

まとめ資料比較表 [有効性評価 2.2 高圧注水・減圧機能喪失]

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2.2 高圧注水・減圧機能喪失</p> <p>2.2.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「<u>過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗</u>」、②「<u>過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗</u>」、③「<u>通常停止＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗</u>」、④「<u>通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗</u>」、⑤「<u>サポート系喪失＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗</u>」及び⑥「<u>サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗</u>」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCA を除く）の発生後、高圧注水機能が喪失し、かつ、原子炉減圧機能（自動減圧機能）が喪失することを想定する。このため、原子炉注水ができず、逃がし安全弁による圧力制御（逃がし弁機能）に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、原子炉が減圧できず高圧のまま炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、高圧注水機能又は原子炉減圧機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>ここで、高圧注水・減圧機能喪失が生じた際の状況を想定すると、事象発生後、重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止する場合よりも、高圧注水に期待せず、設計基準事故対処設備による原子炉減圧にも失敗した後に、重大事故等対処設備によって原子炉を減圧し、低圧注水に移行して炉心損傷を防止する場合の方が、原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位がより早く低下することから、事故対応として厳しいと考えら</p>	<p>2.2 高圧注水・減圧機能喪失</p> <p>2.2.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「<u>過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗</u>」、②「<u>手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗</u>」及び③「<u>サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗</u>」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCA を除く。）の発生後、高圧注水機能が喪失し、かつ、原子炉減圧機能（自動減圧機能）が喪失することを想定する。このため、原子炉注水ができず、逃がし安全弁による圧力制御（<u>安全弁機能</u>）に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、原子炉が減圧できず高圧のまま炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、高圧注水機能又は原子炉減圧機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>ここで、高圧注水・減圧機能喪失が生じた際の状況を想定すると、事象発生後、重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止する場合よりも、高圧注水に期待せず、設計基準事故対処設備による原子炉減圧にも失敗した後に、重大事故等対処設備によって原子炉を減圧し、低圧注水に移行して炉心損傷を防止する場合の方が、原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位がより早く低下することから、事故対応として厳しいと考えら</p>	<p>2.2 高圧注水・減圧機能喪失</p> <p>2.2.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「<u>過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗</u>」、②「<u>手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗</u>」及び③「<u>サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗</u>」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCA を除く）の発生後、高圧注水機能が喪失し、かつ、原子炉減圧機能（自動減圧機能）が喪失することを想定する。このため、原子炉注水ができず、逃がし安全弁による圧力制御（<u>逃がし弁機能</u>）に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、原子炉が減圧できず高圧のまま炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、高圧注水機能又は原子炉減圧機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>ここで、高圧注水・減圧機能喪失が生じた際の状況を想定すると、事象発生後、重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止する場合よりも、高圧注水に期待せず、設計基準事故対処設備による原子炉減圧にも失敗した後に、重大事故等対処設備によって原子炉を減圧し、低圧注水に移行して炉心損傷を防止する場合の方が、原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位がより早く低下することから、事故対応として厳しいと考えら</p>	<p>備考</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、逃がし弁機能での圧力制御を想定している。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>れる。このことから、本事故シーケンスグループにおいては、高圧注水機能に期待せず、原子炉減圧機能に対する対策の有効性を評価することとする。なお、高圧注水及び原子炉減圧機能喪失が生じ、重大事故等対処設備の注水手段としては高圧注水<u>のみ</u>に期待する事故シーケンスとして、全交流動力電源喪失時の直流電源喪失があり、「<u>2.3.3 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+直流電源喪失</u>」において主に高圧代替注水系の有効性を確認している。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、<u>代替自動減圧ロジック</u>を用いた逃がし安全弁による原子炉減圧を行い、原子炉減圧後に残留熱除去系(低圧注水モード)により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード及び<u>サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード</u>)による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として<u>代替自動減圧ロジック</u>を用いた<u>逃がし安全弁</u>による原子炉減圧手段及び残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、<u>逃がし安全弁</u>を開維持することで、残留熱除去系(低圧注水モード)による炉心冷却を継続する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード及び<u>サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード</u>)による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.2.1図から第2.2.2図に、手順の概要を第2.2.3図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.2.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおい</p>	<p>れる。このことから、本事故シーケンスグループにおいては、高圧注水機能に期待せず、原子炉減圧機能に対する対策の有効性を評価することとする。なお、高圧注水及び原子炉減圧機能喪失が生じ、重大事故等対処設備の注水手段としては高圧注水に期待する事故シーケンスとして、全交流動力電源喪失時の直流電源喪失があり、「2.3.2 全交流動力電源喪失(TBD, TBU)」において主に高圧代替注水系の有効性を確認している。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、<u>代替自動減圧ロジック</u>を用いた逃がし安全弁による原子炉減圧を行い、原子炉減圧後に<u>低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)</u>により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、残留熱除去系(<u>サブプレッション・プール冷却系</u>)による<u>格納容器除熱</u>を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として<u>過渡時自動減圧機能</u>を用いた<u>逃がし安全弁(自動減圧機能)</u>による原子炉減圧手段並びに<u>低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)</u>による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、<u>逃がし安全弁(自動減圧機能)</u>を開維持することで、<u>低圧炉心スプレイ系</u>による炉心冷却を継続する。また、<u>格納容器</u>の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として残留熱除去系(<u>サブプレッション・プール冷却系</u>)による<u>格納容器除熱手段</u>を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.2-1図に、手順の概要を第2.2-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.2-1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおい</p>	<p>れる。このことから、本事故シーケンスグループにおいては、高圧注水機能に期待せず、原子炉減圧機能に対する対策の有効性を評価することとする。なお、高圧注水及び原子炉減圧機能喪失が生じ、重大事故等対処設備の注水手段としては高圧注水に期待する事故シーケンスとして、全交流動力電源喪失時の直流電源喪失があり、「2.3.3 全交流動力電源喪失(TBD)」において主に高圧原子炉代替注水系の有効性を確認している。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、<u>代替自動減圧機能</u>を用いた逃がし安全弁による原子炉減圧を行い、原子炉減圧後に残留熱除去系(低圧注水モード)により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、残留熱除去系(<u>原子炉停止時冷却モード及びサブプレッション・プール水冷却モード</u>)による<u>原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱</u>を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として<u>代替自動減圧機能</u>を用いた<u>逃がし安全弁(自動減圧機能付き)</u>による原子炉減圧手段及び残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、<u>逃がし安全弁(自動減圧機能付き)</u>を開維持することで、<u>残留熱除去系(低圧注水モード)</u>による炉心冷却を継続する。また、<u>原子炉格納容器</u>の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として残留熱除去系(<u>原子炉停止時冷却モード及びサブプレッション・プール水冷却モード</u>)による<u>原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手段</u>を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.2.1-1(1)図及び第2.2.1-1(2)図に、手順の概要を第2.2.1-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.2.1表に示す。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、低圧原子炉代替注水系(可搬型)にも期待する。 ・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、低圧ECCS1系統のみに期待した有効性評価を実施。 ・解析条件の相違 【東海第二】 東海第二では、SDCモードまでを考慮した解析としていない。 ・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、低圧ECCS1系統のみに期待した有効性評価を実施。 ・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、残留熱除去系(低圧注水モード)により炉心冷却を継続。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>て、<u>6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計16名</u>である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1名(6号及び7号炉兼任)、当直副長2名、運転操作対応を行う運転員8名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名である。必要な要員と作業項目について第2.2.4図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>16名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム確認 運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域モニタ等</u>である。</p>	<p>て、重大事故等対策に必要な要員は、<u>災害対策要員(初動)</u>10名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、<u>当直発電長1名、当直副発電長1名</u>及び運転操作対応を行う<u>当直運転員4名</u>である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は<u>4名</u>である。必要な要員と作業項目について第2.2-3図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>10名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム確認 運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域計装等</u>である。</p>	<p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、<u>中央制御室の運転員及び緊急時対策要員</u>で構成され、<u>合計10名</u>である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、<u>当直長1名、当直副長1名</u>、運転操作対応を行う<u>運転員3名</u>である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う<u>緊急時対策本部要員は5名</u>である。必要な要員と作業項目について第2.2.1-3図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>10名</u>で対処可能である。</p> <p>a. <u>外部電源喪失及び原子炉スクラム確認</u> <u>原子炉の出力運転中に外部電源喪失となり、</u>運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域計装</u>である。</p>	<p>・運用及び設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお、これら要員10名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。</p> <p>・体制の相違 【柏崎6/7】 運用及び設備の相違に伴う、必要要員数の相違。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、SA事象を鑑みて、外部電源の喪失を仮定している。</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、中性子源領域計装(SRM)及び中間領域計装(IRM)、柏崎6/7, 東海第二は起動領域計装(SRNM)を採用している。柏崎6/7, 東海第二は、運転時挿入されているSRNMにより確認が可能な設備として、等を記載しているが、島根2号炉は、SRM及びIRMが運転時引き抜きのため、平均</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>b. 高圧注水機能喪失確認</p> <p>原子炉スクラム後，原子炉水位は低下し続け，原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系，<u>原子炉水位低（レベル1.5）で高圧炉心注水系の自動起動信号が発生するが全て機能喪失していることを確認する。</u></p> <p>高圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は，<u>各系統の流量指示等</u>である。</p> <p>原子炉水位は更に低下し，<u>原子炉水位低（レベル1）で残留熱除去系（低圧注水モード）が自動起動する。</u></p> <p>c. <u>代替自動減圧ロジック動作確認</u></p> <p>原子炉水位低（レベル1）到達の10分後及び残留熱除去系ポンプ運転時に<u>代替自動減圧ロジックにより，逃がし安全弁4個が自動で開放し，原子炉が急速減圧される。</u></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，<u>原子炉水位及び原子炉圧力</u>である。</p> <p>d. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水</p> <p><u>代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉急速減圧により，原子炉圧力が残留熱除去系（低圧注水モード）の系統圧力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復する。</u></p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，<u>原子炉水位及び残留熱除去系系統流量等</u>である。</p>	<p>b. 高圧注水機能喪失確認</p> <p>原子炉スクラム後，原子炉水位は低下し続け，<u>原子炉水位異常低下（レベル2）で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動信号が発生するが全て機能喪失していることを確認する。</u></p> <p>高圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は，<u>各系統の流量等</u>である。</p> <p>原子炉水位は更に低下し，<u>原子炉水位異常低下（レベル1）で低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）3系統が自動起動する。</u></p> <p>c. <u>過渡時自動減圧機能動作確認</u></p> <p><u>原子炉水位異常低下（レベル1）到達の10分後及び低圧炉心スプレイ系ポンプ又は残留熱除去系ポンプ運転時に過渡時自動減圧機能により，逃がし安全弁（自動減圧機能）2個が自動で開放し，原子炉が急速減圧される。</u></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，<u>原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等</u>である。</p> <p>d. <u>低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水</u></p> <p><u>過渡時自動減圧機能を用いた逃がし安全弁による原子炉急速減圧により，原子炉圧力が低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）のそれぞれの系統圧力を下回ると，それぞれの系統による原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復する。</u></p> <p><u>低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），低圧炉心スプレイ系系統流量，残留熱除去系系</u></p>	<p>b. 高圧注水機能喪失確認</p> <p>原子炉スクラム後，原子炉水位は低下し続け，<u>原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系の自動起動信号が発生するが機能喪失していることを確認し，高圧炉心スプレイ系を起動するが機能喪失していることを確認する。</u></p> <p>高圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は，<u>各ポンプの出口流量等</u>である。</p> <p>原子炉水位はさらに低下するため，<u>残留熱除去系（低圧注水モード）を起動する。</u></p> <p>c. <u>代替自動減圧機能動作確認</u></p> <p><u>原子炉水位低（レベル1）到達の10分後及び残留熱除去系ポンプ運転時に代替自動減圧機能により，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）2個が自動で開放し，原子炉が急速減圧される。</u></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，<u>原子炉水位（広帯域），原子炉圧力（SA），原子炉圧力等</u>である。</p> <p>d. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水</p> <p><u>代替自動減圧機能を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉急速減圧により，原子炉圧力が残留熱除去系（低圧注水モード）の系統圧力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復する。</u></p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，<u>原子炉水位（広帯域）及び残留熱除去系ポンプ出口流量等</u>である。</p>	<p>出力領域計装（APRM）により確認することとしている。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は，低圧ECCS1系統のみに期待した有効性評価を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は，低圧ECCS1系統のみに期待した有効性評価を実施。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 作動させる逃がし安全弁の個数の相違。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は，低圧ECCS1系統のみに期待した有効性評価を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は，残留熱</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>e. 残留熱除去系（<u>サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード</u>）運転 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位維持を確認後、異なる残留熱除去系による<u>サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード</u>運転を開始する。 残留熱除去系（<u>サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード</u>）の運転を確認するために必要な計装設備は、<u>サプレッション・チェンバ・プール水温度</u>等である。</p> <p>f. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転 残留熱除去系（<u>サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード</u>）の運転により、<u>サプレッション・チェンバ・プール水温</u>が静定することを確認後、<u>サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード</u>運転以外の残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転に切り替える。これにより原子炉は冷温停止状態に移行する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。 以降、炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う。</p> <p>2.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、<u>逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗</u>」である。</p>	<p><u>統流量</u>等である。 原子炉水位回復後は、<u>低圧炉心スプレイ系</u>により原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>e. 残留熱除去系（<u>サプレッション・プール冷却系</u>）運転 <u>低圧炉心スプレイ系</u>による原子炉水位維持を確認後、残留熱除去系による<u>サプレッション・プール冷却</u>運転を開始する。 残留熱除去系（<u>サプレッション・プール冷却系</u>）の運転を確認するために必要な計装設備は、<u>サプレッション・プール水温度</u>等である。</p> <p>以降、炉心冷却は、<u>低圧炉心スプレイ系</u>による注水により<u>継続的に行い</u>、また、<u>格納容器除熱は</u>、残留熱除去系（<u>サプレッション・プール冷却系</u>）により継続的に行う。<u>さらに、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を実施し、冷温停止状態とする。</u></p> <p>2.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、<u>逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗</u>」である。</p>	<p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>e. 残留熱除去系（<u>サプレッション・プール水冷却モード</u>）運転 <u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉水位維持を確認後、<u>異なる</u>残留熱除去系による<u>サプレッション・プール水冷却モード</u>運転を開始する。 残留熱除去系（<u>サプレッション・プール水冷却モード</u>）の運転を確認するために必要な計装設備は、<u>サプレッション・プール水温度（SA）</u>等である。</p> <p>f. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転 残留熱除去系（<u>サプレッション・プール水冷却モード</u>）の運転により、<u>サプレッション・プール水温度</u>が静定することを確認後、<u>サプレッション・プール水冷却モード</u>運転以外の残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転に切り替える。これにより原子炉は冷温停止状態に移行する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。 以降、炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う。</p> <p>2.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とする「<u>過渡事象+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗</u>」である。</p>	<p>除去系（低圧注水モード）により炉心冷却を継続。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、低圧ECCS1系統のみに期待した有効性評価を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心冷却を継続。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、逃がし</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉压力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、サプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER、シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。</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、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.2.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>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、原子炉減圧機能として自動減圧系の機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は使用できるものとする。</p> <p><u>外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早い</u>ため、炉心冷却上厳しくな</p>	<p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及び三次元効果、原子炉压力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）及びECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER及びシビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、<u>格納容器雰囲気温度</u>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、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.2-2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系、原子炉減圧機能として<u>自動減圧系の機能が喪失</u>するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は使用できるものとする。</p> <p><u>外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早い</u>ため、炉心冷却上厳しくなる。</p>	<p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉压力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、サプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER、シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、<u>格納容器温度</u>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、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.2.2-1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失、原子炉減圧機能として<u>自動減圧系の機能喪失及び原子炉の手動減圧が失敗</u>するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p><u>外部電源なしの場合は、必要燃料量の観点で厳しくなることから、外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。</u></p> <p><u>また、原子炉スクラムまでの原子炉出力が高く維持さ</u></p>	<p>安全弁1個の開放により原子炉が減圧されるため、本事故シーケンスグループには逃がし安全弁の再閉失敗を含む事故シーケンスは含まれない。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>島根2号炉は、SA事象を鑑みて、外部電源の喪失を仮定している。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>る。</u></p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。</p> <p>(b) <u>代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能</u> 原子炉水位の低下に伴い、<u>原子炉水位低（レベル3）信号により再循環ポンプ4台を自動停止し、原子炉水位低（レベル2）信号により残りの再循環ポンプ6台を自動停止するものとする。</u></p> <p>(c) 原子炉減圧機能 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、逃がし安全弁による原子炉手動減圧に失敗することを想定する。<u>代替自動減圧ロジックを用いた自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧は、原子炉水位低（レベル1）到達から10分後に開始し、自動減圧機能付き逃がし安全弁4個により原子炉減圧する。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。</u></p> <p>(d) 残留熱除去系（低圧注水モード） 原子炉水位低（レベル1）到達後、残留熱除去系（低圧</p>	<p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) <u>原子炉スクラム</u> 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。</p> <p>(b) <u>ATWS緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）</u> <u>ATWS緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）</u>は、原子炉水位の低下に伴い、<u>原子炉水位異常低下（レベル2）信号により再循環系ポンプ2台全てを自動停止するものとする。</u></p> <p>(c) 原子炉減圧機能 逃がし安全弁（<u>安全弁機能</u>）にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、逃がし安全弁による原子炉手動減圧に失敗することを想定する。<u>過渡時自動減圧機能を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧は、原子炉水位異常低下（レベル1）到達から10分後に開始し、逃がし安全弁（自動減圧機能）2個により原子炉減圧する。容量として1個当たり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。</u></p> <p>(d) <u>低圧炉心スプレイ系</u> <u>原子炉水位異常低下（レベル1）到達後、低圧炉心スプレイ系が自動起動し、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧後に、1,419m³/h (0.84MPa [dif] において) (最大1,561m³/h)にて原子炉注水する。</u></p> <p>(e) <u>残留熱除去系（低圧注水系）</u> <u>原子炉水位異常低下（レベル1）到達後、残留熱除去系</u></p>	<p><u>れることで、原子炉水位の低下が早く、事象初期の炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする。</u></p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) <u>原子炉スクラム信号</u> 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。</p> <p>(b) <u>原子炉減圧機能</u> 逃がし安全弁（<u>逃がし弁機能</u>）にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、逃がし安全弁による原子炉手動減圧に失敗することを想定する。<u>代替自動減圧機能を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能付き）2個により原子炉減圧する。容量として、1個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。</u></p> <p>(c) <u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u> <u>原子炉水位低（レベル1）到達後、残留熱除去系（低</u></p>	<p>備考</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、外部電源がある場合を包含する条件として、再循環ポンプトリップの条件を設定している。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、逃がし弁機能での圧力制御を想定している。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 作動させる逃がし安全弁の個数の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、低圧ECCS1系統のみに期待した有効性評価を実施。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>注水モード)が自動起動し、<u>逃がし安全弁</u>による原子炉減圧後に、<u>954m³/h (0.27MPa[dif]において)</u>にて原子炉注水する。</p> <p>(e) <u>残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び原子炉停止時冷却モード)</u></p> <p>伝熱容量は、熱交換器1基あたり約8MW (サブプレッション・チェンバ・プール水温度又は原子炉冷却材温度52℃、海水温度30℃において)とする。</p> <p>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。</p> <p>(a) <u>残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)</u> 運転操作は、原子炉水位高 (レベル8)を確認後、開始する。</p> <p>(b) 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転操作は、原子炉圧力が<u>0.93MPa [gage]</u>まで低下したことを確認後、事象発生12時間後に開始する。 (添付資料2.2.1)</p>	<p>(<u>低圧注水系</u>) <u>3系統</u>が自動起動し、<u>逃がし安全弁 (自動減圧機能)</u>による原子炉減圧後に、<u>1系統当たり 1,605m³/h (0.14MPa [dif] において) (最大 1,676m³/h)</u>にて原子炉注水する。<u>また、原子炉水位が原子炉水位高 (レベル8)まで回復し、低圧炉心スプレイ系のみにより原子炉水位の維持が可能な場合は、注水を停止する。</u></p> <p>(f) <u>残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系)</u></p> <p><u>残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系)は、自動起動した残留熱除去系 (低圧注水系)のうち、1系統を切り替えるものとする。</u></p> <p>伝熱容量は、熱交換器1基当たり約43MW (サブプレッション・プール水温度100℃、海水温度32℃において)とする。</p> <p>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。</p> <p>(a) <u>残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系)</u> 運転操作は、原子炉水位高 (レベル8)を確認後に<u>切替えに要する時間を考慮し、原子炉水位高 (レベル8)到達の5分後に実施する。</u></p>	<p><u>圧注水モード)が自動起動し、逃がし安全弁 (自動減圧機能付き)</u>による原子炉減圧後に、<u>1,136m³/h (0.14MPa[dif]において) (最大1,193m³/h)</u>にて原子炉注水する。<u>なお、低圧炉心スプレイ系による注水については期待しないものとする。</u></p> <p>(d) <u>残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード及び原子炉停止時冷却モード)</u></p> <p>伝熱容量は、熱交換器1基当たり約9MW (サブプレッション・プール水温度又は原子炉冷却材温度52℃、海水温度30℃において)とする。</p> <p>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。</p> <p>(a) <u>残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード)</u> 運転操作は、原子炉水位高 (レベル8)確認後、<u>開始する。</u></p> <p>(b) 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転操作は、原子炉圧力が<u>0.8MPa [gage]</u>まで低下したことを確認後、事象発生12時間後に開始する。 (添付資料2.2.1)</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 ・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、低圧ECCS1系統のみに期待した有効性評価を実施。 ・解析条件の相違 【東海第二】 東海第二では自動起動した3系統の残留熱除去系から切替操作を実施。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 伝熱容量の相違。 ・運用の相違 【東海第二】 東海第二では、L8到達後に操作を要する時間を考慮。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ・解析条件の相違 【東海第二】 東海第二では、格納容器除熱のみに期待した有効性評価を実施。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力, 原子炉水位(シュラウド内及びシュラウド内外) ※1, 注水流量, 逃がし安全弁からの蒸気流量, 原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.2.5図から第2.2.10図に, 燃料被覆管温度, 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数, 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率, 高出力燃料集合体のボイド率, 炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.2.11図から第2.2.16図に, 格納容器圧力, 格納容器温度, サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を第2.2.17図から第2.2.20図に示す。</p> <p>※1 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で, シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は, 炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため, シュラウド外の水位より, 見かけ上高めの水位となる。一方, 非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計(広帯域)の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計(広帯域・狭帯域)の水位は, シュラウド外の水位であることから, シュラウド内外の水位を併せて示す。なお, 水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には, 原子炉水位計(燃料域)にて監視する。6号炉の原子炉水位計(燃料域)はシュラウド内を, 7号炉の原子炉水位計(燃料域)はシュラウド外を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>給水流量の全喪失後, 原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低(レベル3)信号が発生して原子炉がスクラムするが, 原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し, 原子炉水位低(レベル1.5)で高圧炉心注水系の起動に失敗し, 原子炉水位低(レベル1)で残留熱除去系(低圧注水モード)が起動する。原子炉水位低(レベル1)到達の10分後に代替自動減圧ロジックにより, 逃がし安全弁4個が開き, 原子炉が急速減圧される。原子炉減圧後に, 残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水が開始される。</p>	<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力, 原子炉水位(シュラウド内及びシュラウド内外) ※, 注水流量, 逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.2-4図から第2.2-9図に, 燃料被覆管温度, 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数, 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率, 高出力燃料集合体のボイド率, 炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.2-10図から第2.2-15図に, 格納容器圧力, 格納容器雰囲気温度, サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.2-16図から第2.2-19図に示す。</p> <p>※ 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で, シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は, 炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため, シュラウド外の水位より, 見かけ上高めの水位となる。一方, 非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位(広帯域)の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位(広帯域), 原子炉水位(狭帯域)の水位は, シュラウド外の水位であることから, シュラウド内外の水位を併せて示す。なお, 水位が燃料有効長頂部付近となった場合には, 原子炉水位(燃料域)にて監視する。原子炉水位(燃料域)はシュラウド内を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>給水流量の全喪失後, 原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低(レベル3)信号が発生して原子炉がスクラムするが, 原子炉水位異常低下(レベル2)で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の起動に失敗し, 原子炉水位異常低下(レベル1)で低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)3系統が起動する。原子炉水位異常低下(レベル1)到達の10分後に過渡時自動減圧機能により逃がし安全弁(自動減圧機能)2個が開き, 原子炉が急速減圧される。原子炉減圧後に, 低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)3系統による原子炉注水が開始される。</p>	<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力, 原子炉水位(シュラウド内及びシュラウド内外) ※, 注水流量, 逃がし安全弁からの蒸気流量, 原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.2.2-1(1)図から第2.2.2-1(6)図に, 燃料被覆管温度, 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数, 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率, 高出力燃料集合体のボイド率, 炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.2.2-1(7)図から第2.2.2-1(12)図に, 格納容器圧力, 格納容器温度, サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.2.2-1(13)図から第2.2.2-1(16)図に示す。</p> <p>※ 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で, シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は, 炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため, シュラウド外の水位より, 見かけ上高めの水位となる。一方, 非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位(広帯域)の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位(広帯域・狭帯域)の水位は, シュラウド外の水位であることから, シュラウド内外の水位を併せて示す。なお, 水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には, 原子炉水位(燃料域)にて監視する。原子炉水位(燃料域)はシュラウド内を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>給水流量の全喪失後, 原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低(レベル3)信号が発生して原子炉がスクラムするが, 原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し, さらに高圧炉心スプレイ系の起動に失敗することから, 残留熱除去系(低圧注水モード)1系統を起動する。原子炉水位低(レベル1)到達の10分後に代替自動減圧機能により, 逃がし安全弁(自動減圧機能付き)2個が開き, 原子炉が急速減圧される。原子炉減圧後に, 残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水が開始される。</p>	<p>備考</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は, 低圧ECCS1系統のみに期待した有効性評価を実施。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>再循環ポンプについては、<u>原子炉水位低 (レベル3)</u> で4台トリップし、<u>原子炉水位低 (レベル2)</u> で残り6台がトリップする。主蒸気隔離弁は、<u>原子炉水位低 (レベル1.5)</u> で全閉する。</p> <p>原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、<u>有効燃料棒頂部</u>を下回るが、<u>残留熱除去系 (低圧注水モード)</u>による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。</p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、<u>残留熱除去系 (低圧注水モード)</u>による原子炉注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。</p> <p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。また、炉心が再冠水した以降は、<u>残留熱除去系</u>を用いた原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手順に従い、冷温停止状態に移行することができる。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.2.11図</u>に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、<u>約761℃</u>に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、<u>第2.2.5図</u>に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、<u>約7.52MPa[gage]</u>以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原</p>	<p>再循環系ポンプについては、<u>原子炉水位異常低下 (レベル2)</u> で2台全てがトリップする。主蒸気隔離弁は、<u>原子炉水位異常低下 (レベル2)</u> で全閉する。</p> <p>原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、<u>燃料有効長頂部</u>を下回るが、<u>低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 (低圧注水系) 3系統</u>による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。</p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、<u>低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 (低圧注水系) 3系統</u>による原子炉注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。</p> <p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。また、炉心が再冠水した以降は、<u>残留熱除去系</u>を用いた原子炉圧力容器及び<u>格納容器除熱手順</u>に従い、冷温停止状態に移行することができる。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.2-10図</u>に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、<u>約711℃</u>に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、<u>第2.2-4図</u>に示すとおり、逃がし安全弁 (<u>安全弁機能</u>) の作動により、<u>約7.79MPa [gage]</u>以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、</p>	<p>再循環ポンプについては、<u>原子炉水位低 (レベル2)</u> で2台すべてトリップする。主蒸気隔離弁は、<u>原子炉水位低 (レベル2)</u> で全閉する。</p> <p>原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、<u>燃料棒有効長頂部</u>を下回るが、<u>残留熱除去系 (低圧注水モード)</u>による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。</p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、<u>残留熱除去系 (低圧注水モード)</u>による原子炉注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。</p> <p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。また、炉心が再冠水した以降は、<u>残留熱除去系</u>を用いた原子炉圧力容器及び<u>原子炉格納容器除熱手順</u>に従い、冷温停止状態に移行することができる。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.2.2-1(7)図</u>に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、<u>約728℃</u>に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、<u>第2.2.2-1(1)図</u>に示すとおり、逃がし安全弁 (<u>逃がし弁機能</u>) の作動により、<u>約7.59MPa[gage]</u>以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる</p>	<p>作動させる逃がし安全弁の個数の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 再循環ポンプの個数の相違。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、低圧ECCS1系統のみに期待した有効性評価を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、低圧ECCS1系統のみに期待した有効性評価を実施。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>子炉圧力容器底部圧力との差(高々約0.3MPa)を考慮しても、<u>約7.82MPa[gage]</u>以下であり、最高使用圧力の1.2倍(10.34MPa[gage])を十分下回る。</p> <p><u>原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約0.07MPa[gage]及び約101℃に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</u></p> <p>第2.2.6図に示すとおり、<u>残留熱除去系(低圧注水モード)</u>による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。</p> <p>その後は、12時間後に残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料2.2.2)</p> <p>本評価では、「1.2.1.2有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>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>高圧注水・減圧機能喪失では、高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、<u>事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、残留熱除去系(サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)</u>運転操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析</p>	<p>原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差(高々約0.3MPa)を考慮しても、<u>約8.09MPa [gage]</u>以下であり、最高使用圧力の1.2倍(10.34MPa [gage])を十分下回る。</p> <p><u>格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約0.04MPa [gage] 及び約90℃に抑えられ、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</u></p> <p>第2.2-5図に示すように、<u>低圧炉心スプレイ系</u>による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。</p> <p>その後は、<u>約1時間後に残留熱除去系による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</u></p> <p>(添付資料2.2.1)</p> <p>本評価では、「1.2.1.2有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>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>高圧注水・減圧機能喪失では、高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、<u>事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)</u>運転操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析</p>	<p>圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差(高々約0.3MPa)を考慮しても、<u>約7.89MPa[gage]</u>以下であり、最高使用圧力の1.2倍(10.34MPa[gage])を十分下回る。</p> <p><u>格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約54kPa[gage]及び約85℃に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</u></p> <p>第2.2.2-1(2)図に示すとおり、<u>残留熱除去系(低圧注水モード)</u>による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。</p> <p>その後は、<u>12時間後に残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</u></p> <p>(添付資料2.2.2)</p> <p>本評価では、「1.2.1.2有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>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>高圧注水・減圧機能喪失では、高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、<u>事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、残留熱除去系(サブプレッション・プール水冷却モード)</u>運転操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析</p>	<p>島根2号炉は、逃がし弁機能での圧力制御を想定している。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、残留熱除去系(低圧注水モード)により炉心冷却を継続。</p> <p>・運用の相違 【東海第二】</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、事象発生から12時間までの操作に限らず、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作を抽出。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、原子炉注水は代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順(冠水後の流量調整操作)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>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できており、また、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さく、また、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.2.3)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、実験</p>	<p>コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、原子炉注水は過渡時自動減圧機能を用いた逃がし安全弁による原子炉減圧並びに低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)3系統の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順(冠水後の流量調整操作)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>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はHDR実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できており、また、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さく、また、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.2.2)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、実験</p>	<p>コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、原子炉注水は代替自動減圧機能を用いた逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系の起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順(冠水後の流量調整操作)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>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの原子炉格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できており、また、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さく、また格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.2.3)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、実験</p>	<p>備考</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、低圧ECCS1系統のみに期待した有効性評価を実施。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高め評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.2.3)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、<u>第2.2.2表</u>に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えられられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p>	<p>解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高め評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はHDR実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.2.2)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、<u>第2.2-2表</u>に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えられられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p>	<p>解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高め評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの原子炉格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.2.3)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、<u>第2.2.2-1表</u>に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えられられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、残留熱除去系(サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)への移行は冠水後の操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器容積(ウェットウェル)の空間部及び液相部、サブプレッション・チェンバ・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給されることから、運転員</p>	<p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約33kW/m～約41kW/mであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は過渡時自動減圧機能を用いた逃がし安全弁による原子炉減圧及び低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)3系統の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約31GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが、残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)への移行は冠水後の操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器体積(サブプレッション・チェンバ)の空間部及び液相部、サブプレッション・プール水位、格納容器圧力並びに格納容器雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップせず原子炉水位異常低下(レベル2)の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等により電源が供給</p>	<p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約40.6kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は代替自動減圧機能を用いた逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系の起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、残留熱除去系(サブプレッション・プール水冷却モード)への移行は冠水後の操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、サブプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、必要燃料量の観点で厳しい外部電源がない状態を設定しているが、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低(レベル2)の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を包含する条件を設定している。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・実績値の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。 ・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、低圧ECCS1系統のみに期待した有効性評価を実施。 ・実績値の相違 【東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。 ・整理方針の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、サブプレッション・チェンバの空間部及び液相部のゆらぎを、サブプレッション・プール水位のゆらぎで代表させていることから、記載していない。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、SA事象を鑑みて、外部電源の喪失を仮定している。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.2.3)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部</u>、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水位</u>、<u>格納容器圧力及び格納容器温度</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがト</p>	<p>されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の<u>低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.2.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約33kW/m～約41kW/mであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、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>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約31GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>の上昇が遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器体積（サブプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部</u>、<u>サブプレッション・プール水位</u>、<u>格納容器圧力並びに格納容器雰囲気温度</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがト</p>	<p>なお、<u>外部電源がある場合は外部電源により電源が供給されることから</u>、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の残留熱除去系（<u>低圧注水モード</u>）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.2.3)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約40.6kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、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>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び<u>温度</u>の上昇が遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>サブプレッション・プール水位</u>、<u>格納容器圧力及び格納容器温度</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、<u>必要燃料量の観点で厳しい外部電源がない状態を設定しているが</u>、炉</p>	<p>備考</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、低圧ECCS1系統のみに期待した有効性評価を実施。</p> <p>・実績値の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。</p> <p>・実績値の相違 【東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。</p> <p>・整理方針の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、サブプレッション・チェンバの空間部及び液相部のゆらぎを、サブプレッション・プール水位のゆらぎで代表させていることから、記載していない。</p> <p>・解析条件の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>リップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は、外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップするため、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給される。</p> <p>機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.2.3)</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作は、解析上の操作開始時間として原子炉水位高（レベル8）到達後（事象発生から約60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、複数の残留熱除去系を用いて低圧注水モードによる原子炉水位維持操作とサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの運転操作を同じ運転員が行うことから、サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの操作開始時間は変動し得るが、その時間は短く、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操</p>	<p>トリップせず原子炉水位異常低下（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は、外部電源喪失と同時に再循環系ポンプがトリップするため、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等により電源が供給される。</p> <p>機器条件の低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.2.2)</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）運転操作は、解析上の操作開始時間として原子炉水位高（レベル8）到達から5分後（事象発生から約41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、低圧炉心スプレイ系及び複数の残留熱除去系を用いて原子炉水位維持操作とサブプレッション・プール冷却の運転操作を同じ運転員が行うことから、サブプレッション・プール冷却の操作開始時間は変動し得るが、その時間は短く、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は早まる可能性があるが、中央制御</p>	<p>心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を包含する条件を設定している。仮に事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップする条件を設定した場合は、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.2.3)</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）運転操作は、解析上の操作開始時間として原子炉水位高（レベル8）到達後（事象発生から約1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、複数の残留熱除去系を用いて低圧注水モードによる原子炉水位維持操作とサブプレッション・プール水冷却モードの運転操作を同じ運転員が行うことから、サブプレッション・プール水冷却モードの操作開始時間は変動し得るが、その時間は短く、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は早まる可能性</p>	<p>【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、SA 事象を鑑みて、外部電源の喪失を仮定している。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、低圧 ECCS 1 系統のみに期待した有効性評価を実施。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>作開始時間は早まる可能性があるが、中央制御室で行う操作であることから、他の操作に与える影響はない。 (添付資料 2.2.3)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の残留熱除去系(サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)運転操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 (添付資料 2.2.3)</p>	<p>室で行う操作であることから、他の操作に与える影響はない。 (添付資料 2.2.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)運転操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 (添付資料 2.2.2)</p> <p>(3) 感度解析 本重要事故シーケンスでは、安全機能の喪失に対する仮定に従い、<u>低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)3系統による原子炉注水に期待した評価を実施している。仮に、注水流量が小さくなり、かつ、注水圧力の最大値が低く原子炉減圧後の注水開始が遅くなる場合を想定し、残留熱除去系(低圧注水系)1系統のみに期待した場合の感度解析を実施した。その結果、第2.2-20図から第2.2-23図に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約821℃となり、「2.2.2(3)有効性評価の結果」で示す最高温度約711℃に比べて上昇するものの、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となることから、評価項目を満足する。</u> (添付資料 2.2.3)</p>	<p>があるが、中央制御室で行う操作であることから、他の操作に与える影響はない。 (添付資料 2.2.3)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 操作条件の残留熱除去系(サブプレッション・プール水冷却モード)運転操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 (添付資料 2.2.3)</p>	<p>備考</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 東海第二では、低圧 ECCS 4 系統に期待した有効性評価を実施しており、低圧 ECCS 1 系統のみに期待した場合の感度解析を記載。島根 2 号炉は、低圧 ECCS 1 系統での有効性評価を実施している。</p>
<p>(3) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。 操作条件の残留熱除去系(サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)運転操作については、サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転開始までの時間は事象発生から約 60 分後であり、操作開始が遅れる場合においても、格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達するまでの時間は、事象進展が同様となる「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」に示す</p>	<p>(4) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。 操作条件の残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)運転操作については、サブプレッション・プール冷却運転開始までの時間は事象発生から約 41 分後であり、操作開始が遅れる場合においても、格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達するまでの時間は、事象進展が同様となる「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」に示すとおり約 28 時間であり、27 時間以上の</p>	<p>(3) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。 操作条件の残留熱除去系(サブプレッション・プール水冷却モード)運転操作については、サブプレッション・プール水冷却モード運転開始までの時間は事象発生から約 1 時間後であり、操作開始が遅れる場合においても、格納容器圧力が 384kPa[gage]に到達するまでの時間は、事象進展が同様となる「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」に示すとおり約 22 時間で</p>	<p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

