は自動で作動するため，対応に必要な要員はいない。スクラム動作後の原子炉の状態確認において，中央制御室の運転員１名で実施可能である。 以上のことから，原子炉停止機能の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対して有効である。	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
第 5.4.1 図 「反応度の誤投入」の対応手順の概要	第 5.4－1 図 反応度の誤投入の対応手順の概要	第 5.4.1－1 図　「反応度の誤投入」の対応手順の概要	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ①島根２号炉は，原子炉周期短による制御棒引抜阻止信号及びスクラム信号のインターロックがない（警報のみ）ため，中間領域計装の中性子束高信号（各レンジフルスケールの 95%）でスクラムする。

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
 第 5.4.2 図 引抜制御棒反応度曲線	 第 5.4－2 図 引抜制御棒反応度曲線	 第 5.4.2－1 図　反応度の誤投入における引抜制御棒反応度曲線	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ①誤引き抜きされる制御棒１本の反応度価値は，柏崎 6/7（約 1.04%Δk）に対して，島根２号炉（約 1.75%Δk），東海第二（約 1.71%Δk）であるため，反応度曲線の傾きが柏崎 6/7 に比べて大きくなる。
 第 5.4.3 図 スクラム反応度曲線	 第 5.4－3 図 スクラム反応度曲線	 第 5.4.2－2 図　反応度の誤投入におけるスクラム反応度曲線	【柏崎 6/7，東海第二】 ②島根２号炉，東海第二，柏崎 6/7 のいずれも誤引き抜きされた反応度価値の高い制御棒が途中挿入の状態から原子炉スクラム信号により全挿入されるため，制御棒の挿入初期段階で大きなスクラム反応度が投入される。ただし，ＡＢＷＲとＢＷＲ５の設計の差異（制御棒引抜速度の相違）により，島根２号炉，東海第二は柏崎 6/7 に比べて原子炉スクラム時点における制御棒引抜量が多いため，制御棒の挿入初期で大きなスクラム反応度が投入される。

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
			・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ①島根２号炉，東海第二は，投入される反応度が１ドルを超えるため，燃料エンタルピの評価により燃料の健全性が維持されることを確認している。柏崎 6/7 は投入される反応度が１ドル未満のため燃料エンタルピの評価を実施していない。 【東海第二】 ②島根２号炉は，高速スクラムプラントであり，従来スクラムプラントより，速やかに制御棒が挿入されるため，相対的にエンタルピの値は小さくなる。 【柏崎 6/7】 ③解析時間の相違。
第 5.4.4 図 炉心平均中性子束の推移	第 5.4－4 図 反応度の誤投入における事象変化	第 5.4.2－3 図　反応度の誤投入における推移	

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　(2017.12.20版)

第5.4.1 表 「反応度の誤投入」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
誤操作による反応度誤投入	運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されることにより，臨界に達する。	－	－	起動領域モニタ
反応度誤投入後のスクラム確認	制御棒の誤操作による反応度の投入により，原子炉周期短（原子炉周期 20 秒）による制御棒引抜阻止信号が発生し，制御棒の引き抜きは阻止される。さらに，原子炉出力が中間領域に到達後，原子炉周期短（原子炉周期 10 秒）による原子炉スクラム信号が発生し，原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し，原子炉は未臨界状態となる。	－	－	起動領域モニタ

東海第二発電所 (2018.9.12版)

第5.4－1 表 反応度の誤投入における重大事故等対策について

操作及び確認	手　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
誤操作による反応度誤投入	運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入される。	－	－	起動領域計装*
反応度誤投入後の原子炉スクラムの確認	制御棒の誤操作による反応度の投入により，原子炉出力ペリオド短（10 秒）信号による原子炉スクラム信号が発生し，原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し，原子炉は未臨界状態となる。	－	－	起動領域計装*

＊　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

島根原子力発電所　2号炉

第5.4.1－1表　「反応度の誤投入」の重大事故等対策について

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
誤操作による反応度誤投入	運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されることにより，臨界に達する。	－	－	中性子源領域計装
反応度誤投入後のスクラム確認	制御棒の誤操作による反応度の投入により，中間領域計装の中性子束高信号が発生し，原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し，原子炉は未臨界状態となる。	－	－	中性子源領域計装

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

備考

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　(2017.12.20版)

第5.4.2 表 主要解析条件（反応度の誤投入） (1/3)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		APEX	－
初期条件	炉心状態	9×9燃料（A型）（単一炉心） 平衡炉心のサイクル初期	9×9燃料（A型）と9×9燃料（B型）の熱水力学的な特性はほぼ同等であることから，代表的に9×9燃料（A型）を設定 燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定
	実効増倍率	1.0	原子炉は臨界状態にあるものとして設定
	原子炉出力	定格出力の 10^{-8}	原子炉は停止状態（全制御棒全挿入状態）にあるものとして設定
	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止時の圧力を想定
	燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度	20℃	原子炉冷却材温度の下限値として運用している値であり，最も水密度が高くなる値として設定
	燃料エンタルピ	8kJ/kgUO_2	原子炉冷却材温度20℃における燃料エンタルピを想定
事故条件	起因事象	制御棒の誤引き抜き	運転停止中の原子炉において，制御棒1本が全引抜されている状態から，他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する

東海第二発電所（2018.9.12版）

第5.4－2表 主要解析条件（反応度の誤投入）（1／3）

項　　目		主要評価条件	条件設定の考え方
解析コード		ＡＰＥＸ／ ＳＣＡＴ（ＲＩＡ用）	－
初期条件	炉心状態	９×９燃料（Ａ型） 平衡炉心のサイクル初期	９×９燃料（Ａ型）と９×９燃料（Ｂ型）の特性はほぼ同等であることから，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定 燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定
	実効増倍率	1.0	原子炉は臨界状態にあるものとして設定
	原子炉初期出力	定格出力の10^{-8}	原子炉は停止状態にあるものとして設定
	原子炉初期圧力	0.0MPa［gage］	原子炉停止時の圧力を想定
	燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度	20℃	原子炉冷却材温度の下限値を基に設定した値であり，最も水密度が高くなる値として設定
	初期燃料エンタルピ	8kJ／kgUO_2	原子炉冷却材温度20℃における燃料エンタルピを想定
事故条件	起因事象	制御棒の誤引き抜き	運転停止中の原子炉において，制御棒1本が全引き抜きされている状態から，他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定

島根原子力発電所　2号炉

第5.4.2－1表　主要解析条件（運転停止中の反応度の誤投入）（１／２）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		ＡＰＥＸ／ ＳＣＡＴ（ＲＩＡ用）	－
初期条件	炉心状態	9×9燃料（A型）（単一炉心） 平衡炉心のサイクル初期	９×９燃料（Ａ型）平衡炉心，９×９燃料（Ｂ型）平衡炉心，９×９燃料（Ａ型）及びＭＯＸ燃料228体を装荷した平衡炉心，９×９燃料（Ｂ型）及びＭＯＸ燃料228体を装荷した平衡炉心は，特性はほぼ同等であることから，９×９燃料（Ａ型）を代表的な炉心として設定 燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定
	実効増倍率	1.0	原子炉は臨界状態にあるものとして設定
	原子炉出力	定格出力の 10^{8}	原子炉が低温状態であることを想定して設定
	原子炉圧力	0.0MPa[gage]	原子炉停止時の圧力を想定
	燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度	20℃	原子炉冷却材温度の下限値として運用している値であり，反応度の観点からは保守的な値として設定
	燃料エンタルピ	8kJ/kg	原子炉冷却材温度20℃における燃料エンタルピを想定
事故条件	起因事象	制御棒の誤引き抜き	運転停止中の原子炉において，制御棒１本が全引き抜きされている状態から，他の１本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する
	誤引き抜きされる制御棒	最大反応度価値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒	運転停止中に実施する複数の制御棒引き抜きを伴う検査等を考慮し，全引き抜きされている制御棒の斜め隣接※1の制御棒とする。誤引き抜きされる制御棒１本の反応度価値は約1.75%Δk※2とする なお，通常，制御棒１本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く，また，仮に他の１本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも，臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度価値が核的制限値を超えないよう管理※3している。これらを踏まえ，本評価においては，誤引き抜きされる制御棒の反応度価値が，管理値を超える事象を想定
	外部電源	外部電源あり	制御棒引抜操作には外部電源が必要となるため，外部電源ありを設定

※1　制御棒密度の偏りが少なくなるよう市松模様の引抜パターンを作成し，高い制御棒価値を生じる引抜パターンとならないようにしている。
※2　三次元沸騰水型原子炉模擬計算コード（ＬＯＧＯＳ）による解析結果
※3　臨界近接時における制御棒の最大反応度価値は1.0%Δk以下であること

備考

・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）

第5.4.2 表 主要解析条件（反応度の誤投入） (2/3)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	誤引き抜きされる制御棒	最大反応度価値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒	投入される反応度を厳しく評価する観点から設定 なお，通常，制御棒１本が全引抜されている状態の未臨界度は深く，また，仮に他の１本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも，臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度価値が核的制限値を超えないよう管理※している。これらを踏まえ，本評価においては，誤引き抜きされる制御棒の反応度価値が，管理値を超える事象を想定 制御棒価値ミニマイザによる停止余裕試験モードでの面隣接制御棒選択時の引抜阻止のインターロックや停止時冷温臨界試験での引抜制御棒価値の管理等を考慮し，斜め隣接の制御棒とし，引き抜きされる制御棒１本の反応度価値は約 1.04%Δk とする
	外部電源	外部電源あり	制御棒引き抜き操作には外部電源が必要となるため，外部電源ありを想定

※：臨界近接時における制御棒の最大反応度価値は 1.0%Δk 以下であること

東海第二発電所（2018.9.12版）

第5.4－2表 主要解析条件（反応度の誤投入）（2／3）

項　　目		主要評価条件	条件設定の考え方
事故条件	誤引き抜きされる制御棒	最大反応度価値を有する制御棒の対角隣接の制御棒	投入される反応度を厳しく評価する観点から設定 なお，通常，制御棒1本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く，また，仮に他の1本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも，臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度価値が核的制限値を超えないように管理※している。これらを踏まえ，本評価においては，誤引き抜きされる制御棒の反応度価値が，管理値を超える事象を想定 制御棒価値ミニマイザ又は複数の運転員による制御棒の引き抜き手順の監視を考慮し，対角隣接の制御棒とし，引き抜きされる制御棒1本の反応度価値は約1.71％Δkとする
	外部電源	外部電源あり	制御棒の引き抜き操作には外部電源が必要となるため，外部電源ありを想定

※　原子炉起動時及び冷温臨界検査時は，臨界近接時における制御棒の最大反応度価値が 1.0％Δk 以下となるように管理。また，制御棒価値ミニマイザ又は複数の運転員による制御棒の引き抜き手順の監視を実施。なお，停止余裕検査においても同様の監視を実施。

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】

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　（2017.12.20版）

第5.4.2表 主要解析条件（反応度の誤投入）（3/3）

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	制御棒の引抜速度	33mm/s	引抜速度の上限値として設定
	起動領域モニタのバイパス状態	A,B,Cグループそれぞれ1個ずつ	A,B,Cグループとも引抜制御棒に最も近い検出器が1個ずつバイパス状態にあるとする
	制御棒引抜阻止条件	原子炉周期短信号（原子炉周期20秒）	起動領域モニタの制御棒引抜阻止機能により設定※1
	原子炉スクラム信号	原子炉周期短信号（原子炉周期10秒）※2	原子炉核計装トリップ選択スイッチを「通常」とした場合の起動領域モニタの原子炉スクラム機能により設定※

※1　複数の制御棒引き抜きを伴う検査を実施する際において，当直長らが最初の制御棒引き抜き開始前に原子炉緊急停止系計装及び起動領域モニタ計装の要素が動作不能でないこと（指示値の異常有無確認，定期事業者検査安全保護系設定値確認検査（核計測装置）等），制御棒のスクラムアキュムレータの圧力等を確認することで，必要な安全保護系が正常に動作することを確認する運用となっている。
そのため，本事象においても制御棒引抜阻止条件やスクラム信号の機能に期待できる。

※2　起動領域モニタの原子炉周期短（原子炉周期10秒）による原子炉スクラム信号は原子炉出力が中間領域に到達することで発生する。

東海第二発電所（2018.9.12版）

第5.4－2表 主要解析条件（反応度の誤投入）（3／3）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	制御棒の引抜速度	9.1cm／s	引抜速度の上限値を設定
	起動領域計装のバイパス状態	A，Bチャンネルそれぞれ1個ずつ	A，Bチャンネルとも引抜制御棒に最も近い検出器が1個ずつバイパス状態にあるとする。
	原子炉スクラム信号	原子炉出力ペリオド短信号（10秒）※1	起動領域モニタのモード切替スイッチを「ＯＰＥＲ」位置とした場合の起動領域計装のスクラム機能により設定※2

※1　起動領域モニタの原子炉出力ペリオド短信号（10秒）による原子炉スクラム信号は原子炉出力が中間領域に到達することで発生する。

※2　複数の制御棒引抜を伴う検査を実施する際において，発電長が最初の制御棒引き抜き開始前に原子炉保護系計装及び起動領域計装の要素が動作不能でないこと（指示値の異常有無確認，点検記録及び校正記録等の確認等），制御棒のスクラムアキュムレータの圧力等を確認することで，必要な原子炉緊急停止系が正常に動作することを確認する運用としている。そのため，本事象においてもスクラム信号の機能に期待できる。

島根原子力発電所　2号炉

第5.4.2－1表　主要解析条件（運転停止中の反応度の誤投入）（2／2）

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	制御棒引抜速度	9.1 cm/s	制御棒引抜速度の上限値を設定
	中間領域計装バイパス状態	A，Bチャンネルそれぞれ1個	A，Bチャンネルともに引抜制御棒に最も近い検出器が1個ずつバイパス状態にあるとする
	制御棒引抜阻止信号	期待しない	制御棒の引き抜きが制限されないことにより，制御棒の誤操作の量が増加するものとして設定
	原子炉スクラム信号	中性子束高 （中間領域計装）	中間領域計装の原子炉スクラム機能により設定※

※　複数の制御棒引き抜きを伴う検査を実施する際において，当直長らが最初の制御棒引抜開始前に原子炉保護系計装が動作不能でないこと（指示値の異常有無確認，定期事業者検査安全保護系設定値確認試験（核計装）等），制御棒のスクラムアキュムレータの圧力等を確認することで，必要な安全保護系が正常に動作することを確認する運用となっている。そのため，本事象においてもスクラム信号の機能に期待できる。

備考

・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
添付資料 5.4.1 反応度の誤投入事象の代表性について 有効性評価では反応度の誤投入事象として，「停止中に実施される試験等により，最大反応度価値を有する制御棒１本が全引抜されている状態から，他の１本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ，異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」を想定している。これは，運転停止中に実施する停止時冷温臨界試験や停止余裕検査を考慮した想定であり，その試験の制御棒誤引き抜き事象の代表性について以下に示す。 1.運転停止中において，制御棒を複数引き抜く試験 運転停止中の通常の原子炉においては，停止余裕（最大反応度価値を有する同一水圧制御ユニットに属する１組又は１本の制御棒が引き抜かれても炉心を未臨界に維持できること）を確保した燃料配置に加え，原子炉モードスイッチを「燃料交換」位置にすることで同一水圧制御ユニットに属する１組又は１本を超える制御棒の引き抜きを阻止するインターロックを維持し，不用意な臨界の発生を防止している。しかし，「原子炉停止余裕検査」と「停止時冷温臨界試験」の実施時においては，原子炉モードスイッチを「起動」位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する。そのため，これらの試験中に人的過誤が発生すると，想定を超える反応度が投入される可能性がある。 それぞれの試験の概要や対象となる制御棒等は以下のとおり。 a.停止時冷温臨界試験 試験の目的　：臨界予測精度の維持・向上のためのデータベースの蓄積 試験内容　：あらかじめ定めた制御棒操作手順に則り，順番に対象となる制御棒引き抜きを実施し，臨界状態確認後に，制御棒パターン，原子炉冷却材温度，ペリオド等のデータを採取する。なお，臨界近傍での制御棒の引	添付資料 5.4.1 反応度誤投入事象の代表性について 1.　はじめに 有効性評価では反応度の誤投入事象として，「停止中に実施される検査等により，最大反応度価値を有する制御棒１本が全引き抜きされている状態から，他の１本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ，異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」を想定している。これは，運転停止中に実施する冷温臨界検査や停止余裕検査を考慮した想定であり，その検査の制御棒引き抜き事象の代表性について以下に示す。 2.　運転停止中において制御棒を複数引き抜く検査 運転停止中の原子炉においては，停止余裕（最大反応度価値を有する１本の制御棒が引き抜かれた状態でも炉心の未臨界を維持できること）を確保した燃料配置としていることに加え，原子炉モード・スイッチを燃料取替位置にすることで，１本を超える制御棒の引き抜きを阻止するインターロックが作動する状態とし，不用意な臨界の発生を防止している。 しかしながら，停止余裕検査及び冷温臨界検査の実施時においては，原子炉モード・スイッチを起動位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する。このため，これらの検査中に人的過誤が発生すると，想定を超える反応度が投入される可能性がある。 それぞれの検査の概要や対象となる制御棒等は以下のとおり。 (1)冷温臨界検査 検査の目的　：臨界予測精度の維持・向上のためのデータベースの蓄積。 検査方法　：原子炉の起動前及び停止後に冷温状態で実施する（いずれも原子炉圧力容器は未開放）。あらかじめ作成した検査用の引き抜きシーケンスに従って順番に対象となる制御棒の引き抜きを実施し，臨界状態確認後に，制御	添付資料 5.4.1 反応度の誤投入事象の代表性について 有効性評価では反応度の誤投入事象として，「停止中に実施される検査等により，最大反応度価値を有する制御棒１本が全引き抜きされている状態から，他の１本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ，異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」を想定している。これは，運転停止中に実施する停止時冷温臨界試験や原子炉停止余裕検査を考慮した想定であり，その試験の制御棒誤引抜事象の代表性について以下に示す。 1．運転停止中において，制御棒を複数引き抜く試験 運転停止中の通常の原子炉においては，停止余裕（最大反応度価値を有する１本の制御棒が引き抜かれても炉心を未臨界に維持できること）を確保した燃料配置に加え，原子炉モードスイッチを「燃料交換」位置にすることで複数の制御棒の引き抜きを阻止するインターロックを維持し，不用意な臨界の発生を防止している。しかし，「原子炉停止余裕検査」と「停止時冷温臨界試験」の実施時においては，原子炉モードスイッチを「起動」位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する。そのため，これらの試験中に人的過誤が発生すると，想定を超える反応度が投入される可能性がある。 それぞれの試験の概要や対象となる制御棒等は以下のとおり。 a．停止時冷温臨界試験 試験の目的：臨界予測精度の維持・向上のためのデータベースの蓄積 試験内容　：原子炉の起動前及び停止後に冷温状態で実施する（いずれも原子炉圧力容器は未開放）。あらかじめ定めた制御棒操作手順に則り，順番に対象となる制御棒引き抜きを実施し，臨界状態確認後に，制御棒パターン，原子炉冷却	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 ＡＢＷＲとＢＷＲ５の設計の相違。

