

3.1.5 原子炉停止機能喪失

3.1.5.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「2.2 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＋原子炉停止失敗」、②「冷却材喪失（小破断LOCA）＋原子炉停止失敗」、③「冷却材喪失（中破断LOCA）＋原子炉停止失敗」及び④「冷却材喪失（大破断LOCA）＋原子炉停止失敗」である。

(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

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止機能が喪失することを想定する。このため、原子炉は臨界状態を継続し、原子炉出力が高い状態が維持されることから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは、原子炉停止機能を喪失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、原子炉停止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。

したがって、本事故シーケンスグループでは、ATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能）による原子炉停止又はATWS緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）によって原子炉出力を低下させること等によって炉心損傷の防止を図り、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入によって原子炉停止する。また、残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」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ATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能）又はATWS緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）及びほ

う酸水注入系による原子炉停止又は反応度抑制手段を整備するとともに高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却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、高圧炉心スプレイ系による炉心冷却を継続する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サブレーション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備する。ただし、重要事故シーケンスに対する有効性評価では、保守的にA T W S緩和設備（代替制御棒挿入機能）には期待しないものとする。これらの対策の概略系統図を第3.1.5-1図(1)から第3.1.5-1図(3)に、手順の概要を第3.1.5-2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3.1.5-1表に示す。

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、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11名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1名、当直副長1名、運転操作対応を行う運転員4名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名である。必要な要員と作業項目について第3.1.5-3図に示す。

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、11名で対処可能である。

a. 原子炉スクラム失敗確認

運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず、制御棒が原子炉に緊急挿入されない場合、原子炉スクラム失敗を確認する。

原子炉スクラムの失敗を確認するために必要な計装設備は、平均出力領域計装である。

また、主蒸気隔離弁の閉止による原子炉圧力高信号により再循環ポ

ンプ 2 台すべてがトリップし、炉心流量が低下し、原子炉出力が低下する。

主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプはトリップするが、電動機駆動給水ポンプが自動起動して給水を継続する。主蒸気遮断により給水加熱喪失の状態となり、給水温度が低下するため、徐々に出力が増加する傾向となる。

b. 格納容器圧力上昇による高圧・低圧注水系起動確認

逃がし安全弁の作動により、格納容器圧力が上昇し、格納容器圧力高 (13.7kPa[gage]) により、高圧炉心スプレー系、低圧炉心スプレー系及び残留熱除去系 (低圧注水モード) が自動起動する。

高圧・低圧注水系の起動を確認するために必要な計装設備は、各ポンプの出口流量等である。

c. 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレー系による原子炉水位維持

主蒸気隔離弁の閉止により、復水器ホットウェルの水位が低下し復水・給水系のポンプがトリップする。これにより給水流量の全喪失となり、原子炉水位は低下し、原子炉水位低 (レベル 2) により原子炉隔離時冷却系が自動起動する。原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレー系による原子炉注水により炉心冷却は維持される。

この後は、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレー系の流量を調整することにより原子炉水位低 (レベル 1 H) 以上に水位を維持する。

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレー系による原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位 (広帯域)、各ポンプの出口流量等である。

d. 自動減圧系及び代替自動減圧機能の自動起動阻止

格納容器圧力高 (13.7kPa[gage]) 信号と原子炉水位低 (レベル 1) 信号の両方が 120 秒継続した場合であって、低圧炉心スプレー系又は残留熱除去系 (低圧注水モード) のポンプが 1 台以上運転している (遮断器が閉) 場合、自動減圧系が自動起動する。

原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると、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）から大量の冷水が注水され、出力の急激な上昇に繋がる可能性があるため、自動減圧系の起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。また、代替自動減圧機能の起動阻止スイッチ操作により、代替自動減圧機能による自動減圧を未然に阻止する。

e. ほう酸水注入系による原子炉未臨界操作

原子炉スクラムの失敗を確認後、ほう酸水注入系を中央制御室からの遠隔操作により手動起動し、炉心へのほう酸水の注入を開始する。ほう酸水の注入により、中性子束が徐々に減少し原子炉は臨界未満に至る。

原子炉の臨界未満確保を確認するために必要な計装設備は、中性子源領域計装等である。

f. 残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）運転

事象発生直後からの逃がし安全弁の作動により、サブプレッション・プール水温度が上昇する。サブプレッション・プール水温度が 49℃を超えて上昇する場合、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）の運転を開始し、原子炉格納容器除熱を開始する。

残留熱除去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、残留熱除去ポンプ出口流量及びサブプレッション・プール水温度（S A）である。

以降、炉心冷却は高圧炉心スプレイ系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、残留熱除去系により継続的に行う。

3.1.5.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケン

スは、「2.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（反応度印加の観点で最も厳しく、原子炉隔離によって炉心からの発生蒸気がすべて原子炉格納容器に流入する主蒸気隔離弁の誤閉止を選定）を起因事象とし、原子炉圧力上昇による反応度印加に伴う出力増加の観点で厳しくなる「過渡事象＋原子炉停止失敗」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における核分裂出力、出力分布変化、反応度フィードバック効果（ボイド・ドップラ／ボロン）、崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、沸騰・ボイド率変化及び気液熱非平衡、原子炉圧力容器における冷却材流量変化、冷却材放出（臨界流・差圧流）、E C C S注水（給水系・代替注水設備含む）及びほう酸水の拡散並びに原子炉格納容器におけるサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント動特性解析コードR E D Y及び単チャンネル熱水力解析コードS C A Tにより中性子束、平均表面熱流束、燃料被覆管温度、炉心流量、原子炉圧力、原子炉水位、サプレッション・プール水温度、格納容器圧力等の過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本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。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第3.1.5-2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。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、主蒸気隔離弁の誤閉止が発生するものとする。

(b) 安全機能等の喪失に対する仮定

i) 原子炉停止機能喪失として原子炉スクラム失敗を仮定する。

- ii) 手動での原子炉スクラムを実施できないものと仮定する。
- iii) A T W S 緩和設備（代替制御棒挿入機能）は保守的に作動しないものと仮定する。

(c) 評価対象とする炉心の状態

評価対象とする炉心の状態は、 9×9 燃料（A型）及びMOX燃料 228 体を装荷した平衡炉心のサイクル末期とする。これは、本評価では、サイクル末期の方がサイクル初期に比べて動的ボイド係数の絶対値が大きいためボイド反応度印加割合が大きく、保守的な評価となることを考慮してサイクル末期として設定したものである。

(d) 外部電源

外部電源は使用できるものとする。外部電源がある場合、事象発生と同時に復水・給水系及び再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度の上昇の観点で事象進展が厳しくなる。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 主蒸気隔離弁の閉止に要する時間

主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は、最も短い時間として設計値の下限である 3 秒とする。

(b) A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）

A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）は、原子炉圧力高（7.41MPa[gage]）又は原子炉水位低（レベル 2）信号により再循環ポンプ 2 台がすべてトリップするものとする。

また、再循環ポンプが 1 台以上トリップしている状態で運転点が運転特性図上の高出力－低炉心流量領域に入った場合に作動する選択制御棒挿入についても作動しないものと仮定する。

(c) 逃がし安全弁

逃がし安全弁（逃がし弁機能）にて、原子炉冷却材圧力バウンダ

りの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、逃がし安全弁（12個）は、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。

(d) 電動機駆動給水ポンプ

主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプがトリップした後、電動機駆動給水ポンプが自動起動するものとする。また、復水器ホットウェル水位の低下により電動機駆動給水ポンプがトリップするものとする。

(e) 原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系は原子炉水位低（レベル2）で自動起動し、91m³/h（8.21～0.74MPa[gage]において）の流量で給水するものとする。また、サプレッション・プール水温度が原子炉隔離時冷却系の高温耐性（110℃）に余裕を考慮した温度である100℃に到達した時点で停止するものとする。

(f) 高圧炉心スプレイ系

高圧炉心スプレイ系は原子炉水位低（レベル1H）又は格納容器圧力高（13.7kPa [gage]）で自動起動し、318～1,050m³/h（8.14～1.38MPa[dif]において）（最大1,050m³/h）の流量で給水するものとする。

(g) ほう酸水注入系

ほう酸水注入系は原子炉スクラムの失敗を確認後、10分間が経過した時点で手動起動し、162L/分の流量及びほう酸濃度13.4wt%で注入するものとする。

(h) 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）

伝熱容量は、熱交換器1基あたり約9MW（サプレッション・プール水温度52℃、海水温度30℃において）とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「2.3.5 運転員等の操作時間に

対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 自動減圧系等の起動阻止操作

原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の起動阻止操作に要する時間を考慮して、事象発生5分後に自動減圧系等の起動阻止操作を実施する。

(b) ほう酸水注入系の起動操作

本評価では、ほう酸水注入系は原子炉スクラムの失敗を確認後、10分間が経過した時点で手動起動することとしている。

(c) 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操作

事象発生の約80秒後に格納容器圧力高信号が発信してから240秒間は低圧注水モード優先のインターロックがあることから、これに操作に要する時間を考慮して、事象発生11.6分後に残留熱除去系（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操作を実施する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける中性子束、平均表面熱流束、炉心流量、原子炉蒸気流量、給水流量、原子炉隔離時冷却系流量、高圧炉心スプレイ系流量、原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド外水位）^{※1}、逃がし安全弁の流量、炉心平均ボイド率、燃料被覆管温度、熱伝達係数及びクオリティの推移を第3.1.5-4図から第3.1.5-18図に、サブプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移を第3.1.5-19図に示す。

※1 非常用炉心冷却系等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、シュラウド外の水位を示す。

a. 事象進展

主蒸気隔離弁の誤閉止の発生後、主蒸気隔離弁閉信号が発生するも

の、この信号による原子炉スクラムに失敗する。主蒸気隔離弁が閉止されると原子炉圧力が上昇し、これによるボイドの減少によって正の反応度が印加され、中性子束が増加するとともに平均表面熱流束が上昇し、これに伴い燃料被覆管表面で沸騰遷移が生じるため、燃料被覆管の温度が一時的に約 818℃まで上昇する。約 2.5 秒後に原子炉圧力高信号で A T W S 緩和設備(代替原子炉再循環ポンプトリップ機能)により再循環ポンプ 2 台すべてがトリップする。なお、本評価では保守的に期待していない A T W S 緩和設備(代替制御棒挿入機能)は、本来この原子炉圧力高信号(7.41MPa[gage])で作動する。

主蒸気隔離弁の閉止により、タービン駆動給水ポンプはトリップするが、電動機駆動給水ポンプが自動起動して給水が継続される。炉心流量の低下に伴い中性子束及び平均表面熱流束も低下するが、炉心流量が安定した後は徐々に出力が増加する。これは、主蒸気が遮断されて給水加熱喪失状態となるため、給水温度が低下して炉心入口サブクール度が増加するためである。これに伴い燃料被覆管表面で沸騰遷移が生じるため、燃料被覆管の温度が一時的に約 598℃まで上昇する。

逃がし安全弁(逃がし弁機能)の作動により主蒸気がサブプレッション・チェンバへ流入するため、格納容器圧力が上昇し、事象発生から約 80 秒後に格納容器圧力高信号(13.7kPa [gage])により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)が起動する。サブプレッション・プール水温度も上昇し、事象発生から約 96 秒後にサブプレッション・プール水温度が 49℃に到達し、その後も上昇傾向が継続する。

事象発生から約 230 秒後に復水器ホットウエルの水位低下により復水・給水系のポンプがトリップするため、原子炉水位が低下し、事象発生から約 266 秒後に原子炉水位低(レベル 2)信号で原子炉隔離時冷却系が起動する。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が継続しているため、炉心冷却は維持される。

その後は、サブプレッション・プール水温度が 100℃に到達した時点で原子炉隔離時冷却系を停止する。

事象発生から 11.6 分後（原子炉スクラムの失敗確認から 10 分後）、手動操作によりほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入を開始する。同時（サブプレッション・プール水温度高から 10 分後）に残留熱除去ポンプ 2 台によるサブプレッション・プール水冷却モードも手動起動する。ほう酸水の注入開始後、中性子束は徐々に減少し、臨界未満に至る。これに伴い、原子炉出力の上昇が抑制されるため、原子炉水位は上昇し、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の運転員操作により、原子炉水位低（レベル 1 H）以上に原子炉水位を維持する^{※2}とともに、サブプレッション・プール水の冷却を維持する。

※2 ほう酸水注入による原子炉出力の抑制は継続しているが、原子炉水位上昇により原子炉出力が上昇するおそれがあるため事故対応手順に基づき原子炉出力の上昇を抑制するために原子炉水位低（レベル 1 H）以上に原子炉水位を維持する。

b. 評価項目等

燃料被覆管の温度は、第 3.1.5-9 図に示すとおり、主蒸気隔離弁閉止に伴い炉内のボイドが急減することで出力が増加し、沸騰遷移が生じる期間が最も厳しく、事象発生から約 5 秒で最高の約 818℃に到達するが、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。

原子炉圧力は、第 3.1.5-7 図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 8.68MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても、約 8.98MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

また、ほう酸水注入系と残留熱除去系の起動後も、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度は緩やかに上昇するが、それぞれ約

167kPa[gage]，約 110℃以下に抑えられ，原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入によって中性子束は徐々に減少し，臨界未満に至る。その後は，原子炉水位及びサプレッション・プール水の冷却を維持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。

本評価では，「2.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について，対策の有効性を確認した。

3.1.5.3 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。

原子炉停止機能喪失では，運転時の異常な過渡変化の発生後，原子炉停止機能を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，事象進展に有意な影響を与えられられる操作として，自動減圧系等の起動阻止操作，ほう酸水注入系の起動操作及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本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，「2.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における出力分布変化の不確かさとして，解析コード（SCATコード）では保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に与えるため，解析結果は燃料被覆管温度を高め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るが，燃料被覆管温度

をパラメータとして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。

炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして、解析コードでは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高めに設定するため、解析結果は燃料被覆管温度を高めに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るが、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。

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは保守的な熱伝達モデル等を採用しているため、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、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。

炉心における沸騰遷移の不確かさとして、解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件としてMCPRに関する燃料の許容設計限界(以下「SLMCPR」という。)で沸騰遷移が発生するよう設定しているため、解析結果は燃料被覆管温度を高めに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るが、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。

原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして、解析コードは保守的な混合特性を用いるため、実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなり、ボロン反応度の印加が早くなることで未臨界の達成時間が早くなることから、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度が低下傾向に転じる時間も早くなるが、これらのパラメータの上昇が遅れる側であること、また、ほう酸水の注入開始以降に実施する運転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。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における出力分布変化の不確かさとして、解析コード（SCATコード）は保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に与えることにより燃料被覆管温度を高め評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして、解析コードは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高め設定することにより燃料被覆管温度を高め評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは保守的な熱伝達モデル等により燃料被覆管温度を高め評価するため、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、燃料棒表面熱伝達についての更に保守的な取扱いとして、リウエットを考慮しない場合の感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。

炉心における沸騰遷移の不確かさとして、解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件設定により燃料被覆管温度を高め評価する可能性があり、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価する可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして、解析コードはほう酸水の拡散に関して保守的な値を用いているため、臨界未満までの時間を遅く評価し、サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 3.1.5-2 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。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の炉心流量は，解析条件の 35,600t/h(定格流量(100%)) に対して最確条件は定格流量の約 85%～約 104%である。炉心流量が少ない場合は相対的にボイド率が高くなるため，主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなり，事象進展に影響を与えるが，事象発生約 2.5 秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが 2 台すべてトリップするため，この影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。なお，炉心流量が少ない場合(定格流量の 85%)の感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。

初期条件の最小限界出力比は，解析条件の 1.25 に対して最確条件は 1.35 以上であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，解析条件よりも大きくなるため，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，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。

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，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，燃料被覆管温度をパラメータとして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。

初期条件の核データ（動的ボイド係数）は、解析条件の平衡サイクル末期の値の 1.25×1.02 倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、動的ボイド係数の絶対値が小さくなるため燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、これによるプラント挙動への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。なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ボイド係数の保守因子の大きさは、本重要事故シーケンスの事象進展に応じて変動し得るが、動的ボイド係数の保守因子の変動に動的ドップラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい組合せとした場合においても、プラント挙動への影響は小さいことを確認している。（「沸騰水型原子力発電所重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コード(R E D Y)について」, 日立G Eニュークリア・エナジー株式会社, HLR-121, 東芝エネルギーシステムズ株式会社, TLR-092, 平成30年5月)

初期条件の核データ（動的ドップラ係数）は、解析条件の平衡サイクル末期の値の 0.9×0.99 倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、動的ドップラ係数の絶対値が大きくなるため燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、これによるプラント挙動への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。なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ドップラ係数の保守因子に関しては、核データ（動的ボイド係数）に記載のとおりプラント挙動への影響は小さいことを確認している。（「沸騰水型原子力発電所重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コード(R E D Y)について」, 日立G Eニュークリア・エナジー株式会社, HLR-121, 東芝エネルギーシステムズ株式会社, TLR-092, 平成30年5月)

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度は，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。

事故条件の外部電源の有無については，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず，また，電動機駆動給水ポンプによる原子炉圧力容器への低温の給水が継続することにより，原子炉出力が高く維持されることから，燃料被覆管温度，格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度の上昇の観点で厳しくなるよう外部電源がある状態を設定している。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等により電源が供給されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は，解析条件の3秒に対して最確条件は3秒以上5秒以下であり，解析条件の不確かさとして，解析条件で設定している主蒸気隔離弁の閉止時間を長くした場合，初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり，原子炉出力の上昇が緩和されることで事象初期の運転員等操作時間に対する余裕は大きくなるが，事象発生の約2.5秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが2台すべてトリップするため，この影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の炉心流量は，解析条件の35,600t/h(定格流量(100%))に対して最確条件は定格流量の約85%～約104%である。炉心流量が少ない場合は相対的にボイド率が高くなるため，主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなる等により，評価項目となるパラメータに影響を与えるが，事象発生の約2.5秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが2台すべてトリップするため，この影響は小さい。なお，炉心流量が少ない場

合（定格流量の 85%）の感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。

初期条件の最小限界出力比は、解析条件の 1.25 に対して最確条件は 1.35 以上であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、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。

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、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。

初期条件の核データ（動的ボイド係数）は、解析条件の平衡サイクル末期の値の 1.25×1.02 倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、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が、その影響は小さい。なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ボイド係数の保守因子の大きさは、本重要事故シーケンスの事象進展に応じて変動し得るが、動的ボイド係数の保守因子の変動に動的ドップラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい組合せとした場合においても、評価項目となるパラメータに対する影響は小さいことを確認している。

初期条件の核データ（動的ドップラ係数）は、解析条件の平衡サイクル末期の値の 0.9×0.99 倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、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。解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ドップラ係数の保守因子に関しては、核データ（動的ボイド係数）に記載のとおり評価項目となるパラメ

一タに対する影響は小さいことを確認している。（「沸騰水型原子力発電所重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コード(R E D Y)について」, 日立GEニュークリア・エナジー株式会社, HLR-121, 東芝エネルギーシステムズ株式会社, TLR-092, 平成30年5月)

初期条件の原子炉圧力, 原子炉水位, 炉心流量, 格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は, 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。

事故条件の外部電源の有無については, 炉心冷却上厳しくする観点から, 事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず, また, 電動機駆動給水ポンプによる原子炉圧力容器への低温の給水が継続することにより, 原子炉出力が高く維持されることから, 燃料被覆管温度, 格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度の上昇の観点で厳しくなるよう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, 第3.1.5-20図から第3.1.5-24図に示すとおり, 外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップし, 電動機駆動給水ポンプによる原子炉圧力容器への給水も行われず, 原子炉出力が低くなることから, 評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお, 外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等により電源が供給される。

機器条件の主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は, 解析条件の3秒に対して最確条件は3秒以上5秒以下であり, 解析条件の不確かさとして, 主蒸気隔離弁の閉止時間を長くした場合, 初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり, 初期の原子炉出力上昇が小さくなることから, 評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなるが, 事象発生の約2.5秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが2台すべてトリップするため, この影響は小さい。

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。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の自動減圧系等の起動阻止操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から5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、中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、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。当該操作は、操作手順に変わりがなく、パラメータを起点としていない操作であることから、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、操作開始時間に与える影響はない。また、当該操作は、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。

操作条件のほう酸水注入系の起動操作は、解析上の操作開始時間として原子炉スクラムの失敗を確認した後から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、前段に実施する原子炉停止機能喪失の認知に係る確認時間及び自動減圧系等の起動阻止の操作時間並びにほう酸水注入系起動の操作時間は、時間余裕を含めて設定しており、また、本操作は中央制御室内での簡易なスイッチ操作であることから、操作が遅れる可能性は低く、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、原子炉压力容器へのほう酸水注入系による注水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。当該操作は、操作手順に変

わりがなく、パラメータを起点としていない操作であることから、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさによる操作開始時間に与える影響はない。また、当該操作は、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。

操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間としてサブプレッション・プール水温度 49℃到達後 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、サブプレッション・プール水温度の上昇に伴い警報が発報し、また、中央制御室内での簡易なスイッチ操作であることから、操作が遅れる可能性は低く、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、操作手順に変わりがなく、パラメータを起点としている操作であることから、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。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の自動減圧系等の起動阻止操作は、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ない。

操作条件のほう酸水注入系の起動操作は、操作の不確かさが操作開始時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなり、その場合、格納容器圧力及び温度は解析結果よりも低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、燃料被覆管温度は、ほう酸水注入系運転操作開始前に最大となることから、評価項目となるパラメータに与える影響

はない。

操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却モード）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。

(3) 感度解析

解析条件の不確かさとして、初期条件の炉心流量が少ない場合には、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、本重要事故シナリオにおいて炉心流量を定格流量の85%とした感度解析を行う。その結果、第3.1.5-25図から第3.1.5-28図に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約820℃となり、「3.1.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す最高温度約818℃に比べてわずかに上昇するものの、1,200℃を下回っている。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、「3.1.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す燃料被覆管厚さの1%以下と同様に15%を下回っている。また、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は約8.94MPa[gage]^{*3}であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を下回っている。なお、その他の評価項目である、サブプレッション・プール水温度及び原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力はそれぞれ111℃、170kPa[gage]となる。「3.1.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す温度及び圧力110℃、167kPa[gage]に比べわずかに上昇するものの、限界温度、限界圧力を十分に下回る。

解析コードにおける重要現象の不確かさとして、燃料棒表面熱伝達が小さい場合には、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、保守的な取扱いとして、リウエットを考慮しないことを仮定した場合の感度解析を行う。その結果、初期条件の炉心流量が定格流量の場合には、第3.1.5-29図に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約1,080℃であり、「3.1.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す最高温度約818℃に比べて上昇するものの、1,200℃を下回っている。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 3.1%以下であり、「3.1.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す燃料被覆管厚さの 1%以下に比べて増加するものの、15%を下回っている。

また、初期条件の炉心流量が少ない場合（定格流量の 85%）には、第 3.1.5-30 図に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約 1,155℃であり、リウエットを考慮した場合における最高温度約 820℃に比べて上昇するものの、1,200℃を下回っている。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 4.3%以下であり、リウエットを考慮した場合における燃料被覆管厚さの 1%以下に比べて上昇するものの、15%を下回っている。

※3 解析コードによる評価結果を示す。一方、「3.1.5.2(3) 有効性評価の結果」では、原子炉圧力の最高値に原子炉圧力と原子炉圧力容器底部に加わる圧力との差（高々約 0.3MPa）を加えた値を原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値として示している。本感度解析の結果についても「3.1.5.2(3) 有効性評価の結果」と同様に原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を評価する場合、その最高値は、原子炉圧力の最高値（8.74MPa）に原子炉圧力と原子炉圧力容器底部に加わる圧力との差（高々約 0.3MPa）を加えた値の 9.04MPa となるが、この値は最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa）を下回っている。

(4) 操作時間余裕の把握

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。

操作条件の自動減圧系等の起動阻止操作については、解析上、格納容器圧力高（13.7kPa [gage]）及び原子炉水位低（レベル 1）の設定点に到達し自動減圧系等のタイマーが作動するのは事象発生約 7.9 分後であり、仮に、自動減圧系等の起動阻止操作が遅れた場合には、この自動

減圧系のタイマー作動後の 120 秒後に逃がし安全弁(自動減圧機能付き)が自動開放する。操作が遅れて自動減圧系が作動した場合でも、原子炉圧力が低圧炉心スプレイ系の注水開始圧力に低下するまでに自動減圧系等の起動阻止操作を実施し、自動開放した逃がし安全弁を閉止することで、原子炉減圧及び低圧炉心スプレイ系等からの注水に伴う急激な原子炉水位上昇による正の反応度印加は防止できる。逃がし安全弁(自動減圧機能付き) 6 個で減圧する場合について、同じ操作を実施している「3.1.1 高圧・低圧注水機能喪失」を参照すると、減圧開始から約 130 秒で約 2 MPa[gage]まで低下している。よって、合計で解析上の操作開始時間である事象発生から約 7.1 分程度の時間余裕がある。

操作条件のほう酸水注入系の起動操作については、手順上、事象発生直後に行う再循環ポンプの停止及び自動減圧系等の自動起動阻止操作後に開始する操作としている。ほう酸水注入系の運転開始時間は、主にサプレッション・プール水温度及び格納容器圧力に影響するが、事象発生から 10 分後に操作を開始した場合でも、格納容器圧力及び温度の最大値は原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度をそれぞれ下回るため、10 分以上の操作時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の残留熱除去系(サプレッション・プール水冷却モード)による原子炉格納容器除熱については、操作が遅れた場合にはサプレッション・プール水温度の上昇が大きくなる。操作開始時間が遅れる場合においても、サプレッション・プール水温度の最高値は約 110℃から上昇するが、サプレッション・プール水温度の上昇は緩やかであるため、限界温度 200℃に対して十分な余裕があることから時間余裕がある。

(5) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価

項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

3.1.5.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「3.1.5.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 11 名である。「3.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の 45 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「3.5.1(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。

a. 水源

原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレー系による原子炉注水及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱については、サプレッション・チェンバのプール水を水源として循環することから、水源が枯渇することはないため、7日間の注水継続実施が可能である。

なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応となる。

b. 燃料

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、保守的に事象発生後7日間非常用ディーゼル発電機等を最大負荷で運転した場合、運転継続に約 700m³の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約 730m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから非常用ディーゼル発電機等

による電源供給について、7日間の運転継続が可能である。

緊急時対策所用発電機による電源供給については、保守的に事象発生直後から最大負荷での運転を想定すると、7日間の運転継続に約8m³の軽油が必要となる。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。

c. 電源

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。

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。

3.1.5.5 結論

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止機能を喪失し、反応度制御や原子炉水位の維持に失敗し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策としてA T W S緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）による炉心流量の低減、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水位の維持、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備している。また、重要事故シーケンスに対する有効性評価では使用できないものと仮定したものの、原子炉停止機能のバックアップとしてA T W S緩和設備（代替制御棒挿入機能）、手動での原子炉スクラムの手段を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象＋原子炉停止失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、A T W S緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）による炉心流量の低減，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水位の維持，ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入，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。

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。

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。

なお，解析条件の不確かさ等を考慮して感度解析を実施しており，いずれの場合においても評価項目を満足することを確認している。

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，燃料及び電源も供給可能である。

以上のことから，A T W S緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）による炉心流量の低減，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水位の維持，ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入，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「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。

第3.1.5-1表 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策について（1/2）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム失敗確認	運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず、制御棒が原子炉へ挿入されない場合、原子炉スクラム失敗を確認する。	代替原子炉再循環ポンプトリップ機能	—	平均出力領域計装※
格納容器圧力上昇による高圧・低圧注水系起動確認	逃がし安全弁の作動により、格納容器圧力が上昇し、格納容器圧力高（13.7kPa [gage]）により、高圧炉心スプレイス系、低圧炉心スプレイス系及び残留熱除去系（低圧注水モード）が自動起動する。	逃がし安全弁（逃がし弁機能）※ 【高圧炉心スプレイス系】※ 【低圧炉心スプレイス系】※ 【残留熱除去系（低圧注水モード）】※	—	ドライウェル圧力（SA） サブレーション・チェンバ圧力（SA） 原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域）※ 原子炉水位（燃料域）※ 【高圧炉心スプレイスポンプ出口流量】※ 【低圧炉心スプレイスポンプ出口圧力】※ 【残留熱除去ポンプ出口圧力】※
原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイス系による原子炉水位維持	主蒸気隔離弁の閉止により、復水器ホップウォーターの水位が低下し給水・復水系のポンプがトリップする。これにより給水流量の全喪失となり、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低（レベル2）により原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイス系による原子炉注水が継続しているため炉心の冠水は維持される。	【高圧炉心スプレイス系】※ 【原子炉隔離時冷却系】※ サブレーション・チェンバ※	—	原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域）※ 原子炉水位（燃料域）※ 【高圧炉心スプレイスポンプ出口流量】※ 【原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量】※

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

第3.1.5-1表 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策について（2/2）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備 計装設備
自動減圧系及び代替自動減圧機能の自動起動阻止	原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると、低圧炉心スプレッドから大量の冷水が注水され、（低圧注水モード）から出力の急激な上昇に繋がるため、自動減圧系の起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。また、代替自動減圧機能の起動阻止スイッチ操作により、代替自動減圧機能による自動減圧に未然に阻止する。	自動減圧起動阻止スイッチ 代替自動減圧起動阻止スイッチ	ドライウエル圧力（SA） サブレシジョン・チェンバ圧力（SA） 原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域）※ 原子炉水位（燃料域）※
ほう酸水注入系による原子炉未臨界操作	ほう酸水注入系を中央制御室からの遠隔操作により手動起動し、炉心へのほう酸水の注入を開始する。	ほう酸水注入系※	平均出力領域計装※ 中間領域計装※ 中性子源領域計装※
残留熱除去系（サブレシジョン・プールの冷水冷却モード）運転による原子炉格納容器除熱	中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系によるサブレシジョン・プールの冷水冷却モード運転を開始し、原子炉格納容器除熱を開始する。	【残留熱除去系（サブレシジョン・プールの冷水冷却モード）】※	サブレシジョン・プールの水温度（SA） 【残留熱除去ポンプ出口流量】※

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

第3.1.5-2表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (1 / 5)

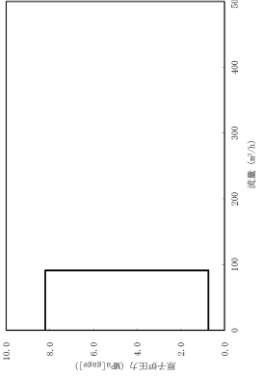
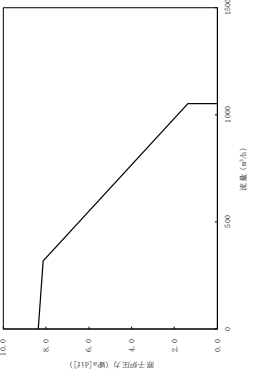
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	プラント動特性：RE DY	—
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から+83cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	$35.6 \times 10^3 \text{ t/h}$	定格炉心流量として設定
主蒸気流量	$4.74 \times 10^3 \text{ t/h}$	定格主蒸気流量として設定
給水温度	214°C	初期温度214°Cから主蒸気隔離弁閉止に伴う給水加熱喪失後230秒程度で約55°Cまで低下し、その後は55°C一定に設定
燃料及び炉心	9 × 9 燃料 (A型) 及びMO X燃料228体を装荷した平衡炉心	圧力上昇によるボイドの減少により印加される正の反応度を厳しく評価するため、絶対値の大きい9 × 9 燃料 (A型) 及びMO X燃料228体を装荷した平衡サイクル末期を設定
核データ (動的ボイド係数)	9 × 9 燃料 (A型) 及びMO X燃料228体を装荷した平衡サイクル末期時点を1.25 × 1.02 倍した値	
核データ (動的ドップラ係数)	9 × 9 燃料 (A型) 及びMO X燃料228体を装荷した平衡サイクル末期時点を0.9 × 0.99 倍した値	
格納容器容積 (ドライウエル)	7,900m ³	ドライウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定
格納容器容積 (サブレーション・チェンバ)	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³	サブレーション・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
サブレーション・プール水温	35°C	通常運転時のサブレーション・プール水温の上限値として設定
格納容器圧力	5 kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定

初期条件

第3.1.5-2表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (2 / 5)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	主蒸気隔離弁の誤閉止	炉心への反応度印加の観点で厳しい過渡事象として設定
	安全機能等の喪失に対する仮定	原子炉停止機能喪失 手動での原子炉スクラム失敗 A T W S 緩和設備 (代替制御棒挿入機能) 作動失敗	バックアップも含めたすべての制御棒挿入機能の喪失を設定
	評価対象とする炉心の状態	9 × 9 燃料 (A 型) 及び M O X 燃料 228 体を 装備した平衡サイクル末期	サイクル初期に比べてボイド反応度印加割合が大きく、保守的な評価となることを考慮して設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、再循環ポンプは事象発生と同時にトリップせず、原子炉出力は高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサブプレッション・プールの水温度上昇の観点で事象進展が厳しくなることを考慮して設定
	原子炉スクラム信号	主蒸気隔離弁閉	—
	主蒸気隔離弁閉止に要する時間	3 秒	設計上の下限値 (最も短い時間) として設定
	A T W S 緩和設備 (代替原子炉再循環ポンプトリップ機能)	原子炉圧力高 (7.41MPa [gage]) 信号により 原子炉再循環ポンプトリップ	A T W S 緩和設備 (代替原子炉再循環ポンプトリップ機能) の設計値として設定
	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	逃がし安全弁 (逃がし弁機能) の設計値として設定
		自動減圧ロジックによる逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) による原子炉急速減圧 作動時間: 格納容器圧力高 (13.7kPa [gage]) 及び原子炉水位低 (レベル 1) 到達から 120 秒後	逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) の設計値として設定
	重大事故等対策に関する機器条件		

