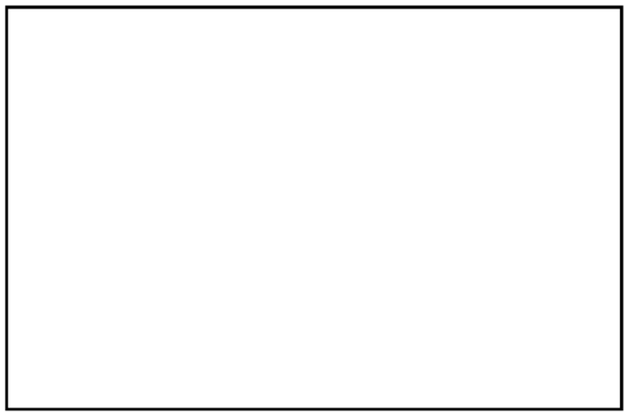
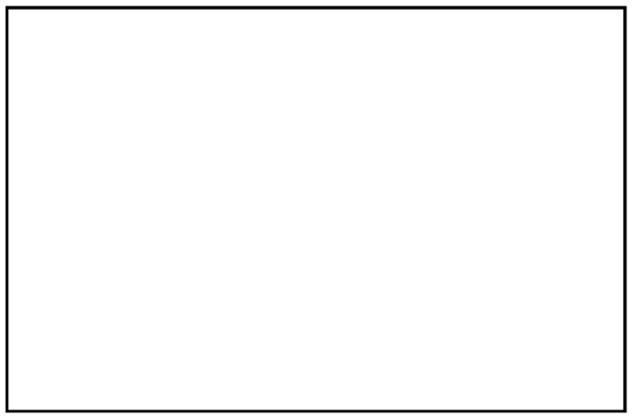
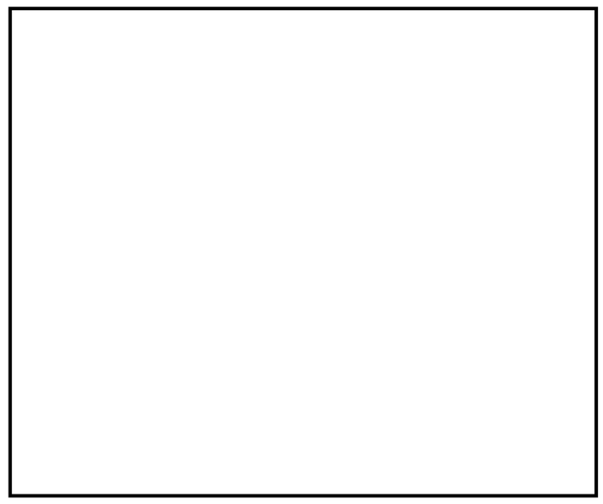
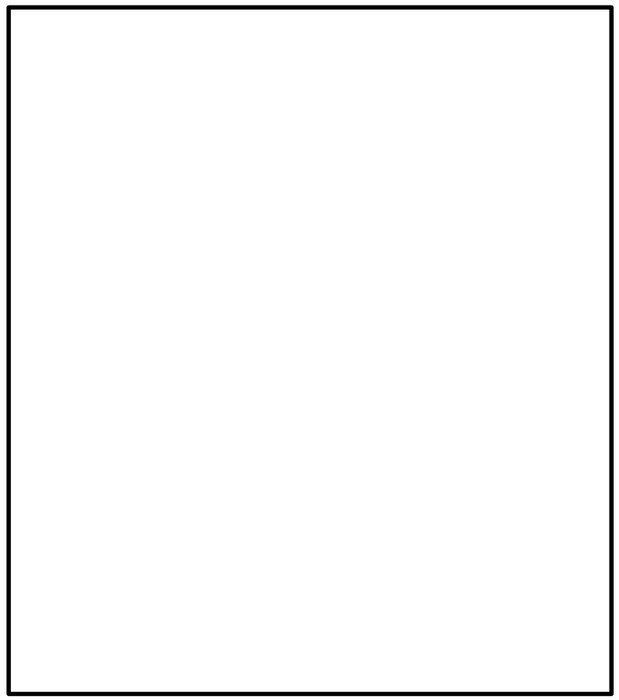
まとめ資料比較表　〔有効性評価　添付資料 3.1.3.1〕

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
添付資料3.1.3.1 炉心損傷の判断基準及び炉心損傷判断前後の 運転操作の差異について 1．炉心損傷の判断基準 1．1 炉心損傷の判断基準について 炉心損傷に至るケースとしては，注水機能喪失により原子炉水位が有効燃料棒頂部（TAF）以上に維持できない場合において，原子炉水位が低下し，炉心が露出し冷却不全となる場合が考えられる。 事故時運転操作手順書（徴候ベース）では，原子炉への注水系統を十分に確保できず原子炉水位がTAF 未満となった際に，格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）を用いて，ドライウェル内又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率の状況を確認し，図1 に示す設計基準事故相当のガンマ線線量率の10 倍を超えた場合を，炉心損傷開始の判断としている。 炉心損傷等により燃料被覆管から原子炉内に放出される希ガス等の核分裂生成物が，逃がし安全弁等を介して原子炉格納容器内に流入する事象進展をふまえて，原子炉格納容器内のガンマ線線量率の値の上昇を，運転操作における炉心損傷の判断及び炉心損傷の進展割合の推定に用いているものである。 また，福島第一原子力発電所の事故時に原子炉水位計，格納容器内雰囲気放射線レベル計等の計装設備が使用不能となり，炉心損傷を迅速に判断できなかったことに鑑み，格納容器内雰囲気放射線レベル計に頼らない炉心損傷の判断基準について検討しており，その結果，格納容器内雰囲気放射線レベル計の使用不能の場合は，「原子炉圧力容器表面温度：300℃以上」を炉心損傷の判断基準として手順に追加する方針である。	添付資料 3.1.3.2 炉心損傷の判断基準及び炉心損傷判断前後の 運転操作の差異について 1．　炉心損傷の判断基準 1.1　炉心損傷の判断基準について 炉心損傷に至るケースとしては，注水機能喪失により原子炉水位が燃料有効長頂部（以下「ＴＡＦ」という。）以上に維持できない場合において，原子炉水位が低下し，炉心が露出し冷却不全となる場合が考えられる。 炉心損傷の判断基準は非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）において，原子炉への注水系統を十分に確保できず原子炉水位がＴＡＦ未満となった場合，格納容器雰囲気放射線モニタを用いてドライウェル及びサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率の状況を確認し，第１図に示す設計基準事故における原子炉冷却材喪失※1時の追加放出量（以下「追加放出量」という。）に相当する指示値の 10 倍以上となった場合を，炉心損傷の判断としている。炉心損傷により燃料被覆管から原子炉内に放出される希ガス等の核分裂生成物（以下「ＦＰ」という。）が，逃がし安全弁等を介して格納容器内に流入する事象進展を踏まえて，格納容器内のガンマ線線量率の値の上昇を，運転操作における炉心損傷の判断及び炉心損傷の進展割合の推定に用いる。 ※１　設計基準事故の中で格納容器内の核分裂生成物の存在量が最大となる事象 また，格納容器内雰囲気放射線モニタが使用不能の場合は，原子炉圧力容器温度 300℃以上を炉心損傷判断基準として手順に追加する。	添付資料 3.1.3.1 炉心損傷の判断基準及び炉心損傷判断前後の 運転操作の差異について １．炉心損傷の判断基準 １．１　炉心損傷の判断基準について 炉心損傷に至るケースとしては，注水機能喪失により原子炉水位が燃料棒有効長頂部（ＴＡＦ）以上に維持できない場合において，原子炉水位が低下し，炉心が露出し冷却不全となる場合が考えられる。 事故時操作要領書（徴候ベース）では，原子炉への注水系統を十分に確保できず原子炉水位がＴＡＦ未満となった際に，格納容器雰囲気放射線モニタを用いて，ドライウェル内又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率の状況を確認し，図１，図２に示す設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合を，炉心損傷開始の判断としている。 炉心損傷等により燃料被覆管から原子炉内に放出される希ガス等の核分裂生成物が，逃がし安全弁等を介して原子炉格納容器内に流入する事象進展を踏まえて，原子炉格納容器内のガンマ線線量率の値の上昇を，運転操作における炉心損傷の判断及び炉心損傷の進展割合の推定に用いているものである。 また，東京電力福島第一原子力発電所の事故時に原子炉水位計，格納容器雰囲気放射線モニタ等の計装設備が使用不能となり，炉心損傷を迅速に判断できなかったことに鑑み，格納容器雰囲気放射線モニタに頼らない炉心損傷の判断基準について検討しており，その結果，格納容器雰囲気放射線モニタの使用不能の場合は，「原子炉圧力容器表面温度：300℃以上（１点以上）」を炉心損傷の判断基準として手順に追加する。 なお，300℃以上の判断に当たっては，近接の原子炉圧力容器表面温度との比較，炉心への注水状況により，計器の	・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，10 倍を超過した場合を炉心損傷の判断としているが，東海第二は，10 倍を含めて炉心損傷と判断するため，「以上」としている。 ・記載表現の相違 【東海第二】 ・記載方針の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は判断基準として１点の温度計で

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
		単一故障による指示値の上昇でないことを確認する。	確認することを記載している
原子炉圧力容器表面温度は，炉心が冠水している場合には，逃がし安全弁の動作圧力（安全弁機能の最大8.20MPa［gage］）における飽和温度約298℃を超えることはなく，300℃以上にはならない。一方，原子炉水位の低下により炉心が露出した場合には過熱蒸気雰囲気となり，温度は飽和温度を超えて上昇するため，300℃以上になると考えられる。上記より，炉心損傷の判断基準を300℃以上としている。 なお，炉心損傷判断は格納容器内雰囲気放射線レベル計が使用可能な場合は，当該の計装設備にて判断を行う。	原子炉圧力容器温度は，炉心が冠水している場合には，逃がし安全弁動作圧力（安全弁機能の最大約 8.31MPa[gage]）における飽和温度約 299℃を超えることなく，300℃以上にはならない。一方，炉心損傷が進展し，溶融炉心が原子炉圧力容器下部に移行する場合には，原子炉圧力容器温度は飽和温度を超えて上昇するため，300℃以上になると考えられる。上記より，炉心損傷の判断基準を 300℃以上としている。 なお，炉心損傷判断は格納容器内雰囲気放射線モニタが使用可能な場合には，当該計装設備にて判断を行う。	原子炉圧力容器表面温度は，炉心が冠水している場合には，逃がし安全弁の動作圧力（安全弁機能の最大8.35MPa［gage］）における飽和温度約299℃を超えることはなく，300℃以上にはならない。一方，原子炉水位の低下により炉心が露出した場合には過熱蒸気雰囲気となり，温度は飽和温度を超えて上昇するため，300℃以上になると考えられる。上記より，炉心損傷の判断基準を300℃以上としている。 なお，炉心損傷判断は格納容器雰囲気放射線モニタが使用可能な場合は，当該の計装設備にて判断を行う。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 安全弁機能の最大圧力（その時の飽和御温度）の相違

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 (1) ドライウェルのガンマ線線量率  (2) サプレッション・チェンバのガンマ線線量率 図１　重大事故導入条件判断図		 図１　ドライウェルのガンマ線線量率  図２　サプレッション・チェンバのガンマ線線量率	

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
1．2 炉心損傷の判断基準の根拠について 炉心損傷の判断基準は，設計基準事故時の格納容器内雰囲気放射線レベル計ガンマ線線量率（追加放出時）以上でなければならない。一方，基準を高めに設定すると判定が遅れることが懸念されるため，高すぎる設定値は判断基準として適さない。 炉心損傷開始の判断は，上述のとおり格納容器内雰囲気放射線レベル計のガンマ線線量率が設計基準事故（追加放出）の10倍を超えた場合であり，この設定値は，全燃料中に含まれる希ガスの0.1%相当が原子炉格納容器内に放出された場合のガンマ線線量率よりも低い，余裕のある値となっている。 上記より炉心損傷判断としては，設計基準事故を超える事象について，設計基準事故のガンマ線線量率より高く，かつ判定遅れが生じない基準として，設計基準事故（追加放出）の10 倍を判断目安としている。	1.2　炉心損傷の判断基準の根拠について 炉心損傷の判断基準は，設計基準事故の状態を有意に超えるとともに，炉心損傷の判断が遅くならないよう，追加放出量の10 倍に相当するＦＰが燃料から放出された状態を設定しており，以下の理由から妥当と考えている。 ①　東海第二発電所では，設計基準事故における原子炉冷却材喪失時の評価では燃料棒の破裂は発生していない。そのため，設計基準事故時の追加放出量を超える放出量を確認した場合には，設計基準事故を超える状態と判断されること。 ②　炉心冷却が不十分な事象において，格納容器雰囲気モニタのガンマ線線量率が追加放出量の 10 倍に相当する値に至る場合には，その後，ごく短時間で 10 倍に相当する値を大きく上回る線量率に至っていること。また，これは，大量のＦＰが格納容器内に放出されたことを意味しており，これ以降，格納容器の健全性を確保することが極めて重要となること（第１図の線量率の上昇を参考※2）。 ③　追加放出量の 10 倍のＦＰが放出された時点では，有効性評価における評価項目（燃料被覆管最高温度 1,200℃以下，酸化量 15%以下）に至っていない可能性もあるが，上記②のとおり，炉心冷却が不十分な事象において，追加放出量の 10 倍に相当するＦＰが放出された以降の事象進展は非常に早く，有効性評価において炉心損傷と判断する時間との差異が小さいと考えられること。	１．２　炉心損傷の判断基準の根拠について 炉心損傷の判断基準は，設計基準事故時の格納容器雰囲気放射線モニタのガンマ線線量率（追加放出時）以上でなければならない。一方，基準を高めに設定すると判定が遅れることが懸念されるため，高すぎる設定値は判断基準として適さない。 炉心損傷開始の判断は，上述のとおり格納容器雰囲気放射線モニタのガンマ線線量率が設計基準事故（追加放出）の10倍を越えた場合であり，この設定値は，全燃料中に含まれる希ガスの0.1%相当が原子炉格納容器内に放出された場合のガンマ線線量率よりも低い，余裕のある値となっている。 上記より炉心損傷判断としては，設計基準事故を超える事象について，設計基準事故のガンマ線線量率より高く，かつ判定遅れが生じない基準として，設計基準事故（追加放出）の10倍を判断目安としている。 なお，設計基準事故としては原子炉冷却材喪失を想定しており，破裂の発生する燃料棒はない。Ｄ／ＷとＷ／Ｗの設計基準事故時の格納容器雰囲気放射線モニタのガンマ線線量率（追加放出時）は，燃料棒から追加放出される希ガスがＤ／ＷおよびＷ／Ｗに各 100%移行すると仮定し，時間による減衰を考慮して算出した。	・記載表現の相違 【東海第二】 ・記載方針の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，設計基準事故時の線量率の算出方法について記載している

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	 第１図　炉心損傷判定図		
１．３ 格納容器内雰囲気放射線レベル計について 格納容器内雰囲気放射線レベル計のガンマ線線量率の測定レンジは，10^{-2}～10^{5}Sv/hであり，この測定レンジにおいて，「設計基準事故における燃料からの追加放出による放射線量率」，「重大事故時の炉心損傷の判断目安（追加放出の10 倍）」及び「大破断LOCA＋ECCS 注水機能喪失＋全交流動力電源喪失のシーケンスにおける最大放射線量率」を測定可能である。（表1 参照） 格納容器内雰囲気放射線レベル計は，連続計測しており，計装設備の指示値は換算不要で図1 の炉心損傷の判断目安と対比可能であるため，指示値が上昇すれば，すぐに炉心損傷を判断可能と考える。格納容器内雰囲気放射線レベル計の検出器は，ドライウェル内の対角位置に2 カ所，サプレッション・チェンバ内の気相部の対角位置に2 カ所の合計4 カ所に設置している。炉心損傷後の核分裂生成物の原子炉内から原子炉格納容器への移行は，大破断LOCA 等，直接ドライウェル側に放出される場合と，原子炉圧力容器が健全で逃がし安全弁を介してサプレッション・チェンバ側	1.3　格納容器雰囲気放射線モニタについて 格納容器雰囲気放射線モニタのガンマ線線量率の測定レンジは，10^{-2}～　10^{5}Sv／h であり，この測定レンジにおいて「設計基準事故における燃料からの追加放出による放射線量率」，「炉心損傷の判断目安（追加放出量相当の 10 倍）」並びに「大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」の評価事故シーケンスにおける最大放射線量率を測定可能である（第１表参照）。 格納容器雰囲気放射線モニタは連続計測しており，計器の指示値は換算不要で第１図の炉心損傷の判断目安と対比可能であるため，指示値が上昇すればすぐに炉心損傷を判断可能と考える。格納容器雰囲気放射線モニタの検出器は，ドライウェル内の対角位置に２カ所，サプレッション・チェンバ内の雰囲気の対角位置に２カ所の合計４カ所に設置している。炉心損傷後のＦＰの原子炉圧力容器内から格納容器への移行は，大破断ＬＯＣＡ等の直接ドライウェル側に放出される場合と，原子炉圧力容器が健全で逃がし安全弁を介してサプレッション・チェンバ側に放出される場合があるが，いずれの場合においても，格納	１．３　格納容器雰囲気放射線モニタについて 格納容器雰囲気放射線モニタのガンマ線線量率の測定レンジは，10^{-2}～10^{5}Sv/hであり，この測定レンジにおいて，「設計基準事故における燃料からの追加放出による放射線量率」，「重大事故時の炉心損傷の判断目安（追加放出の10倍）」及び「冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋ＥＣＣＳ注水機能喪失＋全交流動力電源喪失のシーケンスにおける最大放射線量率」を測定可能である。（表１参照） 格納容器雰囲気放射線モニタは，連続計測しており，計装設備の指示値は換算不要で図１の炉心損傷の判断目安と対比可能であるため，指示値が上昇すれば，すぐに炉心損傷を判断可能と考える。格納容器雰囲気放射線モニタの検出器は，ドライウェル内の対角位置に２箇所，サプレッション・チェンバ内の気相部の対角位置に２箇所の合計４箇所に設置している。炉心損傷後の核分裂生成物の原子炉内から原子炉格納容器への移行は，大破断ＬＯＣＡ等，直接ドライウェル側に放出される場合と，原子炉圧力容器が健全で逃がし安全弁を介してサプレッション・チェンバ側に	

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
に放出される場合があるが，いずれの場合においても，炉心損傷時は希ガス等が急激に放出されるため，格納容器内雰囲気放射線レベル計にて炉心損傷に伴うガンマ線線量率の上昇を測定可能と考える。 　また，炉心の損傷割合と燃料被覆管から放出される希ガス等の放出割合は比例すると仮定し，手順では原子炉停止後の経過時間とガンマ線線量率により炉心損傷の進展割合を推定することとしている。	容器雰囲気放射線モニタにて炉心損傷に伴うガンマ線線量率の上昇を測定可能である。 　また，炉心の損傷割合と燃料被覆管から放出される希ガス等の放出割合は比例すると仮定し，手順では原子炉停止後の経過時間とガンマ線線量率により炉心損傷の進展割合を推定することとしている。	放出される場合があるが，いずれの場合においても，炉心損傷時は希ガス等が急激に放出されるため，格納容器雰囲気放射線モニタにて炉心損傷に伴うガンマ線線量率の上昇を測定可能と考える。 　また，炉心の損傷割合と燃料被覆管から放出される希ガス等の放出割合は比例すると仮定し，手順では原子炉停止後の経過時間とガンマ線線量率により炉心損傷の進展割合を推定することとしている。	・記載表現の相違 【東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　（2017.12.20版）

表１．格納容器内雰囲気放射線レベル計による炉心損傷の判断

検出パラメータ及び検出方法			炉心損傷の判断	格納容器ベント
設計基準事故の追加放出	10^{-2}～10^{0} Sv/h 程度 （原子炉停止後の経過時間が，0.1 時間後から 100 時間後の値）	CAMS※	無	0.31MPa[gage] 到達
炉心損傷の判断目安 （設計基準事故の 10 倍）	10^{1}～10^{1} Sv/h 程度 （原子炉停止後の経過時間が，0.1 時間後から 100 時間後の値）	CAMS※	有	0.62MPa[gage] 接近時
審査ガイドによる制限	敷地境界での実効線量を評価し，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないこと （発生事故あたりおおむね 5mSv 以下）	－	－	－
CAMS 使用不能時の炉心損傷判断の基準	300℃以上	RPV 表面温度	有	0.62MPa[gage] 接近時
「大破断 LOCA＋ECCS 注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」のシーケンスにおける最大放射線量率 （早期に炉心損傷した方が核分裂生成物の減衰が少なく放射線量率は高くなる傾向にあり，重大事故の中でも早期に炉心損傷する例）	10^{4} Sv/h 程度 （事故後の最大値）	CAMS※	有	0.62MPa[gage] 接近時

※CAMS 計測レンジ（計装設備の仕様）：10^{-2}～10^{5} Sv/h

東海第二発電所（2018.9.12版）

第１表　事故時の放射線量と炉心損傷判断の関係

項　目	放射線量	計器	炉心損傷の判断
設計基準事故の追加放出	10^{-1}～10^{1}Sv／h 未満 （原子炉停止後の経過時間が，0.1 時間後から 100 時間後の値）	格納容器雰囲気放射線モニタ※	無
炉心損傷の判断目安 （設計基準事故の追加放出量相当 10 倍）	10^{0}～10^{2}Sv／h 程度 （原子炉停止後の経過時間が，0.1 時間後から 100 時間後の値）	格納容器雰囲気放射線モニタ※	有
【参考】 審査ガイドによる制限	敷地境界での実効線量を評価し，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないこと （発生事故当たりおおむね 5mSv 以下）	－	－
【参考】 格納容器雰囲気放射線モニタ使用不可時の炉心損傷判断の基準	300℃以上	原子炉圧力容器温度	有
「大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」の評価事故シーケンスにおける最大放射線量率 （早期に炉心損傷した方が核分裂生成物の減衰が少なく放射線量率は高くなる傾向にあり，重大事故の中でも早期に炉心損傷する例）	10^{4}Sv／h 程度 （事故時の最大値）	格納容器雰囲気放射線モニタ※	有

※　格納容器雰囲気放射線モニタ計測レンジ（計器の仕様）：10^{-2}～10^{5}Sv／h

島根原子力発電所　２号炉

表１．格納容器内雰囲気放射線モニタによる炉心損傷の判断

検出パラメータ及び検出方法			炉心損傷の判断	格納容器ベント
設計基準事故の追加放出	10^{-2}～10^{0}程度[Sv/h] （原子炉停止後の経過時間が，0 時間後から 100 時間後の値	格納容器雰囲気放射線モニタ※	無	サプレッション・プール通常水位＋約 1.3m
炉心損傷の判断目安 （設計基準事故の 10 倍）	10^{-1}～10^{1}程度[Sv/h] （原子炉停止後の経過時間が，0 時間後から 100 時間後の値	格納容器雰囲気放射線モニタ※	有	サプレッション・プール通常水位＋約 1.3m
審査ガイドによる制限	敷地境界での実効線量を評価し，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないこと （発生事故あたり概ね５mSv 以下）	—	—	—
格納容器雰囲気放射線モニタ使用不能時の炉心損傷判断の基準	300℃以上	原子炉圧力容器表面温度	有	サプレッション・プール通常水位＋約 1.3m
「冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋ＥＣＣＳ注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」のシーケンスにおける最大放射線量率（早期に炉心損傷した方が核分裂生成物の減衰が少なく放射線量率は高くなる傾向にあり，シビアアクシデントの中でも早期に炉心損傷する例）	1.5×10^{4} Sv/h 程度 （事故後の最大値）	格納容器雰囲気放射線モニタ※	有	サプレッション・プール通常水位＋約 1.3m

※格納容器雰囲気放射線モニタ計測レンジ（計器の仕様）：10^{-2}～10^{5}Sv/h

備考

・記載表現の相違
【柏崎 6/7】
格納容器ベント実施基準について記載
・解析結果の相違
【柏崎 6/7，東海第二】
事故時の最大放射線量の相違

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
2．炉心損傷判断前後における運転操作の差異	2．　炉心損傷判断前後における運転操作の差異	２．炉心損傷判断前後における運転操作の差異	
2．1 原子炉への注水について BWR の場合，事故時の対応は，原子炉注水が最優先であり，炉心損傷の判断の前後でその対応のマネージメントが大きく変わるものではない。原子炉に注水することで，炉心損傷前であれば，冷却による炉心損傷の発生防止が図られ，また，炉心損傷後であれば，冷却による炉心損傷の進展の抑制及び原子炉圧力容器破損防止が図られる。	2.1　原子炉圧力容器への注水について ＢＷＲの場合，炉心損傷判断後においても，炉心損傷前と同様に原子炉注水を実施するマネジメントを実施する。原子炉注水により，炉心損傷前であれば，冷却による炉心損傷の発生防止が図られ，また，炉心損傷後であれば，冷却による炉心損傷の進展の抑制及び原子炉圧力容器の破損防止が図られる。	２．１　原子炉への注水について ＢＷＲの場合，事故時の対応は，原子炉注水が最優先であり，炉心損傷の判断の前後でその対応のマネジメントが大きく変わるものではない。原子炉に注水することで，炉心損傷前であれば，冷却による炉心損傷の発生防止が図られ，また，炉心損傷後であれば，冷却による炉心損傷の進展の抑制及び原子炉圧力容器破損防止が図られる。	・記載表現の相違 【東海第二】
2．2 格納容器ベント及び格納容器スプレイについて	2.2　格納容器ベント及び格納容器スプレイについて 格納容器ベント及び格納容器スプレイについては，炉心損傷を判断基準に運転操作を変更する（第２表）。	２．２　格納容器ベント及び格納容器スプレイについて 格納容器スプレイについては，炉心損傷を判断基準に運転操作を変更し，格納容器ベントについては炉心損傷の有無によらず，運転操作の変更はない。（表２）。	・記載表現の相違 【柏崎 6/7】 ・運用の相違 【東海第二】 ベント実施基準の相違
炉心損傷後の格納容器ベントは，その実施の判断基準は，炉心損傷前の0.31MPa[gage]（格納容器最高使用圧力）到達に対し，炉心損傷後は0.62MPa[gage]（原子炉格納容器の限界圧力）接近時に変更となる。炉心損傷前は環境へ放出される核分裂生成物の放出量が低く，原子炉格納容器の健全性を確保することを目的に設計上の最高使用圧力到達を実施基準としているが，炉心損傷後は，より長く原子炉格納容器内で核分裂生成物を保持した方が減衰により環境へ放出する放射能量を低減できることから，原子炉格納容器の限界圧力接近時を実施基準としているためである。	格納容器ベントについて，炉心損傷前の実施判断基準である1Pd（格納容器最高使用圧力 0.31MPa［gage］）到達に対し，炉心損傷後はサプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m 到達により格納容器スプレイを停止した時点に変更となり，格納容器ベントのタイミングは 2Pd（最高使用圧力の２倍（0.62MPa［gage］））到達前となる。炉心損傷前は環境へ放出される核分裂生成物の放出量が低く，格納容器の健全性を確保することを目的に設計上の最高使用圧力（1Pd）を実施基準としているが，炉心損傷後は，燃料に何らかの破損が生じ，設計基準事故の追加放出量相当を超えるＦＰが格納容器内に移行している可能性が高く，より長く格納容器内でＦＰを保持した方が減衰により環境へ放出する放射能量を低減できることから，2Pd 到達前であるサプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達した時点を実施基準としている。	炉心損傷前の格納容器スプレイは，格納容器圧力が384kPa[gage]から334kPa[gage]の範囲で格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイ（間欠）を実施し，サプレッション・プール通常水位＋約1.3mに到達すれば格納容器スプレイを停止後にベントを実施する。炉心損傷前は環境へ放出される核分裂生成物の放出量が低く，原子炉格納容器の健全性を確保することを目的としている。炉心損傷を判断した場合は，格納容器スプレイの運転操作が変更となり，640kPa［gage］から588kPa［gage］の範囲で格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイ（間欠）を実施し，サプレッション・プール通常水位＋約1.3mに到達すれば格納容器スプレイを停止後にベントを実施する。炉心損傷後は，燃料に何らかの破損が生じ，設計基準事故の追加放出量相当を超える核分裂生成物が格納容器内に移行している可能性が高く，より長く格納容器内で核分裂生成物を保持した方が減衰により環境へ放出する放射能量を低減できることから，原子炉格納容器の限界圧力（853kPa[gage]）到達前にベントを実施する。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉（Mark-Ⅰ改）と柏崎 6/7（ABWR），東海第二（Mark-Ⅱ）の最高使用圧力の相違 ・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ベント実施基準の相違
また，格納容器ベントの判断基準が変わることで，格納容器スプレイの判断基準も変更となる。原子炉スクラム後における，炉心損傷の前後の格納容器ベント及び格納容器スプレイの実施基準の差異を表2 に示す。	また，格納容器ベントの判断基準が変わることで，格納容器スプレイの判断基準も変更となる。原子炉スクラム後における，炉心損傷の前後の格納容器ベント及び格納容器スプレイの実施基準の差異を第２表に示す。	原子炉スクラム後における，炉心損傷の前後の格納容器ベント及び格納容器スプレイの実施基準の差異を表２に示す。	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
なお，炉心損傷前の格納容器ベント中には，炉心の健全性を確認するため，格納容器内雰囲気放射線レベル計のガンマ線線量率を監視し，ガンマ線線量率が設計基準事故（追加放出）と同等の値を示した場合には，一旦，格納容器ベント操作を中断し，その後は炉心損傷後の実施基準に基づき対応する。			・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，炉心損傷前後でベント実施基準が同じであるため，炉心損傷以降もベントを継続する。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
（下記参照）	（下記参照）	（下記参照）	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 格納容器スプレイ及びベント実施基準の相違

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉

表２　炉心損傷判断前後における格納容器スプレイ及び格納容器ベントの実施基準の差異

	炉心損傷前	炉心損傷後
格納容器スプレイ	（圧力基準） 設計基準事故時の最高圧力は，ドライウェル：0.25MPa[gage]，サプレッション・チェンバ：0.18MPa[gage]であり，これらの圧力以下に維持できない場合は，原子炉格納容器の健全性を維持し，原子炉格納容器からの放射性物質の漏えいを可能な限り抑えるために，格納容器スプレイを行う。 （温度基準） 格納容器最高使用温度は，ドライウェル：171℃，サプレッション・チェンバ：104℃であり，空間温度がこれらの温度に到達する前に格納容器スプレイを行う。	（圧力基準） 炉心損傷後の格納容器スプレイは，原子炉格納容器の限界圧力0.62MPa[gage]未満に制御することを目的に，格納容器圧力が0.465MPa[gage]に到達した時点で開始し，0.39MPa[gage]に低下した時点で停止する。間欠運転とするのは，格納容器スプレイにより原子炉格納容器内の水位を上昇させることで，ベントラインの閉塞等が生じること及び原子炉格納容器の空間容積を減少させ圧力の上昇を早めることから，結果として，格納容器ベントに至る時間が早まるためである。 また，原子炉への注水機能が喪失し原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達した場合は，原子炉圧力容器からの放熱による格納容器温度の上昇を抑制するため格納容器スプレイを実施する。 （温度基準） 原子炉格納容器の限界温度の200℃に至らないように，ドライウェル及びサプレッション・チェンバ・プールの空間温度が190℃以上となった場合に，格納容器スプレイを行う。 加えて，炉心損傷後は，原子炉格納容器内で発生する無機よう素の発生の抑制を目的に，格納容器スプレイ時に水酸化ナトリウムを注入する。
格納容器ベント	サプレッション・チェンバ圧力が0.279MPa[gage]（格納容器圧力制限値）以下に維持できなければ，原子炉格納容器空間部へ直接放出される熱を抑制することを目的に，原子炉を満水とし，さらに格納容器圧力が上昇し，格納容器最高使用圧力の0.31MPa[gage]に到達する場合には，原子炉格納容器の健全性を維持するために，ウェットウェルベントを優先として格納容器圧力逃がし装置等により格納容器ベントを行う。	格納容器圧力が原子炉格納容器の限界圧力0.62MPa[gage]に到達すると予測される場合には，原子炉格納容器の過圧による破損を防止することを目的に，ウェットウェルベントを優先として格納容器圧力逃がし装置等により格納容器ベントを行う。

東海第二発電所

第２表　炉心損傷判断前後における格納容器スプレイ及び格納容器ベントの実施基準の差異

	炉心損傷前	炉心損傷後
格納容器スプレイ	（圧力基準） 格納容器の健全性を維持し，格納容器からの放射性物質の漏えいを可能な限り抑えるために格納容器の最高使用圧力（0.31MPa［gage］）以下で制御することを目的に，格納容器圧力が設計圧力（0.279MPa［gage］）に到達した時点で開始する。 （温度基準） 格納容器最高使用温度は，ドライウェル171℃，サプレッション・チェンバ104℃であり，雰囲気温度がこれらの温度に到達する前に，格納容器スプレイを行う。	（圧力基準） 炉心損傷後の格納容器スプレイは，格納容器の最高使用圧力の２倍（0.62MPa［gage］）未満に維持しつつ，可能な限り格納容器ベントを遅延させることを目的に，格納容器圧力0.465MPa［gage］（1.5Pd）に到達した時点で開始する。この基準は炉心損傷前に比べて高い圧力での格納容器スプレイの実施になるが，格納容器スプレイ効率が高くなることで，格納容器への持ち込み水量を抑制できる。 （温度基準） 評価項目である200℃に至らないように，ドライウェル又はサプレッション・チェンバの雰囲気温度が171℃以上になった場合に，格納容器スプレイを行う。
格納容器ベント	格納容器圧力が上昇し，格納容器最高使用圧力の0.31MPa［gage］に到達する場合には，格納容器の健全性を維持するために，サプレッション・チェンバからの格納容器ベントを優先として格納容器圧力逃がし装置等により格納容器ベントを行う。	サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m到達により格納容器スプレイを停止した時点で，格納容器の過圧による破損を防止することを目的に，サプレッション・チェンバからの格納容器ベントを優先として格納容器圧力逃がし装置により格納容器ベントを行う。

島根原子力発電所　２号炉

表２　炉心損傷判断前後における格納容器スプレイ及び格納容器ベントの実施基準の差異

	炉心損傷前	炉心損傷後
格納容器スプレイ	（圧力基準） 炉心損傷前の格納容器スプレイは，原子炉格納容器最高使用圧力の427kPa[gage] 以下に制御することを目的に，原子炉格納容器圧力が384kPa[gage]※2に到達した時点で開始し，334kPa[gage]※2に低下した場合，又はサプレッション・プール水位が通常水位＋約1.3mに到達した時点で停止する。間欠運転とするのは，格納容器スプレイにより原子炉格納容器内の水位を上昇させることで，原子炉格納容器の空間容積を減少させ圧力の上昇を早めることから，結果として，格納容器ベントに至る時間が早まるためである。 （温度基準） 格納容器最高使用温度は，ドライウェル：171℃であり，空間温度がこれらの温度に到達する前に格納容器スプレイを行い，150℃以下に低下した場合，又はサプレッション・プール水位が通常水位＋約1.3mに到達した時点で停止する。	（圧力基準） 炉心損傷後の格納容器スプレイは，原子炉格納容器限界圧力の853kPa[gage]未満に制御することを目的に，原子炉格納容器圧力が640kPa[gage]※1に到達した時点で開始し，588kPa[gage]※1に低下した場合，又はサプレッション・プール水位が通常水位＋約1.3mに到達した時点で停止する。間欠運転とするのは，格納容器スプレイにより原子炉格納容器内の水位を上昇させることで，原子炉格納容器の空間容積を減少させ圧力の上昇を早めることから，結果として，格納容器ベントに至る時間が早まるためである。 （温度基準） 原子炉格納容器の限界温度の200℃に至らないように，ドライウェル及びサプレッション・チェンバの空間温度が190℃以上となった場合に開始し，171℃以下に低下した場合，又はサプレッション・プール水位が通常水位＋約1.3mに到達した時点で停止する。
格納容器ベント	サプレッション・プール水位が通常水位＋約1.3m到達により格納容器スプレイを停止した時点で，格納容器の健全性を維持することを目的に，ウェットウェルベントを優先として格納容器フィルタベント系により格納容器ベントを行う。	サプレッション・プール水位が通常水位＋約1.3m到達により格納容器スプレイを停止した時点で，格納容器の過圧による破損を防止することを目的に，ウェットウェルベントを優先として格納容器フィルタベント系により格納容器ベントを行う。

※1　炉心損傷後における格納容器スプレイの間欠運転幅は外部水源注水量の抑制及び運転操作間隔を考慮（約 30 分）し設定

※2　炉心損傷前における格納容器スプレイの間欠運転幅は炉心損傷後と同等な圧力差を設定

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
3. MAAP 解析における炉心損傷の開始と運転操作における炉心損傷判断基準について 有効性評価のうち，シビアアクシデント総合解析コードMAAPを用いた解析においては，炉心損傷の開始を，1,000K（約 727℃）に到達した時点としており，有効性評価の評価項目（「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」を踏まえた要件）の 1,200℃（約 1,473K）よりも低い温度としている。 この 1,000K は，PHEBUS-FPT0 実験で，燃料被覆管温度が約 1,000K に達したときに核分裂生成物（FP）の放出開始が観察されたことを踏まえ，被覆管温度が 1,000K に到達すると，被覆管の破裂により FP が放出され，物理現象モデルにより FP 挙動の計算が開始される温度である。なお，燃料温度上昇によるヒートアップ・熱水力モデルの内部処理切替え等の特段の処置は行われるわけではない。 一方，実際の運転操作においては，炉心損傷の状況を直接的に監視可能な計装設備は原子炉内に設置されておらず，このため，燃料の損傷により放出される希ガス等のガンマ線線量率の上昇を，格納容器内雰囲気放射線レベル計によって監視し，運転操作における炉心損傷の判断に用いている。 よって，解析において炉心損傷の開始を 1,000K（約 727℃）に到達した時点としていることは，運転操作の炉心損傷の判断に影響を与えるものではない。	3.　ＭＡＡＰ解析における炉心損傷判定値と運転操作における炉心損傷判定基準について 有効性評価のＭＡＡＰ解析においては，炉心損傷の解析上の判定基準を，有効性評価の評価項目（「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」を踏まえた要件）の燃料被覆管最高温度 1,200℃（約 1,473K）よりも低い，1,000K（約 727℃）と設定している。 この 1,000K は，PHEBUS-FPT0 実験で，燃料被覆管温度が約 1,000K に達したときにＦＰの放出が開始されたことを踏まえて設定されたものであり，ＭＡＡＰ解析上の判定基準である。 一方，実際の運転操作においては，炉心損傷の状況を直接的に監視可能な計装設備は原子炉内に設置されておらず，このため，燃料の損傷により放出される希ガス等のガンマ線線量率の上昇を格納容器雰囲気放射線モニタによって監視し，運転操作における炉心損傷の判断に用いている。上記より，ＭＡＡＰ解析上の炉心損傷の判定基準である 1,000K(約 727℃)は，その後の運転操作に影響を与えるものではない。 なお，ＭＡＡＰ解析において，約 727℃（ＭＡＡＰ解析における炉心損傷判定温度）から 1200℃（審査ガイドにおける炉心の著しい損傷の評価項目における要件）に上昇するまでの時間は 5 分程度であり，炉心損傷判断の時間に有意な差異が生じることはない。	３．ＭＡＡＰ解析における炉心損傷の開始と運転操作における炉心損傷判断基準について 有効性評価のうち，シビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰを用いた解析においては，炉心損傷の開始を，1,000K（約 727℃）に到達した時点としており，有効性評価の評価項目（「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」を踏まえた要件）の 1,200℃（約 1,473K）よりも低い温度としている。 この 1,000K は，PHEBUS-FPT0 実験で，燃料被覆管温度が約 1,000K に達したときに核分裂生成物（ＦＰ）の放出開始が観察されたことを踏まえ，被覆管温度が 1,000K に到達すると，被覆管の破裂によりＦＰが放出され，物理現象モデルによりＦＰ挙動の計算が開始される温度である。なお，燃料温度上昇によるヒートアップ・熱水力モデルの内部処理切替え等の特段の処置は行われるわけではない。 一方，実際の運転操作においては，炉心損傷の状況を直接的に監視可能な計装設備は原子炉内に設置されておらず，このため，燃料の損傷により放出される希ガス等のガンマ線線量率の上昇を，格納容器雰囲気放射線モニタによって監視し，運転操作における炉心損傷の判断に用いている。 よって，解析において炉心損傷の開始を 1,000K（約 727℃）に到達した時点としていることは，運転操作の炉心損傷の判断に影響を与えるものではない。	

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

（補足）炉心損傷の判定時間に係る解析結果について

「大破断 LOCA＋ECCS 注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」における事象発生後の燃料被覆管温度推移の解析結果を表３ に示す。

MAAP 解析において，約 727℃（MAAP 解析における炉心損傷判定温度）から 1,200℃（審査ガイドにおける炉心の著しい損傷の評価項目における要件）に上昇するまでの時間は 7 分程度であり，炉心損傷判断の時間に有意な差異が生じることはない。

また，MAAP 解析による炉心損傷の判定時間は約 0.3 時間であるが，これは SAFER 解析の結果と比較しても，炉心損傷の判定時間として早期すぎる結果とはなっていない。

表３　炉心損傷の判定時間に係る解析結果

燃料被覆管温度	事象発生後の時間		備考
	MAAP 解析	SAFER 解析	
約 727℃（1,000K）	約 0.3h（約 17 分）	約 0.15h（約 9 分）	MAAP 解析における炉心損傷判定温度（PHEBUS-FPT0 実験にて核分裂生成物が放出された温度）
—	約 0.3～0.4h（参考）	約 0.15～0.2h（参考）	手順書上の炉心損傷判断（CAMS のガンマ線線量率が設計基準事故相当の 10 倍を超えた場合）
1,200℃	約 0.4h（約 24 分）	約 0.2h（約 12 分）	審査ガイドにおける炉心の著しい損傷の評価項目における要件
約 2,227℃（2,500K）	約 0.7h（約 41 分）	—※	炉心溶融

※高出力燃料集合体において，燃料被覆管温度が 1,200℃を大きく超過するため，SAFER では計算ができない。

（補足）炉心損傷の判定時間に係る解析結果について

「冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋ＥＣＣＳ注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」における事象発生後の燃料被覆管温度推移の解析結果を表３に示す。

ＭＡＡＰ解析において，約 727℃（ＭＡＡＰ解析における炉心損傷判定温度）から 1,200℃（審査ガイドにおける炉心の著しい損傷の評価項目における要件）に上昇するまでの時間は５分程度であり，炉心損傷判断の時間に有意な差異が生じることはない。

また，ＭＡＡＰ解析による炉心損傷の判定時間は約５分であるが，これはＳＡＦＥＲ解析の結果と比較しても，炉心損傷の判定時間として早期すぎる結果とはなっていない。

表３　炉心損傷の判定時間に係る解析結果

燃料被覆管温度	事象発生後の時間		備考
	ＭＡＡＰ解析	ＳＡＦＥＲ解析	
約 727℃（1,000K）	約５分	約２分	ＭＡＡＰ解析における炉心損傷判定温度（ＰＨＥＢＵＳ－ＦＰＴＯ実験にて核分裂生成物が放出された温度）
—	約５～10 分（参考）	約２～４分（参考）	手順上の炉心損傷判断（ＣＡＭＳのガンマ線線量率が設計基準事故相当の 10 倍を超えた場合）
1,200℃	約 10 分	約４分	審査ガイド上における炉心の著しい損傷の評価項目における要件
約 2,227℃（2,500K）	約 28 分	—※	炉心溶融

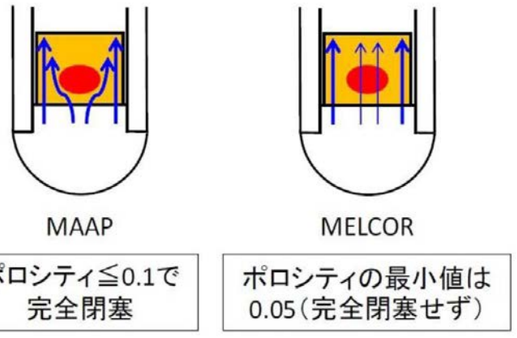
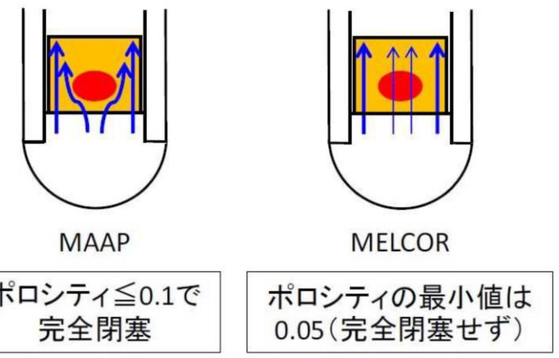
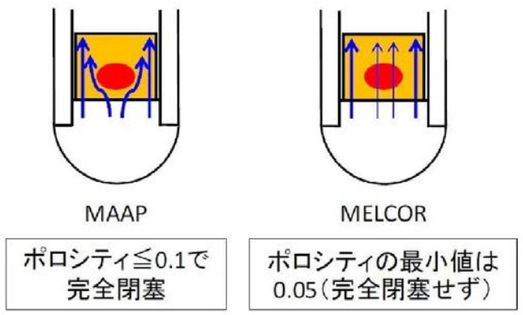
※高出力燃料集合体集合体において，燃料被覆管温度が 1,200℃を大きく超過するため，ＳＡＦＥＲでは計算できない。

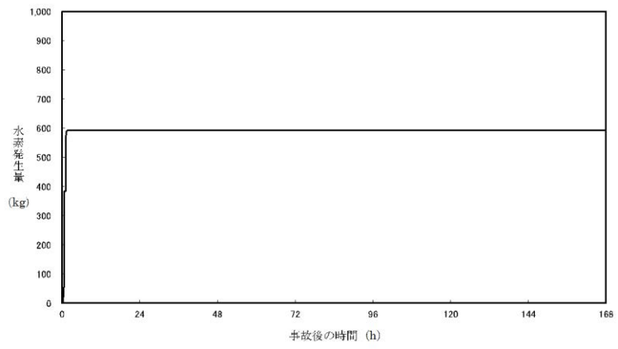
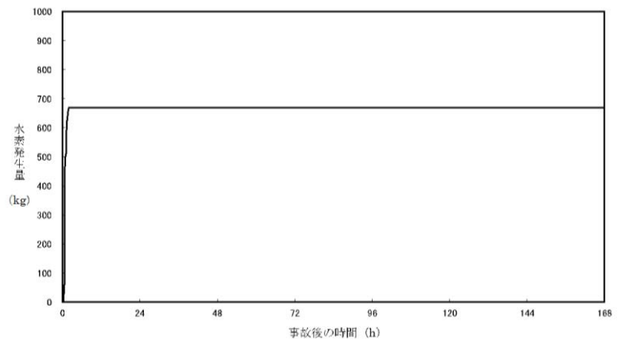
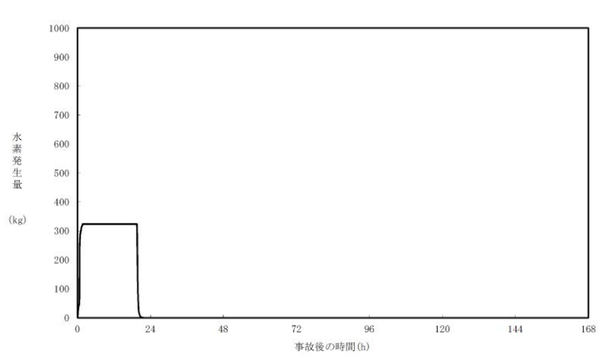
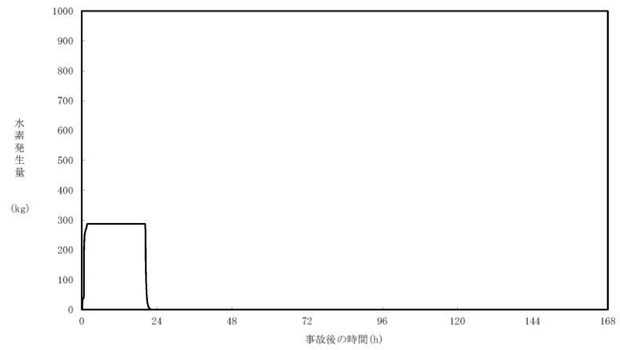
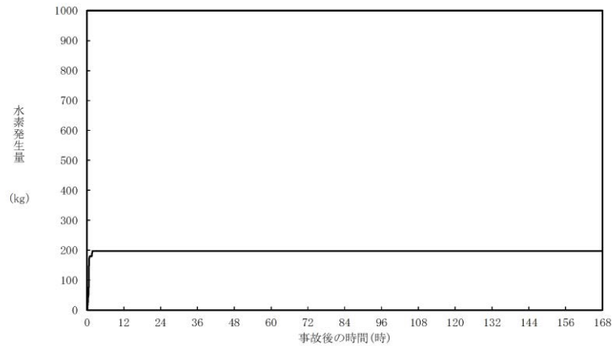
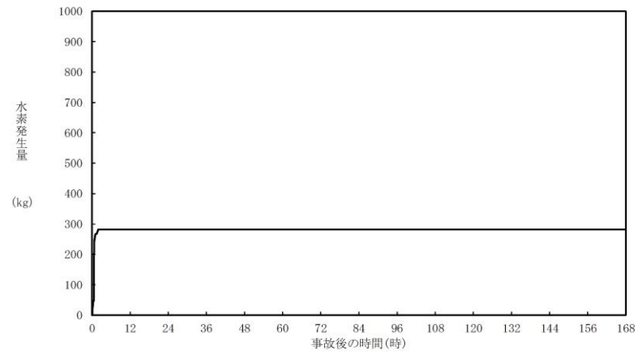
・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
運用，設備，解析条件等の相違による解析結果の相違。

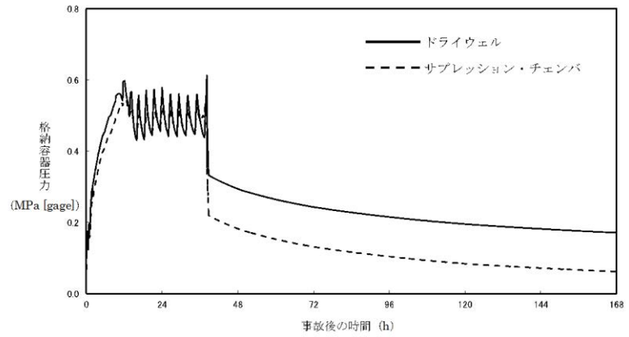
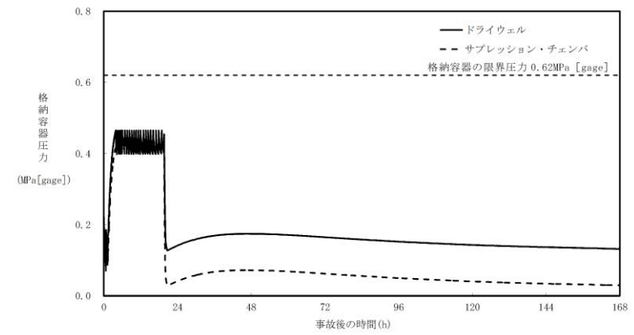
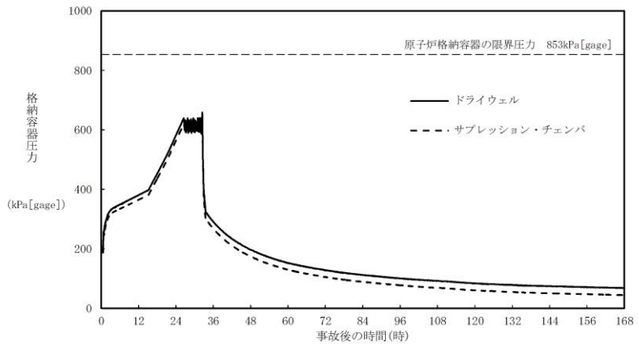
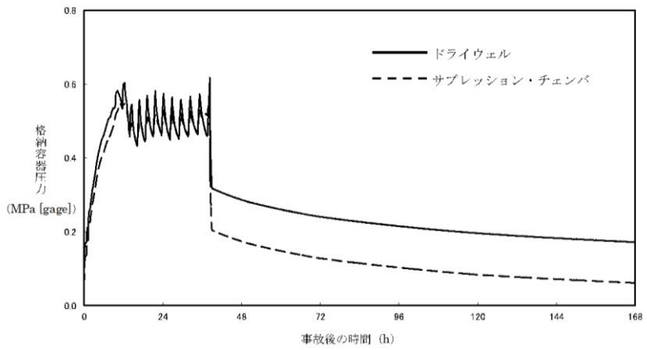
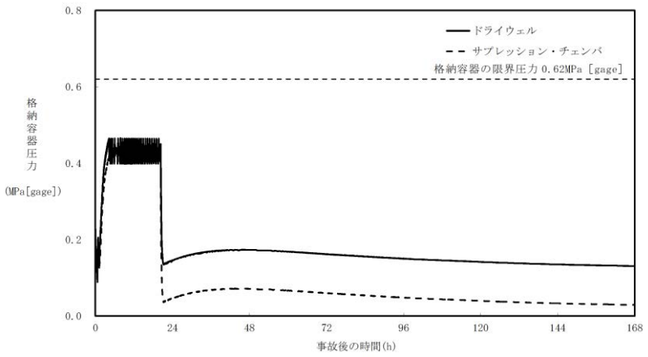
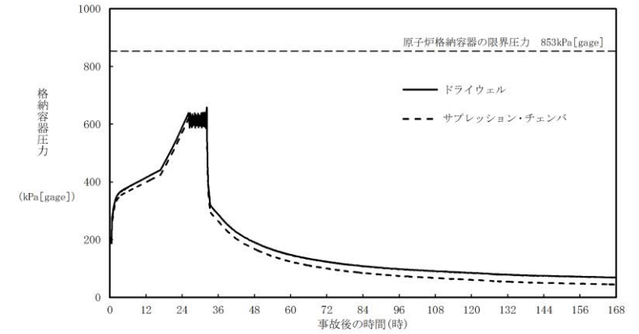
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	別添 炉心損傷判定図及び炉心損傷割合の推定図について 炉心損傷判定図における追加放出相当のガンマ線線量率の推移は，設計基準事故の中で格納容器内の核分裂生成物の存在量が最大となる原子炉冷却材喪失時を想定したものであり，線量率として支配的である希ガスの追加放出量を基に評価されたものである。炉心損傷はドライウェル又はサプレッション・チェンバのγ線線量率が追加放出量相当のガンマ線線量率の 10 倍以上の領域に到達した場合に判断する。 また，炉心損傷割合の推定図における炉心損傷割合は，希ガスの炉内内蔵量に対する格納容器への放出割合を示しており，ドライウェル及びサプレッション・チェンバにそれぞれ希ガスが放出されたものとして，各炉心損傷割合のガンマ線線量率の推移を示している。 第 1 図に炉心損傷判定図及び炉心損傷割合の推定図を示す。 第 1 図　炉心損傷判定図及び炉心損傷割合の推定図 （ドライウェル）		・記載方針の相違 【東海第二】 東海第二は，炉心損傷割合の推定図を記載している。

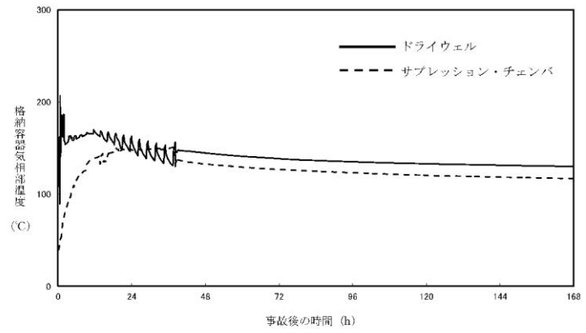
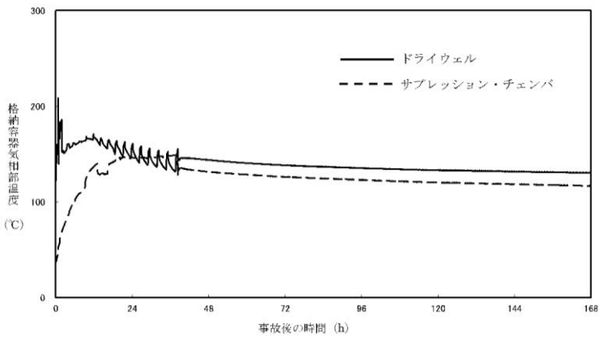
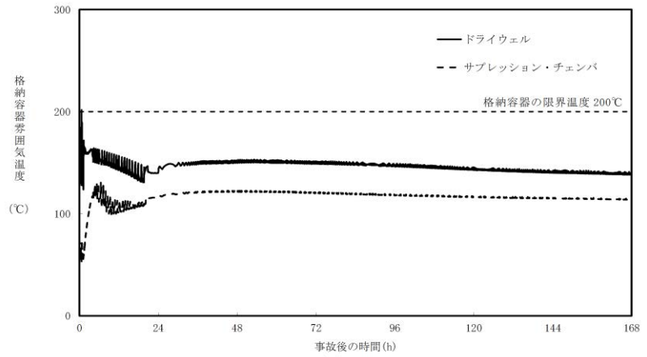
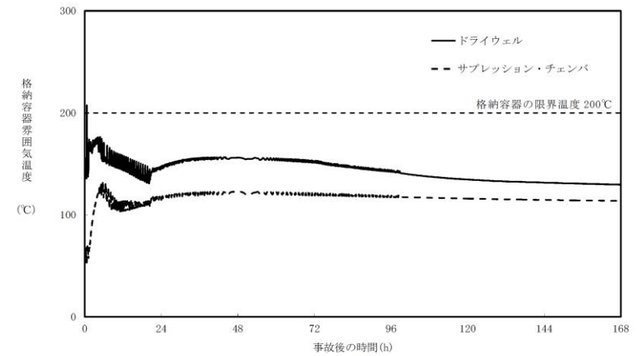
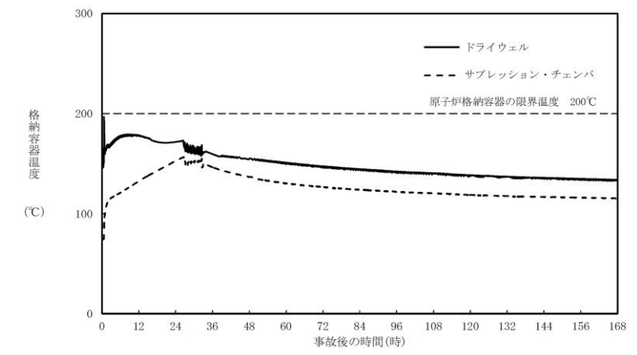
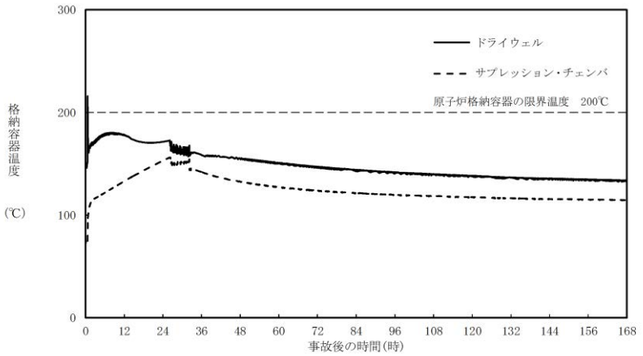
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
添付資料3.1.3.2 非凝縮性ガスの影響について 1．はじめに 格納容器過圧・過温破損を防止するための対策の確認においては，MAAP コードを使用して「大破断LOCA＋ECCS 注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」を仮定したシナリオにて評価を実施している。MAAP コードの水素ガス発生量に関する妥当性については，TMI及びPHEBUS試験により確認しており，当該解析にMAAP コードを用いることは妥当である[1]。 ただし，MELCOR コードのように，流路閉塞が発生しにくい（水素ガスが発生しやすい）と仮定した場合においても，評価に有意な影響がないことを確認するため，感度解析を実施した。 2．解析条件 ・流体が流路減少部分を通過できなくなるとするノードの空隙率（ポロシティ）：0.0 （申請解析ではポロシティ：0.1 以下） 図1 に示すように，炉心内でデブリの移行が発生し，それが冷却材流路に堆積して流路が減少した場合，MAAP 解析では流路減少を起こしたノードの空隙率（ポロシティ）が0.1以下になるとそのノードは閉塞したものとみなされ，それ以降は流体が閉塞部分を通過することができなくなる。一方MELCOR 解析の場合，流路減少を起こしたノードの空隙率の最小値は0.05 に設定されており，閉塞は発生しない。 したがって，炉心で発生する非凝縮性ガスはMAAP の方が少なくなる傾向にある。このため，上記の条件にて，水素ガス発生量を多めに見積もる感度解析を行うこととする。なお，ポロシティの設定以外については申請解析と同様とした。	添付資料 3.1.3.13 非凝縮性ガスの影響について 1.　はじめに 格納容器過圧・過温破損を防止するための対策の確認においては，ＭＡＡＰコードを使用して「大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」（全交流動力電源喪失の重畳を考慮）を評価事故シーケンスとして選定している。ＭＡＡＰコードの水素発生量に関する妥当性については，ＴＭＩ及びＰＨＥＢＵＳ試験により確認しており，当該解析にＭＡＡＰコードを用いることは妥当である[1]。 一方，ＭＥＬＣＯＲコードでは流路閉鎖が発生しにくいモデルとなっており，その場合には炉心内を通過する冷却材流量が増えるため，ジルコニウム－水反応による水素が発生しやすい傾向となる。 ＭＥＬＣＯＲコードとＭＡＡＰコードにおける流路閉塞モデルの差異の影響を確認するため，以下のとおり感度解析を実施した。 2.　解析条件 ＭＡＡＰコードとＭＥＬＣＯＲコードにおける流路閉塞モデルの差異を第１図に示す。炉心内で溶融炉心の移行（リロケーション）が発生し，それが冷却材流路に堆積して閉塞を起こした場合，ＭＡＡＰ解析では流路閉塞を起こしたノードの空隙率（ポロシティ）が 0.1 以下になるとそのノードは完全に閉塞したものとみなされ，それ以降は流体が閉塞部分を通過することができなくなる。一方，ＭＥＬＣＯＲの場合，流路閉塞を起こしたノードの空隙率の最小値は 0.05 に設定されており，完全閉塞は発生しない。したがって，流路閉塞した場合，炉心で発生する非凝縮性ガスはＭＡＡＰの方が少なくなる傾向にある。 水素発生量に対する感度を確認するため，ＭＡＡＰにおいて流路の完全閉塞が発生しない条件として，流体が閉鎖部分を通過できなくなるノードの空隙率（ポロシティ）を 0.0 以下と設定し感度解析を行う。なお，ポロシティの設定以外の条件についてはベースケースと同様とした。	添付資料 3.1.3.2 非凝縮性ガスの影響について １．はじめに 格納容器過圧・過温破損を防止するための対策の確認においては，ＭＡＡＰコードを使用して「冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋ＥＣＣＳ注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」を仮定したシナリオにて評価を実施している。ＭＡＡＰコードの水素ガス発生量に関する妥当性については，ＴＭＩ及びＰＨＥＢＵＳ試験により確認しており，当該解析にＭＡＡＰコードを用いることは妥当である[1]。 ただし，ＭＥＬＣＯＲコードのように，流路閉塞が発生しにくい（水素ガスが発生しやすい）と仮定した場合においても，評価に有意な影響がないことを確認するため，感度解析を実施した。 ２．解析条件 ・流体が流路減少部分を通過できなくなるとするノードの空隙率（ポロシティ）：0.0 （申請解析ではポロシティ：0.1 以下） 図１に示すように，炉心内でデブリの移行が発生し，それが冷却材流路に堆積して流路が減少した場合，ＭＡＡＰ解析では流路減少を起こしたノードの空隙率（ポロシティ）が 0.1 以下になるとそのノードは閉塞したものとみなされ，それ以降は流体が閉塞部分を通過することができなくなる。一方ＭＥＬＣＯＲ解析の場合，流路減少を起こしたノードの空隙率の最小値は 0.05 に設定されており，閉塞は発生しない。 したがって，炉心で発生する非凝縮性ガスはＭＡＡＰの方が少なくなる傾向にある。このため，上記の条件にて，水素ガス発生量を多めに見積もる感度解析を行うこととする。なお，ポロシティの設定以外については申請解析と同様とした。	

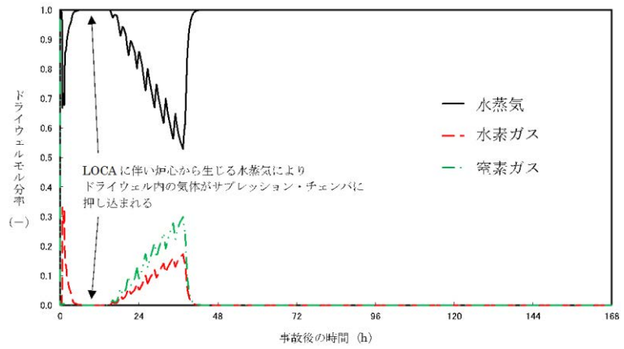
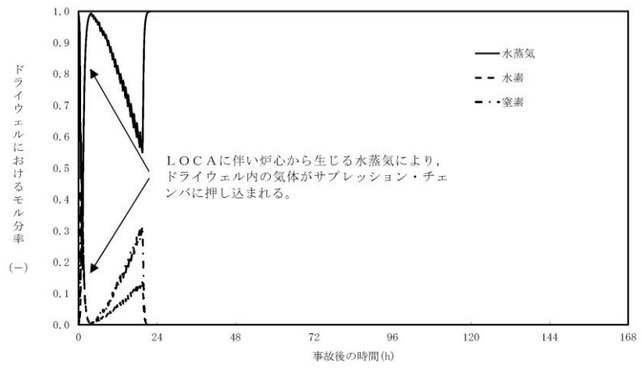
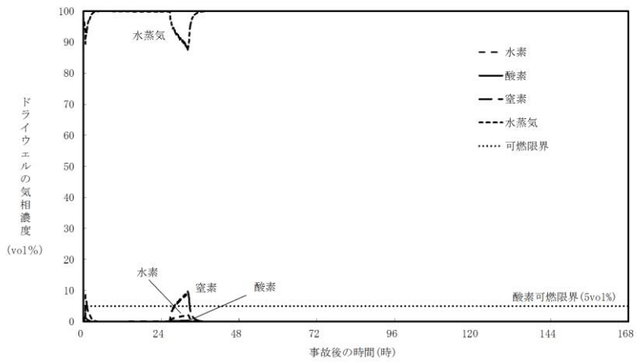
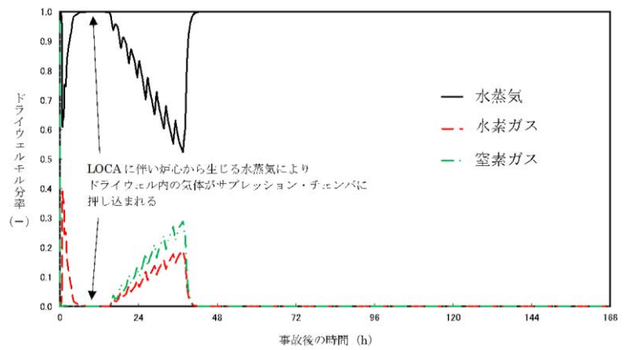
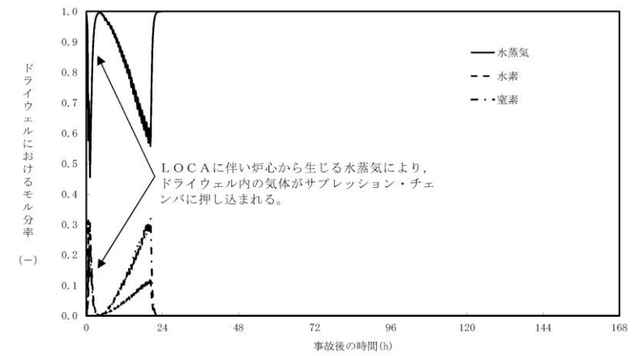
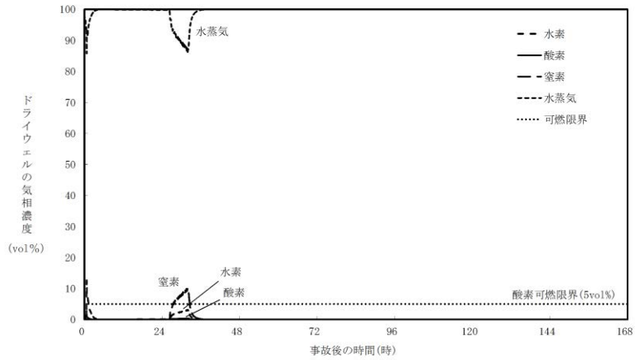
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
3．解析結果 図2 から図6 に評価結果を示す。図2 より，申請解析でのジルコニウム－水反応による水素ガス発生量が約592kg に対して感度解析では約670kg と水素ガス発生量は約12%増加しているが，図3 に示すとおり格納容器圧力の制御は可能であり，保守的な条件として非凝縮性ガスが増加するような場合においても，評価結果に対する当該操作に大きな影響はない。 [1] 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて（第5 部MAAP） 以上	3．　解析結果 第２図から第６図に解析結果を示す。第２図より，ベースケースでの水素発生量が約 324kg に対して感度解析では約 288kg となり，水素発生量は約 11％減少している。これは，感度解析ではより炉心部への蒸気流入量は多くなる一方で，溶融炉心の冷却効果により，ジルコニウム－水反応が抑えられたためと考えられる。なお，第３図に示すとおり格納容器圧力の制御は可能であり，保守的な条件として非凝縮性ガスが変化するような場合においても，当該操作に大きな影響はない。 [1]重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて（第５部　ＭＡＡＰ）	３．解析結果 図２から図６に解析結果を示す。図２より，申請解析でのジルコニウム－水反応による水素ガス発生量が約 198kg に対して感度解析では約 283kg と水素ガス発生量は約 43％増加しているが，図３に示すとおり格納容器圧力の制御は可能であり，保守的な条件として非凝縮性ガスが増加するような場合においても，評価結果に対する当該操作に大きな影響はない。 ［１］「沸騰水型原子力発電所　重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コード（ＭＡＡＰ）について」，東芝エネルギーシステムズ株式会社，TLR-094，日立ＧＥニュークリア・エナジー株式会社，HLR-123，平成 30 年５月 以上	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，炉心部への蒸気流入量が多くなることにより，ジルコニウム－水反応が促進され，ベース解析よりも水素ガス発生量が増加したと考えられる。

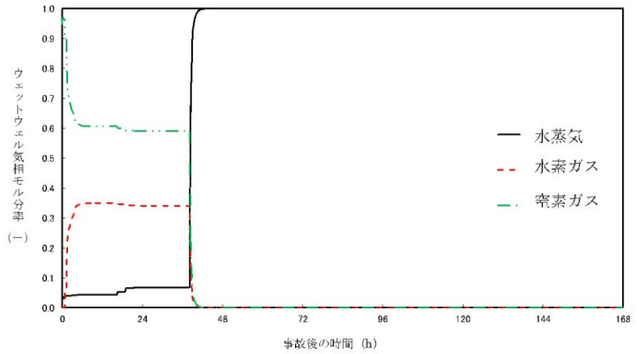
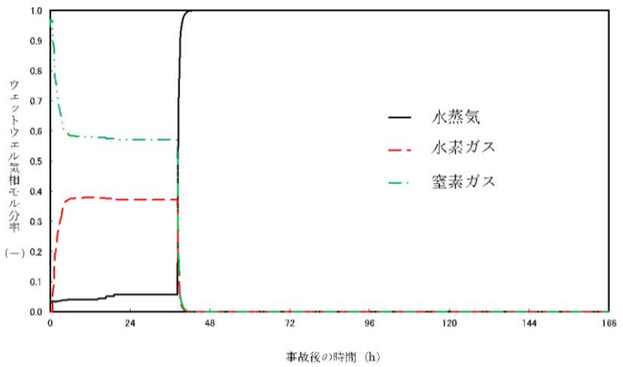
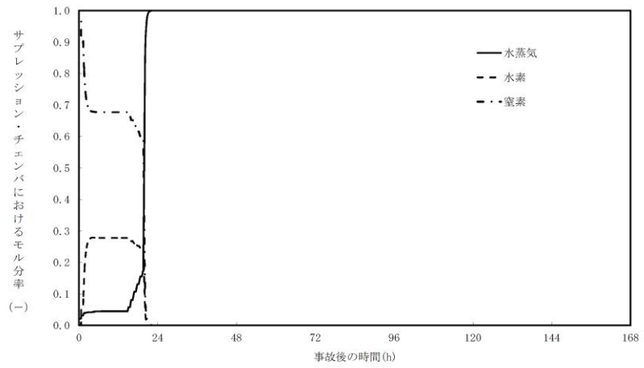
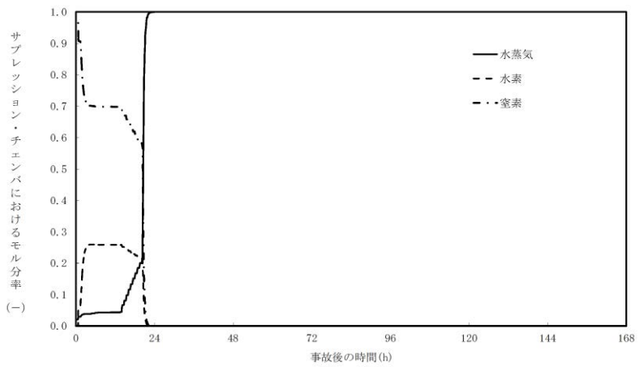
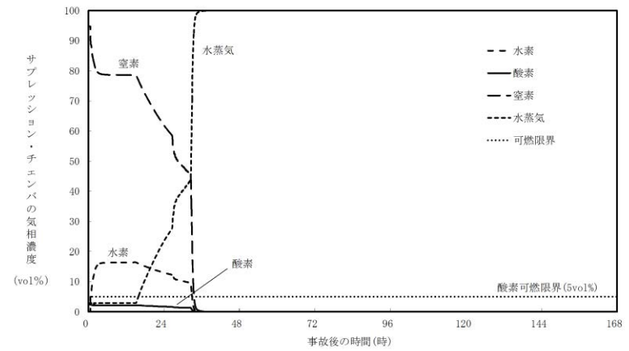
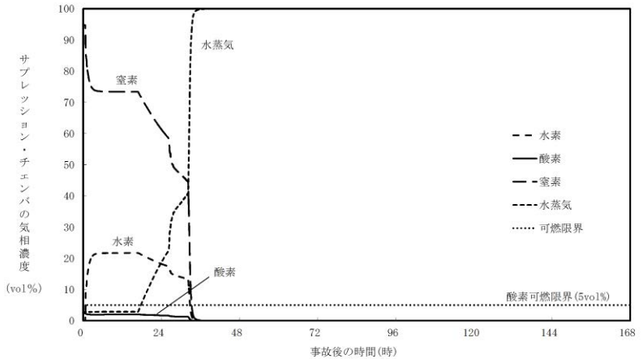
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 図１　炉心内流路閉塞モデルの概念図 （「MAAP5.01 及び MELCOR2.1 を用いた軽水炉代表プラントの過酷事故解析」，電力中央研究所，平成 26 年 6 月　抜粋）	 第１図　炉心内流路閉鎖モデルの概念図 （「ＭＡＡＰ5.01 及びＭＥＬＣＯＲ2.1 を用いた軽水炉プラントの苛酷事故解析」，電力中央研究所，平成 26 年 6 月　抜粋）	 図１　炉心内流路閉塞モデルの概念図 （「MAAP5.01 及び MELCOR2.1 を用いた軽水炉代表プラントの過酷事故解析」，電力中央研究所，平成 26 年 6 月　抜粋）	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 大破断ＬＯＣＡ（申請解析：空隙率 0.1 以下で完全閉塞）  大破断ＬＯＣＡ（感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞） 図２　水素発生量比較	 大破断ＬＯＣＡ解析（ベースケース：空隙率 0.1 以下で完全閉塞）  大破断ＬＯＣＡ解析（感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞） 第２図　水素発生量の比較	 大破断ＬＯＣＡ（申請解析：空隙率 0.1 以下で完全閉塞）  大破断ＬＯＣＡ（感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞） 図２　水素発生量比較	・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，水－ジルコニウム反応による水素発生量の推移を示すため，格納容器ベントによる水素の低下は考慮していない。

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
 大破断ＬＯＣＡ（申請解析：空隙率 0.1 以下で完全閉塞）	 大破断ＬＯＣＡ解析（ベースケース：空隙率 0.1 以下で完全閉塞）	 大破断ＬＯＣＡ（申請解析：空隙率 0.1 以下で完全閉塞）	（ベースケースと同様の相違）
 大破断ＬＯＣＡ（感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞）	 大破断ＬＯＣＡ解析（感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞）	 大破断ＬＯＣＡ（感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞）	
図３　格納容器圧力の比較	第３図　格納容器圧力の比較	図３　格納容器圧力の比較	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 大破断ＬＯＣＡ（申請解析：空隙率 0.1 以下で完全閉塞）  大破断ＬＯＣＡ（感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞） 図４　格納容器気相部温度の比較	 大破断ＬＯＣＡ解析（ベースケース：空隙率 0.1 以下で完全閉塞）  大破断ＬＯＣＡ解析（感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞） 第４図　格納容器雰囲気温度の比較	 大破断ＬＯＣＡ（申請解析：空隙率 0.1 以下で完全閉塞）  大破断ＬＯＣＡ（感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞） 図４　格納容器温度の比較	（ベースケースと同様の相違）

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
 大破断ＬＯＣＡ（申請解析：空隙率 0.1 以下で完全閉塞）	 大破断ＬＯＣＡ解析（ベースケース：空隙率 0.1 以下で完全閉塞）	 大破断ＬＯＣＡ（申請解析：空隙率 0.1 以下で完全閉塞）	（格納容器ベント実施以降は，水蒸気濃度が支配的となり，３プラントとも同様の挙動）
 大破断ＬＯＣＡ（感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞）	 大破断ＬＯＣＡ解析（感度解析：空隙率 0.0 以下で完全閉塞）	 大破断ＬＯＣＡ（感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞）	
図５　ドライウェル気相濃度の比較	第５図　ドライウェル気相濃度の比較	図５　ドライウェル気相濃度の比較	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 大破断ＬＯＣＡ（申請解析：空隙率0.1以下で完全閉塞）  大破断ＬＯＣＡ（感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞） 図６　ウェットウェル気相濃度の比較	 大破断ＬＯＣＡ解析（ベースケース：空隙率 0.1 以下で完全閉塞）  大破断ＬＯＣＡ解析（感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞） 第６図　サプレッション・チェンバ気相濃度の比較	 大破断ＬＯＣＡ（申請解析：空隙率 0.1 以下で完全閉塞）  大破断ＬＯＣＡ（感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞） 図６　サプレッション・チェンバ気相濃度の比較	（格納容器ベント実施以降は，水蒸気濃度が支配的となり，３プラントとも同様の挙動）

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
添付資料3.1.3.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時において代替循環冷却系を使用しない場合における格納容器圧力逃がし装置からのCs-137 放出量評価について	添付資料 3.1.3.4 格納容器圧力逃がし装置を用いて大気中へ放出されるＣｓ－137 の放出量評価 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）におけるＣｓ－137 の放出量評価に当たっては，「格納容器圧力逃がし装置を用いて大気中へ放出されるＣｓ－137」及び「原子炉建屋から大気中へ漏えいするＣｓ－137」の放出量をそれぞれ評価し，評価結果を合計することで算出している。本資料では，「格納容器圧力逃がし装置を用いて大気中へ放出されるＣｓ－137」の放出量評価について示す（「原子炉建屋から大気中へ漏えいするＣｓ－137」の放出量評価は，添付資料 3.1.3.5 参照）。なお，「格納容器圧力逃がし装置を用いて大気中へ放出されるＣｓ－137」の放出量評価では，格納容器から原子炉建屋への漏えいがないものとして評価した方が，漏えいがある場合と比べて，格納容器から格納容器圧力逃がし装置への移行量が増加（大気中への放出量も増加）するため，保守的に漏えいはないものとして評価した。	添付資料 3.1.3.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時において残留熱代替除去系を使用しない場合における格納容器フィルタベント系からのＣｓ－137 放出量評価について	・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉も，格納容器からの漏えいがないものとして評価を行っている。

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

1.　評価条件

放出量評価条件（格納容器圧力逃がし装置から放出）を第１表，大気中への放出過程及び概略図を第１図及び第２図に示す。

第１表　放出量評価条件（1／2）

項　目	評価条件	選定理由
評価事象	「大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」（代替循環冷却系を使用できない場合）（全交流動力電源喪失の重畳を考慮）	—
炉心熱出力	3,293MW	定格熱出力
運転時間	1サイクル当たり 10,000 時間（416 日）	1 サイクル 13 ヶ月（395 日）を考慮して設定

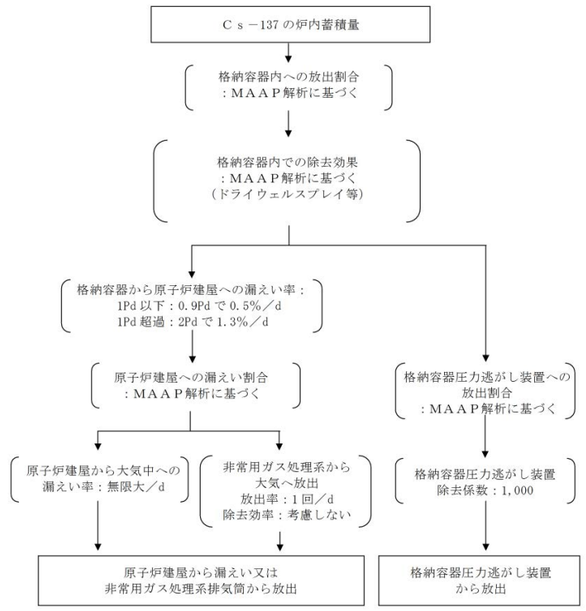
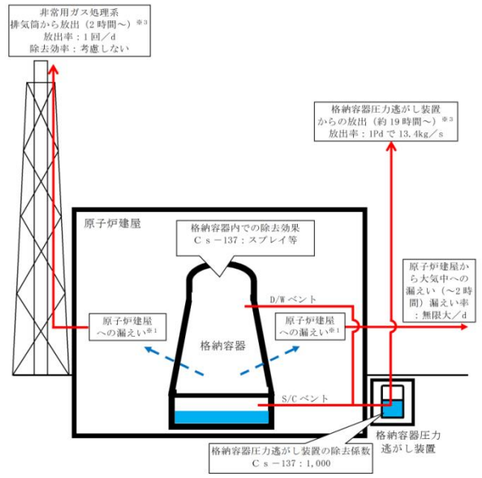
第１表　放出量評価条件（2／2）

項　目	評価条件	選定理由
取替炉心の燃料装荷割合	1サイクル：0.229 2サイクル：0.229 3サイクル：0.229 4サイクル：0.229 5サイクル：0.084	取替炉心の燃料装荷割合に基づき設定
炉内蓄積量（Ｃｓ－137）（Bq_{Cs137}）	約4.36×10^{17}Bq	「単位熱出力当たりの炉内蓄積量（Bq／MW）」×「3,293MW（定格熱出力）」（単位熱出力当たりの炉内蓄積量（Bq／MW）は，ＢＷＲ共通条件として，東海第二と同じ装荷燃料（９×９燃料（Ａ型）），上記の運転時間及び取替炉心の燃料装荷割合で算出したＡＢＷＲのサイクル末期の値※を使用）
放出開始時間	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（以下「格納容器ベント」という。）：事象発生から約 19 時間後	ＭＡＡＰ解析結果
格納容器内への放出割合（Ｃｓ－137）	0.37	ＭＡＡＰ解析結果
格納容器内での除去効果	ＭＡＡＰ解析に基づく（沈着，サプレッション・プールでのスクラビング及びドライウェルスプレイ）	ＭＡＡＰのＦＰ挙動モデル
格納容器内ｐＨ制御の効果	考慮しない	サプレッション・プール水ｐＨ制御設備は，重大事故等対処設備と位置付けていないため，保守的に設定
格納容器から原子炉建屋への漏えい率	考慮しない	格納容器圧力逃がし装置への移行量を多く評価するため保守的に設定
格納容器圧力逃がし装置への放出割合（F_{Cs}）	【Ｓ／Ｃベント】 Ｃｓ Ｉ類　：4.33×10^{-7} ＣｓＯＨ類：2.42×10^{-7} 【Ｄ／Ｗベント】 Ｃｓ Ｉ類　：1.13×10^{-4} ＣｓＯＨ類：9.05×10^{-3}	ＭＡＡＰ解析結果
格納容器圧力逃がし装置の除去係数（DF）	1,000	設計値に基づき設定

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

・資料構成の相違
【東海第二】
島根２号炉は，Ｃｓ－137 の炉内内蔵量の評価の前提条件について，「表１」にて記載

・資料構成の相違
【東海第二】
島根２号炉は，Ｃｓ－137 の放出量評価条件について，「表２」にて記載

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	 第 1 図　Ｃｓ－137 の大気放出過程  ※1　格納容器から原子炉建屋への漏えい率 （原子炉建屋から大気中へ漏えいするＣｓ－137 の漏えい量評価時のみ） 1Pd 以下：0.9Pd で 0.5%／d，1Pd 超過：2Pd で 1.3%／d ※2　非常用ガス処理系の起動により原子炉建屋原子炉棟内は負圧となるため，事象発生 2h 以降は原子炉建屋から大気中への漏えいはなくなる。 ※3　事象発生後 19 時間以降は，「非常用ガス処理系排気筒から放出」及び「格納容器圧力逃がし装置からの放出」の両経路から放射性物質を放出する。 第 2 図　大気放出過程概略図（イメージ）		・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，ベントラインからの放出量の評価条件について表２に示している。 また，原子炉建物からの漏えいに関する評価結果については添 3.1.3.4 に記載。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時において代替循環冷却系を使用しない場合におけるCs-137 の放出量は以下のとおりとなる。 なお，Cs-137 の炉内内蔵量の評価の前提条件を表1 に示す。 (1) Cs-137 の放出量（TBq）の算出 Cs-137 の放出量は，以下の式により算出する。 大気中への Cs-137 の放出量（Bq） = f_Cs × Bq_Cs-137 × (1/DF) ・・・・ (1) 一方，原子炉格納容器からのセシウムの放出割合（f_Cs）は，CsI 及びCsOH の放出割合より，以下の式により算出する。なお，Cs-137 の炉内内蔵量はORIGEN コード，原子炉格納容器からのCsI 及びCsOH の放出割合はMAAP コードにて算出している。 f_Cs = (M_CsI + M_CsOH) / M_Cs ・・・・ (2) M_CsI = W_Cs × (M_I / W_I) × f_CsI ・・・・ (3) M_CsOH = (M_Cs − W_Cs× (M_I / W_I)) × f_CsOH ・・・・(4) (2) ～ (4) 式より f_Cs = f_CsOH + (M_I / M_Cs) × (W_Cs / W_I) × (f_CsI − f_CsOH) ・・(5) f_Cs：原子炉格納容器からのセシウムの放出割合 f_CsI：原子炉格納容器からの CsI の放出割合 ※ f_CsOH：原子炉格納容器からの CsOH の放出割合 ※ M_CsI：CsI に含まれる Cs 量 M_CsOH：CsOH に含まれる Cs 量 M_I：よう素の初期重量 = 29.1 kg M_Cs：セシウムの初期重量 = 382.9 kg W_I：よう素の分子量 = 131 (kg/kmol) W_Cs：セシウムの分子量 = 133 (kg/kmol) Bq_Cs-137：Cs-137 の原子炉圧力容器内内蔵量（Bq） = 5.2×10^{17} DF：格納容器圧力逃がし装置の除染係数 = 1,000 ※原子炉格納容器内のエアロゾル状の放射性物質の低減効果（サプレッション・チェンバのスクラビングによる除染係数等）を考慮した MAAP コードでの評価値（別紙参照）	2. 放出量評価 (1) 評価方法 格納容器圧力逃がし装置を介して放出される大気中へのＣｓ－137 の放出量は，第 1 表の放出量評価条件及び以下の式により算出する。 [Ｃｓ－137 の放出量]=F_{Cs}・Bq_{Cs137}・(1／DF)・・・(1) F_{Cs}：格納容器から格納容器圧力逃がし装置へ放出されるＣｓ－137 の　放出割合 Bq_{Cs137}：Ｃｓ－137 の炉内蓄積量[4.36×10^{17}Bq] DF：格納容器圧力逃がし装置の除去係数[1,000] F_{Cs}について，ＭＡＡＰ解析では，ＣｓはＣｓＩ又はＣｓＯＨとして存在しているため，以下の式によりF_{Cs}を算出する。 $F_{Cs}=(M_{CsI}+M_{CsOH})／M_{Cs}$ ・・・・・・・・・・・・(2) $M_{CsI}=M_I・W_{Cs}／W_I・F_{CsI}$ ・・・・・・・・・・・・(3) $M_{CsOH}=(M_{Cs}-M_I・W_{Cs}／W_I)・F_{CsOH}$・・・・・・・・・(4) (2)，(3)及び(4)式により， $F_{Cs}=F_{CsOH}+M_I／M_{Cs}・W_{Cs}／W_I・(F_{CsI}-F_{CsOH})$・・・・(5) F_{CsI}：格納容器から格納容器圧力逃がし装置へ放出されるＣｓＩの放出割合[S／Ｃベント：4.33×10^{-7}，D／Ｗベント：1.13×10^{-4}] F_{CsOH}：格納容器から格納容器圧力逃がし装置へ放出されるＣｓＯＨの放出割合[S／Ｃベント：2.42×10^{-7}，D／Ｗベント：9.05×10^{-3}] M_{CsI}：格納容器から格納容器圧力逃がし装置へ放出されるＣｓＩに含まれるＣｓ量[kg] M_{CsOH}：格納容器から格納容器圧力逃がし装置へ放出されるＣｓＯＨに含まれるＣｓ量[kg] M_{Cs}：Ｃｓの初期重量[321.2kg] M_I：Ｉの初期重量[24.4kg] W_I：Ｉの分子量[131g/mol] W_{Cs}：Ｃｓの分子量[133g/mol]	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時において残留熱代替除去系を使用しない場合におけるＣｓ－137 の放出量は以下のとおりとなる。 なお，Ｃｓ－137 の炉内内蔵量の評価の前提条件を表１に，Ｃｓ－137 の放出量評価条件を表２に示す。 １．Ｃｓ－137 の放出量（TBq）の算出 Ｃｓ－137 の放出量は，以下の式により算出される。 大気中へのＣｓ－137 の放出量(Bq) = f_Cs × Bq_Cs-137 ×（１／DF）・・(1) 一方，原子炉格納容器からのセシウムの放出割合（f_Cs）は，ＣｓＩ及びＣｓＯＨの放出割合より，以下の式により算出される。なお，Ｃｓ－137 の炉内内蔵量はＯＲＩＧＥＮコード，原子炉格納容器からのＣｓＩ及びＣｓＯＨの放出割合はＭＡＡＰコードにて算出している。 f_Cs ＝ (M_CsI ＋ M_CsOH) ／ M_Cs・・・・・ (2) M_CsI ＝ W_Cs × (M_I／W_I) × f_CsI・・・・ (3) M_CsOH ＝ (M_Cs − W_Cs × (M_I／W_I)) × f_CsOH・・ (4) (2) ～ (4) 式より f_Cs ＝ f_CsOH ＋ (M_I／M_Cs) × (W_Cs／W_I) × (f_CsI−f_CsOH) ・(5) f_Cs：格納容器からのセシウムの放出割合 f_CsI：格納容器からのＣｓＩの放出割合※ f_CsOH：格納容器からのＣｓＯＨの放出割合※ M_CsI：ＣｓＩに含まれるＣｓ量 M_CsOH：ＣｓＯＨに含まれるＣｓ量 M_I ：よう素の初期重量 = 18.1 (kg) M_Cs：セシウムの初期重量 = 237.6 (kg) W_I ：よう素の分子量 = 131 (kg/kmol) W_Cs：セシウムの分子量 = 133 (kg/kmol) Bq_Cs137：Ｃｓ－137 の原子炉圧力容器内内蔵量 = 3.22×10^{17} (Bq) DF：格納容器フィルタベント系による粒子状放射性物質に対する除染係数 = 1000 ※格納容器内のエアロゾル状の放射性物質の低減効果（サプレッション・チェンバのスクラビングによる除染係数等）を考慮したＭＡＡＰコードでの評価値（別紙参照）	

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
(2) 計算結果 サプレッション・チェンバのラインを経由し，格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の7日間のCs-137の放出量は（1），（5）式より以下のとおりとなる。 f_Cs = f_CsOH + （M_I / M_Cs） × （W_Cs / W_I） × （f_CsI - f_CsOH） f_Cs = 2.706×10^{-6} + （29.1 / 382.9） × （133 / 131） × （1.308×10^{-6} - 2.706×10^{-6}） = 2.60×10^{-6} Cs-137 の放出量（Bq） = f_Cs × Bq_Cs-137 × （1/DF） = $2.60\times10^{-6}\times 5.2\times10^{17}$ × （1/1,000） = 約 1.4×10^{3} TBq（7 日間）	(2) 評価結果 サプレッション・チェンバから格納容器圧力逃がし装置を介して大気中に放出されるＣｓ－137 の放出量は，(1)式及び(5)式により，以下のとおりとなる。 $F_{Cs}=F_{CsOH}+M_I/M_{Cs}\cdot W_{Cs}/W_I\cdot(F_{CsI}-F_{CsOH})$ $=2.42\times10^{-7}+(24.4/321.2)\cdot(133/131)\cdot(4.33\times10^{-7}-2.42\times10^{-7})$ $=2.57\times10^{-7}$ ［Ｃｓ－137 の放出量］$=F_{Cs}\cdot Bq_{Cs137}\cdot(1/DF)$ $=2.57\times10^{-7}\cdot4.36\times10^{17}\cdot(1/1,000)$ $=1.2\times10^{8}$[Bq] $=\underline{1.2\times10^{-4}}$[TBq]	2．計算結果 サプレッション・チェンバのラインを経由し，格納容器フィルタベント系を用いた場合の７日間のＣｓ－137 の放出量は（1），（5）式より以下のとおりとなる。 f_Cs ＝ f_CsOH +（M_I／M_Cs）×（W_Cs／W_I）×（f_CsI － f_CsOH） f_Cs ＝ 6.54×10^{-6} +（18.1／237.6）×（133／131）×（3.51×10^{-6} － 6.54×10^{-6}） ＝ 6.31×10^{-6} Ｃｓ－137 の放出量（Bq） ＝ f_Cs × Bq_Cs137 ×（１／DF） ＝ $6.31\times10^{-6}\times 3.22\times10^{17}$ ×（１／1000） ＝ 2.03×10^{9}[Bq] ＝約 $\underline{2.1\times10^{-3}}$［TBq］	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
ドライウェルのラインを経由し，格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の7日間のCs-137の放出量は（1），（5）式より以下のとおりとなる。 f_Cs = f_CsOH + （M_I / M_Cs） × （W_Cs / W_I） × （f_CsI - f_CsOH） f_Cs = 3.908×10^{-3} + （29.1 / 382.9） × （133 / 131） × （2.503×10^{-3} - 3.908×10^{-3}） = 3.80×10^{-3} Cs-137 の放出量（Bq） = f_Cs × Bq_Cs-137 × （1/DF） = $3.80\times10^{-3}\times 5.2\times10^{17}$ × （1/1,000） = 約2.0TBq（7日間）	また，ドライウェルから格納容器圧力逃がし装置を介して大気中に放出されるＣｓ－137 の放出量は，(1)式及び(5)式により，以下のとおりとなる。 $F_{Cs}=F_{CsOH}+M_I/M_{Cs}\cdot W_{Cs}/W_I\cdot(F_{CsI}-F_{CsOH})$ $=9.05\times10^{-3}+(24.4/321.2)\cdot(133/131)\cdot(1.13\times10^{-4}-9.05\times10^{-3})$ $=8.36\times10^{-3}$ ［Ｃｓ－137 の放出量］$=F_{Cs}\cdot Bq_{Cs137}\cdot(1/DF)$ $=8.36\times10^{-3}\cdot4.36\times10^{17}\cdot(1/1,000)$ $=3.7\times10^{12}$[Bq] $=\underline{3.7}$[TBq]	ドライウェルのラインを経由し，格納容器フィルタベント系を用いた場合の７日間のＣｓ－137 の放出量は（1），（5）式より以下のとおりとなる。 f_Cs ＝ f_CsOH ＋（M_I／M_Cs）×（W_Cs／W_I）×（f_CsI － f_CsOH） f_Cs ＝ 1.11×10^{-2} ＋（18.1／237.6）×（133／131）×（2.62×10^{-3}－1.11×10^{-2}） ＝ 1.05×10^{-2} Ｃｓ－137 の放出量（Bq） ＝ f_Cs × Bq_Cs137 ×（１／DF） ＝ 1.05×10^{-2} × 3.22×10^{17} ×（１／1000） ＝3.38×10^{12}[Bq] ＝約 $\underline{3.4}$[TBq]	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
同様に，30 日間及び100 日間のCs-137 の放出量は（1），（5）式より以下のとおりとなる。 サプレッション・チェンバのラインを経由し，格納容器圧力逃がし装置を用いた場合 Cs-137 の放出量（Bq）= 約4.0×10^{-3}TBq（30日間） Cs-137 の放出量（Bq）= 約8.5×10^{-3}TBq（100日間） ドライウェルのラインを経由し，格納容器圧力逃がし装置を用いた場合 Cs-137 の放出量（Bq）= 約3.1TBq（30日間）	事象発生 7 日間以降の影響を確認するために評価した，事象発生30 日間及び100 日間における格納容器圧力逃がし装置を用いて大気中へ放出されるＣｓ－137 の放出量は，サプレッション・チェンバからのベントの場合は約 1.3×10^{-4}TBq（事象発生 30 日間）及び約 1.5×10^{-4}TBq（事象発生 100 日間），ドライウェルからのベントの場合は約 4.1TBq（事象発生 30 日間）及び約 4.1TBq（事象発生 100 日間）である※1。	同様に，30 日間及び 100 日間のＣｓ－137 の放出量は(1)，(5)式より以下のとおりとなる。 サプレッション・チェンバのラインを経由し，格納容器フィルタベント系を用いた場合 Cs-137 の放出量（Bq）= 約 4.0×10^{-3}TBq（30 日間） Cs-137 の放出量（Bq）= 約 6.5×10^{-3}TBq（100 日間） ドライウェルのラインを経由し，格納容器フィルタベント系を用いた場合 Cs-137 の放出量（Bq）= 約 5.3TBq（30 日間）	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・解析結果の相違

