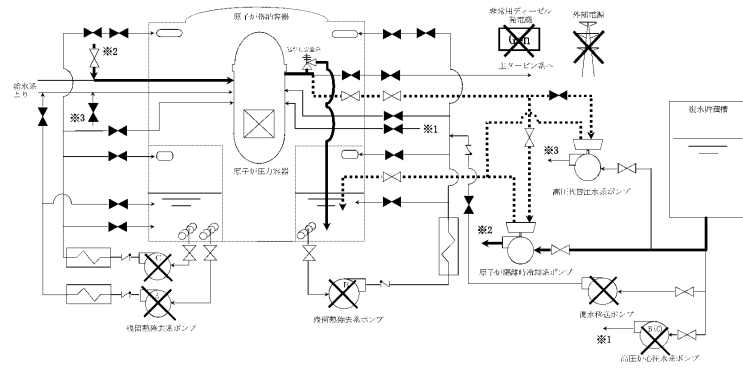


| 柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|---|---|---|
| <p>2.4.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<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>低圧代替注水系（常設）</u>及び代替原子炉補機冷却系を介した<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水手段、<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、<u>代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）</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「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重要事故シーケンス「<u>過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗</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、原子炉隔離時冷却系、<u>低圧代替注水系（常設）</u>、代替原子炉補機冷却系を介した<u>残留熱除去系（低圧注</u></p> | <p>2.4.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して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「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<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>低圧代替注水系（常設）</u>及び緊急用海水系を用いた<u>残留熱除去系（低圧注水系）</u>による原子炉注水手段並びに緊急用海水系を用いた<u>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</u>及び残留熱除去系（<u>サプレッション・プール冷却系</u>）による<u>格納容器除熱手段</u>を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重要事故シーケンス「<u>過渡事象（給水流量の全喪失）＋RHR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、原子炉隔離時冷却系、<u>低圧代替注水系（常設）</u>、緊急用海水系を用いた<u>残留熱除去系（低圧注水系）</u>及び</p> | <p>2.4.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して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「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>及び自動減圧機能付き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>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>による原子炉注水手段、<u>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）</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「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重要事故シーケンス「<u>過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗</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、原子炉隔離時冷却系、<u>残留熱除去系（低圧注水モード）</u>及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉</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、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、格納容器代替スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないこと及び崩壊熱が蓄熱しているサプレッション・プールを直接冷却するため、サプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎 6/7，東海第二】</p> |

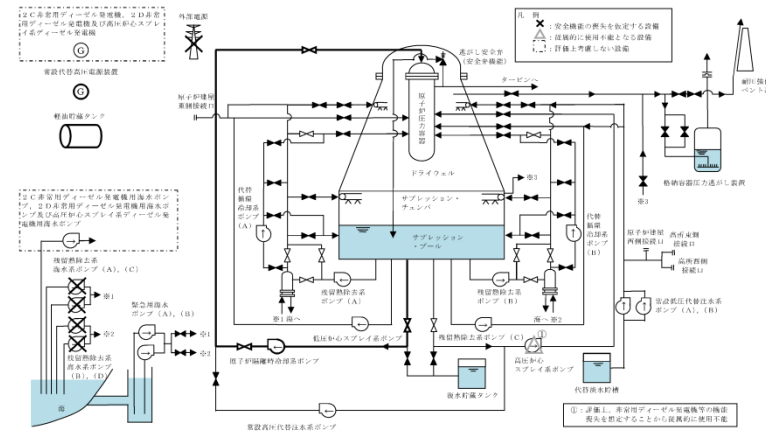
| 柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|--|--|---|
| <p><u>水モード) 及び逃がし安全弁による原子炉注水, 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却, 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) による原子炉格納容器除熱を実施することにより, 炉心損傷することはない。</u></p> <p>その結果, 燃料被覆管温度及び酸化量, 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力, 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は, 評価項目を満足している。また, 安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果, 運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また, 対策の有効性が確認できる範囲内において, 操作時間余裕について確認した結果, 操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は, 運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また, 必要な水源, 燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから, 原子炉隔離時冷却系, <u>低下代替注水系 (常設), 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (低下注水モード) 及び逃がし安全弁による原子炉注水, 代替原子炉補機冷却系を介</u></p> | <p><u>逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉注水並びに緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 及び残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱を実施することにより, 炉心損傷することはない。</u></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>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果, 運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また, 対策の有効性が確認できる範囲内において, 操作時間余裕について確認した結果, 操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は, <u>災害対策要員</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, 原子炉隔離時冷却系, <u>低下代替注水系 (常設), 緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (低下注水系) 及び逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉注水, 緊急用海水系を用いた</u></p> | <p>注水, <u>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) による原子炉格納容器除熱を実施することにより, 炉心損傷することはない。</u></p> <p>その結果, 燃料被覆管温度及び酸化量, 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力, <u>原子炉格納容器バウンダリ</u>にかかる圧力及び温度は, 評価項目を満足している。また, 安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果, 運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また, 対策の有効性が確認できる範囲内において, 操作時間余裕について確認した結果, 操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は, <u>運転員及び緊急時対策要員</u>にて確保可能である。また, 必要な水源, 燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから, 原子炉隔離時冷却系, <u>残留熱除去系 (低下注水モード) 及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水, 原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系 (サブプレッション・</u></p> | <p>島根2号炉は, 残留熱除去系 (低下注水モード) による原子炉注水を実施。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は, 残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は, 格納容器代替スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないこと及び崩壊熱が蓄熱しているサブプレッション・プールを直接冷却するため, サブプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。</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, 残留熱</p> |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|--|--|--|
| <p>した残留熱除去系(サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)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「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」に対して有効である。</p> | <p>残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」に対して有効である。</p> | <p>プール水冷却モード)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「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」に対して有効である。</p> | <p>除去系(低圧注水モード)による原子炉注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、格納容器代替スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないこと及び崩壊熱が蓄熱しているサブプレッション・プールを直接冷却するため、サブプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。</p> |

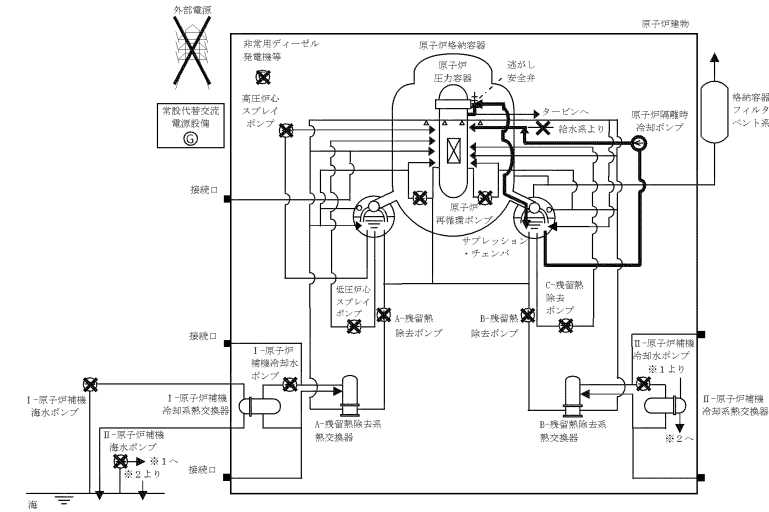
・設備設計の相違
【柏崎6/7, 東海第二】



第 2.4.1.1 図 「崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)」
の重大事故等対策の概略系統図 (1/4)
(原子炉注水及び原子炉急速減圧)

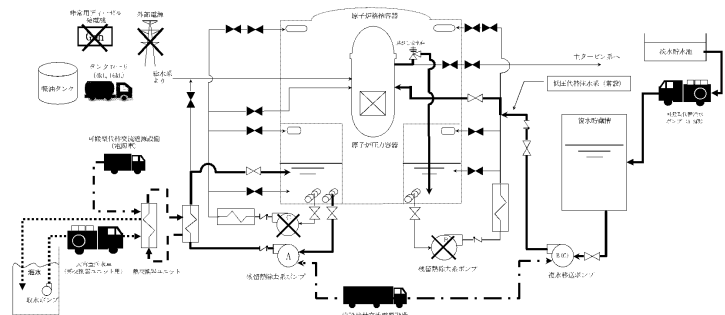


第 2.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)
時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
(原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階)

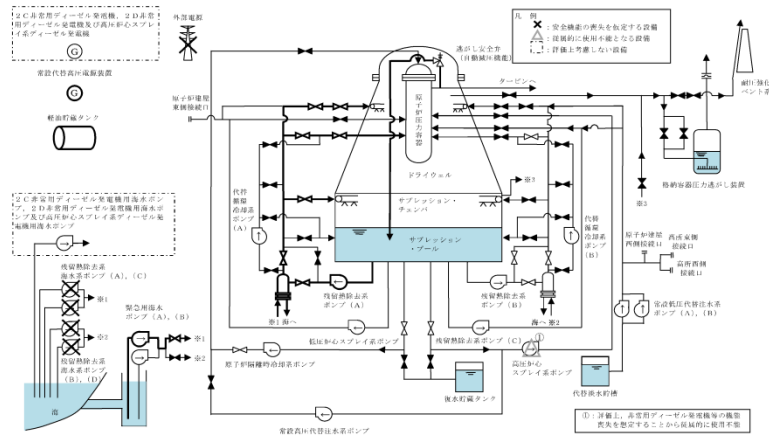


第 2.4.1.1-1(1) 図 「崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した
場合)」の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉注水及び原子炉急速減圧)

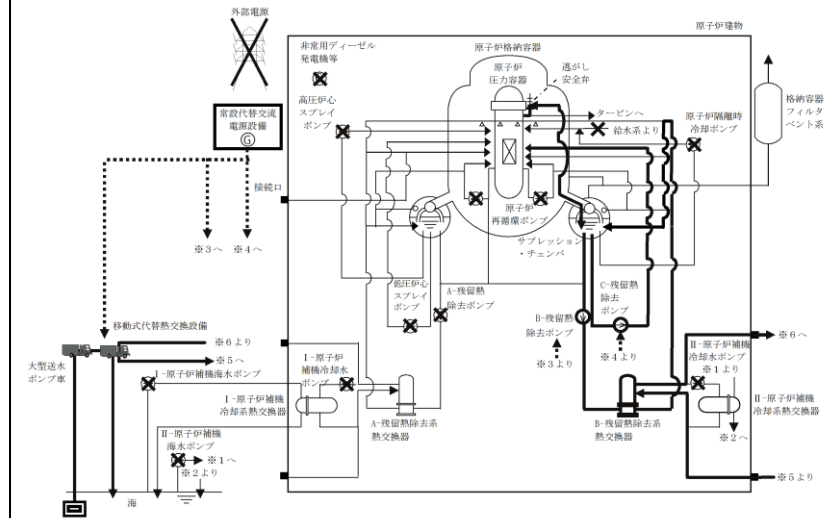
| 柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|---|--------------|--|
| <p>※低圧代替注水系（常設）と代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は、同じ復水移送ポンプを用いて弁の切り替えにより実施する。</p> | | | <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7，東海第二】 ・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器スプレイを実施しない。</p> |
| <p>第2.4.1.2 図「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）の重大事故等対策の概略系統図（2/4） （原子炉注水及び原子炉格納容器冷却）</p> | <p>第2.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）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）による原子炉注水段階）</p> | | |



第 2.4.1.3 図 「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」
の重大事故等対策の概略系統図 (3/4)
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



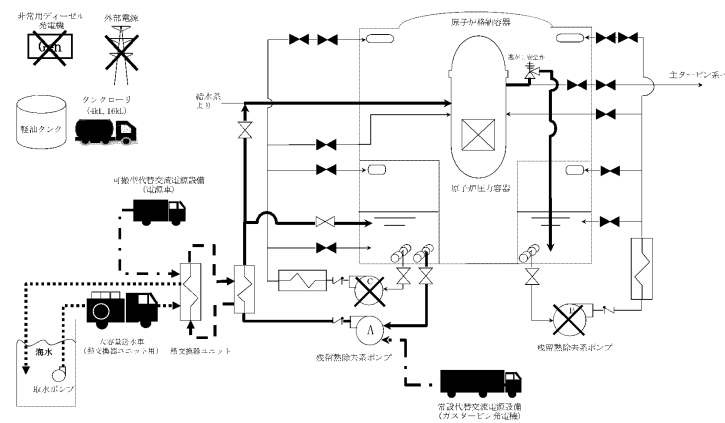
第 2.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)
時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
(緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納
容器除熱段階)



第 2.4.1.1-1(2) 図 「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した
場合)」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)

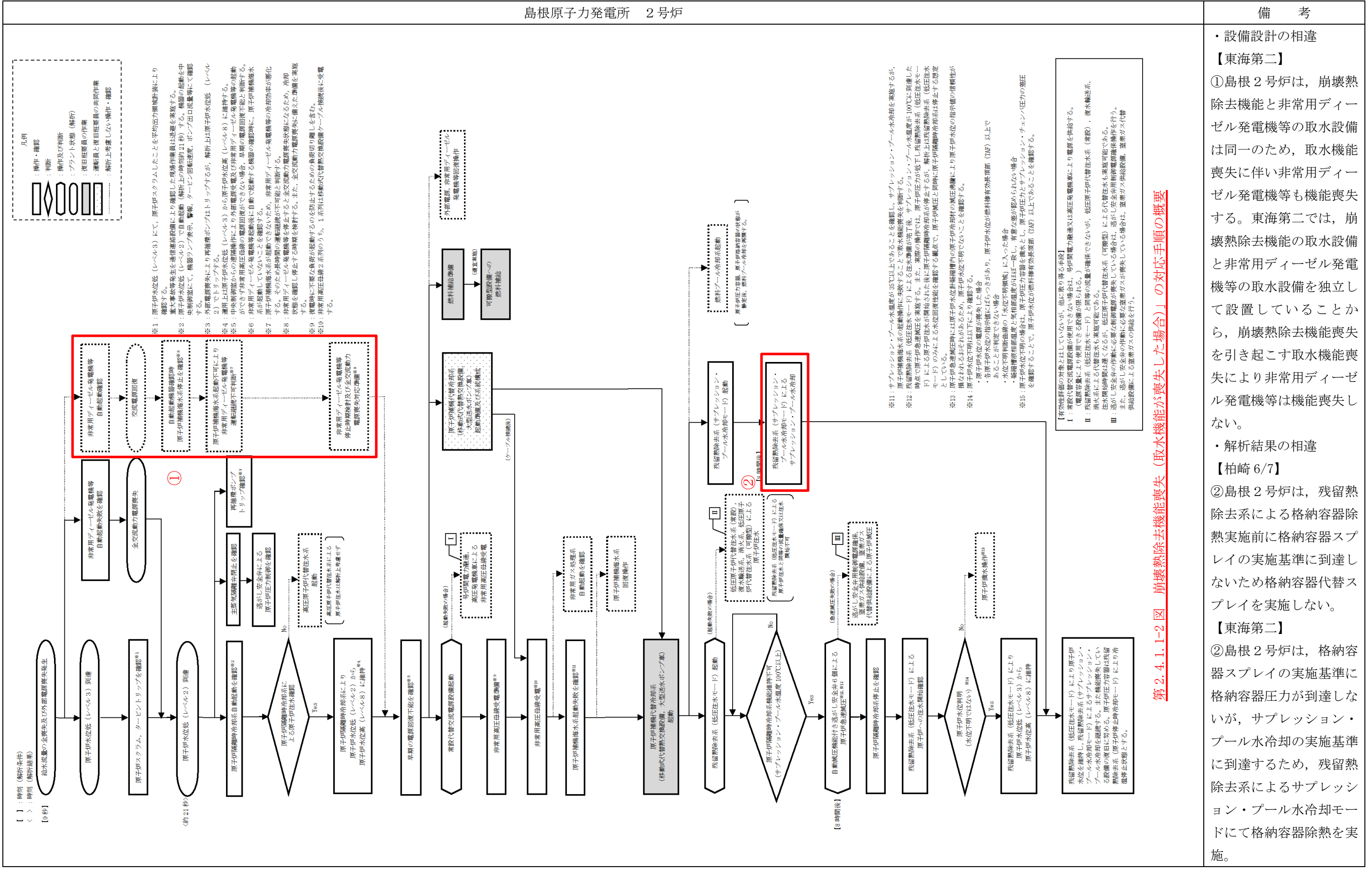
・設備設計の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
島根 2号炉は、残留熱
除去系(低圧注水モード)
による原子炉注水を実施。



※残留熱除去系の低圧注水モードとサプレッション・チェンバ・プール水冷却モードを切り替えて、原子炉水位をレベル3からレベル8の範囲で維持する。

第 2.4.1.4 図 「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」
の重大事故等対策の概略系統図 (4/4)
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

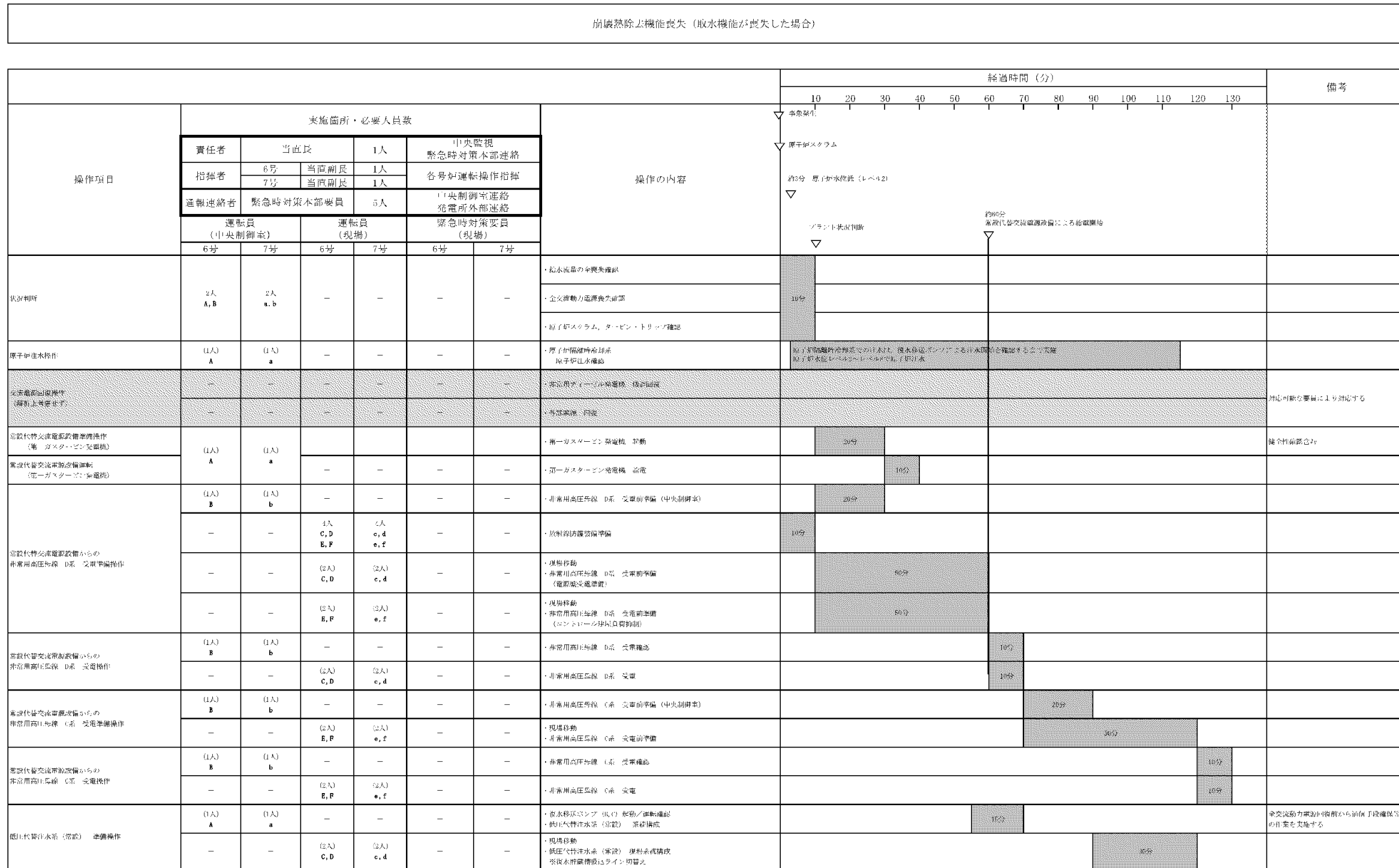


第2.4.1.1-2 図 崩壊熱除去機能が喪失した場合」の対応手順の概要

備考

- ・設備設計の相違
- 【東海第二】
- ①島根2号炉は、崩壊熱除去機能と非常用ディーゼル発電機等の取水設備は同一のため、取水機能喪失に伴い非常用ディーゼル発電機等も機能喪失する。東海第二では、崩壊熱除去機能の取水設備と非常用ディーゼル発電機等の取水設備を独立して設置していることから、崩壊熱除去機能喪失により非常用ディーゼル発電機等は機能喪失しない。
- ・解析結果の相違
- 【柏崎6/7】
- ②島根2号炉は、残留熱除去系による格納容器除熱実施前に格納容器スプレイの実施基準に到達しないため格納容器代替スプレイを実施しない。
- 【東海第二】
- ②島根2号炉は、格納容器スプレイの実施基準に格納容器圧力が到達しないが、サブプレッション・プール水冷却の実施基準に到達するため、残留熱除去系によるサブプレッション・プール水冷却モードにて格納容器除熱を実施。

差異理由は、島根2号炉「第2.4.1.1-3図「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の作業と所要時間」の備考欄参照



第2.4.1.6図 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の作業と所要時間（1/2）

差異理由は、島根2号炉「第2.4.1.1-3図「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の作業と所要時間」の備考欄参照

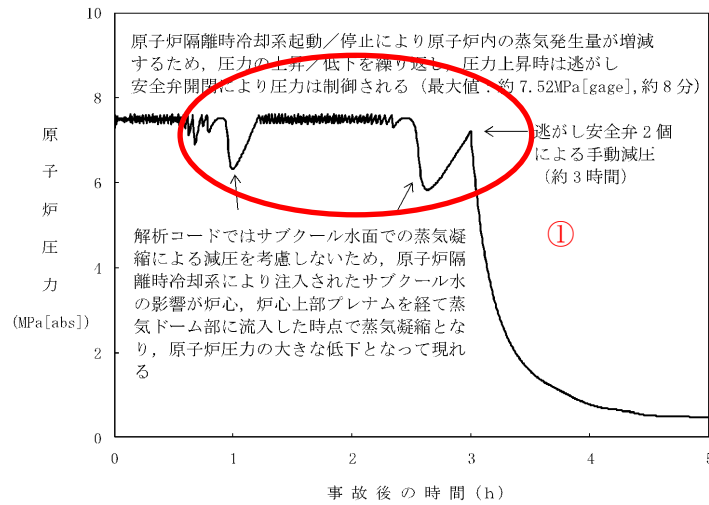
| 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合） | | | | 経過時間（分） | | 備考 |
|--|-----------------------------------|-----------------|-------------------|---|---------------------------------------|--|
| 機中項目 | 実施場所・必要員数 【1】は機中業務 移動してきた要員 | | | 機中の内容 | | |
| | 責任者 | 当直班班長 | 1人 | 中央監視 運転操作指図 | | |
| | 補佐 | 当直副班長 | 1人 | 運転操作指図指図 | | |
| | 指揮者等 | 当直班班員 (指揮者等) | 4人 | 初期対応の指揮 発電所内外連絡 | | |
| | 当直班班員 (中央監視室) | 当直班班員 (現場) | 東大事故等対応要員 (現場) | | | |
| 状況判断 | 2人 A, B | - | - | ●給水装置全喪失の確認 ●全交流動力電源喪失確認 ●原子炉スクラムの確認 ●クローブ停止の確認 ●主蒸気減圧弁閉止及びPSVがし安全弁（安全弁機能）による 原子炉圧力制御の確認 ●再循環ポンプ停止の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の停止確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認 | 10分 | 全交流動力電源喪失 の確認及び非常用デ ィーゼル発電機等の 停止確認は、外部電 源がない場合に実施 される |
| 原子炉水位の調 整操作（原子炉 隔離時合点直後） | 【1人】 A | - | - | ●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作 | 原子炉水位を原子炉水位盤（レベル2）から原子炉水位高（レベル3）の間に維持 | |
| 早期の電源回復 不能の確認 | 【1人】 A | - | - | ●高圧炉心スプレイズディーゼル発電機の手動起動操作 （失敗） | 1分 | 外部電源がない場合 に実施する |
| | 【1人】 B | - | - | ●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗） | 2分 | 外部電源がない場合 に実施する |
| 電源確保操作対 応 | - | - | 2人 a, b | ●電源回復操作 | 適宜実施 | 燃料上考慮しない 外部電源がない場合 に実施する |
| 常設代替交流電源 設備による緊急用 母線の受電操作 | 【1人】 B | - | - | ●常設代替高圧水筒装置2台の起動操作及び緊急用母線の受 電操作 | 1分 | 外部電源がない場合 に実施する |
| 常設代替交流電 源設備による非 常用母線の受電 準備操作 | 【1人】 B | - | - | ●非常用母線の受電準備操作（中央監視室） | 35分 | 外部電源がない場合 に実施する |
| | - | 2人 C, D | - | ●非常用母線の受電準備操作（現場） | 75分 | |
| 常設代替交流電 源設備による非 常用母線の受電 操作 | 【1人】 B | - | - | ●常設代替高圧水筒装置3台の追加起動操作 ●非常用母線の受電操作 | 8分 | 外部電源がない場合 に実施する |
| | - | - | - | | 5分 | |
| 取水機能喪失の 確認 | 【1人】 B | - | - | ●残留熱除去系注水系の手動起動操作（失敗） | 4分 | |
| 残留熱除去系注 水系の回復操作 | - | 【2人】 C, D | - | ●残留熱除去系注水系の回復操作、失敗原因調査 | | 燃料上考慮 しない |
| 常設代替注水 系ポンプを用いた 常設代替注水系 （常設）の起動操 作 | 【1人】 A | - | - | ●常設代替注水系ポンプを用いた常設代替注水系（常 設）による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作 | 3分 | |
| 可搬型代替注水 系ポンプを用いた 常設代替注水系 （可搬型）の起動 準備操作 | - | - | 3人 （可搬型） | ●可搬型代替注水系ポンプの移動、ボース電線等の操作 | 170分 | 燃料上考慮 しない |

第2.4.1-3 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）の作業と所要時間（1/2）

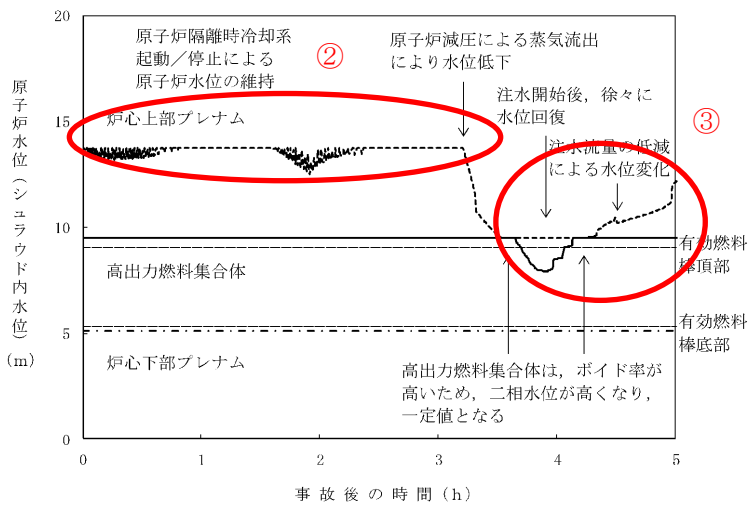
差異理由は、島根2号炉「第2.4.1.1-3図「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の作業と所要時間」の備考欄参照

| | | | | 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合） | | | | | | | | | | | | |
|---|----------------------------------|---------------|-------------------|---|----------|----|---|----|----|----|----|----|----|----|----|--|
| 機作項目 | 実施箇所・必要員数 【】は他作業後 移動してきた要員 | | | 機作の内容 | 経過時間（時間） | | | | | | | | | | | 備考 |
| | 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) | | 0 | 4 | 8 | 12 | 16 | 20 | 24 | 28 | 32 | 36 | 40 | |
| 原子炉水位の調整 操作（原子炉隔離 時冷却） | 【1人】 A | - | - | ●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作 | | | | | | | | | | | | |
| 常設低圧代替注水 ポンプを用いた 低圧代替注水系 （常設）の起動操 作 | 【1人】 A | - | - | ●常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作 | 3分 | | | | | | | | | | | 取水機能喪失の確認後に実施する |
| 過剰安全弁（自動減圧機）による 原子炉圧力調整機 作 | 【1人】 B | - | - | ●過剰安全弁（自動減圧機）の自動開放操作 | 1分 | | | | | | | | | | | |
| 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系（常設）による原子炉注水の調整操作 | | | | | | | | | | | | |
| 緊急用海水系を用 いた残留熱除去系 （低圧注水系）に よる原子炉注水機 作並びに残留熱除 去系（格納容器ス プライン冷却系）に よる格納容器除熱 操作又は残留熱除 去系（サブプレッ ション・プール冷却 系）によるサブプレ ッション・プール 冷却操作 | 【1人】 A | - | - | ●緊急用海水系による海水注水の系統構成操作及び起動操作 ●残留熱除去系（低圧注水系）の起動操作 ●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（格納容器スプライン冷却系）による格納容器除熱操作又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却の交互運転操作 | 20分 | 2分 | | | | | | | | | | |
| 格納容器熱目プールの 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系（注水ポンプ）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作 | | | | | | | | | | | | <p>解除し得ない スロウダウンによる水位 低下がある場合は代替燃料 プール冷卻系の稼働まで に実施する</p> <p>解除し得ない 有状態後継ぎで実施する</p> |
| 可搬型代替注水中 間ポンプを用いた 低圧代替注水系 （可搬型）の起動 調整操作 | - | - | 5人 （～） | ●可搬型代替注水中間ポンプの移動、ホース配管等の操作 | 170分 | | | | | | | | | | | 解除し得ない |
| 必要員合計 | 2人 A, B | 2人 C, D | 10人 （～） | | | | | | | | | | | | | |

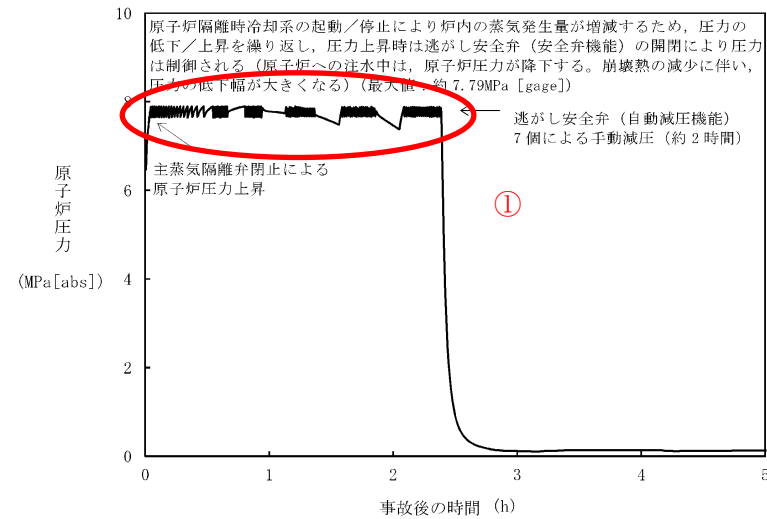
第2.4.1-3 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）の作業と所要時間（2/2）



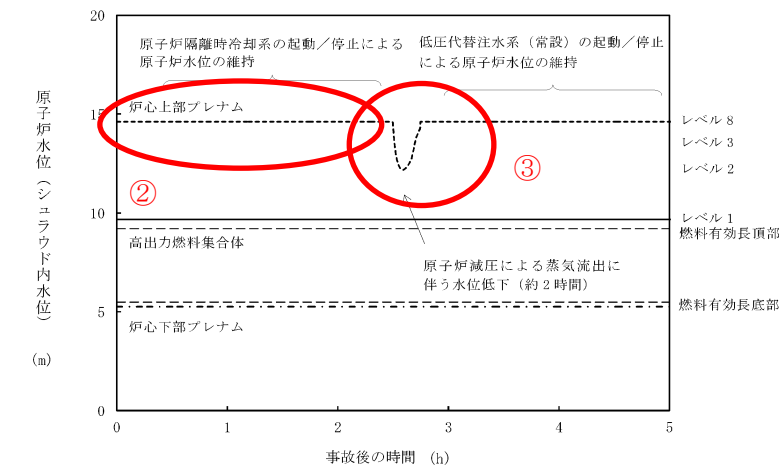
第 2.4.1.7 図 原子炉圧力の推移



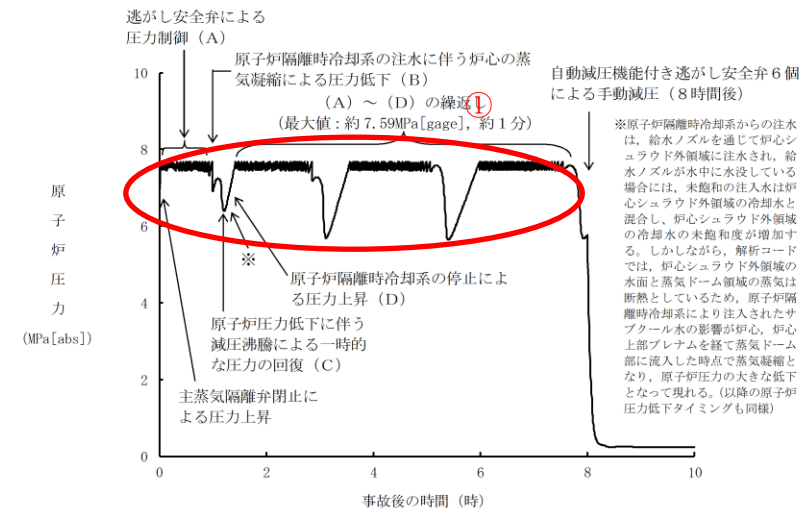
第 2.4.1.8 図 原子炉水位(シュラウド内水位)の推移



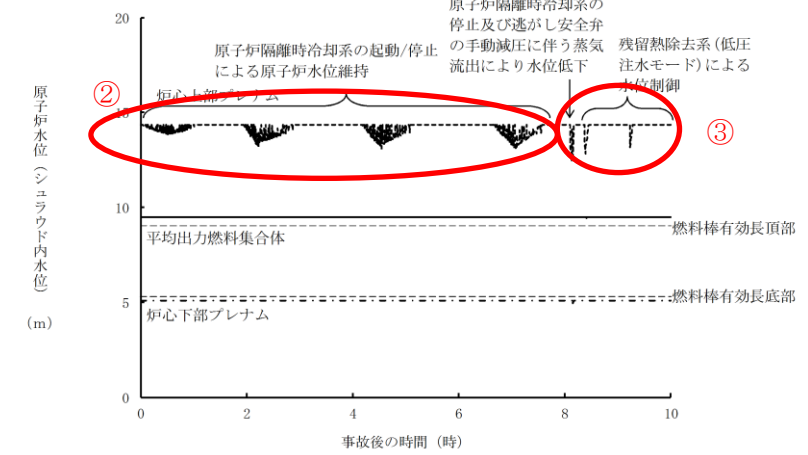
第 2.4.1-4 図 原子炉圧力の推移



第 2.4.1-5 図 原子炉水位(シュラウド内水位)の推移



第 2.4.1.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移

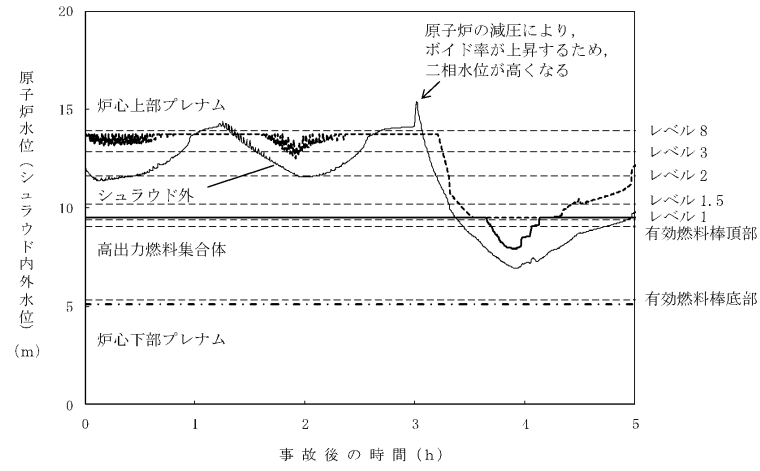


第 2.4.1.2-1(2) 図 原子炉水位(シュラウド内水位)の推移

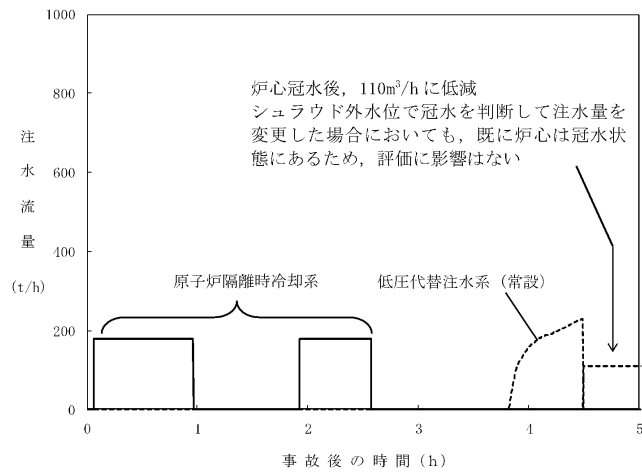
備考

- ・解析結果の相違
- 【東海第二】
- ①柏崎 6/7 及び島根 2号炉は、原子炉隔離時冷却系を給水ラインに接続するが、東海第二では原子炉隔離時冷却系をヘッドスプレーに接続することによる挙動の相違。
- 【柏崎 6/7, 東海第二】
- ②原子炉注水に使用する設備及び原子炉水位維持範囲の相違

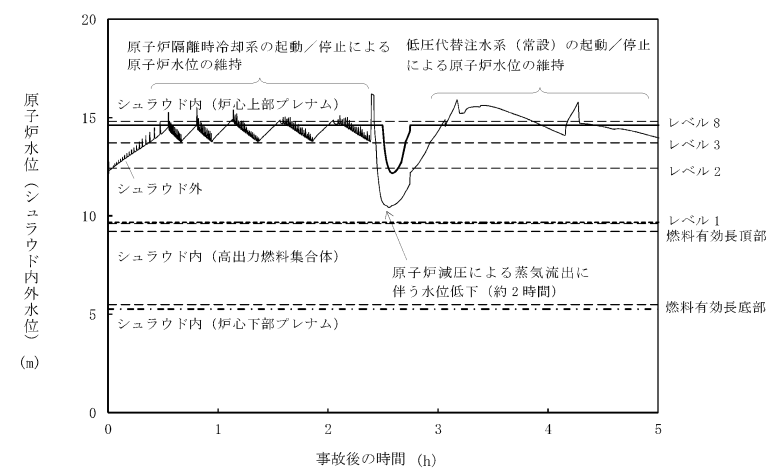
- 【柏崎 6/7, 東海第二】
- ③原子炉注水特性(流量及び吐出圧)の相違及び減圧弁数の違いによる原子炉水位低下及び回復速度の相違。



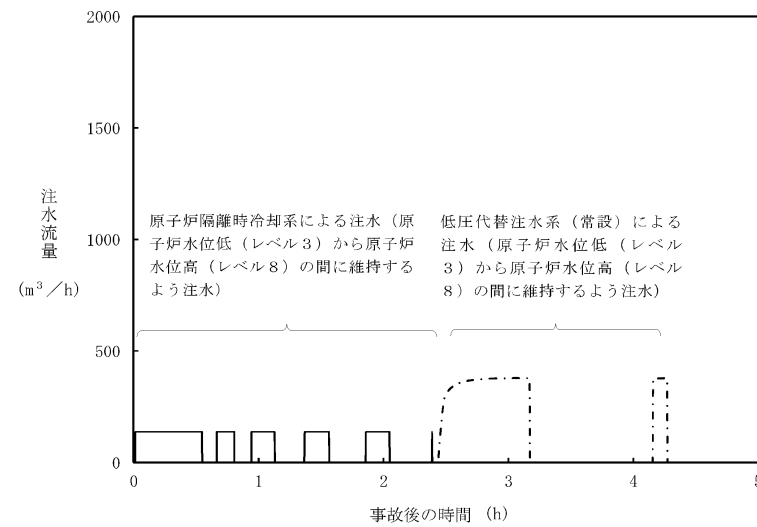
第 2.4.1.9 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



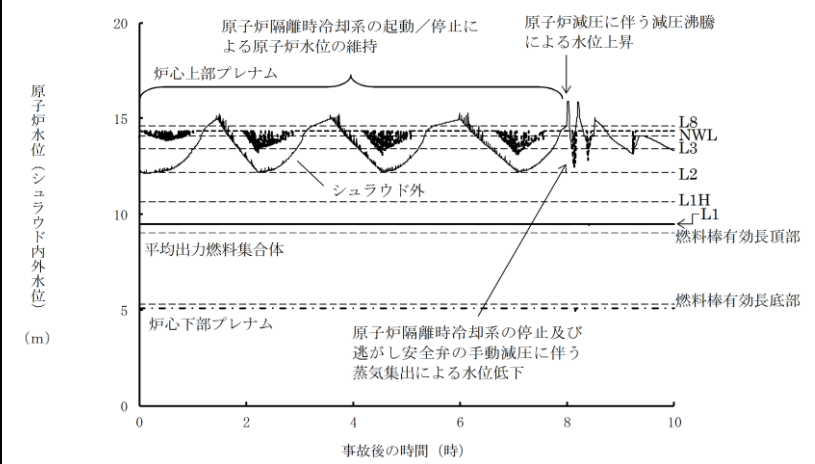
第 2.4.1.10 図 注水流量の推移



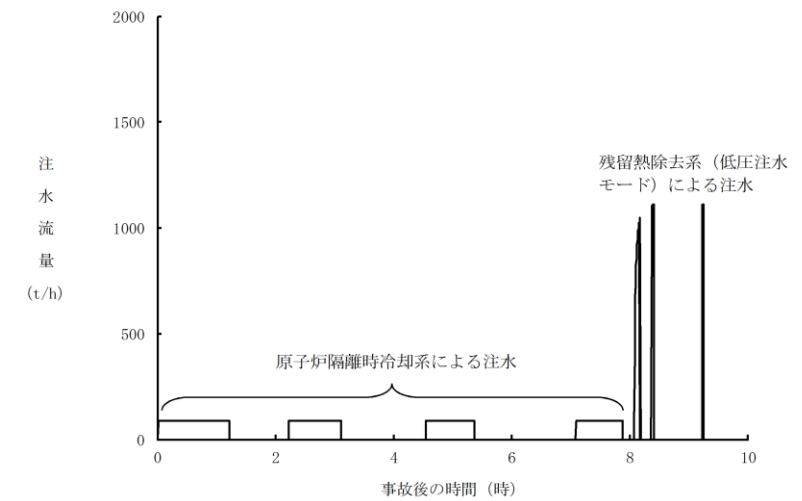
第 2.4.1-6 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



第 2.4.1-7 図 注水流量の推移

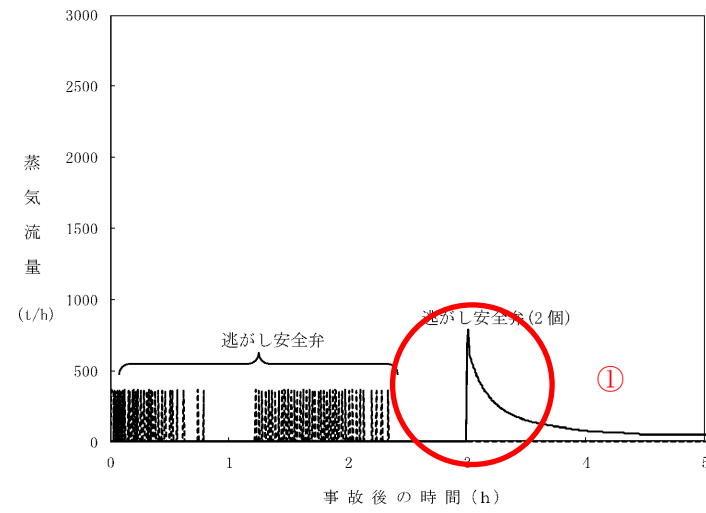


第 2.4.1.2-1(3) 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移

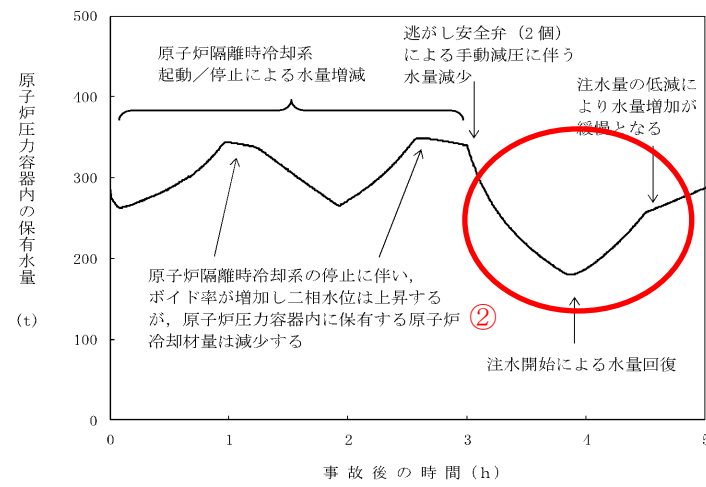


第 2.4.1.2-1(4) 図 注水流量の推移

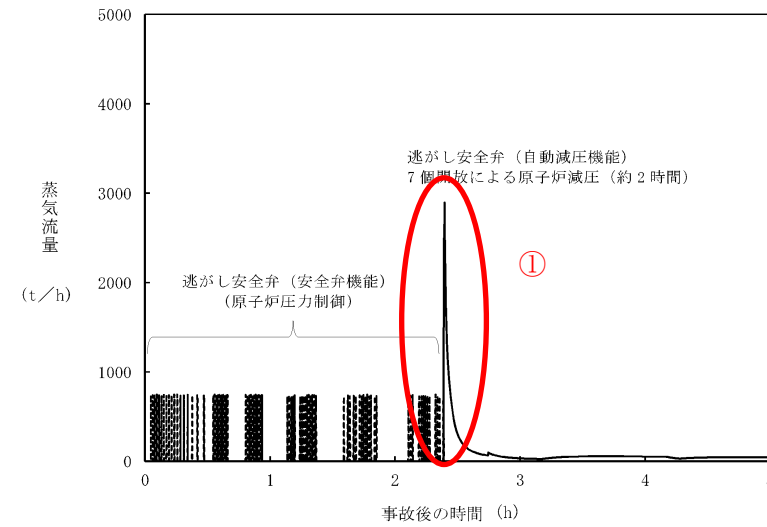
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



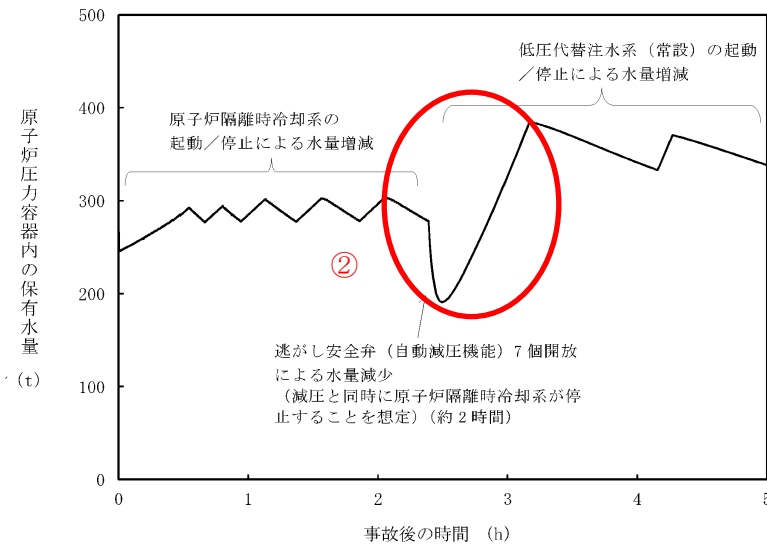
第2.4.1.11図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



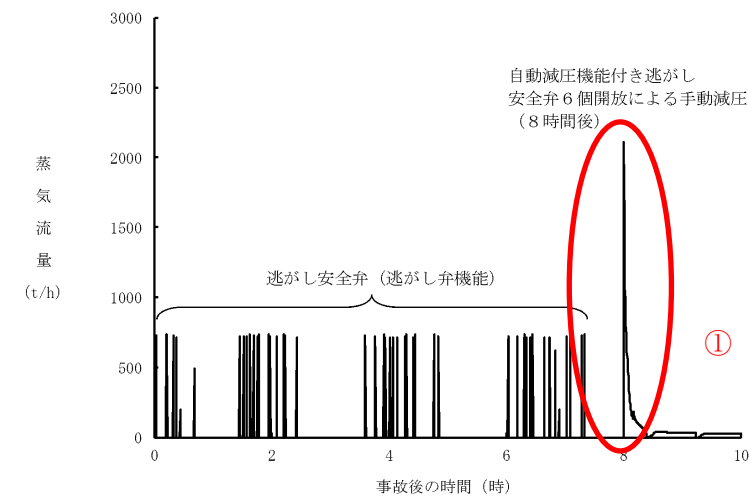
第2.4.1.12図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



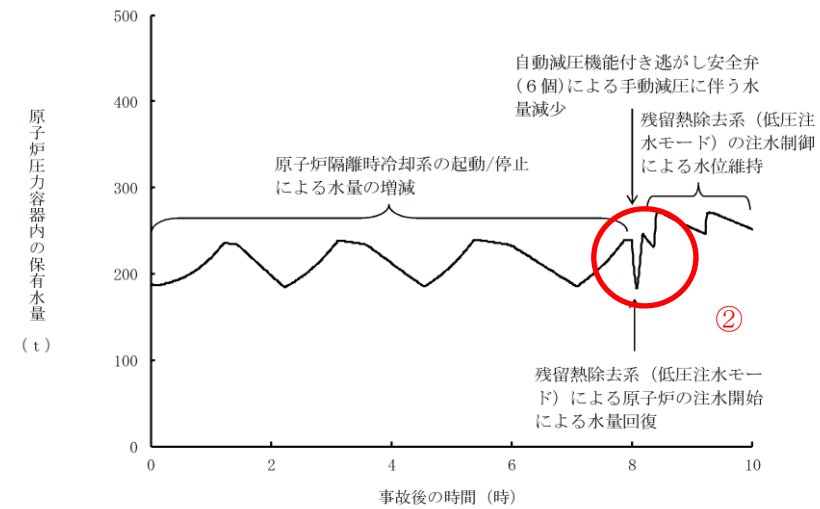
第2.4.1-8図 逃がし安全弁からの蒸気流出流量の推移



第2.4.1-9図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



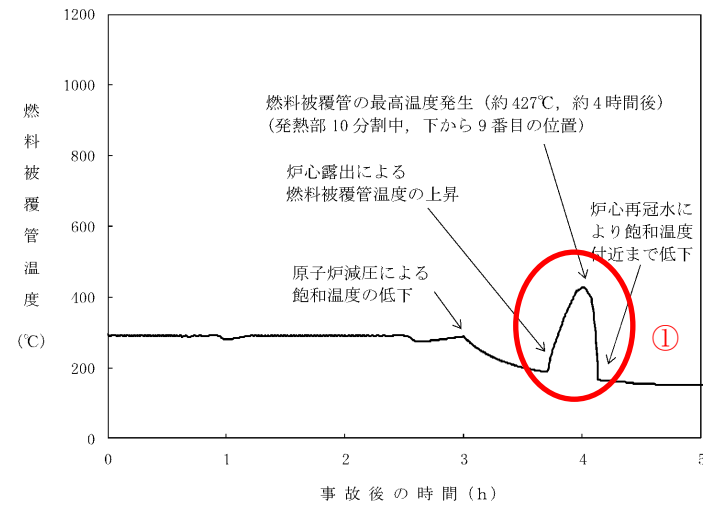
第2.4.1.2-1(5)図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



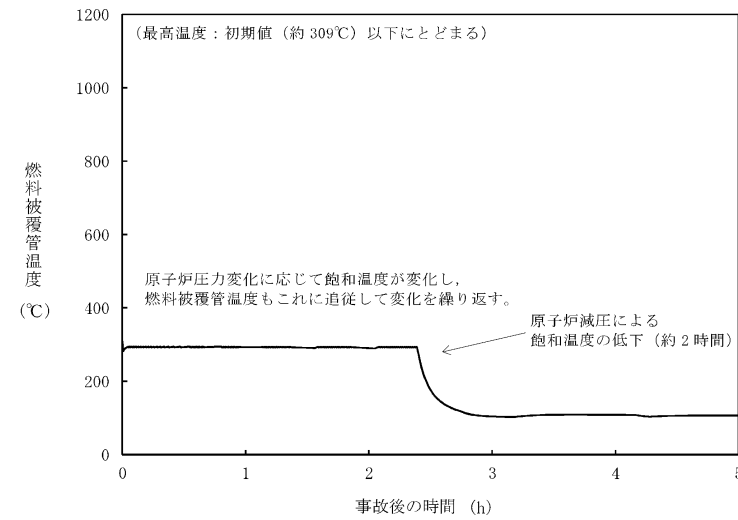
第2.4.1.2-1(6)図 原子炉压力容器内の保有水量の推移

・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
①原子炉減圧に使用する弁数の違いによる蒸気流量の相違。

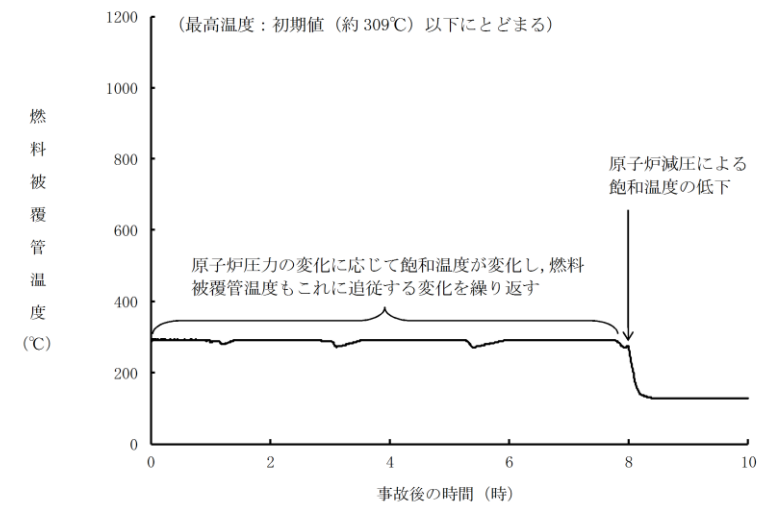
【柏崎6/7, 東海第二】
②原子炉減圧に使用する弁数及び原子炉注水特性(流量及び吐出圧)の違いによる保有水量の減少量の相違。



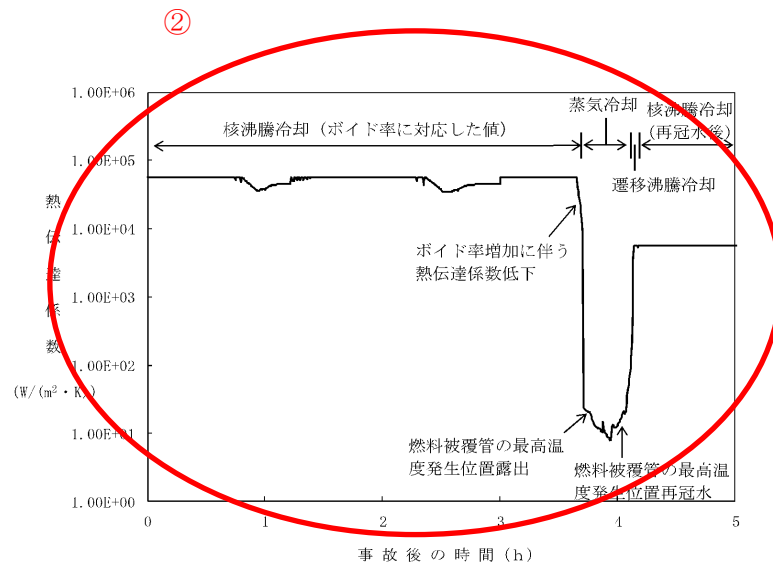
第 2. 4. 1. 13 図 燃料被覆温度の推移



第 2. 4. 1-10 図 燃料被覆管温度の推移



第 2. 4. 1. 2-1 (7) 図 燃料被覆温度の推移



第 2. 4. 1. 14 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

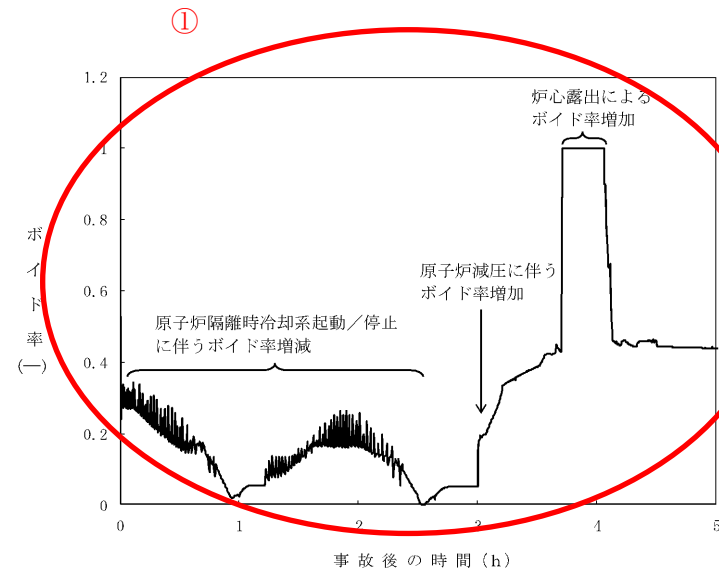
・解析結果の相違

【柏崎 6/7】

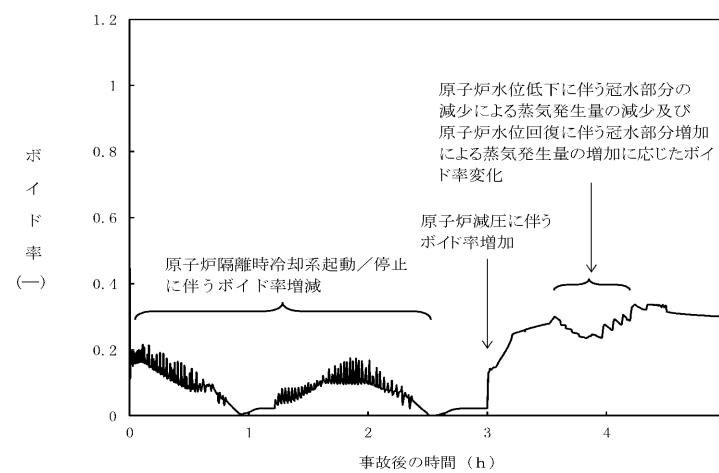
①原子炉注水特性（流量及び吐出圧）の相違及び減圧弁数の違いによる減圧沸騰時の二相水位上昇速度の相違に起因し、柏崎 6/7 では炉心部が露出するため燃料被覆管温度が上昇する。

【柏崎 6/7】

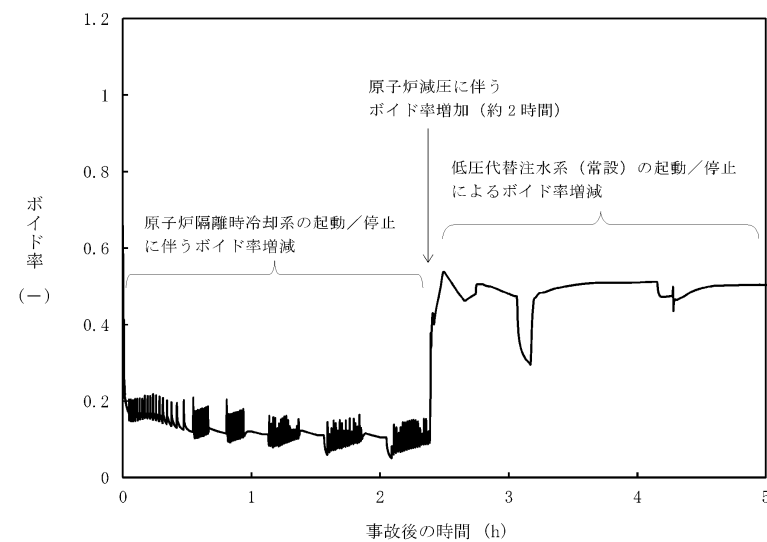
②島根 2号炉は、燃料被覆管温度が上昇しないことから、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、ボイド率及び燃料被覆管温度と燃料被覆管温度の円周方向の応力の関係のグラフは記載しない整理としている。



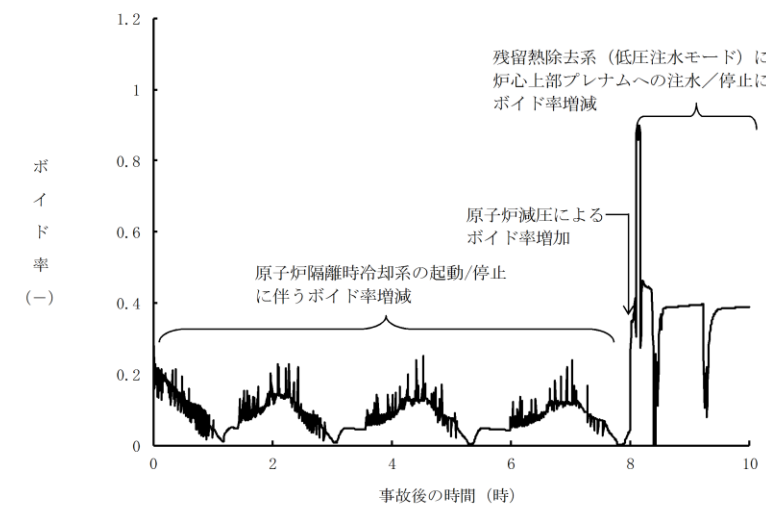
第 2.4.1.15 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



第 2.4.1.16 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移

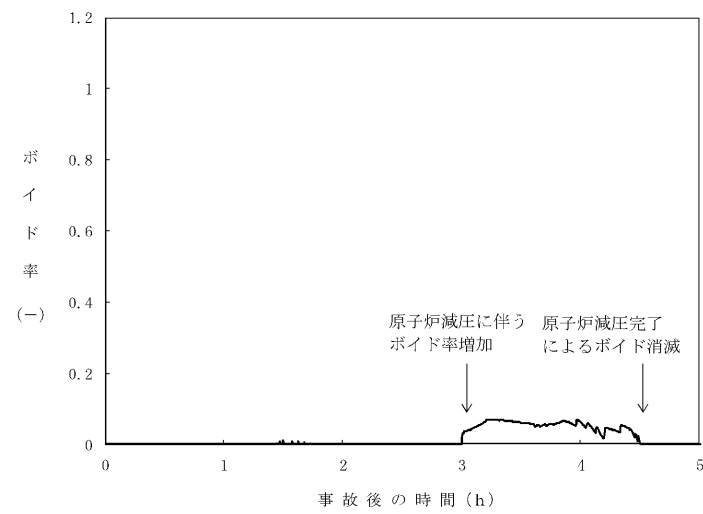


第 2.4.1-11 図 高出力燃料集合体におけるボイド率の推移

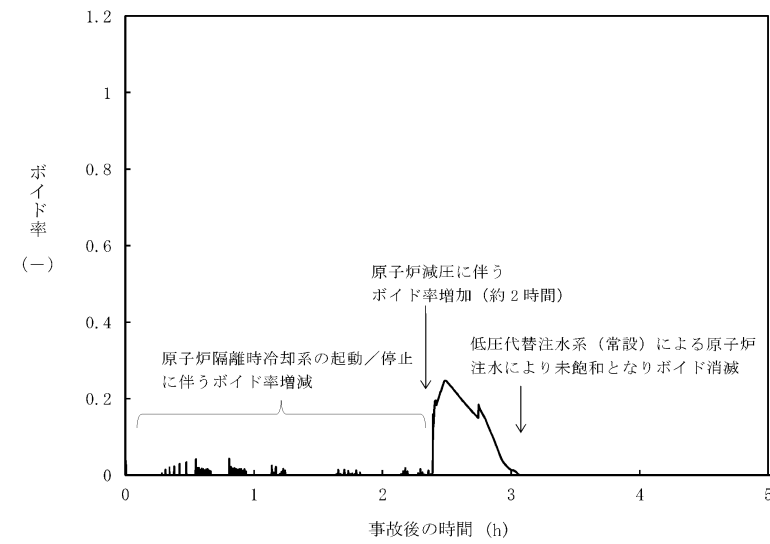


第 2.4.1.2-1(8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

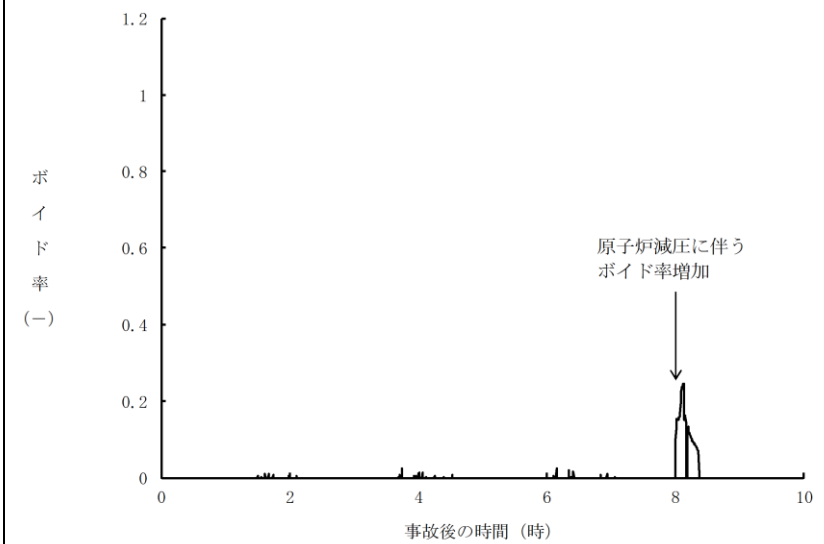
・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
①島根 2 号炉は、燃料被覆管温度が上昇しないことから、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、ボイド率及び燃料被覆管温度と燃料被覆管温度の円周方向の応力の関係のグラフは記載しない整理としている。



第2.4.1.17図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



第2.4.1-12図 炉心下部プレナムにおけるボイド率の推移

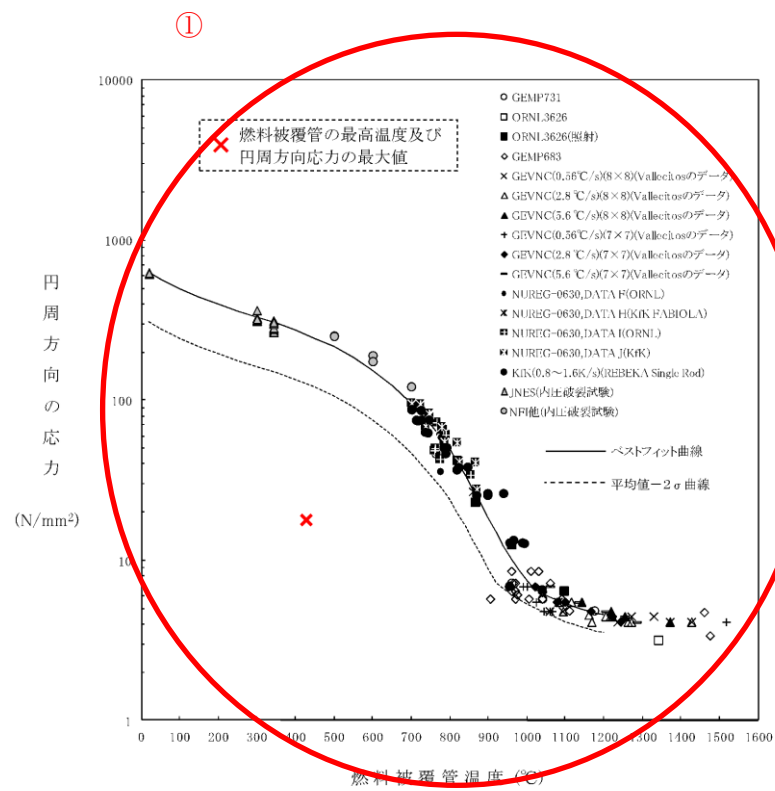


第2.4.1.2-1(9)図 炉心下部プレナムのボイド率の推移

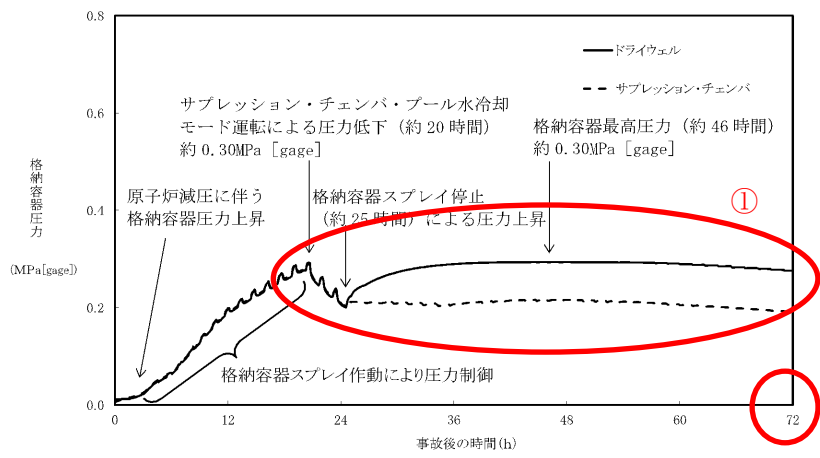
・解析結果の相違

【柏崎6/7】

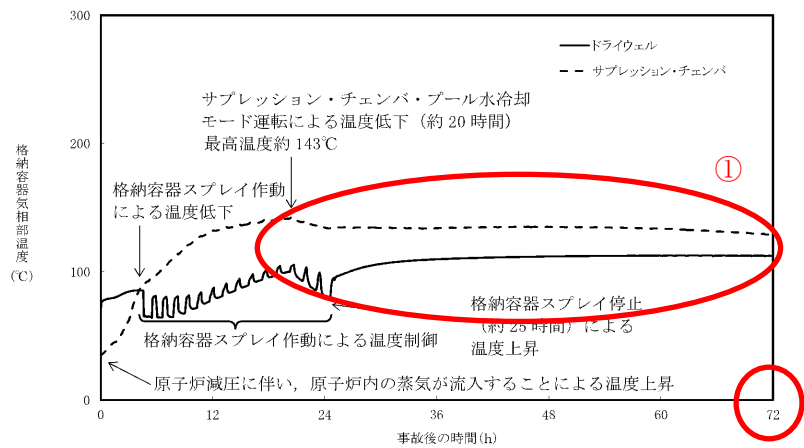
①島根2号炉は、燃料被覆管温度が上昇しないことから、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、ボイド率及び燃料被覆管温度と燃料被覆管温度の円周方向の応力の関係のグラフは記載しない整理としている。



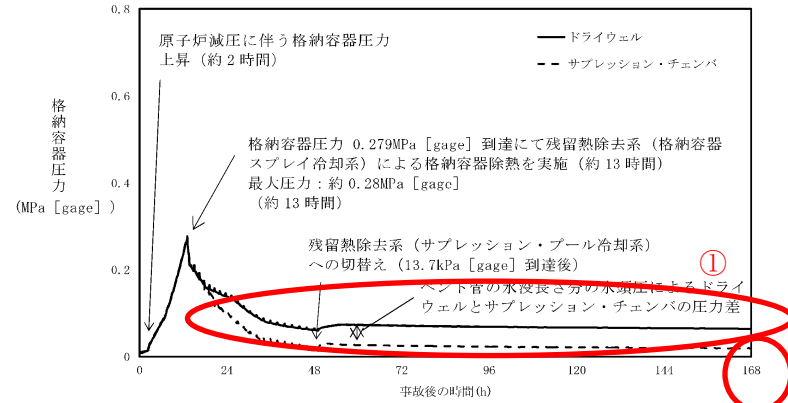
第2.4.1.18図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



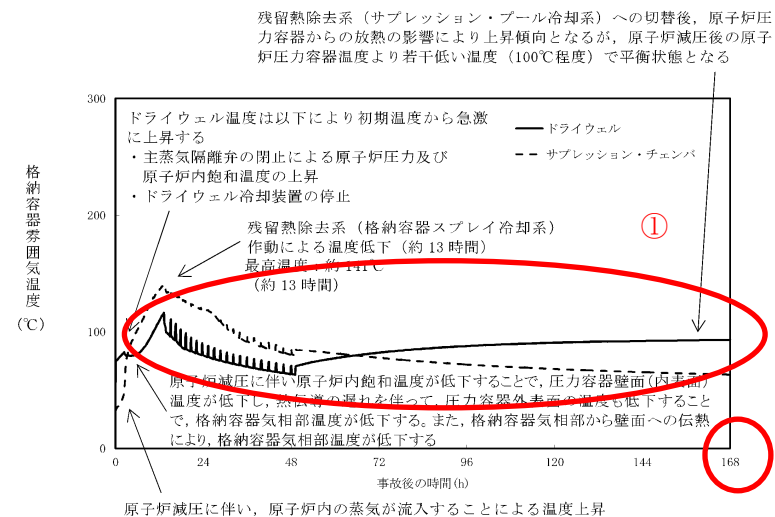
第 2. 4. 1. 19 図 格納容器圧力の推移



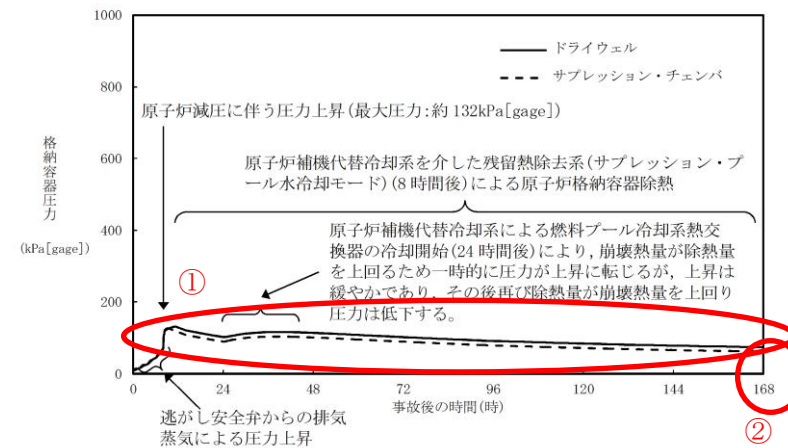
第 2. 4. 1. 20 図 格納容器気相部温度の推移



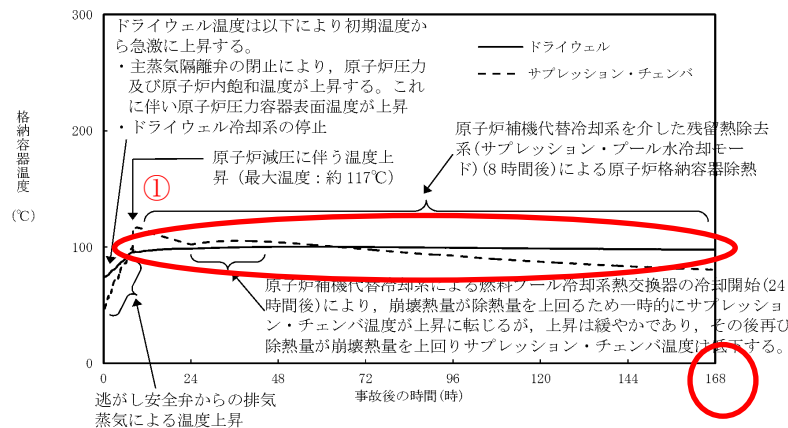
第 2. 4. 1-13 図 格納容器圧力の推移



第 2. 4. 1-14 図 格納容器雰囲気温度の推移



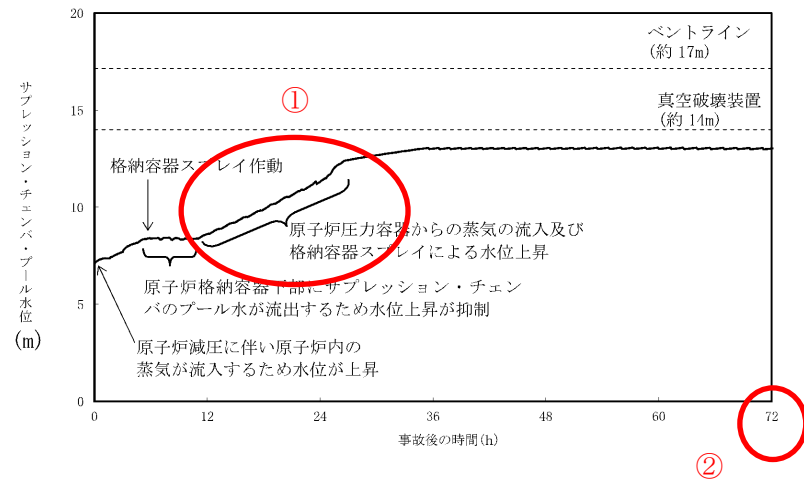
第 2. 4. 1. 2-1(10) 図 格納容器圧力の推移



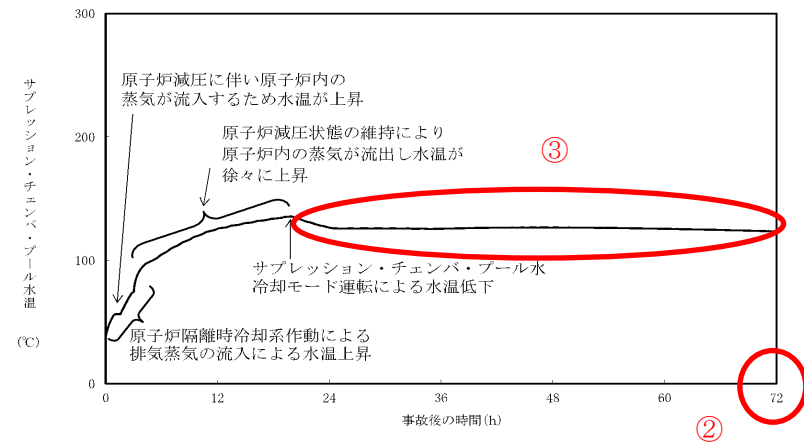
第 2. 4. 1. 2-1(11) 図 格納容器温度の推移

・解析結果の相違
 【柏崎 6/7, 東海第二】
 ①伝熱容量の違いに伴う格納容器圧力及び温度の挙動の相違。
 【柏崎 6/7, 東海第二】
 ②解析時間の相違。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017. 12. 20 版)