第3.1.5-2表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (3 / 5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
電動機駆動給水ポンプ	<ul style="list-style-type: none"> 主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプがトリップした後、電動機駆動給水ポンプが自動起動するものとする。 復水器ホットウェル水位の低下により電動機駆動給水ポンプがトリップ 	電動機駆動給水ポンプの設計値として設定
原子炉隔離時冷却系	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位低 (レベル2) 信号によって自動起動 注水遅れ時間30秒 注水流量$91\text{m}^3/\text{h}$ (8.21\sim0.74MPa [gage]において), サプレッション・プール水温度100°C到達後は停止 	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	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位低 (レベル1H) 又は格納容器圧力高 (13.7kPa [gage]) 信号によって自動起動 注水遅れ時間17秒 (設計値の30秒からD/Gの起動遅れ13秒を除いた値) 注水流量318 \sim1,050m^3/h (8.14\sim1.38MPa [dif]において) (最大1,050m^3/h) 	高圧炉心スプレイ系の設計値として設定 
ほう酸水注入系	<ul style="list-style-type: none"> 注水流量162L/分 ほう酸濃度13.4wt% 	ほう酸水注入系の設計値として設定
残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード)	熱交換器1基あたり約9MW (サブプレッション・プール水温度 52°C , 海水温度 30°C において)	残留熱除去系の設計値として設定

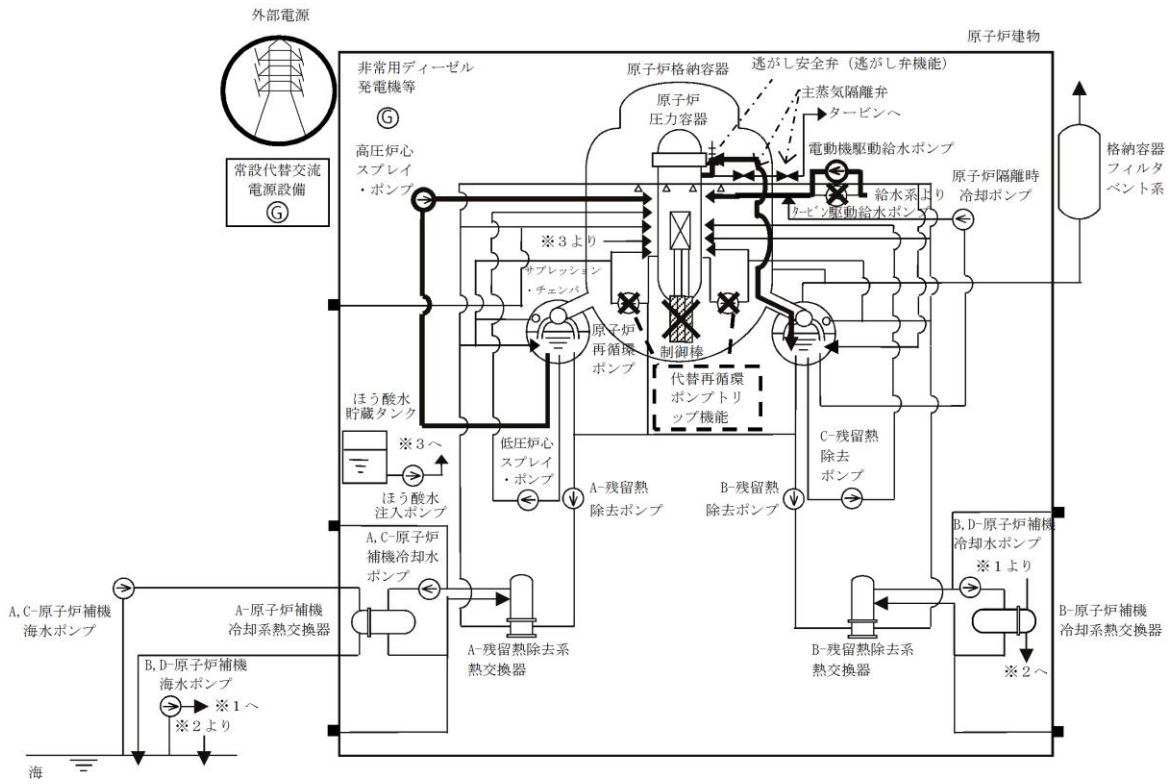
重大事故等対策に関連する機器条件

第3.1.5-2表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (4 / 5)

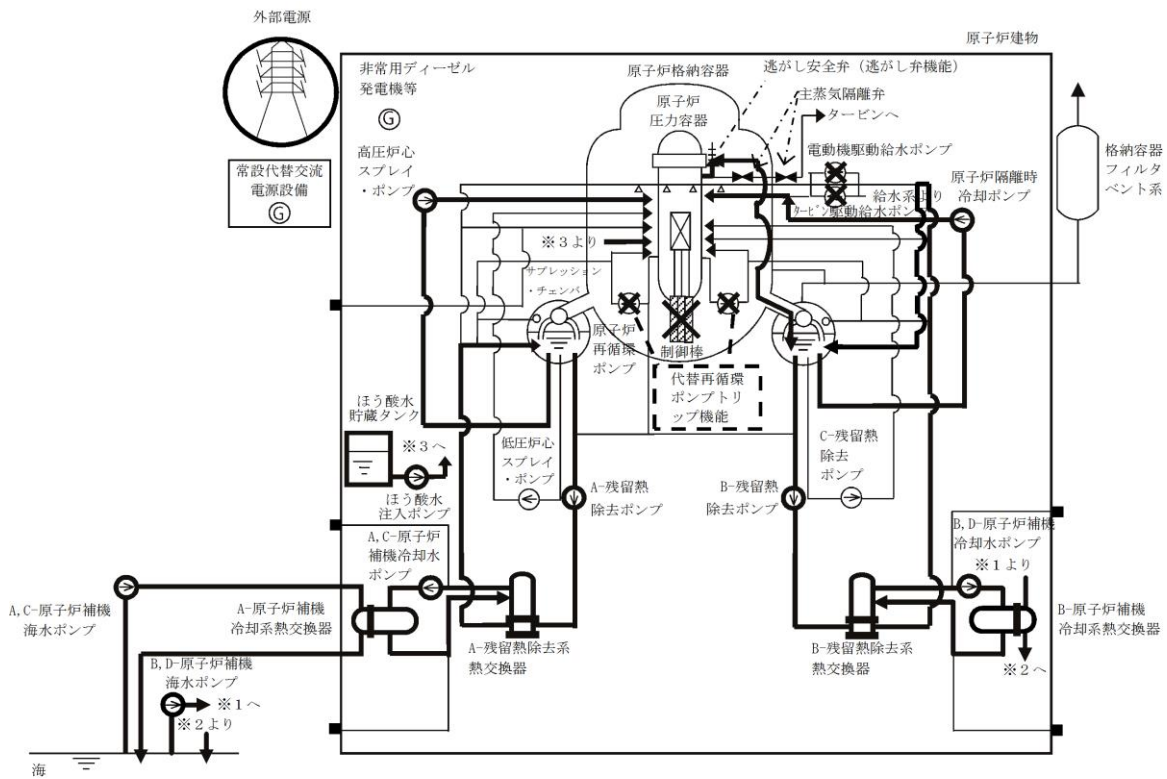
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関する操作条件	自動減圧系等の自動起動阻止操作	原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の起動阻止に要する時間を考慮した値
	ほう酸水注入系運転操作	原子炉スクラムの失敗を確認した後から、運転員の操作余裕として10分を考慮した値
	残留熱除去系 (サブレーション・プールの水冷却モード (2系統)) 運転操作	サブレーション・プール水温度高 (49℃) 到達から、運転員の操作余裕として10分を考慮した値

第3.1.5-2表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (5 / 5)

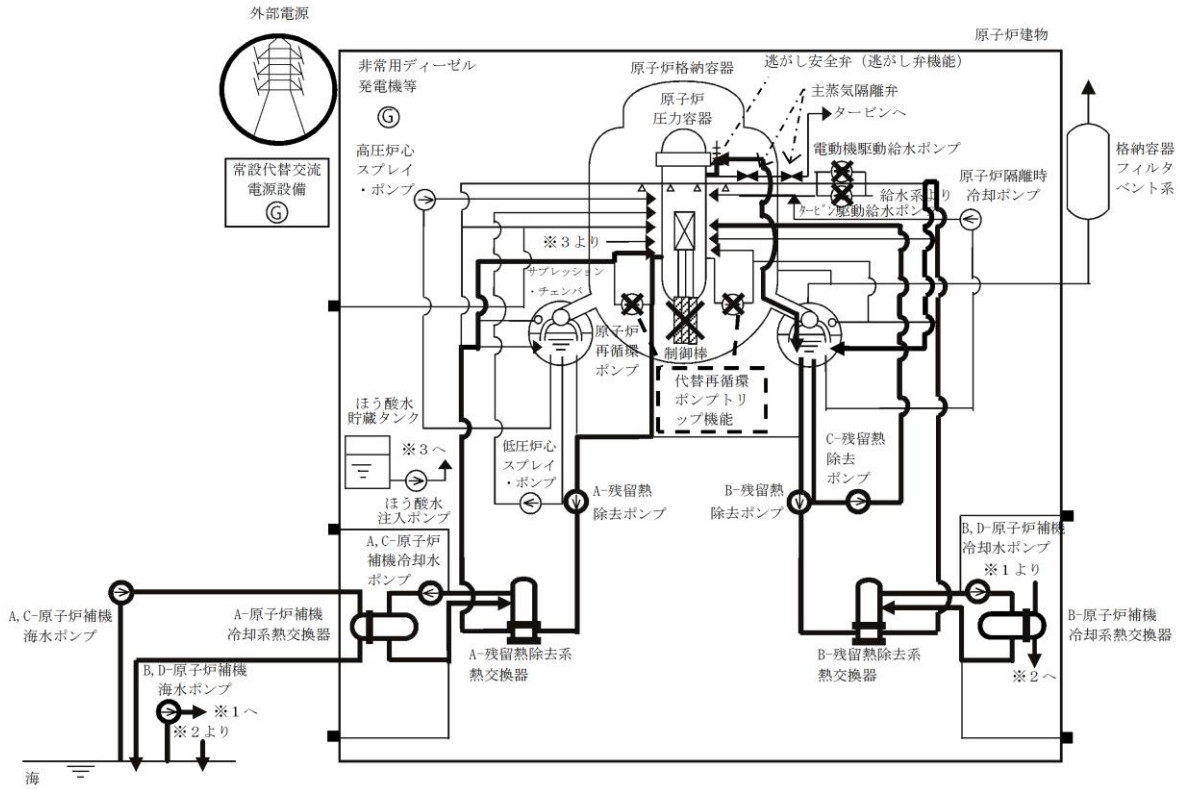
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	ホットバンドル解析：SCAT	—
初期条件	燃料	9×9燃料 (A型), 9×9燃料 (B型), MOX燃料の熱水力特性はほぼ同等であることから, 代表的に9×9燃料 (A型) を設定
	最小限界出力比 (MCPR)	通常運転時 (MOX燃料を装荷したサイクル以降におけるサイクル初期から, サイクル末期より遡って炉心平均燃焼度で2,000MWd/t手前までの期間) の熱的制限値を設定
	燃料棒最大線出力密度 (MLHGR)	通常運転時の熱的制限値を設定
BT判定 (時刻)	GEXL相関式	—
BT後の被覆管表面熱伝達率	修正Dougall-Rohsenow式	—
リウエット相関式	日本原子力学会標準「BWRにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準：2003」における相関式2	—



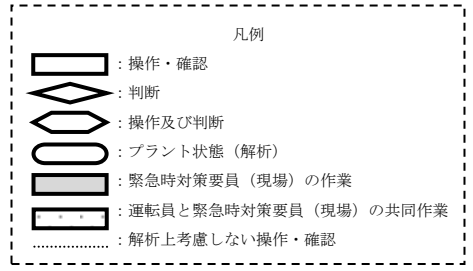
第3.1.5-1図(1) 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉減圧及び原子炉注水)



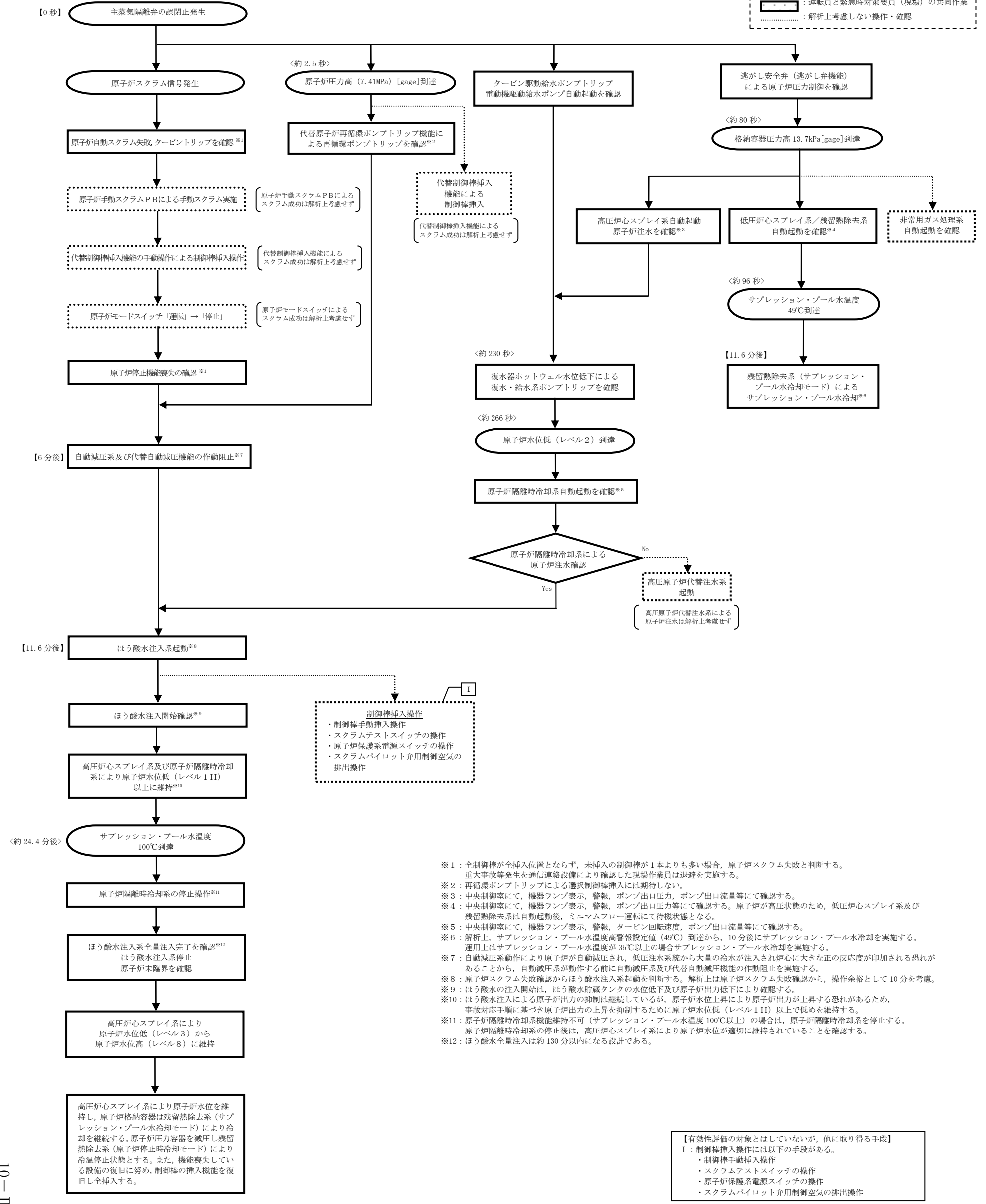
第3.1.5-1図(2) 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉未臨界操作，原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



第3.1.5-1図(3) 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉注水, 原子炉格納容器除熱及び原子炉冷却)



【 】：時刻（解析条件）
 < >：時刻（解析結果）

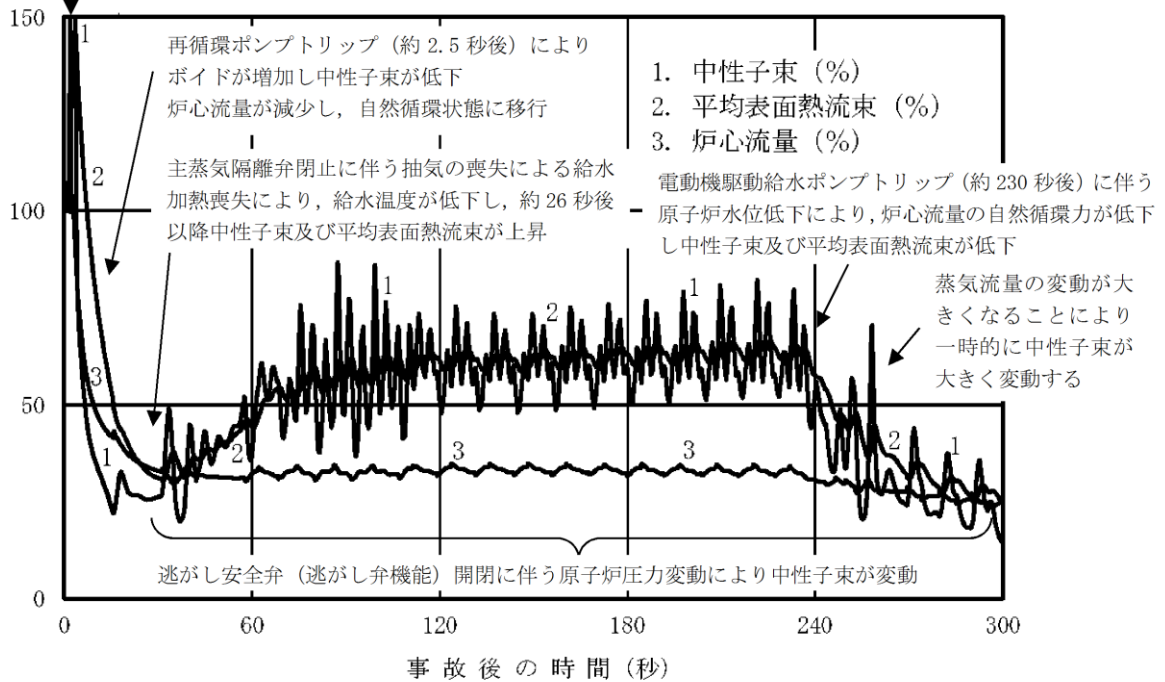


- ※1：全制御棒が全挿入位置とならず、未挿入の制御棒が1本よりも多い場合、原子炉スクラム失敗と判断する。重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
- ※2：再循環ポンプトリップによる選択制御棒挿入には期待しない。
- ※3：中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ出口圧力、ポンプ出口流量等にて確認する。
- ※4：中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ出口圧力等にて確認する。原子炉が高圧状態のため、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系は自動起動後、ミニマフロー運転にて待機状態となる。
- ※5：中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、タービン回転速度、ポンプ出口流量等にて確認する。
- ※6：解析上、サブプレッション・プール水温度高警報設定値（49℃）到達から、10分後にサブプレッション・プール水冷却を実施する。運用上はサブプレッション・プール水温度が35℃以上の場合サブプレッション・プール水冷却を実施する。
- ※7：自動減圧系動作により原子炉が自動減圧され、低圧注水系統から大量の冷水が注入され炉心に大きな正の反応度が印加される恐れがあることから、自動減圧系が動作する前に自動減圧系及び代替自動減圧機能の作動阻止を実施する。
- ※8：原子炉スクラム失敗確認からほう酸水注入系起動を判断する。解析上は原子炉スクラム失敗確認から、操作余裕として10分を考慮。
- ※9：ほう酸水の注入開始は、ほう酸水貯蔵タンクの水位低下及び原子炉出力低下により確認する。
- ※10：ほう酸水注入による原子炉出力の抑制は継続しているが、原子炉水位上昇により原子炉出力が上昇する恐れがあるため、事故対応手順に基づき原子炉出力の上昇を抑制するために原子炉水位低（レベル1H）以上で低めを維持する。
- ※11：原子炉隔離時冷却系機能維持不可（サブプレッション・プール水温度100℃以上）の場合は、原子炉隔離時冷却系を停止する。原子炉隔離時冷却系停止後は、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位が適切に維持されていることを確認する。
- ※12：ほう酸水全量注入は約130分以内になる設計である。

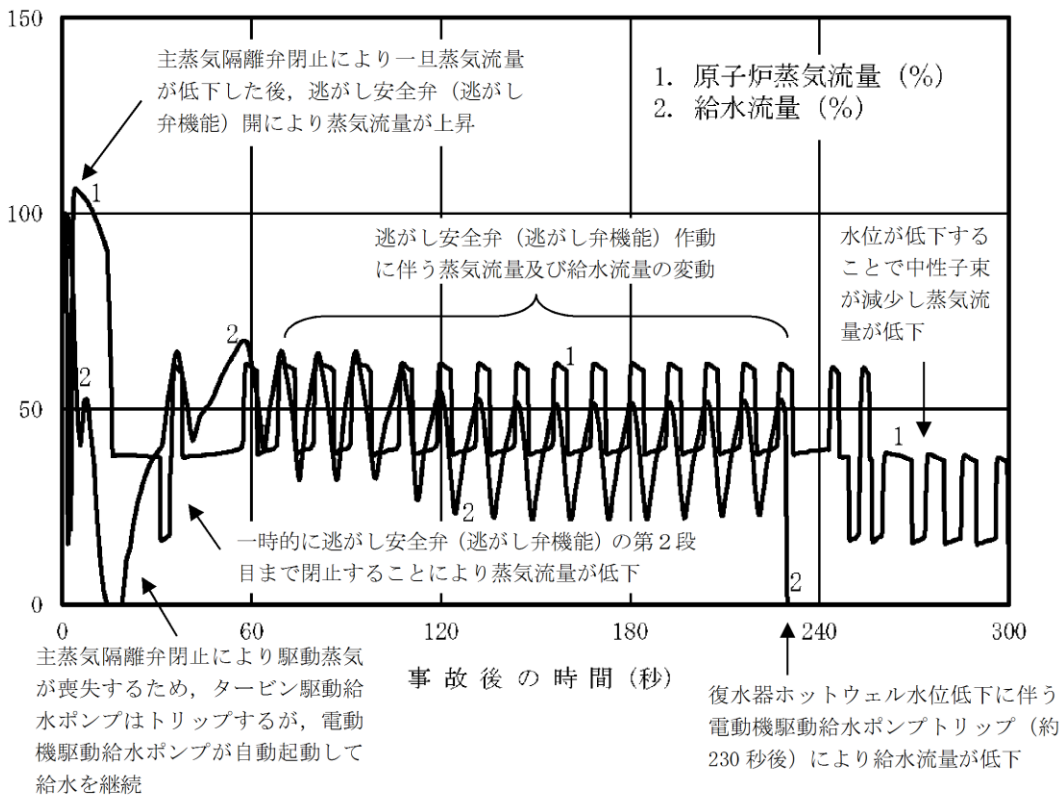
【有効性評価の対象とはしていないが、他に取得可能な手段】
 I：制御棒挿入操作には以下の手段がある。
 ・制御棒手動挿入操作
 ・スクラムテストスイッチの操作
 ・原子炉保護系電源スイッチの操作
 ・スクラムパイロット弁用制御空気の排出操作

第3.1.5-2 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要

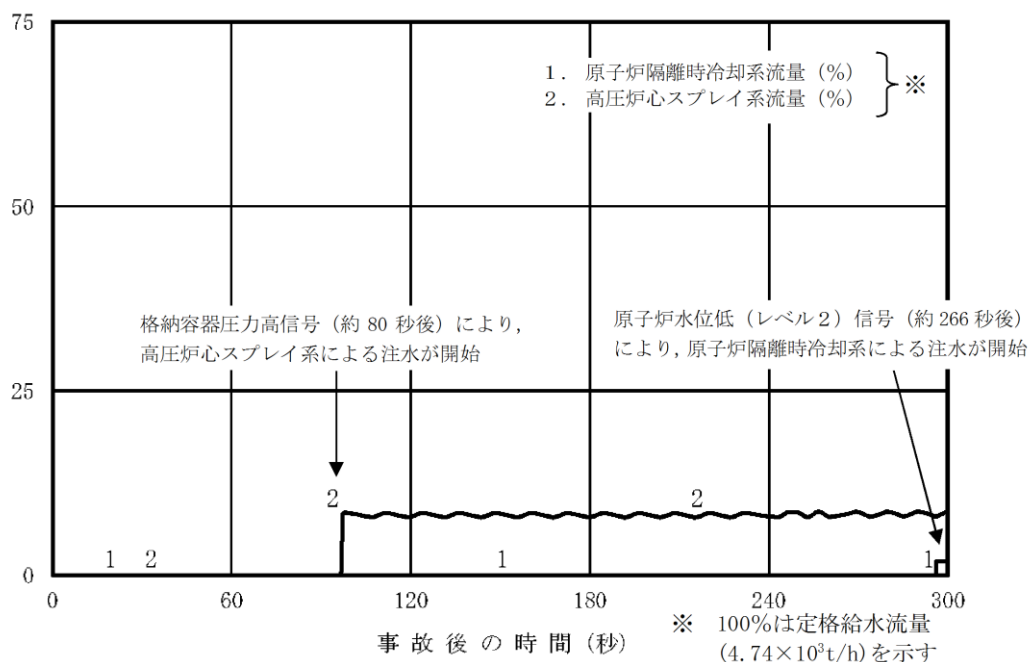
主蒸気隔離弁閉止に伴う圧力上昇により、
ボイドが減少し中性子束が上昇
中性子束最大値：約 948% (約 2.1 秒)



第3. 1. 5-4図 中性子束，平均表面熱流束，炉心流量の推移
(事象発生から300秒後まで)

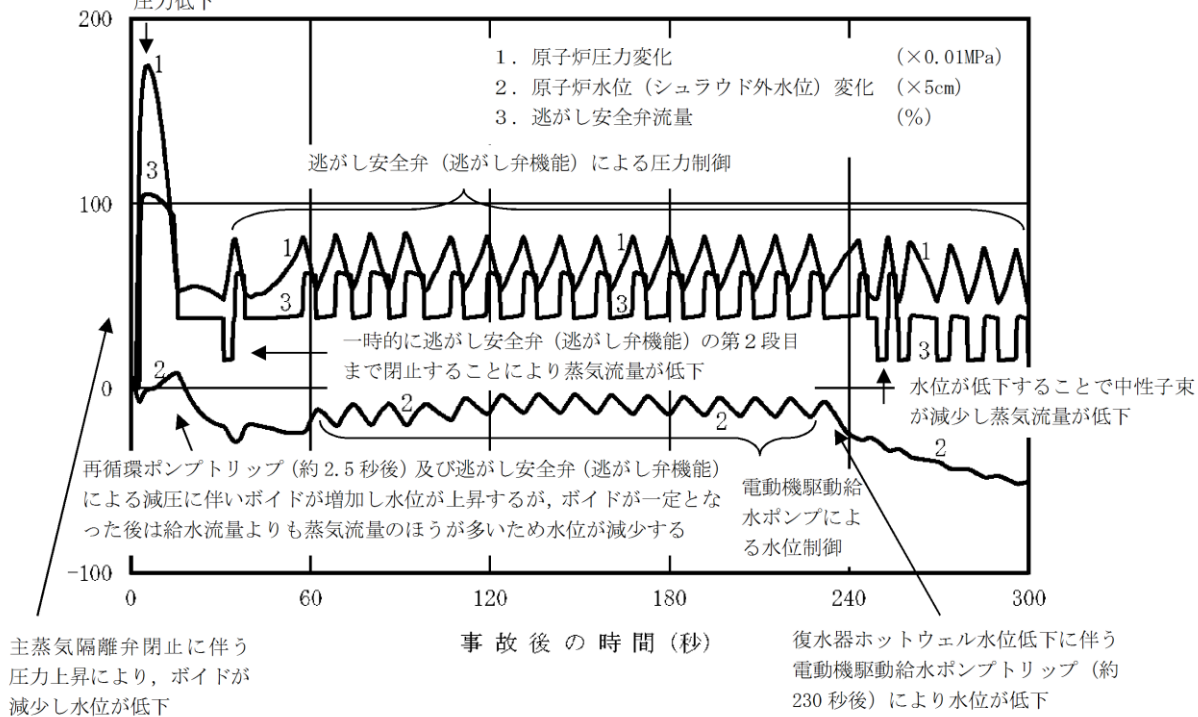


第3. 1. 5-5図 原子炉蒸気流量，給水流量の推移
(事象発生から300秒後まで)

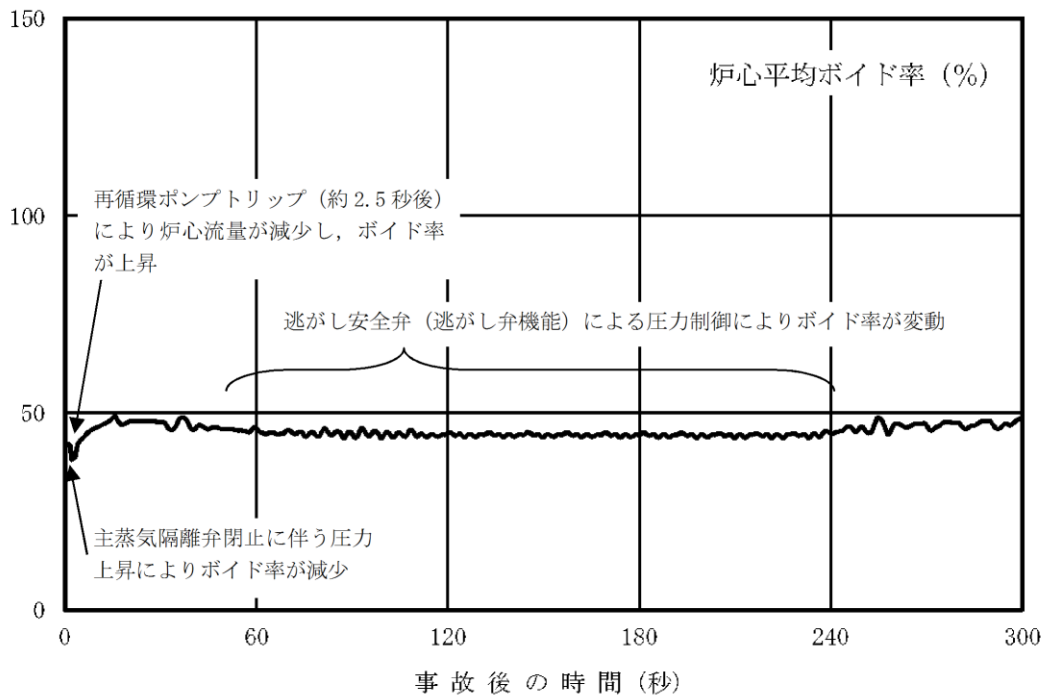


第3. 1. 5－6図 原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系の流量の推移
(事象発生から300秒後まで)

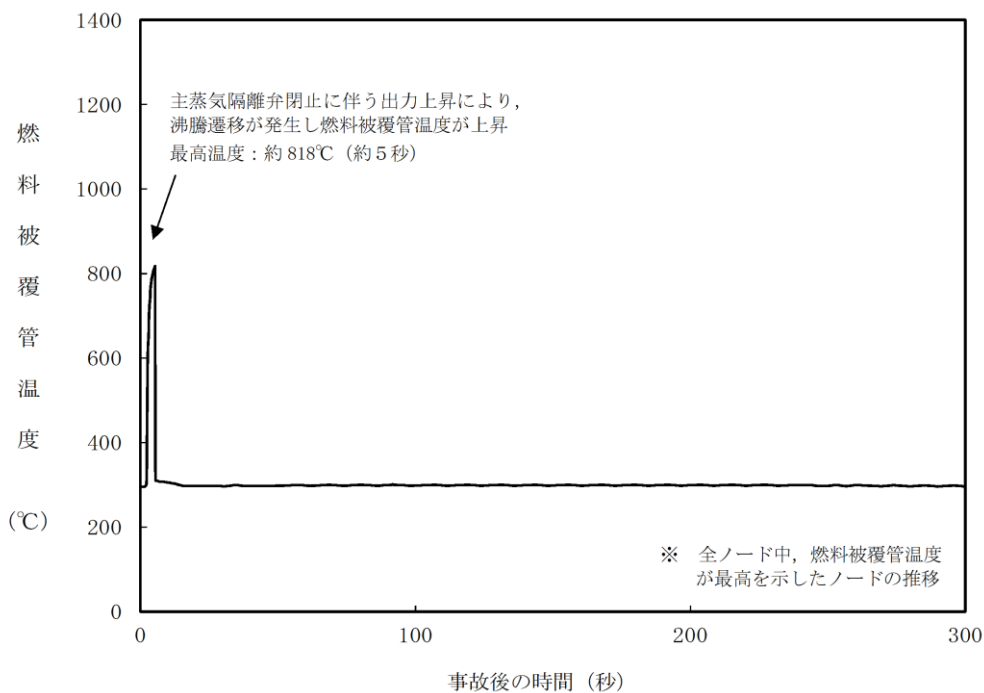
主蒸気隔離弁閉止による圧力上昇の後，逃がし安全弁(逃がし弁機能) 開と出力低下による発生蒸気量減少により
圧力低下



