

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">別紙7</p> <p style="text-align: center;">格納容器隔離の分岐確率の根拠と 格納容器隔離失敗事象への対応</p> <p>【分岐確率の根拠】</p> <p>柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉の内部事象運転時レベル1.5PRAでは、炉心損傷の時点で原子炉格納容器の隔離に失敗している場合を考慮しており、これを「格納容器隔離」のヘディング(分岐確率<math>5.0 \times 10^{-3}</math>)として設定している。</p> <p>この分岐確率は、原子炉格納容器の隔離システムの信頼性について評価しているNUREG/CR-4220<sup>[1]</sup>をもとに設定している。NUREG/CR-4220では、米国NRCのLER(Licensee Event Report)(1965年～1984年分)を分析しており、原子炉格納容器からの大規模な漏えいが生じた事象4件を抽出し、これを評価時点での運転炉年(740炉年)で割ることにより、格納容器隔離失敗の発生頻度(<math>5.0 \times 10^{-3}</math>/炉年)を算出している。</p> <p>更に、格納容器隔離失敗の継続時間の情報がないことから、工学的判断として原子炉格納容器の隔離機能が確認される間隔を1年とし、上記の発生頻度に1年を掛けることにより、「格納容器隔離」の失敗確率としている。</p> <p>本評価においても、原子炉格納容器の隔離機能は少なくとも1年に1回程度は確認されるもの(1サイクルに1回程度)と考え、上記の発生頻度に1年を掛けることにより、「格納容器隔離」の失敗確率としている。</p>	<p style="text-align: right;">別紙10</p> <p style="text-align: center;">格納容器隔離失敗の分岐確率の根拠と 格納容器隔離失敗事象への対応について</p> <p>1. 格納容器隔離失敗の分岐確率の根拠</p> <p>(1) 格納容器隔離失敗の分岐確率の根拠</p> <p>内部事象レベル1.5PRAにおける格納容器隔離失敗の分岐確率は、格納容器隔離失敗による大規模な漏えいを想定しており、NUREG/CR-4220(1)を基に<math>5.0E-3/d</math>として設定している。NUREG/CR-4220では、米国のLER(Licensee Event Reports)(1965年～1984年)を分析し、表1に示すとおり大規模漏えい事象4件を抽出、発生件数4件を運転炉年(740炉年)で除すことにより、格納容器隔離失敗の発生頻度を算出している。</p>	<p style="text-align: right;">別紙8</p> <p style="text-align: center;">格納容器隔離失敗の分岐確率の妥当性と 隔離失敗事象への対応について</p> <p>内部事象運転時レベル1.5PRAにおいて、格納容器隔離失敗として参考としているNUREGの想定及び実際の格納容器隔離失敗の想定並びに格納容器隔離失敗事象への対応について以下にまとめる。</p> <p>1. 格納容器隔離失敗の分岐確率の設定について</p> <p>(1) 分岐確率の設定根拠について</p> <p>内部事象運転時レベル1.5PRAでは、炉心損傷の時点で原子炉格納容器の隔離に失敗している場合を考慮しており、これを「格納容器隔離」のヘディング(分岐確率<math>5.0 \times 10^{-3}</math>)として設定している。</p> <p>この分岐確率は、原子炉格納容器の隔離システムの信頼性について評価しているNUREG/CR-4220<sup>(1)</sup>を基に設定している。NUREG/CR-4220では、米国のLER(Licensee Event Report)(1965年～1984年分)を分析しており、原子炉格納容器からの大規模漏えいが生じた事象4件を抽出し、これを評価時点での運転炉年(740炉年)で割ることにより、格納容器隔離失敗の発生頻度(<math>5.0 \times 10^{-3}</math>/炉年)を算出している。</p> <p>さらに、格納容器隔離失敗の継続時間の情報がないことから、工学的判断として原子炉格納容器の隔離機能が確認される間隔を1年とし、上記の発生頻度に1年を掛けることにより、「格納容器隔離」の失敗確率としている。</p> <p>本評価においても、原子炉格納容器の隔離機能は少なくとも1年に1回程度は確認されるもの(1サイクルに1回程度)と考え、上記の発生頻度に1年を掛けることにより、「格納容器隔離」の失敗確率としている。</p>	<p>・記載表現の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・記載表現の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は本別紙の記載内容を記載</p> <p>・記載表現の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・記載表現の相違 【柏崎6/7】 柏崎6/7は「柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉の」と記載</p> <p>・記載表現の相違 【東海第二】 島根2号炉及び東海第二ともNUREG/CR-4220を参照し格納容器隔離失敗発生頻度について記載しており、内容は同等</p> <p>・記載表現の相違 【東海第二】 島根2号炉は格納容器隔離失敗確率の考え方について記載(柏崎6/7と同様)</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																														
<p>なお、NUREG/CR-4220 では、潜在的な漏えいが発生する経路として、ベント弁等の大型弁の故障や原子炉格納容器の壁に穴が空く事象等の直接的な破損を考えている。</p> <p>【旧 JNES による検討事例】</p> <p>原子炉格納容器の隔離失敗については、旧独立行政法人原子力安全基盤機構（以下「旧 JNES」という。）による評価結果<sup>[2]</sup>が報告されている。国内BWR-5MARK II型格納容器プラントを対象に、フォールトツリーを用いて格納容器隔離の失敗確率を評価しており、格納容器隔離の失敗確率は平均値で<math>8.3 \times 10^{-4}</math>（エラーファクタ = 2.4）と示されている。原子炉格納容器の貫通部を抽出した上で、貫通部の弁の構成等を考慮し、リークのパターンをフォールトツリーでモデル化してい</p>	<p>なお、抽出された4件以外にもエアロック開放に関する事象が75件発生しているが、これらの事象は数時間以内と短時間であり、大規模な漏えい事象には至っていない。</p> <p>表1 大規模漏えいとして抽出された事象</p> <table border="1" data-bbox="1032 873 1644 1108"> <thead> <tr> <th>Reactor</th> <th>Year</th> <th>Event</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Oconee 1</td> <td>1973</td> <td>Isolation Valves Open</td> </tr> <tr> <td>San Onofre 1</td> <td>1977</td> <td>Holes in Containment</td> </tr> <tr> <td>Palisades</td> <td>1979</td> <td>By-pass Valves Open</td> </tr> <tr> <td>Surry 1</td> <td>1980</td> <td>Holes in Containment</td> </tr> </tbody> </table> <p>また、上記の大規模漏えい事象はいずれもPWRで発生した事象であり、BWRにおいては、出力運転中は格納容器内を窒素置換し管理しているため、格納容器からの漏えいが存在する場合は、格納容器圧力の低下等により速やかに検知できる可能性が高いと考えられる。</p> <p>2. 格納容器隔離失敗事象への対応</p> <p>(1) 東海第二発電所で想定される格納容器隔離失敗の経路</p> <p>東海第二発電所で想定される格納容器隔離失敗は、機械的破損及び人的過誤による隔離機能喪失であり、以下に示すとおりである。</p> <p>a. 機械的破損による隔離機能喪失</p> <p>(b) 格納容器アクセス部からの漏えい</p> <p>ドライウェル主フランジ、機器搬入用ハッチ、所員用エアロック等のアクセス部のシール部又は溶接部が破損している場合には、格納容器内雰囲気は漏えいする可</p>	Reactor	Year	Event	Oconee 1	1973	Isolation Valves Open	San Onofre 1	1977	Holes in Containment	Palisades	1979	By-pass Valves Open	Surry 1	1980	Holes in Containment	<p>なお、NUREG/CR-4220では、潜在的な漏えいが発生する経路として、ベント弁等の大型弁の故障や原子炉格納容器の壁に穴が空く事象等の直接的な破損を考えている。</p> <p>ここで抽出された4件以外にもエア・ロック開放に関する事象が75件発生しているが、これらの事象は数時間以内と短時間であり、大規模な漏えい事象には至っていない。</p> <p>第1表 大規模漏えいとして抽出された事象<sup>(1)</sup></p> <table border="1" data-bbox="1754 873 2502 1050"> <thead> <tr> <th>Reactor</th> <th>Year</th> <th>Event</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Oconee 1</td> <td>1973</td> <td>Isolation Valves Open</td> </tr> <tr> <td>San Onofre 1</td> <td>1977</td> <td>Holes in Containment</td> </tr> <tr> <td>Palisades</td> <td>1979</td> <td>By-pass Valves Open</td> </tr> <tr> <td>Surry 1</td> <td>1980</td> <td>Holes in Containment</td> </tr> </tbody> </table> <p>また、上記の大規模漏えい事象はいずれもPWRで発生した事象であり、BWRにおいては、出力運転中は原子炉格納容器内を窒素置換し管理しているため、原子炉格納容器からの漏えいが存在する場合は、格納容器圧力の低下等により速やかに検知できる可能性が高いと考えられる。</p> <p>(2) 島根原子力発電所2号炉において想定される格納容器隔離失敗（漏えい経路）</p> <p>島根原子力発電所2号炉における原子炉格納容器からの漏えい経路は、機械的破損及び人的過誤による隔離機能喪失であり、以下に示すものが想定される。</p> <p>a. 機械的な破損による隔離失敗</p> <p>(a) アクセス部からの漏えい</p> <p>ドライウェル上ぶた、機器搬入用ハッチ、所員用エア・ロック等のアクセス部のシール部又は溶接部が破損している場合には、原子炉格納容器内の雰囲気は漏えい</p>	Reactor	Year	Event	Oconee 1	1973	Isolation Valves Open	San Onofre 1	1977	Holes in Containment	Palisades	1979	By-pass Valves Open	Surry 1	1980	Holes in Containment	<p>・記載表現の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は参照文献の漏えい発生経路について記載（柏崎6/7と同様）</p> <p>・記載表現の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は参照文献の事象の詳細について記載</p> <p>・記載表現の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は参照文献の大規模漏えい事象の一覧表を記載</p> <p>・記載表現の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は参照文献の大規模漏えい事象の詳細を記載</p> <p>・記載表現の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は格納容器隔離失敗の漏えい経路に関する考察を記載</p> <p>・記載表現の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>格納容器隔離失敗の経路について記載内容は同等な内容となって</p>
Reactor	Year	Event																															
Oconee 1	1973	Isolation Valves Open																															
San Onofre 1	1977	Holes in Containment																															
Palisades	1979	By-pass Valves Open																															
Surry 1	1980	Holes in Containment																															
Reactor	Year	Event																															
Oconee 1	1973	Isolation Valves Open																															
San Onofre 1	1977	Holes in Containment																															
Palisades	1979	By-pass Valves Open																															
Surry 1	1980	Holes in Containment																															



柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>る。また、フォールトツリーの基事象には国内機器故障率データを使用している。</p> <p>【分岐確率の設定について】</p> <p>NUREG/CR-4220では米国の運転実績から、旧JNESによる評価では、フォールトツリーによる分析から格納容器隔離失敗の頻度又は確率が評価されている。用いているデータ及び評価方法は異なるものの、いずれも<math>1.0 \times 10^{-3}</math>前後の値である。</p> <p>本評価において、ヘディング「格納容器隔離」はほかのヘディングとの従属関係を持たない独立のヘディングであることから、プラント損傷(炉心損傷)状態の発生頻度とヘディング「格納容器隔離」の確率の積がそのまま格納容器破損モード「格納容器隔離失敗」による格納容器破損頻度となる。また、原子炉格納容器の隔離に成功している確率はほぼ1であることから、ヘディング「格納容器隔離」以降の格納容器破損頻度にはほとんど影響しない。これらのことから、参照可能と考える評価結果のうち、大きめの値を示しているNUREG/CR-4220の評価結果をもとに、工学的判断によって分岐確率<math>5.0 \times 10^{-3}</math>を採用した。</p> <p>なお、現状の運転管理として原子炉格納容器内の圧力を日常的に監視しているほか、原子炉格納容器圧力について1日1回記録を採取している。仮に今回想定したような大規模な漏えいが生じた場合、速やかに検知できる可能性が高いと考える。</p>	<p>能性がある。</p> <p>(c) 格納容器バウンダリからの漏えい 格納容器スプレイ配管、不活性ガス系、可燃性ガス濃度制御系等は格納容器雰囲気と連通しており、これらのバウンダリが破損している場合には、格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。</p> <p>(a) 格納容器貫通部からの漏えい 格納容器の電気配線貫通部のシール材の劣化や配管貫通部の管台の割れ等がある場合には、格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。</p> <p>b. 人的過誤による隔離機能喪失</p> <p>(a) 漏えい試験配管からの漏えい 施設定期検査時の格納容器漏えい試験の後に、試験配管隔離弁の復旧忘れ等がある場合には、格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。</p> <p>(2) 最近の米国の格納容器隔離失敗実績に関する参考文献 レベル1.5 PRAでは、1984年までのプラント実績データを用いたNUREG/CR-4220を基に格納容器隔離失敗の分岐確率を設定している。最近の格納容器隔離失敗に関する報告としては、EPR I報告書(2)がある。</p> <p>EPR I報告書では、米国における2007年時点までの総合漏えい率試験(ILRT: Integrated Leak Rate Test)の実績が整理されており、大規模漏えいに至る事象としては設計漏えい率の35倍を基準としているが、発生実績は0件となっている。</p>	<p>する可能性がある。</p> <p>(b) 原子炉格納容器バウンダリ配管等からの漏えい 格納容器スプレイ配管、窒素ガス置換系、可燃性ガス濃度制御系等は原子炉格納容器内の雰囲気と連通しており、これらのバウンダリが破損している場合には、原子炉格納容器内の雰囲気が漏えいする可能性がある。</p> <p>(c) 原子炉格納容器の貫通部からの漏えい 原子炉格納容器の電気配線貫通部や配管貫通部が破損している場合には、原子炉格納容器内の雰囲気が漏えいする可能性がある。</p> <p>b. 人的過誤による弁・フランジの復旧忘れ</p> <p>(a) 漏えい試験配管からの漏えい 定期事業者検査時の原子炉格納容器漏えい試験の後に、試験配管隔離弁の復旧忘れ等がある場合には、原子炉格納容器内の雰囲気が漏えいする可能性がある。</p> <p>なお、上述のとおり、島根原子力発電所2号炉においては出力運転中に原子炉格納容器内の雰囲気を窒素置換することとしており、原子炉格納容器内の状態を日常的に監視することから、仮に今回想定したような大規模な漏えいが生じた場合、速やかに検知できる可能性が高いと考える。</p> <p>(3) 最近の米国の格納容器隔離失敗実績に関する参考文献 今回の内部事象運転時レベル1.5 PRAでは、1984年までのデータを用いたNUREG/CR-4220に基づいた隔離失敗確率を用いている。それ以降の格納容器隔離失敗に関する情報として、米国の漏えい率試験間隔延長に関するリスク影響評価の報告書<sup>(2)</sup>(以下「EPR I報告書」という。)がある。</p> <p>EPR I報告書では、2007年までの米国におけるILRT(Integrated Leak Rate Test: 全体格納容器漏えい試験)の実績217件が整理されている。このうち、大規模漏えいに至る事象としては保守的に設計漏えい率の35倍を基準としているが、その発生実績は0件となっている。</p>	<p>いる</p> <p>・記載表現の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は最近の米国の格納容器隔離失敗実績に関する参考文献(EPR I報告書)について記載</p> <p>・記載表現の相違 【東海第二】 最近の米国の格納容器隔離失敗実績に関する参考文献について記</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>【格納容器隔離失敗事象への対応】</p> <p>格納容器隔離失敗事象には、炉心損傷の時点で原子炉格納容器の隔離に失敗している場合や、原子炉冷却材浄化系配管等の原子炉圧力容器に繋がる高圧配管が原子炉格納容器外で破断した後に炉心損傷に至る場合、低圧配管との接続部で破断した後に炉心損傷に至る場合 (ISLOCA) が含まれている。</p> <p>PRA では、炉心損傷の時点で原子炉格納容器の隔離に失敗している場合を考慮している。PRA 上、具体的な隔離失敗 (漏えい) 箇所を設定しているものではないが、万一、炉心損傷の時点で原子炉格納容器の隔離に失敗していた場合には、隔離失敗 (漏えい) 箇所の隔離を試みることとなる。</p> <p>このため、本事象への対応としては、炉心損傷頻度の低減を図るとともに、万一の重大事故発生時に原子炉格納容器の隔離に失敗していることのないよう、原子炉格納容器の漏えいに対する検知性を向上させることが有効であり、これらについては重大事故等対処設備や日常の原子炉格納容器の圧力監視等で対応している。</p> <p>また、炉心損傷の時点で原子炉格納容器の空間部に繋がる配管が原子炉格納容器外で破断した場合には、破断箇所の隔離を試みることとなる。</p> <p>原子炉冷却材浄化系配管等、原子炉圧力容器に繋がる配管が原子炉格納容器外で破断した後に炉心損傷に至る場合については、配管破断の発生頻度が十分に低いため、ISLOCA を</p>	<p>大規模漏えいに至る事象実績0件 (計算上0.5件としている) を I L R T 試験数217件で除して隔離機能喪失を以下のとおり算出した。</p> $0.5/217 = 2.3E-3$ <p>大規模漏えいに至る事象実績※ : 0.5件 I L R T 試験数 : 217件</p> <p>※ 発生経験がないため、発生実績を0.5件と仮定。</p> <p>この値は、NUREG/CR-4220で評価された格納容器隔離失敗確率の5.0E-3/dよりも小さい値となっており、E P R I 報告書の結果を考慮してもNUREG/CR-4220の評価結果を適用することは妥当であると考えられる。</p> <p>(2) 格納容器隔離失敗事象への対応</p> <p>(1)で挙げた格納容器隔離失敗事象に対する対応としては、重大事故等時に、万一にも格納容器の隔離機能が喪失していることのないよう、格納容器の漏えいに対する検知性を向上させることが有効であり、定期試験時及び原子炉起動前における格納容器隔離機能の確認や手順書に基づく確実な操作を実施している。さらに、出力運転中は格納容器内を窒素置換し管理しているため、格納容器からの漏えいが存在する場合は、格納容器圧力の低下等により速やかに検知できる可能性が高いと考える。</p>	<p>E P R I 報告書では、大規模漏えいに至る事象実績を I L R T 試験数で除することで隔離機能喪失の確率を概算している。すなわち、大規模漏えいに至る事象発生実績0件 (計算上0.5件としている) を I L R T 試験数 217 件で除すると隔離機能喪失の確率は <math>2.3 \times 10^{-3}</math> (<math>0.5/217=0.0023</math>) となる。</p> <p>この値は、NUREG/CR-4220で評価された格納容器隔離失敗確率の <math>5.0 \times 10^{-3}</math> よりも小さい値となっており、E P R I 報告書の結果を考慮しても、NUREG/CR-4220の評価結果を適用することは妥当であると考えられる。</p> <p>2. 格納容器隔離失敗事象への対応</p> <p>格納容器隔離失敗事象には、炉心損傷の時点で原子炉格納容器の隔離に失敗している場合や、原子炉圧力容器に繋がる高圧配管が原子炉格納容器外で破断した後に炉心損傷に至る場合、低圧配管との接続部で破断した後に炉心損傷に至る場合 (インターフェイスシステムLOCA) が含まれている。</p> <p>内部事象運転時レベル 1.5PRAでは、炉心損傷の時点で原子炉格納容器の隔離に失敗している場合を考慮している。PRA上、具体的な隔離失敗 (漏えい) 箇所を設定しているものではないが、万一、炉心損傷の時点で原子炉格納容器の隔離に失敗していた場合には、隔離失敗 (漏えい) 箇所の隔離を試みることとなる。</p> <p>このため、本事象への対応としては、炉心損傷頻度の低減を図るとともに、万一の重大事故発生時に原子炉格納容器の隔離に失敗していることのないよう、原子炉格納容器の漏えいに対する検知性を向上させることが有効であり、これらについては重大事故等対処設備や日常の原子炉格納容器の圧力監視等で対応している。</p> <p>また、炉心損傷の時点で原子炉格納容器の空間部に繋がる配管が原子炉格納容器外で破断した場合には、破断箇所の隔離を試みることとなる。</p> <p>主蒸気系配管等、原子炉圧力容器に繋がる配管が原子炉格納容器外で破断した後に炉心損傷に至る場合については、配管破断の発生頻度が十分に低いため、インターフェイスシステムL</p>	<p>載内容は同等な内容となっている</p> <p>・記載表現の相違 【東海第二】 島根2号炉は格納容器隔離失敗事象及び対策の具体内容について記載 (柏崎6/7と同様)</p> <p>・記載表現の相違 【東海第二】 格納容器の漏えいの検知について記載内容は同等な内容となっている</p> <p>・記載表現の相違 【東海第二】 島根2号炉は破断箇所の隔離について記載 (柏崎6/7と同様)</p> <p>・記載表現の相違</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>除いてPRA上はモデル化していない。仮に配管破断が生じた場合には、破断箇所の隔離、原子炉压力容器の急速減圧、炉水位をバイパス破断が生じた配管の原子炉压力容器への接続位置の高さ以下に保つ等、ISLOCAの場合と同様の対応をとることとなる。</p> <p style="text-align: right;">以上</p> <p>参考文献</p> <p>[1] <u>NUREG/CR-4220, Reliability Analysis of Containment Isolation Systems., U.S. Nuclear Regulatory Commission (1985)</u></p> <p>[2] 「<u>JNES/SAE06-031, 06 解部報-0031 格納容器健全性に関する機器の重要度評価</u>」独立行政法人 原子力安全基盤機構 (2006)</p>	<p>参考文献</p> <p>(1) <u>NUREG/CR-4220, Reliability Analysis of Containment Isolation Systems, U.S.NRC,</u></p> <p>(2) <u>Risk Impact Assessment of Extended Integrated Leak Rate Testing Intervals, Revision 2-A of 1009325, Final Report, EPRI, October 2008</u></p>	<p><u>OCAを除いてPRA上はモデル化していない。仮に配管破断が生じた場合には、破断箇所の隔離、原子炉压力容器の急速減圧、水位低下・維持操作等、インターフェイスシステムLOC Aの場合と同様の対応をとることとなる。</u></p> <p>参考文献</p> <p>(1) <u>P.J. Pelto, et al, Reliability Analysis of Containment Isolation Systems, NUREG/CR-4220, 1985</u></p> <p>(2) <u>Risk Impact Assessment of Extended Integrated Leak Rate Testing Intervals: Revision 2-A of 1009325, EPRI, Palo Alto, CA: 2008. 1018243</u></p>	<p>【柏崎 6/7】</p> <p>柏崎 6/7 の原子炉冷却材浄化系は高圧設計であるが、島根 2号炉は低圧設計であるため、島根 2号炉は例示として主蒸気系配管を記載</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・記載表現の相違</li> </ul> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉においても水位低下・維持操作を行う</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・記載表現の相違</li> </ul> <p>【柏崎 6/7】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・記載表現の相違</li> </ul> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・記載表現の相違</li> </ul> <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 style="text-align: right;">別紙 8</p> <p style="text-align: center;"><u>原子炉压力容器内の熔融燃料－冷却材相互作用に関する知見の整理</u></p> <p>1. 現象の概要</p> <p>原子炉压力容器内での水蒸気爆発による原子炉格納容器の破損はαモード破損と呼ばれ、WASH-1400から研究が続けられてきた。この現象は、熔融炉心が原子炉压力容器の炉心下部プレナムに溜まっている水中に落下した時に水蒸気爆発が発生し、それにより水塊がミサイルとなって炉内構造物を破壊し、原子炉压力容器上蓋に衝突することで上蓋を固定するボルトを破壊し、上蓋が原子炉格納容器に衝突して原子炉格納容器の破損に至るとい現象である。</p> <p>原子炉内での現象は、以下のようなメカニズムであると考えられている。</p> <p>①原子炉内の原子炉冷却材が喪失し、炉心が溶融して、その熔融炉心が炉心下部プレナムの水中に落下する。水と接触した熔融炉心は、その界面の不安定性により、熔融炉心の一部もしくは大部分が分裂し、膜沸騰を伴う水との混合状態となる(粗混合)。更に、自発的もしくは外部からの圧力パルスにより、膜沸騰が不安定化し(トリガリング)、二液が直接接触する。</p> <p>②炉心下部プレナムにおける二液の直接接触により、急速な熱の移動が発生し、急速な蒸気発生・熔融炉心の微細化によって、更に液体どうしの接触を促進し(伝播)、蒸気発生を促進する。この蒸気発生により、圧力波が発生する。</p> <p>③発生した圧力波が通過した後の高温高圧領域(元々は粗混合領域)の膨張により運動エネルギーが発生し、それにより水塊がミサイルとなって炉内構造物を破壊し、原子炉压力容器上蓋に衝突することで上蓋を固定するボルトを破壊し、上蓋が原子炉格納容器に衝突して原子炉格納容器の破損に至る。</p> <p>2. <u>過去の実験結果の整理</u><sup>[1]</sup></p> <p style="text-align: center;"><u>原子炉压力容器内の熔融燃料－冷却材相互作用 (以下「炉</u></p>	<p style="text-align: center;"><b>【同等内容の別紙なし】</b></p>	<p style="text-align: right;">別紙 9</p> <p style="text-align: center;"><u>原子炉压力容器内における水蒸気爆発を格納容器破損モードの評価対象から除外する理由について</u></p> <p>1. 現象の概要</p> <p>原子炉压力容器内での水蒸気爆発による原子炉格納容器の破損はαモード破損と呼ばれ、WASH-1400から研究が続けられてきた。この現象は、熔融炉心が原子炉压力容器の炉心下部プレナムに溜まっている水中に落下した時に水蒸気爆発が発生し、それにより水塊がミサイルとなって炉内構造物を破壊し、原子炉压力容器上蓋に衝突することで上蓋を固定するボルトを破壊し、上蓋が原子炉格納容器に衝突して原子炉格納容器の破損に至るとい現象である。</p> <p>原子炉内での現象は、以下のようなメカニズムであると考えられている。</p> <p>① 原子炉内の原子炉冷却材が喪失し、炉心が溶融して、その熔融炉心が炉心下部プレナムの水中に落下する。水と接触した熔融炉心は、その界面の不安定性により、熔融炉心の一部又は大部分が分裂し、膜沸騰を伴う水との混合状態となる(粗混合)。さらに、自発的又は外部からの圧力パルスにより、膜沸騰が不安定化し(トリガリング)、二液が直接接触する。</p> <p>② 炉心下部プレナムにおける二液の直接接触により、急速な熱の移動が発生し、急速な蒸気発生・熔融炉心の微細化によって、更に液体どうしの接触を促進し(伝播)、蒸気発生を促進する。この蒸気発生により、圧力波が発生する。</p> <p>③ 発生した圧力波が通過した後の高温高圧領域(元々は粗混合領域)の膨張により運動エネルギーが発生し、それにより水塊がミサイルとなって炉内構造物を破壊し、原子炉压力容器上蓋に衝突することで上蓋を固定するボルトを破壊し、上蓋が原子炉格納容器に衝突して原子炉格納容器の破損に至る。</p>	<p>・記載表現の相違</p> <p><b>【柏崎 6/7, 東海第二】</b></p> <p>島根 2号炉は解析コード説明資料の記載内容に整合をとり、炉内 F C I に関する知見を整理(以下、同じ相違は記載を省略)</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>内FCI」という。)について、過去に実施された比較的大規模な実験概要及び結果を以下に示す。</p> <p>2.1 FARO実験</p> <p>FARO実験は、イタリアのイスプラ研究所において実施された実験で、炉内FCIを調べることを主な目的とした試験である。多くの実験は高圧・飽和水条件で実施されているが、原子炉圧力容器外を対象とした低圧・サブクール水条件の実験も実施されている。</p> <p>第2.1図に試験装置の概要図を示す。試験装置は主にくつぽと保温容器で構成されている。くつぽ内で溶融させた溶融物を一度リリースベッセルに保持し、その底部にあるフラップを開放することにより溶融物を水プールに落下させる。溶融物の落下速度は、リリースベッセルの圧力を調整することにより調整可能である。</p> <p>実験は、酸化物の溶融物(80wt%UO<sub>2</sub>+20wt%ZrO<sub>2</sub>)又は金属Zrを含む溶融物(77wt%UO<sub>2</sub>+19wt%ZrO<sub>2</sub>+4wt%Zr)を用いて実施された。</p> <p>第2.1表に試験条件及び試験結果を示す。</p> <p>結果として、いずれの実験においても、水蒸気爆発の発生は確認されなかった。</p> <p>溶融物の粒子化量について、高圧条件・低サブクール水条件においては水深約1mの場合で溶融物の約半分が粒子化し、残りはジェット状でプール底面に衝突し、パンケーキ状に堆積したとの結果が得られている。また、低圧条件・サブクール水条件では、全ての溶融物は粒子化した。</p> <p>さらに、粒子の質量中央径は3.2mm～4.8mmであり、試験パラメータ(初期圧力、水深、溶融物の落下速度、サブクール度)に依存しないことが報告されている。</p> <p>2.2 COTELS実験</p> <p>COTELS実験は、旧(財)原子力発電技術機構により実施された実験であり、原子炉圧力容器底部が溶融破損して溶融物が原子炉格納容器床面上の水プールに落下した場合の水蒸気爆発の発生の有無を調べることを目的に実施された。第2.2図に実験装置の概要図を示す。実験は、シビアアクシデント</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>時の溶融物の成分を模擬するため、比較的多くの金属成分を含む模擬溶融物 (55wt%UO<sub>2</sub>+5wt%ZrO<sub>2</sub>+25wt%Zr+15wt%SUS) が用いられた。また、多くの実験ケースはプール水深40cm、飽和水温度で実施されている第2.2表に実験条件及び結果を示す。</p> <p>結果として、いずれの実験においても、水蒸気爆発の発生は確認されなかった。</p> <p>プールに落下した溶融物はほとんどが粒子化し、落下速度が大きいケースでは、全ての溶融物が粒子化するとの結果が得られている。</p> <p>また、溶融物の落下速度が大きいケースを除いて、粒径分布に大きな差はなく、質量中央径で6mm程度であり、落下速度が大きいケースでは粒子径は小さくなっている。</p> <p>2.3 KROTOS実験</p> <p>KROTOS実験はイソプラ研究所で実施された実験であり、FARO実験が高圧条件を主目的として実施されたのに対して、KROTOS実験では、低圧・サブクール水を主として実施されている。</p> <p>第2.3図に実験装置の概要図を示す。本実験では模擬溶融物としてUO<sub>2</sub>混合物 (80wt%UO<sub>2</sub>+20wt%ZrO<sub>2</sub>) 又は酸化アルミニウムを用いた実験を行っている。また、外部トリガ装置によりトリガを与えることで、水蒸気爆発を誘発させる実験も実施されている。</p> <p>第2.3表に実験条件及び結果を示す。</p> <p>酸化アルミニウムを用いた実験では、サブクール水(ケース38, 40, 42, 43, 49)の場合、外部トリガなしで水蒸気爆発が発生、低サブクール水(ケース41, 44, 50, 51)の場合、外部トリガがある場合(ケース44)に水蒸気爆発が発生した。一方、UO<sub>2</sub>混合物を用いた実験では、サブクール度が4~102Kの場合、外部トリガなしでは水蒸気爆発が発生せず、外部トリガありの場合でも、溶融物の重量が大きい、又は、水プールのサブクール度が高い場合(ケース52)に水蒸気爆発が観測されている。</p> <p>これらの差異として、粒子径は酸化アルミニウムの8~17mmに対しUO<sub>2</sub>混合物は1~1.7mmであり、UO<sub>2</sub>混合物の方が小</p>			

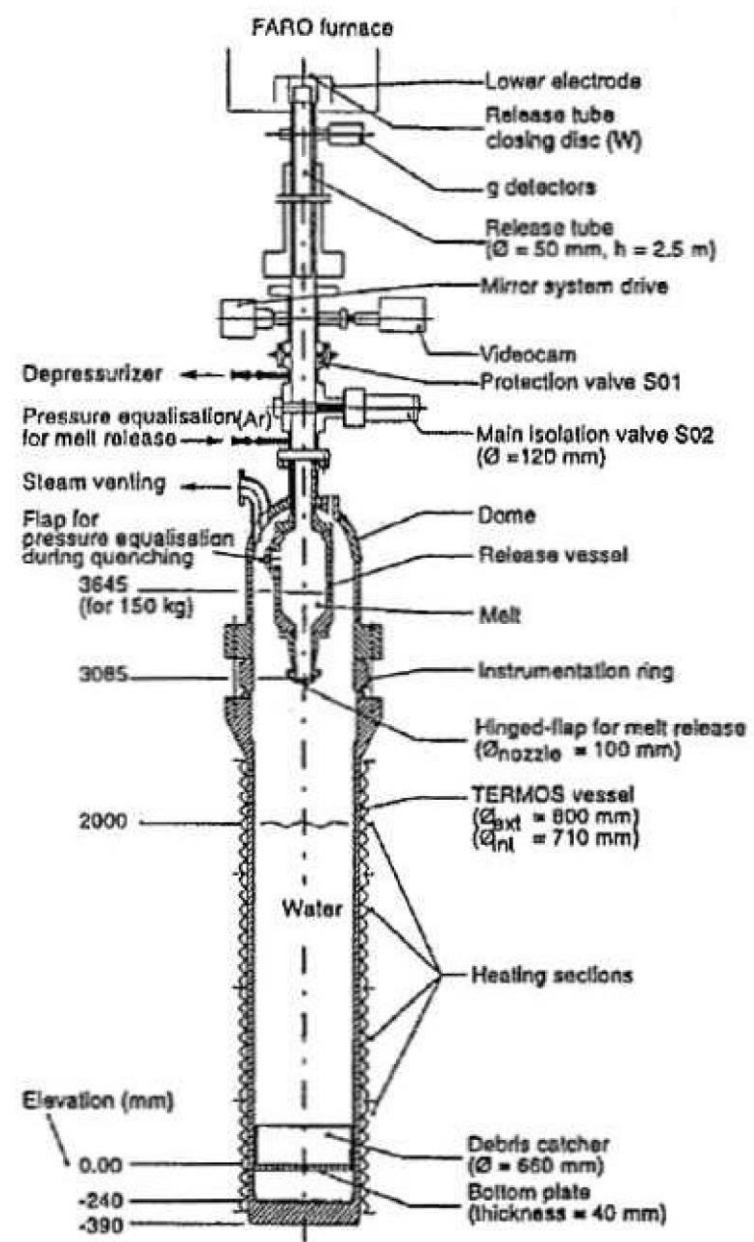
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>さく、粒子化直後の表面積が大きいため粗混合時に水プールが高ボイド率となり、トリガの伝播を阻害した可能性がある。また、酸化アルミニウムは比重が小さいことから水面近傍でブレイクアップし、径方向に広がったことによりトリガが伝播しやすくなったと考えられている。一方、UO2混合物は、粒子表面と水が接触した直後に表面が固化することにより蒸気膜が崩壊した際の微粒子化が起こりにくく、これが一つの要因となって水蒸気爆発の発生を阻害すると考えられる。</p> <p>2.4 ALPHA実験</p> <p>旧原子力研究所(JAERI)で実施された実験であり、シビアアクシデント時の原子炉格納容器内の諸現象を明らかにし、原子炉格納容器の耐性やアクシデントマネジメント策の有効性を評価することを目的に、1988年から事故時原子炉格納容器挙動試験の一環で実施されている。</p> <p>第2.4図に実験装置の概要図を示す。実験では、熔融ステンレス鋼又は酸化アルミニウムと鉄からなる熔融物を実験装置の模擬原子炉格納容器内に設置した水プールに落下させるもので、模擬原子炉格納容器の寸法は、内径約4m、高さ約5m、内容積約50m<sup>3</sup>である。</p> <p>第2.4表に実験条件及び結果を示す。</p> <p>酸化アルミニウムと鉄の熔融物の実験では、熔融物の重量が20kg、雰囲気圧力が0.1MPaで、サブクール度が73～90Kにおいて実施されたケース(ケース2, 3, 5, 9, 17, 18)において水蒸気爆発が発生している。熔融物量を半減させたケース1, 10, 13では、ケース10のみ水蒸気爆発が確認された。この3ケースの条件には有意な差がないことから、この3ケースの条件がこの実験体系における水蒸気爆発の発生の有無の境界近傍であること及びこの結果からは、熔融物の落下量が多い場合に水蒸気爆発が発生し易いことが示されている。水プールを飽和水としたケース14では水蒸気爆発は観測されなかった。一方、ケース8, 12, 15, 25は雰囲気圧力を0.5～1.6MPaの範囲で変化させているが、最も低い0.5MPaのケースのみ水蒸気爆発が観測された。</p> <p>以上の結果から、高雰囲気圧力あるいは低サブクール水の</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>場合に水蒸気爆発発生が抑制される傾向があることが示されている。</p> <p>ケース6, 11, 19, 20, 21は、<u>溶融物を分散させ複数のジェットを形成させたケースであり、ケース6, 20を除く3ケースで水蒸気爆発が観測された。水蒸気爆発の規模については抑制される場合と増大する場合があります、溶融物と冷却水の粗混合状態が溶融燃料-冷却材相互作用（以下「FCI」という。）の進展に大きな影響を及ぼすことを示していると結論付けられている。</u></p> <p>3. 知見のまとめ</p> <p>上記で示した主な実験結果をまとめると以下のとおりとなる。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・<u>UO2 混合物を用いた実験では、水蒸気爆発は確認されていない。(FARO 実験, COTELS 実験)</u></li> <li>・<u>高圧力条件、又は、低サブクール水条件は、水蒸気爆発を抑制する傾向がある。(ALPHA 試験)</u></li> <li>・<u>粒子化割合は、サブクール度に依存し、サブクール度が大きいと粒子化割合は高くなる。(FARO 実験)</u></li> <li>・<u>粒子化割合は、溶融物の落下速度に依存し、落下速度が大きいと粒子化が促進される。(COTELS 実験)</u></li> <li>・<u>溶融物落下後の水プールが高ボイド率状態になると、トリガの伝播を阻害する可能性がある。(KROTOS 実験)</u></li> <li>・<u>溶融物と水の粗混合状態が、FCI の進展に大きな影響を及ぼす。(ALPHA 実験)</u></li> </ul> <p>BWR体系に対して、上記の実験結果を踏まえた分析結果を第3.1表に示す。</p> <p>実験結果からは、<u>水蒸気爆発の発生は不確かさが大きいと考えられるものの、BWR体系では原子炉内における水蒸気爆発は発生しにくいと考えられることが分かる。</u></p> <p>また、<u>BWRにおいて原子炉内での自発的水蒸気爆発(外部トリガなしの状態での水蒸気爆発)が発生しにくい理由として、BWRの原子炉内の水が低サブクール(飽和水に近い状態)であり、低サブクールであれば溶融炉心を覆う蒸気膜が凝縮効果によって崩壊する可能性が低いことから、蒸気膜の安定性が高く、蒸気膜の崩壊(トリガリング)が生じにくいことが</u></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>挙げられている。<sup>[1]</sup></u></p> <p><u>炉内FCIの発生確率低減に対する炉心下部の構造物の効果として考慮される事項としては、以下の事項が考えられる。</u></p> <p><u>また、溶融炉心の流路を第3.1図に示す。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><u>・水蒸気爆発に寄与する溶融炉心の質量が限られること。</u>  <u>炉心下部の構造物によって、溶融炉心の流路が阻害され、一度に水中に落下する溶融炉心の質量が限定(水中に移行する溶融炉心のエネルギーが抑制される。)されることにより、水蒸気爆発を仮定してもそのエネルギーが低く抑えられると考えられる。</u></li> <li><u>・溶融炉心の落下速度が抑えられること。</u>  <u>溶融炉心の落下速度が大きい場合、粗混合時の粒径が小さくなることが報告されている。炉心下部の構造物によって、溶融炉心の落下速度が抑制されれば、粗混合時の粒径が大きくなり、溶融炉心の表面積が小さくなることから、蒸気膜の表面積も小さくなり、トリガリング発生の可能性が小さくなると考えられる。</u></li> </ul> <p>4. 専門家会議等の知見<sup>[1, 2]</sup></p> <p><u>BWRの炉内FCIの発生確率に関して、専門家の中で議論がなされており、その結果を第4.1表に示す。</u></p> <p><u>専門家の間での議論の結果として、BWR体系では炉心下部プレナムに制御棒案内管等が密に存在しており、これらは溶融炉心落下時の粗混合を制限すると考えられるため、水蒸気爆発の発生確率はプラント全体で見た際にほかの要因による格納容器破損頻度に比べて十分小さく無視できると結論付けられている。</u></p>		<p>2. 専門家会議等の知見</p> <p><u>原子炉圧力容器内における水蒸気爆発については、国際的な専門家会議において議論がなされてきた。第1表にBWR体系の原子炉圧力容器内における水蒸気爆発に関する専門家会議の知見をまとめる。</u></p> <p><u>専門家の間での議論の結果として、BWR体系では下部プレナムに制御棒案内管等が密に存在しており、これらは溶融炉心落下時の粗混合を制限すると考えられるため、原子炉圧力容器内における水蒸気爆発は格納容器破損の脅威とはならないと結論付けられている。</u></p>	<p>・記載表現の相違  <b>【柏崎 6/7】</b>  島根 2号炉は解析コード説明資料の記載内容に整合をとり記載しているが、内容は同等</p> <p>・記載表現の相違  <b>【柏崎 6/7】</b>  島根 2号炉は解析コード説明資料の記載内容に整合をとり記載しているが、内容は同等</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>5. まとめ</p> <p>これまでに実施された各種実験結果および専門家による工学的判断の結果から、BWR体系における炉内FCI発生の可能性は十分小さいと考えられる。</p> <p>したがって、BWRにおける原子炉格納容器破損モードとして、炉内FCIの考慮は不要である。</p> <p>6. 参考文献</p> <p>[1] 社団法人日本原子力学会「シビアアクシデント熱流動現象評価」平成12年3月</p> <p>[2] 財団法人原子力安全研究協会「シビアアクシデント対策評価のための格納容器イベントツリーに関する検討」平成13年7月</p> <p>[3] I. Huhtiniemi et al., "Results of Recent KROTOS FCI Tests: Aluminavs. Corium Melts", JAERI-Conf 97-011, 1997.</p> <p>[4] H. S. Park et al., "Vapor Explosions in a One-Dimensional LargeScale Geometry With Simulant Melts", NUREG/CR-6623, 1999.</p> <p>[5] D. F. Fletcher, "A Review of the Available Information on the Triggering Stage of a Steam Explosion", Nuclear Safety, Vol. 35, No. 1, 1994.</p> <p>[6] N. Yamano et al., "Large-scale Steam Explosion Experiments", Proceedings of the Seminar on the Vapor Explosions In Nuclear Power Safety, Kanzanji 1995.</p> <p>[7] N. Yamano et al., "Consideration of molten core coolability in containment from a viewpoint of severe accident management", Proceedings of NUTHOS-5, April 1997, Beijing, China.</p>		<p>3. まとめ</p> <p>これまでに実施された専門家間における議論の結果から、BWR体系では原子炉压力容器内における水蒸気爆発(炉内FCI)発生の可能性は十分小さいと考えられる。</p> <p>したがって、BWRにおける原子炉格納容器破損モードとして、原子炉压力容器内における水蒸気爆発(炉内FCI)の考慮は不要である。</p> <p>参考文献</p> <p>(1) T. Okkonen, et al, Safety Issues Related to Fuel-Coolant Interactions in BWR' S, NUREG/CP-0127, 1994</p> <p>(2) T. G. Theofanous, et al, Steam Explosions: Fundamentals and Energetic Behavior, NUREG/CR-5960, 1994</p> <p>(3) S. Basu, T. Ginsberg, A Reassessment of the Potential for an Alpha-Mode Containment Failure and a Review of the Current understanding of Broader Fuel-Coolant Interaction (FCI) issues, Report of the Second Steam Explosion Review Group Workshop (SERG-2), NUREG-1524, 1996</p> <p>(4) O. Zuchuat, et al, Steam Explosions-Induced Containment Failure Studies for Swiss Nuclear Power Plants, JAERI-Conf 97-011, 1998</p>	<p>・記載表現の相違【柏崎 6/7】</p> <p>・記載表現の相違【柏崎 6/7】</p>



第 2.1 図 FARO 試験装置

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

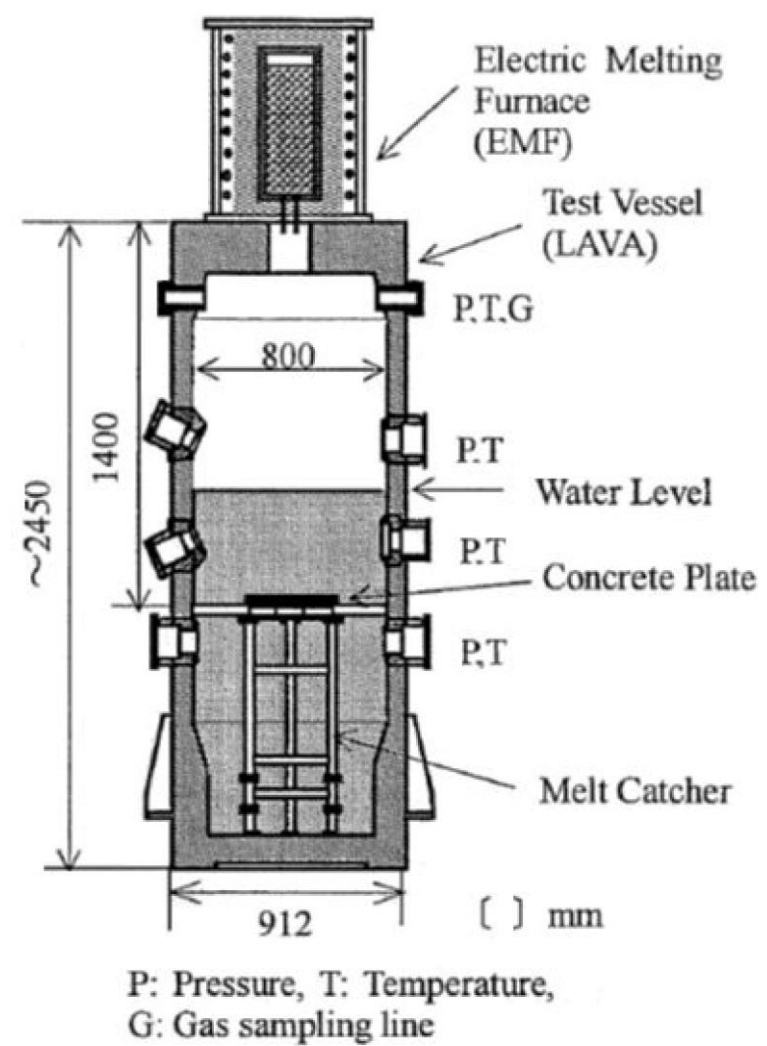
第 2.1 表 FARO 試験の試験条件及び FCI 発生の有無

No.	溶融物の組成※	溶融物質量 [kg]	溶融物温度 [K]	溶融物落下粒径[mm]	雰囲気圧力 [MPa]	水深[m]	サブクール度 [K]	FCI発生の有無
L-06	A	18	2923	100	5.0	0.87	0	無
L-08	A	44	3023	100	5.8	1.00	12	無
L-11	B	151	2823	100	5.0	2.00	2	無
L-14	A	125	3123	100	5.0	2.05	0	無
L-19	A	157	3073	100	5.0	1.10	1	無
L-20	A	96	3173	100	2.0	1.97	0	無
L-24	A	177	3023	100	0.5	2.02	0	無
L-27	A	117	3023	100	0.5	1.47	1	無
L-28	A	175	3052	50	0.5	1.44	1	無
L-29	A	39	3070	50	0.2	1.48	97	無
L-31	A	92	2990	50	0.2	1.45	104	無
L-33	A	100	3070	50	0.4	1.60	124	無

※ A: 80wt% UO<sub>2</sub>+20wt% ZrO<sub>2</sub>

B: 77wt% UO<sub>2</sub>+19wt% ZrO<sub>2</sub>+4wt% Zr





第 2.2 図 COTELS 試験装置

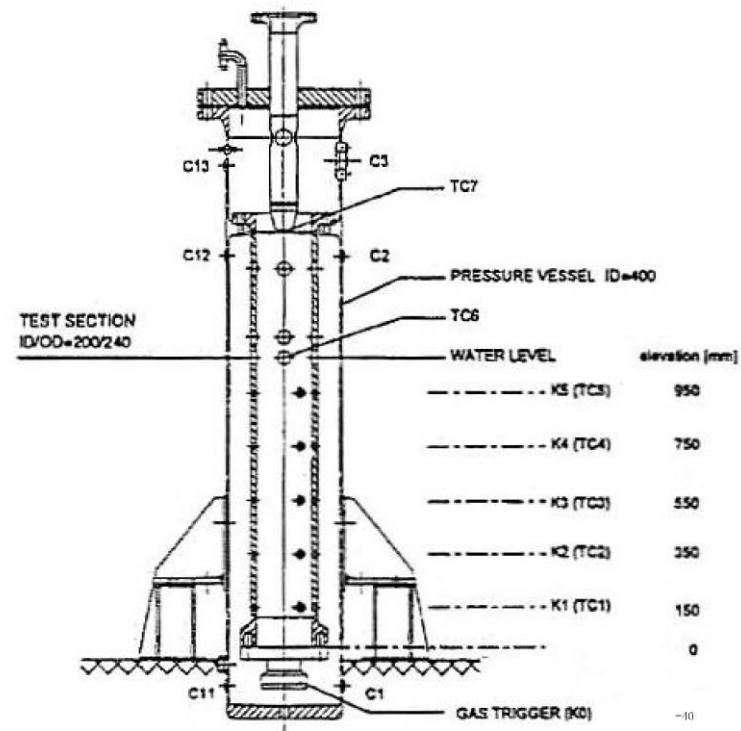
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)							東海第二発電所 (2018.9.12版)							島根原子力発電所 2号炉							備考						
第2.2表 COTELS 試験の試験条件及びFCI発生の有無																											
No.	溶融物の組成*	溶融物質量 [kg]	雰囲気圧力 [MPa]	水深[m]	サブクール度 [K]	FCI発生の有無																					
A1	C	56.3	0.20	0.4	0	無																					
A4	C	27.0	0.30	0.4	8	無																					
A5	C	55.4	0.25	0.4	12	無																					
A6	C	53.1	0.21	0.4	21	無																					
A8	C	47.7	0.45	0.4	24	無																					
A9	C	57.1	0.21	0.9	0	無																					
A10	C	55.0	0.47	0.4	21	無																					
A11	C	53.0	0.27	0.8	86	無																					
※ C:55wt% UO <sub>2</sub> +5wt% ZrO <sub>2</sub> +25wt% Zr+15wt% SUS																											

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

島根原子力発電所 2号炉

備考



第 2.3 図 KROTOS 試験装置

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

島根原子力発電所 2号炉

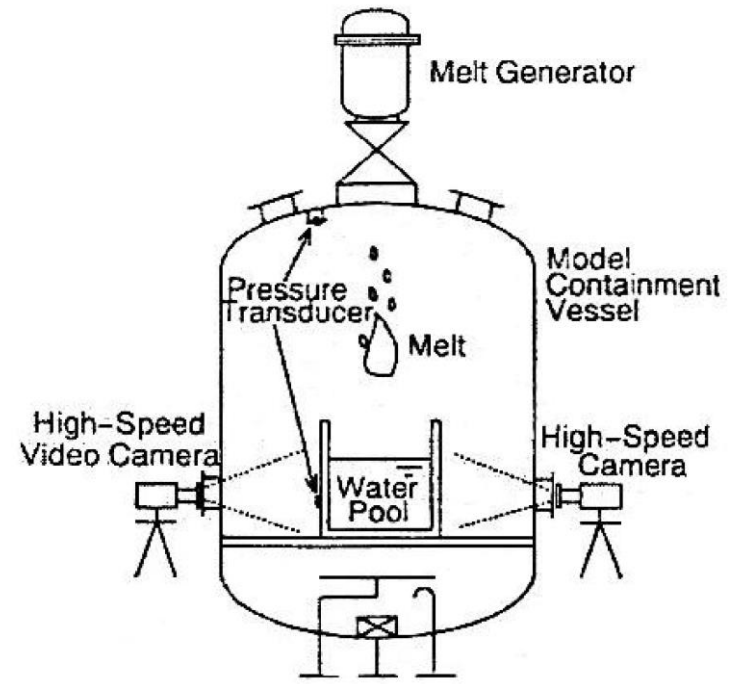
備考

第 2.3 表 KROTOS 試験の試験条件及び FCI 発生の有無<sup>[3, 4]</sup>

No.	溶融物の組成	溶融物質量 [kg]	溶融物温度 [K]	雰囲気圧力 [MPa]	水深[m]	サブクール度 [K]	外部トリガの有無	FCI発生の有無
38	酸化アルミニウム	1.53	2665	0.10	1.11	79	無	有
40		1.47	3073	0.10	1.11	83	無	有
41		1.43	3073	0.10	1.11	5	無	無
42		1.54	2465	0.10	1.11	80	無	有
43		1.50	2625	0.21	1.11	100	無	有
44		1.50	2673	0.10	1.11	10	有	有
49		1.47	2688	0.37	1.11	120	無	有
50		1.70	2473	0.10	1.11	13	無	無
51		1.79	2748	0.10	1.11	5	無	無
37		UO <sub>2</sub> 混合物*	3.22	3018	0.10	1.11	77	有
45	3.09		3106	0.10	1.14	4	有	無
47	5.43		3023	0.10	1.11	82	有	無
52	2.62		3023	0.20	1.11	102	有	有

※ UO<sub>2</sub>混合物 : 80wt% UO<sub>2</sub>+20wt% ZrO<sub>2</sub>





第 2.4 図 ALPHA 試験装置

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

第2.4表 ALPHA 試験の試験条件及びFCI 発生の有無<sup>[3, 5-7]</sup>

No.	溶融物の組成	溶融物質量 [kg]	溶融物温度 [K]	雰囲気圧力 [MPa]	水深[m]	サブクール度 [K]	FCI発生の有無
1	Fe+酸化アルミニウム	10	2723	0.1	1.0	80	無
2		20	2723	0.1	1.0	84	有
3		20	2723	0.1	1.0	81	有
5		20	2723	0.1	1.0	73	有
6		20	2723	0.1	1.0	75	無
8		20	2723	1.6	1.0	186	無
9		20	2723	0.1	1.0	84	有
10		10	2723	0.1	1.0	76	有
11		20	2723	0.1	1.0	83	有
12		20	2723	1.6	1.0	184	無
13		10	2723	0.1	1.0	89	無
14		20	2723	0.1	1.0	1	無
15		20	2723	1.0	1.0	171	無
16		20	2723	0.1	0.9	78	有
17		20	2723	0.1	0.9	87	有
18		20	2723	0.1	0.9	90	有
19		20	2723	0.1	0.9	92	有
20		20	2723	0.1	1.0	92	無
21		20	2723	0.1	0.9	92	有
25		20	2723	0.5	0.9	145	有

第3.1表 BWR 体系を踏まえた炉内FCI 発生に関する知見の整理

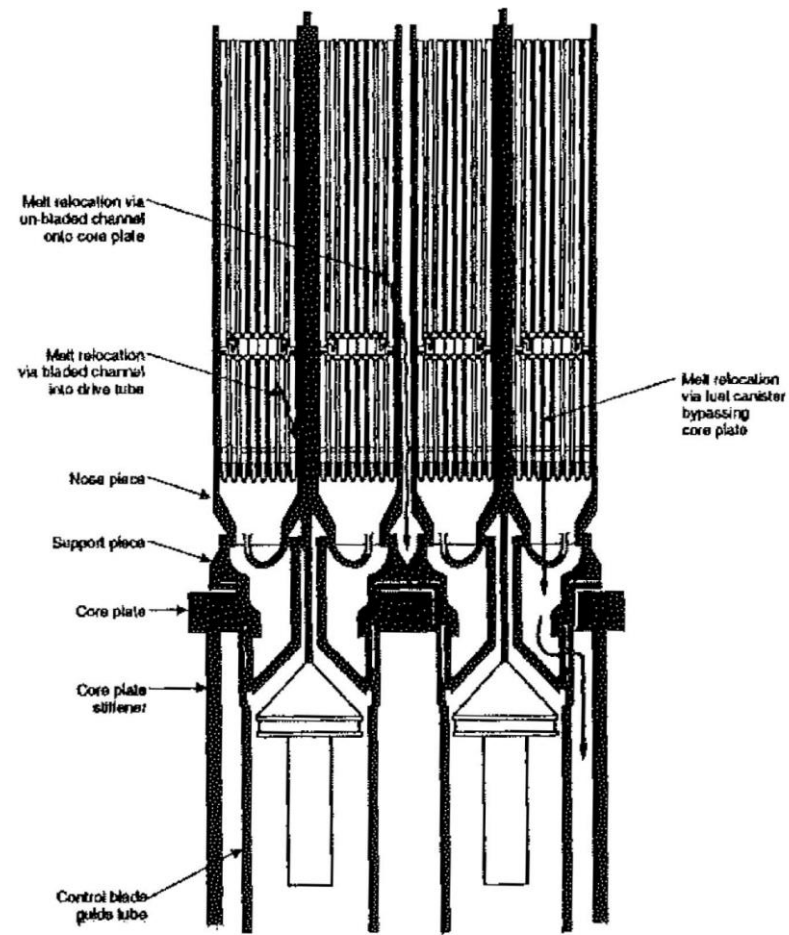
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)		東海第二発電所 (2018.9.12版)		島根原子力発電所 2号炉		備考	
BWR 体系	FCI 発生への影響						
炉心下部プレナムの原子炉冷却材はおおよそ飽和温度	<ul style="list-style-type: none"> <li>飽和温度に近い粒子化割合が少なくなることから、初期粗混合が抑制されることが推測され、FCIの発生が阻害される可能性が考えられる。</li> <li>飽和温度に近いことから溶融物落下時のボイド発生量が多くなり、トリガが発生した場合の伝播が妨げられ、FCIの発生が阻害される可能性が考えられる。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>FARO 実験</li> <li>KROTOS 実験</li> </ul>					
炉心下部プレナムに残存する原子炉冷却材の量は少量	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉冷却材の量が少ないことから熱容量が小さく、溶融物落下時のボイド発生が多くなり、トリガが発生した場合の伝播が妨げられ、FCIの発生が阻害される可能性が考えられる。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>KROTOS 実験</li> </ul>					
プール水面衝突時の溶融物の落下速度は比較的遅い	<ul style="list-style-type: none"> <li>落下速度が遅いため溶融物の粒子化割合が少なくなり、初期粗混合が抑制されることが推測され、FCIの発生が阻害される可能性が考えられる。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>COTELS 実験</li> </ul>					
溶融物の落下は単一ジェットではなく、複数ジェット	<ul style="list-style-type: none"> <li>複数ジェットのため初期の溶融物の落下量が多く、ボイド発生が多くなり、トリガが発生した場合の伝播が妨げられ、FCIの発生が阻害されることが考えられる。</li> <li>複数ジェットにより粗混合状態が促進される状態となった場合は、FCIの発生が促進される可能性が考えられる。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>KROTOS 実験</li> <li>ALPHA 実験</li> </ul>					