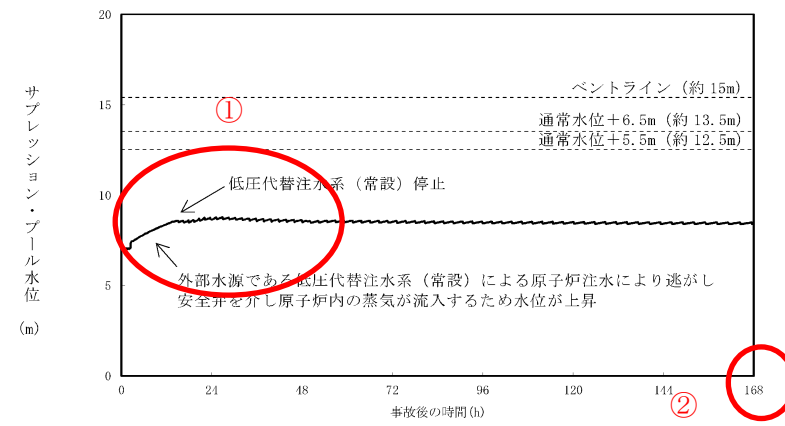


第 2.4.1.21 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

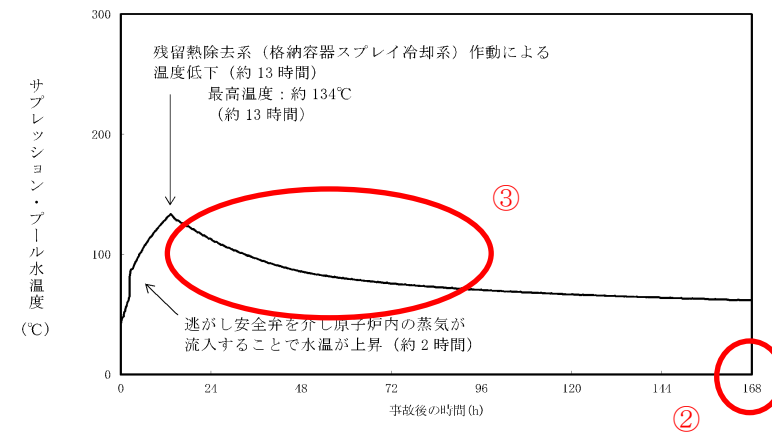


第 2.4.1.22 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

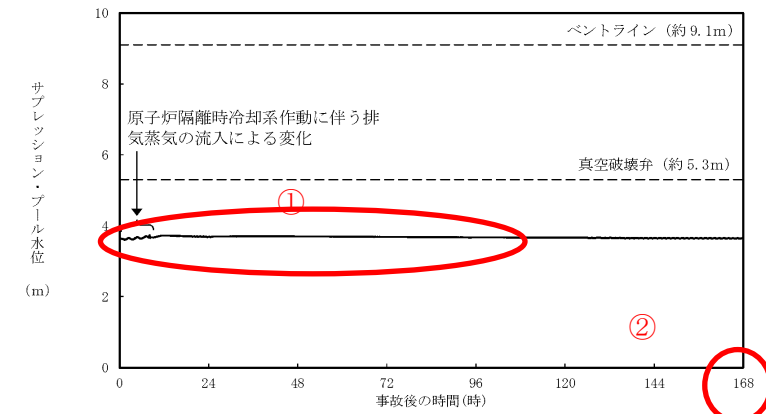


第 2.4.1-15 図 サプレッション・プール水位の推移

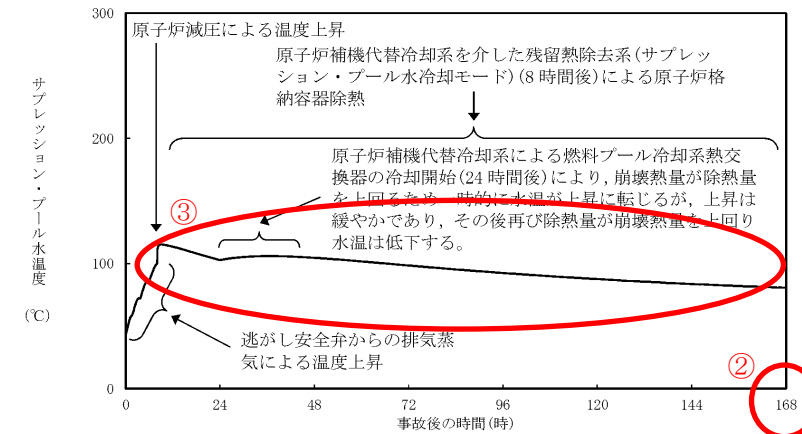


第 2.4.1-16 図 サプレッション・プール水温度の推移

島根原子力発電所 2号炉



第 2.4.1.2-1(12) 図 サプレッション・プール水位の推移



第 2.4.1.2-1(13) 図 サプレッション・プール水温度の推移

備考

・解析結果の相違
 【柏崎 6/7, 東海第二】
 ①島根 2号炉は, 内部水源を用いた原子炉注水及び格納容器除熱を実施することによる水位挙動の相違。
 【柏崎 6/7, 東海第二】
 ②解析時間の相違。

【柏崎 6/7, 東海第二】
 ③伝熱容量の違いに伴うサプレッション・プール水温度の相違。

第2.4.1-1 表 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合) における重大事故等対策について (2/2)

| 操作及び確認 | 手順 | 重大事故等対策設備 | |
|--------------------------------|---|--|--|
| | | 常設設備 | 可搬設備 |
| 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時、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を開始する。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 常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 軽油貯蔵タンク | 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力* 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域)* 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 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 |
| 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器除熱 | 常設代替交流電源設備による交流電源供給 (レベル3) まで低下した場合、格納容器除熱を停止し残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水を実施する。 | 常設代替交流電源設備 残留熱除去系 (格納容器) スプレイ冷却系* 緊急用海水系 サブレンション・チェンバ* 軽油貯蔵タンク | ② ドライウエル圧力 サブレンション・チェンバ圧力 ドライウエル雰囲気温度 サブレンション・チェンバ雰囲気温度 サブレンション・プールの水温度 残留熱除去系系統流量* |
| 残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水 | 格納容器除熱中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、格納容器除熱を停止し残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水を実施する。 | 常設代替交流電源設備 残留熱除去系 (低圧注水系)* 緊急用海水系 サブレンション・チェンバ* 軽油貯蔵タンク | 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力* 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域)* 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 残留熱除去系系統流量* |

① * 既許可の対象となっている設備を重大事故等対策設備に位置付けるもの

第2.4.1.1-1 表 「崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)」 の重大事故等対策について (2/2)

| 判断及び操作 | 手順 | 重大事故等対策設備 | |
|-------------------------------|--|---|---|
| | | 常設設備 | 可搬設備 |
| 残留熱除去系 (サブレンション・プールの冷却モード) 運転 | 常設代替交流電源設備による交流電源供給及び原子炉補機代替冷却系の準備完了後、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系によるサブレンション・プールの冷却モード運転を開始する。 | 常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 【残留熱除去系 (サブレンション・プールの冷却モード)】 | 移動式代替熱交換設備 大型送水ポンプ車 タンクローリー |
| | | | ② 【残留熱除去ポンプ出口流量】 サブレンション・プールの水温度 (SA) |

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

第2.4.1.2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合 (取水機能が喪失した場合)) (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 原子炉格納容器側：MAAP | - |
| 原子炉熱出力 | 3.926MW | 定格原子炉熱出力として設定 |
| 原子炉圧力 | 7.07MPa [gage] | 定格原子炉圧力として設定 |
| 原子炉水位 | 通常運転水位 (セパレーター下流から+119cm) | 通常運転時の原子炉水位として設定 |
| 炉心流量 | 52.200t/h | 定格流量として設定 |
| 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) | - |
| 最大線出力密度 | 44.0kW/m | ① 設計限界値として設定 |
| 原子炉停止後の崩壊熱 | ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t | ② サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定 |
| 初期条件 | 7.350m ³ | ③ ドライウェル内体積の設計値 (全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値) |
| 格納容器容積 (ドライウェル) | 空間部：5.960m ³ 液相部：3.580m ³ | ④ ウェットウェル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) |
| 真空破壊装置 | 3.43kPa (ドライウェル-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) | ⑤ 通常運転時のサブプレッション・チェンバ、プール水位として設定 |
| サブプレッション・チェンバ、プール水温 | 35℃ | 通常運転時のサブプレッション・チェンバ、プール水温の上限値として設定 |
| 格納容器圧力 | 5.2kPa [gage] | 通常運転時の格納容器圧力として設定 |
| 格納容器温度 | 57℃ | ⑥ 通常運転時の格納容器温度として設定 |
| 外部水源の温度 | 50℃ (事象開始12時間以降は45℃, 事象開始24時間以降は40℃) | 復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定 |

第2.4.1-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (1/6))

| 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 (压力容器下ム部) | 6.93MPa [gage] | 定格原子炉圧力として設定 |
| 原子炉水位 | 通常運転水位 (セパレーター下流から+126 cm) | 通常運転時の原子炉水位として設定 |
| 炉心流量 | 48,300 t/h | 定格流量として設定 |
| 炉心入口温度 | 約278℃ | 熱平衡計算による値 |
| 炉心入口サブクール度 | 約9℃ | 熱平衡計算による値 |
| 燃料 | 9×9燃料 (A型) | - |
| 最大線出力密度 | 44.0kW/m | ① 通常運転時の熱的制限値として設定 |
| 原子炉停止後の崩壊熱 | ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t | 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を設定 |
| 初期条件 | 5,700m ³ | 設計値 |
| 格納容器体積 (ドライウェル) | 空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³ | ③ 設計値 (通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値として設定) |

第2.4.1.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (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 原子炉格納容器側：MAAP | - |
| 原子炉熱出力 | 2.436MW | 定格原子炉熱出力として設定 |
| 原子炉圧力 | 6.93MPa [gage] | 定格原子炉圧力として設定 |
| 原子炉水位 | 通常水位 (気水分離器下流から+83 cm) | 通常運転時の原子炉水位として設定 |
| 炉心流量 | 35.6×10 ⁴ t/h | 定格炉心流量として設定 |
| 炉心入口温度 | 約278℃ | 熱平衡計算による値 |
| 炉心入口サブクール度 | 約9℃ | 熱平衡計算による値 |
| 燃料 | 9×9燃料 (A型) | 9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包摂されること、また、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が小さく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しかったため、MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型) の評価に包摂されることを考慮し、代表的に9×9燃料 (A型) を設定 |
| 初期条件 | 44.0kW/m | ① 通常運転時の熱的制限値 |
| 最大線出力密度 | ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t | ② サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮 |
| 原子炉停止後の崩壊熱 | 7.900m ³ | ③ ドライウェル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) |
| 格納容器容積 (ドライウェル) | 空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³ | 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) |
| 格納容器容積 (サブプレッション・チェンバ) | 3.43kPa (ドライウェル-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 |
| 真空破壊装置 | 3.61m (通常運転水位) | ⑤ 通常運転時のサブプレッション・プール水位として設定 |
| サブプレッション・プール水位 | 35℃ | 通常運転時のサブプレッション・プール水温の上限値として設定 |

- ・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柏崎6/7及び島根2号炉は、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ェル冷却機にて制御されており、条件設定の考え方としては同様。

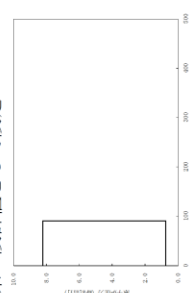
第 2.4.1.2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (2/5)

| 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 | 原子炉水位の低下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 | 取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定 |
| | 外部電源 | 取水機能の喪失により非常用ディーゼル発電機が機能喪失することから、外部電源なしの場合の方が、全交流動力電源喪失となり、要員、資源等の観点で厳しいことから設定 |

第 2.4.1-2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (2/6)

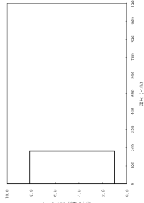
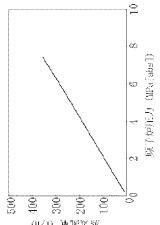
| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|------|----------------|---|
| 初期条件 | 真空破壊装置 | 真空破壊装置の設定値 |
| | サブレーション・プール水位 | 6.983m (通常運転時のサブレーション・プール水位の下限値)③ |
| | サブレーション・プール水温度 | 32℃ |
| | 格納容器圧力 | 5kPa [gage] |
| | 格納容器雰囲気温度 | 57℃ ④ |
| 事故条件 | 外部水源の水温 | 年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定 |
| | 起因事象 | 原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定 |
| | 安全機能の喪失に対する仮定 | 取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定 |
| | 外部電源 | 評価上、非常用ディーゼル発電機等の取水機能喪失を想定することから、外部電源なしの場合には全交流動力電源喪失となり、要員、資源等の観点で厳しい条件となる |

第 2.4.1.2-1 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (2/4)

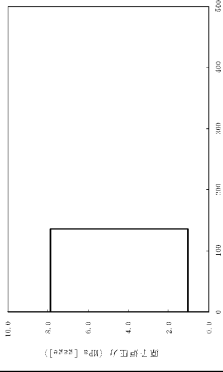
| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 | |
|------------------|------------------|---|---|
| 初期条件 | 格納容器圧力 | 5.0kPa [gage] | 通常運転時の格納容器圧力として設定 |
| | 格納容器温度 | 57℃ ④ | 通常運転時の格納容器温度として設定 |
| 事故条件 | 起因事象 | 給水流量の全喪失 | 原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定 |
| | 安全機能の喪失に対する仮定 | 崩壊熱除去機能喪失 | 取水機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定 |
| 重大事故等対策に関連する機器条件 | 外部電源 | 外部電源なし | 評価上、非常用ディーゼル発電機等の取水機能喪失を想定することから、外部電源なしの場合には全交流動力電源喪失となり、要員、資源等の観点で厳しい条件となる |
| | 原子炉スクラム信号 | 原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05 秒) | 保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定 |
| 残留熱除去系 (低圧注水モード) | 原子炉隔離時冷却系 | 原子炉水位低 (レベル2) 信号により自動起動 91m ³ /h (8.21~0.74MPa [diff] において)にて注水 |  |
| | 残留熱除去系 (低圧注水モード) | 1.136m ³ /h (0.14MPa [diff] において)にて注水 | 残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定 |

備考
・解析条件の相違

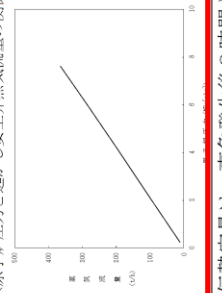
第2.4.1.2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (3/5)

| 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 | タービン蒸気加減弁急閉門 (遅れ時間: 0.08 秒) | 安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定 |
| 原子炉隔離時冷却系 | 原子炉水位低 (レベル2) にて自動起動 182m ³ /h (8.12~1.03MPa[diff]において) にて注水 | 原子炉隔離時冷却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 | 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 | 逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定 |
| 逃がし安全弁 | 自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 個を開することによる原子炉急速減圧 原子炉圧力と逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気流量の関係  | 逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定 |

第2.4.1-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (3/6)

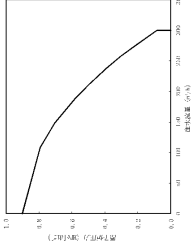
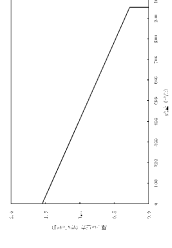
| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|------------------|--|---|
| 原子炉スクラム信号 | 原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間: 1.05 秒) | 安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定 |
| 原子炉隔離時冷却系 | 原子炉水位異常低下 (レベル2) (信号にて自動起動 136.7m ³ /h (7.86MPa [gage] ~ 1.04MPa [gage] において) にて注水 | 原子炉隔離時冷却系の設計値として設定  |
| 重大事故等対策に関連する機器条件 | | 原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性 |

第2.4.1.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (3/4)

| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|----------------------------|---|--|
| 逃がし安全弁 | 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 自動減圧機能付き逃がし安全弁の 6 個を開することによる原子炉急速減圧 原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係  | 逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定 逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定 |
| 原子炉補機代替冷却系 | 伝熱容量は、事象発生後 8 時間から 24 時間において約 16MW、事象発生 24 時間以降において約 11MW (サブレーション・プール水温度 100°C、海水温度 30°C) とする。 | 原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定 |
| 残留熱除去系 (サブレーション・プール水冷却モード) | 伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり事象発生後 8 時間から 24 時間において約 16MW、事象発生 24 時間以降において約 11MW (サブレーション・プール水温度 100°C、海水温度 30°C) においてとする。 | 原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定 |

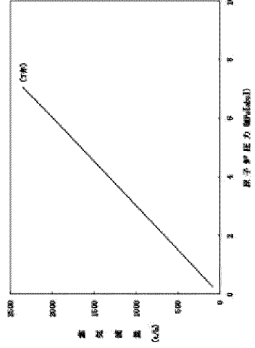
・解析条件の相違
【東海第二】
⑤柏崎 6/7 及び島根 2号炉は、逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気流量をグラフに記載。

第2.4.1.2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (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) | 最大 300m ³ /h で注水し、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御 | 設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定  |
| 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) | 140m ³ /h にて原子炉格納容器内へスプレイ | 格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定 |
| 代替原子炉補機冷却系 | 約 23MW (サブプレッジョン・チェンバ・プールの水温 100℃、海水温度 30℃において) | 代替原子炉補機冷却系の設計値として設定 |
| 残留熱除去系 (サブプレッジョン・チェンバ・プールの水冷却モード) | 熱交換器 1 基あたり約 8MW (サブプレッジョン・チェンバ・プールの水温 52℃、海水温度 30℃において) | 残留熱除去系の設計値として設定 |
| 残留熱除去系 (低圧注水モード) | サブプレッジョン・チェンバ・プールの水位が真空破壊装置 1m に到達した時点で手動起動し、954m ³ /h (0.27MPa[dif]) にて注水 | 残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定  |

重大事故対策に関連する機器条件

第2.4.1-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (4/6)

| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|--------|--|--|
| 逃がし安全弁 | 安全弁機能 7.79MPa [gauge] × 2 個, 385.2t/h (1 個当たり) 8.10MPa [gauge] × 4 個, 400.5t/h (1 個当たり) 8.17MPa [gauge] × 4 個, 403.9t/h (1 個当たり) 8.24MPa [gauge] × 4 個, 407.2t/h (1 個当たり) 8.31MPa [gauge] × 4 個, 410.6t/h (1 個当たり) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) の 7 個を閉することによる原子炉急速減圧 < 原子炉圧力と逃がし安全弁 7 個の蒸気流量の関係 >  | 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と原子炉圧力の関係から設定 |

重大事故対策に関連する機器条件

第2.4.1.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (4/4)

| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|---|--------------------------|---------------------------------|
| 逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系 (低圧注水モード) による注水操作 | 事象発生から 8 時間後に原子炉減圧後、注水開始 | 原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定 |
| 原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系 (サブプレッジョン・プールの水冷却モード) による原子炉格納容器除熱操作 | 事象発生から 8 時間後 | 原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定 |

重大事故対策に関連する操作条件

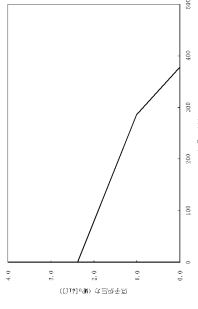
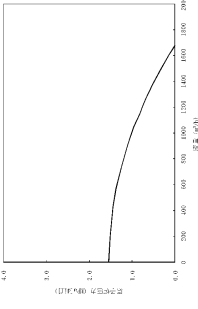
・解析条件の相違

第 2.4.1.2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (5/5)

| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|---|--|--|
| 常設代替交流電源設備からの受電 | 事象発生 70 分後 | 全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定 |
| 低圧代替注水系 (常設) 起動操作 | 常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後 | 常設代替交流電源設備からの受電後として設定 |
| 逃がし安全弁による原子炉減圧操作 | 事象発生約 3 時間後 | 低圧代替注水系 (常設) 起動操作後、原子炉水位がレベル 8 に到達した時点 |
| 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 | 格納容器圧力 13.7kPa (gage) 到達後の原子炉水位高 (レベル 8) 到達時 | 原子炉水位制御 (レベル 3 からレベル 8) が可能であり、原子炉格納容器除熱機能が喪失し設計基準事故時の最高圧力に到達することを踏まえて設定 |
| 代替原子炉補機冷却系運転操作 | 事象発生 20 時間後 | 代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定 |
| 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プールの水冷却モード運転操作 | 事象発生 20 時間後 | 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による格納容器除熱機能回復を踏まえて設定 |
| 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系の低圧注水モード運転操作 | サブプレッション・チェンバ・プールの水位が、真空破壊装置 1m に到達した時点 | 格納容器圧力抑制機能維持を踏まえて設定 |

重大事故等対策に関連する操作条件

第 2.4.1-2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失した場合) (5/6)

| 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) | 最大 378m ³ /h で注水 | 設計値に注入配管の管路圧損を考慮した値として設定  |
| 緊急用海水系 | 伝熱容量: 約 24MW (サブプレッション・プールの水温度 100℃, 海水温度 32℃において) | 熱交換器の設計性能に基づき、残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定 |
| 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) | ・ 1,692m ³ /h にて格納容器内にスプレイ ・ 伝熱容量は、熱交換器 1 基当たり約 24MW (サブプレッション・プールの水温度 100℃, 海水温度 32℃において) | 残留熱除去系の設計値として設定 伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定 |
| 残留熱除去系 (低圧注水系) | 1,605m ³ /h (0.14MPa [dif] において) (最大) 1,676m ³ /h にて注水 | 残留熱除去系 (低圧注水系) 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

| 柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版) | 東海第二発電所 (2018. 9. 12 版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備 考 |
|---|-------------------------|--------------|-----------------|
| <p style="text-align: center;"><u>第2.4.1-2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (6/6)</u></p> | | | <p>・解析条件の相違</p> |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|--|---|--|
| <p style="text-align: center;">添付資料2.4.1.1 安定状態について</p> <p>崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後，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（<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>，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>【安定状態の確立について】 <u>原子炉安定停止状態の確立について</u> <u>逃がし安全弁を開維持することで，低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。</u></p> | <p style="text-align: center;">添付資料 2.4.1.1 安定状態について (崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）)</p> <p>崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の安定状態については，以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後，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><u>格納容器安定状態</u>：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>【安定状態の確立について】 <u>原子炉安定停止状態の確立について</u> 原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。<u>サプレッション・プール熱容量制限に到達後，原子炉を減圧し，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ことで，引き続き炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。</u></p> | <p style="text-align: center;">添付資料 2.4.1.1 安定状態について (崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）)</p> <p>崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後，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><u>原子炉格納容器安定状態</u>：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（<u>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</u>）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】 <u>原子炉安定停止状態の確立について</u> <u>原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。事象発生から8時間後に原子炉を減圧し，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心冠水が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。</u></p> | <p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は，耐圧強化ベントを使用しない。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2号炉は，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を想定。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|--|--|---|
| <p><u>原子炉格納容器安定状態の確立について</u> 炉心冷却を継続し、事象発生から<u>20時間後に代替原子炉補機冷却系</u>を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり、格納容器温度は150℃を下回るとともに、ドライウエル温度は、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく、原子炉格納容器安定状態が確立される。</p> <p>また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。 また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態の維持が可能となる。 (添付資料2.1.1 別紙1)</p> | <p><u>格納容器安定状態の確立について</u> 炉心冷却を継続し、<u>緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u>による格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度は安定*</u>又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は150℃を下回るとともに、ドライウエル<u>雰囲気温度は</u>、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℃を上回ることはなく、<u>格納容器安定状態が確立される。</u> <u>なお、残留熱除去系による格納容器除熱開始後の原子炉注水は、緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）にて実施する</u></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>（※）残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）に切り替えると、原子炉圧力容器からの放熱の影響によりドライウエル雰囲気温度は僅かに上昇傾向となる。ただし、残留熱除去系による格納容器除熱は確立しており、長期的には減圧後の原子炉圧力容器温度（100℃程度）より若干低い温度で平衡状態となることから、この状態も含め安定傾向とする。</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、<u>残留熱除去系の機能を維持し炉心冷却及び除熱を継続することで、安定状態の維持が可能となる。</u> (添付資料2.1.2 別紙1)</p> | <p><u>原子炉格納容器安定状態の確立について</u> 炉心冷却を継続し、事象発生から<u>8時間後に原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）</u>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<u>温度は安定又は低下*</u>傾向となり、格納容器温度は150℃を下回るとともに、ドライウエル温度は、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく、<u>原子炉格納容器安定状態が確立される。</u></p> <p>また、重大事故等対策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>（※）事象発生から24時間後に、原子炉補機代替冷却系による燃料プール冷却系熱交換器の冷却を開始することにより、崩壊熱量が除熱量を上回るため一時的に格納容器温度は僅かに上昇傾向となる。ただし、残留熱除去系による格納容器除熱は確立しており、長期的には再び除熱量が崩壊熱量を上回り、格納容器温度は低下傾向となる。</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、<u>残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定状態の維持が可能となる。</u> (添付資料2.1.2 別紙1 参照)</p> | <p>島根2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を継続する。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7 東海第二】</p> |

表 1-1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (崩壊熱除去機能が喪失した場合) (2/2)

| 【SAFER】分類 | 重要現象 | 解析モデル | 不確かさ | 運転員等操作時間に与える影響 | 評価項目となるパラメータに与える影響 |
|---------------------|-----------------------------|---|--|---|---|
| 原子炉圧容器 | 沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流 | 二相流体の流動モデル | 下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位(シュワウド外水位)に関する不確かさを取り扱う。シュワウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコアラフラス水位が取り扱われれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。 | 初期の注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉減圧後の注水開始は、水位低下発動が早い場合であっても、これら操作手順(原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること)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。水位低下発動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお、解析コードでは、シュワウド外水位は現実的に評価されることから不確かさは小さい。 | シュワウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 |
| | 冷却材放出(臨界流・差圧流) | 臨界流モデル | TBL, ROSA-III, FIST-ABRRの実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。 | 解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材材流を連系的に評価する。関連する運転操作として急減速後後の注水操作があるが、注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前段であり、原子炉圧力及び原子炉水位の変動が運転員等操作時間に与える影響はない。 | 主蒸気速がし非蒸気速は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は、有効性実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性実験解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイムラグ及び注水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 |
| ECS注水(給水系・代替注水設備含む) | 原子炉注水系モデル | 入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づいて原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。 | TBL, ROSA-III, FIST-ABRRの実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。 | 「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。 | 「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。 |

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)

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

| 分類 | 重要現象 | 解析モデル | 不確かさ | 運転員等操作時間に与える影響 | 評価項目となるパラメータに与える影響 |
|--------|-----------------------------|------------|--|--|--|
| 原子炉圧容器 | 沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流 | 二相流体の流動モデル | TBL, ROSA-III, FIST-ABRRの実験解析において、成分を扱っていない。実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。 | 運転操作はシュワウド外水位(原子炉水位)に基づく操作であることから、運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。 | 有効性実験解析では原子炉水位が燃料有効長頂部を下回ることで、炉心動燃の発生が抑制される。解析コードでは炉心の二相水位変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 |
| | ECS注水(給水系・代替注水設備含む) | 原子炉注水系モデル | 入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づいて原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。 | 解析コードは、ダウンカマ部の二相水位(シュワウド外水位)を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 | 解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。破断口及び蒸気が安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平均的質流に達するのには十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡的質流モデルを適用可能である。 |
| 原子炉圧容器 | 冷却材放出(臨界流・差圧流) | 臨界流モデル | TBL, ROSA-III, FIST-ABRRの実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。 | 解析コードは、ダウンカマ部の二相水位(シュワウド外水位)を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 | 解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。破断口及び蒸気が安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平均的質流に達するのには十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡的質流モデルを適用可能である。 |
| | ECS注水(給水系・代替注水設備含む) | 原子炉注水系モデル | 入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づいて原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。 | 「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。 | 「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。 |

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

表 1-1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (崩壊熱除去機能が喪失した場合) (2/2)

| 【SAFER】分類 | 重要現象 | 解析モデル | 不確かさ | 運転員等操作時間に与える影響 | 評価項目となるパラメータに与える影響 |
|---------------------|-----------------------------|---|--|--|---|
| 原子炉圧容器 | 沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流 | 二相流体の流動モデル | 下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位(シュワウド外水位)に関する不確かさを取り扱う。シュワウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコアラフラス水位が取り扱われれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。 | 原子炉減圧時冷却系による注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉減圧後の注水開始は、原子炉水位(シュワウド外)低下発動が早い場合であっても、これら操作手順(減圧後速やかに低圧注水に移行すること)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。水位低下発動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお、解析コードでは、シュワウド外水位は現実的に評価されることから不確かさは小さい。 | シュワウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。破断口からの流出は、有効性実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性実験解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイムラグ及び注水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 |
| | 冷却材放出(臨界流・差圧流) | 臨界流モデル | TBL, ROSA-III, FIST-ABRRの実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。 | 解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材材流を連系的に評価する。遠がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平均的質流に達するのには十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡的質流モデルを適用可能である。 | 遠がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平均的質流に達するのには十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡的質流モデルを適用可能である。 |
| ECS注水(給水系・代替注水設備含む) | 原子炉注水系モデル | 入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づいて原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。 | TBL, ROSA-III, FIST-ABRRの実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。 | 「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。 | 「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。 |

島根原子力発電所 2号炉

備考

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
(崩壊熱除去機能が喪失した場合) (2/3)

| 項目 | 解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ | | 条件設定の考え方 | 運転員等操作時間に与える影響 | 評価項目となるパラメータに与える影響 |
|---------------------------|------------------------------|--|--|---|---|
| | 解析条件 | 最確条件 | | | |
| サブプレッショ ン・チェンバ ール水位 | 35℃ | 約30℃～約35℃ (実測値) | 通常運転時のサブプレッジョン・チェンバール水位の上限値として設定 最確条件を包絡できる条件 | 最確条件とした場合は、解析条件で設定している高温よりも低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレイトに与える影響は小さく、運転員等操作時間には与える影響は小さい。 | 最確条件とした場合は、解析条件で設定している高温よりも低くなるため、格納容器の蒸気量は大きくなり格納容器熱負荷が重なることとなるから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 |
| 格納容器圧力 | 5.2kPa [range] | 約3kPa [range]～約2kPa [range] (実測値) | 通常運転時の格納容器圧力として設定 | 最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、ゆらぎによる格納容器圧力初期ピーク(約20時間)で約290kPa)であるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇は約2kPaであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間には与える影響は小さい。 | 最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク(約20時間)で約290kPa)であるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇は約2kPaであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 |
| 格納容器温度 | 57℃ | 約43℃～約62℃ (実測値) | 通常運転時の格納容器温度として設定 | 最確条件とした場合は、解析条件で設定している高温よりも低くなる可能性があるが、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイトによる圧力抑制効果は大きく、運転員等操作時間には与える影響は小さい。 | 最確条件とした場合は、解析条件で設定している高温よりも低くなる可能性があるが、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイトによる圧力抑制効果は大きく、運転員等操作時間には与える影響は小さい。 |
| 真空破壊装置 | | 3.43kPa (ドラライウェル・サブプレッジョン・チェンバール間差圧) (設計値) | 真空破壊装置の設定値 | 最確条件とした場合は、解析条件より格納容器の余裕は大きく、運転員等操作時間には与える影響は小さい。 | 最確条件とした場合は、解析条件で設定している高温よりも低くなる可能性があるが、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイトによる圧力抑制効果は大きく、運転員等操作時間には与える影響は小さい。 |
| 外部水源の温度 | | 約35℃～約50℃ (実測値) | 復水ポンプ吐出速度を参考に設定 最確条件を包絡できる条件 | 最確条件とした場合は、解析条件より格納容器の余裕は大きく、運転員等操作時間には与える影響は小さい。 | 最確条件とした場合は、解析条件で設定している高温よりも低くなる可能性があるが、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイトによる圧力抑制効果は大きく、運転員等操作時間には与える影響は小さい。 |
| 外部水源の容量 | | 21.40m ³ 以上 (淡水貯水容量+復水貯蔵庫水量) | 復水貯蔵庫の水量を参考に設定 | 最確条件とした場合は、解析条件より格納容器の余裕は大きく、運転員等操作時間には与える影響は小さい。 | 最確条件とした場合は、解析条件で設定している高温よりも低くなる可能性があるが、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイトによる圧力抑制効果は大きく、運転員等操作時間には与える影響は小さい。 |
| 燃料の容量 | | 約2.140kL | 通常運転時の燃料タンク容量+ガスタービン発電機燃料タンクの運用量を参考に設定 | 最確条件とした場合は、解析条件より格納容器の余裕は大きく、運転員等操作時間には与える影響は小さい。 | 最確条件とした場合は、解析条件で設定している高温よりも低くなる可能性があるが、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイトによる圧力抑制効果は大きく、運転員等操作時間には与える影響は小さい。 |

初期条件

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

| 項目 | 解析条件の不確かさ | | 条件設定の考え方 | 運転員等操作時間に与える影響 | 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 | | | | |
| 原子炉停止後の崩壊熱 | | ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度 約31.0kWh/1 (実測値) | 1.サイクルの運転期間(3ヶ月)に調査運転期間(約1ヶ月)を考慮し 最確条件を包絡できる条件として設定 | 最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の下下は緩和され、また、炉心融出後の燃料格納容器温度の上昇は緩和され、それに伴う炉心冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び炉心温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び炉心温度の上昇は格納容器スプレイ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小さい。 | 最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の下下は緩和され、また、炉心融出後の燃料格納容器温度の上昇は緩和され、それに伴う炉心冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び炉心温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び炉心温度の上昇は格納容器スプレイ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小さい。 | |
| 格納容器圧力 | | 5kPa [evac] | 約2.2kPa [evac] 約4.7kPa [range] (実測値) | 通常運転時の格納容器圧力を包絡する値として設定 | 最確条件とした場合は、解析条件で設定している圧力よりも小さくなるため、格納容器圧力が低めに推移することから、格納容器圧力の変動は小さく、運転員等操作時間には与える影響は小さい。 | 最確条件とした場合は、解析条件で設定している圧力よりも小さくなるため、格納容器圧力が低めに推移することから、格納容器圧力の変動は小さく、運転員等操作時間には与える影響は小さい。 |
| 格納容器空側温度 | | 57℃ | 通常運転時の格納容器空側温度(ドラライウェル内ガス冷却表面の設計温度)として設定 | 最確条件とした場合は、解析条件より格納容器の余裕は大きく、運転員等操作時間には与える影響は小さい。 | 最確条件とした場合は、解析条件で設定している圧力よりも小さくなるため、格納容器圧力が低めに推移することから、格納容器圧力の変動は小さく、運転員等操作時間には与える影響は小さい。 | |
| 格納容器体積 (ドラライウェル) | | 5.700m ³ | 設計値 | 最確条件とした場合は、解析条件より格納容器の余裕は大きく、運転員等操作時間には与える影響は小さい。 | 最確条件とした場合は、解析条件で設定している圧力よりも小さくなるため、格納容器圧力が低めに推移することから、格納容器圧力の変動は小さく、運転員等操作時間には与える影響は小さい。 | |
| 格納容器体積 (サブプレッジョン・チェンバール) | | 空間部：約4.058 m ³ 液相部：約4.092m ³ 約3.308m ³ 約3.342m ³ (実測値) | 設計値(通常運転時のサブプレッジョン・チェンバールの液相の下限値に基づき設定) | 最確条件とした場合は、解析条件より格納容器の余裕は大きく、運転員等操作時間には与える影響は小さい。 | 最確条件とした場合は、解析条件で設定している圧力よりも小さくなるため、格納容器圧力が低めに推移することから、格納容器圧力の変動は小さく、運転員等操作時間には与える影響は小さい。 | |
| サブプレッジョン・プール水位 | | 6.983m (通常運転範囲の下限値) | 通常運転時のサブプレッジョン・プール水位の下限値として設定 | 最確条件とした場合は、解析条件より格納容器の余裕は大きく、運転員等操作時間には与える影響は小さい。 | 最確条件とした場合は、解析条件で設定している圧力よりも小さくなるため、格納容器圧力が低めに推移することから、格納容器圧力の変動は小さく、運転員等操作時間には与える影響は小さい。 | |

初期条件

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
(崩壊熱除去機能が喪失した場合) (2/3)

| 項目 | 解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ | | 条件設定の考え方 | 運転員等操作時間に与える影響 | 評価項目となるパラメータに与える影響 |
|----------------------------|-------------------------------|---|--|--|--|
| | 解析条件 | 最確条件 | | | |
| 格納容器空側温度 (ドラライウェル) | 7.900℃ | 7.900℃ (設計値) | ドラライウェル内体積の設計値(内部機器及び配管の体積を考慮して設定) | 最確条件とした場合は、解析条件と同様であることから、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間には与える影響はない。 | 最確条件とした場合は、解析条件と同様であることから、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間には与える影響はない。 |
| 格納容器空側温度 (サブプレッジョン・チェンバール) | 3.43kPa (ドラライウェル・サブプレッジョン間差圧) | 空間部：4.700m ³ 液相部：2.800m ³ (設計値) | 通常運転時のサブプレッジョン・チェンバール水位を固定 | 最確条件とした場合は、解析条件より格納容器の余裕は大きく、運転員等操作時間には与える影響は小さい。 | 最確条件とした場合は、解析条件より格納容器の余裕は大きく、運転員等操作時間には与える影響は小さい。 |
| 真空破壊弁 | 3.43kPa (ドラライウェル・サブプレッジョン間差圧) | 3.43kPa (ドラライウェル・サブプレッジョン間差圧) (設計値) | 真空破壊弁の設定値 | 最確条件とした場合は、解析条件より格納容器の余裕は大きく、運転員等操作時間には与える影響は小さい。 | 最確条件とした場合は、解析条件より格納容器の余裕は大きく、運転員等操作時間には与える影響は小さい。 |
| サブプレッジョン・プール水位 | 3.6m (通常運転水位) | 約3.50m～約3.60m (実測値) | 通常運転時のサブプレッジョン・プール水位として設定 | 最確条件とした場合は、解析条件より格納容器の余裕は大きく、運転員等操作時間には与える影響は小さい。 | 最確条件とした場合は、解析条件より格納容器の余裕は大きく、運転員等操作時間には与える影響は小さい。 |
| サブプレッジョン・プール水温度 | | 35℃ | 通常運転時のサブプレッジョン・プール水温度の設定 | 最確条件とした場合は、解析条件より格納容器の余裕は大きく、運転員等操作時間には与える影響は小さい。 | 最確条件とした場合は、解析条件より格納容器の余裕は大きく、運転員等操作時間には与える影響は小さい。 |
| 格納容器圧力 | | 5.0kPa [range] | 通常運転時の格納容器圧力として設定 | 最確条件とした場合は、解析条件より格納容器の余裕は大きく、運転員等操作時間には与える影響は小さい。 | 最確条件とした場合は、解析条件より格納容器の余裕は大きく、運転員等操作時間には与える影響は小さい。 |
| 格納容器温度 | | 約45℃～約54℃ (実測値) | 通常運転時の格納容器温度として設定 | 最確条件とした場合は、解析条件より格納容器の余裕は大きく、運転員等操作時間には与える影響は小さい。 | 最確条件とした場合は、解析条件より格納容器の余裕は大きく、運転員等操作時間には与える影響は小さい。 |
| 燃料の容量 | | 1.180m ³ 以上 (合計貯蔵庫) | 発電所棟内に貯蔵している燃料の運用量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定 | 最確条件とした場合は、解析条件より格納容器の余裕は大きく、運転員等操作時間には与える影響は小さい。 | 最確条件とした場合は、解析条件より格納容器の余裕は大きく、運転員等操作時間には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 (崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)) (3/3)

| 項目 | 解析条件 (初期条件、事故条件及び確認条件) 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 |
|----------------|--|--|--|--|
| 起回事象 | 解析条件 給水流量の急減少 崩壊熱除去機能喪失 | 原子炉水位の低下の観点で厳しい事故設定 取水流量の異常により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定 | - | - |
| 安全機能の喪失に対する危険度 | 崩壊熱除去機能喪失 | 取水流量の異常により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定 | 安全機能の喪失により、蒸気発生機等の運転が継続し、炉内温度が上昇する可能性がある。運転員が異常を検知し、適切な対応を行う必要がある。 | 安全機能の喪失により、蒸気発生機等の運転が継続し、炉内温度が上昇する可能性がある。運転員が異常を検知し、適切な対応を行う必要がある。 |
| 外部電源 | 外部電源なし | 外部電源の喪失により、原子炉の冷却機能が低下する可能性がある。運転員が異常を検知し、適切な対応を行う必要がある。 | 外部電源の喪失により、原子炉の冷却機能が低下する可能性がある。運転員が異常を検知し、適切な対応を行う必要がある。 | 外部電源の喪失により、原子炉の冷却機能が低下する可能性がある。運転員が異常を検知し、適切な対応を行う必要がある。 |
| 原子炉システム | 原子炉システム 原子炉水位 原子炉圧力 原子炉温度 原子炉流量 原子炉流量 | 原子炉システム 原子炉水位 (1.0m) 以下 原子炉圧力 (1.0MPa) 以下 原子炉温度 (300℃) 以下 原子炉流量 (100t/h) 以下 原子炉流量 (100t/h) 以下 | 原子炉システムの異常により、原子炉の運転が継続し、炉内温度が上昇する可能性がある。運転員が異常を検知し、適切な対応を行う必要がある。 | 原子炉システムの異常により、原子炉の運転が継続し、炉内温度が上昇する可能性がある。運転員が異常を検知し、適切な対応を行う必要がある。 |
| 運転員 | 運転員 運転員 運転員 | 運転員が異常を検知し、適切な対応を行う必要がある。 | 運転員が異常を検知し、適切な対応を行う必要がある。 | 運転員が異常を検知し、適切な対応を行う必要がある。 |
| 事故条件 | 事故条件 事故条件 事故条件 | 事故条件が最確条件として設定されている。 | 事故条件が最確条件として設定されている。 | 事故条件が最確条件として設定されている。 |

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

| 項目 | 解析条件の不確かさ | | 条件設定の考え方 | 運転員等操作時間に与える影響 | 評価項目となるパラメータに与える影響 |
|-----------------|--|--|--|--|--|
| | 解析条件 | 最確条件 | | | |
| サブプレッジョン・プール水温度 | 約 15℃～約 32℃ (実績値) | 約 32℃ | 通常運転時のサブプレッジョン・プール水温度の上昇量として設定 | 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 |
| 真空破壊装置 | 作動圧: 3.45MPa (ドライウェル・ブレイク・チェンバール・チェンバール) | 約 3.45MPa | 真空破壊装置の作動圧を設定 | 真空破壊装置の作動圧を設定 | 真空破壊装置の作動圧を設定 |
| 外部水源の容量 | 約 8,600m ³ | 約 8,600m ³ | 西側淡水貯水設備及び代替水源の管理下容量を設定 | 西側淡水貯水設備及び代替水源の管理下容量を設定 | 西側淡水貯水設備及び代替水源の管理下容量を設定 |
| 燃料の容量 | 約 1,010t | 約 1,010t | 軽油貯蔵タンク及び可燃物貯蔵タンクの管理下容量を設定 | 軽油貯蔵タンク及び可燃物貯蔵タンクの管理下容量を設定 | 軽油貯蔵タンク及び可燃物貯蔵タンクの管理下容量を設定 |
| 起回事象 | 給水流量の急減少 | - | 原子炉水位低下の観点で厳しい事故設定 | - | - |
| 安全機能の喪失に対する危険度 | 崩壊熱除去機能喪失 | - | 取水流量の異常により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定 | 外部電源がある場合を含む条件設定として設定することから、外部電源ありを想定する場合でも、事故発生時に必要な容量を確保でき、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 | 外部電源がある場合を含む条件設定として設定することから、外部電源ありを想定する場合でも、事故発生時に必要な容量を確保でき、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 |
| 外部電源 | 外部電源なし | - | 外部電源の喪失により、原子炉の冷却機能が低下する可能性がある。運転員が異常を検知し、適切な対応を行う必要がある。 | 外部電源の喪失により、原子炉の冷却機能が低下する可能性がある。運転員が異常を検知し、適切な対応を行う必要がある。 | 外部電源の喪失により、原子炉の冷却機能が低下する可能性がある。運転員が異常を検知し、適切な対応を行う必要がある。 |
| 原子炉システム | 原子炉システム 原子炉水位 原子炉圧力 原子炉温度 原子炉流量 原子炉流量 | 原子炉システム 原子炉水位 (1.0m) 以下 原子炉圧力 (1.0MPa) 以下 原子炉温度 (300℃) 以下 原子炉流量 (100t/h) 以下 原子炉流量 (100t/h) 以下 | 原子炉システムの異常により、原子炉の運転が継続し、炉内温度が上昇する可能性がある。運転員が異常を検知し、適切な対応を行う必要がある。 | 原子炉システムの異常により、原子炉の運転が継続し、炉内温度が上昇する可能性がある。運転員が異常を検知し、適切な対応を行う必要がある。 | 原子炉システムの異常により、原子炉の運転が継続し、炉内温度が上昇する可能性がある。運転員が異常を検知し、適切な対応を行う必要がある。 |
| 事故条件 | 事故条件 事故条件 事故条件 | 事故条件 事故条件 事故条件 | 事故条件が最確条件として設定されている。 | 事故条件が最確条件として設定されている。 | 事故条件が最確条件として設定されている。 |

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)) (3/3)

| 項目 | 解析条件 (初期条件、事故条件及び確認条件) 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 |
|----------------|--|--|--|--|
| 起回事象 | 解析条件 給水流量の急減少 崩壊熱除去機能喪失 | 原子炉水位の低下の観点で厳しい事故設定 取水流量の異常により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定 | - | - |
| 安全機能の喪失に対する危険度 | 崩壊熱除去機能喪失 | 取水流量の異常により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定 | 安全機能の喪失により、蒸気発生機等の運転が継続し、炉内温度が上昇する可能性がある。運転員が異常を検知し、適切な対応を行う必要がある。 | 安全機能の喪失により、蒸気発生機等の運転が継続し、炉内温度が上昇する可能性がある。運転員が異常を検知し、適切な対応を行う必要がある。 |
| 外部電源 | 外部電源なし | 外部電源の喪失により、原子炉の冷却機能が低下する可能性がある。運転員が異常を検知し、適切な対応を行う必要がある。 | 外部電源の喪失により、原子炉の冷却機能が低下する可能性がある。運転員が異常を検知し、適切な対応を行う必要がある。 | 外部電源の喪失により、原子炉の冷却機能が低下する可能性がある。運転員が異常を検知し、適切な対応を行う必要がある。 |
| 原子炉システム | 原子炉システム 原子炉水位 原子炉圧力 原子炉温度 原子炉流量 原子炉流量 | 原子炉システム 原子炉水位 (1.0m) 以下 原子炉圧力 (1.0MPa) 以下 原子炉温度 (300℃) 以下 原子炉流量 (100t/h) 以下 原子炉流量 (100t/h) 以下 | 原子炉システムの異常により、原子炉の運転が継続し、炉内温度が上昇する可能性がある。運転員が異常を検知し、適切な対応を行う必要がある。 | 原子炉システムの異常により、原子炉の運転が継続し、炉内温度が上昇する可能性がある。運転員が異常を検知し、適切な対応を行う必要がある。 |
| 事故条件 | 事故条件 事故条件 事故条件 | 事故条件 事故条件 事故条件 | 事故条件が最確条件として設定されている。 | 事故条件が最確条件として設定されている。 |

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 (4/5)

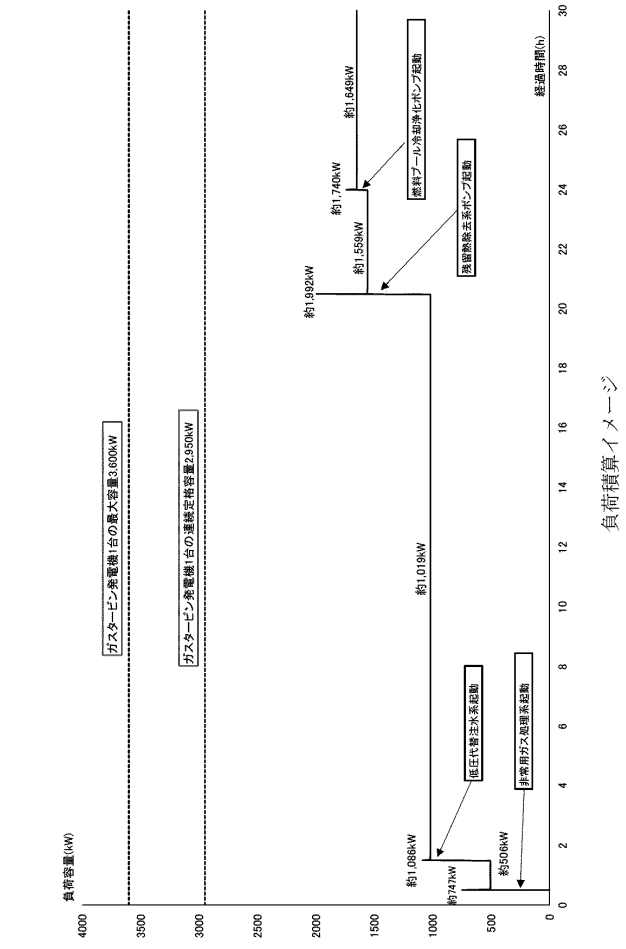
| 項目 | 解析条件の不確かさ | | 条件設定の考え方 | 運転員等操作時間に与える影響 | 評価項目となるパラメータに与える影響 |
|-----------------|--|--|---|---------------------------------|---|
| | 解析条件 | 最確条件 | | | |
| 原子炉スクラム信号 | 原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間 1.05 秒) | 原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間 1.05 秒) | 安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定 | 解析条件と最確条件は同様であることから、事故進展に影響はない。 | 解析条件と最確条件は同様であることから、事故進展に影響はない。評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |
| 速がし安全弁 | (原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79MPa[gage] ~ 8.31MPa[gage] (1個当たり) 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 7.79MPa[gage] ~ 8.31MPa[gage] (1個当たり) 385.2t/h (1個当たり) ~ 410.6t/h (1個当たり) | 速がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定 | 解析条件と最確条件と同等であることから、事故進展に影響はない。 | 解析条件と最確条件と同等であることから、事故進展に影響はない。評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |
| | (原子炉手動減圧操作時) 速がし安全弁 (自動減圧機能) 7割を開放することによる原子炉減圧 | (原子炉手動減圧操作時) 速がし安全弁 (自動減圧機能) 7割を開放することによる原子炉減圧 | 速がし安全弁の設計値に基づき原子炉減圧と蒸気流量の関係から設定 | 解析条件と最確条件と同等であることから、事故進展に影響はない。 | 解析条件と最確条件と同等であることから、事故進展に影響はない。評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |
| 原子炉隔離時冷却系 | 原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 (7.86MPa[gage] ~ 1.04MPa[gage] において注水) | 原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 (7.86MPa[gage] ~ 1.04MPa[gage] において注水) | 設計値を適用 原子炉隔離時冷却系は、タービン回転起動により原子炉圧力に依存する一定の流量にて注水する設計となっている | 解析条件と最確条件は同様であることから、事故進展に影響はない。 | 解析条件と最確条件は同様であることから、事故進展に影響はない。評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |
| 重大事故対策に關連する機器条件 | | | | | |

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

| 項目 | 解析条件の不確かさ | | 条件設定の考え方 | 運転員等操作時間に与える影響 | 評価項目となるパラメータに与える影響 |
|--|--|--|---|--|--|
| | 解析条件 | 最確条件 | | | |
| 低圧(代替)注水系 (常設) | (原子炉注水甲巻時) (2台) ・注水流速: $0\text{m}^3/\text{h} \sim 378\text{m}^3/\text{h}$ ・注水圧力: 0MPa[dif]~ 2.38MPa[dif] | (原子炉注水甲巻時) (2台) ・注水流速: $0\text{m}^3/\text{h} \sim 378\text{m}^3/\text{h}$ ・注水圧力: 0MPa[dif]~ 2.38MPa[dif] | 設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 | 実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復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。 | 実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 |
| 残留熱除去系 (即注注水系) | $1.695\text{m}^3/\text{h}$ (0.14MPa [dif]において) (最大 $1.676\text{m}^3/\text{h}$ (1系) 相当なり) | $1.695\text{m}^3/\text{h}$ (0.14MPa [dif]において) (最大 $1.676\text{m}^3/\text{h}$ (1系) 相当なり) | 設計値として設定 | 実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復が早くなるが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。 | 実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 |
| 残留熱除去系(後納容器スプレイ冷却系) 残留熱除去系(予プレッション・プールの付帯系) | ・ $1.695\text{m}^3/\text{h}$ にて格納容器内にスプレイ ・伝熱容量は、熱交換器1基当たり約24MW (サブプレッション・プール水温度 100°C 、海水温度 32°C において) | ・ $1.695\text{m}^3/\text{h}$ にて格納容器内にスプレイ ・伝熱容量は、熱交換器1基当たり約24MW (サブプレッション・プール水温度 100°C 、海水温度 32°C において) | 残留熱除去系の設計値として設定 伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき、蒸気の凝縮を包含する高めの海水温度を設定 | 実際の注水量及び伝熱容量は、解析条件と最確条件と同等であることから、事故進展に影響はない。 | 実際の注水量及び伝熱容量は、解析条件と最確条件と同等であることから、事故進展に影響はない。 |
| 緊急用海水系 | 約24MW (サブプレッション・プール水温度 100°C 、海水温度 32°C において) | 約24MW (サブプレッション・プール水温度 100°C 、海水温度 32°C において) | 熱交換器の設計性能に基づき、残留熱除去系の除熱性能を概しくする高めの海水温度を設定 | 解析条件と最確条件と同等であることから、事故進展に影響はない。 | 解析条件と最確条件と同等であることから、事故進展に影響はない。 |
| 重大事故対策に 関連する機器 条件 | | | | | |

常設代替交流電源設備の負荷（崩壊熱除去機能が喪失した場合）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)



| 6号炉 | |
|----------------------|---------------|
| 直流125V充電器盤A | 約94kW |
| 直流125V充電器盤A-2 | 約56kW |
| AM用直流125V充電器盤 | 約41kW |
| 直流125V充電器盤B | 約98kW |
| 交流120V中央制御室計測用分電盤A,B | 約12kW |
| 非常用照明 | 約100kW |
| 中央制御室可搬型陽圧化空調機 | 3kW |
| 復水移送ポンプ | 55kW |
| 復水移送ポンプ | 55kW |
| 残留熱除去系ポンプ(起動時) | 540kW (973kW) |
| 燃料プール冷却浄化ポンプ(起動時) | 90kW (181kW) |
| 非常用ガス処理系排風機等* | 約37kW |
| その他必要な設備 | 約103kW |
| その他不要な設備 | 約366kW |
| 合計(連続最大容量) | 約1649kW |
| (最大容量) | (約1992kW) |

*非常用ガス処理系湿分除去装置、及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。

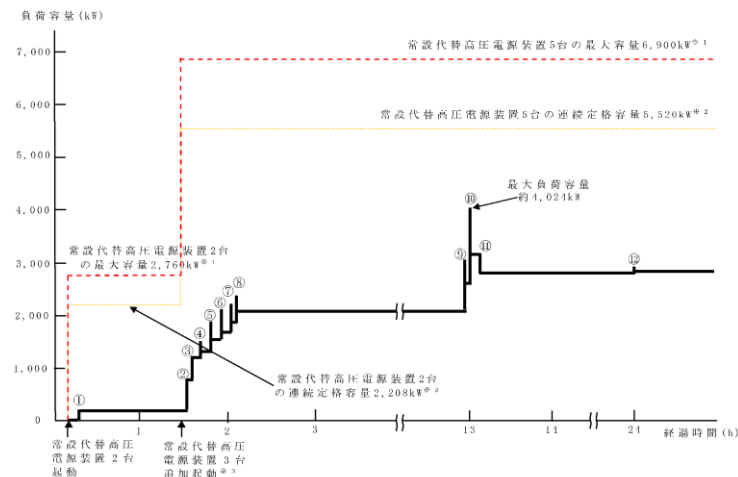
東海第二発電所 (2018.9.12版)

添付資料2.4.1.6

常設代替交流電源設備の負荷
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))

主要負荷リスト 【電源設備:常設代替高圧電源装置】

| 起動順序 | 主要機器名称 | 負荷容量 (kW) | 負荷起動時の最大負荷容量 (kW) | 定常時の連続最大負荷容量 (kW) |
|------|---|------------------------------------|-------------------|-------------------|
| ① | 緊急用自動起動設備 ・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 | 非常用母線2C自動起動設備 ・直流125V充電器A ・非常用照明* ・120/240V計装用主母線装2A ・その他必要な負荷 ・その他不要な負荷** | 約79 約108 約134 約14 約234 | 約799 | 約786 |
| ③ | 非常用母線2D自動起動設備 ・直流125V充電器B ・非常用照明* ・120/240V計装用主母線装2B ・その他必要な負荷 ・その他不要な負荷** | 約60 約86 約134 約135 | 約1,206 | 約1,201 |
| ④ | 非常用ガス再循環系排風機 ・非常用ガス処理系排風機 ・その他必要な負荷 ・停止負荷 | 約55 約8 約95 約52 | 約1,495 | 約1,307 |
| ⑤ | 中央制御室換気系空調機ファン ・中央制御室換気系フィルタ系ファン ・その他必要な負荷 | 約45 約8 約183 | 約1,884 | 約1,543 |
| ⑥ | 非常用排気ファン ・その他必要な負荷 | 約8 約154 | 約2,097 | 約1,705 |
| ⑦ | 常設代替注水系ポンプ | 約190 | 約2,190 | 約1,895 |
| ⑧ | 常設低圧代替注水系ポンプ | 約190 | 約2,380 | 約2,085 |
| ⑨ | 緊急用海水ポンプ ・その他必要な負荷 | 約510 約4 | 約3,067 | 約2,599 |
| ⑩ | 残留熱除去系ポンプ ・その他必要な負荷 | 約584 約3 | 約4,024 | 約3,186 |
| ⑪ | 停止負荷 | 約380 | — | 約2,806 |
| ⑫ | 燃料プール冷却系ポンプ | 約30 | 約2,915 | 約2,836 |



※1 常設代替高圧電源装置の出力運転時の容量(1,380kW)運転台数=最大容量
 ※2 常設代替高圧電源装置の出力運転時の容量(1,380kW)運転台数=連続定格容量
 ※3 非常用母線2C自動起動設備の容量(1,206kW)運転台数=最大容量
 ※4 非常用母線2D自動起動設備の容量(1,201kW)運転台数=最大容量
 ※5 非常用ガス再循環系排風機の容量(1,495kW)運転台数=最大容量
 ※6 非常用ガス処理系排風機の容量(1,307kW)運転台数=最大容量
 ※7 中央制御室換気系空調機ファンの容量(1,543kW)運転台数=最大容量
 ※8 非常用排気ファンの容量(2,097kW)運転台数=最大容量
 ※9 常設代替注水系ポンプの容量(2,190kW)運転台数=最大容量
 ※10 常設低圧代替注水系ポンプの容量(2,380kW)運転台数=最大容量
 ※11 緊急用海水ポンプの容量(3,067kW)運転台数=最大容量
 ※12 残留熱除去系ポンプの容量(4,024kW)運転台数=最大容量
 ※13 停止負荷の容量(2,806kW)運転台数=最大容量
 ※14 燃料プール冷却系ポンプの容量(2,915kW)運転台数=最大容量

島根原子力発電所 2号炉

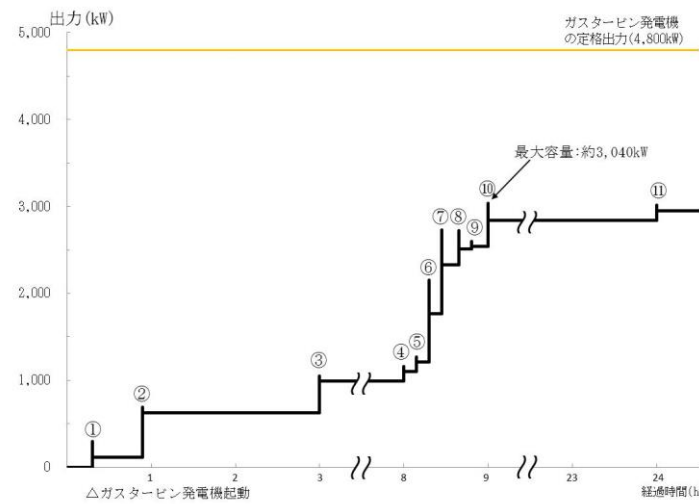
添付資料2.4.1.4

常設代替交流電源設備の負荷
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))

主要負荷リスト

電源設備:ガスタービン発電機 定格出力:4,800kW

| 起動順序 | 主要機器 | 負荷容量 (kW) | 負荷起動時の最大負荷容量 (kW) | 定常時の最大負荷容量 (kW) |
|------|---|-----------|-------------------|-----------------|
| ① | ガスタービン発電機付帯設備 | 約111 | 約300 | 約111 |
| ② | 充電器, 非常用照明, 非常用ガス処理系他(D系高圧母線受電時の自動投入負荷) | 約518 | 約695 | 約629 |
| ③ | 充電器, 非常用照明, 非常用ガス処理系他(C系高圧母線受電時の自動投入負荷) | 約359 | 約1,050 | 約988 |
| ④ | A-淡水ポンプ(移動式代替熱交換設備) | 約110 | 約1,158 | 約1,098 |
| ⑤ | B-淡水ポンプ(移動式代替熱交換設備) | 約110 | 約1,268 | 約1,208 |
| ⑥ | C-残留熱除去ポンプ | 約560 | 約2,151 | 約1,768 |
| ⑦ | B-残留熱除去ポンプ | 約560 | 約2,732 | 約2,328 |
| ⑧ | B-中央制御室送風機 | 約180 | 約2,723 | 約2,508 |
| ⑨ | B-中央制御室非常用再循環送風機 | 約30 | 約2,600 | 約2,538 |
| ⑩ | B-中央制御室冷凍機 | 約300 | 約3,040 | 約2,838 |
| ⑪ | B-燃料プール冷却水ポンプ | 約110 | 約3,013 | 約2,948 |



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

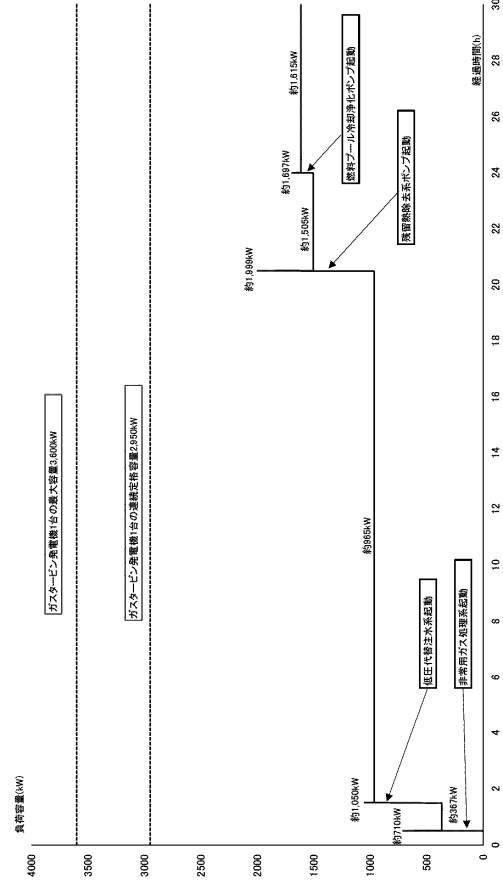
備考

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

常設代替交流電源設備の負荷（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）

<7号炉>

| | 7号炉 |
|----------------------|----------------------|
| 直流125V充電器盤A | 約94kW |
| 直流125V充電器盤A-2 | 約56kW |
| AM用直流125V充電器盤 | 約41kW |
| 直流125V充電器盤B | 約98kW |
| 交流120V中央制御室計測用分電盤A,B | 約6kW |
| 非常用照明 | 約100kW |
| 中央制御室可搬型扇圧化空調機 | 3kW |
| 復水移送ポンプ | 55kW |
| 復水移送ポンプ | 55kW |
| 残留熱除去系ポンプ(起動時) | 540kW (1034kW) |
| 燃料プール冷却浄化ポンプ(起動時) | 110kW (192kW) |
| 非常用ガス処理系排風機等* | 約20kW |
| その他必要な設備 | 約116kW |
| その他不要な設備 | 約321kW |
| 合計(連続最大容量) (最大容量) | 約1615kW (約1999kW) |



