

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
<p style="text-align: right;">添付資料3.1.3.1</p> <p style="text-align: center;">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</p> <p>1. 炉心損傷の判断基準</p> <p>1.1 炉心損傷の判断基準について</p> <p>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。</p> <p>事故時運転操作手順書 (徴候ベース) では、原子炉への注水システム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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 3.1.3.2</p> <p style="text-align: center;">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</p> <p>1. 炉心損傷の判断基準</p> <p>1.1 炉心損傷の判断基準について</p> <p>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。</p> <p>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、原子炉への注水システム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。</p> <p>※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</p> <p>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。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 3.1.3.1</p> <p style="text-align: center;">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</p> <p>1. 炉心損傷の判断基準</p> <p>1.1 炉心損傷の判断基準について</p> <p>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。</p> <p>事故時操作要領書 (徴候ベース) では、原子炉への注水システム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。</p> <p>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。</p> <p>また、東京電力株式会社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。</p> <p>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</p>	<p>・運用の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、10倍を超え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。</p> <p>・記載表現の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>・記載方針の相違</p> <p>【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>島根2号炉は判断基準として1点の温度計</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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<u>8.20MPa [gage]</u>）における飽和温度約<u>298℃</u>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。</p> <p>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、当該計装設備にて判断を行う。</p>	<p>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 <u>8.31MPa[gage]</u>）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、<u>熔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。</u>上記より、炉心損傷の判断基準を 300℃以上としている。</p> <p>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。</p>	<p><u>単一故障による指示値の上昇でないことを確認する。</u></p> <p>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<u>8.35MPa [gage]</u>）における飽和温度約<u>299℃</u>を超えることはなく、300℃以上にはならない。一方、<u>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。</u>上記より、炉心損傷の判断基準を300℃以上としている。</p> <p>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、当該計装設備にて判断を行う。</p>	<p>で確認することを記載している。</p> <p>・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。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<div data-bbox="184 247 899 716" data-label="Image"> </div> <p data-bbox="320 745 750 781">(1) ドライウエルのガンマ線線量率</p> <div data-bbox="184 831 899 1299" data-label="Image"> </div> <p data-bbox="246 1329 825 1365">(2) サプレッション・チェンバのガンマ線線量率</p> <p data-bbox="344 1421 721 1457">図1 重大事故導入条件判断図</p>		<div data-bbox="1774 220 2454 810" data-label="Image"> </div> <p data-bbox="1893 835 2347 871">図1 ドライウエルのガンマ線線量率</p> <div data-bbox="1774 909 2454 1476" data-label="Image"> </div> <p data-bbox="1813 1509 2427 1545">図2 サプレッション・チェンバのガンマ線線量率</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>1.2 炉心損傷の判断基準の根拠について</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p>1.2 炉心損傷の判断基準の根拠について</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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}）。</p> <p>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。</p>	<p>1.2 炉心損傷の判断基準の根拠について</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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及び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。</p>	<p>・記載表現の相違 【東海第二】</p> <p>・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。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>1. 3 <u>格納容器内雰囲気放射線レベル計</u>について</p> <p><u>格納容器内雰囲気放射線レベル計</u>のガンマ線線量率の測定レンジは、$10^{-2} \sim 10^5 \text{Sv/h}$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「<u>大破断LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失</u>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）</p> <p><u>格納容器内雰囲気放射線レベル計</u>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。<u>格納容器内雰囲気放射線レベル計</u>の検出器は、ドライウエル内の対角位置に2カ所、サブプレッション・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、直接ドライウエ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ブプレッション・チェンバ側</p>	<div data-bbox="973 216 1673 1010" style="border: 1px solid black; width: 100%; height: 100%; text-align: center; vertical-align: middle;">  </div> <p>第1図 炉心損傷判定図</p> <p>1. 3 <u>格納容器雰囲気放射線モニタ</u>について</p> <p><u>格納容器雰囲気放射線モニタ</u>のガンマ線線量率の測定レンジは、$10^{-2} \sim 10^5 \text{Sv/h}$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「<u>大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗</u>」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）。</p> <p><u>格納容器雰囲気放射線モニタ</u>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。<u>格納容器雰囲気放射線モニタ</u>の検出器は、ドライウエル内の対角位置に2カ所、サブプレッション・チェンバ内の雰囲気気の対角位置に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等の直接ドライウエ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ブプレッション・チェンバ側</p>	<p>1. 3 <u>格納容器雰囲気放射線モニタ</u>について</p> <p><u>格納容器雰囲気放射線モニタ</u>のガンマ線線量率の測定レンジは、$10^{-2} \sim 10^5 \text{Sv/h}$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「<u>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</u>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）</p> <p><u>格納容器雰囲気放射線モニタ</u>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。<u>格納容器雰囲気放射線モニタ</u>の検出器は、ドライウエル内の対角位置に2箇所、サブプレッション・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、直接ドライウエ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ブプレッション・チェンバ側</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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、<u>格納容器内雰囲気放射線レベル計</u>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。</p> <p>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。</p>	<p>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。</p> <p>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。</p>	<p>放出される場合があるが、いずれの場合においても、<u>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</u>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。</p> <p>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。</p>	<p>・記載表現の相違 【東海第二】</p>

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※	0.31MPa〔gauge〕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※	0.62MPa〔gauge〕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	0.62MPa〔gauge〕接近時
「大破断LOCA+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」のシナシナ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※	0.62MPa〔gauge〕接近時

※CAMS計測レンジ (計表設備の仕様): 10⁻²~10⁶ Sv/h

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 (発生事故あたりおおむね5mSv以下)	—	—
【参考】 格納容器雰囲気放射線モニタ使用不能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」の評価事故シナシナ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): 10⁻²~10⁵ Sv/h

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※	サブレッション・プールの通常水位+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※	サブレッション・プールの通常水位+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	サブレッション・プールの通常水位+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」のシナシナ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※	サブレッション・プールの通常水位+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): 10⁻²~10⁶ Sv/h

- ・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
<p>2. 炉心損傷判断前後における運転操作の差異</p> <p>2.1 原子炉への注水について</p> <p>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<u>マネージメント</u>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。</p> <p>2.2 格納容器ベント及び格納容器スプレイについて</p> <p>炉心損傷後の格納容器ベントは、その実施の判断基準は、<u>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。</u>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<u>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エネルギー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。</u></p> <p>また、<u>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。</u>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。</p>	<p>2. 炉心損傷判断前後における運転操作の差異</p> <p>2.1 原子炉圧力容器への注水について</p> <p>BWRの場合、<u>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ージメントを実施する。</u>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。</p> <p>2.2 格納容器ベント及び格納容器スプレイについて</p> <p><u>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)。</u></p> <p>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、炉心損傷後はサブプレッション・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F P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F Pを保持した方が減衰により環境へ放出する放射エネルギーを低減できることから、2Pd 到達前であるサブプレッション・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。</p> <p>また、<u>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。</u>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。</p>	<p>2. 炉心損傷判断前後における運転操作の差異</p> <p>2.1 原子炉への注水について</p> <p>BWRの場合、<u>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。</u>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。</p> <p>2.2 格納容器ベント及び格納容器スプレイについて</p> <p><u>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)。</u></p> <p>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、サブプレッション・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。<u>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、サブプレッション・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。</u></p> <p>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。</p>	<p>・記載表現の相違 【東海第二】</p> <p>・記載表現の相違 【柏崎6/7】</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 ベント実施基準の相違。</p> <p>・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。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 ベント実施基準の相違。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>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。</u></p>			<p>・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。</p>

表2 炉心損傷判断前後における格納容器スプレィ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
格納容器スプレィ	<p>(圧力基準) 設計基準事故時の最高圧力は、ドライウエル：0.25MPa [gage]、サブプレッション・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、格納容器スプレィを行う。</p> <p>(温度基準) 格納容器最高使用温度は、ドライウエル：171℃、サブプレッション・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ィを行う。</p>	<p>(圧力基準) 炉心損傷後の格納容器スプレィは、原子炉格納容器の限界圧力が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、格納容器スプレィ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。</p> <p>また、原子炉への注水機能が喪失し原子炉圧力容器下流部温度が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ィを実施する。</p> <p>(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、ドライウエル及びサブプレッション・チェンバ・プールの空間温度が190℃以上となった場合に、格納容器スプレィを行う。</p> <p>加えて、炉心損傷後は、原子炉格納容器内で発生する無機性物質の発生を抑制を目的に、格納容器スプレィ時に水酸化ナトリウムを注入する。</p>
格納容器ベント	<p>サブプレッション・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、原子炉格納容器前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。</p>	<p>(圧力基準) 炉心損傷後の格納容器スプレィは、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ィの実施になるが、格納容器スプレィ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。</p> <p>(温度基準) 格納容器最高使用温度は、ドライウエル171℃、サブプレッション・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、格納容器スプレィを行う。</p>

第2表 炉心損傷判断前後における格納容器スプレィ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
格納容器スプレィ	<p>(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。</p> <p>(温度基準) 格納容器最高使用温度は、ドライウエル171℃、サブプレッション・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、格納容器スプレィを行う。</p>	<p>(圧力基準) 炉心損傷後の格納容器スプレィは、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ィの実施になるが、格納容器スプレィ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。</p> <p>(温度基準) 評価項目である200℃に至らないように、ドライウエル又はサブプレッション・チェンバの空間温度が171℃以上になった場合に、格納容器スプレィを行う。</p>
格納容器ベント	<p>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、サブプレッション・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。</p>	<p>サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m到達により格納容器スプレィを停止した時点で、格納容器の過圧による破損を防止することを目的に、サブプレッション・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。</p>

表2 炉心損傷判断前後における格納容器スプレィ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
炉心損傷前	<p>(圧力基準) 炉心損傷前の格納容器スプレィは、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、又はサブプレッション・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、格納容器スプレィ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。</p> <p>(温度基準) 格納容器最高使用温度は、ドライウエル：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ィを行い、150℃以下に低下した場合、又はサブプレッション・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。</p>	<p>(圧力基準) 炉心損傷後の格納容器スプレィは、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、又はサブプレッション・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、格納容器スプレィ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。</p> <p>(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、ドライウエル及びサブプレッション・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、又はサブプレッション・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。</p>
炉心損傷後	<p>サブプレッション・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ィを停止した時点で、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。</p>	<p>サブプレッション・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ィを停止した時点で、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。</p>

※1 炉心損傷後における格納容器スプレィ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ィ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
<p>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</p> <p>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°C) 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°C (約 1,473K) よりも低い温度としている。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>よって、解析において炉心損傷の開始を 1,000K (約 727°C) 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。</p>	<p>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断基準について</p> <p>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°C (約 1,473K) よりも低い、1,000K (約 727°C) と設定している。</p> <p>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。</p> <p>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°C) は、その後の運転操作に影響を与えるものではない。</p> <p>なお、MAAP 解析において、約 727°C (MAAP 解析における炉心損傷判定温度) から 1200°C (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。</p>	<p>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</p> <p>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°C) 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°C (約 1,473K) よりも低い温度としている。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>よって、解析において炉心損傷の開始を 1,000K (約 727°C) 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。</p>	

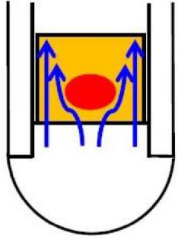
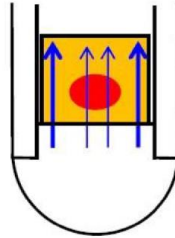
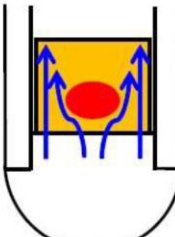
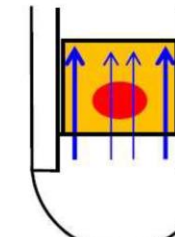
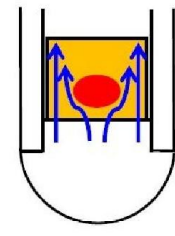
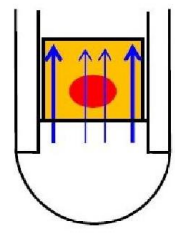
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																												
<p>(補足) 炉心損傷の判定時間に係る解析結果について 「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失」 における事象発生後の燃料被覆管温度推移の解析結果を表3に示す。</p> <p>MAAP 解析において、約 727℃ (MAAP 解析における炉心損傷判定温度) から 1,200℃ (審査ガイドにおける炉心の著しい損傷の評価項目における要件) に上昇するまでの時間は <u>7 分程度</u> 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。</p> <p>また、MAAP 解析による炉心損傷の判定時間は約 <u>0.3 時間</u> 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。</p> <p style="text-align: center;"><u>表3 炉心損傷の判定時間に係る解析結果</u></p> <table border="1" data-bbox="172 787 869 1260"> <thead> <tr> <th rowspan="2">燃料被覆管温度</th> <th colspan="2">事象発生後の時間</th> <th rowspan="2">備考</th> </tr> <tr> <th>MAAP 解析</th> <th>SAFER 解析</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約 727℃ (1,000K)</td> <td>約 0.3h (約 17分)</td> <td>約 0.15h (約 9分)</td> <td>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)</td> </tr> <tr> <td>—</td> <td>約 0.3~0.4h (参考)</td> <td>約 0.15~0.2h (参考)</td> <td>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)</td> </tr> <tr> <td>1,200℃</td> <td>約 0.4h (約 24分)</td> <td>約 0.2h (約 12分)</td> <td>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</td> </tr> <tr> <td>約 2,227℃ (2,500K)</td> <td>約 0.7h (約 41分)</td> <td>—*</td> <td>炉心熔融</td> </tr> </tbody> </table> <p>※高川方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。</p>	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-FPTO 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)	—*	炉心熔融		<p>(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。</p> <p>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 <u>5 分程度</u> 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。</p> <p>また、MAAP 解析による炉心損傷の判定時間は約 <u>5 分</u> 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。</p> <p style="text-align: center;"><u>表3 炉心損傷の判定時間に係る解析結果</u></p> <table border="1" data-bbox="1745 850 2487 1375"> <thead> <tr> <th rowspan="2">燃料被覆管温度</th> <th colspan="2">事象発生後の時間</th> <th rowspan="2">備考</th> </tr> <tr> <th>MAAP 解析</th> <th>SAFER 解析</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約 727℃ (1,000K)</td> <td>約 5分</td> <td>約 2分</td> <td>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)</td> </tr> <tr> <td>—</td> <td>約 5~10分 (参考)</td> <td>約 2~4分 (参考)</td> <td>手順書の炉心損傷判断 (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)</td> </tr> <tr> <td>1,200℃</td> <td>約 10分</td> <td>約 4分</td> <td>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</td> </tr> <tr> <td>約 2,227℃ (2,500K)</td> <td>約 28分</td> <td>—*</td> <td>炉心熔融</td> </tr> </tbody> </table> <p>※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 では計算できない。</p>	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)	手順書の炉心損傷判断 (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	—*	炉心熔融	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> 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。
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-FPTO 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)	—*	炉心熔融																																												
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)	手順書の炉心損傷判断 (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	—*	炉心熔融																																												

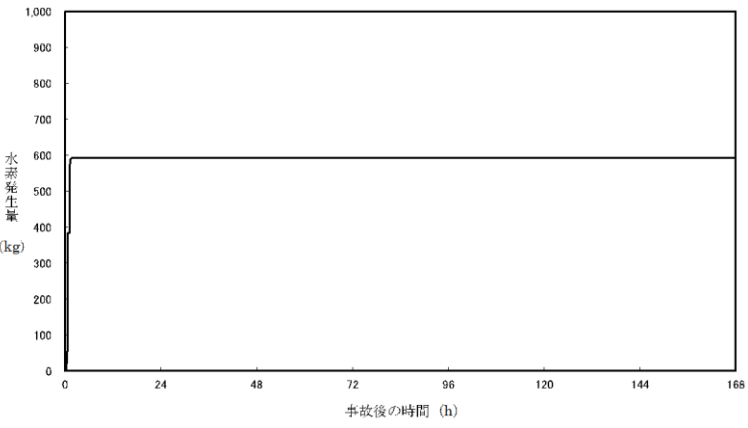
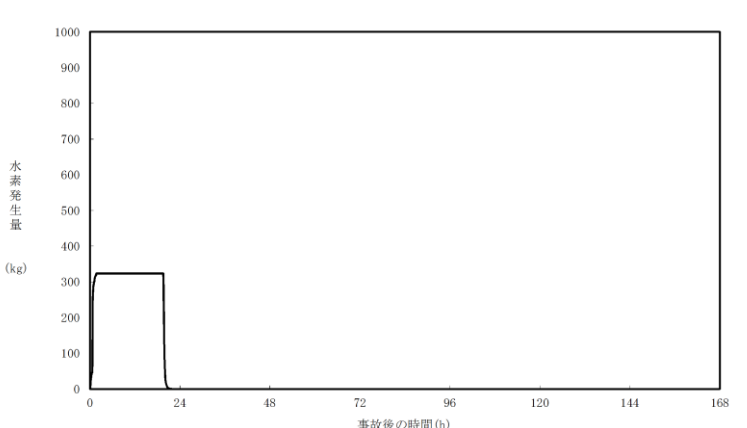
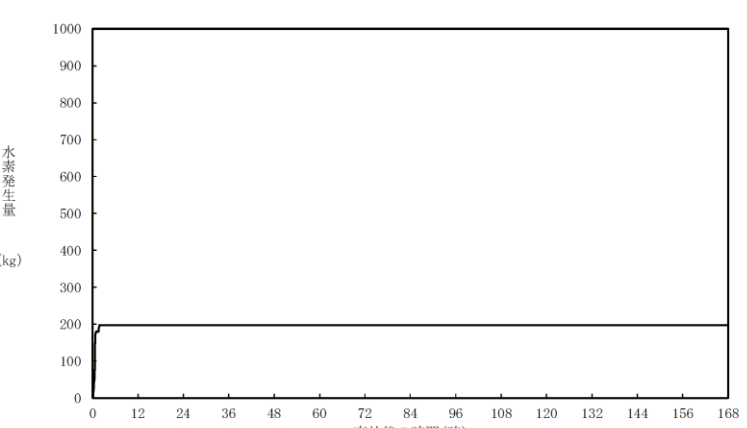
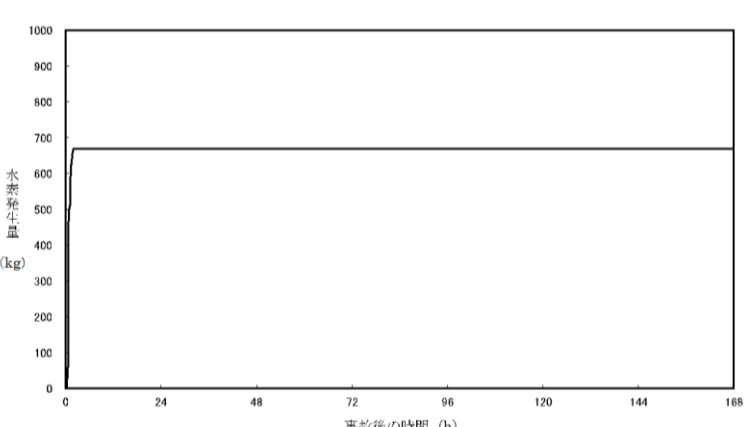
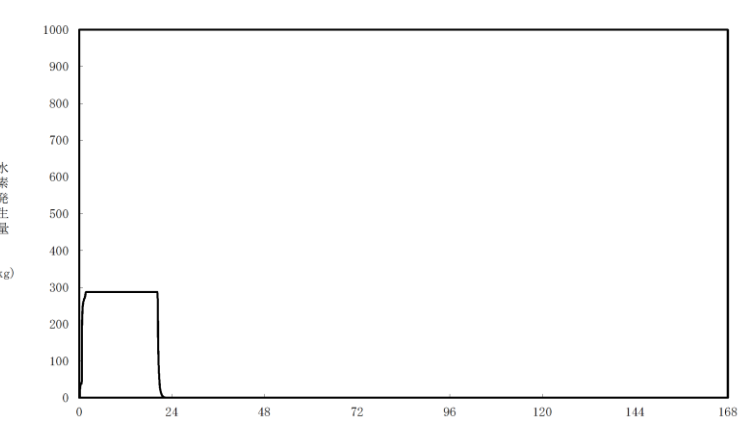
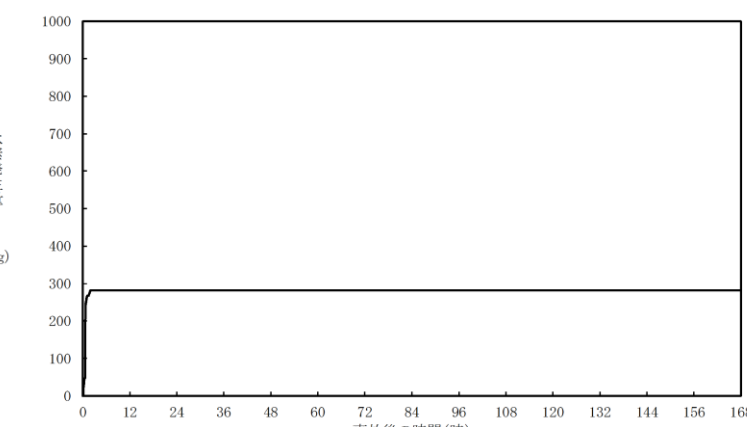
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p style="text-align: right;">別添</p> <p style="text-align: center;"><u>炉心損傷判定図及び炉心損傷割合の推定図について</u></p> <p><u>炉心損傷判定図における追加放出相当のガンマ線線量率の推移は、設計基準事故の中で格納容器内の核分裂生成物の存在量が最大となる原子炉冷却材喪失時を想定したものであり、線量率として支配的である希ガスの追加放出量を基に評価されたものである。炉心損傷はドライウエ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。</u></p> <p><u>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、ドライウエ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。</u></p> <p><u>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。</u></p> <div style="text-align: center; border: 1px solid black; width: 200px; height: 200px; margin: 10px auto;"></div> <p style="text-align: center;">第 1 図 炉心損傷判定図及び炉心損傷割合の推定図 (ドライウエル)</p>		<p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>東海第二は、炉心損傷割合の推定図を記載している。</p>

まとめ資料比較表 [有効性評価 添付資料 3.1.3.2]

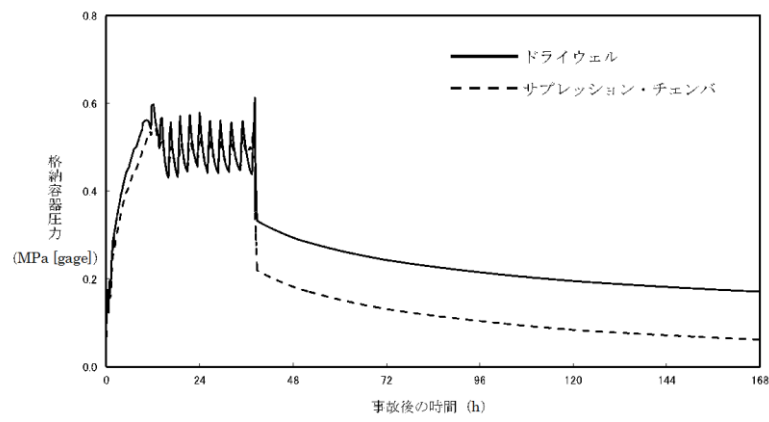
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料3.1.3.2</p> <p style="text-align: center;">非凝縮性ガスの影響について</p> <p>1. はじめに</p> <p>格納容器過圧・過温破損を防止するための対策の確認においては、MAAP コードを使用して「<u>大破断LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失</u>」を仮定したシナリオにて評価を実施している。MAAP コードの水素ガス発生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]。</p> <p>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。</p> <p>2. 解析条件</p> <ul style="list-style-type: none"> 流体が流路減少部分を通り抜けなくなるノードの空隙率（ポロシティ）：0.0 （申請解析ではポロシティ：0.1 以下） <p>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り抜け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。</p> <p>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。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 3.1.3.13</p> <p style="text-align: center;">非凝縮性ガスの影響について</p> <p>1. はじめに</p> <p>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「<u>大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗</u>」(全交流動力電源喪失の重量を考慮)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]。</p> <p><u>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。</u></p> <p><u>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。</u></p> <p>2. 解析条件</p> <p><u>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り抜け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。</u></p> <p><u>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り抜け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についてはベースケースと同様とした。</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 3.1.3.2</p> <p style="text-align: center;">非凝縮性ガスの影響について</p> <p>1. はじめに</p> <p>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「<u>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</u>」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]。</p> <p>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。</p> <p>2. 解析条件</p> <ul style="list-style-type: none"> 流体が流路減少部分を通り抜けなくなるノードの空隙率（ポロシティ）：0.0 （申請解析ではポロシティ：0.1 以下） <p>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り抜け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。</p> <p>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。</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>3. 解析結果</p> <p>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。</p> <p>[1] <u>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)</u></p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>3. 解析結果</p> <p>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、<u>熔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。</u>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<u>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。</u></p> <p>[1] <u>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)</u></p>	<p>3. 解析結果</p> <p>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<u>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。</u></p> <p>[1] <u>「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</u></p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>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。</p>

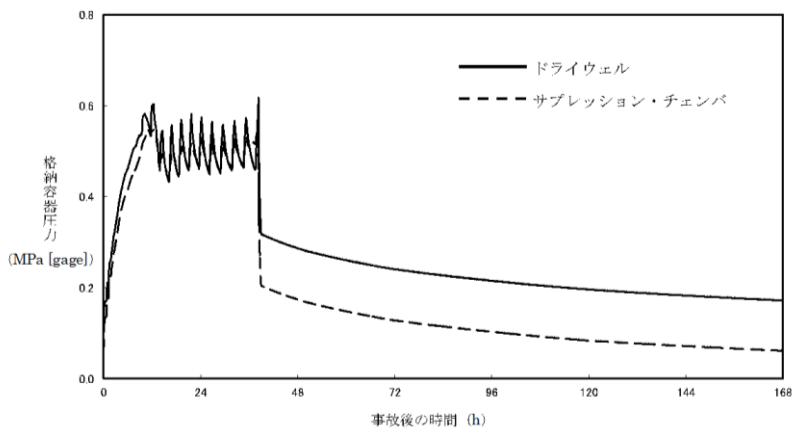
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: center;"> <div style="text-align: center;">  <p>MAAP</p> <p>ポロシティ≤ 0.1で 完全閉塞</p> </div> <div style="text-align: center;">  <p>MELCOR</p> <p>ポロシティの最小値は 0.05(完全閉塞せず)</p> </div> </div> <p style="text-align: center;">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)</p>	<div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: center;"> <div style="text-align: center;">  <p>MAAP</p> <p>ポロシティ≤ 0.1で 完全閉塞</p> </div> <div style="text-align: center;">  <p>MELCOR</p> <p>ポロシティの最小値は 0.05(完全閉塞せず)</p> </div> </div> <p style="text-align: center;">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)</p>	<div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: center;"> <div style="text-align: center;">  <p>MAAP</p> <p>ポロシティ≤ 0.1で 完全閉塞</p> </div> <div style="text-align: center;">  <p>MELCOR</p> <p>ポロシティの最小値は 0.05(完全閉塞せず)</p> </div> </div> <p style="text-align: center;">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)</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
 <p>大破断LOCA (申請解析: 空隙率 0.1 以下で完全閉塞)</p>	 <p>大破断LOCA解析 (ベースケース: 空隙率 0.1 以下で完全閉塞)</p>	 <p>大破断LOCA (申請解析: 空隙率 0.1 以下で完全閉塞)</p>	<p>・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。</p>
 <p>大破断LOCA (感度解析: 空隙率 0.0 で完全閉塞)</p>	 <p>大破断LOCA解析 (感度解析: 空隙率 0.0 で完全閉塞)</p>	 <p>大破断LOCA (感度解析: 空隙率 0.0 で完全閉塞)</p>	
<p>図2 水素発生量比較</p>	<p>第2図 水素発生量の比較</p>	<p>図2 水素発生量比較</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)



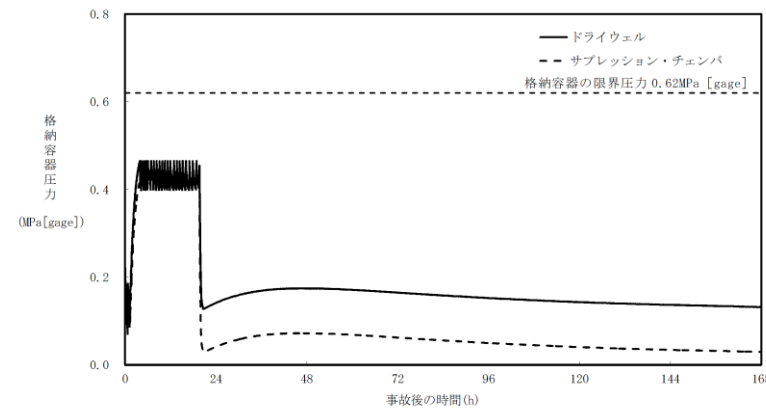
大破断LOCA (申請解析: 空隙率 0.1 以下で完全閉塞)



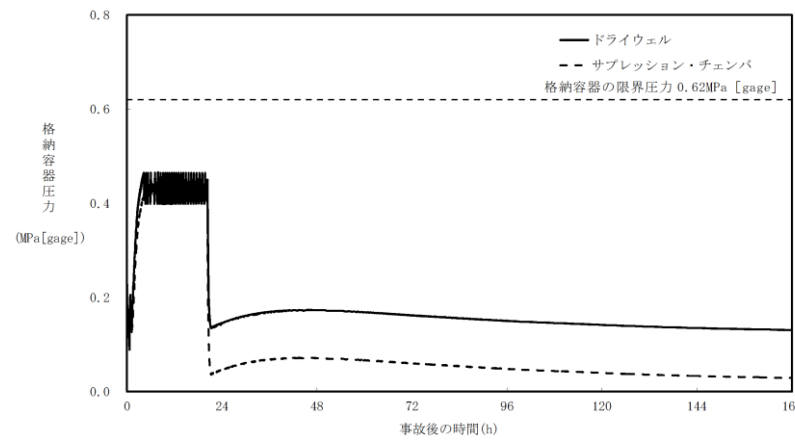
大破断LOCA (感度解析: 空隙率 0.0 で完全閉塞)

図3 格納容器圧力の比較

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)



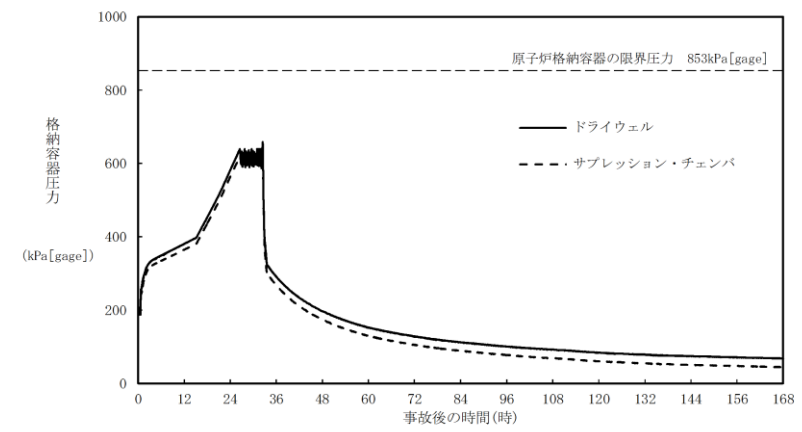
大破断LOCA解析 (ベースケース: 空隙率 0.1 以下で完全閉塞)



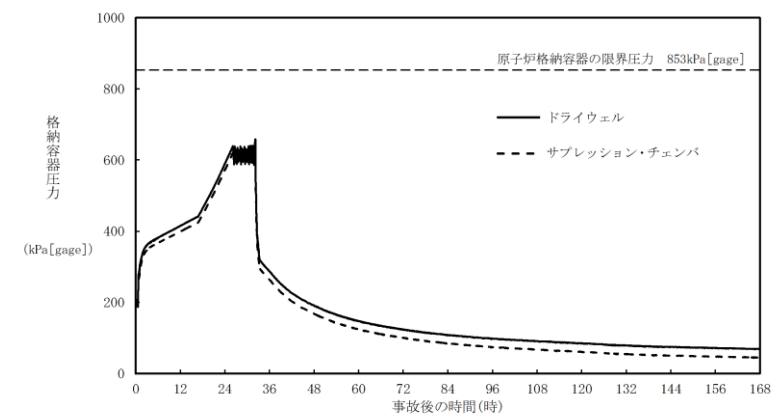
大破断LOCA解析 (感度解析: 空隙率 0.0 で完全閉塞)

第3図 格納容器圧力の比較

島根原子力発電所 2号炉



大破断LOCA (申請解析: 空隙率 0.1 以下で完全閉塞)



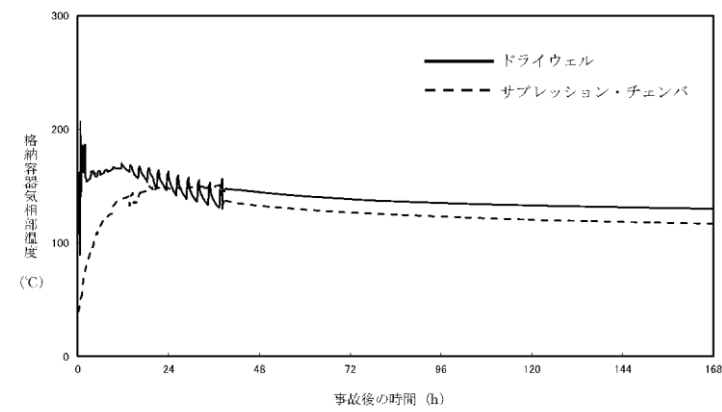
大破断LOCA (感度解析: 空隙率 0.0 で完全閉塞)

図3 格納容器圧力の比較

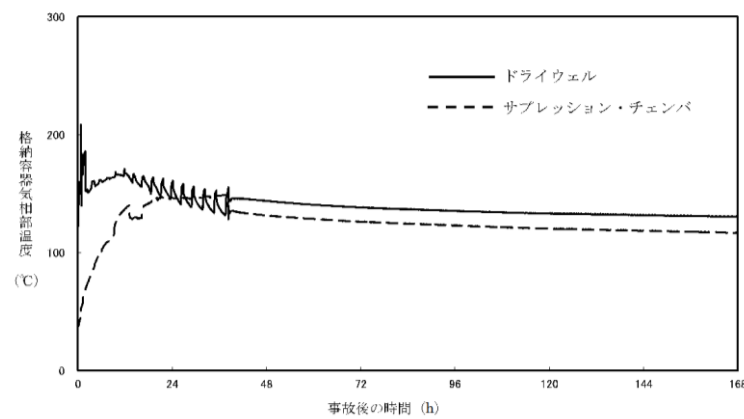
備考

(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)



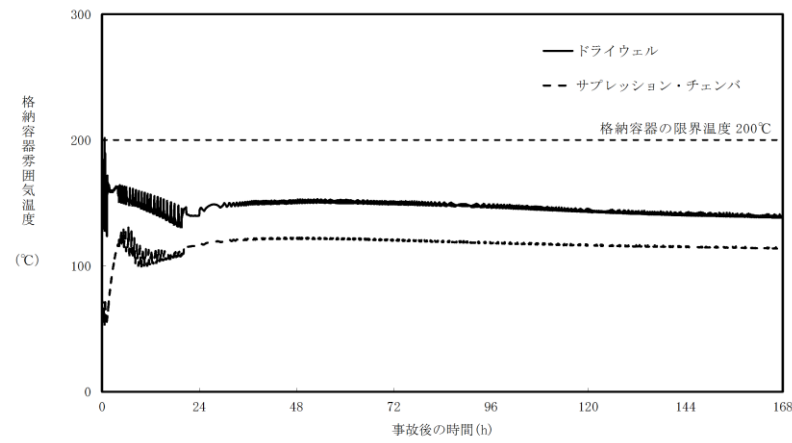
大破断LOCA (申請解析: 空隙率 0.1 以下で完全閉塞)



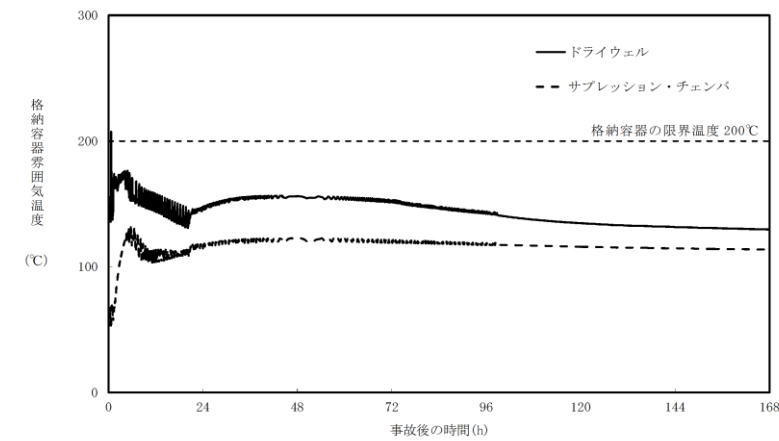
大破断LOCA (感度解析: 空隙率 0.0 で完全閉塞)

図4 格納容器気相部温度の比較

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)



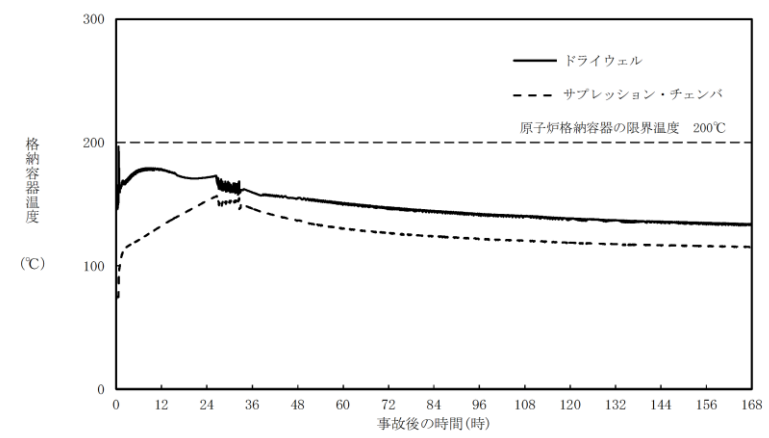
大破断LOCA解析 (ベースケース: 空隙率 0.1 以下で完全閉塞)