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

島根原子力発電所 2号炉

備考



第3.1 図 BWR における溶融炉心の流路<sup>[1]</sup>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	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4.1表 BWR 体系における炉内FCI 現象の発生確率に関する議論の整理</p> <table border="1" data-bbox="172 344 923 1136"> <thead> <tr> <th>著者</th> <th>会議/文献</th> <th>議論</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Okkonen 等 (1993)</td> <td>OECD/CSNI FCI 専門家会議 (1993) NUREG/CP-0127</td> <td>BWR の炉心下部プレナムは、制御棒案内管で密に占められている。そして、炉心の広い範囲でのコヒーレントなリロケーションは、炉心支持板があるため起こりにくそうである。これらの特徴は、燃料-冷却材の粗混合のポテンシャルを制限し、水蒸気爆発に起因する水-溶融物スラグの運動エネルギーを消失させる可能性がある。したがって、スラグにより破壊された原子炉压力容器ヘッドのミサイルに伴う原子炉格納容器の破損は、PWR を対象とした研究にもとづく評価よりもBWR では起こりにくいと評価される。</td> </tr> <tr> <td>Theofanous 等 (1994)</td> <td>NUREG/CR-5960</td> <td>炉心下部プレナムには、密に詰められた制御棒案内管があるため、BWR は原子炉压力容器内の水蒸気爆発の問題の対象とならない。</td> </tr> <tr> <td>Corradini (1996)</td> <td>SERG-2 ワークショップ (1996) NUREG-1524</td> <td>物理的なジオメトリは爆発的事象の発生に貢献しないため、BWR の <math>\alpha</math> モード原子炉格納容器の破損確率は、おそらくPWR より小さい。</td> </tr> <tr> <td>Zuchuat 等 (1997)</td> <td>OECD/CSNI FCI 専門家会議 (1997) JAERI-Conf 97-011</td> <td>炉心下部プレナム構造物の存在は、水蒸気爆発の影響を緩和する。 一般に、BWR の現在の知見は、原子炉压力容器内の水蒸気爆発は原子炉格納容器への脅威とならないということである。 (NUREG/CR-5960 を参考文献としている)</td> </tr> </tbody> </table>	著者	会議/文献	議論	Okkonen 等 (1993)	OECD/CSNI FCI 専門家会議 (1993) NUREG/CP-0127	BWR の炉心下部プレナムは、制御棒案内管で密に占められている。そして、炉心の広い範囲でのコヒーレントなリロケーションは、炉心支持板があるため起こりにくそうである。これらの特徴は、燃料-冷却材の粗混合のポテンシャルを制限し、水蒸気爆発に起因する水-溶融物スラグの運動エネルギーを消失させる可能性がある。したがって、スラグにより破壊された原子炉压力容器ヘッドのミサイルに伴う原子炉格納容器の破損は、PWR を対象とした研究にもとづく評価よりもBWR では起こりにくいと評価される。	Theofanous 等 (1994)	NUREG/CR-5960	炉心下部プレナムには、密に詰められた制御棒案内管があるため、BWR は原子炉压力容器内の水蒸気爆発の問題の対象とならない。	Corradini (1996)	SERG-2 ワークショップ (1996) NUREG-1524	物理的なジオメトリは爆発的事象の発生に貢献しないため、BWR の $\alpha$ モード原子炉格納容器の破損確率は、おそらくPWR より小さい。	Zuchuat 等 (1997)	OECD/CSNI FCI 専門家会議 (1997) JAERI-Conf 97-011	炉心下部プレナム構造物の存在は、水蒸気爆発の影響を緩和する。 一般に、BWR の現在の知見は、原子炉压力容器内の水蒸気爆発は原子炉格納容器への脅威とならないということである。 (NUREG/CR-5960 を参考文献としている)		<p>第1表 炉内FCI 現象の発生確率に関する議論の整理</p> <table border="1" data-bbox="1774 310 2481 1346"> <thead> <tr> <th>著者</th> <th>会議/文献</th> <th>議論</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Okkonen 等 (1993)</td> <td>OECD / CSNI FCI 専門家 会議 (1993) <sup>(1)</sup></td> <td>BWR の原子炉压力容器下部プレナムは、制御棒案内管で密に占められている。そして、炉心の広範囲でのコヒーレントなリロケーションは、炉心支持板の存在により起こりにくいと考えられる。このような特徴によって、燃料-冷却材の粗混合のポテンシャルが制限され、水蒸気爆発に起因する水-溶融物スラグの運動エネルギーを消失させる可能性がある。したがって、スラグにより破壊された原子炉压力容器ヘッドのミサイルに伴う格納容器破損は、PWR よりもBWR の方が起こりにくいと評価される。</td> </tr> <tr> <td>Theofanous 等 (1994)</td> <td>NUREG / CR-5960 (1994) <sup>(2)</sup></td> <td>BWR の下部プレナムには、密に詰められた制御棒案内管があるため、原子炉压力容器内における水蒸気爆発問題の対象とならない。</td> </tr> <tr> <td>Corradini (1996)</td> <td>SERG-2 ワークショップ (1996) <sup>(3)</sup></td> <td>物理的なジオメトリは爆発的事象の発生に寄与しないため、BWR の <math>\alpha</math> モードによる格納容器破損確率は、おそらくPWR より小さい。</td> </tr> <tr> <td>Zuchuat 等 (1997)</td> <td>OECD / CSNI FCI 専門家 会議 (1997) <sup>(4)</sup></td> <td>下部プレナム構造物の存在により、水蒸気爆発の影響を緩和する。 現在の知見は、一般にBWR では原子炉压力容器内における水蒸気爆発は原子炉格納容器への脅威とならない。</td> </tr> </tbody> </table>	著者	会議/文献	議論	Okkonen 等 (1993)	OECD / CSNI FCI 専門家 会議 (1993) <sup>(1)</sup>	BWR の原子炉压力容器下部プレナムは、制御棒案内管で密に占められている。そして、炉心の広範囲でのコヒーレントなリロケーションは、炉心支持板の存在により起こりにくいと考えられる。このような特徴によって、燃料-冷却材の粗混合のポテンシャルが制限され、水蒸気爆発に起因する水-溶融物スラグの運動エネルギーを消失させる可能性がある。したがって、スラグにより破壊された原子炉压力容器ヘッドのミサイルに伴う格納容器破損は、PWR よりもBWR の方が起こりにくいと評価される。	Theofanous 等 (1994)	NUREG / CR-5960 (1994) <sup>(2)</sup>	BWR の下部プレナムには、密に詰められた制御棒案内管があるため、原子炉压力容器内における水蒸気爆発問題の対象とならない。	Corradini (1996)	SERG-2 ワークショップ (1996) <sup>(3)</sup>	物理的なジオメトリは爆発的事象の発生に寄与しないため、BWR の $\alpha$ モードによる格納容器破損確率は、おそらくPWR より小さい。	Zuchuat 等 (1997)	OECD / CSNI FCI 専門家 会議 (1997) <sup>(4)</sup>	下部プレナム構造物の存在により、水蒸気爆発の影響を緩和する。 現在の知見は、一般にBWR では原子炉压力容器内における水蒸気爆発は原子炉格納容器への脅威とならない。	<p>・記載表現の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は解析コード説明資料の記載内容に整合をとり記載しているが、内容は同等</p>
著者	会議/文献	議論																															
Okkonen 等 (1993)	OECD/CSNI FCI 専門家会議 (1993) NUREG/CP-0127	BWR の炉心下部プレナムは、制御棒案内管で密に占められている。そして、炉心の広い範囲でのコヒーレントなリロケーションは、炉心支持板があるため起こりにくそうである。これらの特徴は、燃料-冷却材の粗混合のポテンシャルを制限し、水蒸気爆発に起因する水-溶融物スラグの運動エネルギーを消失させる可能性がある。したがって、スラグにより破壊された原子炉压力容器ヘッドのミサイルに伴う原子炉格納容器の破損は、PWR を対象とした研究にもとづく評価よりもBWR では起こりにくいと評価される。																															
Theofanous 等 (1994)	NUREG/CR-5960	炉心下部プレナムには、密に詰められた制御棒案内管があるため、BWR は原子炉压力容器内の水蒸気爆発の問題の対象とならない。																															
Corradini (1996)	SERG-2 ワークショップ (1996) NUREG-1524	物理的なジオメトリは爆発的事象の発生に貢献しないため、BWR の $\alpha$ モード原子炉格納容器の破損確率は、おそらくPWR より小さい。																															
Zuchuat 等 (1997)	OECD/CSNI FCI 専門家会議 (1997) JAERI-Conf 97-011	炉心下部プレナム構造物の存在は、水蒸気爆発の影響を緩和する。 一般に、BWR の現在の知見は、原子炉压力容器内の水蒸気爆発は原子炉格納容器への脅威とならないということである。 (NUREG/CR-5960 を参考文献としている)																															
著者	会議/文献	議論																															
Okkonen 等 (1993)	OECD / CSNI FCI 専門家 会議 (1993) <sup>(1)</sup>	BWR の原子炉压力容器下部プレナムは、制御棒案内管で密に占められている。そして、炉心の広範囲でのコヒーレントなリロケーションは、炉心支持板の存在により起こりにくいと考えられる。このような特徴によって、燃料-冷却材の粗混合のポテンシャルが制限され、水蒸気爆発に起因する水-溶融物スラグの運動エネルギーを消失させる可能性がある。したがって、スラグにより破壊された原子炉压力容器ヘッドのミサイルに伴う格納容器破損は、PWR よりもBWR の方が起こりにくいと評価される。																															
Theofanous 等 (1994)	NUREG / CR-5960 (1994) <sup>(2)</sup>	BWR の下部プレナムには、密に詰められた制御棒案内管があるため、原子炉压力容器内における水蒸気爆発問題の対象とならない。																															
Corradini (1996)	SERG-2 ワークショップ (1996) <sup>(3)</sup>	物理的なジオメトリは爆発的事象の発生に寄与しないため、BWR の $\alpha$ モードによる格納容器破損確率は、おそらくPWR より小さい。																															
Zuchuat 等 (1997)	OECD / CSNI FCI 専門家 会議 (1997) <sup>(4)</sup>	下部プレナム構造物の存在により、水蒸気爆発の影響を緩和する。 現在の知見は、一般にBWR では原子炉压力容器内における水蒸気爆発は原子炉格納容器への脅威とならない。																															



「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のPRAの対応状況

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)

<p>【PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)】の記載内容</p> <p>② 停止時のプラント状態の移行(停止時PRAのみ)</p> <p>③ プラント状態分類(停止時PRAのみ)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●プラント状態分類の考え方</li> <li>●プラント状態の分類結果</li> </ul>	<p>柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉</p> <p>②停止時PRAで記載。 ③停止時PRAで記載。</p>
<p>b. 起因事故</p> <p>① 評価対象とした起因事故のリスト、説明及び発生機序</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●起因事故リスト、説明及び発生機序</li> </ul>	<p>① ●国内のプラント異常事象や設備を網羅している資料として原子力設置許可申請書及び格外評価事案(EPRI NP-2230)を分析し、評価対象とした起因事象をリスト化した。(1.1.1.b ①)</p> <p>(1) 起因事象の選定及び1.1.1.b ① (1) 起因事象の選定</p> <p>●特定された起因事象において、プラント応答や必要となる感度評価等が同等となり、同一イベントグループ及びシナリオグループで扱える事象をグループ化した。(1.1.1.b ②) 起因事象のグループ化</p> <p>●主に国内の運転経験データから得られた起因事象の発生機序と運転実績から発生頻度を評価した。(1.1.1.b ③) 起因事象発生頻度の評価</p> <p>●特定した起因事象の内、発生の可能性が極めて低い場合、又は発生を仮定してもその影響が限定される場合にはリスク評価上の重要性は低いと考え、評価対象から除外した。(1.1.1.b ④) 対象外とした起因事象</p>
<p>c. 成功基準</p> <p>① 成功基準の一覧表</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●成功基準の一覧表</li> <li>●起因事故ごとの成功基準の一覧表</li> <li>●対処設備作動までの余裕時間及び発生時間</li> <li>●成功基準設定のために熱水の解析等を実施した場合は使用した解析結果、及び使用した解析コードの検証性</li> </ul>	<p>① ●炉心損傷は燃料格納槽の最高温度が1200℃を超える状態に至ることと定めた。(1.1.1.c ①)</p> <p>(1) 炉心損傷の定義</p> <p>●炉心損傷の検出に当たっては、プラントの構造・特性(設計情報)や、炉内PRA、既往の事故解析(設備許可申請書)等を参考に、起因事象グループごとにそれぞれ安全機能に対し、成功基準を割り付した。(1.1.1.c ②) 起因事故ごとの成功基準の一覧表</p> <p>●ECCPによる事故進展解析結果を用いて、各事故シナリオにおける運転員操作のための判断余裕を定めた。また、格納設備が要求される安全機能を果たすために必要な運転期間である使命時間については、喪失した設備の復旧や追加の運転員操作が期待できる時間として、24時間を抽出した。(1.1.1.c ③) 対処設備作動までの余裕時間 及び 1.1.1.c ④ (4) 対処設備の使命時間</p> <p>●今回の評価では、概ね既往の設計情報から成功基準を設定しているが、一部の成功基準設定のために実施した事故進展解析には、MAPコードを使用し、MAPは格納容器を含めたシナリオでプラントの事故進展を解析可能なコードであり、重大事故発生防止対策の有効性評価においてMAPを使用している。(1.1.1.c ④) 事故解析等の解析結果及び解析コードの検証性</p>
<p>d. 出成シナリオ</p> <p>① イベントツリー</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●イベントツリー図</li> </ul>	<p>① ●遊定した状態ステップに対して、おこる状態を防止するために必要な安全機能及び安全機能を連結す</p>

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への東海第二発電所のPRAの対応状況について

東海第二発電所 (2018.9.18版)

<p>2. PRAの評価対象</p> <p>今回の原子炉等規制法改正後の初回設置(変更)許可時においては、これまででの許認可承認を踏まえて、規制上の担保が得られている対策を基にPRAを実施するものが必要であり、PRAの前提となっている設備状況等についてを整理する必要があること(例：下図の(B)までの設備について、既許可ECCSの機能を作動させるための手動起動措置を評価対象とすることが、許認可実績を踏まえてそれぞれ個別の評価対象についての整理が必要。)</p>	<p>東海第二発電所の対応状況</p> <p>今回のPRAの目的は、設計基準事象を超えた重大事故を防止するための抽出であることから、設計基準事象に対する抽出を基本とし、これまでに設備としたアクシデントマネジメント策(通商産業者「原子力発電所内におけるアクシデントマネジメント」(平成4年7月)以前から整備しているアークシステム、ECCS手動起動)、「原子炉手動減圧」、「残留熱除去系の手動起動」、「高圧炉心スプレイス系及び原子炉隔離時冷却系の水源地」等の設計基準事象に対する抽出を評価対象としたこととして、本評価においても期待することとした。</p> <p>(「1.事故シナリオグループ等の選定に係るPRAの実施範囲と評価対象について」)</p>
---	---

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への島根原子力発電所2号炉PRAの対応状況

島根原子力発電所 2号炉

<p>PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)の記載内容</p> <p>そのため、ここでは、日本原子力学会標準等を参考に基本的に想定されるPRAの実施内容を踏まえて、説明に最低限必要な項目を列記した。なお、説明に当たっては、実施したPRAの内容を踏まえてここに記載している項目に加えて説明すべき事項を抽出し、説明性の観点から再構成するなど、申請者の説明責任として自ら十分検討すべきことを付言する。</p>	<p>島根原子力発電所2号炉</p>
<p>2. PRAの評価対象</p> <p>今回の原子炉等規制法改正後の初回設置(変更)許可時においては、これまでの許認可実績を踏まえて、規制上の担保が得られている対策を基にPRAを実施するものであり、PRAの前提となっている設備状況等についてを整理する必要があること(例：下図の(B)までの設備について、既許可ECCSの機能を作動させるための手動起動措置を評価対象とすることが、許認可実績を踏まえてそれぞれ個別の評価対象についての整理が必要。)</p>	<p>今回実施するPRAの目的が重大事故等対処設備の有効性評価を行う事故シナリオグループ等の選定への活用にあることを考慮し、これまで整備してきたAM策や福島第一原子力発電所事故以降に実施した重大事故等対処設備などを含まない、仮想的なプラント状態を評価対象としてPRAモデルを構築した。</p>
<p>3. レベル1PRA</p> <p>3.1 内部事象(出力運転時)</p> <p>a. 対象プラント</p> <p>① 対象とするプラントの説明</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・設計基準事故対処設備であり、重大事故等の対処に用いる設備(以下「対処設備」という。)等、PRAの中で考慮する設備の一覧及び設備の説明</li> </ul> <p>② 停止時のプラント状態の推移(停止時PRAのみ)</p> <p>③ プラント状態分類(停止時PRAのみ)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・プラント状態分類の考え方</li> <li>・プラント状態の分類結果</li> </ul>	<p>① PRAの中で考慮する設備を、プラント仕様や必要となる系統ごとに整理した。</p> <p>② 停止時レベル1PRAで記載。</p> <p>③ 停止時レベル1PRAで記載。</p>

備考

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のPRAの対応状況

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)

<p>「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」の記載内容</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●デザイン、事故進展及び機軸状態の説明</li> <li>●イベントツリー作成上の主要な仮定</li> </ul>	<p>るために必要な設備や情報源を調査し、炉心損傷に至る事故シナリオを整理した。炉心損傷に至る事故シナリオを明らかにするために、イベントツリー手法を用いた。(1.1.1.d) ① (1) イベントツリー図</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●想定した各起因事象の対策を概観し、ヘディング及び事故進展の説明とイベントツリー作成上の主要な仮定を示した。(1.1.1.d) ③ 事故シナリオ・シナリオ・ツリーの分析(機軸状態の説明)</li> <li>●イベントツリーによって抽出された炉心損傷事故シナリオは、炉心損傷防止の根拠機軸の発生状況、プラントの状態及び運転員による影響に基づいて分類した。(1.1.1.f) ② ヘディング及び事故進展の発生イベントツリー作成上の主要な仮定</li> </ul>
<p>e. システム信頼性</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>① 評価対象としたシステムとその説明             <ul style="list-style-type: none"> <li>●評価対象システム一覧</li> <li>●システムの構成、機軸、系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定</li> </ul> </li> <li>② システム信頼性評価手法</li> <li>③ システム信頼性評価の概要             <ul style="list-style-type: none"> <li>●評価対象ごとのシステム信頼性評価概要</li> <li>●主要なミニマルカットセット (MCS)を用いた場合</li> </ul> </li> <li>④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠</li> </ol>	<p>①評価対象としたシステムを、各系間の信頼性も合わせて一貫して整理し、システムごとに概要、機軸、系統図、必要とするサポート系、試験及びシステム信頼性評価上の主要な仮定を設定した。(1.1.1.a) ① プラントの構成・機軸の概要及び1.1.1.e) ① 評価対象としたシステムとその説明</p> <p>②システムが機軸状態に達する要因の両面を両面的に展開でき、システムのアンペアバイオリタリティの定量化が可能である方法として、ウォールツリー法を用いた。(1.1.1.e) ② システム信頼性評価手法)</p> <p>③システム信頼性評価結果をもとに、炉心損傷の発生確率を定量化することでシステムの信頼性を評価した。</p> <p>④炉心損傷防止及び炉心損傷に関する仮定については、システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度と炉心損傷率との相関を示した。(1.1.1.e) ④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠)</p>
<p>f. 信頼性パラメータ</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>① 信頼性を構成する要素と評価方法</li> <li>② 機器故障率・パラメータの概要             <ul style="list-style-type: none"> <li>●機器故障率・パラメータの設定方法 (機器の種類、機器の境界、故障モードの分類等)</li> <li>●機器故障率・パラメータの概要 (故障モード、冷却等)</li> <li>●機器故障率・パラメータの不確かさ</li> </ul> </li> <li>③ 機器故障率の取扱い方法及び機器故障率の取扱い</li> <li>④ 信頼性パラメータ</li> </ol>	<p>①系統の信頼性を評価するウォールツリーの発生率(要素)として、動的検証、静的検証、電機図等の機器、信号系の機器の故障、機軸、人的過失等を用い、故障モード別に状態遷移図(故障率や機軸発生率)の信頼性の評価に基づき非信頼度を評価した。(1.1.1.f) ① 非信頼度を構成する要素と評価方法)</p> <p>②機器故障率・パラメータの設定方法 (機器の種類、機器の境界、故障モードの分類等)については、炉心損傷防止及び炉心損傷に関する仮定については、システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度と炉心損傷率との相関を示した。(1.1.1.f) ④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠)</p> <p>③今回の評価では外部電源の信頼のみを考慮し、その失敗確率を評価した。(1.1.1.f) ④ 機器故障率の取扱い方法及び機器故障率の取扱い)</p>

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への東海第二発電所のPRAの対応状況について

東海第二発電所 (2018.9.18版)

<p>PRAの説明における参照事項(平成25年9月)の記載内容</p> <p>3.1 レベル1 PRA</p> <p>3.1.1 内部事象(出力運転時)</p> <p>a. 対象プラント</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>① 対象とするプラントの説明             <ul style="list-style-type: none"> <li>●設計基準事故対策設備であり、重大事故等の対処に用いている設備の一覧及び設備の「対処設備」という。)等、PRAの中で考慮する設備の一覧及び設備の説明</li> </ul> </li> <li>② 停止時のプラント状態の推移(停止時PRAのみ)</li> <li>③ プラント状態分類(停止時PRAのみ)</li> <li>●プラント状態分類の考え方</li> <li>●プラント状態の分類結果</li> </ol>	<p>東海第二発電所の対応状況</p> <p>① PRAの中で考慮する設備を、プラント仕様や必要となる系統ごとに整理した。(1.3.1.1.1 対象プラント (1) 対象とするプラントの説明)</p> <p>② 停止時PRAで記載</p> <p>③ 停止時PRAで記載</p>
<p>b. 起因事象</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>① 評価対象とした起因事象のリスト、説明及び発生頻度</li> <li>●起因事象リスト、説明及び発生頻度</li> <li>●起因事象の抽出の方法、グループ化している場合にはグループ化の考え方、発生頻度の評価方法</li> <li>●対象外とした起因事象と、対象外とした理由</li> </ol>	<p>① 国内のプラント異常事象や設備を網羅している資料として原子炉設置許可申請書及び海外の事例(EPRINP-2230)を分析し、評価対象とした起因事象をリスト化した。(1.3.1.1.2 起因事象 (1) 評価対象とした起因事象について)</p> <p>● 特定された起因事象において、プラント応答や必要となる緩和設備が同等であり、同一のイベントツリー及びウォールツリーで扱える事象をグループ化した。</p> <p>● 起因事象発生頻度は、LOCAを除き、国内BWRプラントの運転実績に基づき評価し、発生頻度の低い事象については0.5件の発生を仮定した。LOCAについては、米国の評価方法を踏まえて発生頻度を評価した。(1.3.1.1.2 起因事象 (1) 評価対象とした起因事象について)</p> <p>● 仮定された起因事象のうち、発生の可能性が極めて低い場合、又は発生してもその影響が限定される場合にはリスク評価上の重要性は低いと考え、評価対象から除外した。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・出力運転中の制御棒引き抜き</li> <li>・原子炉冷却材流量の部分喪失及び原子炉冷却材系の停止ループの誤起動</li> <li>・放射性気体廃棄物処理施設の故障</li> <li>・燃料集合体の落下事象</li> <li>・制御棒落下</li> <li>・主蒸気管破断</li> <li>・原子炉圧力容器破損 (DBA超過LOCA)</li> <li>・通常停止</li> </ul> <p>(1.3.1.1.2 起因事象 (1) 評価対象とした起因事象について)</p>

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への島根原子力発電所2号炉PRAの対応状況

島根原子力発電所 2号炉

<p>PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)の記載内容</p> <p>b. 起因事象</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>① 評価対象とした起因事象のリスト、説明及び発生頻度</li> <li>●起因事象リスト、説明及び発生頻度</li> <li>●起因事象の抽出の方法、グループ化している場合にはグループ化の考え方、発生頻度の評価方法</li> <li>●対象外とした起因事象と、対象外とした理由</li> </ol>	<p>島根原子力発電所2号炉</p> <p>① 適用する起因事象について、以下の方法により検討し、選定した。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・国内外の評価事例の分析</li> <li>・原子力施設運転管理年報等による、本プラント及び他の国内原子炉のトラブル事例のレビュー</li> </ul> <p>● 起因事象をグループ化する際には、事故シナリオの展開が類似しており、同一の緩和機能が必要とされるグループに分類し、さらに、必要とされる緩和設備等が類似しており、同一のイベントツリー及びウォールツリーを用いることのできる範囲まで起因事象をグループ化している。</p> <p>● 主にプラントの運転記録から得られた起因事象の発生件数と運転実績から発生頻度を求めた。</p> <p>● 発生の可能性が極めて低い場合、又は発生を仮定してもその影響が限定される起因事象は対象外とした。</p>
<p>c. 成功基準</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>① 成功基準の一覧表</li> <li>●炉心損傷の定義</li> <li>●起因事象ごとの成功基準の一覧表</li> <li>●対処設備作動までの余裕時間及び使命時間</li> <li>●成功基準設定のために熱水分解等を実施した場合は使用した解析結果、及び使用した解析コードの検証性</li> </ol>	<p>① 炉心の一部の燃料被覆管表面温度が1,200℃を超えると評価される状態を炉心損傷判定条件とした。</p> <p>● プラントの構成・特徴や、既往のPRA、あるいは安全解析等に基づき、それぞれの安全機能に対し、最低限必要な系統構成・作動機器台数を成功基準として設定した。成功基準の一覧表は起因事象ごとに整理した。</p> <p>● 過渡事象発生時、炉心の冷却に對する余裕時間としては、炉心損傷防止の観点及び運転員による操作にかかる時間から設定した。また、使命時間については喪失した設備の復旧や追加の運転員操作が期待できる時間として、24時間と設</p>

備考







「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のPRAの対応状況

<p>柏崎刈羽原子力発電所 6号及び7号炉</p>	<p>「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」の記載内容</p> <p>c. 成功基準</p> <p>① 成功基準の一覧表</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●炉心損傷の定義</li> <li>●超因事象ごとの成功基準の一覧表</li> </ul> <p>●対処設備作動までの余裕時間及び使命時間</p> <p>●成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果、及び使用した解析コードの検証性</p>
<p>①</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●炉心損傷(燃料損傷)の判定条件を“燃料集合体の露出”とした。(1.1.2.c. 成功基準 ①(1) 炉心損傷判定条件)</li> <li>●炉心損傷(燃料損傷)を防止するために必要な安全機能を同定し、当該機能として期待できる経路と設備に対して、各超因事象における成功基準を設定し、一覧表に整理した。(1.1.2.c. 成功基準 ①(2) 各安全機能の成功基準)</li> <li>●炉心損傷(燃料損傷)防止のために必要な操作や設備の動作までの余裕時間について、除熱機能を喪失した場合の余裕時間と長期余裕時間と長期余裕時間、冷却材流出事象が発生した場合には必要な運転時間と余裕時間については、喪失した設備の復旧や追加の運転員操作が期待できる時間として、24時間を適用した。(1.1.2.c. 成功基準 ①(3) 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間)</li> <li>●本評価において、熱水力学解析等は実施していない。(1.1.2.c. 成功基準 ①(4) 熱水力解析等の解析結果、及び解析コードの検証性)</li> </ul>	<p>d. 事故シナケケンス</p> <p>① イベントツリー</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●イベントツリー図</li> <li>●ヘディング、事故進展及び最終状態の説明</li> <li>●イベントツリー作成上の主要な仮定</li> </ul>

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への東海第二発電所のPRAの対応状況について

<p>PRAの説明における参照事項(平成25年9月)の記載内容</p> <p>③ 機器復舊の取扱い方法及び機器復舊失敗確率</p> <p>④ 待機除外確率</p> <p>⑤ 共通要因故障の評価方法及び共通要因故障パラメータ</p>	<p>東海第二発電所の対応状況</p> <p>(3.1.1.1.6 信頼性パラメータ (3) 機器復舊の取扱い方法及び機器復舊失敗確率)</p> <p>③ 故障した機器や外部電源の復旧時間中の復旧には期待していない。</p> <p>④ 待機除外確率は保守点検作業による待機除外を考慮しており、機器の平均修復時間と機器故障率データを用いて待機除外確率を算出した。</p> <p>⑤ 冗長機器を有する機器を対象に、動的機器の動的故障モード及び一部の静止機については、未由で公開されている文献に記載のデータを適用し、共通原因故障のモデル化にはMGL法を用いた。(3.1.1.1.6 信頼性パラメータ (5) 共通要因故障の評価方法及び共通要因故障パラメータ)</p>
<p>g. 人的過誤</p> <p>① 評価対象とした人的過誤及び評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●人的過誤の評価に用いた手法</li> </ul> <p>●人的過誤の分類、人的過誤に対する許容時間、過誤回復の取扱い</p> <p>●人的過誤の評価結果</p>	<p>① 人的過誤の発生確率の分析においてはヒューマンエラーハンドブック(NUREG/CR-1278)のTHERP手法を用いて人的過誤確率を評価した。</p> <p>●人的過誤は超因事象発生前と超因事象発生後に分類した。それぞれに対して、過誤は超因事象発生前と超因事象発生後に有意な影響を及ぼして得る人間のタスクを分析し、タスクを遂行する過程で起こり得る人的過誤を同定し、人的過誤評価結果を示した。超因事象発生前の人的過誤として、試験、保守作業の終了後の通常状態への復旧忘れ(手動弁の開閉忘れ等)を考慮した。超因事象発生後として、認知失敗及び操作失敗を考慮し、人的過誤に対する許容時間では、成功基準解析及び事故進展解析の結果を参照し、人的過誤に対する許容時間として、過誤回復については各人の過誤の特徴を考慮し、過誤回復に期待できるかを判断の上、設定した。</p> <p>●超因事象発生前及び超因事象発生後の人的過誤確率の評価結果を一覧表で整理した。</p> <p>●(3.1.1.1.7 人的過誤)</p>
<p>h. 炉心損傷傾度</p> <p>① 炉心損傷傾度の算出に用いた方法</p>	<p>① 本評価では小イベントツリー/大フォールトツリーのモデルを作成し、計算コードには Safety Watcher を用いて、フォールトツリー結合法による炉心損傷傾度の定量化を行った。</p> <p>●(3.1.1.1.8 炉心損傷傾度 (1) 炉心損傷傾度の算出に用いた方法)</p>

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への島根原子力発電所2号炉PRAの対応状況

<p>PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」の記載内容</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●超因事象別の炉心損傷傾度及び主要な事故シナケケンスと分析</li> <li>●プラント損傷状態別炉心損傷傾度及び主要な事故シナケケンスの分析</li> <li>③ 重要度解析、不確実性解析及び感度解析</li> </ul>	<p>島根原子力発電所2号炉</p> <p>では不要であるが、内部事象運転時レベル1.5PRAを実施するために算出した。(内部事象運転時レベル1.5PRA資料に記載)</p> <p>③ PRA結果の活用目的である事故シナケケンスグループ等の選定に係る炉心損傷傾度の相対的な割合の確認に際しての参考として不確実性解析を実施した。炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で重要度解析を実施した。また、対象項目として評価結果に影響を及ぼす可能性のある仮定、データ等を選定し感度解析を実施した。</p>
---	---





「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のPRAの対応状況

<p>「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」の記載内容</p> <p>② 地震により炉心損傷に陥る事故シナリオと分析</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●事故シナリオの分析・選定とリスクリーベリングの説明</li> <li>●事故シナリオと起因事象の分析結果</li> <li>●建物・機器リストの作成結果</li> </ul>	<p>①ケータンスの妥当性を確認することを目的として、地震 PRA の観点からリスク PRA 重要な機器・構造物、機器を対象にフロントウォークダウンを実施し、半以下の範囲にてフロントリアリティ評価及びシステム評価において新たに考慮する事項がないことの確認を実施した。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・前掲表余性の確認</li> <li>・地震による二次的影響の確認</li> </ul> <p>(1.2.1.4 初発シナリオと事故シナリオ(2)対象とするシナリオの範囲)</p> <p>②重要な建屋・構造物、機器の損傷により炉心損傷に陥る事故シナリオだけでなく、安全機能への間接的影響による事故シナリオも広範囲に分析した。選定した事故シナリオのうち、安全機能への間接的影響による事故シナリオは地震動の伝達特性への影響、伝達変化を考慮した場合の影響を考慮した事故シナリオについてはスクリーニングを行った結果から、事故シナリオ群の対策となる起因事象を以下のとおり抽出した。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・建屋・構造物の損傷 (原力炉建屋 (R/R))</li> <li>・建屋・構造物の損傷 (原力炉圧力容器・格納容器 (RPV・PCV))</li> <li>・格納容器バイパス事象</li> <li>・原子炉位巻材圧力バウナゲリ喪失</li> <li>・計測・制御系喪失</li> <li>・炉内電源喪失</li> <li>・原子炉制御棒系統喪失</li> <li>・交流電源喪失</li> <li>・外部電源喪失</li> <li>・地震事象</li> </ul> <p>また、起因事象の要因となる機器及び局四事象が発生した場合の緩和設備に係る建屋・構造物、機器を抽出し、地震 PRA で対象となる機器・機器リストを作成した。</p> <p>(1.2.1.5 対象シナリオと事故シナリオの対応関係に関する事故シナリオと分析)</p>
<p>b. 地震ハザード</p> <p>① 地震ハザード評価の方法</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●評価基準(地震、津波)にて算定された基準地震動の超過確率の算出に用いた地震ハザード評価に用いた手法の説明</li> </ul> <p>② 地震ハザード評価に当たった際の主要な対応</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●評価モデル、地震動伝播モデルの検証と各モデルの設定範囲及び不確かさを定量的に分析した結果</li> <li>●不確かさを定量的に分析結果に基づいて作成したロジックツリーの明瞭なロジックツリーの各分岐において設定した重み係数の説明</li> </ul>	<p>①「原子力発電所の地震を起因とした減圧給水系統異常発生」(2007)の方法に基づき評価した。(1.2.1.b 地震学的地震ハザードの地震学的地震ハザード評価の方法)</p> <p>②サイトから、30m 程度の初期内の活動層は、地震動の結果による見解に基づく地震動の発生上、地震本部 (2012) に基づいてモデル化を行った。また、各地への影響が大きい範囲については、ロジックツリーに3.3 成功基準 (1)炉心損傷判定条件) 日本標準地震の神戶震源モデルについては、地震調査研究推進本部 (2009) に基づいてモデル化を行った。また、注記事項で考慮している地震については、サイトから半ば考慮した。地震動モデルについては、田中・植 (2003) の領域区分を参照して、サイトから半ば考慮した。150m 以内の領域を対象とした。震地に近い領域については、地震動特性を踏まえ、領域と領域間知識分けを行った。さらに、震源位置動特性における地震動の性質を考慮して、震地から半ば</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への東海第二発電所のPRAの対応状況について

<p>PRAの説明における参照事項(原子力規制庁 平成25年9月)の記載内容</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●対象外とした起因事象と、対象外とした理由</li> </ul> <p>e. 成功基準</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>①成功基準の一覧表</li> <li>●炉心損傷の定義</li> <li>●起因事象ごとの成功基準の一覧表</li> <li>●処設備作動までの余裕時間及び使命時間</li> <li>●成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合の使用した解析結果、及び使用した解析コードの検証性</li> </ul>	<p>東海第二発電所の対応状況</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●同定された起因事象のうち、発生の可能性が極めて低い場合、又は発生を仮定してもその影響が限定される場合にはリスク評価上の重要性は低いと考え、評価対象から除外した。             <ul style="list-style-type: none"> <li>・インターフェイスインスティテュート L O C A</li> <li>・配管破断 L O C A</li> <li>・燃料集合体の落下事象</li> <li>・反応度投入事象</li> <li>・RHR運転中の L O C A</li> </ul>             (「3.1.2.2 起因事象 (2)評価対象外とした起因事象」)           </li> </ul> <p>①炉心燃料の有効燃料長頂部 (T A F) が露出した状態と (「3.1.2.3 成功基準 (1)炉心損傷判定条件」)</p> <p>②炉心損傷を防止するために必要な安全機能を同定し、当該機能として期待できる緩和設備に対して、各起因事象における成功基準を設定し、一覧表に整理した。</p> <p>③成功基準 (2)起因事象ごとの成功基準の一覧表)</p> <p>④余裕時間については、崩壊熱除去機能喪失に係る起因事象及び原子炉水位がウェル満水時に発生する可能性があるある冷却材流出に係る起因事象に対しては、T A F 露出までの時間が長いことを考慮し、設定していない。また、原子炉冷却材の流出に係る起因事象については、原子炉水位が通常水位の場合に発生する可能性がある事象については、T A F 露出までの時間を考慮した。また、緩和設備が要求される安全機能を果たすために必要な余裕時間である使用時間については、喪失した設備の復旧や追加の運転員操作が期待できる時間として、24時間を適用した。</p> <p>(「3.1.2.3 成功基準 (3)処設備作動までの余裕時間」)</p> <p>●本評価において、熱水力解析を実施していない。</p> <p>(「3.1.2.3 成功基準 (4)熱水力解析等の解析結果及び解析コードの検証性」)</p>
---	---

東海第二発電所 (2018.9.18版)

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への島根原子力発電所2号炉PRAの対応状況

<p>PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)の記載内容</p> <p>② システム信頼性評価手法</p> <p>③ システム信頼性評価の結果</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・起因事象ごとのシステム信頼性評価結果</li> <li>・主要なミニマルカットセット (MT) を用いた場合)</li> </ul> <p>④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠</p> <p>f. 信頼性パラメータ</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>① 非信頼度を構成する要素と評価式</li> <li>② 機器故障率パラメータの一覧             <ul style="list-style-type: none"> <li>・機器故障率パラメータの分類、機器の境界、故障モードの分類等)</li> <li>・機器故障率パラメータの一覧 (故障モード、故障率等)</li> <li>・機器故障率パラメータの不確かさ</li> </ul> </li> <li>③ 機器復旧の取扱い方法及び機器復旧失敗確率</li> <li>④ 待機除外確率</li> <li>⑤ 共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ</li> </ul> <p>g. 人的過誤</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>① 評価対象とした人的過誤及び評価結果</li> <li>・人的過誤の評価に用いた手法</li> </ul>	<p>島根原子力発電所2号炉</p> <p>イン系とそのサポート系について、フォールトツリーを作成し、信頼性評価をした。</p> <p>③フォールトツリー解析では、系統や機器の運転状態や待機状態を考慮して各フロント状態におけるシステムの非信頼度及び主要なミニマルカットセットの評価を実施した。</p> <p>④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度はない。</p> <p>①非信頼度を構成する要素としては、機器故障率データ、共通要因故障パラメータ、試験による待機除外データ、保守による待機除外データ等があり、それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。</p> <p>②システム信頼性評価や事故シナリオの定量化で使用している機器故障率データは、原則として、原子力安全推進協会 (J A N S I) が管理している原子力施設情報公開ライブラリーNUC I A で公開されている国内プラントの故障実績 (1982年度～2002年度21カ年49基データ(21カ年データ))を基にした「故障率の不確かさを考慮した国内一般機器故障率の推定」に記載されているデータを使用した。</p> <p>③今回のPRAでは故障した機器の使用時間中の復旧は考慮していない。</p> <p>④機器の待機除外状態は、プラント状態分類の中で直接考慮している。</p> <p>⑤共通要因故障を考慮する機器と故障モードの同定は、同一系統内の冗長機器等について、共通原因故障が発生する可能性が比較的高いと考えられる動的機器の故障を対象とし、考慮するものについてはMGLパラメータを使用した。</p> <p>①人間信頼性解析ではT H E R P 手法を用いて人的過誤率を評価した。人的過誤は起因事象発生前と起因事象発生後で分類し、さらに起因事象発生前は復旧</p>
--	--

島根原子力発電所 2号炉

備考

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のPRAの対応状況

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)

<p>「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」の記載内容</p> <p>③ 地震ハザード評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●作成したロジックツリーの評価方針の選択</li> <li>●求めた相対別ハザード山脈や平均ハザード曲線の説明</li> <li>●地震ハザード評価結果に基づきフラジリティ評価用地震動の作成方法の説明</li> </ul>	<p>柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉</p> <p>30km 以内の領域を設定した。各領域の最大マグニチュードは領域内の過去の地震の最大値をもとに設定することを基本とし、ロジックツリーにおいて島崎(2009)の知識を考慮した。地震動伝播モデルとしては Noda et al.(2002)による距離減衰式を用いた。また、ロジックツリーにおいて制約状態に基づく修正の有無を考慮した。</p> <p>ロジックツリーの作成では、震源モデル及び地震動伝播モデルの設定において、選定した震源モデルの相対別ハザード山脈や平均ハザード曲線に大きな影響を及ぼす可能性を比較し、相似形となることを確認した上で、それらを選択するベクトルを自己評価モデルとして信頼度差を形成した。信頼性を高次元地震動の予測と一致に Noda et al.(2003)に基づき地震観測値、1. 等価震源距離 <math>M_{eq} = 2.5M_s</math> として設定した。(1.2.1.1. 非信頼性の評価用ハザード評価結果)</p>
<p>6. 建物・機器のフラジリティ</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>① 評価対象と損傷モードの設定</li> <li>② フラジリティの評価方法の選択</li> <li>③ フラジリティ評価上の主要な仮定(破壊モードの決定、応答係数等)</li> <li>④ フラジリティ評価における耐力指標             <ul style="list-style-type: none"> <li>●評価対象、損傷モード及びその耐力指標</li> <li>●脆弱限界の判定【脆弱限界の場合】</li> <li>●脆弱限界の耐力と温度【脆弱限界の場合】</li> </ul> </li> <li>⑤ フラジリティ評価における応答指標             <ul style="list-style-type: none"> <li>●評価対象、損傷モード及びその応答係数と破壊モード</li> <li>●非弾性挙動による地震力で発生する評価対象の応答【弾性挙動の場合】</li> <li>●非弾性挙動による地震力で発生する評価対象の応答【弾性挙動の場合】</li> </ul> </li> <li>⑥ 建物・機器のフラジリティ評価結果</li> </ol>	<p>①~④</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・以下の手順でフラジリティ評価を実施した。</li> <li>・評価対象と損傷モードの決定</li> <li>・評価方法の選択</li> <li>・現地的耐力の評価</li> <li>・現地的応答の評価</li> <li>・フラジリティの評価</li> </ul> <p>脆弱フラジリティは現地的耐力と主要な仮定による方法(応答係数)に基づき、脆弱フラジリティは損傷モードと応答係数による方法(応答係数)を評価手法として採用した。また、信頼性に対する脆弱計算結果・加速度等価・応答係数をもとに、現地的耐力・応答係数を評価してフラジリティを算出した。なお、構造損傷に関する評価では、各部位及び各評価対象の脆弱性の中心から、脆弱性評価値(新しいもの)をフラジリティ評価を実施した。(1.2.1.1. 脆弱性のフラジリティ、e.g. 電線・構造物の損傷に依る脆弱性のフラジリティ、及びe.g. 機器のフラジリティ)</p>
<p>h. 事故シナリオ</p> <p>(1) 起因事象</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>① 評価対象とした起因事象のリスト、説明及び発生頻度</li> <li>●地震により発生される起因事象の選定方法とその結果</li> <li>●グループ化している場合にはグループ化の考え方や、発生頻度の評価方法</li> <li>●対象とした起因事象と、対象外とした理由</li> </ol>	<p>(1)</p> <p>① 地震特有の起因による分析を概ねまとめた地震PRAにおける起因事象は以下のとおりである。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 地震</li> <li>・ 構造物の損傷 (RF・PCV)</li> <li>・ 機器・構造物の損傷</li> <li>・ 燃料管理ミス</li> <li>・ 燃料管理ミス</li> </ul>

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への東海第二発電所のPRAの対応状況について

東海第二発電所 (2018.9.18版)

<p>PRAの説明における参照事項(平成25年9月)の記載内容</p> <p>d. 事故シナリオ</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>① イベントツリー図</li> <li>●イベントツリー図</li> <li>●ヘディング、事故進展及び最終状態の説明</li> <li>●イベントツリー作成上の主要な仮定</li> </ol>	<p>東海第二発電所の対応状況</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>●各起因事象に対して、炉心損傷を防止するために必要な緩和設備又は緩和措置を修訂し、炉心損傷に至る事故シナリオを整理した。</li> <li>●発生した事故シナリオの最終状態を炉心損傷状態又は成功状態のいずれかに分類した。事故シナリオの最終状態については、炉心損傷に至る主要な原因の観点から区別するため、「炉心損傷除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」、「炉心冷却材の流出」に分類した。</li> <li>●選定した各起因事象の発生を踏まえた「ヘアライン」を作成した。</li> </ol> <p>(1.3.1.2.4 事故シナリオ (1) イベントツリー、(2) 事故シナリオの分類)</p>
<p>e. システム信頼性</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>① 評価対象としたシステムとその説明</li> <li>●評価対象システム一覧</li> <li>●システムの構成、機能、系統図、必要とするサブポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定</li> <li>●システム信頼性評価手法</li> </ol>	<p>① 評価対象としたシステムについては一覧表を作成し、それぞれのシステムごとに構成、機能、系統図、必要とするサブポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。</p> <p>(1.3.1.2.5 システム信頼性 (1) 評価対象としたシステムとその説明)</p> <p>② システム信頼性解析では、フロントライン系とサブポート系についてフォールトツリーを作成し、信頼性評価を行った。対象範囲を作成するフォールトツリーの作成に当たっては、対象範囲を示す系統図を作成するとともに、その範囲内にある機器でモデル化するべき故障モードを基事象リストの形で整理した。また、これらの情報に基づき緩和設備についてフォールトツリーを作成し、定量化を実施した。</p> <p>(1.3.1.2.5 システム信頼性 (2) システム信頼性評価手法)</p> <p>③ システム信頼性解析の結果については、起因事象ごとに結果が異なるものは起因事象ごとに評価し、主要なミニマルカットセットの評価も実施した。</p> <p>(1.3.1.2.5 システム信頼性 (3) システム信頼性評価の結果)</p> <p>④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼性は、</p> <p>(1.3.1.2.5 システム信頼性)</p>
<p>f. 信頼性パラメータ</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>① 非信頼性を構成する要素と評価式</li> </ol>	<p>① 系統の非信頼性を評価するフォールトツリーの基事象(要素)として、機器故障、非重要故障、人的過誤等があり、それぞれの評価式に基づき非信頼性をパラメータ (1) 非信頼性を構成する要素と評価式)</p>

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への島根原子力発電所2号炉PRAの対応状況

島根原子力発電所 2号炉

<p>「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」の記載内容</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・人的過誤の分類、人的操作に対する許容時間、過誤回復の取扱い</li> <li>・人的過誤評価結果</li> <li>・人的過誤評価用いた主要な仮定</li> </ul>	<p>島根原子力発電所2号炉</p> <p>エラー、起因事象発生後は診断失敗、操作失敗に分類した。診断失敗は余裕時間から人的過誤確率を評価した。人的過誤評価結果については、起因事象発生前及び起因事象発生後の人的過誤確率を一覧表で整理した。</p>
<p>h. 炉心損傷頻度</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法</li> <li>② 炉心損傷頻度</li> <li>・全炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオと分析</li> <li>・起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオと分析</li> <li>・プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオの分析</li> <li>③ 重要度解析、不確実性解析及び感度解析</li> </ol>	<p>① WinNUPRAを使用し、フォールトツリー結合法による定量化を行い、燃料損傷頻度を算出した。</p> <p>② 全燃料損傷頻度、プラント状態別・起因事象別の燃料損傷頻度及び主要な事故シナリオと分析、結果の分析を行った。</p> <p>プラント損傷状態別炉心損傷頻度は停止レベル1 PRAでは不要であるため、評価を省略した。</p> <p>③ PRA結果の活用目的である事故シナリオグループ等の選定に係る燃料損傷頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として、不確実性解析を実施した。燃料損傷に至る支配的な要因を確認する観点で重要度解析を実施した。また、燃料損傷頻度を解析するモデル上の仮定について、結果への影響を把握するため、感度解析を実施した。</p>

備考







「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のPRAの対応状況

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)

<p>「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」の記載内容</p> <p>② 地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 事故シナリオの分析・選定とスクリーニングの説明</li> <li>● 事故シナリオと起因事象の分析結果</li> <li>● 建物・機器リストの作成結果</li> </ul>	<p>柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 炉心伝熱管破断及び圧縮機出口部(共通部)</li> <li>(1.2.2.a) 対象プラントと事故シナリオの対応関係とマヤのプラントの説明</li> <li>② 地震(「PRA」学会報告)による影響を、直接的な地震による事故シナリオと間接的な地震による事故シナリオを区別して分析し、影響により誘発される起因事象を分析し、以下のとおり整理した。</li> <li>・ 外部電源喪失</li> <li>・ 交流電源喪失</li> <li>・ 燃料ポンプ停止</li> <li>・ 燃料ポンプ停止(燃料ポンプ駆動機故障)</li> <li>・ 建屋・機器リストを作成した。</li> </ul> <p>(1.2.2.a) 対象プラントと事故シナリオの対応関係により炉心損傷に至る事故シナリオと分析</p>
<p>② 事故シナリオ</p> <p>① 事故シナリオの分析・選定とスクリーニングの説明</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 事故シナリオと起因事象の分析結果</li> <li>● 建物・機器リストの作成結果</li> </ul>	<p>① 地震による炉心損傷に至る事故シナリオと分析</p> <p>「PRA」学会報告)による影響を、直接的な地震による事故シナリオと間接的な地震による事故シナリオを区別して分析し、影響により誘発される起因事象を分析し、以下のとおり整理した。 <li>・ 外部電源喪失</li> <li>・ 交流電源喪失</li> <li>・ 燃料ポンプ停止</li> <li>・ 燃料ポンプ停止(燃料ポンプ駆動機故障)</li> <li>・ 建屋・機器リストを作成した。</li> <p>(1.2.2.a) 対象プラントと事故シナリオの対応関係により炉心損傷に至る事故シナリオと分析</p> </p>
<p>② 事故シナリオ</p> <p>① 事故シナリオの分析・選定とスクリーニングの説明</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 事故シナリオと起因事象の分析結果</li> <li>● 建物・機器リストの作成結果</li> </ul>	<p>① 地震による炉心損傷に至る事故シナリオと分析</p> <p>「PRA」学会報告)による影響を、直接的な地震による事故シナリオと間接的な地震による事故シナリオを区別して分析し、影響により誘発される起因事象を分析し、以下のとおり整理した。 <li>・ 外部電源喪失</li> <li>・ 交流電源喪失</li> <li>・ 燃料ポンプ停止</li> <li>・ 燃料ポンプ停止(燃料ポンプ駆動機故障)</li> <li>・ 建屋・機器リストを作成した。</li> <p>(1.2.2.a) 対象プラントと事故シナリオの対応関係により炉心損傷に至る事故シナリオと分析</p> </p>

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への東海第二発電所のPRAの対応状況について

東海第二発電所 (2018.9.18版)

<p>3. 2 外部事象(地震)</p> <p>a. 対象プラントと事故シナリオ</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 地震PRAの中で考慮する設備の一覧及び設備の説明</li> <li>● ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果</li> </ul> <p>② 地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 事故シナリオの分析・選定とスクリーニングの説明</li> <li>● 事故シナリオと起因事象の分析結果</li> <li>● 建物・機器リストの作成結果</li> </ul>	<p>東海第二発電所の対応状況</p> <p>① 内部事象出力運動レベルPRAにおいて収集したプラント構成・特性等に関する情報(他、配置関連設計図書等)により地震PRAに必要な情報を収集・整理した。また、机上検討では確認が難しいプラント情報を取得するため、及び検討したシナリオの妥当性を確認するために、東海第二発電所においてプラントウォークダウンを実施し、以下の点について問題がないことを確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 耐震安全性の確認</li> <li>・ 二次的影響の確認</li> </ul> <p>(「3.2.1.1 対象プラントと事故シナリオ (1) 対象とするプラントの説明」)</p> <p>② 地震により炉心損傷に至る事故シナリオを抽出し、スクリーニングで除外するシナリオについてはその内容を明記した。除外されずに残った事故シナリオを分析し、以下の起因事象を選定した。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 原子炉建屋損傷</li> <li>・ 格納容器損傷</li> <li>・ 原子炉圧力容器損傷</li> <li>・ 格納容器バスバス</li> <li>・ 原子炉冷却材圧力バウダンダリ喪失 (E.L.O.C.A)</li> <li>・ 計装・制御系喪失</li> <li>・ 直流電源喪失</li> <li>・ 交流電源喪失</li> <li>・ 外部電源喪失</li> <li>・ 過渡事象</li> </ul> <p>(「3.2.1.1 対象プラントと事故シナリオ (2) 地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析」)</p>
--	---

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への島根原子力発電所2号炉PRAの対応状況

島根原子力発電所 2号炉

<p>「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」の記載内容</p> <p>① 評価対象と損傷モードの設定</p> <p>② フラジリティの評価方法の選択</p> <p>③ フラジリティ評価上の主要な仮定(不確実さの設定、応答係数等)</p> <p>④ フラジリティ評価における耐力情報</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 評価部位、損傷モード及びその耐力値と確率分布</li> <li>・ 評価部位の材料と温度【構造損傷の場合】</li> <li>・ 機能限界値の諸元【機能損傷の場合】</li> </ul> <p>⑤ フラジリティ評価における応答情報</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 評価部位、損傷モード及びその応答値と確率分布</li> <li>・ 基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答とその他の荷重条件</li> </ul> <p>【構造損傷の場合】</p>	<p>島根原子力発電所2号炉</p> <p>断層F-V断層による地震はNoda et al.(2002)が適用範囲外となる評価ケースがあり、敷地の比較的近くに位置することから、これらの震源モデルには断層モデルを用いた手法と距離減衰式の両者を用いた。それ以外の震源モデルについては距離減衰式のみを用いた。ロジックツリーは、震源モデル及び地震動伝播モデルにおいて、地震ハザード評価に大きな影響を及ぼす認識論的不確実さを選定して作成した。</p> <p>③ 上記により平均地震ハザード曲線及びフラクタル地震ハザード曲線を作成した。また、基準地震動の設計用応答スペクトルと年超過確率ごとの一様ハザードスペクトルと比較した。フラジリティ評価用地震動は年超過確率<math>10^{-4}</math>～<math>10^{-6}</math>の一様ハザードスペクトルを考慮して設定した形状に適合する模擬波とした。模擬波の経時特性は基準地震動の策定と同様にNoda et al.(2002)に基づき、地震規模M7.7、等価震源距離<math>X_e q = 17.3km</math>として設定した。</p>
<p>c. 建物・機器のフラジリティ</p> <p>① 評価対象と損傷モードの設定</p> <p>② フラジリティの評価方法の選択</p> <p>③ フラジリティ評価上の主要な仮定(不確実さの設定、応答係数等)</p> <p>④ フラジリティ評価における耐力情報</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 評価部位、損傷モード及びその耐力値と確率分布</li> <li>・ 評価部位の材料と温度【構造損傷の場合】</li> <li>・ 機能限界値の諸元【機能損傷の場合】</li> </ul> <p>⑤ フラジリティ評価における応答情報</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 評価部位、損傷モード及びその応答値と確率分布</li> <li>・ 基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答とその他の荷重条件</li> </ul> <p>【構造損傷の場合】</p>	<p>①～⑥</p> <p>以下の手順でフラジリティ評価を実施した。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 評価対象と損傷モードの設定</li> <li>・ 評価手法の選択</li> <li>・ 評価上の主要な仮定</li> <li>・ 現実的耐力の評価</li> <li>・ 現実的応答の評価</li> <li>・ フラジリティの評価</li> </ul> <p>建物は現実的耐力と現実的応答による方法(応答解析に基づく方法)、機器・構築物は耐力係数と応答係数による方法(安全係数法)を評価手法として採用した。建物・構築物・機器に対する耐震計算結果・加振試験結果・文献値等を</p>

備考







「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のPRAの対応状況

e. 事故進展解析	「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉
① 解析対象事故シナリオの選定に当たっては、操作時間余裕がなくなる時点、発生頻度が大きくなる観点等を考慮した。事故進展解析の対象とした主要事故シナリオは以下のとおりである。	●事故シナリオ選定の考え方 ●事故進展解析の解析条件 ●解析対象とした事故シナリオ ●発生頻度の説明 ●有効性評価の対象シナリオとその選定理由	①解析対象事故シナリオの選定に当たっては、操作時間余裕がなくなる時点、発生頻度が大きくなる観点等を考慮した。事故進展解析の対象とした主要事故シナリオは以下のとおりである。
② 事故シナリオの選定に当たっては、操作時間余裕がなくなる時点、発生頻度が大きくなる観点等を考慮した。事故進展解析の対象とした主要事故シナリオは以下のとおりである。	●事故シナリオ選定の考え方 ●事故進展解析の解析条件 ●解析対象とした事故シナリオ ●発生頻度の説明 ●有効性評価の対象シナリオとその選定理由	②選定した各事故シナリオについて、プラントの熱水力挙動の解析を実施した結果を記載した。
③ 格納容器破損後燃焼の解析結果	●格納容器破損後燃焼の解析結果	③格納容器破損後燃焼、又はウォールトワリをリンキングし、PISごとと格納容器破損後燃焼を算出した。計算コードにはSafety Hatcherを用いた。(2.1.1.f) ①格納容器破損後燃焼の評価方法
④ 格納容器破損後燃焼の解析結果	●格納容器破損後燃焼の解析結果	④格納容器破損後燃焼、又はウォールトワリをリンキングし、PISごとと格納容器破損後燃焼を算出した。計算コードにはSafety Hatcherを用いた。(2.1.1.f) ①格納容器破損後燃焼の評価方法
⑤ 格納容器破損後燃焼の解析結果	●格納容器破損後燃焼の解析結果	⑤格納容器破損後燃焼、又はウォールトワリをリンキングし、PISごとと格納容器破損後燃焼を算出した。計算コードにはSafety Hatcherを用いた。(2.1.1.f) ①格納容器破損後燃焼の評価方法
⑥ 格納容器破損後燃焼の解析結果	●格納容器破損後燃焼の解析結果	⑥格納容器破損後燃焼、又はウォールトワリをリンキングし、PISごとと格納容器破損後燃焼を算出した。計算コードにはSafety Hatcherを用いた。(2.1.1.f) ①格納容器破損後燃焼の評価方法
⑦ 格納容器破損後燃焼の解析結果	●格納容器破損後燃焼の解析結果	⑦格納容器破損後燃焼、又はウォールトワリをリンキングし、PISごとと格納容器破損後燃焼を算出した。計算コードにはSafety Hatcherを用いた。(2.1.1.f) ①格納容器破損後燃焼の評価方法
⑧ 格納容器破損後燃焼の解析結果	●格納容器破損後燃焼の解析結果	⑧格納容器破損後燃焼、又はウォールトワリをリンキングし、PISごとと格納容器破損後燃焼を算出した。計算コードにはSafety Hatcherを用いた。(2.1.1.f) ①格納容器破損後燃焼の評価方法
⑨ 格納容器破損後燃焼の解析結果	●格納容器破損後燃焼の解析結果	⑨格納容器破損後燃焼、又はウォールトワリをリンキングし、PISごとと格納容器破損後燃焼を算出した。計算コードにはSafety Hatcherを用いた。(2.1.1.f) ①格納容器破損後燃焼の評価方法
⑩ 格納容器破損後燃焼の解析結果	●格納容器破損後燃焼の解析結果	⑩格納容器破損後燃焼、又はウォールトワリをリンキングし、PISごとと格納容器破損後燃焼を算出した。計算コードにはSafety Hatcherを用いた。(2.1.1.f) ①格納容器破損後燃焼の評価方法
⑪ 格納容器破損後燃焼の解析結果	●格納容器破損後燃焼の解析結果	⑪格納容器破損後燃焼、又はウォールトワリをリンキングし、PISごとと格納容器破損後燃焼を算出した。計算コードにはSafety Hatcherを用いた。(2.1.1.f) ①格納容器破損後燃焼の評価方法
⑫ 格納容器破損後燃焼の解析結果	●格納容器破損後燃焼の解析結果	⑫格納容器破損後燃焼、又はウォールトワリをリンキングし、PISごとと格納容器破損後燃焼を算出した。計算コードにはSafety Hatcherを用いた。(2.1.1.f) ①格納容器破損後燃焼の評価方法
⑬ 格納容器破損後燃焼の解析結果	●格納容器破損後燃焼の解析結果	⑬格納容器破損後燃焼、又はウォールトワリをリンキングし、PISごとと格納容器破損後燃焼を算出した。計算コードにはSafety Hatcherを用いた。(2.1.1.f) ①格納容器破損後燃焼の評価方法
⑭ 格納容器破損後燃焼の解析結果	●格納容器破損後燃焼の解析結果	⑭格納容器破損後燃焼、又はウォールトワリをリンキングし、PISごとと格納容器破損後燃焼を算出した。計算コードにはSafety Hatcherを用いた。(2.1.1.f) ①格納容器破損後燃焼の評価方法
⑮ 格納容器破損後燃焼の解析結果	●格納容器破損後燃焼の解析結果	⑮格納容器破損後燃焼、又はウォールトワリをリンキングし、PISごとと格納容器破損後燃焼を算出した。計算コードにはSafety Hatcherを用いた。(2.1.1.f) ①格納容器破損後燃焼の評価方法
⑯ 格納容器破損後燃焼の解析結果	●格納容器破損後燃焼の解析結果	⑯格納容器破損後燃焼、又はウォールトワリをリンキングし、PISごとと格納容器破損後燃焼を算出した。計算コードにはSafety Hatcherを用いた。(2.1.1.f) ①格納容器破損後燃焼の評価方法
⑰ 格納容器破損後燃焼の解析結果	●格納容器破損後燃焼の解析結果	⑰格納容器破損後燃焼、又はウォールトワリをリンキングし、PISごとと格納容器破損後燃焼を算出した。計算コードにはSafety Hatcherを用いた。(2.1.1.f) ①格納容器破損後燃焼の評価方法
⑱ 格納容器破損後燃焼の解析結果	●格納容器破損後燃焼の解析結果	⑱格納容器破損後燃焼、又はウォールトワリをリンキングし、PISごとと格納容器破損後燃焼を算出した。計算コードにはSafety Hatcherを用いた。(2.1.1.f) ①格納容器破損後燃焼の評価方法
⑲ 格納容器破損後燃焼の解析結果	●格納容器破損後燃焼の解析結果	⑲格納容器破損後燃焼、又はウォールトワリをリンキングし、PISごとと格納容器破損後燃焼を算出した。計算コードにはSafety Hatcherを用いた。(2.1.1.f) ①格納容器破損後燃焼の評価方法
⑳ 格納容器破損後燃焼の解析結果	●格納容器破損後燃焼の解析結果	⑳格納容器破損後燃焼、又はウォールトワリをリンキングし、PISごとと格納容器破損後燃焼を算出した。計算コードにはSafety Hatcherを用いた。(2.1.1.f) ①格納容器破損後燃焼の評価方法
㉑ 格納容器破損後燃焼の解析結果	●格納容器破損後燃焼の解析結果	㉑格納容器破損後燃焼、又はウォールトワリをリンキングし、PISごとと格納容器破損後燃焼を算出した。計算コードにはSafety Hatcherを用いた。(2.1.1.f) ①格納容器破損後燃焼の評価方法
㉒ 格納容器破損後燃焼の解析結果	●格納容器破損後燃焼の解析結果	㉒格納容器破損後燃焼、又はウォールトワリをリンキングし、PISごとと格納容器破損後燃焼を算出した。計算コードにはSafety Hatcherを用いた。(2.1.1.f) ①格納容器破損後燃焼の評価方法
㉓ 格納容器破損後燃焼の解析結果	●格納容器破損後燃焼の解析結果	㉓格納容器破損後燃焼、又はウォールトワリをリンキングし、PISごとと格納容器破損後燃焼を算出した。計算コードにはSafety Hatcherを用いた。(2.1.1.f) ①格納容器破損後燃焼の評価方法
㉔ 格納容器破損後燃焼の解析結果	●格納容器破損後燃焼の解析結果	㉔格納容器破損後燃焼、又はウォールトワリをリンキングし、PISごとと格納容器破損後燃焼を算出した。計算コードにはSafety Hatcherを用いた。(2.1.1.f) ①格納容器破損後燃焼の評価方法
㉕ 格納容器破損後燃焼の解析結果	●格納容器破損後燃焼の解析結果	㉕格納容器破損後燃焼、又はウォールトワリをリンキングし、PISごとと格納容器破損後燃焼を算出した。計算コードにはSafety Hatcherを用いた。(2.1.1.f) ①格納容器破損後燃焼の評価方法

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への東海第二発電所のPRAの対応状況について

PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)	東海第二発電所の対応状況
(6) 炉心損傷頻度 ① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法 ② 炉心損傷頻度結果 ●全炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオと分析 ●起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオと分析 ●プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオと分析 ●地震加速度と炉心損傷頻度の関係とその分析 ③ 重要度解析、不確かさ解析及び感度解析	① 本評価では、ウォールトワリ結合法を用いた計算コードRiskSpectrumPSAにより炉心損傷頻度を評価した。 ② 上記のとおり、評価手法により炉心損傷頻度を算出し、主要な事故シナリオと分析結果を算出した。 ③ 事故シナリオ等別の炉心損傷頻度の相対的な割合の確率に際しての参考として、不確かさ解析を行った。また、炉心損傷に至る支配的な要因を評価する観点で、重要度解析を実施した。対象項目として評価結果に影響を及ぼす可能性のある仮定、データ等を選定し、感度解析を実施した。 「3.2.1.4 事故シナリオ (6) 炉心損傷頻度」

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への島根原子力発電所2号炉PRAの対応状況

PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)	島根原子力発電所2号炉
「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」の記載内容	島根原子力発電所2号炉 また、炉心損傷頻度を解析するモデル上の仮定について、結果への影響を把握するため、感度解析を実施した。



「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のPRAの対応状況

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)