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
き抜きに際しては，1 ノッチ又は 1 ステップ引き抜きごとに試験担当者で未臨界を確認している。	棒パターン，原子炉水温度及びペリオド等のデータを採取する。なお，臨界近傍での制御棒の引き抜きに際しては，１ノッチ引き抜きごとに検査担当者で未臨界を確認している。	材温度，ペリオド等のデータを採取する。なお，臨界近傍での制御棒の引き抜きに際しては，１ノッチ引き抜きごとに試験担当者で未臨界を確認している。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 ＡＢＷＲとＢＷＲ５の設計の相違。
対象制御棒　：評価ケースにより異なる。臨界状態が確認されるまで，複数本の制御棒の引き抜きを実施。臨界近傍で引き抜く制御棒の価値は小さいものを取り扱う。	対象制御棒　：評価ケースにより異なる。臨界状態が確認されるまで，複数本の制御棒の引き抜きを実施する。臨界近傍では，反応度価値が小さい制御棒を取り扱う。	対象制御棒：評価ケースにより異なる。臨界状態が確認されるまで，複数本の制御棒の引き抜きを実施。臨界近傍で引き抜く制御棒の価値は小さいものを取り扱う。	
事故防止対策：制御棒操作監視系による制御棒選択	事故防止対策：制御棒価値ミニマイザによる制御棒操作手順の監視，又は制御棒の操作を行う運転員とは異なる運転員１名による監視。	事故防止対策：制御棒価値ミニマイザによる監視（又は制御棒を操作する運転員以外の運転員による監視）	・運用及び設備設計の相違 【柏崎 6/7】 ＡＢＷＲでは引抜シーケンスを制御棒操作監視系（ＲＣ＆ＩＳ）に登録し，自動で制御棒を選択するが，ＢＷＲ５では制御棒価値ミニマイザ又は運転員により監視する。
b. 停止余裕検査	(2)停止余裕検査	b．原子炉停止余裕検査	
試験の目的　：停止余裕の確認	検査の目的　：停止余裕（挿入可能な制御棒のうち最大反応度価値を有する制御棒１本が挿入されない場合でも，原子炉を常に冷温で未臨界にできること）を確認する。	試験の目的：停止余裕（最大反応度価値を有する１本の制御棒が引き抜かれても炉心を未臨界に維持できること）の確認	
試験内容　：	検査方法　：燃料取替及び燃料集合体炉内配置検査の完了後，原子炉圧力容器蓋の閉鎖前（原子炉ウェル満水時）に以下の手順で実施する。	試験内容　：燃料取替及び燃料集合体炉内配置検査の完了後，以下の手順で実施する。	
①最大価値を有する制御棒（CR-1）の全引抜	①最大反応度価値を有する制御棒（ＣＲ－１）を全引き抜き位置まで引き抜く。	①最大価値を有する制御棒（CR-1）の全引き抜き	
②最大価値を有する制御棒（CR-1）と同一の水圧制御ユニットに属する制御棒（CR-2）の全引抜			・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 ＡＢＷＲとＢＷＲ５の設計の相違。
③最大価値を有する制御棒（CR-1）を補正位置Ｎ まで挿入	②最大反応度価値を有する制御棒（ＣＲ－１）を位置Ｎ※まで挿入する。 ※　最大反応度価値を有する制御棒（ＣＲ－１）の対角隣接の制御棒（ＣＲ－２）について停止余裕の確認に必要な引き抜き位置	②最大価値を有する制御棒（CR-1）を補正位置Ｎ※1まで挿入 ※１　最大反応度価値を有する制御棒（CR-1）の対角隣接の制御棒（CR-2）について停止余裕の確認に必要な引抜位置	
④最大価値を有する制御棒（CR-1）の斜め隣接の制御棒（CR-3）を補正位置Ｎ まで引き抜き	③最大反応度価値を有する制御棒（ＣＲ－１）の対角隣接の制御棒（ＣＲ－２）を位置Ｎまで引き抜く。	③最大価値を有する制御棒（CR-1）の斜め隣接の制御棒（CR-2）を補正位置Ｎまで引き抜き	
⑤最大価値を有する制御棒（CR-1）を再度全引抜 この状態の炉心が未臨界であることを確認する。なお，制御棒の引き抜きに際	④最大反応度価値を有する制御棒（ＣＲ－１）を再度１ノッチずつ引き抜きして，全引き抜きとし，この状態で炉心が臨界未満であることを確認する。なお，制御棒の引	④最大価値を有する制御棒（CR-1）を再度全引き抜き この状態の炉心が未臨界であることを確認する。なお，制御棒の引き抜きに際して	

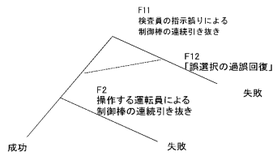
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
ては，1 ノッチ引き抜きごとに検査担当者で未臨界を確認している。 対象制御棒　：最大反応度価値制御棒 1 組又は 1 本 最大価値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒 1 本 引き抜かれる制御棒は斜め隣接の制御棒のうち反応度の補正に必要な価値を有していて印加反応度が大きすぎないように選択 事故防止対策　：ロッドワースミニマイザの制御棒選択パターン規制（又は制御棒を操作する運転員以外の運転員による監視）なお，ロッドワースミニマイザの機能により，最大反応度価値制御棒以外の制御棒を引き抜く場合，面隣接の制御棒を選択すると制御棒引抜許可信号がリセットされる。	き抜きに際しては，各 1 ノッチ引き抜き前に検査担当者が未臨界を確認している。 対象制御棒　：最大反応度価値を有する制御棒 1 本及び最大反応度価値を有する制御棒の対角隣接の制御棒 1 本。 引き抜かれる制御棒は，最大反応度価値を有する制御棒の対角隣接の制御棒のうち，最大反応度価値を有するものを選択。 事故防止対策：制御棒の操作を行う運転員とは異なる運転員 1 名による監視。	は，1 ノッチ引き抜きごとに検査担当者で未臨界を確認している。 対象制御棒：最大反応度価値制御棒 1 本 最大価値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒 1 本 最大価値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒のうち反応度の補正に必要な価値を有していて印加反応度が大きすぎないように選択 事故防止対策：制御棒を操作する運転員以外の運転員による監視	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 ＡＢＷＲとＢＷＲ５の設計の相違。 ・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉，柏崎 6/7 は，全引抜した時の制御棒価値が，停止余裕確認のための反応度補正分以上で，過渡解析の解析条件である制御棒価値以下の制御棒を選択する。
2. 想定する人的過誤 想定を超えた反応度が投入されるおそれのある人的過誤として下記の「燃料の誤装荷」，「制御棒の選択誤り」，「制御棒の連続引き抜き」について検討した。 2-1. 単一の人的過誤 a. 燃料の誤装荷 燃料の誤装荷は誤配置や燃料・制御棒の装荷順序の誤りにより，想定以上の反応度が投入されることが考えられる。これらは燃料交換が燃料取替機（FHM）により自動で装荷位置まで移動され，かつ作業員による配置の確認及び燃料移動監視装置による確認や運転員による出力の監視も行われる。このため，本事象が発生しても適切に認知がされるため，反応度の連続投入及び急激な反応度の投入は考えられない。	3.　想定する人的過誤 想定を超えた反応度が投入されるおそれのある人的過誤として，「燃料の誤装荷」，「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」について検討した。 3.1　単一の人的過誤 (1)　燃料の誤装荷 燃料の誤装荷は，燃料の誤配置や燃料・制御棒の装荷順序の誤りにより，想定以上の反応度が投入されることが考えられる。しかしながら，燃料を装荷する際は，燃料取替機が自動で燃料装荷位置まで移動し，かつ作業員による燃料装荷位置の確認や定検時燃料移動監視装置による確認等が行われる。このため，本事象が発生しても適切に認知がされることから，反応度の連続投入や急激な反応度の投入は考えにくい。	2．想定する人的過誤 想定を超えた反応度が投入されるおそれのある人的過誤として下記の「燃料の誤装荷」，「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」について検討した。 2-1. 単一の人的過誤 a．燃料の誤装荷 燃料の誤装荷は，誤配置や燃料・制御棒の装荷順序の誤りにより，想定以上の反応度が投入されることが考えられる。これらは燃料交換が燃料取替機により自動で装荷位置まで移動され，かつ作業員による配置の確認が実施されている。このため，本事象が発生しても適切に認知がされるため，反応度の連続投入及び急激な反応度の投入は考えられない。	・設備の相違 柏崎 6/7，東海第二は，燃料取替機の運転情報と制御棒位置等を組み合わせて，有効な燃料移動かどうか判定している。
b. 制御棒の選択誤り 操作する制御棒の選択を誤るとその反応度価値は変化する。停止時冷温臨界試験や停止余裕検査の試験では事前に対象と	(2)　制御棒の選択誤り 操作対象制御棒の選択を誤ると，当該制御棒の反応度価値が変化する。冷温臨界検査では，事前に対象となる制御棒の	b．制御棒の選択誤り 操作する制御棒の選択を誤るとその反応度価値は変化する。停止時冷温臨界試験や原子炉停止余裕検査では事前	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
なる制御棒の価値が臨界近傍で大きくならないよう評価により対象を選定しており，その制御棒パターンは制御棒操作監視系（停止時冷温臨界試験），ロッドワースミニマイザ（停止余裕検査），運転員及び検査員により監視されているため，これらのパターンを外れた制御棒が選択されることは考えづらい。また，選択誤りが発生した場合においても臨界付近での制御棒引き抜き操作は１ノッチずつであるため，反応度の急激な投入は考えられない。	価値が臨界近傍で大きくならないように評価により対象を選定しており，その制御棒パターンは制御棒価値ミニマイザ又は複数の運転員により監視されている。停止余裕検査においても同様の監視を実施しており，操作対象以外の制御棒が選択されることは考えにくい。また，選択誤りが発生した場合においても臨界付近での制御棒の引抜操作は１ノッチずつであるため，反応度の急激な投入は考えにくい。	に対象となる制御棒の価値が臨界近傍で大きくならないよう評価により対象を選定しており，その制御棒パターンは制御棒価値ミニマイザ又は運転員及び運転操作助勢者により監視されているため，これらのパターンを外れた制御棒が選択されることは考えづらい。また，選択誤りが発生した場合においても臨界付近での制御棒引抜操作は１ノッチずつであるため，反応度の急激な投入は考えられない。	・運用及び設備設計の相違 【柏崎 6/7】 ＡＢＷＲでは引抜シーケンスを制御棒操作監視系（ＲＣ＆ＩＳ）に登録し，自動で制御棒を選択するが，ＢＷＲ５では制御棒価値ミニマイザ又は運転員により監視する。
c．制御棒の連続引き抜き 運転員及び検査員による制御棒及び起動領域モニタの確認を実施しており，人的過誤発生時も認知が容易である。しかし，これらの認知は運転員及び検査員に期待しているため，有効性評価ではこれらの認知に期待せず，制御棒が連続引き抜きされることを想定する。	(3)　制御棒の連続引き抜き 運転員，及び制御棒の操作を行う運転員とは異なる運転員が制御棒や起動領域計装の確認を実施しており，人的過誤発生時も認知が容易である。しかし，これらの認知は運転員に期待しているため，有効性評価ではこれらの認知に期待せず，制御棒が連続引き抜きされることを想定する。	c．制御棒の連続引き抜き 運転員及び検査員による制御棒及び中性子源領域計装の確認を実施しており，人的過誤発生時も認知が容易である。しかし，これらの認知は運転員及び運転操作助勢者並びに検査員に期待しているため，有効性評価ではこれらの認知に期待せず，制御棒が連続引き抜きされることを想定する。	
2-2. 人的過誤の重畳 人的過誤として抽出した「a. 燃料の誤装荷」，「b. 制御棒の選択誤り」，「c. 制御棒の連続引き抜き」の重畳事象の発生について検討した。反応度の投入速度等の理由※から，検討するべき人的過誤の重畳は「b. 制御棒の選択誤り」＋「c. 制御棒の連続引き抜き」のみであると考えられる。したがって，以下に「b. 制御棒の選択誤り」＋「c. 制御棒の連続引き抜き」の評価を示す。 評価の結果，人的過誤の重畳は発生の可能性が低く，また発生した場合であっても必ず臨界に至るとは限らず，即発臨界に至るような事象はさらに起こりにくいと考えられることから，有効性評価では単一の人的過誤である「c. 制御棒の連続引き抜き」について検討する。 ※「c. 制御棒の連続引き抜き」を含まない人的過誤が重畳した場合は，反応度の投入速度が遅く，即発臨界に至らない。また，「a. 燃料の誤装荷」については燃料取替交換機により機械的に自動で選択されるため，運転員等の作業時の誤りにより間違った配置になることはなく，またデータの入	3.2　人的過誤の重畳 人的過誤として抽出した「燃料の誤装荷」，「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」の重畳事象の発生について検討した。反応度の投入速度等の理由※から，検討するべき人的過誤の重畳は「制御棒の選択誤り」＋「制御棒の連続引き抜き」のみであると考えられる。 評価の結果，人的過誤の重畳は発生の可能性が低いことから，有効性評価では単一の人的過誤である「制御棒の連続引き抜き」について検討する。 ※　「制御棒の連続引き抜き」を含まない人的過誤が重畳した場合には，制御棒が１ノッチずつ引き抜かれるため，投入される反応度は「制御棒の連続引き抜き」に比べて小さいと考えられる。また，「燃料の誤装荷」については，燃料取替機により自動で選択されるため，運転員等	2-2. 人的過誤の重畳 人的過誤として抽出した「a. 燃料の誤装荷」，「b. 制御棒の選択誤り」及び「c. 制御棒の連続引き抜き」の重畳事象の発生について検討した。反応度の投入速度等の理由※2から，検討するべき人的過誤の重畳は「b. 制御棒の選択誤り」＋「c. 制御棒の連続引き抜き」のみであると考えられる。したがって，以下に「b. 制御棒の選択誤り」＋「c. 制御棒の連続引き抜き」の評価を示す。 評価の結果，人的過誤の重畳は発生の可能性が低く，また発生した場合であっても必ず臨界に至るとは限らず，即発臨界に至るような事象はさらに起こりにくいと考えられることから，有効性評価では単一の人的過誤である「c. 制御棒の連続引き抜き」について検討する。 ※２　「c. 制御棒の連続引き抜き」を含まない人的過誤が重畳した場合は，制御棒が反応度の投入速度が遅く，即発臨界に至らない。また，「a. 燃料の誤装荷」については燃料取替機により機械的に自動で選択されるため，運転員等の作業時の誤りにより間違った配置に	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
力についても複数のグループによる確認を多重に実施していること，及び燃料集合体炉内配置検査を実施していることから，誤装荷単一の過誤の発生確率でも十分低いと考えられ，他の過誤との重畳事象は考慮不要であると考えられる。 ・「b.制御棒の選択誤り」＋「c.制御棒の連続引き抜き」の重畳 人的過誤の重畳を考慮すべき試験は「1 運転停止中において，制御棒を複数引き抜く試験」に示すとおり，原子炉停止余裕検査及び停止時冷温臨界試験である。通常，試験では機械的に制御棒の選択の誤りを防止している※。したがって，この機能を使用している場合は，人的過誤による制御棒の選択の誤りは発生しないため，人的過誤の重畳の考慮は不要である。これらの機能に期待しないで試験を実施することもあるため，その場合における人的過誤の重畳を検討した。なお，ロッドワースミニマイザ等の機械的な誤操作の防止機能に期待しない場合においては，操作する運転員以外の運転員が１名以上監視にあたることで人的過誤の発生を防止しているため，これらについてもモデル化する。 図１に「c.制御棒の連続引き抜き」，図２に「b.制御棒の選択誤り」＋「c.制御棒の連続引き抜き」の重畳（人的過誤に従属性を考えた場合）における HRA ツリー及び人的過誤の確率を示す。 その結果，「c.制御棒の連続引き抜き」の単一の人的過誤に比べて「b.制御棒の選択誤り」＋「c.制御棒の連続引き抜き」の重畳を考慮した場合，発生確率が小さくなっていることが分かる。なお，ここでの評価は同じ操作者・指示者による「b.制御棒の選択誤り」と「c.制御棒の連続引き抜き」の人的過誤の従属性については，NUREG/CR-6883 の SPAR-H 手法における従属性レベルの選定フロー（表 1）に基づき，高従属と設定した。 同じ操作者・指示者による「b.制御棒の選択誤り」及び「c.制御棒の連続引き抜き」の過誤の従属性は，作業内容の差異やステップごとに実施していることから独立事象として考えることもでき，その場合についても併せて評価した（図 3）。	の作業時の誤りにより間違った配置に装荷されることは考えにくく，燃料の装荷順序に係るデータの入力についても十分確認がなされていることから，「燃料の誤装荷」単一の過誤発生確率でも十分低いと考えられ，他の過誤との重畳事象は考慮する必要がないと考えられる。 (1) 「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」重畳時の人的過誤確率 人的過誤の重畳を考慮すべき検査は，「2. 運転停止中において制御棒を複数引き抜く検査」に示すとおり，停止余裕検査及び冷温臨界検査である。通常，冷温臨界検査では制御棒価値ミニマイザにより機械的に制御棒の選択の誤りを防止している。したがって，この機能を使用している場合は，人的過誤による制御棒の選択の誤りは発生しないため，人的過誤の重畳の考慮は不要である。ただし，これらの機能に期待しないで検査を実施することもあるため，その場合における人的過誤の重畳を検討した。なお，制御棒価値ミニマイザによる機械的な制御棒の選択の誤りに期待しない場合においては，制御棒を操作する運転員以外の運転員が１名以上監視に当たることで制御棒の選択の誤りの発生を防止しているため，これらについてもモデル化する。 第１図に「制御棒の連続引き抜き」，第２図に「制御棒の選択誤り」＋「制御棒の連続引き抜き」の重畳（人的過誤に従属性を考えた場合）における人間信頼性解析（ＨＲＡ）ツリー及び人的過誤の確率を示す。 その結果，「制御棒の連続引き抜き」の単一の人的過誤に比べて「制御棒の選択誤り」＋「制御棒の連続引き抜き」の重畳を考慮すると，発生確率が小さくなっていることがわかる。なお，この評価における，同じ操作者・指示者による「制御棒の選択誤り」と「制御棒の連続引き抜き」の人的過誤の従属性は，ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－６８８３のＳＰＡＲ－Ｈ手法における従属性レベルの選定フロー（第１表）に基づき，高従属と設定した場合のものである。 ただし，同じ操作者・指示者による「制御棒の選択誤り」と「制御棒の連続引き抜き」の人的過誤の従属性は，作業内容の差異や，各々の操作をステップ毎に実施することから独立事象として考えることができ，人的過誤の重畳が発生する可能性は低い結果となった（第３図）。	なることはなく，またデータの入力についても複数の担当者による確認を多重に実施していること，及び燃料集合体炉内配置検査を実施していることから，誤装荷単一の過誤の発生確率でも十分低いと考えられ，他の過誤との重畳事象は考慮不要であると考えられる。 ・「b. 制御棒の選択誤り」＋「c. 制御棒の連続引き抜き」の重畳 人的過誤の重畳を考慮すべき試験は「1. 運転停止中において，制御棒を複数引き抜く試験」に示すとおり，原子炉停止余裕検査及び停止時冷温臨界試験である。通常，停止時冷温臨界試験では機械的に制御棒の選択の誤りを防止している※3。したがって，この機能を使用している場合は，人的過誤による制御棒の選択の誤りは発生しないため，人的過誤の重畳の考慮は不要である。しかし，これらの機能に期待しない場合であっても，操作する運転員以外の運転員が１名以上監視にあたることで試験の実施が許容されている（試験の手順書）ため，制御棒価値ミニマイザ等の機械的な誤操作の防止機能に期待しない状況で発生する人的過誤の確率について検討した。 図１に「c.制御棒の連続引き抜き」，図２に「b.制御棒の選択誤り」＋「c.制御棒の連続引き抜き」の重畳（人的過誤に従属性を考えた場合）におけるＨＲＡツリー及び人的過誤の確率を示す。 その結果，「c. 制御棒の連続引き抜き」の単一の人的過誤に比べて「b. 制御棒の選択誤り」＋「c. 制御棒の連続引き抜き」の重畳を考慮した場合，発生確率が小さくなっていることが分かる。なお，ここでの評価は同じ操作者・指示者による「b.制御棒の選択誤り」と「c.制御棒の連続引き抜き」の人的過誤の従属性については，NUREG/CR-6883 の SPAR-H 手法における従属性レベルの選定フロー（表１）に基づき，高従属と設定した。 同じ操作者・指示者による「b.制御棒の選択誤り」及び「c.制御棒の連続引き抜き」の過誤の従属性は，作業内容の差異やステップごとに実施していることから独立事象として考えることもでき，その場合についても併せて評価した（図３）。	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
以上のように人的過誤が発生する確率は低く，また，これらの人的過誤が重畳しても必ず臨界に至るとは限らず（対象の制御棒価値が大きくない等），即発臨界に至るような事象はさらに起こりにくいと考えられる。 ※原子炉停止余裕検査時のロッドワースミニマイザによる隣接制御棒の引き抜き防止，停止時冷温臨界試験時のロッドワースミニマイザ及び制御棒操作監視系（RC&IS）による対象制御棒の自動選択	以上より，有効性評価では単一の人的過誤である「制御棒の連続引き抜き」について検討することとした。	以上のように人的過誤が発生する確率は低く，また，これらの人的過誤が重畳しても必ず臨界に至るとは限らず（対象の制御棒価値が大きくない等），即発臨界に至るような事象はさらに起こりにくいと考えられる。 ※３　制御棒価値ミニマイザによる予め定められた制御棒以外の引抜防止	・運用及び設備設計の相違 【柏崎 6/7】 ＡＢＷＲでは引抜シーケンスを制御棒操作監視系（ＲＣ＆ＩＳ）に登録し，自動で制御棒を選択するが，ＢＷＲ５では制御棒価値ミニマイザ又は運転員により監視する。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）