負荷積算イメージ

※非常用ガス処理系扇圧化装置、及び非常用ガス処理系フィルタ装置を含む。

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

| 柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|---|--|---|
| <p>2.4.2 残留熱除去系が故障した場合</p> <p>2.4.2.1 事故シーケンスグループの特徴, 炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」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「過渡事象+崩壊熱除去失敗」, ②「過渡事象+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗」, ③「通常停止+崩壊熱除去失敗」, ④「通常停止+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑤「サポート系喪失+崩壊熱除去失敗」, ⑥「サポート系喪失+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑦「小破断 LOCA+崩壊熱除去失敗」, ⑧「中破断 LOCA+RHR 失敗」及び⑨「大破断 LOCA+RHR 失敗」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>2.4.2 残留熱除去系が故障した場合</p> <p>2.4.2.1 事故シーケンスグループの特徴, 炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」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「過渡事象+RHR失敗」, ②「過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗」, ③「外部電源喪失+DG失敗 (HPCS成功)」, ④「外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS成功)」, ⑤「外部電源喪失+直流電源喪失 (HPCS成功)」, ⑥「手動停止/サポート系喪失 (手動停止)+RHR失敗」, ⑦「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+RHR失敗」, ⑧「サポート系喪失 (自動停止)+RHR失敗」, ⑨「サポート系喪失 (自動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗」, ⑩「サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失)+DG失敗 (HPCS成功)」, ⑪「サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失)+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS成功)」, ⑫「小破断 LOCA+RHR失敗」, ⑬「中破断 LOCA+RHR失敗」及び⑭「大破断 LOCA+RHR失敗」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>本事故シーケンスグループは, LOCAを起因事象とする事故シーケンスも含め炉心冷却に成功する。中長期的な格納</p> | <p>2.4.2 残留熱除去系が故障した場合</p> <p>2.4.2.1 事故シーケンスグループの特徴, 炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」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「過渡事象+崩壊熱除去失敗」, ②「過渡事象+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」, ③「過渡事象+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+崩壊熱除去失敗」, ④「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+崩壊熱除去失敗」, ⑤「手動停止+崩壊熱除去失敗」, ⑥「手動停止+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑦「手動停止+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑧「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+崩壊熱除去失敗」, ⑨「サポート系喪失+崩壊熱除去失敗」, ⑩「サポート系喪失+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑪「サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑫「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+崩壊熱除去失敗」, ⑬「冷却材喪失 (小破断 LOCA) +崩壊熱除去失敗」, ⑭「冷却材喪失 (小破断 LOCA) +高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑮「冷却材喪失 (中破断 LOCA) +崩壊熱除去失敗」, ⑯「冷却材喪失 (中破断 LOCA) +高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑰「冷却材喪失 (大破断 LOCA) +崩壊熱除去失敗」, ⑱「冷却材喪失 (大破断 LOCA) +高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」, ⑲「外部電源喪失+交流電源 (DG-A, B) 失敗」, ⑳「外部電源喪失+交流電源 (DG-A, B) 失敗+圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗」及び㉑「外部電源喪失+直流電源 (区分1, 2) 失敗」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>備考</p> <p>・記載方針の相違 【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>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、残留熱除去系が故障したことによって最終的に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、残留熱除去系の有する炉心冷却及び原子炉格納容器除熱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>したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、<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><u>容器圧力及び雰囲気温度上昇の観点では、崩壊熱が支配要因となることからLOCAも過渡事象も同等となり、崩壊熱除去機能喪失に対する重大事故等対策に違いはない。また、LOCA時注水機能喪失及び雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）にて、LOCAに加えて崩壊熱除去機能が喪失した場合の重大事故等対策の有効性を確認している。以上を踏まえ、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</u></p> <p>本事故シーケンスグループは、残留熱除去系が故障したことによって最終的に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、残留熱除去系の有する炉心冷却及び格納容器除熱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>したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、<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、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。</p> | <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、残留熱除去系が故障したことによって最終的に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、残留熱除去系の有する炉心冷却及び原子炉格納容器除熱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>したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系及び低圧原子炉代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、<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>島根2号炉は、LOCAを起因とし崩壊熱除去に失敗するシーケンスが抽出され、その対策の有効性は「LOCA時注水機能喪失」及び「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」にて、LOCAに崩壊熱除去機能喪失を重畳させることで確認している。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</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 （以降、同様な相違については記載省略）</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>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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、初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系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>高圧炉心注水系</u>による炉心冷却を継続する。</p> <p>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2.4.2.1図から第2.4.2.3図に、手順の概要を第2.4.2.4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2.4.2.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、<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</u>である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1名（6号及び7号炉兼任）、当直副長2名、運転操作対応を行う運転員8名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名、<u>緊急時対策要員（現場）は8名</u>である。</p> <p>また、<u>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</u>である。必要な要員と作業項目について第2.4.2.5図に示す。</p> | <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>高圧炉心スプレイ系、低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、<u>逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>を開維持することで、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による炉心冷却を継続する。</p> <p>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却系（常設）</u>による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2.4.2-1図に、手順の概要を第2.4.2-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.4.2-1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、<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</u>である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、<u>当直発電長1名、当直副発電長1名及び運転操作対応を行うための当直運転員4名</u>である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は<u>4名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員は8名</u>である。</p> <p>また、<u>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</u>である。必要な要員と作業項目について第2.4.2-3図に示す。</p> | <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁</u>による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、<u>自動減圧機能付き逃がし安全弁</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。</p> <p>また、<u>原子炉格納容器</u>の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として<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手段</u>、<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2.4.2.1-1(1)図から第2.4.2.1-1(3)図に、手順の概要を第2.4.2.1-2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2.4.2.1-1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、重大事故等対策に必要な要員は、<u>緊急時対策要員28名</u>である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、<u>当直長1名、当直副長1名、運転操作対応を行う運転員3名</u>である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は<u>5名、復旧班要員は18名</u>である。</p> <p>必要な要員と作業項目について第2.4.2.1-3図に示す。</p> | <p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。 ・運用及び体制の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。 ・運用及び設備設計の相違 【柏崎6/7，東海第二】 プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお、これら要員28名は夜 |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版) | 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、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>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</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>b. 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水 原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、<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し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</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、</u>運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域計装</u>である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、<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し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</p> | <p>間・休日を含め発電所に常駐している要員である。</p> <p>・体制の相違 【柏崎6/7，東海第二】 運用及び設備の相違に伴う、必要要員数の相違。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、SA事象を鑑みて、外部電源の喪失を仮定している。</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、中性子源領域計装（SRM）及び中間領域計装（IRM）、柏崎6/7，東海第二は起動領域計装（SRNM）を採用している。柏崎6/7，東海第二は、運転時挿入されているSRNMにより確認が可能な設備として、等を記載しているが、島根2号炉は、SRM及びIRMが運転時引き抜きのため、平均出力領域計装（APRM）により確認することとしている。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子</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>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位及び原子炉隔離時冷却系系統流量等</u>である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>c. 残留熱除去系機能喪失確認</p> <p>原子炉隔離時冷却系運転により、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温</u>が上昇するため、<u>残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード</u>を起動するが、<u>残留熱除去系の故障によりサブプレッション・プール冷却は失敗する。</u></p> <p>残留熱除去系の故障を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去系ポンプ吐出圧力等</u>である。</p> <p>d. 逃がし安全弁による原子炉減圧</p> <p><u>運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故により、主復水器による原子炉減圧ができないため、中央制御室からの遠隔操作によって主蒸気隔離弁を手動で全閉し、かつ、逃がし安全弁を手動開操作し原子炉を減圧する。</u></p> | <p>原子炉隔離時冷却系及び<u>高圧炉心スプレイ系</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（広帯域）、<u>原子炉隔離時冷却系系統流量等</u>である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（<u>レベル3</u>）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>c. 残留熱除去系機能喪失確認</p> <p>原子炉隔離時冷却系運転により、サブプレッション・プール水温度が上昇するため、<u>残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u>を起動するが、<u>残留熱除去系の故障によりサブプレッション・プール冷却は失敗する。</u></p> <p>残留熱除去系の故障を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去系ポンプ吐出圧力等</u>である。</p> <p>d. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p><u>残留熱除去系機能喪失を確認後、低圧代替注水系（常設）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常設低圧代替注水系ポンプ2台を起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入弁）が開動作可能であることを確認する。</u></p> <p><u>サブプレッション・プール熱容量制限により、中央制御室からの遠隔操作によって低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）7個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。また、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が停止したことを確認する。</u></p> | <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位（広帯域）、原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量等</u>である。</p> <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（<u>レベル2</u>）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>c. 残留熱除去系機能喪失確認</p> <p>原子炉隔離時冷却系運転により、<u>サブプレッション・プール水温度</u>が上昇するため、<u>残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）</u>を起動するが、<u>残留熱除去系の故障によりサブプレッション・プール冷却は失敗する。</u></p> <p>残留熱除去系の故障を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去系ポンプ出口流量等</u>である。</p> <p>d. 逃がし安全弁による原子炉減圧</p> <p><u>低圧原子炉代替注水系（常設）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常設代替交流電源設備を起動しSA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。また、原子炉注水に必要な電動弁（A-RHR注水弁及びFLSR注水隔離弁）が開動作可能であることを確認する。</u></p> <p><u>原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサブプレッション・プール水温度 100℃で、中央制御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁6個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。</u></p> | <p>炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。なお、高圧炉心スプレイ系が自動起動する水位（レベル1H）まで低下しない。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 解析における水位制御の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 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給し起動操作を実施する。</p> <p>・設備設計及び運用の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生8時間後</p> |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|---|---|---|
| <p>原子炉減圧を確認するために必要な計測設備は、原子炉圧力である。</p> <p>e. <u>高圧炉心注水系による原子炉注水</u> <u>原子炉圧力が低下するため、原子炉隔離時冷却系系統流量が低下し原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系が自動起動し、原子炉水位は回復する。</u> <u>高圧炉心注水系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、高圧炉心注水系系統流量等である。</u> <u>原子炉水位回復確認後、原子炉隔離時冷却系は停止する。</u></p> <p>f. <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却</u> 崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び</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>※ 本事故シナリオでは、低圧で注水可能な系統として、高圧炉心スプレイ系、<u>低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）C系</u>に期待することも可能であるが、原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で、注水流量の小さい<u>低圧代替注水系（常設）</u>に期待した評価としている。</p> <p>e. <u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水</u> 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>低圧代替注水系（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。 <u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）等である。</u></p> <p>f. <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</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</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）、原子炉圧力、サプレッション・プール水温度（SA）</u>である。</p> <p>※ 本事故シナリオでは、低圧で注水可能な系統として、高圧炉心スプレイ系、<u>低圧炉心スプレイ系又はC-残留熱除去系（低圧注水モード）</u>に期待することも可能であるが、原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で、注水流量の小さい<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>に期待した評価としている。</p> <p>e. <u>低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水</u> 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>低圧原子炉代替注水系（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。 <u>低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、代替注水流量（常設）等である。</u> <u>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。</u></p> <p>f. <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</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</p> | <p>以降は低圧原子炉代替注水系（常設）を用いて注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> 解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、手順上の弁数を設定。 運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系の機能維持不可を判断するため、サプレッション・プール水温度を監視。 解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。 解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。 運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、原子炉注 |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) | 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>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>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、<u>格納容器内圧力、復水補給水系流量(RHR B系代替注水流量)</u> 等である。</p> <p>g. <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>原子炉格納容器二次隔離弁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。</u></p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による原子炉格納容器冷却を継続しても、<u>格納容器圧力が 0.31MPa[gage]</u> に</p> | <p>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>低圧代替注水系(常設)</u> による原子炉注水を継続する。</p> <p>なお、<u>低圧代替注水系(常設)</u> による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却は、<u>常設低圧代替注水系ポンプ 2台</u>により同時に実施可能な設計としている。</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、<u>ドライウェル圧力、サプレッション・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>g. <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>サプレッション・プール水位が、<u>通常水位+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。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</p> | <p>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><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>g. <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 <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の準備として、<u>NGC非常用ガス処理入口隔離弁</u>を中央制御室からの遠隔操作により開する。</p> <p>サプレッション・プール水位が、<u>通常水位+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 <u>原子炉格納容器冷却</u>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 <u>原子炉格納容</u></p> | <p>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相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、電源がある場合、中央制御室で操作可能である。</p> <p>・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。</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> <p>・運用の相違</p> |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|--|--|--|
| <p>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<u>中間開操作</u>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>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<u>格納容器圧力逃がし装置等</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・チェンバ・プール水位</u>である。</p> <p>以降、炉心冷却は、<u>高圧炉心注水系</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>2.4.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(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）</u>を起因事象とし、<u>逃がし安全弁再閉失敗</u>を含まず高圧状態が継続される「<u>過渡事象（給水流量の全喪失）+崩壊熱除去失敗</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</p> | <p>からの遠隔操作によって<u>全開操作</u>することで、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による<u>格納容器除熱</u>を実施する。</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<u>格納容器圧力逃がし装置等</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</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</u>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>2.4.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(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）</u>を起因事象とし、<u>逃がし安全弁再閉失敗</u>を含まず高圧状態が継続される「<u>過渡事象（給水流量の全喪失）+RHR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</p> | <p><u>器冷却の停止後</u>、<u>NGC N2 トーラス出口隔離弁</u>を中央制御室からの遠隔操作によって<u>開操作</u>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実施する。</p> <p>格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、<u>ドライウエル圧力（SA）</u>等である。</p> <p>格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱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（ドライウエル）</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</u>は、<u>格納容器フィルタベント系</u>により継続的に行う。</p> <p>2.4.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(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）</u>を起因事象とし、<u>逃がし安全弁再閉失敗</u>を含まず高圧状態が継続される「<u>過渡事象（給水流量の全喪失）+崩壊熱除去失敗</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</p> | <p>【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>島根2号炉は、<u>格納容器代替スプレイ停止基準（サプレッション・プール水位通常水位+約1.3m）</u>到達により<u>格納容器代替スプレイ</u>を停止後、<u>格納容器ベント</u>を実施する運用としている。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</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>料被覆管変形, 沸騰・ボイド率変化, 気液分離 (水位変化)・対向流, 三次元効果, 原子炉压力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化, 気液分離 (水位変化)・対向流, 冷却材放出 (臨界流・差圧流), ECCS 注水 (給水系・代替注水設備含む) 並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動, 構造材との熱伝達及び内部熱伝導, 気液界面の熱伝達, スプレイ冷却, 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 により原子炉圧力, 原子炉水位, 燃料被覆管温度, 格納容器圧力, 格納容器温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また, 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として, 本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.4.2.2 表に示す。また, 主要な解析条件について, 本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として, 給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は以下の観点により使用できるものと仮定する。</p> <p>a) 事象の進展に対する影響</p> <p>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ため, 事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。</p> | <p>料被覆管変形, 沸騰・ボイド率変化, 気液分離 (水位変化)・対向流及び三次元効果, 原子炉压力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化, 気液分離 (水位変化)・対向流, 冷却材放出 (臨界流・差圧流) 及び ECCS 注水 (給水系・代替注水設備含む) 並びに格納容器における格納容器各領域間の流動, 構造材との熱伝達及び内部熱伝導, 気液界面の熱伝達, 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, 格納容器圧力, 格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また, 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として, 本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.4.2-2 表に示す。また, 主要な解析条件について, 本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として, 給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は以下の観点により使用できるものと仮定する。</p> <p>a) 事象の進展に対する影響</p> <p>外部電源がある場合, 事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップしないことにより, 原子炉水位低 (レベル 3) による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され, 原子炉水位の低下が早いため, 事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。</p> | <p>料被覆管変形, 沸騰・ボイド率変化, 気液分離 (水位変化)・対向流, 三次元効果, 原子炉压力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化, 気液分離 (水位変化)・対向流, 冷却材放出 (臨界流・差圧流), ECCS 注水 (給水系・代替注水設備含む) 並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動, 構造材との熱伝達及び内部熱伝導, 気液界面の熱伝達, 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, シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力, 原子炉水位, 燃料被覆管温度, 格納容器圧力, 格納容器温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また, 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として, 本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.4.2.2-1 表に示す。また, 主要な解析条件について, 本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として, 給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。</p> <p>a) 事象の進展に対する影響</p> <p>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ため, 事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。</p> | <p>備考</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, 重大事故等対策に対する影響が大きい外部電源なしを設定。</p> |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|---|---|--|
| <p><u>しかし、本評価では、初期の炉心冠水維持は原子炉隔離時冷却系にて行い、その後高圧炉心注水系による注水に移行し、炉心冷却が継続されることから、外部電源の有無の影響は小さい。</u></p> <p>b) 重大事故等対策に対する影響 本解析においては、残留熱除去系の喪失を仮定しており、非常用交流電源設備は使用可能であることから、<u>外部電源の有無によって、常設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が必要となることはない。</u></p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。 (b) <u>代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能</u> <u>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) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル2）で自動起動し、<u>182m³/h (8.12~1.03MPa[dif]において)</u>の流量で注水するものとする。</p> <p>(d) <u>高圧炉心注水系</u> <u>高圧炉心注水系が原子炉水位低（レベル1.5）で自動起動し、727m³/h (0.69MPa[dif]において)の流量で注水するものとする。</u></p> | <p><u>しかし、本評価では、初期の炉心冠水維持は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系にて行い、その後低圧代替注水系（常設）による注水に移行し、炉心冷却が継続されることから、外部電源の有無の影響は小さい。</u></p> <p>b) 重大事故等対策に対する影響 <u>外部電源喪失時には、低圧代替注水系（常設）の起動前に常設代替交流電源設備の起動が必要となるが、運転員等操作においては、外部電源喪失についても考慮することで、外部電源がない場合を包含する評価となる。</u></p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件 (a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。 (b) <u>ATWS緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）</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) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が<u>原子炉水位異常低下（レベル2）</u>で自動起動し、<u>136.7m³/h (7.86MPa [gage] ~1.04MPa [gage] において)</u>の流量で注水するものとする。</p> <p>(d) <u>高圧炉心スプレイ系</u> <u>高圧炉心スプレイ系が原子炉水位異常低下（レベル2）で自動起動し、1,419m³/h (1.38MPa [dif] において)（最大1,419m³/h）の流量で注水するものとする。</u></p> | <p><u>このため、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、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) 重大事故等対策に対する影響 本解析においては、残留熱除去系の喪失を仮定しており、非常用交流電源設備は使用可能であるが、<u>外部電源がない場合には低圧原子炉代替注水系（常設）の起動前に常設代替交流電源設備の起動が必要となることから、要員、資源等の観点で厳しくなる。</u></p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件 (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) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が<u>原子炉水位低（レベル2）</u>で自動起動し、<u>91m³/h (8.21~0.74MPa[dif]において)</u>の流量で注水するものとする。</p> | <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、事象を厳しくする観点から、再循環ポンプは原子炉水位低（レベル2）でトリップするものとしている。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、低圧原子炉代替注水系（常設）の起動に常設代替交流電源設備が必要となる。</p> <p>・記載方針の相違 【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>・設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない</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>(e) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁 (1 個) を使用するものとし、容量として、1 個あたり定格主蒸気流量の約 5% を処理するものとする。</p> <p>(f) 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 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、<u>140m³/h</u>にて原子炉格納容器内にスプレイする。</p> <p>(g) 格納容器圧力逃がし装置等 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</p> | <p>(e) 逃がし安全弁 逃がし安全弁 (安全弁機能)にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には逃がし安全弁 (自動減圧機能) (7 個) を使用するものとし、容量として、1 個あたり定格主蒸気流量の約 6% を処理するものとする。</p> <p>(f) 低圧代替注水系 (常設) 逃がし安全弁 (自動減圧機能)による原子炉減圧後に、<u>最大 378m³/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。<u>また、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は、230m³/h</u>にて原子炉へ注水する。</p> <p>(g) 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 格納容器圧力及び雰囲気温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、<u>130m³/h</u>にて格納容器内にスプレイする。</p> <p>(h) 格納容器圧力逃がし装置等 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、</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。また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁 (6 個) を使用するものとし、容量として、1 個あたり定格主蒸気流量の約 8% を処理するものとする。</p> <p>(d) 低圧原子炉代替注水系 (常設) 自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧後に <u>200m³/h (原子炉圧力1.00MPa[gage]において)</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>(e) 格納容器代替スプレイ系 (可搬型) 格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、<u>120m³/h</u>にて原子炉格納容器内にスプレイする。</p> <p>(f) 格納容器フィルタベント系 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>9.8 kg/s</u> に対して、</p> | <p>想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系 (常設) による注水を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、手順上の弁数を設定。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 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。 <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・設備設計の相違 |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|---|--|--|
| <p>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}）にて原子炉格納容器除熱を実施する。</u></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 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>逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、サブプレッジョン・チェンバ・プール水温が49℃に到達した場合に実施する。</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><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 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>逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、サブプレッジョン・プール水温度が65℃に到達した場合に実施する。</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><u>格納容器隔離弁を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 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>逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、事象発生8時間後から開始し、減圧後に低圧原子炉代替注水系（常設）により原子炉注水を開始するものとする。なお、低圧原子炉代替注水ポンプ等は常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。</u></p> <p>(b) <u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が384kPa[gage]に到達した場合に実施する。</u></p> | <p>【柏崎6/7，東海第二】 ・運用の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、格納容器隔離弁を全開操作することにより格納容器ベントを実施。</p> <p>・設備設計及び運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生8時間後以降は低圧原子炉代替注水系（常設）を用いて注水を実施。</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> |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) | 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、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>(c) <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 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2.4.2.6図から第2.4.2.11図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.4.2.12図から第2.4.2.14図に、格納容器圧力、格納容器温度、<u>サプレッション・チェンバ・プール水位</u>及び水温の推移を第2.4.2.15図から第2.4.2.18図に示す。</p> <p>※2 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</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>(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 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2.4.2-4図から第2.4.2-9図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.4.2-10図から第2.4.2-12図に、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度、サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.4.2-13図から第2.4.2-16図に示す。</p> <p>※ シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位(広帯域)の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位(広帯域)、原子炉水位(狭帯域)の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。</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に到達した場合に停止する。</u></p> <p>(c) <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>サプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m到達から10分後</u>に実施する。</p> <p>(3) 有効性評価の結果 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2.4.2.2-1(1)図から第2.4.2.2-1(6)図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.4.2.2-1(7)図から第2.4.2.2-1(9)図に、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッション・プール水位及び水温度の推移を第2.4.2.2-1(10)図から第2.4.2.2-1(13)図に示す。</p> <p>※ 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、水位が燃料棒有</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> <p>・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。</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>位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。<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。原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は適切に維持される。</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></p> <p><u>原子炉水位が回復した時点で、残留熱除去系の早期復旧が期待できないことを考慮して、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁1個を手動開することで、原子炉を減圧する。原子炉減圧後も原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を継続し、原子炉水位低（レベル1.5）で高圧炉心注水系が自動起動した後、原子炉隔離時冷却系を手動停止する。</u>その後は、<u>高圧炉心注水系</u>による原子炉注水によって、原子炉水位は適切に維持される。</p> | <p>なお、水位が燃料有効長頂部付近となった場合には、<u>原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。</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。また、原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムし、<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して原子炉水位は適切に維持される。</p> <p>再循環系ポンプについては、<u>原子炉水位異常低下（レベル2）</u>で2台全てがトリップする。</p> <p><u>低圧代替注水系（常設）</u>を起動し、<u>サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限である65℃に到達した時点で、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</u>を手動開することで、原子炉を減圧する。<u>原子炉減圧により原子炉隔離時冷却系は停止する。</u>その後は、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水によって、原子炉水位は適切に維持される。</p> | <p>効長頂部付近となった場合には、<u>原子炉水位計（燃料域）にて監視する。原子炉水位計（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。原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムし、<u>また、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して原子炉水位は適切に維持される。</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台全てがトリップする。</u></p> <p><u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>を起動し、<u>事象発生から8時間経過した時点で、中央制御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁6個</u>を手動開することで、原子炉を減圧する。その後は、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水によって、原子炉水位は適切に維持される。</p> | <p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。なお、高圧炉心スプレイ系が自動起動する水位（レベル1H）まで低下しない。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ・設備設計及び運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生8時間後以降は低圧原子炉代替注水系（常設）を用いて注水を実施。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、手順上の弁数を設定 |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|---|---|---|
| <p>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、原子炉減圧により増加する。<u>また、高圧炉心注水系による原子炉注水時に、炉心上部プレナム部の蒸気が凝縮され、原子炉が減圧されることにより、ボイド率が一時的に増加し、高出力燃料集合体が一時的に露出する。</u></p> <p>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。そのため、<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を行う。</p> <p>原子炉格納容器除熱は、事象発生から約 22 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<u>サプレッション・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）</u>に対して、十分に低く推移するため、<u>真空破壊装置の健全性は維持される。</u></p> <p>b. 評価項目等 原子炉水位は<u>おおむね有効燃料棒頂部</u>を下回ることな</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、原子炉減圧により増加する。<u>また、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水時に、炉心上部プレナム部の蒸気が凝縮され、原子炉が減圧されることにより、ボイド率が一時的に増加し、高出力燃料集合体が一時的に露出する。</u></p> <p>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。そのため、<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、<u>格納容器除熱時のサプレッション・プール水位は、真空破壊装置（約 15m）及びベントライン（約 15m）</u>に対して、十分に低く推移するため、<u>真空破壊装置の健全性は維持される。</u></p> <p>b. 評価項目等 原子炉水位は<u>おおむね燃料有効長頂部</u>を下回ることな</p> | <p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については、原子炉減圧により増加する。</p> <p>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。そのため、<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及び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、<u>原子炉格納容器除熱時のサプレッション・プール水位は、真空破壊弁（約5.3m）及びベントライン（約9.1m）</u>に対して、低く推移するため、<u>真空破壊弁の健全性は維持される。</u></p> <p>b. 評価項目等 原子炉水位は<u>燃料棒有効長頂部</u>を下回ることなく、炉心</p> | <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2 号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2 号炉は、高圧炉心スプレイ系を使用しないため、同様な挙動は発生しない。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2 号炉では、炉心の冠水は維持される。</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</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>く、炉心は<u>おおむね冠水維持</u>されるため、燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.4.2.12図</u>に示すとおり初期値(約310℃)を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、<u>第2.4.2.6図</u>に示すとおり、<u>7.07MPa[gage]</u>以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差(高々約0.3MPa)を考慮しても、<u>約7.37MPa[gage]</u>以下であり、最高使用圧力の1.2倍(10.34MPa[gage])を十分下回る。</p> <p>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、<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℃</u>に抑えられ、<u>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><u>第2.4.2.7図</u>に示すとおり、<u>高压炉心注水系</u>による注水継続により炉心が<u>おおむね冠水</u>し、炉心の冷却が維持される。その後は、<u>約22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;"><u>(添付資料2.4.2.1)</u></p> <p>格納容器圧力逃がし装置等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<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>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、</p> | <p>く、炉心は<u>おおむね冠水維持</u>されるため、燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.4.2-10図</u>に示すとおり初期値(約309℃)を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、<u>第2.4.2-4図</u>に示すとおり、<u>約7.79MPa[gage]</u>以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差(高々約0.3MPa)を考慮しても、<u>約8.09MPa[gage]</u>以下であり、最高使用圧力の1.2倍(10.34MPa[gage])を十分下回る。</p> <p>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<u>格納容器内</u>に流入することによって、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>は徐々に上昇するが、<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及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱を行うことによって、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、<u>約0.31MPa[gage]及び約143℃</u>に抑えられ、<u>格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</u></p> <p><u>第2.4.2-5図</u>に示すとおり、<u>低压代替注水系(常設)</u>による注水継続により炉心が<u>おおむね冠水</u>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>格納容器圧力逃がし装置等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</u>としている「<u>2.6 LOCA時注水機能喪失</u>」のドライウェルベント時の実効線量</p> | <p>は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は、<u>第2.4.2.2-1(7)図</u>に示すとおり、初期値(約309℃)を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、<u>第2.4.2.2-1(1)図</u>に示すとおり、<u>約7.59MPa[gage]</u>以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差(高々約0.3MPa)を考慮しても、<u>約7.89MPa[gage]</u>以下であり、最高使用圧力の1.2倍(10.34MPa[gage])を十分下回る。</p> <p>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<u>原子炉格納容器内</u>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、<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及び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、それぞれ約384kPa[gage]及び約153℃</u>に抑えられ、<u>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><u>第2.4.2.2-1(2)図</u>に示すとおり、<u>低压原子炉代替注水系(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;"><u>(添付資料2.4.2.1)</u></p> <p>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の評価結果は、事象発生から<u>格納容器フィルタベント系</u>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と以下となり、5mSvを下回るこ</p> | <p>【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、高压炉心スプレイ系及び低压炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低压原子炉代替注水系(常設)による注水を実施。</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>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>2.4.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、<u>事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作</u>として、<u>逃がし安全弁による原子炉減圧操作、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。</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 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 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、炉心が冠水維持する場合は燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作</p> | <p>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>(添付資料2.4.2.1)</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目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>2.4.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、<u>事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作</u>として、<u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作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 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 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、炉心が冠水維持する場合は燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移</p> | <p>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>2.4.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、<u>事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作</u>として、<u>逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水開始操作、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 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 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、炉心が冠水維持する場合は燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動及び低圧原子炉代替注水系（常設）により行われ、<u>また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低</u></p> | <p>備考</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> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】</p> |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|--|--|--|
| <p>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、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び<u>高压炉心注水系</u>の自動起動により行われることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>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</p> | <p>行すること)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、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び<u>高压炉心スプレイ系</u>の自動起動により行われ、また、操作手順(原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること)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>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに<u>気液界面の熱伝達の不確かさ</u></p> | <p><u>圧注水に移行すること)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。</u></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、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動及び<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>により行われ、<u>また、操作手順(原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること)に変わりはない</u>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、<u>気液界面の熱伝達の不確か</u></p> | <p>島根2号炉は、高压炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系(常設)による注水を実施。なお、高压炉心スプレイ系が自動起動する水位(レベル1H)まで低下しない。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、原子炉隔離時冷却系で機能維持できる期間注水し、その後速やかに低圧原子炉代替注水系(常設)にて注水を実施するため。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、高压炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系(常設)による注水を実施。なお、高压炉心スプレイ系が自動起動する水位(レベル1H)まで低下しない。</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>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。</p> <p>しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系(常設)及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系(常設)及び格納容器圧力逃がし装置等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: center;">(添付資料2.4.2.2)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は<u>おおむね有効燃料棒頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>おおむね冠水維持</u>されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約310℃)を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>炉心における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に評価するが、原子炉水位は<u>おおむね有効燃料棒頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>おおむね冠水維持</u>されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約310℃)を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> | <p>として、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はHDR実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。</p> <p>しかし、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系(常設)及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている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: center;">(添付資料2.4.2.2)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は<u>おおむね燃料有効長頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>おおむね冠水維持</u>されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>炉心における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に評価するが、原子炉水位は<u>おおむね燃料有効長頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>おおむね冠水維持</u>されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> | <p>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。</p> <p>しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている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に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系(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: center;">(添付資料2.4.2.2)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>炉心における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に評価するが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> | <p>備考</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉では、炉心の冠水は維持される。</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>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ことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，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: center;">(添付資料2.4.2.2)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，<u>第2.4.2.2表</u>に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は，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が，原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び<u>高压炉心注水系の自動起動</u>により行われ，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。</p> | <p>格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，全体としては格納容器圧力及び<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，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料2.4.2.2)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，<u>第2.4.2-2表</u>に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は，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が，原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び<u>高压炉心スプレイ系の自動起動</u>により行われ，また，操作手順（原子炉減圧後速やかに低压注水に移行すること）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>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<u>温度</u>の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，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: center;">(添付資料2.4.2.2)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，<u>第2.4.2.2-1表</u>に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は，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が，原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動及び<u>低压原子炉代替注水系（常設）</u>により行われ，<u>また，操作手順（原子炉減圧後速やかに低压注水に移行する）</u>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>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>・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は，高压炉心スプレイ系及び低压炉心</p> |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|---|--|---|
| <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、サプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力の上昇が遅くなるが、操作手順（サプレッション・チェンバ・プール水温に応じて原子炉減圧すること及び格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、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、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。</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。</u></p> <p><u>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</u></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、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の上昇が遅くなるが、操作手順（サプレッション・プール水温度に応じて原子炉減圧すること及び格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、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、格納容器圧力並びに格納容器雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</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。</u></p> <p><u>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、ま</u></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、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の上昇が遅くなるが、操作手順（サプレッション・プール水温度に応じて原子炉減圧すること及び格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>サプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、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。</u></p> <p>事故条件の外部電源の有無については、常設代替交流電源設備の起動が必要となり、要員、資源等の観点で厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また、<u>原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。</u></p> <p><u>なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、また原子炉減</u></p> | <p>スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</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、外部電源ありを包含する条件を設定。</p> |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|--|---|--|
| <p><u>与える影響はない。</u></p> <p>機器条件の<u>高圧炉心注水系</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。<u>冠水後</u>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>(添付資料 2.4.2.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は<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が、原子炉水位は<u>おおむね有効燃料棒頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>おおむね冠水維持</u>されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約 310℃)を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>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、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、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</p> | <p><u>た、低圧代替注水系(常設)の起動準備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>高圧炉心スプレイ系</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。<u>冠水後</u>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>(添付資料 2.4.2.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は<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が、原子炉水位は<u>おおむね燃料有効長頂部</u>を下回ることなく、炉心は<u>おおむね冠水維持</u>されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約 309℃)を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>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、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>の上昇は遅くなるが、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</p> | <p><u>圧後も低圧原子炉代替注水系(常設)により炉心冷却が維持されるため、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</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。<u>水位回復後</u>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>(添付資料 2.4.2.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は<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が、原子炉水位は<u>燃料棒有効長頂部</u>を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約 309℃)を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>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、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び<u>温度</u>の上昇は遅くなるが、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</p> | <p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系(常設)による注水を実施。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉では、炉心の冠水は維持される。 ・実績値の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉の最確条件を記載。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉では、炉心の冠水は維持される。 ・実績値の相違 【東海第二】 島根 2号炉の最確条件を記載。 |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|---|---|---|
| <p>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、サブプレッション・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、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><u>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>高圧炉心注水系</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復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2.4.2.2)</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</p> | <p>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（サブプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部、サブプレッション・プール水位</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、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><u>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>高圧炉心スプレイ系</u>は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復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2.4.2.2)</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</p> | <p>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、格納容器容積、<u>サブプレッション・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、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>常設代替交流電源設備の起動が必要となり、要員、資源等の観点で厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。</u></p> <p><u>なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、また原子炉減圧後も低圧原子炉代替注水系（常設）により炉心冷却が維持されるため、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</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2.4.2.2)</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</p> | <p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・整理方針の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、サブプレッション・チェンバの空間部及び液相部のゆらぎを、サブプレッション・プール水位のゆらぎで代表させていることから、記載していない。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、外部電源ありを包含する条件を設定。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。 |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|---|--|--|
| <p>因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、解析上の操作開始時間として<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温 49℃到達時を設定している。</u>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、事故時の重要監視パラメータとして<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温を継続監視しており、また、サブプレッション・チェンバ・プール水温の上昇は緩やかであることから、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。</u></p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</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] 到達時を設定している。</u>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、炉心損傷前の格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力 0.18MPa [gage]）に到達するのは、事象発生後の約 10 時間後であり、格納容器スプレイの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ操作が可能であることから、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。</u>当該操作は、<u>解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</u></p> | <p>因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉<u>急速</u>減圧操作は、解析上の操作開始時間として<u>サブプレッション・プール水温 65℃到達時を設定している。</u>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、事故時の重要監視パラメータとしてサブプレッション・プール水温を継続監視しており、また、サブプレッション・プール水温の上昇は緩やかであることから、実態の操作開始時間は解析上の設定と<u>ほぼ同等</u>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。</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</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] 到達時を設定している。</u>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。</u>当該操作は、<u>解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、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>因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び<u>低圧原子炉代替注水系（常設）による注水開始操作は、解析上の操作開始時間として、<u>事象発生 8 時間後から開始し、減圧後に注水を開始するものとしている。</u></u>運転員等操作時間に与える影響として、<u>実際の運転操作においては、事故時の重要監視パラメータとしてサブプレッション・プール水温を継続監視しており、また、サブプレッション・プール水温の上昇は緩やかであることから、実態の操作開始時間は解析上の設定と同等であり、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。</u></p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p><u>操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力が <u>384kPa [gage] 到達時を設定している。</u>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。</u>当該操作は、<u>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></u></p> | <p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違【柏崎 6/7, 東海第二】 ・設備設計及び運用の相違【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生 8 時間後以降は低圧原子炉代替注水系（常設）を用いて注水を実施。 ・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 ・運用の相違【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。 |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) | 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>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 0.31MPa [gage] 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 0.31MPa [gage]）に到達するのは、事象発生の約 22 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、約 20 分程度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界圧力は 0.62MPa [gage] であることから、原子炉格納容器の健全性の点では問題とならない。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 style="text-align: right;">(添付資料 2.4.2.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> | <p>操作条件の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 0.31MPa [gage] 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 0.31MPa [gage]）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、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 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage] であることから、格納容器の健全性の点では問題とならない。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ことから</u>、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 style="text-align: right;">(添付資料 2.4.2.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<u>事故時の重要監視パラメータとしてサブプレッション・プール水温度を継続監視しており、また、サブプレッション・プール水温度の上昇は緩やかであることから</u>、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> | <p>操作条件の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<u>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</u>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（<u>サブプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m</u>）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、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界圧力は 853kPa [gage] であることから、原子炉格納容器の健全性の点では問題とならない。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ことから</u>、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 style="text-align: right;">(添付資料 2.4.2.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び<u>低圧原子炉代替注水系（常設）による注水開始操作</u>は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> | <p>・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。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・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納容器圧力基準で実施することとしている。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 現場操作時間の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉 (Mark-I 改) と柏崎 6/7 (ABWR), 東海第二 (Mark-II) の最高使用圧力の相違。</p> <p>・運用の相違 【東海第二】</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</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</p> | <p>操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による</p> | <p>・設備設計及び運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できる事象発生 8 時間後以降は低圧原子炉代替注水系（常設）を用いて注水を実施。</p> <p>・運用の相違</p> |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|---|--|---|
| <p>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>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。格納容器スプレイ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、<u>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>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。</p> <p>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 [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。 <u>(添付資料2.4.2.2)</u></p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作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>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作については、逃がし安全弁による原子炉減圧までの時間は事象発生から<u>約1時間</u>であり、準備時間が確保できることから、時間余</p> | <p>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。格納容器スプレイ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、<u>格納容器ベントの準備操作はサプレッション・プール水位の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、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、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>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。</p> <p>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 [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、<u>格納容器</u>の限界圧力は <u>0.62MPa [gage]</u> であることから、<u>格納容器</u>の健全性という点では問題とはならない。 <u>(添付資料2.4.2.2)</u></p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作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>操作条件の逃がし安全弁による原子炉<u>急速減圧</u>操作については、逃がし安全弁による原子炉減圧までの時間は事象発生から<u>約2時間</u>であり、準備時間が確保できることから、時間</p> | <p><u>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、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、<u>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>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。</p> <p>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>384kPa[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、<u>原子炉格納容器</u>の限界圧力は <u>853kPa[gage]</u> であることから、<u>原子炉格納容器</u>の健全性という点では問題とはならない。 <u>(添付資料2.4.2.2)</u></p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作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>操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>による注水開始操作については、逃がし安全弁による原子炉減圧までの時間は事象発生から<u>8時</u></p> | <p>【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>・運用の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 現場操作時間の相違。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉(Mark-I改)と柏崎6/7(ABWR), 東海第二(Mark-II)の最高使用圧力の相違。</p> <p>・設備設計及び運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、原子炉隔離</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>裕がある。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による原子炉格納容器冷却操作については、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22時間あり、準備時間が確保できるため、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0.31MPa [gage]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0.62MPa [gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」においても事象発生約38時間後であり、約16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。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.2.2)</p> <p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、</p> | <p>余裕がある。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による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13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>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等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ため、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0.31MPa [gage]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、格納容器の限界圧力0.62MPa [gage]に至るまでの時間は、格納容器スプレイを停止した時点の格納容器圧力約0.256MPa [gage]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、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。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.1.7, 2.4.2.2)</p> <p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、</p> | <p>間であり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p style="color: red;">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19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ため、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384kPa [gage]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853 kPa [gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」においても事象発生約35時間後であり、約5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。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.4.2.2, 3.1.3.8)</p> <p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、</p> | <p>時冷却系の運転に期待できる事象発生8時間後以降は低圧原子炉代替注水系(常設)を用いて注水を実施。</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>・記載方針の相違 【東海第二】 島根2号炉及び柏崎6/7では、3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)の評価結果を引用。東海第二は、本シーケンスでの評価結果を元に余裕時間を算出。</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>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>2.4.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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、</u>「2.4.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり <u>24名</u>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<u>運転員、緊急時対策要員等の72名</u>で対処可能である。</p> <p><u>また、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「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> | <p>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>2.4.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、重大事故等対策時における<u>事象発生2時間までに必要な要員は、</u>「2.4.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり <u>18名</u>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<u>災害対策要員(初動)の39名</u>で対処可能である。</p> <p><u>また、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「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> | <p>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>2.4.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「2.4.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり <u>28名</u>である。「6.2 重大事故等対策に必要な要員の評価結果」で説明している<u>緊急時対策要員の45名</u>で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> | <p>備考</p> <p>・運用及び体制の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。 【柏崎6/7，東海第二】 プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお、これら要員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>・運用の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。</p> |

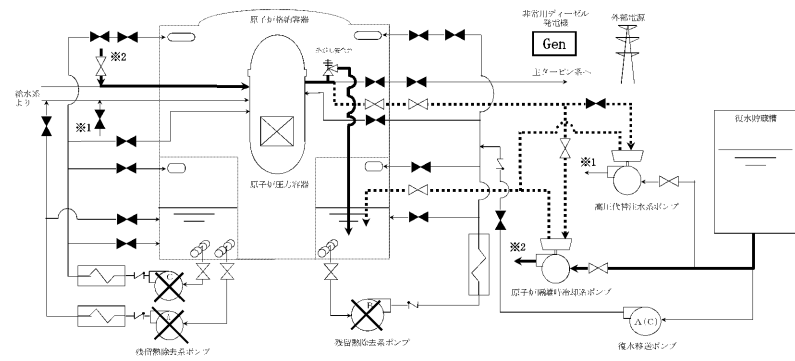
| 柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|---|--|--|
| <p><u>原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり合計約6,200m³の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計12,400m³の水が必要である。</u></p> <p>水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。</p> <p>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。</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></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.2.3)</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5,410m³の水が必要である。</u></p> <p>水源として、代替淡水貯槽に約4,300m³及び西側淡水貯水設備に約4,300m³の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。</p> <p>また、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となる。</p> <p>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水については、サブプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはない。<u>なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.2.3)</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3,600m³の水が必要となる。</u></p> <p>水源として、低圧原子炉代替注水槽に約740m³及び輪谷貯水槽（西）に約7,000m³の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。</p> <p>また、事象発生8時間以降に輪谷貯水槽（西）の水を、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日間の注水継続が可能となる。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水については、サブプレッション・チェンバのプール水を水源とし注水することから、水源が枯渇することはない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.4.2.3)</p> | <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</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、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】 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> |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) | 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. 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</u>については、保守的に事象発生直後からの<u>可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) の運転</u>を想定すると、7 日間の運転継続に<u>号炉あたり約 15kL の軽油</u>が必要となる。</p> <p><u>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定し、事象発生後 7 日間非常用ディーゼル発電機を最大負荷で運転した場合、号炉あたり約 753kL の軽油</u>が必要となる。</p> <p><u>5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給</u>については、事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に<u>合計約 13kL の軽油</u>が必要となる (<u>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</u>を保有しており、これらの使用が可能であることから、<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</u>、非常用ディーゼル発電機による電源供給、<u>5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給</u>について、7 日間の継続が可能である。 (添付資料 2.4.2.4)</p> | <p>b. 燃料</p> <p><u>可搬型代替注水中型ポンプ (1 台) による代替淡水貯蔵槽への給水</u>については、保守的に事象発生直後からの<u>可搬型代替注水中型ポンプ (1 台) の運転</u>を想定すると、7 日間の運転継続に<u>約 6.0kL の軽油</u>が必要となる。<u>可搬型設備用軽油タンクにて約 210kL の軽油</u>を保有しており、この使用が可能であることから、<u>可搬型代替注水中型ポンプ (1 台) による代替淡水貯蔵槽への給水</u>について、7 日間の継続が可能である。</p> <p><u>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備 (常設代替高圧電源装置 2 台) による電源供給を想定し、事象発生後 7 日間これらを最大負荷で運転した場合、合計約 755.5kL の軽油</u>が必要となる。</p> <p><u>軽油貯蔵タンクにて約 800kL の軽油</u>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。</p> <p>緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に<u>約 70.0kL の軽油</u>が必要となる。<u>緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約 75kL の軽油</u>を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7 日間の継続が可能である。 (添付資料 2.4.2.4)</p> | <p>b. 燃料</p> <p><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び格納容器スプレイ</u>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</u>を想定すると、7 日間の運転継続に<u>約 11m³ の軽油</u>が必要となる。<u>常設代替交流電源設備による電源供給</u>については、事象発生後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に<u>約 352m³ の軽油</u>が必要となる。<u>合計約 363m³ の軽油</u>が必要となる。<u>ガスタービン発電機用軽油タンクにて約 450m³ の軽油</u>を保有しており、この使用が可能であることから<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び格納容器スプレイ</u>、<u>常設代替交流電源設備による電源供給</u>について、7 日間の運転継続が可能である。</p> <p>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、<u>運転継続に約 700m³ の軽油</u>が必要となる。<u>ディーゼル燃料貯蔵タンクにて約 730m³ の軽油</u>を保有しており、この使用が可能であることから非常用ディーゼル発電機等による電源供給について 7 日間の運転継続が可能である。</p> <p>緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に<u>約 8m³ の軽油</u>が必要となる。<u>緊急時対策所用燃料地下タンクにて約 45m³ の軽油</u>を保有しており、この使用が可能であることから、<u>緊急時対策所用発電機による電源供給</u>について、7 日間の継続が可能である。 (添付資料 2.4.2.4)</p> | <p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> 燃料評価結果の相違【柏崎 6/7, 東海第二】 解析条件の相違【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、SA 事象を鑑みて、外部電源の喪失を仮定している。 設備設計の相違【柏崎 6/7,】 島根 2 号炉は、緊急時対策所用発電機は専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。 設備設計の相違【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。 |

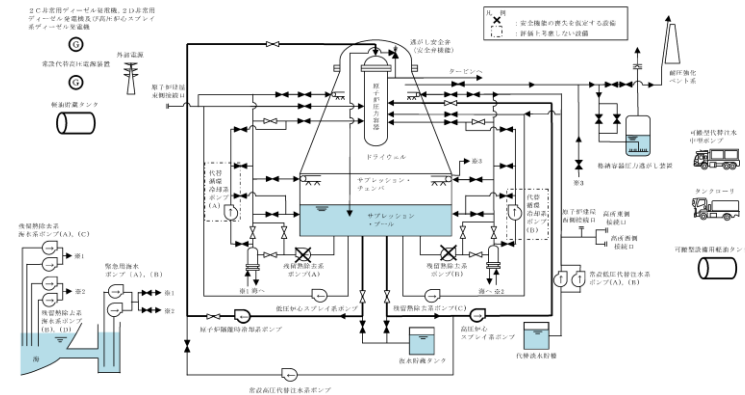
| 柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|---|---|---|
| <p>c. 電源</p> <p><u>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても、6号及び7号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は、各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</u></p> <p>また、<u>5号炉原子炉建屋内緊急時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>2.4.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して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「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び<u>高圧炉心注水系</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</u></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</u>必要となるが、常設代替交流電源設備（<u>常設代替高圧電源装置2台</u>）の連続定格容量は<u>約2,208kW</u>であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。 (添付資料2.4.2.5)</p> <p>2.4.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に<u>格納容器</u>が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して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「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>高圧炉心スプレイ系</u>、<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び<u>逃がし安全弁（自動減圧機能）</u>による原</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</u>必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が<u>約4,800kW</u>であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、<u>緊急時対策所用発電機</u>についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。 (添付資料2.4.2.5)</p> <p>2.4.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に<u>原子炉格納容器</u>が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して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「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>及び<u>自動減圧機能付き逃がし安全弁</u>による原子炉</p> | <p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は，SA事象を考慮して，外部電源の喪失を想定している。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。 ・電源設備容量の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は，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。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7，東海第二】 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。 ・解析条件の相違 【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>スプレイ冷却系(常設)による原子炉格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置等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「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」の重要事故シーケンス「過渡事象(給水流量の全喪失)+崩壊熱除去失敗」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、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水、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、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、格納容器圧力逃がし装置等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、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器</p> | <p>子炉注水手段、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置等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「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」の重要事故シーケンス「過渡事象(給水流量の全喪失)+RHR失敗」について有効性評価を行った。上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、低圧代替注水系(常設)及び逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却、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ことにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>なお、格納容器圧力逃がし装置等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、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、低圧代替注水系(常設)及び逃がし安全弁(自動減圧機能)によ</p> | <p>注水手段、安定状態に向けた対策として格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却手段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手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」の重要事故シーケンス「過渡事象(給水流量の全喪失)+崩壊熱除去失敗」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、原子炉隔離時冷却系、低圧原子炉代替注水系(常設)及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水、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、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施することにより、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、安定状態を維持出来る。</p> <p>なお、格納容器フィルタベント系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、緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、原子炉隔離時冷却系、低圧原子炉代替注水系(常設)及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水、</p> | <p>島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系(常設)による注水を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系(常設)による注水を実施。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】</p> |

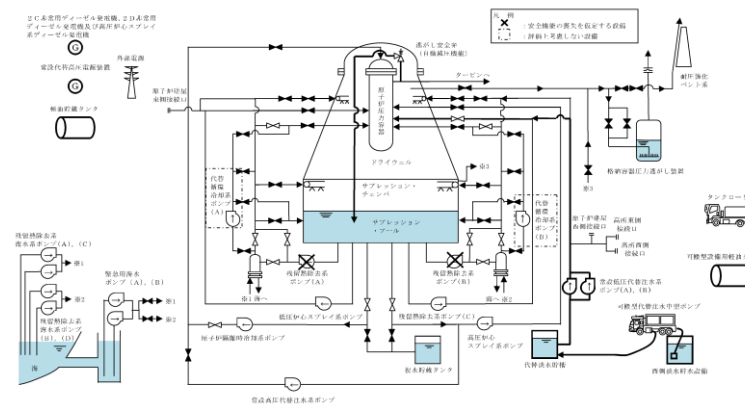
| 柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|---|---|--|
| <p>除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対して有効である。</p> | <p>る原子炉注水、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対して有効である。</p> | <p><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「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対して有効である。</p> | <p>島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため、原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。</p> |



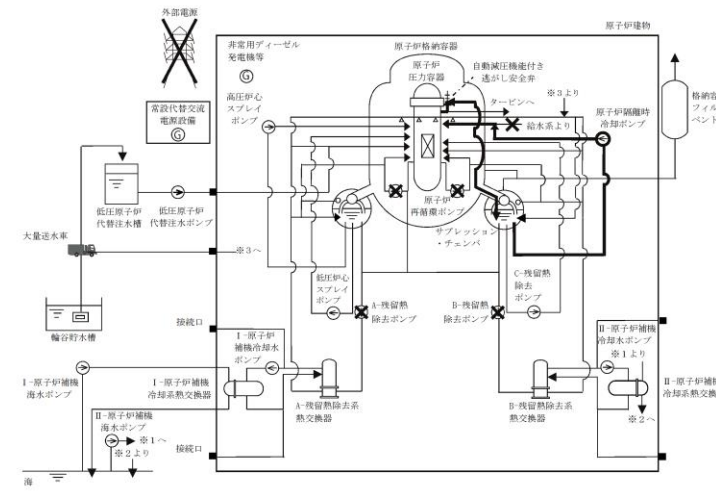
第 2.4.2.1 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策の概略系統図（1/3）
（原子炉減圧及び原子炉注水）



第 2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（1/4）
（原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水段階）

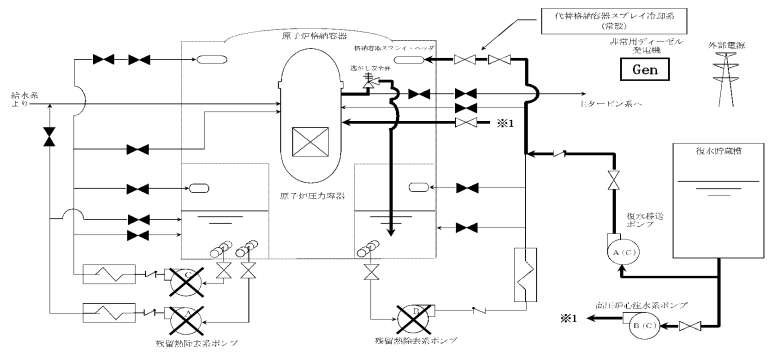


第 2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（2/4）
（低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階）

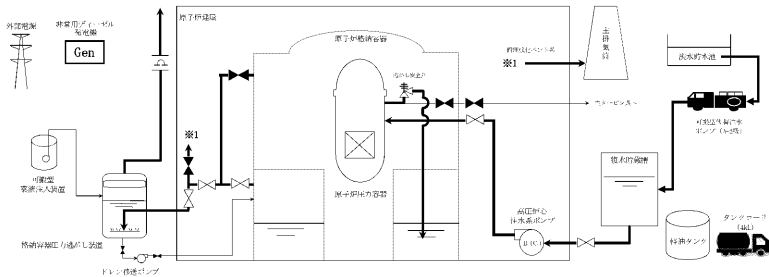


第 2.4.2.1-1(1) 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策の概略系統図
（原子炉減圧及び原子炉注水）

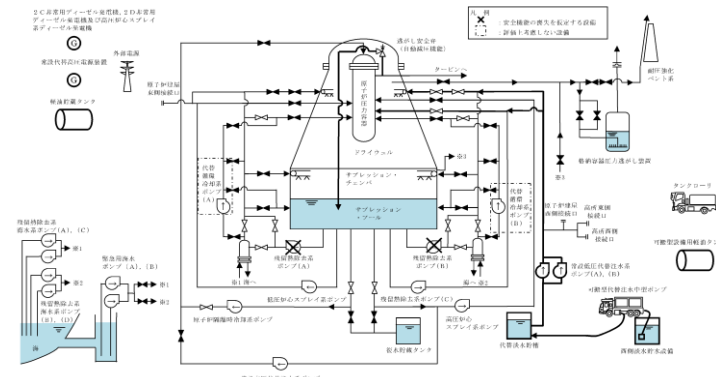
・設備設計の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



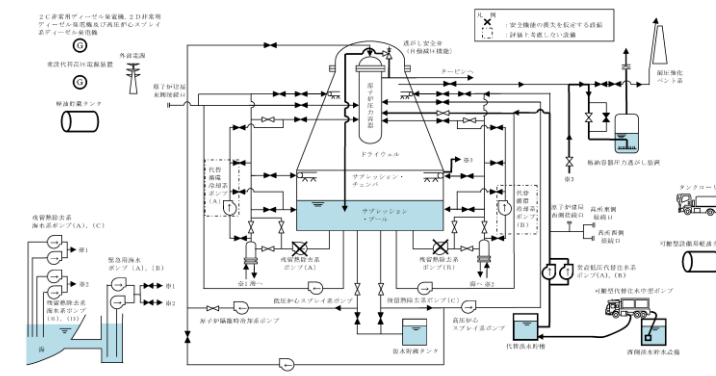
第 2.4.2.2 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策の概略系統図（2/3）
（原子炉減圧，原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）



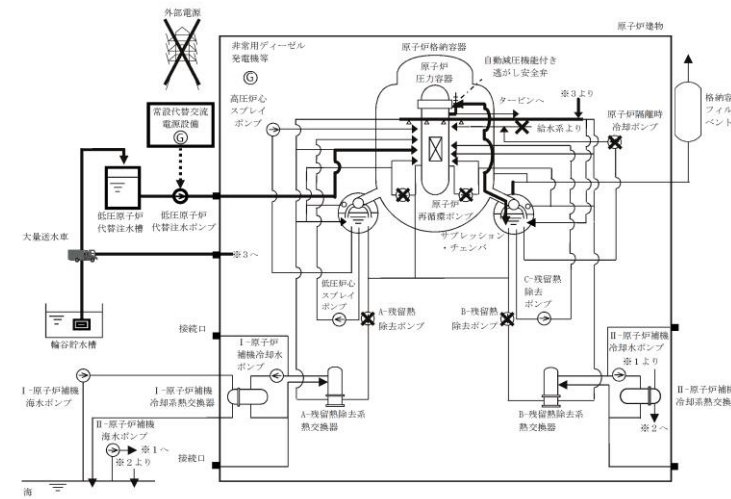
第 2.4.2.3 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策の概略系統図（3/3）
（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）



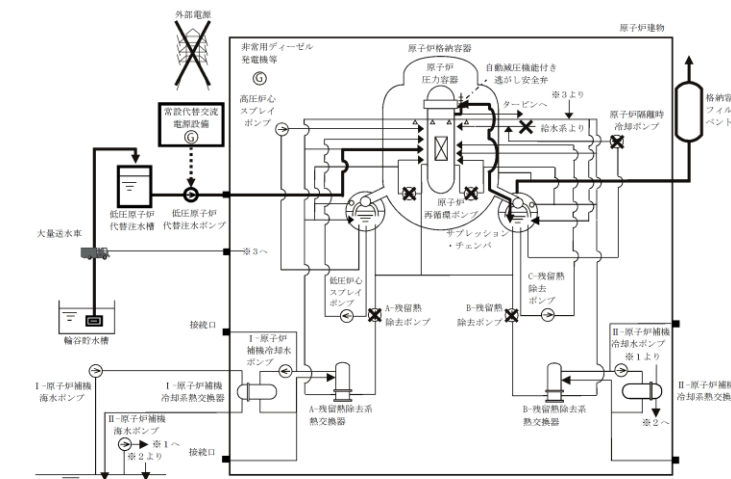
第 2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（3/4）
（低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却段階）



第 2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（4/4）
（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 2.4.2.1-1(2) 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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）

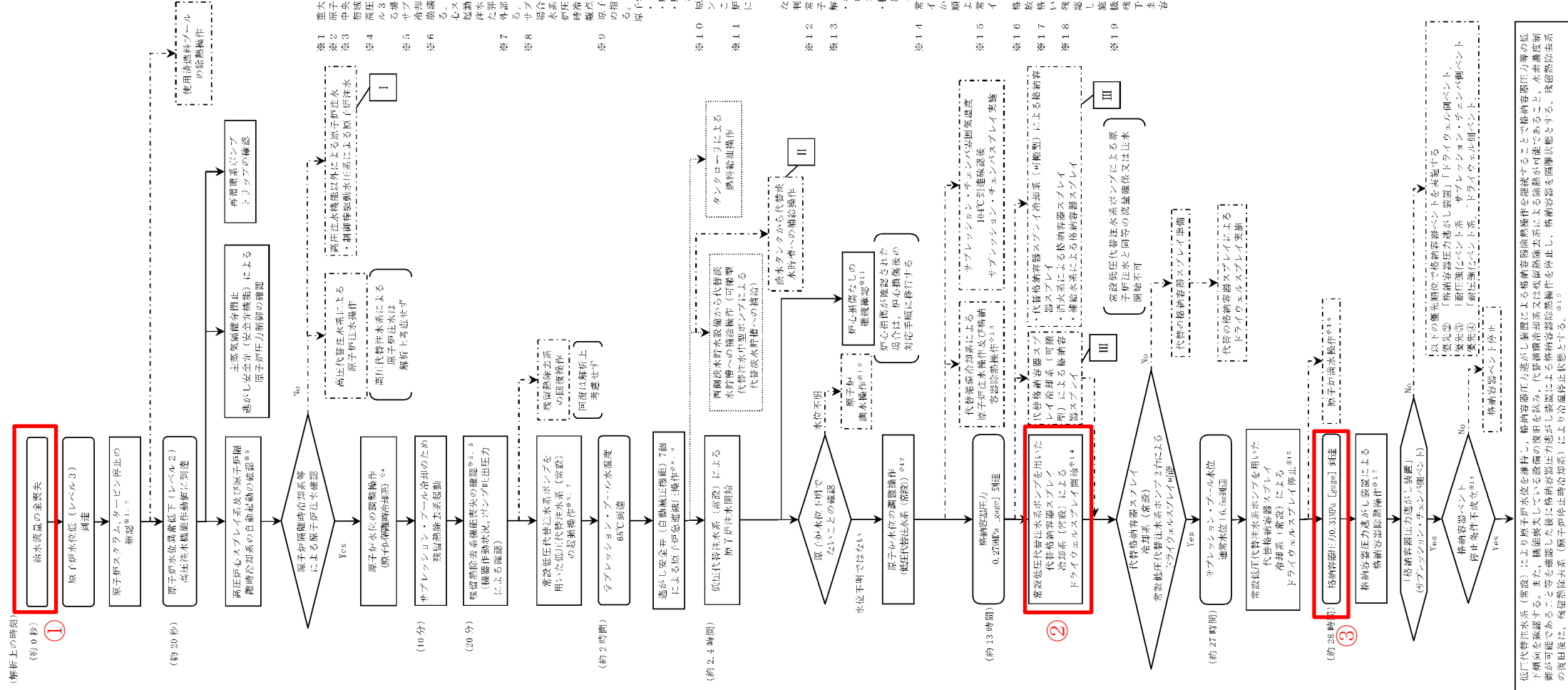
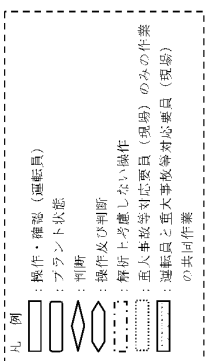


第 2.4.2.1-1(3) 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策の概略系統図
（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）

・解析条件の相違
【柏崎 6/7，東海第二】
島根 2号炉は，高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待しない想定としているため，原子炉減圧後は低圧原子炉代替注水系（常設）による注水を実施。

・設備設計の相違
【柏崎 6/7，東海第二】

・運用の相違
【柏崎 6/7，東海第二】
外部水源による格納容器スプレイを実施する場合，スプレイ実施以降の炉心損傷の発生を想定すると，格納容器内の保有水量の観点から，スプレイを実施しない場合に比べ，格納容器ベントまでの時間が短くなる。島根 2号炉は，ベント遅延効果を図るため，残留熱除去系又は残留熱代替除去系の復旧が期待できない場合は格納容器代替スプレイ系による格納容器冷却操作を実施しない。



第 2.4.2-2 図 崩壊熱除去系が故障した場合の対応手順の概要

- ※1 重大事故発生を通信運用監視員により検出した要員は迅速に要員を派遣する。
- ※2 原子炉停止後、中央制御室にて平均出力調整装置等により確認する。
- ※3 中央制御室にて、格納タンク表示、蓄積、ポンプ吐出圧力、系統流量、原子炉水位(広帯域)、原子炉圧力等にて確認する。
- ※4 原子炉水位が異常に低下し、原子炉水位が異常に低下(レベル3)から原子炉水位が異常に低下(レベル8)の間に継続する。原子炉水位が安定し維持される場合は、高圧代替注水ポンプ(レベル8)の間に継続する。原子炉水位が安定し維持される場合は、高圧代替注水ポンプ(レベル8)の間に継続する。
- ※5 サプレッション・プール水位が異常に低下(レベル3)から原子炉水位が異常に低下(レベル8)の間に継続する。原子炉水位が安定し維持される場合は、高圧代替注水ポンプ(レベル8)の間に継続する。
- ※6 冷却系が停止し、原子炉水位が異常に低下(レベル3)から原子炉水位が異常に低下(レベル8)の間に継続する。原子炉水位が安定し維持される場合は、高圧代替注水ポンプ(レベル8)の間に継続する。
- ※7 原子炉水位が異常に低下(レベル3)から原子炉水位が異常に低下(レベル8)の間に継続する。原子炉水位が安定し維持される場合は、高圧代替注水ポンプ(レベル8)の間に継続する。
- ※8 サプレッション・プール水位が異常に低下(レベル3)から原子炉水位が異常に低下(レベル8)の間に継続する。原子炉水位が安定し維持される場合は、高圧代替注水ポンプ(レベル8)の間に継続する。
- ※9 原子炉水位が異常に低下(レベル3)から原子炉水位が異常に低下(レベル8)の間に継続する。原子炉水位が安定し維持される場合は、高圧代替注水ポンプ(レベル8)の間に継続する。
- ※10 原子炉水位が異常に低下(レベル3)から原子炉水位が異常に低下(レベル8)の間に継続する。原子炉水位が安定し維持される場合は、高圧代替注水ポンプ(レベル8)の間に継続する。
- ※11 原子炉水位が異常に低下(レベル3)から原子炉水位が異常に低下(レベル8)の間に継続する。原子炉水位が安定し維持される場合は、高圧代替注水ポンプ(レベル8)の間に継続する。
- ※12 原子炉水位が異常に低下(レベル3)から原子炉水位が異常に低下(レベル8)の間に継続する。原子炉水位が安定し維持される場合は、高圧代替注水ポンプ(レベル8)の間に継続する。
- ※13 原子炉水位が異常に低下(レベル3)から原子炉水位が異常に低下(レベル8)の間に継続する。原子炉水位が安定し維持される場合は、高圧代替注水ポンプ(レベル8)の間に継続する。
- ※14 原子炉水位が異常に低下(レベル3)から原子炉水位が異常に低下(レベル8)の間に継続する。原子炉水位が安定し維持される場合は、高圧代替注水ポンプ(レベル8)の間に継続する。
- ※15 原子炉水位が異常に低下(レベル3)から原子炉水位が異常に低下(レベル8)の間に継続する。原子炉水位が安定し維持される場合は、高圧代替注水ポンプ(レベル8)の間に継続する。
- ※16 原子炉水位が異常に低下(レベル3)から原子炉水位が異常に低下(レベル8)の間に継続する。原子炉水位が安定し維持される場合は、高圧代替注水ポンプ(レベル8)の間に継続する。
- ※17 原子炉水位が異常に低下(レベル3)から原子炉水位が異常に低下(レベル8)の間に継続する。原子炉水位が安定し維持される場合は、高圧代替注水ポンプ(レベル8)の間に継続する。
- ※18 原子炉水位が異常に低下(レベル3)から原子炉水位が異常に低下(レベル8)の間に継続する。原子炉水位が安定し維持される場合は、高圧代替注水ポンプ(レベル8)の間に継続する。
- ※19 原子炉水位が異常に低下(レベル3)から原子炉水位が異常に低下(レベル8)の間に継続する。原子炉水位が安定し維持される場合は、高圧代替注水ポンプ(レベル8)の間に継続する。

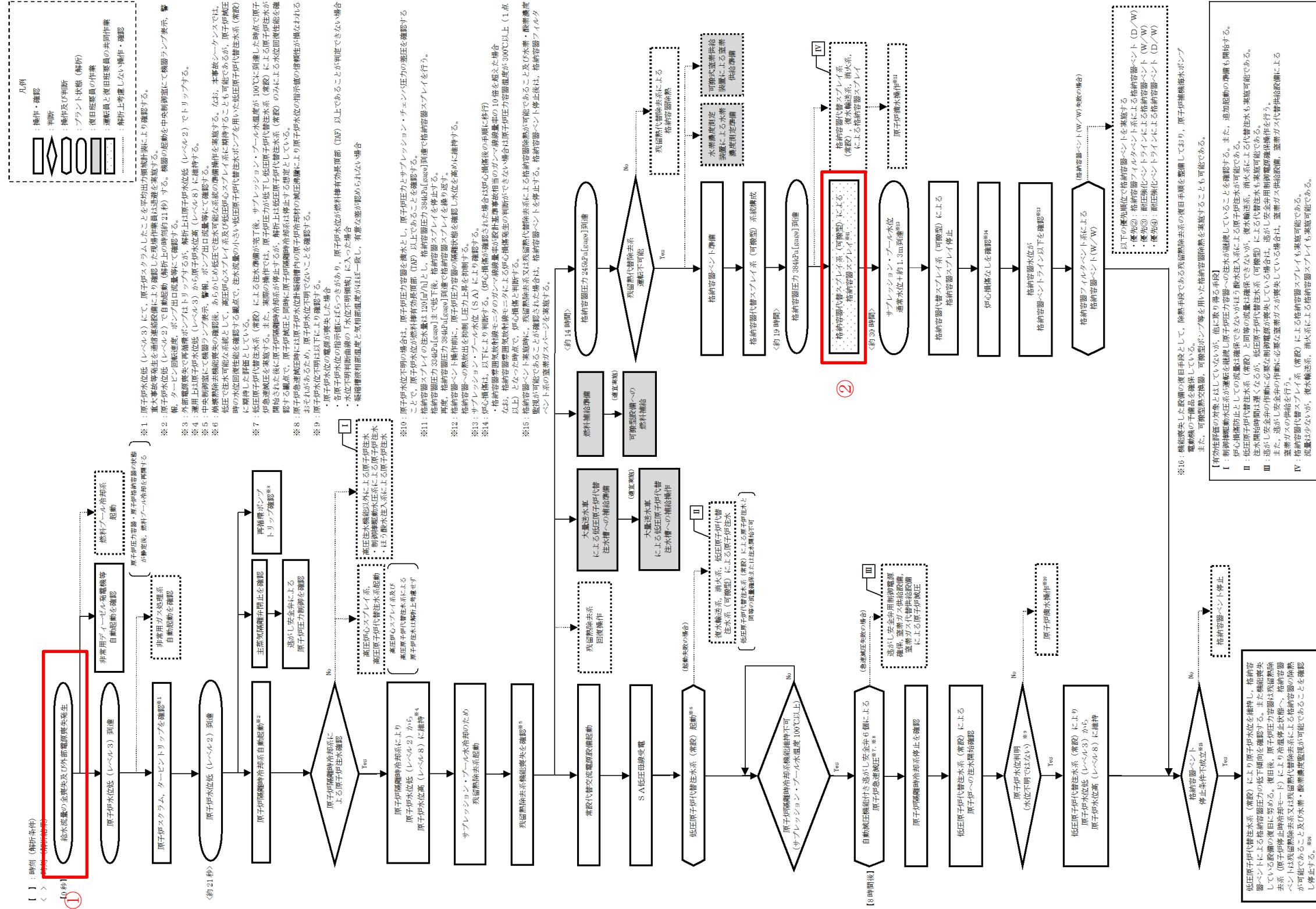
【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

- 格納タンク内の全ての液体を蒸発させることと全てのアラート状況において使用することは困難であるが、アラート状況によっては、事故対応に有効な手段となる可能性がある。
- 「放水ポンク」から可換型代替注水ポンプ(可換型)を用いた代替格納容器スプレイトライアルウェルズレベル3の冷却(常設)により、原子炉水位が異常に低下(レベル3)から原子炉水位が異常に低下(レベル8)の間に継続する。原子炉水位が安定し維持される場合は、高圧代替注水ポンプ(レベル8)の間に継続する。
- 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トライアルウェルズレベル3の冷却(常設)により、原子炉水位が異常に低下(レベル3)から原子炉水位が異常に低下(レベル8)の間に継続する。原子炉水位が安定し維持される場合は、高圧代替注水ポンプ(レベル8)の間に継続する。

以下の優先順位で格納容器圧力低下を抑制する。

- 優先① 格納容器圧力低下を抑制する。
- 優先② 格納容器圧力低下を抑制する。
- 優先③ 格納容器圧力低下を抑制する。
- 優先④ 格納容器圧力低下を抑制する。
- 優先⑤ 格納容器圧力低下を抑制する。

備考
 差異理由は、島根2号炉「第2.4.2.1-2図「崩壊熱除去系が故障した場合」の対応手順の概要」の備考欄参照



第 2.4.2.1-2 図 「崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)」の対応手順の概要

備考

- ・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
①島根 2号炉は, SA 事象を鑑みて, 外部電源の喪失を仮定している。
- ・運用の相違
【東海第二】
②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。
- ・運用の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
③島根 2号炉は, 格納容器代替スプレイ停止基準 (サブプレッション・プール水位通常水位+約 1.3 m) 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。

| 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合） | | | | 経過時間（分） | | | | | | | | | | | 備考 | | |
|---|--------------------------------|------------------|----|--|---|----|----|----|----|----|----|----|----|-----|----|---|-------------------|
| | | | | 0 | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 | 60 | 70 | 80 | 90 | 100 | | 110 | |
| 操作項目 | 実施箇所・必要職員数 【 】は操作前後移動してきた職員 | | | 操作の内容 | ▼ 事象発生 ▼ 原子炉スクラム ▼ 約20秒 原子炉水位異常低下（レベル2）到達 ▼ プラント状況判断 | | | | | | | | | | | | |
| | 責任者 | 当直室電長 | 1人 | | | | | | | | | | | | | | 中央監視 運転操作出掛 |
| | 補佐 | 当直副室長 | 1人 | | | | | | | | | | | | | | 運転操作指揮補佐 |
| | 班班長等 | 災害対策要員 (指揮者等) | 4人 | | | | | | | | | | | | | | 活動での指揮 発電所内外連絡 |
| | 当直運転員 (中央監視室) | 当直運転員 (現場) | | 重大事故等対応要員 (現場) | | | | | | | | | | | | | |
| 状況判断 | 2人 A, B | - | - | <ul style="list-style-type: none"> ●給水流量急喪失の確認 ●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●再建線系ポンプトリップの確認 ●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認 ●圧力抑制弁閉止及び及び及び安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力抑制の確認 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 | 10分 | | | | | | | | | | | 外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は、外部電源がない場合に実施する | |
| 原子炉水位の調整 操作（原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系） | 【1人】 A | - | - | ●原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の調整操作 | 低圧代替注水（常設）による原子炉注水が開始されるまでの間、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。原子炉水位が安定して維持される場合は、高圧炉心スプレイ系は待機状態とする | | | | | | | | | | | | |
| 崩壊熱除去機能喪失の確認 | 【1人】 B | - | - | ●残留熱除去系（サブプレッション・プールの冷却系）によるサブプレッション・プールの除熱操作（失敗） | 10分 | | | | | | | | | | | | |
| 残留熱除去系の回復操作 | - | 2人 C, D | - | ●残留熱除去系の回復操作、失敗原因調査 | 適宜実施 | | | | | | | | | | | 解除上考慮しない | |
| 常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作 | 【1人】 B | - | - | ●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作 | 5分 | | | | | | | | | | | 外部電源がない場合に実施する | |
| 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水（常設）による原子炉注水の業績達成操作及び起動操作 | 【1人】 A | - | - | ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水（常設）による原子炉注水の業績達成操作及び起動操作 | 5分 | | | | | | | | | | | | |

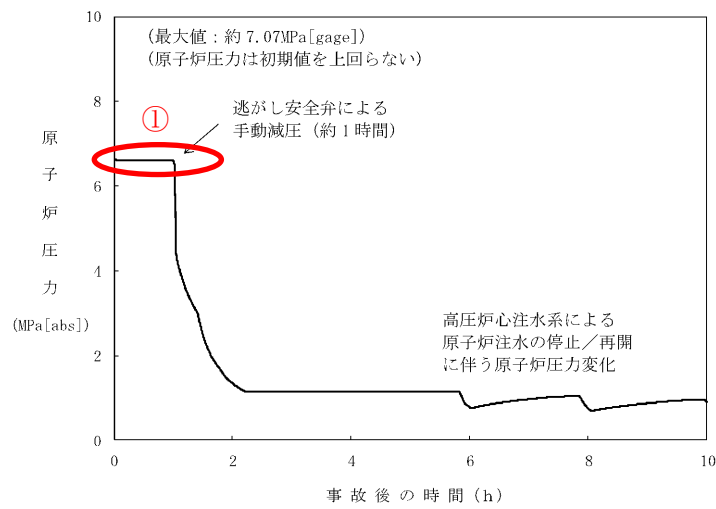
差異理由は、島根2号炉「第2.4.2.1-3図「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の作業と所要時間」の備考欄参照

第2.4.2-3 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）の作業と所要時間（1/2）

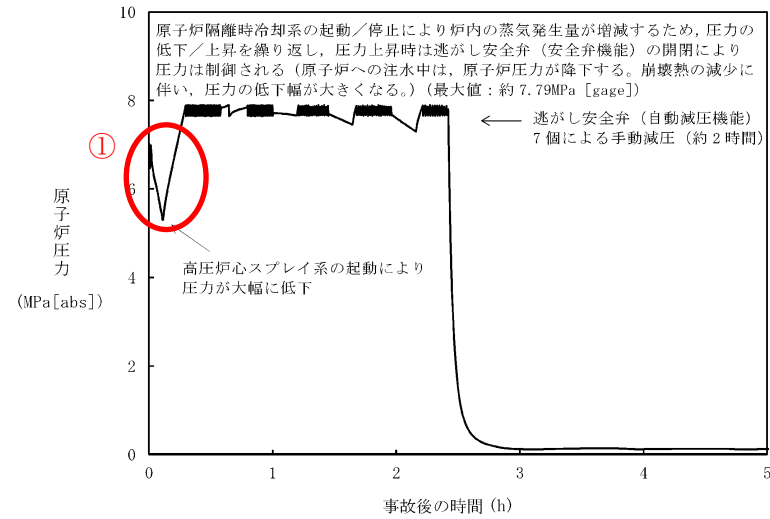
差異理由は、島根2号炉「第2.4.2.1-3図「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」の作業と所要時間」の備考欄参照

| | | | | 経過時間(時間) | | | | | | | | | | | | 備考 |
|---|------------------------------|---------------|----------------------|---|---|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|---------------------------------------|
| | | | | 4 | 8 | 12 | 16 | 20 | 24 | 28 | 32 | 36 | 40 | 44 | 48 | |
| 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 操作項目 | 実施箇所・必要員数 【】は作業前後移動してきた要員 | | | 操作の内容 | | | | | | | | | | | | 備考 |
| | 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 (原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイン系) | 【1人】 A | - | - | ●原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイン系による原子炉注水の調整操作 | | | | | | | | | | | | |
| 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)の起動操作 | 【1人】 A | - | - | ●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系統構成操作及び配管操作 | | | | | | | | | | | | サブプレッション・プール熱等準則値未満まで注水 |
| 減圧安全弁(自動減圧機構)による原子炉空圧減圧操作 | 【1人】 B | - | - | ●減圧安全弁(自動減圧機構)の起動操作 | | | | | | | | | | | | |
| 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ン冷却系(常設)による格納容器冷却操作 | 【1人】 A | - | - | ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイン冷却系(常設)による格納容器冷却操作 | | | | | | | | | | | | 格納容器スプレイン中、適宜状態監視 |
| 代替格納容器冷却系による原子炉注水操作及び格納容器冷却操作 | 【1人】 A | - | - | ●代替格納容器冷却系による原子炉注水操作 ●代替格納容器冷却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 格納容器スプレイン中、適宜状態監視 |
| 原子炉注水操作 | 【1人】 A | - | - | ●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調整操作 | | | | | | | | | | | | 原子炉水位を可能な限り高く維持 |
| 使用済燃料プールの除熱操作 | 【1人】 A | - | - | ●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系による海水注水の系統構成操作及び起動操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作 | | | | | | | | | | | | 適宜実施 20分 15分 |
| 格納容器圧力速がし装置等による格納容器除熱の準備操作 | 【1人】 A | - | - | ●格納容器圧力速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) | | | | | | | | | | | | 5分 |
| 格納容器圧力速がし装置等による格納容器除熱の準備操作(サブプレッション・チェンバール) | 【1人】 A | - | - | ●第一準備格納容器除熱への移動 ●格納容器圧力速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) | | | | | | | | | | | | 125分 |
| 自備供水貯水設備を本機とした可搬型代替注水中継ポンプによる代替注水貯水への給水操作 | - | - | 3人 (a, b) | ●可搬型代替注水中継ポンプの移動、キース設置等の操作 | | | | | | | | | | | | 180分 |
| タンクローリによる燃料給水操作 | - | - | 2人 (a, b) | ●可搬型代替注水中継ポンプの移動、キース設置等の操作 | | | | | | | | | | | | 90分 |
| 必要員合計 | 2人 A, B | 3人 C, D, E | 8人 a-h (必要員5人) | | | | | | | | | | | | | |

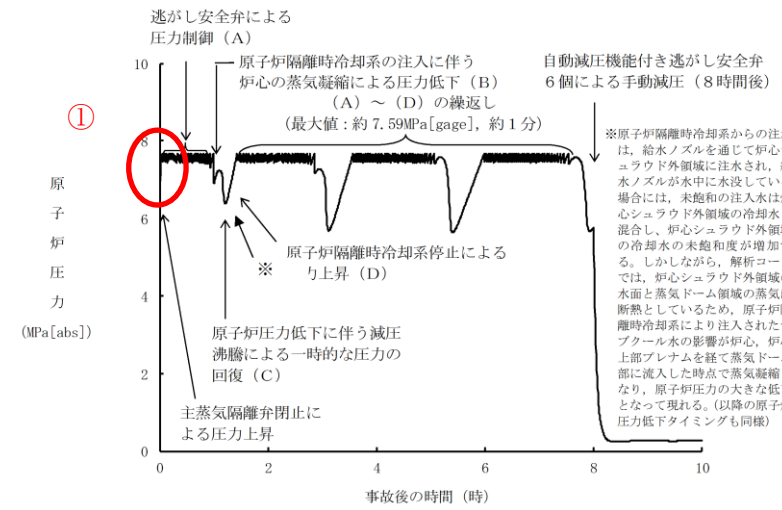
第2.4.2-3図 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)の作業と所要時間(2/2)



第2.4.2.6 図 原子炉圧力の推移



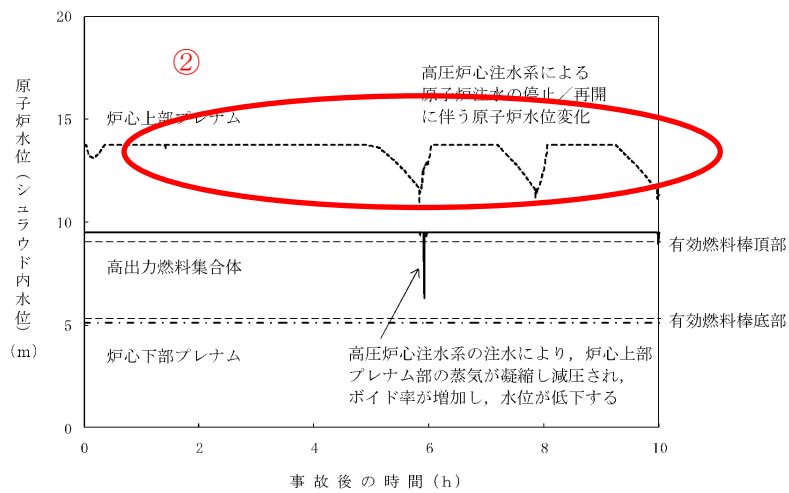
第2.4.2-4 図 原子炉圧力の推移



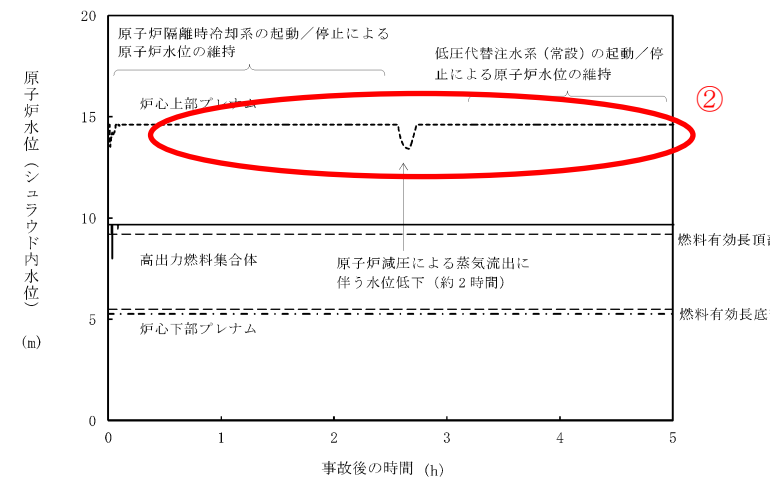
第2.4.2.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移

備考
・解析結果の相違
【柏崎6/7】

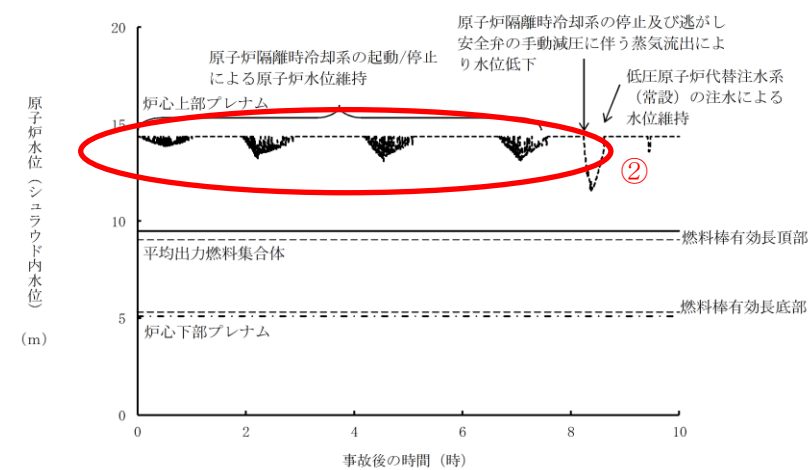
①東海第二及び島根2号炉は、L2でMSIVが自動閉し、原子炉隔離時冷却系が自動起動するが、柏崎6/7では、L2で原子炉隔離時冷却系の自動起動により原子炉注水が行なわれ、MSIV自動閉の設定であるL1.5まで原子炉水位が低下しないことから、原子炉圧力の挙動が異なる。



第2.4.2.7 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移

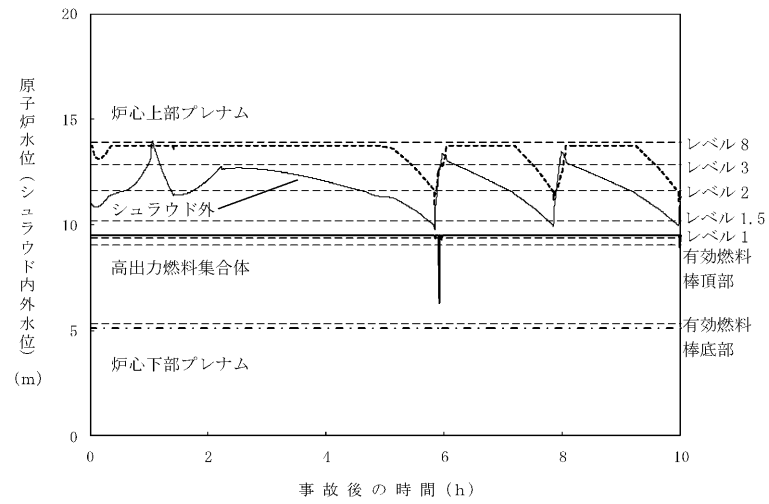


第2.4.2-5 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移

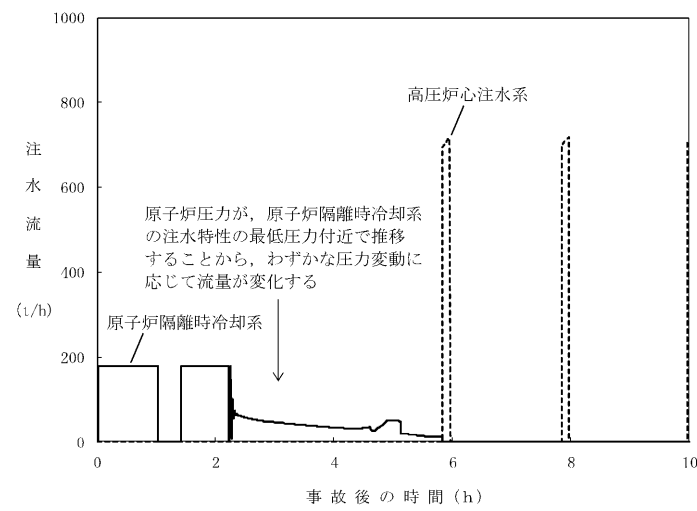


第2.4.2.2-1(2) 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移

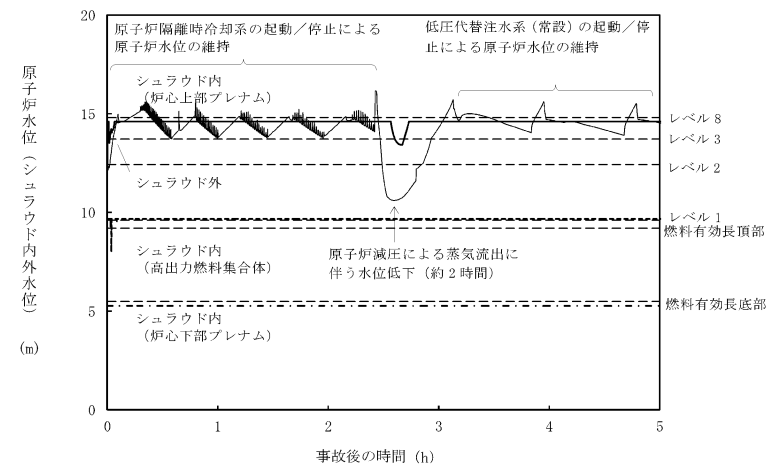
【柏崎6/7, 東海第二】
②原子炉注水に使用する設備及び原子炉水位維持範囲の相違



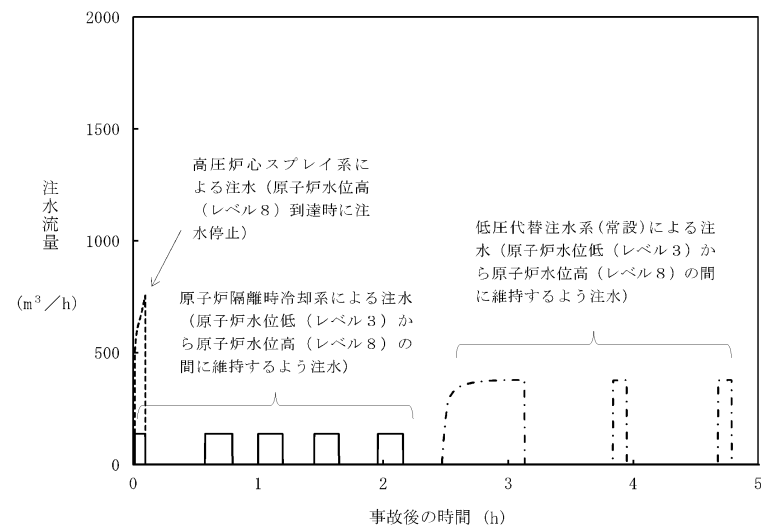
第 2.4.2.8 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