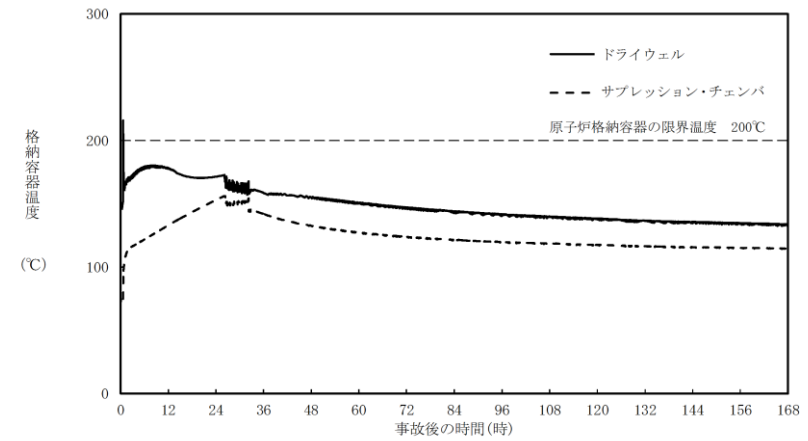
大破断LOCA解析 (感度解析: 空隙率 0.0 で完全閉塞)

第4図 格納容器雰囲気温度の比較

島根原子力発電所 2号炉



大破断LOCA (申請解析: 空隙率 0.1 以下で完全閉塞)

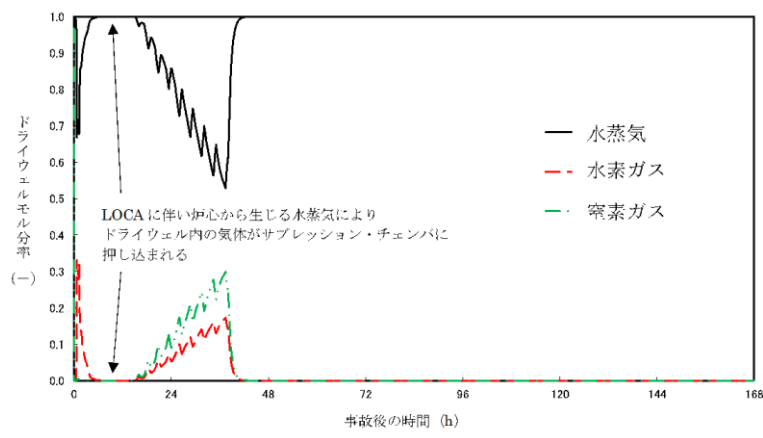


大破断LOCA (感度解析: 空隙率 0.0 で完全閉塞)

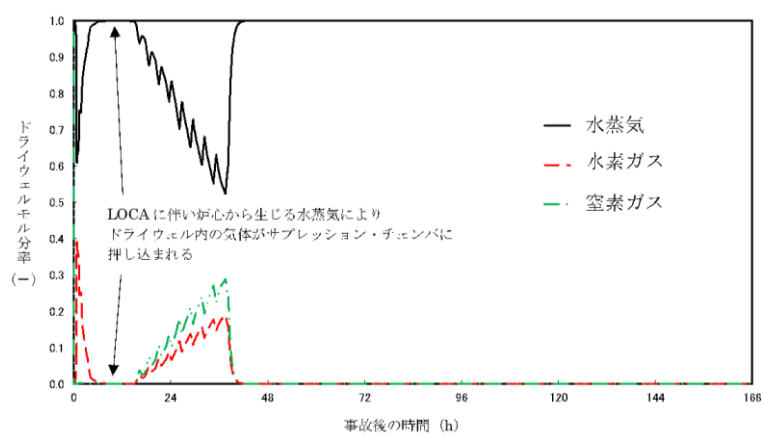
図4 格納容器温度の比較

備考

(ベースケースと同様の相違)

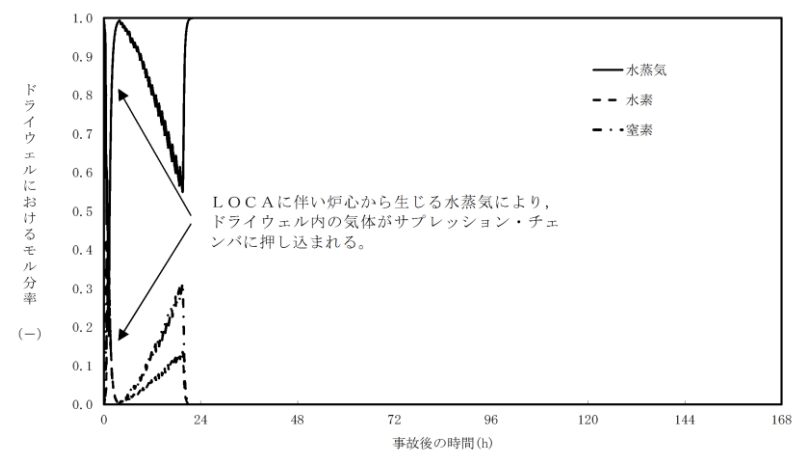


大破断LOCA (申請解析: 空隙率 0.1 以下で完全閉塞)

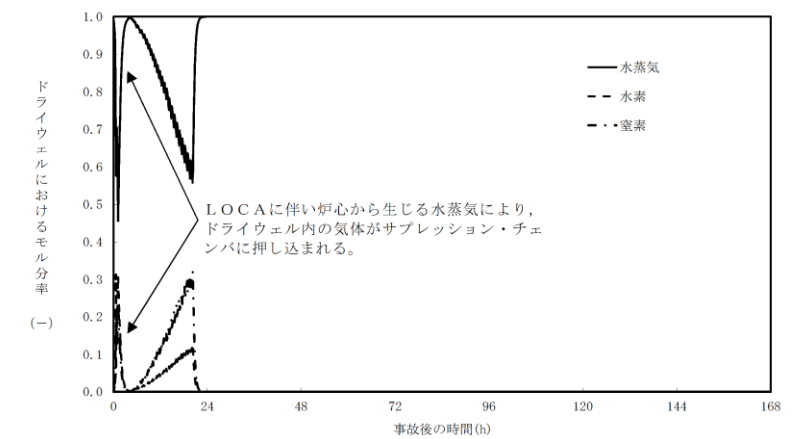


大破断LOCA (感度解析: 空隙率 0.0 で完全閉塞)

図5 ドライウェル気相濃度の比較

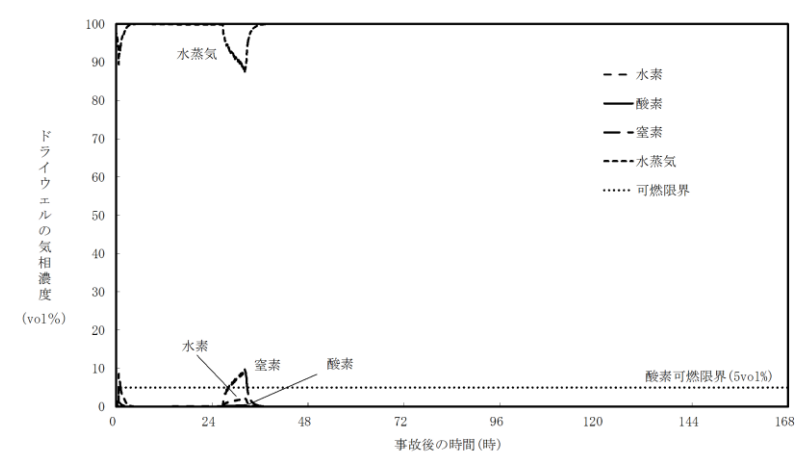


大破断LOCA解析 (ベースケース: 空隙率 0.1 以下で完全閉塞)

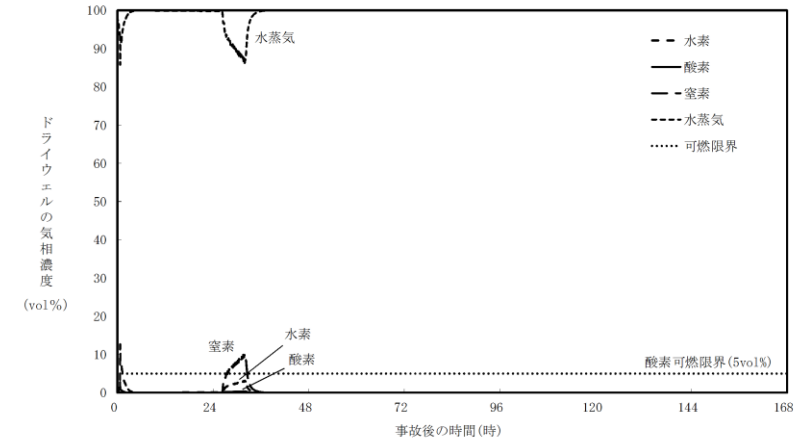


大破断LOCA解析 (感度解析: 空隙率 0.0 以下で完全閉塞)

第5図 ドライウェル気相濃度の比較



大破断LOCA (申請解析: 空隙率 0.1 以下で完全閉塞)

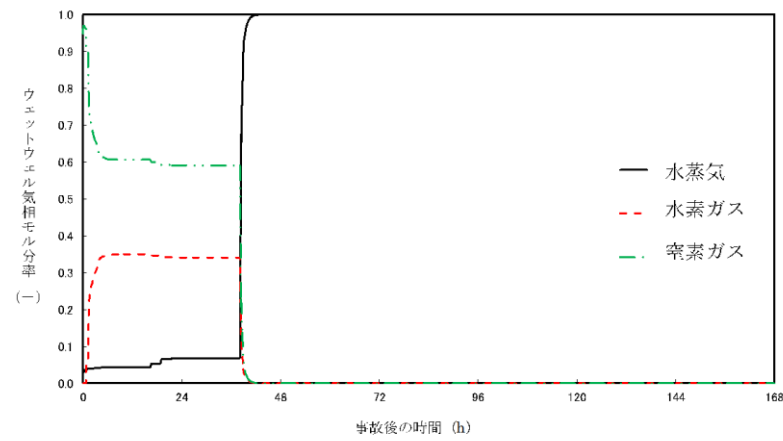


大破断LOCA (感度解析: 空隙率 0.0 で完全閉塞)

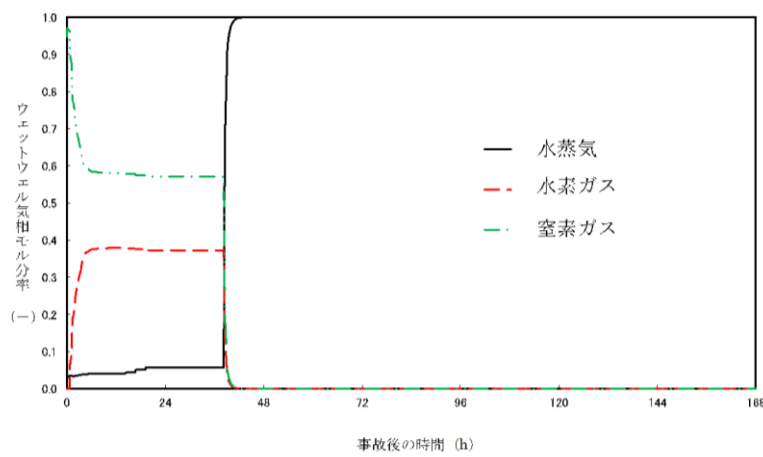
図5 ドライウェル気相濃度の比較

(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)



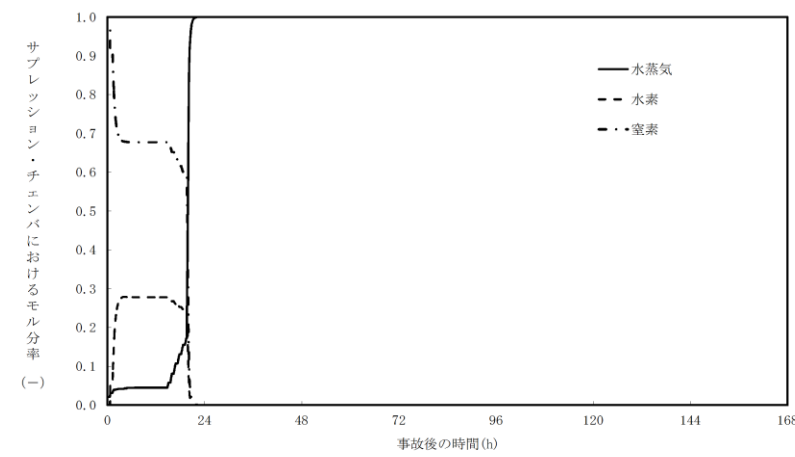
大破断LOCA (申請解析: 空隙率0.1以下で完全閉塞)



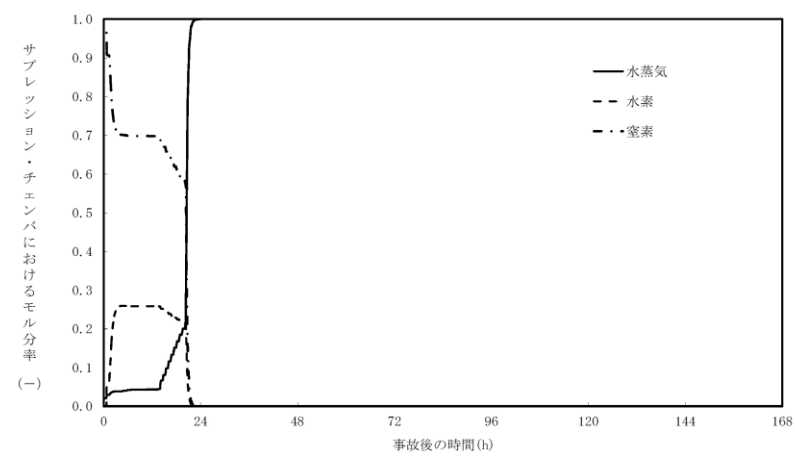
大破断LOCA (感度解析: 空隙率0.0で完全閉塞)

図6 ウェットウェル気相濃度の比較

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)



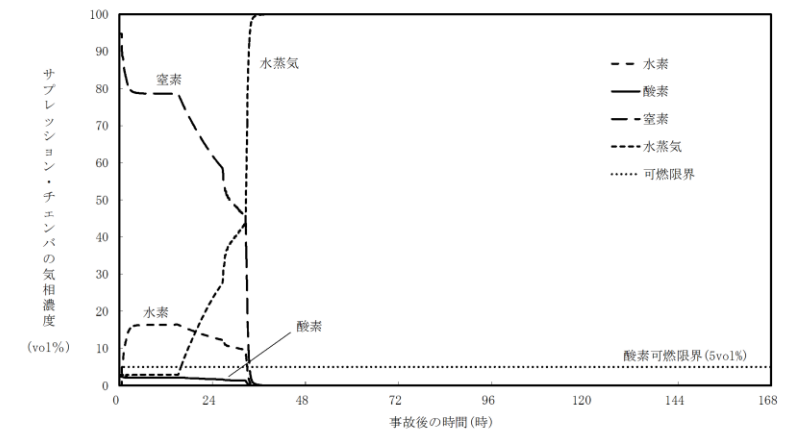
大破断LOCA解析 (ベースケース: 空隙率0.1以下で完全閉塞)



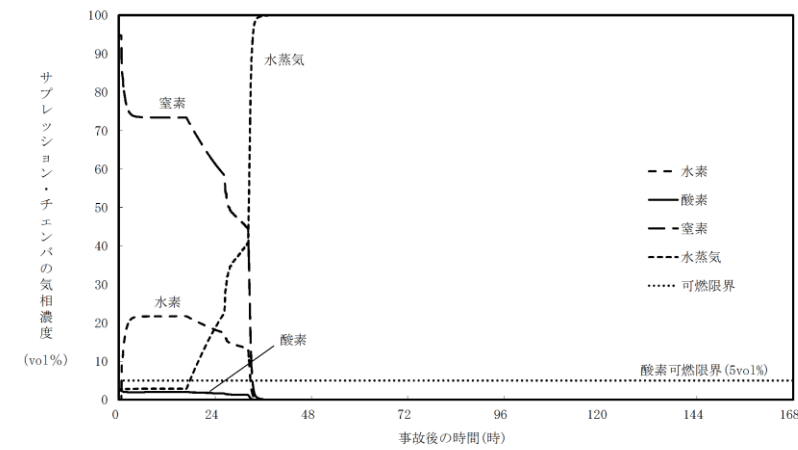
大破断LOCA解析 (感度解析: 空隙率0.0で完全閉塞)

第6図 サプレッション・チェンバ気相濃度の比較

島根原子力発電所 2号炉



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)

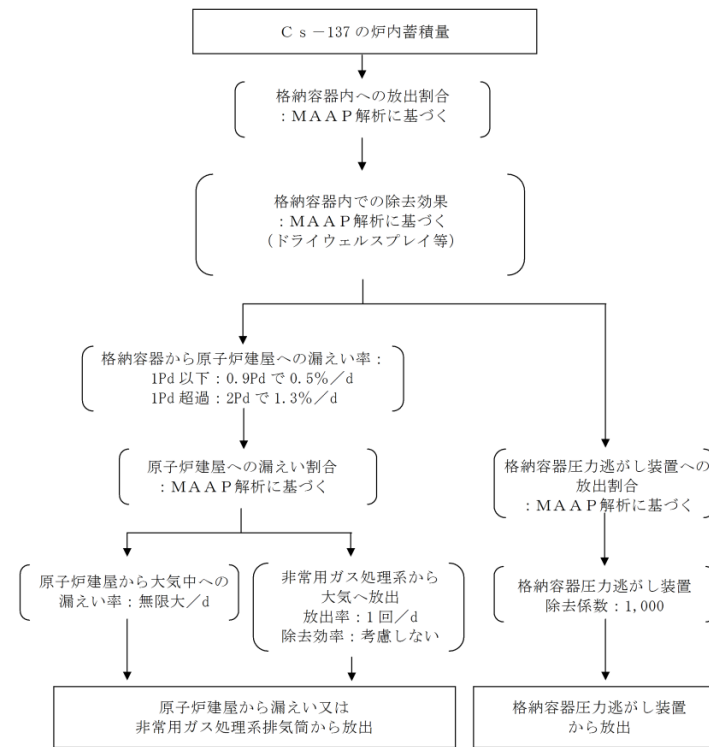
図6 サプレッション・チェンバ気相濃度の比較

備考

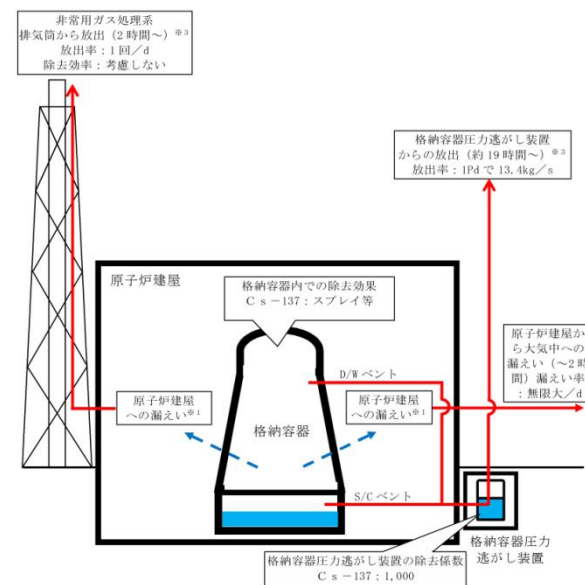
(格納容器ベント実施以降は, 水蒸気濃度が支配的となり, 3プラントとも同様の挙動)

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
<p style="text-align: right;">添付資料3.1.3.3</p> <p>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</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 3.1.3.4</p> <p style="text-align: center;"><u>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</u></p> <p><u>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、保守的に漏えいがないものとして評価した。</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 3.1.3.3</p> <p>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</p>	<p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>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。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																										
	<p>1. 評価条件</p> <p><u>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。</u></p> <p style="text-align: center;"><u>第1表 放出量評価条件 (1/2)</u></p> <table border="1" data-bbox="958 457 1670 674"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>評価条件</th> <th>選定理由</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>評価事象</td> <td>「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量を考慮）</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> </tbody> </table> <p style="text-align: center;"><u>第1表 放出量評価条件 (2/2)</u></p> <table border="1" data-bbox="973 814 1656 1749"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>評価条件</th> <th>選定理由</th> </tr> </thead> <tbody> <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) (BqCs137)</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</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>0.37</td> <td>MAAP解析結果</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、サブプレッション・プールでのスクラビング及びドライウエルスプレイ）</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>サブプレッション・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> <tr> <td>格納容器から原子炉建屋への漏えい率</td> <td>考慮しない</td> <td>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</td> </tr> <tr> <td>格納容器圧力逃がし装置への放出割合 (F_{Cs})</td> <td>【S/Cベント】 CsI類：4.33×10^{-7} CsOH類：2.42×10^{-7} 【D/Wベント】 CsI類：1.13×10^{-4} CsOH類：9.05×10^{-3}</td> <td>MAAP解析結果</td> </tr> <tr> <td>格納容器圧力逃がし装置の除去係数 (DF)</td> <td>1,000</td> <td>設計値に基づき設定</td> </tr> </tbody> </table> <p>※ 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。</p>	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量を考慮）	—	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	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) (BqCs137)	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、サブプレッション・プールでのスクラビング及びドライウエルスプレイ）	MAAPのFP挙動モデル	格納容器内pH制御の効果	考慮しない	サブプレッション・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】 CsI類： 4.33×10^{-7} CsOH類： 2.42×10^{-7} 【D/Wベント】 CsI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		<p>・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。</p> <p>・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。</p>
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量を考慮）	—																																											
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																																											
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) (BqCs137)	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、サブプレッション・プールでのスクラビング及びドライウエルスプレイ）	MAAPのFP挙動モデル																																											
格納容器内pH制御の効果	考慮しない	サブプレッション・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】 CsI類： 4.33×10^{-7} CsOH類： 2.42×10^{-7} 【D/Wベント】 CsI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																																											



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

大気への放出経路	0h	▼2h*2	▼19h*3	168h▼
原子炉建屋から大気中への漏えい				
非常用ガス処理系排気筒から放出				
格納容器圧力逃がし装置からの放出				

※2 非常用ガス処理系の起動により原子炉建屋原子炉種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付資料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
<p>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。</p> <p>なお、Cs-137の炉内内蔵量の評価の前提条件を表1に示す。</p> <p>(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) = $f_{Cs} \times Bq_{Cs-137} \times (1/DF)$ …… (1)</p> <p>一方、原子炉格納容器からのセシウム放出割合 (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。</p> $f_{Cs} = (M_{CsI} + M_{CsOH}) / M_{Cs} \quad \dots\dots (2)$ $M_{CsI} = W_{Cs} \times (M_I / W_I) \times f_{CsI} \quad \dots\dots (3)$ $M_{CsOH} = (M_{Cs} - W_{Cs} \times (M_I / W_I)) \times f_{CsOH} \quad \dots\dots (4)$ <p>(2) ~ (4) 式より $f_{Cs} = f_{CsOH} + (M_I / M_{Cs}) \times (W_{Cs} / W_I) \times (f_{CsI} - f_{CsOH})$ …… (5)</p> <p>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</p> <p>※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（サブプレッション・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）</p>	<p>2. 放出量評価</p> <p>(1) 評価方法</p> <p>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。</p> $[Cs-137の放出量] = F_{Cs} \cdot Bq_{Cs137} \cdot (1/DF) \dots\dots (1)$ <p>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]</p> <p>F_{Cs} について、MAAP解析では、Cs は CsI 又は CsO H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。</p> $F_{Cs} = (M_{CsI} + M_{CsOH}) / M_{Cs} \dots\dots (2)$ $M_{CsI} = M_I \cdot W_{Cs} / W_I \cdot F_{CsI} \dots\dots (3)$ $M_{CsOH} = (M_{Cs} - M_I \cdot W_{Cs} / W_I) \cdot F_{CsOH} \dots\dots (4)$ <p>(2), (3) 及び(4)式により、 $F_{Cs} = F_{CsOH} + M_I / M_{Cs} \cdot W_{Cs} / W_I \cdot (F_{CsI} - F_{CsOH}) \dots\dots (5)$</p> <p>$F_{CsI}$: 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]</p>	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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) = $f_{Cs} \times Bq_{Cs-137} \times (1/DF)$ …… (1)</p> <p>一方、原子炉格納容器からのセシウム放出割合 (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。</p> $f_{Cs} = (M_{CsI} + M_{CsOH}) / M_{Cs} \dots\dots (2)$ $M_{CsI} = W_{Cs} \times (M_I / W_I) \times f_{CsI} \dots\dots (3)$ $M_{CsOH} = (M_{Cs} - W_{Cs} \times (M_I / W_I)) \times f_{CsOH} \dots\dots (4)$ <p>(2) ~ (4) 式より $f_{Cs} = f_{CsOH} + (M_I / M_{Cs}) \times (W_{Cs} / W_I) \times (f_{CsI} - f_{CsOH}) \dots\dots (5)$</p> <p>$f_{Cs}$: 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_{Cs-137} : 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</p> <p>※格納容器内のエアロゾル状の放射性物質の低減効果（サブプレッション・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）</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(2) 計算結果</p> <p>サプレッション・チェンバのラインを経由し、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>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。</p> $f_{Cs} = f_{CsOH} + \frac{M_I}{M_{Cs}} \times \frac{W_{Cs}}{W_I} \times (f_{CsI} - f_{CsOH})$ $f_{Cs} = 2.706 \times 10^{-6} + (29.1 / 382.9) \times (133 / 131) \times (1.308 \times 10^{-6} - 2.706 \times 10^{-6})$ $= 2.60 \times 10^{-6}$ <p>Cs-137の放出量(Bq) = $f_{Cs} \times Bq_{Cs-137} \times (1/DF)$ = $2.60 \times 10^{-6} \times 5.2 \times 10^{17} \times (1/1,000)$ = <u>約 1.4×10^{-3} TBq (7日間)</u></p> <p>ドライウエルのラインを経由し、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>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。</p> $f_{Cs} = f_{CsOH} + \frac{M_I}{M_{Cs}} \times \frac{W_{Cs}}{W_I} \times (f_{CsI} - f_{CsOH})$ $f_{Cs} = 3.908 \times 10^{-2} + (29.1 / 382.9) \times (133 / 131) \times (2.503 \times 10^{-3} - 3.908 \times 10^{-2})$ $= 3.80 \times 10^{-2}$ <p>Cs-137の放出量(Bq) = $f_{Cs} \times Bq_{Cs-137} \times (1/DF)$ = $3.80 \times 10^{-2} \times 5.2 \times 10^{17} \times (1/1,000)$ = <u>約 2.0 TBq (7日間)</u></p> <p>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。</p> <p>サプレッション・チェンバのラインを経由し、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>を用いた場合</p> <p>Cs-137の放出量(Bq) = <u>約 4.0×10^{-3} TBq (30日間)</u></p> <p>Cs-137の放出量(Bq) = <u>約 8.5×10^{-3} TBq (100日間)</u></p> <p>ドライウエルのラインを経由し、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>を用いた場合</p> <p>Cs-137の放出量(Bq) = <u>約 3.1 TBq (30日間)</u></p>	<p>(2) 評価結果</p> <p>サプレッション・チェンバから<u>格納容器圧力逃がし装置</u>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。</p> $F_{Cs} = F_{CsOH} + \frac{M_I}{M_{Cs}} \cdot \frac{W_{Cs}}{W_I} \cdot (F_{CsI} - F_{CsOH})$ $= 2.42 \times 10^{-7} + (24.4 / 321.2) \cdot (133 / 131) \cdot (4.33 \times 10^{-7} - 2.42 \times 10^{-7})$ $= 2.57 \times 10^{-7}$ <p>[Cs-137の放出量] = $F_{Cs} \cdot Bq_{Cs137} \cdot (1/DF)$ = $2.57 \times 10^{-7} \cdot 4.36 \times 10^{17} \cdot (1/1,000)$ = 1.2×10^8 [Bq] = <u>約 1.2×10^{-4} [TBq]</u></p> <p>また、ドライウエルから<u>格納容器圧力逃がし装置</u>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。</p> $F_{Cs} = F_{CsOH} + \frac{M_I}{M_{Cs}} \cdot \frac{W_{Cs}}{W_I} \cdot (F_{CsI} - F_{CsOH})$ $= 9.05 \times 10^{-3} + (24.4 / 321.2) \cdot (133 / 131) \cdot (1.13 \times 10^{-4} - 9.05 \times 10^{-3})$ $= 8.36 \times 10^{-3}$ <p>[Cs-137の放出量] = $F_{Cs} \cdot Bq_{Cs137} \cdot (1/DF)$ = $8.36 \times 10^{-3} \cdot 4.36 \times 10^{17} \cdot (1/1,000)$ = 3.7×10^{12} [Bq] = <u>約 3.7 [TBq]</u></p> <p>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<u>格納容器圧力逃がし装置</u>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<u>約 1.3×10^{-4} TBq (事象発生30日間)</u>及び<u>約 1.5×10^{-4} TBq (事象発生100日間)</u>、ドライウエルからのベントの場合は<u>約 4.1 TBq (事象発生30日間)</u>及び<u>約 4.1 TBq (事象発生100日間)</u>である*1。</p>	<p>2. 計算結果</p> <p>サプレッション・チェンバのラインを経由し、<u>格納容器フィルタベント系</u>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。</p> $f_{Cs} = f_{CsOH} + \frac{M_I}{M_{Cs}} \times \frac{W_{Cs}}{W_I} \times (f_{CsI} - f_{CsOH})$ $f_{Cs} = 6.54 \times 10^{-6} + (18.1 / 237.6) \times (133 / 131) \times (3.51 \times 10^{-6} - 6.54 \times 10^{-6})$ $= 6.31 \times 10^{-6}$ <p>Cs-137の放出量(Bq) = $f_{Cs} \times Bq_{Cs137} \times (1/DF)$ = $6.31 \times 10^{-6} \times 3.22 \times 10^{17} \times (1/1000)$ = 2.03×10^9 [Bq] = <u>約 2.1×10^{-3} [TBq]</u></p> <p>ドライウエルのラインを経由し、<u>格納容器フィルタベント系</u>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。</p> $f_{Cs} = f_{CsOH} + \frac{M_I}{M_{Cs}} \times \frac{W_{Cs}}{W_I} \times (f_{CsI} - f_{CsOH})$ $f_{Cs} = 1.11 \times 10^{-2} + (18.1 / 237.6) \times (133 / 131) \times (2.62 \times 10^{-3} - 1.11 \times 10^{-2})$ $= 1.05 \times 10^{-2}$ <p>Cs-137の放出量(Bq) = $f_{Cs} \times Bq_{Cs137} \times (1/DF)$ = $1.05 \times 10^{-2} \times 3.22 \times 10^{17} \times (1/1000)$ = 3.38×10^{12} [Bq] = <u>約 3.4 [TBq]</u></p> <p>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。</p> <p>サプレッション・チェンバのラインを経由し、<u>格納容器フィルタベント系</u>を用いた場合</p> <p>Cs-137の放出量(Bq) = <u>約 4.0×10^{-3} TBq (30日間)</u></p> <p>Cs-137の放出量(Bq) = <u>約 6.5×10^{-3} TBq (100日間)</u></p> <p>ドライウエルのラインを経由し、<u>格納容器フィルタベント系</u>を用いた場合</p> <p>Cs-137の放出量(Bq) = <u>約 5.3 TBq (30日間)</u></p>	<p>備考</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7,東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7,東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7,東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7,東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>Cs-137 の放出量 (Bq) = <u>約3.2TBq</u> (100日間)</p>	<p>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。</p> <p>※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、<u>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。</u></p>	<p>Cs-137 の放出量 (Bq) = <u>約5.4TBq</u> (100日間)</p>	<p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号は、保守側に減衰効果を考慮せず評価した。</p>

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)	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
	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)	
取替炉心の燃料装荷割合	1 サイクル : 0.229 (200 体)	取替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。)
	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)	

【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 L O C A + 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量を考慮)	—
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、サブプレッション・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 F P 挙動モデル
格納容器内 p H 制御の効果	考慮しない	サブプレッション・プール水 p H 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 Cs OH 類 : 2.42 × 10 ⁻⁷ 【D/Wベント】 Cs I 類 : 1.13 × 10 ⁻⁴ Cs OH 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 (BWR 5) 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。

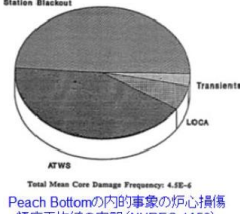
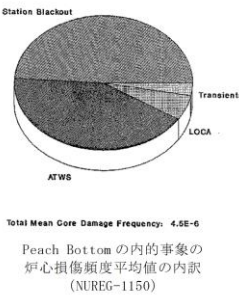
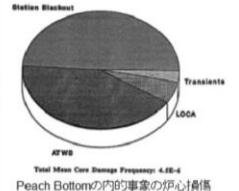
表 1 Cs-137 の炉内内蔵量の評価の前提条件

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	「単位熱出力当たりの炉内蓄積量 (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ブプレッション・プールにおけるスクラビング)	MAAP の F P 挙動モデル
格納容器内 p H 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屋への漏えい	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 Cs OH 類 : 6.54 × 10 ⁻⁶ 【D/Wベント】 Cs I 類 : 2.62 × 10 ⁻³ Cs OH 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線物質の除去係数	粒子状物質 : 1,000	設計値に基づき設定

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
<p style="text-align: center;">添付資料3.1.3.3 (別紙)</p> <p style="text-align: center;">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</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>※1 NUREG-1465 では、NUREG-1150 (米国の代表プラントのPRA) で検討された<u>全ての</u>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</p>	<p style="text-align: center;">添付資料3.1.3.3 (別紙)</p> <p style="text-align: center;">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</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>また、<u>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。</u></p> <p><u>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、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)。</u></p> <p><u>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ことが考えられるが、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<u>考えられる。</u></u></p> <p>※2 NUREG-1465 では、NUREG-1150 (米国の代表プラントのPRA) で検討された<u>全ての</u>事故シーケンスについてレビューを行い、<u>さらに、</u>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</p>	<p style="text-align: center;">添付資料3.1.3.3 (別紙)</p> <p style="text-align: center;">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</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>※1 NUREG-1465 では、NUREG-1150 (米国の代表プラントのPRA) で検討された<u>すべての</u>事故シーケンスについてレビューを行い、<u>更に</u>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</p>	<p>・資料構成の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、「(1) NUREG-1465 との比較」にて記載。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																																																																																												
<p>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。</p> <p>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。</p>	<p>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。</p> <p>また、NUREG-1465では、当該文書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。</p>	<p>されている(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。</p> <p>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。</p>																																																																																																													
<p>表1 NUREG-1465で検討された事故シーケンス(BWR)</p> <table border="1" data-bbox="172 798 845 1144"> <thead> <tr> <th>プラント</th> <th>シーケンス</th> <th>説明</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="10">Peach Bottom</td> <td>TC1</td> <td>ATWS(原子炉減圧なし)</td> </tr> <tr> <td>TC2</td> <td>ATWS(原子炉減圧あり)</td> </tr> <tr> <td>TC3</td> <td>TC2(ウェットウェルベントあり)</td> </tr> <tr> <td>TB1</td> <td>SBO(バッテリー枯渇)</td> </tr> <tr> <td>TB2</td> <td>TB1(ベッセル破損時に格納容器破損)</td> </tr> <tr> <td>S2E1</td> <td>LOC(A2)、ECCS及びADS不動作</td> </tr> <tr> <td>S2E2</td> <td>S2E1、玄武岩系コンクリート</td> </tr> <tr> <td>V</td> <td>格納容器外圧配管破断</td> </tr> <tr> <td>TBUX</td> <td>SBO(全DC電源喪失)</td> </tr> <tr> <td>LaSalle</td> <td>TB</td> <td>SBO(後期格納容器破損)</td> </tr> <tr> <td rowspan="5">Grand Gulf</td> <td>TC</td> <td>ATWS(早期格納容器破損によるECCS故障)</td> </tr> <tr> <td>TB1</td> <td>SBO(バッテリー枯渇)</td> </tr> <tr> <td>TB2</td> <td>TB1、H₂燃焼による格納容器破損</td> </tr> <tr> <td>TBS</td> <td>SBO(ECCS不動作、原子炉減圧あり)</td> </tr> <tr> <td>TBR</td> <td>TBS、ベッセル破損後のAC復旧</td> </tr> </tbody> </table> 	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	LOC(A2)、ECCS及びADS不動作	S2E2	S2E1、玄武岩系コンクリート	V	格納容器外圧配管破断	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不動作、原子炉減圧あり)	TBR	TBS、ベッセル破損後のAC復旧	<p>【比較のため、「第2表」を記載】</p> <p>第2表 NUREG-1465で検討された事故シーケンス(BWR)</p> <table border="1" data-bbox="979 861 1439 1144"> <thead> <tr> <th>プラント</th> <th>シーケンス</th> <th>説明</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="10">Peach Bottom</td> <td>TC1</td> <td>ATWS(原子炉減圧なし)</td> </tr> <tr> <td>TC2</td> <td>ATWS(原子炉減圧あり)</td> </tr> <tr> <td>TC3</td> <td>TC2(ウェットウェルベントあり)</td> </tr> <tr> <td>TB1</td> <td>SBO(バッテリー枯渇)</td> </tr> <tr> <td>TB2</td> <td>TB1(ベッセル破損時に格納容器破損)</td> </tr> <tr> <td>S2E1</td> <td>LOC(A2)、ECCS及びADS不動作</td> </tr> <tr> <td>S2E2</td> <td>S2E1、玄武岩系コンクリート</td> </tr> <tr> <td>V</td> <td>格納容器外圧配管破断</td> </tr> <tr> <td>TBUX</td> <td>SBO(全DC電源喪失)</td> </tr> <tr> <td>LaSalle</td> <td>TB</td> <td>SBO(後期格納容器破損)</td> </tr> <tr> <td rowspan="5">Grand Gulf</td> <td>TC</td> <td>ATWS(早期格納容器破損によるECCS故障)</td> </tr> <tr> <td>TB1</td> <td>SBO(バッテリー枯渇)</td> </tr> <tr> <td>TB2</td> <td>TB1、H₂燃焼による格納容器破損</td> </tr> <tr> <td>TBS</td> <td>SBO(ECCS不動作、原子炉減圧あり)</td> </tr> <tr> <td>TBR</td> <td>TBS、ベッセル破損後のAC復旧</td> </tr> </tbody> </table> 	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	LOC(A2)、ECCS及びADS不動作	S2E2	S2E1、玄武岩系コンクリート	V	格納容器外圧配管破断	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不動作、原子炉減圧あり)	TBR	TBS、ベッセル破損後のAC復旧	<p>別表1 NUREG-1465で検討された事故シーケンス(BWR)</p> <table border="1" data-bbox="1765 840 2181 1144"> <thead> <tr> <th>プラント</th> <th>シーケンス</th> <th>説明</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="10">Peach Bottom</td> <td>TC1</td> <td>ATWS(原子炉減圧なし)</td> </tr> <tr> <td>TC2</td> <td>ATWS(原子炉減圧あり)</td> </tr> <tr> <td>TC3</td> <td>TC2(ウェットウェルベントあり)</td> </tr> <tr> <td>TB1</td> <td>SBO(バッテリー枯渇)</td> </tr> <tr> <td>TB2</td> <td>TB1(ベッセル破損時に格納容器破損)</td> </tr> <tr> <td>S2E1</td> <td>LOC(A2)、ECCS及びADS不動作</td> </tr> <tr> <td>S2E2</td> <td>S2E1、玄武岩系コンクリート</td> </tr> <tr> <td>V</td> <td>格納容器外圧配管破断</td> </tr> <tr> <td>TBUX</td> <td>SBO(全DC電源喪失)</td> </tr> <tr> <td>LaSalle</td> <td>TB</td> <td>SBO(後期格納容器破損)</td> </tr> <tr> <td rowspan="5">Grand Gulf</td> <td>TC</td> <td>ATWS(早期格納容器破損によるECCS故障)</td> </tr> <tr> <td>TB1</td> <td>SBO(バッテリー枯渇)</td> </tr> <tr> <td>TB2</td> <td>TB1、H₂燃焼による格納容器破損</td> </tr> <tr> <td>TBS</td> <td>SBO(ECCS不動作、原子炉減圧あり)</td> </tr> <tr> <td>TBR</td> <td>TBS、ベッセル破損後のAC復旧</td> </tr> </tbody> </table> 	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	LOC(A2)、ECCS及びADS不動作	S2E2	S2E1、玄武岩系コンクリート	V	格納容器外圧配管破断	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不動作、原子炉減圧あり)	TBR	TBS、ベッセル破損後のAC復旧	
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	LOC(A2)、ECCS及びADS不動作																																																																																																													
	S2E2	S2E1、玄武岩系コンクリート																																																																																																													
	V	格納容器外圧配管破断																																																																																																													
	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不動作、原子炉減圧あり)																																																																																																													
	TBR	TBS、ベッセル破損後のAC復旧																																																																																																													
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	LOC(A2)、ECCS及びADS不動作																																																																																																													
	S2E2	S2E1、玄武岩系コンクリート																																																																																																													
	V	格納容器外圧配管破断																																																																																																													
	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不動作、原子炉減圧あり)																																																																																																													
	TBR	TBS、ベッセル破損後のAC復旧																																																																																																													
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	LOC(A2)、ECCS及びADS不動作																																																																																																													
	S2E2	S2E1、玄武岩系コンクリート																																																																																																													
	V	格納容器外圧配管破断																																																																																																													
	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不動作、原子炉減圧あり)																																																																																																													
	TBR	TBS、ベッセル破損後のAC復旧																																																																																																													
<p>(1)NUREG-1465 との比較</p> <p>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。</p> <p>※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。</p> <p>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</p>	<p>【ここまで】</p> <p>【比較のため、前段の該当箇所を記載】</p> <p>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。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)。</p>	<p>(1)NUREG-1465 との比較</p> <p>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。</p> <p>※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いて事象</p>																																																																																																													