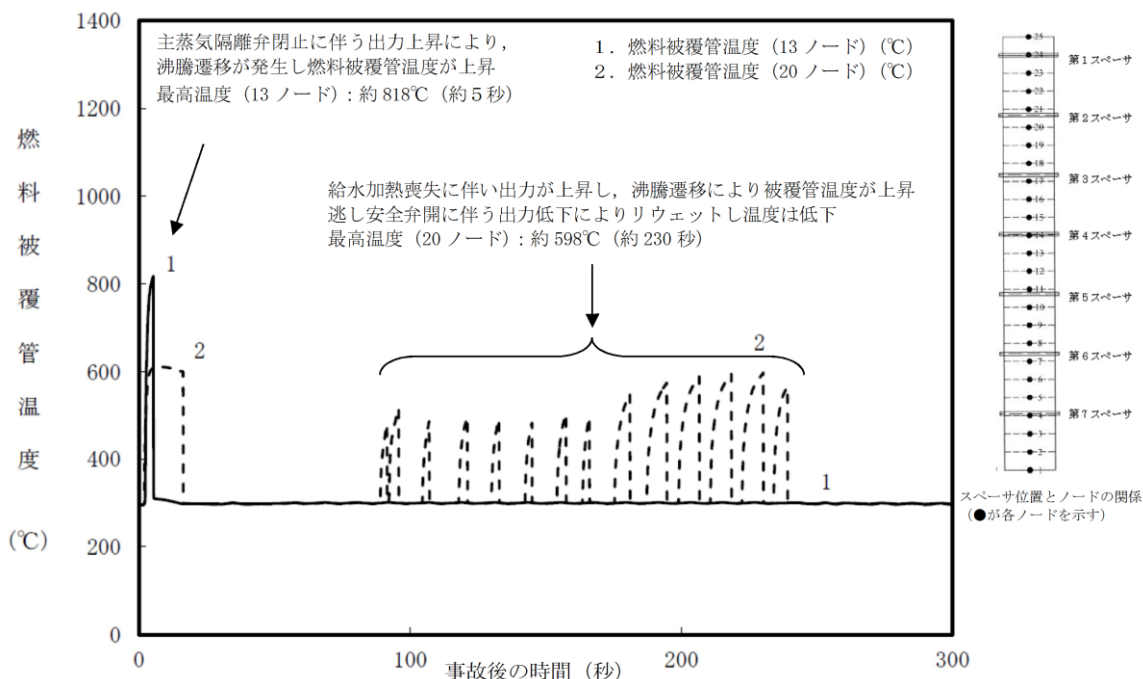
第3. 1. 5－7図 原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位），逃がし安全弁の
流量の推移（事象発生から300秒後まで）



第3.1.5-8図 炉心平均ボイド率の推移
(事象発生から300秒後まで)

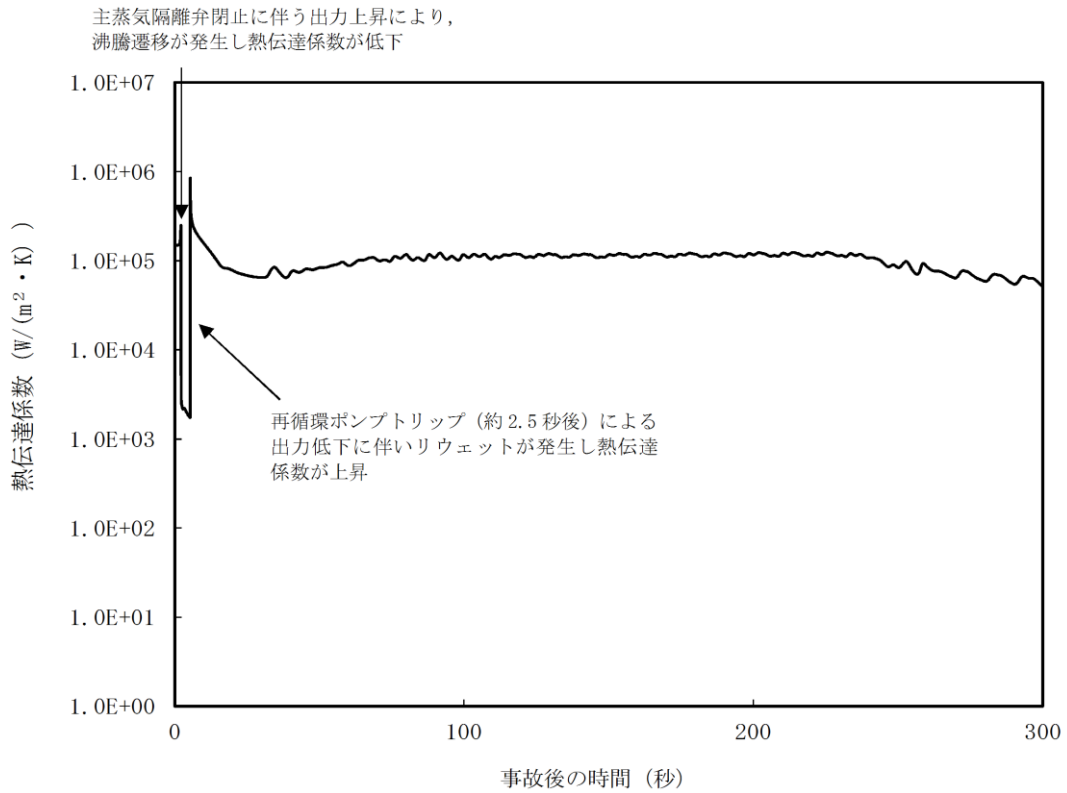


第3.1.5-9図 燃料被覆管温度※の推移
(13ノード，事象発生から300秒後まで)

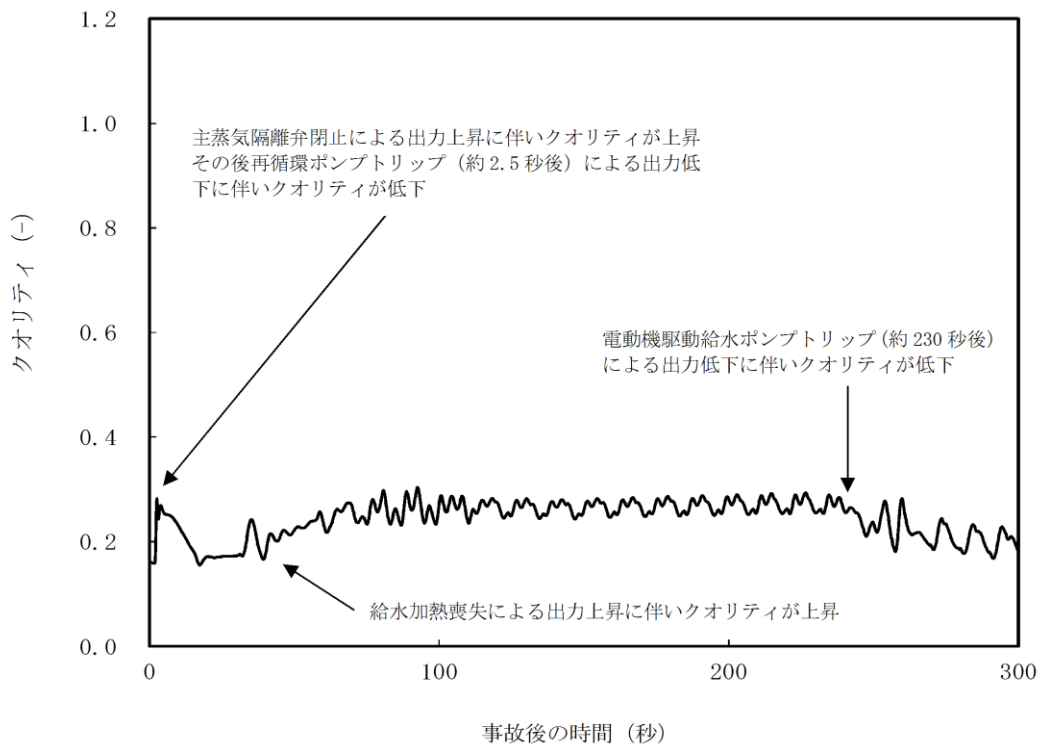


第3.1.5-10図 燃料被覆管温度※の推移
(13ノード及び20ノード，事象発生から300秒後まで)

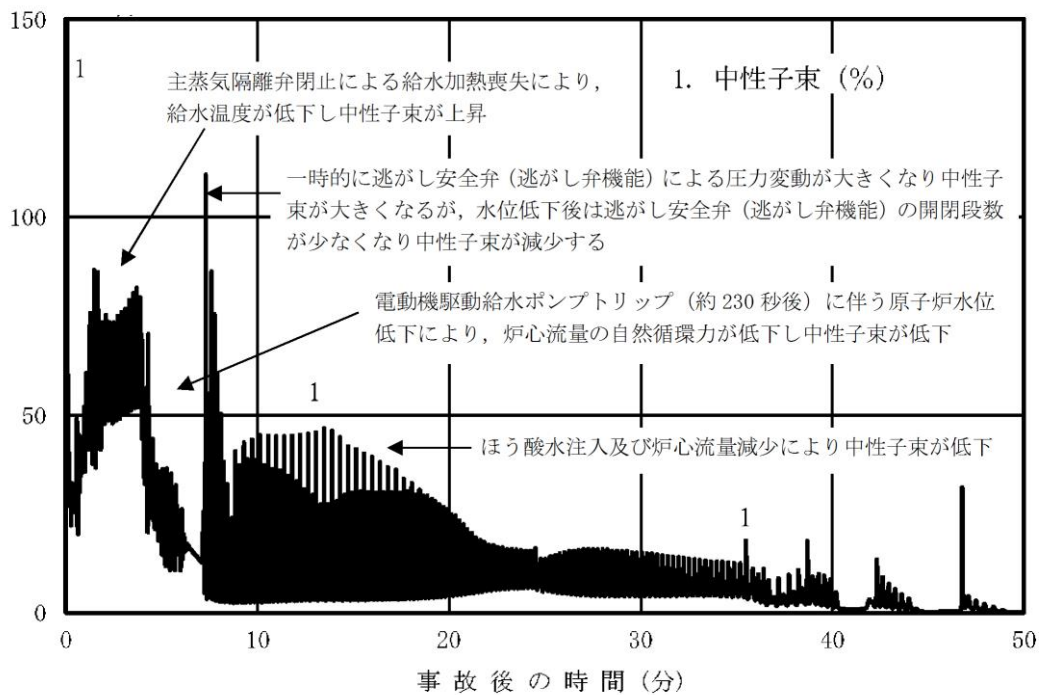
※ 燃料被覆管については、外面より内面の方が高い温度となるものの、今回の評価が燃料の著しい損傷の有無(重大事故防止)を確認していることに鑑み、燃料が露出し燃料温度が上昇した場合に、酸化によって破損が先行すると考えられる燃料被覆管表面で燃料被覆管の最高温度を評価している



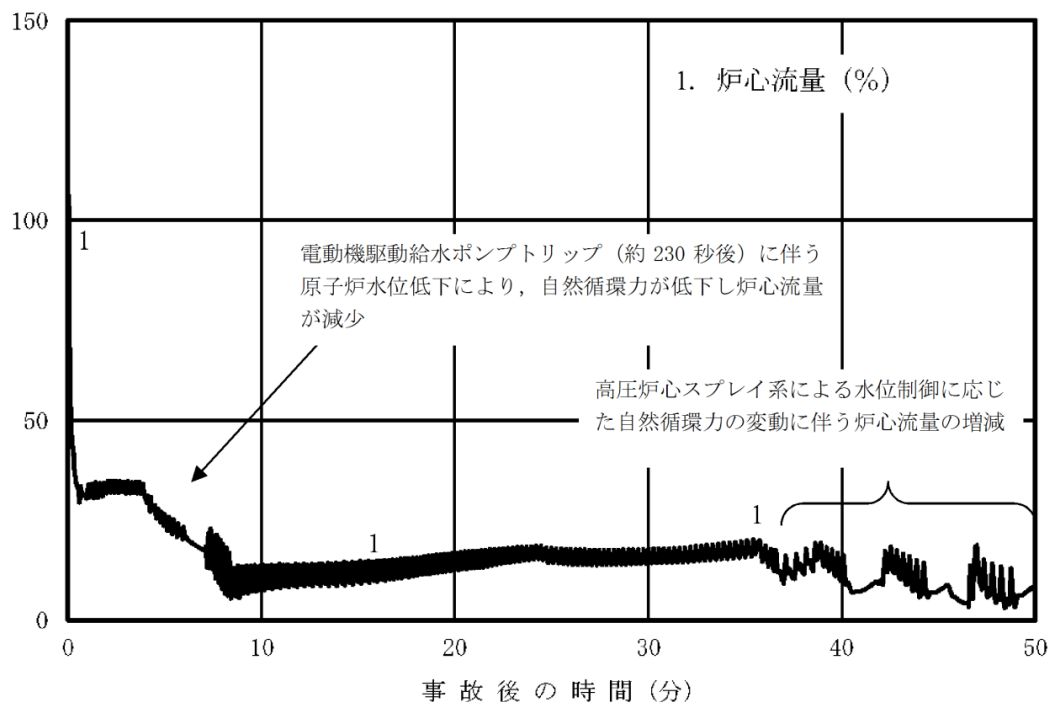
第3. 1. 5-11図 熱伝達係数 (燃料被覆管の最高温度発生位置) の推移
(事象発生から300秒後まで)



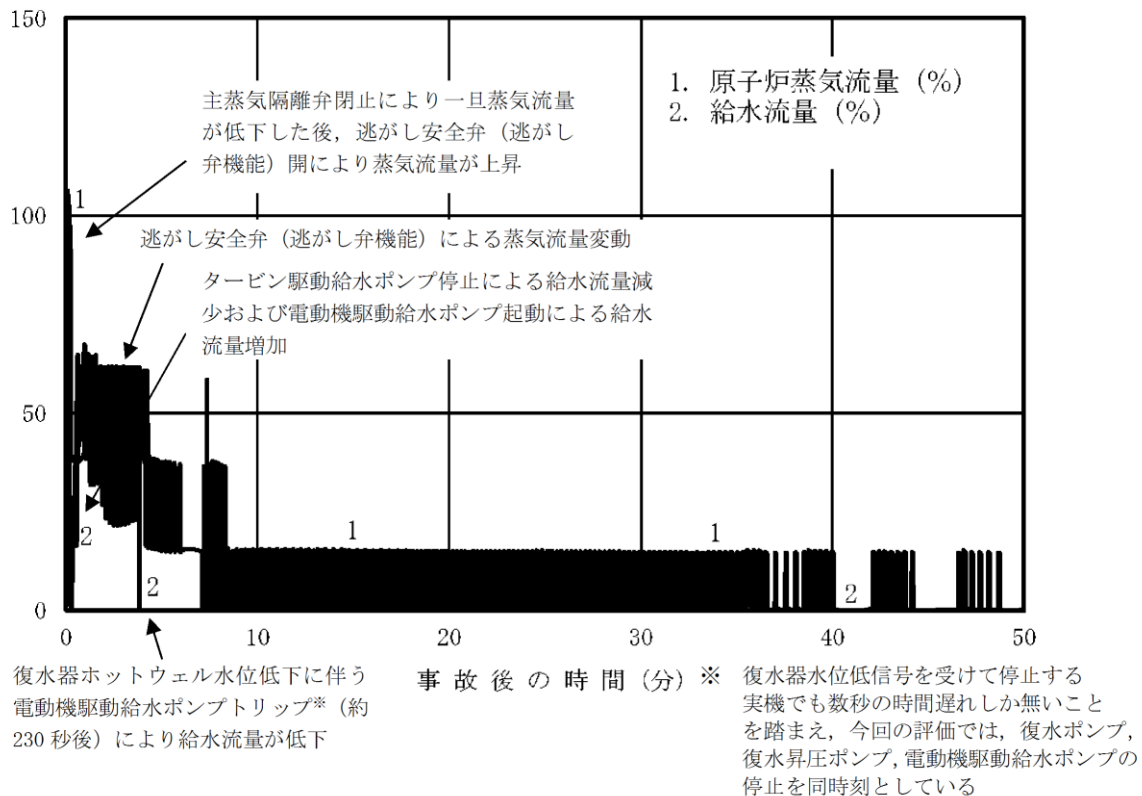
第3. 1. 5-12図 クオリティ (燃料被覆管の最高温度発生位置) の推移
(事象発生から300秒後まで)



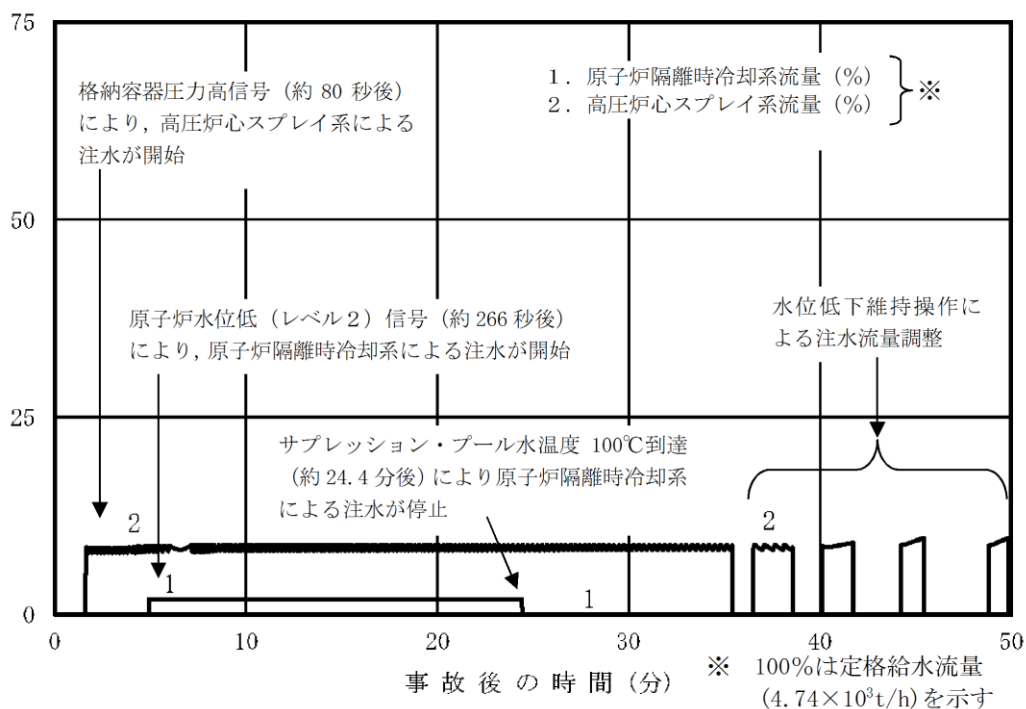
第3. 1. 5-13図 中性子束の推移（事象発生から50分後まで）



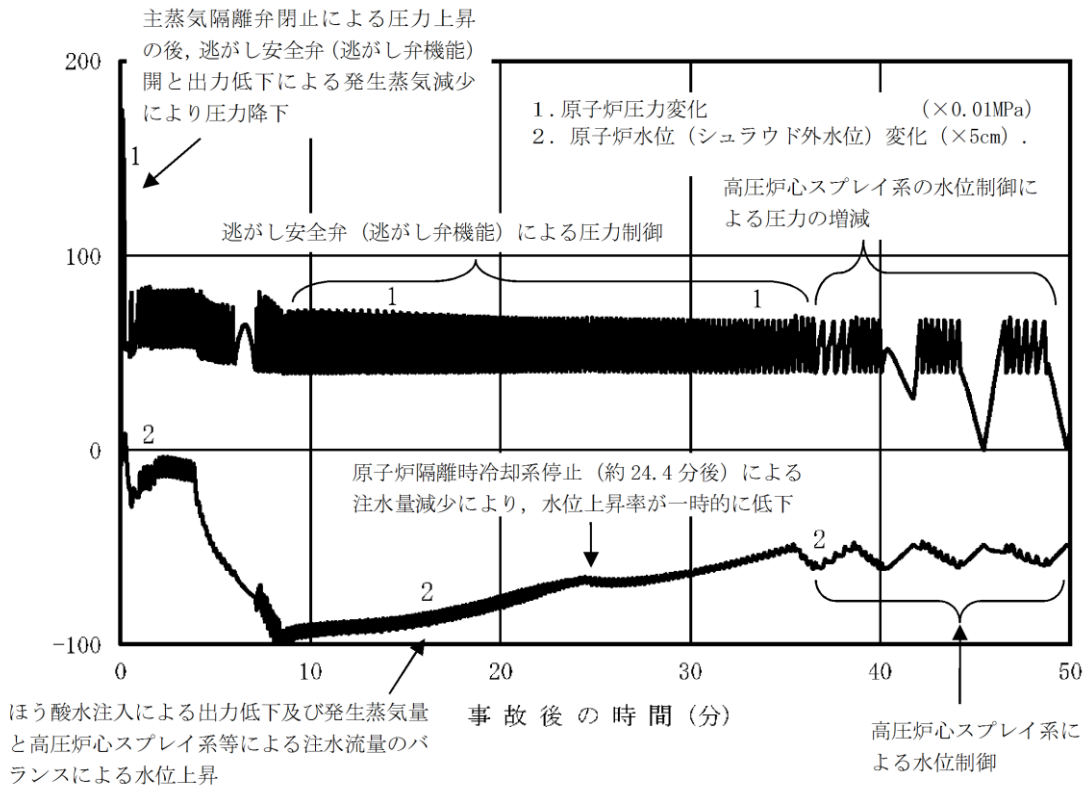
第3. 1. 5-14図 炉心流量の推移（事象発生から50分後まで）



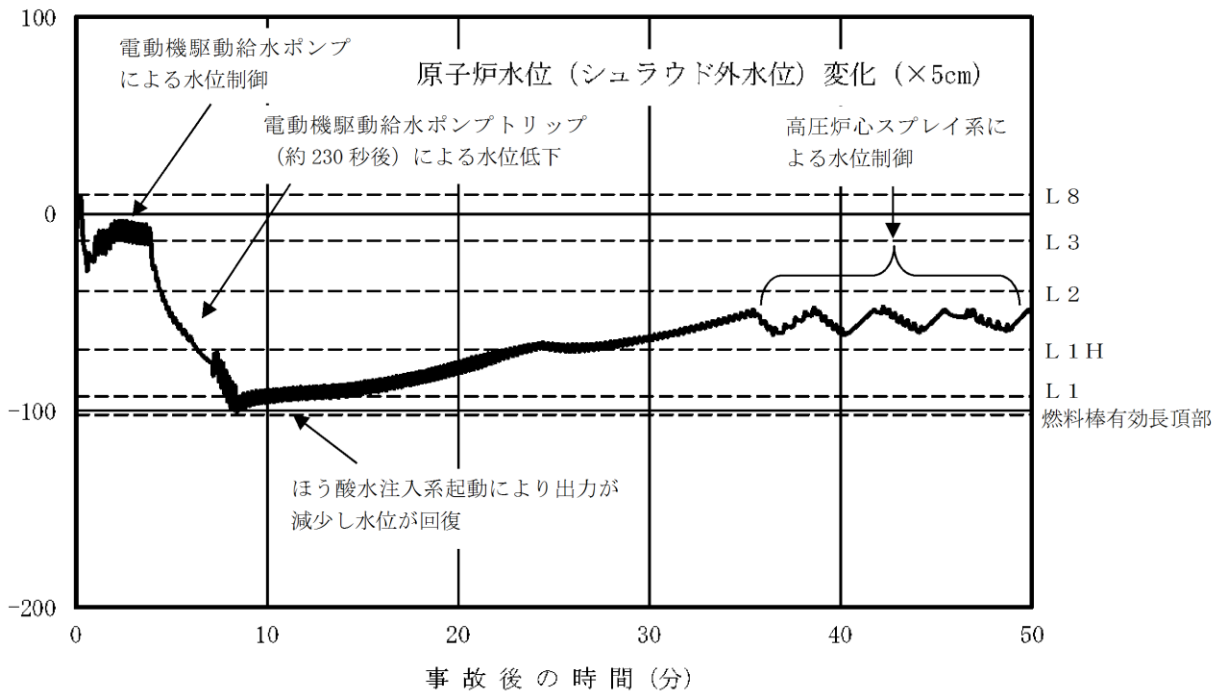
第3. 1. 5-15図 原子炉蒸気流量，給水流量の推移（事象発生から50分後まで）



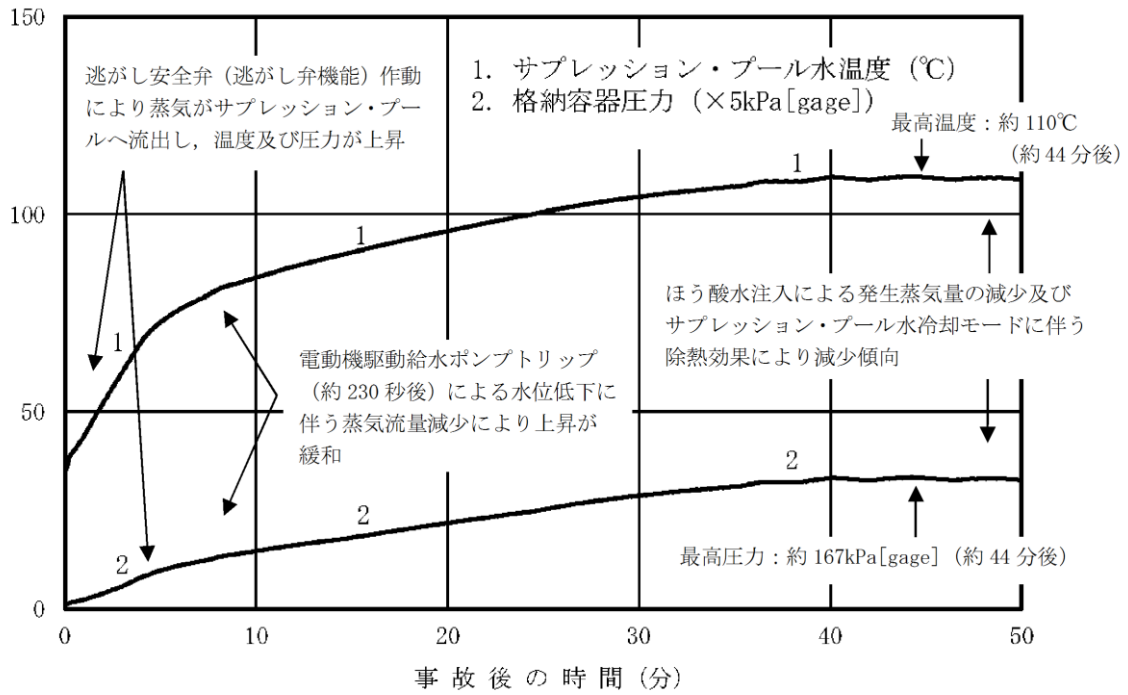
第3. 1. 5-16図 原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系の流量の推移（事象発生から50分後まで）



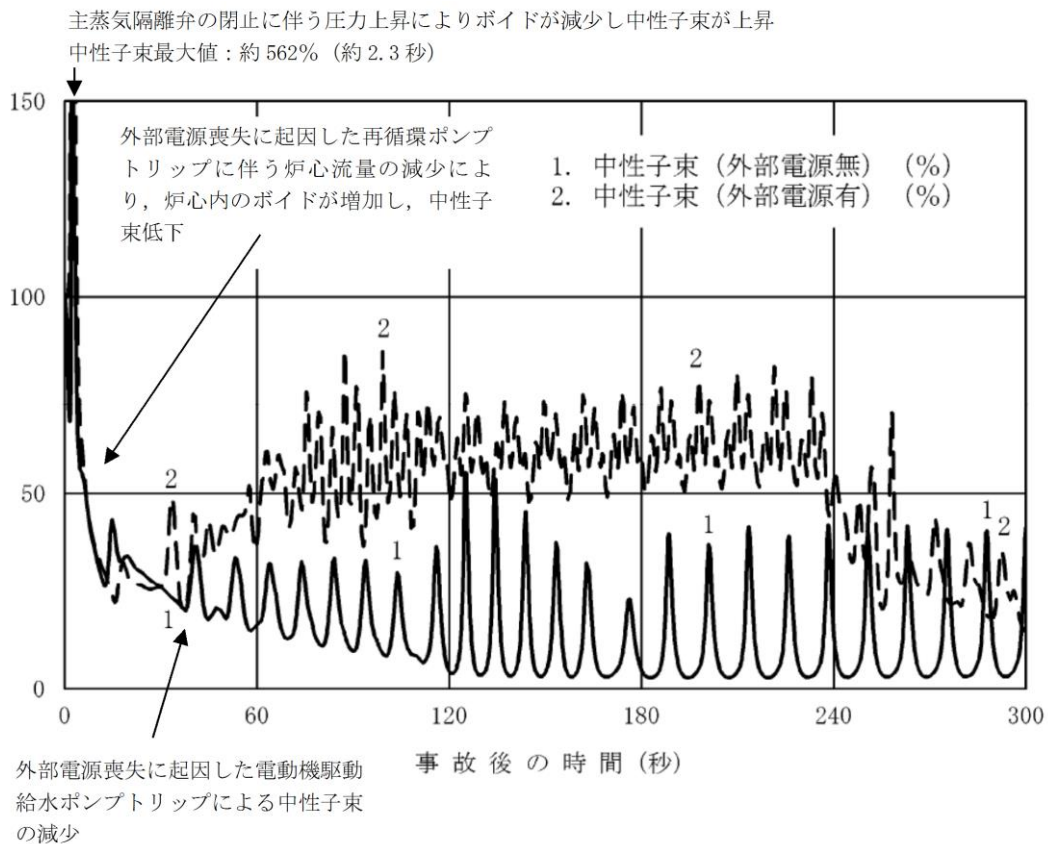
第3.1.5-17図 原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から50分後まで）



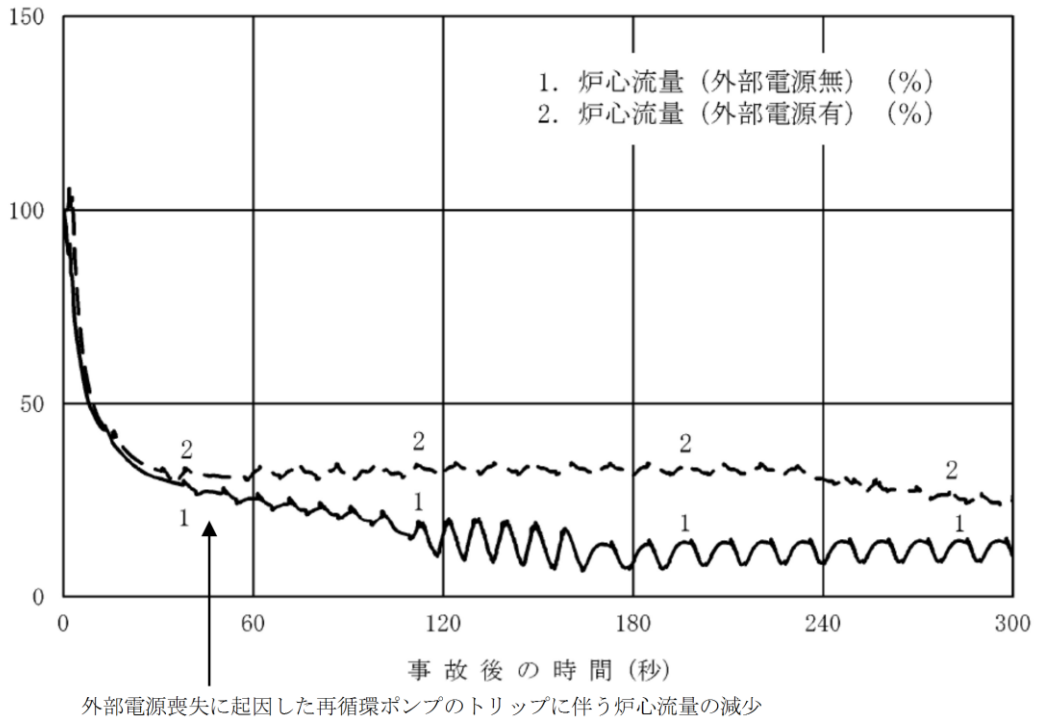
第3.1.5-18図 原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から50分後まで）



第3. 1. 5-19図 サプレッション・プール水温度，格納容器圧力の推移 (事象発生から50分後まで)

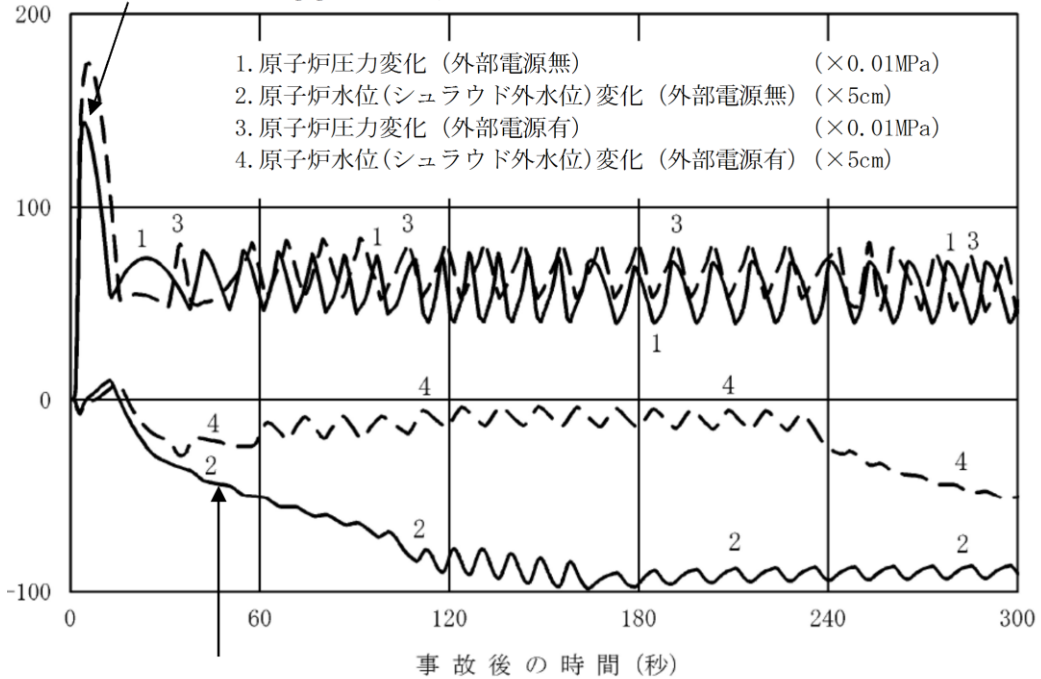


第3. 1. 5-20図 外部電源がない場合の中性子束の推移 (事象発生から300秒後まで)