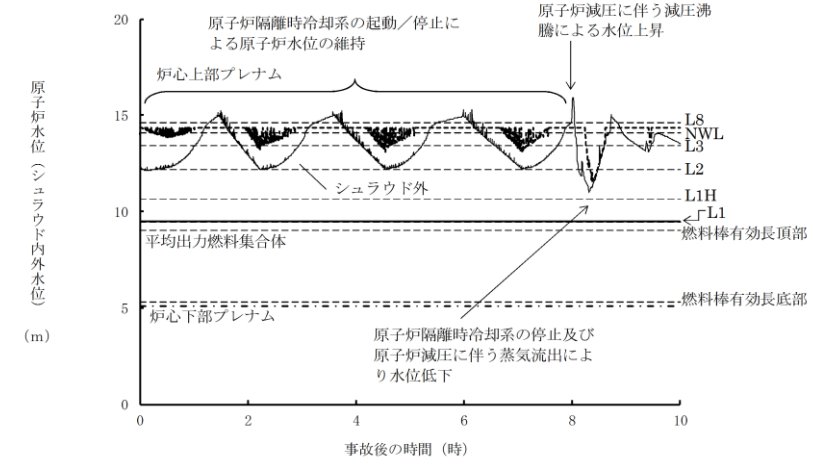
第 2.4.2.9 図 注水流量の推移



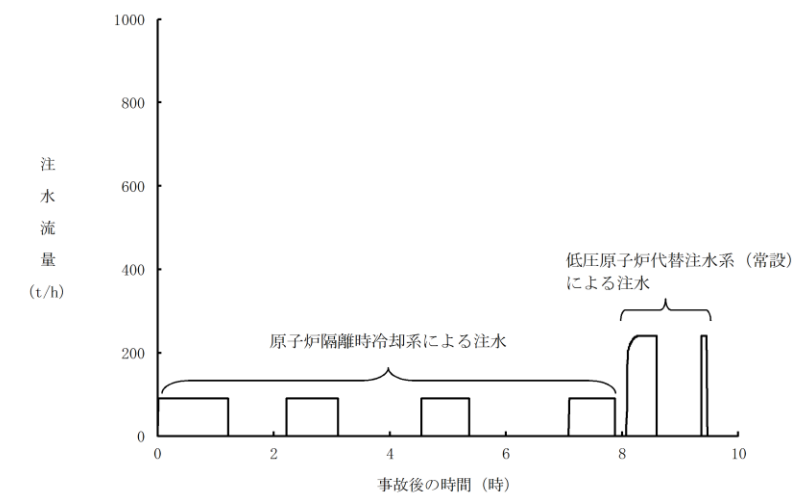
第 2.4.2-6 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



第 2.4.2-7 図 注水流量の推移



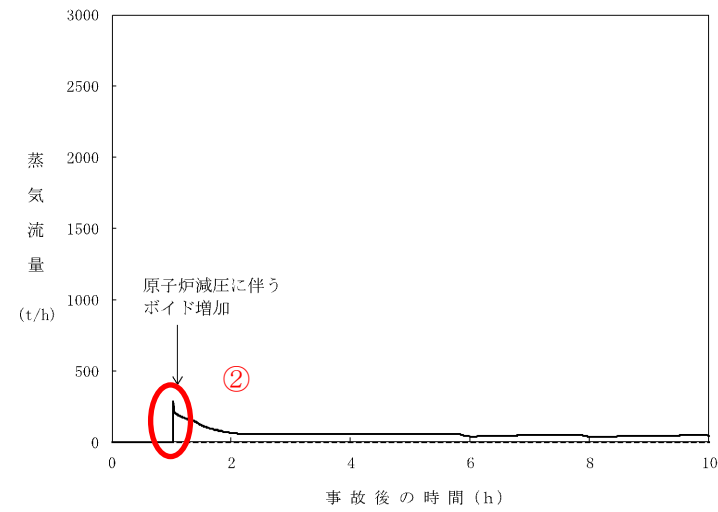
第 2.4.2.2-1(3) 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



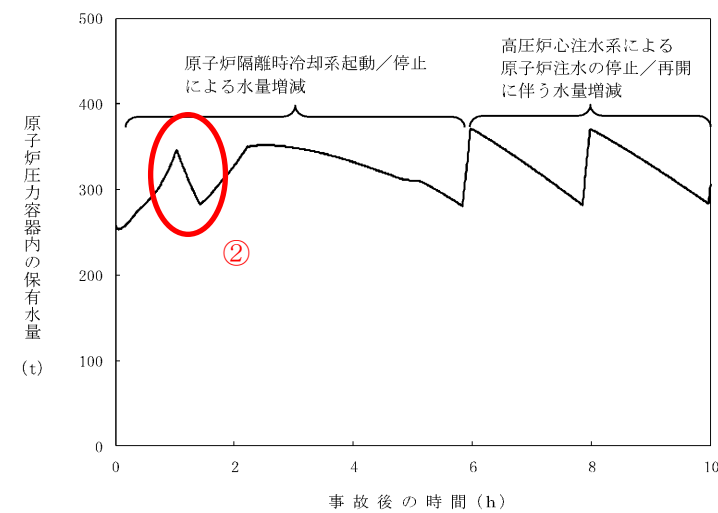
第 2.4.2.2-1(4) 図 注水流量の推移

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
注水設備の相違*による注水パターンの相違

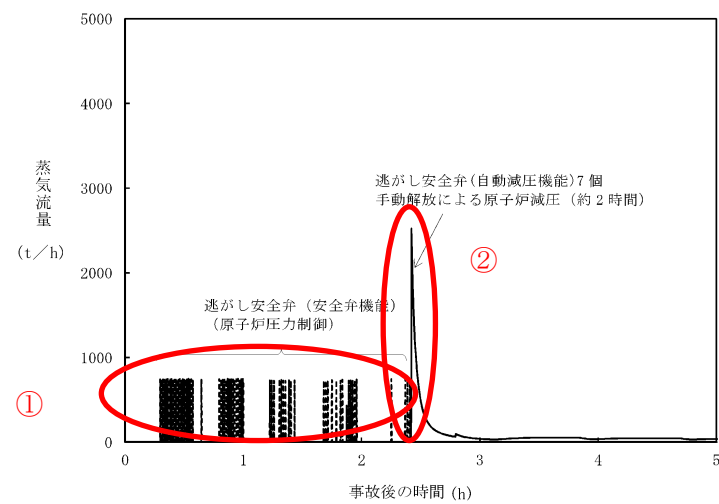
*
島根 2号炉：原子炉隔離時冷却系, 低圧原子炉代替注水系 (常設) (減圧後)
東海第二：原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心スプレイ系, 低圧代替注水系 (常設) (減圧後)
柏崎 6/7：原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心注水系 (減圧後)



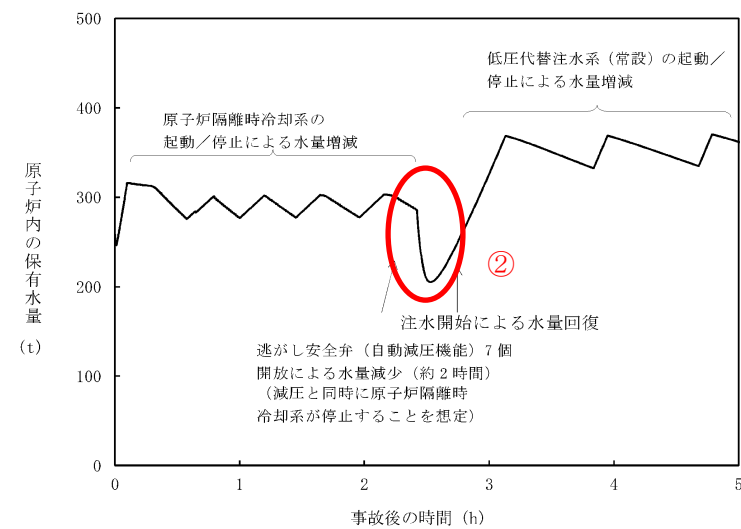
第2.4.2.10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



第2.4.2.11 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



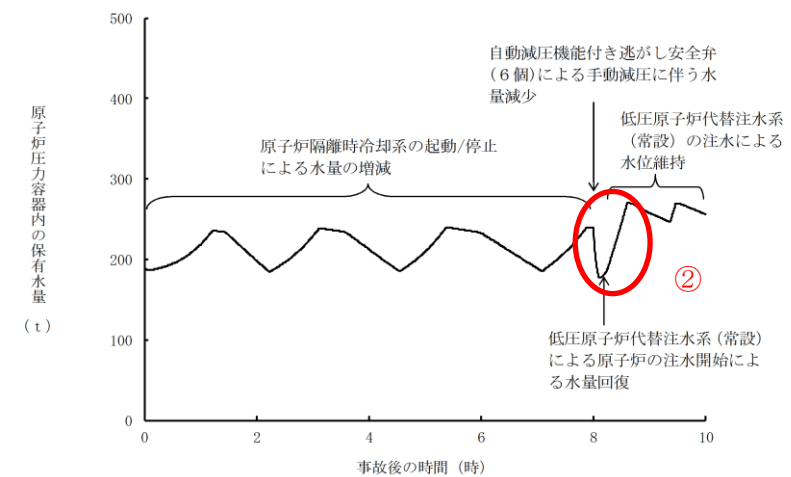
第2.4.2-8 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



第2.4.2-9 図 原子炉压力容器内保有水量の推移

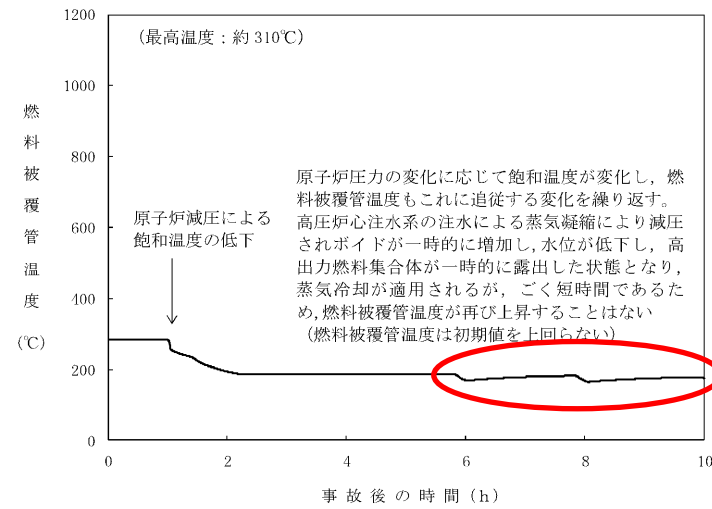


第2.4.2.2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

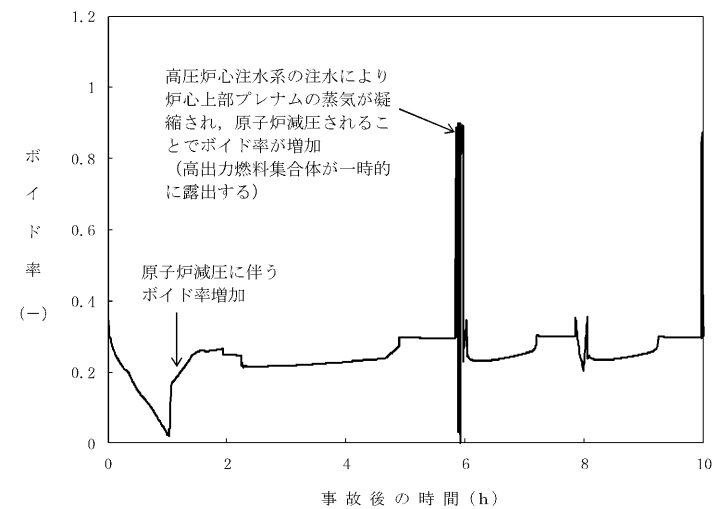


第2.4.2.2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移

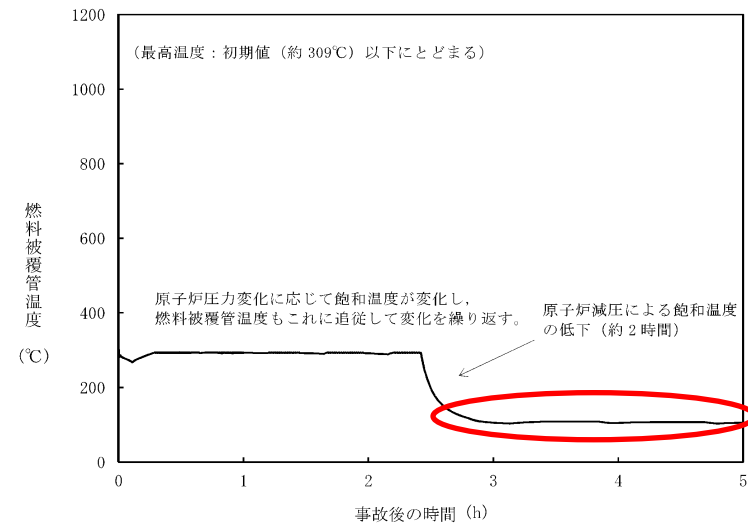
・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
 ①東海第二及び島根 2号炉は、事象発生早期に原子炉水位が L2 に到達した時点で MSIV 閉となり、SRV により原子炉圧力が制御される。
【柏崎 6/7, 東海第二】
 ②原子炉減圧に使用する弁数の違いによる蒸気流量及び原子炉圧力容器保有水量の相違。



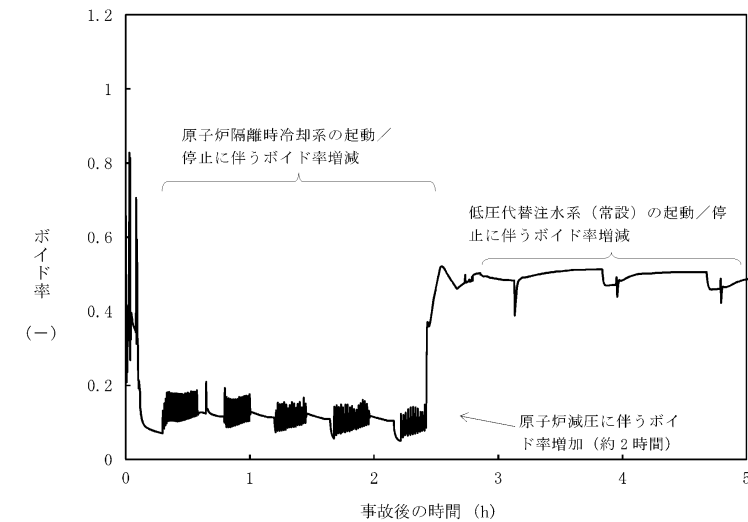
第2.4.2.12 図 燃料被覆管温度の推移



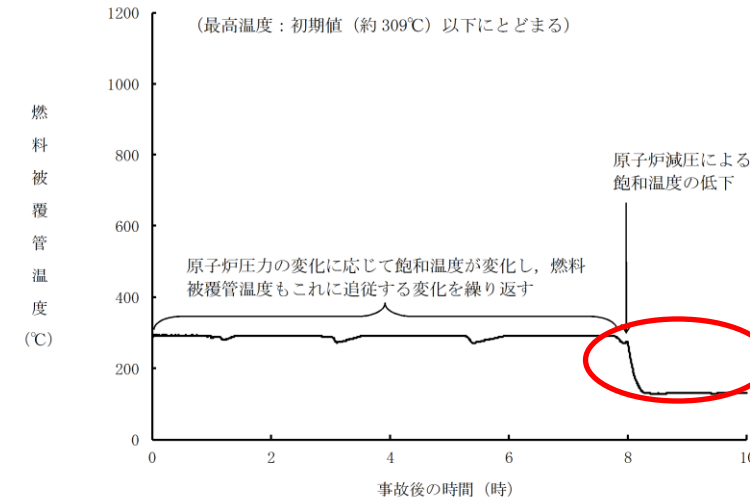
第2.4.2.13 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



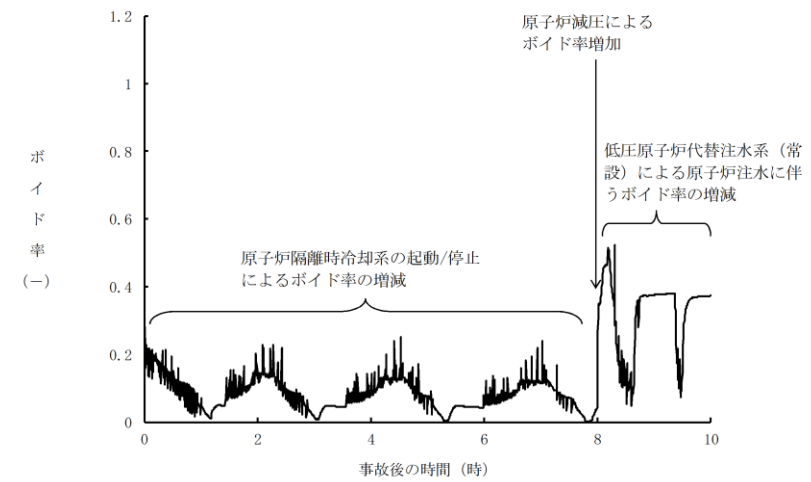
第2.4.2-10 図 燃料被覆管温度の推移



第2.4.2-11 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

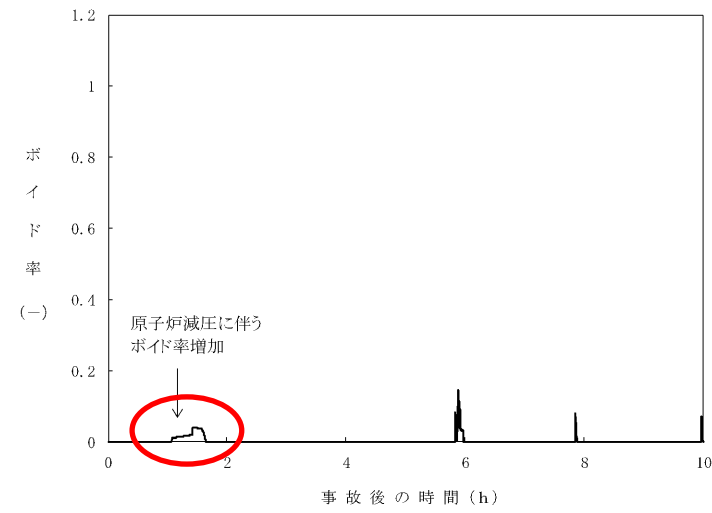


第2.4.2.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移

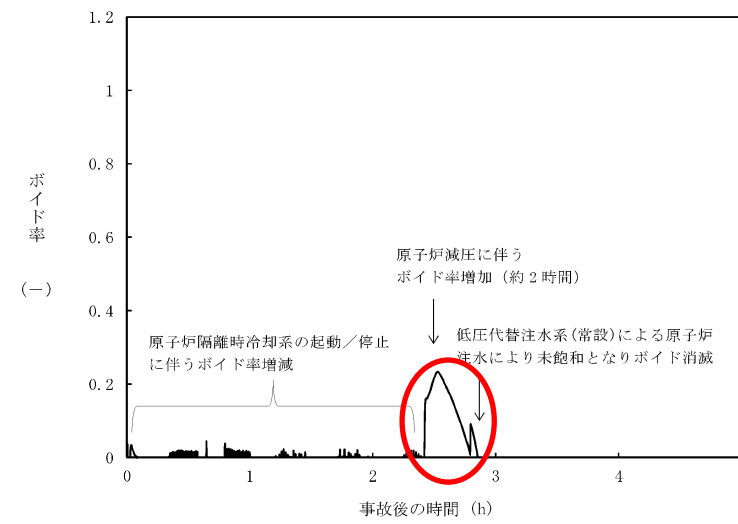


第2.4.2.2-1(8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

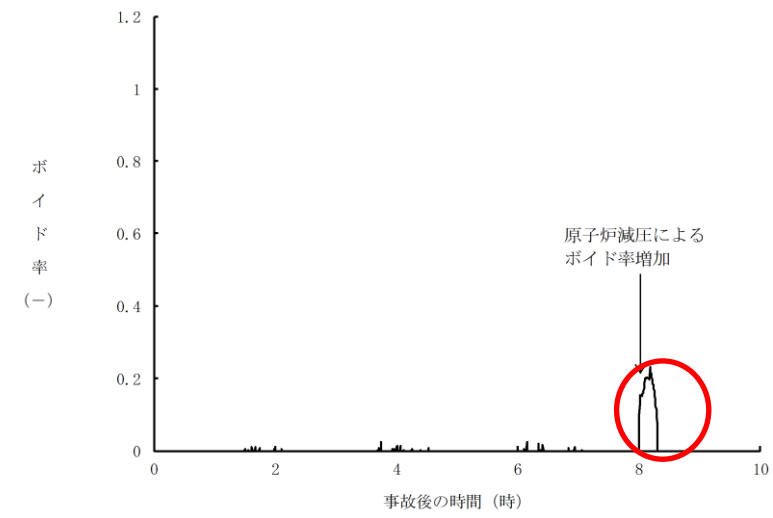
・解析結果の相違
【柏崎6/7】
東海第二及び島根2号炉は、原子炉減圧後、低圧代替注水による原子炉注水を実施することから、柏崎6/7の挙動とはならない。



第 2.4.2.14 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

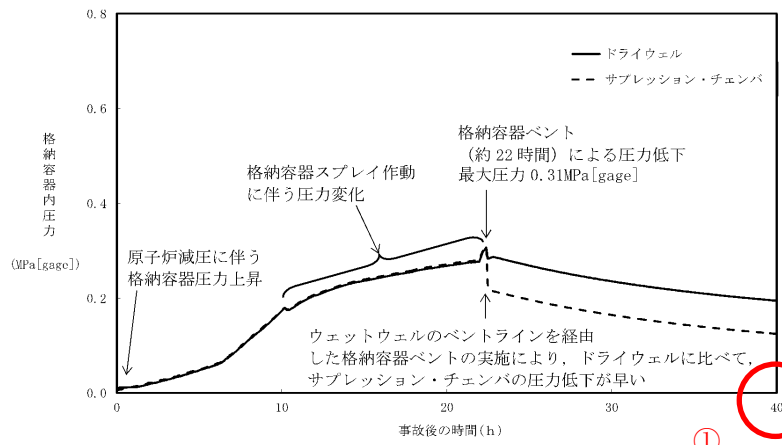


第 2.4.2-12 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

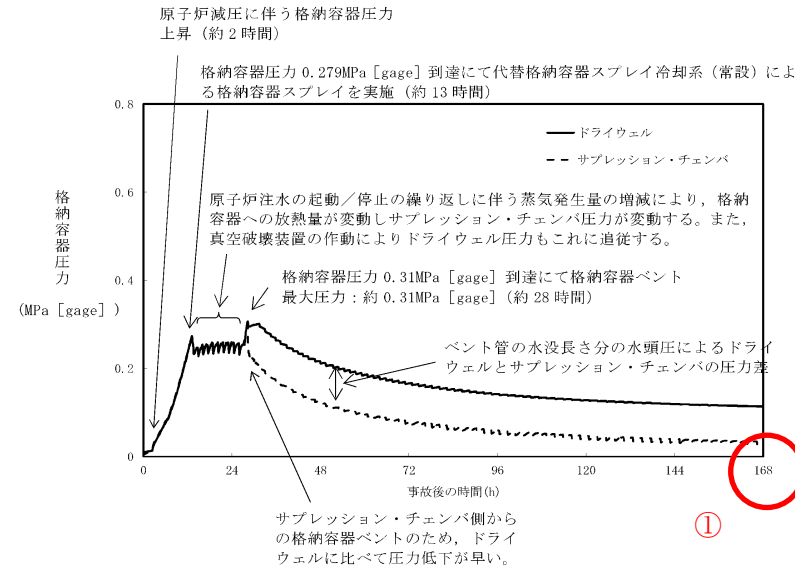


第 2.4.2.2-1(9)図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

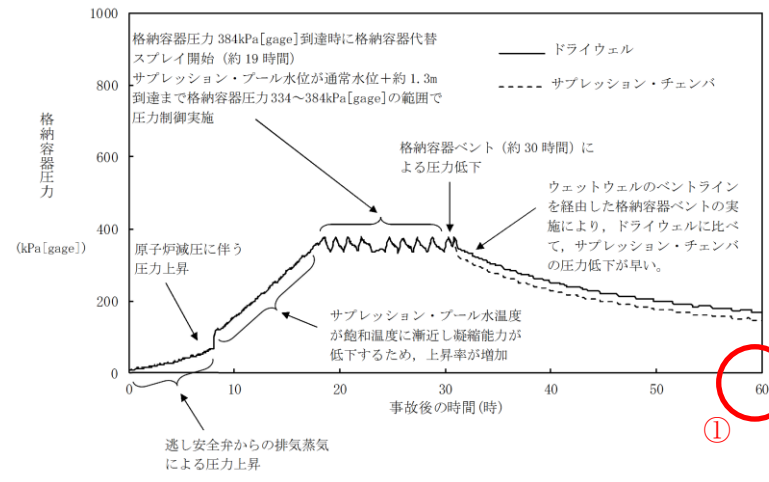
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
 原子炉減圧に使用する弁数の違いによるボイド率増加量の相違。



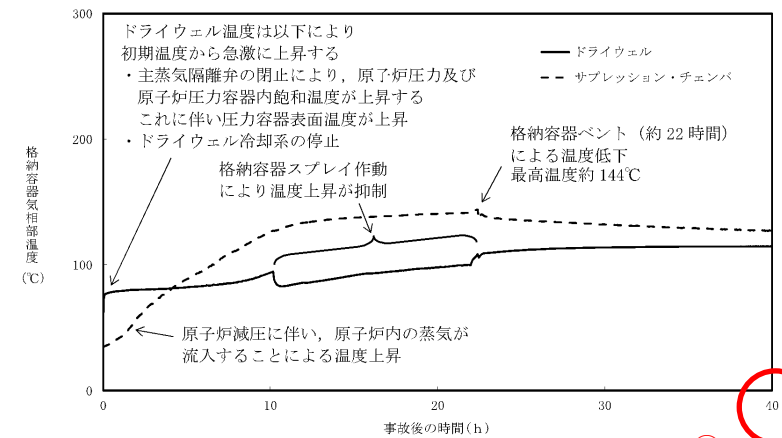
第2.4.2.15 図 格納容器圧力の推移



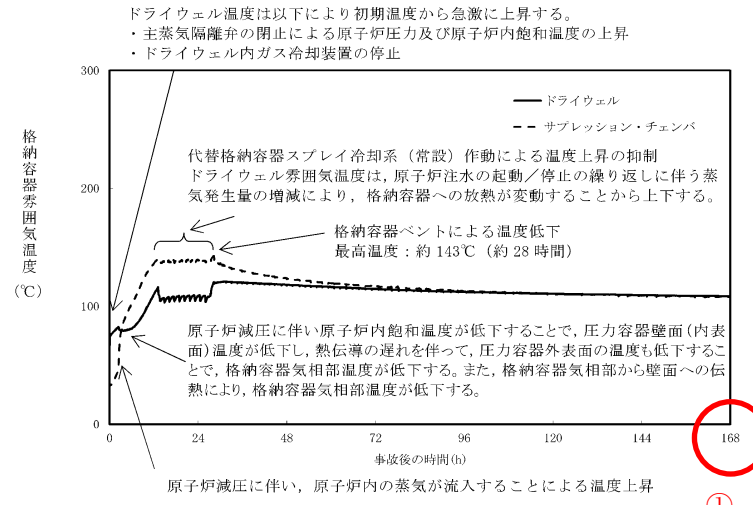
第2.4.2-13 図 格納容器圧力の推移



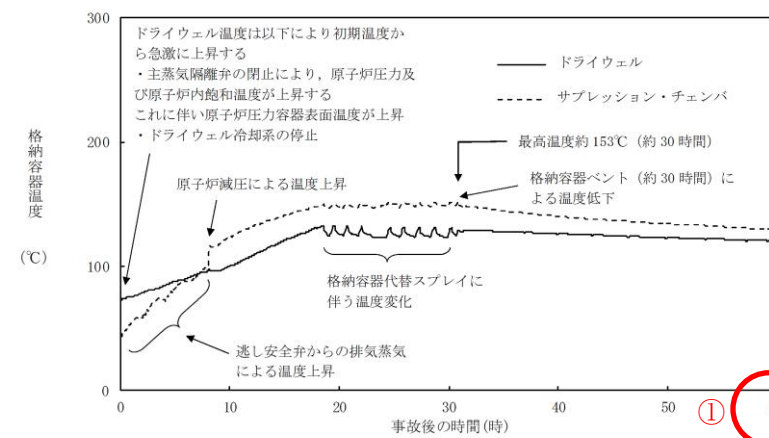
第2.4.2.2-1(10) 図 格納容器圧力の推移



第2.4.2.16 図 格納容器気相部温度の推移

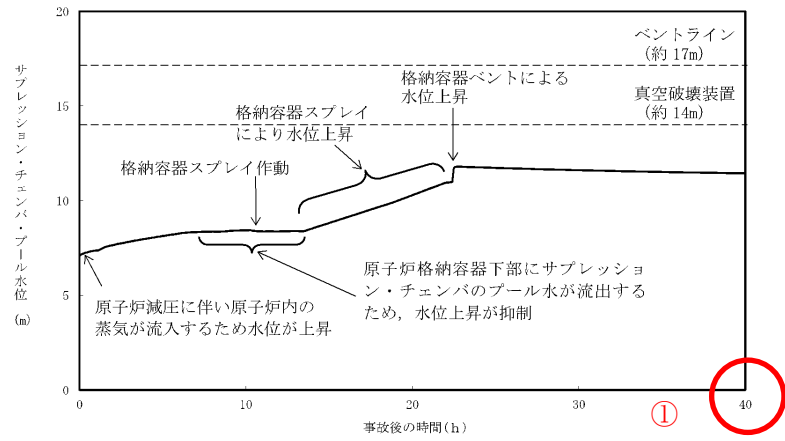


第2.4.2-14 図 格納容器雰囲気温度の推移

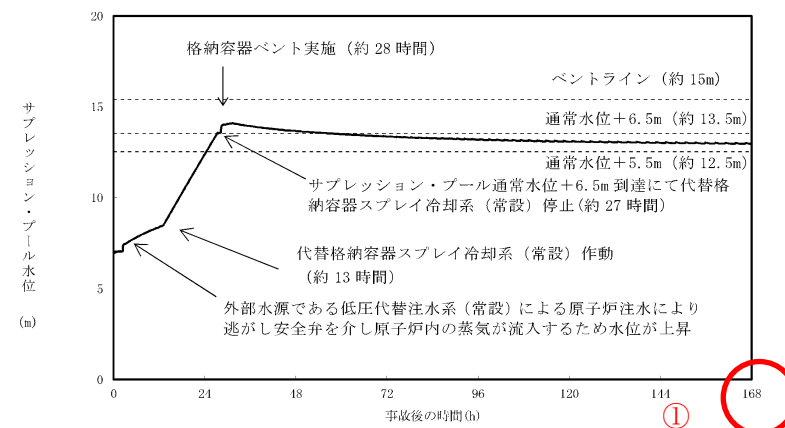


第2.4.2.2-1(11) 図 格納容器温度の推移

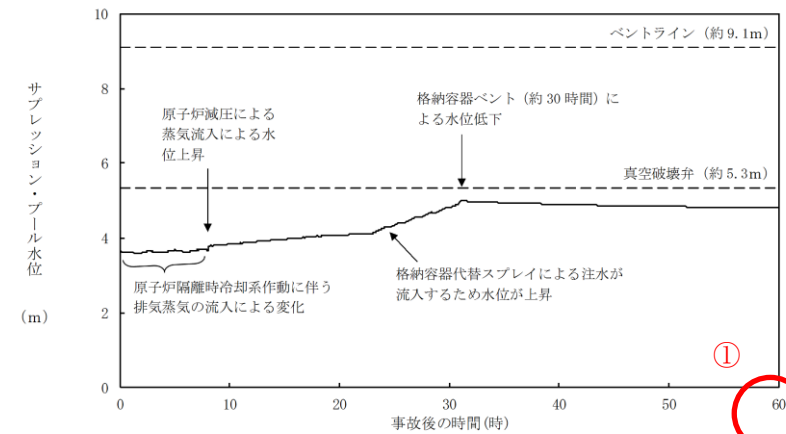
・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
①解析時間の相違。



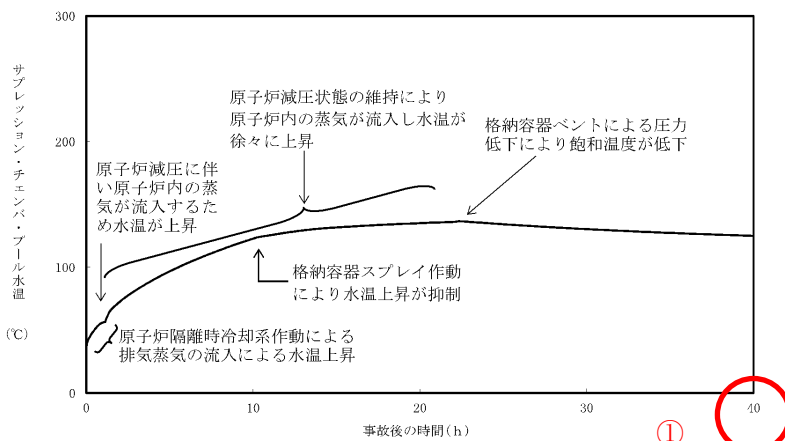
第2.4.2.17 図 サプレッション・チェンバール水位の推移



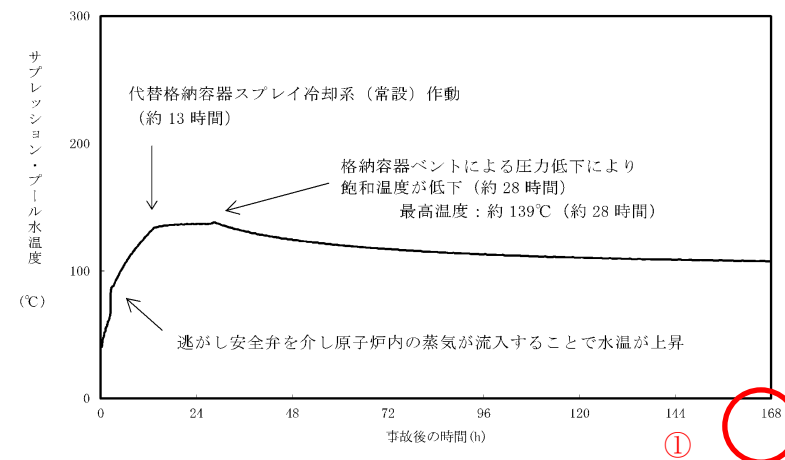
第2.4.2-15 図 サプレッション・チェンバール水位の推移



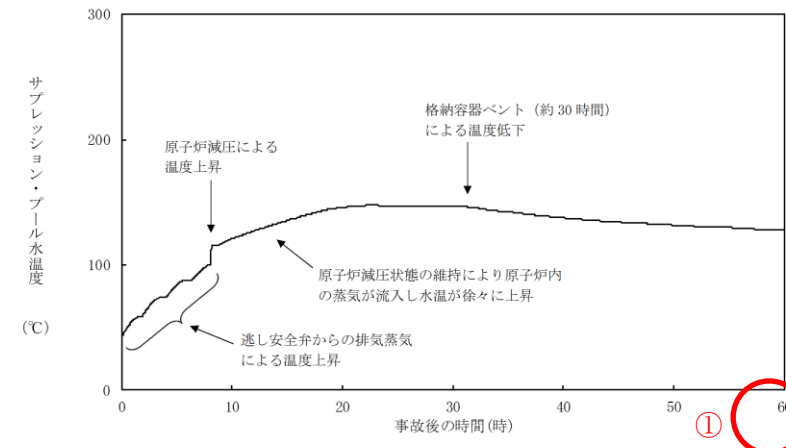
第2.4.2.2-1(12) 図 サプレッション・チェンバール水位の推移



第2.4.2.18 図 サプレッション・チェンバール水温の推移



第2.4.2-16 図 サプレッション・チェンバール水温の推移



第2.4.2.2-1(13) 図 サプレッション・チェンバール水温の推移

・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
①解析時間の相違。

第 2.4.2.1 表 「崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)」の重大事故等対策について

| 判断及び操作 | 手順 | 有効性評価上期待する事故対処設備 | |
|------------------------------|--|----------------------|---|
| | | 常設設備 | 計装設備 |
| 原子炉スクラム確認 | 運転時の異常な過渡変化又は設計基準事象が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。 | — | 平均出力領域モニタ 起動領域モニタ |
| 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 | 原子炉水位低 (レベル 2) 信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低 (レベル 2) から原子炉水位高 (レベル 8) の間で維持する。 | 【原子炉隔離時冷却系】 原子炉注水 | 原子炉水位 (SA) 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 原子炉注水 (SA) |
| 高圧代替注水系による原子炉注水 | 原子炉隔離時冷却系機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。 | 高圧代替注水系 原子炉注水 | 原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系系統流量 原子炉注水 (SA) |
| 残留熱除去系機能喪失確認 | 原子炉隔離時冷却系の運転によりサブプレッシャ・チェンバ・プール水面上昇する。残留熱除去系によるサブプレッシャ・チェンバ・プール水面上昇は、残留熱除去系によるサブプレッシャ・チェンバ・プール水面上昇を抑制する。残留熱除去系が自動起動し、原子炉水位は回復する。 | — | 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】 サブプレッシャ・チェンバ・プール水温度 |
| 逃がし安全弁による原子炉減圧 | 原子炉隔離時冷却系を起動し、逃がし安全弁による原子炉減圧を実施する。 | 逃がし安全弁 | 原子炉注水 (SA) |
| 高圧炉心注水系による原子炉注水 | 原子炉減圧に伴い原子炉隔離時冷却系の流量が低下し原子炉水位が低下する。原子炉水位低 (レベル 3) により高圧炉心注水系が自動起動し、原子炉水位は回復する。 | 【高圧炉心注水系】 原子炉注水 | 原子炉水位 (SA) 【高圧炉心注水系系統流量】 原子炉注水 (SA) |
| 代替格納容器スプレッド冷却系 (常設) による原子炉注水 | 格納容器圧力が 0.1MPa(Geop)到達した場合、代替格納容器スプレッド冷却系 (常設) により原子炉隔離時冷却系を復元する。 | 代替格納容器 原子炉注水 | 格納容器内圧力 (D/W) 原子炉注水 (SA) |
| 格納容器圧力逃がし装置による原子炉注水 | 格納容器圧力が 0.31MPa(Geop)到達した場合、格納容器圧力逃がし装置による原子炉注水を実施する。 | 格納容器圧力逃がし装置 原子炉注水 | 格納容器内圧力 (D/W) 原子炉注水 (SA) |

① 【1】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

第 2.4.2-1 表 崩壊熱除去機能喪失時 (残留熱除去系が故障した場合) 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が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。 | — | — | 平均出力領域計装* 起動領域計装* |
| 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水 | 原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号により原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低 (レベル 3) から原子炉水位高 (レベル 8) の間で維持する。 | 原子炉隔離時冷却系* 高圧炉心注水系* サブプレッシャ・チェンバ | — | 原子炉水位 (SA 広帯域) 原子炉水位 (SA 燃料域) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉隔離時冷却系系統流量* 高圧炉心注水系系統流量* サブプレッシャ・プール水温度 |
| 残留熱除去系機能喪失確認 | 原子炉隔離時冷却系の運転によりサブプレッシャ・プール水温度が上昇するため、残留熱除去系 (サブプレッシャ・プール冷却系) を起動するが、残留熱除去系の故障によりサブプレッシャ・プール冷却は失敗する。 | — | — | 残留熱除去系ポンプ吐出圧力* サブプレッシャ・プール水温度 |
| 逃がし安全弁による原子炉急速減圧 | 常設低圧代替注水系ポンプを 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、原子炉急速減圧を実施する。 | 常設低圧代替注水系ポンプ 逃がし安全弁 (自動減圧機能)* | — | 原子炉注水 (SA) 原子炉注水* |

① * 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.4.2.1-1 表 「崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)」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がスクラムしたことを確認する。 | 【非常用ディーゼル発電機】 【ディーゼル燃料貯蔵タンク】 | — | 平均出力領域計装 |
| 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 | 原子炉水位低 (レベル 2) で原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低 (レベル 2) から原子炉水位高 (レベル 8) の間で維持する。 | 【原子炉隔離時冷却系】 サブプレッシャ・チェンバ | — | 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 【原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量】 |
| 残留熱除去系機能喪失確認 | 原子炉隔離時冷却系の運転によりサブプレッシャ・チェンバのプール水温度が上昇するため、残留熱除去系 (サブプレッシャ・プール冷却モード) 運転のための起動操作を実施するが、残留熱除去系故障により起動失敗する。 | — | — | 【残留熱除去系ポンプ出口流量】 サブプレッシャ・プール水温度 (SA) |
| 逃がし安全弁による原子炉急速減圧 | 低圧原子炉代替注水系 (常設) を起動し、原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサブプレッシャ・プール水温度 100℃で、自動減圧機能付き逃がし安全弁 6 個による手動減圧を行う。 | 常設代替交流電源設備 低圧原子炉代替注水系 (常設) 自動減圧機能付き逃がし安全弁 | — | 原子炉注水 (SA) 原子炉注水 サブプレッシャ・プール水温度 (SA) |

① 【1】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

有効性評価上考慮しない操作

備考
本文比較表に記載の差異以外で主要な差異について記載
・記載表現の相違
【東海第二】
①島根 2号炉は、重大事故等時に設計基準対処施設としての機能を期待する設備を「重大事故等対処設備 (設計基準拡張)」と位置付けている。

第2.4.2-1表 崩壊熱除去機能喪失時(残留熱除去系が故障した場合)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 | 計装設備 |
| 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、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始する。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 | 可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリー | 原子炉圧力(SA) 原子炉圧力* 原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA燃料域) 原子炉水位(広帯域)* 原子炉水位(燃料域)* 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冷却 | 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 サブレーション・チェンバ* - | - | 原子炉圧力(SA) 原子炉圧力* ドラウエル圧力 サブレーション・チェンバ圧力 サブレーション・プールの水温度 原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA燃料域) 原子炉水位(広帯域)* 原子炉水位(燃料域)* 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 |

① * 既許可の対象となつている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
■：有効性評価上考慮しない操作

第2.4.2.1-1表 「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」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 | 計装設備 |
| 低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水 | 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、低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水を開始する。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。 | 常設交流電源設備 ガスタタービン発電機用軽油タンク 低圧原子炉代替注水系(常設) 低圧原子炉代替注水槽 | 大量送水車 タンクローリー | 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、又はサブレーション・プール水位が通常水位+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。 | ガスタタービン発電機用軽油タンク | 大量送水車 タンクローリー | ドラウエル圧力(SA) サブレーション・チェンバ圧力(SA) 格納容器代替スプレイ流量 サブレーション・プール水位(SA) |

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

第 2.4.2-1 表 崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）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 |
| 代替格納容器サブレイ冷却系（常設）による格納容器冷却 | 格納容器圧力が 0.279MPa [gage] に到達した場合、代替格納容器サブレイ冷却系（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 代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備 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 | ドライウエル圧力 サブレーション・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イ流量（常設ライオン用） 低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライオン用） 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 [gage] 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 サブレーション・チェンバール圧力 サブレーション・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） |

①

*

既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.4.2.1-1 表 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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 | サブレーション・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 | — |
| 判断及び操作 | 手順 | 常設設備 | 計装設備 |
| | | ドライウエル圧力 (SA) サブレーション・チェンバール圧力 (SA) サブレーション・プールの水位 (SA) 格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) 格納容器雰囲気放射線モニタ (サブレーション・チェンバール) スクラバ容器水位 スクラバ容器圧力 第 1 ベントフィルタ出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) | ドライウエル圧力 (SA) サブレーション・チェンバール圧力 (SA) サブレーション・プールの水位 (SA) 格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) 格納容器雰囲気放射線モニタ (サブレーション・チェンバール) スクラバ容器水位 スクラバ容器圧力 第 1 ベントフィルタ出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) |

①

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

有効性評価上考慮しない操作

第2.4.2.2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (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 原子炉格納容器側：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 [gage] | 定格原子炉圧力として設定 |
| 原子炉水位 | 通常運転水位 (セパレーター下流から+119cm) | 通常運転時の原子炉水位として設定 |
| 炉心流量 | 52,200t/h | 定格流量として設定 |
| 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) | — |
| 最大線出力密度 | 44.0 kW/m | ① 設計限界値として設定 |
| 原子炉停止後の崩壊熱 | ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t | ② サイクル末期の燃焼度はばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定 |
| 初期条件 | 7,350m ³ | ③ トライウエル内各種の設計値 (主冷却器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 (ドライウエル) | 空腔部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³ | ③ ウェットウェル内各種の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) |
| 真空破壊装置 | 3.43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧) | 真空破壊装置の設定値 |
| サブプレッション・チェンバ・プール水位 | 7.05m (通常運転水位) | ③ 通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定 |
| サブプレッション・チェンバ・プール水温 | 35℃ | 通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定 |
| 格納容器圧力 | 5.2kPa [gage] | 通常運転時の格納容器圧力として設定 |
| 格納容器温度 | 57℃ | ④ 通常運転時の格納容器温度として設定 |
| 外部水源の温度 | 50℃ (事象開始12時間以降は45℃, 事象開始24時間以降は40℃) | 復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定 |

第2.4.2-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (1/6)

| 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 (压力容器ドーム部) | 6.93MPa [gage] | 定格原子炉圧力として設定 |
| 原子炉水位 | 通常運転水位 (セパレーター下流から+126cm) | 通常運転時の原子炉水位として設定 |
| 炉心流量 | 48,300 t/h | 定格流量として設定 |
| 炉心入口温度 | 約278℃ | 熱平衡計算による値 |
| 炉心入口サブクール度 | 約9℃ | 熱平衡計算による値 |
| 燃料 | 9×9燃料 (A型) | — |
| 最大線出力密度 | 44.0kW/m | ① 通常運転時の熱的制限値として設定 |
| 原子炉停止後の崩壊熱 | ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t | 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 |
| 初期条件 | 5,700m ³ | 設計値 |
| 格納容器体積 (ドライウエル) | 空腔部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³ | ③ 設計値 (通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値として設定) |

第2.4.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (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 原子炉格納容器側：MAAP | — |
| 原子炉熱出力 | 2,436MW | 定格原子炉熱出力として設定 |
| 原子炉圧力 | 6.93MPa [gage] | 定格原子炉圧力として設定 |
| 原子炉水位 | 通常水位 (気水分離器下流から+83cm) | 通常運転時の原子炉水位として設定 |
| 炉心流量 | 35.6×10 ⁴ t/h | 定格炉心流量として設定 |
| 炉心入口温度 | 約278℃ | 熱平衡計算による値 |
| 炉心入口サブクール度 | 約9℃ | 熱平衡計算による値 |
| 燃料 | 9×9燃料 (A型) | 9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型) は熱力学的特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包摂されること、また、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きき、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) の評価に包摂されることを考慮し、代表的に9×9燃料 (A型) を設定 |
| 初期条件 | 44.0kW/m | ① 通常運転時の熱的制限値 |
| 最大線出力密度 | ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t | ② サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮 |
| 原子炉停止後の崩壊熱 | 7,900m ³ | ③ 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 |
| 格納容器空間容積 (ドライウエル) | 空腔部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³ | ドライウエル内各種の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) |
| 格納容器空間容積 (サブプレッション・チェンバ) | 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 |
| 真空破壊装置 | 3.61m (通常運転水位) | ③ 通常運転時のサブプレッション・プール水位として設定 |
| サブプレッション・プール水位 | 35℃ | 通常運転時のサブプレッション・プール水温の上限値として設定 |
| サブプレッション・プール水温 | 5.0kPa [gage] | 通常運転時の格納容器圧力として設定 |
| 格納容器圧力 | | |

- ・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柏崎6/7及び島根2号炉は、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2.4.2.2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (2/5)

| 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 | 原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定 |
| 事故条件 | 安全機能の喪失に対する仮定 | 残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失すると設定 |
| | 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2.4.2-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (2/6)

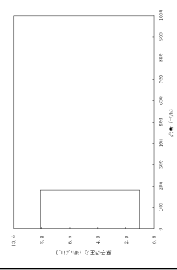
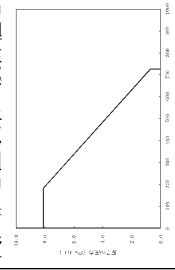
| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|------|----------------|-------------------------------------|
| 初期条件 | 真空破壊装置 | 3.45kPa (ドライウェル・サブレーション・チェンバール差圧) ③ |
| | サブレーション・プール水位 | 6.983m (通常運転範囲の下限値) |
| | サブレーション・プール水温度 | 32℃ |
| | 格納容器圧力 | 5kPa [gage] |
| | 格納容器雰囲気温度 | 57℃ ④ |
| 事故条件 | 外部水源の水温 | 35℃ |
| | 起因事象 | 給水流量の全喪失 |
| | 安全機能の喪失に対する仮定 | 崩壊熱除去機能喪失 |
| | 外部電源 | 外部電源あり |
| | | 年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定 |

第2.4.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (2/4)

| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|------------------|-----------------|---|
| 初期条件 | 格納容器温度 | 57℃ |
| | 外部水源の温度 | 35℃ |
| 事故条件 | 起因事象 | 給水流量の全喪失 |
| | 安全機能の喪失に対する仮定 | 崩壊熱除去機能喪失 |
| 重大事故等対策に関連する機器条件 | 外部電源 | 外部電源なし |
| | 原子炉スクラム信号 | 原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05 秒) |
| | 原子炉隔離時冷却系 | 原子炉水位低 (レベル2) 信号により自動起動 91m ³ /h (8.21~0.74MPa [diff]において) にて注水 |
| | 低圧原子炉代替注水系 (常設) | 低圧原子炉代替注水系 (常設) の設計値として設定 |

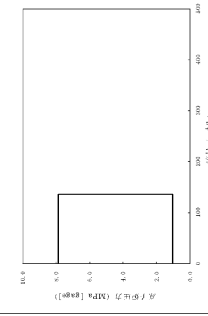
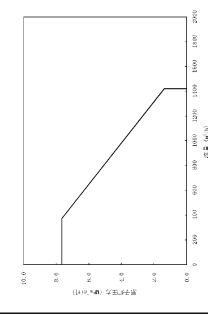
・解析条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

第2.4.2.2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (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) (遅れ時間: 1.05秒) | 安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定 |
| 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能 | 再循環ポンプが、原子炉水位低 (レベル3) で4台、原子炉水位低 (レベル2) で残りの6台がトリップ | 原子炉冷却材再循環系のインターロックとして設定 |
| 原子炉隔離時冷却系 | 原子炉水位低 (レベル2) にて自動起動 182m ³ /h (8.12~1.03MPa [dif] において) にて注水 | 原子炉隔離時冷却系の設計値として設定  |
| 高圧炉心注水系 | 原子炉水位低 (レベル1.5) にて自動起動 727m ³ /h (0.69MPa [dif] において) にて注水 | 高圧炉心注水系の設計値として設定  |

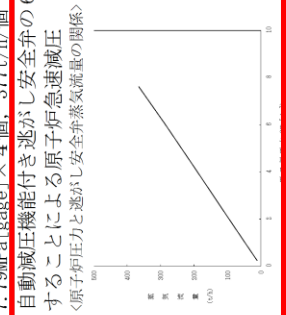
重大事故等対策に関連する機器条件

第2.4.2-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (3/6)

| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|-------------------------------|--|---|
| 原子炉スクラム | 原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間: 1.05秒) | 安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定 |
| A T W S緩和設備 (代替再循環系ポンプトリップ機能) | 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 | A T W S緩和設備 (代替再循環系ポンプトリップ機能) のインターロックとして設定 |
| 原子炉隔離時冷却系 | 原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 136.7m ³ /h (7.86MPa [gage] ~1.04MPa [gage] において) にて注水 | 原子炉隔離時冷却系の設計値として設定  |
| 高圧炉心スプレイ系 | 原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 1,419m ³ /h (1.38MPa [dif] において) (最大1,419m ³ /h) にて注水 | 高圧炉心スプレイ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

第2.4.2.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (3/4)

| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|-------------------|---|--|
| 逃がし安全弁 | 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 自動減圧機能付き逃がし安全弁の6個を開することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係>  | 逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定 逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定 |
| 格納容器代替スプレイ系 (可搬型) | 120m ³ /h にて原子炉格納容器内へスプレイ | 格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定 |
| 格納容器フィルタベント系 | 格納容器圧力 427kPa [gage] における最大排出流量 9.8 kg/s に対して、格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱 | 格納容器フィルタベント系の設計値として設定 |

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柏崎6/7及び島根2号炉は、逃がし安全弁1個当たりの蒸気流量をグラフに記載。

第2.4.2.2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能が喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (4/5)

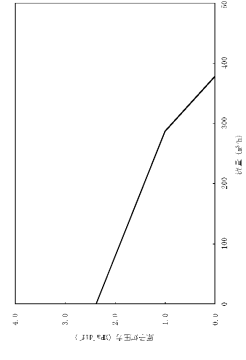
| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|--------------------|---|--|
| 逃がし安全弁 | 逃がし弁機能 7.51MPa [gage] × 1 個, 363t/h/個 7.58MPa [gage] × 1 個, 367t/h/個 7.65MPa [gage] × 4 個, 370t/h/個 7.72MPa [gage] × 4 個, 373t/h/個 7.79MPa [gage] × 4 個, 377t/h/個 7.86MPa [gage] × 4 個, 380t/h/個 自動減圧機能付き逃がし安全弁 1 個 を開することによる原子炉減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気流 量の関係> | 逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定 |
| ⑤ | | 逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定 |
| 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) | 140m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ | 格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定 |
| 格納容器圧力逃がし装置等 | 格納容器圧力が0.62MPa [gage]における最大排出流量 31.6kg/s に対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作 (流路面積 70%開) にて原子炉格納容器除熱 | 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 |

第2.4.2-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能が喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (4/6)

| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|--------|---|---------------------------------|
| 逃がし安全弁 | 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 個を開することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁 7 個の蒸気流量の 関係> | 逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定 |
| ⑤ | | 逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量と原子炉圧力の関係から設定 |

・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

第 2.4.2-2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能が喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (5/6)

| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|------------------|---|---|
| 重大事故等対策に関連する機器条件 | 低圧代替注水系 (常設) 最大 378m ³ /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) | 設計に基づき、併用時の注入先圧力及びシステム圧損を考慮しても確保可能な流量を設定 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 | 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 |

・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

第 2.4.2.2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (5/5)

| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|------------------|-----------------------------------|--|
| 重大事故等対策に関連する操作条件 | 逃がし安全弁による原子炉減圧操作 | サブレーション・チェンバ・プール水温 49℃到達時 |
| | 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 | 格納容器圧力 0.18MPa [gage] 到達時 |
| | 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 | 格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時 |
| | | 高温待機運転中のサブレーション・チェンバ・プール水最高温度 (蒸気凝縮能力維持) を踏まえて設定 |
| | | 設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定 |
| | | 格納容器最高使用圧力を踏まえて設定 |

第 2.4.2-2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (6/6)

| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|------------------|--------------------------------|----------------------------|
| 重大事故等対策に関連する操作条件 | 逃がし安全弁原子炉急速減圧操作 | サブレーション・プール水温 65℃到達時 |
| | 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作 | 格納容器圧力 0.279MPa [gage] 到達時 |
| | 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作 | 格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時 |
| | | サブレーション・プール熱容量制限を踏まえて設定 |
| | | 格納容器最高使用圧力を考慮し設定 |
| | | 格納容器最高使用圧力を踏まえて設定 |

第 2.4.2-1 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (4/4)

| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|------------------|---|--|
| 重大事故等対策に関連する操作条件 | 逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系 (常設) による注水操作 | 事象発生から 8 時間後に原子炉減圧後, 注水開始 |
| | 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 | 格納容器圧力 384kPa [gage] 到達時 384~334kPa [gage] の範囲で維持 |
| | 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 | サブレーション・プール水位が通常水位 + 約 1.3m 到達から 10 分後 |
| | | 原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として設定 |
| | | 格納容器最高使用圧力を考慮して設定 |
| | | 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2.4.2.1</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後，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>【安定状態の確立について】 <u>原子炉安定停止状態の確立について</u> <u>逃がし安全弁を開維持することで，高圧炉心注水系による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。</u></p> | <p style="text-align: right;">添付資料 2.4.2.1</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p style="text-align: center;">（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））</p> <p>崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の安定状態については，以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後，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><u>格納容器安定状態</u>：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>【安定状態の確立について】 <u>原子炉安定停止状態の確立について</u> <u>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。サブプレッション・プール熱容量制限に到達後，原子炉を減圧し，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ことで，引き続き炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。</u></p> | <p style="text-align: right;">添付資料 2.4.2.1</p> <p style="text-align: center;">安定状態について（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））</p> <p>崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後，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><u>原子炉格納容器安定状態</u>：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系，残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】 <u>原子炉安定停止状態の確立について</u> <u>原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。事象発生から8時間後に原子炉を減圧し，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。</u></p> | <p>備考</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>・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2号炉は，高圧炉心スプレイ系自動起動水位まで低下しない。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2号炉は，原子炉</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>原子炉格納容器安定状態の確立について</u></p> <p>炉心冷却を継続し、事象発生から約22 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、格納容器温度は150℃を下回るとともに、ドライウェル温度は、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℃を上回ることはなく、原子炉格納容器安定状態が確立される。</p> <p>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4.9×10^{-2}mSv 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】</p> <p>上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。</p> <p>また、代替循環冷却系を用いて又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い、原子炉格納容器を隔離することによって、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。</p> <p>(添付資料2.1.1 別紙1)</p> | <p><u>格納容器安定状態の確立について</u></p> <p>炉心冷却を継続し、事象発生約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。格納容器雰囲気温度は150℃を下回るとともに、ドライウェル雰囲気温度は、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℃を上回ることはなく、格納容器安定状態が確立される。</p> <p>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6.2×10^{-1}mSv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】</p> <p>上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。</p> <p>また、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。</p> <p>(添付資料2.1.2 別紙1)</p> | <p><u>原子炉格納容器安定状態の確立について</u></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となり、格納容器温度は150℃を下回るとともに、ドライウェル温度は、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℃を上回ることはなく、原子炉格納容器安定状態が確立される。</p> <p>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」の実効線量約1.7×10^{-2}mSv 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なく、敷地境界での実効線量評価は5mSv を十分に下回る。また、重大事故対策に必要な要員は確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。</p> <p>また、残留熱代替除去系を用いて又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い、原子炉格納容器を隔離することによって、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。</p> <p>(添付資料2.1.1 別紙1 参照)</p> | <p>隔離時冷却系が機能維持できる時間として設定。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・評価結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> |

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

| 分類 | 重要現象 | 解析モデル | 不確かさ | 運転員等操作時間に与える影響 | 評価項目となるパラメータに与える影響 |
|--------|--------------------------------|------------|---|--|--|
| 炉心 | 沸騰・ボイド半凝化、気液分離(水位変化)・対向流、三次元効果 | 二相流体の流動モデル | TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの気動解析において、二相流体変化は、燃料棒間には注水不足等の蒸気成分を考慮している。気動現象とおおむね同等の注水による燃料棒温度(最高炉内管壁温度)は、燃費モデルによる不確かさは20℃～40℃程度である。 また、炉心炉心圧力の評価において、ROSA-IIIでは、より低い圧力で見逃し、解析時、低圧注水系の起動タイミングを早め、可能性が示される。しかし、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。 また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。 | 運転員等はシミュラウト外水位(炉内炉心水位)に基づく条件であることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 | 有効性評価解析では炉心炉心圧力がおおよそ燃料棒間を上下する水位差を考慮し、燃費モデルによる炉心炉心圧力変化による二相流体変化を考慮している。解析時、二相流体変化をおおむね同等に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |
| | 沸騰・凝縮・ボイド半凝化、気液分離(水位変化)・対向流 | 二相流体の流動モデル | TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの気動解析において、二相流体変化は、燃料棒間には注水不足等の蒸気成分を考慮している。気動現象とおおむね同等の注水による燃料棒温度(最高炉内管壁温度)は、燃費モデルによる不確かさは20℃～40℃程度である。 また、炉心炉心圧力の評価において、ROSA-IIIでは、より低い圧力で見逃し、解析時、低圧注水系の起動タイミングを早め、可能性が示される。しかし、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。 また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。 | 運転員等はシミュラウト外水位(炉内炉心水位)に基づく条件であることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 | 有効性評価解析では炉心炉心圧力がおおよそ燃料棒間を上下する水位差を考慮し、燃費モデルによる炉心炉心圧力変化による二相流体変化を考慮している。解析時、二相流体変化をおおむね同等に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |
| 炉心圧力容器 | 冷却材放出(臨界沸騰・対向流) | 臨界沸騰モデル | 炉心圧力容器の冷却材放出は、燃料棒間には注水不足等の蒸気成分を考慮している。気動現象とおおむね同等の注水による燃料棒温度(最高炉内管壁温度)は、燃費モデルによる不確かさは20℃～40℃程度である。 また、炉心炉心圧力の評価において、ROSA-IIIでは、より低い圧力で見逃し、解析時、低圧注水系の起動タイミングを早め、可能性が示される。しかし、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。 また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。 | 解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 | 解析コードは、ダウンカマ部の二相水位(シミュラウト外水位)を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 |
| | ECS注水(給水・代替注水系含む。) | 炉心注水系モデル | 炉心注水系の冷却材放出は、燃料棒間には注水不足等の蒸気成分を考慮している。気動現象とおおむね同等の注水による燃料棒温度(最高炉内管壁温度)は、燃費モデルによる不確かさは20℃～40℃程度である。 また、炉心炉心圧力の評価において、ROSA-IIIでは、より低い圧力で見逃し、解析時、低圧注水系の起動タイミングを早め、可能性が示される。しかし、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。 また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。 | 解析コードは、炉心注水系の冷却材放出は、燃料棒間には注水不足等の蒸気成分を考慮している。気動現象とおおむね同等の注水による燃料棒温度(最高炉内管壁温度)は、燃費モデルによる不確かさは20℃～40℃程度である。 また、炉心炉心圧力の評価において、ROSA-IIIでは、より低い圧力で見逃し、解析時、低圧注水系の起動タイミングを早め、可能性が示される。しかし、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。 また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。 | 解析コードは、炉心注水系の冷却材放出は、燃料棒間には注水不足等の蒸気成分を考慮している。気動現象とおおむね同等の注水による燃料棒温度(最高炉内管壁温度)は、燃費モデルによる不確かさは20℃～40℃程度である。 また、炉心炉心圧力の評価において、ROSA-IIIでは、より低い圧力で見逃し、解析時、低圧注水系の起動タイミングを早め、可能性が示される。しかし、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。 また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。 |

表1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間となるパラメータとなるパラメータに与える影響 (崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)) (2/2)

| 分類 | 重要現象 | 解析モデル | 不確かさ | 運転員等操作時間に与える影響 | 評価項目となるパラメータに与える影響 |
|--------|-----------------------------|------------|---|--|--|
| 炉心圧力容器 | 沸騰・凝縮・ボイド半凝化、気液分離(水位変化)・対向流 | 二相流体の流動モデル | 下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位(シミュラウト外水位)に関する不確かさを取り扱う。シミュラウト外水位については、燃料棒間温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコアラウス水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。 | 炉心圧力容器の冷却材放出は、燃料棒間には注水不足等の蒸気成分を考慮している。気動現象とおおむね同等の注水による燃料棒温度(最高炉内管壁温度)は、燃費モデルによる不確かさは20℃～40℃程度である。 また、炉心炉心圧力の評価において、ROSA-IIIでは、より低い圧力で見逃し、解析時、低圧注水系の起動タイミングを早め、可能性が示される。しかし、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。 また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。 | シミュラウト外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、本シナリオでは炉心炉心水位は燃料棒間を上下することなく、炉心は注水維持されるため、燃料棒間の最高炉内管壁温度は初期値(約300℃)を上回ることはないことから評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |
| | 冷却材放出(臨界沸騰・対向流) | 臨界沸騰モデル | TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの理論解析において、炉心注水系の冷却材放出は、燃料棒間には注水不足等の蒸気成分を考慮している。気動現象とおおむね同等の注水による燃料棒温度(最高炉内管壁温度)は、燃費モデルによる不確かさは20℃～40℃程度である。 また、炉心炉心圧力の評価において、ROSA-IIIでは、より低い圧力で見逃し、解析時、低圧注水系の起動タイミングを早め、可能性が示される。しかし、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。 また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。 | 解析コードは、炉心注水系の冷却材放出は、燃料棒間には注水不足等の蒸気成分を考慮している。気動現象とおおむね同等の注水による燃料棒温度(最高炉内管壁温度)は、燃費モデルによる不確かさは20℃～40℃程度である。 また、炉心炉心圧力の評価において、ROSA-IIIでは、より低い圧力で見逃し、解析時、低圧注水系の起動タイミングを早め、可能性が示される。しかし、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。 また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。 | 解析コードは、炉心注水系の冷却材放出は、燃料棒間には注水不足等の蒸気成分を考慮している。気動現象とおおむね同等の注水による燃料棒温度(最高炉内管壁温度)は、燃費モデルによる不確かさは20℃～40℃程度である。 また、炉心炉心圧力の評価において、ROSA-IIIでは、より低い圧力で見逃し、解析時、低圧注水系の起動タイミングを早め、可能性が示される。しかし、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。 また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。 |
| ECS注水系 | ECS注水(給水系・代替注水系含む) | 炉心注水系モデル | 炉心注水系の冷却材放出は、燃料棒間には注水不足等の蒸気成分を考慮している。気動現象とおおむね同等の注水による燃料棒温度(最高炉内管壁温度)は、燃費モデルによる不確かさは20℃～40℃程度である。 また、炉心炉心圧力の評価において、ROSA-IIIでは、より低い圧力で見逃し、解析時、低圧注水系の起動タイミングを早め、可能性が示される。しかし、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。 また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。 | 解析コードは、炉心注水系の冷却材放出は、燃料棒間には注水不足等の蒸気成分を考慮している。気動現象とおおむね同等の注水による燃料棒温度(最高炉内管壁温度)は、燃費モデルによる不確かさは20℃～40℃程度である。 また、炉心炉心圧力の評価において、ROSA-IIIでは、より低い圧力で見逃し、解析時、低圧注水系の起動タイミングを早め、可能性が示される。しかし、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。 また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。 | 解析コードは、炉心注水系の冷却材放出は、燃料棒間には注水不足等の蒸気成分を考慮している。気動現象とおおむね同等の注水による燃料棒温度(最高炉内管壁温度)は、燃費モデルによる不確かさは20℃～40℃程度である。 また、炉心炉心圧力の評価において、ROSA-IIIでは、より低い圧力で見逃し、解析時、低圧注水系の起動タイミングを早め、可能性が示される。しかし、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。 また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。また、実験で炉心圧力が下がると、可能性が示される。 |
| | | | | | |

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 | 崩壊除去機能喪失 | - | 残留熱除去系の機能による崩壊熱除去機能の喪失を設定 | - | - |
| 外部電源 | 外部電源あり | - | 外部電源がある場合、事象発生と同時に自動降圧ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低下(レベル3)による原子炉スラフアップまでは原子炉出力が強く維持され、原子炉水位の低下が早いいため、炉心冷却上層しなくなる | 炉心冷却上層しなくなる観点から、事象発生と同時に自動降圧ポンプがトリップすることにより、原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等及び冷却水供給装置により電源が供給され、また、炉心冷却水供給系(常設)、緊急用海水系及び残留熱除去系の起動操作時間は、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。 | 炉心冷却上層しなくなる観点から、事象発生と同時に自動降圧ポンプがトリップすることにより、原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等及び冷却水供給装置により電源が供給され、また、炉心冷却水供給系(常設)、緊急用海水系及び残留熱除去系の起動操作時間は、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。 |
| 原子炉システムA41号 | 原子炉水位低(レベル3)(41号)(澄れ時間1.05秒) | 原子炉水位低(レベル3)(41号)(澄れ時間1.05秒) | 安全降圧系等の遅れ時間を考慮して設定 | 解析条件と最確条件は同様であることから、事象発生に与える影響はない。 | 解析条件と最確条件は同様であることから、事象発生に与える影響はない。 |
| ATWS緩和設備(代替降圧ポンプトリップ機能) | 原子炉水位異常低下(レベル2)15分で3台全てがトリップ | 原子炉水位異常低下(レベル2)15分で2台全てがトリップ | ATWS緩和設備(代替降圧ポンプトリップ機能)のインテグレーションとして設定 | 解析条件と最確条件は同様であることから、事象発生に与える影響はない。 | 解析条件と最確条件は同様であることから、事象発生に与える影響はない。 |
| 過がし安全弁 | 安全弁機能(原子炉圧力制御時)7.790MPa[case]~8.31MPa[case]385.2t/h(1個当たり)410.6t/h(1個当たり) | 安全弁機能(原子炉圧力制御時)7.790MPa[case]~8.31MPa[case]385.2t/h(1個当たり)410.6t/h(1個当たり) | 過がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定 | 解析条件と最確条件と同等であることから、事象発生に与える影響はない。 | 解析条件と最確条件と同等であることから、事象発生に与える影響はない。 |
| 過がし安全弁 | 原子炉手動減圧装置(過がし安全弁(自動減圧機能)7割を開放することによる原子炉減圧) | 原子炉手動減圧装置(過がし安全弁(自動減圧機能)7割を開放することによる原子炉減圧) | 過がし安全弁の設計値に基づき原子炉減圧の間隔から設定 | 解析条件と最確条件は同様であることから、事象発生に与える影響はない。 | 解析条件と最確条件は同様であることから、事象発生に与える影響はない。 |

第2表 解析条件を最悪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 H | 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 | 最悪条件 | | | |
| 重要かつ故障等発生に機器が故障する機器故障条件 | 原子炉水位異常常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 136.7m ³ /h (7.86MPa[gage] ~ 1.04MPa[gage]において)にて注水 | 原子炉水位異常常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 136.7m ³ /h (7.86MPa[gage] ~ 1.04MPa[gage]において)にて注水 | 設計値を設定 原子炉降圧時冷却系は、タービン回転制御により原子炉圧力に依らず一定の流量にて注水する設計となっている | 解析条件と最悪条件は同様であることから、事故進展に影響はなく、運転員等操作時間には与える影響はない。 | 解析条件と最悪条件は同様であることから、事故進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |
| | 原子炉炉心スプレイス | 原子炉水位異常常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 1,419m ³ /h (1.38MPa [dH]において) (最大 1,419m ³ /h)にて注水 | 原子炉水位異常常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 1,419m ³ /h (1.38MPa [dH]において) (最大 1,419m ³ /h)にて注水 | 設計値として設定 | 実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。注水後の機件として短水維持可能な注水量に制約するが、注水後の流量調整操作があることから、運転員等操作時間には与える影響はない。 |

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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）（1/3））

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)

| 項目 | 操作条件(操作条件)の不確かさ 解折上の条件 解折上の条件 解折上の条件 | 操作の不確かさ 操作の不確かさ 操作の不確かさ | 運転員等操作時間に与える影響 | 評価項目となるパラメータに与える影響 | 操作時間余裕 | 訓練実績等 |
|----------|---|-------------------------------|----------------|--------------------|----------|----------|
| 運転員等操作時間 | 運転員等操作時間 | 運転員等操作時間 | 運転員等操作時間 | 運転員等操作時間 | 運転員等操作時間 | 運転員等操作時間 |
| 運転員等操作時間 | 運転員等操作時間 | 運転員等操作時間 | 運転員等操作時間 | 運転員等操作時間 | 運転員等操作時間 | 運転員等操作時間 |

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（1/4）

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

| 項目 | 解折上の条件 | 操作の不確かさ | 運転員等操作時間に与える影響 | 評価項目となるパラメータに与える影響 | 操作時間余裕 | 訓練実績等 |
|----------|----------|----------|----------------|--------------------|----------|----------|
| 運転員等操作時間 | 運転員等操作時間 | 運転員等操作時間 | 運転員等操作時間 | 運転員等操作時間 | 運転員等操作時間 | 運転員等操作時間 |
| 運転員等操作時間 | 運転員等操作時間 | 運転員等操作時間 | 運転員等操作時間 | 運転員等操作時間 | 運転員等操作時間 | 運転員等操作時間 |

島根原子力発電所 2号炉

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）（1/3））

| 項目 | 解折上の条件 | 操作の不確かさ | 運転員等操作時間に与える影響 | 評価項目となるパラメータに与える影響 | 操作時間余裕 | 訓練実績等 |
|----------|----------|----------|----------------|--------------------|----------|----------|
| 運転員等操作時間 | 運転員等操作時間 | 運転員等操作時間 | 運転員等操作時間 | 運転員等操作時間 | 運転員等操作時間 | 運転員等操作時間 |
| 運転員等操作時間 | 運転員等操作時間 | 運転員等操作時間 | 運転員等操作時間 | 運転員等操作時間 | 運転員等操作時間 | 運転員等操作時間 |

備考

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）（3/3））

| 項目 | 解析上の操作開始時間 | 解析上の操作条件設定の考え方 | 操作の不確かな要因 | 運転員によるパラメータに与える影響 | 操作時間余裕 | 訓練実績等 |
|-----------------|-----------------|-----------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| 格納容器圧力低下抑制運転開始時 | 格納容器圧力低下抑制運転開始時 | 格納容器圧力低下抑制運転開始時 | 運転員によるパラメータに与える影響 | 運転員によるパラメータに与える影響 | 運転員によるパラメータに与える影響 | 運転員によるパラメータに与える影響 |
| 格納容器圧力低下抑制運転終了時 | 格納容器圧力低下抑制運転終了時 | 格納容器圧力低下抑制運転終了時 | 運転員によるパラメータに与える影響 | 運転員によるパラメータに与える影響 | 運転員によるパラメータに与える影響 | 運転員によるパラメータに与える影響 |

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 | 解析上の操作開始時間 | 解析上の操作条件設定の考え方 | 操作の不確かな要因 | 運転員によるパラメータに与える影響 | 操作時間余裕 | 訓練実績等 |
|-----------------|-----------------|-----------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| 格納容器圧力低下抑制運転開始時 | 格納容器圧力低下抑制運転開始時 | 格納容器圧力低下抑制運転開始時 | 運転員によるパラメータに与える影響 | 運転員によるパラメータに与える影響 | 運転員によるパラメータに与える影響 | 運転員によるパラメータに与える影響 |
| 格納容器圧力低下抑制運転終了時 | 格納容器圧力低下抑制運転終了時 | 格納容器圧力低下抑制運転終了時 | 運転員によるパラメータに与える影響 | 運転員によるパラメータに与える影響 | 運転員によるパラメータに与える影響 | 運転員によるパラメータに与える影響 |

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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）（3/3））

| 項目 | 解析上の操作開始時間 | 解析上の操作条件設定の考え方 | 操作の不確かな要因 | 運転員によるパラメータに与える影響 | 操作時間余裕 | 訓練実績等 |
|-----------------|-----------------|-----------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| 格納容器圧力低下抑制運転開始時 | 格納容器圧力低下抑制運転開始時 | 格納容器圧力低下抑制運転開始時 | 運転員によるパラメータに与える影響 | 運転員によるパラメータに与える影響 | 運転員によるパラメータに与える影響 | 運転員によるパラメータに与える影響 |
| 格納容器圧力低下抑制運転終了時 | 格納容器圧力低下抑制運転終了時 | 格納容器圧力低下抑制運転終了時 | 運転員によるパラメータに与える影響 | 運転員によるパラメータに与える影響 | 運転員によるパラメータに与える影響 | 運転員によるパラメータに与える影響 |

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)

東海第二発電所 (2018.9.12版)