<p>●建物・機器リストの作成結果</p> <p>「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」の記載内容</p>	<p>柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉</p>
<p>b. 地震ハザード</p> <p>① 地震ハザード評価の方法</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●新規制基準(地震、津波)にて指定された基準地震動の超過率の算出に用いた地震ハザード評価に用いた手法</li> </ul> <p>② 地震ハザード評価に当たっての主要な仮定</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●震源モデル、地震動伝播モデルの指定と各モデルの検証結果及び不確実性要因の分析結果の説明</li> <li>●不確実性要因の分析結果に基づいて作成したシシクワリーの明示とシシクワリーの各分類において設定した重みの機軸の説明</li> </ul> <p>③ 地震ハザード評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●作成したシシクワリーを用いた地震ハザード曲線群の算出と、地震ハザード曲線群から求めた信頼度別ハザード曲線や平均ハザード曲線の説明</li> <li>●地震ハザード評価結果に基づきシシクワリー評価用地震動の作成方法の説明</li> </ul>	<p>同上</p>
<p>c. 建機・機器のフタジリタイ</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>① 評価対象と評価方式の選定</li> <li>② フタジリアイの評価方式の選定</li> <li>③ フタジリアイ評価上の主要な仮定(不確実性の設定、応答係数等)</li> <li>④ フタジリアイ評価における耐力情報</li> <li>●評価部位、損傷モード及びその耐力分布</li> <li>●評価部位の材料と強度【建造機の場合】</li> <li>●性能限界の選定【建造機の場合】</li> </ul> <p>⑤ フタジリアイ評価における応答情報</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●評価部位、損傷モード及びその耐力分布</li> <li>●基準地震動による地震力で算出する評価部位の応答とその他の耐震条件による評価部位の応答【耐震機の場合】</li> <li>●基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答【性能限界の場合】</li> </ul> <p>⑥ 建物・機器のフタジリアイ評価結果</p>	<p>同上</p>

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への東海第二発電所のPRAの対応状況について

東海第二発電所 (2018.9.18版)

<p>PRAの説明における参照事項(平成25年9月)の記載内容</p>	<p>東海第二発電所の対応状況</p>
<p>3. 2 外部事象(津波)</p> <p>a. 対象プラントと事故シナリオ</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>① 対象とするプラントの説明</li> <li>●津波PRAの中で考慮する設備の一覧及び設備の説明</li> <li>●ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果</li> </ul> <p>② 津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●事故シナリオの分析・選定とスクリーニングの説明</li> <li>●事故シナリオと起因事象の分析結果</li> <li>●建物・機器リストの作成結果</li> </ul>	<p>① 内部事象出力運転時レベル1 PRAにおいて収集したプラント構成・特性等に関する情報(他、配置関連設計図書等)により津波PRAに必要情報を取得し、整理した。また、机上検討では確認が難しいプラント情報を取得するため、及び検討したシナリオの妥当性を確認するために、東海第二発電所においてプラントウォークダウンを実施し、以下の点についていないことを確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●津波の影響</li> <li>●間接的影響の可能性</li> </ul> <p>(「3.2.2.1 対象プラントと事故シナリオ(1)対象とするプラントの説明」)</p> <p>② 津波により炉心損傷に至る事故シナリオを抽出し、スクリーニングで除外するシナリオについてはその内容を明記した。除外されずに残った事故シナリオを分析し、以下の起因事象を選定した。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●最終ヒートシンク喪失</li> <li>●原子炉建屋内浸水による複数の緩衝能喪失</li> </ul> <p>また、津波PRAの評価対象設備を以下のように分類し、建機・機器リストを作成した。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●津波防護施設及び浸水防止設備</li> <li>●起因事象を緩和する設備</li> <li>●起因事象を緩和する設備</li> </ul> <p>(「3.2.2.1 対象プラントと事故シナリオ(2)津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析」)</p>
<p>b. 津波ハザード</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>① 津波ハザード評価の方法</li> <li>●新規制基準(津波)にて指定された基準地震動及び基準津波の超過確率の算出に用いた津波ハザード評価に用いた手法の説明</li> </ul>	<p>① 基本津波の超過確率の算出に用いた確率論的津波ハザードは、日本原子力学会標準「原子力発電所に対する津波を起因とした確率論的リスク評価に関する実施基準(2011)」、「確率論的津波ハザード解析の方法」(平成23年9月 社団法人土木学会、原子力土木委員会 津波評価部会)、2011年東北地方太平洋沖地震から得られた見聞等を踏まえ実施した。</p> <p>(「3.2.2.2 確率論的津波ハザード(1)確率論的津波ハザード評価の方法」)</p>

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への島根原子力発電所2号炉PRAの対応状況

島根原子力発電所 2号炉

<p>PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)の記載内容</p>	<p>島根原子力発電所2号炉</p>
<p>3. 2 外部事象(津波)</p> <p>a. 対象プラントと事故シナリオ</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>① 対象とするプラントの説明</li> <li>●津波PRAの中で考慮する設備の一覧及び設備の説明</li> <li>●ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果</li> </ul> <p>② 津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●事故シナリオの分析・選定とスクリーニングの説明</li> <li>●事故シナリオと起因事象の分析結果</li> <li>●建物・機器リストの作成結果</li> </ul>	<p>① プラント構成・特性に関して内部事象運転時レベル1 PRAで収集した設計、運転・保守管理の情報に加え、津波レベル1 PRAを実施するために、耐津波設計やプラント配置の特徴等の津波固有に考慮すべき関連情報を追加で収集・分析した。また、机上検討では確認が難しいプラント情報を収集及び検討したシナリオの妥当性確認のため、主に以下の観点でプラントウォークダウンを実施し、津波レベル1 PRA上問題となる箇所は確認されなかった。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●津波影響の確認</li> <li>●間接的影響の可能性の確認</li> </ul> <p>② 津波による損傷・機能喪失要因の対象となる構築物・機器を整理した。また、今回の事故シナリオグループ等の選定を目的とした津波レベル1 PRAで考慮すべき津波による損傷・機能喪失要因についてスクリーニングを検討した結果、以下の起因事象を選定した。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●補機冷却系喪失</li> <li>●外部電源喪失</li> <li>●直接炉心損傷に至る事象</li> </ul> <p>津波特有の事故シナリオを広く抽出・選定するために、屋外の構築物・機器や建物内の設置高さから、津波高さの上昇に伴い発生する可能性のある起因事象、重要な緩和設備の機能喪失の可能性、建物内への浸水の可能性等を検討した。</p> <p>選定した起因事象の要因となる構築物・機器及び起因事象が発生した場合の緩和設備に係る構築物・機器を抽出し、建物・機器リストを作成した。</p>

備考





「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のPRAの対応状況

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	
「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉
● 感測モニタ別格納容器破損程度及び主要事故シナケンスと分析	
i. 不確実な解析及び感度解析	同上
① 不確実な解析結果	
② 感度解析結果	
5. その他	
a. 専門家判断	
① 専門家判断を用いた事項と専門家判断の結果	① 評価上の仮定及び計算が適切になっているかどうかを判断する場合、専門家判断を実施した。
② 専門家判断の覆いのプロセス	② 関連する分析に係る知識や経験を有するものを選出し、専門家判断を実施した。
b. ビアレビュー	
① ビアレビューチーム及びメンバー構成	① レビューの選定に当たっては、専門性、経験、独立性及び公正性の4つの要素を考慮して選定した。
● 海外の専門家も含まれたメンバーであること	● 今回実施したレビュー方法を含め、PRA全般を俯瞰した上での改善事項を抽出するため、PRAについて経験豊富な海外インベリアーを招聘し、米国でのPRA実施状況との比較に基づく助言を得ることとした。
② ビアレビューの開催	② オンラインレビューを効果的かつ効果的に実施するため、オンラインレビュー前には、各レビューアーにPRAの概要説明資料を提出した。これに基づき、各レビューアーによる全体の内容把握及びオンラインレビューにおいて重点的に内容を確認する項目の抽出・整理が実施された。レビューに際しては、適宜PRA実施者とレビューアーとの質疑応答を行い、評価の詳細や具体的な課題を共有した。
③ ビアレビューの結果	③ 不適合等への不適合や評価手法に関する問題があることとされる「指摘事項」は6件であり、今回実施したPRAの結果を及ぼすと考えられるような技術的な問題点はないことが確認された。また、システム解析及び文書化に因って良好事例が挙げられた。
④ ビアレビュー結果のPRAへの反映状況	④ 人間信頼性解析については、人的過誤確率の算出方法に関する推奨事項が抽出されたため、PRAの見直しを実施した。その他、今後のPRAの品質向上に向けた推奨事項については精査の上、PRAの品質向上に資すると考えられるものについては反映していく。
c. 品質保証	
① PRAを実施するに当たって行った品質保証活動	① 品質保証活動に基づき社内基準に従ってPRAを実施した。
● PRAの実施体制	● 実施に当たっては、PRAを含む関連分野に深い知識、経験を有する者を選定した。また、解析をメーカー委託する場合は社内基準に基づき適切に実施している。
● 更新、記録管理体制	● 文書化、記録等の管理体制及び管理方法は社内基準に従って適切に行っている。

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への東海第二発電所のPRAの対応状況について

東海第二発電所 (2018.9.18版)	
東海第二発電所の対応状況	
PRAの説明における参照事項(平成25年9月)の記載内容	<p>① 津波PRAでは以下の起因事象を抽出した。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 最終シフトシフト交代 (11:10~12:20)</li> <li>● 炉内建屋内浸水による機材の破損・機能喪失 (最終シフトシフト交代)</li> <li>● 防漏堤損傷 (11:10~12:20)</li> </ul> <p>② 階層イベントツリーは、起因事象が発生した時の炉心損傷への影響が大きい順に並べ、これらをベースラインとした。</p> <p>(3.2.2.2.4 事故シナケンス (1) 起因事象)</p> <p>① 炉心損傷防止の成功基準は、内部事象出力運転時レベル1 PRAと津波PRAでは追加がないため、内部事象出力運転時レベル1 PRAで設定した成功基準を用いた。ただし、津波発生時点で炉心炉は停止していないことから、炉心炉停止機能については、評価対象には含まず、評価していない。炉心炉停止については内部事象出力運転時レベル1 PRAと同様に、24時間とし、機材や外部設備の復旧には関係していない。</p> <p>(3.2.2.2.4 事故シナケンス (2) 成功基準)</p> <p>① 起因事象「最終シフトシフト交代」については、いずれのシナケンスも炉心損傷に至るが、圧力バランサリの機能喪失及び高圧炉心冷却系である炉心炉冷却系故障の発生により事故シナケンスが異なるため、イベントツリーを別個して評価した。</p> <p>(3.2.2.2.4 事故シナケンス (3) 事故シナケンス)</p> <p>① システムの非信頼度は、内部事象出力運転時レベル1 PRAと同様の評価を用いた。</p> <p>② システムの信頼性は、内部事象出力運転時レベル1 PRAと同様の評価を用いた。</p> <p>③ システムの信頼性は、内部事象レベル1 PRAと同様とした。また、津波発生時当該フロアの機器は全て機能喪失した場合、フロア全体が一律な高さで浸水し当該フロアの機器は全て機能喪失することとした。</p> <p>④ 起因事象を緩和する設備のシステム信頼性は、内部事象出力運転時レベル1 PRAと同様である。津波の影響を受ける可能性のある設備は、建屋・機器フラジリティ評価の結果及び人的過誤を考慮して設備の信頼性評価を実施した。</p> <p>⑤ 内部出力運転時事故レベル1 PRAで設定した項目を除き、システム信頼性評価を実施せず設定した非信頼度はない。</p> <p>(3.2.2.2.4 事故シナケンス (4) システム信頼性)</p>
d. 事故シナケンス	
(1) 起因事象	
① 評価対象とした起因事象のリスト、説明及び発生頻度	
● 津波により誘発される起因事象の選定方法とその結果	
● グループ化している場合にはグループ化の考え方、発生頻度の評価方法	
● 対象外とした起因事象と、対象外とした理由	
● 階層イベントツリーとその取扱い	
● 起因事象の階層化の考え方、イベントツリーとその説明	
(2) 成功基準	
① 成功基準の一覧	
● 起因事象ごとの成功基準	
● 炉心損傷の定義	
● 炉心損傷の定義	
● 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間	
● 成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果、及び使用した解析コードの検証性	
(3) 事故シナケンス	
① イベントツリー	
● イベントツリー図	
● ベディング、事故進展及び最終状態	
● イベントツリー作成上の主要な仮定	
(4) システム信頼性	
① 評価対象としたシステムとその説明	
● 評価対象システム一覧	
● システム、必要とするサブポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定	
● B及びCクラス機器の取扱い	
② 機器損傷に関する機器間の相関の取扱い	
③ システム信頼性評価結果	
● 起因事象ごとのシステム信頼性評価結果	
● 主要なミニマルカットセット (FTを用いた場合)	
④ システム信頼性評価を実施せず設定した非信頼度とその根拠	

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への島根原子力発電所2号炉PRAの対応状況

島根原子力発電所 2号炉	
島根原子力発電所2号炉	
PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)の記載内容	<p>の機器の機能喪失高さを「現実的耐力」とし、不確実さは考慮しない。</p> <p>⑥ フラジリティ評価における応答情報</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 評価部位、損傷モード及びその応答値と確率分布</li> <li>● 基準津波による波力等で発生する評価部位の応答とその他の荷重条件</li> </ul> <p>による評価部位の応答の内訳【構造損傷の場合】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 基準津波による津波水位変動で被水・没水する評価部位の状況【機能損傷の場合】</li> </ul> <p>⑦ 建物・機器のフラジリティ評価結果</p> <p>d. 事故シナケンス</p> <p>(1) 起因事象</p> <p>① 評価対象とした起因事象のリスト、説明及び発生頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 津波により誘発される起因事象の選定方法とその結果</li> <li>● グループ化している場合にはグループ化の考え方、発生頻度の評価方法</li> </ul> <p>● 対象外とした起因事象と、対象外とした理由</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 津波固有の事象とその取扱い</li> </ul> <p>② 階層イベントツリーとその説明</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 起因事象の階層化の考え方、イベントツリーとその説明</li> </ul> <p>(2) 成功基準</p> <p>① 成功基準の一覧</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 起因事象ごとの成功基準</li> <li>● 炉心損傷の定義</li> <li>● 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間</li> <li>● 成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果、及び使用した解析コードの検証性</li> </ul>

備考

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への東海第二発電所のPRAの対応状況について

PRAの説明における参照事項（平成25年9月）の記載内容	東海第二発電所の対応状況
<p>(5) 人的過誤</p> <p>① 評価対象とした人的過誤及び評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 人的過誤の評価に用いた手法</li> <li>● 人的過誤の分類、人的操作に対する許容時間、過誤回復の取扱い</li> <li>● 人的過誤評価用いた主要な仮定</li> <li>● 人的過誤評価結果</li> </ul> <p>(6) 炉心損傷頻度</p> <p>① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法</p> <p>② 炉心損傷頻度結果</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 全炉心損傷頻度及び主要な事故シナケクスと分析</li> <li>● 起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シナケクスと分析</li> <li>● プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シナケクスと分析</li> <li>● 地震加速度と炉心損傷頻度の関係とその分析</li> </ul> <p>③ 重要度解析、不確実さ解析及び感度解析</p>	<p>① 起因事象発生前の人的過誤については津波による影響を考慮する必要がないため、内部事象レベルI P R Aでの検討結果を用いた。起因事象発生後の人的過誤は津波襲来後に対応する作業であることを考慮し、内部事象出力運転時レベルI P R Aでの検討結果と比較して高いストレスレベルを仮定した。</p> <p>(「3.2.2.4 事故シナケクス (5) 人的過誤」)</p> <p>① 計算コード RiskSpectrum@PSA を用いてフォールトツリー結合法により炉心損傷頻度を評価した。</p> <p>② 上述した手順でモデルを定量化し、津波高さ別及びプラント損傷状態別の炉心損傷頻度を評価した。また、全炉心損傷頻度への寄与割合から主要な事故シナケクスを抽出し、その内容を分析した。</p> <p>③ 津波ハザードやドラム故障確率に含まれる不確実さが炉心損傷頻度の分布に与える影響を評価するため、不確実さ解析を行った。重要度解析については、津波PRAの評価対象となる高さI.P.+20m以上の津波では必ず炉心損傷に至ることから、有益な結果が得られないため実施していない。また、感度解析として、津波襲来前に地震により外部電源が喪失すると仮定した評価を実施した。</p> <p>(「3.2.2.4 事故シナケクス (6) 炉心損傷頻度」)</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への島根原子力発電所2号炉PRAの対応状況

PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）の記載内容	島根原子力発電所2号炉
<p>(3) 事故シナケクス</p> <p>① イベントツリー</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ イベントツリー図</li> <li>・ ヘディング、事故進展及び最終状態</li> <li>・ イベントツリー作成上の主要な仮定</li> </ul> <p>(4) システム信頼性</p> <p>① 評価対象としたシステムとその説明</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 評価対象システム一覧</li> <li>・ 系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定</li> <li>・ B及びCクラス機器の取扱い</li> </ul> <p>② 機器損傷に関する機器間の相関の取扱い</p> <p>③ システム信頼性評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 起因事象ごとのシステム信頼性評価結果</li> <li>・ 主要なミニマルカットセット (FT を用いた場合)</li> </ul> <p>④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠</p> <p>(5) 人的過誤</p> <p>① 評価対象とした人的過誤及び評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 人的過誤の評価に用いた手法</li> <li>・ 人的過誤の分類、人的操作に対する許容時間、過誤回復の取扱い</li> <li>・ 人的過誤評価用いた主要な仮定</li> <li>・ 人的過誤評価結果</li> </ul> <p>(6) 炉心損傷頻度</p> <p>① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法</p>	<p>④ 評価対象とする起因事象に対して、炉心損傷防止の緩和に期待しないことか ら、注水や除熱に係る緩和設備のシステム信頼性評価は実施していない。</p> <p>(5) 津波発生後の混乱に伴う高ストレスが運転員操作を阻害することが考えられるが、評価対象とする起因事象について炉心損傷防止の緩和に期待しないこと から、人的過誤を考慮していない。</p> <p>(6) ①炉心損傷頻度の定量化には、内部事象と同様にWINUPRAを用いた。 ②前述のとおり手順でモデルを定量化し、津波高さ別の炉心損傷頻度、事故シ ナケクスグループ別の炉心損傷頻度を算出し、主要な事故シナケクスを確認し た。 なお、津波レベル1.5PRAは今回実施しないため、プラント損傷状態別の 分析評価は行っていない。 ③確率的津波ハザードの不確かさを考慮し、信頼度別津波ハザードを用いて、 モンテカルロ法による不確実さ解析を行った。重要度解析については、評価対 象となる津波高さ (E.L20m 超過) では緩和手段が無く必ず炉心損傷に至 ることから、重要度解析を実施しても有用な情報は得られないと判断し、実施 していない。また、本評価では、E.L20mを超える津波により防波壁をはじめと した複数回の浸水防止対策及び緩和機能が同時に喪失するものとしている。感度 解析で更に厳しいプラント状態を想定する、あるいは、一部の施設が復旧する 等を仮定することは本評価の想定上、現実的ではなく、新たな事故シナケクス</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への東海第二発電所のPRAの対応状況について

東海第二発電所の対応状況	
<p>PRAの説明における参照事項（原子力規制庁 平成25年9月）の記載内容</p> <p>4. レベル1, 5 PRA</p> <p>4. 1. 内部事象</p> <p>a. プラントの構成・特性</p> <p>①対象プラントに関する説明</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●機器・系統配置、形状・設備容量、事故への対処操作、燃料及びびデブリの移動経路など</li> </ul> <p>b. プラント損傷状態の分類及び発生頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●プラント損傷状態の一覧</li> <li>●プラント損傷状態の考え方</li> <li>●レベル1の事故シナリオに対するプラント損傷状態の分類結果</li> <li>●レベル1結果との関係（レベル1の最終状態と分類が異なる場合）</li> </ul> <p>②プラント損傷状態ごとの発生頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●プラント損傷状態ごとの発生頻度</li> </ul>	<p>①対象プラントの機器・系統配置、形状・設備容量、事故の経過と操作、燃料及びびデブリの移動経路などを整理した。(1)対象プラントに関する説明) (4.1.1.1.1 プラントの構成・特性)</p> <p>①内部事象出力運転時レベル1 PRAで得られた炉心損傷状態に至るすべての事故シナリオに対して、事故の進展及び緩和操作の類似性からプラント損傷状態（PDS）に分類し、一覧表で示した。(4.1.1.1.2 プラント損傷状態の分類及び発生頻度 (1) PDSの一覧)</p> <p>②プラント損傷状態ごとの発生頻度を表に整理した。(4.1.1.1.2 プラント損傷状態の分類及び発生頻度 (2) PDS別の炉心損傷頻度)</p>
<p>c. 格納容器破損モード</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●格納容器破損モードの一覧と各破損モードに関する説明</li> <li>●格納容器破損モード分類の考え方</li> <li>●格納容器破損モードの一覧</li> <li>●各破損モードに関する説明</li> </ul>	<p>① 事故の進展を考慮して、格納容器の健全性に影響を与える負荷を分析して格納容器破損モードを分類した。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●炉心損傷後の格納容器内の物理化学的挙動を網羅的に考慮し、事故進展に応じて想定される、格納容器の健全性に影響を与える負荷を、発生時期に沿って示した。</li> <li>●抽出した負荷、負荷の概要及び格納容器破損モードの説明を示した。(4.1.1.3 格納容器破損モード (1) 格納容器破損モードの一覧と各破損モードに関する説明)</li> </ul>
<p>d. 事故シナリオ</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセセス</li> <li>●格納容器イベントツリー構築の考え方</li> <li>●格納容器イベントツリー構築のプロセセスの説明</li> </ul>	<p>① イベントツリーは、炉心損傷後の事故進展を考慮し、R P V破損前、R P V破損直後及び事故進展後長期の各フェーズにおける緩和設備の作動状況、発生する可能性のある各格納容器破損モードを踏まえて展開した。(4.1.1.4 事故シナリオ (1) 格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセセス)</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への島根原子力発電所2号炉PRAの対応状況

島根原子力発電所2号炉	
<p>「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」の記載内容</p> <p>② 炉心損傷頻度結果</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・全炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオと分析</li> <li>・起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオと分析</li> <li>・プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シナリオと分析</li> </ul> <p>③ 重要度解析、不確かさ解析及び感度解析</p>	<p>島根原子力発電所2号炉</p> <p>抽出の観点で有用な情報が得られないと判断したため、感度解析は実施していない。</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への東海第二発電所のPRAの対応状況について

<p>PRAの説明における参照事項（原子力規制庁 平成25年9月）の記載内容</p> <p>②格納容器イベントツリー</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●格納容器イベントツリーを構築するに当たって検討した、重要な物理化学現象、対処設備の作動・不作用、運転員操作（レベル1）との整合性を含む）、ヘディング間の従属性</li> <li>●格納容器イベントツリー</li> <li>●格納容器イベントツリーの最終状態への健全な場合も含めた格納容器破損モードの割り付け結果</li> </ul>	<p>東海第二発電所の対応状況</p> <p>②事故進展後の各フェーズにおける緩和手段の作動状況及び物理化学現象に基づき設定したヘディングに対して、ヘディング間の従属性を整理した。また、格納容器イベントツリーの構築に当たっては、最終状態が健全な場合も含めて格納容器破損モードを割り付けた。 (4.1.1.1.4 事故シナリオ (2)格納容器イベントツリー)</p>
<p>e. 事故進展解析</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●解析対象とした事故シナリオと対象事故シナリオの説明</li> <li>●事故シナリオ選定の考え方</li> <li>●事故進展解析の解析条件</li> <li>●解析対象とした事故シナリオ一覧</li> <li>●対象事故シナリオの説明</li> <li>●有効性評価の対象シナリオとして選定した場合はその選定理由</li> </ul> <p>②事故シナリオの解析結果</p>	<p>①事故進展解析の対象とした事故シナリオは、事故進展の類似性、緩和設備の機能喪失状態の類似性を考慮して選定した。選定した事故シナリオは、選定理由とともに一覧表に整理した。また、事故進展解析の主要な解析条件を一目表にまとめた。 (4.1.1.1.5 事故進展解析 (1)解析対象とした事故シナリオと対象事故シナリオの説明)</p> <p>②選定した各事故シナリオについてプラントの熱水力挙動を解析した結果及び原子炉圧力容器内及び各事故シナリオの解析結果における特徴的な事故進展を記載した。 (4.1.1.1.5 事故進展解析 (2)事故シナリオの解析結果)</p>
<p>f. 格納容器破損頻度の評価方法</p> <p>①格納容器破損頻度の評価方法</p> <p>②格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●分岐確率の算出方法</li> <li>●格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率</li> </ul>	<p>①格納容器破損頻度の定量化では、内部事象出力運転時レベル1 PRAの評価に用いている計算コードと同じSafety Watcherを使用し、格納容器イベントツリーのヘディングに対する分岐確率を入力条件として、PDSごとの条件付き格納容器破損頻度 (CCFP) 及び格納容器破損頻度 (CCFF) を算出した。 (4.1.1.1.6 格納容器破損頻度の評価方法)</p> <p>②物理化学現象のヘディングにおいて、不確かさが大きい現象に対しては、当該現象の支配要因、不確かさ幅及び格納容器の構造健全性への影響を因果関係を明らかにし、分解イベント手法等を用いて、分岐確率を設定した。事故の緩和手段に関するヘディングについては、レベル1 PRAのフォールトツリーをもとに、フォールトツリーを作成することにより、緩和手段の非信頼度 (分岐確率) をモデル化した。 (4.1.1.1.6 格納容器破損頻度 (2)格納容器イベントヘディングの分岐確率)</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への島根原子力発電所2号炉PRAの対応状況

<p>PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」の記載内容</p> <p>島根原子力発電所2号炉</p>	
<p>4. レベル1. 5 PRA</p> <p>4. 1 内部事象</p> <p>a. プラントの構成・特性</p> <p>① 対象プラントに関する説明</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●機器・系統配置、形状・設備容量、事故への対処操作、燃料及びデブリの移動経路など</li> </ul>	<p>①対象プラントの機器・系統配置、形状・設備容量、事故への対処操作、燃料及び溶融炉心の移動経路などを整理した。</p>
<p>b. プラント損傷状態の分類及び発生頻度</p> <p>① プラント損傷状態の一覧</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●プラント損傷状態の考え方</li> <li>●プラント損傷状態の一覧</li> <li>●レベル1の事故シナリオに対するプラント損傷状態の分類結果</li> <li>●レベル1結果との関係（レベル1の最終状態と分類が異なる場合）</li> </ul> <p>② プラント損傷状態ごとの発生頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●プラント損傷状態ごとの発生頻度</li> </ul>	<p>①内部事象運転時レベル1 PRAで得られた炉心損傷に至るすべての事故シナリオを事故の進展及び事故の緩和操作の類似性からプラント損傷状態に分類し、一覧表で示した。 なお、内部事象運転時レベル1.5 PRAでは内部事象運転時レベル1 PRAで得られた炉心損傷に至る事故シナリオを上記の考え方に基づき分類し、格納容器イベントツリーの初期状態とした。 ②プラント損傷状態ごとの炉心損傷頻度を表に整理した。</p>
<p>c. 格納容器破損モード</p> <p>① 格納容器破損モードと各破損モードに関する説明</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●格納容器破損モード分類の考え方</li> <li>●格納容器破損モードの一覧</li> <li>●各破損モードに関する説明</li> </ul>	<p>①事故進展に伴い生じる格納容器の健全性に影響を及ぼす負荷から整理される物理的破損事象に加え、格納容器バイパス事象及び格納容器隔離失敗事象も考慮して、格納容器破損モードを分析し、概要とともに示した。 また、分析した格納容器破損モードを、炉心損傷以前に破損する格納容器先行破損と、炉心損傷後の格納容器破損に分類し、本プラントにおいて発生する可能性があるとして選定した格納容器破損モードを整理した。</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への東海第二発電所のPRAの対応状況について

<p>PRAの説明における参照事項（平成25年9月）の記載内容</p> <p>③ 格納容器破損頻度の評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 全格納容器破損頻度及び主要事故シナリオの分析</li> <li>● 起因事象別格納容器破損頻度及び主要事故シナリオの分析</li> <li>● 破損モード別格納容器破損頻度及び主要事故シナリオの分析</li> </ul> <p>g. 不確実さ解析及び感度解析</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>① 不確実解析結果</li> <li>② 感度解析結果</li> </ul>	<p>東海第二発電所の対応状況</p> <p>③ 全格納容器破損頻度、PDS別格納容器破損頻度、及び破損モード別格納容器破損頻度を整理し、主要な事故シナリオの分析を実施した。（点推定（「4.1.1.6 格納容器破損頻度（3）格納容器破損頻度の評価結果（点推定値）」））</p> <p>① 格納容器破損頻度の不確実さの幅を評価するため、不確実さ解析を実施した。その結果、格納容器破損モード別の点推定値は不確実さ分布内にあり、点推定値と不確実さ解析結果の傾向に大きな差がないことを確認した。（「4.1.1.7 不確実さ解析及び感度解析（1）不確実解析」）</p> <p>② Mark-II型格納容器の特徴を把握するための感度解析を実施し、その結果をとりまとめた。（「4.1.1.7 不確実さ解析及び感度解析（2）感度解析」）</p>
---	--

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への島根原子力発電所2号炉PRAの対応状況

島根原子力発電所2号炉	
<p>「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」の記載内容</p> <p>d. 事故シナリオ</p> <p>① 格納容器イベントツリー構築の考え方やプロセス</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 格納容器イベントツリー構築の考え方</li> <li>・ 格納容器イベントツリー構築のプロセスの説明</li> </ul> <p>② 格納容器イベントツリー</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 格納容器イベントツリーを構築するに当たって検討した、重要な物理現象、対処設備の作動・不動作、運転員操作（レベル1との整合性を含む）、ヘディング間の従属性</li> <li>・ 格納容器イベントツリー</li> <li>・ 格納容器イベントツリー</li> <li>・ 格納容器イベントツリー</li> </ul> <p>e. 事故進展解析</p> <p>① 解析対象とした事故シナリオと対象事故シナリオの説明</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 事故シナリオ選定の考え方</li> <li>・ 事故進展解析の解析条件</li> <li>・ 解析対象とした事故シナリオ一覧</li> <li>・ 対象事故シナリオの説明</li> <li>・ 有効性評価の対象シナリオとして選定した場合はその選定理由</li> </ul> <p>② 事故シナリオの解析結果</p> <p>f. 格納容器破損頻度</p> <p>① 格納容器破損頻度の評価方法</p> <p>② 格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 分岐確率の算出方法</li> <li>・ 格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率</li> </ul>	<p>①～②</p> <p>プラント損傷状態ごとに、原子炉停止系、炉心冷却系、炉熱除去系等の緩和設備の動作状態及び物理化学現象の発生状態から格納容器イベントツリーのヘディングを選定した。選定したヘディングについて、ヘディング間の従属性を考慮して順序付けし、格納容器イベントツリーを作成した。格納容器イベントツリーの最終状態へ格納容器破損モードを割り付けた結果を併せて示した。</p> <p>① 事故進展解析の対象は、事故時緩和操作の余裕時間が厳しくなる事故進展の相対的に速いシナリオを考慮して選定を行った。選定した事故シナリオについて概要を示した。</p> <p>② 選定した事故シナリオに対し、プラントの熱水力挙動を解析した結果と併せて、各事故シナリオの解析結果における特徴的な事故進展を記載した。</p> <p>① 格納容器破損頻度の定量化は、WinNUPRAを使用し、炉心損傷頻度、格納容器イベントツリーのヘディングに対する分岐確率を入力条件として、プラント損傷状態ごとの格納容器破損頻度を算出した。</p> <p>② 各ヘディングの分岐確率については、MAAPコードによる事故進展解析結果</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への東海第二発電所のPRAの対応状況について

PRAの説明における参照事項（原子力規制庁 平成25年9月）の記載内容	東海第二発電所の対応状況
<p>4. 2 外部事象（地震）プラントの構成・特性</p> <p>a. ①対象プラントに関する説明</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●機器・系統配置、形状・設備容量、事故への対処操作、燃料及びデブリの移動経路など</li> <li>●ウオークダウン実施の有無とウオークダウンの結果</li> </ul> <p>②地震により格納容器破損に至る事故シナリオ</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●格納容器破損及びその波及的影響のシナリオの分析・選定とスクリーニングの説明</li> <li>●事故シナリオと起因事象の分析結果</li> <li>●建物・機器リストの作成結果</li> </ul>	<p>地震レベル 1.5PRA については、以下の理由により実施は困難な段階である。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・学会標準に一部手順が示されているのみであり、標準的なPRA手法が確立されていない。</li> <li>・原子炉格納容器や原子炉建屋等が地震動によって直接損傷することが考えられるが、これらの損傷評価に関して、現時点では損傷箇所、損傷モード等を詳細に評価する知見がないことから、地震レベル 1.5PRAの実施に向けた検討を始めたところである。</li> </ul> <p>なお、炉心損傷後の格納容器内の物理化学現象の進展は、地震及び津波等の外部事象起因であったとしても内部事象と同等と考えると考えられている。</p>
<p>b. 地震ハザード</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>①地震ハザード評価の方法             <ul style="list-style-type: none"> <li>●新規制基準（地震、津波）にて策定された基準地震動の超過確率の算出に用いた地震ハザード評価に用いた手法</li> </ul> </li> <li>②地震ハザード評価に当たった主要な仮定             <ul style="list-style-type: none"> <li>●震源モデル、地震動伝播モデルの設定と各モデルの設定根拠及び不確実さ要因の分析結果の説明</li> <li>●不確実さ要因の分析結果に基づいて作成したログブックツリーの明示とログブックツリーの各分岐において設定した重みの根拠の説明</li> </ul> </li> <li>③地震ハザード評価結果             <ul style="list-style-type: none"> <li>●作成したログブックツリーを用いた地震ハザード曲線群の算出と、地震ハザード曲線群から求めた信頼度別ハザード曲線や平均ハザード曲線の説明</li> <li>●地震ハザード評価結果に基づきフラジリティ評価用地震動の作成方法の説明</li> </ul> </li> </ul>	<p>同上</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への島根原子力発電所2号炉PRAの対応状況

PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」の記載内容	島根原子力発電所2号炉
<p>③ 格納容器破損頻度の評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・全格納容器破損頻度及び主要事故シークェンスと分析</li> <li>・起因事象別格納容器破損頻度及び主要事故シークェンスと分析</li> <li>・破損モード別格納容器破損頻度及び主要事故シークェンスと分析</li> </ul>	<p>及びシビアアクシデントの各物理化学現象に対する研究成果に関する知見等により分岐確率を設定した。</p> <p>③評価結果を整理し、全格納容器破損頻度、プラント損傷状態別格納容器破損頻度、格納容器破損モード別格納容器破損頻度を整理し、主要な事故シークェンスの分析を実施した。</p>
<p>g. 不確実さ解析及び感度解析</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>① 不確実解析結果</li> <li>② 感度解析結果</li> </ul>	<p>①PRA結果の活用目的である格納容器破損モード等の選定に係る格納容器破損頻度の寄与割合の確認に際しての参考として、不確実さ解析を実施した。プラント損傷状態の発生頻度の確率分布及び格納容器イベントツリーのヘドアップの確率分布を入力にして、モンテカルロ法を用いて格納容器破損モード別の格納容器破損頻度の不確実さ解析を実施した。</p> <p>②格納容器破損頻度を解析するモデル上の仮定について、結果への影響を把握するため、感度解析を実施した。</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への東海第二発電所のPRAの対応状況について

東海第二発電所の対応状況	
<p>c. PRAの説明における参照事項（原子力規制庁 平成25年9月）の記載内容</p> <p>c. 建屋・機器のフラジリティ</p> <p>①評価対象と損傷モードの設定</p> <p>②フラジリティの評価方法の選択</p> <p>③フラジリティ評価上の主要な仮定（不確かさの設定、応答係数等）</p> <p>④フラジリティ評価における耐力情報</p> <p>●評価部位、損傷モード及びその耐力値と確率分布</p> <p>●評価部位の材料と温度【構造損傷の場合】</p> <p>●機能限界値の諸元【機能損傷の場合】</p> <p>⑤フラジリティ評価における応答情報</p> <p>●評価部位、損傷モード及びその応答値と確率分布</p> <p>●基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答とその他の荷重条件による評価部位の応答の内訳【構造損傷の場合】</p> <p>●基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答【機能損傷の場合】</p> <p>●基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答【機能損傷の場合】</p> <p>⑥建物・機器のフラジリティ評価結果</p> <p>d. プラント損傷状態の分類及び発生頻度</p> <p>①プラント損傷状態の一覧</p> <p>●プラント損傷状態の考え方</p> <p>●レベル1の事故シナリオに対するプラント損傷状態の分類結果</p> <p>●レベル1結果との関係（レベル1の最終状態と分類が異なる場合）</p> <p>②プラント損傷状態ごとの発生頻度</p> <p>e. 格納容器破損モード</p> <p>●格納容器破損モードの一覧と各破損モードに関する説明</p> <p>●格納容器破損モード分類の考え方</p> <p>●格納容器破損モードの一覧</p> <p>●各破損モードに関する説明</p>	<p>同上</p> <p>同上</p> <p>同上</p>

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への島根原子力発電所2号炉PRAの対応状況

島根原子力発電所2号炉	
<p>4. 2 外部事象（地震）</p> <p>a. プラントの構成・特性</p> <p>① 対象プラントに関する説明</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・機器・系統配置、形状・設備容量、事故への対処操作、燃料及びデブリの移動経路など</li> <li>・ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果</li> </ul> <p>② 地震により格納容器破損に至る事故シナリオ</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・格納容器損傷及びその波及的影響のシナリオの分析・選定とスクリーニングの説明</li> <li>・事故シナリオと起因事象の分析結果</li> <li>・建物・機器リストの作成結果</li> </ul> <p>b. 地震ハザード</p> <p>① 地震ハザード評価の方法</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・新規制基準（地震）にて策定された基準地震動の超過確率の算出に用いた地震ハザード評価に用いた手法</li> </ul> <p>② 地震ハザード評価に当たった主要な仮定</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・震源モデル、地震動伝播モデルの設定と各モデルの設定根拠及び不確かさ要因の分析結果の説明</li> <li>・不確かさ要因の分析結果に基づいて作成した重みの根拠の説明</li> </ul> <p>③ 地震ハザード評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・作成したシナリオ群を用いた地震ハザード曲線群の算出と、地震ハザード曲線群から求めた信頼度別ハザード曲線や平均ハザード曲線の説</li> </ul>	<p>地震レベル1.5PRAについては、以下の理由により実施は困難な段階である。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・学会標準に一部手順が示されているのみであり、標準的なPRA手法が確立されていない。</li> <li>・原子炉格納容器や原子炉建物等が地震動によって直接損傷することが考えられるが、これらの損傷評価に関して、現時点では損傷箇所、損傷モード等を詳細に評価する見解がないことから、地震レベル1.5PRAの実施に向けた検討を始めたところである。</li> </ul> <p>なお、炉心損傷後の原子炉格納容器内の物理化学現象の進展は、地震及び津波等の外部事象起因であっても内訳事象と同等と考えられ、格納容器破損モードは内部事象と同等と考えている。</p> <p>同上</p>



「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への東海第二発電所のPRAの対応状況について

東海第二発電所の対応状況	
<p>PRAの説明における参照事項（平成25年9月）の記載内容</p> <p>f. 事故シナリオ                      ①格納容器イベントツリー構築の考え方やプロセス                      ●格納容器イベントツリー構築の考え方の説明                      ●格納容器イベントツリー構築のプロセスの説明                      ②格納容器イベントツリー構築の考え方やプロセスの検討                      ●格納容器イベントツリー構築の考え方やプロセスの検討した、重要な物理化学現象、対処設備の作動・不動作（レベル1との整合性を含む）、運転員操作、イベントツリー                      ●格納容器イベントツリーの最終状態への健全な場合も含めた格納容器破損モードの割り付け</p>	同上
<p>g. 事故進展解析                      ①解析対象とした事故シナリオと対象事故シナリオの説明                      ●事故シナリオ選定の考え方                      ●選定した事故シナリオの説明                      ●事故進展解析の解析条件                      ●有線性評価の対シナリオとして選定した場合はその選定理由                      ②事故シナリオの解析結果</p>	同上
<p>h. 格納容器破損程度                      ①格納容器破損程度の評価方法                      ②格納容器イベントツリーへのインテグレーションの算出確率                      ●分岐確率の算出方法                      ●使用した分岐確率                      ③格納容器破損程度の評価結果                      ●格納容器破損程度及び主要事故シナリオと分析                      ●全格納容器破損程度及び主要事故シナリオと分析                      ●原因事象別格納容器破損程度及び主要事故シナリオと分析                      ●破損モード別格納容器破損程度</p>	同上
<p>i. 不確実さ解析及び感度解析                      ①不確実解析結果                      ②感度解析結果</p>	同上

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への島根原子力発電所2号炉PRAの対応状況

島根原子力発電所2号炉	
<p>「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」の記載内容</p> <p>明                      ・地震ハザード評価結果に基づくフラジリティ評価用地震動の作成方法の説明</p>	同上
<p>c. 建物・機器のフラジリティ                      ① 評価対象と損傷モードの設定                      ② フラジリティの評価方法の選択                      ③ フラジリティ評価上の主要な仮定（不確かさの設定、応答係数等）                      ④ フラジリティ評価における耐力情報                      ・評価部位、損傷モード及びその耐力値と確率分布                      ・評価部位の材料と温度【構造損傷の場合】                      ・機能限界値の諸元【機能損傷の場合】                      ⑤ フラジリティ評価における応答情報                      ・評価部位、損傷モード及びその応答値と確率分布                      ・基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答とその他の荷重条件による評価部位の応答の内訳【構造損傷の場合】                      ・基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答【機能損傷の場合】                      ⑥ 建物・機器のフラジリティ評価結果</p>	同上
<p>d. プラント損傷状態の分類及び発生頻度                      ① プラント損傷状態の一覧                      ・プラント損傷状態の考え方                      ・プラント損傷状態の一覧                      ・レベル1の事故シナリオに対するプラント損傷状態の分類結果                      ・レベル1結果との関係（レベル1の最終状態と分類が異なる場合）                      ② プラント損傷状態ごとの発生頻度</p>	同上



「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への東海第二発電所のPRAの対応状況について

東海第二発電所の対応状況	
PRAの説明における参照事項（平成25年9月）の記載内容 5. その他 a. ①専門家判断 ②専門家判断の導出のプロセス b. ビアレビュー ①ビアレビューチーム及びメンバー構成 ● 海外の専門家も含まれたメンバーであること ②ビアレビューの手順 ③ビアレビューの結果 ④ビアレビュー結果のPRAへの反映状況 c. 品質保証 ①PRAの実施するに当たって行ってきた品質保証活動 ● PRAの実施体制 ● 更新、記録管理体制	東海第二発電所の場合、専門家判断を実施した。 ①評価上の仮定及び計算が適切かどうかを判断する場合、専門家判断を実施した。 ②関連する分野に深い知識や経験を有するものを選任し、専門家判断を実施した。 ①レビューアの選定に当たっては、専門性、経験、独立性及び公正性の4つの要素を考慮して選定している。 ・ 今回実施したレビュー実施方法を含め、PRA全般を俯瞰した観点から改善事項を抽出する観点でPRAの経験豊富な海外レビューアを招き、米国内でのPRA実施状況との比較に基づく助言を得ることとした。 ②オンサイトレビューを効率的・効果的に実施するために、各レビューアに事前にPRAの概要資料を提出し、全体の内容把握及びオンサイトレビューにおいて重点的に内容を確認する項目の抽出・整理する期間を設けた。オンサイトレビューに際しては、適宜PRA実施者と質疑応答を行い、具体的な内容・課題を共有しながら進めた。 ③学会発表への不適合や評価手法の問題があると思われる「指摘事項」は0件であり、今回実施したPRAの評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題点がないことが確認された。 ④PRAの更新の品質向上に資すると考えられる「推奨事項」として12件のコメントを受理しており、評価手法の見直し等を含めて今後の対応を検討する。 ①品質保証活動に基づく社内基準に従ってPRAを実施した。 ・ PRAの実施に当たっては、必要な力量を有する者を選定し、品質保証上必要な体制を整備した上で実施した。 ・ 文書化、記録等々の管理体間及び管理方法には社内基準に従って適切に実施した。

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への島根原子力発電所2号炉PRAの対応状況

島根原子力発電所2号炉	
PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）の記載内容 e. 格納容器破損モード ① 格納容器破損モードの一覧と各破損モードに関する説明 ・ 格納容器破損モード分類の考え方 ・ 格納容器破損モードの一覧 ・ 各破損モードに関する説明 f. 事故シナケケンス ① 格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス ・ 格納容器イベントツリー構築の考え方 ・ 格納容器イベントツリー構築のプロセスの説明 ② 格納容器イベントツリー ・ 格納容器イベントツリーを構築するに当たって検討した、重要な物理学現象、対処設備の作動・不作用（レベル1との整合性を含む）、運転員操作、ヘディング間の従属性 ・ 格納容器イベントツリー ・ 格納容器イベントツリーの最終状態への健全な場合も含めた格納容器破損モードの割り付け g. 事故進展解析 ① 解析対象とした事故シナケケンスと対象事故シナケケンスの説明 ・ 事故シナケケンス選定の考え方 ・ 選定した事故シナケケンスと説明 ・ 事故進展解析の解析条件 ・ 有効性評価の対象シナケケンスとして選定した場合はその選定理由 ② 事故シナケケンスの解析結果	同上 同上 同上

		<p>「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への島根原子力発電所2号炉PRAの対応状況</p> <table border="1"> <tr> <td data-bbox="1804 436 2231 1062"> <p>島根原子力発電所2号炉</p> <p>同上</p> </td> <td data-bbox="1804 1062 2231 1688"> <p>「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」の記載内容</p> <p>h. 格納容器破損頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>① 格納容器破損頻度の評価方法</li> <li>② 格納容器イベントツリーヘーディングの分岐確率                     <ul style="list-style-type: none"> <li>・分岐確率の算出方法</li> <li>・使用した分岐確率</li> </ul> </li> <li>③ 格納容器破損頻度の評価結果                     <ul style="list-style-type: none"> <li>・全格納容器破損頻度及び主要事故シナケンスと分析</li> <li>・起因事象別格納容器破損頻度及び主要事故シナケンスと分析</li> <li>・破損モード別格納容器破損頻度及び主要事故シナケンスと分析</li> </ul> </li> </ul> <p>i. 不確かさ解析及び感度解析</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>① 不確かさ解析結果</li> <li>② 感度解析結果</li> </ul> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="1804 1688 2231 1885"> <p>同上</p> </td> <td data-bbox="1804 1062 2231 1688"></td> </tr> </table>	<p>島根原子力発電所2号炉</p> <p>同上</p>	<p>「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」の記載内容</p> <p>h. 格納容器破損頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>① 格納容器破損頻度の評価方法</li> <li>② 格納容器イベントツリーヘーディングの分岐確率                     <ul style="list-style-type: none"> <li>・分岐確率の算出方法</li> <li>・使用した分岐確率</li> </ul> </li> <li>③ 格納容器破損頻度の評価結果                     <ul style="list-style-type: none"> <li>・全格納容器破損頻度及び主要事故シナケンスと分析</li> <li>・起因事象別格納容器破損頻度及び主要事故シナケンスと分析</li> <li>・破損モード別格納容器破損頻度及び主要事故シナケンスと分析</li> </ul> </li> </ul> <p>i. 不確かさ解析及び感度解析</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>① 不確かさ解析結果</li> <li>② 感度解析結果</li> </ul>	<p>同上</p>		
<p>島根原子力発電所2号炉</p> <p>同上</p>	<p>「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」の記載内容</p> <p>h. 格納容器破損頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>① 格納容器破損頻度の評価方法</li> <li>② 格納容器イベントツリーヘーディングの分岐確率                     <ul style="list-style-type: none"> <li>・分岐確率の算出方法</li> <li>・使用した分岐確率</li> </ul> </li> <li>③ 格納容器破損頻度の評価結果                     <ul style="list-style-type: none"> <li>・全格納容器破損頻度及び主要事故シナケンスと分析</li> <li>・起因事象別格納容器破損頻度及び主要事故シナケンスと分析</li> <li>・破損モード別格納容器破損頻度及び主要事故シナケンスと分析</li> </ul> </li> </ul> <p>i. 不確かさ解析及び感度解析</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>① 不確かさ解析結果</li> <li>② 感度解析結果</li> </ul>						
<p>同上</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. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考		
		<p style="text-align: center;">「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への島根原子力発電所2号炉PRAの対応状況</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 30%; vertical-align: top;"> <p>「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」の記載内容</p> <p>5. その他</p> <p>a. 専門家判断</p> <p>① 専門家判断を用いた事項と専門家判断の結果</p> <p>② 専門家判断の導出のプロセス</p> <p>b. ビアレビュー</p> <p>① ビアレビューチーム及びメンバー構成</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 海外の専門家も含めたメンバーであること</li> </ul> <p>② ビアレビューの手順</p> <p>③ ビアレビューの結果</p> <p>④ ビアレビュー結果のPRAへの反映状況</p> </td> <td style="width: 70%; vertical-align: top;"> <p style="text-align: center;">島根原子力発電所2号炉</p> <p>① 評価上の仮定及び計算が適切になっているかどうかを判断する場合、専門家判断を実施した。</p> <p>② 関連する分野に深い知識や経験を有するものを選任し、専門家判断を実施した。</p> <p>① レビューの選定に当たっては、専門性、経験、独立性及び公正性の4つの要素を考慮して選定している。</p> <p>・ 今回実施したレビュー実施方法を含めPRA全般を俯瞰した視点から改善事項を抽出する観点でPRAの経験豊富な海外レビューアを招聘し、米国でのPRA実施状況との比較に基づく助言を得ることとした。</p> <p>② オンサイトレビューを効率的・効果的に実施するために、各レビューアに事前にPRAの概要資料を提出し、全体の内容把握及びオンサイトレビューにおいて重点的に内容を確認する項目の抽出・整理する期間を設けた。オンサイトレビューに際しては適宜PRA実施者と質疑応答を行い、具体的な内容・課題を共有しながら進めた。</p> <p>③ 学会標準への不適合や評価手法に問題があるとされる「指摘事項」は0件であり、今回実施したPRAの評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題点がないことが確認された。また、システム解析及び文書化に関して良好事例が挙げられた。</p> <p>④ PRAの更なる品質向上に資すると考えられる「推奨事項」として起因事象発生履歴の設定方法等に関するコメントを受領しており、評価手法の見直し等を含めて今後の対応を検討していく。</p> </td> </tr> </table>	<p>「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」の記載内容</p> <p>5. その他</p> <p>a. 専門家判断</p> <p>① 専門家判断を用いた事項と専門家判断の結果</p> <p>② 専門家判断の導出のプロセス</p> <p>b. ビアレビュー</p> <p>① ビアレビューチーム及びメンバー構成</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 海外の専門家も含めたメンバーであること</li> </ul> <p>② ビアレビューの手順</p> <p>③ ビアレビューの結果</p> <p>④ ビアレビュー結果のPRAへの反映状況</p>	<p style="text-align: center;">島根原子力発電所2号炉</p> <p>① 評価上の仮定及び計算が適切になっているかどうかを判断する場合、専門家判断を実施した。</p> <p>② 関連する分野に深い知識や経験を有するものを選任し、専門家判断を実施した。</p> <p>① レビューの選定に当たっては、専門性、経験、独立性及び公正性の4つの要素を考慮して選定している。</p> <p>・ 今回実施したレビュー実施方法を含めPRA全般を俯瞰した視点から改善事項を抽出する観点でPRAの経験豊富な海外レビューアを招聘し、米国でのPRA実施状況との比較に基づく助言を得ることとした。</p> <p>② オンサイトレビューを効率的・効果的に実施するために、各レビューアに事前にPRAの概要資料を提出し、全体の内容把握及びオンサイトレビューにおいて重点的に内容を確認する項目の抽出・整理する期間を設けた。オンサイトレビューに際しては適宜PRA実施者と質疑応答を行い、具体的な内容・課題を共有しながら進めた。</p> <p>③ 学会標準への不適合や評価手法に問題があるとされる「指摘事項」は0件であり、今回実施したPRAの評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題点がないことが確認された。また、システム解析及び文書化に関して良好事例が挙げられた。</p> <p>④ PRAの更なる品質向上に資すると考えられる「推奨事項」として起因事象発生履歴の設定方法等に関するコメントを受領しており、評価手法の見直し等を含めて今後の対応を検討していく。</p>	
<p>「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」の記載内容</p> <p>5. その他</p> <p>a. 専門家判断</p> <p>① 専門家判断を用いた事項と専門家判断の結果</p> <p>② 専門家判断の導出のプロセス</p> <p>b. ビアレビュー</p> <p>① ビアレビューチーム及びメンバー構成</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 海外の専門家も含めたメンバーであること</li> </ul> <p>② ビアレビューの手順</p> <p>③ ビアレビューの結果</p> <p>④ ビアレビュー結果のPRAへの反映状況</p>	<p style="text-align: center;">島根原子力発電所2号炉</p> <p>① 評価上の仮定及び計算が適切になっているかどうかを判断する場合、専門家判断を実施した。</p> <p>② 関連する分野に深い知識や経験を有するものを選任し、専門家判断を実施した。</p> <p>① レビューの選定に当たっては、専門性、経験、独立性及び公正性の4つの要素を考慮して選定している。</p> <p>・ 今回実施したレビュー実施方法を含めPRA全般を俯瞰した視点から改善事項を抽出する観点でPRAの経験豊富な海外レビューアを招聘し、米国でのPRA実施状況との比較に基づく助言を得ることとした。</p> <p>② オンサイトレビューを効率的・効果的に実施するために、各レビューアに事前にPRAの概要資料を提出し、全体の内容把握及びオンサイトレビューにおいて重点的に内容を確認する項目の抽出・整理する期間を設けた。オンサイトレビューに際しては適宜PRA実施者と質疑応答を行い、具体的な内容・課題を共有しながら進めた。</p> <p>③ 学会標準への不適合や評価手法に問題があるとされる「指摘事項」は0件であり、今回実施したPRAの評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題点がないことが確認された。また、システム解析及び文書化に関して良好事例が挙げられた。</p> <p>④ PRAの更なる品質向上に資すると考えられる「推奨事項」として起因事象発生履歴の設定方法等に関するコメントを受領しており、評価手法の見直し等を含めて今後の対応を検討していく。</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. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考				
		<p>「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への島根原子力発電所2号炉PRAの対応状況</p> <table border="1" data-bbox="1804 405 2012 1724"> <tr> <td data-bbox="1804 1066 1843 1724">「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」の記載内容</td> <td data-bbox="1843 1066 2012 1724"> <p>c. 品質保証</p> <p>① PRAを実施するに当たって行った品質保証活動</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・PRAの実施体制</li> <li>・更新、記録管理体制</li> </ul> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="1804 405 1843 1066">島根原子力発電所2号炉</td> <td data-bbox="1843 405 2012 1066"> <p>①品質保証活動に基づく社内基準に従ってPRAを実施した。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・実施に当たってはPRAを含む関連分野に深い知識、経験を有する者を選定した。また、解析をメーカー委託する場合は社内基準に基づき適切に実施している。</li> <li>・文書化、記録等の管理体制及び管理方法は社内基準に従って適切に行っている。</li> </ul> </td> </tr> </table>	「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」の記載内容	<p>c. 品質保証</p> <p>① PRAを実施するに当たって行った品質保証活動</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・PRAの実施体制</li> <li>・更新、記録管理体制</li> </ul>	島根原子力発電所2号炉	<p>①品質保証活動に基づく社内基準に従ってPRAを実施した。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・実施に当たってはPRAを含む関連分野に深い知識、経験を有する者を選定した。また、解析をメーカー委託する場合は社内基準に基づき適切に実施している。</li> <li>・文書化、記録等の管理体制及び管理方法は社内基準に従って適切に行っている。</li> </ul>	
「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」の記載内容	<p>c. 品質保証</p> <p>① PRAを実施するに当たって行った品質保証活動</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・PRAの実施体制</li> <li>・更新、記録管理体制</li> </ul>						
島根原子力発電所2号炉	<p>①品質保証活動に基づく社内基準に従ってPRAを実施した。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・実施に当たってはPRAを含む関連分野に深い知識、経験を有する者を選定した。また、解析をメーカー委託する場合は社内基準に基づき適切に実施している。</li> <li>・文書化、記録等の管理体制及び管理方法は社内基準に従って適切に行っている。</li> </ul>						

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

まとめ資料比較表 [有効性評価 2.1. 高圧・低圧注水機能喪失]

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. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故</p> <p>2.1 高圧・低圧注水機能喪失</p> <p>2.1.1 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・低圧注水機能喪失」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+低圧注水失敗</u>」、②「<u>過渡事象+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗</u>」、③「<u>通常停止+高圧注水失敗+低圧注水失敗</u>」、④「<u>通常停止+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗</u>」、⑤「<u>サポート系喪失+高圧注水失敗+低圧注水失敗</u>」及び⑥「<u>サポート系喪失+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗</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・低圧注水機能喪失」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、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することを想定する。このため、逃がし安全弁による圧力制御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。また、低圧注水機能喪失を想定することから、あわせて残留熱除去系機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失等を想定する。</p> <p>本事故シーケンスグループは、原子炉圧力容器内への高圧・低圧注水機能を喪失したことによって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・低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>ここで、高圧・低圧注水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</p>	<p>2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故</p> <p>2.1 高圧・低圧注水機能喪失</p> <p>2.1.1 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・低圧注水機能喪失」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+低圧炉心冷却失敗</u>」、②「<u>過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗</u>」、③「<u>手動停止/サポート系喪失(手動停止)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗</u>」、④「<u>手動停止/サポート系喪失(手動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗</u>」、⑤「<u>サポート系喪失(自動停止)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗</u>」及び⑥「<u>サポート系喪失(自動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗</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・低圧注水機能喪失」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、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することを想定する。このため、逃がし安全弁による圧力制御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。また、低圧注水機能喪失を想定することから、併せて残留熱除去系機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失等を想定する。</p> <p>本事故シーケンスグループは、原子炉圧力容器内への高圧・低圧注水機能を喪失したことによって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・低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>ここで、高圧・低圧注水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</p>	<p>2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故</p> <p>2.1 高圧・低圧注水機能喪失</p> <p>2.1.1 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・低圧注水機能喪失」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+低圧炉心冷却失敗</u>」、②「<u>過渡事象+圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗+低圧炉心冷却失敗</u>」、③「<u>手動停止+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗</u>」、④「<u>手動停止+圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗+低圧炉心冷却失敗</u>」、⑤「<u>サポート系喪失+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗</u>」及び⑥「<u>サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗+低圧炉心冷却失敗</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・低圧注水機能喪失」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、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することを想定する。このため、逃がし安全弁による圧力制御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。また、低圧注水機能喪失を想定することから、併せて残留熱除去系機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失等を想定する。</p> <p>本事故シーケンスグループは、原子炉圧力容器内への高圧・低圧注水機能を喪失したことによって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・低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>ここで、高圧・低圧注水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</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>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、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、原子炉の減圧後、低圧注水に移行して炉心損傷を防止する対策の有効性を評価することとする。なお、高圧・低圧注水機能喪失が生じ、重大事故等対処設備の高圧注水機能<u>のみ</u>に期待する事故シーケンスとしては、全交流動力電源喪失時の原子炉隔離時冷却系喪失があり、「<u>2.3.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+ RCIC 失敗</u>」において主に<u>高圧代替注水系</u>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、逃がし安全弁の自動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に<u>低圧代替注水系（常設）</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。</p> <p>また、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却、<u>格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系</u>による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・低圧注水機能喪失」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>低圧代替注水系（常設）</u>及び逃がし安全弁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、逃がし安全弁を開維持することで、<u>低圧代替注水系（常設）</u>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<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格</p>	<p>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、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、原子炉の減圧後、低圧注水に移行して炉心損傷を防止する対策の有効性を評価することとする。なお、高圧・低圧注水機能喪失が生じ、重大事故等対処設備の高圧注水機能に期待する事故シーケンスとしては、全交流動力電源喪失時の原子炉隔離時冷却系喪失があり、「<u>2.3.2 全交流動力電源喪失（TBD、TBU）</u>」において主に<u>高圧代替注水系</u>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、逃がし安全弁の自動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に<u>低圧代替注水系（常設）</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。</p> <p>また、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による格納容器冷却、<u>格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系（以下「格納容器圧力逃がし装置等」という。）</u>による格納容器除熱を実施する。</p> <p><u>なお、代替循環冷却系による格納容器除熱も実施可能である。</u></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・低圧注水機能喪失」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>低圧代替注水系（常設）</u>及び逃がし安全弁（<u>自動減圧機能</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、逃がし安全弁（<u>自動減圧機能</u>）を開維持することで、<u>低圧代替注水系（常設）</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<u>代替格納容器スプレイ冷</u></p>	<p>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、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、原子炉の減圧後、低圧注水に移行して炉心損傷を防止する対策の有効性を評価することとする。なお、高圧・低圧注水機能喪失が生じ、重大事故等対処設備の高圧注水機能に期待する事故シーケンスとしては、全交流動力電源喪失時の原子炉隔離時冷却系喪失があり、「<u>2.3.2 全交流動力電源喪失（TBU）</u>」において主に<u>高圧原子炉代替注水系</u>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、逃がし安全弁の自動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</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。</p> <p>また、<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による原子炉格納容器冷却、<u>格納容器フィルタベント系</u>による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・低圧注水機能喪失」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>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>及び逃がし安全弁（<u>自動減圧機能付き</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、逃がし安全弁（<u>自動減圧機能付き</u>）を開維持することで、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</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</p>	<p>・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。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7、東海第二】 島根 2号炉は、耐圧強化ベントを自主設備として位置付けている。（以降、同様な相違については記載省略）</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、自主設備として位置付けている。</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>納容器冷却手段、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による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2.1.1図から第2.1.3図に、手順の概要を第2.1.4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2.1.1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て、<u>事象発生10時間までの6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計24名である。</u>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、緊急時対策要員(現場)は8名である。</p> <p><u>また、事象発生10時間以降に追加に必要な要員は、フィルタ装置薬液補給作業を行うための参集要員20名である。</u>必要な要員と作業項目について第2.1.5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>24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><u>却系(常設)</u>による格納容器冷却手段、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による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2.1-1図に、手順の概要を第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2.1-1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て、<u>事象発生2時間までの重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員(初動)18名である。</u>その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直発電長1名、当直副発電長1名及び運転操作対応を行う当直運転員4名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は4名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は8名である。</p> <p><u>また、事象発生2時間以降に追加に必要な参集要員は、タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員2名及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作を行うための重大事故等対応要員3名である。</u>必要な要員と作業項目について第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>18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>として<u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)</u>による原子炉格納容器冷却手段、<u>格納容器フィルタベント系</u>による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2.1.1-1(1)図から第2.1.1-1(3)図に、手順の概要を第2.1.1-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.1.1-1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で構成され、合計28名である。</u>その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1名、当直副長1名、運転操作対応を行う運転員3名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う<u>緊急時対策本部要員は5名、緊急時対策要員(現場)は18名</u>である。</p> <p>必要な要員と作業項目について第2.1.1-3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>28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、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。</u>            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>・運用の相違  <b>【柏崎6/7、東海第二】</b>            島根2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。</p> <p>・運用及び設備設計の相違  <b>【柏崎6/7、東海第二】</b>            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28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  <b>【柏崎6/7、東海第二】</b>            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  <b>【柏崎6/7、東海第二】</b>            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</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・低圧注水機能喪失確認</p> <p>原子炉スクラム後，原子炉水位は低下し続け，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，原子炉水位低（レベル1）で残留熱除去系（低圧注水モード）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・低圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は，各系統の<u>流量指示等</u>である。</p> <p>c. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p>高圧・低圧注水機能喪失を確認後，<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水の準備として，中央制御室からの遠隔操作により<u>復水移送ポンプ1台を追加起動し，2台運転とする。</u></p>	<p>b. 高圧・低圧注水機能喪失確認</p> <p>原子炉スクラム後，原子炉水位は低下し続け，<u>原子炉水位異常低下（レベル2）</u>で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動及び手動起動に失敗する。その後，低圧炉心スプレイ系及び<u>残留熱除去系（低圧注水系）</u>の手動起動にも失敗し<u>全て機能喪失していることを確認する。</u></p> <p>高圧・低圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は，各系統の<u>流量等</u>である。</p> <p>c. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p>高圧・低圧注水機能喪失を確認後，<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水の準備として，中央制御室からの遠隔操作により<u>常設低圧代替注水系ポンプ2台を起動する。</u></p>	<p>b. 高圧・低圧注水機能喪失確認</p> <p>原子炉スクラム後，原子炉水位は低下し続け，<u>原子炉水位低（レベル2）</u>で原子炉隔離時冷却系が自動起動及び手動起動に失敗する。その後，高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系及び<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>の手動起動にも失敗し<u>すべて機能喪失していることを確認する。</u></p> <p>高圧・低圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は，各<u>ポンプの出口流量等</u>である。</p> <p>c. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p>高圧・低圧注水機能喪失を確認後，<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水の準備として，中央制御室からの遠隔操作により<u>常設代替交流電源設備を起動しS A低圧母線に給電後，低圧原子炉代替注水ポンプを起動する。</u></p>	<p>【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>島根2号炉は，中性子源領域計装（SRM）及び中間領域計装（IRM），柏崎6/7，東海第二は起動領域計装（SRNM）を採用している。柏崎6/7，東海第二は，運転時挿入されているSRNMにより確認が可能な設備として，等を記載しているが，島根2号炉は，SRM及びIRMが運転時引き抜きのため，平均出力領域計装（APRM）により確認することとしている。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>柏崎6/7は10分以内に自動起動信号まで水位低下するが，島根2号炉は10分以内に自動起動水位まで低下しないため手動起動を試み起動失敗したことを確認している。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>島根2号炉は，外部電源喪失を想定しているため，常設代替交流電源設備起動後，低圧原子炉代替注水ポンプへ電源を供</p>



柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>また、原子炉注水に必要な電動弁（<u>残留熱除去系注入弁及び残留熱除去系洗浄弁</u>）が開動作可能であることを確認する。<u>低压代替注水系（常設）のバイパス流防止系統構成のためにタービン建屋負荷遮断弁を全閉にする。</u></p> <p>低压代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 <u>8 個</u> を手動開操作し原子炉を急速減圧する。</p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。</p> <p>d. <u>低压代替注水系（常設）</u>による原子炉注水 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<u>低压代替注水系（常設）</u>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。</p> <p><u>低压代替注水系（常設）</u>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、<u>復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）</u>等である。</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. <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却 崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が <u>0.18MPa [gage]</u> に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃ に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u> による原子炉格納容器冷却を実施する。</p>	<p>また、原子炉注水に必要な電動弁（<u>残留熱除去系注入弁</u>）が開動作可能であることを確認する。</p> <p>低压代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（<u>自動減圧機能</u>） <u>7 個</u> を手動開操作し原子炉を急速減圧する。</p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。</p> <p>d. <u>低压代替注水系（常設）</u>による原子炉注水 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<u>低压代替注水系（常設）</u>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。</p> <p><u>低压代替注水系（常設）</u>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）、原子炉水位（燃料域）、低压代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）</u>等である。</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. <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による格納容器冷却 崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が <u>0.279MPa [gage]</u> に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃ に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u> による格納容器冷却を実施する。また、<u>低压代替注水系（常設）</u>による原子炉注水を継続する。なお、<u>低压代替注水系（常設）</u>による原子炉注水及び<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による格納容器冷却は、<u>常設低压代替注水系ポンプ2 台</u>により同時に実施可能な設計としている。</p>	<p>また、原子炉注水に必要な電動弁（<u>A-RHR注水弁及びFLSR注水隔離弁</u>）が開動作可能であることを確認する。</p> <p>低压原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（<u>自動減圧機能付き</u>） <u>6 個</u> を手動開操作し原子炉を急速減圧する。</p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉圧力（SA）</u>、原子炉圧力である。</p> <p>d. <u>低压原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水 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<u>低压原子炉代替注水系（常設）</u>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。</p> <p><u>低压原子炉代替注水系（常設）</u>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）、原子炉水位（燃料域）、代替注水流量（常設）</u>等である。</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. <u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による<u>原子炉格納容器冷却</u> 崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が <u>384kPa [gage]</u> に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃ に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により <u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u> による <u>原子炉格納容器冷却</u>を実施する。</p>	<p>給し起動操作を実施する。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、配管構成の違いにより、バイパス流防止措置は不要である。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 急速減圧に必要な逃がし安全弁操作個数の相違。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ実施基準の</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>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、<u>格納容器内圧力及び復水補給水系流量（RHR B系代替注水流量）</u>である。</p> <p><u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却時に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）まで低下した場合は、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）を停止し、原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル 8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、格納容器スプレイを再開する。</p> <p>f. <u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱の準備として、<u>原子炉格納容器一次隔離弁</u>を原子炉建屋内の原子炉区域外からの人力操作により開する。</p> <p><u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却を実施しても、<u>格納容器圧力が 0.31MPa [gage]</u>に到達した場合、<u>原子炉格納容器二次隔離弁</u>を中央制御室からの遠隔操作によって中間開操作することで、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱を実施する。</p>	<p><u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、<u>ドライウェル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用）</u>等である。</p> <p>f. <u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱の準備として、<u>第一弁</u>を中央制御室からの遠隔操作により開する。</p> <p>サブプレッション・プール水位が、通常水位+<u>6.5m</u>に到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による格納容器冷却を停止する。<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による格納容器冷却の停止後、格納容器圧力は徐々に上昇する。</p> <p>格納容器圧力が <u>0.31MPa [gage]</u> に到達した場合、<u>第二弁</u>を中央制御室からの遠隔操作によって全開操作することで、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱を実施する。</p>	<p><u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、<u>ドライウェル圧力（SA）、サブプレッション・チェンバ圧力（SA）、格納容器代替スプレイ流量</u>等である。</p> <p>f. <u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱の準備として、<u>NGC非常用ガス処理入口隔離弁（以下「第2弁」という。）</u>を中央制御室からの遠隔操作により開する。</p> <p>サブプレッション・プール水位が、通常水位+<u>約 1.3m</u>に到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による原子炉格納容器冷却を停止する。</p> <p><u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による原子炉格納容器冷却の停止後、<u>NGC N2 トーラス出口隔離弁（以下「第1弁」という。）</u>を中央制御室からの遠隔操作によって全開操作することで、<u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱を</p>	<p>相違。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、電源がある場合、全て中央制御室で操作可能である。</li> <li>運用の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、格納容器バウンダリの維持及び現場における炉心損傷後のベント実施時（準備操作含む）の被ばく評価結果を考慮し、第2弁（ベント装置側）から開操作する。</li> <li>設備設計の相違 【東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ停止基準の相違。</li> <li>運用の相違 【柏崎 6/7、東海第二】 島根 2号炉は、格納容器代替スプレイ停止基準</li> </ul>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、<u>格納容器内圧力</u>等である。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、<u>格納容器内雰囲気放射線レベル</u>等である。</p> <p>サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等のベントラインが水没しないこと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・プール水位</u>である。</p> <p>以降、炉心冷却は、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による注水により継続的に行い、また、原子炉格納容器除熱は、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>により継続的に行う。</p> <p>2.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法</p> <p>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、<u>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、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＋低圧注水失敗」</u>である。</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、原子炉圧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、スプレイ冷却、<u>格納容器ベントが重要現象となる。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、炉心ヒートアップ解析コード CHASTE</u>により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、<u>格納容器圧力、格納容器温度（以降、格納容器温度とは</u></p>	<p>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、<u>サプレッション・チェンバ圧力</u>等である。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、<u>格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）</u>等である。</p> <p>サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、<u>サプレッション・プール水位</u>である。</p> <p>以降、炉心冷却は、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による注水により継続的に行い、また、<u>格納容器除熱は、格納容器圧力逃がし装置等</u>により継続的に行う。</p> <p>2.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法</p> <p>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、<u>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、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＋低圧炉心冷却失敗」</u>である。</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）・対向流及び三次元効果、原子炉圧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<u>格納容器</u>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、スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。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、<u>格納容器圧力、格納容器雰囲気温度</u>等の過渡応答を求める。</p>	<p>実施する。</p> <p><u>格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱</u>を確認するために必要な計装設備は、<u>ドライウェル圧力（SA）</u>等である。</p> <p><u>格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱</u>を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、<u>格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル）</u>等である。</p> <p>サプレッション・チェンバ側からの<u>格納容器フィルタベント系</u>のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、<u>サプレッション・プール水位（SA）</u>である。</p> <p>以降、炉心冷却は、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による注水により継続的に行い、また、<u>原子炉格納容器除熱は、格納容器フィルタベント系</u>により継続的に行う。</p> <p>2.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法</p> <p>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、<u>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、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＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」</u>である。</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、原子炉圧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<u>原子炉格納容器</u>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、スプレイ冷却及び<u>格納容器ベントが重要現象となる。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</u>により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、<u>格納容器圧力、格納容器気相部温度（以下「格納容器温度」という。）</u>等の過渡応答</p>	<p>（サプレッション・プール水位通常水位＋約1.3m）到達により格納容器代替スプレイを停止後、格納容器ベントを実施する運用としている。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>原子炉格納容器気相部の温度を指す。)等の過渡応答を求める。  <u>本重要事故シーケンスでは、炉心露出時間が長く、燃料被覆管の最高温度が高くなるため、輻射による影響が詳細に考慮される CHASTE により燃料被覆管の最高温度を詳細に評価する。</u></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  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2.1.2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  (a) 起因事象  起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能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、低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水モード）の機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源  外部電源は使用できるものとする。  <u>外部電源がある場合、事象発生と同時に原子炉冷却材再循環ポンプ（以下「再循環ポンプ」という。）がトリップしない</u></p>	<p>本重要事故シーケンスでは、<u>SAFERコードによる燃料被覆管温度の評価結果は、燃料被覆管の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから、輻射による影響が詳細に考慮される CHASTEコードは使用しない。</u></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  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2.1-2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  (a) 起因事象  起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定  高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（<u>低圧注水系</u>）の機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源  外部電源は使用できるものとする。  <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</u></p>	<p>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  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2.1.2-1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  (a) 起因事象  起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定  高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系、低圧注水機能として<u>低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）</u>の機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源  <u>外部電源なしの場合は、対策の成立性、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及び常設代替交流電源設備に</u></p>	<p>・評価方針の相違  【柏崎6/7】  島根2号炉における本重要事故シーケンスでは、SAFERコードによる燃料被覆管温度の評価結果は、燃料被覆管の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから、輻射による影響が詳細に考慮されるCHASTEコードは使用しない。</p> <p>・設備設計の相違  【柏崎6/7】  ABWRとBWR-5の設備の相違。</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</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>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> <u>ため、炉心冷却上厳しくなる。</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><u>(b) ATWS 緩和設備（代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能）</u> <u>ATWS 緩和設備（代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能）</u> <u>（以下「代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能」という。）</u> <u>は、原子炉水位の低下に伴い、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) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。</p> <p>また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（<u>8個</u>）を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の<u>約5%</u>を処理するものとする。</p> <p>(d) <u>低圧代替注水系（常設）</u> 逃がし安全弁による原子炉減圧後に、最大 <u>300m<sup>3</sup>/h</u>にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。</p>	<p><u>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> <u>ため、炉心冷却上厳しくなる。</u></p> <p>また、運転員等操作時間の評価においては、外部電源が使用できない場合についても考慮する。</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><u>(b) 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）は、</u> <u>原子炉水位の低下に伴い、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) 逃がし安全弁 逃がし安全弁（<u>安全弁機能</u>）にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。</p> <p>また、原子炉減圧には逃がし安全弁（<u>自動減圧機能</u>）（<u>7個</u>）を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の<u>約6%</u>を処理するものとする。</p> <p>(d) <u>低圧代替注水系（常設）</u> 逃がし安全弁（<u>自動減圧機能</u>）による原子炉減圧後に、最大 <u>378m<sup>3</sup>/h</u>にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。</p>	<p><u>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れ、</u> <u>原子炉水位の低下が大きくなること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。</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) 逃がし安全弁 逃がし安全弁（<u>逃がし弁機能</u>）にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。</p> <p>また、原子炉減圧には逃がし安全弁（<u>自動減圧機能付き</u>）（<u>6個</u>）を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の<u>約8%</u>を処理するものとする。</p> <p>(c) <u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u> 逃がし安全弁（<u>自動減圧機能付き</u>）による原子炉減圧後に、<u>最大250m<sup>3</sup>/h</u>にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。</p>	<p>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、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，東海第二】 急速減圧に必要な逃がし安全弁操作個数の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7，東海第二】</p>



柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>なお、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は、格納容器スプレイト同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。</u></p> <p>(e) <u>代替格納容器スプレイト冷却系（常設）</u> 格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイト流量を考慮し、<u>140m<sup>3</sup>/h</u>にて原子炉格納容器内にスプレイトする。<u>なお、格納容器スプレイトは、原子炉注水と同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。</u></p> <p>(f) <u>格納容器圧力逃がし装置等</u> 格納容器圧力逃がし装置等により、格納容器圧力 <u>0.62MPa[gage]</u>における最大排出流量 <u>31.6kg/s</u> に対して、<u>原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積 70%開※1）</u>にて原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p><u>※1 操作手順においては、原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を流路面積 70%相当で中間開操作するが、格納容器圧力の低下傾向を確認できない場合は、増開操作を実施する。</u></p> <p><u>なお、耐圧強化ベント系を用いた場合は、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合と比較して、排出流量は大きくなり、格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。</u></p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件</p>	<p><u>また、原子炉注水と格納容器スプレイトを同時に実施する場合は、230m<sup>3</sup>/hにて原子炉へ注水する。</u></p> <p>(e) <u>代替格納容器スプレイト冷却系（常設）</u> 格納容器圧力及び雰囲気温度抑制に必要なスプレイト流量を考慮し、<u>130m<sup>3</sup>/h</u>にて格納容器内にスプレイトする。</p> <p>(f) <u>格納容器圧力逃がし装置等</u> 格納容器圧力逃がし装置等により、格納容器圧力 <u>0.31MPa[gage]</u>における排出流量 <u>13.4kg/s</u> に対して、<u>第二弁を全開にて格納容器除熱を実施する。</u></p> <p><u>なお、耐圧強化ベント系を用いた場合は、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合と比較して、排出流量は大きくなり、格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。</u></p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件</p>	<p>(d) <u>格納容器代替スプレイト系（可搬型）</u> 格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイト流量を考慮し、<u>120m<sup>3</sup>/h</u>にて原子炉格納容器内にスプレイトする。</p> <p>(e) <u>格納容器フィルタベント系</u> 格納容器フィルタベント系により、格納容器圧力 <u>427kPa[gage]</u>における最大排出流量<u>9.8kg/s</u>に対して、<u>第1弁の中央制御室からの遠隔操作による全開操作にて原子炉格納容器除熱を実施する。</u></p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件</p>	<p>・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイトの実施について、別々のポンプを用いることとしている。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイトの実施について、別々のポンプを用いることとしている。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、<u>第1弁</u>を全開操作することにより格納容器ベントを実施。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2号炉は、耐圧強化ベントを自主設備として位置付けている。</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>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>低圧代替注水系(常設)の追加起動及び中央制御室における系統構成は、高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが、事象判断の時間を考慮して、事象発生から10分後に開始するものとし、操作時間は約4分間とする。</u></p> <p>(b) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、中央制御室操作における<u>低圧代替注水系(常設)の準備時間を考慮して、事象発生から約14分後に開始する。</u></p> <p>(c) <u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が0.18MPa[gage]に到達した場合に実施する。</u></p> <p>なお、格納容器スプレイは、<u>格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した後、格納容器ベント実施前に停止する。</u></p>	<p>運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、中央制御室において、<u>状況判断の時間、高圧・低圧注水機能喪失の確認時間及び低圧代替注水系(常設)の準備時間を考慮して、事象発生から25分後に開始する。</u></p> <p>(b) <u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作は、格納容器圧力が0.279MPa [gage]に到達した場合に実施する。</u></p> <p>なお、格納容器スプレイは、サプレッション・プール水位が通常水位+6.5mに到達した場合に停止する。</p>	<p>運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) <u>常設代替交流電源設備の起動及び受電並びに低圧原子炉代替注水系(常設)起動及び中央制御室における系統構成は、高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが、事象判断の時間を考慮して、事象発生から10分後に開始するものとし、操作時間は20分間とする。</u></p> <p>(b) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、中央制御室操作における<u>低圧原子炉代替注水系(常設)の準備時間を考慮して、事象発生から30分後に開始する。</u></p> <p>(c) <u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が384kPa[gage]に到達した場合に実施する。</u></p> <p>なお、格納容器スプレイは、<u>サプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m (真空破壊装置下端-0.45m)に到達した場合に停止する。</u></p>	<p>・解析条件及び設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7】 注水設備の準備時間の相違。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 注水設備の準備時間の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ実施基準の相違。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、格納容器スプレイにより格納容器圧力が制御できるため、水位制限によりスプレイを停止している。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ停止基準の相違。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(d) <u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱操作は、<u>格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合</u>に実施する。</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）※2、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2.1.6図から第2.1.11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、<u>高出力燃料集合体のボイド率</u>、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2.1.12図から第2.1.17図に、格納容器圧力、格納容器温度、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水位及び水温</u>の推移を第2.1.18図から第2.1.21図に示す。</p> <p>※2 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<u>有効燃料棒頂部付近</u>となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。<u>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。</u></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</p>	<p>(c) <u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱操作は、<u>格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合</u>に実施する。</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2.1-4図から第2.1-9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、平均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2.1-10図から第2.1-15図に、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の推移を第2.1-16図から第2.1-19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<u>原子炉水位（広帯域）</u>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<u>原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（狭帯域）</u>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<u>燃料有効長頂部付近</u>となった場合には、<u>原子炉水位（燃料域）</u>にて監視する。<u>原子炉水位（燃料域）</u>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</p>	<p>(d) <u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱操作は、<u>サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m (真空破壊装置下端-0.45m) に到達から10分後</u>に実施する。</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2.1.2-1(1)図から第2.1.2-1(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、<u>平均出力燃料集合体のボイド率</u>、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2.1.2-1(7)図から第2.1.2-1(12)図に、格納容器圧力、格納容器温度、<u>サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度</u>の推移を第2.1.2-1(13)図から第2.1.2-1(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<u>原子炉水位（広帯域）</u>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<u>原子炉水位（広帯域・狭帯域）</u>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<u>燃料棒有効長頂部付近</u>となった場合には、<u>原子炉水位（燃料域）</u>にて監視する。<u>原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。</u></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</p>	<p>相違。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、有効性評価の格納容器ベント実施に係る条件として、実運用と同じ想定としている。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は、平均出力燃料集合体で P C T が発生している。</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>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)の起動に失敗する。<u>これにより、残留熱除去系(低圧注水モード)の吐出圧力が確保されないため、自動減圧系についても作動しない。</u></p> <p>再循環ポンプについては、<u>原子炉水位低(レベル3)で4台トリップし、原子炉水位低(レベル2)で残り6台がトリップする。</u>主蒸気隔離弁は、<u>原子炉水位低(レベル1.5)で全閉する。</u></p> <p>事象発生から約14分後に中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁8個を手動開することで、原子炉急速減圧を実施し、原子炉減圧後に<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水を開始する。</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>有効燃料棒頂部を下回るが、低圧代替注水系(常設)による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。</u></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。</p> <p>その後、<u>低圧代替注水系(常設)による原子炉注水により、</u></p>	<p>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、<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起動に失敗し、その後、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)の起動にも失敗する。これにより、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)の吐出圧力が確保されないため、自動減圧系についても作動しない。</u></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)で2台全てがトリップする。</u>主蒸気隔離弁は、<u>原子炉水位異常低下(レベル2)で全閉する。</u></p> <p>事象発生から25分後に中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁(自動減圧機能)7個を手動開することで、原子炉急速減圧を実施し、原子炉減圧後に<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水を開始する。</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>燃料有効長頂部を下回るが、低圧代替注水系(常設)による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。</u></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。</p> <p>その後、<u>低圧代替注水系(常設)による原子炉注水により、</u></p>	<p>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、<u>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、その後、高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水モード)の起動にも失敗する。これにより低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水モード)の遮断器閉が確保されないため、自動減圧系についても作動しない。</u></p> <p>再循環ポンプについては、<u>原子炉水位低(レベル2)で2台すべてトリップする。</u>主蒸気隔離弁は、<u>原子炉水位低(レベル2)で全閉する。</u></p> <p>事象発生から30分後に中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁(自動減圧機能付き)6個を手動開することで、原子炉急速減圧を実施し、原子炉減圧後に<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>による原子炉注水を開始する。</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>燃料棒有効長頂部を下回るが、低圧原子炉代替注水系(常設)による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。</u></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。</p> <p>その後、<u>低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水により、</u></p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ABWRとBWR-5の設備の相違。</li> <li>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、自動減圧系が作動するインターロックとして低圧ECCS系の遮断器閉を条件としている。</li> <li>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 再循環ポンプの個数の相違。</li> <li>・運用の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 注水設備の準備時間の相違。</li> <li>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 急速減圧に必要な逃がし安全弁操作個数の相違。</li> </ul>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	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>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。崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。</p> <p>そのため、代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行う。</p> <p>原子炉格納容器除熱は、事象発生から約17時間経過した時点で実施する。なお、原子炉格納容器除熱時のサブプレッション・チェンバ・プール水位は、真空破壊装置(約14m)及びベントライン(約17m)に対して、十分に低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第2.1.12図に示すとおり、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、約874℃に到達するが、1,200℃以下となる。</p> <p>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、第2.1.6図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約7.51MPa[gage]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、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差(高々約0.3MPa)を考慮しても、約7.81MPa[gage]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>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>平均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。崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。</p> <p>そのため、代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を行う。</p> <p>格納容器除熱は、事象発生から約28時間経過した時点で実施する。なお、格納容器除熱時のサブプレッション・プール水位は、真空破壊装置(約15m)及びベントライン(約15m)に対して、十分に低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第2.1-10図に示すとおり、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、約338℃に到達するが、1,200℃以下となる。</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、平均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、第2.1-4図に示すとおり、逃がし安全弁(安全弁機能)の作動により、約7.79MPa[gage]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、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差(高々約0.3MPa)を考慮しても、約8.09MPa[gage]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>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>平均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。崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。</p> <p>そのため、格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を行う。</p> <p>原子炉格納容器除熱は、事象発生から約30時間経過した時点で実施する。なお、原子炉格納容器除熱時のサブプレッション・プール水位は、真空破壊装置(約5.3m)及びベントライン(約9.1m)に対して、低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第2.1.2-1(7)図に示すとおり、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、約509℃に到達するが、1,200℃以下となる。</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、平均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、第2.1.2-1(1)図に示すとおり、逃がし安全弁(逃がし弁機能)の作動により、約7.59MPa[gage]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、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差(高々約0.3MPa)を考慮しても、約7.89MPa[gage]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>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、平均出力燃料集合体でPCTが発生している。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 ・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 真空破壊装置(弁)、ベントラインの高さの相違。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 ・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、平均出力燃料集合体でPCTが発生している。</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>・解析結果の相違</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>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行うことによって、<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0.31MPa[gage]及び約144℃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2.1.7 図に示すとおり、<u>低圧代替注水系（常設）</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。その後は、<u>約17時間後に格納容器圧力逃がし装置等</u>による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 style="text-align: right;">(添付資料2.1.1)</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、事象発生から格納容器圧力逃がし装置等の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「<u>2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）</u>」の実効線量の評価結果以下となり、5mSvを下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</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)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.1.3 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・低圧注水機能喪失では、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することが特徴である。</p>	<p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を行うことによって、<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0.31MPa [gage] 及び約143℃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2.1-5 図に示すとおり、<u>低圧代替注水系（常設）</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。その後は、<u>約28時間後に格納容器圧力逃がし装置等</u>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。</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器ベント時の非居住区域境界及び敷地境界での実効線量の評価結果は、<u>サブプレッション・プールでのスクラビングによる放射性物質の除染効果を見込まない厳しい評価としている</u>「<u>2.6 LOCA時注水機能喪失</u>」の<u>ドライウェルベント時の実効線量の評価結果以下となり、5mSvを下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.1.1, 2.1.2, 2.6.2)</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)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.1.3 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・低圧注水機能喪失では、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することが特徴で</p>	<p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を行うことによって、<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384kPa[gage]及び約153℃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2.1.2-1(2)図に示すとおり、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</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。その後は、<u>約30時間後に格納容器フィルタベント系</u>による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 style="text-align: right;">(添付資料2.1.1)</p> <p><u>格納容器フィルタベント系</u>による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、事象発生から格納容器フィルタベント系の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「<u>2.6 LOCA時注水機能喪失</u>」の実効線量の評価結果以下となり、5mSvを下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</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)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.1.3 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・低圧注水機能喪失では、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することが特徴で</p>	<p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・評価方針の相違 【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>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、<u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱操作とする。</u></p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本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、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、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（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</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</p>	<p>ある。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えられられる操作として、<u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱操作とする。</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、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、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（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p><u>格納容器</u>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<u>気液界面の熱伝達</u>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<u>格納容器雰囲気温度</u>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</p>	<p>ある。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えられられる操作として、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作開始）、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作</u>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、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、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（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p><u>原子炉格納容器</u>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、<u>気液界面の熱伝達</u>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<u>格納容器温度</u>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</p>	<p>・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 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>度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)及び格納容器圧力逃がし装置等</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)及び格納容器圧力逃がし装置等</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.1.2)</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 2.1.2)</p>	<p>圧力及び<u>雰囲気温度</u>の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>を操作開始の起点としている<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)及び格納容器圧力逃がし装置等</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器<u>雰囲気温度</u>及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>を操作開始の起点としている<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)及び格納容器圧力逃がし装置等</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.1.3)</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><u>格納容器</u>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<u>気液界面の熱伝達</u>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<u>格納容器雰囲気温度</u>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<u>雰囲気温度</u>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<u>格納容器雰囲気温度</u>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 2.1.3)</p>	<p>圧力及び<u>温度</u>の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び<u>温度</u>を操作開始の起点としている<u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)及び格納容器フィルタベント系によるベント操作</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び<u>温度</u>を操作開始の起点としている<u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)及び格納容器フィルタベント系によるベント操作</u>に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.1.2)</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><u>原子炉格納容器</u>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、<u>気液界面の熱伝達</u>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<u>格納容器温度</u>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<u>温度</u>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<u>格納容器温度</u>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 2.1.2)</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) 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2.1.2表</u>に示すとおりであり, それらの条件設定を設計値等, 最確条件とした場合の影響を評価する。また, 解析条件の設定に当たっては, 評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから, その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は, 解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 <u>42kW/m 以下</u>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, 操作手順 (速やかに注水手段を準備すること) に変わりはなく, 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, 操作手順 (速やかに注水手段を準備すること) に変わりはないことから, 運転員等操作時間に与える影響はない。</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, サプレッション・チェンバ・プール水位</u>, 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>(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2.1-2表</u>に示すとおりであり, それらの条件設定を設計値等, 最確条件とした場合の影響を評価する。また, 解析条件の設定に当たっては, 評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから, その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は, 解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 <u>33kW/m ~ 約 41kW/m</u>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, 操作手順 (速やかに注水手段を準備すること) に変わりはなく, 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 <u>31GWd/t</u>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<u>雰囲気温度</u>の上昇が遅くなるが, 操作手順 (速やかに注水手段を準備すること) に変わりはないことから, 運転員等操作時間に与える影響はない。</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 (サプレッション・チェンバ) の空間部及び液相部, サプレッション・プール水位</u>, 格納容器圧力並びに<u>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, 運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p>	<p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は, <u>第2.1.2-1表</u>に示すとおりであり, それらの条件設定を設計値等, 最確条件とした場合の影響を評価する。また, 解析条件の設定に当たっては, 評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから, その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は, 解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 <u>40.6kW/m 以下</u>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, 操作手順 (速やかに注水手段を準備すること) に変わりはなく, 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 <u>30GWd/t</u>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<u>温度</u>の上昇が遅くなるが, 操作手順 (速やかに注水手段を準備すること) に変わりはないことから, 運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力, 原子炉水位, 炉心流量, <u>サプレッション・プール水位</u>, 格納容器圧力及び<u>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, 運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p>	<p>備考</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</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>事故条件の外部電源の有無については、<u>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、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>機器条件の<u>低圧代替注水系(常設)</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 2.1.2)</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<u>約 42kW/m 以下</u>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ることから、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器容積(ウェットウェル)の空間部及び液相部、サプレッション</u></p>	<p>事故条件の外部電源の有無については、<u>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及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機(以下「非常用ディーゼル発電機等」という。)並びに常設代替交流電源設備により電源が供給され、また、低圧代替注水系(常設)の起動操作時間は、外部電源がない場合も考慮して設定していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>機器条件の<u>低圧代替注水系(常設)</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 2.1.3)</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<u>約 33kW/m～約 41kW/m</u>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ることから、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器体積(サプレッション・チェンバ)の空間部及び液相部、サプレ</u></p>	<p>事故条件の外部電源の有無については、<u>対策の成立性、必要燃料量の観点から厳しい外部電源がない状態を設定している。なお、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ため、低圧原子炉代替注水系(常設)の起動操作時間は早まる可能性があり、原子炉への注水開始時間も早まることから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</u></p> <p>機器条件の<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</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 2.1.2)</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<u>約 40.6kW/m 以下</u>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ることから、格納容器圧力及び<u>温度</u>の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び<u>温度</u>の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>サプレッション・プール水位</u>、格納容器圧力及び<u>格納容器温度</u>は、ゆらぎ</p>	<p>載していない。</p> <p>・解析条件の相違</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>・実績値の相違</p> <p>【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</p> <p>【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</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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、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>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。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。</u></p> <p>機器条件の<u>低圧代替注水系(常設)</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。 (添付資料 2.1.2)</p> <p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水操作(原子炉急速減圧操作を含む)は、解析上の操作開始時間として事象発生から約14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、高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間及び<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水準</p>	<p>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、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>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。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及び常設代替交流電源設備により電源が供給される。</u></p> <p>機器条件の<u>低圧代替注水系(常設)</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。 (添付資料 2.1.3)</p> <p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水操作(原子炉急速減圧操作を含む)は、解析上の操作開始時間として事象発生から25分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間、<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水準備の操作時間及び</p>	<p>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>対策の成立性、必要燃料量の観点から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。仮に事象発生と同時に再循環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。</u></p> <p>機器条件の<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</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。 (添付資料 2.1.2)</p> <p>b. 操作条件 操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 操作条件の<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>による原子炉注水操作(原子炉急速減圧操作開始)は、解析上の操作開始時間として事象発生から30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、高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間及び<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>による原子炉注水準</p>	<p>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 【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>・運用の相違 【柏崎6/7、東海第二】 注水設備の準備時間の</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>備の操作時間は、時間余裕を含めて設定していることから、その後に行う原子炉急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があり、原子炉への注水開始時間も早まることから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 <u>0.18MPa [gage]</u> 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、<u>実態の運転操作においては、原子炉注水を優先するため、原子炉水位高（レベル 8）到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却系（常設）へ切り替えることとしており、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 0.18MPa [gage] 付近となるが、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、原子炉注水との切替え操作であるため、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</u></p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 <u>0.31MPa [gage]</u> 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 <u>0.31MPa [gage]</u>）に到達するのは、事象発生の約 17 時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、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。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、<u>20 分程度</u>操作開始時間が遅れる可能性があるが、原子炉格納容器の限</p>	<p><u>逃がし安全弁の操作時間は、時間余裕を含めて設定していることから、原子炉急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが、状況判断から原子炉減圧操作までは一連の操作として実施し、同一の運転員による並列操作はなく、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</u></p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 <u>0.279MPa [gage]</u> 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、<u>常設低圧代替注水系ポンプ 2 台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する可能性がある操作は同一の制御盤による実施が可能であるため、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、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遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、並列して実施する可能性がある低圧代替注水系（常設）による原子炉注水とは同一の制御盤により実施可能であることから、他の操作に与える影響はない。</u></p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 <u>0.31MPa [gage]</u> 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 <u>0.31MPa [gage]</u>）に到達するのは、事象発生の約 28 時間後であり、格納容器ベントの準備操作はサブプレッション・プール水位の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、<u>当該操作は中央制御室からの遠隔操作により実施可能であることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、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。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約 75 分程度</u>操作開始時間が遅れる可能性があるが、<u>格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage]</u> である</p>	<p>の操作時間は、時間余裕を含めて設定していることから、<u>その後に行う原子炉急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、原子炉への注水開始時間も早まることから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</u></p> <p>操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力が <u>384kPa [gage]</u> 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、<u>格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力 384kPa [gage] 到達時点で速やかに操作を実施可能であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う要員を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</u></p> <p>操作条件の格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間としてサブプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m に到達から 10 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（サブプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m）に到達するのは、事象発生の約 30 時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、<u>格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、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。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、90 分程度</u>操作開始時間が遅れる可能性がある</p>	<p>相違。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】型式の相違による格納容器スプレイ実施基準の相違。</li> <li>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】島根 2 号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。</li> <li>・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】島根 2 号炉は、有効性評価の格納容器ベント実施に係る条件として、実運用と同じ想定としている。</li> <li>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</li> <li>・運用の相違 【東海第二】島根 2 号炉は、格納容器ベントの準備操作を格</li> </ul>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	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>界圧力は <u>0.62MPa [gage]</u> であることから、原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.1.2)</p>	<p>ことから、<u>格納容器の健全性</u>という点では問題とはならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、<u>並列して実施する場合がある操作とは同一の制御盤により実施可能である</u>ことから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.1.3)</p>	<p>が、<u>原子炉格納容器の限界圧力は 853kPa [gage]</u> であることから、<u>原子炉格納容器の健全性</u>という点では問題とはならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、<u>他の操作との重複もない</u>ことから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.1.2)</p>	<p>納容器圧力基準で実施することとしている。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>運用の相違</li> <li>【柏崎 6/7, 東海第二】現場操作時間の相違。</li> <li>設備設計の相違</li> <li>【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。</li> <li>運用の相違</li> <li>【東海第二】</li> </ul>
<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の<u>低圧代替注水系 (常設)</u>による原子炉注水操作 (原子炉急速減圧操作を含む) 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よりも早くなる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなることから、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>操作条件の<u>代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)</u>による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<u>原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 0.18MPa [gage] 付近となるが、格納容器圧力の上昇は緩やかであり、格納容器スプレイの開始時間が早くなる場合、遅くなる場合のいずれにおいても、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>操作条件の<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、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。仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、<u>約 20 分程度</u>操作開始時間が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の<u>低圧代替注水系 (常設)</u>による原子炉注水操作 (原子炉急速減圧操作を含む) 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よりも早くなる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなることから、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>操作条件の<u>代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)</u>による格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<u>常設低圧代替注水系ポンプ 2 台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合がある操作は同一の制御盤による実施が可能であるため、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>操作条件の<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、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。仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、<u>約 75 分程度</u>操作開始時間が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は <u>0.31MPa</u></p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の<u>低圧原子炉代替注水系 (常設)</u>による原子炉注水操作 (原子炉急速減圧操作開始) 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よりも早くなる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなることから、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>操作条件の<u>格納容器代替スプレイ系 (可搬型)</u>による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<u>格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力 384kPa [gage] 到達時点で速やかに操作を実施可能であり、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>操作条件の<u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、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。仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、<u>90 分程度</u>操作開始時間が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>運用の相違</li> <li>【柏崎 6/7, 東海第二】島根 2号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。</li> <li>運用の相違</li> <li>【東海第二】</li> <li>運用の相違</li> <li>【柏崎 6/7, 東海第二】</li> </ul>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>格納容器圧力は <u>0.31MPa [gage]</u> より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、原子炉格納容器の限界圧力は <u>0.62MPa [gage]</u> であることから、原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。 (添付資料 2.1.2)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水操作(原子炉急速減圧操作を含む。)については、<u>高圧・低圧注水機能喪失及び給水流量の全喪失を想定することから安全機能の喪失状態が同じであり、原子炉減圧操作も同じ 25 分であるが、原子炉水位低下の観点では本重要事故シーケンスより厳しい「2.6 LOCA時注水機能喪失」において、操作開始時間の 10 分程度の時間遅れまでに低圧代替注水系(常設)による注水が開始できれば、燃料被覆管の破裂及び炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。</u></p> <p>また、格納容器ベント時の<u>非居住区域境界及び敷地境界での実効線量は燃料被覆管の破裂が発生しないことから「2.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (3) 有効性評価の結果」と同等となり、5mSv を下回る。</u></p> <p>第 2.1.22 図から第 2.1.24 図に示すとおり、操作条件の<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水操作については、事象発生から<u>約 19 分後(操作開始時間 5 分程度の遅れ)までに低圧代替注水系(常設)による注水が開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約 944℃となり 1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。</u></p> <p>また、<u>ウェットウエルのベントラインを経由した格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の敷地境界線量は約 <math>4.3 \times 10^{-2}</math> mSv、ドライウエルのベントラインを経由した耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界線量は約 1.4mSv</u></p>	<p>[gage] より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、<u>格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage]</u> であることから、<u>格納容器の健全性という点では問題とはならない。</u> (添付資料 2.1.3)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水操作(原子炉急速減圧操作を含む。)については、<u>高圧・低圧注水機能喪失及び給水流量の全喪失を想定することから安全機能の喪失状態が同じであり、原子炉減圧操作も同じ 25 分であるが、原子炉水位低下の観点では本重要事故シーケンスより厳しい「2.6 LOCA時注水機能喪失」において、操作開始時間の 10 分程度の時間遅れまでに低圧代替注水系(常設)による注水が開始できれば、燃料被覆管の破裂及び炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。</u></p> <p>また、格納容器ベント時の<u>非居住区域境界及び敷地境界での実効線量は燃料被覆管の破裂が発生しないことから「2.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (3) 有効性評価の結果」と同等となり、5mSv を下回る。</u></p> <p>操作開始時間の <u>25 分程度の時間遅れ</u>では、一部の燃料被覆管に破裂が発生するが、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足する。</p> <p>また、<u>格納容器ベント時の非居住区域境界での実効線量は約 4.4mSv、敷地境界での実効線量は約 4.4mSv</u> であり、5mSv を下回る。</p>	<p>384kPa[gage]より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、<u>原子炉格納容器の限界圧力は 853kPa[gage]</u>であることから、<u>原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。</u> (添付資料 2.1.2)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>による原子炉注水操作(原子炉急速減圧操作を含む。)については、<u>事象発生から 50 分後(操作開始時間 20 分程度の遅れ)までに低圧原子炉代替注水系(常設)による注水のための原子炉減圧が開始できれば、燃料被覆管の破裂及び炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。</u></p> <p>格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は燃料被覆管の破裂が発生しないことから、「2.1.2(3)有効性評価の結果」と同等となり、5mSvを下回る。</p> <p>また、第 2.1.3-1(1)図から第 2.1.3-1(3)図に示すとおり、事象発生から <u>60 分後(操作開始時間 30 分程度の遅れ)までに低圧原子炉代替注水系(常設)による注水のための原子炉減圧が開始できれば、一部の燃料被覆管に破裂が発生するが、燃料被覆管の最高温度は約 902℃となり 1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足する。</u></p> <p><u>サプレッション・チェンバのベントラインを経由した格納容器フィルタベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は約 <math>4.8 \times 10^{-2}</math> mSv</u> であり 5mSv を下回る。</p>	<p>現場操作時間の相違。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・解析結果の相違</li> <li>【柏崎 6/7, 東海第二】</li> <li>・設備設計の相違</li> <li>【柏崎 6/7, 東海第二】</li> <li>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。</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>・評価方針の相違</li> <li>【東海第二】</li> <li>評価を実施するシナリオの相違。</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>・解析条件の相違</li> <li>【柏崎 6/7, 東海第二】</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>・評価結果の相違</li> <li>【柏崎 6/7, 東海第二】</li> </ul>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	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>であり、5mSvを下回る。<u>事象発生から約24分後（操作開始時間10分程度の遅れ）では、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。また、ウェットウェルのベントラインを経由した格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の敷地境界線量は約1.3mSvとなり、また、ドライウエルのベントラインを経由した耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界線量は約36mSvであり、5mSvを超える。この場合、格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）により炉心損傷の判断を行い、格納容器圧力0.62MPa〔gage〕に至るまでに格納容器ベントすることとなることから、重大事故での対策の範囲となる。</u></p> <p>操作条件の<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約10時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約17時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は<u>0.31MPa〔gage〕</u>から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、原子炉格納容器の限界圧力<u>0.62MPa〔gage〕</u>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、<u>約20時間以上の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</u></p> <p style="text-align: right;">（添付資料2.1.2, 2.1.3）</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメー</p>	<p>操作条件の<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約14時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約28時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は<u>0.31MPa〔gage〕</u>から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、<u>格納容器の限界圧力0.62MPa〔gage〕</u>に至るまでの時間は、<u>格納容器スプレイを停止した時点の格納容器圧力約0.247MPa〔gage〕</u>から0.31MPa〔gage〕到達までの時間が約1時間であることを考慮すると、<u>0.31MPa〔gage〕から0.62MPa〔gage〕に到達するまでに5時間程度の準備時間が確保でき、現場操作に要する時間は75分程度であることから、時間余裕がある。</u></p> <p style="text-align: right;">（添付資料2.1.3, 2.1.7, 2.6.7）</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメー</p>	<p>操作条件の<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約22時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の<u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約30時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は<u>384kPa〔gage〕</u>から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、<u>原子炉格納容器の限界圧力853kPa〔gage〕</u>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35時間後であり、<u>約5時間の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</u></p> <p style="text-align: right;">（添付資料2.1.2, 2.1.3, 3.1.3.8）</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメー</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉（Mark-I改）と柏崎6/7（ABWR）、東海第二（Mark-II）の最高使用圧力の相違。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 東海第二は、2Pd到達時間と現場に要する時間の比較を実施。</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>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>2.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において、<u>6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における事象発生10時間までに必要な要員は、「2.1.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり24名である。「6.2重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の72名で対処可能である。</u></p> <p>また、<u>事象発生10時間以降に必要な参集要員は20名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。</u></p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」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」</p>	<p>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>2.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において、<u>重大事故等対策時における事象発生2時間までに必要な要員は、「2.1.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり18名である。「6.2重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員(初動)の39名で対処可能である。</u></p> <p>また、<u>事象発生2時間以降に必要な参集要員は5名であり、発電所構外から2時間以内に参集可能な要員の72名で確保可能である。</u></p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」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」</p>	<p>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>2.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において、<u>重大事故等対策時における必要な要員は、「2.1.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり28名である。「6.2重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の45名で対処可能である。</u></p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」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</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・運用の相違</li> <li>【柏崎6/7，東海第二】</li> <li>島根2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。</li> <li>・運用及び設備設計の相違</li> <li>【柏崎6/7，東海第二】</li> <li>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28名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。</li> <li>・運用の相違</li> <li>【柏崎6/7，東海第二】</li> <li>島根2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。</li> </ul>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p><u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり合計約 5,300m<sup>3</sup>の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約 10,600m<sup>3</sup>の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m<sup>3</sup>及び淡水貯水池に約 18,000m<sup>3</sup>の水を保有している。</u></p> <p>これにより、<u>6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）により復水貯蔵槽へ給水することで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。</u></p> <p><u>ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが、これは、可搬型設備を事象発生から12時間以内に使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。</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> (添付資料 2.1.4)</p> <p>b. 燃料</p> <p><u>可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプ（A-2級）の運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約 15kLの軽油が必要となる。本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。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</u></p>	<p>の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p><u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、合計約 5,350m<sup>3</sup>の水が必要である。水源として、代替淡水貯槽に約 4,300m<sup>3</sup>及び西側淡水貯水設備に約 4,300m<sup>3</sup>の水を保有している。</u></p> <p>これにより、必要な水源は確保可能である。また、<u>西側淡水貯水設備の水を可搬型代替注水中型ポンプにより代替淡水貯槽へ給水することで、代替淡水貯槽を枯渇させることなく、代替淡水貯槽を水源とした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> (添付資料 2.1.4)</p> <p>b. 燃料</p> <p><u>可搬型代替注水中型ポンプ（1台）による代替淡水貯槽への給水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水中型ポンプ（1台）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約 6.0kLの軽油が必要となる。</u></p> <p><u>可搬型設備用軽油タンクにて約 210kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、可搬型代替注水中型ポンプ（1台）による代替淡水貯槽への給水について、7日間の継続が可能である。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</u></p>	<p>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>低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、合計約 3,600m<sup>3</sup>の水が必要となる。水源として、低圧原子炉代替注水槽に約 740m<sup>3</sup>及び輪谷貯水槽（西1/西2）に約 7,000m<sup>3</sup>の水を保有している。</u></p> <p>これにより、必要な水源は確保可能である。また、<u>事象発生2時間30分以降に輪谷貯水槽（西1/西2）の水を、大量送水車により低圧原子炉代替注水槽へ給水することで、低圧原子炉代替注水槽を枯渇させることなく低圧原子炉代替注水槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。</u> (添付資料2.1.4)</p> <p>b. 燃料</p> <p><u>常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約 352m<sup>3</sup>の軽油が必要となる。ガスタービン発電機用軽油タンクにて約 450m<sup>3</sup>の軽油を保有しており、この使用が可能であることから常設代替交流電源設備による電源供給について、7日間の運転継続が可能である。</u></p> <p><u>非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、事象発生後7日間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 700m<sup>3</sup>の軽油が必要となる。大量送水車に</u></p>	<p>・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。</p> <p>・水量評価結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、事象発生後から必要な可搬型設備を準備し、使用することを想定。</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>

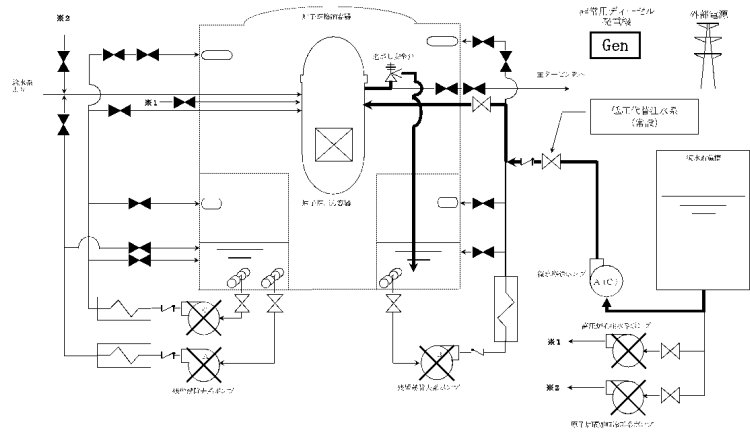


柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>電機による電源供給については、<u>事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約13kLの軽油が必要となる(6号及び7号炉合計約1,549kL)。</u></p> <p><u>6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL(6号及び7号炉合計約2,040kL)の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による復水貯蔵槽への給水、非常用ディーゼル発電機による電源供給、5号炉原子炉建屋内緊急時対策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></p> <p>(添付資料2.1.5)</p> <p>c. 電源</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</u></p>	<p>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、<u>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。緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約70.0kLの軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約75kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</u></p> <p>(添付資料2.1.5)</p> <p>c. 電源</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。</u></p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として、<u>約1,141kW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、<u>緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対して</u></p>	<p>よる低圧原子炉代替注水槽への給水及び格納容器スプレイについては、保守的に事象発生直後からの<u>大量送水車の運転を想定すると、7日間の運転継続に約11m<sup>3</sup>の軽油が必要となる。合計約711m<sup>3</sup>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及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク(以下「非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等」という。)にて約730m<sup>3</sup>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、<u>大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び格納容器スプレイについて、7日間の運転継続が可能である。</u></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8m<sup>3</sup>の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45m<sup>3</sup>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日間の運転継続が可能である。</u></p> <p>(添付資料2.1.5)</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及び常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。</u></p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、<u>約354kW必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が約4,800kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</u></p> <p>また、<u>緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対して</u></p>	<p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。</p> <p>・燃料評価結果の相違</p> <p>【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、緊急時対策所用発電機用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>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。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>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。</p> <p>・電源設備容量の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>常設代替電源設備から電源供給する負荷が異なる。なお、柏崎6/7は必要負荷について外部電源で電源供給を行う。</p>

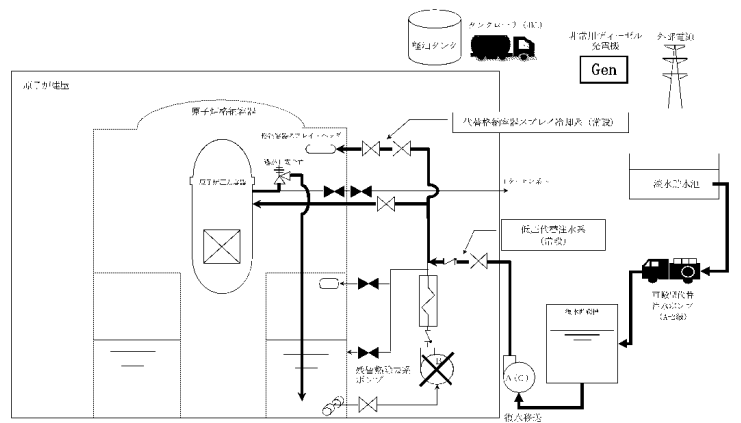
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>びモニタリング・ポスト用発電機</u>についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>2.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として<u>低圧代替注水系(常設)</u>及び逃がし安全弁による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による原子炉格納容器冷却手段及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による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・低圧注水機能喪失」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+低圧注水失敗</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、逃がし安全弁による原子炉減圧、<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水、<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による原子炉格納容器冷却、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による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>なお、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れ</p>	<p>の電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料 2.1.6)</p> <p>2.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水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・低圧注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として<u>低圧代替注水系(常設)</u>及び逃がし安全弁(<u>自動減圧機能</u>)による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による<u>格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置等</u>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・低圧注水機能喪失」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+低圧炉心冷却失敗</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、逃がし安全弁(<u>自動減圧機能</u>)による原子炉減圧、<u>低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水、<u>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)</u>による<u>格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等</u>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、<u>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>なお、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>の使用による非居住区域境界及び敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れ</p>	<p>の電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料 2.1.6)</p> <p>2.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水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・低圧注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>及び逃がし安全弁(<u>自動減圧機能付き</u>)による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として<u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)</u>による原子炉格納容器冷却手段及び<u>格納容器フィルタベント系</u>による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・低圧注水機能喪失」の重要事故シーケンス「<u>過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗</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、逃がし安全弁(<u>自動減圧機能付き</u>)による原子炉減圧、<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>による原子炉注水、<u>格納容器代替スプレイ系(可搬型)</u>による原子炉格納容器冷却及び<u>格納容器フィルタベント系</u>による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、<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>なお、<u>格納容器フィルタベント系</u>の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れ</p>	<p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は、モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。</p>



柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	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>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>低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁</u>による原子炉注水、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による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・低圧注水機能喪失」に対して有効である。</p>	<p>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>低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>による原子炉注水、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による<u>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・低圧注水機能喪失」に対して有効である。</p>	<p>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>低圧原子炉代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）</u>による原子炉注水、<u>格納容器フィルタベント系</u>による<u>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・低圧注水機能喪失」に対して有効である。</p>	

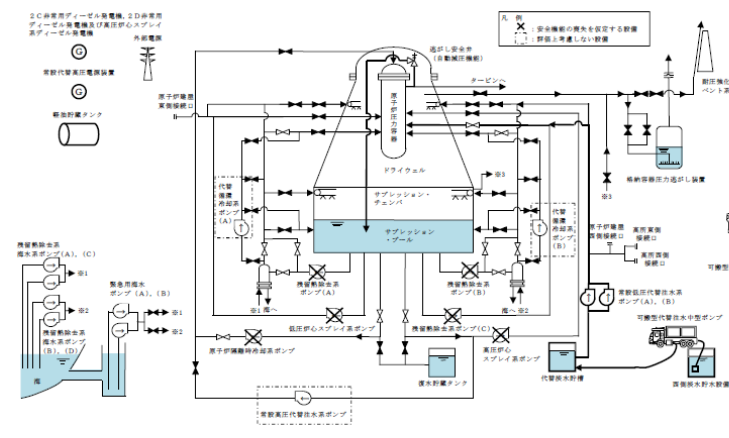


第 2.1.1 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (原子炉急速減圧及び原子炉注水)

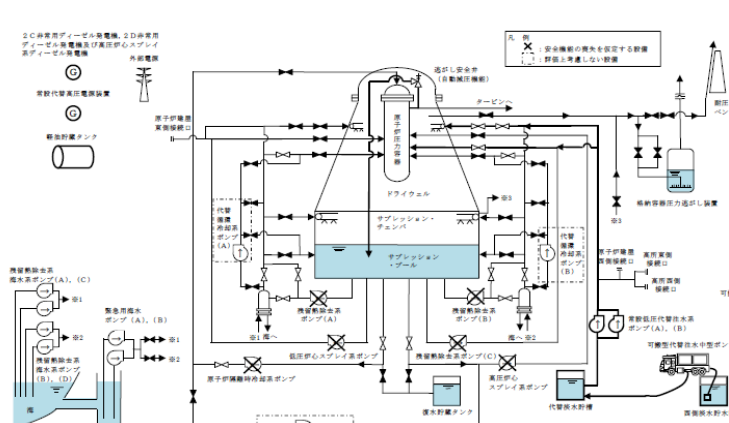


※低圧代替注水系（常設）と代替格納容器スプレィ冷却系（常設）は、同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにより実施する。

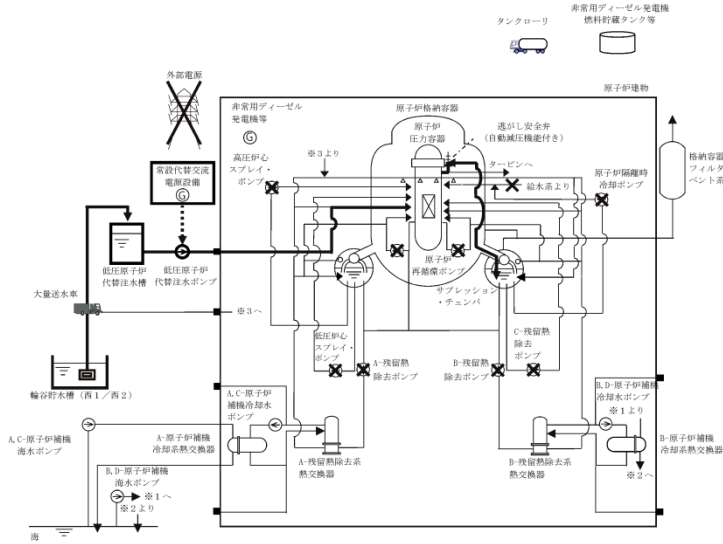
第 2.1.2 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/3) (原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)



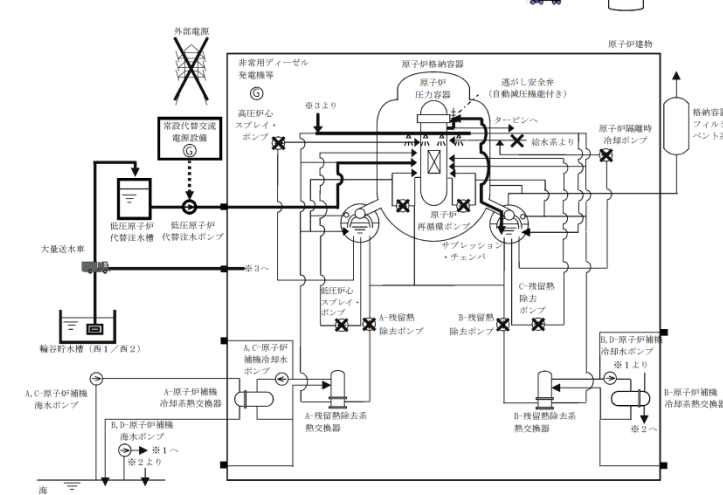
第 2.1-1 図 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階)



第 2.1-1 図 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3) (低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による格納容器冷却段階)



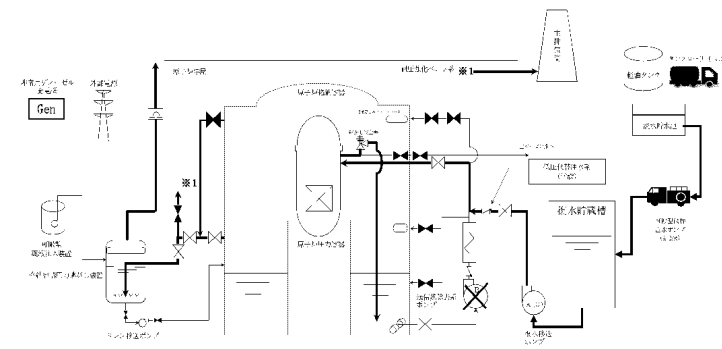
第 2.1.1-1(1)図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉急速減圧及び原子炉注水)



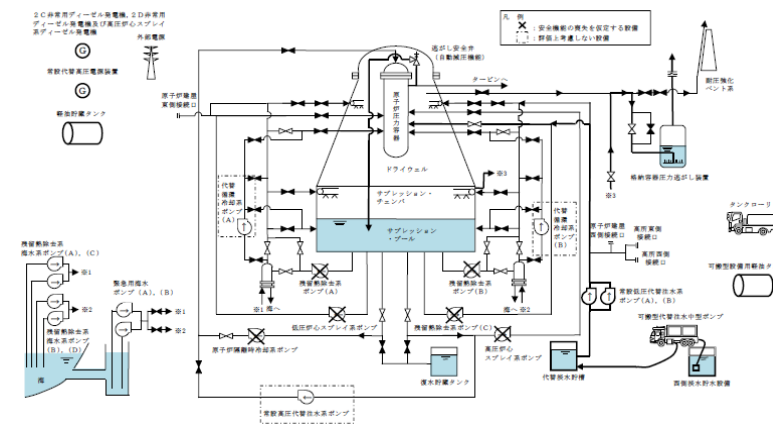
第 2.1.1-1(2)図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)

・設備設計の相違  
【柏崎 6/7, 東海第二】

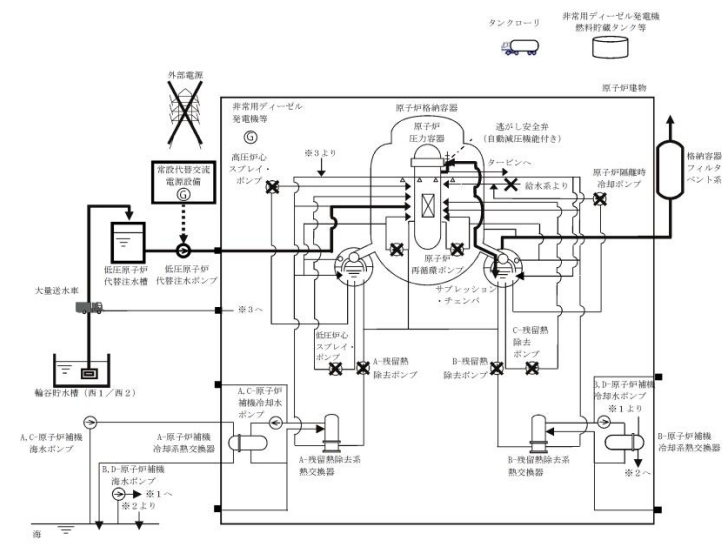
・設備設計の相違  
【柏崎 6/7, 東海第二】



第2.1.3 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



第2.1-1 図 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (低圧代替注水系(常設)による原子炉注水及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱段階)



第2.1.1-1(3) 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

・設備設計の相違  
【柏崎6/7, 東海第二】

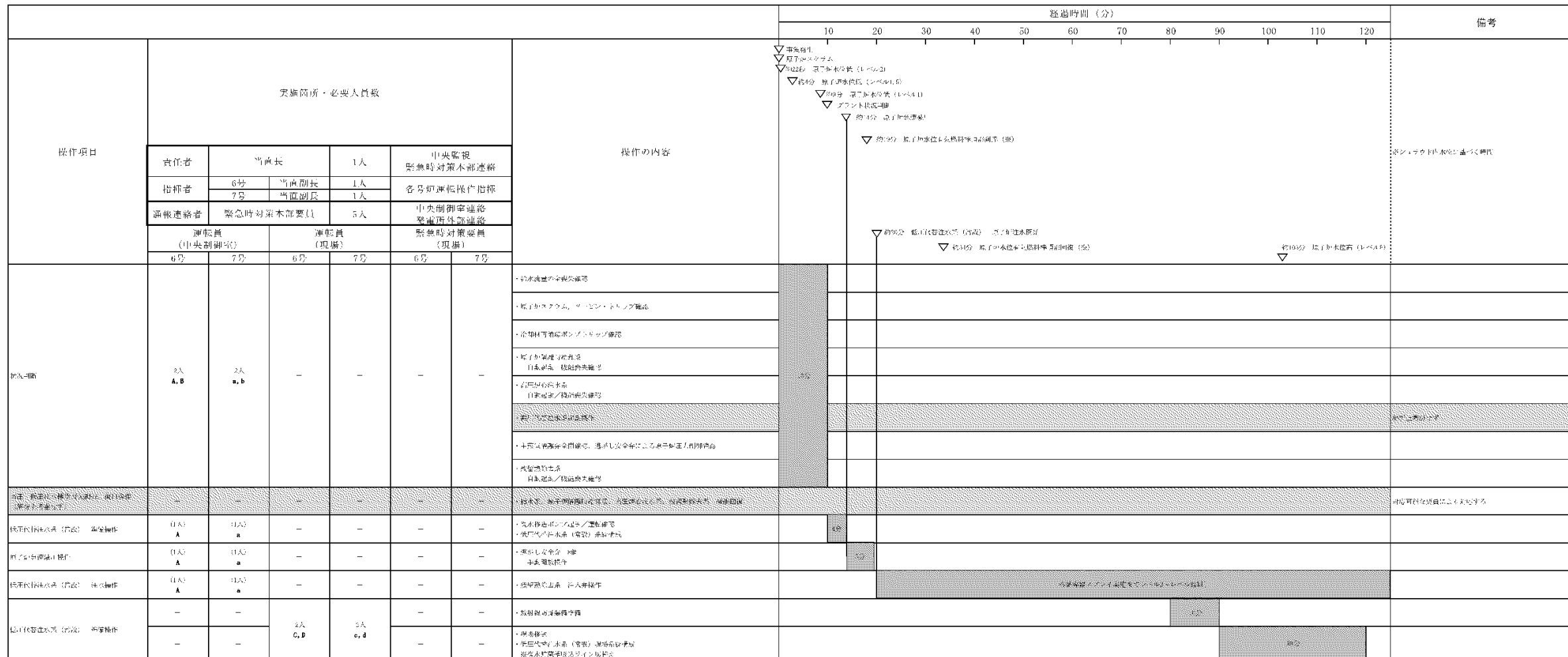








高圧・低圧注水機能喪失



差異理由は、島根2号炉「第2.1.1-3図「高圧・低圧注水機能喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照。