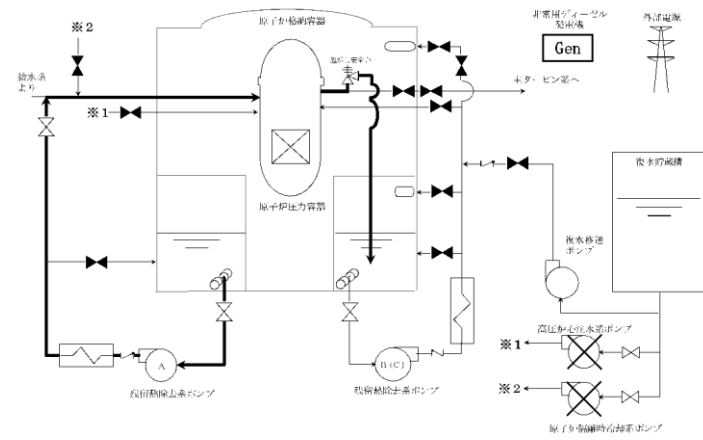
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>とおり約17時間であり、約16時間以上の時間余裕がある。また、原子炉格納容器の限界圧力0.62MPa [gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約38時間後であり、約37時間以上の時間余裕がある。 (添付資料2.2.3)</p> <p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.2.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における必要な要員は、「2.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり16名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の72名で対処可能である。</p>	<p>時間余裕がある。また、格納容器の限界圧力0.62MPa [gage]に至るまでの時間は、「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」に示すとおり事象発生約33時間後であり、32時間以上の時間余裕がある。 (添付資料2.2.2)</p> <p>(5) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。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> <p>2.2.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「2.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり10名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員(初動)の39名で対処可能である。</p>	<p>あり、約21時間以上の時間余裕がある。また、原子炉格納容器の限界圧力853kPa [gage]に至るのは、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生から約35時間後以降であり、約34時間以上の時間余裕がある。 (添付資料2.2.3)</p> <p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.2.4 必要な要員及び資源の評価 (1) 必要な要員の評価 事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「2.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり10名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の45名で対処可能である。</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉 (Mark-I 改) と柏崎6/7 (ABWR), 東海第二 (Mark-II) の最高使用圧力の相違。 ・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 ・記載方針の相違 【東海第二】 参照するシーケンスが異なるものの、限界圧力到達までの時間比較をしていることは同じ。 ・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・運用及び設備設計の相違 【柏崎6/7】 プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性を確認してい</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については、サプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはないため、7日間の注水継続実施が可能である。</p> <p><u>なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。</u></p> <p>b. 燃料</p> <p><u>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定し、事象発生後7日間非常用ディーゼル発電機を最大負荷で運転した場合、号炉あたり約753kLの軽油が必要となる。</u></p> <p><u>5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約13kLの軽油が必要となる（6号及び7号炉合計約1,519kL）。</u></p>	<p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p><u>低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水については、サプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはないため、7日間の注水継続実施が可能である。</u></p> <p><u>なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。</u></p> <p>b. 燃料</p> <p><u>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）による電源供給を想定し、事象発生後7日間これらを最大負荷で運転した場合、合計約755.5kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクにて約800kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）による電源供給について、7日間の継続が可能である。</u></p> <p><u>緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約70.0kLの軽油が必要となる。</u></p>	<p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p><u>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱については、サプレッション・チェンバのプール水を水源とし循環することから、水源が枯渇することはないため、7日間の注水継続実施が可能である。</u></p> <p>b. 燃料</p> <p><u>非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、保守的に事象発生後7日間非常用ディーゼル発電機等を最大負荷で運転した場合、運転継続に約700m³の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約730m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから非常用ディーゼル発電機等による電源供給について、7日間の運転継続が可能である。</u></p> <p><u>緊急時対策所用発電機による電源供給については、保守的に事象発生直後から最大負荷での運転を想定すると、7日間の運転継続に約8m³の軽油が必要となる。</u></p>	<p>る。なお、これら要員10名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、低圧ECCS1系統のみに期待した有効性評価を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、SA事象を鑑みて、外部電源の喪失を仮定している。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、SA事象を鑑みて、外部電源の喪失を仮定している。</p> <p>・燃料評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電</p>

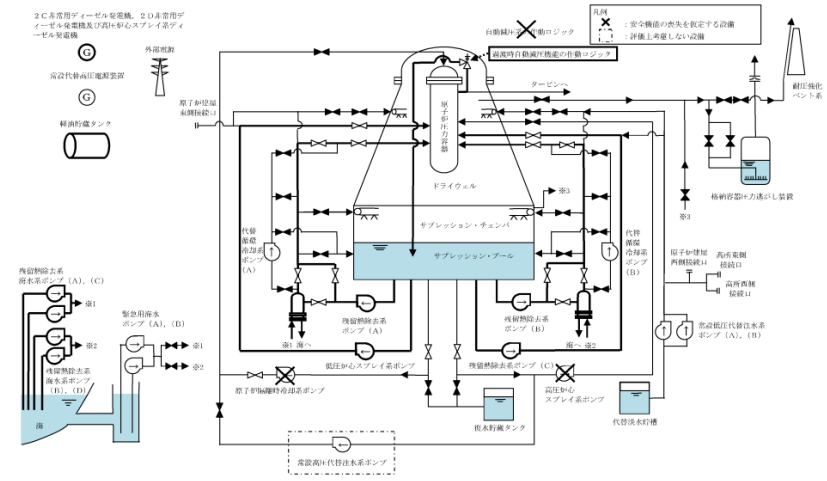
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL(6号及び7号炉合計約2,040kL)の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</u> (添付資料2.2.4)</p> <p>c. 電源</p> <p><u>本重要事故シナリオの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても、6号及び7号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は、各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</u></p> <p>また、<u>5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機</u>についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p>	<p><u>緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約75kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</u> (添付資料2.2.4)</p> <p>c. 電源</p> <p><u>本重要事故シナリオの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等による電源供給を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として、約951kW必要となるが、常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置2台)の連続定格容量は約2,208kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</u></p> <p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。 (添付資料2.2.5)</p>	<p><u>緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</u> (添付資料2.2.4)</p> <p>c. 電源</p> <p><u>外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。</u></p> <p>また、<u>緊急時対策所用発電機</u>についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p>	<p>源負荷に含まれる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、緊急時対策所用発電機用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、SA事象を考慮して、外部電源の喪失を想定している。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。 ・設備設計の相違 【東海第二】 島根2号炉は、必要負荷に対して非常用ディーゼル発電機で電源供給を行う。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では、高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧手段、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」の重要事故シーケンス「<u>過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗</u>」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</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</p>	<p>2.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では、高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として過渡時自動減圧機能を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧手段、<u>低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）</u>による原子炉注水手段並びに安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」の重要事故シーケンス「<u>過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗</u>」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、過渡時自動減圧機能を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧、<u>低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）</u>による原子炉注水並びに残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</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</p>	<p>2.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では、高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として代替自動減圧機能を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧手段、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・プール水冷却モード）による<u>原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手段</u>を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」の重要事故シーケンス「<u>過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗</u>」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、代替自動減圧機能を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水、残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・プール水冷却モード</u>）による<u>原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱</u>を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、<u>原子炉格納容器バウンダリ</u>にかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</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</p>	<p>備考</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、低圧ECCS1系統のみに期待した有効性評価を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 東海第二では、格納容器除熱のみに期待した有効性評価を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、低圧ECCS1系統のみに期待した有効性評価を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 東海第二では、格納容器除熱のみに期待した有効性評価を実施。</p>