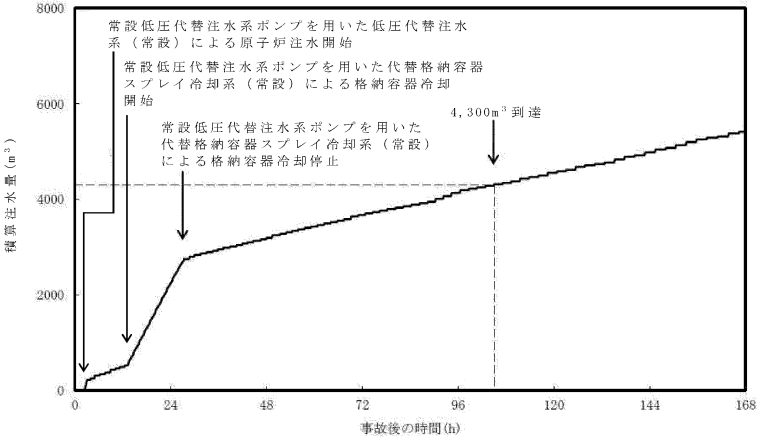
島根原子力発電所 2号炉

備考

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 | 解折上の操作開始条件 | 条件設定の考え方 | 操作不確かさ要因 | 運転員等操作時間に与える影響 | 評価項目となるパラメータに与える影響 | 操作時間余裕 | 評価基礎等 |
|------|----------------------------------|--|---|----------------|--------------------|--------|--|
| 操作条件 | 代替淡水貯槽への補給操作 | 代替淡水貯槽への補給は、解折条件で想定している継続に必要な作業であり、代替淡水貯槽が枯渇しないように設定 | 代替淡水貯槽の枯渇までには24時間以上の時間余裕があり、補給開始までの準備時間180分を考慮しても、十分な時間余裕がある。 | - | - | - | 代替淡水貯槽への補給は所要時間180分のところ、訓練実績等により約164分で実施可能なことを確認した。 |
| | 代替淡水貯槽への補給に用いる可搬型代替注水ポンプへの燃料給油操作 | 可搬型代替注水ポンプへの燃料給油は、解折条件で想定している継続に必要な作業であり、燃料が枯渇しないように設定 | 可搬型代替注水ポンプの燃料枯渇までには約310分の時間余裕があり、給油開始までの準備時間110分及び可搬型代替注水ポンプへの給油20分を考慮しても、十分な時間余裕がある。 | - | - | - | 可搬型代替注水ポンプへの燃料給油は所要時間110分のところ、訓練実績等により約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>添付資料 2.4.2.3</p> <p><u>7日間における水源の対応について（崩壊熱除去系が故障した場合）</u></p> <p>7日間における水源の対応について（崩壊熱除去系が故障した場合）</p> <p>○水源 復水貯蔵槽水量：約1,700m³ 淡水貯水池：約18,000m³</p> <p>○水使用パターン ①原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水による原子炉注水 事象発生後に原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水により注水する。 ②代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による代替原子炉格納容器スプレイ格納容器圧力が0.18MPa [gage]となった以降に代替格納容器スプレイ冷却系による代替原子炉格納容器スプレイを実施する（140m³/h）。 ③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送 事象発生12時間後から可搬型代替注水ポンプ（A-2級）4台を用いて130m³/hで淡水貯水池の水を復水貯蔵槽へ移送する。</p> <p>○時間評価（右図） 事象発生12時間までは復水貯蔵槽を水源として原子炉注水及び代替原子炉格納容器スプレイを実施するため、復水貯蔵槽水量は減少する。事象発生12時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため、水量の減少割合は低下する。格納容器スプレイ停止後に格納容器ベントを実施し、その後は崩壊熱相当で注水することから復水貯蔵槽水量は回復し、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号炉のそれぞれで約6,200m³必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、約12,400m³必要となる。各号炉の復水貯蔵槽に約18,000m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有することから、6号及び7号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量を確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。</p> | <p>添付資料 2.4.2.3</p> <p><u>7日間における水源の対応について</u> （崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））</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"> 代替淡水貯槽：約4,300m³ 西側淡水貯水設備：約4,300m³ <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 サプレッション・プール水温度が65℃に到達する事象発生約2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0.279 MPa [gage]に到達する事象発生約13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+6.5 m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 2.4.2.3</p> <p><u>7日間における水源の対応について（崩壊熱除去系が故障した場合）</u></p> <p>○水源 低圧原子炉代替注水槽：約740m³ 輪谷貯水槽（西）※：約7,000m³ ※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8時間後の原子炉減圧後は、炉心冠水まで最大流量（250m³/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）から低圧原子炉代替注水槽への移送 事象発生8時間後から大量送水車を用いて120m³/hで低圧原子炉代替注水槽へ移送する。 ③格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイ 事象発生19時間後から格納容器圧力に応じ、120m³/hで間欠運転を実施。</p> <p>○時間評価（右図） 事象発生8時間後までは原子炉隔離時冷却系により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しない。事象発生8時間後から低圧原子炉代替注水槽を水源として原子炉注水と同時に低圧原子炉代替注水槽に補給を実施するため水量は回復する。事象発生19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3,600m³必要となり、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"> 解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を想定。 評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、事象発生後から必要な可搬型設備を準備し、使用することを想定。 |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版) | 東海第二発電所 (2018. 9. 12 版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|-------------------------------------|--|--------------|----|
| | <p>3. 時間評価</p> <p>事象発生から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）による原子炉注水が開始されるまでは、原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため、代替淡水貯槽の水量は減少しない。</p> <p>事象発生 2 時間以降は、原子炉注水等によって、代替淡水貯槽の水量は減少する。</p> <p>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後約 300 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。</p>  <p>第 1 図 外部水源による積算注水量 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))</p> <p>4. 水源評価結果</p> <p>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, 41 0m³ の水が必要となる。代替淡水貯槽及び西側淡水貯水設備に合計約 8, 600m³ の水を保有することから必要水量を確保している。このため、安定して冷却を継続することが可能である。</p> | | |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版) | 東海第二発電所 (2018. 9. 12 版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------------------|--|--------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|---|---|-------------|------|------|---|--------------|------|------|------|---|--------------|------|------|------|---|----------------------|------------|--------|--------|---|---------------|-----|--------|--------|---|------|------|-----------|-------------------|-----------------|---|---------------|------|------|------|---|--------------------|-----|------|------|---|--------------|------|------|------|---|-------------------|-----|------|------|---|
| 資料なし | <p style="text-align: center;">添付資料 2.4.2.5</p> <p style="text-align: center;">常設代替交流電源設備の負荷 (崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))</p> <p>主要負荷リスト 【電源設備：常設代替高圧電源装置】</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <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 | 代替燃料プール冷却系ポンプ | 約30 | 約1,220 | 約1,141 | <p style="text-align: center;">添付資料 2.4.2.5</p> <p style="text-align: center;">常設代替交流電源設備の負荷 (崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))</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" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <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 | <ul style="list-style-type: none"> 解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は, SA 事象を考慮して, 外部電源の喪失を想定している。 設備設計の相違 【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。なお, 柏崎6/7では必要負荷について外部電源で電源供給を行う。 |
| 起動順序 | 主要機器名称 | 負荷容量 (kW) | 負荷起動時の最大負荷容量 (kW) | 定常時の連続最大負荷容量 (kW) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ① | 緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷 | 約120 約97 | 約245 | 約217 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ② | 常設低圧代替注水系ポンプ | 約190 | 約702 | 約407 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ③ | 常設低圧代替注水系ポンプ | 約190 | 約892 | 約597 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ④ | 緊急用海水ポンプ その他必要な負荷 | 約510 約4 | 約1,579 | 約1,111 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ⑤ | 代替燃料プール冷却系ポンプ | 約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 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

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 2.6 LOCA時注水機能喪失]

| 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>2.6 LOCA 時注水機能喪失</p> <p>2.6.1 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「LOCA 時注水機能喪失」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「小破断 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗」、②「小破断 LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗」、③「中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗」及び④「中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗」である。</p> <p>また、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」からも LOCA を起因とする事故シーケンスとして、⑤「小破断 LOCA+崩壊熱除去失敗」及び⑥「中破断 LOCA+RHR 失敗」が抽出された。</p> <p>なお、大破断 LOCA を起因とする事故シーケンスについては、炉心損傷を防止することができないため、格納容器破損防止対策を講じて、その有効性を確認する。</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「LOCA 時注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失することを想定する。このため、破断箇所から原子炉冷却材が流出し、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>2.6 LOCA 時注水機能喪失</p> <p>2.6.1 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「LOCA時注水機能喪失」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「小破断 LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」、②「小破断 LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗」、③「中破断 LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」及び④「中破断 LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗」である。</p> <p>なお、大破断 LOCA のように破断規模が一定の大きさを超える場合は、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策の有効性が確認できないため、格納容器破損防止対策を講じて、その有効性を確認する。</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「LOCA時注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失することを想定する。このため、破断箇所から原子炉冷却材が流出し、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>2.6 LOCA時注水機能喪失</p> <p>2.6.1 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「LOCA時注水機能喪失」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「冷却材喪失（小破断 LOCA）+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」、②「冷却材喪失（小破断 LOCA）+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗」、③「冷却材喪失（中破断 LOCA）+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」及び④「冷却材喪失（中破断 LOCA）+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗」である。</p> <p>また、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」からも LOCA を起因とする事故シーケンスとして、⑤「冷却材喪失（小破断 LOCA）+崩壊熱除去失敗」、⑥「冷却材喪失（小破断 LOCA）+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」、⑦「冷却材喪失（中破断 LOCA）+崩壊熱除去失敗」及び⑧「冷却材喪失（中破断 LOCA）+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」が抽出された。</p> <p>なお、大破断 LOCA のように破断規模が一定の大きさを超える場合は、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策の有効性が確認できないため、格納容器破損防止対策を講じて、その有効性を確認する。</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「LOCA時注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失することを想定する。このため、破断箇所から原子炉冷却材が流出し、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>・記載箇所の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>東海第二においても同様に事故シーケンスが抽出されるが、「崩壊熱除去機能喪失」にてその取扱いは記載。</p> |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|---|--|---|
| <p>本事故シーケンスグループは、小破断 LOCA 又は中破断 LOCA が発生し、同時に高圧及び低圧の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、小破断 LOCA 又は中破断 LOCA 発生時の高圧注水機能又は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、小破断 LOCA 又は中破断 LOCA 発生後に高圧・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施して炉心損傷を防止することも考えられるが、重大事故等対処設備である高圧代替注水系は蒸気駆動の設備であり、小破断 LOCA 又は中破断 LOCA が発生している状況では、その運転継続に対する不確かさが大きい。このことから、本事故シーケンスグループにおいては、高圧代替注水系には期待せず、低圧注水機能に対する対策の有効性を評価することとする。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、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、格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> | <p>本事故シーケンスグループは、小破断 LOCA 又は中破断 LOCA が発生し、同時に高圧及び低圧の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、小破断 LOCA 又は中破断 LOCA 発生時の高圧注水機能又は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、小破断 LOCA 又は中破断 LOCA 発生後に高圧・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。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施する。</p> <p>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。</p> | <p>本事故シーケンスグループは、小破断 LOCA 又は中破断 LOCA が発生し、同時に高圧及び低圧の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、小破断 LOCA 又は中破断 LOCA 発生時の高圧注水機能又は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、小破断 LOCA 又は中破断 LOCA 発生後に高圧・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施して炉心損傷を防止することも考えられるが、重大事故等対処設備である高圧原子炉代替注水系は蒸気駆動の設備であり、小破断 LOCA 又は中破断 LOCA が発生している状況では、その運転継続に対する不確かさが大きい。このことから、本事故シーケンスグループにおいては、高圧原子炉代替注水系には期待せず、低圧注水機能に対する対策の有効性を評価することとする。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、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。</p> | <p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・整理方針の相違 【東海第二】 島根2号炉は、高圧原子炉代替注水系に期待できない理由として蒸気駆動による LOCA 時の不確かさとしているが、東海第二では、減圧による水位低下を厳しく見積もる観点からとしている（実質的差異はない）。 ・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） ・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。 |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版) | 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) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」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 2.6.1 図から第 2.6.3 図に、手順の概要を第 2.6.4 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 2.6.1 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</u>である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任）、当直副長 2 名、運転操作対応を行う運転員 8 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名、緊急時対策要員（現場）は 8 名である。</p> <p>また、<u>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</u>である。必要な要員と作業項目について第 2.6.5 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</p> | <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」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（自動減圧機能）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（自動減圧機能）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>格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による格納容器冷却手段、<u>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 2.6-1 図に、手順の概要を第 2.6-2 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 2.6-1 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</u>である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直発電長 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>また、<u>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</u>である。必要な要員と作業項目について第 2.6-3 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</p> | <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」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>原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として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手段</u>、<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 2.6.1-1(1)図から第 2.6.1-1(3)図に、手順の概要を第 2.6.1-2 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 2.6.1-1 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>緊急時対策要員 28 名</u>である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長 1 名、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、通報連絡等を行う要員は 5 名、復旧班要員は 18 名である。</p> <p>必要な要員と作業項目について第 2.6.1-3 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</p> | <p>備考</p> <p>・運用及び体制の相違 【柏崎 6/7、東海第二】 島根 2 号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能な体制を整備</p> <p>・運用及び設備設計の相違 【柏崎 6/7、東海第二】 プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお、これら要員 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> |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) | 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>を確認した結果、<u>24名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 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原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生と同時に外部電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。 原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域モニタ等</u>である。</p> <p>b. 高圧・低圧注水機能喪失確認 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>を確認した結果、<u>18名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 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原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生と同時に外部電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。 原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域計装等</u>である。</p> <p>b. 高圧・低圧注水機能喪失確認 原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、<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残留熱除去系(低圧注水系)の手動起動にも失敗し全て機能喪失していることを確認する。</u></p> | <p>した結果、<u>28名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 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原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生と同時に外部電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。 原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、<u>平均出力領域計装</u>である。</p> <p>b. 高圧・低圧注水機能喪失確認 原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、<u>原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系、格納容器圧力高(13.7 kPa[gage])で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>・体制の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 運用及び設備の相違に伴う、必要要員数の相違。</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、中性子源領域計装(SRM)及び中間領域計装(IRM)、柏崎6/7, 東海第二は起動領域計装(SRNM)を採用している。柏崎6/7, 東海第二は、運転時挿入されているSRNMにより確認が可能な設備として、等を記載しているが、島根2号炉は、SRM及びIRMが運転時引き抜きのため、平均出力領域計装(APRM)により確認することとしている。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、格納容器圧力高信号による非常用炉心冷却系の自動起動失敗をもって機能喪失を確認する。 L2: 約22秒</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>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、<u>各系統の流量指示</u>等である。</p> <p>c. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧 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>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水弁</u>）が開動作可能であることを確認する。</p> <p><u>低圧代替注水系（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><u>低圧代替注水系（常設）</u>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。 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>低圧代替注水系（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>低圧代替注水系（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。 <u>低圧代替注水系（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、復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）</u>等である。</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、<u>各系統の流量</u>等である。</p> <p>c. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧 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>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><u>低圧代替注水系（常設）</u>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。 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>低圧代替注水系（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>低圧代替注水系（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。 <u>低圧代替注水系（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）、低圧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>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、<u>各ポンプの出口流量</u>等である。</p> <p>c. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧 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>また、原子炉注水に必要な電動弁（<u>A-RHR 注水弁及び F L S R 注水隔離弁</u>）が開動作可能であることを確認する。</p> <p><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が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって<u>自動減圧機能付き逃がし安全弁 6 個</u>を手動開操作し原子炉を急速減圧する。 原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉圧力（S A）</u>、原子炉圧力である。</p> <p>d. <u>低圧原子炉代替注水系（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>低圧原子炉代替注水系（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。 <u>低圧原子炉代替注水系（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>D/W 圧力高：約 1 分 L1：約 17 分</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2 号炉は、外部電源が喪失しているため、常設代替交流電源設備（G T G）を起動し、低圧原子炉代替注水ポンプへ電源を供給し起動操作を行う。</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> |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|---|--|---|
| <p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>e. <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</p> <p>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0.18MPa[gage]に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が171℃に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を実施する。</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</p> <p><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の準備として、<u>原子炉格納容器一次隔離弁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。</u></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</p> <p>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0.279MPa [gage]に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が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。<u>また、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水を継続する。</u></p> <p><u>なお、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は、<u>常設低圧代替注水系ポンプ2台により同時に実施可能な設計</u>としている。</u></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>ドライウエル圧力、サプレッション・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</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱の準備として、<u>第一弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。</u></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></p> <p>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エル雰囲気温度が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><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>を確認するために必要な計装設備は、<u>ドライウエル圧力（SA）、サプレッション・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<u>原子炉格納容器除熱</u></p> <p><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</u>の準備として、<u>NGC非常用ガス処理入口隔離弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。</u></p> | <p>・運用の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>島根2号炉は、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</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>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>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、電源がある場合、中央制御室で操作可能である</p> <p>・運用の相違</p> <p>【東海第二】</p> |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版) | 東海第二発電所 (2018. 9. 12 版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|--|--|--|
| <p>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を実施しても、格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合、原子炉格納容器二次隔離弁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、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する。</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確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力等である。</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、格納容器内雰囲気放射線レベル等である。</p> <p>サブプレッション・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、サブプレッション・チェンバ・プール水位である。</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>サブプレッション・プール水位が、通常水位+6.5m に到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止後、格納容器圧力は徐々に上昇する。</p> <p>格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合、第二弁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、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。</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、サブプレッション・チェンバ圧力等である。</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、格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 等である。</p> <p>サブプレッション・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、サブプレッション・プール水位である。</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、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>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、中央制御室からの遠隔操作により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を停止する。</p> <p>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の停止後、NGC N2 トーラス出口隔離弁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、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。</p> <p>格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、ドライウエル圧力 (SA) 等である。</p> <p>格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱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、格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) 等である。</p> <p>サブプレッション・チェンバ側からの格納容器フィルタベント系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、サブプレッション・プール水位 (SA) 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、原子炉格納容器除熱は、<u>格納容器フィルタベント系</u>により継続的に行う。</p> | <p>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。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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。 ・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（サブプレッション・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 |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版) | 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>2.6.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(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、中破断 LOCA を起因事象とし、全ての注水機能を喪失する「<u>中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗</u>」である。なお、中破断 LOCA は、破断口からの原子炉格納容器への蒸気の流出に伴う原子炉圧力の低下により、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できない規模の LOCA と定義していることから、本評価では原子炉隔離時冷却系の運転にも期待しないものとする。</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、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>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、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。</p> <p><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>2.6.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(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、中破断 LOCA を起因事象とし、全ての注水機能を喪失する「<u>中破断 LOCA+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）<u>及び ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、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、格納容器圧力、<u>格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。</u></u></p> <p><u>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。</u></p> | <p>2.6.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(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、中破断 LOCA を起因事象とし、全ての注水機能を喪失する「<u>冷却材喪失（中破断 LOCA）+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗</u>」である。<u>なお、中破断 LOCA は、破断口からの原子炉格納容器への蒸気の流出に伴う原子炉圧力の低下により、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できない規模の LOCA と定義していることから、本評価では、<u>原子炉隔離時冷却系の運転にも期待しないものとする。</u></u></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）、<u>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、<u>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、シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、<u>格納容器温度等の過渡応答を求める。</u></u></u></p> | <p>備考</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、中破断 LOCA 時に RCIC の注水に期待しないイベントツリーとしているため。</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</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、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.6.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>破断箇所は<u>原子炉圧力容器下部のドレン配管</u> (配管断面積約26cm²)とし、破断面積を1cm²とする。 (添付資料2.6.1)</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系、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。また、原子炉減圧機能として自動減圧系の機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源なしの場合は、給復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、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によ</p> | <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.6-2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>破断箇所は<u>再循環系配管(出口ノズル)</u> (最大破断面積約2,900 cm²)とし、破断面積を約3.7 cm²とする。 (添付資料2.6.1)</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系、低圧注水機能として残留熱除去系 (低圧注水系) 及び低圧炉心スプレイ系の機能が喪失するものとする。また、原子炉減圧機能として自動減圧系の機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源なしの場合は、<u>給水・復水系</u>による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、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</p> | <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.6.2-1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>破断箇所は<u>再循環配管(出口ノズル)</u> (配管断面積約0.16m²)とし、破断面積を約3.1cm²とする。 (添付資料2.6.1)</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 (低圧注水モード)の機能が喪失するものとする。また、原子炉減圧機能として自動減圧系の機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源なしの場合は、<u>給復水系</u>による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、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</p> | <p>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>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、液相部配管の中で最大口径のPLR配管に対して破裂発生の防止が可能な範囲で事象進展を代表できる破断面積を設定。</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>・設備設計の相違</p> |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版) | 東海第二発電所 (2018. 9. 12 版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|---|--|---|
| <p>て給電を行うものとする。</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</p> <p>原子炉スクラムは、<u>事象発生と同時に想定している外部電源喪失に起因する再循環ポンプ・トリップに伴う炉心流量急減信号</u>によるものとする。</p> <p>(b) 逃がし安全弁</p> <p>逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁 (8 個) を使用するものとし、容量として、1 個あたり定格主蒸気流量の約 5% を処理するものとする。</p> <p>(c) <u>低圧代替注水系 (常設)</u></p> <p>逃がし安全弁による原子炉減圧後に、<u>最大 300m³/h</u> にて原子炉に注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。<u>なお、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水は、格納容器スプレイと同じ復水移送ポンプを用い</u></p> | <p>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。</p> <p>また、原子炉スクラムまでの原子炉出力が高く維持され、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、原子炉スクラムは、原子炉水位低 (レベル 3) 信号にて発生し、再循環系ポンプトリップは、原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号にて発生するものとする。</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</p> <p>原子炉スクラムは、<u>外部電源がある場合を包含する条件として</u>、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</p> <p>逃がし安全弁 (<u>安全弁機能</u>) にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には<u>逃がし安全弁 (自動減圧機能) (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約 6% を処理するものとする。</p> <p>(c) <u>低圧代替注水系 (常設)</u></p> <p>逃がし安全弁 (<u>自動減圧機能</u>) による原子炉減圧後に、<u>最大 378m³/h</u> にて原子炉に注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。<u>また、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は、230m³/h にて原子</u></p> | <p><u>常設代替交流電源設備</u>によって給電を行うものとする。</p> <p>また、原子炉スクラムまでの原子炉出力が高く維持され、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、原子炉スクラムは、原子炉水位低 (レベル 3) 信号にて発生し、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。</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</p> <p>原子炉スクラムは、外部電源がある場合を包含する条件として、<u>原子炉水位低 (レベル 3) 信号</u>によるものとする。</p> <p>(b) 逃がし安全弁</p> <p>逃がし安全弁の<u>逃がし弁機能</u>にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には<u>自動減圧機能付き逃がし安全弁 (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約 8% 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></p> <p><u>自動減圧機能付き逃がし安全弁</u>による原子炉減圧後に <u>200m³/h (原子炉圧力 1.00MPa [gage] において)</u> にて原子炉に注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。</p> | <p>【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>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2 号炉は、事象を厳しくする観点から、再循環ポンプは原子炉水位低 (レベル 2) でトリップするものとしている。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2 号炉は、事象を厳しくする観点から、条件を設定している。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根 2 号炉は、逃がし弁機能での圧力制御を想定している。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>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</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, 東海第二】</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><u>て弁の切替えにて実施する。</u></p> <p>(d) <u>代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)</u> 格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、<u>140m³/h</u>にて原子炉格納容器内にスプレイする。 <u>なお、格納容器スプレイは、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>(e) <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。 <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 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><u>炉へ注水する。</u></p> <p>(d) <u>代替格納容器スプレイ冷却系 (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流量を考慮し、<u>130m³/h</u>にて格納容器内にスプレイする。</p> <p>(e) <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 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>(d) <u>格納容器代替スプレイ系 (可搬型)</u> 格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、<u>120m³/h</u>にて原子炉格納容器内にスプレイする。</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>9.8 kg/s</u>に対して、<u>格納容器隔離弁を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 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>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】 ・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】 ・運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、格納容器隔離弁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>(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 14 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 18 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、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。</p> <p>(d) <u>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、格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合に</u></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>(c) <u>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作は、格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合に実施</u></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、<u>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+約1.3mに到達した場合に停止する。</u></p> <p>(d) <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操作は、サプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m</u></p> | <p>・解析条件及び設備設計の相違 【東海第二】 ・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。 ・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> <p>・解析条件の相違</p> |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版) | 東海第二発電所 (2018. 9. 12 版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|--|---|---|
| <p>実施する。</p> <p>【比較のため、「2.3.1 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)」の一部を記載】</p> <p>(3) 有効性評価(敷地境界での実効線量評価)の条件</p> <p>本重要事故シナリオでは炉心損傷は起こらず、燃料被覆管の破裂も発生していないため、放射性物質の放出を評価する際は、設計基準事故時の評価手法を採用することで保守性が確保される。このため、敷地境界での実効線量評価に当たっては、発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針(原子力安全委員会 平成2年8月30日)に示されている評価手法を参照した。具体的な評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 事象発生時の原子炉冷却材中の核分裂生成物の濃度は、運転上許容されるI-131の最大濃度とし、その組成を拡散組成とする。これにより、事象発生時に原子炉冷却材中に存在するよう素は、I-131等価量で約$1.3 \times 10^{12} \text{Bq}$となる。</p> <p>b. 原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの核分裂生成物の追加放出量は、I-131については先行炉等での実測値の平均値に適切な余裕をみた値^{※2}である$3.7 \times 10^{13} \text{Bq}$とし、その他の核分裂生成物についてはその組成を平衡組成として求め、希ガスについてはよう素の2倍の放出があるものとする。これにより、原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの追加</p> | <p>する。</p> <p>(3) 有効性評価(敷地境界及び非居住区域境界での実効線量評価)の条件</p> <p>本重要事故シナリオでは炉心損傷は起こらず、燃料被覆管の破裂も発生していないため、放射性物質の放出を評価する際は、設計基準事故時の評価手法を採用することで保守性が確保される。このため、敷地境界及び非居住区域境界での実効線量評価に当たっては、「実用発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針(原子力安全委員会 平成2年8月30日)」に示されている評価手法を参照した。具体的な評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 事象発生時の原子炉冷却材中の核分裂生成物の濃度は、運転上許容されるI-131の最大濃度とし、その組成を拡散組成とする。これにより、事象発生時に原子炉冷却材中に存在するよう素は、I-131等価量で約$4.7 \times 10^{12} \text{Bq}$となる。</p> <p>b. 原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの核分裂生成物の追加放出量は、I-131については先行炉等での実測値の平均値に適切な余裕をみた値[※]である$2.22 \times 10^{14} \text{Bq}$とし、その他の核分裂生成物についてはその組成を平衡組成として求め、希ガスについてはよう素の2倍の放出があるものとする。これにより、原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの追加</p> | <p><u>到達から10分後</u>に実施する。</p> <p>(3) 有効性評価(敷地境界での実効線量評価)の条件</p> <p>本重要事故シナリオでは炉心損傷は起こらず、燃料被覆管の破裂も発生していないため、放射性物質の放出を評価する際は、設計基準事故時の評価手法を採用することで保守性が確保される。このため、敷地境界での実効線量評価に当たっては、「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針(原子力安全委員会 平成2年8月30日)」に示されている評価手法を参照した。具体的な評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 事象発生時の原子炉冷却材中の核分裂生成物の濃度は、運転上許容されるI-131の最大濃度とし、その組成を拡散組成とする。これにより、事象発生時に原子炉冷却材中に存在するよう素は、I-131等価量で約$1.0 \times 10^{12} \text{Bq}$となる。</p> <p>b. 原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの核分裂生成物の追加放出量は、I-131については先行炉等での実測値の平均値に適切な余裕をみた値^{※1}である$3.7 \times 10^{13} \text{Bq}$とし、その他の核分裂生成物についてはその組成を平衡組成として求め、希ガスについてはよう素の2倍の放出があるものとする。これにより、原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの追加放</p> | <p>【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。</p> <p>・評価方針の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、本シナリオで評価を実施。(柏崎6/7では、「2.3.1 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)」で評価を実施) ・評価条件の相違 【東海第二】 島根2号炉には隣接する原子力事業所がないため、敷地境界で評価を実施。</p> <p>・設備および解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 冷却材重量、原子炉冷却材系流量、主蒸気流量の相違及び希ガス漏えい率の相違による相違。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 柏崎3,4号炉(昭和62年設置許可)以降の</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>放出量は、希ガスについてはガンマ線実効エネルギー0.5MeV換算値で約9.9×10^{14}Bq、よう素についてはI-131等価量で約6.5×10^{13}Bqとなる。</p> <p>※2 過去に実測されたI-131追加放出量から、全希ガス漏えい率(f値)1mCi/s(3.7×10^7Bq/s)あたりの追加放出量を用いて算出している。全希ガス漏えい率が3.7×10^9Bq/s(100mCi/s)の場合、全希ガス漏えい率あたりのI-131の追加放出量の平均値にあたる値は1.4×10^{12}Bq(37Ci)であり、6号及び7号炉の線量評価で用いるI-131追加放出量は、これに余裕を見込んだ3.7×10^{13}Bq(1000Ci)を条件としている。(1Ci = 3.7×10^{10}Bq)</p> <p>出典元 ・「<u>沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について</u>」(TLR-032) ・「<u>沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について</u>」(HLR-021) c. 燃料棒から追加放出されるよう素のうち有機よう素は4%とし、残りの96%は無機よう素とする。 d. 燃料棒から追加放出される核分裂生成物のうち、希ガスはすべて瞬時に気相部に移行するものとする。有機よう素のうち、10%は瞬時に気相部に移行するものとし、残りは分解するものとする。有機よう素から分解したよう素及び無機よう素が気相部にキャリーオーバーされる割合は2%とする。 e. 原子炉圧力容器気相部の核分裂生成物は、逃がし安全弁等を通して崩壊熱相当の蒸気に同伴し、原子炉格納容器内に移行するものとする。この場合、希ガス及び有機よう素は全量が、無機よう素は格納容器ベント開始までに発生する崩壊熱相当の蒸気に伴う量が移行するものとする。 f. サプレッション・チェンバの無機よう素は、スクラビング等により除去されなかったものが原子炉格納容器の気相部へ移行するものとする。希ガス及び有機よう素については、スクラビングの効果を考えない。また、核分裂生成物の自</p> | <p>追加放出量は、希ガスについてはガンマ線実効エネルギー0.5MeV換算値で約6.0×10^{15}Bq、よう素についてはI-131等価量で約3.9×10^{14}Bqとなる。</p> <p>※ 過去に実測されたI-131の追加放出量から、熱出力1,000MWあたりの追加放出量の出現頻度を用いて算出している。原子炉熱出力3,440MW(定格の約105%)の場合、熱出力1,000MWあたりのI-131の追加放出量の平均値にあたる値は2.78×10^{13}Bq(750Ci)であり、東海第二発電所の線量評価で用いる追加放出量は、これに余裕を見込んだ2.22×10^{14}Bq(6,000Ci)を条件としている。(1Ci = 3.7×10^{10}Bq)</p> <p>出典元 ・「<u>沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について</u>」(HLR-021) c. 燃料棒から追加放出されるよう素のうち有機よう素は4%とし、残りの96%は無機よう素とする。 d. 燃料棒から追加放出される核分裂生成物のうち、希ガスはすべて瞬時に気相部に移行するものとする。有機よう素のうち、10%は瞬時に気相部に移行するものとし、残りは分解するものとする。有機よう素から分解したよう素及び無機よう素が気相部にキャリーオーバーされる割合は2%とする。 e. 原子炉圧力容器気相部の核分裂生成物は、逃がし安全弁等を通して崩壊熱相当の蒸気に同伴し、格納容器内に移行するものとする。この場合、希ガス及び有機よう素は全量が、無機よう素は格納容器ベント開始までに発生する崩壊熱相当の蒸気に伴う量が移行するものとする。 f. <u>サプレッション・チェンバでのスクラビング等による核分裂生成物の除去効果については考慮しないものとする。</u>また、核分裂生成物の自然減衰は、格納容器ベント開始までの期間について考慮する。</p> | <p>放出量は、希ガスについてはγ線実効エネルギー0.5MeV換算値で約9.9×10^{14}Bq、よう素についてはI-131等価量で約6.5×10^{13}Bqとなる。</p> <p>※1 過去に実測されたI-131追加放出量から、全希ガス漏えい率(f値)1mCi/s(3.7×10^7Bq/s)あたりの追加放出量の出現頻度を用いて算出している。全希ガス漏えい率が3.7×10^9Bq/s(100mCi/s)の場合、全希ガス漏えい率あたりのI-131の追加放出量の出現頻度の平均値にあたる値は1.4×10^{12}Bq(37Ci)であり、島根2号炉の線量評価で用いるI-131追加放出量は、これに余裕を見込んだ3.7×10^{13}Bq(1,000Ci)を条件としている。(1Ci = 3.7×10^{10}Bq)</p> <p>出典元 ・「<u>沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について</u>」(HLR-021) c. 燃料棒から追加放出されるよう素のうち有機よう素は4%とし、残りの96%は無機よう素とする。 d. 燃料棒から追加放出される核分裂生成物のうち、希ガスはすべて瞬時に気相部に移行するものとする。有機よう素のうち、10%は瞬時に気相部に移行するものとし、残りは分解するものとする。有機よう素から分解したよう素、無機よう素が気相部にキャリーオーバーされる割合は2%とする。 e. 原子炉圧力容器気相部の核分裂生成物は、逃がし安全弁等を通して崩壊熱相当の蒸気に同伴し、<u>原子炉格納容器内</u>に移行するものとする。この場合、希ガス及び有機よう素は全量が、無機よう素は格納容器ベント開始までに発生する崩壊熱相当の蒸気に伴う量が移行するものとする。 f. <u>サプレッション・チェンバの無機よう素は、スクラビング等により除去されなかったものが原子炉格納容器の気相部へ移行するものとする。希ガス及び有機よう素については、スクラビングの効果を考えない。</u>また、核分裂生成物の自</p> | <p>プラントでは、追加放出量は全希ガス漏えい量(f値)に依存するものとして整理している。島根2号炉は柏崎3,4号炉より以前の運開プラントであるが、島根3号炉増設時(平成17年設置許可)に合せて、f値を3.7×10^9Bq/s(100mCi/s)とし、設計基準事故時のI-131追加放出量約3.7×10^{13}Bq(1,000Ci)で評価を行い許可を受けている。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、逃がし安全弁を介してサプレ</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>然減衰は、格納容器ベント開始までの期間について考慮する。</p> <p>g. 敷地境界における実効線量は、内部被ばくによる実効線量及び外部被ばくによる実効線量の和として計算し、よう素の内部被ばくによる実効線量は、主蒸気隔離弁閉止後のよう素の内部被ばくによる実効線量を求める以下の式(1)で、また、希ガスのガンマ線外部被ばくによる実効線量は、放射性気体廃棄物処理施設の破損時の希ガスのガンマ線外部被ばくによる実効線量を求める以下の式(2)で計算する。</p> $H_I = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi / Q \cdot Q_I \cdot \dots \cdot \dots \cdot \dots \quad (1)$ <p>R : 呼吸率 (m³/s)</p> <p>呼吸率Rは、事故期間が比較的短いことを考慮し、小児の呼吸率(活動時) 0.31m³/hを秒当りに換算して用いる。</p> <p>H_∞ : よう素 (I-131) を1Bq吸入した場合の小児の実効線量 (1.6×10⁻⁷Sv/Bq)</p> <p>χ/Q : 相対濃度 (s/m³)</p> <p>Q_I : 事故期間中のよう素の大气放出量 (Bq) (I-131等価量-小児実効線量係数換算)</p> $H_{\gamma} = K \cdot D / Q \cdot Q_{\gamma} \cdot \dots \cdot \dots \cdot \dots \quad (2)$ <p>K : 空気吸収線量から実効線量当量への換算係数 (K=1Sv/Gy)</p> <p>D/Q : 相対線量 (Gy/Bq)</p> <p>Q_γ : 事故期間中の希ガスの大气放出量 (Bq) (ガンマ線実効エネルギー0.5MeV換算値)</p> <p>h. 大気拡散条件については、格納容器圧力逃がし装置を用いる場合は、格納容器圧力逃がし装置排気管からの放出、実効放出継続時間1時間の値として、相対濃度 (χ/Q) を1.2×10⁻⁵ (s/m³)、相対線量 (D/Q) を1.9×10⁻¹⁹ (Gy/Bq) とし、耐圧強化ベント系を用いる場合は、主排</p> | <p>敷地境界及び非居住区域境界における実効線量は、内部被ばくによる実効線量及び外部被ばくによる実効線量の和として計算し、よう素の内部被ばくによる実効線量は、主蒸気隔離弁閉止後のよう素の内部被ばくによる実効線量を求める以下の式(1)で、また、希ガスのガンマ線外部被ばくによる実効線量は、放射性気体廃棄物処理施設の破損時の希ガスのガンマ線外部被ばくによる実効線量を求める以下の式(2)で計算する。</p> $H_{I2} = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi / Q \cdot Q_I \quad (1)$ <p>R : 呼吸率 (m³/s)</p> <p>呼吸率Rは、事故期間が比較的短いことを考慮し、小児の呼吸率(活動時) 0.31m³/hを秒当りに換算して用いる。</p> <p>H_∞ : よう素 (I-131) を1Bq吸入した場合の小児の実効線量 (1.6×10⁻⁷Sv/Bq)</p> <p>χ/Q : 相対濃度 (s/m³)</p> <p>Q_I : 事故期間中のよう素の大气放出量 (Bq) (I-131等価量-小児実効線量係数換算)</p> $H_{\gamma} = K \cdot D / Q \cdot Q_{\gamma} \quad (2)$ <p>K : 空気吸収線量から実効線量への換算係数 (K=1Sv/Gy)</p> <p>D/Q : 相対線量 (Gy/Bq)</p> <p>Q_γ : 事故期間中の希ガスの大气放出量 (Bq) (ガンマ線実効エネルギー0.5MeV換算値)</p> <p>h. 敷地境界における大気拡散条件については、格納容器圧力逃がし装置を用いる場合は、地上放出、実効放出継続時間1時間の値として、相対濃度 (χ/Q) を8.2×10⁻⁵ (s/m³)、相対線量 (D/Q) を9.9×10⁻¹⁹ (Gy/Bq) とし、耐圧強化ベント系を用いる場合は、排気筒放出、実効放出</p> | <p>然減衰は、格納容器ベント開始までの期間について考慮する。</p> <p>g. 敷地境界における実効線量は、内部被ばくによる実効線量及び外部被ばくによる実効線量の和として計算し、よう素の内部被ばくによる実効線量は、主蒸気隔離弁閉止後のよう素の内部被ばくによる実効線量を求める以下の式(1)で、また、希ガスのγ線外部被ばくによる実効線量は、放射性気体廃棄物処理施設の破損時の希ガスのγ線外部被ばくによる実効線量を求める以下の式(2)で計算する。</p> $H_{I2} = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi / Q \cdot Q_I \cdot \dots \cdot \dots \cdot \dots \quad (1)$ <p>R : 呼吸率 (m³/s)</p> <p>呼吸率Rは、事故期間が比較的短いことを考慮し、小児の呼吸率(活動時) 0.31m³/hを秒当りに換算して用いる。</p> <p>H_∞ : よう素 (I-131) を1Bq吸入した場合の小児の実効線量 (1.6×10⁻⁷Sv/Bq)</p> <p>χ/Q : 相対濃度 (s/m³)</p> <p>Q_I : 事故期間中のよう素の大气放出量 (Bq) (I-131等価量-小児実効線量係数換算)</p> $H_{\gamma} = K \cdot D / Q \cdot Q_{\gamma} \cdot \dots \cdot \dots \cdot \dots \quad (2)$ <p>K : 空気カーマから実効線量への換算係数 (K=1Sv/Gy)</p> <p>D/Q : 相対線量 (Gy/Bq)</p> <p>Q_γ : 事故期間中の希ガスの大气放出量 (Bq) (γ線実効エネルギー0.5MeV換算値)</p> <p>h. 大気拡散条件については、格納容器フィルタベント系を用いる場合は、格納容器フィルタベント系排気口放出、実効放出継続時間1時間の値として、相対濃度 (χ/Q) を3.1×10⁻⁵s/m³、相対線量 (D/Q) を4.9×10⁻¹⁹Gy/Bqとする。</p> | <p>ツション・チェンバに放出される蒸気について、無機よう素のスクラビング効果を考慮している。</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根2号炉には隣接する原子力事業所がないため、敷地境界で評価を実施。</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根2号炉では格納容器フィルタベント排気</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>気筒放出, 実効放出継続時間1 時間の値として, 相対濃度 (χ/Q) は6.2×10^{-6} (s/m³), 相対線量 (D/Q) は1.2×10^{-19} (Gy/Bq) とする。</u></p> <p>i. サプレッション・チェンバ内でのスクラビング等による除染係数は<u>10</u>, <u>格納容器圧力逃がし装置による除染係数は1,000</u>, <u>排気ガスに含まれるよう素を除去するためのよう素フィルタによる除染係数は50</u> とする。 (添付資料 2. 3. 1. 1)</p> <p>【ここまで】</p> <p>(3) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力, 原子炉水位(シユラウド内及びシユラウド内外) [※], 注水流量, 逃がし安全弁</p> | <p><u>継続時間1 時間の値として, 相対濃度 (χ/Q) は2.0×10^{-6} (s/m³), 相対線量 (D/Q) は8.0×10^{-20} (Gy/Bq) とする。</u></p> <p><u>また, 非居住区域境界における大気拡散条件については, 格納容器圧力逃がし装置を用いる場合は, 地上放出, 実効放出継続時間1 時間の値として, 相対濃度 (χ/Q) を2.9×10^{-5} (s/m³), 相対線量 (D/Q) を4.0×10^{-19} (Gy/Bq) とし, 耐圧強化ベント系を用いる場合は, 排気筒放出, 実効放出継続時間1 時間の値として, 相対濃度 (χ/Q) は2.0×10^{-6} (s/m³), 相対線量 (D/Q) は8.1×10^{-20} (Gy/Bq) とする。</u></p> <p>i. <u>格納容器圧力逃がし装置による有機よう素の除染係数を50, 無機よう素の除染係数を100</u> とする。 (添付資料 2. 6. 2, 2. 6. 3, 2. 6. 4)</p> <p>(4) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力, 原子炉水位(シユラウド内及びシユラウド内外) [*], 注水流量, 逃がし安全弁</p> | <p>i. サプレッション・チェンバ内でのスクラビング等による除染係数は<u>5</u>, <u>格納容器フィルタベント系による無機よう素に対する除染係数は100</u>, <u>有機よう素に対する除染係数は50</u> とする。 (添付資料 2. 6. 2)</p> <p>(4) 有効性評価の結果 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力, 原子炉水位(シユラウド内及びシユラウド内外) [※], 注水流量, 逃がし安全弁</p> | <p>口位置放出の風洞実験結果を使用して評価を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・評価条件の相違 <p>【東海第二】 島根2号炉には隣接する原子力事業所がないため, 敷地境界で評価を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 <p>【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉では, SRP6. 5. 5 に基づく MARK-I 格納容器におけるサプレッション・チェンバ内でのスクラビング等による除染係数を使用。</p> <p>【柏崎6/7】 柏崎の格納容器圧力逃がし装置は, 無機よう素と粒子状物質に対する除染係数が同じであるが, 島根2号炉では異なるため, 本シナリオで放出が想定される無機よう素に対する除染係数を記載。</p> <p>島根2号炉のフィルタ装置は Framatome 社製であり, 各種試験にて性能検証を行い, 妥当性を確認したDFを記載している。</p> |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|---|---|--|
| <p>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2.6.6 図から第2.6.11 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</u>のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率、破断流量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2.6.12 図から第2.6.18 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の推移を第2.6.19 図から第2.6.22 図に示す。</u></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あわせて示す。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。<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>事象発生後に外部電源喪失となり、<u>炉心流量急減信号</u>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自動起動に失敗し、<u>原子炉水位低（レベル1.5）</u>で高圧炉心注水系の自動起動に失敗し、<u>原子炉水位低（レベル1）</u>で残留熱除去系（低圧注水モード）の自動起動に失敗する。</p> | <p>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2.6-4 図から第2.6-9 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、破断流量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2.6-10 図から第2.6-16 図に、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度、<u>サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の推移を第2.6-17 図から第2.6-20 図に示す。</u></p> <p>※ 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位（広帯域）、<u>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、水位が燃料有効長頂部付近となった場合には、<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>事象発生後に外部電源喪失となり、原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムするが、<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の起動に失敗し、その後、<u>低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）</u>の起動にも失敗する。</p> | <p>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2.6.2-1(1)図から第2.6.2-1(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</u>のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率、破断流量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2.6.2-1(7)図から第2.6.2-1(13)図に、格納容器圧力、格納容器温度、<u>サブプレッション・プール水位及び水温の推移を第2.6.2-1(14)図から第2.6.2-1(17)図に示す。</u></p> <p>※ 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（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あわせて示す。なお、水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には、<u>原子炉水位計（燃料域）</u>にて監視する。<u>原子炉水位計（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>事象発生後に外部電源喪失となり、<u>原子炉水位低（レベル3）</u>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）</u>で原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し、<u>格納容器圧力高（13.7kPa[gage]）</u>で高圧炉心スプレイ系、<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>の起動にも失敗する。</p> | <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、事象を厳しくする観点から、条件を設定している。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、格納容器圧力高信号による非常用炉心冷却系の自動起動失敗をもって機能喪失を確認する。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】</p> |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版) | 東海第二発電所 (2018. 9. 12 版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|---|---|--|
| <p><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>外部電源喪失により、事象発生とともに 10 台全てがトリップする。主蒸気隔離弁は、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<u>約 18 分後</u>に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</u>を下回るが、<u>低圧代替注水系（常設）</u>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。</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</p> | <p><u>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）で全台がトリップする。主蒸気隔離弁は、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 <u>25 分後</u>に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）7 個</u>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</u>を下回るが、<u>低圧代替注水系（常設）</u>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。</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</p> | <p><u>また、格納容器圧力高（13.7kPa[gage]）及び原子炉水位低（レベル 1）での自動減圧系の動作は期待しない。</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 台全てトリップする。主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル 2）で全閉する。</u></p> <p>事象発生から <u>30 分後</u>に中央制御室からの遠隔操作によって <u>自動減圧機能付き逃がし安全弁 6 個</u>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</u>を下回るが、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>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。</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</p> | <p>ABWRとBWR-5の設備の相違。</p> <ul style="list-style-type: none"> 設備設計の相違 <ul style="list-style-type: none"> 【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に低圧ECCS系の吐出圧力は条件となっていない。 解析条件の相違 <ul style="list-style-type: none"> 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、炉心冷却の観点から厳しくなる条件として、原子炉水位低でトリップすることとしている。 設備設計の相違 <ul style="list-style-type: none"> 【柏崎 6/7】 再循環ポンプの個数の相違。 運用の相違 <ul style="list-style-type: none"> 【柏崎 6/7，東海第二】 注水設備の準備時間の相違。 設備設計の相違 <ul style="list-style-type: none"> 【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。 |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版) | 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>とから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。</p> <p><u>高出力燃料集合体</u>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。そのため、<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を行う。</p> <p>原子炉格納容器除熱は、事象発生から<u>約 17 時間経過</u>した時点で実施する。なお、原子炉格納容器除熱時の<u>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）</u>及び<u>ベントライン（約 17m）</u>に対して、<u>十分に低く</u>推移するため、<u>真空破壊装置</u>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、<u>第 2.6.12 図</u>に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、<u>約 821℃</u>に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、<u>高出力燃料集合体</u>にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、<u>第 2.6.6 図</u>に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、<u>約 7.52MPa[gage]</u>以下に抑えられる。原子</p> | <p>とから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。</p> <p>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<u>格納容器内</u>に流入することで、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>は徐々に上昇する。そのため、<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</u>及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱を行う。</p> <p><u>格納容器除熱</u>は、事象発生から<u>約 28 時間経過</u>した時点で実施する。なお、<u>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）</u>及び<u>ベントライン（約 15m）</u>に対して、<u>十分に低く</u>推移するため、<u>真空破壊装置</u>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、<u>第 2.6-10 図</u>に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、<u>約 616℃</u>に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、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、<u>第 2.6-4 図</u>に示すとおり、逃がし安全弁（<u>安全弁機能</u>）の作動により、<u>約 7.79MPa [gage]</u>以下</p> | <p>とから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。</p> <p><u>平均出力燃料集合体</u>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<u>原子炉格納容器内</u>に流入することで、格納容器圧力及び<u>温度</u>は徐々に上昇する。そのため、<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>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行う。</p> <p>原子炉格納容器除熱は、事象発生から<u>約27時間経過</u>した時点で実施する。なお、原子炉格納容器除熱時の<u>サブプレッション・プール水位は、真空破壊弁（約5.3m）</u>及び<u>ベントライン（約9.1m）</u>に対して、<u>低く</u>推移するため、<u>真空破壊弁</u>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、<u>第 2.6.2-1(7)図</u>に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、<u>約 779℃</u>に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、<u>平均出力燃料集合体</u>にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、<u>第 2.6.2-1(1)図</u>に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、<u>約 7.59MPa[gage]</u>以下に抑えられる。</p> | <p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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 P C T が発生している。 ・解析結果の相違【柏崎 6/7】 ・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。 ・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 P C T が発生している。 ・解析条件の相違 |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|--|--|--|
| <p>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、<u>約7.82MPa[gage]</u>以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。</p> <p>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、<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を行うことによって、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、<u>約0.31MPa[gage]</u>及び<u>約144℃</u>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。</p> <p>第2.6.7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2.6.2)</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、<u>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「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>なお、LOCA 時注水機能喪失においては、<u>破断口より原子炉格納容器内に直接蒸気が排出されるものの、本評価では</u></p> | <p>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、<u>約8.09MPa[gage]</u>以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。</p> <p>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、<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行うことによって、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、<u>約0.31MPa[gage]</u>及び<u>約143℃</u>に抑えられ、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>第2.6-5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</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<u>約4.1×10⁻¹mSv</u>であり、5mSv を下回る。また、<u>耐圧強化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の評価結果は約6.2×10⁻¹mSv</u>であり、5mSv を下回る。いずれの場合も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。また、<u>格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の非居住区域境界での実効線量の評価結果は約1.6×10⁻¹mSv</u>であり、<u>耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の非居住区域境界での実効線量の評価結果は約6.2×10⁻¹mSv</u>であることから、5mSv を下回る。</p> | <p>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、<u>約7.89MPa[gage]</u>以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。</p> <p>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、<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及び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行うことによって、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、<u>約384kPa[gage]</u>及び<u>約153℃</u>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。</p> <p>第2.6.2-1(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27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安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.6.3)</p> <p><u>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の評価結果は、約1.7×10⁻²mSv</u>であり、5mSv を下回ることから、<u>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>【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 【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】</p> <p>・解析結果の相違 【東海第二】</p> <p>・評価方針の相違 【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、本シナリオで評価を実施。（柏崎6/7では、「2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」で評価を実施）</p> <p>・評価方針の相違</p> |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版) | 東海第二発電所 (2018. 9. 12 版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|--|--|---|
| <p><u>考慮していないが、原子炉格納容器内での自然沈着や格納容器スプレイによる除去に期待できるため、サブプレッション・チェンバ内でのスクラビング等による除染係数 (10) に対して遜色ない効果が得られるものとする。</u></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. 6. 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>LOCA 時注水機能喪失では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、かつ、自動減圧系が機能喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、<u>事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、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ける解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価については、「2. 1. 3(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」と同じ。 <u>(添付資料 2. 6. 3)</u></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</p> | <p>(添付資料 2. 6. 2, 2. 6. 5)</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. 6. 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>LOCA 時注水機能喪失では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、かつ、自動減圧系が機能喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、<u>事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、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による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ける解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価については、「2. 1. 3(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」と同じ。</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</p> | <p>(添付資料 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. 6. 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>LOCA 時注水機能喪失では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、かつ、自動減圧系が機能喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、<u>事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、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ける解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価については、「2. 1. 3(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」と同じ。 <u>(添付資料 2. 6. 4)</u></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</p> | <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2 号炉は、本シナリオで評価を実施。(柏崎 6/7 では、「2. 3. 1 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)」で評価を実施)</p> <p>・記載方針の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2 号炉は、事象発生から 12 時間までの操作に限らず、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作を抽出。</p> |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|---|---|--|
| <p>条件</p> <p>初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は, 第2.6.2表に示すとおりであり, それらの条件設定を設計値等, 最確条件とした場合の影響を評価する。また, 解析条件の設定に当たっては, 評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから, その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は, 解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42kW/m以下であり, 解析条件の不確かさとして, 最確条件とした場合は, 燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが, 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(ウェットウエル)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>条件</p> <p>初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は, 第2.6-2表に示すとおりであり, それらの条件設定を設計値等, 最確条件とした場合の影響を評価する。また, 解析条件の設定に当たっては, 評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから, その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は, 解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約33kW/m~約41kW/mであり, 解析条件の不確かさとして, 最確条件とした場合は, 燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが, 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>条件</p> <p>初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は, 第2.6.2-1表に示すとおりであり, それらの条件設定を設計値等, 最確条件とした場合の影響を評価する。また, 解析条件の設定に当たっては, 評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから, その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は, 解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約40.6kW/m以下であり, 解析条件の不確かさとして, 最確条件とした場合は, 燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが, 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<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, 記載していない。</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>事故条件の起因事象については、<u>非常用炉心冷却系のような大口径配管を除いた中小配管（計測配管を除く）のうち、流出量が大きくなる箇所として有効燃料棒頂部より低い位置にある配管を選定し、破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積 1cm^2 を設定している。</u></p> <p>なお、<u>第 2.6.23 図から第 2.6.25 図に示すとおり、CHASTE 解析によれば、破断面積が 5.6cm^2 までは、燃料被覆管破裂を回避することができ、原子炉急速減圧の開始時間は約 16 分後となる。本解析（破断面積が 1cm^2）における原子炉急速減圧の開始時間は約 18 分後であり、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</u></p> <p>破断面積が大きく、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる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、給復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されることから、運</p> | <p>事故条件の起因事象については、炉心冷却の観点で厳しい液相部配管の中で最大口径である再循環系配管を選定し、破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積である<u>約 3.7cm^2 を設定している。</u></p> <p>なお、<u>第 2.6-21 図から第 2.6-24 図に示すとおり、SAFER 解析によれば、破断面積が約 9.5cm^2 までは、燃料被覆管破裂を回避することができる。原子炉急速減圧の開始時間は、状況判断の時間、<u>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</u>を考慮して設定しており、破断面積の違いの影響を受けないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>破断面積が大きく、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む。）に至る場合については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、<u>給水・復水系</u>による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる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、<u>給水・復水系</u>による原子炉圧力容器への給水機能は維持されることから、運</p> | <p>事故条件の起因事象については、炉心冷却の観点で厳しい液相部配管の中で最大口径である再循環系配管を選定し、破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積である<u>約 3.1cm^2 を設定している。</u></p> <p>なお、<u>第 2.6.3-1(1)図から第 2.6.3-1(4)図に示すとおり、SAFER 解析によれば、破断面積が約 4.2cm^2 までは、燃料被覆管破裂を回避することができる。原子炉急速減圧の開始時間は、状況判断の時間、<u>常設代替交流電源設備及び低圧原子炉代替注水系（常設）の準備時間</u>を考慮して設定しており、破断面積の違いの影響を受けないことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</u></p> <p>破断面積が大きく、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、<u>給復水系</u>による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる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、<u>給復水系</u>による原子炉圧力容器への給水機能は維持されることから、運</p> | <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2号炉は、液相部配管の中で最大口径の PLR 配管に対して破裂発生防止が可能な範囲で事象進展を代表できる破断面積を設定。</p> <p>・評価方針の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、燃料被覆管破裂を回避できる破断面積を SAFER により確認している。</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、状況判断の時間の中に、高圧・低圧注水機能喪失の確認時間を含めており、記載表現は異なるものの実質的な相違はない。</p> |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|--|---|---|
| <p>転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の<u>低圧代替注水系(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 2.6.3)</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 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(ウェットウエル)の空間部及び液相部</u>、<u>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、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> | <p>ら、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の<u>低圧代替注水系(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 2.6.1, 2.6.6)</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、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は格納容器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</u>、<u>サプレッション・プール水位</u>、格納容器圧力及び<u>格納容器雰囲気温度</u>は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> | <p>転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の<u>低圧原子炉代替注水系(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 2.6.4)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、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>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、評価項目となるパラメータ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、記載していない。</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>事故条件の起因事象については、<u>非常用炉心冷却系のような大口径配管を除いた中小配管（計測配管を除く）のうち、流出量が大きくなる箇所として有効燃料棒頂部より低い位置にある配管</u>を選定し、破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積 <u>1cm²</u>を設定している。</p> <p>なお、<u>第2.6.23図から第2.6.25図</u>に示すとおり、<u>CHASTE解析</u>によれば、破断面積が <u>5.6cm²</u>までは、燃料被覆管破裂を回避することができ、燃料被覆管の最高温度は約 <u>886℃</u>となる。</p> <p>破断面積が大きく、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、<u>給復水系による給水</u>がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる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、<u>給復水系による原子炉圧力容器への給水機能</u>は維持されるため、事象進展が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</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。</p> | <p>事故条件の起因事象については、炉心冷却の観点で厳しい液相部配管の中で最大口径である再循環系配管を選定し、破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積である約 <u>3.7 cm²</u>を設定している。</p> <p>なお、<u>第2.6-21図から第2.6-24図</u>に示すとおり、<u>SAFER解析</u>によれば、破断面積が約 <u>9.5cm²</u>までは、燃料被覆管破裂を回避することができ、燃料被覆管の最高温度は約 <u>842℃</u>となる。</p> <p>破断面積が大きく、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む。）に至る場合については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、<u>給水・復水系による給水</u>がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる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、<u>給水・復水系による原子炉圧力容器への給水機能</u>は維持されるため、事象進展が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</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。</p> | <p>事故条件の起因事象については、炉心冷却の観点で厳しい液相部配管の中で最大口径である再循環配管を選定し、破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積約 <u>3.1cm²</u>を設定している。</p> <p>なお、<u>第2.6.3-1(1)図から第2.6.3-1(4)図</u>に示すとおり、<u>SAFER解析</u>によれば、破断面積が約 <u>4.2cm²</u>までは、燃料被覆管破裂を回避することができ、燃料被覆管の最高温度は約 <u>817℃</u>となる。</p> <p>破断面積が大きく、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、<u>給復水系による給水</u>がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる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、<u>給復水系による原子炉圧力容器への給水機能</u>は維持されるため、事象進展が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</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。</p> | <p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、液相部配管の中で最大口径のPLR配管に対して破裂発生の防止が可能な範囲で事象進展を代表できる破断面積を設定。 ・評価方針の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、燃料被覆管破裂を回避できる破断面積をSAFERにより確認している。 |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版) | 東海第二発電所 (2018. 9. 12 版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|--|--|--|
| <p style="text-align: center;">(添付資料 2.6.3, 2.6.4)</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 <u>18 分後</u>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<u>若干早まる可能 性があり、原子炉注水の開始時間も早まることから、運 転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</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、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 style="text-align: center;">(添付資料 2.6.1, 2.6.6)</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 <u>25 分後</u>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） による原子炉注水準備の操作時間及び逃がし安全弁の操 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対する余裕は大きくな 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、並列して実施する場合が ある低圧代替注水系（常設）による原子炉注水とは同一</u></p> | <p style="text-align: center;">(添付資料 2.6.1, 2.6.4)</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 <u>30 分後</u>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、<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、原子炉注水の開始時間も早まることから、運転員 等操作時間に対する余裕は大きくなる。</u></p> <p style="color: red;">操作条件の<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操作は、解析上の操作開始時間とし て格納容器圧力が 384kPa[gage]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、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>備考</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>・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> |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版) | 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>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 0.31MPa [gage] 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 0.31MPa [gage]）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、約 20 分程度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界圧力は 0.62MPa [gage] のため、原子炉格納容器の健全性という点では問題とならない。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 style="text-align: right;">(添付資料 2.6.3)</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）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まる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなり、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>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 0.31MPa [gage] 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 0.31MPa [gage]）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、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 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage] のため、格納容器の健全性という点では問題とならない。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>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 style="text-align: right;">(添付資料 2.6.6)</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）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まる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなり、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実施基準（サプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m）に到達するのは、事象発生から約 27 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。</p> <p>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界圧力は 853kPa [gage] のため、原子炉格納容器の健全性という点では問題とならない。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 style="text-align: right;">(添付資料 2.6.4)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の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）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まる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなり、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>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・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納容器圧力基準で実施することとしている。 ・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 現場操作時間の相違。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉（Mark-I 改）と柏崎 6/7（ABWR）、東海第二（Mark-II）の最高使用圧力の相違。 ・運用の相違 【東海第二】 |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版) | 東海第二発電所 (2018. 9. 12 版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|---|--|--|
| <p>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、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。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.6.3)</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 [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、<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</u>という点では問題とはならない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.6.6)</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<u>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、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>384kPa[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、<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。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.6.4)</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>・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 現場操作時間の相違。</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>(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については、<u>操作開始時間の 5 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、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>また、格納容器ベント時の敷地境界線量は <u>1.4mSv</u> であり、<u>5mSv</u> を下回る。<u>操作開始時間 10 分程度の時間遅れで</u></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>第 2.6-25 図から第 2.6-27 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（原子炉急速減圧操作を含む。）については、事象発生から 35 分後（操作開始時間 <u>10 分程度</u>の遅れ）までに原子炉急速減圧操作を実施できれば、燃料被覆管の最高温度は約 706℃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</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>第 2.6.3-1(5)図から第 2.6.3-1(7)図に示すとおり、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、事象発生から 35 分後（操作開始時間 <u>5 分程度</u>の遅れ）までに原子炉急速減圧操作を実施できれば、燃料被覆管の最高温度は約 842℃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、</p> | <p>・解析結果の相違 【東海第二】 ベースケースの破断面積の設定が異なることによる、減圧操作の余裕時間の相違、</p> <p>・記載方針の相違</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>は、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足するが、<u>格納容器ベント時の敷地境界線量は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 <u>10 時間</u>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 <u>17 時間</u>あり、準備時間が確保できるため、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 <u>38 時間後</u>であり、<u>約 20 時間以上</u>の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.1.3, 2.6.3)</p> | <p>目を満足することから時間余裕がある。また、燃料被覆管の破裂も発生しないことから、格納容器ベント時の敷地境界及び非居住区域境界での実効線量は「<u>2.6.2(4) 有効性評価の結果</u>」と同等となり、5mSv を下回る。<u>事象発生から 50 分後 (操作開始時間 25 分程度の遅れ) までに原子炉急速減圧操作を実施できれば、燃料被覆管の最高温度は約 1,000℃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。また、一部の燃料被覆管に破裂が発生するが、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での実効線量は約 2.8mSv、耐圧強化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 4.4mSv であり、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の非居住区域境界での実効線量は約 1.1mSv、耐圧強化ベント系による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 であり、いずれの場合も 5mSv を下回る。</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 <u>16 時間</u>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ため、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] に至るまでの時間は、格納容器スプレイを停止した時点の格納容器圧力約 0.243MPa [gage] 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、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</u>ことから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.1.7, 2.6.6, 2.6.7)</p> | <p>評価項目を満足することから時間余裕がある。また、燃料被覆管の破裂も発生しないことから、格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は「<u>2.6.2(4) 有効性評価の結果</u>」と同等となり、5mSv を下回る。</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 <u>21 時間</u>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 <u>27 時間</u>あり、準備時間が確保できるため、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 853 kPa [gage] に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」においても事象発生約 35 時間後</u>であり、<u>約 8 時間</u>の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.6.4, 2.6.5, 3.1.3.8)</p> | <p>【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、減圧・注水操作が遅れて、燃料被覆管が破裂した場合の評価を添付資料 2.1.3 「減圧・注水操作が遅れる場合の影響について (高圧・低圧注水機能喪失)」に記載している。</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、隣接する原子力事業者がないため敷地境界を評価地点としている。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】</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</p> |

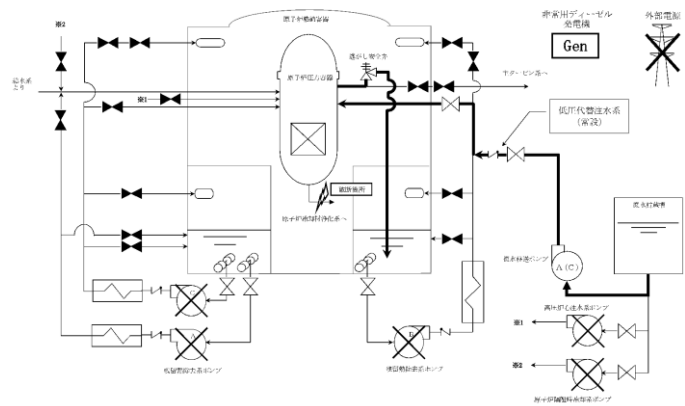
| 柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版) | 東海第二発電所 (2018. 9. 12 版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|--|--|--|
| <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.6.4 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「LOCA 時注水機能喪失」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、「2.6.1(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、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>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.6.4 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「LOCA時注水機能喪失」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、「2.6.1(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>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.6.4 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「LOCA時注水機能喪失」において、<u>重大事故等対策時における必要な要員は、「2.6.1(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」で説明している緊急時対策要員の45名で対処可能である。</u></p> | <p>達時間と現場に要する時間の比較を実施。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能である。</p> <p>・運用及び設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、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>・運用の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員に</p> |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版) | 東海第二発電所 (2018. 9. 12 版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|---|---|---|
| <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シナリオグループ「LOCA 時注水機能喪失」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」の条件にて評価を行い、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</u>については、7 日間の対応を考慮すると、<u>号炉あたり合計約 5,400m³</u>の水が必要となる。<u>6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると、合計約 10,800m³</u>の水が必要である。水源として、<u>各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m³</u>及び<u>淡水貯水池に約 18,000m³</u>の水を保有している。</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>（添付資料 2.6.5）</p> <p>b. 燃料</p> <p>非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後 7 日間最大負荷で運転した場合、<u>号炉あたり約 753kL</u>の軽油が必要となる。<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</u>の軽油が</p> | <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シナリオグループ「LOCA 時注水機能喪失」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」の条件にて評価を行い、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</u>については、7 日間の対応を考慮すると、<u>合計約 5,320m³</u>の水が必要である。水源として、<u>代替淡水貯槽に約 4,300m³</u>及び<u>西側淡水貯水設備に約 4,300m³</u>の水を保有している。</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となる。</u></p> <p>（添付資料 2.6.8）</p> <p>b. 燃料</p> <p>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は、事象発生後 7 日間最大負荷で運転した場合、<u>合計約 755.5kL</u>の軽油が必要となる。<u>軽油貯蔵タンクにて約 800kL</u>の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、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</p> | <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シナリオグループ「LOCA 時注水機能喪失」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」の条件にて評価を行い、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</u>については、7 日間の対応を考慮すると、<u>合計約 3,400m³</u>の水が必要となる。水源として、<u>低圧原子炉代替注水槽に約 740m³</u>及び<u>輪谷貯水槽（西）に約 7,000m³</u>の水を保有している。</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）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></p> <p>（添付資料 2.6.6）</p> <p>b. 燃料</p> <p>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 日間最大負荷で運転した場合、<u>運転継続に約 700m³</u>の軽油が必要となる。<u>ディーゼル燃料貯蔵タンクにて約 730m³</u>の軽油を保有しており、この使用が可能であることから非常用ディーゼル発電機等による電源供給について、7 日間の運転継続が可能である。<u>常設代替交流電源設備に</u></p> | <p>より実施可能である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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。 ・水量評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、事象発生後から必要な可搬型設備を準備し、使用することを想定。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。 ・燃料評価結果の相違 |

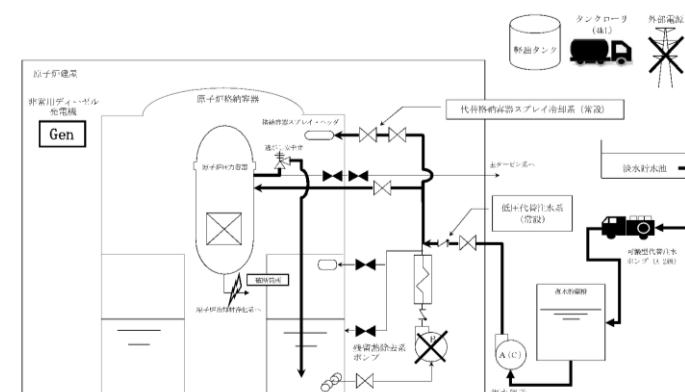
| 柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|--|--|--|
| <p>必要となる。5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約13kLの軽油が必要となる(6号及び7号炉合計約1,549kL)。</p> <p>6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL(6号及び7号炉合計約2,040kL)の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、可搬型代替注水ポンプ(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。 (添付資料2.6.6)</p> <p>c. 電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定し、各号炉の非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。6号及び7号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は、各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> | <p>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。可搬型代替注水中型ポンプ(1台)による代替淡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。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)による代替淡水貯蔵槽への給水について、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。 (添付資料2.6.9)</p> <p>c. 電源</p> <p>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(常設代替高圧電源装置2台)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。</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、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)は連続定格容量が約2,208kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> | <p>よる電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約352m³の軽油が必要となる。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11m³の軽油が必要となる。合計約363m³の軽油が必要となる。ガスタービン発電機用軽油タンクにて約450m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから常設代替交流電源設備による電源供給、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。</p> <p>緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約8m³の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。 (添付資料2.6.7)</p> <p>c. 電源</p> <p>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。</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、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。</p> | <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7】 緊急時対策所用発電機は専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。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。 ・電源設備容量の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、常設代替電源設備から電源供給する負荷が異なる。な |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版) | 東海第二発電所 (2018. 9. 12 版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|---|--|---|
| <p>また、<u>5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機</u>についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>2.6.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、かつ、自動減圧系が機能喪失することで、破断箇所から原子炉冷却材が流出し、原子炉水位の低下により炉心が露出して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「LOCA 時注水機能喪失」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、<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「LOCA 時注水機能喪失」の重要事故シーケンス「<u>中破断LOCA+HPCF 注水失敗+低圧ECCS 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</p> | <p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料 2.6.10)</p> <p>2.6.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、かつ、自動減圧系が機能喪失することで、破断箇所から原子炉冷却材が流出し、原子炉水位の低下により炉心が露出して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「LOCA時注水機能喪失」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（自動減圧機能）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「LOCA時注水機能喪失」の重要事故シーケンス「<u>中破断LOCA+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（自動減圧機能）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>による格納容器冷却及び<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、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及び非居住区域境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線</p> | <p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料 2.6.8)</p> <p>2.6.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、かつ、自動減圧系が機能喪失することで、破断箇所から原子炉冷却材が流出し、原子炉水位の低下により炉心が露出して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「LOCA時注水機能喪失」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<u>原子炉格納容器冷却手段</u>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「LOCA時注水機能喪失」の重要事故シーケンス「<u>冷却材喪失（中破断LOCA）+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<u>原子炉格納容器冷却</u>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、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</p> | <p>お、柏崎 6/7 は必要負荷について非常用ディーゼル発電機により電源供給を行う。</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>・評価条件の相違</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>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)</u>及び逃がし安全弁による原子炉注水、<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「LOCA時注水機能喪失」に対して有効である。</p> | <p>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)</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、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」に対して有効である。</p> | <p>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>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)</u>及び逃がし安全弁による原子炉注水、<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「LOCA時注水機能喪失」に対して有効である。</p> | <p>島根2号炉は、隣接する原子力事業者がないため敷地境界を評価地点としている。</p> |

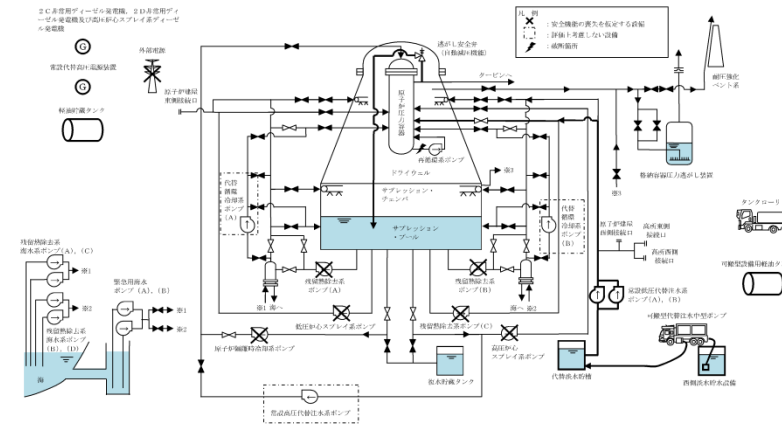


第 2.6.1 図 「LOCA 時注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (原子炉急速減圧及び原子炉注水)

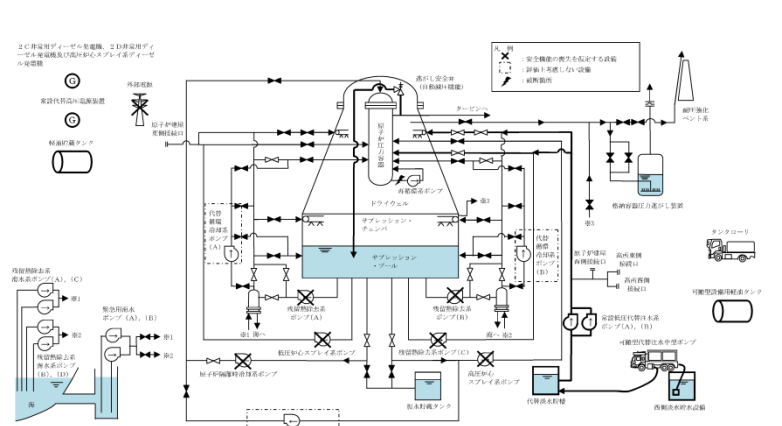


※低圧代替注水系 (常設) と代替格納容器スプレィ冷却系 (常設) は、同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにより実施する。

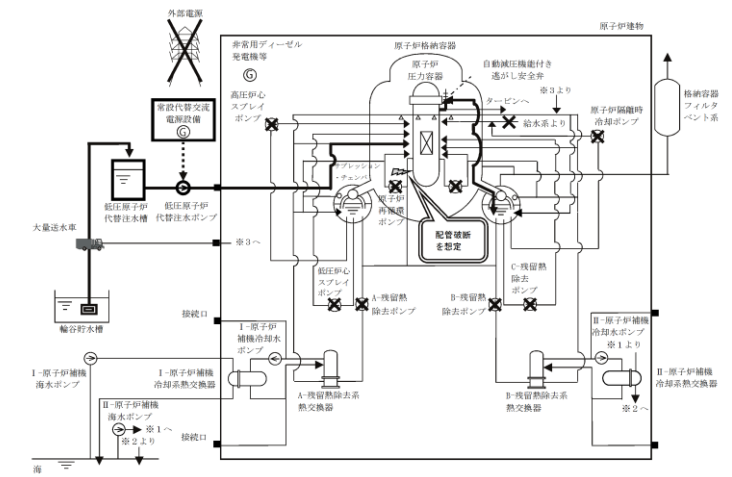
第 2.6.2 図 「LOCA 時注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/3) (原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)



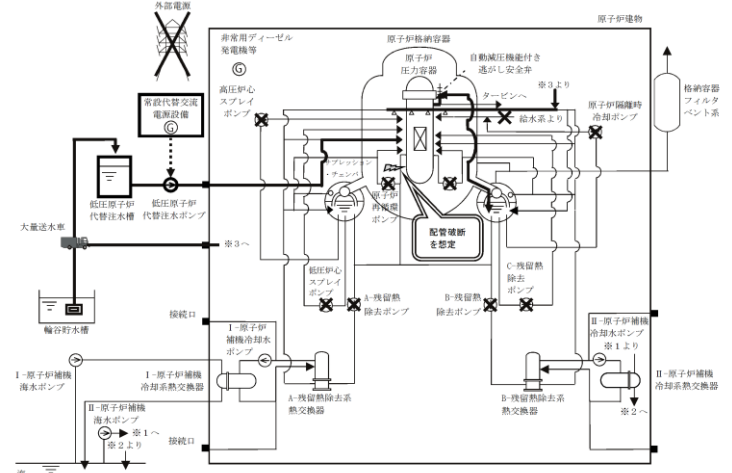
第 2.6-1 図 LOCA 時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水段階)



第 2.6-1 図 LOCA 時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)



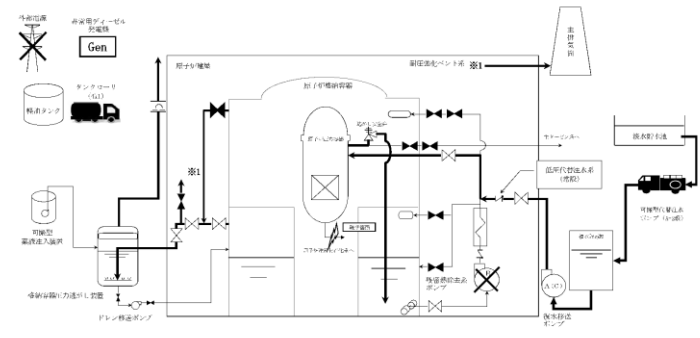
第 2.6.1-1(1) 図 「LOCA 時注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉急速減圧及び原子炉注水)



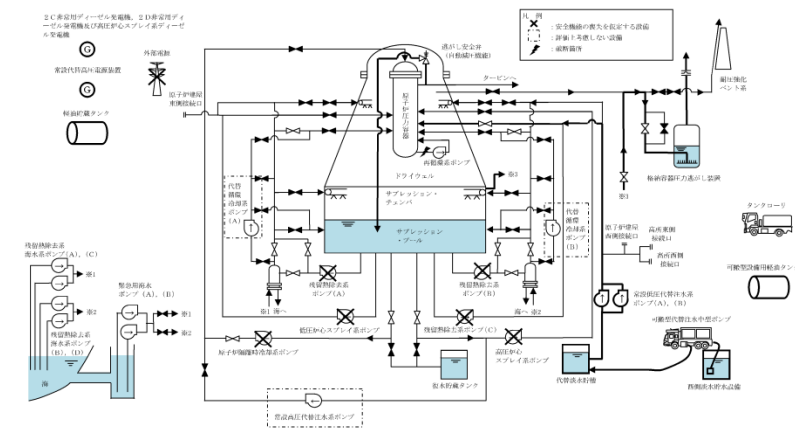
第 2.6.1-1(2) 図 「LOCA 時注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)

備考
・設備設計の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

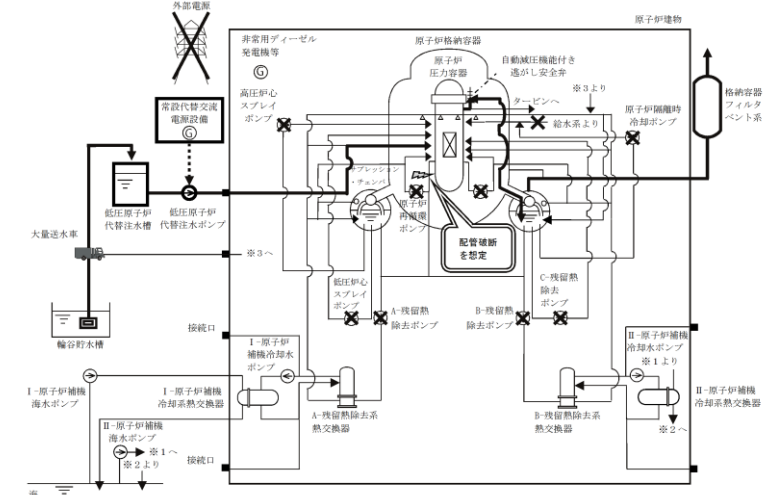
・運用の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
外部水源による格納容器スプレィを実施する場合、スプレィ実施以降の炉心損傷の発生を想定すると、原子炉格納容器内の保有水量の観点から、スプレィを実施しない場合に比べ、格納容器ベントまでの時間が短くなる。島根 2号炉は、ベント遅延効果を図るため、残留熱除去系又は残留熱代替除去系の復旧が期待できない場合は格納容器代替スプレィ系による格納容器冷却操作を実施しない。



第 2.6.3 図 「LOCA 時注水機能喪失」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)