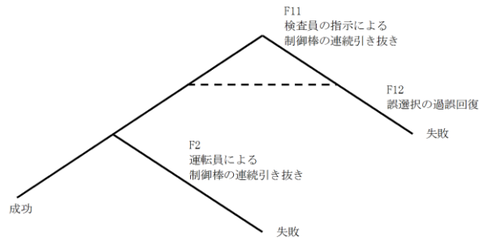
	人的過誤の内容	過誤確率値（中央値）	EF	備考
F11	検査員の指示誤りによる制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオミッションエラー ［チェック表が正しく用いられている場合の長い操作（10項目以上）］ 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1を設定
F12	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の［低従属］ F11の操作に対して，時間的な間隔，作業者の相違があるため，低従属とする 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1を設定
F2	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオミッションエラー ［チェック表が正しく用いられている場合の長い操作（10項目以上）］ 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1を設定

*操作する運転員による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復については十分期待できるものである（数十秒程度）が投入される反応度の不確かさがあるため，期待しない

人的過誤（平均値）	EF
4.0E-03	3

図１「c.制御棒の連続引き抜き」の HRA ツリー及び人的過誤確率

東海第二発電所　（2018.9.12 版）



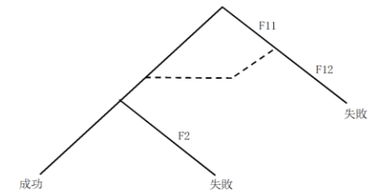
	人的過誤の内容	過誤確率（中央値）	EF	備考
F11	操作員の指示誤りによる制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278　手順書を用いる時のオミッションエラー （チェック表が正しく用いられている場合の長い操作（10項目以上）） 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定
F12	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883（SPAR-H）の低従属 F11の操作に対して，時間的な間隔，作業者の相違があるため，低従属とする 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定
F2	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278　手順書を用いる時のオミッションエラー （チェック表が正しく用いられている場合の長い操作（10項目以上）） 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定

※操作する運転員による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復には保守的に期待しないこととした。

人的過誤（平均値）	EF
4.0E-03	2.8

第１図　「制御棒の連続引き抜き」のＨＲＡツリー及び人的過誤確率

島根原子力発電所　２号炉



	人的過誤の内容	過誤確率値（中央値）	ＥＦ	備考
F11	検査担当者の指示誤りによる制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオミッションエラー ［チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10 項目以上)］ 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは１を設定
F12	運転操作担当者や運転操作助勢者による過誤回復失敗	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の［低従属］ F11 の操作に対して，時間的な間隔，作業者の相違があるため，低従属とする 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは１を設定
F2	運転操作担当者による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオミッションエラー ［チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10 項目以上)］ 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは１を設定

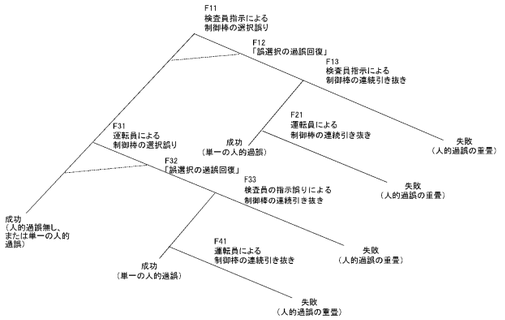
※　運転操作担当者による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復については十分期待できるものであるが投入される反応度の不確かさがあるため，期待しない。

人的過誤（平均値）	ＥＦ
4.0E-03	2.8

図１　「c. 制御棒の連続引き抜き」のＨＲＡツリー及び人的過誤確率

備考

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）



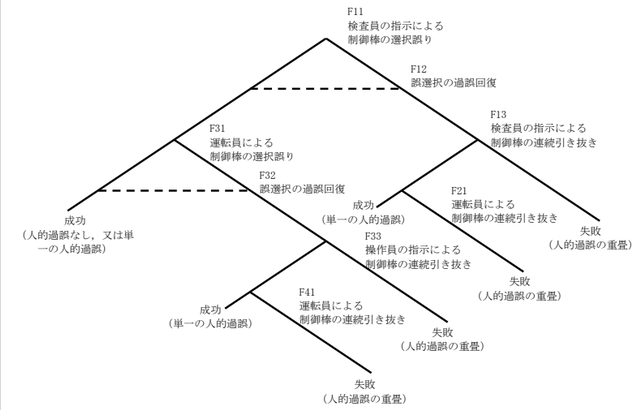
	人的過誤の内容	過誤確率値（中央値）	EF	備考
F11	検査員指示による制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオミッションエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作（10項目以上）] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F12	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属] F11の操作に対して，時間的な間隔，作業者の相違があるため，低従属とする 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1を設定
F13	検査員指示による制御棒の連続引き抜き	5.0E-01	2	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[高従属] F11の操作と作業内容が異なるが，操作者、操作場所は同一であるため、高従属する 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定 （過誤回復には期待しない）
F21	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属] F11の操作と作業内容が異なり，操作と時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F31	操作する運転員による制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオミッションエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作（10項目以上）] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F32	検査員や監視している運転員による制御棒の選択誤りに対する過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属] F21の操作に対して，時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F33	検査員の指示誤りによる制御棒の連続引き抜き	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属] F31の操作と時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F41	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	5.0E-01	2	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[高従属] F11の操作と作業内容が異なるが，操作者、操作場所は同一であるため、高従属する 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定 （過誤回復には期待しない）

*制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復については十分期待できるものであるが投入される反応度の不確かさがあるため、期待しない
*HRAツリー及び人的過誤の確率は複数の制御棒を引き抜き冷温臨界試験を想定して評価する

人的過誤（平均値）	EF
2.9E-04	4

図２　「b.制御棒の選択誤り」+「c.制御棒の連続引き抜き」（人的過誤に従属性を考えた場合）の HRA ツリー及び人的過誤確率

東海第二発電所　（2018.9.12 版）



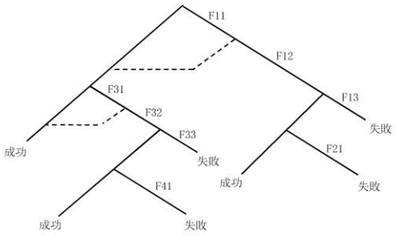
	人的過誤の内容	過誤確率（中央値）	EF	備考
F11	操作員の指示誤りによる制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278　手順書を用いる時のオミッションエラー （チェック表が正しく用いられている場合の長い操作（10項目以上）） 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定
F12	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883（SPAR-H）の低従属 F11の操作に対して，時間的な間隔，作業者の相違があるため，低従属とした 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定
F13	検査員の指示による制御棒の連続引き抜き	5.0E-01	2	NUREG/CR-6883（SPAR-H）の高従属 F11の操作と作業内容が異なるが，操作者，操作場所は同じであるため，高従属とした 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定 （過誤回復には期待しない）
F21	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883（SPAR-H）の低従属 F11の操作と作業内容が異なり，操作と時間的な間隔，作業者の相違があるため，低従属とした 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定
F31	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278　手順書を用いる時のオミッションエラー （チェック表が正しく用いられている場合の長い操作（10項目以上）） 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定
F32	検査員や監視している運転員による制御棒の選択誤りに対する過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883（SPAR-H）の低従属 F31の操作に対して，時間的な間隔，作業者の相違があるため，低従属とした 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定
F33	検査員の指示による制御棒の連続引き抜き	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883（SPAR-H）の低従属 F31の操作に対して，時間的な間隔，作業者の相違があるため，低従属とした 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定
F41	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	5.0E-01	2	NUREG/CR-6883（SPAR-H）の高従属 F31の操作と作業内容が異なるが，操作者，操作場所は同じであるため，高従属とした 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定 （過誤回復には期待しない）

※操作する運転員による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復には保守的に期待しないこととした。
　また，HRAツリー及び人的過誤の確率は，複数の制御棒を引き抜く冷温臨界試験を想定して評価した。

人的過誤（平均値）	EF
3.1E-04	3.6

第２図　「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」重畳時のＨＲＡツリー（従属性を考慮する場合）

島根原子力発電所　２号炉



	人的過誤の内容	過誤確率値（中央値）	E F	備考
F11	検査担当者の指示誤りによる制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオミッションエラー ［チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10 項目以上)］ 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは１を設定
F12	運転操作担当者や運転操作助勢者による過誤回復失敗	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の［低従属］ F11 の操作に対して，時間的な間隔，作業者の相違があるため，低従属とする 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは１を設定
F13	検査担当者の指示誤りによる制御棒の連続引き抜き	5.0E-01	2	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の［高従属］ F11 の操作と作業内容が異なるが，作業者，操作場所は同一であるため，高従属とする 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは１を設定 （過誤回復には期待しない）
F21	運転操作担当者による制御棒の連続引き抜き	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の［低従属］ F11 の操作と作業内容が異なり，操作と時間的な間隔，作業者の相違があるため，低従属とする 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは１を設定
F31	運転操作担当者による制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオミッションエラー ［チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10 項目以上)］ 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは１を設定
F32	検査担当者や運転操作助勢者による制御棒の選択誤り に対する過誤回復失敗	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の［低従属］ F31 の操作に対して，時間的な間隔，作業者の相違があるため，低従属とする 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは１を設定
F33	検査担当者の指示誤りによる制御棒の 連続引き抜き	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の［低従属］ F31 の操作と作業内容が異なり，操作と時間的な間隔，作業者の相違があるため，低従属とする 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは１を設定
F41	運転操作担当者による制御棒の連続引き抜き	5.0E-01	2	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の［高従属］ F31 の操作と作業内容が異なるが，作業者，操作場所は同一であるため，高従属する 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは１を設定 （過誤回復には期待しない）

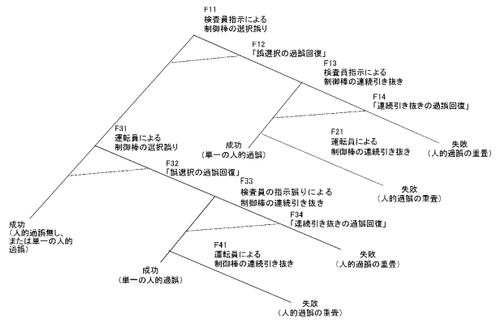
※　運転操作担当者による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復については十分期待できるものであるが投入される反応度の不確かさがあるため，期待しない。
※　ＨＲＡツリー及び人的過誤の確率は複数の制御棒を引き抜く停止時冷温臨界試験を想定して評価する。

人的過誤（平均値）	E F
3.1E-04	3.5

図２　「b．制御棒の選択誤り」＋「c．制御棒の連続引き抜き」（人的過誤に従属性を考えた場合）のＨＲＡツリー及び人的過誤確率

備考

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）



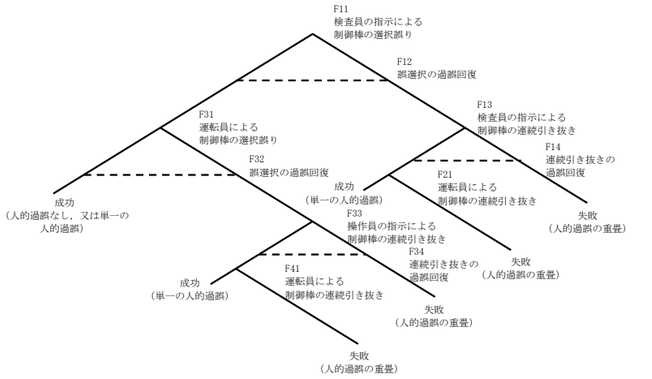
	人的過誤の内容	過誤確率値（中央値）	EF	備考
F11	検査員指示による制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオミッションエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作（10項目以上）] 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1を設定
F12	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属] F11の操作に対して，時間的な間隔，作業者の相違があるため，低従属とする 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1を設定
F13	検査員指示による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオミッションエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作（10項目以上）] 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1を設定 ＊制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり，操作は試験要領に則りステップごとに実施していることから完全独立とする
F14	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属] F13の操作に対して，時間的な間隔，作業者の相違があるため，低従属とする 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1を設定
F21	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオミッションエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作（10項目以上）] 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1を設定 ＊制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり，操作は試験要領に則りステップごとに実施していることから完全独立とする
F31	操作する運転員による制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオミッションエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作（10項目以上）] 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1を設定
F32	検査員や監視している運転員による制御棒の選択誤りに対する過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属] F31の操作に対して，時間的な間隔，作業者の相違があるため，低従属とする 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1を設定
F33	検査員の指示誤りによる制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオミッションエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作（10項目以上）] 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1を設定 ＊制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり，操作は試験要領に則りステップごとに実施していることから完全独立とする
F34	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属] F33の操作に対して，時間的な間隔，作業者の相違があるため，低従属とする 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1を設定
F41	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオミッションエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作（10項目以上）] 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1を設定 ＊制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり，操作は試験要領に則りステップごとに実施していることから完全独立とする

＊操作する運転員による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復については十分期待できるものである（数十秒程度）が投入される反応度の不確かさがあるため，期待しない
＊制御棒の選択誤りと連続引き抜きの従属性については，時間的な間隔(ステップごとに操作を確認)，作業内容が異なることから完全独立（従属性なし）とする
＊HRAツリー及び人的過誤の確率は複数の制御棒を引き抜きを実施する冷温臨界試験を想定して評価する

人的過誤（平均値）	EF
1.9E-06	4

図３「b.制御棒の選択誤り」＋「c.制御棒の連続引き抜き」（それぞれの人的過誤を独立事象とした場合）の
HRA ツリー及び人的過誤確率

東海第二発電所　（2018.9.12 版）



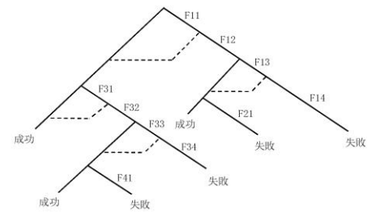
	人的過誤の内容	過誤確率（中央値）	EF	備考
F11	操作員の指示誤りによる制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278　手順書を用いる時のオミッションエラー （チェック表が正しく用いられている場合の長い操作（10項目以上）） 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定
F12	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883（SPAR-H）の低従属 F11の操作に対して，時間的な間隔，作業者の相違があるため，低従属とした 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定
F13	検査員の指示による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278　手順書を用いる時のオミッションエラー （チェック表が正しく用いられている場合の長い操作（10項目以上）） 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定 ※制御棒の選択誤りと作業内容が異なり，操作は検査要領書に従ってステップ毎に実施することから，完全独立とした
F14	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883（SPAR-H）の低従属 F13の操作に対して，時間的な間隔，作業者の相違があるため，低従属とした 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタを1と設定
F21	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278　手順書を用いる時のオミッションエラー （チェック表が正しく用いられている場合の長い操作（10項目以上）） 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定 ※制御棒の選択誤りと作業内容が異なり，操作は検査要領書に従ってステップ毎に実施することから，完全独立とした
F31	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278　手順書を用いる時のオミッションエラー （チェック表が正しく用いられている場合の長い操作（10項目以上）） 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定
F32	検査員や監視している運転員による制御棒の選択誤りに対する過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883（SPAR-H）の低従属 F31の操作に対して，時間的な間隔，作業者の相違があるため，低従属とした 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定
F33	検査員の指示による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278　手順書を用いる時のオミッションエラー （チェック表が正しく用いられている場合の長い操作（10項目以上）） 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定 ※制御棒の選択誤りと作業内容が異なり，操作は検査要領書に従ってステップ毎に実施することから，完全独立とした
F34	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883（SPAR-H）の低従属 F33の操作に対して，時間的な間隔，作業者の相違があるため，低従属とした 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定
F41	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278　手順書を用いる時のオミッションエラー （チェック表が正しく用いられている場合の長い操作（10項目以上）） 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定 ※制御棒の選択誤りと作業内容が異なり，操作は検査要領書に従ってステップ毎に実施することから，完全独立とした

※操作する運転員による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復には保守的に期待しないこととした。
　また，HRAツリー及び人的過誤の確率は，複数の制御棒を引き抜く冷温臨界試験を想定して評価した。

人的過誤（平均値）	EF
2.0E-06	4.5

第３図　「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」重畳時のＨＲＡツリー（独立事象の場合）

島根原子力発電所　２号炉



	人的過誤の内容	過誤確率値（中央値）	E F	備考
F11	検査担当者の指示誤りによる制御棒の選択誤り	3.0E-0.3	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いるときのオミッションエラー 〔チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10 項目以上)〕 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは１を設定
F12	運転操作担当者や運転操作助勢者による過誤回復失敗	5.3E-0.2	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の「低従属」 F11 の操作に対して，時間的な間隔，作業者の相違があるため，低従属とする 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは１を設定
F13	検査担当者の指示誤りによる制御棒の連続引き抜き	3.0E-0.3	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオミッションエラー 〔チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10 項目以上)〕 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは１を設定 ※制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり，操作は試験要領に従ってステップごとに実施していることから完全独立とする
F14	運転操作担当者や運転操作助勢者による過誤回復失敗	5.3E-0.2	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の「低従属」 F13 の操作に対して，時間的な間隔，作業者の相違があるため，低従属とする 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは１を設定
F21	運転操作担当者による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオミッションエラー 〔チェック表が正しく用いられている場合の操作(10 項目以上)〕 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは１を設定 ※制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり，操作は試験要領に従ってステップごとに実施していることから完全独立とする
F31	運転操作担当者による制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いるときのオミッションエラー 〔チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10 項目以上)〕 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは１を設定
F32	検査担当者や運転操作助勢者による制御棒の選択誤りに対する過誤回復失敗	5.3E-0.2	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の「低従属」 F31 の操作に対して，時間的な間隔，作業者の相違があるため，低従属とする 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは１を設定
F33	検査担当者の指示誤りによる制御棒の連続引き抜き	3.0E-0.3	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオミッションエラー 〔チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10 項目以上)〕 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは１を設定 ※制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり，操作は試験要領に従ってステップごとに実施していることから完全独立とする
F34	運転操作担当者や運転操作助勢者による過誤回復失敗	5.3E-0.2	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の「低従属」 F33 の操作に対して，時間的な間隔，作業者の相違があるため，低従属とする 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは１を設定
F41	運転操作担当者による制御棒の連続引き抜き	3.0E-0.3	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオミッションエラー 〔チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10 項目以上)〕 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは１を設定 ※制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり，操作は試験要領に従ってステップごとに実施していることから完全独立とする

※　運転操作担当者による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復については十分期待できるものであるが投入される反応度の不確かさがあるため，期待しない。
※　制御棒の選択誤りと連続引き抜きの従属性については，時間的な間隔（ステップごとに操作を確認）しているのに加え，作業内容が異なることから完全独立（従属性なし）とする。
※　ＨＲＡツリー及び人的過誤の確率は複数の制御棒の引き抜きを実施する停止時冷温臨界試験を想定して評価する。

人的過誤（平均値）	E F
2.0E-06	4.2

図３　「b.制御棒の選択誤り」＋「c.制御棒の連続引き抜き」（それぞれの人的過誤を独立事象とした場合）のＨＲＡツリー及び人的過誤確率

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
表１ SPAR-H 手法における従属性レベルの選定フロー （NUREG/CR-6883 から抜粋） **Dependency Condition Table** Condition Number / Crew (same or different) / Time (close in time or not close in time) / Location (same or different) / Cues (additional or no additional) / Dependency / Number of Human Action Failures Rule ☐ - Not Applicable. Why?_____ 1 s c s na complete 2 a complete 3 d na high 4 a high 5 nc s na high 6 a moderate 7 d na moderate 8 a low 9 d c s na moderate 10 a moderate 11 d na moderate 12 a moderate 13 nc s na low 14 a low 15 d na low 16 a low 17 zero When considering recovery in a series e.g., 2nd, 3rd, or 4th checker If this error is the **3rd error in the sequence**, then the dependency is at least **moderate**. If this error is the **4th error in the sequence**, then the dependency is at least **high.**	第1表　ＳＰＡＲ－Ｈ手法における従属性レベルの選定フロー **Dependency Condition Table** Condition Number / Crew (same or different) / Time (close in time or not close in time) / Location (same or different) / Cues (additional or no additional) / Dependency / Number of Human Action Failures Rule ☐ - Not Applicable. Why?_____ 1 s c s na complete 2 a complete 3 d na high 4 a high 5 nc s na high 6 a moderate 7 d na moderate 8 a low 9 d c s na moderate 10 a moderate 11 d na moderate 12 a moderate 13 nc s na low 14 a low 15 d na low 16 a low 17 zero When considering recovery in a series e.g., 2nd, 3rd, or 4th checker If this error is the **3rd error in the sequence**, then the dependency is at least **moderate**. If this error is the **4th error in the sequence**, then the dependency is at least **high.**	表１　SPAR-H 手法における従属性レベルの選定フロー （NUREG/CR-6883 から抜粋） **Dependency Condition Table** Condition Number / Crew (same or different) / Time (close in time or not close in time) / Location (same or different) / Cues (additional or no additional) / Dependency / Number of Human Action Failures Rule ☐ - Not Applicable. Why?_____ 1 s c s na complete 2 a complete 3 d na high 4 a high 5 nc s na high 6 a moderate 7 d na moderate 8 a low 9 d c s na moderate 10 a moderate 11 d na moderate 12 a moderate 13 nc s na low 14 a low 15 d na low 16 a low 17 zero When considering recovery in a series e.g., 2nd, 3rd, or 4th checker If this error is the **3rd error in the sequence**, then the dependency is at least **moderate**. If this error is the **4th error in the sequence**, then the dependency is at least **high.**	
3 過去に発生した反応度投入事象例 過去に発生した反応度投入事象例は以下のものがある。 平成 11 年 志賀原子力発電所１ 号炉 原子炉緊急停止事故は，柏崎刈羽原子力発電所６ 号及び７ 号炉とは制御棒駆動機構が異なり，物理的に発生の可能性がないため有効性評価で想定する反応度誤投入事象として選定不要と考える。 また，柏崎刈羽原子力発電所６ 号炉 FMCRD 試運転時 CR 引き抜き事象についても制御盤改造及び試験時特有の事象であること，下に記載の再発防止策が取られていること，仮に発生したとしても停止余裕に対して投入される反応度は大きくなく，また監視・安全系が機能しているため，過渡事象等で考慮されている状態より過酷とならないと考えられることから選定不要と考える。 ・平成 11 年 志賀原子力発電所 1 号炉 原子炉緊急停止事故（北陸） 原子炉停止機能強化工事の機能確認試験時にアイソレ誤り及び弁のシートパスにより制御棒が引き抜かれ，アキュームレータに圧力が充填されていなかったことで，直ちに制御棒が挿入されず，臨界に至った。	4.　過去に発生した制御棒誤引き抜け事象と東海第二発電所における発生防止対策 (1)　志賀原子力発電所 1 号炉における制御棒引き抜け事象 平成 11 年 6 月，志賀原子力発電所 1 号炉において，原子炉停止機能強化工事の機能確認工事の準備として，制御棒関連の弁を操作していたところ，3 本の制御棒が想定外に全挿入位置から引き抜かれ，原子炉が臨界状態となった。この事象により，原子炉自動停止信号が発生したが，直ちに制御棒が挿入されず，約 15 分間制御棒が全挿入されなかった。 この事象は，制御棒駆動水圧系（以下「ＣＲＤ」という。）の原子炉戻りラインの弁を開けずにＣＲＤ挿入ライン隔離弁を閉としたことにより，引き抜きラインに圧力がかかり，制御棒が引き抜けた。また，原子炉自動停止信号が発生したにも関わらず制御棒が挿入されなかったのは，ＣＲＤ挿入ライン隔離弁が閉であったこと及び制御棒駆動水圧制御ユニット	３．過去に発生した反応度投入事例 過去に発生した反応度投入事象例としては，平成 11 年志賀原子力発電所１号炉原子炉緊急停止事故があるが，島根２号炉では運用上の対策及び設備対策が実施されていることから，事象発生の確率が低いと考えられるため，有効性評価で想定する反応度誤投入事象として選定不要と考える。 ・平成 11 年志賀原子力発電所１号炉 原子炉緊急停止事故（北陸） 原子炉停止機能強化工事の機能確認試験時にアイソレ誤り及び弁のシートパスにより制御棒が引き抜かれ，アキュームレータに圧力が充填されていなかったことで，直ちに制御棒が挿入されず，臨界に至った。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 ＡＢＷＲとＢＷＲ５の設計の相違。

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
	（以下「ＨＣＵ」という。）アキュムレータに圧力が充てんされていなかったことが原因である。		
この事象は，柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉においては，制御棒駆動機構が異なるため，発生しない（FMCRD の HCU では物理的に引き抜けが起こらない）。	上記の事象を踏まえ，東海第二発電所では，次の対策を講じている。 ａ．ＨＣＵ隔離時のＣＲＤリターンライン運転手順の整備 ｂ．原子炉－ＣＲＤ冷却水ヘッダ間差圧上昇時のＣＲＤポンプ自動トリップインターロックの設置	上記の事象を踏まえ，島根２号炉では，次の対策を講じている。 ａ．ＨＣＵ隔離時のＣＲＤリターンライン運転手順の整備 ｂ．原子炉－ＣＲＤ冷却水ヘッダ間差圧上昇時のＣＲＤポンプ自動トリップインターロックの設置	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 ＡＢＷＲとＢＷＲ５の設計の相違。
また，仮に同様の事象が起きた場合についての炉心挙動解析が実施されており，即発臨界に至る可能性はあるものの，炉心損傷はしないことが確認されている（参考文献 日本原子力学会誌 Vol.49,No.10（2007） 671-675 北陸電力（株）志賀原子力発電所 1 号機で発生した臨界時の炉心挙動解析）。	これらの対策を考慮して制御棒の誤引き抜け事象の発生頻度を評価した結果，4.5E-10／施設定期検査と評価され，志賀原子力発電所 1 号炉で発生した制御棒誤引き抜け事象と同様の事象が東海第二発電所で発生する頻度は十分小さいことを確認している。	また，仮に同様の事象が起きた場合についての炉心挙動解析が実施されており，即発臨界に至る可能性はあるものの，炉心損傷はしないことが確認されている（参考文献 日本原子力学会誌 Vol.49,No.10（2007） 671-675 北陸電力（株）志賀原子力発電所 1 号機で発生した臨界時の炉心挙動解析）。	
・平成 8 年 柏崎刈羽原子力発電所 6 号炉 FMCRD 試運転時 CR 引き抜き事象（当社） 6 号炉試運転中（建設段階）FMCRD 制御盤改造及び試験の準備のため，FMCRD の安全処置（アイソレ）による隔離を実施し，シミュレータにて制御棒位置を模擬的に引き抜きする試験を実施。この時，アイソレミスにより一部の電源アイソレが実施されておらず，実際の 4 本の制御棒が 128 ステップの位置まで引き抜かれた（この間，未臨界であることは確認されている）。 制御盤改造及び試験時特有の事象であること，再発防止策（制御棒の駆動電源 OFF と制御電源 OFF の安全処置の多重化）が実施されていることから対策済みであると考える。また，この事象では安全保護系により監視・安全系が機能していることから炉心損傷には至らない。	(2)　東海第二発電所における意図せぬ制御棒動作事象 東海第二発電所においては，制御棒の誤引き抜け事象等により反応度が誤投入された事象の発生実績はないが，平成 20 年 4 月，施設定期検査中（全燃料取出，全制御棒全引き抜き，制御棒駆動水圧系ユニット（以下「ＨＣＵ」という。）隔離）のところ，1 本の制御棒が 44 ポジション（全引き抜き位置（48 ポジション）から 4 ポジション挿入）に動作し，「制御棒ドリフト」警報が発報した。 この事象は，動作した制御棒のＨＣＵの制御弁のリークテストを実施中に，当該制御弁の圧力が安定せず加圧を通常よりも長時間実施したこと，及び当該ＨＣＵ周りの手動弁のシートパスが重畳したことが原因である。 ただし，本事象は全燃料取出状態であったこと，及び制御棒は挿入側に動作した事象であることから，反応度が投入された事象ではない。 なお，当事象への対策として，以下の対策を行った。 ・当該ＨＣＵ弁の弁体取替え ・ＨＣＵリークテストにおける圧力が安定しない場合は，当該リークテストを中止する ・警報処置手順書における「制御棒ドリフト」警報に本事象を発生要因として加えることで，当該警報発報時にＨＣＵリークテストも要因の調査対象とする。	・島根２号炉における制御棒部分挿入事象 島根２号炉においては，制御棒の誤引抜け事象等により反応度が誤投入された事象の発生実績はないが，平成 24 年４月，第 17 回定期検査開始に伴い全炉心燃料（560 体）を燃料プールへ取り出した後の原子炉内において全引抜状態としていた制御棒 137 体中，１体（H-13）が部分挿入されていることを確認した。 この事象は，当該隔離弁（ユニット H-13 の駆動水挿入管隔離弁）において，前回点検実施以降の開閉操作時にシステムのネジ部にかじりが生じ，干渉していたため全閉ができず，当該隔離弁操作時に弁棒のストロークまで確認していなかったため中間開状態であることに気付かなかったことが原因である。 ただし，本事象は全燃料取り出し状態であったこと，および制御棒が挿入側に動作した事象であることから，反応度が投入された事象ではない。 なお，当事象への対策として，以下の対策を行った。 ａ．当該ＨＣＵ隔離弁の弁体・ステム・ガイドの交換を実施。 ｂ．ＨＣＵエアベント作業実施前の駆動水挿入管隔離弁・引抜隔離弁の状態確認について，操作員の手での開閉確認に加えて，開閉状態を表すマーキングにより確認を行うように要領書の改正を実施。	・運転経験の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉，東海第二は，今までに制御棒が挿入側に動作した事象はあるが，制御棒の誤引き抜け事象等により反応度が誤投入された事象はない。

4

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
重要事故シーケンスの想定 有効性評価では 1～3 章を踏まえ，停止時冷温臨界試験及び停止余裕検査の検査時に人的過誤により制御棒が連続的に引き抜かれる事象を想定した。 この時，誤引き抜きされる制御棒は，以下の点を考慮して「最大反応度価値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒」を反応度誤投入の代表性のあるものとして選定した。 ・引き抜かれる制御棒の反応度価値が管理値※を超えるもの ・停止時冷温臨界試験や停止余裕検査での試験対象や事故防止の対策 ・一般的に臨界近傍まで複数の制御棒を引き抜いていくと，1 本あたりの制御棒価値は相対的に低下していく傾向にあること ・設計により挿入可能な制御棒のうち最大反応度価値制御棒 1 組又は 1 本が引き抜かれた状態であっても未臨界が維持されていること 以上より，反応度の誤投入事象として，「停止中に実施される試験等により，最大反応度価値を有する制御棒 1 本が全引抜されている状態から，他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ，異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」を代表性のあるシナリオとしている。 ※核的制限値を超えないよう設定している管理値：臨界近接時における制御棒の最大反応度価値は 1.0%Δk 以下	5.　重要事故シーケンスの想定 有効性評価では上記 2.～4.を踏まえ，停止余裕検査や冷温臨界検査時に，人的過誤により制御棒が連続的に引き抜かれる事象を想定した。 このとき，臨界近傍での引抜制御棒の反応度価値が冷温臨界検査※に比べて大きい停止余裕検査においては，最大反応度価値を有する対角隣接の制御棒 1 本を引き抜くことを考慮して，「最大反応度価値を有する制御棒が全引き抜きされている状態で最大反応度価値を有する制御棒の対角隣接制御棒 1 本」を反応度誤投入の代表性があるものとして選定した。 以上より，反応度の誤投入事象として，「停止中に実施される検査等により，最大反応度価値を有する制御棒 1 本が全引き抜きされている状態から，他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ，異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」を代表性のあるシナリオとしている。 ※　冷温臨界検査においては，臨界近傍における制御棒の反応度価値は 1.0%Δk 以下となるよう管理	４．重要事故シーケンスの選定 有効性評価では１～３章を踏まえ，停止時冷温臨界試験及び原子炉停止余裕検査の検査時に人的過誤により制御棒が連続的に引き抜かれる事象を想定した。 この時，誤引き抜きされる制御棒は，以下の点を考慮して「最大反応度価値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒」を反応度誤投入の代表性のあるものとして選定した。 ・引き抜かれる制御棒の反応度価値が管理値※４を超えるもの ・停止時冷温臨界試験や原子炉停止余裕検査での試験対象や事故防止の対策 ・一般的に臨界近傍まで複数の制御棒を引き抜いていくと，１本あたりの制御棒価値は相対的に低下していく傾向にあること ・設計により挿入可能な制御棒のうち最大反応度価値制御棒１本が引き抜かれた状態であっても未臨界が維持されていること 以上より，反応度の誤投入事象として，「停止中に実施される検査等により，最大反応度価値を有する制御棒 1 本が全引き抜きされている状態から，他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ，異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」を代表性のあるシナリオとしている。 ※４　核的制限値を超えないように設定している管理値：臨界近接時における制御棒の最大反応度価値は 1.0%Δk 以下（「９×９燃料が装荷され，ＭＯＸ燃料が装荷されるまでのサイクル」において核的制限値を超えないように管理している値であり，「ＭＯＸ燃料を装荷したサイクル以降」における核的制限値）	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 ＡＢＷＲとＢＷＲ５の設計の相違。

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
添付資料 5.4.4 安定状態について 運転停止中の反応度の誤投入の安定状態については以下のとおり。	添付資料 5.4.2 安定停止状態について（運転停止中　反応度の誤投入） 運転停止中の反応度の誤投入の安定停止状態については以下のとおり。	添付資料 5.4.2 安定状態について （運転停止中（反応度の誤投入）） 運転停止中の反応度の誤投入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，原子炉安定停止状態が確立されたものとする。	原子炉安定停止状態：事象発生後，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，原子炉安定停止状態が確立されたものとする。	
【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されるが，原子炉周期短（原子炉周期 20 秒）信号により，制御棒の引き抜きは阻止され，さらに，原子炉周期短（原子炉周期 10 秒）信号で原子炉はスクラムし，制御棒全挿入となり，原子炉は未臨界状態となり，原子炉安定停止状態が確立される。 重大事故等対策は自動で作動するため，対応に必要な要員はいない。 【安定状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。 また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことにより，安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。	【安定停止状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されるが，原子炉出力ペリオド短（10 秒）信号により原子炉はスクラムして制御棒全挿入となり，未臨界状態となることで，原子炉安定停止状態が確立される。 また，重大事故等対策は自動で作動するため，対応に必要な要員の確保は不要である。 【安定停止状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。 また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を継続することにより，安定停止状態後の状態維持が可能となる。	【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 運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されるが，中間領域計装の中性子束高スクラム信号により原子炉はスクラムし，制御棒全挿入となり，原子炉は未臨界状態となり，原子炉安定停止状態が確立される。 重大事故等対策は自動で作動するため，対応に必要な要員はいない。 【安定状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。 また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことにより，安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，原子炉周期短による制御棒引抜阻止信号およびスクラム信号のインターロックがない（警報のみ）ため，中間領域計装の中性子束高信号（各レンジフルスケールの 95%）でスクラムする。

柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 （2017.12.20版）

添付資料 5.4.5

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 反応度誤投入）

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

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（核）	核分裂出力	・一点近似動特性モデル（炉出力） ・出力分布は二次元拡散モデル ・核定数は三次元体系の炉心を空間効果を考慮し二次元体系に縮約	考慮しない	停止時の制御棒の誤引き抜きは，起動領域モニタの原子炉周期短信号の発生により，自動的に制御棒の引き抜き阻止及びスクラムされ，事象は未臨界となり収束することから，運転員の操作を介しない。 したがって，解析コードの不確かさが運転員等操作時間に与える影響はない。	ドップラ反応度フィードバック及び制御棒反応度効果の不確かさに含められるため，「反応度フィードバック効果」にて確認。
	出力分布変化	・RZ 二次元拡散モデル ・エンタルピステップの進行に伴う相対出力分布変化を考慮	考慮しない		解析では制御棒引き抜きに伴う反応度印加曲線を厳しく設定し，さらに局所出力ピーキング係数は対象領域にある燃料の燃焼寿命を考慮した最大値（燃焼度 0GWd/t での値）を用いるといった保守的なモデルを適用してい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。
	反応度フィードバック効果	・ドップラ反応度フィードバック効果は出力分布依存で考慮 ・熱的現象は断熱，ボイド反応度フィードバック効果は考慮しない	・ドップラ反応度フィードバック効果：7～9% ・実効遅発中性子割合：4%		反応度フィードバック効果の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。
	制御棒反応度効果	・三次元拡散モデル ・動特性計算では外部入力	・制御棒反応度：9% ・実効遅発中性子割合：4%		制御棒反応度効果の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。
炉心（燃料）	燃料棒内温度変化	・熱伝導モデル ・燃料ペレット 被覆管ギャップ熱伝達モデル	考慮しない		「反応度投入事象評価指針」において燃料棒内メッシュの「制御棒落下」解析結果への影響は 0%と報告されていることから，類似の事象である本事故シーケンスについても，評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。
	燃料棒表面熱伝達	・単相強制対流：Dittus -Boelter の式 ・核沸騰状態：Jens -Lottes の式 ・膜沸騰状態（低温時）：NSRR の実測データに基づいて導出された熱伝達相関式	考慮しない		「反応度の誤投入」事象は挙動が緩やかであるために出力上昇も小さく，事象発生後はスクラム反応度印加により速やかに収束するため，除熱量に不確かさがあるとしても，燃料エンタルピの最大値に対する影響はほとんどない。そのため，評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。
	沸騰遷移	低温時：Rohsenow -Griffith の式及び Kutateladze の式	考慮しない		事象を通じての表面熱流束は限界熱流束に対して充分小さくなっていることから，沸騰遷移の判定式の不確かさが燃料エンタルピの最大値に与える影響はほとんどなく，評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。

東海第二発電所 （2018.9.12版）

添付資料5.4.3

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（運転停止中　反応度の誤投入）

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

（運転停止中　反応度の誤投入）

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	評価項目パラメータに与える影響
炉心（核）	核分裂出力	・一点近似動特性モデル（炉出力） ・出力分布は二次元拡散モデル ・核定数は三次元体系の炉心を空間効果を考慮し二次元体系に縮約	考慮しない	停止時の制御棒の誤引き抜きは，起動領域計装の原子炉出力ペリオド短（10秒）信号の発生により，自動的に原子炉スクラムされることで未臨界となり，事象は収束することから，運転員等の操作を必要としない。 したがって，解析コードの不確かさが運転員等操作時間に与える影響を考慮する必要はない。	ドップラ反応度フィードバック及び制御棒反応度効果の不確かさに含まれる。
	出力分布変化	・二次元（RZ）拡散モデル ・エンタルピステップの進行に伴う相対出力分布変化を考慮	考慮しない		解析では制御棒引抜に伴う反応度印加曲線を厳しく設定し，さらに局所出力ピーキング係数は対象領域にある燃料の燃焼寿命を考慮した最大値(燃焼度 0GWd/t での値)を用いるといった保守的なモデルを適用していることから，出力分布変化の不確かさは考慮しない。
	反応度フィードバック効果	・ドップラ反応度フィードバック効果は出力分布依存で考慮 ・熱的現象は断熱，ボイド反応度フィードバック効果は考慮しない※	・ドップラ反応度フィードバック効果：7～9% ・実効遅発中性子割合：約4%		実験結果と解析コードの評価結果との比較から，ドップラ反応度フィードバックの不確かさは 7～9%と評価されていることから，これを踏まえて解析を行う必要がある。 また，実効遅発中性子割合の不確かさは，臨界試験の結果と解析コードの評価結果との比較により，約 4%と評価されていることから，これを踏まえて解析を行う必要がある。
	制御棒反応度効果	・三次元拡散モデル ・動特性計算では外部入力	・制御棒反応度：約 9% ・実効遅発中性子割合：約 4%		実験結果と解析コードの評価結果との比較から，制御棒反応度の不確かさは約 9%程度あることから，これを踏まえて解析を行う必要がある。 また，実効遅発中性子割合の不確かさは，臨界試験との比較により，約 4%と評価されていることから，これを踏まえて解析を行う必要がある。
炉心（燃料）	燃料棒内温度変化	・熱伝導モデル ・燃料ペレット－被覆管ギャップ熱伝達モデル	考慮しない		「反応度投入事象評価指針」において燃料棒内メッシュの「制御棒落下」解析結果への影響は 0%と報告されており，類似の事象である本事故シーケンスについても，評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。
	燃料棒表面熱伝達	・単相強制対流：Dittus-Boelter の式 ・核沸騰状態：Jens-Lottes の式 ・膜沸騰状態（低温時）：NSRR の実測データに基づいて導出された熱伝達相関式	考慮しない		本事象では即発臨界となり，急激な出力上昇が生じるが，スクラム反応度印加により出力は速やかに降下し，燃料エンタルピはその数秒後に最大値となる。このような短時間の事象であることから，燃料棒表面熱伝達の不確かさが燃料エンタルピの最大値に及ぼす影響はほとんどない。そのため，評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。
	沸騰遷移	低温時：Rohsenow-Griffith の式及び Kutateladze の式	考慮しない		事象を通じての表面熱流束は限界熱流束に対して十分小さくなっていることから，沸騰遷移の判定式の不確かさが燃料エンタルピの最大値に与える影響はほとんどなく，評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。

※　ＡＰＥＸは断熱モデルに基づくドップラ反応度フィードバックモデルを採用し，減速材温度フィードバック及び減速材ボイドフィードバックは考慮しない。

島根原子力発電所 2号炉

添付資料 5.4.3

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（運転停止中（反応度の誤投入））

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

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（核）	核分裂出力	・一点近似動特性モデル（炉出力） ・出力分布は二次元拡散モデル ・核定数は三次元体系の炉心を空間効果を考慮し二次元体系に縮約	考慮しない	停止時の制御棒の誤引き抜きは，中性子領域計装の中性子束高の信号の発生により，原子炉はスクラムし，事象は未臨界となり収束することから，運転員の操作を介しない。 したがって，解析コードの不確かさが運転員等操作時間に与える影響はない。	ドップラ反応度フィードバック及び制御棒反応度効果の不確かさに含められる。
	出力分布変化	・ＲＺ二次元拡散モデル ・エンタルピステップの進行に伴う相対出力分布変化を考慮	考慮しない		三次元沸騰水型原子炉模擬計算コード（ＬＯＧＯＳ）にて評価した核定数をＡＰＥＸコードの二次元領域へ縮約する過程で，軸方向及び径方向に不確かさが生じるが，引抜制御棒価値を制御棒価値ミニマイザ管理値である1.0％Δkよりも厳しい1.75％ΔKに設定し，さらに局所ピーキング係数が燃焼寿命を通じた最大値（燃焼度０MWd/tにおける値）となるように設定することで，最高出力燃料集合体の最高出力燃料棒の燃料エンタルピを評価していることから，出力分布の不確かさは考慮しない。
	反応度フィードバック効果	・ドップラ反応度フィードバック効果は出力分布依存で考慮 ・熱的現象は断熱，ボイド反応度フィードバック効果は考慮しない※	・ドップラ反応度フィードバック効果：７～９％ ・実効遅発中性子割合：４％		実験結果と解析コードの評価結果との比較から，ドップラ反応度フィードバックの不確かさは７～９％と評価されていることから，これを踏まえて解析を行う必要がある。 また，実効値初中性子割合の不確かさは，臨界試験の結果と解析コードの評価結果との比較により，約4％と評価されていることから，これを踏まえて解析を行う必要がある。
	制御棒反応度効果	・三次元拡散モデル ・動特性計算では外部入力	・制御棒反応度：９％ ・実効遅発中性子割合：４％		実験結果と解析コードの評価結果との比較から，制御棒反応度の不確かさは約９％程度あることから，これを踏まえて解析を行う必要がある。 また，実効値初中性子割合の不確かさは，臨界試験の結果と解析コードの評価結果との比較により，約４％と評価されていることから，これを踏まえて解析を行う必要がある。
炉心（燃料）	燃料棒内温度変化	・熱伝導モデル ・燃料ペレット－被覆管ギャップ熱伝達モデル	考慮しない		「反応度投入事象評価指針」において燃料棒内メッシュの「制御棒落下」解析結果への影響は０％と報告されていることから，類似の事象である本事故シーケンスについても，評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。
	燃料棒表面熱伝達	・単相強制対流：Dittus-Boelter の式 ・核沸騰状態：Jens-Lottes の式 ・膜沸騰状態（低温時）：ＮＳＲＲの実測データに基づいて導出された熱伝達相関式	考慮しない		本事象では即発臨界となり，急激な出力上昇が生じるが，スクラム反応度印加により出力は速やかに降下し，燃料エンタルピはその数秒後に最大値となる。このような短時間の事象であることから，燃料棒表面熱伝達の不確かさが燃料エンタルピの最大値に及ぼす影響はほとんどない。そのため，評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。
	沸騰遷移	・低温時：Rohsenow-Griffithの式及びKutateladzeの式	考慮しない		事象を通じての表面熱流束は限界熱流束に対して十分小さくなっていることから，沸騰遷移の判定式の不確かさが燃料エンタルピの最大値に与える影響はほとんどなく，評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。

※　ＡＰＥＸは断熱モデルに基づくドップラ反応度フィードバックモデルを採用し，減速材温度フィードバック及び減速材ボイドフィードバックは考慮しない。

備考

・相違理由は本文参照。

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（運転停止中 反応度誤投入）(1/2)