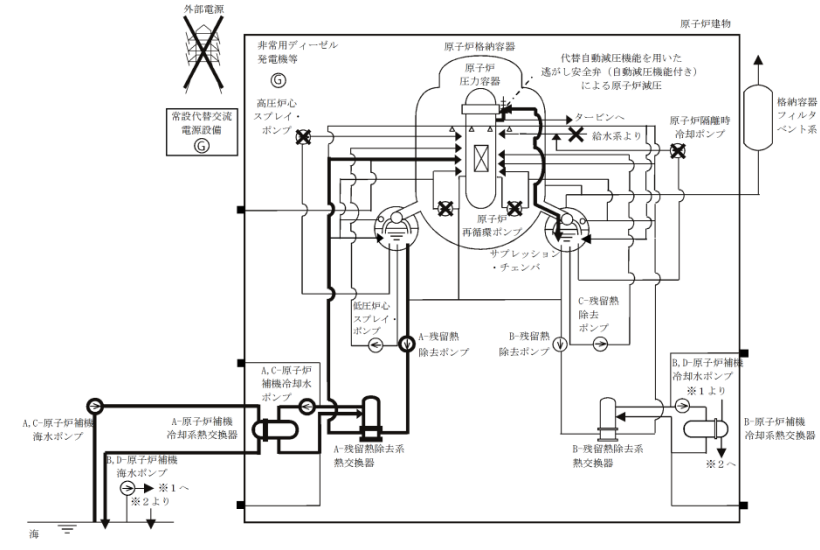
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、<u>代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁</u>による原子炉減圧、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水、<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）</u>による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対して有効である。</p>	<p>果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<u>災害対策要員</u>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、<u>過渡時自動減圧機能を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>による原子炉減圧、<u>低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）</u>による原子炉注水並びに<u>残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）</u>による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対して有効である。</p>	<p>果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<u>運転員及び緊急時対策要員</u>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、<u>代替自動減圧機能を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能付き）</u>による原子炉減圧、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水、<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・プール水冷却モード）</u>による<u>原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱等</u>の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対して有効である。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、低圧ECCS1系統のみに期待した有効性評価を実施。 ・解析条件の相違 【東海第二】 東海第二では、格納容器除熱のみに期待した有効性評価を実施。



第2.2.1 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (原子炉急速減圧及び原子炉注水)



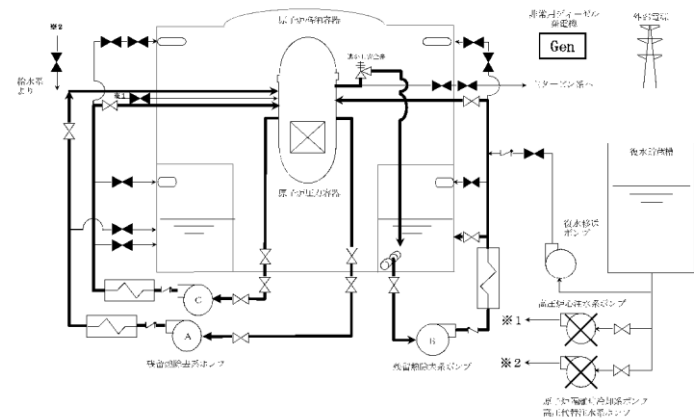
第2.2-1 図 高圧注水・減圧機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/2)
(低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水段階)



第2.2.1-1(1) 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉急速減圧及び原子炉注水)

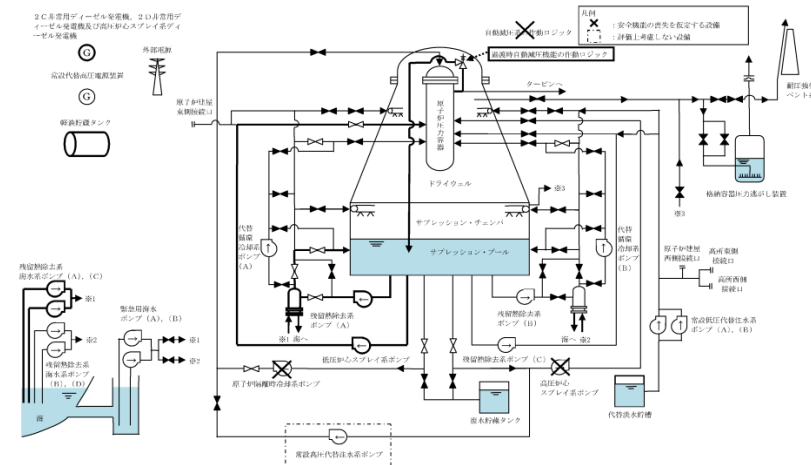
- ・設備設計の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
- ・解析条件の相違
【東海第二】
島根2号炉は、残留熱除去系 (低圧注水モード) 1台, 東海第二は低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 (低圧注水モード) 3台で原子炉注水を実施。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)



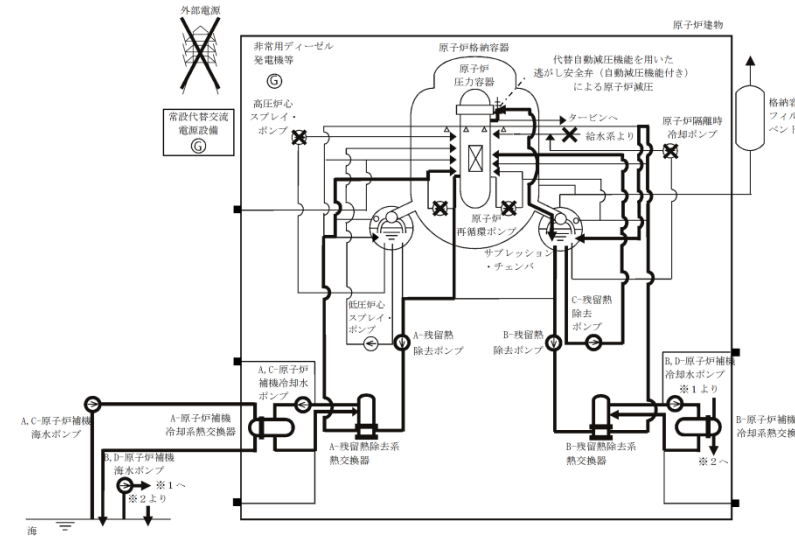
第2.2.2 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/2)
(原子炉注水, 原子炉格納容器除熱及び原子炉冷却)

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)



第2.2-1 図 高圧注水・減圧機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/2)
(低圧炉心スプレィ系による原子炉注水及び残留熱除去系による格納容器除熱段階)

島根原子力発電所 2号炉



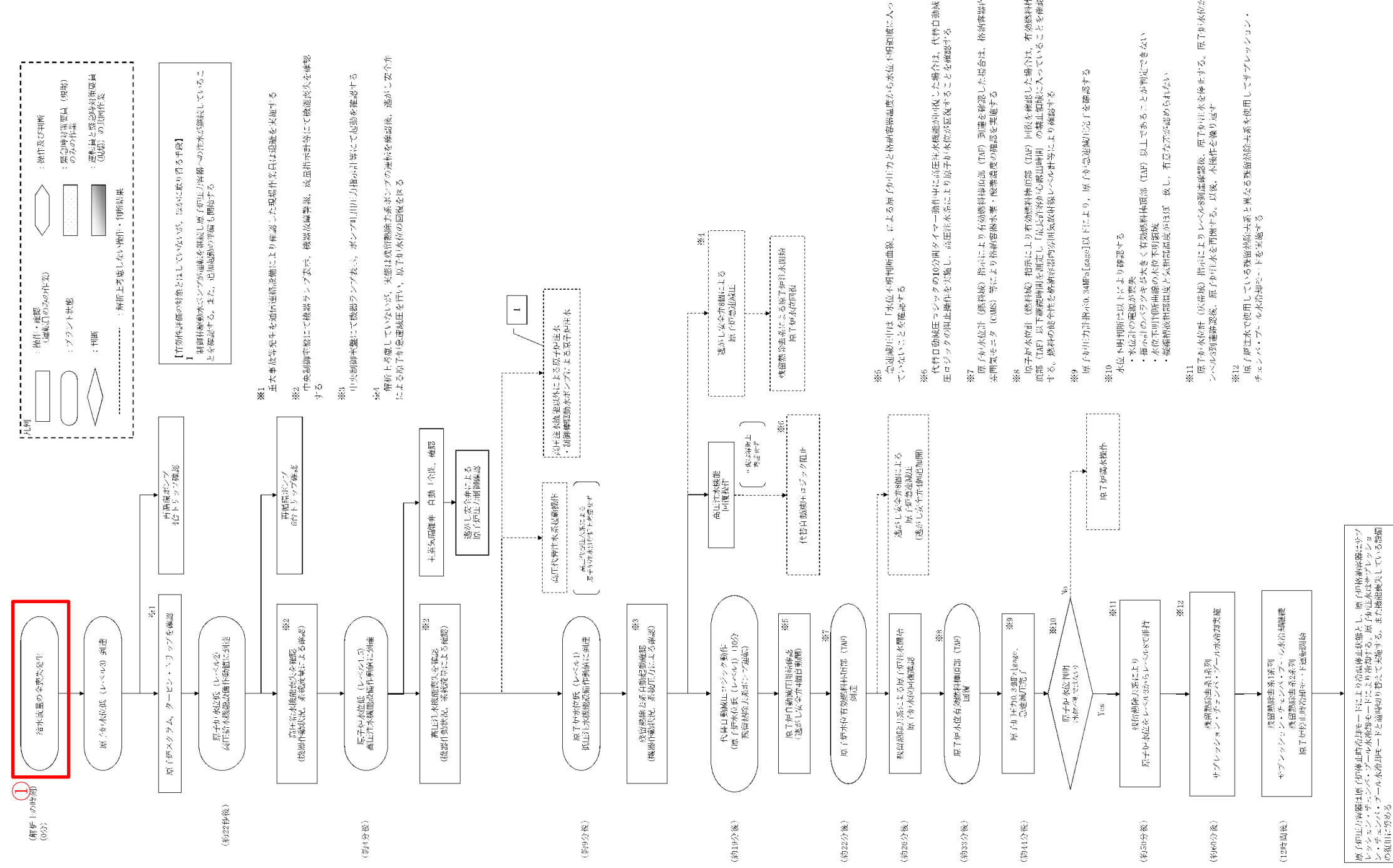
第2.2.1-1(2) 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉注水, 原子炉格納容器除熱及び原子炉冷却)

備考

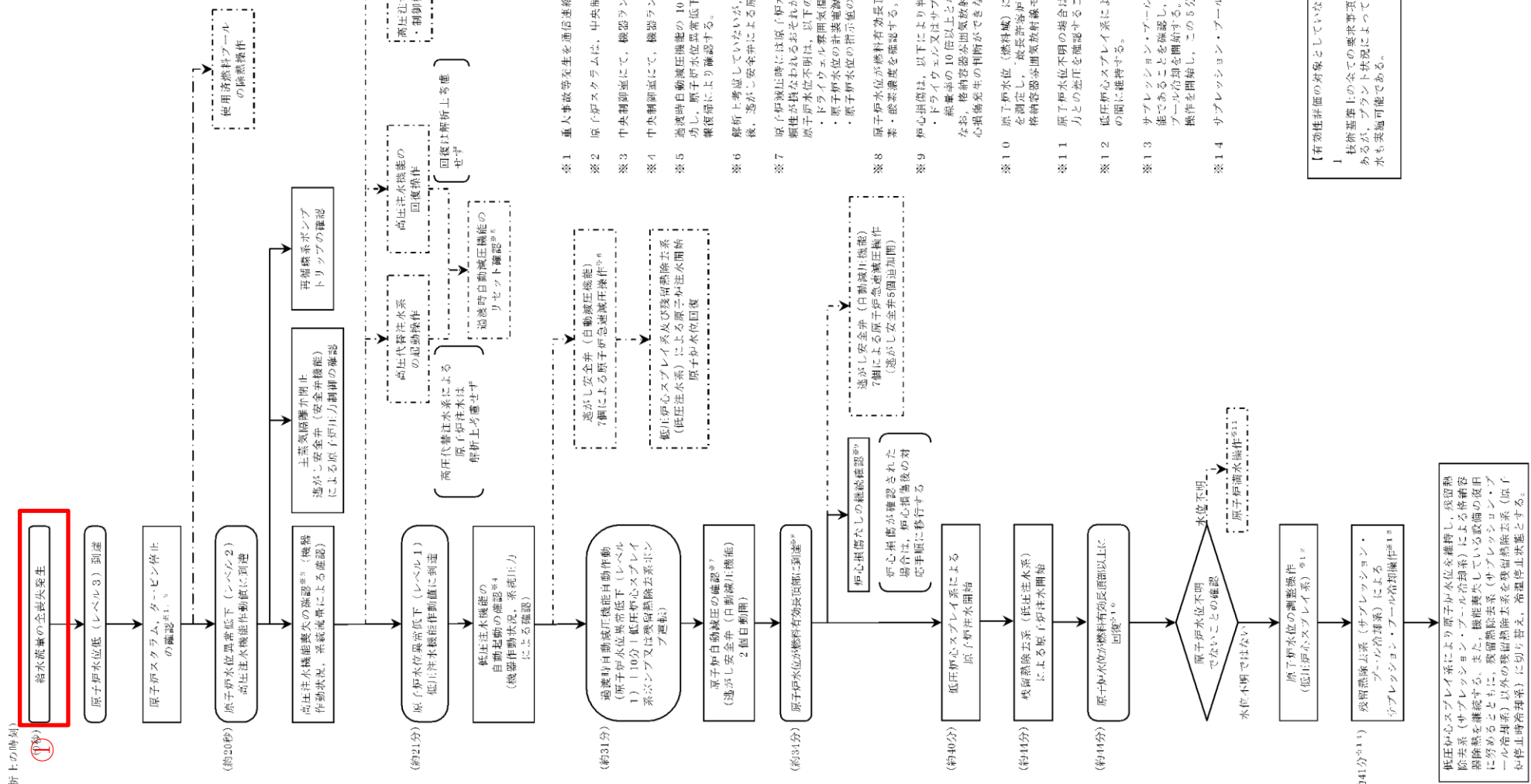
- ・設備設計の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
- ・解析条件の相違
【東海第二】
島根 2号炉は, 残留熱除去系をそれぞれ 1 系統毎に原子炉注水, 原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・プール水冷却モードとする。

差異理由は、島根2号炉「第2.2.1-2図「高圧注水・減圧機能喪失」の対応手順の概要」の備考欄参照。

第2.2.3 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の対応手順の概要

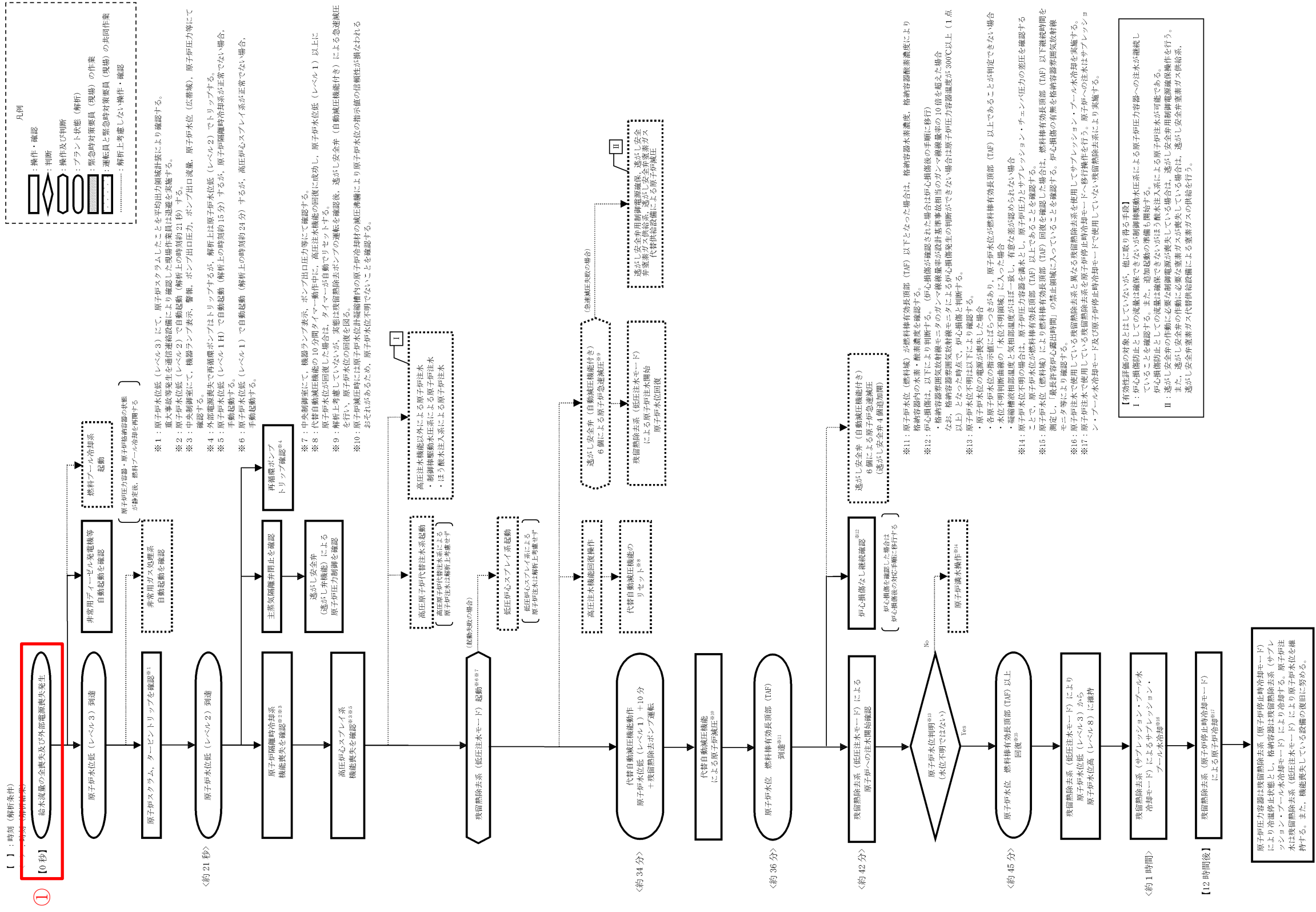


凡 例
 : 操作・確認 (運転員)
 : プラント監視
 : 交代
 : 操作及び判断
 : 発生事故等対応要員 (現場) のみの作業
 : 運転員と発生事故等対応要員 (現場) の共同作業



第 2.2-2 図 高圧注水・減圧機能喪失の対応手順の概要

備考
<p>差異理由は、島根 2 号炉「第 2.2.1-2 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の対応手順の概要」の備考欄参照。</p>



第 2.2.1-2 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の対応手順の概要

・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
①島根 2号炉は、SA 事象を鑑みて、外部電源の喪失を仮定している。

差異理由は、島根2号炉「第2.2.1-3 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照。

高圧注水・減圧機能喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数				操作の内容		経過時間 (分)										備考															
	責任者	当直長	1人	中央監視 緊急時対策本部連絡	操作の内容		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100		110	120	130	140	150	160	170	180	190	200					
状況判断	責任者	6号	当直副長	1人	中央監視 緊急時対策本部連絡	<ul style="list-style-type: none"> ・炉内高圧の全喪失確認 ・原子炉スクラム、タービン・トリップ確認 ・冷却材循環ポンプトリップ確認 ・原子炉停止時冷却モード確認 ・原子炉停止時冷却モード確認 ・高圧注水系統確認 ・高圧注水系統確認 ・高圧注水系統確認 ・高圧注水系統確認 ・高圧注水系統確認 	<p>事象発生</p> <p>原子炉スクラム</p> <p>約22秒 原子炉水位低 (レベル2)</p> <p>約1分 原子炉水位低 (レベル1.5)</p> <p>約9分 原子炉水位低 (レベル1)</p> <p>アラーム作動</p> <p>約33分 原子炉水位有差感時検出(※)</p> <p>約59分 原子炉水位 (レベル8)</p> <p>12時間後 燃料燃焼停止</p> <p>原子炉停止時冷却モード運転開始</p> <p>約19分 代替自動減圧セリック動作</p> <p>約22分 原子炉水位有差感時検出(※)</p> <p>約28分 高圧注水系統 原子炉水位低</p> <p>約90分 減圧機能喪失</p> <p>原子炉停止時冷却モード運転開始</p>																									※シミュラウド内水位に基づく時間
	指揮者	6号	当直副長	1人	各号炉運転操作指揮																											
	通報連絡者	7号	当直副長	1人	中央制御室連絡 発電所外部連絡																											
	運転員 (中央制御室)	6号	7号	6号	7号		6号	7号	6号	7号	6号	7号	6号	7号	6号	7号	6号	7号	6号	7号	6号	7号	6号	7号	6号	7号	6号	7号				
高圧注水機能喪失確認、後戻り操作 (島根上号機参照)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	対応可能な範囲により異なる					
原子炉減圧確認	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	高圧注水系統による原子炉減圧を迅速確認する				
減圧機能喪失系 原子炉水位モード 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	減圧機能喪失系ポンプ (A)				
減圧機能喪失系 サブプレッジョン・チェンバ・プール冷却モード運転準備	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	減圧機能喪失系ポンプ (B)				
減圧機能喪失系 原子炉停止時冷却モード準備	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	減圧機能喪失系ポンプ (C)				
	-	-	2人 C, D	2人 c, d	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	減圧機能喪失系ポンプ (C)				
減圧機能喪失系 原子炉停止時冷却モード運転	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	減圧機能喪失系ポンプ (C)				
減圧機能喪失系 原子炉停止時冷却モードから原子炉停止時冷却モードに戻す	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	減圧機能喪失系ポンプ (A)				
	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	減圧機能喪失系ポンプ (A)				
減圧機能喪失系 原子炉停止時冷却モード運転	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	減圧機能喪失系ポンプ (A)				
	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	減圧機能喪失系ポンプ (A)				
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 a, b	2人 C, D	2人 c, d	6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 2.2.4 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の作業と所要時間

差異理由は、島根2号炉「第2.2.1-3 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照。

高圧注水・減圧機能喪失				経過時間										備考									
				0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 時間																			
操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は他作業後移動してきた委員			操作の内容	▼ 半象発生 ▼ 原子炉スクラム ▼ 約20秒 原子炉水位異常低下(レベル2)到達 ▼ プラント状況判断 ▼ 約21分 原子炉水位異常低下(レベル1)到達 ▼ 約34分 原子炉水位燃料有効長頂部到達(※1) ▼ 約41分 原子炉水位燃料有効長頂部回復(※1) ▼ 約31分 過渡時自動減圧機能自動作動 ▼ 約40分 低圧炉心スプレイ系による原子炉注水開始 ▼ 約44分 残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水開始 ▼ 約36分 原子炉水位高(レベル8)到達(※2) ▼ 約41分 残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)による格納容器除熱開始(※2)										備考								
	責任者	当直班班長	1人													中央監視室 運転操作室							
	補佐	当直副班長	1人													運転操作室							
	指揮官等	災害対応委員(指揮官等)	4人													初動での連絡 発電所内外連絡							
当直運転員(中央監視室)	当直班班員(現場)	重大事故等対応委員(現場)																					
状況判断	2人 A, B	-	-	10分																			※1 ショックド内水位に基づく時間 ※2 W.A.P.解除に基づく時間
高圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	-	-	2分																			
常設代替交流電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	-	-	4分																			外部電源がない場合に実施する
高圧代替注水系の起動操作(※3)	【1人】 A	-	-	1分																			解析上考慮しない
高圧注水機能の回復操作	-	2人 C, D	-																				解析上考慮しない
低圧注水機能の自動起動の確認	【1人】 A	-	-																				
原子炉自動減圧の確認	【1人】 A	-	-																				
原子炉水位の調整操作(低圧炉心スプレイ系)	【1人】 A	-	-																				原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間に維持
残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)による格納容器除熱操作	【1人】 B	-	-																				適宜確認
使用済燃料プールの除熱操作	【1人】 A	-	-																				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稼働までに実施する
必要員合計	2人 A, B	2人 C, D	0人																				解析上考慮しない 約25時間後までに実施する

※3 本事故シーケンスグループにおいては機能に期待しないこととする。

第2.2-3 図 高圧注水・減圧機能喪失時の作業と所要時間

島根原子力発電所 2号炉

備考

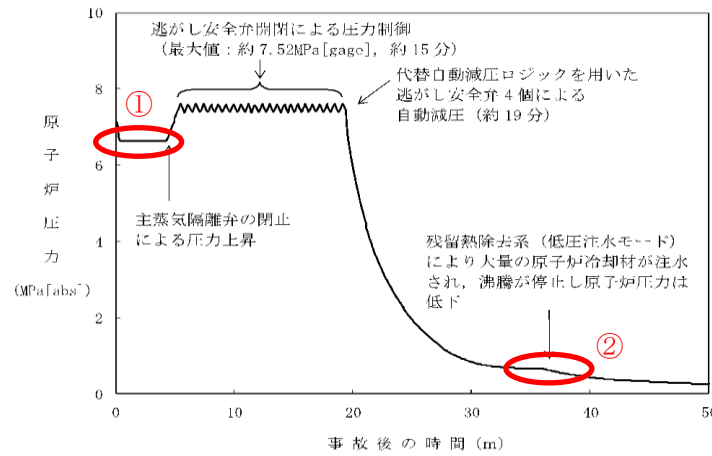
高压注水・減圧機能喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数			操作の内容	経過時間 (分)						経過時間 (時間)						経過時間 (日)			備考
	責任者	当直長	1人		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
状況判断	1人 A	—	—	・ 外部電源喪失確認 ・ 給水流量の全喪失確認 ・ 原子炉スクラム、タービントリップ確認 ・ 非常用ディーゼル発電機等自動起動確認 ・ 再循環ポンプトリップ確認 ・ 主蒸気隔離弁全閉確認/逃がし安全弁 (逃がし弁機能) による原子炉圧力制御確認 ・ 原子炉隔離時冷却系機能喪失確認 ・ 高压炉心スプレイ系機能喪失確認 ・ 高压原子炉代替注水系起動操作 ・ 残留熱除去系 (低压注水モード) 起動 ・ 非常ガス処理系自動起動確認	10分															
高压注水機能喪失調査、復旧操作	—	—	—	・ 復水・給水系、原子炉隔離時冷却系、高压炉心スプレイ系機能回復																
原子炉減圧確認	(1人) A	—	—	・ 逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 2個 自動開放確認																
残留熱除去系 (低压注水モード) 注水操作	(1人) A	—	—	・ 残留熱除去系 (低压注水モード) 注水弁自動開確認、注水弁操作																
残留熱除去系 (低压注水モード) から残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) への切替え	(1人) A	—	—	・ 残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) 切替え操作																
① 残留熱除去系 (低压注水モード) から残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) への切替え	(1人) A	—	—	・ 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 系統構成 (中央制御室)																
	—	2人 B, C	—	・ 放射線防護具準備																
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転	(1人) A	—	—	・ 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 系統構成 (現場)																
	(1人) A	—	—	・ 放射線防護具準備																
燃料プール冷却 再開	(1人) A	—	—	・ 燃料プール冷却系再起動																
必要人員数 合計	1人 A	2人 B, C	—																	

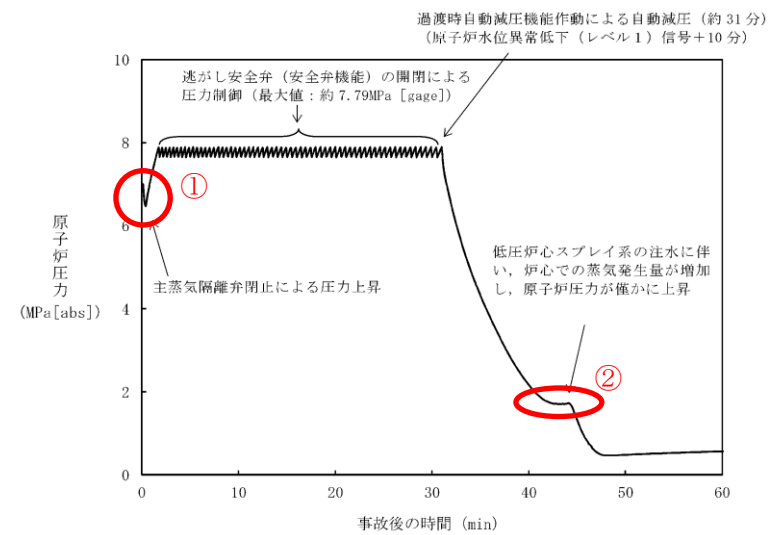
(1) 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

・解析結果の相違に基づく差異。
 ・設備設計・手順に基づく想定時間の差異。
 ・解析上考慮しない操作を含めて実際に実施する操作について要員の充足性を確認 (ただし、事前に対応する要員を定めることが難しい機能回復操作を除く)。
 ・体制の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
 島根 2号炉は、シミュレータ訓練等において、中央制御室の対応を 1名にて実施可能なことを確認している。
 ・解析条件の相違
【東海第二】
 ①島根 2号炉は、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) を使用した有効性評価を実施しており、当該作業において炉水がサブプレッション・チェンバへ流入すること等を防止するためミニマムフロー弁等の電源「切」操作を実施する。

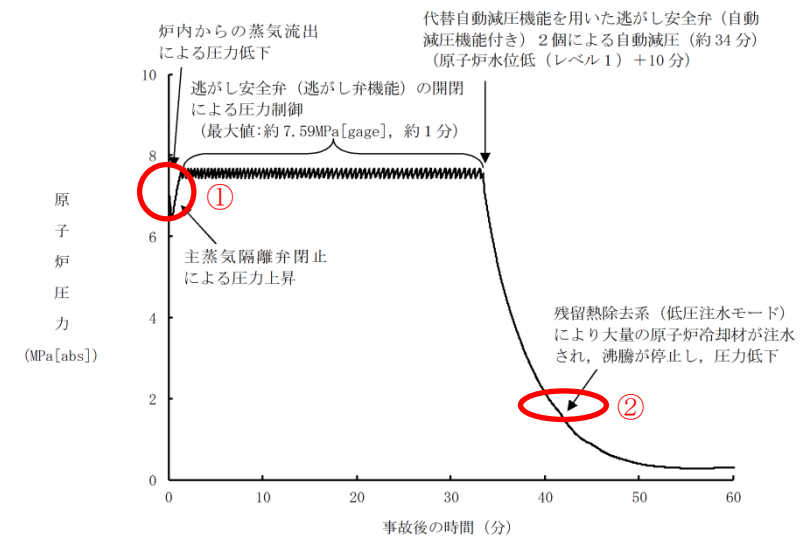
第 2.2.1-3 図 「高压注水・減圧機能喪失」の作業と所要時間



第 2.2.5 図 原子炉圧力の推移

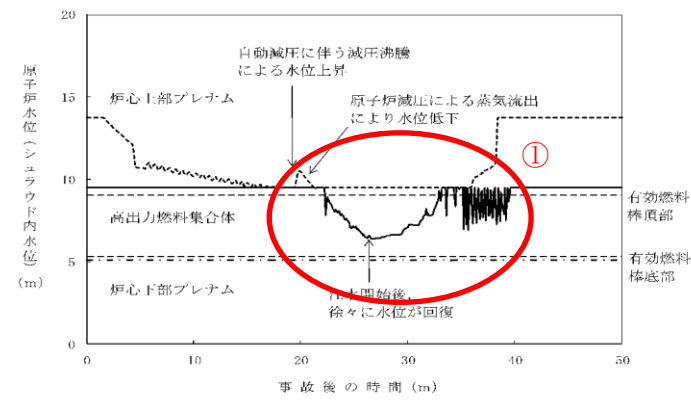


第 2.2-4 図 原子炉圧力の推移

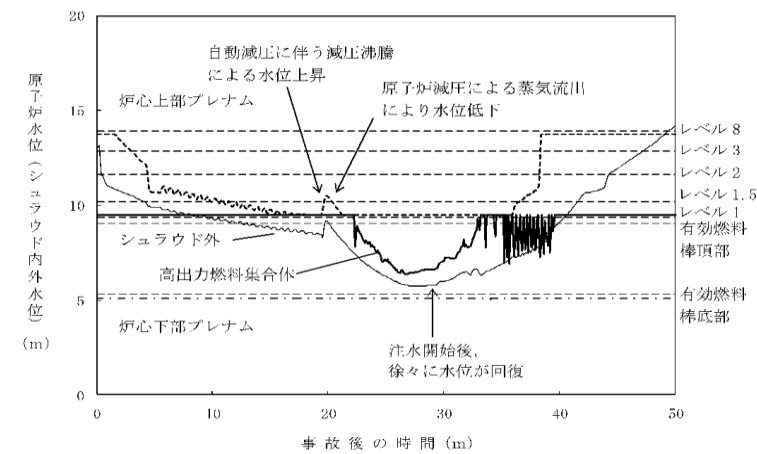


第 2.2.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移

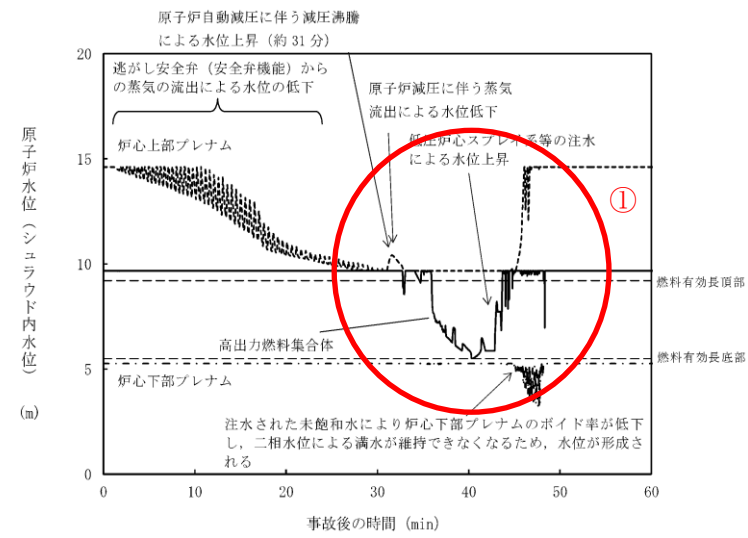
・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
 ①MSIV 閉作動の原子炉水位設定値 (島根 2号炉: L2, 柏崎 6/7: L1.5) の違いにより、原子炉圧力上昇のタイミングが異なり、またタイミングの早い島根 2号炉及び東海第二では、原子炉圧力の停滞は発生しない。
【柏崎 6/7, 東海第二】
 ②ポンプ特性 (流量及び吐出圧) の違いにより原子炉圧力の低下が一時的に緩やかになるタイミングが異なる。



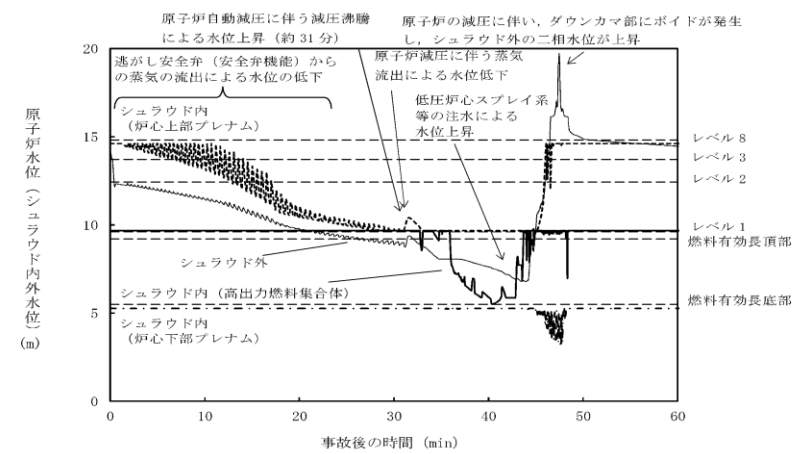
第 2.2.6 図 原子炉水位 (シユラウド内水位) の推移



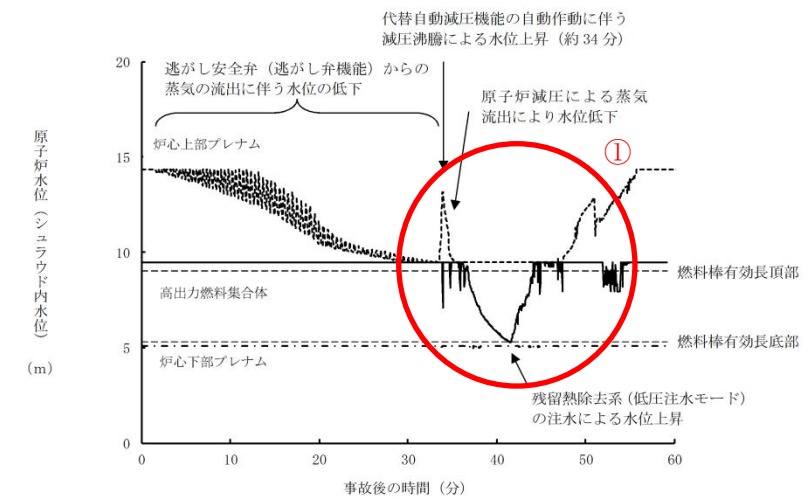
第 2.2.7 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移



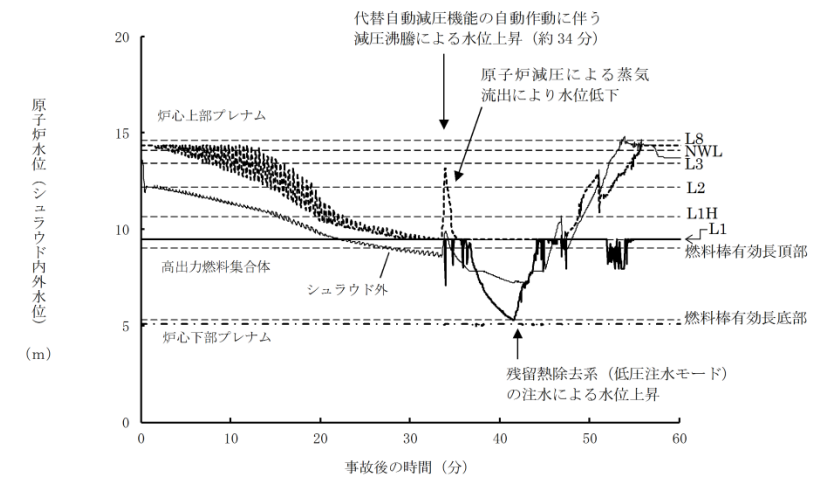
第 2.2-5 図 原子炉水位 (シユラウド内水位) の推移



第 2.2-6 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移

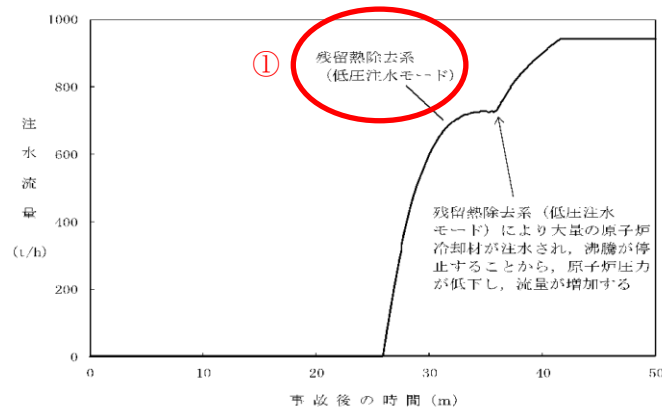


第 2.2.2-1(2)図 原子炉水位 (シユラウド内水位) の推移

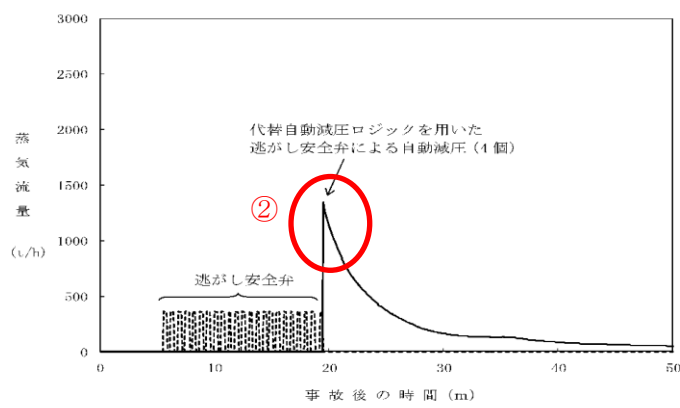


第 2.2.2-1(3)図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移

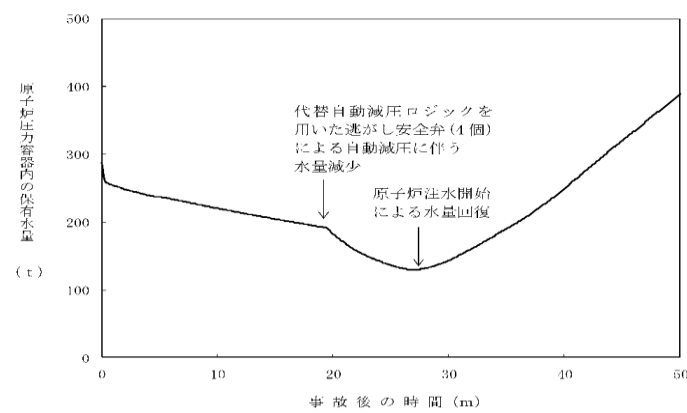
・解析結果の相違
 【柏崎 6/7, 東海第二】
 ①ポンプ特性 (流量及び吐出圧), 注水系統の系統数 (島根 2号炉・柏崎 6/7: 1 系統, 東海第二: 4 系統) 等の違いによる原子炉水位回復の速さの相違。



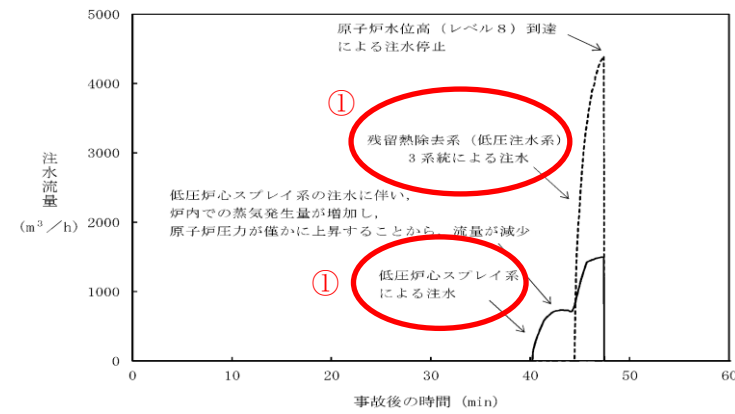
第 2.2.8 図 注水流量の推移



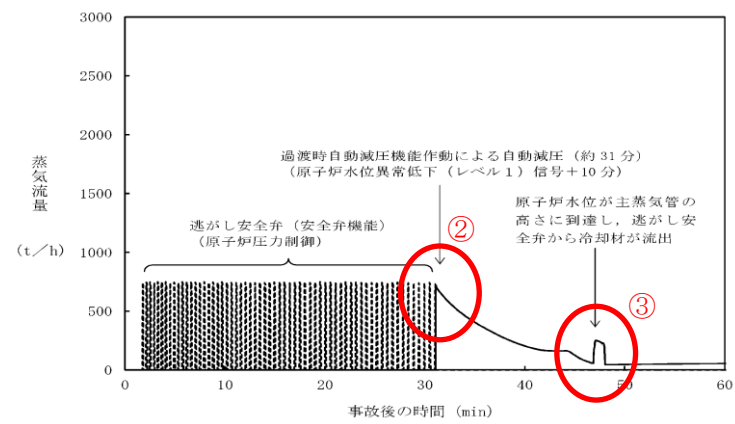
第 2.2.9 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



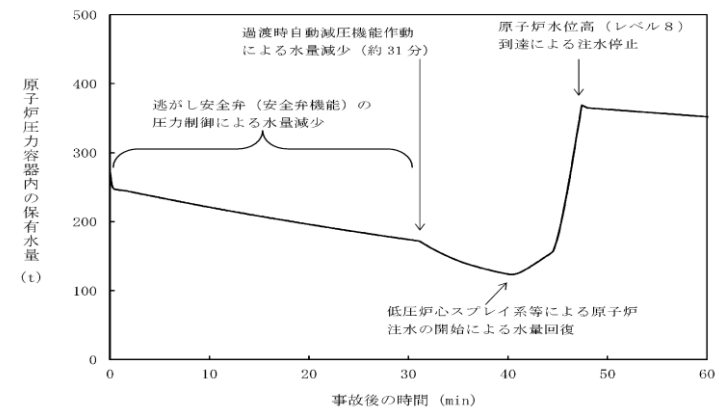
第 2.2.10 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



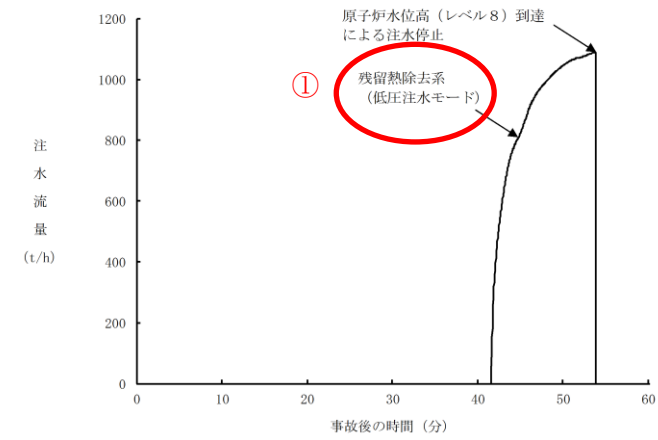
第 2.2-7 図 注水流量の推移



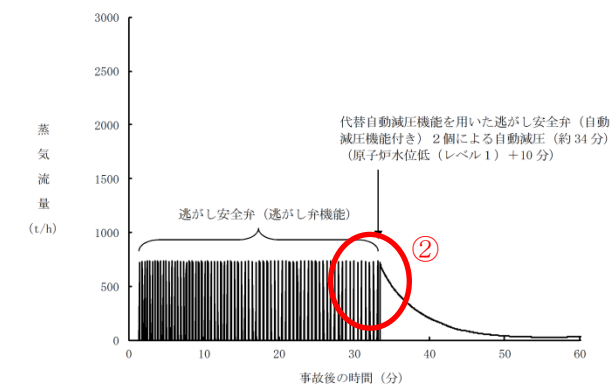
第 2.2-8 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



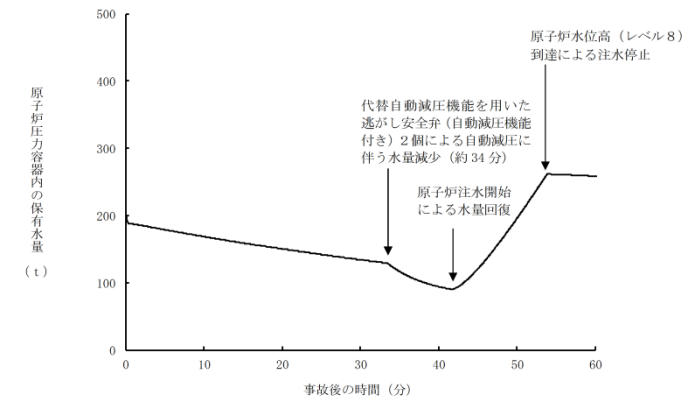
第 2.2-9 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



第 2.2.2-1(4) 図 注水流量の推移



第 2.2.2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

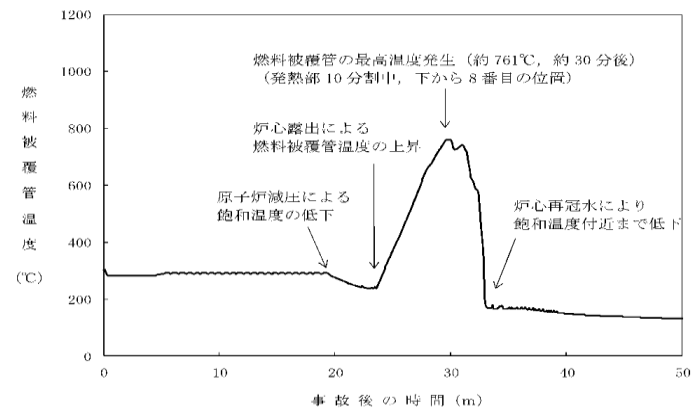


第 2.2.2-1(6) 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移

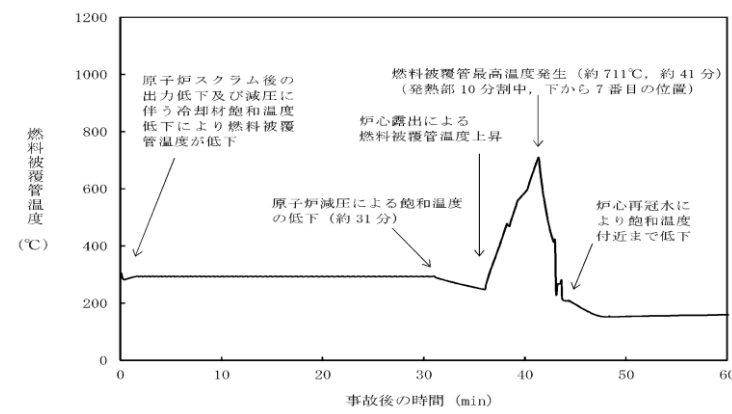
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
 ①注水系統の系統数 (島根 2号炉・柏崎 6/7 : 1系統, 東海第二 : 4系統) 等の差異による原子炉水位回復の早さの相違。

【柏崎 6/7, 東海第二】
 ②作動する逃がし安全弁の弁数 (島根 2号炉・東海第二 : 2個, 柏崎 6/7 : 4個) 等の差異による蒸気流量の違い。

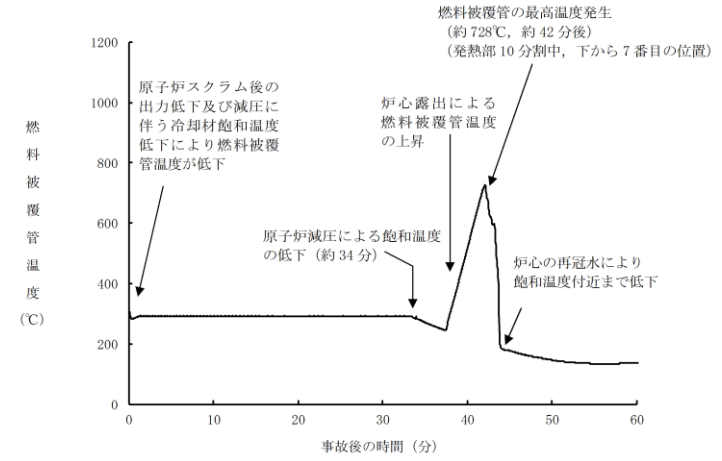
【東海第二】
 ③東海第二では原子炉の減圧に伴い、ダウンコマ部にボイドが発生し、シュラウド外の水位が急上昇し、逃がし安全弁から冷却材が流出する。



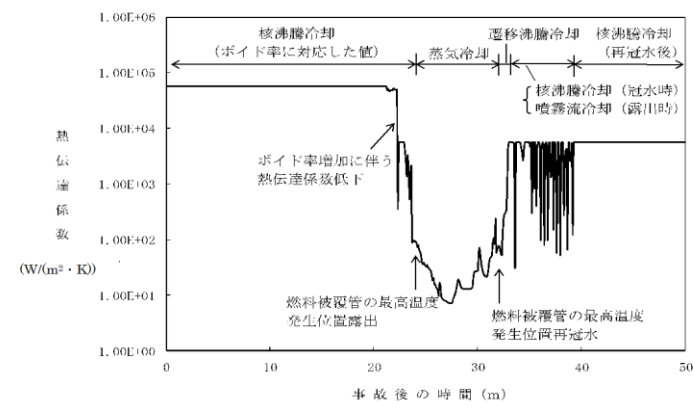
第2.2.11 図 燃料被覆管温度の推移



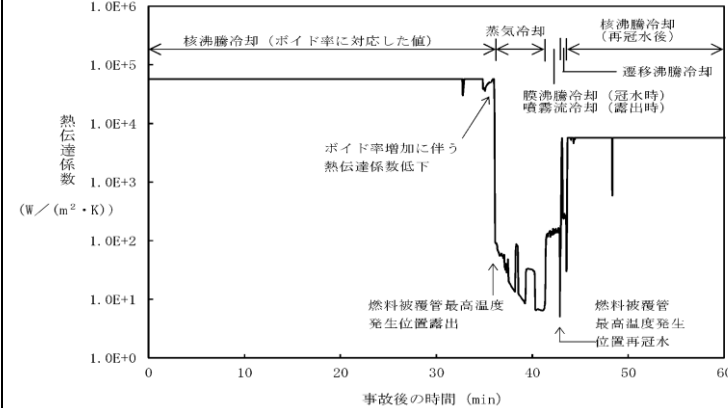
第2.2-10 図 燃料被覆管温度の推移



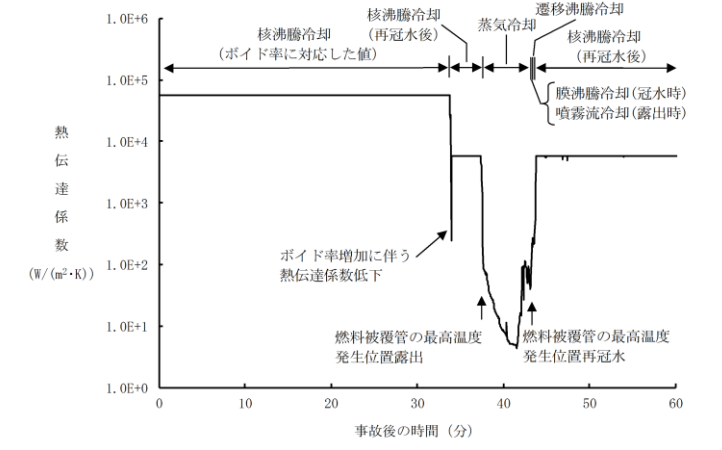
第2.2.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移



第2.2.12 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



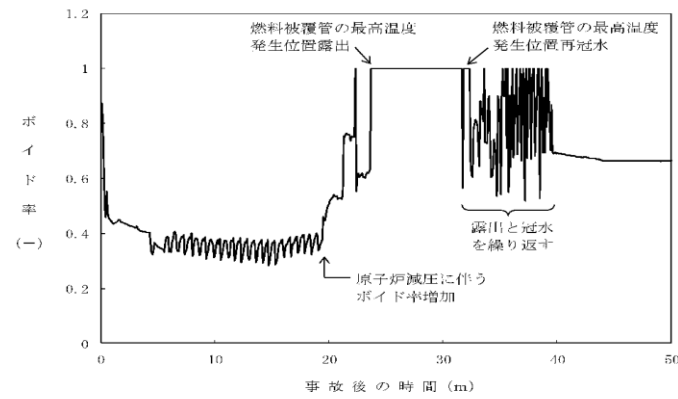
第2.2-11 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



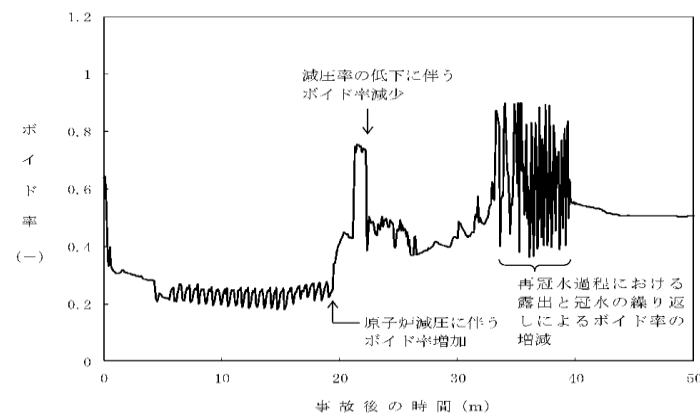
第2.2.2-1(8) 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
 ポンプ特性 (流量及び吐出圧), 注水系統の系統数 (島根2号炉・柏崎6/7: 1系統, 東海第二: 4系統) 等の違いにより炉心露出時間に違いがあるため燃料被覆管温度の挙動が異なる。

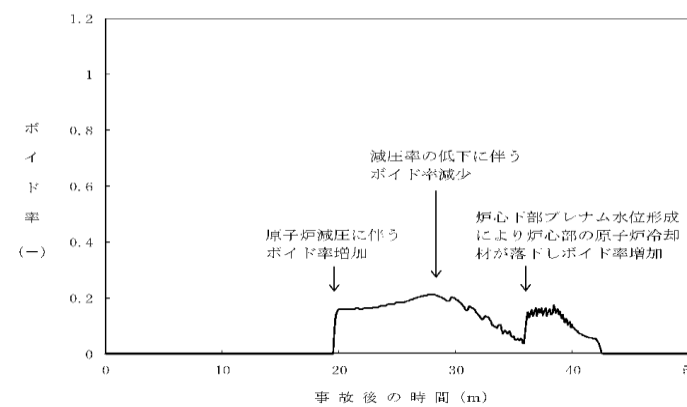
【柏崎6/7, 東海第二】
 ポンプ特性 (流量及び吐出圧), 注水系統の系統数 (島根2号炉・柏崎6/7: 1系統, 東海第二: 4系統) 等の違いにより炉心露出時間に違いがあるため熱伝達係数の推移が異なる。



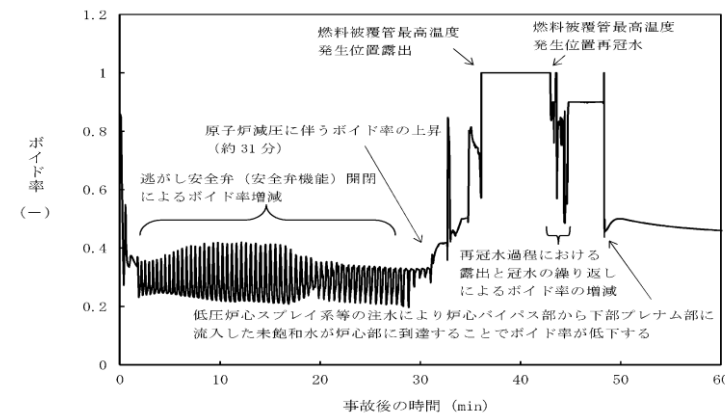
第 2.2.13 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



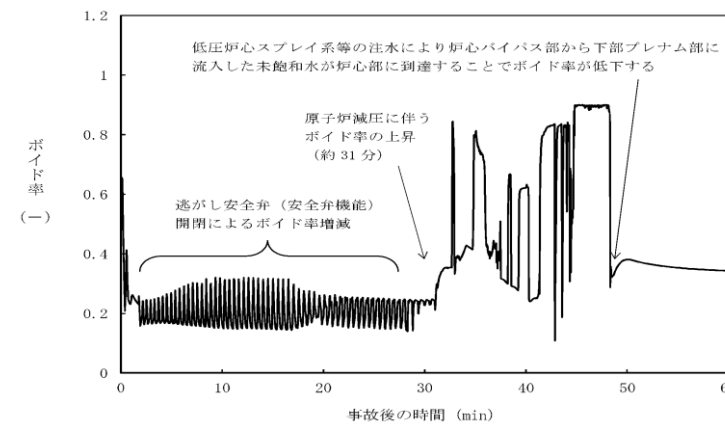
第 2.2.14 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



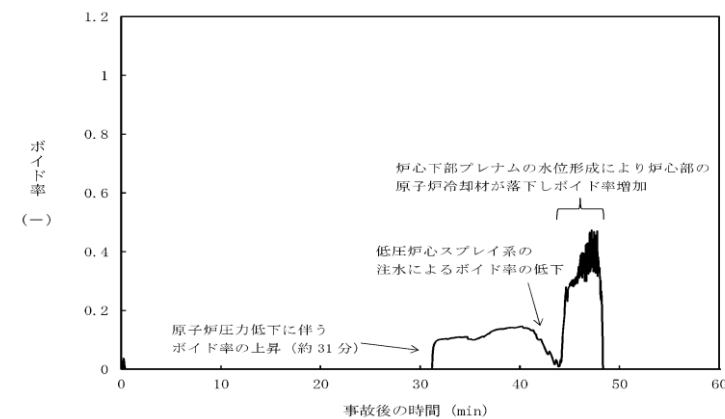
第 2.2.15 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



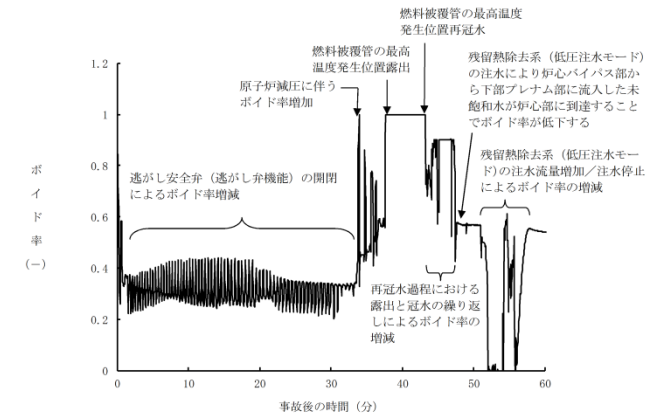
第 2.2-12 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



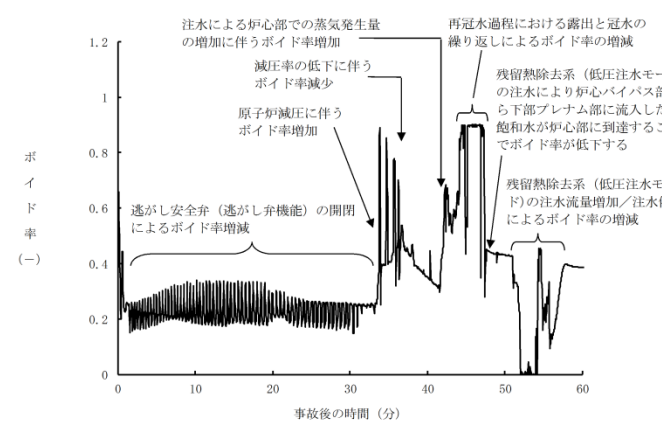
第 2.2-13 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



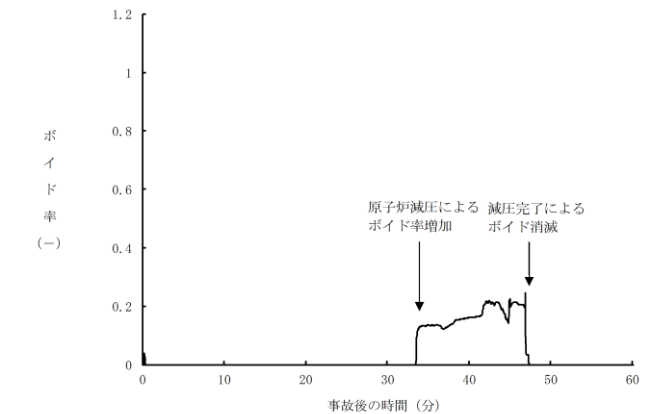
第 2.2-14 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



第 2.2.2-1(9) 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



第 2.2.2-1(10) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

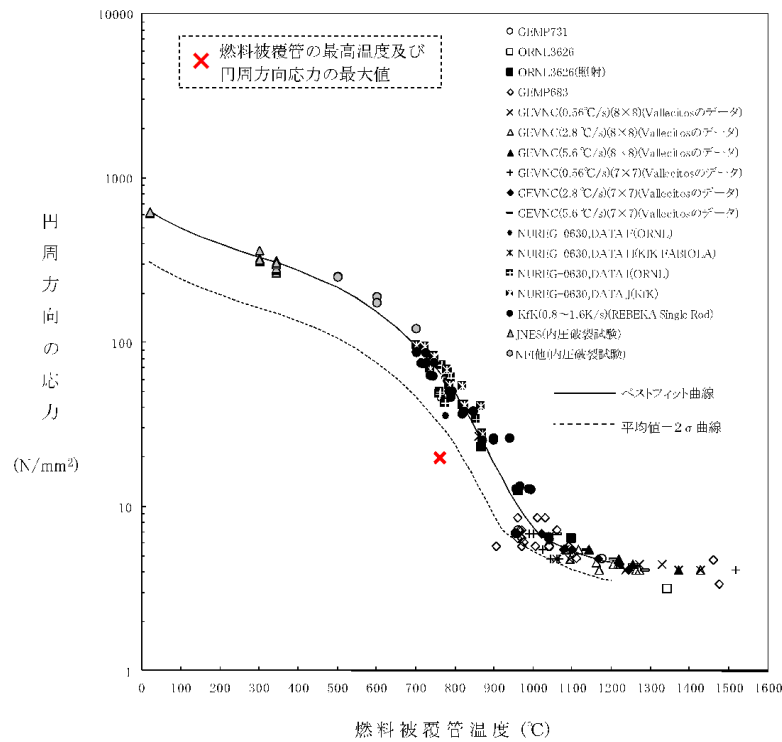


第 2.2.2-1(11) 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

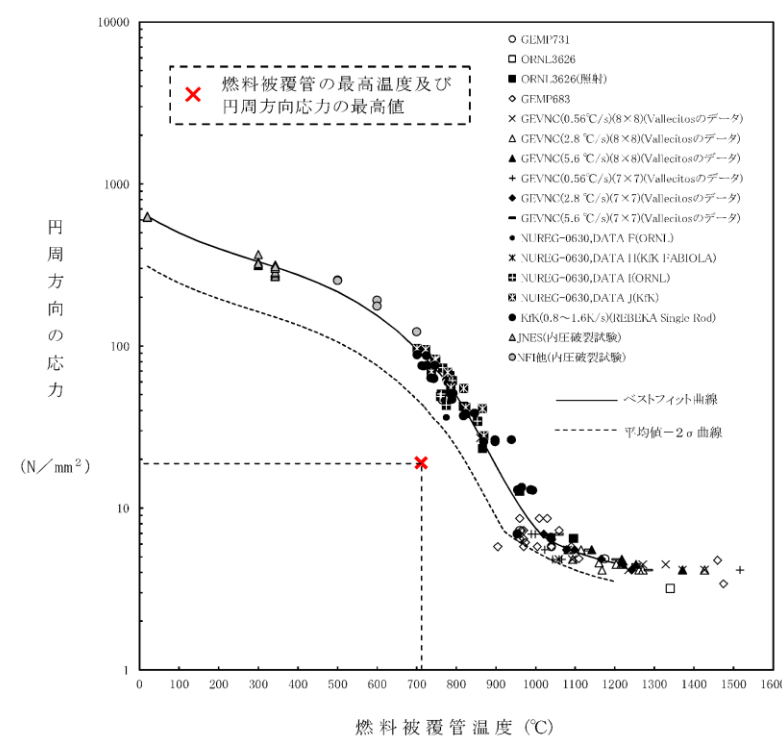
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
ポンプ特性 (流量及び吐出圧), 注水系統の系統数 (島根 2 号炉・柏崎 6/7: 1 系統, 東海第二: 4 系統) 等の違いにより炉心露出時間に違いがあるためボイド率の推移が異なる。

【柏崎 6/7, 東海第二】
ポンプ特性 (流量及び吐出圧), 注水系統の系統数 (島根 2 号炉・柏崎 6/7: 1 系統, 東海第二: 4 系統) 等の違いにより炉心露出時間に違いがあるためボイド率の推移が異なる。

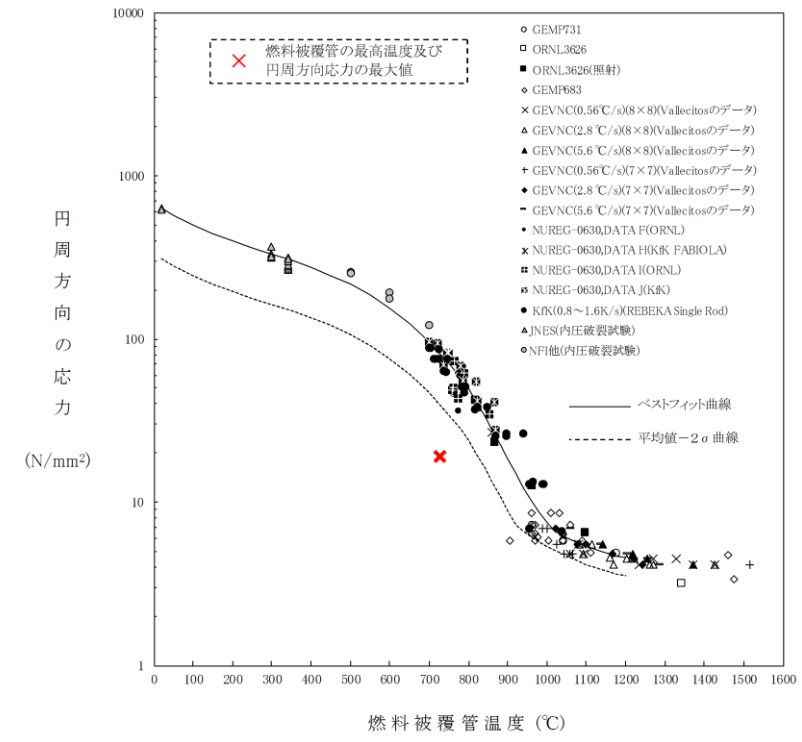
【柏崎 6/7, 東海第二】
ポンプ特性 (流量及び吐出圧), 注水系統の系統数 (島根 2 号炉・柏崎 6/7: 1 系統, 東海第二: 4 系統) 等の違いにより炉心露出時間に違いがあるためボイド率の推移が異なる。



第2.2.16 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

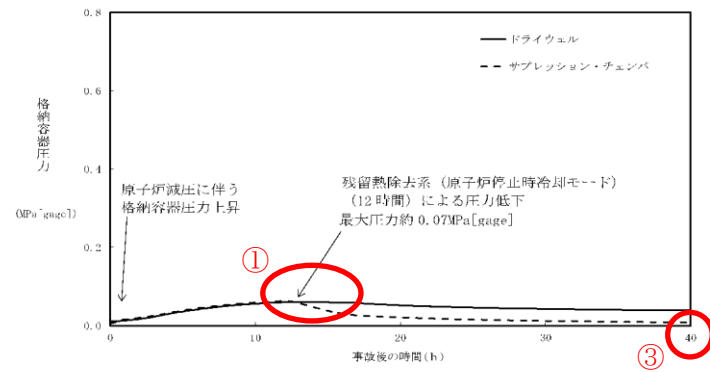


第2.2-15 図 燃料被覆管破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

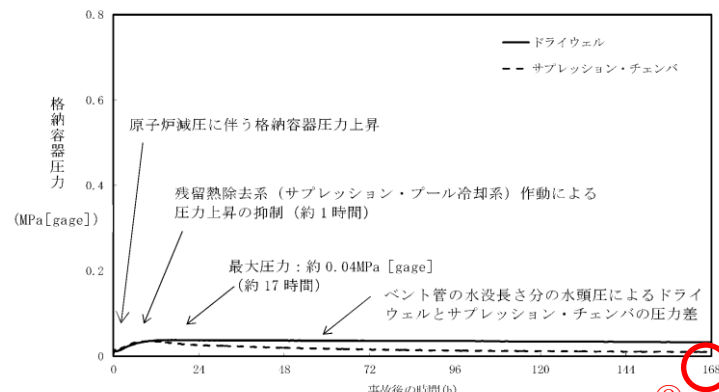


第2.2.2-1(12) 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

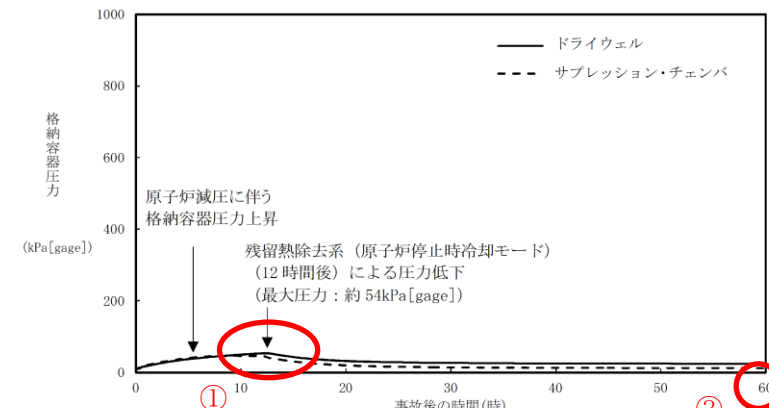
・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】



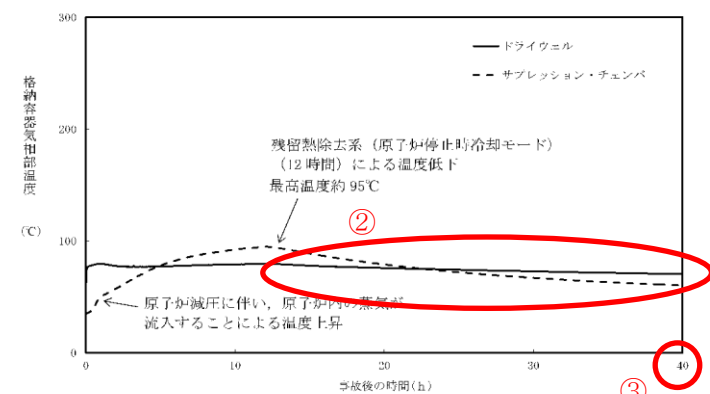
第2.2.17 図 格納容器圧力の推移



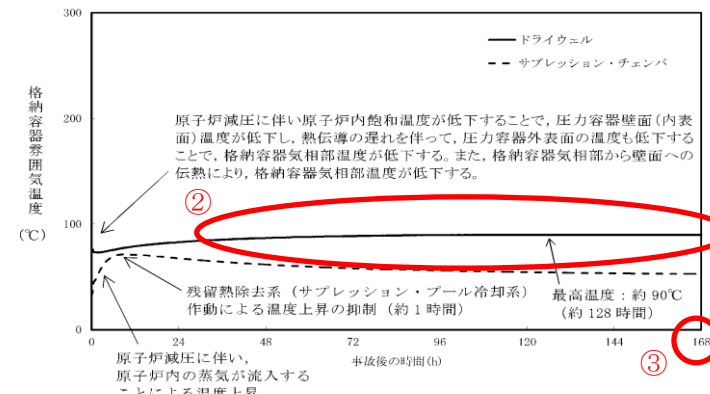
第 2.2-16 図 格納容器圧力の推移



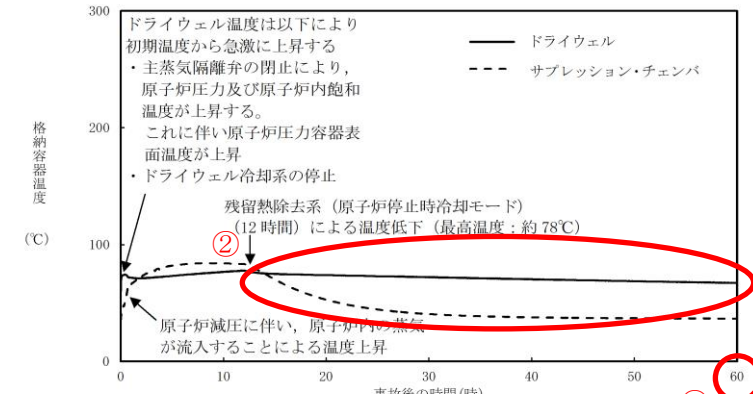
第 2.2.2-1(13) 図 格納容器圧力の推移



第 2.2.18 図 格納容器気相温度の推移



第 2.2-17 図 格納容器雰囲気温度の推移



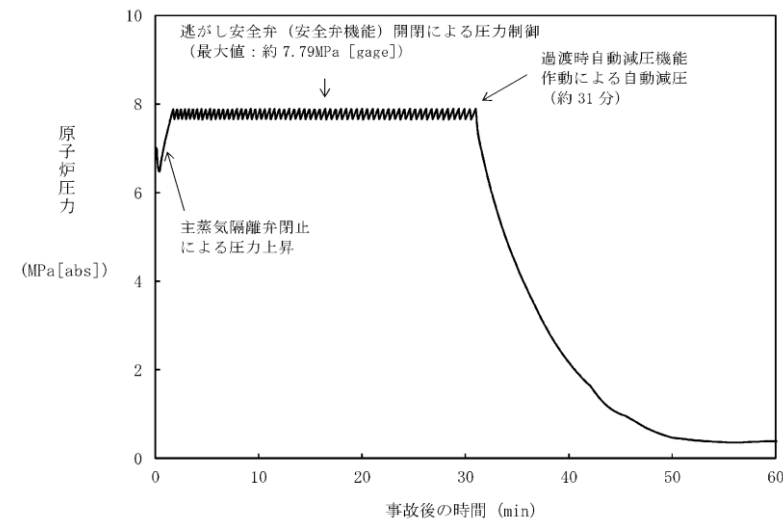
第 2.2.2-1(14) 図 格納容器温度の推移

・解析結果の相違
【東海第二】
①残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）の伝熱容量の違いにより、島根2号炉及び柏崎6/7は、サブプレッション・プール冷却実施以降に格納容器の最大圧力が発生する。

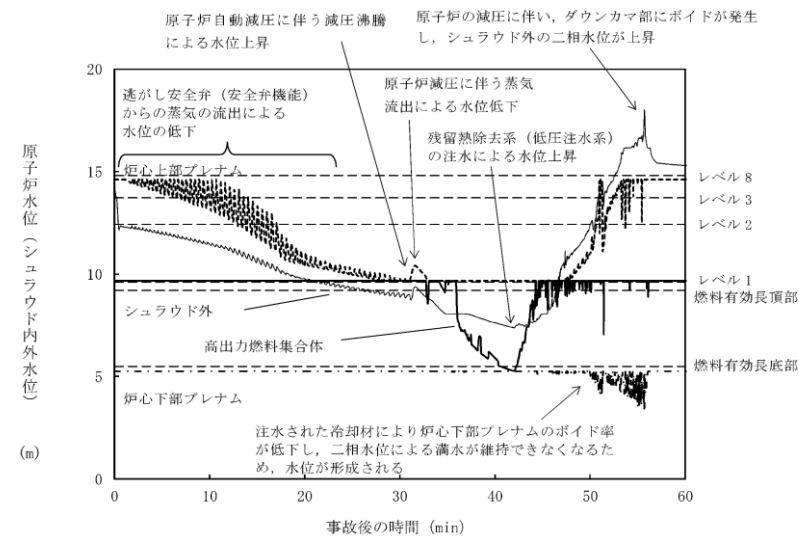
【東海第二】
②島根2号炉及び柏崎6/7は、12時間後に原子炉停止時冷却モードを動作させることにより格納容器圧力及び温度の低下が促進される。

【柏崎6/7、東海第二】
③解析時間の相違。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>第 2.2.19 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移</p>	<p>第 2.2-18 図 サプレッション・プール水位の推移</p>	<p>第 2.2.2-1(15) 図 サプレッション・プール水位の推移</p>	<p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ①解析時間の相違。</p>
<p>第 2.2.20 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移</p>	<p>第 2.2-19 図 サプレッション・プール水温度の推移</p>	<p>第 2.2.2-1(16) 図 サプレッション・プール水温度の推移</p>	<p>【柏崎 6/7, 東海第二】 ②残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) の伝熱容量の違いによる S/P 水温の挙動の違い。 【東海第二】 ③島根 2号炉及び柏崎 6/7 は、12 時間後に原子炉停止時冷却モードを動作させることにより、S/P への蒸気流入が抑制され、S/C 圧力及び温度の低下が促進される。</p>

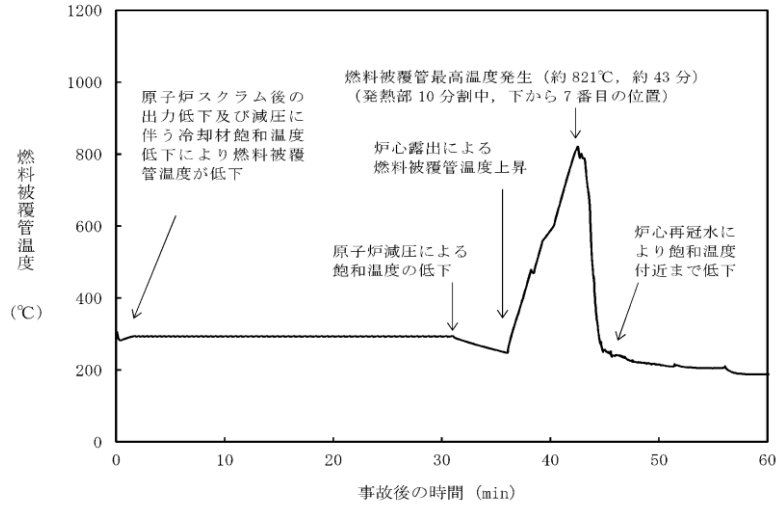


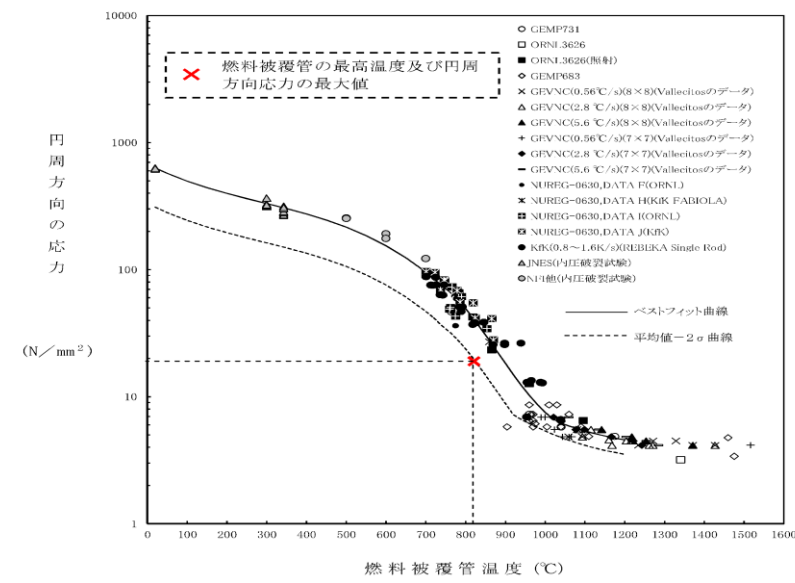
第 2.2-20 図 原子炉圧力の推移
(残留熱除去系 (低圧注水系) 1 系統)



第 2.2-21 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移
(残留熱除去系 (低圧注水系) 1 系統)

・解析条件の相違
【東海第二】
東海第二では、低圧 ECCS 4 系統に期待した有効性評価を実施しており、低圧 ECCS 1 系統のみに期待した場合の感度解析を記載。島根 2 号炉及び柏崎 6/7 は、低圧 ECCS 1 系統での有効性評価を実施している。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備 考
	 <p data-bbox="1098 787 1558 871"><u>第 2.2-22 図 燃料被覆管温度の推移</u> <u>(残留熱除去系 (低圧注水系) 1 系統)</u></p>		<p data-bbox="2522 252 2819 735">・解析条件の相違 【東海第二】 東海第二では、低圧 ECCS 4 系統に期待した有効性評価を実施しており、低圧 ECCS 1 系統のみに期待した場合の感度解析を記載。島根 2 号炉及び柏崎 6/7 は、低圧 ECCS 1 系統での有効性評価を実施している。</p>



第 2.2-23 図 燃料被覆管破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係 (残留熱除去系 (低圧注水系) 1 系統)

・解析条件の相違
【東海第二】
 東海第二では、低圧 ECCS 4 系統に期待した有効性評価を実施しており、低圧 ECCS 1 系統のみに期待した場合の感度解析を記載。島根 2 号炉及び柏崎 6/7 は、低圧 ECCS 1 系統での有効性評価を実施している。

第 2.2.1 表 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	常設設備	有効性評価上期待する事故等対応設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	-	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
高圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動信号が発生するが、各ポンプの長動人数は各ポンプの運転履歴の指示が上昇しないことにより高圧注水機能喪失を確認する。残留熱除去系（低圧注水モード）は原子炉水位がレベル1にて自動起動するが、原子炉水位が低いので原子炉水位はできない。	【残留熱除去系（低圧注水モード）】	【残留熱除去系（低圧注水モード）】	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (SA) 原子炉圧力 (SA) 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【残留熱除去系系統流量】
高圧代替注水系による原子炉停水	高圧代替注水系は、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 低圧注水モード	高圧代替注水系 低圧注水モード	原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系系統流量 低圧注水モード (SA)
代替自動減圧ロジック動作確認	原子炉水位低（レベル1）到達の10分後及び残留熱除去系4ポンプ運転時に代替自動減圧ロジックにより、逃がし安全弁1個が開き、原子炉急減圧する。	逃がし安全弁 代替自動減圧ロジック	逃がし安全弁 代替自動減圧ロジック	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA)
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉停水	原子炉圧力の急減圧により、残留熱除去系（低圧注水モード）の出力が低下し原子炉水位が回復し、原子炉水位がレベル1から原子炉水位が回復する。	【残留熱除去系（低圧注水モード）】	【残留熱除去系（低圧注水モード）】	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 【残留熱除去系系統流量】
残留熱除去系（サブプレッシャ・チェンバ・プールの水循環モード）運転	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位回復を確保し、原子炉水位が回復し、原子炉水位がレベル1から原子炉水位が回復する。	【残留熱除去系（サブプレッシャ・チェンバ・プールの水循環モード）】	【残留熱除去系（サブプレッシャ・チェンバ・プールの水循環モード）】	サブプレッシャ・チェンバ・プールの水循環モード (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 【残留熱除去系系統流量】
残留熱除去系（原子炉停水時冷却モード）運転	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位回復を確保し、原子炉水位が回復し、原子炉水位がレベル1から原子炉水位が回復する。	【残留熱除去系（原子炉停水時冷却モード）】	【残留熱除去系（原子炉停水時冷却モード）】	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 【残留熱除去系系統流量】

① ② 有効性評価上考慮しない操作

第 2.2-1 表 高圧注水・減圧機能喪失における重大事故等対策について (1/2)

操作及び確認	手順	重大事故等対応設備	
		常設設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	-	平均出力領域計装* 起動領域計装*
高圧注水機能喪失確認	原子炉水位異常低下（レベル2）による自動起動信号が発生するが、各ポンプの起動人数は各ポンプの運転履歴の指示が上昇しないことにより高圧注水機能喪失を確認する。残留熱除去系（低圧注水モード）は原子炉水位がレベル1にて自動起動するが、原子炉水位が低いので原子炉水位はできない。	低圧炉心スプレイ系* 残留熱除去系（低圧注水モード）	原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域)* 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力* 原子炉隔離時冷却系系統流量* 高圧炉心スプレイ系系統流量* 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力*
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 サブプレッシャ・チェンバ*	残留熱除去系ポンプ吐出圧力* 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域)* 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 高圧代替注水系系統流量
過渡時自動減圧機能動作確認	原子炉水位異常低下（レベル1）到達の10分後及び低圧炉心スプレイ系ポンプ又は残留熱除去系ポンプ運転時に過渡時自動減圧機能により、逃がし安全弁2個が開き、原子炉急減圧する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）* 過渡時自動減圧機能	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力* 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域)* 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)*

② 既許可の対象となっている設備を重大事故等対応設備に位置付けるもの
① ② 有効性評価上考慮しない操作

第 2.2.1-1 表 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策について (1/2)

判断及び操作	手順	重大事故等対応設備	
		常設設備	計装設備
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	原子炉の出力運転中に外部電源喪失となり、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】* 【非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク】*	平均出力領域計装*
高圧注水・減圧機能喪失確認	各ポンプの起動失敗又は各ポンプの出口流量の指示が上昇しないことにより高圧注水機能喪失を確認する。残留熱除去系（低圧注水モード）を起動するが、原子炉圧力が高いため原子炉注水はできない。	【残留熱除去系（低圧注水モード）】*	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力* 【原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量】* 【高圧炉心スプレイポンプ出口流量】* 【残留熱除去系ポンプ出口圧力】*
高圧原子炉代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧原子炉代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧原子炉代替注水系 サブプレッシャ・チェンバ*	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 高圧原子炉代替注水流量
代替自動減圧機能動作確認	原子炉水位低（レベル1）到達の10分後及び残留熱除去系ポンプ運転時に代替自動減圧機能により、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）2個が開き、原子炉急減圧する。	逃がし安全弁（自動減圧機能付き）* 代替自動減圧ロジック（代替自動減圧機能）	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力* 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (燃料域)*

①, ② ※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対応設備に位置付けるもの
① ② 有効性評価上考慮しない操作

本文比較表に記載の差異以外で主要な差異について記載。

- ・記載方針の相違
- 【柏崎 6/7】
- ①島根 2号炉は、既許可の対象設備を重大事故等対応設備として位置付けるものを明確化している。
- 【東海第二】
- ②島根 2号炉は、重大事故等時に設計基準対応施設としての機能を期待する設備を「重大事故等対応設備（設計基準拡張）」と位置付けている。

第2.2-1-1 表 高圧注水・減圧機能喪失における重大事故等対策について (2/2)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
低圧炉心スプレイス系及び残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水	原子炉の急速減圧により、低圧炉心スプレイス系及び残留熱除去系(低圧注水系)のそれぞれが系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は低圧炉心スプレイス系により、原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。	低圧炉心スプレイス系* 残留熱除去系(低圧注水系)* サブレーション・チェンバ*	—	原子炉圧力(SA) 原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA燃料域)* 原子炉水位(広帯域)* 原子炉水位(燃料域)* 低圧炉心スプレイス系系統流量* 残留熱除去系系統流量*
残留熱除去系(サブレーション・プール冷却系)運転	低圧炉心スプレイス系による原子炉水位維持を確認後、残留熱除去系(サブレーション・プール冷却系)の運転を開始する。	残留熱除去系(サブレーション・プール冷却系)* サブレーション・チェンバ*	—	残留熱除去系系統流量* サブレーション・プール水温度

② * 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第2.2.1-1 表 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策について (2/2)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水	原子炉圧力の急速減圧により、残留熱除去系(低圧注水モード)の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。	【残留熱除去系(低圧注水モード)】* サブレーション・チェンバ*	—	原子炉圧力(SA) 原子炉圧力* 原子炉水位(SA) 原子炉水位(広帯域)* 原子炉水位(燃料域)* 【残留熱除去ポンプ出口流量】*
残留熱除去系(サブレーション・プール冷却モード)運転	残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉水位維持を確認後、異なる残留熱除去系によりサブレーション・プール冷却モードの運転を開始する。	【残留熱除去系(サブレーション・プール冷却モード)】*	—	【残留熱除去ポンプ出口流量】* サブレーション・プール水温度(SA)
残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転	残留熱除去系(サブレーション・プール冷却モード)の運転により、プール水温度が安定することを確認後、サブレーション・プール冷却モード運転以外の残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転に切り替える。	【残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)】*	—	原子炉圧力(SA) 原子炉圧力* 【残留熱除去ポンプ出口流量】* 【残留熱除去系熱交換器入口温度】*

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

第2.2.2表 主要解析条件(高圧注水・減圧機能喪失)(1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	-
原子炉熱出力	3,926MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	7.07MPa[Gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位(セパレーターから+119cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約10℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料(A型)	-
最大熱出力密度	44.0kW/m	①設計限界値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	②サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定
格納容器容積(ドライウエル)	7,350m ³	ドライウエル内体積の設計値(空体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)
格納容器容積(ウェットウエル)	空相部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	③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)
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
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)	③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
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・プール水温の上限値として設定
格納容器圧力	5.2kPa[Gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
格納容器温度	57℃	④通常運転時の格納容器温度として設定

初期条件

第2.2.2-2表 主要解析条件(高圧注水・減圧機能喪失)(1/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	-
原子炉熱出力	3,293MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力(圧力容器トーム部)	6.93MPa[Gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位(セパレーターから+126cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	48,300t/h	定格流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料(A型)	-
最大線出力密度	44.0kW/m	①通常運転時の熱的制限値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	②1サイクルの運転期間(13ヶ月)に調整運転期間(約1ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
格納容器体積(ドライウエル)	5,700m ³	設計値
格納容器体積(サブプレッション・チェンバ)	空相部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	③設計値(通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値として設定)

初期条件

第2.2.2-1表 主要解析条件(高圧注水・減圧機能喪失)(1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	-
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa[Gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位(気水分離器下端から+83cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6×10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料(A型)	9×9燃料(A型)、9×9燃料(B型)は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため、MOX燃料の評価は9×9燃料(A型)の評価に包絡されることを考慮し、代表的に9×9燃料(A型)を設定
燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	①通常運転時の熱的制限値を設定(高出力燃料集合体)
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	②サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
格納容器容積(ドライウエル)	7,900m ³	ドライウエル内体積の設計値(内部機器及び構造物の体積を除いた値)を設定
格納容器容積(サブプレッション・チェンバ)	空相部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³	③サブプレッション・チェンバ内体積の設計値(内部機器及び構造物の体積を除いた値)を設定
真空破壊装置	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

初期条件

・解析条件の相違
【柏崎6/7】
①条件設定は同じだが、通常運転時の熱的制限値を設定していることを明確に記載。
【東海第二】
②条件設定は同じだが、設定プロセスが異なり、平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対して、ばらつきとして10%の保守性を考慮し設定。
③島根2号炉及び柏崎6/7は、格納容器容積(サブプレッション・チェンバ)及びサブプレッション・プール水位の解析条件を通常水位で設定。東海第二では圧力抑制効果を厳しくする観点で、通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値を設定。
④島根2号炉においても、通常運転時の格納容器温度はドライウエル冷却機にて制御されており、条件設定の考え方としては同様。

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を、原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いいため、炉心冷却上厳しくなる

第2.2-2表 主要解析条件 (高圧注水・減圧機能喪失) (2/5)

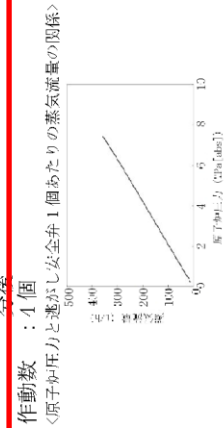
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	真空破壊装置	真空破壊装置の設定値
	サブレーション・ブール水位	3.45kPa (ドライヴェルサーサブレーション・チェンバ間差圧)
	サブレーション・ブール水温度	6.983m (通常運転範囲の下限値)
	格納容器圧力	32℃
事故条件	格納容器雰囲気温度	5kPa [gage]
	起因事象	57℃
	安全機能の喪失に対する仮定	給水流量の全喪失
	外部電源	高圧注水機能喪失及び原子炉減圧機能喪失 外部電源あり

第2.2-2-1表 主要解析条件 (高圧注水・減圧機能喪失) (2/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サブレーション・ブール水位	3.61m (通常運転水位)
	サブレーション・ブール水温度	35℃
	格納容器圧力	5 kPa [gage]
	格納容器温度	57℃
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 原子炉減圧機能喪失
外部電源	外部電源なし	外部電源なしの場合は、必要燃料量の観点で厳しくなることから、外部電源なしを設定 また、原子炉スクラムまで炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする

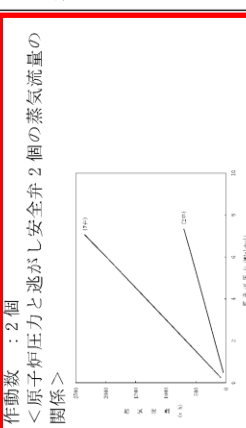
備考
・解析条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

第 2.2.2 表 主要解析条件 (高圧注水・減圧機能喪失) (3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが、原子炉水位低 (レベル3) で4台、原子炉水位低 (レベル2) で残りの6台がトリップ 逃がし弁機能 7.51 MPa [Gage] × 1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa [Gage] × 1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa [Gage] × 4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa [Gage] × 4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa [Gage] × 4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa [Gage] × 4 個, 380 t/h/個	原子炉冷却材再循環系のインターロックとして設定 逃がし弁機能の設計値として設定
原子炉減圧機能	代替自動減圧ロジックにより自動減圧機能付き逃がし安全弁の1個を開示することによる原子炉急速減圧 作動時間: 原子炉水位低 (レベル1) 到達から 10 分後 作動数: 1 個 ⑤ <原子炉圧力と逃がし安全弁1個あたりの蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定

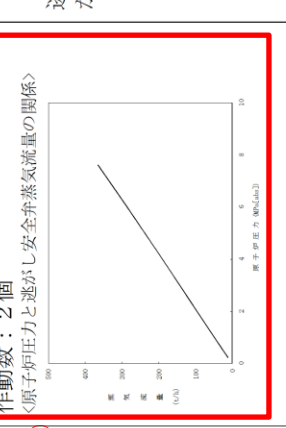
重大事故等対策に関連する機器条件

第 2.2.2-2 表 主要解析条件 (高圧注水・減圧機能喪失) (3/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間: 1.05 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
A.T.W.S 緩和設備 (代替再循環系ポンプトリップ機能)	再循環系ポンプが、原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号で2台全てがトリップ 安全弁機能 7.79MPa [Gage] × 2 個, 385.2t/h (1 個あたり) 8.10MPa [Gage] × 4 個, 400.5t/h (1 個あたり) 8.17MPa [Gage] × 4 個, 403.9t/h (1 個あたり) 8.24MPa [Gage] × 4 個, 407.2t/h (1 個あたり) 8.31MPa [Gage] × 4 個, 410.6t/h (1 個あたり)	A.T.W.S 緩和設備 (代替再循環系ポンプトリップ機能) のインターロックとして設定 逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定
原子炉減圧機能	過渡時自動減圧機能により逃がし安全弁 (自動減圧機能) の2個を開示することによる原子炉急速減圧 作動時間: 原子炉水位異常低下 (レベル1) 到達から 10 分後 作動数: 2 個 ⑤ <原子炉圧力と逃がし安全弁2個の蒸気流量の関係> 	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

重大事故等対策に関連する機器条件

第 2.2.2-1 表 主要解析条件 (高圧注水・減圧機能喪失) (3 / 4)

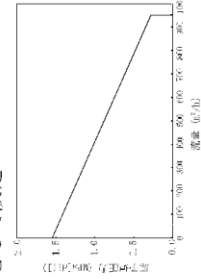
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05 秒)	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
原子炉減圧機能	逃がし弁機能 7.58MPa [Gage] × 2 個, 367t/h/個 7.65MPa [Gage] × 3 個, 370t/h/個 7.72MPa [Gage] × 3 個, 373t/h/個 7.79MPa [Gage] × 4 個, 377t/h/個 代替自動減圧機能による逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) の2個を開示することによる原子炉急速減圧 作動時間: 原子炉水位低 (レベル1) 到達 10 分後 作動数: 2 個 ⑤ <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定 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

重大事故等対策に関連する機器条件

・解析条件の相違
【東海第二】
⑤島根2号炉及び柏崎6/7は、逃がし安全弁1個あたりの蒸気流量をグラフに記載。

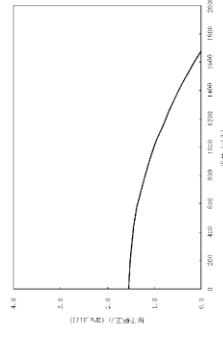
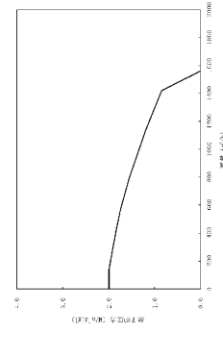
第 2.2.2 表 主要解析条件 (高圧注水・減圧機能喪失) (4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系 (低圧注水モード)	原子炉水位低 (レベル1) にて自動起動 954m ³ /h (0.27MPa [dif] において) にて注水
	残留熱除去系 (サブプレッショ ン・チェンバ・プールの水 冷却モード及び原子炉停止 時冷却モード)	熱交換器1基あたり約8MW (サブプレッ ション・チェンバ・プールの水又は原子炉 冷却材温度 52℃, 海水温度 30℃におい て)
重大事故等対策に関連 する操作条件	残留熱除去系 (サブプレッ ション・チェンバ・プールの水 冷却モード) 運転操作	原子炉水位高 (レベル8) 到達後
	残留熱除去系 (原子炉停止 時冷却モード) 運転操作	事象発生から 12 時間後



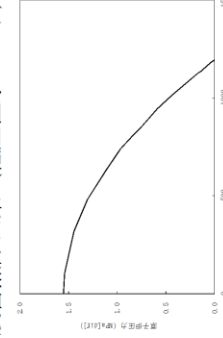
第 2.2.2-2 表 主要解析条件 (高圧注水・減圧機能喪失) (4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧炉心スプレ イ系	原子炉水位異常低下 (レベル1) にて自動起動 1,419m ³ /h (0.84MPa [dif] において) (最大 1,561m ³ /h) にて注水
	残留熱除去系 (低圧注水系)	原子炉水位異常低下 (レベル1) 信号で自動起動 し3系統で注水 1,605m ³ /h (0.14MPa [dif] において) (最大 1,676m ³ /h) (1系統当たり) 原子炉水位が原子炉水位高 (レベル8) まで回復 し, 低圧炉心スプレイ系のみにより原子炉水位の 維持が可能な場合は, 注水を停止
残留熱除去系 (サブプレッ ション・プールの冷却系)	熱交換器1基あたり約43MW (サブプレッション・プールの水温度 100℃, 海水温 度 32℃において)	熱交換器の設計性能に基づき, 過去の実績を包含する高めの 海水温度を設定



第 2.2.2-1 表 主要解析条件 (高圧注水・減圧機能喪失) (4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系 (低圧注水モード)	原子炉水位低 (レベル1) にて自動起 動 1,136m ³ /h (0.14MPa [dif] において) (最 大 1,193m ³ /h) にて注水
	残留熱除去系 (サブプレッ ション・プールの水冷却モード)	熱交換器1基あたり約9MW (サブプレ ッション・プールの水温度又は原子炉冷 却材温度 52℃, 海水温度 30℃におい て)
重大事故等対策に関連 する操作条件	残留熱除去系 (サブプレッ ション・プールの水冷却モード) 運転操作	原子炉水位高 (レベル8) 到達後
	残留熱除去系 (原子炉停止 時冷却モード) 運転操作	事象発生から 12 時間後



・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備 考						
	<p style="text-align: center;"><u>第2.2-2 表 主要解析条件 (高压注水・減圧機能喪失) (5/5)</u></p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 30%;">項 目</th> <th style="width: 30%;">主要解析条件</th> <th style="width: 40%;">条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>重大事故等対策に関連する操作条件に 残留熱除去系 (サブレーション・プール冷却系) 運転操作</td> <td>原子炉水位高 (レベル8) 到達から5分後</td> <td>原子炉水位制御 (原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8)) を踏まえ、原子炉注水による炉心冠水確認後の操作として切替えに要する時間を考慮して設定</td> </tr> </tbody> </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連する操作条件に 残留熱除去系 (サブレーション・プール冷却系) 運転操作	原子炉水位高 (レベル8) 到達から5分後	原子炉水位制御 (原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8)) を踏まえ、原子炉注水による炉心冠水確認後の操作として切替えに要する時間を考慮して設定		<p>・解析条件の相違 【東海第二】</p>
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方							
重大事故等対策に関連する操作条件に 残留熱除去系 (サブレーション・プール冷却系) 運転操作	原子炉水位高 (レベル8) 到達から5分後	原子炉水位制御 (原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8)) を踏まえ、原子炉注水による炉心冠水確認後の操作として切替えに要する時間を考慮して設定							

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考				
<p style="text-align: right;">添付資料 2.2.1</p> <p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転実績について</p> <p>1. はじめに</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」においては、原子炉圧力が <u>0.93MPa[gage]</u>まで低下したことを確認した後、事象発生 12 時間後に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転を開始することとしている。これは、過去の運転経験に基づき設定したものである。ここでは、<u>平成 19 年 7 月 16 日に発生した新潟県中越沖地震時における柏崎刈羽原子力発電所 7 号炉の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転実績について示す。</u></p> <p>2. <u>新潟県中越沖地震時の実績</u></p> <p>以下に新潟県中越沖地震時の柏崎刈羽原子力発電所 7 号炉における残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転開始までの時系列を示す。</p> <table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td style="border: none;"> <u>10 : 13 地震発生, 原子炉スクラム</u> <u>18 : 54 ~ 19 : 28 RHR(A) 起動 (剥離運転) (フラッシング)</u> <u>20 : 17 ~ 20 : 59 RHR(A) 配管ウォーミング</u> <u>23 : 59 RHR(A) SHC 起動</u> </td> <td style="border: none; vertical-align: middle; padding-left: 10px;">} 残留熱除去系の 起動準備操作</td> </tr> </table> <p>上記に示すとおり、起動準備から約 5 時間で残留熱除去系(停止時冷却モード)の運転を開始している。</p> <p>3. まとめ</p> <p>2. に示した通り、<u>新潟県中越沖地震時の原子炉スクラム停止時においても、柏崎刈羽原子力発電所 7 号炉においては、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の起動準備から約 5 時間</u></p>	<u>10 : 13 地震発生, 原子炉スクラム</u> <u>18 : 54 ~ 19 : 28 RHR(A) 起動 (剥離運転) (フラッシング)</u> <u>20 : 17 ~ 20 : 59 RHR(A) 配管ウォーミング</u> <u>23 : 59 RHR(A) SHC 起動</u>	} 残留熱除去系の 起動準備操作	<p style="text-align: center;">資料なし</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.2.1</p> <p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転実績について</p> <p>1. はじめに</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」においては、原子炉圧力が <u>0.80MPa[gage]</u>まで低下したことを確認した後、事象発生 12 時間後に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転を開始することとしている。これは、過去の運転経験に基づき設定したものである。ここでは、<u>平成 7 年 1 月 30 日に発生した島根原子力発電所 2 号炉の原子炉自動スクラム事象時の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転実績について示す。</u></p> <p>2. <u>事象発生時の実績</u></p> <p>以下に原子炉自動スクラム事象発生時の島根原子力発電所 2 号炉における残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転開始までの時系列を示す。</p> <table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td style="border: none;"> <u>1/30 9 : 29 事象発生, 原子炉スクラム</u> <u>23 : 05 ~ 1:05 A-RHR 起動 (フラッシング)</u> </td> <td style="border: none; vertical-align: middle; padding-left: 10px;">- 残留熱除去系の起動準備操作</td> </tr> </table> <p><u>1/31 3 : 23 ~ A-RHR 原子炉停止時冷却モードによる冷却開始</u></p> <p>上記に示すとおり、起動準備から約 4.3 時間で残留熱除去系(停止時冷却モード)の運転を開始している。</p> <p>3. まとめ</p> <p>2. に示したとおり、<u>原子炉自動スクラム事象発生時においても、島根原子力発電所 2 号炉においては、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の起動準備から約 4.3 時間で運転を開</u></p>	<u>1/30 9 : 29 事象発生, 原子炉スクラム</u> <u>23 : 05 ~ 1:05 A-RHR 起動 (フラッシング)</u>	- 残留熱除去系の起動準備操作	<p>・整理方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>東海第二では、「添付資料 2.1.2 安定状態について(高圧・低圧注水機能喪失)」において、事象発生 7 日後から SDC 運転とする解析により時間余裕が大きいことを示しており、当該資料は作成していない。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>・実績値の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>・実績値の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>・運用の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>・実績値の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>・実績値の相違</p>
<u>10 : 13 地震発生, 原子炉スクラム</u> <u>18 : 54 ~ 19 : 28 RHR(A) 起動 (剥離運転) (フラッシング)</u> <u>20 : 17 ~ 20 : 59 RHR(A) 配管ウォーミング</u> <u>23 : 59 RHR(A) SHC 起動</u>	} 残留熱除去系の 起動準備操作						
<u>1/30 9 : 29 事象発生, 原子炉スクラム</u> <u>23 : 05 ~ 1:05 A-RHR 起動 (フラッシング)</u>	- 残留熱除去系の起動準備操作						

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>で運転を開始している実績がある。</p> <p>したがって、本解析で操作開始時間として設定している事象発生 12 時間以内に、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転操作は行えるものと考えられる。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>		<p>始している実績がある。</p> <p>したがって、本解析で操作開始時間として設定している事象発生 12 時間以内に、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転操作は行えるものと考えられる。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>【柏崎 6/7】</p>

まとめ資料比較表 [有効性評価 添付資料 2.2.2]

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: center;">添付資料 2.2.2</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>高圧注水・減圧機能喪失時の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器圧力逃がし装置等、残留熱除去系又は代替循環冷却系）により、格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 2.2.1</p> <p style="text-align: center;">安定状態について（高圧注水・減圧機能喪失）</p> <p>高圧注水・減圧機能喪失時の安定状態については、以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却が維持可能であり、また、冷却のための設備がその後も機能維持でき、かつ必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>格納容器安定状態：炉心冷却が維持された後に、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱により格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定状態が確立されたものとする。</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 2.2.2</p> <p style="text-align: center;">安定状態について（高圧注水・減圧機能喪失）</p> <p>高圧注水・減圧機能喪失時の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系、残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により、格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。</p>	
<p>【安定状態の確立について】</p> <p>原子炉安定停止状態の確立について</p> <p>逃がし安全弁を開維持することで、残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持され、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p>原子炉格納容器安定状態の確立について</p> <p>炉心冷却を継続し、事象発生から12時間後に残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり、格納容器温度は150℃を下回るとともに、ドライウエル温度は、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維</p>	<p>【安定状態の確立について】</p> <p>原子炉安定停止状態の確立について</p> <p>逃がし安全弁により原子炉減圧状態を維持し、<u>低圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水を継続することで、炉心の冷却は維持され原子炉安定停止状態が確立される。</u></p> <p>格納容器安定状態の確立について</p> <p>炉心冷却を継続し、事象発生後約1時間後に残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。<u>格納容器雰囲気温度は150℃を下回るとともに、ドライウ</u></p>	<p>【安定状態の確立について】</p> <p>原子炉安定停止状態の確立について</p> <p>逃がし安全弁を開維持することで、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持され、原子炉安定停止状態が確立される。</u></p> <p>原子炉格納容器安定状態の確立について</p> <p>炉心冷却を継続し、事象発生から約12時間後に残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり、<u>格納容器温度は150℃を下回るとともに、ドライウエル温度は、低圧注水継続のための逃がし安全</u></p>	<p>・運用の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、耐圧強化ベントを使用しない。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心冷却を継続。</p> <p>・運用の相違</p> <p>【東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>持が確認されている 126℃を上回ることなく、原子炉格納容器安定状態が確立される。</p> <p>また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。</p> <p>また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態の維持が可能となる。</p>	<p><u>エル秀囲気温度</u>は、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることなく、<u>格納容器安定状態</u>が確立される。</p> <p>また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。</p> <p>また、残留熱除去系の機能を維持し<u>除熱を継続すること</u>で、安定状態の維持が可能となる。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.1.2 別紙1)</p>	<p>弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることなく、<u>原子炉格納容器安定状態</u>が確立される。</p> <p>また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。</p> <p>また、残留熱除去系機能を維持し、<u>除熱を行うことにより</u>、安定状態の維持が可能となる。(添付資料 2.1.1 別紙1 参照)</p>	