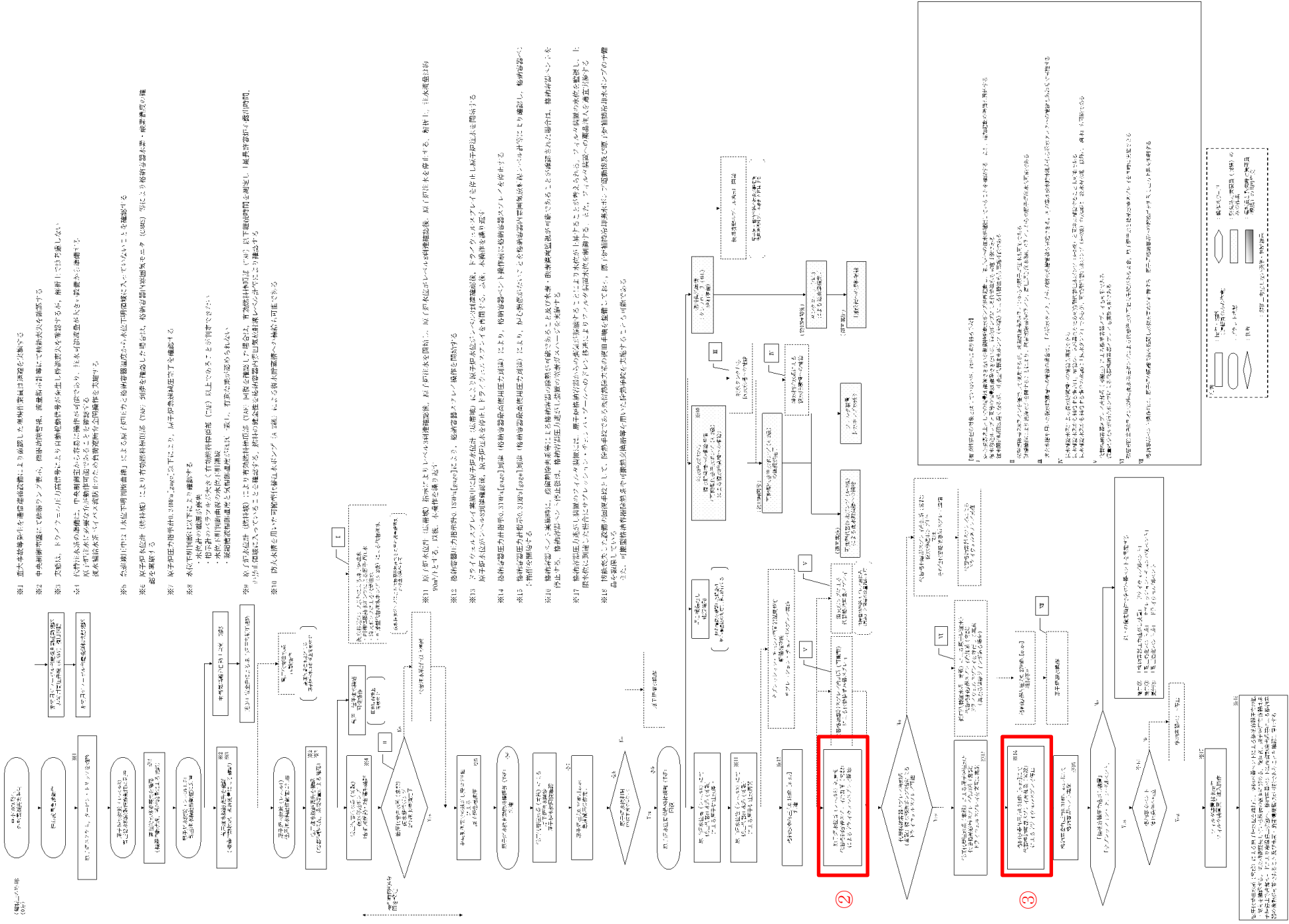
第 2.6-1 図 LOCA時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
 (低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱段階)



第 2.6.1-1(3)図 「LOCA時注水機能喪失」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】

差異理由は、島根2号炉「第2.6.1-2図「LOCA時注水機能喪失」の対応手順の概要」の備考欄参照



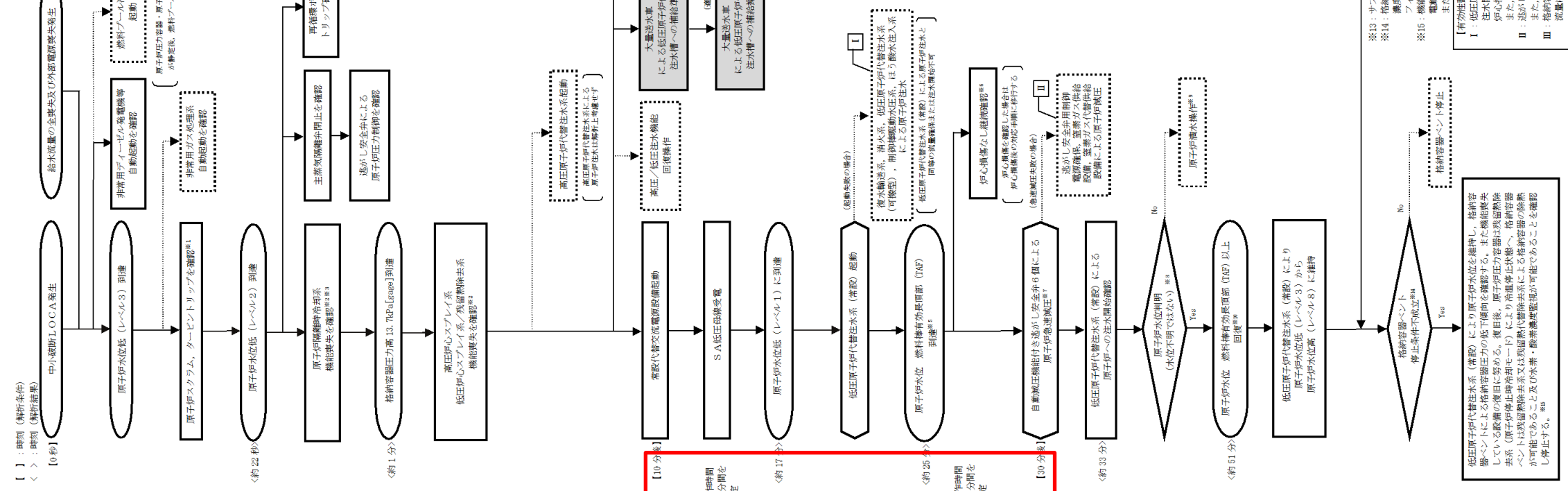
第2.6.4図 「LOCA時注水機能喪失」の対応手順の概要



凡例
 ◊ : 操作・確認
 ○ : 判断
 □ : 操作及び判断
 ▭ : プラント状態 (解除)
 ▭ : 復旧班要員の作業
 ▭ : 運転員と復旧班要員の共同作業
 : 解除上考慮しない操作・確認

※1: 原子炉水位低 (レベル3) にて、原子炉スクラムしたことを平均出力履歴計測により確認する。
 ※2: 中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ出口流量、原子炉水位 (広帯域)、原子炉圧力等にて確認する。
 ※3: 原子炉水位低 (レベル2) で自動起動 (解除) 上の時間約 22 秒) する。
 ※4: 外部電源喪失で再循環ポンプはトリップするが、解除後は原子炉水位低 (レベル2) でトリップする。
 ※5: 原子炉水位 (燃料槽) が燃料槽有効長頂部 (TRF) 以下となった場合は、格納容器水蒸気発生、格納容器蒸気発生により確認する。
 ※6: 原子炉水位 (燃料槽) が燃料槽有効長頂部 (TRF) 以下となった場合は、格納容器水蒸気発生、格納容器蒸気発生により確認する。

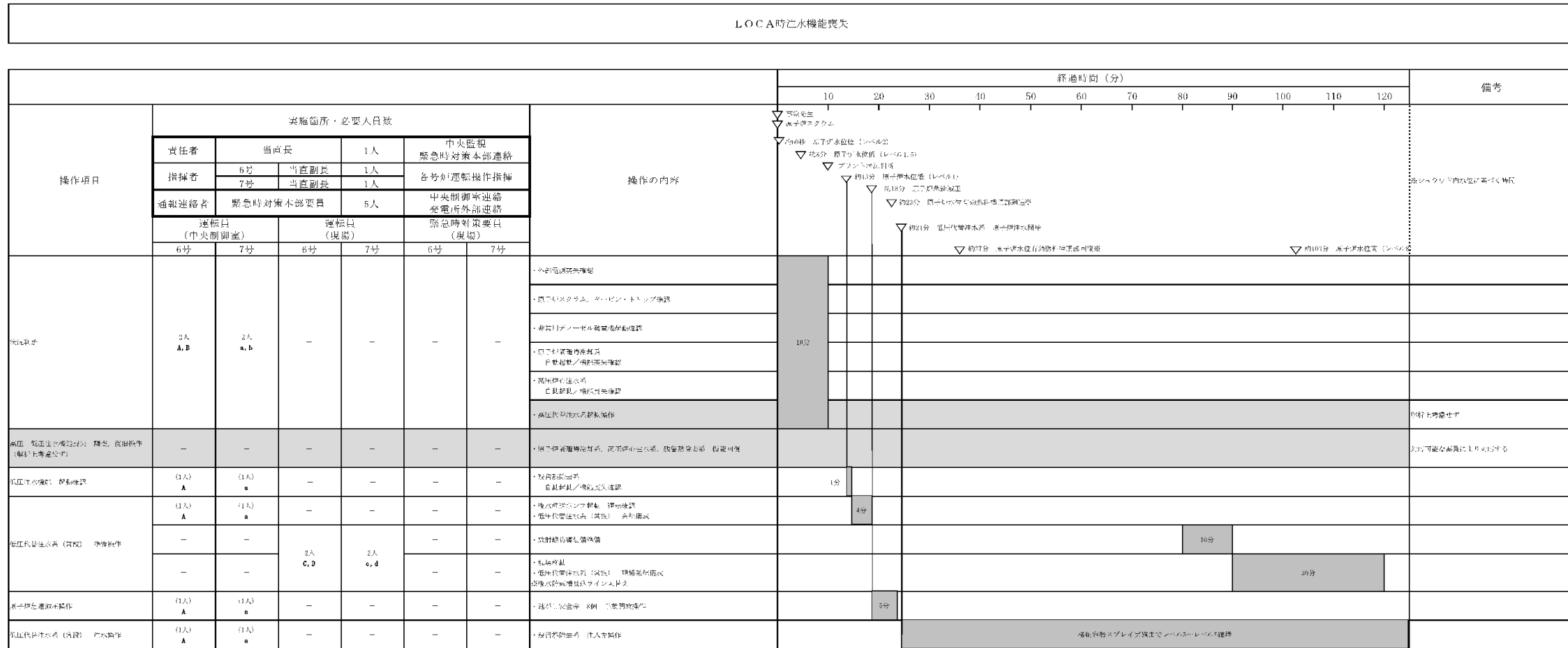
※7: 原子炉水位 (燃料槽) が燃料槽有効長頂部 (TRF) 以下となった場合は、格納容器水蒸気発生、格納容器蒸気発生により確認する。
 ※8: 原子炉水位 (燃料槽) が燃料槽有効長頂部 (TRF) 以下となった場合は、格納容器水蒸気発生、格納容器蒸気発生により確認する。
 ※9: 原子炉水位 (燃料槽) が燃料槽有効長頂部 (TRF) 以下となった場合は、格納容器水蒸気発生、格納容器蒸気発生により確認する。
 ※10: 原子炉水位 (燃料槽) が燃料槽有効長頂部 (TRF) 以下となった場合は、格納容器水蒸気発生、格納容器蒸気発生により確認する。
 ※11: 格納容器スプレイの注水量は 120 (kg/s) とし、格納容器圧力 384kPa (gauge) 到達で格納容器スプレイを行う。
 ※12: 格納容器圧力 334kPa (gauge) まで低下後、格納容器スプレイを停止する。
 ※13: 格納容器圧力 384kPa (gauge) 到達で格納容器スプレイを停止する。
 ※14: 格納容器圧力 334kPa (gauge) 到達で格納容器スプレイを停止する。
 ※15: 格納容器圧力 384kPa (gauge) 到達で格納容器スプレイを停止する。
 ※16: 格納容器圧力 334kPa (gauge) 到達で格納容器スプレイを停止する。



【1】: 時刻 (解除条件)
 <>: 時刻 (解除結果)
 [0秒]
 <約 22 秒>
 <約 1分>
 <約 10分>
 <約 17分>
 <約 25分>
 <約 33分>
 <約 51分>
 <約 15時間>
 <約 21時間>
 <約 27時間>

第2.6.1-2 図 「LOC A時注水機能喪失」の対応手順の概要

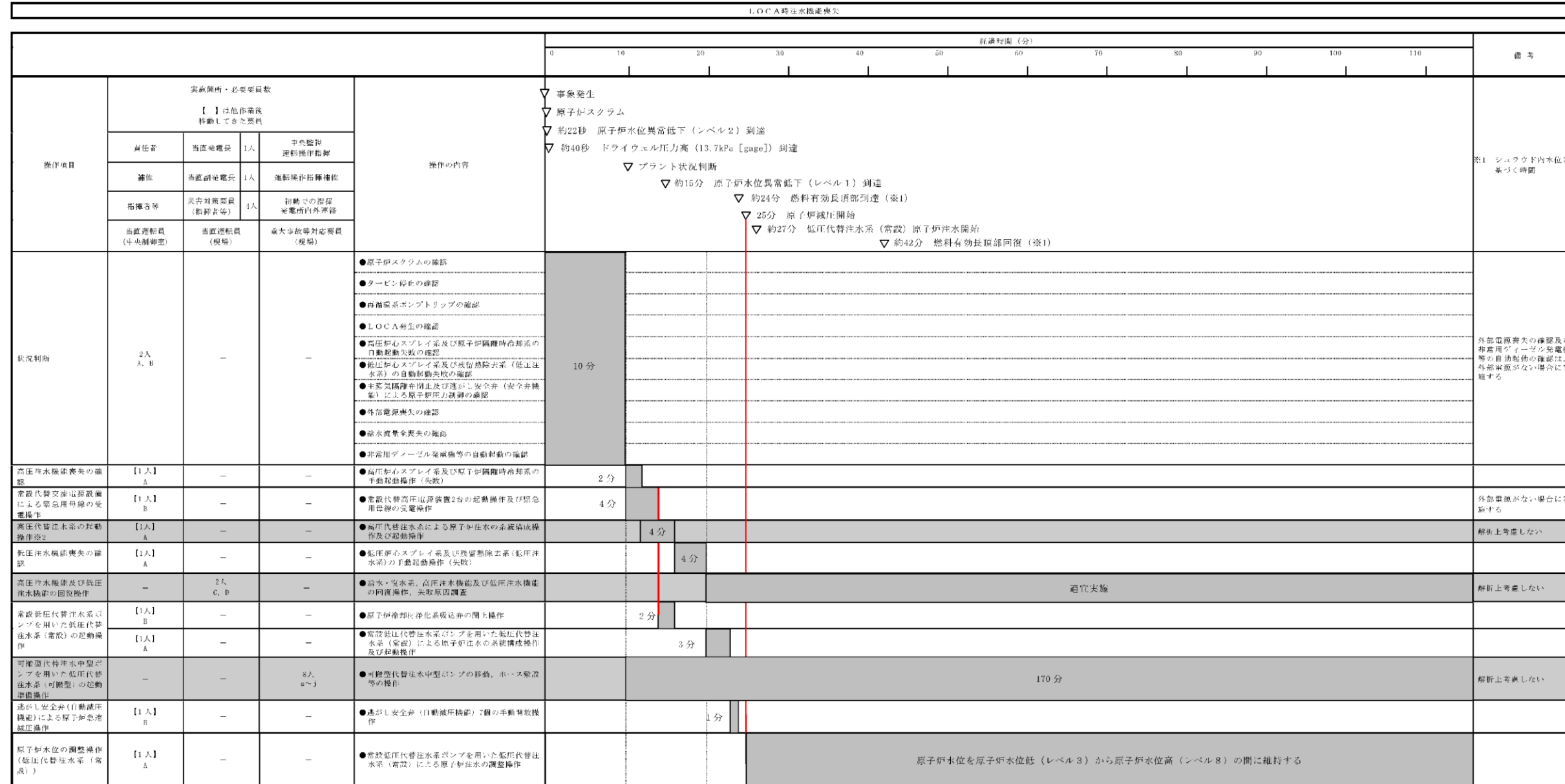
備考
 ・記載方針の相違
 【東海第二】
 ①島根2号炉は、操作の想定時間を記載。
 ・運用の相違
 【柏崎6/7, 東海第二】
 ②島根2号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。
 ・運用の相違
 【柏崎6/7, 東海第二】
 ③島根2号炉は、格納容器代替スプレイ停止基準 (サブプレッション・プール水位通常水位+約 1.3 m) 到達により格納容器代替スプレイを停止後、格納容器ベントを実施する運用としている。



差異理由は、島根2号炉「第2.6.1-3図「LOCA時注水機能喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照

第2.6.5図 「LOCA時注水機能喪失」の作業と所要時間(1/2)

差異理由は、島根2号炉「第2.6.1-3図「LOCA時注水機能喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照



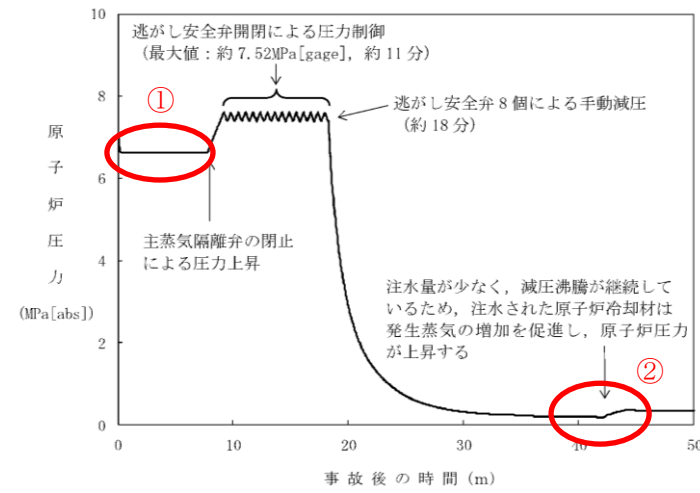
※2 本事故シナリオグループにおいては機密に期待しないこととする。

第2.6-3 図 LOCA時注水機能喪失の作業と所要時間 (1/2)

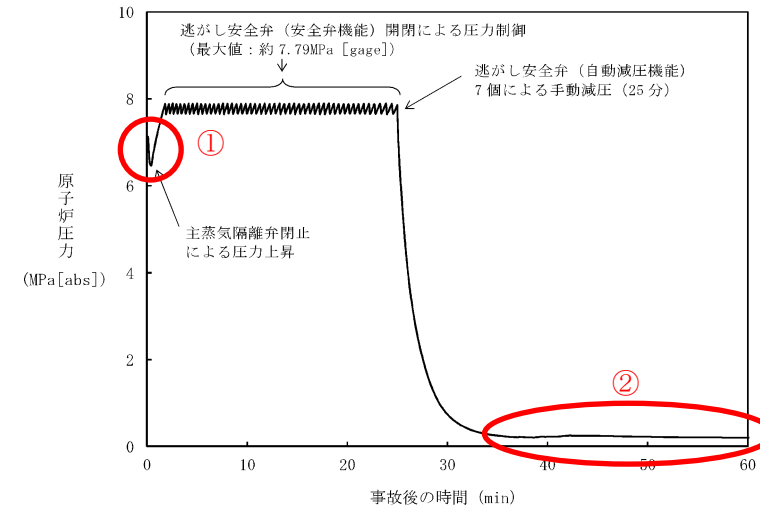
差異理由は、島根2号炉「第2.6.1-3図「LOCA時注水機能喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照

| | | | | LOCA時注水機能喪失 | | | | | | | | | | | | 備考 | |
|--|----------------|--------------------|---|--|---|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|--|
| | | | | 経過時間(時間) | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | 4 | 8 | 12 | 16 | 20 | 24 | 28 | 32 | 36 | 40 | 44 | 48 | | |
| 操作項目 | 実施場所・必要員数 | | | 操作の内容 | | | | | | | | | | | | | |
| | 運転員 (中央制御室) | 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 | ▽25分 原子炉減圧開始 ▽約27分 低圧代替注水(常設)原子炉注水開始 ▽約16時間 格納容器圧力0.279MPa [gauge] 到達 ▽約24時間 サブプレッション・プール水位 通常水位 5.5m到達 ▽約27時間 サブプレッション・プール水位 通常水位 16.5m到達 ▽約28時間 格納容器圧力0.31MPa [gauge] 到達 | | | | | | | | | | | | |
| 常設低圧代替注水 ポンプを用いた 代替格納容器ス プライン高調系(常設) による格納容器冷 却発生 | 【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 プライン高調系(常設)による格納容器冷却操作 | 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)の間に維持する | | | | | | | | | | | | |
| 代替凝縮冷却系 による原子炉注 水操作及び格納 容器除熱操作 | 【1人】 A | - | - | ●代替凝縮冷却系による原子炉注水操作 ●代替凝縮冷却系による格納容器除熱操作 | 格納容器スプライン中適宜状態監視 | | | | | | | | | | | | 解所上考慮しない 代替凝縮冷却系のみで状 態維持が可能な場合は、 低圧代替注水(常設) による注水を停止する |
| 原子炉注水操作 | 【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 | | | | | | | | | | | | 解所上考慮しない |
| 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 の注水操作 ●緊急用排水系による排水水の系統構成操作及び配 管操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作 | 適宜実施 | | | | | | | | | | | | 解所上考慮しない スロッシングによる水位 低下がある場合は代替燃 料プール冷却系の起動ま でに実施する |
| 格納容器圧力逃 がし装置等によ る格納容器除熱 の準備操作 | 【1人】 A | - | - | ●格納容器圧力逃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) | 5分 | | | | | | | | | | | | |
| 格納容器圧力逃 がし装置等によ る格納容器除熱 の準備操作 | - | 【2人】-1人 C, D, E | - | ●第一準備操作箇所への移動 ●格納容器圧力逃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) | 123分 | | | | | | | | | | | | 解所上考慮しない |
| 格納容器圧力逃 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) | 【1人】 A | - | - | ●格納容器圧力逃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) ●第二準備操作箇所への移動 ●格納容器圧力逃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 | | | | | | | | | | | | 解所上考慮しない |
| 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 | - | - | 3人 (班編) | ●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操 作 | 170分 | | | | | | | | | | | | 解所上考慮しない |
| 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移動、ホース敷設等の操 作 | 180分 | | | | | | | | | | | | 代替注水貯槽の構造まで には十分な時間がある |
| 可搬型代替注水中 型ポンプによる 代替注水貯槽 への補給操作 | - | - | 【2人】 a, b | ●可搬型代替注水中型ポンプの起動操作及び水取補給 操作 | 適宜実施 | | | | | | | | | | | | 代替注水貯槽の残量に応 じて適宜実施を実施する |
| タンクローリに よる燃料油油 操作 | - | - | 2人 (班編) | ●可搬型設備用燃料タンクからタンクローリへの給油 操作 ●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作 | 90分 | | | | | | | | | | | | タンクローリ残量に応じ て適宜給油タンクから給 油 |
| 必要員合計 | 2人 A, B | 3人 C, D, E | 8人 a~h (班編) 5人 a, b (班編) | | | | | | | | | | | | | | |

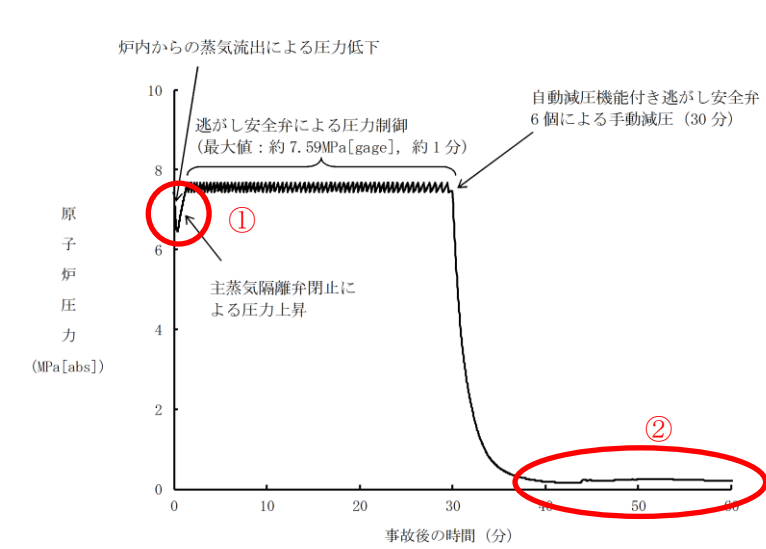
第2.6-3 図 LOCA時注水機能喪失の作業と所要時間 (2/2)



第 2.6.6 図 原子炉圧力の推移



第 2.6-4 図 原子炉圧力の推移

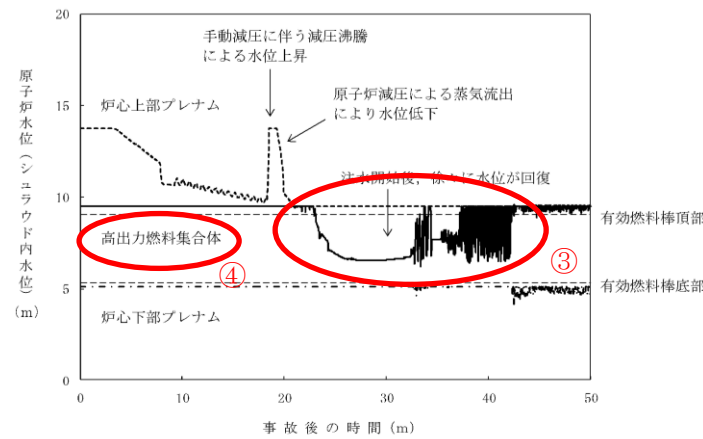


第 2.6.2-1(1)図 原子炉圧力の推移

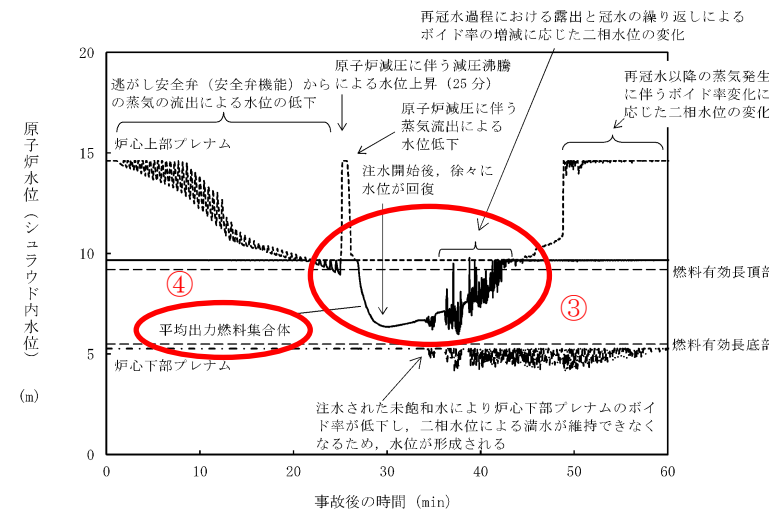
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
 ①MS I V閉動作の原子炉水位設定点(島根2号炉・東海第二:L2, 柏崎6/7:L1.5)及び破断面積の相違による水位低下速度の違いにより原子炉圧力上昇のタイミングが異なる。
【東海第二】
 ②ポンプ特性(流量及び吐出圧)の違いにより、島根2号炉及び柏崎6/7では蒸気発生量による原子炉圧力上昇が発生。

【柏崎 6/7, 東海第二】
 ③ポンプ特性(流量及び吐出圧)の差異による原子炉水位回復の速さの違い。

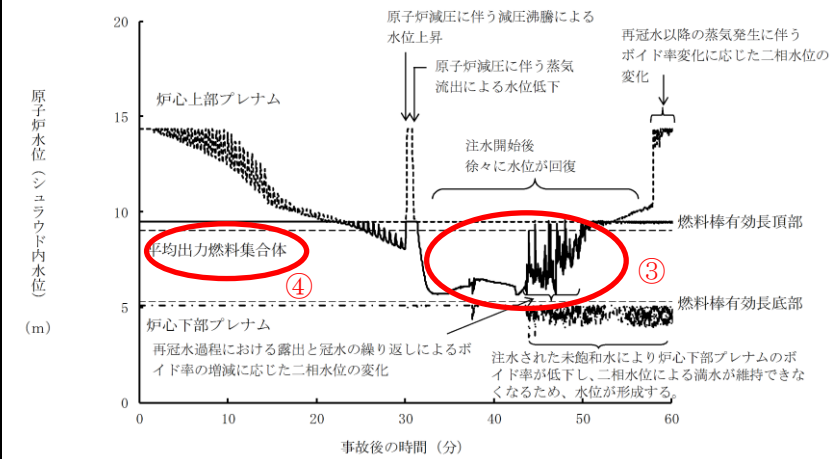
【柏崎 6/7】
 ④島根2号炉は、平均出力燃料集合体にてPCTが発生しているため、平均出力燃料集合体の原子炉水位を示している。



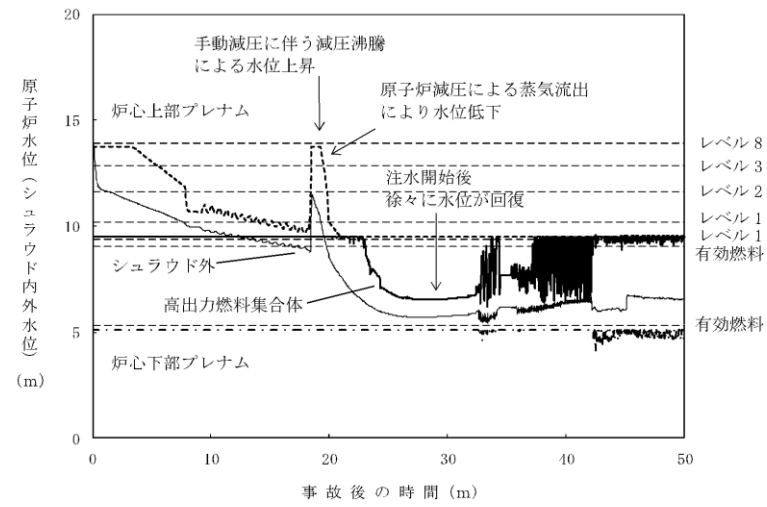
第 2.6.7 図 原子炉水位(シュラウド内水位)の推移



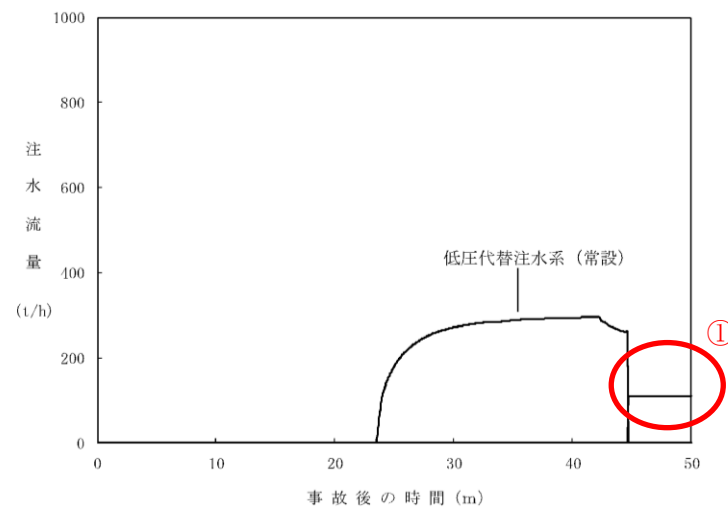
第 2.6-5 図 原子炉水位(シュラウド内水位)の推移



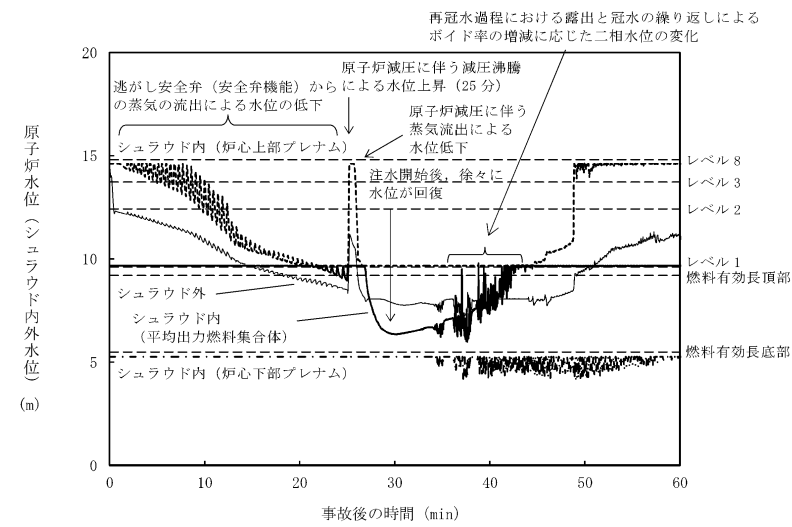
第 2.6.2-1(2)図 原子炉水位(シュラウド内水位)の推移



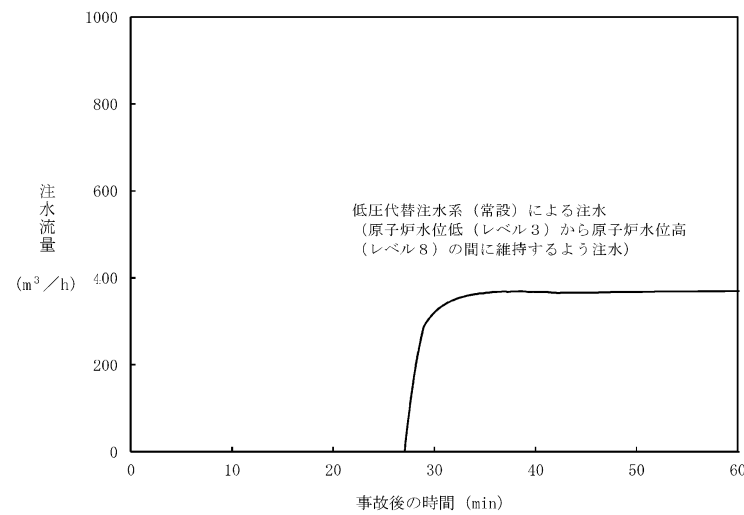
第 2.6.8 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移



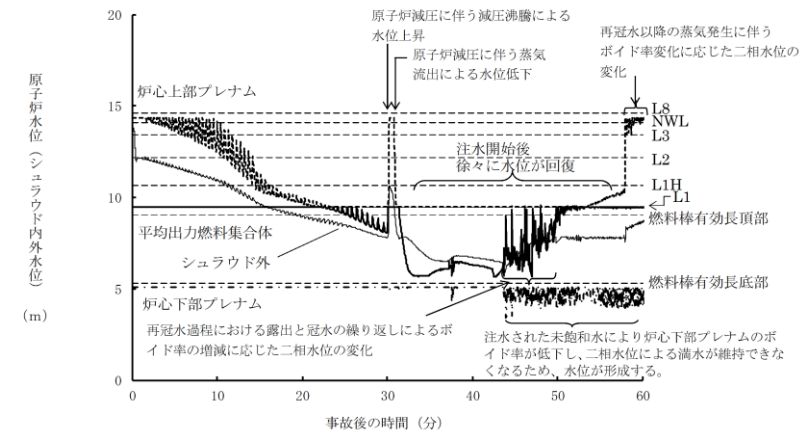
第 2.6.9 図 注水流量の推移



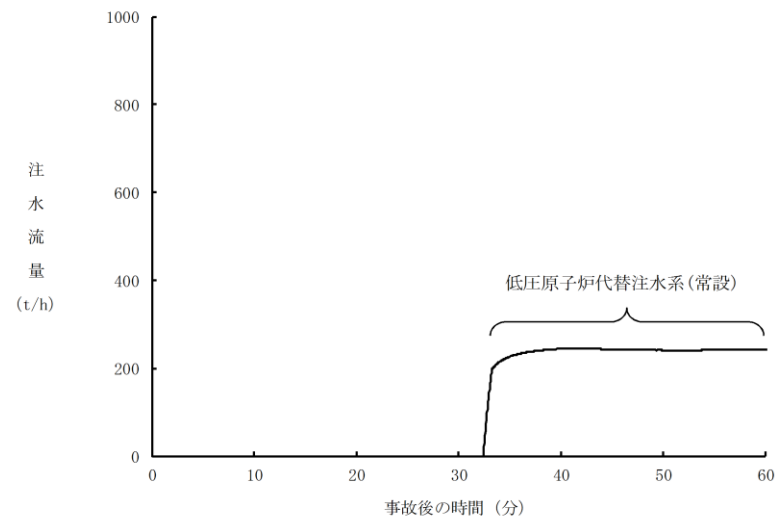
第 2.6-6 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移



第 2.6-7 図 注水流量の推移

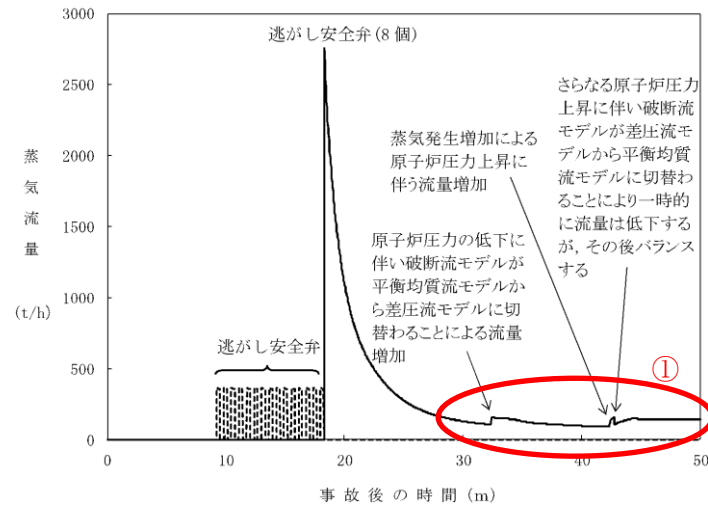


第 2.6.2-1(3) 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移

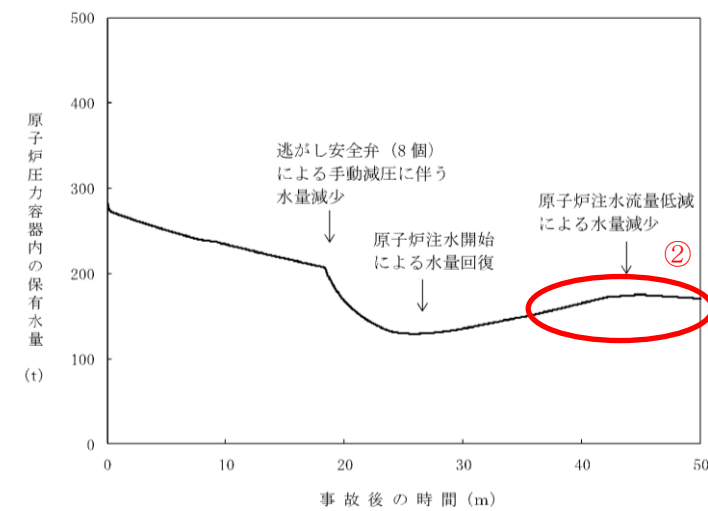


第 2.6.2-1(4) 図 注水流量の推移

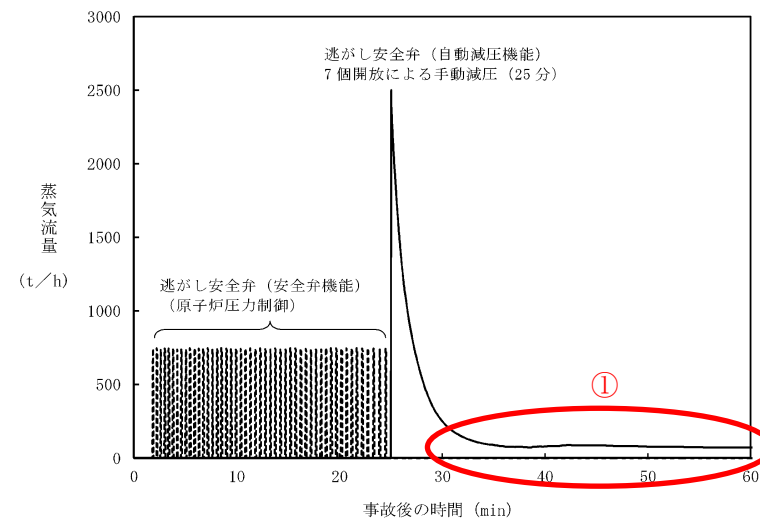
・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
①柏崎 6/7 では炉心部冠水後、90m³/h 一定で注水を実施。



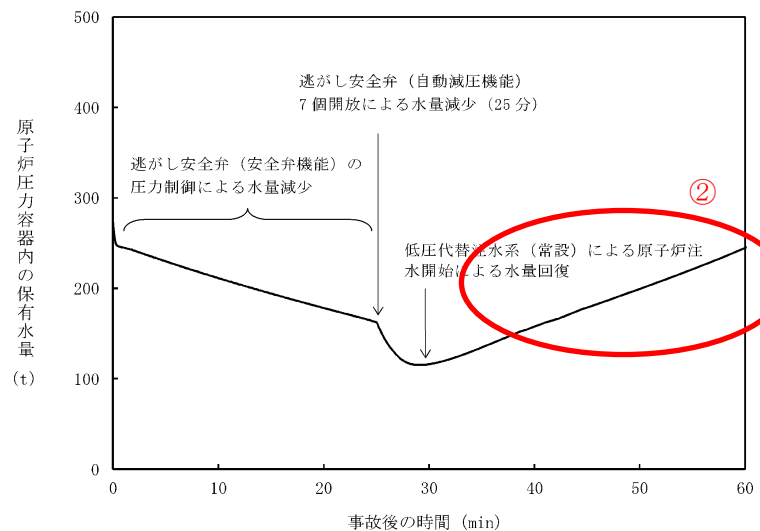
第 2.6.10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



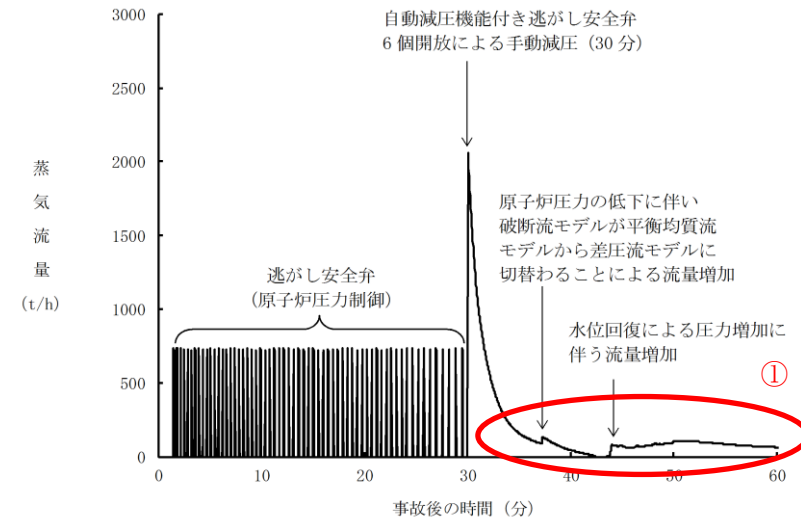
第 2.6.11 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



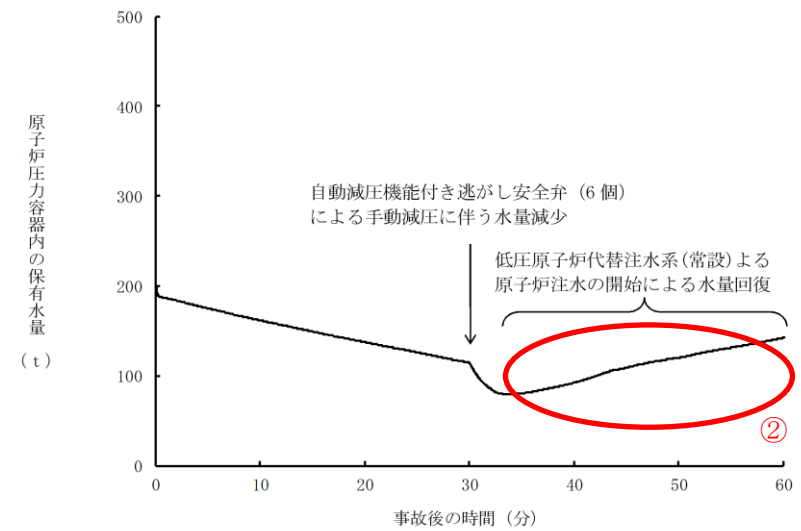
第 2.6-8 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



第 2.6-9 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



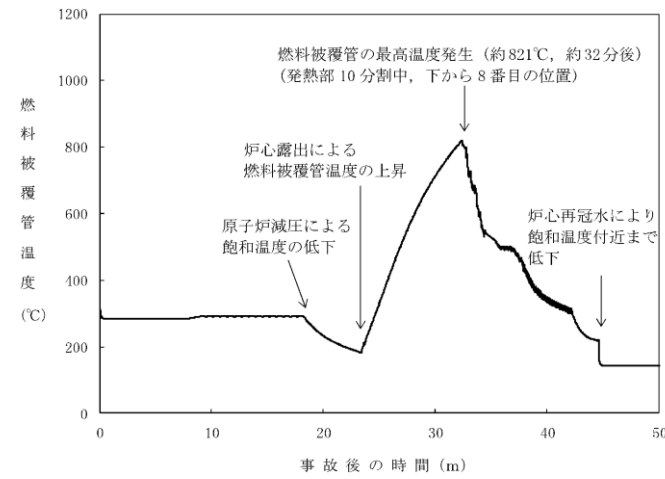
第 2.6.2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



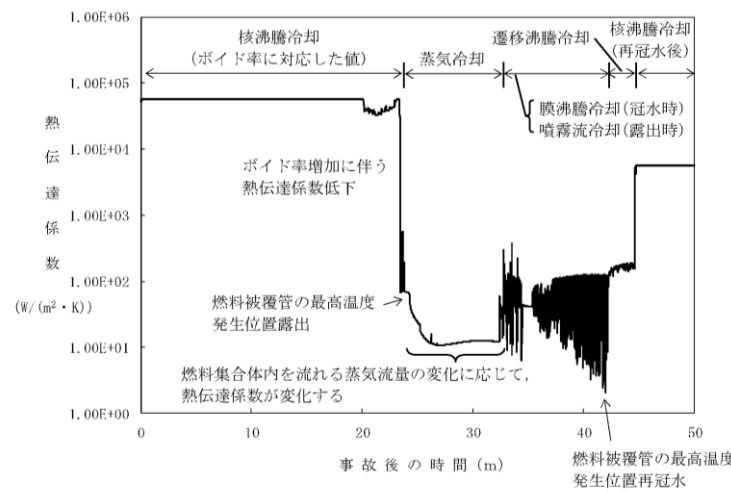
第 2.6.2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移

・解析結果の相違
【東海第二】
 ①開放する逃がし安全弁の弁数の違い等に起因する蒸気流量の違いにより原子炉圧力低下速度が異なり、島根2号炉及び柏崎6/7では破断流モデルの切替えが発生する。

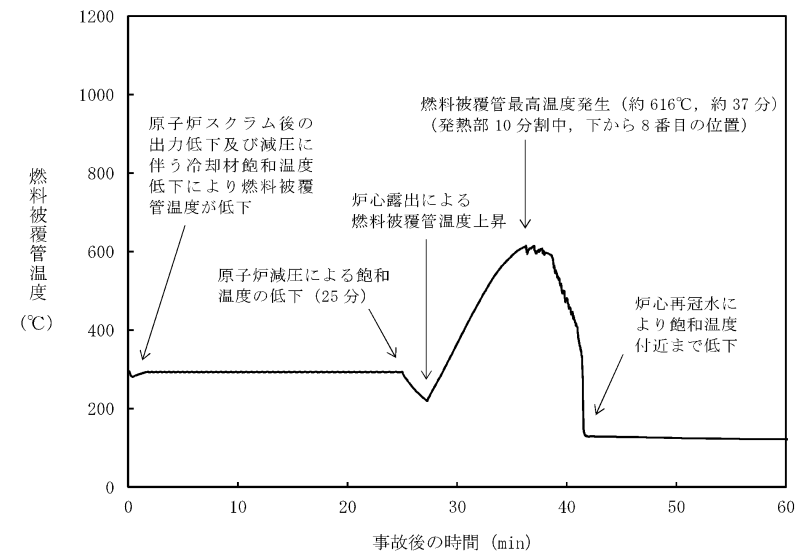
【柏崎6/7】
 ②柏崎6/7では炉心冠水後、90m³/h一定で注水することで流量が低減されるため水量が減少する。



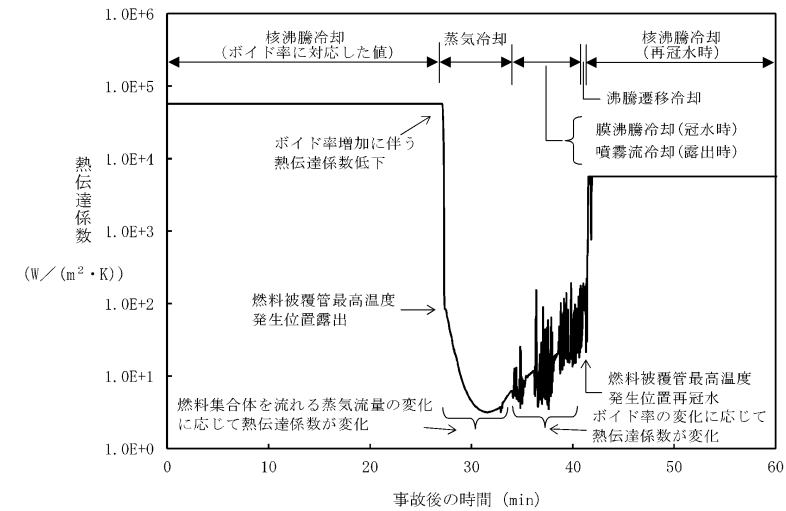
第 2.6.12 図 燃料被覆管温度の推移



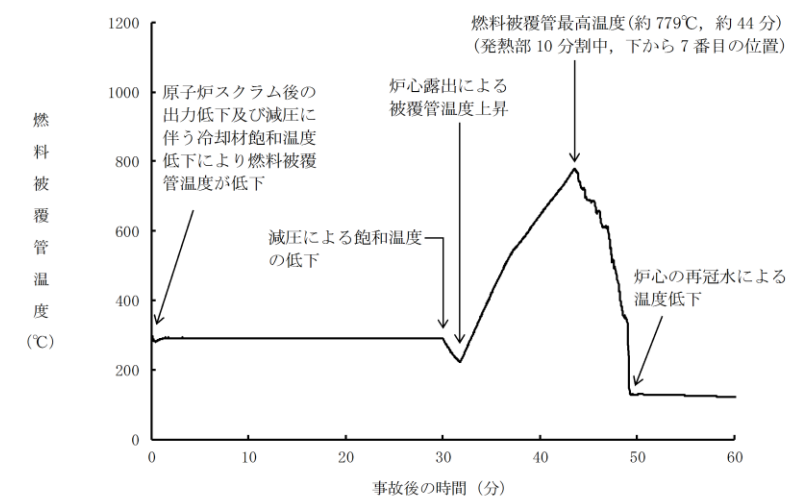
第 2.6.13 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



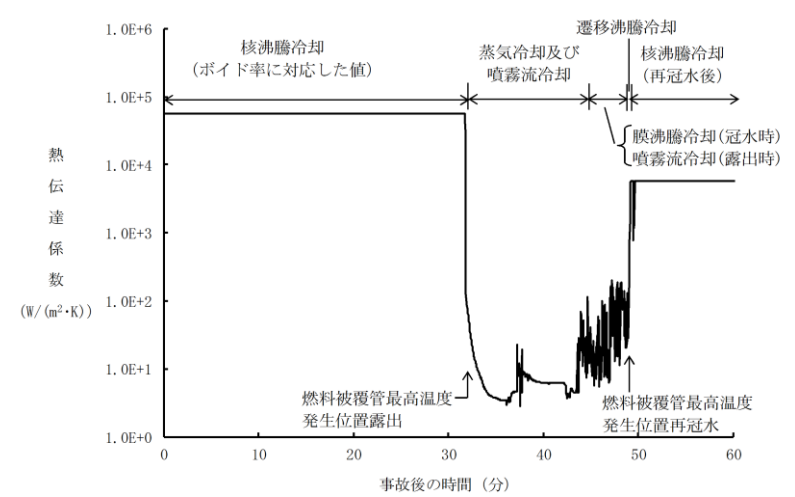
第 2.6-10 図 燃料被覆管温度の推移



第 2.6-11 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



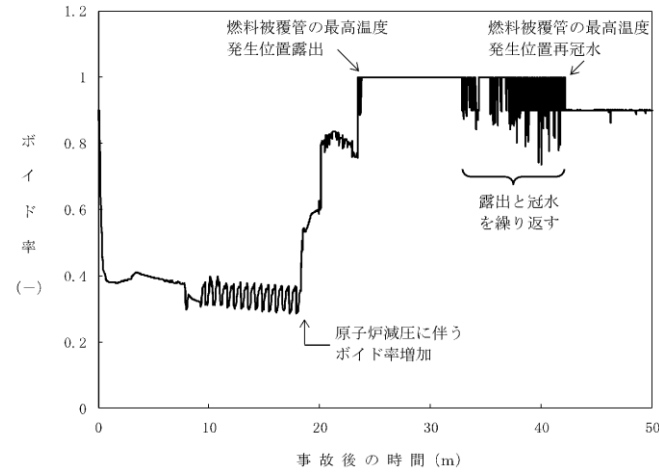
第 2.6.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移



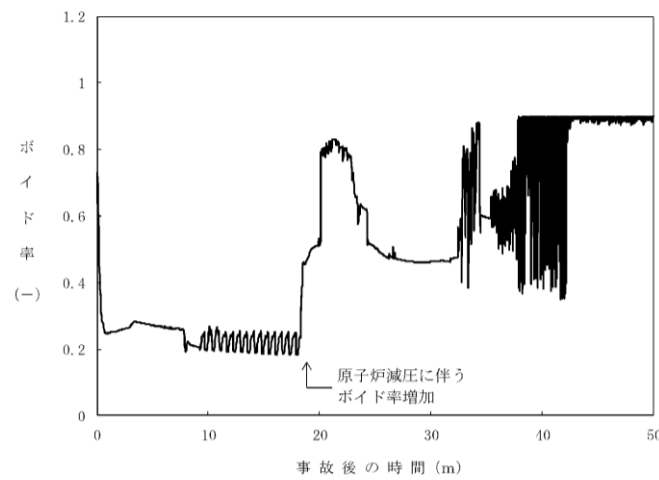
第 2.6.2-1(8) 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

・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。

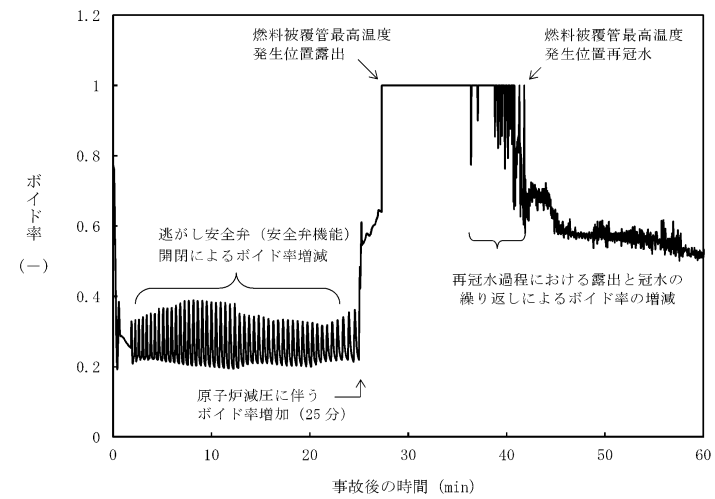
【柏崎 6/7, 東海第二】
ポンプ特性 (流量及び吐出圧) の違いにより炉心露出時間に違いがあるため熱伝達係数の推移が異なる。



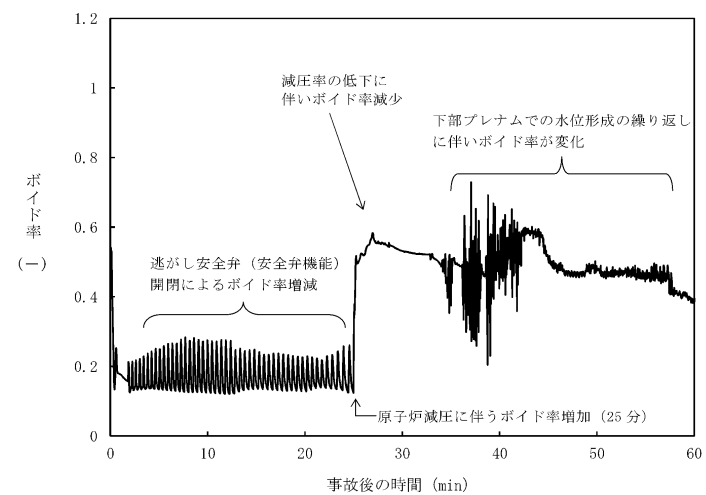
第 2.6.14 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



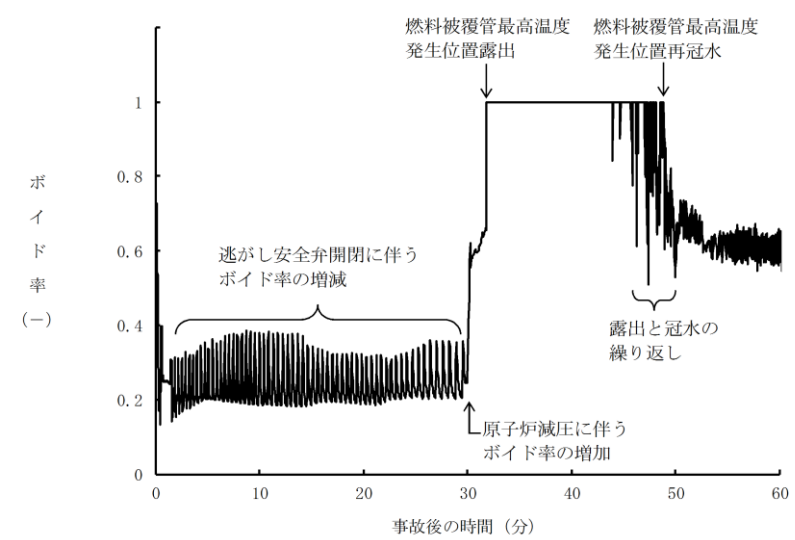
第 2.6.15 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



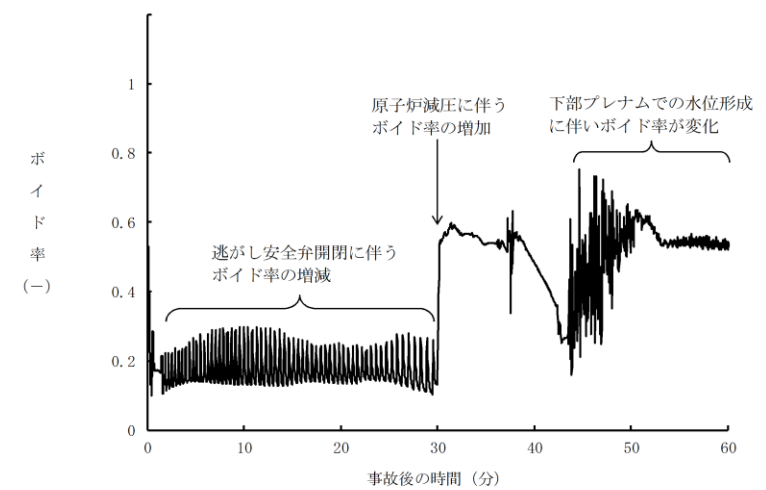
第 2.6-12 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



第 2.6-13 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移



第 2.6.2-1(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

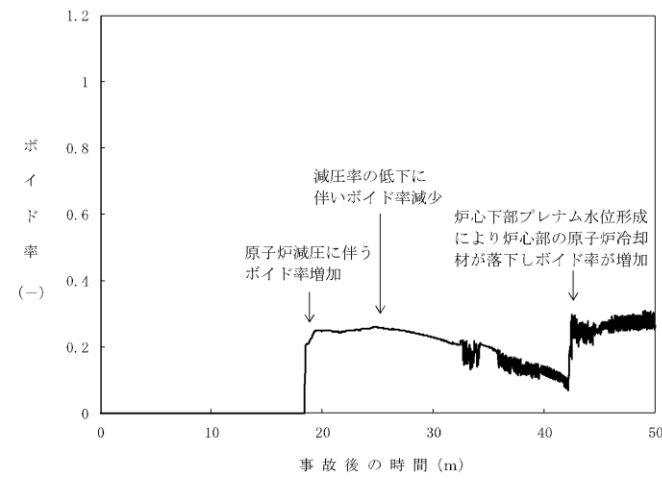


第 2.6.2-1(10) 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移

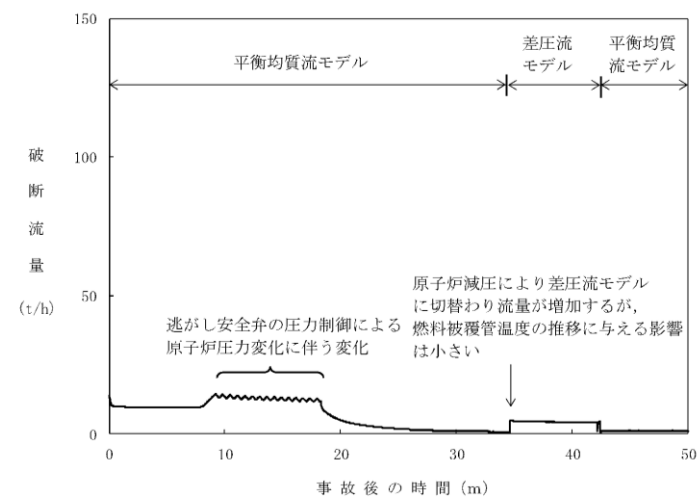
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
ポンプ特性 (流量及び吐出圧) の違いにより炉心露出時間に違いがあるためボイド率の推移が異なる。

【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ボイド率の推移が異なる。

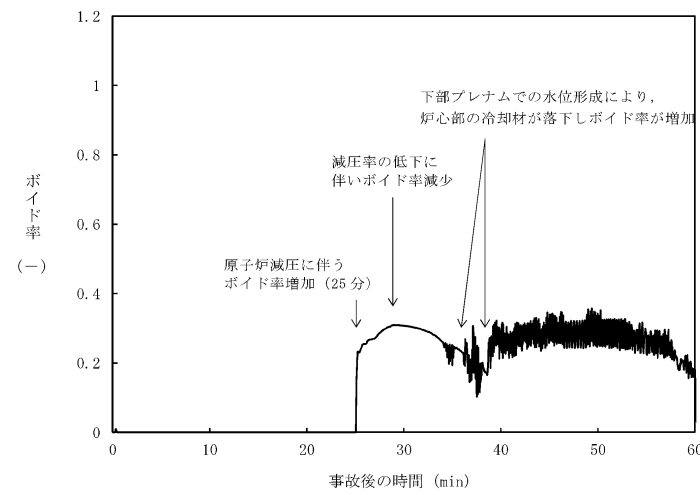
【柏崎 6/7】
島根 2号炉は、平均出力燃料集合体にて燃料被覆管の最高温度が発生しているため、高出力燃料集合体のボイド率を示している。



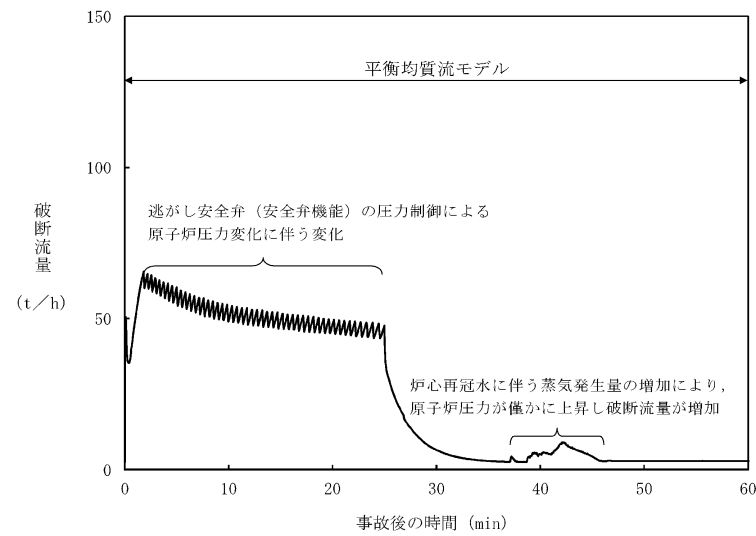
第 2.6.16 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



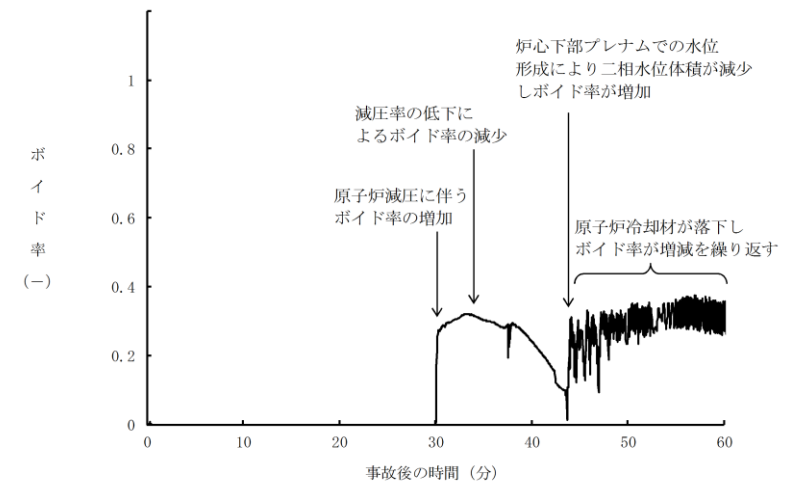
第 2.6.17 図 破断流量の推移



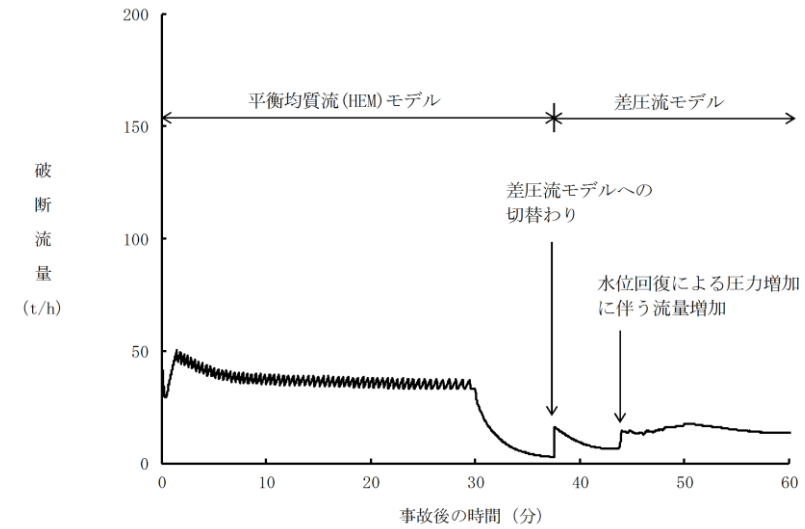
第 2.6-14 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



第 2.6-15 図 破断流量の推移



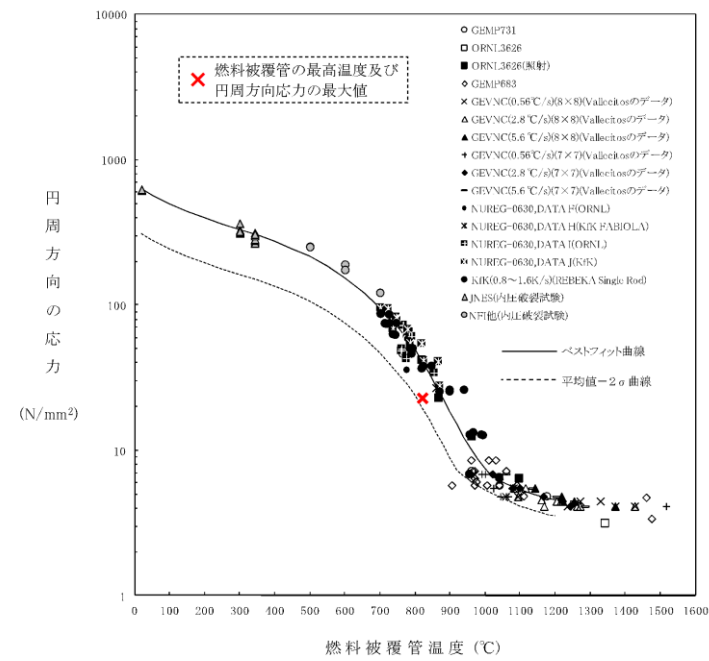
第 2.6.2-1(11) 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



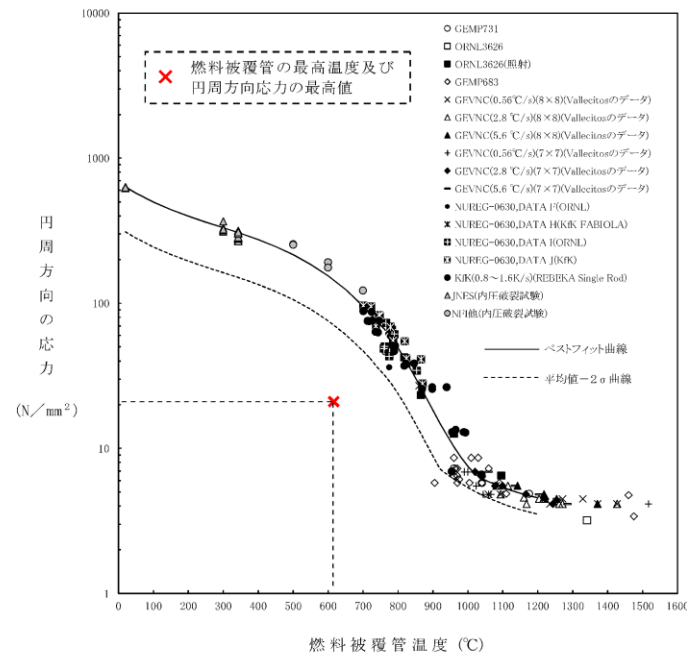
第 2.6.2-1(12) 図 破断流量の推移

・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ボイド率の推移が異なる。

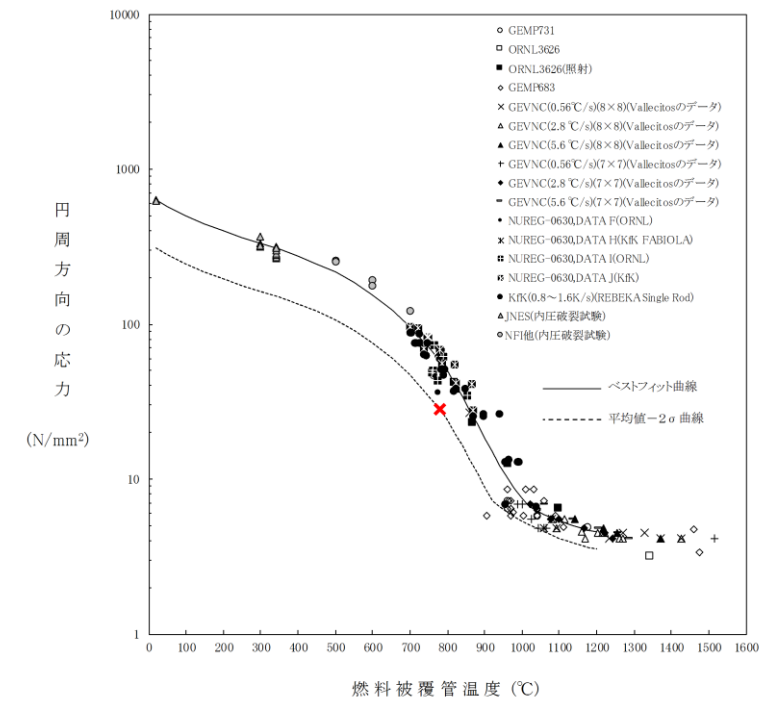
【柏崎 6/7, 東海第二】
破断面積の違いに起因する破断流量の差異。



第2.6.18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

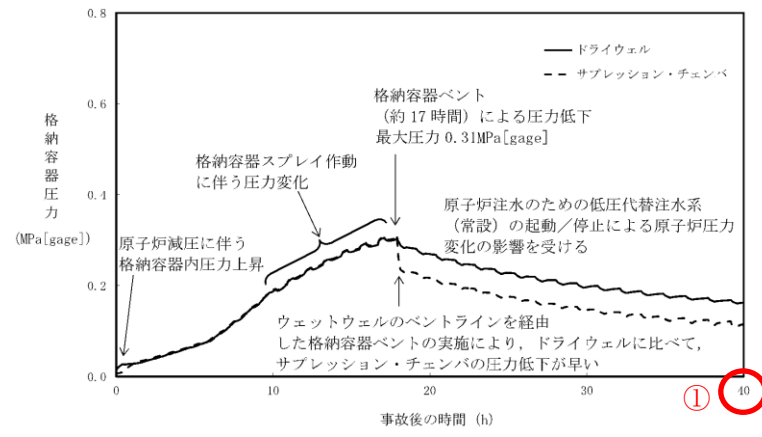


第2.6-16図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

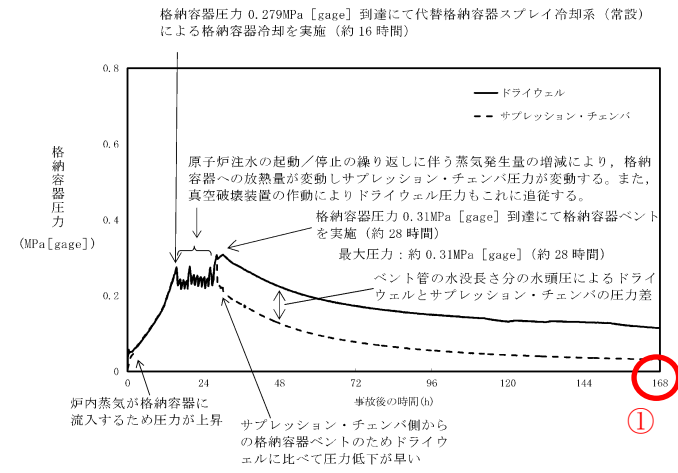


第2.6.2-1(13)図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

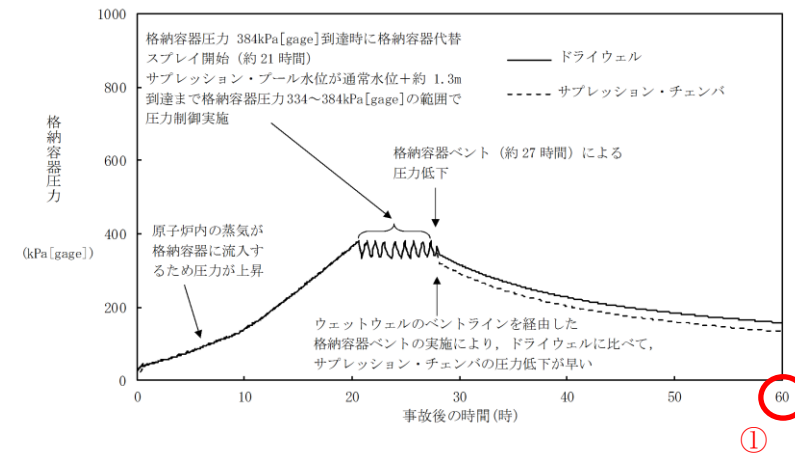
・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
破断面積設定の考え方の違いによる相違。