項目		解析条件（初期，事故及び機器条件）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	炉心状態	9×9燃料（A型）（単一炉心） 平衡炉心のサイクル初期	装荷炉心ごと，燃焼度ごとに変化する	9×9燃料（A型）と9×9燃料（B型）の熱水力学的な特性はほぼ同等であることから，代表的に9×9燃料（A型）を設定 燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定	停止時の制御棒の誤引き抜きは，起動領域モニタの原子炉周期短信号の発生により，自動的に制御棒の引き抜き阻止及びスクラムされ，事象は未臨界となり収束することから，運転員の操作を介しない。 したがって，解析条件の不確かさが，運転員等操作時間に与える影響はない。	実炉心においては装荷炉心ごと，燃焼度ごとに制御棒反応度価値やスクラム反応度等の特性が変化する。 これらの影響については以下の 2 つの保守的な想定をした評価においても，投入される反応度は約 0.7 ドル以下にとどまることから，不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 ・過渡解析「原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き」に示すように 3.3%Δk の価値を有する制御棒グループが引き抜かれる場合 ・サイクル初期及びサイクル末期の炉心状態において，9×9 燃料（B 型）平衡炉心の反応度印加率を包絡する引抜制御棒反応度曲線を用いた場合（添付資料 5.4.6「反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさについて」参照）
	実効増倍率	1.0	0.99（設計目標値）未満	原子炉は臨界状態にあるものとして設定		実効増倍率が 0.99 の場合は，臨界到達までにかかる時間が追加で必要となり，また投入される反応度も 0.07 ドルと小さくなるため，この評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉出力	定格出力の 10^{-4}	定格出力の 10^{-8}～10^{-7} 程度	原子炉は停止状態（全制御棒全挿入状態）にあるものとして設定		初期出力は炉心状態ごとに異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。 定格の 10^{-8} の 10 倍及び 1/10 倍とした場合の感度解析を行い，有効性評価での結果（0.55 ドル）と大きく差異がない 0.55 ドル（10 倍）及び 0.54 ドル（1/10 倍）であることから，初期出力の不確かさが与える影響は小さい。
	原子炉圧力	大気圧	大気圧程度	原子炉停止時の圧力を想定		解析条件と同様であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度	20℃	20℃以上	原子炉冷却材温度の下限値として運用している値であり，最も水密度が高くなる値として設定		初期燃料温度は炉心状態ごとに異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。 初期燃料温度を 60℃とした場合の感度解析を実施し，有効性評価での結果（0.55 ドル）と大きく差異がない 0.57 ドルであることから，初期燃料温度の不確かさが与える影響は小さい。
	燃料エンタルピ	8kJ/kgUO_2	8kJ/kgUO_2 以上	原子炉冷却材温度 20℃における燃料エンタルピを想定		燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度の不確かさに含められる。

第2表 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（運転停止中反応度の誤投入）(1／2)

項目		解析条件(初期，事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	炉心状態	9×9燃料（A型） 平衡炉心サイクル初期	装荷炉心ごと，燃焼度ごとに変化する	9×9燃料（A型）と9×9燃料（B型）の熱水力学的な特性はほぼ同等であることから，代表的に9×9燃料（A型）を設定 燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定	停止時の制御棒の誤引き抜きは，起動領域計装の原子炉出力ペリオド短（10秒）信号の発生により，自動的に原子炉スクラムされることで未臨界となり，事象は収束することから，運転員等の操作を必要としない。 したがって，初期条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響を考慮する必要はない。	実炉心においては装荷炉心毎，燃焼度毎に制御棒反応度価値やスクラム反応度等の特性が変化する。 これらの影響については以下の保守的な想定をした評価においても，投入される反応度は約 1.16 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 80kJ／kgUO_2，燃料エンタルピの増分の最大値：約 72kJ／kgUO_2）にとどまることから，不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 ・サイクル初期及びサイクル末期の炉心状態においてB型平衡炉心の反応度印加率を包含する引抜制御棒反応度曲線を用いた場合（添付資料 5.4.5）
	実効増倍率	1.0	0.99 未満	原子炉は臨界状態にあるものとして設定		実効増倍率が 0.99 の場合は，臨界到達までにかかる時間が追加で必要となり，また投入される反応度も約 0.96 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 10kJ／kgUO_2，増分の最大値：約 1kJ／kgUO_2）と小さくなり，即発臨界に至らないこととなるため，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	原子炉出力	定格出力の 10^{-8}	定格出力の 10^{-8} 程度	原子炉は停止状態にあるものとして設定		初期出力は炉心状態毎に異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。 定格出力の 10^{-8} の 10 倍及び 1／10 倍とした場合の感度解析を行い，結果は以下のとおりとなった。 ・ 定格出力の 10^{-7}：約 1.09 ドル ・ 定格出力の 10^{-9}：約 1.17 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 124kJ／kgUO_2，増分の最大値：約 115kJ／kgUO_2） 有効性評価での結果（約 1.13 ドル，燃料エンタルピ最大値：約 85kJ／kgUO_2，増分の最大値：約 77kJ／kgUO_2）と大きく差異がないことから，初期出力の不確かさが与える影響は小さい。
	原子炉圧力	大気圧	大気圧程度	原子炉停止時の圧力を想定		解析条件と同様であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料被覆管表面温度及び冷却材温度	20℃	事故事象毎 20℃以上	原子炉冷却材温度の下限値を基に設定した値であり，最も水密度が高くなる値として設定		初期燃料被覆管表面温度は炉心状態毎に異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさ※が与える影響を評価した。 初期燃料温度を 60℃とした場合の感度解析を実施し，結果は以下のとおりとなった。 ・初期燃料温度 60℃：約 1.13 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 96kJ／kgUO_2，増分の最大値：約 80kJ／kgUO_2） 有効性評価での結果（約 1.13 ドル，燃料エンタルピ最大値：約 85kJ／kgUO_2，増分の最大値：約 77kJ／kgUO_2）と大きな差異がないことから，初期燃料温度の不確かさが与える影響は小さい。
	燃料エンタルピ	8kJ／kgUO_2	事故事象毎	冷却材温度 20℃における燃料エンタルピを想定		

※ 本評価で評価対象とした９×９燃料では，初期の燃料被覆管表面温度及び冷却材温度を高く設定した場合に，Ｇｄの燃焼やＰｕの蓄積により，結果が厳しくなる場合がある。

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（反応度の誤投入）（1／2）

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	炉心状態	9×9燃料（A型）（単一炉心）平衡炉心サイクル初期	装荷炉心毎 燃焼度毎	9×9燃料（A型）平衡炉心，9×9燃料（B型）平衡炉心，9×9燃料（A型）及びMOX燃料 228 体を装荷した平衡炉心，9×9燃料（B型）及びMOX燃料 228 体を装荷した平衡炉心は，特性はほぼ同等であることから，9×9燃料（A型）を代表的な炉心として設定 引抜制御棒の価値が大きくなるサイクル初期炉心を設定	停止時の制御棒の誤引き抜きは，中性子領域計装の中性子束高の信号の発生により，原子炉はスクラムし，事象は未臨界となり収束することから，運転員の操作を介しない。 したがって，解析コードの不確かさが運転員等操作時間に与える影響はない。	実炉心においては，装荷炉心毎，燃焼度毎に制御棒反応度価値やスクラム反応度等の特性が変化する。 これらの影響については以下の保守的な想定をした評価においても投入される反応度は約1.21ドル（燃料エンタルピ最大値：約68kJ/kg，燃料エンタルピの増分の最大値：約60kJ/kg）にとどまることから，不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 ・サイクル初期及びサイクル末期の炉心状態において，9×9燃料（B型）平衡炉心，９×９燃料（A型）及びMOX燃料228体を装荷した平衡炉心，９×９燃料（B型）及びMOX燃料228体を装荷した平衡炉心の反応度印加率を包含する引抜制御棒反応度曲線を用いた場合
	実効増倍率	1.0	0.99（設計目標値）以下	原子炉は臨界状態にあるものとして設定		実効増倍率が0.99の場合は，制御棒引抜開始直後は反応度が投入されず，臨界到達までにかかる時間が追加で必要となり，炉心平均中性子束及び燃料エンタルピが上昇するタイミングが遅くなる。また投入される反応度も約1.00ドル（燃料エンタルピ最大値：約14kJ／kg，燃料エンタルピの増分の最大値：約6kJ／kg）と小さく１ドル位置近傍における反応度印加率も緩やかとなることから，燃料エンタルピの上昇率も小さく評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	原子炉出力	定格出力の 10^{-8}	定格出力の 10^{-8} 程度	原子炉は低温状態にあるものとして設定		炉心状態毎に初期出力は異なるが，長期停止の影響を含め初期出力の不確かさが与える影響を確認できるように感度解析のふり幅を設定している。 定格出力の10^{-8}の10倍及び1/10倍とした場合の感度解析結果を行い，結果は以下の通りとなった。 ・定格出力の10^{-7}：約1.11ドル（燃料エンタルピの最大値：約33kJ/kg，燃料エンタルピの増分の最大値：約25kJ/kg） ・定格出力の10^{-9}：約1.16ドル（燃料エンタルピの最大値：約69kJ/kg，燃料エンタルピの増分の最大値：約61kJ/kg） 有効性評価での結果（約1.14ドル，燃料エンタルピの最大値：約50kJ/kg，燃料エンタルピの増分の最大値：約42kJ/kg）と大きく差異のないことから，初期出力の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉圧力	0.0MPa[gage]	0.0MPa[gage]程度	原子炉停止時の圧力を設定		解析条件と同様であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度	20℃	事故事象毎 20℃以上	原子炉冷却材温度の下限値として運用している値であり，反応度の観点から保守的な値として設定		初期燃料被覆管表面温度は炉心状態毎に異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさ※が与える影響を評価した。 初期燃料温度を60℃とした場合の感度解析を実施し，結果は以下の通りとなった。 ・初期燃料温度60℃：約1.15ドル（燃料エンタルピの最大値は約64kJ/kg，燃料エンタルピの増分の最大値：約49kJ/kg） 有効性評価での結果（約1.14ドル，燃料エンタルピの最大値：約50kJ/kg，燃料エンタルピの増分の最大値：約42kJ/kg）と大きく差異のないことから，初期出力の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料エンタルピ	8kJ／kg	8kJ／kg以上	原子炉冷却材温度 20℃における燃料エンタルピを設定		

※ 本評価で評価対象とした９×９燃料では，初期の燃料被覆管表面温度及び冷却材温度を高く設定した場合に，Ｇｄの燃料やＰｕの蓄積により，結果が厳しくなる場合がある。

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（運転停止中 反応度誤投入）(2/2)

項目		解析条件（初期，事故及び機器条件）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	制御棒の誤引き抜き	－	運転停止中の原子炉において，制御棒１本が全引抜されている状態から，他の１本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する	停止時の制御棒の誤引き抜きは，起動領域モニタの原子炉周期短信号の発生により，自動的に制御棒の引き抜き阻止及びスクラムされ，事象は未臨界となり収束することから，運転員の操作を介しない。 したがって，解析条件の不確かさが，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と同様であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	誤引き抜きされる制御棒	最大反応度価値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒	－	投入される反応度を厳しく評価する観点から設定 なお，通常，制御棒１本が全引抜されている状態の未臨界度は深く，また，仮に他の１本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも，臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度価値が核的制限値を超えないよう管理している。 これらを踏まえ，本評価においては，誤引き抜きされる制御棒の反応度価値が，管理値を超える事象を想定 制御棒価値ミニマイザによる停止余裕試験モードでの面隣接制御棒選択時の引き抜き阻止のインターロックや停止時冷温臨界試験での引き抜き制御棒価値の管理等を考慮し，斜め隣接の制御棒とし，引き抜きされる制御棒１本の反応度価値は約 1.04%Δk とする （添付資料 5.4.4）		－
	外部電源	外部電源あり	－	制御棒引き抜き操作には外部電源が必要となるため，外部電源ありを想定		－
機器条件	制御棒引き抜き速度	33mm/s	33mm/s 以下	引き抜き速度の上限値として設定		解析条件と同様であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	起動領域モニタのバイパス状態	A,B,C グループそれぞれ１個ずつ	バイパスなし	A,B,C グループとも引き抜き制御棒に最も近い検出器が１個ずつバイパス状態にあるとする		バイパス状態がない場合は制御棒引き抜き阻止の応答が早くなり，投入反応度が低くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	制御棒引抜阻止条件	原子炉周期短信号（原子炉周期 20 秒）	事故事象ごと 原子炉周期短信号(原子炉周期 20 秒)	起動領域モニタの制御棒引抜阻止機能により設定		解析条件と同様であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉スクラム信号	原子炉周期短信号（原子炉周期 10 秒）	事故事象ごと 起動領域モニタ計数率高高※1 または 原子炉周期短信号(原子炉周期 10 秒)	原子炉核計装トリップ選択スイッチを「通常」とした場合の起動領域モニタの原子炉スクラム機能により設定		原子炉核計装トリップ選択スイッチが「初装荷」の場合は計数率制御棒引き抜き阻止機能，計数率スクラム機能に期待できる。 こちらに期待した場合の原子炉スクラムまでの時間は約 57 秒となり，この評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

※1　本有効性評価の解析において起動領域モニタ（原子炉核計装トリップ選択スイッチ「初装荷」）に期待する場合は原子炉周期短信号（原子炉周期 10 秒）より早く原子炉スクラム信号が投入される。

第2表　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（運転停止中反応度の誤投入）（2／2）

項目		解析条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目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	制御棒の誤引き抜き	－	運転停止中の原子炉において，制御棒１本が全引き抜きされている状態から，他の１本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定	停止時の制御棒の誤引き抜きは，起動領域計装の原子炉出力ペリオド短（10秒）信号の発生により，自動的に原子炉スクラムされることで未臨界となり，事象は収束することから，運転員等の操作を必要としない。 したがって，事故条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響を考慮する必要はない。	解析条件と同様であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	誤引き抜きされる制御棒	最大反応度価値を有する制御棒の対角隣接の制御棒のうち，最大反応度価値を有する制御棒	－	投入される反応度を厳しく評価する観点から設定 なお，通常，制御棒１本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く，また，仮に他の１本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも，臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度価値が核的制限値を超えないように管理※している。これらを踏まえ，本評価においては，誤引き抜きされる制御棒の反応度価値が，管理値を超える事象を想定 制御棒価値ミニマイザ又は複数の運転員による制御棒の引き抜き手順の監視を考慮し，対角隣接の制御棒とし，引き抜きされる制御棒１本の反応度価値は約 1.71%Δk とする		－
	外部電源	外部電源あり	－	制御棒の引き抜き操作には外部電源が必要となるため，外部電源ありを想定		－
機器条件	制御棒の引抜速度	9.1cm／s	9.1cm／s 以下	引抜速度の上限値として設定	停止時の制御棒の誤引き抜きは，起動領域計装の原子炉出力ペリオド短（10秒）信号の発生により，自動的に原子炉スクラムされることで未臨界となり，事象は収束することから，運転員等の操作を必要としない。 したがって，事故条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響を考慮する必要はない。	解析上では引抜速度の上限値を設定しているが，最確条件では上限値に比べて遅い引抜速度であり，投入反応度が小さくなるため，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	起動領域計装のバイパス状態	A，Bチャンネルそれぞれ１個	バイパスなし	A，Bチャンネルとも引抜制御棒に最も近い検出器が１個ずつバイパス状態にあるとする。スクラム信号が遅れることにより，厳しい評価となる		バイパス状態がない場合はスクラム信号の応答が早くなり，投入反応度が小さくなるため，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	制御棒引抜阻止	期待しない（原子炉出力ペリオド短信号（20秒））	期待する（原子炉出力ペリオド短信号（20秒））	制御棒の引き抜きが制限されないことにより，制御棒の誤操作の量が増加し，厳しい評価となる		制御棒引抜阻止に期待した場合，原子炉出力ペリオド短信号（20秒）が発信すると制御棒引抜が停止する。ただし，本評価では制御棒の誤引き抜きにより反応度が急激に投入されるため，原子炉出力ペリオド短信号（20秒）と原子炉出力ペリオド短（10秒）信号によるスクラム信号がほぼ同時に発信するため，制御棒引抜阻止に期待した場合でも評価項目に与える影響はほとんどない。
	スクラム信号	原子炉出力ペリオド短（10秒）信号	解析条件と同様	起動領域モニタのモード切替スイッチを「ＯＰＥＲ」位置とした場合の起動領域計装のスクラム機能により設定		解析条件と同様であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

※　原子炉起動時及び冷温臨界検査時は，臨界近接時における制御棒の最大反応度価値が 1.0%Δk 以下となるように管理。また，制御棒価値ミニマイザ又は複数の運転員による制御棒の引き抜き手順の監視を実施。なお，停止余裕検査においても同様の監視を実施。

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（反応度の誤投入）（2／2）

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	制御棒の誤引き抜き	－	運転停止中の原子炉において，制御棒１本が全引き抜きされている状態から，他の１本の制御棒が操作量の制限を超えた誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する。	停止時の制御棒の誤引き抜きは，中性子領域計装の中性子束高の信号の発生により，原子炉はスクラムし，事象は未臨界となり収束することから，運転員の操作を介しない。 したがって，解析コードの不確かさが運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と同様であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	誤引き抜きされる制御棒	最大反応度価値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒	－	運転停止中に実施する複数の制御棒引き抜きを伴う検査等を考慮し，全引き抜きされている制御棒の斜め隣接※2の制御棒とする。誤引き抜きされる制御棒１本の反応度価値は約 1.75%Δk※3 とする。 なお，通常，制御棒１本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く，また，仮に他の１本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも，臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度価値が核的制限値を超えないよう管理※1 している。これらを踏まえ，本評価においては，誤引き抜きされる制御棒の反応度価値が，管理値を超える事象を想定		－
	外部電源	外部電源あり	－	制御棒引抜阻止には外部電源が必要となるため，外部電源ありを設定		－
機器条件	制御棒引抜速度	9.1cm／s	9.1cm／s 以下	制御棒引抜速度の上限値として設定		解析上では引抜速度の上限値を設定しているが，最確条件では上限値に比べて遅い引抜速度であり，投入反応度が小さくなるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	中間領域計装バイパス状態	A，Bチャンネルそれぞれ１個	バイパスなし	A，Bチャンネルとも引抜制御棒に最も近い検出器がそれぞれ１個バイパスにあるものとして設定		中間領域計装バイパス状態がない場合はスクラム信号の応答が早くなり，投入反応度が小さくなるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	制御棒引抜阻止信号	期待しない（中間領域計装の中性子束高（各レンジフルスケールの 90%））	期待する（中間領域計装の中性子束高（各レンジフルスケールの 90%））	制御棒の引き抜きが制限されないことにより，制御棒の誤操作の量が増加するものとして設定		制御棒引抜阻止に期待した場合，中間領域計装の中性子束高（各レンジフルスケールの90%）が発信すると制御棒引き抜きが停止する。ただし，本評価では制御棒の誤引き抜きにより反応度が急激に投入されると中性子束高（各レンジフルスケールの95%）によるスクラム信号がほぼ同時に発信するため，制御棒引き抜きに期待した場合でも，評価項目に与える影響はほとんどない。
	原子炉スクラム信号	中間領域計装の中性子束高（各レンジフルスケールの 95%）	中間領域計装の中性子束高（各レンジフルスケールの 95%）	中間領域計装の原子炉スクラム機能により設定		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，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

※1　制御棒密度の偏りが少なくなるよう市松模様の引抜パターンを作成し，高い制御棒価値を生じる引抜パターンとならないようにしている。

※2　三次元沸騰水型原子炉模擬計算コード（ＬＯＧＯＳ）による解析結果

※3　原子炉起動時及び冷温臨界試験時は，臨界近接時における制御棒の最大反応度価値が 1.0%Δk 以下となるように管理。また，制御棒ミニマイザ又は複数の運転員による制御棒の引抜手順の監視を実施。なお，原子炉停止余裕検査においても同様の監視を実施。

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
添付資料 5.4.6 反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさについて 反応度誤投入事象の評価において炉心状態を「平衡炉心のサイクル初期」とし，「最大反応度価値制御棒及びその斜め隣接の制御棒」が引き抜かれる想定をして評価している。実炉心においてはこれらの想定と異なり，引抜制御棒価値，引抜制御棒反応度曲線，スクラム反応度曲線，実効遅発中性子割合等のパラメータに不確かさがあるため，有効性評価での想定とこれらの不確かさの影響について以下にまとめた。 １．感度解析の条件 炉心状態の不確かさの影響を考慮するパラメータとして「解析コードの APEX」の重要現象の特定を参考に「引抜制御棒価値」，「引抜制御棒反応度曲線」，「スクラム反応度曲線」及び「実効遅発中性子割合」の４つについて表１に示す感度解析を実施した。 なお，原子炉初期出力及び初期燃料温度については既に「解析コードの APEX」にて感度解析を実施していること，出力分布変化は制御棒価値を厳しく設定し，さらに局所ピーキング係数が燃焼寿命を通じた最大値となるようにしていることから今回対象としていない。	添付資料 5.4.5 反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析について 1.　はじめに 反応度誤投入事象の評価において炉心状態を「９×９燃料（A 型）平衡炉心のサイクル初期」とし，「最大反応度価値制御棒及びその対角隣接の制御棒」が引き抜かれる想定をして評価している。しかし，実炉心においては想定と異なり，装荷燃料には９×９燃料（B 型）が含まれている場合，事象発生時期がサイクル末期である場合に加え，引抜制御棒価値，引抜制御棒反応度曲線，スクラム反応度曲線及び実効遅発中性子割合等のパラメータに不確かさがあるため，有効性評価での想定とこれらの不確かさの影響について以下にまとめた。 2.　感度解析条件 炉心状態の不確かさの影響を考慮するパラメータとして「解析コードのＡＰＥＸ」の重要現象の特定を参考に「引抜制御棒価値」，「引抜制御棒反応度曲線」，「スクラム反応度曲線」及び「実効遅発中性子割合」の４つについて第１表に示す感度解析を実施した。 なお，原子炉初期出力と初期燃料温度については解析条件の不確かさの影響評価にて感度解析を実施していること，出力分布変化は制御棒価値を厳しく設定し，さらに局所ピーキング係数が燃料寿命を通じた最大値となるようにしていることから今回対象としていない。	添付資料 5.4.4 反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさについて 反応度誤投入事象の評価において炉心状態を「平衡炉心のサイクル初期」とし，「最大反応度価値制御棒及びその斜め隣接の制御棒」が引き抜かれる想定をして評価している。実炉心においてはこれらの想定と異なり，９×９燃料（B 型）平衡炉心，９×９燃料（A 型）及びＭＯＸ燃料 228 体を装荷した平衡炉心，９×９燃料（B 型）及びＭＯＸ燃料 228 体を装荷した平衡炉心の場合，事象発生時期がサイクル末期である場合に加え，引抜制御棒価値，引抜制御棒反応度曲線，スクラム反応度曲線，実効遅発中性子割合等のパラメータに不確かさがあるため，有効性評価での想定とこれらの不確かさの影響について以下にまとめた。 １．感度解析の条件 炉心状態の不確かさの影響を考慮するパラメータとして「解析コードのＡＰＥＸ」の重要現象の特定を参考に「引抜制御棒価値」，「引抜制御棒反応度曲線」，「スクラム反応度曲線」及び「実効遅発中性子割合」の４つについて表１に示す感度解析を実施した。 なお，原子炉初期出力及び初期燃料温度については解析条件の不確かさの影響評価にて感度解析を実施していることから今回対象としていない。また，出力分布変化については，三次元沸騰水型原子炉模擬計算コード（ＬＯＧＯＳ）にて評価した核定数をＡＰＥＸコードの二次元領域へ縮約する過程で，軸方向及び径方向に不確かさが生じるが，引抜制御棒価値を制御棒価値ミニマイザ管理値である 1.0％Δk よりも厳しい 1.75％Δk に設定し，さらに局所ピーキング係数が燃焼寿命を通じた最大値（燃焼度０MWd/t における値）となるように設定することで，最高出力燃料集合体の最高出力燃料棒の燃料エンタルピを評価していることから，今回対象としていない。また，二次元領域への縮約操作に伴う不確かさが燃料エンタルピへ与える影響は小さいことを，米国での設計認証申請において適用実績があり，縮約を介さずに炉心三次元体系で動特性解析を行うことができる三次元動特性解析コードＴＲＡＣＧによる影響評価等によって確認している。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉はＡ型燃料，Ｂ型燃料，ＭＯＸ燃料を考慮する。 ・解析方針の相違 【柏崎 6/7】 柏崎 6/7 は「解析コードのＡＰＥＸ」記載の代表ＡＢＷＲの結果を使用しているが，東海第二及び島根２号炉は各プラントの評価結果を使用している。

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
・引抜制御棒価値 有効性評価において核的制限値を超えないように管理している値（臨界近接時に　おいては最大反応度価値を 1.0%Δk 以下とすること）を超える制御棒価値として最大反応度価値制御棒の斜め隣接の制御棒（平衡炉心サイクル初期）の 1.04%Δk を設定している。そのため，感度解析を実施する上のノミナルな条件としては管理値の 1.0%Δk を設定した。	(1)　引抜制御棒価値 有効性評価において核的制限値を超えないように管理している値（臨界近接時においては最大反応度価値を 1.0％Δk 以下とすること）を超える制御棒価値として最大反応度価値制御棒の斜め隣接の制御棒（平衡炉心サイクル初期）の約 1.71％Δk を設定している。そのため，感度解析を実施する上のノミナルな条件としては管理値の 1.0％Δk を設定した。	・引抜制御棒価値 「９×９燃料が装荷され，ＭＯＸ燃料が装荷されるまでのサイクル」において核的制限値を超えないように管理している値，「ＭＯＸ燃料を装荷したサイクル以降」における核的制限値（臨界近接時においては最大反応度価値を 1.0％Δk 以下とすること）を考慮し，引抜制御棒価値 1.0％Δk をノミナル条件として設定した。本制御棒価値は，炉心状態によらずそれ以下に管理する管理値であることから，感度解析でも同一の条件とした。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉はＡ型燃料，Ｂ型燃料，ＭＯＸ燃料を考慮する。
なお，制御棒反応度価値の影響については過渡解析「原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き」に示されるように 3.5%Δk の価値を有する制御棒グループが引き抜かれた場合であっても反応度は１ドル未満（約 0.7 ドル）にとどまっていることから，今回の感度評価の影響確認の対象外とした。			・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 柏崎 6/7 は，誤引抜される制御棒の反応度価値が約 1.04％Δｋであり，過渡解析の解析条件方法の方が厳しいが，東海第二及び，島根２号炉の過渡解析の条件（制御棒の反応度価値は 1.3％Δｋ）は本評価に包含される。
・引抜制御棒反応度曲線 有効性評価において表１に示すＡ型平衡炉心のサイクル初期を想定している。 ノミナル条件としてサイクル初期及びサイクル末期での引抜制御棒反応度曲線を 1.0%Δk に規格したものを考慮した。 不確かさ評価としてサイクル初期及びサイクル末期の炉心状態において，１ドル位置における引抜制御棒反応度印加率がＢ型の平衡炉心での印加率の変動を包絡するように設定した。 感度解析に用いたサイクル初期及びサイクル末期の引抜制御棒反応度曲線を図１，図２ に示す。	(2)　引抜制御棒反応度曲線 有効性評価において第１表に示すＡ型平衡炉心のサイクル初期を想定している。 感度解析のノミナル条件として，サイクル初期及びサイクル末期での引抜制御棒反応度曲線を 1.0％Δk に規格化したものを考慮した。 サイクル初期の感度解析の不確かさ評価として，１ドル位置における引抜制御棒反応度印加率がＢ型の平衡炉心での印加率の変動を包含するように設定した。 感度解析に用いたサイクル初期及びサイクル末期の引抜制御棒反応度曲線を第１図，第２図に示す。	・引抜制御棒反応度曲線 有効性評価において表１に示す９×９燃料（Ａ型）平衡炉心サイクル初期を想定している。 ノミナル条件としてサイクル初期及びサイクル末期での引抜制御棒反応度曲線を 1.0％Δk に規格したものを考慮した。 不確かさ評価としてサイクル初期及びサイクル末期の炉心状態において，１ドル位置における引抜制御棒反応度印加率が９×９燃料（Ｂ型）平衡炉心，９×９燃料（Ａ型）及びＭＯＸ燃料 228 体を装荷した平衡炉心，９×９燃料（Ｂ型）及びＭＯＸ燃料 228 体を装荷した平衡炉心での印加率の変動を包絡するように設定した。 感度解析に用いたサイクル初期及びサイクル末期の引抜制御棒反応度曲線を図１，図２ に示す。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉はＡ型燃料，Ｂ型燃料，ＭＯＸ燃料を考慮する。
・スクラム反応度曲線	(3)　スクラム反応度曲線	・スクラム反応度曲線	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
有効性評価において表１に示すサイクル初期を想定して評価を実施しており，感度解析においてはサイクル末期の炉心状態のスクラム反応度曲線の影響についても確認した。	有効性評価においては第１表に示すサイクル初期を想定して評価を実施しており，感度解析においては，サイクル末期の炉心状態のスクラム反応度曲線の影響についても確認した。	有効性評価において表１に示すサイクル初期を想定して評価を実施しており，感度解析においてはサイクル末期の炉心状態のスクラム反応度曲線の影響についても確認した。	
・実効遅発中性子割合 有効性評価において表１に示すサイクル初期を想定して評価を実施しており，感度解析においてはサイクル末期の炉心状態の実効遅発中性子割合の影響についても確認した。	(4)　実効遅発中性子割合 有効性評価においては第１表に示すサイクル初期を想定して評価を実施しており，感度解析においては，サイクル末期の炉心状態の実効遅発中性子割合の影響についても確認した。	・実効遅発中性子割合 有効性評価において表１に示すサイクル初期を想定して評価を実施しており，感度解析においてはサイクル末期の炉心状態の実効遅発中性子割合の影響及びＭＯＸ燃料 228 体を装荷した平衡炉心における実効遅発中性子割合の影響についても確認した。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉はＡ型燃料，Ｂ型燃料，ＭＯＸ燃料を考慮する。
２．感度解析の結果 解析結果を表２にまとめた。サイクル初期及びサイクル末期の不確かさを考慮したケースにおいても１ドルを超えるケースとはならず，最大の投入反応度は不確かさ評価（サイクル末期）の 0.6144 ドルであった。	3.　感度解析結果 解析結果を第２表にまとめた。サイクル初期及びサイクル末期並びにＢ型の平衡炉心の炉心状態とした場合においても，最大の投入反応度は感度解析（サイクル末期，Ｂ型の平衡炉心での印加率の変動を包含）の約 1.16 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 80kJ／kgＵＯ$_2$，燃料エンタルピの増分の最大値※：約 72kJ／kgＵＯ$_2$）であり，「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象評価指針」に示された燃料の許容設計限界の最低値である 272kJ／kgＵＯ$_2$を超えることはない。また，「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」に示された燃料ペレット燃焼度 65,000MWd／t 以上の燃料に対するペレット－被覆管機械的相互作用を原因とする破損を生じるしきい値の目安である，ピーク出力部燃料エンタルピの増分で 167kJ／kgＵＯ$_2$を用いた場合においても，これを超えることはなく燃料の健全性は維持される。 ※　燃料エンタルピの最大値から初期エンタルピ（8kJ／kgＵＯ$_2$）を引いた値	２．感度解析の結果 解析結果を表２にまとめた。サイクル初期及びサイクル末期並びに９×９燃料（Ｂ型）平衡炉心，９×９燃料（Ａ型）及びＭＯＸ燃料 228 体を装荷した平衡炉心，９×９燃料（Ｂ型）及びＭＯＸ燃料 228 体を装荷した平衡炉心の炉心状態の不確かさを考慮したケースにおいても，最大の投入反応度は感度解析（サイクル末期，９×９燃料（Ｂ型）平衡炉心，９×９燃料（Ａ型）及びＭＯＸ燃料 228 体を装荷した平衡炉心，９×９燃料（Ｂ型）及びＭＯＸ燃料 228 体を装荷した平衡炉心での印加率の変動を包含）の約 1.21 ドルで，燃料エンタルピの最大値は約 68kJ/kg であり，「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象に関する評価指針」に示された燃料の許容設計限界値以下である。また，燃料エンタルピの増分の最大値は約 60 kJ/kg であり，ペレット燃焼度 65,000MWd/t 以上の燃料に対するＰＣＭＩ破損しきい値の目安としてピーク出力部燃料エンタルピの増分で 167 kJ/kg（40cal/g）を用いた場合においても，これを超えることはなく燃料の健全性は維持される。 そのため，これらの不確かさを考慮しても，燃料エンタルピの増加に伴う燃料の破損は発生せず，事象は収束して安定状態に導かれることが分かった。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉はＡ型燃料，Ｂ型燃料，ＭＯＸ燃料を考慮する。 ・評価方針の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉，東海第二は投入される反応度が１ドルを超えるためＳＣＡＴ（ＲＩＡ用）を用いて燃料エンタルピの評価を実施。 ・解析結果の相違 【東海第二】 島根２号炉は，高速スクラムプラントであり，従来スクラムプラントより，速やかに制御棒が挿入されるため，相対的にエンタルピの値は小さくなる。
そのため，これらの不確かさを考慮しても，燃料エンタルピの増加に伴う燃料の破損は発生せず，事象は収束して安定状態に導かれることが分かった。			

表１．反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさの感度解析項目

項目	申請解析	ノミナルケース （サイクル初期）	不確かさ評価 （サイクル初期）	ノミナルケース （サイクル末期）	不確かさ評価 （サイクル末期）
引抜制御棒価値	1.04%Δk	1.0%Δk	1.0%Δk	1.0%Δk	1.0%Δk
引抜制御棒反応度曲線	サイクル初期炉心のLOGOS解析結果	申請解析の反応度曲線を制御棒価値1.0%Δkに規格化	1ドル位置における引抜制御棒反応度曲線の反応度印加率がノミナルケース（サイクル初期）の1.5倍[*1]になるように補正する。ただし，引抜制御棒反応度が1.0%Δkを超える部分については，1.0%Δkで一定とする。	サイクル末期炉心のLOGOS解析結果（制御棒価値1.0%Δkに規格化）	1ドル位置における引抜制御棒反応度曲線の反応度印加率がノミナルケース（サイクル末期）の1.2倍[*2]になるように補正する。ただし，引抜制御棒反応度が1.0%Δkを超える部分については，1.0%Δkで一定とする。
スクラム反応度曲線	サイクル初期炉心のLOGOS解析結果	変更なし	変更なし	サイクル末期炉心のLOGOS解析結果	サイクル末期炉心のLOGOS解析結果
実効遅発中性子割合	サイクル初期炉心に対応した値	変更なし	変更なし	サイクル末期相当の値として0.88倍（0.0053/0.0060=0.8833）[*3]	サイクル末期相当の値として0.88倍（0.0053/0.0060=0.8833）[*3]

＊1：制御棒落下事故解析における落下制御棒反応度曲線(サイクル初期低温時)よりＢ型平衡炉心の反応度印加率の変動を包絡するようにふり幅を設定。

＊2：制御棒落下事故解析における落下制御棒反応度曲線(サイクル末期低温時)よりＢ型平衡炉心の反応度印加率の変動を包絡するようにふり幅を設定。

＊3：実効遅発中性子割合の設置変更許可申請書記載値(ウラン炉心平衡サイクル初期：0.0060，ウラン炉心平衡サイクル末期：0.0053)より算出。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20版）

第1表　反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析項目

項目	申請解析	ノミナルケース （サイクル初期）	不確かさ評価 （サイクル初期，B型平衡炉心）	ノミナルケース （サイクル末期）	不確かさ評価 （サイクル末期，B型平衡炉心）
引抜制御棒価値	1.71%Δk	1.0%Δk	1.0%Δk	1.0%Δk	1.0%Δk
引抜制御棒反応度曲線	サイクル初期炉心のLOGOS解析結果	申請解析の反応度曲線を制御棒価値1.0%Δkに規格化	1ドル位置における引抜制御棒反応度曲線の反応度印加率がノミナルケース（サイクル初期）の1.5倍[※1]になるように補正する。ただし，引抜制御棒反応度が1.0%Δkを超える部分については，1.0%Δkで一定とする。	サイクル末期炉心のLOGOS解析結果（制御棒価値1.0%Δkに規格化）	1ドル位置における引抜制御棒反応度曲線の反応度印加率がノミナルケース（サイクル末期）の1.3倍[※2]になるように補正する。ただし，引抜制御棒反応度が1.0%Δkを超える部分については，1.0%Δkで一定とする。
スクラム反応度曲線	サイクル初期炉心のLOGOS解析結果	変更なし	変更なし	サイクル末期炉心のLOGOS解析結果	サイクル末期炉心のLOGOS解析結果
実効遅発中性子割合	サイクル初期炉心に対応した値（0.0060）	変更なし	変更なし	サイクル末期炉心相当の値として0.88倍[※3]	サイクル末期炉心相当の値として0.88倍[※3]

※1　制御棒落下事故解析における落下制御棒反応度曲線（サイクル初期低温時）よりB型平衡炉心の反応度印加率の変動を包含するようにふり幅を設定

※2　制御棒落下事故解析における落下制御棒反応度曲線（サイクル末期低温時）よりB型平衡炉心の反応度印加率の変動を包含するようにふり幅を設定

※3　実効遅発中性子割合の設置変更許可申請書記載値（ウラン炉心平衡サイクル初期：0.0060，ウラン炉心平衡サイクル末期：0.0053）より算出

東海第二発電所　（2018.9.12版）

表１．反応度の誤投入における炉心の状態等の不確かさ感度解析項目

項目	有効性評価解析	ノミナルケース （サイクル初期）	不確かさ評価 （サイクル初期）	ノミナルケース （サイクル末期）	不確かさ評価 （サイクル末期）
引抜制御棒価値	1.75%Δk	1.0%Δk	1.0%Δk	1.0%Δk	1.0%Δk
引抜制御棒反応度曲線	サイクル初期炉心のＬＯＧＯＳ解析結果	有効性評価解析の反応度曲線を制御棒価値1.0%Δkに規格化	１ドル位置における引抜制御棒反応度曲線の反応度印加率がノミナルケース（サイクル初期）の1.75倍[※1]になるように補正する。ただし，引抜制御棒反応度が1.0%Δkを超える部分については，1.0%Δkで一定とする。	サイクル末期炉心のＬＯＧＯＳ解析結果（制御棒価値1.0%Δkに規格化）	１ドル位置における引抜制御棒反応度曲線の反応度印加率がノミナルケース（サイクル末期）の1.5倍[※2]になるように補正する。ただし，引抜制御棒反応度が1.0%Δkを超える部分については，1.0%Δkで一定とする。
スクラム反応度曲線	サイクル初期炉心のＬＯＧＯＳ解析結果	変更なし	変更なし	サイクル末期炉心のＬＯＧＯＳ解析結果	サイクル末期炉心のＬＯＧＯＳ解析結果
実効遅発中性子割合	サイクル初期炉心に対応した値	変更なし	ＭＯＸ燃料装荷による変動を考慮した値として0.88倍（0.0053/0.0060≒0.88）[※3]	サイクル末期相当の値として0.88倍（0.0053/0.0060≒0.88）[※4]	サイクル末期かつＭＯＸ燃料装荷による変動を考慮した値として0.81倍（0.0049/0.0060≒0.81）[※5]

※１　制御棒落下事故解析における落下制御棒反応度曲線(サイクル初期低温時)より９×９燃料（Ｂ型）平衡炉心，９×９燃料（Ａ型）及びＭＯＸ燃料228体を装荷した平衡炉心，９×９燃料（Ｂ型）及びＭＯＸ燃料228体を装荷した平衡炉心の反応度印加率の変動を包含するようにふり幅を設定。

※２　制御棒落下事故解析における落下制御棒反応度曲線(サイクル末期低温時)より９×９燃料（Ｂ型）平衡炉心，９×９燃料（Ａ型）及びＭＯＸ燃料228体を装荷した平衡炉心，９×９燃料（Ｂ型）及びＭＯＸ燃料228体を装荷した平衡炉心の反応度印加率の変動を包含するようにふり幅を設定。

※３　実効遅発中性子割合の設置変更許可申請書記載値(ウラン炉心平衡サイクル初期 ： 0.0060，ＭＯＸ炉心平衡サイクル初期：0.0053)より算出。

※４　実効遅発中性子割合の設置変更許可申請書記載値(ウラン炉心平衡サイクル初期 ： 0.0060，ウラン炉心平衡サイクル末期：0.0053)より算出。

※５　実効遅発中性子割合の設置変更許可申請書記載値(ウラン炉心平衡サイクル初期 ： 0.0060，ＭＯＸ炉心平衡サイクル末期：0.0049)より算出。

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】
島根２号炉はＡ型燃料，Ｂ型燃料，ＭＯＸ燃料を考慮する。

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　（2017.12.20版）

表 2. 反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさの感度解析結果

項目	単位	申請解析	ノミナルケース（サイクル初期）	不確かさ評価ケース（サイクル初期）	ノミナルケース（サイクル末期）	不確かさ評価ケース（サイクル末期）
引抜制御棒価値	%Δk	1.04	1.00	1.00	1.00	1.00
引抜制御棒反応度曲線の１ドル位置における反応度印加率	Δk/Δn *1	0.00052	0.00049	0.00073	0.00060	0.00072
実効遅発中性子割合*2	－	0.006083	0.006083	0.006083	0.005353	0.005353
最大投入反応度	%Δk	0.3342	0.3278	0.3568	0.3186	0.3289
	ドル	0.5493	0.5388	0.5866	0.5952	0.6144

注：値は保守側の切り上げ/切り下げ処理を行わず，全て四捨五入している。

＊1：制御棒を１ノッチ引き抜いた時の印加反応度

＊2：APEX により計算される実効遅発中性子割合

東海第二発電所　（2018.9.12版）

第2表　反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析結果

項目	単位	申請解析	ノミナルケース（サイクル初期）	不確かさ評価（サイクル初期，B型平衡炉心）	ノミナルケース（サイクル末期）	不確かさ評価（サイクル末期，B型平衡炉心）
引抜制御棒価値	%Δk	1.71	1.0	1.0	1.0	1.0
引抜制御棒反応度曲線の１ドル位置における反応度印加率	Δk／Δn※1	0.0014	0.0005	0.0008	0.0011	0.0014
実効遅発中性子割合※2	－	0.0060	0.0060	0.0060	0.0053	0.0053
最大投入反応度	%Δk	約 0.68	約 0.61	約 0.63	約 0.59	約 0.61
	ドル	約 1.13	約 1.01	約 1.05	約 1.12	約 1.16
燃料エンタルピの最大値	kJ／kgUO$_2$	約 85	約 11	約 18	約 46	約 80
燃料エンタルピの増分の最大値※3	kJ／kgUO$_2$	約 77	約 3	約 9	約 38	約 72
ピーク出力部燃料エンタルピ（絶対値）	kJ／kgUO$_2$	約 74	約 8	約 12	約 37	約 70

※1　制御棒を１ノッチ引き抜いた時の印加反応度

※2　ＡＰＥＸにより計算される実効遅発中性子割合

※3　燃料エンタルピの最大値から初期エンタルピ（8kJ／kgUO$_2$）を引いた値

島根原子力発電所　２号炉

表２．反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさの感度解析結果

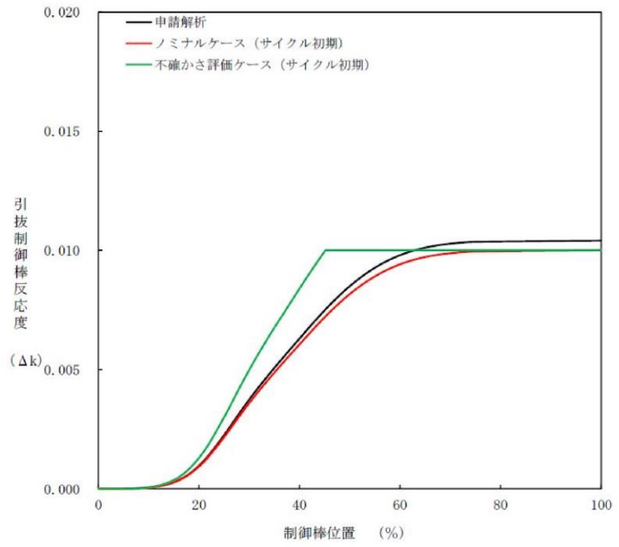
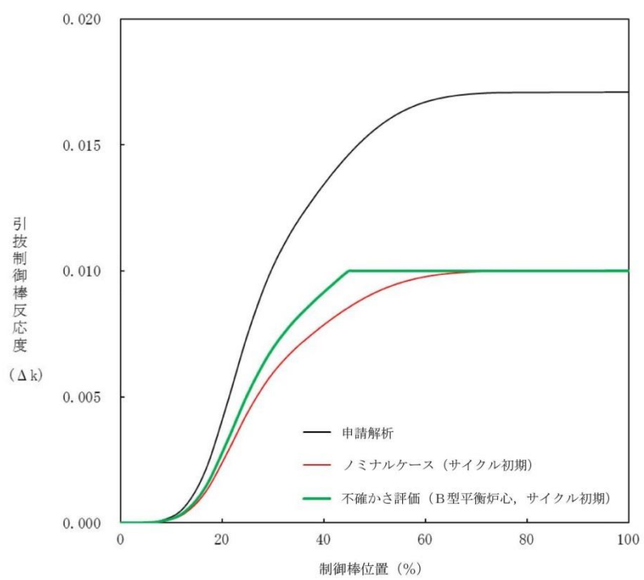
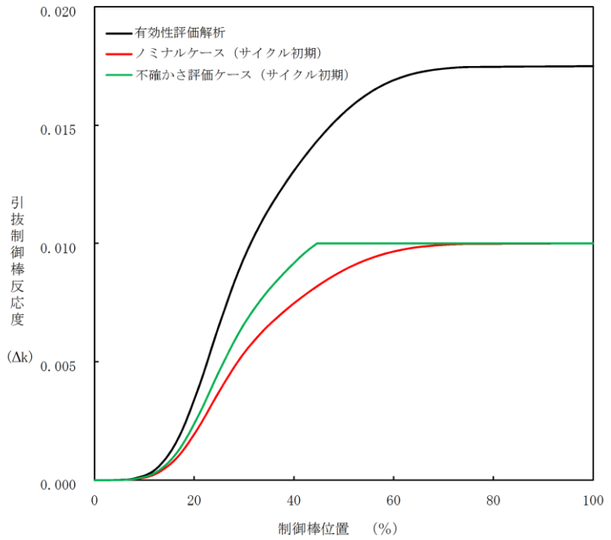
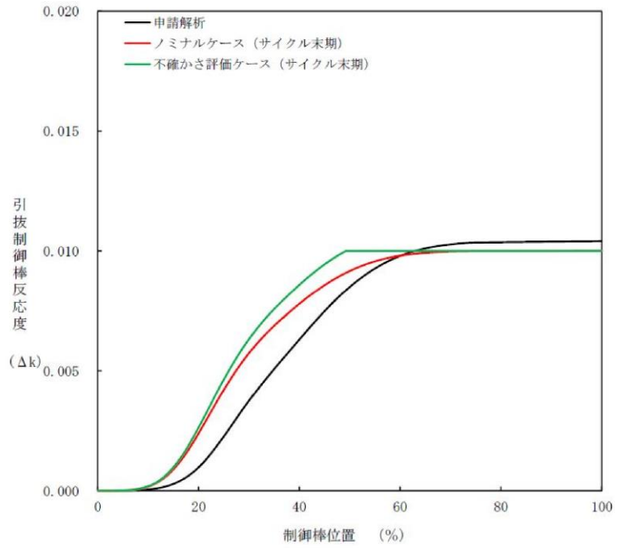
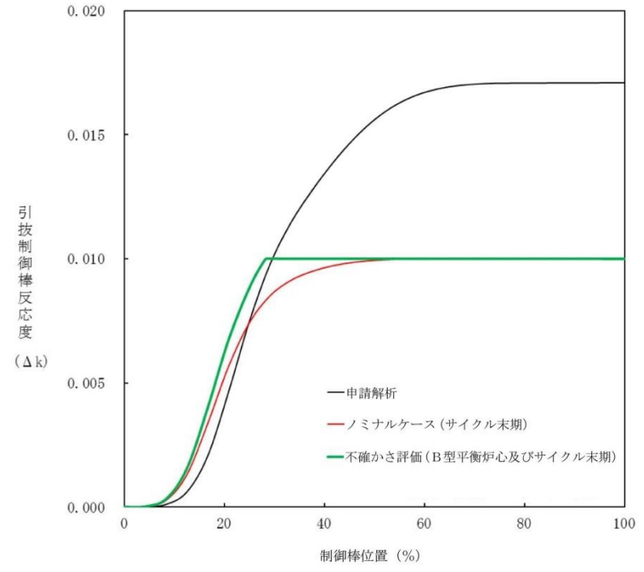
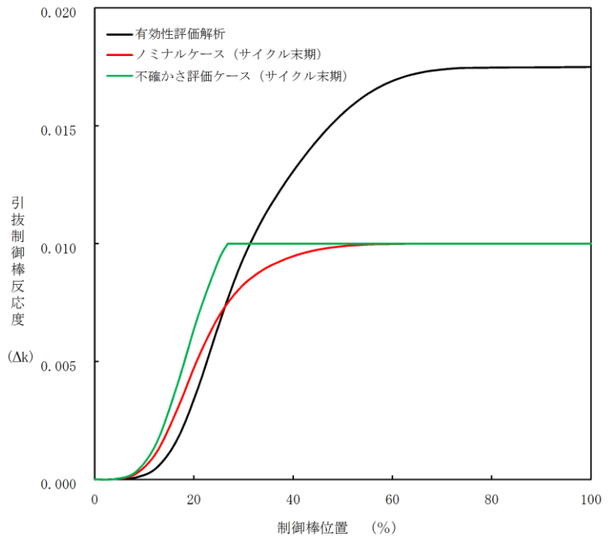
項　　目	単位	申請解析	ノミナルケース（サイクル初期）	不確かさ評価ケース（サイクル初期）	ノミナルケース（サイクル末期）	不確かさ評価ケース（サイクル末期）
引抜制御棒価値	%Δk	1.75	1.0	1.0	1.0	1.0
引抜制御棒反応度曲線の１ドル位置における反応度印加率	Δk/Δn※1	0.0013	0.0005	0.0009	0.0010	0.0015
実効遅発中性子割合※2	－	0.0061	0.0061	0.0054	0.0054	0.0049
最大投入反応度	%Δk	0.69	0.63	0.60	0.60	0.60
	ドル	1.14	1.03	1.11	1.12	1.21
燃料エンタルピの最大値	kJ/kg	約50	約17	約28	約33	約68
燃料エンタルピの増分の最大値	kJ/kg	約42	約９	約20	約25	約60

＊1：制御棒を１ノッチ引き抜いた時の印加反応度

＊2：ＡＰＥＸにより計算される実効遅発中性子割合

備考

・解析結果の相違
【柏崎 6/7，東海第二】
炉心設計の相違。

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
 図１．引抜制御棒反応度曲線（サイクル初期）	 第１図　引抜制御棒反応度曲線（サイクル初期）	 図１　引抜制御棒反応度曲線（サイクル初期）	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 炉心設計の相違。
 図２．引抜制御棒反応度曲線（サイクル末期）	 第２図　引抜制御棒反応度曲線（サイクル末期）	 図２　引抜制御棒反応度曲線（サイクル末期）	