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
Cs-137 の放出量（Bq）= 約3.2TBq（100日間）	なお，事象発生 7 日以降の長期解析においては，事象発生約 19 時間後に格納容器ベントを実施し，事象発生 100 日まで格納容器ベントを継続しているが，格納容器の除熱機能，格納容器への窒素注入機能及び格納容器内の可燃性ガスの濃度制御系機能が確保できた場合には，格納容器ベントを停止する運用とする。 ※1 Ｃｓ－137 は長半減期核種となるが，事象発生 30 日間及び 100 日間におけるＣｓ－137 の放出量は，長期的な放出量を評価する観点から，減衰効果を考慮し評価した。	Cs-137 の放出量（Bq）= 約 5.4TBq（100 日間）	【柏崎 6/7，東海第二】 ・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号は，保守側に減衰効果を考慮せず評価した。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

表1　Cs-137の炉内内蔵量の評価の前提条件

項目	値	設定根拠
運転時間（h）	1 サイクル：10,000h（416 日） 2 サイクル：20,000h 3 サイクル：30,000h 4 サイクル：40,000h 5 サイクル：50,000h （平均燃焼度：約30GWd/t）	1サイクル13ヶ月(395日)を考慮して，燃料の最高取出燃焼度に余裕を持たせ長めに設定
取替炉心の燃料装荷割合	1 サイクル：0.229　(200 体) 2 サイクル：0.229　(200 体) 3 サイクル：0.229　(200 体) 4 サイクル：0.229　(200 体) 5 サイクル：0.084　(72 体)	取替え炉心の燃料装荷割合に基づく （ABWR の値を用いて，炉心内蔵量を計算し，熱出力3,926MW で規格化する。）

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

【比較のため，「1.　評価条件」を記載】

1.　評価条件

放出量評価条件（格納容器圧力逃がし装置から放出）を第１表，大気中への放出過程及び概略図を第１図及び第２図に示す。

第１表　放出量評価条件（1／2）

項　目	評価条件	選定理由
評価事象	「大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」（代替循環冷却系を使用できない場合）（全交流動力電源喪失の重畳を考慮）	—
炉心熱出力	3,293MW	定格熱出力
運転時間	1 サイクル当たり 10,000 時間（416 日）	1 サイクル 13 ヶ月（395 日）を考慮して設定

第１表　放出量評価条件（2／2）

項　目	評価条件	選定理由
取替炉心の燃料装荷割合	1 サイクル：0.229 2 サイクル：0.229 3 サイクル：0.229 4 サイクル：0.229 5 サイクル：0.084	取替炉心の燃料装荷割合に基づき設定
炉内蓄積量（Ｃｓ－137）（Bq_{Cs137}）	約4.36×10^{17}Bq	「単位熱出力当たりの炉内蓄積量（Bq／MW）」×「3,293MW（定格熱出力）」（単位熱出力当たりの炉内蓄積量（Bq／MW）は，ＢＷＲ共通条件として，東海第二と同じ装荷燃料（９×９燃料（Ａ型）），上記の運転時間及び取替炉心の燃料装荷割合で算出したＡＢＷＲのサイクル末期の値※を使用）
放出開始時間	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（以下「格納容器ベント」という。）：事象発生から約 19 時間後	ＭＡＡＰ解析結果
格納容器内への放出割合（Ｃｓ－137）	0.37	ＭＡＡＰ解析結果
格納容器内での除去効果	ＭＡＡＰ解析に基づく（沈着，サプレッション・プールでのスクラビング及びドライウェルスプレイ）	ＭＡＡＰのＦＰ挙動モデル
格納容器内ｐＨ制御の効果	考慮しない	サプレッション・プール水ｐＨ制御設備は，重大事故等対処設備と位置付けていないため，保守的に設定
格納容器から原子炉建屋への漏えい率	考慮しない	格納容器圧力逃がし装置への移行量を多く評価するため保守的に設定
格納容器圧力逃がし装置への放出割合（F_{Cs}）	【Ｓ／Ｃベント】 Ｃｓ Ｉ類　：4.33×10^{-7} ＣｓＯＨ類：2.42×10^{-7} 【Ｄ／Ｗベント】 Ｃｓ Ｉ類　：1.13×10^{-4} ＣｓＯＨ類：9.05×10^{-3}	ＭＡＡＰ解析結果
格納容器圧力逃がし装置の除去係数（DF）	1,000	設計値に基づき設定

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

島根原子力発電所　２号炉

表１　Ｃｓ－137 の炉内内蔵量の評価の前提条件

項目	評価条件	選定理由
運転時間（h）	1サイクル：10,000h（416 日） 2サイクル：20,000h 3サイクル：30,000h 4サイクル：40,000h 5サイクル：50,000h	1サイクル 13ヶ月（395 日）を考慮して，燃料の最高取出燃焼度に余裕を持たせ長めに設定
取替炉心の燃料装荷割合	1サイクル：0.229（200 体） 2サイクル：0.229（200 体） 3サイクル：0.229（200 体） 4サイクル：0.229（200 体） 5サイクル：0.084（72 体）	取替炉心の燃料装荷割合に基づく

表２　放出量評価条件

項目	評価条件	選定理由
炉内内蔵量（Ｃｓ－137）	3.22×10^{17}	「単位熱出力あたりの炉内蓄積量（Bq/MW）」に「2,436MW（定格熱出力）」を乗じて算出
放出開始時間	事象発生から約 32 時間（格納容器フィルタベント使用時）	ＭＡＡＰ解析結果
格納容器内での除去効果	ＭＡＡＰ解析に基づく（沈着，ドライウェルスプレイ及びサプレッション・プールにおけるスクラビング）	ＭＡＡＰのＦＰ挙動モデル
格納容器内ｐＨ制御の効果	考慮しない	保守的に考慮しないものとした
格納容器から原子炉建物への漏えい	考慮しない	保守的に考慮しないものとした
格納容器フィルタベント系への放出割合	【Ｓ／Ｃベント】 Ｃｓ Ｉ類：3.51×10^{-6} ＣｓＯＨ類：6.54×10^{-6} 【Ｄ／Ｗベント】 Ｃｓ Ｉ類：2.62×10^{-3} ＣｓＯＨ類：1.11×10^{-2}	ＭＡＡＰ解析結果
格納容器フィルタベント系における粒子状放射性物質の除去係数	粒子状物質：1,000	設計値に基づき設定

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3.1.3.3（別紙） 大破断LOCA 時における放射性物質の原子炉格納容器内への放出割合について 大破断LOCA 時における環境中へのセシウムの放出量の評価では，原子炉格納容器内へのセシウムの放出割合としてMAAP 解析結果を適用している。 原子炉格納容器内への放射性物質の放出割合は米国の代表的なソースタームであるNUREG-1465※1 においても整理されており，NUREG-1465 で整理された値を使用することでも環境中へのセシウムの放出量を評価することができると考えられる。 以下では，原子炉格納容器内へのセシウムの放出割合についてMAAP 解析結果とNUREG-1465 を比較し，MAAP 解析結果の適用性を検討した。	また，大気へのＣｓ－137 の放出量の評価において，格納容器内へのＣｓ－137 の放出割合としてＭＡＡＰ解析結果を用いている。 第 3 図のとおり，米国の代表的なソースタームであるＮＵＲＥＧ－1465※2 で示された値（ＢＷＲプラント，「Gap Release」及び「Early In-Vessel」の値の和）とＭＡＡＰ解析結果を比較すると，よう素及びセシウムの放出割合については，ＭＡＡＰ解析の方が大きい結果となる。希ガスについては，ＮＵＲＥＧ－1465 の方が大きいが，これは東海第二の想定シナリオでは原子炉注水により炉心を再冠水させることで，炉心の終状態においても炉心内に自立した状態の燃料が一部存在するためである（添付資料 3.1.2.6 参照）。 仮にセシウムの格納容器内への放出割合としてＮＵＲＥＧ－1465 の値を参照した場合，セシウムの放出量として代表的又は典型的な値が評価されると考えられるが，本評価では，評価対象とする事故シーケンス「大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」のＭＡＡＰ解析結果が得られており，また，その値がＮＵＲＥＧ－1465 と比べて大きいことから，ＭＡＡＰ解析結果を参照することは適切であると考えられる。	添付資料 3.1.3.3（別紙） 大破断ＬＯＣＡ時における放射性物質の原子炉格納容器内への放出割合について 大破断ＬＯＣＡ時における環境中へのセシウムの放出量の評価では，原子炉格納容器内へのセシウムの放出割合としてＭＡＡＰ解析結果を適用している。 原子炉格納容器内への放射性物質の放出割合は米国の代表的なソースタームであるＮＵＲＥＧ-1465※1においても整理されており，ＮＵＲＥＧ-1465 で整理された値を使用することでも環境中へのセシウムの放出量を評価することができると考えられる。 以下では，原子炉格納容器内へのセシウムの放出割合についてＭＡＡＰ解析結果と NUREG-1465 を比較し，ＭＡＡＰ解析結果の適用性を検討した。	・資料構成の相違 【東海第二】 島根２号炉は，「(1) NUREG-1465 との比較」にて記載。
※1 NUREG-1465 では，NUREG-1150（米国の代表プラントのPRA）で検討された全ての事故シーケンスについてレビューを行い，更にいくつかのシーケンスに対するソースタームコードパッケージ（STCP）やMELCOR コードによる追加解析が行われて，ソースタームが検討されている（表1 参照）。検討された	※2　ＮＵＲＥＧ－1465 では，ＮＵＲＥＧ－1150（米国の代表プラントのＰＲＡ）で検討された全ての事故シーケンスについてレビューを行い，さらに，いくつかのシーケンスに対するソースタームコードパッケージ（ＳＴＣＰ）やＭＥＬＣＯＲコードによる追加解析が行われて，ソー	※１　ＮＵＲＥＧ-1465 では，ＮＵＲＥＧ-1150（米国の代表プラントのＰＲＡ）で検討された全ての事故シーケンスについてレビューを行い，更にいくつかのシーケンスに対するソースタームコードパッケージ（ＳＴＣＰ）やＭＥＬＣＯＲコードによる追加解析が行われて，ソースタームが検討さ	

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

事故シーケンスは，本評価で対象としている「大破断LOCA＋ECCS 注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」シナリオと同様，炉心が溶融し原子炉圧力容器が低圧で破損する事故シーケンスである。

また，NUREG-1465 では，当該文書中に示された原子炉格納容器への放出割合は，保守的に選ばれた損傷燃料からの放射性物質の初期放出を除いて，低圧での炉心溶融事故に関する保守的又は限界的な値を意図しているものではなく，代表的又は典型的な値を意図しているものとしている。

表１ NUREG-1465 で検討された事故シーケンス（BWR）

プラント	シーケンス	説　明
Peach Bottom	TC1	ATWS（原子炉減圧なし）
	TC2	ATWS（原子炉減圧あり）
	TC3	TC2（ウェットウェルベントあり）
	TB1	SBO（バッテリー枯渇）
	TB2	TB1（ベッセル破損時に格納容器破損）
	S2E1	LOCA(2")，ECCS及びADS不作動
	S2E2	S2E1、玄武岩系コンクリート
	V	格納容器外RHR配管破断
	TBUX	SBO(全DC電源喪失)
LaSalle	TB	SBO(後期格納容器破損)
Grand Gulf	TC	ATWS(早期格納容器破損によるECCS故障)
	TB1	SBO(バッテリー枯渇)
	TB2	TB1、H_2燃焼による格納容器破損
	TBS	SBO(ECCS不作動，原子炉減圧あり)
	TBR	TBS、ベッセル破損後のAC復旧

SBO	全交流電源喪失
RCP	原子炉冷却系ポンプ
ADS	自動減圧系
LOCA	冷却材喪失事故
RHR	残留熱除去系
ATWS	スクラム失敗

Peach Bottomの内的事象の炉心損傷頻度平均値の内訳（NUREG-1150）

(1)NUREG-1465 との比較

放射性物質の原子炉格納容器内への放出割合について，NUREG-1465 に示された値（BWR プラント，Gap Release とEarly In-Vessel の和）と，「大破断LOCA＋ECCS 注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」シナリオのMAAP 解析結果※2 を図1 に示す。

※2 放射性物質の原子炉格納容器内への放出割合は，代替循環冷却系を用いて事象収束に成功する場合と格納容器ベントを実施する場合とでほとんど同じMAAP 解析結果となる。
図1 では，代替循環冷却系を用いて事象収束に成功する場合

スタームが検討されている（第２表参照）。検討された事故シーケンスは，本評価で対象としている「大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」シナリオと同様，炉心が溶融し原子炉圧力容器が低圧で破損する事故シーケンスである。

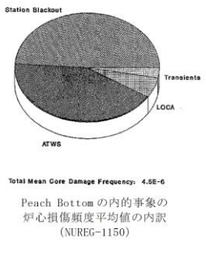
また，ＮＵＲＥＧ－1465 では，当該文章中に示された格納容器への放出割合は，保守的に選ばれた損傷燃料からの放射性物質の初期放出を除いて，低圧での炉心溶融事故に関する保守的又は限界的な値を意図しているものではなく，代表的又は典型的な値を意図しているものとしている。

【比較のため，「第２表」を記載】

第２表　ＮＵＲＥＧ－1465 で検討された事故シーケンス（ＢＷＲ）

プラント	シーケンス	説明
Ｐｅａｃｈ Ｂｏｔｔｏｍ	ＴＣ１	ＡＴＷＳ（原子炉減圧なし）
	ＴＣ２	ＡＴＷＳ（原子炉減圧あり）
	ＴＣ３	ＴＣ２（ウェットウェルベントあり）
	ＴＢ１	ＳＢＯ（バッテリー枯渇）
	ＴＢ２	ＴＢ１（ベッセル破損時に格納容器破損）
	Ｓ２Ｅ１	ＬＯＣＡ（2"），ＥＣＣＳ及びＡＤＳ不作動
	Ｓ２Ｅ２	Ｓ２Ｅ１，玄武岩系コンクリート
	Ｖ	格納容器外ＲＨＲ配管破断
	ＴＢＵＸ	ＳＢＯ（全ＤＣ電源喪失）
ＬａＳａｌｌｅ	ＴＢ	ＳＢＯ（後期格納容器破損）
Ｇｒａｎｄ Ｇｕｌｆ	ＴＣ	ＡＴＷＳ（早期格納容器破損によるＥＣＣＳ故障）
	ＴＢ１	ＳＢＯ（バッテリー枯渇）
	ＴＢ２	ＴＢ１，$Ｈ_2$燃焼による格納容器破損
	ＴＢＳ	ＳＢＯ（ＥＣＣＳ不作動，原子炉減圧あり）
	ＴＢＲ	ＴＢＳ，ベッセル破損後のＡＣ復旧

ＳＢＯ	全交流動力電源喪失	ＬＯＣＡ	原子炉冷却材喪失事故
ＲＣＰ	原子炉冷却系ポンプ	ＲＨＲ	残留熱除去系
ＡＤＳ	自動減圧系	ＡＴＷＳ	スクラム失敗



Peach Bottomの内的事象の炉心損傷頻度平均値の内訳（NUREG-1150）

【ここまで】

【比較のため，前段の該当箇所を記載】

第３図のとおり，米国の代表的なソースタームであるＮＵＲＥＧ－1465※２で示された値（ＢＷＲプラント，「Gap Release」及び「Early In-Vessel」の値の和）とＭＡＡＰ解析結果を比較すると，よう素及びセシウムの放出割合については，ＭＡＡＰ解析の方が大きい結果となる。希ガスについては，ＮＵＲＥＧ－1465 の方が大きいが，これは東海第二の想定シナリオでは原子炉注水により炉心を再冠水させることで，炉心の終状態においても炉心内に自立した状態の燃料が一部存在するためである（添付資料 3.1.2.6 参照）。

れている（別表１参照）。検討された事故シーケンスは，本評価で対象としている「冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋ＥＣＣＳ注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」シナリオと同様，炉心が溶融し原子炉圧力容器が低圧で破損する事故シーケンスである。

また，ＮＵＲＥＧ-1465 では，当該文書中に示された原子炉格納容器への放出割合は，保守的に選ばれた損傷燃料からの放射性物質の初期放出を除いて，低圧での炉心溶融事故に関する保守的又は限界的な値を意図しているものではなく，代表的又は典型的な値を意図しているものとしている。

別表１　NUREG-1465 で検討された事故シーケンス（ＢＷＲ）

プラント	シーケンス	説　明
Peach Bottom	TC1	ATWS（原子炉減圧なし）
	TC2	ATWS（原子炉減圧あり）
	TC3	TC2（ウェットウェルベントあり）
	TB1	SBO（バッテリー枯渇）
	TB2	TB1（ベッセル破損時に格納容器破損）
	S2E1	LOCA(2")，ECCS及びADS不作動
	S2E2	S2E1、玄武岩系コンクリート
	V	格納容器外RHR配管破断
	TBUX	SBO(全DC電源喪失)
LaSalle	TB	SBO(後期格納容器破損)
Grand Gulf	TC	ATWS(早期格納容器破損によるECCS故障)
	TB1	SBO(バッテリー枯渇)
	TB2	TB1、H_2燃焼による格納容器破損
	TBS	SBO(ECCS不作動，原子炉減圧あり)
	TBR	TBS、ベッセル破損後のAC復旧

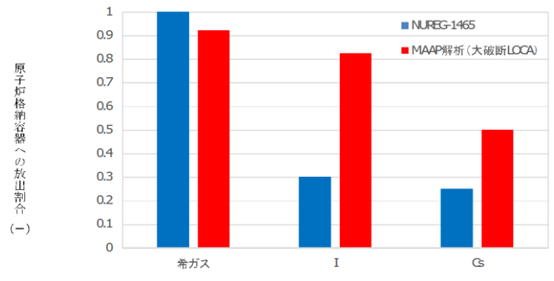
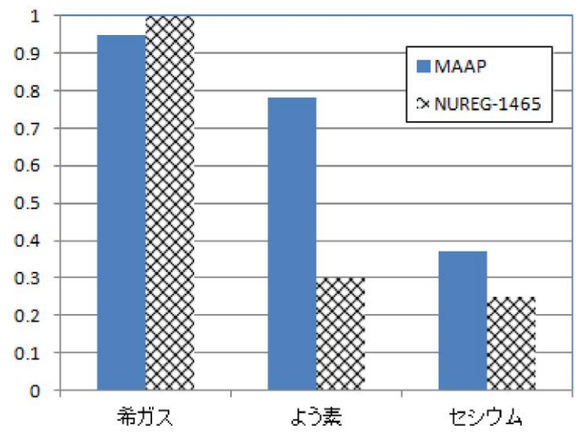
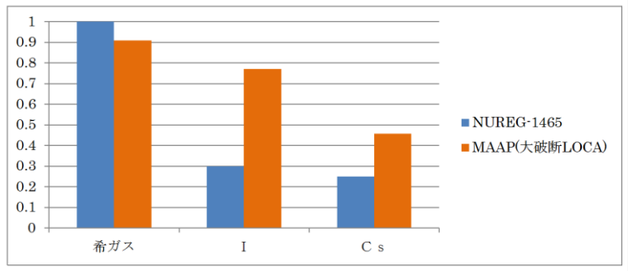
SBO	全交流電源喪失
RCP	原子炉冷却系ポンプ
ADS	自動減圧系
LOCA	冷却材喪失事故
RHR	残留熱除去系
ATWS	スクラム失敗

Peach Bottomの内的事象の炉心損傷頻度平均値の内訳（NUREG-1150）

(1) ＮＵＲＥＧ-1465 との比較

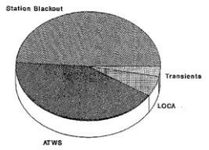
放射性物質の原子炉格納容器内への放出割合について，ＮＵＲＥＧ-1465 に示された値（ＢＷＲプラント，Gap Release と Early In-Vessel の和）と，「冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋ＥＣＣＳ注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」シナリオのＭＡＡＰ解析結果※２を別図１に示す。

※２　放射性物質の原子炉格納容器内への放出割合は，残留熱代替除去系を用いて事象収束に成功する場合と格納容器ベントを実施する場合とでほとんど同じＭＡＡＰ解析結果となる。別図１では，格納容器フィルタベント系を用

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
のMAAP 解析結果を代表として示した。 図1 より，セシウム及びよう素の原子炉格納容器内への放出割合については，MAAP 解析とNUREG-1465 ともに数割程度となっており，MAAP 解析結果の方が大きくなっている。また，希ガスについては両者に差はあまりなく，NUREG-1465 では全量，MAAP 解析結果においてもほぼ全量となっている。 仮にセシウムの原子炉格納容器内への放出割合としてNUREG-1465 の値を参照した場合，セシウムの放出量として代表的又は典型的な値が評価されると考えられるが，本評価では，評価対象とする事故シナリオ「大破断LOCA＋ECCS 注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」シナリオのMAAP 解析結果が得られており，また，その値がNUREG-1465 と比べて大きいことから，MAAP 解析結果を参照することは適切であると考えられる。	仮にセシウムの格納容器内への放出割合としてＮＵＲＥＧ－1465 の値を参照した場合，セシウムの放出量として代表的又は典型的な値が評価されると考えられるが，本評価では，評価対象とする事故シーケンス「大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」のＭＡＡＰ解析結果が得られており，また，その値がＮＵＲＥＧ－1465 と比べて大きいことから，ＭＡＡＰ解析結果を参照することは適切であると考えられる。 *【ここまで】*	いて事象収束に成功する場合のＭＡＡＰ解析結果を代表として示した。 別図１より，セシウム及びよう素の原子炉格納容器内への放出割合については，ＭＡＡＰ解析とＮＵＲＥＧ-1465 ともに数割程度となっており，ＭＡＡＰ解析結果の方が大きくなっている。また，希ガスについては両者に差はあまりなく，ＮＵＲＥＧ-1465 では全量，ＭＡＡＰ解析結果においてもほぼ全量となっている。 仮にセシウムの原子炉格納容器内への放出割合としてＮＵＲＥＧ-1465 の値を参照した場合，セシウムの放出量として代表的又は典型的な値が評価されると考えられるが，本評価では，評価対象とする事故シナリオ「冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋ＥＣＣＳ注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」シナリオのＭＡＡＰ解析結果が得られており，また，その値がＮＵＲＥＧ-1465 と比べて大きいことから，ＭＡＡＰ解析結果を参照することは適切であると考えられる。	
 図１　原子炉格納容器内への放出割合の比較（MAAP 解析結果は代替循環冷却系を用いて事象収束に成功する場合のものを参照）	 第３図　格納容器内への放出割合の比較	 別図１　原子炉格納容器内への放出割合の比較（ＭＡＡＰ解析結果は格納容器フィルタベント系を用いて事象収束に成功する場合のものを参照）	・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	第２表　ＮＵＲＥＧ－1465 で検討された事故シーケンス（ＢＷＲ）		・資料構成の相違 【東海第二】 島根２号炉は，「別紙別表１」にて記載。

プラント	シーケンス	型例
Ｐｅａｃｈ Ｂｏｔｔｏｍ	ＴＣ１	ＡＴＷＳ（原子炉減圧なし）
	ＴＣ２	ＡＴＷＳ（原子炉減圧あり）
	ＴＣ３	ＴＣ２（ウェットウェルベントあり）
	ＴＢ１	ＳＢＯ（バッテリー枯渇）
	ＴＢ２	ＴＢ１（ペッセル破損時に格納容器破損）
	Ｓ２Ｅ１	ＬＯＣＡ（2"），ＥＣＣＳ及びＡＤＳ不作動
	Ｓ２Ｅ２	Ｓ２Ｅ１，支持構造コンクリート
	Ｖ	格納容器外ＲＨＲ配管破断
	ＴＢＵＸ	ＳＢＯ（全ＤＣ電源喪失）
ＬａＳａｌｌｅ	ＴＢ	ＳＢＯ（後望格納容器破損）
Ｇｒａｎｄ Ｇｕｌｆ	ＴＣ	ＡＴＷＳ（早期格納容器破損によるＥＣＣＳ故障）
	ＴＢ１	ＳＢＯ（バッテリー枯渇）
	ＴＢ２	ＴＢ１，H_2燃焼による格納容器破損
	ＴＢＳ	ＳＢＯ（ＥＣＣＳ不作動，原子炉減圧あり）
	ＴＢＲ	ＴＢＳ，ペッセル破損後のＡＣ復旧
ＳＢＯ　全交流動力電源喪失		ＬＯＣＡ　原子炉冷却材喪失事故
ＲＣＰ　原子炉冷却系ポンプ		ＲＨＲ　残留熱除去系
ＡＤＳ　自動減圧系		ＡＴＷＳ　スクラム失敗



Peach Bottom の内的事象の炉心損傷頻度平均値の内訳
(NUREG-1150)

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
添付資料3.1.3.4 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について 格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では，厳しい事象を想定した場合でも，原子炉格納容器が破損することなく安定状態に至る結果が得られている。この評価結果に照らして原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量を考える。 格納容器破損防止対策の有効性評価では，通常運転時に用いている原子炉区域・タービン区域換気空調系が全交流動力電源喪失により停止し，交流電源が回復した後に非常用ガス処理系が起動する状況を想定している。ここで，原子炉区域・タービン区域換気空調系の停止から非常用ガス処理系が起動するまでの時間遅れを考慮し，非常用ガス処理系によって原子炉建屋の設計負圧が達成されるまで事象発生から40 分かかると想定している。 格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では原子炉格納容器は健全であると評価していることから，原子炉格納容器から漏えいした水蒸気は原子炉建屋内で凝縮され原子炉建屋空間部が加圧されることはないと考えられる。また，原子炉建屋内の換気空調系は停止しているため，原子炉建屋内空間部と外気との圧力差が生じにくく，原子炉建屋内外での空気のやりとりはほとんどないものと考えられる。さらに，原子炉格納容器内から原子炉建屋に漏えいした粒子状放射性物質は，原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い，原子炉建屋内に沈着するものと考えられる。 これらのことから，原子炉格納容器の健全性が維持されており，原子炉区域・タービン区域換気空調系が停止している場合は，原子炉格納容器から原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は，原子炉建屋内で時間減衰し，また，原子炉建屋内で除去されるため，大気中へはほとんど放出されないものと考えられる。 本評価では，上述の状況に係わらず，非常用ガス処理系が起動し，原子炉建屋の設計負圧が達成されるまでの間，原子炉格納容器から原子炉建屋に漏えいした放射性物質は保守的に全量原子炉建屋から大気中へ漏えいすることを想定した場合の放出量を示す。	添付資料 3.1.3.5 原子炉建屋から大気中へ漏えいするＣｓ－137 の漏えい量評価等について 本資料では，「原子炉建屋から大気中へ漏えいするＣｓ－137」の放出量評価及び「格納容器圧力逃がし装置を用いて大気中へ放出されるＣｓ－137」の放出量評価結果（添付資料 3.1.3.4 参照）を合計した結果について示す。 なお，本評価では，原子炉建屋ガス処理系が起動するまでの間，格納容器から原子炉建屋に漏えいした放射性物質は，瞬時に原子炉建屋から大気中へ漏えいするものとして，放出量を保守的に評価しているが，下記のとおり，格納容器の健全性が維持されており，原子炉建屋の換気空調系が停止している場合は，格納容器から原子炉建屋に漏えいした放射性物質の一部は，原子炉建屋内で沈着又は時間減衰するため，大気中への放出量は本評価結果より少なくなると考えられる。 ・格納容器が健全な場合，格納容器内の放射性物質は，格納容器圧力に応じて原子炉建屋へ漏えいするものとしている。漏えいした放射性物質の一部は，原子炉建屋内での重力沈降等に伴い，原子炉建屋内に沈着すると考えられる。 ・原子炉建屋内の換気空調系が停止している場合，原子炉建屋内外における圧力差が生じにくく，原子炉建屋内外での空気のやりとりは多くないと考えられるため，漏えいした放射性物質の一部は原子炉建屋内に滞留し，時間減衰すると考えられる。	添付資料 3.1.3.4 原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えい量について （雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）） 本格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では，厳しい事象を想定した場合でも，原子炉格納容器が破損することなく安定状態に至る結果が得られている。この評価結果に照らして原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えい量を考える。 格納容器破損防止対策の有効性評価では，通常運転時に用いている原子炉棟の換気系が全交流動力電源喪失により停止し，交流電源が回復した後に非常用ガス処理系が起動する状況を想定している。ここで，原子炉棟の換気系の停止から非常用ガス処理系が起動するまでの時間遅れを考慮し，非常用ガス処理系によって原子炉建物の設計負圧が達成されるまで事象発生から 70 分かかると想定している。 本格納容器破損モードの重大事故対策の有効性評価では原子炉格納容器は健全であると評価していることから，原子炉格納容器から漏えいした水蒸気は原子炉建物内で凝縮され原子炉建物空間部が加圧されることはないと考えられる。また，原子炉建物内の換気系は停止しているため，原子炉建物内空間部と外気との圧力差が生じにくく，原子炉建物内外での空気のやりとりはほとんどないものと考えられる。さらに，原子炉格納容器内から原子炉建物に漏えいした粒子状放射性物質は，原子炉建物内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い，原子炉建物内に沈着するものと考えられる。 これらのことから，原子炉格納容器の健全性が維持されており，原子炉棟の換気系が停止している場合は，原子炉格納容器から原子炉建物内に漏えいした放射性物質は，原子炉建物内で時間減衰し，また，原子炉建物内で除去されるため，大気中へは殆ど放出されないものと考えられる。 本評価では，上述の状況に係わらず，非常用ガス処理系が起動し，原子炉建物の設計負圧が達成されるまでの間，原子炉格納容器から原子炉建物に漏えいした放射性物質は，保守的に全量原子炉建物から大気中へ漏えいすることを想定した場合の放出量を示す。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，非常用ガス処理系の起動操作時間（60 分）＋負圧達成時間（10 分）を想定して設定。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

１．評価条件

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

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

・1Pd 以下　：0.9Pd で0.4%/日 相当

・1～2Pd　：2.0Pd で1.3%/日 相当

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

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

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

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

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

1.　評価条件

放出量評価条件を第１表に示す。（大気中への放出過程及び概略図は，添付資料 3.1.3.4 の第１図及び第２図参照）

第１表　放出量評価条件（1／2）

項　目	評価条件	選定理由
評価事象	「大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」（代替循環冷却系を使用できない場合）（全交流動力電源喪失の重畳を考慮）	－
炉心熱出力	3,293MW	定格熱出力
運転時間	1 サイクル当たり 10,000 時間（416 日）	1 サイクル 13 ヶ月（395 日）を考慮して設定
取替炉心の燃料装荷割合	1 サイクル：0.229 2 サイクル：0.229 3 サイクル：0.229 4 サイクル：0.229 5 サイクル：0.084	取替炉心の燃料装荷割合に基づき設定
炉内蓄積量（Ｃｓ－137）	約4.36×10^{17}Bq	「単位熱出力当たりの炉内蓄積量（Bq／MW）」×「3,293MW（定格熱出力）」（単位熱出力当たりの炉内蓄積量（Bq／MW）は，ＢＷＲ共通条件として，東海第二と同じ装荷燃料（９×９燃料（Ａ型）），上記の運転時間及び取替炉心の燃料装荷割合で算出したＡＢＷＲのサイクル末期の値※1を使用）
放出開始時間	格納容器漏えい：事象発生直後 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（以下「格納容器ベント」という。）：事象発生から約 20 時間後※2	ＭＡＡＰ解析結果
格納容器内への放出割合（Ｃｓ－137）	0.37	ＭＡＡＰ解析結果
格納容器の漏えい孔における捕集効果	考慮しない	保守的に設定
格納容器内での除去効果	ＭＡＡＰ解析に基づく（注着，サプレッション・プールでのスクラビング及びドライウェルスプレイ）	ＭＡＡＰのＦＰ挙動モデル（添付資料3.1.3.6参照）
格納容器内ｐＨ制御の効果	考慮しない	サプレッション・プール水ｐＨ制御設備は，重大事故等対処設備と位置付けていないため，保守的に設定

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

※2 格納容器から原子炉建屋への漏えいを考慮しない「格納容器圧力逃がし装置を用いて大気中へ放出されるＣｓ－137 の放出量評価」と比べて，原子炉建屋へ漏えいする分格納容器圧力の上昇が抑制され，結果として格納容器ベント開始タイミングが遅くなる（格納容器圧力逃がし装置を用いて大気中へ放出されるＣｓ－137 の放出量評価における格納容器ベント開始タイミング：約 19 時間後）。

第１表　放出量評価条件（2／2）

項　目	評価条件	選定理由
格納容器から原子炉建屋への漏えい率	1Pd以下：0.9Pd/d=0.5%/d 1Pd超過：2Pd/d=1.3%/d	ＭＡＡＰ解析において格納容器の開口面積を設定し格納容器圧力に応じ漏えい率が変化するものとし，格納容器の設計漏えい率（0.9Pd/d で 0.5%/d）及びＡＥＣの式等に基づき設定（添付資料3.1.2.5 参照）
格納容器から原子炉建屋への漏えい割合	ＣｓＩ類　：約6.15×10^{-3} ＣｓＯＨ類：約3.05×10^{-3}	ＭＡＡＰ解析結果
原子炉建屋から大気への漏えい率（非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の起動前）	無限大　d（地上放出） （格納容器から原子炉建屋へ漏えいした放射性物質は，瞬時に大気へ漏えいするものとして評価）	保守的に設定
非常用ガス処理系から大気への放出率（非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の起動後）	1 回　d（排気筒放出）	設計値に基づき設定（非常用ガス処理系のファン容量）
非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の起動時間	事象発生から２時間後	起動操作時間（115 分）＋負圧達成時間（5 分）（起動に伴い原子炉建屋原子炉棟内は負圧になるが，保守的に負圧達成時間として５分を想定）
非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系のフィルタ除去効果	考慮しない	保守的に設定
ブローアウトパネルの開閉状態	閉状態	原子炉建屋原子炉棟内の急激な圧力上昇等によるブローアウトパネルの開放がないため

島根原子力発電所　２号炉

１．　評価条件

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

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

・１Pd 以下：0.9Pd で 0.5%/日 相当

・１～２Pd：2.0Pd で 1.3%/日 相当

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

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

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

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

備考

・設計漏えい率の相違
【柏崎 6/7】

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

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

・設計換気率の相違
【柏崎 6/7】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
		※１　「原子炉格納容器からの漏えいに関するエアロゾル粒子の捕集効果の設定について」 東北電力株式会社，東京電力ﾎｰﾙﾃﾞｨﾝｸﾞｽ株式会社，中部電力株式会社，北陸電力株式会社，中国電力株式会社，日本原子力発電株式会社，電源開発株式会社，　2019 年 12 月	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ①島根２号炉は，最確条件として格納容器貫通部の捕集効果を考慮した評価としている。
２．評価結果	2.　評価結果（原子炉建屋から大気中へ漏えいするＣｓ－137） 原子炉建屋から大気中へのＣｓ－137 の漏えい量は，約 14.3TBq（事象発生 7 日間）である。なお，添付資料 3.1.2.4 に示す「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において代替循環冷却系を使用する場合のＣｓ－137 の漏えい量（約 7.5TBq）より 2 倍程度大きい結果となっているが，これは格納容器ベント実施（約 19 時間）までの格納容器圧力（格納容器から原子炉建屋への漏えい率に寄与）の違いによる影響が大きい（下記参照）。 ・代替循環冷却系を使用する場合 代替循環冷却系による格納容器除熱操作により圧力抑制されるため，0.31MPa［gage］（約 1Pd）以下で推移（第 3.1.2－11 図参照） ・代替循環冷却系を使用できない場合 0.465MPa［gage］到達後（約 3.9 時間），格納容器ベント実施（約 19 時間）まで格納容器圧力を 0.400MPa［gage］～0.465MPa［gage］の範囲で維持（第 3.1.3－10 図参照） また，事象発生 7 日間以降の影響を確認するために評価した，事象発生 30 日間，100 日間における原子炉建屋から大気中へのＣｓ－137 の漏えい量は，約 14.4TBq（事象発生 30 日間）及び約 15.5TBq（事象発生 100 日間）である。 なお，事象発生 7 日以降の長期解析においては，事象発生約 20 時間後に格納容器ベントを実施し，事象発生 100 日まで格納容器ベントを継続しているが，格納容器の除熱機能，格納容器への窒素注入機能及び格納容器内の可燃性ガスの濃度制御系機能が確保できた場合には，格納容器ベントを停止する運用とする。	２．評価結果	・解析結果の相違 【東海第二】 東海第二では，代替循環冷却系を使用するシナリオとの漏えい量の差異の理由を記載。

<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>原子炉建屋から大気中へ漏えいするCs-137 の評価結果を表１に示す。

原子炉建屋から大気中へ漏えいするCs-137 は7 日間で約14TBq であり，格納容器圧力逃がし装置によって大気中へ放出されるCs-137 の7 日間の最大約2TBq（ドライウェルのライン経由）とあわせても約16TBq と基準の100TBq を下回っている。

なお，事象発生７日間以降の影響を確認するため，事象発生後30 日間，100 日間における大気へのCs-137 の放出量を確認している。

原子炉建屋から大気中へのCs-137 の漏えい量に格納容器圧力逃がし装置（ドライウェルのライン経由）から大気中へ放出するCs-137の放出量を加えた場合でも，約18TBq（30 日間）及び約18TBq（100 日間）であり，放出量も100TBq を下回る。

表１ 原子炉建物から大気中への放射性物質（Cs-137）の漏えい量
（単位：TBq）
<table><tr><th></th><th>漏えい量（7 日間）</th><th>漏えい量（30 日間）</th><th>漏えい量（100 日間）</th></tr><tr><td>大破断 LOCA（代替循環冷却系を使用しない場合）</td><td>約 14</td><td>約 15</td><td>約 15</td></tr></table></td>
<td>3.　Ｃｓ－137 の放出量
「格納容器圧力逃がし装置を用いて大気中へ放出されるＣｓ－137」及び「原子炉建屋から大気中へ漏えいするＣｓ－137」の放出量評価結果を第２表に示す。
原子炉建屋から大気中へのＣｓ－137 の漏えい量（約14.3TBq）にサプレッション・チェンバのラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置から大気への放出量（約 1.2×10^{-4}TBq）を加えた場合の放出量は約 15Bq であり，評価項目である100TBq を下回っている。なお，ドライウェルのラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置から大気への放出量（約3.7TBq）を加えた場合でも約 18TBq であり，100TBq を下回っている。
また，事象発生 7 日間以降の影響について，原子炉建屋から大気中へのＣｓ－137 の漏えい量に，サプレッション・チェンバのラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置から大気への放出量を加えた場合の放出量は，事象発生 30 日間で約15TBq，事象発生100 日間で約 16TBq であり，いずれの場合においても 100TBq を下回っている。

第２表　大気中へのＣｓ－137 の放出量
<table><tr><th></th><th>事象発生７日間</th><th>事象発生 30 日間</th><th>事象発生 100 日間</th></tr><tr><td>建屋漏えい</td><td>約 14.3TBq</td><td>約 14.4TBq</td><td>約 15.5TBq</td></tr><tr><td>ベント放出※1</td><td>約 1.2×10^{-4}TBq※2
（約 3.7TBq※3）</td><td>約 1.3×10^{-4}TBq※2
（約 4.1TBq※3）</td><td>約 1.5×10^{-4}TBq※2
（約 4.1TBq※3）</td></tr><tr><td>合計</td><td>約 15TBq※2
（約 18TBq※3）</td><td>約 15TBq※2
（約 19TBq※3）</td><td>約 16TBq※2
（約 20TBq※3）</td></tr></table>※1　ベント放出量においては，保守的に格納容器からの漏えいをしない場合のＭＡＡＰ解析により算出している。
※2　サプレッション・チェンバのラインを経由した場合の評価結果
※3　ドライウェルのラインを経由した場合の評価結果</td>
<td>「格納容器フィルタベント系を用いて大気中へ放出されるＣｓ－137」及び「原子炉建物から大気中へ漏えいするＣｓ－137」の放出量評価結果を表１に示す。
原子炉建物から大気中へのＣｓ－137 の漏えい量（約 1.4TBq）にサプレッション・チェンバのラインを経由した場合の格納容器フィルタベント系から大気への放出量（約 2.1×10^{-3}TBq）を加えた場合の放出量は約 1.4TBq であり，評価項目である 100TBq を下回っている。なお，ドライウェルのラインを経由した場合の格納容器フィルタベント系から大気への放出量（約 3.4TBq）を加えた場合でも約 4.8TBq であり，100TBq を下回っている。

また，事象発生７日間以降の影響について，原子炉建物から大気中へのＣｓ-137 の漏えい量に格納容器フィルタベント系（サプレッション・チェンバのライン経由）から大気中へ放出するＣｓ－137 の放出量を加えた場合の放出量は，事象発生 30 日間で約 1.5TBq，事象発生 100 日間で約 1.5TBq であり，いずれの場合においても 100TBq を下回っている。

表１　大気中への放射性物質（Cs-137）の放出量
（単位：TBq）
<table><tr><th></th><th>事象発生７日間</th><th>事象発生 30 日間</th><th>事象発生 100 日間</th></tr><tr><td>建物漏えい</td><td>約 1.4</td><td>約 1.5</td><td>約 1.5</td></tr><tr><td>ベント放出※1</td><td>約 2.1×10^{-3} ※2
（約 3.4）※3</td><td>約 4.0×10^{-3} ※2
（約 5.3）※3</td><td>約 6.5×10^{-3} ※2
（約 5.4）※3</td></tr><tr><td>合計</td><td>約 1.4 ※2
（約 4.8）※3</td><td>約 1.5 ※2
（約 6.8）※3</td><td>約 1.5 ※2
（約 6.9）※3</td></tr></table>※１　ベント放出量においては，保守的に格納容器からの漏えいをしない場合のＭＡＡＰ解析により算出している。
※２　サプレッションチェンバのラインを経由した場合の評価結果
※３　ドライウェルのラインを経由した場合の評価結果</td>
<td>・解析結果の相違
【柏崎 6/7，東海第二】

・解析結果の相違
【柏崎 6/7，東海第二】

・解析結果の相違
【柏崎 6/7，東海第二】

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

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
添付資料3.1.3.5 安定状態について（代替循環冷却系を使用しない場合）	添付資料3.1.3.7 安定状態について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合））	添付資料3.1.3.5 安定状態について（残留熱代替除去系を使用しない場合）	
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時において代替循環冷却系を使用しない場合における安定状態については以下のとおり。	「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）」時の安定状態については以下のとおり。	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時において残留熱代替除去系を使用しない場合における安定状態については以下のとおり。	
原子炉安定停止状態：事象発生後，重大事故等対処設備を用いた損傷炉心冷却により，損傷炉心の冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。 原子炉格納容器安定状態：損傷炉心を冠水させた後に，重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器圧力逃がし装置又は代替循環冷却系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。	原子炉安定停止状態： 事象発生後，重大事故等対処設備を用いた損傷炉心冷却により，損傷炉心の冠水が維持可能であり，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。 格納容器安定状態： 損傷炉心を冠水させた後に，重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱機能（代替循環冷却系又は格納容器圧力逃がし装置）により，格納容器圧力及び雰囲気温度が安定又は低下傾向に転じ，また，除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。	原子炉安定停止状態：事象発生後，重大事故等対処設備を用いた損傷炉心冷却により，損傷炉心の冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。 原子炉格納容器安定状態：損傷炉心を冠水させた後に，重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（残留熱代替除去系又は格納容器フィルタベント系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。	
【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 低圧代替注水系（常設）による注水継続により損傷炉心が冠水し，損傷炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。 原子炉格納容器安定状態の確立について 炉心冷却を継続し，格納容器圧力0.62MPa[gage]到達までに格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納容	【安定停止状態の確立について】 原子炉安定状態の確立について 低圧代替注水系（常設）における注水継続により損傷炉心が冠水し，損傷炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。 格納容器安定状態の確立について 炉心冷却を継続し，格納容器圧力0.62MPa［gage］到達までに格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向になり，	【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 低圧原子炉代替注水系（常設）による注水継続により損傷炉心が冠水し，損傷炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。 原子炉格納容器安定状態の確立について 炉心冷却を継続し，格納容器圧力853kPa[gage]到達までに格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 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
器温度は150℃を下回り，原子炉格納容器安定状態が確立される。 また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 【安定状態の維持について】 上記の格納容器破損防止対策により安定状態を維持できる。 代替循環冷却系又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い，原子炉格納容器を隔離することによって，安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。安定状態の維持に関する具体的な要件は以下のとおり。 ① 原子炉格納容器除熱機能として代替循環冷却系又は残留熱除去系の復旧による冷却への移行 ② 原子炉格納容器内の水素・酸素濃度の制御を目的とした可燃性ガス濃度制御系の復旧及び原子炉格納容器内への窒素ガス封入（パージ） ③ 上記の安全機能の維持に必要な電源（外部電源），冷却水系等の復旧 ④ 長期的に維持される原子炉格納容器の状態（温度・圧力）に対し，適切な地震力に対する原子炉格納容器の頑健性の確保 （添付資料2.1.1 別紙1 参照）	格納容器雰囲気温度は150℃を下回り，格納容器安定状態が確立される。 また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 【安定状態の維持について】 上記の格納容器破損防止対策により安定状態を確立できる。 代替循環冷却系を用いて又は残留熱除去系を復旧させ，除熱を行うことにより，安定状態の維持が可能となる。安定状態の維持に関する具体的な要件は以下のとおり。 ①格納容器除熱機能として代替循環冷却系又は残留熱除去系の復旧による冷却へ移行 ②格納容器内の水素・酸素濃度の制御を目的とした可燃性ガス濃度制御系の復旧及び格納容器内への窒素注入 ③上記の安全機能の維持に必要な電源（外部電源），冷却水等の確保 ④長期的に維持される格納容器の状態（圧力・温度）に対し，適切な地震力に対する格納容器の頑健性の確保 （添付資料3.1.2.9別紙参照）	容器温度は150℃を下回り，原子炉格納容器安定状態が確立される。 また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 【安定状態の維持について】 上記の格納容器破損防止対策により安定状態を維持できる。 残留熱代替除去系又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い，原子炉格納容器を隔離することによって，安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。安定状態の維持に関する具体的な要件は以下のとおり。 ① 原子炉格納容器除熱機能として残留熱代替除去系又は残留熱除去系の復旧による冷却への移行 ② 原子炉格納容器内の水素・酸素濃度の制御を目的とした可燃性ガス濃度制御系の復旧及び原子炉格納容器内への窒素ガス注入（パージ） ③ 上記の安全機能の維持に必要な電源（外部電源），冷却水系等の復旧 ④ 長期的に維持される原子炉格納容器の状態（温度・圧力）に対し，適切な地震力に対する原子炉格納容器の頑健性の確保 （添付資料2.1.2 別紙1参照）	改）と柏崎 6/7（ABWR），東海第二（Mark-Ⅱ）の最高使用圧力の相違。

添付資料3.1.3.6

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

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

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒内温度変化	炉心モデル（炉心熱水力モデル） 溶融炉心の挙動モデル（炉心ヒートアップ）	TMI 事故解析における炉心ヒートアップ時の水素ガス発生，炉心領域での溶融進展状態について，TMI 事故分析結果と良く一致することを確認した。 CORA 実験解析における，燃料被覆管，制御棒及びチャンネルボックスの温度変化について，測定データと良く一致することを確認した。 炉心ヒートアップ速度の増加（被覆管酸化の促進）を想定し，仮想的な厳しい振り幅ではあるが，ジルコニウム－水反応速度の係数を2倍とした感度解析により影響を確認した。 ・TQUV，大破断 LOCA シーケンスともに，炉心溶融の開始時刻への影響は小さい ・下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時刻は，ほぼ変化しない	炉心ヒートアップに関するモデルは，TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融時間に対する感度は小さいことを確認している。原子炉注水操作については，非常用炉心冷却系による原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合，速やかに低圧代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており，燃料被覆管温度等を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 炉心ヒートアップに関するモデルは，TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，格納容器圧力及び温度への影響は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達				
	燃料被覆管酸化				
	燃料被覆管変形				
	沸騰・ボイド率変化	炉心モデル（炉心水位計算モデル）	TQUX シーケンス及び中小破断 LOCA シーケンスに対して，MAAP コードと SAFER コードの比較を行い，以下の傾向を確認した。 ・MAAP コードでは SAFER コードで考慮している CCFL を取り扱っていないこと等から，水位変化に差異が生じたものの水位低下幅は MAAP コードの方が大きく，解析コード SAFER に対して保守的であり，注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は両コードで同等である	原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であり，注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は解析コード SAFER の評価結果との差異は小さいことを確認している。原子炉注水操作については，非常用炉心冷却系による原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合，速やかに低圧代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており，原子炉水位を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であり，注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は解析コード SAFER の評価結果との差異は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	気液分離（水位変化）・対向流				
原子炉圧力容器	ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）	安全系モデル（非常用炉心冷却系） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる	解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
	燃料棒内温度変化	炉心モデル（炉心熱水力モデル） 溶融炉心の挙動モデル（炉心ヒートアップ）	TMI 事故解析における炉心ヒートアップ時の水素ガス発生，炉心領域での溶融進展状態について，TMI 事故分析結果と良く一致することを確認した。 CORA 実験解析における，燃料被覆管，制御棒及びチャンネルボックスの温度変化について，測定データと良く一致することを確認した。 炉心ヒートアップ速度の増加（被覆管酸化の促進）を想定し，仮想的な厳しい振り幅ではあるが，ジルコニウム－水反応速度の係数を2倍とした感度解析により影響を確認した。 ・TQUV，大破断 LOCA シーケンスともに，炉心溶融の開始時刻への影響は小さい ・下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時刻は，ほぼ変化しない	炉心ヒートアップに関するモデルは，TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融時間に対する感度は小さいことを確認している。原子炉注水操作については，ECCS による原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合，速やかに低圧代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており，燃料被覆管温度等を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 炉心ヒートアップに関するモデルは，TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，格納容器圧力及び温度への影響は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達				
	燃料被覆管酸化				
	燃料被覆管変形				
	沸騰・ボイド率変化	炉心モデル（炉心水位計算モデル）	TQUX シーケンス及び中小破断 LOCA シーケンスに対して，MAAP コードと SAFER コードの比較を行い，以下の傾向を確認した。 ・MAAP コードでは SAFER コードで考慮している CCFL を取り扱っていないこと等から，水位変化に差異が生じたものの水位低下幅は MAAP コードの方が大きく，解析コード SAFER に対して保守的であり，注水操作による燃料有効長頂部までの水位回復時刻は解析コード SAFER の評価結果との差異は小さいことを確認している。 原子炉注水操作については，LOCA が発生し，高圧・低圧注水機能の喪失により炉心損傷したと判断した場合，速やかに代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており，燃料被覆管温度等を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 また，格納容器圧力が 0.465MPa[gage] に到達した場合の格納容器スプレイ操作については，炉心ヒートアップの感度解析では，格納容器圧力及び温度への影響は小さいことを確認していることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であり，注水操作による燃料有効長頂部までの水位回復時刻は解析コード SAFER の評価結果との差異は小さいことを確認している。 原子炉注水操作については，ECCS による原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合，速やかに低圧代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており，原子炉水位を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であり，注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は解析コード SAFER の評価結果との差異は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	気液分離（水位変化）・対向流				
原子炉圧力容器	ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）	安全系モデル（非常用炉心冷却系） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる	解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

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

表1　解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（1／3）

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒内温度変化	炉心モデル（炉心熱水力モデル） 溶融炉心の挙動モデル（炉心ヒートアップ）	TMI事故解析における炉心ヒートアップ時の水素発生，炉心領域での溶融進展状態について，TMI事故分析結果と良く一致することを確認した。 CORA実験解析における，燃料被覆管，制御棒及びチャンネルボックスの温度変化について，測定データと良く一致することを確認した。 炉心ヒートアップ速度の増加（燃料被覆管酸化の促進）を想定し，仮想的な厳しい振り幅ではあるが，ジルコニウム－水反応速度の係数を2倍とした感度解析により影響を確認した。 ・TQUV，大破断LOCAシーケンスともに炉心溶融の開始時刻への影響は小さい。 ・下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時刻は，ほぼ変化しない。	炉心ヒートアップに関するモデルは，TMI事故についての再現性及びCORA実験についての再現性を確認している。また，炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融時間に対する感度は小さいことを確認している。原子炉注水操作については，ECCSによる原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合，速やかに低圧代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており，燃料被覆管温度等を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 炉心ヒートアップに関するモデルは，TMI事故についての再現性及びCORA実験についての再現性を確認している。また，炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，格納容器圧力及び温度への影響は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達				
	燃料被覆管酸化				
	燃料被覆管変形				
	沸騰・ボイド率変化	炉心モデル（炉心水位計算モデル）	TQUXシーケンス及び中小破断LOCAシーケンスに対して，MAAPコードとSAFERコードの比較を行い，以下の傾向を確認した。 ・MAAPコードではSAFERコードで考慮しているCCFLを取り扱っていないこと等から水位変化に差異が生じたものの水位低下幅はMAAPコードの方が保守的であることから，その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は両コードで同等である。	原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードSAFERの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードMAAPの評価結果の方が保守的であり，注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は解析コードSAFERの評価結果との差異は小さいことを確認している。原子炉注水操作については，ECCSによる原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合，速やかに低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており，燃料被覆管温度等を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードSAFERの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードMAAPの評価結果の方が保守的であり，注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は解析コードSAFERの評価結果との差異は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	気液分離（水位変化）・対向流				
原子炉圧力容器	ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）	安全系モデル（非常用炉心冷却系） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

・相違理由は本文参照。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

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

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動 構造材との熱伝達及び内部熱伝導 気液界面の熱伝達	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析では，格納容器圧力及び温度について，温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した。 格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されたが，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また，非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと良く一致することを確認した。 格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析では，格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	格納容器ベント	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	入力値に含まれる。 MAAP コードでは格納容器ベントについては，設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え，格納容器各領域間の流動と同様の計算方法が用いられている。	解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉圧力容器（炉心損傷後）	リロケーション 構造材との熱伝達	溶融炉心の挙動モデル（リロケーション）	・TMI 事故解析における炉心領域での溶融進展状態について，TMI 事故分析結果と一致することを確認した。 ・リロケーションの進展が早まることを想定し，炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により影響を確認した。 ・TQUV，大破断 LOCA シーケンスともに，炉心溶融時刻，原子炉圧力容器破損時刻への影響が小さいことを確認した。	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。本評価事故シーケンスでは，炉心の損傷状態を起点に操作開始する運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また，炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認しており，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉圧力容器内 FP 挙動	核分裂生成物（FP）挙動モデル	PHEBUS-FP 実験解析により，FP 放出の開始時刻を良く再現できているものの，燃料被覆管温度を高めに評価することにより，急激な FP 放出を示す結果となった。ただし，この原因は実験における小規模な炉心体系の模擬によるものであり，実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると考えられる。	核分裂生成物（FP）挙動モデルは PHEBUS-FP 実験解析により原子炉圧力容器内への FP 放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。PHEBUS-FP 実験解析では，燃料被覆管破裂後の FP 放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが，小規模体系の模擬性が原因と推測され，実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると推定される。本評価事故シーケンスでは，炉心損傷後の原子炉圧力容器内 FP 放出を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	核分裂生成物（FP）挙動モデルは PHEBUS-FP 実験解析により原子炉圧力容器内への FP 放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。PHEBUS-FP 実験解析では，燃料被覆管破裂後の FP 放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが，小規模体系の模擬性が原因と推測され，実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると推定される。
原子炉格納容器（炉心損傷後）	原子炉格納容器内 FP 挙動	核分裂生成物（FP）挙動モデル	ABCOVE 実験解析により，格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認した。	核分裂生成物（FP）挙動モデルは ABCOVE 実験解析により格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認している。本評価事故シーケンスでは，炉心損傷後の原子炉格納容器内 FP 挙動を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	核分裂生成物（FP）挙動モデルは ABCOVE 実験解析により原子炉格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認している。したがって，大気中への Cs-137 の総放出量の観点で評価項目となるパラメータに与える影響はない。なお，本評価事故シーケンスにおける格納容器圧力逃がし装置による大気中への Cs-137 の総放出量は，評価項目（100TBq を下回っていること）に対して，サプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合は約 1.4×10⁻³TBq（7 日間），ドライウェルのベントラインを経由した場合は約 2.0TBq（7 日間）であり，評価項目に対して余裕がある。

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
格納容器	格納容器各領域間の流動 構造材との熱伝達及び内部熱伝導 気液界面の熱伝達	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析では，格納容器圧力及び雰囲気温度について，温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した。 格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されたが，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また，非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと良く一致することを確認した。 格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析では，格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力を操作開始の起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	格納容器ベント	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	入力値に含まれる。 MAAP コードでは格納容器ベントについては，設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え，格納容器各領域間の流動と同様の計算方法が用いられている。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
原子炉圧力容器（炉心損傷後）	リロケーション 構造材との熱伝達	溶融炉心の挙動モデル（リロケーション）	・TMI 事故解析における炉心領域での溶融進展状態について，TMI 事故分析結果と一致することを確認した。 ・リロケーションの進展が早まることを想定し，炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により影響を確認した。 ・TQUV，大破断 LOCA シーケンスともに，炉心溶融時刻，原子炉圧力容器破損時刻への影響が小さいことを確認した。	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。本評価事故シーケンスでは，炉心の損傷状態を起点に操作開始する運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また，炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により炉心溶融開始時間に与える影響は小さいことを確認しており，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉圧力容器内 FP 挙動	核分裂生成物（FP）挙動モデル	PHEBUS-FP 実験解析により，FP 放出の開始時刻を良く再現できているものの，燃料被覆管温度を高めに評価することにより，急激な FP 放出を示す結果となった。ただし，この原因は実験における小規模な炉心体系の模擬によるものであり，実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると考えられる	核分裂生成物（FP）挙動モデルは PHEBUS-FP 実験解析により原子炉圧力容器内への FP 放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。PHEBUS-FP 実験解析では，燃料被覆管破裂後の FP 放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが，小規模体系の模擬性が原因と推測され，実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると推定される。本評価事故シーケンスでは，炉心損傷後の原子炉圧力容器内 FP 放出を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	核分裂生成物（FP）挙動モデルは PHEBUS-FP 実験解析により原子炉圧力容器内への FP 放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。PHEBUS-FP 実験解析では，燃料被覆管破裂後の FP 放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが，小規模体系の模擬性が原因と推測され，実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると推定される。
格納容器（炉心損傷後）	格納容器内 FP 挙動	核分裂生成物（FP）挙動モデル	ABCOVE 実験解析により，格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認した。	核分裂生成物（FP）挙動モデルは ABCOVE 実験解析により格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認している。本評価事故シーケンスでは，炉心損傷後の格納容器内 FP 挙動を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	核分裂生成物（FP）挙動モデルは ABCOVE 実験解析により格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認している。したがって，大気中への Cs-137 の放出量の観点で評価項目となるパラメータに与える影響はない。なお，本評価事故シーケンスにおける格納容器圧力逃がし装置による大気中への Cs-137 の放出量は，評価項目（100TBq を下回っていること）に対して，サプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合は約 1.2×10⁻³TBq（7 日間），ドライウェルのベントラインを経由した場合は約 3.7TBq（7 日間）であり，評価項目に対して余裕がある。

島根原子力発電所　２号炉

表１　解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（2／3）

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動 構造材との熱伝達及び内部熱伝導 気液界面の熱伝達	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR実験解析では，格納容器圧力及び温度について，温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した。 格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されたが，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また，非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと良く一致することを確認した。 格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF実験解析では，格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	HDR実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWRの原子炉格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ（可搬型）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ（可搬型）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	HDR実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWRの原子炉格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	格納容器ベント	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	入力値に含まれる。 MAAPコードでは格納容器ベントについては，設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え，格納容器各領域間の流動と同様の計算方法が用いられている。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉圧力容器（炉心損傷後）	リロケーション 構造材との熱伝達	溶融炉心の挙動モデル（リロケーション）	・TMI事故解析における炉心領域での溶融進展状態について，TMI事故分析結果と一致することを確認した。 ・リロケーションの進展が早まることを想定し，炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により影響を確認した。 ・TQUV，大破断LOCAシーケンスともに，炉心溶融時刻，原子炉圧力容器破損時刻への影響が小さいことを確認した。	溶融炉心の挙動モデルはTMI事故についての再現性を確認している。本評価事故シーケンスでは，炉心の損傷状態を起点に操作開始する運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	溶融炉心の挙動もでるはTMI事故についての再現性を確認している。また，炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認しており，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉圧力容器内FP挙動	核分裂生成物（FP）挙動モデル	PHEBUS-FP実験解析により，FP放出の開始時間を良く再現できているものの，燃料被覆管温度を高めに評価することにより，急激なFP放出を示す結果となった。ただし，この原因は実験における小規模な炉心体系の模擬によるものであり，実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると考えられる。	核分裂生成物（FP）挙動モデルはPHEBUS-FP実験解析により原子炉圧力容器内へのFP放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。PHEBUS-FP実験解析では，燃料被覆管破裂後のFP放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが，小規模体系の模擬性が原因と推測され，実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると推定される。本評価事故シーケンスでは，炉心損傷後の原子炉圧力容器内FP放出を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	核分裂生成物（FP）挙動モデルは，PHEBUS-FP実験解析により原子炉圧力容器内へのFP放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。PHEBUS-FP実験解析では，燃料被覆管破裂後のFP放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが，小規模体系の模擬性が原因と推測され，実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると推定される。

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　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（格納容器過圧・過温破損）（3／3）

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉格納容器（炉心損傷後）	原子炉格納容器内FP挙動	核分裂生成物（FP）挙動モデル	ABCOVE実験解析により，原子炉格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認した。	核分裂生成物（FP）挙動モデルはABCOVE実験解析により，原子炉格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認している。本評価事故シーケンスでは，炉心損傷後の原子炉格納容器内FP挙動を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	核分裂生成物（FP）挙動モデルは，ABCOVE実験解析により原子炉格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることが確認されている。したがってCs-137の総放出量の観点で評価項目となるパラメータに与える影響はない。なお，本評価事故シーケンスにおける格納容器フィルタベント系による大気中へのCs-137の総放出量は，評価項目（100TBq を下回っていること）に対して，サプレッション・チェンバベントラインを経由した場合は，約2.1×10^{3}TBq（7日間），ドライウェルのベントラインを経由した場合は約3.4TBq（7日間）であり，評価項目に対して余裕がある。

表 2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却系を使用しない場合））（1/3）

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,926MWt 以下（定格値）	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は，原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は，原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合は，原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は，原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約 7.07MPa[gage]～約 7.17MPa[gage]（実測値）	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，大破断 LOCA に伴い原子炉は急速に減圧されるため事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，大破断 LOCA に伴い原子炉は急速に減圧されるため事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から約 116cm～約 119cm）	通常運転水位（セパレータスカート下端から約 116cm～約 119cm）（実測値）	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，原子炉スクラム 10 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は，高圧が維持された状態でも通常運転水位約－1m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約－30cm であり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，原子炉スクラム 10 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は，高圧が維持された状態でも通常運転水位約－1m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約－30cm であり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	炉心流量	52,200t/h（定格流量（100%））	定格流量の約 91%～約 110%（実測値）	定格流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料	9×9 燃料（A 型）	装荷炉心ごと	9×9 燃料（A 型）と 9×9 燃料（B 型）は，熱水力的な特性は同等であり，燃料種ごとの違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること，また，9×9 燃料の方が MOX 燃料よりも崩壊熱が大きく，燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため，MOX 燃料の評価は 9×9 燃料（A 型）の評価に包絡されることを考慮し，代表的に 9×9 燃料（A 型）を設定	最確条件とした場合は，9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるが，それらの混在炉心となるが，いずれの型式も燃料の熱水力特性は同等であり，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるが，それらの混在炉心となるが，いずれの型式も燃料の熱水力特性は同等であり，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度 約 31GWd/t（実績値）	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を考慮して設定	最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが，操作手順（代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は格納容器スプレイ及び格納容器ベントにより抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	格納容器体積（ドライウェル）	5,700m³	5,700m³（設計値）	設計値	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器体積（サプレッション・チェンバ）	空間部：約 1,092m³～約 1,658m³ 液相部：約 3,308m³～約 3,342m³（実績値）	設計値（通常運転時のサプレッション・プール水位の下限値に基づき設定）	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによる格納容器内（サプレッション・チェンバ）の液相部の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば，サプレッション・プール水位が 6.95m の時の水量は 3,300m³であるのに対し，ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約 42m³であり，その割合は初期保有水量の約 1.3%と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プール水位が 6.95m の時の水量は 3,300m³であるのに対し，ゆらぎ（0.087m）は約 42m³であり，その割合は初期保有水量の約 1.3%と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	真空破壊装置作動圧力	3.45kPa（ドライウェル－サプレッション・チェンバ間圧力）	3.6kPa（ドライウェル－サプレッション・チェンバ間圧力）（設計値）	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

項　目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	約 3,279MW～約 3,293MW（実績値）	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合には，原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は，原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合には，原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は，原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力（ドライウェル）	6.93MPa[gage]	約 6.91MPa[gage]～約 6.94MPa[gage]（実績値）	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，大破断 LOCA に伴い原子炉は急速に減圧されるため事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，大破断 LOCA に伴い原子炉は急速に減圧されるため事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から＋1cm～＋6cm（セパレータスカート下端から＋126cm～＋132cm）（実績値）	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，原子炉スクラム 10 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は，高圧が維持された状態でも通常運転水位から約 3m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 1m であり非常に小さい。したがって，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，原子炉スクラム 10 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は，高圧が維持された状態でも通常運転水位から約 3m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 1m であり非常に小さい。したがって，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	48,360t／h（定格流量（100%））	定格流量として設定	定格流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃　料	９×９燃料（A 型）	装荷炉心ごと	９×９燃料（A 型）と９×９燃料（B 型）は，熱水力的な特性は同等であり，燃料種ごとの違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されることから，代表的に９×９燃料（A 型）を設定	最確条件とした場合には，９×９燃料の A 型又は B 型の炉心となるが，それらの混在炉心となるが，いずれの型式も燃料の熱水力特性は同等であり，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，９×９燃料の A 型又は B 型の炉心となるが，それらの混在炉心となるが，いずれの型式も燃料の熱水力特性は同等であり，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度 約 31GWd/t（実績値）	1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	最確条件とした場合には，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが，操作手順（代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は格納容器スプレイ及び格納容器ベントにより抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	格納容器体積（ドライウェル）	5,700m³	5,700m³（設計値）	設計値	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器体積（サプレッション・チェンバ）	空間部：約 1,092m³～約 1,658m³ 液相部：約 3,308m³～約 3,342m³（実績値）	設計値（通常運転時のサプレッション・プール水位の下限値に基づき設定）	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによる格納容器内（サプレッション・チェンバ）の液相部の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば，サプレッション・プール水位が 6.95m の時の水量は 3,300m³であるのに対し，ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約 42m³であり，その割合は初期保有水量の約 1.3%と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プール水位が 6.95m の時の水量は 3,300m³であるのに対し，ゆらぎ（0.087m）は約 42m³であり，その割合は初期保有水量の約 1.3%と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	真空破壊装置作動圧力	3.45kPa（ドライウェル－サプレッション・チェンバ間圧力）	3.6kPa（ドライウェル－サプレッション・チェンバ間圧力）（設計値）	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（1／4）

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	2,436MW	2,435MW 以下（実績値）	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は，原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は，原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合は，原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は，原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力	6.93MPa[gage]	約 6.77～6.79MPa[gage]（実績値）	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，大破断 LOCA に伴い原子炉は急速に減圧されるため事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，大破断 LOCA に伴い原子炉は急速に減圧されるため事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉水位	通常水位（気水分離器下端から＋83cm～＋85cm）（実績値）	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，大破断LOCA発生後の原子炉水位の低下量は約8秒で通常運転水位−約4mであるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約2cmであり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，大破断LOCA発生後の原子炉水位の低下量は約8秒で通常運転水位−約4mであるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約2cmであり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	35.6×10^3t/h	定格流量の 85～104%（実測値）	定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料	９×９燃料（A 型）	装荷炉心毎	９×９燃料（A 型），９×９燃料（B 型）は熱水力的な特性は同等であり，その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること，また，９×９燃料の方が MOX 燃料よりも崩壊熱が大きく，燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため，MOX 燃料の評価は９×９燃料（A 型）の評価に包絡されることを考慮し，代表的に９×９燃料（A 型）を設定	最確条件とした場合には，炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが，装荷される燃料である９×９燃料（A 型），９×９燃料（B 型），MOX 燃料について，９×９燃料（A 型），９×９燃料（B 型）は熱水力的な特性は同等であり，また，MOX 燃料の評価は９×９燃料（A 型）の評価に包絡され，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが，装荷される燃料である９×９燃料（A 型），９×９燃料（B 型），MOX 燃料のうち，９×９燃料（A 型），９×９燃料（B 型）は熱水力的な特性は同等であり，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。MOX 燃料の評価は９×９燃料（A 型）の評価に包絡され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 炉心平均燃焼度約 30GWd/t（実績値）	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を考慮して設定	最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが，操作手順（格納容器圧力に応じて格納容器スプレイを実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は格納容器スプレイ及び格納容器ベントにより抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	格納容器空間体積（ドライウェル）	7,900m³	7,900m³（設計値）	ドライウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）	解析条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器空間体積（サプレッション・チェンバ）	空間部：4,700m³ 液相部：2,800m³	空間部：4,700m³ 液相部：2,800m³（設計値）	サプレッション・チェンバ内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）	解析条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却系を使用しない場合）））（2/3）

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	格納容器圧力	5.2kPa[gage]	約3kPa[gage] ～約7kPa[gage] （実測値）	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによる格納容器圧力の上昇率が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約50kPa（約10.3時間で約0.56MPa）であるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによる格納容器圧力の上昇率が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約50kPa（約10.3時間で約0.56MPa）であるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器温度	57℃	約43℃～約62℃ （実測値）	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となり，初期温度が事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となり，初期温度が事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウェル－サプレッション・チェンバ間差圧）	3.43kPa （ドライウェル－サプレッション・チェンバ間差圧） （設計値）	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の温度	50℃（事象開始12時間以降は45℃，事象開始24時間以降は40℃）	約35℃～約50℃ （実測値）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は，解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，格納容器圧力及び温度上昇に対する格納容器スプレイによる圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなり，間欠スプレイの間隔に影響する。しかし，本解析ではスプレイ間隔は炉心冷水操作に依存していることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，炉心の再冠水までの挙動に影響する可能性はあるが，この顕熱分の影響は小さく，燃料被覆管温度の上昇に与える影響は小さい。 また，格納容器圧力及び温度上昇に対する格納容器スプレイによる圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなり，格納容器圧力及び温度上昇は早くなるが，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の容量	約21,400m³	21,400m³以上 （淡水貯水池水量＋復水貯蔵槽水量）	淡水貯水池及び通常運転中の復水貯蔵槽の水量を参考に設定	最確条件とした場合には，解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。また，事象発生12時間後からの可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による補給により復水貯蔵槽は枯渇しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	－
	燃料の容量	約2,140kl	2,140kl以上 （軽油タンク容量，ガスタービン発電機用燃料タンク容量）	通常時の軽油タンク及びガスタービン発電機用燃料タンクの運用値を参考に設定	最確条件とした場合には，解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また，事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	－

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

項　目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	サプレッション・プール水位	6.983m （通常運転領域の下限値）	約7.000m～ 約7.070m （実績値）	通常運転時のサプレッション・プール水位の下限値として設定	最確条件とした場合には，サプレッション・プール水位の運転領域において解析条件より高めの水位となるが，ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば，サプレッション・プール水位が6.983mの時の水量は3,300m³であるのに対し，ゆらぎによる水量変化（0.087m）は約42m³であり，その割合は初期保有水量の約1.3%と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによる格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の液相部の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば，サプレッション・プール水位が6.983mの時の水量は3,300m³であるのに対し，ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約42m³であり，その割合は初期保有水量の約1.3%と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・プール水温度	32℃	約15℃～約32℃ （実績値）	通常運転時のサプレッション・プール水温度の上限値として設定	最確条件とした場合には，解析条件で設定しているサプレッション・プール水温度よりも低くなるため，格納容器圧力上昇が遅くなり，格納容器スプレイ及び格納容器ベント操作の開始が遅くなるが，その影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，解析条件で設定しているサプレッション・プール水温度よりも低くなるため，格納容器の熱容量は大きくなり，格納容器ベントに至るまでの時間が長くなるが，その影響は小さいことから，評価項目となるパラメータのパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器圧力	5kPa[gage]	約2.2kPa[gage]～ 約4.7kPa[gage] （実績値）	通常運転時の格納容器圧力を包含する値	最確条件とした場合には，解析条件で設定している圧力よりも小さくなるため，格納容器圧力が低めに推移するが，その影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，解析条件で設定している圧力よりも小さくなるため，格納容器圧力が低めに推移するが，その影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器雰囲気温度	57℃	約25℃～約58℃ （実績値）	通常運転時の格納容器雰囲気温度（ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度）として設定	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，格納容器雰囲気温度は格納容器スプレイにより飽和温度となり，初期温度が事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，格納容器雰囲気温度は格納容器スプレイにより飽和温度となり，初期温度が事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の温度	35℃	35℃以下	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	最確条件とした場合には，解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇に対する代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による圧力及び雰囲気温度上昇の抑制効果は大きくなり，間欠スプレイの間隔に影響するが，流量調整範囲においてスプレイ流量を調整することで間欠スプレイの間隔を調整できることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，炉心の再冠水までの挙動に影響する可能性はあるが，この顕熱分の影響は小さく，燃料被覆管温度の上昇に与える影響は小さい。また，格納容器圧力及び温度上昇に対する格納容器スプレイによる圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなり，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は早くなるが，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の容量	約8,600m³	8,600m³以上 （西側淡水貯水設備・代替淡水貯槽）	西側淡水貯水設備及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日後までに必要な容量を確保しており，水源は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	－
	燃料の容量	約1,010kl	1,010kl以上 （軽油貯蔵タンク＋可搬型設備用軽油タンク）	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日後までに必要な容量を確保しており，燃料は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	－

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

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	真空破壊弁	3.43kPa（ドライウェル－サプレッション・チェンバ間差圧）	3.43kPa（ドライウェル－サプレッション・チェンバ間差圧）（設計値）	真空破壊弁の設定値	解析条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	サプレッション・プール水位	3.61m（NWL）	約3.59m～約3.63m （実測値）	通常運転時のサプレッション・プール水位として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによりサプレッション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば，通常水位の熱容量は約2800m³相当であるのに対して，ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.02m分）の熱容量は約20m³程度であり，その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによりサプレッション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば，通常水位の熱容量は約2800m³相当であるのに対して，ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.02m分）の熱容量は約20m³程度であり，その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・プール水温度	35℃	約19℃～約35℃ （実測値）	通常運転時のサプレッション・プール水温度の上限値として設定	最確条件とした場合は，解析条件で設定している水温よりも低くなるため，格納容器圧力上昇が遅くなり，格納容器スプレイ及び格納容器ベントの操作開始が遅くなるが，その影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は，解析条件で設定している水温よりも低くなるため，格納容器の熱容量は大きくなり，ベントに至るまでの時間が長くなるが，その影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器圧力	5.0kPa[gage]	約5kPa[gage]～約7kPa[gage] （実測値）	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによる格納容器圧力の上昇量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納圧力が初期ピーク値（約640kPa[gage]）に達するまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約24kPa[gage]（約27時間で640kPa[gage]）であるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによる格納容器圧力の上昇量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納圧力が初期ピーク値（約640kPa[gage]）に達するまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約24kPa[gage]（約27時間で640kPa[gage]）であるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。したがって，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器温度	57℃	約45℃～約54℃程度 （実測値）	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となり，初期温度が事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となり，初期温度が事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の温度	35℃	31℃以下 （実績値）	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定	最確条件とした場合は，解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，格納容器圧力及び温度の上昇に対する格納容器スプレイによる圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなり，間欠スプレイの間隔に影響するが，スプレイ間隔は格納容器圧力に依存していることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は，解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，炉心の再冠水までの挙動に影響する可能性はあるが，この顕熱分の影響は小さく，燃料被覆管温度上昇に対する格納容器スプレイによる圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなり，格納容器フィルタベント系の操作開始時間が遅くなるが，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の容量	7,740m³	7,740m³以上 （合計貯水量）	低圧原子炉代替注水槽及び輪谷貯水槽の水量を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には，解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなるため，水源が枯渇することはなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	－
	燃料の容量	1,180m³	1,180m³以上 （合計貯蔵量）	発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には，解析条件より燃料容量の余裕が大きくなる。また，事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料が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。	－

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

柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版)

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却系を使用しない場合）））（3/3）

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ：解析条件	解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ：最確条件	条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
事故条件	起因事象	大破断LOCA（残留熱除去系の吸込配管の破断）	－	原子炉圧力容器内の保有水量が厳しい箇所として設定	Excessive LOCAを考慮した場合，原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。（添付資料3.1.2.8）	Excessive LOCAを考慮した場合，原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが，原子炉格納容器へ放出されるエネルギは大破断LOCAの場合と同程度であり，原子炉格納容器圧力は0.62MPa[gage]を下回っていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。（添付資料3.1.2.8）
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 非常用炉心冷却系機能喪失	－	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し，設定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を，低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
事故条件	外部電源	外部電源なし	－	過圧及び過温への対策の有効性を総合的に判断する観点から，プラント損傷状態であるLOCAに全交流動力電源喪失を重畳することから，外部電源が喪失するものとして設定	仮に，外部電源がある場合は，注水開始時間が早くなり，格納容器圧力・温度の挙動は低く推移することから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	仮に，外部電源がある場合は，注水開始時間が早くなり，格納容器圧力・温度の挙動は低く推移することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
事故条件	水素ガスの発生	ジルコニウム－水反応を考慮	ジルコニウム－水反応を考慮	水の放射線分解等による水素ガス発生については，格納容器圧力及び温度に与える影響が軽微であることから考慮していない	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	低圧代替注水系（常設）	最大300m³/hで注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	最大300m³/hで注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなり，格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが，格納容器圧力及び温度の上昇に有意な影響を与えないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
機器条件	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	140m³/hにて原子炉格納容器内へスプレイ	140m³/h以上で原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定	スプレイ流量は運転員による調整が行われ，その増減により圧力及び温度上昇の抑制効果に影響を受けるが，操作手順に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	スプレイ流量は運転員による調整が行われ，その増減により圧力及び温度上昇の抑制効果に影響を受けるものの，格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	格納容器圧力逃がし装置	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積50%開）にて除熱	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積50%開）にて除熱	格納容器圧力逃がし装置の設計値を考慮して，格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定	実際の流量が解析より多い場合，格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが，操作手順に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の流量が解析より多い場合，格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが，格納容器圧力の最大値は格納容器ベント時のピーク圧力であり，ベント後の格納容器圧力挙動への影響はほとんどないことから，評価項目となるパラメータに対して与える影響はない。

東海第二発電所 (2018.9.12版)

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

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

島根原子力発電所 2号炉

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

（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（3／4）

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

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

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		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			
機器条件	低圧代替注水系（常設）	事象初期の原子炉注水実施時：230m³／h（一定） 原子炉水位ＬＯ到達判断後：崩壊熱による蒸発を補う注水量（最大50m³／h）に制御	事象初期の原子炉注水実施時：230m³／h以上（一定） 原子炉水位ＬＯ到達判断後：崩壊熱による蒸発を補う注水量（最大50m³／h）に制御	炉心冷却の維持に必要な流量として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復が早くなる。溶融炉心の冠水後の操作として崩壊熱による蒸発を補う注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水流量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなり，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくなるが，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇に有意な影響を与えないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	事象初期の原子炉注水実施時：130m³／h（一定）	130m³／h（一定）	格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量として，運転手順に基づき設定	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		格納容器圧力制御：130m³／h（一定）	102m³／h～130m³／h	サプレッション・プール水位の上昇が早くなり，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サプレッション・チェンバ側）までの操作時間余裕の観点で厳しい条件として，運転手順の流量調整範囲（102m³／h～130m³／h）における上限を設定	最確条件とした場合，サプレッション・プール水位の上昇が緩和されることから，サプレッション・プール水位を操作開始の起点とする格納容器圧力逃がし装置を用いた格納容器除熱操作の開始時間が遅くなり，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	西鶴条件とした場合でも，格納容器圧力を 0.400MPa[gage]から0.465MPa[gage]の範囲内に維持することに変わりはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器下部注水系（常設）	解析上考慮しない	80m³／h（一定）	格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価するため，初期条件としてペデスタル（ドライウェル部）のプール水を考慮していないことから，常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）水位の確保操作についても考慮しない	ペデスタル（ドライウェル部）には通常運転時からプール水が存在するため，格納容器の熱容量が増え，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が緩和されるが，操作手順（代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却を実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	ペデスタル（ドライウェル部）には通常運転時からプール水が存在するため，格納容器の熱容量が増え，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	格納容器圧力逃がし装置	格納容器圧力が0.31MPa[gage]における排出流量13.4kg／sに対して，第二弁を全開にて格納容器除熱	格納容器圧力が0.31MPa[gage]における排出流量13.4kg／sに対して，第二弁を全開にて格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置の設計値を考慮して，格納容器圧力及び雰囲気温度を低下させるのに必要な排出流量として設定	実際の流量が解析より多い場合，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくなるが，操作手順（格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作を実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の流量が解析より多い場合，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくなるが，格納容器圧力の最高値は代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ時の操作開始圧力であり，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作時のピーク圧力は格納容器圧力の最大値を下回ることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
機器条件	原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定	解析条件と最確条件が同様であり，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であり，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	原子炉水位低（レベル2）	主蒸気が格納容器内に保持される厳しい条件として設定	最確条件とした場合には，逃がし安全弁を通じて格納容器内に放出される蒸気量が減少することから，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが，操作手順に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい	最確条件とした場合には，逃がし安全弁を通じて格納容器内に放出される蒸気量が減少することから，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	再循環ポンプ	事象発生と同時に停止	事象発生と同時に停止	全交流動力電源喪失によるポンプ停止を踏まえて設定	解析条件と最確条件が同様であり，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であり，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	低圧原子炉代替注水系（常設）	200m³/h（1.00MPa[gage]において）で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	200m³/h（1.00MPa[gage]において）で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	低圧原子炉代替注水系（常設）の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性），原子炉水位の回復は早くなり，格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが，格納容器圧力及び温度の上昇に有意な影響を与えないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）	120m³/hにて原子炉格納容器内へスプレイ	120m³/hにて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器代替スプレイ系（可搬型）の設計値として設定	解析条件と最確条件が同様であり，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であり，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器フィルタベント系	格納容器圧力427kPa[gage]における最大排出流量9.8kg/sに対して，格納容器隔離弁を全開操作にて格納容器除熱	格納容器圧力427kPa[gage]における最大排出流量9.8kg/sに対して，格納容器隔離弁を全開操作にて格納容器除熱	格納容器フィルタベント系の設計値として設定	解析条件と最確条件が同様であり，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であり，事象進展に影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

表3 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（代替循環冷却系を使用しない場合）(1/4)

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ 解析上の操作開始時間	解析条件（操作条件）の不確かさ 条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	事象発生70分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定	【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機による非常用高圧母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断し，これにより常設代替交流電源設備及び低圧代替注水系（常設）の準備を開始する手順としている。この認知に係る時間として10分間を想定しているため，認知遅れ等により操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 常設代替交流電源設備からの受電操作のために，中央制御室にて常設代替交流電源設備の起動操作及び受電準備を行う運転員と，現場にて常設代替交流電源設備からの受電準備及び受電操作を行う運転員（現場）が配置されている。常設代替交流電源設備の起動操作及び受電準備を行っている期間，他の操作を担っていない。このため，要員配置が操作開始時間に与える影響はなし。また，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については，中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員（現場）は，中央制御室から操作現場である原子炉建屋地下1階及びコントロール建屋地下1階までそれぞれ5分間程度で移動可能であるため，移動が操作開始時間に与える影響はない。また，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については中央制御室内での操作のみであり，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員，常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員及び運転員（現場），非常用高圧母線の受電操作を行う運転員（現場）の操作内容及び操作所要時間は以下のとおり。これらの作業は並行して行うため，操作所要時間は最長で50分間となる。 「起動操作等を行う運転員：操作所要時間：合計15分間」 ● 中央制御室における常設代替交流電源設備の起動前準備及び起動操作の所要時間に10分間を想定 ● 常設代替交流電源設備側の遮断器操作の所要時間に5分間を想定 「非常用高圧母線D系の受電準備を行う運転員（現場）：操作所要時間：合計15分間」 ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切り離し操作を行う。操作の所要時間に15分間を想定 「非常用高圧母線D系の受電準備を行う運転員（中央制御室）：操作所要時間：合計15分間」 ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切り離し及び操作スイッチの切保持等の所要時間に15分間を想定 「非常用高圧母線D系の受電操作を行う運転員（現場）：操作所要時間：合計5分間」 ● 常設代替交流電源設備の起動及び緊急用交流高圧母線の遮断器の投入後の非常用高圧母線の受電操作の所要時間に5分間を想定 「非常用高圧母線C系の受電準備を行う運転員（現場）：操作所要時間：合計25分間」 ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切り離し操作を行う。操作の所要時間に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（中央制御室）：操作所要時間：合計10分間」 ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切り離し及び操作スイッチの切保持等の所要時間に10分間を想定 「非常用高圧母線C系の受電操作を行う運転員（現場）：操作所要時間：合計5分間」 ● 常設代替交流電源設備の起動及び緊急用交流高圧母線の遮断器の投入後の非常用高圧母線の受電操作の所要時間に5分間を想定 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作は，復水補給水系の隔離弁（1弁）の閉操作による系統構成，低圧代替注水系（常設）の追加起動であり，いずれも中央制御室における制御盤の操作スイッチによる操作のため，1操作に1分間を想定し，合計2分間であり，それに時間余裕を含めて操作時間5分を想定。 【他の並列操作有無】 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員と受電準備を行う運転員の並列操作はあるが，それを加味して操作の所要時間を算定しているため，操作開始時間に与える影響はない。また，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，常設代替交流電源設備からの受電操作における非常用高圧母線への受電操作と同時に実施する。 【操作の確実さ】 現場操作は，操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また，中央制御室内の制御盤操作は，操作スイッチによる簡易な操作のため，誤操作は起こりにくく，そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	常設代替交流電源設備からの受電操作について，実態の運転操作時間に基づき解析上の想定時間を設定していることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 なお，有効性評価では2系列の非常用高圧母線の電源回復を想定しているが，低圧代替注水系（常設）は非常用高圧母線D系の電源回復後に実施可能であり，この場合も原子炉注水の開始時間が早くなる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については，復水移送ポンプの起動操作が常設代替交流電源設備からの受電操作の影響を受けるが，低圧代替注水系（常設）は非常用高圧母線D系の電源回復後に実施可能であり，この場合も原子炉注水の開始時間が早くなる可能性があることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	常設代替交流電源設備からの受電操作について，解析上の原子炉注水開始時間（70分後）は準備操作に時間余裕を含めて設定されており，原子炉水位の回復は早くなる可能性があるが，ジルコニウム－水反応量により発熱量が増加する等の影響があるため，格納容器圧力及び温度の上昇に大きな差異はない。また，原子炉注水操作は，代替格納容器スプレイとの切替え操作であり，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	事象発生から90分後（操作開始時間の20分程度の遅れ）までに常設代替交流電源設備からの受電操作を行い低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始できれば，損傷炉心は炉心位置に保持され，評価項目を満足する結果となることから，時間余裕がある。なお，格納容器ベント時におけるCs放出量は炉心損傷の程度の影響を受けるが，格納容器ベント開始時間はほぼ同等であることから，放出量に与える影響は小さい。（添付資料3.1.3.7）	常設代替交流電源設備からの受電操作は，訓練実績等より，運転員による常設代替交流電源設備の起動操作，並びに現場及び中央制御室の運転員による受電前準備及び受電操作を並行して実施し，約50分で常設代替交流電源設備からの受電が実施可能であることを確認した。 低圧代替注水系（常設）の操作は訓練実績等より，復水移送ポンプを起動し，低圧代替注水系（常設）の原子炉注水のための系統構成を約2分で操作可能である見込みを得た。 非常用高圧母線D系の電源回復後に実施することで事象発生後約45分に原子炉注水操作の開始が実施可能なことを確認した。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

第3表 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（1／4）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ 解析条件	解析条件（操作条件）の不確かさ 条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	事象発生25分後	中央制御室における常設代替高圧電源装置，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して設定	【認知】 中央制御室にて，外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断し，これにより，常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作及び低圧代替注水系（常設）等の起動操作を開始する手順としている。この認知に係る時間として10分間を想定しているため，認知遅れにより操作時間に与える影響はなし。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，当直運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 中央制御室での操作のみであり，当直運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 非常用ディーゼル発電機等の手動復旧操作（失敗），常設代替高圧電源装置の起動操作，緊急用母線の受電操作，低圧代替注水系（常設）等起動操作を行う当直運転員の操作内容及び操作所要時間は以下のとおり。これらの作業は一連の操作として行うため，操作所要時間は最長で15分間となる ●非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）に係る時間として2分を想定 ●常設代替高圧電源装置の起動操作及び緊急用母線の受電操作として4分を想定 ●低圧代替注水系（常設）等の起動操作として9分を想定 【他の並列操作有無】 当該操作に対応する当直運転員に他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため，誤操作は起こりにくく，そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	状況判断から原子炉注水操作までは一連の操作として実施し，同一の運転員による並列操作はなく，操作所要時間を踏まえて解析上の想定時間を設定していることから，運転員等操作時間に与える影響はない。 また，原子炉注水によって原子炉水位が原子炉水位ＬＯまで回復した場合，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量を崩壊熱による蒸発を補う流量に変更するとともに，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイを停止する。運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は，解析上の想定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	解析条件は操作所要時間に時間余裕を含めて設定されており，原子炉水位の回復は早くなる可能性があるが，ジルコニウム－水反応量により発熱量が増加する等の影響があるため，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇に大きな差異はない。 また，代替格納容器スプレイ操作と原子炉注水操作は，流量分配により同時に実施する操作であり，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	事象発生から 50 分後（操作開始時間の25分の遅れ）までに常設代替高圧電源装置からの受電操作を行い代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始できれば，損傷炉心は炉心位置に保持され，評価項目を満足する結果となることから，時間余裕がある。 なお，格納容器ベント時におけるＣｓ放出量は炉心損傷の程度の影響を受けるが，格納容器ベント開始時間はほぼ同等であることから，放出量に与える影響は小さい。 （添付資料3.1.3.9）	中央制御室における操作のため，シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。 解析上においては，低圧代替注水系（常設）等起動操作まで25分としているところ，訓練実績では約25分。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

島根原子力発電所　２号炉

表３　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（1/3）

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

備　　考

表3 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（代替循環冷却系を使用しない場合）(2/4)

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	破断口まで水位回復後，格納容器温度190℃到達時	原子炉格納容器の限界温度到達防止を踏まえて設定	【認知】 格納容器スプレイの操作実施基準（炉心冠水後かつ格納容器温度190℃）に到達するのは事象発生約2時間後であり，それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はない。 【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】 低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却系（常設）への切替えは制御盤の操作スイッチによる操作のため，簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが，格納容器の緩やかな圧力上昇に対して操作開始時間は十分に短い。 【他の並列操作有無】 原子力への注水が優先であり，原子力水位が破断口高さ到達後に，低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却系（常設）へ切り替えることとしており，原子炉注水の状況により，代替格納容器スプレイの操作開始時間は変動しうる。 【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため，誤操作は起こりにくく，そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	解析結果は原子炉水位が破断口高さまで水位回復前に既に格納容器温度は190℃を超えており，実態の操作も原子炉水位が破断口高さまで水位回復後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイへ切り替えることとしており，実態の操作開始時間は，解析上の設定とほぼ同等であるため，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。 当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	代替格納容器スプレイの操作開始は原子炉水位が破断口高さまで水位回復後，格納容器温度が190℃に到達時となり，実態の操作開始時間は解析上の想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。	事象発生から90分後（操作開始時間の20分程度遅れ）に低圧代替注水系（常設）による原子力注水を開始した場合の解析では，格納容器スプレイ開始のタイミングは約2.3時間後であるため，現行の2時間に対して約20分程度の準備時間を確保できることから，時間余裕がある。 （添付資料3.1.3.7）	訓練実績等より，復水移送ポンプの起動を確認し，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却のための系統構成に約2分で操作可能である見込みを付た。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3表 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（2／4）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析条件	条件設定の考え方					
操作条件	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ操作	格納容器圧力が0.465MPa[gage]に到達した場合に開始 格納容器圧力が0.400MPa[gage]に到達した時点で停止	格納容器圧力の抑制効果を踏まえて設定	【認知】 事故時には重要監視パラメータである格納容器圧力を継続監視しており，また，格納容器圧力が0.465MPa[gage]に到達する時間は事象発生から約3.9時間後であり，それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため，認知遅れにより操作時間に与える影響はない。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，当直運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室での操作のみであり，当直運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 注水流量調整の操作は，流量調整弁の操作であり，操作装置による操作のため簡易であり，格納容器の緩やかな圧力上昇に対して操作開始時間は十分に短い。 【他の並列操作有無】 当該操作に対応する当直運転員に他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作のため，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。	格納容器圧力の上昇は緩慢であり，継続監視していることから，操作開始の起点である格納容器圧力0.465MPa［gage］到達時点で速やかに操作を実施可能であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。 当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	格納容器圧力の上昇は緩慢であり，継続監視していることから，操作開始の起点である格納容器圧力0.465MPa［gage］到達時点で速やかに操作を実施可能であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。 当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れるような場合でも，格納容器圧力が限界圧力0.62MPa［gage］に到達するまでの時間は事象発生後約14時間後であり，時間余裕がある。 （添付資料3.1.3.9）	操作開始までの時間は，事象発生から約3.9時間あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。 なお，操作が大幅に遅れるような場合でも，格納容器圧力が限界圧力0.62MPa［gage］に到達するまでの時間は事象発生後約14時間後であり，時間余裕がある。 （添付資料3.1.3.9）	中央制御室における操作のため，シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。 訓練では，格納容器圧力465kPa[gage]到達時に，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）を実施，スプレイ操作は約4分。 想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

表3　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））(2/3)

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作余裕時間	訓練実績等
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	低圧原子炉代替注水槽への水補給	事象発生から2時間30分後	低圧原子炉代替注水槽への水補給は解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業，作業成立性を踏まえ設定	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から2時間30分後から開始としているが，低圧原子炉代替注水槽の水源枯渇までに実施すれば良い作業であり，低圧原子炉代替注水槽の保有水のみで事象発生から約21時間後まで注水可能であることから十分な時間余裕がある。	－	－	－	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から2時間30分後としており，このうち，輪谷貯水槽から低圧原子炉代替注水槽への補給の系統構成は，所要時間2時間10分想定のところ，訓練実績では約1時間33分である。想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。
	低圧原子炉代替注水槽への補給を行う大量送水車への燃料補給	事象発生から2時間30分後	大量送水車等への燃料補給は解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業，作業成立性を踏まえ設定	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から2時間30分後から開始としているが，低圧原子炉代替注水槽の水源枯渇までに実施すれば良い作業であり，低圧原子炉代替注水槽の保有水のみで事象発生から約21時間後まで注水可能であることから十分な時間余裕がある。	－	－	－	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から約2時間30分後としており，このうち，大量送水車への給油作業は，所要時間1時間40分想定のところ訓練実績では約1時間29分である。想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力640kPa[gage]到達時（640～588kPa[gage]の範囲で維持）にベント開始後停止	原子炉格納容器の限界圧力到達防止を踏まえて設定	【認知】 格納容器スプレイ実施基準（格納容器圧力640kPa[gage]）に到達するのは事象発生から約27時間後であり，それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため，認知遅れにより操作時間に与える影響はない。 【要員配置】 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイは，中央制御室での弁操作と現場での可搬型による注水のためのホース敷設等の注水準備操作が必要である。現場での操作は中央制御室で行う操作とは別の復旧班要員が配置されているが，本操作は事象発生から約27時間後までに行う作業であり，格納容器スプレイの操作開始時間に与える影響はない。 【移動・操作所要時間】 現場での格納容器代替スプレイ系（可搬型）による注水準備操作は，格納容器圧力640kPa[gage]到達を確認し，中央制御室での弁操作を行うことにより注水を開始することとなる。以上より，移動・操作所要時間が操作開始時間に与える影響はない。 【他の並列操作有無】 現場にて復旧班要員が格納容器代替スプレイ系（可搬型）による注水のためのホース敷設等の注水準備操作を行ったのち，中央制御室にて運転員が弁操作を行うことにより注水は開始される。当該操作を行う運転員，復旧班要員に注水開始時に他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 復旧班要員の現場操作は，操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また，中央制御室内での操作は操作盤での簡易な操作であるため，誤操作は起こりにくく，そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	格納容器圧力の上昇は緩慢であり，継続監視していることから，操作開始の起点である格納容器圧力640kPa[gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。 当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の想定とほぼ同等であることから，操作開始時間が確保できることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約27時間あり，準備時間が確保できることから時間余裕がある。	訓練実績等より，格納容器スプレイ系による準備操作に要する時間は約1時間33分である。想定で意図している作業実施可能なことを確認した。

表3 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（代替循環冷却系を使用しない場合）(3/4)

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	復水貯蔵槽への補給	事象発生から12時間後	可搬型設備に関して，事象発生から12時間までは，その機能に期待しないと仮定	復水貯蔵槽への補給までの時間は，事象発生から12時間あり十分な時間余裕がある。	－	－	－	復水貯蔵槽への補給は，淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ（A-2級）を用いて実施する。可搬型代替注水ポンプ（A-2級）の配置，淡水貯水池から復水貯蔵槽への補給のホース敷設等の注水準備に，所要時間360分想定のところ，訓練実績等により約345分であり，想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。
	各種機器への給油（可搬型代替注水ポンプ（A-2級）及び常設代替交流電源設備）	事象発生から12時間後以降，適宜	各機器への給油は，解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業 各機器の使用開始時間を踏まえて設定	各機器への給油開始までの時間は，事象発生から12時間あり十分な時間余裕がある。	－	－	－	有効性評価では，復水貯蔵槽への補給用の可搬型代替注水ポンプ（A-2級）（6号及び7号炉：各1台）及び常設代替交流電源設備（6号及び7号炉：各1台）への給油を期待している。 各機器への給油準備作業について，可搬型代替注水ポンプ（A-2級）への給油準備（現場移動開始からタンクローリー（4kL，16kL）への給油完了まで）は，所要時間140分のところ訓練実績等では約98分，常設代替交流電源設備への給油準備は，所要時間120分のところ訓練実績等では約111分で実施可能なことを確認した。 また，各機器への給油作業は，各機器の燃料が枯渇しない時間間隔（許容時間）以内で実施することとしている。 可搬型代替注水ポンプ（A-2級）への給油作業は，許容時間180分のところ訓練実績等では約98分，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。