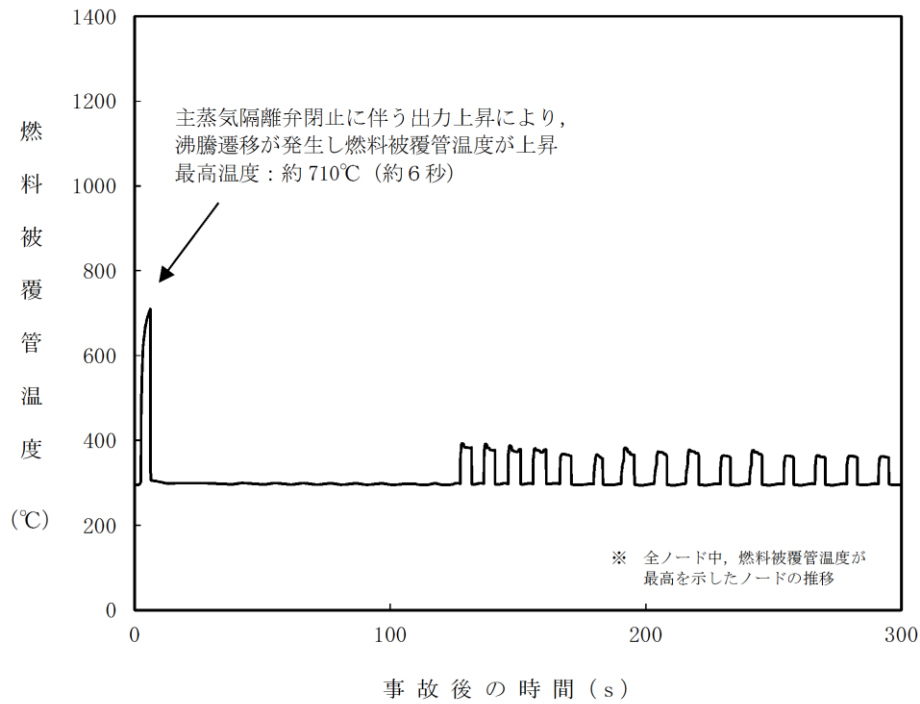
第3. 1. 5-21図 外部電源がない場合の炉心流量の推移
(事象発生から300秒後まで)

主蒸気隔離弁全閉により原子炉圧力が上昇
最高圧力：約 8. 38MPa [gage] (約 4. 2 秒)

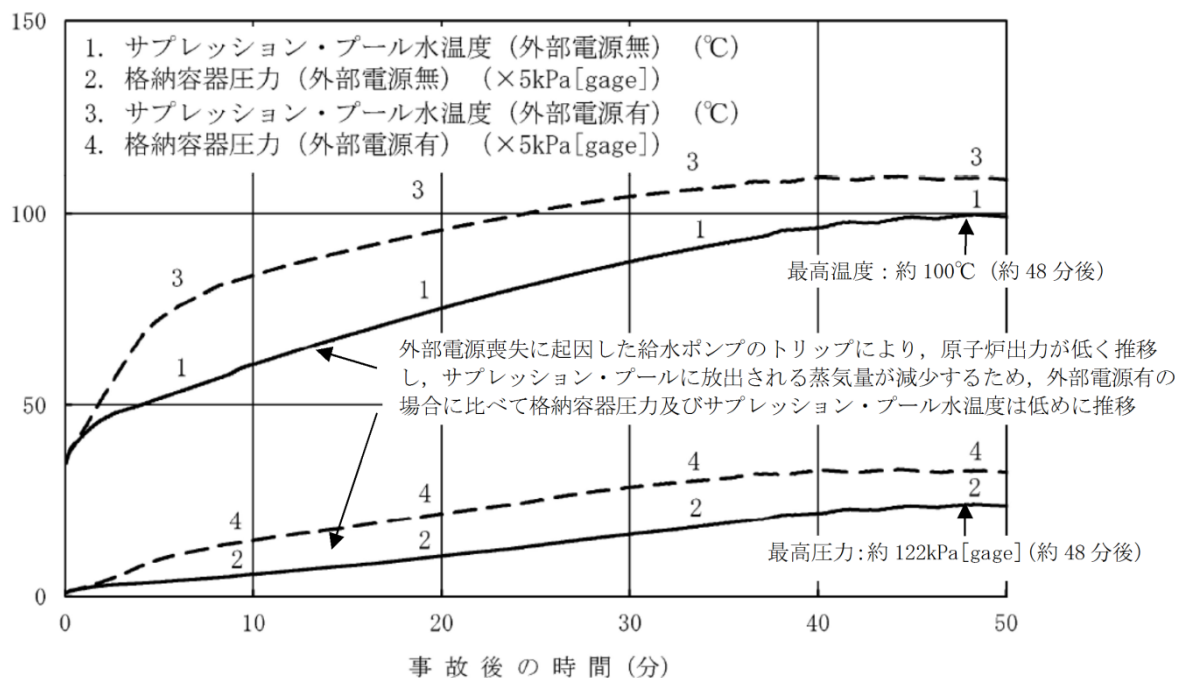


外部電源喪失に伴う復水・給水系の停止により、給水が喪失して原子炉水位は低下するが、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水により水位維持

第3. 1. 5-22図 外部電源がない場合の原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から300秒後まで）

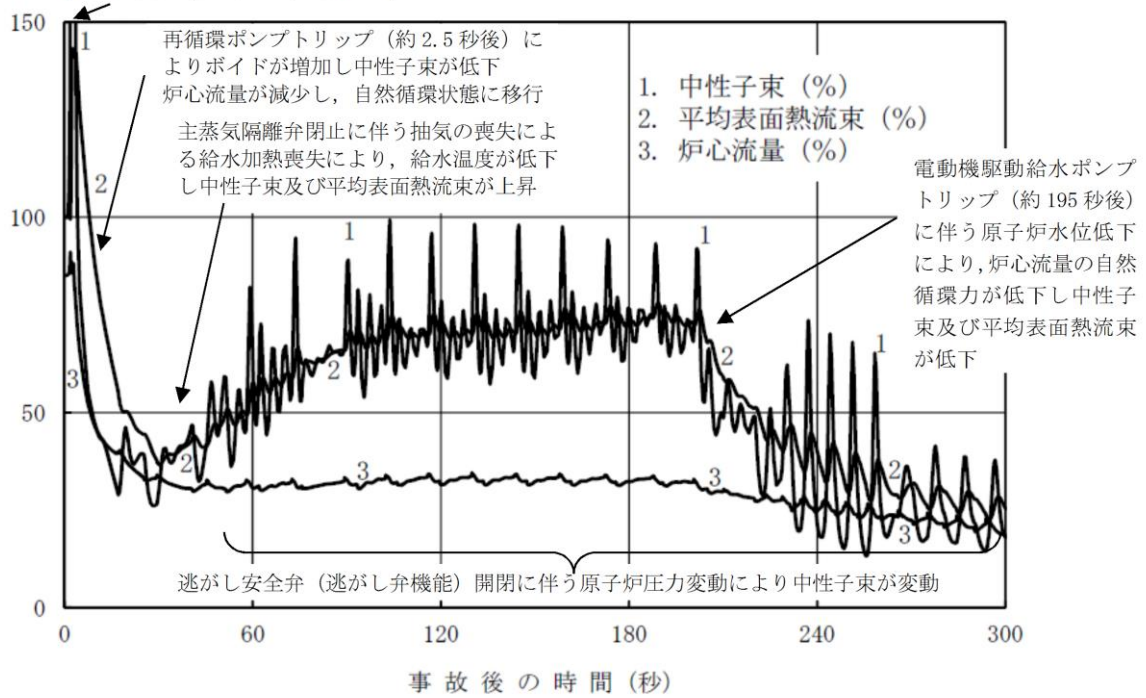


第3.1.5-23図 外部電源がない場合の燃料被覆管温度*の推移
(15ノード，事象発生から300秒後まで)

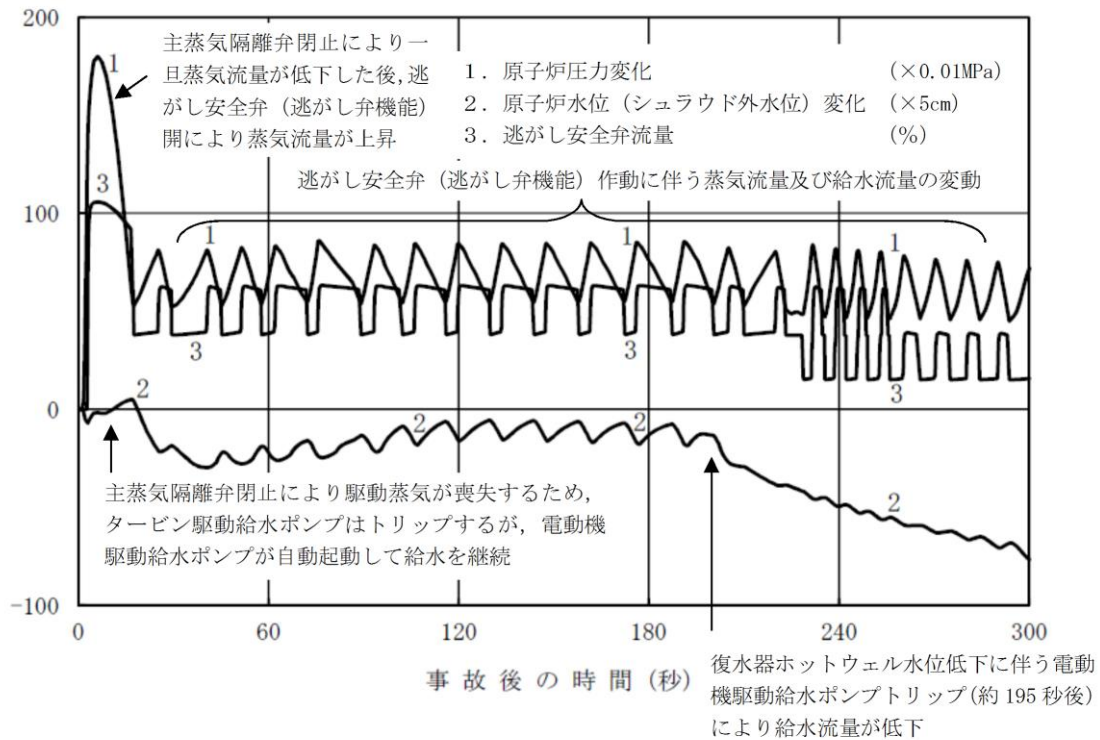


第3.1.5-24図 外部電源がない場合のサプレッション・プール水温度，
格納容器圧力の推移（事象発生から50分後まで）

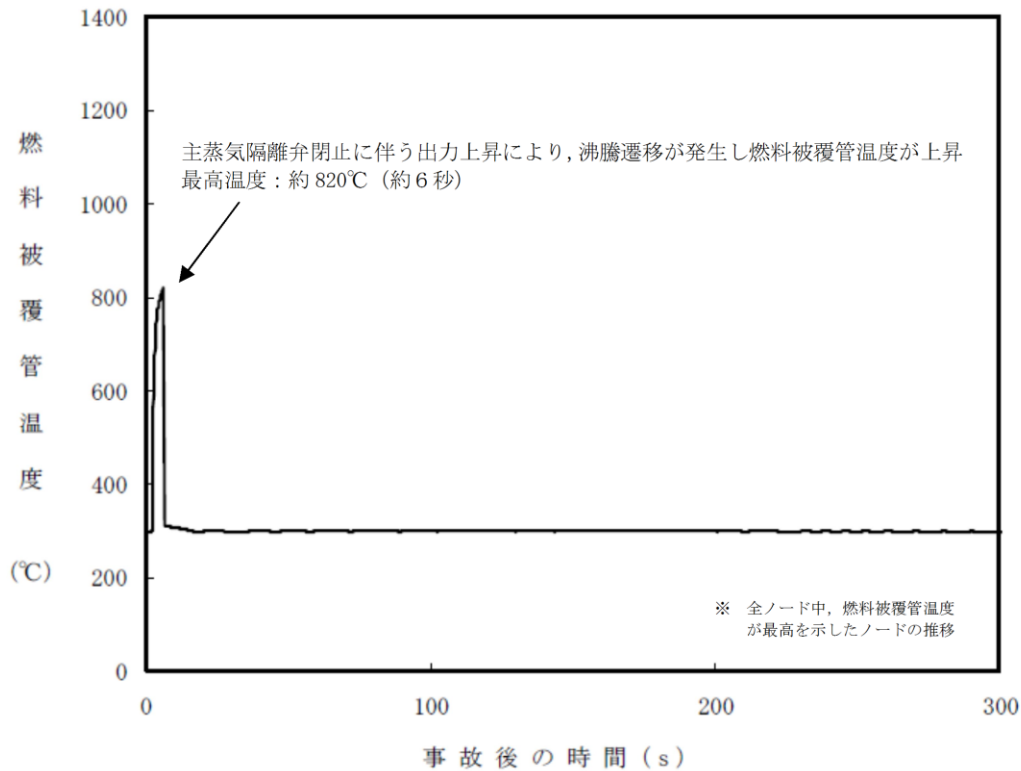
主蒸気隔離弁閉止に伴う圧力上昇により、ボイドが減少し中性子束が上昇
 中性子束最大値：約 917% (約 2.1 秒)



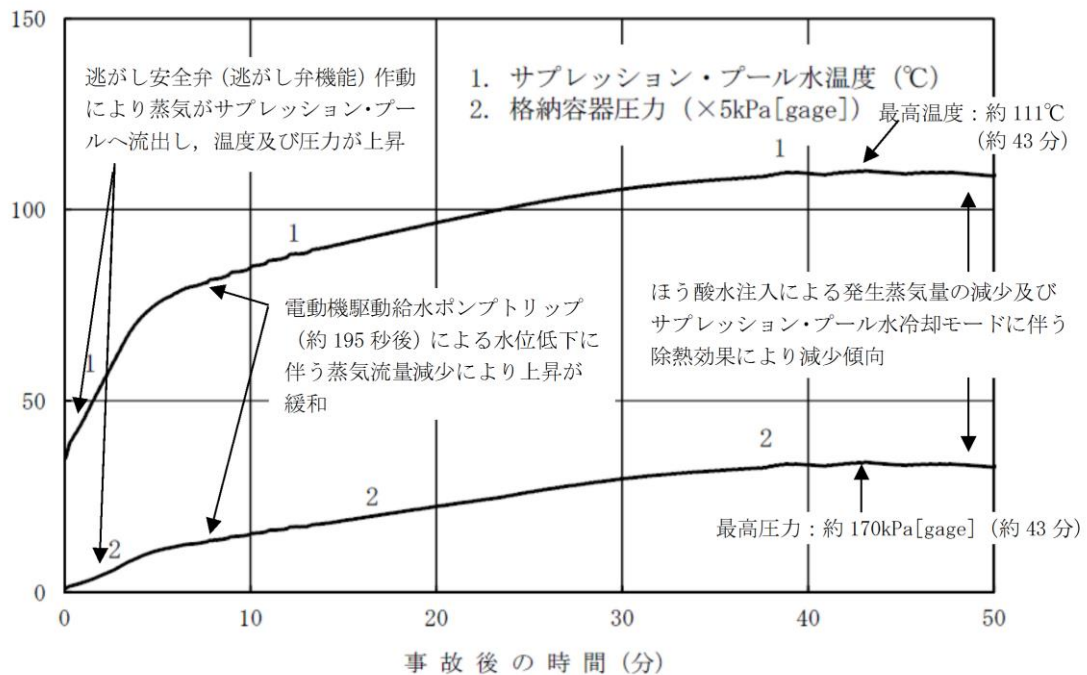
第3. 1. 5-25図 初期炉心流量85%の場合の中性子束，平均表面熱流束，炉心流量の推移 (事象発生から300秒後まで)



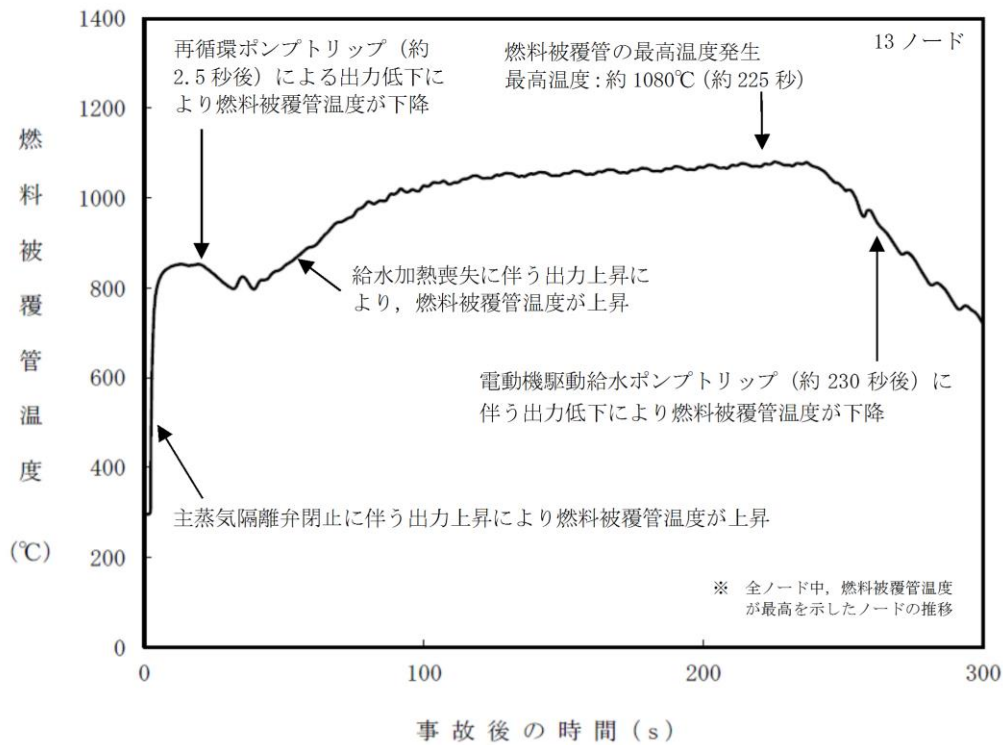
第3. 1. 5-26図 初期炉心流量85%の場合の原子炉圧力，原子炉水位 (シュラウド外水位)，逃がし安全弁流量の推移 (事象発生から300秒後まで)



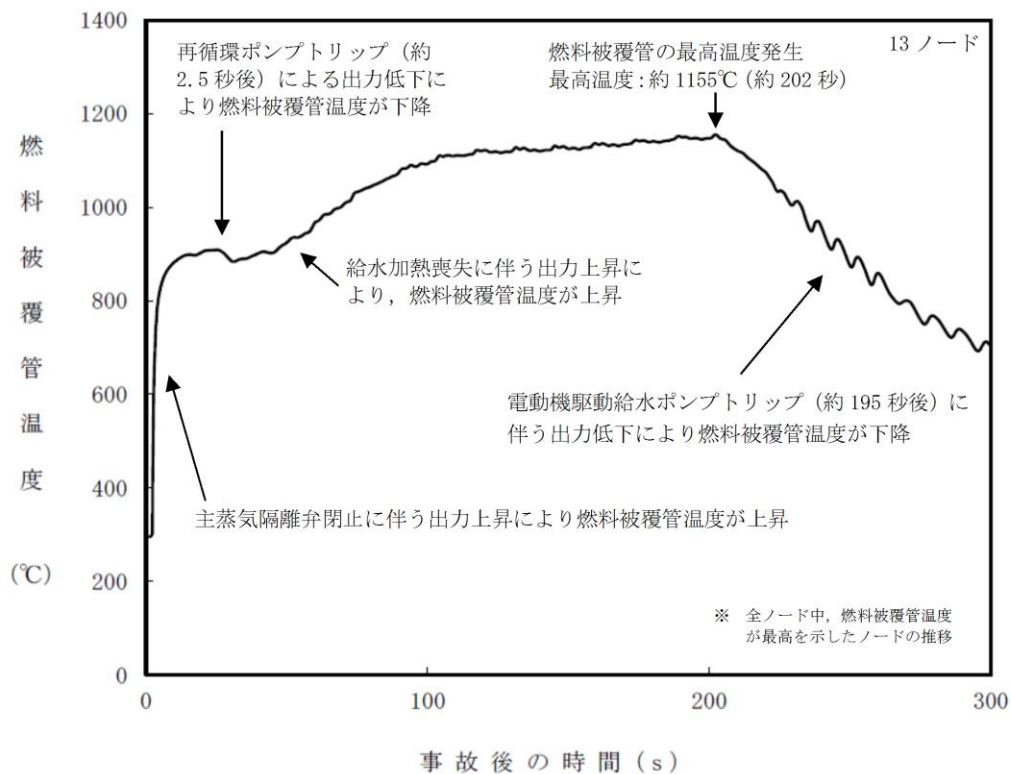
第3.1.5-27図 初期炉心流量85%の場合の燃料被覆管温度*の推移 (14ノード，事象発生から300秒後まで)



第3.1.5-28図 初期炉心流量85%の場合のサブプレッション・プール水温度，格納容器圧力の推移 (事象発生から50分後まで)



第3.1.5-29図 燃料被覆管温度^{*}の推移 (リウエット考慮せず, 初期炉心流量100%) (事象発生から300秒後まで)



第3.1.5-30図 燃料被覆管温度^{*}の推移 (リウエット考慮せず, 初期炉心流量85%) (事象発生から300秒後まで)

3.1.6 L O C A時注水機能喪失

3.1.6.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「L O C A時注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「2.2 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L O C A）＋高压炉心冷却失敗＋低压炉心冷却失敗」，②「冷却材喪失（小破断L O C A）＋高压炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」，③「冷却材喪失（中破断L O C A）＋高压炉心冷却失敗＋低压炉心冷却失敗」及び④「冷却材喪失（中破断L O C A）＋高压炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」である。

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L O C A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L O C A）＋崩壊熱除去失敗」，⑥「冷却材喪失（小破断L O C A）＋高压炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑦「冷却材喪失（中破断L O C A）＋崩壊熱除去失敗」及び⑧「冷却材喪失（中破断L O C A）＋高压炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」が抽出された。

なお，大破断L O C A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。

(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

事故シーケンスグループ「L O C A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，高压注水機能及び低压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，低压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。

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。

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。

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。

(3) 炉心損傷防止対策

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、初期の対策として低圧原子炉代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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（自動減圧機能付き）を開維持することで、低圧原子炉代替注水系（常設）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、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する。これらの対策の概略系統図を第3.1.6-1図(1)から第3.1.6-1図(3)に、手順の概要を第3.1.6-2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3.1.6-1表に示す。

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、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計28名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1名、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、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名、緊急時対策要員（現場）は18名である。必要な要員と作業項目について第3.1.6-3図に示す。

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、28名で対処可能である。

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、平均出力領域計装である。

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、格納容器圧力高（13.7kPa[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すべて機能喪失していることを確認する。

高圧・低圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各ポンプの出口流量等である。

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、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。また、原子炉注水に必要な電動弁（A-R H R注水弁及びF L S R注水隔離弁）が開動作可能であることを確認する。

低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能付き）6個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（S A）、原子炉圧力である。

d. 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、原子炉圧力が低圧原子炉代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。

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。

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。

e. 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

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384kPa[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

冷却を実施する。

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、ドライウエル圧力（S A）、サプレッション・チェンバ圧力（S A）、格納容器代替スプレイ流量等である。

f. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱の準備として、第2弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。また、FCVS排気ラインドレン排出弁を現場操作により閉する。

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、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。

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、第1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。

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（S A）等である。

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。

サプレッション・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、サプレッション・プール水位（S A）である。

以降、炉心冷却は、低圧原子炉代替注水系（常設）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、格納容器フィルタベント系により継続的に行う。

3.1.6.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「2.2 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、すべての注水機能を喪失する「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」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。

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、スプレー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。

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。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第3.1.6-2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。

a. 事故条件

(a) 起因事象

破断箇所は再循環配管（出口ノズル）（配管断面積約 0.16m^2 ）とし、破断面積を約 3.1cm^2 とする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレー系、低圧注水機能として低圧炉心スプレー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。

(c) 外部電源

外部電源なしの場合は、復水・給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。

また、原子炉スクラムまでの原子炉出力が高く維持されることで、原子炉水位の低下が早く、事象初期の炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、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。

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、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

(b) 逃がし安全弁

逃がし安全弁（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、原子炉減圧には逃がし安全弁（自動減圧機能付き）（6個）を使用するものとし、容量として、1個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

(c) 低圧原子炉代替注水系（常設）

逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧後に最大 $250\text{m}^3/\text{h}$ 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。

(d) 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、 $120\text{m}^3/\text{h}$ にて原子炉格納容器内にスプレイする。

(e) 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 $427\text{kPa}[\text{gage}]$ における最大排出流量 9.8 kg/s に対して、第1弁の中央制御室からの遠隔操作による全開操作にて原子炉格納容器除熱を実施する。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「2.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 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。

(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。

(c) 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 $384\text{kPa}[\text{gage}]$ に到達した場合に実施する。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

+約 1.3m （真空破壊装置下端 -0.45m ）に到達した場合に停止する。

(d) 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 （真空破壊装置下端

-0.45m ）到達から10分後に実施する。

(3) 有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件

本重要事故シーケンス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。

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。

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 $9.9 \times 10^{14} \text{Bq}$ 、よう素については I-131 等価量で約 $6.5 \times 10^{13} \text{Bq}$ となる。

※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 ($3.7 \times 10^7 \text{Bq/s}$) 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 $3.7 \times 10^9 \text{Bq/s}$ (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 $1.4 \times 10^{12} \text{Bq}$ (37Ci) であり、島根原子力発電所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 $3.7 \times 10^{13} \text{Bq}$ ($1,000 \text{Ci}$) を条件としている。（ $1 \text{Ci} = 3.7 \times 10^{10} \text{Bq}$ ）

出典元

・「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」

(株式会社日立製作所, H L R - 021 訂 8, 平成 11 年 8 月)

- 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, 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に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。
- 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。

$$H_{I2} = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi / Q \cdot Q_I \dots \dots \dots (1)$$

R : 呼吸率 (m³/s)

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） $0.31\text{m}^3/\text{h}$ を秒当たりに換算して用いる。

H_{∞} : よう素（I-131）を1 Bq吸入した場合の小児の実効線量
 $(1.6 \times 10^{-7} \text{Sv/Bq})$

χ/Q : 相対濃度 (s/m^3)

Q_I : 事故期間中のよう素の大気放出量 (Bq)
 (I-131等価量-小児実効線量係数換算)

$$H_{\gamma} = K \cdot D/Q \cdot Q_{\gamma} \dots\dots\dots (2)$$

K : 空気カーマから実効線量への換算係数
 $(K = 1 \text{ Sv/Gy})$

D/Q : 相対線量 (Gy/Bq)

Q_{γ} : 事故期間中の希ガスの大気放出量 (Bq)
 $(\gamma \text{線実効エネルギー} 0.5\text{MeV換算値})$

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放出口放出、実効放出継続時間1時間の値として、相対濃度 (χ/Q) を $3.1 \times 10^{-5} \text{s}/\text{m}^3$ 、相対線量 (D/Q) を $4.9 \times 10^{-19} \text{Gy/Bq}$ とする。

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無機よう素に対する除染係数は5、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、有機よう素に対する除染係数は50とする。

(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（シュラウド内及びシュラウド内外）※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第3.1.6-4図から第3.1.6-9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 3.1.6-10 図から第 3.1.6-16 図に，格納容器圧力，格納容器温度，サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の推移を第 3.1.6-17 図から第 3.1.6-20 図に示す。

※ 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で，シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位（広帯域・狭帯域）の水位は，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位を併せて示す。なお，水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には，原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。

a. 事象進展

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，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し，格納容器圧力高（13.7kPa[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）の起動にも失敗する。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。

再循環ポンプについては，原子炉水位低（レベル 2）で 2 台すべてトリップする。主蒸気隔離弁は，原子炉水位低（レベル 2）で全閉する。

事象発生から 30 分後に中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能付き）6 個を手動開することで，原子炉急速減圧を実施し，原子炉減圧後に，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、燃料棒有効長頂部を下回るが、低圧原子炉代替注水系（常設）による注水が開始されると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。

燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低圧原子炉代替注水系（常設）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。

平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は、事象発生から約 27 時間経過した時点で実施する。なお、原子炉格納容器除熱時のサプレッション・プール水位は、真空破壊装置（約 5.3m）及びベントライン（約 9.1m）に対して、低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、第 3.1.6-10 図に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約 779℃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。

原子炉圧力は、第3.1.6-4図に示すとおり、逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により、約7.59MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、約7.89MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約384kPa[gage]及び約153°C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。

第3.1.6-5図に示すとおり、低圧原子炉代替注水系（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る。その後は、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。

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^{-2} mSvであり、5 mSv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。

本評価では、「2.2.1.2 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。

3.1.6.3 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。

L O C A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，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。

(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、「3.1.1.3(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。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第3.1.6-2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。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

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。

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。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、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。

事故条件の起回事象については、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「L O C A 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 3.1cm^2 を設定している。なお、第 3.1.6-21 図から第 3.1.6-24 図に示すとおり、S A F E R 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、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。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、「3.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」の対応となる。

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、復水・給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、復水・給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、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の低圧原子炉代替注水系（常設）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。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、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、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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「L O C A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 3.1cm^2 を設定している。なお、第3.1.6-21図から第3.1.6-24図に示すとおり、S A F E R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、燃料被覆管の最高温度は約 817°C となる。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、「3.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。

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、復水・給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、復水・給水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されるため、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。

機器条件の低圧原子炉代替注水系（常設）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。

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。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

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、解析上の操作開始時間として事象発

生から 30 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧原子炉代替注水系(常設)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。

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 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。

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操作実施基準(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。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、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。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

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。

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、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。

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、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、90分程度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 384kPa[gage]より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、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という点では問題とはならない。

(3) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

第 3.1.6-25 図から第 3.1.6-27 図に示すとおり、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を含む。）については、事象発生から 35 分後（操作開始時間 5 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 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、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「3.1.6.2(4) 有効性評価の結果」と同等となり、5 mSv を下回る。

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 21 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。

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 27 時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。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 853kPa[gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約 35 時間後であり、約 8 時間の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

3.1.6.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「3.1.6.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 28 名である。「3.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の 45 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「3.5.1(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。

a. 水源

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 3,400m³の水が必要となる。水源として、低圧原子炉代替注水槽に約 740m³及び輪谷貯水槽（西1／西2）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。また、事象発生2時間30分以降に輪谷貯水槽（西1／西2）の水を大量送水車により低圧原子炉代替注水槽へ給水することで、低圧原

子炉代替注水槽を枯渇させることなく低圧原子炉代替注水槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。

b. 燃料

常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後から最大負荷での運転を想定すると、7日間の運転継続に約352m³の軽油が必要となる。ガスタービン発電機用軽油タンクにて約450m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから常設代替交流電源設備による電源供給について、7日間の運転継続が可能である。

非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、保守的に事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、運転継続に約700m³の軽油が必要となる。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12m³の軽油が必要となる。合計約712m³の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約730m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから非常用ディーゼル発電機等による電源供給、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。

緊急時対策所用発電機による電源供給については、保守的に事象発生直後から最大負荷での運転を想定すると、7日間の運転継続に約8m³の軽油が必要となる。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日間の運転継続が可能である。

c. 電源

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。

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。

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。

3.1.6.5 結論

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、初期の対策として低圧原子炉代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水手段、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。

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「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」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧、低圧原子炉代替注水系（常設）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及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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。

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。

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。

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。

以上のことから，低圧原子炉代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水，格納容器フィルタベント系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「L O C A 時注水機能喪失」に対して有効である。

第3.1.6-1表 「LOCA時注水機能喪失」の重大事故等対策について(1/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	原子炉の出力運転中に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発生後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。	【非常用ディーゼル発電機等】※ 【非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等】※	—	平均出力領域計装※
高圧・低圧注水機能喪失確認	各ポンプの起動失敗又は各ポンプの出口流量の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	—	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) ※ 原子炉水位 (燃料域) ※ 【原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量】※ 【高圧炉心スプレイポンプ出口流量】※ 【残留熱除去ポンプ出口圧力】※ 【低圧炉心スプレイポンプ出口圧力】※
高圧原子炉代替注水系による原子炉注水	高圧・低圧注水機能喪失確認後、高圧原子炉代替注水系を起動し、原子炉水位を回復する。	高圧原子炉代替注水系 サブレーション・チェンバ※	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) ※ 原子炉水位 (燃料域) ※ 高圧原子炉代替注水流量
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後、低圧原子炉代替注水系 (常設) を起動し、中央制御室にて逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 6個を全開し、原子炉急速減圧を実施する。	常設代替交流電源設備 低圧原子炉代替注水ポンプ 逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) ※	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力※

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

有効性評価上考慮しない操作

第3.1.6-1表 「LOCA時注水機能喪失」の重大事故等対策について(2/3)

		重大事故等対処設備		
判断及び操作	手順	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(自動減圧機能付き)による原子炉急速減圧により、低圧原子炉代替注水系(常設)の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。	常設代替交流電源設備 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等* 低圧原子炉代替注水ポンプ 低圧原子炉代替注水槽	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]まで降下した場合、又はサブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した場合は、格納容器代替スプレイ系(可搬型)による格納容器スプレイを停止する。	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等*	大量送水車 タンクローリ	ドライウェル圧力(SA) サブプレッション・チェンバ圧力(SA) 格納容器代替スプレイ流量 サブプレッション・プール水位(SA)

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

第3.1.6-1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
格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱	サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した場合、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器フィルタベント系	ドライウェル圧力 (SA) サプレッション・チェンバ圧力 (SA) サプレッション・プール水位 (SA) 格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウェル) ※ 格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・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)

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

第3.1.6-2表 主要解析条件 (LOC A時注水機能喪失) (1/4)

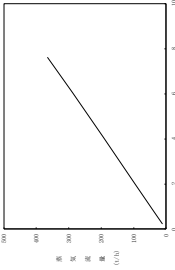
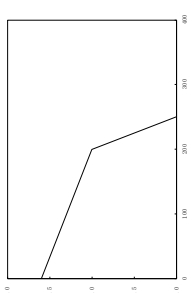
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	—
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から+83cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	$35.6 \times 10^3 \text{ t/h}$	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約278°C	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約9°C	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型)は熱水力的な特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

初期条件

第3.1.6-2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
初期条件	サブレーション・プール水位	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	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	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	屋外貯水槽の水温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定
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部配管とし、液相部配管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がないことから、原子炉圧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として約3.1cm²を設定
	<p>高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失 減圧機能喪失</p>	<p>高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を、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）の機能喪失を、減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定</p>
安全機能の喪失に対する仮定	外部電源なし	<p>外部電源なしの場合は復水・給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</p> <p>また、原子炉スクラムまでの炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、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</p>
事故条件	外部電源なし	外部電源なし

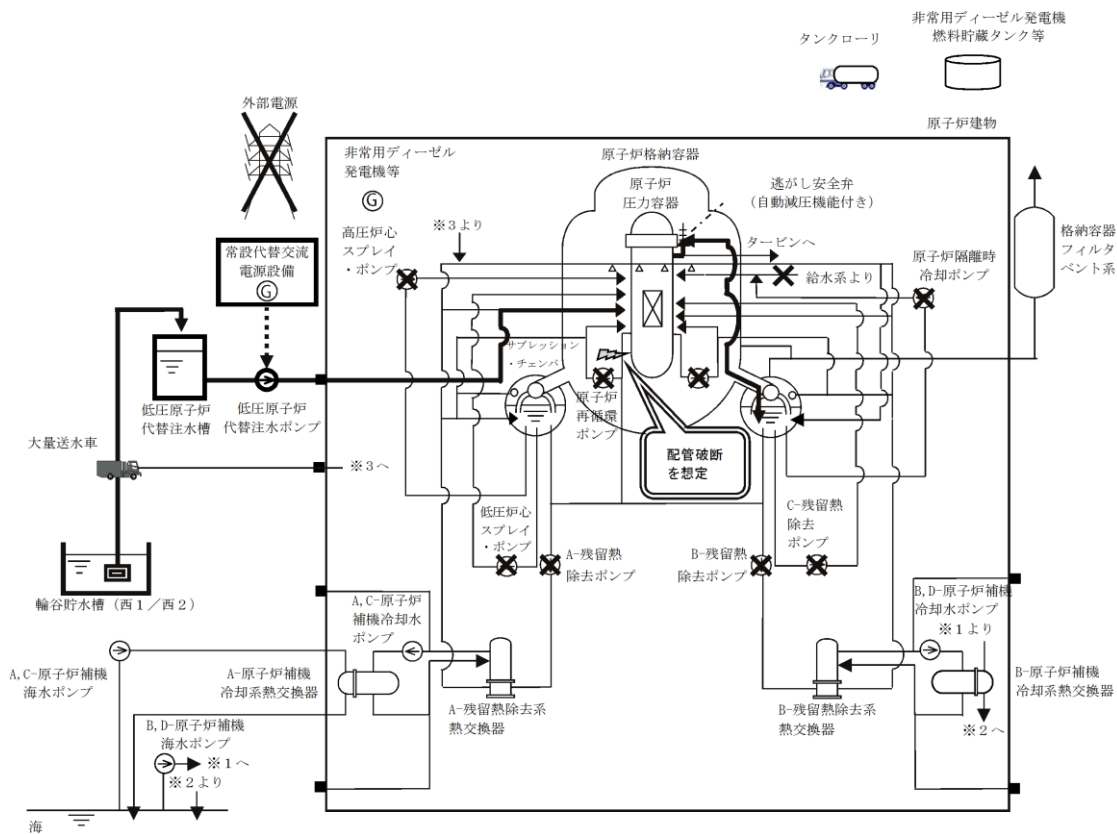
第3.1.6-2表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (3/4)

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	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
逃がし弁機能	逃がし弁機能 7. 58MPa[gage] × 2 個, 367t/h/個 7. 65MPa[gage] × 3 個, 370t/h/個 7. 72MPa[gage] × 3 個, 373t/h/個 7. 79MPa[gage] × 4 個, 377t/h/個	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	逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 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)	最大250m ³ /hにて原子炉注水, その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御 	低圧原子炉代替注水系 (常設) の設計値として設定
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9.8kg/sに対して, 第1弁の中央制御室からの遠隔操作による全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器フィルタベント系の設計値として設定

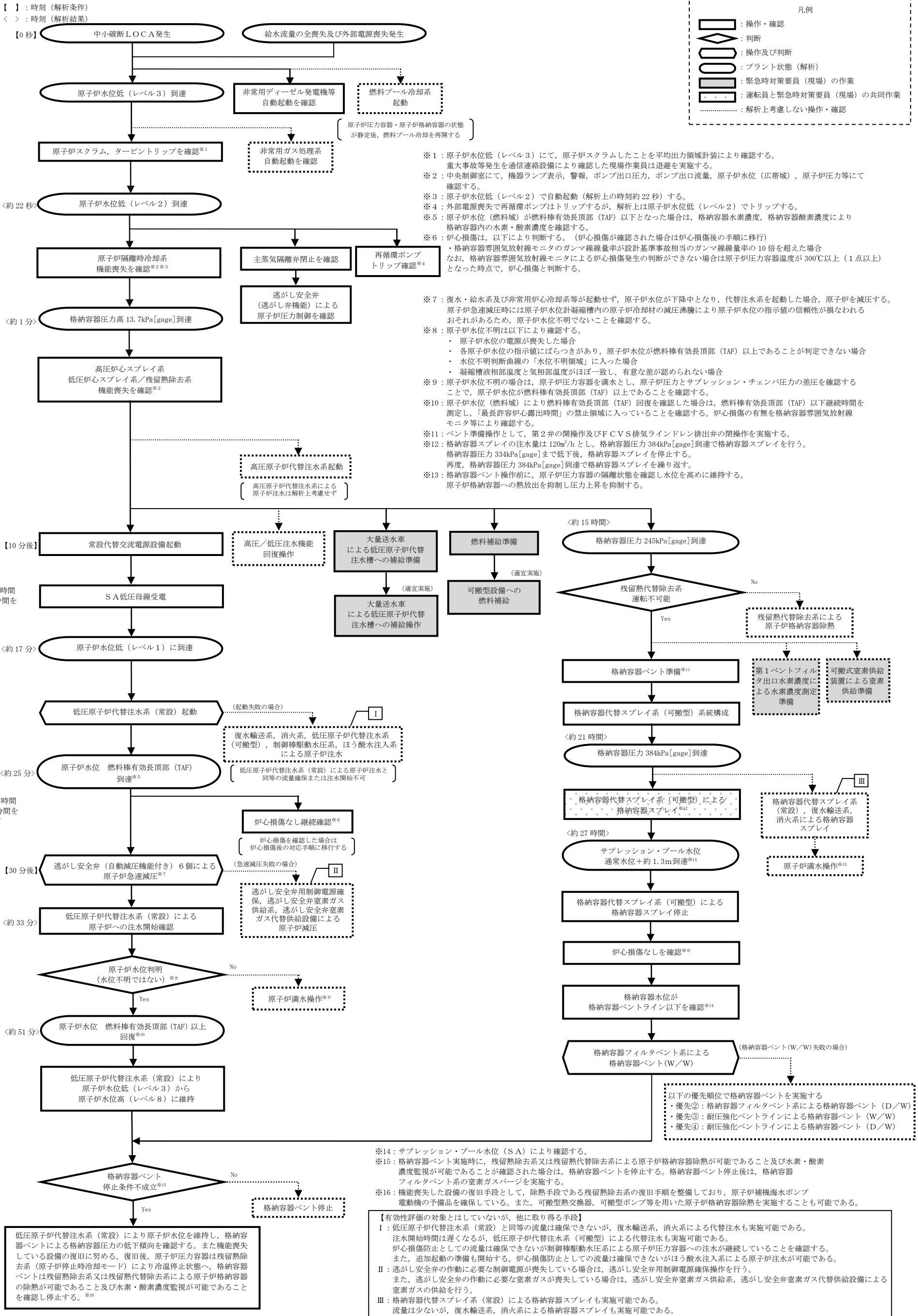
重大事故等対策に関連する機器条件

第3.1.6-2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
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	事象発生から10分後	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	事象発生から30分後	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) による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力384kPa[gage]到達時 384~334kPa[gage]の範囲で維持	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作	サプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m (真空破壊装置下端-0.45m) 到達から10分後	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
重大事故等対策に関連する操作条件		

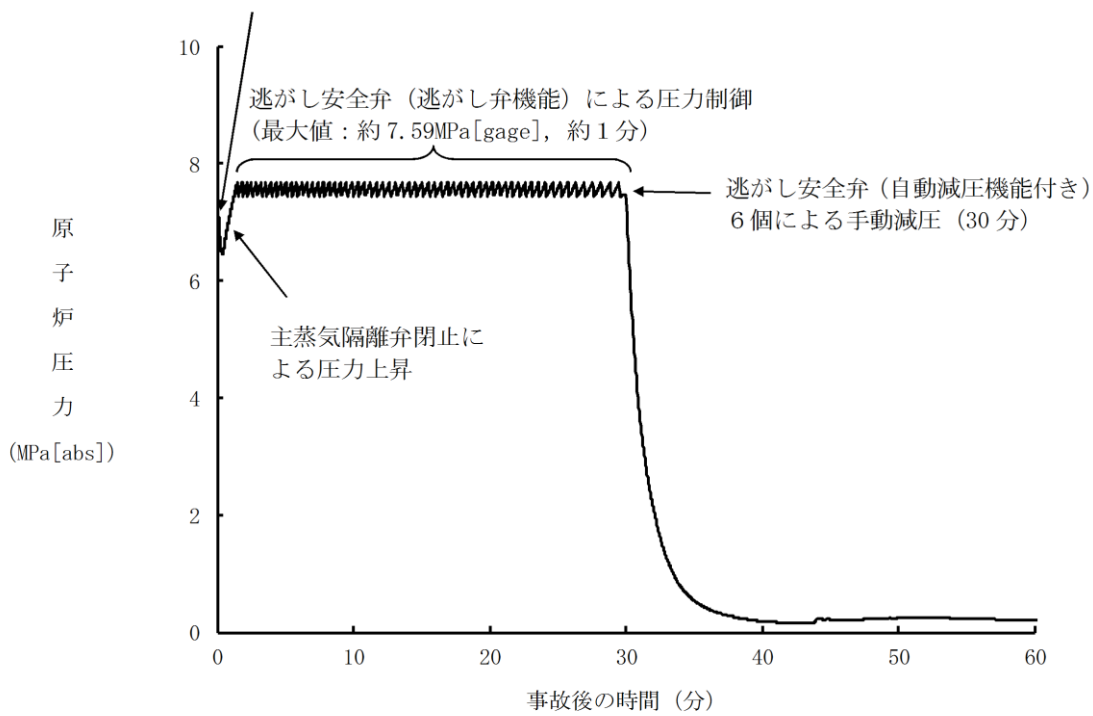


第3.1.6-1図(1) 「LOCA時注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉急速減圧及び原子炉注水)

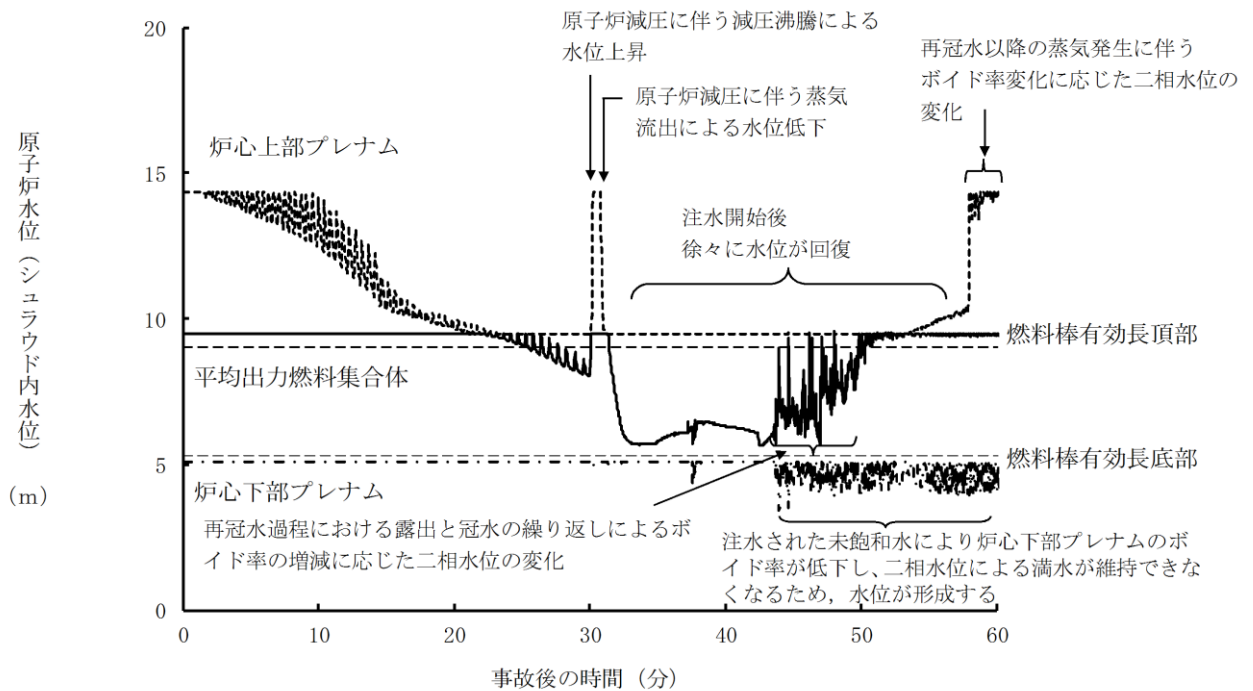


第 3.1.6-2 図 「LOCA時注水機能喪失」の対応手順の概要

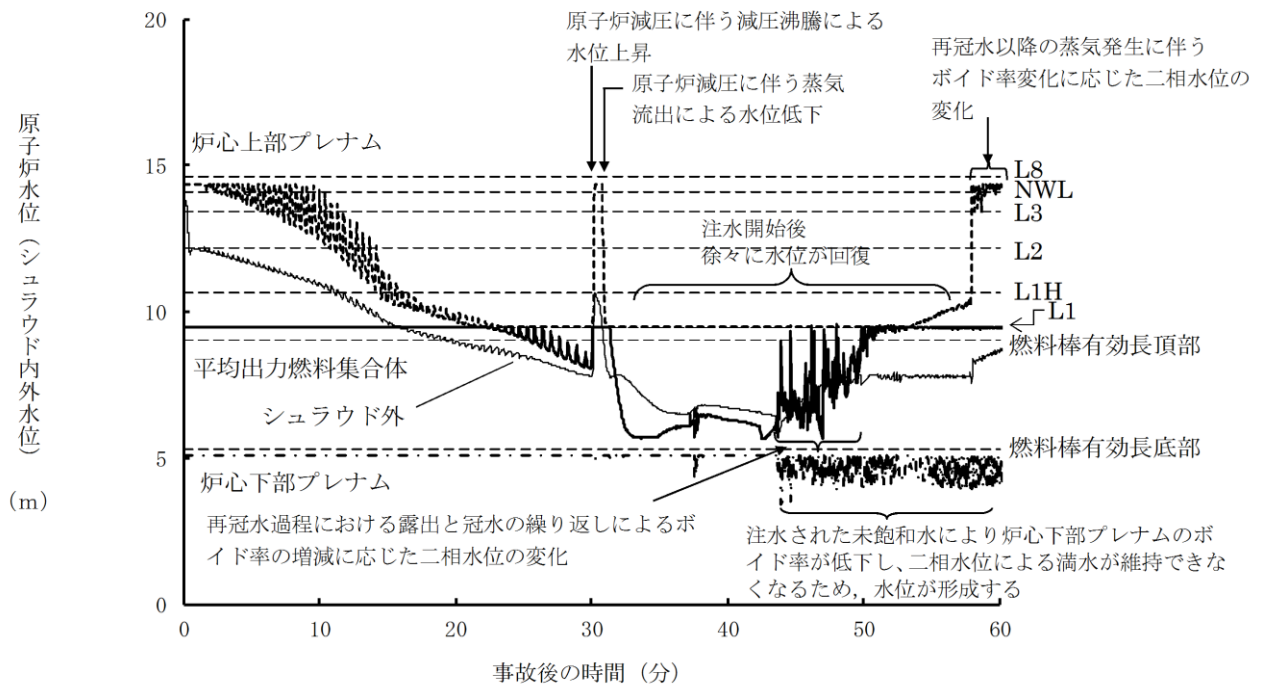
炉内からの蒸気流出による圧力低下



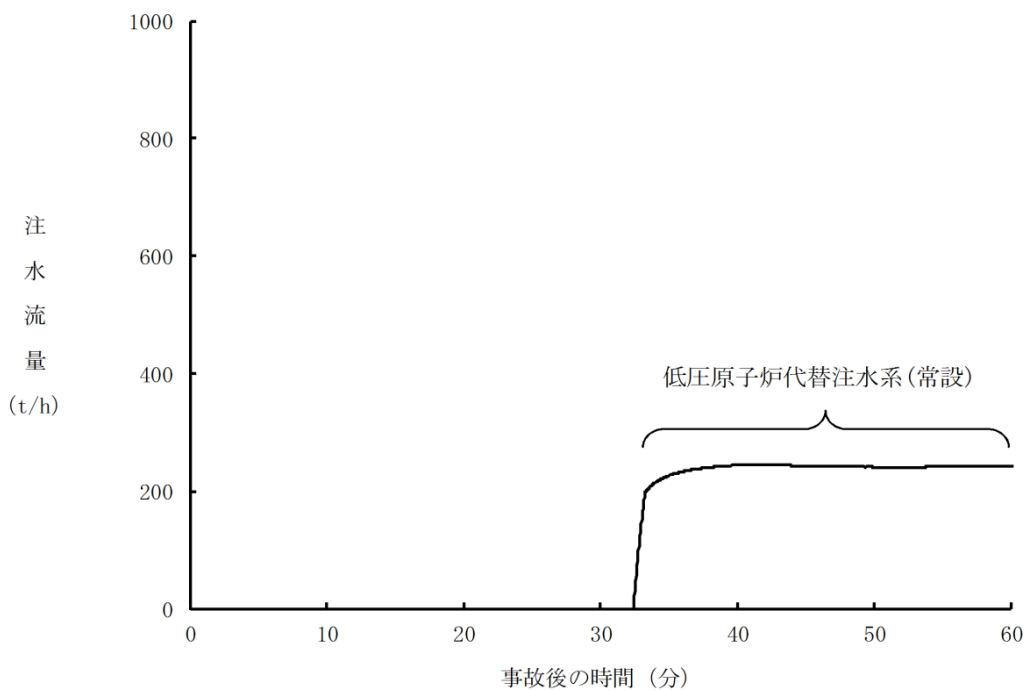
第3. 1. 6-4図 原子炉圧力の推移



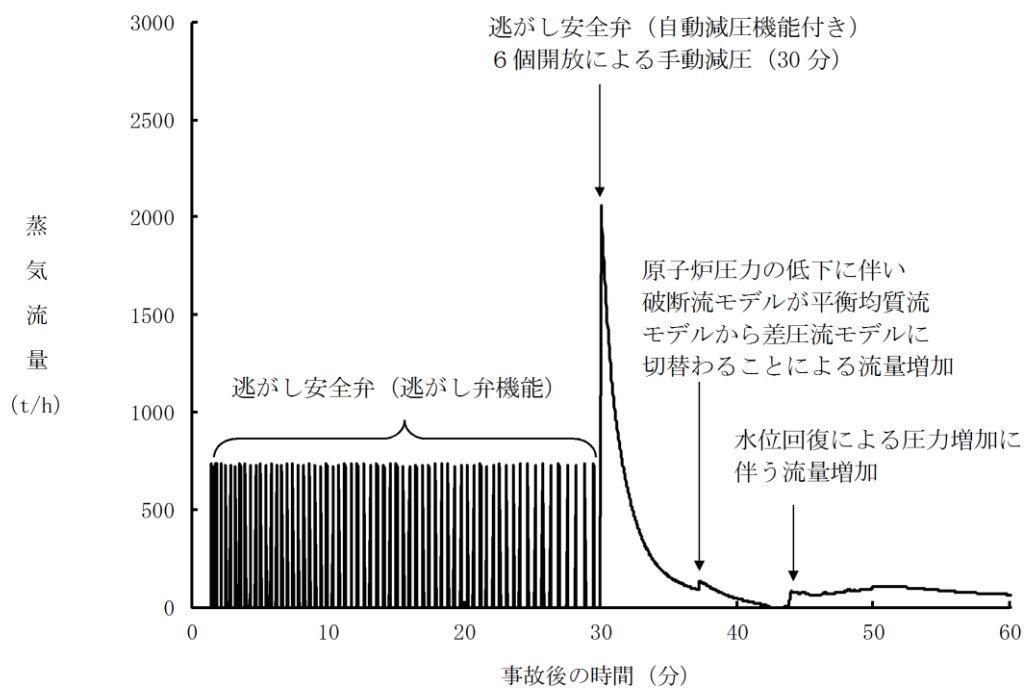
第3. 1. 6-5図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



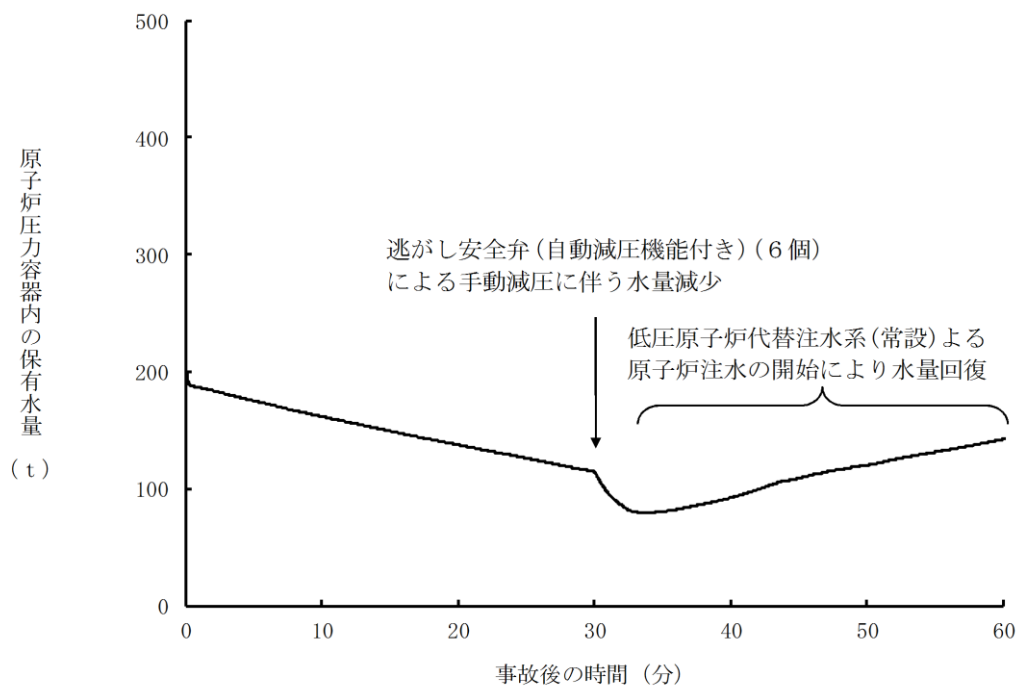
第3. 1. 6-6図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



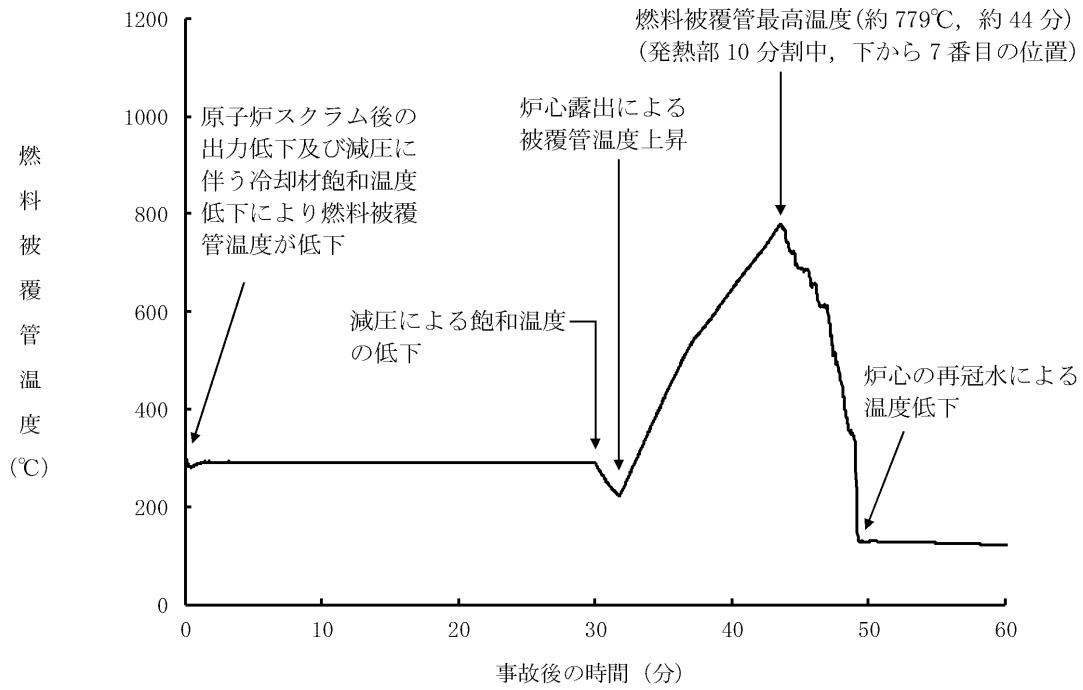
第3. 1. 6-7図 注水流量の推移



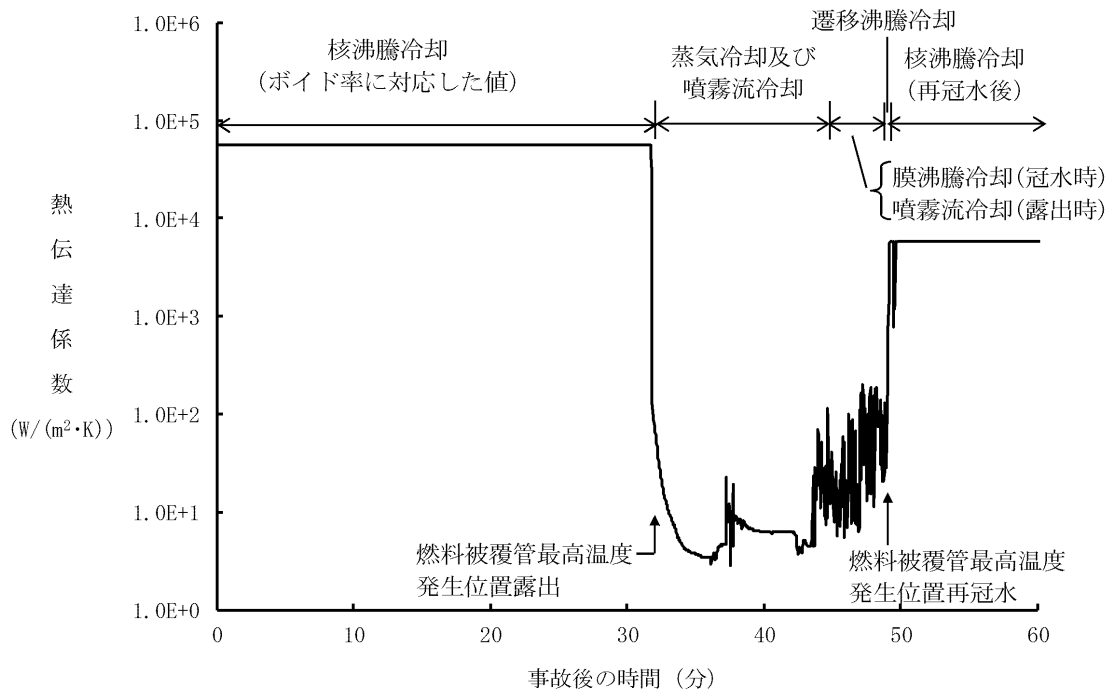
第3.1.6-8図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



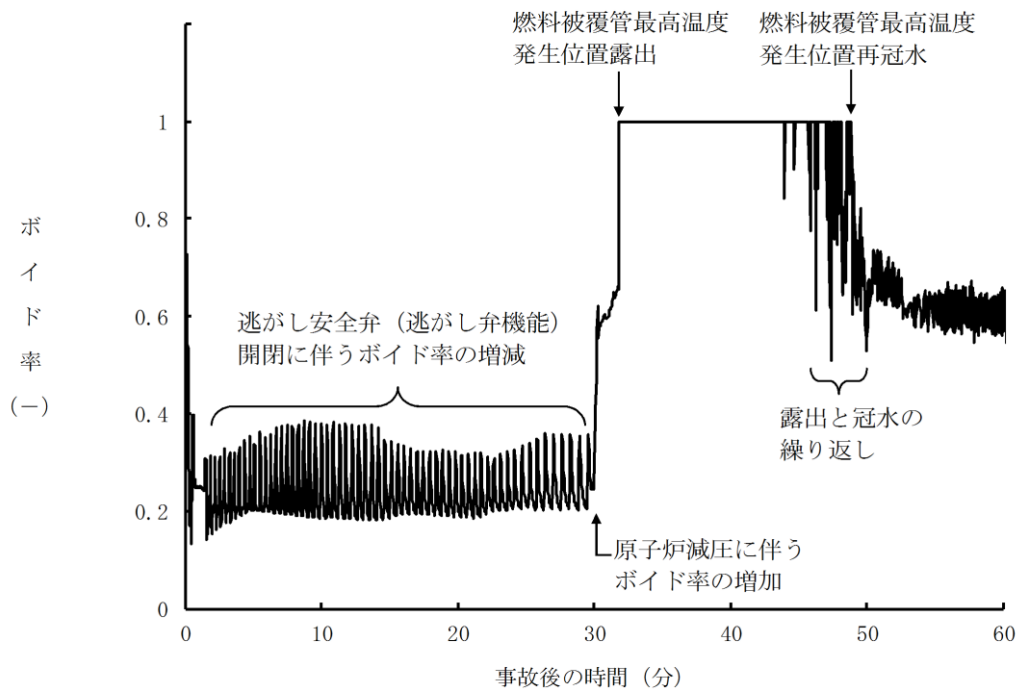
第3.1.6-9図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



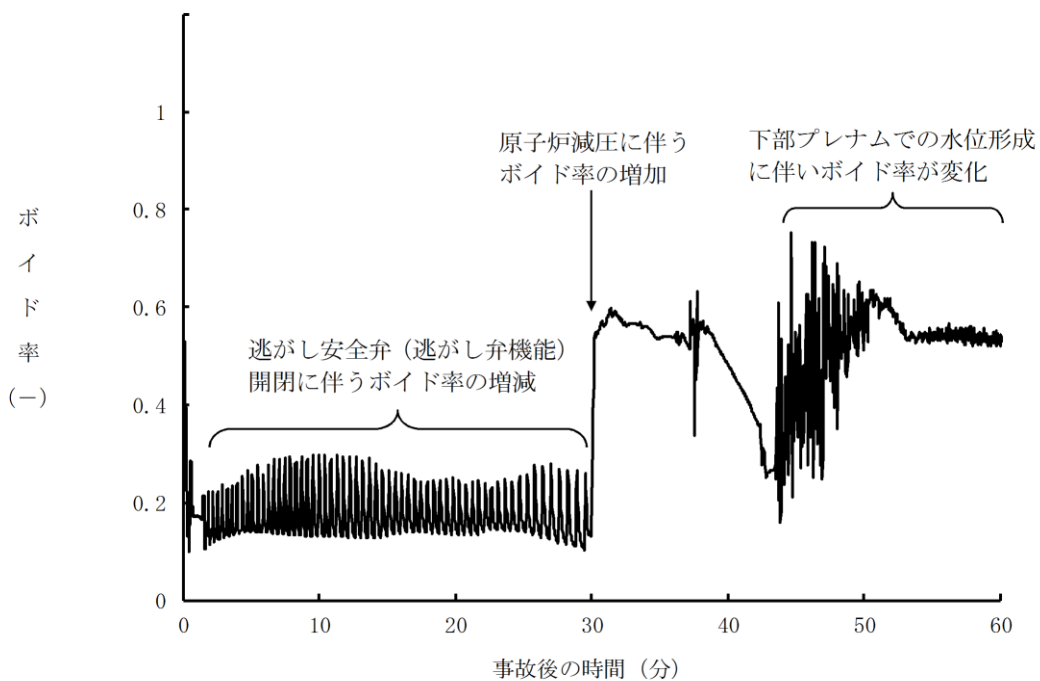
第3.1.6-10図 燃料被覆管温度の推移



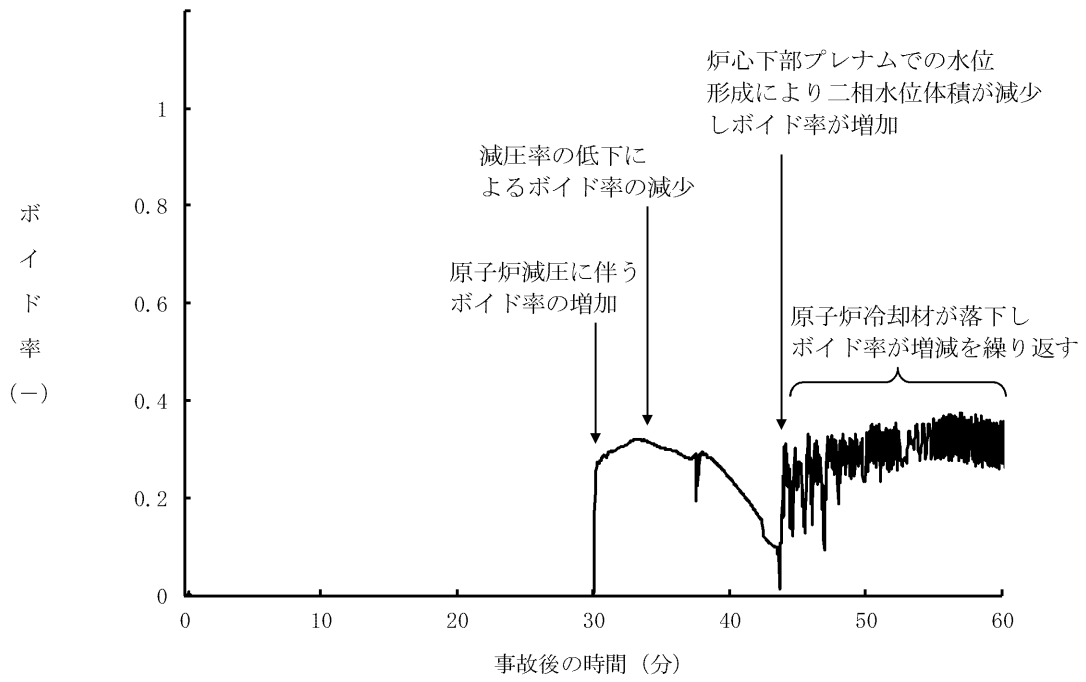
第3.1.6-11図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



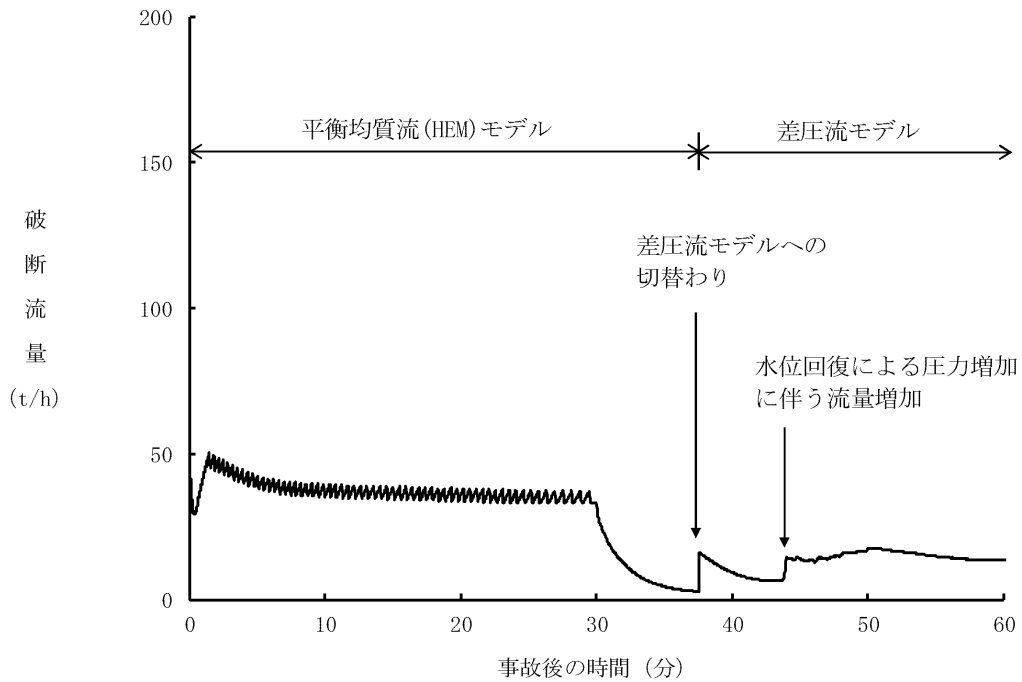
第3.1.6-12図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



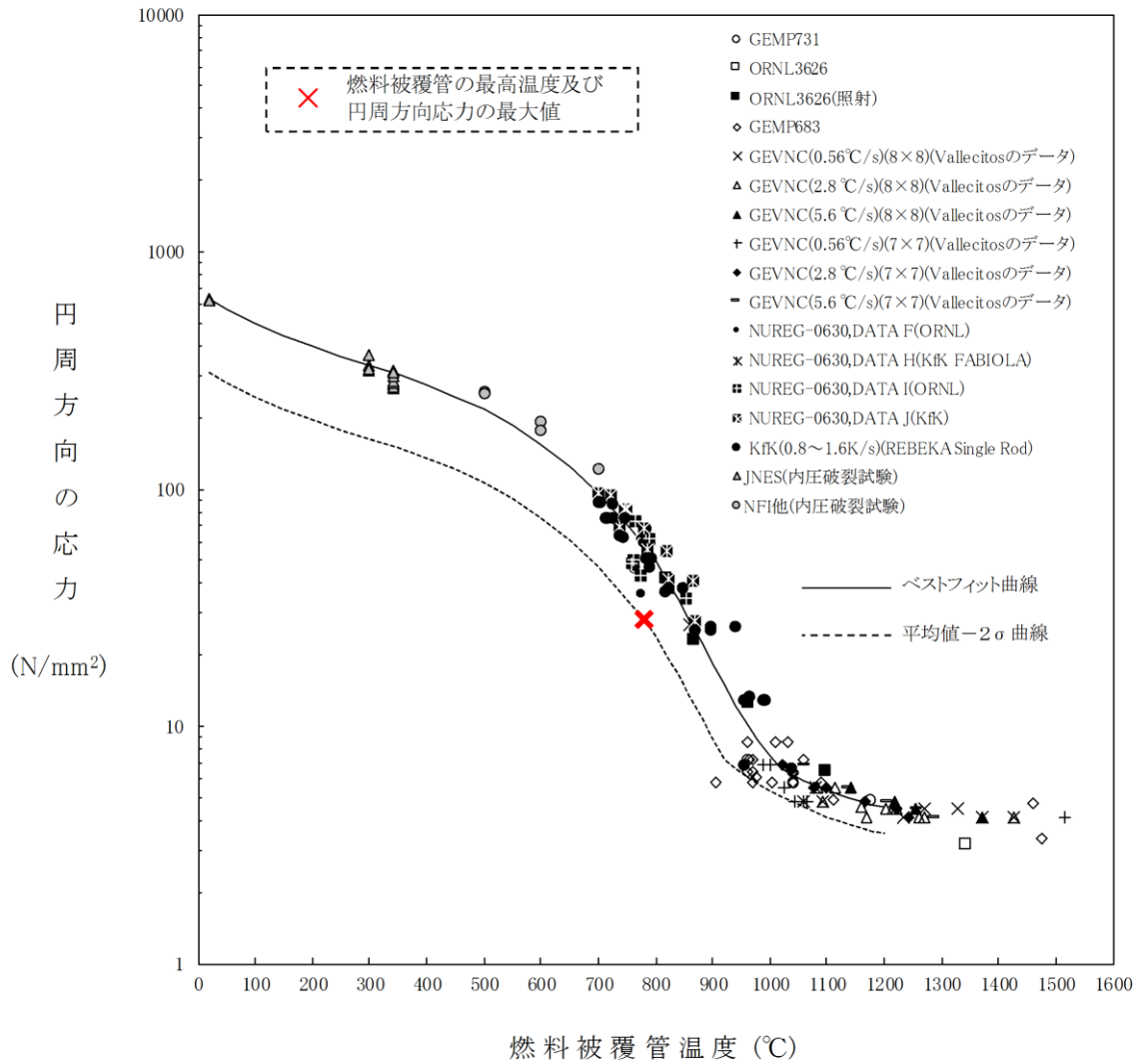
第3.1.6-13図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移



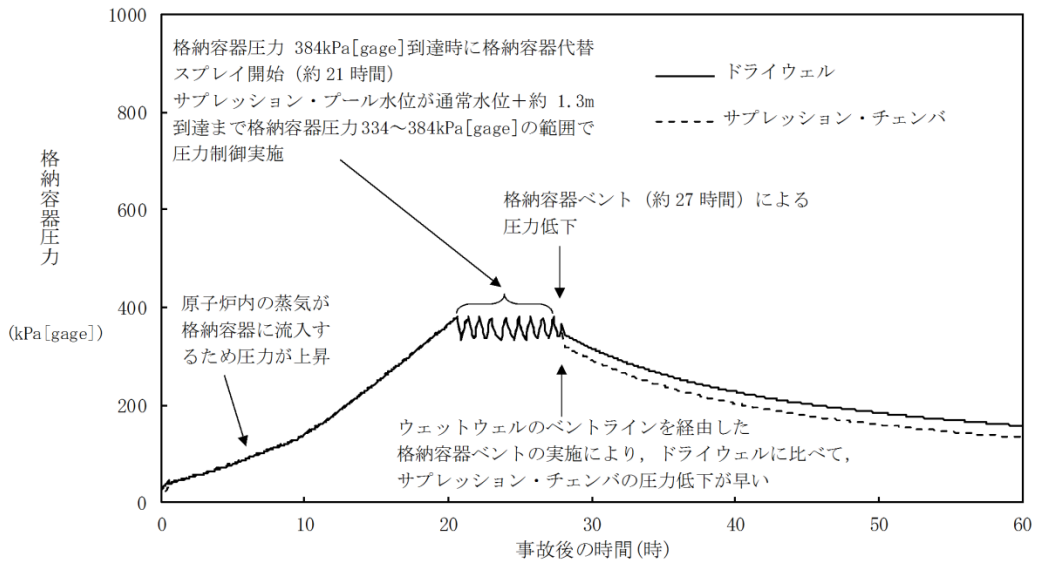
第3.1.6-14図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



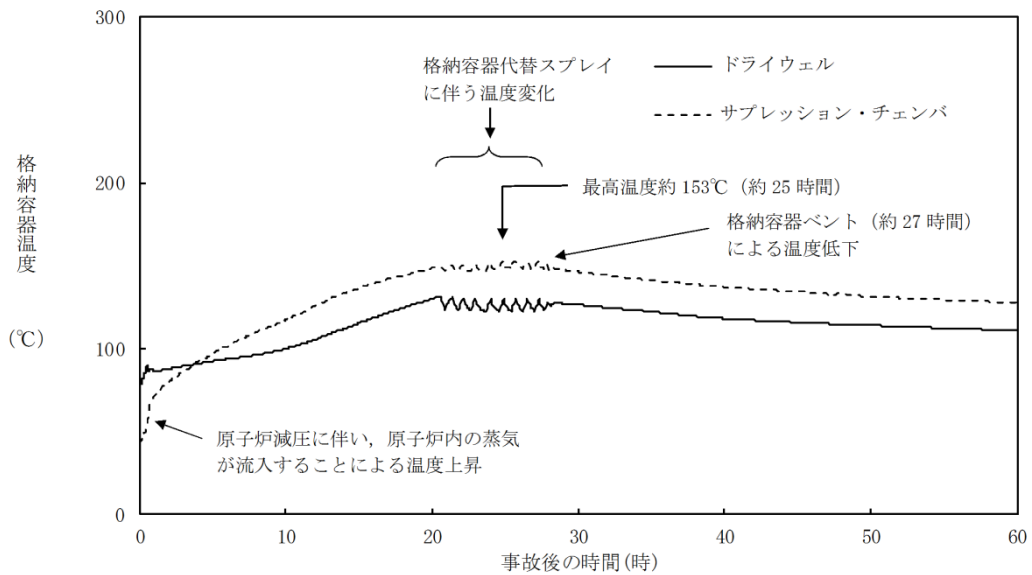
第3.1.6-15図 破断流量の推移



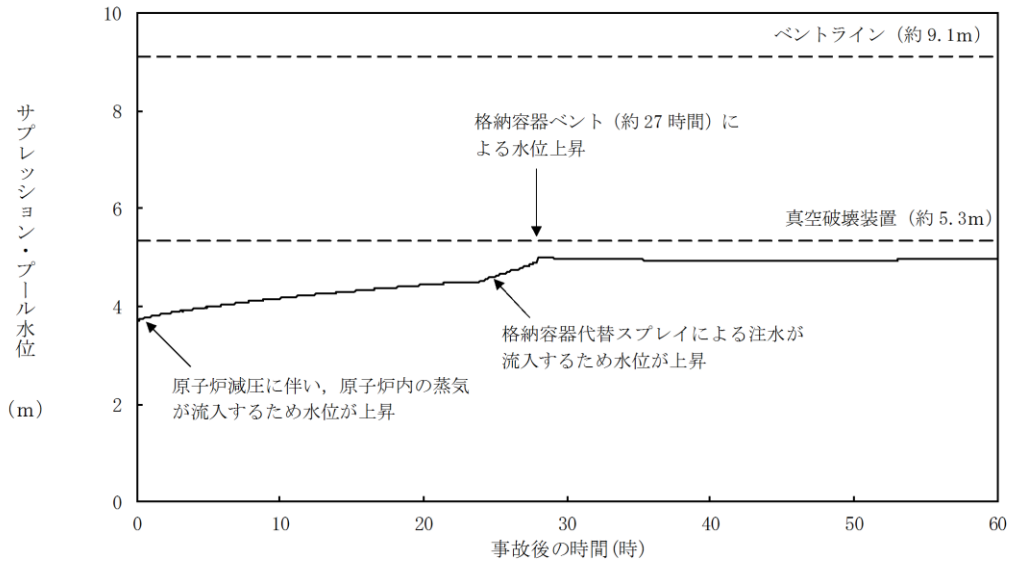
第3.1.6-16図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



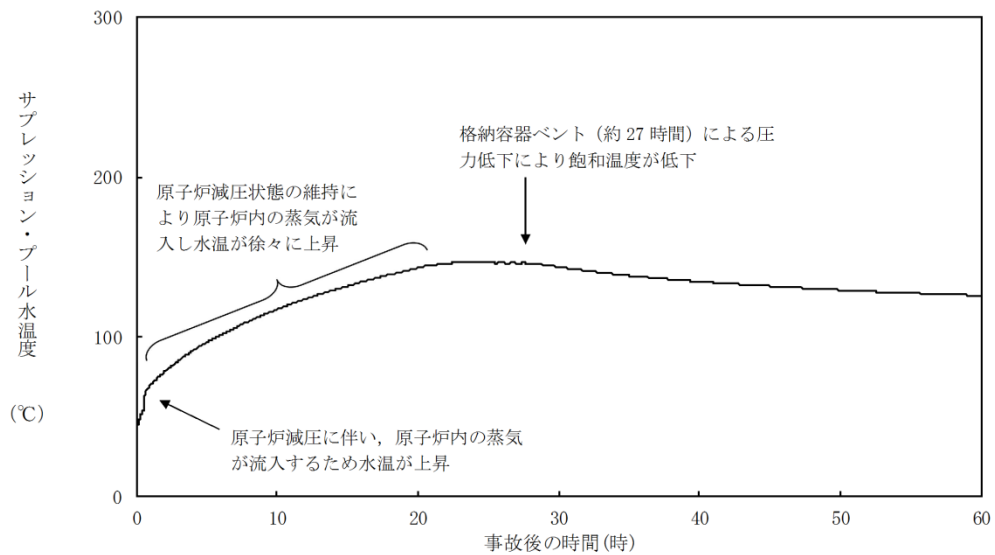
第3.1.6-17図 格納容器圧力の推移



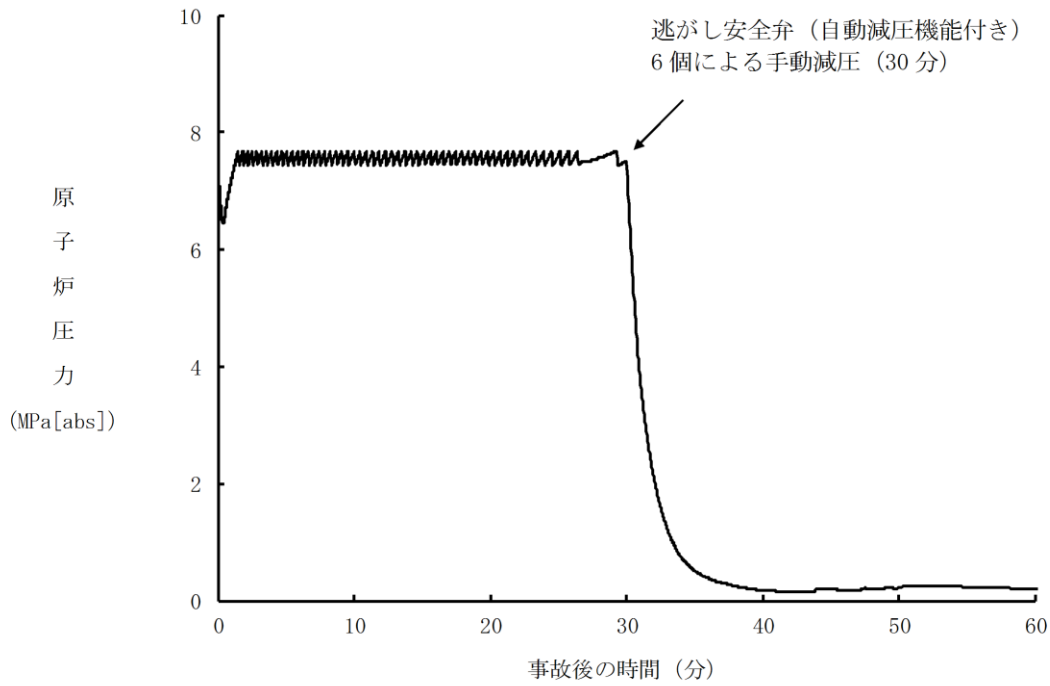
第3.1.6-18図 格納容器温度の推移



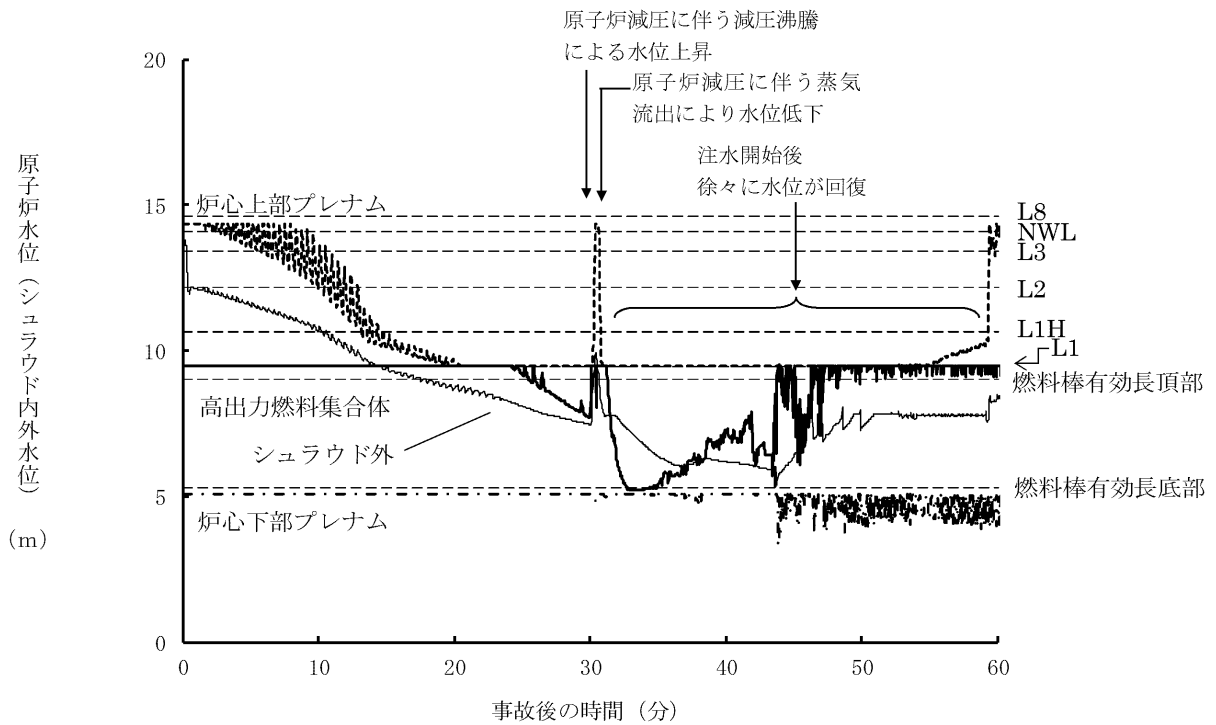
第3.1.6-19図 サプレッション・プール水位の推移



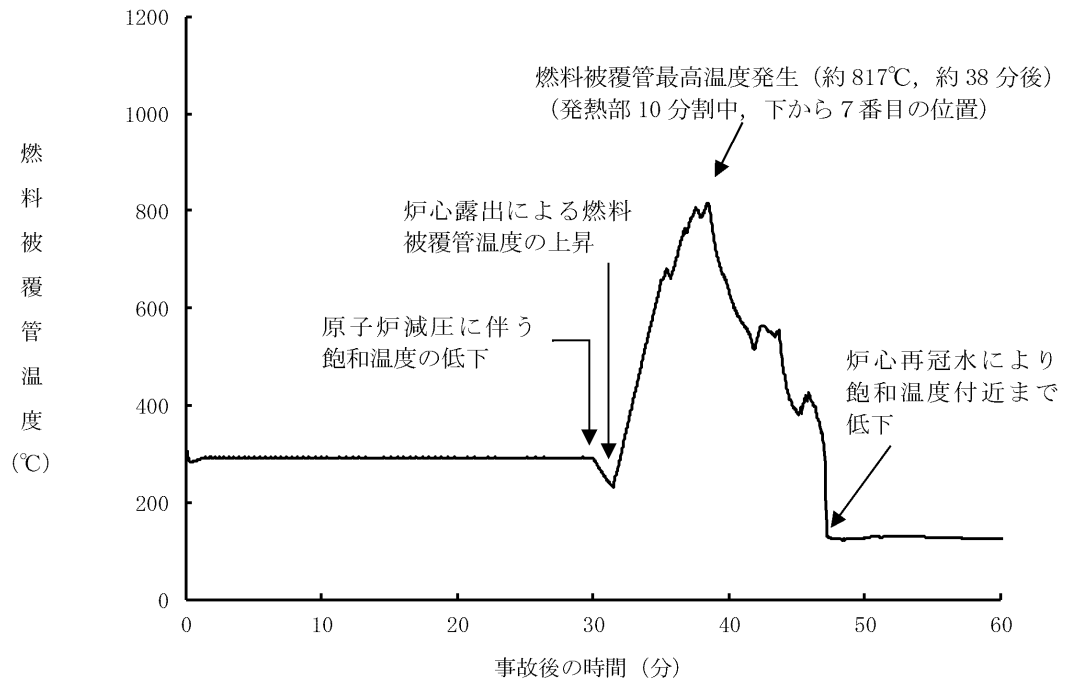
第3.1.6-20図 サプレッション・プール水温度の推移



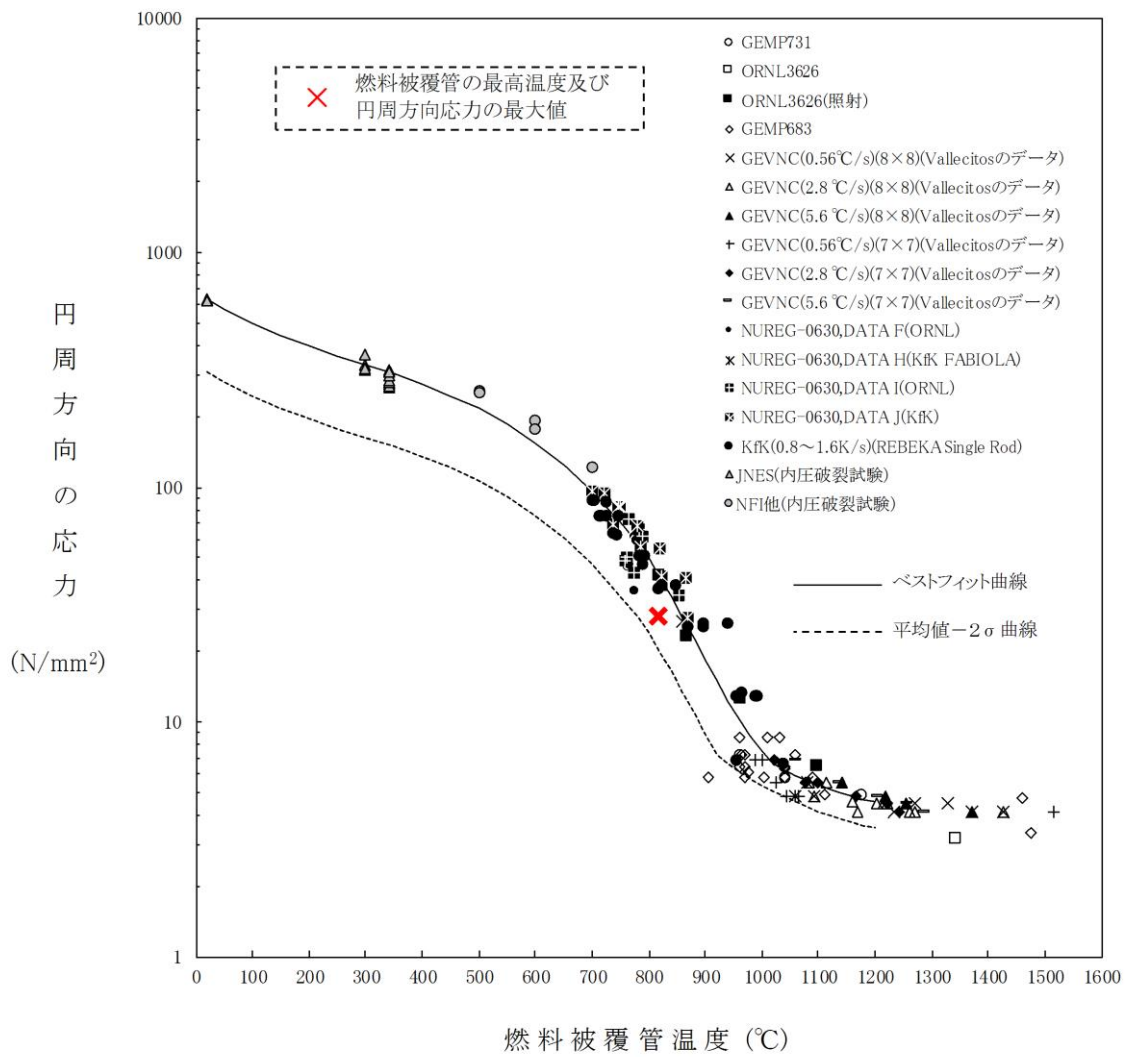
第3.1.6-21図 原子炉圧力の推移 (約4.2cm²の破断)



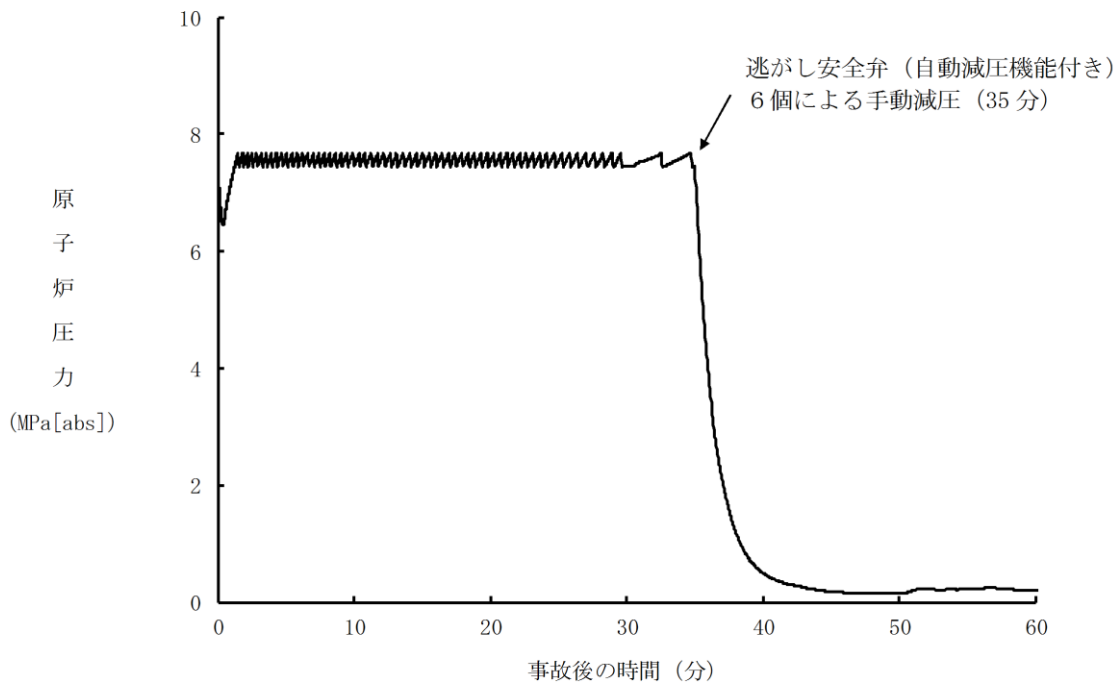
第3.1.6-22図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) (約4.2cm²の破断)



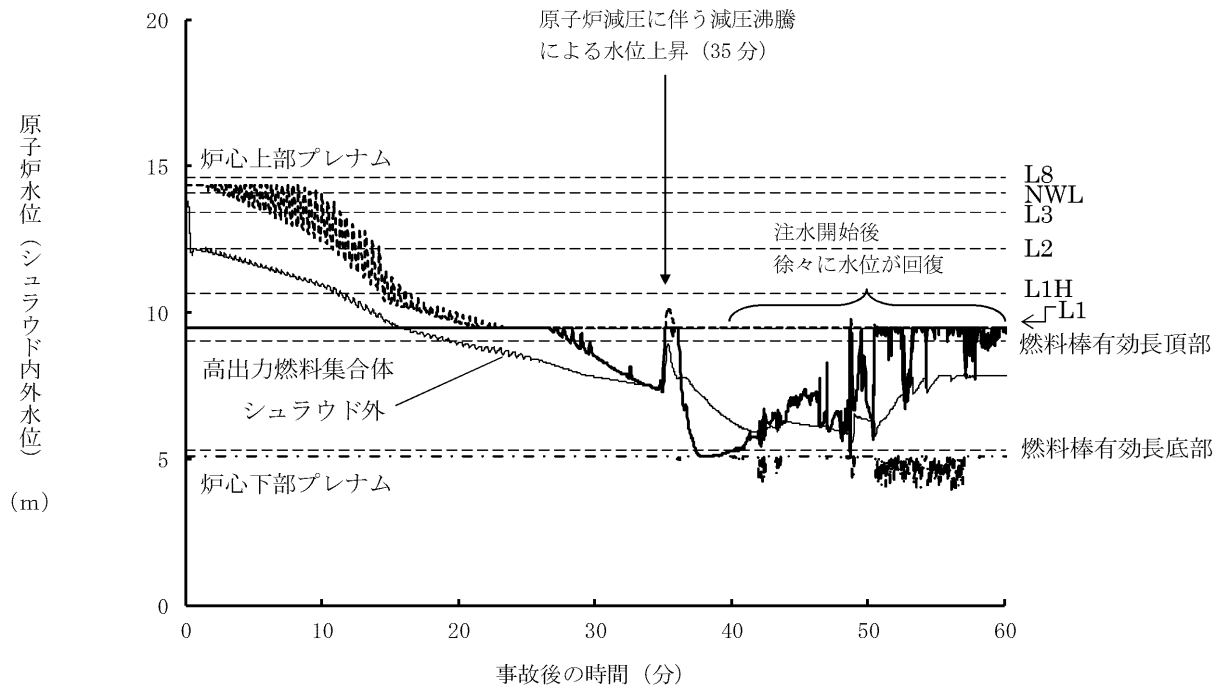
第3.1.6-23図 燃料被覆管温度の推移 (約4.2cm²の破断)



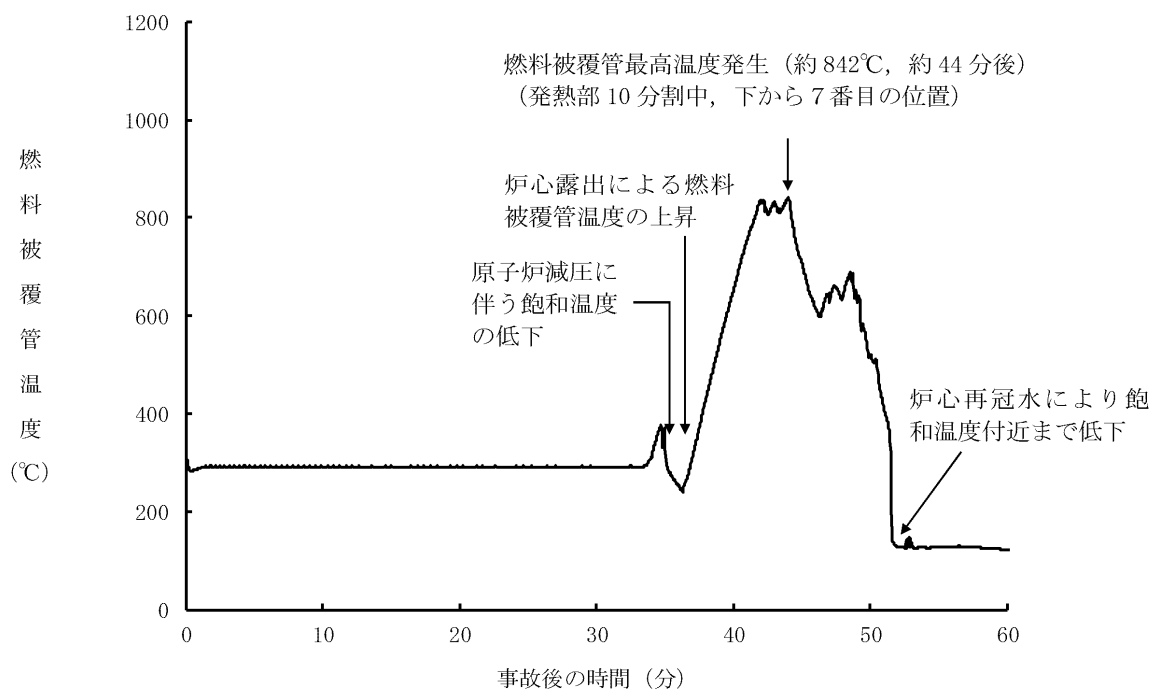
第3.1.6-24図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係 (約4.2cm²の破断)



第3.1.6-25図 原子炉圧力の推移 (遅れ時間5分)



第3.1.6-26図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (遅れ時間5分)



第3.1.6-27図 燃料被覆管温度の推移 (遅れ時間 5 分)

3.1.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

3.1.7.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」において，炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは，「2.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA（以下「ISLOCA」という。））」（ISLOCAの発生後，隔離できないまま炉心損傷に至るシーケンス）である。

(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

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ISLOCA）」では，原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で，高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち，隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断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。

本事故シーケンスグループは，ISLOCAが発生したことによって，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，ISLOCAに対する重大事故等対処設備及びISLOCAの発生箇所の隔離に期待することが考えられる。

ここで，ISLOCAが生じた際の状況を想定すると，原子炉を減圧した後，低圧注水機能による原子炉注水を実施することも考えられるが，本事故シーケンスグループにおいては，低圧注水機能による原子炉への注水には期待せず，高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。

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

止を図り，また，逃がし安全弁によって原子炉を減圧することによる原子炉冷却材の漏えいの抑制及び I S L O C A の発生箇所の隔離によって，原子炉格納容器外への原子炉冷却材の流出の防止を図る。また，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。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（I S L O C A）」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压炉心スプレイ系による原子炉注水手段，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧手段及び運転員の破断箇所隔離による漏えい停止手段を整備し，安定状態に向けた対策として，高压炉心スプレイ系による炉心冷却を継続する。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として残留熱除去系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 3.1.7-1 図(1)から第 3.1.7-1 図(3)に，手順の概要を第 3.1.7-2 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 3.1.7-1 表に示す。

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，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 10 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，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，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名である。必要な要員と作業項目について第 3.1.7-3 図に示す。

a. I S L O C A 発生

原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で，高压設計部分と低压設計部分のインターフェイスとなる配管のうち，隔離弁の隔離失

敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、I S L O C A が発生する。破断箇所から原子炉冷却材が流出することにより、原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルが開放する。

b. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認

事象発生後に外部電源喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域計装である。

c. 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、原子炉水位は低下し、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するが、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低(レベル1H)で高圧炉心スプレイ系が自動起動する。

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を確認するために必要な計装設備は、各ポンプの出口流量等である。

d. I S L O C A 発生確認

原子炉水位及び原子炉圧力の低下によりL O C A 事象を確認し、格納容器温度、格納容器圧力の上昇がないことから原子炉格納容器外での漏えい事象であることを確認し、残留熱除去ポンプ出口圧力指示の上昇(破断面積が大きく漏えい量が多い場合は、運転員の対応なしに低下傾向を示す場合もある)により低圧設計部分が過圧されたことを確認し、I S L O C A が発生したことを確認する。

I S L O C A の発生を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位(広帯域)、ドライウェル圧力(S A)、残留熱除去ポンプ出口圧力等である。

なお、監視可能であればエリア放射線モニタ、床漏えい警報、火災警報等により原子炉建物原子炉棟内の状況を参考情報として得ることが可能である。

e. 中央制御室での残留熱除去系隔離失敗

中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の隔離操作を実施するが、残留熱除去系注水弁の閉操作に失敗する。

残留熱除去系の隔離失敗を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉圧力（S A）等である。

f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

中央制御室からの遠隔操作による残留熱除去系の隔離が失敗するため、破断箇所からの漏えい量を抑制するため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（S A）及び原子炉圧力である。

g. 高圧炉心スプレイ系による原子炉注水

原子炉急速減圧後は、破断箇所からの漏えい抑制のため、破断箇所の隔離が終了するまで原子炉水位は原子炉水位低（レベル2）以上で低めに維持する。

原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、高圧炉心スプレイポンプ出口流量等である。

h. 残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）運転

原子炉急速減圧によりサブプレッション・プール水温度が 35℃を超えた時点で、健全側の残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）の運転を開始する。

残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）運転を確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・プール水温度（S A）等である。

i. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転

破断箇所からの漏えい水の温度抑制のため、原子炉圧力指示値が原子炉停止時冷却モードインターロック解除の設定値以下（0.8MPa[gage]）であること及び原子炉水位の安定を確認後、残留熱除去系をサブプレッション・プール水冷却モード運転から原子炉停止時

冷却モード運転に切り替える。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。

j. 現場操作での残留熱除去系隔離操作

破断箇所からの漏えい抑制が継続し、現場操作により残留熱除去系注水弁の全閉操作を実施し、残留熱除去系を隔離する。

残留熱除去系の隔離を確認するための計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。

k. 残留熱除去系隔離後の水位維持

残留熱除去系の隔離が成功した後は、高圧炉心スプレイ系により、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。

原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、高圧炉心スプレイポンプ出口流量等である。

以降、炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う。

3.1.7.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「2.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分とのインターフェイスが、直列に設置された2個の隔離弁のみで隔離された系統において、隔離弁が両弁ともに破損又は誤開放することで、低圧設計部分が過圧される「ISLOCA」である。

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、三次元効果並びに原子炉圧

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），E C C S注水（給水系・代替注水設備含む）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S A F E Rにより原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本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。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第3.1.7-2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。

a. 事故条件

(a) 起因事象

破断箇所は，運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち，原子炉圧力容器から低圧設計配管までの弁数が2個であり，I S L O C Aが発生する可能性が最も高い残留熱除去系（低圧注水モード）の注水配管とする（残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）及び低圧炉心スプレイ系注水ラインについても原子炉圧力容器から低圧設計配管までの弁数が2個であるが，運転中定期試験時のヒューマンエラーによる発生可能性の有無を考慮した発生確率の観点から，残留熱除去系（低圧注水モード）の注水配管に比べてI S L O C Aの発生頻度は低くなる）。破断面積は，低圧設計部の耐圧バウンダリとなる箇所に対して，実耐力を踏まえた評価を行った結果，保守的に以下を設定する。

(i) 残留熱除去系熱交換器フランジ部（破断面積 16cm^2 ）

(ii) 残留熱除去系機器等（破断面積 1cm^2 ）

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

I S L O C A が発生した側の残留熱除去系が機能喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源なしの場合は、復水・給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等によって給電を行うものとする。

また、原子炉スクラムまでの原子炉出力が高く維持されることで、原子炉水位の低下が早く、事象初期の炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、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。

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、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

(b) 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、 $91\text{m}^3/\text{h}$ （ $8.21\sim 0.74\text{MPa}[\text{gage}]$ ）において）の流量で注水するものとする。

(c) 高圧炉心スプレイ系

高圧炉心スプレイ系が原子炉水位低（レベル1_H）で自動起動し、 $318\sim 1,050\text{m}^3/\text{h}$ （ $8.14\sim 1.38\text{MPa}[\text{dif}]$ ）において）（最大 $1,050\text{m}^3/\text{h}$ ）の流量で注水するものとする。

(d) 逃がし安全弁

逃がし安全弁（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、原子炉減圧には逃がし安全弁（自動減圧機能付き）（6個）を使用するものとし、容量

として、1個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

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、「2.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、I S L O C Aの発生を確認した後、中央制御室において隔離操作を行うが、その隔離操作失敗の判断時間を考慮して事象発生から30分後に開始するものとする。

(b) 残留熱除去系の破断箇所隔離操作は、I S L O C A発生時の現場環境条件を考慮し、事象発生から9時間後に開始するものとし、現場移動、操作等に要する時間を考慮して事象発生から10時間後に完了するものとする。

(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、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第3.1.7-4図から第3.1.7-9図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率、破断流量の推移を第3.1.7-10図から第3.1.7-13図に示す。

※ シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料棒有効長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。原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を計測している。

a. 事象進展

事象発生後に外部電源喪失となり、給水流量の全喪失が発生することで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はスクラムし、また、原子炉水位低（レベル2）で再循環ポンプ2台すべてがトリップするとともに、原子炉隔離時冷却系が自動起動する。

破断口から原子炉冷却材が流出することにより原子炉水位は低下し、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するが、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低（レベル1H）で高圧炉心スプレイ系による原子炉注水を開始する。

事象発生20分後の中央制御室における破断箇所の隔離に失敗するため、事象発生30分後に中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能付き）6個を手動開することで、原子炉を減圧し、原子炉冷却材の漏えいの抑制を図る。原子炉減圧により、原子炉隔離時冷却系が機能喪失するものの、高圧炉心スプレイ系による注水を再開することで原子炉水位が回復する。また、主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル2）で全閉する。

事象発生10時間後、現場操作により残留熱除去系の破断箇所を隔離した後は、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位は適切に維持される。

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。また、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水が継続され、その原子炉圧力変化により増減する。

その後は、健全側の残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手順に従い、冷温停止状態に移行することができる。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、第3.1.7-10図に示すとおり、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。

原子炉圧力は、第 3.1.7-4 図に示すとおり、逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により、約 7.59MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても、約 7.89MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、原子炉減圧及び破断箇所隔離後の原子炉格納容器内への蒸気流入により上昇する。一方、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度が最も高くなる設計基準事故である「原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「原子炉冷却材喪失」においては、ISLOCAとは異なり、事象開始から原子炉格納容器内に原子炉冷却材が流出し続ける事故を想定し解析しており、この場合でも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 330kPa[gage]及び約 145℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

中央制御室からの遠隔操作による残留熱除去系の破断箇所隔離には失敗するが、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧を実施し破断箇所からの原子炉冷却材の漏えい抑制を図り、高圧炉心スプレイ系等による原子炉注水を継続することで、炉心の冷却が維持される。その後は、現場操作にて残留熱除去系の破断箇所を隔離し、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

本評価では「2.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

3.1.7.3 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。

格納容器バイパス（ISLOCA）では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断し、原子炉格納容器外へ原子炉冷却材が流出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、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作及び残留熱除去系の破断箇所隔離操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本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、「2.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒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に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、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。

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高圧炉心スプレイ系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。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒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、原子炉水位はおおむね燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心はおおむね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。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは、燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め評価するが、原子炉水位はおおむね燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心はおおむね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。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 3.1.7-1 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られらる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は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、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。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30Gwd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、操作手順（炉心冠水操作）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位及び炉心流量は、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。

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、復水・給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、復水・給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、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。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。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

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。また、原子炉水位はおおむね燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心はおおむね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。

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が、本重要事故シーケンスは格納容器バイパス事象であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位及び炉心流量は、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。

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、復水・給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、復水・給水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されるため、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。

機器条件の原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、解析上の操作開始時間として、事象発生から30分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、破断箇所隔離操作の失敗の認知により原子炉減圧の操作開始時間は変動する可能性があるが、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より、炉心はおおむね冠水維持されるため、原子炉水位維持の点では問題とならない。

操作条件の残留熱除去系の破断箇所隔離操作は、解析上の操作開始時間として、事象発生から9時間後に開始し10時間後の完了を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、隔離操作を実施すべき弁を容易に認知でき、現場での操作場所は漏えい箇所と異なる場所にあり、漏えいの影響を受けにくいため、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。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

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、実態の操作開始時間が早まった場合、原子炉減圧時点の崩壊熱が大きくなるが、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、炉心はおおむね冠水維持されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系の破断箇所隔離操作は、運転員等操作時間に与える影響として、隔離操作の有無に関わらず、高圧炉心スプレイ系の原子炉注水継続により、炉心はおおむね冠水維持されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(3) 操作時間余裕の把握

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。

操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作については，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，炉心はおおむね冠水維持されることから，時間余裕がある。

操作条件の現場での残留熱除去系の破断箇所隔離操作は，隔離操作の有無に関わらず，高圧炉心スプレイ系の原子炉注水継続により，炉心はおおむね冠水維持されることから，時間余裕がある。

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。

3.1.7.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（I S L O C A）」において，重大事故等対策時における必要な要員は，「3.1.7.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 10 名である。「3.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員，緊急時対策要員等の 45 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（I S L O C A）」において，必要な水源，燃料及び電源は，「3.5.1(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。

a. 水源

I S L O C A発生後の隔離までの流出量は、約 600m³となる。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水源は、サプレッション・チェンバのプール水であり、約 2,800m³の水を保有していることから、水源が枯渇することはない。これにより必要な水量が確保可能であり、7日間の注水継続実施が可能である。

b. 燃料

非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、保守的に事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、運転継続に約 700m³の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約 730m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから非常用ディーゼル発電機等による電源供給について、7日間の運転継続が可能である。

緊急時対策所用発電機による電源供給については、保守的に事象発生直後から最大負荷での運転を想定すると、7日間の運転継続に約 8 m³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。

c. 電源

外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。

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。

3.1.7.5 結論

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス (I S L O C A)」では、原

原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、原子炉格納容器外へ原子炉冷却材が流出することで、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「格納容器バイパス（I S L O C A）」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高圧炉心スプレー系による原子炉注水手段、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧手段及び運転員の破断箇所隔離による漏えい停止手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系による原子炉格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（I S L O C A）」の重要事故シーケンス「I S L O C A」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及び高圧炉心スプレー系による原子炉注水、残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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。

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。

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。

以上のことから、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレー系による原子炉注水、逃がし安全弁による原子炉急速減圧、運転員の破断箇所隔離による漏えい停止、残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）

による原子炉格納容器除熱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「格納容器バイパス（ISLOCA）」に対して有効である。

第3.1.7-1表 「格納容器バイパス (ISLOCA)」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
ISLOCA発生	原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、ISLOCAが発生する。破断箇所から原子炉冷却材が流出することにより、原子炉建物燃料取替階ブローアアウトパネルが開放する。	原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル※	—	—
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機等】※ 【非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等】※	—	平均出力領域計装※
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、原子炉水位は低下し、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するが、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低(レベル1H)で高圧炉心スプレイ系が自動起動する。	【原子炉隔離時冷却系】※ 【高圧炉心スプレイ系】※ サブレーション・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) ※ 【原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量】※ 【高圧炉心スプレイポンプ出口流量】※
高圧原子炉代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧原子炉代替注水系を起動し、原子炉水位を回復する。	高圧原子炉代替注水系 サブレーション・チェンバ※	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) ※ 原子炉水位 (燃料域) ※ 高圧原子炉代替注水流量

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

□ 有効性評価上考慮しない操作

第3.1.7-1表 「格納容器バイパス (ISLOCA)」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
ISLOCA発生確認	原子炉水位及び原子炉圧力の低下によりLOCA事象を確認し、格納容器温度、格納容器圧力の上昇がないことから原子炉圧力容器外での漏えい事象であることを確認し、残留熱除去ポンプ出口圧力指示の上昇(破断面積が大きくなる漏えい量が多い場合は、運転員の対応なしに低下傾向を示す場合もある)により低圧設計部分が過圧されたことを確認し、ISLOCAが発生したことを確認する。	—	—	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)* ドラウイウエル圧力 (SA) ドラウイウエル温度 (SA) 【残留熱除去ポンプ出口圧力】*
中央制御室での残留熱除去系隔離失敗	中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の隔離操作を実施するが、残留熱除去系注水弁の閉操作に失敗し、残留熱除去系の隔離に失敗する。	—	—	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)*
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	残留熱除去系の隔離に失敗するため、破断箇所からの漏えい量を抑制するため原子炉を急速減圧する。	逃がし安全弁 (自動減圧機能付き)*	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力*
高圧炉心スプレイ系による原子炉注水	原子炉水位回復後は、破断箇所からの漏えい抑制のため、原子炉水位低 (レベル2) 以上で低めに維持する。	【高圧炉心スプレイ系】* サブレーション・チェンバ*	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 【高圧炉心スプレイポンプ出口流量】*
残留熱除去系(サブレーション・プール水冷却モード)運転	原子炉急速減圧によりサブレーション・プール水温度が35℃を超えた時点で、健全側の残留熱除去系によるサブレーション・プール水冷却モード運転を開始する。	【残留熱除去系(サブレーション・プール水冷却モード)】*	—	サブレーション・プール水温度 (SA) 【残留熱除去ポンプ出口流量】*

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

第3.1.7-1表 「格納容器バイパス (ISLOCA)」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
残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転	破断箇所からの漏えい水の温度抑制のため、原子炉圧力指示値が原子炉停止時冷却モードインタローック解除の設定値以下(0.8MPa [gage])であること及び原子炉水位の安定を確認後、残留熱除去をサブレーション・プールの冷却モード運転から原子炉停止時冷却モード運転に切り替える。	【残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)】※	—	原子炉圧力(SA) 原子炉圧力※ 原子炉水位(SA) 原子炉水位(広帯域)※ 原子炉水位(燃料域)※ 【残留熱除去ポンプ出口流量】※ 【残留熱除去系熱交換器入口温度】※
現場操作での残留熱除去系隔離操作	破断箇所からの漏えい抑制を継続し、現場操作により残留熱除去系注水弁の全閉操作を実施し、残留熱除去系を隔離する。	【残留熱除去系注水弁】※	—	原子炉水位(SA) 原子炉水位(広帯域)※ 原子炉水位(燃料域)※
残留熱除去系隔離後の水位維持	残留熱除去系の隔離が成功した後は、高圧炉心スプレイ系により、原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。	【高圧炉心スプレイ系】※ サブレーション・チェンバ※	—	原子炉水位(SA) 原子炉水位(広帯域)※ 原子炉水位(燃料域)※ 【高圧炉心スプレイポンプ出口流量】※

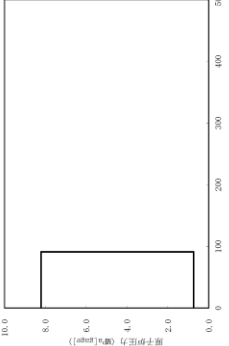
※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備(設計基準拡張)

第3.1.7-2表 主要解析条件 (格納容器バイパス (ISLOCA)) (1/4)

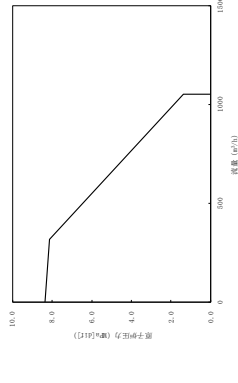
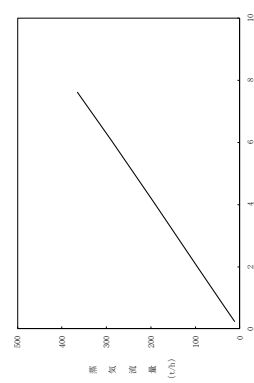
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	SAFER	—
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa _[gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から+83cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6×10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため、MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し、代表的に9×9燃料 (A型) を設定
燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	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)	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
水源温度	49℃	サブプレッション・チェンバからの注水における代表温度を設定

初期条件

第3.1.7-2表 主要解析条件 (格納容器バイパス (ISLOCA)) (2/4)

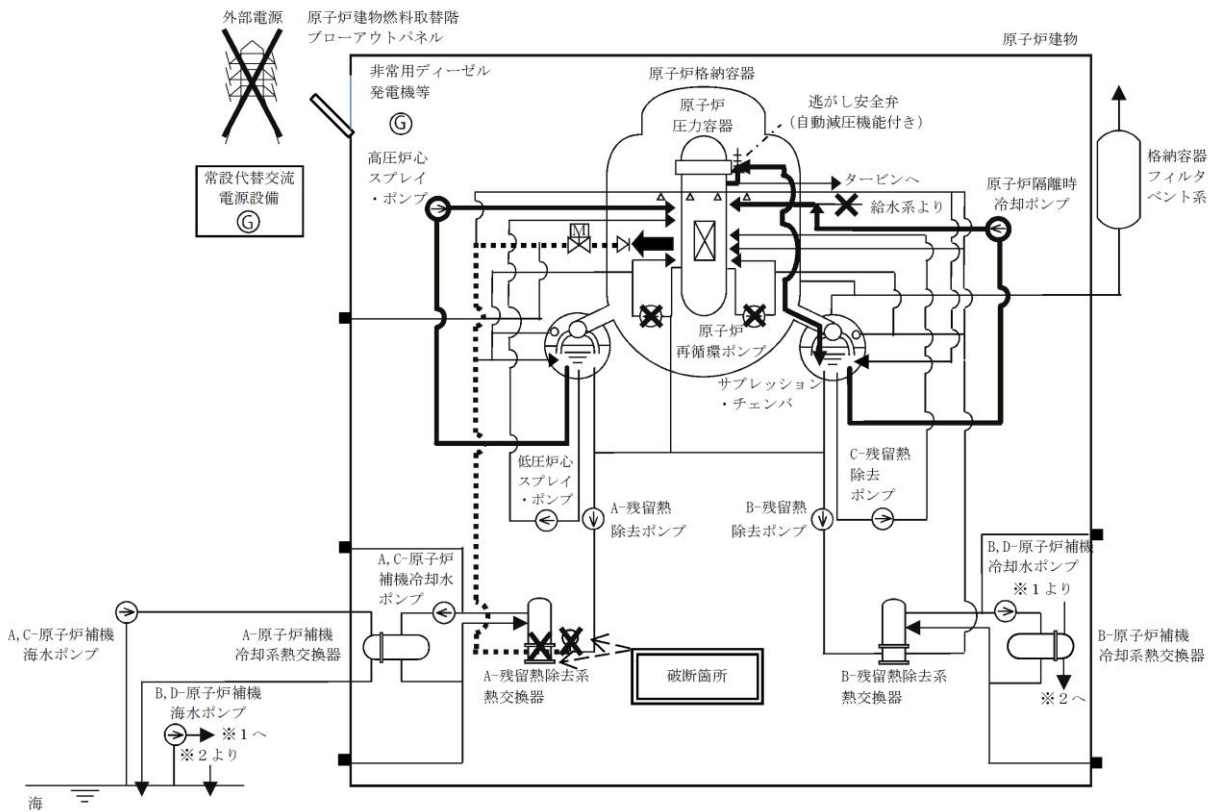
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	残留熱除去系 (低圧注水モード) の破断 破断面積 残留熱除去系熱交換器フランジ部: 16cm ² 残留熱除去系機器等: 1 cm ²	運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち、低圧設計部の耐圧バウンダリとなる箇所に対する実耐力を踏まえた影響評価結果を踏まえて設定
安全機能の喪失に対する仮定	インターフェイスシステムLOCAが発生した側の残留熱除去系の機能喪失するものとして設定	インターフェイスシステムLOCAが発生した側の残留熱除去系の機能喪失するものとして設定
外部電源	外部電源なし	外部電源の有無を比較し、外部電源なしの場合は復水・給水系による給水がなく、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
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05秒)	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル2) にて自動起動91m ³ /h (8.21~0.74MPa [gauge]) 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 
事故条件 重大事故等対策に関連する機器条件		

第3.1.7-2表 主要解析条件 (格納容器バイパス (ISLOCA)) (3/4)

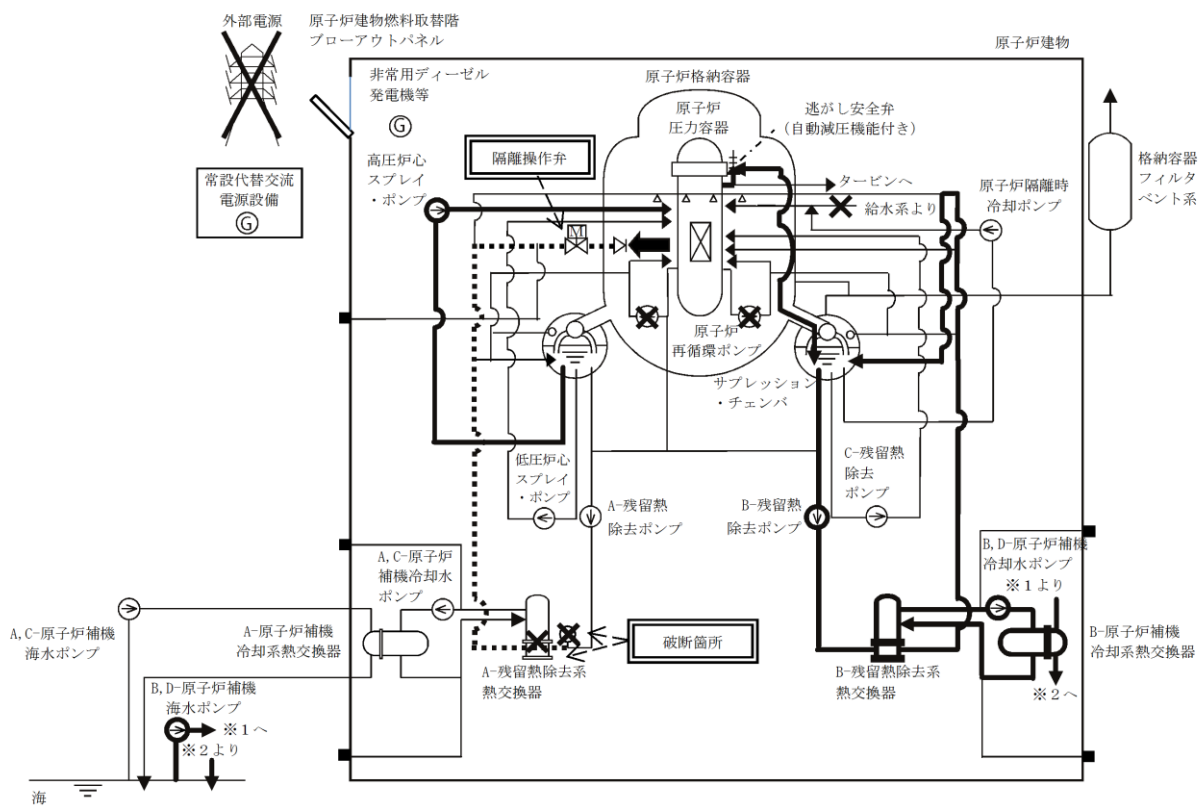
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
<p>高圧炉心スプレイス</p>	<p>原子炉水位低 (レベル1H) にて自動起動 318~1,050 m³/h (8.14~1.38MPa[diff]において) (最大1,050m³/h) にて注水</p>	<p>高圧炉心スプレイス系の設計値として設定</p> 
<p>逃がし弁機能</p>	<p>7. 58MPa[lgage] × 2個, 367t/h/個 7. 65MPa[lgage] × 3個, 370t/h/個 7. 72MPa[lgage] × 3個, 373t/h/個 7. 79MPa[lgage] × 4個, 377t/h/個</p>	<p>逃がし弁機能の設計値として設定</p>
<p>逃がし安全弁</p>	<p>逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 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〉</p> 	<p>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</p>
<p>重大事故等対策に関連する機器条件</p>		

第3.1.7-2表 主要解析条件 (格納容器バイパス (ISLOCA)) (4/4)

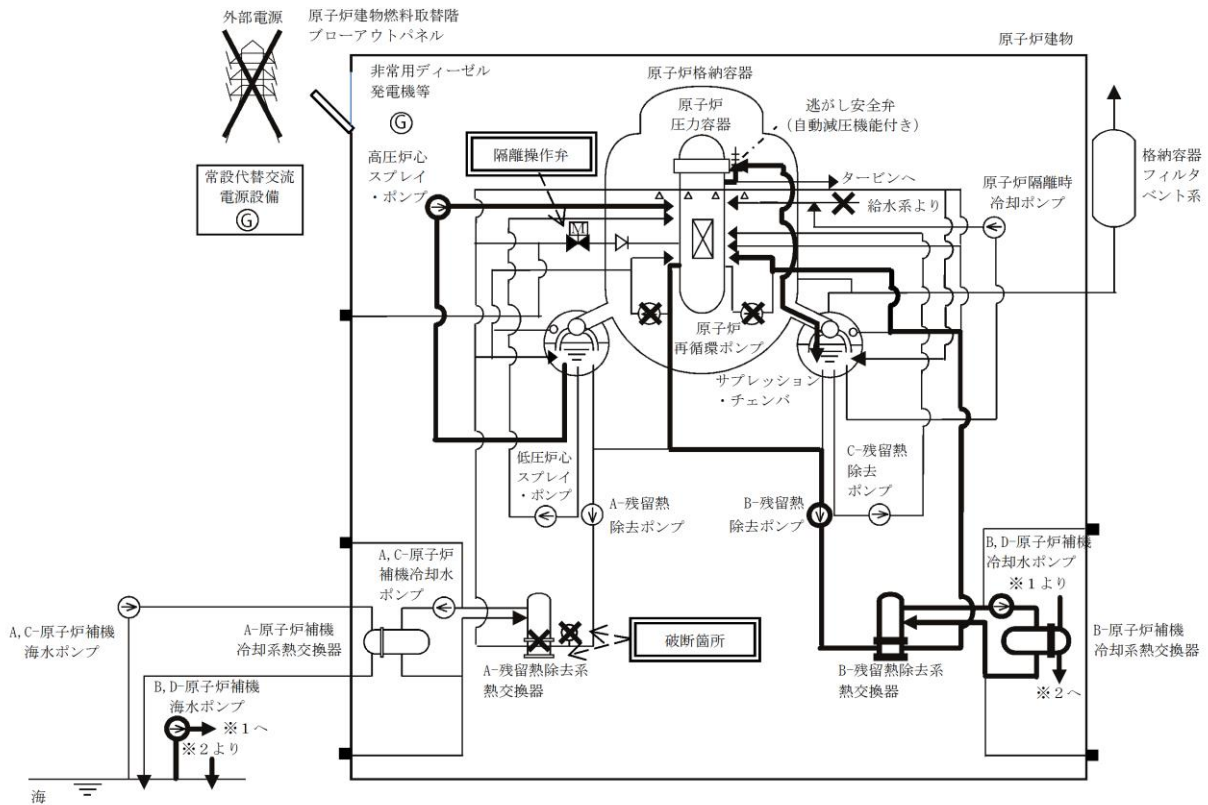
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
<p>重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作</p>	<p>事象発生30分後</p>	<p>ISLOCAの発生を確認した後、中央制御室において隔離操作を行うが、その隔離操作失敗の判断時間を考慮して事象発生30分後を設定</p>
<p>残留熱除去系の破断箇所隔離操作</p>	<p>事象発生10時間後に隔離完了</p>	<p>破断面積合計17cm²のISLOCA発生時における原子炉建物原子炉棟の現場環境条件を考慮し、運転員の現場移動時間及びび操作時間等を踏まえて設定</p>