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

(高圧注水・減圧機能喪失) (2/2)

【SAFER】 分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化・気液分離(水位変化)・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位(シュラウド外水位)に因する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は直感的に評価できず、質量及び水頭のバランスだけで定まるコアブラス水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉減圧及び注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。なお、原子炉減圧及び注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	シュラウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出(臨界流・対向流)	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料被覆管冷却(蒸気相冷却又は蒸気相冷却)の不確かさは20℃~40℃程度である。また、原子炉圧力の影響において、ROSA-IIIではLPCSスプレッドの影響により2MPaより低い圧力で流体的に圧力低下を早める傾向を重畳しており、解析コードは被覆管温度を高めめに評価しており、評価項目となるパラメータに対しては保守的な結果を与える。	解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。なお、原子炉減圧及び注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	主蒸気逃がし弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価係数でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 破断口及び蒸気逃がし弁からの流出量は、圧力容器ノズルまたは破断口モデルに接続する配管を通過し、平均均質流に達するに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平均均質流モデルを適用可能である。
	ECCS注水(給水系・代替注水設備含む)	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実験設備仕様に対しては注水流量を少なめに評価する。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化・気液分離(水位変化)・対向流	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、二相水位変化は、実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料被覆管冷却(蒸気相冷却又は蒸気相冷却)の不確かさは20℃~40℃程度である。また、原子炉圧力の影響において、ROSA-IIIではLPCSスプレッドの影響により2MPaより低い圧力で流体的に圧力低下を早める傾向を重畳しており、解析コードは被覆管温度を高めめに評価しており、評価項目となるパラメータに対しては保守的な結果を与える。	運転操作はシュラウド外水位(原子炉水位計)に基づく操作であることから、運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	解析コードは、燃料被覆管温度に対して、解析結果に重畳する水位振動成分を除いて、実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料被覆管冷却(蒸気相冷却又は蒸気相冷却)の不確かさは20℃~40℃程度である。また、原子炉圧力の影響において、ROSA-IIIではLPCSスプレッドの影響により2MPaより低い圧力で流体的に圧力低下を早める傾向を重畳しており、解析コードは被覆管温度を高めめに評価しており、評価項目となるパラメータに対しては保守的な結果を与える。
	冷却材放出(臨界流・対向流)	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位(シュラウド外水位)に因する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は直感的に評価できず、質量及び水頭のバランスだけで定まるコアブラス水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位(シュラウド外水位)を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位(シュラウド外水位)を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	ECCS注水(給水系・代替注水設備含む)	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実験設備仕様に対しては注水流量を少なめに評価する。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

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

【SAFER】 分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化・気液分離(水位変化)・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位(シュラウド外水位)に因する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は直感的に評価できず、質量及び水頭のバランスだけで定まるコアブラス水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉減圧及び注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	シュラウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出(臨界流・対向流)	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、実験設備仕様に対しては注水流量を少なめに評価する。	解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。なお、原子炉減圧及び注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	逃がし安全弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価係数でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 破断口及び逃がし安全弁からの流出量は、圧力容器ノズルまたは破断口モデルに接続する配管を通過し、平均均質流に達するに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平均均質流モデルを適用可能である。
	ECCS注水(給水系・代替注水設備含む)	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実験設備仕様に対しては注水流量を少なめに評価する。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータとなる影響 (高圧注水・減圧機能喪失) (2/3)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に対する影響	評価項目となるパラメータに対する影響
	解析条件	最確条件			
サブプレッジョン・チェンバ・プール水温	約30℃ (実測値)	約30℃~約35℃ (実測値)	通常運転時のサブプレッジョン・チェンバ・プール水温の上限値として設定 最確条件を包絡できる条件	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器圧力上昇が速くなる。サブプレッジョン・チェンバ・プール水温の移行は過水後の操作であるため、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件は、解析条件で設定している水温よりも低くなり、格納容器圧力は概ね低くなるが、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
格納容器圧力	5.2kPa [gauge] (実測値)	約3kPa [gauge]~約7kPa [gauge] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、事故発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率 (平均) は12時間あたり約50kPaであり非常時に約2kPaであり非常に小さい。したがって、事故進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、事故発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率 (平均) は12時間あたり約50kPaであり非常に小さい。したがって、事故進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
初期条件 格納容器温度	57℃	約43℃~約62℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器温度は格納容器プレイにより飽和温度となることから、初期温度が事故進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウェル・サブプレッジョン・チェンバ・プール注圧) (設計値)	3.43kPa (ドライウェル・サブプレッジョン・チェンバ・プール注圧) (設計値)	真空破壊装置の設定値	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。
燃料の容量	約2.040kL	2.040kL以上 (軽油タンク容量) 参考値に設定	通常運転時の軽油タンクの運田積を参考に設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。

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

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に対する影響	評価項目となるパラメータに対する影響
	解析条件	最確条件			
原子炉停止後の 期燃熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃熱度 35kW/t (実測値)	ANSI/ANS-5.1-1979 平均燃熱度 約31kW/t (実測値)	1サイクルの運転期間 (13ヶ月) に調整運転期間 (約1ヶ月) を考慮した運転期間に対応する燃熱度として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している燃熱度よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水放の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉炉格納容器圧力の上昇は緩和され、格納容器プレイの温度の上昇は速くなることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している燃熱度よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水放の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉炉格納容器圧力の上昇は緩和され、格納容器プレイの温度の上昇は速くなることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
格納容器圧力	5kPa [gauge]	約2.2kPa [gauge]~約4.7kPa [gauge] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力を包絡する値として設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。
格納容器 雰囲気温度	57℃	約25℃~約68℃ (実測値)	通常運転時の格納容器雰囲気温度 (ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度) として設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。
格納容器体積 (ドライウェル)	5.700m³	5.700m³ (設計値)	設計値	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。
格納容器体積 (サブプレッジョン・チェンバ)	空間部: 4.100m³ 液相部: 3.300m³	空間部: 約4.058m³~ 約4.092m³ 液相部: 約3.308m³~ 約3.342m³ (実測値)	設計値 (通常運転時のサブプレッジョン・プール水位の下限値に基づき設定)	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータとなる影響 (高圧注水・減圧機能喪失) (2/3)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に対する影響	評価項目となるパラメータに対する影響
	解析条件	最確条件			
格納容器容積 (ドライウェル)	7.900m³ (設計値)	7.900m³ (設計値)	ドライウェル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた)	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。
格納容器容積 (サブプレッジョン・チェンバ)	空間部: 4.700m³ 液相部: 2.800m³ (設計値)	空間部: 4.700m³ 液相部: 2.800m³ (設計値)	サブプレッジョン・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた)	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウェル・サブプレッジョン・チェンバ水位) (設計値)	3.43kPa (ドライウェル・サブプレッジョン・チェンバ水位) (設計値)	真空破壊装置の設定値	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。
サブプレッジョン・プール水位	3.61m (通常運転水位)	約3.59m~約3.63m (実測値)	通常運転時のサブプレッジョン・プール水位として設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。
サブプレッジョン・プール水温	35℃	約19℃~約35℃ (実測値)	通常運転時のサブプレッジョン・プール水温として設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。
格納容器圧力	5kPa [gauge]	約5kPa [gauge]~約7kPa [gauge] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。
格納容器温度	57℃	約45℃~約51℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。
燃料の容量	1.180m³	1.180m³以上 (合計容量) 参考値に設定	発熱所積内に貯蔵している合計量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しない。

表 2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータによる影響 (高圧注水・減圧機能喪失) (3/3)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータによる影響
	解析条件	最確条件			
事故条件	原因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定	
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能及び減圧機能喪失	高圧注水機能として原子炉降圧時及び高圧注水機能喪失を想定し、減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定	外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことになり、原子炉降圧時に再循環ポンプがトリップすることにより、原子炉降圧時の冷却能力が低下する。また、外部電源がない場合は再循環ポンプがトリップすることにより、原子炉降圧時の冷却能力が低下する。	原子炉降圧時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉降圧時の冷却能力が低下する。また、外部電源がない場合は再循環ポンプがトリップすることにより、原子炉降圧時の冷却能力が低下する。
機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル 3) (遅れ時間: 1.05秒)	原子炉水位低 (レベル 3) (遅れ時間: 1.05秒)	原子炉水位低 (レベル 3) (遅れ時間: 1.05秒)	原子炉水位低 (レベル 3) (遅れ時間: 1.05秒)
	原子炉減圧機能	減圧ポンプの動作時間 (遅れ時間: 1.05秒)	減圧ポンプの動作時間 (遅れ時間: 1.05秒)	減圧ポンプの動作時間 (遅れ時間: 1.05秒)	減圧ポンプの動作時間 (遅れ時間: 1.05秒)
初期条件	サブプレッション・プール水位 (通常運転範囲の下下限)	7.000m ± 7.070m (実値)	通常運転時のサブプレッション・プール水位の下下限として設定	通常運転時のサブプレッション・プール水位の下下限として設定	通常運転時のサブプレッション・プール水位の下下限として設定
	サブプレッション・プール水温度	約 15℃ ± 約 32℃ (実値)	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上上限として設定	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上上限として設定	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上上限として設定
真空破壊装置	動作差圧: 3.45kPa (ドライウエール・サプレッション・チェーン差圧)	動作差圧: 3.45kPa (ドライウエール・サプレッション・チェーン差圧)	真空破壊装置の設計値	真空破壊装置の設計値	真空破壊装置の設計値
	燃料の容量	約 1,010kL	軽油貯蔵タンクの管理下下限を設定 (軽油貯蔵タンク + 可燃型設備用軽油タンク)	軽油貯蔵タンクの管理下下限を設定 (軽油貯蔵タンク + 可燃型設備用軽油タンク)	軽油貯蔵タンクの管理下下限を設定 (軽油貯蔵タンク + 可燃型設備用軽油タンク)

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

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータによる影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	サブプレッション・プール水位	6.983m (通常運転範囲の下下限)	通常運転時のサブプレッション・プール水位の下下限として設定	通常運転時のサブプレッション・プール水位の下下限として設定	通常運転時のサブプレッション・プール水位の下下限として設定
	サブプレッション・プール水温度	約 15℃ ± 約 32℃ (実値)	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上上限として設定	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上上限として設定	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上上限として設定
真空破壊装置	動作差圧: 3.45kPa (ドライウエール・サプレッション・チェーン差圧)	動作差圧: 3.45kPa (ドライウエール・サプレッション・チェーン差圧)	真空破壊装置の設計値	真空破壊装置の設計値	真空破壊装置の設計値
	燃料の容量	約 1,010kL	軽油貯蔵タンクの管理下下限を設定 (軽油貯蔵タンク + 可燃型設備用軽油タンク)	軽油貯蔵タンクの管理下下限を設定 (軽油貯蔵タンク + 可燃型設備用軽油タンク)	軽油貯蔵タンクの管理下下限を設定 (軽油貯蔵タンク + 可燃型設備用軽油タンク)

表 2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータによる影響 (高圧注水・減圧機能喪失) (3/3)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータによる影響
	解析条件	最確条件			
事故条件	原因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定	
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 原子炉減圧機能喪失	高圧注水機能として原子炉降圧時冷却系及び高圧注水機能喪失を想定し、減圧機能として自動減圧系の機能喪失及び原子炉の自動減圧の失敗を設定	外部電源なしの場合は、必要燃料量の観点で厳しい外部電源がない状態を設定しているが、原子炉降圧時に再循環ポンプがトリップすることにより、原子炉降圧時の冷却能力が低下する。また、外部電源がない場合は再循環ポンプがトリップすることにより、原子炉降圧時の冷却能力が低下する。	外部電源がない状態を設定しているが、原子炉降圧時に再循環ポンプがトリップすることにより、原子炉降圧時の冷却能力が低下する。また、外部電源がない場合は再循環ポンプがトリップすることにより、原子炉降圧時の冷却能力が低下する。
機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル 3) (遅れ時間: 1.05秒)	原子炉水位低 (レベル 3) (遅れ時間: 1.05秒)	原子炉水位低 (レベル 3) (遅れ時間: 1.05秒)	原子炉水位低 (レベル 3) (遅れ時間: 1.05秒)
	原子炉減圧機能	減圧ポンプの動作時間 (遅れ時間: 1.05秒)	減圧ポンプの動作時間 (遅れ時間: 1.05秒)	減圧ポンプの動作時間 (遅れ時間: 1.05秒)	減圧ポンプの動作時間 (遅れ時間: 1.05秒)
初期条件	サブプレッション・プール水位	7.000m ± 7.070m (実値)	通常運転時のサブプレッション・プール水位の下下限として設定	通常運転時のサブプレッション・プール水位の下下限として設定	通常運転時のサブプレッション・プール水位の下下限として設定
	サブプレッション・プール水温度	約 15℃ ± 約 32℃ (実値)	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上上限として設定	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上上限として設定	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上上限として設定
真空破壊装置	動作差圧: 3.45kPa (ドライウエール・サプレッション・チェーン差圧)	動作差圧: 3.45kPa (ドライウエール・サプレッション・チェーン差圧)	真空破壊装置の設計値	真空破壊装置の設計値	真空破壊装置の設計値
	燃料の容量	約 1,010kL	軽油貯蔵タンクの管理下下限を設定 (軽油貯蔵タンク + 可燃型設備用軽油タンク)	軽油貯蔵タンクの管理下下限を設定 (軽油貯蔵タンク + 可燃型設備用軽油タンク)	軽油貯蔵タンクの管理下下限を設定 (軽油貯蔵タンク + 可燃型設備用軽油タンク)

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

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
事故条件	超田事故	給水配管の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定	-	-
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 減圧機能喪失	高圧注水機能として高圧炉心スプレイス系及び原子炉隔離時冷却系、原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定	-	-
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、事故発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低下（レベル1）には原子炉隔離時冷却系による注水が行われ、原子炉水位の低下が早くないため、炉心冷却が上層しなくなる	炉心冷却が上層しなくなる観点から、事故発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位異常低下（レベル2）の発生でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。なお、外部電源がない場合は非常用ディゼルの発電機等及び仮代替電源設備により電源が供給され、運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心冷却が上層しなくなる観点から、事故発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位異常低下（レベル2）の発生でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に外部電源がない場合は非常用ディゼルの発電機等及び仮代替電源設備により電源が供給されることとなる。仮に外部電源がない場合は非常用ディゼルの発電機等及び仮代替電源設備により電源が供給される。
重大事象等対策に該当する状態条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3）信号（遅れ時間1.05秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	解析条件と最確条件は同様であり、事故進展に影響はないこととなる。評価項目となるパラメータに与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり、事故進展に影響はないこととなる。評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	A.T.W.S.線と設備（代替再循環ポンプ、トリップ機能）	原子炉水位異常低下（レベル2）信号で2台全てがトリップ 安全弁機能 （原子炉圧力制御時） 4.7MPa(1割)～8.3MPa(1割) 385.2t/h(1割当たり) 410.6t/h(1割当たり)	設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であり、事故進展に影響はないこととなる。運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり、事故進展に影響はないこととなる。評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	逃がし安全弁	（原子炉自動減圧時） 過渡時自動減圧機能により逃がし安全弁（過渡時自動開放機能）2個を自動開放することによって原子炉を減圧	逃がし安全弁の設計値に基づき原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	解析条件は最確条件と同様であることから、事故進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同様であることから、事故進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
重大事故等 対策に 関連する 機器条件	低圧炉心 スプレイス系	原子炉水位異常低下 (レベル1)にて自動 起動 1,419m ³ /h (0.84MPa [diff]において) (最 大1,561m ³ /h)にて 注水	原子炉水位異常低下 (レベル1)にて自動 起動 1,419m ³ /h (0.84MPa [diff]において) (最 大1,561m ³ /h)にて 注水	設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値)の保守性)、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	
	残留熱除去系 (低圧注水系)	原子炉水位異常低下 (レベル1) 信号で自 動起動し3系統で注水 1,605m ³ /h (0.14MPa [diff]において) (最 大1,676m ³ /h) (1系 総当たり)	原子炉水位異常低下 (レベル1) 信号で自 動起動し3系統で注水 1,605m ³ /h (0.14MPa [diff]において) (最 大1,676m ³ /h) (1系 総当たり)	残留熱除去系の設計値として設定 伝熱容量は、熱交換器の設計性能に 基づき、過去の実績を包含する高め の海水温度を設定	実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値)の保守性)、原子炉水位の回復が早くなることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値)の保守性)、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系 (サブプレッション・ プールの冷却系)	熱交換器1基当たり 約43MW (サブプレッション・プ ール水温度100℃、海 水温度32℃において)	熱交換器1基当たり 約43MW (サブプレッション・プ ール水温度100℃、海 水温度32℃において)	残留熱除去系の設計値として設定 伝熱容量は、熱交換器の設計性能に 基づき、過去の実績を包含する高め の海水温度を設定	解析条件は最確条件と同等であり、事象進展に影響はないこと から、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であり、事象進展に影響はないこと から、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

添付資料 2.2.4

7 日間における燃料の対応について (高圧注水・減圧機能喪失)

プラント状況：6 号炉は7 号炉運転中、1～5 号炉停止中。
 事象：高圧注水・減圧機能喪失は6 号及び7 号炉を想定。
 なお、外部電源喪失は想定していないが、至プラントで外部電源喪失が発生することとし、5 号炉原子炉建屋内緊急時対策用可搬電源設備等、プラントに関連しない設備も対象とする。

炉号	時系列	合計	判定
7 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機 3 台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,492m ³ /h×24h×7 日×3 台=752,472L	7 日間の 軽油消費量 約 753kL	7 号炉軽油タンク容量は 約 1,028kL (※3) であり、 7 日間対応可能。
6 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機 3 台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,192m ³ /h×24h×7 日×3 台=752,472L	7 日間の 軽油消費量 約 753kL	6 号炉軽油タンク容量は 約 1,028kL (※3) であり、 7 日間対応可能。
1 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,292m ³ /h×24h×7 日×2 台=651,344L	7 日間の 軽油消費量 約 652kL	1 号炉軽油タンク容量は 約 633kL (※3) であり、 7 日間対応可能。
2 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,292m ³ /h×24h×7 日×2 台=651,344L	7 日間の 軽油消費量 約 652kL	2 号炉軽油タンク容量は 約 633kL (※3) であり、 7 日間対応可能。
3 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,292m ³ /h×24h×7 日×2 台=651,344L	7 日間の 軽油消費量 約 652kL	3 号炉軽油タンク容量は 約 633kL (※3) であり、 7 日間対応可能。
4 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,292m ³ /h×24h×7 日×2 台=651,344L	7 日間の 軽油消費量 約 652kL	4 号炉軽油タンク容量は 約 633kL (※3) であり、 7 日間対応可能。
5 号炉	事象発生直後～事象発生後 7 日間 非常用ディーゼル発電機 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,292m ³ /h×24h×7 日×2 台=651,344L	7 日間の 軽油消費量 約 652kL	5 号炉軽油タンク容量は 約 633kL (※3) であり、 7 日間対応可能。
その他	5 号炉原子炉建屋内緊急時対策用可搬電源設備 1 台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 450L/h×24h×7 日=7,560L モニタリング・ボス 1 用発電機 3 台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 9L/h×24h×7 日×3 台=4,536L	7 日間の 軽油消費量 約 13kL	1～7 号炉軽油タンク 及びカスタービン発電機 用燃料タンク (容量約 100kL) の容量 (合計 約 6,330kL) であり、 7 日間対応可能。

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

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉 (2017. 12. 20 版)

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

島根原子力発電所 2 号炉

備考

添付資料 2.2.4

7 日間における燃料の対応について
(高圧注水・減圧機能喪失)

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

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2 台起動 ※1 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,440.4L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2 台 (運転台数) = 約 484.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 755.5kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり、7 日間対応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1 台起動 ※2 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 775.6L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1 台 (運転台数) = 約 130.3kL		
常設代替高圧電源装置 2 台起動 ※3 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 420.0L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2 台 (運転台数) = 約 141.2kL		
緊急時対策用発電機 1 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 411L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1 台 (運転台数) = 約 70.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kL であり、7 日間対応可能

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

7 日間における燃料の対応について (高圧注水・減圧機能喪失)

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

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2 台起動 ※1 (燃料消費率は保守的に最大負荷 (定格出力運転) 時を想定) 1.618m ³ /h×24h×7 日×2 台=543.648m ³	7 日間の 軽油消費量 約 700m ³	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約 730m ³ であり、7 日間対応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1 台起動 (燃料消費率は保守的に最大負荷 (定格出力運転) 時を想定) 0.927m ³ /h×24h×7 日×1 台=155.736m ³		
緊急時対策用発電機 1 台 (燃料消費率は保守的に最大負荷 (定格出力運転) 時を想定) 0.0469 m ³ /h×24h×7 日×1 台=7.8792m ³	7 日間の 軽油消費量 約 8m ³	緊急時対策用燃料地下タンクの容量は約 45m ³ であり、7 日間対応可能

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

・設備設計の相違
【柏崎 6/7】
 島根 2 号炉は、緊急時対策所用発電機用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。
 ・評価結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】