

柏崎刈羽発電所 6／7号機	東海第二発電所	備 考
	<div><p>格納容器圧力 (MPa[gage])</p><p>第 3.1.3－12 図 格納容器圧力の推移（～3 時間）</p></div>	
	<div><p>格納容器雰囲気温度 (℃)</p><p>第 3.1.3－13 図 格納容器雰囲気温度の推移（～3 時間）</p></div>	

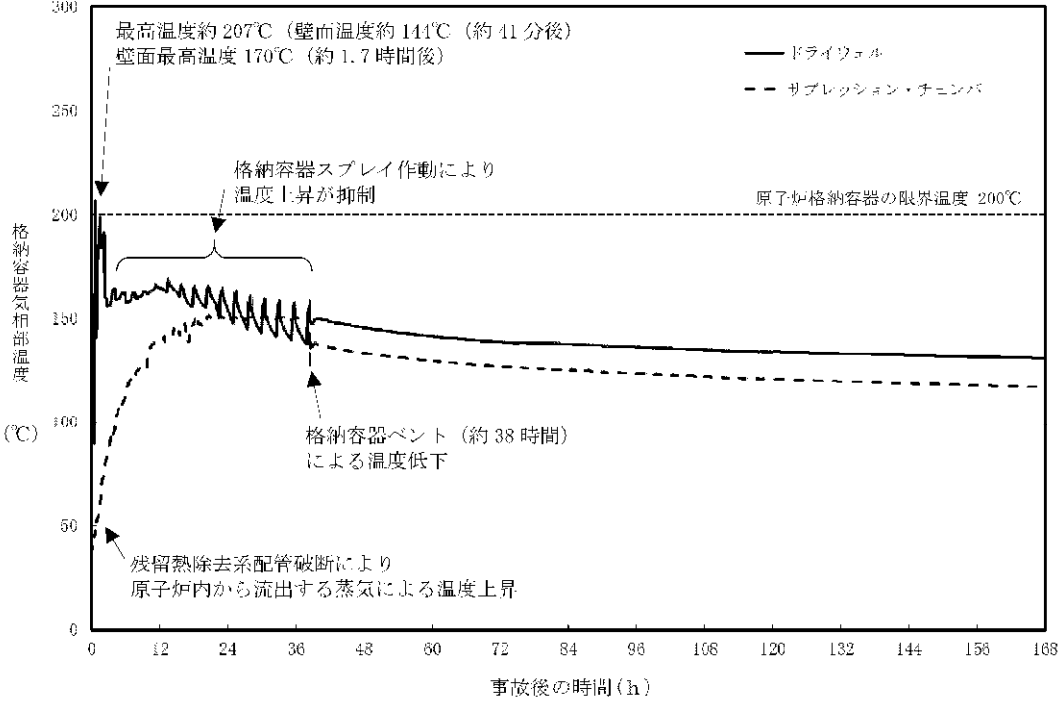
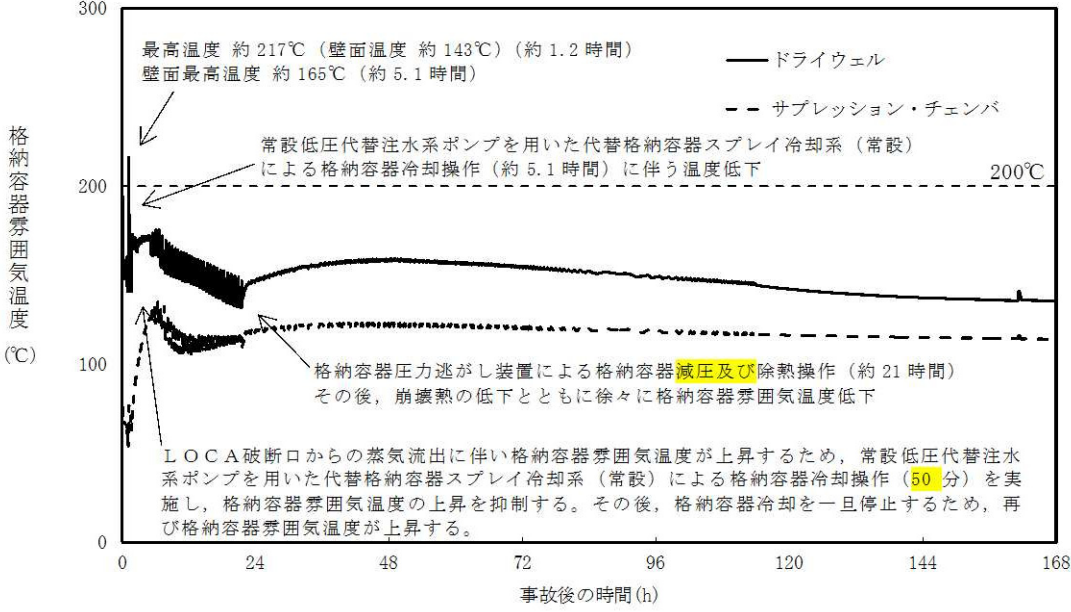


柏崎刈羽発電所 6／7号機	東海第二発電所	備 考
第 7. 2. 1. 3－12 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移	第 3. 1. 3－14 図 サプレッション・プール水位の推移	
第 7. 2. 1. 3－13 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移	第 3. 1. 3－15 図 サプレッション・プール水温度の推移	



柏崎刈羽発電所 6／7号機	東海第二発電所	備 考
<div></div>	<div></div>	
第 7. 2. 1. 3－14 図 操作開始時間 20 分遅れのケースにおける原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移	第 3. 1. 3－16 図 事象発生から 50 分後に原子炉注水を開始した場合の原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移	
<div></div>	<div></div>	
第 7. 2. 1. 3－15 図 操作開始時間 20 分遅れのケースにおける格納容器圧力の推移	第 3. 1. 3－17 図 事象発生から 50 分後に原子炉注水を開始した場合の格納容器圧力の推移	



柏崎刈羽発電所 6／7号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>最高温度約 207℃（壁面温度約 141℃（約 41 分後）） 壁面最高温度 170℃（約 1.7 時間後）</p><p>格納容器スプレイ作動により 温度上昇が抑制</p><p>原子炉格納容器の限界温度 200℃</p><p>格納容器スプレイ作動により 温度上昇が抑制</p><p>格納容器ベント（約 38 時間） による温度低下</p><p>残留熱除去系配管破断により 原子炉内から流出する蒸気による温度上昇</p></div> <p>第 7.2.1.3－16 図 操作開始時間 20 分遅れのケースにおける格納容器気相部 温度の推移</p>	<div><p>最高温度 約 217℃（壁面温度 約 143℃）（約 1.2 時間） 壁面最高温度 約 165℃（約 5.1 時間）</p><p>格納容器スプレイ作動により 温度上昇が抑制</p><p>原子炉格納容器の限界温度 200℃</p><p>格納容器スプレイ作動により 温度上昇が抑制</p><p>格納容器ベント（約 38 時間） による温度低下</p><p>残留熱除去系配管破断により 原子炉内から流出する蒸気による温度上昇</p></div> <p>第 3.1.3－18 図 事象発生から 50 分後に原子炉注水を開始した場合の 格納容器雰囲気温度の推移</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）			赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<p>7.2.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱</p> <p>7.2.2.1 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、「6.2 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，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。</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>3.2 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態で原子炉圧力容器が破損し，溶融炉心，水蒸気及び水素が急速に放出され，格納容器雰囲気が直接加熱されることにより，急速に格納容器圧力が上昇する等，格納容器に熱的・機械的な負荷が発生して格納容器の破損に至る。</p> <p>したがって，本格納容器破損モードでは，溶融炉心，水蒸気及び水素の急速な放出に伴い格納容器に熱的・機械的な負荷が加えられることを防止するため，原子炉圧力容器破損までに逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動開操作により原子炉を減圧することによって，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，常設低压代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によってペDESTAL（ドライウェル部）に溶融炉心の冷却に必要な水位及び水量を確保するとともに，長期的には，代替循環冷却系又は格納容器圧力逃がし装置によって最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，格納容器の破損を防止する。</p> <p>さらに，格納容器内における水素燃焼を防止するため，格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が可燃領域に至るまでに，格納容器内へ窒素を注入することによって，格納容器の破損を防止する。</p> <p>本格納容器破損モードに対する有効性を評価するためには，原子炉圧力容器が破損した時点及びその後のプラント状態を評価する必要があることから，原子炉圧力容器破損までは原子炉への注水を考慮しないものとする。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。また，原子炉圧力容器破損後の原子炉注水を考慮しない場合の影</p>	<p>柏崎の記載を踏まえて追加</p> <p>柏崎の記載を踏まえて追加</p> <p>柏崎の記載を踏まえて追加</p> <p>東海第二では，ベント開始時間を遅延するため格納容器内への窒素供給を実施</p> <p>東海第二では，シナリオの想定としてRPV破損までは原子炉注水しないが，RPV破損後はRPV内を冷却するための原子炉注水を実施する手順とするため，RPV破損後は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。</p> <p>東海第二では，原子炉注水を考慮しない場合の感度解析を実施</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）			赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<p>(3) 格納容器破損防止対策</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況で原子炉圧力容器が損傷し，溶融炉心，水蒸気，水素ガス等が急速に放出され，原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷が発生することに対して，原子炉減圧を可能とするため，逃がし安全弁の手動開操作による原子炉減圧手段を整備する。</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代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却手段を整備し，原子炉圧力容器破損後の格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却手段及び代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱手段並びに格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱手段を整備する。</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「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」と同じである。</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 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 7.2.2－1 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 7.2.2－1 図から第 7.2.2－4 図に，対応手順の概要を第 7.2.2－5 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 7.2.2－1 図及び第 7.2.2－3 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。</p> <p>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</p>	<p>響について評価することとする。</p> <p>(3) 格納容器破損防止対策</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況で原子炉圧力容器が損傷し，溶融炉心，水蒸気，水素等が急速に放出され，格納容器に熱的・機械的な負荷が発生することを防止するため，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧手段を整備する。</p> <p>また，原子炉圧力容器の下部から落下する溶融炉心の冷却の観点から，常設低压代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）への注水手段を整備する。</p> <p>さらに，原子炉圧力容器破損前における格納容器からの除熱のため，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内の減圧及び除熱手段を整備する。なお，この格納容器除熱手段には逃がし安全弁の環境条件（ドライウェル雰囲気温度）を緩和する効果がある。原子炉圧力容器破損後の格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制する観点から，常設低压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手段，緊急用海水系による冷却水（海水）の確保手段，代替循環冷却系による原子炉注水並びに格納容器内の減圧及び除熱手段及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱手段を整備する。</p> <p>また，長期的な格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する観点から，可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入手段を整備する。</p> <p>本格納容器破損モードの防止及びその他の対応を含めた一連の重大事故等対策の概要を以下に示す。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。また，重大事故等対策の手順と設備との関係を第 3.2－1 表に示す。</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，必要な要員は災害対策要員（初動）20 名及び事象発生から 2 時間以降に期待する参集要員 2 名である。災害対策要員（初動）の内訳は，当直発電長 1 名，当直副発電長 1 名，運転操作対応を行う当直運転員 4 名，指揮，通報連絡を行う災害対策要員（指揮者等）4 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員 10 名である。</p>	<p>柏崎の記載を踏まえ修正</p> <p>柏崎では逃がし安全弁の環境条件緩和の観点としてスプレイを実施しているが，東海第二では直接的な対策ではなく，代替循環冷却系によって格納容器内を除熱した結果として，逃がし安全弁の環境条件についても緩和されるという記載にしている。</p> <p>東海第二では，ベント開始時間を遅延するため格納容器内への窒素供給を実施</p> <p>東海第二では原子炉圧力容器破損後のスプレイマネジメント等，特有の手順がある。</p> <p>プラント基数，設備設計及び運用の相違により必要要員数は異なるが，タイムチャートに要員の充足性を確認している。</p> <p>東海第二では招集要員は 2 時間以降に期待する評価としている。</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）			赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<p>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 時間以降に追加で必要な要員は，代替原子炉補機冷却系作業等を行うための参集要員 26 名※1 である。必要な要員と作業項目について第 7.2.2－6 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>参集要員の内訳は，燃料給油操作を行う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，災害対策要員（初動）20 名及び参集要員 2 名で対処可能である。</p>		
a. 原子炉スクラム確認	a. 原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認	東海第二では，運転員の対応を厳しく評価する観点から，SBO を想定	
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。	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。また，主蒸気隔離弁が閉止し，逃がし安全弁（安全弁機能）により原子炉圧力が制御されるとともに，再循環ポンプが停止したことを確認する。		
原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，平均出力領域モニタ等である。	原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認に必要な計装設備は，平均出力領域計装等である。	平均出力領域計装等：	
b. 高圧・低圧注水機能喪失確認	b. 原子炉への注水機能喪失の確認	【スクラム】平均出力領域計装，起動領域計装	
原子炉スクラム後，原子炉水位は低下し続け，原子炉水位低で非常用炉心冷却系の自動起動信号が発生するが，全ての非常用炉心冷却系が機能喪失※2 していることを確認する。	原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達後，原子炉隔離時冷却系が自動起動に失敗したことを確認する。	【主蒸気隔離弁閉止】原子炉圧力，原子炉圧力（SA）	
非常用炉心冷却系の機能喪失を確認するために必要な計装設備は，各系統の流量指示等である。	原子炉への注水機能喪失の確認に必要な計装設備は，原子炉隔離時冷却系系統流量である。	【SBO】M／C 2 C 電圧，M／C 2 D 電圧，緊急用 M／C 電圧	
※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。	c. 早期の電源回復不能の確認	東海第二では，解析上考慮しない操作も含め，手順に従い必ず実施する操作を記載	
	全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔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，非常用母線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，常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電準備操作を開始する。		
	d. 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作		
	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高圧電源装置から緊急用母線を受電する。		
	常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作に必要な計装設備は，緊急用 M／C 電圧である。		
	e. 電源確保操作対応		
	早期の電源回復不能の確認後，非常用ディーゼル発電機等の機能回復操作及び外部電源の機能回復操作を実施する。		
	f. 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作		
	全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水中型ポ	可搬型代替注水中型ポンプ準備及びホース敷設等：移動，ポンプ設置，ホース敷設・接続，送水準備を含む	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）			赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
	<p>ンプ準備及びホース敷設等を実施する。</p> <p>g．高圧注水機能喪失の確認</p> <p>原子炉スクラム後，原子炉水位の低下が継続し，原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達した後，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。</p> <p>高圧注水機能喪失の確認に必要な計装設備は，原子炉隔離時冷却系系統流量等である。</p> <p>h．高圧代替注水系の起動操作</p> <p>高圧注水機能喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により高圧代替注水系を起動する。なお，有効性評価においては，高圧代替注水系による原子炉注水操作には期待しない。</p> <p>高圧代替注水系による原子炉注水に必要な計装設備は，高圧代替注水系系統流量である。</p> <p>i．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作</p> <p>常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作完了後，中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施し，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。</p> <p>常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作に必要な計装設備は，M／C 2 C 電圧及びM／C 2 D 電圧である。</p> <p>j．原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作</p> <p>常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作完了後，中央制御室からの遠隔操作により原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動する。</p> <p>k．ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作</p> <p>常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作完了後，中央制御室からの遠隔操作によりほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作を実施する。なお，有効性評価においては，ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作には期待しない。</p> <p>ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作に必要な計装設備は，ほう酸水注入ポンプ吐出圧力である。</p> <p>1．緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作</p> <p>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）による原子炉注水機能喪失を確認した後，中央制御室にて，非常用母線の負荷となっている緊急用海水系及び代替循環冷却系の弁を対象に，緊急用母線から電源が供給されるよう電源切り替え操作を実施する。また，中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水ポンプを起動し，緊急用海水系に海水を通水する。</p> <p>緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作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。</p>	<p>原子炉隔離時冷却系系統流量等：原子炉水位（広帯域），原子炉水位（燃料域），原子炉水位（S A 広帯域），原子炉水位（S A 燃料域），原子炉各理事冷却系系統流量，原子炉圧力，原子炉圧力（S A）</p> <p>東海第二では，運転員の対応を厳しく評価する観点から，S B O を想定</p> <p>東海第二では事象発生 90 分後から代替循環冷却系による格納容器除熱を実施する。</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）			赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<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，ドライウェル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合とする。</p> <p>炉心損傷を確認するために必要な計装設備は，格納容器内雰囲気放射線レベルである。</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>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確認する。</p> <p>原子炉格納容器内の水素濃度を確認するために必要な計装設備は，格納容器内水素濃度(SA)である。</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>m. 代替循環冷却系による格納容器内の減圧及び除熱操作</p> <p>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，格納容器スプレイを実施し，格納容器内の減圧及び除熱を実施する。</p> <p>代替循環冷却系による格納容器内の減圧及び除熱操作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等である。</p> <p>n. 炉心損傷の確認</p> <p>原子炉水位の低下による炉心の露出に伴い，炉心損傷したことを確認する。炉心損傷の判断は，格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準事故（原子炉冷却材喪失）相当の 10 倍以上となった場合とする。</p> <p>炉心損傷を確認するために必要な計装設備は，格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）等である。</p> <p>o. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作</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，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 個を手動で開放し，原子炉を減圧する。なお，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。</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作に必要な計装設備は，原子炉水位（燃料域）等である。</p> <p>原子炉減圧後は，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>代替循環冷却系格納容器スプレイ流量等：代替循環冷却系格納容器スプレイ流量，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力</p> <p>格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W）等：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）</p> <p>記載箇所の相違</p> <p>記載箇所の相違</p> <p>東海第二では，BAF+20%で実施（詳細は添付資料 3. 2. 1）</p> <p>東海第二では，原子炉減圧タイミングの考え方について記載</p> <p>原子炉水位（燃料域）等：原子炉水位（燃料域），原子炉水位（SA燃料域），原子炉圧力，原子炉圧力（SA），サプレッション・プール水温度</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）			赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所  (添付資料 3. 2. 1)	備 考	
<p>f. 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却</p> <p>原子炉圧力容器下鏡部温度 300℃到達により溶融炉心の炉心下部プレナムへの移行を確認した場合，格納容器圧力 0. 465MPa[gage]到達を確認した場合又は格納容器温度 190℃到達を確認した場合は，中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ 2 台を使用した代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却※3 を実施する。また，格納容器圧力 0. 465MPa[gage]到達によって開始した場合は格納容器圧力が 0. 39MPa[gage]以下となった時点で停止する。</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は，ドライウェル雰囲気温度，復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）等である。</p> <p>また，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却と同時に原子炉格納容器内の pH 制御のため薬品注入を実施する。</p> <p>※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。</p> <p>g. 原子炉格納容器下部への注水</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，原子炉圧力容器下鏡部温度である。</p> <p>原子炉圧力容器下鏡部温度 300℃到達により炉心下部プレナムへの溶融炉心移行を確認した場合，原子炉圧力容器破損に備えて中央制御室からの遠隔操作によって格納容器下部注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水を実施する。この場合の注水は，原子炉格納容器下部への水張りが目的であるため，原子炉格納容器下部の水位が 2m（注水量 180m3 相当）に到達していることを確認した後，原子炉格納容器下部への注水を停止する。</p> <p>原子炉格納容器下部への注水を確認するために必要な計装設備は，復水補給水系流量（格納容器下部注水流量）及び格納容器下部水位である。</p> <p>また，原子炉格納容器下部への注水と同時に原子炉格納容器内の pH 制御のため薬品注入を実施する。</p>	<p>p. 常設低压代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）水位の確保操作</p> <p>代替循環冷却系による格納容器内の減圧及び除熱操作を実施後，中央制御室からの遠隔操作により常設低压代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）への注水操作を実施する。この場合の注水は，水蒸気爆発の発生を仮定した場合の影響を抑制しつつ溶融炉心・コンクリートの影響を緩和する観点から格納容器下部水位を 1m に調整することが目的であるため，格納容器下部水位が 1m を超えて上昇したことを確認後，ペDESTAL（ドライウェル部）への注水を停止する。その後，ペDESTAL（ドライウェル部）水はサプレッション・プールに排水され，格納容器下部水位は 1m に調整される。</p> <p>常設低压代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）水位の確保操作に必要な計装設備は，格納容器下部水位等である。</p> <p>q. 水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作</p> <p>炉心損傷が発生すれば，ジルコニウム－水反応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，常設低压代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）水位の確保操作を実施後，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継続的に確認する。</p> <p>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（S A）等である。</p>	<p>東海第二では代替循環冷却系によって格納容器内除熱が継続されていることから，格納容器圧力は上昇せず，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の実施基準（465kPa[gage]）に到達しない。</p> <p>東海第二では通常時からペDESTAL内に水位約 1m の水張りをしている。事故時には，デブリ冷却の観点から水位を確実に 1m 付近とするため，一旦ペDESTAL（ドライウェル部）注水し，水位が 1m を超えた時点で注水を停止，その後，自動排水によって水位は 1m に戻ることで，デブリ落下時に確実に 1m 付近に水位を維持する</p> <p>なお，MAAP解析上は，デブリ落下まではペDESTAL水位は 1m に維持されていることから，水位の確保操作については模擬していない。</p> <p>格納容器下部水位等：低压代替注水系格納容器下部注水流量，格納容器下部水位，代替淡水貯槽水位</p> <p>格納容器内水素濃度（S A）等：格納容器内水素濃度（S A），格納容器内酸素濃度（S A）</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）			赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
h. 原子炉压力容器破損確認 原子炉压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。 原子炉压力容器破損の徴候として、原子炉水位の低下、制御棒位置の指示値喪失数増加、原子炉压力容器下鏡部温度の指示値喪失数増加といったパラメータの変化が生じる。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压力容器破損を判断する。 これらにより原子炉压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 0.10MPa〔gage〕以下であること及び原子炉格納容器下部の雰囲気温度が飽和温度以上であることで原子炉压力容器破損を再確認する。	r. サプレッション・プール水 p H制御装置による薬液注入操作 水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作によりサプレッション・プール水 p H制御装置（自主対策設備）による薬液注入を行う。サプレッション・プール水の p Hを 7 以上に制御することで、サプレッション・プール水中での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、p H制御には期待しない。	東海第二では、R P V破損後速やかに代替格納容器スプレイ及び格納容器下部注水を実施するため、R P V破損を確実に検知するための対応として、R P V下鏡部温度が 300℃に到達した時点で、R P V破損の兆候ととらえ、格納容器下部水温の継続監視を行う	
	s. 格納容器下部水温の継続監視 原子炉压力容器破損の徴候として、原子炉水位の低下、制御棒位置の指示値の喪失数増加、原子炉压力容器温度（下鏡部）の 300℃到達といったパラメータの変化を確認する。原子炉压力容器温度（下鏡部）が 300℃に到達した場合には、原子炉压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。 格納容器下部水温の継続監視の開始に必要な計装設備は、原子炉压力容器温度等である。	原子炉压力容器温度等：原子炉压力容器温度、格納容器下部水温	
i. 溶融炉心への注水 溶融炉心の冷却を維持するため、原子炉压力容器が破損し、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。 格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水を確認するために必要な計装設備は、復水補給水系流量（格納容器下部注水流量）等である。 格納容器下部注水系（常設）により溶融炉心の冷却が継続して行われていることは、復水補給水系流量（格納容器下部注水流量）のほか、格納容器下部水位計によっても確認することができるが、原子炉压力容器破損時の影響により、格納容器下部水位計によ	t. 原子炉压力容器破損の判断 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、原子炉压力容器破損を判断する。 原子炉压力容器の破損判断に必要な計装設備は、格納容器下部水温である。（添付資料 3. 2. 2）	代替循環冷却系が運転中であるが、デブリがペDESTAL（ドライウエル部）のプール水に落下した際に発生する蒸気量が多く、十分な格納容器冷却ができないため、代替格納容器スプレイ冷却系を追加起動する。	
	u. 常設低压代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（原子炉压力容器破損後） 原子炉压力容器破損の判断後、中央制御室からの遠隔操作により常設低压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。 常設低压代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（原子炉压力容器破損後）のために必要な計装設備は、低压代替注水系格納容器スプレイ流量等である。	デブリがペDESTALに落下し、水温計がデブリと接触することで機能喪失することでR P V破損を判断する。（詳細は添付資料 3. 2. 2）	
	v. 常設低压代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウエル部）注水操作 常設低压代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（原子炉压力容器破損後）を実施後、中央制御室からの遠隔操作により常設低压代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）により格納容器下部水位 2.75m までペDESTAL（ドライウエル部）注水を実施する。以降は、ペDESTAL（ドライウエル部）満水付近で溶融炉心の冠水状態を維持するとともに、サプレッション・プール水位の上昇抑制により格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作の遅延を図り、可能な限り外部への影響を	低圧代替注水系格納容器スプレイ流量等：低圧代替注水系格納容器スプレイ流量、ドライウエル圧力、サプレッション・チェンバ圧力、代替淡水貯槽水位	
		デブリの落下により低下した水位を補いデブリの冠水を維持するために、格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウエル部）注水を行う。水位回復後は、S／P水位上昇を極力抑えるために、ペDESTAL（ドラ	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）			赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<p>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> <p>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</p> <p>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</p> <p>原子炉格納容器内の水素濃度の上昇が停止すること</p> <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>溶融炉心の冷却維持は、主に格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水によって実施するが、サプレッション・チェンバ・プール水位がリターンライン高さ（通常運転水位+約 1.5m）を超える場合には、リターンラインを通じたサプレッション・チェンバのプール水の原子炉格納容器下部への流入による溶融炉心の冷却に期待でき、サプレッション・チェンバ・プール水位計によってこれを推定することができる。</p>	<p>軽減する観点から、2.25m から 2.75m の範囲に水位を維持する。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、断続的に溶融炉心が落下した際の水蒸気爆発の発生を仮定した場合の影響を抑制する観点から、0.5m から約 1m の範囲に水位を維持する。</p> <p>常設低压代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウエル部）注水操作に必要な計装設備は、低压代替注水系格納容器下部注水流量等である。</p> <p>格納容器下部注水系（常設）により溶融炉心が冠水可能な水位に維持されていることは、格納容器下部水位計によって確認することができる。高さ 0.2m までの溶融炉心堆積を検知した場合は、原子炉圧力容器破損時の影響を受けないペDESTAL 外側のボックス内の格納容器下部水位計（2.25m 及び 2.75m 位置にそれぞれ複数設置）によって格納容器下部水位を監視し、溶融炉心が冠水可能な水位に維持されていることを確認できる。また、高さ 0.2m までの溶融炉心堆積が検知されない場合は、格納容器下部水位計（0.5m 及び約 1m 位置にそれぞれ複数設置）によって、溶融炉心が冠水可能な水位に維持されていることを確認できる。なお、格納容器下部雰囲気温度により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を確認することによっても、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>	<p>イウエル部）内の水位を一定の範囲に制御する。</p> <p>低压代替注水系格納容器下部注水流量等：低压代替注水系格納容器下部注水流量、格納容器下部水温、格納容器下部水位、代替淡水貯槽水位</p> <p>デブリの落下量が少量で、プール水が十分にサブクール度が低い状態になっていない場合には水蒸気爆発発生時の影響が大きくなるため、プール水のサブクール度が小さくなるために必要なデブリが十分落下するまで（高さ 0.2m まで堆積）は、ペDESTAL（ドライウエル部）水位を 0.5m から 1m の範囲で制御する。</p> <p>外部水源の持ち込みを制限し、S／P 水位+6.5m 到達による格納容器ベントを回避するため、内部水源である代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱を行う。原子炉注水した水は、PRV 下部の破損口から落下してペDESTAL（ドライウエル部）内に注水される。</p> <p>代替循環冷却系原子炉注水流量等：代替循環冷却系原子炉注水流量、大チア循環冷却系格納容器スプレイ流量、ドライウエル圧力、サプレッション・チェンバ圧力</p> <p>外部水源持ち込みを制限するため代替格納容器スプレイを一旦停止するが、一時的に格納容器圧力が再上昇するため、465kPa[gage]到達時点で再度スプレイを実施する。</p>	
<p>j. 代替循環冷却系による溶融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱※4</p> <p>代替原子炉補機冷却系の準備が完了した後、復水移送ポンプを停止し、代替循環冷却系の運転の準備を実施する。代替循環冷却系の運転の準備が完了した後、代替原子炉補機冷却系を用いた代替循環冷却系の運転による溶融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱を開始する。代替循環冷却系の循環流量は、復水補給水系流量計（格納容器下部注水流量）及び復水補給水系流量計（RHR B 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。</p> <p>代替循環冷却系による溶融炉心冷却を確認するために必要な計装設備は、復水補給水系流量（格納容器下部注水流量）等であり、原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）、格納容器内圧力、サプレッション・チェンバ・プール水温度等である。</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、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。</p>	<p>w. 代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器内の減圧及び除熱操作</p> <p>「m. 代替循環冷却系による格納容器内の減圧及び除熱操作」以降、代替循環冷却系による格納容器内の減圧及び除熱を継続するが、原子炉圧力容器破損後に格納容器圧力が低下傾向に転じた後は、原子炉圧力容器内の冷却及び格納容器の除熱のため、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。サプレッション・プールを水源として原子炉注水及び格納容器スプレイを実施し、緊急用海水系により格納容器内の熱を海に逃がすことで、格納容器外からの注水によるサプレッション・プール水位の上昇抑制を図る。</p> <p>代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器内の減圧及び除熱操作に必要な計装設備は、代替循環冷却系原子炉注水流量等である。</p> <p>x. 常設低压代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作</p> <p>代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器内の減圧及び除熱操作を実施後、サプレッション・プール水位の上昇抑制により格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作の遅延を図り、可能な限り外部への影響を軽減する観点から、「u. 常設低压代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損後）」を一旦停止し、格納容器への水の持ち込みを制限する。ただし、格納容器圧力が上昇し、</p>		



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）			赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<p>7.2.2.2 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、「6.2 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、<b>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</b>、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が維持される「過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗（＋DCH 発生）」である。</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>465kPa [gage] に到達した場合は、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプ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<b>操作</b>を実施し、格納容器圧力が 400kPa [gage] 到達により格納容器冷却を停止する。以降、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）の運転により、格納容器圧力を 400kPa [gage] から 465kPa [gage] の範囲で制御する。これは、格納容器圧力を 400kPa [gage] から 465kPa [gage] の高い領域で維持することでスプレイ効果を高め、サプレッション・プール水位の上昇抑制により格納容器圧力逃がし装置による格納容器<b>減圧及び</b>除熱操作の遅延を図り、可能な限り外部への影響を軽減するための運用として設定している。</p> <p>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<b>冷却</b>操作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等である。</p> <p>y．使用済燃料プールの冷却操作</p> <p>代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。</p> <p>z．可搬型窒素供給装置<b>による</b>格納容器内<b>への</b>窒素<b>注入</b>操作</p> <p>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<b>注入</b>することで、格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する。</p> <p>可搬型窒素供給装置<b>による</b>格納容器内<b>への</b>窒素<b>注入</b>操作に必要な計装設備は、格納容器内酸素濃度（SA）である。</p> <p>a a．タンクローリによる燃料給油操作</p> <p>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。</p>	<p>低圧代替注水系格納容器スプレイ流量等：低圧代替注水系格納容器スプレイ流量、ドライウェル圧力、サプレッション・チェンバ圧力、代替淡水貯槽水位</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 T Q U X とし、T Q U X に属する事故シーケンスの内、<b>事象進展が早く、時間余裕及び設備容量の観点で厳しい</b>「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋<b>原子炉減圧失敗</b>＋炉心損傷後の手動減圧失敗＋D C H」である。</p> <p>本評価事故シーケンスでは「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評価として、原子炉圧力容器破損時の原子炉冷却材圧力を確認する観点より、原子炉圧力容器破損までは事象を進展させることを前提とする必要があり、原子炉への注水失敗により原子炉圧力容器破損に至る状況を仮定する。具体的には、炉心損傷前の段階で設計基準事故対処設備の非常用炉心冷却系である高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系及び低圧注水系並びに原子炉隔離時</p>	<p>東海第二では、シナリオの想定として R P V 破損までは原子炉注水しないが、実際の手順としては、R P V 破損後は R P V 内を冷却するため原子炉注水を実施することとしており、手順に従い R P V 破損後は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。</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）			赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<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，「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」にて示したとおり，LOCA をプラント損傷状態とする評価事故シーケンスで確認している。これは，過圧の観点では LOCA によるドライウェルへの蒸気の放出及び原子炉注水による蒸気の発生が重畳する事故シーケンスへの対応が最も厳しいためであり，過温の観点では，事象初期に炉心が露出し過熱状態に至る事故シーケンスへの対応が最も厳しいためである。また，本格納容器破損モードを評価する上では，原子炉圧力容器が高压の状態破損に至る事故シーケンスを選定することから，LOCA をプラント損傷状態とする事故シーケンスは，本格納容器破損モードの評価事故シーケンスには適さない。</p> <p>本格納容器破損モードの評価事故シーケンスに示される，炉心損傷前に原子炉減圧に失敗し，炉心損傷後に再度原子炉減圧を試みる状況としては，炉心損傷前の段階で非常用炉心冷却系である低圧注水系のみならず，重大事故等対処設備である低圧代替注水系（常設）等を含む全ての低圧注水機能が失われることで「7.1.2 高压注水・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 10%上の位置に到達する時点までは原子炉を減圧しない。この原子炉減圧のタイミングは，原子炉水位が有効燃料棒頂部以下となった場合，原子炉減圧を遅らせた方が，原子炉圧力容器内の原子炉冷却材の量を多く維持できるため，原子炉圧力容器破損に至る時間を遅らせることができる一方で，ジルコニウム－水反応等が著しくなる前に原子炉を減圧することで水素ガスの発生量を抑えられることを考慮して設定したものである。また，代替自動減圧ロジックは低圧注水系の起動が作動条件の一つであるため，低圧注水系が失われている状況では作動しない。</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，「7.2.3 原子炉圧力容器外</p>	<p>冷却系のみならず，重大事故等対処設備である低圧代替注水系（常設）等を含む全ての低圧注水機能が失われることで「2.2 高压注水・減圧機能喪失」に示した過渡時自動減圧機能が作動せず，低圧注水機能を含む全ての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が損傷し，その後，原子炉圧力容器破損に至る状況を仮定する。</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デスタル（ドライウェル部）への落下量の抑制等，事象進展の緩和に期待できると考えられるが，本評価の前提とする事故条件は原子炉注水による事象進展の緩和の不確かさを包絡する保守的な条件である。</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压の状態破損に至る事故シーケンスを選定することから，LOCA をプラント損傷状態とする事故シーケンスは，本格納容器破損モードの評価事故シーケンスには適さない。</p> <p>本格納容器破損モードの評価事故シーケンスに示される，炉心損傷前に原子炉減圧に失敗し，炉心損傷後に再度原子炉減圧を試みる状況としては，炉心損傷前の段階で非常用炉心冷却系である低圧注水系のみならず，重大事故等対処設備である低圧代替注水系（常設）等を含む全ての低圧注水機能が失われることで「2.2 高压注水・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，原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の長さの 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－水反応が著しくなる前に原子炉を減圧することで水素の発生量を抑えられることを考慮して設定したものである。また，過渡時自動減圧機能は低圧注水機能の起動が作動条件の一つであるため，低圧注水機能が失われている状況では作動しない。</p>	<p>落下量の抑制等：溶融炉心落下後の P C V 圧力・温度上昇の緩和，コリウムシールドやコンクリートへの影響緩和を含む</p> <p>東海第二では，運転員の対応を厳しく評価する観点から，SBO を想定。</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）			赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<p>の熔融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5 熔融炉心・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、「7.2.3 原子炉压力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5 熔融炉心・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压注水機能を喪失しているため，原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達した時点で逃がし安全弁の手動開操作によって原子炉を減圧することとなる。また，TQUX は高压熔融物放出／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，高压熔融物放出／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，熔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「高压熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」，「原子炉压力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用」及び「熔融炉心・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，気液分離（水位変化）対向流，原子炉压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压力容器におけるリロケーション，原子炉压力容器内 FCI（熔融炉心細粒化），原子炉压力容器内 FCI（デブリ粒子熱伝達），構造材との熱伝達，下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達並びに原子炉压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，原子炉压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熔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</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压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 原子炉压力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用」及び「3.5 熔融炉心・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 T Q U Xとし，「3.3 原子炉压力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用」及び「3.5 熔融炉心・コンクリート相互作用」ではプラント損傷状態を T Q U Vとしており，異なるプラント損傷状態を選定している。</p> <p>T Q U Vでは，安全機能の喪失に対する仮定として，減圧機能は喪失していないが，低压注水機能が喪失していることから原子炉注水ができないため，原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20%上の位置に到達した時点で逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作によって原子炉を減圧し，高压熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の発生防止を図る。</p> <p>T Q U Xでは，安全機能の喪失に対する仮定として，減圧機能が喪失しているため，原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20%上の位置に到達した時点で，重大事故等対処設備としての逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作によって原子炉を減圧し，高压熔融物放出／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，熔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，本評価事故シーケンスへの対応及び事象進展は，「3.3 原子炉压力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用」及び「3.5 熔融炉心・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。よって，格納容器破損モード「高压熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」，「原子炉压力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用」及び「熔融炉心・コンクリート相互作用」については，同じシーケンス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，原子炉压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压力容器におけるリロケーション，原子炉压力容器内 F C I（熔融炉心細粒化），原子炉压力容器内 F C I（デブリ粒子熱伝達），構造材との熱伝達，下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達並びに原子炉压力容器破損が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能であり，原子炉压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熔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 M A A Pにより原子炉圧力等の過渡応答を求める。</p>	<p>表現の相違はあるが内容は同じ（ヒアリングコメントをうけ表現を最適化している）</p> <p>表現の相違はあるが内容は同じ</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）			赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
ケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。	また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。		
(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 7.2.2－2 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。	(2) 有効性評価の条件 本評価事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 3.2－2 表に示す。また，主要な解析条件について，本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。		
a. 事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。	a. 事故条件 (a) 起因事象 起因事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。		
(b) 安全機能等の喪失に対する仮定 高压注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高压炉心注水系の機能喪失を，低压注水機能として低压注水系の機能喪失を想定する。 さらに重大事故等対処設備による原子炉注水にも期待しない※5 ものとする。これは，炉心損傷前には原子炉を減圧できない状況を想定するためである。 ※5 代替原子炉注水弁（残留熱除去系注入弁）制御不能による低压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。	(b) 安全機能の喪失に対する仮定 高压注水機能として高压炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，低压注水機能として低压炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低压注水系）が機能喪失するものとし，さらに， <span style="background-color: yellow;">全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，全交流動力電源喪失の重量</span> を考慮するものとする。	東海第二では，運転員の対応を厳しく評価する観点から，SBOを想定	
(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压母線に接続されており，非常用ディーゼル発電機からの電源供給が可能であるため，外部電源の有無は事象進展に影響を与えないが，非常用ディーゼル発電機に期待する場合の方が資源の観点で厳しいことを踏まえ，外部電源なしとして設定する。	(c) 重大事故等対処設備による原子炉注水に対する仮定 原子炉圧力容器破損までは重大事故等対処設備による原子炉への注水を考慮しないものとする。なお，常設低压代替注水系ポンプを用いた原子炉注水以外の緩和機能となる代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器下部注水系（常設）は考慮する。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。 また，原子炉圧力容器破損後の原子炉注水を考慮しない場合の影響を「3.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価」において評価するものとする。	柏崎では事象を通じて原子炉注水を実施していないが，東海第二ではベースケースにおいてRPV破損後に原子炉注水を実施しているため，感度解析としてRPV破損後に原子炉注水に期待しない場合の解析を実施	
(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。	(d) 外部電源 外部電源は使用できないものとする。 <span style="color: blue;">安全機能の喪失に対する仮定に基づき，外部電源なしを想定する。</span>	資源の観点では常設代替高压電源装置 5 台が事象発生から 7 日間継続起動した場合でも軽油貯蔵タンクの容量以下の消費であることを別途評価している。	
(e) 水素ガス及び酸素ガスの発生 水素ガスの発生については，ジルコニウム－水反応及び溶融炉心・コンクリート相互作用を考慮するものとする。なお，解析コード MAAP の評価結果では水の放射線分解に	(e) 高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏えい等による影響 原子炉圧力を厳しく評価するため，高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏えい等は，考慮しないものとする。  (添付資料 3.2.4)	高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏えい等:計装配管からの漏えい等（添付資料 3.2.4 参照）	
	(f) 水素及び酸素の発生 水素の発生については，ジルコニウム－水反応及び溶融炉心・コンクリート	柏崎ではコンクリート侵食によるガス発生を踏まえ「MCCI」において水素及び酸素の影響を確認している	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）			赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
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「7.2.4 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「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にてその影響を確認する。	相互作用を考慮するものとする。なお、解析コードMAAPの評価結果では水の放射線分解による水素及び酸素の発生を考慮していない。このため、水の放射線分解による水素及び酸素の発生量は 「3.4 水素燃焼」と同様に、解析コードMAAPで得られる崩壊熱をもとに評価する。初期条件の初期酸素濃度並びに事故条件の水素及び酸素の発生については、「3.4 水素燃焼」と同じである。	が、東海第二ではコンクリートは侵食しないため「DCH」において水素及び酸素の発生の影響を確認している	
b. 重大事故等対策に関連する機器条件	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	(a) 原子炉スクラム		
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。	原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。	解析における原子炉水位低下を厳しく見積もる観点から、原子炉水位低（レベル3）信号によりスクラムするものとしている。	
(b) 逃がし安全弁	(b) 主蒸気隔離弁		
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。	主蒸気隔離弁は、事象発生と同時に閉止するものとする。	東海第二ではヒアリングでの議論を踏まえ記載	
	(c) 再循環ポンプ		
	再循環ポンプは、事象発生と同時に停止するものとする。		
	(d) 逃がし安全弁		
	逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また、原子炉減圧には、逃がし安全弁（自動減圧機能）2 個を使用するものとし、容量として、1 弁当たり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、また、原子炉減圧時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなることで、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待した評価としている。	
(c) 格納容器下部注水系（常設）	(e) 代替循環冷却系		
原子炉圧力容器破損前に、格納容器下部注水系（常設）により 90m3/h で原子炉格納容器下部に注水し、水位が 2m に到達するまで水張りを実施するものとする。	代替循環冷却系の循環流量は、炉心冷却の維持に必要な流量、格納容器圧力及び雰囲気温度の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、全体で 250m <sup>3</sup> /h とし、原子炉圧力容器破損前及び原子炉圧力容器破損後の格納容器圧力が低下傾向となるまではドライウェルへ 250m <sup>3</sup> /h で連続スプレイを実施する。原子炉圧力容器破損後の格納容器圧力が低下傾向に転じた後は、ドライウェルへ 150m <sup>3</sup> /h、原子炉へ 100m <sup>3</sup> /h にて流量配分し、それぞれ連続スプレイ及び連続注水を実施する。		
原子炉圧力容器が破損して溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下した後は、格納容器下部注水系（常設）により崩壊熱相当の注水を行うものとする。	(f) 緊急用海水系		
(d) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	代替循環冷却系から緊急用海水系への伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき約 14MW（サプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 32℃において）とする。	代替循環冷却系が運転中であるが、デブリがペDESTAL（ドライウェル部）のプール水に落下した際に発生する蒸気量が多く、十分な格納容器冷却ができないため、代替格納容器スプレイ冷却系を追加起動する。	
原子炉圧力容器破損前に、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により 70m3/h で原子炉格納容器内にスプレイする。原子炉圧力容器破損後は、格納容器圧力及び温度上昇の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、130m3/h 以上で原子炉格納容器内にスプレイする。	(g) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）		
(e) 代替循環冷却系※6	原子炉圧力容器破損の判断後に、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量を考慮し、300m <sup>3</sup> /h にて格納容器内にスプレイするものとする。		
代替循環冷却系の循環流量は、全体で約 190m3/h とし、ドライウェルへ約 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。			
※6 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは原子炉補機冷却系の機能喪失を伴うものではないが、代替循環冷却系による除熱量の評価においては、保守的に代			



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）			赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
替原子炉補機冷却系の設計値を用いる。	格納容器圧力が低下傾向となれば、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 465kPa [gage] に到達した場合は、運転員の操作頻度を厳しめに高くする観点から、130m <sup>3</sup> ／h にて格納容器内にスプレイするものとする。 (h) 格納容器下部注水系（常設） 原子炉圧力容器破損の判断後に、溶融炉心の冠水継続が可能な流量を考慮し、80m <sup>3</sup> ／h にてペDESTAL（ドライウエル部）に注水するものとする。 (i) 可搬型窒素供給装置 可搬型窒素供給装置による格納容器内窒素注入は、純度 99vol%にて 200m <sup>3</sup> ／h（窒素 198m <sup>3</sup> ／h 及び酸素 2m <sup>3</sup> ／h）の流量で格納容器内に注入するものとする。 (j) コリウムシールド耐熱材 コンクリートの侵食を防止する観点から、ジルコニア耐熱材を設定する。侵食開始温度は、ジルコニア耐熱材の侵食試験結果に基づき、2,100℃を設定する。 <div>（添付資料 3.5.1）</div> (k) ペDESTAL（ドライウエル部）床面積 溶融炉心の拡がり面積が狭いことにより、コンクリート侵食量の観点で厳しくなることから、コリウムシールドを考慮した床面積を設定する。	詳細は「v. 常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウエル部）注水操作」に記載 大気中の空気を原料とし、空気中の酸素を吸着除去することで純度 99%の窒素を注入する設備であることから、総供給量 200m3/h に対し、窒素 198m3/h、酸素 2m3/h として評価している コンクリートの侵食はないことから「防止」に変更 融点は国プロに基づき設定（添付資料 3.5.1）  東海第二ではコリウムシールドを全面に敷設することから、床面積についてはコリウムシールド設置後の床面積を設定している。	
c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 原子炉急速減圧操作は、設計基準事故対処設備による原子炉注水機能（非常用炉心冷却系）のみならず、重大事故等対処設備による原子炉注水機能を含む全ての原子炉注水機能が喪失している場合の運転手順に従い、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達した時点で開始する。 (b) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）は、原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達したことを確認して開始し、原子炉圧力容器破損を確認した場合に停止する。 (c) 格納容器下部注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の先行水張り）は、原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達したことを確認して開始し、原子炉格納容器下部の水位が 2m（注水量 180m3 相当）に到達したことを確認した場合に停止する。 (d) 格納容器下部注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器破損後の注水）は、原子炉圧力容器破損を確認した場合に開始する。 (e) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損後の原子炉格納容器冷却）は、格納容器圧力が 0.465MPa[gage]又は格納容器	c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。 (a) 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作は、設計基準事故対処設備による原子炉注水機能（非常用炉心冷却系及び原子炉隔離時冷却系）のみならず、重大事故等対処設備による原子炉注水機能を含む全ての原子炉注水機能が喪失している場合の運転手順に従い、原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20%上の位置に到達した時点で開始するものとする。 (b) 代替循環冷却系による格納容器内の減圧及び除熱操作は、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。その後、原子炉圧力容器破損後に格納容器圧力が低下傾向に転じて 30 分後に、ドライウエルと原子炉へ流量配分し、それぞれ連続スプレイ及び連続注水を実施することで、代替循環冷却系による原子炉注水並びに格納容器内の減圧及び除熱を実施するものとする。 (c) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウエル部）水位の確保操作は、炉心損傷後に代替循環冷却系による格納容器内の減圧及び除熱操作を実施した後に開始し、格納容器下部	東海第二では、緊急用海水系及び代替循環冷却系による格納容器除熱を実施	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）			赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<p>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。</p> <p>(f) 代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱操作※7 は、代替循環冷却系への切替えの準備時間等を考慮し、格納容器スプレイ停止から 0.5 時間後の、事象発生から 20.5 時間後から開始するものとする。</p> <p>※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。</p>	<p>水位が 1m を超えて上昇したことを確認した場合に停止するが、ペデスタル（ドライウェル部）には事象初期から約 1m の水位を形成していることから、有効性評価上は本操作を考慮しないものとする。</p> <p>(d) 常設低压代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損後）は、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、原子炉圧力容器破損の 6 分後に開始するものとする。また、原子炉圧力容器破損後に格納容器圧力が低下傾向に転じて 30 分後に停止するものとする。その後、常設低压代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、格納容器圧力が 465kPa [gage] に到達した場合に開始し、格納容器圧力が 400kPa [gage] まで低下した場合に停止するものとする。</p> <p>(e) 常設低压代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）注水操作は、操作実施に必要な時間を考慮し、常設低压代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損後）の 1 分後に開始するものとする。また、格納容器下部水位が 2.75m に到達した場合に停止するものとする。その後は、格納容器下部水位が 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ものとする。</p> <p>(f) 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。</p>	<p>代替循環冷却系が運転中であるが、デブリがペデスタル（ドライウェル部）のプール水に落下した際に発生する蒸気量が多く、十分な格納容器冷却ができないため、代替格納容器スプレイ冷却系を追加起動する。</p> <p>詳細は「v. 常設低压代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）注水操作」に記載</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. 代替循環冷却系を用いた場合の環境中への総放出量の評価においては、原子炉内に内蔵されている核分裂生成物が事象進展に応じた割合で、原子炉格納容器内に放出※8 されるものとする。</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. 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいについて考慮する。</p> <p>漏えい量の評価条件は以下のとおりとする。</p> <p>a) 原子炉格納容器からの漏えい量は、格納容器圧力に応じた設計漏えい率をもとに評価する。</p>	<p>(3) 有効性評価（Cs-137 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%で長期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. 原子炉内に内蔵されている核分裂生成物は、事象進展に応じた割合で、格納容器内に放出されるものとする。</p> <p>c. 格納容器内に放出された Cs-137 については、格納容器スプレイやサプレッション・プール水でのスクラビング等による除去効果を受けるものとする。</p> <p>d. 原子炉建屋から大気中へ漏えいする Cs-137 の漏えい量評価条件は以下のとおりとする。</p> <p>(a) 格納容器からの漏えい率は、設計漏えい率及び AEC の式等に基づき設定し</p>	<p>AEC の式等：AEC の式、GE の式、定常流の式の全てを包絡するよう設定している（添付資料 3.1.2.5）</p> <p>東海第二では、準備時間等を考慮して、事象発生 2 時間後から原子炉建屋</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）			赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	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 0.5 回/日相当を考慮する。なお，非常用ガス処理系フィルタ装置による放射性物質の除去効果については，期待しないものとする。</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>(4) 有効性評価の結果</p> <p>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 7.2.2－7 図から第 7.2.2－12 図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>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。原子炉減圧後の低压代替注水系（常設）による原子炉注水は実施しないものと仮定するため，事象発生から約 7.0 時間後に原子炉圧力容器破損に至る。</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こり，水蒸気が発生することに伴う</p>	<p>た漏えい率を基に格納容器圧力に応じて変動するものとする。</p> <p>(b) 漏えい量を保守的に見積もるため，原子炉建屋ガス処理系により原子炉建屋原子炉棟内の負圧が達成されるまでの期間は，原子炉建屋内の放射性物質の保持機能に期待しないものとする。また，原子炉建屋ガス処理系により負圧を達成した後は，大気への放出率を 1 回／日（設計値）とする。なお，原子炉建屋ガス処理系の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>原子炉建屋ガス処理系は，常設代替高压電源装置からの交流電源の供給を受けて中央制御室からの遠隔操作により事象発生 115 分後に起動し，起動後 5 分間で負圧が達成されることを想定する。</p> <p>(c) 原子炉建屋内での放射能の時間減衰及び除去効果は考慮しないものとする。（添付資料 3.2.5）</p> <p>(4) 有効性評価の結果</p> <p>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 図にそれぞれ示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>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 分後に炉心損傷が開始する。原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20%上の位置に到達した時点（事象発生から約 38 分後）で，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）2 個を手動で開放することで，原子炉減圧を実施する。</p> <p>事象発生から 90 分後に代替循環冷却系による格納容器内の減圧及び除熱を行う。また，代替循環冷却系による格納容器除熱操作を実施後，常設低压代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウエル部）水位の確保操作を実施し，格納容器下部水位を 1m に調整する。</p> <p>原子炉減圧後の低压代替注水系（常設）又は代替循環冷却系による原子炉注水は実施しないものと仮定するため，事象発生から約 4.5 時間後に原子炉圧力容器破損に至る。</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 1m</p>	<p>ガス処理系の効果に期待している</p> <p>東海第二では，R P V破損シーケンスの過圧・過温に対する影響などは全て「DCH」で確認することとしているため，気相濃度，コンクリート侵食量を含めたすべての評価結果を記載している</p> <p>東海第二ではフローチャートと記載を統一運用の相違</p> <p>東海第二では循環冷却系によって格納容器除熱を行う。代替循環冷却による除熱開始後，R P V破損までに水位確保操作を実施。</p> <p>MCC Iによる侵食を防止しつつ，水蒸気爆発の影響を小さくする水位として設定</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）			赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<p>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<b>崩壊熱相当の注水を継続的</b>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。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。</p> <p>事象発生から 20.5 時間が経過した時点で、代替原子炉補機冷却系による代替循環冷却系の運転を開始する。代替循環冷却系により、格納容器圧力及び温度の上昇は抑制され、その後、徐々に低下するとともに、原子炉格納容器下部の溶融炉心は安定的に冷却される。</p> <p>なお、事象発生から<b>約 7.0 時間後</b>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ブプレッション・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>の水中に落下する際に、溶融炉心からペデスタル（ドライウエル部）プール水への伝熱が起こり、水蒸気が発生することに伴う圧力上昇が生じる。</p> <p>溶融炉心がペデスタル（ドライウエル部）に落下した後は、<b>常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によりペデスタル（ドライウエル部）に 80m<sup>3</sup>／h の注水を行い、溶融炉心を冠水維持することで、継続的に溶融炉心の冷却を実施する。</b></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。原子炉圧力容器破損前から<b>代替循環冷却系による格納容器内の減圧及び除熱操作</b>により 250m<sup>3</sup>／h の格納容器スプレイを実施していること、原子炉圧力容器破損を判断した時点で、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作<b>（原子炉圧力容器破損後）</b>により 300m<sup>3</sup>／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。</p> <p>格納容器圧力が低下傾向となった時点で、常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器冷却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、ドライウエルへ 150m<sup>3</sup>／h、原子炉へ 100m<sup>3</sup>／h に分配する。その後、格納容器圧力が 465kPa [gage] に到達した時点で、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 130m<sup>3</sup>／h の格納容器スプレイを実施する。<b>これらによって、格納容器圧力及び雰囲気圧力及び温度の上昇は抑制され、その後、徐々に低下するとともに、ペデスタル（ドライウエル部）の溶融炉心は安定的に冷却される。</b></p> <p>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<b>による</b>格納容器（サブプレッション・チェンバ）内への窒素<b>注入</b>操作を実施することで、格納容器内酸素濃度の上昇が抑制される。</p> <p>なお、事象発生から<b>約 4.5 時間後</b>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）を通してサブプレッション・チェンバへ放出される高温流体や<b>ドライウエル雰囲気温度</b>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><b>溶融デブリが十分冷却されるまでは蒸発量も多く、冠水維持の観点で 80m<sup>3</sup>／h の注水を実施。溶融デブリが十分冷却された後は、蒸気発生量が低下し格納容器圧力も低下傾向になるため、ペデスタルへの注水は代替循環冷却系による原子炉注水への崩壊熱相当の注水が R P V下部の破損口からペデスタルに流入することで溶融デブリを冷却する。</b></p> <p>解析上、代替格納容器スプレイ冷却系を停止し代替循環冷却系を起動した時点では代替循環冷却系の除熱量では格納容器圧力の上昇を抑えきれず若干上昇するため、465kPa[gage]到達時点で代替格納容器スプレイ冷却系（常設）を再度起動する。その後、400kPa[gage]到達により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）を停止する。</p> <p>東海第二では、R P V破損シーケンスの過圧・過温に対する影響などは全て「DCH」で確認することとしているため、気相濃度、コンクリート侵食量を含めたすべての評価結果を記載している</p>	
b. 評価項目等	(添付資料 3.2.6)		
	b. 評価項目等		
	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、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び <b>代替循環冷却系による格納容器内の減圧及び除熱</b> を行うことによって、圧力上昇は抑制される。事象発生の約 7.4 時間後に最高値の約 0.47MPa [gage] となるが、以降は低下傾向となることから、格納容器バウンダリにかか		



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）			赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<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>本評価では, 「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(4)の評価項目について, 原子炉圧力をパラメータとして対策の有効性を確認した。なお, 「6.2.2.2 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「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にて評価項目を満足することを確認している。また, 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心及び原子炉格納容器の安定状態維持については「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にて確認している。</p> <p>なお, 「6.2.2.2 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「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において, 選定された評価事故シーケンスに対して対策の有効性を確認しているが, 溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下した場合については, 本評価において, 「6.2.2.2 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, 「6.2.2.2 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</p>	<p>る圧力は, 評価項目である最高使用圧力の 2 倍 (0.62MPa [gage]) を下回る。なお, 格納容器バウダリにかかる圧力が最大となる事象発生約 7.4 時間後においても, 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。</p> <p>(添付資料 3.2.7)</p> <p>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, 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び代替循環冷却系による格納容器内の減圧及び除熱を行うことによって, 温度上昇は抑制される。事象発生の約 7.4 時間後に最高値の約 151℃となるが, 以降は低下傾向となることから, 評価項目である 200℃を下回る。</p> <p>原子炉圧力は, 第 3.2－4 図に示すとおり, 原子炉圧力容器の破損直前で約 0.3MPa [gage] であり, 2.0MPa [gage] 以下に低減される。</p> <p>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% を上回るが, 第 3.2－24 図及び第 3.2－25 図に示すとおり, 格納容器内酸素濃度が 4.0vol% (ドライ条件) に到達した時点で可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入を行うことによって, 酸素濃度の最高値は約 4.0vol% (ドライ条件) にとどまることから, 可燃限界である 5vol%を下回る。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防止されることから, 溶融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスは発生しない。</p> <p>第 3.2－9 図及び第 3.2－10 図に示すとおり, 事象発生から約 4.5 時間後に溶融炉心がペDESTAL (ドライウェル部) へ落下するが, 常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL (ドライウェル部) への注水, 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, 代替循環冷却系による原子炉注水並びに格納容器内の減圧及び除熱を行うことで, 第 3.2－7 図及び第 3.2－8 図に示すとおり, 格納容器圧力及び格納容器雰囲気温度は低下傾向を示し, ペDESTAL (ドライウェル部) に落下した溶融炉心及び格納容器雰囲気は安定して除熱される。事象を通じて格納容器の限界圧力に到達せず, 格納容器圧力逃がし装置を使用することなく, 格納容器が過圧・過温破損に至らないことを確認した。なお, 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>事象発生から 7 日までの大気中への Cs－137 放出量は, 約 <math>3.2 \times 10^{-2}</math> TBq であり, 評価項目である 100TBq を下回る。また, 事象発生から 7 日間以降, Cs－137 の放出が継続した場合の放出量評価を行ったところ, 約 <math>3.4 \times 10^{-2}</math> TBq (事象発生 30 日間) 及び約 <math>3.9 \times 10^{-2}</math> TBq (事象発生 100 日間) であり, いずれ</p>	<p>水野放射線分解で発生する水素及び酸素が, MAAP で計算された格納容器内の非凝縮性ガスに占める割合が無視し得る程度であることをもって, (7)のうち, 蓄積の観点で評価項目を満足することを確認しています。</p> <p>酸素濃度が可燃限界以下であることをもって, (7)のうち, 燃焼の観点で評価項目を満足することを確認しています。</p> <p>柏崎では「ページ」として可燃蒸ガスの排出を行うが, 東海第二の場合は事故後約 54 日後に「ベント」として可燃性ガスを排出する。</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）			赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<p>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>の場合も 100TBq を下回る。</p> <p>(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（ドライウェル部）に落下した溶融炉心及び格納容器の安定状態の維持について、対策の有効性を確認した。</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(5)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」において確認している。また、(8)の評価項目については、「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」において確認している。</p>	<p>東海第二では、RPV破損シーケンスの過圧・過温に対する影響などは全て「DCH」で確認することとしているため、気相濃度、コンクリート侵食量を含めたすべての評価結果を記載している</p>	
<p>7.2.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</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評価するものとする。</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、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、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られられる操作として、原子炉急速減圧操作及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）とする。</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、エントレインメント係数、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、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10% 上の位置に達した時点で原子炉急速減圧を行うといった、徴候を捉えた対応を図ること</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</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評価するものとする。</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、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。よって、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られられる操作として、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作、緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作及び代替循環冷却系による格納容器内の減圧及び除熱操作、可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作とする。</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、エントレインメント係数、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、原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20%上</p>	<p>東海第二ではSRVの環境緩和について代替循環冷却系による除熱に伴うと記載している。</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）			赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
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。	の位置に到達した時点で手動操作による原子炉減圧を行うといった、兆候を捉えた対応を図ることによって、炉心下部プレナムへの溶融炉心移行が発生する前に速やかに 2.0MPa〔gage〕を十分下回る圧力まで原子炉を減圧可能であることを確認している。		
(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本格納容器破損モードにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。 a. 運転員等操作時間に与える影響 炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では、炉心溶融時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間に対する感度は数分程度であり、影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは、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。また、原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点で代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）を実施するが、炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく、炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行した際の原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡部温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器冷却）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）は、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が保守的であることを確認している。このため、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差異であることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本格納容器破損モードにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。 a. 運転員等操作時間に与える影響 炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では、炉心溶融開始時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間に対する感度は数分程度であり、影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは、原子炉圧力容器破損までは重大事故等対処設備を含む全ての原子炉への注水機能に期待しないことで原子炉圧力容器破損に至ることを想定しており、最初に実施すべき操作は原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20%上の位置に到達した時点の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作であり、また、燃料被覆管温度及び原子炉圧力容器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。	東海第二では R P V 破損後に原子炉注水を実施することから、R P V 破損までは原子炉注水に期待しない評価としている。 燃料被覆管温度等：被覆管酸化割合を含む 東海第二では R P V 下鏡部温度を操作開始の起点としている運転員等操作はない（監視強化は行うが具体的な操作が伴うものではないため）	
炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。リロケーションの影響を受ける可能性がある操作としては、原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点での代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損前の原子炉	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 S A F E R の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード M A A P の評価結果の方が保守的であることを確認している。このため、原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差異であることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは、リロケーション及び構造材との熱伝達を操作開始の起点としている	東海第二では格納容器下部水温計により原子炉圧力容器の破損を判断す	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）			赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<p>格納容器冷却）があるが、炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく、炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行した際の原子炉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。</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（溶融炉心細粒化）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、下部プレナムでの溶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溶融炉心の熱伝達の不確かさとして、溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また、炉心下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析により原子炉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。<b>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。</b></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。</p> <p>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>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原子炉压力容器内 F C I（溶融炉心細粒化）及び原子炉压力容器内 F C I（デブリ粒子熱伝達）の不確かさとして、下部プレナムでの溶融炉心の挙動に関する感度解析により、原子炉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 F C I 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溶融炉心の熱伝達の不確かさとして、溶融炉心の挙動モデルは T M I 事故についての再現性を確認している。また、炉心下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析により原子炉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。本評価事故シーケンスでは、下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達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操作として常設低压代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（<b>原子炉压力容器破損後</b>）があるが、原子炉压力容器破損（事象発生から約 4.5 時間後）に対して早まる時間はわずかであり、また、原子炉压力容器温度（下鏡部）が 300℃に到達したこと等をもって破損兆候を検知し、原子炉压力容器の破損判断パラメータである格納容器下部水温計の指示を継続監視することで、原子炉压力容器破損を速やかに判断可能であることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>（添付資料 3. 2. 9）</p>	<p>る手順としており、原子炉压力容器内の重要現象の不確かさの影響はない。</p> <p>東海第二では格納容器下部水温計により原子炉压力容器の破損を判断する手順としており、原子炉压力容器内の重要現象の不確かさの影響はない。</p> <p>東海第二では格納容器下部水温計により原子炉压力容器の破損を判断する手順としており、原子炉压力容器内の重要現象の不確かさの影響はない。</p> <p><b>原子炉压力容器温度（下鏡部）が 300℃に到達したこと等：原子炉水位の低下（喪失）、制御棒位置の指示値の喪失数増加を含む（添付資料 3. 2. 2）</b></p>	
b. 評価項目となるパラメータに与える影響	b. 評価項目となるパラメータに与える影響		
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	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、T M I 事故		



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）			赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<p>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、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの <b>10%</b>上の位置に到達した時点での運転員等操作による原子炉急速減圧によって速やかに原子炉圧力を 2.0MPa〔gage〕以下に低減し、原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力を 2.0MPa〔gage〕以下に維持しているため、運転員等操作時間に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</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 <b>10%</b>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、溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは、原子炉圧力容器が破損する前に、十分な時間余裕をもって手動減圧により原子炉圧力を 2.0MPa〔gage〕以下に維持していることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</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（溶融炉心細粒化）及び原子炉圧力容器内 FCI（デブリ粒子熱伝達）の不確かさとして、下部プレナムでの溶融炉心の挙動に関する感度解析により、原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは、原子炉圧力容器が破損する前に、十分な時間余裕をもって手動減圧により原子炉圧力を 2.0MPa〔gage〕以下に維持していることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</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溶融炉心の熱伝達の不確かさとして、溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また、炉心下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</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</p>	<p>についての再現性及び C O R A 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、<b>炉心溶融開始時間</b>及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間への感度は数分程度であり、影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは、原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の <b>20%上</b>の位置に到達した時点での<b>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作</b>によって速やかに原子炉圧力を 2.0MPa〔gage〕以下に低減し、原子炉圧力容器破損までに原子炉圧力を 2.0MPa〔gage〕以下に維持しているため、運転員等操作時間に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</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 S A F E R の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード M A A P の評価結果の方が保守的であることを確認している。このため、原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の <b>20%上</b>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、<b>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作</b>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、溶融炉心の挙動モデルは T M I 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<b>炉心溶融開始時間</b>に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは、原子炉圧力容器破損が発生する前に、十分な時間余裕をもって<b>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作</b>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 F C I（溶融炉心細粒化）及び原子炉圧力容器内 F C I（デブリ粒子熱伝達）の不確かさとして、下部プレナムでの溶融炉心の挙動に関する感度解析により、原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは、原子炉圧力容器破損が発生する前に、十分な時間余裕をもって<b>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作</b>により原子炉圧力を低下させ、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溶融炉心の熱伝達の不確かさとして、溶融炉心の挙動モデルは T M I 事故についての再現性を確認している。また、炉心下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>		



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）			赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<p>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が早まることを確認しているが、原子炉压力容器破損（事象発生から<b>約 7 時間後</b>）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>(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，第 7.2.2－2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</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 に対応したものでしており，その最確条件は<b>平均的燃焼度約 30GWd/t</b>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，原子炉压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（<b>原子炉压力容器下鏡部温度に応じて原子炉格納容器冷却操作（原子炉压力容器破損前の原子炉格納容器冷却）を実施すること</b>）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>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</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 に対応したものでしており，その最確条件は<b>平均的燃焼度約 30GWd/t</b>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，原子炉压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。</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<b>関する</b>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が早まることを確認しているが，原子炉压力容器破損（事象発生から<b>約 4.5 時間後</b>）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 3.2.9)</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，第 3.2－2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</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 に対して最確条件は <b>33GWd／t 以下</b>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おおむね小さくなるため，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（<b>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作を実施すること</b>）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>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 に対して最確条件は <b>33GWd／t 以下</b>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おおむね小さくなるため，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，<b>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作</b>の開始が遅くなるが，原子炉压力容器破損も遅くなり，原子炉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</p>		



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）			赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<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。</p>	<p>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。</p> <p>(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，操作に係る不確かさを「認知」，「要員配置」，「移動」，「操作所要時間」，「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の 6 要因に分類し，これらの要因が，運転員等操作時間に与える影響を評価する。また，運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し，評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作は，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は事象発生から約 38 分の時間余裕があり，また，原子炉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くなる可能性があるが，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）の確保操作及び代替循環冷却系による格納容器内の減圧及び除熱操作は，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，緊急用海水系の操作開始時間が早まれば，本操作の操作時間も早まる可能性があり，代替循環冷却系の運転開始時間も早まるが，その他の操作と並列して実施する場合でも，順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。</p> <p>操作条件の可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から約 167 時間後を想定している。運転員等操作時間に与える影響として，格納容器内への窒素注入の実施基準である格納容器内酸素濃度 4.0vol%（ドライ条件）到達は事象発生から約 167 時間後であるのに対し，可搬型窒素供給装置の移動及びホース敷設等は格納容器内酸素濃度が 3.5vol%（ドライ条件）到達時（事象発生から約 124 時間後）</p>		



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）			赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<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>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。</p>	<p>に開始するため，十分な時間余裕があることから，操作開始時間に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。</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>操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作及び代替循環冷却系による格納容器内の減圧及び除熱操作は，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。</p> <p>操作条件の可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から約 167 時間後を想定している。運転員等操作時間に与える影響として，格納容器内への窒素注入の実施基準である格納容器内酸素濃度 4. 0vol％（ドライ条件）到達は事象発生から約 84 時間後であるのに対し，可搬型窒素供給装置の移動及びホース敷設等は格納容器内酸素濃度が 3. 5vol％（ドライ条件）到達時（事象発生から 124 時間後）に開始するため，十分な時間余裕があることから，操作開始時間に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(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>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。</p> <p>操作条件の可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作は，格納容器</p>		



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）			赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<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>7.2.2.4 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，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，「7.2.2.1(3) 格納容器破損防止対策」に示すとおり 28 名である。「7.5.2 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。</p> <p>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。</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，「7.5.1(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>内への窒素注入の実施基準である格納容器内酸素濃度 4.0vol％（ドライ条件））到達は事象発生から約 167 時間後であるのに対し，可搬型窒素供給装置の移動及びホース敷設等は格納容器内酸素濃度が 3.5vol1％（ドライ条件）到達時（事象発生から約 124 時間後）に開始するため，十分な準備時間が確保できることから，時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 3.2.9)</p> <p>(4) 原子炉圧力容器破損後の原子炉注水を考慮しない場合の影響評価</p> <p>重大事故等対処設備による原子炉注水に対する仮定として，原子炉圧力容器破損までは重大事故等対処設備による原子炉への注水を考慮しないものとしているが，故障により原子炉注水ができない状態であった場合，故障要因を除去できないまま，原子炉圧力容器破損後も原子炉へ注水できないことも考えられる。この影響を考慮した感度解析を実施した。格納容器圧力の推移を第 3.2－28 図，格納容器雰囲気温度の推移を第 3.2－29 図に示す。原子炉圧力容器破損後に原子炉へ注水できない場合においても，格納容器圧力及び格納容器雰囲気温度の観点では大きな影響はないことから，評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。</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。また，原子炉圧力容器破損後も原子炉へ注水できない場合の感度解析を実施した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。</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」の重大事故等対策に必要な災害対策要員（初動）は，「3.2.1(3) 格納容器破損防止対策」に示すとおり 20 名であり，災害対策要員（初動）の 39 名で対処可能である。</p> <p>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，発電所外から 2 時間以内に参集可能な要員の 71 名で対処可能である。</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」の条件にて評価を行い，以</p>	<p>東海第二では，ベースケースにおいて R P V破損後の原子炉注水を考慮した解析を実施しているため，感度解析として原子炉注水を考慮しない場合の解析を実施</p> <p>体制の相違</p> <p>東海第二では，事象初期に参集要員に</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）			赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<p>a. 水源</p> <p>低圧代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイは，7 日間の対応を考慮すると，号炉あたり約 2,700m<sup>3</sup>の水が必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると，合計約 5,400m<sup>3</sup>の水が必要である。水源として，各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m<sup>3</sup> 及び淡水貯水池に約 18,000m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより，6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮しても，必要な水源は確保可能である。また，事象発生 12 時間以降に淡水貯水池の水を，可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）により復水貯蔵槽へ給水することで，復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした 7 日間の注水継続実施が可能となる。ここで，復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生 12 時間後としているが，これは，可搬型設備を事象発生から 12 時間以内に使用できなかった場合においても，その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。</p> <p>b. 燃料</p> <p>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。</p> <p>可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による復水貯蔵槽への給水については，保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の運転を想定すると，7 日間の運転継続に号炉あたり約 15kL の軽油が必要となる。本評価事故シーケンスでは取水機能の喪失は想定していないが，仮に取水機能が喪失して代替原子炉補機冷却系による原子炉格納容器除熱を想定し，事象発生後 7 日間代替原子炉補機冷却系専用の電源車を運転した場合，号炉あたり約 37kL の軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用）については，保守的に事象発生直後からの大容量送水車（熱交換器ユニット用）の運転を想定すると，7 日間の運転継続に号炉あたり約 11kL の軽油が必要となる。5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に合計約 13kL の軽油が必要となる（6 号及び 7 号炉合計約 1,645kL）。</p> <p>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について，7 日間の継続が可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>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</p>	<p>下のとおりである。</p> <p>a. 水 源</p> <p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）注水については，7 日間の対応を考慮すると，合計約 380m<sup>3</sup>の水が必要となる。</p> <p>水源として，代替淡水貯槽に 4,300m<sup>3</sup>の水を保有していることから，水源が枯渇することではなく，7 日間の対応が可能である。</p> <p>代替循環冷却系による原子炉注水並びに格納容器内の減圧及び除熱については，サブレーション・プールを水源とすることから，水源が枯渇することではなく，7 日間の対応が可能である。</p> <p>（添付資料 3.2.11）</p> <p>b. 燃 料</p> <p>常設代替交流電源設備による電源供給について，事象発生直後から 7 日間の常設代替交流電源設備（常設代替高压電源装置 5 台）の運転を想定すると，約 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクには約 800kL の軽油を保有していることから，常設代替交流電源設備（常設代替高压電源装置 5 台）による 7 日間の電源供給の継続が可能である。</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，事象発生直後から 7 日間の可搬型窒素供給装置の運転を想定すると，約 18.5kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクには約 210kL の軽油を保有していることから，可搬型窒素供給装置による 7 日間の格納容器内への窒素注入の継続が可能である。</p> <p>（添付資料 3.2.12）</p> <p>c. 電 源</p> <p>重大事故等対策時に必要な負荷は約 2,756kW 必要であるが，常設代替交流電源</p>	<p>期待する操作はない。</p> <p>設備，運用の相違</p> <p>東海第二では全交流動力電源の喪失を仮定</p>	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）			赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<p>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。</p> <p>また，5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機についても，必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>7.2.2.5 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状態で損傷し，溶融炉心，水蒸気及び水素ガスが急速に放出され，原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷が発生して原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対する格納容器破損防止対策としては，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「過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗（＋DCH発生）」について，有効性評価を行った。</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>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。</p> <p>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>設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は 5,520kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>（添付資料 3.2.13）</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，格納容器に熱的・機械的な負荷が発生して格納容器破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対する格納容器破損防止対策としては，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧手段を整備している。</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「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗＋炉心損傷後の手動減圧失敗＋DCH」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（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作により，原子炉圧力容器破損までに原子炉圧力を 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>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，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，7 日間以上の供給が可能である。</p> <p>以上のことから，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」において，逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧手段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>東海第二では全交流動力電源の喪失を仮定</p>	



赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

第7.2.2-1 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手段対処設備	
		常設設備	可搬型設備
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、原子炉水位低で非常用炉心冷却系の自動起動信号が発生するが、全ての非常用炉心冷却系が機能喪失していることを確認する。	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系統流量】 【高圧炉心注水系統流量】 【代替熱除去系ポンプ吐出圧力】
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 高圧代替注水系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)
炉心損傷確認 水素濃度監視	原子炉水位が更に低下し、炉心が露出し、炉心損傷したことを格納容器内雰囲気放射線モニタにより確認する。 炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム－水反応等により水素ガスが発生することから、原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認する。	—	格納容器内雰囲気放射線レベル (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (S/C) 格納容器内水素濃度 (SA)
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	原子炉水位が有効燃料棒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手動操作により逃がし安全弁2個を開放し、原子炉を急速減圧する。	逃がし安全弁	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却	原子炉圧力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、原子炉注水の手段が全くない場合でも、中央制御室からの遠隔操作によって手動操作により逃がし安全弁2個を開放し、原子炉を急速減圧する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	原子炉圧力容器温度 復水補給水系統流量 (RHR B系代替注水流量) 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) トライウウェル雰囲気温度 復水貯蔵槽水位 (SA)

※1 非常用炉心冷却系による注水が出来ない状態。高圧炉心注水系及び低圧注水系の機能喪失が重な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。

第3.2-1 表 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱における重大事故等対策について（1／6）			
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
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。 ・主蒸気隔離弁が閉止し、逃がし安全弁（安全弁機能）により原子炉圧力が制御されていることを確認する。 ・再循環ポンプが停止したことを確認する。	主蒸気隔離弁* 逃がし安全弁（安全弁機能）* 全弁機能）*	平均出力領域計装* 起動領域計装* 原子炉圧力* 原子炉圧力（SA） M／C 2C電圧* M／C 2D電圧* 緊急用M／C電圧
原子炉への注水機能喪失の確認	・原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達後、原子炉隔離時冷却系が自動起動に失敗したことを確認する。	—	原子炉隔離時冷却系統流量* —
早期の電源回復不能の確認	・全交流動力電源喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電を試みるが、失敗したことを確認する。 ・中央制御室からの遠隔操作により非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが、失敗したことを確認する。 ・以上により、早期の電源回復不能を確認する。	—	—
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	・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高圧電源装置から緊急用母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	緊急用M／C電圧
電源確保操作対応	・非常用ディーゼル発電機等の機能回復操作を実施する。 ・外部電源の機能回復操作を実施する。	—	—
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	・全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポンプ準備及びホース敷設等を実施する。	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ

※ 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

□：有効性評価上考慮しない操作

備	考
---	---

■：有効性評価上考慮しない操作  
\* 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7.2.2-1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）

判断及び概作	手順	常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉格納容器下部への注水	原子炉圧力容器下頭部温度 300℃到達により炉心下部ブランナムへの溶融炉心移行を確認した場合、原子炉圧力容器破損に備えて中央制御室からの遠隔操作によって格納容器下部注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水を実施する。この場合の注水は、原子炉格納容器下部への流量が目標であるため、原子炉格納容器下部の水位が 2m（総注水量 180m <sup>3</sup> ）に到達した後、原子炉格納容器下部への注水を停止する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	原子炉圧力容器温度 復水補給水系流量（格納容器下部注水流量） 格納容器下部水位 復水貯蔵槽水位（SA）
原子炉圧力容器破損確認	原子炉圧力容器破損を直轄確認する計装設備はないため、複数のパラメータの変化傾向により判断する。	—	—	原子炉水位（SA） 原子炉水位 原子炉圧力容器温度 原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 格納容器内圧力（D/F） ドライウエール雰囲気温度
溶融炉心への注水	原子炉圧力容器が破損し、溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下した後は、格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水を極限燃相当の流量にて継続して行う <sup>※1</sup> 。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク コリウムシーシールド	可搬型代替注水ポンプ（A～E級） タンクローリー（4KL）	復水補給水系流量（格納容器下部注水流量） 復水貯蔵槽水位（SA）
代替循環冷却系による溶融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱を開始すること また、サブプレッジョン・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ジョン・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、サブプレッジョン・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。 <sup>※2</sup> 本格納容器模擬モードの評価事故シナリオでは取水機能の喪失を伴うものではないが、代替循環冷却系による除熱量の評価においては、保守的に代替原子炉補機冷却系の設計値を用いた。	代替原子炉格納容器除熱を開始すること また、サブプレッジョン・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ジョン・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、サブプレッジョン・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。 <sup>※2</sup> 本格納容器模擬モードの評価事故シナリオでは取水機能の喪失を伴うものではないが、代替循環冷却系による除熱量の評価においては、保守的に代替原子炉補機冷却系の設計値を用いた。	代替原子炉補機冷却系 タンクローリー（4KL）	復水補給水系流量（RHR B系代替注水流量） 復水補給水系流量（格納容器下部注水流量） 格納容器内圧力（D/F） 格納容器内圧力（S/C） ドライウエール雰囲気温度 サブプレッジョン・チェンバ・プール水温度 サブプレッジョン・チェンバ・プール水位	

第3.2-1表 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱における重大事故等対策について（2/6）

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
高圧注水機能喪失の確認	・原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達したことを確認する。 ・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に失敗したことを確認する。	—	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（S A広帯域） 原子炉水位（S A燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量* 原子炉圧力* 原子炉圧力（S A） 高圧代替注水系系統流量
高圧代替注水の起動操作	・高圧注水機能喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により高圧代替注水系を起動する。	高圧代替注水系 サブプレッジョン・プール* 常設代替直流電源設備 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	高圧代替注水系系統流量
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	・常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作完了後、中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。 ・中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線 2 C 及び 2 D を受電する。	—	—	M／C 2 C 電圧* M／C 2 D 電圧*
原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作	・常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作完了後、中央制御室からの遠隔操作により原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動する。	中央制御室換気系* 非常用ガス処理系* 非常用ガス再循環系*	—	—
ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作	・常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作完了後、中央制御室からの遠隔操作によりほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作を実施する。	ほう酸水注入系*	—	ほう酸水注入ポンプ吐出圧力*

第7.2.2-1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）

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



赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6 ／ 7 号機	東海第二発電所	備 考																												
	<div>第 3.2－1 表 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱における重大事故等対策について（3／6）</div> <table><tr><th rowspan="2">操作及び確認</th><th rowspan="2">手順</th><th colspan="3">重大事故等対処設備</th></tr><tr><th>常設設備</th><th>可搬型設備</th><th>計装設備</th></tr><tr><td>緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作</td><td>・常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水機能喪失を確認した後，中央制御室にて，非常用母線の負荷となっている緊急用海水系及び代替循環冷却系の弁を対象に，緊急用母線から電源が供給されるよう電源切り替え操作を実施する。 ・中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水ポンプを起動し，緊急用海水系に海水を通水する。 ・緊急用海水系に海水を通水した後，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，格納容器スプレイを実施し，格納容器除熱を実施する。</td><td>緊急用海水ポンプ 常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク</td><td>－</td><td>緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）</td></tr><tr><td>代替循環冷却系による格納容器除熱操作</td><td></td><td>代替循環冷却系ポンプ サブレーション・ブール* 常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク</td><td>－</td><td>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* サブレーション・チェンバ圧力*</td></tr><tr><td>炉心損傷の確認</td><td>・原子炉水位の低下による炉心の露出に伴い，炉心損傷したことを確認する。炉心損傷の判断は，格納容器雰囲気放射線モニタのγ線線量率が，設計基準事故における原子炉冷却材喪失時の追加放出量に相当する指示値の 10 倍以上となった場合とする。 ・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，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 個を手動で開放し，原子炉を急速減圧する。 ・原子炉急速減圧後は，逃がし安全弁（自動減圧機能）の開状態を保持し，原子炉圧力を低圧状態に維持する。</td><td>－</td><td>－</td><td>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）*</td></tr><tr><td>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作</td><td></td><td>逃がし安全弁（自動減圧機能）* 非常用窒素供給系高圧窒素ボンベ 所内常設直流電源設備</td><td>－</td><td>原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（S A 燃料域） 原子炉圧力* 原子炉圧力（S A） サブレーション・プー ル水温度*</td></tr></table>	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	緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作	・常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水機能喪失を確認した後，中央制御室にて，非常用母線の負荷となっている緊急用海水系及び代替循環冷却系の弁を対象に，緊急用母線から電源が供給されるよう電源切り替え操作を実施する。 ・中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水ポンプを起動し，緊急用海水系に海水を通水する。 ・緊急用海水系に海水を通水した後，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，格納容器スプレイを実施し，格納容器除熱を実施する。	緊急用海水ポンプ 常設代替高压電源装置 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操作		代替循環冷却系ポンプ サブレーション・ブール* 常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク	－	代替循環冷却系格納容器スプレイ流量 ドライウエル圧力* サブレーション・チェンバ圧力*	炉心損傷の確認	・原子炉水位の低下による炉心の露出に伴い，炉心損傷したことを確認する。炉心損傷の判断は，格納容器雰囲気放射線モニタのγ線線量率が，設計基準事故における原子炉冷却材喪失時の追加放出量に相当する指示値の 10 倍以上となった場合とする。 ・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，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 個を手動で開放し，原子炉を急速減圧する。 ・原子炉急速減圧後は，逃がし安全弁（自動減圧機能）の開状態を保持し，原子炉圧力を低圧状態に維持する。	－	－	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減圧操作		逃がし安全弁（自動減圧機能）* 非常用窒素供給系高圧窒素ボンベ 所内常設直流電源設備	－	原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（S A 燃料域） 原子炉圧力* 原子炉圧力（S A） サブレーション・プー ル水温度*	<div>* 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</div>
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																										
緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作	・常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水機能喪失を確認した後，中央制御室にて，非常用母線の負荷となっている緊急用海水系及び代替循環冷却系の弁を対象に，緊急用母線から電源が供給されるよう電源切り替え操作を実施する。 ・中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水ポンプを起動し，緊急用海水系に海水を通水する。 ・緊急用海水系に海水を通水した後，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，格納容器スプレイを実施し，格納容器除熱を実施する。	緊急用海水ポンプ 常設代替高压電源装置 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操作		代替循環冷却系ポンプ サブレーション・ブール* 常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク	－	代替循環冷却系格納容器スプレイ流量 ドライウエル圧力* サブレーション・チェンバ圧力*																										
炉心損傷の確認	・原子炉水位の低下による炉心の露出に伴い，炉心損傷したことを確認する。炉心損傷の判断は，格納容器雰囲気放射線モニタのγ線線量率が，設計基準事故における原子炉冷却材喪失時の追加放出量に相当する指示値の 10 倍以上となった場合とする。 ・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，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 個を手動で開放し，原子炉を急速減圧する。 ・原子炉急速減圧後は，逃がし安全弁（自動減圧機能）の開状態を保持し，原子炉圧力を低圧状態に維持する。	－	－	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減圧操作		逃がし安全弁（自動減圧機能）* 非常用窒素供給系高圧窒素ボンベ 所内常設直流電源設備	－	原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（S A 燃料域） 原子炉圧力* 原子炉圧力（S A） サブレーション・プー ル水温度*																										



赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機		東海第二発電所			備 考
		第 3.2－1 表 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱における重大事故等対策について（4／6）			
操作及び確認	常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウエル部）水位の確保操作	手順	重大事故等対処設備		
			常設設備	可搬型設備	計装設備
		・代替循環冷却系による格納容器除熱操作を実施後，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウエル部）への注水を実施する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	低圧代替注水系格納容器下部注水流量 格納容器下部水位 代替淡水貯槽水位
	水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作	・常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウエル部）水位の確保操作を実施後，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する。	常設代替高圧電源装置 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）
	サブプレッション・プール pH 制御装置による薬液注入操作	・水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作を実施後，中央制御室からの遠隔操作によりサブプレッション・プール pH 制御装置（自主対策設備）による薬液注入を行う。	—	—	—
	格納容器下部水温の継続監視	・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。	—	—	原子炉圧力容器温度 格納容器下部水温
原子炉圧力容器破損の判断		・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。	—	—	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処設備に位置付けるもの			
		□：有効性評価上考慮しない操作			



赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考																		
	<div>第 3.2－1 表  高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱における重大事故等対策について（5／6）</div> <table><tr><th rowspan="2">操作及び確認</th><th rowspan="2">手 順</th><th colspan="2">重大事故等対処設備</th></tr><tr><th>常設設備</th><th>可搬型設備</th></tr><tr><td>常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損後）</td><td>・原子炉圧力容器破損の判断後，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実施する。</td><td>常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク</td><td>－  低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 ドライウエル圧力* サブレーション・チェンバ圧力* 代替淡水貯槽水位</td></tr><tr><td>常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるベデスタル（ドライウエル部）注水操作</td><td>・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）による格納容器からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）により格納容器下部水位 2.75m までベデスタル（ドライウエル部）注水を実施する。以降は，約 2.25m から約 2.75m の範囲に水位を維持する。 ・高さ 0.2m までの溶融炉心堆積が検知されない場合は，約 0.5m から約 1m の範囲に水位を維持する。</td><td>常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク</td><td>－  低圧代替注水系格納容器下部注水量 格納容器下部水温 格納容器下部水位 代替淡水貯槽水位</td></tr><tr><td>代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作</td><td>・原子炉圧力容器破損後に格納容器圧力が低下傾向に転じた後は，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。</td><td>代替循環冷却系ポンプ サブレーション・プール* 常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク</td><td>－  代替循環冷却系原子炉注水量 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* サブレーション・チェンバ圧力*</td></tr></table>	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	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損後）	・原子炉圧力容器破損の判断後，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実施する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク	－  低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 ドライウエル圧力* サブレーション・チェンバ圧力* 代替淡水貯槽水位	常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるベデスタル（ドライウエル部）注水操作	・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）による格納容器からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）により格納容器下部水位 2.75m までベデスタル（ドライウエル部）注水を実施する。以降は，約 2.25m から約 2.75m の範囲に水位を維持する。 ・高さ 0.2m までの溶融炉心堆積が検知されない場合は，約 0.5m から約 1m の範囲に水位を維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高压電源装置 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原子炉注水操作及び格納容器除熱操作	・原子炉圧力容器破損後に格納容器圧力が低下傾向に転じた後は，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。	代替循環冷却系ポンプ サブレーション・プール* 常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク	－  代替循環冷却系原子炉注水量 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* サブレーション・チェンバ圧力*	<div>* 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</div>
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																	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損後）	・原子炉圧力容器破損の判断後，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実施する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク	－  低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 ドライウエル圧力* サブレーション・チェンバ圧力* 代替淡水貯槽水位																	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるベデスタル（ドライウエル部）注水操作	・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）による格納容器からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）により格納容器下部水位 2.75m までベデスタル（ドライウエル部）注水を実施する。以降は，約 2.25m から約 2.75m の範囲に水位を維持する。 ・高さ 0.2m までの溶融炉心堆積が検知されない場合は，約 0.5m から約 1m の範囲に水位を維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高压電源装置 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原子炉注水操作及び格納容器除熱操作	・原子炉圧力容器破損後に格納容器圧力が低下傾向に転じた後は，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。	代替循環冷却系ポンプ サブレーション・プール* 常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク	－  代替循環冷却系原子炉注水量 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* サブレーション・チェンバ圧力*																	



赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考																												
	<div>第 3. 2－1 表 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱における重大事故等対策について（6／6）</div> <table><tr><th rowspan="2">操作及び確認</th><th rowspan="2">手 順</th><th colspan="3">重大事故等対処設備</th></tr><tr><th>常設設備</th><th>可搬型設備</th><th>計装設備</th></tr><tr><td>常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作</td><td><ul style="list-style-type: none"><li>代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作を実施後，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。</li><li>格納容器圧力が 465kPa [gage] に到達した場合は，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプ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し，格納容器圧力が 400kPa [gage] に到達により格納容器冷却を停止する。</li><li>代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。</li></ul></td><td>常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク</td><td>－</td><td>低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 ドライウエル圧力* サプレッション・チェンバ圧力* 代替淡水貯槽水位</td></tr><tr><td>使用済燃料プールの冷却操作</td><td></td><td>－</td><td>－</td><td>－</td></tr><tr><td>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</td><td><ul style="list-style-type: none"><li>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，格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する。</li></ul></td><td>－</td><td>可搬型窒素供給装置</td><td>格納容器内酸素濃度（SA）</td></tr><tr><td>タンクローリによる燃料給油操作</td><td><ul style="list-style-type: none"><li>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。</li></ul></td><td>可搬型設備用軽油タンク</td><td>タンクローリ</td><td>－</td></tr></table>	操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備			常設設備	可搬型設備	計装設備	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	<ul style="list-style-type: none"><li>代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作を実施後，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。</li><li>格納容器圧力が 465kPa [gage] に到達した場合は，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプ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し，格納容器圧力が 400kPa [gage] に到達により格納容器冷却を停止する。</li><li>代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。</li></ul>	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 ドライウエル圧力* サプレッション・チェンバ圧力* 代替淡水貯槽水位	使用済燃料プールの冷却操作		－	－	－	可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作	<ul style="list-style-type: none"><li>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，格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する。</li></ul>	－	可搬型窒素供給装置	格納容器内酸素濃度（SA）	タンクローリによる燃料給油操作	<ul style="list-style-type: none"><li>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。</li></ul>	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	－	<div>：有効性評価上考慮しない操作</div> <div>* 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</div>
操作及び確認	手 順			重大事故等対処設備																										
		常設設備	可搬型設備	計装設備																										
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	<ul style="list-style-type: none"><li>代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作を実施後，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。</li><li>格納容器圧力が 465kPa [gage] に到達した場合は，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプ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し，格納容器圧力が 400kPa [gage] に到達により格納容器冷却を停止する。</li><li>代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。</li></ul>	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 ドライウエル圧力* サプレッション・チェンバ圧力* 代替淡水貯槽水位																										
使用済燃料プールの冷却操作		－	－	－																										
可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作	<ul style="list-style-type: none"><li>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，格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する。</li></ul>	－	可搬型窒素供給装置	格納容器内酸素濃度（SA）																										
タンクローリによる燃料給油操作	<ul style="list-style-type: none"><li>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。</li></ul>	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	－																										

■：有効性評価上考慮しない操作  
\* 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



赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機				東海第二発電所			備 考
第 7.2.2-2 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）（1/5）				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）（1/7）			
項目	主要解析条件		条件設定の考え方	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
初期条件	解析コード	MAAP	—	初期条件	解析コード	MAAP	本評価事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定		原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定		原子炉圧力 (压力容器ドーム部)	6.93MPa [gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定		原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+126cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定		炉心流量	48,300t/h	定格流量を設定
	燃料	9×9 燃料（A 型）	—		燃料	9×9 燃料（A 型）	9×9 燃料（A 型）と 9×9 燃料（B 型）は、熱水力的な特性はほぼ同等であることから、代表的に 9×9 燃料（A 型）を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWD/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定		原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWD/t)	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器容積（ドライウエル）	7,350m <sup>3</sup>	ドライウエル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）		格納容器圧力	5kPa [gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定
	格納容器容積（ウェットウエル）	空間部：5,960m <sup>3</sup> 液相部：3,580m <sup>3</sup>	ウェッ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）		格納容器雰囲気温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	真空破壊装置	3.43kPa（ドライウエル－サブプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値		格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m <sup>3</sup>	設計値を設定
	サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（通常運転水位）	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定		格納容器体積 (サブプレッション・チェンバ)	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サブプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水温の上限值として設定				
	格納容器圧力	5.2kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定				
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定				
	外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃，事象開始 24 時間以降は 40℃）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定				



赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

第 7.2.2－2 表 主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（2/5）				東海第二発電所				備 考	
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 <sup>2</sup> 相当（圧力依存あり）		過去の知見に基づき事前水張りの効果を考慮して設定					
	コンクリートの種類	玄武岩系コンクリート		使用している骨材の種類から設定					
	コンクリート以外の構造材の扱い	内側鋼板、外側鋼板、リブ鋼板及びベント管は考慮しない		内側鋼板、外側鋼板、リブ鋼板についてはコンクリートよりも融点が高いことから保守的に考慮しない ベント管を考慮する場合、管内の水による除熱効果が考えられるが、保守的にこれを考慮しない					
	原子炉圧力容器下部の構造物の扱い	原子炉格納容器下部に落下する溶融物とは扱わない		発熱密度を下げないよう保守的に設定					
	格納容器下部床面積	6号炉の格納容器下部床面積を設定		コウムシールドで囲まれる部分が広く、溶融炉心の広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を、低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定するとともに、重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失を設定					
	外部電源	外部電源なし		本評価事故シナシスへの事故対応に用いる設備は非常用高圧は線に接続されており、非常用ディーゼル発電機からの電源供給が可能であるため、外部電源の有無は事象進展に影響を与えないが、非常用ディーゼル発電機に期待する場合の方が資源の観点で厳しいことを踏まえ、外部電源なしとして設定					
	高温ガスによる配管等のクリーブ破損や漏えい等	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					
第 3.2－2 表 主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（2/7）									
初期条件	項目	主要解析条件		条件設定の考え方					
	サブレシジョン・プール水位	6.983m（通常水位－4.7cm）		サブレシジョン・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定					
	サブレシジョン・プール水温度	32℃		サブレシジョン・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定					
	ベント管真空破壊装置作動差圧	3.45kPa（ドライウエル－サブレシジョン・チェンバ間差圧）		設計値を設定					
	外部水源の温度	35℃		代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定					
	溶融炉心からプール水への熱流束	800kW/m <sup>2</sup> 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					
	ペDESTAL（ドライウエル部）水張り水位	ペDESTAL（ドライウエル部）床面から1m		「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に伴う水蒸気爆発の発生を仮定した場合の影響を抑制しつつ、「溶融炉心・コンクリート相互作用」の緩和効果に期待できる深さを考慮して設定					
	原子炉圧力容器下部及びペDESTAL（ドライウエル部）内構造物の扱い	ペDESTAL（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					
	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					



赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機			東海第二発電所		備 考
第 7.2.2-2 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）（3/5）			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）（3/7）		
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	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	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定	事故条件	起因事象	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし弁機能 7.51MPa[gage]×1個, 363t/h/個 7.58MPa[gage]×1個, 367t/h/個 7.65MPa[gage]×4個, 370t/h/個 7.72MPa[gage]×4個, 373t/h/個 7.79MPa[gage]×4個, 377t/h/個 7.86MPa[gage]×4個, 380t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定		安全機能の喪失に対する仮定 高压注水機能喪失 低压注水機能喪失 全交流動力電源喪失	高压注水機能として高压炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，低压注水機能として低压炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低压注水系）の機能喪失を設定 全交流動力電源喪失の重量を考慮し設定
	逃がし安全弁 自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個を開することによる原子炉急速減圧 〈原子炉圧力と逃がし安全弁1個あたりの蒸気量の関係〉 	逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定		重大事故等対処設備による原子炉注水に対する仮定	原子炉圧力容器が破損する条件として，原子炉注水を考慮しない設定
				外部電源	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
				高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏えい等	原子炉圧力を厳しく評価するものとして設定

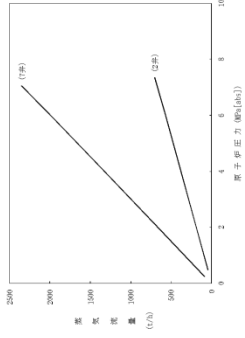


赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機			東海第二発電所		備 考
第7.2.2-2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）			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）（4/7）		
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
代替格納容器スプレィ冷却系（常設）	原子炉圧力容器破損前：70m <sup>3</sup> /hにて原子炉格納容器へスプレィ	格納容器温度抑制に必要なスプレィ流量を考慮して設定	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル3）信号	短時間であるが原子炉熱出力が維持される厳しい設定として、外部電源喪失時のタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず、原子炉水位低（レベル3）信号にてててスクラムするものとして設定
	原子炉圧力容器破損後：130m <sup>3</sup> /h以上で原子炉格納容器へスプレィ	格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレィ流量を考慮して設定	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	短時間であるが主蒸気が格納容器内に維持される厳しい設定として、原子炉保護系電源喪失及び原子炉水位異常低下（レベル2）信号による主蒸気隔離弁閉止については保守的に考慮せず、事象発生と同時に主蒸気隔離弁が閉止するものとして設定
	事前水張り時：90m <sup>3</sup> /hで注水	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	再循環ポンプ	事象発生と同時に停止	事象進展に与える影響は軽微であることから、全交流動力電源喪失によるポンプ停止を踏まえて設定
	格納容器下部注水系（常設）	原子炉圧力容器破損以降：崩壊熱相当の注水量にて注水			
代替循環冷却系	総循環流量：190m <sup>3</sup> /h 格納容器スプレィ：約140m <sup>3</sup> /h 原子炉格納容器下部：約50m <sup>3</sup> /h	格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレィ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	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ェ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			
重大事故等対策に関連する機器条件			重大事故等対策に関連する機器条件		



赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機			東海第二発電所		備 考
第7.2.2-2表 主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（5/5）			第3.2-2表 主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（5/7）		
重大事故等対策に関する操作条件	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）	原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達したことを確認して開始し，原子炉圧力容器破損を確認した場合に停止する	格納容器圧力及び温度の抑制効果を踏まえて設定		
	原子炉格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の先行水張り）	原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達したことを確認して開始，原子炉格納容器下部の水位が2m（総注水量180m <sup>3</sup> ）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℃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※			代替原子炉補機冷却系の準備時間等を考慮し設定		
※ 本格納容器破損モードの評価基準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限定的に代替原子炉補機冷却系を用いて実施するものとし，除熱操作の開始は，代替原子炉補機冷却系の準備に要する時間を設定した。					
3.2-51					
重大事故等対策に関連する機器条件			項目	主要解析条件	条件設定の考え方
逃がし安全弁			(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79MPa [gage] ×2個, 385.2t/h/個 8.10MPa [gage] ×4個, 400.5t/h/個 8.17MPa [gage] ×4個, 403.9t/h/個 8.24MPa [gage] ×4個, 407.2t/h/個 8.31MPa [gage] ×4個, 410.6t/h/個 (原子炉減圧操作時) 逃がし安全弁（自動減圧機能）2個の開放による原子炉急速減圧 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気量の関係＞ 	設計値を設定 なお、安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され、原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため、 <b>事象発生初期において高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失する事故シーケンスにおいては</b> 、評価項目に対して厳しい条件となる	
			代替循環冷却系	総循環流量：250m <sup>3</sup> /h ・250m <sup>3</sup> /hの流量で格納容器ヘスプレイ ・150m <sup>3</sup> /hの流量で格納容器ヘスプレイ及び100m <sup>3</sup> /hの流量で原子炉へ注水	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原子炉圧力容器内に残存する放射性物質の冷却に必要な流量を考慮して設定
			緊急用海水系	代替循環冷却系から緊急用海水系への伝熱容量：約14MW (サブプレッション・プール水温度100℃、海水温度32℃において)	<b>熱交換器の設計性能に基づき</b> ，代替循環冷却系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定



赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所		備 考
重大事故等対策に関連する機器条件	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）（6／7）		
	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	原子炉圧力容器破損判断後： 300m <sup>3</sup> /h にて格納容器ヘスプレイ	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
		格納容器圧力制御： 130m <sup>3</sup> /h にて格納容器ヘスプレイ	格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量であり，かつ運転員の操作頻度を厳しめに高くする観点から，運転手順に基づき設定
	格納容器下部注水系（常設）	80m <sup>3</sup> /h にてペデスタル（ドライウエル部）ヘ注水	溶融炉心の冠水継続が可能な流量として設定
	可搬型窒素供給装置	窒素 198m <sup>3</sup> /h 及び酸素 2m <sup>3</sup> /h の流量で窒素注入	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
	コリウムシールド耐熱材の種類	ジルコニア耐熱材	コンクリートの侵食を防止する観点から設定
	コリウムシールド耐熱材の侵食開始温度	2,100℃	ジルコニア耐熱材の侵食試験結果に基づき設定
ペデスタル（ドライウエル部）床面積			溶融炉心の拡がり面積が狭いことにより，コンクリート侵食量の観点で厳しくなる設定



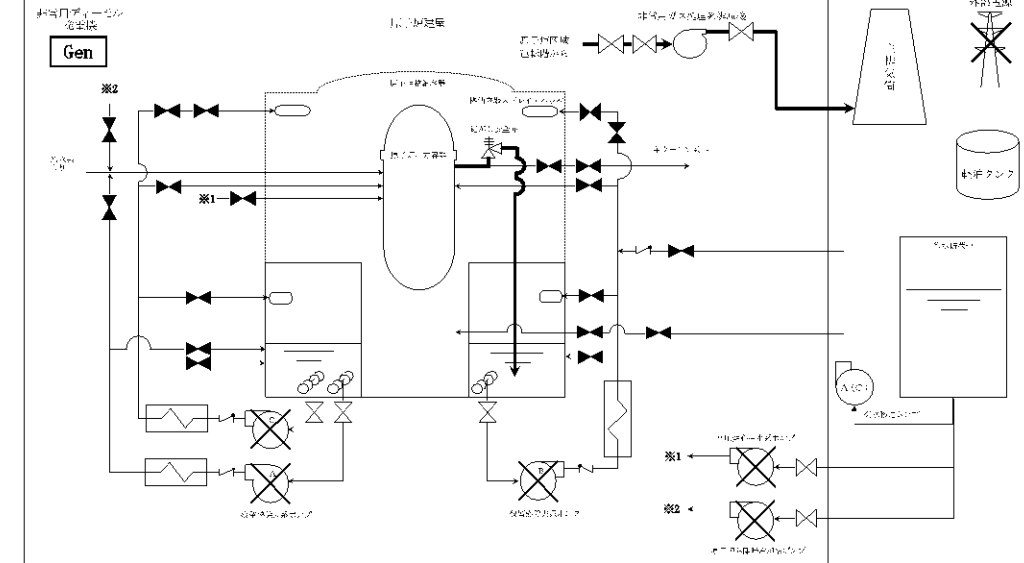
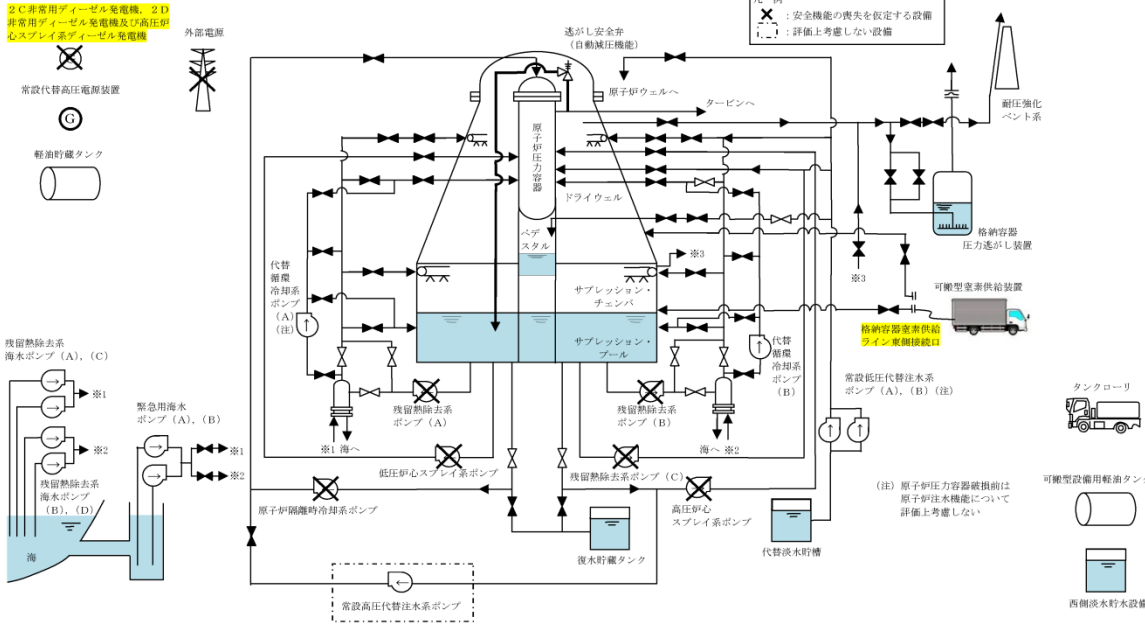
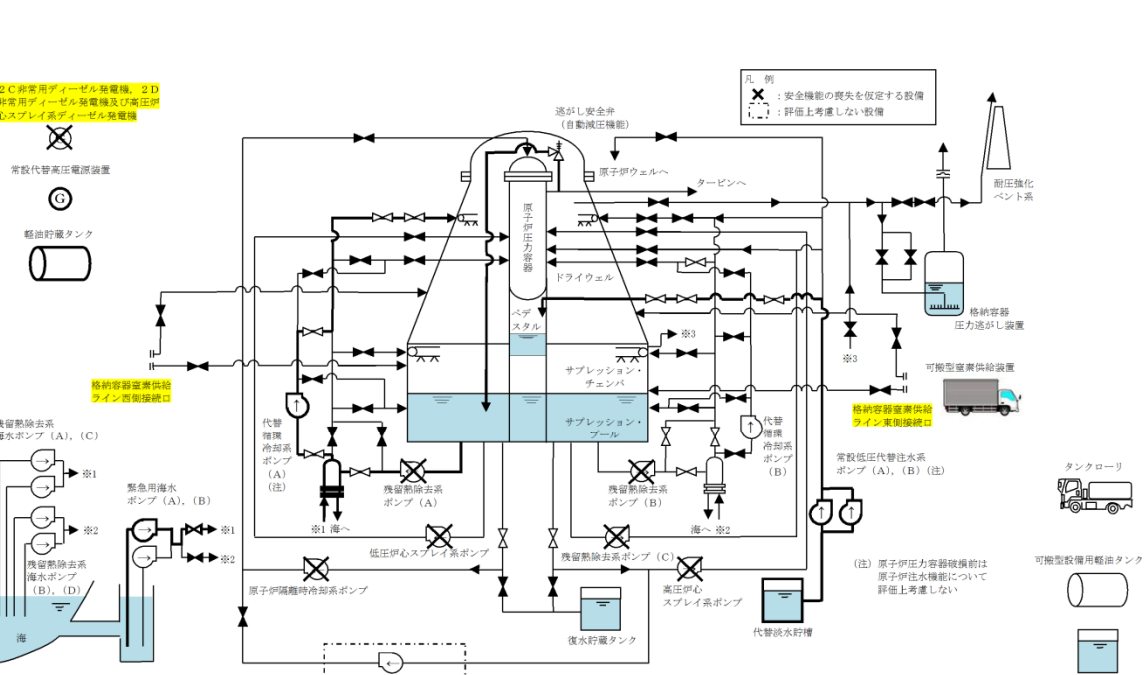
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考																		
	<div>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）（7／7）</div> <table><tr><th>項目</th><th>主要解析条件</th><th>条件設定の考え方</th></tr><tr><td rowspan="7">重大事故等対策に関する操作条件</td><td>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作</td><td>炉心損傷後の酸化反応の影響緩和を考慮して設定</td></tr><tr><td>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</td><td>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</td></tr><tr><td>常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウエル部）水位の確保操作</td><td>ペデスタル（ドライウエル部）には事象初期から 1m の水位を形成していることから、解析上は本操作を考慮しない</td></tr><tr><td>常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損後）</td><td>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</td></tr><tr><td>常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系によるペデスタル（ドライウエル部）注水操作</td><td>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</td></tr><tr><td>常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作</td><td>格納容器圧力の抑制効果を踏まえて設定</td></tr><tr><td>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</td><td>格納容器内酸素濃度がベント基準である 4.3vol%（ドライ条件）到達を防止する観点で設定</td></tr></table>	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する操作条件	逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作	炉心損傷後の酸化反応の影響緩和を考慮して設定	緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作及び代替循環冷却系による格納容器除熱操作	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	常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウエル部）水位の確保操作	ペデスタル（ドライウエル部）には事象初期から 1m の水位を形成していることから、解析上は本操作を考慮しない	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損後）	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	常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系によるペデスタル（ドライウエル部）注水操作	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	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	格納容器圧力の抑制効果を踏まえて設定	可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作	格納容器内酸素濃度がベント基準である 4.3vol%（ドライ条件）到達を防止する観点で設定	
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する操作条件	逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作	炉心損傷後の酸化反応の影響緩和を考慮して設定																		
	緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作及び代替循環冷却系による格納容器除熱操作	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																		
	常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウエル部）水位の確保操作	ペデスタル（ドライウエル部）には事象初期から 1m の水位を形成していることから、解析上は本操作を考慮しない																		
	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損後）	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																		
	常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系によるペデスタル（ドライウエル部）注水操作	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																		
	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	格納容器圧力の抑制効果を踏まえて設定																		
	可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作	格納容器内酸素濃度がベント基準である 4.3vol%（ドライ条件）到達を防止する観点で設定																		



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

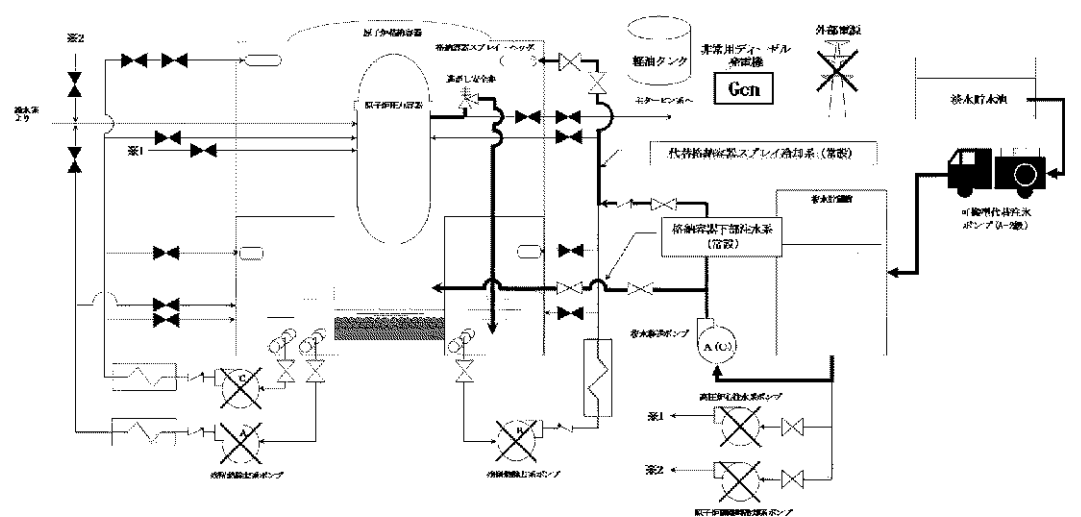
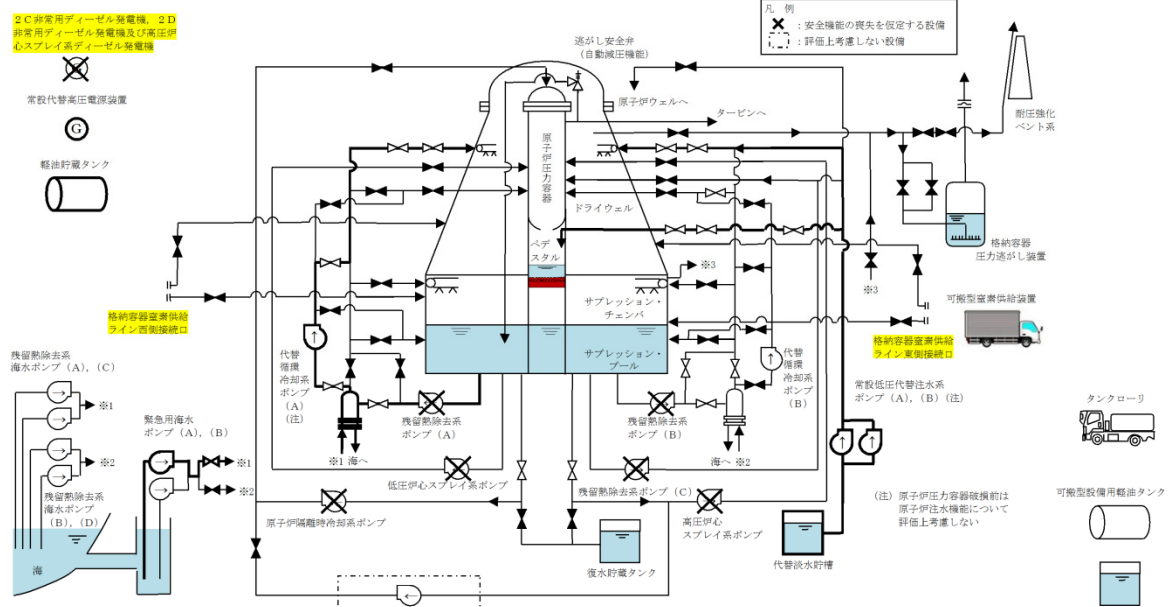
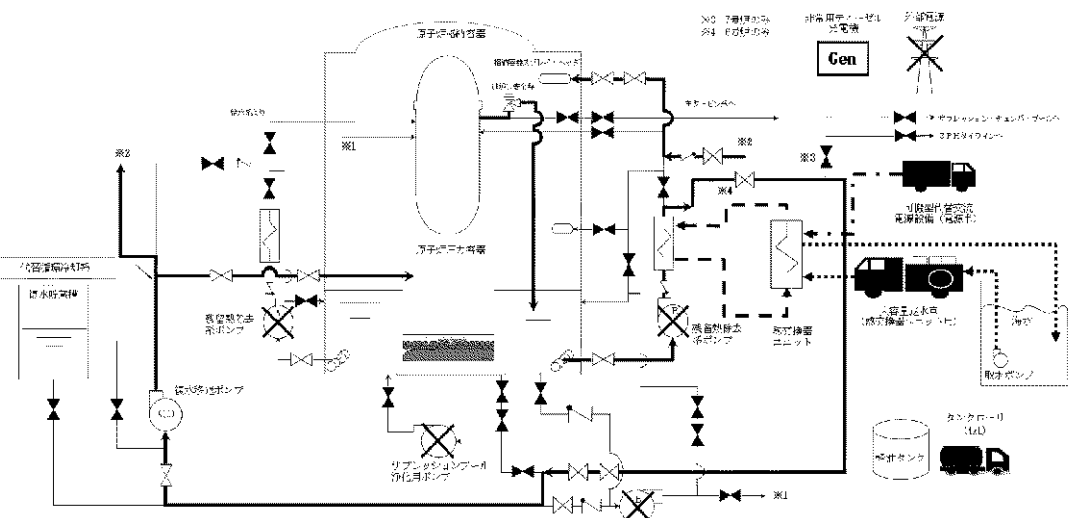
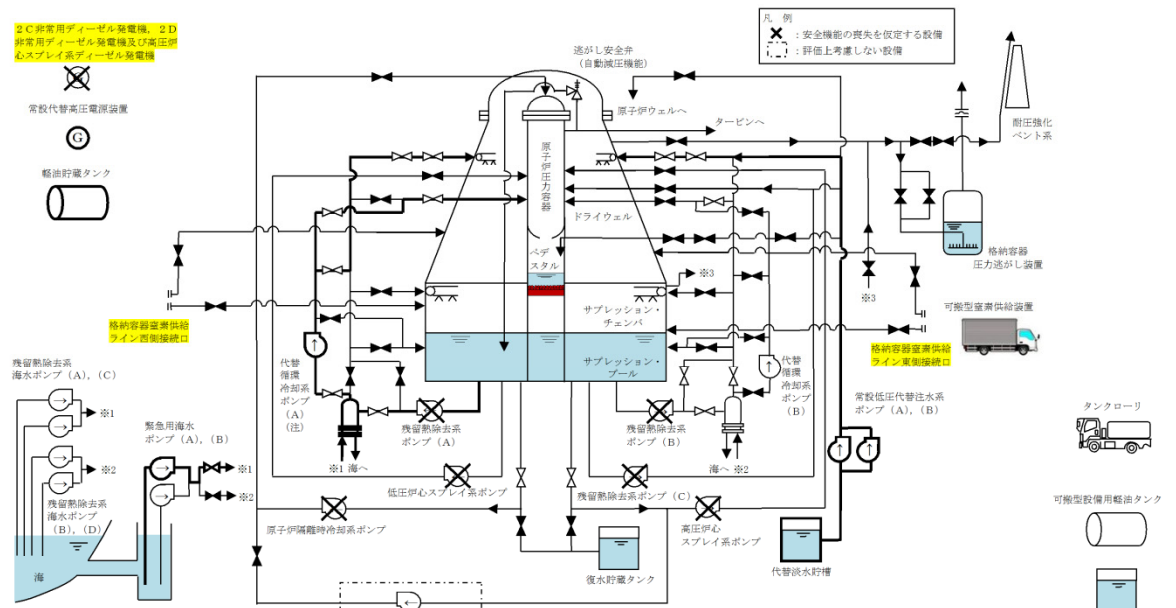
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<p data-bbox="142 283 1098 808">第 7.2.2-1 図 「高压溶融物放出／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）</p> 	<p data-bbox="1246 220 2315 808">第 3.2-1 図 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱時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）</p>  <p data-bbox="1246 819 2315 861">第 3.2-1 図 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱時の重大事故等対処設備の概略系統図（2/5） （原子炉压力容器破損前の代替循環冷却系による格納容器除熱及び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）水位の確保段階）</p> 	<p data-bbox="2522 168 2671 210">備 考</p>



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
		<p>○ 常設 × 安全機能の喪失を促定する設備 △ 評価上考慮しない設備</p> <p>タンクローリ 可搬型設備用軽油タンク 西側淡水貯水設備</p>
<p>第 7.2.2-3 図 「高压溶融物放出／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後の原子炉減圧，原子炉格納容器冷却及び格納容器下部注水）</p> 	<p>第 3.2-1 図 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱時の重大事故等対策設備の概略系統図（3/5） （原子炉圧力容器破損後の代替循環冷却系による格納容器除熱，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器下部注水系（常設）によるベデスタル（ドライウエル部）注水段階）</p> 	<p>○ 常設 × 安全機能の喪失を促定する設備 △ 評価上考慮しない設備</p> <p>タンクローリ 可搬型設備用軽油タンク 西側淡水貯水設備</p>
<p>第 7.2.2-4 図 「高压溶融物放出／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）</p>	<p>第 3.2-1 図 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱時の重大事故等対策設備の概略系統図（4/5） （原子炉圧力容器破損後の代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱，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）</p>	

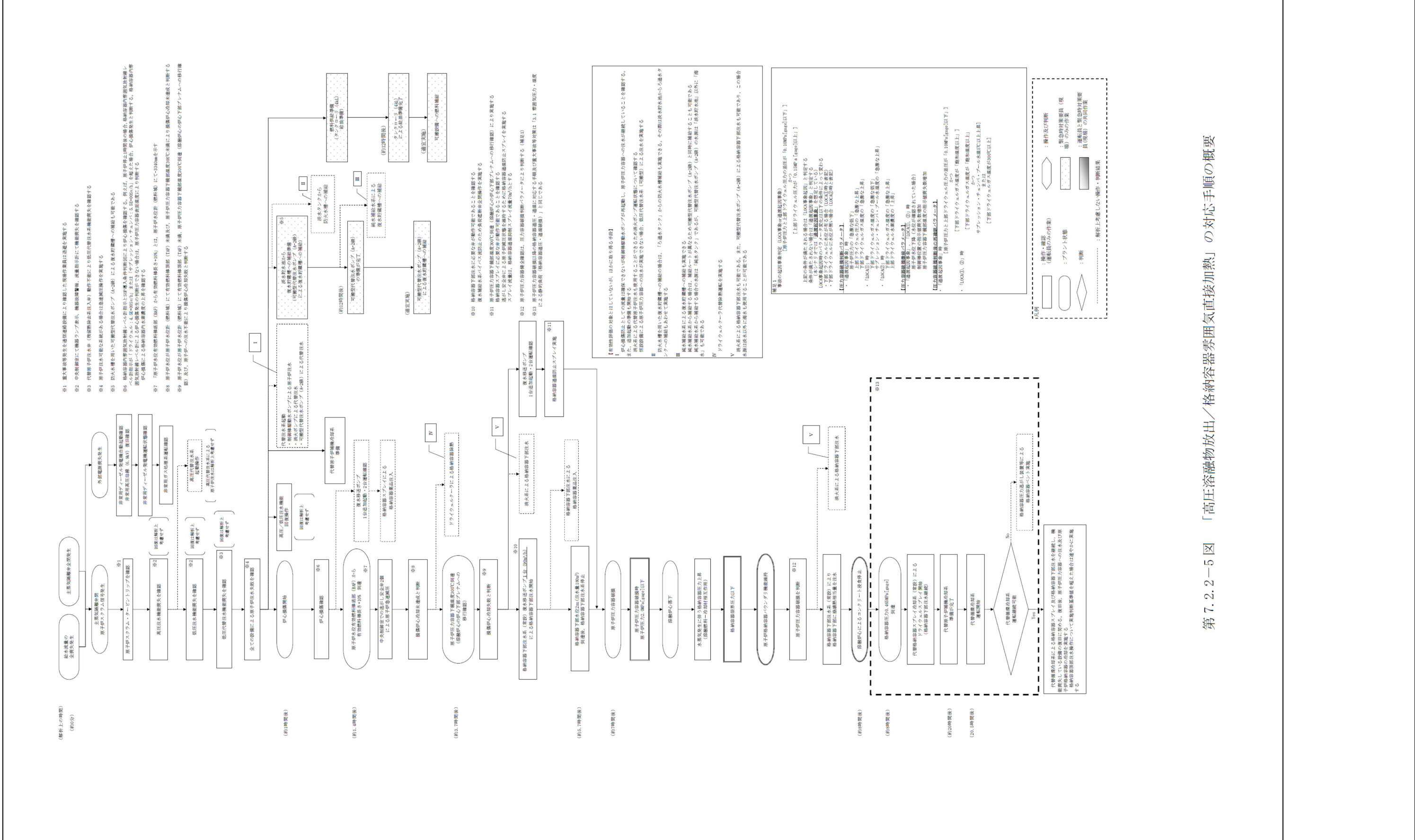


東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

[illegible]



備考





[illegible]



赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機												備 考																			
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱																															
実施箇所・必要人員数								経過時間（時間）												備考											
								1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12												
操作項目	責任者							操作の内容	▽ 約1時間 炉心損傷開始												▽ 約1時間 炉心損傷開始										
	当直長		1人		中央監視 緊急時対策本部連絡				▽ 約1時間 炉心損傷開始																						
	6号		当直副長		1人		各号炉運転操作指揮			▽ 約1時間 炉心損傷開始																					
	7号		当直副長		1人		各号炉運転操作指揮			▽ 約1時間 炉心損傷開始																					
	通報連絡者		緊急時対策本部要員		5人		中央制御室連絡 発電所外部連絡			▽ 約1時間 炉心損傷開始																					
運転員 (中央制御室)								運転員 (現場)				緊急時対策要員 (現場)																			
6号								7号				6号				7号															
状況判断	2人 A, B		2人 a, b		－		－		－		－		・ 外部電源喪失確認												10分						
													・ 原子炉スクラム、タービン・トリップ確認																		
													・ 非常用ディーゼル発電機起動確認																		
													・ 全ての原子炉注水機能喪失確認																		
非常用ガス処理系 運転確認	(1人) A		(1人) a		－		－		－		－		・ 非常用ガス処理系 運転確認												10分						
原子炉注水機能喪失調査、復旧操作 (解析上考慮せず)	－		－		－		－		－		－		・ 原子炉建屋差圧監視 ・ 原子炉建屋差圧調整												10分						
	－		－		－		－		－		－		・ 原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系、残留熱除去系 機能回復												10分						
原子炉格納容器薬品注入操作 (解析上考慮せず)	(1人) B		(1人) b		－		－		－		－		・ 復水移送ポンプ起動／運転確認												10分						
	－		－		－		－		－		－		・ 残留熱除去系 スブレイ弁操作												90分						
	－		－		2人 E, F		2人 e, f		－		－		・ 放射線防護装備準備／装備												10分						
	－		－		－		－		－		－		・ 現場移動 ・ 格納容器スブレイにあわせた薬品注入												90分						
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 ・ 低圧代替注水系（常設）系統構成												40分						
	－		－		2人 C, D		2人 c, d		－		－		・ 放射線防護装備準備／装備												10分						
	－		－		－		－		－		－		・ 現場移動 ・ 低圧代替注水系（常設）現場系統構成 ・ 高圧水貯蔵槽減圧ライン切替												30分						
原子炉急速減圧操作	(1人) A		(1人) a		－		－		－		－		・ 逃がし安全弁 2個 ・ 手動開放操作												5分						
格納容器下部注水系 注水操作	(1人) A		(1人) a		－		－		－		－		・ 原子炉圧力容器破損前の初期注水												原子炉格納容器下部水位2m (注水量190t程度) 到達後停止						
	(1人) A		(1人) a		－		－		－		－		・ 原子炉圧力容器破損後の原子炉格納容器下部注水												原子炉格納容器下部に残留熱荷当量を継続注水						
格納容器薬品注入操作 (解析上考慮せず)	－		－		2人 E, F		2人 e, f		－		－		・ 放射線防護装備準備／装備												10分						
	－		－		－		－		－		－		・ 原子炉格納容器下部注水にあわせた薬品注入												30分						
代替格納容器スブレイ冷却系（常設） 準備操作	(1人) B		(1人) b		－		－		－		－		・ 復水移送ポンプ起動／運転確認												30分						
代替格納容器スブレイ冷却系（常設） 操作	(1人) A		(1人) a		－		－		－		－		・ 残留熱除去系 スブレイ弁操作												原子炉圧力容器破損確認まで 継続実施						
	(1人) A		(1人) a		－		－		－		－		・ 残留熱除去系 スブレイ弁操作												0.465～0.330MPa[gage]で開弁スブレイ						
代替原子炉補機冷却系 準備操作	－		－		(2人) C, D		(2人) c, d		－		－		・ 放射線防護装備準備／装備												10分						
	－		－		－		－		－		－		・ 現場移動 ・ 代替原子炉補機冷却系 現場系統構成												300分						
	－		－		－		－		13人 (移動) ↓ ※1		13人 (移動) ↓ ※1		・ 放射線防護装備準備／装備												10分						
	－		－		－		－		－		－		・ 現場移動 ・ 資機材配置及びホース敷設、起動及び系統水張り												600分						
可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による淡水貯水池 から復水貯蔵槽への補給	－		－		－		－		6人 ↓ (6人) ↓ ※2		6人 ↓ (6人) ↓ ※2		・ 放射線防護装備準備												10分						
	－		－		－		－		－		－		・ 現場移動 ・ 可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵槽への注水準備 （可搬型代替注水ポンプ（A-2級）移動、ホース敷設（淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ（A-2級）、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）から接続口）、ホース接続、ホース水張り）												360分						
給油準備	－		－		－		－		2人 ↓ ※3		2人 ↓ ※3		・ 放射線防護装備準備／装備												10分						
	－		－		－		－		－		－		・ 軽油タンクからタンクローリ（4kL）への補給												140分						
給油作業	－		－		－		－		－		－		・ 可搬型代替注水ポンプ（A-2級）への給油																		

第 7. 2. 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)



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所

備考

高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱																																		
					経過時間（分）																													
					10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140																
操作項目	実施箇所・必要要員数				<div>▽ 事象発生</div> <div>▽ 原子炉スクラム</div> <div>▽ プラント状況判断</div> <div>▽ 約35分 炉心損傷開始（燃料被覆管温度 1,000K 到達）</div> <div>▽ 約52分 燃料被覆管温度 1,200℃到達</div> <div>▽ 約1.2時間 炉心溶融開始（燃料温度 2,500K 到達）</div> <div>▽ 約 38 分 原子炉水位が燃料有効長底部から 燃料有効長の 20%高い位置に到達</div> <div>▽ 2 時間 原子炉建屋ガス処理系及び 中央制御室換気系の起動による負圧達成</div>																備考													
	【 】は他作業後移動してきた要員																																	
	責任者	当直室電長	1人	中央監視 運転操作指揮																														
	補佐	当直副室電長	1人	運転操作指揮補佐																														
	指揮者等	災害対策要員 （指揮者等）	1人	初動での指揮 （発電所内外連絡）																														
操作項目	当直運転員 （中央制御室）	当直運転員 （現場）	重大事故等対応要員 （現場）		操作の内容																													
状況判断	2人 A、B	—	—		●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●外部電源喪失の確認 ●西蔵ポンプ停止の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力制御の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認 ●原子炉への注水機能喪失の確認	10 分																												
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	—	—		●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	1 分																												
	【1人】 B	—	—		●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	2 分																												
電源確保操作対応	—	—	2人 a、b		●電源回復操作		適宜実施																											
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	—	—		●常設代替高圧電源装置 2 台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	4 分																												
高圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	—	—		●原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）	2 分																												
中央制御室からの高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	—	—		●高圧代替注水による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	4 分																												
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び低圧代替注水系（常設）の起動操作	【1人】 B	—	—		●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に必要な負荷の電源切替操作	4 分																												
	【1人】 A	—	—		●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	3 分																												
緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作	【1人】 A	—	—		●緊急用海水系による海水通水に必要な負荷の電源切替操作	4 分																												
					●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作		海水通水開始後、適宜状態監視																											
代替格納冷却系による格納容器内の減圧及び除熱操作	【1人】 A	—	—		●代替格納冷却系による原子炉注水並びに格納容器内の減圧及び除熱に必要な負荷の電源切替操作	6 分																												
					●代替格納冷却系による格納容器除熱の系統構成操作及び起動操作		格納容器除熱開始後、適宜状態監視																											
常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるベグスタル（ドライウェル部）水位の確保操作	【1人】 A	—	—		●常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるベグスタル（ドライウェル部）注水に必要な負荷の電源切替操作	4 分																												
					●常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるベグスタル（ドライウェル部）水位の調整操作		水位調整後、適宜状態監視																											
水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作	【1人】 A	—	—		●水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作		8 分										適宜、格納容器内水素濃度及び酸素濃度の監視																	
サブプレッション・プール水 pH 制御装置による薬液注入操作	【1人】 A	—	—		サブプレッション・プール水 pH 制御装置による薬液注入操作		15 分										適宜、格納容器内水素濃度及び酸素濃度の監視																	
炉心損傷の確認	【1人】 B	—	—		●炉心損傷の確認	2 分																												
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作	【1人】 B	—	—		●逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作	1 分																												
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	—	—		●非常用母線の受電準備操作【中央制御室】		35 分																											
	—	2人 C、D	—		●非常用母線の受電準備操作【現場】		75 分																											
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	—	—		●常設代替高圧電源装置 3 台の追加起動操作	8 分																												
					●非常用母線の受電操作	5 分																												
原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作	【1人】 B	—	—		●原子炉建屋ガス処理系の起動操作	5 分	起動操作実施後、適宜状態監視																											
					●中央制御室換気系の起動操作	6 分	起動操作実施後、適宜状態監視																											
ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作	【1人】 B	—	—		●ほう酸水注入系の起動操作	2 分																												
					●ほう酸水注入系の注入状態監視		ほう酸水全量注入完了まで適宜状態監視																											

第 3.2－3 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）

3.2－60

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



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号機																	備 考		
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	
							14 16 18 20 22 24 26 28 30 32 34 36												
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	<div>▽ 約20時間 代替原子炉補機冷却系準備完了</div> <div>▽ 20.5時間 代替循環冷却運転 開始</div>											
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)														
	6号	7号	6号	7号	6号	7号													
代替原子炉補機冷却系 準備操作	—	—	(2人) C, D	(2人) c, d	—	—	・現場移動 ・代替原子炉補機冷却系 現場系統構成	300分											
	—	—	—	—	※1 ↓ (13人) ↓ ※4, ※5	※1 ↓ (13人) ↓ ※4, ※5	・現場移動 ・資機材配置及びホース敷設、起動及び系統水張り	600分											
給油準備	—	—	—	—	※4 ↓ (2人)		・軽油タンクからタンクローリ（4tL）への補給	140分											タンクローリ（4tL）搬量に応じて適宜軽油タンクから補給
給油作業	—	—	—	—			・電源車への給油 ・大容量送水車（熱交換器ユニット用）への給油							適宜実施					
代替原子炉補機冷却系 運転	—	—	—	—	※5 ↓ (3人)	※5 ↓ (3人)	・代替原子炉補機冷却系 運転状態監視							適宜実施					
代替循環冷却系 準備操作 (系統構成1)	(1人) B	(1人) b	—	—	—	—	・代替循環冷却系 中央制御室系統構成	30分	この時間内に実施										
	—	—	(4人) C, D E, F	(4人) c, d e, f	—	—	・現場移動 ・代替循環冷却系 現場系統構成 (代替格納容器スプレイに影響のない部分)	120分	この時間内に実施										
原子炉格納容器下部注水系操作	(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	・原子炉圧力容器破損後の原子炉格納容器下部注水	原子炉格納容器下部に 崩壊熱相当量を継続注水											
代替格納容器スプレイ冷却系（常設） 操作	(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	・残留熱除去系 スプレイ弁操作	0.465～0.390MPa[gage]で 間欠スプレイ											
代替循環冷却系 準備操作 (系統構成2)	(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	・復水移送ポンプ停止 ・代替循環冷却系 中央制御室系統構成	30分											
	—	—	(2人) E, F	(2人) e, f	—	—	・現場移動 ・代替循環冷却系 現場系統構成 (復水貯蔵槽吸込弁)	30分											
	—	—	(2人) C, D	(2人) c, d	—	—	・現場移動 ・代替循環冷却系 現場系統構成 (残留熱除去系高圧炉心注水系第一止め弁、第二止め弁)	30分											
代替循環冷却系 運転開始	(2人) A, B	(2人) a, b	—	—	—	—	・復水移送ポンプ起動 ・格納容器スプレイ弁、原子炉格納容器下部注水弁操作	5分											
代替循環冷却系 運転状態監視	(1人) A	(1人) a	—	—	—	—	・代替循環冷却系による原子炉格納容器の状態監視							適宜実施					
可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による淡水貯水池から復水貯蔵槽への補給	—	—	—	—	※2 ↓ (4人)		・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵槽への補給	適宜実施											
給油作業	—	—	—	—	※3 ↓ (2人)		・可搬型代替注水ポンプ（A-2級）への給油	適宜実施											
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 a, b	4人 C, D, E, F	4人 c, d, e, f	8人 (参集要員26人)														
( ) 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数																			
第 7. 2. 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)																			

第 7. 2. 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)



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所

備 考

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									
				1	2	3		4	5	25	124	167				
操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			操作の内容												
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)													
原子炉圧力容器破損の判断	【1人】 A	—	—	●原子炉圧力容器破損の判断 ●溶融炉心の堆積量の確認	▽ 約 2.7 時間 原子炉圧力容器温度（下鏡部） が 300℃到達							▽ 約 4.5 時間 原子炉圧力容器破損	▽ 約 124 時間 格納容器内酸素濃度 3.5vol％ （ドライ条件）到達	▽ 約 167 時間 格納容器内酸素濃度 4.0vol％ （ドライ条件）到達		
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	—	—	●常設低圧代替注水系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）	破損判断パラメータ（格納容器下部水温）の継続監視							5 分	適宜状態監視			
常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるベデスタル（ドライウェル部）注水操作	【1人】 A	—	—	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるベデスタル（ドライウェル部）注水操作及び水位制御操作								1 分	注水開始後、水位制御を継続			解析上では、約10分以上の間隔でベデスタル水位が変動するが、実運用上では創燃熱相当の注水量に変更することで可能な限り継続注水する手順とし、並行した操作を極力減らすこととする
代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器内の減圧及び除熱操作	【1人】 A	—	—	●代替循環冷却系による原子炉注水操作 ●代替循環冷却系による格納容器除熱操作								原子炉注水中、適宜状態監視				
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	【1人】 A	—	—	●常設低圧代替注水系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								格納容器スプレィ中、適宜状態監視				
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	—	—	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作	適宜実施							15 分	適宜実施			解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する  解析上考慮しない 事象発生後約25時間までに実施する
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	—	—	8人 c～j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	170 分										解析上考慮しない 炉心損傷により屋外放射線量が高い場合は屋内に待機し、モニタ指示を確認しながら作業を行う	
可搬型室素供給装置による格納容器内への室素注入操作	—	—	【6人】 c～h	●可搬型室素供給装置の移動、接続操作及び起動操作								180 分	可搬型室素供給装置起動後、適宜状態監視			
タンクローリによる燃料給油操作	—	—	2 人 (参集)	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作 ●可搬型室素供給装置への給油操作								90 分			タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから給油する  適宜実施	
必要要員合計	2 人 A、B	2 人 C、D	10人、a～j 及び参集2人													

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

3.2－61

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）



赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機		東海第二発電所	備考
第 7.2.2－7 図 原子炉圧力の推移		第 3.2－4 図 原子炉圧力の推移	
第 7.2.2－8 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	



柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
	<div><div>原子炉圧力容器下部ヘッド構造材温度(℃)</div><div><div><div>2000</div><div>1800</div><div>1600</div><div>1400</div><div>1200</div><div>1000</div><div>800</div><div>600</div><div>400</div><div>200</div><div>0</div></div><div><div>0</div><div>1</div><div>2</div><div>3</div><div>4</div><div>5</div><div>6</div><div>7</div><div>8</div><div>9</div><div>10</div></div></div><div><div>— RPV下部ヘッド構造材温度(ノード1)※</div><div>- - RPV下部ヘッド構造材温度(ノード2)</div><div>- · - RPV下部ヘッド構造材温度(ノード3)</div><div>- - - RPV下部ヘッド構造材温度(ノード4)</div><div>— · - RPV下部ヘッド構造材温度(ノード5)</div></div><div>原子炉圧力容器の破損（約 4.5 時間）</div><div>下部ヘッド温度が 300℃ 到達（約 2.7 時間）</div><div>下部プレナムへの溶融炉心の移行（約 2.5 時間）</div><div>事故後の時間(h)</div><div>※軸方向の中心から外周に向かい、ノードが 1 から 5 に区分される</div></div> <div>第 3.2－6 図 原子炉圧力容器下部ヘッド温度の推移</div>	

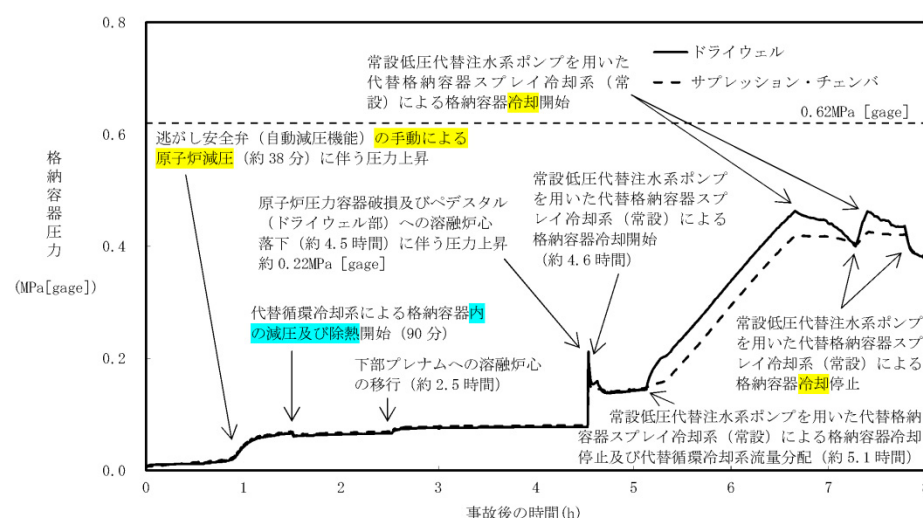
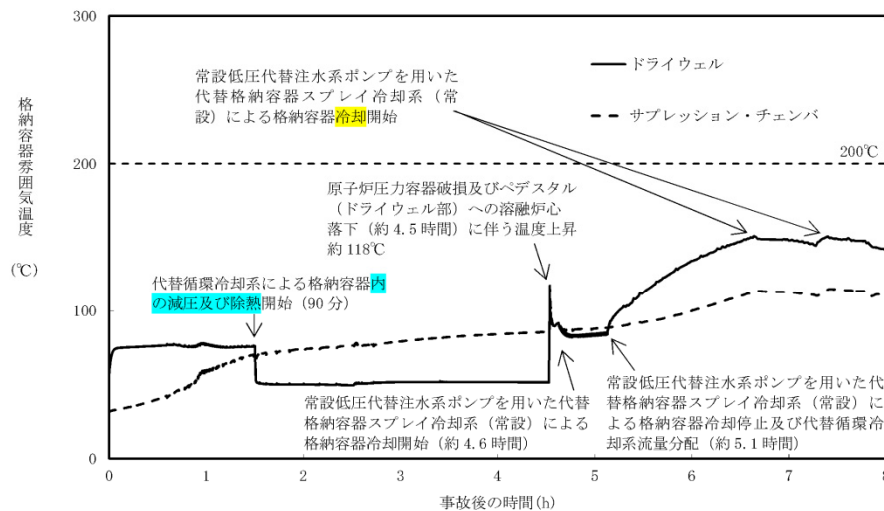


赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
第 7.2.2－9 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 7.2.2－10 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	
	3.2－64	



赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
	<div></div> <p>第 3.2－9 図 格納容器圧力の推移（～8 時間）</p>	
	<div></div> <p>第 3.2－10 図 格納容器雰囲気温度の推移（～8 時間）</p>	
	3.2－65	





東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）			赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<div></div> <p>第 7.2.2－11 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移</p>	<div></div> <p>第 3.2－11 図 サプレッション・プール水位の推移</p>		
<div></div> <p>第 7.2.2－12 図 注水流量の推移</p>	<div></div> <p>第 3.2－12 図 サプレッション・プール水温度の推移</p>		
	3.2－66		



赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
	<div><p>The graph shows the suppression pool water level (m) on the y-axis (0 to 20) against time after the accident (h) on the x-axis (0 to 8). Key events include: steam inflow from the reactor vessel through the safety valve at ~0.5h; transfer of molten core to the lower plenum at ~2.5h; reactor vessel rupture at ~4.5h; start of passive cooling at ~4.6h; stop of active cooling at ~5.1h. Reference levels include vent line (~15m), normal level +6.5m (~13.5m), and normal level +5.5m (~12.5m).</p></div> <p>第 3.2－13 図 サプレッション・プール水位の推移（～8 時間）</p> <div><p>The graph shows the suppression pool water temperature (°C) on the y-axis (0 to 300) against time after the accident (h) on the x-axis (0 to 8). Key events include: temperature rise due to manual reactor pressure reduction at ~0.5h; temperature rise due to core transfer to the lower plenum at ~2.5h.</p></div> <p>第 3.2－14 図 サプレッション・プール水温度の推移（～8 時間）</p>	



赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
	<div></div> <p>第 3.2－15 図 注水流量の推移</p> <div></div> <p>第 3.2－16 図 注水流量の推移（～8 時間）</p> <div>3. 2－68</div>	

3.2－68



赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
	<div></div> <p>第 3.2－17 図 ペデスタル（ドライウエル部）の水位の推移</p>	



柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
	<div><div><div><div>溶融炉心によるコンクリートの侵食量 (cm)</div><div><div><div>1.0</div><div>0.9</div><div>0.8</div><div>0.7</div><div>0.6</div><div>0.5</div><div>0.4</div><div>0.3</div><div>0.2</div><div>0.1</div><div>0.0</div></div><div><div>0</div><div>24</div><div>48</div><div>72</div><div>96</div><div>120</div><div>144</div><div>168</div></div></div><div>ペDESTAL（ドライウエル部）壁面 ―― ペDESTAL（ドライウエル部）床面</div><div>ペDESTAL（ドライウエル部）壁面及び床面の侵食量（0cm）</div><div>事故後の時間(h)</div></div><div>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</div></div></div>	



赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考				
	<div></div> <p>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）</p> <tr><td></td><td><div></div><p>第 3.2－21 図   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）</p><tr><td></td><td>3.2－71</td><td></td></tr></td></tr>		<div></div> <p>第 3.2－21 図   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）</p> <tr><td></td><td>3.2－71</td><td></td></tr>		3.2－71	
	<div></div> <p>第 3.2－21 図   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）</p> <tr><td></td><td>3.2－71</td><td></td></tr>		3.2－71			
	3.2－71					



赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
	<div><p>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）</p></div>	
	<div><p>第 3.2－23 図 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移（ウェット条件）（～8 時間）</p></div>	



赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
	<div><p>第 3.2－24 図    ドライウエルの気相濃度の推移（ドライ条件）</p></div>	
	<div><p>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）</p></div>	



赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
	<div></div> <p>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）</p>	
	<div></div> <p>第 3.2－27 図   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） （～8 時間）</p>	



赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6 ／ 7 号機	東海第二発電所	備 考
	<div></div> <p>第 3.2－28 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</p>	<p>感度解析実施項目の相違</p> <p>（東海第二発電所では、原子炉圧力容器破損後に原子炉注水しない場合の感度解析を実施）</p> <p>以下の 2 つの理由により、感度解析の方がベースケースより酸素濃度上昇速度が速くなり、窒素注入の開始時間が早くなっている。（ベース：約 167 時間、感度：約 133 時間）</p> <ul style="list-style-type: none"><li>・RPV 注水を実施していないことから RPV 内に沈着した FP から RPV 内気相部への移行により FP 濃度が高くなるのに加え、RPV 内注水を実施していないため、RPV と PCV の差圧がつきやすく FP が PCV（S/C）に流入しやすくなる。</li><li>・ベデスタル注水が外部注水であるため、事象初期にベデスタル内液相部にあった FP は外部注水により押し出され、S/C へ移行する。</li></ul>
	<div></div> <p>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雰囲気温度の推移</p>	
	3. 2－75	

3. 2－75







東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（水素燃焼）			赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考	
破損を防止する。 「7.2.4.2 格納容器破損防止対策の有効性評価」に示すとおり，格納容器破損モード「水素燃焼」において評価対象とした事故シーケンスは，「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」のうち，「7.2.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」と同じであることから，格納容器破損防止対策は「7.2.1.2.1 格納容器破損防止対策」と同じである。	型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入により，水素燃焼による格納容器破損を防止する。 「3.4.2 格納容器破損防止対策の有効性評価」に示すとおり，格納容器破損モード「水素燃焼」において評価対象とした事故シーケンスは，「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）」のうち，「3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」と同じであることから，格納容器破損防止対策は「3.1.2.1 格納容器破損防止対策」と同じである。		
7.2.4.2 格納容器破損防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，酸素濃度が他のプラント損傷状態よりも相対的に高くなる可能性が考えられ，炉心損傷を防止できない事故シーケンスとして抽出されている「大破断LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失」である。	3.4.2 格納容器破損防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，酸素濃度が他のプラント損傷状態よりも相対的に高くなる可能性が考えられ，炉心損傷を防止できない事故シーケンスである「大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」である。 なお，本評価事故シーケンスにおいては，電源の復旧，注水機能の確保等，必要となる事故対処設備が多く，格納容器への注水・除熱を実施するまでの対応時間を厳しく評価する観点から，全交流動力電源喪失の重量を考慮する。	KKの記載を踏まえて追加  大破断LOCAの場合，水位低下が早く，ジルコニウム－水反応量が小さくなることから，水素発生量が少なくなり，酸素濃度の観点では相対的に厳しくなる。	
この事故シーケンスは，「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンスと同じであることから，本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは，「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」のうち，「7.2.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」と同じ評価事故シーケンスとした。また，評価事故シーケンスを「7.2.1.3 代替循環冷却系を使用しない場合」の評価事故シーケンスとしない理由は，「7.2.1.3 代替循環冷却系を使用しない場合」では格納容器圧力逃がし装置に期待することで，原子炉格納容器内の気体が排出され，水素ガス及び酸素ガスの絶対量が減少し，水素ガス及び酸素ガスの分圧が低下するとともに，サプレッション・チェンバのプール水の減圧沸騰等によって発生する水蒸気とともに原子炉格納容器外に排出され続けることで，水素ガス及び酸素ガスの分圧並びに水素濃度及び酸素濃度が低く維持され，原子炉格納容器内での水素燃焼の可能性が無視できる状態となるためである。	この事故シーケンスは，「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）」の評価事故シーケンスと同じであることから，本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは，「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）」のうち，「3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」と同じ評価事故シーケンスとした。また，評価事故シーケンスを「3.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合」の評価事故シーケンスとしない理由は，「3.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合」では格納容器圧力逃がし装置に期待することで，格納容器内の気体が排出され，水素及び酸素の絶対量が減少し，水素濃度及び酸素濃度が低下するとともに，サプレッション・チェンバのプール水の減圧沸騰等によって発生する水蒸気とともに原子炉格納容器外に排出され続けることで，水素濃度及び酸素濃度が低く維持され，格納容器内での水素燃焼の可能性が無視できる状態となるためである。	KKの記載を踏まえて追加  東海第二では”分圧”を記載せず”濃度”で統一	
本評価事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，原子炉圧力容器におけるECCS注水（給水系・代替注水設備含む），炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション，構造材との熱伝達，放射線水分解等による水素ガス・酸素ガス発生，原子炉圧力容器内FP挙動，原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，サプレッション・プール冷却，スプレイ冷却，放射線水分解等による水素ガス・酸素ガス発生並びに炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内FP挙動が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能であり，原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の熱水力モデルを備え，かつ，炉心損傷後	本評価事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，原子炉圧力容器におけるECCS注水（給水系・代替注水設備含む），炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション，構造材との熱伝達，原子炉圧力容器破損，放射線水分解等による水素・酸素発生，原子炉圧力容器内FP挙動，格納容器における格納容器各領域間の流動，サプレッション・プール冷却，スプレイ冷却，放射線水分解等による水素・酸素発生並びに炉心損傷後の格納容器における格納容器内FP挙動が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評	解析コード資料で抽出された水素燃焼シーケンスの重要現象には”原子炉圧力容器破損”が含まれるため，東海第二では記載	



赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（水素燃焼）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コード MAAP により格納容器圧力，格納容器温度，原子炉格納容器内の気相濃度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</p> <p>本評価事故シーケンスは，「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」のうち，「7.2.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」と同じであることから，有効性評価の条件は「7.2.1.2.2(2) 有効性評価の条件」と同じである。このほかに，本評価事故シーケンスを評価する上で着目すべき主要な解析条件を第 7.2.4－1 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. 初期条件</p> <p>(a) 酸素濃度</p> <p>原子炉格納容器の初期酸素濃度並びに水の放射線分解によって発生する水素ガス及び酸素ガスを考慮することとする。原子炉格納容器の初期酸素濃度は，運転上許容される上限の 3.5vol%とする。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 炉心内のジルコニウム－水反応による水素ガス発生量</p> <p>炉心内のジルコニウム－水反応による水素ガス発生量は，解析コード MAAP の評価結果から得られた値を用いた。これは，窒素ガス置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化によって運転中の原子炉格納容器内の酸素濃度が低く管理されていること及び解析コード MAAP の評価結果で水素濃度が 13vol%を超えることを考慮すると，酸素濃度の上昇の観点から厳しいシーケンスとすることが適切と考えたためである。仮に全炉心内のジルコニウム量の 75%が水と反応し，水素ガスが発生した場合，原子炉格納容器内の水素濃度が増加するため，相対的に水の放射線分解で発生する酸素ガスの濃度は低下する。</p> <p>(b) 水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスの発生割合</p> <p>水の放射線分解によって発生する水素ガス及び酸素ガスの発生量は，解析コード MAAP で得られる崩壊熱をもとに評価する。ここで，水素ガス及び酸素ガスの発生割合（G 値（100eV あたりの分子発生量），以下「G 値」という。）は，それぞれ 0.06，0.03 とする。また，原子炉冷却材による放射線エネルギーの吸収割合は，原子炉圧力容器内については，ベータ線，ガンマ線ともに 0.1，原子炉圧力容器外の核分裂生成物については，</p>	<p>価することが可能であり，原子炉圧力容器内及び格納容器内の熱水力モデルを備え，かつ炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，格納容器内の気相濃度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</p> <p>本評価事故シーケンスは，「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）」のうち，「3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」と同じであることから，有効性評価の条件は「3.1.2.2(2) 有効性評価の条件」と同じである。この他に，本評価事故シーケンスを評価する上で着目すべき主要な解析条件を第 3.4－1 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. 初期条件</p> <p>(a) 初期酸素濃度</p> <p>格納容器の初期酸素濃度は，保安規定の運転上の制限における上限の 2.5vol%（ドライ条件）とする。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 炉心内のジルコニウム－水反応による水素発生量</p> <p>炉心内のジルコニウム－水反応による水素発生量は，解析コードMAAPの評価結果から得られた値(全炉心内のジルコニウム量の約 10.1%が水と反応した場合)を用いた。これは，窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化によって運転中の格納容器内の酸素濃度が低く管理されていること及び解析コードMAAPの評価結果で水素濃度が 13vol%を超えることを考慮すると，酸素濃度の上昇の観点で厳しいシーケンスとすることが適切と考えたためである。仮に全炉心内のジルコニウム量の 75%が水と反応し，水素が発生した場合，格納容器内の水素濃度が増加するため，相対的に水の放射線分解で発生する酸素濃度は低下する。</p> <p>(b) 水の放射線分解による水素及び酸素の発生割合</p> <p>水の放射線分解によって発生する水素及び酸素の発生量は，解析コードMAAPで得られる崩壊熱をもとに評価する。ここで，水素及び酸素の発生割合（G 値（100eV 当たりの分子発生量），以下「G 値」という。）は，それぞれ 0.06，0.03 とする。また，原子炉冷却材による放射線エネルギーの吸収割合は，サプレッション・プール内の核分裂生成物については，ベータ線，ガンマ線ともに 1，</p>	<p>東海第二では，水の放射線分解による水素及び酸素は b. 事故条件(b)に記載</p> <p>東海第二では，水素燃焼防止（ベント時間遅延）させるため，通常運転時の酸素濃度上限を 2.5vol%（ドライ）としている。</p> <p>柏崎の記載を踏まえ修正</p> <p>RPV 破損後にペDESTALに移行した溶融炉心は自己遮蔽を考慮し 0.1 としているため，サプレッション・プール以外を 0.1 と記載</p> <p>東海第二においては「DCH」等の RPV 破損するシーケンスにおける水素・酸素発生量評価についても，本項目を参照しているため，ペDESTALに落下し</p>



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（水素燃焼）			赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
ベータ線，ガンマ線ともに 1 とする。	サプレッション・プール以外に存在する核分裂生成物についてはベータ線，ガンマ線ともに 0.1 とする。  (添付資料 3. 4. 1， 3. 4. 2)	たデブリを踏まえた G 値を設定	
(c) 金属腐食等による水素ガス発生量 原子炉格納容器内の亜鉛の反応や炉内構造物の金属腐食によって発生する水素ガスの発生量は，ジルコニウム－水反応による水素ガス発生量に比べて少なく，また，水素ガスの発生は，原子炉格納容器内の水素濃度を上昇させ，酸素濃度を低下させると考えられることから，金属腐食等による水素ガス発生量は考慮しない。	(c) 金属腐食等による水素発生量 格納容器内の亜鉛及びアルミニウムの反応や，炉内構造物の金属腐食によって発生する水素の発生量は，ジルコニウム－水反応による水素発生量に比べて少なく，また，水素の発生は，格納容器内の水素濃度を上昇させ，酸素濃度を低下させることから，金属腐食等による水素発生量は考慮しない。  (添付資料 3. 1. 2. 10)	KK もアルミニウムは考慮している が明示していなかったため，東海第二では記載	
(3) 有効性評価の結果 本評価事故シーケンスは，「7. 2. 1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」のうち，「7. 2. 1. 2 代替循環冷却系を使用する場合」と同じであることから，有効性評価の結果は「7. 2. 1. 2. 2 (4) 有効性評価の結果」と同じである。このほかに，本評価事故シーケンスを評価する上で着目すべき評価結果として，格納容器圧力，格納容器温度，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 7. 2. 4－1 図から第 7. 2. 4－6 図に，事象発生から 7 日後（168 時間後）の酸素濃度を第 7. 2. 4－2 表に示す。	(3) 有効性評価の結果 本評価事故シーケンスは，「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）」のうち，「3. 1. 2 代替循環冷却系を使用する場合」と同じであることから，有効性評価の結果は「3. 1. 2. 2 (4) 有効性評価の結果」と同じである。この他に，本評価事故シーケンスを評価する上で着目すべき評価結果として，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，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. 4－1 図から第 3. 4－10 図に，事象発生から 7 日間における酸素濃度の最大値と到達時間を第 3. 4－2 表に示す。	東海第二では窒素供給による酸素濃度低減に伴い最大値は 7 日以前のタイミングとなることから，最大値と到達時間を記載	
a. 事象進展 事象進展は 7. 2. 1. 2. 2 (4) a. と同じである。 上記の事象進展に伴い，主に炉心の露出から炉心再冠水までの間に，全炉心内のジルコニウム量の約 16. 6%が水と反応して水素ガスが発生する。また，炉心再冠水に伴い，事象発生から約 2. 5 時間後にジルコニウム－水反応は停止する。発生した水素ガスは原子炉圧力容器内で発生する蒸気とともに，破断口から上部ドライウエルに流入する。また，原子炉圧力容器内及びサプレッション・チェンバ内における核分裂生成物による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。 代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱の開始後は，サプレッション・チェンバ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。	a. 事象進展 事象進展は「3. 1. 2. 2 (4) a. 事象進展」と同じである。 上記の事象進展に伴い，主に炉心の露出から炉心再冠水までの間に，全炉心のジルコニウム量の約 10. 1%が水と反応して水素が発生し，炉心の再冠水に伴い事象発生から約 2. 7 時間後にジルコニウム－水反応は停止する。発生した水素は原子炉圧力容器内で発生する蒸気とともに，破断口からドライウエルに流入する。また，原子炉圧力容器内及びサプレッション・チェンバ内における核分裂生成物による水の放射線分解により水素及び酸素が発生する。代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器内の減圧及び除熱操作開始後は，サプレッション・チェンバ内で蒸気の凝縮が進むことに伴い，格納容器内の酸素濃度が相対的に上昇する。事象発生から約 84 時間後に，格納容器内酸素濃度が 4. 0vol%（ドライ条件）に到達し，可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作を実施することで，格納容器内酸素濃度の上昇が抑制される。なお，可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入は，格納容器圧力が 310kPa [gage] に到達した時点で停止する。	過度な格納容器圧力上昇を防止する観点から，1Pd で窒素注入を停止する（7 日以降は格納容器圧力を 1Pd 以下とする）。	
b. 評価項目等 原子炉格納容器内の水素濃度は，ウェット条件においても事象発生直後から 13vol%	b. 評価項目等 格納容器内の水素濃度は，事象発生直後から 13vol%を上回るが，格納容器内	東海第二では，ドライ条件で酸素濃度	



赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（水素燃焼）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>を上回るが、ウェット条件における酸素濃度は、事象発生から 7 日後までの間、原子炉格納容器の初期酸素濃度である 3.5vol%を上回ることとはなく、酸素ガスの蓄積が最も進む事象発生から 7 日後においても約 3.4vol%であり、可燃限界を下回る。</p> <p>ドライ条件では、事象発生約 5 時間後から約 18 時間後までの間、ドライウエルにおける酸素濃度が可燃限界である 5vol%を上回る。この間、ウェット条件では、LOCA 後のブローダウンによって、ドライウエルに存在する非凝縮性ガスが水蒸気とともにサブプレッション・チェンバに送られ、破断口から供給される水蒸気でドライウエル内が満たされるため、ドライウエル内のほぼ 100%が水蒸気となっている。そのため、この間のドライ条件でのドライウエル内の気体組成は、ほぼ水の放射線分解によって生じる水素ガス及び酸素ガスの割合となり、そのウェット条件での濃度は 1vol%未満(約 0.2vol%)である。また、ドライウエル内の非凝縮性ガス(水素ガス、酸素ガス及び窒素ガス)の分圧の和は大気圧よりも低く、0.02MPa [abs] 未満(水素及び酸素の分圧の和は 0.01MPa[abs]未満)である。この間のサブプレッション・チェンバ内のウェット条件での水蒸気の濃度は約 5vol%であり、サブプレッション・チェンバ内の全圧が 0.50MPa[abs]以上であることから、非凝縮性ガス(水素ガス、酸素ガス及び窒素ガス)の分圧は少なくとも 0.47MPa[abs]以上である。このため、仮にドライウエル内の水蒸気が凝縮してドライウエル内の圧力が低下し、相対的に水素濃度及び酸素濃度が上昇しても、ドライウエル内の水素濃度及び酸素濃度が可燃限界を上回る前に、サブプレッション・チェンバから酸素濃度が 5.0vol%未満の気体が入る。このため、この間においてドライウエルの酸素濃度が現実には可燃限界である 5vol%を上回ることとはない。事象発生約 18 時間後以降は、ドライ条件を仮定しても酸素濃度は 5.0vol%未満で推移し、事象発生から 7 日後の酸素濃度は、ドライウエルにおいて約 3.7vol%、サブプレッション・チェンバにおいて約 3.9vol%である。したがって、格納容器スプレイの誤動作等により水蒸気量が低下しても、可燃限界である 5vol%に達することはない。</p> <p>その後も水素濃度及び酸素濃度を監視し、原子炉格納容器内の水素及び酸素濃度が可燃領域に至る場合については、格納容器ベントによって、その水素濃度及び酸素濃度を低減することで、安定状態を維持できる。</p> <p>また、原子炉格納容器内は、原子炉冷却材の蒸発によって発生する水蒸気で満たされるため、原子炉格納容器内がドライ条件となることは考えにくい。なお、事象発生 168 時間後における崩壊熱は約 11.6MW であるが、これに相当する水蒸気発生量は約 2.3×104Nm3/h である。このため、水素燃焼の可能性の有無は、ウェット条件における気相濃度において判断することが妥当であると考えられる。</p> <p>本評価では、「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(6)の評価項目について、酸素濃度をパラメータとして対策の有効性を確認した。また、(7)の評価項目について、可燃性ガスの燃焼が生じないことを確認した。(7)の評価項目のうち、可燃性ガスの蓄積による(1)の評価項目への影響については、「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」のうち、「7.2.1.2 代替循環冷却系を使用</p>	<p>酸素濃度が 4.0vol%（ドライ条件）に到達した時点で可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入を行うことによって、酸素濃度の最高値は約 4.0vol%（ドライ条件）にとどまることから、可燃限界である 5vol%を下回る。</p> <p>その後も水素濃度及び酸素濃度を監視し、格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が可燃領域に至る可能性のある場合については、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作によって水素及び酸素を排出し、水素濃度及び酸素濃度を低減することで、安定状態を維持できる。</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(6)の評価項目について、酸素濃度をパラメータとして対策の有効性を確認した。また、(7)の評価項目について、可燃性ガスの燃焼が生じないことを確認した。(7)の評価項目のうち、可燃性ガスの蓄積による(1)の評価項目への影響については、評価事故シーケンス及び格納容器破損防止対策が同じである「3.1 雰囲気圧力・温度によ</p>	<p>を測定し判断基準としていることから、ウェット条件で判断基準としている K K と異なり、誤スプレイ等によって酸素濃度がドライ条件に近づくようなことがない。</p> <p>東海第二はドライ条件で判断している。</p>



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（水素燃焼）			赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考	
する場合」にて評価項目を満足することを確認している。  なお、本評価は選定された評価事故シーケンスに対する、「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(6)の評価項目について対策の有効性を評価するものであり、原子炉格納容器下部に熔融炉心が落下しない場合の評価であるが、熔融炉心が原子炉格納容器下部に落下した場合の熔融炉心・コンクリート相互作用による水素ガス発生の影響については、「7.2.5 熔融炉心・コンクリート相互作用」において、「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(6)及び(7)の評価項目について対策の有効性を確認できる。	る静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」のうち、「3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」にて評価項目を満足することを確認している。  なお、本評価は選定された評価事故シーケンスに対する、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(6)及び(7)の評価項目について対策の有効性を評価するものであり、ペデスタル（ドライウェル部）に熔融炉心が落下しない場合の評価であるが、熔融炉心がペデスタル（ドライウェル部）に落下した場合の水素発生の影響については、「3.2 高压熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」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(6)及び(7)の評価項目について対策の有効性を確認できる。	KKではMCC Iによって発生する水素ガス等の影響を踏まえて「3.5 MCC I」の章に記載をしているが、東海第二では「3.2 DCH」に全ての解析結果を記載し、また、MCC Iによるコンクリート侵食がないため非凝縮性ガスの発生がないため、「3.2 DCH」で確認している。	
7.2.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 本評価事故シーケンスは、「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」のうち、「7.2.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」と同じであることから、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価は「7.2.1.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価」と同様である。よって以下では、格納容器破損モード「水素燃焼」を評価する上で着目すべき不確かさの影響評価結果を示す。	3.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 本評価事故シーケンスは、「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）」のうち、「3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」と同じであることから、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価は「3.1.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価」と同様である。よって以下では、格納容器破損モード「水素燃焼」を評価する上で着目すべき不確かさの影響評価結果を示す。		
(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本評価事故シーケンスにおける、解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価は、「7.2.1.2.3(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」と同様である。	(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 本格納容器破損モードにおける、解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価は、「3.1.2.3(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」と同様である。		
(2) 解析条件の不確かさの影響評価 a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、「7.2.1.2.3(2) 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」と同様であるが、本評価事故シーケンスを評価する上で、事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の酸素濃度は、解析条件の 3.5vol%に対して最確条件は約 3vol%以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、初期酸素濃度が低くなるため、本評価事故シーケンスにおける原子炉格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられるが、本評価事故シーケンスにおいては原子炉格納容器内の酸素濃度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。  事故条件の炉心内のジルコニウム－水反応による水素ガス発生量は、解析条件の全炉心内のジルコニウム量の約 16.6%が水と反応して発生する水素ガス量に対して、最確条件は事象進展に依存するものであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合	(2) 解析条件の不確かさの影響評価 a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、「3.1.2.3(2) 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」と同様であるが、本評価事故シーケンスを評価する上で、事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。 (a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の初期酸素濃度は、解析条件の 2.5vol%に対して最確条件は約 1vol%～約 2vol%であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合には、初期酸素濃度が低くなり、本評価事故シーケンスにおける格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられるため、格納容器内の酸素濃度を操作開始の起点としている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の開始時間は遅くなることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。 事故条件の炉心内のジルコニウム－水反応による水素発生量は、解析条件の全炉心内のジルコニウム量の約 10.1%が水と反応して発生する水素量に対して最確条件は事象進展に依存するものであり、解析条件の不確かさとして、最	最確条件は東海第二の運転実績を記載  東海第二では酸素濃度を起点とした操作として、格納容器への窒素注入を実施	



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（水素燃焼）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>は、水素ガス発生量が変動する可能性があるが、本評価事故シーケンスにおいては水素ガス発生量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>金属腐食等による水素ガス発生量は、最確条件とした場合は、水素ガス発生量が増加するため、本評価事故シーケンスにおける原子炉格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられるが、本評価事故シーケンスにおいては原子炉格納容器内の酸素濃度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>事故条件の水の放射線分解による G 値は、解析条件の水素ガス：0.06、酸素ガス：0.03 に対して最確条件は同じであるが、G 値の不確かさにより水の放射線分解による酸素ガス発生量が大幅に増加する場合、原子炉格納容器内の酸素濃度が可燃領域又は爆轟領域となる可能性がある。その場合には、格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント系（ウェットウェルベント）を使用し、原子炉格納容器内の気体を排出する必要がある。なお、格納容器圧力逃がし装置に係る運転員等の操作については、「7.2.1.3 代替循環冷却系を使用しない場合」において、成立性を確認している。また、耐圧強化ベント系（ウェットウェルベント）を用いる場合は、あらかじめ不活性ガスによる大気開放ラインのバージを実施するほかはおおむね同様の対応となる。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の酸素濃度は、解析条件の 3.5vol%に対して最確条件は約 3vol%以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、初期酸素濃度が低くなるため、本評価事故シーケンスにおける原子炉格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>事故条件の炉心内のジルコニウム－水反応による水素ガス発生量は、解析条件の全炉心内のジルコニウム量の約 16.6%が水と反応して発生する水素ガス量に対して、最確条件は事象進展に依存するものであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、水素ガス発生量が増加する可能性がある。炉心内のジルコニウム－水反応による水素ガス発生量は、運転員等操作である低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の操作開始時間に依存して変動するが、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の操作開始時間については、「7.2.1.2.3(2) b. 操作条件」にて解析上の操作開始時間と実態の操作開始時間はほぼ同等と評価しており、炉心内のジルコニウム－水反応による水素ガス発生量に与える影響は小さい。仮に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の操作開始が大幅に早まった場合、第 7.2.4－7 図及び第 7.2.4－8 図に示すとおり、全炉心内のジルコニウム量の約 18.2%が水と反応し、炉心内のジルコニウム－水反応による水素ガス発生量は 1 割程度増加するが、ウェット条件における酸素濃度は、酸素ガスの蓄積が最も進む事象発生から 7 日後においても約 3.6vol%であり、可燃限界を下回る。また、本評価における酸素濃度と同等の値であることから、評価項目となるパラメータに与え</p>	<p>確条件とした場合には水素発生量が増加する可能性があるが、本評価事故シーケンスにおいては、水素発生量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>事故条件の金属腐食等による水素発生量は、最確条件とした場合には水素発生量が増加し、本評価事故シーケンスにおける格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられるため、格納容器内の酸素濃度を操作開始の起点としている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の開始時間は遅くなることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>事故条件の水の放射線分解による G 値は、解析条件の水素：0.06、酸素：0.03 に対して最確条件は同じであるが、G 値の不確かさにより水の放射線分解による酸素発生量が大幅に増加する場合、格納容器内の酸素濃度が可燃領域又は爆轟領域となる可能性がある。その場合には、格納容器圧力逃がし装置を使用し、格納容器内の気体を排出する必要がある。なお、格納容器圧力逃がし装置に係る運転員等の操作については、「3.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合」において、成立性を確認している。</p> <p>(添付資料 3.4.3，3.4.4)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の初期酸素濃度は、解析条件の 2.5vol%に対して最確条件は約 1vol%～約 2vol%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には初期酸素濃度が低くなるため、本評価事故シーケンスにおける格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>事故条件の炉心内のジルコニウム－水反応による水素発生量は、解析条件の全炉心内のジルコニウム量の約 10.1%が水と反応して発生する水素量に対して、最確条件は事象進展に依存するものであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合には、水素発生量が増加する可能性がある。炉心内のジルコニウム－水反応による水素発生量は、運転員等操作である常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の操作開始時間に依存して変動するが、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の操作開始時間については、「3.1.2.3(2) b. 操作条件」にて解析上の操作開始時間と実態の操作開始時間はほぼ同等と評価しており、炉心内のジルコニウム－水反応による水素発生量に与える影響は小さい。仮に常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の操作開始が大幅に早まった場合、第 3.4－11 図及び第 3.4－12 図に示すとおり、全炉心内のジルコニウム量の約 15.3%が水と反応し、炉心内のジルコニウム－水反応による水素発生量は 5 割程度増加するが、酸素濃度が 4.0vol%（ド</p>	<p>東海第二では酸素濃度を起点とした操作として、格納容器への窒素注入を実施</p> <p>東海第二では炉心損傷後に耐圧強化ベントは使用しない運用としている。</p> <p>東海第二はドライ条件で判断している。</p>



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（水素燃焼）			赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考	
<p>る影響は小さい。また、仮に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の操作開始が遅れた場合、第 7. 2. 4－9 図及び第 7. 2. 4－10 図に示すとおり、全炉心内のジルコニウム量の約 17. 1%が水と反応し、炉心内のジルコニウム－水反応による水素ガス発生量は 3%程度増加するが、ウェット条件における酸素濃度は、酸素ガスの蓄積が最も進む事象発生から 7 日後においても約 3. 9vol%であり、可燃限界を下回る。また、本評価における酸素濃度と同等の値であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>金属腐食等による水素ガス発生量は、最確条件とした場合は、水素ガス発生量が増加するため、本評価事故シーケンスにおける原子炉格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>事故条件の水の放射線分解による G 値は、解析条件の水素ガス：0. 06，酸素ガス：0. 03 に対して最確条件は同じであるが、G 値の不確かさにより水の放射線分解による酸素ガス発生量が大幅に増加する場合、原子炉格納容器内の酸素濃度が可燃領域又は爆轟領域となる可能性がある。その場合には、格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント系（ウェットウェルベント）を使用し、原子炉格納容器内の気体を排出することが可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>G 値の不確かさにより水の放射線分解による酸素ガス発生量が大幅に増加する場合について、設計基準事故対処設備である可燃性ガス濃度制御系の性能評価に用いている G 値（水素ガス：0. 4，酸素ガス：0. 2）を使用した感度解析を実施した。第 7. 2. 4－11 図から第 7. 2. 4－15 図に示すとおり、原子炉格納容器内の酸素濃度は、ウェット条件において事象発生から約 51 時間で 5vol%に到達するが、格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント系（ウェットウェルベント）を用いた原子炉格納容器内の気体の排出操作には十分な時間余裕がある。5vol%到達時点で原子炉格納容器内の気体の排出操作を実施すると、水蒸気とともに非凝縮性ガスが原子炉格納容器外に押し出され、また、原子炉格納容器内は、減圧沸騰による原子炉冷却材の蒸発によって発生する水蒸気で満たされるため、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度はほぼ 0vol%まで低下する。また、ドライ条件では、ドライウェルの酸素濃度が 5vol%を超えるが、これはドライウェルの大部分が継続的に水蒸気で占められるためであり、実際の状況下でドライ条件となり、水素燃焼が発生することはない。</p> <p>ドライ条件とならないことを確認するため、水蒸気の凝縮が過剰に進む場合として、格納容器圧力が最も低下する事象発生から 7 日後（168 時間後）において、残留熱除去系による格納容器スプレイをドライウェルに連続で実施した場合を評価し、原子炉格納</p>	<p>ライ条件）に到達した時点で可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内への窒素注入操作を開始するため、酸素濃度の最大値は約 4. 0vol%（ドライ条件）であり、可燃限界を下回る。また、本評価における酸素濃度と同等の値であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、仮に常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の操作開始が遅れた場合、第 3. 4－13 図及び第 3. 4－14 図に示すとおり、全炉心内のジルコニウム量の約 7. 6%が水と反応し、炉心内のジルコニウム－水反応による水素発生量は 1 割程度減少するが、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を用いた格納容器内への窒素注入操作を開始するため、酸素濃度の最大値は約 4. 0vol%（ドライ条件）であり、可燃限界を下回る。また、本評価における酸素濃度と同等の値であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の金属腐食等による水素発生量は、最確条件とした場合には水素発生量が増加するため、本評価事故シーケンスにおける格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>事故条件の水の放射線分解による G 値は、解析条件の水素：0. 06，酸素：0. 03 に対して最確条件は同じであるが、本解析条件の不確かさとして、G 値の不確かさにより水の放射線分解による酸素発生量が大幅に増加する場合、格納容器内の酸素濃度が可燃領域又は爆轟領域となる可能性がある。その場合には、格納容器圧力逃がし装置を使用し、格納容器内の気体を排出することが可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>G 値の不確かさにより水の放射線分解による酸素発生量が大幅に増加する場合として、G 値を設計基準事故対処設備である可燃性ガス濃度制御系の性能評価に用いている G 値（沸騰状態の場合、水素：0. 4，酸素：0. 2，非沸騰状態の場合、水素：0. 25，酸素：0. 125）を使用した感度解析を実施した。第 3. 4－15 図から第 3. 4－17 図に示すとおり、格納容器内の酸素濃度は、事象発生から約 122 時間で 4. 3vol%（ドライ条件）に到達するが、格納容器圧力逃がし装置を用いた格納容器内の気体の排出操作には十分な時間余裕がある。4. 3vol%（ドライ条件）到達時点で格納容器内の気体の排出操作を実施すると、水蒸気とともに非凝縮性ガスが格納容器外に押し出される。また、可搬型窒素供給設備による格納容器内への窒素注入操作により、酸素濃度は可燃限界である 5vol%（ドライ条件）に到達しないため、水素燃焼が発生することはない。</p>	<p>東海第二では炉心損傷後に耐圧強化ベントは使用しない運用としている。</p> <p>東海第二では炉心損傷後に耐圧強化ベントは使用しない運用としている。</p> <p>東海第二はドライ条件で判断している。</p> <p>東海第二では、ドライ条件で酸素濃度を測定し判断基準としていることから、ウェット条件で判断基準としている K K と異なり、誤スプレイ等によって酸素濃度がドライ条件に近づくようなことがない。</p>	



赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（水素燃焼）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>容器内の気相濃度の推移を確認した。第 7. 2. 4－16 図から第 7. 2. 4－18 図に示すとおり，格納容器スプレイによる水蒸気の凝縮を考慮しても，格納容器スプレイ開始後約 4 時間（原子炉格納容器内が負圧となる時間）までは，原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が可燃限界に至ることはない。なお，ベント弁を開放している状況下で格納容器スプレイを実施する手順とはしておらず，格納容器スプレイにインターロックによる自動起動はないことから誤動作のおそれはない。運転員の誤操作によって格納容器スプレイを連続で実施しても，原子炉格納容器内が負圧に至るまでは格納容器スプレイ開始から約 4 時間の時間余裕がある。また，格納容器スプレイの停止操作は中央制御室での簡易な操作であることから，約 4 時間の時間余裕の間での運転員による格納容器スプレイの停止に期待できる。このため，現実として原子炉格納容器内が負圧になることはなく，したがって原子炉格納容器内がドライ条件になることはない。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による対応が生じる場合，その対応フローは「7. 2. 1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」のうち，「7. 2. 1. 3 代替循環冷却系を使用しない場合」と同じであり，格納容器圧力逃がし装置等の操作が必要となる時間は，「7. 2. 1. 3 代替循環冷却系を使用しない場合」よりも，本感度解析による評価結果の方が遅いことから，水素燃焼を防止する観点での事故対応は十分に可能となる。大気中への Cs-137 の総放出量の観点でも，本感度解析による評価結果の方が，事象発生から原子炉格納容器内の気体の排出操作までの時間が長いことから，「7. 2. 1. 3 代替循環冷却系を使用しない場合」の評価結果である約 2. 0TBq を超えることはなく，評価項目である 100TBq を十分に下回る。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>本評価事故シーケンスにおける操作条件は，「7. 2. 1. 2. 3(2) b. 操作条件」と同様である。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>本評価事故シーケンスにおける操作時間余裕の把握は「7. 2. 1. 2. 3(3) 操作時間余裕の把握」と同様である。</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>格納容器圧力逃がし装置による対応が生じる場合，その対応フローは「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）」のうち，「3. 1. 3 代替循環冷却系を使用できない場合」と同じであり，格納容器圧力逃がし装置の操作が必要となる時間は，「3. 1. 3 代替循環冷却系を使用できない場合」よりも，本感度解析による評価結果の方が遅いことから，水素燃焼を防止する観点での事故対応は十分に可能となる。大気中への Cs-137 の総放出量の観点でも，本感度解析による評価結果の方が，事象発生から格納容器内の気体の排出操作までの時間が長いことから，「3. 1. 3 代替循環冷却系を使用できない場合」の評価結果である約 3. 7TBq を超えることはなく，評価項目である 100TBq を十分に下回る。</p> <p>(添付資料 3. 4. 3， 3. 4. 4， 3. 4. 5)</p> <p>b. 操作条件</p> <p>本評価事故シーケンスにおける操作条件は，「3. 1. 2. 3(2) b. 操作条件」と同様である。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>本評価事故シーケンスにおける操作時間余裕の把握は「3. 1. 2. 3(3) 操作時間余裕の把握」と同様である。</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。この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。</p>	



赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（水素燃焼）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<p>7.2.4.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>本評価事故シーケンスは、「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」のうち、「7.2.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」と同じであることから、必要な要員及び資源の評価は「7.2.1.2.4 必要な要員及び資源の評価」と同じである。</p>	<p>3.4.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>本評価事故シーケンスは、「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）」のうち、「3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」と同じであることから、必要な要員及び資源の評価は「3.1.2.4 必要な要員及び資源の評価」と同じである。</p>	
<p>7.2.4.5 結論</p> <p>格納容器破損モード「水素燃焼」では、ジルコニウム－水反応等によって発生した水素ガスと、水の放射線分解によって発生した酸素ガスが原子炉格納容器内で反応することによって激しい燃焼が生じ、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「水素燃焼」に対する格納容器破損防止対策としては、窒素ガス置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化を実施している。</p> <p>格納容器破損モード「水素燃焼」では、酸素濃度が他のプラント損傷状態よりも相対的に高くなる可能性が考えられ、炉心損傷を防止できない事故シーケンスとして抽出されている評価事故シーケンス「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失」について、有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、窒素ガス置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化により、酸素濃度が可燃限界である 5vol%以下となることから、水素燃焼に至ることはなく、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</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。</p> <p>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、窒素ガス置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化等の格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「水素燃焼」に対して有効である。</p>	<p>3.4.5 結 論</p> <p>格納容器破損モード「水素燃焼」では、ジルコニウム－水反応等によって発生した水素と、水の放射線分解によって発生した酸素が格納容器内で反応することによって激しい燃焼が生じ、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「水素燃焼」に対する格納容器破損防止対策としては、通常運転時から窒素置換により格納容器内雰囲気の不活性化されていることに加え、可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入手段を整備している。</p> <p>格納容器破損モード「水素燃焼」では、酸素濃度が他のプラント損傷状態よりも相対的に高くなる可能性が考えられ、炉心損傷を防止できない事故シーケンスとして抽出されている評価事故シーケンス「大破断 LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」について、代替循環冷却系を使用する場合の有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、通常運転時から窒素置換により格納容器内雰囲気の不活性化されていることに加え、可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入により、酸素濃度は可燃限界である 5vol%（ドライ条件）以下となることから、水素燃焼に至ることはなく、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</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、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、7 日間以上の供給が可能である。</p> <p>以上のことから、通常運転時から窒素置換により格納容器内雰囲気の不活性化されていることに加え、可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入手段等の格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「水素燃焼」に対して有効である。</p>	<p>東海第二では、水素燃焼防止（ベント時間遅延）のため窒素供給を実施</p> <p>東海第二では、水素燃焼防止（ベント時間遅延）のため窒素供給を実施</p> <p>東海第二では、水素燃焼防止（ベント時間遅延）のため窒素供給を実施</p>



赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考													
	<div>第3.4-1表 主要解析条件（水素燃焼）</div> <table><tr><th>項目</th><th>主要解析条件</th><th>条件設定の考え方</th></tr><tr><td>初期条件</td><td>2.5vol%</td><td>酸素濃度4.3vol%（ドライ条件）到達を防止可能な初期酸素濃度として設定</td></tr><tr><td rowspan="3">事故条件</td><td>炉心内のジルコニウム－水反応による水素発存量</td><td>解析コードMARPによる評価結果</td></tr><tr><td>金属腐食等による水素発存量</td><td>酸素濃度を厳しく評価するものとして設定</td></tr><tr><td>水の放射線分解による水素及び酸素の発生割合</td><td>重大事故時における格納容器内の条件を考慮して設定</td></tr></table> <div>3.4-15</div>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	初期条件	2.5vol%	酸素濃度4.3vol%（ドライ条件）到達を防止可能な初期酸素濃度として設定	事故条件	炉心内のジルコニウム－水反応による水素発存量	解析コードMARPによる評価結果	金属腐食等による水素発存量	酸素濃度を厳しく評価するものとして設定	水の放射線分解による水素及び酸素の発生割合	重大事故時における格納容器内の条件を考慮して設定	<div>東海第二では窒素供給による酸素濃度低減に伴い最大値は7日以前のタイミングとなることから、最大値と到達時間を記載</div>
項目	主要解析条件	条件設定の考え方													
初期条件	2.5vol%	酸素濃度4.3vol%（ドライ条件）到達を防止可能な初期酸素濃度として設定													
事故条件	炉心内のジルコニウム－水反応による水素発存量	解析コードMARPによる評価結果													
	金属腐食等による水素発存量	酸素濃度を厳しく評価するものとして設定													
	水の放射線分解による水素及び酸素の発生割合	重大事故時における格納容器内の条件を考慮して設定													

第3.4-2表 事象発生から7日間（168時間）における酸素濃度の最大値及び到達時間*	
ドライ条件	
ドライウエル	約2.7vol%（約115時間）
サブレーション・チェンバ	約2.5vol%（約0.4時間）
※ 全炉心内のジルコニウム量の約10.1%が反応した場合	



第7.2.4-1表 主要解析条件（水素燃焼）			東海第二発電所		備考
項目	主要解析条件		条件設定の考え方		
	酸素濃度	3.5vol%	保安規定をもとに設定（運転上許容されている値の上限）		
事故条件	炉心内のジルコニウム-水反応による水素ガス発生量	全炉心内のジルコニウム量の約16.6%が水と反応して発生する水素ガス量			
	金属腐食等による水素ガス発生量	考慮しない			
	水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスの発生割合	水素ガス：0.06分子/100eV 酸素ガス：0.03分子/100eV			
		重大事故時における原子炉格納容器内の条件を考慮して設定			

第7.2.4-2表 事象発生から7日後（168時間後）の酸素濃度※		
	ウェット条件（vol%）	ドライ条件（vol%）
ドライウエル	約2.3	約3.7
サブプレッション・チェンバ	約3.4	約3.9

※ 全炉心内のジルコニウム量の約16.6%が反応した場合

第3.4-1図 格納容器圧力の推移

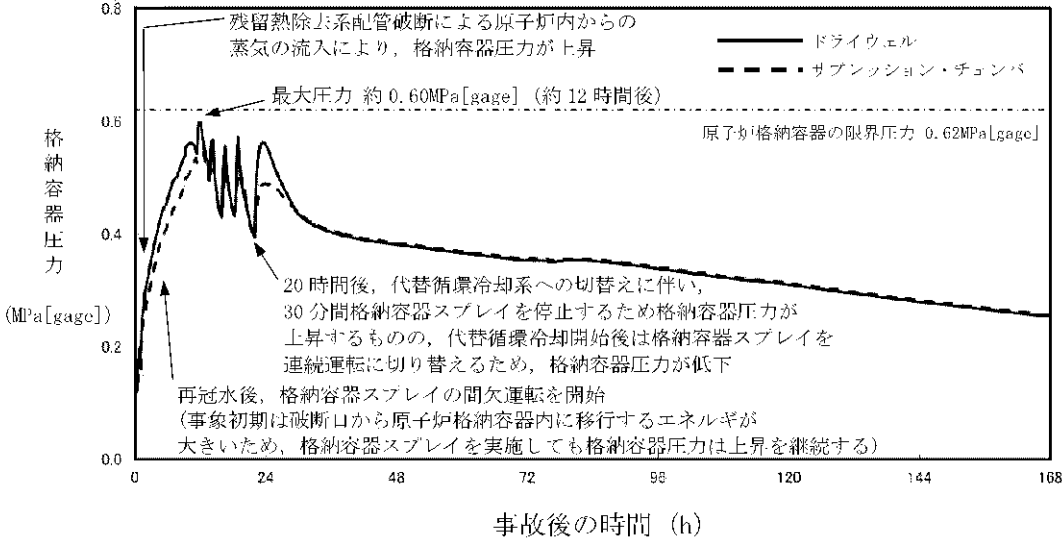
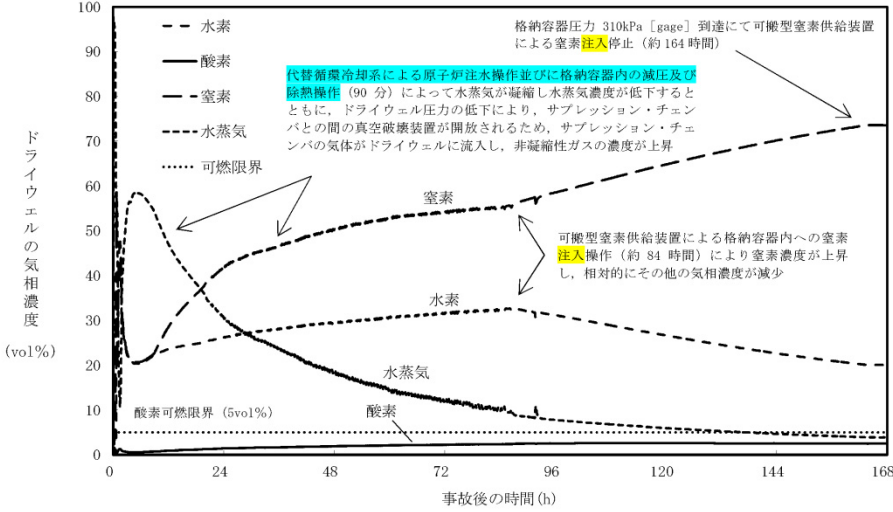
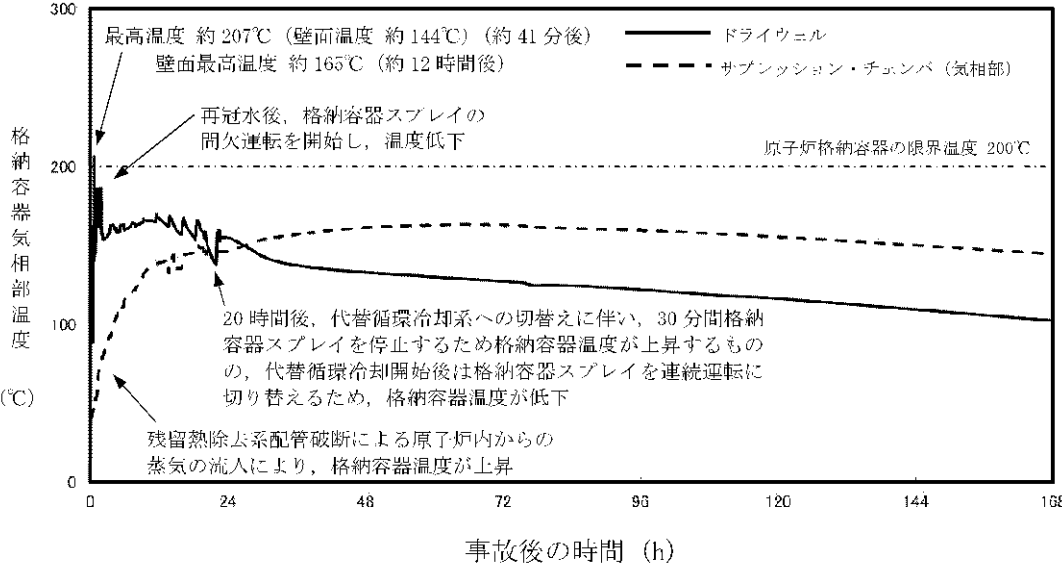
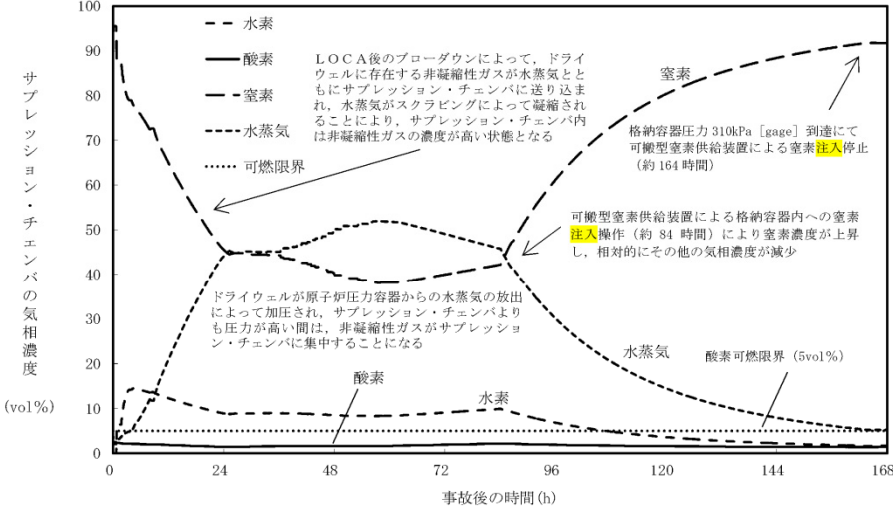
第3.4-2図 格納容器雰囲気温度の推移

3.4-16

東海第二では、ベント時間遅延のため窒素供給を実施

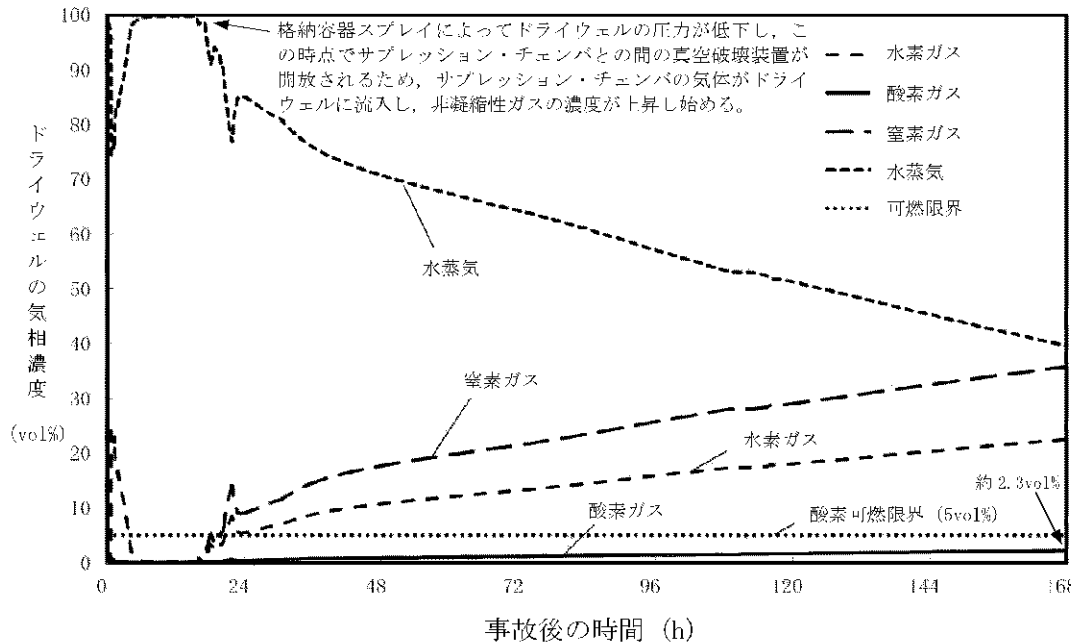
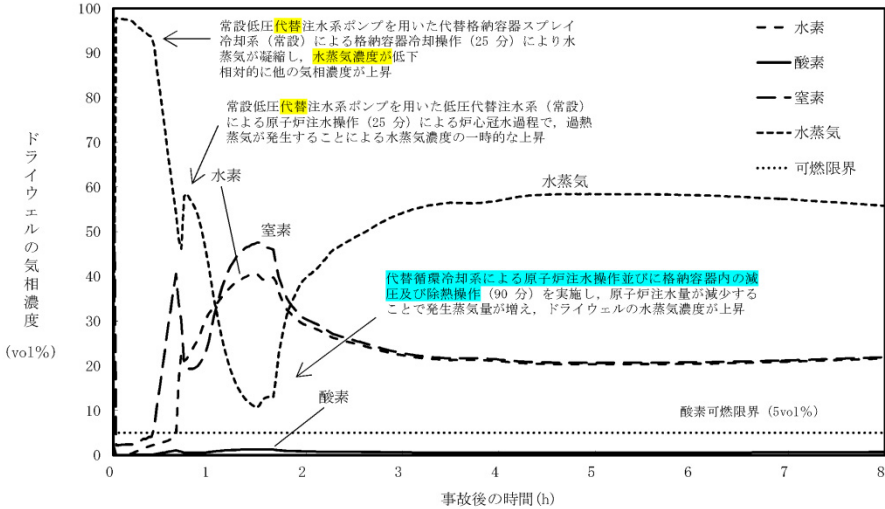
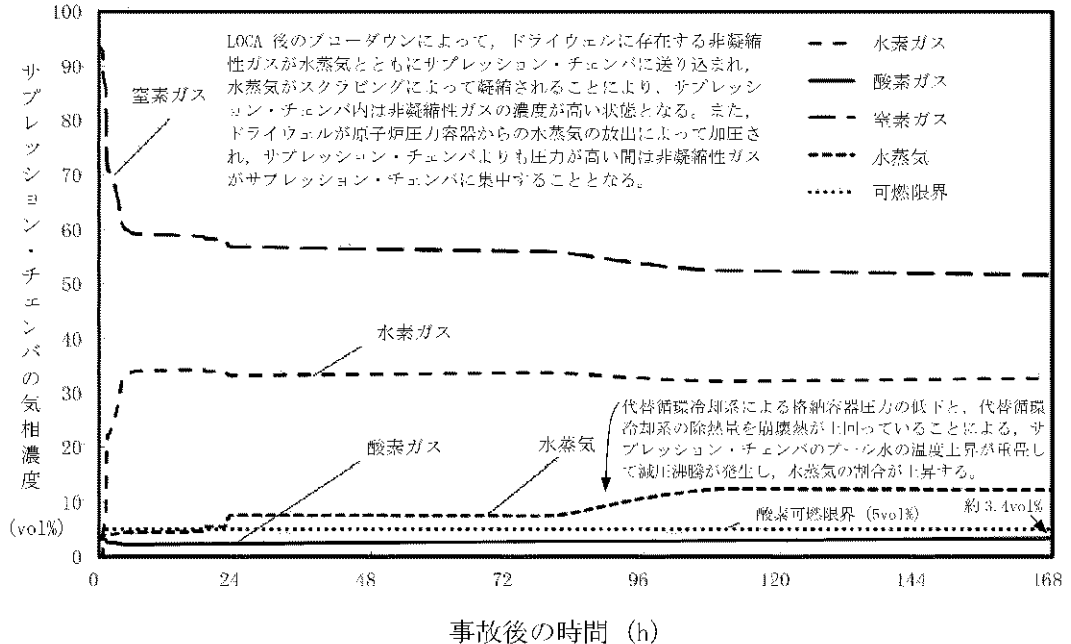
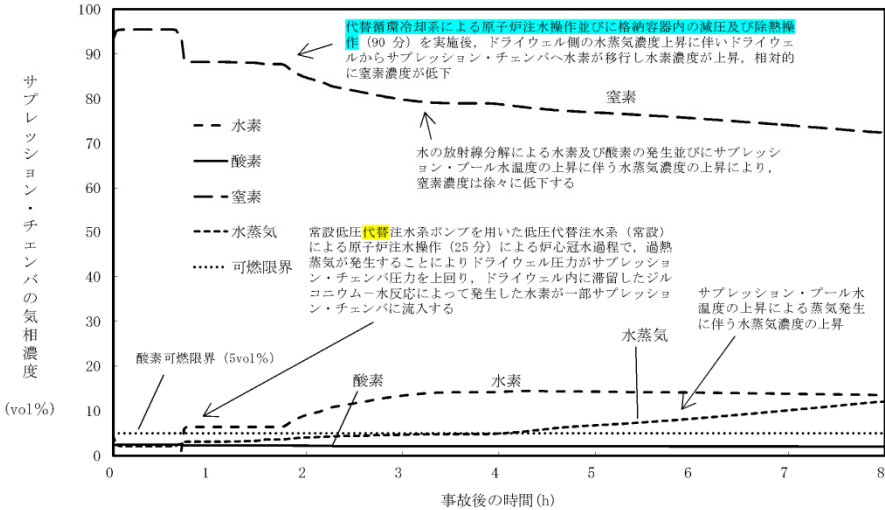


赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>第 7.2.4－1 図 格納容器圧力の推移</p></div>	<div><p>第 3.4－3 図 ドライウエルの気相濃度の推移（ウェット条件）</p></div>	東海第二では、ベント時間遅延のため窒素供給を実施
<div><p>第 7.2.4－2 図 格納容器気相部温度の推移</p></div>	<div><p>第 3.4－4 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）</p></div>	
	3.4－17	



赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

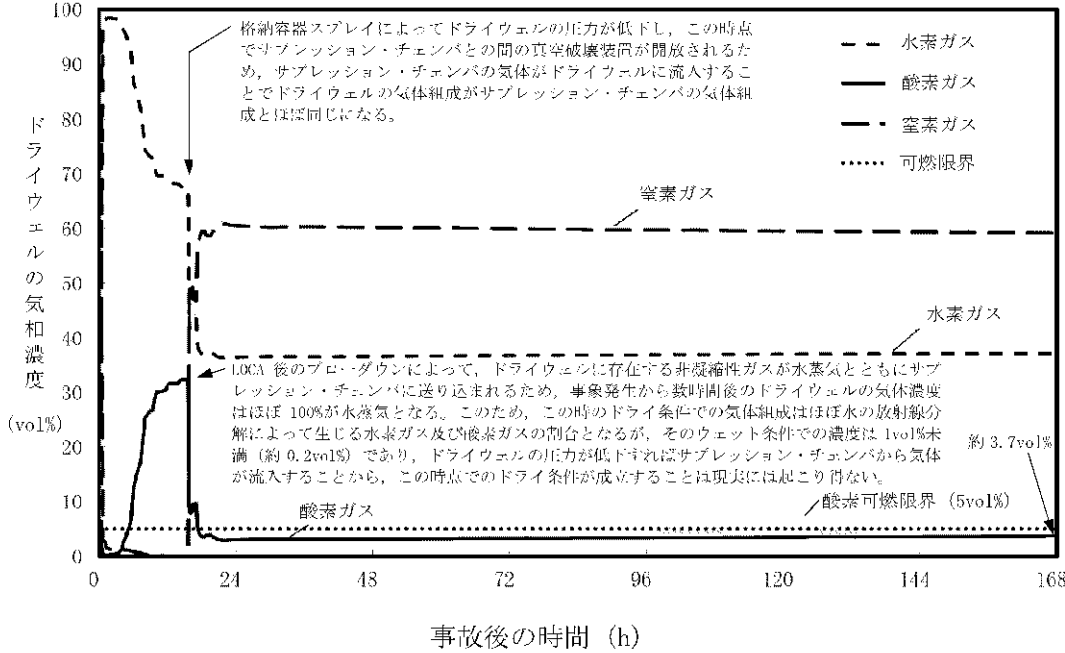
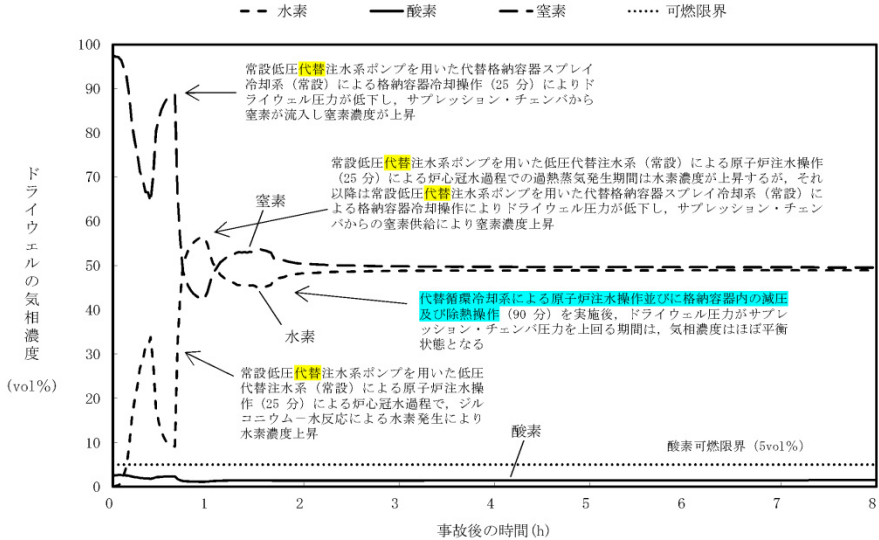
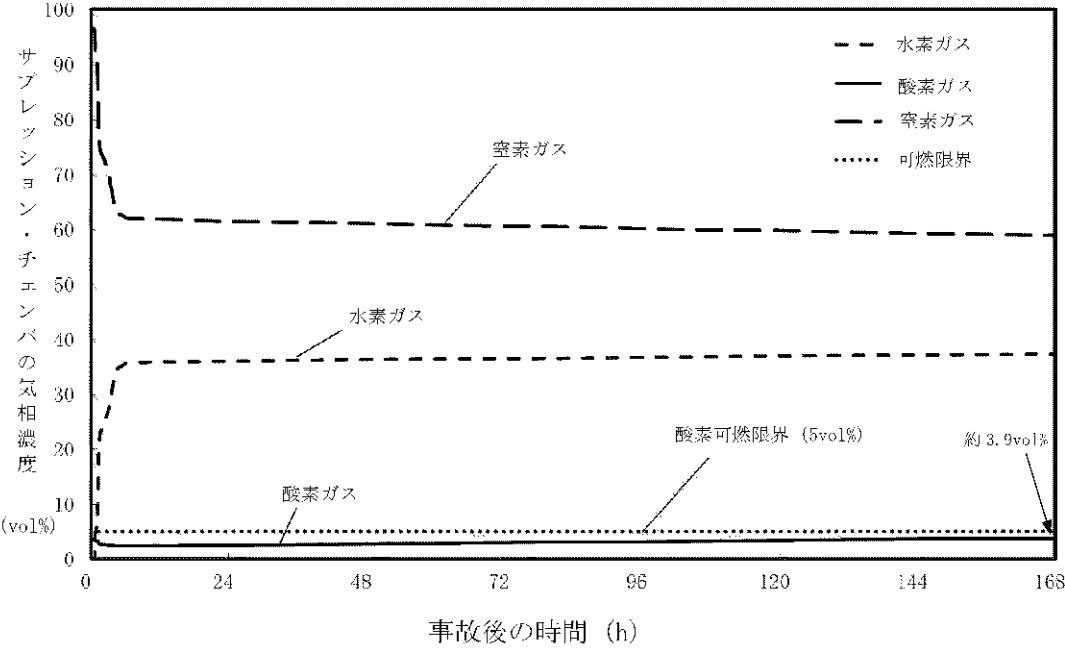
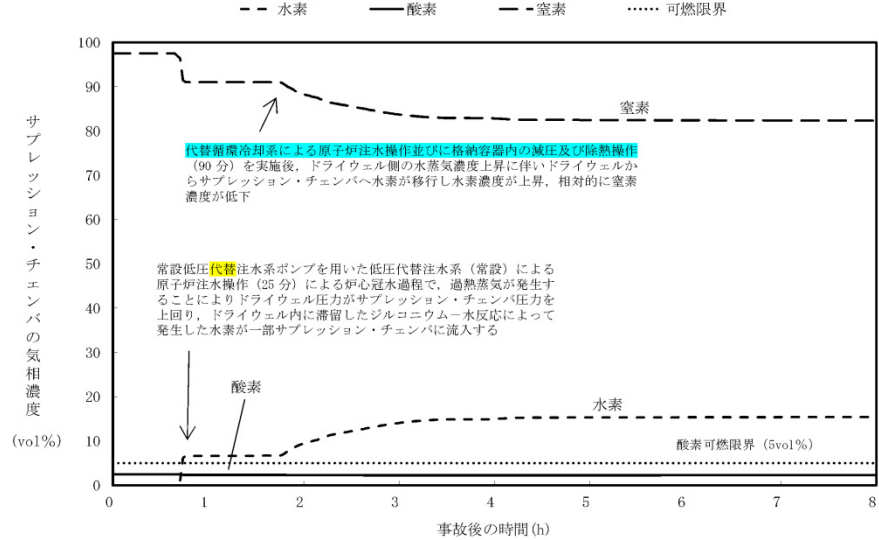
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備考
<div></div> <p>第 7.2.4－3 図 ドライウエルの気相濃度の推移（ウェット条件）</p>	<div></div> <p>第 3.4－5 図 ドライウエルの気相濃度の推移（ウェット条件） （～8 時間）</p>	東海第二では、ベント時間遅延のため窒素供給を実施
<div></div> <p>第 7.2.4－4 図 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移（ウェット条件）</p>	<div></div> <p>第 3.4－6 図 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移 （ウェット条件）（～8 時間）</p> <p>3.4－18</p>	事故後短期の挙動を詳細に確認するため、～8 時間の図を追加



柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
	<div><p>第 3.4－7 図    ドライウエルの気相濃度の推移（ドライ条件）</p></div>	<div>東海第二では、ベント時間遅延のため窒素供給を実施</div>
	<div><p>第 3.4－8 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）</p></div>	
	3. 4－19	



赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

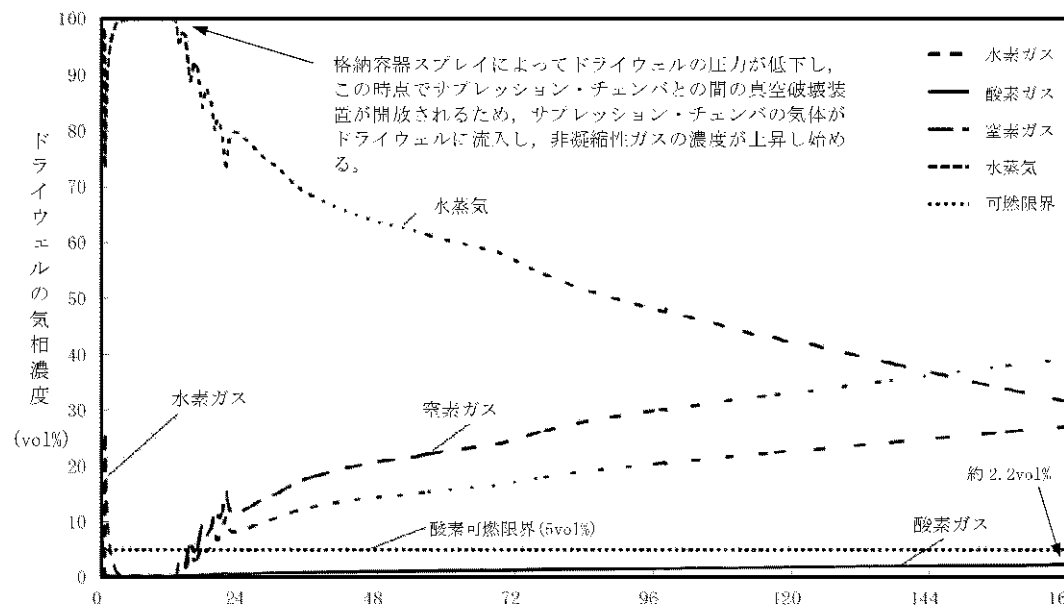
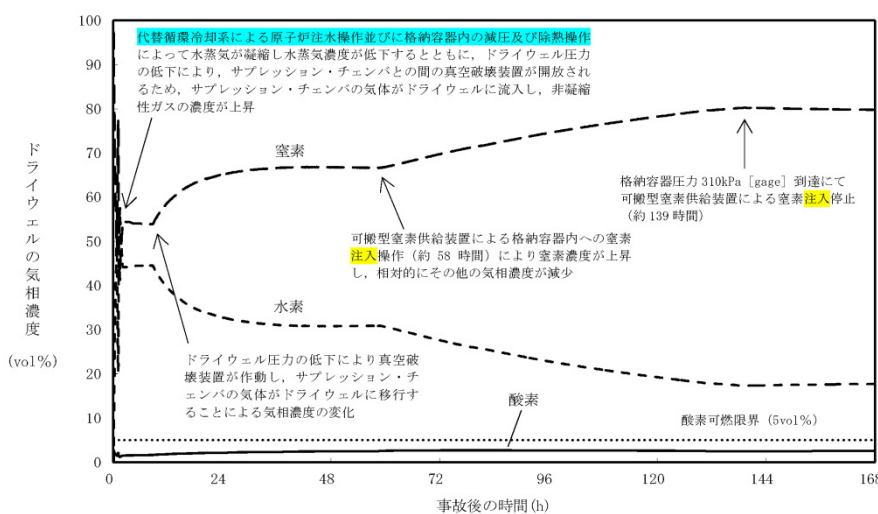
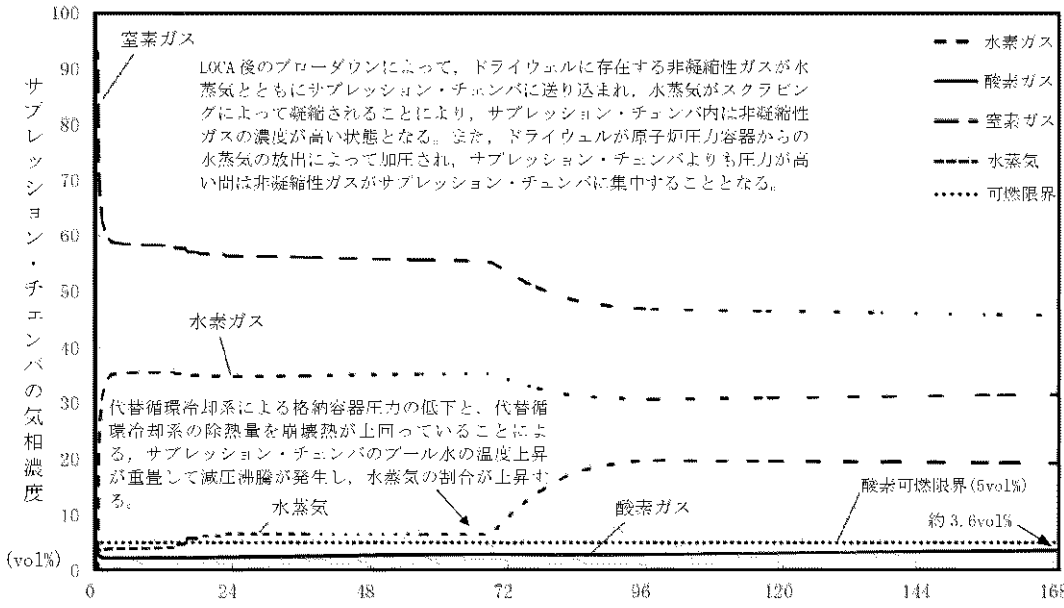
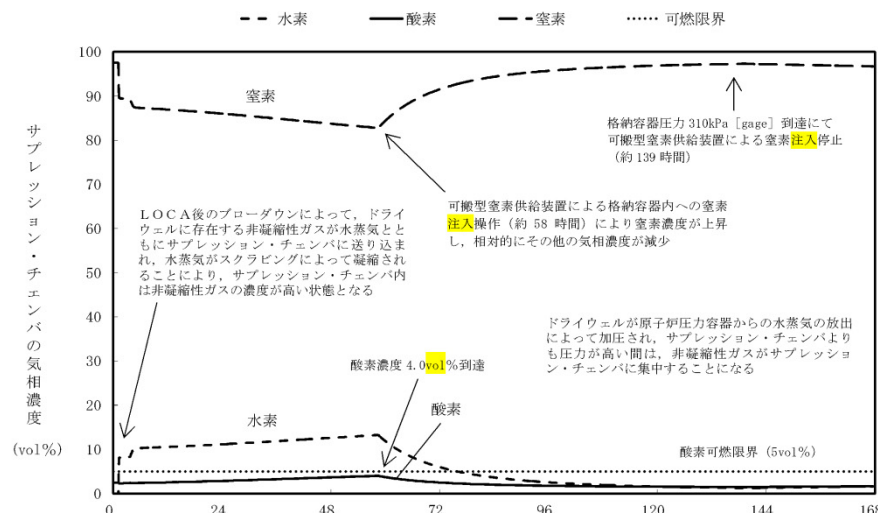
柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<div></div> <p>第 7.2.4－5 図   ドライウエルの気相濃度の推移（ドライ条件）</p>	<div></div> <p>第 3.4－9 図   ドライウエルの気相濃度の推移（ドライ条件） （～8 時間）</p>	東海第二では、ベント時間遅延のため窒素供給を実施
<div></div> <p>第 7.2.4－6 図   サブプレッション・チェンバの気相濃度の推移（ドライ条件）</p>	<div></div> <p>第 3.4－10 図   サブプレッション・チェンバの気相濃度の推移 （ドライ条件）（～8 時間）</p> <p>3.4－20</p>	事故後短期の挙動を詳細に確認するため、～8時間の図を追加



東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（水素燃焼）			赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）	
柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機		東海第二発電所	備 考	
		<div></div>	東海第二では、事故後速やかに低圧代替注水系（常設）を起動した場合として事象発生から 15 分後の注水を感度解析として実施（KKはベース解析 70 分後に対して感度解析 30 分）	
第 3.4－11 図 事象発生から 15 分後に原子炉注水を開始した場合の ドライウエルの気相濃度の推移（ドライ条件）		<div></div>	第 3.4－12 図 事象発生から 15 分後に原子炉注水を開始した場合のサプレッション・チェンバの気相濃度の推移（ドライ条件）	
		3.4－21		



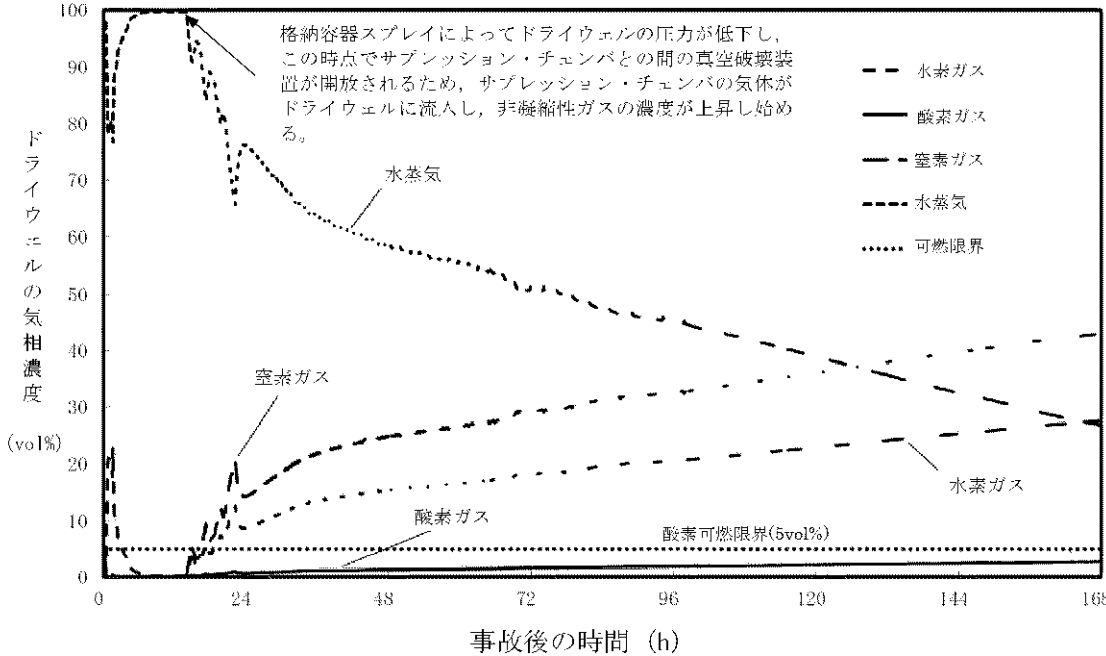
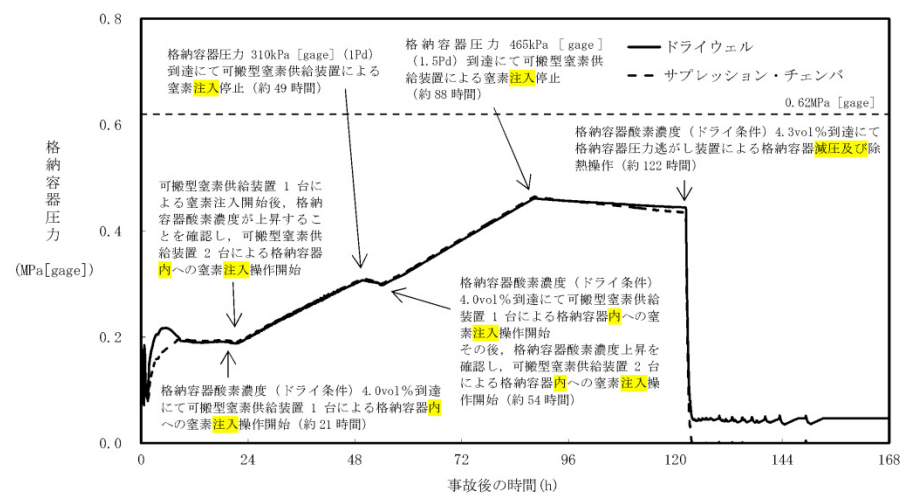
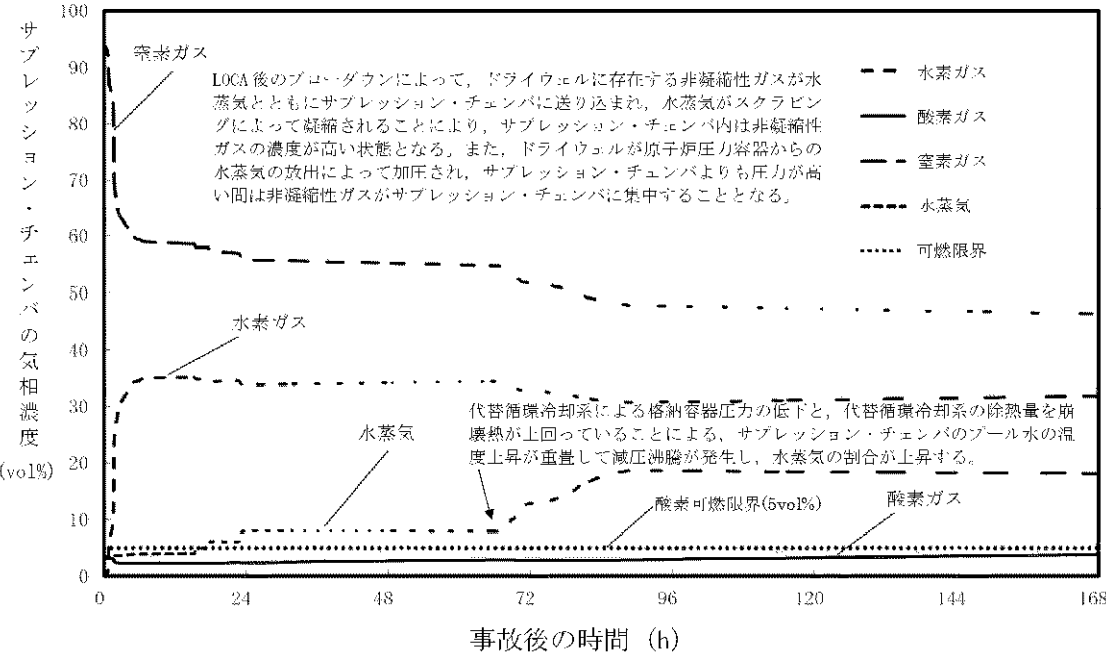
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備考	
<div></div> <p>第 7.2.4－7 図 事象発生から 30 分後に注水を開始した場合のドライウエルの気相濃度の推移（ウェット条件）</p>	<div></div> <p>第 3.4－13 図 事象発生から 50 分後に原子炉注水を開始した場合のドライウエルの気相濃度の推移（ドライ条件）</p>	<p>東海第二では、リロケーション防止可能なら遅れ時間として事象発生から 50 分後の注水を感度解析として実施（KKはベース解析 70 分後に対して感度解析 90 分）。リロケーション後の R P V下部での振る舞いには不確かさが大きいので、リロケーション前までの時間で評価している。</p>	
<div></div> <p>第 7.2.4－8 図 事象発生から 30 分後に注水を開始した場合のサプレッション・チェンバの気相濃度の推移（ウェット条件）</p>	<div></div> <p>第 3.4－14 図 事象発生から 50 分後に原子炉注水を開始した場合のサプレッション・チェンバの気相濃度の推移（ドライ条件）</p>		3.4－22





赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備 考
<div></div> <p>第 7.2.4－9 図 事象発生から 90 分後に注水を開始した場合のドライウエルの気相濃度の推移（ウェット条件）</p>	<div></div> <p>第 3.4-15 図 G 値を設計基準事故ベースとした場合の 格納容器圧力の推移</p>	東海第二では、「3.1.2」に記載のMA A P解析と同じ条件で解析している。
<div></div> <p>第 7.2.4－10 図 事象発生から 90 分後に注水を開始した場合のサブプレッショ ン・チェンバの気相濃度の推移（ウェット条件）</p>	3.4－23	



赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<div></div> <p>第 7.2.4－11 図 G 値を設計基準事故ベースとした場合の格納容器圧力の推移※</p> <p>※ 本評価では事象初期の崩壊熱をより詳細に評価し、水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガス発生量に反映している。このため、事故後約 51 時間後までの格納容器圧力の推移は、「7.2.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」の第 7.2.1.2－11 図及び第 7.2.4－1 図に示す格納容器圧力の推移とおおむね同じであるものの、完全には一致しない。</p>	<div></div> <p>第 3.4－16 図 G 値を設計基準事故ベースとした場合のドライウエルの気相濃度の推移（ドライ条件）</p> <div></div> <p>第 3.4－17 図 G 値を設計基準事故ベースとした場合のサブプレッション・チェンバの気相濃度の推移（ドライ条件）</p>	<p>東海第二はドライ条件で判断しているため、ウェット条件の結果は記載していない</p>



赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<div><p>ドライウエルの気相濃度 (vol%)</p><p>事故後の時間 (h)</p><p>格納容器スプレイによってドライウエルの圧力が低下し、この時点でサブプレッション・チェンバとの間の真空破壊装置が開放されるため、サブプレッション・チェンバの気体がドライウエルに流入し、非凝縮性ガスの濃度が上昇し始める。</p><p>水蒸気</p><p>水素ガス</p><p>酸素ガス</p><p>窒素ガス</p><p>酸素可燃限界 (5vol%)</p><p>約 51 時間後、サブプレッション・チェンバ気相部の酸素濃度が 5vol% に到達するためウェットウェルベントラインを開放。これに伴い原子炉格納容器内の気体が原子炉格納容器外に排出され、非凝縮性ガスの濃度が低下、開放後も原子炉格納容器内で発生し続ける水蒸気の濃度が上昇する。</p></div>		
<div><p>サブプレッション・チェンバの気相濃度 (vol%)</p><p>事故後の時間 (h)</p><p>窒素ガス</p><p>水素ガス</p><p>酸素ガス</p><p>水蒸気</p><p>酸素可燃限界 (5vol%)</p><p>LOCA 後のブローダウンによって、ドライウエルに存在する非凝縮性ガスが水蒸気とともにサブプレッション・チェンバに送り込まれ、水蒸気がスクラビングによって凝縮されることにより、サブプレッション・チェンバ内は非凝縮性ガスの濃度が高い状態となる。また、ドライウエルが原子炉圧力容器からの水蒸気の放出によって加圧され、サブプレッション・チェンバよりも圧力が高い間は非凝縮性ガスがサブプレッション・チェンバに集中することとなる。</p><p>約 51 時間後、サブプレッション・チェンバ気相部の酸素濃度が 5vol% に到達するためウェットウェルベントラインを開放。これに伴い原子炉格納容器内の気体が原子炉格納容器外に排出され、非凝縮性ガスの濃度が低下、開放後も原子炉格納容器内で発生し続ける水蒸気の濃度が上昇する。</p></div>		



赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現、設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（水素燃焼）

柏崎刈羽原子力発電所 6／7 号機	東海第二発電所	備考
<div><p>実際には原子炉格納容器内の気相濃度のほぼ 100%が水蒸気で占められているため、酸素濃度は 5vol%を下回る。窒素ガスはブローダウンによって既にサブプレッション・チェンバに移送されているため、ここでドライ条件を仮定すると、原子炉格納容器内の非凝縮性ガスは水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスのみとなり、原子炉格納容器内の気相濃度は水素：酸素=2：1 の存在割合となる。</p><p>約 51 時間後、サブプレッション・チェンバ気相部の酸素濃度が 5vol%に到達するためウェットウォールベントラインを開放。これに伴い原子炉格納容器内の気体が原子炉格納容器外に排出される。開放後、現実的には原子炉格納容器内で発生し続ける水蒸気が原子炉格納容器内の気相濃度のほぼ 100%を占め続けるが、ここでドライ条件を仮定すると、原子炉格納容器内の非凝縮性ガスは水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスのみとなるため、原子炉格納容器内の気相濃度は水素：酸素=2：1 の存在割合となる。</p><p>ウェット条件では原子炉格納容器内の気相濃度の 60%以上が水蒸気で占められているため、酸素濃度は 5vol%を下回る。ドライ条件を仮定すると、酸素濃度は 5vol%を上回るが、22.5 時間以降は、代替原子炉補機冷却系接続に伴い酸素濃度を低減しながらの運転操作が可能であることから、実際にはウェット条件での酸素濃度を越えることはない。</p><p>酸素可燃限界 (5vol%)</p></div> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>第 7.2.4－14 図 G 値を設計基準事故ベースとした場合のドライウェルの気相濃度の推移（ドライ条件）</p>		
<div><p>ドライ条件を仮定すると、酸素濃度は 5vol%を僅かに上回るが、22.5 時間以降は、代替原子炉補機冷却系接続に伴い酸素濃度を低減しながらの運転操作が可能であることから、実際にはウェット条件での酸素濃度を越えることはない。</p><p>約 51 時間後、サブプレッション・チェンバ気相部の酸素濃度が 5vol%に到達するためウェットウォールベントラインを開放。これに伴い原子炉格納容器内の気体が原子炉格納容器外に排出される。開放後、現実的には原子炉格納容器内で発生し続ける水蒸気が原子炉格納容器内の気相濃度のほぼ 100%を占め続けるが、ここでドライ条件を仮定すると、原子炉格納容器内の非凝縮性ガスは水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスのみとなるため、原子炉格納容器内の気相濃度は水素：酸素=2：1 の存在割合となる。</p><p>酸素可燃限界 (5vol%)</p></div> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>第 7.2.4－15 図 G 値を設計基準事故ベースとした場合のサブプレッション・チェンバの気相濃度の推移（ドライ条件）</p>		東海第二はドライ条件で判断しているため、誤スプレイの感度解析は記載していない

ドライ条件を仮定すると、酸素濃度は 5vol%を僅かに上回るが、22.5 時間以降は、代替原子炉補機冷却系接続に伴い酸素濃度を低減しながらの運転操作が可能であることから、実際にはウェット条件での酸素濃度を越えることはない。

約 51 時間後、サブプレッション・チェンバ気相部の酸素濃度が 5vol%に到達するためウェットウォールベントラインを開放。これに伴い原子炉格納容器内の気体が原子炉格納容器外に排出される。開放後、現実的には原子炉格納容器内で発生し続ける水蒸気が原子炉格納容器内の気相濃度のほぼ 100%を占め続けるが、ここでドライ条件を仮定すると、原子炉格納容器内の非凝縮性ガスは水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスのみとなるため、原子炉格納容器内の気相濃度は水素：酸素=2：1 の存在割合となる。

酸素可燃限界 (5vol%)

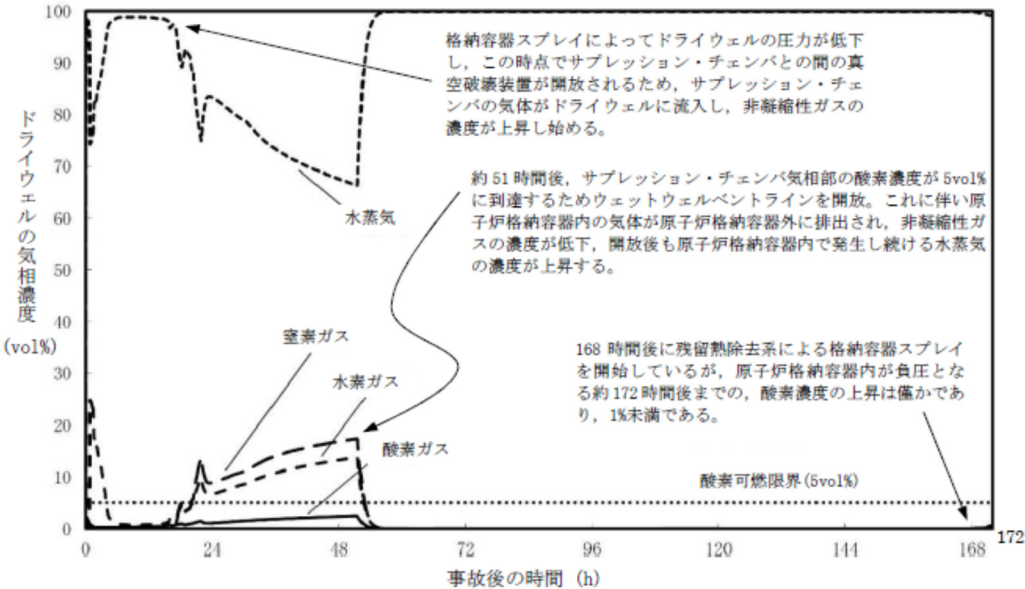
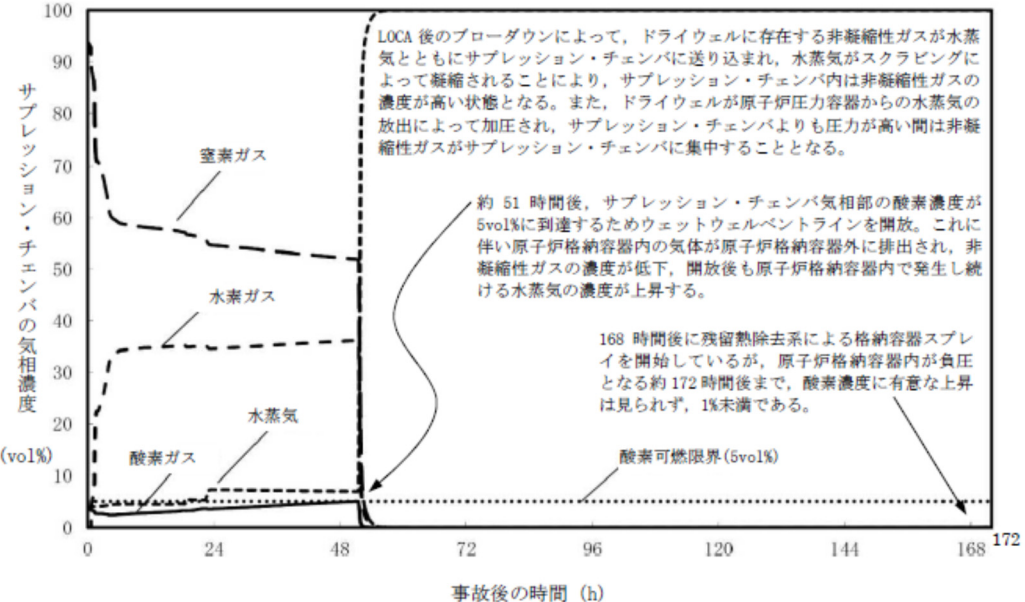


赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
黒字：記載表現，設備名称の相違等（実質的な相違なし）

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（水素燃焼）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<div></div> <p>第 7.2.4－16 図 G 値を設計基準事故ベースとした場合の格納容器圧力の推移（事象発生から 168 時間後に残留熱除去系によるドライウェルスプレイ（954m<sup>3</sup>/h）を連続で実施）※</p> <p>※本評価では事象初期の崩壊熱をより詳細に評価し、水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガス発生量に反映している。このため、事故後約 51 時間後までの格納容器圧力の推移は、「7.2.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」の第 7.2.1.2－11 図及び第 7.2.4－1 図に示す格納容器圧力の推移とおおむね同じであるものの、完全には一致しない。</p>		東海第二はドライ条件で判断しているため、誤スプレイの感度解析は記載していない



柏崎刈羽原子力発電所6／7号機	東海第二発電所	備 考
<div data-bbox="172 237 1130 787"><p>ドライウエルの気相濃度 (vol%)</p><p>事故後の時間 (h)</p><p>格納容器スプレイによってドライウエルの圧力が低下し、この時点でサブプレッション・チェンバとの間の真空破壊装置が開放されるため、サブプレッション・チェンバの気体がドライウエルに流入し、非凝縮性ガスの濃度が上昇し始める。</p><p>約 51 時間後、サブプレッション・チェンバ気相部の酸素濃度が 5vol% に到達するためウェットウェルベントラインを開放。これに伴い原子炉格納容器内の気体が原子炉格納容器外に排出され、非凝縮性ガスの濃度が低下、開放後も原子炉格納容器内で発生し続ける水蒸気の濃度が上昇する。</p><p>168 時間後に残留熱除去系による格納容器スプレイを開始しているが、原子炉格納容器内が負圧となる約 172 時間後までの、酸素濃度の上昇は僅かであり、1%未満である。</p><p>酸素可燃限界 (5vol%)</p></div> <p>第 7.2.4－17 図 G 値を設計基準事故ベースとした場合のドライウエルの気相濃度の推移（ウェット条件）（事象発生から 168 時間後に残留熱除去系によるドライウエルスプレイ（954m<sup>3</sup>/h）を連続で実施）</p>	<div data-bbox="172 1029 1130 1591"><p>サブプレッション・チェンバの気相濃度 (vol%)</p><p>事故後の時間 (h)</p><p>LOCA 後のブローダウンによって、ドライウエルに存在する非凝縮性ガスが水蒸気とともにサブプレッション・チェンバに送り込まれ、水蒸気がスクラビングによって凝縮されることにより、サブプレッション・チェンバ内は非凝縮性ガスの濃度が高い状態となる。また、ドライウエルが原子炉圧力容器からの水蒸気の放出によって加圧され、サブプレッション・チェンバよりも圧力が高い間は非凝縮性ガスがサブプレッション・チェンバに集中することとなる。</p><p>約 51 時間後、サブプレッション・チェンバ気相部の酸素濃度が 5vol% に到達するためウェットウェルベントラインを開放。これに伴い原子炉格納容器内の気体が原子炉格納容器外に排出され、非凝縮性ガスの濃度が低下、開放後も原子炉格納容器内で発生し続ける水蒸気の濃度が上昇する。</p><p>168 時間後に残留熱除去系による格納容器スプレイを開始しているが、原子炉格納容器内が負圧となる約 172 時間後まで、酸素濃度に有意な上昇は見られず、1%未満である。</p><p>酸素可燃限界 (5vol%)</p></div> <p>第 7.2.4－18 図 G 値を設計基準事故ベースとした場合のサブプレッション・チェンバの気相濃度の推移（ウェット条件）（事象発生から 168 時間後に残留熱除去系によるドライウエルスプレイ（954m<sup>3</sup>/h）を連続で実施）</p>	