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

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析条件	条件設定の考え方					
操作条件	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱	サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m到達から5分後	中央制御室における操作開始時間を考慮して設定 操作開始条件は現場操作時間を考慮しても格納容器の圧力到達時点が可能な条件として設定	【認知】 事故時に注水重要監視パラメータであるサプレッション・プール水位を継続監視しており，また，格納容器ベントの操作実施基準に到達するのは，事象発生の約19時間後であり，それまでにサプレッション・プール水位の上昇を十分に認知できる時間があるため，認知遅れにより操作時間に与える影響はない。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，当直運転員は中央制御室に常駐しているため，操作開始時間に与える影響はない。 なお，中央制御室における操作が失敗した場合を想定して現場操作を行うための要員を配置する。他の現場操作を行う重大事故等対応要員とは独立して，格納容器ベントを行う重大事故等対応要員を配置していることから，操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室での操作のみであり，当直運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はない。 なお，中央制御室における操作が失敗した場合を想定して現場操作を行うための要員を配置する。他の現場操作を行う重大事故等対応要員とは独立して，格納容器ベントを行う重大事故等対応要員を配置していることから，操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 解析機のタイマーによる操作のため誤差であり，サプレッション・プール水位の緩やかな上昇に対して操作開始時間は十分に速い。 なお，中央制御室における操作が失敗した場合を想定して現場操作を行うための要員を配置する。重大事故等対応要員の現場操作は，フレキシブルシャフトを用いた1弁の手動操作であり，30分を想定している。本操作は，中央制御室による格納容器ベントが実施可能と判断した場合に開始し，格納容器圧力が0.620MPa[gage]に到達する約2時間の19分以上前から実施する。よって，操作所要時間による影響はない。 【他の並列操作有無】 当該操作に対応する当直運転員1名の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はない。 なお，中央制御室における操作が失敗した場合を想定して現場操作を行うための要員を配置する。他の現場操作を行う重大事故等対応要員とは独立して，格納容器ベントを行う重大事故等対応要員を配置していることから，操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室における操作は，制御盤のスイッチによる簡易な操作のため，誤操作は起こりにくく，そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。 なお，中央制御室における操作が失敗した場合を想定して現場操作を行うための要員を配置する。現場操作は，作業の成立性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。	サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5mに到達するのは，事象発生の約19時間後である。また，格納容器ベントの準備操作はサプレッション・プール水位の上昇傾向を監視しながらあらかじめ操作が可能であり，格納容器ベント操作の操作所要時間は時間余裕を含めて設定されていることから，実態の操作開始時間に解析上の設定とほぼ同等であり，サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m到達時に確実に原子炉格納容器除熱操作をすることが可能であるため，操作開始時間に与える影響は小さい。 なお，中央制御室における操作が失敗した場合を想定して現場操作を行うための要員を配置する。重大事故等対応要員の現場操作は，フレキシブルシャフトを用いた1弁の手動操作であり，30分を想定している。本操作は，中央制御室による格納容器ベントが実施可能と判断した場合に開始し，格納容器圧力が0.620MPa[gage]に到達する約2時間の19分以上前から実施する。よって，操作所要時間による影響はない。 【他の並列操作有無】 当該操作に対応する当直運転員1名の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はない。 なお，中央制御室における操作が失敗した場合を想定して現場操作を行うための要員を配置する。他の現場操作を行う重大事故等対応要員とは独立して，格納容器ベントを行う重大事故等対応要員を配置していることから，操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室における操作は，制御盤の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。	事故時に注水重要監視パラメータであるサプレッション・プール水位を継続監視しており，また，格納容器ベントの操作実施基準に到達するのは，事象発生の約19時間後であり，それまでにサプレッション・プール水位の上昇を十分に認知できる時間があるため，認知遅れにより操作時間に与える影響はない。 【要員配置】 格納容器ベントの操作は中央制御室に常駐している当直運転員1名で実施するため，他の操作との重複はない。 【移動】 格納容器ベントの操作は中央制御室に常駐している当直運転員1名で実施するため，他の操作との重複はない。 【操作所要時間】 格納容器ベントの操作は中央制御室に常駐している当直運転員1名で実施するため，他の操作との重複はない。 【他の並列操作有無】 当該操作に対応する当直運転員1名の並列操作はなく，他の操作との重複はない。 【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。	サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5mに到達するのは，事象発生の約19時間後である。また，格納容器ベントの準備操作はサプレッション・プール水位の上昇傾向を監視しながらあらかじめ操作が可能であり，格納容器ベント操作の操作所要時間は時間余裕を含めて設定されていることから，実態の操作開始時間に解析上の設定とほぼ同等であり，サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m到達時に確実に原子炉格納容器除熱操作をすることが可能であるため，操作開始時間に与える影響は小さい。 なお，中央制御室における操作が失敗した場合を想定して現場操作を行うための要員を配置する。重大事故等対応要員の現場操作は，フレキシブルシャフトを用いた1弁の手動操作であり，30分を想定している。本操作は，中央制御室による格納容器ベントが実施可能と判断した場合に開始し，格納容器圧力が0.620MPa[gage]に到達する約2時間の19分以上前から実施する。よって，操作所要時間による影響はない。 【他の並列操作有無】 当該操作に対応する当直運転員1名の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はない。 なお，中央制御室における操作が失敗した場合を想定して現場操作を行うための要員を配置する。他の現場操作を行う重大事故等対応要員とは独立して，格納容器ベントを行う重大事故等対応要員を配置していることから，操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室における操作は，制御盤のスイッチによる簡易な操作のため，誤操作は起こりにくく，そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。なお，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場にて格納容器ベントを行うこととしており，格納容器ベント操作の信頼性を向上している。ただし，この場合，中央制御室でのベント失敗確認時間約10分に加え，現場操作と移動を含めて約1時間30分，合計約1時間40分の時間の増分が発生する。	格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約19時間後であるため，時間余裕がある。	中央制御室での操作は，シミュレータ（現場操作含む）にて訓練を実施。 中央制御室における格納容器ベントは，スイッチによる1弁の操作に約2分の操作時間を要した。 また，格納容器ベント操作に失敗した場合は約2分の操作時間を要した。 想定している範囲内で遠隔操作に失敗した場合は現場操作にて対応するが，現場マップアップ等による実績では，約25分で操作を実施できた。 想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

表3　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））(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	操作余裕時間	訓練実績等
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	格納容器フィルタベント系による格納容器除熱操作	サプレッション・プール水位が通常水位＋約1.3m到達から10分後	原子炉格納容器の限界圧力到達防止を踏まえて設定	【認知】 炉心損傷後の格納容器ベントの実施基準（サプレッション・プール水位が通常水位＋約1.3m）に到達するのは，事象発生の約32時間後であり，それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため，認知遅れにより操作時間に与える影響はなし。 【要員配置】 格納容器フィルタベント系による格納容器ベント操作は，中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はなし。 【移動・操作所要時間】 格納容器フィルタベント系による格納容器ベント操作は，格納容器圧力640kPa[gage]到達時に操作対象弁（1弁）の開操作を行い，格納容器ベント実施基準（サプレッション・プール水位が通常水位＋約1.3m）到達時には隔離弁1弁のみの開操作を行う。隔離弁開操作を開始することでベントを開始し，それまでに十分な時間余裕を確保している。よって，操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作】 格納容器ベント操作時に，当該操作に対応する運転員に他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 中央制御室における操作は，制御盤のスイッチによる簡易な操作のため，誤操作は起こりにくく，そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。なお，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場にて格納容器ベントを行うこととしており，格納容器ベント操作の信頼性を向上している。ただし，この場合，中央制御室でのベント失敗確認時間約10分に加え，現場操作と移動を含めて約1時間30分，合計約1時間40分の時間の増分が発生する。	サプレッション・プール水位が通常水位＋約1.3mに到達するのは，事象発生から約32時間後である。また，格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ操作が可能であり，格納容器ベント操作の操作所要時間は時間余裕を含めて設定されていることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，サプレッション・プール水位が通常水位＋約1.3mに到達時に確実に原子炉格納容器除熱操作をすることが可能であるため，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	炉心損傷後の格納容器ベントの実施基準（サプレッション・プール水位が通常水位＋約1.3m）に到達するのは，事象発生から約32時間後である。また，格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ操作が可能であり，格納容器ベント操作の操作所要時間は時間余裕を含めて設定されていることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，サプレッション・プール水位が通常水位＋約1.3mに到達時に確実に原子炉格納容器除熱操作をすることが可能であるため，操作開始時間に与える影響は小さい。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	ベント開始は事象発生から約32時間後の操作であり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。	訓練実績等より，中央制御室における格納容器ベント準備操作は操作スイッチによる1弁の操作に約8分の操作時間を，格納容器ベント操作は操作スイッチによる1弁の操作に約3分の操作時間を要した。また，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場操作にて対応するが，運転員（現場）の遠隔手動操作機構を用いた格納容器一次隔離弁の手動操作は，移動時間を含め約1時間8分で完了する見込みを得た。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

表3 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（代替循環冷却系を使用しない場合）(4/4)

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作	格納容器圧力0.62MPa[gauge]到達前※1	格納容器限界圧力到達時Ⅱを踏まえて設定	【認知】 炉心損傷後の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力0.62MPa[gage]）に到達するのは，事象発生の約38時間後であり，それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントは，中央制御室における操作と現場における操作が必要であるが，現場の操作は中央制御室で行う操作とは別の運転員（現場）及び緊急時対策要員を配置している。当該の運転員（現場）及び緊急時対策要員は，他の作業を兼任しているが，それらの作業は事象発生の約38時間後までに行う作業であり，格納容器ベントの操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 運転員（現場）は，中央制御室から操作現場である「次格納施設外壁でのアクセスルートは，通常10分程度で移動可能であるが，それに時間余裕を加えて操作所要時間を想定している。緊急時対策要員は，緊急時対策本部から操作現場へ徒歩にて移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に，アクセスルートの被害があっても可搬設備を使用しないため徒歩によるアクセスは可能であり，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 緊急初動対策要員の格納容器ベント準備操作（格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整準備）は，現場での手動弁4個の操作に移動時間を含めて60分間を想定している。また，中央制御室における格納容器ベント準備操作は，他系統との隔離操作及び隔離確認と1弁の遠隔開操作に，時間余裕を含め60分間の操作時間を想定している。いずれも準備操作としてあらかじめ行うため，操作開始時間に与える影響はなし。 運転員（現場）による格納容器ベント操作は，伸縮継手を用いた1弁の手動操作であり，移動時間及び操作時間余裕を含め60分間を想定している。本操作は，格納容器圧力の上昇傾向を監視した上で，格納容器圧力が0.62MPa[gage]に到達する予定時刻の60分以上前から実施する。よって，操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 格納容器ベントの操作時に，当該操作に対応する運転員，緊急時対策要員に他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 中央制御室における操作は，制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため，誤操作は起こりにくく，そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また，現場操作は，操作の信頼性向上を要員の安全のため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。	格納容器圧力が0.62MPa[gage]に接近するのは，事象発生から約38時間後である。また，格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ操作が可能であり，格納容器ベント操作の操作所要時間は時間余裕を含めて設定されていることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，格納容器圧力0.62MPa[gage]に至るまでに確実に原子炉格納容器除熱操作をすることが可能であるため，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。 当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員（現場）を配置しており，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間に解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約38時間後の操作であり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。	訓練実績等より，中央制御室における格納容器ベント準備操作は操作スイッチによる1弁の操作に約9分の操作時間を要した。運転員（現場）の伸縮継手を用いた原子炉格納容器二次隔離弁の手動操作は移動時間を含め約12分の操作時間で完了する見込みを得た。格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整準備は，設備設置中のため，同様の弁の手動操作時間を考慮して，移動時間を含めて60分の操作時間で完了する見込みを得た。また，格納容器ベント操作は，伸縮継手を用いた原子炉格納容器二次隔離弁の手動操作であり移動時間含め約30分の操作時間で完了する見込みを得た。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

※1　外部水源によりサプレッション・チェンバ・プール水位が上昇する事象の場合は，「真空破壊弁高さ」到達により格納容器ベント実施を判断するが，その時間は事象発生の約32時間後である。
解析で想定している時間よりも「約6時間」早まるが，サプレッション・チェンバ・プール水位の傾向は監視可能であり，準備操作の開始時間に影響を与えるものではない。

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

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析条件	条件設定の考え方					
操作条件	西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替淡水貯槽への補給操作	事象発生から45.6時間後	代替淡水貯槽への水源補給操作は，解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業 代替淡水貯槽の枯渇が発生しないよう設定	代替淡水貯槽は，水源補給を実施しない場合においても約92時間枯渇しないため，代替淡水貯槽への水源補給までの時間は，十分な時間余裕がある。	－	－	－	代替淡水貯槽への補給は，想定所要時間180分のところ，訓練実績等により約164分に実施可能なことを確認した。
	タンクローリによる燃料給油操作	事象発生から47.1時間以降，適宜	可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油操作は，解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業 各機器の使用開始時間を踏まえて設定	代替淡水貯槽は，水源補給を実施しない場合においても約92時間枯渇しないため，可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油までの時間は，十分な時間余裕がある。	－	－	－	可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油は，想定所要時間90分のところ，訓練実績等により約80分に実施可能なことを確認した。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
添付資料3.1.3.7 注水操作が遅れる場合の影響について 1．はじめに 評価事故シーケンス「大破断LOCA＋ECCS 注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」では，大破断LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため，原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低下により炉心は露出し，事象発生約0.3 時間後に燃料被覆管の最高温度は1,000K（約727℃）に到達し，炉心損傷が開始する。	添付資料 3.1.3.9 注水操作が遅れる場合の影響について 1.　はじめに 評価事故シーケンス「大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」（全交流動力電源喪失の重畳を考慮）では，大破断ＬＯＣＡ時に非常用炉心冷却系等の機能及び全交流動力電源が喪失するため，原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心は露出し，事象発生約 9 分後に燃料被覆管の最高温度は 1,200℃に到達する。	添付資料 3.1.3.7 注水操作が遅れる場合の影響について １．はじめに 評価事故シーケンス「冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋ＥＣＣＳ注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」では，大破断ＬＯＣＡ時に非常用炉心冷却系等の機能及び全交流動力電源が喪失するため，原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低下により炉心は露出し，事象発生約５分後に燃料被覆管の最高温度は 1,000K（約 727℃）に到達し，炉心損傷が開始する。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，原子炉隔離時冷却系と非常用炉心冷却系を合わせて「非常用炉心冷却系等」と記載。 ・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，1,000K 到達時間を記載している。
有効性評価では，事象発生から70 分経過した時点で，常設代替交流電源設備による電源供給を開始し，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することによって，原子炉圧力容器破損に至ることなく，原子炉水位は回復し，炉心は再冠水する評価結果となっている。	有効性評価では，事象発生から 25 分経過した時点で，常設代替高圧電源装置からの給電により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで，原子炉圧力容器破損に至ることなく，水位は回復し，炉心は冠水する評価結果となっている。	有効性評価では，事象発生から 30 分経過した時点で，常設代替交流電源設備による電源供給を開始し，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することによって，原子炉圧力容器破損に至ることなく，原子炉水位は回復し，炉心は再冠水する評価結果となっている。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 注水設備の準備時間の相違。 ・解析結果の相違 【東海第二】 島根２号炉は，事象発生から残留熱代替除去系を開始するまでの期間において，格納容器スプレイの実施基準に到達しない
本事象進展について，運転員による原子炉注水操作が有効性評価よりも遅れた場合の評価項目への影響について評価した。	本事象進展について，運転員による格納容器冷却操作及び原子炉注水操作が有効性評価よりも遅れた場合の評価項目への影響について評価した。	本事象進展について，運転員による原子炉注水操作が有効性評価よりも遅れた場合の評価項目への影響について評価した。	

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
2．評価項目への影響 操作遅れを想定し，注水開始時間を有効性評価における設定よりも20 分遅延（事象発生90 分後に原子炉注水を開始）した場合について，原子炉圧力容器の健全性及び格納容器破損防止対策の有効性に係る感度解析を行った。	2．　評価項目への影響 操作遅れを想定し，注水開始時間をベースケースにおける設定よりも 25 分遅延（事象発生 50 分後に原子炉注水開始）した場合について，原子炉圧力容器の健全性及び格納容器破損防止対策の有効性に係る感度解析を行った。	２．評価項目への影響 操作遅れを想定し，注水開始時間を有効性評価における設定よりも 30 分遅延（事象発生 60 分後に原子炉注水を開始）した場合について，原子炉圧力容器の健全性及び格納容器破損防止対策の有効性に係る感度解析を行った。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 注水遅れ時間の設定。 （以降，同様な相違については記載省略）
（1）原子炉圧力容器の健全性への影響 原子炉圧力容器の健全性の観点から，炉心内でのデブリの移行（リロケーション）※の発生有無を評価した。表1 に感度解析の評価結果を示す。また，操作20 分遅れのケースの原子炉水位及び注水流量の推移を図1，2 に示す。	(1)　原子炉圧力容器の健全性への影響 原子炉圧力容器の健全性の観点から，炉心内でのデブリの移行（リロケーション）※の発生有無を評価した。第１表に感度解析の評価結果を示す。また，操作 25 分遅れケースの炉心損傷状態を第１図に示す。	（１）原子炉圧力容器の健全性への影響 原子炉圧力容器の健全性の観点から，炉心内でのデブリの移行（リロケーション）※の発生有無を評価した。表１に感度解析の評価結果を示す。また，操作 30 分遅れのケースの原子炉水位及び注水流量の推移を図１，２に示す。	・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，リロケーションが発生しないことを確認しており，炉心の損傷状態の図は記載していない。
操作20 分遅れの場合においても，損傷炉心は炉心位置に保持され，リロケーションは発生しないことから，原子炉圧力容器の健全性は確保される。	操作 25 分遅れの場合においても，損傷した燃料は炉心位置に保持され，リロケーションは発生しないことから，原子炉圧力容器の健全性は確保される。	操作 30 分遅れの場合においても，損傷炉心は炉心位置に保持され，リロケーションは発生しないことから，原子炉圧力容器の健全性は確保される。	
※ここで言うリロケーションとは，炉心損傷後，溶融炉心が炉心下部プレナムに移行した状態を指す。	※　ここでのリロケーションとは，炉心損傷後，溶融炉心が炉心下部プレナムへ移行した状態を指す。	※ここで言うリロケーションとは，炉心損傷後，溶融炉心が炉心下部プレナムに移行した状態を指す。	
（2）格納容器破損防止対策の有効性への影響 格納容器破損防止対策の有効性の観点から，格納容器スプレイ開始時間及び格納容器限界圧力・限界温度の到達時間を評価した。表2 に感度解析の評価結果を示す。また，操作20 分遅れのケースにおける格納容器圧力及び格納容器温度の推移を図3，4 に示す。 操作20 分遅れの場合において，原子炉注水開始の遅れに伴い格納容器スプレイの開始時間は遅くなるが，図3，4 に示すとおり，格納容器スプレイ開始後は格納容器の圧力及び温度は制御される。また，操作20 分遅れの場合においても，原子炉格納容器の限界圧力に到達する時間は，有効性評価のケースと同じ約 38 時間後であり，格納容器圧力及び温度の上昇傾向への影響は	(2)　格納容器破損防止対策の有効性への影響 格納容器破損防止対策の有効性の観点から，格納容器冷却開始時間及び評価項目となる格納容器圧力・温度の到達時間を評価した。第２表に感度解析の評価結果を示す。 また，操作 25 分遅れケースにおいても，格納容器冷却開始後は格納容器圧力及び雰囲気温度は制御され，評価項目となる格納容器限界圧力・限界温度に到達することはない。また，サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達する時間は約 21 時間後であり，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇傾向への影響はほとんどない。	（２）格納容器破損防止対策の有効性への影響 格納容器破損防止対策の有効性の観点から，格納容器スプレイ開始時間及び格納容器ベント開始時間を評価した。表２に感度解析の評価結果を示す。また，操作 30 分遅れケースにおける格納容器圧力及び格納容器温度の推移を図３，４に示す。 操作 30 分遅れの場合においても，原子炉注水開始の遅れに伴い格納容器スプレイの開始時間は遅くなるが，図３，４に示すとおり，格納容器スプレイ開始後は原子炉格納容器の圧力及び温度は制御される。また，操作 30 分遅れの場合においても，サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達する時間は，約 34 時間後であり，格納容器圧力及び温度の	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

ほぼない。

3. まとめ

操作20 分遅れの場合においても，有効性評価のケースと同様に，原子炉圧力容器の健全性及び格納容器破損防止対策の有効性は維持される。したがって，原子炉注水操作は，有効性の確認された申請解析ケースに対して20 分程度の遅れの余裕がある。

表１　原子炉圧力容器の健全性に関する感度解析結果

ケース	損傷炉心の位置
有効性評価のケース （事象発生 70 分後に原子炉注水開始）	炉心位置に保持 （リロケーションは発生しない）
操作 20 分遅れのケース （事象発生 90 分後に原子炉注水開始）	炉心位置に保持 （リロケーションは発生しない）

表２　格納容器破損防止対策の有効性に関する感度解析結果

ケース	格納容器スプレイ開始時間	格納容器限界圧力・限界温度の到達時間 （格納容器ベント開始時間）
有効性評価のケース （事象発生 70 分後に原子炉注水開始）	約 2.0 時間後	約 38 時間後 （格納容器圧力が 0.62MPa[gage]に到達）
操作 20 分遅れのケース （事象発生 90 分後に原子炉注水開始）	約 2.3 時間後	約 38 時間後 （格納容器圧力が 0.62MPa[gage]に到達）

東海第二発電所（2018.9.12 版）

3.　まとめ

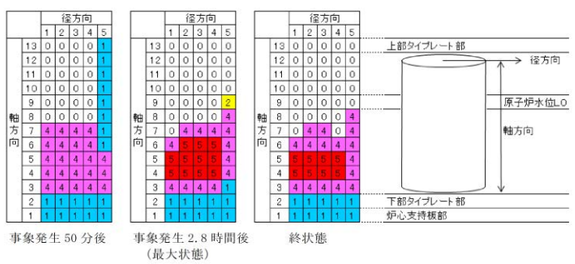
操作 25 分遅れケースにおいても，ベースケースと同様に原子炉圧力容器の健全性及び格納容器破損防止対策の有効性は維持される。したがって，原子炉注水操作は，ベースケースに対して 25 分の遅れの余裕があることを確認した。

第１表　原子炉圧力容器の健全性に関する感度解析結果

ケース	損傷炉心の位置
ベースケース （事象発生 25 分後に注水）	炉心位置に保持 （リロケーション発生せず）
操作 25 分遅れ （事象発生 50 分後に注水）	炉心位置に保持 （リロケーション発生せず）

第２表　格納容器破損防止対策の有効性に関する感度解析結果

ケース	代替格納容器スプレイ開始時間	通常水位＋6.5m 到達時間 （ベント開始時間）
ベースケース	約 3.9 時間	約 19 時間
操作 25 分遅れ	約 5.1 時間	約 21 時間



損傷状態のモデル
０：空洞
１：燃料が自立した状態
２：燃料が崩壊した状態
３：流路が減少した状態
４：流路が閉塞した状態
５：溶融プール状態

第１図　炉心の損傷状態

島根原子力発電所　２号炉

上昇傾向への影響はほぼない。

３．まとめ

操作 30 分遅れの場合においても，有効性評価のケースと同様に，原子炉圧力容器の健全性及び格納容器破損防止対策の有効性は維持される。したがって，原子炉注水操作は，有効性の確認された申請解析ケースに対して 30 分程度の遅れの余裕がある。

表１　原子炉圧力容器の健全性に関する感度解析結果

ケース	損傷炉心の位置
有効性評価のケース （事象発生 30 分後に原子炉注水開始）	炉心位置に保持 （リロケーションは発生しない）
操作 30 分遅れのケース （事象発生 60 分後に原子炉注水開始）	炉心位置に保持 （リロケーションは発生しない）

表２　格納容器破損防止対策の有効性に関する感度解析結果

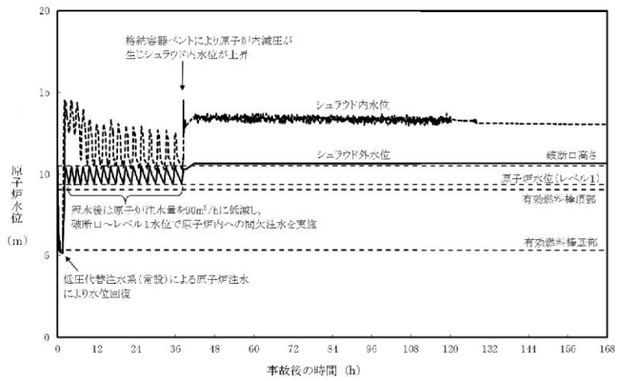
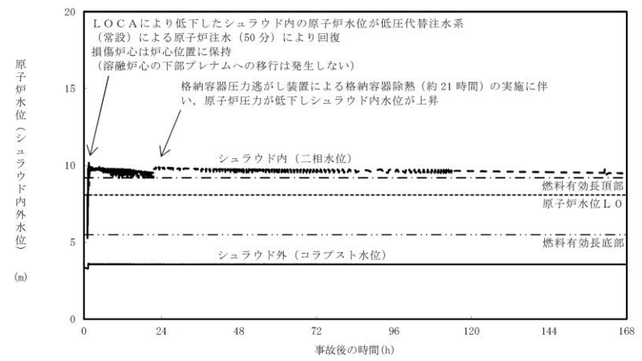
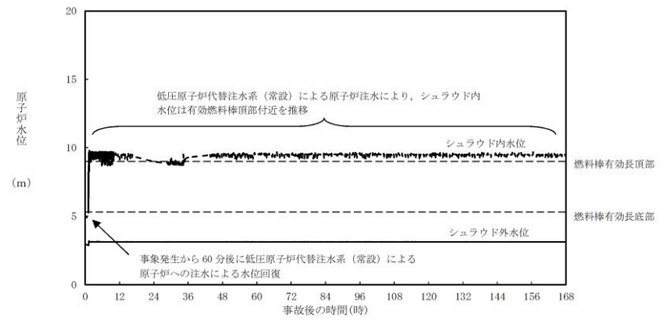
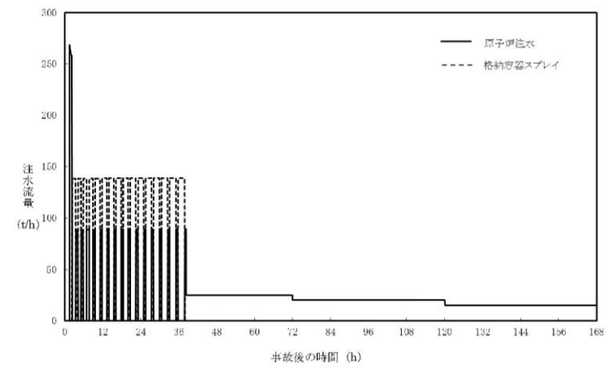
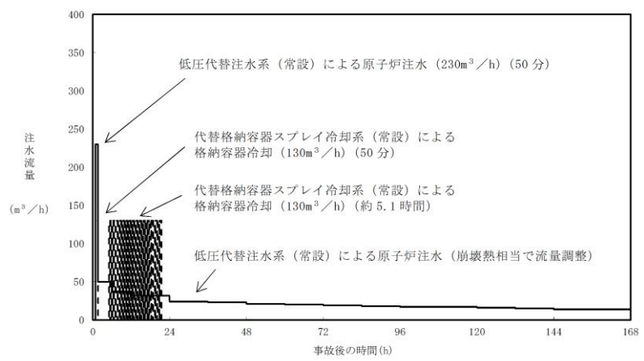
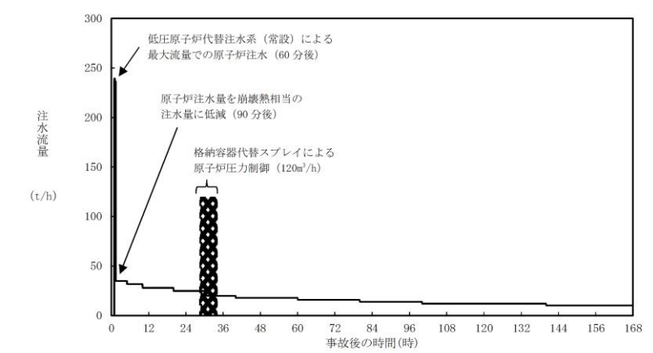
ケース	格納容器代替スプレイ開始時間	格納容器ベント開始時間 （サプレッション・プール水位が通常水位＋1.3m 到達）
有効性評価ケース （事象発生 30 分後に原子炉注水開始）	約 27 時間後	約 32 時間後
操作 30 分遅れのケース （事象発生 60 分後に原子炉注水開始）	約 29 時間後	約 34 時間後

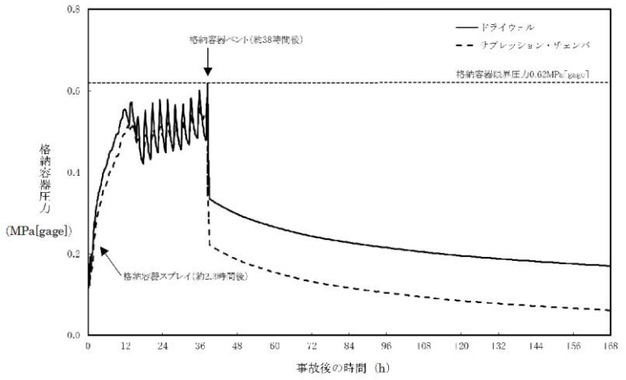
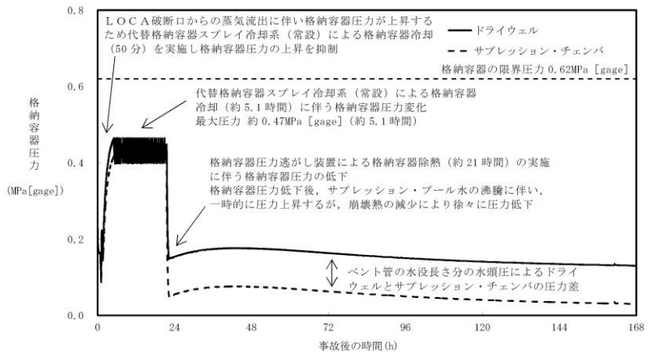
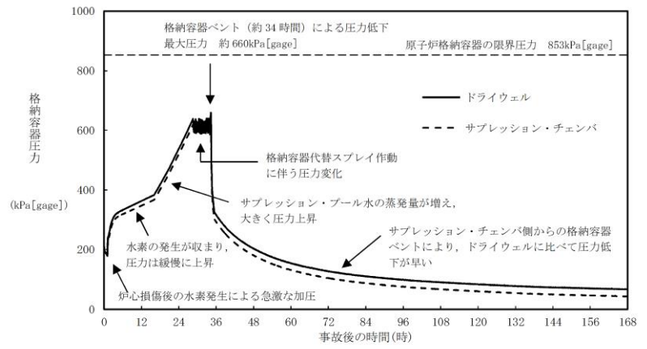
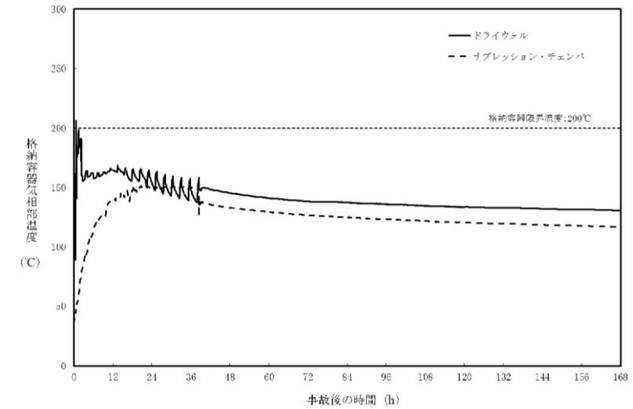
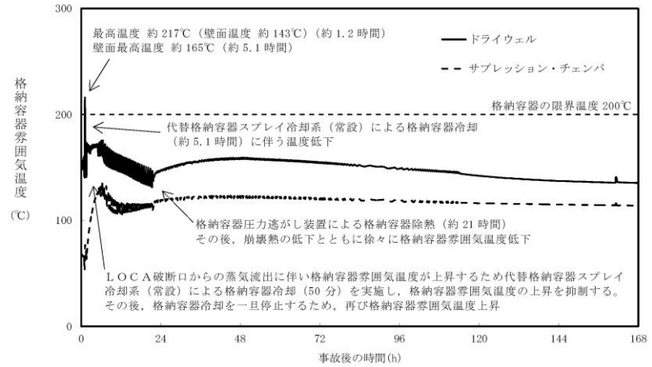
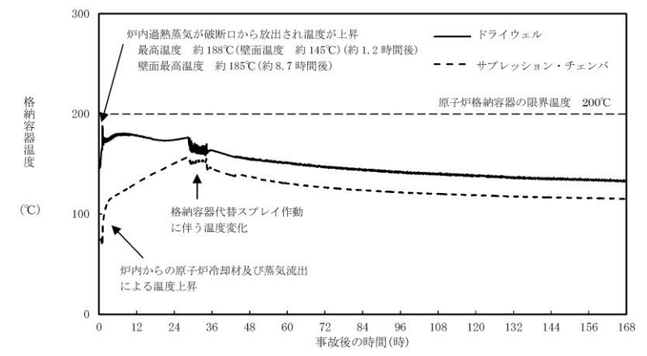
備考

格納容器ベント開始時間の相違。

・解析結果の相違
【柏崎 6/7，東海第二】
格納容器代替スプレイ開始時間及び格納容器ベント開始時間の相違。

・記載方針の相違
【東海第二】
島根２号炉は，リロケーションが発生しないことを確認しており，炉心の損傷状態の図は記載していない。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 図1.　操作20分遅れのケースにおける原子炉水位の推移	 第 2 図　操作 25 分遅れにおける原子炉水位の推移	 図１　操作 30 分遅れのケースにおける原子炉水位の推移	（ベースケースと同様の相違）
 図2.　操作20分遅れのケースにおける注水流量の推移	 第 3 図　操作 25 分遅れにおける注水流量の推移	 図２　操作 30 分遅れのケースにおける注水流量の推移	（ベースケースと同様の相違）

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 3.　操作 20 分遅れのケースにおける格納容器圧力の推移	 第 4 図　操作 25 分遅れにおける格納容器圧力の推移	 図３　操作 30 分遅れのケースにおける格納容器圧力の推移	（ベースケースと同様の相違）
 図4.　操作20分遅れのケースにおける格納容器気相部温度の推移	 第 5 図　操作 25 分遅れにおける格納容器雰囲気温度の推移	 図４　操作 30 分遅れのケースにおける格納容器温度の推移	（ベースケースと同様の相違）

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 3.1.3.8 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作開始を限界圧力接近時とした場合の影響 １．はじめに 今回の申請において示した解析ケース（以下「ベースケース」という。）では，事象発生約 32 時間後にサプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達する。手順上，サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m 到達により格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施することから，ベースケースではサプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m 到達時に格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作を実施している。 ここでは，格納容器圧力が限界圧力 853kPa[gage]に近接した場合に格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作を実施しても，格納容器過圧及び過温破損にかかる評価項目が判断基準を満足することを以下のとおり確認した。 ２．評価条件 ベースケースの評価条件に対する変更点は以下のとおり。この他の評価条件は，ベースケースの評価条件と同等である。 ・格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は，格納容器圧力が限界圧力 853kPa[gage]に接近した場合に実施する。 ３．評価結果 図１から図３に格納容器圧力，格納容器温度及びサプレッション・プール水位の推移を示す。 事象発生約 32 時間後にサプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達し，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイを停止することから，格納容器圧力は上昇する。その後，事象発生約 35 時間後に格納容器圧力が限界圧力 853kPa[gage]に接近したときに，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作を実施することで格納容器圧力は低下するため，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大	

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

値は原子炉格納容器の限界圧力 853kPa[gage]を超えない。また，原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最高値は約 197℃となり，原子炉格納容器の限界温度 200℃を超えない。なお，図３のサプレッション・プール水位の推移は，格納容器ベント実施後のベントクリア（ダウンカマ部からサプレッション・チェンバへの水の移行）及びサプレッション・チェンバ圧力の低下による体積膨張によるサプレッション・プール水位上昇を考慮した結果となっており，サプレッション・プール水位は最大で約 5.03m となる。

以上により，格納容器圧力が限界圧力 853kPa[gage]に近接した場合に格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作を実施しても，格納容器過圧及び過温破損にかかる評価項目が判断基準を満足することを確認した。

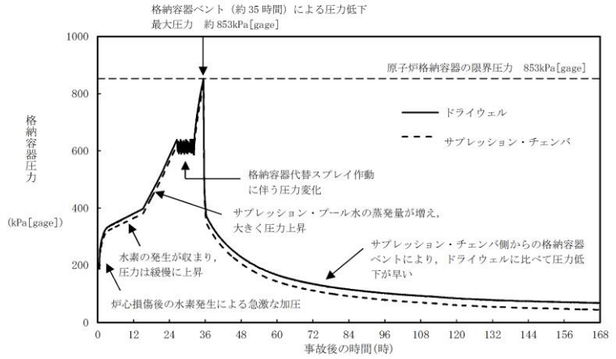


図１　格納容器圧力の推移

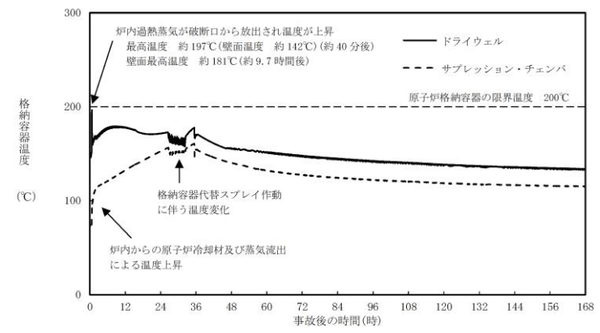


図２　格納容器温度の推移

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

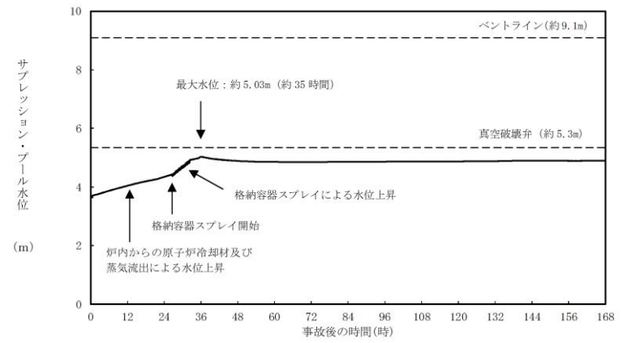
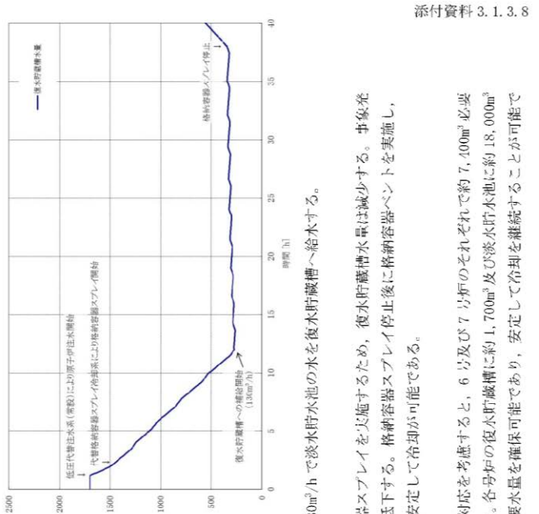


図３　サプレッション・プール水位の推移

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

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

添付資料 3.1.3.8



○水源
　復水貯蔵槽水量：約 1,700m³
　淡水貯水池：約 18,000m³
○水使用パターン
①低圧代替注水系（常設）による原子炉注水
　事象発生 70 分後から低圧代替注水系（常設）により注水する。
　炉水位は、破断口～原子炉水位低（レベル 1）の範囲で注水する（約 90m³/h）。
②代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ
　原子炉水位が破断口～原子炉水位低（レベル 1）の範囲で、
　格納容器スプレイを実施（140m³/h）。
③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送
　事象発生 12 時間後から可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）4 台を用いて 130m³/h で淡水貯水池の水を復水貯蔵槽へ給水する。
○時間評価（右上図）
　事象発生 12 時間までは復水貯蔵槽を水源として原子炉注水及び格納容器スプレイを実施するため、復水貯蔵槽水量は減少する。事象発生 12 時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため、水量の減少割合は低下する。格納容器スプレイ停止後に格納容器ベントを実施し、その後は崩壊熱相当で注水することから復水貯蔵槽の水位は回復し、以降安定して冷却が可能である。
○水源評価結果
　時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また，7 日間の対応を考慮すると，6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると，約 14,800m³ 必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量を確保可能であり，安定して冷却を継続することが可能である。

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

添付資料 3.1.3.10

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

1.　水源に関する評価

①　淡水源（有効水量）

・代替淡水貯槽　　：約 4,300m³

・西側淡水貯水設備：約 4,300m³

2.　水使用パターン

①　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

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

炉心水位回復後は，崩壊熱除去に相当する流量で注水する。

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

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

格納容器圧力が 0.465MPa[gage]に到達する事象発生約 3.9 時間後，代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。その後，格納容器圧力 0.465MPa[gage]到達で冷却開始，0.400MPa[gage]で停止の操作を継続する。

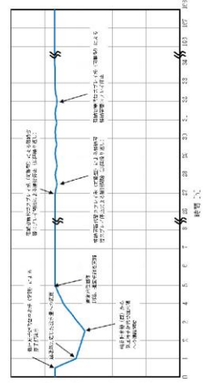
サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m に到達後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。

島根原子力発電所　２号炉

添付資料 3.1.3.9

7 日間における水源の対応について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

（残留熱代替除去系を使用しない場合）

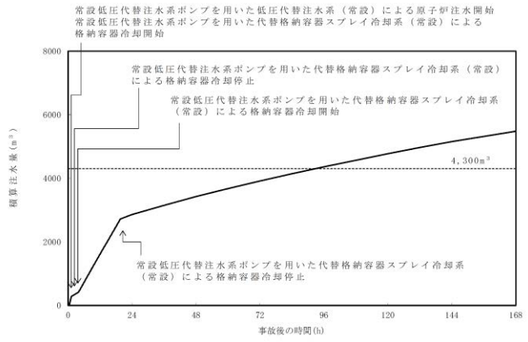


○水源
　低圧原子炉代替注水槽：740m³
　輪谷貯水槽（西）※：7,000 m³
　※設置許可基準規則 56 条【解釈】1b)項を満足するための代替淡水源（措置）
○水使用パターン
①低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水
　事象発生後，最大流量（250m³／h）で注水する。
　冠水後は，崩壊熱に応じた注水量で注水する。
②輪谷貯水槽（西）から低圧原子炉代替注水槽への移送
　事象発生 2 時間 30 分後から大量送水車を用いて 120m³/h で低圧原子炉代替注水槽へ移送する。
③代替格納容器スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイ
　事象発生 27 時間後から格納容器圧力に応じ，120 m³/h で間欠運転を実施。
○時間評価（右上図）
　事象発生後から 2 時間 30 分までは低圧原子炉代替注水槽を水源として原子炉注水及び格納容器スプレイを実施するため，低圧原子炉代替注水槽水量は減少する。事象発生 2 時間 30 分後から低圧原子炉代替注水槽への補給を開始するため水量は回復する。事象発生 27 時間後から格納容器圧力に応じた格納容器スプレイを実施するため，低圧原子炉代替注水槽への移送を一旦停止するが，格納容器スプレイは間欠運転であるため，格納容器スプレイ停止後は低圧原子炉代替注水槽への移送を再開し，以降，安定して冷却が可能である。
○水源評価結果
　時間評価の結果から低圧原子炉代替注水槽が枯渇することはない。また，7 日間の対応を考慮すると，約 3,200m³ 必要となる。低圧原子炉代替注水槽に約 740m³ 及び輪谷貯水槽（西）に約 7,000m³ の水を保有することから，必要水量は確保可能であり，安定して冷却を継続することが可能である。

備考

・評価結果の相違
【柏崎 6/7，東海第二】

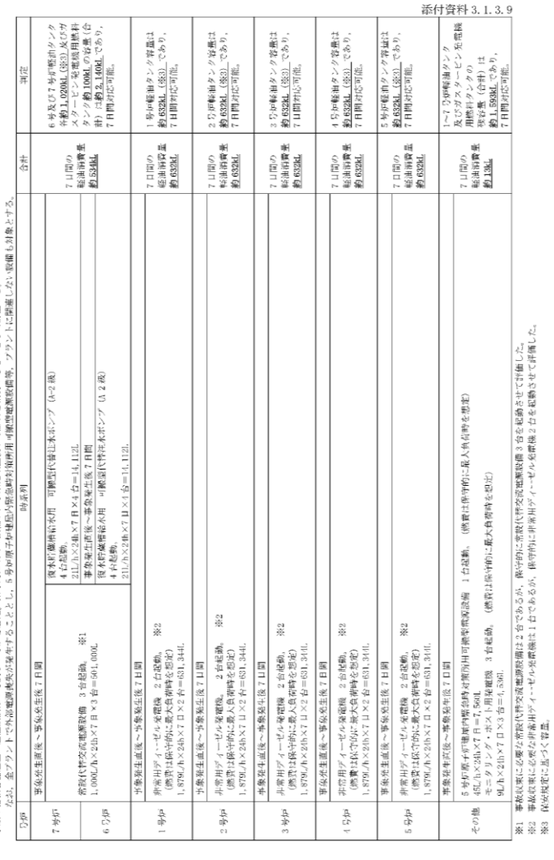
・解析条件の相違
【柏崎 6/7】
島根２号炉は，事象発生後から必要な可搬型設備を準備し，使用することを想定。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	③　西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給 事象発生約 42.6 時間（代替淡水貯槽の残量 1,000m^{3}到達時点）以降から可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給準備を開始し，準備完了後に西側淡水貯水設備の水を代替淡水貯槽へ補給する。 3.　時間評価 原子炉注水等によって，代替淡水貯槽の水量は減少する。 可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給の準備が完了する事象発生 45.6 時間時点で代替淡水貯槽は枯渇していない。その後，西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給を実施するため，代替淡水貯槽は枯渇することがない。  第１図　外部水源による積算注水量 （雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損） （代替循環冷却系を使用できない場合）） 4.　水源評価結果 時間評価の結果から，代替淡水貯槽が枯渇することはない。また，７日間の対応を考慮すると，合計約 5,490m^{3}の水が必要となる。代替淡水貯槽及び西側淡水貯水設備に合計約 8,600m^{3}の水を保有することから必要水量を確保している。このため，安定して冷却を継続することが可能である。	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

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

添付資料 3.1.3.9



プラント状況：6 号及び 7 号炉運転中，1～5 号炉停止中，
事象：格納容器過圧・過温破損は 6 号及び 7 号炉を想定，以下別に 6 号及び 7 号炉それぞれの状況は，事象発生直後から 7 日間，全プラント上での冷却源確保及び安全上の観点から燃料消費する設備を記載。
なお，全プラント上での冷却源確保及び安全上の観点から燃料消費する設備は，事象発生直後から 7 日間，全プラント上での冷却源確保及び安全上の観点から燃料消費する設備は，事象発生直後から 7 日間，

号炉	状況	合計	判定
7 号炉	6 号及び 7 号炉緊急時対策所用 可搬型代替注水大型ポンプ（A-2 級） 420.0L/h（燃料消費率）×24h×7 日×2 台＝141.12kL 6 号及び 7 号炉緊急時対策所用 可搬型代替注水中型ポンプ（A-2 級） 35.7L/h（燃料消費率）×24h×7 日×1 台＝6.0kL 6 号及び 7 号炉緊急時対策所用 電源車 411L/h（燃料消費率）×24h×7 日×1 台＝69.1kL 6 号及び 7 号炉緊急時対策所用 可搬型代替注水大型ポンプ（A-2 級） 420.0L/h（燃料消費率）×24h×7 日×1 台＝70.56kL 6 号及び 7 号炉緊急時対策所用 可搬型代替注水中型ポンプ（A-2 級） 35.7L/h（燃料消費率）×24h×7 日×1 台＝6.0kL 6 号及び 7 号炉緊急時対策所用 電源車 411L/h（燃料消費率）×24h×7 日×1 台＝69.1kL 合計＝約 1,400kL	7 日間の軽油消費量 約 1,400kL	6 号及び 7 号炉緊急時対策所用タンク容量は約 1,500kL（約 750kL×2 基）であり，7 日間対応可能。
6 号炉	所内共通電源設備　3 台起動，※1 1,000L/h×24h×7 日×3 台＝504,000L	7 日間の軽油消費量 約 504kL	6 号炉タンク容量は約 1,000kL（約 500kL×2 基）であり，7 日間対応可能。
7 号炉	所内共通電源設備　3 台起動，※1 1,000L/h×24h×7 日×3 台＝504,000L	7 日間の軽油消費量 約 504kL	7 号炉タンク容量は約 1,000kL（約 500kL×2 基）であり，7 日間対応可能。
1 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 所内共通電源設備　2 台起動，※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,870L/h×24h×7 日×2 台＝631,344L 事象発生直後～事象発生後 7 日間 所内ディーゼル発電機　2 台起動，※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,870L/h×24h×7 日×2 台＝631,344L	7 日間の軽油消費量 約 1,260kL	1 号炉タンク容量は約 1,500kL（約 750kL×2 基）であり，7 日間対応可能。
2 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 所内共通電源設備　2 台起動，※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,870L/h×24h×7 日×2 台＝631,344L 事象発生直後～事象発生後 7 日間 所内ディーゼル発電機　2 台起動，※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,870L/h×24h×7 日×2 台＝631,344L	7 日間の軽油消費量 約 1,260kL	2 号炉タンク容量は約 1,500kL（約 750kL×2 基）であり，7 日間対応可能。
3 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 所内共通電源設備　2 台起動，※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,870L/h×24h×7 日×2 台＝631,311L 事象発生直後～事象発生後 7 日間 所内ディーゼル発電機　2 台起動，※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,870L/h×24h×7 日×2 台＝631,311L	7 日間の軽油消費量 約 1,260kL	3 号炉タンク容量は約 1,500kL（約 750kL×2 基）であり，7 日間対応可能。
4 号炉	常設代替高圧電源装置　5 台起動 420.0L/h（燃料消費率）×24h×7 日×5 台＝352.8kL 可搬型代替注水中型ポンプ　1 台起動 35.7L/h（燃料消費率）×24h×7 日×1 台＝6.0kL 緊急時対策所用発電機　1 台起動 411L/h（燃料消費率）×24h×7 日×1 台＝69.1kL 合計＝約 428kL	7 日間の軽油消費量 約 428kL	4 号炉タンク容量は約 800kL（約 400kL×2 基）であり，7 日間対応可能。
5 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 所内共通電源設備　2 台起動，※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,870L/h×24h×7 日×2 台＝631,311L	7 日間の軽油消費量 約 631kL	5 号炉タンク容量は約 1,500kL（約 750kL×2 基）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 可搬型代替注水大型ポンプ（A-2 級）　1 台起動，（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 65L/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	5 号炉タンク容量は約 1,500kL（約 750kL×2 基）であり，7 日間対応可能。

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

東海第二発電所（2018.9.12 版）

添付資料 3.1.3.11

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

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
可搬型代替注水中型ポンプ　1 台起動 （西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給） 35.7L／h（燃料消費率）×168h（運転時間）×1 台（運転台数） ＝約 6.0kL	7 日間の軽油消費量 約 6.0kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約 210kL であり，7 日間対応可能
緊急時対策所用発電機　1 台起動 （燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定） 411L／h（燃料消費率）×168h（運転時間）×1 台（運転台数） ＝約 70.0kL	7 日間の軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kL であり，7 日間の対応可能

島根原子力発電所　２号炉

添付資料 3.1.3.10

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

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

時系列	合計	判定
ガスタービン発電機　1 台起動 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 2.09m³/h×24h×７日×１台＝351.12m³	7 日間の軽油消費量 約 416m³	ガスタービン発電機用軽油タンクの容量は約 450m³ であり，7 日間対応可能
大量送水車　1 台起動 0.0652m³/h×24h×７日×１台＝10.9536m³		
大型送水ポンプ車　1 台起動 0.31m³/h×24h×７日×１台＝52.08m³		
緊急時対策所用発電機　1 台 0.0469 m³/h×24h×７日×１台＝7.8792m³	7 日間の軽油消費量 約８m³	緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約 45m³ であり，7 日間対応可能

備考

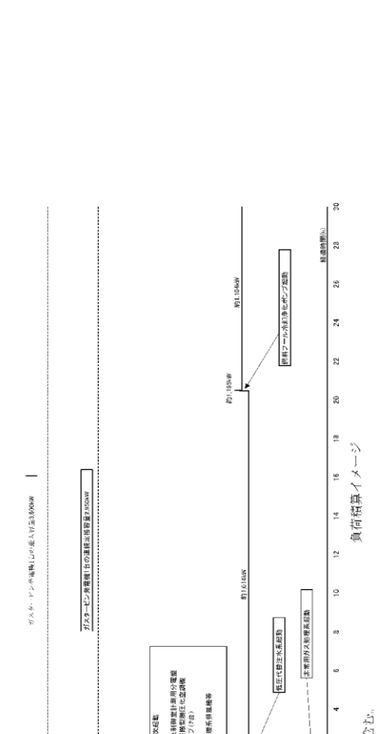
・設備設計の相違
【柏崎 6/7】
島根２号炉は，緊急時対策所用発電機用の燃料タンクを有している。また，モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。

・評価結果の相違
【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

添付資料 3.1.3.10

常設代替交流電源設備の負荷（格納容器過圧・過温破損）：代替循環冷却系を使用しない場合）



〈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 568kW
AM 用直流 125V 充電器盤	約 41kW
直流 125V 充電器盤 B	約 98kW
交流 120V 中央制御室計測用分電盤 A,B	約 12kW
非常用照明	約 100kW
中央制御室可搬型陽圧化空調機	3kW
復水移送ポンプ	55kW
復水移送ポンプ	55kW
燃料プール冷却浄化ポンプ（起動時）	90kW（181kW）
非常用ガス処理系排風機等	約 37kW
その他必要な設備	約 98kW
その他不要な設備	約 366kW
合計（運転減大容量）（最大容量）	約 1104kW（約 1195kW）

※非常用ガス処理系除外共装置，及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。

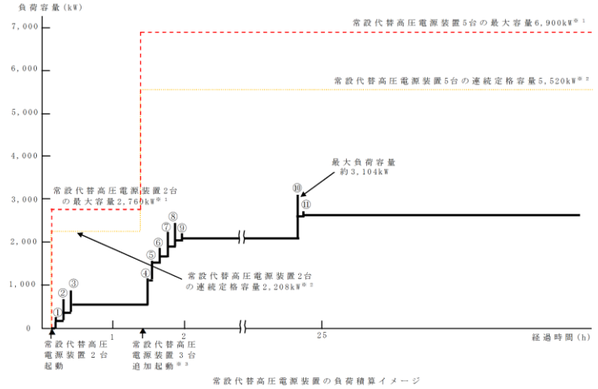
東海第二発電所（2018.9.12 版）

添付資料 3.1.3.12

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

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	緊急低圧代替注水系ポンプ	約 190	約 702	約 407
③	常設低圧代替注水系ポンプ	約 190	約 892	約 597
④	非常用母線２Ｃ自動起動負荷 ・直流125V充電器Ａ ・非常用照明※4 ・120／240V計装用主母線盤２Ａ ・その他必要な負荷 ・その他不要な負荷※4	約 79 約 108 約 134 約 14 約 234	約 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※4 ・120／240V計装用主母線盤２Ｂ ・その他不要な負荷※4	約 60 約 86 約 134 約 135	約 1,586	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	ほう酸水注入ポンプ	約 37	約 2,212	約 2,122
⑩	緊急海水ポンプ その他必要な負荷	約 510 約 4	約 3,104	約 2,636
⑪	代替燃料プール冷却系ポンプ	約 30	約 2,745	約 2,666



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

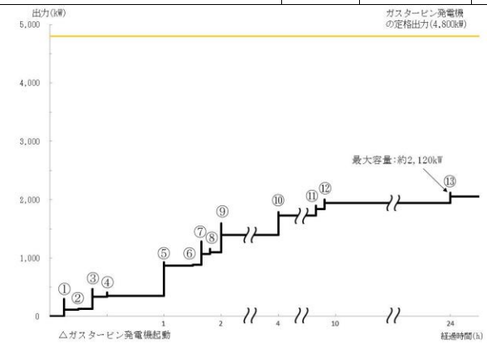
島根原子力発電所　２号炉

添付資料 3.1.3.11

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

主要負荷リスト
電源設備：ガスタービン発電機　　定格出力：4,800kW

起動順序	主要機器	負荷容量（kW）	負荷起動時の最大負荷容量（kW）	定常時の最大負荷容量（kW）
①	ガスタービン発電機付帯設備	約 111	約 300	約 111
②	代替所内電気設備負荷（自動投入負荷）	約 18	約 129	約 129
③	低圧原子炉代替注水ポンプ	約 210	約 471	約 339
④	低圧原子炉代替注水設備非常用送風機	約 15	約 409	約 354
⑤	充電器，非常用照明，非常用ガス処理系他（D 系高圧母線自動投入負荷）	約 512	約 932	約 866
⑥	格納容器水素濃度（ＳＡ），格納容器酸素濃度（ＳＡ）監視設備	約 20	約 886	約 886
⑦	A-中央制御室送風機	約 180	約 1,281	約 1,066
⑧	A-中央制御室非常用再循環送風機	約 30	約 1,158	約 1,096
⑨	A-中央制御室冷凍機	約 300	約 1,598	約 1,396
⑩	充電器，非常用照明，非常用ガス処理系他（C 系高圧母線自動投入負荷）	約 329	約 1,787	約 1,725
⑪	A-淡水ポンプ（移動式代替熱交換設備）	約 110	約 1,895	約 1,835
⑫	B-淡水ポンプ（移動式代替熱交換設備）	約 110	約 2,005	約 1,945
⑬	B-燃料プール冷却水ポンプ	約 110	約 2,120	約 2,055



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

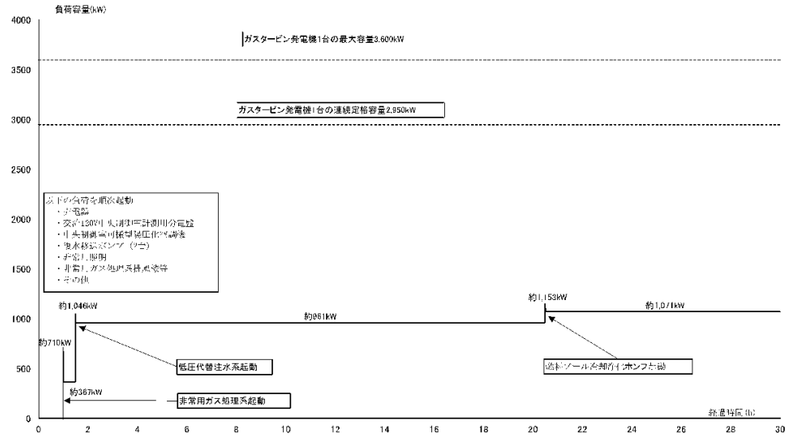
備考

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

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

〈7 号炉〉

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



負荷積算イメージ

※非常用ガス処理系湿分除去装置，及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。

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

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱 3.2.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策 (1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に至る可能性のあるプラント損傷状態は，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，TQUX，長期 TB，TBU 及び TBD である。 (2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では，発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉圧力が高い状況で原子炉圧力容器が損傷し，溶融炉心，水蒸気，水素ガス等が急速に放出され，原子炉格納容器雰囲気が直接加熱されることにより，急速に格納容器圧力が上昇する等，原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷が発生して原子炉格納容器の破損に至る。 したがって，本格納容器破損モードでは，溶融炉心，水蒸気及び水素ガスの急速な放出に伴い原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷が加えられることを防止するため，原子炉圧力容器破損までに逃がし安全弁の手動開操作により原子炉減圧を実施することによって，原子炉格納容器の破損を防止する。 また，原子炉圧力容器の下部から溶融炉心が落下するまでに，格納容器下部注水系（常設）によって原子炉格納容器下部に溶融炉心の冷却に十分な水位及び水量を確保するとともに，溶融炉心が落下するまで，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を実施する。溶融炉心の落下後は，格納容器下部注水系（常設）によって溶融炉心を冷却するとともに，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を実施する。その後，代替循環冷却系又は格納容器圧力逃がし装置によって原子炉格納容器の圧力及び温度を低下させる。	3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱 3.2.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策 (1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に至る可能性のあるプラント損傷状態は，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，ＴＱＵＸ，長期ＴＢ，ＴＢＵ及びＴＢＤである。 (2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では，発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉圧力が高い状況で原子炉圧力容器が損傷し，溶融炉心，水蒸気，水素等が急速に放出され，格納容器雰囲気が直接加熱されることにより，急速に格納容器圧力が上昇する等，格納容器に熱的・機械的な負荷が発生して格納容器の破損に至る。 したがって，本格納容器破損モードでは，溶融炉心，水蒸気及び水素の急速な放出に伴い格納容器に熱的・機械的な負荷が加えられることを防止するため，原子炉圧力容器破損までに逃がし安全弁の手動開操作により原子炉減圧を実施することによって，格納容器の破損を防止する。 また，原子炉圧力容器の下部から溶融炉心が落下するまでに，格納容器下部注水系（常設）によってペデスタル（ドライウェル部）に溶融炉心の冷却に必要な水位及び水量を確保するとともに，代替循環冷却系による格納容器除熱を実施する。溶融炉心の落下後は，代替循環冷却系による格納容器除熱を継続し，コリウムシールド及び格納容器下部注水系（常設）によって溶融炉心を冷却するとともに，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。その後，代替循環冷却系又は格納容器圧力逃がし装置によって格納容器の圧力及び温度を低下させる。	3.2　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱 3.2.1　格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策 (1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に至る可能性のあるプラント損傷状態は，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，ＴＱＵＸ，長期ＴＢ，ＴＢＵ及びＴＢＤである。 (2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では，発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉圧力が高い状況で原子炉圧力容器が損傷し，溶融炉心，水蒸気，水素ガス等が急速に放出され，原子炉格納容器雰囲気が直接加熱されることにより，急速に格納容器圧力が上昇する等，原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷が発生して原子炉格納容器の破損に至る。 したがって，本格納容器破損モードでは，溶融炉心，水蒸気及び水素ガスの急速な放出に伴い原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷が加えられることを防止するため，原子炉圧力容器破損までに逃がし安全弁の手動開操作により原子炉減圧を実施することによって，原子炉格納容器の破損を防止する。 また，原子炉圧力容器の下部から溶融炉心が落下するまでに，格納容器代替スプレイ系（可搬型）によってペデスタルに溶融炉心の冷却に必要な水位及び水量を確保するとともに格納容器冷却を実施する。溶融炉心の落下後は，コリウムシールド及びペデスタル代替注水系（可搬型）によって溶融炉心の冷却を実施する。その後，残留熱代替除去系又は格納容器フィルタベント系によって原子炉格納容器の圧力及び温度を低下させる。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，溶融炉心落下後（事象発生約 5.4 時間後）から残留熱代替除去系の運転開始（事象発生 10 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
			までの間に，格納容器スプレイ実施基準（格納容器圧力 1.5Pd 又は格納容器温度 190℃）に到達しない。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，サンプへの流入防止のためにペデスタル床面にコリウムシールドを設置しており，MAAP 解析において考慮していることから対策として記載。
	さらに，格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が可燃領域に至るまでに，格納容器内へ窒素を注入することによって，格納容器内における水素燃焼による格納容器の破損を防止する。	さらに，原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が可燃領域に至るまでに，原子炉格納容器内へ窒素を注入することによって，原子炉格納容器内における水素燃焼による原子炉格納容器の破損を防止する。	・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，可燃性ガス濃度の制御は SA 設備である可搬式窒素供給装置による窒素封入を実施することとしている。
なお，本格納容器破損モードの有効性評価を実施する上では，重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定し，原子炉圧力容器破損に至るものとする。	なお，本格納容器破損モードの有効性評価を実施する上では，原子炉圧力容器破損までは重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定し，原子炉圧力容器破損に至るものとする。一方，本格納容器破損モードに対しては，原子炉圧力容器破損後の格納容器破損防止のための重大事故等対策の有効性についても評価するため，原子炉圧力容器破損後は重大事故等対策に係る手順に基づきプラント状態を評価することとする。したがって，本評価では原子炉圧力容器破損後も原子炉圧力容器内に残存する放射性物質の冷却のために原子炉に注水する対策及び手順を整備することから，これを考慮した有効性評価を実施することとする。	なお，本格納容器破損モードの有効性評価を実施する上では，重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定し，原子炉圧力容器破損に至るものとする。	・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，シナリオの想定として，原子炉圧力容器破損後も原子炉圧力容器内を冷却するための原子炉注水が実施できないものとしている。
(3) 格納容器破損防止対策 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」で想定される事故シーケンスに対して，原子炉圧力	(3) 格納容器破損防止対策 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」で想定される事故シーケンスに対して，原子炉圧力	(3) 格納容器破損防止対策 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」で想定される事故シーケンスに対して，原子炉圧力	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
が高い状況で原子炉圧力容器が損傷し，溶融炉心，水蒸気，水素ガス等が急速に放出され，原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷が発生することに対して，原子炉減圧を可能とするため，逃がし安全弁の手動開操作による原子炉減圧手段を整備する。 　また，原子炉圧力容器破損前における格納容器温度の上昇を抑制し，逃がし安全弁の環境条件を緩和する観点から代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却手段を整備し，原子炉圧力容器破損後の格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却手段及び代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱手段並びに格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱手段を整備する。	が高い状況で原子炉圧力容器が損傷し，溶融炉心，水蒸気，水素等が急速に放出され，格納容器に熱的・機械的な負荷が発生することに対して，原子炉減圧を可能とするため，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動開操作による原子炉減圧手段を整備する。 　また，原子炉圧力容器破損前における格納容器雰囲気温度の上昇を抑制し，逃がし安全弁（自動減圧機能）の環境条件を緩和する観点から緊急用海水系による冷却水（海水）の確保手段及び代替循環冷却系による格納容器除熱手段を整備し，原子炉圧力容器破損後の格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制する観点から，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段，緊急用海水系による冷却水（海水）の確保手段及び代替循環冷却系による格納容器除熱手段並びに格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備する。	が高い状況で原子炉圧力容器が損傷し，溶融炉心，水蒸気，水素ガス等が急速に放出され，原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷が発生することに対して，原子炉減圧を可能とするため，自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動開操作による原子炉減圧手段を整備する。 　また，原子炉圧力容器破損前における格納容器温度の上昇を抑制し，自動減圧機能付き逃がし安全弁の環境条件を緩和する観点から格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段を整備し，原子炉圧力容器破損後の格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から，残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱手段並びに格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱手段を整備する。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 　島根２号炉は，溶融炉心落下後（事象発生約 5.4 時間後）から残留熱代替除去系の運転開始（事象発生 10 時間後）までの間に，格納容器スプレイ実施基準（格納容器圧力 1.5Pd 又は格納容器温度 190℃）に到達しない。 ・運用の相違 【柏崎 6/7】 　島根２号炉は，可燃性ガス濃度の制御は SA 設備である可搬式窒素供給装置による窒素封入を実施することとしている。 ・記載方針の相違 【東海第二】 　島根２号炉は，原子炉圧力容器破損以降のマネジメントは「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に記載の対応
なお，これらの原子炉圧力容器破損以降の格納容器過圧・過温に対応する手順及び重大事故等対策は「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」と同じである。	さらに，長期的な格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する観点から，可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入手段を整備する。	さらに，長期的な原子炉格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する観点から，可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内への窒素注入手段を整備する。 　なお，これらの原子炉圧力容器破損以降の格納容器過圧・過温に対する手順及び重大事故等対策は「3.1　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」と同じである。	

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
			と同じである旨を記載している。
本格納容器破損モードの防止及びそれ以降の一連の対応も含めた重大事故等対策の概要を以下の a.から j.に示すとともに，a.から j.の重大事故等対策における設備と手順の関係を第 3.2.1 表に示す。このうち，本格納容器破損モードに対する重大事故等対策は以下の a.から f.及び h.である。	本格納容器破損モードの防止及びそれ以降の一連の対応も含めた重大事故等対策の概要を以下のａ．からｑ．に示すとともに，ａ．からｑ．の重大事故等対策における設備と手順の関係を第 3.2－1 表に示す。このうち，本格納容器破損モードに対する重大事故等対策は以下のａ．からｈ．，ｊ．及びｋ．である。	本格納容器破損モードの防止及びそれ以降の一連の対応を含めた重大事故等対策の概要を以下のａ.からｋ.に示すとともに，ａ.からｋ.の重大事故等対策についての設備と手順の関係を第 3.2.1－1 表に示す。このうち，本格納容器破損モードに対する重大事故等対策は以下のａ.からｆ.及びｈ.である。	
本格納容器破損モードの防止及びそれ以降の一連の対応も含めた重大事故等対策の概略系統図を第 3.2.1 図から第 3.2.4 図に，対応手順の概要を第 3.2.5 図に示す。このうち，本格納容器破損モードの重大事故等対策の概略系統図は第 3.2.1 図及び第 3.2.3 図である。	本格納容器破損モードの防止及びそれ以降の一連の対応も含めた重大事故等対策の概略系統図を第 3.2－1 図に，対応手順の概要を第 3.2－2 図に示す。このうち，本格納容器破損モードの重大事故等対策の概略系統図は第 3.2－1 図（1／5）及び第 3.2－1 図（2／5）である。	本格納容器破損モードの防止及びそれ以降の一連の対応も含めた重大事故等対策の概略系統図を第 3.2.1－1(1)図から第 3.2.1－1(4)図に，対応手順の概要を第 3.2.1－2 図に示す。このうち，本格納容器破損モードの重大事故等対策の概略系統図は，第 3.2.1－1(1)図及び第 3.2.1－1(2)図である。	
本格納容器破損モードにおける評価事故シーケンスにおいて，事象発生 10 時間までの 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計 28 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任），当直副長 2 名，運転操作を行う運転員 12 名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名，緊急時対策要員（現場）は 8 名である。 また，事象発生 10 時間以降に追加で必要な要員は，代替原子炉補機冷却系作業等を行うための参集要員 26 名※1 である。必要な要員と作業項目について第 3.2.6 図に示す。	本格納容器破損モードにおける評価事故シーケンスにおいて，事象発生 2 時間までの重大事故等対策に必要な要員は，災害対策要員（初動）20 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直発電長 1 名，当直副発電長 1 名及び運転操作対応を行う当直運転員 4 名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う要員は 4 名，現場操作を行う重大事故等対応要員は 10 名である。 また，事象発生 2 時間以降に追加で必要な参集要員は，タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員 2 名である。必要な要員と作業項目について第 3.2－3 図に示す。	本格納容器破損モードにおける評価事故シーケンスにおいて，重大事故等対策に必要な要員は，緊急時対策要員 31 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長１名，当直副長１名，運転操作対応を行う運転員５名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う要員は５名，復旧班要員は 19 名である。必要な要員と作業項目について第 3.2.1－3 図に示す。	・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
なお，評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を評価事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，28 名で対処可能である。	なお，評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を評価事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，20 名で対処可能である。	なお，評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を評価事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，31 名で対処可能である。	・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な要員数は異なるが，タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお，これら要員 31 名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。
※1 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは取水機能の喪失を伴うものではないが，必要な要員の評価においては，保守的に代替原子炉補機冷却系の使用を想定。			
ａ．原子炉スクラム確認	ａ．原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認	ａ．原子炉スクラム確認	・記載箇所の相違

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。 原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，平均出力領域モニタ等である。	運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。 原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，平均出力領域計装等である。 全交流動力電源喪失を確認する。 全交流動力電源喪失を確認するために必要な計装設備は，Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧等である。	運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。 原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，平均出力領域計装である。	【東海第二】 島根２号炉は，全交流動力電源喪失の確認を「ｃ．」で記載。 ・設備の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，中性子源領域計装（ＳＲＭ）及び中間領域計装（ＩＲＭ），柏崎 6/7，東海第二は起動領域計装（ＳＲＮＭ）を採用している。柏崎 6/7，東海第二は，運転時挿入されているＳＲＮＭにより確認が可能な設備として，等を記載しているが，島根２号炉は，ＳＲＭ及びＩＲＭが運転時引き抜きのため，平均出力領域計装（ＡＰＲＭ）により確認することとしている。
ｂ．高圧・低圧注水機能喪失確認 原子炉スクラム後，原子炉水位は低下し続け，原子炉水位低で非常用炉心冷却系の自動起動信号が発生するが，全ての非常用炉心冷却系が機能喪失※2 していることを確認する。 非常用炉心冷却系の機能喪失を確認するために必要な計装設備は，各系統の流量指示等である。 ※2 非常用炉心冷却系による注水が出来ない状態。高圧炉心注水系及び低圧注水系の機能喪失が重畳する場合や高圧炉心注水系及び自動減圧系の機能喪失に伴い低圧注水系による原子炉注水ができない場合を想定。	ｂ．原子炉への注水機能喪失確認 原子炉スクラム後，原子炉水位は低下し続け，原子炉水位異常低下（レベル２）で原子炉隔離時冷却系が自動起動に失敗したことを確認する。 原子炉隔離冷却系の自動起動に失敗したことを確認後，中央制御室からの遠隔操作により原子炉隔離時冷却系の手動起動を試みるが失敗したことを確認する。 原子炉への注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は，原子炉隔離時冷却系系統流量等である。	ｂ．高圧・低圧注水機能喪失確認 原子炉スクラム後，原子炉水位は低下し続けるが，全ての非常用炉心冷却系等が機能喪失※1 していることを確認する。 非常用炉心冷却系等の機能喪失を確認するために必要な計装設備は，各ポンプの出口流量等である。 ※１ 非常用炉心冷却系等による注水が出来ない状態。高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系，残留熱除去系（低圧注水モード）及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失が重畳する場合や高圧炉心スプレイ系，原子炉隔離時冷却系及び自動減圧系の機能喪失に伴い低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，手動起動を含めて「非常用炉心冷却系等が機能喪失していることを確認する」と表現。また，島根２号炉は，非常用炉心冷却系等の「等」に RCIC が含まれている。

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
		原子炉注水ができない場合を想定。	
	ｃ．早期の電源回復不能判断及び対応準備 中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。これにより，常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電準備を開始する。	ｃ．全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備 外部電源が喪失するとともに，全ての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失する。これにより非常用高圧母線（6.9kV）が使用不能となり，全交流動力電源喪失に至る。 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。これにより，常設代替交流電源設備及び原子炉補機代替冷却系の準備を開始する。	・記載箇所の相違 【東海第二】 東海第二は，全交流動力電源喪失の確認を「ａ．」で記載。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，本シナリオの評価においてSBO の重畳を考慮する。 ・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，早期の電源回復不能判断により可搬設備を準備することについて記載。なお，緊急用M／Ｃの受電操作については，いずれのシーケンスにおいても記載しない方針としている。 ・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，残留熱代替除去系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。
	ｄ．常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電 早期の電源回復不能の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備から緊急用母線を受電する。 常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電を確認するために必要な計装設備は，緊急用M／Ｃ電圧である。		
	ｅ．緊急用海水系による冷却水（海水）の確保 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水機能喪失を確認した後，中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水ポンプを起動し，緊急用海水系に海水を通水する。 緊急用海水系による冷却水（海水）の確保を確認するために必要な計装設備は，緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）である。		
	ｆ．代替循環冷却系による格納容器除熱 緊急用海水系に海水を通水した後，中央制御室からの遠隔操作により代替循環冷却系ポンプを起動することで，代替循環冷却系による格納容器除熱※を開始する。 代替循環冷却系による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は，代替循環冷却系格納容器スプレイ流量，ドライウェル圧力及びサプレッション・チェンバ圧力であ		

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	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。 ※ 格納容器内の温度を低下させ，逃がし安全弁の環境条件を緩和する目的で実施する操作。		
【比較のため，「ｅ．」を記載】 ｅ．逃がし安全弁による原子炉急速減圧 原子炉水位の低下が継続し，有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達した時点で，原子炉注水の手段が全くない場合でも，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁２個を手動で開放し，原子炉を急速減圧する。 原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位及び原子炉圧力である。 原子炉急速減圧後は，逃がし安全弁の開状態を保持し，原子炉圧力を低圧状態に維持する。 【ここまで】	【比較のため，「ｈ．」を記載】 ｈ．逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉急速減圧 原子炉水位の低下が継続し，燃料有効長底部から燃料有効長の 20%上の位置に到達した時点で，原子炉注水の手段が全くない場合でも，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能）２個を手動で開放し，原子炉を急速減圧する。 原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位（燃料域），原子炉圧力等である。 原子炉急速減圧後は，逃がし安全弁（自動減圧機能）の開状態を保持し，原子炉圧力を低圧状態に維持する。 【ここまで】	ｄ．逃がし安全弁による原子炉急速減圧 原子炉水位の低下が継続し，燃料棒有効長底部から燃料棒有効長の 20%上の位置に到達した時点で，原子炉注水の手段が全くない場合でも，中央制御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁２個を手動で開放し，原子炉を急速減圧する。 原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位（燃料域），原子炉圧力及び原子炉圧力（ＳＡ）である。 原子炉急速減圧後は，自動減圧機能付き逃がし安全弁の開状態を保持し，原子炉圧力を低圧状態に維持する。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ジルコニウムー水反応が著しくなる前に減圧するという考え方は同じではあるが，感度解析結果の差異により，島根２号炉は，BAF＋20%で原子炉減圧を実施する。
ｃ．炉心損傷確認 原子炉水位が更に低下し，炉心が露出し，炉心損傷したことを確認する。炉心損傷の判断は，ドライウェル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合とする。 炉心損傷を確認するために必要な計装設備は，格納容器内雰囲気放射線レベルである。 また，炉心損傷判断後は，原子炉格納容器内の pH 制御のため薬品注入の準備を行う。サプレッション・チェンバのプール水の pH を 7 以上に制御することで，分子状無機よう素の生成が抑制され，その結果，有機よう素の生成についても抑制される。これにより，環境中への有機よう素の放出量を低減させることができる。なお，有効性評価においては，pH 制御には期待しない。	ｇ．炉心損傷確認 原子炉水位が更に低下し，炉心が露出し，炉心損傷したことを確認する。炉心損傷の判断は，ドライウェル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍以上となった場合とする。 炉心損傷を確認するために必要な計装設備は，格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｄ／Ｗ）及び格納容器雰囲気放射線モニタ（Ｓ／Ｃ）である。 また，炉心損傷判断後は，格納容器内のｐＨ制御のため薬品注入の準備を行う。サプレッション・チェンバのプール水のｐＨを 7 以上に制御することで，分子状無機よう素の生成が抑制され，その結果，有機よう素の生成についても抑制される。これにより，環境中への有機よう素の放出量を低減させることができる。なお，有効性評価においては，ｐＨ制御には期待しない。	ｅ．炉心損傷確認 原子炉水位が更に低下し，炉心が露出し，炉心損傷したことを確認する。炉心損傷の判断は，ドライウェル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合とする。 炉心損傷を確認するために必要な計装設備は，格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル）及び格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）である。 また，炉心損傷判断後は，原子炉格納容器内のｐＨ制御のため薬品注入の準備を行う。サプレッション・チェンバのプール水のｐＨを７以上に制御することで，分子状無機よう素の生成が抑制され，その結果，有機よう素の生成についても抑制される。これにより，環境中への有機よう素の放出量を低減させることができる。なお，有効性評価においては，ｐＨ制御には期待しない。	・運用の相違 【東海第二】 島根２号は，10 倍を超過した場合を炉心損傷の判断としているが，東海第二は，10 倍を含めて炉心損傷と判断するため「以上」としている。
ｄ．水素濃度監視 炉心損傷が発生すれば，ジルコニウムー水反応等により	【比較のため，「ｊ．」を記載】 ｊ．水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動 炉心損傷が発生すれば，ジルコニウムー水反応等により	ｆ．水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動 炉心損傷が発生すれば，ジルコニウムー水反応等により	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
水素ガスが発生することから，原子炉格納容器内の水素濃度を確認する。 原子炉格納容器内の水素濃度を確認するために必要な計装設備は，格納容器内水素濃度(SA)である。	水素が発生し，水の放射線分解により水素及び酸素が発生することから，格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）水位の確保を実施後，中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動し，格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。 格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認するために必要な計装設備は，格納容器内水素濃度（ＳＡ）及び格納容器内酸素濃度（ＳＡ）である。 *【ここまで】*	水素ガスが発生し，水の放射線分解により水素ガス及び酸素ガスが発生することから，中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動し，原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。 原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認するために必要な計装設備は，格納容器水素濃度（ＳＡ）及び格納容器酸素濃度（ＳＡ）である。	島根２号炉は，水素濃度及び酸素濃度監視設備を同時に起動する。 【東海第二】 島根２号炉は，事故時に原子炉圧力容器破損の徴候によりペデスタルに水張りをする運用としている。
ｅ．逃がし安全弁による原子炉急速減圧 原子炉水位の低下が継続し，有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達した時点で，原子炉注水の手段が全くない場合でも，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁２ 個を手動で開放し，原子炉を急速減圧する。 原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位及び原子炉圧力である。 原子炉急速減圧後は，逃がし安全弁の開状態を保持し，原子炉圧力を低圧状態に維持する。	ｈ．逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉急速減圧 原子炉水位の低下が継続し，燃料有効長底部から燃料有効長の 20%上の位置に到達した時点で，原子炉注水の手段が全くない場合でも，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能）２ 個を手動で開放し，原子炉を急速減圧する。 原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位（燃料域），原子炉圧力等である。 原子炉急速減圧後は，逃がし安全弁（自動減圧機能）の開状態を保持し，原子炉圧力を低圧状態に維持する。 （添付資料 3.2.1）		・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，炉心損傷前に原子炉急速減圧基準である BAF＋20%に到達するため，原子炉急速減圧を「ｅ．炉心損傷確認」の前の「ｄ．逃がし安全弁による原子炉急速減圧」に記載。
ｆ．代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却 原子炉圧力容器下鏡部温度 300℃到達により溶融炉心の炉心下部プレナムへの移行を確認した場合，格納容器圧力 0.465MPa[gage]到達を確認した場合又は格納容器温度 190℃到達を確認した場合は，中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ２ 台を使用した代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却※3 を実施する。また，　格納容器圧力 0.465MPa[gage]到達によって開始した場合は格納容器圧力が 0.39MPa[gage]以下となった時点で停止する。 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は，ドライウェル雰囲気温度，復水補給水系流量（RHR Ｂ 系代替注水流量）等である。			・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，溶融炉心落下後（事象発生約 5.4 時間後）から残留熱代替除去系の運転開始（事象発生 10 時間後）までの間に，格納容器スプレイ実施基準（格納容器圧力 1.5Pd 又は格納容器温度 190℃）に到達しない。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
また，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却と同時に原子炉格納容器内の pH 制御のため薬品注入を実施する。 ※3 原子炉格納容器内の温度を低下させ，逃がし安全弁の環境条件を緩和する目的で実施する操作。なお，本操作に期待しない場合であっても，評価上，原子炉圧力容器底部が破損に至るまでの間，逃がし安全弁は原子炉減圧機能を維持できる。 （添付資料 3.2.1）			・設備の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，ｐＨ制御のための薬品は常設タンクからの圧送によりサプレッション・チェンバに直接注入する構成となっているため，代替格納容器スプレイと同時に注入しない。
ｇ．原子炉格納容器下部への注水	ｉ．格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）水位の確保（解析上考慮しない操作） 代替循環冷却系による格納容器除熱を開始後，原子炉圧力容器破損に備えて中央制御室からの遠隔操作によって格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）の水位調整を行う。	ｇ．ペデスタルへの注水	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，格納容器代替スプレイ系（可搬型）にてペデスタルへ初期水張りを行い，ペデスタル水位に応じて停止する手順としている。
原子炉への注水手段がないため，炉心が溶融して炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行する。 炉心下部プレナムへの溶融炉心移行を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力容器下鏡部温度である。 原子炉圧力容器下鏡部温度 300℃到達により炉心下部プレナムへの溶融炉心移行を確認した場合，原子炉圧力容器破損に備えて中央制御室からの遠隔操作によって格納容器下部注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水を実施する。この場合の注水は，原子炉格納容器下部への水張りが目的であるため，原子炉格納容器下部の水位が 2m（注水量 180m³ 相当）に到達していることを確認した後，原子炉格納容器下部への注水を停止する。 原子炉格納容器下部への注水を確認するために必要な計装設備は，復水補給水系流量（格納容器下部注水流量）及び格納容器下部水位である。	格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）水位の確保を確認するために必要な計装設備は，低圧代替注水系格納容器下部注水流量，格納容器下部水位等である。	原子炉への注水手段がないため，炉心が溶融して炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行する。 炉心下部プレナムへの溶融炉心移行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。 原子炉圧力容器下鏡温度 300℃到達により炉心下部プレナムへの溶融炉心移行を確認した場合，原子炉圧力容器破損に備えて格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペデスタルへの注水※2を実施する。この場合の注水は，ペデスタルへの水張りが目的であるため，ペデスタルの水位が 2.4m（注水量 225m³）に到達していることを確認した後，ペデスタルへの注水を停止する。 ペデスタルへの注水を確認するために必要な計装設備は，格納容器代替スプレイ流量及びペデスタル水位である。	・運用の相違 【柏崎 6/7】 初期水張り深さの相違。
		※2 ペデスタル注水を格納容器代替スプレイ系（可搬型）にて実施することにより，原子炉格納容器内の温度を低下させ，逃がし安全弁の環境条件を緩和する効果がある。 なお，本操作に期待しない場合であっても，評価上，	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，格納容器代替スプレイ系（可搬型）にてペデスタルへ初

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
		原子炉圧力容器底部破損に至るまでの間，自動減圧機能付き逃がし安全弁は原子炉減圧機能を維持できる。	期水張りを行う手順としている。
	なお，有効性評価の解析条件としては，ペデスタル（ドライウェル部）には事象初期から約 1m の水位を形成していることから，本操作を考慮しないものとする。		・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，損傷炉心の冷却が未達成の場合にペデスタル内への初期水張りを行う。
また，原子炉格納容器下部への注水と同時に原子炉格納容器内の pH 制御のため薬品注入を実施する。			・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，残留熱代替除去系による溶融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱開始時点で原子炉格納容器の pH 調整を実施する。
	ｊ．水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動 炉心損傷が発生すれば，ジルコニウムー水反応等により水素が発生し，水の放射線分解により水素及び酸素が発生することから，格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）水位の確保を実施後，中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動し，格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。 格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認するために必要な計装設備は，格納容器内水素濃度（ＳＡ）及び格納容器内酸素濃度（ＳＡ）である。		・記載箇所の相違 【東海第二】 島根２号炉は，水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動を「ｆ．水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動」に記載。
ｈ．原子炉圧力容器破損確認 原子炉圧力容器破損を直接確認する計装設備はないため，複数のパラメータの変化傾向により判断する。 原子炉圧力容器破損の徴候として，原子炉水位の低下，制御棒位置の指示値喪失数増加，原子炉圧力容器下鏡部温度の指示値喪失数増加といったパラメータの変化が生じる。	ｋ．原子炉圧力容器破損確認 原子炉圧力容器破損の兆候として，原子炉水位の低下，制御棒位置の指示値の喪失数増加，原子炉圧力容器温度（下鏡部）の 300℃到達といったパラメータの変化を確認する。原子炉圧力容器温度（下鏡部）が 300℃に到達した場合には，原子炉圧力容器の破損を速やかに判断するために格納	ｈ．原子炉圧力容器破損確認 原子炉圧力容器破損を直接確認する計装設備はないため，複数のパラメータの変化傾向により判断する。 原子炉圧力容器破損の徴候として，原子炉水位の低下，制御棒位置の指示値喪失数増加，原子炉圧力容器下鏡温度の指示値喪失数増加といったパラメータの変化を確認する。原子炉圧力容器下鏡温度が 300℃に到達した場合には，原子炉圧力容器破損を速やかに判断するためにペデスタ	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 原子炉圧力容器の破損判断のマネジメントの相違。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
また，原子炉圧力の急激な低下，ドライウェルの圧力の急激な上昇，原子炉格納容器下部の雰囲気温度の急激な上昇といったパラメータの変化によって原子炉圧力容器破損を判断する。 これらにより原子炉圧力容器破損を判断した後は，原子炉圧力とドライウェルの圧力の差圧が 0.10MPa[gage]以下であること及び原子炉格納容器下部の雰囲気温度が飽和温度以上であることで原子炉圧力容器破損を再確認する。	容器下部水温を継続監視する。 格納容器下部水温の指示上昇又はダウンスケールといったパラメータの変化によって原子炉圧力容器破損を判断する。 原子炉圧力容器の破損判断に必要な計装設備は，格納容器下部水温等である。 （添付資料 3.2.2）	ル水温度等を継続監視する。 ペデスタル水温度の急激な上昇又は指示値喪失，原子炉圧力の急激な低下，ドライウェル圧力の急激な上昇，ペデスタルの雰囲気温度の急激な上昇といったパラメータの変化によって原子炉圧力容器破損を判断する。 これらにより原子炉圧力容器破損を判断した後は，原子炉圧力とドライウェル圧力の差圧が 0.25MPa[gage]以下であること及びペデスタルの雰囲気温度が飽和温度以上であることで原子炉圧力容器破損を再確認する。 原子炉圧力容器の破損判断に必要な計装設備は，ペデスタル水温度（ＳＡ）等である。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】
	１．代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却（原子炉圧力容器破損後） 原子炉圧力容器破損の判断後，中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を開始する。 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却（原子炉圧力容器破損後）を確認するために必要な計装設備は，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用）等である。		・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，原子炉圧力容器破損判断にて格納容器スプレイによる格納容器冷却を実施する手順としていない。
ｉ．溶融炉心への注水 溶融炉心の冷却を維持するため，原子炉圧力容器が破損し，溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下した後は，格納容器下部注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水を崩壊熱相当の流量にて継続して行う。	ｍ．溶融炉心への注水 溶融炉心の冷却を維持するため，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ冷却（原子炉圧力容器破損後）を実施後，中央制御室からの遠隔操作により格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）注水を水位 2.75m まで実施する。以降は，ペデスタル（ドライウェル部）満水付近で溶融炉心の冠水状態を維持するとともに，サプレッション・プール水位の上昇を抑制し，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の遅延を図り，可能な限り外部への影響を軽減する観点から，2.25m から 2.75m の範囲に水位を維持する。	ｉ．溶融炉心への注水 溶融炉心の冷却を維持するため，原子炉圧力容器が破損し，溶融炉心がペデスタルに落下した後は，ペデスタル代替注水系（可搬型）によるペデスタルへの注水を崩壊熱相当に余裕を見た流量にて継続して行う。	・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，圧力容器破損後の溶融炉心への注水を，崩壊熱相当に余裕をみた流量にて行うのに対し，東海第二は，ドライウェル水位で管理する手順としている。
格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水を確認するために必要な計装設備は，復水補給水系流量（格納容器下部注水流量）等である。 格納容器下部注水系（常設）により溶融炉心の冷却が継	格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）注水を確認するために必要な計装設備は，低圧代替注水系格納容器下部注水流量等である。 格納容器下部注水系（常設）により溶融炉心の冷却が継	ペデスタル代替注水系（可搬型）によるペデスタル注水を確認するために必要な計装設備は，ペデスタル代替注水流量等である。 ペデスタル代替注水系（可搬型）により溶融炉心の冷却	・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
続して行われていることは，復水補給水系流量（格納容器下部注水流量）のほか，格納容器下部水位計によっても確認することができるが，原子炉圧力容器破損時の影響により，格納容器下部水位計による監視ができない場合であっても，以下の条件の一部又は全てから総合的に溶融炉心の冷却が継続して行われていることを把握することができる。 ・ 原子炉格納容器下部の雰囲気温度が飽和温度程度で推移していること ・ ドライウェルの雰囲気温度が飽和温度程度で推移していること ・ 原子炉格納容器内の水素濃度の上昇が停止すること これらは，短時間ではなく数時間の推移を確認する。 溶融炉心の冷却維持は，主に格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水によって実施するが，サプレッション・チェンバ・プール水位がリターンライン高さ（通常運転水位+約 1.5m）を超える場合には，リターンラインを通じたサプレッション・チェンバのプール水の原子炉格納容器下部への流入による溶融炉心の冷却に期待でき，サプレッション・チェンバ・プール水位計によってこれを推定することができる。	続して行われていることは，低圧代替注水系格納容器下部注水流量のほか，格納容器下部水位によっても確認することができる。 （添付資料 3.2.3）	が継続して行われていることは，ペデスタル代替注水流量のほか，ペデスタル水位によっても確認することができるが，原子炉圧力容器破損時の影響により，ペデスタル水位による監視ができない場合であっても，以下の条件の一部又は全てから総合的に溶融炉心の冷却が継続して行われていることを把握することができる。 ・ペデスタルの雰囲気温度が飽和温度程度で推移していること ・ドライウェルの雰囲気温度が飽和温度程度で推移していること ・原子炉格納容器内の水素濃度の上昇が停止すること これらは，短時間ではなく数時間の推移を確認する。	・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，ペデスタル水位が確認できない場合の溶融炉心冷却継続の確認方法について記載している。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 ABWR と BWR－5 の設計の相違により，島根２号炉は，サプレッション・チェンバのプール水のペデスタルへの流入による溶融炉心の冷却には期待できない。
ｊ．代替循環冷却系による溶融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱※4 代替原子炉補機冷却系の準備が完了した後，復水移送ポンプを停止し，代替循環冷却系の運転の準備を実施する。代替循環冷却系の運転の準備が完了した後，代替原子炉補機冷却系を用いた代替循環冷却系の運転による溶融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱を開始する。代替循環冷却系の循環流量は，復水補給水系流量計（格納容器下部注水流量）及び復水補給水系流量計（RHRB 系代替注水流量）を用いて格納容器下部注水弁と格納容器スプレイ弁を中央制御室か	ｎ．代替循環冷却系による格納容器除熱（原子炉圧力容器破損後） 原子炉圧力容器破損後，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却（原子炉圧力容器破損後）により格納容器圧力が低下することを確認した後は，中央制御室からの遠隔操作により代替循環冷却系の注水先を原子炉注	ｊ．残留熱代替除去系による溶融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱 原子炉補機代替冷却系の準備及び残留熱代替除去系の運転の準備が完了した後，原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱代替除去系による溶融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱を開始する。残留熱代替除去系の循環流量は，残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量を用いて格納容器スプレイ弁を中央制御室から遠隔操作することで，格納容器スプレイによるペデスタル注水を実施する。	・運用及び設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，外部水源の持ち込みを制限し格納容器ベントを回避するため，内部水源である残留熱代替除去系に

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
ら遠隔操作することで，格納容器下部注水と格納容器スプレイに分配し，それぞれ連続で格納容器下部注水及び格納容器スプレイを実施する。 代替循環冷却系による溶融炉心冷却を確認するために必要な計装設備は，復水補給水系流量（格納容器下部注水流量）等であり，原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は，復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量），格納容器内圧力，サプレッション・チェンバ・プール水温度等である。	水と格納容器スプレイに分配し，それぞれ連続で原子炉注水と格納容器スプレイを実施する。 代替循環冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，代替循環冷却系原子炉注水流量であり，格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は，代替循環冷却系格納容器スプレイ流量，ドライウェル圧力及びサプレッション・チェンバ圧力，サプレッション・プール水温度等である。	残留熱代替除去系による溶融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は，残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量，ドライウェル圧力（ＳＡ），サプレッション・プール水温度（ＳＡ）等である。	による溶融炉心冷却及び格納容器除熱を開始し，外部水源であるペデスタル代替注水系（可搬型）を停止する手順としている。 なお，島根２号炉のようなMark-Ⅰ改の場合，格納容器スプレイ水がペデスタルへ流入するため，残留熱代替除去系による格納容器スプレイはペデスタル注水を兼ねている。
※4　本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは取水機能の喪失を伴うものではないが，代替循環冷却系による除熱量の評価においては，保守的に代替原子炉補機冷却系の設計値を用いる。			
	ｏ．代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却（格納容器圧力制御） 代替循環冷却系による格納容器除熱（原子炉圧力容器破損後）を実施後，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を一旦停止する。 格納容器圧力が 0.465MPa［gage］に到達した場合，中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を再開し，格納容器圧力を 0.400MPa［gage］から 0.465MPa［gage］の範囲で制御する。 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用）等である。		・解析結果の相違 【東海第二】 島根２号炉は，残留熱代替除去系の運転開始後に格納容器圧力による格納容器スプレイ実施基準に到達しない。
	ｐ．可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入 格納容器内酸素濃度が 4.0vol％（ドライ条件）に到達した場合，可搬型窒素供給装置を用いて格納容器内へ窒素を注入することで，格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する。	ｋ．可搬式窒素供給装置を用いた原子炉格納容器内への窒素注入 残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱を実施した場合，可搬式窒素供給装置を用いて原子炉格納容器内へ窒素を注入することで，原子炉格納容器内酸素濃度の上昇	・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，可燃性ガス濃度の抑制は，SA 設備である可搬式窒素

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
		を抑制する。 可搬式窒素供給装置を用いた原子炉格納容器内への窒素注入を確認するために必要な計装設備は，格納容器酸素濃度（ＳＡ）である。	供給装置による窒素注入を実施することとしている。 ・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，酸素濃度基準ではなく，残留熱代替除去系等による原子炉格納容器内の除熱を開始した場合に，窒素ガス供給を行う。
	ｑ．タンクローリによる燃料給油操作 タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型窒素供給装置に燃料給油を実施する。		・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，可搬式窒素供給装置に限らず，燃料補給操作は適宜実施としていることから，いずれのシーケンスも燃料補給操作を記載しない方針としている。
3.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，プラント損傷状態を TQUX とし，事象進展が早く炉心損傷までの時間余裕の観点で厳しい過渡事象を起因事象とし，逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が維持される「過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗（＋DCH 発生）」である。 本評価事故シーケンスは「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の格納容器破損防止対策の有効性を評価するためのシーケンスであることから，炉心損傷までは事象を進展させる前提での評価となる。このため，前提とする事故条件として，設計基準事故対処設備による原子炉注水機能（非常	3.2.2　格納容器破損防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，プラント損傷状態をＴＱＵＸとし，事象進展が早く炉心損傷までの時間余裕の観点で厳しい過渡事象を起因事象とし，逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が維持される「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗（＋ＤＣＨ）」である。 本評価事故シーケンスは「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の格納容器破損防止対策の有効性を評価するためのシーケンスであることから，炉心損傷までは事象を進展させる前提での評価となる。このため，前提とする事故条件として，設計基準事故対処設備による原子炉注水機能（非常	3.2.2　格納容器破損防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，プラント損傷状態をＴＱＵＸとし，事象進展が早く炉心損傷までの時間余裕の観点で厳しい過渡事象を起因事象とし，逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が維持される「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗＋原子炉注水失敗＋ＤＣＨ発生」である。 本評価事故シーケンスは「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の格納容器破損防止対策の有効性を評価するためのシーケンスであることから，炉心損傷までは事象を進展させる前提での評価となる。このため，前提とする事故条件	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
用炉心冷却系）のみならず，重大事故等対処設備による原子炉注水機能を含む全ての原子炉注水機能が使用できないものと仮定した。また，高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の発生防止を確認する観点から，原子炉圧力容器破損に至る前提とした。	用炉心冷却系及び原子炉隔離時冷却系）のみならず，重大事故等対処設備による原子炉注水機能を含む全ての原子炉注水機能が使用できないものと仮定した※。また，高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の発生防止を確認する観点から，原子炉圧力容器破損に至る前提とした。 ※ 原子炉圧力容器破損後は，原子炉圧力容器内の冷却を考慮し，代替循環冷却系による原子炉注水を行うものとする。	として，設計基準事故対処設備による原子炉注水機能（非常用炉心冷却系）のみならず，重大事故等対処設備による原子炉注水機能を含む全ての原子炉注水機能が使用できないものと仮定した。また，高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の発生防止を確認する観点から，原子炉圧力容器破損に至る前提とした。	・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，シナリオの想定として，原子炉圧力容器破損後も原子炉圧力容器内を冷却するための原子炉注水が実施できないものとしている。
仮に炉心損傷後の原子炉注水に期待できる場合には，原子炉圧力容器が破損するまでの時間の遅れや原子炉格納容器下部への落下量の抑制等，事象進展の緩和に期待できると考えられるが，本評価の前提とする事故条件は原子炉注水による事象進展の緩和の不確かさを包絡する保守的な条件である。	仮に炉心損傷後の原子炉注水に期待できる場合には，原子炉圧力容器が破損するまでの時間の遅れやペデスタル（ドライウェル部）への落下量の抑制等，事象進展の緩和に期待できると考えられるが，本評価の前提とする事故条件は原子炉注水による事象進展の緩和の不確かさを包絡する保守的な条件である。	仮に炉心損傷後の原子炉注水に期待できる場合には，原子炉圧力容器が破損するまでの時間の遅れやペデスタルへの落下量の抑制等，事象進展の緩和に期待できると考えられるが，本評価の前提とする事故条件は原子炉注水による事象進展の緩和の不確かさを包絡する保守的な条件である。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，本シナリオの評価において全交流動力電源喪失の重畳を考慮する。
	さらに，本評価事故シーケンスにおいては，電源の復旧，注水機能の確保等，必要となる事故対処設備が多く，格納容器への注水・除熱を実施するまでの対応時間を厳しく評価する観点から，全交流動力電源喪失の重畳を考慮する。	さらに，本評価事故シーケンスにおいては，電源の復旧，注水機能の確保等，必要となる事故対処設備が多く，原子炉格納容器への注水・除熱を実施するまでの対応時間を厳しく評価する観点から，全交流動力電源喪失の重畳を考慮する。	
なお，格納容器過圧・過温破損の観点については，「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」にて示したとおり，LOCA をプラント損傷状態とする評価事故シーケンスで確認している。これは，過圧の観点では LOCA によるドライウェルへの蒸気の放出及び原子炉注水による蒸気の発生が重畳する事故シーケンスへの対応が最も厳しいためであり，過温の観点では，事象初期に炉心が露出し過熱状態に至る事故シーケンスへの対応が最も厳しいためである。また，本格納容器破損モードを評価する上では，原子炉圧力容器が高圧の状態で破損に至る事故シーケンスを選定する必要があることから，LOCA をプラント損傷状態とする事故シーケンスは，本格納容器破損モードの評価事故シーケンスには適さない。 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスに示される，炉心損傷前に原子炉減圧に失敗し，炉心損傷後に再度原子炉減圧を試みる状況としては，炉心損傷前の段階で非常用炉心冷却系である低圧注水系のみならず，重大事故等対処設備である低圧代替注水系（常設）等を含む全ての低圧注水機能が	なお，格納容器過圧・過温破損の観点については，「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」にて示したとおり，ＬＯＣＡをプラント損傷状態とする評価事故シーケンスで確認している。これは，過圧の観点ではＬＯＣＡによるドライウェルへの蒸気の放出及び原子炉注水による蒸気の発生が重畳する事故シーケンスへの対応が最も厳しいためであり，過温の観点では，事象初期に炉心が露出し過熱状態に至る事故シーケンスへの対応が最も厳しいためである。また，本格納容器破損モードを評価する上では，原子炉圧力容器が高圧の状態で破損に至る事故シーケンスを選定する必要があることから，ＬＯＣＡをプラント損傷状態とする事故シーケンスは，本格納容器破損モードの評価事故シーケンスには適さない。 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスに示される，炉心損傷前に原子炉減圧に失敗し，炉心損傷後に再度原子炉減圧を試みる状況としては，炉心損傷前の段階で非常用炉心冷却系である残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系のみならず，重大事故等対処設備である低圧代替注水	なお，格納容器過圧・過温破損の観点については，「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」にて示したとおり，ＬＯＣＡをプラント損傷状態とする評価事故シーケンスで確認している。これは，過圧の観点ではＬＯＣＡによるドライウェルへの蒸気の放出及び原子炉注水による蒸気の発生が重畳する事故シーケンスへの対応が最も厳しいためであり，過温の観点では，事故初期に炉心が露出し過熱状態に至る事故シーケンスへの対応が最も厳しいためである。また，本格納容器破損モードを評価する上では，原子炉圧力容器が高圧の状態で破損に至る事故シーケンスを選定する必要があることから，ＬＯＣＡをプラント損傷状態とする事故シーケンスは，本格納容器破損モードの評価事故シーケンスには適さない。 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスに示される，炉心損傷前に原子炉減圧に失敗し，炉心損傷後に再度原子炉減圧を試みる状況としては，炉心損傷前の段階で非常用炉心冷却系である残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系のみならず，重大事故等対処設備である低圧原子	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
失われることで「2.2 高圧注水・減圧機能喪失」に示した代替自動減圧ロジックが作動せず，全ての低圧注水機能が失われている場合の手順に従って原子炉減圧しないまま炉心損傷に至る状況が考えられる。 手順上，全ての低圧注水機能が失われている状況では，原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達する時点までは原子炉を減圧しない。この原子炉減圧のタイミングは，原子炉水位が有効燃料棒頂部以下となった場合，原子炉減圧を遅らせた方が，原子炉圧力容器内の原子炉冷却材の量を多く維持できるため，原子炉圧力容器破損に至る時間を遅らせることができる一方で，ジルコニウムー水反応等が著しくなる前に原子炉を減圧することで水素ガスの発生量を抑えられることを考慮して設定したものである。また，代替自動減圧ロジックは低圧注水系の起動が作動条件の一つであるため，低圧注水系が失われている状況では作動しない。 これを考慮し，本評価では評価事故シーケンスに加えて全ての低圧注水機能も失われている状況を想定した。 なお，この評価事故シーケンスへの対応及び事象進展は，「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」の評価事故シーケンスへの対応及び事象進展と同じものとなる。 本格納容器破損モードではプラント損傷状態を TQUX とし，「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」ではプラント損傷状態を TQUV としており，異なるプラント状態を選定している。TQUX と TQUV では喪失する設計基準事故対処設備が異なり，原子炉減圧について，TQUV では設計基準事故対処設備である逃がし安全弁の機能に期待し，TQUX では重大事故等対処設備としての逃がし安全弁の機能に期待する点が異なる。手順に従う場合，TQUV では原子炉減圧機能は維持されているが低圧注水機能を喪失しているため，原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達した時点で逃がし安全弁の手動開操作によって原子炉を減圧することとなる。また，TQUX は高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱に進展し得るとして選定したプラント損傷状態であるが，	系（常設）等を含む全ての低圧注水機能が失われることで「2.2 高圧注水・減圧機能喪失」に示した過渡時自動減圧機能が作動せず，全ての低圧注水機能が失われている場合の手順に従って原子炉減圧しないまま炉心損傷に至る状況が考えられる。 手順上，全ての低圧注水機能が失われている状況では，原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の20%上の位置に到達する時点までは原子炉を減圧しない。この原子炉減圧のタイミングは，原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合，原子炉減圧を遅らせた方が，原子炉圧力容器内の原子炉冷却材の量を多く維持できるため，原子炉圧力容器破損に至る時間を遅らせることができる一方で，ジルコニウムー水反応等が著しくなる前に原子炉を減圧することで水素の発生量を抑えられることを考慮して設定したものである。また，過渡時自動減圧機能は低圧注水機能の起動が作動条件の一つであるため，低圧注水機能が失われている状況では作動しない。 これを考慮し，本評価では評価事故シーケンスに加えて全ての低圧注水機能も失われている状況を想定した。 なお，この評価事故シーケンスへの対応及び事象進展は，「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」の評価事故シーケンスへの対応及び事象進展と同じものとなる。 本格納容器破損モードではプラント損傷状態をＴＱＵＸとし，「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」ではプラント損傷状態をＴＱＵＶとしており，異なるプラント状態を選定している。ＴＱＵＸとＴＱＵＶでは喪失する設計基準事故対処設備が異なり，原子炉減圧について，ＴＱＵＶでは設計基準事故対処設備である逃がし安全弁（自動減圧機能）の機能に期待し，ＴＱＵＸでは重大事故等対処設備としての逃がし安全弁（自動減圧機能）の機能に期待する点が異なる。手順に従う場合，ＴＱＵＶでは原子炉減圧機能は維持されているが低圧注水機能を喪失しているため，原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の20%上の位置に到達した時点で逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動開操作によって原子炉を減圧することとなる。また，ＴＱＵＸは高圧溶融物放出／格納容	炉代替注水系（常設）等を含む全ての低圧注水機能が失われることで「2.2 高圧注水・減圧機能喪失」に示した代替自動減圧機能が作動せず，全ての低圧注水機能が失われている場合の手順に従って原子炉減圧しないまま炉心損傷に至る状況が考えられる。 手順上，全ての低圧注水機能が失われている状況では，原子炉水位が燃料棒有効長底部から燃料棒有効長の 20%上の位置に到達する時点までは原子炉を減圧しない。この原子炉減圧のタイミングは，原子炉水位が燃料棒有効長頂部以下となった場合，原子炉減圧を遅らせた方が，原子炉圧力容器内の原子炉冷却材の量を多く維持できるため，原子炉圧力容器破損に至る時間を遅らせることができる一方で，ジルコニウムー水反応等が著しくなる前に原子炉を減圧することで水素ガスの発生量を抑えられることを考慮して設定したものである。また，代替自動減圧機能は残留熱除去系（低圧注水モード）又は低圧炉心スプレイ系の起動が作動条件の１つであるため，残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系が失われている状況では作動しない。 これを考慮し，本評価では評価事故シーケンスに加えて全ての低圧注水機能も失われている状況を想定した。 なお，この評価事故シーケンスへの対応及び事象進展は，「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」の評価事故シーケンスへの対応及び事象進展と同じものとなる。 本格納容器破損モードではプラント損傷状態をＴＱＵＸとし，「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」ではプラント損傷状態をＴＱＵＶとしており，異なるプラント状態を選定している。ＴＱＵＸとＴＱＵＶでは喪失する設計基準事故対処設備が異なり，原子炉減圧について，ＴＱＵＶでは設計基準事故対処設備である自動減圧機能付き逃がし安全弁の機能に期待し，ＴＱＵＸでは重大事故等対処設備としての自動減圧機能付き逃がし安全弁の機能に期待する点が異なる。手順に従う場合，ＴＱＵＶでは原子炉減圧機能は維持されているが低圧注水機能を喪失しているため，原子炉水位が燃料棒有効長底部から燃料棒有効長の 20%上の位置に到達した時点で自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動開操作によって原子炉を減圧することとなる。また，ＴＱＵＸは高圧溶融物放	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ジルコニウムー水反応が著しくなる前に減圧するという考え方は同じではあるが，感度解析結果の差異により，島根２号炉では，BAF＋20%で原子炉減圧を実施する。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ジルコニウムー水反

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
重大事故等対処設備としての逃がし安全弁に期待し，原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達した時点で逃がし安全弁の手動開操作によって原子炉を減圧することにより，高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の発生防止を図る。	器雰囲気直接加熱に進展し得るとして選定したプラント損傷状態であるが，重大事故等対処設備としての逃がし安全弁（自動減圧機能）に期待し，原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の20％上の位置に到達した時点で逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動開操作によって原子炉を減圧することにより，高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の発生防止を図る。	出／格納容器雰囲気直接加熱に進展し得るとして選定したプラント損傷状態であるが，重大事故等対処設備としての自動減圧機能付き逃がし安全弁に期待し，原子炉水位が燃料棒有効長底部から燃料棒有効長の 20%上の位置に到達した時点で自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動開操作によって原子炉を減圧することにより，高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の発生防止を図る。	応が著しくなる前に減圧するという考え方は同じではあるが，感度解析結果の差異により，島根２号炉では，BAF＋20%で原子炉減圧を実施する。
以上のとおり，どちらのプラント損傷状態であっても事象発生から原子炉減圧までの対応は同じとなり，運転員等操作時間やパラメータの変化も同じとなる。また，原子炉減圧以降も，溶融炉心の挙動に従って一連の流れで生じる各格納容器破損モードを，定められた一連の手順に従って防止することとなる。このことから，格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」，「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「溶融炉心・コンクリート相互作用」については，１つの評価事故シーケンスへの一連の対応の中で各格納容器破損モードに対する格納容器破損防止対策の有効性を評価する。	以上のとおり，どちらのプラント損傷状態であっても事象発生から原子炉減圧までの対応は同じとなり，運転員等操作時間やパラメータの変化も同じとなる。また，原子炉減圧以降も，溶融炉心の挙動に従って一連の流れで生じる各格納容器破損モードを，定められた一連の手順に従って防止することとなる。このことから，格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」，「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「溶融炉心・コンクリート相互作用」については，同様のシーケンスへの一連の対応の中で各格納容器破損モードに対する格納容器破損防止対策の有効性を評価する。	以上のとおり，どちらのプラント損傷状態であっても事象発生から原子炉減圧までの対応は同じとなり，運転員等操作時間やパラメータの変化も同じとなる。また，原子炉減圧以降も，溶融炉心の挙動に従って一連の流れで生じる各格納容器破損モードを，定められた一連の手順に従って防止することとなる。このことから，格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」，「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「溶融炉心・コンクリート相互作用」については，１つの評価事故シーケンスへの一連の対応の中で各格納容器破損モードに対する格納容器破損防止対策の有効性を評価する。	
本評価事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流），炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション，原子炉圧力容器内 FCI（溶融炉心細粒化），原子炉圧力容器内 FCI（デブリ粒子熱伝達），構造材との熱伝達，下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達並びに原子炉圧力容器破損が重要現象となる。 よって，これらの現象を適切に評価することが可能であり，原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の熱水力モデルを備え，かつ，炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力等の過渡応答を求める。	本評価事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流，原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流）並びに炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション，原子炉圧力容器内ＦＣＩ（溶融炉心細粒化），原子炉圧力容器内ＦＣＩ（デブリ粒子熱伝達），構造材との熱伝達，下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達及び原子炉圧力容器破損が重要現象となる。 よって，これらの現象を適切に評価することが可能であり，原子炉圧力容器内及び格納容器内の熱水力モデルを備え，かつ，炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより原子炉圧力等の過渡応答を求める。	本評価事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流），炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション，原子炉圧力容器内ＦＣＩ（溶融炉心細粒化），原子炉圧力容器内ＦＣＩ（デブリ粒子熱伝達），構造材との熱伝達，下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達並びに原子炉圧力容器破損が重要現象となる。 よって，これらの現象を適切に評価することが可能であり，原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の熱水力モデルを備え，かつ，炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより原子炉圧力等の過渡応答を求める。	
また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。	また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。	また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	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) 有効性評価の条件 本評価事故シーケンス対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 3.2.2 表に示す。また，主要な解析条件について，本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 ａ．事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。 (b) 安全機能等の喪失に対する仮定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を，低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を想定する。 さらに重大事故等対処設備による原子炉注水にも期待しない※5 ものとする。これは，炉心損傷前には原子炉を減圧できない状況を想定するためである。 ※5 代替原子炉注水弁（残留熱除去系注入弁）制御不能による低圧代替注水系機能喪失を想定。格納容器下部注水系等，復水移送ポンプを用いた原子炉注水以外の緩和機能には期待する。 (c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 本評価事故シーケンスへの事故対応に用いる設備は非常用高圧母線に接続されており，非常用ディーゼル発電機からの電源供給が可能であるため，外部電源の有無は事象進展に影響を与えないが，非常用ディーゼル発電機に期待する場合の方が資源の観点で厳しいことを踏まえ，外部電源なしとして設定する。	(2)　有効性評価の条件 本評価事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第3.2－2 表に示す。また，主要な解析条件について，本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 ａ．事故条件 (a)　起因事象 起因事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。 (b)　安全機能等の喪失に対する仮定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を，低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系の機能喪失を想定する。 また，非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，全交流動力電源喪失の重畳を考慮するものとする。 さらに原子炉圧力容器破損までは重大事故等対処設備による原子炉注水にも期待しない※ものとする。これは，原子炉を減圧できない状況を想定するためである。 ※ 原子炉圧力容器破損前における低圧代替注水系（常設）及び代替循環冷却系による原子炉注水の機能喪失を想定する。格納容器下部注水系（常設）等，原子炉注水以外の緩和機能には期待する。 なお，原子炉圧力容器破損後は，原子炉圧力容器内の冷却を考慮し，代替循環冷却系による原子炉注水を行うものとする。 (c)　外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失するとともに，非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定する。	(2) 有効性評価の条件 本評価事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 3.2.2－1 表に示す。また，主要な解析条件について，本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 ａ．事故条件 (a)　起因事象 起因事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。 (b)　安全機能等の喪失に対する仮定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を，低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系の機能喪失※3 を想定する。 また，非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，全交流動力電源喪失の重畳を考慮するものとする。 さらに重大事故等対処設備による原子炉注水にも期待しない※4ものとする。 ※３ 自動減圧機能付き逃がし安全弁の逃がし弁機能は健全だが，自動減圧機能作動条件（低圧ＥＣＣＳポンプ運転）を満たしていないため作動しない。 ※４ 低圧原子炉代替注水弁（残留熱除去系注入弁）制御不能による低圧原子炉代替注水系機能喪失を想定。ペデスタル代替注水系（可搬型）等，大量送水車を用いた原子炉注水以外の緩和機能には期待する。 (c)　外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 電源復旧のための対応時間を厳しく見積もるため，全交流動力電源喪失を想定する。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，本シナリオの評価において全交流動力電源喪失の重畳を考慮する。 ・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，シナリオの想定として，原子炉圧力容器破損後も原子炉圧力容器内を冷却するための原子炉注水が実施できないものとしている。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 条件設定は同じだが，設定プロセスが異なり，島根２号炉は全交流動力電源喪失を想定する

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
(d) 高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏えい等による影響 原子炉圧力を厳しく評価するため，高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏えい等は，考慮しないものとする。 (e) 水素ガス及び酸素ガスの発生 水素ガスの発生については，ジルコニウム－水反応及び溶融炉心・コンクリート相互作用を考慮するものとする。なお，解析コード MAAP の評価結果では水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスの発生を考慮していない。このため，水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスの発生量は「3.4 水素燃焼」と同様に，解析コード MAAP で得られる崩壊熱をもとに評価するものとし「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にてその影響を確認する。	(d)　高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏えい等による影響 原子炉圧力を厳しく評価するため，高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏えい等は，考慮しないものとする。 （添付資料3.2.4） (e)　水素及び酸素の発生 水素の発生については，ジルコニウム－水反応及び溶融炉心・コンクリート相互作用を考慮するものとする。なお，解析コードＭＡＡＰの評価結果では水の放射線分解による水素及び酸素の発生を考慮していない。このため，水の放射線分解による水素及び酸素の発生量は「3.4 水素燃焼」と同様に，解析コードＭＡＡＰで得られる崩壊熱を基に評価する。	(d)　高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏えい等による影響 原子炉圧力を厳しく評価するため，高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏えい等は，考慮しないものとする。 (e)　水素ガス及び酸素ガスの発生 水素ガスの発生については，ジルコニウム－水反応及び溶融炉心・コンクリート相互作用を考慮するものとする。なお，解析コードＭＡＡＰの評価結果では水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスの発生を考慮していない。このため，水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスの発生量は「3.4 水素燃焼」と同様に，解析コードＭＡＡＰで得られる崩壊熱をもとに評価するものとし「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にてその影響を確認する。	ことから，外部電源なしと設定している。 ・整理方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，コンクリート侵食によるガス発生を踏まえ「3.5 MCCI」において水素ガス及び酸素ガスの影響を確認しているが，東海第二ではコンクリートは侵食しないため「3.2 DCH」において水素ガス及び酸素ガスの影響を確認している。
b．重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは，事象の発生と同時に発生するものとする。	b．重大事故等対策に関連する機器条件 (a)　原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号によるものとする。 (b)　主蒸気隔離弁 主蒸気隔離弁は，事象発生と同時に閉止するものとする。	b．重大事故等対策に関連する機器条件 (a)　原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは，事象の発生と同時に発生するものとする。 (b)　主蒸気隔離弁 主蒸気隔離弁は，事象発生と同時に閉止するものとする。	・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，外部電源がないことから事象発生と同時にスクラムすることとしている。 ・記載方針の相違 【柏崎 6/7】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	(c)　再循環系ポンプ 再循環系ポンプは，事象発生と同時に停止するものとする。	(c)　再循環ポンプ 再循環ポンプは，事象発生と同時に停止するものとする。	・記載方針の相違 【柏崎 6/7】
(b) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また，原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（2 個）を使用するものとし，容量として，1 個あたり定格主蒸気流量の約 5%を処理するものとする。	(d)　逃がし安全弁 逃がし安全弁（安全弁機能）にて，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また，原子炉減圧には逃がし安全弁（自動減圧機能）2 個を使用するものとし，容量として，1 個当たり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。	(d)　逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また，原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（２個）を使用するものとし，容量として，１個当たり定格主蒸気流量の約８％を処理するものとする。	・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，逃がし弁機能での圧力制御を想定している。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】
(c) 格納容器下部注水系（常設） 原子炉圧力容器破損前に，格納容器下部注水系（常設）により 90m³/h で原子炉格納容器下部に注水し，水位が 2m に到達するまで水張りを実施するものとする。		(e)　格納容器代替スプレイ系（可搬型） 原子炉圧力容器破損前に，格納容器代替スプレイ系（可搬型）により 120m³/h で格納容器内にスプレイし，ペデスタル水位が 2.4m に到達するまで水張りを実施するものとする。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 初期水張り深さの相違。
原子炉圧力容器が破損して溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下した後は，格納容器下部注水系（常設）により崩壊熱相当の注水を行うものとする。	(e)　格納容器下部注水系（常設） 原子炉圧力容器が破損して溶融炉心がペデスタル（ドライウェル部）に落下した後は，溶融炉心の冠水継続が可能な流量を考慮し，80m³／h にてペデスタル（ドライウェル部）に注水を行うものとする。	(f)　ペデスタル代替注水系（可搬型） 原子炉圧力容器が破損して溶融炉心がペデスタルに落下した後は，ペデスタル代替注水系（可搬型）により崩壊熱相当に余裕を見た流量の注水を行うものとする。	・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，圧力容器破損後の溶融炉心への注水を，崩壊熱相当に余裕をみた流量にて行うのに対し，東海第二は 80m³/h の流量にて行うとしている。
(d) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設） 原子炉圧力容器破損前に，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により 70m³/h で原子炉格納容器内にスプレイする。 原子炉圧力容器破損後は，格納容器圧力及び温度上昇の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，130m³/h 以上で原子炉格納容器内にスプレイする。	(f)　代替格納容器スプレイ冷却系（常設） 原子炉圧力容器破損後は，格納容器圧力及び雰囲気温度上昇の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，300m³／h にて格納容器内にスプレイする。格納容器圧力の低下を確認した後は，一旦格納容器スプレイを停止するが，再度格納容器圧力が上昇し，格納容器圧力0.465MPa［gage］に到達した場合は，格納容器圧力及び雰囲気温度上昇の抑制に必要		・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，溶融炉心落下後（事象発生約 5.4 時間後）から残留熱代替除去系の運転開始（事象発生 10 時間後）までの間に，格納容器スプレイ実施基準（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
	なスプレイ流量を考慮し，130m^3／h にて格納容器内にスプレイする。		器圧力 1.5Pd 又は格納容器温度 190℃）に到達しない。
(e) 代替循環冷却系※6 代替循環冷却系の循環流量は，全体で約 190m^3/h とし，ドライウェルへ約 140m^3/h，原子炉格納容器下部へ約 50m^3/h にて流量分配し，それぞれ連続スプレイ及び連続注水を実施する。	(g) 代替循環冷却系 代替循環冷却系の循環流量は，全体で250m^3／h とし，ドライウェルへ250m^3／h で連続スプレイを実施する。 原子炉圧力容器破損後に格納容器圧力の低下を確認した後は，ドライウェルへ150m^3／h，原子炉へ100m^3／h にて流量分配し，それぞれ連続スプレイ及び連続注水を実施する。	(g) 残留熱代替除去系 残留熱代替除去系により循環流量 120m^3/h にて原子炉格納容器内に連続スプレイを実施する。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，原子炉圧力容器破損後の原子炉注水を想定していない。
※6 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは原子炉補機冷却系の機能喪失を伴うものではないが，代替循環冷却系による除熱量の評価においては，保守的に代替原子炉補機冷却系の設計値を用いる。			
	(h) 緊急用海水系 代替循環冷却系から緊急用海水系への伝熱容量は，熱交換器の設計性能に基づき約14MW（サプレッション・プール水温度100℃，海水温度32℃において）とする。	(h) 原子炉補機代替冷却系 残留熱代替除去系から原子炉補機代替冷却系への伝熱容量は，残留熱代替除去系による格納容器スプレイ流量 120m^3/h とした場合の熱交換器の設計性能に基づき約６MW（サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 30℃において）とする。	・設備設計の相違 【東海第二】 伝熱容量の相違。
	(i) 可搬型窒素供給装置 可搬型窒素供給装置による格納容器内窒素注入は，ガス温度30℃，純度99vol％にて200Nm^3／h（窒素198Nm^3／h 及び酸素2Nm^3／h）で格納容器内に注入するものとする。	(i) 可搬式窒素供給装置 可搬式窒素供給装置による格納容器内窒素注入は，ガス温度 35℃，純度 99.9vol％にて 100Nm^3/h（窒素 99.9Nm^3/h 及び酸素 0.1Nm^3/h）で原子炉格納容器内に注入する。	・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，可燃性ガス濃度の制御（ベント時間遅延）のための窒素封入操作を実施する。 ・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，可燃性ガスの濃度により窒素を注入するのではなく，残留熱代替除去系によ

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			る原子炉格納容器の除熱開始後に注入することとしている。 ・設備設計の相違。 【東海第二】 窒素注入量の相違。
	（j）　コリウムシールド 材料は，コンクリートの侵食を抑制する観点から，ジルコニア耐熱材を設定する。侵食開始温度は，ジルコニア耐熱材の侵食試験結果に基づき，2,100℃を設定する。 （添付資料3.5.1）	（j）コリウムシールド 材料は，溶融炉心のドライウェルサンプへの流入を防止する観点から，ジルコニア耐熱材を設定する。侵食開始温度は，ジルコニア耐熱材の侵食試験結果に基づき，2,100℃を設定する。	・設計設備の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，MAAP 解析においてコリウムシールドを考慮した評価としているため，評価条件として記載。 【東海第二】 コリウムシールドの設置目的の相違。
ｃ．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 原子炉急速減圧操作は，設計基準事故対処設備による原子炉注水機能（非常用炉心冷却系）のみならず，重大事故等対処設備による原子炉注水機能を含む全ての原子炉注水機能が喪失している場合の運転手順に従い，原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達した時点で開始する。	ｃ．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 原子炉急速減圧操作は，設計基準事故対処設備による原子炉注水機能（非常用炉心冷却系及び原子炉隔離時冷却系）のみならず，重大事故等対処設備による原子炉注水機能を含む全ての原子炉注水機能が喪失している場合の運転手順に従い，原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20%上の位置に到達した時点で開始する。 (b) 緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作及び代替循環冷却系による格納容器除熱操作は，緊急用海水系及び代替循環冷却系の準備時間等を考慮し，事象発生90 分後から	ｃ．重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 原子炉急速減圧操作は，設計基準事故対処設備による原子炉注水機能（非常用炉心冷却系等）のみならず，重大事故等対処設備による原子炉注水機能を含む全ての原子炉注水機能が喪失している場合の運転手順に従い，原子炉水位が燃料棒有効長底部から燃料棒有効長の 20%上の位置に到達した時点で開始する。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ジルコニウムー水反応が著しくなる前に減圧するという考え方は同じではあるが，感度解析結果の差異により，島根２号炉では，BAF＋20%で原子炉減圧を実施する。 ・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，残留

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	開始するものとする。 原子炉圧力容器破損後は，格納容器圧力が低下に転じて30分後に，ドライウェルと原子炉へ流量分配し，それぞれ連続スプレイ及び連続注水を実施するものとする。		熱代替除去系による原子炉格納容器除熱操作の一連の対応として，原子炉補機代替冷却系の準備時間を考慮した，10時間後から開始するものとしている。
(b) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）は，原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達したことを確認して開始し，原子炉圧力容器破損を確認した場合に停止する。			・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，格納容器スプレイによりペデスタルに溶融炉心の冷却に必要な水位及び水量を確保するとともに格納容器冷却を実施する。
	(c) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損後）は，原子炉圧力容器破損の判断に必要な時間等を考慮し，原子炉圧力容器破損の6 分後に開始する。また，格納容器冷却による格納容器圧力の低下から30 分後に停止するものとする。その後，格納容器圧力が0.465MPa［gage］に到達した場合に再開し，格納容器圧力が0.400MPa［gage］まで低下した場合に停止するものとする。		・解析結果の相違 【東海第二】 島根２号炉は，溶融炉心落下後（事象発生約 5.4 時間後）から残留熱代替除去系の運転開始（事象発生 10 時間後）までの間に，格納容器スプレイ実施基準（格納容器圧力 1.5Pd 又は格納容器温度 190℃）に到達しない。
(c) 格納容器下部注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の先行水張り）は，原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達したことを確認して開始し，原子炉格納容器下部の水位が 2m（注水量 180m³ 相当）に到達したことを確認した場合に停止する。		(b) 格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペデスタルへの注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）は，原子炉圧力容器下鏡温度が 300℃に到達したことを確認して開始し，ペデスタルの水位が 2.4m（注水量 225m³）に到達したことを確認した場合に停止する。	・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，原子炉圧力容器破損前の初期水張りを実施する。東海第二は，通常運転中からペデスタルに水位が形成されている。

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
(d) 格納容器下部注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器破損後の注水）は，原子炉圧力容器破損を確認した場合に開始する。	(d) 格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）注水操作は，操作実施に必要な時間を考慮し，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損後）の1 分後に開始するものとする。また，ペデスタル（ドライウェル部）水位が2.75m に到達した場合に停止するものとする。その後は，ペデスタル（ドライウェル部）水位が2.25m まで低下した場合に注水を開始し，2.75m に到達した場合に停止することで水位を維持する。	(c) ペデスタル代替注水系（可搬型）によるペデスタルへの注水操作（原子炉圧力容器破損後の注水）は，原子炉圧力容器破損を確認した場合に開始する。	・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，溶融炉心落下後の水位管理方法として，注水流量にて管理する運用としている。
(e) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損後の原子炉格納容器冷却）は，格納容器圧力が 0.465MPa[gage]又は格納容器温度が190℃に到達した場合に開始する。なお，格納容器スプレイは，代替原子炉補機冷却系の準備時間を考慮し，事象発生から約 20 時間後に停止するものとする。			・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，溶融炉心落下後（事象発生約 5.4 時間後）から残留熱代替除去系の運転開始（事象発生 10 時間後）までの間に，格納容器スプレイ実施基準（格納容器圧力 1.5Pd 又は格納容器温度 190℃）に到達しない。
(f) 代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱操作※7 は，代替循環冷却系への切替えの準備時間等を考慮し，格納容器スプレイ停止から 0.5 時間後の，事象発生から 20.5 時間後から開始するものとする。 ※7 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは原子炉補機冷却系の機能喪失を伴うものではないが，代替循環冷却系による除熱は保守的に代替原子炉補機冷却系を用いて実施するものとし，除熱操作の開始は，代替原子炉補機冷却系の準備に要する時間を設定する。		(d) 残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱操作は，原子炉補機代替冷却系の準備時間等を考慮し，事象発生から 10 時間後から開始するものとする。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，残留熱代替除去系による除熱開始を原子炉補機代替冷却系の準備時間を考慮して，10 時間後としている。
	(e) 可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作は，格納容器内酸素濃度が4.0vol%（ドライ条件）に到達した場合にサプレッション・チェンバ内へ窒素注入を開始	(e) 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内への窒素注入操作は，原子炉補機代替冷却系の準備完了後の可搬式窒素供給装置の準備時間等を考慮し，12 時間後からドライ	・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，可燃性

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	するものとする。	ウェル内へ窒素注入を開始する。	ガスの濃度により窒素を注入するのではなく，残留熱代替除去系による原子炉格納容器の除熱開始後に注入することとしている。
(3) 有効性評価（Cs-137 の放出量評価）の条件 ａ．事象発生直前まで，定格出力の 100%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は，燃料を約 1/4 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考え，最高 50,000 時間とする。	(3)　有効性評価（Ｃｓ－137 の放出量評価）の条件 ａ．事象発生直前まで，定格出力の100％で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は，燃料を約1／4 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考え，最高50,000 時間とする。	(3)　有効性評価（Ｃｓ-137 の放出量の評価）の条件 ａ．事象発生直前まで，定格出力の 100%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は，燃料を約１／４ ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考え，最高 50,000 時間とする。	
ｂ．代替循環冷却系を用いた場合の環境中への総放出量の評価においては，原子炉内に内蔵されている核分裂生成物が事象進展に応じた割合で，原子炉格納容器内に放出※8 されるものとする。 ※8 セシウムの原子炉格納容器内への放出割合については，本評価事故シーケンスにおいては解析コード MAAP の評価結果の方が NUREG-1465 より大きく算出する。	ｂ．代替循環冷却系を用いた場合の環境中への総放出量の評価においては，原子炉内に内蔵されている核分裂生成物が事象進展に応じた割合で，格納容器内に放出※されるものとする。 ※ セシウムの格納容器内への放出割合については，本評価事故シーケンスにおいては解析コードＭＡＡＰの評価結果の方が代表的なソースタームに関する報告書であるＮＵＲＥＧ－1465 より大きく算出する。	ｂ．残留熱代替除去系を用いた場合の環境中への総放出量の評価においては，原子炉内に内蔵されている核分裂生成物が事象進展に応じた割合で，原子炉格納容器内に放出※５されるものとする。 ※５ セシウムの原子炉格納容器内への放出割合については，本評価事故シーケンスにおいては解析コードＭＡＡＰ の評価結果の方がＮＵＲＥＧ-1465 より大きく算出する。	
ｃ．原子炉格納容器内に放出された Cs-137 については，格納容器スプレイやサプレッション・チェンバのプール水でのスクラビングによる除去効果を考慮する。	ｃ．格納容器内に放出されたＣｓ－137 については，格納容器スプレイやサプレッション・チェンバのプール水でのスクラビング等による除去効果を考慮する。	ｃ．原子炉格納容器内に放出されたＣｓ-137 については，格納容器スプレイやサプレッション・チェンバのプール水でのスクラビング等による除去効果を考慮する。	・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 MAAP では，沈着を含むため，島根２号炉は，「等」を記載。
ｄ．原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいについて考慮する。漏えい量の評価条件は以下のとおりとする。 (a) 原子炉格納容器からの漏えい量は，格納容器圧力に応じた設計漏えい率をもとに評価する。	ｄ．原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいについて考慮する。漏えい量の評価条件は以下のとおりとする。 (a) 格納容器からの漏えい量は，格納容器圧力に応じた設計漏えい率を基に評価する。	ｄ．原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えいについて考慮する。漏えい量の評価条件は以下のとおりとする。 (a) 原子炉格納容器からの漏えい量は，格納容器圧力に応じた設計漏えい率をもとに評価する。なお，エアロゾル粒子は原子炉格納容器外に放出される前に貫通部内で捕集されることが実験的に確認されていることから，原子炉格納容器の漏えい孔におけるエアロゾルの捕集の効果（ＤＦ＝10）を考慮する。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，最確条件として格納容器貫通部の捕集効果を考慮し

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	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) 非常用ガス処理系による原子炉建屋の設計負圧が維持されていることを想定し，設計換気率0.5 回/日相当を考慮する。なお，非常用ガス処理系フィルタ装置による放射性物質の除去効果については，期待しないものとする。 (c) 原子炉建屋内での放射能の時間減衰は考慮せず，また，原子炉建屋内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。 （添付資料 3.2.2） (4) 有効性評価の結果 本評価事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位），格納容器圧力，格納容器温度，サプレッション・チェンバ・プール水位及び注水流量の推移を第3.2.7 図から第3.2.12 図に示す。	(b) 原子炉建屋ガス処理系による原子炉建屋原子炉棟内の負圧が維持されていることを想定し，非常用ガス処理系の設計換気率1 回／d 相当を考慮する。なお，非常用ガス処理系フィルタトレイン及び非常用ガス再循環系フィルタトレインによる放射性物質の除去効果については，期待しないものとする。 (c) 原子炉建屋内での放射能の時間減衰は考慮せず，また，原子炉建屋内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。 （添付資料3.2.5） (4) 有効性評価の結果 本評価事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位）及び原子炉圧力容器下部ヘッド温度の推移を第3.2－4 図から第3.2－6 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位，サプレッション・プール水温度及び注水流量の推移を第3.2－7 図から第3.2－16 図に，ペデスタル（ドライウェル部）の水位，ペデスタル（ドライウェル部）の壁面及び床面のコンクリート侵食量並びにドライウェル及びサプレッション・チェンバの気相濃度（ウェット条件，ドライ条件）の推移を第3.2－17 図から第3.2－27 図に示す。	(b) 非常用ガス処理系による原子炉建物の設計負圧が維持されていることを想定し，設計換気率1.0 回/日相当を考慮する。なお，非常用ガス処理系フィルタ装置による放射性物質の除去効果については，期待しないものとする。 (c) 原子炉建物内での放射能の時間減衰は考慮せず，また，原子炉建物内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。 （添付資料 3.2.2） (4) 有効性評価の結果 本評価事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位），格納容器圧力，格納容器温度，サプレッション・プール水位及び注水流量の推移を第3.2.2－1(1)図から第3.2.2－1(6)図に示す。	た評価としている。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 設計換気率の相違。
a．事象進展 事象発生後，全ての設計基準事故対処設備による原子炉注水機能（非常用炉心冷却系）が機能喪失し，重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定することから，原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心が露出し，事象発生から約 1.0 時間後に炉心損傷に至る。原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置に到達した時点（事象発生から約 1.4 時間後）で，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁２個を手動で開放することで，原子炉急速減圧を実施する。原子炉減圧後の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は実施しないものと仮定するため，事象発生から約 7.0 時間後に原子炉圧力容器破損に至る。	a．事象進展 事象発生後，全ての設計基準事故対処設備による原子炉注水機能（非常用炉心冷却系及び原子炉隔離時冷却系）が機能喪失し，重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定することから，原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心が露出し，事象発生から約35 分後に炉心損傷に至る。原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の20％上の位置に到達した時点（事象発生から約38分後）で，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）2 個を手動で開放することで，原子炉急速減圧を実施する。原子炉減圧後の低圧代替注水系（常設）及び代替循環冷却系による原子炉注水は実施しないものと仮定するため，事象発生から約4.5 時間後に原子炉圧力容器破損に至る。 事象発生から90 分後，代替循環冷却系による格納容器除熱	a．事象進展 事象発生後，全ての設計基準事故対処設備による原子炉注水機能（非常用炉心冷却系等）が機能喪失し，重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用出来ないものと仮定することから，原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位が燃料棒有効長底部から燃料棒有効長の 20%上の位置に到達した時点（事象発生から約 1.0 時間後）で，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２個を手動で開放することで，原子炉急速減圧を実施する。水位低下により炉心が露出し，事象発生から約 1.1 時間後に炉心損傷に至る。原子炉減圧後の低圧原子炉代替注水系（常設）等による原子炉注水は実施しないものと仮定するため，事象発生から約 5.4 時間後に原子炉圧力容器破損に至る。	・解析結果の相違 【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
	を行うことにより格納容器雰囲気温度の上昇を抑制する。		【東海第二】 島根２号炉は，残留熱代替除去系による除熱開始を原子炉補機代替冷却系の準備時間を考慮して，10 時間後としている。東海第二では，緊急用海水系により代替循環冷却系を運転するため，運転開始時間が早い。
事象発生から約 3.7 時間後，原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点で，格納容器下部注水系（常設）による原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器下部への水張りを開始すると同時に，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を行うことにより格納容器温度の上昇を抑制する。格納容器下部注水系（常設）による注水流量を約 90m³/h とし，水位が 2m に到達するまで約 2 時間の注水を実施することで原子炉格納容器下部に 2m の水位を確保し，事象発生から約 5.7 時間後に原子炉格納容器下部への水張りを停止する。		事象発生から約 3.1 時間後，原子炉圧力容器下鏡温度が 300℃に到達した時点で，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉圧力容器破損前のペデスタルへの水張りを開始する。格納容器代替スプレイ系（可搬型）による注水流量を 120m³/h とし，約 1.9 時間の注水を実施することでペデスタル水位 2.4m 分の水量を確保し，事象発生から約 5.0 時間後にペデスタルへの水張りを停止する。	・運用の相違 【柏崎 6/7】 初期水張り深さの相違。
原子炉圧力容器が破損し，溶融炉心が原子炉格納容器下部の水位約 2m の水中に落下する際に，溶融炉心から原子炉冷却材への伝熱が起こり，水蒸気が発生することに伴う圧力上昇が生じる。 溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下した後は，格納容器下部注水系（常設）により原子炉格納容器下部に崩壊熱相当の注水を継続的に行い，溶融炉心を冷却する。	原子炉圧力容器が破損し，溶融炉心がペデスタル（ドライウェル部）の水位約1m の水中に落下する際に，溶融炉心からペデスタル（ドライウェル部）プール水への伝熱が起こり，水蒸気が発生することに伴う圧力上昇が生じる。 溶融炉心がペデスタル（ドライウェル部）に落下した後は，格納容器下部注水系（常設）によりペデスタル（ドライウェル部）に80m³／hの注水を行い，溶融炉心を冠水維持し，冷却する。	原子炉圧力容器が破損し，溶融炉心がペデスタルの水位 2.4m の水中に落下する際に，溶融炉心から原子炉冷却材への伝熱が起こり，水蒸気が発生することに伴う圧力上昇が生じる。 溶融炉心がペデスタルに落下した後は，ペデスタル代替注水系（可搬型）によりペデスタルに崩壊熱相当に余裕を見た流量の注水を継続的に行い，溶融炉心を冷却する。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 初期水張り深さの相違。 ・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，圧力容器破損後の溶融炉心への注水を，崩壊熱相当に余裕をみた流量にて行うとしている。
崩壊熱が原子炉格納容器内に蒸気として放出されるため，格納容器圧力は急激に上昇する。 格納容器圧力が 0.465MPa[gage]に到達した時点で代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の流量を 130m³/h 以上にすることにより，格納容器圧力及び温度の上昇は抑制される。	崩壊熱が格納容器内に蒸気として放出されるため，格納容器圧力は急激に上昇する。事象発生から90 分後に代替循環冷却系による格納容器除熱により250m³／h の格納容器スプレイを実施すること，原子炉圧力容器破損を判断した時点で，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却（原	崩壊熱が原子炉格納容器内に蒸気として放出されるため，格納容器圧力は急激に上昇するものの，格納容器スプレイの実施基準には到達しない。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，事象発生から残留熱代替除去系を運転開始する（事象

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	子炉圧力容器破損後）により300m^3／h の格納容器スプレイを実施することにより，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制される。		発生 10 時間）までの期間において，格納容器スプレイ実施基準（格納容器圧力 1.5Pd 又は格納容器温度 190℃）に到達しないことから，実施しない。
事象発生から 20.5 時間が経過した時点で，代替原子炉補機冷却系による代替循環冷却系の運転を開始する。代替循環冷却系により，格納容器圧力及び温度の上昇は抑制され，その後，徐々に低下するとともに，原子炉格納容器下部の溶融炉心は安定的に冷却される。	格納容器圧力の低下を確認した時点で，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却（原子炉圧力容器破損後）を停止するとともに，代替循環冷却系の循環流量を調整し，格納容器スプレイ150m^3／h ，原子炉注水100m^3／h に分配する。その後， 格納容器圧力が0.465MPa［gage］に到達した時点で，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却（130m^3／h の格納容器スプレイ）を再開する。 これらによって，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制され，その後，徐々に低下するとともに，ペデスタル（ドライウェル部）の溶融炉心は安定的に冷却される。	事象発生から 10 時間が経過した時点で，原子炉補機代替冷却系による残留熱代替除去系の運転を開始する。残留熱代替除去系により，格納容器圧力及び温度の上昇は抑制され，その後，徐々に低下するとともに，ペデスタルの溶融炉心は安定的に冷却される。	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 原子炉格納容器除熱開始までの準備時間等の相違。
	また，格納容器内酸素濃度が4.0vol％（ドライ条件）に到達した時点で，可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入を実施することで，格納容器内酸素濃度の上昇が抑制される。窒素注入により格納容器圧力は上昇するが，格納容器圧力0.31MPa［gage］到達時点で窒素注入操作を停止する手順としているため，一時的な圧力上昇であり，代替循環冷却系による格納容器除熱を継続することから，格納容器内の安定した減圧及び除熱への影響はない。	また，事象発生から 12 時間後に，可搬式窒素供給装置を用いたドライウェルへの窒素供給を実施するため，窒素供給を実施している期間においては格納容器圧力の低下は抑制される。	・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，可燃性ガスの濃度により窒素を注入するのではなく，残留熱代替除去系による原子炉格納容器の除熱開始後に注入することとしている。
なお，事象発生から約 7.0 時間後の原子炉圧力容器破損までは，逃がし安全弁によって原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に維持することが必要となるが，炉心損傷後の原子炉圧力容器から逃がし安全弁を通ってサプレッション・チェンバへ放出される高温流体や格納容器温度等の熱的影響を考慮しても，逃がし安全弁は確実に開状態を維持することが可能である。 （添付資料 3.2.1） b．評価項目等 原子炉圧力容器破損直前の原子炉圧力は約 0.3MPa[gage]であり，2.0MPa[gage]以下に低減されている。	なお，事象発生から約4.5 時間後の原子炉圧力容器破損までは，逃がし安全弁（自動減圧機能）によって原子炉圧力を 2.0MPa［gage］以下に維持することが必要となるが，炉心損傷後の原子炉圧力容器から逃がし安全弁（自動減圧機能）を通ってサプレッション・チェンバへ放出される高温流体や格納容器雰囲気温度等の熱的影響を考慮しても，逃がし安全弁（自動減圧機能）は確実に開状態を維持することが可能である。 （添付資料3.2.6） b．評価項目等 原子炉圧力容器破損直前の原子炉圧力は約0.3MPa［gage］	なお，事象発生から約 5.4 時間後の原子炉圧力容器の破損までは，自動減圧機能付き逃がし安全弁によって原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に維持することが必要となるが，炉心損傷後の原子炉圧力容器から自動減圧機能付き逃がし安全弁を通ってサプレッション・チェンバへ放出される高温流体や格納容器温度等の熱的影響を考慮しても，自動減圧機能付き逃がし安全弁は確実に開状態を維持することが可能である。 （添付資料3.2.1） b．評価項目等 原子炉圧力容器破損直前の原子炉圧力は約 0.1MPa[gage]	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	であり，2.0MPa［gage］以下に低減されている。 格納容器圧力は，第3.2－7 図及び第3.2－9 図に示すとおり，格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため徐々に上昇するが，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び代替循環冷却系による格納容器除熱を行うことによって，圧力上昇は抑制される。その結果，格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値は約0.47MPa［gage］となり，格納容器の限界圧力0.62MPa［gage］を超えない。なお，格納容器バウンダリにかかる圧力が最大となる事象発生約7.4 時間後において，水の放射線分解によって発生する水素及び酸素は，格納容器内の非凝縮性ガスに占める割合の1%未満であるため，その影響は無視し得る程度である。 （添付資料3.2.7） 格納容器雰囲気温度は，第3.2－8 図及び第3.2－10 図に示すとおり，格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため徐々に上昇するが，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び代替循環冷却系による格納容器除熱を行うことによって，温度上昇は抑制される。その結果，格納容器バウンダリにかかる温度の最高値は約151℃となり，格納容器の限界温度200℃を超えない。 格納容器内の水素濃度は，第3.2－26 図及び第3.2－27 図に示すとおり，ジルコニウム－水反応等により発生した水素が格納容器へ放出されることで13vol%（ドライ条件）を上回るが，第3.2－24 図及び第3.2－25 図に示すとおり，格納容器内酸素濃度が4.0vol%（ドライ条件）に到達した時点で可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入を行うことによって，酸素濃度の最高値は約4.0vol%（ドライ条件）にとどまることから，可燃限界である5vol%（ドライ条件）を下回る。 なお，コリウムシールドによってペデスタル（ドライウェル部）の壁面及び床面のコンクリートの侵食は抑制されることから，溶融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガス及びその他の非凝縮性ガスは発生しない。 第3.2－9 図及び第3.2－10 図に示すとおり，事象発生から約4.5 時間後に溶融炉心がペデスタル（ドライウェル部）へ落下するが，格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水，代替格納容器スプレイ冷却系	であり，2.0MPa[gage]以下に低減されている。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7,東海第二】 ・記載箇所の相違 【東海第二】 ・整理方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，コンクリート侵食によるガスの発生を踏まえ「3.5 MCCI」において水素及び酸素の影響を確認しているが,東海第二ではコンクリート侵食しないため「3.2 DCH」において水素ガス及び酸素ガスの発生の影響を確認している。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	（常設）による格納容器冷却及び代替循環冷却系による格納容器除熱を行うことで，第3.2－7 図及び第3.2－8 図に示すとおり，格納容器圧力及び雰囲気温度は低下し，ペデスタル（ドライウェル部）に落下した溶融炉心及び格納容器雰囲気は安定して除熱される。事象を通じて格納容器の限界圧力に到達せず，格納容器圧力逃がし装置を使用することなく，格納容器が過圧・過温破損に至らないことを確認した。なお，第3.2-28 図に示すとおり，格納容器内の酸素濃度上昇により，長期的には格納容器圧力逃がし装置を用いて可燃性ガスを排出する。 「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(3)の評価項目については，格納容器が健全であるため，格納容器から原子炉建屋への放射性物質の漏えい量は制限され，また，大気中へはほとんど放出されないものと考えられる。これは，原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は，原子炉建屋内で時間減衰し，また，粒子状放射性物質は，原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い，原子炉建屋内に沈着すると考えられるためである。原子炉建屋内での放射性物質の時間減衰及び粒子状放射性物質の除去効果等を保守的に考慮せず，原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを想定した場合，漏えい量は約3.2×10^{-2}TBq（7 日間）となり，100TBq を下回る。 事象発生からの7 日間以降，Ｃｓ－137 の漏えいが継続した場合の影響評価を行ったところ，約3.4×10^{-2}TBq（30 日間）及び約3.9×10^{-2}TBq（100 日間）であり，100TBq を下回る。 （添付資料3.2.5，3.2.8）		・記載箇所の相違 【東海第二】
本評価では，「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(4)の評価項目について，原子炉圧力をパラメータとして対策の有効性を確認した。 なお，「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(5)及び(8)の評価項目については「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にて評価項目を満足することを確認している。 また，原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心及び原子炉格納容器の安定状態維持については「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にて確認している。	本評価では，「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)，(6)及び(7)の評価項目並びにペデスタル（ドライウェル部）に落下した溶融炉心及び格納容器の安定状態の維持について，対策の有効性を確認した。 なお，「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(5)及び(8)の評価項目については「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にて評価項目を満足することを確認している。	本評価では，「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(4)の評価項目について，原子炉圧力をパラメータとして対策の有効性を確認した。 なお，「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(5)及び(8)の評価項目については「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にて評価項目を満足することを確認している。 また，ペデスタルに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器の安定状態維持については「3.5 溶融炉心・コンクリート相	・整理方針の相違 【東海第二】 各格納容器破損モードで確認対象とする評価項目の整理の差異。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
なお，「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目については「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において，選定された評価事故シーケンスに対して対策の有効性を確認しているが，溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下した場合については，本評価において，「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について対策の有効性を確認できる。 ここで，「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(3)の評価項目については，原子炉格納容器が健全であるため，原子炉格納容器から原子炉建屋への放射性物質の漏えい量は制限され，また，大気中へはほとんど放出されないものと考えられる。これは，原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は，原子炉建屋内で時間減衰し，また，粒子状放射性物質は，原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い，原子炉建屋内に沈着すると考えられるためである。原子炉建屋内での放射性物質の時間減衰及び粒子状放射性物質の除去効果等を保守的に考慮せず，原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを想定した場合，漏えい量は約 2.5TBq（7 日間）となり，100TBq を下回る。 事象発生からの 7 日間以降，Cs-137 の漏えいが継続した場合の影響評価を行ったところ，約 2.6TBq(30 日間)及び約 2.6TBq(100 日間）であり，100TBq を下回る。 （添付資料 3.5.1，3.2.2，3.2.3）	*【比較のため，「ｂ.」の一部を記載】* 「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(3)の評価項目については，格納容器が健全であるため，格納容器から原子炉建屋への放射性物質の漏えい量は制限され，また，大気中へはほとんど放出されないものと考えられる。これは，原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は，原子炉建屋内で時間減衰し，また，粒子状放射性物質は，原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い，原子炉建屋内に沈着すると考えられるためである。原子炉建屋内での放射性物質の時間減衰及び粒子状放射性物質の除去効果等を保守的に考慮せず，原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを想定した場合，漏えい量は約3.2×10^{-2}TBq（7 日間）となり，100TBq を下回る。 事象発生からの7 日間以降，Ｃｓ－137 の漏えいが継続した場合の影響評価を行ったところ，約3.4×10^{-2}TBq（30 日間）及び約3.9×10^{-2}TBq（100 日間）であり，100TBq を下回る。 （添付資料3.2.5，3.2.8） *【ここまで】*	ここで，「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(3)の評価項目については，原子炉格納容器が健全であるため，原子炉格納容器から原子炉建物への放射性物質の漏えい量は制限され，また，大気中へはほとんど放出されないものと考えられる。これは，原子炉建物内に漏えいした放射性物質は，原子炉建物内で時間減衰し，また，粒子状放射性物質は，原子炉建物内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い，原子炉建物内に沈着すると考えられるためである。原子炉建物内での放射性物質の時間減衰及び粒子状放射性物質の除去効果等を保守的に考慮せず，原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えいを想定した場合，漏えい量は約 0.56TBq（７日間）となり，100TBq を下回る。 事象発生からの７日間以降，Ｃｓ-137 の漏えいが継続した場合の影響評価を行ったところ，約 0.57TBq（30 日間）及び約 0.58TBq（100 日間）であり，100TBq を下回る。 （添付資料3.5.1，3.2.3）	・整理方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，コンクリート侵食によるガスの発生を踏まえ「3.5 MCCI」において水素及び酸素の影響を確認しているが，東海第二ではコンクリート侵食しないため「3.2 DCH」において水素ガス及び酸素ガスの発生の影響を確認している。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，格納容器漏えい時のエアロゾル捕集効果（DF10）を考慮したこと等により，格納容器漏えい起因の放出が減少している。 【東海第二】 島根２号炉は，格納容器圧力が高めに推移するため，格納容器漏えい起因の放出が増加している。
3.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では，設計基準事故対処設備による原子炉注水機能（非常用炉心冷却系）のみならず，重大事故等対処設備による原子炉注水機能を含む全ての原子炉注水機能が喪失して炉心損傷に	3.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では，設計基準事故対処設備による原子炉注水機能（非常用炉心冷却系及び原子炉隔離時冷却系）のみならず，重大事故等対処設備による原子炉注水機能を含む全ての原子炉注水機	3.2.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では，設計基準事故対処設備による原子炉注水機能（非常用炉心冷却系）のみならず，重大事故等対処設備による原子炉注水機能を含む全ての原子炉注水機能が喪失して炉心損傷	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
至り，原子炉圧力容器が破損する前に手動操作により原子炉減圧を行うことが特徴である。 また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，原子炉急速減圧操作及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）とする。	能が喪失して炉心損傷に至り，原子炉圧力容器が破損する前に手動操作により原子炉減圧を行うことが特徴である。 また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，原子炉急速減圧操作並びに緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作及び代替循環冷却系による格納容器除熱操作とする。	に至り，原子炉圧力容器が破損する前に手動操作により原子炉減圧を行うことが特徴である。 また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，原子炉急速減圧操作及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペデスタルへの注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）とする。	・記載方針の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，事象発生から 12 時間までの操作ではなく，DCH 等の物理現象に対する対策のみ記載し，その操作の不確かさについての影響を確認している。
本評価事故シーケンスの有効性評価における現象の不確かさとしては，溶融炉心落下流量，溶融ジェット径，溶融炉心粒子化割合，冷却材とデブリ粒子の伝熱，炉心ヒートアップ，炉心崩壊挙動，溶融炉心と上面水プールとの伝熱，溶融炉心と原子炉圧力容器間の熱伝達，原子炉圧力容器破損判定が挙げられる。 これらの不確かさに対して，燃料ペレットが崩壊する時間及び温度，溶融ジェット径，エントレインメント係数，デブリ粒子径，ジルコニウムー水反応速度，限界熱流束に係る係数，下部プレナムギャップ除熱量に係る係数，溶接部破損時の最大ひずみを変化させた場合の本格納容器破損モードに対する影響は小さいことを確認している。 また，原子炉水位を監視し，原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に達した時点で原子炉急速減圧を行うといった，徴候を捉えた対応を図ることによって，炉心下部プレナムへの溶融炉心移行が発生する前に速やかに 2.0MPa[gage]を十分下回る圧力まで原子炉を減圧可能であることを確認している。	本評価事故シーケンスの有効性評価における現象の不確かさとしては，溶融炉心落下流量，溶融ジェット径，溶融炉心粒子化割合，冷却材とデブリ粒子の伝熱，炉心ヒートアップ，炉心崩壊挙動，溶融炉心と上面水プールとの伝熱，溶融炉心と原子炉圧力容器間の熱伝達，原子炉圧力容器破損判定が挙げられる。 これらの不確かさに対して，燃料ペレットが崩壊する時間及び温度，溶融ジェット径，エントレインメント係数，デブリ粒子径，ジルコニウムー水反応速度，限界熱流束に係る係数，下部プレナムギャップ除熱量に係る係数，溶接部破損時の最大ひずみを変化させた場合の本格納容器破損モードに対する影響は小さいことを確認している。 また，原子炉水位を監視し，原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20%上の位置に到達した時点で原子炉減圧を行うといった，兆候を捉えた対応を図ることによって，炉心下部プレナムへの溶融炉心移行が発生する前に速やかに 2.0MPa［gage］を十分下回る圧力まで原子炉を減圧可能であることを確認している。	本評価事故シーケンスの有効性評価における現象の不確かさとしては，溶融炉心落下流量，溶融ジェット径，溶融炉心粒子化割合，冷却材とデブリ粒子の伝熱，炉心ヒートアップ，炉心崩壊挙動，溶融炉心と上面水プールとの伝熱，溶融炉心と原子炉圧力容器間の熱伝達，原子炉圧力容器破損判定が挙げられる。 これらの不確かさに対して，燃料ペレットが崩壊する時間及び温度，溶融ジェット径，エントレインメント係数，デブリ粒子系，ジルコニウムー水反応速度，限界熱流束に係る係数，下部プレナムギャップ除熱量に係る係数，溶接部破損時の最大ひずみを変化させた場合の本格納容器破損モードに対する影響は小さいことを確認している。 また，原子炉水位を監視し，原子炉水位が燃料棒有効長底部から燃料棒有効長の 20%上の位置に達した時点で原子炉急速減圧を行うといった，徴候を捉えた対応を図ることによって，炉心下部プレナムへの溶融炉心移行が発生する前に速やかに 2.0MPa[gage]を十分下回る圧力まで原子炉を減圧可能であることを確認している。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ジルコニウムー水反応が著しくなる前に減圧するという考え方は同じではあるが，感度解析結果の差異により，島根２号炉では，BAF＋20%で原子炉減圧を実施する。
(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本格納容器破損モードにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響	(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本評価事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響	(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本格納容器破損モードにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「1.7　解析コード及び解析条件の不確かさの影響	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。 ａ．運転員等操作時間に与える影響 炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間に対する感度は数分程度であり，影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，重大事故等対処設備を含む全ての原子炉への注水機能が喪失することを想定しており，最初に実施すべき操作は原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達した時点の原子炉減圧操作であり，また，燃料被覆管温度等を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。 ａ．運転員等操作時間に与える影響 炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，ＴＭＩ事故についての再現性及びＣＯＲＡ実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融開始時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間に対する感度は数分程度であり，影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器破損までは重大事故等対処設備を含む全ての原子炉への注水機能に期待しないことで原子炉圧力容器破損に至ることを想定しており，最初に実施すべき操作は原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20%上の位置に到達した時点の原子炉減圧操作であり，また，燃料被覆管温度等を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。 ａ．運転員等操作時間に与える影響 炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，ＴＭＩ事故についての再現性及びＣＯＲＡ実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間に対する感度は数分程度であり，影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，重大事故等対処設備を含む全ての原子炉への注水機能が喪失することを想定しており，最初に実施すべき操作は原子炉水位が燃料棒有効長底部から燃料棒有効長の 20%上の位置に到達した時点の原子炉減圧操作であり，また，燃料被覆管温度等を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ジルコニウム－水反応が著しくなる前に減圧するという考え方は同じではあるが，感度解析結果の差異により，島根２号炉では，BAF＋20%で原子炉減圧を実施する。 ・運用の相違 【東海第二】 不確かさの影響を確認するとした運転員等操作の差異。
また，原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点で代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）を実施するが，炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく，炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行した際の原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇は急峻であることから，原子炉圧力容器下鏡部温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして，炉心モデル（炉心水位計算モデル）は，原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であ	炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして，炉心モデル（炉心水位計算モデル）は，原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードＳＡＦＥＲの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードＭＡＡＰの評価結果の方が大	また，原子炉圧力容器下鏡温度が 300℃に到達した時点で格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペデスタルへの注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）を実施するが，炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく，炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行した際の原子炉圧力容器下鏡温度の上昇は急峻であることから，原子炉圧力容器下鏡温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペデスタルへの注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして，炉心モデル（炉心水位計算モデル）は，原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードＳＡＦＥＲの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードＭＡＡＰの評価結果の方	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
ることを確認している。このため，原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが，数分程度の差異であることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また，炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。リロケーションの影響を受ける可能性がある操作としては，原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点での代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）があるが，炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく，炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行した際の原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇は急峻であることから，原子炉圧力容器下鏡部温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内 FCI（溶融炉心細粒化）及び原子炉圧力容器内 FCI（デブリ粒子熱伝達）の不確かさとして，下部プレナムでの溶融炉心の挙動に関する感度解析により，原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器内 FCI を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 炉心損傷後の原子炉圧力容器における炉心下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また，炉心下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。炉心下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさの影響を受ける可能性がある操作としては，原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点での代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力	きく，解析コードＳＡＦＥＲに対して保守的であることを確認している。このため，原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが，数分程度の差異であることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルはＴＭＩ事故についての再現性を確認している。また，炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器温度（下鏡部）を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内ＦＣＩ（溶融炉心細粒化）及び原子炉圧力容器内ＦＣＩ（デブリ粒子熱伝達）の不確かさとして，下部プレナムでの溶融炉心の挙動に関する感度解析により，原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器内ＦＣＩを操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 炉心損傷後の原子炉圧力容器における炉心下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルはＴＭＩ事故についての再現性を確認している。また，炉心下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器温度（下鏡部）を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	が大きく，解析コードＳＡＦＥＲに対して保守的であることを確認している。このため，原子炉水位が燃料棒有効長底部から燃料棒有効長の 20%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが，数分程度の差異であることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルはＴＭＩ事故についての再現性を確認している。また，炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。リロケーションの影響を受ける可能性がある操作としては，原子炉圧力容器下鏡温度が300℃に到達した時点での格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペデスタルへの注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）があるが，炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく，炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行した際の原子炉圧力容器下鏡温度の上昇は急峻であることから，原子炉圧力容器下鏡温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペデスタルへの注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内ＦＣＩ（溶融炉心細粒化）及び原子炉圧力容器内ＦＣＩ（デブリ粒子熱伝達）の不確かさとして，下部プレナムでの溶融炉心の挙動に関する感度解析により，原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器内ＦＣＩを操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 炉心損傷後の原子炉圧力容器における炉心下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルはＴＭＩ事故についての再現性を確認している。また，炉心下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。炉心下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさの影響を受ける可能性がある操作としては，原子炉圧力容器下鏡温度が 300℃に到達した時点での格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペデスタルへの注水操作（原子炉圧力容	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ジルコニウム－水反応が著しくなる前に減圧するという考え方は同じではあるが，感度解析結果の差異により，島根２号炉では，BAF＋20%で原子炉減圧を実施する。 ・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 解析結果に依存する差異。 ・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 解析結果に依存する差異。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
容器破損前の原子炉格納容器冷却）があるが，炉心下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさは小さいことから，原子炉圧力容器下鏡部温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器破損の不確かさとして，制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に関する感度解析により最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料 3.2.4） ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響 炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウムー水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間への感度は数分程度であり，影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達した時点での運転員等操作による原子炉急速減圧によって速やかに原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に低減し，原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に維持しているため，運転員等操作時間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。 炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして，炉心モデル（炉心水位計算モデル）は，原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であ	炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器破損の不確かさとして，制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に関する感度解析により最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料 3.2.9） ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響 炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，ＴＭＩ事故についての再現性及びＣＯＲＡ実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウムー水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融開始時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間への感度は数分程度であり，影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20%上の位置に到達した時点での運転員等操作による原子炉急速減圧によって速やかに原子炉圧力を 2.0MPa［gage］以下に低減し，原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力を 2.0MPa［gage］以下に維持しているため，運転員等操作時間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。 炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして，炉心モデル（炉心水位計算モデル）は，原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードＳＡＦＥＲの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードＭＡＡＰの評価結果の方が大	器破損前の初期水張り）があるが，炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく，炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行した際の原子炉圧力容器下鏡温度の上昇は急峻であることから，原子炉圧力容器下鏡温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペデスタルへの注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器破損の不確かさとして，制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に関する感度解析により最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料3.2.4） b. 評価項目となるパラメータに与える影響 炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，ＴＭＩ事故についての再現性及びＣＯＲＡ実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウムー水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間への感度は数分程度であり，影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉水位が燃料棒有効長底部から燃料棒有効長の 20%上の位置に到達した時点での運転員等操作による原子炉急速減圧によって原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に低減し，原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に維持しているため，運転員等操作時間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。 炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして，炉心モデル（炉心水位計算モデル）は，原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードＳＡＦＥＲの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードＭＡＡＰの評価結果の方	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ジルコニウムー水反応が著しくなる前に減圧するという考え方は同じではあるが，感度解析結果の差異により，島根２号炉では，BAF＋20%で原子炉減圧を実施する。

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
ることを確認している。このため，原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが，数分程度の差異であり，原子炉急速減圧操作後に原子炉圧力は速やかに低下することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また，炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器が破損する前に，十分な時間余裕をもって手動減圧により原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に維持していることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内 FCI（溶融炉心細粒化）及び原子炉圧力容器内 FCI（デブリ粒子熱伝達）の不確かさとして，下部プレナムでの溶融炉心の挙動に関する感度解析により，原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器が破損する前に，十分な時間余裕をもって手動減圧により原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に維持していることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 炉心損傷後の原子炉圧力容器における炉心下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また，炉心下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器破損の不確かさとして，制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に関する感度解析により最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損が早まることを確認しているが，原子炉圧力容器破損（事象発生から約 7 時間後）に対して早まる時間はわずかであることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	きく，解析コードＳＡＦＥＲに対して保守的であることを確認している。このため，原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが，数分程度の差異であり，原子炉急速減圧操作後に原子炉圧力は速やかに低下することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルはＴＭＩ事故についての再現性を確認している。また，炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により炉心溶融開始時間に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器が破損する前に，十分な時間余裕をもって手動減圧により原子炉圧力を 2.0MPa［gage］以下に維持していることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内ＦＣＩ（溶融炉心細粒化）及び原子炉圧力容器内ＦＣＩ（デブリ粒子熱伝達）の不確かさとして，下部プレナムでの溶融炉心の挙動に関する感度解析により，原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器が破損する前に，十分な時間余裕をもって手動減圧により原子炉圧力を 2.0MPa［gage］以下に維持していることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 炉心損傷後の原子炉圧力容器における炉心下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルはＴＭＩ事故についての再現性を確認している。また，炉心下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器破損の不確かさとして，制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に関する感度解析により最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損が早まることを確認しているが，原子炉圧力容器破損（事象発生から約 4.5 時間後）に対して早まる時間は僅かであることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	が大きく，解析コードＳＡＦＥＲに対して保守的であることを確認している。このため，原子炉水位が燃料棒有効長底部から燃料棒有効長の 20%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが，数分程度の差異であり，原子炉急速減圧操作後に原子炉圧力は速やかに低下することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルはＴＭＩ事故についての再現性を確認している。また，炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器が破損する前に，十分な時間余裕をもって手動減圧により原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に維持していることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内ＦＣＩ（溶融炉心細粒化）及び原子炉圧力容器内ＦＣＩ（デブリ粒子熱伝達）の不確かさとして，下部プレナムでの溶融炉心の挙動に関する感度解析により，原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器が破損する前に，十分な時間余裕をもって手動減圧により原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に維持していることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 炉心損傷後の原子炉圧力容器における炉心下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルはＴＭＩ事故についての再現性を確認している。また，炉心下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器破損不確かさとして，制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に関する感度解析により最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損が早まることを確認しているが，原子炉圧力容器破損（事象発生から約 5.4 時間後）に対して早まる時間はわずかであることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ジルコニウム－水反応が著しくなる前に減圧するという考え方は同じではあるが，感度解析結果の差異により，島根２号炉では，BAF＋20%で原子炉減圧を実施する。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
（添付資料 3.2.4）	（添付資料 3.2.9）	（添付資料3.2.4）	
(2) 解析条件の不確かさの影響評価 a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 3.2.2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和されるが，操作手順（原子炉水位に応じて急速減圧を実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，原子炉圧力容器破損に至るまでの事象進展は緩和されるが，操作手順（原子炉圧力容器下鏡部温度に応じて原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）を実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉圧力，原子炉水位及び炉心流量は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 （添付資料 3.2.4） (b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，原子炉急速減圧操作の開始が遅くなるが，原子炉圧力容器破損も遅くなり，原子炉急速減圧操作開始後	(2) 解析条件の不確かさの影響評価 a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 3.2－2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd／t に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 31GWd／t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和されるが，操作手順（原子炉水位に応じて急速減圧を実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉圧力，原子炉水位及び炉心流量は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 （添付資料 3.2.9） (b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd／t に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 31GWd／t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，原子炉急速減圧操作の開始が遅くなるが，原子炉圧力容器破損も遅くなり，原子炉急速減圧操作開始後	(2) 解析条件の不確かさの影響評価 a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 3.2.2-1 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり，本解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和されるが，操作手順（原子炉水位に応じて急速減圧を実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。また，原子炉圧力容器破損に至るまでの事象進展は緩和されるが，操作手順（原子炉圧力容器下鏡温度に応じてペデスタルへの注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）を実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 初期条件の原子炉圧力，原子炉水位及び炉心流量は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 （添付資料3.2.4） (b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，原子炉急速減圧操作の開始が遅くなるが，原子炉圧力容器破損も遅くなり，原子炉急速減圧操作開始後	・実績値の相違 【東海第二】 島根２号炉の最確条件を記載。 ・運用の相違 【東海第二】 不確かさの影響を確認するとした運転員等操作の差異。 ・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
に原子炉圧力は速やかに低下することから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 初期条件の原子炉圧力，原子炉水位及び炉心流量は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料 3.2.4） 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 操作条件の原子炉急速減圧操作は，解析上の操作時間として原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達時（事象発生から約 1.4 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，原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達するまでに事象発生から約 1.4 時間の時間余裕があり，また，原子炉急速減圧操作は原子炉水位の低下傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能であり，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う作業であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。 操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）は，解析上の操作開始時間として原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達したことを確認しての開始を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達するまでに事象発生から約 3.7 時間の時間余裕がある。また，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は原子炉圧力容	に原子炉圧力は速やかに低下することから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 初期条件の原子炉圧力，原子炉水位及び炉心流量は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料 3.2.9） 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 操作条件の原子炉急速減圧操作は，解析上の操作時間として原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20%上の位置に到達時（事象発生から約 38 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，原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20%上の位置に到達するまでに事象発生から約 38 分の時間余裕があり，また，原子炉急速減圧操作は原子炉水位の低下傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能であり，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う作業であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。 操作条件の緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作及び代替循環冷却系による格納容器除熱操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から 90 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，代替循環冷却系運転は事象発生 90 分後に開始することとしているが，時間余裕を含めて設定されているため操作の不確かさが操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，本操作の操作開始時間は，操作所要時間	に原子炉圧力は速やかに低下することから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 初期条件の原子炉圧力，原子炉水位及び炉心流量は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料3.2.4） 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 操作条件の原子炉急速減圧操作は，解析上の操作時間として原子炉水位が燃料棒有効長底部から燃料棒有効長の 20%上の位置に到達時（事象発生から約 1.0 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，原子炉水位が燃料棒有効長底部から燃料棒有効長の 20%上の位置に到達するまでに事象発生から約 1.0 時間の時間余裕があり，また，原子炉急速減圧操作は原子炉水位の低下傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能であり，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う作業であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。 操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペデスタルへの注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）は，解析上の操作開始時間として原子炉圧力容器下鏡温度が 300℃に到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，原子炉圧力容器下鏡温度が300℃に到達するまでには事象発生から約3.1時間の時間余裕がある。また，格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペデスタルへの注水操作は原子炉圧力容器下鏡温度を監視しながらあらかじめ	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
器下鏡部温度を監視しながらあらかじめ準備が可能であり，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う作業であり，また，他の並列操作を加味して操作の所要時間を算定していることから，他の操作に与える影響はない。 （添付資料 3.2.4） (b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の原子炉急速減圧操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料 3.2.4） (3) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。 操作条件の原子炉急速減圧操作については，原子炉圧力容器破損までに完了する必要があるが，原子炉圧力容器破損までの時間は事象発生から約 7.0 時間あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）については，原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達後，速やかに実施することが望ましいが，原子炉圧力容器破損前は，本操作が実施できないと仮定しても，格納容	を踏まえて解析上の想定時間を設定したものであり，実態の操作開始時間が早まる可能性があるが，状況判断から代替循環冷却系運転までは一連の操作として実施し，同一の運転員による並列操作はなく，運転員等操作時間に与える影響も小さい。 （添付資料 3.2.9） (b)　評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の原子炉急速減圧操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 操作条件の緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作及び代替循環冷却系による格納容器除熱操作は，運転員等操作時間に与える影響として，操作開始時間が早まった場合には，本操作も早まる可能性があり，格納容器圧力及び雰囲気温度を早期に低下させる可能性があることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 （添付資料 3.2.9） (3) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。 操作条件の原子炉急速減圧操作については，原子炉圧力容器破損までに完了する必要があるが，原子炉圧力容器破損までの時間は事象発生から約 4.5 時間あり，操作開始時間（事象発生から約 38 分後）に対して余裕があるため，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による冷却水（海水）の確保操作及び代替循環冷却系による格納容器除熱操作については，格納容器除熱開始までの時間は操作所要時間を踏まえて解析上の想定時間を設定したものであり時間余裕があるが，本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも，原子炉圧力容	準備が可能であり，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，当該操作に対応する運転員，対策要員に他の並列操作はなく，また，現場操作における評価上の所要時間には余裕を見込んで算定していることから，他の操作に与える影響はない。 （添付資料3.2.4） (b)　評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の原子炉急速減圧操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペデスタルへの注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料3.2.4） (3)　操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。 操作条件の原子炉急速減圧操作については，原子炉圧力容器破損までに完了する必要があるが，原子炉圧力容器破損までの時間は事象発生から約 5.4 時間あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。 操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペデスタルへの注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）については，原子炉圧力容器破損前の格納容器冷却を兼ねる操作であり，原子炉圧力容器下鏡温度が300℃に到達後，速やかに実施することが望ましいが，原子炉圧力容器破損前は，本操作が	・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，DCH 等の物理現象に対する対策のみを対象とし，その操作の不確かさについての影響を記載している。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，DCH 等の物理現象に対する対策のみを対象とし，その

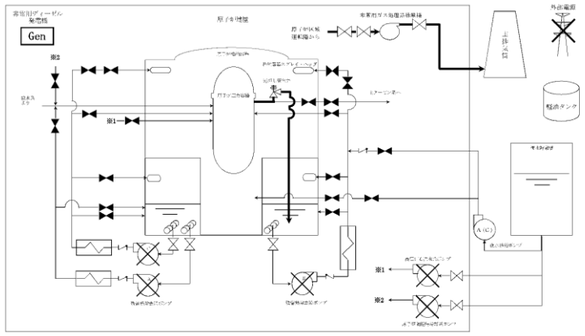
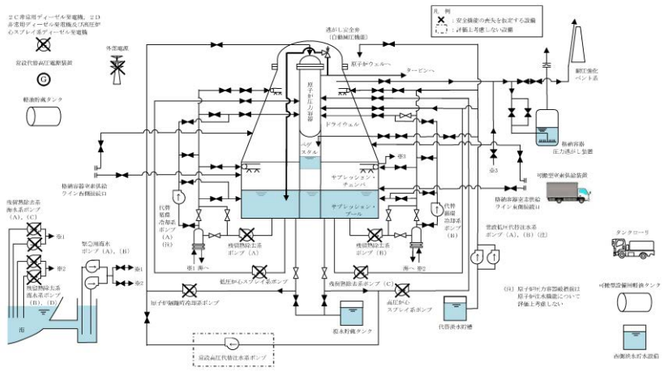
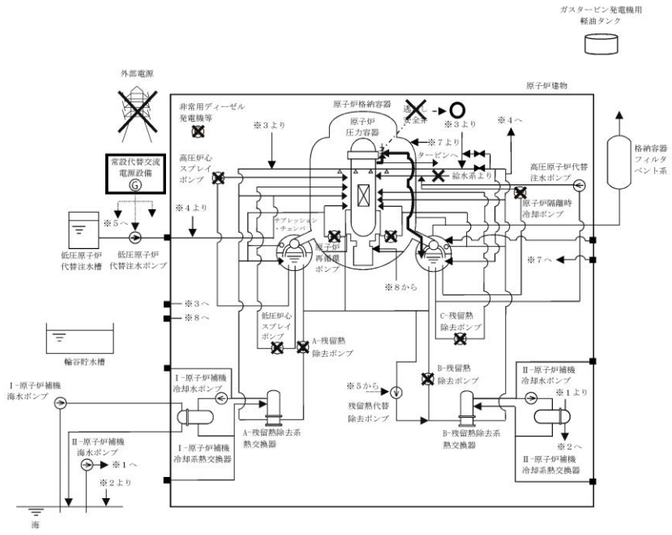
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
器圧力及び温度が原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度に到達することはなく，逃がし安全弁による原子炉減圧機能維持も可能であることから，時間余裕がある。 （添付資料 3.2.4）	器破損に至るまでの時間は事象発生から約 4.5 時間であり，約 3 時間の余裕があることから，時間余裕がある。 （添付資料 3.2.9）	実施できないと仮定しても，格納容器圧力及び温度が原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度に到達することはなく，逃がし安全弁による原子炉減圧機能維持も可能であることから，時間余裕がある。 （添付資料3.2.4）	操作の不確かさについての影響を記載している。
	(4) 原子炉圧力容器破損後の原子炉注水を考慮しない場合の影響評価 重大事故等対処設備による原子炉注水に対する仮定として，原子炉圧力容器破損までは重大事故等対処設備による原子炉への注水を考慮しないものとしているが，故障により原子炉注水ができない状態であった場合，故障要因を除去できないまま，原子炉圧力容器破損後も原子炉へ注水できないことも考えられる。この影響を考慮した感度解析を実施した。格納容器圧力の推移を第 3.2－29 図，格納容器雰囲気温度の推移を第 3.2－30 図に示す。原子炉圧力容器破損後に原子炉へ注水できない場合においても，格納容器圧力及び格納容器雰囲気温度の観点では大きな影響はないことから，評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。 （添付資料 3.2.10）		・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，原子炉圧力容器破損後の原子炉注水を想定していないが，東海第二では，原子炉圧力容器破損後，原子炉圧力容器内の冷却を考慮し，代替循環冷却系による原子炉注水を行うものとしているため，原子炉注水を考慮しない場合の感度解析を実施している。
(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。	(5) 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。また，原子炉圧力容器破損後も原子炉へ注水できない場合の感度解析を実施した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。	(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認出来る範囲内において，操作時間には時間余裕がある。	

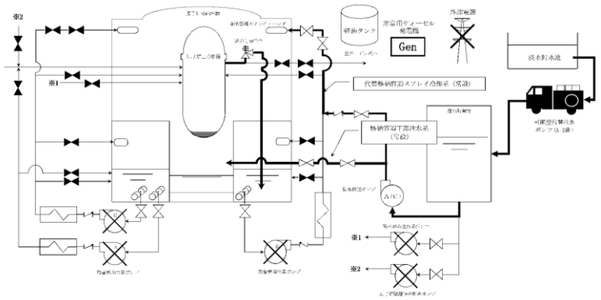
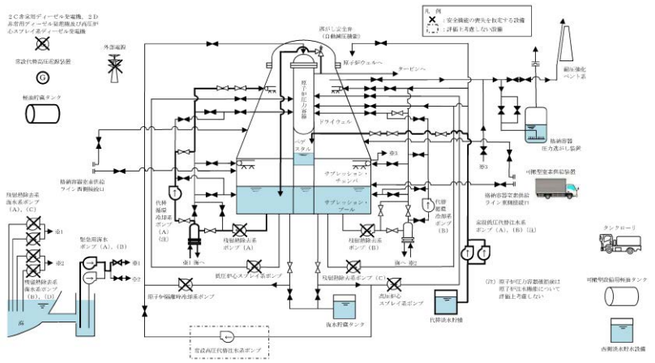
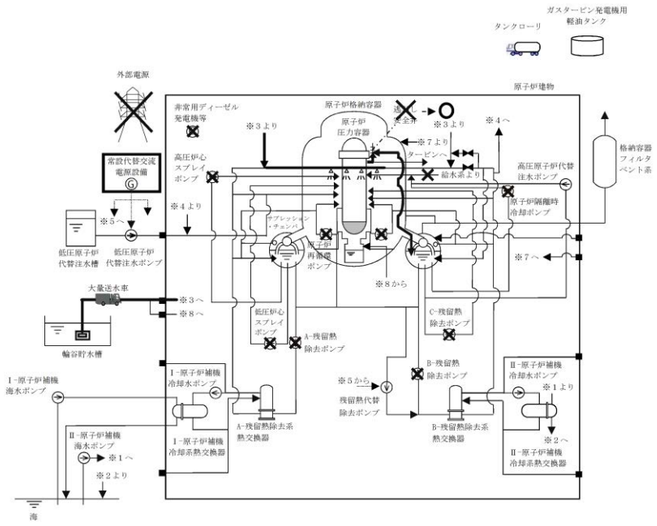
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
3.2.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において，6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策時における事象発生 10 時間までに必要な要員は，「3.2.1(3) 格納容器破損防止対策」に示すとおり 28 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の 72 名で対処可能である。 また，事象発生 10 時間以降に必要な参集要員は 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。	3.2.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において，重大事故等対策時における事象発生 2 時間までに必要な要員は，「3.2.1(3) 格納容器破損防止対策」に示すとおり 20 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の 39 名で対処可能である。 また，事象発生 2 時間以降に必要な参集要員は 2 名であり，発電所構外から 2 時間以内に参集可能な要員の 72 名で確保可能である。	3.2.4　必要な要員及び資源の評価 (1)　必要な要員の評価 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において，重大事故等対策時における必要な要員は「3.2.1(3)格納容器破損防止対策」に示すとおり 31 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している緊急時対策要員の 42 名で対処可能である。	・体制の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。 ・運用及び設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 プラント基数，設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが，タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお，これら要員 31 名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。 ・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。
(2) 必要な資源の評価 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において，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 低圧代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイは，7 日間の対応を考慮すると，号炉あたり約 2,700m^3 の水が必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると，合計	(2) 必要な資源の評価 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において，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 格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイは，7 日間の対応を考慮すると，合計約 380m^3 の水が必要である。水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m^3 の	(2)　必要な資源の評価 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において，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 格納容器代替スプレイ系（可搬型）及びペデスタル代替注水系（可搬型）によるペデスタルへの注水については，7 日間の対応を考慮すると，合計約 600m^3 の水が必要である。水源として，輪谷貯水槽（西）に約 7,000m^3 の水を保有している。これ	・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，可搬型設備によりペデスタル

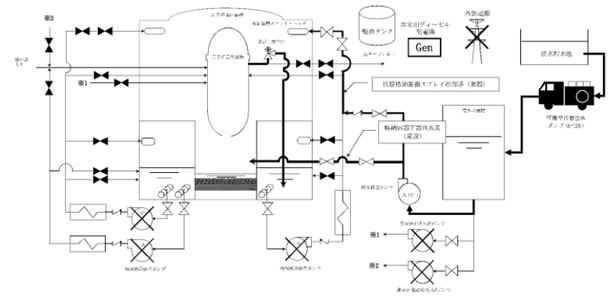
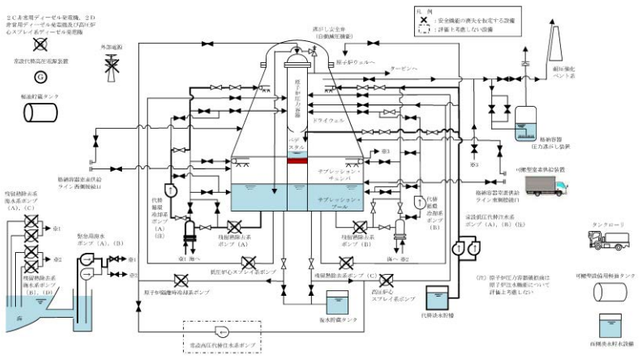
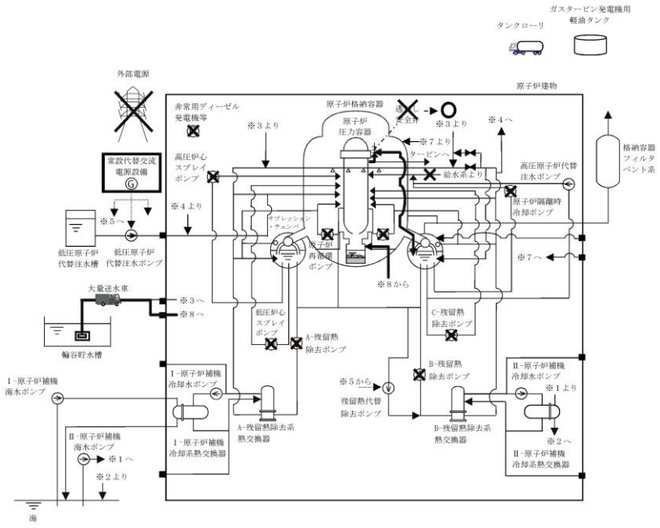
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
約 5,400m³ の水が必要である。水源として，各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m³ 及び淡水貯水池に約 18,000m³ の水を保有している。これにより，6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮しても，必要な水源は確保可能である。また，事象発生 12 時間以降に淡水貯水池の水を，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）により復水貯蔵槽へ給水することで，復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした 7 日間の注水継続実施が可能となる。ここで，復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生 12 時間後としているが，これは，可搬型設備を事象発生から 12 時間以内に使用できなかった場合においても，その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。 （添付資料 3.2.5）	水を保有している。これにより，必要な水源は確保可能である。 代替循環冷却系による格納容器除熱については，サプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから，水源が枯渇することはないため，7 日間の注水継続実施が可能である。 （添付資料 3.2.11）	により必要な水源は確保可能である。 （添付資料 3.2.5）	注水を実施する。 ・水量評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，事象発生後から必要な可搬型設備を準備し，使用することを想定。
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。可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による復水貯蔵槽への給水については，保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の運転を想定すると，7 日間の運転継続に号炉あたり約 15kL の軽油が必要となる。本評価事故シーケンスでは取水機能の喪失は想定していないが，仮に取水機能が喪失して代替原子炉補機冷却系による原子炉格納容器除熱を想定し，事象発生後 7 日間代替原子炉補機冷却系専用の電源車を運転した場合，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 1,645kL）。 6 号及び 7 号炉の各軽油タンク（約 1,020kL）にて合計約 2,040kL の軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による復水貯蔵槽への給水，非常用ディーゼル発電機による電源供給，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	b．燃料 常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）による電源供給については，保守的に事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に合計約 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクにて約 800kL の軽油を保有しており，この使用が可能であることから，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）による電源供給について，7 日間の継続が可能である。 可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入については，保守的に事象発生直後からの可搬型窒素供給装置の運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 18.5kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクにて約 210kL の軽油を保有しており，この使用が可能であることから，可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入について，7 日間の継続が可能である。 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	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。格納容器代替スプレイ系（可搬型）及びペデスタル代替注水系（可搬型）によるペデスタル注水については，保守的に事象発生直後からの大量送水車の運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 11m³ の軽油が必要となる。原子炉補機代替冷却系の大型送水ポンプ車については，保守的に事象発生直後からの大型送水ポンプ車の運転を想定すると，約 53m³ の軽油が必要となる。可搬式窒素供給装置による格納容器への窒素供給については，保守的に事象発生直後からの可搬式窒素供給装置の運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 7m³ の軽油が必要となる。合計約 423m³ の軽油が必要となる。ガスタービン発電機用軽油タンクにて約 450m³ の軽油を保有しており，この使用が可能であることから常設代替交流電源設備による電源供給，格納容器代替スプレイ系（可搬型）及びペデスタル代替注水系（可搬型）によるペデスタル注水，原子炉補機代替冷却系の運転，可搬式窒素供給装置による格納容器への窒素供給について，7 日間の運転継続が可能である。 緊急時対策所用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 8m³ 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 m³	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，SA 事象を鑑みて，外部電源の喪失を仮定している。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，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。 ・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】

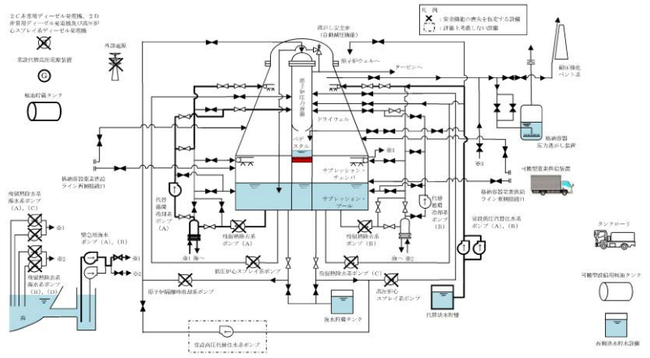
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について，７ 日間の継続が可能である。 （添付資料 3.2.6）	にて約 75kL の軽油を保有しており，この使用が可能であることから，緊急時対策所用発電機による電源供給について，7 日間の継続が可能である。 （添付資料 3.2.12）	の軽油を保有しており，この使用が可能であることから，緊急時対策所用発電機による電源供給について，７日間の継続が可能である。 （添付資料 3.2.6）	島根２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，各号炉の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	ｃ．電源	・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，必要負荷に対して常設代替交流電源設備にて電源供給を行う。
	常設代替交流電源設備の電源負荷については，重大事故等対策時に必要な負荷として，約 2,769kW 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。	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及びその他負荷として，約 1,905kW 必要となるが，常設代替交流電源設備は連続定格容量が約 4,800kW であり，必要負荷に対しての電源供給が可能である。	・設備設計の相違 【東海第二】 常設代替交流電源設備から電源供給が必要となる負荷が異なる。
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及び可搬型窒素供給装置の窒素供給装置用電源車についても，必要負荷に対しての電源供給が可能である。 （添付資料 3.2.13）	また，緊急時対策所用発電機についても，必要負荷に対しての電源供給が可能である。 （添付資料3.2.7）	・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。

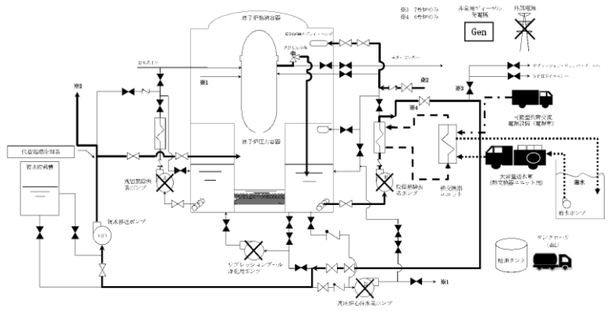
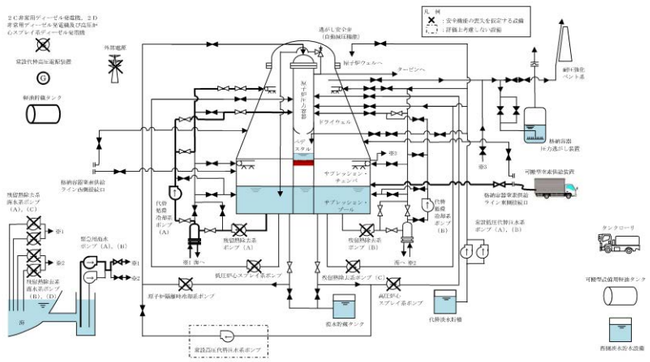
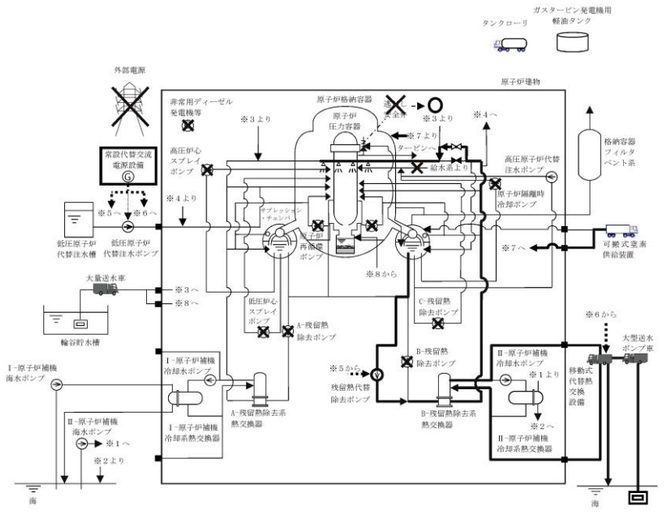
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
3.2.5 結論 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では，運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，原子炉圧力容器が高い圧力の状況で損傷し，溶融炉心，水蒸気及び水素ガスが急速に放出され，原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷が発生して原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対する格納容器破損防止対策としては，逃がし安全弁による原子炉減圧手段を整備している。 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の評価事故シーケンス「過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗（＋DCH 発生）」について，有効性評価を行った。 上記の場合においても，逃がし安全弁の手動開操作による原子炉減圧により，原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に低減することが可能である。また，安定状態を維持できる。 （添付資料 3.5.1） 解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。 重大事故等対策時に必要な要員は，運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 以上のことから，逃がし安全弁の手動開操作による原子炉減圧の格納容器破損防止対策は，選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対して有効である。	3.2.5 結論 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では，運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，原子炉圧力容器が高い圧力の状況で損傷し，溶融炉心，水蒸気及び水素が急速に放出され，格納容器に熱的・機械的な負荷が発生して格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対する格納容器破損防止対策としては，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧手段を整備している。 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の評価事故シーケンス「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗（＋ＤＣＨ）」について有効性評価を行った。 上記の場合においても，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動開操作による原子炉減圧により，原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力を 2.0MPa［gage］以下に低減することが可能である。また，格納容器バウンダリにかかる圧力，格納容器バウンダリにかかる温度，放射性物質の総放出量，水素の爆轟及び可燃性ガスの蓄積，燃焼の観点でも評価項目を満足することから，安定状態を維持できる。 解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。 重大事故等対策時に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 以上のことから，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動開操作による原子炉減圧の格納容器破損防止対策は，選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対して有効である。	3.2.5　結論 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では，運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，原子炉圧力容器が高い圧力の状態で損傷し，溶融炉心，水蒸気及び水素ガスが急速に放出され，原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷が発生して原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対する格納容器破損防止対策としては，自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧手段を整備している。 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の評価事故シーケンス「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗＋原子炉注水失敗＋ＤＣＨ発生」について，有効性評価を行った。 上記の場合においても，自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動開操作による原子炉減圧により，原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に低減することが可能である。また，安定状態を維持できる。 （添付資料3.5.1） 解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。 重大事故等対策時に必要な要員は，緊急時対策要員にて対処可能である。また，必要な水源，燃料及び電源も供給可能である。 以上のことから，自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動開操作による原子炉減圧の格納容器破損防止対策は，選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対して有効である。	

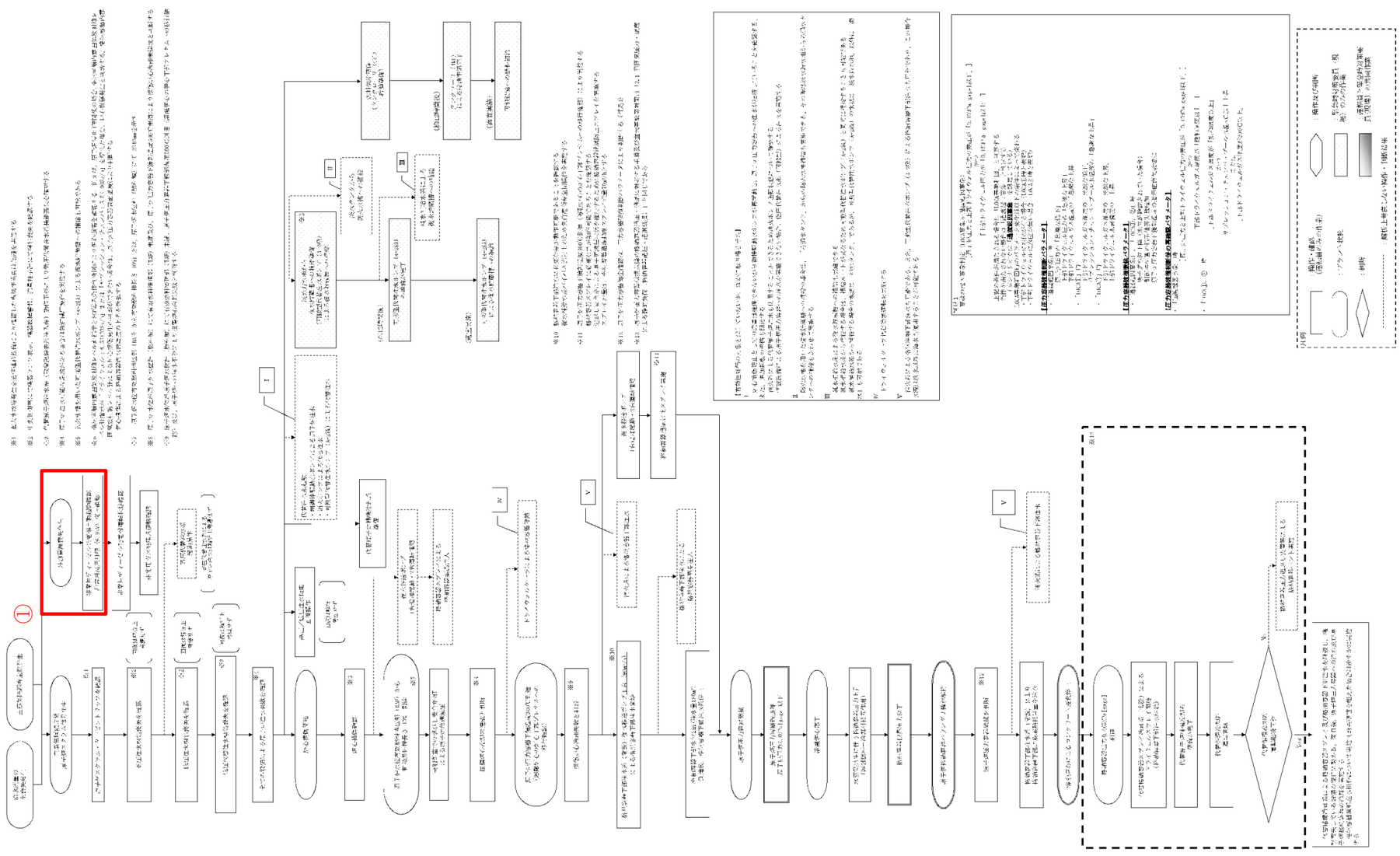
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 第 3.2.1 図　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策の概略系統図(1/4) （原子炉減圧）	 第 3.2-1 図 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の重大事故等対処設備の概略系統図（1/5） （原子炉圧力容器破損前の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧段階）	 第 3.2.1-1(1)図　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対処設備の概略系統図 （原子炉減圧）	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 第 3.2.2 図　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策の概略系統図(2/4) （原子炉圧力容器破損前の原子炉減圧，原子炉格納容器冷却及び格納容器下部注水）	 第 3.2-1 図 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の重大事故等対処設備の概略系統図 (2/5) （格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）水位の確保段階）	 第 3.2.1-1(2)図　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対処設備の概略系統図 （原子炉圧力容器破損前の原子炉減圧，ペデスタル注水）	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 第 3.2.3 図　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策の概略系統図(3/4) （原子炉圧力容器破損前の原子炉減圧，原子炉格納容器冷却及び格納容器下部注水）	 第 3.2-1 図 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の重大事故等対処設備の概略系統図 (3/5) （原子炉圧力容器破損後の代替循環冷却系による格納容器除熱，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）注水段階）	 第 3.2.1-1(3)図　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対処設備の概略系統図 （原子炉圧力容器破損後のペデスタル注水）	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	 第 3.2－1 図 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱時の重大事故等対策の概略系統図（4/5） （原子炉圧力容器破損後の代替循環冷却系による格納容器除熱，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却段階）		・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
 第 3.2.4 図　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策の概略系統図(4/4) （代替循環冷却系による溶融炉心冷却，原子炉格納容器除熱）	 第 3.2－1 図 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱時の重大事故等対策の概略系統図（5/5） （原子炉圧力容器破損後の代替循環冷却系による格納容器除熱，可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入段階）	 第 3.2.1-1(4)図　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対処設備の概略系統図 （残留熱代替除去系による溶融炉心冷却，格納容器除熱及び可搬式窒素供給装置を用いた格納容器内窒素供給）	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，シナリオの想定として，原子炉圧力容器破損後も原子炉圧力容器内を冷却するための原子炉注水が実施できないものとしている。

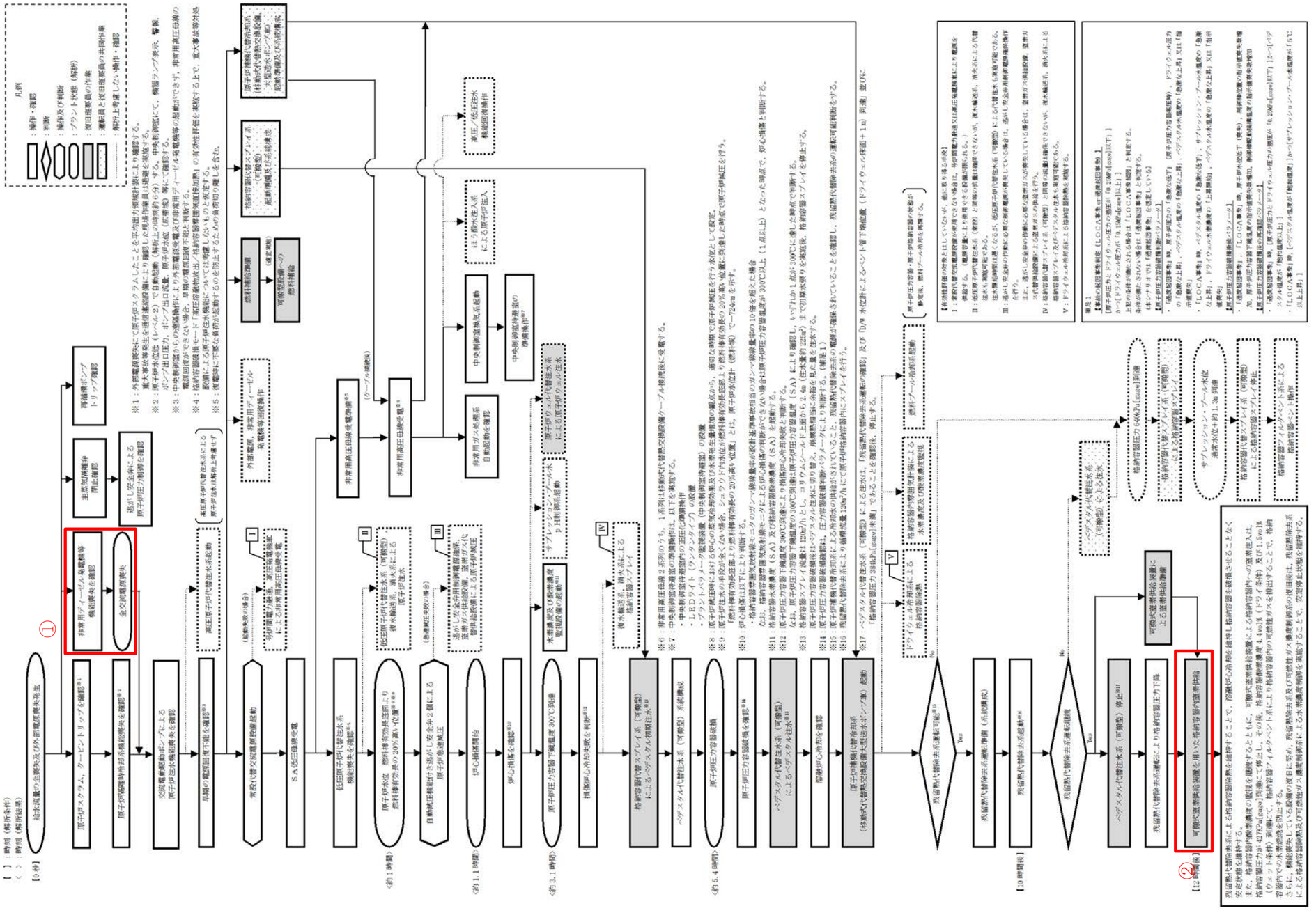


第 3.2.5 図　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の対応手順の概要

備　考
差異理由は，島根２号「3.2.1-2 図　格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」時の対応手順の概要」の備考欄参照

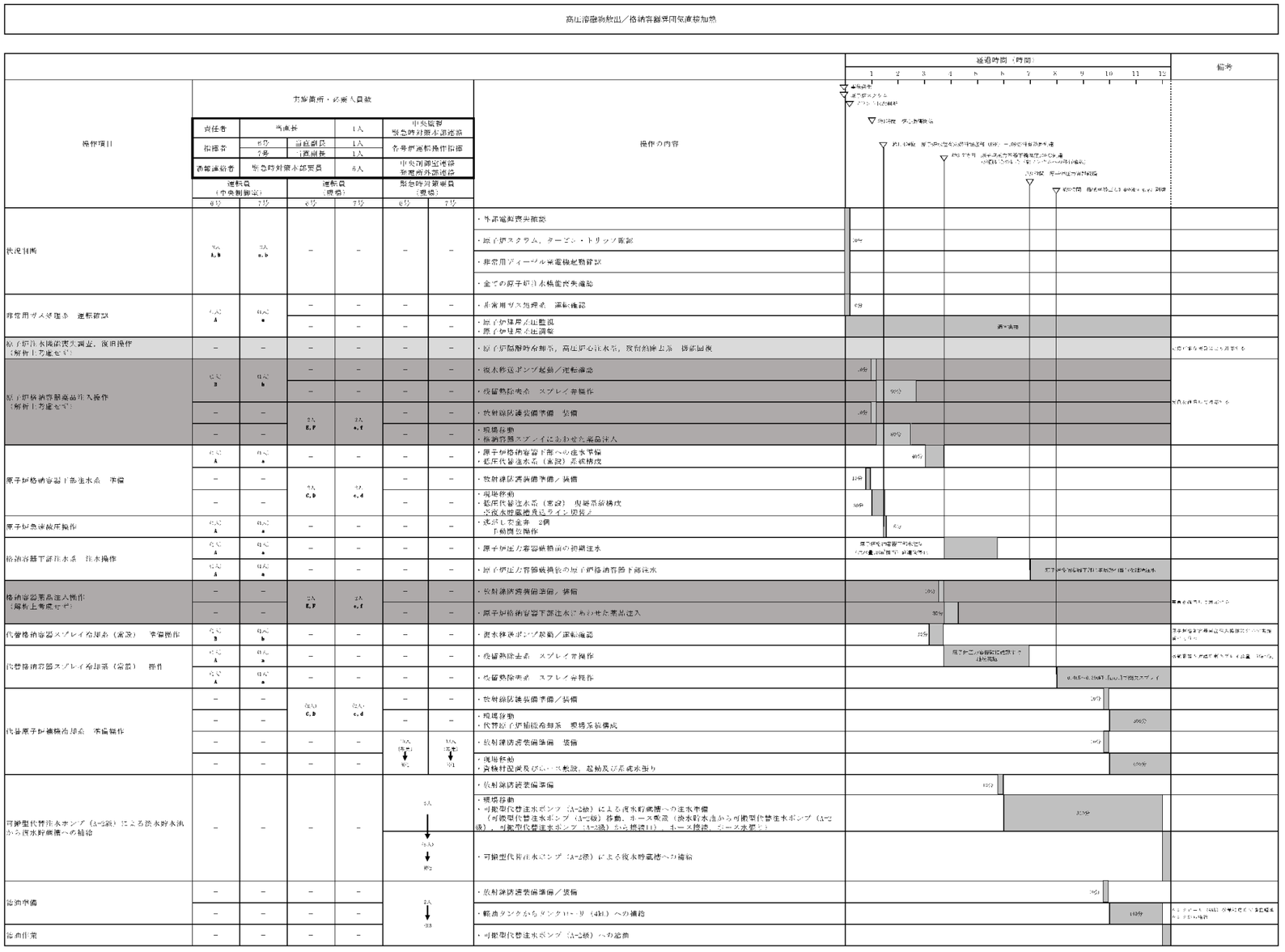
備　考
差異理由は，島根２号「3.2.1-2 図　格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」時の対応手順の概要」の備考欄参照

第 3.2-2 図　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の対応手順の概要

島根原子力発電所　２号炉	備　　考
	・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 ①島根２号炉は，全交流動力電源喪失を想定している。 ・運用の相違 【柏崎 6/7】 ②島根２号炉は，可燃性ガス濃度の制御は SA 設備である可搬式窒素供給装置による窒素封入を実施することとしている。 【東海第二】 ②島根２号炉は，酸素濃度基準ではなく，残留熱代替除去系等による原子炉格納容器内の除熱を開始した場合に，窒素ガス供給を行う。

第 3.2.1-2 図　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の対応手順の概要

備　考
差異理由は，島根２号「第3.2.1-3 図　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」時の作業と所要時間」の備考欄参照



第 3.2.6 図　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の作業と所要時間(1/2)

備　考
差異理由は，島根２号「第3.2.1-3 図　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」時の作業と所要時間」の備考欄参照

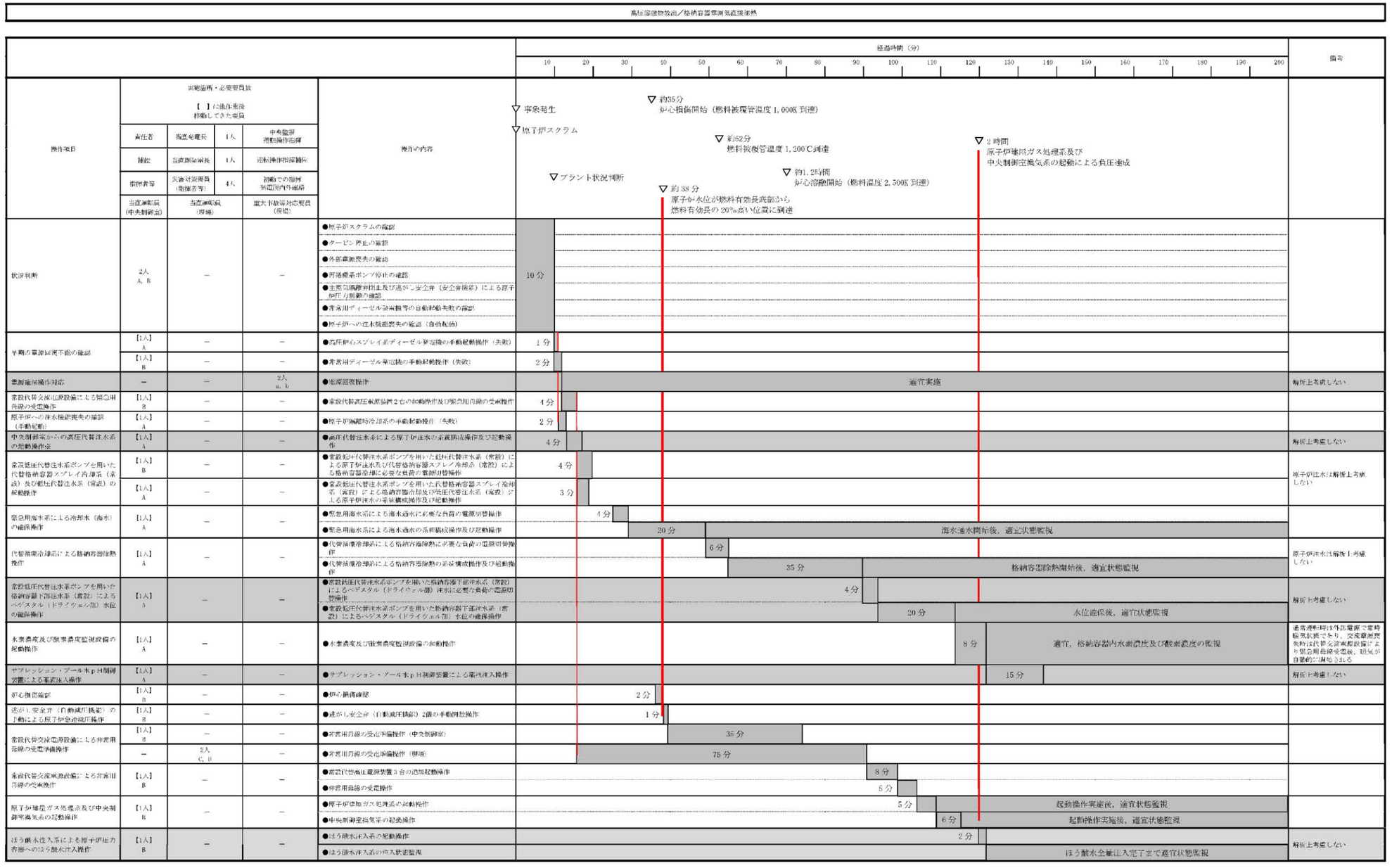
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（時間） 14 16 18 20 22 24 26 28 30 32 34 36	備考
	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			
代替原子炉補機冷却系　準備操作	－	－	(2人) C, D	(2人) c, d	－	－	・現場移動 ・代替原子炉補機冷却系　現場系統構成	300分	
	－	－	－	－	※1 ↓ (13人) ↓ ※4, ※5	※1 ↓ (13人) ↓ ※4, ※5	・現場移動 ・資機材配置及びホース敷設，起動及び系統水張り	600分	
給油準備	－	－	－	－	※4 ↓ (3人)		・軽油タンクからタンクローリ（1kL）への補給	140分	タンクローリ（4kL）改造に伴い給油配管からの補給
給油作業	－	－	－	－			・電源車への給油 ・大容量送水車（熱交換器ユニット用）への給油	適宜実施	
代替原子炉補機冷却系　運転	－	－	－	－	※5 ↓ (3人)	※5 ↓ (3人)	・代替原子炉補機冷却系　運転状態監視	適宜実施	
代替循環冷却系　準備操作 （系統構成1）	(1人) B	(1人) b	－	－	－	－	・代替循環冷却系　中央制御室系統構成	30分　この時間内に実施	
	－	－	(1人) C, D E, F	(1人) c, d e, f	－	－	・現場移動 ・代替循環冷却系　現場系統構成 （代替格納容器スプレイに影響のない弁分）	120分　この時間内に実施	
原子炉格納容器下部注水系操作	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・原子炉圧力容器破損後の原子炉格納容器下部注水	原子炉格納容器下部に崩壊熱相当量を継続注水	
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）　操作	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・残留熱除去系　スプレイ弁操作	0.465～0.390MPa[gage]で間欠スプレイ	
代替循環冷却系　準備操作 （系統構成2）	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・復水移送ポンプ停止 ・代替循環冷却系　中央制御室系統構成	30分	
	－	－	(2人) E, F	(2人) e, f	－	－	・現場移動 ・代替循環冷却系　現場系統構成 （復水貯蔵槽吸込弁）	30分	
	－	－	(2人) C, D	(2人) c, d	－	－	・現場移動 ・代替循環冷却系　現場系統構成 （残留熱除去系常用注水系第一止め弁，第二止め弁）	30分	
代替循環冷却系　運転開始	(2人) A, B	(2人) a, b	－	－	－	－	・復水移送ポンプ起動 ・格納容器スプレイ弁，原子炉格納容器下部注水弁操作	5分	
代替循環冷却系　運転状態監視	(1人) A	(1人) a	－	－	－	－	・代替循環冷却系による原子炉格納容器の状態監視	適宜実施	
可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯水池から復水貯蔵槽への補給	－	－	－	－	※2 ↓ (4人)		・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵槽への補給	適宜実施	
給油作業	－	－	－	－	※3 ↓ (2人)		・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）への給油	適宜実施	
必要人員数　合計	2人 A, B	2人 a, b	4人 C, D, E, F	4人 c, d, e, f	8人 （緊急要員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 3.2.6 図　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の作業と所要時間(2/2)

差異理由は，島根２号「第3.2.1-3 図　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」時の作業と所要時間」の備考欄参照



※　水格納容器破損モードにおいては機能に期待しないこととする。

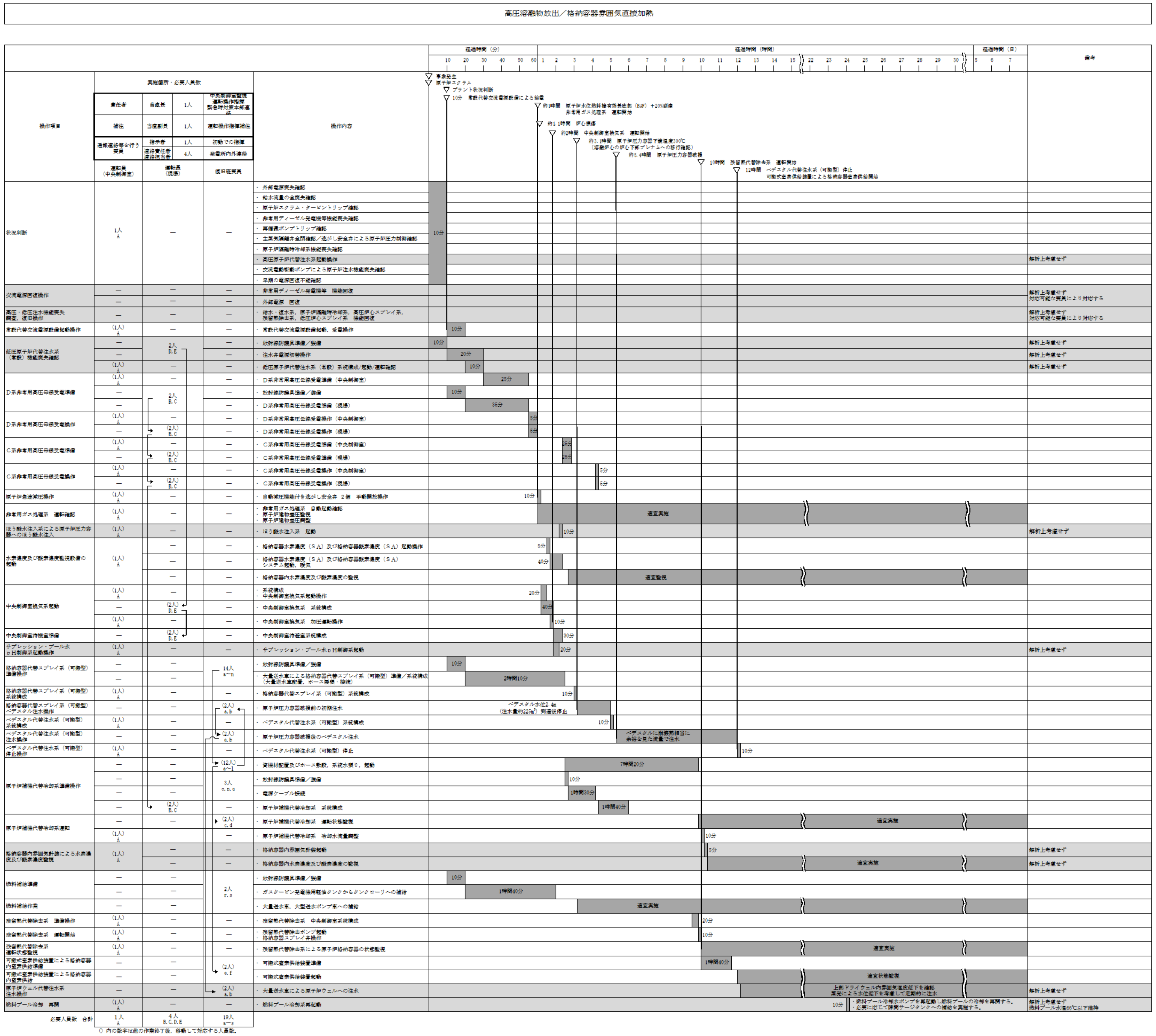
第 3.2-3 図　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の作業と所要時間(1/2)

差異理由は，島根２号「第3.2.1-3 図　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」時の作業と所要時間」の備考欄参照

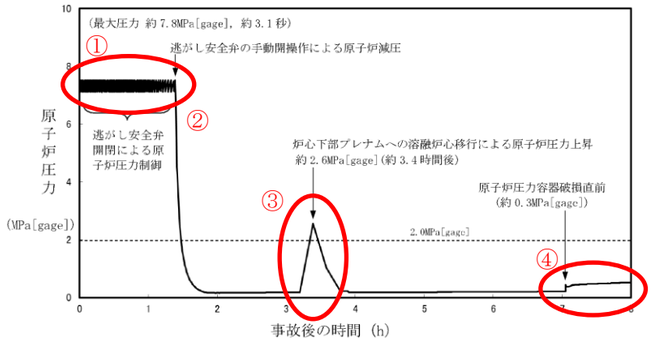
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は操作後移動してきた要員 当直運転長（中央制御室）	当直運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容	経過時間（時間） 1　2　3　4　5　25　124　167 ▽約 2.7 時間 原子炉圧力容器温度（下鏡部）が 300℃到達 ▽約 4.5 時間 原子炉圧力容器破損 ▽格納容器圧力 低下から 30 分後 ▽約 124 時間 格納容器内酸素濃度 3.5vol%（ドライ条件）到達 ▽約 167 時間 格納容器内酸素濃度 4.0vol%（ドライ条件）到達	備考
原子炉圧力容器破損の判断	【1 人】 A	－	－	●原子炉圧力容器破損の判断 ●溶融炉心の保持量の確認	破損判断パラメータ（格納容器下部水温）の継続監視　5 分	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損後）	【1 人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損後）	1 分　適宜状態監視	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）注水操作	【1 人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）注水操作及び水位制御操作	1 分　注水開始後，水位制御を継続	解析上では，約10分以上の間隔で注水操作を実施するが，実運用上では注水操作頻度の適正化等について検討することとし，記載した操作を繰り返すこととする
代替循環冷却系による格納容器除熱操作（原子炉圧力容器破損後）	【1 人】 A	－	－	●代替循環冷却系による原子炉注水操作 ●代替循環冷却系による格納容器冷却操作	原子炉注水中，適宜状態監視 格納容器冷却中，適宜状態監視	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	【1 人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	適宜実施	解析上では，約6分以上の間隔で格納容器圧力が変動するが，実運用上では注水スプレイ流量を増減することで圧力変動を緩和するスプレイを実施とし，作成した操作を繰り返すこととする
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 ●代替燃料プール冷却系の起動操作	適宜実施 15 分	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下があるため，代替燃料プール内ゲートの撤去までに実施する 解析上考慮しない 余裕時間までに実施する
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	8 人 e～j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動，ホース敷設等の操作	170 分	解析上考慮しない 加圧準備のため原子炉減圧操作が行われる場合は影響…，モニタリングを実施しながら作業を行う
可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作	－	－	【6 人】 e～k	●可搬型窒素供給装置の移動，接続操作及び起動操作	180 分　可搬型窒素供給装置起動後，適宜状態監視	
タンクローリによる燃料給油操作	－	－	2 人 （兼務）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作 ●可搬型窒素供給装置への給油操作	90 分　適宜実施	タンクローリ容量に応じて複数回給油する
必要要員合計	2 人 A，B	2 人 C，D	10 人　e～j 及び兼務2 人			

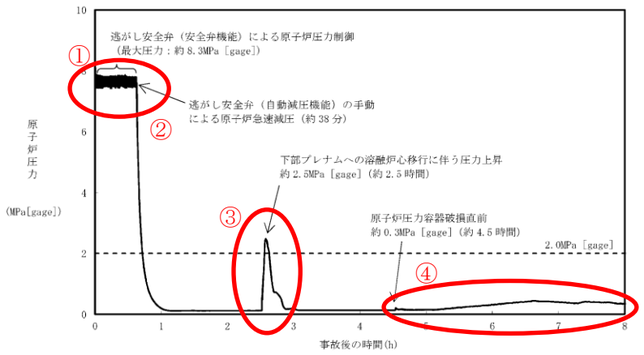
第 3.2-3 図　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の作業と所要時間(2/2)

島根原子力発電所　２号炉	備　　考
 第 3.2.1-3 図 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の作業と所要時間	・解析結果の相違に基づく差異（炉心損傷開始時間，炉心溶融開始時間，原子炉圧力容器破損時間等） ・設備設計・手順に基づく想定時間の差異 ・解析上考慮しない操作を含めて実際に実施する操作について要員の充足性を確認（原子炉ウェル注水等）ただし，事前に対応する要員を定めることが難しい機能回復操作を除く）

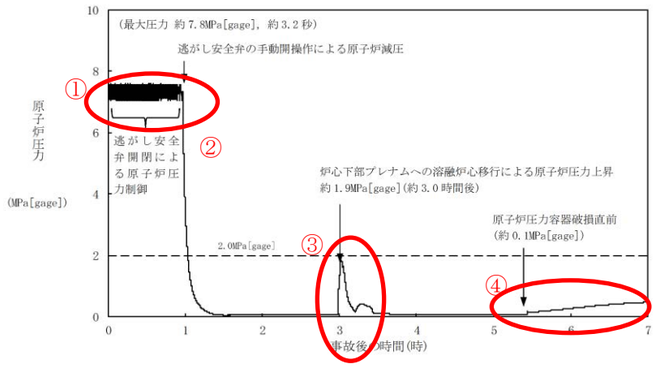
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考



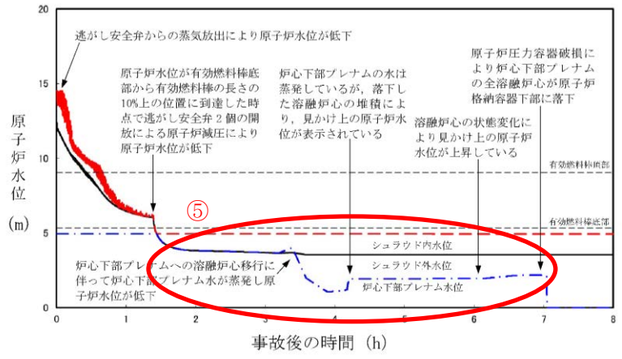
第 3.2.7 図　原子炉圧力の推移



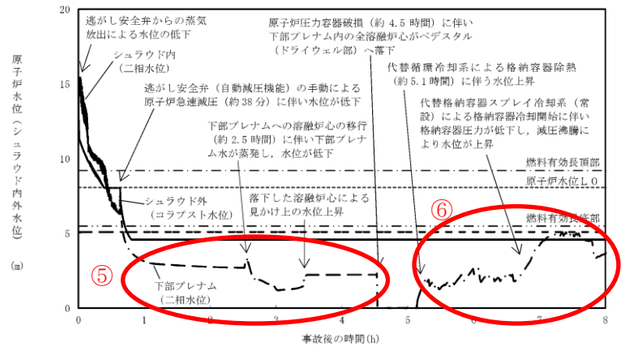
第 3.2-4 図　原子炉圧力の推移



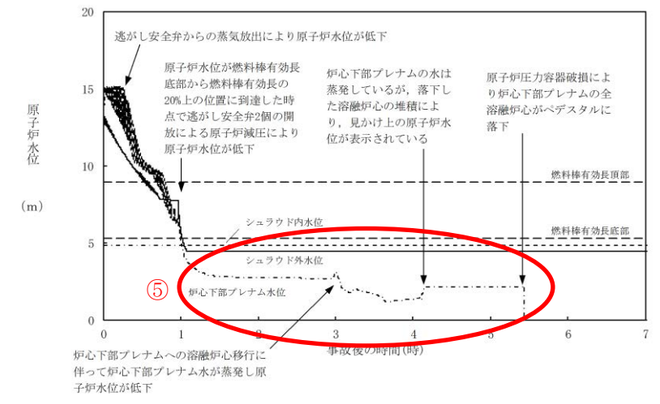
第 3.2.2-1(1)図　原子炉圧力の推移



第 3.2.8 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



第 3.2-5 図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



第 3.2.2-1(2)図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

・解析結果の相違

【東海第二】

①逃がし弁機能（島根２号炉，柏崎 6/7）と安全弁機能（東海第二）の差異及び逃がし弁機能の圧力制御値の差異による最大圧力の差異。

【柏崎 6/7，東海第二】

②減圧基準到達時間の差異。

③炉心下部プレナムへの溶融炉心移行に伴う圧力上昇の差異（島根２号炉は，リロケーションが２回発生する挙動となっている）。

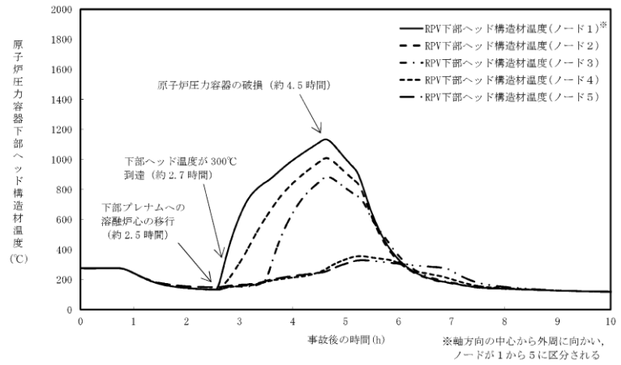
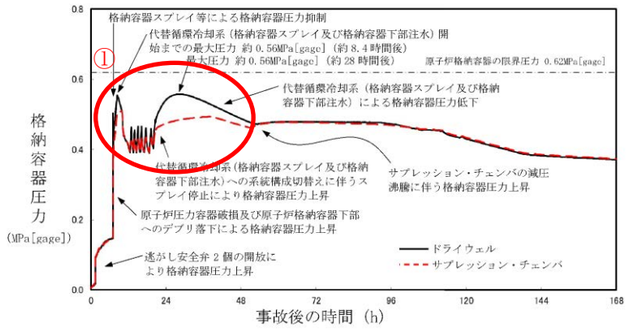
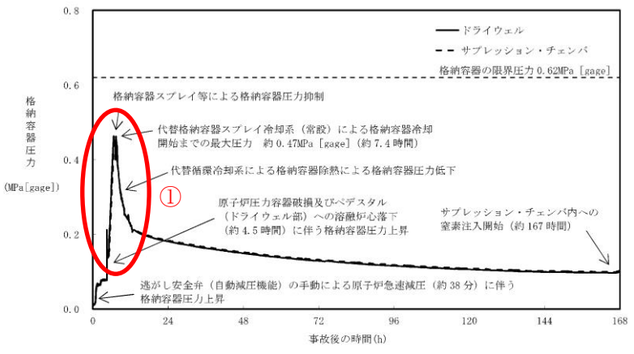
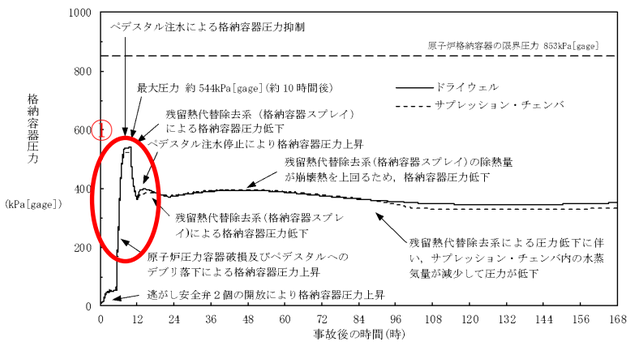
④原子炉圧力容器破損後は格納容器圧力相当で推移（同様の挙動）。

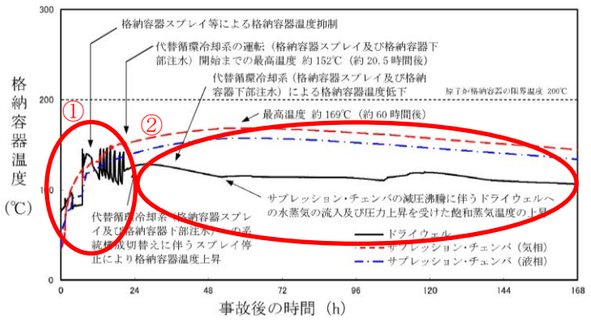
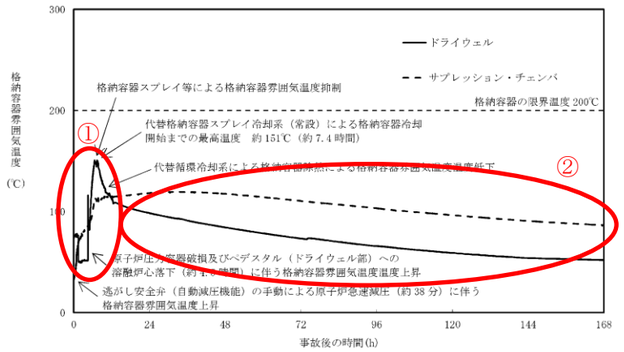
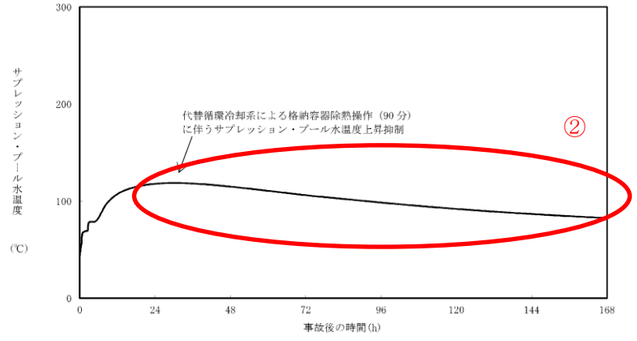
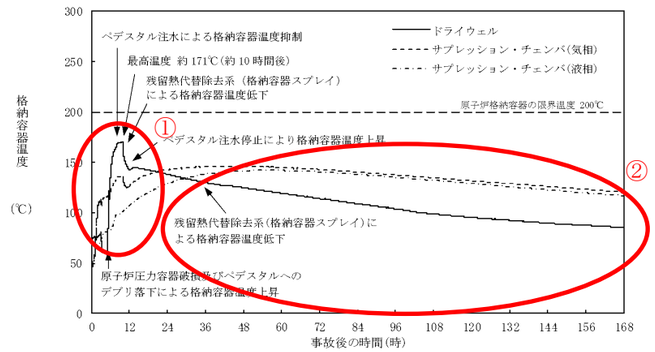
⑤ＭＡＡＰ解析上，シュラウド外水位が下限値となった場合は下部プレナム水位での挙動比較となるが，事象進展の差異によるタイミングの差異はあるものの，同様の挙動となっている。

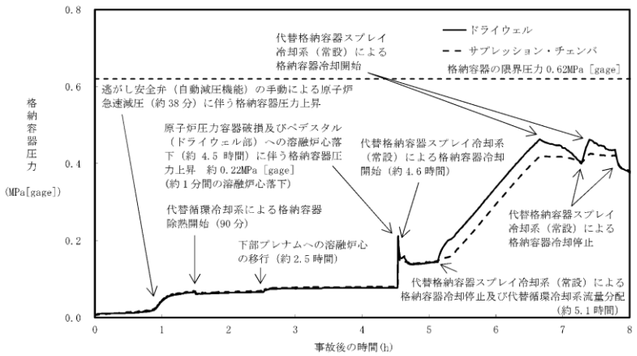
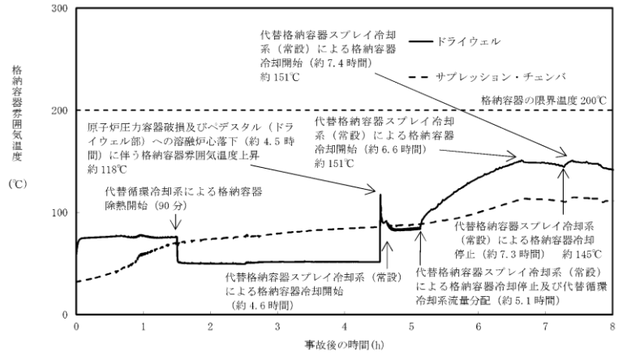
【東海第二】

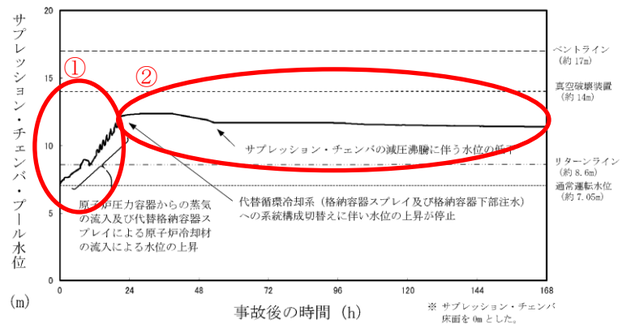
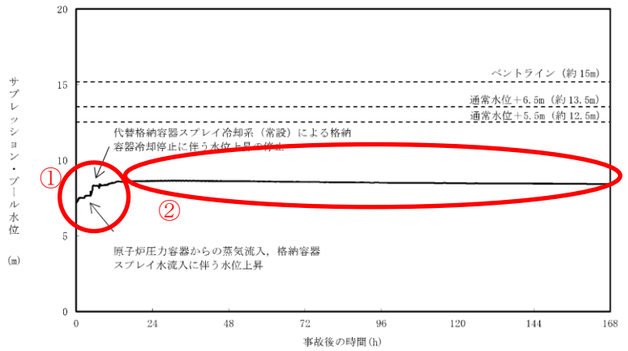
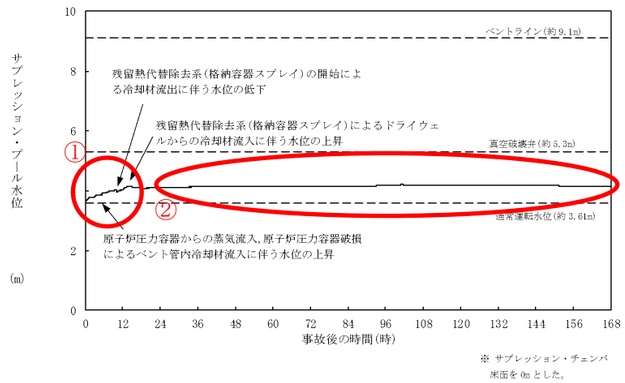
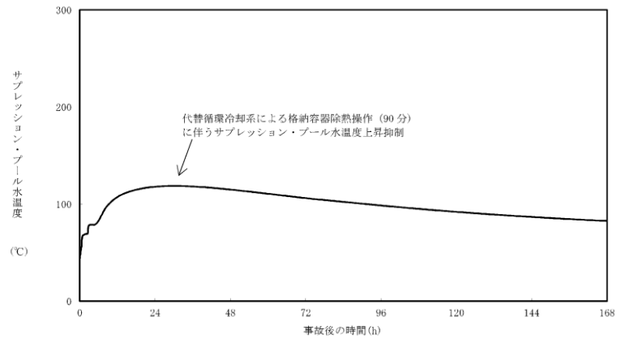
⑥東海第二は原子炉圧力容器破損直後に代替循環冷却系による原子炉注水を実施するため，水位が上昇（島根２号炉及び柏崎 6/7 では，シナリオの想定として，原子

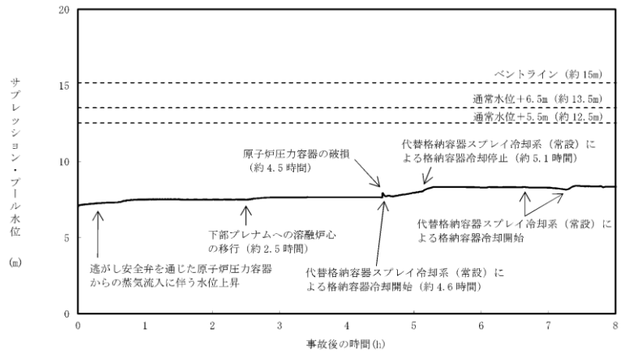
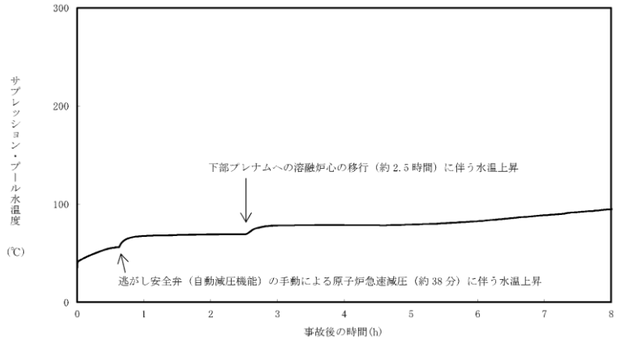
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			炉圧力容器破損後も原子炉圧力容器内を冷却するための原子炉注水が実施できないものとしている）

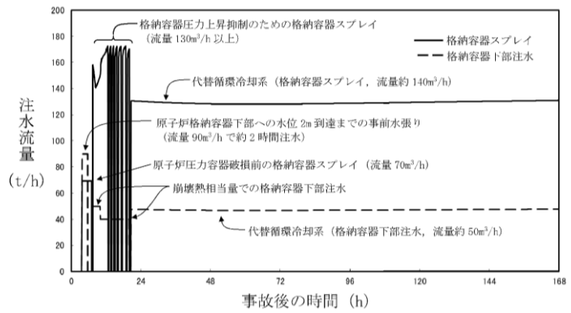
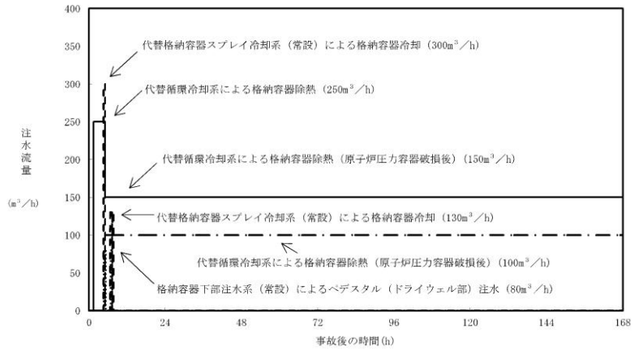
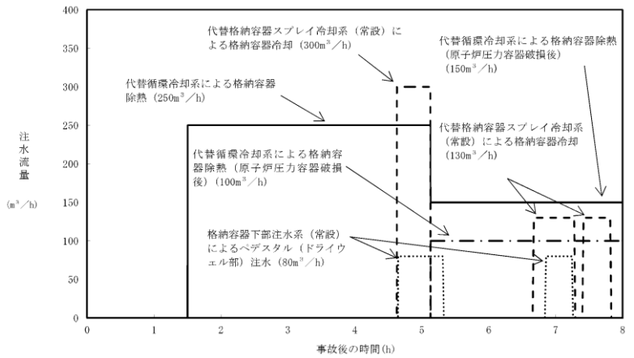
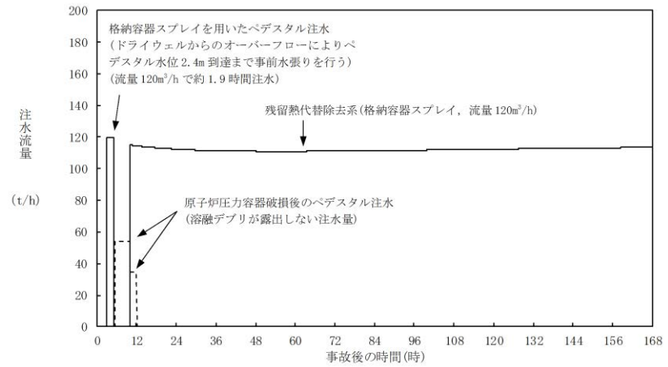
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	 第 3.2-6 図　原子炉圧力容器下部ヘッド温度の推移		・記載方針の相違 【東海第二】 東海第二では，原子炉圧力容器破損時の破損ノードがノード１（RPV 底部）であることがわかるよう，下部ヘッド温度の推移を記載している。島根２号炉も破損箇所はノード１であり，差異はない。
 第 3.2.9 図　格納容器圧力の推移	 第 3.2-7 図　格納容器圧力の推移	 第 3.2.2-1(3)図　格納容器圧力の推移	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ①柏崎 6/7 は，格納容器スプレイの実施基準到達で格納容器スプレイにより格納容器圧力を抑制されるが，代替循環冷却系の運転開始以降の格納容器圧力が低下する傾向は島根２号炉と同様である。 【東海第二】 ①東海第二は，格納容器スプレイにより格納容器圧力を抑制しているが，以降の代替循環冷却系より格納容器圧力が低下する傾向は同様である。

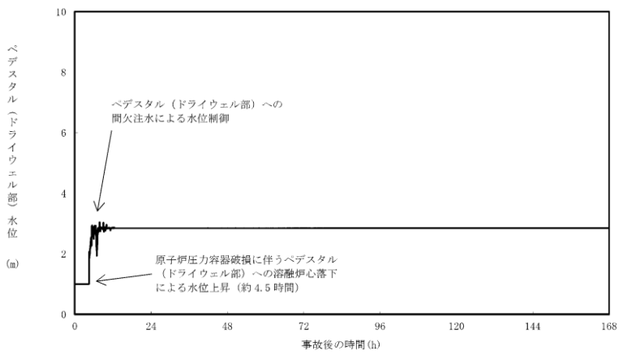
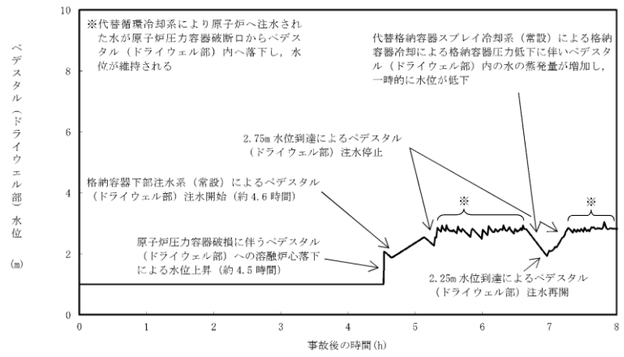
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 第 3.2.10 図　格納容器温度の推移	 第 3.2-8 図　格納容器雰囲気温度の推移 *【比較のため，「第 3.2-12 図」を記載】*  第 3.2-12 図　サプレッション・プール水温度の推移 *【ここまで】*	 第 3.2.2-1(4)図　格納容器温度の推移	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ①島根２号炉は，残留熱代替除去系の運転開始前に格納容器スプレイ実施基準に到達しない。 柏崎 6/7 は，格納容器スプレイの実施基準到達で格納容器スプレイにより格納容器温度が抑制されるが，代替循環冷却系の運転開始以降の格納容器温度が低下する傾向は同様である。 【東海第二】 ①東海第二は，格納容器スプレイにより格納容器温度を抑制しているが，以降の代替循環冷却系より格納容器温度が低下する傾向は同様である。 【柏崎 6/7，東海第二】 ②島根２号炉は，残留熱代替除去系起動以降はサプレッション・プール水温度が低下するためサプレッション・チェンバ（気相）が低下する。

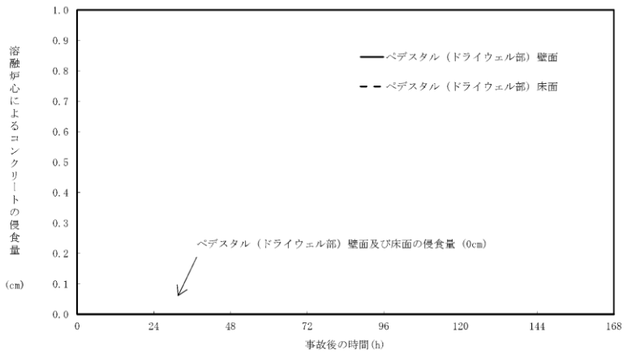
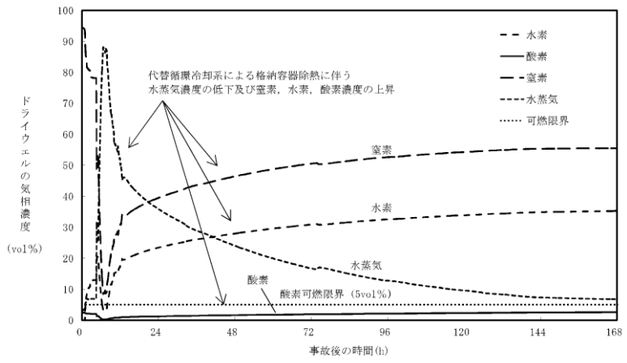
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	 第 3.2-9 図　格納容器圧力の推移（～8 時間）	・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，格納容器圧力の推移（～８時間）は FCI の観点で確認するため，FCI 側の図面として記載（差異理由等は FCI 側に記載）（柏崎 6/7：第 3.3.3 図，島根２号炉：第 3.3.2-1(3)図）
	 第 3.2-10 図　格納容器雰囲気温度の推移（～8 時間）	・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，格納容器温度の推移（～８時間）は FCI の観点で確認するため，FCI 側の図面として記載（差異理由等は FCI 側に記載）（柏崎 6/7：第 3.3.4 図，島根２号炉：第 3.3.2-1(4)図）

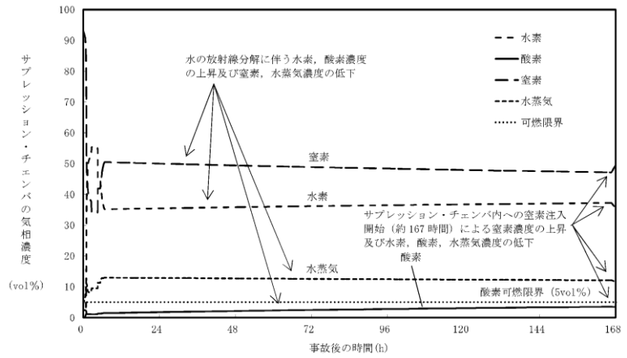
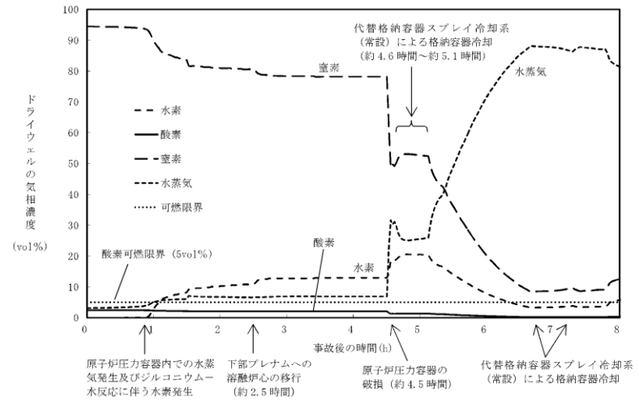
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 第 3.2.11 図　サプレッション・チェンバ・プール水位の推移	 第 3.2-11 図　サプレッション・プール水位の推移	 第 3.2.2-1(5)図　サプレッション・プール水位の推移	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ①島根２号炉は，残留熱代替除去系の運転開始前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないことから，格納容器スプレイを実施しておらず，サプレッション・プール水位は低めに推移する。 【東海第二】 ②残留熱代替除去系起動後は，島根２号炉及び柏崎 6/7 ではサプレッション・プール水位の上昇はない。東海第二は，原子炉圧力容器破損後の格納容器スプレイによって一時的に上昇するが，その後の上昇はない。 ・記載箇所の相違 【東海第二】
	 第 3.2-12 図　サプレッション・プール水温度の推移		

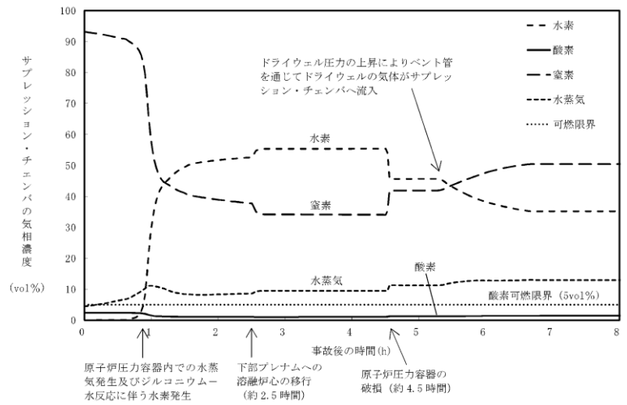
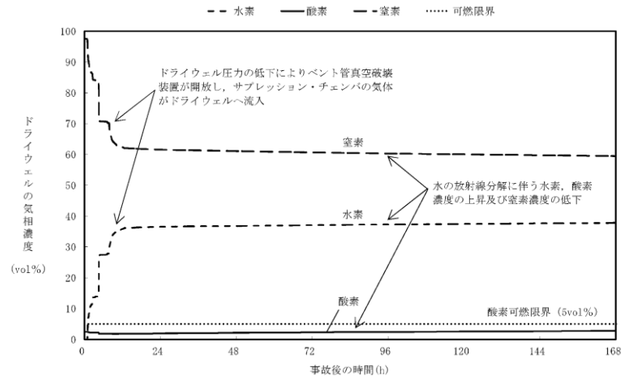
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	 第 3.2-13 図　サプレッション・プール水位の推移（～8 時間）		・記載方針の相違 【東海第二】 東海第二では事象初期の代替循環冷却系による格納容器スプレイや原子炉圧力容器破損後の格納容器スプレイ等のマネジメントを実施するが，島根２号炉での事象初期の格納容器側のマネジメントは多くないため，短時間グラフは記載していない。
	 第 3.2-14 図　サプレッション・プール水温度の推移（～8 時間）		

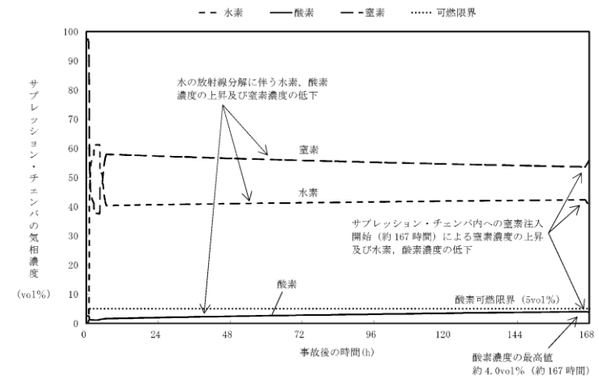
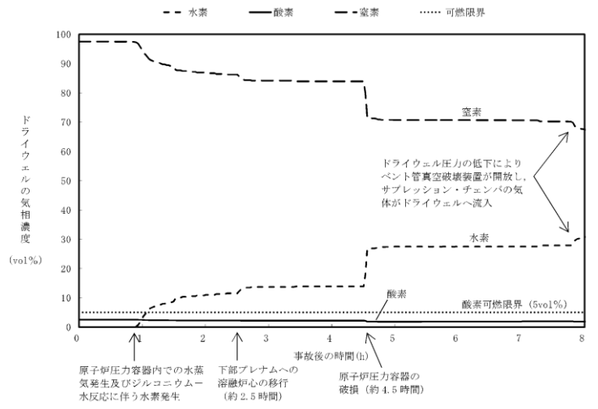
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 第 3.2.12 図　注水流量の推移	 第 3.2-15 図　注水流量の推移  第 3.2-16 図　注水流量の推移（～8 時間）	 第 3.2.2-1(6)図　注水流量の推移	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 マネジメントの差異による注水流量及び継続時間の差異。 ・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉及び柏崎 6/7 は，注水流量の推移（～８時間）は FCI の観点で確認するため，FCI 側の図面として記載（差異理由等は FCI 側に記載）（柏崎 6/7：第 3.3.6 図，島根２号炉：第 3.3.2-1(6)図）

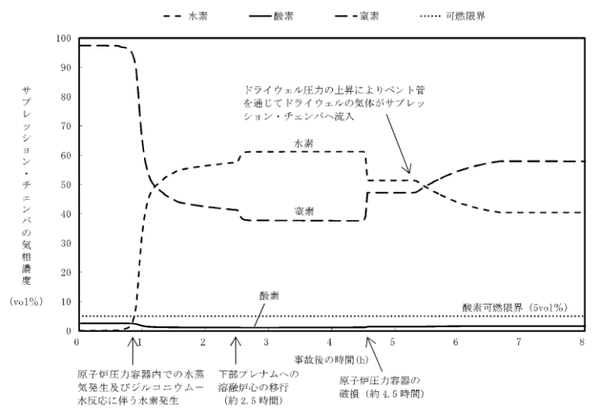
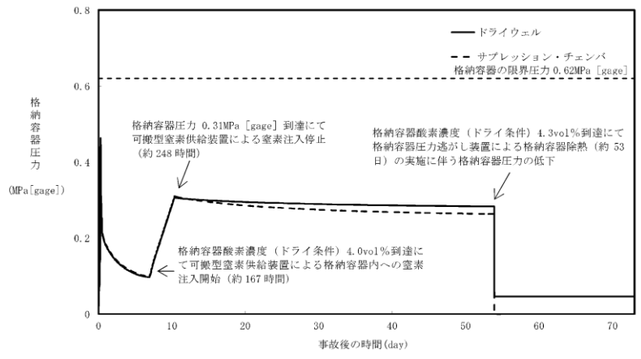
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	 第 3.2－17 図 ペデスタル（ドライウェル部）の水位の推移		・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉及び柏崎 6/7 は，ペデスタル（ドライウェル部）の水位の推移は MCCI の観点で確認するため，MCCI 側の図面として記載（差異理由等は MCCI 側に記載）（柏崎 6/7：第 3.5.10 図，島根２号炉：第 3.5.2-1(10)図）
	 第 3.2-18 図　ペデスタル（ドライウェル部）の水位の推移（～8 時間）		・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉及び柏崎 6/7 は，ペデスタル（ドライウェル部）の水位の推移（～８時間）は FCI の観点で確認するため，FCI 側の図面として記載（差異理由等は FCI 側に記載）（柏崎 6/7：第 3.3.5 図，島根２号炉：第 3.3.2-1(5)図）

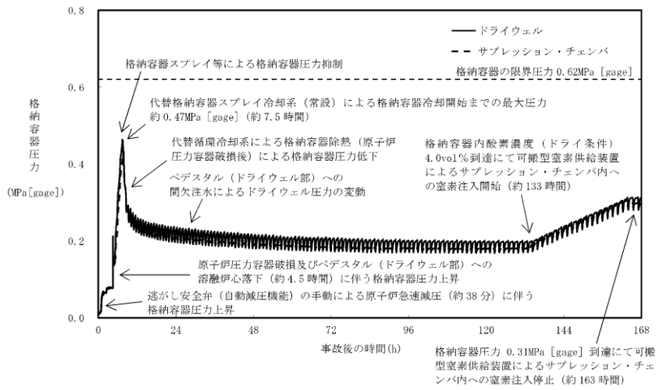
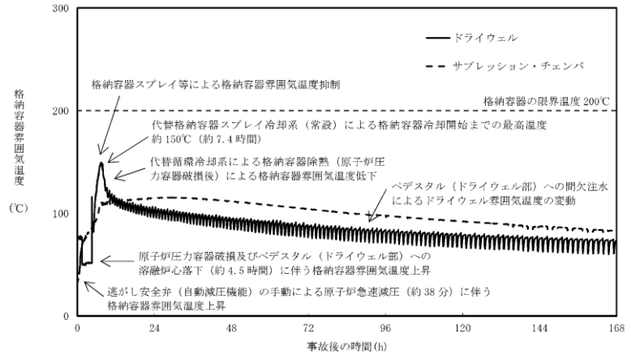
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	 第 3.2－19 図 ペデスタル（ドライウェル部）の壁面及び床面のコンクリート侵食量の推移		・記載方針の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉及び柏崎 6/7 は，ペデスタル（ドライウェル部）の壁面及び床面のコンクリート侵食量の推移は MCCI の観点で確認するため，MCCI 側の図面として記載（差異理由等は MCCI 側に記載）（柏崎 6/7：第 3.5.11 図，島根２号炉：第 3.5.2-1(11)図）
	 第 3.2-20 図　ドライウェルの気相濃度の推移（ウェット条件）		・記載方針の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉及び柏崎 6/7 は，MCCI によるコンクリート侵食が発生することから，ドライウェルの気相濃度の推移（ウェット条件）は MCCI で発生する気体も含めて評価をするため，MCCI 側の図面として記載（差異理由等は MCCI 側に記載）（柏崎 6/7：第 3.5.5 図，島根２号炉：第 3.5.2-1(5)図）

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	 第 3.2－21 図 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移（ウェット条件）		・記載方針の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉及び柏崎 6/7 は，MCCI によるコンクリート侵食が発生することから，サプレッション・チェンバの気相濃度の推移（ウェット条件）は MCCI で発生する気体も含めて評価をするため，MCCI 側の図面として記載（差異理由等は MCCI 側に記載）（柏崎 6/7：第 3.5.6 図，島根２号炉：第 3.5.2-1(6)図）
	 第 3.2－22 図 ドライウェルの気相濃度の推移（ウェット条件）（～8 時間）		・記載方針の相違 【東海第二】 東海第二では事象初期の代替循環冷却系による格納容器スプレイや原子炉圧力容器破損後の格納容器スプレイ等のマネジメントを実施するが，島根２号炉での事象初期の格納容器側のマネジメントは多くないため，短時間グラフは記載していない。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	 第 3.2－23 図 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移（ウェット条件）（～8 時間）		・記載方針の相違 【東海第二】 東海第二では事象初期の代替循環冷却系による格納容器スプレイや原子炉圧力容器破損後の格納容器スプレイ等のマネジメントを実施するが，島根２号炉での事象初期の格納容器側のマネジメントは多くないため，短時間グラフは記載していない。
	 第 3.2－24 図 ドライウェルの気相濃度の推移（ドライ条件）		・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉及び柏崎 6/7 は，MCCI によるコンクリート侵食が発生することから，ドライウェルの気相濃度の推移（ドライ条件）は MCCI で発生する気体も含めて評価をするため，MCCI 側の図面として記載（差異理由等は MCCI 側に記載）（柏崎 6/7：第 3.5.7 図，島根２号炉：第 3.5.2-1(7)図）

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	 第 3.2－25 図 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移（ドライ条件）  第 3.2－26 図 ドライウェルの気相濃度の推移（ドライ条件）（～8 時間）		・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉及び柏崎 6/7 は，MCCI によるコンクリート侵食が発生することから，サプレッション・チェンバの気相濃度の推移（ドライ条件）は MCCI で発生する気体も含めて評価をするため，MCCI 側の図面として記載（差異理由等は MCCI 側に記載）（柏崎 6/7：第 3.5.8 図，島根２号炉：第 3.5.2-1(8)図） ・記載方針の相違 【東海第二】 東海第二では事象初期の代替循環冷却系による格納容器スプレイや原子炉圧力容器破損後の格納容器スプレイ等のマネジメントを実施するが，島根２号炉での事象初期の格納容器側のマネジメントは多くないため，短時間グラフは記載していない。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	 第 3.2－27 図 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移（ドライ条件）（～8 時間）		・記載方針の相違 【東海第二】 東海第二では事象初期の代替循環冷却系による格納容器スプレイや原子炉圧力容器破損後の格納容器スプレイ等のマネジメントを実施するが，島根２号炉での事象初期の格納容器側のマネジメントは多くないため，短時間グラフは記載していない。
	 第 3.2－28 図 格納容器圧力の推移（～73 日間）		・記載方針の相違 【東海第二】 東海第二では，事象発生 53 日後に酸素濃度が 4.3vol%に到達してベントを実施するため，長期間解析の図面を記載している。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	 第 3.2－29 図 原子炉圧力容器破損後に原子炉注水しない場合の格納容器圧力の推移		・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，原子炉圧力容器破損後の原子炉注水を想定していないが，東海第二では，原子炉圧力容器破損後，原子炉圧力容器内の冷却を考慮し，代替循環冷却系による原子炉注水を行うものとしているため，原子炉注水を考慮しない場合の感度解析を実施している。
	 第 3.2－30 図 原子炉圧力容器破損後に原子炉注水しない場合の格納容器雰囲気温度の推移		

第3.2.1表　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策について(1/2)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生し，原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	－	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
高圧・低圧注水機能喪失確認※1	原子炉スクラム後，原子炉水位は低下し続け，原子炉水位低で非常用炉心冷却系の自動起動信号が発生するが，全ての非常用炉心冷却系が機能喪失していることを確認する。	－	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系系統流量】 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）
炉心損傷確認 水素濃度監視	原子炉水位が更に低下し，炉心が露出し，炉心損傷したことを格納容器内雰囲気放射線モニタにより確認する。 炉心損傷が発生すれば，ジルコニウム－水反応等により水素ガスが発生することから，原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認する。	－	－	格納容器内雰囲気放射線レベル（D/W） 格納容器内雰囲気放射線レベル（S/C） 格納容器内水素濃度(SA)
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	原子炉水位が有効燃料棒頂部から有効燃料棒の長さの10%上の位置に到達した時点で，原子炉注水の手段が全くない場合でも，中央制御室からの遠隔操作によって手動操作により逃がし安全弁2個を開放し，原子炉を急速減圧する。	逃がし安全弁	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却	原子炉圧力容器下鏡部温度300℃到達により炉心下部プレナムへの溶融炉心移行を確認した場合，格納容器圧力0.465MPa[gage]到達を確認した場合又は格納容器温度190℃到達を確認した場合には原子炉格納容器の雰囲気を冷却するため，中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ2台を使用した代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を実施する。また，格納容器圧力0.463MPa[gage]到達によって開始した場合は格納容器圧力が0.39MPa[gage]以下となった時点で停止する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2級） タンクローリ（4kL）	原子炉圧力容器温度 復水補給水系流量（RHR B系代替注水流量） 格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） ドライウェル雰囲気温度 復水貯蔵槽水位（SA）

※1 非常用炉心冷却系による注水が出来ない状態。高圧炉心注水系及び低圧注水系の機能喪失が重畳する場合や高圧炉心注水系及び自動減圧系の機能喪失に伴い低圧注水系による原子炉注水ができない場合。

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
：有効評価上考慮しない操作

第3.2－1表　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策について（1／5）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認	運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。 全交流動力電源喪失を確認する。	125V系蓄電池A系 125V系蓄電池B系	－	平均出力領域計装* 起動領域計装* M／C　2C電圧* M／C　2D電圧* 緊急用M／C電圧
原子炉への注水機能喪失確認	原子炉スクラム後，原子炉水位は低下し続け，原子炉水位異常低下（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動に失敗したことを確認する。 原子炉隔離時冷却系の自動起動に失敗したことを確認後，中央制御室からの遠隔操作により原子炉隔離時冷却系の手動起動を試みるが失敗したことを確認する。	－	－	原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉隔離時冷却系系統流量*
早期の電源回復不能判断及び対応準備	中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。これにより，常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電準備を開始する。	－	－	－
常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電	早期の電源回復不能の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備から緊急用母線を受電する。	常設代替交流電源設備 軽油貯蔵タンク	－	緊急用M／C電圧

① ＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第3.2.1-1表　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策について（1／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生し，原子炉がスクラムしたことを確認する。	所内常設蓄電式直流電源設備	－	平均出力領域計装
高圧・低圧注水機能喪失確認※1	原子炉スクラム後，原子炉水位は低下し続けるが，全ての非常用炉心冷却系等が機能喪失していることを確認する。	所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 【原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量】 【高圧炉心スプレイポンプ出口流量】 【残留熱除去ポンプ出口圧力】 【低圧炉心スプレイポンプ出口圧力】
高圧原子炉代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後，高圧原子炉代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧原子炉代替注水系 サプレッション・チェンバ 所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替交流電源設備	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 高圧原子炉代替注水流量

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

※1 非常用炉心冷却系等による注水が出来ない状態。高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系，残留熱除去系（低圧注水モード）及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失が重畳する場合や高圧炉心スプレイ系，原子炉隔離時冷却系及び自動減圧系の機能喪失に伴い低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水ができない場合。

備考

本文比較表に記載の差異以外で主要な差異について記載

・記載表現の相違

【東海第二】

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

第3.2.1表　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策について(2/2)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉格納容器下部への注水	原子炉圧力容器下鏡部温度300℃到達により炉心下部プレナムへの溶融炉心移行を確認した場合，原子炉圧力容器破損に備えて中央制御室からの遠隔操作によって格納容器下部注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水を実施する。この場合の注水は，原子炉格納容器下部への水張りが目的であるため，原子炉格納容器下部の水位が2m（給水量180m³）に到達した後，原子炉格納容器下部への注水を停止する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	－	原子炉圧力容器温度 復水補給水系流量（格納容器下部注水流量） 格納容器下部水位 復水貯蔵槽水位（SA）
原子炉圧力容器破損確認	原子炉圧力容器破損を直接確認する計装設備はないため，複数のパラメータの変化傾向により判断する。	－	－	原子炉水位（SA） 原子炉水位 原子炉圧力容器温度 原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 格納容器内圧力（D/W） ドライウェル雰囲気温度
溶融炉心への注水	原子炉圧力容器が破損し，溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下した後は，格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水を崩壊熱相当の流量にて継続して行う※1。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク コリウムシールド	可搬型代替注水ポンプ（A-2級） タンクローリ（4kL）	復水補給水系流量（格納容器下部注水流量） 復水貯蔵槽水位（SA）
代替循環冷却系による溶融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱※2	代替原子炉補機冷却系による代替循環冷却系の運転を開始し，溶融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱を開始する。代替循環冷却系の循環流量は，格納容器下部注水と格納容器スプレイに復水補給水流量計を用いることによって流量分配し，それぞれ連続注水及び連続スプレイする。	復水移送ポンプ 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（4kL）	復水補給水系流量（RHR B系代替注水流量） 復水補給水系流量（格納容器下部注水流量） 格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ・プール水温度 サプレッション・チェンバ・プール水位

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
：有効性評価上考慮しない操作

※1 原子炉圧力容器破損時の影響により，格納容器下部水位計による監視ができない場合であっても，以下の条件の一部又は全てについての数時間の推移を確認することにより，総合的に溶融炉心の冷却が継続して行われていることを把握することができる。
・原子炉格納容器下部の雰囲気温度が飽和温度程度で推移していること
・ドライウェルの雰囲気温度が飽和温度程度で推移していること
・原子炉格納容器内の水素濃度の上昇が停止すること
また，サプレッション・チェンバ・プール水位がリターンライン高さ（通常運転水位+約1.5m）を超える場合には，リターンラインを通じたサプレッション・チェンバのプール水の原子炉格納容器下部への流入による溶融炉心の冷却に期待でき，サプレッション・チェンバ・プール水位計によってこれを推定することができる。

※2 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは取水機能の喪失を伴うものではないが，代替循環冷却系による除熱量の評価においては，保守的に代替原子炉補機冷却系の設計値を用いた。

第3.2－1表　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策について（2／5）

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
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 サプレッション・チェンバ* 緊急用125V系蓄電池	－	原子炉水位（ＳＡ広帯域） 原子炉水位（ＳＡ燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 高圧代替注水系系統流量
緊急用海水系による冷却水（海水）の確保	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水機能喪失を確認した後，中央制御室にて非常用母線の負荷となっている緊急用海水系及び代替循環冷却系の弁を対象に，緊急用母線から電源が供給されるよう電源切替操作を実施する。また，中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水ポンプを起動し，緊急用海水系に海水を通水する。	常設代替交流電源設備 緊急用海水ポンプ 軽油貯蔵タンク	－	緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）
代替循環冷却系による格納容器除熱	緊急用海水系に海水を通水した後，中央制御室からの遠隔操作により代替循環冷却系ポンプを起動することで，代替循環冷却系による格納容器除熱を開始する。	常設代替交流電源設備 代替循環冷却系ポンプ サプレッション・チェンバ* 軽油貯蔵タンク	－	代替循環冷却系格納容器スプレイ流量 ドライウェル圧力 サプレッション・チェンバ圧力 サプレッション・プール水温度

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

：有効性評価上考慮しない操作

第3.2.1－1表　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策について（2／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備	外部電源が喪失するとともに，全ての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失する。これにより非常用高圧母線（6.9kV）が使用不能となり，全交流動力電源喪失に至る。中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。これにより，常設代替交流電源設備及び原子炉補機代替冷却系の準備を開始する。	所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備	－	－
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	原子炉水位が燃料棒有効長底部より燃料棒有効長の20%上の位置に到達した時点で，原子炉注水の手段が全くない場合でも，中央制御室からの遠隔操作によって手動操作により自動減圧機能付き逃がし安全弁2個を開放し，原子炉を急速減圧する。	自動減圧機能付き逃がし安全弁	－	原子炉水位（ＳＡ） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉圧力（ＳＡ） 原子炉圧力
炉心損傷確認	高圧・低圧注水機能喪失により原子炉水位がさらに低下し，炉心が露出し，炉心損傷したことを確認する。	－	－	格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル） 格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）

① 【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

：有効性評価上考慮しない操作

第3.2－1表　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策について（3／5）

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
炉心損傷確認	原子炉水位が更に低下し，炉心が露出し，炉心損傷したことを格納容器雰囲気放射線モニタにより確認する。	－	－	格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W） 格納容器雰囲気放射線モニタ（S／C）
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉急速減圧	原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20%上の位置に到達した時点で，原子炉注水の手段が全くない場合でも，中央制御室からの遠隔操作によって手動操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）2個を開放し，原子炉を急速減圧する。	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）*	－	原子炉水位（SA燃料域） 原子炉水位（燃料域）* 原子炉圧力（SA） 原子炉圧力*
格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）水位の確保	代替循環冷却系による格納容器除熱を開始後，原子炉圧力容器破損に備えて中央制御室からの遠隔操作によって格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）への注水を実施する。	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	－	低圧代替注水系格納容器下部注水流量 格納容器下部水位 代替淡水貯槽水位
水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動	炉心損傷が発生すれば，ジルコニウムー水反応等により水素が発生し，水の放射線分解により水素及び酸素が発生することから，格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）水位の確保後，中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動し，格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。	常設代替交流電源設備 軽油貯蔵タンク	－	格納容器内水素濃度（SA） 格納容器内酸素濃度（SA）
原子炉圧力容器破損確認	原子炉圧力容器温度（下鏡部）が 300℃に到達した場合には，原子炉圧力容器の破損を速やかに判断するために格納容器下部水温を継続監視する。 格納容器下部水温計の指示上昇又はダウンスケールといったパラメータの変化によって原子炉圧力容器破損を判断する。	－	－	原子炉圧力容器温度 格納容器下部水温

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

：有効性評価上考慮しない操作

第3.2.1－1表　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策について（3／4）

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
水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動	炉心損傷が発生すれば，ジルコニウムー水反応等により水素ガスが発生し，水の放射線分解により水素ガス及び酸素ガスが発生することから，中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動し，原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク	－	格納容器水素濃度（SA） 格納容器酸素濃度（SA）
ペデスタルへの注水	原子炉圧力容器下鏡温度 300℃到達により炉心下部プレナムへの溶融炉心移行を確認した場合，原子炉圧力容器破損に備えて格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペデスタルへの注水を実施する。この場合の注水は，ペデスタルへの水張りが目的であるため，ペデスタルの水位が 2.4m（注水量 225m³）に到達した後，ペデスタルへの注水を停止する。	－	大量送水車 タンクローリ	原子炉圧力容器温度（SA） 格納容器代替スプレイ流量 ペデスタル水位
原子炉圧力容器破損確認	原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達した場合には，原子炉圧力容器の破損を速やかに判断するためにペデスタル水温等を継続監視する。 ペデスタル水温度の急激な上昇又は指示値喪失，原子炉圧力の急激な低下，ドライウェル圧力の急激な上昇といったパラメータの変化によって原子炉圧力容器破損を判断する。	－	－	原子炉圧力容器温度（SA） 原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 ドライウェル圧力（SA） ペデスタル温度（SA） ペデスタル水温度（SA）

①　【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

：有効性評価上考慮しない操作

第3.2－1表　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策について（4／5）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却（原子炉圧力容器破損後）	原子炉圧力容器破損の判断後，中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を開始する。	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	－	低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用） ドライウェル圧力 サプレッション・チェンバ圧力 代替淡水貯槽水位
溶融炉心への注水	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却（原子炉圧力容器破損後）を実施後，中央制御室からの遠隔操作により格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）注水をペデスタル（ドライウェル部）水位 2.75m まで実施する。以降は，2.25m から 2.75m の範囲に水位を維持する。ただし，高さ 0.2m までの溶融炉心堆積が検知されない場合は，0.5m から約 1m の範囲に水位を維持する。	常設代替交流電源設備 常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 軽油貯蔵タンク コリウムシールド	－	低圧代替注水系格納容器下部注水流量 格納容器下部水温 格納容器下部水位 代替淡水貯槽水位
代替循環冷却系による格納容器除熱（原子炉圧力容器破損後）	原子炉圧力容器破損後，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却（原子炉圧力容器破損後）により格納容器圧力が低下することを確認した後は，中央制御室からの遠隔操作により代替循環冷却系の注水先を原子炉注水と格納容器スプレイに分配し，それぞれ連続で原子炉注水と格納容器スプレイを実施する。	常設代替交流電源設備 代替循環冷却系ポンプ サプレッション・チェンバ* 軽油貯蔵タンク	－	代替循環冷却系原子炉注水流量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量 ドライウェル圧力 サプレッション・チェンバ圧力 サプレッション・プール水温度

①　＊　既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第3.2.1－1表　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策について（4／4）

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
溶融炉心への注水	原子炉圧力容器が破損し，溶融炉心がペデスタルに落下した後は，ペデスタル代替注水系（可搬型）によるペデスタル注水を崩壊熱に余裕を見た流量にて継続して行う。※2	コリウムシールド	大量送水車 タンクローリ	ペデスタル代替注水流量 ペデスタル代替注水流量（狭帯域用） ペデスタル水位
残留熱代替除去系による溶融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱	原子炉補機代替冷却系の準備が完了した後，原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱代替除去系による溶融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱を開始する。 格納容器スプレイ弁を中央制御室からの遠隔操作により開操作し，格納容器スプレイを実施する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 残留熱代替除去系 サプレッション・チェンバ	移動式代替熱交換設備 大型送水ポンプ車 タンクローリ	残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量 ドライウェル温度（ＳＡ） ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ） サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
可搬式窒素供給装置を用いた原子炉格納容器内への窒素注入	残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱を実施した場合，可搬式窒素供給装置を用いて原子炉格納容器内へ窒素を注入することで，格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク	可搬式窒素供給装置 タンクローリ	格納容器酸素濃度（ＳＡ）

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

※2　原子炉圧力容器破損時の影響により，ペデスタル水位による監視ができない場合であっても，以下の条件の一部又は全てから総合的に溶融炉心の冷却が継続して行われていることを把握することができる。
・ペデスタルの雰囲気温度が飽和温度程度で推移していること
・ドライウェルの雰囲気温度が飽和温度程度で推移していること
・原子炉格納容器内の水素濃度の上昇が停止すること

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

島根原子力発電所　２号炉

備考

第 3.2－1 表　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策について（5／5）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	代替循環冷却系による格納容器除熱（原子炉圧力容器破損後）を実施後，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を一旦停止する。ただし，格納容器圧力が上昇し，0.465MPa［gage］に到達した場合は，中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を開始し，格納容器圧力が 0.400MPa［gage］到達により格納容器冷却を停止する。	常設代替交流電源設備 常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 軽油貯蔵タンク	－	低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用） ドライウェル圧力 サプレッション・チェンバ圧力 代替淡水貯槽水位
可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入	格納容器内酸素濃度が 4.0vol％（ドライ条件）に到達した場合，可搬型窒素供給装置を用いて格納容器内へ窒素を注入することで，格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する。	－	可搬型窒素供給装置	格納容器内酸素濃度（ＳＡ）
タンクローリによる燃料給油操作	タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型窒素供給装置に燃料給油を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	－

第 3.2.2 表　主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）(1/5)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		MAAP	－
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	燃料	9×9 燃料（A 型）	－
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を考慮して設定
	格納容器容積（ドライウェル）	7,350m³	ドライウェル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）
②	格納容器容積（ウェットウェル）	空間部：5,960m³ 液相部：3,580m³	ウェットウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	真空破壊装置	3.43kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値
②	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（通常運転水位）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃，事象開始 24 時間以降は 40℃）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

第 3.2-2 表　主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（1／5）

項目		主要解析条件		条件設定の考え方
解析コード		ＭＡＡＰ		－
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW		定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa［gage］		定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータ スカート下端から＋126cm）		通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	48,300t／h		定格流量として設定
	燃料	９×９燃料（Ａ型）		－
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI／ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd／t	①	1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度として設定
	格納容器体積 （ドライウェル）	5,700m³		設計値
②	格納容器体積 （サプレッション・チェンバ）	空間部：4,100m³ 液相部：3,300m³		設計値（通常運転時のサプレッション・プール水位の下限値に基づき設定）
	真空破壊装置	3.45kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）		真空破壊装置の設計値
②	サプレッション・プール水位	6.983m（通常運転範囲の下限値）		通常運転時のサプレッション・プール水位の下限値として設定
	サプレッション・プール水温度	32℃		通常運転時のサプレッション・プール水温度の上限値として設定
	格納容器圧力	5kPa［gage］		通常運転時の格納容器圧力を包絡する値
③	格納容器雰囲気温度	57℃		通常運転時の格納容器雰囲気温度（ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度）として設定
	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

第 3.2.2-1 表　主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（１／４）

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

備考

・解析条件の相違

【東海第二】

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

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

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

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

島根原子力発電所　２号炉

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　（2017.12.20版）

第3.2.2表　主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（2/5）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方	
初期条件	溶融炉心からプール水への熱流束	800kW/m²相当（圧力依存あり）	過去の知見に基づき事前水張りの効果を考慮して設定	
	コンクリートの種類	玄武岩系コンクリート	使用している骨材の種類から設定	
	コンクリート以外の構造材の扱い	内側鋼板，外側鋼板，リブ鋼板及びベント管は考慮しない	内側鋼板，外側鋼板，リブ鋼板についてはコンクリートよりも融点が高いことから保守的に考慮しない ベント管を考慮する場合，管内の水による除熱効果が考えられるが，保守的にこれを考慮しない	
	原子炉圧力容器下部の構造物の扱い	原子炉格納容器下部に落下する溶融物とは扱わない	発熱密度を下げないよう保守的に設定	
	格納容器下部床面積	6号炉の格納容器下部床面積を設定	コリウムシールドで囲まれる部分が広く，溶融炉心の拡がり面積が狭いことにより，コンクリート侵食量の観点で厳しくなる号炉を設定	④
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定	
	安全機能等の喪失に対する仮定	高圧注水機能，低圧注水機能及び重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を，低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定するとともに，重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失を設定	
	外部電源	外部電源なし	本評価事故シーケンスへの事故対応に用いる設備は非常用高圧母線に接続されており，非常用ディーゼル発電機からの電源供給が可能であるため，外部電源の有無は事象進展に影響を与えないが，非常用ディーゼル発電機に期待する場合の方が資源の観点で厳しいことを踏まえ，外部電源なしとして設定	⑥
	高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏えい等	考慮しない	原子炉圧力を厳しく評価するものとして設定	

東海第二発電所　（2018.9.12版）

第3.2-2表　主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（2／5）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方	
初期条件	溶融炉心からプール水への熱流束	800kW／m²相当（圧力依存あり）	過去の知見に基づき水張りの効果を考慮して設定	
	コンクリートの種類	玄武岩系コンクリート	使用している骨材の種類から設定	
	コンクリート以外の構造材の扱い	鉄筋は考慮しない	鉄筋についてはコンクリートよりも融点が高いことから保守的に考慮しない	
	原子炉圧力容器下部及びペデスタル（ドライウェル部）内構造物の扱い	ペデスタル（ドライウェル部）に落下する溶融物とは扱わない	発熱密度を下げないよう保守的に設定	
	ペデスタル（ドライウェル部）水張り水位	ペデスタル（ドライウェル部）床面から1m	炉心損傷後の原子炉圧力容器破損による原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用及び溶融炉心・コンクリート相互作用の緩和効果を考慮し設定	⑤
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定	
	安全機能等の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 高圧注水機能，低圧注水機能及び原子炉圧力容器破損前の重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，設定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系，低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系の機能喪失を設定するとともに，原子炉圧力容器破損前の重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失を設定	
	外部電源	外部電源なし	安全機能の喪失に対する仮定に基づき設定 ただし，原子炉スクラムについては，外部電源ありの場合を包括する条件として，機器条件に示すとおり設定	⑥
	高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏えい等	考慮しない	原子炉圧力を厳しく評価するものとして設定	

島根原子力発電所　2号炉

第3.2.2-1表　主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（2／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方	
初期条件	溶融炉心からプール水への熱流束	800kW/m²相当（圧力依存あり）	過去の知見に基づき初期水張りの効果を考慮して設定	
	コンクリートの種類	玄武岩系コンクリート	使用している骨材の種類から設定	
	コンクリート以外の構造材の扱い	内側鋼板及びリブ鋼板は考慮しない	内側鋼板及びリブ鋼板については，コンクリートよりも融点が高いことから保守的に考慮しない	
	原子炉圧力容器下部の構造物の扱い	ペデスタルに落下する溶融物とは扱わない	発熱密度を下げないよう保守的に設定	
	ペデスタル床面積	ペデスタル床面積を設定	コリウムシールドを床面に設置するため，その設置面積を用いるものとする。	④
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定	
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失 重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失 全交流動力電源喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を，低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系の機能喪失を設定するとともに，重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失を設定 すべての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を設定	
	外部電源	外部電源なし	全交流動力電源喪失を想定するため，外部電源なしを設定	⑥
	高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏洩等	考慮しない	原子炉圧力を厳しく見積もるものとして設定	

備考

・解析条件の相違

【柏崎6/7】

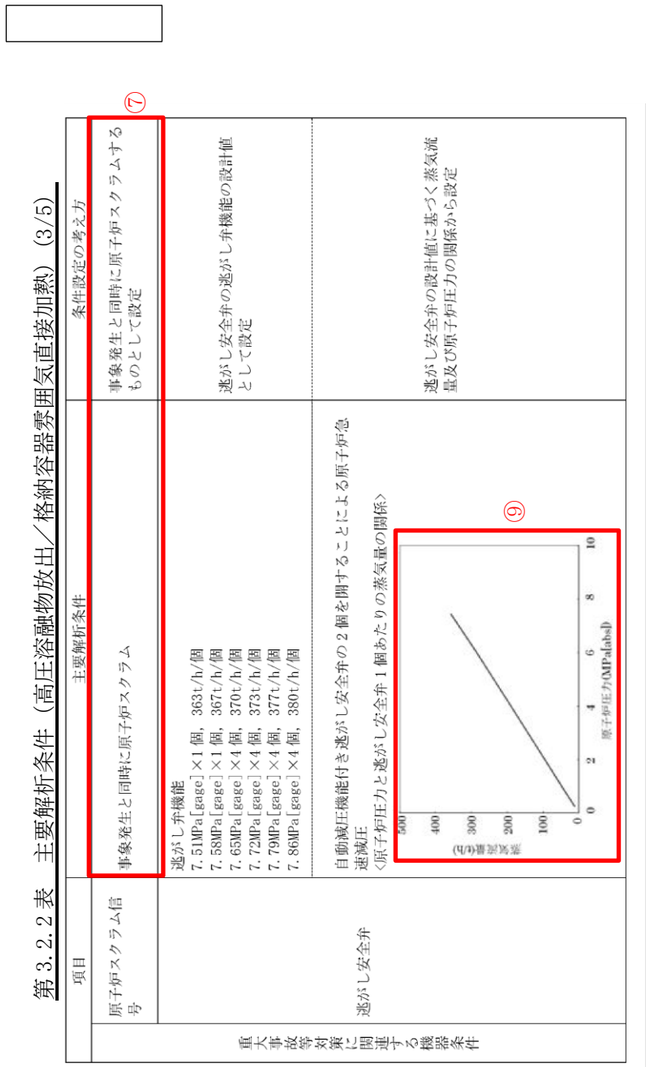
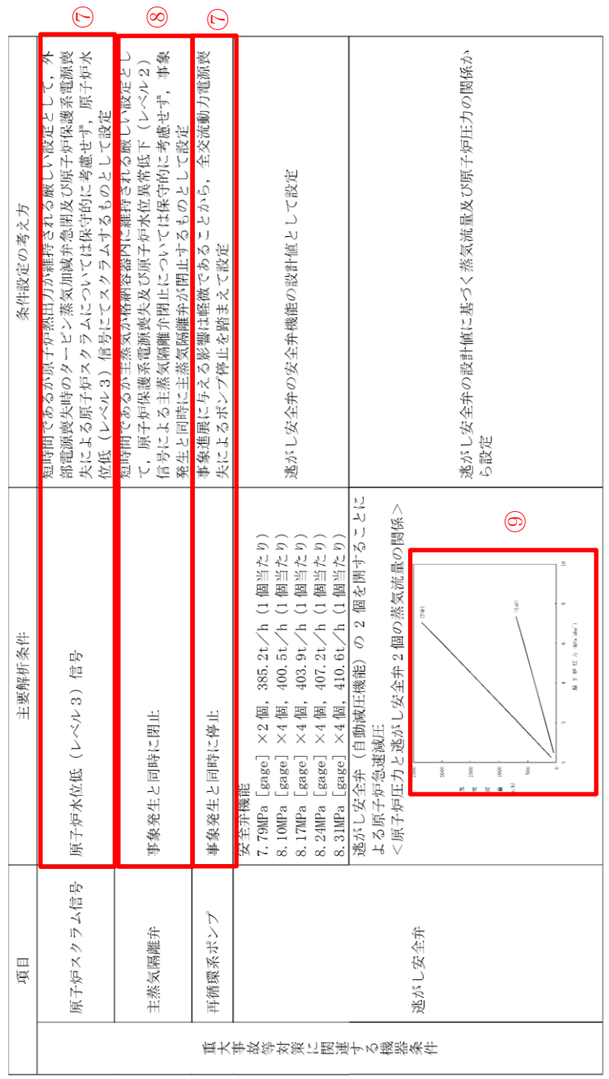
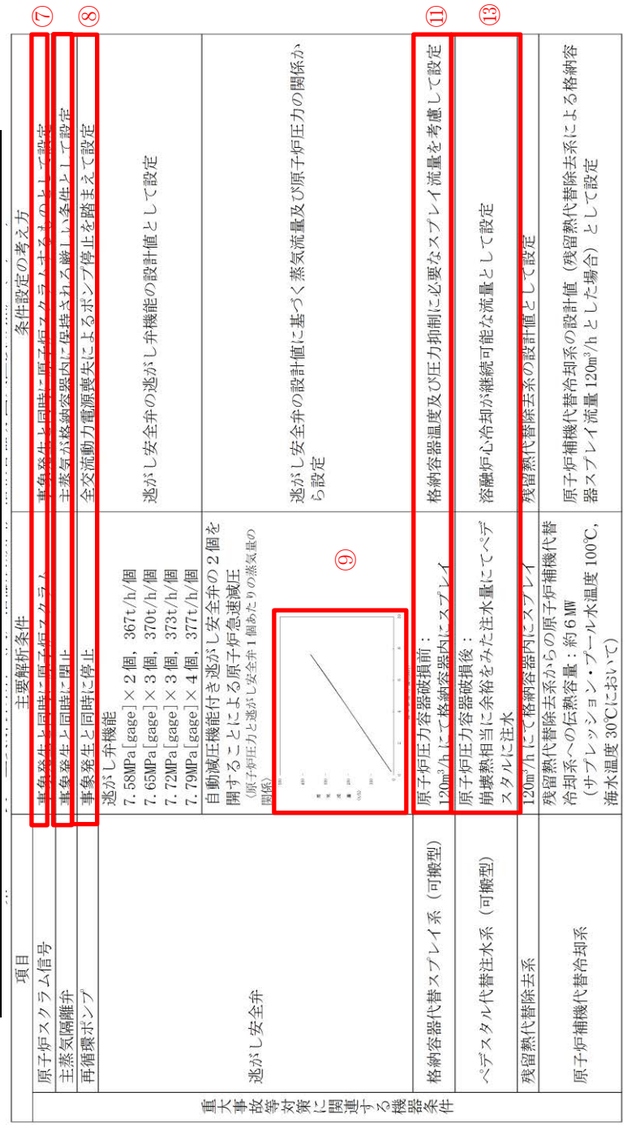
④柏崎6/7は，6号炉と7号炉の差異を踏まえた設定としている。

【東海第二】

⑤島根2号炉は，通常運転時からペデスタルに水張りをしていないが，東海第二では通常運転時からペデスタル（ドライウェル部）に約1mの水プールを形成していることから，初期条件として記載。

【柏崎6/7，東海第二】

⑥条件設定は同じだが，設定プロセスが異なり，島根2号炉は全交流動力電源喪失を想定することから，外部電源なしと設定している。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			・解析条件の相違 【東海第二】 ⑦島根２号炉は，外部電源がないことから，事象の発生と同時に原子炉スクラム及び再循環ポンプが全台トリップするものとしている。 ⑧東海第二では，事象をより厳しくする条件として事象発生と同時に閉止する設定としている。（島根２号炉と同条件） ⑨島根２号炉は，逃がし安全弁１個での蒸気流量を記載しているのに対し，東海第二では，原子炉急速減圧の対象弁となる２個合計の蒸気流量を記載。 【柏崎 6/7】 ⑩島根２号炉は，窒素供給操作を実施するのに対し，柏崎 6/7 では，事象発生７日間は窒素供給操作を実施しないことから，記載していない。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
第 3.2.2 表　主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（4/5） ⑫ ⑪ ⑬ ⑫ ⑩ 第 3.2.2-2 表　主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（4/5）			・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ⑪島根２号炉は，格納容器代替スプレイ系（可搬型）にて実施するが，柏崎 6/7 では格納容器下部注水系にて実施，東海第二では事前水張りを実施しない。 【東海第二】 ⑫島根２号炉は，シナリオの想定として，原子炉圧力容器破損後も原子炉圧力容器内を冷却するための原子炉注水が実施できないものとしているが，東海第二は原子炉圧力容器破損後，代替循環冷却系による原子炉注水を実施する想定としている。

第 3.2.2 表　主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（5/5）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する操作条件	原子炉急速減圧操作	原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%高い位置に到達した時点	炉心損傷後の酸化反応の影響緩和を考慮し設定	
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）	原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達したことを確認して開始し，原子炉圧力容器破損を確認した場合に停止する	格納容器圧力及び温度の抑制効果を踏まえて設定	
	原子炉格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の先行水張り）	原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達したことを確認して開始，原子炉格納容器下部の水位が 2m（総注水量 180m³）に到達したことを確認した場合に停止する	炉心損傷後の原子炉圧力容器破損による溶融炉心・コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し設定	⑪
	原子炉格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器破損後の注水）	原子炉圧力容器破損を確認した場合	炉心損傷後の原子炉圧力容器破損による溶融炉心・コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し設定	
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損後の原子炉格納容器冷却）	格納容器圧力が 0.465MPa[gage]又は格納容器温度が 190℃に到達した場合に開始。格納容器圧力 0.465MPa[gage]到達によって開始した場合は格納容器圧力が 0.39MPa[gage]以下となった時点で停止	格納容器圧力及び温度の抑制効果を踏まえて設定	
	代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱操作※	事象発生から 20.5 時間後	代替原子炉補機冷却系の準備時間等を考慮し設定	