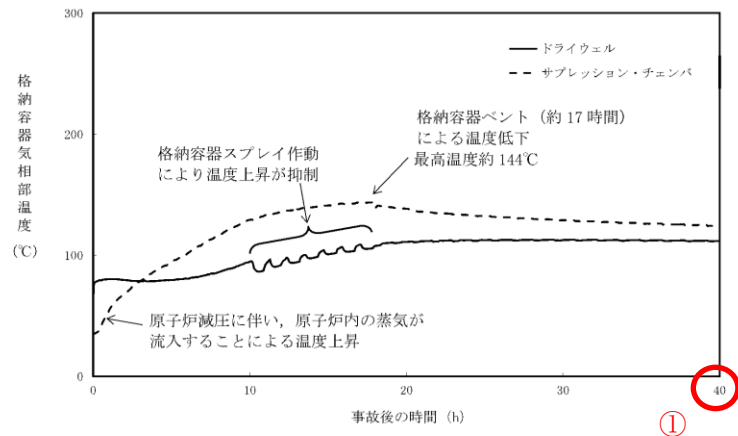
第 2. 6. 19 図 格納容器圧力の推移



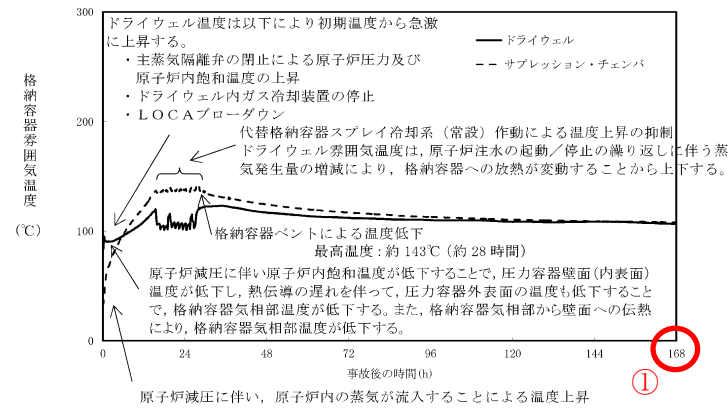
第 2. 6-17 図 格納容器圧力の推移



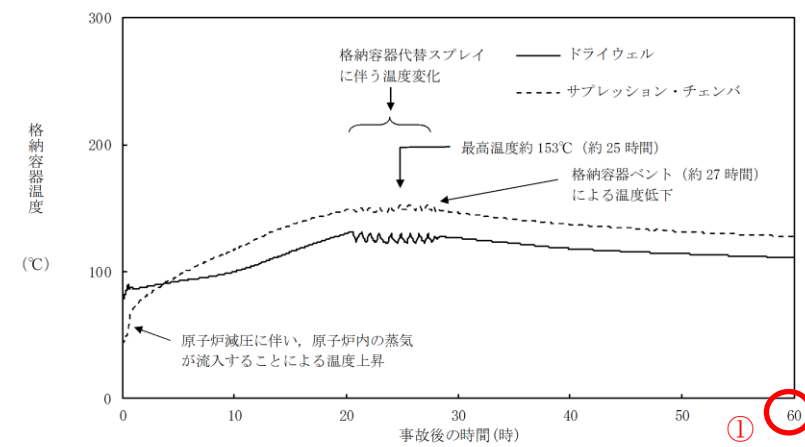
第 2. 6. 2-1(14) 図 格納容器圧力の推移



第 2. 6. 20 図 格納容器気相部温度の推移

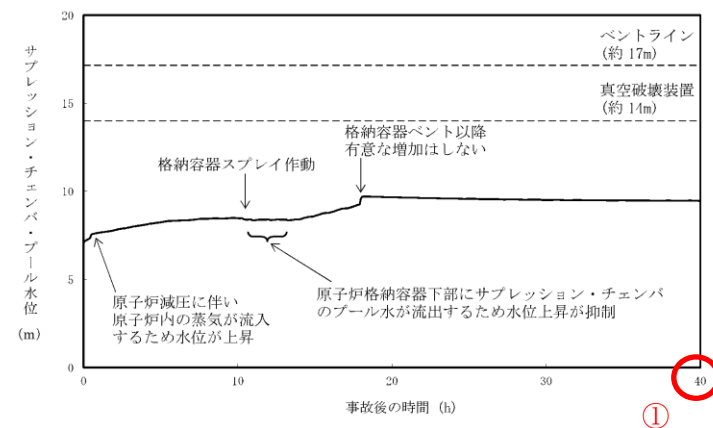


第 2. 6-18 図 格納容器雰囲気温度の推移

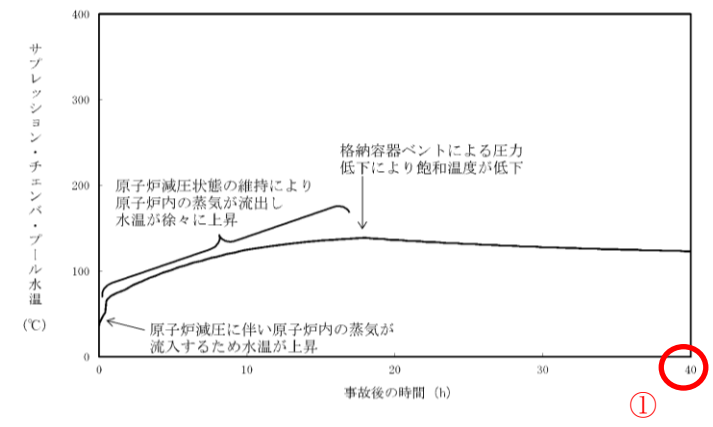


第 2. 6. 2-1(15) 図 格納容器温度の推移

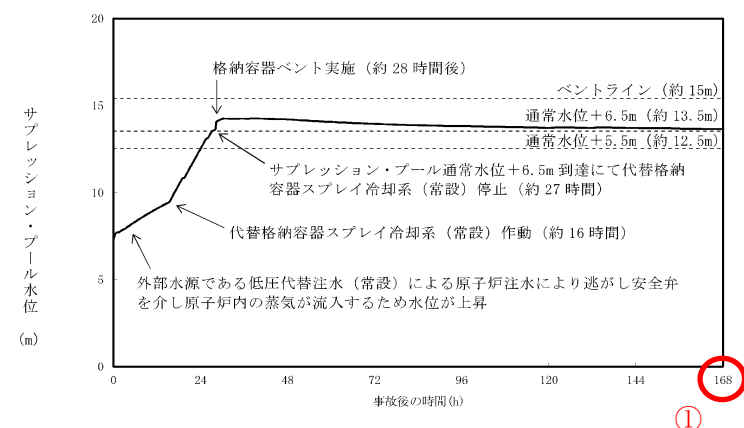
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
①解析時間の相違。



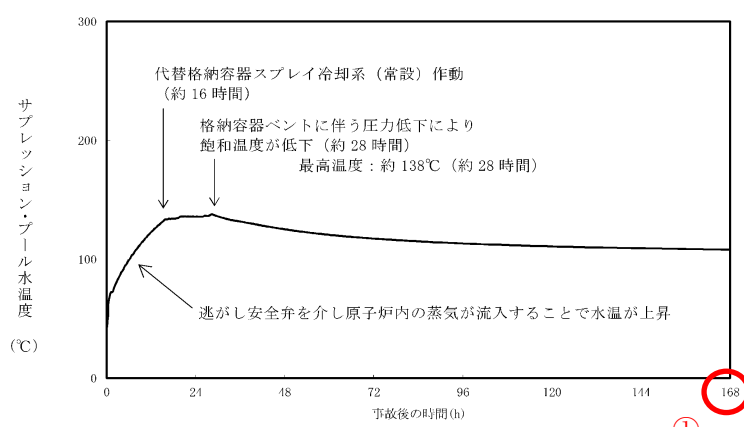
第2.6.21 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移



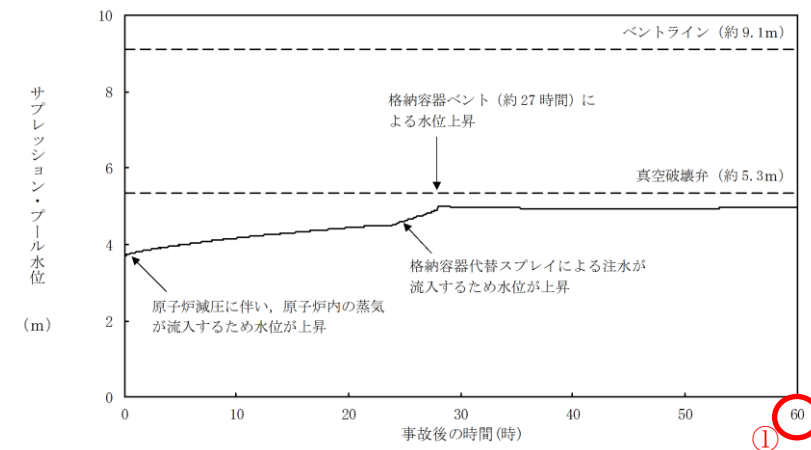
第2.6.22 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移



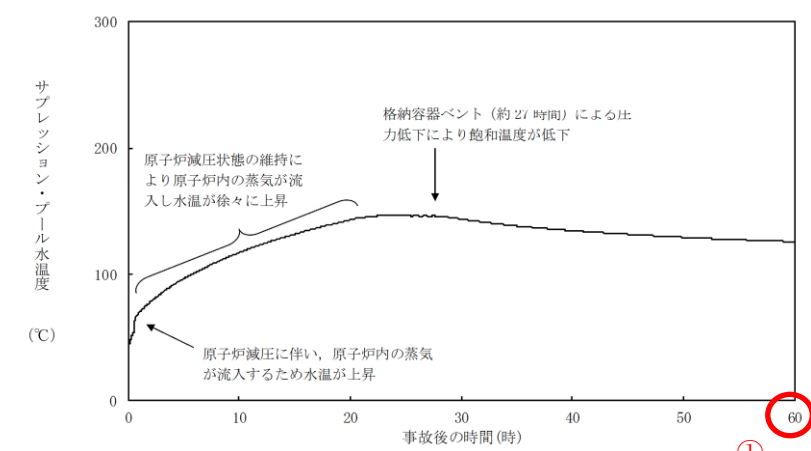
第2.6-19 図 サプレッション・プール水位の推移



第2.6-20 図 サプレッション・プール水温度の推移

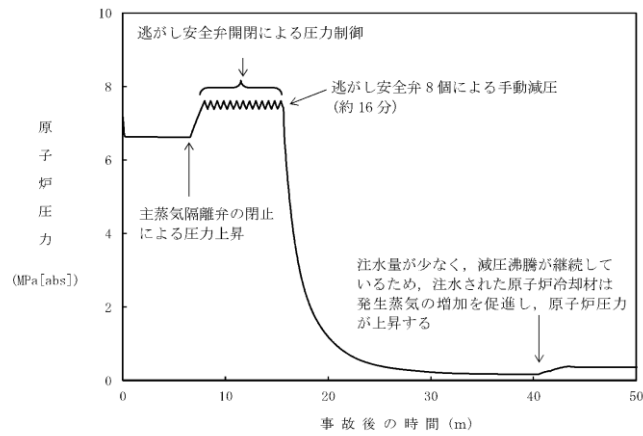


第2.6.2-1(16) 図 サプレッション・プール水位の推移

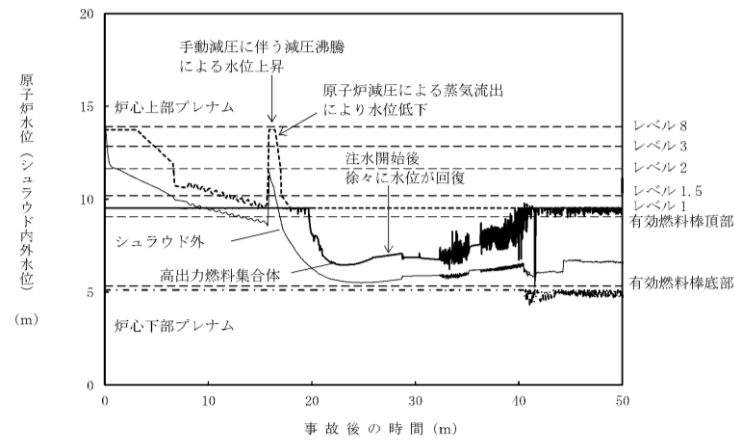


第2.6.2-1(17) 図 サプレッション・プール水温度の推移

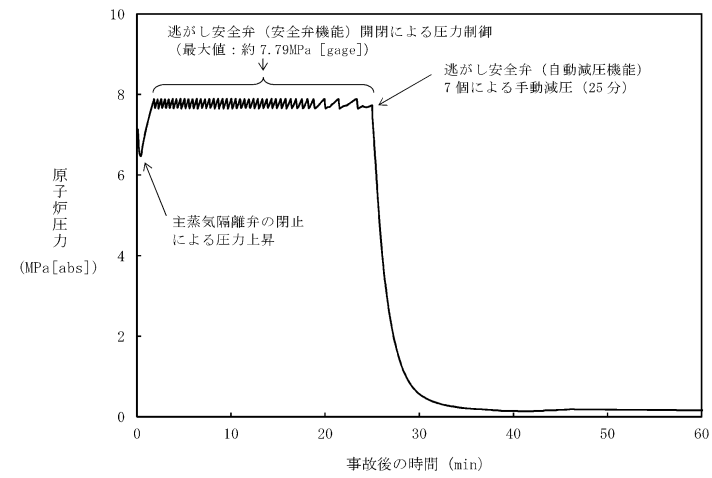
【柏崎6/7, 東海第二】
①解析時間の相違。



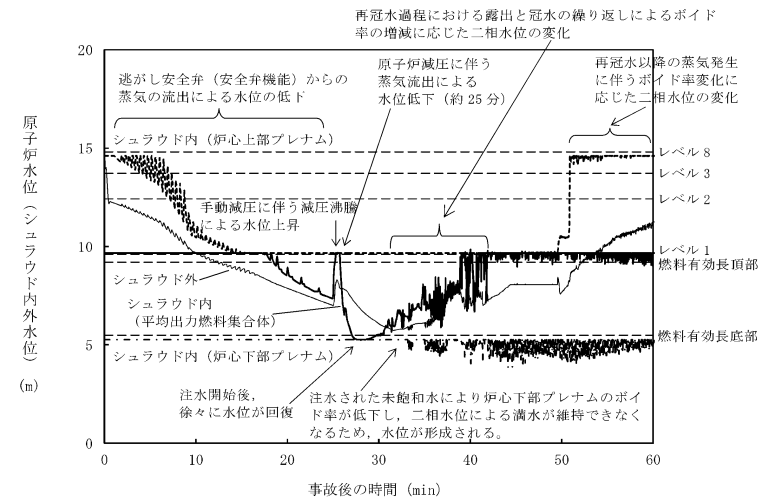
第 2.6.23 図 原子炉圧力の推移 (破断面積 : 5.6cm²)



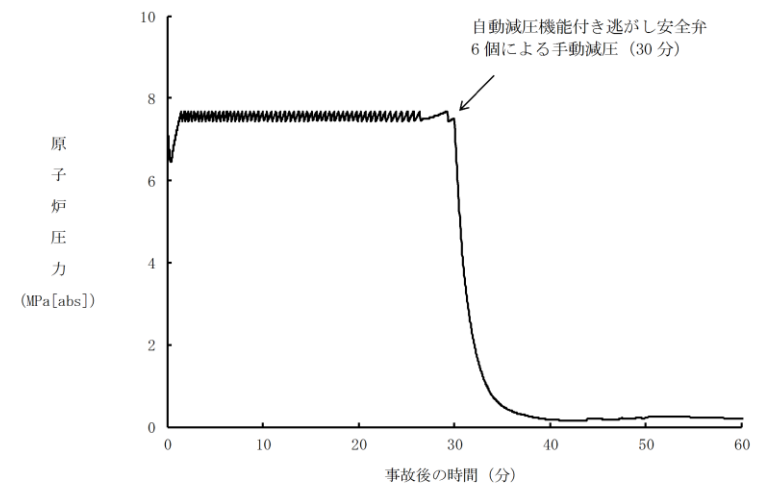
第 2.6.24 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (破断面積 : 5.6cm²)



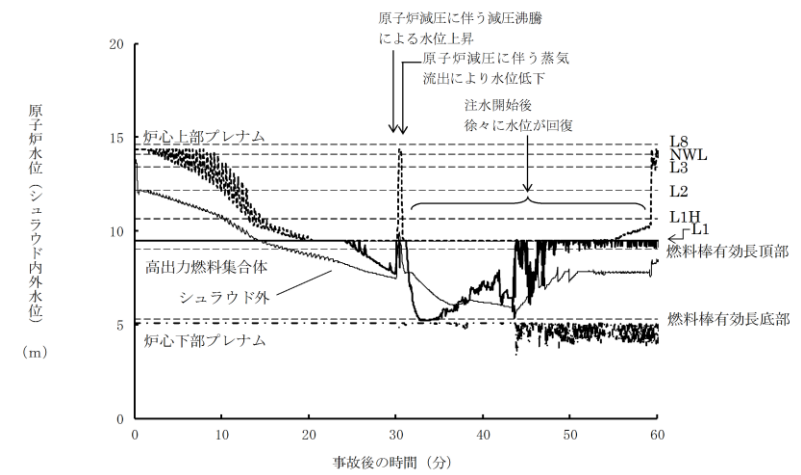
第 2.6-21 図 原子炉圧力の推移 (約 9.5cm²の破断)



第 2.6-22 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) (約 9.5cm²の破断)

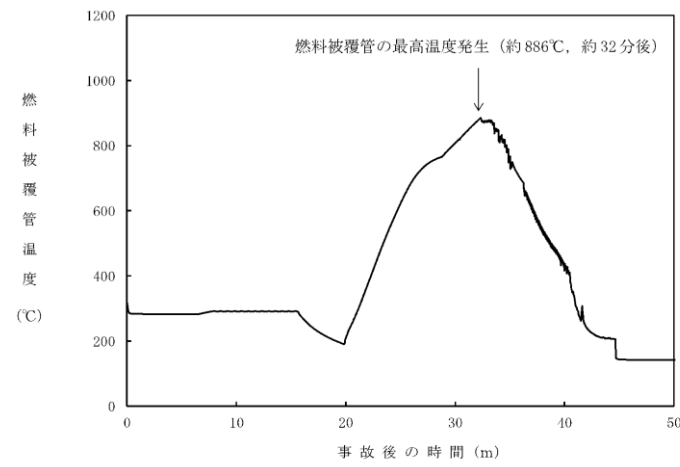


第 2.6.3-1(1) 図 原子炉圧力の推移 (約 4.2cm²の破断)

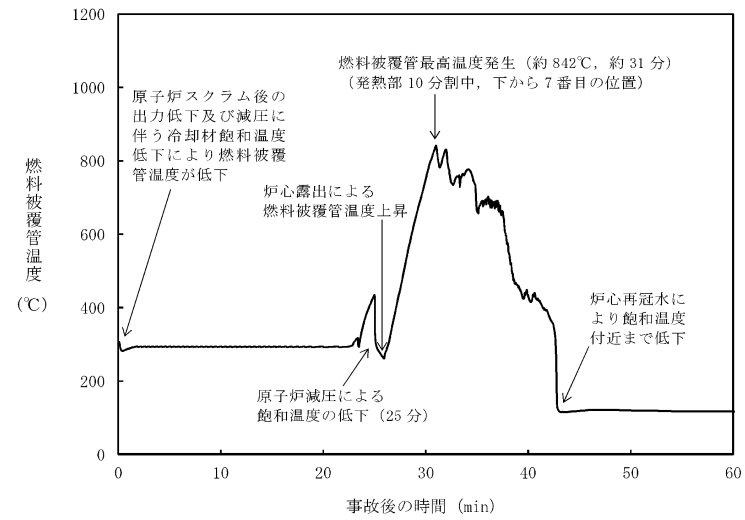


第 2.6.3-1(2) 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) (約 4.2cm²の破断)

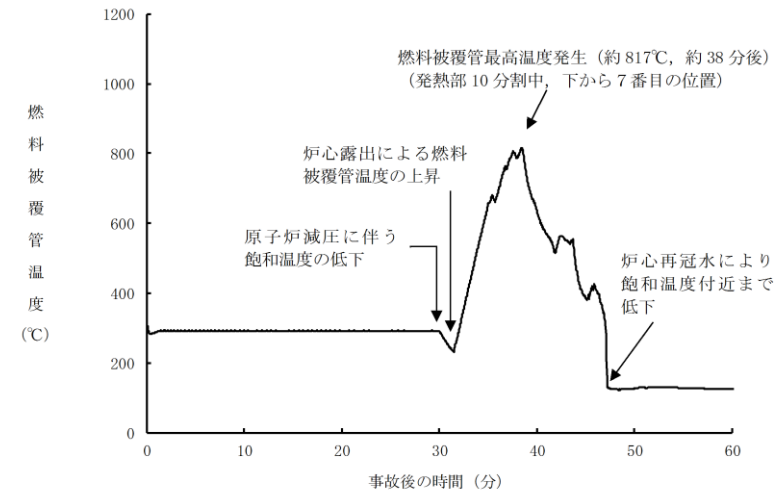
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



第 2. 6. 25 図 燃料被覆管温度の推移 (破断面積 : 5. 6cm²)

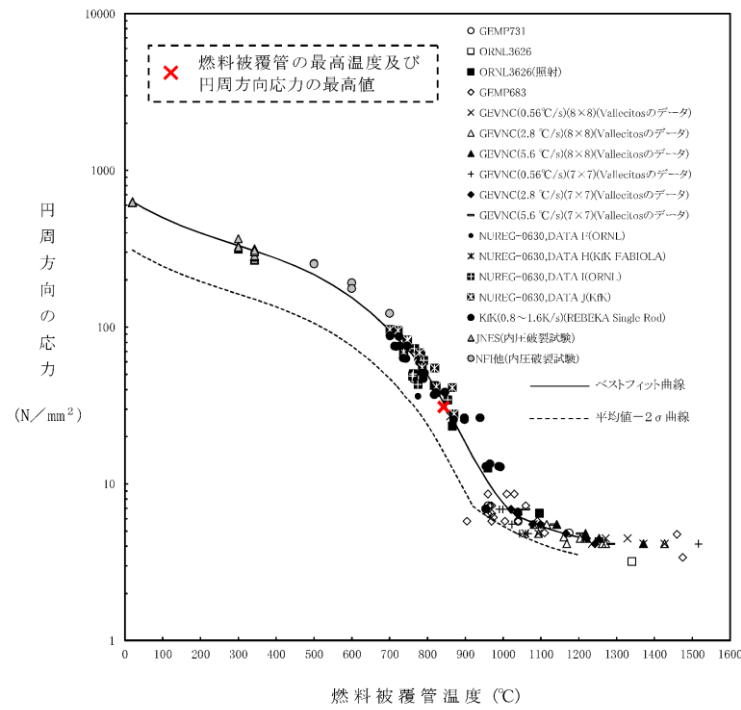


第 2. 6-23 図 燃料被覆管温度の推移 (約 9. 5cm²の破断)

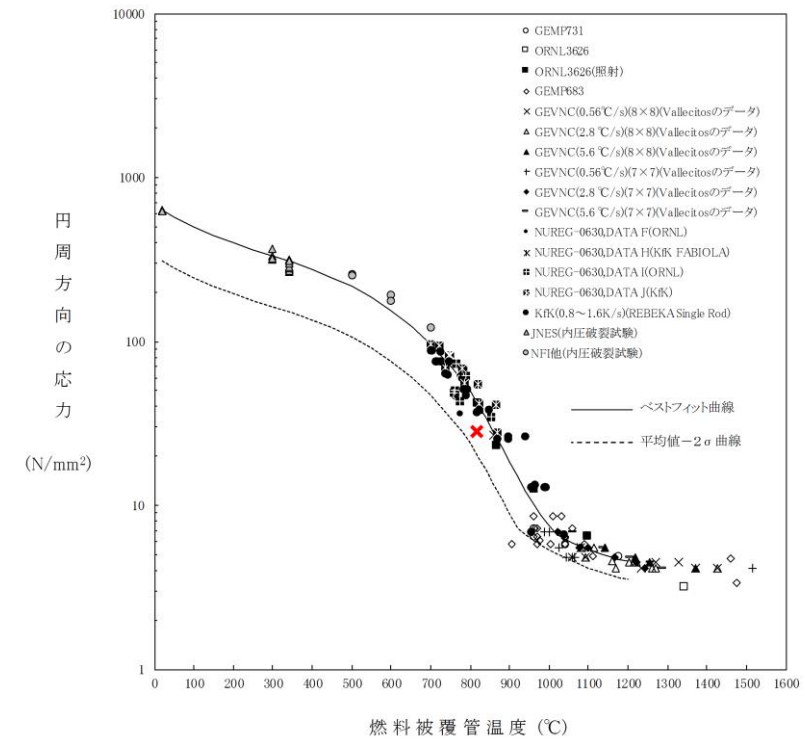


第 2. 6. 3-1(3) 図 燃料被覆管温度の推移 (約 4. 2cm²の破断)

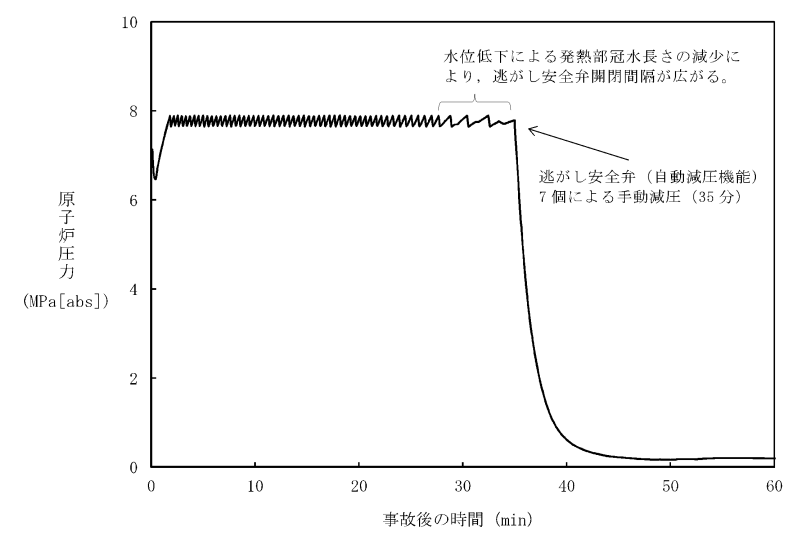
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



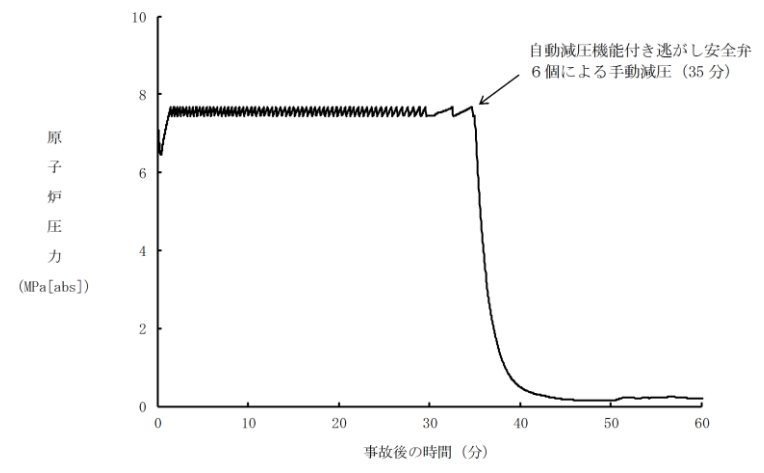
第 2. 6-24 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係 (約 9. 5cm²の破断)



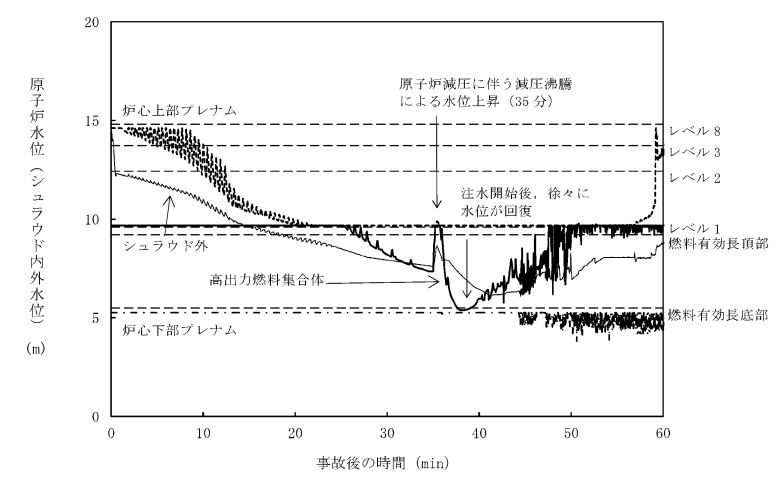
第 2. 6. 3-1(4) 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係 (約 4. 2cm²の破断)



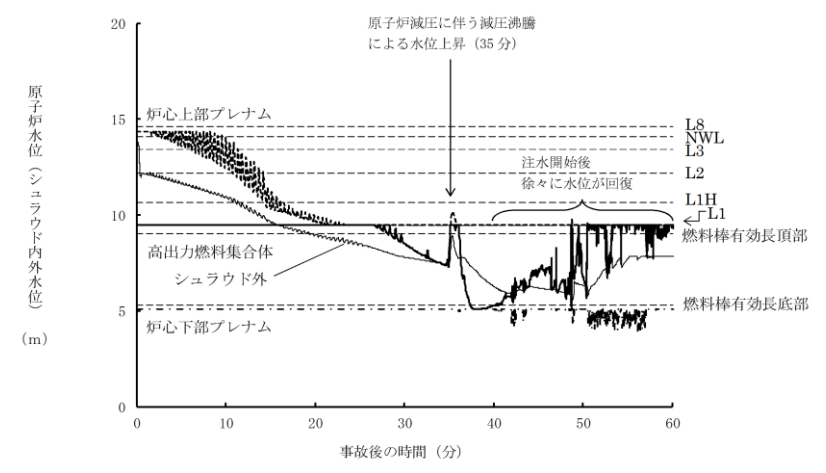
第 2.6-25 図 原子炉圧力の推移 (遅れ時間 10 分)



第 2.6.3-1(5) 図 原子炉圧力の推移 (遅れ時間 5 分)

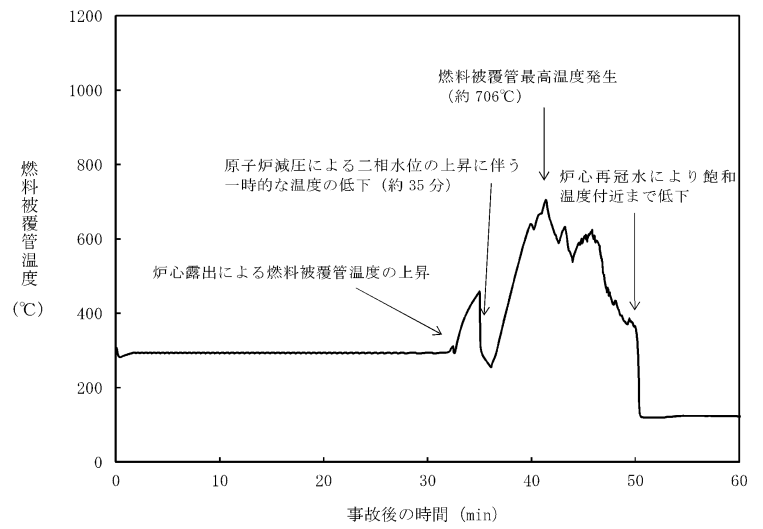


第 2.6-26 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移 (遅れ時間 10 分)

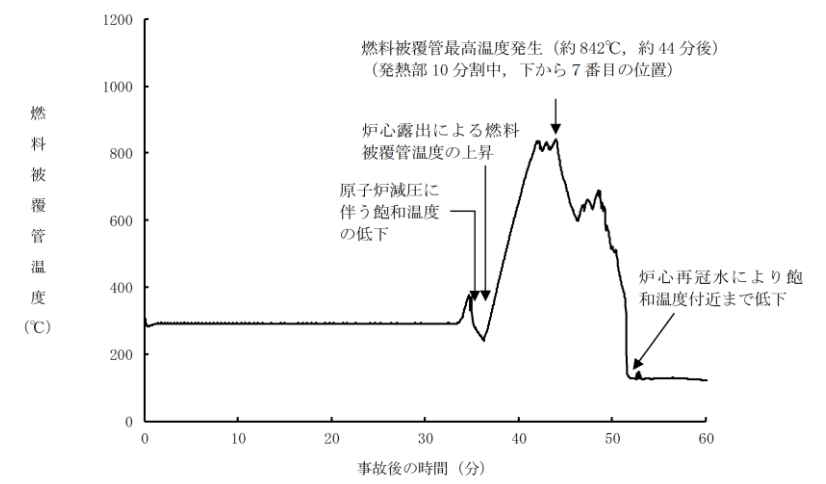


第 2.6.3-1(6) 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移 (遅れ時間 5 分)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



第 2.6-27 図 燃料被覆管温度の推移 (遅れ時間 10 分)



第 2.6.3-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移 (遅れ時間 5 分)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

第2.6-1表 LOC A時注水機能喪失における重大事故等対策について (2/3)

| 確認及び操作 | 手順 | 重大事故等対処設備 | | |
|-------------------------|--|---|------------------------|--|
| | | 常設設備 | 可搬型設備 | 計装設備 |
| 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。 | 常設代替交流電源設備 常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 西側貯蔵タンク 軽油貯蔵タンク 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 | 原子炉圧力(SA) 原子炉圧力* 原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA燃料域) 原子炉水位(広帯域)* 原子炉水位(燃料域) 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 [Lgag]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 サブレーション・チェンバ* サブレーション・チェンバ圧力 サブレーション・プールの水温度 原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA燃料域) 原子炉水位(広帯域)* 原子炉水位(燃料域)* 代替循環冷却系原子炉注水流量 代替格納容器スプレイ流量 | - | 原子炉圧力(SA) 原子炉圧力* ドライウェル圧力 サブレーション・チェンバ圧力 サブレーション・プールの水温度 原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA燃料域) 原子炉水位(広帯域)* 原子炉水位(燃料域)* 代替循環冷却系原子炉注水流量 代替格納容器スプレイ流量 |

①

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

第2.6.1-1表 「LOC A時注水機能喪失」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 | 計装設備 |
| 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 低圧原子炉代替注水系(常設) 低圧原子炉代替注水 | 大量送水車 タンクローリ | 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 |
| 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 [Lgag]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 [Lgag]まで降下した場合、又はサブレーション・プール水位が通常水位+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。 | ガスタービン発電機用軽油タンク | 大量送水車 タンクローリ | ドライウェル圧力(SA) サブレーション・チェンバ圧力(SA) 格納容器代替スプレイ流量 サブレーション・プール水位(SA) |

①

【 】：重大事故等対処設備(設計基準拡張)
有効性評価上考慮しない操作

第2.6-1表 LOCA時注水機能喪失における重大事故等対策について (3/3)

| 確認及び操作 | 手順 | 重大事故等対処設備 | | |
|----------------------------|---|--|-------------------------|---|
| | | 常設設備 | 可搬型設備 | 計装設備 |
| 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] に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系(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。 | 常設代替交流電源設備 常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備 軽油貯蔵タンク 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 サブレーション・チェンバ圧力 原子炉水位(SA広帯域) 原子炉水位(SA燃料域) 原子炉水位(広帯域)* 原子炉水位(燃料域)* 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量(常設ライオン用) 低圧代替注水系原子炉注水流量(常設ライオン用) 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 [gage] 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 サブレーション・チェンバ圧力 サブレーション・プール水位 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) ファイタ装置圧力 ファイタ装置出口放射線モニタ(高レンジ・低レンジ) |

①

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第2.6.1-1表 「LOCA時注水機能喪失」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 | 計装設備 |
| 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱 | サブレーション・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 | - | ドライウエル圧力(SA) サブレーション・チェンバ圧力(SA) サブレーション・プール水位(SA) 格納容器雰囲気放射線モニタ(ドライウエル) 格納容器雰囲気放射線モニタ(サブレーション・チェンバ) スクラバ容器水位 スクラバ容器圧力 第1ベントフィルタ出口放射線モニタ(高レンジ・低レンジ) |

①

【 】：重大事故等対処設備(設計基準拡張)

■ 有効性評価上考慮しない操作

第2.6.2表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (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 原子炉格納容器側：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 [gage] | 定格原子炉圧力として設定 |
| 原子炉水位 | 通常運転水位 (セパレータスカスタ下端から+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) | - |
| 最大線出力密度 | 44. 0kW/m | ① 設計限界値として設定 |
| 原子炉停止後の崩壊熱 | ANSI/ANS-5. 1-1979 燃焼度 33GWd/t | ② サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定 |
| 格納容器容積 (ドライウエル) | 7, 350m ³ | ③ ドライウエル内体積の設計値 (定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) | 空間部：5, 960m ³ 液相部：3, 580m ³ | ④ 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) | ⑤ 通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定 |
| サブプレッション・チェンバ・プール水温 | 35℃ | 通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定 |
| 格納容器圧力 | 5, 2kPa [gage] | 通常運転時の格納容器圧力として設定 |
| 格納容器温度 | 57℃ | ⑥ 通常運転時の格納容器温度として設定 |
| 外部水源の温度 | 50℃ (事象開始12時間以降は45℃, 事象開始24時間以降は40℃) | 復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定 |

第2.6-2表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (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 (压力容器ドーム部) | 6, 93MPa [gage] | 定格原子炉圧力として設定 |
| 原子炉水位 | 通常運転水位 (セパレータスカート下端から+126cm) | 通常運転時の原子炉水位として設定 |
| 炉心流量 | 48, 300t/h | 定格流量として設定 |
| 炉心入口温度 | 約 278℃ | 熱平衡計算による値 |
| 炉心入口サブクール度 | 約 9℃ | 熱平衡計算による値 |
| 燃料 | 9×9燃料 (A型) | - |
| 最大線出力密度 | 44. 0kW/m | ① 通常運転時の熱的制限値として設定 |
| 原子炉停止後の崩壊熱 | ANSI/ANS-5. 1-1979 燃焼度 33GWd/t | 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 ³ | 設計値 |
| 格納容器体積 (サブプレッション・チェンバ) | 空間部：4, 100m ³ 液相部：3, 300m ³ | ③ 設計値 (通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値として設定) |

第2.6.2-1表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (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 原子炉格納容器側：MAAP | - |
| 原子炉熱出力 | 2, 436MW | 定格原子炉熱出力として設定 |
| 原子炉圧力 | 6, 93MPa [gage] | 定格原子炉圧力として設定 |
| 原子炉水位 | 通常水位 (気水分離器下端から+83cm) | 通常運転時の原子炉水位として設定 |
| 炉心流量 | 35, 6×10 ³ t/h | 定格炉心流量として設定 |
| 炉心入口温度 | 約 278℃ | 熱平衡計算による値 |
| 炉心入口サブクール度 | 約 9℃ | 熱平衡計算による値 |
| 燃料 | 9×9燃料 (A型) | 9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きくなり、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため、MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し、代表的に9×9燃料 (A型) を設定 |
| 最大線出力密度 | 44. 0kW/m | ① 通常運転時の熱的制限値を設定 (高出力燃料集合体) |
| 原子炉停止後の崩壊熱 | ANSI/ANS-5. 1-1979 燃焼度 33GWd/t | ② サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮 |
| 格納容器空間容積 (ドライウエル) | 7, 900m ³ | ドライウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定 |
| 格納容器空間容積 (サブプレッション・チェンバ) | 空間部：4, 700m ³ 液相部：2, 800m ³ | ③ サブプレッション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定 |
| 真空破壊装置 | 3, 43kPa (ドライウエル・サブプレッション・チェンバ間差圧) | 真空破壊装置の設定 |

・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。
【柏崎6/7, 東海第二】
 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。

第2.6.2表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (2/4)

| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 | |
|------|---------------|--|---|
| 事故条件 | 起因事象 | <p>原子炉压力容器下部のドレン配管の破断 破断面積は1cm²</p> | <p>中小破断LOCAに対する条件を下記に基づき設定</p> <ul style="list-style-type: none"> 破断箇所は非常用炉心冷却系のような大配管を除いた中小配管(計測配管を除く)のうち、流出量が大きくなる箇所として有効燃料棒頂部より低い位置にある配管を選定。原子炉压力容器下部のドレン配管の破断LOCAは、液相の流出が長期的に継続し、原子炉の高圧状態が維持されるため、注水のための原子炉減圧が必要となり、厳しい事象となる 破断面積は炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シナリオを代表できる破断面積として1cm²を設定 |
| | 安全機能の喪失に対する仮定 | 高圧注水機能、低圧注水機能及び原子炉減圧機能喪失 | 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。原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定 |
| | 外部電源 | 外部電源なし | 外部電源の有無を比較し、外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源なしを設定 |

第2.6-2表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (2/5)

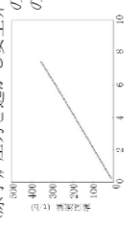
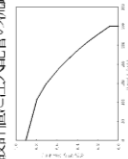
| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 | |
|------|----------------|---------------------------------------|--|
| 初期条件 | 真空破壊装置 | 真空破壊装置の設定値 ③ | |
| | サブレーション・プール水位 | 6,983m (通常運転範囲の下限値) | 通常運転時のサブレーション・プール水位の下限値として設定 |
| | サブレーション・プール水温度 | 32℃ | 通常運転時のサブレーション・プール水温度の上限値として設定 |
| | 格納容器圧力 | 5kPa [gauge] ④ | 通常運転時の格納容器圧力を包含する値 |
| | 格納容器雰囲気温度 | 57℃ | 通常運転時の格納容器雰囲気温度(ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度)として設定 |
| | 外部水源の温度 | 35℃ | 年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定 |
| 事故条件 | 起因事象 | 再循環系配管の破断 破断面積は約3.7cm ² | <p>中小破断LOCAに対する条件を下記に基づき設定</p> <ul style="list-style-type: none"> 破断箇所は、冷却材の流出流量が大きくなるため炉心冷却の観点で厳しい液相配管とし、液相配管はシユラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差がないことから、原子炉压力容器に接続される配管の中で接続位置が低く最大口径となる配管を選定 破断面積は炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シナリオを代表できる破断面積として約3.7cm²を設定 |
| | 安全機能の喪失に対する仮定 | 高圧注水機能、低圧注水機能及び原子炉減圧機能喪失 | 高圧注水機能として高圧炉心サブレイ系及び原子炉隔離時冷却系並びに低圧注水機能として低圧炉心サブレイ系及び残留熱除去系の機能喪失を設定 |
| | 外部電源 | 外部電源なし | 外部電源なしの場合は給水・復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源なしを設定 また、原子炉スクラムまで炉心の冷却の観点が厳しくなり、再循環系を包含する条件として、原子炉スクラムは原子炉水位低(レベル3)、再循環ポンプトリップは原子炉水位異常低下(レベル2)にて発生するものとする |

第2.6.2-1表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (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 | 5.0kPa [gauge] ④ | 通常運転時の格納容器圧力を設定 |
| | 格納容器温度 | 57℃ | 通常運転時の格納容器温度として設定 |
| | 外部水源の温度 | 35℃ | 屋外貯水槽の水温度として実測値及び夏季の外気温を踏まえて設定 |
| 事故条件 | 起因事象 | 再循環配管の破断 破断面積は約3.1cm ² | <p>中小破断LOCAに対する条件を下記に基づき設定</p> <ul style="list-style-type: none"> 破断箇所は、冷却材の流出流量が大きくなるため炉心冷却の観点で厳しい液相配管とし、液相配管はシユラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差がないことから、原子炉压力容器に接続される配管の中で接続位置が低く最大口径となる配管を選定 破断面積は炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シナリオを代表できる破断面積として約3.1cm²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 減圧機能喪失 | 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心サブレイ系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧炉心サブレイ系及び残留熱除去系(低圧注水モード)の機能喪失を、減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定 |
| | 外部電源 | 外部電源なし | 外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、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が厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは原子炉水位低(レベル3)、再循環ポンプトリップは原子炉水位低(レベル2)にて発生するものとする |

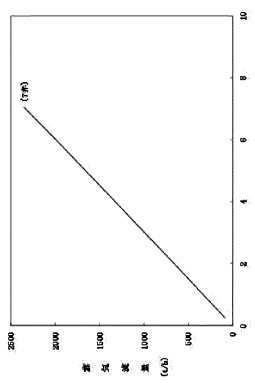
・解析条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
④島根2号炉においても、通常運転時の格納容器温度はドライウエル冷却機にて制御されており、条件設定の考え方としては同様。

第2.6.2表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (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 | 炉心流量急減 (遅れ時間：2.05秒) 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 | 安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定 逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定 |
| 逃がし安全弁 | 自動減圧機能付き逃がし安全弁の8個を閉する。これによる原子炉格納容器内へスプレイ格納容器圧力が0.62MPa [gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作(流路面積70%開)にて原子炉格納容器除熱 | 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圧損を考慮した値として設定  |
| 低圧代替注水系 (常設) | 最大300m ³ /hで注水、その後は炉心を冠水維持するよう注水 | 復水移送ポンプ2台による注水特性  |
| 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) | 140m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ | 格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定 |
| 格納容器圧力逃がし装置等 | | 格納容器圧力逃がし装置等の設定値を考慮して、格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定 |

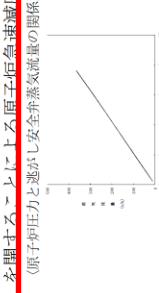

重大事故等対策に関連する機器条件

第2.6-2表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (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) (遅れ時間：1.05秒) 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) | 安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定 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 | 逃がし安全弁 (自動減圧機能) の7個を閉することによる原子炉急減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁7個の蒸気流量の関係>  | 逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定 |

重大事故等対策に関連する機器条件

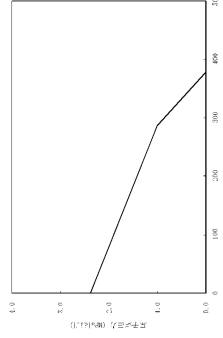
第2.6.2-1表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (3/4)

| 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 | 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 逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定 |
| 逃がし安全弁 | 自動減圧機能付き逃がし安全弁の6個を閉することによる原子炉急減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係>  | 逃がし安全弁の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 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) | 200m ³ /h (1.00MPa [gage]において) | 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 |
| 格納容器代替スプレイ系 (可搬型) | 120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ | 格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定 |
| 格納容器フィルタバント系 | 格納容器圧力427kPa [gage]における最大排出流量9.8kg/sに対して、格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱 | 格納容器フィルタバント系の設計値として設定 |

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2.6-2表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (4/5)

| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|------------------|--|--|
| 重大事故等対策に関連する機器条件 | 低圧代替注水系 (常設) | 設計値に注入配管の管路圧損を考慮した値として設定  常設低圧代替注水系ポンプ2台による注水特性 |
| | 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) | 設計に基づき、併用時の注入先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定 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 | 230m ³ /h (格納容器スプレイ実施中) 130m ³ /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2.6.2表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (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連する操作条件 | 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14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2.6-2表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (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連する操作条件 | 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2.6.2-1表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (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連する操作条件 | 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 |
| | 格納容器フィルタバベント系による格納容器除熱操作 | 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
【柏崎6/7, 東海第二】

| 柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版) | 東海第二発電所 (2018. 9. 12 版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|--|---|--|
| <p style="text-align: right;">添付資料2.6.1</p> <p style="text-align: center;"><u>中小破断LOCA の事象想定について</u></p> <p>1. 「LOCA 時注水機能喪失」(中小破断LOCA) の事象進展 中小破断LOCA では、シナリオの前提条件として全ての非常用炉心冷却系が機能喪失としていることから、事象直後から原子炉注水ができず原子炉水位の低下が早い^{※1}。また、サブレーション・チェンバ・プールを介さずに原子炉格納容器内に冷却材が漏えいすることから、格納容器圧力の上昇も早く格納容器ベントを実施する^{※2}ことになる。</p> <p>※1 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水は事象発生の約24分後から始まり、注水開始の1分前に原子炉水位は有効燃料棒頂部(以下「TAF」という。)まで低下している。</p> <p>※2 事象発生後、約17時間後に格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達し格納容器ベントを実施する。</p> | <p style="text-align: right;">添付資料 2.6.1</p> <p style="text-align: center;">「LOCA時注水機能喪失」の事故条件の設定について</p> <p>1. 事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の特徴 「LOCA時注水機能喪失」は、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管に小破断LOCA又は中破断LOCAが発生した後に、原子炉へ注水する機能が喪失するとともに、破断口及び逃がし安全弁からの原子炉冷却材の流出により、原子炉水位が低下し、緩和措置が取られない場合には炉心が露出することで炉心損傷に至ることが特徴である。よって、「LOCA時注水機能喪失」においては、重大事故等対処設備である<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実施する。また、低圧注水機能喪失に伴い残留熱除去系による崩壊熱除去機能喪失を想定することから、代替循環冷却系に期待できない場合は、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。</p> <p>LOCA事象は、破断位置及び破断面積により原子炉冷却材の流出流量や原子炉圧力挙動が変化し、事象進展や評価結果に影響を与えることから、「LOCA時注水機能喪失」の炉心損傷防止対策の有効性評価における破断位置及び破断面積の事故条件設定の考え方について以下に示す。</p> | <p style="text-align: right;">添付資料 2.6.1</p> <p style="text-align: center;">「LOCA時注水機能喪失」の事故条件の設定について</p> <p>1. 事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の特徴 「LOCA時注水機能喪失」は、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管に小破断LOCA又は中破断LOCAが発生した後に、原子炉へ注水する機能が喪失するとともに、破断口及び逃がし安全弁からの原子炉冷却材の流出により、原子炉水位が低下し、緩和措置が取られない場合には炉心が露出することで炉心損傷に至ることが特徴である。よって、「LOCA時注水機能喪失」においては、重大事故等対処設備である<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>による原子炉注水を実施する。また、低圧注水機能喪失に伴い残留熱除去系による崩壊熱除去機能喪失を想定することから、格納容器フィルタベント系を用いた原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>LOCA事象は、破断位置及び破断面積により原子炉冷却材の流出流量や原子炉圧力挙動が変化し、事象進展や評価結果に影響を与えることから、「LOCA時注水機能喪失」の炉心損傷防止対策の有効性評価における破断位置及び破断面積の事故条件設定の考え方について、以下に示す。</p> | <p>・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 島根2号炉は、LOCA時注水機能喪失の事故条件を、破断箇所の違いや減圧操作開始時間の遅れによる影響を踏まえて設定していることから、資料の記載方針が一般的に異なる(資料構成が異なるため、柏崎6/7との相違箇所への下線は一部を除いて引いていない)。</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>2. 中小破断LOCA の評価に関連する規定と評価の考え方</p> <p>中小破断LOCA を評価するにあたり、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備基準に関する規則の解釈」及びそれに対する「審査ガイド」に基づき、以下の条件を満たす必要がある。</p> <p>① 燃料被覆管の最高温度が1,200℃以下であること。 ② 燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下であること。 ③ 格納容器圧力逃がし装置を使用する事故シナシスグループの有効性評価では、敷地境界での実効線量を評価し、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないこと（発生事故当たりおおむね5mSv以下）。</p> <p>中小破断LOCAの評価では、1. で述べた事象進展のとおり、①、②の要件を満たす破断（破断面積）であっても、燃料被覆管の破裂を伴う場合は、③の要件を満たすことができなくなるため、炉心損傷防止としての有効性を評価するにあたっては、燃料被覆管の破裂を引き起こさないことを判定の目安^{※3}としている。</p> <p>※3 炉心損傷の判断は、格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）を用いて行う。ドライウェル又はサブプレッション・チェンバ内のγ線線量率の状況を確認し、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超えた場合に炉心損傷と判断する。また、CAMSが使用不能の場合は「原子炉圧力容器表面温度：300℃以上」を判断基準として手順に追加する方針である。</p> | <p>2. 事故シナシスグループ「LOCA時注水機能喪失」に対する評価項目</p> <p>「LOCA時注水機能喪失」は格納容器圧力逃がし装置等を使用する事故シナシスグループであるため、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備基準に関する規則の解釈」及び「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」に基づき、以下の評価項目をいずれも満足する必要がある。</p> <p>①炉心の著しい損傷が発生するおそれのないものであり、かつ炉心を十分に冷却できるものであること (a) 燃料被覆管の最高温度が1,200℃以下であること (b) 燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下であること ②格納容器圧力逃がし装置等を使用する事故シナシスグループの有効性評価では、敷地境界での実効線量を評価し、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくリスクを与えないこと（発生事故当たりおおむね5mSv以下）</p> <p><u>燃料被覆管温度の最高温度が1,200℃以下で、①の評価項目を満足する場合でも、燃料被覆管の最高温度が約900℃を超え、破裂が発生する燃料棒の割合が1%を超えると、燃料棒ギャップ中に蓄積した放射性物質が原子炉冷却材中に放出され、破断口及び逃がし安全弁を介して格納容器内に蓄積し、格納容器ベント実施時に環境に放出されることで、非居住区域境界及び敷地境界での実効線量が5mSvを超過し、②の評価項目を満足しない（添付資料2.6.7参照）。また、この場合には、格納容器内空間線量率がドライウェルで約4.8×10³Gy/h、サブプレッション・チェンバで約4.3×10⁴Gy/hを超えることから、炉心損傷後の運転手順へ移行する判断基準を上回る。</u></p> <p><u>以上により、炉心損傷防止対策の有効性評価においては、燃料被覆管の破裂が発生しないことを判断の目安とする。</u></p> | <p>2. 事故シナシスグループ「LOCA時注水機能喪失」に対する評価項目</p> <p>「LOCA時注水機能喪失」は格納容器フィルタベント系を使用する事故シナシスグループであるため、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備基準に関する規則の解釈」及び「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」に基づき、以下の評価項目をいずれも満足する必要がある。</p> <p>①炉心の著しい損傷が発生するおそれのないものであり、かつ炉心を十分に冷却できるものであること (a)燃料被覆管の最高温度が1,200℃以下であること (b)燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下であること ②格納容器フィルタベント系を使用する事故シナシスグループの有効性評価では、敷地境界での実効線量を評価し、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくリスクを与えないこと（発生事故当たりおおむね5mSv以下）</p> <p>「LOCA時注水機能喪失」の評価では、燃料被覆管の最高温度が1,200℃以下で、①の評価項目を満たす破断（破断面積）であっても、燃料被覆管の破裂を伴う場合は、②の要件を満たすことができなくなる可能性があるため、炉心損傷防止としての有効性を評価するにあたっては、燃料被覆管の破裂を引き起こさないことを判定の目安^{※1}としている。</p> <p>※1：炉心損傷の判断は、格納容器内雰囲気放射線モニタ（CAMS）を用いて行う。ドライウェル又はサブプレッション・チェンバ内のγ線線量率の状況を確認し、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超えた場合に炉心損傷と判断する。また、CAMSが使用不能の場合は「原子炉圧力容器表面温度：300℃以上」を判断基準として手順に追加する方針である。</p> | <p>・運用の相違</p> <p>【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、耐圧強化ベントを使用しない。（以降、同様な相違については記載省略）</p> <p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】 島根2号炉は、減圧・注水操作が遅れて、燃料被覆管が破裂した場合の評価を添付資料2.1.4「減圧・注水操作が遅れる場合の影響について（高圧・低圧注水機能喪失）」に記載している。</p> |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) | 東海第二発電所 (2018.9.12版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|---|---|---|----|
| <p>3. 中小破断LOCA の評価</p> <p>(1) 中小破断LOCA の解析条件設定について</p> <p>2. で述べた評価の考え方にに基づき、解析条件は低圧代替注水系（常設）の原子炉注水により燃料被覆管破裂を回避できる範囲を設定することとした。中小破断LOCA の破断想定箇所としては、TAF を境に、上部配管と下部配管の二つに分けられるが、冷却材の流出量が最も大きくなる箇所は水頭がかかり、かつ、液相部である下部配管となる。よって、原子炉圧力容器下部のドレン配管に1cm² の破断が生じることを解析条件として設定した。</p> <p>なお、解析条件の設定に際してはSAFER のPCT 評価結果を参考に燃料被覆管破裂が発生する配管破断面積の目安を設定し（1cm²）、有効性評価結果は、これに基づくCHASTE の詳細な評価結果を示している。図1に破断面積1cm² と5.6cm² のパラメータ推移の比較を示す。なお、SAFER と比較し輻射による詳細な影響が考慮され燃料被覆管温度が詳細に評価されるCHASTE 評価によれば、多少大きめの破断面積（5.6cm² まで）では、燃料被覆管破裂を回避することは可能であり、図1に示すように事象の進展について大きく差が生じるものではない。また、運転員操作である原子炉減圧の開始時間についてもほぼ同等であり、LOCA 時の運転員操作（原子炉水位の低下を確認し、非常用炉心冷却系機能喪失を確認した上で、速やかに原子炉減圧及び低圧代替注水を開始すること）は変わることはなく、1cm² の破断面積は本事象の特徴を代表できる条件であると考えられる。</p> | <p>3. 「LOCA時注水機能喪失」の事故条件設定の考え方</p> <p>3.1 破断位置の事故条件設定の考え方</p> <p>(1) 破断位置の分類</p> <p>LOCAの破断を想定する原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する配管は、大きく以下の3通りに分類することができる。また、原子炉圧力容器に接続する代表的な配管（ノズル）を第1表及び第1図に示す。</p> <p>a. 気相部配管</p> <p>気相部配管に破断が発生した場合は、液相部配管破断と比較して破断流量は小さくなる。また、原子炉の減圧が促進されることから、低圧の原子炉注水開始が早くなる。</p> <p>b. シュラウド外の液相部配管</p> <p>液相部配管に破断が発生した場合は、配管の接続位置が低いほど水頭圧の影響により破断流量は大きくなる。シュラウド外の液相部配管に破断が発生した場合、燃料棒が配置されるシュラウド内からの原子炉冷却材流出は、崩壊熱による蒸発及びジェットポンプ上端からのオーバーフローとなる。このため、シュラウド内に崩壊熱相当の流量で注水することにより、ジェットポンプ上端までのシュラウド内冠水は維持され、炉心冷却は確保される。</p> <p>c. シュラウド内の液相部配管</p> <p>シュラウド内の液相部配管に破断が発生した場合、シュラウド内からの原子炉冷却材流出は、崩壊熱による蒸発、ジェットポンプ上端からのオーバーフロー及び破断口からの流出となる。このため、ジェットポンプ上端までのシュラウド内冠水を維持するためには、崩壊熱相当の流量に破断流量を加えた原子炉注水が必要となる。</p> | <p>3. 「LOCA時注水機能喪失」の事故条件設定の考え方</p> <p>3.1 破断位置の事故条件設定の考え方</p> <p>(1) 破断位置の分類</p> <p>LOCAの破断を想定する原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する配管は、大きく以下の3通りに分類することができる。また、原子炉圧力容器に接続する代表的な配管（ノズル）を表1及び図1に示す。</p> <p>a. 気相部配管</p> <p>気相部配管に破断が発生した場合は、液相部配管破断と比較して破断流量は小さくなる。また、原子炉の減圧が促進されることから、低圧の原子炉注水開始が早くなる。</p> <p>b. シュラウド外の液相部配管</p> <p>液相部配管に破断が発生した場合は、配管の接続位置が低いほど水頭圧の影響により破断流量は大きくなる。シュラウド外の液相部配管に破断が発生した場合、燃料棒が配置されるシュラウド内からの原子炉冷却材流出は、崩壊熱による蒸発及びジェットポンプ上端からのオーバーフローとなる。このため、シュラウド内に崩壊熱相当の流量で注水することにより、ジェットポンプ上端までのシュラウド内冠水は維持され、炉心冷却は確保される。</p> <p>c. シュラウド内の液相部配管</p> <p>シュラウド内の液相部配管に破断が発生した場合、シュラウド内からの原子炉冷却材流出は、崩壊熱による蒸発、ジェットポンプ上端からのオーバーフロー及び破断口からの流出となる。このため、ジェットポンプ上端までのシュラウド内冠水を維持するためには、崩壊熱相当の流量に破断流量を加えた原子炉注水が必要となる。</p> | |

第1表 代表的な原子炉压力容器に接続する配管

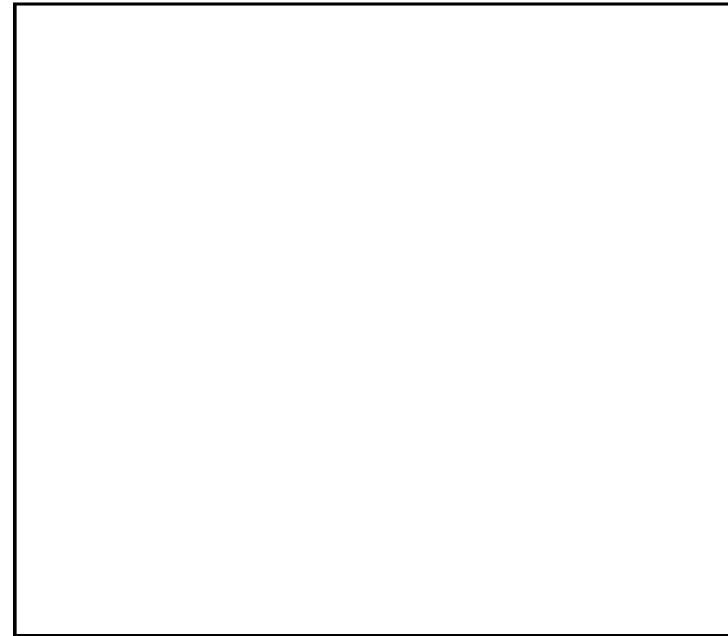
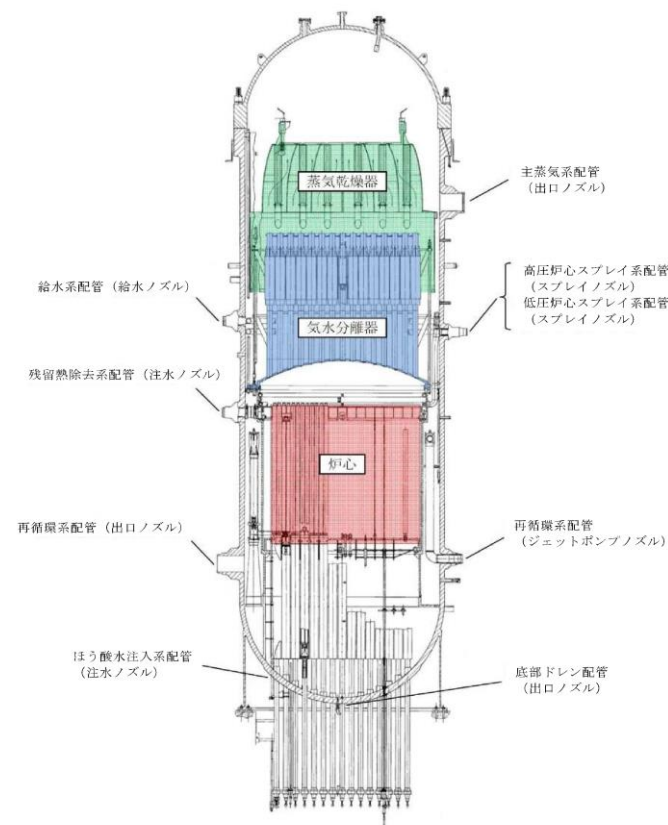
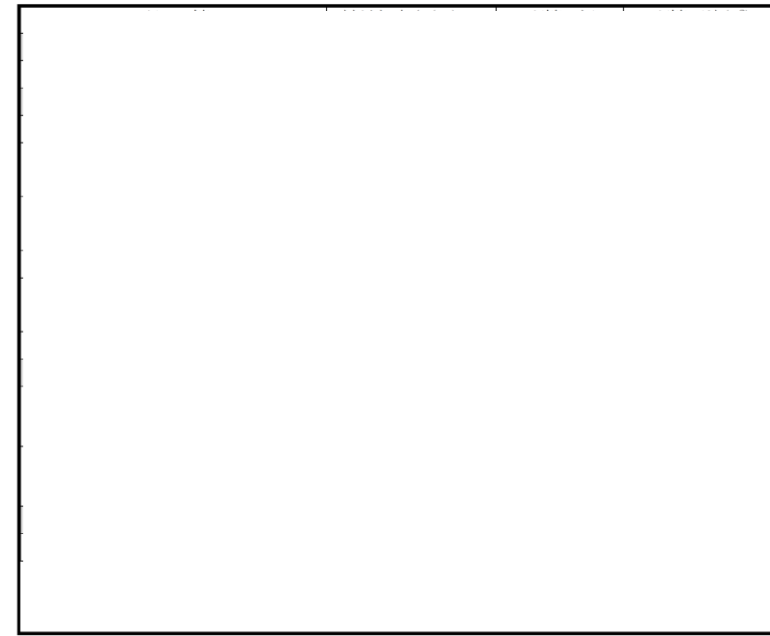


表1 代表的な原子炉压力容器に接続する配管



第1図 代表的な原子炉压力容器に接続する配管

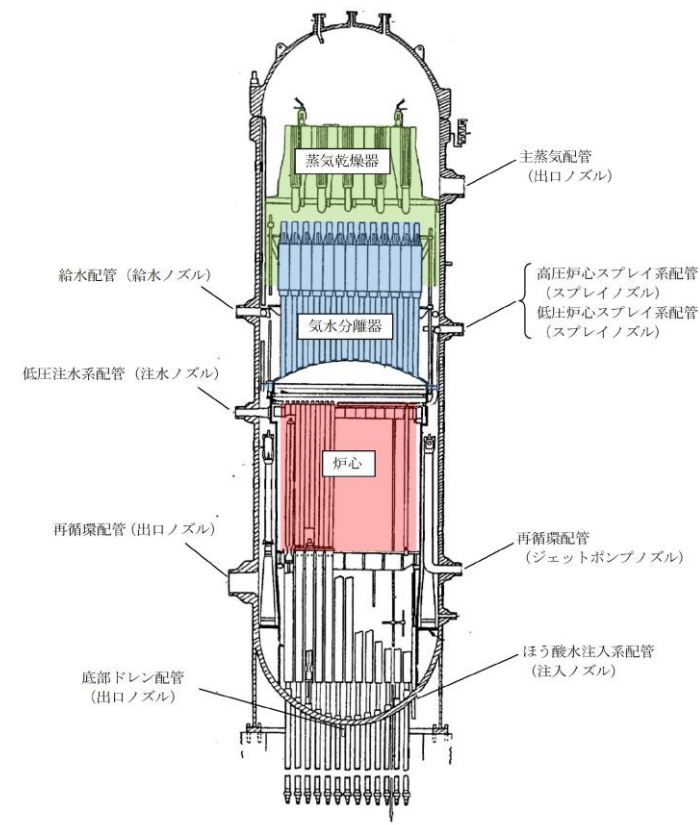


図1 代表的な原子炉压力容器に接続する配管

・設備設計の相違
【東海第二】

| 柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版) | 東海第二発電所 (2018. 9. 12 版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------------------|---|-----------------------|------|-----------|-----------------------------|----------------------|-----------------------|------------------------------------|-----------------------|-------------------------------------|-----------------------|--|------|------|-----------|------------------|----------------------|-----------------------|--------------------------------|-----------------------|---------------------------|-----------------------|---|
| | <p>(2) 破断位置の違いによる影響について</p> <p>破断位置の違いによる燃料被覆管温度挙動への影響を確認するため、気相部配管として主蒸気系配管（出口ノズル）及びシュラウド内の液相部配管として配管高さの低い底部ドレン配管（出口ノズル）にベースケースと同じ約 3.7 cm^2 (0.004ft^2) の破断面積を設定した場合の感度解析を実施した。原子炉圧力、原子炉水位及び燃料被覆管温度挙動の比較を第2図に、評価結果の比較を第2表に示す。</p> <p>この結果、気相部配管の破断を想定した場合は、シュラウド内外の液相部配管に破断を想定した場合と比較して、燃料被覆管最高温度が低くなる。また、液相部配管の破断を想定した場合にはシュラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差はない。したがって、格納容器破損防止対策の有効性評価（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））において原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する配管の中で最大口径である再循環系配管（出口ノズル）の破断を想定していることを考慮し、「LOCA時注水機能喪失」で想定する破断位置は、再循環系配管（出口ノズル）を設定した。</p> <p style="text-align: center;">第2表 破断位置の感度解析結果</p> <table border="1" data-bbox="952 1163 1700 1350"> <thead> <tr> <th>破断位置</th> <th>破断面積</th> <th>燃料被覆管最高温度</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>a. 主蒸気系配管（出口ノズル） （気相部配管）</td> <td rowspan="3">約 3.7 cm^2</td> <td>約 338°C</td> </tr> <tr> <td>b. 再循環系配管（出口ノズル） （シュラウド外の液相部配管）</td> <td>約 616°C</td> </tr> <tr> <td>c. 底部ドレン配管（出口ノズル） （シュラウド内の液相部配管）</td> <td>約 617°C</td> </tr> </tbody> </table> | 破断位置 | 破断面積 | 燃料被覆管最高温度 | a. 主蒸気系配管（出口ノズル） （気相部配管） | 約 3.7 cm^2 | 約 338°C | b. 再循環系配管（出口ノズル） （シュラウド外の液相部配管） | 約 616°C | c. 底部ドレン配管（出口ノズル） （シュラウド内の液相部配管） | 約 617°C | <p>(2) 破断位置の違いによる影響について</p> <p>破断位置の違いによる燃料被覆管温度挙動への影響を確認するため、気相部配管として主蒸気配管及びシュラウド内の液相部配管として配管高さの低い底部ドレン配管にベースケースと同じ約 3.1 cm^2 の破断面積を設定した場合の感度解析を実施した。原子炉圧力、原子炉水位及び燃料被覆管温度挙動の比較を図2に評価結果の比較を表2に示す。</p> <p>この結果、気相部配管の破断を想定した場合は、シュラウド内外の液相部配管に破断を想定した場合と比較して、燃料被覆管温度が低くなる。また、液相部配管の破断を想定した場合にはシュラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差はない。したがって、格納容器破損防止対策の有効性評価（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））において原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する配管の中で最大口径である再循環配管（出口ノズル）の破断を想定していることを考慮し、「LOCA時注水機能喪失」で想定する破断位置は、再循環配管（出口ノズル）を設定した。</p> <p style="text-align: center;">表2 破断位置の感度解析結果</p> <table border="1" data-bbox="1774 1163 2472 1350"> <thead> <tr> <th>破断位置</th> <th>破断面積</th> <th>燃料被覆管最高温度</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>主蒸気配管 （気相部配管）</td> <td rowspan="3">約 3.1 cm^2</td> <td>約 489°C</td> </tr> <tr> <td>再循環配管（出口ノズル） （シュラウド外の液相部配管）</td> <td>約 779°C</td> </tr> <tr> <td>底部ドレン配管 （シュラウド内の液相部配管）</td> <td>約 782°C</td> </tr> </tbody> </table> | 破断位置 | 破断面積 | 燃料被覆管最高温度 | 主蒸気配管 （気相部配管） | 約 3.1 cm^2 | 約 489°C | 再循環配管（出口ノズル） （シュラウド外の液相部配管） | 約 779°C | 底部ドレン配管 （シュラウド内の液相部配管） | 約 782°C | <p>・解析条件の相違 【東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【東海第二】</p> |
| 破断位置 | 破断面積 | 燃料被覆管最高温度 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| a. 主蒸気系配管（出口ノズル） （気相部配管） | 約 3.7 cm^2 | 約 338°C | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| b. 再循環系配管（出口ノズル） （シュラウド外の液相部配管） | | 約 616°C | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| c. 底部ドレン配管（出口ノズル） （シュラウド内の液相部配管） | | 約 617°C | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 破断位置 | 破断面積 | 燃料被覆管最高温度 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 主蒸気配管 （気相部配管） | 約 3.1 cm^2 | 約 489°C | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 再循環配管（出口ノズル） （シュラウド外の液相部配管） | | 約 779°C | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 底部ドレン配管 （シュラウド内の液相部配管） | | 約 782°C | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