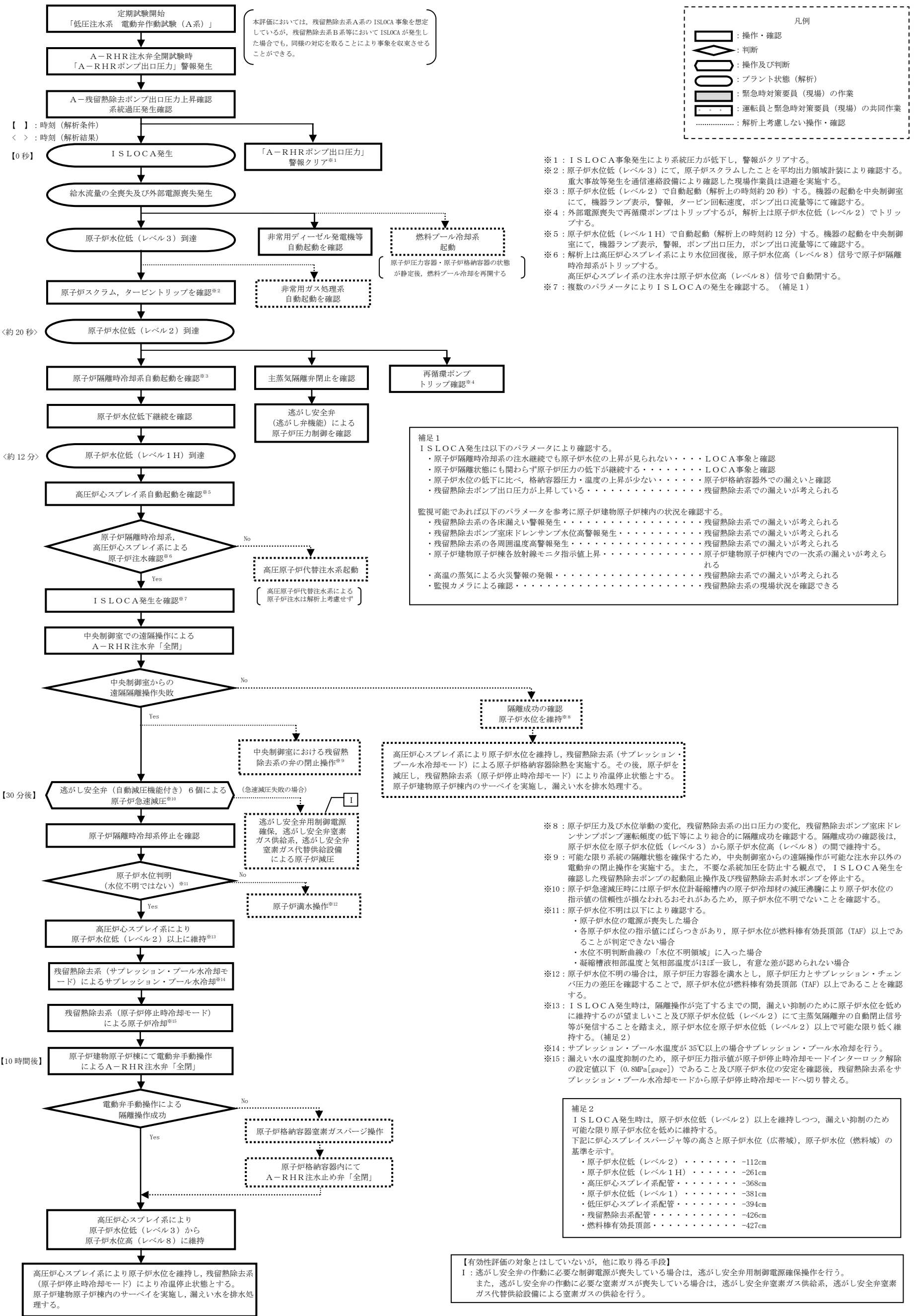
第3.1.7-1図(1) 「格納容器バイパス(ISLOCA)」の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉急速減圧及び原子炉注水)



第3.1.7-1図(2) 「格納容器バイパス (ISLOCA)」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)



第3.1.7-1図(3) 「格納容器バイパス (ISLOCA)」の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉注水及び原子炉冷却)



- 凡例
- : 操作・確認
 - : 判断
 - : 操作及び判断
 - : プラント状態 (解析)
 - : 緊急時対策要員 (現場) の作業
 - : 運転員と緊急時対策要員 (現場) の共同作業
 - : 解析上考慮しない操作・確認

- ※1: ISLOCA事象発生により系統圧力が低下し, 警報がクリアする。
 ※2: 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領域計装により確認する。重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
 ※3: 原子炉水位低 (レベル2) で自動起動 (解析上の時刻約20秒) する。機器の起動を中央制御室にて, 機器ランプ表示, 警報, タービン回転速度, ポンプ出口流量等にて確認する。
 ※4: 外部電源喪失で再循環ポンプはトリップするが, 解析上は原子炉水位低 (レベル2) でトリップする。
 ※5: 原子炉水位低 (レベル1H) で自動起動 (解析上の時刻約12分) する。機器の起動を中央制御室にて, 機器ランプ表示, 警報, ポンプ出口圧力, ポンプ出口流量等にて確認する。
 ※6: 解析上は高圧炉心スプレイ系により水位回復後, 原子炉水位高 (レベル8) 信号で原子炉隔離時冷却系がトリップする。
 ※7: 複数のパラメータにより ISLOCA の発生を確認する。(補足1)

補足1
ISLOCA発生は以下のパラメータにより確認する。
 ・原子炉隔離時冷却系の注水継続でも原子炉水位の上昇が見られない・・・LOCA事象と確認
 ・原子炉隔離状態にも関わらず原子炉圧力の低下が継続する・・・LOCA事象と確認
 ・原子炉水位の低下に比べ, 格納容器圧力・温度の上昇が少ない・・・原子炉格納容器外での漏えいと確認
 ・残留熱除去ポンプ出口圧力が上昇している・・・残留熱除去系での漏えいが考えられる

監視可能であれば以下のパラメータを参考に原子炉建物原子炉棟内の状況を確認する。
 ・残留熱除去系の各床漏えい警報発生・・・残留熱除去系での漏えいが考えられる
 ・残留熱除去ポンプ室床ドレンサンパ水位高警報発生・・・残留熱除去系での漏えいが考えられる
 ・残留熱除去系の各周囲温度高警報発生・・・残留熱除去系での漏えいが考えられる
 ・原子炉建物原子炉棟各放射線モニタ指示値上昇・・・原子炉建物原子炉棟内での一次系の漏えいが考えられる
 ・高温の蒸気による火災警報の発報・・・残留熱除去系での漏えいが考えられる
 ・監視カメラによる確認・・・残留熱除去系の現場状況を確認できる

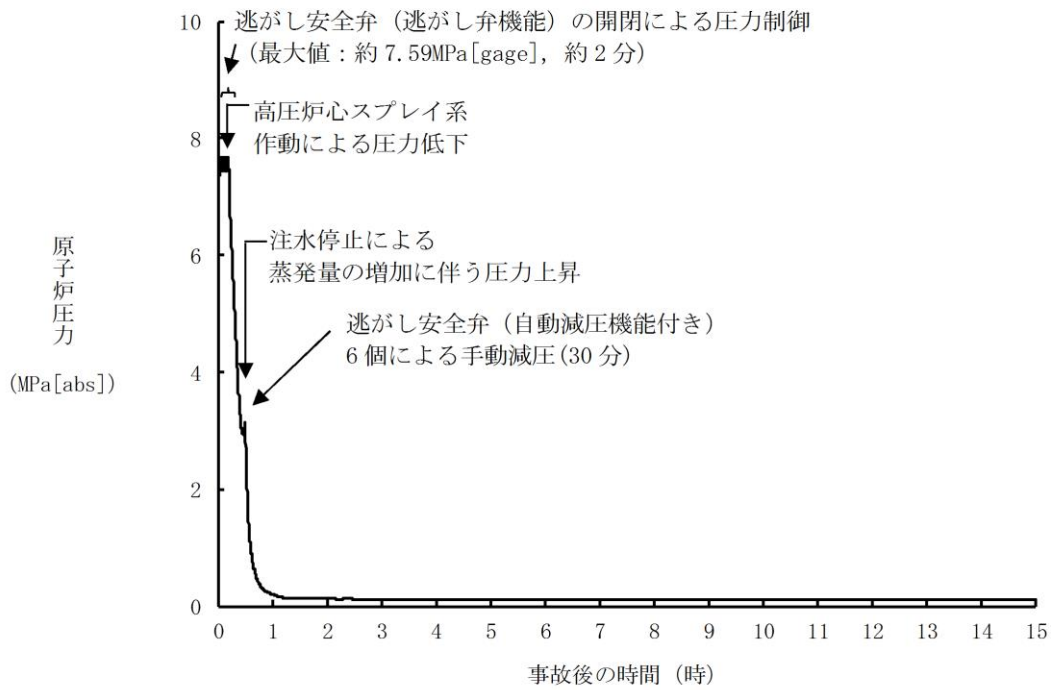
高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を維持し, 残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) による原子炉格納容器除熱を実施する。その後, 原子炉を減圧し, 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) により冷温停止状態とする。原子炉建物原子炉棟内のサーベイを実施し, 漏えい水を排水処理する。

- ※8: 原子炉圧力及び水位挙動の変化, 残留熱除去系の出口圧力の変化, 残留熱除去ポンプ室床ドレンサンパポンプ運転頻度の低下等により総合的に隔離成功を確認する。隔離成功の確認後は, 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。
 ※9: 可能な限り系統の隔離状態を確保するため, 中央制御室からの遠隔操作が可能な注水弁以外の電動弁の閉止操作を実施する。また, 不要な系統加圧を防止する観点で, ISLOCA発生を確認した残留熱除去ポンプの起動阻止操作及び残留熱除去系封水ポンプを停止する。
 ※10: 原子炉急速減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため, 原子炉水位不明でないことを確認する。
 ※11: 原子炉水位不明は以下により確認する。
 ・原子炉水位の電源が喪失した場合
 ・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり, 原子炉水位が燃料棒有効長頂部 (TAF) 以上であることが判定できない場合
 ・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
 ・凝縮槽液相温度と気相温度がほぼ一致し, 有意な差が認められない場合
 ※12: 原子炉水位不明の場合は, 原子炉圧力容器を満水とし, 原子炉圧力とサブプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで, 原子炉水位が燃料棒有効長頂部 (TAF) 以上であることを確認する。
 ※13: ISLOCA発生時は, 隔離操作が完了するまでの間, 漏えい抑制のために原子炉水位を低めに維持するのが望ましいこと及び原子炉水位低 (レベル2) にて主蒸気隔離弁の自動閉止信号等が発信することを踏まえ, 原子炉水位を原子炉水位低 (レベル2) 以上で可能な限り低く維持する。(補足2)
 ※14: サプレッション・プール水温度が35℃以上の場合サブプレッション・プール水冷却を行う。
 ※15: 漏えい水の温度抑制のため, 原子炉圧力指示値が原子炉停止時冷却モードインターロック解除の設定値以下 (0.8MPa[gage]) であること及び原子炉水位の安定を確認後, 残留熱除去系をサブプレッション・プール水冷却モードから原子炉停止時冷却モードへ切り替える。

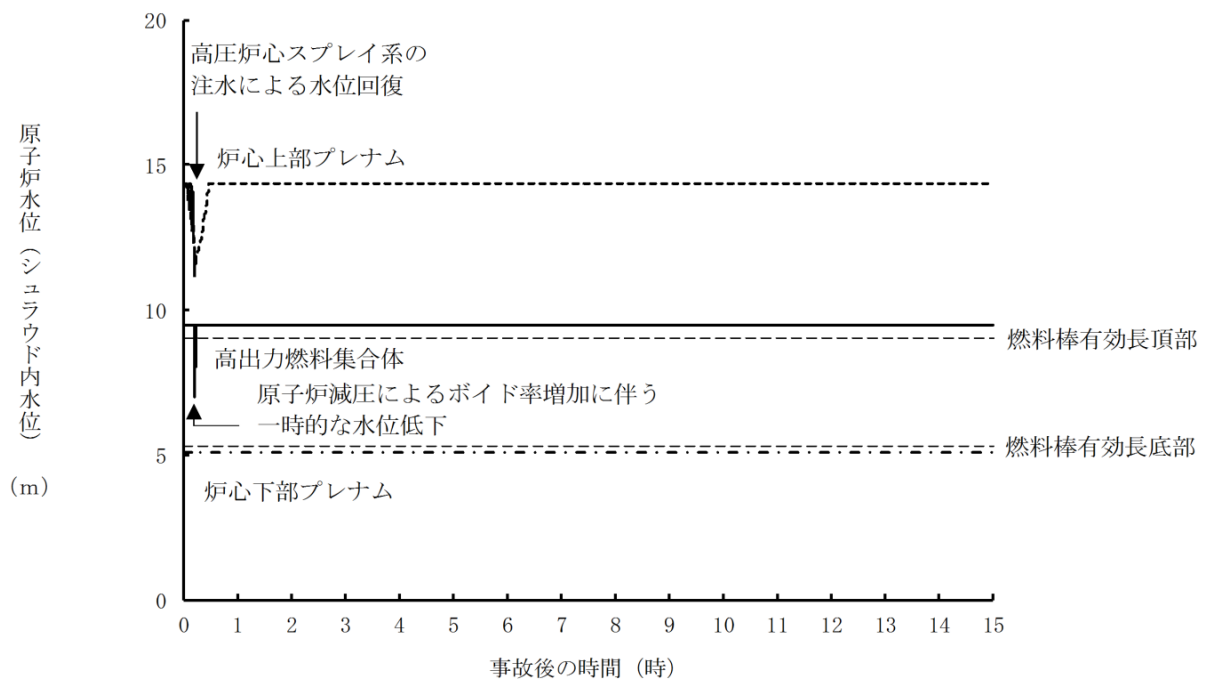
補足2
ISLOCA発生時は, 原子炉水位低 (レベル2) 以上に維持しつつ, 漏えい抑制のため可能な限り原子炉水位を低めに維持する。
 下記に炉心スプレイスバージャ等の高さと原子炉水位 (広帯域), 原子炉水位 (燃料域) の基準を示す。
 ・原子炉水位低 (レベル2) -112cm
 ・原子炉水位低 (レベル1H) -261cm
 ・高圧炉心スプレイ系配管 -368cm
 ・原子炉水位低 (レベル1) -381cm
 ・低圧炉心スプレイ系配管 -394cm
 ・残留熱除去系配管 -426cm
 ・燃料棒有効長頂部 -427cm

【有効性評価の対象とはしていないが, 他に取れる手段】
 I: 逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は, 逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
 また, 逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は, 逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。

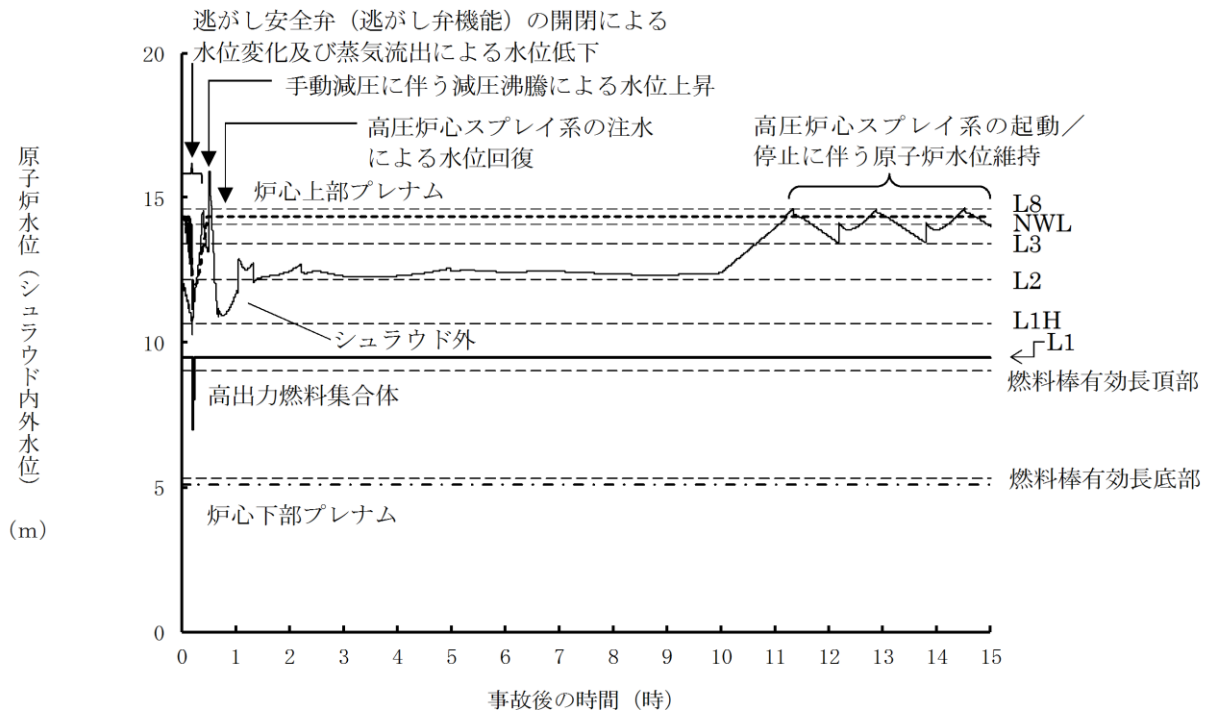
第3.1.7-2 図 「格納容器バイパス (ISLOCA)」の対応手順の概要



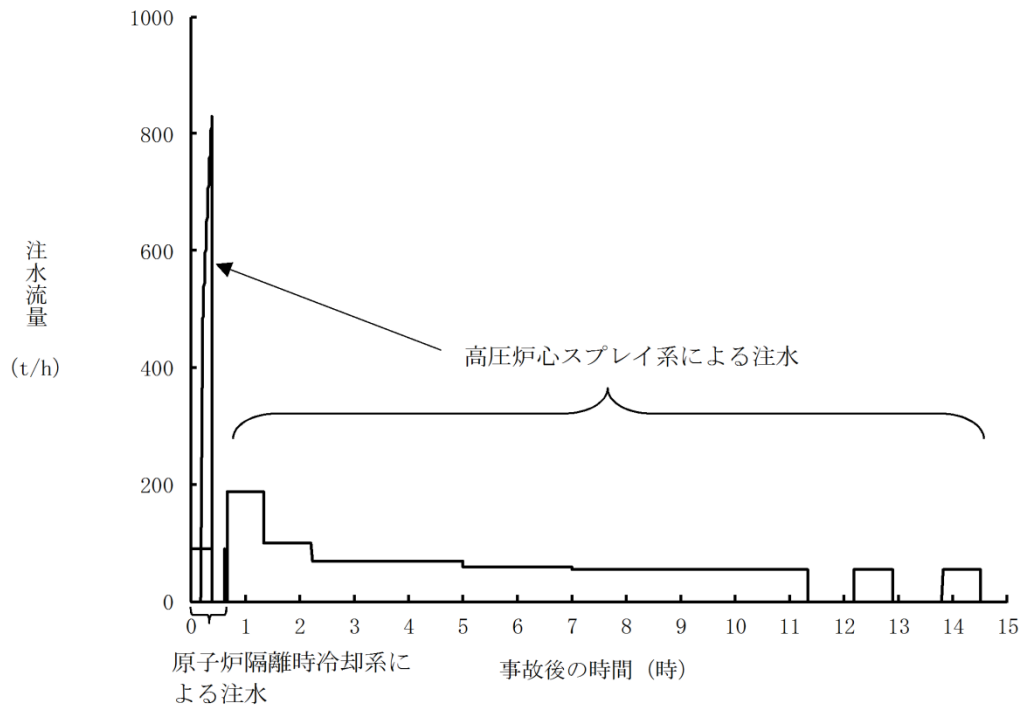
第3. 1. 7-4図 原子炉圧力の推移



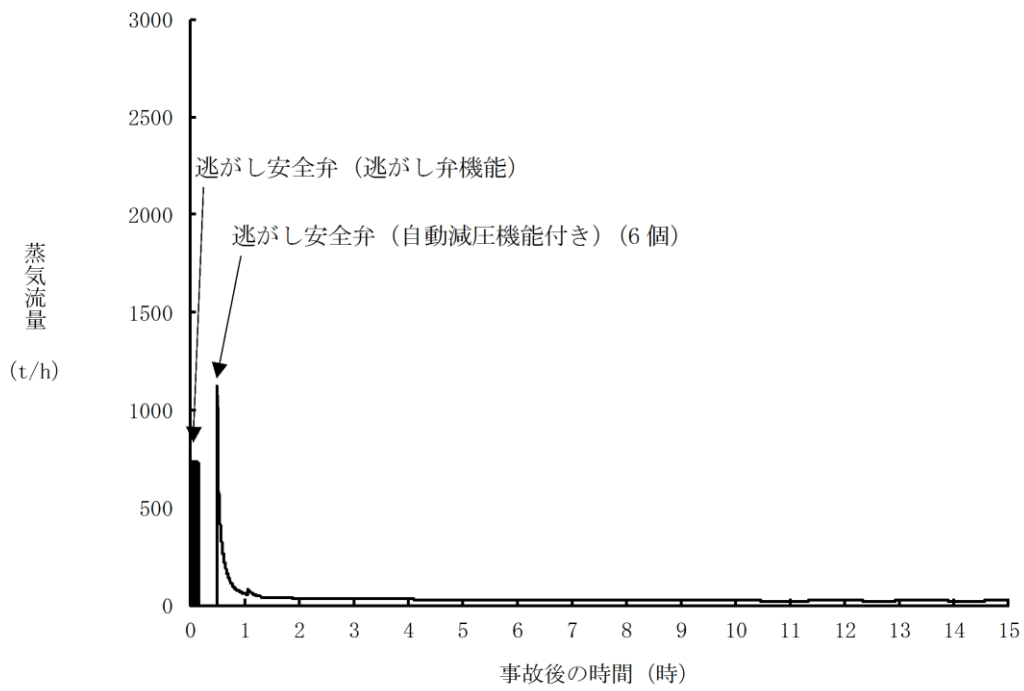
第3. 1. 7-5図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



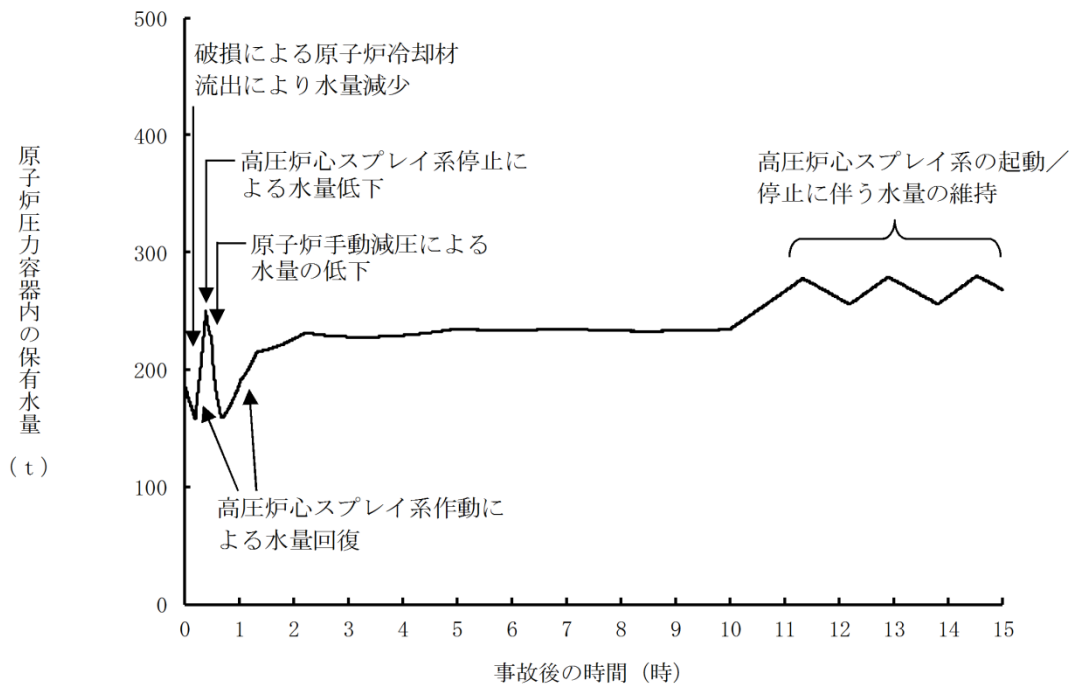
第3. 1. 7-6図 原子炉水位（シユラウド内外水位）の推移



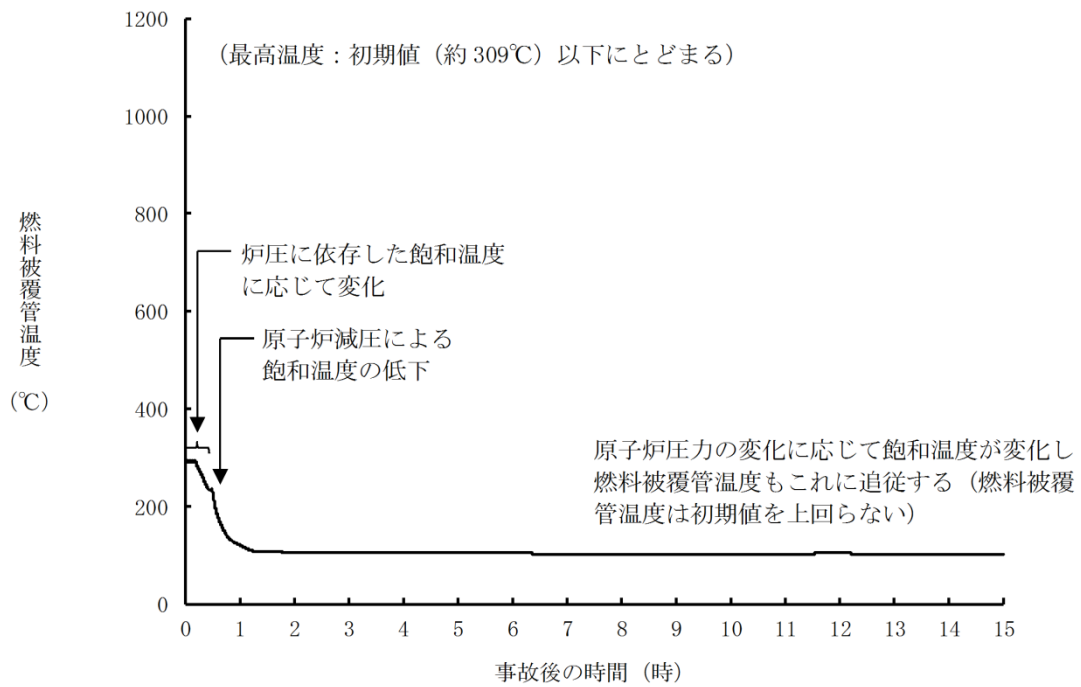
第3. 1. 7-7図 注水流量の推移



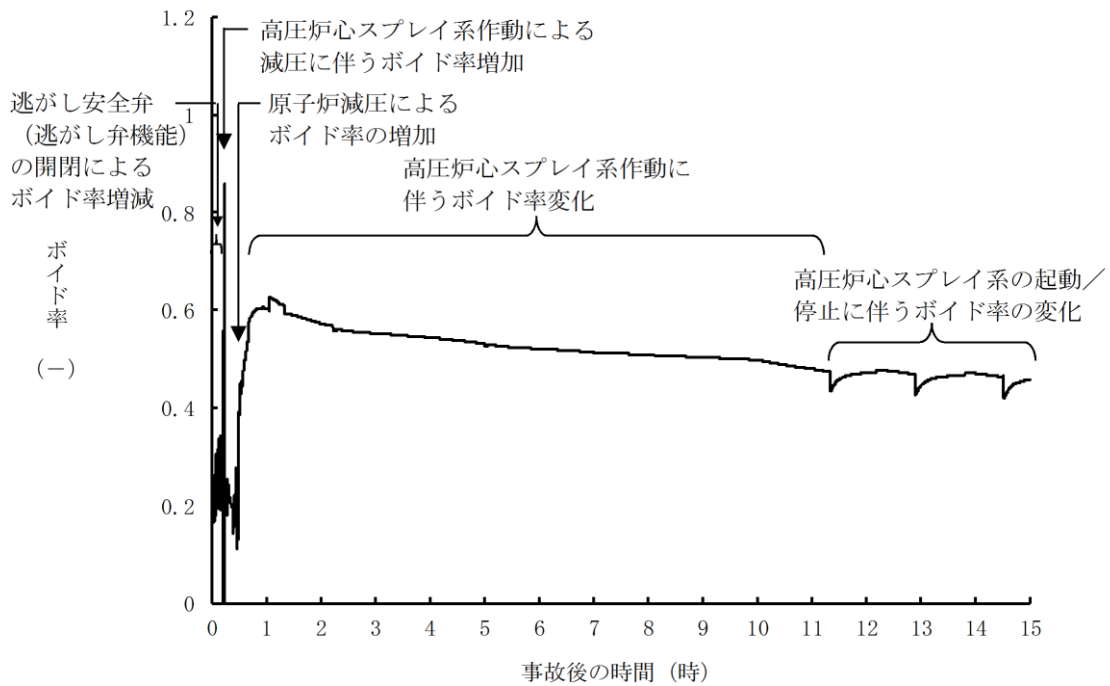
第3. 1. 7-8図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



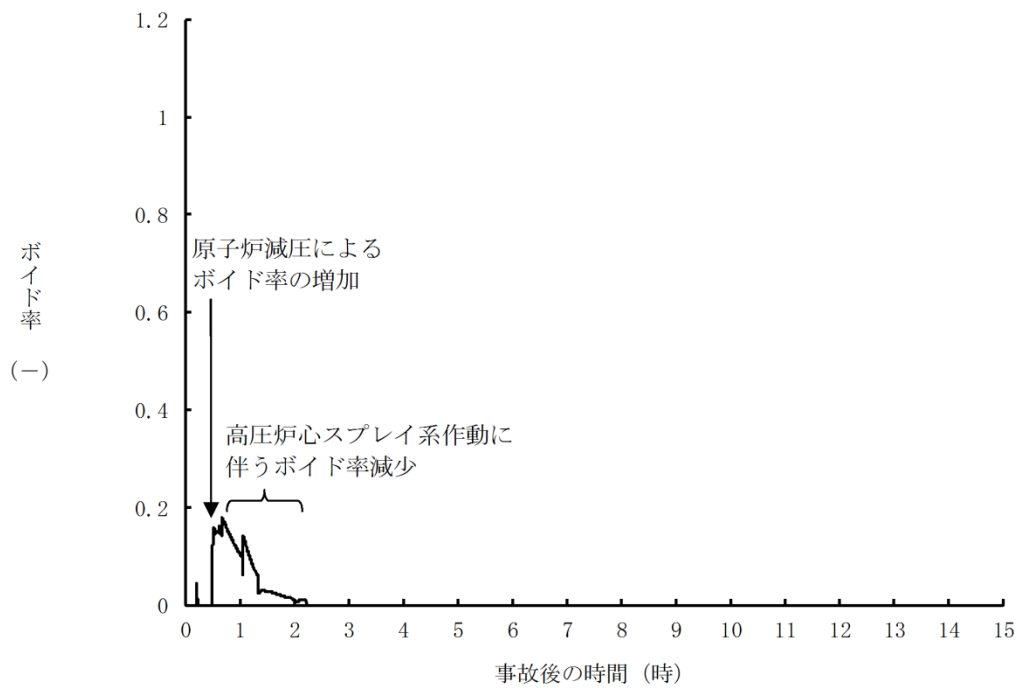
第3. 1. 7-9図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



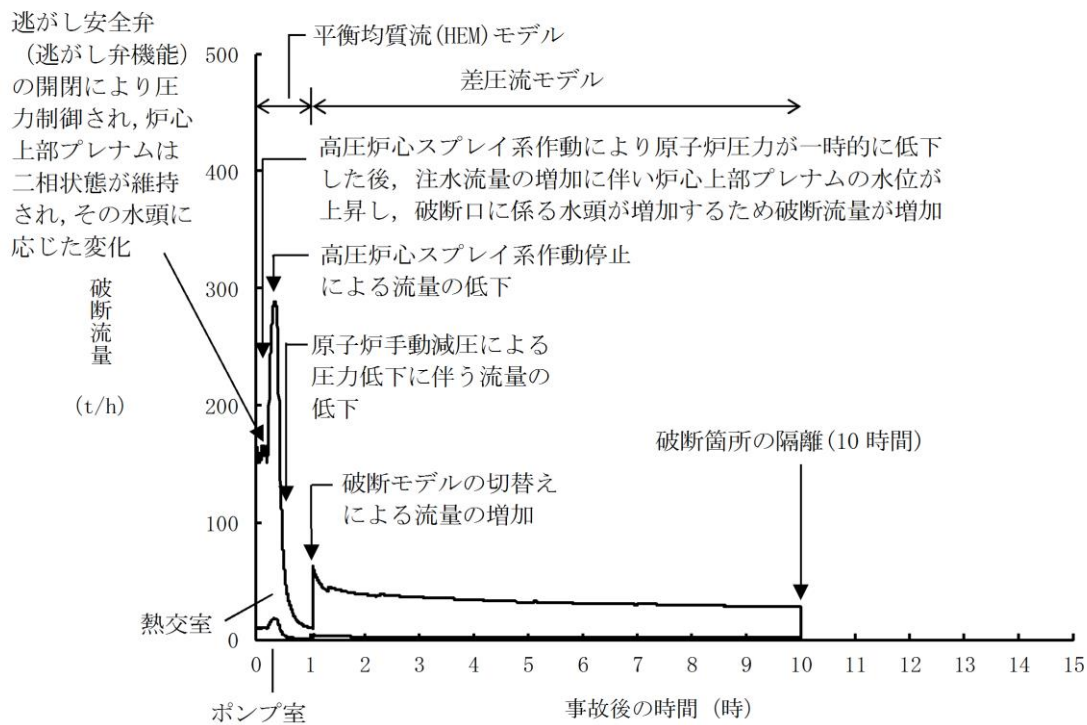
第3.1.7-10図 燃料被覆管温度の推移



第3.1.7-11図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



第3.1.7-12図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



第3.1.7-13図 破断流量の推移