※ 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは原子炉補機冷却系の機能喪失を伴うものではないが，代替循環冷却系による除熱は保守的に代替原子炉補機冷却系を用いて実施するものとし，除熱操作の開始は，代替原子炉補機冷却系の準備に要する時間を設定した。

第 3.2-2 表　主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（5／5）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する操作条件	原子炉急速減圧操作	原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20%高い位置に到達した時点	炉心損傷後の酸化反応の影響緩和を考慮し設定	
	緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作及び代替循環冷却系による格納容器除熱操作	事象発生から 90 分後	緊急用海水系及び代替循環冷却系の操作所要時間を踏まえて設定	
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損後）	原子炉圧力容器破損 6 分後に開始し，格納容器圧力の低下から 30 分後に停止	原子炉圧力容器破損の判断及び操作実施に必要な時間を考慮して設定	
	格納容器下部注水系によるペデスタル（ドライウェル部）注水操作	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損後）開始から 1 分後に開始し，ペデスタル（ドライウェル部）水位 2.75m に到達した時点で停止 その後は，2.25m まで低下した時点で開始し，2.75m に到達した時点で停止	操作実施に必要な時間を考慮して設定 炉心損傷後の原子炉圧力容器破損による溶融炉心・コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し設定	⑬
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（格納容器圧力制御）	格納容器圧力が 0.465MPa［gage］に到達した場合に開始 格納容器圧力が 0.400MPa［gage］以下となった時点で停止	格納容器圧力の抑制効果を踏まえて設定	
	可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作	格納容器内酸素濃度が 4.0vol％（ドライ条件）に到達した場合に開始	格納容器内酸素濃度がベント基準である 4.3vol％（ドライ条件）に到達することを防止する観点で設定	⑭

第 3.2.2-1 表　主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（4／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	可搬式窒素供給装置	総注入流量：100Nm³/h ・窒素：99.9Nm³/h ・酸素：0.1Nm³/h ガス温度：35℃	総注入量は格納容器内の酸素濃度の上昇抑制に必要な流量として設定 酸素注入流量は純度99.9％を考慮して残り全てを酸素として設定 ガス温度は気象条件を考慮して設定	⑩
	コリウムシールド	材料：ジルコニア耐熱材 侵食開始温度：2,100℃	材料は，溶融炉心のドライウェルサンプへの流出を防止する観点から，ジルコニア耐熱材を設定 侵食開始温度は，ジルコニア耐熱材の侵食試験結果に基づき設定	
重大事故等対策に関連する操作条件	原子炉急速減圧操作	原子炉水位が燃料棒有効長底部より燃料棒有効長の 20%上の位置に到達した時点	炉心損傷後の酸化反応の影響緩和を考慮し設定	
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペデスタルへの注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）	原子炉圧力容器下鏡温度が 300℃に到達したことを確認して開始し，ペデスタルの水位が 2.4m となる注水量（225m³）が注水されたことをもって停止する	格納容器温度の抑制効果及び炉心損傷後の原子炉圧力容器の破損による溶融炉心・コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し設定	⑪
	ペデスタル代替注水系（可搬型）によるペデスタルへの注水操作（原子炉圧力容器破損後の注水）	原子炉圧力容器の破損を確認した場合	炉心損傷後の原子炉圧力容器の破損による溶融炉心・コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し設定	
	残留熱代替除去系による溶融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱操作	事象発生から 10 時間後	原子炉補機代替冷却系の準備時間を考慮して設定	
	可搬式窒素供給装置による格納容器内窒素供給操作	事象発生から 12 時間後	原子炉補機代替冷却系の準備完了後の可搬式窒素供給装置の準備時間を考慮して設定	⑭

・解析条件の相違
【東海第二】
⑬島根 2 号炉は，溶融炉心落下後のペデスタル注水を，注水量（崩壊熱相当）にて管理するのに対し，東海第二ではドライウェル水位で管理することによる差異。

⑭島根 2 号炉は，可燃性ガスの濃度により窒素を注入するのではなく，残留熱代替除去系による原子炉格納容器の除熱開始後に注入することとしている。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
添付資料3.2.1	添付資料3.2.6	添付資料 3.2.1	
高温環境下での逃がし安全弁の開保持機能維持について	高温環境下での逃がし安全弁の開保持機能維持について	高温環境下での逃がし安全弁の開保持機能維持について	
原子炉水位が有効燃料棒頂部を下回り，炉心損傷に至るような状況では，原子炉圧力容器（以下「RPV」という。）内の気相温度は飽和蒸気温度を大きく超える。高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（以下「DCH」という。）を防止するためには，その様な環境下でも逃がし安全弁（以下「SRV」という。）を開保持し，RPV 内の圧力を2MPa 以下の低圧に維持する必要がある。	1.　はじめに 原子炉水位が燃料有効長頂部を下回り，炉心損傷に至るような状況では，原子炉圧力容器（以下「ＲＰＶ」という。）内に高温の過熱蒸気が発生する。高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（以下「ＤＣＨ」という。）を防止するためには，その様な環境下でも逃がし安全弁（以下「ＳＲＶ」という。）を開保持し，ＲＰＶ内の圧力を 2.0MPa[gage]以下の低圧に維持する必要がある。	原子炉水位が燃料棒有効長頂部を下回り，炉心損傷に至るような状況では，原子炉圧力容器（以下「ＲＰＶ」という。）内の気相温度は飽和蒸気温度を大きく超える。高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱（以下「ＤＣＨ」という。）を防止するためには，その様な環境下でも逃がし安全弁（以下「ＳＲＶ」という。）を開保持し，ＲＰＶ内の圧力を２MPa 以下の低圧に維持する必要がある。	
図1 に示すとおり，SRV は本体部と補助作動装置から構成されている。「4. 本体部の温度上昇による影響」に示すとおり，本体部では温度上昇は問題にならないが，補助作動装置の温度が上昇すると，電磁弁又はピストンのシール部が熱によって損傷し，SRV の機能維持に影響を及ぼす恐れがある。	ＳＲＶは本体と補助作動装置から構成されているが，補助作動装置の温度が上昇すると，電磁弁又はピストンのシール部が熱によって損傷し，ＳＲＶの開保持機能に影響を及ぼすおそれがある。	図１に示す通り，ＳＲＶは本体部と電磁弁，空気シリンダからなる補助作動装置から構成されている。「4. 本体部の温度上昇による影響」に示す通り，本体部では温度上昇は問題にならないが，補助作動装置の温度が上昇すると，電磁弁又はピストンのシール部が熱によって損傷し，ＳＲＶの機能維持に影響を及ぼす恐れがある。	
SRV については以下の環境条件における機能維持を確認している。 ・171℃において3 時間継続の後160℃において3 時間継続	ここでは，炉心損傷後，ＤＣＨ防止のために原子炉の減圧を継続する環境下においても，ＳＲＶの開保持機能が損なわれないことを評価する。 2.　評価方法 電力共同研究「安全上重要な機器の信頼性確認に関する研究」において，設計基準事故を包含する保守的な環境条件として，「171℃において 3 時間継続の後，160℃において 3 時間継続した状態」でのＳＲＶ機能維持について確認されている（以下「ＳＲＶ環境試験」という。）。また，長期の機能維持の観点から，126℃において試験開始 24 時間後から 15 日後までの機能維持を確認している。第 2 図にＳＲＶ環境試験条件を示す。	ＳＲＶについては以下の環境条件における機能維持を確認している。 ・171℃において３時間継続の後 160 ℃において３時間継続	・資料構成の相違 【東海第二】 島根２号炉および柏崎 6/7 は，補足説明資料にて説明。
ここでは，炉心損傷後，DCH 防止のために原子炉の減圧を継続している環境下で想定されるSRVの温度を評価し，上記の条件と比較することで，SRV の健全性を評価する。	このため，解析コードＭＡＡＰによるＤＣＨ有効性評価解析より得られた環境温度条件を入力として，３次元熱流動解析コード（ＳＴＡＲ－ＣＣＭ＋）によりＳＲＶの温度を評価し，ＳＲＶ環境試験の温度条件に包含されることを確認することで，重大事故時におい	ここでは，事象発生からＲＰＶ破損直前までの約 5.3 時間においてＤＣＨ防止のために原子炉の減圧を継続している環境下で想定されるＳＲＶの温度を評価し，上記の条件と比較することで，ＳＲＶの健全性を評価する。	
1. 評価方法 MAAP 解析によって得られたDCH 対応シナリオでのRPV 内気相温度とドライウェル内気相温度を環境温度条件として，三次元熱流動解析コード（STAR-CCM+）により，SRV の温度を評価した。		1. 評価方法 ＭＡＡＰ解析によって得られたＤＣＨ対応シナリオでのＲＰＶ内気相温度とドライウェル（以下「Ｄ／Ｗ」という。）内気相温度を環境温度条件として，三次元熱流動解析コード（ＳＴＡＲ-ＣＣＭ	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	てもＳＲＶの開保持機能が維持されることを確認する。	+)により，ＳＲＶの温度を評価した。	
三次元熱流動解析では，RPV の温度条件が厳しくなる評価点を設定し定常解析を実施した。また，RPV 破損直前にはRPV 内の気相温度が急激に上昇することから，これに追従するSRV の温度上昇をより現実的に評価するため，RPV 内の気相温度が急激に上昇する時間幅に対する非定常解析を実施した。	なお，３次元熱流動解析は保守的な温度条件を設定した定常解析にて実施するが，下部プレナムへの溶融炉心の落下に伴いＲＰＶ内の気相温度が急激に上昇する期間に対しては，ＳＲＶの温度上昇をより現実的に評価するため非定常解析を実施する。	三次元熱流動解析では，ＲＰＶ内気相温度とＤ／Ｗ内気相温度の温度条件が厳しくなる評価点を２点設けて定常解析を実施した。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は定常解析にて評価。
2. 評価条件 (1) 温度条件 図2.3 にRPV 内気相平均温度とドライウェル内気相平均温度のMAAP 解析結果を示す。MAAP の解析結果を踏まえ，表1 及び以下に示すとおり，2 通りの評価条件を設定した。	3. 評価条件 (1) 温度条件 第3図及び第4図に，ＭＡＡＰ解析結果のＲＰＶ内気相平均温度及びドライウェル内気相平均温度を示す。このＭＡＡＰ解析結果を踏まえ，以下に示す2通りの温度条件を設定する。第1表に評価条件を示す。	2. 評価条件 (1) 温度条件 図４にＲＰＶ内気相温度及びＤ／Ｗ内気相温度のＭＡＡＰ解析結果を示す。ＭＡＡＰ解析結果を踏まえ，以下に示す通り評価条件を設定した。	
① 事象発生から6 時間後までの範囲を代表する温度条件として，同範囲内でのRPV 内気相平均温度とドライウェル内気相平均温度のそれぞれについて最も厳しい温度を適用した温度条件。定常解析によって評価する。	・温度条件①（定常解析） ＲＰＶ内気相温度については，事象発生から下部プレナムへの溶融炉心移行中の期間を代表する温度条件として，この期間における最高温度を考慮し512℃を設定する。	① 事象発生からＲＰＶ破損直前までの範囲を代表する温度条件として，同範囲内でのＲＰＶ内気相温度が最も厳しい温度を適用し，定常解析によって評価する。 ② 事象発生からＲＰＶ破損直前までの範囲を代表する温度条件として，同範囲内でのＤ／Ｗ内気相温度が最も厳しい温度を適用し，定常解析によって評価する。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は事象発生から RPV 破損直前までを定常解析にて評価。
	また，ドライウェル内気相温度については，手順に従い実施する代替循環冷却系による格納容器除熱操作（格納容器スプレイの冷却効果）を考慮することとし，格納容器除熱を開始した以降，ＲＰＶ破損までの最高温度を考慮し53℃を設定する。なお，格納容器除熱を開始するまでの初期のドライウェル内気相温度は53℃よりも高い80℃程度で推移するが，この期間におけるＲＰＶ内気相温度は定常解析の温度条件である512℃より十分に低いことから，ＳＲＶ開保持機能維持の観点で，初期のドライウェル内気相温度の影響は，ＲＰＶ内気相温度条件の保守性に包含される。		・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は残留熱代替除去系による格納容器除熱効果（PCV スプレイによる冷却効果）に期待しない条件で評価。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	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 RPV 破損直前のRPV 内の気相温度の急激な上昇を考慮した温度条件として,RPV 内の気相温度が急激に上昇する時間幅でのRPV 内の気相温度の変化とドライウェル内気相平均温度の最も厳しい温度を適用した温度条件。非定常解析によって評価する。	・温度条件②（非定常解析） 下部プレナムへの溶融炉心移行に伴うＲＰＶ内の気相温度の急激な上昇を考慮した温度条件として,温度条件①で設定した期間以降のＲＰＶ内気相温度の最高値到達までの温度条件として,512℃から586℃の温度履歴を設定する。 また，ドライウェル内気相温度については，温度条件①と同様に53℃を設定する。		・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は定常解析にて評価。
	(2)　評価部位 ＳＲＶ（自動減圧機能）の開保持には，電磁弁コイルを励磁することで，補助作動装置のピストン部へ窒素を供給し，ＳＲＶ本体スプリングの閉止力を上回る駆動力を発生させ,ピストンを押上げた状態とする必要がある。ＳＲＶの開保持機能維持の観点では,高温影響を受けやすい以下の部位について評価する必要がある。 ①電磁弁（下部コイルハウジング） 電磁弁のコイルは熱容量が小さく，高温影響を受けやすい。電磁弁のコイルが熱によって損傷した場合,電磁弁のコイルが消磁することで,補助作動装置のピストンへの窒素供給が遮断されるとともに，流路が排気側へ切り替わることから，ピストンを押上げていた窒素が排出され,ＳＲＶ本体スプリングの閉止力によってＳＲＶ（自動減圧機能）が閉止する。このため，電磁弁を評価の対象とするが，その中でも高温配管に近く，最も温度が高くなりやすい下部コイルハウジングの温度を評価する。 ②ピストン（シール部） ピストンのシール部にはフッ素ゴム製のＯリングが用いており，高温影響を受けやすい。ピストンのシール部が熱によって損傷した場合,シール部よりピストンを押上げていた窒素が排出され，ＳＲＶ本体スプリングの閉止力によってＳＲＶ（自動減圧機能）が閉止する。このため，ピストンの温度を評価する。	(2)　評価部位 ＳＲＶの開保持には，電磁弁コイルを励磁することで，補助作動装置のピストン部へ窒素を供給し,ＳＲＶ本体スプリングの閉止力を上回る駆動力を発生させ,ピストンを押上げた状態とする必要がある。ＳＲＶの開保持機能維持の観点では，高温影響を受けやすい以下の部位について評価する必要がある。 ①電磁弁（下部コイルハウジング） 電磁弁のコイルは熱容量が小さく，高温影響を受けやすい。電磁弁のコイルが熱によって損傷した場合,電磁弁のコイルが消磁することで,補助作動装置のピストンへの窒素供給が遮断されるとともに，流路が排気側へ切り替わることから，ピストンを押上げていた窒素が排出され,ＳＲＶ本体スプリングの閉止力によってＳＲＶが閉止する。このため，電磁弁を評価の対象とするが，その中でも高温配管に近く,最も温度が高くなりやすい下部コイルハウジングの温度を評価する。 ②ピストン（シール部） ピストンのシール部にはフッ素ゴム製のＯリングが用いており，高温影響を受けやすい。ピストンのシール部が熱によって損傷した場合,シール部よりピストンを押上げていた窒素が排出され，ＳＲＶ本体スプリングの閉止力によってＳＲＶが閉止する。このため，ピストンの温度を評価する。	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は全 SRV を対象に評価する （柏崎 6/7 は，電磁弁とピストン（シール部）を評価することを「(2) 評価モデル」で説明）
(2) 評価モデル 自動減圧（以下「ADS」という。）機能付きのSRV の中で，電磁弁やピストンのシール部の温度条件が厳しい弁を評価する観点から，電磁弁の設置角度が排気管に最も近い弁を評価対象弁とした。また,図4,5 のように開状態と閉状態を交互に並べた形でモデル化している。実機では離れた位置のSRV2 個を操作するが，解析では評	(3)　評価モデル ＳＲＶ（自動減圧機能）が最も近く隣接するバルブＢ及びバルブＨを含む範囲をモデル化する。実際の事故対応では互いに離れた位置のＳＲＶ2個を開操作する手順とするが，電磁弁及びピストンのシール部の温度条件を厳しく評価する観点より，本評価では，隣接した2個を同時に開状態とする評価モデルとする。第5図にＳＲＶ配	(3) 評価モデル ＳＲＶの中で,電磁弁やピストンのシール部の温度条件が厳しい弁を評価する観点から,電磁弁の設置角度が排気管に最も近い弁を評価対象弁とした。また，図５および図６のように開状態と閉状態を交互に並べた形でモデル化している。実機では離れた位置のＳＲＶ２個を操作することを基本とするが,解析では評価体系の側面を	・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は全 SRV を対象に評価する。

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
価体系の側面を周期境界としており，保守的に1 個おきに開動作するモデルとしている。	置図及びモデル化範囲を，第6図にモデル図及び断面メッシュ図を示す。	周期境界としており，保守的に１個おきに開動作するモデルとしている。	
3. 評価結果 評価結果を表2 及び図6，7 に示す。 事象発生から6 時間後までの範囲を代表する温度条件として設定した①の温度条件では，補助作動装置の電磁弁及びピストンのシール部の温度は160℃を約10℃下回った。また，RPV 破損直前のRPV 内の気相温度の急激な上昇を考慮した②の温度条件では，補助作動装置の電磁弁及びピストンのシール部の温度は160℃を約10℃下回った。	4.　評価結果 評価結果を第2表及び第7図から第9図に示す。 事象発生から下部プレナムへの溶融炉心移行中の期間を代表する温度条件を適用した温度条件①の定常解析では，下部コイルハウジングの最高温度はバルブＢの約120℃，ピストン部の最高温度はバルブＢの約124℃であり，ＳＲＶ環境試験温度である160℃を下回る。また，下部プレナムへの溶融炉心移行に伴うＲＰＶ内の気相温度の急激な上昇を考慮した温度条件②の非定常解析では，下部コイルハウジングの最高温度はバルブＢの約124℃，ピストン部の最高温度はバルブＢの約124℃であり，ＳＲＶ環境試験温度である160℃を下回る。 なお，ＳＲＶ環境試験では，160℃以上の温度条件において6時間の機能維持が確認されている。	3. 評価結果 評価結果を表２及び図７および図８に示す。 事象発生からＲＰＶ破損直前までの範囲でＲＰＶ内気相温度が最も厳しい温度を適用した①の温度条件では，補助作動装置の電磁弁及びピストンのシール部の温度は 160℃を約 20℃下回った。また，①と同範囲でＤ／Ｗ内気相温度が最も厳しい温度を適用した②の温度条件では，補助作動装置の電磁弁及びピストンのシール部の温度は 160℃を約 20℃下回った。 なお，ＳＲＶ環境試験では，160℃以上の温度条件において 6 時間の機能維持が確認されている。	・解析条件及び解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は定常解析にて評価。
SRV に対する機能確認試験では，初期の熱負荷として，171℃を与えており，この試験実績を踏まえると，DCH 防止のために原子炉減圧を継続している状況下でもSRV の機能を維持可能※である。①は最も厳しい温度を設定して実施した定常解析であり，実際にSRV が経験する温度は更に低い値になるものと考えられる。 以上のとおり，炉心損傷後，DCH 防止のために原子炉の減圧を継続している状況を想定した環境下でも，SRV の機能を維持できると考える。 ※ SRV は，「171℃において3 時間継続の後160℃において3 時間継続」という環境条件での機能維持が試験によって確認されている。この初期の熱負荷（171℃において3 時間継続）をアレニウス則に基づき160℃の熱負荷に換算すると，160℃において約4.6 時間継続となり，これを後段の試験時間と合計すると約7.6 時間は機能維持が可能となる。	この試験の初期の温度条件として171℃を与えていることを踏まえると，160℃以下の温度条件では約7.6時間の機能維持が可能※であると考えられる。したがって，逃がし安全弁（自動減圧機能）の開保持機能が要求される，事象発生から原子炉圧力容器破損までの時間（約4.5時間）に対して，十分な余裕がある。 以上のとおり，炉心損傷後，ＤＣＨ防止のために原子炉の減圧を継続している状況を想定した環境下でも，ＳＲＶ開保持機能は維持されると考えられる。 ※　ＳＲＶは，「171℃において3時間継続の後，160℃において3時間継続（合計6時間）」という環境条件での機能維持がＳＲＶ環境試験によって確認されている。この初期の熱負荷（171℃において3時間継続）をアレニウス則に基づき，160℃の熱負荷に換算すると，160℃において約4.6時間継続となり，これを後段の試験時間と合計すると約7.6時間は機能維持が可能となる。	ＳＲＶに対する機能確認試験では，初期の熱負荷として 171℃を与えており，この試験実績を踏まえると，ＤＣＨ防止のために原子炉減圧を継続している状況下でもＳＲＶの機能を継続可能である。①，②は厳しい温度を設定して実施した定常解析であり，実際にＳＲＶが経験する温度は更に低い値になるものと考えられる。 以上のとおり，炉心損傷後，ＤＣＨ防止のために原子炉の減圧を継続している状況を想定した環境下でも，ＳＲＶの機能を維持できると考える。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は定常解析にて評価。また，RPV破損までが5.4時間であり，共研にて健全性が確認されている171℃×3時間＋160℃×3時間の温度条件を下回る約140℃であったため，アレニウス則の適用は不要。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	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. 本体部の温度上昇による影響 閉状態のSRV が強制開するためには，補助作動装置の駆動力がSRV 本体の抵抗力を上回る必要がある。SRV 本体の抵抗力に対する温度上昇の影響は表3 のとおり，いずれも温度上昇によって強制開の妨げとなることはない。 以 上	5.　本体部の温度上昇による影響 前述のとおり，重大事故時においてもＳＲＶの開保持機能は維持されるが，ここではＳＲＶ強制開機能に対する温度上昇の影響について評価する。 閉状態のＳＲＶを強制開とするためには，補助作動装置の駆動力がＳＲＶ本体の閉止力を上回る必要がある。第3表に温度上昇の影響を示す。ＳＲＶ本体の閉止力に対する温度上昇の影響は，いずれも強制開の妨げとなることはない。	4. 本体部の温度上昇による影響 閉状態のＳＲＶが強制開するためには，補助作動装置の駆動力がＳＲＶ本体の抵抗力を上回る必要がある。ＳＲＶ本体の抵抗力に対する温度上昇の影響は表３のとおり，いずれも温度上昇によって抵抗力が低下するよう設計上配慮されており，温度上昇が強制開の妨げとなることはない。 以上	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

第1表　三次元熱流動解析での温度条件（逃がし安全弁開）

	温度条件①【定常解析】（事象発生から６時間後までの範囲を代表する温度条件）	温度条件②【非定常解析】（RPV 破損直前の RPV 内の気相温度の急激な上昇を考慮した温度条件）
RPV 内気相平均温度	約 589℃	約 510℃→約 626℃
ドライウェル内気相平均温度	約 111℃	約 116℃

第2表　三次元熱流動解析での評価結果（逃がし安全弁開）

	温度条件①【定常解析】（事象発生から６時間後までの範囲を代表する温度条件）	温度条件②【非定常解析】（RPV 破損直前の RPV 内の気相温度の急激な上昇を考慮した温度条件）
下部コイルハウジング最高温度※	約 150℃	約 150℃
ピストン部最高温度	約 149℃	約 147℃

※ADS 機能付電磁弁設置位置

第3表　SRV本体の抵抗力に対する温度上昇の影響

項目	温度上昇の影響
SRV スプリング閉止力	温度上昇に伴い，低下する方向にある。また，補助作動装置の駆動力はスプリング閉止力に対して十分な力量を有している。
弁棒・アジャスタリング摺動抵抗	主蒸気流路から離れた位置にあり，温度上昇幅は小さく，SRV 強制開機能には影響を及ぼさない。
弁棒・ネッキブッシュ摺動抵抗	主蒸気流路とはベローズを介しており過渡的な熱影響を受けがたく，仮に熱影響を受けたとしても，表１の RPV 内気相平均温度程度であれば，元々の隙間があるため，ネッキブッシュによる弁棒拘束は発生しない。
バランスピストン・ブッシュ摺動抵抗	主蒸気流路とはベローズを介しており過渡的な熱影響を受けがたく，仮に熱影響を受けたとしても，表１の RPV 内気相平均温度程度であれば，元々の隙間があるため，ブッシュによる弁棒拘束は発生しない。
弁体（ガイド部）・ガイド摺動抵抗	主蒸気温度上昇に伴い拡大するため，温度上昇に伴うガイドによる弁体拘束は発生しない。

東海第二発電所　（2018.9.12 版）

第１表　３次元熱流動解析での温度条件

項　目	温度条件①【定常解析】	温度条件②【非定常解析】
ＲＰＶ内気相平均温度	512℃	512℃→586℃
ドライウェル内気相平均温度	53℃	53℃

第２表　３次元熱流動解析での評価結果

項　目	温度条件①【定常解析】		温度条件②【非定常解析】	
	バルブＢ	バルブＨ	バルブＢ	バルブＨ
下部コイルハウジング最高温度	約 120℃	約 112℃	約 124℃	約 116℃
ピストン部最高温度	約 124℃	約 113℃	約 124℃	約 113℃

第３表　ＳＲＶ本体の抵抗力に対する温度上昇の影響

項　目	温度上昇の影響
ＳＲＶスプリング閉止力	温度上昇に伴い，低下する方向にある。また，補助作動装置はスプリング閉止力に対して十分な駆動力を有している。
弁棒・アジャスタリング摺動抵抗	主蒸気流路から離れた位置にあり，温度上昇幅は小さく，ＳＲＶ強制開機能には影響を及ぼさない。
弁棒・ネッキブッシュ摺動抵抗	弁棒はＳＵＳ431，ネッキブッシュはニッケルブロンズと，入熱時に隙間が拡大する材料の組合せとなっており，ネッキブッシュによる弁棒拘束は発生しない。
バランスピストン・ブッシュ摺動抵抗	バランスピストンはＳＵＳ403，ブッシュはニッケルブロンズと，入熱時に隙間が拡大する材料の組合せとなっており，ネッキブッシュによる弁棒拘束は発生しない。
弁体（ガイド部）・ガイド摺動抵抗	主蒸気温度上昇に伴い拡大するため，温度上昇に伴うガイドによる弁体拘束は発生しない。

島根原子力発電所　２号炉

表１　三次元熱流動解析での温度条件

	温度条件①【定常解析】（事象発生から溶融炉心落下直前までのＲＰＶ内気相平均温度が最高となる温度条件）	温度条件②【定常解析】（事象発生から溶融炉心落下直前までのＤ／Ｗ内気相平均温度が最高となる温度条件）
ＲＰＶ内気相温度	約 521℃	約 469℃
Ｄ／Ｗ内気相温度	約 85℃	約 90℃

表２　三次元熱流動解析での評価結果

	温度条件①【定常解析】（事象発生から溶融炉心落下直前までのＲＰＶ内気相温度が最高となる温度条件）	温度条件②【定常解析】（事象発生から溶融炉心落下直前までのＤ／Ｗ内気相温度が最高となる温度条件）
下部コイルハウジング最高温度※	約 141℃	約 136℃
ピストン部最高温度	約 136℃	約 132℃

※電磁弁設置位置

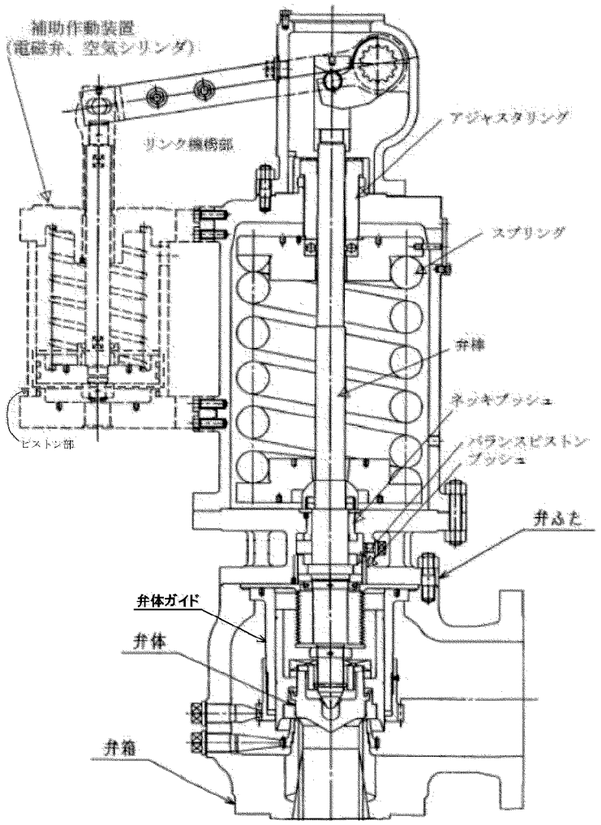
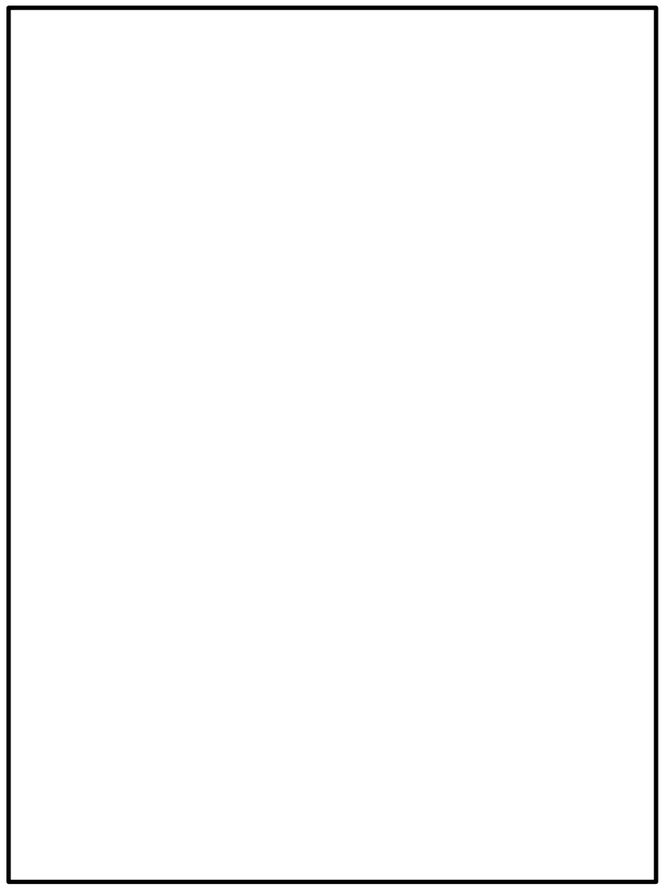
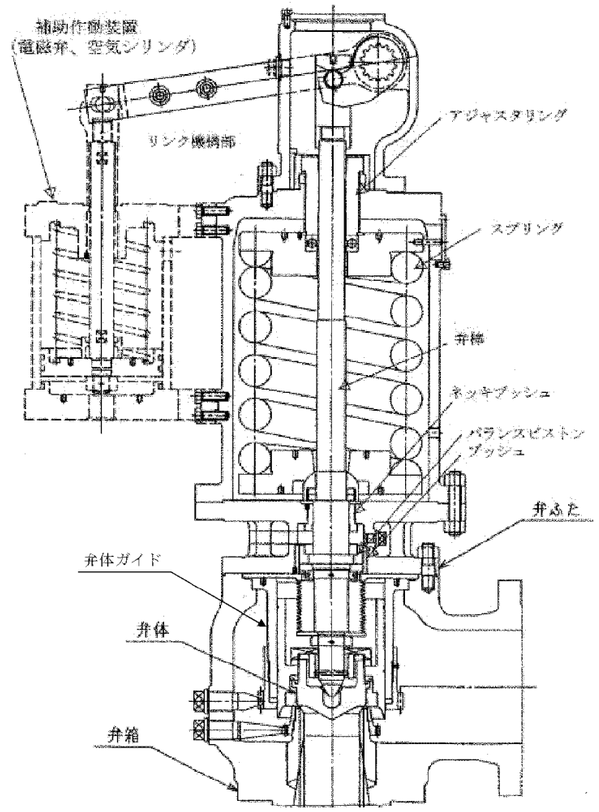
表３　ＳＲＶ本体の抵抗力に対する温度上昇の影響

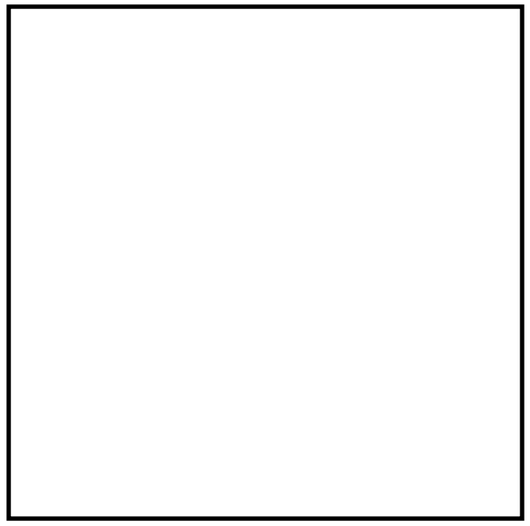
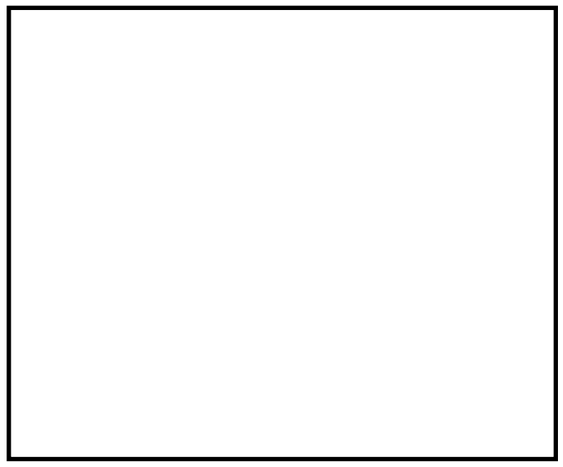
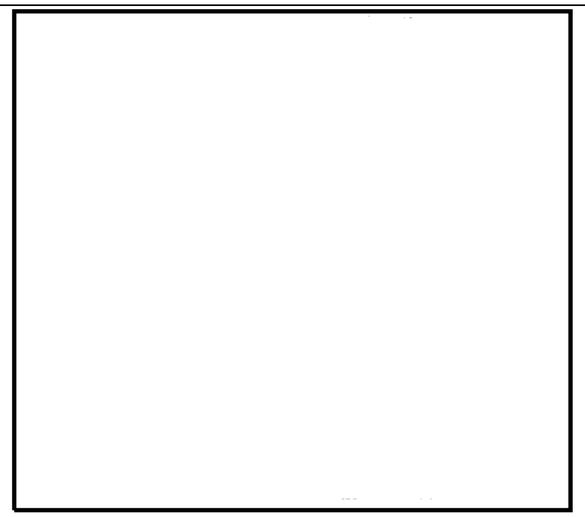
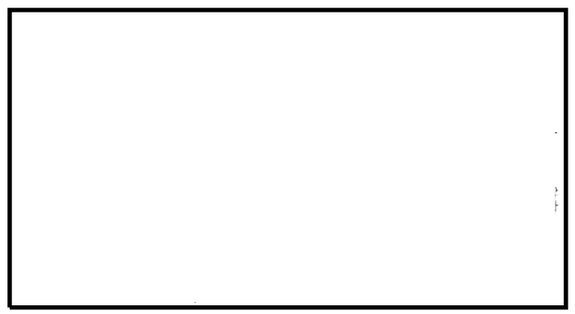
項目	温度上昇の影響
ＳＲＶスプリング閉止力	温度上昇に伴い，低下する方向にある。また，補助作動装置の駆動力はスプリング閉止力に対して十分な力量を有している。
弁棒・アジャスタリング摺動抵抗	主蒸気流路から離れた位置にあり，温度上昇幅は小さく，ＳＲＶ強制開機能には影響を及ぼさない。
弁棒・ネッキブッシュ摺動抵抗	弁棒は[redacted]，ネッキブッシュは[redacted]と，入熱時に隙間が拡大する材料の組み合わせとなっており，ネッキブッシュによる弁棒拘束は発生しない。
バランスピストン・ブッシュ摺動抵抗	バランスピストンは[redacted]，ブッシュは[redacted]と，入熱時に隙間が拡大する材料の組み合わせとなっており，ブッシュによる弁棒拘束は発生しない。
弁体ソケット・弁体ガイド摺動抵抗	主蒸気温度上昇に伴い拡大するため，温度上昇に伴うガイドによる弁体拘束は発生しない。

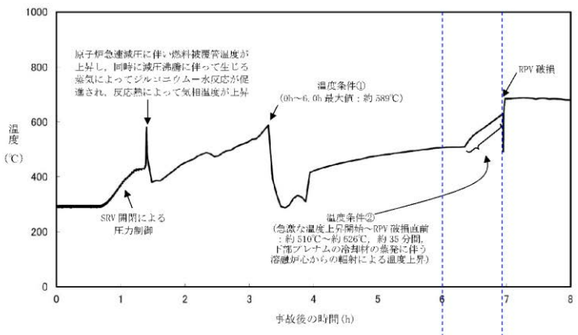
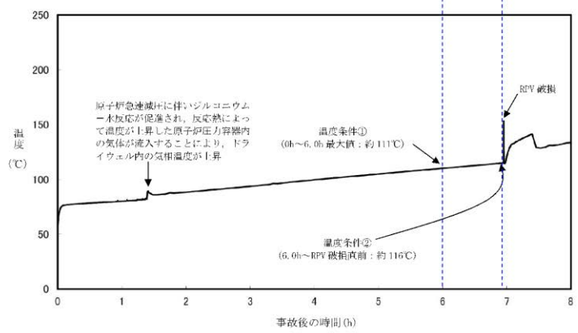
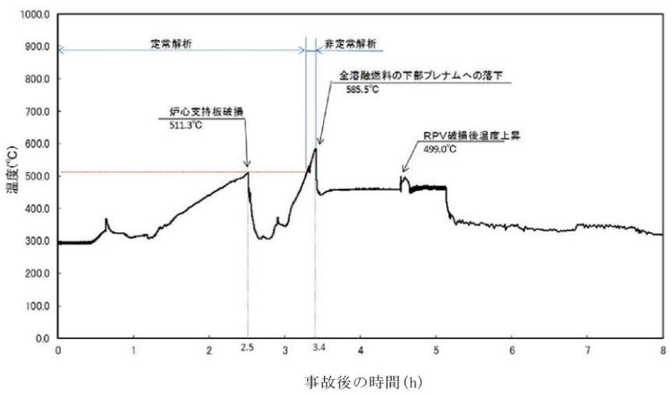
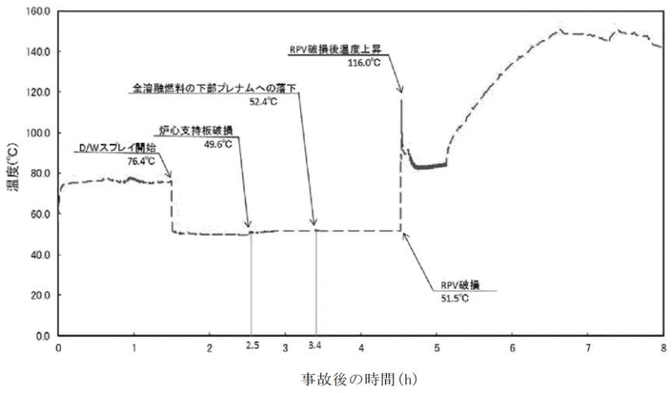
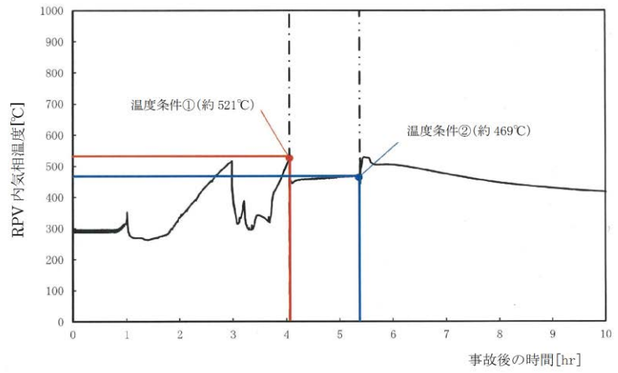
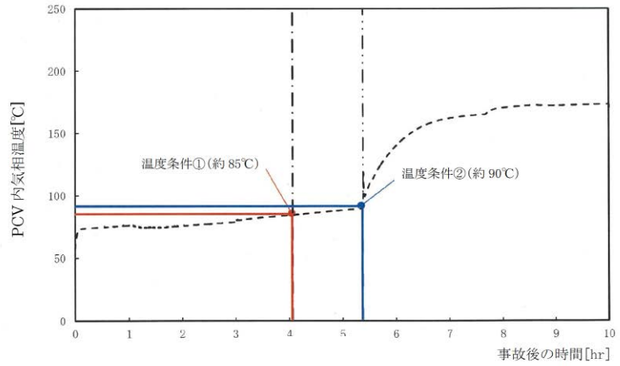
備考

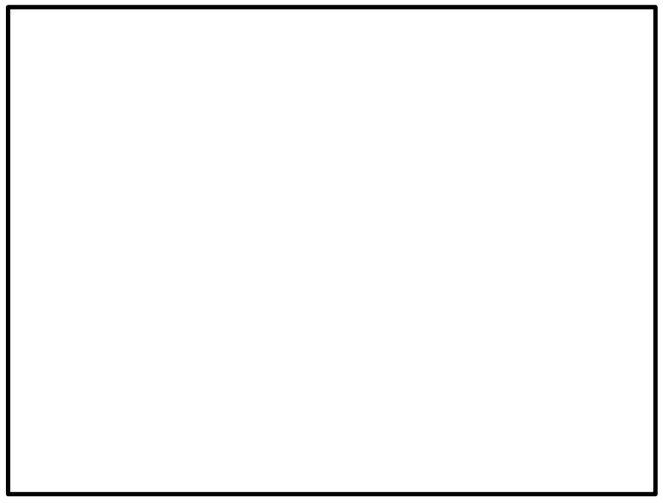
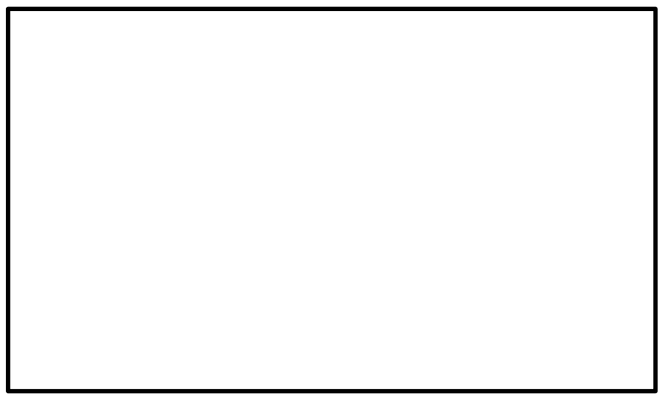
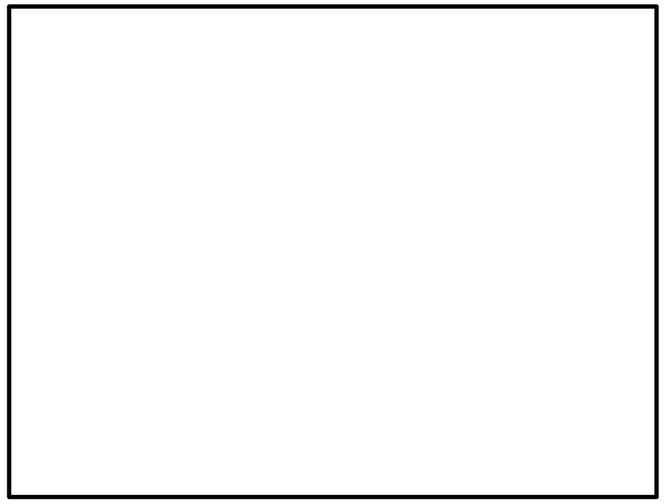
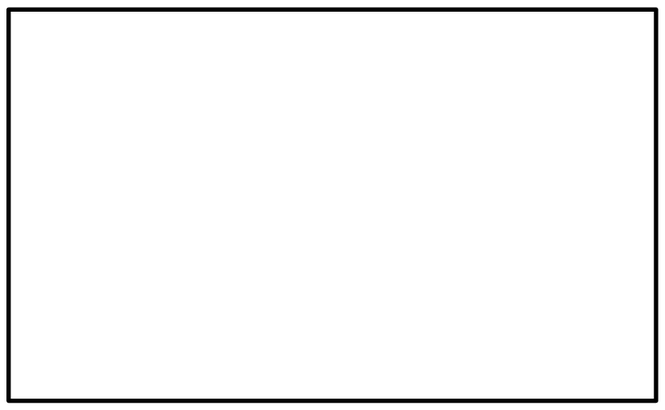
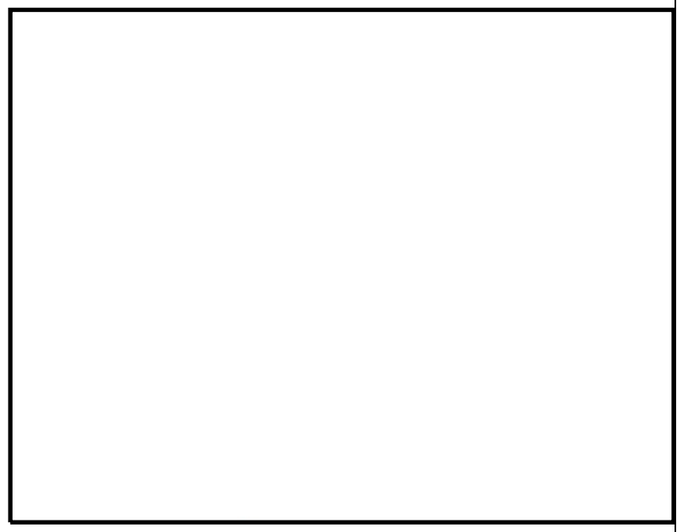
・解析条件の相違
【柏崎 6/7，東海第二】

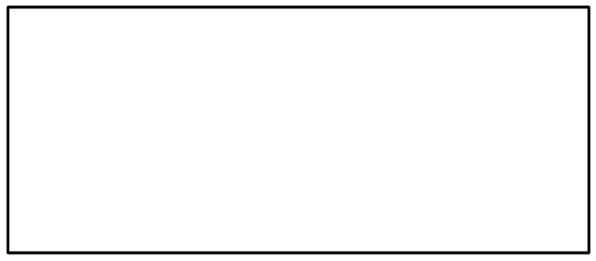
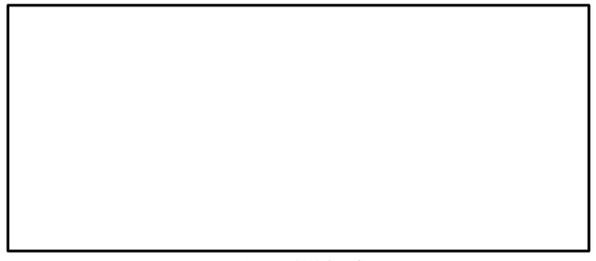
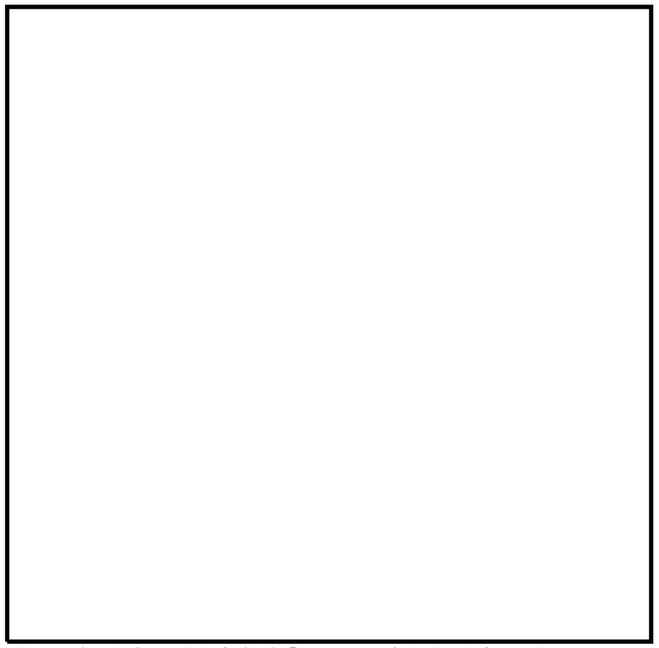
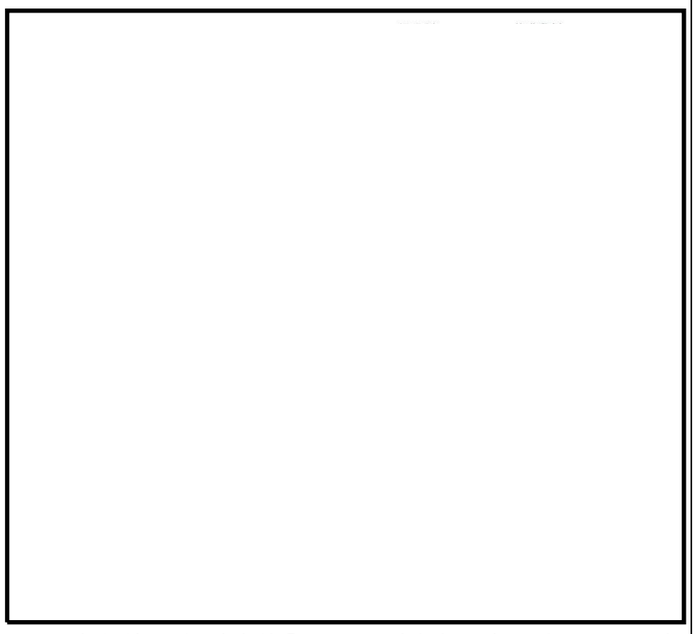
・解析結果の相違
【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 図1a　SRV構造図（断面図）	 第１図　ＳＲＶ構成図（開状態）	 図１　ＳＲＶ構成図	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	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1b　SRV構造図（側面図詳細）  図1c　SRV構造図（平面図詳細）	 第２図　ＳＲＶ環境試験条件	 図２　ＳＲＶ構造図（側面図詳細）  図３　ＳＲＶ構造図（平面図詳細）	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	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２　RPV 内気相平均温度の推移  図３　ドライウェル内気相平均温度の推移	 第３図　原子炉圧力容器内気相平均温度の推移  第４図　ドライウェル内気相平均温度の推移	  図４　ＲＰＶ内平均気相温度及びＤ／Ｗ内平均気相温度の推移	・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
 図４　モデル化範囲と境界条件  図５　モデル図と断面メッシュ図	 第５図　SRV 配置図及びモデル化範囲  第６図　モデル図及び断面メッシュ図	 図５　モデル化範囲と境界条件 図６　モデル図と断面メッシュ図	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	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６　解析結果（温度条件①） 図７　解析結果（温度条件②）	 第7図　定常解析結果（温度条件①バルブB） 第8図　定常解析結果（温度条件①バルブH）  下部コイルハウジング最高温度  ピストン部最高温度 第９図　非定常解析結果（温度条件②）	 図７　解析結果（温度条件①：ＲＰＶ内気相温度 521℃，ＰＣＶ内気相温度 85℃）  図８　解析結果（温度条件②：ＲＰＶ内気相温度 469℃，ＰＣＶ内気相温度 90℃）	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
添付資料3.2.1 別添1 格納容器スプレイを実施した場合の逃がし安全弁の温度 添付資料3.2.1 の評価では,原子炉の減圧を継続している状況での格納容器スプレイを実施していないが，これを実施することで,逃がし安全弁の温度の大幅な低下に期待できる。このため，初期水張り等の格納容器への注水は可能なものの,原子炉に注水できない状況下では，格納容器内の温度・圧力を緩和する観点から，あらかじめ格納容器（ドライウェル）スプレイを実施する手順とする。ここでは，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイに期待した場合の逃がし安全弁の温度を示す。 1. 評価方法 格納容器スプレイを実施していない場合(添付資料3.2.1)と同じ。 2. 評価条件 (1) 温度条件 図1,2 に原子炉圧力容器内気相平均温度とドライウェル内気相平均温度のMAAP 解析結果を示す。MAAP の解析結果を踏まえ，表1及び以下に示すとおり，2 点の評価条件を設定した。 ① 事象発生から6 時間後までの範囲を代表する温度条件として,格納容器スプレイ及び下部ドライウェル初期水張り開始前を考慮した温度条件 ② 6 時間後から溶融炉心落下直前までを代表する温度条件として原子炉圧力容器破損直前の原子炉圧力容器内の気相温度の急激な上昇を考慮した温度条件 (2) 評価モデル 格納容器スプレイを実施していない場合と同じ。 3. 評価結果 評価結果を表2 及び図3,4 に示す。いずれの温度条件でも，補助作動装置の電磁弁及びピストンのシール部の温度は160℃を下回った。 以上のとおり，炉心損傷後，DCH 防止のために原子炉の減圧を継続している状況を想定した環境下で格納容器スプレイを実施する場合，SRV の温度が大幅に低減されること確認した。 以 上			・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，SA 時にSRV の健全性が確保されることから，環境緩和のための PCV スプレイは実施しない。

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

表１　三次元熱流動解析での温度条件（逃がし安全弁開）

	温度条件①【定常解析】 （事象発生から６時間後までの範囲を代表する温度条件）	温度条件②【非定常解析】 （RPV 破損直前の RPV 内の気相温度の急激な上昇を考慮した温度条件）
原子炉圧力容器内気相平均温度	約 649℃	約 532℃→約 649℃
ドライウェル内気相平均温度	約 97℃	約 84℃

表２　三次元熱流動解析での評価結果（逃がし安全弁開）

	温度条件:① （事象発生から６時間後までの範囲を代表する温度条件）	温度条件:② （RPV 破損直前の RPV 内の気相温度の急激な上昇を考慮した温度条件）
下部コイルハウジング最高温度※	約 145℃	約 121℃
ピストン部最高温度	約 148℃	約 123℃

※ADS 機能付電磁弁設置位置

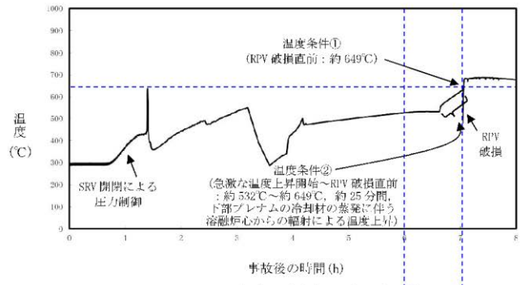


図１　原子炉圧力容器内気相平均温度の推移

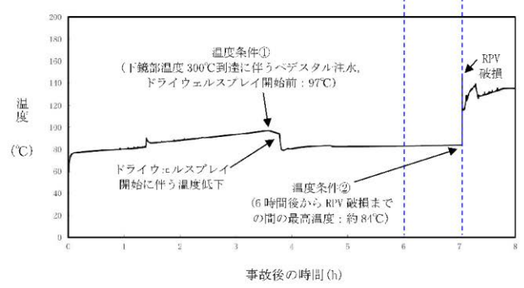
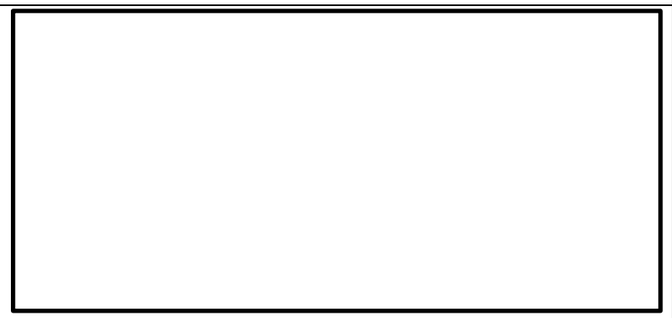


図２　ドライウェル内気相平均温度の推移

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 図3　解析結果（温度条件①） 図4　解析結果（温度条件②）			

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所　（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
添付資料3.2.3 格納容器破損モード「DCH」，「FCI」及び「MCCI」の評価事故シーケンスの位置付け 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱(DCH)」，「原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用(FCI)」及び「溶融炉心・コンクリート相互作用（MCCI)」については，各プラント損傷状態(PDS)に対応する各重要事故シーケンス及び「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」の評価事故シーケンスへの重大事故等対策の有効性評価の結果等から，重大事故等対処設備に期待する場合，炉心損傷あるいは炉心下部プレナムへの溶融炉心移行までに事象の進展を停止し，これらの現象の発生を防止することが出来る。 しかしながら，格納容器破損モード「DCH」，「FCI」及び「MCCI」は，「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（以下「解釈」という。）第37 条2-1(a)において，「必ず想定する格納容器破損モード」として定められている。このため，今回の評価では重大事故等対処設備の一部に期待しないものとして，各物理化学現象に伴う格納容器破損が懸念される状態に至る評価事故シーケンスを設定している。 一方，格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損)」については，事故シーケンス選定のプロセスにおいて，国内外の先進的な対策と同等な対策を講じても炉心損傷を防止できない事故シーケンスとして抽出された，「大破断LOCA＋ECCS 注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」を評価事故シーケンスとして選定し，重大事故等対策の有効性を評価している。 以上のとおり，格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」は重大事故等対策に期待して評価し，解釈第37 条2-3(a)～(c)の評価項目に対する重大事故等対策の有効性を評価しており，格納容器破損モード「DCH」，「FCI」及び「MCCI」は，評価を成立させるために，重大事故等対処設備の一部に期待しないものとして，解釈第37 条2-3(d)，(e)，(i)の評価項目に対する重大事故等対策の有効性を評価している。 以 上	資料なし	添付資料 3.2.2 格納容器破損モード「ＤＣＨ」，「ＦＣＩ」及び「ＭＣＣＩ」の評価事故シーケンスの位置づけ 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱(ＤＣＨ)」，「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用(ＦＣＩ)」及び「溶融炉心・コンクリート相互作用(ＭＣＣＩ)」については，各プラント損傷状態（ＰＤＳ）に対応する各重要事故シーケンス及び「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損)」の評価事故シーケンスへの重大事故等防止対策の有効性評価の結果等から，重大事故等対処設備に期待する場合，炉心損傷あるいは炉心下部プレナムへの溶融炉心移行までに事象の進展を停止し，これらの現象の発生を防止することが出来る。 しかしながら，格納容器破損モード「ＤＣＨ」，「ＦＣＩ」及び「ＭＣＣＩ」は，「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（以下，「解釈」という。）第 37 条 2-1(a)において，「必ず想定する格納容器破損モード」として定められている。このため，今回の評価では重大事故等対処設備の一部に期待しないものとして，各物理化学現象に伴う格納容器破損が懸念される状態に至る評価事故シーケンスを設定している。 一方，格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損)」については，事故シーケンス選定のプロセスにおいて，国内外の先進的な対策と同等な対策を講じても炉心損傷を防止できない事故シーケンスとして抽出された，「冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋ＥＣＣＳ注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」を評価事故シーケンスとして選定し，重大事故等対策の有効性を評価している。 以上のとおり，格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損)」は重大事故等対策に期待して評価し，解釈第 37 条 2－3(a)～(c)の評価項目に対する重大事故等対策の有効性を評価しており，格納容器破損モード「ＤＣＨ」，「ＦＣＩ」及び「ＭＣＣＩ」は，評価を成立させるために，重大事故等対処設備の一部に期待しないものとして，解釈第 37 条 2-3(d)，(e)，(i)の評価項目に対する重大事故等対策の有効性を評価している。 以 上	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
添付資料3.2.2 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について 本格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では，厳しい事象を想定した場合でも，原子炉格納容器が破損することなく安定状態に至る結果が得られている。この評価結果に照らして原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量を考える。 本格納容器破損防止対策の有効性評価では，非常用ディーゼル発電機からの電源供給により非常用ガス処理系が起動し，事象発生から原子炉建屋の設計負圧が維持されていることを想定している。 本格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では原子炉格納容器の閉じ込め機能は健全であると評価していることから，原子炉格納容器から多量の水蒸気が原子炉建屋に漏えいすることは無く，漏えいした水蒸気は原子炉建屋内で凝縮されることから，原子炉建屋空間部が加圧されることはないと考えられる。また，原子炉建屋内の換気空調系は停止しているため，原子炉建屋内空間部と外気との圧力差が生じにくく，原子炉建屋内外での空気のやりとりは殆どないものと考えられる。さらに，原子炉格納容器内から原子炉建屋に漏えいした粒子状放射性物質は，原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い，原子炉建屋内に沈着するものと考えられる。 これらのことから，原子炉格納容器の健全性が維持されており，原子炉区域・タービン区域換気空調系が停止している場合は，原子炉格納容器から原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は，原子炉建屋内で時間減衰し，また，原子炉建屋内で除去されるため，大気中へは殆ど放出されないものと考えられる。	添付資料3.2.5 原子炉建屋から大気中へ漏えいするＣｓ－137の漏えい量評価について 本資料では，「原子炉建屋から大気中へ漏えいするＣｓ－137」の放出量評価について示す。 なお，本評価では，原子炉建屋ガス処理系（非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系で構成）が起動するまでの間，格納容器から原子炉建屋に漏えいした放射性物質は，瞬時に原子炉建屋から大気中へ漏えいするものとして，放出量を保守的に評価しているが，下記のとおり，格納容器の健全性が維持されており，原子炉建屋の換気空調系が停止している場合は，格納容器から原子炉建屋に漏えいした放射性物質の一部は，原子炉建屋内で沈着又は時間減衰するため，大気中への放出量は本評価結果より少なくなると考えられる。 ・格納容器が健全な場合，格納容器内の放射性物質は，格納容器圧力に応じて原子炉建屋へ漏えいするものとしている。漏えいした放射性物質の一部は，原子炉建屋内での重力沈降等に伴い，原子炉建屋内に沈着すると考えられる。 ・原子炉建屋内の換気空調系が停止している場合，原子炉建屋内外における圧力差が生じにくく，原子炉建屋内外での空気のやりとりは多くないと考えられるため，漏えいした放射性物質の一部は原子炉建屋内に滞留し，時間減衰すると考えられる。	添付資料 3.2.3 原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えい量について （高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱） 本格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では，厳しい事象を想定した場合でも，原子炉格納容器が破損することなく安定状態に至る結果が得られている。この評価結果に照らして原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えい量を考える。 格納容器破損防止対策の有効性評価では，通常運転時に用いている原子炉棟内の換気系が全交流動力電源喪失により停止し，交流電源が回復した後に非常用ガス処理系が起動する状況を想定している。ここで，原子炉棟内の換気系の停止から非常用ガス処理系が起動するまでの時間遅れを考慮し，非常用ガス処理系によって原子炉棟の設計負圧が達成されるまで事象発生から 70 分かかると想定している。 本格納容器破損モードの重大事故対策の有効性評価では原子炉格納容器の閉じ込め機能は健全であると評価していることから，原子炉格納容器から漏えいした水蒸気は原子炉建物内で凝縮され，原子炉建物空間部が加圧されることはないと考えられる。また，原子炉棟内の換気系は停止しているため，原子炉建物内空間部と外気との圧力差が生じにくく，原子炉建物内外での空気のやりとりは殆どないものと考えられる。さらに，原子炉格納容器内から原子炉建物に漏えいした粒子状放射性物質は，原子炉建物内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い，原子炉建物内に沈着するものと考えられる。 これらのことから，原子炉格納容器の健全性が維持されており，原子炉棟内の換気系が停止している場合は，原子炉格納容器から原子炉建物内に漏えいした放射性物質は，原子炉建物内で時間減衰し，また，原子炉建物内で除去されるため，大気中へは殆ど放出されないものと考えられる。 本評価では，上述の状況に係わらず，非常用ガス処理系が起動し，原子炉建物の設計負圧が達成されるまでの間，原子炉格納容器から原子炉建物に漏えいした放射性物質は，保守的に全量原子炉建物から大気中へ漏えいすることを想定した場合の放出量を示す。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，本シナリオの評価においてＳＢＯの重畳を考慮している。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，本シナリオの評価において，ＳＢＯの重畳を考慮してい

<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>１．評価条件
(1) 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスである「過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗（＋DCH 発生）」について評価する。

(2) 原子炉格納容器からの漏えい量は，MAAP 解析上で原子炉格納容器内圧力に応じて漏えい率が変化するものとし，開口面積は以下のように設定する。（添付資料3.1.2.6 参照）
・1Pd 以下　：0.9Pd で0.4%/日 相当
・1～2Pd　：2.0Pd で1.3%/日 相当

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

(3) 非常用ガス処理系による原子炉建屋の設計負圧が維持されていることを想定し，本評価では設計換気率0.5 回/日相当を考慮する。</td>
<td>1.　評価条件
放出量評価条件を第1表，大気中への放出過程及び概略図を第1図及び第2図に示す。

第1表　放出量評価条件（1／2）
<table><tr><th>項　目</th><th>評価条件</th><th>選定理由</th></tr><tr><td>評価事象</td><td>「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗＋炉心損傷後の手動減圧失敗＋ＤＣＨ」（全交流動力電源喪失の重畳を考慮）</td><td>－</td></tr><tr><td>炉心熱出力</td><td>3,293MW</td><td>定格熱出力</td></tr><tr><td>運転時間</td><td>1サイクル当たり
10,000 時間（416 日）</td><td>1サイクル 13ヶ月（395日）を考慮して設定</td></tr><tr><td>取替炉心の燃料装荷割合</td><td>1サイクル：0.229
2サイクル：0.229
3サイクル：0.229
4サイクル：0.229
5サイクル：0.084</td><td>取替炉心の燃料装荷割合に基づき設定</td></tr><tr><td>炉内蓄積量（Ｃｓ－137）</td><td>約4.36×10^{17}Bq</td><td>「単位熱出力当たりの炉内蓄積量（Bq／MW）」×「3,293MW（定格熱出力）」
（単位熱出力当たりの炉内蓄積量（Bq／MW）は，ＢＷＲ共通条件として，東海第二と同じ装荷燃料（９×９燃料（Ａ型）），上記の運転時間及び取替炉心の燃料装荷割合で算出したＡＢＷＲのサイクル末期の値※を使用）</td></tr><tr><td>放出開始時間</td><td>格納容器漏えい：事象発生直後</td><td>ＭＡＡＰ解析結果</td></tr><tr><td>格納容器内への放出割合（Ｃｓ－137）</td><td>約0.73</td><td>ＭＡＡＰ解析結果</td></tr><tr><td>格納容器の漏えい孔における捕集効果</td><td>考慮しない</td><td>保守的に設定</td></tr><tr><td>格納容器内での除去効果</td><td>ＭＡＡＰ解析に基づく（沈着，サプレッション・プール及びペデスタル（ドライウェル部）水プールでのスクラビング並びにドライウェルスプレイ）</td><td>ＭＡＡＰのＦＰ挙動モデル</td></tr><tr><td>格納容器内ｐＨ制御の効果</td><td>考慮しない</td><td>サプレッション・プール水ｐＨ制御設備は，重大事故等対処設備と位置付けていないため，保守的に設定</td></tr></table>※　東海第二発電所（ＢＷＲ５）に比べて炉心比出力が大きく，単位熱出力当たりの炉内蓄積量を保守的に評価するＡＢＷＲの値を使用。
①

第1表　放出量評価条件（2／2）
<table><tr><th>項　目</th><th>評価条件</th><th>選定理由</th></tr><tr><td>格納容器から原子炉建屋への漏えい率</td><td>1Pd以下：0.9Pdで0.5%／d
1Pd超過：2Pdで1.3%／d</td><td>ＭＡＡＰ解析にて格納容器の開口面積を設定し格納容器圧力に応じ漏えい率が変化するものとし，格納容器の設計漏えい率（0.9Pd で0.5%／d）及びＡＥＣの式等に基づき設定（添付資料3.1.2.5 参照）</td></tr><tr><td>格納容器から原子炉建屋への漏えい割合</td><td>ＣｓＩ類　：約2.07×10^{-7}
ＣｓＯＨ類：約6.17×10^{-8}</td><td>ＭＡＡＰ解析結果</td></tr><tr><td>原子炉建屋から大気への漏えい率（非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の起動前）</td><td>無限大／d（地上放出）
（格納容器から原子炉建屋へ漏えいした放射性物質は，瞬時に大気へ漏えいするものとして評価）</td><td>保守的に設定</td></tr><tr><td>非常用ガス処理系から大気への放出率（非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の起動後）</td><td>1回／d（排気筒放出）</td><td>設計値に基づき設定（非常用ガス処理系のファン容量）</td></tr><tr><td>非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の起動時間</td><td>事象発生から２時間後</td><td>起動操作時間（115 分）＋負圧達成時間（5 分）（起動に伴い原子炉建屋原子炉棟内は負圧になるが，保守的に負圧達成時間として 5 分を想定）</td></tr><tr><td>非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系のフィルタ除去効率</td><td>考慮しない</td><td>保守的に設定</td></tr><tr><td>ブローアウトパネルの開閉状態</td><td>閉状態</td><td>原子炉建屋原子炉棟内の急激な圧力上昇等によるブローアウトパネルの開放がないため</td></tr></table>②</td>
<td>(1)　本格納容器破損モードの評価事故シーケンスである「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗＋原子炉注水失敗＋ＤＣＨ発生」について評価する。
(2)　原子炉格納容器からの漏えい量は，ＭＡＡＰ解析上で原子炉格納容器圧力に応じて漏えい率が変化するものとし，開口面積は以下のように設定する。（添付資料 3.1.2.6 参照）
・１Pd 以下：0.9Pd で 0.5%/日 相当
・１～２Pd：2.0Pd で 1.3%/日 相当

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

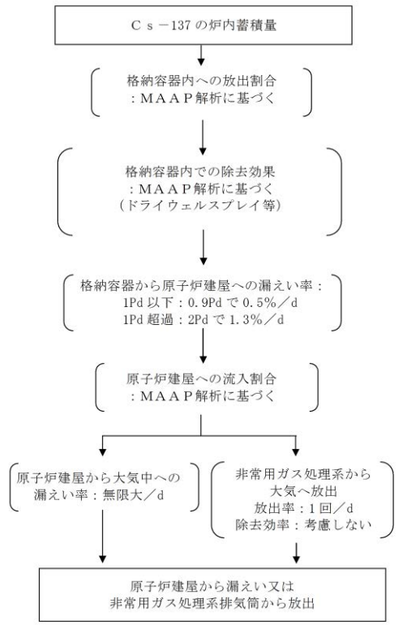
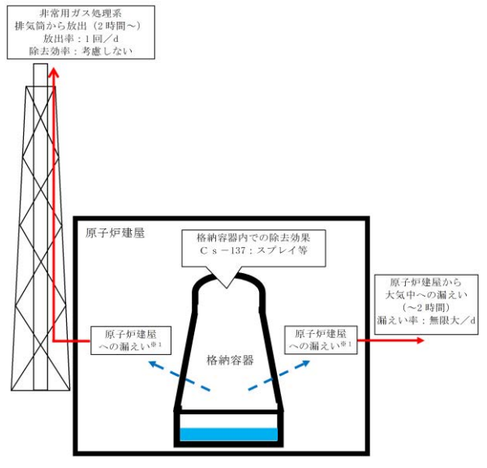
(4)　原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えいについては，非常用ガス処理系により負圧が達成される事象発生 70 分後までは原子炉建物内の放射性物質の保持機能に期待しないこととし（換気率無限），非常用ガス処理系により設計負圧を達成した後は設計換気率１回/日相当を考慮する。</td>
<td>る。

・設計漏洩率の相違
【柏崎 6/7】

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

・解析条件の相違
【柏崎 6/7】
島根２号炉は，本シナリオの評価において，ＳＢＯの重畳を考慮している。
・運用の相違
【東海第二】
②島根２号炉は，非常用ガス処理系の起動操作時間（60 分）＋負圧達成時間（10 分）を想定して設定。
・設計換気率の相違
【柏崎 6/7】</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
(4) 非常用ガス処理系はフィルタを通して原子炉区域内の空気を外気に放出するためフィルタの放射性物質の除去性能に期待できるが，本評価では保守的に期待しないこととする（DF=1）。 (5) 原子炉建屋内での放射能量の時間減衰は考慮せず，また，原子炉建屋内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。		(5)　非常用ガス処理系はフィルタを通して原子炉棟内の空気を外気に放出するためフィルタの放射性物質の除去性能に期待できるが，本評価では保守的に期待しないこととする（ＤＦ＝１）。 (6)　原子炉建物内での放射能量の時間減衰は考慮せず，また，原子炉建物内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。	

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

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	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．評価結果 原子炉建屋から大気中へ漏えいするCs-137 の評価結果を表１に示す。 原子炉建屋から大気中へ漏えいするCs-137 は7 日間で約2.5TBq であり，基準の100TBq を下回っている。	2.　評価結果 原子炉建屋から大気中へのＣｓ－137の漏えい量を第2表に示す。 原子炉建屋から大気中へのＣｓ－137の漏えい量は，約3.2×10^{-2}TBq（事象発生7日間）であり，評価項目の100TBqを下回っている。 なお，本評価事象では，原子炉圧力容器破損に伴いペデスタル（ドライウェル部）にデブリが移行するが，ペデスタル（ドライウェル部）に移行したデブリからのＣｓ－137放出は，デブリがペデスタル（ドライウェル部）のコンクリートを侵食した際に発生するガスに随伴して生じるものであり，東海第二発電所ではコリウムシールドの設置によりコンクリートの侵食は生じないため，ペデスタル（ドライウェル部）に移行したデブリ内に含まれるＣｓ－137の放出は考慮していない。ペデスタル（ドライウェル部）に移行したデブリ内からのＣｓ－137が全て放出されたと仮定した場合でも，高揮発性核種であるＣｓ－137は，炉心損傷に伴い大部分が炉内から放出されるため，ペデスタル（ドライウェル部）に移行したデブリ内に含まれるＣｓ－137は少なく，Ｃｓ－137放出量への影響はほとんどない。（第3表参照） また，添付資料3.1.2.4に示す「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において代替循環冷却系を使用する場合のＣｓ－137の漏えい量（約7.5TBq）より10^{-2}程度小さい結果となっているが，これは事象初期におけるＣｓ－137の原子炉圧力容器から格納容器への放出経路の違いによる影響が大きい（下記参照）。 ・格納容器から原子炉建屋へ放出するＣｓ－137の放出量に対する格納容器圧力の違いによる影響は小さい（格納容器内の除去効果を受けない希ガスに対する格納容器から原子炉建屋への放出割合※に大きな差がなく，高揮発性核種であるＣｓも同様と考える） ※「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」：約0.04 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」：約0.03 ・「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」では，ＬＯＣＡ破断口から格納容器気相部へ直接放出されるのに対し，「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では，原子	2.　評価結果 原子炉建物から大気中へ漏えいする Cs-137 の評価結果を表１に示す。 原子炉建物から大気中への放射性物質（Ｃｓ-137）の漏えい量は約 0.56TBq（７日間）であり，基準の 100TBq を下回っている。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，格納容器漏えい時のエアロゾル捕集効果（DF10）を考慮したこと等により，格納容器漏えい起因の放出が減少している。 【東海第二】 島根２号炉は，格納容器圧力が高めに推移するため，格納容器漏えい起因の放出が増加している。 ・記載方針の相違 【東海第二】 ・記載方針の相違 【東海第二】

<table>
<tr>
<th>柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）</th>
<th>東海第二発電所（2018.9.12 版）</th>
<th>島根原子力発電所　２号炉</th>
<th>備考</th>
</tr>
<tr>
<td>なお，事象発生７日間以降の影響を確認するため，事象発生30 日間，100 日間における環境へのCs-137 の放出量を確認している。

事象発生後30 日間及び100 日間での放出量においても100TBq を下回る。

表１　原子炉建屋から大気中への放射性物質（Cs-137）の漏えい量
（単位：TBq）
<table><tr><th></th><th>漏えい量（７日間）</th><th>漏えい量（30 日間）</th><th>漏えい量（100 日間）</th></tr><tr><td>高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱</td><td>約 2.5</td><td>約 2.6</td><td>約 2.6</td></tr></table></td>
<td>炉圧力容器破損前まで（事象発生約4.5時間），逃がし安全弁（自動減圧機能）を介してサプレッション・プールへ移行した後，格納容器気相部へ放出されるため，サプレッション・プールにおいてスクラビングによる除去効果を受ける。

また，事象発生7日間以降の影響を確認するため評価した，事象発生30日間，100日間における大気中へのＣｓ－137の漏えい量は，約3.4×10^{-2}TBq（事象発生30日間）及び約3.9×10^{-2}TBq（事象発生100日間）であり，いずれの場合においても100TBqを下回っている。

なお，事象発生7日以降の長期解析においては，事象発生約53日後※に格納容器内水素燃焼防止の観点で格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（以下「格納容器ベント」という。）を実施し，事象発生100日まで格納容器ベントを継続しているが，格納容器の除熱機能，格納容器への窒素注入機能及び格納容器内の可燃性ガスの濃度制御系機能が確保できた場合には，格納容器ベントを停止する運用とする。
※　第3.2-28図に示す格納容器圧力の推移では，格納容器の圧力を高く評価するために格納容器からの漏えいを考慮していないが，約53日後に酸素濃度が4.3vol%に到達し格納容器ベントを実施している

第2表　大気中へのＣｓ－137の漏えい量
<table><tr><th>事象発生７日間</th><th>事象発生 30 日間</th><th>事象発生 100 日間</th></tr><tr><td>約 3.2×10^{-2}TBq</td><td>約 3.4×10^{-2}TBq</td><td>約 3.9×10^{-2}TBq※</td></tr></table>※　格納容器圧力逃がし装置から大気中への放出量を含む（事象発生約53日後から事象発生100日まで格納容器ベント実施）</td>
<td>なお，事象発生７日間以降の影響を確認するため，事象発生30 日間，100 日間における環境への Cs-137 の放出量を確認している。
事象発生後30日間及び100日間での放出量においても100TBqを下回る。

表１　原子炉建物から大気中への放射性物質（Ｃｓ-137）の漏えい量
<table><tr><th></th><th>漏えい量（７日間）</th><th>漏えい量（30 日間）</th><th>漏えい量（100 日間）</th></tr><tr><td>高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱</td><td>約 0.56</td><td>約 0.57</td><td>約 0.58※</td></tr></table>※　格納容器フィルタベント系から大気中への放出量を含む（事象発生約 81 日後から 100 日まで格納容器ベント実施）
以上</td>
<td>・解析結果の相違
【東海第二】

・解析結果の相違
【東海第二】
島根２号炉は，事象発生 100 日までに酸素濃度がベント基準に至らないことから，格納容器ベントを実施していない。

・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
島根２号炉は，格納容器漏えい時のエアロゾル捕集効果（DF10）を考慮したこと等により，格納容器漏えい起因の放出が減少している。
【東海第二】
島根２号炉は，格納容器圧力が高めに推移するため，格納容器漏えい起因の放出が増加している。</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
	第3表　原子炉圧力容器から格納容器へのＣｓ－137の放出割合及びペデスタル（ドライウェル部）に移行したデブリ内に含まれるＣｓ－137の割合 原子炉圧力容器から格納容器へのＣｓ－137 の放出割合※：約 0.73 ペデスタル（ドライウェル部）に移行したデブリ内に含まれるＣｓ－137 の割合：約 0.03 ※　原子炉圧力容器から格納容器への放出経路は以下のとおり。 ・原子炉圧力容器から逃がし安全弁（自動減圧機能）を介したサプレッション・プールへの放出 ・原子炉圧力容器破損箇所から格納容器気相部への放出		・記載方針の相違 【東海第二】

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

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（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（1/2）

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒内温度変化	炉心モデル（炉心熱水力モデル） 溶融炉心の挙動モデル（炉心ヒートアップ）	TMI 事故解析における炉心ヒートアップ時の水素ガス発生，炉心領域での溶融進展状態について，TMI 事故分析結果と一致することを確認した。 CORA 実験解析における，燃料被覆管，制御棒及びチャンネルボックスの温度変化について，測定データと良く一致することを確認した。 炉心ヒートアップ速度の増加（被覆管酸化の促進）を想定し，仮想的な厳しい振り幅ではあるが，ジルコニウム－水反応速度の係数を２倍とした感度解析により影響を確認した。 ・TQUV，大破断 LOCA シーケンスともに，炉心溶融の開始時刻への影響は小さい ・炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時刻は，ほぼ変化しない	炉心ヒートアップに関するモデルは，TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性を確認している。 炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融開始時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間への感度は数分程度であり，影響は小さいことを確認している。 本評価事故シーケンスでは，重大事故等対処設備を含む全ての原子炉への注水機能が喪失することを想定しており，最初に実施すべき操作は原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達した時点の減圧操作であり，また，燃料被覆管温度等を操作開始の起点としている運転員等操作ではないことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心ヒートアップに関するモデルは，TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融開始時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間への感度は数分程度であり，影響は小さいことを確認している。 本評価事故シーケンスでは，原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達した時点での逃がし安全弁の手動開放による原子炉急速減圧によって速やかに原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に減圧し，原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に維持しているため，運転員等操作時間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。
	燃料棒表面熱伝達				
	燃料被覆管酸化				
	燃料被覆管変形				
	沸騰・ボイド率変化	炉心モデル（炉心水位計算モデル）	TQUX シーケンス及び中小破断 LOCA シーケンスに対して，MAAP コードと SAFER コードの比較を行い，以下の傾向を確認した。 ・MAAP コードでは SAFER コードで考慮している CCFL を取り扱っていないこと等から，水位変化に差異が生じたものの水位低下幅は MAAP コードの方が大きく，解析コード SAFER に対して保守的であり，その後の注水操作による燃料有効長頂部までの水位回復時刻は両コードで同等である	原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が大きく，解析コード SAFER に対して保守的であることを確認している。このため，原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが，数分程度の差違であることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が大きく，解析コード SAFER に対して保守的であることを確認している。このため，原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが，数分程度の差違であり，原子炉急速減圧操作後に原子炉圧力は速やかに低下することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	気液分離（水位変化）・対向流				
原子炉圧力容器	冷却材放出（臨界流・差圧流）	原子炉圧力容器モデル（破断流モデル）	逃がし安全弁からの流量は，設計値に基づいて計算される。	逃がし安全弁からの流量は，設計に基づいて流量が計算されていることから不確かさは小さい。このため，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。	逃がし安全弁からの流量は，設計に基づいて計算されていることから不確かさは小さい。このため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒内温度変化	炉心モデル（炉心熱水力モデル） 溶融炉心の挙動モデル（炉心ヒートアップ）	TMI 事故解析における炉心ヒートアップ時の水素ガス発生，炉心領域での溶融進展状態について，TMI 事故分析結果と一致することを確認した。 CORA 実験解析における，燃料被覆管，制御棒及びチャンネルボックスの温度変化について，測定データと良く一致することを確認した。 炉心ヒートアップ速度の増加（被覆管酸化の促進）を想定し，仮想的な厳しい振り幅ではあるが，ジルコニウム－水反応速度の係数を２倍とした感度解析により影響を確認した。 ・TQUV，大破断 LOCA シーケンスともに，炉心溶融の開始時刻への影響は小さい ・炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時刻は，ほぼ変化しない	炉心ヒートアップに関するモデルは，TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性を確認している。 炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融開始時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間に対する感度は数分程度であり，影響は小さいことを確認している。 本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器破損までは重大事故等対処設備を含む全ての原子炉への注水機能に期待しないことで原子炉圧力容器破損に至ることを想定しており，最初に実施すべき操作は原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20%上の位置に到達した時点の原子炉減圧操作であり，また，燃料被覆管温度等を操作開始の起点としている運転員等操作ではないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心ヒートアップに関するモデルは，TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性を確認している。 炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融開始時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間への感度は数分程度であり，影響は小さいことを確認している。 本評価事故シーケンスでは，原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20%上の位置に到達した時点での運転員等操作による原子炉急速減圧によって速やかに原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に低減し，原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に維持しているため，運転員等操作時間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。
	燃料棒表面熱伝達				
	燃料被覆管酸化				
	燃料被覆管変形				
	沸騰・ボイド率変化	炉心モデル（炉心水位計算モデル）	TQUX シーケンス及び中小破断 LOCA シーケンスに対して，MAAP コードと SAFER コードの比較を行い，以下の傾向を確認した。 ・MAAP コードでは SAFER コードで考慮している CCFL を取り扱っていないこと等から，水位変化に差異が生じたものの水位低下幅は MAAP コードの方が大きく，解析コード SAFER に対して保守的であり，その後の注水操作による燃料有効長頂部までの水位回復時刻は両コードで同等である	原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が大きく，解析コード SAFER に対して保守的であることを確認している。このため，原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが，数分程度の差違であることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が大きく，解析コード SAFER に対して保守的であることを確認している。このため，原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが，数分程度の差違であり，原子炉急速減圧操作後に原子炉圧力は速やかに低下することから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	気液分離（水位変化）・対向流				
原子炉圧力容器	冷却材放出（臨界流・差圧流）	原子炉圧力容器モデル（破断流モデル）	逃がし安全弁からの流量は，設計値に基づいて計算される。	逃がし安全弁からの流量は，設計に基づいて流量が計算されていることから不確かさは小さい。このため，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。	逃がし安全弁からの流量は，設計に基づいて計算されていることから不確かさは小さい。このため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

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（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（１／２）

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル(原子炉出力及び崩壊熱)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
	燃料棒内温度変化	炉心モデル(炉心熱水力モデル) 溶融炉心の挙動モデル(炉心ヒートアップ)	ＴＭＩ事故解析における炉心ヒートアップ時の水素発生，炉心領域での溶融進展状態について，ＴＭＩ事故分析結果と良く一致することを確認した。 ＣＯＲＡ実験解析における，燃料被覆管，制御棒及びチャンネルボックスの温度変化について，測定データと良く一致することを確認した。 炉心ヒートアップ速度の増加（燃料被覆管酸化の促進）が早まることを想定し，仮想的な厳しい振り幅ではあるが，ジルコニウム-水反応速度の係数を２倍とした感度解析により影響を確認した。 ・ＴＱＵＶ，大破断ＬＯＣＡシーケンスともに炉心溶融の開始時刻への影響は小さい。 ・下部プレナムへのリロケーション開始時刻は，ほぼ変化しない。	炉心ヒートアップに関するモデルは，ＴＭＩ事故についての再現性及びＣＯＲＡ実験についての再現性を確認している。 炉心ヒートアップの感度解析(ジルコニウム-水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間に対する感度は数分程度であり，影響は小さいことを確認している。 本評価事故シーケンスでは，重大事故等対処設備を含む全ての原子炉への注水機能が喪失することを想定しており，最初に実施すべき操作は原子炉水位が燃料棒有効長底部から燃料棒有効長の20%上の位置に到達した時点の減圧操作であり，また，燃料被覆管温度等を操作開始の起点としている操作ではないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心ヒートアップに関するモデルは，ＴＭＩ事故についての再現性及びＣＯＲＡ実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間への感度は数分程度であり，影響は小さいことが確認している。 本評価事故シーケンスでは，原子炉水位が燃料棒有効長底部から燃料棒有効長の20%上の位置に到達した時点での運転員等操作による原子炉急速減圧によって速やかに原子炉圧力を2.0MPa[gage]以下に低減し，原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力を2.0MPa[gage]以下に維持しているため，運転員等操作時間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。
	燃料棒表面熱伝達				
	燃料被覆管酸化				
	燃料被覆管変形				
	沸騰・ボイド率変化	炉心モデル(炉心水位計算モデル)	ＴＱＵＸシーケンス及び中小破断ＬＯＣＡシーケンスに対して，ＭＡＡＰコードとＳＡＦＥＲコードの比較を行い，以下の傾向を確認した。 ・ＭＡＡＰコードではＳＡＦＥＲコードで考慮しているＣＣＦＬを取り扱っていないこと等から，水位変化に差異が生じたものの水位低下幅はＭＡＡＰコードの方が保守的であり，その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は両コードで同等である。	炉心モデル（炉心水位計算モデル）は原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻であるＳＡＦＥＲコードとの比較により，急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下についてより緩慢な挙動を示すことが確認されており，原子炉水位が燃料棒有効長底部から燃料棒有効長の20%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが,数分程度の差異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	原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻であるＳＡＦＥＲコードとの比較により，水位低下幅は解析コードＭＡＡＰの評価結果の方が保守的であることを確認している。このため，原子炉水位が燃料棒有効長底部から燃料棒有効長の20%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが，数分程度の差異であり，原子炉急速減圧操作後に原子炉圧力は速やかに低下することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	気液分離（水位変化）・対向流				
原子炉圧力容器	冷却材放出（臨界流・差圧流）	原子炉圧力容器モデル(破断流モデル)	逃がし安全弁からの流量は，設計値に基づいて計算される。	逃がし安全弁からの流量は，設計に基づいて流量が計算されていることから不確かさは小さい。このため，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。	逃がし安全弁からの流量は，設計に基づいて流量が計算されていることから不確かさは小さい。このため，原子炉急速減圧操作後の原子炉圧力の低下挙動に対す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。

・相違理由は本文参照

表１　解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（2/2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉圧力容器（炉心損傷後）	リロケーション	溶融炉心の挙動モデル（リロケーション）	・TMI 事故解析における炉心領域での溶融進展状態について，TMI 事故分析結果と一致することを確認した ・リロケーションの進展が早まることを想定し，炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により影響を確認した ・TQUV，大破断 LOCA シーケンスともに，炉心溶融時刻，原子炉圧力容器破損時刻への影響が小さいことを確認した	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また，炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。リロケーションの影響を受ける可能性がある機作としては，原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却機作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）があるが，炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行した際の原子炉圧力容器上鏡部温度の上昇に敏感であることから，原子炉格納容器下鏡部温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却機作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また，炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器が破損する前に，十分な時間余裕をもって手動減圧により原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に維持していることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	構造材との熱伝達				
	原子炉圧力容器内 FCI（溶融炉心細粒化）	溶融炉心の挙動モデル（下部プレナムでの溶融炉心挙動）	原子炉圧力容器内 FCI に影響する項目として溶融ジェット径，エントレインメント係数及びデブリ粒子径をパラメータとして感度解析を行い，いずれについても，原子炉圧力容器破損時点での原子炉圧力に対する感度が小さいことを確認した。	下部プレナムでの溶融炉心の挙動に関する感度解析により，原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力に与える影響は小さいことを確認している。 本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器内 FCI を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	下部プレナムでの溶融炉心の挙動に関する感度解析により，原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力に与える影響は小さいことを確認している。 本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器が破損する前に，十分な時間余裕をもって手動減圧により原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に維持していることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉圧力容器内 FCI（デブリ粒子熱伝達）				
	下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達		・TMI 事故解析における下部プレナムの温度挙動について，TMI 事故分析結果と良く一致することを確認した ・下部プレナム内の溶融炉心と上面水プールとの間の限界熱流束，下部プレナムギャップ除熱量に係る係数に対する感度解析を行い，原子炉圧力容器破損時刻等の事象進展に対する影響が小さいことを確認した。	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また，炉心下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析により，原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。 本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却機作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また，炉心下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析により炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認している。 本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器が破損する前に，十分な時間余裕をもって手動減圧により原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に維持していることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉圧力容器破損	溶融炉心の挙動モデル（原子炉圧力容器破損モデル）	原子炉圧力容器破損に影響する項目として制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）をパラメータとした感度解析を行い，原子炉圧力容器破損時刻が約 13 分早まることを確認した。ただし，仮想的な厳しい条件に基づく解析結果であり，実機における影響は十分小さいと判断される。	制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に関する感度解析により最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることを確認している。 本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に関する感度解析により最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損が早まることを確認しているが，原子炉圧力容器破損（事象発生から約 4.5 時間後）に対して早まる時間は僅かであることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉圧力容器（炉心損傷後）	リロケーション	溶融炉心の挙動モデル（リロケーション）	TMI 事故解析における炉心領域での溶融進展状態について，TMI 事故分析結果と一致することを確認した リロケーションの進展が早まることを想定し，炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により影響を確認した ・TQUV，大破断 LOCA シーケンスともに，炉心溶融時刻，原子炉圧力容器破損時刻への影響が小さいことを確認した	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また，炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。 本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器温度（下鏡部）を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また，炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認している。 本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器が破損する前に，十分な時間余裕をもって手動減圧により原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に維持していることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	構造材との熱伝達				
	原子炉圧力容器内 FCI（溶融炉心細粒化）	溶融炉心の挙動モデル（下部プレナムでの溶融炉心挙動）	原子炉圧力容器内 FCI に影響する項目として溶融ジェット径，エントレインメント係数及びデブリ粒子径をパラメータとして感度解析を行い，いずれについても，原子炉圧力容器破損時点での原子炉圧力に対する感度が小さいことを確認した。	下部プレナムでの溶融炉心の挙動に関する感度解析により，原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力に与える影響は小さいことを確認している。 本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器内 FCI を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	下部プレナムでの溶融炉心の挙動に関する感度解析により，原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力に与える影響は小さいことを確認している。 本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器が破損する前に，十分な時間余裕をもって手動減圧により原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に維持していることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉圧力容器内 FCI（デブリ粒子熱伝達）				
	下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達		TMI 事故解析における下部プレナムの温度挙動について，TMI 事故分析結果と良く一致することを確認した 下部プレナム内の溶融炉心と上面水プールとの間の限界熱流束，下部プレナムギャップ除熱量に係る係数に対する感度解析を行い，原子炉圧力容器破損時刻等の事象進展に対する影響が小さいことを確認した。	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また，下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析により，原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。 本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また，下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析により，原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。 本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。
	原子炉圧力容器破損	溶融炉心の挙動モデル（原子炉圧力容器破損モデル）	原子炉圧力容器破損に影響する項目として制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）をパラメータとした感度解析を行い，原子炉圧力容器破損時刻が約 13 分早まることを確認した。ただし，仮想的な厳しい条件に基づく解析結果であり，実機における影響は十分小さいと判断される。	制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に関する感度解析により最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることを確認している。 本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に関する感度解析により最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損が早まることを確認しているが，原子炉圧力容器破損（事象発生から約 4.5 時間後）に対して早まる時間は僅かであることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（２／２）

【ＭＡＡＰ】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉圧力容器(炉心損傷後)	リロケーション	溶融炉心の挙動モデル(リロケーション)	・ＴＭＩ事故解析における炉心領域での溶融進展状態について，ＴＭＩ事故分析結果と一致することを確認した。 ・リロケーションの進展が早まることを想定し，炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により影響を確認した。 ・ＴＱＵＶ，大破断ＬＯＣＡシーケンスともに，炉心溶融時刻，原子炉圧力容器破損時刻への影響が小さいことを確認した。	溶融炉心の挙動モデルはＴＭＩ事故についての再現性を確認している。また，炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，リロケーションが発生する前に運転員等操作により原子炉急速減圧を実施することから，運転員等操作時間に与える影響はない。	溶融炉心の挙動モデルはＴＭＩ事故についての再現性を確認している。また，炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器が破損する前に，十分な時間余裕をもって手動減圧により原子炉圧力を2.0MPa[gage]以下に維持していることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	構造材との熱伝達				
	原子炉圧力容器内ＦＣＩ(溶融炉心細粒化)	溶融炉心の挙動モデル(下部プレナムでの溶融炉心の挙動)	原子炉圧力容器内ＦＣＩに影響する項目として溶融ジェット径，エントレインメント係数及びデブリ粒子径をパラメータとして感度解析を行い，いずれについても，原子炉圧力容器破損時点での原子炉圧力に対する感度は小さいことを確認した。	下部プレナムでの溶融炉心の挙動に関する感度解析により，原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力に与える影響は小さいことを確認している。 本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器内ＦＣＩを操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	下部プレナムでの溶融炉心の挙動に関する感度解析により，原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力に与える影響は小さいことを確認している。 本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器が破損する前に，十分な時間余裕をもって手動減圧により原子炉圧力を2.0MPa[gage]以下に維持していることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉圧力容器内ＦＣＩ(デブリ粒子熱伝達)				
	下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達		・ＴＭＩ事故解析における下部プレナムの温度挙動について，ＴＭＩ事故分析結果と一致することを確認した。 ・下部プレナム内の溶融炉心と上面水プールとの間の限界熱流束，下部プレナムギャップ除熱量に係る係数に対する感度解析を行い，原子炉圧力容器破損時刻等の事象進展に対する感度は小さいことを確認した。	溶融炉心の挙動モデルはＴＭＩ事故についての再現性を確認している。また，炉心下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析により，原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，リロケーションが発生する前に運転員等操作により原子炉の急速減圧を実施することから，運転員等操作時間に与える影響はない。	溶融炉心の挙動モデルはＴＭＩ事故についての再現性を確認している。また，炉心下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析より原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉圧力容器破損	溶融炉心の挙動モデル(原子炉圧力容器破損モデル)	原子炉圧力容器破損に影響する項目として制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）をパラメータとした感度解析を行い，原子炉圧力容器破損時刻が約13分早まることを確認した。ただし，仮想的な厳しい条件に基づく解析結果であり，実機における解析への影響は十分小さいと判断される。	制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に対する感度解析により最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に対する感度解析により最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損が早まることを確認しているが，原子炉圧力容器破損（事象発生から約5.4 時間後）に対して早まる時間はわずかであることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（1/2）

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MW	3,923MW以下（定格値）	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は，原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は，原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合は，原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は，原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力（圧力容器ドーム部）	7.07MPa[gage]	約7.05MPa[gage]～約7.12MPa[gage]（実績値）	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は，運転中の圧力変動により解析条件に対して変動を与え得るが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	最確条件とした場合には，運転中の圧力変動により解析条件に対して変動を与え得るが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から約+16cm～約+119cm）（実績値）	通常運転水位（セパレータスカート下端から約+16cm～約+119cm）（実績値）	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，原子炉スクラム10分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は，高圧が維持された状態でも通常運転水位から約3mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は約30cmであり非常に小さい。したがって，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，原子炉スクラム10分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は，高圧が維持された状態でも通常運転水位から約3mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は約30cmであり非常に小さい。したがって，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	炉心流量	52,200t/h（定格流量（100%））	定格流量の約95%～約110%（実績値）	定格流量として設定	事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料	9×9燃料（A型）	装荷炉心ごと	9×9燃料（A型）と9×9燃料（B型）は，熱水力的な特性はほぼ同等であり，燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されることから，代表的に9×9燃料（A型）を設定	最確条件とした場合は，9×9燃料のA型又はB型の炉心となるか，それらの混在炉心となるが，いずれの型式も燃料の熱水力特性はほぼ同等であり，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，9×9燃料のA型又はB型の炉心となるか，それらの混在炉心となるが，いずれの型式も燃料の熱水力特性はほぼ同等であり，炉心内燃料には大きな偏りはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約31GWd/t（実績値）	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を考慮して設定 最確条件を包絡できる条件	本シナリオは原子炉圧力容器内挙動を対象としていることから，原子炉格納容器側の条件による直接的な影響はない。	本シナリオは原子炉圧力容器内挙動を対象としていることから，原子炉格納容器側の条件による直接的な影響はない。
	格納容器容積（ドライウェル）	7,350m³	7,350m³（設計値）	ドライウェルの自由体積の設計値（金体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）		
	格納容器容積（ウェットウェル）	空間部：約5,960m³～約5,945m³ 液相部：約3,560m³～約3,590m³（実績値）	空間部：約5,980m³～約5,945m³ 液相部：約3,560m³～約3,590m³（実績値）	ウェットウェル内自由体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）		
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（通常運転水位）	約7.01m～約7.09m（実測値）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定		
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	約30℃～約35℃（実績値）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定 最確条件を包絡できる条件		
	格納容器圧力	5.23kPa[gage]	約38kPa[gage]～約7kPa[gage]（実績値）	通常運転時の格納容器圧力として設定		
	格納容器温度	57℃	約43℃～約62℃（実績値）	通常運転時の格納容器温度として設定		
	真空破壊装置	3.43kPa（ドライウェル－サプレッション・チェンバ間差圧）	3.43kPa（ドライウェル－サプレッション・チェンバ間差圧）（設計値）	真空破壊装置の設定値		

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

項　目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	約3,279MW～約3,293MW（実績値）	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合には，原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は，原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合には，原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は，原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力（圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	約6.91MPa[gage]～約6.94MPa[gage]（実績値）	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には，運転中の圧力変動により解析条件に対して変動を与え得るが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，運転中の圧力変動により解析条件に対して変動を与え得るが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から＋126cm）	通常運転水位 約－4cm～約＋6cm（セパレータスカート下端から約＋122cm～約＋132cm）（実績値）	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，原子炉スクラム10分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は，高圧が維持された状態でも通常運転水位から約3mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は約4cmであり非常に小さい。したがって，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，原子炉スクラム10分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は，高圧が維持された状態でも通常運転水位から約3mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は約4cmであり非常に小さい。したがって，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	炉心流量	48,300t／h（定格流量（100%））	定格流量の約86%～約104%（実績値）	定格流量として設定	事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃　料	9×9燃料（A型）	装荷炉心ごと	9×9燃料（A型）と9×9燃料（B型）は，熱水力的な特性はほぼ同等であり，燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されることから，代表的に9×9燃料（A型）を設定	最確条件とした場合には，9×9燃料のA型又はB型の炉心となるか，それらの混在炉心となるが，いずれの型式も燃料の熱水力特性はほぼ同等であり，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，9×9燃料のA型又はB型の炉心となるか，それらの混在炉心となるが，いずれの型式も燃料の熱水力特性はほぼ同等であり，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度33GWd／t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約31GWd/t（実績値）	1サイクルの運転期間（13ヶ月）に調整運転期間（約1ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度として設定	最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和されるが，操作手順（原子炉水位に応じて急速減圧を実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，原子炉急速減圧操作に原子炉圧力派速やかに低下することから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器体積（ドライウェル）	5,700m³	5,700m³（設計値）	設計値	本シナリオは原子炉圧力容器内挙動を対象としていることから，格納容器側の条件により直接的な影響はない。	本シナリオは原子炉圧力容器内挙動を対象としていることから，格納容器側の条件により直接的な影響はない。
	格納容器体積（サプレッション・チェンバ）	空間部：4,100m³ 液相部：3,300m³	空間部：約4,092m³～約4,058m³ 液相部：約3,308m³～約3,342m³（実績値）	設計値（通常運転時のサプレッション・プール水位の下限値として設定）		
	真空破壊装置	3.45kPa（ドライウェル－サプレッション・チェンバ間差圧）	3.45kPa（ドライウェル－サプレッション・チェンバ間差圧）（設計値）	真空破壊装置の設定値		

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（高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱）（１／４）

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	2,436MW	2,435MW以下（実績値）	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は，原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は，原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合には，原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は，原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力	6.93MPa[gage]	約6.77～6.79MPa[gage]（実績値）	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には，運転中の圧力変動により解析条件に対して変動を与え得るが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，運転中の圧力変動により解析条件に対して変動を与え得るが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉水位	通常水位（気水分離器下端から＋83cm）	通常水位（気水分離器下端から約＋83cm～約＋85cm）	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，原子炉スクラム25分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は，高圧が維持された状態でも通常運転水位から約4.6mであるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約2cmであり非常に小さい。従って，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，原子炉スクラム25分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は，高圧が維持された状態でも通常運転水位から約4.6mであるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約2cmであり非常に小さい。従って，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	35.6×10^3t/h	定格流量の85～104%（実測値）	定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料	9×9燃料（A型）	装荷炉心毎	9×9燃料（A型），9×9燃料（B型）は熱水力的な特性は同等であり，その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること，また，9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく，MOX燃料の評価は9×9燃料（A型）の評価に包絡されることを考慮し，代表的に9×9燃料（A型）を設定	最確条件とした場合には，炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが，装荷される燃料である9×9燃料（A型），9×9燃料（B型），MOX燃料について，9×9燃料（A型），9×9燃料（B型）の燃料の組成は同等であり，また，MOX燃料の評価は9×9燃料（A型）の評価に包絡され，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが，装荷される燃料である9×9燃料（A型），9×9燃料（B型），MOX燃料のうち，9×9燃料（A型），9×9燃料（B型）の燃料の組成は同等であり，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。MOX燃料の評価は9×9燃料（A型）の評価に包絡され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979（燃焼度33GWd/t）	ANSI/ANS-5.1-1979 炉心平均燃焼度約30GWd/t（実績値）	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を考慮	最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和されるが，操作手順（原子炉水位に応じて急速減圧を実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくあり，原子炉水位の低下は緩和され，原子炉急速減圧操作の開始が遅くなるが，原子炉圧力容器破損も遅くなり，原子炉急速減圧開始後に原子炉圧力は速やかに低下することから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）(2/2)

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	外部水源の温度	50℃（事象発生12時間以降は35℃，事象開始24時間以降は40℃）	約35℃～約50℃（大洗観）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定	最確条件とした場合は，解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，格納容器圧力及び温度上昇に対する格納容器スプレイによる圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなり，炉心損傷防止対策の operator action に係る時間余裕は大きくなる。	最確条件とした場合は，解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，炉心の冷却を通じての事象の進展に影響する可能性はあるが，この影響分の影響は小さいことから，燃料被覆管温度の上昇に与える影響は小さい。また，格納容器圧力及び温度上昇に対する格納容器スプレイによる圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなり，格納容器の圧力上昇は緩くなるが，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の容量	約21,100m³	21,600m³以上（西側淡水貯水設備＋代替淡水貯槽）	淡水貯水池及び通常運転中の復水貯蔵槽の水量を参考に設定	最確条件とした場合は，解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。また，事象発生12時間後からの可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による補給により復水貯蔵槽は枯渇しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	－
	燃料の容量	約2,010kL	2,010kL以上（軽油タンク容量）	通常時の軽油タンクの運用値を参考に設定	最確条件とした場合は，解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また，事象発生12時間後から給油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	給水流量の全喪失	－	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定	起因事象として，原子炉水位の低下の観点でより厳しい事象である LOCA 等の原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失を仮定した場合は減圧操作が不要となる。	起因事象として，原子炉水位の低下の観点でより厳しい事象である LOCA 等の原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失を仮定した場合は減圧操作が不要となる。
	安全機能等の喪失に対する仮定	高圧注水機能，低圧注水機能及び原子炉隔離時冷却系及び高圧注水系の機能喪失を仮定するとともに，重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失を設定	－	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を，低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定するとともに，重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失を設定	－	－
	外部電源	外部電源なし	－	本評価事故シーケンスへの事故対応に用いる設備は非常用母線に接続されており，非常用ディーゼル発電機からの電源供給が可能であるため，外部電源の有無は事象進展に影響を与えない。非常用ディーゼル発電機に期待する場合の方が厳しい観点で設定していることを踏まえ，外部電源なしとして設定		
	格納容器内の水素濃度及び酸素濃度	考慮しない	発生する可能性は否定できない	原子炉圧力を厳しく評価するものとして設定	最確第一原子力発電所の事故に対する炉心・格納容器の状態の推定の評価において，格納容器内雰囲気のドライチューブ，逃がし安全弁のフランジガスケット部等からの気相漏えいの可能性について言及されている。本解析をシナリオに対して考慮した場合，原子炉圧力を減圧させることとなるため，格納容器圧力及び温度上昇に対する格納容器スプレイによる圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなり，格納容器の圧力上昇は緩くなるが，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	最確第一原子力発電所の事故に対する炉心・格納容器の状態の推定の評価において，格納容器内雰囲気のドライチューブ，逃がし安全弁のフランジガスケット部等からの気相漏えいの可能性について言及されている。本解析をシナリオに対して考慮した場合，原子炉圧力を減圧させることとなるため，格納容器圧力及び温度上昇に対する格納容器スプレイによる圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなり，格納容器の圧力上昇は緩くなるが，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	溶融炉心による配管等のクリープ破損や溶融ジェット	考慮しない	発生する可能性は否定できない	原子炉圧力を厳しく評価するものとして設定	事象進展に与える影響としては，気相漏えいは原子炉水位が TAF 付近の以降の炉心ヒートアップによる影響と推定でき，本シナリオでは原子炉水位を有効燃料棒頂部（TAF）+10m程度にて減圧操作を実施することから考えるため，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	事象進展に与える影響としては，気相漏えいは原子炉水位が TAF 付近の以降の炉心ヒートアップによる影響と推定でき，本シナリオでは原子炉水位を有効燃料棒頂部（TAF）+10m程度にて減圧操作を実施することから考えるため，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に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。
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51MPa[gage]～7.86MPa[gage]，363.2t/弁(個)～390.1t/弁(個) 自動減圧機能付き逃がし弁2弁のうち1個による原子炉急速減圧	逃がし弁機能 7.51MPa[gage]～7.86MPa[gage]，2631.9t/弁(個)～2801.1t/弁(個) 自動減圧機能付き逃がし弁2弁のうち1個による原子炉急速減圧	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	原子炉圧力容器破損前：20m³/hにて原子炉格納容器へスプレイ	原子炉圧力容器破損前：70m³/h以上にて原子炉格納容器へスプレイ	格納容器温度制御に必要なスプレイ流量を考慮して設定	本シナリオは原子炉圧力容器内挙動を対象としていることから，原子炉格納容器側の条件による直接的な影響はない。	本シナリオは原子炉圧力容器内挙動を対象としていることから，原子炉格納容器側の条件による直接的な影響はない。

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

項　目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	サプレッション・プール水位	6.983m（通常運転水位－4.7cm）	約7.000m～約7.070m（実績値）	通常運転時のサプレッション・プール水位の下限値として設定	本シナリオは原子炉圧力容器内挙動を対象としていることから，格納容器側の条件により直接的な影響はない。	本シナリオは原子炉圧力容器内挙動を対象としていることから，格納容器側の条件により直接的な影響はない。
	サプレッション・プール水温度	32℃	約15℃～約32℃（実績値）	通常運転時のサプレッション・プール水温度の上限値として設定		
	格納容器圧力	5kPa[gage]	約2.2 kPa[gage]～約4.7kPa[gage]（実績値）	通常運転時の格納容器圧力を包絡する値		
	格納容器雰囲気温度	57℃	約25℃～約58℃（実績値）	通常運転時の格納容器雰囲気温度（ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度）として設定		
	外部水源の温度	35℃	35℃以下	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	本シナリオは原子炉圧力容器破損までは重大事故等対処設備を含む全ての原子炉への注水機能に期待しないことで原子炉圧力容器破損に至ることを想定しており，水温の影響はない。	本シナリオは原子炉圧力容器破損までは重大事故等対処設備を含む全ての原子炉への注水機能に期待しないことで原子炉圧力容器破損に至ることを想定しており，水温の影響はない。
	外部水源の容量	約8,600m³	8,600m³以上（西側淡水貯水設備＋代替淡水貯槽）	西側淡水貯水設備及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から７日後までに必要な容量を備えており，水源は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	－
	燃料の容量	約1,010kL	1,010kL以上（軽油貯蔵タンク＋可搬型設備用軽油タンク）	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から７日後までに必要な容量を備えており，燃料は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	－

表２ 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱）（２／４）

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	格納容器空間体積（ドライウェル）	7,900m³	7,900m³（設計値）	ドライウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定	本シナリオは原子炉圧力容器内挙動を対象としているため，原子炉格納容器側の条件による直接的な影響はない。	本シナリオは原子炉圧力容器内挙動を対象としているため，原子炉格納容器側の条件による直接的な影響はない。
	格納容器空間体積（サプレッション・チェンバ）	空間部：4,700m³ 液相部：2,800m³	空間部：4,700m³ 液相部：2,800m³（設計値）	サプレッション・チェンバ内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定		
	真空破壊弁	3.43kPa（ドライウェル－サプレッション・チェンバ間差圧）	3.43kPa（ドライウェル－サプレッション・チェンバ間差圧）（設計値）	真空破壊弁の設定値		
	サプレッション・プール水位	3.61m（NWL）	約3.59m～約3.63m（実測値）	通常運転時のサプレッション・プール水位として設定		
	サプレッション・プール水温度	35℃	約19℃～約35℃（実測値）	通常運転時のサプレッション・プール水温度の上限値として設定		
	格納容器圧力	5.0kPa[gage]	約5kPa[gage]～約7kPa[gage]（実測値）	通常運転時の格納容器圧力として設定		
	格納容器温度	57℃	約45℃～約54℃程度（実測値）	通常運転時の格納容器温度として設定		
	外部水源の温度	35℃	31℃以下（実績値）	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定	本シナリオは重大事故等対処設備を含む全ての原子炉への注水機能に期待しないことで原子炉圧力容器破損に至ることを想定しており，水温の影響はない。	本シナリオは重大事故等対処設備を含む全ての原子炉への注水機能に期待しないことで原子炉圧力容器破損に至ることを想定しており，水温の影響はない。
	外部水源の容量	7,000m³	7,000m³以上（合計貯水量）	輪谷貯水槽の水量を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には，解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなるため，水源が枯渇することはなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	－
	燃料の容量	1,180m³	1,180m³以上（合計貯水量）	発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には，解析条件より燃料容量の余裕が大きくなるため，燃料が枯渇することはなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	－

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

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	－	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定	起因事象として，原子炉水位の低下の観点でより厳しい事象であるLOCA等の原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失を仮定した場合は，減圧操作が不要となる。	起因事象として，原子炉水位の低下の観点でより厳しい事象であるLOCA等の原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失を仮定した場合は，減圧操作が不要となる。
	安全機能等の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 高圧注水機能，低圧注水機能及び原子炉圧力容器破損前の重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失	－	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，設定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系，低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系の機能喪失を設定するとともに，原子炉圧力容器破損前の重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失を設定	－	－
	外部電源	外部電源なし	－	安全機能の喪失に対する仮定に基づき設定 ただし，原子炉スクラムについては，外部電源ありの場合を包絡する条件として，機器条件に示すとおり設定		
	高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏えい等	考慮しない	発生する可能性は否定できない	原子炉圧力を厳しく評価するものとして設定	高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏えい等が生じる原因として炉心ヒートアップによる影響と推定できるが，本シナリオではクリープ破損や漏えい等の発生前に原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20%上の位置に到達した時点で原子炉急速減圧操作を実施することから，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料3.2.4）	高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏えい等が生じる原因として炉心ヒートアップによる影響と推定できるが，本シナリオではクリープ破損や漏えい等の発生前に原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20%上の位置に到達した時点で原子炉急速減圧操作を実施することから，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 （添付資料3.2.4）
機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3）信号	タービン蒸気加減弁急速閉信号又は原子炉保護系電源喪失	短時間であるが原子炉熱出力が維持される厳しい設定として，外部電源喪失時に伴うタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず，原子炉水位低（レベル3）信号にてスクラムするものとして設定	最確条件とした場合には，原子炉熱出力の低下が早くなるため，発生する蒸気量は少なくなることから，原子炉水位低下は緩和されるが，操作手順（原子炉水位に応じて急速減圧を実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，原子炉熱出力の低下が早くなるため，発生する水蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，原子炉急速減圧操作の開始が遅くなるが，原子炉圧力容器破損も遅くなり，原子炉急速減圧操作開始後に原子炉圧力は速やかに低下することから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	原子炉保護系電源喪失又は原子炉水位異常低下（レベル2）信号	短時間であるが主蒸気が格納容器内に維持される厳しい設定として，原子炉保護系電源喪失及び原子炉水位異常低下（レベル2）信号による主蒸気隔離弁閉止については保守的に考慮せず，事象発生と同時に主蒸気隔離弁閉止するものとして設定	最確条件とした場合には，逃がし安全弁を通じて格納容器内に放出される蒸気流量が減少するが，，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，逃がし安全弁を通じて格納容器内に放出される蒸気流量が減少するが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	再循環系ポンプ	事象発生と同時に停止	電源喪失によるポンプ停止（事象発生と同時）	事象進展に与える影響は軽微であることから，全交流動力電源喪失によるポンプ停止を踏まえて設定	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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（高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱）（3／4）

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	－	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定	起因事象として，原子炉水位の低下の観点で厳しい事象であるＬＯＣＡ等の原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失を仮定した場合は減圧操作が不要となる。	起因事象として，原子炉水位の低下の観点で厳しい事象であるＬＯＣＡ等の原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失を仮定した場合は減圧操作が不要となる。
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失 重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失 全交流動力電源喪失	－	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を，低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系の機能喪失を設定するとともに，重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失を設定 また，全ての非常用ディーゼル機等の機能喪失を設定	－	－
	外部電源	外部電源なし	－	全交流動力電源喪失を想定するため，外部電源なしを設定		
	高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏洩等	考慮しない	発生する可能性は否定できない	原子炉圧力を厳しく見積もるものとして設定	東京電力福島第一原子力発電所の事故に対する炉心・格納容器の推定の評価において，炉内核計装配管のドライチューブ，逃がし安全弁のフランジガスケット部等からの気相漏えいの可能性について言及されている。本仮定を本シナリオに対して考慮した場合，原子炉圧力を減圧させることとなるため，減圧の規模によっては原子炉減圧操作をしなくとも高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱を回避する可能性がある。 事象進展に対する影響としては，気相部漏えいは原子炉水位が燃料棒有効長底部を十分下回った以降の炉心ヒートアップによる影響と推定でき，本シナリオでは燃料棒有効長底部から燃料棒有効長の20%上の位置にて減圧操作を実施することから考えると，事象進展に対する影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	東京電力福島第一原子力発電所の事故に対する炉心・格納容器の推定の評価において，炉内核計装配管のドライチューブ，逃がし安全弁のフランジガスケット部等からの気相漏えいの可能性について言及されている。本仮定を本シナリオに対して考慮した場合，原子炉圧力を減圧させることとなるため，減圧の規模によっては原子炉減圧操作をしなくとも高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱を回避する可能性がある。 事象進展に対する影響としては，気相部漏えいは原子炉水位が燃料棒有効長底部を十分下回った以降の炉心ヒートアップによる影響と推定でき，本シナリオでは燃料棒有効長底部から燃料棒有効長の20%上の位置にて減圧操作を実施することから考えると，事象進展に対する影響は小さいと考えられ，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

項　目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
機器条件	逃がし安全弁	安全弁機能 7.79 MPa[gage]～ 8.31MPa[gage] 385.2t／h（1個当たり）～ 410.6t／h（1個当たり）	安全弁機能 7.79MPa[gage]～ 8.31MPa[gage] 385.2t／h（1個当たり）～ 410.6t／h（1個当たり） （設計値）	逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		逃がし安全弁（自動減圧機能）の2個を開することによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁（自動減圧機能）の2個を開することによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり，事象進展に影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	代替循環冷却系	原子炉圧力容器破損前 格納容器スプレイ： 250m³／h	原子炉圧力容器破損前 格納容器スプレイ： 250m³／h	格納容器圧力及び雰囲気温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮して設定	本シナリオは原子炉圧力容器内挙動を対象としていることから，格納容器側の条件による直接的な影響はない。	本シナリオは原子炉圧力容器内挙動を対象としていることから，格納容器側の条件による直接的な影響はない。
	緊急用海水系	代替循環冷却系から緊急用海水系への伝熱容量： 約14MW （サプレッション・プール水温度100℃，海水温度32℃において）	代替循環冷却系から緊急用海水系への伝熱容量： 約14MW以上 （サプレッション・プール水温度100℃，海水温度32℃以下において）	熱交換器の設計性能に基づき，代替循環冷却系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定		
	可搬型窒素供給装置	総注入流量：200Nm³／h ・窒素：198Nm³／h ・酸素：2Nm³／h ガス温度：30℃	総注入流量：200Nm³／h ・窒素：198Nm³／h ・酸素：2Nm³／h ガス温度：0～58℃	総注入流量は格納容器内の酸素濃度上昇抑制に必要な流量として設定 酸素注入流量は純度99vol%を考慮して残り全てを酸素として設定 ガス温度は気象条件を考慮して設定	解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得る。30℃より高い場合は，格納容器雰囲気温度が上昇する可能性があるが，窒素注入は事象発生から約84時間後に開始するため，代替循環冷却系による格納容器減圧及び除熱操作によって格納容器雰囲気は除熱されており，窒素温度は格納容器雰囲気温度よりも低いことから，窒素注入によって格納容器雰囲気温度が上昇することはなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。30℃未満の場合は，注入される窒素の密度が大きくなり窒素注入開始後の格納容器圧力の上昇が速くなるが，操作手順（格納容器圧力0.31MPa[gage]到達後に窒素注入を停止すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得る。30℃より高い場合は，格納容器雰囲気温度が上昇する可能性があるが，窒素注入は事象発生から約84時間後に開始するため，代替循環冷却系による格納容器減圧及び除熱操作によって格納容器雰囲気は除熱されており，窒素温度は格納容器雰囲気温度よりも低いことから，窒素注入によって格納容器雰囲気温度が上昇することはなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。30℃未満の場合は，注入される窒素の密度が大きくなり窒素注入開始後の格納容器圧力の上昇が速くなるが，操作手順（格納容器圧力0.31MPa[gage]到達後に窒素注入を停止すること）に変わりはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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（高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱）（4／4）

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
機器条件	原子炉スクラム信号	事象発生と同時に 原子炉スクラム	事象発生と同時に 原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定	解析条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	原子炉水位低（レベル2）	主蒸気が格納容器内に保持される厳しい条件として設定	最確条件とした場合には，逃がし安全弁を通じて格納容器内に放出される蒸気量が減少することから，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが，操作手順に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい	最確条件とした場合には，逃がし安全弁を通じて格納容器内に放出される蒸気量が減少することから，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	再循環ポンプ	事象発生と同時に停止	事象発生と同時に停止	全交流動力電源喪失によるポンプ停止を踏まえて設定	解析条件と最確条件が同様であり，事象進展に与える影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であり，事象進展に与える影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58～7.79MPa[gage] 367～377t/h/個	逃がし弁機能 7.58～7.79MPa[gage] 367～377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個を開することによる原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個を開することによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）	原子炉圧力容器破損前： 120m³/hにて格納容器内にスプレイ	原子炉圧力容器破損前： 120m³/hにて格納容器内にスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮して設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	ペデスタル代替注水系（可搬型）	原子炉圧力容器破損後： 崩壊熱相当に余裕を見た注水量にてペデスタルに注水	原子炉圧力容器破損後： 崩壊熱相当に余裕を見た注水量にてペデスタルに注水	溶融炉心冷却が継続可能な流量として設定	解析条件と最確条件が同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱代替除去系	120m³/hにて格納容器内にスプレイ	120m³/hにて格納容器内にスプレイ	残留熱代替除去系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉補機代替冷却系	残留熱代替除去系からの原子炉補機代替冷却系への伝熱容量：約6MW （サプレッション・プール水温度：100℃，海水温度30℃において）	残留熱代替除去系からの原子炉補機代替冷却系への伝熱容量：約6MW （サプレッション・プール水温度：100℃，海水温度30℃において）	原子炉補機代替冷却系の設計値（残留熱代替除去系による格納容器スプレイ流量120m³/h とした場合）として設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	可搬式窒素供給装置	総注入流量：100Nm³/h ・窒素：99.9Nm³/h ・酸素：0.1Nm³/h ガス温度：35℃	総注入流量：100Nm³/h ・窒素：99.9Nm³/h ・酸素：0.1Nm³/h ガス温度：35℃	総注入量は格納容器内の酸素濃度の上昇抑制に必要な流量として設定 酸素注入流量は純度99.9％を考慮して残り全てを酸素として設定 ガス温度は気象条件を考慮して設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	コリウムシールド	材料：ジルコニア耐熱材 侵食開始温度：2,100℃	材料：ジルコニア耐熱材 侵食開始温度：2,100℃	材料は，溶融炉心のドライウェルサンプへの流入を防止する観点から，ジルコニア耐熱材を設定 侵食開始温度は，ジルコニア耐熱材の侵食試験結果に基づき設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表3 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕(高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱)(1/4)

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
事象進展	原子炉急速減圧操作	原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置に到達した時点（事象発生から約1.4時間）	炉心損傷後の酸化反応の影響緩和を考慮し設定	【認知】 原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置に到達するまでには事象発生から約1.4時間の時間余裕があり，原子炉水位は事故時の重要監視パラメータとして継続監視しているため，認知に大幅な遅れを生じることは考えにくい。よって，認知遅れによる操作開始時間に与える影響はない。 【要員配置】 中央制御室内の操作のみであり，当直運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内の操作のみであり，操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は制御盤の操作スイッチによる操作のため，操作開始時間に与える影響はない。 【他の並列操作有無】 逃がし安全弁手動開放の操作時に，当該操作に対応する当直運転員に他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はない。 【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時間が長くなる可能性は低い。	原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%の位置に到達するまでには事象発生から約1.4時間の時間余裕があり，また，原子炉急速減圧操作は原子炉水位の低下傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能であり，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う作業であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	原子炉急速減圧操作については，原子炉圧力容器破損までに完了する必要があるが，原子炉圧力容器破損までの時間は事象発生から約7.0時間あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	中央制御室における操作のため，シミュレータにて訓練実績を取得。 訓練では，原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置に到達後，速やかに逃がし安全弁による減圧操作を開始。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。
	原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達した時点で開始。300m³/hで3時間注水し，格納容器下部に水位2mの水張りを行う（事象発生から約3.7時間後）	炉心損傷後の原子炉圧力容器破損による溶融炉心・コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し設定	【認知】 格納容器下部への注水操作は，原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達したことを確認して開始するが，拡散初期への注水による冷却性を確認するため，原子炉圧力容器下鏡部温度は継続監視しており，認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はない。 【要員配置】 格納容器下部への注水操作は，中央制御室にて操作を行う運転員（現場）を含め配置しており，操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室から操作現場である格納容器下部への注水ルートは，コントロール建屋のみであり，通常3分間程度で移動可能であるが，余裕を含めて10分間の移動時間を想定している。また，アクセスルートにアクセスを阻害する要因はなく，よって，操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 中央制御室における格納容器下部への注水操作は，既存補助消火系の2重の弁操作による注水であり，制御盤のスイッチによる操作のため1操作に1分間を想定し，合計2分間であり，それに時間余裕を含めて操作時間3分間を想定している。格納容器下部への注水量調整は，制御盤の操作スイッチにて予め設定した流量（約2.8m³/h）の注水で格納容器下部に水位2mの水張りを行うが，水張りの操作は制御盤流量計格納容器下部水位を監視し，流量調整を行うのみであるため，操作所要時間に与える影響はない。 【他の並列操作有無】 格納容器下部への注水操作時に，当該操作に対応する当直運転員に他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室内における操作は，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。	原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達するまでには事象発生から約3.7時間の時間余裕があり，また，原子炉格納容器下部注水操作は原子炉圧力容器破損後も監視しながら操作することとしており，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室での作業であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	原子炉圧力容器上鏡部温度が200℃に到達するまでの時間は事象発生から約3.7時間あり，また，格納容器下部注水操作は原子炉圧力容器上鏡部温度の上昇傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能である。また，原子炉圧力容器上鏡部温度200℃到達時点での炉心損傷までの余裕時間は約3分間であり，格納容器下部への注水操作の操作時間は約3分間であり，格納容器下部への注水操作（常設）による水張りは約2時間で完了することから，水張り全体完了から約3.7時間後に開始する。事象発生から約5.7時間後に水張りが完了する。事象発生から約7.0時間後の炉心損傷までの時間を考慮すると，格納容器下部注水操作は操作遅れに対して1時間程度の時間余裕がある。	中央制御室における操作のため，シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では，原子炉圧力容器上鏡部温度が300℃に到達後，約3分間で格納容器下部への注水操作を開始。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

第3表　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(1/3)

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析条件	条件設定の考え方					
操作条件	原子炉急速減圧操作	原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の20%上の位置に到達した時点 （事象発生から約38分後）	炉心損傷後の酸化反応の影響緩和を考慮し設定	【認知】 原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の20%上の位置に到達するまでには事象発生から約38分の時間余裕があり，原子炉水位は事故時の重要監視パラメータとして継続監視しているため，認知に大幅な時間遅れを生じることは考えにくい。よって，認知遅れによる操作開始時間に与える影響はない。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，当直運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始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，当直運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 原子炉急速減圧操作は制御盤の操作スイッチによる操作のため，操作開始時間に与える影響はない。 【他の並列操作有無】 当該操作に対応する当直運転員に他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため，誤操作は起こりにくく，そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の20%上の位置に到達するまでには事象発生から約38分の時間余裕があり，また，原子炉急速減圧操作は原子炉水位の低下傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能であり，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。 当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う作業であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	原子炉急速減圧操作については，原子炉圧力容器破損までに完了する必要があるが，原子炉圧力容器破損までの時間は事象発生から約4.5時間あり，操作開始時間（事象発生から約38分後）に対して余裕があるため，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	中央制御室における操作のため，シミュレータにて訓練実績を取得。 訓練では，原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の20%上の位置に到達後，1分で原子炉急速減圧操作を開始。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
	緊急用海水系による冷却水の確保操作及び代替循環冷却系による格納容器減圧及び除熱操作	事象発生90分後	緊急用海水系及び代替循環冷却系の操作所要時間を踏まえて設定	【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断し，これにより緊急用海水系の起動準備を開始する手順としている。そのため，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はない。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，当直運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室での操作のみであり，当直運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 中央制御室における操作は，ポンプ起動，系統構成にかかる時間として緊急用海水系の起動に20分，代替循環冷却系の起動に35分を想定しており，操作時間に余裕を確保している。 【他の並列操作有無】 当該操作に対応する当直運転員に他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作のため，誤操作は起こりにくく，そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	代替循環冷却系運転は事象発生90分後に開始することとしているが，時間余裕を含めて設定されているため操作の不確かさが操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，本操作の操作開始時間は，操作所要時間を踏まえて解析上の想定時間を設定したものであり，実態の操作開始時間が早まる可能性があるが，状況判断から代替循環冷却系運転までは一連の操作として実施し，同一の運転員による並列操作はなく，運転員等操作時間に与える影響も小さい。	操作開始時間が早まった場合には，本操作も早まる可能性があり，格納容器圧力及び雰囲気温度を早期に低下させる可能性があることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	格納容器除熱開始までの時間は操作所要時間を踏まえて解析上の想定時間を設定したものであり，時間余裕があるが，本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも，原子炉圧力容器破損に至るまでの時間は事象発生から約4.5時間であり，約3時間の余裕があることから，時間余裕がある。	中央制御室における操作のため，シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。 訓練では緊急用海水系起動に約16分。代替循環冷却系起動に約27分。 想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

表3　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（1／5）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作余裕時間	訓練実績等
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	原子炉急速減圧操作	原子炉水位が燃料有効長底部より燃料有効長の20%高い位置に到達した時点	炉心損傷後の酸化反応の影響緩和を考慮し設定	【認知】 原子炉水位が燃料有効長底部より燃料有効長の20%高い位置に到達するまでには事象発生から約1.0時間の時間余裕があり，原子炉水位は事故時の重要監視パラメータとして継続監視しているため，認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって，認知遅れが操作開始時間に与える影響はない。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，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】 自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，中央制御室の制御盤での簡単な操作であるため，操作所要時間が減圧開始に与える影響はない。 【他の並列操作有無】 自動減圧機能付き逃がし安全弁手動解放操作時に，当該操作に対応する運転員に他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤での簡易な操作のため，誤操作は起こりにくく，そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	原子炉水位が燃料棒有効長底部より燃料棒有効長の20%高い位置に到達するまでには事象発生から約1.0時間の時間余裕があり，また，自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧操作は原子炉水位の低下傾向を確認しながらあらかじめ準備することが可能であることから，実態の操作開始時間は解析上の操作と同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。 当該作業は，解析コード及び解析条件の不確かさ（操作条件を除く）により操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の作業に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定と同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	原子炉急速減圧操作については，原子炉圧力容器破損までに完了する必要があるが，原子炉圧力容器破損までの時間は事象発生から約5.4時間あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	訓練実績等により，原子炉水位が燃料棒有効長底部より燃料棒有効長の20%高い位置に到達後，速やかに自動減圧機能付き逃がし安全弁による減圧操作を開始。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

表3 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕(高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱)(2/4)

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）	点下炉圧力容器下鏡温度が300℃に到達したことを確認して開始（事象発生から約3.7時間後）	格納容器圧力及び温度の挙動が収束を踏まえて設定	【認知】 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は，原子炉圧力容器下鏡温度が300℃に到達したことを確認して開始するが，損傷炉心への注水による冷却性を確認するため，原子炉圧力容器下鏡温度は継続監視しており，認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はない。 【要員配置】 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。 【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】 代替代替注水系（常設）準備操作は，復水補給水系の隔離弁（1弁）の閉操作による系統構成，低圧代替注水系（常設）ポンプの起動操作であり，いずれも制御盤の操作スイッチによる操作のため，1操作に1分間を想定し，合計3分間であり，それに時間余裕を含めて操作時間5分を想定。 【他の並列操作有無】 原子炉格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の先行水張り）を行う運転員と代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作を行う運転員の並列操作はあるが，それを加味して操作の所要時間を設定しているため，操作開始時間にかかる影響はない。原子炉格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の先行水張り）及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作の操作所要時間はそれぞれ2分であり，合計4分であることから，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作の操作所要時間の5分に含まれる。このため，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，そのため誤操作により操作時間が長くなる可能性は低い。	原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達するまでは事象発生から約3.7時間の時間余裕がある。また，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器圧力及び格納容器雰囲気温度の挙動を監視した結果，これらあらかじめ想定した挙動であり，実態の操作開始時間は解析上の設定と同等であるため，操作開始時間に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定と同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作については，原子炉圧力容器下鏡温度が300℃に到達後，速やかに実施することが望ましいが，原子炉圧力容器破損前は，本操作が実施できないと仮定しても，格納容器圧力及び温度が格納容器の限界圧力及び限界温度に到達するまでには，事象発生から約5.0時間の時間余裕がある。	中央制御室における操作のため，シミュレータにおける同様の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作について訓練実施を踏まえ，訓練では，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作が必要な場合に，速やかに代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作を開始，想定で整備している運転操作が実施可能なことを確認した。
	溶融炉心落下後の格納容器下部への注水操作（溶融炉心・コンクリート相互作用の影響緩和）（事故発生から約7.0時間後）	炉心損傷後の原子炉圧力容器破損による溶融炉心・コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し設定		【認知】 溶融炉心が格納容器下部に落下した後に格納容器下部へ崩壊熱相当の注水を行うが，溶融炉心の落下は，原子炉圧力容器下鏡部温度及び格納容器圧力の監視により認知可能である。これらパラメータは原子炉圧力容器破損判断のため継続監視しており，仮に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はない。 【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】 中央制御室内における格納容器下部への注水操作は，復水補給水系の2弁の開操作による注水であり，制御盤のスイッチによる操作のため1操作に1分間を想定し，合計2分間であり，それに時間余裕を含めて操作時間5分間を想定している。格納容器下部注水系の流量調整は，復水補給水系流量系（格納容器下部注水流量）の指示を監視しながら制御盤の操作スイッチにて弁の開度調整を行い，適宜実施する。また，事前に格納容器下部へ水張りを行っていることから，時間余裕がある。 【他の並列操作有無】 当該操作時に，中央制御室内の運転員に他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室内における操作は，操作盤での簡易な操作のため，誤操作は起こりにくく，そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	原子炉圧力容器破損までに事象発生から約7.0時間の時間余裕があり，また，溶融炉心落下後に格納容器下部へ注水が行われなかった場合でも，溶融炉心落下後に落下した炉心が再冠水するまでに注目する格納容器下部への注水操作は原子炉圧力，格納容器下部雰囲気温度及び格納容器圧力の傾向を監視しながら原子炉圧力容器破損を判断して実施することとしており，実態の操作開始時間は解析上の設定と同等であることから，操作開始時間に与える影響は小さい。	実態の操作開始時間は解析上の設定と同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	原子炉圧力容器破損するまでの時間は事象発生から約7.0時間あり，また，溶融炉心落下後に格納容器下部注水が行われなかった場合でも，溶融炉心落下後に落下した炉心が再冠水するまでに約0.8時間の時間余裕がある。さらに，溶融炉心落下後の格納容器下部への注水操作は原子炉圧力，格納容器下部雰囲気温度及び格納容器圧力の傾向を監視しながら原子炉圧力容器破損を判断して実施することとしており，実態の操作開始時間は解析上の設定と同等であることから，操作開始時間に与える影響は小さい。 また，溶融炉心落下後の格納容器下部注水操作は，原子炉圧力容器破損判断後，約0.8時間の時間余裕を含めて操作時間を設定しているため，操作開始時間に与える影響はない。	溶融炉心落下後の格納容器下部注水操作は，原子炉圧力容器破損判断後，約0.8時間の時間余裕を含めて操作時間を設定しているため，操作開始時間に与える影響はない。	溶融炉心落下後の格納容器下部注水操作は，原子炉圧力容器破損判断後，約0.8時間の時間余裕を含めて操作時間を設定しているため，操作開始時間に与える影響はない。	溶融炉心落下後の格納容器下部注水操作は，原子炉圧力容器破損判断後，約0.8時間の時間余裕を含めて操作時間を設定しているため，操作開始時間に与える影響はない。	溶融炉心落下後の格納容器下部注水操作は，原子炉圧力容器破損判断後，約0.8時間の時間余裕を含めて操作時間を設定しているため，操作開始時間に与える影響はない。

表３　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（２／５）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作余裕時間	訓練実績等	備考
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方						
操作条件	格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペデスタルへの注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）	原子炉圧力容器下鏡温度が300℃に到達したことを確認して開始，ペデスタルの水位が2.4mとなる注水量（225m³）が注水されたことをもって停止する（事象発生から約3.1時間後）	炉心損傷後の原子炉圧力容器破損による溶融炉心・コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し設定	【認知】 中央制御室にて原子炉スクラムを確認した場合に復旧班要員を招集することとしており，高圧・低圧注水機能喪失を判断した場合には直ちに可搬型による注水準備操作に着手することとしている。この認知に係る時間として10分間を想定している。そのため，認知遅れ等による操作時間に与える影響はない。 ペデスタルへの注水操作は，原子炉圧力容器下鏡温度が300℃に到達したことを確認して開始するが，損傷炉心への注水による冷却性を確認するため，原子炉圧力容器下鏡温度は継続監視しており，認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はない。 【要員配置】 格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペデスタル初期水張りは，中央制御室にて弁操作を行う運転員と，現場にて可搬型による注水のためのホース敷設等の注水準備操作を行う復旧班要員が各々配置されている。注水準備操作は現場にて復旧班要員が実施することとなるが，本操作を行う要員は，操作が終わるまで他の操作は行わない。このため，要員配置が操作開始時期に与える影響はない。 【移動・操作所要時間】 現場での格納容器代替スプレイ系（可搬型）による注水準備操作は，移動時間を含め，事象発生から2時間10分で行うことを想定している。この後，原子炉圧力容器下鏡温度300℃到達を確認し，中央制御室で常設代替交流電源設備により確保した電源により弁操作を行うことにより注水を開始することとなる。以上より，移動・操作所要時間が操作開始時間に与える影響はない。 【他の並列操作有無】 現場にて復旧班要員が格納容器代替スプレイ系（可搬型）による注水のためのホース敷設等の注水準備操作を行ったのち，中央制御室にて運転員が弁操作を行うことにより注水は開始される。当該操作に対応する運転員，復旧班要員に他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室内における操作は，操作盤での簡易な操作のため，誤操作は起こりにくく，そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また復旧班要員の現場操作は，操作の信頼性向上や要員の安全のため２人１組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	原子炉圧力容器下鏡温度が300℃に到達するまでに事象発生から約3.1時間の時間余裕があり，また，ペデスタルへの注水操作は原子炉圧力容器下鏡温度を監視しながら炉心下部プレナムへのリロケーションを判断し，注水を開始することとしており，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。 当該操作は，解析コード及び解析条件の不確かさ（操作条件を除く）により操作開始時間は遅れる可能性があるが，当該操作に対応する運転員，復旧班要員に他の並列操作はなく，また，現場操作における評価上の所要時間には余裕を見込んで算定していることから，他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定と同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペデスタルへの注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）については，原子炉圧力容器下鏡温度が300℃に到達後，速やかに実施することが望ましいが，原子炉圧力容器破損前の格納容器冷却を兼ねる操作であり，原子炉圧力容器下鏡温度が300℃に到達後，速やかに実施することが望ましいが，原子炉圧力容器破損前は，本操作が実施できないと仮定しても，格納容器圧力及び温度が格納容器の限界圧力及び限界温度に到達するまでには，自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧機能維持も可能であることから，時間余裕がある。 原子炉圧力容器下鏡温度が300℃に到達するまでに事象発生から約3.1時間の時間余裕があり，また，ペデスタルへの注水操作は，原子炉圧力容器下鏡温度を監視しながらかじめ準備が可能であり，操作が遅れる可能性は小さい。 また，溶融炉心落下前の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による水張りは約1.9時間で完了することから，水張りを原子炉圧力容器下鏡温度300℃到達時点である事象発生から約3.1時間後に開始すると，事象発生から約5.0時間後に水張りが完了する。事象発生から約5.0時間後の水張り完了から，約5.4時間後の原子炉圧力容器破損までの時間を考慮すると，ペデスタルへの注水操作は操作遅れに対して0.4時間程度の時間余裕がある。	解析上は作業成立性を踏まえ事象発生から約3.1時間後としており，このうち，格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペデスタルへの初期水張りの系統構成は，所要時間2時間10分想定のところ，訓練実績では約1時間33分である。想定で整備している作業が実施可能なことを確認した。	

表3 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）(3/4)

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	復水貯蔵槽への補給	事象発生から12時間後	可搬型設備により事象発生から12時間以上では，その後に期待しないと設定	復水貯蔵槽への補給までの時間は，事象発生から12時間あり十分な時間余裕がある。	－	－	－	復水貯蔵槽への補給は，淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ（A-2級）を用いて実施する。可搬型代替注水ポンプ（A-2級）の配置，淡水貯水池から復水貯蔵槽への補給のホース敷設等の注水準備は，所定時間369分想定のところ，訓練実績等により約345分であり，想定で審判している作業が実施可能なことを確認した。
	各機器への給油（可搬型代替注水ポンプ（A-2級），可搬型窒素供給装置，常設代替高圧電源装置（予備機），緊急用海水ポンプ，緊急用海水ポンプ用電源車，大容量送水車（熱交換器ユニット用），緊急用海水ポンプ用電源車）	事象発生から12時間後に開始，連続	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性確認に必要な操作，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，復水貯蔵槽への補給用の可搬型代替注水ポンプ（A-2級）（6号及び7号炉：各4台），代替原子炉補機冷却系用の可搬型（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）への燃料給油を想定している。 各機器への給油準備作業について，可搬型代替注水ポンプ（A-2級），可搬型窒素供給装置，常設代替高圧電源装置（予備機），緊急用海水ポンプ，緊急用海水ポンプ用電源車（熱交換器ユニット用），大容量送水車（熱交換器ユニット用）への燃料給油準備（現場移動車給油ならタンクローリ（6台）への燃給完了まで）は，作業時間140分のところ訓練実績等では約98分で実施可能なことを確認した。 また，各機器への燃料給油作業は，各機器の燃料が枯渇しない時間制限（7日）内で実施することとしている。 可搬型代替注水ポンプ（A-2級）への燃料給油作業は，計算時間180分のところ訓練実績等では約98分，可搬型窒素供給装置，大容量送水車（熱交換器ユニット用）への燃料給油作業は，計算時間120分のところ訓練実績等では約108分であり，評価時間内で実施している作業が実施可能であることを確認した。
	代替原子炉補機冷却系の準備操作	事象発生から20時間後	代替原子炉補機冷却系の準備操作は，余裕を考慮して設定	【認知】 中央制御室にて外部電源喪失及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧母線の電源供給ができない場合，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，認知遅れによる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系系統構成を行う運転員（現場）と，代替原子炉補機の起動の操作を行う操作員（中央制御室）等複数名の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ユニットは，可搬であり，車両で運搬し，速やかに代替原子炉補機冷却系に接続する。 【操作所要時間】 想定海水温度より余裕を考慮し，約30℃の海水温度を設定し，代替原子炉補機冷却系の準備操作時間を約3時間と設定。	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系系統構成を行う運転員（現場）と，代替原子炉補機の起動の操作を行う操作員（中央制御室）等複数名の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ユニットは，可搬であり，車両で運搬し，速やかに代替原子炉補機冷却系に接続する。 【操作所要時間】 想定海水温度より余裕を考慮し，約30℃の海水温度を設定し，代替原子炉補機冷却系の準備操作時間を約3時間と設定。 【操作の確実さ】 現場操作は，操作員の力量向上や定期的な訓練の実施により，確実に実施できるものと考えるが，操作手順書に定めた操作時間を超えた場合，操作員（現場）の操作時間に対する認識が変わり，操作の確実さが低下する可能性がある。	代替原子炉補機冷却系の準備操作は，操作員（現場）の操作時間に対する認識が変わり，操作の確実さが低下する可能性があるため，操作時間余裕を厳しく評価する。	代替原子炉補機冷却系の準備操作は，操作員（現場）の操作時間に対する認識が変わり，操作の確実さが低下する可能性があるため，操作時間余裕を厳しく評価する。	訓練実績等により，運転員（現場）の行う系統構成は，想定より早い約2時間で系統完成できることを確認した。また，代替原子炉補機冷却系の移動・配置，ブロンド接続，及び電源車のケーブル接続等を含め，想定よりかなり早い約9時間で代替原子炉補機冷却系起動準備完了できることを確認した。 想定で審判している運転操作が実施可能なことを確認した。

※ 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは原子炉補機の部分の機能喪失を想定するものではないが，代替機能喪失相当による操作は想定外のため代替原子炉補機の部分を除いて実施するものとしていることから，代替原子炉補機の部分の機能の喪失の影響への拡張を設定した。

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

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析条件	条件設定の考え方					
操作条件	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損後）	原子炉圧力容器破損６分後に開始（約4.6時間後）	原子炉圧力容器破損の判断及び操作実施に必要な時間を考慮して設定	【認知】 原子炉圧力容器の破損は，原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達したこと等をもって破損兆候を検知し，格納容器下部水温の温度上昇又は指示値喪失によって原子炉圧力容器破損を判断するものであり，解析上の認知にかかる時間としては５分を想定している。格納容器下部水温は破損兆候の検知によって継続監視するパラメータであり，温度上昇又は指示値喪失による原子炉圧力容器破損の判断は速やかに実施できるものであるため，認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はない。 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり，当直運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，当直運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 中央制御室内における格納容器スプレイは，注入弁１弁の開操作による注水であり，１操作に１分間を想定している。当該操作は，中央制御室の制御盤の操作スイッチによる操作のため，操作時間に与える影響はない。 【他の並列操作有無】 当該操作に対応する当直運転員に他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作のため，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。	原子炉圧力容器破損までに事象発生から約4.5時間の時間余裕があり，また，原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達したこと等をもって破損兆候を検知し，格納容器下部水温の温度上昇又は指示値喪失によって原子炉圧力容器破損を判断し，格納容器スプレイを実施することとしており，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室での操作のみであり，当直運転員は中央制御室に常駐していること，また，当該操作に対応する当直運転員に他の並列操作はないことから，操作時間に与える影響はない。 （添付資料3.2.2）	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	原子炉圧力容器破損までの時間は事象発生から約4.5時間後であり，また，溶融炉心落下後にペデスタル（ドライウェル部）注水が行われなかった場合においても，溶融炉心落下前に張られた水が溶融炉心の崩壊熱及びジルコニウム－水反応による発熱により蒸発するまでには約0.3時間の時間余裕がある。 （添付資料3.2.14）	中央制御室における操作のため，シミュレータにて訓練実績を取得。 訓練では，条件成立を前提として約１分間で代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を開始。 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。
	格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）注水操作	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損後）開始から１分後に開始（約4.6時間後）	操作実施に必要な時間を考慮して設定	【認知】 原子炉圧力容器の破損は，原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達したこと等をもって破損兆候を検知し，格納容器下部水温の温度上昇又は指示値喪失によって原子炉圧力容器破損を判断するものであり，解析上の認知にかかる時間としては５分を想定している。格納容器下部水温は破損兆候の検知によって継続監視するパラメータであり，温度上昇又は指示値喪失による原子炉圧力容器破損の判断は速やかに実施できるものであるため，認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はない。 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり，当直運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，当直運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 中央制御室内におけるペデスタル（ドライウェル部）への注水は，注入弁１弁の開操作による注水であり，１操作に１分間を想定している。当該操作は，中央制御室の制御盤の操作スイッチによる操作のため，操作時間に与える影響はない。 【他の並列操作有無】 当該操作に対応する当直運転員に他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作のため，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。	原子炉圧力容器破損までに事象発生から約4.5時間の時間余裕があり，また，原子炉圧力容器下鏡部温度（下鏡部）が300℃に到達したこと等をもって破損兆候を検知し，格納容器下部水温の温度上昇又は指示値喪失によって原子炉圧力容器破損を判断し，注水操作を実施することとしており，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅くなる可能性があるが，中央制御室での操作のみであり，当直運転員は中央制御室に常駐していること，また，当該操作に対応する運転員に他の並列操作はないことから，操作時間に与える影響はない。 （添付資料3.2.2）	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	原子炉圧力容器破損までの時間は事象発生から約4.5時間後であり，また，溶融炉心落下後にペデスタル（ドライウェル部）注水が行われなかった場合においても，溶融炉心落下前に張られた水が溶融炉心の崩壊熱及びジルコニウム－水反応による発熱により蒸発するまでには約0.3時間の時間余裕がある。 （添付資料3.2.14）	中央制御室における操作のため，シミュレータにて訓練実績を取得。 訓練では，条件成立を前提として約１分間で格納容器下部注水系（常設）による格納容器冷却を開始。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

表３　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（３/５）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作余裕時間	訓練実績等
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）によるペデスタルへの注水操作（原子炉圧力容器破損後の注水）	原子炉圧力容器の破損を確認した場合	原子炉圧力容器の破損による溶融炉心・コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し設定	【認知】 溶融炉心がペデスタルに落下した後にペデスタルに崩壊熱に余裕を見た流量の注水を行うが，溶融炉心の落下はペデスタル温度，格納容器圧力等の監視により認知可能である。これらのパラメータは原子炉圧力容器破損判断のため継続監視しており，認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はない。 【要員配置】 溶融炉心落下前の格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペデスタルへの初期水張りに引き続いて行う操作であり，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動・操作所要時間】 溶融炉心落下前の格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペデスタルへの初期水張りに引き続いて行う操作であり，移動・操作所要時間が操作開始時間に与える影響はない。 【他の並列作業有無】 溶融炉心落下前の格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペデスタルへの初期水張りに引き続いて行う操作であり，当該操作を行う運転員，夜旦班要員に他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 夜旦班要員の現場操作は，操作の信頼性の向上や要員の安全のため２人１組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また，中央制御室内での操作は操作盤での簡易な操作であるため，誤操作は起こりにくく，そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	原子炉圧力容器破損までに事象発生から約5.4時間の時間余裕があり，また，原子炉圧力容器下鏡部温度，格納容器圧力等の傾向を監視しながら原子炉圧力容器破損を判断し，注水操作を実施することとしており，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	原子炉圧力容器が破損するまでの時間は事象発生から約5.4時間あり，また，溶融炉心落下後にペデスタル注水が行われなかった場合でも，溶融炉心落下前に張られた水が溶融炉心の崩壊熱及びジルコニウム－水反応による発熱により蒸発するまでには約1.4時間の時間余裕がある。	訓練実績等により，条件成立を前提として約１分間でペデスタル代替注水系（可搬型）による注水操作を開始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3 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（4/4）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	代替循環冷却系による格納容器除熱操作	事象発生約20.5時間後	代替原子炉補機冷却系の運転開始を考慮して設定	【認知】 残留熱除去系による格納容器除熱機能喪失を確認した後，故障原因調査・機能回復操作を実施するが，機能回復が遅れることを想定し，これらの対応と並行して代替循環冷却系運転の準備を判断するため，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 代替循環冷却系準備操作は，中央制御室における操作と現場における操作が必要であるが，現場にて代替循環冷却系の系統構成を行う運転員（現場）を配置しており，操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 運転員（現場）による現場移動は，照明喪失・資機材の転倒等によりアクセスに支障が出る場合があるが，事象発生20時間程の時間余裕があるためあらかじめ移動しておくことも可能であり，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 中央制御室における操作は，事前準備としての系統構成操作，代替循環冷却系運転開始直前操作（代替循環冷却系運転準備操作の系統構成のうち，事象発生20時間後以降の復水移送ポンプの全停に係る操作）及び代替循環冷却系運転開始操作の3操作がある。事前準備としての系統構成操作は，事象発生20時間後にあらかじめ行うもので操作時間に余裕を確保している。代替循環冷却系運転開始直前操作は，復水移送ポンプ2台の停止操作に約2分を想定しており，電動弁7弁の操作に約7分を想定し，30分間の操作時間に余裕を確保している。運転開始操作に1弁の操作に約1分を想定し，復水移送ポンプの起動後速やかに2弁による格納容器下部への注水操作及び格納容器スプレイ操作を約4分と想定しており，5分間の操作時間を確保している。 運転員（現場）による現場操作は，事前準備としての系統構成操作と代替循環冷却系運転開始直前操作の2操作がある。事前準備としての系統構成（操作対象弁数は約10弁を想定に必要な所要時間を約2時間と想定しており，20時間後までの時間余裕を確保している。代替循環冷却系運転開始直前操作は復水貯蔵槽出口弁1弁の閉操作に約15分，退避時間に約10分を想定しておりこれに時間余裕を含め30分間の操作時間を確保している。 【他の並列操作有無】 運転員による現場操作は，他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はなし。また，本操作の操作開始時間は，他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はなし。また，本操作の操作開始時間は，代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定したものであり，代替原子炉補機冷却系の操作開始時間が早まれば，本操作の開始時間も早まる可能性がある。 【操作の確実さ】 中央制御室における操作は，制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため，誤操作は起こりにくく，そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また，現場操作は，操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	代替循環冷却系運転は事象発生約20.5時間後に開始することとしているが，時間余裕を含めて設定されているため操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。また，本操作の操作開始時間は，代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定したものであり，代替原子炉補機冷却系の操作開始時間が早まれば，本操作の開始時間も早まる可能性があり，代替循環冷却系の運転開始時間も早まることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	代替原子炉補機冷却系の操作開始時間が早まった場合には，本操作も早まる可能性があり，この場合，格納容器圧力及び温度等を早期に低下させる可能性があることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は，事象発生から20時間あり，代替循環冷却系による格納容器除熱操作開始までの時間は事象発生から約20.5時間であるため，準備時間が確保できることから，本操作には時間余裕がある。なお，本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも，格納容器限界圧力に到達しないよう継続して格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイを行うこととなる。	訓練実績等より，代替循環冷却系による格納容器除熱操作の中で操作時間の時間的制約が厳しい代替循環冷却系運転開始直前操作の所要時間は，復水貯蔵槽出口弁1弁の閉操作及び操作終了後の現場運転員の退避時間を合わせて約21分。他の操作は事象発生20時間後までにあらかじめ準備が可能である。 想定で意図している操作が実施可能なことを確認した。

表3　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（4／5）

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

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

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析条件	条件設定の考え方					
操作条件	可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内への窒素注入操作	格納容器内酸素濃度が 4.0vol％（ドライ条件）到達時	格納容器内酸素濃度がベント基準である 4.3vol％（ドライ条件）到達を防止する観点で設定	【認知】 事故時には重要監視パラメータである格納容器内酸素濃度を継続監視しており，また，可搬型窒素供給装置の移動及びホース敷設等は，格納容器内酸素濃度が 3.5vol％（ドライ条件）に到達する事象発生から約 124 時間後に開始となるのに対して，窒素注入操作の実施基準（格納容器内酸素濃度 4.0vol％（ドライ条件））に到達するのは事象発生約 167 時間後であり，比較的緩やかなパラメータ変化であることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 現場での操作は，中央制御室の当直運転員とは別に現場操作を行う重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は，操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから，要員配置が操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 窒素注入に用いる可搬型窒素供給装置は車両であり，自走にて作業場所へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象で，アクセスルートに被害がある場合でも，ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。重大事故等対応要員は，格納容器内酸素濃度が 3.5vol％（ドライ条件）に到達する事象発生から約 124 時間後に移動を開始するが，移動にかかる所要時間は約 1 時間であり，窒素注入開始時間の事象発生から約 167 時間後までに余裕時間があることから，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 作業場所への移動完了後，可搬型窒素供給装置の準備，ホース敷設等として 120 分を想定している。本操作は，作業場所への移動完了後に開始し，格納容器内酸素濃度が 4.0vol％（ドライ条件）に到達する予定時刻の約 43 時間前から実施する。よって，操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 重大事故等対応要員の現場操作は，操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作開始時間に影響を及ぼす可能性は小さい。	格納容器内への窒素注入の実施基準である格納容器内酸素濃度 4.0vol％（ドライ条件））到達は事象発生から約 167 時間後であるのに対し，可搬型窒素供給装置の移動及びホース敷設等は格納容器内酸素濃度が 3.5vol％（ドライ条件）到達時（事象発生から約 124 時間後）に開始し約 3 時間で準備完了するため，十分な余裕時間があることから，操作開始時間に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	格納容器内への窒素注入の実施基準である格納容器内酸素濃度 4.0vol％（ドライ条件））到達は事象発生から約 167 時間後であるのに対し，可搬型窒素供給装置の移動及びホース敷設等は格納容器内酸素濃度が 3.5vol％（ドライ条件）到達時（事象発生から約 124 時間後）に開始し約 3 時間で準備完了するため，十分な余裕時間があることから，操作開始時間に与える影響は小さい。	格納容器内への窒素注入の実施基準である格納容器内酸素濃度 4.0vol％（ドライ条件））到達は事象発生から約 167 時間後であるのに対し，可搬型窒素供給装置の移動及びホース敷設等は格納容器内酸素濃度が 3.5vol％（ドライ条件）到達時（事象発生から約 124 時間後）に開始し約 3 時間で準備完了するため，十分な準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	格納容器内への窒素注入は，想定所要時間 180 分のところ，訓練実績等により約176 分に実施可能なことを確認した。
	タンクローリによる燃料給油操作	事象発生から 167 時間以降，適宜	可搬型窒素供給装置への燃料給油操作は，解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業 各機器の使用開始時間を踏まえて設定	可搬型窒素供給装置への燃料給油操作開始までの時間は，事象発生から約 167 時間あり十分な時間余裕がある。	－	－	－	可搬型窒素供給装置への燃料補給は，想定所要時間 90 分のところ，訓練実績等により約 80 分に実施可能なことを確認した。

表3　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（5／5）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作余裕時間	訓練実績等
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	可搬式窒素供給装置による格納容器内窒素供給操作	事象発生から 12 時間後	原子炉補機代替冷却系及び可搬式窒素供給装置の準備時間等を考慮して設定	【認知】 原子炉補機代替冷却系の準備が完了後準備を開始する手順としているため，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 可搬型窒素供給装置による格納容器内窒素供給のために，現場にて可搬式窒素供給装置の準備，起動を行う復旧班要員が配置されている。現場にて復旧班要員が実施することとなるが，本操作を行う要員は，操作が終わるまで他の操作は行わない。このため，要員配置が操作開始時期に与える影響はなし。 【移動・操作所要時間】 現場での復旧班要員によるホース敷設等の格納容器内窒素供給準備操作は移動時間等を含め 1 時間 40 分で行うことにより，事象発生から 11 時間 40 分で窒素供給準備を完了することを想定している。以上より，移動・操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作】 現場にて復旧班要員が可搬型窒素供給装置による格納容器内窒素供給のための準備操作を行ったのち，現場にて復旧班要員が弁操作を行うことにより窒素供給は開始される。当該操作を行う復旧班要員に窒素供給開始時に他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 復旧班要員の現場操作は，操作の信頼性の向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	解析上の操作開始時間として事象発生から 12 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の想定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響はほぼ小さい。また，本操作の操作開始時間は，原子炉補機代替冷却系の準備期間を考慮して設定したものであり，原子炉補機代替冷却系の操作開始時間が早まれば，本操作の操作開始時間も早まる可能性があり，残留熱代替除去系の運転開始時間も早まることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	可搬型窒素供給装置による格納容器内窒素供給開始までの時間は，事象発生から 12 時間あり，準備時間が確保できることから，本操作には時間余裕がある。 なお，本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも，酸素濃度が可燃限界に到達しないよう監視し，酸素ベント基準に到達した場合には格納容器ベントにより水素ガス及び酸素ガスの排出を行うこととなる。	解析上は作業成立性を踏まえ事象発生から 12 時間後としており，このうち，可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内窒素供給準備は，所要時間 1 時間 40 分想定のところ，訓練実績では約 1 時間 28 分である。想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。
	ペデスタル注水大量送水車への燃料補給	事象発生から 3.1 時間後以降	送水車への燃料補給は解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業。作業成立性を踏まえ設定	格納容器代替スプレイ系（可搬型）及びペデスタル代替注水系（可搬型）の大量送水車の燃料枯渇までに実施すれば良い作業であり，格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペデスタル注水操作は，事象発生から 3.1 時間後から実施するものであることから，十分な時間余裕がある。	－	－	－	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から約 3.1 時間後以降としており，このうち，大量送水車への給油作業は，所要時間 1 時間 40 分想定のところ訓練実績等では約 1 時間 29 分である。想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。

柏崎刈羽原子力発電所　6／7号炉　(2017.12.20版)	東海第二発電所（2018.9.12版）	備　考
添付資料3.2.11	添付資料3.2.5	

7日間における水源の対応について
（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

1. 水源に関する評価

① 淡水源（有効水量）

・代替淡水貯槽：約4,300m^3

2. 水使用パターン

① 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却

原子炉圧力容器破損後，代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器圧力が低下傾向に転じた後は，格納容器圧力0.465MPa[gage]到達で冷却開始，0.400MPa[gage]で停止の操作を継続する。

② 常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）注水

原子炉圧力容器破損後，代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）注水を実施する。その後，ペデスタル（ドライウェル部）に落下した溶融炉心を冠水維持させるため，格納容器下部水位2.25m以下でペデスタル（ドライウェル部）注水を開始，2.75m到達で停止の操作を継続する。

3. 時間評価

格納容器冷却等によって，代替淡水貯槽の水量は減少する。

事象発生90分後までに代替循環冷却系による格納容器除熱を実施し，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却等を停止するため，代替淡水貯槽の水量の減少は停止する。

この間の代替淡水貯槽の使用水量は合計約380m^{3}である。

・運用の相違

【柏崎6/7，東海第二】

島根2号炉は可搬型設備によりペデスタル注水を実施する。

・評価結果の相違

【柏崎6/7，東海第二】

・解析条件の相違

【柏崎6/7】

島根2号炉は，事象発生後から必要な可搬型設備を準備し，使用することを想定。

島根原子力発電所　2号炉	備　考
添付資料3.2.5	

7日間における水源の対応について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

○水源

輪谷貯水槽（西）※：7,000m^3

※設置許可基準規則56条【解釈】1b)項を満足するための代替淡水源（措置）

○水使用パターン

①格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペデスタル注水

原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達した時点で開始し，ペデスタル水位2.4m（注水量225m^3）到達後停止

②ペデスタル代替注水系（可搬型）によるペデスタル注水

原子炉圧力容器破損以降，崩壊熱相当に余裕を見た量で注水

○時間評価

事象発生12時間までは輪谷貯水槽（西）を水源としてペデスタル注水を実施するため，輪谷貯水槽（西）水位は減少する。事象発生後約10時間後から，サプレッション・チェンバのプール水を水源とした残留熱代替除去系の運転を実施する。

○水源評価結果

時間評価の結果から輪谷貯水槽（西）が枯渇することはない。また，7日間の対応を考慮すると，約600m^{3}必要となり，十分に水量を確保しているため対応可能である。

225m^3＋（55m^3/h×4.6h）＋（35^3/h×2h）≒600m^3

7日間における水源の対応について(高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱)

○水源

復水貯蔵槽水量：約1,700m^3

淡水貯水池：約18,000m^3

○水使用パターン

①格納容器下部注水

原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達した時点で開始(90m^3/hで2時間)

原子炉圧力容器破損後は崩壊熱相当で注水。

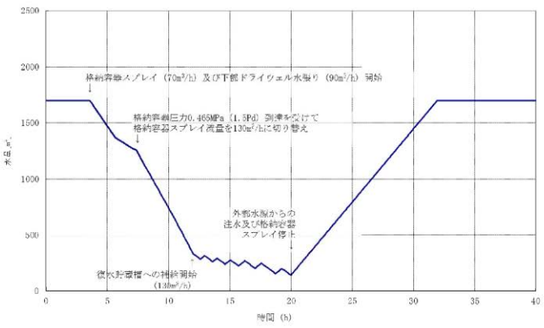
②代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ

原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達した時点で開始(70m^3/h)。

原子炉圧力容器破損以降，465kPa[gage]に到達以降は130m^3/h以上で注水。

③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送

事象発生12時間後から可搬型代替注水ポンプ（A-2級）4台を用いて130m^3/hで淡水貯水池の水を復水貯蔵槽へ給水する。



○時間評価(右上図)

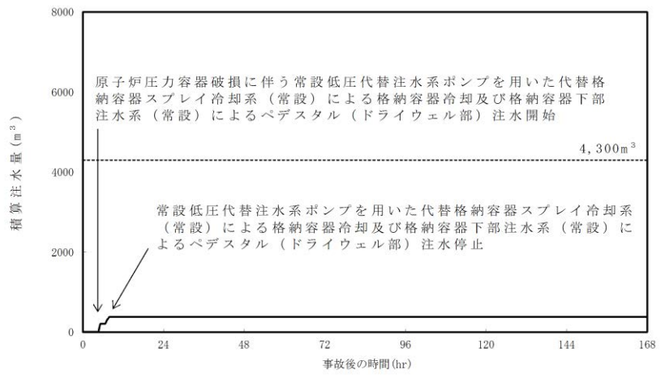
事象発生12時間までは復水貯蔵槽を水源として格納容器下部注水及び格納容器スプレイを実施するため，復水貯蔵槽水量は減少する。事象発生12時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため，水量の減少割合は低下する。事象発生約20.5時間後以降は，サプレッション・チェンバのプール水を水源とした代替循環冷却系の運転を実施することにより水量の減少は停止する。

○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また，7日間の対応を考慮すると，6号及び7号炉のそれぞれで約2,700m^{3}必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると，約5,400m^{3}必要とされる。各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m^{3}及び淡水貯水池に約18,000m^{3}の水を保有することから，6号及び7号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量を確保可能であり，安定して冷却を継続することが可能である

添付資料3.2.5

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



第１図　外部水源による積算注水量

（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

4.　水源評価結果

時間評価の結果から，７日間の対応において合計約 380m³の水が必要となるが，代替淡水貯槽に約 4,300m³の水を保有することから必要水量を確保している。このため，安定して冷却を継続することが可能である。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）

添付資料 3.2.6

7 日間における燃料の対応について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

プラント状況：6 号及び 7 号炉運転中，1～5 号炉停止中。
事象：高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱及び全交流動力電源喪失を想定。
なお，当プラントでは格納容器破損防止対策の有効性評価上，6 号及び 7 号炉を想定。
　　なお，当プラントでは格納容器破損防止対策の有効性評価上，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
	事象発生前後～事象発生後 7 日間			
7 号炉	非常用ディーゼル発電機 3 台起動，※1 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,498L/h×24h×7 日×3 台＝752,472L	低木野蔵標格水用　可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）4 台起動， 21L/h×24h×7 日×4 台＝14,112L	代替原子炉補機冷却系専用の大容量送水車（熱交換器ユニット用） 2 台起動， （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 110L/h×24h×7 日×2 台＝36,960L	7 日間の 軽油消費量 約 816kL	7 日間対応可能。
6 号炉	非常用ディーゼル発電機 3 台起動，※1 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,498L/h×24h×7 日×3 台＝752,472L	低木野蔵標格水用　可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）1 台起動， 21L/h×24h×7 日×1 台＝3,528L	代替原子炉補機冷却系専用の大容量送水車（熱交換器ユニット用） 1 台起動， （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 65L/h×24h×7 日×1 台＝10,920L	7 日間の 軽油消費量 約 816kL	6 号炉は約 1,029kL（※3）であり，7 日間対応可能。
	事象発生前後～事象発生後 7 日間				
6 号炉	非常用ディーゼル発電機 3 台起動，※1 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,498L/h×24h×7 日×3 台＝752,472L	低木野蔵標格水用　可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）1 台起動， 21L/h×24h×7 日×1 台＝3,528L	代替原子炉補機冷却系専用の大容量送水車（熱交換器ユニット用） 1 台起動， （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 65L/h×24h×7 日×1 台＝10,920L	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），7 日間対応可能。
	事象発生直後～事象発生後 7 日間				
1 号炉	非常用ディーゼル発電機 2 台起動，※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,870L/h×24h×7 日×2 台＝631,344L			7 日間の 軽油消費量 約 632kL	2 号炉軽油タンク容量は約 632kL（※3），7 日間対応可能。
2 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間				
	非常用ディーゼル発電機 2 台起動，※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,870L/h×24h×7 日×2 台＝631,344L			7 日間の 軽油消費量 約 632kL	3 号炉軽油タンク容量は約 632kL（※3），7 日間対応可能。
3 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間				
	非常用ディーゼル発電機 2 台起動，※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,870L/h×24h×7 日×2 台＝631,344L			7 日間の 軽油消費量 約 632kL	4 号炉軽油タンク容量は約 632kL（※3），7 日間対応可能。
4 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間				
	非常用ディーゼル発電機 2 台起動，※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,870L/h×24h×7 日×2 台＝631,344L			7 日間の 軽油消費量 約 632kL	5 号炉軽油タンク容量は約 632kL（※3），7 日間対応可能。
5 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間				
	非常用ディーゼル発電機 2 台起動，※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,870L/h×24h×7 日×2 台＝631,344L			7 日間の 軽油消費量 約 632kL	1～7 号炉軽油タンク及び 7 号炉タンク（※4）容量合計は約 4,956kL であり，7 日間対応可能。
	事象発生直後～事象発生後 7 日間				
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			7 日間の 軽油消費量 約 136kL	

※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，保守的ディーゼル発電機 3 台を起動させて評価した。
※2 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は 1 台であるが，保守的ディーゼル発電機 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 3.2.12

7日間における燃料の対応について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

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

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

島根原子力発電所　２号炉

添付資料 3.2.6

７日間における燃料の対応について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

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

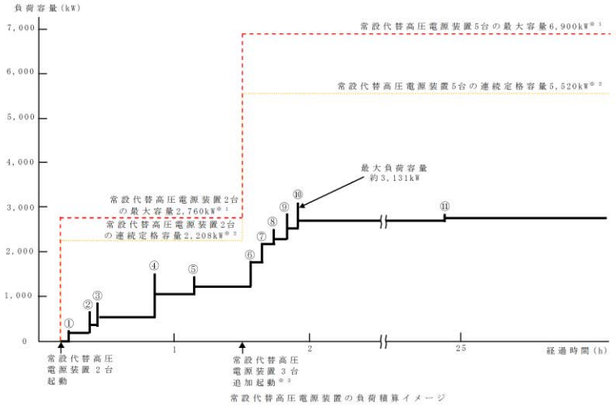
時系列	合計	判定
ガスタービン発電機　１台起動 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 2.09m³/h×24h×７日×１台＝351.12m³	７日間の 軽油消費量 約 423m³	ガスタービン発電機用軽油タンクの容量は約 450m³ であり，７日間対応可能
大量送水車　１台起動 0.0652m³/h×24h×７日×１台＝10.9536m³		
大型送水ポンプ車　１台起動 0.31m³/h×24h×７日×１台＝52.08m³		
可搬式窒素供給装置　１台起動 0.036 m³/h×24h×７日×１台＝6.048m³		
緊急時対策所用発電機　１台 0.0469 m³/h×24h×７日×１台＝7.8792m³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

備考

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

・評価結果の相違
【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
資料なし	添付資料 3.2.13 常設代替交流電源設備の負荷 （高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱） 主要負荷リスト　【電源設備：常設代替高圧電源装置】 （表・図は下記）	添付資料 3.2.7 常設代替交流電源設備の負荷（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱） 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 （表・図は下記）	・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，必要負荷に対して常設代替交流電源設備にて電源供給を行う。 ・設備設計の相違 【東海第二】 常設代替交流電源設備から電源供給が必要となる負荷が異なる。

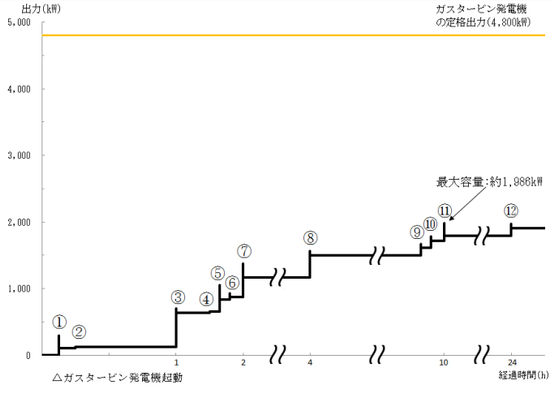


常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

起動順序	主要機器名称	負荷容量(kW)	負荷起動時の最大負荷容量(kW)	定常時の連続最大負荷容量(kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷	約 120 約 97	約 245	約 217
②	常設低圧代替注水系ポンプ	約 190	約 702	約 407
③	常設低圧代替注水系ポンプ	約 190	約 892	約 597
④	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約510 約4	約 1,579	約 1,111
⑤	代替燃料プール冷却系ポンプ	約140	約 1,468	約 1,251
⑥	非常用母線２Ｃ自動起動負荷 ・直流125V充電器Ａ ・非常用照明※4 ・120／240V計装用主母線盤２Ａ ・その他必要な負荷 ・その他不要な負荷※4	約 79 約 108 約 134 約 14 約 234	約 1,833	約 1,820
⑦	非常用母線２Ｄ自動起動負荷 ・直流125V充電器Ｂ ・非常用照明※4 ・120／240V計装用主母線盤２Ｂ ・その他不要な負荷※4	約 60 約 86 約 134 約 135	約 2,240	約 2,235
⑧	非常用ガス再循環系排風機 非常用ガス処理系排風機 その他必要な負荷 停止負荷	約55 約8 約95 約－52	約 2,529	約 2,341
⑨	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 2,918	約 2,577
⑩	蓄電池室排気ファン その他必要な負荷	約8 約154	約 3,131	約 2,739
⑪	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約 2,848	約 2,769

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

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 512	約 707	約 641
④	格納容器水素濃度（ＳＡ），格納容器酸素濃度（ＳＡ）監視設備	約 20	約 661	約 661
⑤	B-中央制御室送風機	約 180	約 1,056	約 841
⑥	B-中央制御室非常用再循環送風機	約 30	約 933	約 871
⑦	B-中央制御室冷凍機	約 300	約 1,373	約 1,171
⑧	充電器，非常用照明，非常用ガス処理系他（C 系高圧母線自動投入負荷）	約 329	約 1,562	約 1,500
⑨	A-淡水ポンプ（移動式代替熱交換設備）	約 110	約 1,670	約 1,610
⑩	B-淡水ポンプ（移動式代替熱交換設備）	約 110	約 1,780	約 1,720
⑪	残留熱代替除去ポンプ	約 75	約 1,986	約 1,795
⑫	B-燃料プール冷却水ポンプ	約 110	約 1,970	約 1,905



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

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

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用 3.3.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策 (1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態 格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に至る可能性のあるプラント損傷状態は，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，TQUV，TQUX，LOCA，長期 TB，TBU 及び TBP である。	3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用 3.3.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策 (1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態 格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に至る可能性のあるプラント損傷状態は，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，ＴＱＵＶ，ＴＱＵＸ，ＬＯＣＡ，長期ＴＢ，ＴＢＵ，ＴＢＰ及びＴＢＤである。	3.3　原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用 3.3.1　格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策 (1)　格納容器破損モード内のプラント損傷状態 格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に至る可能性のあるプラント損傷状態は，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，ＴＱＵＶ，ＴＱＵＸ及びＬＯＣＡである。	・評価条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 PRA により抽出されるプラント損傷状態の相違。
(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方 格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」では，発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失事故（LOCA）又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，緩和措置がとられない場合には，溶融炉心と原子炉圧力容器外の水が接触して一時的な格納容器圧力の急上昇が生じ，このときに発生するエネルギが大きい場合に構造物が破壊され原子炉格納容器の破損に至る。 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による水蒸気爆発事象については，これまでに実ウランを用いて種々の実験が行われている。水蒸気爆発は，溶融炉心が水中に落下し，細粒化して分散する際に蒸気膜を形成し，そこに何らかの外乱が加わることによって蒸気膜が崩壊した際に，瞬時の圧力伝播を生じ，大きなエネルギを発生させる事象である。細粒化した溶融炉心を覆う蒸気膜には安定性があり，何らかの外乱がなければ蒸気膜の崩壊は起こりにくいという知見が実験等により得られている。原子炉格納容器下部に張られた水は準静的であり，外乱が加わる要素は考えにくい。このことから，実機において水蒸気爆発に至る可能性は極めて小さいと考えられる。 （添付資料 3.3.1，3.3.2） また，水蒸気爆発とは別に，溶融炉心から原子炉冷却材への伝熱によって水蒸気が発生することに伴う急激な格納容器	(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方 格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」では，発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失事故（ＬＯＣＡ）又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，緩和措置がとられない場合には，溶融炉心と原子炉圧力容器外の水が接触して一時的な格納容器圧力の急上昇が生じ，このときに発生するエネルギが大きい場合に構造物が破壊され格納容器の破損に至る。 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による水蒸気爆発事象については，これまでに実ウランを用いて種々の実験が行われている。水蒸気爆発は，溶融炉心が水中に落下し，細粒化して分散する際に蒸気膜を形成し，そこに何らかの外乱が加わることによって蒸気膜が崩壊した際に，瞬時の圧力伝播を生じ，大きなエネルギを発生させる事象である。細粒化した溶融炉心を覆う蒸気膜には安定性があり，何らかの外乱がなければ蒸気膜の崩壊は起こりにくいという知見が実験等により得られている。ペデスタル（ドライウェル部）に張られた水は準静的であり，外乱が加わる要素は考えにくい。このことから，実機において水蒸気爆発に至る可能性は極めて小さいと考えられる。 （添付資料 3.3.1，3.3.2，3.3.3，3.3.4，3.3.5） また，水蒸気爆発とは別に，溶融炉心から原子炉冷却材への伝熱によって水蒸気が発生することに伴う急激な格納容器	(2)　格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方 格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」では，発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失事故（ＬＯＣＡ）が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，緩和措置がとられない場合には，溶融炉心と原子炉圧力容器外の水が接触して一時的な格納容器圧力の急上昇が生じ，このときに発生するエネルギが大きい場合に構造物が破壊され原子炉格納容器の破損に至る。 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による水蒸気爆発事象については，これまでに実ウランを用いて種々の実験が行われている。水蒸気爆発は，溶融炉心が水中に落下し，細粒化して分散する際に蒸気膜を形成し，そこに何らかの外乱が加わることによって蒸気膜が崩壊した際に，瞬時の圧力伝播を生じ，大きなエネルギを発生させる事象である。細粒化した溶融炉心を覆う蒸気膜には安定性があり，何らかの外乱がなければ蒸気膜の崩壊は起こりにくいという知見が実験等により得られている。ペデスタルに張られた水は準静的であり，外乱が加わる要素は考えにくい。このことから，実機において水蒸気爆発に至る可能性は極めて小さいと考えられる。 （添付資料 3.3.1，3.3.2） また，水蒸気爆発とは別に，溶融炉心から原子炉冷却材への伝熱によって水蒸気が発生することに伴う急激な格納容器	・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
圧力の上昇（以下「圧力スパイク」という。）が発生する。 上記のとおり，現実的には水蒸気爆発が発生する可能性は極めて小さいと考えられることから，本評価では，圧力スパイクについてその影響を評価する。 したがって，本格納容器破損モードでは，原子炉格納容器を冷却及び除熱し，溶融炉心から原子炉格納容器下部の水への伝熱による，水蒸気発生に伴う格納容器圧力の上昇を抑制することにより，原子炉格納容器の破損を防止する。 また，溶融炉心の落下後は，格納容器下部注水系（常設）によって溶融炉心を冷却するとともに，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を実施する。その後，代替循環冷却系又は格納容器圧力逃がし装置によって原子炉格納容器の圧力及び温度を低下させる。 なお，本格納容器破損モードの有効性評価を実施する上では，重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定し，原子炉圧力容器破損に至るものとする。	圧力の上昇（以下「圧力スパイク」という。）が発生する。 上記のとおり，現実的には水蒸気爆発が発生する可能性は極めて小さいと考えられることから，本評価では，圧力スパイクについてその影響を評価する。 したがって，本格納容器破損モードでは，格納容器を冷却及び除熱し，溶融炉心からペデスタル（ドライウェル部）の水への伝熱による，水蒸気発生に伴う格納容器圧力の上昇を抑制することにより，格納容器の破損を防止する。 また，溶融炉心の落下後は，格納容器下部注水系（常設）によって溶融炉心を冷却するとともに，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。その後，代替循環冷却系又は格納容器圧力逃がし装置によって格納容器の圧力及び雰囲気温度を低下させる。 さらに，格納容器内における水素燃焼を防止するため，格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が可燃領域に至るまでに，格納容器内へ窒素を注入することによって，格納容器の破損を防止する。 なお，本格納容器破損モードの有効性評価を実施する上では，原子炉圧力容器破損までは重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定し，原子炉圧力容器破損に至るものとする。一方，本格納容器破損モードに対しては，原子炉圧力容器破損後の格納容器破損防止のための重大事故等対策の有効性についても評価するため，原子炉圧力容器破損後は重大事故等対策に係る手順に基づきプラント状態を評価することとする。したがって本評価では，原子炉圧力容器破損後も原子炉圧力容器内に残存する放射性物質の冷却のために原子炉に注水する対策及び手順を整備することから，これを考慮した有効性評価を実施することとする。	圧力の上昇（以下「圧力スパイク」という。）が発生する。 上記のとおり，現実的には水蒸気爆発が発生する可能性は極めて小さいと考えられることから，本評価では，圧力スパイクについてその影響を評価する。 したがって，本格納容器破損モードでは，原子炉格納容器を冷却及び除熱し，溶融炉心からペデスタルの水への伝熱による，水蒸気発生に伴う格納容器圧力の上昇を抑制することにより，原子炉格納容器の破損を防止する。 また，溶融炉心の落下後は，ペデスタル代替注水系（可搬型）によって溶融炉心の冷却を実施する。その後，残留熱代替除去系又は格納容器フィルタベント系によって原子炉格納容器の圧力及び温度を低下させる。 さらに，原子炉格納容器内における水素燃焼を防止するため，原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が可燃領域に至るまでに，原子炉格納容器内へ窒素を注入することによって，原子炉格納容器の破損を防止する。 なお，本格納容器破損モードの有効性評価を実施する上では，重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定し，原子炉圧力容器破損に至るものとする。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，可燃性ガス濃度の制御は SA 設備である可搬式窒素供給装置による窒素封入を実施することとしている。 ・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，シナリオの想定として，原子炉圧力容器破損後も原子炉圧力容器内を冷却するための原子炉注水が実施できないものとしている。
(3) 格納容器破損防止対策 格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」で想定される事故シーケンスでは，原子炉格納容器下部への溶融炉心落下を想定する。この状況では，原子炉格納容器下部における「溶融炉心・コンクリート相互作用」を緩和する観点から，溶融炉心落下前に格納容器下部注水系（常設）による原子炉格納容器下部への水張りを行うことから，溶融炉心落下時には原子炉格納容器下部に水が張られた状態を想定する。なお，この水張り深さは，「原子炉圧力容	(3) 格納容器破損防止対策 格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」で想定される事故シーケンスでは，ペデスタル（ドライウェル部）への溶融炉心落下を想定する。この状況では，ペデスタル（ドライウェル部）には通常運転時から約 1m の水位が形成されており，ペデスタル（ドライウェル部）における「溶融炉心・コンクリート相互作用」を緩和する観点から，溶融炉心落下前に格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）水位の確保を行うことから，	(3) 格納容器破損防止対策 格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」で想定される事故シーケンスでは，ペデスタルへの溶融炉心落下を想定する。この状況では，ペデスタルにおける「溶融炉心・コンクリート相互作用」を緩和する観点から，溶融炉心落下前に格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペデスタルへの水張りを行うことから，溶融炉心落下時にはペデスタルに水が張られた状態を想定する。なお，この水張り深さは，「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相	・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，事故時に原子炉圧力容器破損の徴候によりペデスタルに

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
器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に伴う圧力スパイクの発生を仮定した場合の影響を小さく抑えつつ，「溶融炉心・コンクリート相互作用」の緩和効果に期待できる深さを考慮して約 2m としている。	溶融炉心落下時にはペデスタル（ドライウェル部）に水が張られた状態を想定する。なお，この水位は，「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に伴う圧力スパイクの発生を仮定した場合の影響を小さく抑えつつ，「溶融炉心・コンクリート相互作用」の緩和効果に期待できる深さを考慮して 1m としている。	互作用」に伴う圧力スパイクの発生を仮定した場合の影響を小さく抑えつつ，「溶融炉心・コンクリート相互作用」の緩和効果に期待できる深さを考慮して 2.4m としている。	水張りをする運用としている。 ・運用の相違 【柏崎 6/7,東海第二】 初期水張り深さの相違
また，その後の格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却手段及び代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱手段又は格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱手段を整備する。なお，これらの原子炉圧力容器破損以降の格納容器過圧・過温に対応する手順及び重大事故等対策は「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」と同じである。	また，その後の格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制する観点から，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段，緊急用海水系による冷却水（海水）の確保手段及び代替循環冷却系による格納容器除熱手段又は格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備し，長期的な格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する観点から，可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入手段を整備する。	また，その後の格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から，残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱手段又は格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱手段を整備する。なお，これらの原子炉圧力容器破損以降の格納容器過圧・過温に対応する手順及び重大事故等対策は「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」と同じである。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7,東海第二】 ・整理方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，原子炉圧力容器破損以降のマネジメントは「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に記載の対応と同じである旨を記載している。
本格納容器破損モードに至るまでの事象進展への対応，本格納容器破損モードによる原子炉格納容器の破損防止及び原子炉格納容器の破損を防止した以降の対応を含めた一連の重大事故等対策の概要は，「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の 3.2.1(3)の a.から j.に示している。このうち，本格納容器破損モードに対する重大事故等対策は，「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の 3.2.1(3)に示す g.及び h.である。なお，g.の原子炉格納容器下部への注水は，原子炉格納容器下部における「溶融炉心・コンクリート相互作用」を緩和する観点から実施するものであるが，原子炉格納容器下部に溶融炉心が落下した際の「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」への影響も考慮して原子炉格納容器下部への注水量及び原子炉格納容器下部の水位を定めていることから，本格納容器破損モードの対策として整理した。 （添付資料 3.3.3）	本格納容器破損モードに至るまでの事象進展への対応，本格納容器破損モードによる格納容器の破損防止及び格納容器の破損を防止した以降の対応を含めた一連の重大事故等対策の概要は，「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の 3.2.1(3)のａ．からｇ．に示している。このうち，本格納容器破損モードに対する重大事故等対策は，「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の 3.2.1.(3)に示すｉ．及びｋ．である。なお，ｉ．の格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）水位の確保は，ペデスタル（ドライウェル部）における「溶融炉心・コンクリート相互作用」を緩和する観点から実施するものであるが，ペデスタル（ドライウェル部）に溶融炉心が落下した際の「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」への影響も考慮してペデスタル（ドライウェル部）の水位を定めていることから，本格納容器破損モードの対策として整理した。	本格納容器破損モードに至るまでの事象進展への対応，本格納容器破損モードによる原子炉格納容器の破損防止及び原子炉格納容器の破損を防止した以降の対応を含めた一連の重大事故等対策の概要は，「3.2　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の 3.2.1(3)の a.から k.に示している。このうち，本格納容器破損モードに対する重大事故等対策は，「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の 3.2.1(3)に示す f.及び g.である。なお，g.のペデスタルへの注水は，ペデスタルにおける「溶融炉心・コンクリート相互作用」を緩和する観点から実施するものであるが，ペデスタルに溶融炉心が落下した際の「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」への影響も考慮してペデスタルへの注水量及びペデスタルの水位を定めていることから，本格納容器破損モードの対策として整理した。 （添付資料 3.3.3）	・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，格納容器代替スプレイ系（可搬型）にてペデスタルへ初期水張りを行い，ペデスタル水位に応じて停止する手順としている。

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
本格納容器破損モードに至るまでの事象進展への対応，本格納容器破損モードによる原子炉格納容器の破損防止及び原子炉格納容器の破損を防止した以降の対応を含めた一連の重大事故等対策の概略系統図は「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に示す第 3.2.1 図から第 3.2.4 図である。このうち，本格納容器破損モードの重大事故等対策の概略系統図は第 3.2.2 図及び第 3.2.3 図である。本格納容器破損モードに対応する手順及び必要な要員と作業項目は「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」と同じである。	本格納容器破損モードに至るまでの事象進展への対応，本格納容器破損モードによる格納容器の破損防止及び格納容器の破損を防止した以降の対応を含めた一連の重大事故等対策の概略系統図は「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に示す第 3.2－1 図である。このうち，本格納容器破損モードの重大事故等対策の概略系統図は第 3.2－1 図（2／5）及び第 3.2－1 図（3／5）である。本格納容器破損モードに対応する手順及び必要な要員と作業項目は「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」と同じである。	本格納容器破損モードに至るまでの事象進展への対応，本格納容器破損モードによる原子炉格納容器の破損防止及び原子炉格納容器の破損を防止した以降の対応を含めた一連の重大事故等対策の概略系統図は「3.2　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に示す第 3.2.1-1(1)図から第 3.2.1-1(3)図である。このうち，本格納容器破損モードの重大事故等対策の概略系統図は「3.2　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に示す第 3.2.1-1(2)図である。本格納容器破損モードに対応する手順及び必要な要員と作業項目は「3.2　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」と同じである。	
3.3.2 格納容器破損防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，プラント損傷状態を TQUV とし，事象進展が早く炉心損傷までの時間余裕の観点で厳しい過渡事象を起因事象とし，逃がし安全弁再閉失敗を含まない，「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗（＋FCI 発生）」である。ここで，逃がし安全弁再閉失敗を含まない事故シーケンスとした理由は，プラント損傷状態が TQUV であるため，事故対応に及ぼす逃がし安全弁再閉の成否の影響は小さいと考え，発生頻度の観点で大きい事故シーケンスを選定したためである。 また，「1.2.2.1(3)c．原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に示すとおり，プラント損傷状態の選定では，水蒸気爆発に対する条件設定の厳しさを考慮し，溶融炉心の内部エネルギの観点でより厳しいと考えられる TQUV を選定した。一方，プラント損傷状態を LOCA とする場合，事象発生直後から原子炉冷却材が原子炉格納容器内に流出するため原子炉圧力容器破損までの時間が短くなる。この時の圧力スパイクへの影響については，解析条件のうち初期条件の不確かさとして評価する。	3.3.2 格納容器破損防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，プラント損傷状態をＴＱＵＶとし，事象進展が早く炉心損傷までの時間余裕の観点で厳しい過渡事象を起因事象とし，逃がし安全弁再閉失敗を含まない，「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗（＋ＦＣＩ（ペデスタル））」である。ここで，逃がし安全弁再閉失敗を含まない事故シーケンスとした理由は，プラント損傷状態がＴＱＵＶであるため，事故対応に及ぼす逃がし安全弁再閉の成否の影響は小さいと考え，発生頻度の観点で大きい事故シーケンスを選定したためである。 また，「1.2.2.1(3)ｃ．原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に示すとおり，プラント損傷状態の選定では，水蒸気爆発に対する条件設定の厳しさを考慮し，溶融炉心の内部エネルギの観点でより厳しいと考えられるＴＱＵＶを選定した。一方，プラント損傷状態をＬＯＣＡとする場合，事象発生直後から原子炉冷却材が格納容器内に流出するため原子炉圧力容器破損までの時間が短くなる。このときの圧力スパイクへの影響については，解析条件のうち事故条件の不確かさとして評価する。 さらに，本評価事故シーケンスにおいては，電源の復旧，注水機能の確保等，必要となる事故対処設備が多く，格納容器への注水・除熱を実施するまでの対応時間を厳しく評価する観点から，全交流動力電源喪失の重畳を考慮する。	3.3.2　格納容器破損防止対策の有効性評価 (1)　有効性評価の方法 本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，プラント損傷状態をＴＱＵＶとし，事象進展が早く炉心損傷までの時間余裕の観点で厳しい過渡事象を起因事象とし，逃がし安全弁再閉失敗を含まない，「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋炉心損傷後の原子炉注水（重大事故等対策を含む）失敗＋ＦＣＩ発生」である。ここで，逃がし安全弁再閉失敗を含まない事故シーケンスとした理由は，プラント損傷状態がＴＱＵＶであるため，事故対応に及ぼす逃がし安全弁再閉の成否の影響は小さいと考え，発生頻度の観点で大きい事故シーケンスを選定したためである。 また，「1.2.2.1(3)ｃ．原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に示すとおり，プラント損傷状態の選定では，水蒸気爆発に対する条件設定の厳しさを考慮し，溶融炉心の内部エネルギの観点でより厳しいと考えられるＴＱＵＶを選定した。一方，プラント損傷状態をＬＯＣＡとする場合，事象発生直後から原子炉冷却材が原子炉格納容器内に流出するため原子炉圧力容器破損までの時間が短くなる。この時の圧力スパイクへの影響については，解析条件のうち初期条件の不確かさとして評価する。 さらに，本評価事故シーケンスにおいては，電源の復旧，注水機能の確保等，必要となる事故対処設備が多く，原子炉格納容器への注水・除熱を実施するまでの対応時間を厳しく評価する観点から，全交流動力電源喪失の重畳を考慮する。	・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根２号炉は，本シナリオの評価において全交

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			流動力電源喪失の重畳を考慮する。
なお，本評価事故シーケンスは，「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」において有効性を評価したシーケンスと同様のシーケンスである。本格納容器破損モード及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」ではプラント損傷状態を TQUV とし，「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」ではプラント損傷状態を TQUX としており，異なるプラント損傷状態を選定している。しかしながら，どちらのプラント損傷状態であっても原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達した時点で逃がし安全弁の手動開操作によって原子炉を減圧する手順であり，原子炉減圧以降も，溶融炉心の挙動に従って一連の流れで生じる各格納容器破損モードを，定められた一連の手順に従って防止することとなる。このことから，これらの格納容器破損モードについては同様のシーケンスで評価する。	なお，本評価事故シーケンスは，「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」において有効性を評価したシーケンスと同様のシーケンスである。本格納容器破損モード及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」ではプラント損傷状態をＴＱＵＶとし，「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」ではプラント損傷状態をＴＱＵＸとしており，異なるプラント損傷状態を選定している。しかしながら，どちらのプラント損傷状態であっても原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の20%上の位置に到達した時点で逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動開操作によって原子炉を減圧する手順であり，原子炉減圧以降も，溶融炉心の挙動に従って一連の流れで生じる各格納容器破損モードを，定められた一連の手順に従って防止することとなる。このことから，これらの格納容器破損モードについては同様のシーケンスで評価する。	なお，本評価事故シーケンスは，「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」において有効性を評価したシーケンスと同様のシーケンスである。本格納容器破損モード及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」ではプラント損傷状態をＴＱＵＶとし，「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」ではプラント損傷状態をＴＱＵＸとしており，異なるプラント状態を選定している。しかしながら，どちらのプラント損傷状態であっても原子炉水位が燃料棒有効長底部から燃料棒有効長の 20%上の位置に到達した時点で逃がし安全弁の手動開操作によって原子炉を減圧する手順であり，原子炉減圧以降も，溶融炉心の挙動に従って一連の流れで生じる各格納容器破損モードを，定められた一連の手順に従って防止することとなる。このことから，これらの格納容器破損モードについては同様のシーケンスで評価する。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 ジルコニウム－水反応が著しくなる前に減圧するという考え方は同じではあるが，感度解析結果の差異により，島根２号炉は，BAF+20%で原子炉減圧を実施する。
本評価事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション，構造材との熱伝達，原子炉圧力容器破損，原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉圧力容器外 FCI(溶融炉心細粒化)並びに原子炉圧力容器外 FCI(デブリ粒子熱伝達)が重要現象となる。	本評価事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流，炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション，構造材との熱伝達及び原子炉圧力容器破損，格納容器における格納容器各領域間の流動，炉心損傷後の格納容器における原子炉圧力容器外ＦＣＩ（溶融炉心細粒化）並びに原子炉圧力容器外ＦＣＩ（デブリ粒子熱伝達）が重要現象となる。	本評価事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション，構造材との熱伝達，原子炉圧力容器破損，原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉圧力容器外ＦＣＩ（溶融炉心細粒化）並びに原子炉圧力容器外ＦＣＩ（デブリ粒子熱伝達）が重要現象となる。	
よって，これらの現象を適切に評価することが可能であり，原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の熱水力モデルを備え，かつ，炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コード MAAP により格納容器圧力等の過渡応答を求める。 また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。	よって，これらの現象を適切に評価することが可能であり，原子炉圧力容器内及び格納容器内の熱水力モデルを備え，かつ，炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより格納容器圧力等の過渡応答を求める。 また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。	よって，これらの現象を適切に評価することが可能であり，原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の熱水力モデルを備え，かつ，炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コードＭＡＡＰにより格納容器圧力等の過渡応答を求める。 また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。	
(2) 有効性評価の条件 本評価事故シーケンスの有効性評価の条件は，「3.2 高圧	(2) 有効性評価の条件 本評価事故シーケンスの有効性評価の条件は，「3.2 高圧	(2) 有効性評価の条件 本評価事故シーケンスの有効性評価の条件は，「3.2 高圧	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の条件と同じである。 (3) 有効性評価の結果 本評価事故シーケンスにおける原子炉圧力及び原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移を第 3.3.1 図及び第 3.3.2 図に，格納容器圧力，格納容器温度，原子炉格納容器下部の水位及び注水流量の推移を第 3.3.3 図から第 3.3.6 図に示す。 ａ．事象進展 事象進展は「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」と同じである。 ｂ．評価項目等 圧力スパイクによって原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値は，約0.51MPa[gage]に抑えられる。原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は，原子炉格納容器の限界圧力0.62MPa[gage]を下回るため，原子炉格納容器バウンダリの機能は維持される。 圧力スパイクによって原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値は，約146℃に抑えられる。原子炉格納容器バウンダリにかかる温度は，原子炉格納容器の限界温度の200℃を下回るため，原子炉格納容器バウンダリの機能は維持される。 本評価では，「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(5)の評価項目について，格納容器圧力をパラメータとして対策の有効性を確認した。なお，「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(4)及び(8)の評価項目の評価結果については「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にて評価項目を満足することを確認している。また，原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心及び原子炉格納容器の安定状態維持については「3.5溶融炉心・コンクリート相互作用」にて確認している。	溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の条件と同じである。 (3) 有効性評価の結果 本評価事故シーケンスにおける格納容器圧力及び格納容器雰囲気温度の推移を第3.3－1図及び第3.3－2図に示す。 ａ．事象進展 事象進展は「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」と同じである。 ｂ．評価項目等 圧力スパイク（約1分間の溶融炉心落下）によって格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値は，約0.22MPa［gage］に抑えられる。格納容器バウンダリにかかる圧力は，格納容器の限界圧力0.62MPa［gage］を下回るため，格納容器バウンダリの機能は維持される。 圧力スパイクによって格納容器バウンダリにかかる温度の最大値は，約118℃に抑えられる。格納容器バウンダリにかかる温度は，格納容器の限界温度の200℃を下回るため，格納容器バウンダリの機能は維持される。 本評価では，「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(5)の評価項目について，格納容器圧力をパラメータとして対策の有効性を確認した。なお，「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(4)及び(8)の評価項目の評価結果については「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にて評価項目を満足することを確認している。また，原子炉圧力容器が破損する場合における「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)，(6)，(7)の評価項目の評価結果並びにペデスタル（ドライウェル部）に落下した溶融炉心及び格納容器の安定状態維持については	溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の条件と同じである。 (3) 有効性評価の結果 本評価事故シーケンスにおける原子炉圧力及び原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移を第 3.3.2－1(1)図及び第 3.3.2－1(2)図に，格納容器圧力，格納容器温度，ペデスタルの水位及び注水流量の推移を第 3.3.2－1(3)図から第 3.3.2－1(6)図に示す。 ａ．事象進展 事象進展は「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」と同じである。 ｂ．評価項目等 圧力スパイクによって原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値は，約193kPa[gage]に抑えられる。原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は，原子炉格納容器の限界圧力853kPa[gage]を下回るため，原子炉格納容器バウンダリの機能は維持される。 圧力スパイクによって原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値は，約123℃に抑えられる。原子炉格納容器バウンダリにかかる温度は，原子炉格納容器の限界温度の200℃を下回るため，原子炉格納容器バウンダリの機能は維持される。 本評価では，「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(5)の評価項目について，格納容器圧力をパラメータとして対策の有効性を確認した。なお，「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(4)及び(8)の評価項目の評価結果については「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にて評価項目を満足することを確認している。また，ペデスタルに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器の安定状態維持については「3.5溶融炉心・コンクリート相互作用」にて確認している。	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉（Mark-Ⅰ改）と柏崎 6/7（ABWR），東海第二（Mark-Ⅱ）の最高使用圧力の相違。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・整理方針の相違 【東海第二】 各格納容器破損モードで確認対象とする評価項

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」にて確認している。		目の相違。
（添付資料 3.5.1）	（添付資料3.2.8）	（添付資料 3.5.1）	
3.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」では，重大事故等対処設備を含む全ての原子炉注水機能が喪失して炉心損傷及び原子炉圧力容器破損に至り，溶融炉心が原子炉格納容器下部の水中に落下して大きいエネルギを発生することが特徴である。 また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象発生から12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，溶融炉心落下前の格納容器下部注水（常設）による水張り操作とする。	3.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」では，重大事故等対処設備を含む全ての原子炉注水機能が喪失して炉心損傷及び原子炉圧力容器破損に至り，溶融炉心がペデスタル（ドライウェル部）の水中に落下して大きいエネルギを発生することが特徴である。 また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作及び代替循環冷却系による格納容器除熱操作とする。	3.3.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」では，重大事故等対処設備を含む全ての原子炉注水機能が喪失して炉心損傷及び原子炉圧力容器破損に至り，溶融炉心がペデスタルの水中に落下して大きいエネルギを発生することが特徴である。 また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペデスタルへの注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）とする。	・記載方針の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，事象発生から 12 時間までの操作ではなく，FCI 等の物理現象に対する対策のみ記載し，その操作の不確かさについての影響を確認している。
本評価事故シーケンスの有効性評価における現象の不確かさとしては，溶融炉心落下速度，細粒化量，プール水とデブリ粒子の伝熱が挙げられる。 本評価事故シーケンスの評価では，溶融炉心落下速度，細粒化量の不確かさに対してエントレインメント係数を変化させた場合の影響評価を実施する。 なお，プール水とデブリ粒子の伝熱の不確かさに対してデブリ粒子径を変化させた場合の本格納容器破損モードに対する影響は小さいことを確認している。 エントレインメント係数を変化させた場合の影響評価の結果，運転員等操作時間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小さいことを確認している。	本評価事故シーケンスの有効性評価における現象の不確かさとしては，溶融炉心落下速度，細粒化量及びプール水とデブリ粒子の伝熱が挙げられる。 本評価事故シーケンスの評価では，溶融炉心落下速度，細粒化量の不確かさに対して，エントレインメント係数を変化させた場合の影響評価を実施する。なお，プール水とデブリ粒子の伝熱の不確かさに対してデブリ粒子径を変化させた場合の本格納容器破損モードに対する影響は小さいことを確認している。 エントレインメント係数を変化させた場合の影響評価の結果，運転員等操作時間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小さいことを確認している。	本評価事故シーケンスの有効性評価における現象の不確かさとしては，溶融炉心落下速度，細粒化量，プール水とデブリ粒子の伝熱が挙げられる。 溶融炉心落下速度及び細粒化量の不確かさに対して，エントレインメント係数を変化させた場合並びにプール水とデブリ粒子の伝熱の不確かさに対してデブリ粒子径を変化させた場合の本格納容器破損モードに対する影響は小さいことを確認している。	・記載方針の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 BWR プラント安全審査資料「重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」において，BWR-5 Mark-Ⅰ改良型格納容器プラントに対して，エントレインメント係数及びデブリ粒子径をパラメータとした感度解析を実施し，原子炉圧力

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
			容器外 FCI により生じる圧力スパイクへの感度が小さいことを確認している。
なお，これまでのFCI 実験の知見からは，一部の二酸化ウラン混合物を用いて実機条件よりも高い溶融物温度の条件のもとで実施された実験においてトリガなしで水蒸気爆発が発生している例が報告されているが，実機で想定される程度の溶融物の温度において実施された実験においてトリガなしで水蒸気爆発が発生している例は確認されていないことから，実機条件においては原子炉格納容器の損傷に至る大規模な原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用の発生の可能性は低いと推定される。	なお，これまでのＦＣＩ実験の知見からは，一部の二酸化ウラン混合物を用いて実機条件よりも高い溶融物温度の条件の下で実施された実験においてトリガなしで水蒸気爆発が発生している例が報告されているが，実機で想定される程度の溶融物の温度において実施された実験においてトリガなしで水蒸気爆発が発生している例は確認されていないことから，実機条件においては格納容器の損傷に至る大規模な原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用の発生の可能性は低いと推定される。	なお，これまでのＦＣＩ実験の知見からは，一部の二酸化ウラン混合物を用いて実機条件よりも高い溶融物温度の条件のもとで実施された実験においてトリガなしで水蒸気爆発が発生している例が報告されているが，実機で想定される程度の溶融物の温度において実施された実験においてトリガなしで水蒸気爆発が発生している例は確認されていないことから，実機条件においては原子炉格納容器の損傷に至る大規模な原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用の発生の可能性は低いと推定される。	
(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本評価事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。	(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本評価事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。	(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本評価事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは，「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。	
ａ．運転員等操作時間に与える影響 炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，TMI 事故についての再現性及びCORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間に対する感度は数分程度であり，影響は小さいことを確認している。 本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達した時点で原子炉格納容器下部への初期水張り操作を実施するが，炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく，炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行した際の原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇は急峻であることから，原子炉圧力容器下鏡部温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして，炉心モデル（炉心水位計算	ａ．運転員等操作時間に与える影響 炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，ＴＭＩ事故についての再現性及びＣＯＲＡ実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融開始時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間に対する感度は数分程度であり，影響は小さいことを確認している。 本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器温度（下鏡部）を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして，炉心モデル（炉心水位計	ａ．運転員等操作時間に与える影響 炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，ＴＭＩ事故についての再現性及びＣＯＲＡ実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融開始時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間に対する感度は数分程度であり，影響は小さいことを確認している。 本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器下鏡温度が300℃に到達した時点でペデスタルへの初期水張り操作を実施するが，炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく，炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行した際の原子炉圧力容器下鏡温度の上昇は急峻であることから，原子炉圧力容器下鏡温度を操作開始の起点としているペデスタルへの初期水張り操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして，炉心モデル（炉心水位計算	・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，原子炉圧力容器下鏡温度 300℃到達にてペデスタルへの注水操作を実施するため，不確かさの影響を記載している。

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
モデル）は，原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードSAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コードMAAP の評価結果の方が保守的であるものの，その差異は小さいことを確認していることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を1 割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できており，また，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルはTMI 事故についての再現性を確認している。また，炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。リロケーションの影響を受ける可能性がある操作としては，原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達した時点での原子炉格納容器下部への初期水張り操作があるが，炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく，炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行した際の原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇は急峻であることから，原子炉圧力容器下鏡部温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器破損の不確かさとして，制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に関する感度解析により最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える	算モデル）は，原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードＳＡＦＥＲの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードＭＡＡＰの評価結果の方が大きく，解析コードＳＡＦＥＲに対して保守的であるものの，その差異は小さいことを確認していることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 格納容器における格納容器各領域間の流動の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できており，また，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルはＴＭＩ事故についての再現性を確認している。また，炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器下鏡部（下鏡部）を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器破損の不確かさとして，制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に関する感度解析により最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える	モデル）は，原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードＳＡＦＥＲの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードＭＡＡＰの評価結果の方が大きく，解析コードＳＡＦＥＲに対して保守的であるものの，その差異は小さいことを確認していることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。 原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動の不確かさとして，格納容器モデル（原子炉格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できており，また，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルはＴＭＩ事故についての再現性を確認している。また，炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。リロケーションの影響を受ける可能性がある操作としては，原子炉圧力容器下鏡温度が300℃に到達した時点でのペデスタルへの初期水張り操作があるが，炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく，炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行した際の原子炉圧力容器下鏡温度の上昇は急峻であることから，原子炉圧力容器下鏡温度を操作開始の起点としているペデスタルへの初期水張り操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器破損の不確かさとして，制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に関する感度解析により最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える	・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，原子炉圧力容器下鏡温度 300℃到達にてペデスタルへの注水操作を実施するため，不確かさの影響を記載している。

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
影響はない。 炉心損傷後の原子炉格納容器における溶融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして，溶融炉心の細粒化モデルにおけるエントレインメント係数及びデブリ粒子径の感度解析により原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクを起点とした運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料 3.3.4） b．評価項目となるパラメータに与える影響 炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，TMI 事故についての再現性及びCORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，格納容器圧力挙動への影響は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして，炉心モデル（炉心水位計算モデル）は，原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードSAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コードMAAP の評価結果の方が保守的であるものの，その差異は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を1 割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに	影響はない。 炉心損傷後の格納容器における溶融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして，溶融炉心の細粒化モデルにおけるエントレインメント係数及びデブリ粒子径の感度解析により原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに与える影響は小さいことを確認している。 本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクを起点とした運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料 3.3.6） b．評価項目となるパラメータに与える影響 炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，ＴＭＩ事故についての再現性及びＣＯＲＡ実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，格納容器圧力挙動への影響は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして，炉心モデル（炉心水位計算モデル）は，原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードＳＡＦＥＲの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードＭＡＡＰの評価結果の方が大きく，解析コードＳＡＦＥＲに対して保守的であるものの，その差異は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 格納容器における格納容器各領域間の流動の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等， 実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目とな	影響はない。 炉心損傷後の原子炉格納容器における溶融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして，溶融炉心の細粒化モデルにおけるエントレインメント係数及びデブリ粒子径の感度解析により原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクを起点とした運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料3.3.4） b．評価項目となるパラメータに与える影響 炉心における燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，ＴＭＩ事故についての再現性及びＣＯＲＡ実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では，格納容器圧力挙動への影響は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして，炉心モデル（炉心水位計算モデル）は，原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードＳＡＦＥＲの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードＭＡＡＰの評価結果の方が大きく，解析コードＳＡＦＥＲに対して保守的であるものの，その差異は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動の不確かさとして，格納容器モデル（原子炉格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向を確認しているが，ＢＷＲの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパ	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
与える影響は小さい。 炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルはTMI 事故についての再現性を確認している。また，炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認しており，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による格納容器圧力上昇に与える影響はほぼないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器破損の不確かさとして，制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に関する感度解析により最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることを確認しているが，原子炉圧力容器破損（事象発生から約7 時間後）に対して早まる時間は僅かであることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 炉心損傷後の原子炉格納容器における溶融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして，エントレインメント係数について感度解析を行った結果，第3.3.7 図及び第3.3.8 図に示すとおり，エントレインメント係数を変化させた場合においても原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに与える影響は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料 3.3.4，3.3.5）	るパラメータに与える影響は小さい。 炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして，溶融炉心の挙動モデルはＴＭＩ事故についての再現性を確認している。また，炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認しており，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による格納容器圧力上昇に与える影響はほぼないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器破損の不確かさとして，制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に関する感度解析により最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることを確認しているが，原子炉圧力容器破損（事象発生から約 4.5 時間後）に対して早まる時間は僅かであることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 炉心損傷後の格納容器における溶融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして，溶融炉心の細粒化モデルにおけるエントレインメント係数及びデブリ粒子径の感度解析により，ＢＷＲ５，Ｍａｒｋ－Ⅰ改良型格納容器プラントにおいて，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに与える影響は小さいことを確認している。ＢＷＲ５，Ｍａｒｋ－Ⅱ型格納容器プラントである東海第二発電所においても原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに与える影響を確認するため，最も感度のあるエントレインメント係数について感度解析を行った結果，第 3.3－3 図及び第 3.3－4 図に示すとおり，エントレインメント係数を変化させた場合においても原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに与える影響は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料 3.3.6，3.3.7）	ラメータに与える影響は小さい。 炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして，溶融炉心挙動モデルはＴＭＩ事故についての再現性を確認している。また，炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認しており，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による格納容器圧力上昇に与える影響はほぼないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器破損の不確かさとして，制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に関する感度解析により最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることを確認しているが，原子炉圧力容器破損（事象発生から約5.4時間後）に対して早まる時間は僅かであることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 炉心損傷後の原子炉格納容器における溶融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして，エントレインメント係数及びデブリ粒子径の感度解析により，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに与える影響は小さいことを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料3.3.4，3.3.5）	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ・記載方針の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 BWR プラント安全審査資料「重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」において，BWR-5 Mark-Ⅰ改良型格納容器プラントに対して，エントレインメント係数及びデブリ粒子径をパラメータとした感度解析を実施し，原子炉圧力容器外 FCI により生じる圧力スパイクへの感度は小さいことを確認している。
(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	(2) 解析条件の不確かさの影響評価 ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件	(2) 解析条件の不確かさの影響評価 ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第3.2.2表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。	初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 3.2－2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。	初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第3.2.2-1表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。	
(a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉圧力容器破損に至るまでの事象進展は緩和されるが，操作手順（原子炉圧力容器下鏡部温度に応じて原子炉格納容器下部への初期水張り操作を実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	(a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd／t に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 31GWd／t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉圧力容器破損に至るまでの事象進展は緩和されるが，原子炉圧力容器温度（下鏡部）を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	(a)　運転員等操作時間に与える影響 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉圧力容器破損に至るまでの事象進展は緩和されるが，操作手順（原子炉圧力容器下鏡温度に応じてペデスタルへの初期水張り操作を実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	・実績値の相違 【東海第二】 島根２号炉の最確条件を記載。
初期条件の外部水源の温度は，解析条件の 50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃，事象開始 24 時間以降は 40℃）に対して最確条件は約 35℃～約 50℃であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，原子炉格納容器下部への注水温度が低くなり，原子炉圧力容器破損時の原子炉格納容器下部プール水温度が低くなるが，注水温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	初期条件の外部水源の温度は，解析条件の 35℃に対して最確条件は 35℃以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，ペデスタル（ドライウェル部）への注水温度が低くなるが，注水温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	初期条件の外部水源の温度は，解析条件の 35℃に対して最確条件は 31℃以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，ペデスタルへの注水温度が低くなり，原子炉圧力容器破損時のペデスタルのプール水温度が低くなるが，注水温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	・実績値の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉の最確条件を記載。
初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，サプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部，サプレッション・プール水位，格納容器圧力及び格納容器雰囲気温度は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，サプレッション・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	
事故条件の起因事象は，解析条件の不確かさとして，大破断 LOCA を考慮した場合，原子炉冷却材の放出量が増加することにより原子炉圧力容器破損に至るまでの事象進展は早まるが，操作手順（原子炉圧力容器下鏡部温度	事故条件の起因事象は，解析条件の不確かさとして，大破断ＬＯＣＡを考慮した場合，原子炉冷却材の放出量が増加することにより原子炉圧力容器破損に至るまでの事象進展は早まるが，原子炉圧力容器温度（下鏡部）を	事故条件の起因事象は，解析条件の不確かさとして，大破断ＬＯＣＡを考慮した場合，原子炉冷却材の放出量が増加することにより原子炉圧力容器破損に至るまでの事象進展は早まるが，操作手順（原子炉圧力容器下鏡温	・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
に応じて原子炉格納容器下部への初期水張りを実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料 3.3.4，3.3.6）	操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料 3.3.6，3.3.8）	度に応じてペデスタルへの初期水張りを実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。 （添付資料3.3.4，3.3.5）	【東海第二】
(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，溶融炉心の持つエネルギが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。	(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd／t に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 31GWd／t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，溶融炉心の持つエネルギが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。	(b)　評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，溶融炉心の持つエネルギが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。	・実績値の相違 【東海第二】 島根２号炉の最確条件を記載。
初期条件の外部水源の温度は，解析条件の 50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃，事象開始 24 時間以降は 40℃）に対して最確条件は約 35℃～約 50℃であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，原子炉格納容器下部への注水温度が低くなり，原子炉圧力容器破損時の原子炉格納容器下部プール水温度が低くなるが，原子炉格納容器下部プール水温度が低い場合は，顕熱によるエネルギの吸収量が多くなり，潜熱で吸収するエネルギが相対的に減少し，圧力スパイクに寄与する水蒸気発生量が低下することで格納容器圧力の上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	初期条件の外部水源の温度は，解析条件の 35℃に対して最確条件は 35℃以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，ペデスタル（ドライウェル部）への注水温度が低くなるが，ペデスタル（ドライウェル部）には通常運転時から約 1m の水位が形成されていることから外部水源の温度がペデスタル（ドライウェル部）のプール水に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに対する影響はない。	初期条件の外部水源の温度は，解析条件の 35℃に対して最確条件は 31℃以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，ペデスタルへの注水温度が低くなり，原子炉圧力容器破損時のペデスタルのプール水温度が低くなるが，ペデスタルのプール水温度が低い場合は，顕熱によるエネルギの吸収量が多くなり，潜熱で吸収するエネルギが相対的に減少し，圧力スパイクに寄与する水蒸気発生量が低下することで格納容器圧力の上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	・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。 ・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，原子炉圧力容器下鏡温度 300℃到達で屋外貯蔵槽水源によるペデスタル注水を実施することから外部水源の温度がペデスタルのプール水温度に影響がある旨を記載。
初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，サプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部，サプレッション・プール水位，格納容器圧力並びに格納容器雰囲気温度は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部，サプレッション・プール水位，格納容器圧力及び格納容器温度は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	
事故条件の起因事象は，原子炉圧力容器への給水はできないものとして給水流量の全喪失を設定している。事故条件について，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクを評価するにあたり，溶融炉心落下時の崩壊熱の影響を確認する観点から感度解析を実施した。感度解析は，事故シーケンスを「大破断	事故条件の起因事象は，原子炉圧力容器への給水はできないものとして給水流量の全喪失を設定している。事故条件について，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクを評価するに当たり，溶融炉心落下時の崩壊熱の影響を確認する観点から感度解析を実施した。感度解析は，事故シーケンスを「大破断Ｌ	事故条件の起因事象は，原子炉圧力容器への給水はできないものとして給水流量の全喪失を設定している。事故条件について，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクを評価するにあたり，溶融炉心落下時の崩壊熱の影響を確認する観点から感度解析を実施した。感度解析は，事故シーケンスを「大破断Ｌ	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
LOCA+ECCS 注水機能喪失」とし，本評価事故シーケンスの解析条件と同様，電源の有無に係らず重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定した場合，原子炉圧力容器破損のタイミングが早くなることを考慮したものである。その結果，第 3.3.9 図に示すとおり，事象発生から約 6.4 時間後に原子炉圧力容器破損に至り，圧力スパイクの最大値は約 0.44MPa[gage]となったが，圧力スパイクの最大値は本評価の結果と同程度であり，原子炉格納容器の限界圧力 0.62MPa[gage]以下であることから，評価項目を満足する。 （添付資料 3.3.4，3.3.6） 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 操作条件の溶融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張り操作は，解析上の操作時間として原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達するまでに事象発生から約 3.7 時間の時間余裕があり，また，原子炉格納容器下部の水張り操作は原子炉圧力容器下鏡部温度を監視しながら溶融炉心の炉心下部プレナムへの移行を判断し，水張り操作を実施するため，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員（現場）を配置しており，また，他の並列操作を加味して操作の所要時間を算定していることから，他の操作に与える影響はない。	ＯＣＡ＋注水機能喪失」とし，本評価事故シーケンスの解析条件と同様，電源の有無に係らず重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定した場合，原子炉圧力容器破損のタイミングが早くなることを考慮したものである。その結果，第 3.3－5 図に示すとおり，事象発生から約 3.3 時間後に原子炉圧力容器破損に至り，圧力スパイクの最大値は約 0.20MPa[gage]となったが，圧力スパイクの最大値は本評価の結果と同程度であり，格納容器の限界圧力 0.62MPa[gage]以下であることから，評価項目を満足する。 （添付資料 3.3.6，3.3.8） 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	ＯＣＡ＋ＥＣＣＳ注水機能喪失」とし，本評価事故シーケンスの解析条件と同様，電源の有無に係らず重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定した場合，原子炉圧力容器破損のタイミングが早くなることを考慮したものである。その結果，第 3.3.2-1(7)図に示すとおり，事象発生から約 3.3 時間後に原子炉圧力容器破損に至り，圧力スパイクの最大値は約 301kPa[gage]となったが，圧力スパイクの最大値は本評価の結果と同程度であり，原子炉格納容器の限界圧力 853kPa[gage]以下であることから，評価項目を満足する。 （添付資料3.3.4，3.3.5） 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 操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペデスタルへの注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）は，解析上の操作時間として原子炉圧力容器下鏡温度が 300℃に到達した時点を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，原子炉圧力容器下鏡温度が 300℃に到達するまでに事象発生から約 3.1 時間の時間余裕があり，また，格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペデスタルへの注水操作は原子炉圧力容器下鏡温度を監視しながら溶融炉心の炉心下部プレナムへの移行を判断し，水張り操作を実施するため，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，当該操作に対応する運転員，対策要員に他の並列操作はなく，また，現場操作における評価上の所要時間には余裕を見込んで算定しているこ	・解析結果の相違 【柏崎 6/7,東海第二】 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7,東海第二】 島根２号炉（Mark-Ⅰ改）と柏崎 6/7（ABWR），東海第二（Mark-Ⅱ）の最高使用圧力の相違。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7】

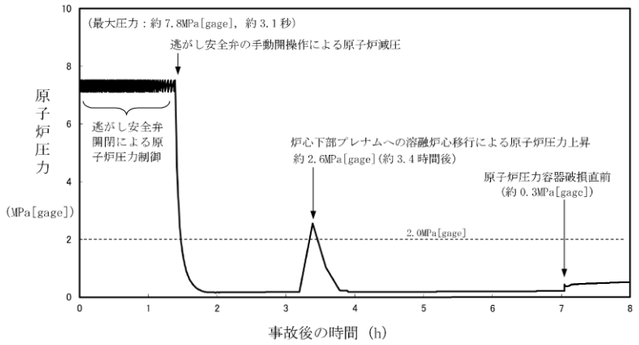
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
（添付資料 3.3.4）	操作条件の緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作及び代替循環冷却系による格納容器除熱操作は，事象発生 90 分後に開始することとしているが，余裕時間を含めて設定されているため操作の不確かさが操作開始時間に与える影響は小さい。また，本操作の操作開始時間は，緊急用海水系の準備期間を考慮して設定したものであり，緊急用海水系の操作開始時間が早まれば，本操作の操作時間も早まる可能性があり，代替循環冷却系の運転開始時間も早まるが，その他の操作と並列して実施する場合でも，順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。 （添付資料 3.3.6）	とから，他の操作に与える影響はない。 （添付資料3.3.4）	・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，FCI 等の物理現象に対する対策のみを対象とし，その操作の不確かさについての影響を記載することとしており，残留熱代替除去系による格納容器除熱に対して影響を与える操作とはしていない。
(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の溶融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張り操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料 3.3.4）	(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 操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペデスタルへの注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料3.3.4）	
	操作条件の緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作及び代替循環冷却系による格納容器減圧及び除熱操作は，緊急用海水系の操作開始時間が早まった場合には，本操作も早まる可能性があり，格納容器圧力及び雰囲気温度を早期に低下させる可能性があることから，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。 （添付資料 3.3.6）		・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，FCI 等の物理現象に対する対策のみを対象とし，その操作の不確かさについての影響を記載することとしており，残留熱代替除去系による格納容器除熱操作は記載していない。
(3) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。	(3) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。	(3)　操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	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，格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）水位の確保操作については解析上考慮しない操作であるが，「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」の影響を小さく抑える観点を踏まえ操作時間余裕を確認する。		・運用の相違 【東海第二】 島根２号炉は，通常運転時からのペデスタル水位確保操作はなく，事故時の原子炉圧力容器破損の徴候によりペデスタルに水張りを実施する運用としている。
操作条件の溶融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張り操作については，原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達するまでの時間は事象発生から約 3.7 時間あり，原子炉格納容器下部への注水操作は原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能である。また，原子炉圧力容器下鏡部温度 300℃到達時点での中央制御室における原子炉格納容器下部への注水操作の操作時間は約 5 分間である。溶融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張りは約 2 時間で完了することから，水張りを事象発生から約 3.7 時間後に開始すると，事象発生から約 5.7 時間後に水張りが完了する。事象発生から約 5.7 時間後の水張りの完了から，事象発生から約 7.0 時間後の原子炉圧力容器破損までの時間を考慮すると，原子炉格納容器下部への注水操作は操作遅れに対して 1 時間程度の時間余裕がある。 （添付資料 3.3.4）		操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペデスタルへの注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）については，原子炉圧力容器下鏡温度が 300℃に到達するまでの時間は事象発生から約 3.1 時間あり，ペデスタルへの注水操作は原子炉圧力容器下鏡温度の上昇傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能である。また，溶融炉心落下前の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による水張りは約 1.9 時間で完了することから，水張りを原子炉圧力容器下鏡温度 300℃到達時点である事象発生から約 3.1 時間後に開始すると，事象発生から約 5.0 時間後に水張りが完了する。事象発生から約 5.0 時間後の水張りの完了から，事象発生から約 5.4 時間後の原子炉圧力容器破損までの時間を考慮すると，ペデスタルへの注水操作は操作遅れに対して 0.4 時間程度の時間余裕がある。 （添付資料3.3.4）	・解析結果の相違 【柏崎 6/7】
	操作条件の緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作及び代替循環冷却系による格納容器除熱操作については，格納容器除熱開始までの時間は事象発生から 90 分あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。なお，本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも，原子炉圧力容器破損に至るまでの時間は事象発生から約 4.5 時間であり，約 3 時間の時間余裕がある。 格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）水位の確保操作については，事象発生から 90 分後の代替循環冷却系による格納容器除熱操作実施後に行う。原子炉圧力容器破損までの時間は事象発生から約 4.5 時間あり，操作時間は約 24 分間であることから，操作完了後の排水時間		・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，FCI 等の物理現象に対する対策のみを対象とし，その操作の不確かさについての影響を記載することとしている。

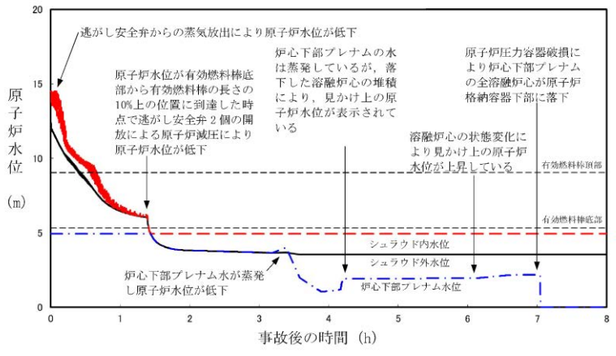
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	5 分を考慮しても，操作遅れに対して約 2.5 時間程度の時間余裕がある。 （添付資料 3.3.6）		
(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。	(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。 なお，「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において，原子炉圧力容器破損後の原子炉注水を考慮しない場合の影響について感度解析を実施しており，評価項目となるパラメータに対する影響は小さいことを確認している。 （添付資料 3.2.10）	(4)　まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。	・解析条件の相違 【東海第二】 島根２号炉は，原子炉圧力容器破損後の原子炉注水を想定していないが，東海第二では，原子炉圧力容器破損後，原子炉圧力容器内の冷却を考慮し，代替循環冷却系による原子炉注水を行うものとしているため，原子炉注水を考慮しない場合の感度解析を実施している。
3.3.4 必要な要員及び資源の評価 本評価事故シーケンスは，「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」と同じであることから，必要な要員及び資源の評価は「3.2.4 必要な要員及び資源の評価」と同じである。	3.3.4 必要な要員及び資源の評価 本評価事故シーケンスは，「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」と同じであることから，必要な要員及び資源の評価は「3.2.4 必要な要員及び資源の評価」と同じである。	3.3.4　必要な要員及び資源の評価 本評価事故シーケンスは，「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」と同じであることから，必要な要員及び資源の評価は「3.2.4 必要な要員及び資源の評価」と同じである。	
3.3.5 結論 格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」では，運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失事故（LOCA）又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，溶融炉心と原子炉圧力容器外の水が接触して一時的な圧力の急上昇が生じ，	3.3.5 結 論 格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」では，運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失事故（ＬＯＣＡ）又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，溶融炉心と原子炉圧力容器外の水が接触して一時的な格納容器圧力の急	3.3.5　結論 格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」では，運転時の異常な過渡変化又は原子炉冷却材喪失事故（ＬＯＣＡ）が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，溶融炉心と原子炉圧力容器外の水が接触して一時的な圧力の急上昇が生じ，このときに発生す	・評価条件の相違 【柏崎 6/7,東海第二】 PRA により抽出される

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
このときに発生するエネルギが大きい場合に構造物が破壊され原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に対する格納容器破損防止対策としては，格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水により原子炉圧力容器破損前に原子炉格納容器下部へ約 2m の水張りを実施する手段を整備している。 格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」の評価事故シーケンス「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗（＋FCI 発生）」について，有効性評価を行った。 上記の場合には，水蒸気発生によって圧力スパイクが発生するが，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は， 原子炉格納容器の限界圧力 0.62MPa[gage]を下回るため，原子炉格納容器バウンダリの機能は維持できる。また，安定状態を維持できる。 （添付資料 3.5.1） 解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。 重大事故等対策時に必要な要員は，運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 以上のことから，格納容器下部注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水等の格納容器破損防止対策は，選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に対して有効である。	上昇が生じ，このときに発生するエネルギが大きい場合に構造物が破壊され格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に対する格納容器破損防止対策としては，格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）注水により原子炉圧力容器破損前にペデスタル（ドライウェル部）の水位1m を確保する手段を整備している。 格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」の評価事故シーケンス「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗（＋ＦＣＩ（ペデスタル））」について，有効性評価を行った。 上記の場合には，水蒸気発生によって圧力スパイクが発生するが，格納容器バウンダリにかかる圧力は，格納容器の限界圧力 0.62MPa［gage］を下回るため，格納容器バウンダリの機能は維持できる。また，安定状態を維持できる。 解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。 重大事故等対策時に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 以上のことから，格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）水位の確保等の格納容器破損防止対策は，選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に対して有効である。	るエネルギが大きい場合に構造物が破壊され原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に対する格納容器破損防止対策としては，格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペデスタル注水により原子炉圧力容器破損前にペデスタルへ 2.4m の水張りを実施する手段を整備している。 格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」の評価事故シーケンス「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋炉心損傷後の原子炉注水（重大事故等対策を含む）失敗＋ＦＣＩ発生」について，有効性評価を行った。 上記の場合には，水蒸気発生によって圧力スパイクが発生するが，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は，原子炉格納容器の限界圧力853kPa[gage]を下回るため，原子炉格納容器バウンダリの機能は維持できる。また，安定状態を維持できる。 （添付資料 3.5.1） 解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。 重大事故等対策時に必要な要員は，運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 以上のことから，格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペデスタルへの注水等の格納容器破損防止対策は，選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に対して有効である。	事故シーケンスの相違。 ・運用の相違 【柏崎 6/7,東海第二】 初期水張り深さの相違。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7,東海第二】 島根２号炉（Mark-Ⅰ改）と柏崎 6/7（ABWR），東海第二（Mark-Ⅱ）の最高使用圧力の相違。

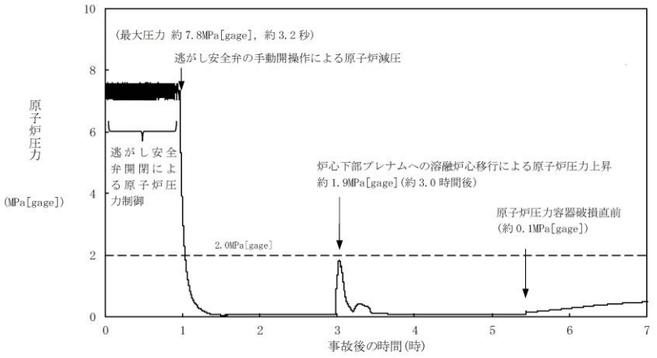
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考



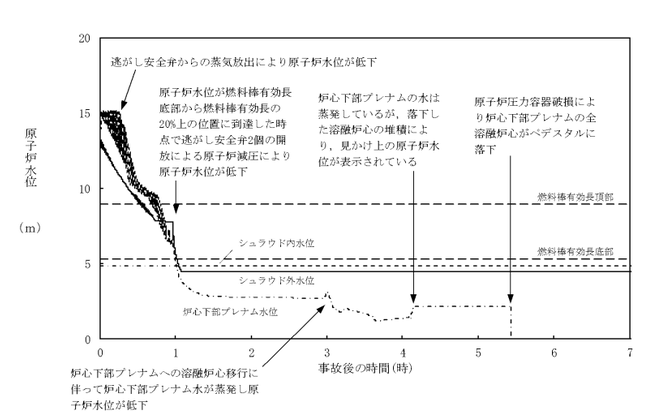
第 3.3.1 図 原子炉圧力の推移



第 3.3.2 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



第 3.3.2-1(1)図　原子炉圧力の推移



第 3.3.2-1(2)図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

・記載方針の相違

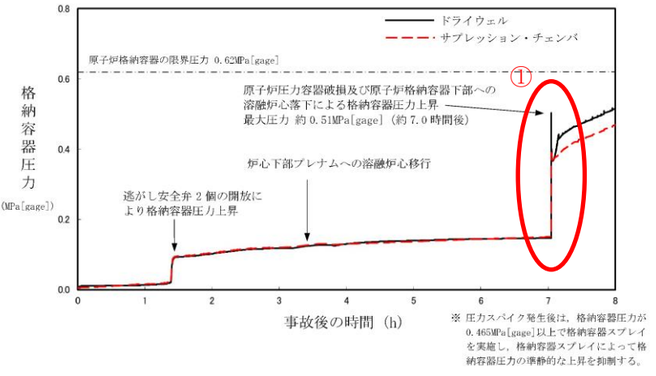
【東海第二】

島根２号炉は，事象進展の説明に必要な図面を再掲しているが，東海第二では本項で確認する評価項目に関連するもののみ記載している。なお，３プラントとも，原子炉圧力の推移は「3.2 DCH」に記載しており差異理由等は DCH 側に記載。(柏崎 6/7：第 3.2.7 図，島根２号炉：第 3.2.2-1(1)図)

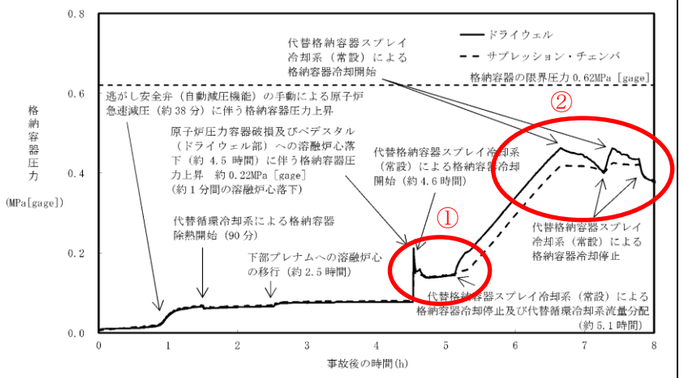
【東海第二】

島根２号炉は，事象進展の説明に必要な図面を再掲しているが，東海第二では本項で確認する評価項目に関連するもののみ記載している。なお，３プラントとも，原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移は「3.2 DCH」に記載しており差異理由等は DCH 側に記載。(柏崎 6/7：第 3.2.8 図，島根２号炉：第 3.2.2-1(2)図)

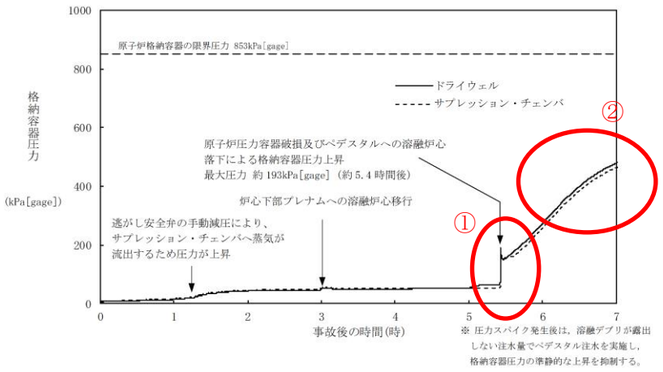
柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考



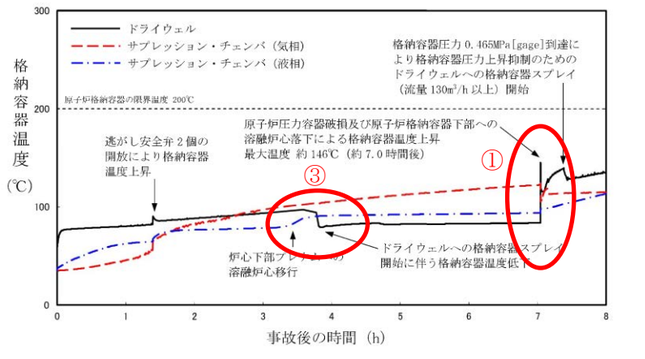
第 3.3.3 図 格納容器圧力の推移



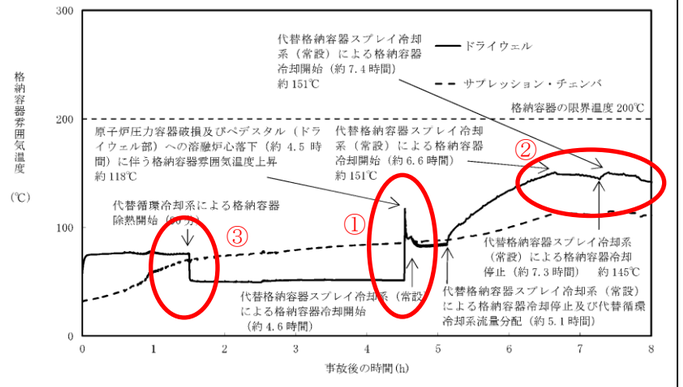
第 3.3－1 図 格納容器圧力の推移



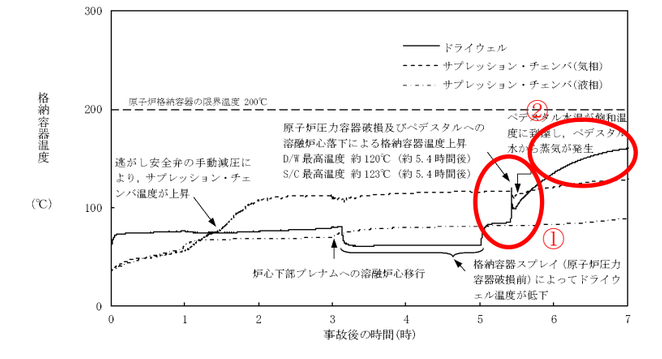
第 3.3.2-1(3)図　格納容器圧力の推移



第 3.3.4 図 格納容器温度の推移



第 3.3－2 図 格納容器雰囲気温度の推移



第 3.3.2-1(4)図　格納容器温度の推移

・解析結果の相違

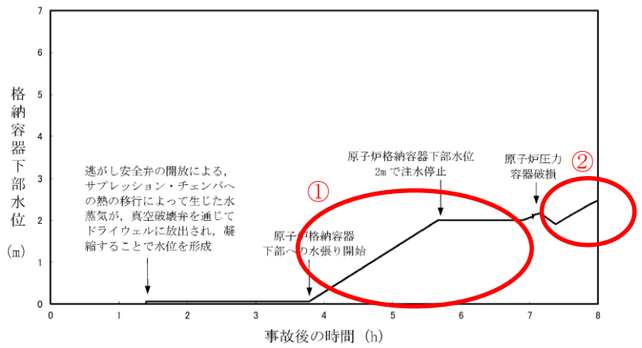
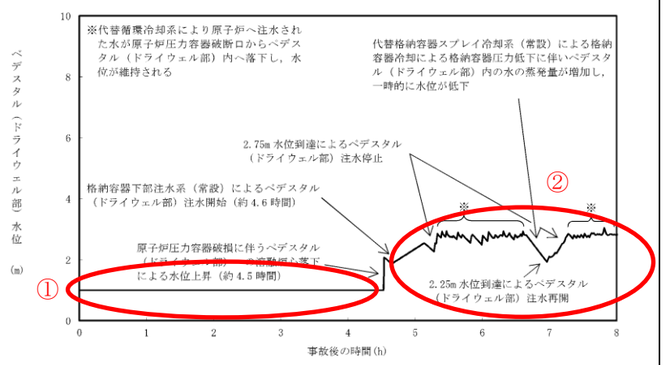
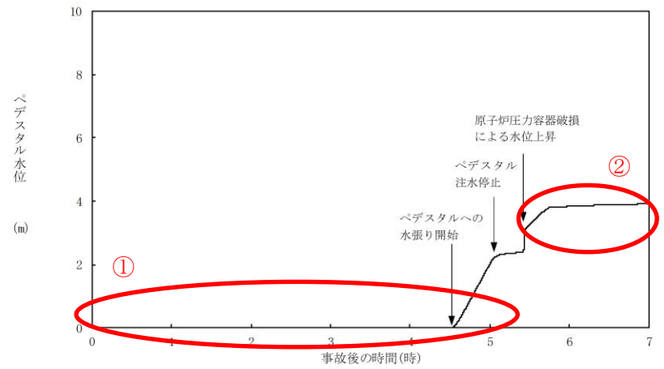
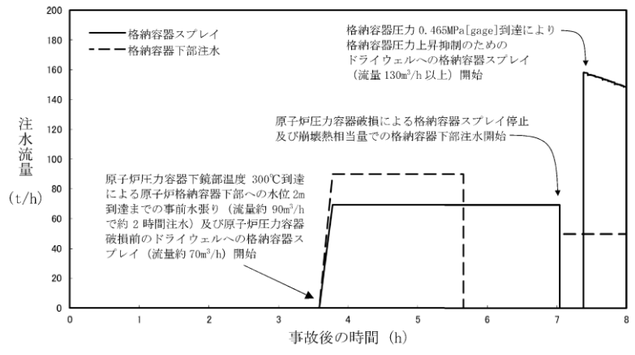
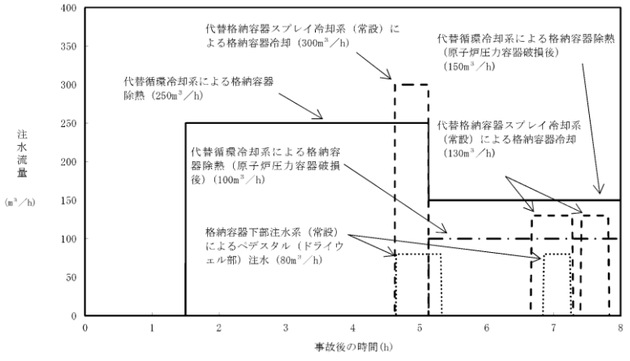
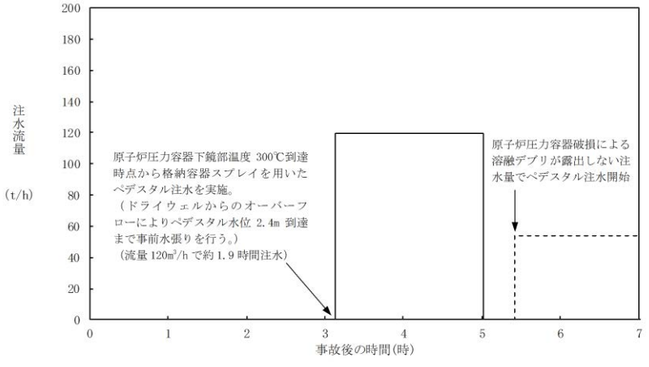
【東海第二】

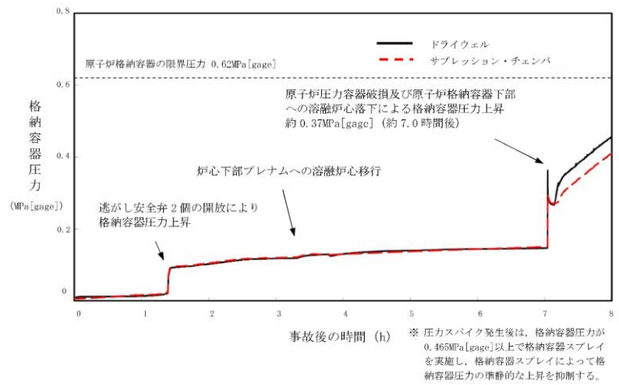
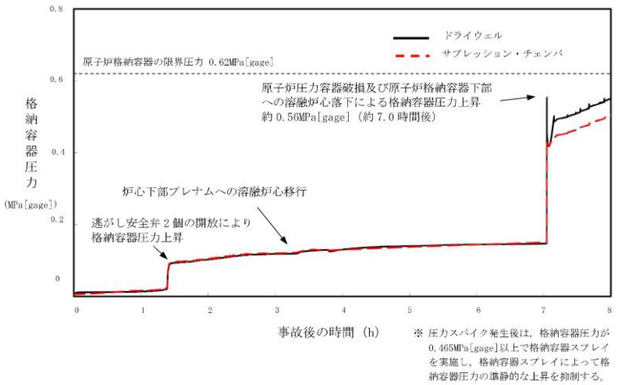
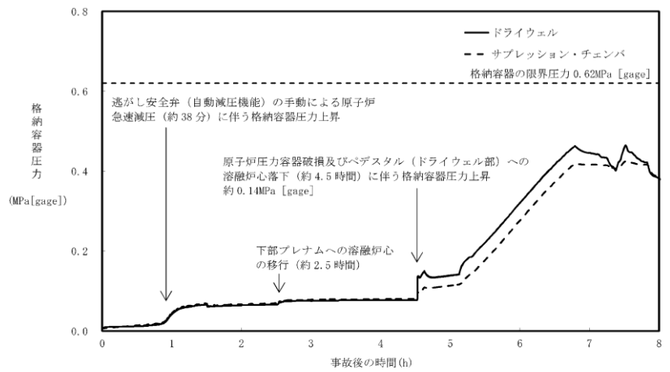
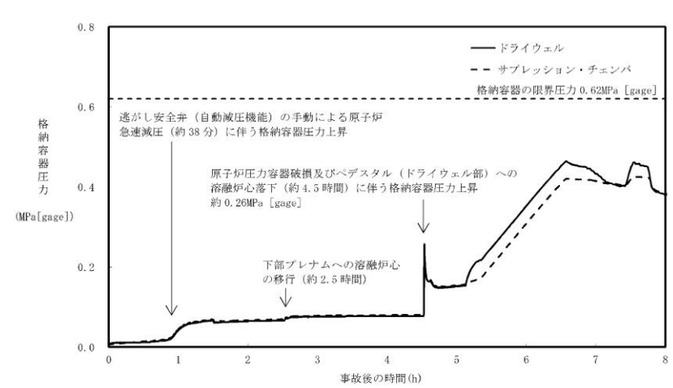
①島根２号炉は，原子炉圧力容器破損直後は格納容器スプレイを実施しないため，圧力スパイク後は緩やかに圧力及び温度が上昇するが，東海第二は原子炉圧力容器破損と同時に格納容器スプレイを実施するため原子炉圧力容器破損直後に格納容器圧力及び温度が低下している。

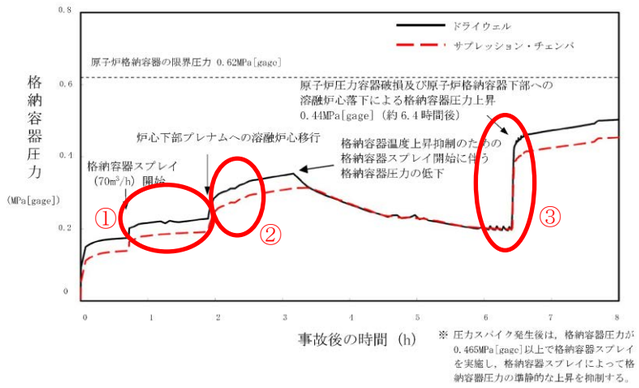
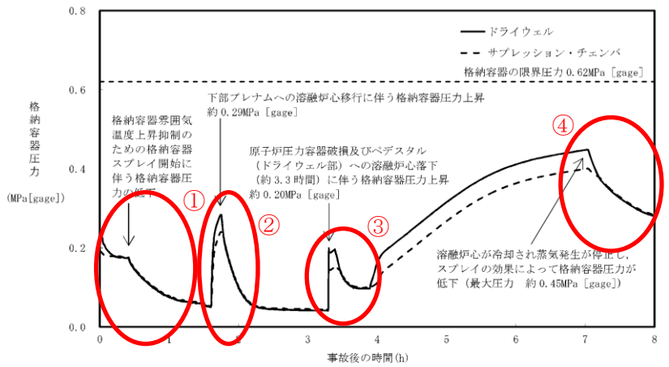
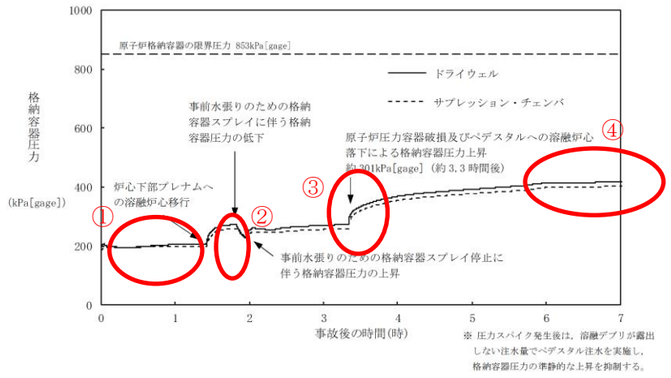
②島根２号炉は，残留熱代替除去系の運転開始前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないが，東海第二では格納容器スプレイの実施基準に到達し，格納容器スプレイを実施するため格納容器圧力及び温度が変動している。

【柏崎 6/7，東海第二】

③島根２号炉は，原子炉圧力容器破損前における環境緩和のための格納容器スプレイを実施しないため格納容器温度は低下しないが，柏崎 6/7 及び東海第二は，原子炉圧力容器破損前にスプレイを実施することによることから，格納容器温度が低下している。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 第 3.3.5 図 格納容器下部水位の推移	*【比較のため，「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の一部を記載】*  第 3.2-18 図　ペデスタル（ドライウェル部）の水位の推移（～8 時間）	 第 3.3.2-1(5)図　ペデスタル水位の推移	・解析結果の相違 【東海第二】 ①島根２号炉及び柏崎 6/7 では，事故時に原子炉圧力容器破損の徴候によりペデスタルへ初期水張りを行う運用としているが，東海第二では通常運転中からペデスタルに水プールが形成されていることによる差異。 ②溶融炉心落下後の溶融炉心の冷却を維持するため，東海第二ではドライウェル水位にて水位管理するが，島根２号炉及び柏崎 6/7 では，崩壊熱相当の注水を実施することによる挙動の差異。 【柏崎 6/7，東海第二】 マネジメントの差異による注水流量及び継続時間の差異。
 第 3.3.6 図 注水流量の推移	 第 3.2-16 図　注水流量の推移（～8 時間） *【ここまで】*	 第 3.3.2-1(6)図　注水流量の推移	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	〔参考〕東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 第3.3.7 図 格納容器圧力の推移 （感度解析ケース（エントレインメント係数最小値））    第3.3.8 図 格納容器圧力の推移 （感度解析ケース（エントレインメント係数最大値）） ・記載方針の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根２号炉は，BWR プラント安全審査資料「重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」において，BWR-5 Mark-Ⅰ改良型格納容器プラントに対して，エントレインメント係数及びデブリ粒子径をパラメータとした感度解析を実施し，原子炉圧力容器外 FCI により生じる圧力スパイクへの感度が小さいことを確認していることから，個別プラントでの感度解析は実施していない。
	 第 3.3－3 図 エントレインメント係数を最小値とした場合の格納容器圧力の推移  第 3.3－4 図 エントレインメント係数を最大値とした場合の格納容器圧力の推移		

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
 第 3.3.9 図 格納容器圧力の推移 （大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失）	 第 3.3－5 図 起因事象をＬＯＣＡとした場合の 格納容器圧力の推移	 第 3.3.2-1(7)図　格納容器圧力の推移 （大破断ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ機能喪失）	・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ①島根２号炉は，事象初期に格納容器スプレイの実施基準に到達しないが，柏崎 6/7 及び東海第二は格納容器スプレイの実施基準に到達することによる相違。 【東海第二】 ②東海第二（Mark Ⅱ）は，島根２号炉（Mark Ⅰ改）に対し，出力当たりの格納容器体積が小さいため，下部プレナムへの溶融炉心移行時の圧力スパイクが大きい。 【柏崎 6/7，東海第二】 ③島根２号炉は，大破断 LOCA が発生する場合，原子炉冷却材圧力バウンダリからの原子炉冷却材の放出によって，格納容器圧力が上昇することに加え，原子炉圧力容器破損のタイミングが早くなり，原子力圧力容器破損時の格納容器圧力がベースケースに対して高くなるため，感度解析の方がピーク圧力が高い。柏崎 6/7 及び東海第二では大破断 LOCA 発生後に格納容器スプレイを実施していることから，感度解析の方がピーク圧力が低い。 【東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	〔参考〕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島根２号炉は，残留熱代替除去系の運転開始前に格納容器スプレイ実施基準に到達しないが，東海第二では格納容器スプレイの実施基準に到達し，スプレイを実施するため格納容器圧力が変動している。

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
添付資料 3.3.1 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用に関する知見の整理 1. 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用の概要 炉心損傷後，溶融燃料と冷却材が接触すると，一時的な圧力の急上昇が生じる可能性がある。このときに発生するエネルギが大きいと構造物が破壊され原子炉格納容器が破損する場合がある。溶融炉心と冷却材との接触及びそれに伴って引き起こされる現象のことを「溶融燃料－冷却材相互作用（FCI)」と呼ぶ。また，FCI のうち，溶融炉心が水中に落下した際に溶融炉心の周囲に形成される蒸気膜が，何らかの外乱によって崩壊した際に瞬時の圧力伝播を生じ，大きなエネルギを発生させる事象を「水蒸気爆発」と呼び，溶融炉心から原子炉冷却材への伝熱によって水蒸気が発生することに伴う急激な格納容器圧力の上昇を「圧力スパイク」と呼ぶ。 原子炉圧力容器底部から溶融炉心が流出し，原子炉格納容器下部で冷却材と接触することで発生する FCI を「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（炉外 FCI)」と呼ぶ。これまでの研究では，炉外 FCI における水蒸気爆発現象を以下のような段階的な過程によって説明するモデルが提唱されている。 ① 原子炉圧力容器から落下する溶融炉心（デブリジェット）が冷却材中に落下する。冷却材と接触した溶融炉心は，その界面の不安定性により細粒化して冷却材中に分散する（エントレイン)。細粒化した溶融炉心（以下「デブリ粒子」と称す。）は，蒸気膜に覆われた状態で膜沸騰を伴う冷却材との混合状態となる（粗混合)。 ② さらに，自発的もしくは外部からの圧力パルス等の外乱により，膜沸騰が不安定化し（トリガリング)，デブリ粒子と冷却材が直接接触する。 ③ デブリ粒子と冷却材の直接接触により，急速な熱の移動が発生し，急速な蒸気発生・溶融炉心の微細化により，さらにデブリ粒子と冷却材の接触を促進し（伝播)，蒸気発生を促進する。この蒸気発生により圧力波が発生する。 ④ 発生した圧力波が通過した後の高温高圧領域（元々は粗混合	添付資料 3.3.1 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（炉外ＦＣＩ）に関する知見の整理について 1.　炉外ＦＣＩの概要 炉外ＦＣＩは，溶融炉心が原子炉圧力容器の破損口から放出された際に，溶融炉心と原子炉圧力容器外の冷却材が接触して一時的な圧力の急上昇が生じる事象である。このときに発生するエネルギが大きいと原子炉支持構造材が破損され，格納容器が破損する可能性がある。この圧力上昇については激しい水蒸気発生による場合（圧力スパイク）に加え，水蒸気爆発によって衝撃波が生じる場合が考えられるが，これまでの知見から，水蒸気爆発の発生の可能性は極めて低いと考えられている。	添付資料 3.3.1 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用に関する知見の整理 １．原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用の概要 炉心損傷後，溶融燃料と冷却材が接触すると，一時的な圧力の急上昇が生じる可能性がある。このときに発生するエネルギが大きいと構造物が破壊され原子炉格納容器が破損する場合がある。溶融炉心と冷却材との接触及びそれに伴って引き起こされる現象のことを「溶融燃料―冷却材相互作用（ＦＣＩ）」と呼ぶ。また，ＦＣＩのうち，溶融炉心が水中に落下した際に溶融炉心の周囲に形成される蒸気膜が，何らかの外乱によって崩壊した際に瞬時の圧力伝播を生じ，大きなエネルギを発生させる事象を「水蒸気爆発」と呼び，溶融炉心から原子炉冷却材への伝熱によって水蒸気が発生することに伴う急激な格納容器圧力の上昇を「圧力スパイク」と呼ぶ。 原子炉圧力容器底部から溶融炉心が流出し，ペデスタルで冷却材と接触することで発生するＦＣＩを「原子炉圧力容器外の溶融燃料―冷却材相互作用（炉外ＦＣＩ）」と呼ぶ。これまでの研究では，炉外ＦＣＩにおける水蒸気爆発現象を以下のような段階的な過程によって説明するモデルが提唱されている。 ① 原子炉圧力容器から落下する溶融炉心（デブリジェット）が冷却材中に落下する。冷却材と接触した溶融炉心は，その界面の不安定性により細粒化して冷却材中に分散する（エントレイン)。細粒化した溶融炉心（以下「デブリ粒子」と称す。）は，蒸気膜に覆われた状態で膜沸騰を伴う冷却材との混合状態となる（粗混合)。 ② さらに，自発的もしくは外部からの圧力パルス等の外乱により，膜沸騰が不安定化し（トリガリング)，デブリ粒子と冷却材が直接接触する。 ③ デブリ粒子と冷却材の直接接触により，急速な熱の移動が発生し，急速な蒸気発生・溶融炉心の微細化により，さらにデブリ粒子と冷却材の接触を促進し（伝播)，蒸気発生を促進する。この蒸気発生により圧力波が発生する。 ④ 発生した圧力波が通過した後の高温高圧領域（元々は粗混合	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
領域）の膨張により運動エネルギが発生し，構造材を破壊する要因となる。 水蒸気爆発が発生するためには，トリガリングが働く必要があり，さらにデブリ粒子と冷却材の接触が瞬時に粗混合領域全体に伝播する必要がある。水蒸気爆発に至らない場合でも，急速な蒸気発生による圧力上昇（圧力スパイク）が発生する。 2. 水蒸気爆発が発生する可能性について これまでの代表的な FCI の実験として，JRC イスプラ研究所で実施された FARO 実験，KROTOS 実験，（旧）原子力発電技術機構で実施された COTELS 実験，韓国原子力研究所で実施された TROI 実験等がある。これらの実験では UO_2 混合物と模擬溶融物としてアルミナ等を用いている。 これまでの代表的な FCI の実験から得られた知見については，付録３「重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」第 5 部 MAAP の添付 2「溶融炉心と冷却材の相互作用について」に示した。これまでの UO_2 混合物を用いた実験では，KROTOS 実験及び TROI 実験の一部の実験ケースにおいて，水蒸気爆発の発生が報告されている。 このうち，KROTOS 実験は，溶融炉心が水中に落下している時に容器の底から圧縮ガスを供給し，膜沸騰を強制的に不安定化させて（外部トリガを与えて）いるため，実機で起こるとは考えられない条件で実験した結果であるが，機械的エネルギへの変換効率は最大でも 0.05%程度であり大規模な水蒸気爆発に至っていない。また，外部トリガを与えた場合でも水蒸気爆発に至らなかったケースが複数確認されている。	ＦＣＩに関するこれまでの知見の概要を次に整理する。 2.　過去の知見の整理 過去に実施された代表的なＦＣＩの実験研究として，（旧）日本原子力研究所で実施されたＡＬＰＨＡ試験，ＪＲＣイスプラ研究所で実施されたＫＲＯＴＯＳ試験，ＦＡＲＯ試験，（旧）原子力発電技術機構で実施されたＣＯＴＥＬＳ試験，韓国原子力研究所（ＫＡＥＲＩ）で実施されたＴＲＯＩ試験及びＳＥＲＥＮＡ試験がある。これらの試験では模擬溶融物としてUO_2混合物を用いた試験とアルミナ等を用いた試験がある。各試験の試験条件及び試験結果については，以下に示すとおりである。 2.1　ＡＬＰＨＡ試験 ＡＬＰＨＡ試験[1]では，テルミット反応による酸化アルミニウムと鉄からなる模擬溶融物を用いた実験が実施されている。ＡＬＰＨＡ試験装置の概要を第１図に示す。試験容器は，内径 3.9m，高さ 5.7m，容積 50m^3である。模擬格納容器に設置した冷却水プールに高温溶融物を落下させ，水蒸気爆発に関する特性データを計測する試験装置である。ＡＬＰＨＡ試験結果のまとめを第１表に示す。高雰囲気圧力（STX008，STX012，STX015），サブクール度が小さい場合（STX014）は，水蒸気爆発の発生が抑制される試験結	領域）の膨張により運動エネルギが発生し，構造材を破壊する要因となる。 水蒸気爆発が発生するためには，トリガリングが働く必要があり，さらにデブリ粒子と冷却材の接触が瞬時に粗混合領域全体に伝播する必要がある。水蒸気爆発に至らない場合でも，急速な蒸気発生による圧力上昇（圧力スパイク）が発生する。 ２．水蒸気爆発が発生する可能性について これまでの代表的なＦＣＩの実験として，ＪＲＣイスプラ研究所で実施されたＦＡＲＯ実験，ＫＲＯＴＯＳ実験，（旧）原子力発電技術機構で実施されたＣＯＴＥＬＳ実験，韓国原子力研究所で実施されたＴＲＯＩ実験等がある。これらの実験ではUO_2混合物と模擬溶融物としてアルミナ等を用いている。 これまでの代表的なＦＣＩの実験から得られた知見については，解析コード（ＭＡＡＰコード）[1]の「添付２　溶融炉心と冷却材の相互作用について」に示されている。これまでのUO_2混合物を用いた実験では，ＫＲＯＴＯＳ実験及びＴＲＯＩ実験の一部の実験ケースにおいて，水蒸気爆発の発生が報告されている。 このうち，ＫＲＯＴＯＳ実験は，溶融炉心が水中に落下している時に容器の底から圧縮ガスを供給し，膜沸騰を強制的に不安定化させて（外部トリガを与えて）いるため，実機で起こるとは考えられない条件で実験した結果であるが，機械的エネルギへの変換効率は最大でも 0.05％程度であり大規模な水蒸気爆発に至っていない。また，外部トリガを与えた場合でも水蒸気爆発に至らなかったケースが複数確認されている。	・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，過去に実施された代表的なＦＣＩの実験の概要については，ＭＡＡＰコード説明資料を引用している。

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
	果が知見として得られている。溶融物を半減させた 3 ケース（STX001，STX010，STX013）のうち，2 ケース（STX001，STX013）では，水蒸気爆発が発生していない。また，水蒸気爆発のエネルギ変換効率は，1～6%程度となっている。ＡＬＰＨＡ試験の代表的試験（STX016）の圧力変化の例を第 2 図に示す。 2.2　ＫＲＯＴＯＳ試験 ＫＲＯＴＯＳ試験[2][3][4]では，ＦＡＲＯ試験が大型試験装置であるのに対して小型の試験装置であるが，主に低圧・サブクール水を条件として試験を実施している。ＫＲＯＴＯＳ試験装置の概要を第 3 図に示す。ＫＲＯＴＯＳ試験の代表的試験（K37，K42）の圧力変化の例を第 4 図に示す。ＫＲＯＴＯＳ試験では模擬コリウムとしてＵＯ２混合物を用いた試験とアルミナを用いた試験を実施している。ＫＲＯＴＯＳ試験結果のまとめを第 2 表に示す。アルミナ試験では，サブクール度が大きい試験ケース（K38，K40，K42，K43，K49）では，外部トリガ無しで水蒸気爆発が発生しているが，サブクール度が小さい試験ケース（K41，K44，K50，K51）では，外部トリガ無しでは水蒸気爆発は発生していない。一方，ＵＯ２混合物試験では，サブクール度に依らず外部トリガ無しでは水蒸気爆発は発生していない。また，ＵＯ２混合物試験でも外部トリガありでは水蒸気爆発が発生している（K46，K52，K53）が，これらのケースはサブクール度が大きい試験ケースである。また，ＵＯ２混合物試験の水蒸気爆発のエネルギ変換効率は，アルミナ試験の水蒸気爆発に比較して低い結果となっている。アルミナ試験とＵＯ２混合物の相違については，以下のように考察されている。 ・アルミナはプール水面近傍でブレークアップし，粗混合時に粒子が半径方向に拡がり，水蒸気爆発の伝播がしやすくなった可能性がある。 ・ＵＯ２混合物試験では，外部トリガ無しでは水蒸気爆発は発生していない。ＵＯ２混合物の方が一般的に過熱度は小さく，ＵＯ２混合物の粒子表面が水と接触した直後に表面が固化しやすく，これが水蒸気爆発の発生を抑制した可能性がある。ＵＯ２混合物試験では水素が発生し，これにより蒸気膜の崩壊による水蒸気爆発の発生を抑制した可能性がある。 2.3　ＦＡＲＯ試験 ＦＡＲＯ試験[3][5]では，酸化物コリウム及び金属Ｚｒを含むコ		

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	リウムが用いられ，多くの試験は高圧・飽和水条件で実施されているが，低圧・サブクール水条件の試験も実施されている。ＦＡＲＯ試験装置の概要を第 5 図に示す。ＦＡＲＯ試験結果のまとめを第 3 表に示す。また，圧力変化の例として L-14 と L-19 の圧力挙動を第 6 図に示す。ＦＡＲＯ試験のいずれの試験ケースでも水蒸気爆発は発生していない。ＦＡＲＯ試験で得られた主な知見は以下のとおりである。 ・高圧・飽和水試験，低圧・サブクール試験の何れにおいても水蒸気爆発は発生していない。 ・高圧・飽和水の酸化物コリウム試験の場合は一部が粒子化し，一部はパンケーキ状でプール底部に堆積した。高圧・飽和水のコリウムに金属Ｚｒ成分を含んだ試験及び低圧・サブクール試験では全てのコリウムは粒子化した。 ・粒子の質量中央径は比較的大きかったが，試験条件（初期圧力，水深，コリウム落下速度，サブクール度）に依存していない。 ・金属Ｚｒを含めた試験ケース（L-11）では，金属Ｚｒの酸化により，金属Ｚｒを含めない試験ケース（L-14）よりも圧力上昇が大きくなる。 2.4　ＣＯＴＥＬＳ試験 ＣＯＴＥＬＳ[6]試験では，模擬溶融物としてＵＯ２－Ｚｒ－ＺｒＯ２―ＳＳ混合物を用いており，コリウムに金属成分が含まれている。ＣＯＴＥＬＳ試験装置の概要を第 7 図に示す。ＣＯＴＥＬＳ試験結果のまとめを第 4 表に示す。ＣＯＴＥＬＳ試験の代表的な試験ケース（A1）の圧力挙動を第 8 図，各試験ケースの圧力変化を第 9 図に示す。溶融混合物がプール水に接触した直後（Region 1）は急激な圧力上昇となる。その後，サブクール水では蒸気凝縮が発生し，一時的に圧力が減少する（Region 2）が，溶融混合物からの熱伝達による蒸気発生により，準定常的な状態まで徐々に圧力が上昇する（Region 3）。ＣＯＴＥＬＳ試験で得られた主な知見は，以下のとおりである。 ・サブクール度が大きいケースも含めて，全ての試験での水蒸気爆発は発生していない。 ・プールに落下した溶融コリウムは，ほとんどがプール水中で粒子化した。 ・粒子径は，コリウム落下速度の大きいケースを除いて，質量中央径で 6mm 程度である。コリウム落下速度の大きいケースの粒子径は小さくなっている。		

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	・コリウム落下速度の大きいケースで，粒子径が小さく初期圧力上昇幅も大きくなる傾向がある。また，準定常的な状態での圧力は，溶融物量が多く，サブクール度が小さく，プール水量が少ない程高くなる傾向である。 2.5　ＴＲＯＩ試験 ＴＲＯＩ試験[7]は，韓国原子力研究所（ＫＡＥＲＩ）で実施されている試験であり，2007 年から 2012 年までは，ＫＲＯＴＯＳ試験とともにＯＥＣＤ／ＮＥＡのＳＥＲＥＮＡプロジェクトとして実施された試験である。ＴＲＯＩ試験装置の概要を第 10 図に示す。ＴＲＯＩ試験条件と試験結果のまとめを第 5 表に示す。 ＺｒＯ２を用いた試験では外部トリガリングを与えていないが，圧力スパイクや水蒸気爆発が発生した試験がある。一方，ＵＯ２－ＺｒＯ２の混合物を用いた試験では，異なった条件による内部トリガリングを発生させるため又は外部トリガリングによる水蒸気爆発時の発生エネルギを変えるため，混合物の割合，水深，混合物量等の様々な条件による試験を実施し，数ケースでは水蒸気爆発が発生している。ＴＲＯＩ試験で得られた主な知見は以下のとおりである。 ・自発的な水蒸気爆発が生じた試験は，融点を大きく上回る過熱度を溶融物に対して与えるなどの実機と異なる条件であり，その他の試験では自発的な水蒸気爆発は生じていない。 ・水深が深い場合（130cm）では，内部トリガリングによる水蒸気爆発は発生していない。水深が深いことにより，溶融物粒子が底部に到達するまでの沈降時間が長くなり，溶融物粒子が固化しやすい状況となる。このため，溶融物粒子が底部に接触することで発生するトリガリングの可能性は低減する可能性がある[8]。 2.6　ＳＥＲＥＮＡ試験 ＳＥＲＥＮＡ試験は，ＯＥＣＤ／ＮＥＡ主導のもと実施されている試験であり，2001 年から 2006 年にかけて実施されたフェーズ 1 と，2007 年から 2012 年にかけて実施されたフェーズ 2 に分かれている。フェーズ 1 では既存の試験に対する再現解析が行われた。また，フェーズ 2 ではＫＲＯＴＯＳ及びＴＲＯＩ装置を使用した試験と，その再現解析が行われた。さらに，両フェーズにおいて実機原子炉を想定した解析が行われた。フェーズ 2 で行われた試験の試験条件及び試験結果を表 6 に示す。ＳＥＲＥＮＡ試		

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
	験で得られた知見は以下のとおりである。 (1)　フェーズ１ ・（解析）解析コードはアルミナを用いた試験によって調整されており，ＵＯ２－ＺｒＯ２コリウムの爆発による機械的エネルギ変換効率を過大評価する傾向にある。 ・（解析）予測される炉内水蒸気爆発の最大荷重は原子炉圧力容器の破損強度と比べて十分小さい。 ・（解析）予測される炉外水蒸気爆発の最大荷重は格納容器に影響を与える可能性があるが，解析コードの不確かさとばらつきが大きく，その程度を推定することは難しい。 (2)　フェーズ２ ・（実験）80％ＵＯ２－20％ＺｒＯ２コリウムは，70％ＵＯ２－30％ＺｒＯ２コリウムに比べてやや爆発のエネルギが大きい。これは，フェーズ１の結果と逆の傾向であり，更に考察が必要。 ・（実験）ＵＯ２－ＺｒＯ２のみで構成されるコリウムは，アルミナと比べて爆発のエネルギは小さい。 ・（実験）コリウムの組成に酸化物以外（金属の単体など）が含まれる場合について，酸化と水素生成による影響は定量化できなかった。 ・（実験）全ての観測された爆発の機械的エネルギ変換効率は，従来観測されていたエネルギ変換効率と同様に，比較的小さい。これは，ＵＯ２の密度が高いために溶融コリウムの粒子径が小さくなり，固化が促進されて水蒸気爆発への寄与が小さくなったことと，粗混合段階のボイド率が上昇して爆発のエネルギを低減したことによると推測されている。 3.　ＦＣＩ実験の知見の整理 前項で示したＦＣＩ実験の知見を整理し，原子炉圧力容器外水蒸気爆発の可能性について考察する。 酸化アルミニウムと鉄からなる模擬溶融物を用いたＡＬＰＨＡ試験及びアルミナを用いたＫＲＯＴＯＳ試験では，外部トリガ無しで水蒸気爆発が発生しているが，ＵＯ２を用いたＫＲＯＴＯＳ，ＦＡＲＯ，ＣＯＴＥＬＳ試験では外部トリガ無しでは水蒸気爆発は発生していない。ＵＯ２混合物では一般的に過熱度が小さいため，粗混合粒子表面が早期に固化し，蒸気膜が崩壊しても溶融物の微細化が起きにくく，水蒸気爆発の発生が抑制されるためと考えられる。		
TROI 実験については，No.10，12，13 及び 14 実験において，	ＴＲＯＩ試験ではＵＯ２混合物を用いた場合でもトリガ無しで	ＴＲＯＩ実験については，No.10，12，13 及び 14 実験において，	

柏崎刈羽原子力発電所　６／７号炉　（2017.12.20 版）	東海第二発電所（2018.9.12 版）	島根原子力発電所　２号炉	備考
外部トリガがない条件で水蒸気爆発が観測されている。しかしながら，TROI 実験で用いた溶融物の過熱度が実機条件の過熱度（300K 程度）に比べてかなり高いことが水蒸気爆発の発生に至った理由と考えられ，実機条件に近い溶融物温度では水蒸気爆発の発生可能性は小さいと考えられる。また，自発的に水蒸気爆発が発生したとされる No.13 のエネルギ変換効率は 0.4%であり，KROTOS 実験の例よりは大きくなるが，1%を下回る小さいものである。なお，溶融物の温度を含め，実機を模擬した溶融物を用いた実験の中で水蒸気爆発が観測された例は，いずれも外部トリガがある条件で実施されたものである。	水蒸気爆発が発生している例（TROI-10，12，13，14）が報告されている。TROI-10，12 は，溶融物温度が 3,800K 程度の高い温度での試験条件である。また，TROI-13，14 の溶融物温度は，それぞれ 2,600K，3,000K であるが，TROI-13 では，温度計測に問題があり実際には 3,500K 以上と推測されている。また，TROI-14 では，二つの温度計が異なる最高温度（4,000K，3,200K）を示しており，温度計測の不確かさが大きいとされている。以上を踏まえると，ＴＲＯＩ試験の溶融物温度はかなり高い試験条件と考えられ，他の試験で想定しているような実機条件に近い溶融物温度では水蒸気爆発の発生可能性は十分小さいと考えられる。 ＴＲＯＩ試験と実機条件の比較を検討するために，模擬溶融物にコリウム（ＵＯ２－ＺｒＯ２）を用いた TROI-10，12，23，25 と実機条件の比較を第 7 表に示す。この表では，第 11 図に示すＲｉｃｏｕ－Ｓｐａｌｄｉｎｇ式による粒子化割合[9]の概算値を示している。溶融物温度が高く過熱度が大きい TROI-10，12 では，自発的水蒸気爆発が観測されている。これに対して，溶融物温度が高く過熱度が大きいが水深が 1.3m と深い TROI-23 では，水蒸気爆発は発生していない。これは，水深が深いことにより，溶融物粒子が底部に到着するまでの沈降時間が長くなり，溶融物粒子が固化しやすいため，溶融物粒子が底部に接触することで発生するトリガリングを抑制したと考えられる[8]。 水蒸気爆発が発生した TROI-10，12 の粒子化割合は約 60%であるが，水深がより深い TROI-23 では，粒子化割合が約 80%と比較的大きい値となっており，底部に到達する前に固化する溶融物粒子が比較的多いと考えられる。一方，水深及び粒子化割合は TROI-10，12 と同程度であるが，溶融物温度がやや低い TROI-25 では，蒸気発生による圧力上昇（Steam Spike）は生じているが，水蒸気爆発は発生していない。溶融物温度が低い場合，過熱度が小さく粒子が固化しやすいため，水蒸気爆発が抑制されたものと考えられる。 実機条件では，溶融ジェットの初期直径は計装配管口径（約 4cm）～制御棒駆動機構ハウジングの直径（約 15cm）程度と想定されるが，ペデスタル（ドライウェル部）注水対策により水深は 1m となる。これより，粒子化割合は約 35%～90%となるが，溶融物温度が約 2,650K 以下と水蒸気爆発が発生したＴＲＯＩ試験よりも十分低いと考えられ，大規模な水蒸気爆発の発生の可能性は十分小さいと考えられる。 また，いくつかのＴＲＯＩ試験では水蒸気爆発が発生したとき	外部トリガがない条件で水蒸気爆発が観測されている。しかしながら，ＴＲＯＩ実験で用いた溶融物の過熱度が実機条件の過熱度（300K 程度）に比べてかなり高いことが水蒸気爆発の発生に至った理由と考えられ，実機条件に近い溶融物温度では水蒸気爆発の発生可能性は小さいと考えられる。また，自発的に水蒸気爆発が発生したとされる No.13 のエネルギ変換効率は 0.4%であり，ＫＲＯＴＯＳ実験の例よりは大きくなるが，１%を下回る小さいものである。なお，溶融物の温度を含め，実機を模擬した溶融物を用いた実験の中で水蒸気爆発が観測された例は，いずれも外部トリガがある条件で実施されたものである。	

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
	の機械的エネルギ変換効率が報告されている（第 5 表）。これらの中で自発的に水蒸気爆発が発生したとされる TROI-13 の機械的エネルギ変換効率は 0.4%である。これは，ＡＬＰＨＡ試験（第 1 表）やＫＲＯＴＯＳ試験（第 2 表）で観測されているように，アルミナによる金属模擬溶融物試験の値に対して比較的小さい値となっている。 　また，ＫＲＯＴＯＳ試験（K46，K52，K53）では，ＵＯ２混合物を用いた試験でも外部トリガを与えた場合は水蒸気爆発が観測されているが，これらの試験ケースはサブクール度が大きい試験ケースである（K46 のサブクール度：83K，K52 のサブクール度：102K，K53 のサブクール度：122K）。したがって，サブクール度が大きい場合には，ＵＯ２混合物を用いた場合でも，水蒸気爆発の可能性が高くなることが考えられる。これは，サブクール度が大きい場合には，粗混合粒子の蒸気膜の安定度が低下し，蒸気膜の崩壊が発生しやすいことが要因と考えられる。 　しかし，ＫＲＯＴＯＳ試験の K52，K53 と同程度の高サブクール度の条件であるＦＡＲＯ試験の L-31（サブクール度：104K），L-33（サブクール度：124K）では，水蒸気爆発が発生していない。これらの試験のＵＯ２混合物量は，ＫＲＯＴＯＳ試験が数 kg であるのに対して 100kg 程度であり，より実機条件に近い。 　また，ＣＯＴＥＬＳ試験の高サブクール試験（A11）でも水蒸気爆発は発生していない。ＣＯＴＥＬＳ試験は，ＢＷＲの原子炉圧力容器外ＦＣＩを模擬した試験であり，溶融物に圧力容器内の構造物を想定したステンレススチールを含んでいる。また，溶融物量も 50kg 程度であり，ＫＲＯＴＯＳ試験よりも実機条件に近い。 　以上より，ＵＯ２混合物の溶融物量が少ないＫＲＯＴＯＳ試験では，水蒸気爆発が発生しているが，溶融物量が多くより実機体系に近い大規模試験であるＦＡＲＯ試験，ＣＯＴＥＬＳ試験では，水蒸気爆発は発生していない。		
上述のとおり，溶融物の温度を含め，実機を模擬した溶融物を用いた FCI 実験において水蒸気爆発が発生したケースでは，水蒸気爆発のトリガを発生させるための装置を用いている。水蒸気爆発のトリガは粗混合粒子の周囲に形成される蒸気膜の崩壊に起因すると考えられており，上述の実験で用いられたトリガ装置は蒸気膜を不安定化させる効果があると考えられるが，一方，実機条件ではこのようなトリガ装置で発生させているような圧力外乱となる要因は考えられない。	ＦＣＩ試験では，水蒸気爆発のトリガを発生させるために，高圧ガスを封入した装置（ＫＲＯＴＯＳ試験では最高 20MPa のガスを封入可能な装置）を用いている。水蒸気爆発のトリガは粗混合粒子の周囲に形成される蒸気膜の崩壊に起因すると考えられており，トリガ装置により圧力パルスを発生させ蒸気膜を不安定化させる効果があると考えられる。実機条件では，このようなトリガ装置で発生させているような圧力外乱となる要因は考えられない。また，溶融物がプール底部に接触することでトリガ要因となることが考えられるが，ＢＷＲの原子炉圧力容器外ＦＣＩを模擬	上述のとおり，溶融物の温度を含め，実機を模擬した溶融物を用いたＦＣＩ実験において水蒸気爆発が発生したケースでは，水蒸気爆発のトリガを発生させるための装置を用いている。水蒸気爆発のトリガは粗混合粒子の周囲に形成される蒸気膜の崩壊に起因すると考えられており，上述の実験で用いられたトリガ装置は蒸気膜を不安定化させる効果があると考えられるが，一方，実機条件ではこのようなトリガ装置で発生させているような圧力外乱となる要因は考えられない。	

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
以上のことから，実機において大規模な水蒸気爆発が発生する可能性は極めて小さいと考えられ，原子炉格納容器健全性に与える影響はないと考える。 以 上	したＣＯＴＥＬＳ試験の試験装置では，ＢＷＲのペデスタル底部と同様に平板コンクリートを模擬した試験装置としており，実機条件と同様であるが水蒸気爆発は観測されていない。 また，実機条件では，水深が試験条件よりも深くなる可能性があるが，水深が深いことにより，溶融物粒子が底部に到達するまでの沈降時間が長くなり，溶融物粒子が固化しやすい状況となる。このため，溶融物粒子が底部に接触することで発生するトリガリングのリスクは低減する可能性がある。 以上より，ＢＷＲの実機条件において水蒸気爆発のトリガとなる特段の要因は考えられないため，実機条件でも水蒸気爆発の発生リスクは十分小さいと考えられる。 上記の試験条件と実機条件の検討より，実機においては，格納容器の損傷に至る大規模な原子炉圧力容器外水蒸気爆発の可能性は十分に小さいと考えられる。 4.　参考文献 [1]N.Yamano, Y.Maruyama, T.Kudo, A.Hidaka, J.Sugimoto, Phenomenological studies on melt-coolant interactions in the ALPHA program, Nucl. Eng. Des. 155 369-389, 1995 [2]I.Huhtiniemi, D.Mgallon, H.Hohmann, Results of recent KROTOS FCI tests：alumina versus corium melts, Nucl. Eng. Des. 189 379-389, 1999 [3]D.Magllon, Characteristics of corium debris bed generated in large-scale fuel-coolant interaction experiments, Nucl. Eng. Des. 236 1998-2009, 2006 [4]H.S.Park, R.Chapman, M.L.Corradini, Vapor Explosions in a One-Dimensional Large-Scale Geometry With Simulant Melts, NUREG/CR-6623, 1999 [5]D.Magallon, et al, Lessons learn from FARO/TERMOS corium melt quenching experiments, Nucl. Eng. Des. 189 223-238, 1999 [6]M.Kato, H.Nagasaka, COTELS Fuel Coolant Interaction Tests under Ex-Vessel Conditions, JAERI-Conf 2000-015, 2000 [7]V.Tyrpekl, Material effect in the fuel - coolant interaction : structural characterization and solidification mechanism, 2012 [8]J.H.Kim, et al, The Influence of Variations in the Water Depth and Melt Composition on a Spontaneous Steam Explosion	以上のことから，実機において大規模な水蒸気爆発が発生する可能性は極めて小さいと考えられ，原子炉格納容器健全性に与える影響はないと考える。 ３．参考文献 [1]「沸騰水型原子力発電所　重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コード（ＭＡＡＰ）について」，東芝エネルギーシステムズ株式会社，TLR-094，日立ＧＥニュークリア・エナジー株式会社，HLR-123，平成 30 年５月	・記載方針の相違 【東海第二】 島根２号炉は，過去に実施された代表的なＦＣＩの実験の概要については，ＭＡＡＰコード説明資料を引用している。

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
	in the TROI Experiments, Proceedings of ICAPP’04 [9]（財）原子力安全研究協会，「シビアアクシデント対策評価のための格納容器イベントツリーに関する検討」，平成 13 年 7 月 [10]M. Kato, et al, Fuel Coolant Interaction Tests using UO2 Corium under Ex-vessel Conditions, JAERI-Conf 99-005, 1999. [11]J.H.Song, Fuel Coolant Interaction Experiments in TROI using a UO2/ZrO2 mixture, Nucl. Eng. Des., 222, 1-15, 2003 [12]J.H.Kim, Results of the Triggered Steam Explosion from the TROI Experiment, Nucl. Tech., Vol.158 378-395, 2007 [13]NEA/CSNI/R , OECD/SERENA Project Report Summary and Conclusions, 2015 [14]NUCLEA Nuclear Thermodynamic Database, Version 2005-01	以　上	

第１表　ＡＬＰＨＡ試験の主要な試験条件及び試験結果[1]

試験名	試験ケース	溶融物組成	溶融物質量(kg)	圧力(MPa)	水温度(K)	水深(m)	外部トリガ	水蒸気爆発発生	機械的エネルギ変換効率(%)
ALPHA	STX002	$Fe-Al_2O_3$	20	0.10	289	1.0	No	Yes	－
	STX003	$Fe-Al_2O_3$	20	0.10	292	1.0	No	Yes	－
	STX005	$Fe-Al_2O_3$	20	0.10	300	1.0	No	Yes	－
	STX009	$Fe-Al_2O_3$	20	0.10	289	1.0	No	Yes	－
	STX016	$Fe-Al_2O_3$	20	0.10	295	0.9	No	Yes	0.86
	STX017	$Fe-Al_2O_3$	20	0.10	286	0.9	No	Yes	0.66
	STX018	$Fe-Al_2O_3$	20	0.10	283	0.9	No	Yes	3.33
	STX001	$Fe-Al_2O_3$	10	0.10	293	1.0	No	No	－
	STX010	$Fe-Al_2O_3$	10	0.10	297	1.0	No	Yes	－
	STX013	$Fe-Al_2O_3$	10	0.10	284	1.0	No	No	－
	STX014	$Fe-Al_2O_3$	20	0.10	372	1.0	No	No	－
	STX008	$Fe-Al_2O_3$	20	1.60	288	1.0	No	No	－
	STX012	$Fe-Al_2O_3$	20	1.60	290	1.0	No	No	－
	STX015	$Fe-Al_2O_3$	20	1.00	282	1.0	No	No	－
	STX006	$Fe-Al_2O_3$	20	0.10	298	1.0	No	No	－
	STX011	$Fe-Al_2O_3$	20	0.10	290	1.0	No	Yes	－
	STX019	$Fe-Al_2O_3$	20	0.10	281	0.9	No	Yes	5.67
	STX020	$Fe-Al_2O_3$	20	0.10	281	1.0	No	No	－
	STX021	$Fe-Al_2O_3$	20	0.10	281	0.9	No	Yes	4.05

第2表　ＫＲＯＴＯＳ試験の主要な試験条件及び試験結果[2][3][4]

試験名	試験ケース	溶融物組成	溶融物質量 (kg)	溶融物温度 (K)	圧力 (MPa)	サブクール度 (K)	水深 (m)	外部トリガ	水蒸気爆発発生	機械的エネルギ変換効率(%)
KROTOS	K38	Alumina	1.5	2,665	0.1	79	1.11	No	Yes	1.45
	K40	Alumina	1.5	3,073	0.1	83	1.11	No	Yes	0.9
	K41	Alumina	1.4	3,073	0.1	5	1.11	No	No	－
	K42	Alumina	1.5	2,465	0.1	80	1.11	No	Yes	1.9
	K43	Alumina	1.5	2,625	0.21	100	1.11	No	Yes	1.3
	K44	Alumina	1.5	2,673	0.1	10	1.11	Yes	Yes	2.6
	K49	Alumina	1.5	2,688	0.37	120	1.11	No	Yes	2.2
	K50	Alumina	1.7	2,473	0.1	13	1.11	No	No	－
	K51	Alumina	1.7	2,748	0.1	5	1.11	No	No	－
	K32	80wt%UO_2-20wt%ZrO_2	3.0	3,063	0.1	22	1.08	No	No	－
	K33	80wt%UO_2-20wt%ZrO_2	3.2	3,063	0.1	75	1.08	No	No	－
	K35	80wt%UO_2-20wt%ZrO_2	3.1	3,023	0.1	10	1.08	Yes	No	－
	K36	80wt%UO_2-20wt%ZrO_2	3.0	3,025	0.1	79	1.08	Yes	No	－
	K37	80wt%UO_2-20wt%ZrO_2	3.2	3,018	0.1	77	1.11	Yes	No	－
	K45	80wt%UO_2-20wt%ZrO_2	3.1	3,106	0.1	4	1.14	Yes	No	－
	K46	80wt%UO_2-20wt%ZrO_2	5.4	3,086	0.1	83	1.11	Yes	Yes	－
	K47	80wt%UO_2-20wt%ZrO_2	5.4	3,023	0.1	82	1.11	Yes	No	－
	K52	80wt%UO_2-20wt%ZrO_2	2.6	3,133	0.2	102	1.11	Yes	Yes	0.02
	K53	80wt%UO_2-20wt%ZrO_2	3.6	3,129	0.36	122	1.11	Yes	Yes	0.05

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

第３表　ＦＡＲＯ試験の主要な試験条件及び試験結果[3]

試験名	試験ケース	溶融物組成	溶融物質量 (kg)	溶融物温度 (K)	圧力 (MPa)	サブクール度 (K)	水深 (m)	外部トリガ	水蒸気爆発発生	機械的エネルギ変換効率(%)
FARO	L-06	80wt%UO_2-20wt%ZrO_2	18	2,923	5	0	0.87	No	No	—
	L-08	80wt%UO_2-20wt%ZrO_2	44	3,023	5.8	12	1.00	No	No	—
	L-11	77wt%UO_2-19wt%ZrO_2-4wt%Zr	151	2,823	5	2	2.00	No	No	—
	L-14	80wt%UO_2-20wt%ZrO_2	125	3,123	5	0	2.05	No	No	—
	L-19	80wt%UO_2-20wt%ZrO_2	157	3,073	5	1	1.10	No	No	—
	L-20	80wt%UO_2-20wt%ZrO_2	96	3,173	2	0	1.97	No	No	—
	L-24	80wt%UO_2-20wt%ZrO_2	177	3,023	0.5	0	2.02	No	No	—
	L-27	80wt%UO_2-20wt%ZrO_2	117	3,023	0.5	1	1.47	No	No	—
	L-28	80wt%UO_2-20wt%ZrO_2	175	3,052	0.5	1	1.44	No	No	—
	L-29	80wt%UO_2-20wt%ZrO_2	39	3,070	0.2	97	1.48	No	No	—
	L-31	80wt%UO_2-20wt%ZrO_2	92	2,990	0.2	104	1.45	No	No	—
	L-33	80wt%UO_2-20wt%ZrO_2	100	3,070	0.4	124	1.60	Yes	No	—

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

第４表　ＣＯＴＥＬＳ試験の主要な試験条件及び試験結果[6]

試験名	試験ケース	溶融物組成	溶融物質量（kg）	圧力（MPa）	サブクール度（K）	水深（m）	外部トリガ	水蒸気爆発発生	機械的エネルギ変換効率（%）
COTELS	A1	55wt%UO_2-25wt%Zr-5wt%ZrO_2-15wt%SS	56.3	0.20	0	0.4	No	No	—
	A4	55wt%UO_2-25wt%Zr-5wt%ZrO_2-15wt%SS	27.0	0.30	8	0.4	No	No	—
	A5	55wt%UO_2-25wt%Zr-5wt%ZrO_2-15wt%SS	55.4	0.25	12	0.4	No	No	—
	A6	55wt%UO_2-25wt%Zr-5wt%ZrO_2-15wt%SS	53.1	0.21	21	0.4	No	No	—
	A8	55wt%UO_2-25wt%Zr-5wt%ZrO_2-15wt%SS	47.7	0.45	24	0.4	No	No	—
	A9	55wt%UO_2-25wt%Zr-5wt%ZrO_2-15wt%SS	57.1	0.21	0	0.9	No	No	—
	A10	55wt%UO_2-25wt%Zr-5wt%ZrO_2-15wt%SS	55.0	0.47	21	0.4	No	No	—
	A11	55wt%UO_2-25wt%Zr-5wt%ZrO_2-15wt%SS	53.0	0.27	86	0.8	No	No	—

（注）溶融物温度は 3000～3100K と見積もられている[9][10]

第5表　ＴＲＯＩ試験の主要な試験条件及び試験結果（1/2）[7][8][11][12]

試験名	試験ケース	溶融物組成	溶融物質量 (kg)	溶融物温度 (K)	圧力 (MPa)	水温度 (K)	水深 (m)	外部トリガ	水蒸気爆発発生	機械的エネルギ変換効率(%)
TROI	1	99wt%ZrO_2-1wt%Zr	5	>3,373	0.1	365	0.67	－	Steam Spike	－
	2	99wt%ZrO_2-1wt%Zr	5.5	>3,373	0.1	365	0.67	－	No	－
	3	99wt%ZrO_2-1wt%Zr	4.88	>3,373	0.1	323	0.67	－	No	－
	4	99wt%ZrO_2-1wt%Zr	4.2	>3,373	0.1	292	0.67	－	Yes	－
	5	98.5wt%ZrO_2-1.5wt%Zr	2.9	3,373	0.1	337	0.67	－	Yes	－
	9	70wt%UO_2-30wt%ZrO_2	4.3	3,200	0.1	296	0.90	－	No	－
	10	70wt%UO_2-30wt%ZrO_2	8.7	3,800	0.117	298	0.67	－	Yes	－
	11	70wt%UO_2-30wt%ZrO_2	9.2	>3,800	0.111	296	0.67	－	No	－
	12	70wt%UO_2-30wt%ZrO_2	8.4	3,800	0.11	293	0.67	－	Yes	－
	13	70wt%UO_2-30wt%ZrO_2	7.7	2,600(注1)	0.108	292	0.67	－	Yes	0.40
	14	70wt%UO_2-30wt%ZrO_2	6.5	3,000(注2)	0.105	285	0.67	－	Yes	－
	17	70wt%UO_2-30wt%ZrO_2						－	No	－
	18	78wt%UO_2-22wt%ZrO_2	9.1					－	－	－
	21	80wt%UO_2-20wt%ZrO_2	17.0	3,000	0.110	298	1.30	No	No	－
	22	80wt%UO_2-20wt%ZrO_2	17.0	2,900	0.110	297	1.30	No	No	－
	23	80wt%UO_2-20wt%ZrO_2	17.0	3,600	0.110	293	1.30	No	No	－
	24	ZrO_2	9.5	3,600	0.110	288	0.67	No	Yes	－
	25	70wt%UO_2-30wt%ZrO_2	15.0	3,500	0.110	287	0.67	No	Steam Spike	－
	26	80wt%UO_2-20wt%ZrO_2	17.0	3,300	0.106	283	0.67	No	Steam Spike	－

（注１）参考文献[11]によれば温度計測に問題があり，実際には3,500K以上と推測されている。
（注２）参考文献[11]によれば二つの温度計が異なる最高温度（4,000K，3,200K）を示しており，計測の不確かさが大きいとされている。