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>のMAAP 解析結果を代表として示した。</p> <p>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。</p> <p>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ことが考えられるが、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。</p>  <p>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)</p>	<p>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ことが考えられるが、本評価では、評価対象とする事故シナリオ「大破断LOCA+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。</p> <p>【ここまで】</p>  <p>第3図 格納容器内への放出割合の比較</p>	<p>収束に成功する場合のMAAP 解析結果を代表として示した。</p> <p>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。</p> <p>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ことが考えられるが、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。</p>  <p>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)</p>	<p>備考</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

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 (ジ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 (破), ECCS及びADS不動作	
	S2F2	S2E1, 変換器系コンタクト	
	V	格納容器外RHR配管破断	
	TBUX	SBO (全DC電源喪失)	
	LaSalle	TB	SBO (電源供給回路破損)
Grand Gulf	TC	ATWS (単相断線保護装置によるECCS故障)	
	TB1	SBO (バッテリー枯渇)	
	TB2	TB1, H ₂ 系統による燃焼容器破損	
	TBS	SBO (ECCS不動作, 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	スクラム事故

Station Blackout

Total Mean Core Damage Frequency: $4.5E-6$

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

・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。

<p>柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)</p>	<p>東海第二発電所 (2018.9.12版)</p>	<p>島根原子力発電所 2号炉</p>	<p>備考</p>
<p style="text-align: right;">添付資料3.1.3.4</p> <p><u>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</u></p> <p>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。</p> <p>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、<u>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</u>と想定している。</p> <p>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<u>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</u>と考えられる。また、<u>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</u>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、<u>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</u>と考えられる。</p> <p>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、<u>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</u>と考えられる。</p> <p>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、<u>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。</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 3.1.3.5</p> <p><u>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</u></p> <p>本資料では、「<u>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。</u></p> <p>なお、本評価では、<u>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。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>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。</u> ・<u>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。</u> 	<p style="text-align: right;">添付資料 3.1.3.4</p> <p><u>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））</u></p> <p>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。</p> <p>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、<u>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</u>と想定している。</p> <p>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<u>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</u>と考えられる。また、<u>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</u>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、<u>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</u>と考えられる。</p> <p>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、<u>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</u>と考えられる。</p> <p>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、<u>原子炉建物原子炉棟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。</u></p>	<p>・運用の相違</p> <p>【柏崎6/7,東海第二】</p> <p>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。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																																								
<p>1. 評価条件</p> <p>(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。</p> <p>(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)</p> <ul style="list-style-type: none"> 1Pd以下 : 0.9Pdで0.4%/日相当 1~2Pd : 2.0Pdで1.3%/日相当 <p>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を期待できるが、本評価では保守的に考慮しないこととする。</p> <p>(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。</p> <p>(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)。</p> <p>(5) 原子炉建屋内での放射エネルギー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。</p>	<p>1. 評価条件</p> <p>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)</p> <p>第1表 放出量評価条件 (1/2)</p> <table border="1" data-bbox="1113 394 1558 1024"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>評価条件</th> <th>選定理由</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>評価事象</td> <td>「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)</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(116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4.36×10¹³Bq</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×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A BWRのサイクル末期の値^{※1}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 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}</td> <td>MAAP解析結果</td> </tr> <tr> <td>格納容器内への放出割合</td> <td>0.37</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(注者、サブプレッション・プールでのスクラビング及びドライウェルスプレイ)</td> <td>MAAPのF P車動モデル(添付資料3.1.3.6参照)</td> </tr> <tr> <td>格納容器内pH制御の効果</td> <td>考慮しない</td> <td>サブプレッション・プール水pH制御設備は、重大事故等対策設備と位置付けていないため、保守的に設定</td> </tr> </tbody> </table> <p>※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A BWRの値を使用。</p> <p>※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)。</p> <p>第1表 放出量評価条件 (2/2)</p> <table border="1" data-bbox="1062 1234 1587 1864"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>評価条件</th> <th>選定理由</th> </tr> </thead> <tbody> <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%/日 1Pd超過:2Pdで1.3%/日</td> <td>MAAP解析にて格納容器の閉口圧力を設定し格納容器下方向に漏えい率が増加するものとし、格納容器の設計漏えい率(0.9Pdで0.5%/日)及びAECの式等に基づき設定(添付資料3.1.2.3参照)</td> </tr> <tr> <td>格納容器から原子炉建屋への漏えい割合</td> <td>Cs I類:約0.15/10³ Cs O H類:約3.05/10³</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処理系の起動時)</td> <td>無限大(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処理系の起動時)</td> <td>1回/日(排気管放出)</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処理系の起動時間</td> <td>事象発生から2時間後</td> <td>起動準備時間(115分) 負圧達成時間(5分)(起動に伴い原子炉建屋原子炉建屋内に負圧になるが、保守的に負圧達成時間として3分を想定)</td> </tr> <tr> <td>非常用ガス処理系及び非常用ガス処理系のフィルタ除去効果</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>原子炉建屋原子炉建屋内の急激な圧力上昇等によるブローアウトパネルの開閉がないため</td> </tr> </tbody> </table> <p>(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。</p> <p>(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3.1.2.5参照)</p> <ul style="list-style-type: none"> 1Pd以下 : 0.9Pdで0.5%/日相当 1~2Pd : 2.0Pdで1.3%/日相当 <p>(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}。</p> <p>(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原子炉棟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。</p> <p>(5) 非常用ガス処理系はフィルタを通して原子炉建物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)。</p> <p>(6) 原子炉建物内での放射エネルギー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。</p>	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(116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 ¹³ 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×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A BWR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	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(注者、サブプレッション・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F P車動モデル(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	サブプレッション・プール水pH制御設備は、重大事故等対策設備と位置付けていないため、保守的に設定	項目	評価条件	選定理由	格納容器から原子炉建屋への漏えい率	1Pd以下:0.9Pdで0.5%/日 1Pd超過:2Pdで1.3%/日	MAAP解析にて格納容器の閉口圧力を設定し格納容器下方向に漏えい率が増加するものとし、格納容器の設計漏えい率(0.9Pdで0.5%/日)及びAECの式等に基づき設定(添付資料3.1.2.3参照)	格納容器から原子炉建屋への漏えい割合	Cs I類:約0.15/10 ³ Cs O H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処理系の起動時)	無限大(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処理系の起動時)	1回/日(排気管放出)	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処理系の起動時間	事象発生から2時間後	起動準備時間(115分) 負圧達成時間(5分)(起動に伴い原子炉建屋原子炉建屋内に負圧になるが、保守的に負圧達成時間として3分を想定)	非常用ガス処理系及び非常用ガス処理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	原子炉建屋原子炉建屋内の急激な圧力上昇等によるブローアウトパネルの開閉がないため	<p>・設計漏えい率の相違【柏崎6/7】</p> <p>・解析条件の相違【柏崎6/7,東海第二】</p> <p>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。</p> <p>・運用の相違【柏崎6/7,東海第二】</p> <p>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。</p> <p>・設計換気率の相違【柏崎6/7】</p>
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(116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 ¹³ 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×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A BWR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	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(注者、サブプレッション・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F P車動モデル(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	サブプレッション・プール水pH制御設備は、重大事故等対策設備と位置付けていないため、保守的に設定																																																									
項目	評価条件	選定理由																																																									
格納容器から原子炉建屋への漏えい率	1Pd以下:0.9Pdで0.5%/日 1Pd超過:2Pdで1.3%/日	MAAP解析にて格納容器の閉口圧力を設定し格納容器下方向に漏えい率が増加するものとし、格納容器の設計漏えい率(0.9Pdで0.5%/日)及びAECの式等に基づき設定(添付資料3.1.2.3参照)																																																									
格納容器から原子炉建屋への漏えい割合	Cs I類:約0.15/10 ³ Cs O H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処理系の起動時)	無限大(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処理系の起動時)	1回/日(排気管放出)	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処理系の起動時間	事象発生から2時間後	起動準備時間(115分) 負圧達成時間(5分)(起動に伴い原子炉建屋原子炉建屋内に負圧になるが、保守的に負圧達成時間として3分を想定)																																																									
非常用ガス処理系及び非常用ガス処理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	原子炉建屋原子炉建屋内の急激な圧力上昇等によるブローアウトパネルの開閉がないため																																																									

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2. 評価結果</p>	<p>2. 評価結果 (原子炉建屋から大気中へ漏えいするCs-137)</p> <p><u>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)。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・代替循環冷却系を使用する場合 <u>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)</u> ・代替循環冷却系を使用できない場合 <u>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)</u> <p><u>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。</u></p> <p><u>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。</u></p>	<p>※1「<u>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</u>」 <u>東北電力株式会社, 東京電力ホールディングス株式会社, 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,</u> 2019年12月</p> <p>2. 評価結果</p>	<p>・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。</p> <p>・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。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																																
<p>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。</p> <p>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(ドライウエルのライン経由)とあわせても約16TBqと基準の100TBqを下回っている。</p> <p>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。</p> <p>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(ドライウエルのライン経由)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。</p> <p>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</p> <table border="1" data-bbox="172 1339 863 1461"> <thead> <tr> <th colspan="4">(単位: TBq)</th> </tr> <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> </thead> <tbody> <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> </tbody> </table>	(単位: TBq)					漏えい量(7日間)	漏えい量(30日間)	漏えい量(100日間)	大破断LOCA(代替循環冷却系を使用しない場合)	約14	約15	約15	<p>3. Cs-137の放出量</p> <p>「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。</p> <p>原子炉建屋から大気中へのCs-137の漏えい量(約14.3TBq)にサブプレッション・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15TBqであり、評価項目である100TBqを下回っている。なお、ドライウエ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。</p> <p>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、サブプレッション・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。</p> <p>第2表 大気中へのCs-137の放出量</p> <table border="1" data-bbox="958 1339 1703 1528"> <thead> <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> </thead> <tbody> <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> </tbody> </table> <p>※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 ドライウエルのラインを経由した場合の評価結果</p>		事象発生7日間	事象発生30日間	事象発生100日間	建屋漏えい	約14.3TBq	約14.4TBq	約15.5TBq	ベント放出 ^{※1}	約 1.2×10^{-4} TBq ^{※2} (約3.7TBq ^{※3})	約 1.3×10^{-4} TBq ^{※2} (約4.1TBq ^{※3})	約 1.5×10^{-4} TBq ^{※2} (約4.1TBq ^{※3})	合計	約15TBq ^{※2} (約18TBq ^{※3})	約15TBq ^{※2} (約19TBq ^{※3})	約16TBq ^{※2} (約20TBq ^{※3})	<p>「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「原子炉建屋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。</p> <p>原子炉建屋から大気中へのCs-137の漏えい量(約1.4TBq)にサブプレッション・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、ドライウエ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。</p> <p>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の漏えい量に格納容器フィルタベント系(サブプレッション・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。</p> <p>表1 大気中への放射性物質(Cs-137)の放出量</p> <table border="1" data-bbox="1745 1339 2504 1539"> <thead> <tr> <th colspan="4">(単位: TBq)</th> </tr> <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> </thead> <tbody> <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> </tbody> </table> <p>※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 ドライウエルのラインを経由した場合の評価結果</p>	(単位: TBq)					事象発生7日間	事象発生30日間	事象発生100日間	建物漏えい	約1.4	約1.5	約1.5	ベント放出 ^{※1}	約 2.1×10^{-3} ^{※2} (約3.4) ^{※3}	約 4.0×10^{-3} ^{※2} (約5.3) ^{※3}	約 6.5×10^{-3} ^{※2} (約5.4) ^{※3}	合計	約1.4 ^{※2} (約4.8) ^{※3}	約1.5 ^{※2} (約6.8) ^{※3}	約1.5 ^{※2} (約6.9) ^{※3}	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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】
(単位: TBq)																																																			
	漏えい量(7日間)	漏えい量(30日間)	漏えい量(100日間)																																																
大破断LOCA(代替循環冷却系を使用しない場合)	約14	約15	約15																																																
	事象発生7日間	事象発生30日間	事象発生100日間																																																
建屋漏えい	約14.3TBq	約14.4TBq	約15.5TBq																																																
ベント放出 ^{※1}	約 1.2×10^{-4} TBq ^{※2} (約3.7TBq ^{※3})	約 1.3×10^{-4} TBq ^{※2} (約4.1TBq ^{※3})	約 1.5×10^{-4} TBq ^{※2} (約4.1TBq ^{※3})																																																
合計	約15TBq ^{※2} (約18TBq ^{※3})	約15TBq ^{※2} (約19TBq ^{※3})	約16TBq ^{※2} (約20TBq ^{※3})																																																
(単位: TBq)																																																			
	事象発生7日間	事象発生30日間	事象発生100日間																																																
建物漏えい	約1.4	約1.5	約1.5																																																
ベント放出 ^{※1}	約 2.1×10^{-3} ^{※2} (約3.4) ^{※3}	約 4.0×10^{-3} ^{※2} (約5.3) ^{※3}	約 6.5×10^{-3} ^{※2} (約5.4) ^{※3}																																																
合計	約1.4 ^{※2} (約4.8) ^{※3}	約1.5 ^{※2} (約6.8) ^{※3}	約1.5 ^{※2} (約6.9) ^{※3}																																																

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料3.1.3.5</p> <p>安定状態について (代替循環冷却系を使用しない場合)</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料3.1.3.7</p> <p>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))</p> <p>「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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料3.1.3.5</p> <p>安定状態について (残留熱代替除去系を使用しない場合)</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	
<p>【安定状態の確立について】</p> <p>原子炉安定停止状態の確立について</p> <p>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。</p> <p>原子炉格納容器安定状態の確立について</p> <p>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</p>	<p>【安定停止状態の確立について】</p> <p>原子炉安定状態の確立について</p> <p>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。</p> <p>格納容器安定状態の確立について</p> <p>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、</p>	<p>【安定状態の確立について】</p> <p>原子炉安定停止状態の確立について</p> <p>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。</p> <p>原子炉格納容器安定状態の確立について</p> <p>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</p>	<p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根 2号炉 (Mark-I</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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。</p> <p>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。</p> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>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。<u>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。</u></p> <p>① 原子炉格納容器除熱機能として<u>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</u></p> <p>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）</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>(添付資料2.1.1 別紙1 参照)</p>	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>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。<u>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。</u></p> <p>①格納容器除熱機能として<u>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</u></p> <p>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</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>(添付資料3.1.2.9別紙参照)</p>	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>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。<u>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。</u></p> <p>① 原子炉格納容器除熱機能として<u>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</u></p> <p>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）</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>(添付資料2.1.1 別紙1参照)</p>	<p>改)と柏崎6/7 (ABWR)、東海第二 (Mark-II) の最高使用圧力の相違。</p>

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)) (3/3)

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PP奉動	核分裂生成物(FP)奉動モデル	ABCOVE実験解析により、原子炉格納容器内のエアロゾル沈着率を適正に評価できることを確認した。	核分裂生成物(FP)奉動モデルはABCOVE実験解析により、原子炉格納容器内のエアロゾル沈着率を適正に評価できることを確認している。本評価開始の起点としている運転員等操作時間には影響はない。	核分裂生成物(FP)奉動モデルは、ABCOVE実験解析により原子炉格納容器内のエアロゾル沈着率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、本評価開始の起点としている運転員等操作時間には影響はない。

【MAAP】

核分裂生成物(FP)奉動モデルは、ABCOVE実験解析により原子炉格納容器内のエアロゾル沈着率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、本評価開始の起点としている運転員等操作時間には影響はない。

核分裂生成物(FP)奉動モデルはABCOVE実験解析により、原子炉格納容器内のエアロゾル沈着率を適正に評価できることを確認している。本評価開始の起点としている運転員等操作時間には影響はない。

ABCOVE実験解析により、原子炉格納容器内のエアロゾル沈着率を適正に評価できることを確認した。

核分裂生成物(FP)奉動モデル

原子炉格納容器内PP奉動

核分裂生成物(FP)奉動モデル

核分裂生成物(FP)奉動モデルは、ABCOVE実験解析により、原子炉格納容器内のエアロゾル沈着率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、本評価開始の起点としている運転員等操作時間には影響はない。

核分裂生成物(FP)奉動モデルはABCOVE実験解析により、原子炉格納容器内のエアロゾル沈着率を適正に評価できることを確認している。本評価開始の起点としている運転員等操作時間には影響はない。

ABCOVE実験解析により、原子炉格納容器内のエアロゾル沈着率を適正に評価できることを確認した。

核分裂生成物(FP)奉動モデル

核分裂生成物(FP)奉動モデルは、約2.1×10¹⁰Bq(7日間)、トワイフェルのベントトライインを經由した場合は約3.4TBq(7日間)であり、評価項目に対して余裕がある。

表2 解析条件を最悪条件とした場合に運転員等操作時間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	最悪条件			
低圧代替注水系(常設)	事故初期の原子炉注水 実施時: 230m ³ /h (一定) 原子炉水位1.0到達判 断後: 崩壊熱による蒸 気を補う注水量(最大 50m ³ /h)に制御	事故初期の原子炉注水 実施時: 130m ³ /h (一定)	炉心冷却の維持に必要な流量として設定 格納容器圧力及び炉内温度の上昇を抑制 可能な流量として、運転手順に基づき設定	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。崩壊熱による蒸気後、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復が早くなり、格納容器圧力及び炉内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。
	事故初期の原子炉注水 実施時: 130m ³ /h (一定)	事故初期の原子炉注水 実施時: 130m ³ /h (一定)	格納容器圧力削減: 130m ³ /h (一定)	格納容器圧力削減による格納容器減圧及び除熱操作(サプレッション・ポンプ(常設)までの操作時間)の余裕を確保することにより、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析条件と最悪条件は同様であり、事業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。
代替格納容器スプレッド冷却系(常設)	事故初期の原子炉注水 実施時: 130m ³ /h (一定)	事故初期の原子炉注水 実施時: 130m ³ /h (一定)	サプレッション・プール水位のトランプアップにより、格納容器圧力及び炉内温度の上昇が抑制される。サプレッション・ポンプ(常設)の稼働による格納容器減圧及び除熱操作(サプレッション・ポンプ(常設)までの操作時間)の余裕を確保することにより、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析条件と最悪条件は同様であり、事業進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	
格納容器下部注水系(常設)	解析上考慮しない	80m ³ /h (一定)	格納容器下部注水系(常設)によるベデスタル(ドライウェル部)水位の確保は考慮しない。	ベデスタル(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、格納容器圧力及び炉内温度の上昇が抑制される。格納容器下部注水系(常設)による格納容器減圧及び除熱操作(サプレッション・ポンプ(常設)までの操作時間)の余裕を確保することにより、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	ベデスタル(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、格納容器圧力及び炉内温度の上昇が抑制される。格納容器下部注水系(常設)による格納容器減圧及び除熱操作(サプレッション・ポンプ(常設)までの操作時間)の余裕を確保することにより、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
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、格納容器圧力及び炉内温度の上昇を抑制可能な排出流量として設定	実際の流量が解析より多い場合、格納容器圧力及び炉内温度の上昇の抑制効果は大きくなるが、操作手順(代替格納容器スプレッド冷却系(常設)による格納容器減圧及び除熱操作)により、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	実際の流量が解析より多い場合、格納容器圧力及び炉内温度の上昇の抑制効果は大きくなるが、操作手順(代替格納容器スプレッド冷却系(常設)による格納容器減圧及び除熱操作)により、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

表2 解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間となるパラメータに与える影響
(素閉気圧力・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	最悪条件			
原子炉スクラム信号	事故発生と同時に原子炉スクラム	事故発生と同時に原子炉スクラム	事故発生と同時に原子炉スクラムとするものとして設定	解析条件と最悪条件が同様であり、事業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。	解析条件と最悪条件が同様であり、事業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	事故発生と同時に閉止	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	最悪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、格納容器圧力及び炉内温度の上昇が抑制される。操作手順により、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
再循環ポンプ	事故発生と同時に停止	事故発生と同時に停止	全交流動力電流喪失によるポンプ停止を踏まえて設定	解析条件と最悪条件が同様であり、事業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。	解析条件と最悪条件が同様であり、事業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)	最大250m ³ /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250m ³ /h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小さい。
格納容器代替スプレッド冷却系(可搬型)	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレッド冷却系を投入	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレッド冷却系を投入	格納容器代替スプレッド冷却系(可搬型)の設計値として設定	解析条件と最悪条件が同様であり、事業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。	解析条件と最悪条件が同様であり、事業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。
格納容器フィルタバント系	格納容器圧力427kPa[gage]における最大排出流量9.8kg/sに対して、第一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、第一弁を全開操作にて格納容器除熱	格納容器フィルタバント系の設計値として設定	解析条件と最悪条件が同様であり、事業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。	解析条件と最悪条件が同様であり、事業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（券開気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（代替静置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
		解析条件	条件設定の考え方				
<p>各機器への給油は、解任条件ではないが、解任条件で発生する場合は、その機器は動作しない想定。</p> <p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>
<p>各機器への給油は、解任条件ではないが、解任条件で発生する場合は、その機器は動作しない想定。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>

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 (3/4)

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		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	操作時間余裕	訓練実績等
	解析条件	条件設定の考え方				
<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>
<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>

東海第二発電所 (2018. 9. 12 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、静的負荷（券開気圧力・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		運転員等操作時間に与える影響	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				
<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>
<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>	<p>運転員等への影響は、運転員が12時間から12時間より十分な時間余裕がある。</p>

島根原子力発電所 2号炉

備考

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料3.1.3.7</p> <p style="text-align: center;">注水操作が遅れる場合の影響について</p> <p>1. はじめに 評価事故シーケンス「<u>大破断LOCA+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失</u>」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。</p> <p>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、<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水を開始することによって、原子炉压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。</p> <p>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。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 3.1.3.9</p> <p style="text-align: center;">注水操作が遅れる場合の影響について</p> <p>1. はじめに 評価事故シーケンス「<u>大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗</u>」(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。</p> <p>有効性評価では、事象発生から25分経過した時点で、<u>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)</u>による原子炉注水を開始することで、原子炉压力容器破損に至ることなく、<u>水位は回復し、炉心は冠水する</u>評価結果となっている。</p> <p>本事象進展について、運転員による<u>格納容器冷却操作及び原子炉注水操作</u>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。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 3.1.3.7</p> <p style="text-align: center;">注水操作が遅れる場合の影響について</p> <p>1. はじめに 評価事故シーケンス「<u>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</u>」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。<u>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。</u></p> <p>有効性評価では、事象発生から30分経過した時点で、<u>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</u>、原子炉压力容器破損に至ることなく、<u>原子炉水位は回復し、炉心は再冠水する</u>評価結果となっている。</p> <p>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。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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。 ・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。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2. 評価項目への影響</p> <p>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<u>20分遅延</u>（事象発生<u>90分後</u>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。</p> <p>(1) 原子炉圧力容器の健全性への影響</p> <p>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<u>20分遅れ</u>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。</p> <p>操作<u>20分遅れ</u>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。</p> <p>※ここで言うリロケーションとは、炉心損傷後、熔融炉心が炉心下部プレナムに移行した状態を指す。</p> <p>(2) 格納容器破損防止対策の有効性への影響</p> <p>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<u>20分遅れ</u>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。</p> <p>操作<u>20分遅れ</u>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<u>20分遅れ</u>の場合においても、<u>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</u>であり、格納容器圧力及び温度の上昇傾向への影響は</p>	<p>2. 評価項目への影響</p> <p>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<u>25分遅延</u>（事象発生<u>50分後</u>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。</p> <p>(1) 原子炉圧力容器の健全性への影響</p> <p>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。<u>第1表</u>に感度解析の評価結果を示す。また、操作<u>25分遅れ</u>ケースの<u>炉心損傷状態を第1図</u>に示す。</p> <p>操作<u>25分遅れ</u>の場合においても、<u>損傷した燃料</u>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。</p> <p>※ <u>ここでのリロケーションとは、炉心損傷後、熔融炉心が炉心下部プレナムへ移行した状態を指す。</u></p> <p>(2) 格納容器破損防止対策の有効性への影響</p> <p>格納容器破損防止対策の有効性の観点から、<u>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</u>を評価した。<u>第2表</u>に感度解析の評価結果を示す。</p> <p>また、操作<u>25分遅れ</u>ケースにおいても、<u>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。</u>また、<u>サブプレッション・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</u>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。</p>	<p>2. 評価項目への影響</p> <p>操作遅れを想定し、注水開始時間を<u>有効性評価</u>における設定よりも<u>30分遅延</u>（事象発生<u>60分後</u>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。</p> <p>(1) 原子炉圧力容器の健全性への影響</p> <p>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。<u>表1</u>に感度解析の評価結果を示す。また、操作<u>30分遅れ</u>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。</p> <p>操作<u>30分遅れ</u>の場合においても、<u>損傷炉心</u>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。</p> <p>※ここで言うリロケーションとは、炉心損傷後、熔融炉心が炉心下部プレナムに移行した状態を指す。</p> <p>(2) 格納容器破損防止対策の有効性への影響</p> <p>格納容器破損防止対策の有効性の観点から、<u>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</u>を評価した。<u>表2</u>に感度解析の評価結果を示す。また、操作<u>30分遅れ</u>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。</p> <p>操作<u>30分遅れ</u>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、<u>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。</u>また、操作<u>30分遅れ</u>の場合においても、<u>サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m（真空破壊装置下端-0.45m）に到達する時間は、約34時間後</u>で</p>	<p>備考</p> <p>・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)</p> <p>・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。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																											
<p>ほぼない。</p> <p>3. まとめ</p> <p>操作<u>20分</u>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<u>20分</u>程度の遅れの余裕がある。</p> <p>表1 原子炉圧力容器の健全性に関する感度解析結果</p> <table border="1" data-bbox="178 724 890 871"> <thead> <tr> <th>ケース</th> <th>損傷炉心の位置</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>有効性評価のケース (事象発生70分後に原子炉注水開始)</td> <td>炉心位置に保持 (リロケーションは発生しない)</td> </tr> <tr> <td>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)</td> <td>炉心位置に保持 (リロケーションは発生しない)</td> </tr> </tbody> </table>	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)	<p>3. まとめ</p> <p>操作<u>25分</u>遅れケースにおいても、<u>ベースケース</u>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、<u>ベースケース</u>に対して<u>25分</u>の遅れの余裕があることを確認した。</p> <p>第1表 原子炉圧力容器の健全性に関する感度解析結果</p> <table border="1" data-bbox="973 724 1685 945"> <thead> <tr> <th>ケース</th> <th>損傷炉心の位置</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ベースケース (事象発生25分後に注水)</td> <td>炉心位置に保持 (リロケーション発生せず)</td> </tr> <tr> <td>操作25分遅れ (事象発生50分後に注水)</td> <td>炉心位置に保持 (リロケーション発生せず)</td> </tr> </tbody> </table>	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)	<p>あり、格納容器圧力及び<u>温度の上昇傾向</u>への影響は<u>ほぼない</u>。</p> <p>3. まとめ</p> <p>操作<u>30分</u>遅れの場合においても、<u>有効性評価</u>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、<u>有効性の確認された申請解析</u>ケースに対して<u>30分</u>程度の遅れの余裕がある。</p> <p>表1 原子炉圧力容器の健全性に関する感度解析結果</p> <table border="1" data-bbox="1762 724 2475 850"> <thead> <tr> <th>ケース</th> <th>損傷炉心の位置</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>有効性評価のケース (事象発生30分後に原子炉注水開始)</td> <td>炉心位置に保持 (リロケーションは発生しない)</td> </tr> <tr> <td>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)</td> <td>炉心位置に保持 (リロケーションは発生しない)</td> </tr> </tbody> </table>	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)	<p>格納容器ベント開始時間の相違。</p>									
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)																													
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)																													
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)																													
<p>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</p> <table border="1" data-bbox="178 1018 890 1291"> <thead> <tr> <th>ケース</th> <th>格納容器スプレイ開始時間</th> <th>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)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>有効性評価のケース (事象発生70分後に原子炉注水開始)</td> <td>約2.0時間後</td> <td>約38時間後 (格納容器圧力が0.62MPa[gage]に到達)</td> </tr> <tr> <td>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)</td> <td>約2.3時間後</td> <td>約38時間後 (格納容器圧力が0.62MPa[gage]に到達)</td> </tr> </tbody> </table>	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)	<p>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</p> <table border="1" data-bbox="973 1018 1685 1218"> <thead> <tr> <th>ケース</th> <th>代替格納容器スプレイ開始時間</th> <th>通常水位+6.5m到達時間 (ベント開始時間)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ベースケース</td> <td>約3.9時間</td> <td>約19時間</td> </tr> <tr> <td>操作25分遅れ</td> <td>約5.1時間</td> <td>約21時間</td> </tr> </tbody> </table>	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	<p>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</p> <table border="1" data-bbox="1762 1018 2475 1260"> <thead> <tr> <th>ケース</th> <th>格納容器代替スプレイ開始時間</th> <th>格納容器ベント開始時間 (サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m到達)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>有効性評価ケース (事象発生30分後に原子炉注水開始)</td> <td>約27時間後</td> <td>約32時間後</td> </tr> <tr> <td>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)</td> <td>約29時間後</td> <td>約34時間後</td> </tr> </tbody> </table>	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 (サブプレッション・プール水位が通常水位+約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	<p>・解析結果の相違</p> <p>【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。</p>
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)																												
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																												
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 (サブプレッション・プール水位が通常水位+約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																												
<p>3.1-238</p>	<p>第1図 炉心の損傷状態</p>  <p>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</p>	<p>・記載方針の相違</p> <p>【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。</p>																												

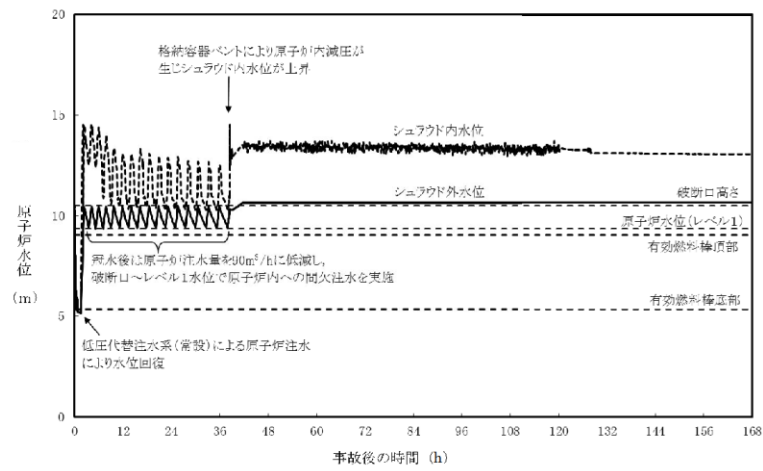


図1. 操作20分遅れのケースにおける原子炉水位の推移

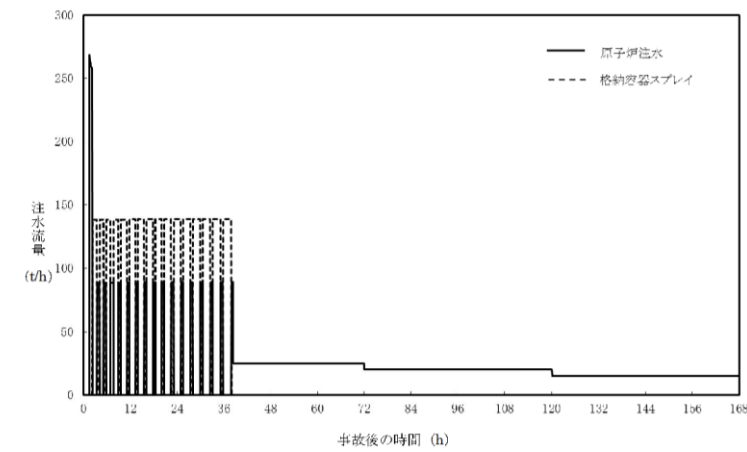
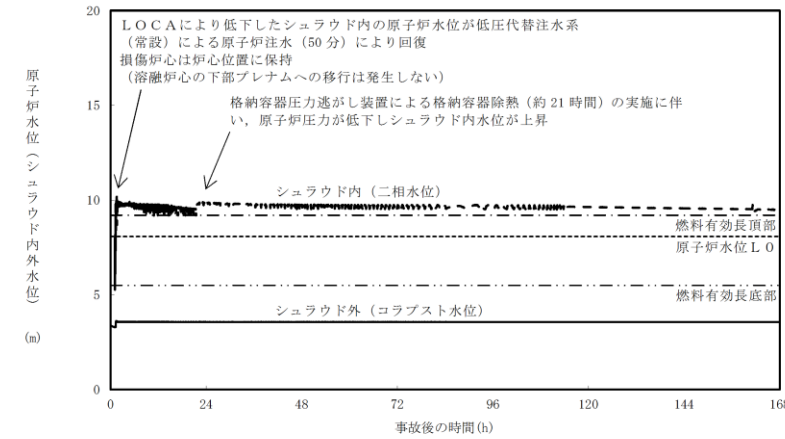
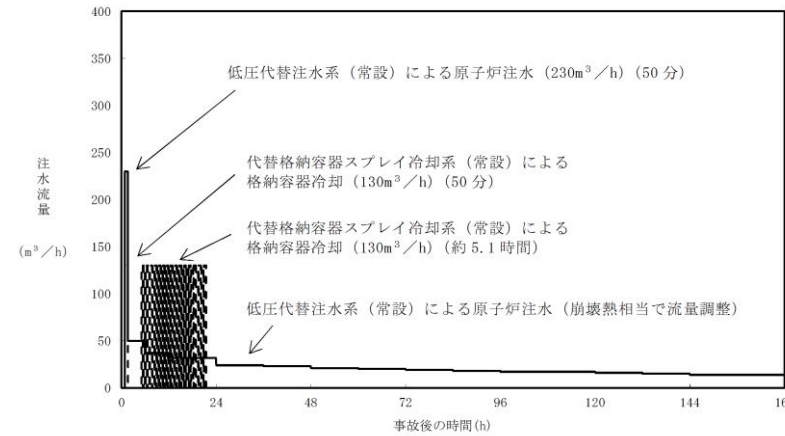


図2. 操作20分遅れのケースにおける注水流量の推移



第2図 操作25分遅れにおける原子炉水位の推移



第3図 操作25分遅れにおける注水流量の推移

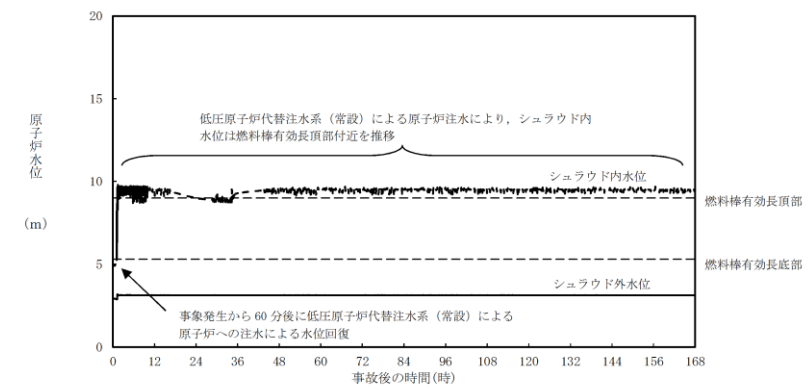


図1 操作30分遅れのケースにおける原子炉水位の推移

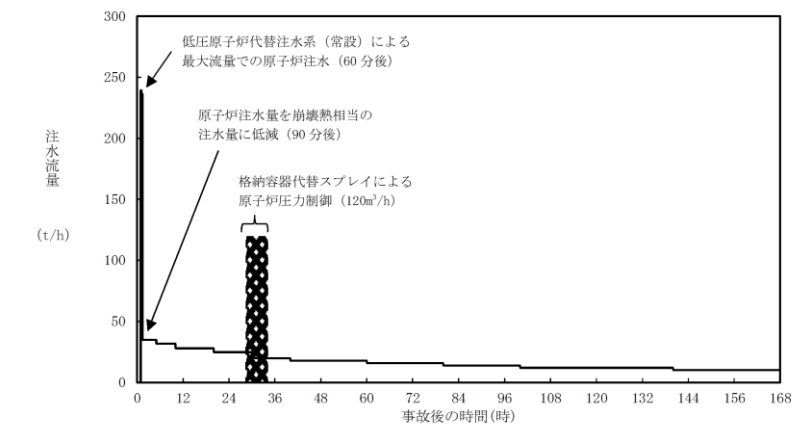


図2 操作30分遅れのケースにおける注水流量の推移

(ベースケースと同様の相違)

(ベースケースと同様の相違)

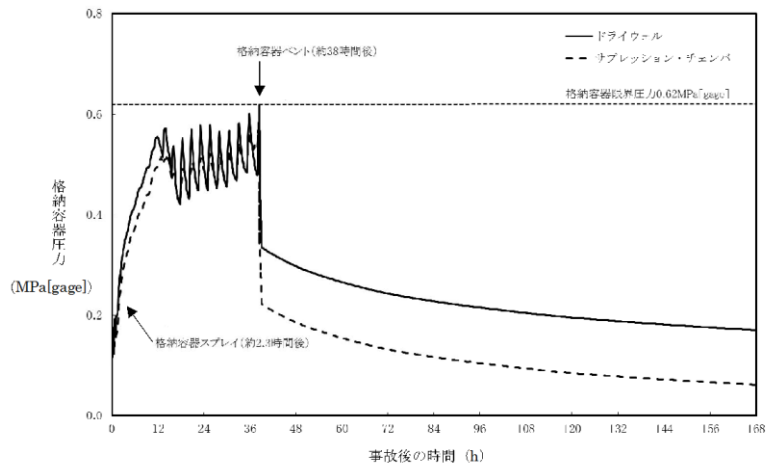


図3. 操作20分遅れのケースにおける格納容器圧力の推移

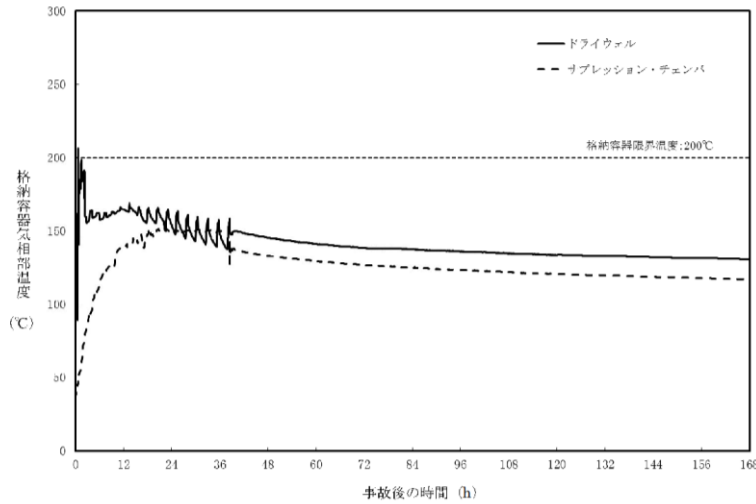
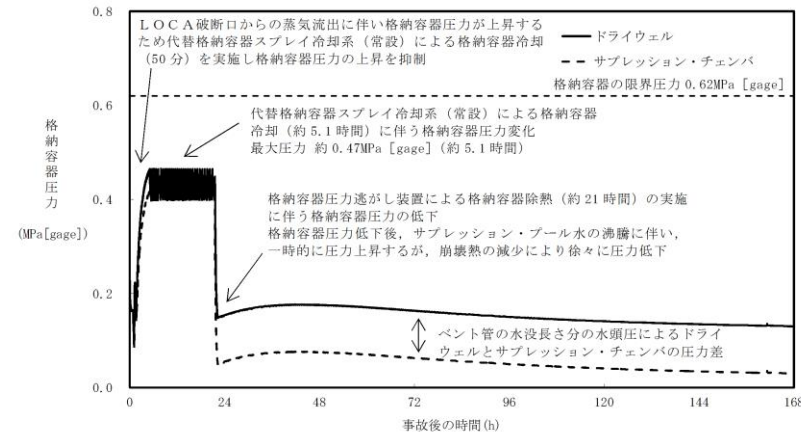
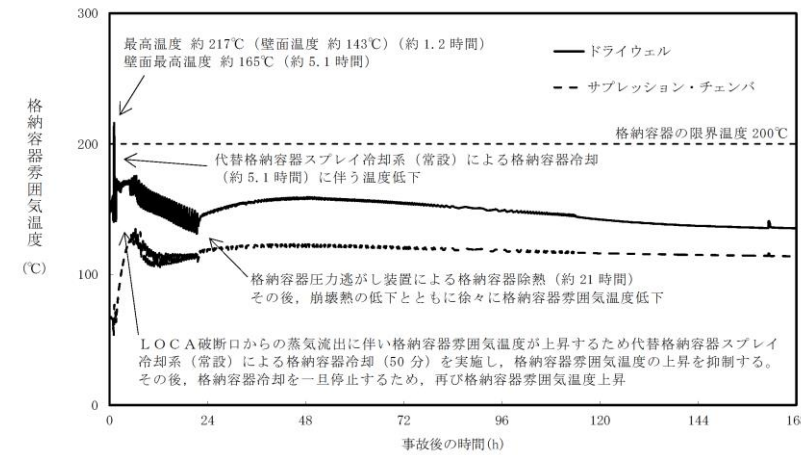


図4. 操作20分遅れのケースにおける格納容器気相部温度の推移



第4図 操作25分遅れにおける格納容器圧力の推移



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

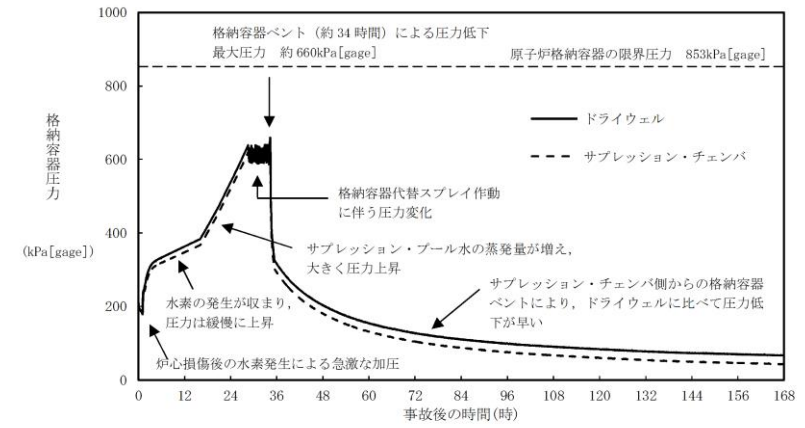


図3 操作30分遅れのケースにおける格納容器圧力の推移

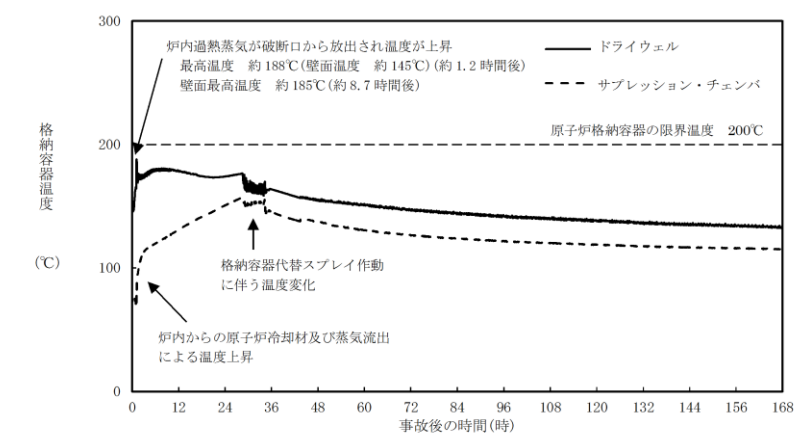


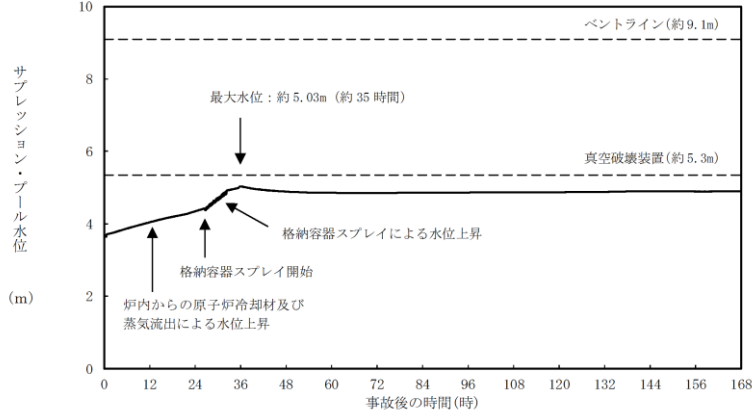
図4 操作30分遅れのケースにおける格納容器温度の推移

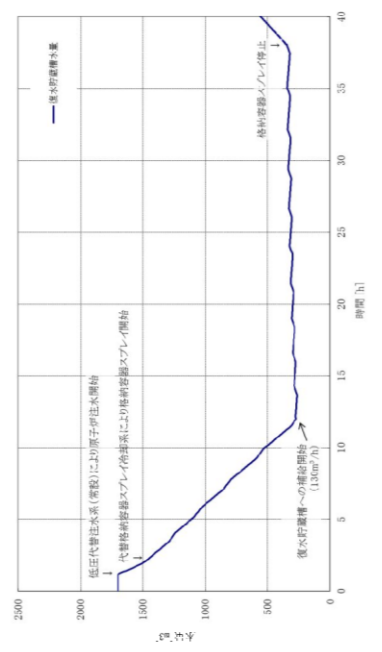
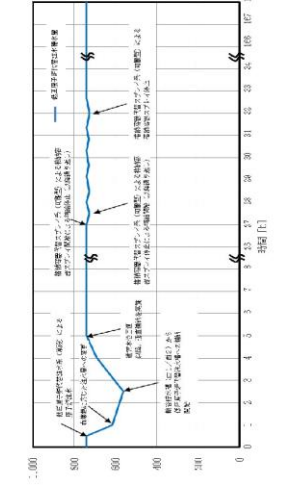
(ベースケースと同様の相違)

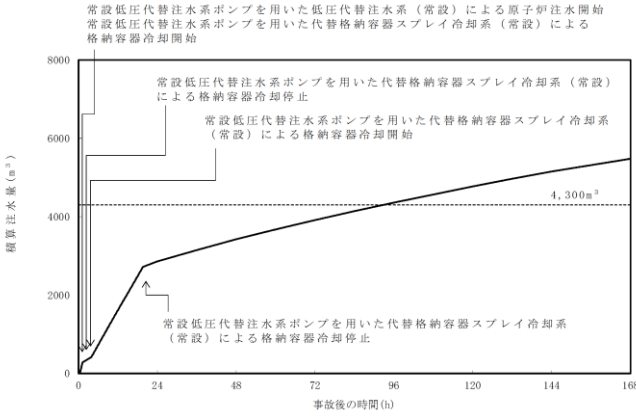
(ベースケースと同様の相違)

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
		<p style="text-align: right;">添付資料 3.1.3.8</p> <p>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</p> <p>1. はじめに</p> <p>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（真空破壊装置下端-0.45m）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（真空破壊装置下端-0.45m）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、第1弁の中央制御室からの遠隔操作にかかる時間を踏まえ、サプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m（真空破壊装置下端-0.45m）到達から 10 分後に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。</p> <p>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。</p> <p>2. 評価条件</p> <p>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。このほかの評価条件は、ベースケースの評価条件と同等である。</p> <ul style="list-style-type: none"> 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。 <p>3. 評価結果</p> <p>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。</p> <p>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（真空破壊装置下端-0.45m）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</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p>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のサブプレッション・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（ダウンカメラ部からサブプレッション・チェンバへの水の移行）及びサブプレッション・チェンバ圧力の低下による体積膨張によるサブプレッション・プール水位上昇を考慮した結果となっており、サブプレッション・プール水位は最大で約 5.03m となる。</p> <p>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。</p> <div data-bbox="1765 934 2478 1354"> </div> <p style="text-align: center;">図1 格納容器圧力の推移</p> <div data-bbox="1765 1459 2478 1858"> </div> <p style="text-align: center;">図2 格納容器温度の推移</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		 <p data-bbox="1863 703 2374 735">図3 サプレッション・プール水位の推移</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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)</p>  <p>添付資料 3.1.3.8</p> <p>○水源 復水貯蔵槽水量：約 1,700m³ 淡水貯水池：約 18,000m³</p> <p>○水使用パターン ① 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水 事象発生 70 分後から低圧代替注水系 (常設) により注水する。 冠水後は、破断口～原子炉水位低 (レベル1) の範囲で注水する (約 90m³/h)。 ② 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器スプレイ 原子炉水位が破断口～原子炉水位低 (レベル1) の範囲で、 格納容器スプレイを実施 (140m³/h)。 ③ 淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送 事象発生 12 時間後から可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) 4 台を用いて 130m³/h で淡水貯水池の水を復水貯蔵槽へ給水する。</p> <p>○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。</p> <p>○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 7,400m³ 必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると、約 14,800m³ 必要とされる。各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m³ 及び淡水貯水池に約 18,000m³ の水を保有することから、6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量を確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。</p>	<p>添付資料 3.1.3.10</p> <p>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))</p> <p>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</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p>添付資料 3.1.3.9</p> <p>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)</p>  <p>○水源 低圧原子炉代替注水槽：約 740m³ 輪谷貯水池 (西1/西2) 等：約 7,000 m³ (約 3,500m³ × 2) ※設置許可基準規則 56 条【解釈】1b) 項を満足するための代替淡水源 (措置)</p> <p>○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 輪谷貯水池 (西1/西2) 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 格納容器代替注水系 (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。</p> <p>○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。</p> <p>○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 及び輪谷貯水池 (西1/西2) に約 7,000m³ の水を保有することから、必要水量は確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 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
	<p>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 1,000m³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。</p> <p>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。</p>  <p>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))</p> <p>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 5,490m³の水が必要となる。代替淡水貯槽及び西側淡水貯水設備に合計約 8,600m³の水を保有することから必要水量を確保している。このため，安定して冷却を継続することが可能である。</p>		

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

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

炉	時系列	判定
7号炉	緊急発生直後～緊急発生後1日目 4台起動 5台起動 6台起動 7台起動 8台起動 9台起動 10台起動 11台起動 12台起動 13台起動 14台起動 15台起動 16台起動 17台起動 18台起動 19台起動 20台起動 21台起動 22台起動 23台起動 24台起動 25台起動 26台起動 27台起動 28台起動 29台起動 30台起動 31台起動 32台起動 33台起動 34台起動 35台起動 36台起動 37台起動 38台起動 39台起動 40台起動 41台起動 42台起動 43台起動 44台起動 45台起動 46台起動 47台起動 48台起動 49台起動 50台起動 51台起動 52台起動 53台起動 54台起動 55台起動 56台起動 57台起動 58台起動 59台起動 60台起動 61台起動 62台起動 63台起動 64台起動 65台起動 66台起動 67台起動 68台起動 69台起動 70台起動 71台起動 72台起動 73台起動 74台起動 75台起動 76台起動 77台起動 78台起動 79台起動 80台起動 81台起動 82台起動 83台起動 84台起動 85台起動 86台起動 87台起動 88台起動 89台起動 90台起動 91台起動 92台起動 93台起動 94台起動 95台起動 96台起動 97台起動 98台起動 99台起動 100台起動	6号及び7号炉の燃料タンク外貯タンク(500kL(50))及び貯タンク(100kL(10))の合計は約2,100kLであり、7日間の対応可能。
6号炉	緊急発生直後～緊急発生後1日目 1台起動 2台起動 3台起動 4台起動 5台起動 6台起動 7台起動 8台起動 9台起動 10台起動 11台起動 12台起動 13台起動 14台起動 15台起動 16台起動 17台起動 18台起動 19台起動 20台起動 21台起動 22台起動 23台起動 24台起動 25台起動 26台起動 27台起動 28台起動 29台起動 30台起動 31台起動 32台起動 33台起動 34台起動 35台起動 36台起動 37台起動 38台起動 39台起動 40台起動 41台起動 42台起動 43台起動 44台起動 45台起動 46台起動 47台起動 48台起動 49台起動 50台起動 51台起動 52台起動 53台起動 54台起動 55台起動 56台起動 57台起動 58台起動 59台起動 60台起動 61台起動 62台起動 63台起動 64台起動 65台起動 66台起動 67台起動 68台起動 69台起動 70台起動 71台起動 72台起動 73台起動 74台起動 75台起動 76台起動 77台起動 78台起動 79台起動 80台起動 81台起動 82台起動 83台起動 84台起動 85台起動 86台起動 87台起動 88台起動 89台起動 90台起動 91台起動 92台起動 93台起動 94台起動 95台起動 96台起動 97台起動 98台起動 99台起動 100台起動	1号炉の燃料タンク容量は約500kL(50)であり、7日間の対応可能。
5号炉	緊急発生直後～緊急発生後1日目 1台起動 2台起動 3台起動 4台起動 5台起動 6台起動 7台起動 8台起動 9台起動 10台起動 11台起動 12台起動 13台起動 14台起動 15台起動 16台起動 17台起動 18台起動 19台起動 20台起動 21台起動 22台起動 23台起動 24台起動 25台起動 26台起動 27台起動 28台起動 29台起動 30台起動 31台起動 32台起動 33台起動 34台起動 35台起動 36台起動 37台起動 38台起動 39台起動 40台起動 41台起動 42台起動 43台起動 44台起動 45台起動 46台起動 47台起動 48台起動 49台起動 50台起動 51台起動 52台起動 53台起動 54台起動 55台起動 56台起動 57台起動 58台起動 59台起動 60台起動 61台起動 62台起動 63台起動 64台起動 65台起動 66台起動 67台起動 68台起動 69台起動 70台起動 71台起動 72台起動 73台起動 74台起動 75台起動 76台起動 77台起動 78台起動 79台起動 80台起動 81台起動 82台起動 83台起動 84台起動 85台起動 86台起動 87台起動 88台起動 89台起動 90台起動 91台起動 92台起動 93台起動 94台起動 95台起動 96台起動 97台起動 98台起動 99台起動 100台起動	2号炉の燃料タンク容量は約500kL(50)であり、7日間の対応可能。
4号炉	緊急発生直後～緊急発生後1日目 1台起動 2台起動 3台起動 4台起動 5台起動 6台起動 7台起動 8台起動 9台起動 10台起動 11台起動 12台起動 13台起動 14台起動 15台起動 16台起動 17台起動 18台起動 19台起動 20台起動 21台起動 22台起動 23台起動 24台起動 25台起動 26台起動 27台起動 28台起動 29台起動 30台起動 31台起動 32台起動 33台起動 34台起動 35台起動 36台起動 37台起動 38台起動 39台起動 40台起動 41台起動 42台起動 43台起動 44台起動 45台起動 46台起動 47台起動 48台起動 49台起動 50台起動 51台起動 52台起動 53台起動 54台起動 55台起動 56台起動 57台起動 58台起動 59台起動 60台起動 61台起動 62台起動 63台起動 64台起動 65台起動 66台起動 67台起動 68台起動 69台起動 70台起動 71台起動 72台起動 73台起動 74台起動 75台起動 76台起動 77台起動 78台起動 79台起動 80台起動 81台起動 82台起動 83台起動 84台起動 85台起動 86台起動 87台起動 88台起動 89台起動 90台起動 91台起動 92台起動 93台起動 94台起動 95台起動 96台起動 97台起動 98台起動 99台起動 100台起動	3号炉の燃料タンク容量は約500kL(50)であり、7日間の対応可能。
3号炉	緊急発生直後～緊急発生後1日目 1台起動 2台起動 3台起動 4台起動 5台起動 6台起動 7台起動 8台起動 9台起動 10台起動 11台起動 12台起動 13台起動 14台起動 15台起動 16台起動 17台起動 18台起動 19台起動 20台起動 21台起動 22台起動 23台起動 24台起動 25台起動 26台起動 27台起動 28台起動 29台起動 30台起動 31台起動 32台起動 33台起動 34台起動 35台起動 36台起動 37台起動 38台起動 39台起動 40台起動 41台起動 42台起動 43台起動 44台起動 45台起動 46台起動 47台起動 48台起動 49台起動 50台起動 51台起動 52台起動 53台起動 54台起動 55台起動 56台起動 57台起動 58台起動 59台起動 60台起動 61台起動 62台起動 63台起動 64台起動 65台起動 66台起動 67台起動 68台起動 69台起動 70台起動 71台起動 72台起動 73台起動 74台起動 75台起動 76台起動 77台起動 78台起動 79台起動 80台起動 81台起動 82台起動 83台起動 84台起動 85台起動 86台起動 87台起動 88台起動 89台起動 90台起動 91台起動 92台起動 93台起動 94台起動 95台起動 96台起動 97台起動 98台起動 99台起動 100台起動	4号炉の燃料タンク容量は約500kL(50)であり、7日間の対応可能。
2号炉	緊急発生直後～緊急発生後1日目 1台起動 2台起動 3台起動 4台起動 5台起動 6台起動 7台起動 8台起動 9台起動 10台起動 11台起動 12台起動 13台起動 14台起動 15台起動 16台起動 17台起動 18台起動 19台起動 20台起動 21台起動 22台起動 23台起動 24台起動 25台起動 26台起動 27台起動 28台起動 29台起動 30台起動 31台起動 32台起動 33台起動 34台起動 35台起動 36台起動 37台起動 38台起動 39台起動 40台起動 41台起動 42台起動 43台起動 44台起動 45台起動 46台起動 47台起動 48台起動 49台起動 50台起動 51台起動 52台起動 53台起動 54台起動 55台起動 56台起動 57台起動 58台起動 59台起動 60台起動 61台起動 62台起動 63台起動 64台起動 65台起動 66台起動 67台起動 68台起動 69台起動 70台起動 71台起動 72台起動 73台起動 74台起動 75台起動 76台起動 77台起動 78台起動 79台起動 80台起動 81台起動 82台起動 83台起動 84台起動 85台起動 86台起動 87台起動 88台起動 89台起動 90台起動 91台起動 92台起動 93台起動 94台起動 95台起動 96台起動 97台起動 98台起動 99台起動 100台起動	5号炉の燃料タンク容量は約500kL(50)であり、7日間の対応可能。
1号炉	緊急発生直後～緊急発生後1日目 1台起動 2台起動 3台起動 4台起動 5台起動 6台起動 7台起動 8台起動 9台起動 10台起動 11台起動 12台起動 13台起動 14台起動 15台起動 16台起動 17台起動 18台起動 19台起動 20台起動 21台起動 22台起動 23台起動 24台起動 25台起動 26台起動 27台起動 28台起動 29台起動 30台起動 31台起動 32台起動 33台起動 34台起動 35台起動 36台起動 37台起動 38台起動 39台起動 40台起動 41台起動 42台起動 43台起動 44台起動 45台起動 46台起動 47台起動 48台起動 49台起動 50台起動 51台起動 52台起動 53台起動 54台起動 55台起動 56台起動 57台起動 58台起動 59台起動 60台起動 61台起動 62台起動 63台起動 64台起動 65台起動 66台起動 67台起動 68台起動 69台起動 70台起動 71台起動 72台起動 73台起動 74台起動 75台起動 76台起動 77台起動 78台起動 79台起動 80台起動 81台起動 82台起動 83台起動 84台起動 85台起動 86台起動 87台起動 88台起動 89台起動 90台起動 91台起動 92台起動 93台起動 94台起動 95台起動 96台起動 97台起動 98台起動 99台起動 100台起動	6号炉の燃料タンク容量は約500kL(50)であり、7日間の対応可能。
その他	緊急発生直後～緊急発生後1日目 1台起動 2台起動 3台起動 4台起動 5台起動 6台起動 7台起動 8台起動 9台起動 10台起動 11台起動 12台起動 13台起動 14台起動 15台起動 16台起動 17台起動 18台起動 19台起動 20台起動 21台起動 22台起動 23台起動 24台起動 25台起動 26台起動 27台起動 28台起動 29台起動 30台起動 31台起動 32台起動 33台起動 34台起動 35台起動 36台起動 37台起動 38台起動 39台起動 40台起動 41台起動 42台起動 43台起動 44台起動 45台起動 46台起動 47台起動 48台起動 49台起動 50台起動 51台起動 52台起動 53台起動 54台起動 55台起動 56台起動 57台起動 58台起動 59台起動 60台起動 61台起動 62台起動 63台起動 64台起動 65台起動 66台起動 67台起動 68台起動 69台起動 70台起動 71台起動 72台起動 73台起動 74台起動 75台起動 76台起動 77台起動 78台起動 79台起動 80台起動 81台起動 82台起動 83台起動 84台起動 85台起動 86台起動 87台起動 88台起動 89台起動 90台起動 91台起動 92台起動 93台起動 94台起動 95台起動 96台起動 97台起動 98台起動 99台起動 100台起動	7号炉の燃料タンク容量は約500kL(50)であり、7日間の対応可能。

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

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))

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

時系列	合計	判定
大量送水車 1台起動 0.0652m³/h×24h×7日×1台=10.9536m³	7日間の 軽油消費量 約64m³	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約730m³であり、7日間対応可能
大型送水ポンプ車 1台起動 0.31m³/h×24h×7日×1台=52.08m³		
ガスタービン発電機 1台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 2.09m³/h×24h×7日×1台=351.12m³	7日間の 軽油消費量 約352m³	ガスタービン発電機用軽油タンクの容量は約450m³であり、7日間対応可能
緊急時対策用発電機 1台 0.0469 m³/h×24h×7日×1台=7.8792m³	7日間の 軽油消費量 約8m³	緊急時対策用燃料地下タンクの容量は約45m³であり、7日間対応可能

・設備設計の相違
【柏崎6/7】
島根2号炉は、緊急時対策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)

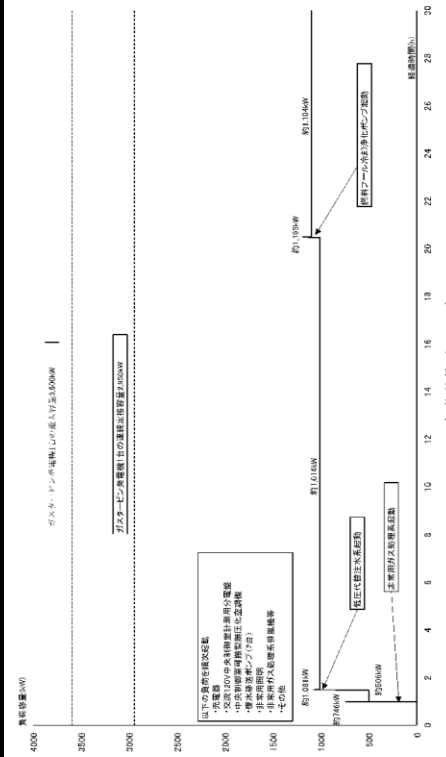
東海第二発電所 (2018.9.12版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

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

添付資料 3.1.3.10



6号炉	6号炉
直流125V充電器A	約94kW
直流125V充電器A-2	約56kW
AM用直流125V充電器	約41kW
直流125V充電器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
山形制御室可搬型高圧化圧機	3kW
復水器送水ポンプ	55kW
復水器送水ポンプ	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
その他必要な設備	約366kW
合計 (運転最大容量)	約1104kW (約1195kW)

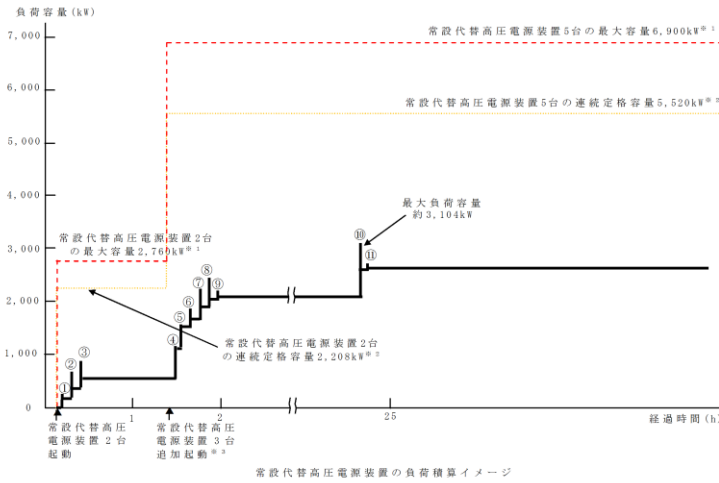
※非常用ガス処理系減分除圧装置、及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。

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	常設低圧代替注水ポンプ	約190	約202	約407
③	常設低圧代替注水ポンプ	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* ・120/240V計測用主母線盤2A ・その他必要な負荷* ・その他不要な負荷*	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* ・120/240V計測用主母線盤2B ・その他必要な負荷* ・その他不要な負荷*	約60 約86 約134 約14 約234	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	約55 約8 約95	約1,875	約1,687
⑦	停止負荷 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	蓄電池送排気ファン その他必要な負荷	約8 約154	約2,477	約2,085
⑨	ほう水送水ポンプ	約37	約2,212	約2,122
⑩	緊急用母線ポンプ 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90%の容量 (1,380kW×0.9×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

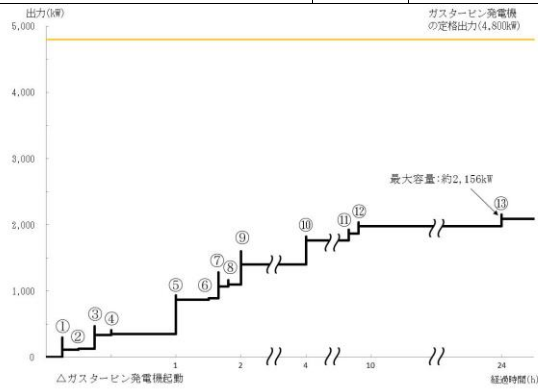
添付資料 3.1.3.11

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, モニタリング・ポスト他 (D系高圧母線自動投入負荷)	約518	約938	約872
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892	約892
⑦	B-中央制御室送風機	約180	約1,287	約1,072
⑧	B-中央制御室非常用再循環送風機	約30	約1,164	約1,102
⑨	B-中央制御室冷凍機	約300	約1,604	約1,402
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359	約1,823	約1,761
⑪	A-淡水ポンプ (移動式代替熱交換設備)	約110	約1,931	約1,871
⑫	B-淡水ポンプ (移動式代替熱交換設備)	約110	約2,041	約1,981
⑬	B-燃料プール冷却水ポンプ	約110	約2,156	約2,091



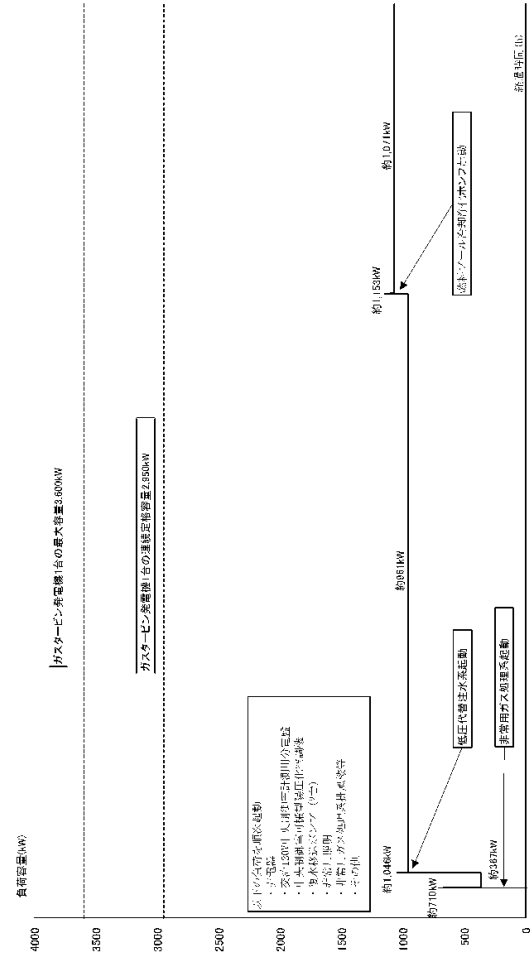
常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

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
中央制御室可搬型扇圧化空調機	3kW
復水移送ポンプ	55kW
復水移送ポンプ	55kW
燃料プールの冷却浄化ポンプ (配動時)	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)

※非常用ガス処理系湿分除去装置、及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。



負荷積算イメージ

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
<p>3.2 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱</p> <p>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</p> <p>(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態</p> <p>格納容器破損モード「高压溶融物放出/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。</p> <p>(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</p> <p>格納容器破損モード「高压溶融物放出/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。</p> <p>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。</p> <p>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, <u>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。</u></p>	<p>3.2 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱</p> <p>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</p> <p>(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態</p> <p>格納容器破損モード「高压溶融物放出/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。</p> <p>(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</p> <p>格納容器破損モード「高压溶融物放出/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, <u>水素</u>等が急速に放出され, <u>格納容器雰囲気</u>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, <u>格納容器</u>に熱的・機械的な負荷が発生して<u>格納容器</u>の破損に至る。</p> <p>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<u>水素</u>の急速な放出に伴い<u>格納容器</u>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, <u>格納容器</u>の破損を防止する。</p> <p>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, <u>格納容器下部注水系 (常設) によってペDESTAL (ドライウエル部)</u>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, <u>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。</u></p>	<p>3.2 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱</p> <p>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</p> <p>(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態</p> <p>格納容器破損モード「高压溶融物放出/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。</p> <p>(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</p> <p>格納容器破損モード「高压溶融物放出/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, <u>水素ガス</u>等が急速に放出され, <u>原子炉格納容器雰囲気</u>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, <u>原子炉格納容器</u>に熱的・機械的な負荷が発生して<u>原子炉格納容器</u>の破損に至る。</p> <p>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<u>水素ガス</u>の急速な放出に伴い<u>原子炉格納容器</u>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, <u>原子炉格納容器</u>の破損を防止する。</p> <p>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, <u>格納容器代替スプレイ系 (可搬型) によって原子炉格納容器下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DESTAL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。</u></p>	<p>備考</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・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)</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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。</p> <p>(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</p>	<p>さらに、<u>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。</u></p> <p>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、<u>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。</u></p> <p>(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</p>	<p>さらに、<u>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。</u></p> <p>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。</p> <p>(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</p>	<p>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。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 <p>【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、サンブへの流入防止のために原子炉格納容器下部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。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 <p>【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。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 <p>【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。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>接加熱」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉圧力が高い状態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。</p> <p>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<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>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、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却手段及び<u>代替循環冷却系</u>による原子炉格納容器除熱手段並びに<u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備する。</p> <p>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。</p>	<p>接加熱」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉圧力が高い状態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、<u>格納容器に熱的・機械的な負荷</u>が発生することに対して、原子炉減圧を可能とするため、<u>逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>の手動開操作による原子炉減圧手段を整備する。</p> <p>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（<u>自動減圧機能</u>）の環境条件を緩和する観点から<u>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</u>を整備し、原子炉圧力容器破損後の格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>の上昇を抑制する観点から、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による格納容器冷却手段、<u>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</u>による格納容器除熱手段を整備する。</p> <p>さらに、長期的な<u>格納容器内酸素濃度</u>の上昇を抑制する観点から、<u>可搬式窒素供給装置による格納容器内への窒素注入手段</u>を整備する。</p>	<p>接加熱」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉圧力が高い状態で原子炉圧力容器が損傷し、溶融炉心、水蒸気、<u>水素ガス等</u>が急速に放出され、<u>原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷</u>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（<u>自動減圧機能付き</u>）の手動開操作による原子炉減圧手段を整備する。</p> <p>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（<u>自動減圧機能付き</u>）の環境条件を緩和する観点から<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>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<u>温度</u>の上昇を抑制する観点から、<u>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</u>を整備する。</p> <p>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、<u>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</u>を整備する。</p> <p>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。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>また、事象発生 10 時間以降に追加に必要な要員は、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。</p> <p>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。</p> <p>※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。</p>	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>また、事象発生 2 時間以降に追加に必要な参集要員は、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。</p> <p>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。</p>	<p>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 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。</p> <p>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。</p> <p>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、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計 31 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長 1 名、当直副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名、緊急時対策要員(現場)は 19 名である。必要な要員と作業項目について第 3.2.1-3 図に示す。</p> <p>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。</p>	<p>温破損)」に記載の対応と同じである旨を記載している。</p> <p>・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</p> <p>・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。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>a. 原子炉スクラム確認</p> <p>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。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域モニタ等</u>である。</p> <p>b. 高圧・低圧注水機能喪失確認</p> <p>原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、<u>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。</u></p> <p><u>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</u>である。</p> <p>※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。</p>	<p>a. 原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認</p> <p>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。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域計装等</u>である。</p> <p><u>全交流動力電源喪失を確認する。</u></p> <p><u>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</u>である。</p> <p>b. 原子炉への注水機能喪失確認</p> <p>原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、<u>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。</u></p> <p><u>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。</u></p> <p>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、<u>原子炉隔離時冷却系系統流量等</u>である。</p>	<p>a. 原子炉スクラム確認</p> <p>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。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域計装</u>である。</p> <p>b. <u>高圧・低圧注水機能喪失確認</u></p> <p>原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続けるが、<u>すべ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。</u></p> <p><u>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</u>である。</p> <p>※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</p>	<p>・記載箇所の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、全交流動力電源喪失の確認を「c.」で記載。</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>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。</p> <p>・運用の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>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。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>c. <u>早期の電源回復不能判断及び対応準備</u></p> <p>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、<u>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。</u></p> <p>d. <u>常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電</u></p> <p><u>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。</u></p> <p><u>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。</u></p> <p>e. <u>緊急用海水系による冷却水(海水)の確保</u></p> <p><u>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。</u></p> <p><u>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。</u></p> <p>f. <u>代替循環冷却系による格納容器除熱</u></p> <p><u>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。</u></p> <p><u>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、</u></p>	<p><u>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を想定。</u></p> <p>c. <u>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</u></p> <p><u>外部電源が喪失するとともに、すべての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失する。これにより非常用高圧母線(6.9kV)が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。</u></p> <p>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、<u>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。準備完了後、常設代替交流電源設備を起動し、SA低圧母線に給電する。</u></p>	<p>・記載箇所の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>東海第二は、全交流動力電源喪失の確認を「a.」で記載。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>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。</p> <p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>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。</p> <p>・運用の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>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。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>【比較のため、「e.」を記載】</p> <p>e. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p>原子炉水位の低下が継続し、<u>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</u>、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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>【ここまで】</p> <p>c. 炉心損傷確認</p> <p>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、ドライウエ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。</p> <p>炉心損傷を確認するために必要な計装設備は、<u>格納容器内雰囲気放射線レベル</u>である。</p> <p>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。</p> <p>d. 水素濃度監視</p>	<p><u>ドライウエル圧力及びサプレッション・チェンバ圧力である。</u></p> <p>※ <u>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。</u></p> <p>【比較のため、「h.」を記載】</p> <p>h. 逃がし安全弁<u>(自動減圧機能)</u>の手動による原子炉急速減圧</p> <p>原子炉水位の低下が継続し、<u>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</u>、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<u>(自動減圧機能)</u>2個を手動で開放し、原子炉を急速減圧する。</p> <p>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。</p> <p>原子炉急速減圧後は、逃がし安全弁<u>(自動減圧機能)</u>の開状態を保持し、原子炉圧力を低圧状態に維持する。</p> <p>【ここまで】</p> <p>g. 炉心損傷確認</p> <p>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、ドライウエ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<u>以上となった場合</u>とする。</p> <p>炉心損傷を確認するために必要な計装設備は、<u>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)</u>である。</p> <p>また、炉心損傷判断後は、<u>格納容器内のpH制御のため</u>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。</p> <p>【比較のため、「j.」を記載】</p> <p>j. <u>水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動</u></p>	<p>d. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p>原子炉水位の低下が継続し、<u>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</u>、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<u>(自動減圧機能付き)</u>2個を手動で開放し、原子炉を急速減圧する。</p> <p>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)、<u>原子炉水位(SA)</u>、<u>原子炉圧力及び原子炉圧力(SA)</u>である。</p> <p>原子炉急速減圧後は、逃がし安全弁<u>(自動減圧機能付き)</u>の開状態を保持し、原子炉圧力を低圧状態に維持する。</p> <p>e. 炉心損傷確認</p> <p>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、ドライウエ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<u>を超えた場合</u>とする。</p> <p>炉心損傷を確認するために必要な計装設備は、<u>格納容器雰囲気放射線モニタ(ドライウエル)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)</u>である。</p> <p>また、炉心損傷判断後は、<u>原子炉格納容器内のpH制御のため</u>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。</p> <p>f. <u>水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動</u></p>	<p>備考</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>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。</p> <p>・運用の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号は、10倍を超え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。</p> <p>・設備設計の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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を<u>確認する。</u></p> <p>原子炉格納容器内の水素濃度を<u>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。</u></p> <p>e. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>f. <u>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</u></p> <p><u>原子炉圧力容器下鏡部温度 300℃到達により熔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。</u></p> <p><u>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。</u></p> <p><u>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)</u></p>	<p>炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応等により水素が発生し、水の放射線分解により水素及び酸素が発生することから、<u>格納容器下部注水系(常設)によるペDESTAL(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。</u></p> <p><u>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。</u></p> <p>【ここまで】</p> <p>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</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p><u>(添付資料 3.2.1)</u></p>	<p>炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応等により水素ガスが発生し、水の放射線分解により水素ガス及び酸素ガスが発生することから、<u>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。</u></p> <p>原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を<u>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。</u></p>	<p>【柏崎 6/7】</p> <p>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。</p> <p>【東海第二】</p> <p>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原子炉格納容器下部に水張りを生ずる運用としている。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>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。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根2号炉は、熔融炉心落下後(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。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>等である。</p> <p>また、<u>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。</u></p> <p><u>※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。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 3. 2. 1)</p> <p>g. <u>原子炉格納容器下部への注水</u></p> <p>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。</p> <p>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、<u>原子炉圧力容器下鏡部温度</u>である。</p> <p><u>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。</u>この場合の注水は、<u>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。</u></p> <p><u>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</u>である。</p>	<p>i. <u>格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）水位の確保（解析上考慮しない操作）</u></p> <p><u>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DESTAL（ドライウェル部）の水位調整を行う。</u></p> <p><u>格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（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</u>である。</p>	<p>g. <u>原子炉格納容器下部への注水</u></p> <p>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。</p> <p>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、<u>原子炉圧力容器温度（SA）</u>である。</p> <p><u>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格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水※2を実施する。</u>この場合の注水は、<u>原子炉格納容器下部への水張りが目的であるため、ペDESTAL水位が 2. 4m（注水量約 225m³）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。</u></p> <p><u>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、格納容器代替スプレイ流量及びペDESTAL水位</u>である。</p> <p><u>※2 原子炉格納容器下部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。</u></p>	<p>・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。</p> <p>・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）にて原子炉格納容器下部へ初期水張りを行い、ペDESTAL水位に応じて停止する手順としている。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7】 初期水張り深さの相違。</p> <p>・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</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>また、<u>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。</u></p> <p>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、<u>制御棒位置の指示値喪失数増加</u>、<u>原子炉圧力容器下鏡部温度の指示値喪失数増加</u>といったパラメータの変化が生じ</p>	<p>なお、有効性評価の解析条件としては、<u>ペDESTAL (ドライウエル部) 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。</u></p> <p>i. <u>水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動</u> <u>炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応等により水素が発生し、水の放射線分解により水素及び酸素が発生することから、格納容器下部注水系 (常設) によるペDESTAL (ドライウエル部) 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。</u> <u>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。</u></p> <p>k. 原子炉圧力容器破損確認 原子炉圧力容器破損の徴候として、原子炉水位の低下、<u>制御棒位置の指示値の喪失数増加</u>、<u>原子炉圧力容器温度 (下鏡部) の 300℃到達</u>といったパラメータの変化を確認する。</p>	<p>なお、本操作に期待しない場合であっても、<u>評価上、原子炉圧力容器底部破損に至るまでの間、逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) は原子炉減圧機能を維持できる。</u></p> <p>h. 原子炉圧力容器破損確認 <u>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。</u> 原子炉圧力容器破損の徴候として、原子炉水位の低下、<u>制御棒位置の指示値喪失数増加</u>、<u>原子炉圧力容器下鏡部温度の指示値喪失数増加</u>といったパラメータの変化を確認す</p>	<p>型)にて原子炉格納容器下部へ初期水張りを行う手順としている。</p> <p>・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原子炉格納容器下部への初期水張りを行う。</p> <p>・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。</p> <p>・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。</p> <p>・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。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>る。</p> <p>また、原子炉圧力の急激な低下、ドライウエ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。</p> <p>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エルの圧力の差圧が <u>0.10MPa[gage]</u>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。</p> <p>i. 溶融炉心への注水</p> <p>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。</p> <p>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</p>	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(添付資料 3.2.2)</p> <p>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）</p> <p>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。</p> <p>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、<u>低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用）</u>等である。</p> <p>m. 溶融炉心への注水</p> <p>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DESTAL（ドライウエルの部）注水を水位 2.75m まで実施する。以降は、ペDESTAL（ドライウエルの部）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、<u>2.25m から 2.75m の範囲に水位を維持する。</u></p> <p>格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウエルの部）注水を確認するために必要な計装設備は、<u>低圧</u></p>	<p>る。原子炉圧力容器下鏡温度が 300℃に到達した場合には、<u>原子炉圧力容器破損を速やかに判断するためにペDESTAL 水温度等を継続監視する。</u></p> <p>ペDESTAL 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、ドライウエル圧力の急激な上昇、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。</p> <p>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エル圧力の差圧が <u>0.25MPa[gage]</u>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。</p> <p>原子炉圧力容器の破損判断に必要な計装設備は、<u>ペDESTAL 水温度（S A）</u>等である。</p> <p>i. 溶融炉心への注水</p> <p>溶融炉心の冷却を維持するため、<u>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、ペDESTAL 代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部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。</u></p> <p>ペDESTAL 代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部注水を確認するために必要な計装設備は、<u>ペDESTAL</u></p>	<p>備考</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・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。</p> <p>・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、ドライウエル水位で管理する手順としている。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7、東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>格納容器下部注水流量) 等である。</p> <p><u>格納容器下部注水系 (常設)</u> により溶融炉心の冷却が継続して行われていることは、<u>復水補給水系流量 (格納容器下部注水流量)</u> のほか、<u>格納容器下部水位計</u> 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、<u>格納容器下部水位計</u> 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。</p> <ul style="list-style-type: none"> 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 <p>これらは、短時間ではなく数時間の推移を確認する。</p> <p><u>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、サブプレッション・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ブプレッション・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、サブプレッション・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。</u></p> <p>j. <u>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</u>^{※4}</p> <p><u>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)</u></p>	<p>代替注水系格納容器下部注水流量等である。</p> <p><u>格納容器下部注水系 (常設)</u> により溶融炉心の冷却が継続して行われていることは、<u>低圧代替注水系格納容器下部注水流量</u> のほか、<u>格納容器下部水位</u> によっても確認することができる。</p> <p>(添付資料 3. 2. 3)</p> <p>n. <u>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)</u></p> <p><u>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</u></p>	<p>代替注水流量等である。</p> <p><u>ペDESTAL代替注水系 (可搬型)</u> により溶融炉心の冷却が継続して行われていることは、<u>ペDESTAL代替注水流量</u> のほか、<u>ペDESTAL水位</u> 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、<u>ペDESTAL水位</u> 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すべ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。</p> <ul style="list-style-type: none"> 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 <p>これらは、短時間ではなく数時間の推移を確認する。</p> <p>j. <u>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</u></p> <p><u>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</u></p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> 運用の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、ペDESTAL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、サブプレッション・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は期待できない。 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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>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。</u></p> <p><u>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、サブプレッション・チェンバ・プール水温度等である。</u></p> <p>※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、<u>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。</u></p>	<p><u>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。</u></p> <p><u>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、ドライウエル圧力及びサブプレッション・チェンバ圧力、サブプレッション・プール水温度等である。</u></p> <p><u>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)</u></p> <p><u>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。</u></p> <p><u>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。</u></p> <p><u>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。</u></p> <p><u>p. 可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入</u></p> <p><u>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。</u></p>	<p><u>スプレイによる原子炉格納容器下部注水を実施する。</u></p> <p><u>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、ドライウエル圧力 (SA)、サブプレッション・プール水温度 (SA) 等である。</u></p> <p><u>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</u></p> <p><u>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</u></p>	<p>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DESTAL代替注水系 (可搬型) を停止する手順としている。</p> <p>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原子炉格納容器下部へ流入するため、残留熱代替除去系による格納容器スプレイは原子炉格納容器下部注水を兼ねている。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>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> <p>・運用の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、可燃性</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>3.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>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「<u>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)</u>」である。</p> <p>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</p>	<p><u>可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入を確認するために必要な計装設備は、格納容器内酸素濃度(SA)である。</u></p> <p>q. <u>タンクローリによる燃料給油操作</u> <u>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。</u></p> <p>3.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>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「<u>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)</u>」である。</p> <p>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</p>	<p>を抑制する。</p> <p><u>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。</u></p> <p>3.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>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「<u>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</u>」である。</p> <p>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</p>	<p>ガス濃度の抑制は、SA設備である可搬式窒素供給装置による窒素注入を実施することとしている。</p> <p>・運用の相違</p> <p>【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。</p> <p>・記載方針の相違</p> <p>【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。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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の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。</p> <p>本格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</p>	<p>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。</p> <p><u>※ 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。</u></p> <p>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DESTAL (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。</p> <p>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。</p> <p>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の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。</p> <p>本格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</p>	<p>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すべ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。</p> <p>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。</p> <p><u>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。</u></p> <p>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の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。</p> <p>本格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</p>	<p>備考</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【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。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【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。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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<u>低圧注水系のみならず</u>、重大事故等対処設備である<u>低圧代替注水系（常設）等</u>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。</p> <p>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 <u>10%</u>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-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<u>低圧注水系</u>の起動が作動条件の一つであるため、<u>低圧注水系</u>が失われている状況では作動しない。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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 <u>10%</u>上の位置に到達した時点で</p>	<p>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<u>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</u>、重大事故等対処設備である<u>低圧代替注水系（常設）等</u>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。</p> <p>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-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<u>低圧注水機能</u>の起動が作動条件の一つであるため、<u>低圧注水機能</u>が失われている状況では作動しない。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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（<u>自動減圧機能</u>）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（<u>自動減圧機能</u>）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</p>	<p>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<u>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</u>、重大事故等対処設備である<u>低圧原子炉代替注水系（常設）等</u>を含むすべ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、すべ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。</p> <p>手順上、すべ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 <u>20%</u>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-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<u>残留熱除去系（低圧注水モード）又は低圧炉心スプレイ系</u>の起動が作動条件の一つであるため、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系</u>が失われている状況では作動しない。</p> <p>これを考慮し、本評価では評価事故シーケンスに加えてすべての低圧注水機能も失われている状況を想定した。</p> <p>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。</p> <p>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（<u>自動減圧機能付き</u>）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（<u>自動減圧機能付き</u>）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</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>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。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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、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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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</p>	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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 F C I（溶融炉心細粒化）、原子炉圧力容器内 F C I（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。</p> <p>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。</p> <p>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</p>	<p>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（自動減圧機能付き）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、重大事故等対処設備としての逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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。</p> <p>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。</p> <p>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 F C I（溶融炉心細粒化）、原子炉圧力容器内 F C I（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。</p> <p>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。</p> <p>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</p>	<p>・解析結果の相違【柏崎 6/7】</p> <p>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。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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。</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>※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。</p> <p>(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</p>	<p>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。</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>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量を考慮するものとする。</p> <p>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^{※5}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。</p> <p>※ 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。</p> <p>(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</p>	<p>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。</p> <p>(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。</p> <p>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。</p> <p>(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。</p> <p>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量を考慮するものとする。</p> <p>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。</p> <p>※3 逃がし安全弁(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, 逃がし安全弁(自動減圧機能付き)は作動しない。</p> <p>※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。ペダスタル代替注水系(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。</p> <p>(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。</p>	<p>備考</p> <p>・設備設計の相違【柏崎 6/7】</p> <p>・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量を考慮する。</p> <p>・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。</p> <p>・解析条件の相違【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>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。</u></p> <p>(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。</p> <p>(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-水反応及び熔融炉心・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 熔融炉心・コンクリート相互作用」にてその影響を確認する。</p> <p>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。</p>	<p><u>を想定する。</u></p> <p>(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。 <u>(添付資料3.2.4)</u></p> <p>(e) <u>水素及び酸素の発生</u> <u>水素</u>の発生については、ジルコニウム-水反応及び熔融炉心・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<u>水素及び酸素</u>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<u>水素及び酸素</u>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。</p> <p>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、<u>原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。</u></p>	<p>(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。</p> <p>(e) <u>水素ガス及び酸素ガスの発生</u> <u>水素ガス</u>の発生については、ジルコニウム-水反応及び熔融炉心・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<u>水素ガス及び酸素ガス</u>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<u>水素ガス及び酸素ガス</u>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<u>ものとし「3.5 熔融炉心・コンクリート相互作用」にてその影響を確認する。</u></p> <p>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、<u>事象の発生と同時に発生するものとする。</u></p>	<p>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。</p> <p>・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。</p> <p>・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。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(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。</p> <p>(c) <u>格納容器下部注水系 (常設)</u> 原子炉圧力容器破損前に、<u>格納容器下部注水系 (常設)</u> 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。</p> <p>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、<u>格納容器下部注水系 (常設)</u> により崩壊熱相当の注水を行うものとする。</p> <p>(d) <u>代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)</u> <u>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。</u> <u>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</u></p>	<p>(b) <u>主蒸気隔離弁</u> <u>主蒸気隔離弁は、事象発生と同時に閉止するものとする。</u></p> <p>(c) <u>再循環系ポンプ</u> <u>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。</u></p> <p>(d) 逃がし安全弁 逃がし安全弁 (<u>安全弁機能</u>) 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 (<u>自動減圧機能</u>) 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 6% を処理するものとする。</p> <p>(e) <u>格納容器下部注水系 (常設)</u> 原子炉圧力容器が破損して溶融炉心がペDESTAL (ドライウエル部) に落下した後は、<u>溶融炉心の冠水継続が可能な流量を考慮し、80m³/h にてペDESTAL (ドライウエル部) に注水を行うものとする。</u></p> <p>(f) <u>代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)</u> <u>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</u></p>	<p>(b) <u>主蒸気隔離弁</u> <u>主蒸気隔離弁は、事象発生と同時に閉止するものとする。</u></p> <p>(c) <u>再循環ポンプ</u> <u>再循環ポンプは、事象発生と同時に停止するものとする。</u></p> <p>(d) 逃がし安全弁 逃がし安全弁 (<u>逃がし弁機能</u>) 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 (<u>自動減圧機能付き</u>) 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 8% を処理するものとする。</p> <p>(e) <u>格納容器代替スプレイ系 (可搬型)</u> 原子炉圧力容器破損前に、<u>格納容器代替スプレイ系 (可搬型)</u> により 120m³/h で原子炉格納容器内にスプレイし、ペDESTAL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。</p> <p>(f) <u>ペDESTAL代替注水系 (可搬型)</u> 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、<u>ペDESTAL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。</u></p>	<ul style="list-style-type: none"> ・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 ・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 ・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】 ・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のに対し、東海第二は 80m³/h の流量にて行うとしている。 ・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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>格納容器内にスプレイする。</u></p> <p>(e) <u>代替循環冷却系^{※6}</u> <u>代替循環冷却系の循環流量は、全体で約 190m³/h とし、ドライウエルへ約 140m³/h、原子炉格納容器下部へ約 50m³/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。</u></p> <p>※6 <u>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。</u></p>	<p><u>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なスプレイ流量を考慮し、130m³/h にて格納容器内にスプレイする。</u></p> <p>(g) <u>代替循環冷却系</u> <u>代替循環冷却系の循環流量は、全体で250m³/h とし、ドライウエルへ250m³/h で連続スプレイを実施する。</u> <u>原子炉圧力容器破損後に格納容器圧力の低下を確認した後は、ドライウエルへ150m³/h、原子炉へ100m³/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。</u></p> <p>(h) <u>緊急用海水系</u> <u>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 (サブプレッション・プール水温度100℃、海水温度32℃において) とする。</u></p> <p>(i) <u>可搬型窒素供給装置</u> <u>可搬型窒素供給装置による格納容器内窒素注入は、ガス温度30℃、純度99vol%にて200Nm³/h (窒素198Nm³/h 及び酸素2Nm³/h) で格納容器内に注入するものとする。</u></p>	<p>(g) <u>残留熱代替除去系</u> <u>残留熱代替除去系により循環流量 120m³/h にて原子炉格納容器内に連続スプレイを実施する。</u></p> <p>(h) <u>原子炉補機代替冷却系</u> <u>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 120m³/h とした場合の熱交換器の設計性能に基づき約 6 MW (サブプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 30℃において) とする。</u></p> <p>(i) <u>可搬式窒素供給装置</u> <u>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 100m³/h[normal] (窒素 99.9m³/h[normal] 及び酸素 0.1m³/h[normal]) で原子炉格納容器内に注入する。</u></p>	<p>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。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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。 <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 【東海第二】 伝熱容量の相違。 ・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】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>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。</p> <p>(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 <u>10%</u>上の位置に到達した時点で開始する。</p>	<p>(j) コリウムシールド</p> <p>材料は、<u>コンクリートの侵食を抑制する観点から</u>、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。 <u>(添付資料3.5.1)</u></p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>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。</p> <p>(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<u>及び原子炉隔離時冷却系</u>）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<u>燃料有効長底部から燃料有効長の</u>20%上の位置に到達した時点で開始する。</p>	<p>(j) コリウムシールド</p> <p>材料は、<u>熔融炉心のドライウエル機器ドレンサンプ及びドライウエル床ドレンサンプ（以下「ドライウエルサンプ」という。）への流入を防止する観点から</u>、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。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>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。</p> <p>(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すべ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<u>燃料棒有効長底部から燃料棒有効長の</u> <u>20%</u>上の位置に到達した時点で開始する。</p>	<p>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。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違。 【東海第二】窒素注入量の相違。 ・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。 ・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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(b) <u>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）</u>は、<u>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。</u></p> <p>(c) <u>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）</u>は、<u>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）</u></p>	<p>(b) <u>緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作及び代替循環冷却系による格納容器除熱操作は、緊急用海水系及び代替循環冷却系の準備時間等を考慮し、事象発生90 分後から開始するものとする。</u></p> <p><u>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。</u></p> <p>(c) <u>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。</u></p>	<p>(b) <u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）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初期水張り）</u>は、<u>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、ペDESTAL水位が 2.4m（注水量約 225m³）</u></p>	<p>る。</p> <ul style="list-style-type: none"> 運用の相違 <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱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。</p> <ul style="list-style-type: none"> 運用の相違 <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、格納容器スプレイにより原子炉格納容器下部に熔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。</p> <ul style="list-style-type: none"> 解析結果の相違 <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、熔融炉心落下後（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。</p> <ul style="list-style-type: none"> 運用の相違 <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、原子炉圧力容器破損前の初期</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>相当) に到達したことを確認した場合に停止する。</u></p> <p>(d) <u>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。</u></p> <p>(e) <u>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。</u></p> <p>(f) <u>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。</u></p> <p><u>※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。</u></p>	<p>(d) <u>格納容器下部注水系 (常設) によるペDESTAL (ドライウエル部) 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DESTAL (ドライウエル部) 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DESTAL (ドライウエル部) 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。</u></p>	<p>に到達したことを確認した場合に停止する。</p> <p>(c) <u>ペDESTAL代替注水系 (可搬型) 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。</u></p> <p>(d) <u>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。</u></p>	<p>水張りを実施する。東海第二は、通常運転中から原子炉格納容器下部に水位が形成されている。</p> <p>・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。</p> <p>・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。</p> <p>・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。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(3) 有効性評価 (Cs-137 の放出量評価) の条件</p> <p>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。</p> <p>b. <u>代替循環冷却系</u>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。</p> <p>※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。</p> <p>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。</p> <p>d. <u>原子炉建屋</u>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。</p> <p>(a) <u>原子炉格納容器</u>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。</p>	<p>(e) <u>可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作は、格納容器内酸素濃度が4.0vol% (ドライ条件) に到達した場合にサプレッション・チェンバ内へ窒素注入を開始するものとする。</u></p> <p>(3) 有効性評価 (Cs-137 の放出量評価) の条件</p> <p>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。</p> <p>b. <u>代替循環冷却系</u>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、<u>格納容器内</u>に放出[※]されるものとする。</p> <p>※ 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。</p> <p>c. <u>格納容器内</u>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。</p> <p>d. <u>原子炉建屋</u>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。</p> <p>(a) <u>格納容器</u>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。</p>	<p>(e) <u>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 時間後からドライウエル内へ窒素注入を開始する。</u></p> <p>(3) 有効性評価 (Cs-137 の放出量の評価) の条件</p> <p>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。</p> <p>b. <u>残留熱代替除去系</u>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、<u>原子炉格納容器内</u>に放出^{※5}されるものとする。</p> <p>※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。</p> <p>c. <u>原子炉格納容器内</u>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。</p> <p>d. <u>原子炉建物</u>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。</p> <p>(a) <u>原子炉格納容器</u>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。<u>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</u></p>	<p>・運用の相違</p> <p>【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。</p> <p>・記載方針の相違</p> <p>【柏崎 6/7】 MAAP では、沈着を含むため、島根 2号炉は、「等」を記載。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(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<u>0.5 回/日</u>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。</p> <p>(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。</p> <p>(添付資料 3. 2. 2)</p> <p>(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。</p> <p>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</p>	<p>(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<u>1 回/d</u>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。</p> <p>(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。</p> <p>(添付資料3. 2. 5)</p> <p>(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DESTAL(ドライウエル部)の水位、ペDESTAL(ドライウエル部)の壁面及び床面のコンクリート侵食量並びにドライウエ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。</p> <p>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</p>	<p><u>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。</u></p> <p>(b) 非常用ガス処理系による原子炉建物原子炉棟の設計負圧が維持されていることを想定し、設計換気率<u>1. 0 回/日</u>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。</p> <p>(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。</p> <p>(添付資料 3. 2. 3)</p> <p>(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. 2-1(1)図から第3. 2-1(6)図に示す。</p> <p>a. 事象進展 事象発生後、すべ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逃がし安全弁(自動減圧機能付き)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</p>	<p>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。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 設計換気率の相違。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>圧力容器破損に至る。</p> <p>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。</p> <p>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り、水蒸気が発生することに伴う圧力上昇が生じる。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>原子炉圧力容器が破損し、溶融炉心がペDESTAL（ドライウエル部）の水位約 1m の水中に落下する際に、溶融炉心からペDESTAL（ドライウエル部）プール水への伝熱が起り、水蒸気が発生することに伴う圧力上昇が生じる。</p> <p>溶融炉心がペDESTAL（ドライウエル部）に落下した後は、格納容器下部注水系（常設）によりペDESTAL（ドライウエル部）に 80m³/h の注水を行い、溶融炉心を冠水維持し、冷却する。</p> <p>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</p>	<p>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。</p> <p>事象発生から約 3.1 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、格納容器代替スプレイ系（可搬型）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。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DESTAL水位 2.4m 分の水量を確保し、事象発生から約 5.0 時間後に原子炉格納容器下部への水張りを停止する。</p> <p>原子炉圧力容器が破損し、溶融炉心がペDESTAL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り、水蒸気が発生することに伴う圧力上昇が生じる。</p> <p>溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下した後は、ペDESTAL代替注水系（可搬型）により原子炉格納容器下部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。</p> <p>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</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> 運用の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は、残留熱代替除去系による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。 運用の相違 【柏崎 6/7】 初期水張り深さの相違。 運用の相違 【柏崎 6/7、東海第二】 初期水張り深さの相違。 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。 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
<p><u>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。</u></p> <p>事象発生から <u>20.5 時間</u>が経過した時点で、<u>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。</u></p> <p>なお、事象発生から<u>約 7.0 時間</u>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してサプレッション・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。</p> <p>(添付資料 3.2.1)</p>	<p><u>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(原子炉圧力容器破損後)により300m³/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。</u></p> <p><u>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150m³/h、原子炉注水100m³/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(130m³/hの格納容器スプレイ)を再開する。</u></p> <p><u>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DESTAL(ドライウエル部)の溶融炉心は安定的に冷却される。</u></p> <p><u>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。</u></p> <p>なお、事象発生から<u>約4.5 時間</u>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)を通してサプレッション・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。</p>	<p><u>基準には到達しない。</u></p> <p>事象発生から <u>10 時間</u>が経過した時点で、<u>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、原子炉格納容器下部の溶融炉心は安定的に冷却される。</u></p> <p>また、<u>残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱の開始後は、ドライウエル内で蒸気の凝縮が進むことに伴い、原子炉格納容器内の酸素濃度が相対的に上昇するが、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エルへの窒素供給を実施することで、原子炉格納容器内酸素濃度の上昇が抑制されるとともに、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が抑制される。</u></p> <p>なお、事象発生から<u>約 5.4 時間</u>後の原子炉圧力容器の破損までは、逃がし安全弁(自動減圧機能付き)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(自動減圧機能付き)を通してサプレッション・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(自動減圧機能付き)は確実に開状態を維持することが可能である。</p>	<p>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。</p> <p>・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。</p> <p>・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。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>b. 評価項目等</p> <p>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。</p>	<p>(添付資料3.2.6)</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>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。</p> <p><u>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り、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。</u></p> <p>(添付資料3.2.7)</p> <p><u>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り、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。</u></p> <p><u>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り、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。</u></p> <p><u>なお、コリウムシールドによってペDESTAL（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、熔融炉心・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。</u></p> <p><u>第3.2-9 図及び第3.2-10 図に示すとおり、事象発生から</u></p>	<p>(添付資料3.2.1)</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉圧力容器破損直前の原子炉圧力は約 0.1MPa[gage]であり、2.0MPa[gage]以下に低減されている。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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】 <p>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。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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。</p> <p>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</p>	<p>約4.5 時間後に溶融炉心がペDESTAL (ドライウエル部) へ落下するが、格納容器下部注水系 (常設) によるペDESTAL (ドライウエル部) 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DESTAL (ドライウエル部) 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。</p> <p>「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。</p> <p>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。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料3.2.5, 3.2.8)</p> <p>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DESTAL (ドライウエル部) 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。</p> <p>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</p>	<p>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。</p> <p>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</p>	<p>備考</p> <p>・記載箇所の相違 【東海第二】</p> <p>・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。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>ている。</p> <p>また、原子炉格納容器下部に落下した熔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 熔融炉心・コンクリート相互作用」にて確認している。</p> <p>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、熔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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料3.5.1, 3.2.2, 3.2.3)</p> <p>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</p>	<p>ている。</p> <p style="text-align: center;">【比較のため、「b.」の一部を記載】</p> <p>「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。</p> <p>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。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料3.2.5, 3.2.8)</p> <p style="text-align: center;">【ここまで】</p> <p>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</p>	<p>ている。</p> <p>また、原子炉格納容器下部に落下した熔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 熔融炉心・コンクリート相互作用」にて確認している。</p> <p>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、熔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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料3.5.1, 3.2.2, 3.2.3)</p> <p>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</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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。</p> <p>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。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、<u>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）</u>とする。</p> <p>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。</p> <p>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、エンタレインメント係数、デブリ粒子径、ジルコニウム-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。</p> <p>また、原子炉水位を監視し、原子炉水位が<u>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</u>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。</p>	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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、<u>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</u>とする。</p> <p>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。</p> <p>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、エンタレインメント係数、デブリ粒子径、ジルコニウム-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。</p> <p>また、原子炉水位を監視し、原子炉水位が<u>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</u>といった、<u>兆候</u>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。</p>	<p>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。</p> <p>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すべての原子炉注水機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。</p> <p>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、<u>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初期水張り）</u>とする。</p> <p>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。</p> <p>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、エンタレインメント係数、デブリ粒子径、ジルコニウム-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。</p> <p>また、原子炉水位を監視し、原子炉水位が<u>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</u>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。</p>	<p>備考</p> <p>・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。</p> <p>・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</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本格納容器破損モードにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>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、炉心熔融時間及び炉心下部プレナムへの熔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。本評価事故シナリオでは、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。</p> <p>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熔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熔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）</p>	<p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本評価事故シナリオ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。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>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、炉心熔融開始時間及び炉心下部プレナムへの熔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。本評価事故シナリオでは、<u>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。</u></p>	<p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本格納容器破損モードにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>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、炉心熔融時間及び炉心下部プレナムへの熔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。本評価事故シナリオでは、重大事故等対処設備を含むすべ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。</p> <p><u>また、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代替スプレイ系（可搬型）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初期水張り）を実施するが、炉心下部プレナムへの熔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熔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格納容器代替スプレイ系（可搬型）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初期水張り）に係る運転員</u></p>	<p>根 2 号炉では、BAF+20%で原子炉減圧を実施する。</p> <p>・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。</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 不確かさの影響を確認するとして運転員等操作の差異。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>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压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ことを確認している。このため、<u>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。</u></p> <p>炉心損傷後の原子炉压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、熔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压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。<u>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、原子炉压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（原子炉压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熔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熔融炉心が移行した際の原子炉压力容器下鏡部温度の上昇は急峻であることから、原子炉压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（原子炉压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。</u></p> <p>炉心損傷後の原子炉压力容器における原子炉压力容器内 FCI（熔融炉心細粒化）及び原子炉压力容器内 FCI（デブリ粒子熱伝達）の不確かさとして、下部プレナムでの熔融炉心の挙動に関する感度解析により、原子炉压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、原子炉压力容器内 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。</p> <p>炉心損傷後の原子炉压力容器における炉心下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達の不確かさとして、熔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</p>	<p>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压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、<u>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。</u></p> <p>炉心損傷後の原子炉压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、熔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压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。<u>本評価事故シーケンスでは、原子炉压力容器温度（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。</u></p> <p>炉心損傷後の原子炉压力容器における原子炉压力容器内 FCI（熔融炉心細粒化）及び原子炉压力容器内 FCI（デブリ粒子熱伝達）の不確かさとして、下部プレナムでの熔融炉心の挙動に関する感度解析により、原子炉压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、原子炉压力容器内 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。</p> <p>炉心損傷後の原子炉压力容器における炉心下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達の不確かさとして、熔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</p>	<p><u>等操作時間に与える影響は小さい。</u></p> <p>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压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、<u>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。</u>このため、<u>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。</u></p> <p>炉心損傷後の原子炉压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、熔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压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。<u>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、原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達した時点での格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水操作（原子炉压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熔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熔融炉心が移行した際の原子炉压力容器下鏡部温度の上昇は急峻であることから、原子炉压力容器下鏡部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）による原子炉格納容器下部への注水操作（原子炉压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。</u></p> <p>炉心損傷後の原子炉压力容器における原子炉压力容器内 FCI（熔融炉心細粒化）及び原子炉压力容器内 FCI（デブリ粒子熱伝達）の不確かさとして、下部プレナムでの熔融炉心の挙動に関する感度解析により、原子炉压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、原子炉压力容器内 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。</p> <p>炉心損傷後の原子炉压力容器における炉心下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達の不確かさとして、熔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</p>	<p>備考</p> <p>・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。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 解析結果に依存する差異。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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压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。<u>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、原子炉压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（原子炉压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、原子炉压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（原子炉压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。</u></p> <p>炉心損傷後の原子炉压力容器における原子炉压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压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、原子炉压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。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 3. 2. 4)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>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<u>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、原子炉压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</u></p>	<p>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压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。<u>本評価事故シーケンスでは、原子炉压力容器温度（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。</u></p> <p>炉心損傷後の原子炉压力容器における原子炉压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压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、原子炉压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。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 3. 2. 9)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>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<u>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、原子炉压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</u></p>	<p>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压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。<u>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、原子炉压力容器下鏡温度が 300℃に到達した時点での格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水操作（原子炉压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压力容器下鏡温度の上昇は急峻であることから、原子炉压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）による原子炉格納容器下部への注水操作（原子炉压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。</u></p> <p>炉心損傷後の原子炉压力容器における原子炉压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压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、原子炉压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。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料3. 2. 4)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>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<u>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、原子炉压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</u></p>	<p>備考</p> <p>・運用の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>解析結果に依存する差異。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>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</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>ら、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>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。</p> <p>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、熔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熔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。</p> <p>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（熔融炉心細粒化）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、下部プレナムでの熔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。</p> <p>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熔融炉心の熱伝達の不確かさとして、熔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熔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。</p>	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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、熔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熔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。</p> <p>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（熔融炉心細粒化）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、下部プレナムでの熔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。</p> <p>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熔融炉心の熱伝達の不確かさとして、熔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熔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。</p>	<p>とから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>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。</p> <p>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、熔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熔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。</p> <p>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（熔融炉心細粒化）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、下部プレナムでの熔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。</p> <p>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熔融炉心の熱伝達の不確かさとして、熔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熔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。</p>	<p>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。</p> <p>・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。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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。</p> <p>(添付資料 3. 2. 4)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>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</p> <p>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、<u>第 3. 2. 2 表</u>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。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(添付資料 3. 2. 4)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p>	<p>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。</p> <p>(添付資料 3. 2. 9)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>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</p> <p>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、<u>第 3. 2-2 表</u>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。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(添付資料 3. 2. 9)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p>	<p>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。</p> <p>(添付資料 3. 2. 4)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>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</p> <p>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、<u>第 3. 2. 2-1 表</u>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。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>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。<u>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下部への注水操作（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。</u></p> <p>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。</p> <p>(添付資料 3. 2. 4)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p>	<p>備考</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・実績値の相違 【東海第二】 島根 2号炉の最確条件を記載。</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 不確かさの影響を確認するとして運転員等操作の差異。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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。</p> <p>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)</p> <p>b. 操作条件</p> <p>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。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>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。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による原</p>	<p>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。</p> <p>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)</p> <p>b. 操作条件</p> <p>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。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>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。</p> <p>操作条件の緊急用海水系による冷却水(海水)の確保操作</p>	<p>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。</p> <p>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)</p> <p>b. 操作条件</p> <p>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。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>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。</p> <p>操作条件の格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子</p>	<p>備考</p> <p>・実績値の相違 【東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7,東海第二】</p> <p>・運用の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>子炉格納容器冷却操作（原子炉压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压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、原子炉压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压力容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。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 3. 2. 4)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>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。</p> <p><u>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（原子炉压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。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 3. 2. 4)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>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。</p> <p>操作条件の原子炉急速減圧操作については、原子炉压力容器破損までに完了する必要があるが、原子炉压力容器破損ま</p>	<p><u>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。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 3. 2. 9)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>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。</p> <p><u>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。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 3. 2. 9)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>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。</p> <p>操作条件の原子炉急速減圧操作については、原子炉压力容器破損までに完了する必要があるが、原子炉压力容器破損ま</p>	<p><u>炉格納容器下部への注水操作（原子炉压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压力容器下鏡部温度が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、原子炉压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3.1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）による原子炉格納容器下部への注水操作は原子炉压力容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、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。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 3. 2. 4)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>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。</p> <p><u>操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水操作（原子炉压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。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 3. 2. 4)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>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。</p> <p>操作条件の原子炉急速減圧操作については、原子炉压力容器破損までに完了する必要があるが、原子炉压力容器破損ま</p>	<p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>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。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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。</p> <p><u>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（原子炉压力容器破損前の原子炉格納容器冷却）については、原子炉压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、原子炉压力容器破損前は、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。</u></p> <p>(添付資料 3. 2. 4)</p> <p>(4) まとめ</p> <p>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。</p>	<p>での時間は事象発生から約 4.5 時間あり、<u>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。</u></p> <p><u>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、原子炉压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。</u></p> <p>(添付資料 3. 2. 9)</p> <p>(4) <u>原子炉压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</u></p> <p><u>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、原子炉压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、原子炉压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。原子炉压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。</u></p> <p>(添付資料 3. 2. 10)</p> <p>(5) まとめ</p> <p>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。<u>また、原子炉压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。</u></p>	<p>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。</p> <p><u>操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水操作（原子炉压力容器破損前の初期水張り）については、原子炉压力容器破損前の格納容器冷却を兼ねる操作であり、原子炉压力容器下鏡温度が300℃に到達後、速やかに実施することが望ましいが、原子炉压力容器破損前は、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（自動減圧機能付き）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。</u></p> <p>(添付資料 3. 2. 4)</p> <p>(4) まとめ</p> <p>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。</p>	<p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】</p> <p>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。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、原子炉压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、原子炉压力容器破損後、原子炉压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。</p>

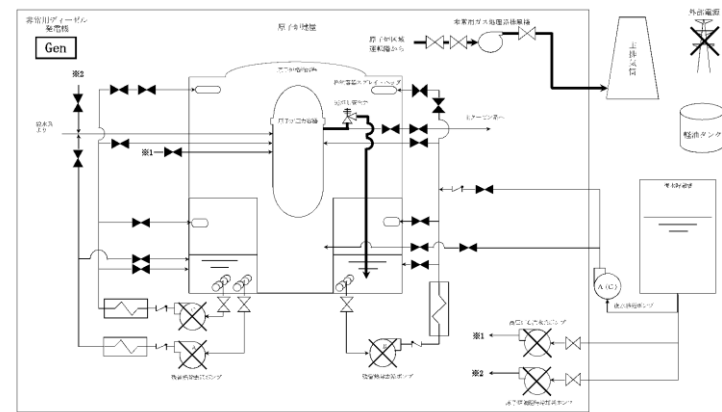
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>3.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において、<u>6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における事象発生10時間までに必要な要員は、「3.2.1(3)格納容器破損防止対策」に示すとおり28名である。「6.2重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の72名で対処可能である。</u></p> <p><u>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。</u></p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>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。</p> <p>a. 水源</p> <p><u>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2,700m³の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計</u></p>	<p>3.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>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、<u>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。</u></p> <p><u>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。</u></p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>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。</p> <p>a. 水源</p> <p><u>格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（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380m³の水が必要である。水源として、代替淡水貯槽に約4,300m³の</u></p>	<p>3.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>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、<u>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」で説明している運転員、緊急時対策要員等の45名で対処可能である。</u></p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>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。</p> <p>a. 水源</p> <p><u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）及びペDESTAL代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水については、7日間の対応を考慮すると、合計約600m³の水が必要である。水源として、輪谷貯水槽（西1／西2）に約7,000m³の水を保</u></p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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。 ・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DESTAL

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>約 5,400m³の水が必要である。水源として、<u>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に設定しているものである。</u></p> <p>(添付資料3.2.5)</p> <p>b. 燃料</p> <p><u>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。本評価事故シナリオ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。</u></p> <p><u>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)。</u></p>	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>(添付資料3.2.11)</p> <p>b. 燃料</p> <p><u>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。</u></p> <p>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。</p>	<p>有している。これにより必要な水源は確保可能である。</p> <p><u>残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱については、サプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、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。</u></p> <p>(添付資料3.2.5)</p> <p>b. 燃料</p> <p><u>常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約352m³の軽油が必要となる。ガスタービン発電機用軽油タンクにて約450m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから常設代替交流電源設備による電源供給について、7日間の運転継続が可能である。</u></p> <p><u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)及びペDESTAL代替注水系(可搬型)による原子炉格納容器下部への注水については、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71m³の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約730m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから格納容器代替スプレイ系</u></p>	<p>注水を実施する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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】 <p>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。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・記載方針の相違【柏崎6/7】 <p>島根2号炉は、残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱は内部水源にて実施するため、水源が枯渇しないことを明記。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違【柏崎6/7, 東海第二】 <p>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。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違【柏崎6/7】 <p>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。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・評価結果の相違【柏崎6/7, 東海第二】

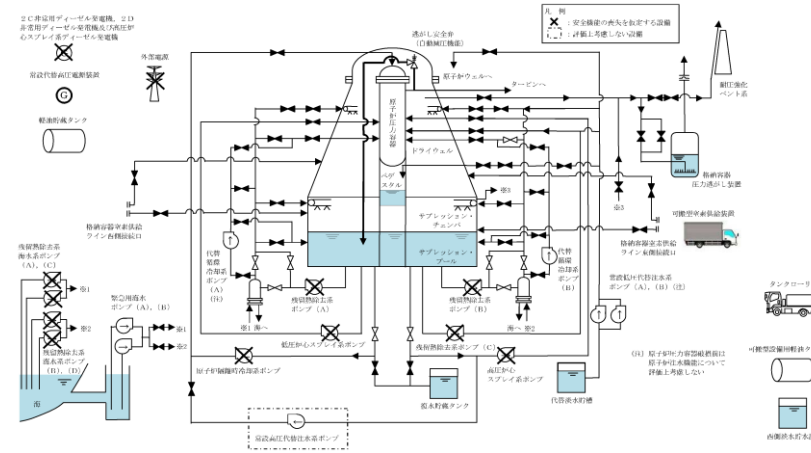
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>6号及び7号炉の各軽油タンク(約1,020kL)にて合計約2,040kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による復水貯蔵槽への給水、非常用ディーゼル発電機による電源供給、代替原子炉補機冷却系の運転、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給</u>について、7日間の継続が可能である。 (添付資料3.2.6)</p> <p>c. 電源 <u>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。</u></p> <p>また、<u>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</u>についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p>	<p>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<u>約70.0kL</u>の軽油が必要となる。<u>緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンク</u>にて<u>約75kL</u>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)</p> <p>c. 電源</p> <p>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、<u>約2,769kW</u>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<u>約5,520kW</u>であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、<u>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</u>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)</p>	<p><u>(可搬型)及びペDESTAL代替注水系(可搬型)による原子炉格納容器下部への注水、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</u>について、7日間の運転継続が可能である。</p> <p>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<u>約8m³</u>の軽油が必要となる。<u>緊急時対策所用燃料地下タンク</u>にて<u>約45m³</u>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)</p> <p>c. 電源</p> <p>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、<u>約1,941kW</u>必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が<u>約4,800kW</u>であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、<u>緊急時対策所用発電機</u>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)</p>	<p>・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。</p> <p>・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。</p> <p>・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。</p> <p>・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。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>3.2.5 結論</p> <p>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<u>状況</u>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。</p> <p>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「<u>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）</u>」について、有効性評価を行った。</p> <p>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。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料3.5.1)</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p>3.2.5 結論</p> <p>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<u>状況</u>で損傷し、溶融炉心、水蒸気及び水素が急速に放出され、<u>格納容器</u>に熱的・機械的な負荷が発生して<u>格納容器</u>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（<u>自動減圧機能</u>）の手動による原子炉減圧手段を整備している。</p> <p>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「<u>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）</u>」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、逃がし安全弁（<u>自動減圧機能</u>）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。<u>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。</u></p> <p>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。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<u>災害対策要員にて確保可能</u>である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、逃がし安全弁（<u>自動減圧機能</u>）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。</p>	<p>3.2.5 結論</p> <p>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<u>状態</u>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、<u>原子炉格納容器</u>に熱的・機械的な負荷が発生して<u>原子炉格納容器</u>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（<u>自動減圧機能付き</u>）による原子炉減圧手段を整備している。</p> <p>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「<u>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</u>」について、有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、逃がし安全弁（<u>自動減圧機能付き</u>）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。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料3.5.1)</p> <p>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。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<u>運転員及び緊急時対策要員にて対処可能</u>である。また、必要な水源、燃料及び電源も供給可能である。</p> <p>以上のことから、逃がし安全弁（<u>自動減圧機能付き</u>）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。</p>	

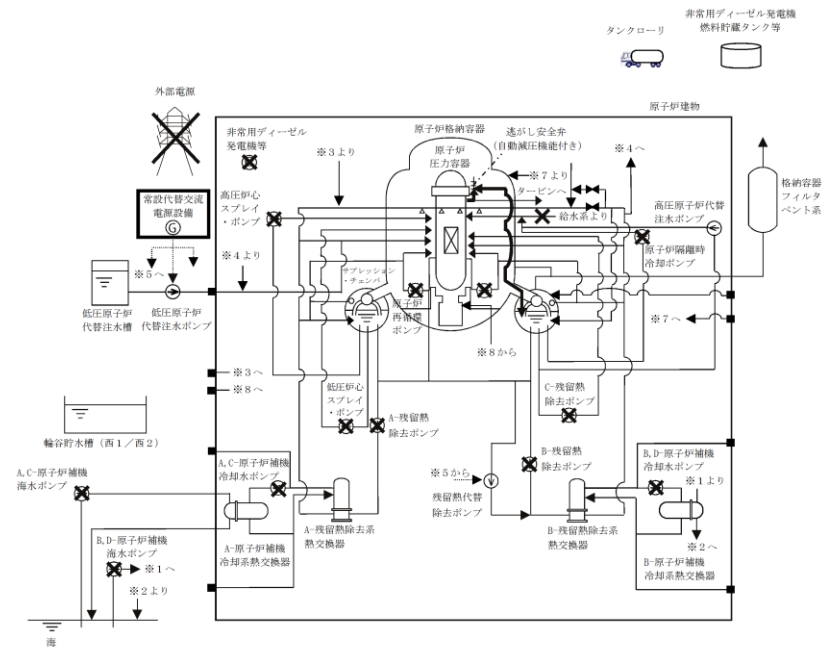
・設備設計の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



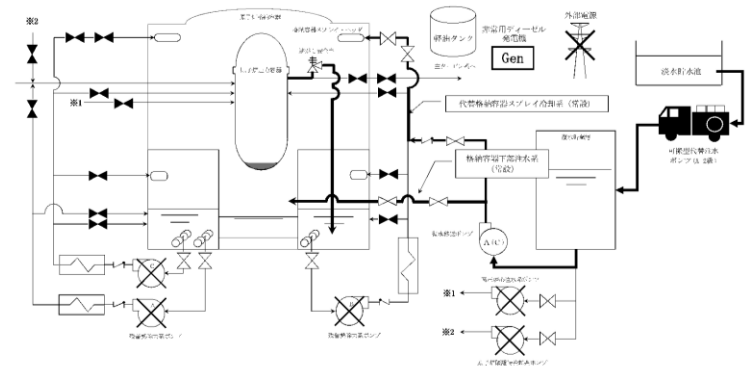
第 3. 2. 1 図 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」
の重大事故等対策の概略系統図(1/4)
(原子炉減圧)



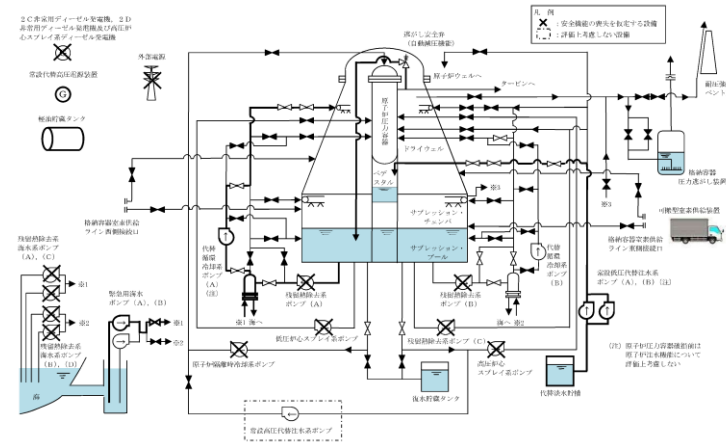
第 3. 2-1 図 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の重大事
故等対処設備の概略系統図 (1/5)
(原子炉压力容器破損前の逃がし安全弁 (自動減圧機能) による
原子炉減圧段階)



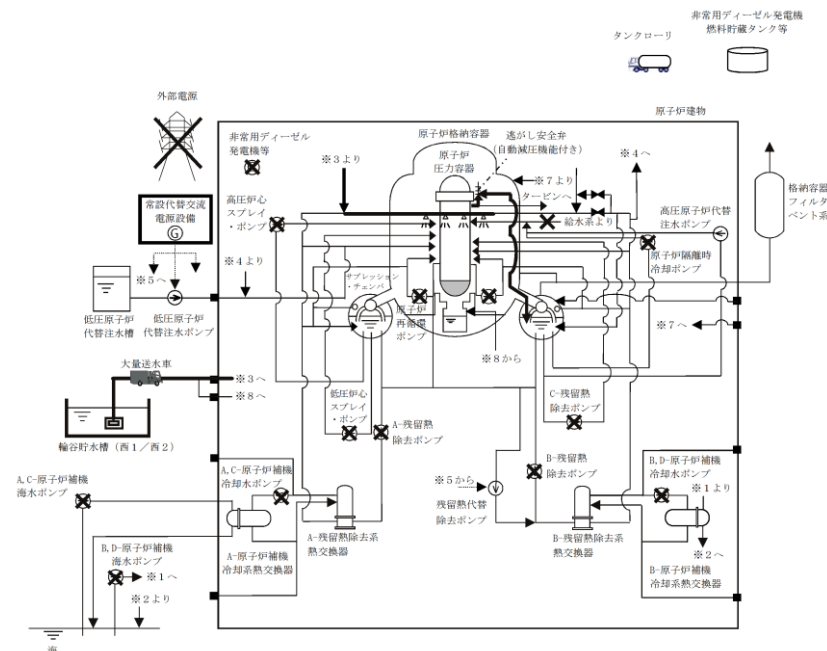
第 3. 2. 1-1(1) 図 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」
の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉減圧)



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)



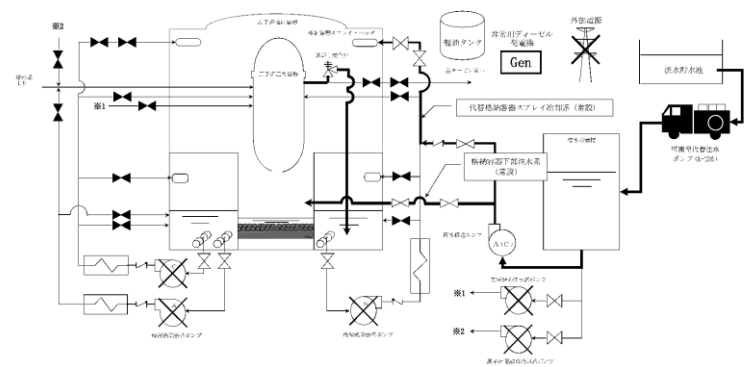
第3.2-1図 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の重大事故等対策設備の概略系統図(2/5)
(格納容器下部注水系(常設)によるペダスタル(ドライウエル部)水位の確保段階)



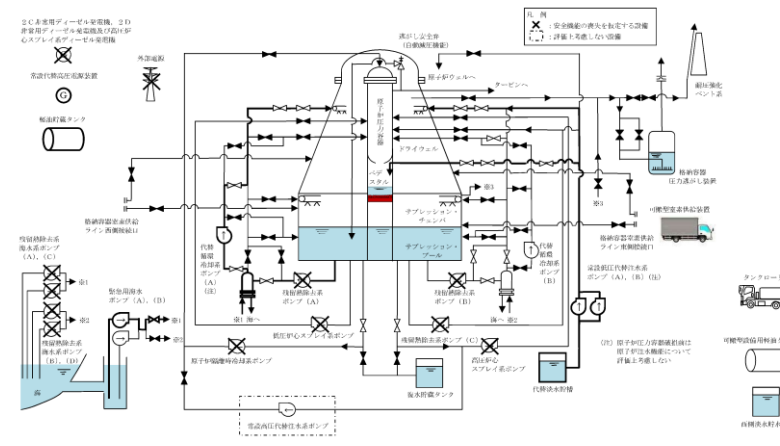
第3.2.1-1(2)図 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉圧力容器破損前の原子炉減圧, 原子炉格納容器下部注水)

- ・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】

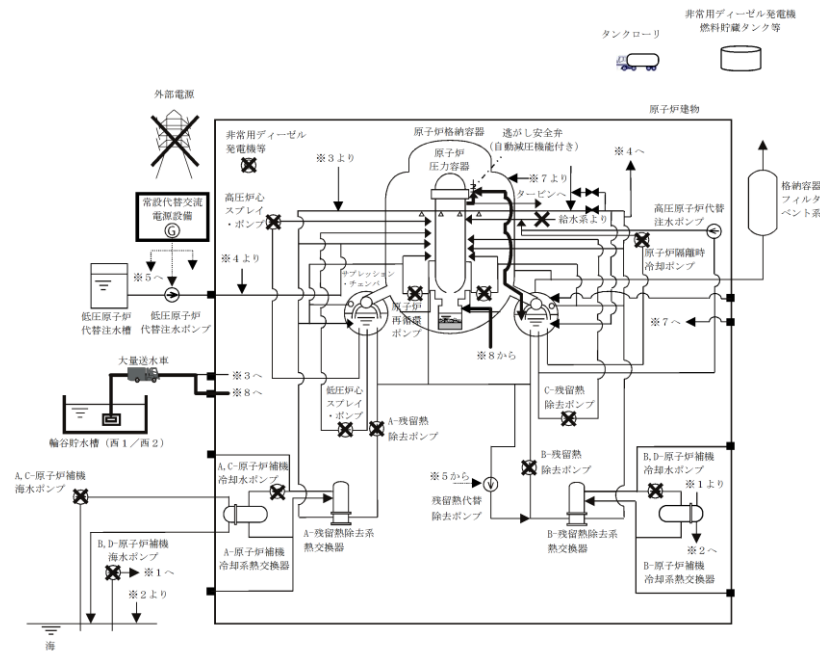
・設備設計の相違
【柏崎6/7, 東海第二】



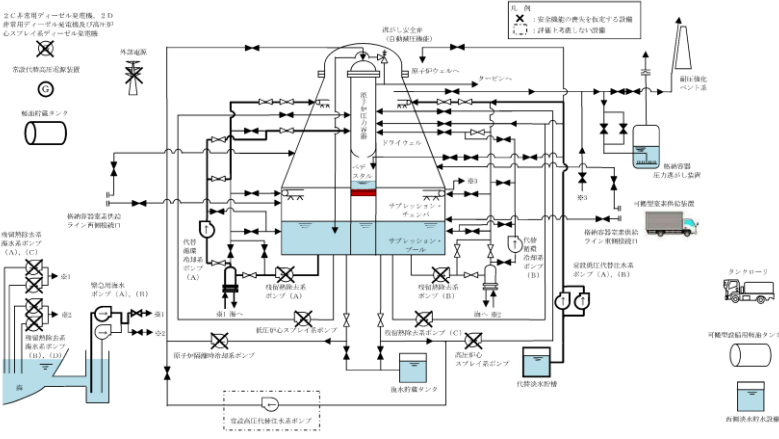
第 3.2.3 図 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」
の重大事故等対策の概略系統図(3/4)
(原子炉圧力容器破損前の原子炉減圧, 原子炉格納容器冷却及び
格納容器下部注水)

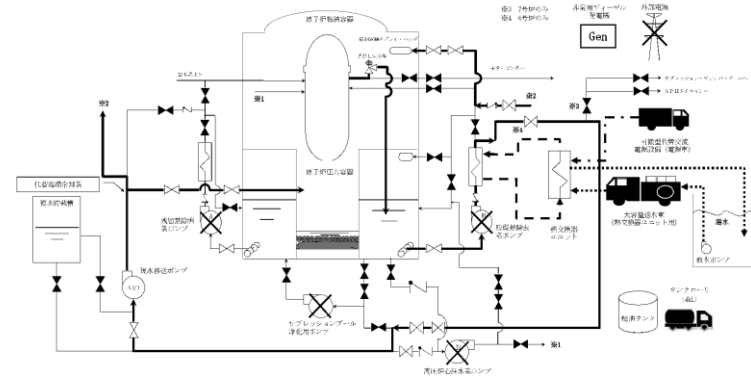


第 3.2-1 図 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の重大事
故等対処設備の概略系統図 (3/5)
(原子炉圧力容器破損後の代替循環冷却系による格納容器除熱,
代替格納容器スプレー冷却系 (常設) による格納容器冷却及び
格納容器下部注水系 (常設) によるペDESTAL (ドライウェル部)
注水段階)

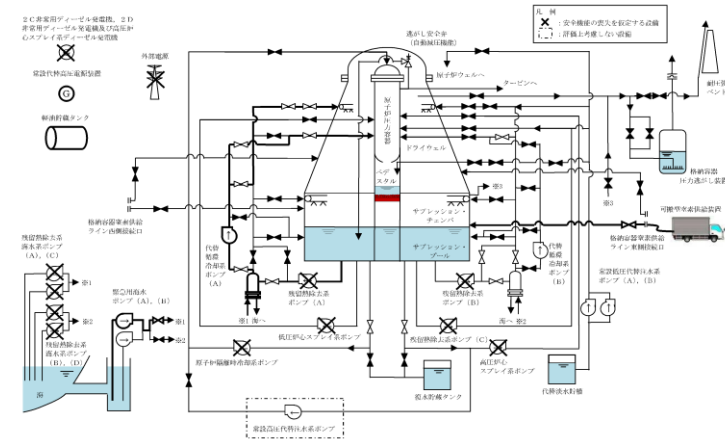


第 3.2.1-1(3) 図 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」
の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉圧力容器破損後の原子炉格納容器下部注水)

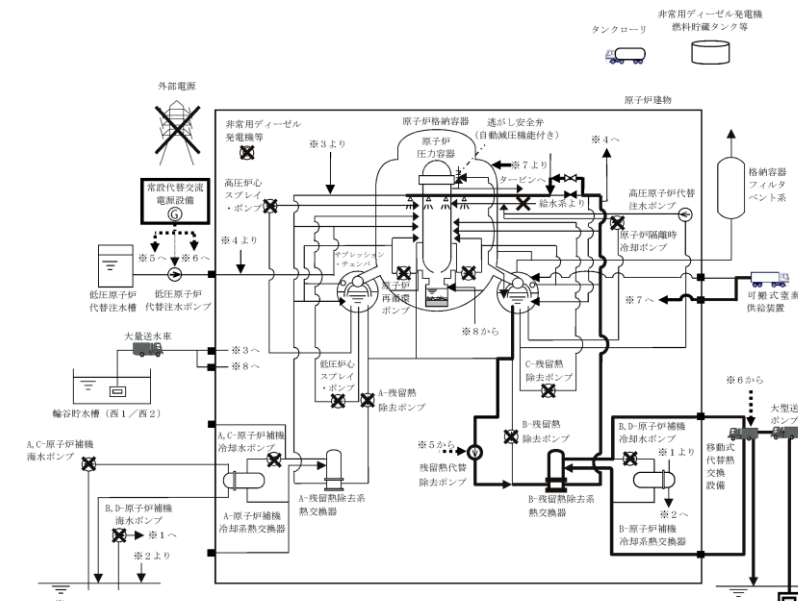
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	 <p data-bbox="943 1018 1706 1102">第3.2-1 図 高压熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱時の重大事故等対策の概略系統図 (4/5)</p> <p data-bbox="943 1108 1706 1186"><u>(原子炉压力容器破損後の代替循環冷却系による格納容器除熱、代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却段階)</u></p>		<p data-bbox="2537 210 2789 294">・設備設計の相違 【東海第二】</p>



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)
(原子炉压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)

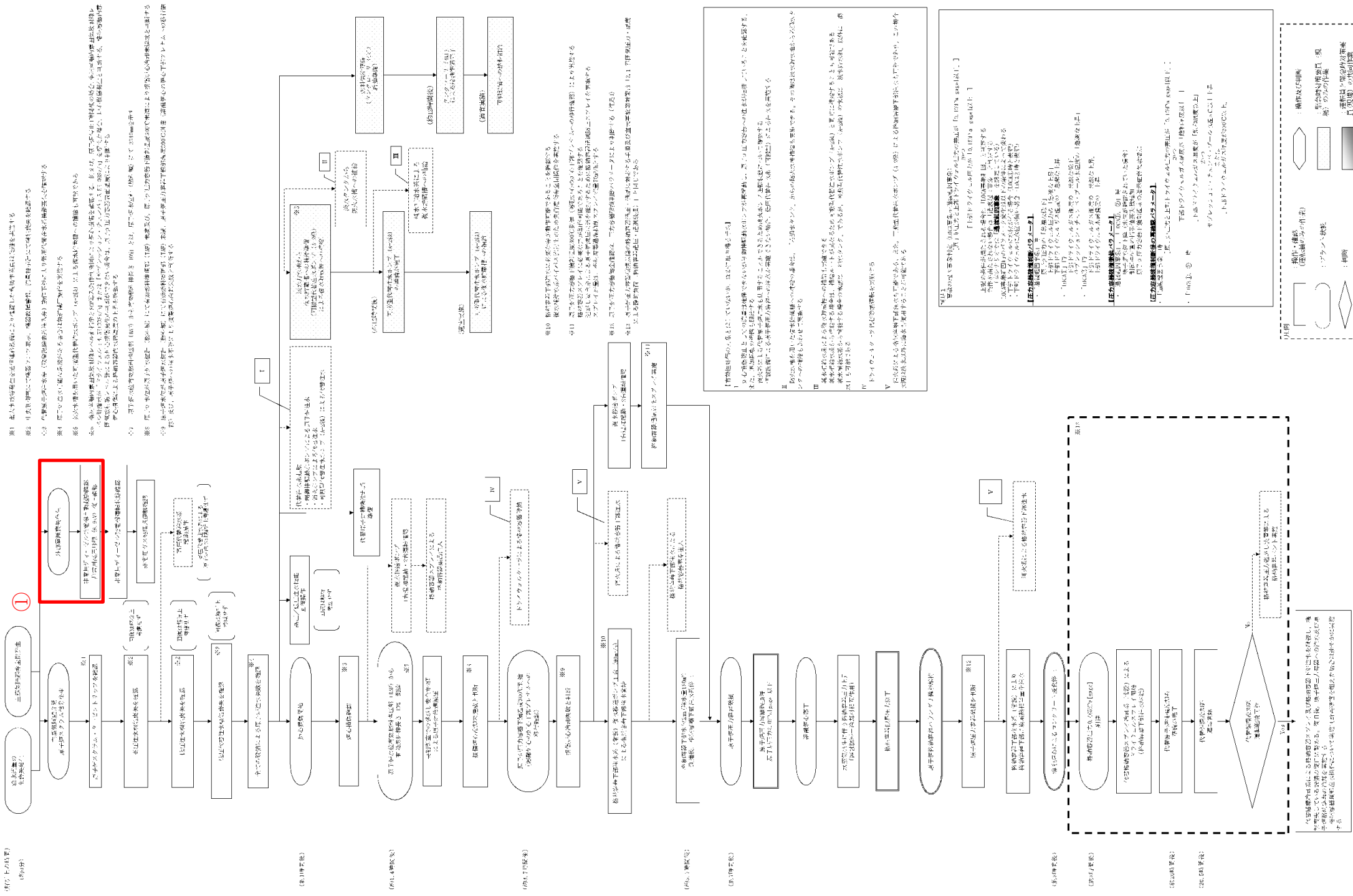


第 3. 2. 1-1(4) 図 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策の概略系統図
(残留熱代替除去系による溶融炉心冷却，格納容器除熱及び可搬式窒素供給装置を用いた原子炉格納容器内窒素供給)

・設備設計の相違
【柏崎 6/7，東海第二】

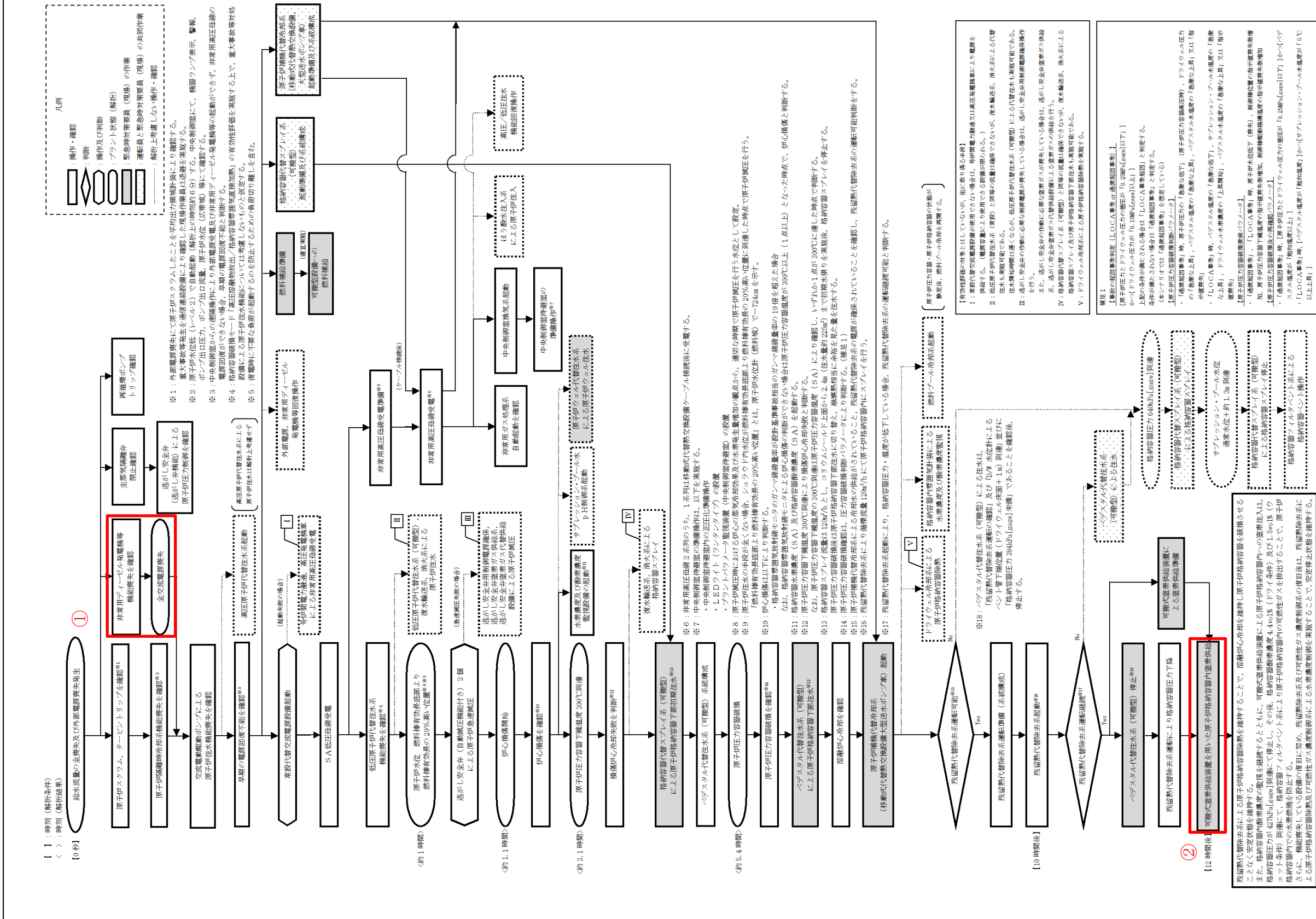
・解析条件の相違
【東海第二】

島根 2号炉は，シナリオの想定として，原子炉压力容器破損後も原子炉压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。



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

- 解析条件の相違
- 運用の相違

【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。

【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。

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							経過時間(時間)												備考					
操作項目	作業場所・必要人員数						操作の内容	経過時間(時間)												備考				
	責任者		当直班		1人			1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12																
	指揮者		主任班長		1人																			
	運転員		運転員		1人																			
状況把握	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-	・外部電報費未精算 ・原子炉スクラム、タービン・トリップ監視 ・非常用ディーププルアップ電機駆動確認 ・全ての原子炉(1)水機監視実施	0:00																
非常用ガス処理機 運転確認	1人 A	1人 a	-	-	-	-	・非常用ガス処理機 運転確認 ・原子炉スクラム圧監視 ・原子炉注水圧監視	0:00																
原子炉注水機監視実施、復旧操作(解除)準備	-	-	-	-	-	-	・原子炉隔離解除指示、高圧炉心注水室、復旧解除去路 確認実施																	
原子炉格納容器蒸気発生操作(解除)準備	1人 B	1人 b	-	-	-	-	・復水移送ポンプ起動/運転確認 ・残留熱除去系 スプレイング操作 ・放射線防護準備/装備 ・現場移動 ・格納容器スプレイに合わせた蒸気発生	0:00																
	-	-	2人 E, F	2人 e, f	-	-	・放射線防護準備/装備 ・現場移動 ・格納容器スプレイに合わせた蒸気発生	0:00																
	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・格納容器スプレイに合わせた蒸気発生	0:00																
原子炉格納容器下部注水系 準備	1人 A	1人 a	-	-	-	-	・原子炉格納容器下部への注水準備 ・可搬型代替注水ポンプ(A-2機)への給水	0:00																
	-	-	2人 C, D	2人 c, d	-	-	・放射線防護準備/装備 ・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ(A-2機)への給水	0:00																
	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ(A-2機)への給水	0:00																
原子炉注水機復旧操作	1人 A	1人 a	-	-	-	-	・可搬型代替注水ポンプ(A-2機)への給水	0:00																
格納容器下部注水系 注水操作	1人 A	1人 a	-	-	-	-	・原子炉注水機復旧後の格納容器下部注水	0:00																
	1人 A	1人 a	-	-	-	-	・原子炉注水機復旧後の格納容器下部注水	0:00																
格納容器蒸気発生操作(解除)準備	-	-	2人 E, F	2人 e, f	-	-	・放射線防護準備/装備 ・現場移動 ・格納容器スプレイに合わせた蒸気発生	0:00																
	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・格納容器スプレイに合わせた蒸気発生	0:00																
代替格納容器スプレイング冷却系(常設) 準備操作	1人 A	1人 a	-	-	-	-	・復水移送ポンプ起動/運転確認 ・放射線防護準備/装備 ・現場移動 ・格納容器スプレイング冷却系 準備	0:00																
	-	-	2人 C, D	2人 c, d	-	-	・放射線防護準備/装備 ・現場移動 ・格納容器スプレイング冷却系 準備	0:00																
	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・格納容器スプレイング冷却系 準備	0:00																
代替格納容器スプレイング冷却系(常設) 操作	1人 A	1人 a	-	-	-	-	・放射線防護準備/装備 ・現場移動 ・格納容器スプレイング冷却系 操作	0:00																
	-	-	2人 C, D	2人 c, d	-	-	・放射線防護準備/装備 ・現場移動 ・格納容器スプレイング冷却系 操作	0:00																
	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・格納容器スプレイング冷却系 操作	0:00																
代替原子炉隔離解除系 準備操作	-	-	2人 E, F	2人 e, f	-	-	・放射線防護準備/装備 ・現場移動 ・原子炉隔離解除系 準備	0:00																
	-	-	-	-	-	-	・放射線防護準備/装備 ・現場移動 ・原子炉隔離解除系 準備	0:00																
	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・原子炉隔離解除系 準備	0:00																
可搬型代替注水ポンプ(A-2機)による格納容器下部注水からの復水貯蔵への給水	-	-	-	-	2人 A ↓ aA ↓ aA	-	・放射線防護準備/装備 ・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ(A-2機)による格納容器下部注水からの復水貯蔵への給水	0:00																
	-	-	-	-	2人 A ↓ aA ↓ aA	-	・放射線防護準備/装備 ・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ(A-2機)による格納容器下部注水からの復水貯蔵への給水	0:00																
格納準備	-	-	-	-	2人 A ↓ aA ↓ aA	-	・放射線防護準備/装備 ・現場移動 ・格納準備	0:00																
格納作業	-	-	-	-	2人 A ↓ aA ↓ aA	-	・放射線防護準備/装備 ・現場移動 ・格納作業	0:00																

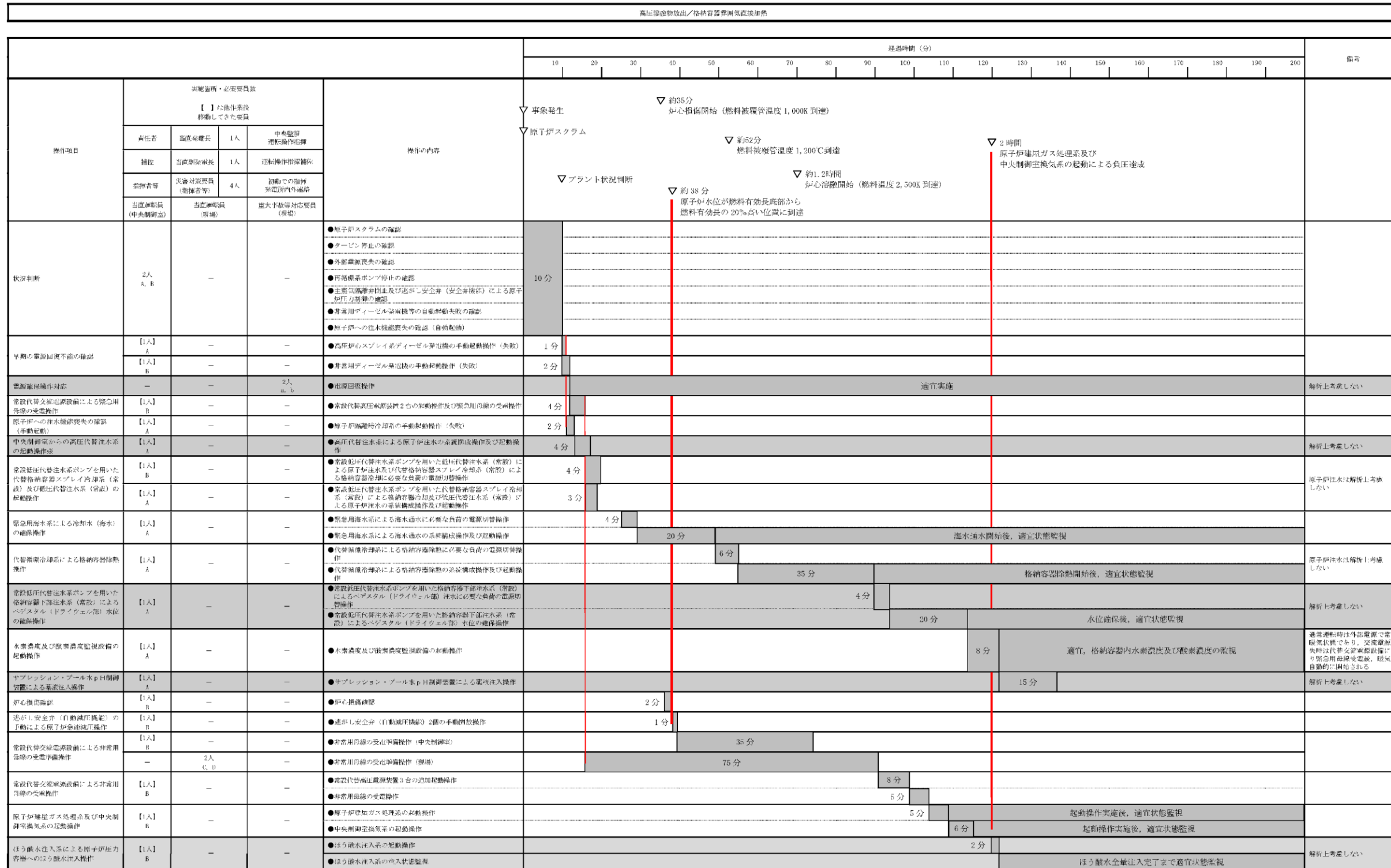
第3.2.6 図 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の作業と所要時間(1/2)

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							経過時間 (時間)											備考			
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (時間)											備考		
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)			14	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34		36	
	6号	7号	6号 (2人) C, D	7号 (2人) c, d	6号	7号		<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> 約20時間 代替原子炉補機冷却系準備完了 20.30時間 代替循環冷却運転 開始 </div>													
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													
給油準備	-	-	-	-	※1 ↓ (13人) ※4, ※5	※1 ↓ (13人) ※4, ※5	現場移動 資機材設置及びホース敷設、起動及び系統水張り	600分													
給油作業	-	-	-	-	※4 ↓ (2人)		軽油タンクからタンクワリー (4t) への補給 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														タンクワリー (4t) 搬送により給油軽油タンクから補給
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														
代替循環冷却系 準備操作 (系統構成1)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	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												
原子炉格納容器下部注水系統操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	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ィに影響のない部分)	120分	この時間内に実施												
原子炉格納容器下部注水系統操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	原子炉格納容器下部注水 原液格納容器下部に 原液格納容器下部注水														
代替格納容器スプレィ冷却系 (常設) 操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	残留熱除去系 スプレィ弁操作														
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
代替循環冷却系 運転開始	-	-	(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 (復水移送ポンプ停止)														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 (残留熱除去系原液注水完了 止め弁、第1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 格納容器スプレィ系、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														
可搬型代替注水ポンプ (A-2機) による格納容器下部注水貯留槽への補給	-	-	-	-	※2 ↓ (4人)		可搬型代替注水ポンプ (A-2機) による復水貯留槽への補給														
給油作業	-	-	-	-	※3 ↓ (2人)		可搬型代替注水ポンプ (A-2機) への給油														
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)



※ 本格納容器破砕モードにおいては機能に期待しないこととする。

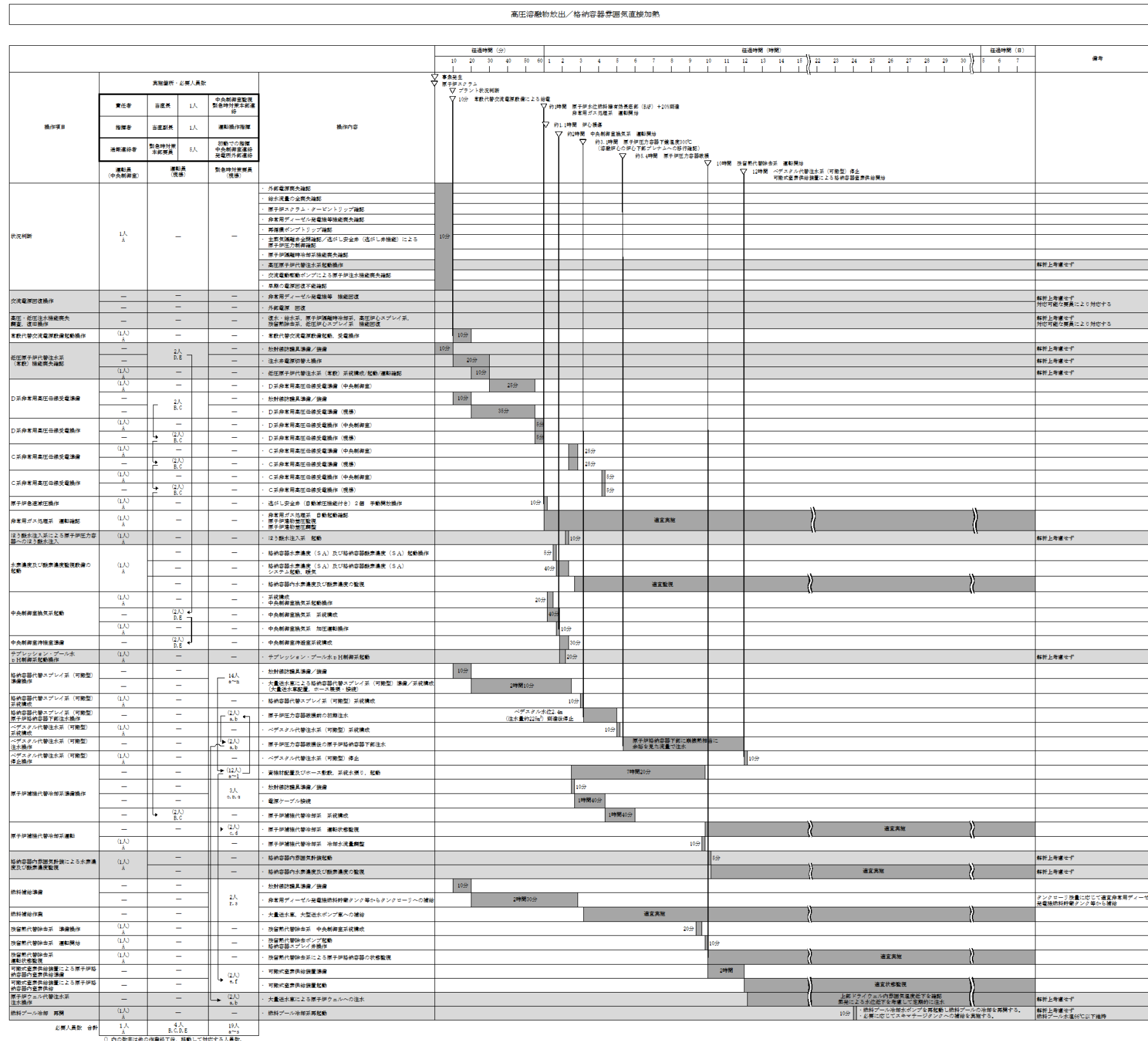
第 3.2-3 図 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の作業と所要時間(1/2)

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				経過時間 (時間)		備考
機組項目	実施箇所・必要要員数 【】は機作前後 移換してきた要員	機作の内容				
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 ●炉内中心の堆積量の確認	破損判断パルメータ (格納容器下部水温) の継続監視		5分	▽約2.7時間 原子炉圧力容器温度 (下鏡部) が300℃到達
常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系 (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	●常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作 (原子炉圧力容器破損後)	適宜状態監視		1分	▽約4.5時間 原子炉圧力容器破損
常設低圧代替注水ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) によるベダスタル (ドライウェル部) 注水操作	【1人】 A	●常設低圧代替注水ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) によるベダスタル (ドライウェル部) 注水操作及び水位制御操作	注水開始後、水位制御を継続		1分	▽約124時間 格納容器内酸素濃度3.5vol% (ドライ条件) 到達
代替蒸発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	●代替蒸発冷却系による原子炉注水操作 ●代替蒸発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			
常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作	【1人】 A	●常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作	適宜実施			約167時間 格納容器内酸素濃度4.0vol% (ドライ条件) 到達
使用済燃料プールの除熱操作	【1人】 A	●常設低圧代替注水ポンプによる代替燃料プール注水 (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	解任 (注: 約19分) の要員が システム中に位置するが、格納容器 上で作業終了後、格納容器内 に移動し、作業を継続すること で、約19分間の作業を完了する こと、並行して作業を継続する こととする
可搬型代替注水ポンプを用いた可搬型代替注水系 (可搬型) の起動準備操作	-	●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			解任 (注: 約6分以上の間隔で 格納容器内を巡回するが、作業終了 後はシステムに位置を確保すること で、約6分以上の間隔を確保する こと、約6分以上の間隔を確保 することとする
可搬型電源供給装置による格納容器内への空気の注入操作	-	●可搬型電源供給装置の移動、接続操作及び起動操作	180分			解任 (注: 約6分以上の間隔で 格納容器内を巡回するが、作業終了 後はシステムに位置を確保すること で、約6分以上の間隔を確保する こと、約6分以上の間隔を確保 することとする
タンクローリによる燃料給油操作	-	●可搬型電源供給装置からタンクローリへの給油操作 ●可搬型電源供給装置への給油操作	90分			タンクローリ設置に応じて作業範囲 タンクから給油する
必要要員合計	2人 A, B	2人 C, D	10人 a~j 及び炉内2人			

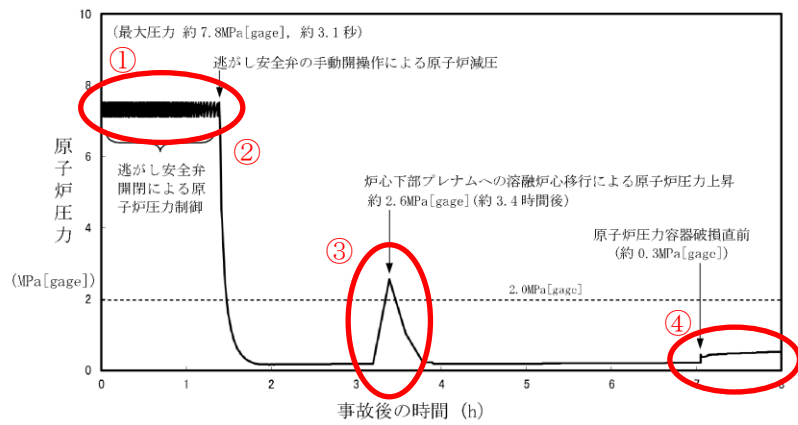
差異理由は、島根2号「第3.2.1-3 図「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」時の作業と所要時間」の備考欄参照。

第3.2-3 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)

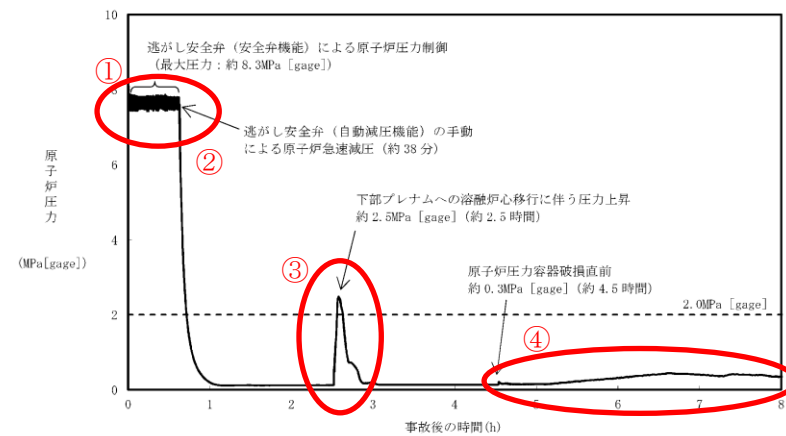


第 3.2.1-3 図 「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の作業と所要時間

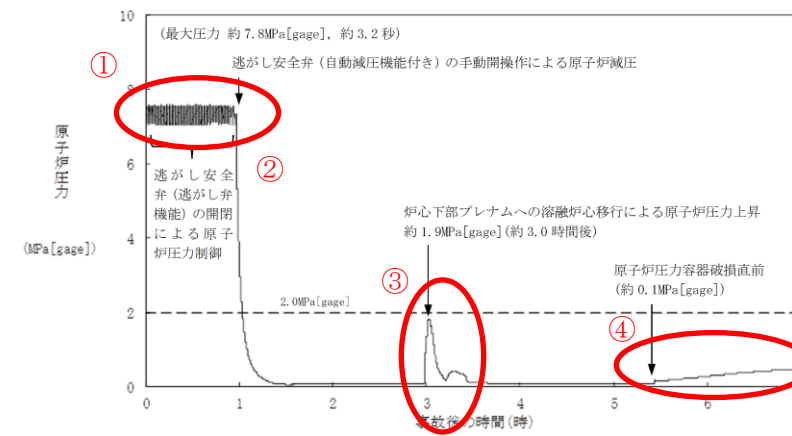
・解析結果の相違に基づく差異 (炉心損傷開始時間, 炉心溶融開始時間, 原子炉圧力容器破損時間等)。
 ・設備設計・手順に基づく想定時間の差異。
 ・解析上考慮しない操作を含めて実際に実施する操作について要員の充足性を確認 (原子炉ウェル注水等) ただし、事前に対応する要員を定めることが難しい機能回復操作を除く)。
 ・体制の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
 島根 2号炉は、シミュレータ訓練等において、中央制御室の対応を1名にて実施可能なことを確認している。



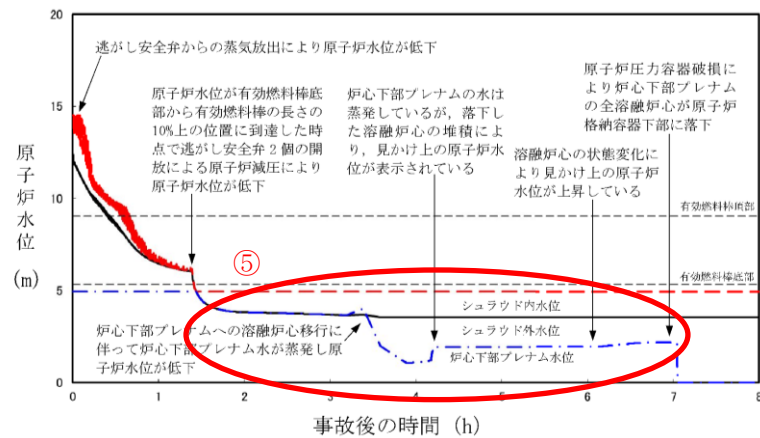
第 3. 2. 7 図 原子炉圧力の推移



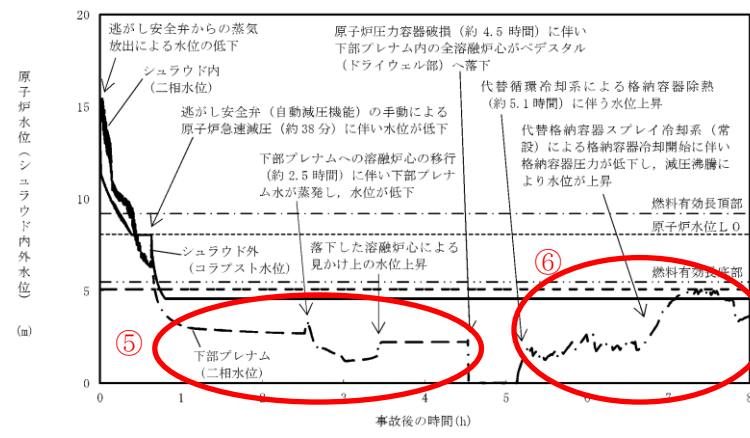
第 3. 2-4 図 原子炉圧力の推移



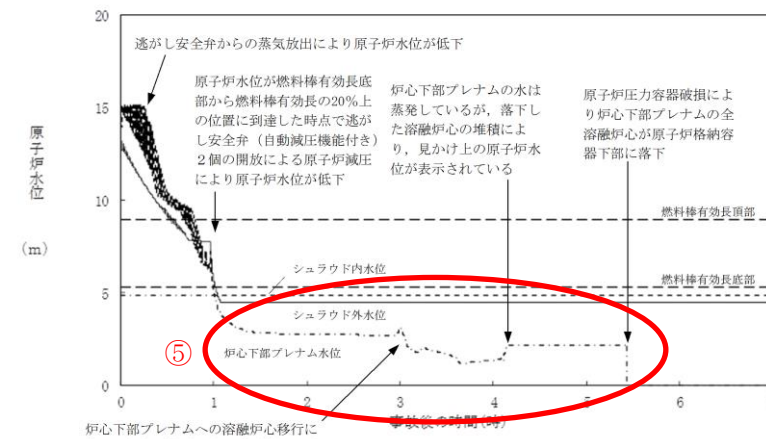
第 3. 2. 2-1 (1) 図 原子炉圧力の推移



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)。

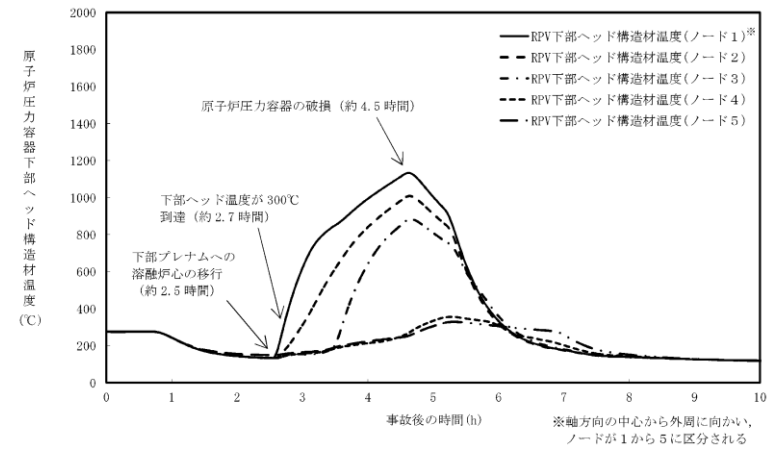
④原子炉圧力容器破損後は格納容器圧力相当で推移 (同様の挙動)。

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。

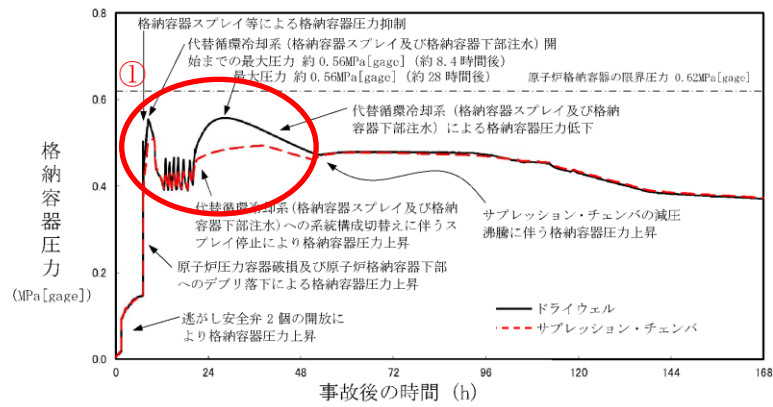
【東海第二】

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

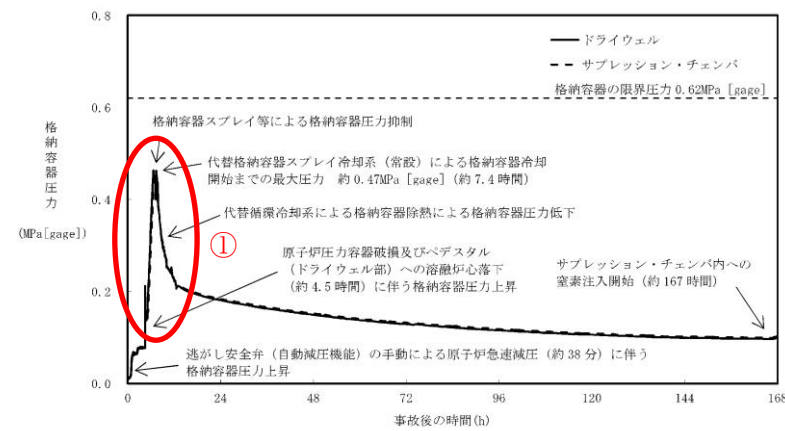
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
			炉圧力容器破損後も原子炉圧力容器内を冷却するための原子炉注水が実施できないものとしている)



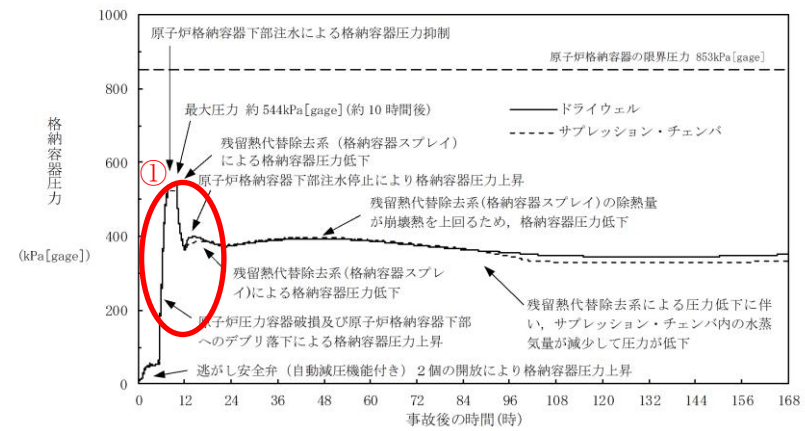
第 3. 2-6 図 原子炉圧力容器下部ヘッド温度の推移



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

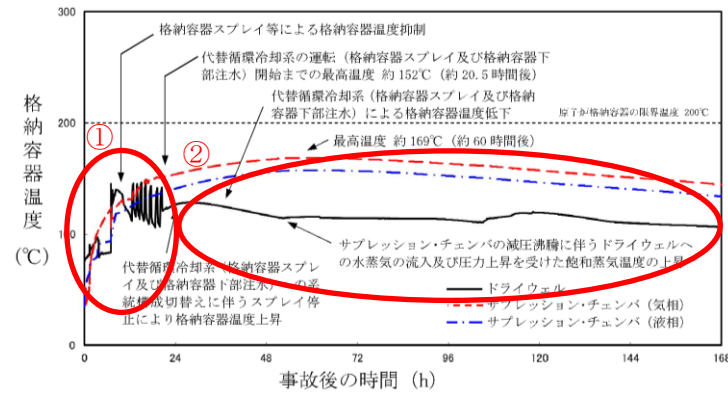


第 3. 2. 2-1 (3) 図 格納容器圧力の推移

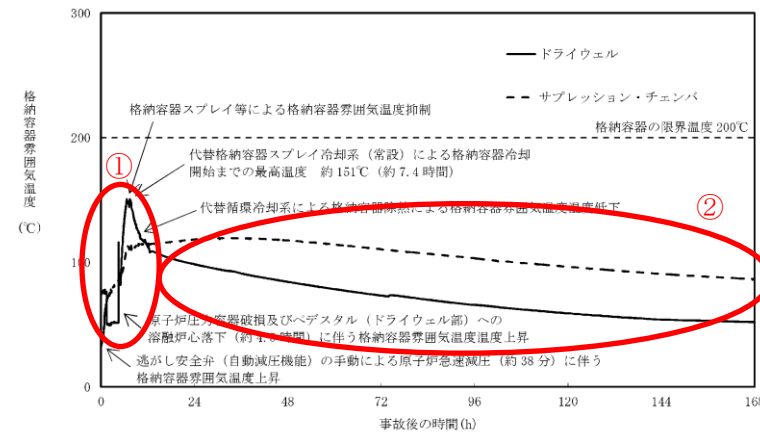
・記載方針の相違
【東海第二】
東海第二では、原子炉圧力容器破損時の破損ノードがノード 1 (RPV 底部) であることがわかるよう、下部ヘッド温度の推移を記載している。島根 2 号炉も破損箇所はノード 1 であり、差異はない。

・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。

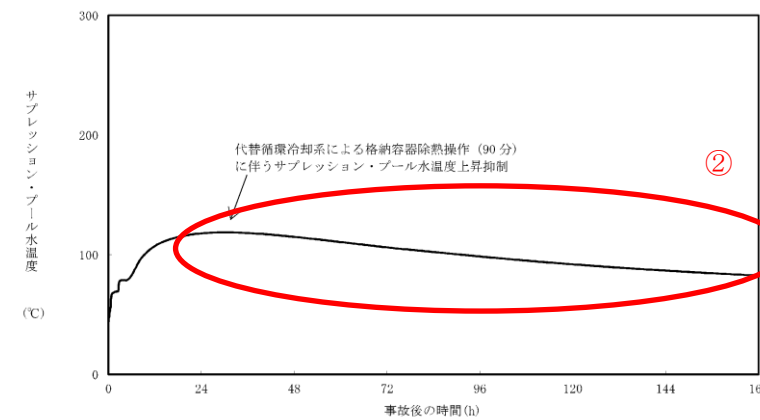


第3.2.10図 格納容器温度の推移



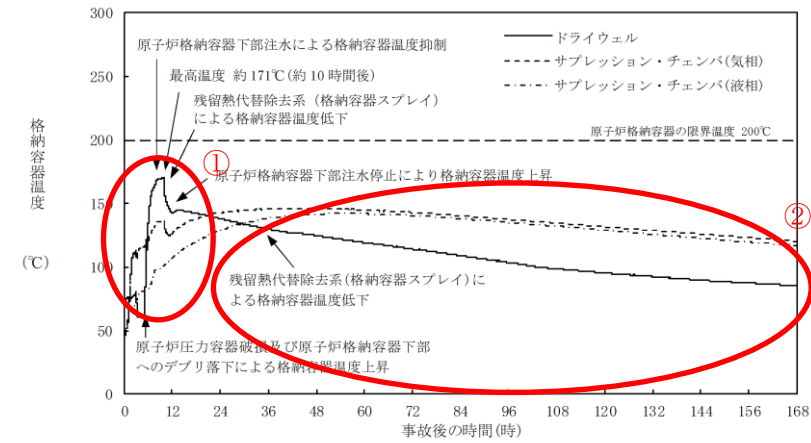
第3.2-8図 格納容器雰囲気温度の推移

【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。

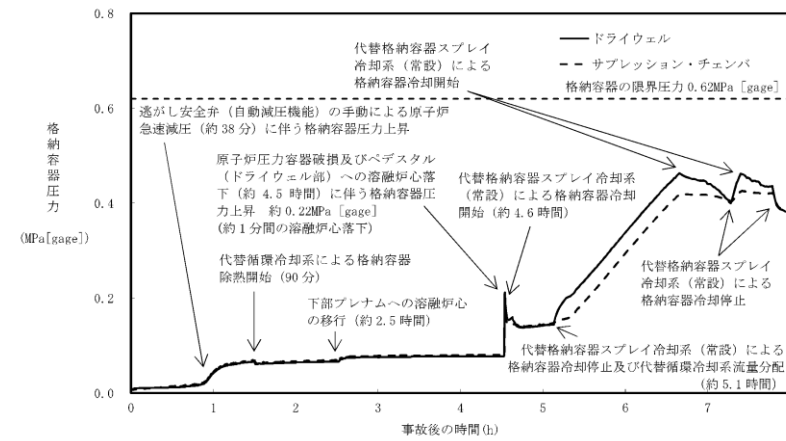
柏崎6/7は、格納容器スプレイの実施基準到達で格納容器温度が抑制されるが、代替循環冷却系の運転開始以降の格納容器温度が低下する傾向は同様である。

【東海第二】

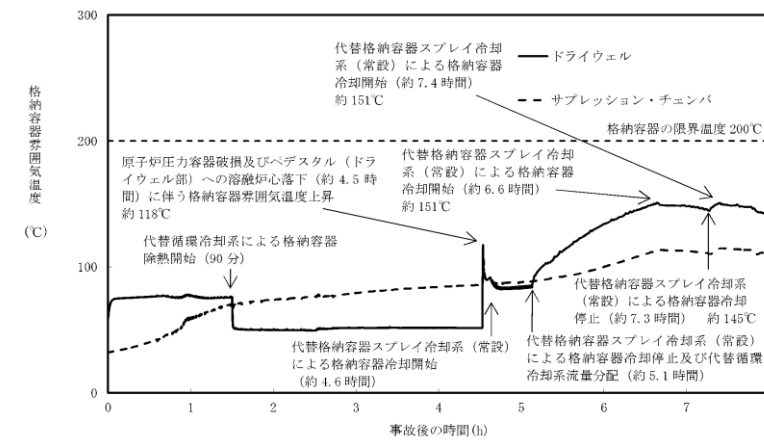
①東海第二は、格納容器スプレイにより格納容器温度を抑制しているが、以降の代替循環冷却系より格納容器温度が低下する傾向は同様である。

【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ブプレッション・プール水温度が低下するためサブプレッション・チェンバ(気相)が低下する。



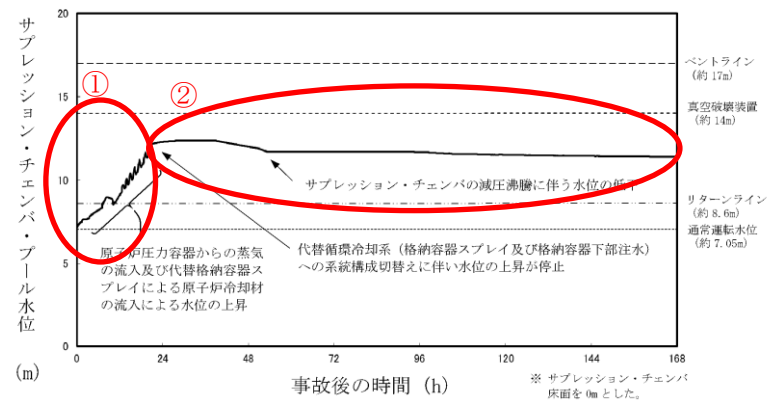
第 3.2-9 図 格納容器圧力の推移 (～8 時間)



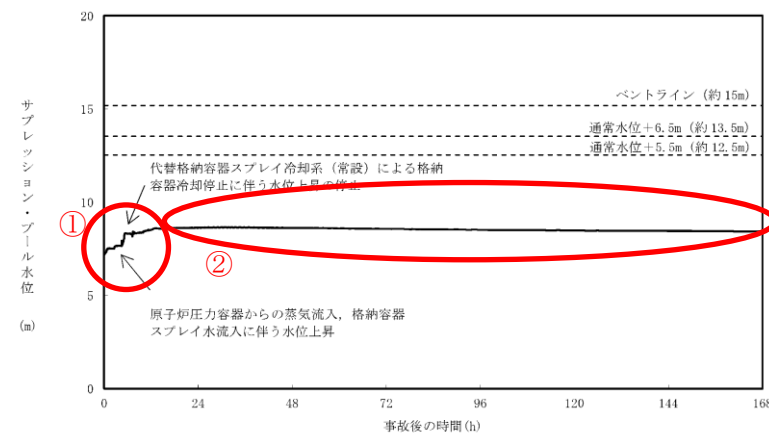
第 3.2-10 図 格納容器雰囲気温度の推移 (～8 時間)

・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)

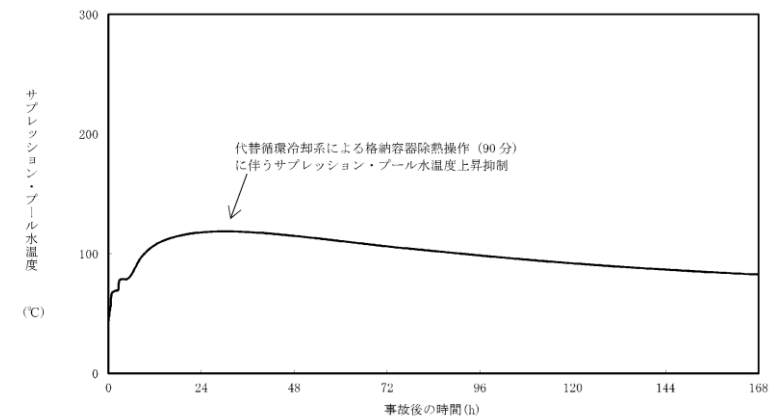
・記載方針の相違
【東海第二】
 島根 2号炉は、格納容器温度の推移 (～8 時間) は FCI の観点で確認するため、FCI 側の図面として記載。(差異理由等は FCI 側に記載) (柏崎 6/7 : 第 3.3.4 図, 島根 2号炉 : 第 3.3.2-1(4) 図)



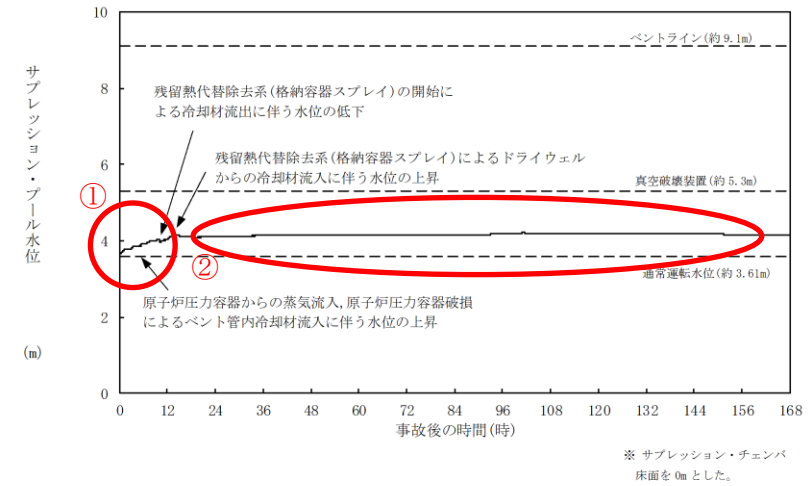
第 3.2.11 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移



第 3.2-11 図 サプレッション・プール水位の推移



第 3.2-12 図 サプレッション・プール水温度の推移

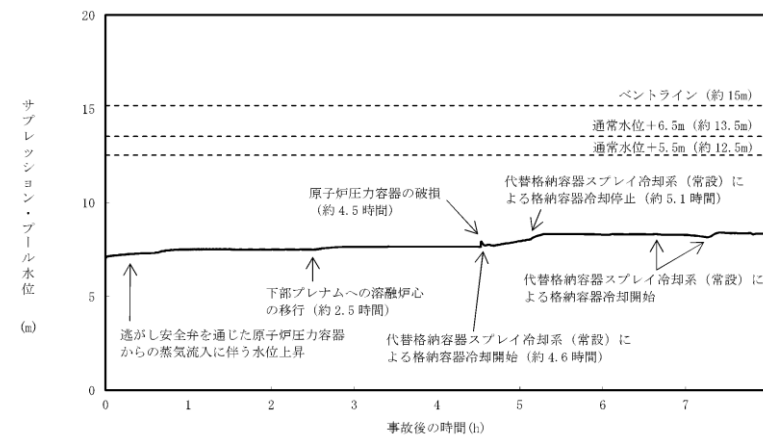


第 3.2.2-1(5) 図 サプレッション・プール水位の推移

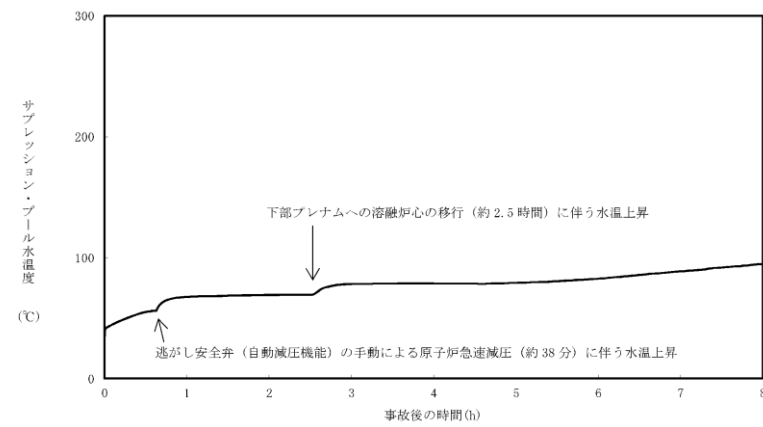
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
 ①島根 2号炉は, 残留熱代替除去系の運転開始前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないことから, 格納容器スプレイを実施しておらず, サプレッション・プール水位は低めに推移する。

【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, 原子炉压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。

・記載箇所相違
【東海第二】

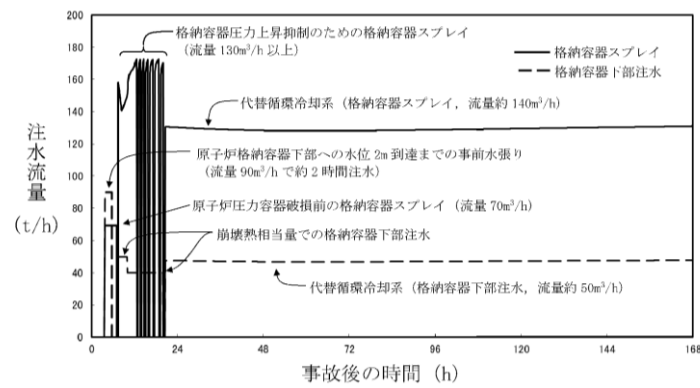


第 3.2-13 図 サプレッション・プール水位の推移 (~8 時間)

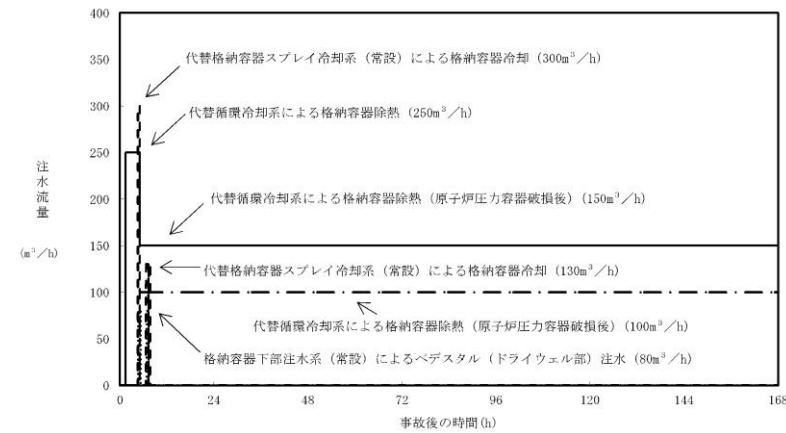


第 3.2-14 図 サプレッション・プール水温度の推移 (~8 時間)

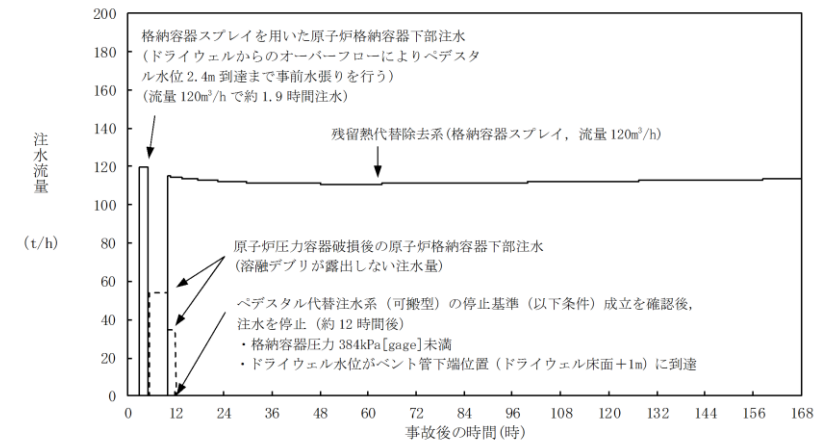
・記載方針の相違
【東海第二】
 東海第二では事象初期の代替循環冷却系による格納容器スプレイや原子炉圧力容器破損後の格納容器スプレイ等のマネジメントを実施するが、島根2号炉での事象初期の格納容器側のマネジメントは多くないため、短時間グラフは記載していない。



第 3.2.12 図 注水流量の推移

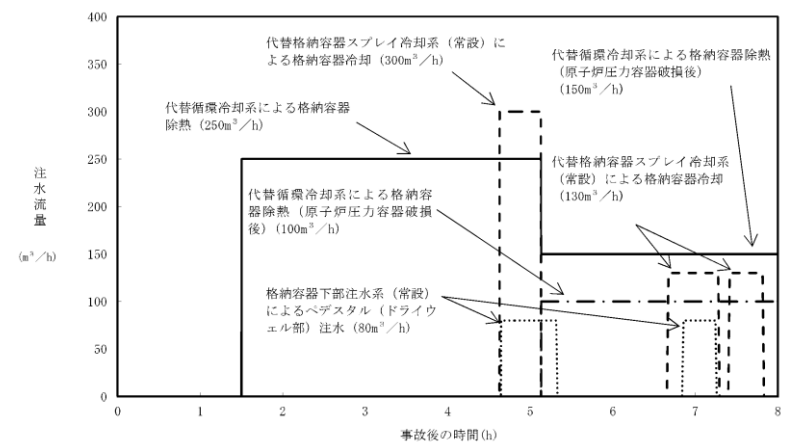


第 3.2-15 図 注水流量の推移



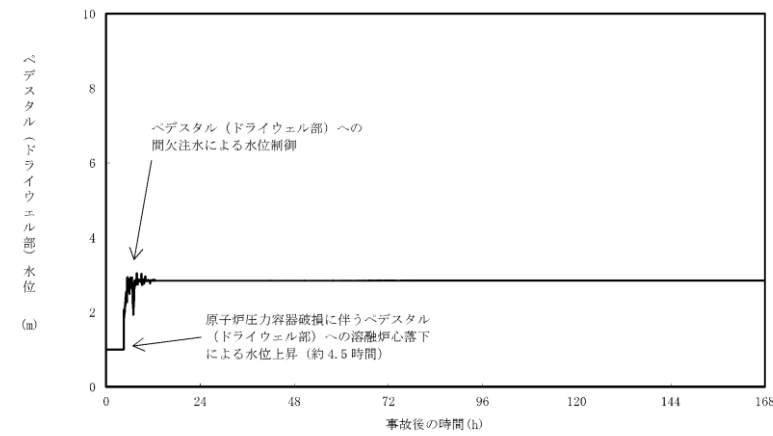
第 3.2.2-1(6) 図 注水流量の推移

・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。

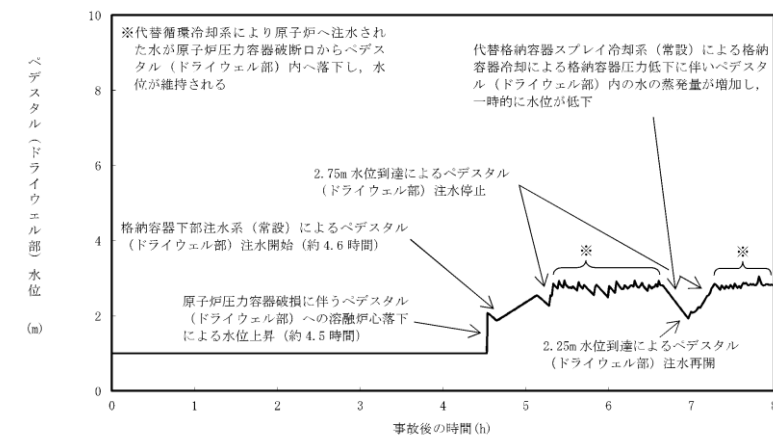


第 3.2-16 図 注水流量の推移 (~8 時間)

・記載方針の相違
【東海第二】
島根 2 号炉及び柏崎
6/7 は、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)



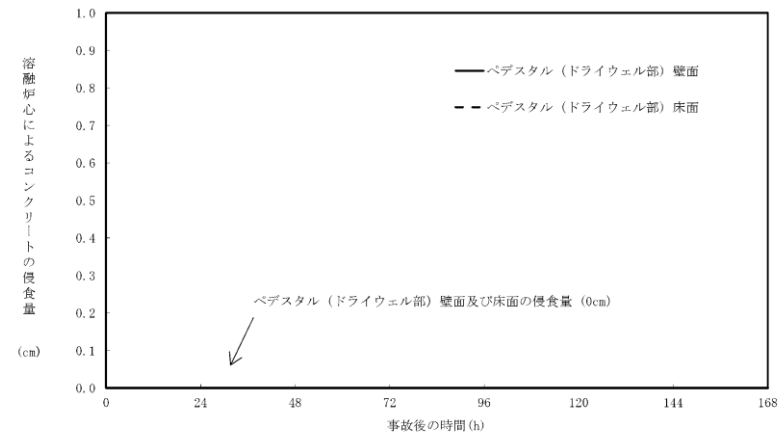
第 3.2-17 図 ペDESTAL (ドライウエル部) の水位の推移



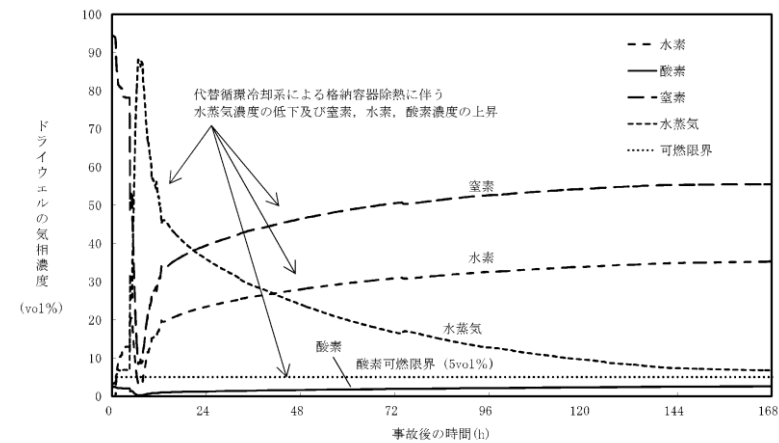
第 3.2-18 図 ペDESTAL (ドライウエル部) の水位の推移
(~8 時間)

・記載方針の相違
【東海第二】
島根 2 号炉及び柏崎 6/7 は、ペDESTAL (ドライウエル部) 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)

・記載方針の相違
【東海第二】
島根 2 号炉及び柏崎 6/7 は、ペDESTAL (ドライウエル部) 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)



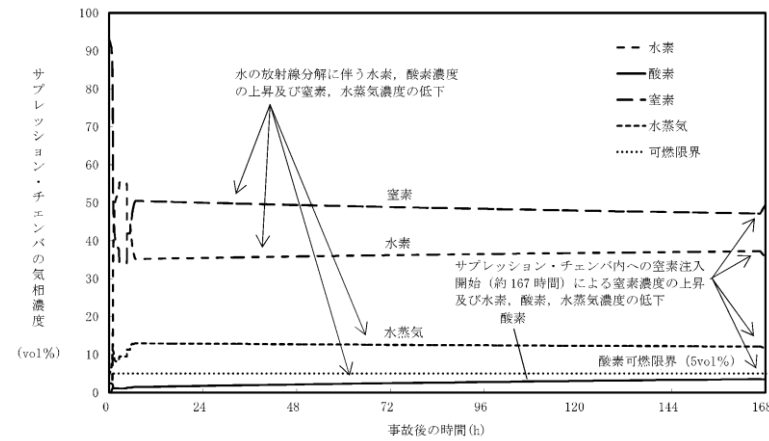
第 3.2-19 図 ペDESTAL (ドライウエル部) の壁面及び床面のコンクリート侵食量の推移



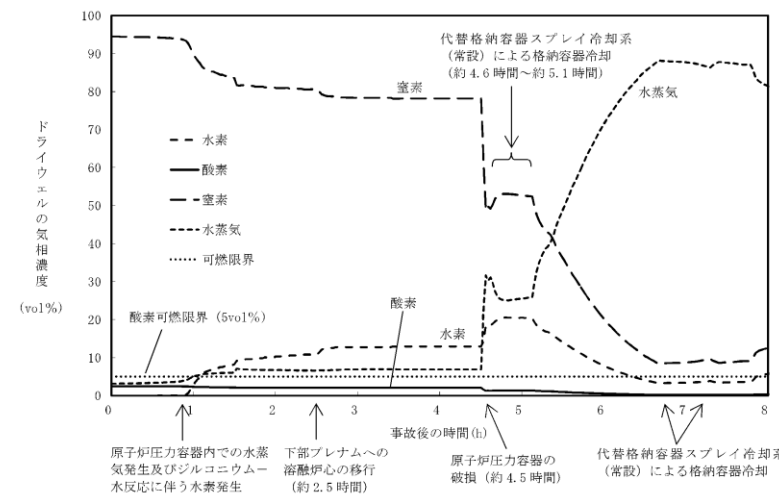
第 3.2-20 図 ドライウエルの気相濃度の推移 (ウェット条件)

・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、ペDESTAL (ドライウエル部) 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)

・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、ドライウエ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)



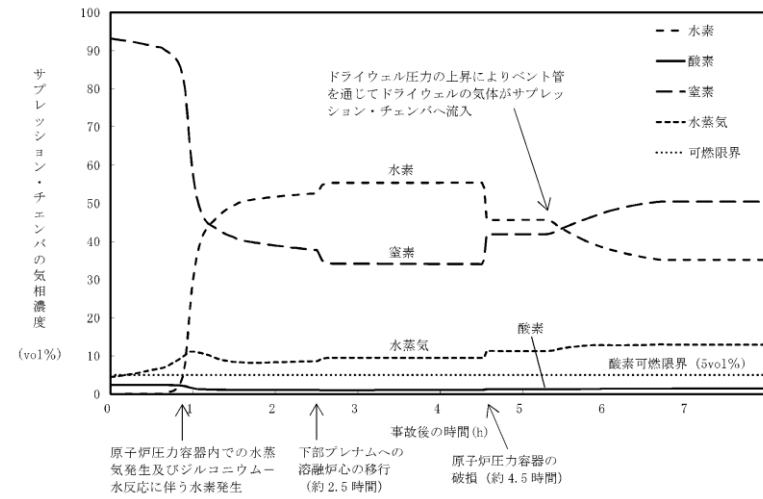
第3.2-21 図 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ウェット条件)



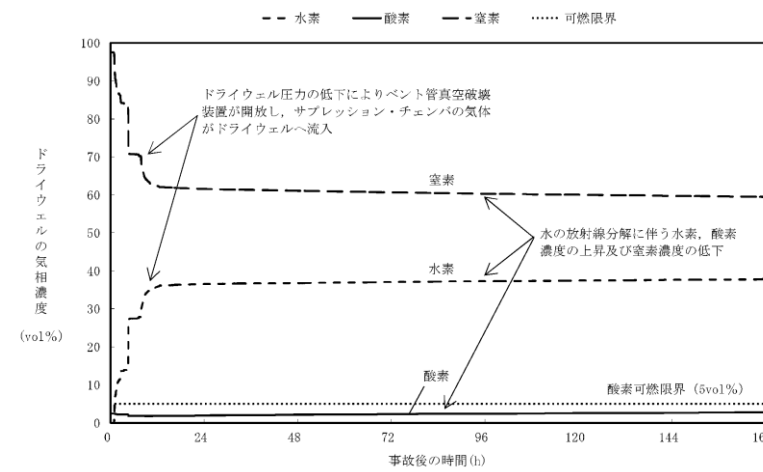
第3.2-22 図 ドライウエルの気相濃度の推移 (ウェット条件) (~8時間)

・記載方針の相違
【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、サブプレッション・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)

・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ィや原子炉压力容器破損後の格納容器スプレィ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。



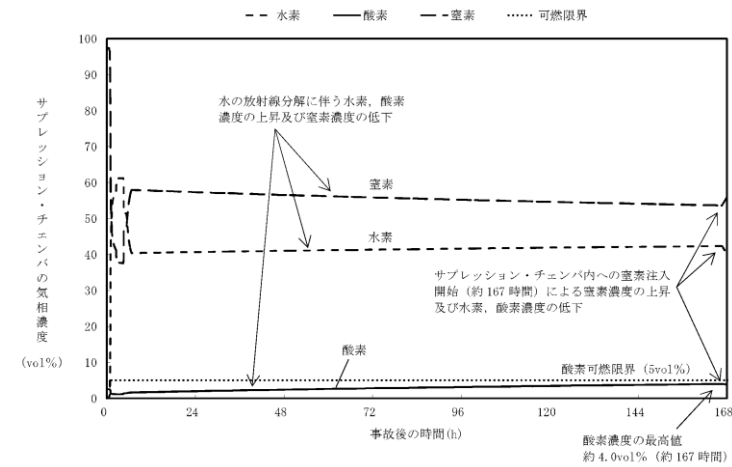
第3.2-23 図 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ウエット条件) (~8 時間)



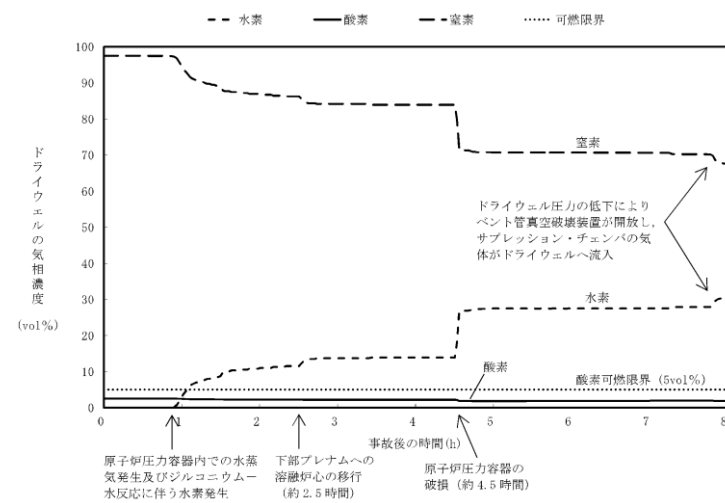
第3.2-24 図 ドライウエルの気相濃度の推移 (ドライ条件)

・記載方針の相違
【東海第二】
 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ィや原子炉圧力容器破損後の格納容器スプレィ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。

・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、ドライウエ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)



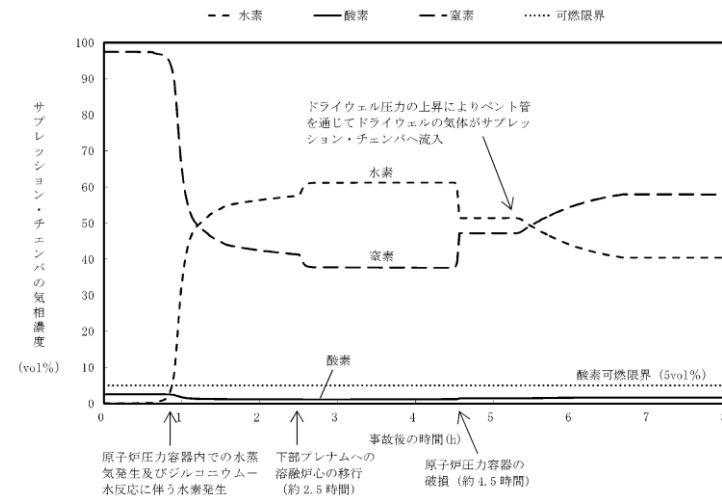
第3.2-25 図 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ドライ条件)



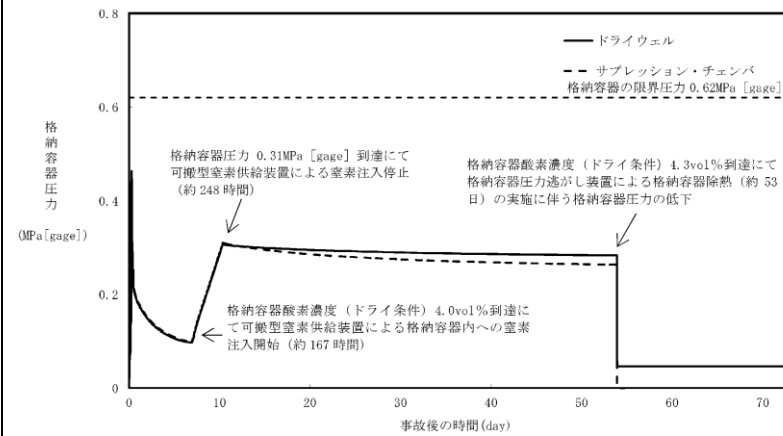
第3.2-26 図 ドライウエルの気相濃度の推移 (ドライ条件) (~8時間)

・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、サブプレッション・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。



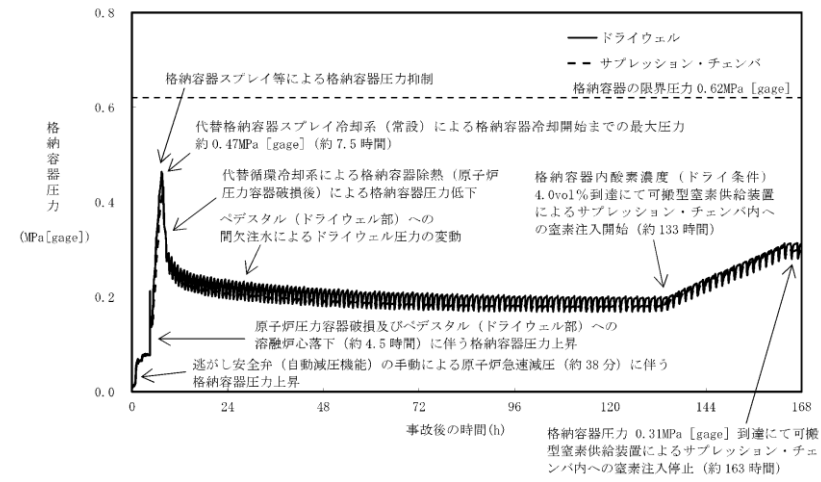
第 3.2-27 図 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ドライ条件) (~8 時間)



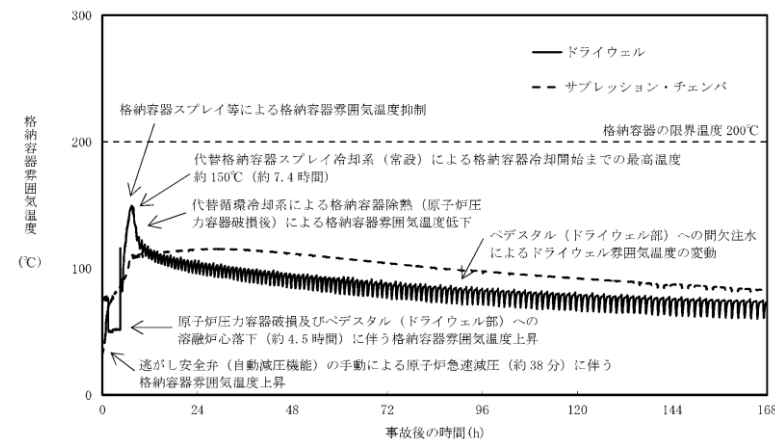
第 3.2-28 図 格納容器圧力の推移 (~73 日間)

・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。

・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。



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



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

・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3.2.1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	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	原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位域で非常用炉心冷却系の自動起動が発生するが、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流量】 【高圧注水系統流量】 【低圧注水系統流量】 【高圧熱除去ポンプ吐出圧力】
高圧代替注水による原子炉注水	高圧代替注水系統を起動し、原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系統 高圧貯蔵タンク	原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系統流量 高圧貯蔵タンク水位 (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材料モニタにより確認する。 炉心損傷が発生すれば、シムコニウム-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態を確認する。	-	格納容器内雰囲気放射線レベル (D/P) 格納容器内雰囲気レベル (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減圧	原子炉水位が有効燃料棒長さの10%以上の位置に到達した時点で、原子炉注水の事故が起きない場合でも、中央制御室からの遠隔操作により手動操作により逃がし安全弁を開放し、原子炉を急減圧する。	逃がし安全弁	原子炉水位 (SA) 原子炉注水 原子炉注水 原子炉注水
代替格納容器スプレッド系 (高圧) による原子炉格納容器冷却	原子炉注水が格納容器下層部温度 300℃未満により炉心下層部への冷却が確保される場合、格納容器圧力が0.45MPa以上0.5MPa未満の場合又は格納容器圧力が0.45MPa以上0.5MPa未満の場合には、原子炉格納容器冷却系を起動する。また、中央制御室からの遠隔操作により原子炉格納容器冷却系を起動する。また、格納容器圧力が0.5MPa以上0.5MPa未満の場合には格納容器圧力が0.5MPa以上0.5MPa未満の場合に格納容器冷却系を起動する。	可搬型代替注水ポンプ (A, B) タンクローリ (A/B)	原子炉注水温度 格納容器内水素濃度 (D/R) 系代替注水流量 格納容器内圧力 (D/P) 格納容器内圧力 (S/C) トワイエルの空気流量 低圧貯蔵タンク水位 (SA)

① 【 】：重大事故等対処設備 (設計基準仕様)
■：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 (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 2 C電圧* M/C 2 C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自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

② * 既許可の対象となっていない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。	B-115V系蓄電池*	-	平均出力領域計装*
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、すべ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。	B-115V系蓄電池* S A用115V系蓄電池	-	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 【原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量】* 【高圧炉心スプレッドポンプ出口流量】* 【残留熱除去ポンプ出口圧力】* 【低圧炉心スプレッドポンプ出口圧力】*
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統を起動し原子炉水位を回復する。	高圧原子炉代替注水系 サブレーション・チェンバ* B-115V系蓄電池* S A用115V系蓄電池	-	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 高圧原子炉代替注水流量

①, ② ※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備 (設計基準仕様)
■：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。高圧炉心スプレッド系、低圧炉心スプレッド系、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ッド系、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ッド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
・記載方針の相違
【柏崎6/7】
①島根2号炉は、既許可の対象設備を重大事故等対処設備として位置付けるものを明確化している。
【東海第二】
②島根2号炉は、重大事故等時に設計基準対処施設としての機能を期待する設備を「重大事故等対処設備 (設計基準拡張)」と位置付けている。

第 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
原子炉格納容器下部への注水	原子炉圧力容器下部温度 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、原子炉圧力容器格納容器に備えて中央制御室からの遠隔操作により格納容器下部注水系統（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注水が目的であり、原子炉格納容器下部の水位が 2m（注水量 100m ³ ）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 復水供給水系統（格納容器下部注水系統） 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確認し、格納容器水位の低下を確認した場合は、格納容器水位の低下傾向により判断する。	—	原子炉水位 (SA) 原子炉圧力容器温度 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (D/R) 格納容器内圧力 (D/R) トワイウェル監視温度
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場合は、格納容器下部注水系統（常設）による格納容器下部注水を格納容器下部の流量にて監視して行う。	復水移送ポンプ 格納容器 軽油貯蔵タンク コリウムレール	復水供給水系統（格納容器下部注水系統） 復水供給槽水位 (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冷却	代替原子炉格納容器下部注水による格納容器下部注水の流量は、格納容器下部注水と格納容器下部注水の流量を併用することにより、それぞれ格納容器下部注水の流量を確保する。	代替原子炉格納容器下部注水ポンプ タンクローリー (4R)	代替原子炉格納容器下部注水流量 代替原子炉格納容器下部注水流量 代替原子炉格納容器下部注水流量 代替原子炉格納容器下部注水流量 代替原子炉格納容器下部注水流量 代替原子炉格納容器下部注水流量 代替原子炉格納容器下部注水流量 代替原子炉格納容器下部注水流量

① 【 1 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
 ※1 原子炉格納容器下部注水による溶融炉心への注水が困難な場合であっても、以上の条件の一または二を把握することができる。
 ・原子炉格納容器下部注水の流量が格納容器下部注水の流量に確保されていること
 ・トワイウェルの監視温度が格納容器下部注水の流量に確保されていること
 ・原子炉格納容器下部注水の流量が格納容器下部注水の流量に確保されていること
 また、サブプレッジョン・チェンバ・プールの水位がリターンタンク高さ（通常運転水位約1.5m）を超える場合には、リターンタンクを通じてサブプレッジョン・チェンバ・プールの原子炉格納容器下部への注水による溶融炉心の冷却に期待し、サブプレッジョン・チェンバ・プールの水位計によってこれを監視することができる。
 ※2 本設備は代替原子炉格納容器下部注水の設計値を用いた。

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
高圧代替注水による原子炉注水	高圧代替注水系統を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系統 サブプレッジョン・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	低圧代替注水系統（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つ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り替え作業を実施する。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導水する。	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導水した後、中央制御室からの遠隔操作により代替循環冷却ポンプを起動することにより、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 代替循環冷却ポンプ サブプレッジョン・チェンバ* 軽油貯蔵タンク	—	代替循環冷却系格納容器ス レイ流量 ドライウェル圧力 サブプレッジョン・チェンバ 圧力 サブプレッジョン・プールの 温度

② * 既許可の対象となつ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	外部電源が喪失するとともに、すべての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失する。これにより非常用高圧母線 (6.9kV) が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。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。準備完了後、常設代替交流電源設備を起動し、S.A 低圧母線に給電する。	—	—	—
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り逃がし安全弁（自動減圧機能付き）2 個を開放し、原子炉を急速減圧する。	逃がし安全弁（自動減圧機能付き）*	—	原子炉水位 (SA) 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 (サブプレッジョン・チェンバ) ※

①, ② ※：既許可の対象となつている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 【 1 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

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	重大事故等対策設備		
		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% 以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 (S A 燃料域) 原子炉水位 (燃料域) * 原子炉圧力 (S A) 原子炉圧力*
格納容器下部注水水系 (常設) によるベデスタル (ドライウエル部) 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水系 (常設) によるベデスタル (ドライウエル部) 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 軽油貯蔵タンク	-	低圧代替注水系格納容器下部注水量 格納容器下部水位 代替注水貯槽水位
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-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、格納容器下部注水水系 (常設) によるベデスタル (ドライウエル部) 水位の確保を要し、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監視する。	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 (S A) 格納容器内酸素濃度 (S A)
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°C に到達した場合、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

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対策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	重大事故等対策設備		
		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-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監視する。	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 (S A) 格納容器酸素濃度 (S A)
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°C 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目 (約 225mm) に到達した後、ベデスタル水位が 2.4m (注水量約 225m ³) に到達した後、原子炉格納容器下部への注水を停止する。	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等*	大量送水車 タンクローリ	原子炉圧力容器温度 (S A) 格納容器代替スプレイ流量 ベデスタル水位
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°C 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ベデスタル水温等を継続監視する。 ベデスタル水温の上昇又は指示値喪失、原子炉圧力容器の急激な低下、ドライウエル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 (S A) 原子炉圧力 ドライウエル圧力 (S A) ベデスタル温度 (S A) ベデスタル水温 (S A)

* : 既許可の対象となっている設備を重大事故等対策設備に位置付けるもの
□ : 重大事故等対策設備 (設計基準拡張)

①, ②

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
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(常設ライオン用) ドライウエル圧力サブプレッジョン・チェンバール圧力 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(ドライウエル部)注水をペデスタル(ドライウエル部)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 コリウムシールド	低圧代替注水系格納容器下部注水流 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冷却(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 サブプレッジョン・チェンバール 軽油貯蔵タンク	代替循環冷却系原子炉注水流 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量 ドライウエル圧力サブプレッジョン・チェンバール圧力 サブプレッジョン・ブール水温度

② * 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第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
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、ペデスタル代替注水系(可搬型)による原子炉格納容器下部への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 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等 [※]	ペデスタル代替注水流 ペデスタル代替注水流(狭帯域用)
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冷却	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冷却を開始する。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 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等 [※] 残留熱代替除去系サブプレッジョン・チェンバール	残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量 ドライウエル温度(SA) ドライウエル圧力(SA) サブプレッジョン・チェンバール圧力(SA) サブプレッジョン・ブール水温度(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冷却を実施した場合、可搬式窒素供給装置を用いて原子炉格納容器内への窒素を注入することで、格納容器内窒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 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等 [※]	格納容器窒素濃度(SA)

② ※: 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの 【 】: 重大事故等対処設備(設計基準広帯)

※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すべ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
 ・ドライウエ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

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
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] に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） ドライウエル圧力 サブレンジション・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とで、格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する。	—	格納容器内酸素濃度 (S.A)
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	可搬型窒素供給装置 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	-
原子炉熱出力	3, 926MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	7. 07MPa [gauge]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転時の原子炉水位(セパレーター下流から+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 (ドライウエル)	7, 350m ³	ドライウエル内体積の設計値 (全種類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 (ウエントウエル)	空間部：5, 960m ³ 液相部：3, 580m ³	ウエントウエル内体積の設計値 (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 (ドライウエル-サブプレッジョン・チェンバ・プール水位)	真空破壊装置の設定値
サブプレッジョン・チェンバ・プール水位	7. 05m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッジョン・チェンバ・プール水位として設定
サブプレッジョン・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサブプレッジョン・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 [gauge]	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	-
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 (圧力容器トーム部)	6. 93MPa [gauge]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター下流から+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 (ドライウエル)	5, 700m ³	設計値
格納容器体積 (サブプレッジョン・チェンバ)	空間部：4, 100m ³ 液相部：3, 300m ³	設計値 (通常運転時のサブプレッジョン・プール水位の下限値に基づき設定)
真空破壊装置	3, 45kPa (ドライウエル-サブプレッジョン・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設計値
サブプレッジョン・プール水位	6. 983m (通常運転範囲の下限値)	通常運転時のサブプレッジョン・プール水位の下限値として設定
サブプレッジョン・プール水温	32℃	通常運転時のサブプレッジョン・プール水温の上限値として設定
格納容器圧力	5kPa [gauge]	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℃	通常運転時の格納容器雰囲気温度 (ドライウエ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	-
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 [gauge]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下流から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35. 6×10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
燃料	9×9 燃料 (A 型)	9×9 燃料 (A 型) 9×9 燃料 (B 型) は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9×9 燃料の方が MOX 燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため、MOX 燃料の評価は 9×9 燃料 (A 型) の評価に包絡されることを考慮し、代表的に 9×9 燃料 (A 型) を設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	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
格納容器容積 (ドライウエル)	7, 900m ³	ドライウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定
格納容器容積 (サブプレッジョン・チェンバ)	空間部：4, 700m ³ 液相部：2, 800m ³	サブプレッジョン・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
真空破壊装置	3, 43kPa (ドライウエル-サブプレッジョン・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
サブプレッジョン・プール水位	3. 61m (NWL)	通常運転時のサブプレッジョン・プール水位として設定
サブプレッジョン・プール水温	35℃	通常運転時のサブプレッジョン・プール水温の上限値として設定
格納容器圧力	5 kPa [gauge]	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	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 (サブプレッジョン・チェンバ) 及びサブプレッジョン・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、通常運転時のサブプレッジョン・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エル冷却機にて制御されており、条件設定の考え方としては同様。

第3.2.2表 主要解析条件 (高压溶融物放出/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/m ² 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
初期条件	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
初期条件	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、溶融炉心の揺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
	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
事故条件	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、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	本号炉事故シナリオへの事故対応に用いる設備は非常用電源は事故時に接続されており、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故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
事故条件	高温ガスによる配管等やクレーン破損や漏えい等	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

④

⑥

第3.2-2表 主要解析条件 (高压溶融物放出/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/m ² 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
初期条件	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ベント管 (ドライウエル部) 内構造物の扱い	ベント管 (ドライウエル部) 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
初期条件	ベント管 (ドライウエル部) 水張り水位	ベント管 (ドライウエル部) 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
	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
事故条件	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注水系、低圧注水機能として残留熱除去系 (低圧注水系) 及び低圧炉心注水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
事故条件	高温ガスによる配管等やクレーン破損や漏えい等	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

⑤

⑥

第3.2.2-1表 主要解析条件 (高压溶融物放出/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/m ² 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
初期条件	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	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
初期条件	原子炉格納容器下部床面積	原子炉格納容器下部床面積を設定	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。
	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
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、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注水系の機能喪失、低圧注水機能として残留熱除去系 (低圧注水系) の機能喪失 (低圧注水モーター) 及び低圧炉心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する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
事故条件	高温ガスによる配管等やクレーン破損や漏えい等	考慮しない	原子炉圧力を厳しく見積るものとして設定

④

⑥

・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、通常運転時から原子炉格納容器下部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DESTAL (ドライウエル部) 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。

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) (3/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	<p>⑦</p> <p>事象発生と同時に原子炉スクラム</p> <p>逃がし弁機能</p> <p>7. 51MPa [gauge] × 1 個, 363t/h/個</p> <p>7. 58MPa [gauge] × 1 個, 367t/h/個</p> <p>7. 65MPa [gauge] × 4 個, 370t/h/個</p> <p>7. 72MPa [gauge] × 4 個, 373t/h/個</p> <p>7. 79MPa [gauge] × 4 個, 377t/h/個</p> <p>7. 86MPa [gauge] × 4 個, 380t/h/個</p>	<p>事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定</p> <p>逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定</p>
重大事故等対策に関連する機器条件	<p>逃がし安全弁</p> <p>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</p> <p>⑨</p>	<p>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</p>

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) (3/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル 3) 信号	⑦ 短時間であるか原子炉熱出力が維持される厳しい設定として、外部電源喪失時のタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず、原子炉水位低 (レベル 3) 信号にてスクラムするものとして設定
主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	⑧ 短時間であるか主蒸気か格納容器内に維持される厳しい設定として、原子炉保護系電源喪失及び原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号による主蒸気隔離弁閉止については保守的に考慮せず、事象発生と同時に主蒸気隔離弁が閉止するものとして設定
再循環系ポンプ	事象発生と同時に停止	⑦ 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
重大事故等対策に関連する機器条件	<p>安全弁機能</p> <p>7. 79MPa [gauge] × 2 個, 385.2t/h (1 個当たり)</p> <p>8. 10MPa [gauge] × 4 個, 400.5t/h (1 個当たり)</p> <p>8. 17MPa [gauge] × 4 個, 403.9t/h (1 個当たり)</p> <p>8. 24MPa [gauge] × 4 個, 407.2t/h (1 個当たり)</p> <p>8. 31MPa [gauge] × 4 個, 410.6t/h (1 個当たり)</p> <p>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</p> <p>⑨</p>	<p>逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定</p> <p>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</p>

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) (3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	⑦ 事象発生と同時に原子炉スクラム	⑦ 事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定
主蒸気隔離弁	⑧ 事象発生と同時に閉止	⑧ 主蒸気が原子炉格納容器内に保持される厳しい条件として設定
再循環系ポンプ	⑧ 事象発生と同時に停止	⑧ 全交流動力電源喪失によるポンプ停止を踏まえて設定
重大事故等対策に関連する機器条件	<p>逃がし弁機能</p> <p>7. 58MPa [gauge] × 2 個, 367t/h/個</p> <p>7. 65MPa [gauge] × 3 個, 370t/h/個</p> <p>7. 72MPa [gauge] × 3 個, 373t/h/個</p> <p>7. 79MPa [gauge] × 4 個, 377t/h/個</p> <p>逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) の 2 個を開することによる原子炉急速減圧</p> <p>⑨</p>	<p>逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定</p> <p>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</p>
格納容器代替スプレイ系 (可搬型)	原子炉圧力容器破損前: 120m ³ /hにて格納容器内にスプレイ	⑪ 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
ペダスタル代替注水系 (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原子炉格納容器下部に注水	⑬ 溶融炉心冷却が継続可能な流量として設定
残留熱代替除去系	120m ³ /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
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 6 MW (サブプレッション・プール水温度 100°C, 海水温度 30°C)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 120m ³ /hとした場合)として設定

・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。

第 3.2.2 表 主要解析条件 (高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱) (4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	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：70m ³ /hにて原子炉格納容器へスプレイ	格納容器温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮して設定
	格納容器下部注水系 (常設)	原子炉圧力容器破損後：130m ³ /h以上で原子炉格納容器へスプレイ	⑫ 格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮して設定
		事前水張り時：90m ³ /hで注水	⑪ 原子炉圧力容器破損の事前の検知から破損までの時間余裕に基づき水位 2m 到達まで水張り可能な流量として設定
	代替循環冷却系	原子炉圧力容器破損以降：前破損相当の注水量にて注水	溶融炉心冷却が継続可能な流量として設定
コリウムシールド	総循環流量：190m ³ /h 格納容器スプレイ：約 140m ³ /h 原子炉格納容器下部：約 50m ³ /h	格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量及び原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却に必要な注水量を考慮して設定	
	コリウムシールドの設置により、落下した溶融炉心はドライウエルサンプへ流入しない	コリウムシールドを設置した原子炉格納容器下部の状態として設定	

第 3.2-2 表 主要解析条件 (高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱) (4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	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：300m ³ /hにて格納容器へスプレイ	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
	格納容器下部注水系 (常設)	格納容器圧力制御：130m ³ /hにて格納容器へスプレイ	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
		80m ³ /hにてベテスタル (ドライウエル部) へ注水	⑬ 溶融炉心の冠水が継続可能な流量として設定
	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：250m ³ /h 原子炉圧力容器破損後：総循環流量：250m ³ /h 格納容器スプレイ：150m ³ /h 原子炉注水：100m ³ /h	⑭ 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及び溶融炉心の冷却に必要な注水量を考慮して設定
緊急用海水系	代替循環冷却系から緊急用海水系への伝熱容量：約 14MW (サブレンジョン・プール水温度 100℃, 海水温度 32℃において)	熱交換器の設計性能に基づき、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：200Nm ³ /h 窒素：198Nm ³ /h 酸素：2Nm ³ /h ガス温度：30℃	⑩ 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	
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、コリウムの侵食を抑制する観点から設定 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	

・解析条件の相違

【柏崎 6/7, 東海第二】

⑩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 (高压熔融物放出/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
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)	原子炉圧力容器下部鏡部温度が 300°C 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)	原子炉圧力容器下部鏡部温度が 300°C 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 (総注水量 180m ³) 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
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°C 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

* 本格格納容器破損モードの評価事故シナリオは原子炉格納容器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の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 (高压熔融物放出/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
原子炉急速減圧操作	原子炉水位が燃料有効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ダスタル (ドライウエル部) 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) から 1 分後に開始し、ペダスタル (ドライウエル部) 水位 2.75m に到達した時点で停止 その後は、2.25m まで低下した時点で開始し、2.75m に到達した時点で停止	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
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
可搬式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

第 3.2.2-1 表 主要解析条件 (高压熔融物放出/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
可搬式窒素供給装置	総注入流量: 100m ³ /h [normal] ・窒素: 99.9m ³ /h [normal] ・酸素: 0.1m ³ /h [normal] ガス温度: 35°C	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% を考慮して残りすべ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
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°C	材料は、溶融炉心のドライウエ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
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初期水張り)	原子炉圧力容器下部鏡部温度が 300°C に到達したことを確認して開始し、ペダスタル水位が 2.4m となる注水量 (約 225m ³) 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
ペダスタル代替注水系 (可搬型) 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)	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

・解析条件の相違
【東海第二】
⑬島根 2号炉は、溶融炉心落下後の原子炉格納容器下部注水を、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エ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。