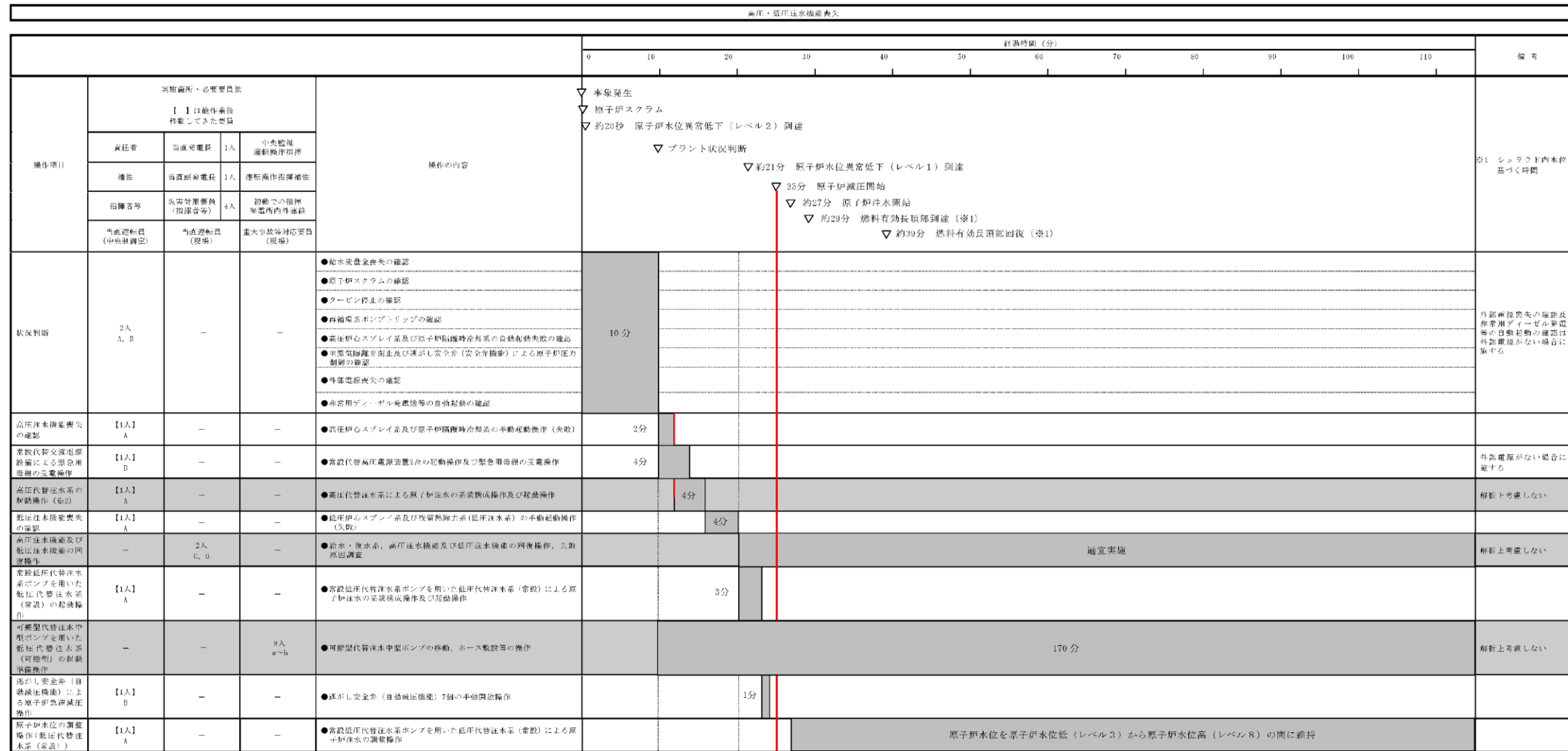
第2.1.5図 「高圧・低圧注水機能喪失」の作業と所要時間 (1/2)



差異理由は、島根2号炉「第2.1.1-3図「高圧・低圧注水機能喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照。

高圧・低圧注水機能喪失							経過時間(時間)												備考	
作業項目	実施箇所・必要人員数						作業の内容	経過時間(時間)												備考
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対応要員 (現場)			2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	
	6号	7号	6号	7号	6号	7号														
個(代)注水機(2台) 注水機作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・緊急時対応 注水機作													
代用給水機(2台)の注水機(2台) 注水機作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・代用給水機 スタンバイ作													
注水機作(注水機作)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・注水機作													備考欄参照
代用給水機(2台)の注水機(2台) 注水機作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・代用給水機 スタンバイ作													備考欄参照
可動型代用注水機(2台)による注水機注水機からの注水機作への移行	-	-	-	-	-	3人	・注水機作準備作													
	-	-	-	-	-	2人	・可動型代用注水機(2台)による注水機作への移行													
給水機作(2台)の注水機作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・給水機作(2台)の注水機作													
	-	-	(1人) C, D	(1人) c, d	-	-	・注水機作準備作													
	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作(2台)の注水機作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・給水機作(2台)の注水機作													
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・給水機作(2台)の注水機作													
	-	-	(1人) c, d	(1人) c, d	-	-	・給水機作(2台)の注水機作													
給水機作	(1人) B	(1人) b	-	-	10人 (5名)	10人 (5名)	・注水機作準備作 ・注水機作準備作 ・注水機作準備作 ・注水機作準備作													中央制御室からの注水機作を監視する
	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-	-	-	-	-	・注水機作準備作													
給水機作	-	-																		





※2 本事故シナリオグループにおいては自動に開閉しないとする。

第2.1-3 図 高圧・低圧注水機能喪失の作業と所要時間 (1/2)

差異理由は、島根2号炉「第2.1.1-3 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照。

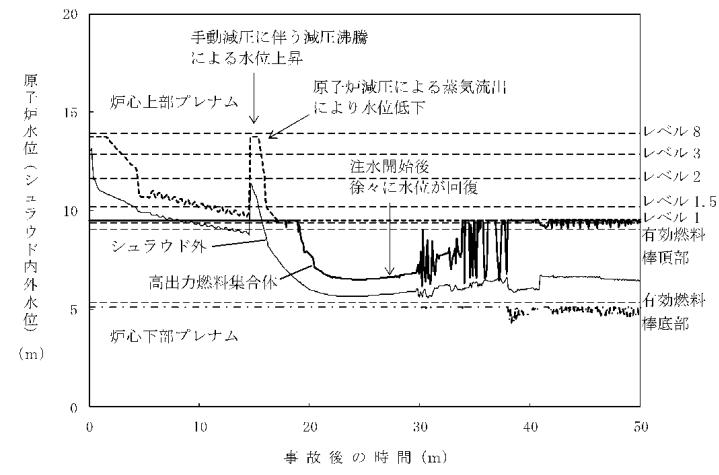
高圧・低圧注水機能喪失				経過時間(時間)											備考			
				4	8	12	16	20	24	28	32	36	40	44		48		
機名	実施箇所・必要要員数 【 】は総作業員移動して必要要員			機名の内容														
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)															
原子炉水位の調整 操作(低圧代替注 水系(常設))	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水 (常設)による原子炉注水の調整操作												原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間に維持		
常設低圧代替注水 系ポンプを用いた 代替格納容器スプレ イ冷却系(常設) による格納容器冷却 操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレ イ冷却系(常設)による格納容器冷却操作												格納容器スプレイ中、適宜状態監視		
代替格納容器系 による原子炉注 水機弁及び格納 容器冷却操作	【1人】 A	-	-	●代替格納容器系による原子炉注水機弁 ●代替格納容器系による格納容器冷却操作												注水開始後、適宜原子炉水位調整 格納容器スプレイ中、適宜状態監視	解任上考慮しない 代替格納容器系のみで状態 維持が可能な場合は、常設 低圧代替注水ポンプを用 いた低圧代替注水系(常設) による注水を停止する	
原子炉注水機弁	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水 (常設)による原子炉注水の調整操作												原子炉水位を可能な限り高く維持	解任上考慮しない	
使用済燃料プールの 除熱操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水ポンプによる代替燃料プール注水 (注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注 水機弁 ●緊急用注水系による注水機弁の調整操作及び稼働 操作 ●代替燃料プール冷却系の稼働操作												適宜実施	解任上考慮しない 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し て実施する	
格納容器圧力減 がし装置等による 格納容器除熱 の準備操作	【1人】 A	-	-	●格納容器圧力減がし装置等による格納容器除熱の準備 操作(中央制御室での第一準備操作)												20分		
格納容器圧力減 がし装置等による 格納容器除熱 操作(サブプレッ ション・チェンバ ー)	-	【2人】+1人 C, D, E	-	●第一準備操作場所への移動 ●格納容器圧力減がし装置等による格納容器除熱の準備 操作(現場での第二準備操作)												5分	125分	解任上考慮しない
可搬型代替注水中 型ポンプを用いた 低圧代替注水系 (可搬型)の起動 準備操作	-	-	2人 a	●格納容器圧力減がし装置等による格納容器除熱操作 (中央制御室での第二準備操作) ●第二準備操作場所への移動 ●格納容器圧力減がし装置等による格納容器除熱操作 (現場での第二準備操作)												75分		解任上考慮しない
可搬型代替注水中 型ポンプを用いた 低圧代替注水系 (可搬型)の起動 準備操作	-	-	8人 a~h	●可搬型代替注水中型ポンプの稼働、ホース敷設等の操 作												170分		解任上考慮しない
可搬型代替注水中 型ポンプを用いた 低圧代替注水系 (可搬型)の起動 準備操作	-	-	【8人】 a~h	●可搬型代替注水中型ポンプの稼働、ホース敷設等の操 作												180分		代替注水野線の積込まで には十分な時間がある
可搬型代替注水中 型ポンプを用いた 低圧代替注水系 (可搬型)の起動 準備操作	-	-	【2人】 a, b	●可搬型代替注水中型ポンプの稼働操作及び水源確保操 作												適宜実施		代替注水野線の積込に 応じて適宜操作を実施する
タンクローリに よる燃料給送操 作	-	-	2人 (作業)	●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操 作 ●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操 作												90分		タンクローリ積込に 応じて適宜燃料タンクから給 油
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	8人 a~h (作業員5人)															

差異理由は、島根2号炉「第2.1.1-3 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照。

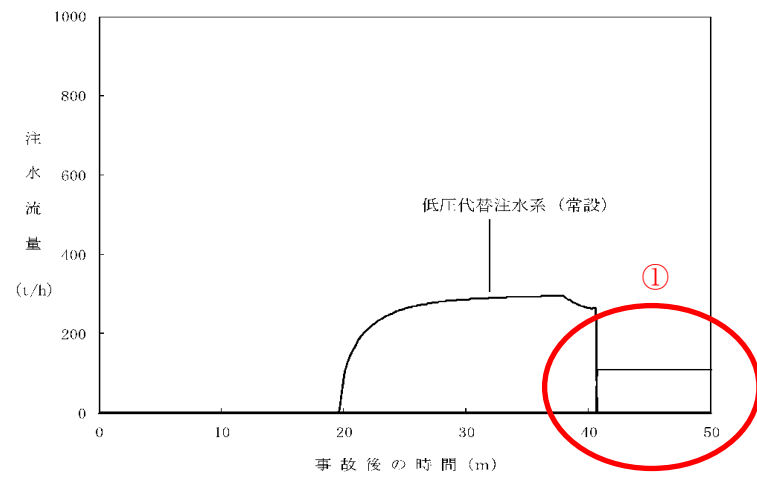
第2.1-3 図 高圧・低圧注水機能喪失の作業と所要時間 (2/2)



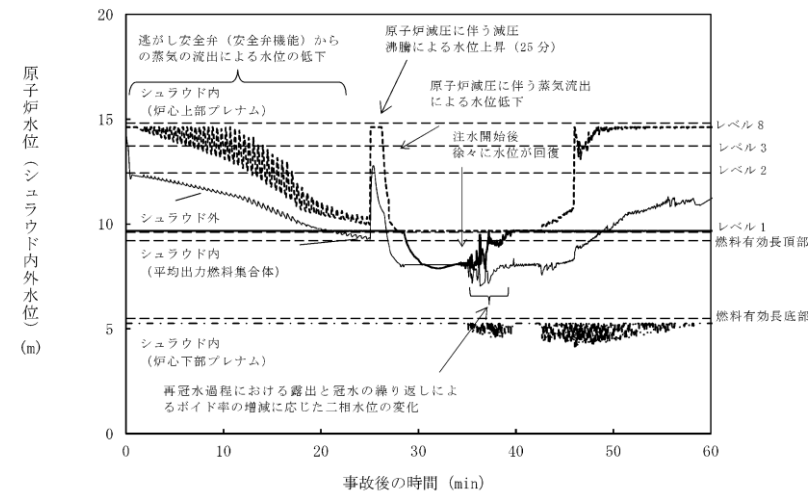




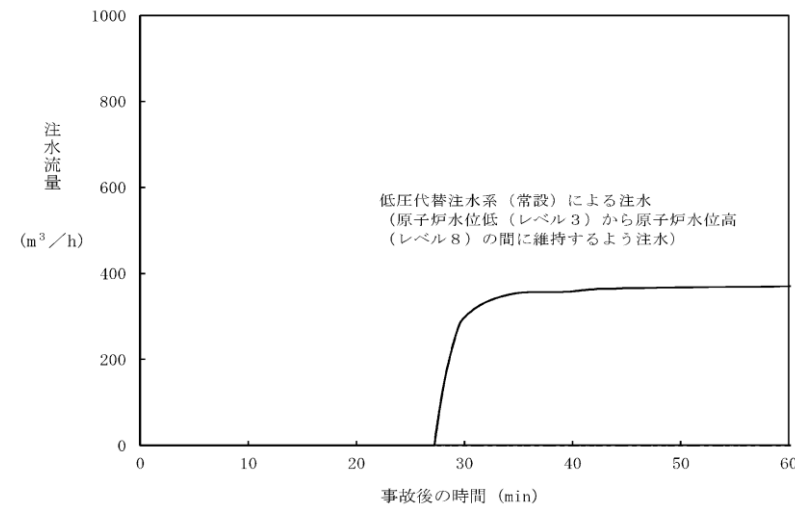
第 2.1.8 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



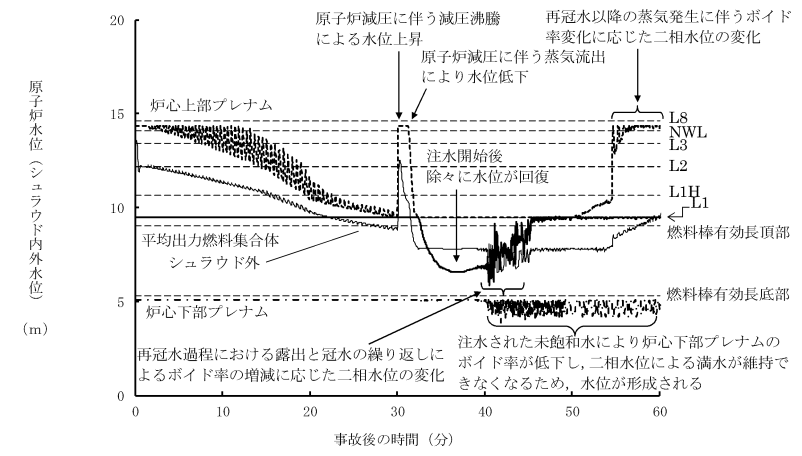
第 2.1.9 図 注水流量の推移



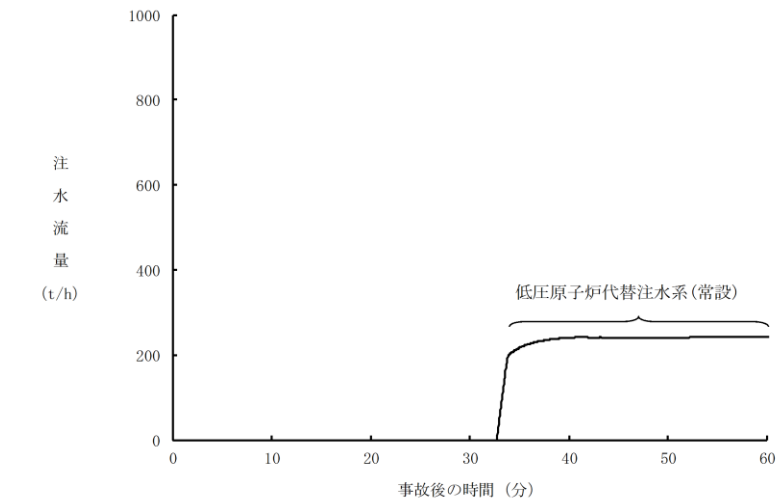
第 2.1-6 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



第 2.1-7 図 注水流量の推移



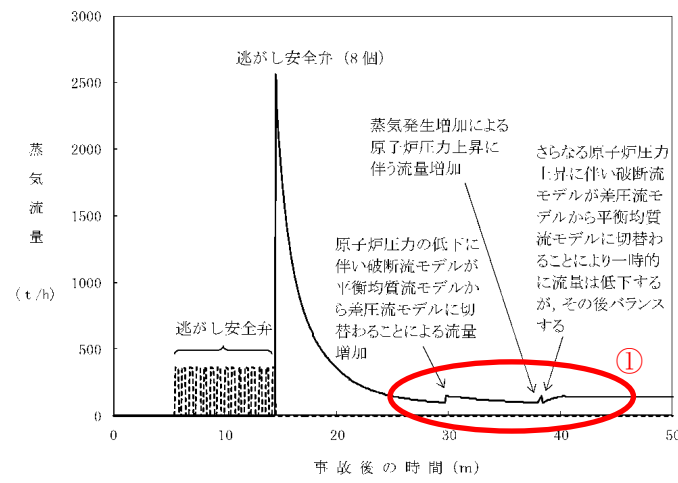
第 2.1.2-1(3) 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



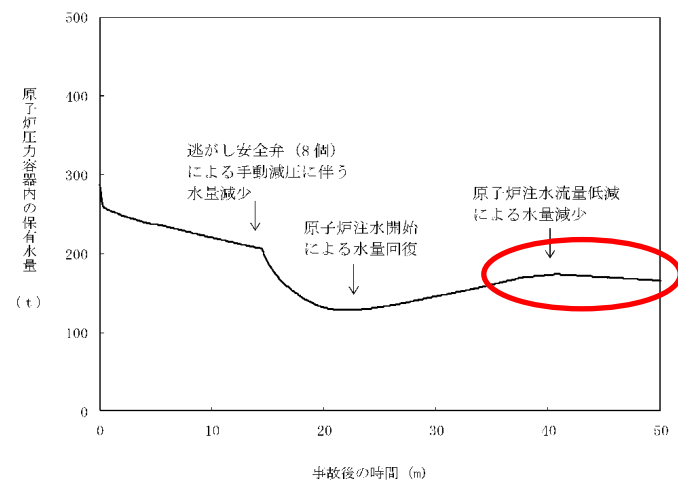
第 2.1.2-1(4) 図 注水流量の推移

・解析結果の相違  
 【柏崎 6/7】  
 ①柏崎 6/7 では炉心部冠水後、90m<sup>3</sup>/h 一定で注水を実施。

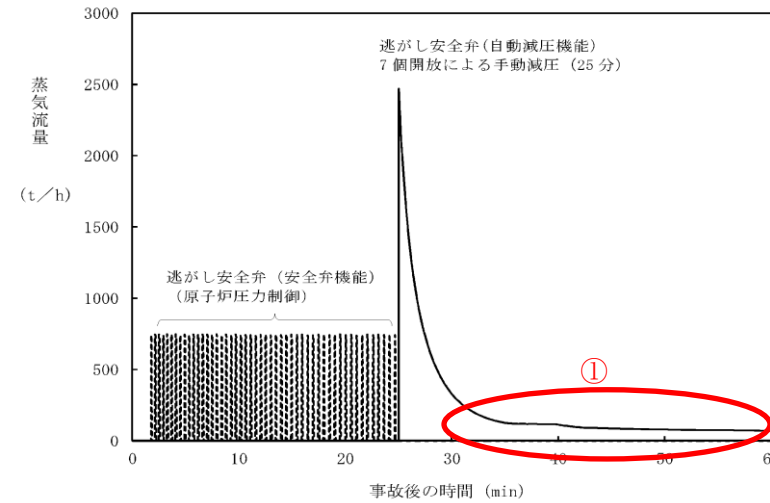




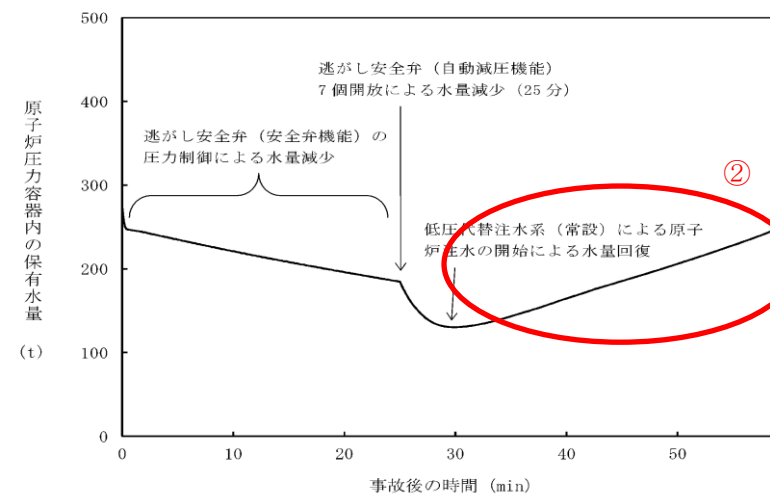
第 2.1.10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



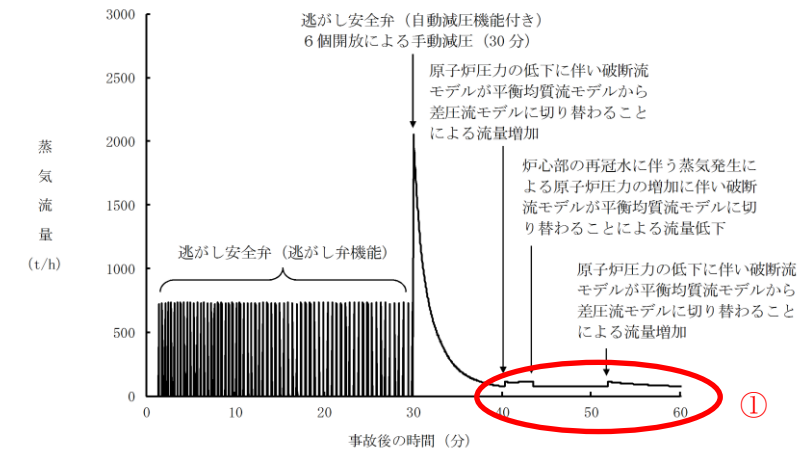
第 2.1.11 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



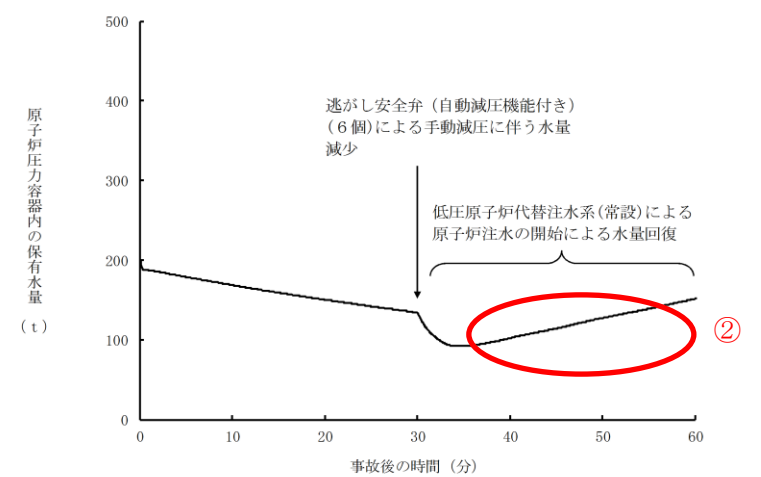
第 2.1-8 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



第 2.1-9 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



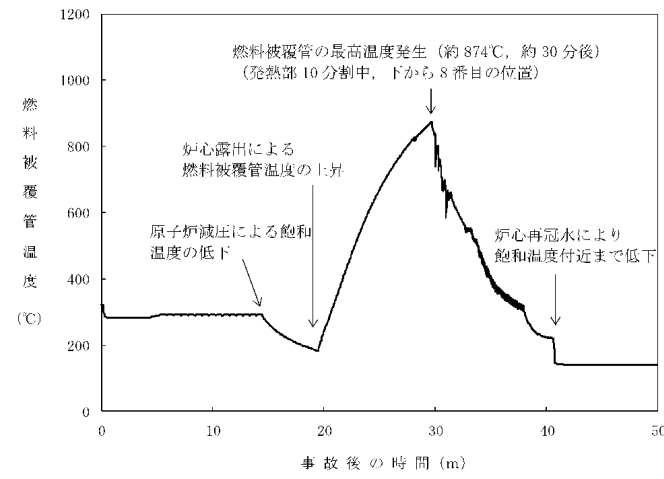
第 2.1.2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



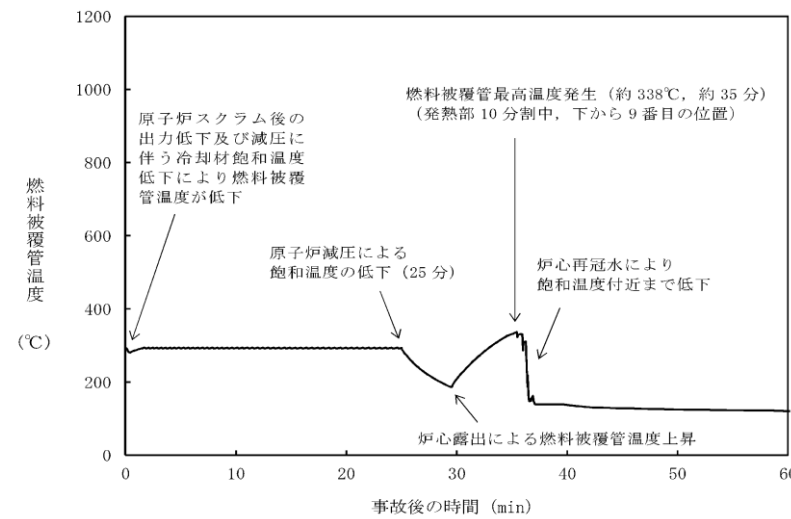
第 2.1.2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移

・解析結果の相違  
【東海第二】  
①島根 2号炉は、原子炉圧力の増減に伴い、モデルが切り替わっている。

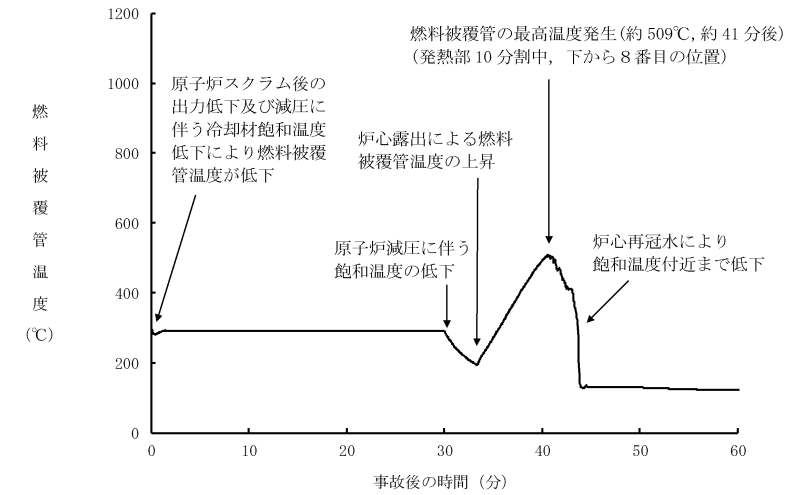
【柏崎 6/7】  
②柏崎 6/7 では炉心部冠水後、90m<sup>3</sup>/h 一定で注水を実施するため、流量が低減されるため水量が減少する。



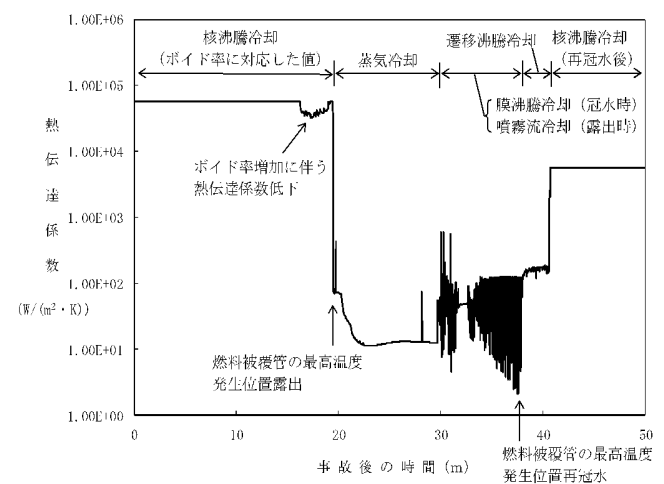
第2.1.12 図 燃料被覆管温度の推移



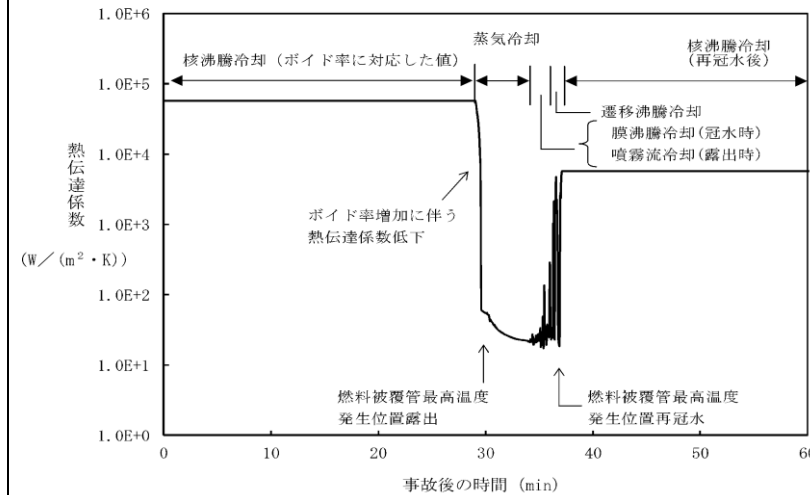
第2.1-10 図 燃料被覆管温度の推移



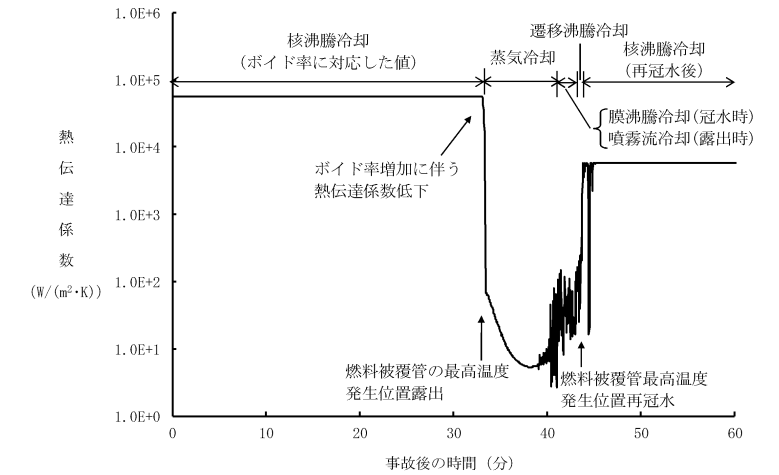
第2.1.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移



第2.1.13 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2.1-11 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

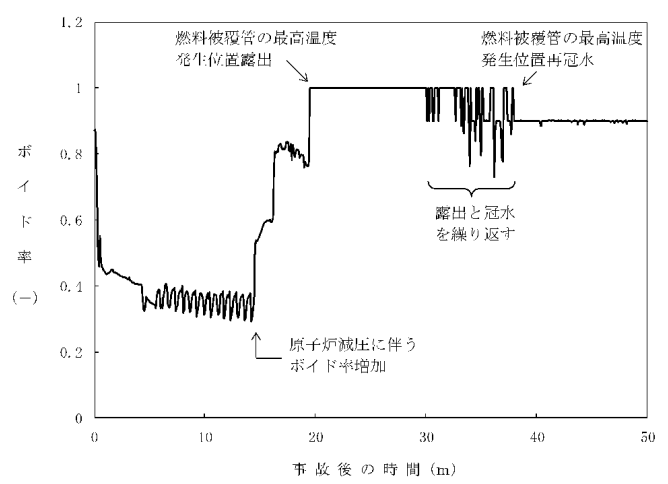


第2.1.2-1(8) 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

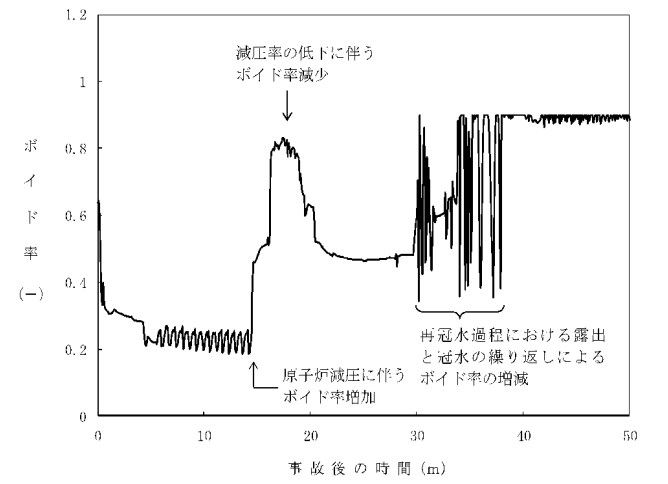
・解析結果の相違  
【柏崎6/7, 東海第二】  
ポンプ特性（流量及び吐出圧）の違いにより炉心露出時間に違いがあるため燃料被覆管温度の挙動が異なる。

【柏崎6/7, 東海第二】  
ポンプ特性（流量及び吐出圧）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。



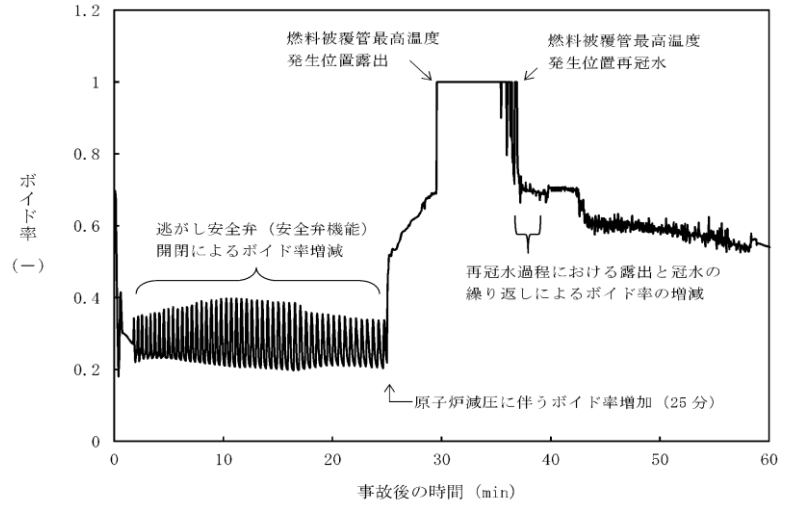


第 2.1.14 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移

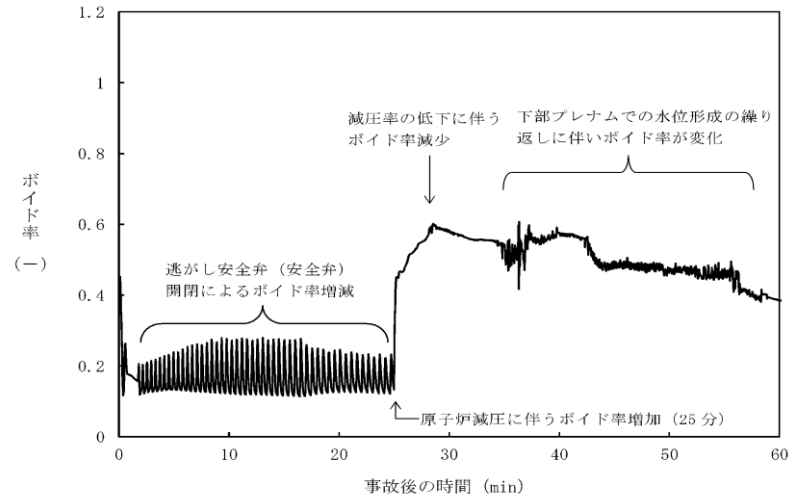


第 2.1.15 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移※

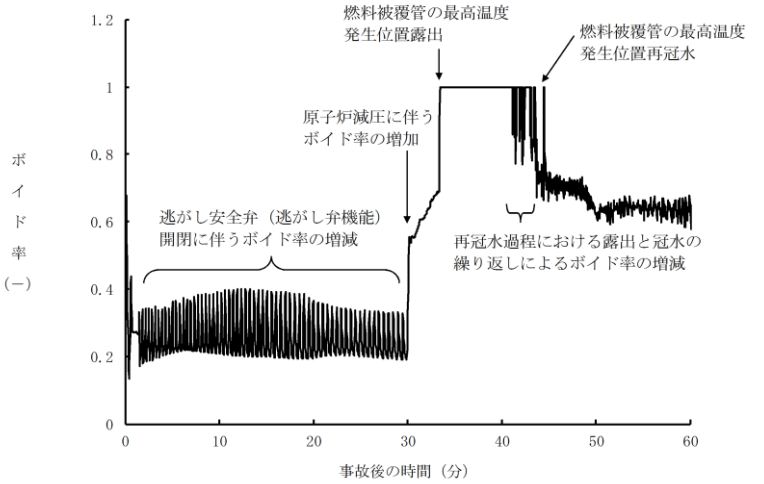
※ 高出力燃料集合体内に水位があることから、二相水位以下のボイド率を示している。



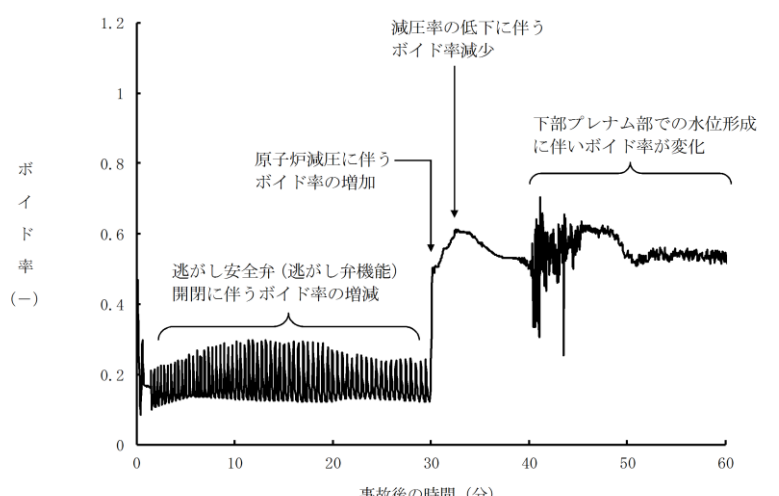
第 2.1-12 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



第 2.1-13 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移



第 2.1.2-1(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



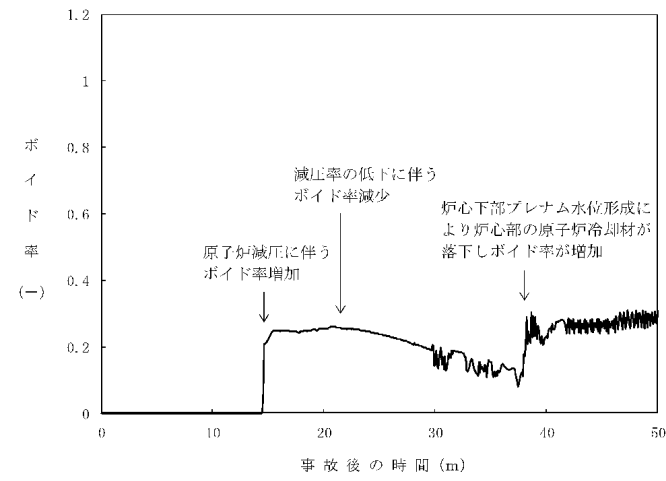
第 2.1.2-1(10) 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移※

※ 平均出力燃料集合体内に水位があることから、二相水位以下のボイド率を示している。

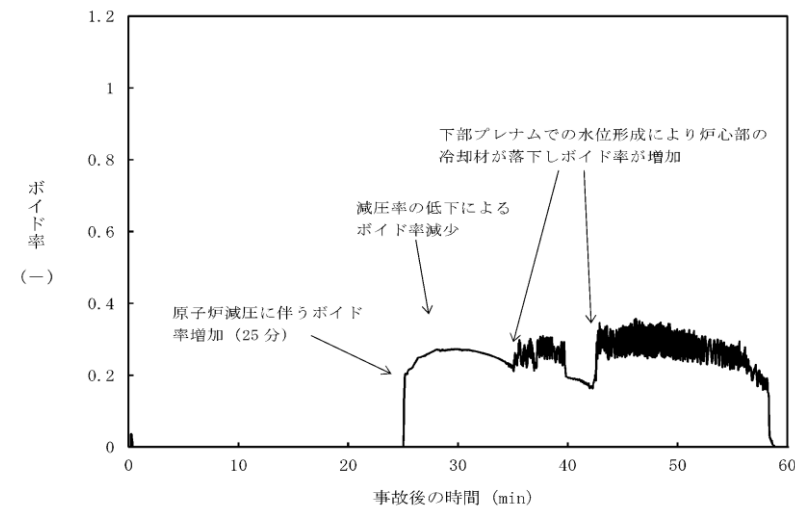
・解析結果の相違  
【柏崎 6/7, 東海第二】  
ポンプ特性（流量及び吐出圧）の違いにより炉心露出時間に違いがあるためボイド率の推移が異なる。

【柏崎 6/7, 東海第二】  
ポンプ特性（流量及び吐出圧）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。

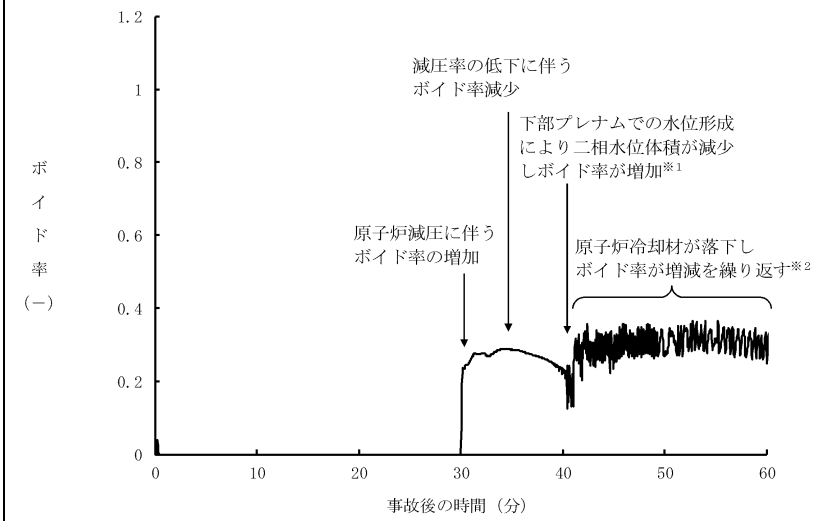
【柏崎 6/7】  
島根 2号炉は、平均出力燃料集合体で燃料被覆管の最高温度が発生するため平均出力燃料集合体のボイド率の推移を示している。



第 2.1.16 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



第 2.1-14 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

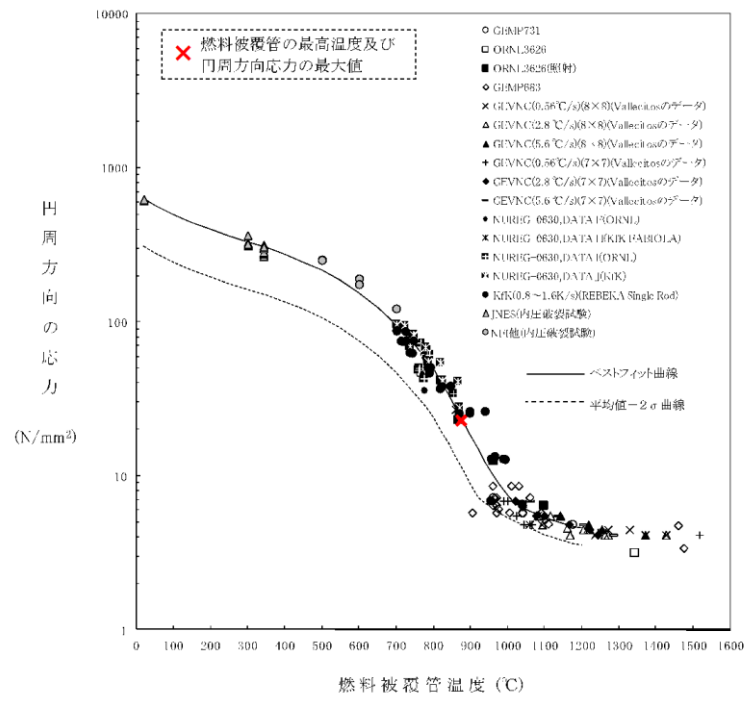


第 2.1.2-1(11)図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

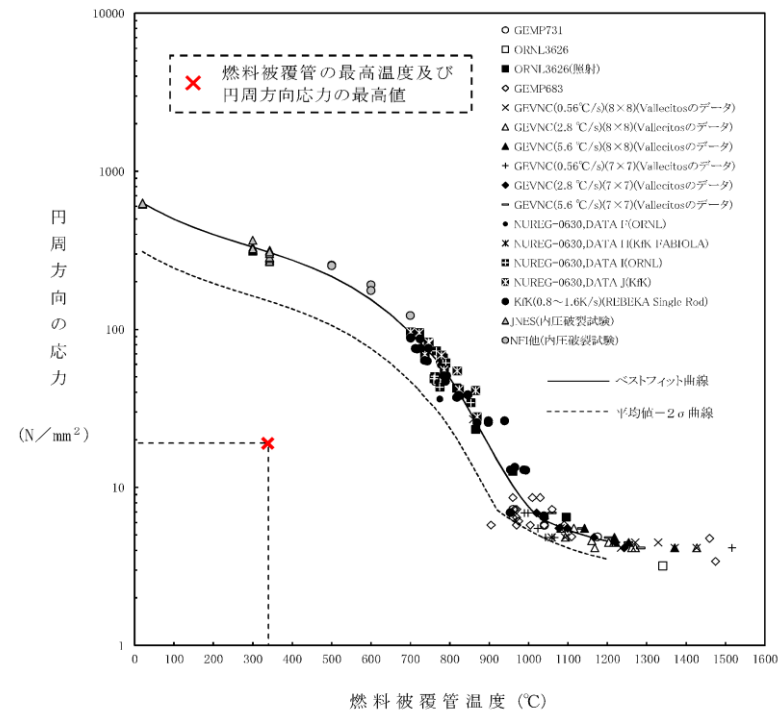
※1 炉心下部プレナム水位形成により水位以下の体積が減少していること、及び炉心下部プレナムでのボイド上昇が抑えられたことから、ボイド率が相対的に増加している。

※2 炉心下部プレナム部では C C F L (気液対向流制限) が発生しており、炉心部からの原子炉冷却材の落下が断続的に繰り返されるためボイド率が増減する。

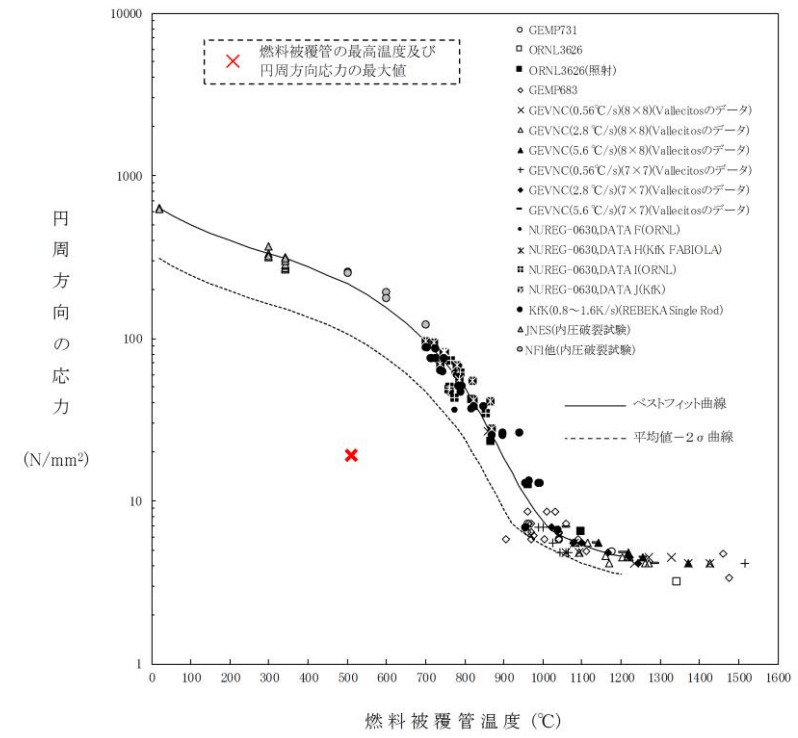
備考  
・解析結果の相違  
【柏崎 6/7, 東海第二】



第 2.1.17 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

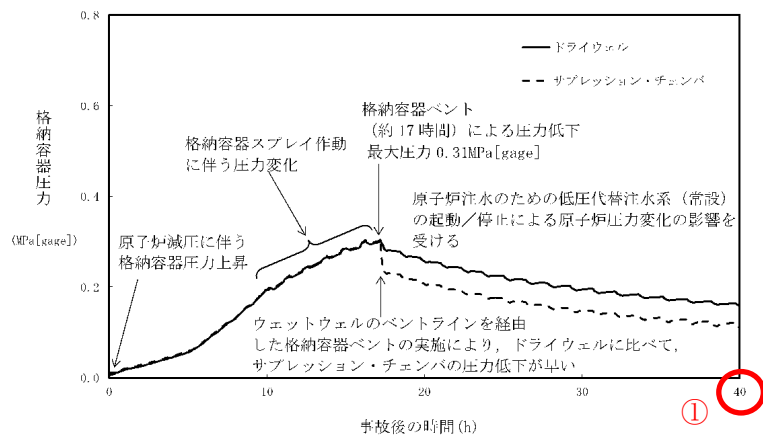


第 2.1-15 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

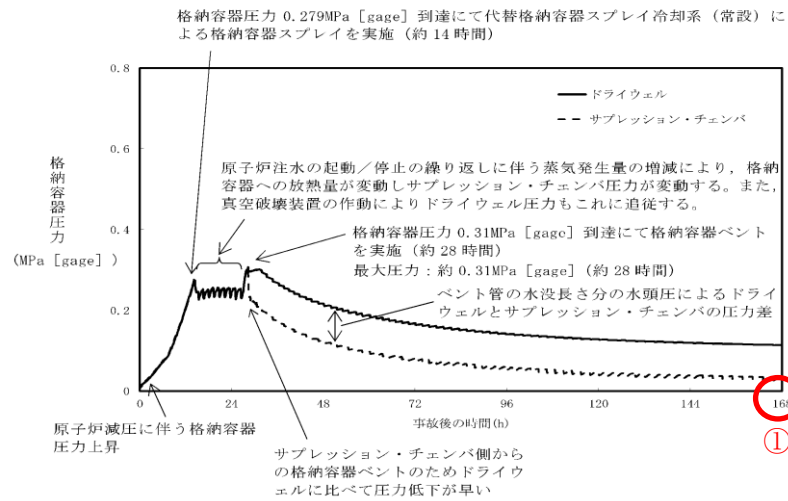


第 2.1.2-1(12) 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

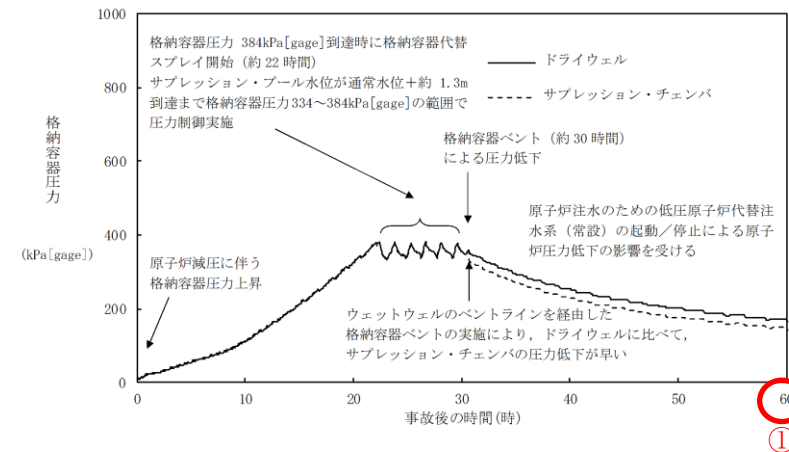
・解析結果の相違  
【柏崎 6/7】  
島根 2号炉及び東海第二は、炉心露出時間が短い  
ため、燃料被覆管の最高温度が柏崎 6/7 と比較して低い。



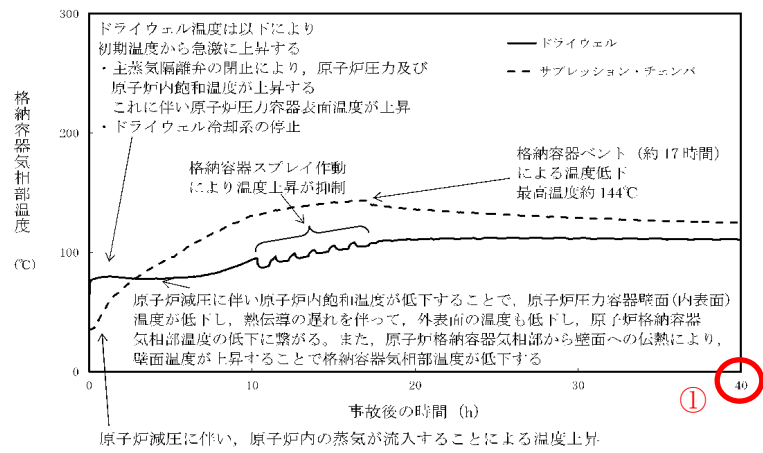
第 2.1.18 図 格納容器圧力の推移



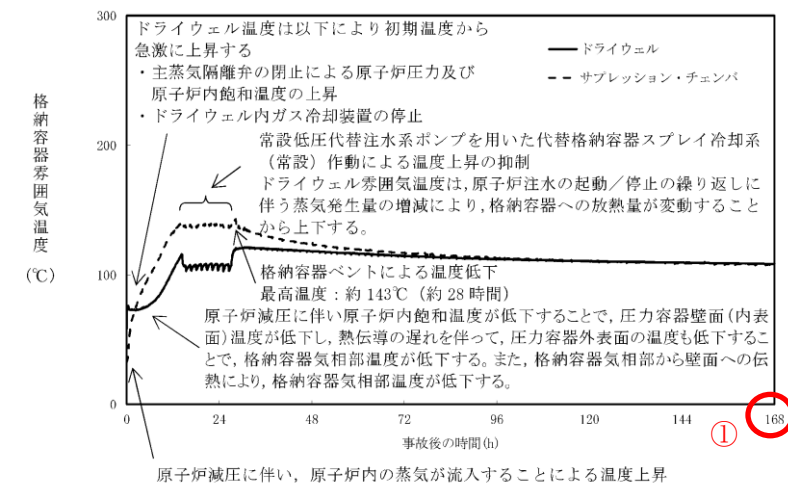
第 2.1-16 図 格納容器圧力の推移



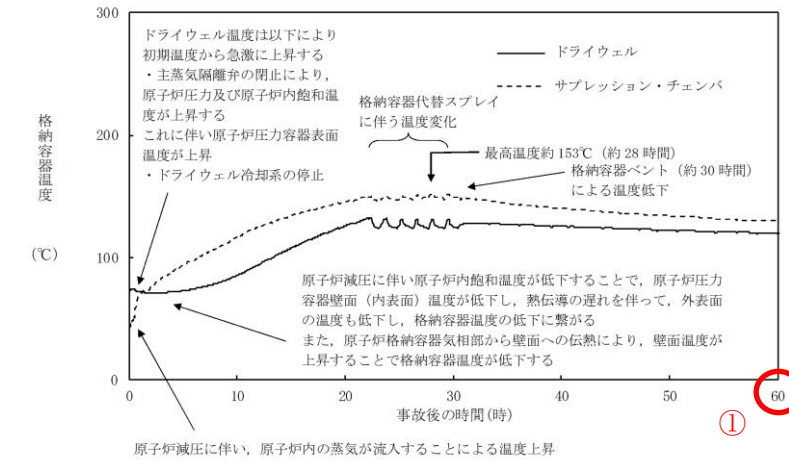
第 2.1.2-1(13) 図 格納容器圧力の推移



第 2.1.19 図 格納容器気相温度の推移

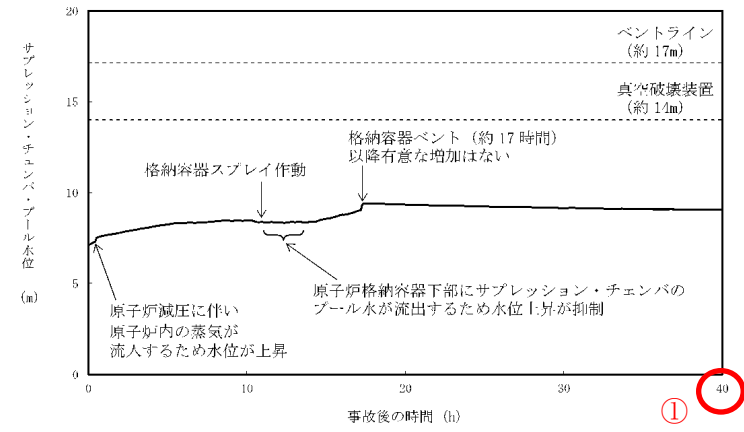


第 2.1-17 図 格納容器雰囲気温度の推移

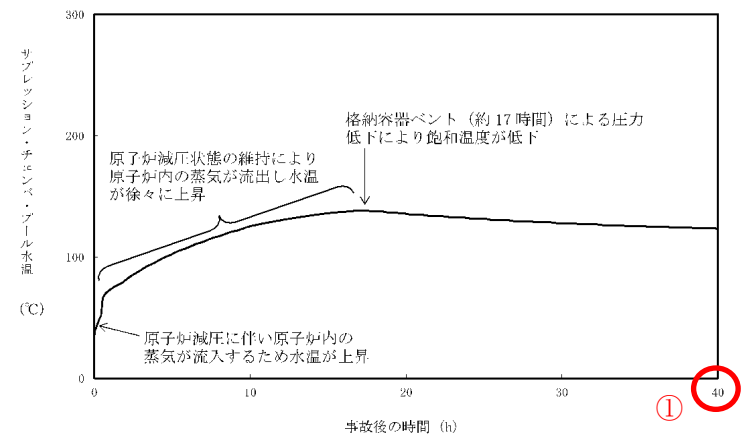


第 2.1.2-1(14) 図 格納容器温度の推移

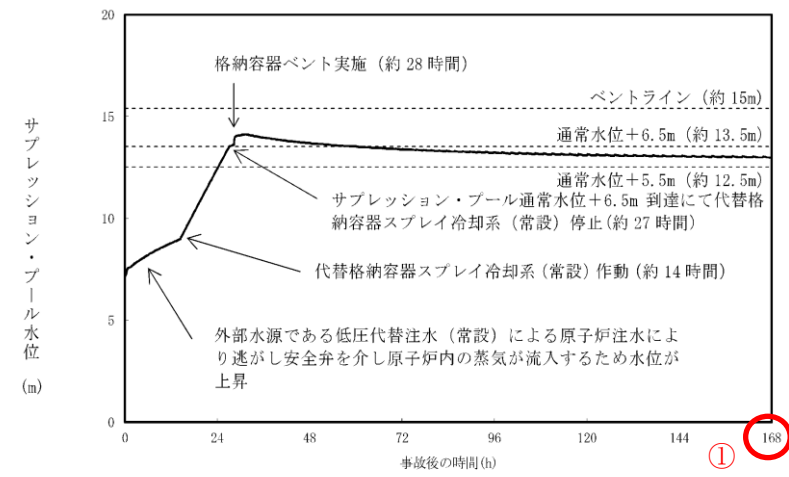
・解析結果の相違  
【東海第二】  
①解析時間の相違。



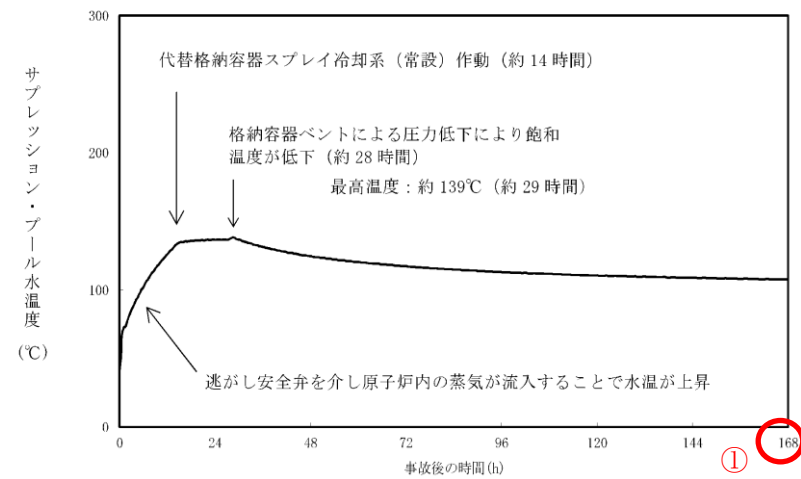
第2.1.20 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移



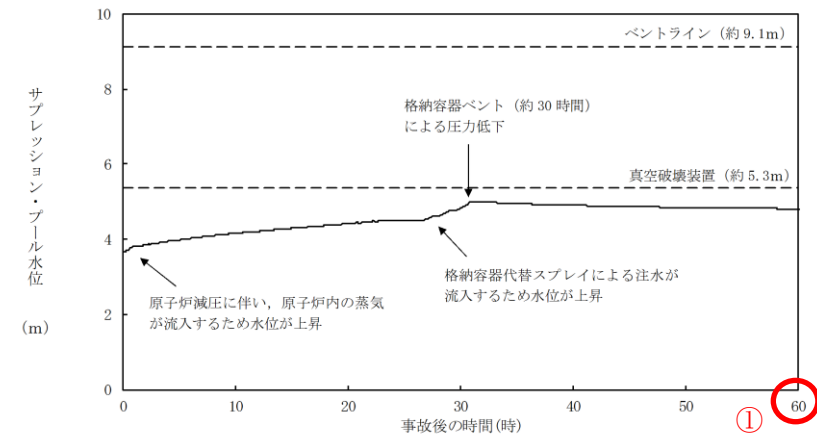
第2.1.21 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移



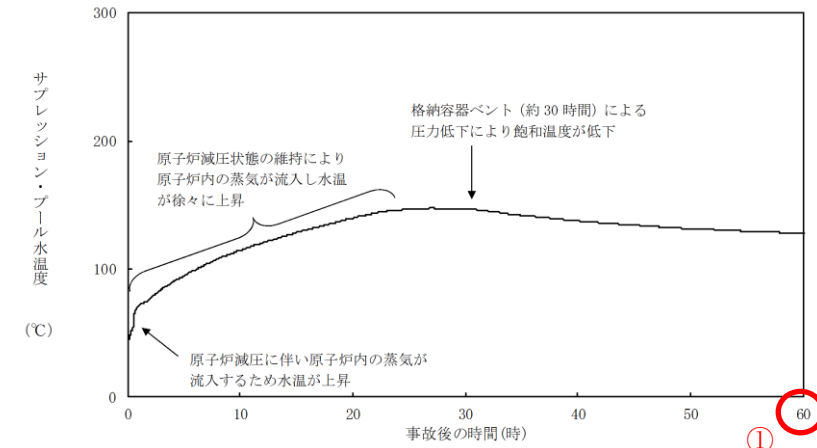
第2.1-18 図 サプレッション・プール水位の推移



第2.1-19 図 サプレッション・プール水温度の推移

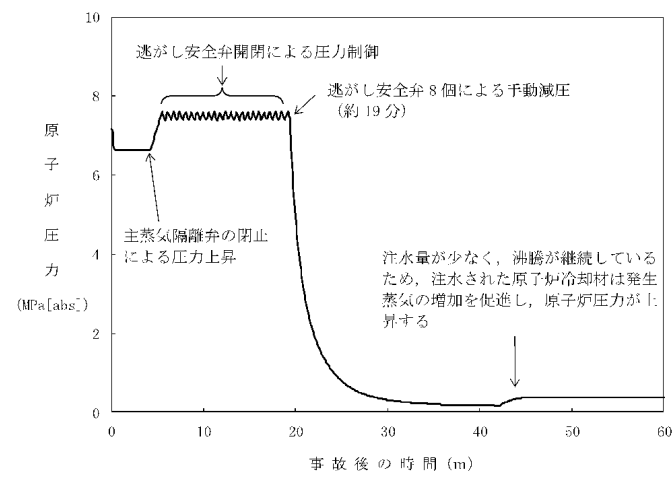


第2.1.2-1(15) 図 サプレッション・プール水位の推移

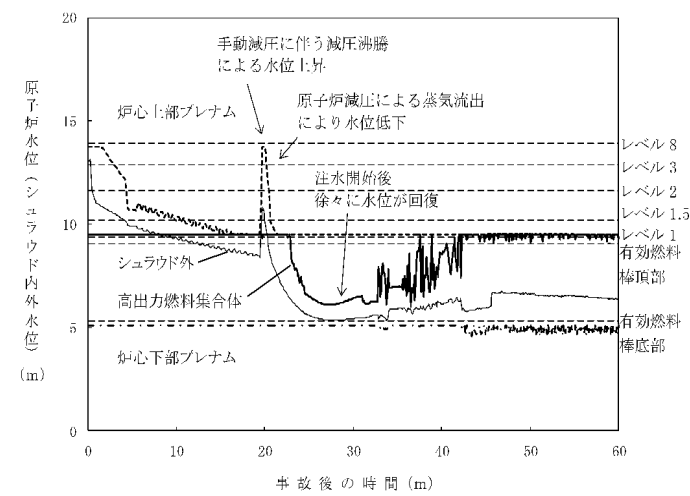


第2.1.2-1(16) 図 サプレッション・プール水温度の推移

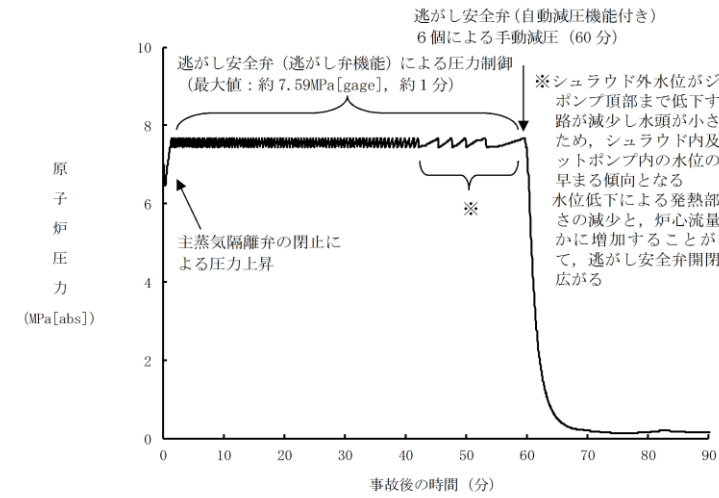
【柏崎6/7, 東海第二】  
①解析時間の相違。



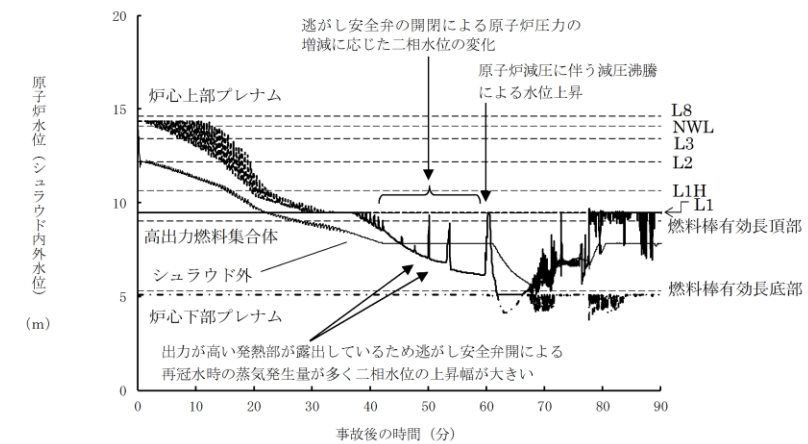
第 2.1.22 図 操作開始時間 5 分遅れのケースにおける  
原子炉圧力の推移



第 2.1.23 図 操作開始時間 5 分遅れのケースにおける  
原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



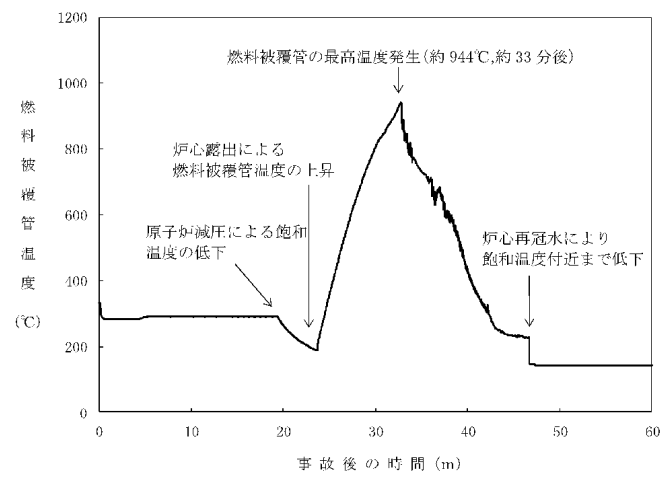
第 2.1.3-1(1) 図 操作開始時間 30 分遅れのケースにおける  
原子炉圧力の推移



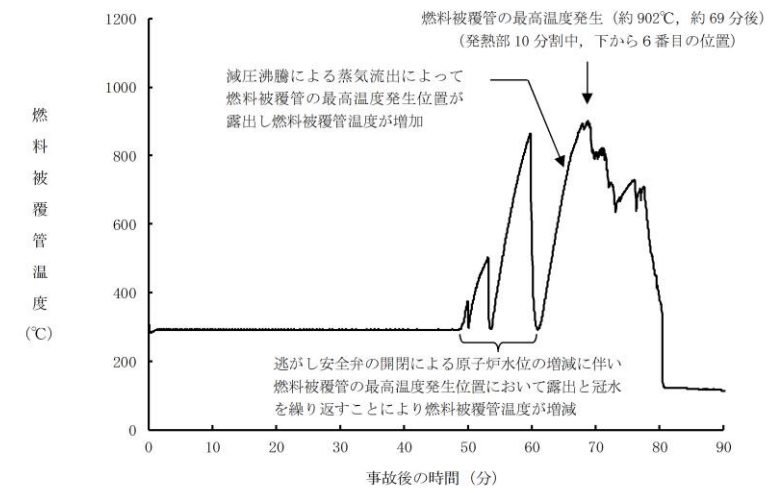
第 2.1.3-1(2) 図 操作開始時間 30 分遅れのケースにおける  
原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移

・記載箇所の相違  
【東海第二】  
東海第二は、「2.6 L O C A 時注水機能喪失」で同様の感度解析を実施。





第 2.1.24 図 操作開始時間 5 分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移



第 2.1.3-1(3) 図 操作開始時間 30 分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移

・記載箇所の相違  
**【東海第二】**  
 東海第二は、「2.6 L O C A 時注水機能喪失」で同様の感度解析を実施。



第 2.1.1 表 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	常設設備	有効な評価上期待する事故対処設備	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象発生し、原子炉スクラムしたことを確認する。	-	可搬型設備	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
停止・低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、各ポンプの起動失敗又は各ポンプの起動電圧許可の指示が上昇しないことにより発生し、低圧注水機能喪失を確認する。	-	-	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (燃料域) 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】
高圧代替注水による原子炉水位	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水ポンプを起動し、原子炉水位を回復する。	高圧代替注水ポンプ 高圧注水ポンプ	-	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (燃料域) 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】
逃がし安全弁による原子炉水位	高圧・低圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水ポンプを起動し、原子炉水位を回復する。	高圧代替注水ポンプ 高圧注水ポンプ	-	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (燃料域) 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】
低圧代替注水 (常設) による原子炉水位	逃がし安全弁による原子炉水位回復後、低圧代替注水ポンプを起動し、原子炉水位を回復する。	低圧代替注水ポンプ 低圧注水ポンプ	可搬型代替注水ポンプ (4-2 級) タンクローリー (3M)	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (燃料域) 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】
代替注水機能喪失確認	代替注水機能喪失確認後、高圧代替注水ポンプを起動し、原子炉水位を回復する。	高圧代替注水ポンプ 高圧注水ポンプ	-	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (燃料域) 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】

① ① 重大事故等対処設備 (設計高圧注水)

第 2.1-1 表 高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について (1/3)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事象発生し、原子炉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・低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し、高圧炉心スプレイレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動及び手動起動の失敗後、低圧注水ポンプの手動起動を実施するが、各ポンプの起動失敗又は各ポンプの系統流量等の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	-	-	原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉隔離時冷却系系統流量* 高圧炉心スプレイレイ系系統流量* 低圧炉心スプレイレイ系ポンプ吐出圧力* 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*
高圧代替注水による原子炉水位	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水ポンプを起動し、原子炉水位を回復する。	高圧代替注水ポンプ サプレッション・チェンバ* 高圧代替注水ポンプ吐出圧力	-	原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 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
逃がし安全弁による原子炉急減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後、常設低圧代替注水ポンプを 2 台起動し、中央制御室にて逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 個を全開し、原子炉急減圧を実施する。	常設低圧代替注水ポンプ 逃がし安全弁 (自動減圧機能)*	-	原子炉圧力 (S A)

\* 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  
② ② 有効な評価上考慮しない操作

第 2.1.1-1 表 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策について (1/3)

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
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象が発生して原子炉スクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機等】* 【非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等】*	-	平均出力領域計装*
高圧・低圧注水機能喪失確認	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・低圧注水機能喪失を確認する。	-	-	原子炉水位 (S A) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 【原子炉隔離時冷却系系統流量】* 【高圧炉心スプレイレイポンプ出口流量】* 【残留熱除去ポンプ出口圧力】* 【低圧炉心スプレイレイポンプ出口圧力】*
高圧原子炉代替注水による原子炉水位	高圧注水機能喪失確認後、高圧原子炉代替注水ポンプを起動し、原子炉水位を回復する。	高圧原子炉代替注水ポンプ サプレッション・チェンバ*	-	原子炉水位 (S A) 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系統流量
逃がし安全弁による原子炉急減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後、低圧原子炉代替注水ポンプ (常設) を起動し、中央制御室にて逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 6 個を全開し、原子炉急減圧を実施する。	常設代替注水電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 低圧原子炉代替注水ポンプ 逃がし安全弁 (自動減圧機能付き)*	-	原子炉圧力 (S A) 原子炉圧力*

①, ② ①, ② 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの  
【 】: 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)  
有効な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処設備として位置付けるものを明確化している。  
【東海第二】  
②島根 2号炉は、重大事故等時に設計基準対象施設としての機能を期待する設備を「重大事故等対処設備 (設計基準拡張)」と位置付けている。

第2.1-1 表 高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について (2/3)

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
低圧代替注水系(常設)による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、低圧代替注水系(常設)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。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	原子炉圧力* 原子炉圧力(SA) 原子炉水位(広帯域)* 原子炉水位(燃料域)* 原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA燃料域) 低圧代替注水系原子炉注水流量(常設ライン用) 代替淡水貯槽水位
代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱	代替循環冷却系を起動し、原子炉注水を実施する。また、格納容器圧力が0.245MPa [gage]に到達した場合は、格納容器スプレイを実施する。	緊急用海水系 代替循環冷却系 サブプレッジョン・チェンバ* -	ドライウェル圧力 サブプレッジョン・チェンバ圧力 サブプレッジョン・プールの水温度 原子炉圧力* 原子炉圧力(SA) 原子炉水位(広帯域)* 原子炉水位(燃料域)* 原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA燃料域) 代替循環冷却系原子炉注水流量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量

\* 既設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

②

：有効性評価上考慮しない操作

第2.1.1-1 表 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策について (2/3)

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
低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、低圧原子炉代替注水系(常設)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。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等* 低圧原子炉代替注水ポンプ 低圧原子炉代替注水貯槽	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)* 代替注水流量(常設) 低圧原子炉代替注水貯槽水位
格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が384kPa [gage]に到達した場合、格納容器代替スプレイ系(可搬型)により原子炉格納容器冷却を実施する。格納容器圧力が334kPa [gage]まで低下した場合、又はサブプレッジョン・プールの水位が通常水位+約1.3mに到達した場合は、格納容器代替スプレイ系(可搬型)による格納容器スプレイを停止する。	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等* -	ドライウェル圧力(SA) サブプレッジョン・チェンバ圧力(SA) 格納容器代替スプレイ流量 サブプレッジョン・プールの水位(SA)

②

※：既設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2.1-1 表 高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について (3/3)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
代替格納容器スプレッド冷却系(常設)による格納容器冷却	格納容器圧力が0.279MPa [gauge] に到達した場合、代替格納容器スプレッド冷却系(常設)により格納容器冷却を実施する。また、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を継続する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替格納容器貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリー	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバール圧力 原子炉水位(広帯域)* 原子炉水位(燃料域)* 原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA燃料域) 低圧代替注水系格納容器スプレッド流量(常設ライン用) 低圧代替注水系原子炉注水流量(常設ライン用) 代替淡水貯槽水位
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱	格納容器圧力が0.31MPa [gauge] に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系	-	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバール圧力 サブプレッション・プールの水位 格納容器雰囲気放射線モニタ(D/W) 格納容器雰囲気放射線モニタ(S/C) フィルタ装置圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ(高レンジ・低レンジ)

\* 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

②

第2.1.1-1 表 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策について (3/3)

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
格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱	サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m に到達した場合、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器フィルタベント系	-

※：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)

②



第 2.1.2 表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (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, CHASTE 格納容器側：MAAP	-
原子炉熱出力	3, 926MWt	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	7. 07MPa [gauge]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター 下端から+119cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	52, 200t/h	定格流量として設定
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	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 33CWD/t	① サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定
格納容器容積 (ドライウエル)	7, 350m <sup>3</sup>	② ドライウエル内体積の設計値 (全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)
格納容器容積 (ウェットウエル)	空腔部：5, 960m <sup>3</sup> 液相部：3, 580m <sup>3</sup>	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)	④ 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 [gauge]	通常運転時の格納容器圧力として設定
格納容器温度	57℃	④ 通常運転時の格納容器温度として設定
外部水源の温度	50℃ (事象開始 12 時間以降は 45℃, 事象開始 24 時間以降は 40℃)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

初期条件

第 2.1-2 表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (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 (圧力容器ドーム部)	6. 93MPa [gauge]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレーター スカート下端から +126 cm)	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)	-
最大熱出力密度	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 33CWD/t	② 1 サイクルの運転期間 (13 ヶ月) に調整運転期間 (約 1 ヶ月) を考慮した運転期間に対応する燃焼度として設定
格納容器体積 (ドライウエル)	5, 700m <sup>3</sup>	設計値
格納容器体積 (サブプレッション・チェンバ)	空腔部：4, 100m <sup>3</sup> 液相部：3, 300m <sup>3</sup>	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 2.1.2-1 表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (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 [gauge]	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+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35. 6×10 <sup>3</sup> 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) 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 (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 33CWD/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 <sup>3</sup>	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)	空腔部：4, 700m <sup>3</sup> 液相部：2, 800m <sup>3</sup>	④ 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 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。

第2.1.2表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (2/4)

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、低圧注水機能として残留熱除去系(低圧注水モード)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2.1-2表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (2/5)

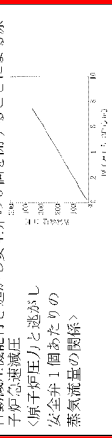
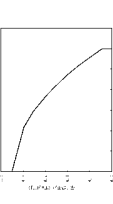
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	真空破壊装置	真空破壊装置の設定値 ③
	サブレーション・プール水位	通常運転時のサブレーション・プール水位の下限値として設定
	サブレーション・プール水温度	通常運転時のサブレーション・プール水温度の上限値として設定
	格納容器圧力	通常運転時の格納容器圧力を包含する値
	格納容器雰囲気温度	通常運転時の格納容器雰囲気温度(ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度)として設定
	外部水源の温度	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイス系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧炉心スプレイス及び残留熱除去系(低圧注水系)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2.1.2-1表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (2/4)

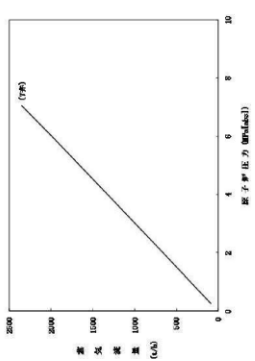
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
初期条件	サブレーション・プール水位	3.61m (通常運転水位) ③	通常運転時のサブレーション・プール水位として設定
	サブレーション・プール水温度	35℃	通常運転時のサブレーション・プール水温度の上限値として設定
	格納容器圧力	5 kPa [gauge]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃ ④	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	35℃	屋外貯水槽の水温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失	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ス系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧炉心スプレイス系及び残留熱除去系(低圧注水モード)の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源なしの場合は、対策の成立性、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

・解析条件の相違  
【柏崎6/7, 東海第二】

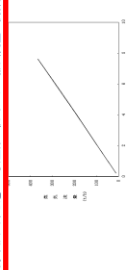

第2.1.2表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (3/4)

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 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05秒) 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 ⑤ 自動減圧機能付き逃がし弁の8個を開閉することによる原子炉急減圧 <原子炉圧力と逃がし弁安全弁1個あたりの蒸気流量の関係>	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定 原子炉冷却材再循環系のインタロックとして設定 逃がし弁機能の設計値として設定
逃がし安全弁	⑤ 最大 300m <sup>3</sup> /h で注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	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 設計値に注入配管の流路形状を考慮した値として設定 
低圧代替注水系 (常設)	140m <sup>3</sup> /hにて原子炉格納容器内へスプレイ 格納容器圧力が0.62MPa [gage]における最大非流出量31.6kg/sに対して、原子炉格納容器二次隔離弁の開閉操作 (流路面積70%開)にて原子炉格納容器除熱	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定 格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮し、格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系 (常設)	復水移送ポンプ2台による注水特性 

第2.1-2表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (3/5)

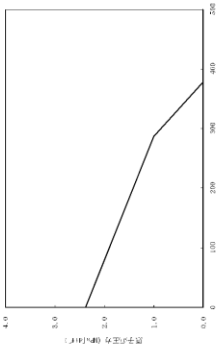
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間: 1.05秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
A.T.W.S緩和设备 (代替再循環系ポンプトリップ機能)	再循環系ポンプが、原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号で2台全てがトリップ 安全弁機能 7.79MPa [gage] × 2個, 385.2t/h (1個当たり) 8.10MPa [gage] × 4個, 400.5t/h (1個当たり) 8.17MPa [gage] × 4個, 403.9t/h (1個当たり) 8.24MPa [gage] × 4個, 407.2t/h (1個当たり) 8.31MPa [gage] × 4個, 410.6t/h (1個当たり) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) の7個を開閉することによる原子炉急減圧 ⑤ <原子炉圧力と逃がし安全弁7個の蒸気流量の関係> 	A.T.W.S緩和设备 (代替再循環系ポンプトリップ機能) のインタロックとして設定 逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定 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
逃がし安全弁	⑤	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2.1.2-1表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (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) 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 逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) の6個を開閉することによる原子炉急減圧 ⑤ <原子炉圧力と逃がし安全弁6個の蒸気流量の関係> 	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 逃がし安全弁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
逃がし安全弁	⑤ 最大 250m <sup>3</sup> /hにて原子炉注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	低圧原子炉代替注水系 (常設) の設計値として設定 
低圧原子炉代替注水系 (常設)	120m <sup>3</sup> /hにて原子炉格納容器内へスプレイ 格納容器圧力 427kPa [gage]における最大排出流量 9.8kg/s に対して、第1弁の中央制御室からの遠隔操作による全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定 格納容器フィルタバント系の設計値として設定
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個当たりの蒸気流量をグラフに記載。

第2.1-2 表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
低圧代替注水系 (常設)  重大事故等対策に関連する機器条件	最大 378m <sup>3</sup> /h で注水 (格納容器スプレイ実施前)	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定  
	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	
格納容器圧力逃がし装置等	230m <sup>3</sup> /h (格納容器スプレイ実施中)  130m <sup>3</sup> /h にて格納容器内へスプレイ  格納容器圧力が 0.31MPa [gage] における排出流量 13.4kg/s に対して、第二弁を全開にて格納容器除熱	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定  格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して、格納容器圧力及び雰囲気温度を低下させるのに必要な排出流量として設定

・解析条件の相違  
【柏崎 6/7, 東海第二】



第 2.1.2 表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (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する操作条件	低圧代替注水系 (常設) の追加起動及び中央制御室における系統構成	高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが、事象判断時間を考慮して、事象発生から 10 分後に開始し、操作時間は約 4 分間として設定
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	中央制御室操作における低圧代替注水系 (常設) の準備時間を考慮して設定
	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却操作	設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

第 2.1-2 表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (5/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関する操作条件	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	中央制御室において、状況判断の時間、高圧・低圧注水機能喪失の確認時間及び低圧代替注水系 (常設) の準備時間を考慮して設定
	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

第 2.1.2-1 表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (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する操作条件	常設代替交流電源設備の起動、受電及び低圧原子炉代替注水系 (常設) 起動、系統構成	高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが、事象判断時間を考慮して、事象発生から 10 分後に開始し、操作時間は 20 分間として設定
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	低圧原子炉代替注水系 (常設) の準備時間を考慮して設定
	格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による格納容器冷却操作	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作	中央制御室における操作所要時間を考慮して設定 操作開始条件は格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定

・解析条件の相違  
【東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料 2.1.1</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>高圧・低圧注水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: right;">添付資料 2.1.2</p> <p style="text-align: center;">安定状態について（高圧・低圧注水機能喪失）</p> <p>高圧・低圧注水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: right;">添付資料 2.1.1</p> <p style="text-align: center;">安定状態について（高圧・低圧注水機能喪失）</p> <p>高圧・低圧注水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>備考</p> <p>・運用の相違</p> <p>【柏崎 6/7，東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、耐圧強化ベントを自主設備として位置付けている。</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、<u>低圧代替注水系（常設）</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、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、事象発生から約 17 時間後に格納容器圧力逃がし装置等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</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>常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）</u>による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。</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、事象発生から約 28 時間後に格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び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</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>低圧原子炉代替注水系（常設）</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、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、事象発生から約 30 時間後に格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を開始することで、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</u></p>	<p>・運用の相違</p> <p>【柏崎 6/7，東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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。なお、除熱機能として格納容器圧力逃がし装置等を使用するが、本事象より使用までの時間が短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.3.1 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)の実効線量約 <math>4.9 \times 10^{-2} \text{mSv}</math> 以下となり、燃料被覆管破裂は発生しないため、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはなく、敷地境界での実効線量評価は 5mSv を十分に下回る。</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。 また、代替循環冷却系を用いて又は残留熱除去系を復旧して除熱を行い、原子炉格納容器を隔離することによって、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。(別紙1)</p>	<p>150℃を下回るとともに、ドライウエル雰囲気温度は、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、格納容器安定状態が確立される。なお、除熱機能として格納容器圧力逃がし装置等を使用するが、敷地境界における実効線量は、サブプレッション・プールでのスクラビングによる放射性物質の除染効果を見込まない厳しい評価としている「2.6 LOCA時注水機能喪失」の評価結果約 <math>6.2 \times 10^{-1} \text{mSv}</math> 以下となり、また、燃料被覆管の破裂も発生しないことから、周辺公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</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。 また、代替循環冷却系又は残留熱除去系の復旧により除熱を行い、格納容器ベントを閉止し格納容器を隔離することで、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。(別紙1)</p>	<p>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。なお、除熱機能として格納容器フィルタベント系を使用するが、本事象より使用までの時間が短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.6 LOCA時注水機能喪失」での約 <math>1.7 \times 10^{-2} \text{mSv}</math> 以下となり、燃料被覆管破裂は発生しないため、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはなく、敷地境界での実効線量評価は 5mSv を十分に下回る。</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。 また、残留熱代替除去系を用いて又は残留熱除去系を復旧して除熱を行い、原子炉格納容器を隔離することによって、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。(別紙1)</p>	<p>島根2号炉は、耐圧強化ベントを自主設備として位置付けている。</p> <p>・評価結果の相違 【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 style="text-align: center;">(別紙1)</p> <p style="text-align: center;">安定状態の維持について</p> <p>1. 安定状態の維持に関する定量評価  <u>サブプレッション・チェンバ水温</u>に関する長期間解析及び残留熱除去系の復旧に関する定量評価について示す。</p> <p>(1) <u>サブプレッション・チェンバ水温</u>に関する長期間解析</p> <p>代替循環冷却系又は格納容器ベントを使用した場合の<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温</u>の挙動を確認するため、有効性評価の対象とした事故シーケンスのうち、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温</u>が高く推移する重大事故として「格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却系を使用する場合及び代替循環冷却系を使用しない場合）」について、運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故として、<u>格納容器ベント</u>を行い、<u>事故発生40 時間時点のサブプレッション・チェンバ・プール水温が最も高く約 125℃である「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障）」</u>について、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温</u>が約 100℃に低下するまでの長期間解析を実施した。</p> <p>図 1.1 から図 1.3 に、格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却系を使用する場合）における格納容器圧力・温度及び<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温</u>の解析結果を示す。同様に、図 1.4 から図 1.6 に、格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却系を使用しない場合）の解析結果を、図 1.7 から図 1.9 に、<u>崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障）</u>の解析結果を示す。</p> <p>図 1.3、図 1.6、及び図 1.9 に示すように、いずれの解析結果においても事故後 7 日時点では、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温</u>は最高使用温度の 104℃（原子炉格納容器設計条件を決定するための冷却材喪失事故時の解析結果での最高温度に余裕をもたせた温度）を上回っているが、事故発生 7 日間以降の 100℃に低下するまでの全期間にわたって 150℃を下回っている。トップヘッドフランジや機器搬入用ハッチに使用されている改良 EPDM 製シール材は一般特性として耐温度性は 150℃であることから、原子炉格納容器の放射性物質の閉じ込め機能は維持される。</p> <p>したがって、事故発生 7 日間以降に<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温</u>が最高使用温度を上回っていても原子炉格納容器の健</p>	<p style="text-align: center;">(別紙1)</p> <p style="text-align: center;">安定状態の維持について</p> <p>1. 安定状態の維持に関する定量評価  <u>サブプレッション・プール水温</u>に関する長期間解析及び残留熱除去系の復旧に関する定量評価について以下に示す。</p> <p>(1) <u>格納容器ベント</u>を使用した場合の<u>サブプレッション・プール水温</u>に関する長期間解析</p> <p><u>格納容器ベント</u>を使用した場合の<u>長期的なサブプレッション・プール水温</u>の挙動を確認するため、<u>運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故において、格納容器ベントを実施する事故シーケンスのうち、サブプレッション・プール水温が高く推移する「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」</u>について、<u>サブプレッション・プール水温</u>が約 100℃に低下するまでの長期間解析を実施した。</p> <p>第 1 図から第 4 図に格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>、<u>サブプレッション・プール水温</u>並びに<u>サブプレッション・プール水位</u>の解析結果を示す。</p> <p>第 3 図に示すとおり、<u>事象発生から 7 日後時点では、サブプレッション・プール水温</u>は最高使用温度の 104℃（格納容器設計条件を決定するための冷却材喪失事故時の解析結果での最高温度に余裕をもたせた温度）を上回っているが、<u>事象発生から 7 日以降の 100℃に低下するまでの全期間にわたって 150℃を下回っている</u>。トップヘッドフランジや機器搬入用ハッチに使用されている改良 EPDM 製シール材は一般特性として耐温度性は 150℃であることから、<u>格納容器</u>の放射性物質の閉じ込め機能は維持される。</p> <p>したがって、事故発生 7 日以降に<u>サブプレッション・プール水温</u>が最高使用温度を上回っていても<u>格納容器</u>の健全性が問題とな</p>	<p style="text-align: center;">(別紙1)</p> <p style="text-align: center;">安定状態の維持について</p> <p>1. 安定状態の維持に関する定量評価  <u>サブプレッション・プール水温</u>に関する長期間解析及び残留熱除去系の復旧に関する定量評価について示す。</p> <p>(1) <u>サブプレッション・プール水温</u>に関する長期間解析</p> <p><u>残留熱代替除去系又は格納容器フィルタベント系</u>を使用した場合の<u>サブプレッション・プール水温</u>の挙動を確認するため、有効性評価の対象とした事故シーケンスのうち、<u>サブプレッション・プール水温</u>が高く推移する重大事故として「<u>格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用する場合）</u>」及び「<u>格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用しない場合）</u>」について、<u>運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故として、格納容器ベント</u>を行い、<u>サブプレッション・プール水温が比較的高い「高圧・低圧注水機能喪失」</u>について、<u>サブプレッション・プール水温</u>が約 100℃に低下するまでの長期間解析を実施した。</p> <p>図 1.1 から図 1.3 に、格納容器過圧・過温破損（<u>残留熱代替除去系</u>を使用する場合）における格納容器圧力・温度及び<u>サブプレッション・プール水温</u>の解析結果を示す。同様に、図 1.4 から図 1.6 に、格納容器過圧・過温破損（<u>残留熱代替除去系</u>を使用しない場合）の解析結果を、図 1.7 から図 1.9 に、<u>高圧・低圧注水機能喪失</u>の解析結果を示す。</p> <p>図 1.3、図 1.6 及び図 1.9 に示すように、いずれの解析結果においても事故後 7 日時点では、<u>サブプレッション・プール水温</u>は最高使用温度の 104℃（原子炉格納容器設計条件を決定するための冷却材喪失事故時の解析結果での最高温度に余裕をもたせた温度）を上回っているが、<u>事故発生 7 日以降は、100℃に低下するまでの全期間にわたって 150℃を下回っている</u>。トップヘッドフランジや機器搬入用のハッチに使用されている改良 EPDM 製シール材は一般特性として耐温度性は 150℃であることから、<u>原子炉格納容器</u>の放射性物質の閉じ込め機能は維持される。</p> <p>したがって、事故発生 7 日間以降に<u>サブプレッション・プール水温</u>が最高使用温度を上回っていても<u>原子炉格納容器</u>の健全性が</p>	<p>・解析結果の相違  <b>【柏崎 6/7】</b>  島根 2 号炉は、格納容器ベントを行うサブプレッション・プール水温は同程度（事故シーケンス間で約 1℃の差異）となることから、代表的に「高圧・低圧注水機能喪失」を選定している。</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>全性が問題となることはない。</p>	<p>ることはない。</p> <p><u>第4図に示すとおり、サプレッション・プール水位は、事象発生30日後において安定しており、緩やかな低下傾向となっている。これ以降も、仮にサプレッション・プールからの放熱が全て流入蒸気の凝縮に使われるとして計算した場合、サプレッション・プール水位がベントラインに到達するのは、事象発生から1年後程度となることから、長期間にわたって格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱の継続が可能である(別紙2)。</u></p> <p><u>なお、実際には準備が完了した時点で、代替循環冷却系及び緊急用海水系を用いた原子炉注水及び格納容器除熱に移行する。緊急用海水系及び代替循環冷却系の起動操作は、中央制御室からの遠隔操作により約1時間で実施可能であることから、第5図に示すとおり事象発生7日までに十分な時間余裕をもって完了することができる。</u></p>	<p>問題となることはない。</p>	

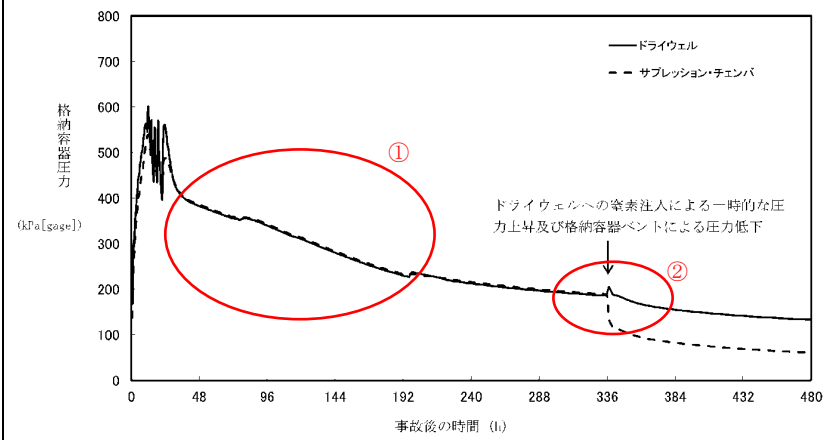


図 1.1 格納容器圧力の推移 (格納容器過圧・過温破損)  
(代替循環冷却系を使用する場合)

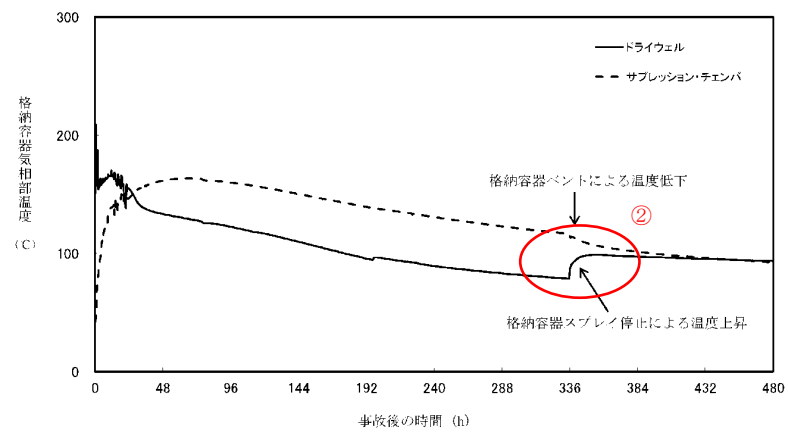
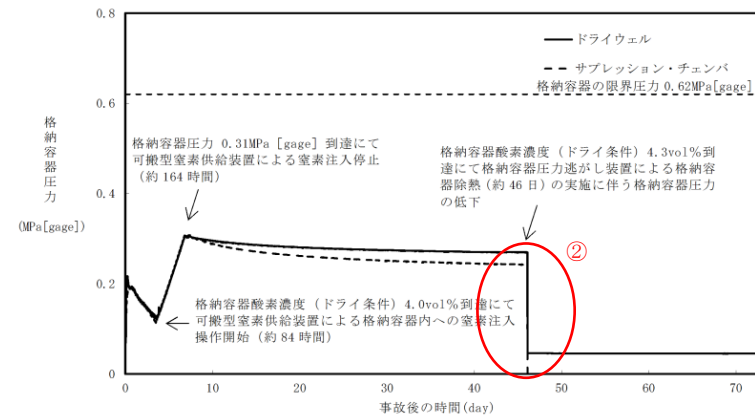


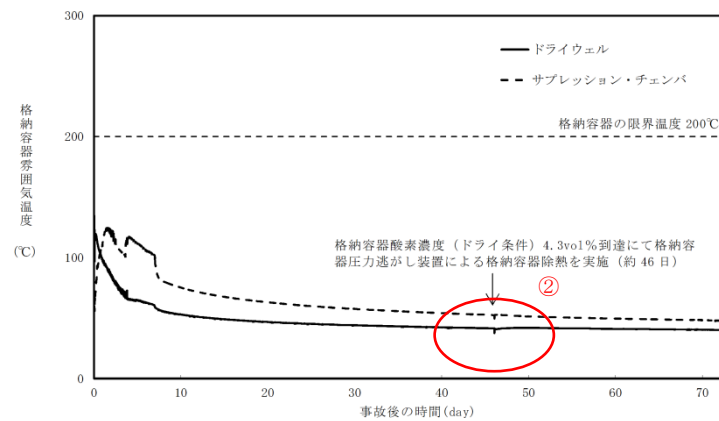
図 1.2 格納容器気相温度の推移 (格納容器過圧・過温破損)  
(代替循環冷却系を使用する場合)

【比較のため、「添付資料 3.1.2.9」の一部を記載】



第 1 図 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)

(代替循環冷却系を使用する場合) における格納容器圧力の推移



第 2 図 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)

(代替循環冷却系を使用する場合) における格納容器雰囲気温度の推移

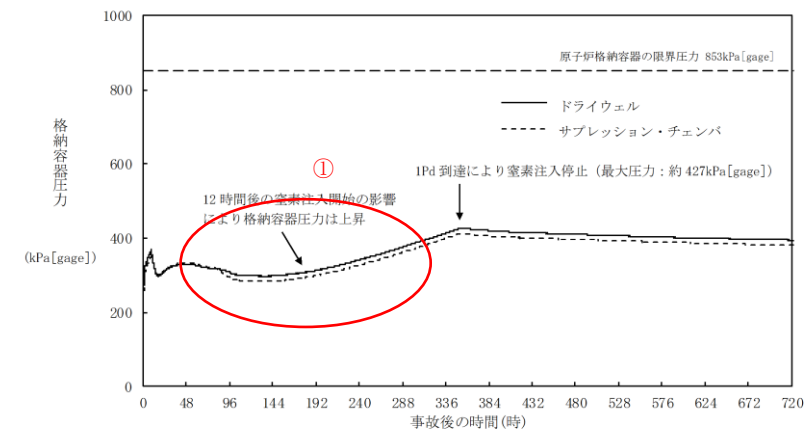


図 1.1 格納容器圧力の推移 (格納容器過圧・過温破損)  
(残留熱代替除去系を使用する場合)

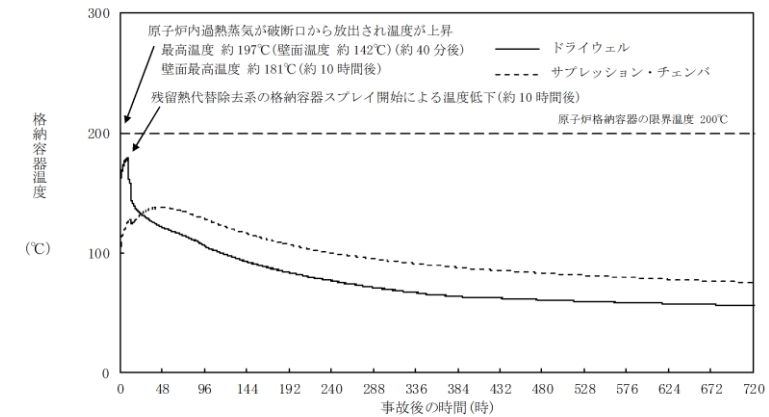


図 1.2 格納容器温度の推移 (格納容器過圧・過温破損)  
(残留熱代替除去系を使用する場合)

・解析結果の相違  
【柏崎 6/7】  
①島根 2号炉は、残留代替除去系の運転開始後に、窒素を注入していることから、柏崎 6/7 のように格納容器圧力が低下しない。

【柏崎 6/7, 東海第二】  
②島根 2号炉は、酸素濃度基準での格納容器ベントは 30 日以降に実施。



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>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p>
<p>図 1.3 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用する場合)</p>	<p>第 3 図 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用する場合) におけるサプレッション・プール水温度の推移</p>	<p>図 1.3 サプレッション・プール水温度の推移 (格納容器過圧・過温破損) (残留熱代替除去系を使用する場合)</p>	

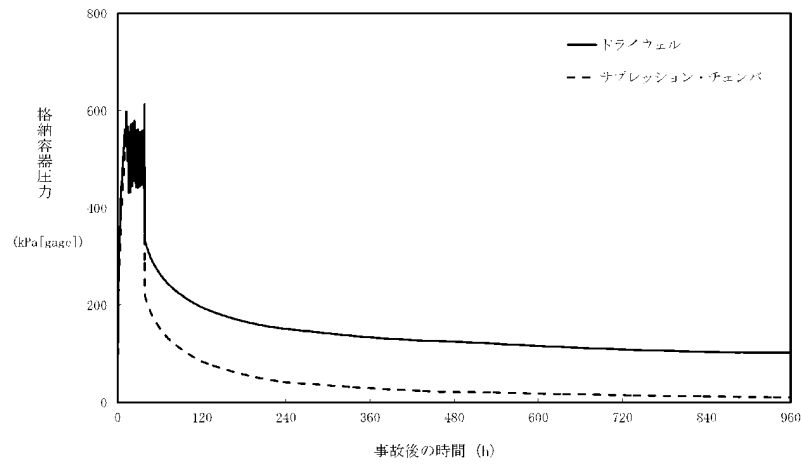
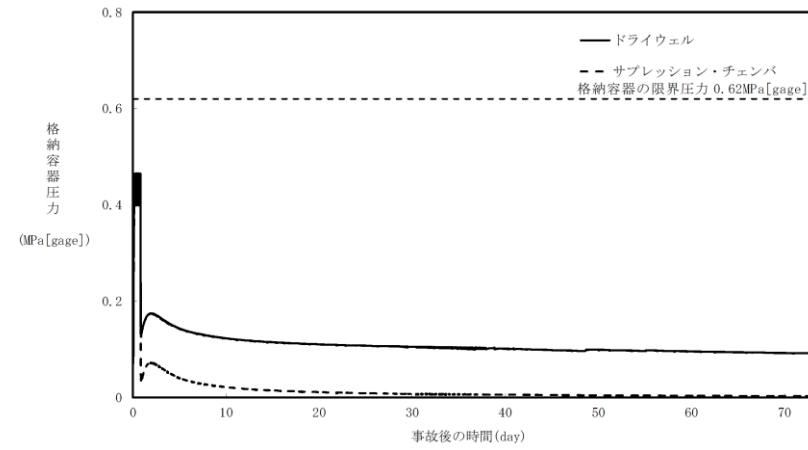


図 1.4 格納容器圧力の推移 (格納容器過圧・過温破損)  
(代替循環冷却系を使用しない場合)



第 4 図 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)  
(代替循環冷却系を使用できない場合) における格納容器圧力の推移

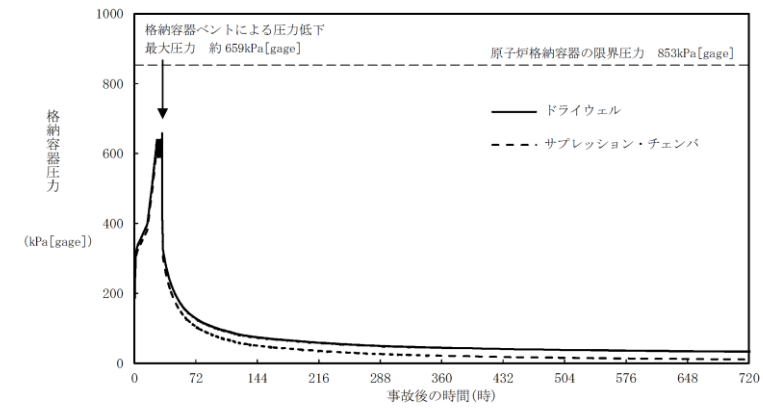


図 1.4 格納容器圧力の推移 (格納容器過圧・過温破損)  
(残留熱代替除去系を使用しない場合)

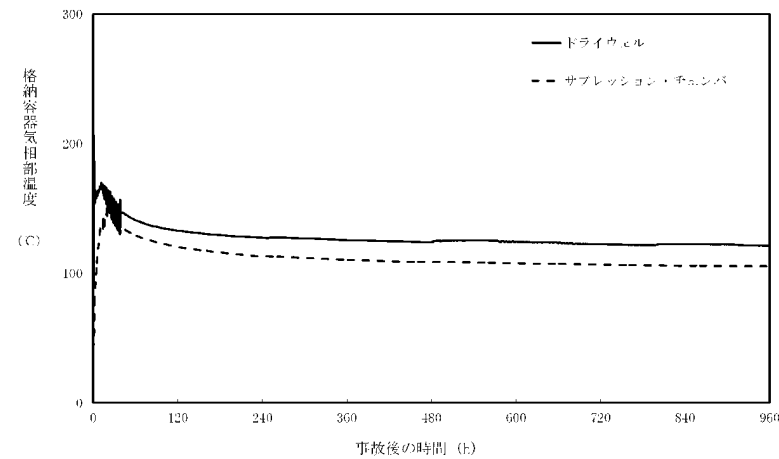
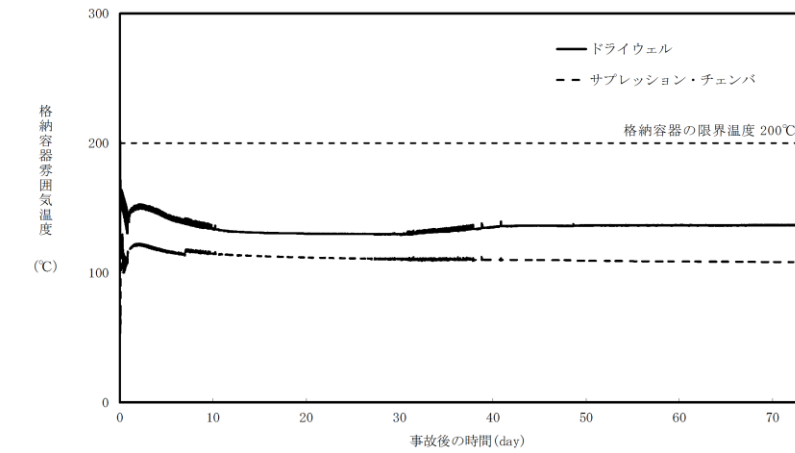


図 1.5 格納容器気相部温度の推移 (格納容器過圧・過温破損)  
(代替循環冷却系を使用しない場合)



第 5 図 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)  
(代替循環冷却系を使用できない場合) における格納容器雰囲気温度の推移

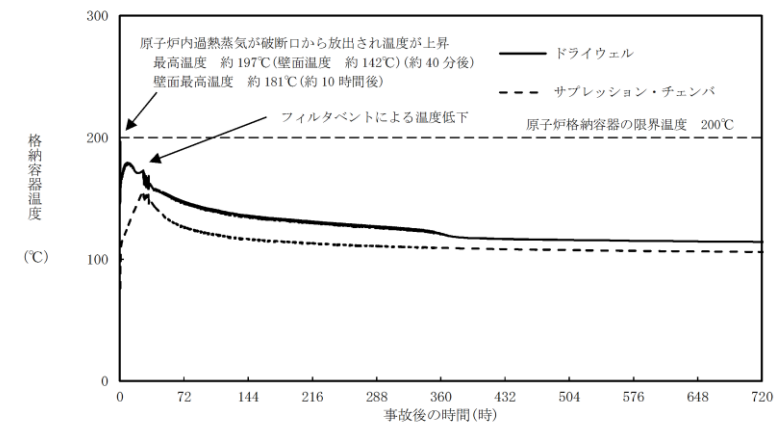
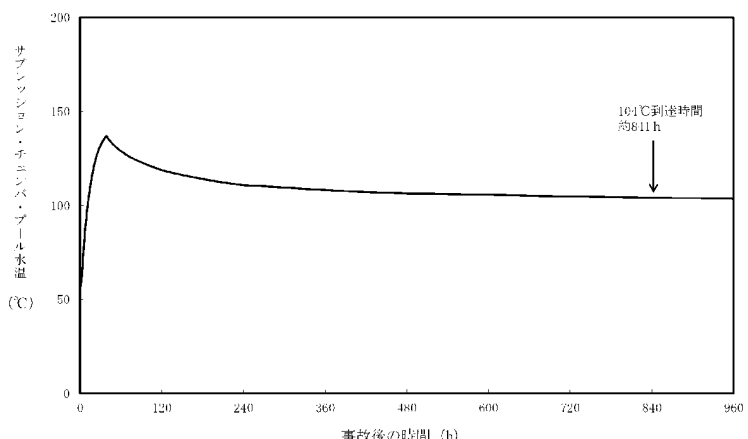
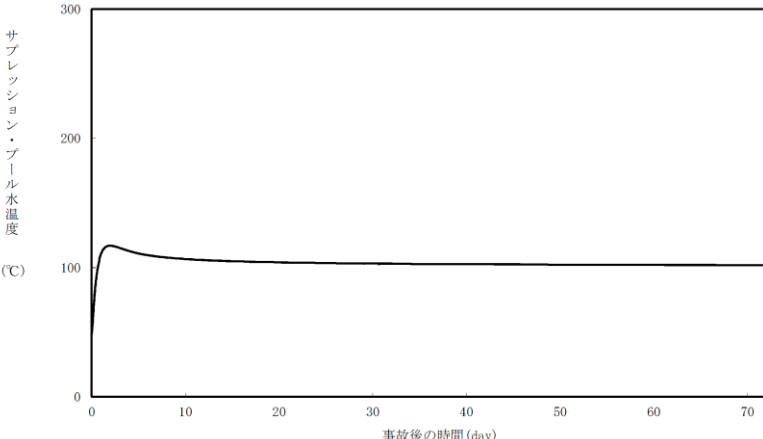
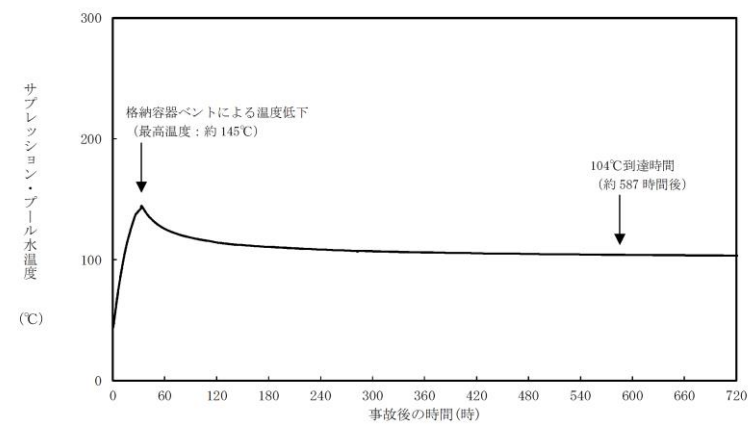


図 1.5 格納容器温度の推移 (格納容器過圧・過温破損)  
(残留熱代替除去系を使用しない場合)

・解析結果の相違  
【柏崎 6/7, 東海第二】

・解析結果の相違  
【柏崎 6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017. 12. 20 版)	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>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p>
<p>図 1.6 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用しない場合)</p>	<p>第 6 図 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用できない場合) におけるサプレッション・プール水温度の推移</p>	<p>図 1.6 サプレッション・プール水温度 (格納容器過圧・過温破損) (残留熱代替除去系を使用しない場合)</p>	
	<p>【ここまで】</p>		

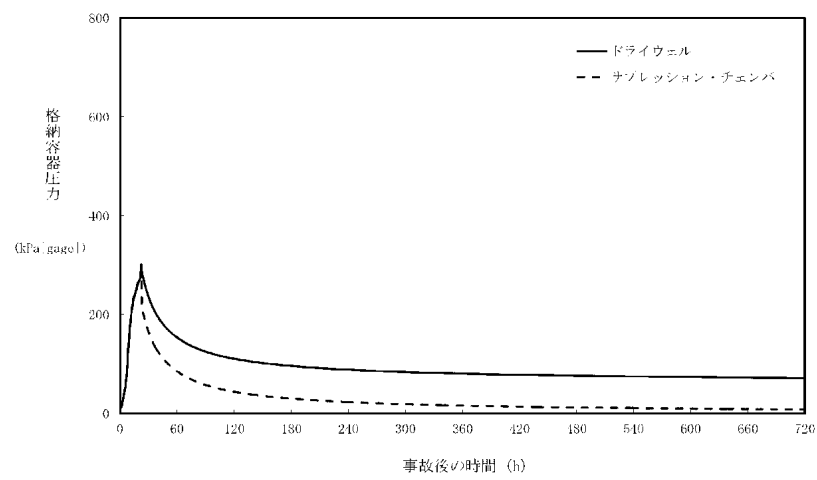
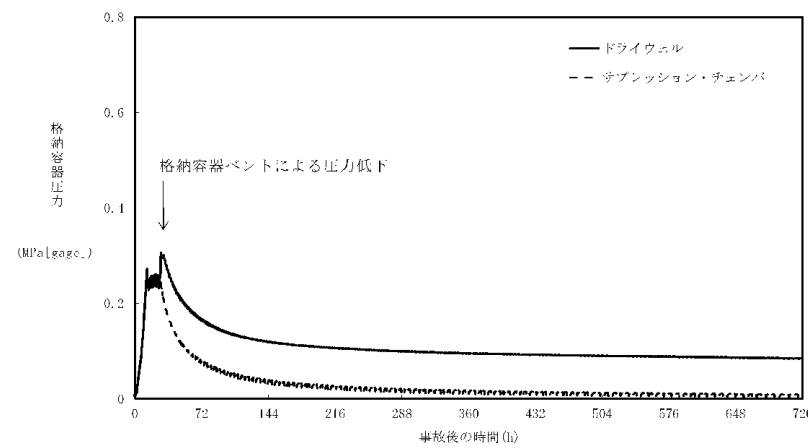


図 1.7 格納容器圧力の推移 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系の故障))



第 1 図 格納容器圧力の推移 (崩壊熱除去系機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))

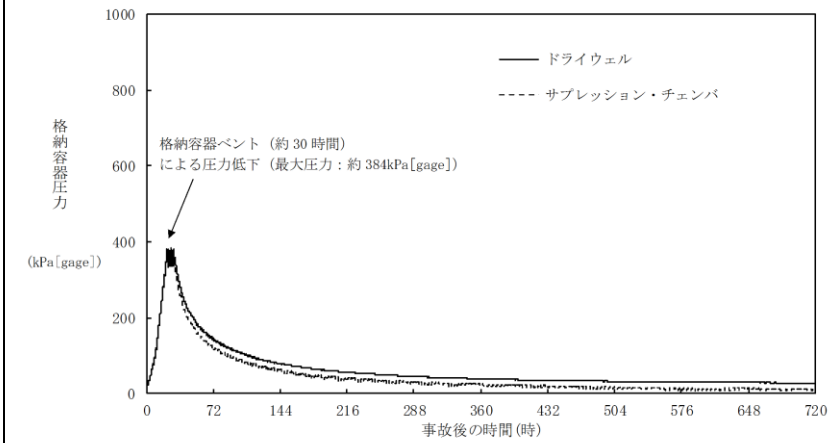


図 1.7 格納容器圧力の推移 (高圧・低圧注水機能喪失)

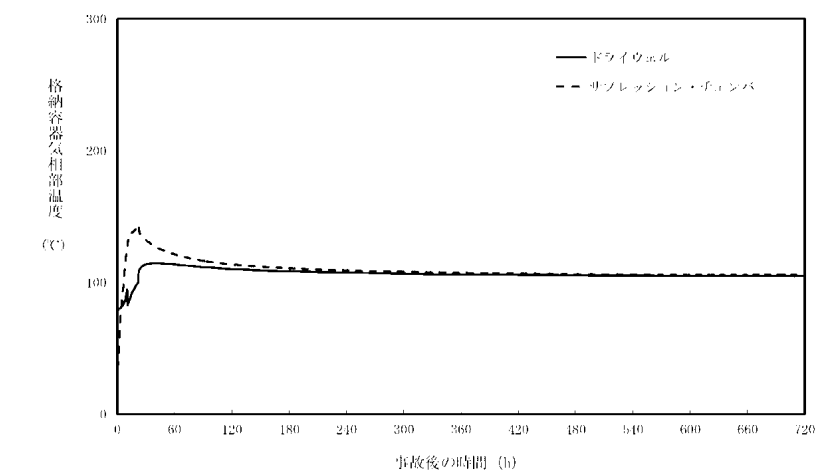
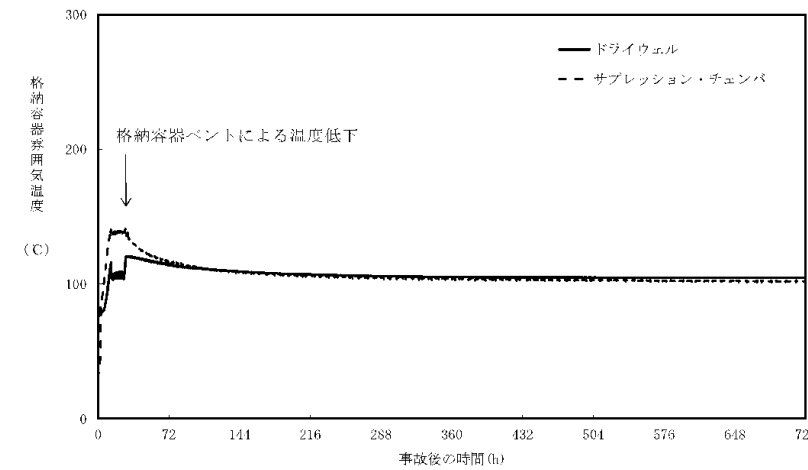


図 1.8 格納容器気相部温度の推移 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系の故障))



第 2 図 格納容器雰囲気温度の推移 (崩壊熱除去系機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))

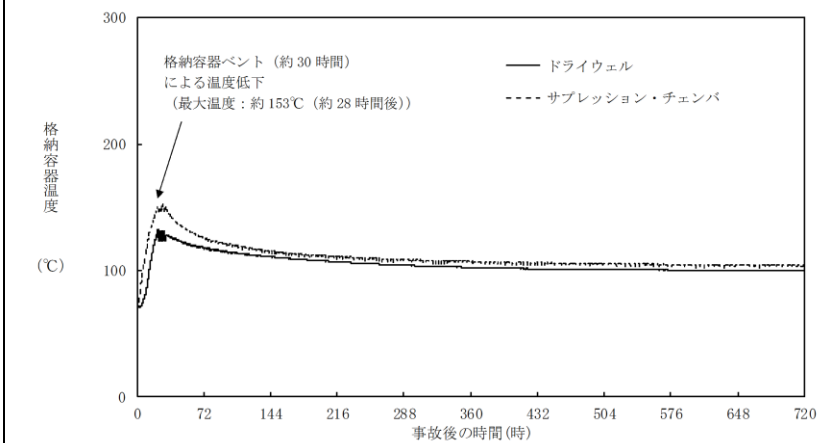


図 1.8 格納容器気相部温度の推移 (高圧・低圧注水機能喪失)

・解析結果の相違  
【柏崎 6/7】

・解析結果の相違  
【柏崎 6/7】



柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備 考
<p>(2) 残留熱除去系の復旧に関する定量評価</p> <p>ここでは、残留熱除去系の復旧による安定状態の評価として、安定状態は確立し、炉心の冷却は維持され、格納容器圧力及び温度は低下傾向に向かうものの、<u>サプレッション・チェンバ・プール水位が比較的高く推移する崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）</u>を例に評価を行った。</p> <p>図 1.10 及び図 1.11 に、格納容器圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温の時間変化を、図 1.12 及び図 1.13 に、注水流量及びサプレッション・チェンバ・プール水位の時間変化を、それぞれ事故発生後 14 日間について示す。</p> <p><u>サプレッション・チェンバ・プール水位については、水位が真空破壊装置-1m に到達した時点で、</u>低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を停止することで外部水源からの注水を制限し、かつ、<u>代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱により、炉心及び原子炉格納容器の冷却を行いつつ、</u>図 1.12 に示すように<u>適宜サプレッション・チェンバのプール水を水源とする残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水を行うことで、</u>図 1.13 に示すようにサプレッション・チェンバ・プール水位の上昇は抑制される。</p> <p>また、図 1.11 に示すように、サプレッション・チェンバ・プール水温は事故発生 20 時間後に残留熱除去系(サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)の運転を開始して以降、低下が継続し、事故発生 7 日後までには最高使用温度(104℃)を下回る。事故発生 7 日後に残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)で運転することにより、除熱能力が改善され、図 1.10 及び図 1.11 に示すように、格納容器圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温は大幅に低下する。</p> <p>以上から、残留熱除去系の復旧により安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能である。</p>	<p>(2) 残留熱除去系の復旧に関する定量評価</p> <p>ここでは、残留熱除去系の復旧による安定状態の維持に関する定量評価として、<u>崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）を例に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を実施した場合の長期間解析を実施した。</u></p> <p>第 6 図から第 8 図に格納容器圧力、格納容器雰囲気温度及びサプレッション・プール水温度の解析結果を、それぞれ事象発生 14 日後まで示す。</p> <p>第 8 図に示すとおり、サプレッション・プール水温度は事象発生の約 13 時間後に残留熱除去系による格納容器除熱を開始した以降に低下傾向となり、事象発生 7 日後までに最高使用温度(104℃)を下回る。その後、事象発生 7 日後に残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の運転を開始すると、除熱性能が向上し、第 6 図及び第 8 図に示すとおり、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は大幅に低下する。</p> <p>以上から、残留熱除去系の復旧により安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能である。</p>	<p>(2) 残留熱除去系の復旧に関する定量評価</p> <p>ここでは、残留熱除去系の復旧による安定状態の評価として、<u>安定状態は確立し、炉心の冷却は維持され、格納容器圧力及び温度が低下傾向に向かう崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)を例に評価を行った。</u></p> <p>図 1.10 から図 1.12 に、格納容器圧力、格納容器温度及びサプレッション・プール水温度の時間変化を、図 1.13 及び図 1.14 に、注水流量及びサプレッション・プール水位の時間変化を、それぞれ事故発生後 14 日間について示す。</p> <p>原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系による除熱により、原子炉格納容器の冷却を行いつつ、サプレッション・プール水を水源とする<u>残留熱除去系(低圧注水モード)</u>による原子炉注水を行うことで、図 1.14 に示すようにサプレッション・プール水位の上昇は抑制される。</p> <p>また、図 1.12 に示すように、サプレッション・プール水温度は事故発生 8 時間後に残留熱除去系のサプレッション・プール水冷却モードの運転を開始して以降、低下が継続し、事故発生 7 日後までには最高使用温度(104℃)を下回る。事故発生 7 日後に残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)で運転することにより、除熱能力が改善され、図 1.10 及び図 1.12 に示すように、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は大幅に低下する。</p> <p>以上から、残留熱除去系の復旧により安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能である。</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】</p>



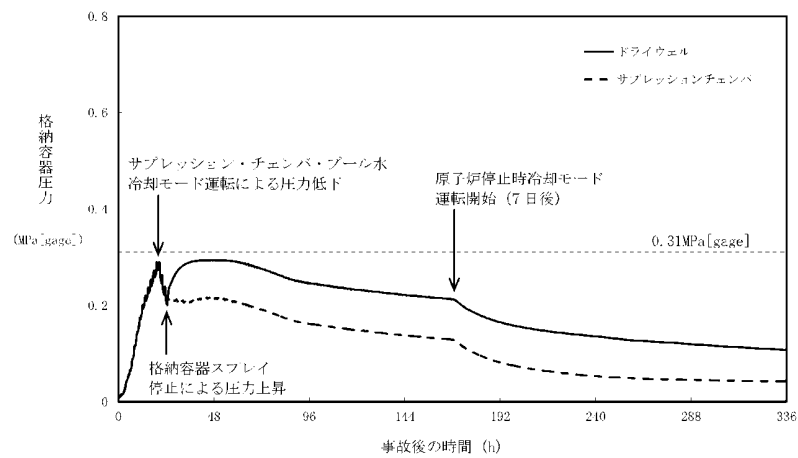


図 1.10 格納容器圧力の推移

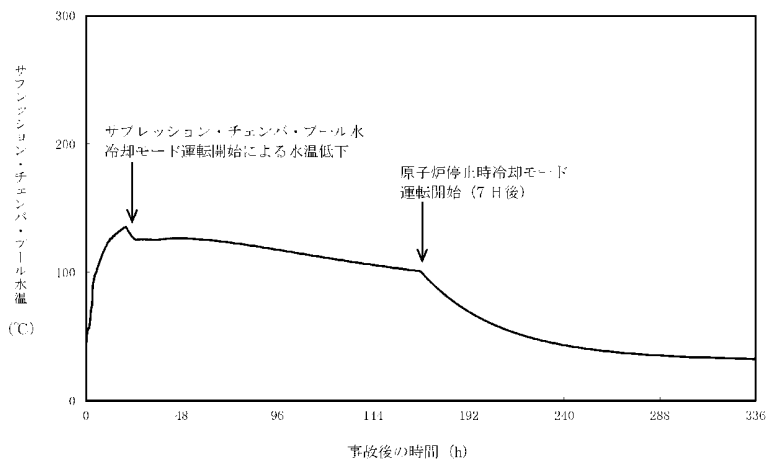
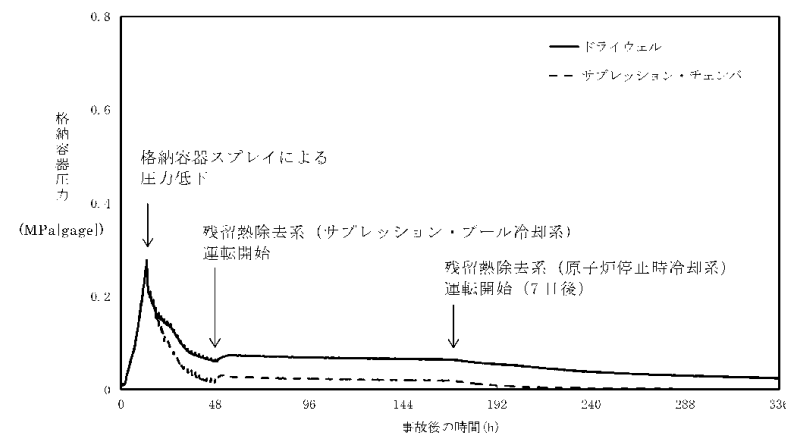
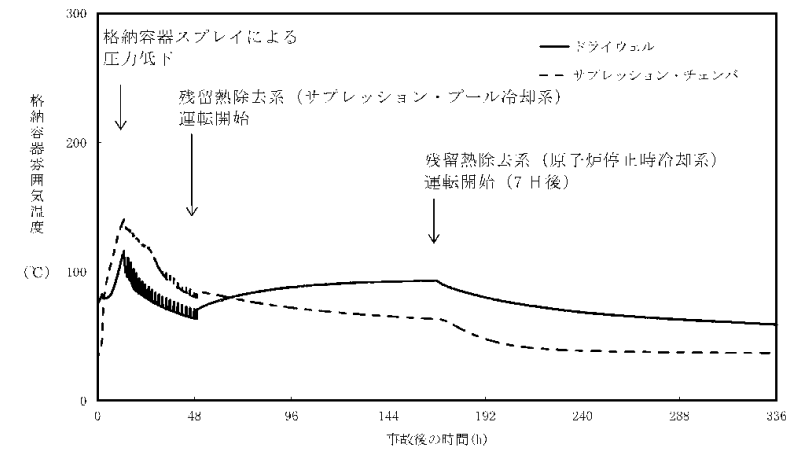


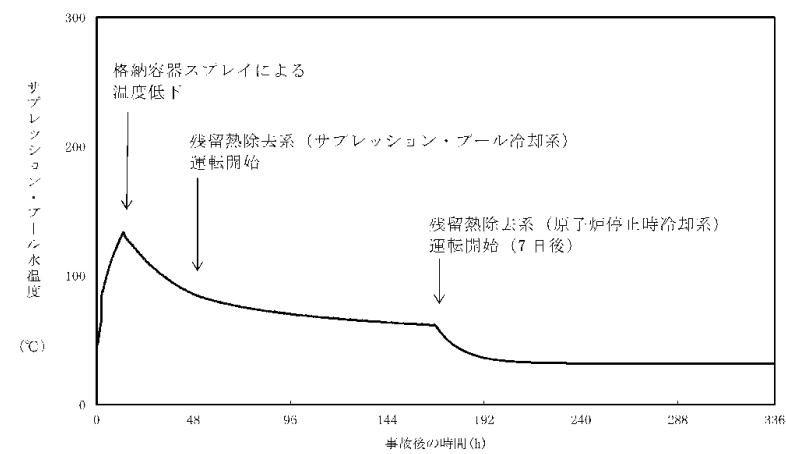
図 1.11 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移



第 6 図 格納容器圧力の推移



第 7 図 格納容器雰囲気温度の推移



第 8 図 サプレッション・プール水温の推移

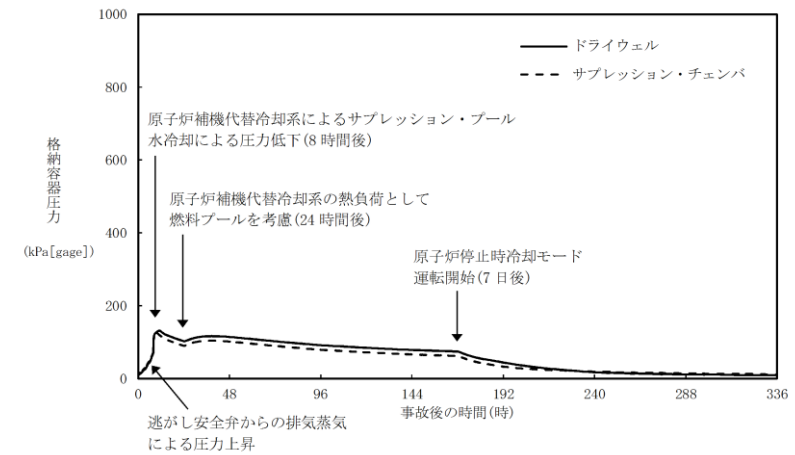


図 1.10 格納容器圧力の推移

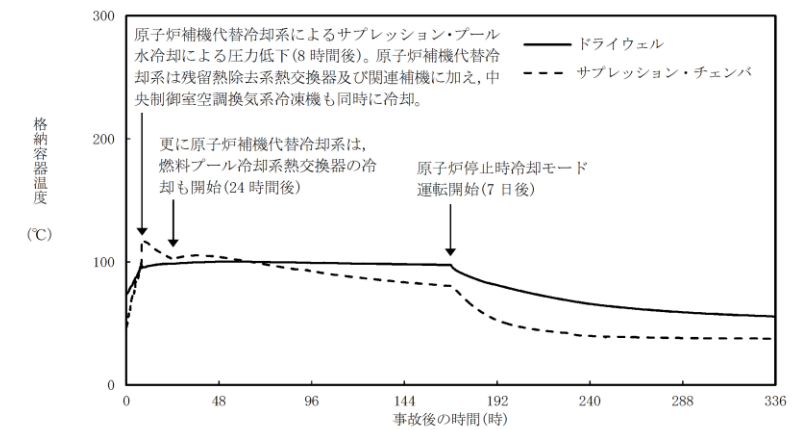


図 1.11 格納容器温度の推移

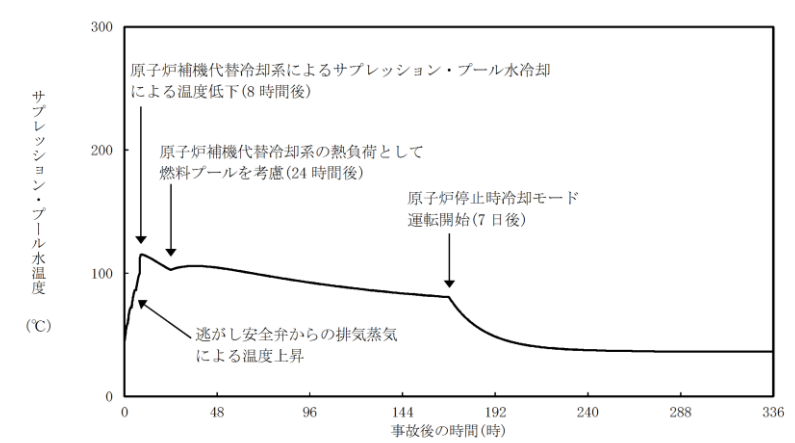


図 1.12 サプレッション・プール水温の推移

・解析結果の相違  
【柏崎 6/7, 東海第二】

・解析結果の相違  
【東海第二】

・解析結果の相違  
【柏崎 6/7, 東海第二】

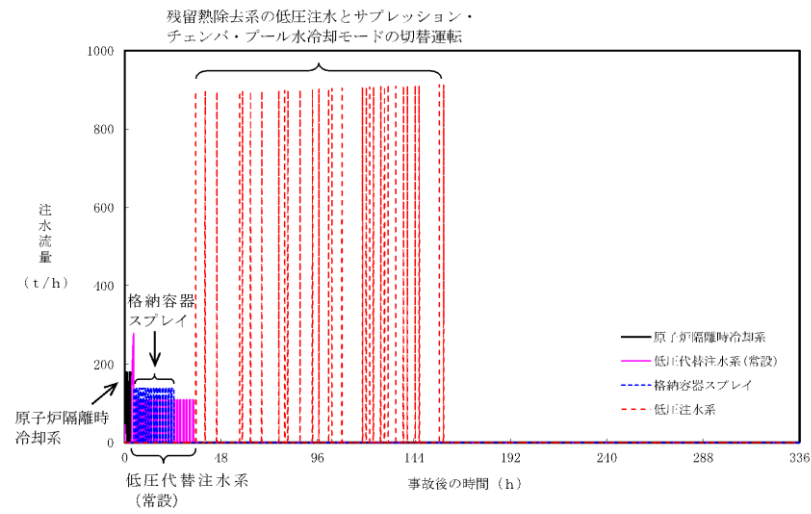


図 1.12 注水流量の推移

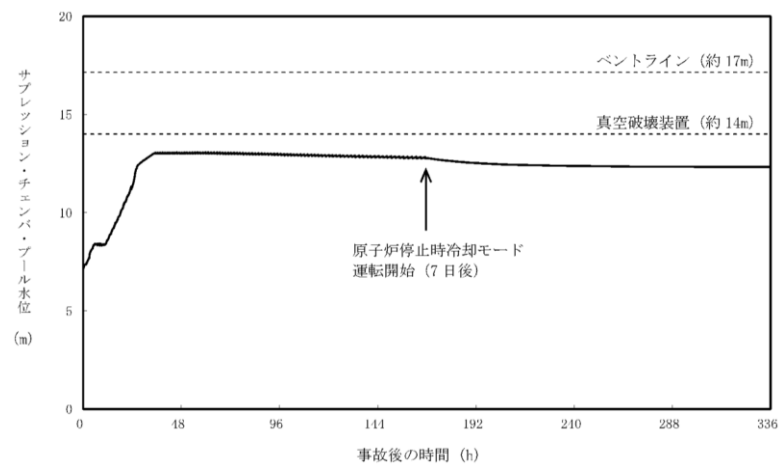


図 1.13 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

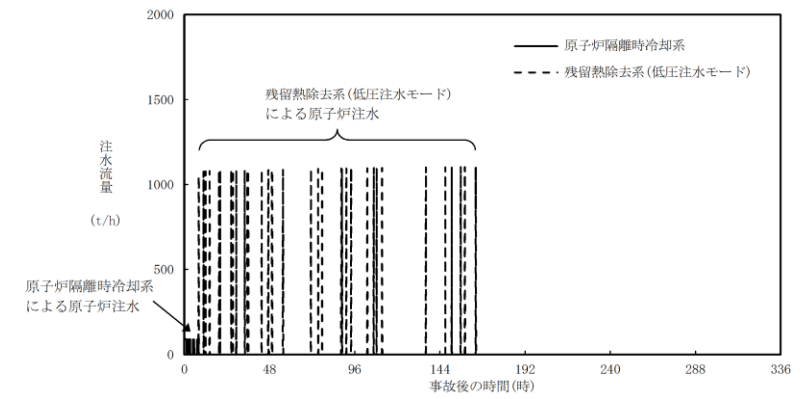


図 1.13 注水流量の推移

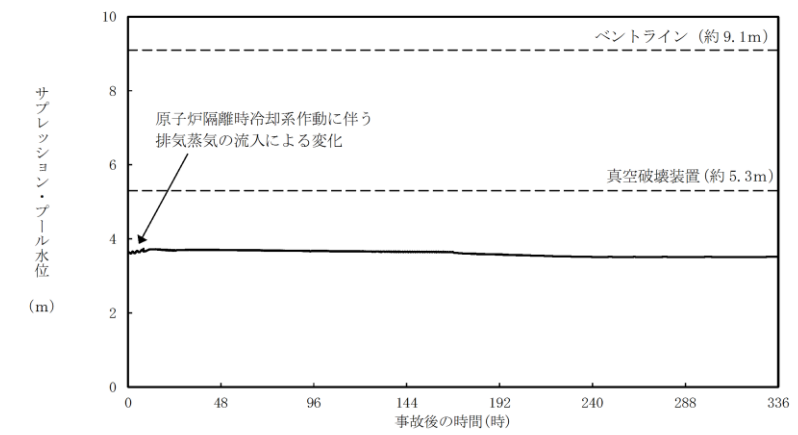


図 1.14 サプレッション・プール水位の推移

・解析結果の相違  
【柏崎 6/7】

・解析結果の相違  
【柏崎 6/7】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備 考
<p>2. 残留熱除去系の復旧方法について</p> <p>(1) 残留熱除去系の復旧方法及び予備品の確保について</p> <p>残留熱除去系の機能喪失の原因によっては、大型機器の交換が必要となり復旧に時間がかかる場合も想定されるが、予備品の活用やサイト外からの支援などを考慮すれば、1ヶ月程度で残留熱除去系を復旧させることが可能であると考えられる。</p> <p>残留熱除去系の復旧にあたり、<u>原子炉補機冷却海水系</u>、<u>原子炉補機冷却水系</u>については、予備品を保有することで復旧までの時間が短縮でき、成立性の高い作業で機能回復できる機器として、電動機を重大事故等により同時に影響を受けない場所に予備品として確保している。</p> <p>一方、<u>残留熱除去系については、防潮堤等の津波対策及び原子炉建屋内の内部溢水対策により区分分離されていること、さらにABWRの残留熱除去系は3系統あることから、東日本大震災のように複数の残留熱除去系が同時浸水により機能喪失することはないと考えられる。</u></p> <p>なお、ある1系統の残留熱除去系の電動機が浸水し、当該の残留熱除去系が機能喪失に至った場合においても、<u>他系統の残留熱除去系の電動機を接続することにより復旧する手順を準備する</u>（「1.0 重大事故対策における共通事項 添付資料 1.0.15 格納容器の長期にわたる状態維持に係わる体制の整備について」参照）。</p> <p>(2) 残留熱除去系の復旧手順について</p> <p>炉心損傷又は格納容器破損に至る可能性のある事象が発生した場合に、<u>運転員及び緊急時対策要員により残留熱除去系を復旧するための手順を整備してきている。</u></p> <p>本手順では、機器の故障箇所、復旧に要する時間、炉心損傷又は格納容器破損に対する時間余裕に応じて「恒久対策」、「応急対策」又は「代替対策」のいずれかを選択するものとしている。</p> <p>具体的には、故障箇所の特定と対策の選択を行い、故障箇所に</p>	<p>2. 残留熱除去系及び残留熱除去系海水系の復旧方法について</p> <p>(1) 残留熱除去系及び残留熱除去系海水系の復旧方法並びに予備品の確保について</p> <p>残留熱除去系の機能喪失の原因によっては、大型機器の交換が必要となり復旧に時間がかかる場合も想定されるが、予備品の活用やサイト外からの支援などを考慮すれば、1ヶ月程度で残留熱除去系を復旧させることが可能な場合もあると考えられる。</p> <p>残留熱除去系の復旧にあたり、<u>残留熱除去系海水系</u>については、予備品を保有することで復旧までの時間が短縮でき、成立性の高い作業で機能回復できる機器であり、<u>機械的故障と電氣的故障の要因が考えられる残留熱除去系海水系ポンプ電動機を予備品として確保し、重要安全施設との位置的分散を考慮し保管する（詳細は技術的能力に係る審査基準への適合状況説明資料の添付資料 1.0.3「予備品等の確保及び保管場所について」参照）。</u></p> <p>一方、<u>残留熱除去系については、防潮堤等の津波対策及び原子炉建屋内の内部溢水対策により区分分離されていることから、複数の残留熱除去系が同時浸水により機能喪失することはないと考えられる。</u></p> <p>なお、ある1系統の残留熱除去系の電動機が浸水し、当該の残留熱除去系が機能喪失に至った場合においても、<u>残りの系統の残留熱除去系の電動機を接続することにより復旧する手順を準備する。</u></p> <p>(2) 残留熱除去系及び残留熱除去系海水系の復旧手順について</p> <p>炉心損傷又は格納容器破損に至る可能性のある事象が発生した場合に、<u>災害対策要員が残留熱除去系及び残留熱除去系海水系を復旧するための手順を「アクシデントマネジメント故障機器復旧手順ガイドライン」にて整備している。</u></p> <p>本手順では、機器の故障箇所、復旧に要する時間、炉心損傷あるいは格納容器破損に対する時間余裕に応じて「恒久対策」、「応急対策」、又は「代替対策」のいずれかを選択するものとしている。</p> <p>具体的には、故障箇所の特定と対策の選択を行い、故障箇所に</p>	<p>2. 残留熱除去系の復旧方法について</p> <p>(1) 残留熱除去系の復旧方法及び予備品の確保について</p> <p>残留熱除去系の機能喪失の原因によっては、大型機器の交換が必要となり復旧に時間がかかる場合も想定されるが、予備品の活用やサイト外からの支援などを考慮すれば、1ヶ月程度で残留熱除去系を復旧させることが可能であると考えられる。</p> <p>残留熱除去系の復旧にあたり、<u>原子炉補機海水系</u>については、予備品を保有することで復旧までの時間が短縮でき、成立性の高い作業で機能回復できる機器として、電動機を重大事故等により同時に影響を受けない場所に予備品として確保している。</p> <p>一方、<u>残留熱を除去する機能を有する残留熱除去系は2系統（残留熱除去系3系統のうち1系統は注水機能のみ）あり、防波壁等の津波対策及び原子炉建物内の内部溢水対策により区分分離されていることから、東日本大震災のように複数の残留熱除去系が同時浸水により機能喪失することはないと考えられる。</u></p> <p>なお、ある1系統の残留熱除去系の電動機が浸水し、当該の残留熱除去系が機能喪失に至った場合において、<u>他系統の残留熱除去系の電動機を接続することにより復旧する手順を準備する。（「1.0 重大事故対策における共通事項 添付資料 1.0.15 格納容器の長期にわたる状態維持に係わる体制の整備について」参照）。</u></p> <p>(2) 残留熱除去系の復旧手順について</p> <p>炉心損傷又は格納容器破損に至る可能性のある事象が発生した場合に、<u>緊急時対策要員により残留熱除去系を復旧するための手順を整備してきている。</u></p> <p>本手順では、機器の故障箇所、復旧に要する時間、炉心損傷又は格納容器破損に対する時間余裕に応じて「恒久対策」、「応急対策」又は「代替対策」のいずれかを選択するものとしている。</p> <p>具体的には、故障箇所の特定と対策の選択を行い、故障箇</p>	<p>・運用の相違 【柏崎 6/7】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備 考
<p>応じた復旧手順にて復旧を行う。<u>図 2.1</u> に手順書の記載例を示す。</p>	<p>応じた復旧手順にて復旧を行う。</p>	<p>所に応じた復旧手順にて復旧を行う。<u>図 2.1</u> に手順書の記載例を示す。</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
<div data-bbox="412 220 914 258" style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin-bottom: 10px;"> <p>枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。</p> </div> <div data-bbox="166 279 902 1360" style="border: 1px solid black; height: 515px; width: 248px; margin: 10px auto;"></div> <div data-bbox="231 1375 834 1409" style="text-align: center;"> <p>図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (1/8)</p> </div>		<div data-bbox="2041 220 2199 243" style="text-align: center; margin-bottom: 10px;"> <p>恒久対策の例 (1/3)</p> </div> <div data-bbox="1760 247 2496 947" style="border: 1px solid black; height: 333px; width: 248px; margin: 10px auto;"></div> <div data-bbox="1804 972 2436 1005" style="text-align: center;"> <p>図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (1 / 8)</p> </div>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備 考
<div data-bbox="409 222 914 264" style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin-bottom: 10px;"> <p>枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。</p> </div> <div data-bbox="160 306 902 1360" style="border: 1px solid black; height: 500px; width: 100%;"></div> <div data-bbox="231 1377 836 1411" style="margin-top: 10px;"> <p>図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (2/8)</p> </div>		<div data-bbox="2041 260 2202 285" style="text-align: center; margin-bottom: 10px;"> <p>恒久対策の例 (2/3)</p> </div> <div data-bbox="1751 289 2493 1129" style="border: 1px solid black; height: 400px; width: 100%;"></div> <div data-bbox="1792 1150 2439 1184" style="margin-top: 10px;"> <p>図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (2 / 8)</p> </div>	



柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備 考
<div data-bbox="418 226 914 260" style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin-bottom: 10px;">           枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。         </div> <div data-bbox="166 296 899 1314" style="border: 1px solid black; height: 485px; width: 247px;"></div> <div data-bbox="231 1335 825 1369" style="margin-top: 10px;">           図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (3/8)         </div>		<div data-bbox="2041 218 2190 243" style="text-align: center; margin-bottom: 10px;">           恒久対策の例 (3/3)         </div> <div data-bbox="1754 254 2487 726" style="border: 1px solid black; height: 225px; width: 247px;"></div> <div data-bbox="1792 747 2436 781" style="margin-top: 10px;">           図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (3 / 8)         </div>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備 考
<div data-bbox="409 226 914 268" style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin-bottom: 10px;"> <p>枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。</p> </div> <div data-bbox="157 310 899 1396" style="border: 1px solid black; height: 517px; width: 250px;"></div> <div data-bbox="231 1423 825 1453" style="margin-top: 10px;"> <p>図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (4/8)</p> </div>		<div data-bbox="2041 226 2190 247" style="text-align: center; margin-bottom: 10px;"> <p>応急対策の例 (1/3)</p> </div> <div data-bbox="1754 247 2487 1178" style="border: 1px solid black; height: 443px; width: 247px;"></div> <div data-bbox="1792 1199 2427 1228" style="margin-top: 10px;"> <p>図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (4 / 8)</p> </div>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備 考
<div data-bbox="412 216 914 254" style="border: 1px solid black; padding: 2px;">枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。</div> <div data-bbox="166 291 899 1360" style="border: 1px solid black; height: 500px; width: 100%;"></div> <div data-bbox="231 1375 834 1409" style="margin-top: 10px;">図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (5/8)</div>		<div data-bbox="2041 216 2190 233" style="text-align: center; font-size: small;">応急対策の例 (2/3)</div> <div data-bbox="1748 239 2487 951" style="border: 1px solid black; height: 330px; width: 100%;"></div> <div data-bbox="1792 974 2427 1003" style="margin-top: 10px;">図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (5 / 8)</div>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備 考
<div data-bbox="430 233 914 268" style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin-bottom: 10px;">           枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。         </div> <div data-bbox="163 300 893 1350" style="border: 1px solid black; height: 500px; width: 100%;"></div> <div data-bbox="231 1377 825 1409" style="margin-top: 10px;">           図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (6/8)         </div>		<div data-bbox="2041 212 2190 233" style="text-align: center; font-size: small;">           応急対策の例 (3/3)         </div> <div data-bbox="1757 237 2490 1045" style="border: 1px solid black; height: 385px; width: 100%;"></div> <div data-bbox="1792 1062 2436 1094" style="margin-top: 10px;">           図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (6 / 8)         </div>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備 考
<div data-bbox="409 220 908 256" style="border: 1px solid black; padding: 2px;">           枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。         </div> <div data-bbox="163 275 923 1360" style="border: 1px solid black; height: 517px; width: 256px;"></div>		<div data-bbox="2021 212 2199 235" style="text-align: center;">           代替対策の例 (1 / 2)         </div> <div data-bbox="1765 237 2475 1001" style="border: 1px solid black; height: 364px; width: 239px;"></div>	
<div data-bbox="231 1377 834 1409" style="text-align: center;">           図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (7/8)         </div>		<div data-bbox="1792 1020 2436 1052" style="text-align: center;">           図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (7 / 8)         </div>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備 考
<div data-bbox="409 233 893 268" style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin-bottom: 10px;"> <p>枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。</p> </div> <div data-bbox="160 296 911 1350" style="border: 1px solid black; height: 500px; width: 100%;"></div> <div data-bbox="231 1377 825 1409" style="margin-top: 10px;"> <p>図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (8/8)</p> </div>		<div data-bbox="2041 218 2190 239" style="text-align: center; margin-bottom: 10px;"> <p>代替対策の例 (2/2)</p> </div> <div data-bbox="1748 243 2490 1037" style="border: 1px solid black; height: 378px; width: 100%;"></div> <div data-bbox="1792 1064 2427 1096" style="margin-top: 10px;"> <p>図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (8 / 8)</p> </div>	

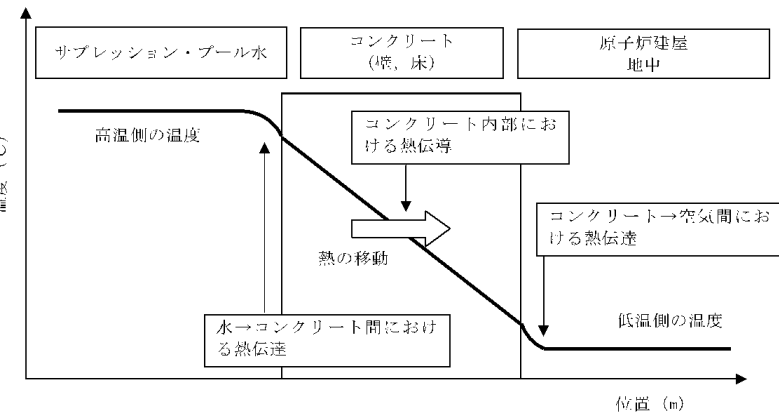


柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備 考
<p>3. 原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度制御</p> <p>(1) 格納容器ベントの場合</p> <p>重大事故時において格納容器ベントにより格納容器除熱を実施している場合は、事象発生前に原子炉格納容器内に封入されていた窒素等及び炉心損傷に伴うジルコニウム-水反応によって発生した水素等が格納容器ベント時に原子炉格納容器外に排出された後、原子炉格納容器内で発生し続ける水蒸気及び水の放射線分解等によって発生する水素ガス及び酸素ガスが継続的に排出されている状態である。このため、残留熱除去系による格納容器除熱機能が使用可能な状態になり、長期にわたり原子炉格納容器の冷却が可能であること、原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度測定が可能であり、可燃性ガス濃度制御系により原子炉格納容器内の水の放射線分解等によって発生する水素ガス及び酸素ガスを可燃限界濃度に到達することなく制御が可能である*ことが確認された場合に、格納容器ベントを停止することができる。</p> <p>※可燃性ガス濃度制御系の処理能力は、定格値（吸込流量255m<sup>3</sup>/h[normal], 再結合率95%）では、初期酸素濃度3.5vol%において0.046mol/sの酸素ガスを処理可能である。重大事故時において、水の放射線分解により原子炉格納容器内で発生する酸素ガスは、「3.4 水素燃焼」の条件で0.029mol/s（事象発生24時間後）であることから、可燃性ガス濃度制御系が使用可能となった場合、原子炉格納容器内の酸素濃度の制御が可能である。</p> <p>残留熱除去系による格納容器除熱は、格納容器スプレィ又はサブプレッション・チェンバ・プール水冷却運転により実施する。しかし、長期安定停止状態における格納容器ベント停止後の格納容器除熱は、崩壊熱が低下しているためサブプレッション・チェンバ・プール水冷却運転のみで実施可能である。</p> <p>なお、格納容器スプレィを実施するような場合においては、格納容器内の急激な蒸気凝縮により格納容器圧力が負圧になることを防止するため、格納容器圧力高スクラム設定点を格納容器スプレィ停止設定値としている。運転員は格納容器スプレィ停止設定値に至らないように格納容器スプレィ流量の調整及び格納容器スプレィ停止操作を行う。残留熱除去系による格納容器スプレィは運転員の操作により実施され、自動的に動作するものではない。</p>	<p>【比較のため、「添付資料3.1.2.9」の一部を記載】</p> <p>2. 格納容器内の可燃性ガス濃度制御</p> <p>重大事故時において格納容器圧力逃がし装置により格納容器除熱（以下「格納容器ベント」という。）を実施している場合は、</p> <p>残留熱除去系による格納容器除熱機能が使用可能な状態になり、長期にわたり格納容器の冷却が可能であること、格納容器内の可燃性ガス濃度測定が可能であり、可燃性ガス濃度制御系により格納容器内の水の放射線分解により発生する酸素及び水素を可燃限界濃度に到達することなく制御が可能であることが確認された場合に、格納容器ベントを停止することができる。</p> <p>残留熱除去系による格納容器除熱は、格納容器スプレィ又はサブプレッション・プール水冷却運転で実施する。しかし、長期安定停止状態における格納容器ベント停止後の格納容器除熱は、崩壊熱が低下しているためサブプレッション・プール水冷却運転のみで実施可能である。</p> <p>なお、格納容器スプレィを実施するような場合においては、格納容器内の急激な蒸気凝縮により格納容器圧力が負圧になることを防止するため、格納容器圧力高スクラム設定点を格納容器スプレィ停止設定値としており、運転員は格納容器スプレィ停止操作を行う。残留熱除去系による格納容器スプレィは運転員の操作により実施され、自動的に動作するものではない。</p>	<p>3. 原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度制御</p> <p>(1) 格納容器ベントの場合</p> <p>重大事故時において格納容器ベントにより原子炉格納容器除熱を実施している場合は、事象発生前に原子炉格納容器内に封入されていた窒素等及び炉心損傷に伴うジルコニウム-水反応によって発生した水素等が格納容器ベント時に原子炉格納容器外に排出された後、原子炉格納容器内で発生し続ける水蒸気及び水の放射線分解等によって発生する水素ガス及び酸素ガスが継続的に排出されている状態である。このため、残留熱除去系による原子炉格納容器除熱機能が使用可能な状態になり、長期にわたり原子炉格納容器の冷却が可能であること、原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度測定が可能であり、可燃性ガス濃度制御系により原子炉格納容器内の水の放射線分解等によって発生する水素ガス及び酸素ガスを可燃限界濃度に到達することなく制御が可能である*ことが確認された場合に、格納容器ベントを停止することができる。</p> <p>※可燃性ガス濃度制御系の処理能力は、定格値（吸込流量255m<sup>3</sup>/h[normal], 再結合率95%）では、初期酸素濃度2.5vol%において0.06mol/sの酸素ガスを処理可能である。重大事故時において、水の放射線分解により原子炉格納容器内で発生する酸素ガスは、「3.4 水素燃焼」の条件で0.02mol/s（事象発生24時間後）であることから、可燃性ガス濃度制御系が使用可能となった場合、原子炉格納容器内の酸素濃度の制御が可能である。</p> <p>残留熱除去系による原子炉格納容器除熱は、格納容器スプレィ又はサブプレッション・プール水冷却運転により実施する。しかし、長期安定停止状態における格納容器ベント停止後の原子炉格納容器除熱は、崩壊熱が低下しているためサブプレッション・プール水冷却運転のみで実施可能である。</p> <p>なお、格納容器スプレィを実施するような場合においては、原子炉格納容器内の急激な蒸気凝縮により格納容器圧力が負圧になることを防止するため、格納容器圧力高スクラム設定点を格納容器スプレィ停止設定値としている。運転員は格納容器スプレィ停止設定値に至らないように格納容器スプレィ流量の調整及び格納容器スプレィ停止操作を行う。残留熱除去系による格納容器スプレィは運転員の操作により実施され、自動的に動作するものではない。</p>	<p>・運用の相違【柏崎6/7】</p> <p>・評価結果の相違【柏崎6/7】</p> <p>・解析結果の相違【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>格納容器ベント停止後の格納容器可燃性ガス濃度制御は、可燃性ガス濃度制御系により格納容器内の酸素及び水素を再結合することにより、可燃限界濃度に到達することなく長期安定停止状態を維持することが可能である。</p> <p>残留熱除去系による格納容器の除熱が継続し、格納容器内での水蒸気発生がなくなる状態（例えば、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温 100℃以下</u>）に対して余裕を見込んだ<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温</u>においては、格納容器負圧破損防止のために窒素注入を実施する。（補足説明資料「33. 原子炉格納容器への窒素注入について」参照）</p> <p>(2) 代替循環冷却系の場合</p> <p>代替循環冷却系により原子炉及び格納容器の除熱を実施している場合は、格納容器過圧破損防止としての格納容器ベントを実施することはないが、可燃性ガス濃度制御系が使用できない場合には、格納容器水素爆発防止として格納容器圧力逃がし装置等を用いた可燃性ガス（水素ガス及び酸素ガス）の排出を実施する。可燃性ガス排出時は代替循環冷却系運転継続のために急激な圧力低下を招かないように格納容器圧力を制御する。格納容器内水素ガス濃度及び格納容器内酸素ガス濃度が十分に低下し、低下傾向が確認できなくなった時点で、格納容器圧力逃がし装置等を用いた可燃性ガスの排出を停止する。</p> <p>代替循環冷却系による格納容器の除熱が継続し、格納容器内での水蒸気発生がなくなる状態（例えば、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温 100℃以下</u>）に対して余裕を見込んだ<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温</u>においては、酸素濃度可燃限界到達防止及び格納容器負圧破損防止のために窒素注入を実施する。（補足説明資料「33. 原子炉格納容器への窒素注入について」参照）</p> <p>(3) 格納容器への窒素ガス注入について</p> <p>格納容器への窒素ガス注入は、<u>可搬型窒素供給装置</u>又は<u>不活性ガス系</u>による窒素ガス注入により実施する。</p> <p><u>可搬型窒素供給装置</u>による窒素ガス注入は、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>で使用する設備と同様に空気中から窒素を抽出し、直接格納容器へ窒素ガスを注入する。</p> <p><u>不活性ガス系</u>による窒素ガス封入は、通常運転時に格納容器を</p>	<p>格納容器ベント停止後の格納容器可燃性ガス濃度制御は、可燃性ガス濃度制御系により格納容器内の酸素及び水素を再結合することにより、可燃限界濃度に到達することなく長期安定停止状態を維持することが可能である。</p> <p>さらに、<u>長期的な保管として、格納容器の不活性化を可搬型窒素供給装置による窒素注入により実施することができる。</u></p> <p><b>【ここまで】</b></p>	<p>ない。</p> <p>格納容器ベント停止後の格納容器可燃性ガス濃度制御は、可燃性ガス濃度制御系により原子炉格納容器内の酸素及び水素を再結合することにより、可燃限界濃度に到達することなく長期安定停止状態を維持することが可能である。</p> <p>残留熱除去系による原子炉格納容器の除熱が継続し、原子炉格納容器内での水蒸気発生がなくなる状態（例えば、<u>サブプレッション・プール水温度 100℃以下</u>）に対して余裕を見込んだ<u>サブプレッション・プール水温度</u>においては、格納容器負圧破損防止のために窒素注入を実施する。</p> <p>(2) 残留熱代替除去系の場合</p> <p>残留熱代替除去系により原子炉及び原子炉格納容器の除熱を実施している場合は、格納容器過圧破損防止としての格納容器ベントを実施することはないが、可燃性ガス濃度制御系が使用できない場合には、格納容器水素爆発防止として格納容器フィルタベント系を用いた可燃性ガス（水素ガス及び酸素ガス）の排出を実施する。可燃性ガス排出時は残留熱代替除去系運転継続のために急激な圧力低下を招かないように格納容器圧力を制御する。原子炉格納容器内水素ガス濃度及び原子炉格納容器内酸素ガス濃度が十分に低下し、低下傾向が確認できなくなった時点で、格納容器フィルタベント系を用いた可燃性ガスの排出を停止する。</p> <p>残留熱代替除去系による原子炉格納容器の除熱が継続し、原子炉格納容器内での水蒸気発生がなくなる状態（例えば、<u>サブプレッション・プール水温度 100℃以下</u>）に対して余裕を見込んだ<u>サブプレッション・プール水温度</u>においては、酸素濃度可燃限界到達防止及び格納容器負圧破損防止のために窒素注入を実施する。</p> <p>(3) 原子炉格納容器への窒素ガス注入について</p> <p>原子炉格納容器への窒素ガス注入は、<u>可搬式窒素供給装置</u>又は<u>窒素ガス制御系</u>による窒素ガス注入により実施する。</p> <p><u>可搬式窒素供給装置</u>による窒素ガス注入は、<u>格納容器フィルタベント系</u>で使用する設備と同様に空気中から窒素を抽出し、直接原子炉格納容器へ窒素ガスを注入する。</p> <p><u>窒素ガス制御系</u>による窒素ガス封入は、通常運転時に原子炉格</p>	<p>・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、耐圧強化ベントを使用しない。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7、東海第二】 島根 2号炉は、耐圧強</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>不活性化する恒設設備で実施する。液体窒素で保管している貯槽から気化する設備を通して窒素ガスとして格納容器に供給される。この設備を使用する場合は、タンクローリ等による貯槽への補給体制、気化する設備への加熱源復旧、貯槽から格納容器までの配管健全性確認及び計装用空気・電源等のユーティリティー復旧が必要となる。</p>		<p>納容器を不活性化する恒設設備で実施する。液体窒素で保管している貯槽から気化する設備を通して窒素ガスとして原子炉格納容器に供給される。この設備を使用する場合は、タンクローリ等による貯槽への補給体制、気化する設備への加熱源復旧、貯槽から原子炉格納容器までの配管健全性確認及び計装用空気・電源等のユーティリティー復旧が必要となる。</p>	<p>化ベントを使用しない。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備 考																																													
	<p style="text-align: right;">(別紙 2)</p> <p style="text-align: center;"><u>長期間でのサプレッション・プール水位の挙動について</u></p> <p>格納容器ベントを使用した場合の長期的なサプレッション・プール水位の挙動を確認するため、サプレッション・プールからの放熱量の概算値からサプレッション・プール水位の上昇によるベントライン到達までの期間を算出した。</p> <p>(1) 評価条件</p> <p>サプレッション・プールからの放熱の概要図を第 1 図に示すとともに、評価条件を以下に示す。なお、事象発生 30 日後においては、サプレッション・プール水及びサプレッション・チェンバ内の蒸気は飽和状態で平衡しており、温度差が非常に小さいことから、サプレッション・プール上面からサプレッション・チェンバ空間部への放熱は考慮しない。</p> <p style="text-align: center;">第 1 表 評価に使用するデータ一覧</p> <table border="1" data-bbox="952 982 1706 1423"> <thead> <tr> <th>項 H</th> <th>値</th> <th>備 考</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>サプレッション・プール内径 (R<sub>1</sub>)</td> <td>25.9m</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>サプレッション・プール外径 (R<sub>2</sub>)</td> <td>29.5m</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>サプレッション・プールのコンクリート厚さ (床面) (D<sub>1</sub>)</td> <td>5.0m</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>サプレッション・プールのコンクリート厚さ (壁面) (D<sub>2</sub>)</td> <td>1.8m</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>熱伝達率 (水→コンクリート間) (A<sub>1</sub>)</td> <td>2.0W/m<sup>2</sup>・℃</td> <td>原子炉隔離時冷却系ポンプ室温評価 (添付資料 2.3.1.3 補足資料 2) における鉛直壁面の熱伝達率を使用</td> </tr> <tr> <td>熱伝達率 (コンクリート→空気間) (A<sub>2</sub>)</td> <td>2.0W/m<sup>2</sup>・℃</td> <td>原子炉隔離時冷却系ポンプ室温評価 (添付資料 2.3.1.3 補足資料 2) における鉛直壁面の熱伝達率を使用</td> </tr> <tr> <td>コンクリートの熱伝達率 (λ)</td> <td>1.6W/m・℃</td> <td>伝熱工学資料第 5 版より</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" data-bbox="952 1472 1706 1875"> <thead> <tr> <th>項 H</th> <th>値</th> <th>備 考</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>高温側の温度 (T<sub>1</sub>)</td> <td>102℃</td> <td>格納容器ベントを使用した場合の事象発生 30 日後のサプレッション・プール水温度 (解析値)</td> </tr> <tr> <td>低温側の温度 (T<sub>2</sub>)</td> <td>10℃</td> <td>原子炉建屋換気系の設計温度下限値 なお、床面からの放熱先は地中となるが、本評価では簡易的に本温度を適用</td> </tr> <tr> <td>潜熱 (E)</td> <td>2,251kJ/kg</td> <td>水温 102℃の値</td> </tr> <tr> <td>ベントライン高さ (H<sub>v</sub>)</td> <td>15.1m</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>サプレッション・プール水位 (H<sub>s</sub>)</td> <td>12.8m</td> <td>格納容器ベントを使用した場合の事象発生 30 日後の水位 (解析値)</td> </tr> <tr> <td>単位長さ当たりのサプレッション・プール水量 (L)</td> <td>472m<sup>3</sup></td> <td>水位 6.983m 時の水量 3,300m<sup>3</sup> (設計値) より算出</td> </tr> </tbody> </table>	項 H	値	備 考	サプレッション・プール内径 (R <sub>1</sub> )	25.9m	設計値	サプレッション・プール外径 (R <sub>2</sub> )	29.5m	設計値	サプレッション・プールのコンクリート厚さ (床面) (D <sub>1</sub> )	5.0m	設計値	サプレッション・プールのコンクリート厚さ (壁面) (D <sub>2</sub> )	1.8m	設計値	熱伝達率 (水→コンクリート間) (A <sub>1</sub> )	2.0W/m <sup>2</sup> ・℃	原子炉隔離時冷却系ポンプ室温評価 (添付資料 2.3.1.3 補足資料 2) における鉛直壁面の熱伝達率を使用	熱伝達率 (コンクリート→空気間) (A <sub>2</sub> )	2.0W/m <sup>2</sup> ・℃	原子炉隔離時冷却系ポンプ室温評価 (添付資料 2.3.1.3 補足資料 2) における鉛直壁面の熱伝達率を使用	コンクリートの熱伝達率 (λ)	1.6W/m・℃	伝熱工学資料第 5 版より	項 H	値	備 考	高温側の温度 (T <sub>1</sub> )	102℃	格納容器ベントを使用した場合の事象発生 30 日後のサプレッション・プール水温度 (解析値)	低温側の温度 (T <sub>2</sub> )	10℃	原子炉建屋換気系の設計温度下限値 なお、床面からの放熱先は地中となるが、本評価では簡易的に本温度を適用	潜熱 (E)	2,251kJ/kg	水温 102℃の値	ベントライン高さ (H <sub>v</sub> )	15.1m	設計値	サプレッション・プール水位 (H <sub>s</sub> )	12.8m	格納容器ベントを使用した場合の事象発生 30 日後の水位 (解析値)	単位長さ当たりのサプレッション・プール水量 (L)	472m <sup>3</sup>	水位 6.983m 時の水量 3,300m <sup>3</sup> (設計値) より算出		<p>・記載方針の相違</p> <p><b>【東海第二】</b></p> <p>島根 2 号炉は、同様の評価を実施していない。</p>
項 H	値	備 考																																														
サプレッション・プール内径 (R <sub>1</sub> )	25.9m	設計値																																														
サプレッション・プール外径 (R <sub>2</sub> )	29.5m	設計値																																														
サプレッション・プールのコンクリート厚さ (床面) (D <sub>1</sub> )	5.0m	設計値																																														
サプレッション・プールのコンクリート厚さ (壁面) (D <sub>2</sub> )	1.8m	設計値																																														
熱伝達率 (水→コンクリート間) (A <sub>1</sub> )	2.0W/m <sup>2</sup> ・℃	原子炉隔離時冷却系ポンプ室温評価 (添付資料 2.3.1.3 補足資料 2) における鉛直壁面の熱伝達率を使用																																														
熱伝達率 (コンクリート→空気間) (A <sub>2</sub> )	2.0W/m <sup>2</sup> ・℃	原子炉隔離時冷却系ポンプ室温評価 (添付資料 2.3.1.3 補足資料 2) における鉛直壁面の熱伝達率を使用																																														
コンクリートの熱伝達率 (λ)	1.6W/m・℃	伝熱工学資料第 5 版より																																														
項 H	値	備 考																																														
高温側の温度 (T <sub>1</sub> )	102℃	格納容器ベントを使用した場合の事象発生 30 日後のサプレッション・プール水温度 (解析値)																																														
低温側の温度 (T <sub>2</sub> )	10℃	原子炉建屋換気系の設計温度下限値 なお、床面からの放熱先は地中となるが、本評価では簡易的に本温度を適用																																														
潜熱 (E)	2,251kJ/kg	水温 102℃の値																																														
ベントライン高さ (H <sub>v</sub> )	15.1m	設計値																																														
サプレッション・プール水位 (H <sub>s</sub> )	12.8m	格納容器ベントを使用した場合の事象発生 30 日後の水位 (解析値)																																														
単位長さ当たりのサプレッション・プール水量 (L)	472m <sup>3</sup>	水位 6.983m 時の水量 3,300m <sup>3</sup> (設計値) より算出																																														

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備 考
	<p>&lt;評価式&gt;</p> <p>①床面からの放熱量 (<math>Q_F</math>: 単位 kW)</p> $Q_F = K_F (T_1 - T_2) \pi (R_1 / 2)^2 / 1000$ $1 / K_F = 1 / A_1 + D_1 / \lambda + 1 / A_2$ <p>②壁面からの放熱量 (<math>Q_W</math>: 単位 kW)</p> $Q_W = K_W (T_1 - T_2) \pi R_2 H_S / 1000$ $1 / K_W = 1 / A_1 + D_2 / \lambda + 1 / A_2$ <p>③サプレッション・プール水の増加速度 (<math>I</math>: 単位 kg / sec)</p> $I = (Q_F + Q_W) / E$ <p>④ベントライン水没までの時間 (<math>P</math>: 単位 sec)</p> $P = 30 \times 24 \times 60 \times 60 + 1000 (H_V - H_S) L / I$  <p>第1図 サプレッション・プールからの放熱の概要図</p> <p>(2) 評価結果</p> <p>サプレッション・プールからの放熱量は、約 63kW と評価され、これがサプレッション・プールへ流入する蒸気の凝縮に使われるとした場合、サプレッション・プール水位がベントラインに到達するのは、事象発生からおおよそ 470 日後となる。なお、サプレッション・プールからの放熱量を保守的に 100kW と仮定した場合でも、サプレッション・プール水位がベントラインに到達するのは、事象発生からおおよそ 310 日後となる。</p>		















項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び最確条件) 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			
格納容器圧力	6.2MPa[Case] (実測値)	約3.8Pa[Case]～約7.0Pa[Case] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力 として設定	運転員等操作時間に与える影響は小さい。解析条件より格納容器圧力が低下することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	格納容器圧力低下による影響は、解析条件より格納容器圧力が低下することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。解析条件より格納容器圧力が低下することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
格納容器温度	57℃	約45℃～約65℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度 として設定	運転員等操作時間に与える影響は小さい。解析条件より格納容器温度が低下することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	格納容器温度低下による影響は、解析条件より格納容器温度が低下することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
真空破断装置	3.43MPa (ドライウェル・サブプレッシャ ン・チェンバール内圧) (設計値)	3.43MPa (ドライウェル・サブプレッシャ ン・チェンバール内圧) (設計値)	真空破断装置の設計値	運転員等操作時間に与える影響はない。	真空破断装置動作による影響はない。
外部水蒸気の注 入	約21.400kg (乾留タンク容量)	21.400kg以上 (外部水蒸気発生量/外部水蒸気注 入)	外部水蒸気発生量/外部水蒸気注 入の仮定値を参考に に設定	運転員等操作時間に与える影響はない。	外部水蒸気発生による影響は、解析条件より外部水蒸気発生量が増えることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
燃料の容量	約5.000kg	2.000kg以上 (乾留タンク容量)	通常運転時の燃料タンクの容量 を参考に設定	運転員等操作時間に与える影響はない。	燃料容量低下による影響は、解析条件より燃料容量が増えることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (2/6)

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			
原子炉停止後の 熱電流	ANSI/ANS-5.1-1979 総電流: 3304A/1 (実測値)	ANSI/ANS-5.1-1979 平均熱電流: 約3104A/1 (実測値)	1サイクルの運転期間 (13ヶ月) に 通常運転期間 (約1ヶ月) を考慮し た運転期間に対応する熱電流とし て設定	運転員等操作時間に与える影響は小さい。解析条件より熱電流が増えることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	熱電流低下による影響は、解析条件より熱電流が増えることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
格納容器圧力	5MPa[Case]	約2.28Pa[Case]～ 約4.71Pa[Case] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力を設定 する値として設定	運転員等操作時間に与える影響は小さい。解析条件より格納容器圧力が低下することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	格納容器圧力低下による影響は、解析条件より格納容器圧力が低下することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
格納容器 蒸気温度	57℃	約25℃～約58℃ (実測値)	通常運転時の格納容器蒸気温度 (ドライウェル・サブプレッシャ ン・チェンバール内圧)を参考に 設計値として設定	運転員等操作時間に与える影響は小さい。解析条件より格納容器蒸気温度が低下することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	格納容器蒸気温度低下による影響は、解析条件より格納容器蒸気温度が低下することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
格納容器体積 (ドライウェル)	5.700m <sup>3</sup>	5.700m <sup>3</sup> (設計値)	設計値	運転員等操作時間に与える影響はない。	格納容器体積低下による影響はない。
格納容器体積 (サブプレッシャ ン・チェンバ ール)	空間部: 4.100m <sup>3</sup> 液相部: 3.300m <sup>3</sup> (実測値)	空間部: 約4.058m <sup>3</sup> ～ 約4.092m <sup>3</sup> 液相部: 約3.308m <sup>3</sup> ～ 約3.300m <sup>3</sup> (実測値)	設計値 (通常運転時のサブプレッシャ ン・チェンバール水位に基づく設 定)	運転員等操作時間に与える影響は小さい。解析条件より格納容器体積が増えることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	格納容器体積低下による影響は、解析条件より格納容器体積が増えることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

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

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び最確条件) 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			
格納容器体積 (ドライウェル)	7.900m <sup>3</sup>	7.900m <sup>3</sup> (設計値)	ドライウェルの体積の項目値 (内筒機器及び構造物の体積 を除いた値)を設定	運転員等操作時間に与える影響はない。	格納容器体積低下による影響はない。
格納容器体積 (サブプレッシャ ン・チェンバ ール)	空間部: 4.700m <sup>3</sup> 液相部: 2.800m <sup>3</sup> (設計値)	空間部: 約4.700m <sup>3</sup> ～ 約4.650m <sup>3</sup> 液相部: 約2.800m <sup>3</sup> ～ 約2.750m <sup>3</sup> (設計値)	サブプレッシャ ン・チェンバールの体積及び構造 物の体積を除いた値を設定	運転員等操作時間に与える影響はない。	格納容器体積低下による影響はない。
真空破断装置	3.43MPa (ドライウェル・ サブプレッシャ ン・チェンバ ール内圧) (設計値)	3.43MPa (ドライウェル・ サブプレッシャ ン・チェンバ ール内圧) (設計値)	真空破断装置の設計値	運転員等操作時間に与える影響はない。	真空破断装置動作による影響はない。
サブプレッシャ ン・チェンバ 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シャ ン・チェンバール水位として設定	運転員等操作時間に与える影響は小さい。解析条件よりサブプレッシャ ン・チェンバール水位が増えること から、運転員等操作時間に与える影 響は小さい。	サブプレッシャ ン・チェンバ ール水位低下による影響は、解析 条件よりサブプレッシャ ン・チェンバ ール水位が増えること から、運転員等操作時間に与える影 響は小さい。
サブプレッシャ ン・チェンバ ール温度	35℃	約19℃～約35℃ (実測値)	通常運転時のサブプレッシャ ン・チェンバール温度として 設定	運転員等操作時間に与える影響は小さい。解析条件よりサブプレッシャ ン・チェンバール温度が増えること から、運転員等操作時間に与える影 響は小さい。	サブプレッシャ ン・チェンバ ール温度低下による影響は、解析 条件よりサブプレッシャ ン・チェンバ ール温度が増えること 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	5MPa[Case]	約5.04Pa[Case]～約7.04Pa[Case] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力と して設定	運転員等操作時間に与える影響は小さい。解析条件より格納容器圧力が低下することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	格納容器圧力低下による影響は、解析条件より格納容器圧力が低下することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
格納容器温度	57℃	約45℃～約65℃程度 (実測値)	通常運転時の格納容器温度と して設定	運転員等操作時間に与える影響は小さい。解析条件より格納容器温度が増えること から、運転員等操作時間に与える影 響は小さい。	格納容器温度低下による影響は、解析 条件より格納容器温度が増えること から、運転員等操作時間に与える影 響は小さい。
外部水蒸気の温 度	35℃	31℃以下 (実測値)	外部水蒸気の水蒸気温度として 通常運転時の外部水蒸気温度を 参考に設定	運転員等操作時間に与える影響は小さい。解析条件より外部水蒸気温度が増えること から、運転員等操作時間に与える影 響は小さい。	外部水蒸気温度低下による影響は、解析 条件より外部水蒸気温度が増えること から、運転員等操作時間に与える影 響は小さい。
外部水蒸気の容 量	7.740kg (合計貯水蒸気)	7.740kg以上 (合計貯水蒸気)	原子炉停止後注水機能喪失時 に格納容器に貯留して 非揮発性蒸気として、最確条件を包 括できる条件を設定	運転員等操作時間に与える影響はない。	外部水蒸気発生による影響は、解析 条件より外部水蒸気発生量が増える こと から、運転員等操作時間に与える影 響は小さい。
燃料の容量	1.180kg (合計貯燃料)	1.180kg以上 (合計貯燃料)	通常運転時に貯留して 非揮発性蒸気として、最確条件を包 括できる条件を設定	運転員等操作時間に与える影響はない。	燃料容量低下による影響は、解析 条件より燃料容量が増えること から、運転員等操作時間に与える影 響は小さい。



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となるパラメータとなるパラメータに与える影響 (3/6)

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			
サブプレッション・プール水位	6.982Pa (通常運転範囲の下限値)	7.000Pa~7.070Pa (両極値)	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	最確条件とした場合には、サブプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高め水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プール水位 (0.082Pa) による水量変化は約42%であり、その割合は初期保有水量の1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	
サブプレッション・プール水温度	32℃	約15℃~約32℃ (両極値)	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上限値として設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定しているサブプレッション・プール水温度と同等以下となる。32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、32℃未満の場合、格納容器圧力の上昇は緩和されるため、格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作時間の開始は遅くなる。	
真空破壊流量	作動源圧: 3.45kPa (ドライウェル・サブプレッション・チェンバール差圧)	作動源圧: 3.45kPa (ドライウェル・サブプレッション・チェンバール差圧) (設計値)	真空破壊流量の設定値	解析条件と最確条件は同等であることから、事象進展に与える影響はない。	
外部水温の水温	35℃	35℃以下	仮定の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温と同等以下となる。35℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、35℃未満の場合は、格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まることから、同等の効果を導くために必要なスプレイ水量が少なくなり、外部水温を用いた格納容器スプレイに伴うサブプレッション・プール水位の上昇が緩和されることから、サブプレッション・プール水位を操作開始の起点とする操作の開始は遅くなる。	
外部水温の容量	約 8,600m³	約 8,600m³以上 (西側淡水貯水設備+代官淡水貯槽)	西側の気象条件変化及び代官淡水貯槽の管理下限値を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。管理低下限の容量として事象発生から7日間で必要となる容量を確保しており、水源は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	
燃料の容量	約 1,010kL	約 1,010kL以上 (軽油貯蔵タンク+可燃型設備用軽油タンク)	軽油貯蔵タンク及び可燃型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。管理低下限の容量として事象発生から7日間で必要となる容量を確保しており、燃料は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (高圧・低圧注水機能喪失) (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			
起回事象	給水流量の全喪失	—	原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
安全機能の喪失に対する仮定	原子炉水位低下 (レベル3)	—	原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
	高圧注水機能喪失及び低圧注水機能喪失	—	高圧注水機能喪失及び低圧注水機能喪失を想定し、原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
外部電源	外部電源あり	—	外部電源ありの場合、原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
	外部電源なし	—	外部電源なしの場合、原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
原子炉システム	原子炉水位低下 (レベル3)	—	原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
	原子炉水位低下 (レベル2)	—	原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
代弁冷却材リフト	代弁冷却材リフトあり	—	代弁冷却材リフトありの場合、原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
	代弁冷却材リフトなし	—	代弁冷却材リフトなしの場合、原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
低圧注水	低圧注水あり	—	低圧注水ありの場合、原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
	低圧注水なし	—	低圧注水なしの場合、原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
代弁冷却材リフト	代弁冷却材リフトあり	—	代弁冷却材リフトありの場合、原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
	代弁冷却材リフトなし	—	代弁冷却材リフトなしの場合、原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
外部電源	外部電源あり	—	外部電源ありの場合、原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
	外部電源なし	—	外部電源なしの場合、原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
原子炉システム	原子炉水位低下 (レベル3)	—	原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
	原子炉水位低下 (レベル2)	—	原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
代弁冷却材リフト	代弁冷却材リフトあり	—	代弁冷却材リフトありの場合、原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
	代弁冷却材リフトなし	—	代弁冷却材リフトなしの場合、原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
低圧注水	低圧注水あり	—	低圧注水ありの場合、原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
	低圧注水なし	—	低圧注水なしの場合、原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
代弁冷却材リフト	代弁冷却材リフトあり	—	代弁冷却材リフトありの場合、原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
	代弁冷却材リフトなし	—	代弁冷却材リフトなしの場合、原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
外部電源	外部電源あり	—	外部電源ありの場合、原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
	外部電源なし	—	外部電源なしの場合、原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (4/6)

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			
起回事象	給水流量の全喪失	—	原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失	—	高圧注水機能喪失及び低圧注水機能喪失を想定し、原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
外部電源	外部電源あり	—	外部電源ありの場合、原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
	外部電源なし	—	外部電源なしの場合、原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
原子炉システム	原子炉水位低下 (レベル3) (遅れ時間: 1.05秒)	—	原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
	原子炉水位低下 (レベル2) (遅れ時間: 1.05秒)	—	原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
代弁冷却材リフト	代弁冷却材リフトあり (遅れ時間: 1.05秒)	—	代弁冷却材リフトありの場合、原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
	代弁冷却材リフトなし (遅れ時間: 1.05秒)	—	代弁冷却材リフトなしの場合、原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
外部電源	外部電源あり	—	外部電源ありの場合、原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
	外部電源なし	—	外部電源なしの場合、原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (高圧・低圧注水機能喪失) (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			
起回事象	給水流量の全喪失	—	原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失	—	高圧注水機能喪失及び低圧注水機能喪失を想定し、原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
外部電源	外部電源あり	—	外部電源ありの場合、原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
	外部電源なし	—	外部電源なしの場合、原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
原子炉システム	原子炉水位低下 (レベル3) (遅れ時間: 1.05秒)	—	原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
	原子炉水位低下 (レベル2) (遅れ時間: 1.05秒)	—	原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
代弁冷却材リフト	代弁冷却材リフトあり (遅れ時間: 1.05秒)	—	代弁冷却材リフトありの場合、原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
	代弁冷却材リフトなし (遅れ時間: 1.05秒)	—	代弁冷却材リフトなしの場合、原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
外部電源	外部電源あり	—	外部電源ありの場合、原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—
	外部電源なし	—	外部電源なしの場合、原子炉水位低下の観点で厳しい対象を設定	—	—

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 (5/6)

項目	解析条件の可変かさ		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			
逃がし安全弁	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.7MPa(asee)~ 8.31MPa(asee) 385.2t/h (1個当たり) 410.6t/h (1個当たり)	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.7MPa(asee)~ 8.31MPa(asee) 385.2t/h (1個当たり) 410.6t/h (1個当たり)	逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事業進展に影響はない。運転員等操作時間には与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事業進展に影響はない。評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.7MPa(asee)~ 8.31MPa(asee) 385.2t/h (1個当たり) 410.6t/h (1個当たり)	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.7MPa(asee)~ 8.31MPa(asee) 385.2t/h (1個当たり) 410.6t/h (1個当たり)	逃がし安全弁の設計値に基づき原子炉圧力と蒸気発生量の関係から設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事業進展に影響はない。運転員等操作時間には与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事業進展に影響はない。評価項目となるパラメータに与える影響はない。
経圧代調整本系(常設)	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.7MPa(asee)~ 8.31MPa(asee) 385.2t/h (1個当たり) 410.6t/h (1個当たり)	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.7MPa(asee)~ 8.31MPa(asee) 385.2t/h (1個当たり) 410.6t/h (1個当たり)	設計値に注入配管の蒸気圧損を考慮した値として設定	高炉の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守時)、原子炉水位の回復は早くなる。従来の解析条件より注水量が増えることから、運転員等操作時間には与える影響はない。	高炉の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守時)、原子炉水位の回復は早くなる。従来の解析条件より注水量が増えることから、運転員等操作時間には与える影響はない。
	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.7MPa(asee)~ 8.31MPa(asee) 385.2t/h (1個当たり) 410.6t/h (1個当たり)	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.7MPa(asee)~ 8.31MPa(asee) 385.2t/h (1個当たり) 410.6t/h (1個当たり)	設計に基づき、蒸気発生量の注入配管系圧損を考慮して、確保可能な注水量を設定	高炉の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守時)、原子炉水位の回復は早くなる。従来の解析条件より注水量が増えることから、運転員等操作時間には与える影響はない。	高炉の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守時)、原子炉水位の回復は早くなる。従来の解析条件より注水量が増えることから、運転員等操作時間には与える影響はない。



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 (6/6)

項目	解析条件の正確かさ		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			
最大蒸気発生率等運転条件に与える影響	スプレッド：13.4kg/s 130m <sup>3</sup> /h (一定)	スプレッド：13.4kg/s 102m <sup>3</sup> /h (一定)	格納容器内温度及び圧力制御に必要なスプレッド量を考慮し、設定	最確条件とした場合、サブコヒーレント・ブーム水位が緩和されることから、サブコヒーレント・ブーム水位を操作開始の起点とする運転員等操作時間は短くなる。	最確条件とした場合でも、スプレッド量は、格納容器圧力の上昇を抑制可能な範囲で調整し、また、代替格納容器スプレッド系(常設)の停止後に格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施する運転員等操作時間短縮の効果が期待されるが、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
格納容器圧力逃がし装置等	排気流量：13.4kg/s (格納容器圧力0.31MPa(Gaeg)において)	排気流量：13.4kg/s 以上 (格納容器圧力0.31MPa(Gaeg)において)	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して、格納容器圧力及び排気流量を決定する必要がある。	実際の流量が解析より多い場合、格納容器圧力及び排気流量の上昇の抑制効果は大きくなるが、操作手順に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の流量が解析より多い場合、格納容器圧力及び排気流量の上昇の抑制効果は大きくなるが、格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施する運転員等操作時間短縮の効果が期待されるが、評価項目となるパラメータに与える影響はない。









表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (高圧・低圧注水機能喪失) (3/3)

項目	解析条件 (運転条件) の不確かさ	解析上の操作時間余裕	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	操作時間余裕	訓練員等
格納容器圧力源等による格納容器操作	格納容器圧力源等による格納容器操作	格納容器圧力源等による格納容器操作	格納容器圧力源等による格納容器操作	運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響	操作時間余裕	訓練員等
格納容器圧力源等による格納容器操作	格納容器圧力源等による格納容器操作	格納容器圧力源等による格納容器操作	格納容器圧力源等による格納容器操作	運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響	操作時間余裕	訓練員等

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (高圧・低圧注水機能喪失) (3/3)

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (3/4)

項目	解析上の操作時間余裕	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	操作時間余裕	訓練員等
格納容器圧力源等による格納容器操作	格納容器圧力源等による格納容器操作	格納容器圧力源等による格納容器操作	運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響	操作時間余裕	訓練員等
格納容器圧力源等による格納容器操作	格納容器圧力源等による格納容器操作	格納容器圧力源等による格納容器操作	運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響	操作時間余裕	訓練員等

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (高圧・低圧注水機能喪失) (3/3)

項目	解析上の操作時間余裕	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	操作時間余裕	訓練員等
格納容器圧力源等による格納容器操作	格納容器圧力源等による格納容器操作	格納容器圧力源等による格納容器操作	運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響	操作時間余裕	訓練員等
格納容器圧力源等による格納容器操作	格納容器圧力源等による格納容器操作	格納容器圧力源等による格納容器操作	運転員等操作時間に与える影響	運転員等操作時間に与える影響	操作時間余裕	訓練員等

島根原子力発電所 2号炉

備考

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (4/4)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作準備から開始	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実施等
代替給水貯槽への補給操作	代替給水貯槽を本機としたときの給水の開始時点	代替給水貯槽への補給は、解析条件で想定している操作の成立を解析的に必要とする操作水貯槽が枯渇しないように設定	操作準備から開始	代替給水貯槽の枯渇までは24時間以上の時間余裕があり、補給開始までの準備時間は180分を考慮しても、十分な時間余裕がある。	-	-	代替給水貯槽への補給は所定時間180分のところ、訓練実施等により約10分で実施可能なことを確認した。
可搬型代替給水中部ポンプへの燃料供給操作	代替給水貯槽への燃料供給開始から開始	可搬型代替給水中部ポンプへの燃料供給は、解析条件で想定している操作の成立を解析的に必要とする操作水貯槽が枯渇しないように設定	操作準備から開始	可搬型代替給水中部ポンプの燃料枯渇までは約210分の時間余裕があり、燃料追加までの準備時間は110分（タンクローリーへの燃料90分及び可搬型代替給水中部ポンプへの燃料20分）を考慮しても、十分な時間余裕がある。	-	-	可搬型代替給水中部ポンプへの燃料供給は所定時間180分のところ、訓練実施等により約98分で実施可能なことを確認した。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: center;">添付資料 2.1.3</p> <p style="text-align: center;">減圧・注水操作が遅れる場合の影響について</p> <p>1. はじめに                      運転員による原子炉減圧操作が有効性評価における設定よりも遅れた場合の評価項目及び敷地境界の実効線量への影響について評価した。</p> <p>2. 評価項目及び敷地境界の実効線量への影響                      (1) 評価項目への影響                      減圧時間を有効性評価における設定より操作開始時間が5分及び10分遅れた場合における評価項目(燃料被覆管の最高温度及び酸化量)への感度解析を行った。表1に評価結果を示す。また、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図1に、操作開始時間10分遅れの場合における原子炉圧力、原子炉水位(シュラウド内外水位)、燃料被覆管温度及び燃料被覆管酸化量の推移を図2から5に示す。                      10分程度の操作開始時間遅れの場合、燃料被覆管の破裂はベストフィット曲線で判定すると一部で発生するものの、燃料被覆管温度1200℃及び燃料被覆管酸化量15%を超えるこ</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 2.6.7</p> <p style="text-align: center;">【比較のため、「添付資料 2.6.7」を記載】</p> <p style="text-align: center;">原子炉注水開始が遅れた場合の影響について  <u>(LOCA時注水機能喪失)</u></p> <p>逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動による原子炉減圧操作が遅れることで、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の開始時間が有効性評価における設定よりも遅れた場合の評価項目となるパラメータに与える影響を確認した。                      なお、解析は、ベースケースと同様に輻射熱伝達を保守的に取り扱うSAFERコードを使用している。</p> <p>1. 燃料被覆管破裂を回避可能な範囲での原子炉減圧の時間余裕                      逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動による原子炉減圧操作が有効性評価における設定よりも10分及び25分遅れた場合の感度解析結果を第1表に示す。</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 2.1.3</p> <p style="text-align: center;">減圧・注水操作が遅れる場合の影響について  <u>(高圧・低圧注水機能喪失)</u></p> <p>逃がし安全弁(自動減圧機能付き)の手動による原子炉減圧操作が遅れることで、低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水の開始時間が有効性評価における設定よりも遅れた場合の評価項目となるパラメータに与える影響を確認した。                      なお、解析は、ベースケースと同様に輻射熱伝達を保守的に取り扱うSAFERコードを使用している。</p> <p>1. 燃料被覆管破裂を回避可能な範囲での原子炉減圧の時間余裕                      逃がし安全弁(自動減圧機能付き)の手動による原子炉減圧操作が有効性評価における設定よりも20分及び30分遅れた場合の感度解析結果を表1に示す。</p>	<p>・記載方針の相違  <b>【柏崎 6/7】</b>                      島根 2号炉は、燃料棒破裂防止の観点から操作余裕時間を評価しているが、柏崎 6/7 は敷地境界実効線量の観点から評価しており、本資料の構成は異なっている。</p> <p>・評価方針の相違  <b>【東海第二】</b>                      評価を実施するシナリオの相違。</p> <p>・解析条件の相違  <b>【東海第二】</b></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>とはない。そのため、少なくとも10分程度の操作開始時間遅れの場合でも評価項目を満足する。</p> <p>(2) 敷地境界の実効線量への影響</p> <p>上記と同様に減圧時間を有効性評価における設定よりも操作開始時間が5分及び10分遅れた場合における敷地境界の実効線量への感度解析を行った。ここでは、燃料被覆管の破裂本数については、実機炉心設計を考慮した。表2,3に、操作開始時間が5分又は10分遅れた場合の平衡炉心サイクル初期における燃料被覆管の破裂本数と全炉心の破裂割合の評価結果を、表4に敷地境界の実効線量の評価結果を示す。</p> <p>表2,3に示したとおり、5分程度の操作開始時間遅れでは、燃料被覆管の破裂本数は全炉心の約1%となるが、事象発生初期は燃料の線出力密度が高いため、10分程度の操作開始時間遅れで、全炉心の約26%の燃料被覆管に破裂が発生する。また、表4に示したとおり、5分程度の操作開始時間遅れの場合、敷地境界での実効線量は5mSvを下回るが、10分程度の操作開始時間遅れの場合、格納容器圧力逃がし装置を使用しないドライウェルベントの場合、敷地境界での実効線量は5mSvを上回る。したがって、敷地境界での実効線量の観点からは5分程度の操作遅れの時間余裕がある。</p> <p>なお、10分程度の操作開始時間遅れの場合、格納容器内雰囲気放射線レベル計(CAMS)にて炉心損傷と判断されるため、格納容器最高使用圧力(0.31MPa[gage])での格納容器</p>	<p>また、<u>燃料棒破裂発生時点</u>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1図に、逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動による原子炉減圧操作が10分遅れた場合の原子炉圧力、原子炉水位(シュラウド内外水位)、燃料被覆管温度及び燃料被覆管酸化割合の推移を第2図から第5図に示す。</p> <p>第1図に示すとおり、10分の遅れ時間を想定した場合でも、燃料被覆管の破裂は発生しないことから、運転員による原子炉減圧操作には少なくとも10分程度の時間余裕は確保されている。</p> <p>2. 燃料被覆管に破裂が発生した場合の非居住区域境界及び敷地境界での実効線量評価</p> <p>炉心損傷防止対策の有効性評価においては、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくリスクを与えないことを考慮し、燃料被覆管の破裂が発生しないことを目安としている。</p> <p>一方で、実際の炉心は線出力密度の異なる燃料棒から構成されており、線出力密度の高い一部の燃料棒のみに破裂が発生し、その他の燃料棒には破裂が発生しない場合もある。一部の燃料棒に破裂が発生しても、炉心全体に対する破裂割合が低い場合には、非居住区域境界及び敷地境界での実効線量が評価項目である5mSv以下となることが考えられる。よって、逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動による原子炉減圧操作が有効性評価における設定よりも25分遅れ、線出力密度の高い一部の燃料棒に破裂が発生するとした場合の非居住区域境界及び敷地境界における実効線量を評価した。具体的には、燃料棒線出力密度の違いによる燃料被覆管の破裂発生の有無を解析により確認し、許認可で想定する代表的な9×9燃料(A型)平衡炉心において、破裂が発生する燃料棒線出力密度を超える燃料棒本数から炉心全体に対する燃料棒の破裂発生割合を設定し、この破裂発生割合を考慮した非居住区域境界及び敷地境界での実効線量を評価した。評価結果を第2表及び第3表に示す。</p> <p>評価の結果、25分の減圧操作遅れを仮定した場合には、燃料棒線出力密度が約36.1kW/mを超える燃料棒に破裂が発生し、</p>	<p>また、燃料被覆管最高温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を図1に、逃がし安全弁(自動減圧機能付き)の手動による原子炉減圧操作が30分遅れた場合の原子炉圧力、原子炉水位(シュラウド内外水位)、燃料被覆管温度及び燃料被覆管酸化量の推移を図2から図5に示す。</p> <p>図1に示すとおり、20分の遅れ時間を想定した場合でも、燃料被覆管の破裂は発生しないことから、運転員による原子炉減圧操作には少なくとも20分程度の時間余裕は確保されている。</p> <p>2. 燃料被覆管に破裂が発生した場合の敷地境界での実効線量評価</p> <p>炉心損傷防止対策の有効性評価においては、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくリスクを与えないことを考慮し、燃料被覆管の破裂が発生しないことを目安としている。</p> <p>一方で、実際の炉心は線出力密度の異なる燃料棒から構成されており、線出力密度の高い一部の燃料棒のみに破裂が発生し、その他の燃料棒には破裂が発生しない場合もある。一部の燃料棒に破裂が発生しても、炉心全体に対する破裂割合が低い場合には、敷地境界での実効線量が評価項目である5mSv以下となることが考えられる。よって、逃がし安全弁(自動減圧機能付き)の手動による原子炉減圧操作が有効性評価における設定よりも30分遅れ、線出力密度の高い一部の燃料棒に破裂が発生するとした場合の敷地境界における実効線量を評価した。具体的には、燃料棒線出力密度の違いによる燃料被覆管の破裂発生の有無を解析により確認し、許認可で想定する代表的な9×9燃料(A型)平衡炉心において、破裂が発生する燃料棒線出力密度を超える燃料棒本数から炉心全体に対する燃料棒の破裂発生割合を設定し、この破裂発生割合を考慮した敷地境界での実効線量を評価した。評価結果を表2及び表3に示す。</p> <p>評価の結果、30分の減圧操作遅れを仮定した場合には、燃料棒線出力密度が約41.0kW/mを超える燃料棒に破裂が発生し、そ</p>	<p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、燃料被覆管が破裂するケースの解析図を記載している。</p> <p>・解析結果の相違</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>ベント操作から格納容器限界圧力 (0.62MPa[gage]) での格納容器ベント操作に移行する。</p> <p>3. まとめ</p> <p>5 分程度の操作開始時間遅れの場合、評価項目 (燃料被覆管の最高温度及び酸化量) を満足し、敷地境界での実効線量は 5mSv を下回る。一方、10 分程度の操作開始時間遅れの場合、評価項目を満足するが、敷地境界での実効線量は 5mSv を上回る場合がある。したがって、原子炉減圧操作は 5 分程度の時間遅れ以内に実施することが必要となる。</p>	<p>その割合は全燃料棒の約 <u>0.2%</u> となる。これを踏まえて、実効線量の評価においては、保守的に全燃料棒の 1% に破裂が発生するものとする、非居住区域境界及び敷地境界での実効線量の最大値は約 <u>4.4mSv</u> となり、評価項目である 5mSv を下回る。なお、この場合には、格納容器内空間線量率が <u>ドライウエルで最大約 <math>4.8 \times 10^3 \text{ Gy/h}</math>、サブプレッション・チェンバで最大約 <math>4.3 \times 10^4 \text{ Gy/h}</math> となり、炉心損傷後の運転操作へ移行する判断基準を上回る。</u></p>	<p>の割合は全燃料棒の約 <u>1%</u> となる。これを踏まえて、実効線量の評価においては、保守的に全燃料棒の 1% に破裂が発生するものとする、敷地境界での実効線量の最大値は約 <u><math>4.8 \times 10^{-2} \text{ mSv}</math></u> となり、評価項目である 5mSv を下回る。なお、この場合には、格納容器内空間線量率が <u>格納容器雰囲気放射線モニタにおける炉心損傷の判断基準を上回る。</u></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>表 1 : 炉心の健全性に関する感度解析結果 (CHASTE 解析)</p> <table border="1" data-bbox="184 300 893 459"> <thead> <tr> <th>解析上の操作開始時間からの遅れ時間</th> <th>燃料被覆管の最高温度</th> <th>燃料被覆管酸化量</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>5分</td> <td>約 944℃</td> <td>約 3%</td> </tr> <tr> <td>10分</td> <td>約 1056℃</td> <td>約 6%</td> </tr> </tbody> </table> <p>表 2 : 燃料被覆管の破裂本数と全炉心の破裂割合 (解析上の操作開始時間が 5 分遅れた場合)</p> <div data-bbox="157 653 908 1129" style="border: 1px solid black; height: 200px; width: 100%;"></div>	解析上の操作開始時間からの遅れ時間	燃料被覆管の最高温度	燃料被覆管酸化量	5分	約 944℃	約 3%	10分	約 1056℃	約 6%	<p>第 1 表 減圧遅れによる燃料被覆管温度及び酸化量への影響</p> <table border="1" data-bbox="952 300 1697 411"> <thead> <tr> <th>ベースケースの減圧時間からの遅れ時間</th> <th>燃料被覆管最高温度</th> <th>燃料被覆管の酸化量</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>10分</td> <td>約 706℃</td> <td>1%以下</td> </tr> <tr> <td>25分</td> <td>約 1,000℃</td> <td>約 5%</td> </tr> </tbody> </table> <p>第 2 表 燃料被覆管の破裂本数と全炉心の破裂割合 (遅れ時間 25 分)</p> <div data-bbox="952 653 1694 1178" style="border: 1px solid black; height: 200px; width: 100%;"></div>	ベースケースの減圧時間からの遅れ時間	燃料被覆管最高温度	燃料被覆管の酸化量	10分	約 706℃	1%以下	25分	約 1,000℃	約 5%	<p>表 1 減圧遅れによる燃料被覆管温度及び酸化量への影響</p> <table border="1" data-bbox="1754 300 2484 420"> <thead> <tr> <th>解析上の操作開始時間からの遅れ時間</th> <th>燃料被覆管の最高温度 (高出力燃料集合体)</th> <th>燃料被覆管酸化率</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>20分</td> <td>約 845℃</td> <td>1%以下</td> </tr> <tr> <td>30分</td> <td>約 902℃</td> <td>約 3%</td> </tr> </tbody> </table> <p>表 2 燃料被覆管の破裂本数と全炉心の破裂割合 (遅れ時間 30 分)</p> <table border="1" data-bbox="1771 663 2466 877"> <thead> <tr> <th>燃料棒初期線出力密度</th> <th>燃料被覆管温度の最大値</th> <th>燃料破裂の有無</th> <th>燃料本数<sup>※</sup> (1/4 炉心)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>44.0 kW/m (13.4kW/ft)</td> <td>約 902℃</td> <td>有</td> <td rowspan="4" style="border: 1px solid black; width: 50px; height: 50px;"></td> </tr> <tr> <td>42.65 kW/m (13.0kW/ft)</td> <td>約 884℃</td> <td>有</td> </tr> <tr> <td>41.0 kW/m (12.5kW/ft)</td> <td>約 865℃</td> <td>有</td> </tr> <tr> <td>39.37 kW/m (12.0kW/ft)</td> <td>約 850℃</td> <td>無</td> </tr> </tbody> </table> <p>※サイクル中で最大線出力密度が最大となるサイクル燃焼度において、当該燃焼度における最大線出力密度が 44.0kW/m であると仮定し、各燃料棒の線出力密度を補正した場合の燃料棒本数。      評価上、燃料棒初期線出力密度が 41.0kW/m 以上の燃料棒は破裂すると想定する。41.0 kW/m 以上の燃料棒本数は <input type="checkbox"/> 本であり、1 / 4 炉心での全燃料棒本数 10,360 本の約 1%である。</p>	解析上の操作開始時間からの遅れ時間	燃料被覆管の最高温度 (高出力燃料集合体)	燃料被覆管酸化率	20分	約 845℃	1%以下	30分	約 902℃	約 3%	燃料棒初期線出力密度	燃料被覆管温度の最大値	燃料破裂の有無	燃料本数 <sup>※</sup> (1/4 炉心)	44.0 kW/m (13.4kW/ft)	約 902℃	有		42.65 kW/m (13.0kW/ft)	約 884℃	有	41.0 kW/m (12.5kW/ft)	約 865℃	有	39.37 kW/m (12.0kW/ft)	約 850℃	無	<p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p>
解析上の操作開始時間からの遅れ時間	燃料被覆管の最高温度	燃料被覆管酸化量																																													
5分	約 944℃	約 3%																																													
10分	約 1056℃	約 6%																																													
ベースケースの減圧時間からの遅れ時間	燃料被覆管最高温度	燃料被覆管の酸化量																																													
10分	約 706℃	1%以下																																													
25分	約 1,000℃	約 5%																																													
解析上の操作開始時間からの遅れ時間	燃料被覆管の最高温度 (高出力燃料集合体)	燃料被覆管酸化率																																													
20分	約 845℃	1%以下																																													
30分	約 902℃	約 3%																																													
燃料棒初期線出力密度	燃料被覆管温度の最大値	燃料破裂の有無	燃料本数 <sup>※</sup> (1/4 炉心)																																												
44.0 kW/m (13.4kW/ft)	約 902℃	有																																													
42.65 kW/m (13.0kW/ft)	約 884℃	有																																													
41.0 kW/m (12.5kW/ft)	約 865℃	有																																													
39.37 kW/m (12.0kW/ft)	約 850℃	無																																													

表 3 : 燃料被覆管の破裂本数と全炉心の破裂割合  
(解析上の操作時間開始が 10 分遅れた場合)

--

表 4 : 敷地境界の実効線量に関する感度解析結果

解析上の操作 開始時間から の遅れ時間	ウェットウェルベント (格納容器圧力逃がし装置 : 使用) (ドライウエル圧力 : 0. 31MPa[gage])	ドライウエルベント (格納容器圧力逃がし装置 : 未使用) (ドライウエル圧力 : 0. 31MPa[gage])
5 分	約 $4. 3 \times 10^{-2}$ mSv	約 1. 4mSv
10 分	約 1. 3mSv	約 36mSv

第 3 表 非居住区域境界及び敷地境界での実効線量評価結果  
(遅れ時間 25 分)

使用するベント設備	実効線量
格納容器圧力逃がし装置による ドライウエルベント	非居住区域境界 : 約 1. 1mSv 敷地境界 : 約 2. 8mSv
耐圧強化ベント系による ドライウエルベント	非居住区域境界 : 約 4. 4mSv 敷地境界 : 約 4. 4mSv

表 3 敷地境界での実効線量評価結果  
(遅れ時間 30 分)

項目	評価結果	
フィルタベント時の 放出量	希ガス (Bq) ( $\gamma$ 線実効エネルギー 0. 5MeV 換算値)	約 $7. 1 \times 10^{13}$
	よう素 (Bq) (I - 131 等価量—小児実効線量係数換算)	約 $3. 0 \times 10^{10}$
大気拡散条件	相対線量 D/Q (Gy/Bq)	約 $4. 9 \times 10^{-19}$
	相対濃度 $\chi$ /Q (s/m <sup>3</sup> )	約 $3. 1 \times 10^{-5}$
実効線量	希ガスの $\gamma$ 線外部被ばくによる実効線量 (mSv)	約 $3. 5 \times 10^{-2}$
	よう素の内部被ばくによる実効線量 (mSv)	約 $1. 3 \times 10^{-2}$
	合 計 (mSv)	約 $4. 8 \times 10^{-2}$

・評価条件の相違  
【柏崎 6/7】  
島根 2号炉は, SRV を通した S/P でのスクラビング効果に期待できることから W/W ベントも D/W ベントも同様の結果としている。  
【東海第二】  
島根 2号炉は, 耐圧強化ベントを自主対策設備と位置付けている。

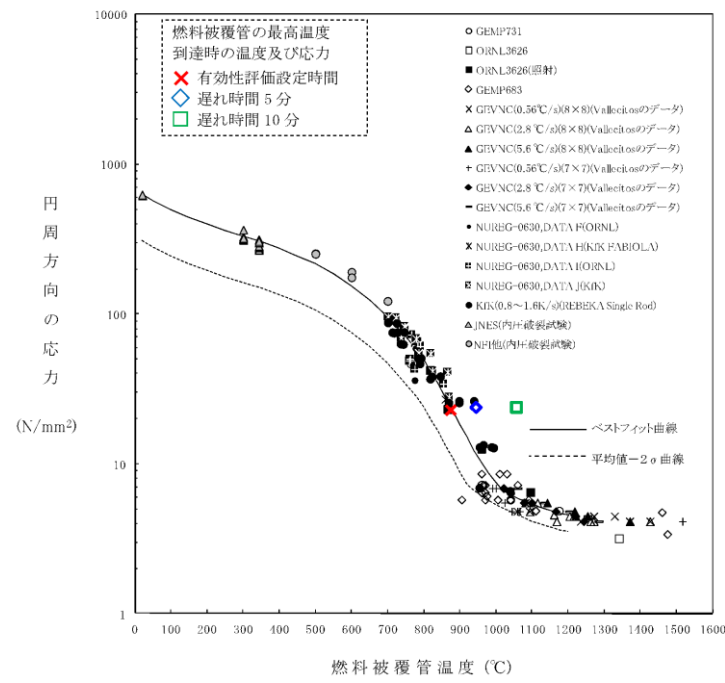
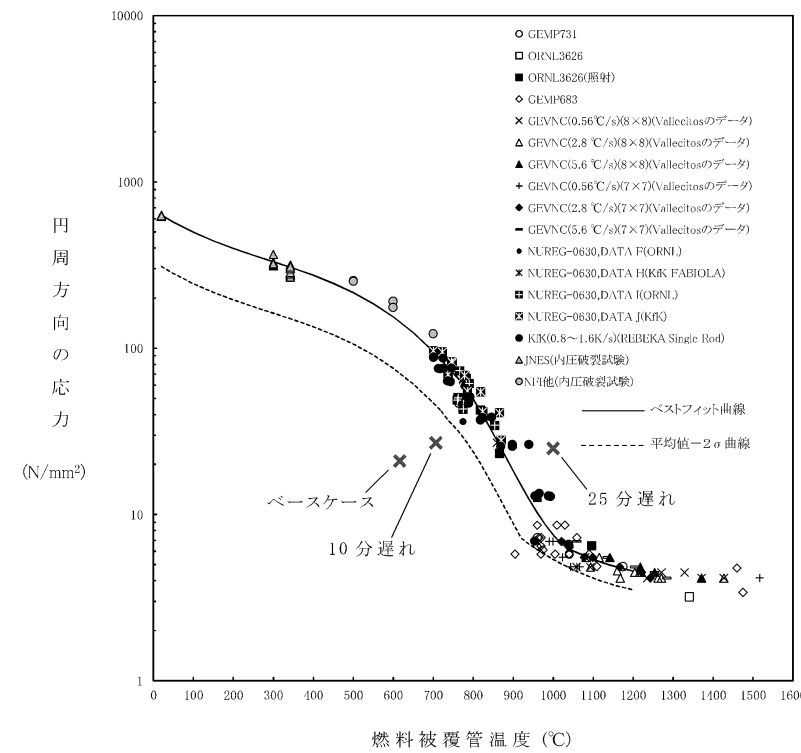


図1 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力※の関係



第1図 燃料棒破裂発生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

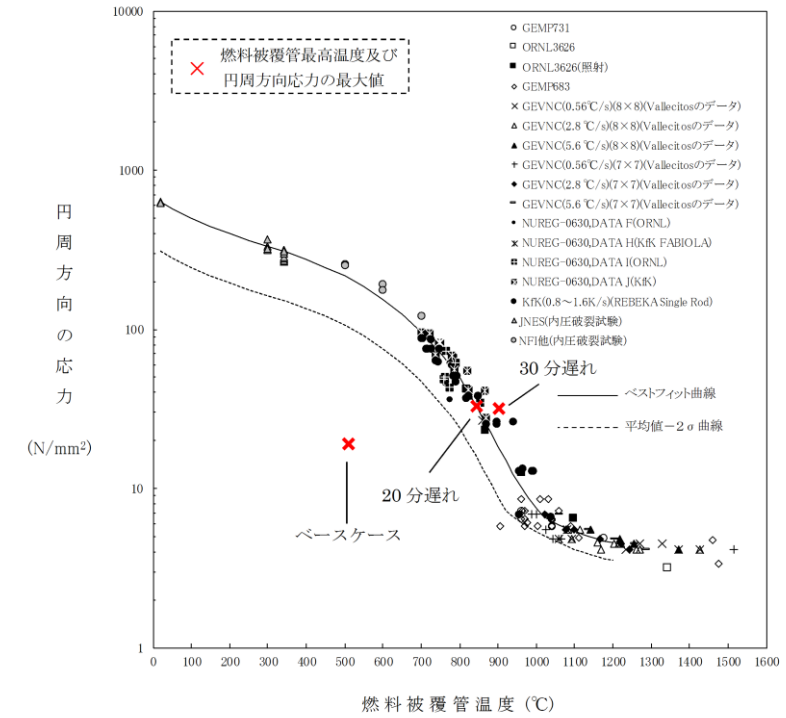
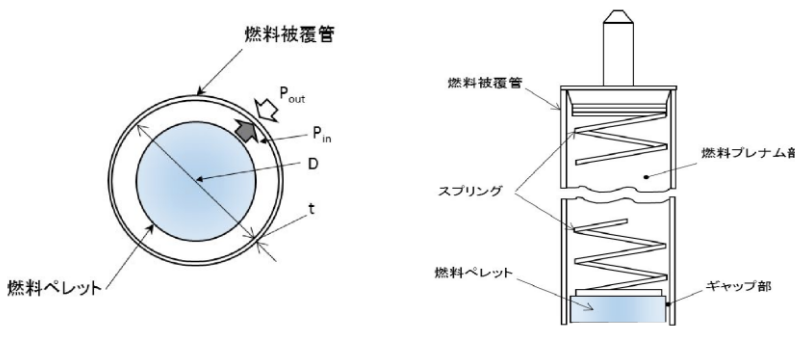


図1 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力※の関係

・解析結果の相違  
【柏崎6/7, 東海第二】





柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	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>最大燃焼度, すなわち燃料被覆管温度評価を最も厳しくする燃焼度の時に運転中の最大値をとるものの, スクラムによる出力低下に伴って接触圧は緩和される。このため, 燃料被覆管内側にかかる圧力にペレット-被覆管の接触圧を考慮しない。</p>  <p>図 1-1 燃料棒断面図</p>	<p>する最大燃焼度, すなわち燃料被覆管温度評価を最も厳しくする燃焼度の時に運転中の最大値を取るものの, スクラムによる出力低下に伴って接触圧は緩和される。このため, 燃料被覆管内側にかかる圧力にペレット-被覆管の接触圧を考慮しない。</p>	<p>最大燃焼度, すなわち燃料被覆管温度評価を最も厳しくする燃焼度の時に運転中の最大値をとるものの, スクラムによる出力低下に伴って接触圧は緩和される。このため, 燃料被覆管内側にかかる圧力にペレット-被覆管の接触圧を考慮しない。</p>	<p>・記載方針の相違 【柏崎 6/7】</p>

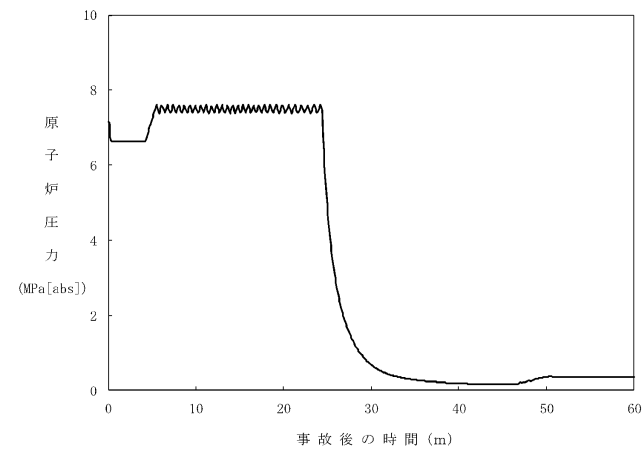


図2 操作開始時間 10 分遅れの場合における原子炉圧力の推移

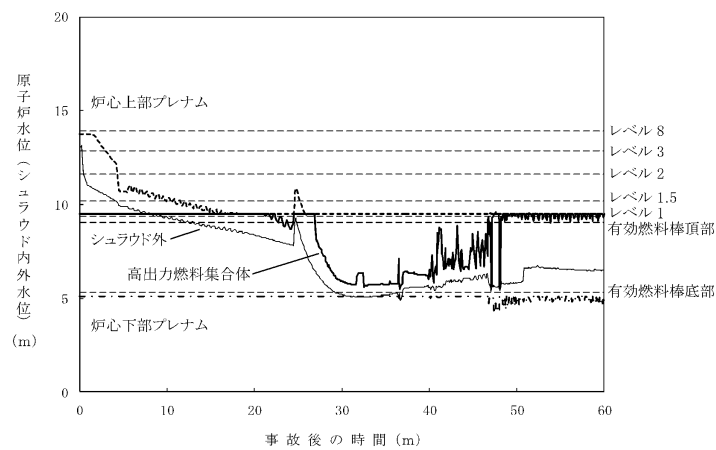
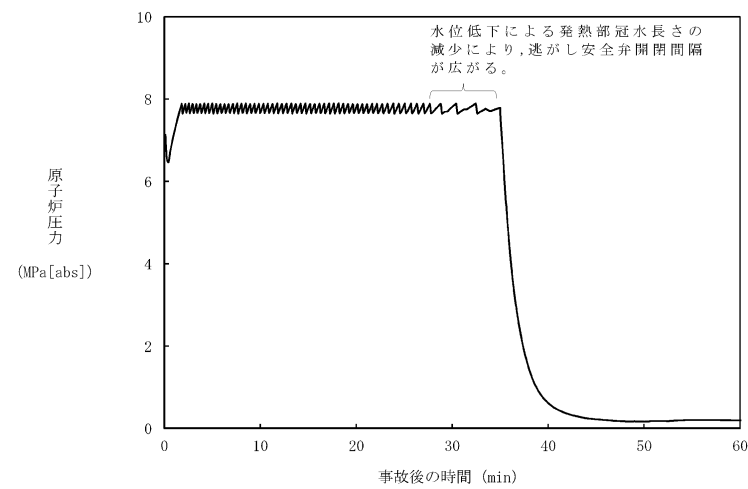
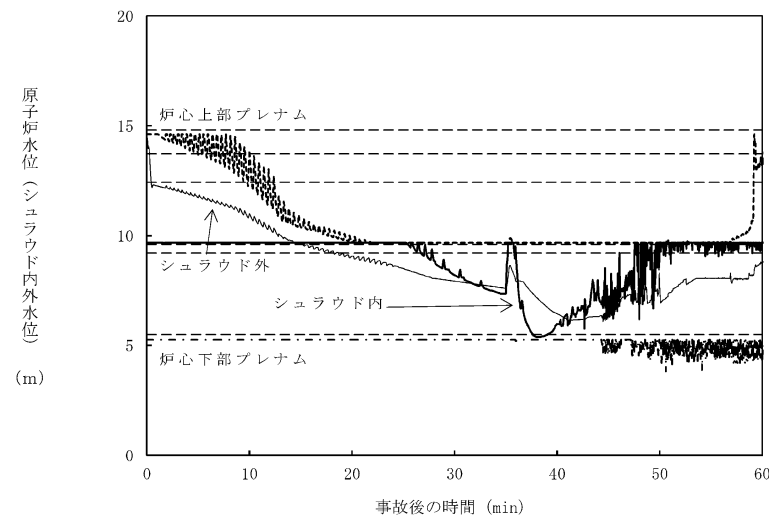


図3 操作開始時間 10 分遅れの場合における原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



第2図 原子炉圧力の推移 (遅れ時間 10 分)



第3図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (遅れ時間 10 分)

※ シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。

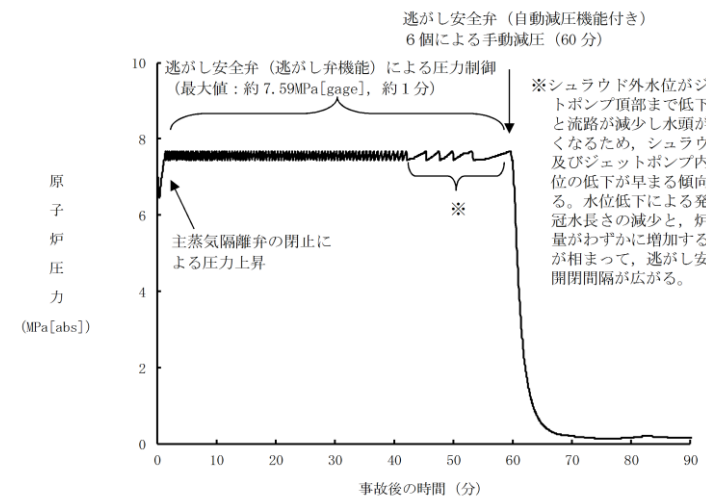


図2 操作開始時間 30 分遅れの場合における原子炉圧力の推移

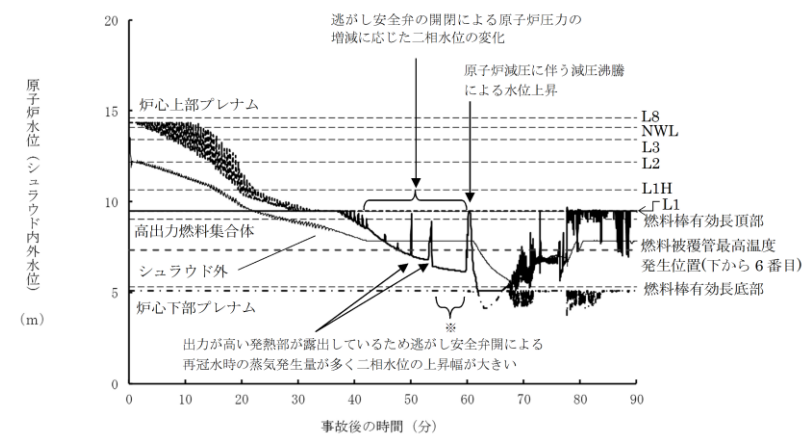


図3 操作開始時間 30 分遅れの場合における原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移

・解析結果の相違  
【柏崎 6/7, 東海第二】

・解析結果の相違  
【柏崎 6/7, 東海第二】

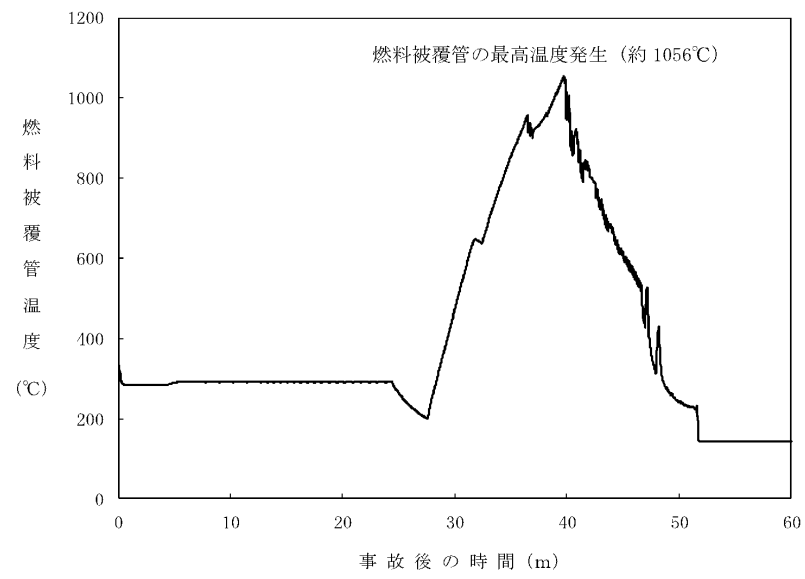


図4 操作開始時間 10分遅れの場合における燃料被覆管温度の推移

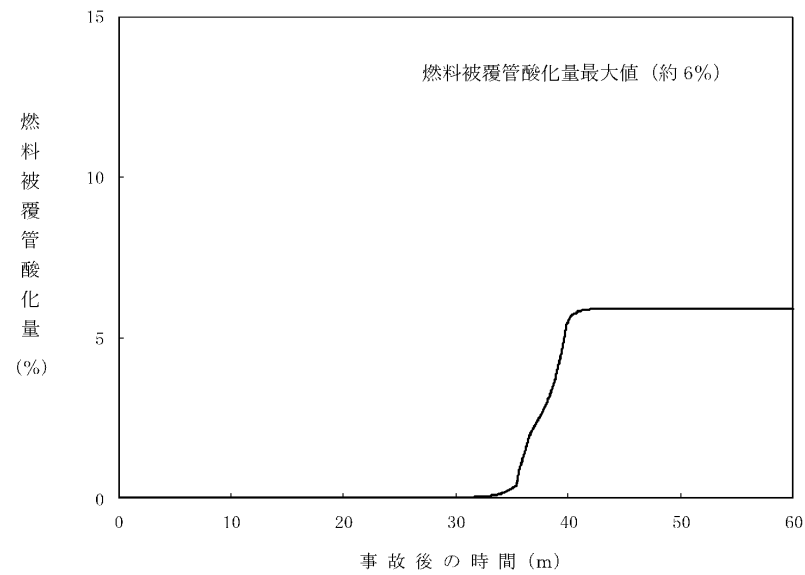
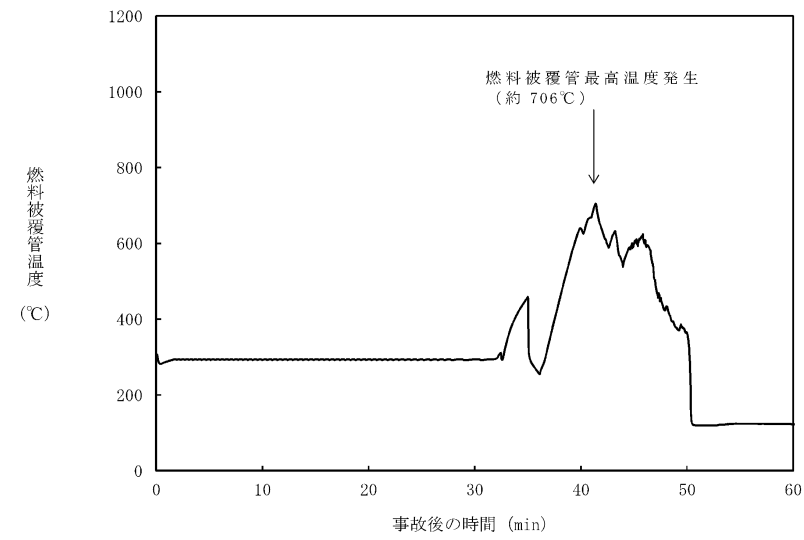
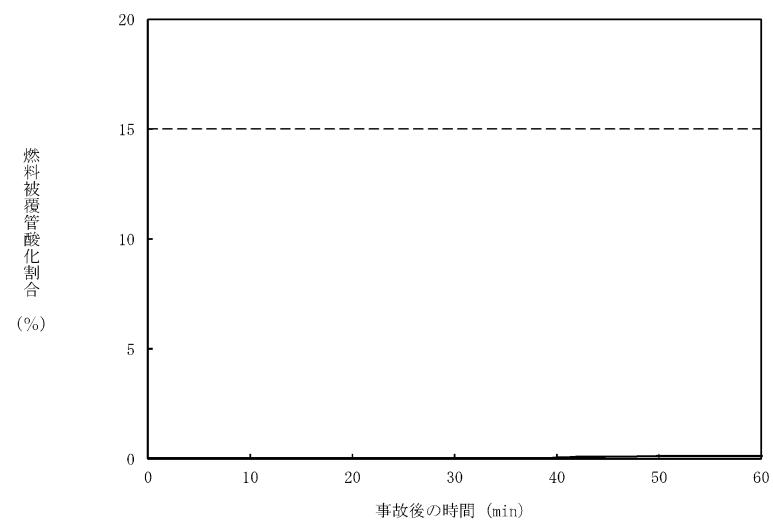


図5 操作開始時間 10分遅れの場合における燃料被覆管酸化量の推移



第4図 燃料被覆管温度の推移 (遅れ時間 10分)



第5図 燃料被覆管酸化割合の推移 (遅れ時間 10分)

【ここまで】

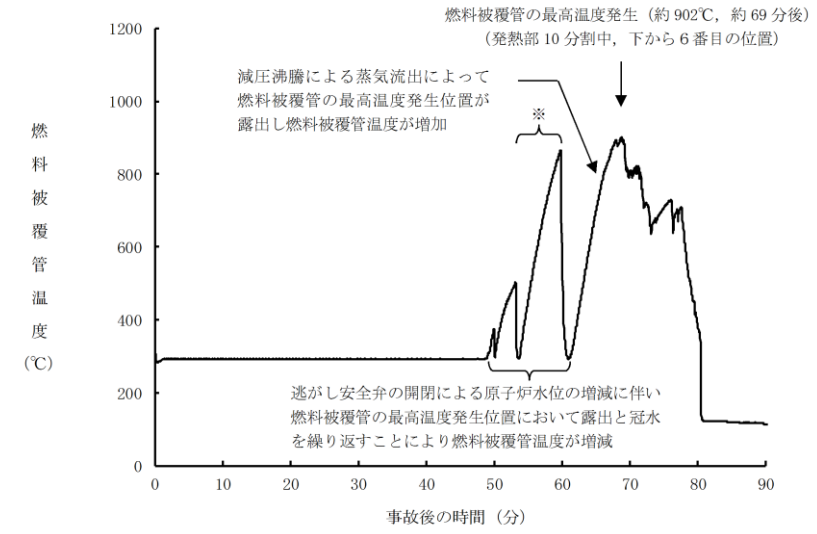


図4 操作開始時間 30分遅れの場合における燃料被覆管温度の推移

※ 燃料被覆管の最高温度発生位置の露出に伴う燃料被覆管温度の上昇。

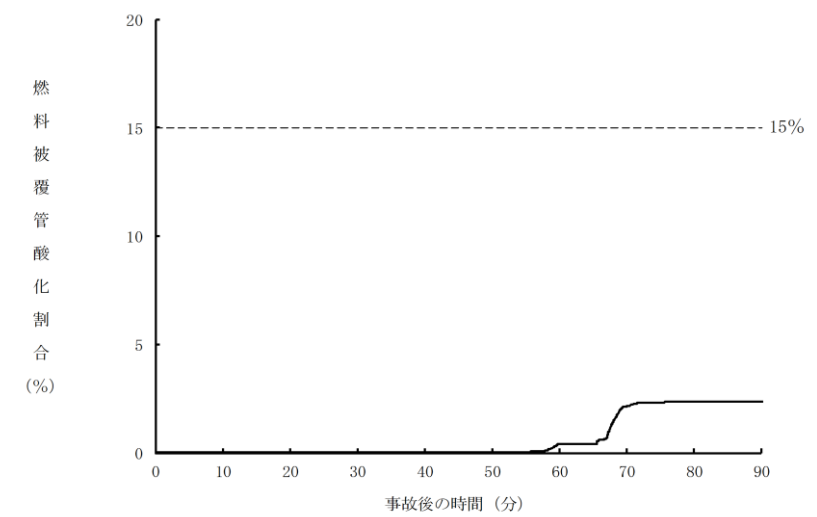


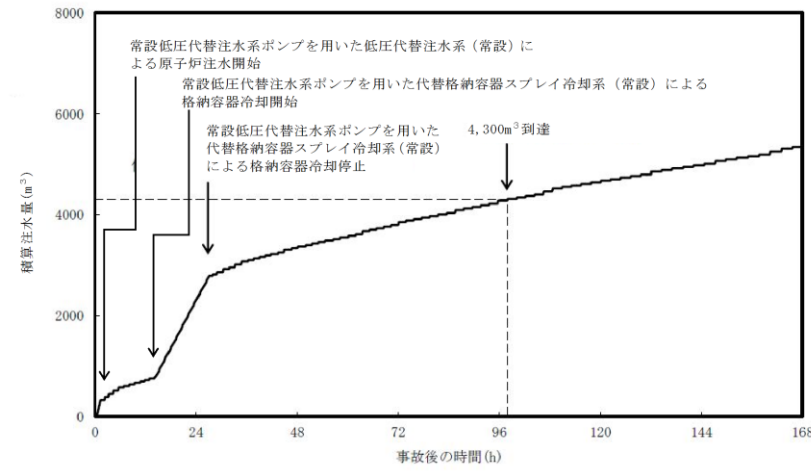
図5 操作開始時間 30分遅れの場合における燃料被覆管酸化量の推移

・解析結果の相違  
【柏崎 6/7, 東海第二】

添付資料 2.1.4 柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	添付資料 2.1.4 7日間における水源の対応について (高圧・低圧注水機能喪失)	添付資料 2.1.4 7日間における水源の対応について (高圧・低圧注水機能喪失)	備考
<p>添付資料 2.1.4</p> <p>7日間における水源の対応について (高圧・低圧注水機能喪失)</p> <p>○水源                      復水貯蔵槽水量：約1,700m<sup>3</sup>                      淡水貯水池：約18,000m<sup>3</sup></p> <p>○水使用パターン                      ①低圧代替注水系(常設)による原子炉注水                      事象発生後、炉心冠水までは定格流量で注水する。冠水後は、原子炉水位高(レベル8)～原子炉水位低(レベル3)の範囲で注水する(約110m<sup>3</sup>/h)。                      ②代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器スプレイ                      格納容器圧力が0.18MPa[gage]到達後に開始し、原子炉水位高(レベル8)～原子炉水位低(レベル3)までの間、格納容器スプレイを実施する(140m<sup>3</sup>/h)。                      ③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送                      事象発生12時間後から可搬型代替注水ポンプ(A-2級)4台を用いて130m<sup>3</sup>/hで淡水貯水池の水を復水貯蔵槽へ移送する。</p> <p>○時間評価(右上図)                      事象発生後12時間までは復水貯蔵槽を水源として原子炉注水及び格納容器スプレイを実施するため、復水貯蔵槽水量は減少する。事象発生12時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため、水量の減少割合は低下する。格納容器スプレイを停止し、その後は崩壊熱相当で注水することから復水貯蔵槽水量は回復し、以降安定して冷却が可能である。</p> <p>○水源評価結果                      時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また、7日間の対応を考慮すると、6号及び7号炉のそれぞれ約5,300m<sup>3</sup>必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、約10,600m<sup>3</sup>必要となる。各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m<sup>3</sup>及び淡水貯水池に約18,000m<sup>3</sup>の水を保有することから、6号及び7号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量は確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。</p>	<p>添付資料 2.1.4</p> <p>7日間における水源の対応について                      (高圧・低圧注水機能喪失)</p> <p>1. 水源に関する評価</p> <p>① 淡水源(有効水量)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>代替淡水貯槽：約4,300m<sup>3</sup></li> <li>西側淡水貯水設備：約4,300m<sup>3</sup></li> </ul> <p>2. 水使用パターン</p> <p>① 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水                      事象発生25分後、代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を実施する。                      炉心冠水後は、原子炉水位高(レベル8)設定点から原子炉水位低(レベル3)設定点の範囲で注水する。</p> <p>② 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却                      格納容器圧力が0.279MPa[gage]に到達する事象発生約14時間後、代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却を実施する。                      サプレッション・プール水位が通常水位+6.5mに到達後、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却を停止する。</p> <p>③ 西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給                      可搬型代替大型注水中型ポンプによる水源補給準備が完了後、西側淡水貯水設備の水を代替淡水貯槽へ補給する。</p>	<p>添付資料 2.1.4</p> <p>7日間における水源の対応について (高圧・低圧注水機能喪失)</p> <p>○水源                      低圧原子炉代替注水槽：約740m<sup>3</sup>                      輪谷貯水槽(西1/西2)※：約7,000m<sup>3</sup>(約3,500m<sup>3</sup>×2)                      ※設置許可基準規則56条【解釈】1b)項を満足するための代替淡水源(措置)</p> <p>○水使用パターン                      ①低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水                      事象発生後、炉心冠水まで最大流量(250m<sup>3</sup>/h)で注水する。炉心冠水後は、崩壊熱に応じた注水量で注水する。                      ②輪谷貯水槽(西1/西2)から低圧原子炉代替注水槽への移送                      事象発生2時間30分後から大量送水車を用いて120m<sup>3</sup>/hで低圧原子炉代替注水槽へ移送する。                      ③格納容器代替スプレイ系(可搬型)による格納容器スプレイ                      事象発生22時間後から格納容器圧力に応じ、120m<sup>3</sup>/hで間欠運転を実施。</p> <p>○時間評価(右上図)                      事象発生後2時間30分までは低圧原子炉代替注水槽を水源として原子炉注水を実施するため、低圧原子炉代替注水槽水量は減少する。事象発生2時間30分後から低圧原子炉代替注水槽への補給を開始するため水量は回復する。事象発生22時間後から格納容器圧力に応じた格納容器スプレイを実施するため、低圧原子炉代替注水槽への移送を一旦停止するが、格納容器スプレイは間欠運転であるため、格納容器スプレイ停止後は低圧原子炉代替注水槽への移送を再開し、以降安定して冷却が可能である。</p> <p>○水源評価結果                      時間評価の結果から低圧原子炉代替注水槽が枯渇することはない。また、7日間の対応を考慮すると、約3,600m<sup>3</sup>必要となる。低圧原子炉代替注水槽に約740m<sup>3</sup>及び輪谷貯水槽(西1/西2)に約7,000m<sup>3</sup>の水を保有することから、必要水量は確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>評価結果の相違                      【柏崎6/7, 東海第二】                      水量評価結果の相違。</li> <li>解析条件の相違                      【柏崎6/7】                      島根2号炉は、事象発生後から必要な可搬型設備を準備し、使用することを想定。</li> </ul>

3. 時間評価

事象発生直後から原子炉注水等によって、代替淡水貯槽の水量は減少する。可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給の準備が完了する事象発生約 360 分時点で代替淡水貯槽は枯渇していない。その後、西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給を実施するため、代替淡水貯槽は枯渇することがない。



第1図 外部水源による積算注水量  
(高圧・低圧注水機能喪失)

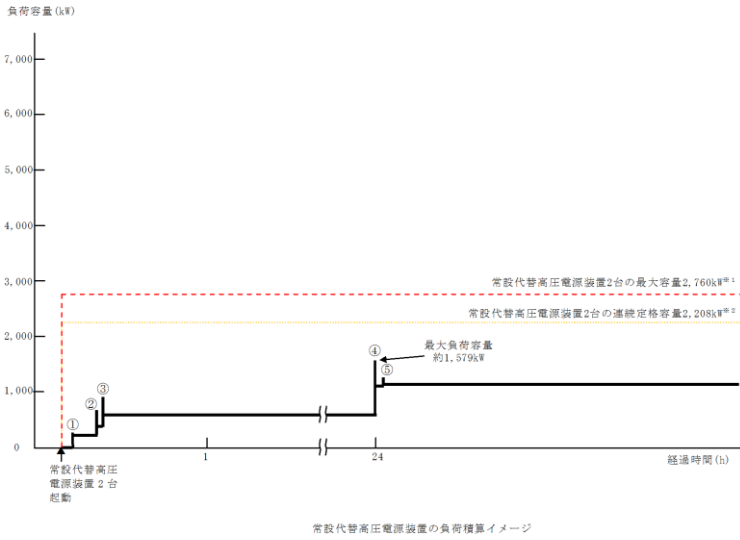
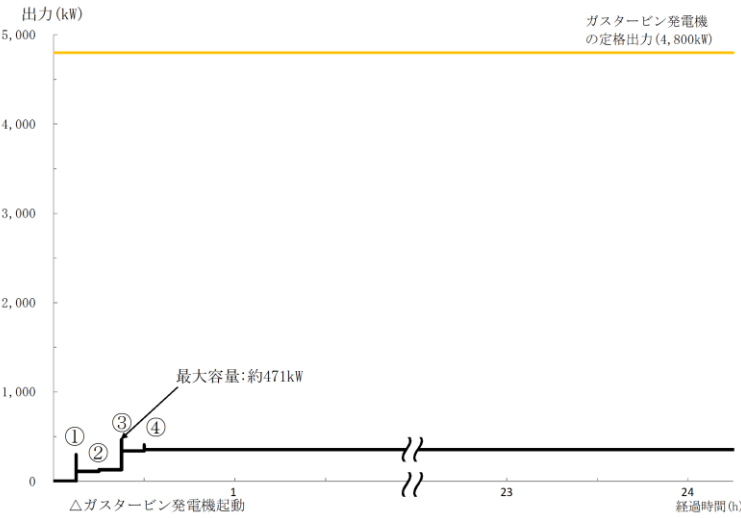
4. 水源評価結果

時間評価の結果から、代替淡水貯槽が枯渇することはない。また、7日間の対応を考慮すると、合計約 5,350m<sup>3</sup>の水が必要となる。代替淡水貯槽及び西側淡水貯水設備に合計約 8,600m<sup>3</sup>の水を保有することから必要水量を確保している。このため、安定して冷却を継続することが可能である。







柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																																							
資料なし	<p style="text-align: center;">添付資料 2.1.6</p> <p style="text-align: center;"><u>常設代替交流電源設備の負荷</u> (<u>高圧・低圧注水機能喪失</u>)</p> <p>主要負荷リスト <span style="float: right;">【電源設備：常設代替高圧電源装置】</span></p> <table border="1" data-bbox="952 499 1697 709"> <thead> <tr> <th>起動順序</th> <th>主要機器名称</th> <th>負荷容量 (kW)</th> <th>負荷起動時の最大負荷容量 (kW)</th> <th>定常時の連続最大負荷容量 (kW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①</td> <td>緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷</td> <td>約120 約97</td> <td>約245</td> <td>約217</td> </tr> <tr> <td>②</td> <td>常設低圧代替注水系ポンプ</td> <td>約190</td> <td>約702</td> <td>約407</td> </tr> <tr> <td>③</td> <td>常設低圧代替注水系ポンプ</td> <td>約190</td> <td>約892</td> <td>約597</td> </tr> <tr> <td>④</td> <td>緊急用海水ポンプ その他必要な負荷</td> <td>約510 約4</td> <td>約1,579</td> <td>約1,111</td> </tr> <tr> <td>⑤</td> <td>代替燃料プールの冷却系ポンプ</td> <td>約30</td> <td>約1,220</td> <td>約1,141</td> </tr> </tbody> </table>  <p style="text-align: center;">常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ</p> <p>※1 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量 (1,380kW×運転台数=最大容量)          ※2 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の80%の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)</p>	起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)	①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷	約120 約97	約245	約217	②	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約702	約407	③	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約892	約597	④	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約510 約4	約1,579	約1,111	⑤	代替燃料プールの冷却系ポンプ	約30	約1,220	約1,141	<p style="text-align: center;">添付資料 2.1.6</p> <p style="text-align: center;"><u>常設代替交流電源設備の負荷</u> (高圧・低圧注水機能喪失)</p> <p>主要負荷リスト 電源設備：ガスタービン発電機 定格出力：4,800kW</p> <table border="1" data-bbox="1745 535 2493 756"> <thead> <tr> <th>起動順序</th> <th>主要機器</th> <th>負荷容量 (kW)</th> <th>負荷起動時の最大負荷容量 (kW)</th> <th>定常時の最大負荷容量 (kW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①</td> <td>ガスタービン発電機付帯設備</td> <td>約111</td> <td>約300</td> <td>約111</td> </tr> <tr> <td>②</td> <td>代替所内電気設備負荷 (自動投入負荷)</td> <td>約18</td> <td>約129</td> <td>約129</td> </tr> <tr> <td>③</td> <td>低圧原子炉代替注水ポンプ</td> <td>約210</td> <td>約471</td> <td>約339</td> </tr> <tr> <td>④</td> <td>低圧原子炉代替注水設備非常用送風機</td> <td>約15</td> <td>約409</td> <td>約354</td> </tr> </tbody> </table>  <p style="text-align: center;">常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ</p>	起動順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の最大負荷容量 (kW)	①	ガスタービン発電機付帯設備	約111	約300	約111	②	代替所内電気設備負荷 (自動投入負荷)	約18	約129	約129	③	低圧原子炉代替注水ポンプ	約210	約471	約339	④	低圧原子炉代替注水設備非常用送風機	約15	約409	約354	<p>・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は, SA 事象を想定して, 外部電源の喪失を想定している。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 常設代替電源設備から電源供給する負荷が異なる。</p>
起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)																																																						
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷	約120 約97	約245	約217																																																						
②	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約702	約407																																																						
③	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約892	約597																																																						
④	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約510 約4	約1,579	約1,111																																																						
⑤	代替燃料プールの冷却系ポンプ	約30	約1,220	約1,141																																																						
起動順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の最大負荷容量 (kW)																																																						
①	ガスタービン発電機付帯設備	約111	約300	約111																																																						
②	代替所内電気設備負荷 (自動投入負荷)	約18	約129	約129																																																						
③	低圧原子炉代替注水ポンプ	約210	約471	約339																																																						
④	低圧原子炉代替注水設備非常用送風機	約15	約409	約354																																																						