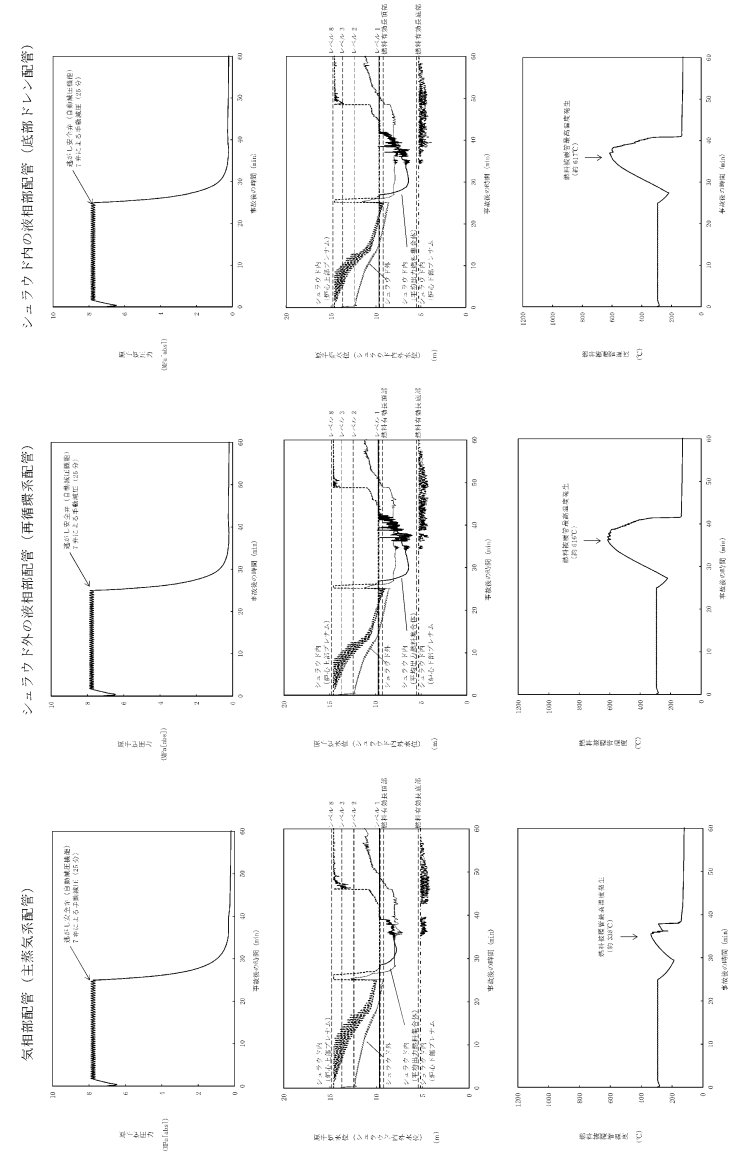
| 柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版) | 東海第二発電所 (2018. 9. 12 版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------------------|--|--------------|------|-------|---------------|----------------------|---|----------------|----------------------|---|---|------|------|-------|--------------|----------------------|---|----------------|----------------------|---|---|
| | <p>3.2 破断面積の事故条件設定の考え方</p> <p>(1) 燃料被覆管の破裂を回避可能な破断面積の範囲</p> <p>2. に示すとおり、「LOCA時注水機能喪失」では、燃料被覆管の破裂が発生しないことを判断の目安としている。この考え方に基づき、<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>による原子炉注水により燃料被覆管の破裂を回避できる破断面積を感度解析により確認し、再循環系配管(出口ノズル)に対して<u>約9.5cm²</u>の破断面積の範囲までは燃料被覆管の破裂発生を防止することが可能であることを確認した。ベースケース(約3.7cm²)と感度解析ケース(約9.5cm²)との原子炉圧力、原子炉水位及び燃料被覆管温度挙動の比較を第3図に、感度解析の結果を第3表に示す。</p> <p>第3図に示すとおり、ベースケースと感度解析ケースとでは、事象進展に有意な差が生じるものではない。また、逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動操作による原子炉減圧(<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)の操作条件(事象発生後25分後)は、10分間の状況判断の後に<u>高圧炉心スプレイ系等の手動起動を試みる操作</u>など一連の操作時間を考慮して設定したものであり、パラメータを起点とした条件設定としていないことから、破断面積の違いによる影響はない。</p> <p style="text-align: center;">第3表 破断面積の感度解析結果</p> <table border="1" data-bbox="952 1251 1700 1350"> <thead> <tr> <th>破断位置</th> <th>破断面積</th> <th>破裂の有無</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>再循環系配管(出口ノズル)</td> <td>約9.5 cm²</td> <td>無</td> </tr> <tr> <td>(シュラウド外の液相部配管)</td> <td>約9.6 cm²</td> <td>有</td> </tr> </tbody> </table> | 破断位置 | 破断面積 | 破裂の有無 | 再循環系配管(出口ノズル) | 約9.5 cm ² | 無 | (シュラウド外の液相部配管) | 約9.6 cm ² | 有 | <p>3.2 破断面積の事故条件設定の考え方</p> <p>(1) 燃料被覆管の破裂を回避可能な破断面積の範囲</p> <p>2. に示すとおり、「LOCA時注水機能喪失」では、燃料被覆管の破裂が発生しないことを判断の目安としている。この考え方に基づき、<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>による原子炉注水により燃料被覆管の破裂を回避できる破断面積を感度解析により確認し、再循環配管(出口ノズル)に対して<u>約4.2cm²</u>の破断面積の範囲までは燃料被覆管の破裂発生を防止することが可能であることを確認した。ベースケース(約3.1cm²)と感度解析ケース(約4.2cm²)との原子炉圧力、原子炉水位及び燃料被覆管温度挙動の比較を図3に、感度解析の結果を表3に示す。</p> <p>図3に示すとおり、ベースケースと感度解析ケースとでは、事象進展に有意な差が生じるものではない。また、自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動操作による原子炉減圧(<u>原子炉低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水)の操作条件(事象発生後30分後)は、10分間の状況判断の後に<u>常設代替交流電源設備の準備操作</u>など一連の操作時間を考慮して設定したものであり、パラメータを起点とした条件設定としていないことから、破断面積の違いによる影響はない。</p> <p style="text-align: center;">表3 破断面積の感度解析結果</p> <table border="1" data-bbox="1760 1251 2487 1350"> <thead> <tr> <th>破断位置</th> <th>破断面積</th> <th>破裂の有無</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>再循環配管(出口ノズル)</td> <td>約4.2 cm²</td> <td>無</td> </tr> <tr> <td>(シュラウド外の液相部配管)</td> <td>約4.3 cm²</td> <td>有</td> </tr> </tbody> </table> | 破断位置 | 破断面積 | 破裂の有無 | 再循環配管(出口ノズル) | 約4.2 cm ² | 無 | (シュラウド外の液相部配管) | 約4.3 cm ² | 有 | <p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違【東海第二】 ・解析条件の相違【東海第二】 減圧操作開始までに想定する操作の相違 ・解析結果の相違【東海第二】 |
| 破断位置 | 破断面積 | 破裂の有無 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 再循環系配管(出口ノズル) | 約9.5 cm ² | 無 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (シュラウド外の液相部配管) | 約9.6 cm ² | 有 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 破断位置 | 破断面積 | 破裂の有無 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 再循環配管(出口ノズル) | 約4.2 cm ² | 無 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (シュラウド外の液相部配管) | 約4.3 cm ² | 有 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版) | 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) 有効性評価における破断面積の事故条件の設定</p> <p>有効性評価においては、逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動操作による原子炉減圧(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)に対して評価上の操作時間余裕を確認している。</p> <p>再循環系配管(出口ノズル)に対して破断面積の事故条件を燃料被覆管の破裂発生防止が可能な限界である約 9.5cm²の破断を設定すると、評価上の操作時間余裕がなくなることから、炉心損傷防止対策の有効性評価では、燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲で事象進展の特徴を代表でき、かつ10分程度の操作時間余裕が確保できる破断面積として、再循環系配管(出口ノズル)に対して約3.7cm²の破断を事故条件として設定する。</p> <p>また、約9.5cm²の破断を想定し、これが運転員等操作の操作時間余裕を考慮せずに、燃料被覆管の破裂発生防止が可能な最大の破断面積となることを確認する。</p> <p>なお、実際にLOCAが発生した場合、破断面積を確認することはできないため、運転手順においては、LOCA発生の確認(ドライウェル圧力が13.7kPa[gage]に到達)後に炉心損傷発生の有無によってその後の対応手順を選択することとしている。また、LOCA時の高圧及び低圧注水機能が喪失する場合の有効性評価は、炉心損傷防止対策としての「LOCA時注水機能喪失」及び格納容器破損防止対策としての「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」により小破断LOCAから大破断LOCAまでの範囲を確認している。</p> | <p>(2) 有効性評価における破断面積の事故条件の設定</p> <p>有効性評価においては、自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動操作による原子炉減圧(原子炉低圧代替注水系(常設)による原子炉注水)に対して評価上の操作余裕を確認している。</p> <p>再循環配管(出口ノズル)に対して破断面積の事故条件を燃料被覆管温度の破裂発生防止が可能な限界である約4.2cm²の破断を設定すると、評価上の操作時間余裕がなくなることから、炉心損傷防止対策の有効性評価では、燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲で事象進展の特徴を代表でき、かつ、5分程度の操作時間余裕が確保できる破断面積として、再循環配管(出口ノズル)に対して約3.1cm²の破断を事故条件として設定する。</p> <p>また、約4.2cm²の破断を想定し、これが運転員等操作時間の操作時間余裕を考慮せずに、燃料被覆管の破裂発生防止が可能な最大の破断面積となることを確認する。</p> <p>なお、実際のLOCAが発生した場合、破断面積を確認することはできないため、運転手順においては、LOCA発生の確認(ドライウェル圧力が13.7kPa[gage]に到達)後に炉心損傷発生の有無によってその後の対応手順を選択することとしている。また、LOCA時の高圧及び低圧注水機能が喪失する場合の有効性評価は、炉心損傷防止対策としての「LOCA時注水機能喪失」及び格納容器破損防止対策としての「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」により小破断LOCAから大破断LOCAまでの範囲を確認している。</p> | <p>・解析結果の相違 【東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【東海第二】</p> <p>ベースケースの破断面積の設定が異なることによる、減圧操作の余裕時間の相違</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>(2) 炉心損傷防止対策が有効である破断面積について</p> <p>(1)に示すとおり、原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断面積が5.6cm²までは炉心損傷防止対策が有効であり、同様の注水設備で炉心損傷防止対策が有効という観点で、TAF以上の位置に接続された配管(RHR配管)に適用するとその破断面積は420cm²となる。この破断面積(420cm²)は、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」で解析条件としているRHR吸込配管完全破断の約半分の面積に相当するものであり、図2に示すとおり、低圧代替注水系(常設)により燃料被覆管破裂を回避できる。</p> <p>PRAではNUREG-1150の定義と同様に漏えいを表1 LOCA関連事象の分類定義のとおり分類しており、125A(約126cm²)以上の配管破断は大破断LOCAと定義されることから、炉心損傷防止対策が有効であるTAF以上の位置に接続された配管の破断面積は、大破断LOCA相当となる。一方、TAF以下の配管のLOCAは、破断面積が小さく、表1(NUREG-1150の定義)では気相破断や液相破断の区別がないため、破断面積としては小破断LOCA相当となる。しかしながら液相の流出が長期的に継続し、さらにTAF以上の配管と異なり原子炉の高圧状態が維持されるため、注水のための原子炉減圧が必要となることから、事象進展の厳しさとしては中破断LOCA相当となる。</p> <p>上記より、炉心損傷防止対策が有効である破断面積LOCAの範囲は、</p> <ul style="list-style-type: none"> ・TAF以下の配管では5.6cm²以下の破断面積のLOCA ・TAF以上の配管では420cm²以下の破断面積のLOCAとなる。 <p>また、破断面積が、炉心損傷防止対策が有効である破断面積より大きい場合、操作に要する時間を考慮すると、自動起動のイ</p> | <p>(3) 炉心損傷防止対策が有効である破断面積について</p> <p>気相部配管、シュラウド内の液相部配管及びシュラウド外の液相部配管に対して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)による原子炉注水により燃料被覆管の破裂を回避できる破断面積を感度解析により確認した。評価結果を第4表並びに第4図及び第5図に示す。</p> <p>この結果、低圧代替注水系(常設)による炉心損傷防止対策が有効に実施可能な破断面積の範囲は以下のとおりとなる。</p> <p>a. 主蒸気系配管(出口ノズル)(気相部配管)：約224cm²以下</p> <p>b. 再循環系配管(出口ノズル)(シュラウド外の液相部配管)：約9.5cm²以下</p> <p>c. 底部ドレン配管(出口ノズル)(シュラウド内の液相部配管)：約9.2cm²以下</p> <p>確率論的リスク評価(以下「PRA」という。)では、NUREG-1150の定義と同様にLOCAを第5表のとおり分類しており、5inch(約127cm²)以上の配管破断は大破断LOCAと定義されることから、炉心損傷防止対策が有効に実施可能な気相部配管の破断面積は大破断LOCA相当となる。一方、液相部配管破断は炉心損傷防止対策が有効に実施可能な破断面積は小さいが、原子炉冷却材の流出が長期的に継続すること及び原子炉の高圧状態が維持されるための原子炉減圧が必要となることから、事象進展の厳しさとしては中破断LOCA相当となる。</p> <p style="text-align: center;">第4表 破断面積の感度解析結果</p> <table border="1" data-bbox="955 1465 1697 1633"> <thead> <tr> <th>破断位置</th> <th>破断面積</th> <th>破裂の有無</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>a. 主蒸気系配管(出口ノズル)(気相部配管)</td> <td>約224 cm²</td> <td>無</td> </tr> <tr> <td></td> <td>約225 cm²</td> <td>有</td> </tr> <tr> <td>b. 再循環系配管(出口ノズル)(シュラウド外の液相部配管)</td> <td>約9.5 cm²</td> <td>無</td> </tr> <tr> <td></td> <td>約9.6 cm²</td> <td>有</td> </tr> <tr> <td>c. 底部ドレン配管(出口ノズル)(シュラウド内の液相部配管)</td> <td>約9.2 cm²</td> <td>無</td> </tr> <tr> <td></td> <td>約9.3 cm²</td> <td>有</td> </tr> </tbody> </table> | 破断位置 | 破断面積 | 破裂の有無 | a. 主蒸気系配管(出口ノズル)(気相部配管) | 約224 cm ² | 無 | | 約225 cm ² | 有 | b. 再循環系配管(出口ノズル)(シュラウド外の液相部配管) | 約9.5 cm ² | 無 | | 約9.6 cm ² | 有 | c. 底部ドレン配管(出口ノズル)(シュラウド内の液相部配管) | 約9.2 cm ² | 無 | | 約9.3 cm ² | 有 | <p>(3) 炉心損傷防止対策が有効である破断面積について</p> <p>気相部配管、シュラウド内の液相部配管及びシュラウド外の液相部配管に対して原子炉低圧代替注水系(常設)による原子炉注水により燃料被覆管の破裂を回避できる破断面積を感度解析により確認した。評価結果を表4並びに図4及び図5に示す。</p> <p>この結果、原子炉低圧代替注水系(常設)による炉心損傷防止対策が有効に実施可能な破断面積の範囲は以下のとおりとなる。</p> <p>a. 主蒸気配管(気相部配管)：約120cm²以下</p> <p>b. 再循環配管(出口ノズル)(シュラウド外の液相部配管)：約4.2cm²以下</p> <p>c. 底部ドレン配管(シュラウド内の液相部配管)：約4.0cm²以下</p> <p>確率論的リスク評価(以下「PRA」という。)では、NUREG-1150の定義と同様に表5のとおり分類しており、5inch(約127cm²)以上の配管破断は大破断LOCAと定義されることから、炉心損傷防止対策が有効に実施可能な気相部配管の破断面積は大破断LOCA相当となる。一方、液相部配管破断は炉心損傷防止対策が有効に実施可能な破断面積は小さいが、原子炉冷却材の流出が長期的に継続すること及び原子炉の高圧状態が維持されるため原子炉減圧が必要となることから、事象進展の厳しさとして中破断LOCA相当となる。</p> <p style="text-align: center;">表4 破断面積の感度解析結果</p> <table border="1" data-bbox="1757 1474 2487 1667"> <thead> <tr> <th>破断位置</th> <th>破断面積</th> <th>破裂の有無</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">主蒸気配管(気相部配管)</td> <td>約120 cm²</td> <td>無</td> </tr> <tr> <td>約121 cm²</td> <td>有</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">再循環配管(出口ノズル)(シュラウド外の液相部配管)</td> <td>約4.2 cm²</td> <td>無</td> </tr> <tr> <td>約4.3 cm²</td> <td>有</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">底部ドレン配管(シュラウド内の液相部配管)</td> <td>約4.0 cm²</td> <td>無</td> </tr> <tr> <td>約4.1 cm²</td> <td>有</td> </tr> </tbody> </table> | 破断位置 | 破断面積 | 破裂の有無 | 主蒸気配管(気相部配管) | 約120 cm ² | 無 | 約121 cm ² | 有 | 再循環配管(出口ノズル)(シュラウド外の液相部配管) | 約4.2 cm ² | 無 | 約4.3 cm ² | 有 | 底部ドレン配管(シュラウド内の液相部配管) | 約4.0 cm ² | 無 | 約4.1 cm ² | 有 | <p>・解析結果の相違【東海第二】減圧開始時間や設備設計が異なることから、各配管の破断面積が異なる。</p> <p>・評価結果の相違【柏崎6/7, 東海第二】</p> |
| 破断位置 | 破断面積 | 破裂の有無 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| a. 主蒸気系配管(出口ノズル)(気相部配管) | 約224 cm ² | 無 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 約225 cm ² | 有 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| b. 再循環系配管(出口ノズル)(シュラウド外の液相部配管) | 約9.5 cm ² | 無 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 約9.6 cm ² | 有 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| c. 底部ドレン配管(出口ノズル)(シュラウド内の液相部配管) | 約9.2 cm ² | 無 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 約9.3 cm ² | 有 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 破断位置 | 破断面積 | 破裂の有無 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 主蒸気配管(気相部配管) | 約120 cm ² | 無 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 約121 cm ² | 有 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 再循環配管(出口ノズル)(シュラウド外の液相部配管) | 約4.2 cm ² | 無 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 約4.3 cm ² | 有 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 底部ドレン配管(シュラウド内の液相部配管) | 約4.0 cm ² | 無 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 約4.1 cm ² | 有 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) | 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>ンターロックがなければ炉心損傷の回避は困難であり、炉心損傷回避が困難なシナリオとして、大破断LOCAでの原子炉格納容器の過圧・過温防止のシナリオにて包絡する整理としている。</p> <p style="text-align: right;">以上</p> <p style="text-align: center;">表1 LOCA関連事象の分類定義</p> <div style="border: 1px solid black; width: 100%; height: 150px; margin: 10px 0;"></div> <p>原子炉圧力容器下部のドレン配管破断のようなTAF以下に存在する配管の破断は、液相破断LOCAとなり、RHR配管のようなTAF以上に存在する配管の破断は最終的に気相破断LOCAとなる。両事象では起因事象が異なるため、プラントパラメータ（原子炉圧力、原子炉水位等）の推移が異なり、かつ、運転員による事象緩和のための操作の開始時間も異なることから、単純に両事象の厳しさを比較するのは困難である。</p> <p>しかしながら、ここでは液相破断LOCAと気相破断LOCAの事象の厳しさを比較するため、流出量による比較を行う。各破断LOCAによる流出量は次式により算出を行った。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ RHR配管破断LOCAの流出量 <ul style="list-style-type: none"> ＝破断口からの液相流出（RHR配管上部の保有水のみ） ＋崩壊熱による蒸発分 ・ ドレン配管破断の流出量 <ul style="list-style-type: none"> ＝破断口からの液相流出（ボトムからの継続流出）＋ | <p style="text-align: center;">第5表 LOCA関連事象の分類定義</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 15%;">事象分類</th> <th style="width: 35%;">状態定義</th> <th style="width: 50%;"></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>漏えい</td> <td>常用系（CRDポンプ等）で補給可能な範囲</td> <td rowspan="5" style="border: none;"></td> </tr> <tr> <td>小破断LOCA</td> <td>RCICで注水可能な範囲</td> </tr> <tr> <td>中破断LOCA</td> <td>小破断LOCAと大破断LOCAの中間範囲</td> </tr> <tr> <td>大破断LOCA</td> <td>事象発生により原子炉が減圧状態になる範囲</td> </tr> <tr> <td>DBA超過LOCA</td> <td>設計基準事象でのLOCAを超える範囲</td> </tr> </tbody> </table> | 事象分類 | 状態定義 | | 漏えい | 常用系（CRDポンプ等）で補給可能な範囲 | | 小破断LOCA | RCICで注水可能な範囲 | 中破断LOCA | 小破断LOCAと大破断LOCAの中間範囲 | 大破断LOCA | 事象発生により原子炉が減圧状態になる範囲 | DBA超過LOCA | 設計基準事象でのLOCAを超える範囲 | <p style="text-align: center;">表5 LOCA関連事象の分類定義</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 15%;">事象分類</th> <th style="width: 35%;">状態定義</th> <th style="width: 10%;">等価破断径</th> <th style="width: 40%;">流出流量</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>漏えい</td> <td>常用系（CRDポンプ等）で補給可能な範囲</td> <td rowspan="5" style="border: none;"></td> <td rowspan="5" style="border: none;"></td> </tr> <tr> <td>小LOCA</td> <td>RCICで注水可能な範囲</td> </tr> <tr> <td>中LOCA</td> <td>小LOCAと大LOCAの中間範囲</td> </tr> <tr> <td>大LOCA</td> <td>事象発生により原子炉が減圧状態になる範囲</td> </tr> <tr> <td>DBA超過LOCA</td> <td>設計基準事象でのLOCAを超える範囲</td> </tr> </tbody> </table> | 事象分類 | 状態定義 | 等価破断径 | 流出流量 | 漏えい | 常用系（CRDポンプ等）で補給可能な範囲 | | | 小LOCA | RCICで注水可能な範囲 | 中LOCA | 小LOCAと大LOCAの中間範囲 | 大LOCA | 事象発生により原子炉が減圧状態になる範囲 | DBA超過LOCA | 設計基準事象でのLOCAを超える範囲 | |
| 事象分類 | 状態定義 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 漏えい | 常用系（CRDポンプ等）で補給可能な範囲 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 小破断LOCA | RCICで注水可能な範囲 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 中破断LOCA | 小破断LOCAと大破断LOCAの中間範囲 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 大破断LOCA | 事象発生により原子炉が減圧状態になる範囲 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| DBA超過LOCA | 設計基準事象でのLOCAを超える範囲 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 事象分類 | 状態定義 | 等価破断径 | 流出流量 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 漏えい | 常用系（CRDポンプ等）で補給可能な範囲 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 小LOCA | RCICで注水可能な範囲 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 中LOCA | 小LOCAと大LOCAの中間範囲 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 大LOCA | 事象発生により原子炉が減圧状態になる範囲 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| DBA超過LOCA | 設計基準事象でのLOCAを超える範囲 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

| 柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版) | 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>崩壊熱による蒸発分</p> <p>図3 に各破断LOCA の崩壊熱による蒸発分を含めた流出量の比較を示した。図3 に示すとおり、ドレン配管破断LOCA は液相の流出が長期的に継続するため、合計の流出量はRHR 配管破断LOCA より大きくなり、厳しい事象となる。</p> | | | |



第2図 破断位置の違いによるパラメータ推移の違いの比較

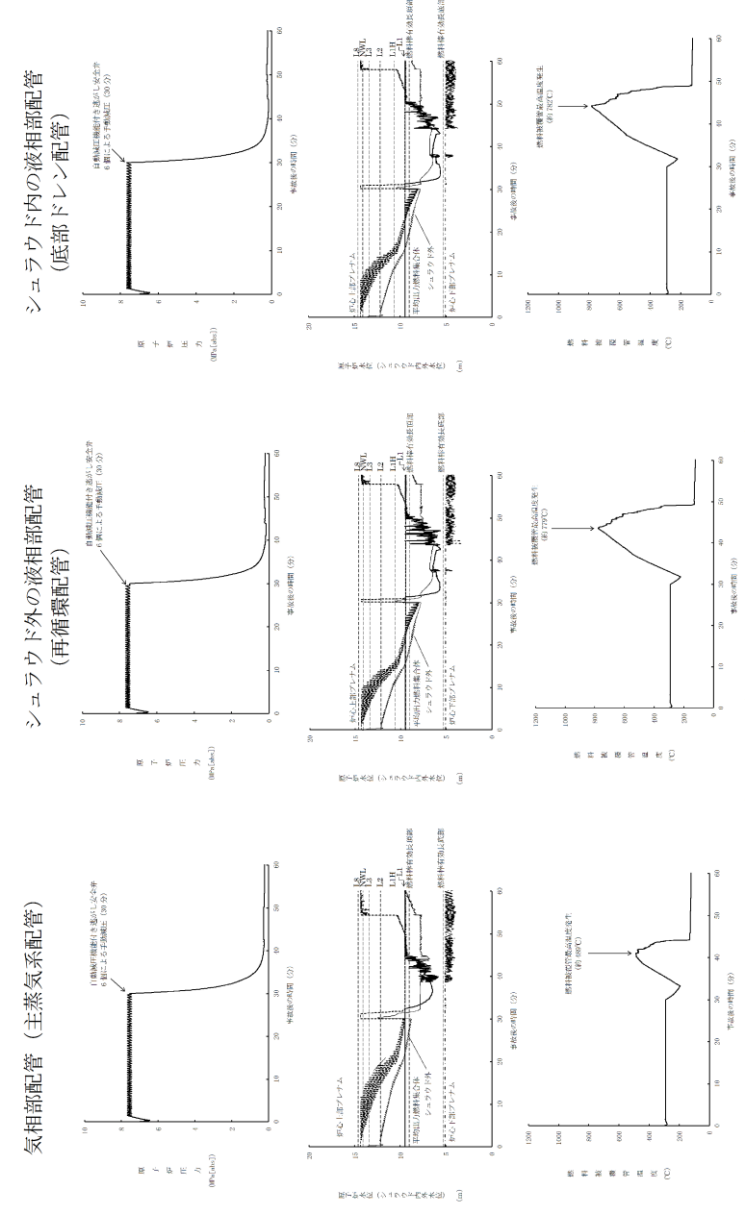
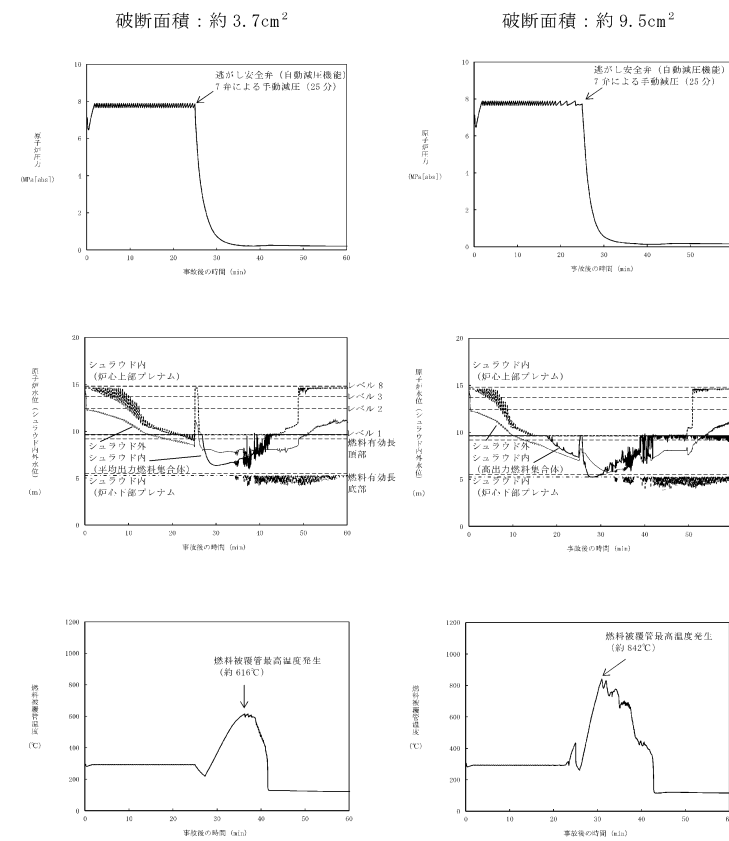


図2 破断位置の違いによるパラメータ推移の違いの比較

・解析結果の相違
【東海第二】



第3 図 破断面積約3.7cm²と約9.5cm²とのパラメータ推移の比較

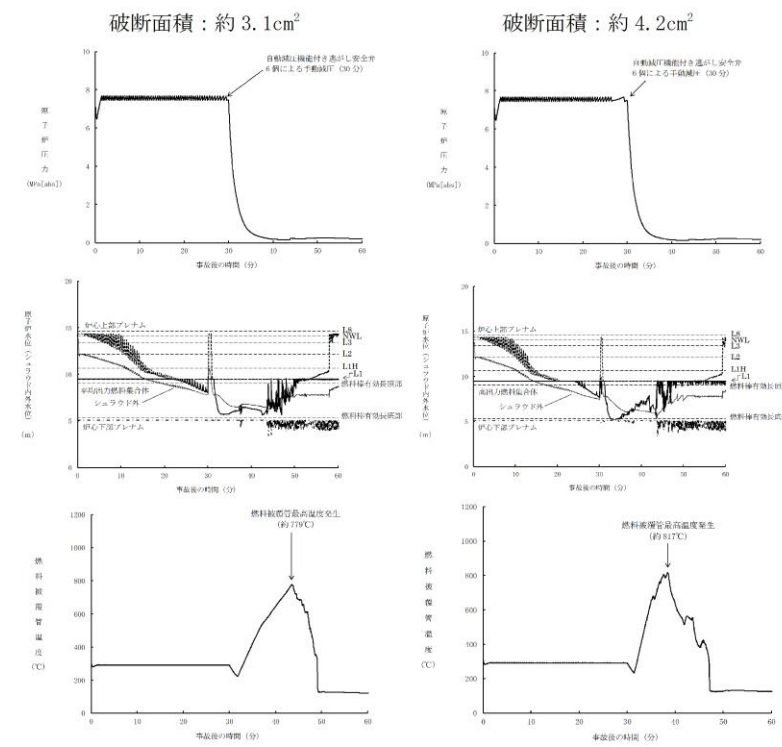
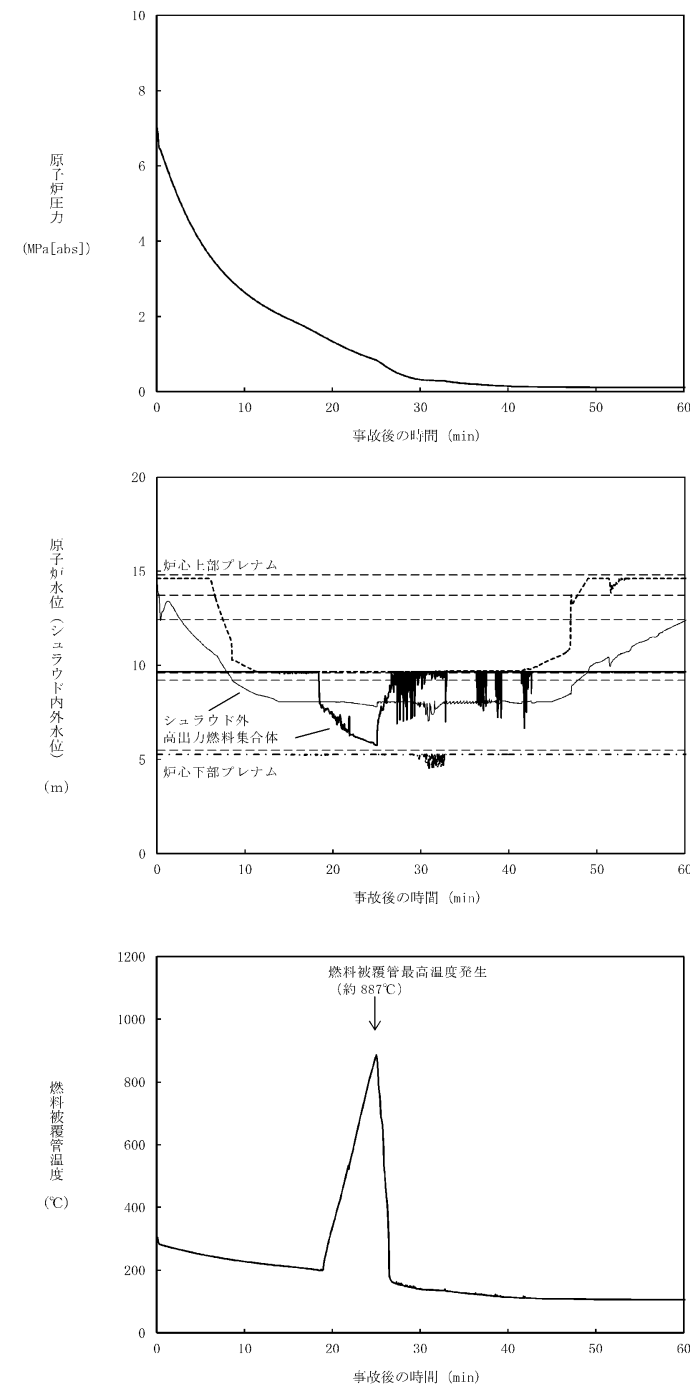


図3 破断面積約3.1cm²と約4.2cm²とのパラメータ推移の比較

・解析結果の相違
【東海第二】



第4図 主蒸気系配管に約 224cm²の破断面積を設定した場合

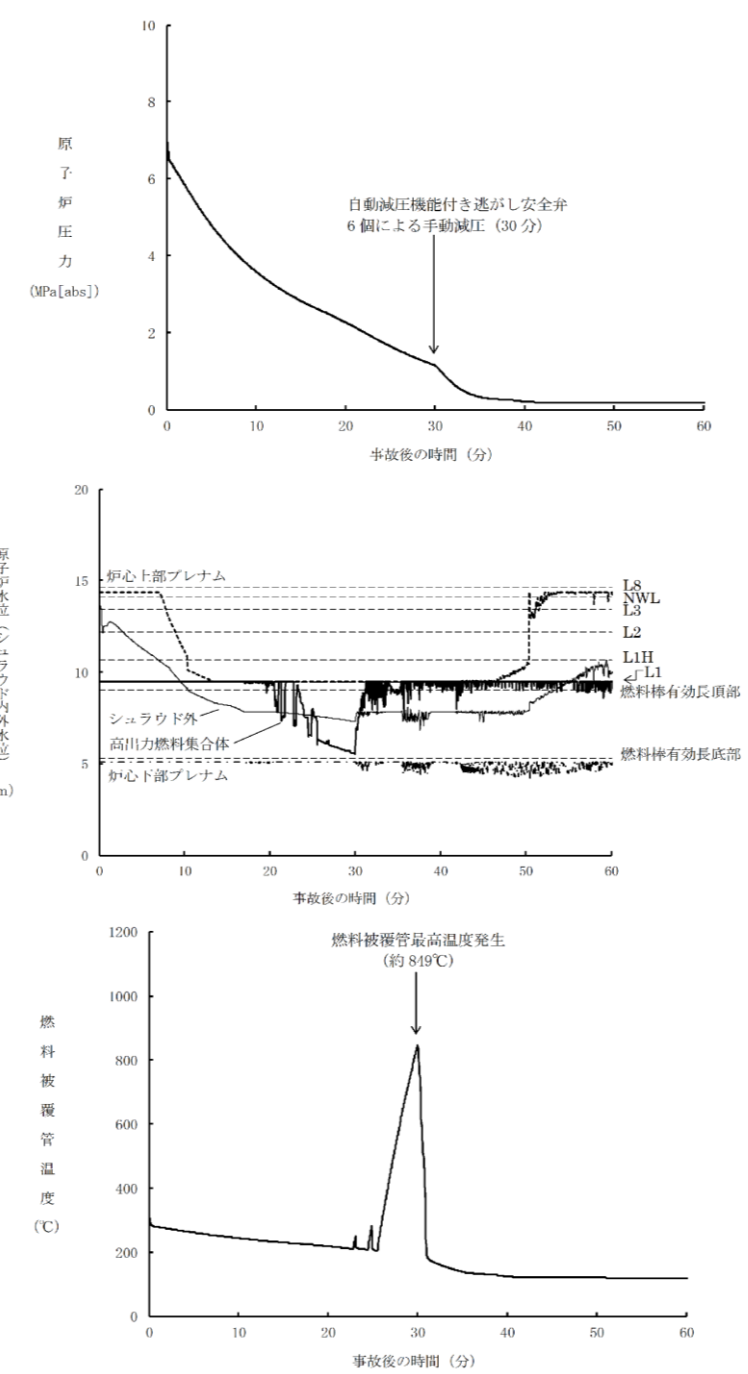
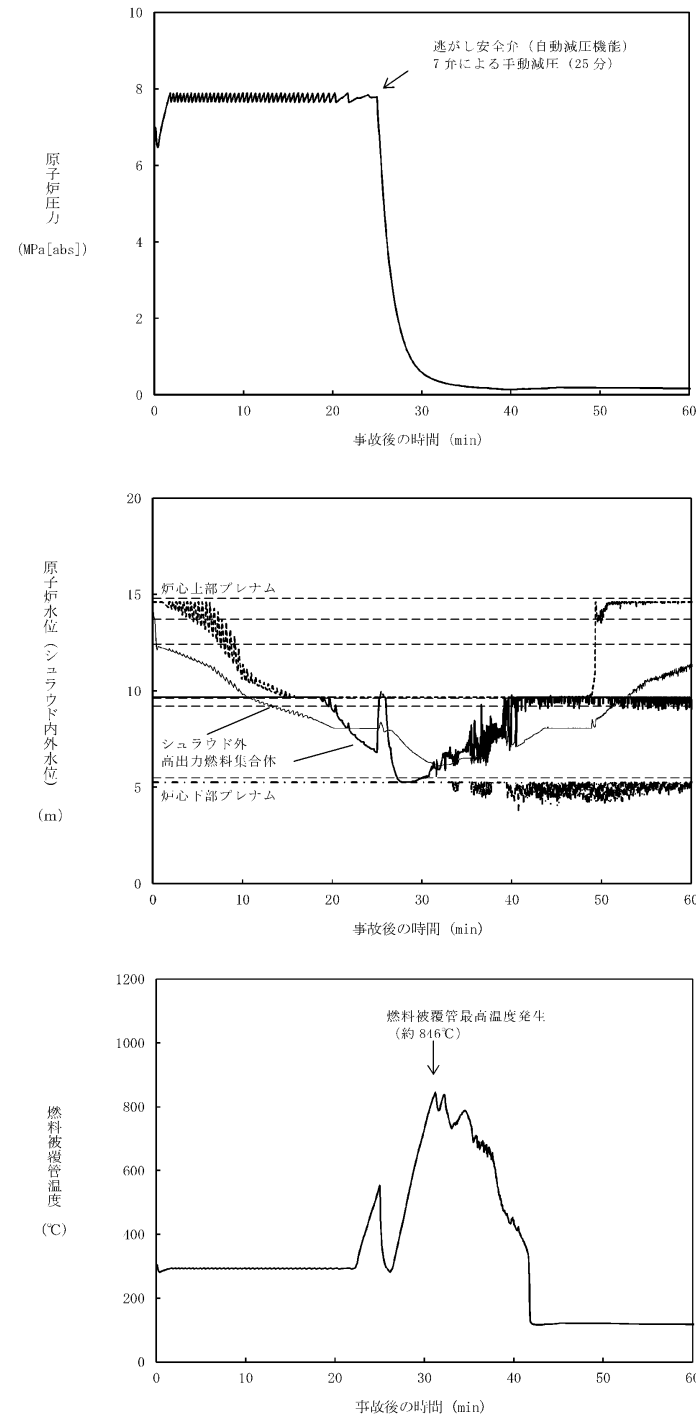


図4 主蒸気配管に約 120cm²の破断面積を設定した場合

・解析結果の相違
【東海第二】



第5 図 原子炉圧力容器底部ドレン配管に約 9.2cm²の破断面積を設定した場合

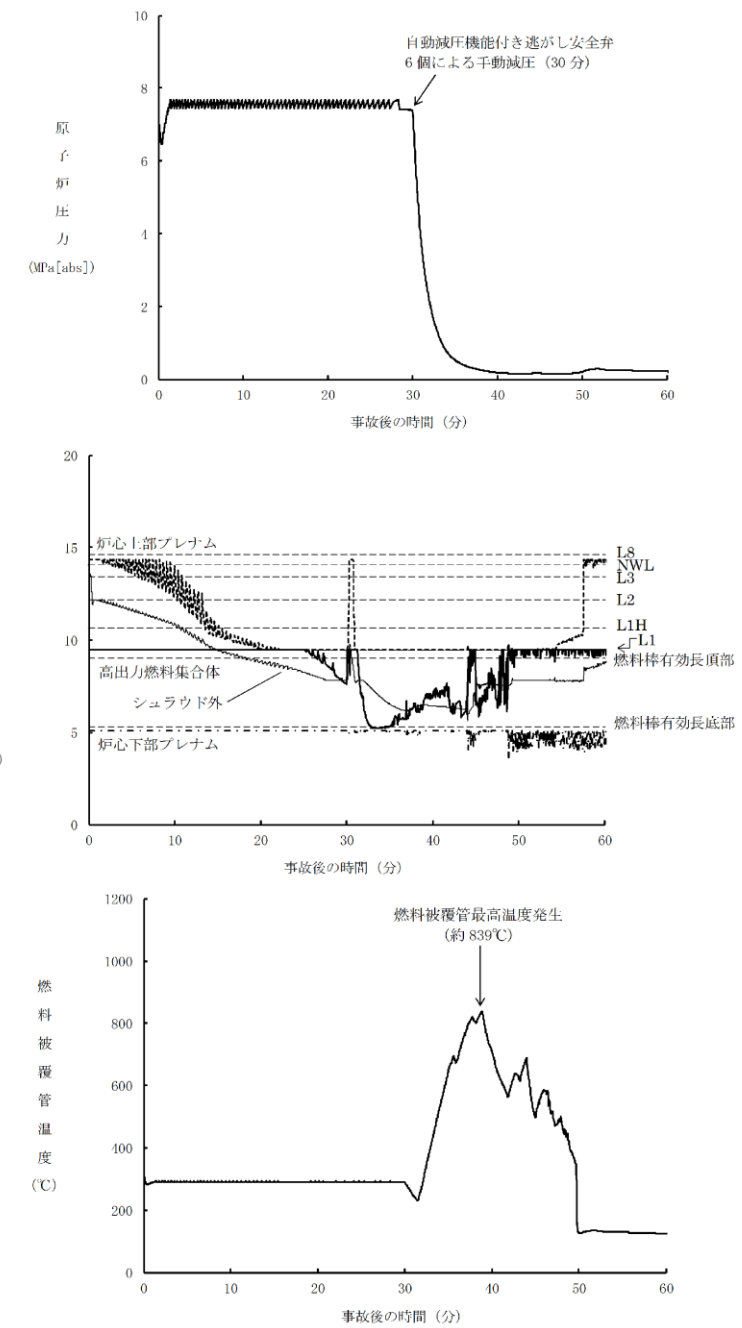


図5 底部ドレン配管に約 4.0cm²の破断面積を設定した場合

・解析結果の相違
【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>(3) <u>原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断に伴う炉心損傷の発生頻度について</u></p> <p>原子炉圧力容器バウンダリの溶接箇所において配管の破断が起こり、LOCAが発生することを想定し、かつ、<u>非常用炉心冷却系によるLOCA発生後の事象緩和に期待できないものとして炉心損傷頻度を算出した(式1)</u>。なお、LOCA発生頻度及び全非常用炉心冷却系機能喪失確率はPRAで用いた値とした。表2に各系統における溶接線数とLOCA後炉心損傷頻度について示す。</p> <p>原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断によりLOCAが発生し、非常用炉心冷却系による事象緩和ができず炉心損傷に至る頻度は3.1×10^{-10} [/炉年]である。なお、破断面積5.6cm^2以下のLOCAは、炉心損傷防止可能であるため、実態の炉心損傷に至る頻度は3.1×10^{-10} [/炉年]より小さくなる。</p> <p>また、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防ぐことができない大破断LOCAについては、PRAにおいて、炉心損傷頻度は5.0×10^{-10} [/炉年]としている。なお、破断面積420cm^2以下のLOCAは、炉心損傷防止可能であるため、実態の炉心損傷に至る頻度は5.0×10^{-10} [/炉年]より小さくなる。したがって、<u>原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断により発生するLOCAで炉心損傷に至る頻度は十分に小さいものであると整理される。</u></p> <p>・ <u>CUWボトムドレン配管の破断による炉心損傷頻度</u></p> $= \frac{\text{CUWボトムドレン配管の溶接線数}}{\text{原子炉冷却材圧力バウンダリでの全溶接線数}} \times \text{各LOCA発生頻度} \times \text{全ECCS機能喪失確率} \dots\dots(式1)$ | <p>(4) <u>再循環系配管の破断に伴う炉心損傷の発生頻度について</u></p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリの溶接箇所における配管の破断により、LOCAが発生することを想定し、かつ、<u>非常用炉心冷却系によるLOCA発生後の事象緩和に期待できないものとして、以下の式により炉心損傷頻度を算出した。</u></p> <p>【比較のため、後述の一部を記載】</p> <p>再循環系配管の破断によりLOCAが発生し、<u>非常用炉心冷却系による事象緩和ができず、炉心損傷に至る頻度は1.8×10^{-8} /炉年</u>である。なお、破断面積約9.5cm^2以下のLOCAは炉心損傷防止が可能であるため、<u>実際に炉心損傷に至る頻度は1.8×10^{-8} /炉年より小さくなる。</u></p> <p>また、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を有効に実施することが困難である大破断LOCAについては、PRAにおいて、炉心損傷頻度を3.0×10^{-9} /炉年としている。なお、気相部配管の破断面積224cm^2以下のLOCAは、炉心損傷防止が可能であるため、<u>実際に炉心損傷に至る頻度は3.0×10^{-9} /炉年より小さくなる。</u>したがって、再循環系配管の破断により発生するLOCAで炉心損傷に至る頻度は十分に小さいものであると整理される。</p> <p>【ここまで】</p> <p>配管の破断による炉心損傷頻度</p> $= \sum \frac{\text{配管の機能維持に係る溶接線数}}{\text{原子炉冷却材圧力バウンダリでの全溶接線数}} \times \text{各LOCA発生頻度} \times \text{各LOCA発生時の条件付き炉心損傷確率}$ <p><u>各系統の配管口径別の溶接線数と炉心損傷頻度を第5表に示す。なお、LOCA発生頻度及び全非常用炉心冷却系機能喪失確率はPRAで用いた値を使用した。</u></p> | <p>(3) <u>再循環配管の破断に伴う炉心損傷の発生頻度について</u></p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリの溶接箇所において配管の破断が起こり、LOCAが発生することを想定し、かつ、<u>全非常用炉心冷却系等によるLOCA発生後の事象緩和に期待できないものとして炉心損傷頻度を算出した(式1)</u>。なお、LOCA発生頻度及び全非常用炉心冷却系等機能喪失確率はPRAで用いた値とした。表6に各系統の配管口径別の溶接線数と炉心損傷頻度について示す。</p> <p>再循環配管の破断によりLOCAが発生し、<u>全非常用炉心冷却系等による事象緩和ができず炉心損傷に至る頻度は2.3×10^{-9} /炉年</u>である。なお、破断面積約3.1cm^2以下のLOCAは、炉心損傷防止可能であるため、<u>実態の炉心損傷に至る頻度は2.3×10^{-9} /炉年より小さくなる。</u></p> <p>また、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防ぐことができない大破断LOCAについては、PRAにおいて、炉心損傷頻度は3.6×10^{-10} [/炉年]としている。なお、気相部配管の破断面積約120cm^2以下のLOCAは、炉心損傷防止可能であるため、<u>実態の炉心損傷に至る頻度は3.6×10^{-10} [/炉年]より小さくなる。</u>したがって、再循環配管の破断により発生するLOCAで炉心損傷に至る頻度は十分に小さいものであると整理される。</p> <p>・ <u>配管の破断による炉心損傷頻度</u></p> $= \sum \frac{\text{配管の機能維持に係る溶接線数}}{\text{原子炉冷却材圧力バウンダリでの全溶接線数}} \times \text{各LOCA発生頻度} \times \text{各LOCA発生時の条件付き炉心損傷確率} \dots\dots(式1)$ | <p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 設備設計の相違【柏崎6/7】 型式の相違により破断を想定する配管が異なる。 ・ 設備設計の相違【柏崎6/7】 島根2号炉は、ECCS系とRCICを考慮しているため。 ・ 評価結果の相違【柏崎6/7, 東海第二】 ・ 評価結果の相違【柏崎6/7, 東海第二】 ・ 評価結果の相違【柏崎6/7, 東海第二】 |

表2 各系統における溶接線数とLOCA後炉心損傷頻度

| 系統 | 小破断 LOCA | | | 中破断 LOCA | | | |
|-------------------|--------------------|----------------------|----------------------|--------------------|----------------------|----------------------|-----------------------------|
| | 溶接線数 ^{※1} | 配管破断発生頻度 [1/炉年] | 全 ECCS 喪失確率 | 溶接線数 ^{※1} | 配管破断発生頻度 [1/炉年] | 全 ECCS 喪失確率 | 炉心損傷頻度 ^{※5} [1/炉年] |
| HPCF(B) | 25 ^{※2} | 2.8×10 ⁻⁵ | — ^{※6} | 25 ^{※2} | 1.9×10 ⁻⁵ | — ^{※6} | 炉心損傷に至らない |
| HPCF(C) | 8 | 8.8×10 ⁻⁶ | — ^{※6} | 8 | 6.0×10 ⁻⁶ | — ^{※6} | |
| RCIC | 128 ^{※3} | 1.4×10 ⁻⁴ | — ^{※6} | 128 ^{※3} | 9.6×10 ⁻⁵ | — ^{※6} | |
| LPFL(A) | 26 ^{※4} | 2.9×10 ⁻⁵ | — ^{※6} | 26 ^{※4} | 2.0×10 ⁻⁵ | — ^{※6} | |
| LPFL(B) | 19 | 2.1×10 ⁻⁵ | — ^{※6} | 19 | 1.5×10 ⁻⁵ | — ^{※6} | |
| LPFL(C) | 17 | 1.9×10 ⁻⁵ | — ^{※6} | 17 | 1.3×10 ⁻⁵ | — ^{※6} | |
| CW ボトムドレン配管 | 21 | 2.3×10 ⁻⁵ | 4.0×10 ⁻⁷ | 20 | 1.5×10 ⁻⁵ | 2.0×10 ⁻⁵ | |
| その他の原子炉冷却材圧力バウンダリ | 30 | 3.3×10 ⁻⁵ | — ^{※6} | 26 | 2.0×10 ⁻⁵ | — ^{※6} | 炉心損傷に至らない |
| 合計 | 274 | 3.0×10 ⁻⁴ | | 269 | 2.0×10 ⁻⁴ | | |

※1 溶接線数はクラス1機器の検査カテゴリ B-F 及び B-J から抽出
 ※2 HPCF(B)に合流する SLC の配管を考慮
 ※3 主蒸気系及び給水系の溶接部のうち、RCIC の機能喪失に繋がる箇所を考慮
 ※4 給水系の溶接部のうち、LPFL(A)の機能喪失に繋がる箇所を考慮
 ※5 全ての非常用炉心冷却系の機能喪失により、事象緩和ができずに炉心損傷に至る
 ※6 CUW ボトムドレン配管の破断による炉心損傷頻度の算出には不要のため、記載せず

第5表 各系統における溶接線数とLOCA後炉心損傷頻度

| 系統 | 小破断 LOCA | | | 中破断 LOCA | | |
|-------------------|--------------------|----------------------|----------------------|--------------------|----------------------|----------------------|
| | 溶接線数 ^{※1} | 配管破断発生頻度 (1/炉年) | 条件付き炉心損傷確率 | 溶接線数 ^{※1} | 配管破断発生頻度 (1/炉年) | 条件付き炉心損傷確率 |
| RCIC | 33 | 1.3×10 ⁻⁶ | — ^{※2} | 33 | 8.4×10 ⁻⁶ | — ^{※2} |
| HPCS | 19 | 7.2×10 ⁻⁶ | — ^{※2} | 19 | 4.8×10 ⁻⁶ | — ^{※2} |
| LPCS | 19 | 7.2×10 ⁻⁶ | — ^{※2} | 19 | 4.8×10 ⁻⁶ | — ^{※2} |
| RHR-A | 21 | 8.0×10 ⁻⁶ | — ^{※2} | 21 | 5.3×10 ⁻⁶ | — ^{※2} |
| RHR-B | 21 | 8.0×10 ⁻⁶ | — ^{※2} | 21 | 5.3×10 ⁻⁶ | — ^{※2} |
| RHR-C | 21 | 8.0×10 ⁻⁶ | — ^{※2} | 21 | 5.3×10 ⁻⁶ | — ^{※2} |
| PLR | 193 | 7.4×10 ⁻⁵ | 1.5×10 ⁻⁴ | 193 | 4.9×10 ⁻⁵ | 1.5×10 ⁻⁴ |
| 底部ドレン | 118 | 4.5×10 ⁻⁵ | — ^{※2} | 118 | 3.0×10 ⁻⁵ | — ^{※2} |
| その他の原子炉冷却材圧力バウンダリ | 342 | 1.3×10 ⁻⁴ | — ^{※2} | 342 | 8.7×10 ⁻⁵ | — ^{※2} |
| 合計 | 787 | 3.0×10 ⁻⁴ | | 787 | 2.0×10 ⁻⁴ | |

※1 溶接線数はクラス1機器の検査カテゴリ B-F 及び B-J から抽出。
 ※2 再循環系配管の破断による炉心損傷頻度の算出には不要であるため、記載を省略した。

再循環系配管の破断により LOCA が発生し、非常用炉心冷却系による事象緩和ができず、炉心損傷に至る頻度は 1.8×10^{-8} / 炉年である。なお、破断面積約 9.5 cm^2 以下の LOCA は炉心損傷防止が可能であるため、実際に炉心損傷に至る頻度は 1.8×10^{-8} / 炉年より小さくなる。

また、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を有効に実施することが困難である大破断 LOCA については、PRA において、炉心損傷頻度を 3.0×10^{-9} / 炉年としている。なお、気相部配管の破断面積

224 cm^2 以下の LOCA は、炉心損傷防止が可能であるため、実際に炉心損傷に至る頻度は 3.0×10^{-9} / 炉年より小さくなる。したがって、再循環系配管の破断により発生する LOCA で炉心損傷に至る頻度は十分に小さいものであると整理される。

表6 各系統における溶接線とLOCA後炉心損傷頻度

| 系統 | 小破断 LOCA | | | | 中破断 LOCA | | | |
|----------------|--------------------|----------------------|----------------------|----------------------|--------------------|----------------------|----------------------|-----------------------|
| | 溶接線数 ^{※1} | 配管破断発生頻度 [1/炉年] | 条件付き炉心損傷確率 | 炉心損傷頻度 [1/炉年] | 溶接線数 ^{※1} | 配管破断発生頻度 [1/炉年] | 条件付き炉心損傷確率 | 炉心損傷頻度 [1/炉年] |
| HPCS | 5 | 3.6×10 ⁻⁶ | — ^{※3} | — ^{※3} | 5 | 2.4×10 ⁻⁶ | — ^{※3} | — ^{※3} |
| RCIC | 81 ^{※2} | 5.8×10 ⁻⁵ | — ^{※3} | — ^{※3} | 81 ^{※2} | 3.9×10 ⁻⁵ | — ^{※3} | — ^{※3} |
| LPCI(A) | 9 | 6.4×10 ⁻⁶ | — ^{※3} | — ^{※3} | 9 | 4.3×10 ⁻⁶ | — ^{※3} | — ^{※3} |
| LPCI(B) | 9 | 6.4×10 ⁻⁶ | — ^{※3} | — ^{※3} | 9 | 4.3×10 ⁻⁶ | — ^{※3} | — ^{※3} |
| LPCI(C) | 7 | 5.0×10 ⁻⁶ | — ^{※3} | — ^{※3} | 7 | 3.3×10 ⁻⁶ | — ^{※3} | — ^{※3} |
| LPCS | 5 | 3.6×10 ⁻⁶ | — ^{※3} | — ^{※3} | 5 | 2.4×10 ⁻⁶ | — ^{※3} | — ^{※3} |
| CUW | 68 | 4.9×10 ⁻⁵ | — ^{※3} | — ^{※3} | 68 | 3.2×10 ⁻⁵ | — ^{※3} | — ^{※3} |
| PLR | 107 | 7.7×10 ⁻⁵ | 1.8×10 ⁻³ | 1.4×10 ⁻⁹ | 107 | 5.1×10 ⁻⁵ | 1.8×10 ⁻³ | 9.2×10 ⁻¹⁰ |
| SLC | 40 | 2.9×10 ⁻⁵ | — ^{※3} | — ^{※3} | 40 | 1.9×10 ⁻⁵ | — ^{※3} | — ^{※3} |
| RHR | 20 | 1.4×10 ⁻⁵ | — ^{※3} | — ^{※3} | 20 | 9.5×10 ⁻⁶ | — ^{※3} | — ^{※3} |
| その他の原子炉圧力バウンダリ | 68 | 4.9×10 ⁻⁵ | — ^{※3} | — ^{※3} | 68 | 3.2×10 ⁻⁵ | — ^{※3} | — ^{※3} |
| 合計 | 419 | 3.0×10 ⁻⁴ | | | 419 | 2.0×10 ⁻⁴ | | |

※1 溶接線数はクラス1機器の検査カテゴリ B-F 及び B-J 等から抽出。
 ※2 主蒸気系及び給水系の溶接部のうち、原子炉隔離時冷却系の機能喪失に繋がる箇所を考慮。
 ※3 再循環系配管の破断による炉心損傷頻度の算出には不要のため、記載せず。

・設備設計の相違
 【柏崎6/7, 東海第二】

・記載箇所の相違
 【東海第二】

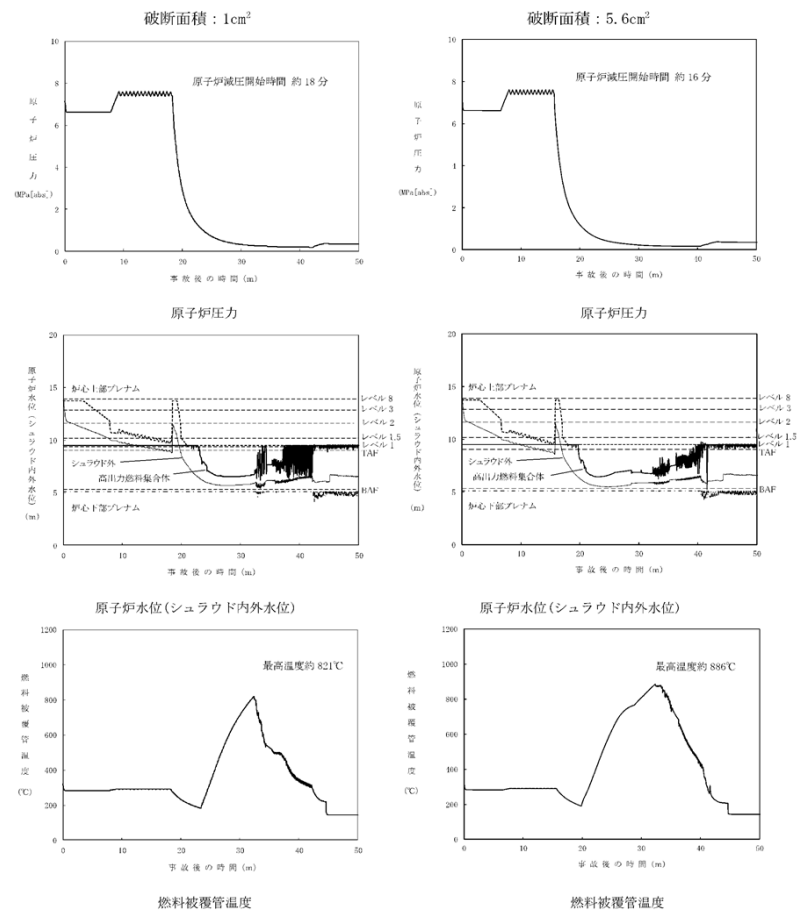
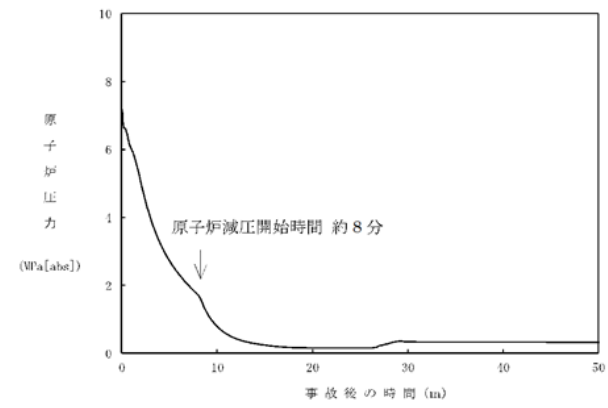
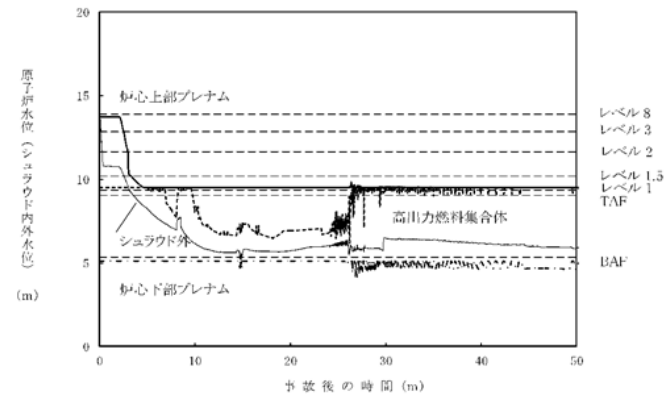


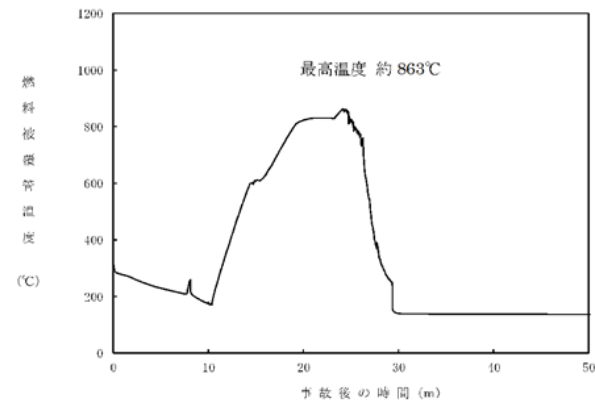
図1 破断面積1cm²と5.6cm²のパラメータ推移の比較



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

図2 RHR吸入配管が破断面積420cm²で破断した場合のパラメータ推移

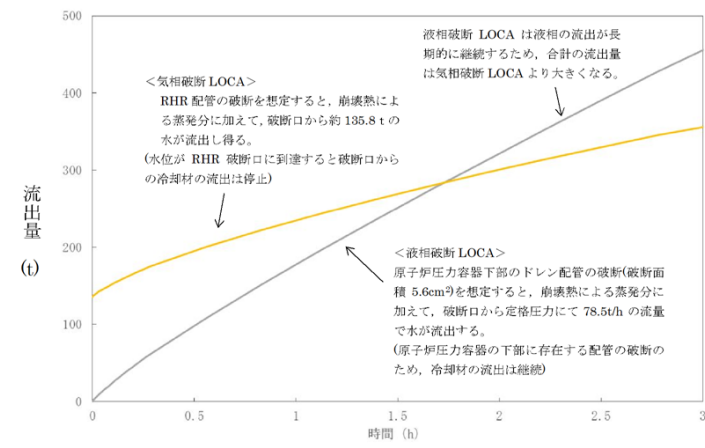


図3 崩壊熱による蒸発分を含めた液相破断LOCAと気相破断LOCAの流出量の比較

| 柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版) | 東海第二発電所 (2018. 9. 12 版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 |
|--|--|--|--|
| <p>4. 国内外の先進的な対策との比較</p> <p>炉心損傷防止対策が有効である破断面積以上のLOCA に対しては、重大事故等対処設備による炉心損傷の回避は困難であるが、対策が「十分な対策が計画されていること」(国内外の先進的な対策と同等のものが講じられていること)を確認する必要がある。</p> <p>着眼点として、「著しい炉心損傷」をもたらすような配管破断が生じた場合でも炉心損傷を回避できる大容量かつ即時の原子炉注水手段、LOCA 時のペースの速い格納容器圧力上昇を抑制し格納容器ベントを回避できる格納容器除熱手段が必要となる。</p> <p>柏崎刈羽6号及び7号炉と欧米のプラントで講じられている諸対策を、LOCA以外の事故シーケンスグループも含めて対比したものを別表-1に示す。</p> <p>別表-1に示すとおり、LOCA 以外の事故シーケンスグループも含め、基本的に全ての機能に対して国外と同等の対策を講じてきている。</p> <p>特に、表3に示すとおり、高圧注水機能の強化策である蒸気駆動の高圧代替注水系(HPAC)は、国外では見られない対策であり、時間余裕の小さい事象初期に重要な高圧注水機能の多重性を向上させる点、駆動源の多様性を向上させる点で有用な対策となっている。</p> <p>しかしながら、LOCA が生じた場合に燃料被覆管破裂を確実に回避できる大容量かつ即時の原子炉注水手段(インターロックを備えている等)及びLOCA 時のペースの速い格納容器圧力上昇を抑制し格納容器ベントを回避できる格納容器除熱手段については、確認されなかった。</p> | <p>(5) 国内外の先進的な対策との比較</p> <p>炉心損傷防止対策が有効な破断面積以上のLOCA に対しては、炉心損傷防止対策を有効に実施することが困難であることから、審査ガイドに基づき、「LOCA時注水機能喪失」に対する重大事故等対策である低圧代替注水系(常設)が国内外の先進的な対策と同等であることを確認する。</p> <p>炉心損傷防止対策が有効な破断面積以上のLOCA に対して炉心損傷防止対策を有効に実施するためには、LOCA時の原子炉水位低下速度に対して、燃料被覆管の破裂を回避できる大容量かつ即時の原子炉注水手段が必要となる。東海第二発電所と国外のプラントで講じられている炉心損傷防止対策の比較を第6表に示す。</p> <p>第6表に示すとおり、<u>国外プラントにおいてLOCA時の原子炉水位低下速度に対して、燃料被覆管の破裂を回避できる大容量かつ即時の原子炉注水手段については確認されなかった。</u></p> <p>なお、東海第二発電所の重大事故等対策のうち高圧注水機能の強化策である蒸気駆動の常設高圧代替注水系ポンプは、国外では見られない対策であり、<u>大破断LOCAを除く事象初期において重要な高圧注水機能の多重性向上及び駆動源の多様性向上の観点で有用な対策である。</u></p> | <p>4. 国内外の先進的な対策との比較</p> <p>炉心損傷防止対策が有効である破断面積以上のLOCA に対しては、重大事故等対処設備による炉心損傷の回避は困難であるが、対策が「十分な対策が計画されていること」(国内外の先進的な対策と同等のものが講じられていること)を確認する必要がある。</p> <p>着眼点として、「著しい炉心損傷」をもたらすような配管破断が生じた場合でも炉心損傷を回避できる大容量かつ即時の原子炉注水手段、LOCA時のペースの速い格納容器圧力上昇を抑制し格納容器ベントを回避できる原子炉格納容器除熱手段が必要となる。</p> <p>島根2号炉と欧米のプラントで講じられている諸対策を、LOCA以外の事故シーケンスグループも含めて対比したものを別表1に示す。</p> <p>別表1に示すとおり、LOCA以外の事故シーケンスグループも含め、基本的に全ての機能に対して国外と同等の対策を講じてきている。</p> <p>特に、表3に示すとおり、高圧注水機能の強化策である蒸気駆動の高圧原子炉代替注水系は、国外では見られない対策であり、<u>時間余裕の小さな事象初期に重要な高圧注水機能の多重性を向上させる点、駆動源の多様性を向上させる点で有用な対策となっている。</u></p> <p>しかしながら、LOCAが生じた場合に燃料被覆管破裂を確実に回避できる大容量かつ即時の原子炉注水手段(インターロックを備えている等)及びLOCA時のペースの速い格納容器圧力上昇を抑制し格納容器ベントを回避できる原子炉格納容器除熱手段については、確認されなかった。</p> | <p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、LOCA以外の事故シーケンスグループについても記載している。</p> |

表3 原子炉への注水機能の整理

| 原子炉の状態 | | 駆動源 | | |
|--|--|--|--|----------------------|
| | | 電動駆動 | 蒸気駆動 | ディーゼル駆動 |
| 原子炉が大破断LOCAを除くと事象初期は高圧 →時間余裕の小さい事象初期に重要 | | SBOでは給電された後に機能する ・HPCF×2 ・CRD ・給復水系 | 大規模なLOCAを除き事象初期から機能する ・RCIC ・HPAC (当社) | LOCAも含む各事象で機能する - |
| 原子炉が低圧 と原子炉減圧後に必要 | | ・LPFL×3 ・MWC×3 ・消防車 | (蒸気駆動は不適) | ・消火ポンプ |

以上

表7 原子炉への注水機能の整理

| 原子炉の状態 | | 駆動源 | |
|--|--|--|--|
| | | 電動 | 蒸気駆動 |
| 原子炉が大破断LOCAを除くと事象初期は高圧 →時間余裕の小さい事象初期に重要 | | SBOでは給電された後に機能する ・高圧炉心スプレイ系×1 ・制御棒駆動系 ・給復水系 | 大規模なLOCAを除き事象初期から機能する ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧原子炉代替注水系 |
| 原子炉が低圧 と原子炉減圧後に必要 | | ・低圧炉心注水系×3 ・低圧炉心スプレイ系×1 ・復水輸送系×2 ・低圧原子炉代替注水系 (常設・可搬型) | (蒸気駆動は不適) |

・設備設計の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

| 柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版) | 東海第二発電所 (2018. 9. 12 版) | 島根原子力発電所 2号炉 | 備考 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------------------|-------------------------|--|--|---|--|--|--|--|--------|--------|-------|---|-------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-----|------|------|------|------|------|-----|------|------|------|------|------|---|-----------|-------|---|---|--|---|---|--|-----|--|--|--|--|--|---|--------------|------|--|--|--|--|--|---|------|--|--|---|---|--|--|-----|--|--|--|--|--|--|--|------------------------------------|
| | | <p align="center">別表 1 米国・欧州での重大事故等対策に関する設備例の比較 (5 / 5)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>区分</th> <th>事故シナリオ</th> <th>想定する機能</th> <th>島根2号炉</th> <th>米国</th> <th>ドイツ</th> <th>スウェーデン</th> <th>フィンランド</th> <th>対策の概要</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">5</td> <td rowspan="4">LOCA時注水機能喪失</td> <td>和心冷却</td> <td>1と同様</td> <td>1と同様</td> <td>1と同様</td> <td>1と同様</td> <td>1と同様</td> <td>1と同様</td> </tr> <tr> <td>燃料冷却</td> <td>1と同様</td> <td>1と同様</td> <td>1と同様</td> <td>1と同様</td> <td>1と同様</td> </tr> <tr> <td>給水機</td> <td>1と同様</td> <td>1と同様</td> <td>1と同様</td> <td>1と同様</td> <td>1と同様</td> </tr> <tr> <td>送水機</td> <td>3と同様</td> <td>3と同様</td> <td>3と同様</td> <td>3と同様</td> <td>3と同様</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">6</td> <td rowspan="2">原子炉停止機能喪失</td> <td>原子炉停止</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ・代替炉内冷却ポンプトリップ機能 (DTR) 等 ・注水配管注入系 (SIC) 等 ・代替炉内冷却ポンプトリップ機能 (DR) </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ・代替炉内冷却ポンプトリップ機能 (DR) ・SIS 注水ポンプ容量の増加 ・CD 系、原子炉停止系による注水配管注入 ・注水配管注入系 (SIC) 等の注水ポンプ容量の増加 ・代替炉内冷却ポンプトリップ機能 (DR) </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ・注水配管注入系 (手動) ・代替炉内冷却ポンプトリップ機能 (DR) </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ・注水配管注入系 (自動) ・注水配管注入系 (手動) ・代替炉内冷却ポンプトリップ機能 (DR) </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ・注水配管注入系 (自動) </td> <td> <p>欧米においては、代替炉内冷却ポンプトリップ機能を備えている。また、注水配管注入系を備えている。また、注水配管注入系を備えている。また、注水配管注入系を備えている。</p> </td> </tr> <tr> <td>まとめ</td> <td>上述の調査結果より、国々の事故シナリオで想定されている対策は、島根2号炉においても実施されていることを確認した。なお、欧米の一部事故シナリオにおいて S L C の自動起動を抑制しているが、島根2号炉では、手動等において S L C の自動起動の基準を明確にすることにより、S L C が必要な場合に適切な自動起動動作が行われるようにしている。</td> <td>上述の調査結果より、国々の事故シナリオで想定されている対策は、島根2号炉においても実施されていることを確認した。なお、欧米の一部事故シナリオにおいて S L C の自動起動を抑制しているが、島根2号炉では、手動等において S L C の自動起動の基準を明確にすることにより、S L C が必要な場合に適切な自動起動動作が行われるようにしている。</td> <td>上述の調査結果より、国々の事故シナリオで想定されている対策は、島根2号炉においても実施されていることを確認した。なお、欧米の一部事故シナリオにおいて S L C の自動起動を抑制しているが、島根2号炉では、手動等において S L C の自動起動の基準を明確にすることにより、S L C が必要な場合に適切な自動起動動作が行われるようにしている。</td> <td>上述の調査結果より、国々の事故シナリオで想定されている対策は、島根2号炉においても実施されていることを確認した。なお、欧米の一部事故シナリオにおいて S L C の自動起動を抑制しているが、島根2号炉では、手動等において S L C の自動起動の基準を明確にすることにより、S L C が必要な場合に適切な自動起動動作が行われるようにしている。</td> <td>上述の調査結果より、国々の事故シナリオで想定されている対策は、島根2号炉においても実施されていることを確認した。なお、欧米の一部事故シナリオにおいて S L C の自動起動を抑制しているが、島根2号炉では、手動等において S L C の自動起動の基準を明確にすることにより、S L C が必要な場合に適切な自動起動動作が行われるようにしている。</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">7</td> <td rowspan="2">インターフェイスアラーム</td> <td>和心冷却</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ・既存設備で対応 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ・既存設備で対応 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ・既存設備で対応 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ・既存設備で対応 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ・既存設備で対応 </td> <td> <p>米国においては、既存設備によって和心冷却を実施することになっている。また、米国は、既存設備を用いて和心冷却を実施することとしている。</p> </td> </tr> <tr> <td>燃料冷却</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ・事故の早期検知、隔離 (事故の計装・設備から発生を感知) ・原子炉停止、水位制御の手動操作 ・原子炉の減圧 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ・事故の早期検知、隔離 (事故の計装・設備から発生を感知) ・原子炉停止、水位制御の手動操作 ・原子炉の減圧 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ・隔離等の自動停止あるいは代替炉内冷却ポンプの稼働 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ・隔離等の自動停止あるいは代替炉内冷却ポンプの稼働 </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> ・事故の早期検知、隔離 (事故の計装・設備から発生を感知) ・原子炉停止、水位制御の手動操作 ・原子炉の減圧 </td> </tr> <tr> <td></td> <td>まとめ</td> <td>上述の調査結果より、国々の事故シナリオで想定されている対策は、島根2号炉においても実施されていることを確認した。</td> <td>上述の調査結果より、国々の事故シナリオで想定されている対策は、島根2号炉においても実施されていることを確認した。</td> <td>上述の調査結果より、国々の事故シナリオで想定されている対策は、島根2号炉においても実施されていることを確認した。</td> <td>上述の調査結果より、国々の事故シナリオで想定されている対策は、島根2号炉においても実施されていることを確認した。</td> <td>上述の調査結果より、国々の事故シナリオで想定されている対策は、島根2号炉においても実施されていることを確認した。</td> <td>上述の調査結果より、国々の事故シナリオで想定されている対策は、島根2号炉においても実施されていることを確認した。</td> <td>上述の調査結果より、国々の事故シナリオで想定されている対策は、島根2号炉においても実施されていることを確認した。</td> </tr> </tbody> </table> | 区分 | 事故シナリオ | 想定する機能 | 島根2号炉 | 米国 | ドイツ | スウェーデン | フィンランド | 対策の概要 | 5 | LOCA時注水機能喪失 | 和心冷却 | 1と同様 | 1と同様 | 1と同様 | 1と同様 | 1と同様 | 1と同様 | 燃料冷却 | 1と同様 | 1と同様 | 1と同様 | 1と同様 | 1と同様 | 給水機 | 1と同様 | 1と同様 | 1と同様 | 1と同様 | 1と同様 | 送水機 | 3と同様 | 3と同様 | 3と同様 | 3と同様 | 3と同様 | 6 | 原子炉停止機能喪失 | 原子炉停止 | <ul style="list-style-type: none"> ・代替炉内冷却ポンプトリップ機能 (DTR) 等 ・注水配管注入系 (SIC) 等 ・代替炉内冷却ポンプトリップ機能 (DR) | <ul style="list-style-type: none"> ・代替炉内冷却ポンプトリップ機能 (DR) ・SIS 注水ポンプ容量の増加 ・CD 系、原子炉停止系による注水配管注入 ・注水配管注入系 (SIC) 等の注水ポンプ容量の増加 ・代替炉内冷却ポンプトリップ機能 (DR) | <ul style="list-style-type: none"> ・注水配管注入系 (手動) ・代替炉内冷却ポンプトリップ機能 (DR) | <ul style="list-style-type: none"> ・注水配管注入系 (自動) ・注水配管注入系 (手動) ・代替炉内冷却ポンプトリップ機能 (DR) | <ul style="list-style-type: none"> ・注水配管注入系 (自動) | <p>欧米においては、代替炉内冷却ポンプトリップ機能を備えている。また、注水配管注入系を備えている。また、注水配管注入系を備えている。また、注水配管注入系を備えている。</p> | まとめ | 上述の調査結果より、国々の事故シナリオで想定されている対策は、島根2号炉においても実施されていることを確認した。なお、欧米の一部事故シナリオにおいて S L C の自動起動を抑制しているが、島根2号炉では、手動等において S L C の自動起動の基準を明確にすることにより、S L C が必要な場合に適切な自動起動動作が行われるようにしている。 | 上述の調査結果より、国々の事故シナリオで想定されている対策は、島根2号炉においても実施されていることを確認した。なお、欧米の一部事故シナリオにおいて S L C の自動起動を抑制しているが、島根2号炉では、手動等において S L C の自動起動の基準を明確にすることにより、S L C が必要な場合に適切な自動起動動作が行われるようにしている。 | 上述の調査結果より、国々の事故シナリオで想定されている対策は、島根2号炉においても実施されていることを確認した。なお、欧米の一部事故シナリオにおいて S L C の自動起動を抑制しているが、島根2号炉では、手動等において S L C の自動起動の基準を明確にすることにより、S L C が必要な場合に適切な自動起動動作が行われるようにしている。 | 上述の調査結果より、国々の事故シナリオで想定されている対策は、島根2号炉においても実施されていることを確認した。なお、欧米の一部事故シナリオにおいて S L C の自動起動を抑制しているが、島根2号炉では、手動等において S L C の自動起動の基準を明確にすることにより、S L C が必要な場合に適切な自動起動動作が行われるようにしている。 | 上述の調査結果より、国々の事故シナリオで想定されている対策は、島根2号炉においても実施されていることを確認した。なお、欧米の一部事故シナリオにおいて S L C の自動起動を抑制しているが、島根2号炉では、手動等において S L C の自動起動の基準を明確にすることにより、S L C が必要な場合に適切な自動起動動作が行われるようにしている。 | 7 | インターフェイスアラーム | 和心冷却 | <ul style="list-style-type: none"> ・既存設備で対応 | <ul style="list-style-type: none"> ・既存設備で対応 | <ul style="list-style-type: none"> ・既存設備で対応 | <ul style="list-style-type: none"> ・既存設備で対応 | <ul style="list-style-type: none"> ・既存設備で対応 | <p>米国においては、既存設備によって和心冷却を実施することになっている。また、米国は、既存設備を用いて和心冷却を実施することとしている。</p> | 燃料冷却 | <ul style="list-style-type: none"> ・事故の早期検知、隔離 (事故の計装・設備から発生を感知) ・原子炉停止、水位制御の手動操作 ・原子炉の減圧 | <ul style="list-style-type: none"> ・事故の早期検知、隔離 (事故の計装・設備から発生を感知) ・原子炉停止、水位制御の手動操作 ・原子炉の減圧 | <ul style="list-style-type: none"> ・隔離等の自動停止あるいは代替炉内冷却ポンプの稼働 | <ul style="list-style-type: none"> ・隔離等の自動停止あるいは代替炉内冷却ポンプの稼働 | <ul style="list-style-type: none"> ・事故の早期検知、隔離 (事故の計装・設備から発生を感知) ・原子炉停止、水位制御の手動操作 ・原子炉の減圧 | | まとめ | 上述の調査結果より、国々の事故シナリオで想定されている対策は、島根2号炉においても実施されていることを確認した。 | 上述の調査結果より、国々の事故シナリオで想定されている対策は、島根2号炉においても実施されていることを確認した。 | 上述の調査結果より、国々の事故シナリオで想定されている対策は、島根2号炉においても実施されていることを確認した。 | 上述の調査結果より、国々の事故シナリオで想定されている対策は、島根2号炉においても実施されていることを確認した。 | 上述の調査結果より、国々の事故シナリオで想定されている対策は、島根2号炉においても実施されていることを確認した。 | 上述の調査結果より、国々の事故シナリオで想定されている対策は、島根2号炉においても実施されていることを確認した。 | 上述の調査結果より、国々の事故シナリオで想定されている対策は、島根2号炉においても実施されていることを確認した。 | <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> |
| 区分 | 事故シナリオ | 想定する機能 | 島根2号炉 | 米国 | ドイツ | スウェーデン | フィンランド | 対策の概要 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 5 | LOCA時注水機能喪失 | 和心冷却 | 1と同様 | 1と同様 | 1と同様 | 1と同様 | 1と同様 | 1と同様 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 燃料冷却 | 1と同様 | 1と同様 | 1と同様 | 1と同様 | 1と同様 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 給水機 | 1と同様 | 1と同様 | 1と同様 | 1と同様 | 1と同様 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 送水機 | 3と同様 | 3と同様 | 3と同様 | 3と同様 | 3と同様 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 6 | 原子炉停止機能喪失 | 原子炉停止 | <ul style="list-style-type: none"> ・代替炉内冷却ポンプトリップ機能 (DTR) 等 ・注水配管注入系 (SIC) 等 ・代替炉内冷却ポンプトリップ機能 (DR) | <ul style="list-style-type: none"> ・代替炉内冷却ポンプトリップ機能 (DR) ・SIS 注水ポンプ容量の増加 ・CD 系、原子炉停止系による注水配管注入 ・注水配管注入系 (SIC) 等の注水ポンプ容量の増加 ・代替炉内冷却ポンプトリップ機能 (DR) | <ul style="list-style-type: none"> ・注水配管注入系 (手動) ・代替炉内冷却ポンプトリップ機能 (DR) | <ul style="list-style-type: none"> ・注水配管注入系 (自動) ・注水配管注入系 (手動) ・代替炉内冷却ポンプトリップ機能 (DR) | <ul style="list-style-type: none"> ・注水配管注入系 (自動) | <p>欧米においては、代替炉内冷却ポンプトリップ機能を備えている。また、注水配管注入系を備えている。また、注水配管注入系を備えている。また、注水配管注入系を備えている。</p> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | まとめ | 上述の調査結果より、国々の事故シナリオで想定されている対策は、島根2号炉においても実施されていることを確認した。なお、欧米の一部事故シナリオにおいて S L C の自動起動を抑制しているが、島根2号炉では、手動等において S L C の自動起動の基準を明確にすることにより、S L C が必要な場合に適切な自動起動動作が行われるようにしている。 | 上述の調査結果より、国々の事故シナリオで想定されている対策は、島根2号炉においても実施されていることを確認した。なお、欧米の一部事故シナリオにおいて S L C の自動起動を抑制しているが、島根2号炉では、手動等において S L C の自動起動の基準を明確にすることにより、S L C が必要な場合に適切な自動起動動作が行われるようにしている。 | 上述の調査結果より、国々の事故シナリオで想定されている対策は、島根2号炉においても実施されていることを確認した。なお、欧米の一部事故シナリオにおいて S L C の自動起動を抑制しているが、島根2号炉では、手動等において S L C の自動起動の基準を明確にすることにより、S L C が必要な場合に適切な自動起動動作が行われるようにしている。 | 上述の調査結果より、国々の事故シナリオで想定されている対策は、島根2号炉においても実施されていることを確認した。なお、欧米の一部事故シナリオにおいて S L C の自動起動を抑制しているが、島根2号炉では、手動等において S L C の自動起動の基準を明確にすることにより、S L C が必要な場合に適切な自動起動動作が行われるようにしている。 | 上述の調査結果より、国々の事故シナリオで想定されている対策は、島根2号炉においても実施されていることを確認した。なお、欧米の一部事故シナリオにおいて S L C の自動起動を抑制しているが、島根2号炉では、手動等において S L C の自動起動の基準を明確にすることにより、S L C が必要な場合に適切な自動起動動作が行われるようにしている。 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 7 | インターフェイスアラーム | 和心冷却 | <ul style="list-style-type: none"> ・既存設備で対応 | <ul style="list-style-type: none"> ・既存設備で対応 | <ul style="list-style-type: none"> ・既存設備で対応 | <ul style="list-style-type: none"> ・既存設備で対応 | <ul style="list-style-type: none"> ・既存設備で対応 | <p>米国においては、既存設備によって和心冷却を実施することになっている。また、米国は、既存設備を用いて和心冷却を実施することとしている。</p> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 燃料冷却 | <ul style="list-style-type: none"> ・事故の早期検知、隔離 (事故の計装・設備から発生を感知) ・原子炉停止、水位制御の手動操作 ・原子炉の減圧 | <ul style="list-style-type: none"> ・事故の早期検知、隔離 (事故の計装・設備から発生を感知) ・原子炉停止、水位制御の手動操作 ・原子炉の減圧 | <ul style="list-style-type: none"> ・隔離等の自動停止あるいは代替炉内冷却ポンプの稼働 | <ul style="list-style-type: none"> ・隔離等の自動停止あるいは代替炉内冷却ポンプの稼働 | <ul style="list-style-type: none"> ・事故の早期検知、隔離 (事故の計装・設備から発生を感知) ・原子炉停止、水位制御の手動操作 ・原子炉の減圧 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | まとめ | 上述の調査結果より、国々の事故シナリオで想定されている対策は、島根2号炉においても実施されていることを確認した。 | 上述の調査結果より、国々の事故シナリオで想定されている対策は、島根2号炉においても実施されていることを確認した。 | 上述の調査結果より、国々の事故シナリオで想定されている対策は、島根2号炉においても実施されていることを確認した。 | 上述の調査結果より、国々の事故シナリオで想定されている対策は、島根2号炉においても実施されていることを確認した。 | 上述の調査結果より、国々の事故シナリオで想定されている対策は、島根2号炉においても実施されていることを確認した。 | 上述の調査結果より、国々の事故シナリオで想定されている対策は、島根2号炉においても実施されていることを確認した。 | 上述の調査結果より、国々の事故シナリオで想定されている対策は、島根2号炉においても実施されていることを確認した。 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |