

冷却を可能とするため、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による 2 次冷却系強制冷却、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水並びに充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却、高圧注入系及び低圧注入系による再循環並びに補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備する。対策の概略系統図を第 7.1.3.1 図に、対応手順の概要を第 7.1.3.2 図及び第 7.1.3.3 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.1.3.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち「7.1.3.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける 3 号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計 33 名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長 1 名、運転操作対応を行う運転員 6 名である。発電所構内に常駐している緊急安全対策要員は 22 名、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 4 名である。この必要な要員と作業項目について第 7.1.3.4 図に示す。なお、「原子炉補機冷却機能喪失時に R C P シール L O C A が発生する事故」以外の事故シーケンスについては、作業項目を「原子炉補機冷却機能喪失時に R C P シール L O C A が発生する事故」と比較し、必要な要員数を確認した結果、33 名で対処可能である。

a. 原子炉補機冷却機能喪失及びプラントトリップの確認

1 次系冷却水ポンプの停止等により原子炉補機冷却機能の喪失を判断し、原子炉の手動停止を行うとともに、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

b. 補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認

蒸気発生器水位低下により電動及びタービン動補助給水ポンプが起動し、補助給水流量が確立することを確認する。

補助給水流量確立の確認に必要な計装設備は、補助給水流量等である。

c. 原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作

原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作を行う。

d. 原子炉補機冷却機能喪失時の対応

空冷式非常用発電装置、恒設代替低圧注水ポンプ、C 充てん／高圧注水ポンプ（自己冷却）、加圧器逃がし弁及びアニュラス循環系ダンパへの作動空気供給、使用済燃料ピットへの注水確保、大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系のダンパ開処置並びに送水車の準備を開始する。

e. 1 次冷却材漏えいの判断

加圧器水位及び圧力の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エリアモニタの上昇等により、1 次冷却材の漏えいの判断を行う。

1 次冷却材漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

f. 補助給水系機能維持の判断

すべての補助給水流量計指示の合計が $75\text{m}^3/\text{h}$ 以上であることを確認する。

補助給水系機能維持の判断に必要な計装設備は、補助給水流量等である。

g. 冷却材ポンプシール戻り隔離弁等の閉操作

充てん／高圧注入ポンプ起動時における冷却材ポンプシール温度急変等を防止するために、冷却材ポンプシール戻り隔離弁及び格納容器隔離弁の閉操作を行う。また、非常用炉心冷却設備作動信号の発信に伴い動作する格納容器隔離弁の自動閉を確認する。

h. 蒸気発生器 2 次側による炉心冷却

補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を確認し、主蒸気逃がし弁を現場にて手動で開操作することで、冷却材圧力（広域）計指示 1.7MPa[gage]（1次冷却材高温側広域温度計指示 208℃）を目標に減温、減圧を行う。また、目標値となれば温度、圧力を維持する。

また、その後の蒸気発生器への注水量確保として、送水車による復水タンクへの供給を行う。

蒸気発生器2次側による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側広域温度等である。

i. 蓄圧注入系動作の確認

1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。

蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、冷却材圧力（広域）である。

j. アニュラス循環系及び中央制御室非常用循環系の起動

アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアニュラス循環系ダンパの代替空気供給を行い、アニュラス循環ファンを起動する。

また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。

k. アキュムレータ出口電動弁閉操作

冷却材圧力（広域）計指示が 1.7MPa[gage]（1次冷却材高温側広域温度計指示 208℃）になれば、アキュムレータ出口電動弁を閉操作する。

アキュムレータ出口電動弁閉操作に必要な計装設備は、冷却材圧力（広域）等である。

l. 蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開

アキュムレータ出口電動弁の閉を確認後、冷却材圧力（広域）計指示 0.7MPa[gage]（1次冷却材高温側広域温度計指示 170℃）

を目標に、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却を再開し、目標値となれば温度、圧力を維持する。

蒸気発生器２次側による炉心冷却の再開に必要な計装設備は、１次冷却材高温側広域温度等である。

m. 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

恒設代替低圧注水ポンプの準備が完了し、冷却材圧力（広域）計指示 0.7MPa[gage]（１次冷却材高温側広域温度計指示 170℃）となれば燃料取替用水タンクを水源とした恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を行う。ただし、恒設代替低圧注水ポンプの準備が早く整った場合は冷却材圧力（広域）計指示が 0.7MPa[gage]以上であっても、ポンプ吐出圧力以下であれば、代替炉心注水を開始する。

なお、恒設代替低圧注水ポンプによる注水流量は、早期に１次冷却系保有水を回復させるように調整する。

恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水に必要な計装設備は、余熱除去クーラ出口流量等である。

また、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水が行えない場合、C 充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による炉心注水を行う。

n. 格納容器内自然対流冷却並びに高圧代替再循環運転及び低圧代替再循環運転

長期対策として、大容量ポンプを用いた A 格納容器循環冷暖房ユニット、B 余熱除去ポンプ及び B 充てん／高圧注入ポンプへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却並びに高圧代替再循環運転及び低圧代替再循環運転を行う。

海水通水が完了すれば、格納容器内自然対流冷却を行う。

また、燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 59%以上となれば、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水から高圧代替再循環運転及び低圧代替再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器圧力等

であり、高圧代替再循環運転及び低圧代替再循環運転に必要な計装設備は、余熱除去クーラ出口流量等である。

o. 原子炉補機冷却系の復旧作業

緊急安全対策要員等の作業時間や原子炉補機冷却系統の機能喪失要因を考慮し、予備品の海水ポンプモータによる対応を行うこと等で、原子炉補機冷却系統の復旧を図る。

7.1.3.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

選定した事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、1次冷却材の流出量が多く、要求される設備容量の観点で厳しい「原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールLOCAが発生する事故」であるが、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」に従属して発生するため、事象進展は同じであることから、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」を重要事故シーケンスとする。

本重要事故シーケンスにおける重要現象、適用する解析コード及び不確かさの影響評価方法については、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様である。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスにおける有効性評価の条件については、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様である。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける有効性評価の結果については、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様である。

7.1.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおける不確かさの影響評価については、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様である。

7.1.3.4 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「原子炉補機冷却機能喪失」において、3号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、重要事故シーケンスにおいては、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様であり、36名である。また、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスにおいては、「7.1.3.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり33名である。したがって、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員54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「原子炉補機冷却機能喪失」において必要な資源は「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様である。

7.1.3.5 結論

事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」では、RCPシール部からの1次冷却材の漏えい等により1次冷却系保有水量の減少が継続し、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「原子炉補機冷却機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水並びに充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水、長期対策として格納容器循環冷却房ユニットによる格納容器内自然対流冷却、高圧注入系及び低圧注入系による再循環並びに補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」について有効性評価を行った。

上記は、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様であり、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ことを確認した。また、長期的には安定停止状態を維持できる。

重大事故等対策要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様であり、供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」において、代替炉心注水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り、事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」に対して有効である。

第 7.1.3.1 表 「原子炉補機冷却機能喪失」における重大事故等対策について(1/5)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
a. 原子炉補機冷却機能喪失及びプラントトリップの確認	・ 1 次系冷却水ポンプの停止等により原子炉補機冷却機能の喪失を判断し、原子炉の手動停止を行うとともに、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
b. 補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認	・ 蒸気発生器水位低下により電動及びタービン動補助給水ポンプが起動し、補助給水流量が確立することを確認する。	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク	—	補助給水流量 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
c. 原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作	・ 原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作を行う。	—	—	—
d. 原子炉補機冷却機能喪失時の対応	・ 空冷式非常用発電装置、恒設代替低圧注水ポンプ、C 充てん／高圧注水ポンプ（自己冷却）、加圧器逃がし弁及びアニュラス循環系ダンパへの作動空気供給、使用済燃料ピットへの注水確保、大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系のダンパ開処置並びに送水車の準備を開始する。	—	—	—

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.3.1 表 「原子炉補機冷却機能喪失」における重大事故等対策について(2/5)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
e. 1次冷却材漏えいの判断	・加圧器水位及び圧力の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エリアモニタの上昇等により、1次冷却材の漏えいの判断を行う。	—	—	加圧器水位 冷却材圧力（広域） 格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ） 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域）
f. 補助給水系機能維持の判断	・すべての補助給水流量計指示の合計が 75m ³ /h 以上であることを確認する。	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク	—	補助給水流量 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
g. 冷却材ポンプシール戻り隔離弁等の閉操作	・充てん／高圧注入ポンプ起動時における冷却材ポンプシール温度急変等を防止するために、冷却材ポンプシール戻り隔離弁及び格納容器隔離弁の閉操作を行う。また、非常用炉心冷却設備作動信号の発信に伴い動作する格納容器隔離弁の自動閉を確認する。	—	—	—

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.3.1 表 「原子炉補機冷却機能喪失」における重大事故等対策について(3/5)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
h. 蒸気発生器 2 次側による炉心冷却	- 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を確認し、主蒸気逃がし弁を現場にて手動で開操作することで、冷却材圧力（広域）計指示 1.7MPa[gage]（1 次冷却材高温側広域温度計指示 208℃）を目標に減温、減圧を行う。また、目標値となれば温度、圧力を維持する。 - その後の蒸気発生器への注水量確保として、送水車による復水タンクへの供給を行う。	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器 復水タンク	送水車 軽油用ドラム缶	1 次冷却材高温側広域温度 1 次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 補助給水流量 主蒸気圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
i. 蓄圧注入系動作の確認	1 次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。	アキュムレータ	—	冷却材圧力（広域）
j. アニュラス循環系及び中央制御室非常用循環系の起動	- アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアニュラス循環系ダンパの代替空気供給を行い、アニュラス循環ファンを起動する。 - 中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。	アニュラス循環ファン アニュラス循環フィルタユニット 制御建屋送気ファン 制御建屋循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット	窒素ポンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）	—

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.3.1 表 「原子炉補機冷却機能喪失」における重大事故等対策について(4/5)

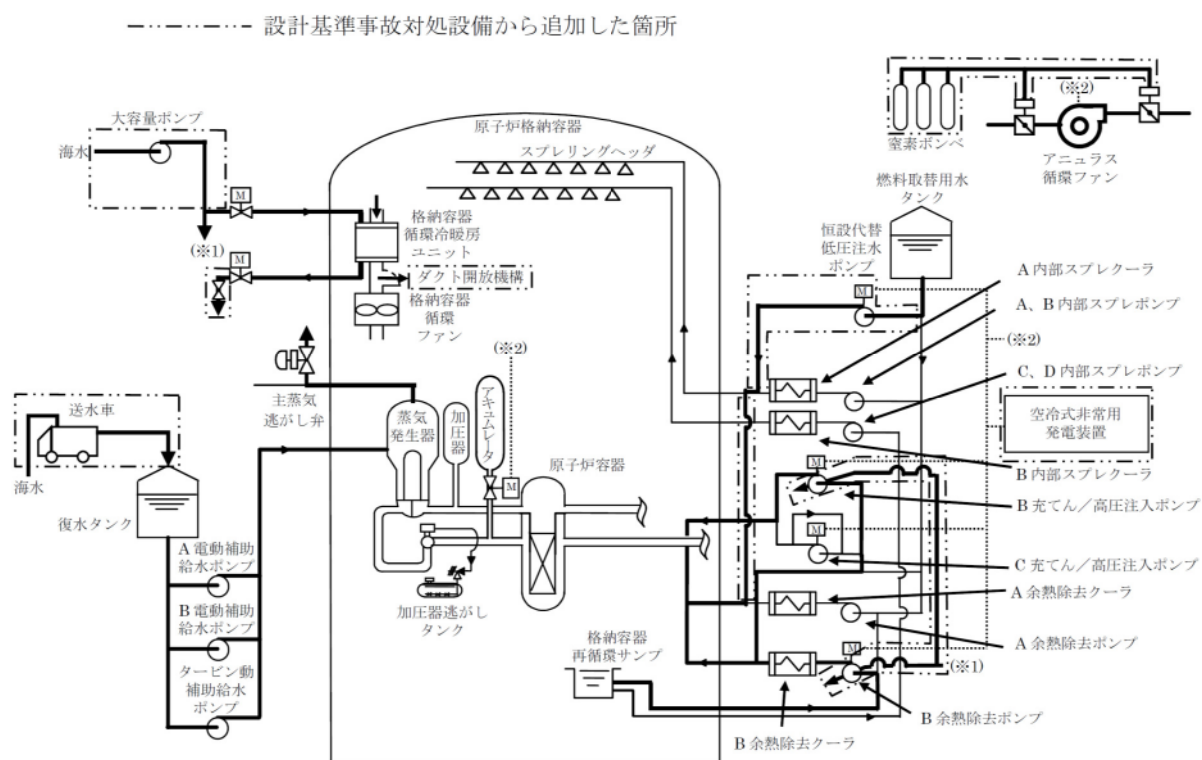
判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
k. アキュムレータ出口 電動弁閉操作	・ 冷却材圧力（広域）計指示が 1.7MPa[gage]（1 次冷却材高温側広域温度計指示 208℃）になれば、アキュムレータ出口電動弁を閉操作する。	アキュムレータ出 口電動弁	—	冷却材圧力（広域） 1 次冷却材高温側広域 温度 1 次冷却材低温側広域 温度
1. 蒸気発生器 2 次側によ る炉心冷却の再開	・ アキュムレータ出口電動弁の閉を確認後、冷却 材圧力（広域）計指示 0.7MPa[gage]（1 次冷却 材高温側広域温度計指示 170℃）を目標に、補助 給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による 2 次冷却 系強制冷却を再開し、目標値となれば温度、圧 力を維持する。	主蒸気逃がし弁 電動補助給水ポン プ タービン動補助給 水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク	—	1 次冷却材高温側広域 温度 1 次冷却材低温側広域 温度 冷却材圧力（広域） 補助給水流量 主蒸気圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
m. 恒設代替低圧注水ポン プによる代替炉心注 水	・ 恒設代替低圧注水ポンプの準備が完了し、冷却 材圧力（広域）計指示 0.7MPa[gage]（1 次冷却 材高温側広域温度計指示 170℃）となれば燃料取 替用水タンクを水源とした恒設代替低圧注水ポン プによる代替炉心注水を行う。 ・ 恒設代替低圧注水ポンプの準備が早く整った場 合は冷却材圧力（広域）計指示が 0.7MPa[gage] 以上であっても、ポンプ吐出圧力以下であれば、代替炉心注水を開始する。 ・ 恒設代替低圧注水ポンプによる注水流量は、早 期に 1 次冷却系保有水を回復させるように調整 する。 ・ 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水が 行えない場合、C 充てん／高圧注入ポンプ（自 己冷却）による代替炉心注水を行う。	恒設代替低圧注水 ポンプ 燃料取替用水タン ク 空冷式非常用発電 装置 燃料油貯蔵タンク 【C 充てん／高圧 注入ポンプ（自己 冷却）】	可搬式オイルポン プ	余熱除去クーラ出口流 量 1 次冷却材高温側広域 温度 1 次冷却材低温側広域 温度 冷却材圧力（広域） 加圧器水位 燃料取替用水タンク水 位 原子炉水位 恒設代替低圧注水ポン プ出口流量積算

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

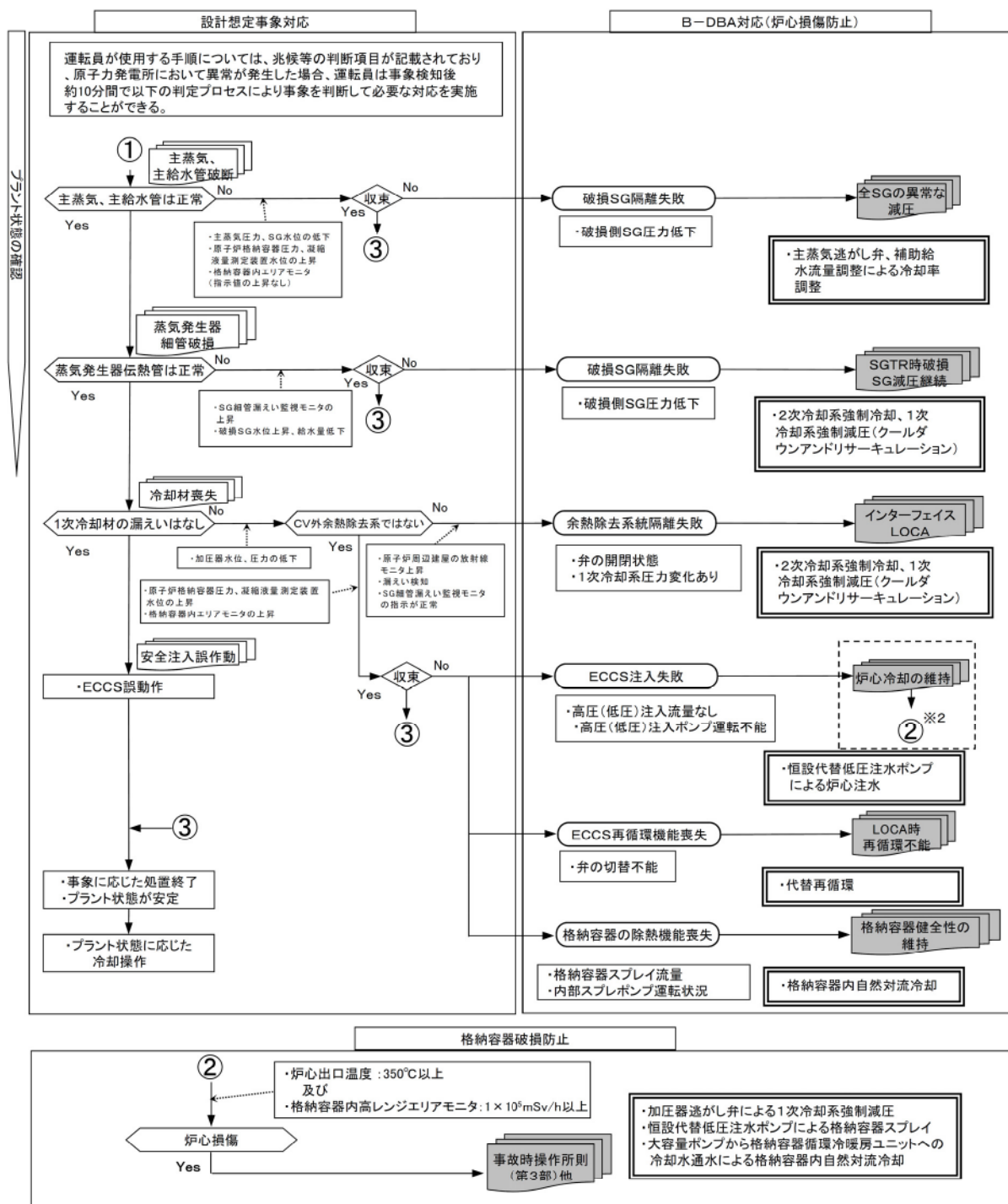
第 7.1.3.1 表 「原子炉補機冷却機能喪失」における重大事故等対策について(5/5)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
n. 格納容器内自然対流冷却並びに高圧代替再循環運転及び低圧代替再循環運転	・長期対策として、大容量ポンプを用いた A 格納容器循環冷暖房ユニット、B 余熱除去ポンプ及び B 充てん／高圧注入ポンプへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却並びに高圧代替再循環運転及び低圧代替再循環運転を行う。 ・海水通水が完了すれば、格納容器内自然対流冷却を行う。 ・燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示 59%以上となれば、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水から高圧代替再循環運転及び低圧代替再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。	燃料取替用水タンク B 余熱除去ポンプ（海水冷却） 【 B 余熱除去クーラ 】 B 充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却） 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン A 格納容器循環冷暖房ユニット 燃料油貯蔵タンク	大容量ポンプ タンクローリー 可搬式オイルポンプ	格納容器内温度 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（S A）用） 燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 余熱除去クーラ出口流量 安全注入流量 1 次冷却材高温側広域温度 1 次冷却材低温側広域温度
o. 原子炉補機冷却系の復旧作業	・緊急安全対策要員等の作業時間や原子炉補機冷却系統の機能喪失要因を考慮し、予備品の海水ポンプモータによる対応を行うこと等で、原子炉補機冷却系統の復旧を図る。	—	—	—

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備



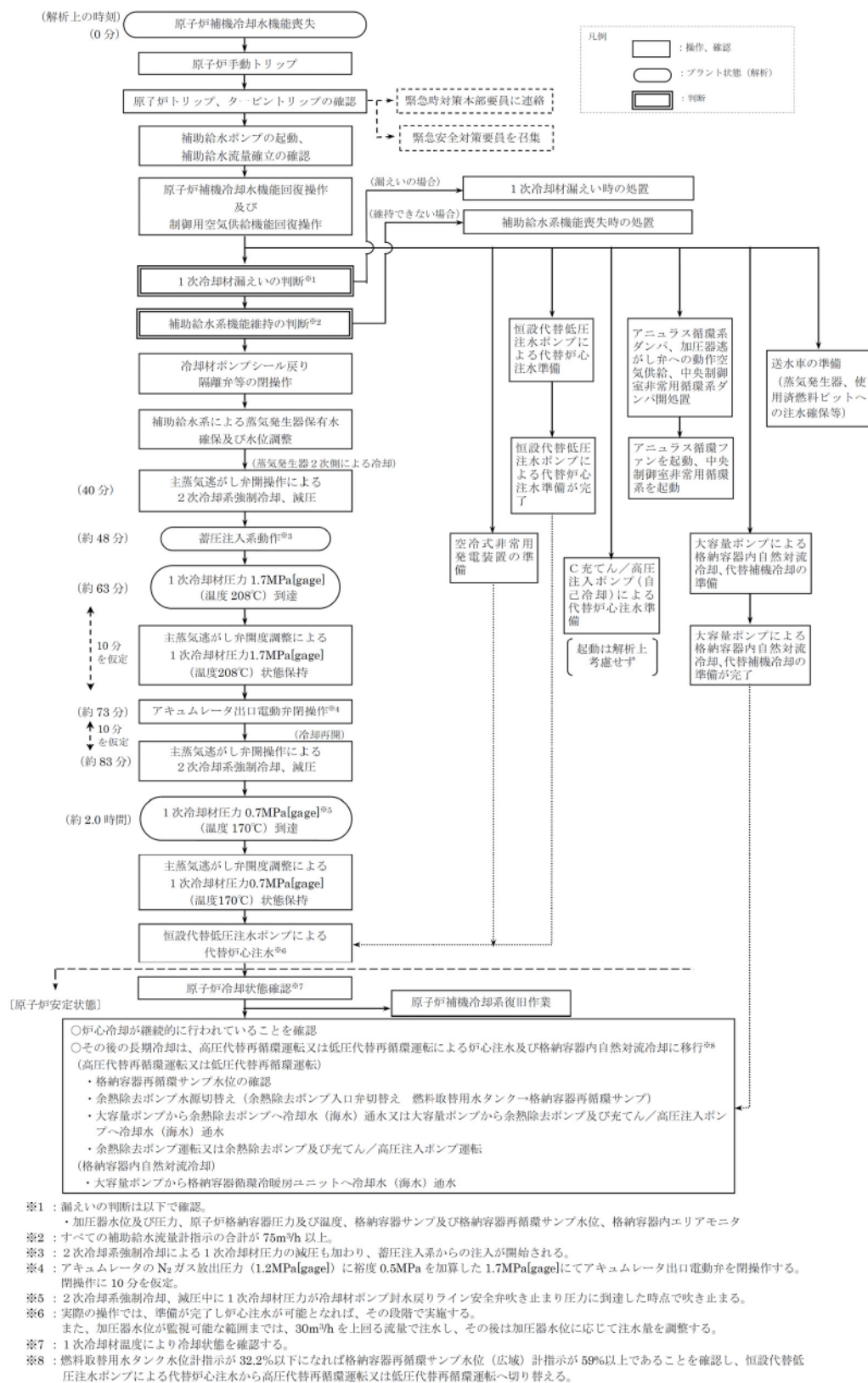
第 7.1.3.1 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図



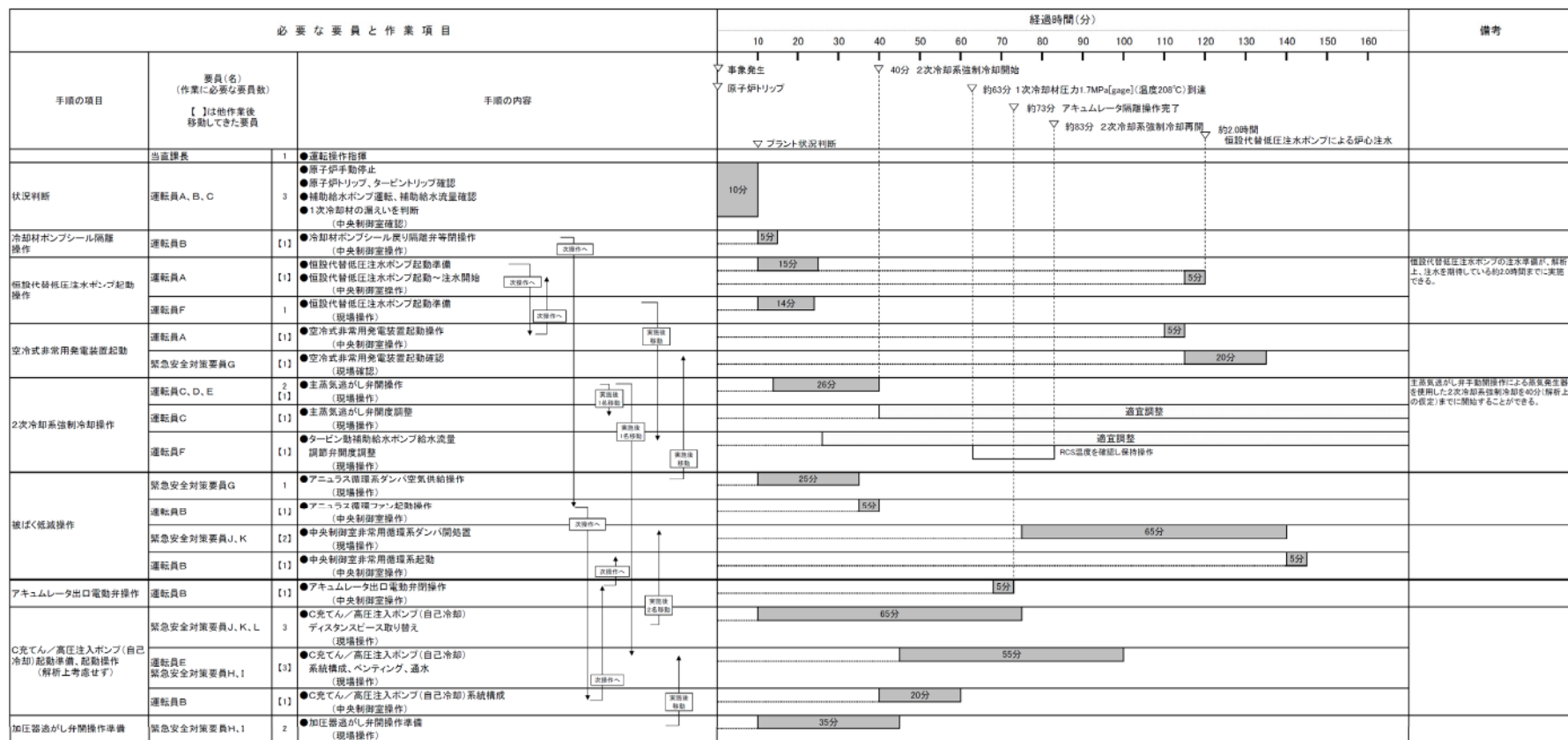
凡例： 設計事象対応手順(事故時操作所則) B-DBA対応手順(事故時操作所則(第2部)及び事故時操作所則(第3部))

注：太線はプロセスの流れを示す

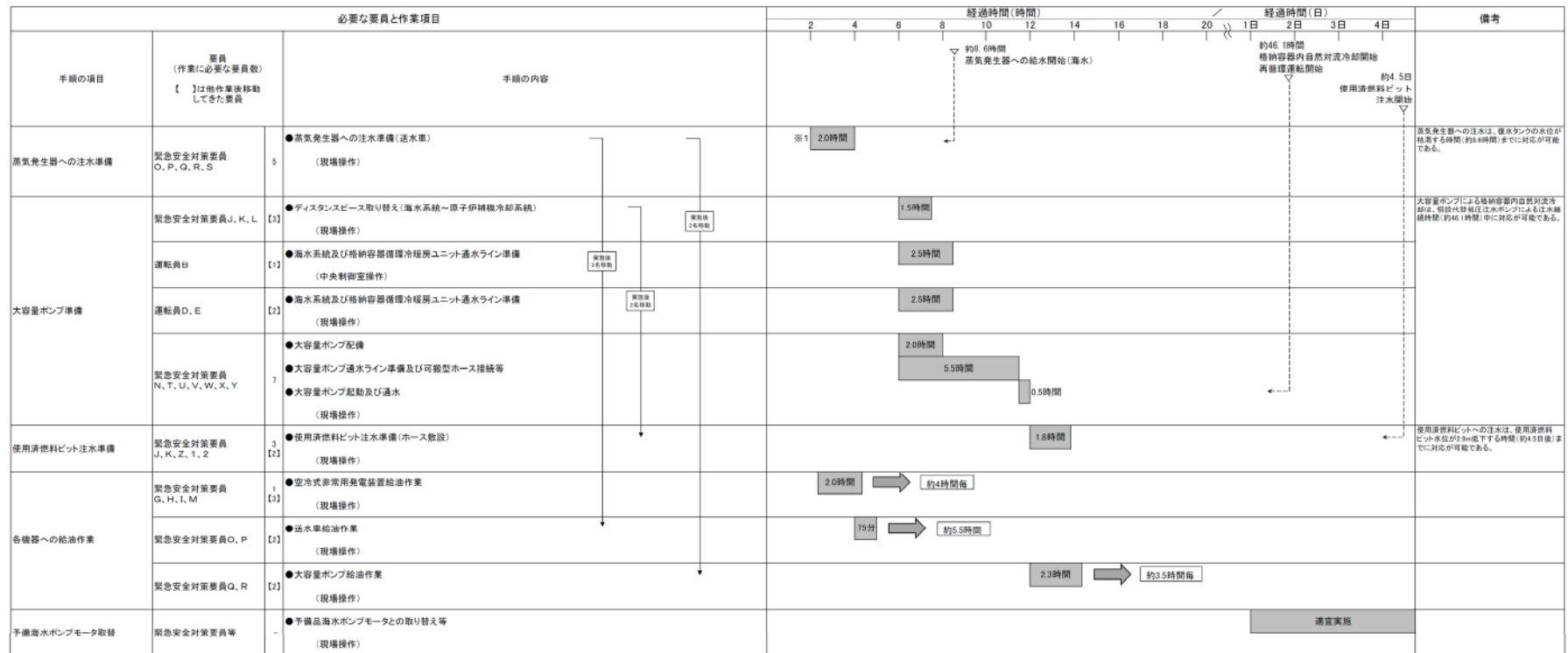
第 7.1.3.2 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の対応手順の概要
(判定プロセス) (2/2)



第 7.1.3.3 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の対応手順の概要
(「原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA」の事象進展)



第 7.1.3.4 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の作業と所要時間
 (原子炉補機冷却機能喪失 + RCPシール LOCA) (1/2)



※1: 蒸気発生器への注水準備は、緊急安全対策要員により事故発生後(ルート復旧後)速やかに開始とした。

第 7.1.3.4 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の作業と所要時間
(原子炉補機冷却機能喪失+RCPシーラLOCA)(2/2)

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

7.1.4.1 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「原子炉格納容器の除熱機能喪失」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、「6.2 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 L O C A 時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」、「中破断 L O C A 時に格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故」、「小破断 L O C A 時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」、「小破断 L O C A 時に格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故」、「D C 母線 1 系列喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁 L O C A が発生し、格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」及び「D C 母線 1 系列喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁 L O C A が発生し、格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故」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「原子炉格納容器の除熱機能喪失」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破断が発生するとともに、格納容器スプレイ注入機能又は格納容器スプレイ再循環機能が喪失する。炉心への注水は高圧注入系及び低圧注入系の再循環運転により継続するが、原子炉格納容器内の除熱機能が喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、原子炉格納容器の圧力上昇を抑制できなくなり、原子炉格納容器が過圧破損に至る。

その後、格納容器再循環サンプル水の減圧沸騰が生じることにより炉心への注水が継続できなくなり、炉心損傷に至る（原子炉格納容器先行破損）。

したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉格納容器内を除熱することにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって、除熱を行う。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」における機能喪失に対して、原子炉格納容器の健全性を維持し、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、格納容器循環冷暖房ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却を整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、高圧注入系及び低圧注入系による再循環運転並びに格納容器内自然対流冷却を整備する。対策の概略系統図を第 7.1.4.1 図に、対応手順の概要を第 7.1.4.2 図及び第 7.1.4.3 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.1.4.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「7.1.4.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける 3 号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計 10 名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名、発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 4 名である。この必要な要員と作業項目について第 7.1.4.4 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、10 名で対処可能である。

a. プラントトリップの確認

事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

b. 安全注入シーケンス作動状況の確認

「安全注入動作」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。

安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、安全注入流量等である。

c. 1次冷却材の漏えいの判断

加圧器圧力及び水位の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エリアモニタの上昇等により1次冷却材の漏えいの判断を行う。

1次冷却材漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

d. 蓄圧注入系動作の確認

1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。

蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、冷却材圧力（広域）である。

e. 格納容器スプレイ機能喪失の判断

格納容器圧力（広域）計指示が115.2kPa[gage]以上かつ格納容器スプレイ不動作の場合に格納容器スプレイ機能喪失と判断する。

格納容器スプレイ機能喪失の判断に必要な計装設備は、格納容器スプレ流量積算等である。

f. 格納容器スプレイ機能喪失時の対応

格納容器スプレイ機能喪失時の対応操作として、格納容器内自然対流冷却の準備（1次系冷却水タンクの加圧操作含む。）、格納容器スプレイ回復操作及び蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う。

格納容器スプレイ機能喪失時の対応に必要な計装設備は、1次系冷却水タンク加圧ライン圧力等であり、蒸気発生器2次側による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側広域温度等である。

g. 燃料取替用水タンク補給操作

高圧注入及び低圧注入の開始により、燃料取替用水タンクの水位が低下し補給が必要であれば、燃料取替用水タンクの補給操作を行う。

h. 高圧及び低圧再循環運転への切替え

燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 59%以上となれば、格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て余熱除去クーラで冷却した水を充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプにより炉心注水する高圧及び低圧再循環運転に切替えを実施し、炉心冷却を継続する。

高圧及び低圧再循環運転への切替えの確認に必要な計装設備は、燃料取替用水タンク水位等である。

i. 格納容器内自然対流冷却

A格納容器循環冷暖房ユニットへの原子炉補機冷却水通水の準備が完了すれば、通水を開始し格納容器内自然対流冷却を行う。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器圧力（広域）等である。

j. 再循環運転及び格納容器内自然対流冷却

長期対策として、高圧注入系及び低圧注入系による再循環運転並びにA格納容器循環冷暖房ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却を行うことで炉心冷却及び原子炉格納容器の除熱を継続的に実施する。

7.1.4.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、破断口径の大きさによる原子炉格納容器内への1次冷却材の流出流量が多いことから、原子炉格納容器内の除熱時に要求される設備容量の観点で厳しく、また、事象初期から格納容器スプレイによる原子炉格納容器内の除熱が期待できず、原子炉格納容

器圧力及び温度上昇の事象進展が早いことから、運転員等操作の操作時間余裕の観点で厳しい「中破断 L O C A 時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導、並びに格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流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過渡解析コード M A A P により原子炉格納容器圧力、原子炉格納容器雰囲気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、要員の配置による他の操作に与える影響、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 7.1.4.2 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、中破断 L O C A が発生するものとする。原子炉冷却材圧力バウンダリの破断位置は低温側配管とし、原子炉容器と非常用炉心冷却設備の注入配管との間において破断するものとする。また、破断口径は、原子炉格納容器の圧力上昇を厳しくする約 0.1m（以下「4 インチ破断」という。）とする。

(b) 安全機能の喪失に関する仮定

格納容器スプレイ注入機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合、非常用炉心冷却設備の作動が早くなり、再循環切替の時期が早くなるため、より炉心崩壊熱の高い時期

に高温のサンプ水を炉心注水することになり、原子炉格納容器に放出されるエネルギーが大きくなることから、原子炉格納容器圧力及び温度評価の観点で厳しくなる。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 非常用炉心冷却設備作動信号

非常用炉心冷却設備作動信号は「原子炉圧力異常低」信号により発信するものとし、10.97MPa[gage]を作動限界値とする。
また、応答時間は0秒とする。

(b) 充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプ

充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプはそれぞれ2台動作し、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性（（高圧注入特性：0m³/h～約220m³/h、0MPa[gage]～約19.4MPa[gage]）、（低圧注入特性：0m³/h～約1,740m³/h、0MPa[gage]～約1.2MPa[gage]））で炉心へ注水するものとする。

最大注入特性とすることにより、破断口からの放出量が増加し、原子炉格納容器内に放出されるエネルギーが増加することから、原子炉格納容器圧力及び温度評価の観点で厳しくなる。

(c) 補助給水ポンプ

電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台が自動起動することにより、非常用炉心冷却設備作動限界値到達の60秒後に3基の蒸気発生器に合計190m³/hの流量で注水するものとする。

(d) アキュムレータ

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力及び初期保有水量については、最低保持圧力及び最低保有水量を用いる。

アキュムレータの保持圧力（最低保持圧力）

4.04MPa[gage]

アキュムレータの保有水量（最低保有水量）

29.0m³（1基当たり）

(e) 再循環切替

再循環切替は、燃料取替用水タンク水位 32.2%到達後に行われるものとする。

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

- (a) 格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却は、1 次系冷却水タンクの現場加圧操作や中央制御室での格納容器循環冷暖房ユニットによる冷却開始操作等を考慮して、原子炉格納容器の最高使用圧力である 0.261MPa[gage]到達から 30 分後に開始するものとする。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.1.4.3 図に、原子炉容器内水位、燃料被覆管温度等の 1 次冷却系パラメータの推移を第 7.1.4.5 図から第 7.1.4.10 図に、原子炉格納容器圧力、原子炉格納容器雰囲気温度等の原子炉格納容器パラメータの推移を第 7.1.4.11 図から第 7.1.4.15 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、破断口からの 1 次冷却材の流出により、1 次冷却材圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止するとともに、「原子炉圧力異常低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動することにより炉心は冠水状態に維持される。

燃料取替用水タンク水位が低下し、事象発生の約 5.4 時間後に格納容器再循環サンプ側へ水源切替えを行う。その時に再循環運転により原子炉容器内水位は維持されるが、格納容器スプレイ注入機能が喪失しているため、炉心崩壊熱を除去できず、原子炉格納容器圧力及び温度は上昇する。

事象発生の約 7.0 時間後に原子炉格納容器の最高使用圧力に到達するが、その 30 分後から格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却を開始することで、原子炉格納容器圧力及び

温度は低下する。

b. 評価項目等

原子炉格納容器圧力及び温度は、第 7.1.4.14 図及び第 7.1.4.15 図に示すとおり、それぞれ最高値が約 0.303MPa[gage]及び約 129℃であり、原子炉格納容器の最高使用圧力の 2 倍(0.522MPa[gage])及び 200℃を下回る。

燃料被覆管温度は第 7.1.4.10 図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値(約 340℃)以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

1 次冷却材圧力は第 7.1.4.5 図に示すとおり、初期値(約 15.6MPa[gage])以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍(20.59MPa[gage])を下回る。

事象発生の約 5.4 時間後に再循環運転に切り替え、その後も炉心の冷却を継続することにより、原子炉は低温停止状態に移行し、安定停止状態に至る。また、第 7.1.4.14 図及び第 7.1.4.15 図に示すとおり、事象発生の約 22 時間後に原子炉格納容器圧力及び温度は低下傾向を示しており、原子炉格納容器は安定状態に至る。その後も再循環運転及び格納容器内自然対流冷却を継続することにより、安定状態を維持できる。

なお、格納容器スプレイ設備の復旧により使用に期待できる場合には、格納容器スプレイ設備により格納容器スプレイ再循環を行うことで更なる原子炉格納容器圧力及び温度の低下を促進させることが可能である。

7.1.4.3 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、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。

本重要事故シーケンスは、運転員等操作である格納容器内自然対流冷却により、原子炉格納容器の圧力上昇を抑制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、原子炉格納容器の最高使用圧力到達を起点に操作を開始する格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却とする。

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

a. 運転員等操作時間に与える影響

原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係る原子炉格納容器モデルは、HDR 実験解析等の結果から、原子炉格納容器圧力について 1 割程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について十数℃高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は解析結果に比べて低くなることから、原子炉格納容器の最高使用圧力到達を起点とする格納容器内自然対流冷却の開始が遅くなる。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係る原子炉格納容器モデルは、HDR 実験解析等の結果から、原子炉格納容器圧力について 1 割程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について十数℃高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は解析結果に比べて低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(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 7.1.4.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値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、原則、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としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及び破断口径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

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱よりも小さくなるため、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが小さくなり、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。このため、原子炉格納容器の最高使用圧力到達を起点とする格納容器内自然対流冷却の開始が遅くなる。

破断口径の変動を考慮した場合、1 次冷却材の流出流量が変動することで、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇に影響を与える。このため、原子炉格納容器の最高使用圧力到達を起点とする格納容器内自然対流冷却の開始時間が変動する。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが小さくなり、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

破断口径の変動を考慮した場合、1 次冷却材の流出流量が変動することで、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇に影響を与えることから、破断口径を約 0.05m（以下「2 インチ破断」という。）とした場合と、破断口径を約 0.15m（以下「6 インチ破断」という。）とした場合の感度解析を実施した。その結果、第 7.1.4.16 図及び第 7.1.4.17 図に示すとおり、評価項目となるパラメータに対して十分な余裕があることを確認した。

i. 6 インチ破断

事象発生直後の短期応答については、破断口径が比較的大きいことから、事象初期の破断流量が多くなり原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が厳しくなる。その後、1次冷却材圧力が低下することから高圧注入流量が増加し、また、低圧注入も作動することから炉心冷却が進む。その結果、4インチ破断の場合よりも原子炉格納容器圧力及び温度が低く推移する。

長期応答については、破断口径が比較的大きいことから再循環運転への切替えが早くなり、再循環流量も多いことから格納容器再循環サンプル水の冷却が促進され、原子炉格納容器圧力及び温度の最高値は4インチ破断の場合を下回る。

ii. 4インチ破断

事象初期の破断流量は2インチ破断と6インチ破断の間程度となるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇も中間的な応答を示すが、破断流量の減少及びヒートシンクによる吸熱により圧力及び温度の上昇が抑制される。その後、再循環切替により比較的高温の格納容器再循環サンプル水が炉心注水されることにより原子炉格納容器内に放出されるエネルギーが大きくなることから、原子炉格納容器圧力及び温度が上昇するが、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器圧力及び温度は低下に転じる。

iii. 2インチ破断

事象発生直後の短期応答については、破断口径が比較的小さいことから事象初期の破断流量が少なく、また、蒸気発生器2次側による除熱が相対的に長く継続する。ヒートシンクによる吸熱も緩やかに継続することから、原子炉格納容器圧力及び温度は緩やかに上昇する。

長期応答については、破断口径が比較的小さいことから、再循環運転への切替えが遅くなり、再循環流量も少ないことから格納容器再循環サンプル水の冷却が促進されず、原子炉格納容器圧力及び温度は高く推移する。一方、蒸気発生器2次側による

除熱が寄与することから、結果として原子炉格納容器圧力及び温度の最高値は 4 インチ破断の場合を下回る。

iv. 4 インチから 2 インチ破断の間の傾向

破断口径が比較的小さいことから、事象初期の破断流量が少なく原子炉格納容器圧力及び温度は緩やかに上昇する。その後、長期的には再循環流量が比較的少なく格納容器再循環サンプル水の冷却が促進されにくくなるが、蒸気発生器 2 次側による除熱が寄与することから、原子炉格納容器圧力及び温度の最高値は緩和される傾向となる。

v. 4 インチから 6 インチ破断の間の傾向

破断口径が比較的大きいことから、事象初期の破断流量が多くなり原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が厳しくなる。その後、長期的には再循環流量が比較的多く格納容器再循環サンプル水の冷却が促進されることから、原子炉格納容器圧力及び温度が緩和される傾向となる。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、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、並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作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を評価する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

格納容器内自然対流冷却は、第 7.1.4.4 図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による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

格納容器内自然対流冷却は、炉心崩壊熱等の不確かさによって事象進展が緩やかになることで、原子炉格納容器の最高使用圧力到達が遅くなり、操作開始が遅くなる。このように操作開

始が遅くなる場合でも、原子炉格納容器の最高使用圧力到達後に操作を開始することで、原子炉格納容器の圧力上昇が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。

また、破断口径等の不確かさによって1次冷却材の流出流量が変動することで、原子炉格納容器圧力及び温度が変動するため、操作開始時間が変動するが、原子炉格納容器の最高使用圧力到達後に操作を開始することで、原子炉格納容器の圧力上昇が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。

さらに、解析上の操作開始時間に対して、運用として実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって格納容器内自然対流冷却の操作開始が早くなる場合は、原子炉格納容器の圧力上昇が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(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する。

格納容器内自然対流冷却の操作時間余裕としては、第 7.1.4.18 図に示すとおり、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力到達時点の原子炉格納容器圧力上昇率を維持するものとして概算した。その結果、約 6 時間の操作時間余裕があることを確認した。

(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要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。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、運転員等による格納容器内自然対流冷却を行うことにより、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

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余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.1.4.4 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「原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、3号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.1.4.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり10名である。したがって、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員54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「原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水源

燃料取替用水タンク（1,325m³：有効水量）を水源とする充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる炉心注水については、燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位(32.2%)に到達後、再循環運転に切り替え、以降は格納容器再循環サンプを水源とするため、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。

b. 燃料

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ディーゼル発電機からの給電を想定し、事象発生後7日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約327.6klの重油が必要となる。

電源車（緊急時対策所用）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して、7日間の運転継続に約8.3klの重油が必要となる。

7 日間の運転継続に必要な重油はこれらを合計して約 335.9kl となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、燃料油貯蔵タンクの合計油量(360kl)にて供給可能である。

c. 電源

外部電源の喪失は仮定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電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設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.1.4.5 結論

事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」では、原子炉格納容器の圧力が上昇することで、原子炉格納容器が過圧破損に至り、格納容器再循環サンプ水の減圧沸騰により炉心注水が継続できなくなり、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「原子炉格納容器の除熱機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として格納容器循環冷暖房ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却、長期対策として高压注入系及び低压注入系による再循環運転並びに格納容器内自然対流冷却を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の重要事故シーケンス「中破断 L O C A 時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却を実施することにより、原子炉格納容器先行破損は生じない。

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ことを確認した。また、長期的に安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を含めて確

認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時を仮定しても供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、格納容器内自然対流冷却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り、事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」に対して有効である。

第 7.1.4.1 表 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」における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	可搬設備	計装設備
a. プラントトリップの確認	- 事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。 - 非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。	-	-	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
b. 安全注入シーケンス作動状況の確認	「安全注入動作」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。	燃料取替用水タンク 余熱除去ポンプ 充てん／高圧注入ポンプ	-	安全注入流量 余熱除去クーラ出口流量 燃料取替用水タンク水位 冷却材圧力（広域）
c. 1 次冷却材の漏えいの判断	加圧器圧力及び水位の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エリアモニタの上昇等により 1 次冷却材の漏えいの判断を行う。	-	-	加圧器水位 冷却材圧力（広域） 格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ） 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域）
d. 蓄圧注入系動作の確認	1 次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。	アキュムレータ	-	冷却材圧力（広域）
e. 格納容器スプレイ機能喪失の判断	格納容器圧力（広域）計指示が 115.2kPa[gage]以上かつ格納容器スプレイ不動作の場合に格納容器スプレイ機能喪失と判断する。	-	-	格納容器スプレ流量積算 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 格納容器内温度 燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域）

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.4.1 表 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」における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	可搬設備	計装設備
f. 格納容器スプレイ機能喪失時の対応	・ 格納容器スプレイ機能喪失時の対応操作として、格納容器内自然対流冷却の準備（1次系冷却水タンクの加圧操作含む。）、格納容器スプレイ回復操作及び蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う。	【主蒸気逃がし弁】 【蒸気発生器】 【電動補助給水ポンプ】 【タービン動補助給水ポンプ】 【復水タンク】	-	1次系冷却水タンク水位 1次系冷却水タンク加圧ライン圧力 可搬型温度計測装置 （格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（S A）用） 1次冷却材高温側広域温度 1次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 補助給水流量 主蒸気圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
g. 燃料取替用水タンク補給操作	・ 高圧注入及び低圧注入の開始により、燃料取替用水タンクの水位が低下し補給が必要であれば、燃料取替用水タンクの補給操作を行う。	【燃料取替用水タンク】	-	燃料取替用水タンク水位
h. 高圧及び低圧再循環運転への切替え	・ 燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 59%以上となれば、格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て余熱除去クーラで冷却した水を充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプにより炉心注水する高圧及び低圧再循環運転に切替えを実施し、炉心冷却を継続する。	燃料取替用水タンク 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン 充てん／高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去クーラ	-	燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 1次冷却材高温側広域温度 1次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 安全注入流量 余熱除去クーラ出口流量
i. 格納容器内自然対流冷却	・ A格納容器循環冷暖房ユニットへの原子炉補機冷却水通水の準備が完了すれば、通水を開始し格納容器内自然対流冷却を行う。	A格納容器循環冷暖房ユニット 1次系冷却水ポンプ 1次系冷却水クーラ 1次系冷却水タンク 海水ポンプ	窒素ポンプ（1次系冷却水タンク加圧用）	格納容器内温度 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 1次系冷却水タンク加圧ライン圧力 可搬型温度計測装置 （格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（S A）用）

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.4.1 表 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」における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	可搬設備	計装設備
j. 再循環運転及び格納容器内自然対流冷却	・長期対策として、高圧注入系及び低圧注入系による再循環運転及びA格納容器循環冷暖房ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却を行うことで炉心冷却及び原子炉格納容器の除熱を継続的に実施する。	格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン 充てん／高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去クーラ A格納容器循環冷暖房ユニット 1次系冷却水ポンプ 1次系冷却水クーラ 1次系冷却水タンク 海水ポンプ	窒素ポンベ（1次系冷却水タンク加圧用）	格納容器内温度 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 1次系冷却水タンク加圧ライン圧力 可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（SA）用） 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 余熱除去クーラ出口流量 冷却材圧力（広域） 安全注入流量 1次冷却材高温側広域温度 1次冷却材低温側広域温度

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.4.2 表 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の主要解析条件
(中破断 L O C A + 格納容器スプレイ注入失敗) (1/3)

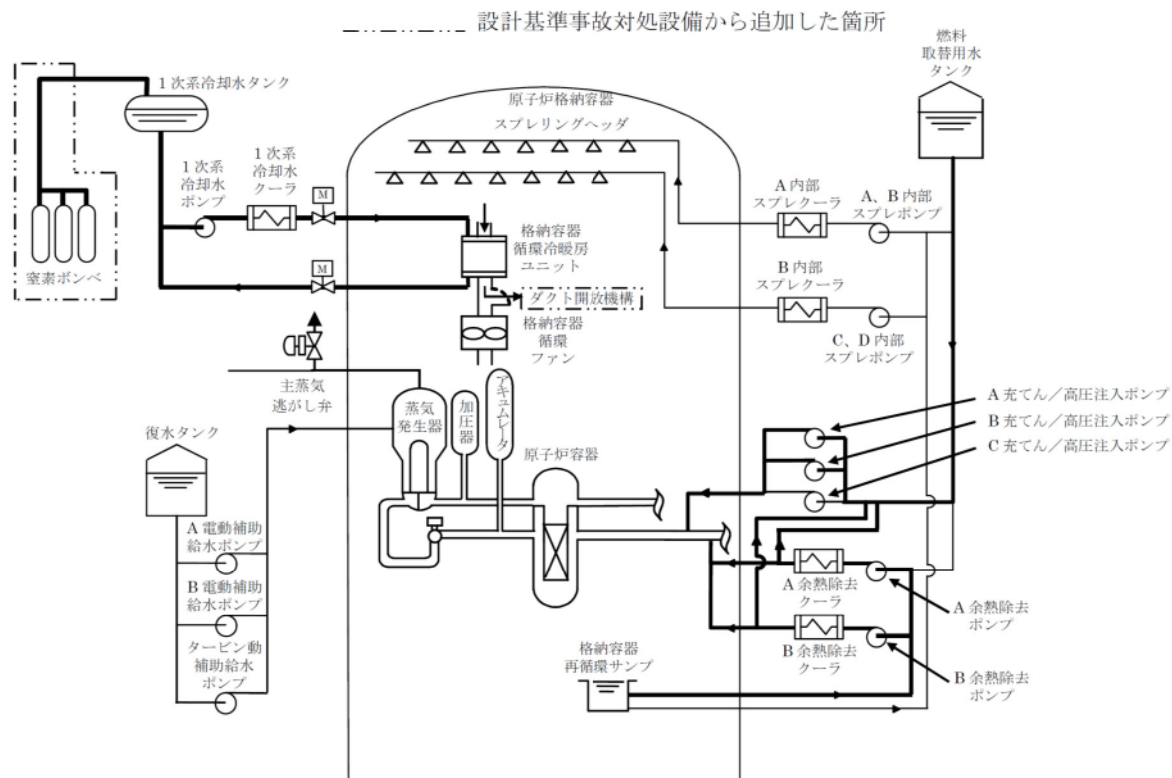
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		M A A P	本重要事故シーケンスの重要な現象である原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 (初期)	100%(2,432 MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと炉心崩壊熱及び炉心保有熱も大きくなることから、原子炉容器内水位を確保しにくく、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが大きくなり厳しい設定。
	1 次冷却材圧力 (初期)	15.41+0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1 次冷却材圧力が高いと、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが大きくなり厳しい設定。
	1 次冷却材平均温度 (初期)	305.7+2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1 次冷却材平均温度が高いと、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが大きくなり厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器 2 次側保有水量 (初期)	51t (1 基当たり)	設計値として設定。
	原子炉格納容器 自由体積	69,500m ³	設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。
事故条件	起因事象	中破断 L O C A 破断位置：低温側配管 破断口径：約 0.1m (4 インチ)	破断位置の差異は小さいものの、蒸気発生器 2 次側保有水の有する熱量が、原子炉格納容器内に放出されることによる長期的な原子炉格納容器圧力の上昇の早さの観点も踏まえて、低温側配管の破断を設定。破断口径は、原子炉格納容器圧力上昇を厳しくする約 0.1m (4 インチ) を設定。
	安全機能の喪失 に対する仮定	格納容器スプレイ注入機能喪失	格納容器スプレイ注入機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、非常用炉心冷却設備の作動が早くなり、再循環切替の時期が早くなるため、より崩壊熱の高い時期に高温のサンプル水を炉心注水することになり、原子炉格納容器に放出されるエネルギーが大きくなる。このため、原子炉格納容器圧力及び温度の評価の観点から厳しい設定。

第 7.1.4.2 表 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の主要解析条件
(中破断 L O C A + 格納容器スプレイ注入失敗) (2/3)

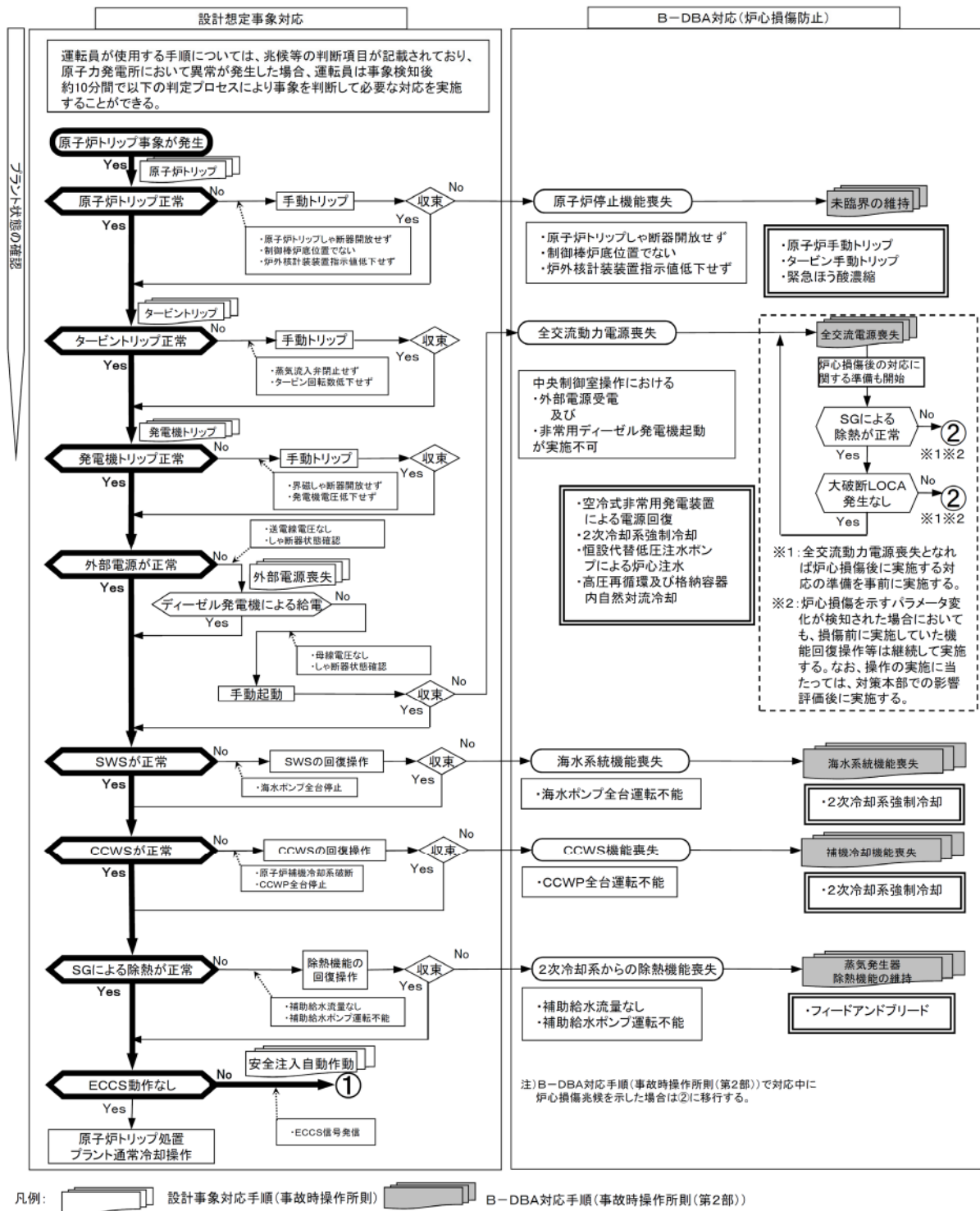
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 (12.83MPa[gage]) (応答時間 2.0 秒)	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低い値として、トリップ限界値を設定。 検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮して、応答時間を設定。
	非常用炉心冷却設備 作動信号	原子炉圧力異常低 (10.97MPa[gage]) (応答時間 0 秒)	標準的に設計基準事故の評価において使用している非常用炉心冷却設備作動限界値を設定。 非常用炉心冷却設備の作動が早くなることで原子炉格納容器内に放出されるエネルギーが増加するため、応答時間は 0 秒と設定。
	充てん／高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ	最大注入特性 (2 台) (高圧注入特性： 0m ³ /h～約 220m ³ /h、 0MPa[gage]～約 19.4MPa[gage]) (低圧注入特性： 0m ³ /h～約 1,740m ³ /h、 0MPa[gage]～約 1.2MPa[gage])	原子炉格納容器圧力を厳しくするように、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性を設定。 破断口からの放出量が増加し、原子炉格納容器内に放出されるエネルギーが増加するため、原子炉格納容器圧力及び温度の評価の観点から厳しい設定。
	補助給水ポンプ	非常用炉心冷却設備 作動限界値到達から 60 秒後に 注水開始	補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		190m ³ /h (蒸気発生器 3 基合計)	電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台の補助給水全台運転時に 3 基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。

第 7.1.4.2 表 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の主要解析条件
(中破断 L O C A + 格納容器スプレイ注入失敗) (3/3)

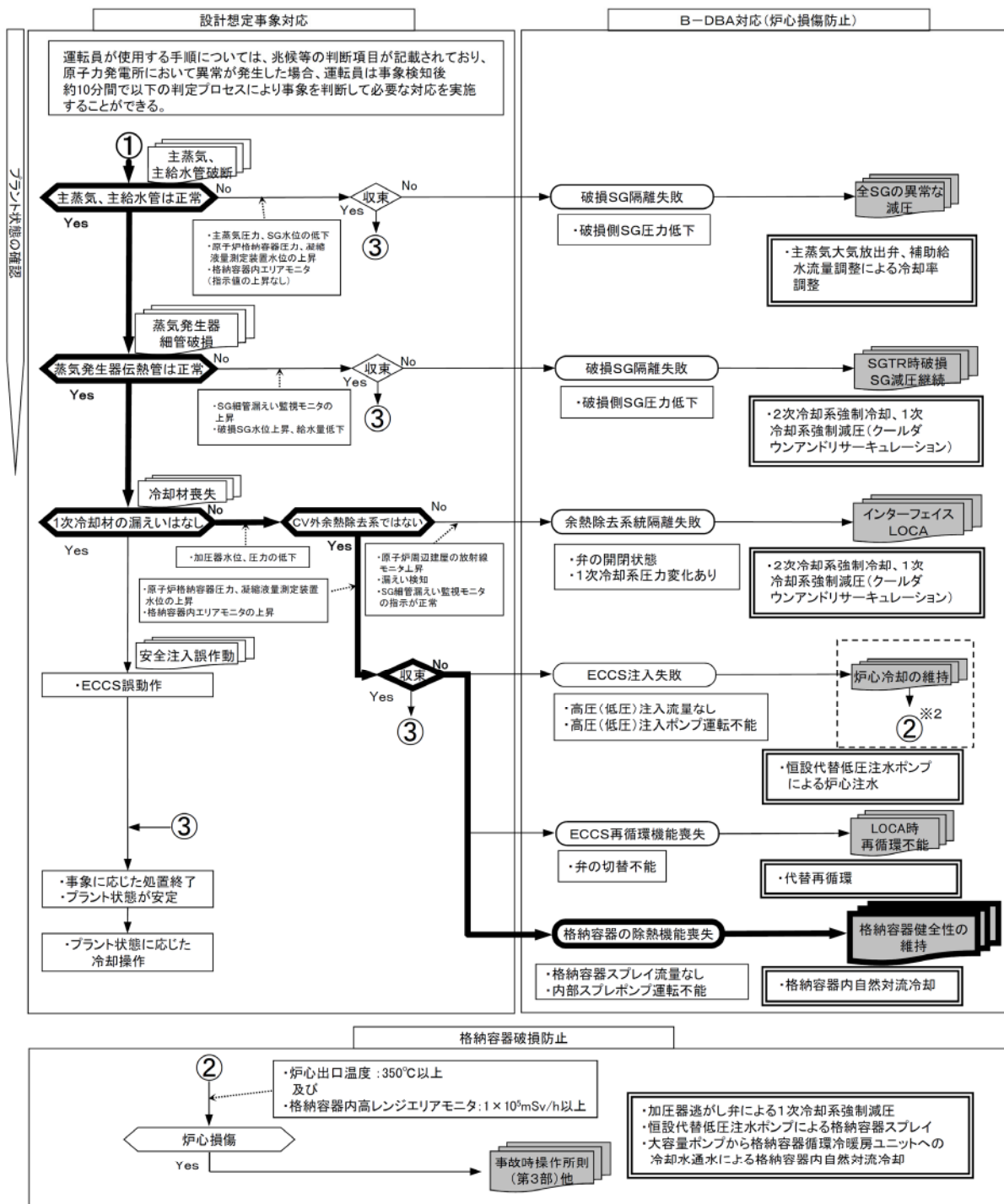
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	アキュムレータ保持圧力	4.04MPa[gage] (最低保持圧力)	最低の保持圧力を設定。 アキュムレータの保持圧力が低いと、炉心への注水のタイミングが遅くなり、原子炉格納容器内に放出されるエネルギー量が減少する方向となるが、その影響は軽微であることから、他の重要事故シーケンスと同様に最低の保持圧力を設定。
	アキュムレータ保有水量	29.0m ³ (1 基当たり) (最低保有水量)	最低の保有水量を設定。 アキュムレータの保有水量が少ないと、原子炉格納容器内に放出されるエネルギーが減少する方向となるが、その影響は軽微であることから、他の重要事故シーケンスと同様に最低の保有水量を設定。
	再循環切替	燃料取替用水タンク 水位低(32.2%)到達時	再循環切替を行う燃料取替用水タンク水位として設定。
	格納容器循環冷暖房ユニット	1 基 1 基あたりの除熱特性： 100℃～約 153℃、 約 8.1MW～約 13.9W	設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	格納容器 循環冷暖房ユニットによる 格納容器内自然対流冷却開始	原子炉格納容器の最高使用圧力 到達から 30 分後	運転員等操作時間として、1 次系冷却水タンクの現場加圧や中央制御室での格納容器循環冷暖房ユニットによる冷却開始の操作等を考慮して、格納容器内自然対流冷却の開始操作に原子炉格納容器の最高使用圧力到達から 30 分を想定して設定。



第 7.1.4.1 図 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図



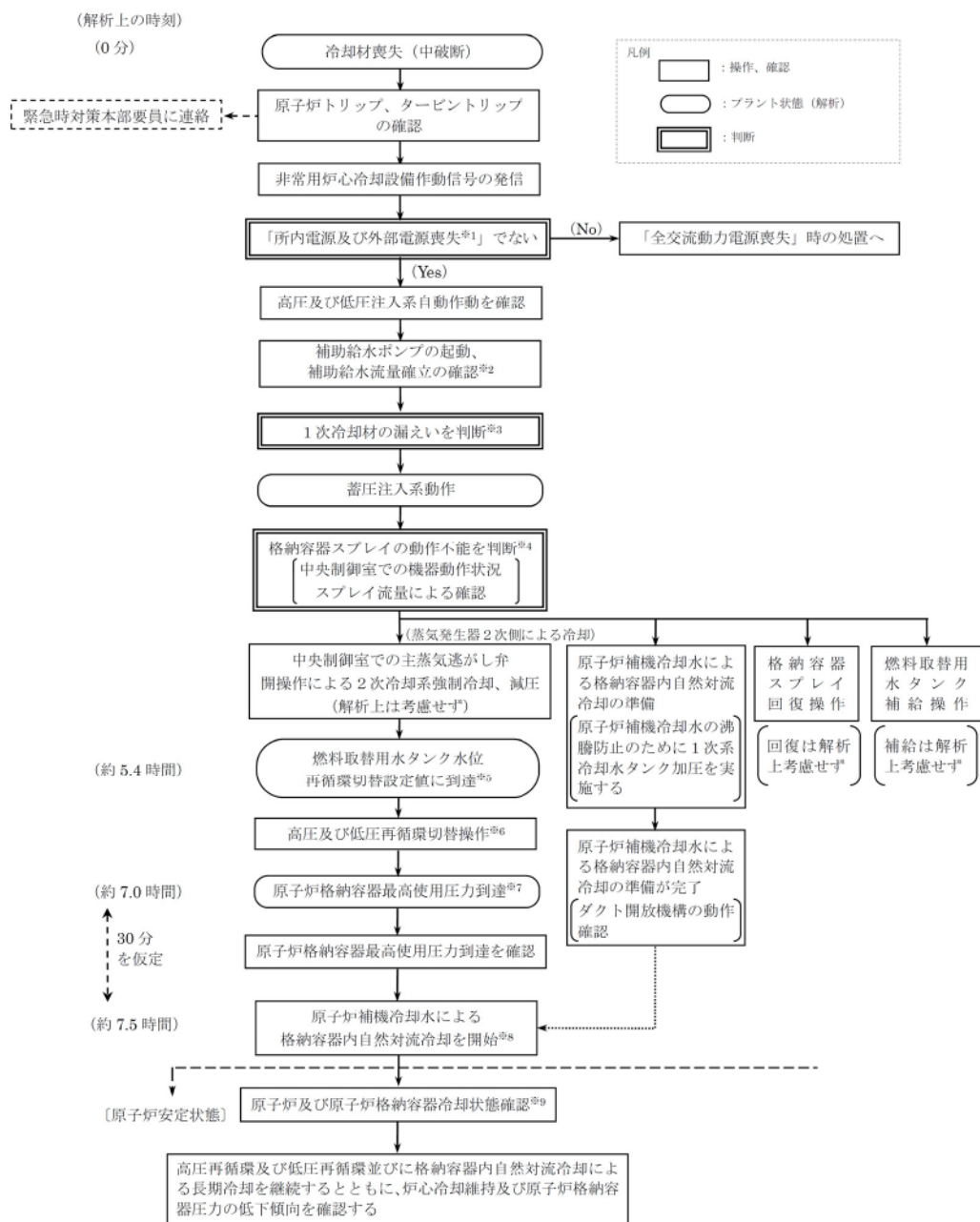
第 7.1.4.2 図 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の対応手順の概要
(判定プロセス) (1/2)



凡例： 設計事象対応手順（事故時操作所則） B-DBA対応手順（事故時操作所則（第2部）及び事故時操作所則（第3部））

注：太線はプロセスの流れを示す

第 7.1.4.2 図 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」 の対応手順の概要
(判定プロセス) (2/2)



※1 : すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」ボルトを示した場合。

※2 : すべての補助給水流量計指示の合計が 75m³/h 以上。

※3 : 漏えいの確認は以下で確認。

・ 加圧器圧力及び水位、原子炉格納容器圧力及び温度、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位、格納容器内エアモニタ

※4 : 格納容器圧力計指示が 115.2kPa[gage]以上及び格納容器スプレイ不動作。

※5 : 燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%以下になれば、格納容器再循環サンプ水位 (広域) 計指示が 59%以上であることを確認し、再循環切替を実施する。

※6 : 機器動作状況、注水流量により高圧再循環及び低圧再循環成功を確認並びに格納容器スプレイ再循環動作不能を確認。

※7 : 原子炉格納容器圧力 261kPa[gage]

※8 : 1 台の格納容器循環冷却ユニットへ原子炉補機冷却水を通水する。

なお、準備が完了すれば、その段階で実施する。

格納容器内自然対流冷却開始後は、蒸気発生器の器内に残存している高温水の入れ替えが完了すれば主蒸気逃がし弁を開操作する。

※9 : 状態確認は低温停止ほう素濃度確認 (必要により濃縮) 及び 1 次冷却材温度 93℃以下を確認する。

また、原子炉格納容器圧力及び温度が低下傾向であることを確認する。

第 7.1.4.3 図 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の対応手順の概要

(「中破断 LOCA+格納容器スプレイ注入失敗」の事象進展)

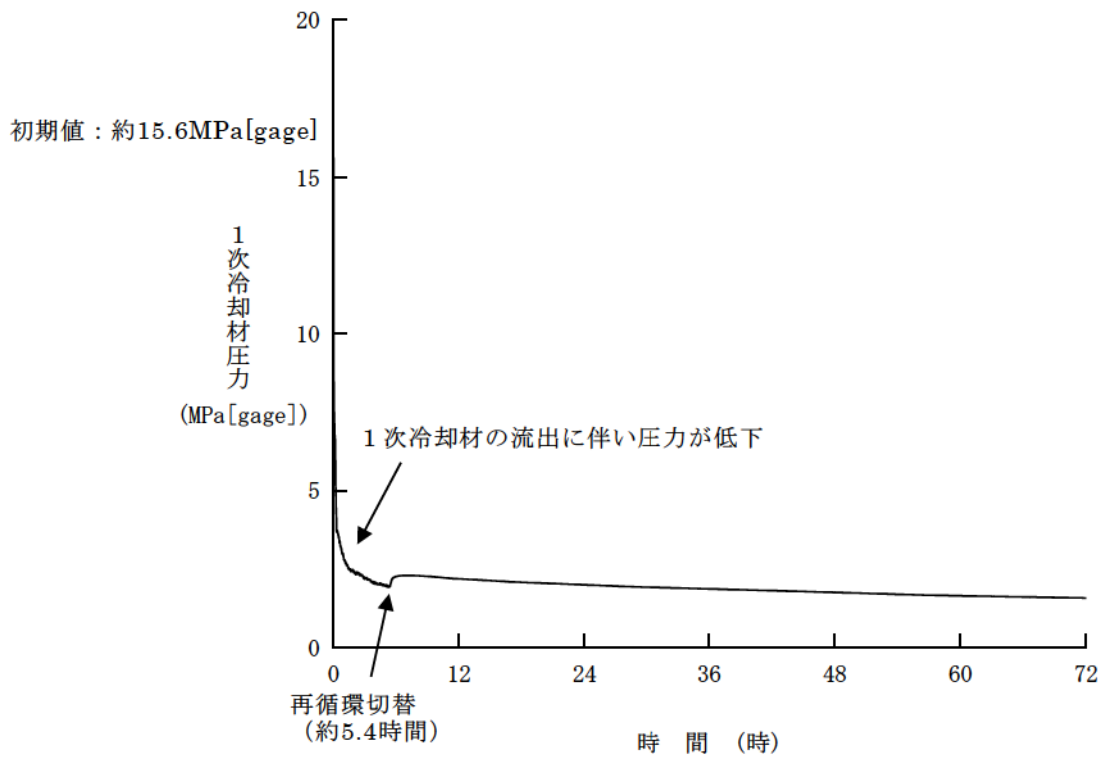
必要な要員と作業項目			経過時間(分)										経過時間(時間)										備考
			10	20	30	40	50	1	2	5	6	7	8	9	10								
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の内容	▽ 事象発生 ▽ 約30秒 「原子炉圧力異常低」 非常用炉心冷却設備作動 ▽ プラント状況判断 ▽ 約5.4時間 高圧注入、低圧注入終了(再循環成功) ▽ 約7.0時間 原子炉格納容器最高使用圧力到達 (261kPa[gage]以上) ▽ 約7.5時間 格納容器内自然対流冷却開始																				
	当直課長	1 ●運転操作指揮																					
状況判断	運転員A、B、C	3 ●原子炉トリップ、タービントリップ確認 ●安全注入シーケンス作動確認 ●所内電源及び外部電源の確認 ●1次冷却材の漏えいを判断 ●格納容器スプレイ不動作を判断 (中央制御室確認)	10分																				
2次冷却系強制冷却操作	運転員A	[1] ●補助給水ポンプ起動確認、補助給水流量確立の確認 ●主蒸気速がし弁開操作 (中央制御室操作)	4分	1分																			
格納容器スプレイ回復操作 (解析上考慮せず)	運転員B	[1] ●内部スプレポンプ起動操作 (中央制御室操作)	1分	適宜実施※1													※1内部スプレポンプ起動操作を適宜実施する。						
	運転員D	1 ●内部スプレポンプ起動操作、格納容器スプレイ失敗原因調査 (現場操作)	10分	適宜実施※1																			
燃料取替用水タンク補給操作 (解析上考慮せず)	運転員E	1 ●燃料取替用水タンク補給系統構成 (現場操作)	25分																				
	運転員A	[1] ●燃料取替用水タンク補給操作 (中央制御室操作)	10分																				
格納容器内自然対流冷却	運転員B	[1] ●1次系冷却水タンク加圧操作準備 ●格納容器循環冷却ユニットによる冷却操作 (中央制御室操作)	10分	10分													格納容器内自然対流冷却が、解析上、期待している約7.5時間までに実施できる。						
	運転員E	[1] ●1次系冷却水タンク加圧操作準備 ●1次系冷却水タンク加圧操作 (現場操作)	30分	20分																			
	運転員B	[1] ●高圧及び低圧再循環切替操作 (中央制御室操作)	15分																				
高圧及び低圧再循環切替操作	運転員B	[1] ●高圧及び低圧再循環切替操作 (中央制御室操作)	15分																				
電源盤確認、復旧操作	運転員C	[1] ●電源盤確認、復旧操作 ※2 (現場操作)	30分	適宜実施													復旧に失敗 ※2電源盤確認実施に要する時間は30分に 明確される。その後は他に考えられる原因を 調査し回復を試みる。						
機器の復旧作業	保守班等	— ●電源盤確認、機能喪失した機器の復旧作業※3 (現場操作)	適宜実施														※3通常の交通状態での召集を期待。						

上記要員に加え、緊急時対策本部要員4名にて関係各所に通報連絡を行う。

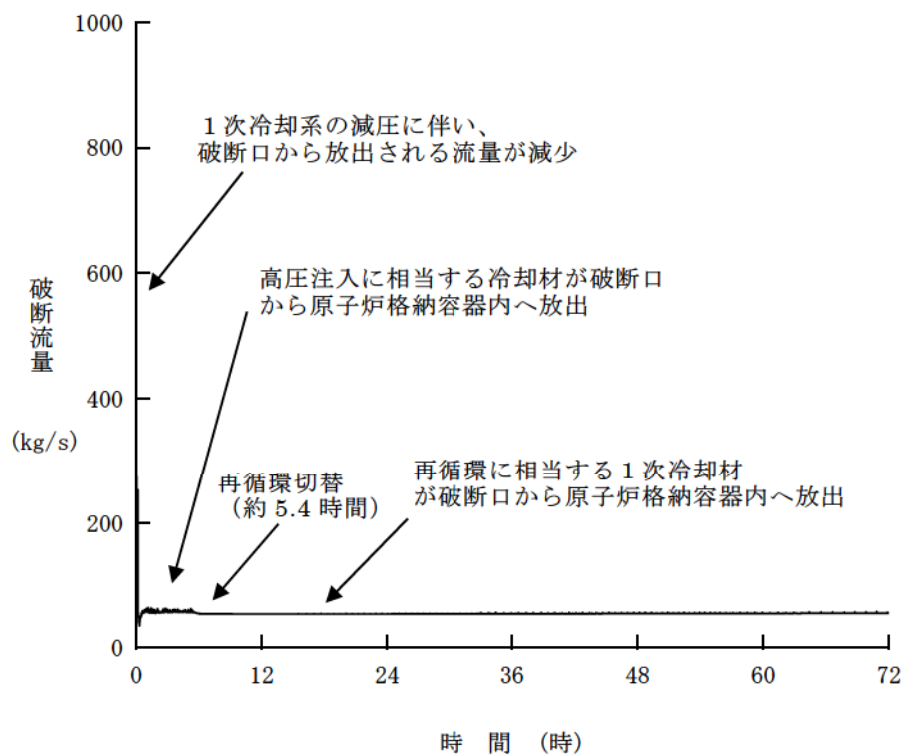
なお、各設定時間は操作場所、操作条件並びにに実際の現場移動を含む作業時間等を考慮した上で解析上の仮定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。

また、運転員が解析上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している(一部の機器については想定時間により算出。)

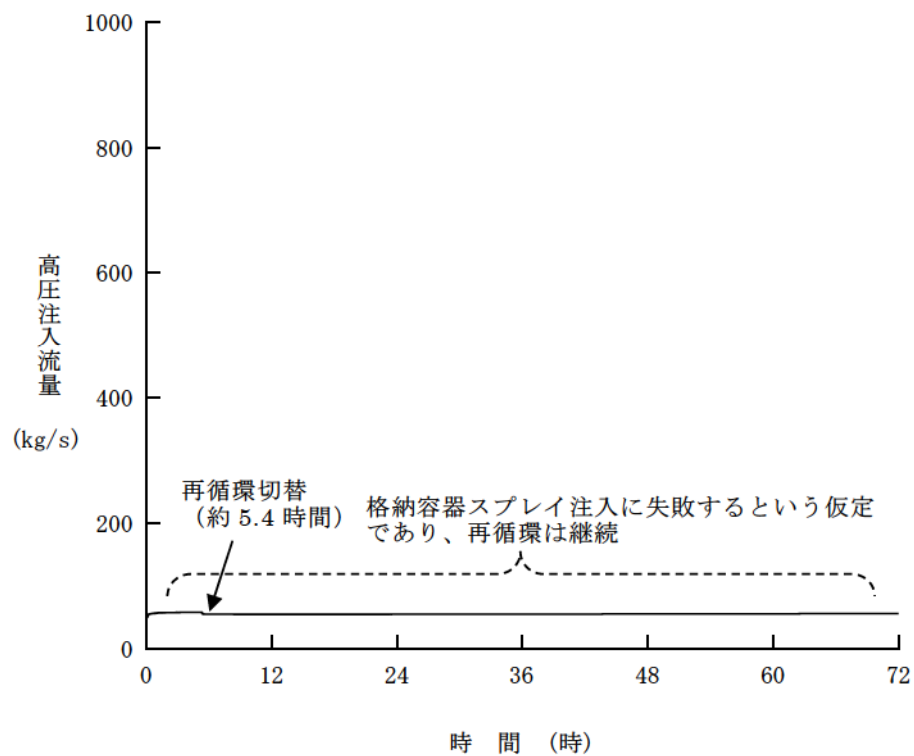
第 7.1.4.4 図 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の作業と所要時間
(中破断 L O C A + 格納容器スプレイ注入失敗)



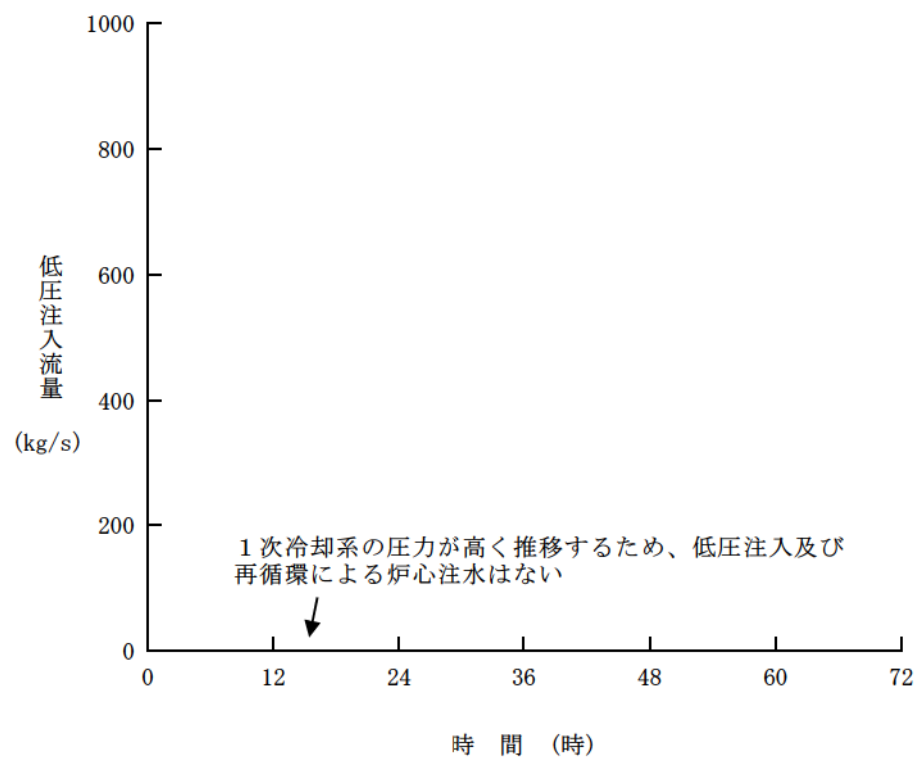
第 7.1.4.5 図 1 次冷却材圧力の推移



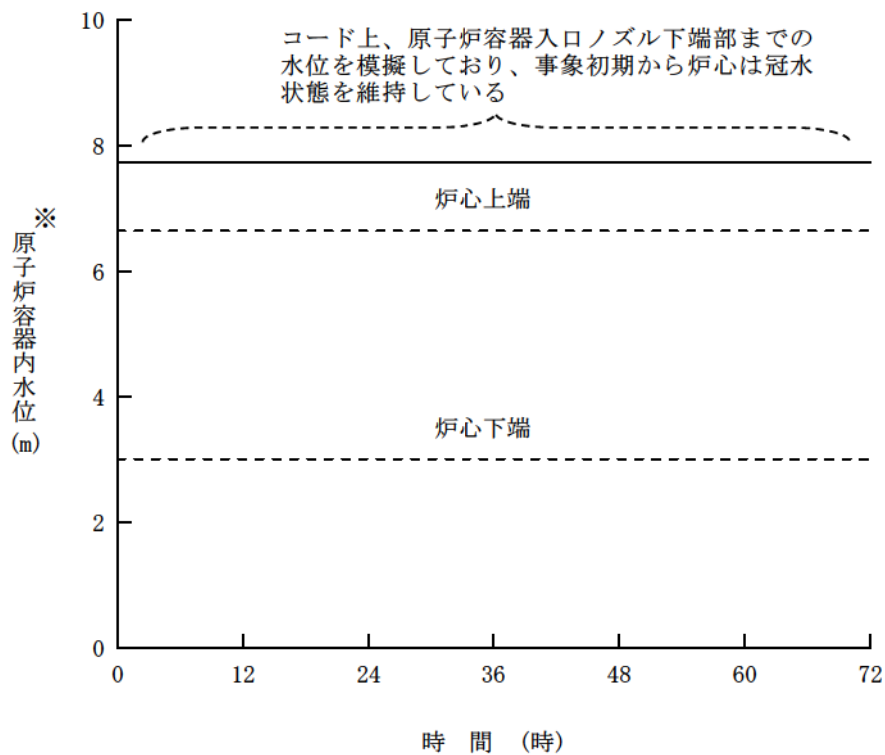
第 7.1.4.6 図 破断流量の推移



第 7.1.4.7 図 高圧注入流量の推移

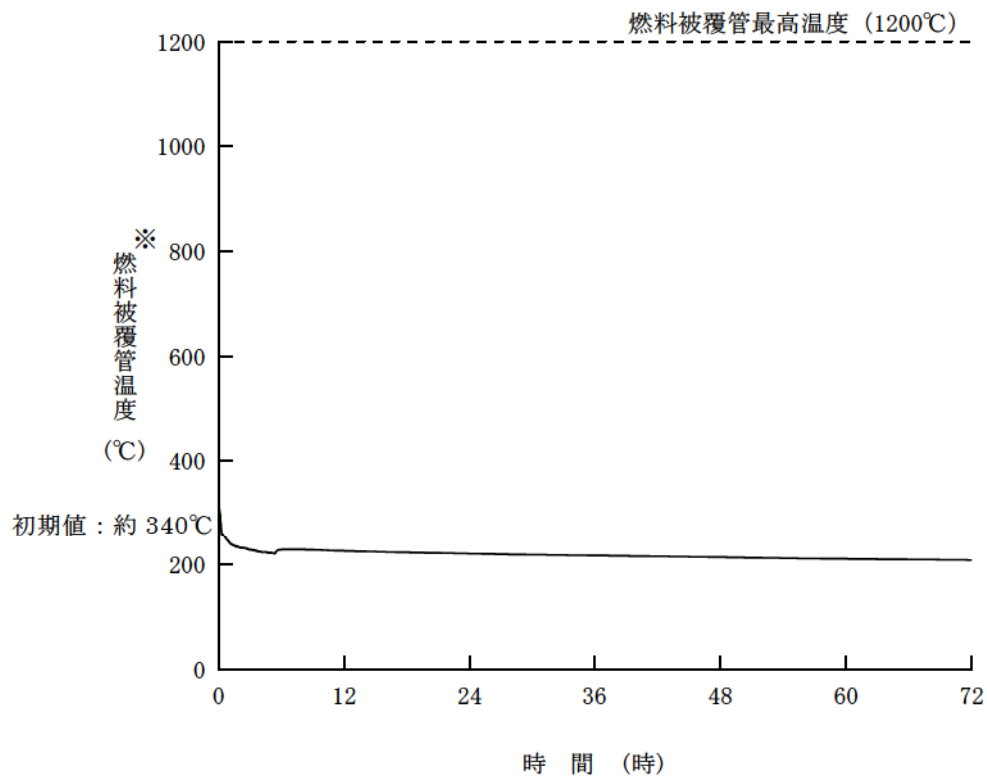


第 7.1.4.8 図 低圧注入流量の推移



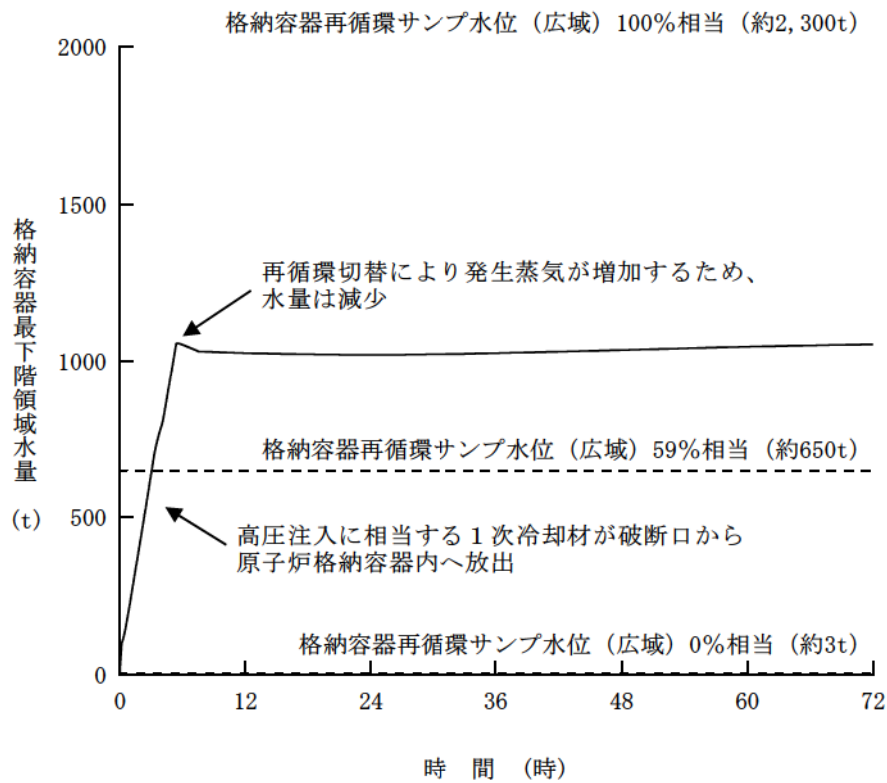
※：原子炉容器内水位は入口ノズル下端を上限とした気泡炉心水位を表示

第 7.1.4.9 図 原子炉容器内水位の推移

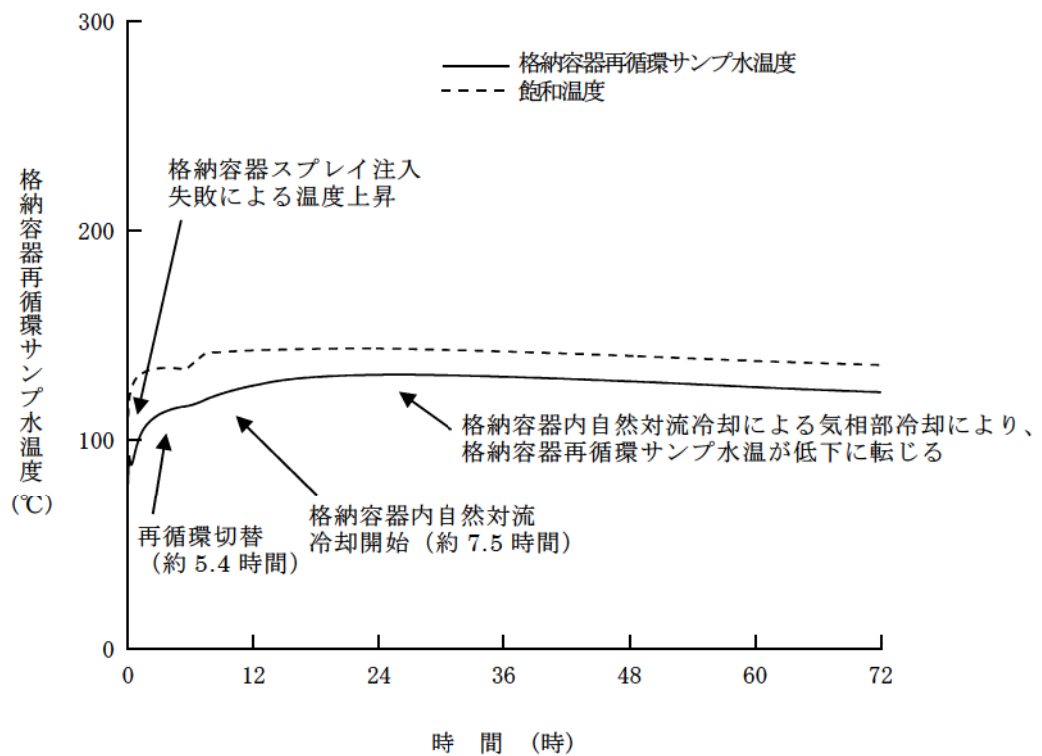


※：炉心部ノード単位の燃料被覆管温度最高点の温度を示す

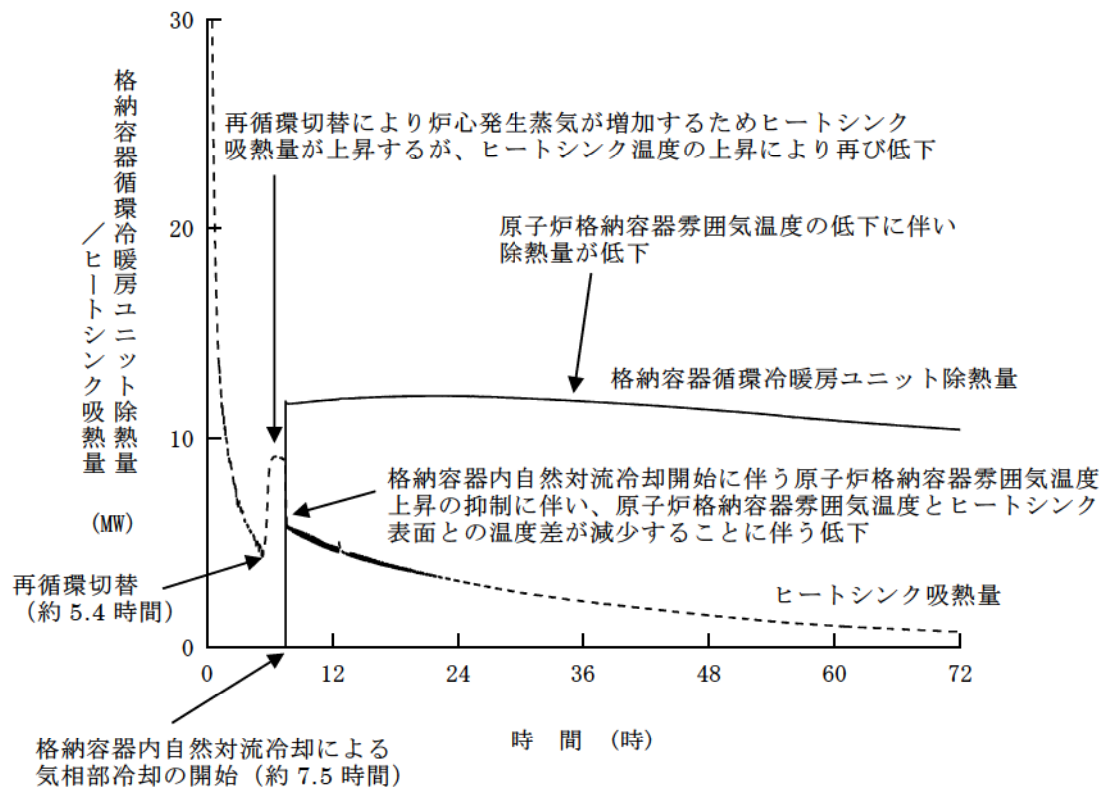
第 7.1.4.10 図 燃料被覆管温度の推移



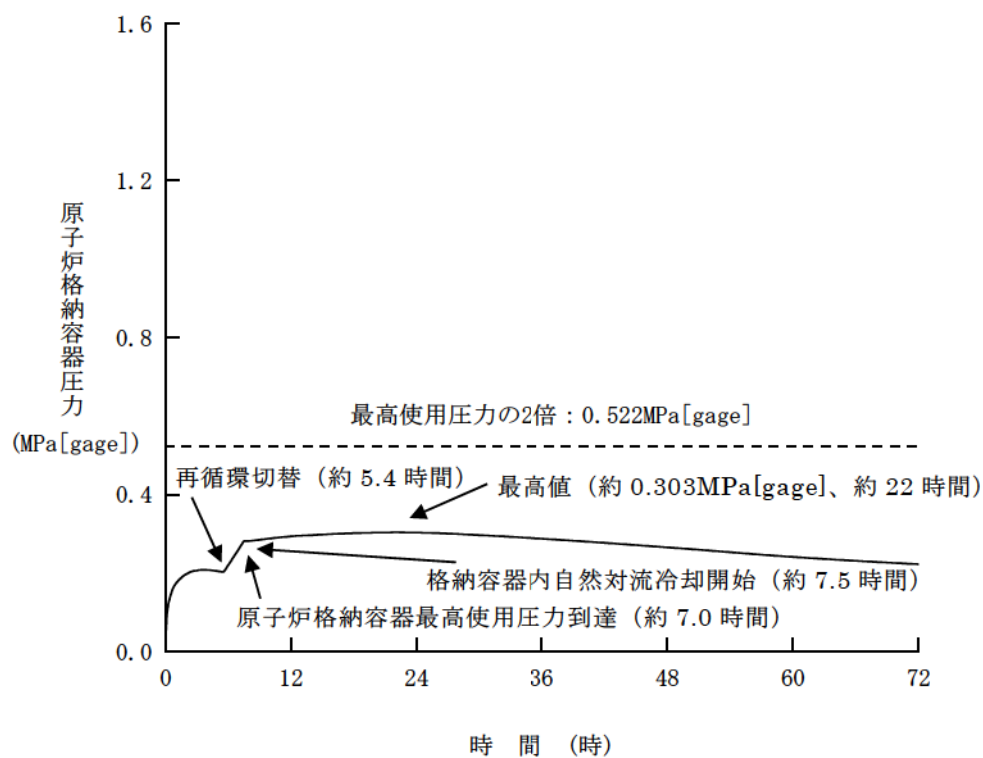
第 7.1.4.11 図 格納容器最下階領域水量の推移



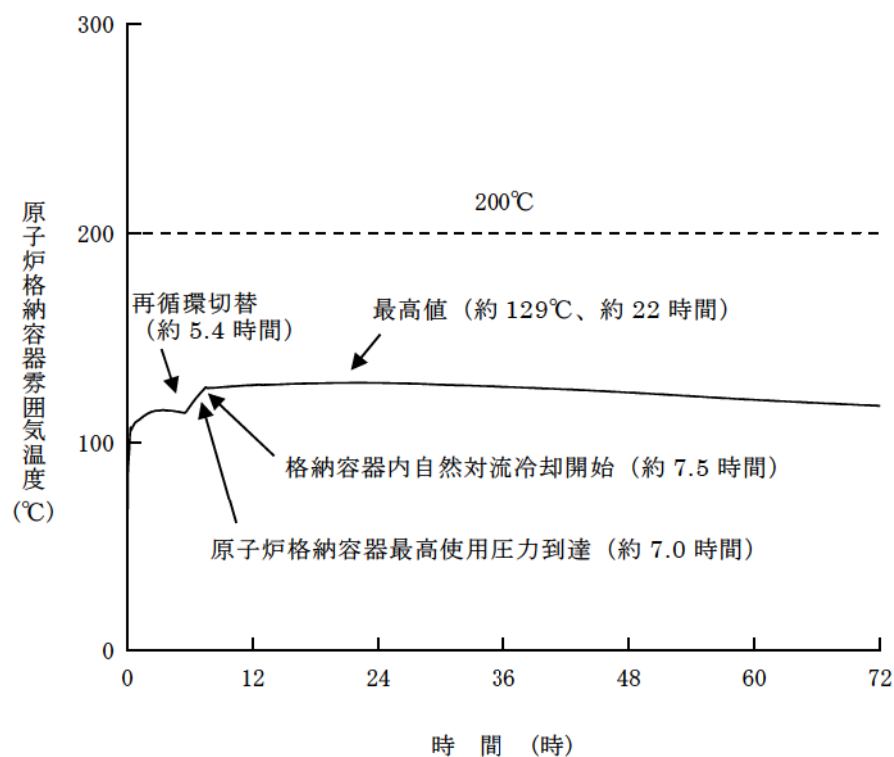
第 7.1.4.12 図 格納容器再循環サンプ水温度の推移



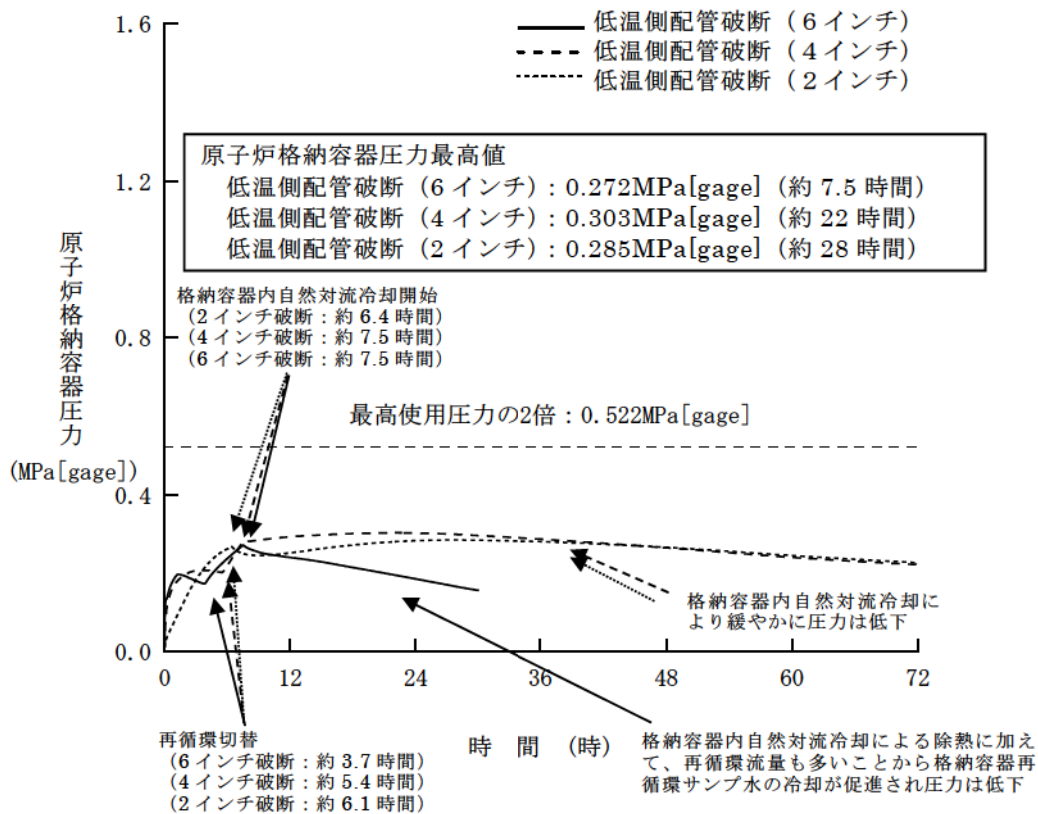
第 7.1.4.13 図 原子炉格納容器からの除熱量の推移



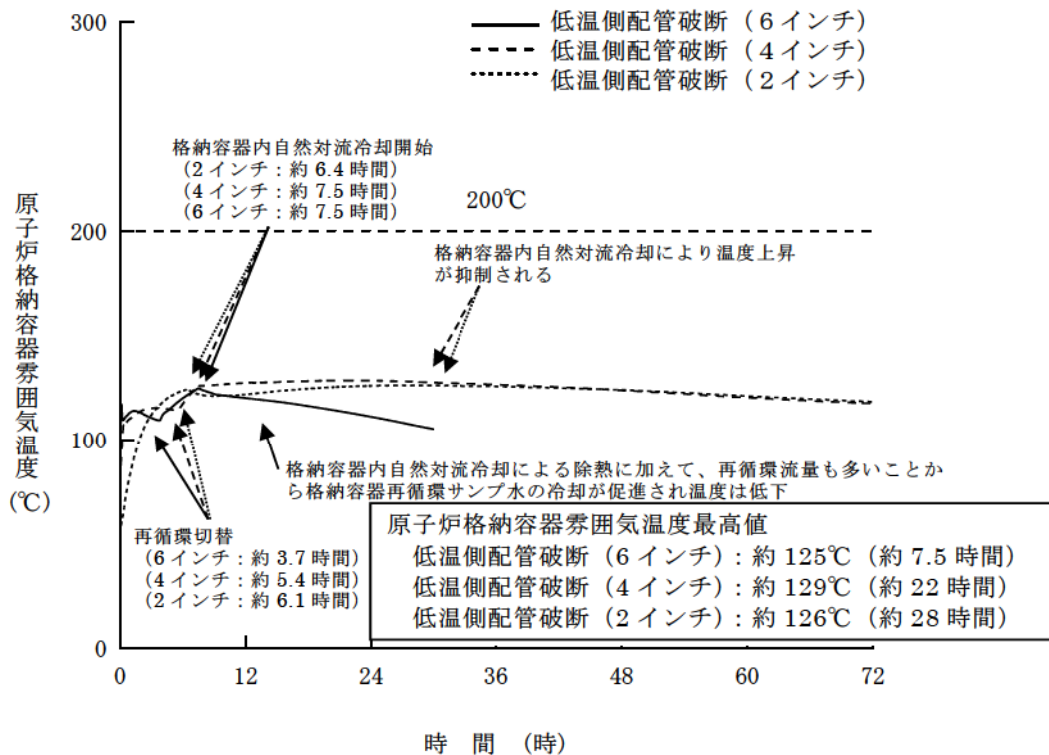
第 7.1.4.14 図 原子炉格納容器圧力の推移



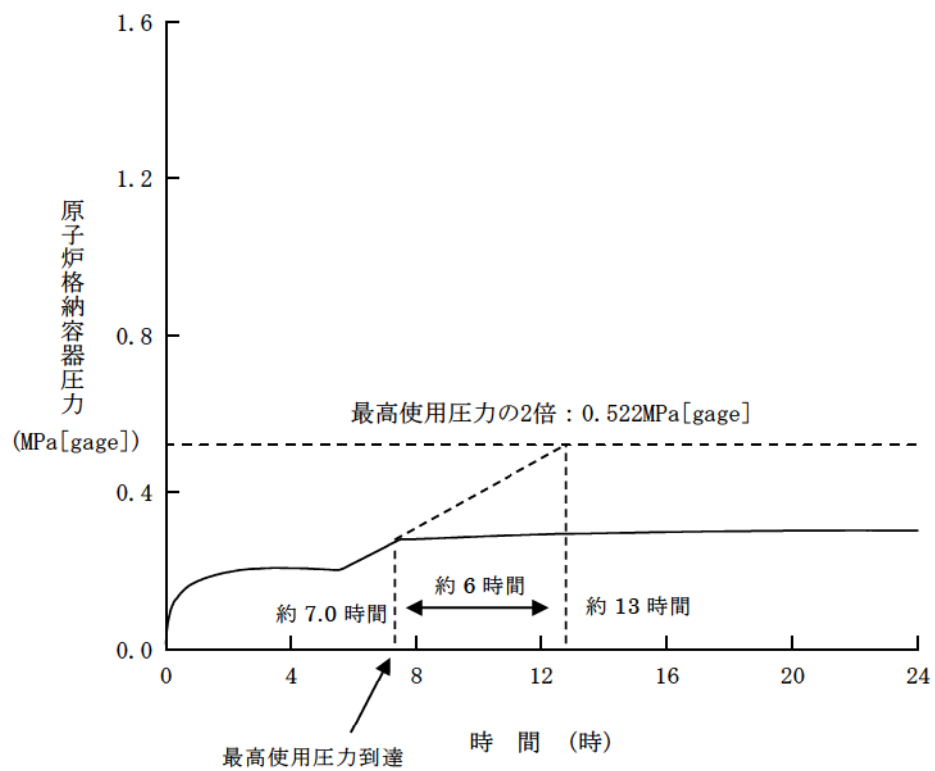
第 7.1.4.15 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移



第 7.1.4.16 図 原子炉格納容器圧力の推移 (破断口径の影響確認)



第 7.1.4.17 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (破断口径の影響確認)



第 7.1.4.18 図 原子炉格納容器圧力の推移
(格納容器内自然対流冷却の操作時間余裕確認)

7.1.5 原子炉停止機能喪失

7.1.5.1 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、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「原子炉トリップが必要な起因事象が発生した場合に原子炉トリップ機能が喪失する事故」のみである。

(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、原子炉の出力運転中に、主給水流量喪失、負荷の喪失等が発生した場合に、原子炉トリップに失敗する。このため、緩和措置がとられない場合には、過渡変化発生時に原子炉出力が維持されるため、1次冷却系が高温、高圧状態となり、加圧器安全弁等からの漏えいが継続し、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、主蒸気ライン隔離により減速材温度を上昇させ、負の反応度帰還効果により原子炉出力を抑制するとともに補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水により1次冷却系の過圧を防止することで、炉心損傷を防止する。長期的には、炉心へのほう酸水注入により未臨界を確保し、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(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、タービントリップ、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプを自動起動させるATWS緩和設備を整備する。また、長期的には、未臨界を確保するためにほう酸ポンプによる緊急ほう酸濃縮を整備し、炉心を冷却するために余熱除去ポンプによる冷却を整備する。対策の概略系統図を第7.1.5.1図に、対応手順の概要を

第 7.1.5.2 図から第 7.1.5.4 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手順の関係を第 7.1.5.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「7.1.5.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける 3 号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計 8 名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長 1 名、運転操作対応を行う運転員 3 名である。発電所構内に駐在している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 4 名である。この必要な要員と作業項目について第 7.1.5.5 図及び第 7.1.5.6 図に示す。

a. 原子炉自動トリップ不能の判断

事象の発生に伴い、原子炉自動トリップへ移行すべき状態にもかかわらず、原子炉トリップしゃ断器表示「入」、制御棒炉底位置表示不点灯及び炉外核計装指示値が低下しないことで原子炉自動トリップ不能を判断する。

原子炉自動トリップ不能時は、手動による原子炉及びタービントリップ並びに制御棒駆動装置電源開放による制御棒落下操作を順次実施する。

原子炉自動トリップ不能の判断に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

b. A T W S 緩和設備の作動及び作動状況確認

A T W S 緩和設備作動によるタービントリップ、主蒸気止弁閉、タービン動補助給水ポンプ及び電動補助給水ポンプの自動起動並びに補助給水流量の確立を確認する。また、タービントリップ及び主蒸気止弁閉による 1 次冷却材温度の上昇に伴い、負の反応度帰還効果による原子炉出力の低下を確認するとともに、上昇した 1 次冷却材圧力が、補助給水ポンプの自動起動、加圧器逃がし弁及び主蒸気逃がし弁等の動作により抑制されていることを確認する。

A T W S 緩和設備の作動状況確認に必要な計装設備は、蒸気発

生器水位（狭域）等である。

また、1次冷却材温度の上昇に伴う負の反応度帰還効果の確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等であり、1次冷却材圧力の上昇抑制の確認に必要な計装設備は、冷却材圧力（広域）等である。

c. 緊急ほう酸濃縮及びほう酸希釈ラインの隔離

緊急ほう酸濃縮を実施し、1次冷却材のほう素濃度を上昇させる。また、原子炉補給水補給流量制御弁の閉を確認及び1次系純水ポンプの停止を行うことでほう酸希釈ラインの隔離を実施する。

緊急ほう酸濃縮に必要な計装設備は、ほう酸タンク水位である。

d. 原子炉未臨界状態の確認

出力領域中性子束計指示が5%未満及び中間領域起動率計指示が零又は負であることを確認し、原子炉が未臨界状態であることを確認する。

原子炉未臨界状態の確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

また、1次冷却材ほう素濃度のサンプリングにより、燃料取替ほう素濃度以上に濃縮されていることを確認するとともに、1次冷却材圧力、温度及び加圧器水位が安定状態であることを確認する。

e. 1次冷却系減温、減圧

原子炉安定後の操作として、補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を確認し、中央制御室にて主蒸気逃がし弁及び加圧器スプレ弁を開操作することにより、1次冷却系の減温、減圧を実施する。

補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水に必要な計装設備は、補助給水流量等であり、1次冷却系の冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側広域温度等である。

f. 余熱除去系による炉心冷却

長期対策として、冷却材圧力（広域）計指示 2.7MPa[gage]以下及び1次冷却材高温側広域温度計指示 177℃ 以下となり余熱除去

系が使用可能になれば、1次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。

余熱除去系による炉心冷却の確認に必要な計装設備は、1次冷却材高温側広域温度等である。

なお、原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器循環ファンを運転し継続的に行う。

7.1.5.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、起因事象発生時に原子炉自動停止に失敗し、A T W S緩和設備の作動に期待する事象のうち、より多くの機能を期待する必要がある、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性確保の観点で厳しくなる「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び圧力評価が厳しい「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における中性子動特性、減速材反応度帰還効果、ドップラ反応度帰還効果、崩壊熱、燃料棒内温度変化及び沸騰・ボイド率変化、加圧器における気液熱非平衡、水位変化及び冷却材放出、並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達、冷却材放出、2次側水位変化・ドライアウト及び2次側給水が重要現象となる。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1次冷却系全体の熱流動と3次元炉心動特性との相互作用が評価可能な詳細なプラント過渡解析コードS P A R K L E - 2により1次冷却材圧力、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、要員の配置による他の操作に与える影響、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。

さらに、解析コード及び解析条件の不確かさのうち、評価項目と

なるパラメータに与える影響があるものについては、「7.1.5.3(3) 感度解析」において、それらの不確かさの重畳を考慮した影響評価を実施する。

(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 7.1.5.2 表及び第 7.1.5.3 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. 初期条件

(a) 炉心熱出力

炉心熱出力の初期値は、定格値(2,432MWt)を用いる。

(b) 1 次冷却材圧力

1 次冷却材圧力の初期値は、定格値(15.41MPa[gage])を用いる。

(c) 1 次冷却材平均温度

1 次冷却材平均温度の初期値は、定格値 (305.7℃) を用いる。

(d) 減速材温度係数

減速材温度係数の初期値は、炉心サイクル寿命中の変化、取替炉心のばらつき及び解析コードの不確かさを考慮し、負の反応度帰還効果が最も小さくなるよう、炉心のほう素濃度を高めることにより $-13\text{pcm}/^{\circ}\text{C}$ (標準値) に設定する。

なお、本設定は平衡炉心より正側の値となっている。

(e) ドップラ特性

ドップラ特性は、ウラン燃料を装荷した平衡炉心の特性を考慮している。

(f) 対象炉心

ウラン燃料を装荷した平衡炉心に対して、(d)及び(e)の特性を考慮した炉心を用いる。

b. 事故条件

(a) 起因事象

i. 主給水流量喪失

起因事象として、主給水流量の喪失が発生するものとする。

ii. 負荷の喪失

起因事象として、負荷が瞬時に完全に喪失し、同時に主給水流量の喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

原子炉停止機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合、冷却材ポンプの運転が継続され、1次冷却材流量が低下しない。このため、1次冷却材温度上昇が小さくなり、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果が小さくなることから、圧力評価上厳しくなる。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) A T W S 緩和設備

原子炉の自動停止に失敗し、蒸気発生器水位低下をA T W S 緩和設備が検知し、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプ自動起動信号を発信する。A T W S 緩和設備の作動信号は、「蒸気発生器水位異常低」信号によるものとし、水位は狭域水位 7%を作動設定点とする。

(b) 主蒸気ライン隔離

主蒸気ライン隔離は、A T W S 緩和設備作動設定点到達の 17 秒後に隔離完了するものとする。

(c) 補助給水ポンプ

電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台は、A T W S 緩和設備が作動設定点に到達することにより自動起動し、起動の 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 190m³/h の流量で注水するものとする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

A T W S 緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動によって炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、運転員等

操作に関する条件はない。

(3) 有効性評価の結果

a. 主給水流量喪失

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.1.5.3 図に、原子炉出力、1 次冷却材平均温度、1 次冷却材圧力等の 1 次冷却系パラメータの推移を第 7.1.5.7 図から第 7.1.5.13 図に、2 次冷却系除熱量、蒸気発生器 2 次側保有水量等の 2 次冷却系パラメータの推移を第 7.1.5.14 図から第 7.1.5.18 図に示す。

(a) 事象進展

事象発生後、主給水流量の喪失により、1 次冷却材温度及び 1 次冷却材圧力が緩やかに上昇する。この時、原子炉は自動停止せずに原子炉出力が維持されるが、その後、主給水流量の喪失による蒸気発生器水位の低下を A T W S 緩和設備が検知し、主蒸気ラインを隔離する。これにより 1 次冷却材温度が上昇し、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果により原子炉出力は低下する。

1 次冷却材温度の上昇に伴い、1 次冷却材圧力は上昇するが、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により圧力上昇は抑制され、補助給水ポンプの自動起動による蒸気発生器への注水により、1 次冷却材圧力の上昇は抑制される。

(b) 評価項目等

原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は第 7.1.5.9 図に示すとおり、約 18.4MPa[gage]であり、最高使用圧力の 1.2 倍(20.59MPa[gage])を下回る。

燃料被覆管温度は、第 7.1.5.13 図に示すとおり、原子炉停止機能喪失によりわずかに上昇し、約 360℃に達した後、原子炉出力の低下に伴い低下し、1,200℃以下にとどまる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした 1 次冷却材による原

子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお、格納容器スプレイ設備の動作に至った場合、格納容器スプレイ設備の性能は、「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.233MPa[gage]、約122℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力(0.261MPa[gage])及び最高使用温度(122℃)を下回る。

第7.1.5.8図及び第7.1.5.9図に示すとおり、事象発生後の600秒時点において1次冷却材温度及び圧力は整定し、炉心は安定して冷却されている。その後は、主蒸気逃がし弁及び補助給水系を用いた崩壊熱除去を継続し、化学体積制御系を用いた炉心へのほう酸水の注水により未臨界を確保した後、1次冷却系の減温、減圧を行い、事象発生後の約14時間後に余熱除去系による炉心冷却を開始することにより事象発生後の約24時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに、余熱除去系の運転を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

b. 負荷の喪失

本重要事故シーケンスの事象進展を第7.1.5.4図に、原子炉出力、1次冷却材平均温度、1次冷却材圧力等の1次冷却系パラメータの推移を第7.1.5.19図から第7.1.5.25図に、2次冷却系除熱量、蒸気発生器2次側保有水量等の2次冷却系パラメータの推移を第7.1.5.26図から第7.1.5.30図に示す。

(a) 事象進展

事象発生後、負荷の喪失により、1次冷却材温度及び1次冷却材圧力が上昇する。この時、原子炉は自動停止しないが、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果により原子炉出力は低下する。その後、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の動作により、1次冷却材温度の上昇は抑制され、原子炉出力が維持される。また、全主蒸気止弁誤閉止もしくは復水器の故障に伴う

主給水の喪失による蒸気発生器水位の低下を A T W S 緩和設備が検知する。

1 次冷却材温度の上昇に伴い、1 次冷却材圧力は上昇するが、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により圧力上昇は抑制され、補助給水ポンプの自動起動による蒸気発生器への注水により、1 次冷却材圧力の上昇は抑制される。

(b) 評価項目等

原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は第 7.1.5.21 図に示すとおり、約 18.5MPa[gage]であり、最高使用圧力の 1.2 倍(20.59MPa[gage])を下回る。

燃料被覆管温度は、第 7.1.5.25 図に示すとおり、原子炉停止機能喪失によりわずかに上昇し、約 360℃に達した後、原子炉出力の低下に伴い低下し、1,200℃以下にとどまる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした 1 次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお、格納容器スプレイ設備の動作に至った場合、格納容器スプレイ設備の性能は、「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における 1 次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.233MPa[gage]、約 122℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力(0.261MPa[gage])及び最高使用温度(122℃)を下回る。

第 7.1.5.20 図及び第 7.1.5.21 図に示すとおり、事象発生後の 600 秒後時点において 1 次冷却材温度及び圧力は安定し、炉心は安定して冷却されている。その後は、主蒸気逃がし弁及び補助給水系を用いた崩壊熱除去を継続し、化学体積制御系を用いた炉心へのほう酸水の注水により未臨界を確保した後、1 次冷却系の減温、減圧を行い、事象発生後の約 14 時間後に余熱除去系によ

る炉心冷却を開始することにより約 24 時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに、余熱除去系の運転を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

7.1.5.3 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、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本重要事故シーケンスは、A T W S 緩和設備により、自動的に主蒸気ライン隔離による主蒸気の遮断及び補助給水ポンプの起動を行い、1 次冷却系の過圧を防止し、プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため、運転員等操作はない。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本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、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

本重要事故シーケンスは、「7.1.5.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、A T W S 緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動によって炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、運転員等操作時間に与える影響はない。

なお、プラントを安定状態に導いた後には、緊急ほう酸濃縮を実施し、未臨界状態を維持する。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における減速材反応度帰還効果に係る 3 次元動特性モデル及び核定数フィードバックモデルは、減速材温度係数について $\pm 3.6\text{pcm}/^{\circ}\text{C}$ の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめ

に想定した場合、実際の減速材温度係数の絶対値は解析結果に比べて小さくなり、減速材温度上昇時の負の反応度帰還効果が小さくなるため、原子炉出力が低下しにくくなることから、1次冷却材膨張量が大きくなる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響については、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。一方、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、この影響を「7.1.5.3(3) 感度解析」にて評価する。

炉心におけるドップラ反応度帰還効果に係る3次元動特性モデル及び核定数フィードバックモデルは、ドップラ特性について±10%の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際のドップラ特性は解析結果に比べて大きくなり、燃料温度低下時の正の反応度帰還効果が大きくなるため、原子炉出力が低下しにくくなることから、1次冷却材膨張量が大きくなる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響については、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。一方、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、この影響を「7.1.5.3(3) 感度解析」にて評価する。なお、炉心における中性子動特性及び燃料棒内温度変化の不確かさはドップラ反応度帰還効果の不確かさによる影響に含まれる。

炉心における沸騰・ボイド率変化に係る二相圧力損失モデル、サブクールモデル及び気液相モデルは、NUPEC 管群ボイド試験解析結果から、炉心における沸騰・ボイド率変化について±8%の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心ボイド率は解析結果に比べて小さくなり、1次冷却材密度の低下幅が小さくなるため、1次冷却材温度上昇時の負

の減速材反応度帰還効果が小さくなり、原子炉出力が高くなることから、評価項目となるパラメータに影響を与える。ただし、1次冷却材圧力が最も高くなる近傍において炉心内にボイドは有意に発生していないことから、炉心の沸騰・ボイド率変化の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響はない。

加圧器における気液熱非平衡及び水位変化に係る2流体モデル、加圧器における冷却材放出に係る二相／サブクール臨界流モデル、並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る伝熱管熱伝達モデル及び2次側水位変化・ドライアウトに係る2流体モデルは、LOFT試験解析等の結果から、1次冷却材圧力について $\pm 0.2\text{MPa}$ 、1次冷却材温度について $\pm 2^\circ\text{C}$ の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて高くなり、評価項目となるパラメータに直接影響を与える。また、実際の1次冷却材温度は解析結果に比べて高くなり、1次冷却材保有熱が大きくなることから、1次冷却材膨張量が大きくなる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響については、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。一方、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、これらの影響を「7.1.5.3(3) 感度解析」にて評価する。

(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7.1.5.2表及び第7.1.5.3表に示すとおりである。その中で事象進展に有意な影響を与えと考えられる炉心熱出力、1次冷却材圧力、1次冷却材平均温度、減速材温度係数（標準値）及びドップラ特性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

本重要事故シーケンスは、「7.1.5.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、A T W S 緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動により炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、運転員等操作時間に与える影響はない。

なお、プラントを安定状態に導いた後には、緊急ほう酸濃縮を実施し、未臨界状態を維持する。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心熱出力、1次冷却材圧力及び1次冷却材平均温度の初期定常誤差を考慮すると、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響について、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。一方、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、これらの初期定常誤差を考慮した場合の影響を「7.1.5.3(3) 感度解析」にて確認する。

サイクル寿命中の減速材温度係数の変化及び装荷炉心ごとの変動を考慮し、減速材温度係数を最確値とした場合、解析条件で設定している減速材温度係数の絶対値より大きくなるため、1次冷却材温度上昇による減速材反応度帰還効果が大きくなり、原子炉出力の上昇が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

ドップラ特性は、装荷炉心ごとの変動を考慮した場合においても大きく変わらないため、ドップラ特性を最確値とした場合において、ドップラ反応度帰還効果の不確かさは大きくないが、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響について、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。一方、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに

影響を与える。よって、これらの不確かさを考慮した場合の影響を「7.1.5.3(3) 感度解析」にて確認する。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、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、並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作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を確認する。

本重要事故シーケンスは、「7.1.5.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、A T W S 緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動によって炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、要員の配置による他の操作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ない。

なお、プラントを安定状態に導いた後には、緊急ほう酸濃縮を実施し、未臨界状態を維持する。

(3) 感度解析

解析コード及び解析条件の不確かさにより、1次冷却材膨張量に対し加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、本重要事故シーケンスにおいて感度解析を行う。

感度解析に当たって、炉心熱出力、1次冷却材圧力及び1次冷却材平均温度の初期定常誤差、並びにドップラ反応度帰還効果の不確かさを考慮する。その結果は、第7.1.5.4表及び第7.1.5.5表、並びに第7.1.5.31図及び第7.1.5.32図に示すとおりであり、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は「主給水流量喪失」時において約19.6MPa[gage]、「負荷の喪失」時において約19.5MPa[gage]となる。「7.1.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す各々の最高値約18.4MPa[gage]及び18.5MPa[gage]に比べて上昇するものの、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回っている。

さらに、「7.1.5.3(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」のとおり、解析コードにおける1次冷却材温度及び圧力の不確かさによる原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力への影響を考慮しても、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回り、評価項目となるパラメータを満足できる。

(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する。

本重要事故シーケンスは、「7.1.5.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、A T W S緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動によって炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、操作遅れによる影響はない。

(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要員の配置による他の操作に与える影響を評価した。感度解析結果より、不確かさの重畳を考慮した場合でも評価項目となるパラメータを満足できることを確認した。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、A T W S緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

なお、本重要事故シーケンスでは、A T W S緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動により炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、運転員等操作時間及び要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.1.5.4 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、3号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.1.5.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり8名である。したがって、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員54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、「7.5.1(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。

なお、重要事故シーケンス「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」において、資源の評価結果は同じである。

a. 水源

復水タンク（513m³：有効水量）を水源とする補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による2次冷却系の冷却については、復水タンクが枯渇するまでの約8.6時間の対応が可能である。余熱除去系による冷却は、事象発生の約14時間後から使用可能となるため、復水タンク枯渇から余熱除去系使用開始までの約5.4時間は常用設備により復水タンクへの補給が必要となる。以降は、余熱除去系による冷却を継続するため、復水タンクへの補給は不要である。

なお、外部電源喪失を想定した場合は、復水タンク枯渇から余熱除去系使用開始までの約5.4時間は、復水タンクに送水車（約300m³/h）による海水補給を行う。

b. 燃料

(a) 重油

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ディーゼル発電機からの給電を想定し、事象発生後7日間ディ

ーゼル発電機を全出力で運転した場合、約 327.6kℓ の重油が必要となる。

電源車（緊急時対策所用）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して、7 日間の運転継続に約 8.3kℓ の重油が必要となる。

7 日間の運転継続に必要な重油はこれらを合計して約 335.9kℓ となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、燃料油貯蔵タンクの合計油量(360kℓ)にて供給可能である。

(b) 軽油

復水タンクへ海水を補給するための送水車については、事象発生の 8.6 時間後からの運転を想定して、5.4 時間の運転継続に約 159.3ℓ の軽油が必要となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、発電所構内に備蓄している軽油 6,200ℓ にて供給可能である。

c. 電源

外部電源の喪失は仮定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電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設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.1.5.5 結論

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では、原子炉トリップができなくなること、1 次冷却系が高温、高圧状態になり、加圧器安全弁等からの漏えいが継続し、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、短期対策としてタービントリップ、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプを自動起動させる A T W S 緩和設備、長期対策として緊急ほう酸濃縮及び余熱除去ポンプによる炉心冷却を整備している。

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「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」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 緩和設備により、自動的に主蒸気ラインを隔離し、補助給水ポンプを自動起動することにより、1次冷却材圧力が過度に上昇することはない。

その結果、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、燃料被覆管温度及び酸化量、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ことを確認した。

また、長期的には安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した。感度解析結果より、不確かさの重畳を考慮した場合でも評価項目となるパラメータを満足できることを確認した。

その結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

重大事故等対策要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時を仮定しても供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において、タービントリップ、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプを自動起動させるA T W S 緩和設備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り、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 7.1.5.1 表 「原子炉停止機能喪失」における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	可搬設備	計装設備
a. 原子炉自動トリップ不能の判断	・事象の発生に伴い、原子炉自動トリップへ移行すべき状態にもかかわらず、原子炉トリップしゃ断器表示「入」、制御棒炉底位置表示不点灯及び炉外核計装指示値が低下しないことで原子炉自動トリップ不能を判断する。 ・原子炉自動トリップ不能時は、手動による原子炉及びタービントリップ並びに制御棒駆動装置電源開放による制御棒落下操作を順次実施する。	【原子炉トリップスイッチ】 【制御棒クラスタ】 【原子炉トリップしゃ断器】	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
b. A T W S 緩和設備の作動及び作動状況確認	・A T W S 緩和設備作動によるタービントリップ、主蒸気止弁閉、タービン動補助給水ポンプ及び電動補助給水ポンプの自動起動並びに補助給水流量の確立を確認する。 ・タービントリップ及び主蒸気止弁閉による 1 次冷却材温度の上昇に伴い、負の反応度帰還効果による原子炉出力の低下を確認するとともに、上昇した 1 次冷却材圧力が、補助給水ポンプの自動起動、加圧器逃がし弁及び主蒸気逃がし弁等の動作により抑制されていることを確認する。	A T W S 緩和設備 主蒸気止弁 タービン動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク 加圧器逃がし弁 加圧器安全弁 主蒸気逃がし弁 主蒸気安全弁	—	蒸気発生器水位（広域） 蒸気発生器水位（狭域） 補助給水流量 復水タンク水位 主蒸気圧力 出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束 冷却材圧力（広域） 1 次冷却材高温側広域温度 1 次冷却材低温側広域温度
c. 緊急ほう酸濃縮及びほう酸希釈ラインの隔離	・緊急ほう酸濃縮を実施し、1 次冷却材のほう素濃度を上昇させる。 ・原子炉補給水補給流量制御弁の閉を確認及び 1 次系純水ポンプの停止を行うことでほう酸希釈ラインの隔離を実施する。	ほう酸タンク ほう酸ポンプ 充てん／高圧注入ポンプ 緊急ほう酸注入弁	—	ほう酸タンク水位

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.5.1 表 「原子炉停止機能喪失」における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	可搬設備	計装設備
d. 原子炉未臨界状態の確認	- 出力領域中性子束計指示が5%未満及び中間領域起動率計指示が零又は負であることを確認し、原子炉が未臨界状態であることを確認する。 1次冷却材ほう素濃度のサンプリングにより、燃料取替ほう素濃度以上に濃縮されていることを確認するとともに、1次冷却材圧力、温度及び加圧器水位が安定状態であることを確認する。	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束 加圧器水位 冷却材圧力（広域） 1次冷却材高温側広域温度 1次冷却材低温側広域温度
e. 1次冷却系減温、減圧	原子炉安定後の操作として、補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を確認し、中央制御室にて主蒸気逃がし弁及び加圧器スプレ弁を開操作することにより、1次冷却系の減温、減圧を実施する。	主蒸気逃がし弁 タービン動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク	—	蒸気発生器水位（広域） 蒸気発生器水位（狭域） 補助給水流量 復水タンク水位 主蒸気圧力 冷却材圧力（広域） 1次冷却材高温側広域温度 1次冷却材低温側広域温度
f. 余熱除去系による炉心冷却	長期対策として、冷却材圧力（広域）計指示2.7MPa[gage]以下及び1次冷却材高温側広域温度計指示177℃以下となり余熱除去系が使用可能になれば、1次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。	余熱除去ポンプ 余熱除去クーラ	—	余熱除去クーラ出口流量 冷却材圧力（広域） 1次冷却材高温側広域温度 1次冷却材低温側広域温度 加圧器水位

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.5.2 表 「原子炉停止機能喪失」の主要解析条件（主給水流量喪失）(1/2)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		S P A R K L E - 2	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における減速材反応度帰還効果、ドブプラ反応度帰還効果等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力（初期）	100%(2,432 MWt)	定格値を設定。
	1 次冷却材圧力（初期）	15.41MPa[gage]	定格値を設定。
	1 次冷却材平均温度（初期）	305.7℃	定格値を設定。
	炉心崩壊熱	F P：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	減速材温度係数 （初期）	- 13pcm/℃	標準値として設定。 事象進展に影響が大きいパラメータである減速材温度係数は、評価結果を厳しくするように設定。負の反応度帰還効果が小さくなるよう、炉心サイクル寿命中の変化、取替炉心のばらつき及び解析コードの不確かさを考慮し、サイクル初期の値をもとに、2 ループ、3 ループ、4 ループ炉心に対して共通に適用できる保守的な値として設定。減速材温度係数の初期値が - 13pcm/℃となるように炉心のほう素濃度を高めることにより設定。事象進展中の減速材反応度帰還効果は、時々刻々の減速材密度変化等に基づき 3 次元炉心動特性モデルにより評価される。
	ドブプラ特性	ウラン燃料平衡炉心の ドブプラ特性	ウラン燃料平衡炉心の特性を考慮して設定。 事象進展中のドブプラ反応度帰還効果は、時々刻々の燃料温度変化等に基づき 3 次元炉心動特性モデルにより評価される。
	対象炉心	ウラン燃料平衡炉心に対して、設定した減速材温度係数、ドブプラ特性を考慮した炉心	ウラン燃料平衡炉心に対して、事象進展への影響が大きい減速材反応度帰還効果を保守的に考慮した炉心を設定。
	蒸気発生器 2 次側保有水量 （初期）	51t (1基当たり)	設計値として設定。

第 7.1.5.2 表 「原子炉停止機能喪失」の主要解析条件（主給水流量喪失）(2/2)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起回事象	主給水流量喪失	主給水流量の喪失を仮定。
	安全機能の喪失に対する仮定	原子炉停止機能喪失	原子炉停止機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、冷却材ポンプが動作していることから 1 次冷却材流量が低下せず、1 次冷却材温度上昇が小さくなり、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果が小さくなるため、圧力評価上厳しくなる。
重大事故等対策に関連する機器条件	A T W S 緩和設備 (主蒸気ライン隔離／ 補助給水ポンプ作動)	蒸気発生器水位異常低 (狭域水位 7%) (応答時間 2.0 秒)	A T W S 緩和設備（電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプの自動起動、並びに主蒸気ライン隔離の自動作動）の作動設定点は、評価結果を厳しくするように、設定の下限値である蒸気発生器狭域水位 7%を設定。 検出遅れや信号発信遅れ時間を考慮して、応答時間を設定。
	主蒸気ライン隔離	A T W S 緩和設備 作動設定点 到達から 17 秒後に隔離完了	主蒸気ライン隔離時間は、信号遅れ、タイマ設定値及び主蒸気止弁閉止時間を考慮して設定。
	補助給水ポンプ	A T W S 緩和設備 作動設定点 到達から 60 秒後に注水開始	補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れ、タイマ設定値及びポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		190m ³ /h (蒸気発生器 3 基合計)	電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台の補助給水全台運転時に 3 基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。

第 7.1.5.3 表 「原子炉停止機能喪失」の主要解析条件（負荷の喪失）（1/2）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		S P A R K L E - 2	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における減速材反応度帰還効果、ドップラ反応度帰還効果等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力（初期）	100%(2,432 MWt)	定格値を設定。
	1 次冷却材圧力（初期）	15.41MPa[gage]	定格値を設定。
	1 次冷却材平均温度（初期）	305.7℃	定格値を設定。
	炉心崩壊熱	F P：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	減速材温度係数（初期）	- 13pcm/℃	標準値として設定。 事象進展に影響が大きいパラメータである減速材温度係数は、評価結果を厳しくするように設定。負の反応度帰還効果が小さくなるよう、炉心サイクル寿命中の変化、取替炉心のばらつき及び解析コードの不確かさを考慮し、サイクル初期の値をもとに、2 ループ、3 ループ、4 ループ炉心に対して共通に適用できる保守的な値として設定。減速材温度係数の初期値が - 13pcm/℃となるように炉心のほう素濃度を高めることにより設定。事象進展中の減速材反応度帰還効果は、時々刻々の減速材密度変化等に基づき 3 次元炉心動特性モデルにより評価される。
	ドップラ特性	ウラン燃料平衡炉心のドップラ特性	ウラン燃料平衡炉心の特性を考慮して設定。 事象進展中のドップラ反応度帰還効果は、時々刻々の燃料温度変化等に基づき 3 次元炉心動特性モデルにより評価される。
	対象炉心	ウラン燃料平衡炉心に対して、設定した減速材温度係数、ドップラ特性を考慮した炉心	ウラン燃料平衡炉心に対して、事象進展への影響が大きい減速材反応度帰還効果を保守的に考慮した炉心を設定。
	蒸気発生器 2 次側保有水量（初期）	51t （1基当たり）	設計値として設定。

第 7.1.5.3 表 「原子炉停止機能喪失」の主要解析条件（負荷の喪失）(2/2)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	負荷の喪失	圧力評価の観点で評価項目となるパラメータに対して余裕が小さくなるように、蒸気負荷の喪失と主給水の喪失が同時に起こる全主蒸気止弁誤閉止もしくは復水器の故障を想定。
	安全機能の喪失に対する仮定	原子炉停止機能喪失	原子炉停止機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、冷却材ポンプが動作していることから1次冷却材流量が低下せず、1次冷却材温度上昇が小さくなり、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果が小さくなるため、圧力評価上厳しくなる。
重大事故等対策に関連する機器条件	A T W S 緩和設備 (主蒸気ライン隔離／ 補助給水ポンプ作動)	蒸気発生器水位異常低 (狭域水位 7%) (応答時間 2.0 秒)	A T W S 緩和設備（電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプの自動起動、並びに主蒸気ライン隔離の自動作動）の作動設定点は、評価結果を厳しくするように、設定の下限值である蒸気発生器狭域水位7%を設定。 検出遅れや信号発信遅れ時間を考慮して、応答時間を設定。
	補助給水ポンプ	A T W S 緩和設備 作動設定点 到達から 60 秒後に注水開始	補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れ、タイマ設定値及びポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		190m ³ /h (蒸気発生器 3 基合計)	電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台の補助給水全台運転時に3基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。

第 7.1.5.4 表 原子炉停止機能喪失（主給水流量喪失）時の感度解析結果

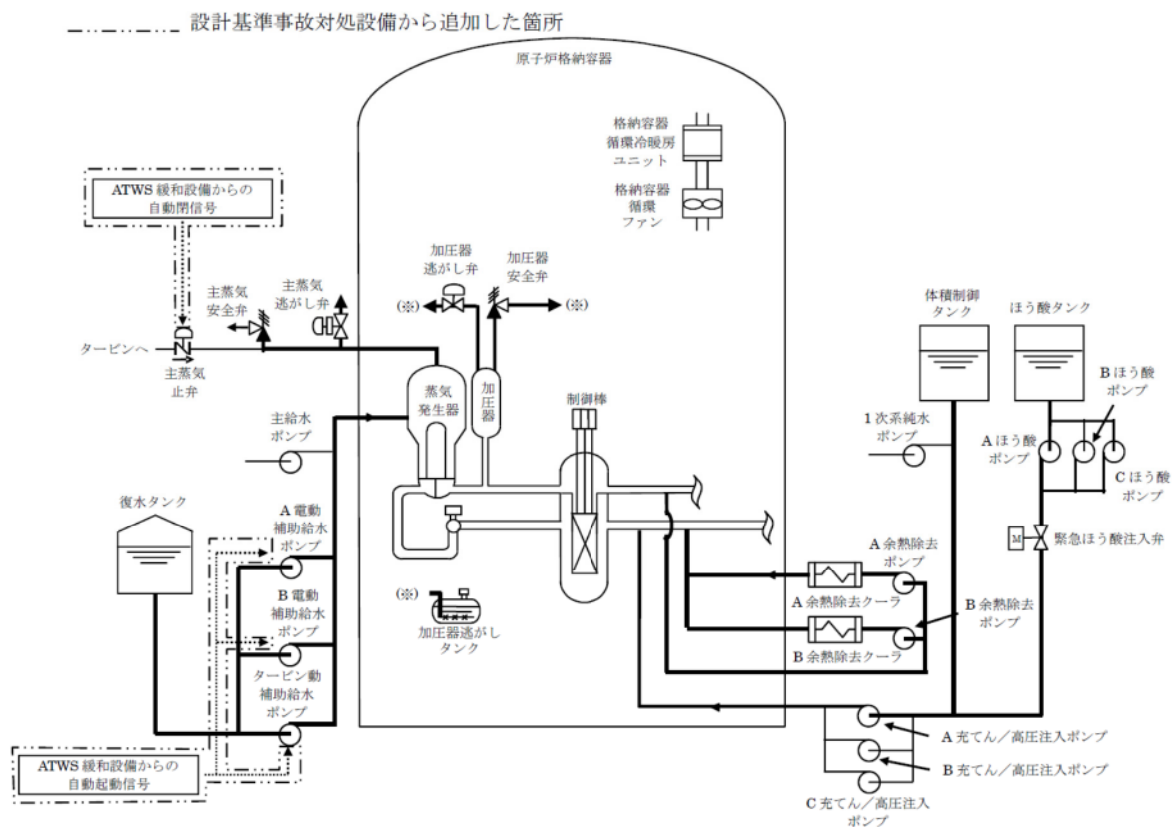
解析ケース	減速材 温度係数 初期値	ドップラ 効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる 圧力の最高値
基本ケース	-13pcm/°C	設計値	考慮しない	約 18.4MPa[gage]
感度ケース	-13pcm/°C	設計値 +20%	考慮する※	約 19.6MPa[gage]

※：初期定常誤差として、炉心熱出力：定格値+2%、1次冷却材平均温度：定格値+2.2℃、
1次冷却材圧力：定格値+0.21MPaを考慮。

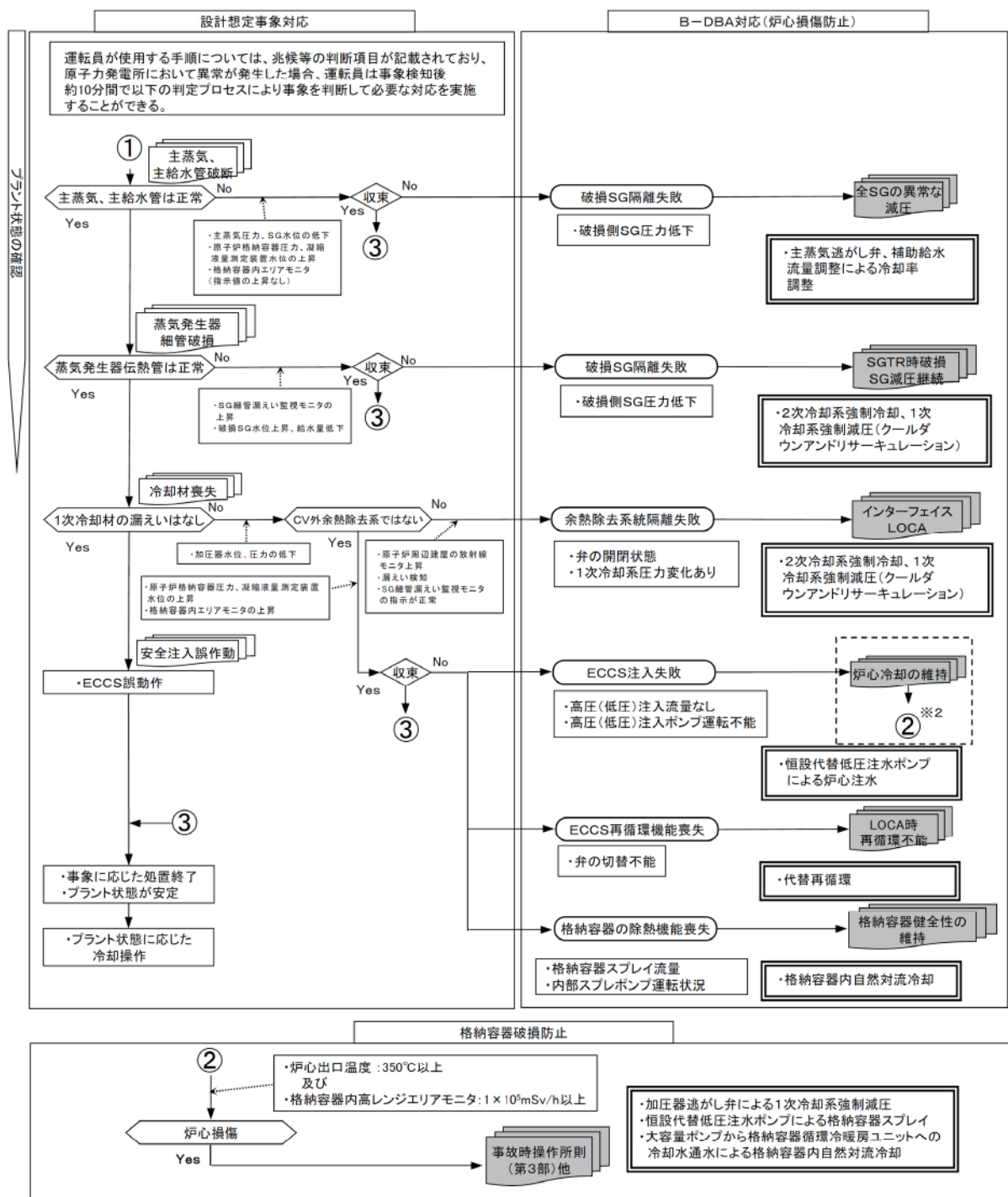
第 7.1.5.5 表 原子炉停止機能喪失（負荷の喪失）時の感度解析結果

解析ケース	減速材 温度係数 初期値	ドップラ 効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる 圧力の最高値
基本ケース	-13pcm/°C	設計値	考慮しない	約 18.5MPa[gage]
感度ケース	-13pcm/°C	設計値 +20%	考慮する※	約 19.5MPa[gage]

※：初期定常誤差として、炉心熱出力：定格値+2%、1次冷却材平均温度：定格値+2.2℃、
1次冷却材圧力：定格値+0.21MPaを考慮。



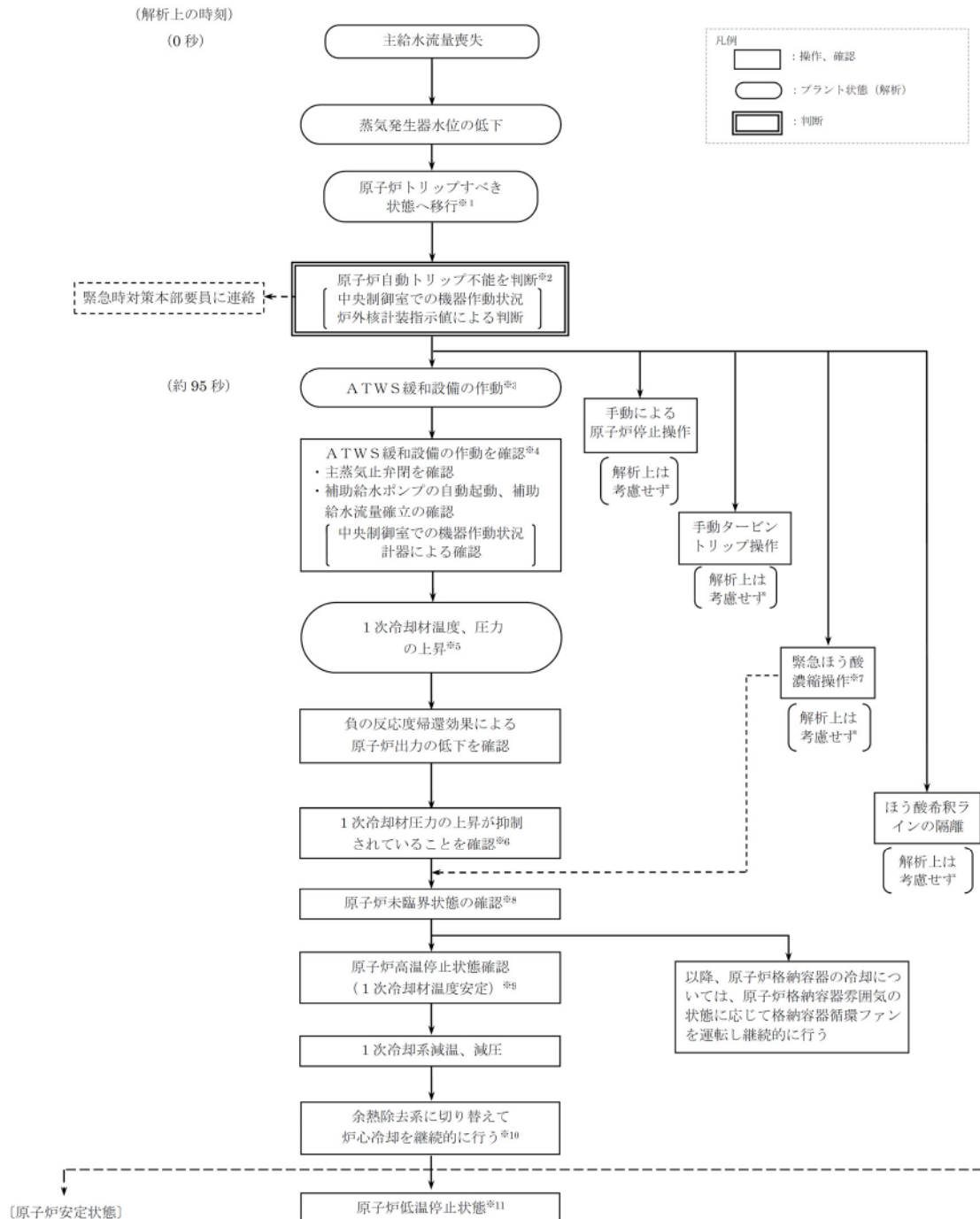
第 7.1.5.1 図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図



凡例： 設計事象対応手順（事故時操作所則） B-DBA対応手順（事故時操作所則（第2部）及び事故時操作所則（第3部））

注：太線はプロセスの流れを示す

第 7.1.5.2 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要
(判定プロセス) (2/2)



※1 : 蒸気発生器狭域水位 13%以下。

※2 : 出力領域中性子束計指示 5%以上又は中間領域起動率計指示が正。

※3 : 主給水流量喪失により蒸気発生器狭域水位が 9%以下まで低下すればATWS緩和設備が作動する。

※4 : ATWS緩和設備の機能としてタービントリップも含まれるが、解析上、考慮していない。

※5 : 主蒸気止弁閉及び蒸気発生器水位の低下による除熱機能の低下により1次冷却材温度及び圧力が上昇する。

※6 : 原子炉出力の低下及び補助給水による1次冷却材の冷却により圧力の上昇が抑制される。

※7 : 原子炉を未臨界にするため、緊急ほう酸濃縮を実施する(準備完了次第実施する。)

※8 : 出力領域中性子束計指示が5%未満及び中間領域起動率計指示が零又は負を確認。

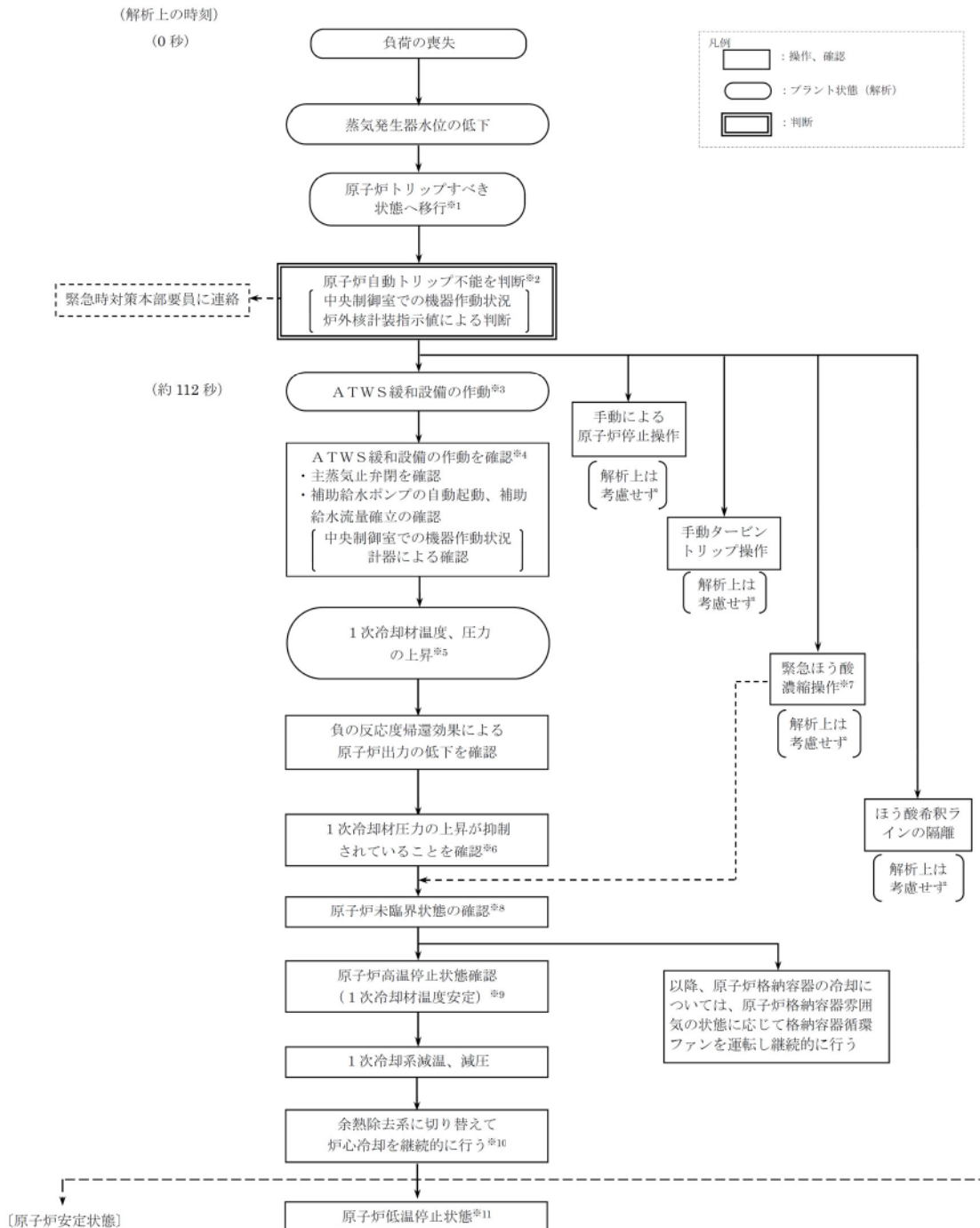
※9 : 出力領域中性子束計指示が5%未満及び中間領域起動率計指示が零又は負を確認。

※10 : サンプルにより、燃料取替ほう酸濃度以上に濃縮されていることを確認。

※11 : 燃料取替ほう酸濃度まで濃縮操作が完了。
※10 : 冷却材圧力(広域)計指示が2.7MPa(gage)以下及び1次冷却材高温側広域温度計指示が177℃以下になれば、余熱除去系による冷却が可能。

※11 : 1次冷却材温度93℃以下、低温停止ほう酸濃度。

第 7.1.5.3 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要
(「主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗」の事象進展)



※1 : 蒸気発生器狭域水位 13%以下。

※2 : 出力領域中性子束計指示が 5%以上又は中間領域起動率計指示が正。

※3 : 負荷の喪失により蒸気発生器狭域水位が 9%以下まで低下すれば ATWS 緩和設備が作動する。

※4 : ATWS 緩和設備の機能としてタービントリップも含まれるが、解析上、考慮していない。

※5 : 主蒸気止弁閉及び蒸気発生器水位の低下による除熱機能の低下により 1 次冷却材温度及び圧力が上昇する。

※6 : 原子炉出力の低下及び補助給水による 1 次冷却材の冷却により圧力の上昇が抑制される。

※7 : 原子炉を未臨界にするため、緊急ほう酸濃縮を実施する (準備完了次第実施する。)。

※8 : 出力領域中性子束計指示が 5%未満及び中間領域起動率計指示が零又は負を確認。

サンプリングにより、燃料取替ほう素濃度以上に濃縮されていることを確認。

※9 : 燃料取替ほう素濃度まで濃縮操作が完了。

※10 : 冷却材圧力 (広域) 計指示が 2.7MPa[gage]以下及び 1 次冷却材高温側広域温度計指示が 177℃以下になれば、余熱除去系による冷却が可能。

※11 : 1 次冷却材温度 93℃以下、低温停止ほう素濃度。

第 7.1.5.4 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要

(「負荷の喪失+原子炉トリップ失敗」の事象進展)

必要な要員と作業項目			経過時間(分)														備考
			2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26		
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後移動してきた要員	手順の内容	▽ 事象発生 ▽ 0秒 主給水流量喪失発生 ▽ 約95秒 補助給水ポンプ自動起動 ▽ プラント状況判断														
	当直課長	1	●運転操作指揮														
状況判断	運転員A、B	2	●主給水流量喪失確認 ●原子炉自動停止不能と判断、ATWS緩和設備作動を確認 ●原子炉出力5%以上確認 ●補助給水ポンプ起動、補助給水流量確立の確認 (中央制御室確認)														
			10分														
原子炉停止操作 (解析上考慮せず)	運転員B	[1]	●手動原子炉トリップ操作 (中央制御室操作)														
	運転員A	[1]	●制御棒駆動装置電源開放、制御棒落下操作 (中央制御室操作)														
緊急ほう酸濃縮操作 (解析上考慮せず)	運転員B	[1]	●緊急ほう酸濃縮操作 (中央制御室操作)														
ほう酸希釈ライン隔離操作 (解析上考慮せず)	運転員B	[1]	●ほう酸希釈ライン隔離操作 (中央制御室操作)														
手動タービントリップ操作 (解析上考慮せず)	運転員C	1	●手動タービントリップ操作 (中央制御室操作)														

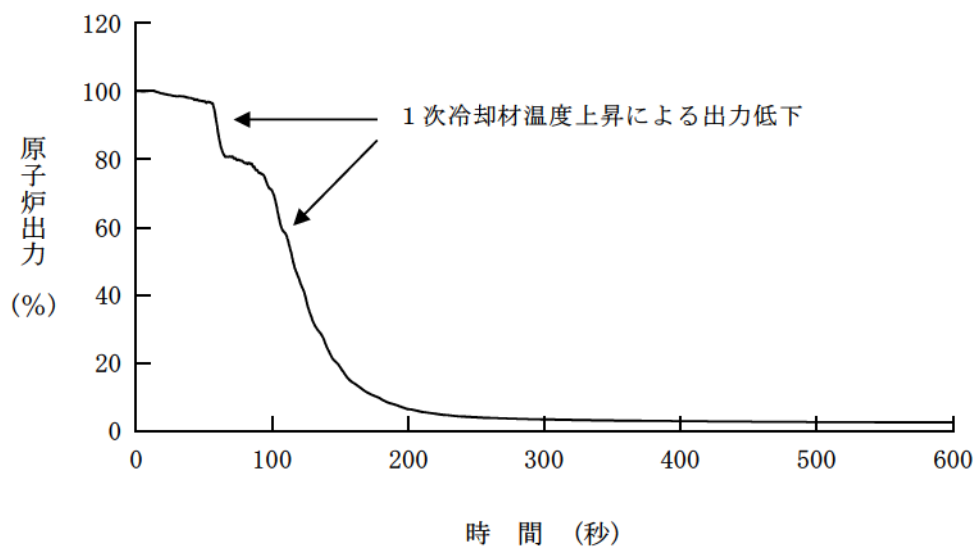
上記要員に加え、緊急時対策本部要員4名にて関係各所に通報連絡を行う。
 なお、各設定時間は操作場所、操作条件並びに実際の現場移動を含む作業時間等を考慮した上で解析上の仮定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。
 また、運転員が解析上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している(一部の機器については想定時間により算出。)

第 7.1.5.5 図 「原子炉停止機能喪失」の作業と所要時間（主給水流量喪失＋原子炉トリップ失敗）

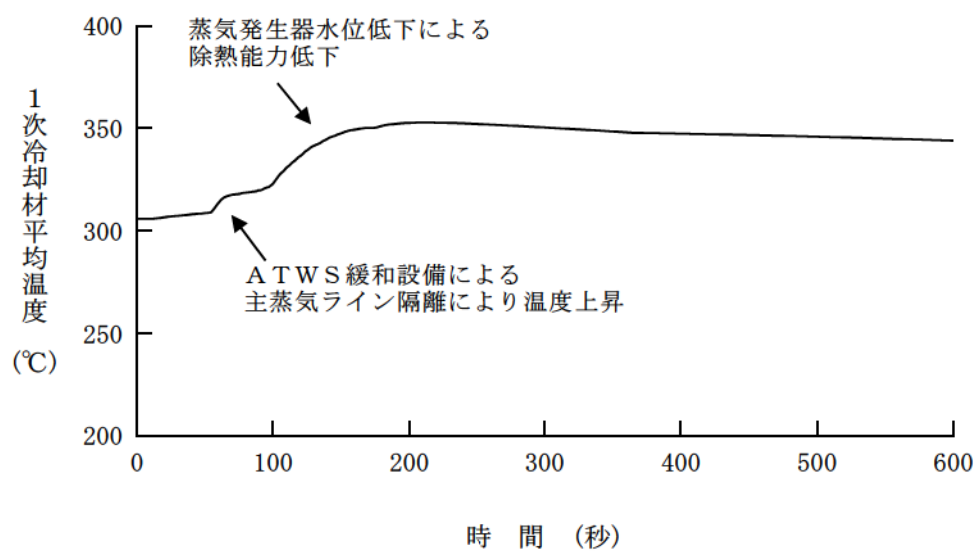
必要 要 員 と 作 業 項 目			経過時間(分)														備考		
			2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26				
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の内容	▽ 事象発生 ▽ 0秒 負荷喪失発生 ▽ 約112秒 補助給水ポンプ自動起動																
			▽ プラント状況判断																
	当直課長	1	●運転操作指揮																
状況判断	運転員A、B	2	●負荷喪失確認 ●原子炉自動停止不能と判断、ATWS緩和設備作動を確認 ●原子炉出力5%以上確認 ●補助給水ポンプ起動、補助給水流量確立の確認 (中央制御室確認)																
原子炉停止操作 (解析上考慮せず)	運転員B	【1】	●手動原子炉トリップ操作 (中央制御室操作)														1分		
	運転員A	【1】	●制御棒駆動装置電源開操作、制御棒落下操作 (中央制御室操作)														2分		
緊急ほう酸濃縮操作 (解析上考慮せず)	運転員B	【1】	●緊急ほう酸濃縮操作 (中央制御室操作)														5分	適宜実施	
ほう酸希釈ライン隔離操作 (解析上考慮せず)	運転員B	【1】	●ほう酸希釈ライン隔離操作 (中央制御室操作)														5分		
手動タービントリップ操作 (解析上考慮せず)	運転員C	1	●手動タービントリップ操作 (中央制御室操作)														2分		

上記要員に加え、緊急時対策本部要員4名にて関係各所に通報連絡を行う。
 なお、各設定時間は操作場所、操作条件並びに実際の現場移動を含む作業時間等を考慮した上で解析上の仮定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。
 また、運転員が解析上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している(一部の機器については想定時間により算出。))。

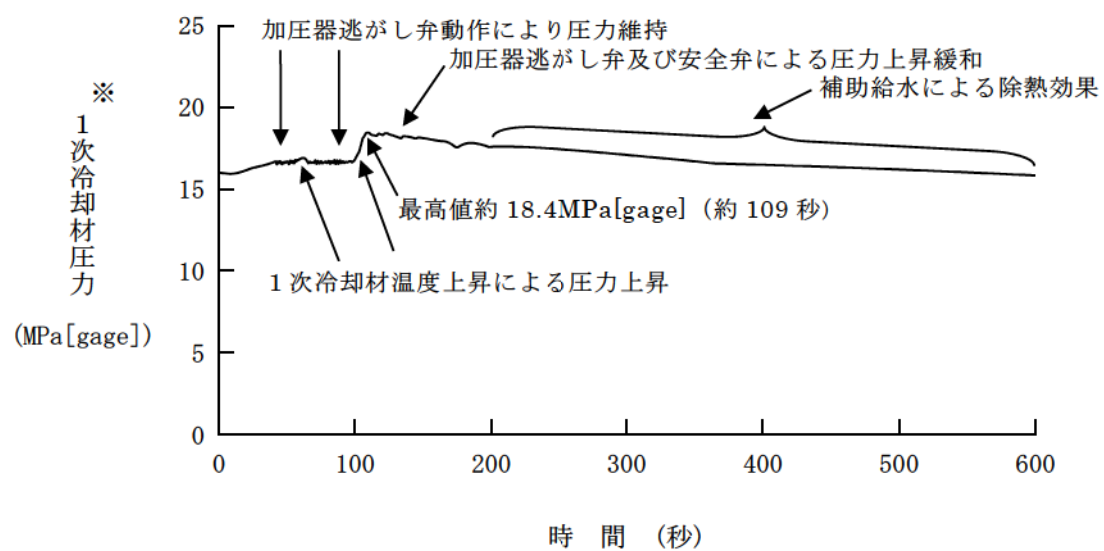
第 7.1.5.6 図 「原子炉停止機能喪失」の作業と所要時間（負荷の喪失＋原子炉トリップ失敗）



第 7.1.5.7 図 原子炉出力の推移（主給水流量喪失）

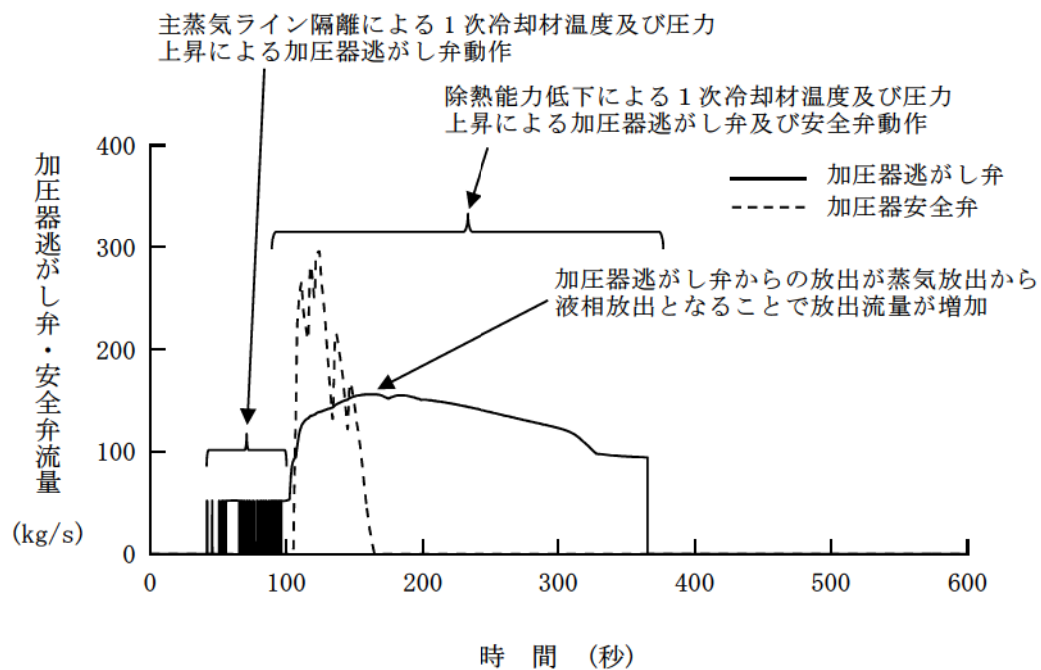


第 7.1.5.8 図 1次冷却材平均温度の推移（主給水流量喪失）

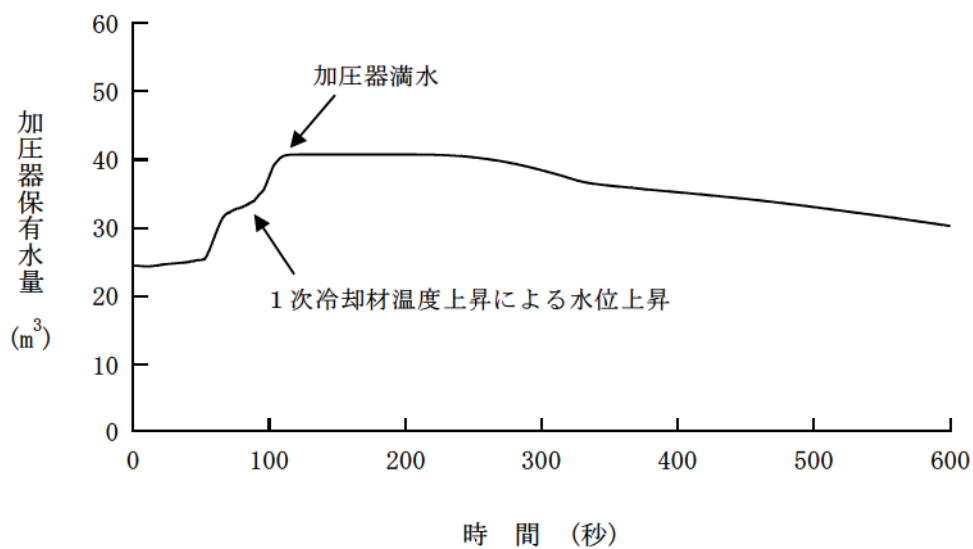


※：原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を表示

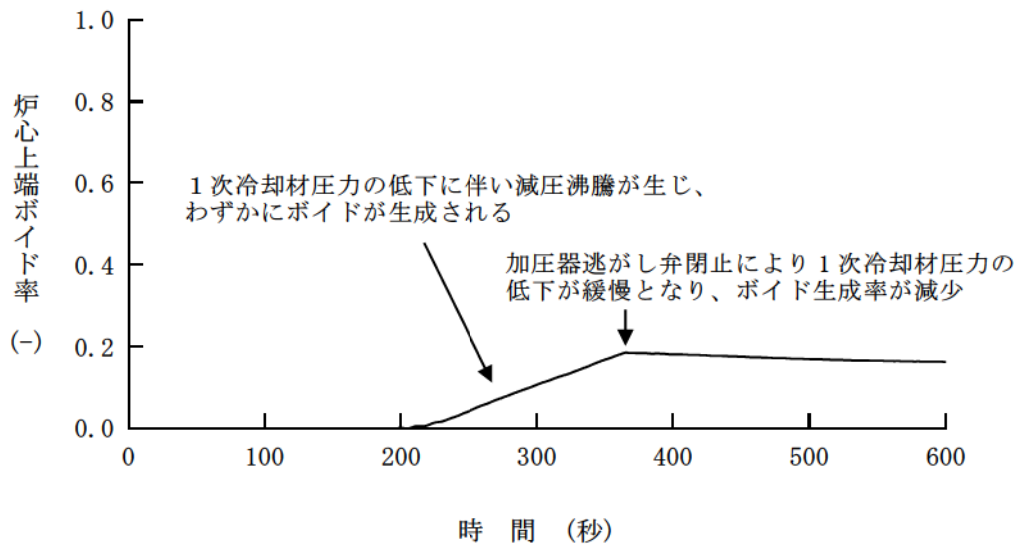
第 7.1.5.9 図 1 次冷却材圧力の推移（主給水流量喪失）



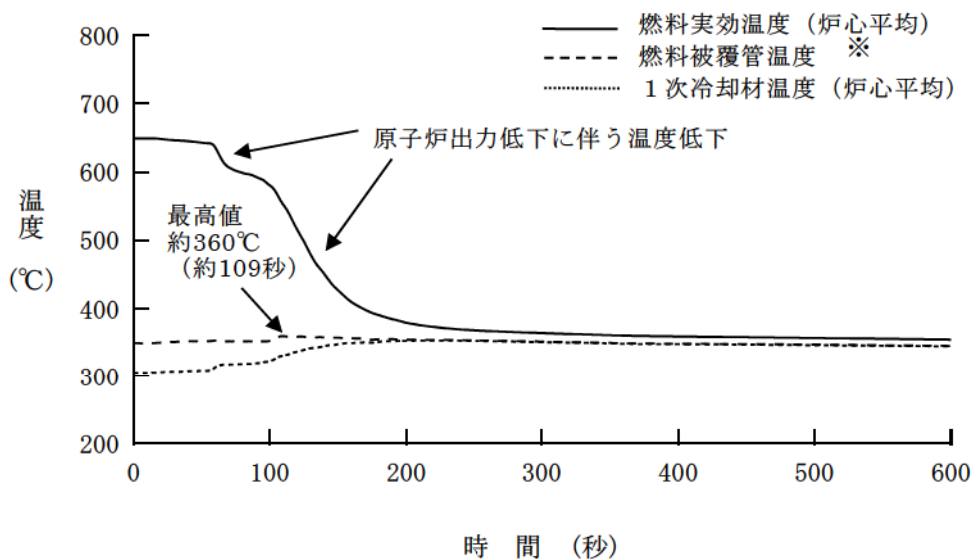
第 7.1.5.10 図 加圧器逃がし弁及び安全弁流量の推移（主給水流量喪失）



第 7.1.5.11 図 加圧器保有水量の推移（主給水流量喪失）

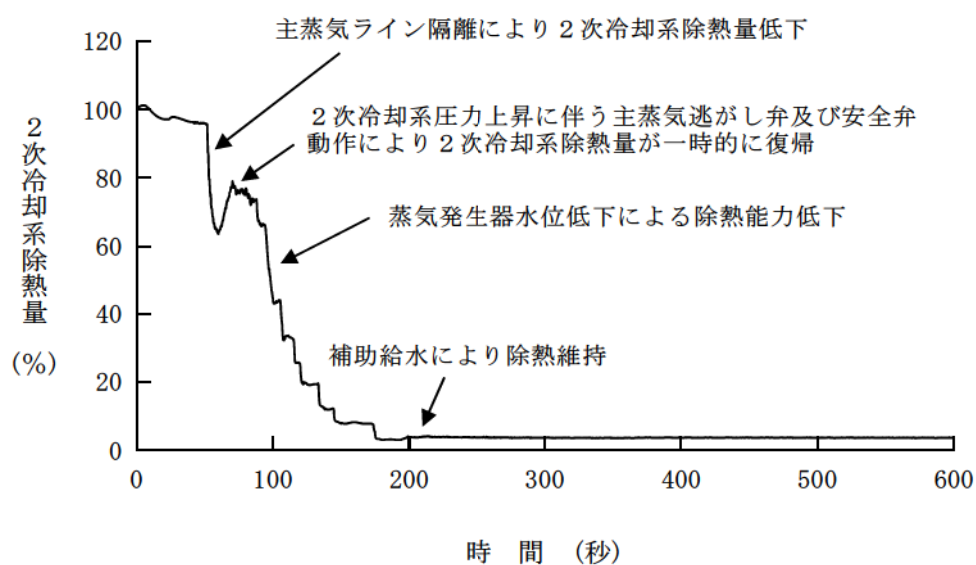


第 7.1.5.12 図 炉心上端ボイド率の推移（主給水流量喪失）

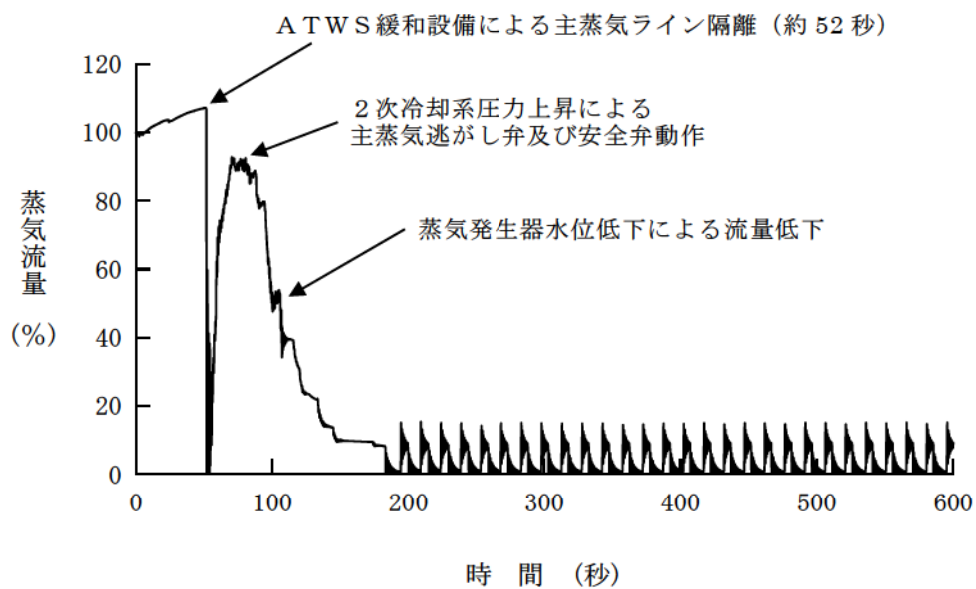


※：燃料被覆管温度は、3次元炉心計算によって得られるノード単位の燃料被覆管温度最高点の温度を示す

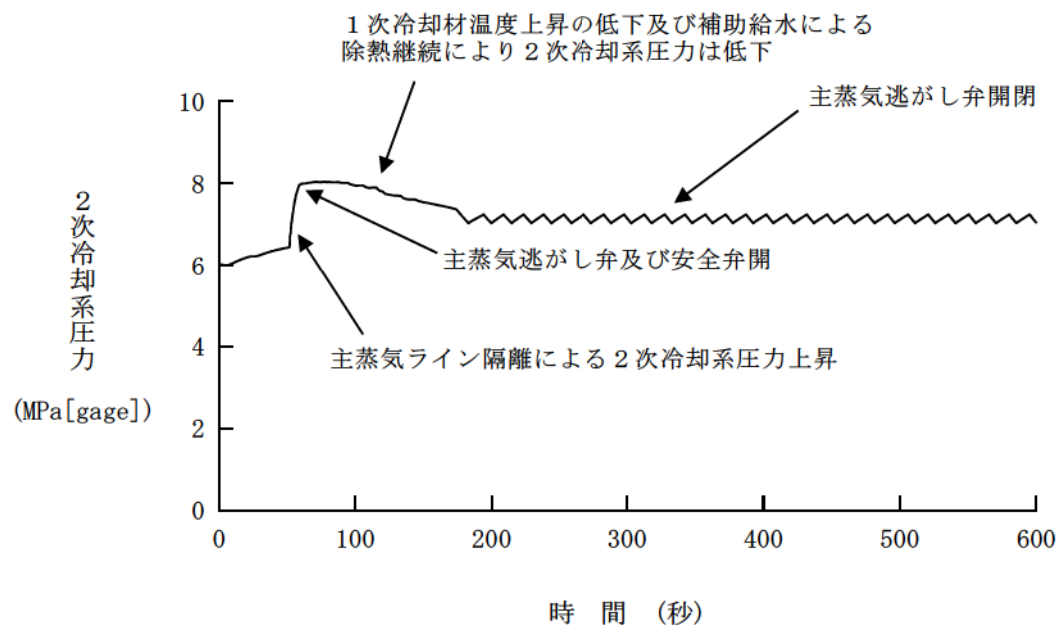
第 7.1.5.13 図 燃料実効温度と1次冷却材温度の推移（主給水流量喪失）



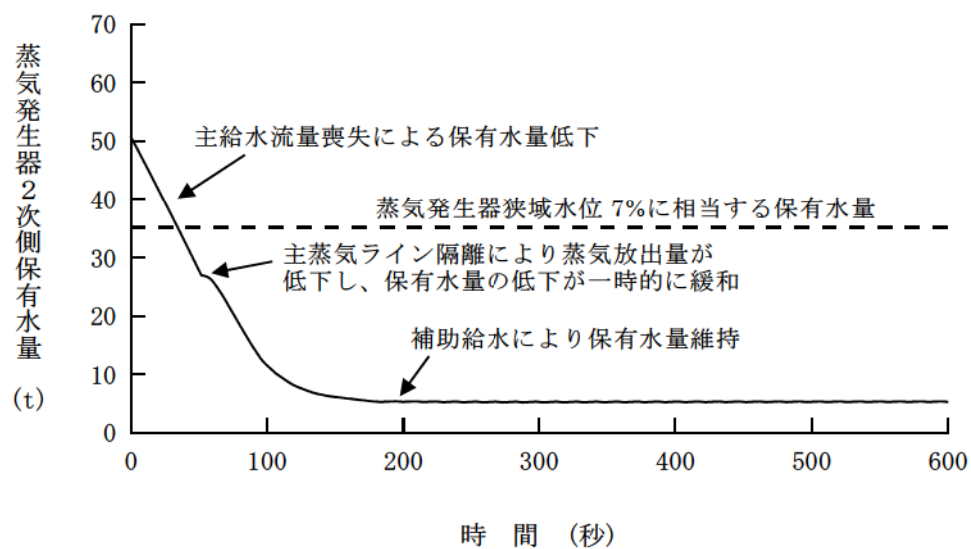
第 7.1.5.14 図 2 次冷却系除熱量の推移（主給水流量喪失）



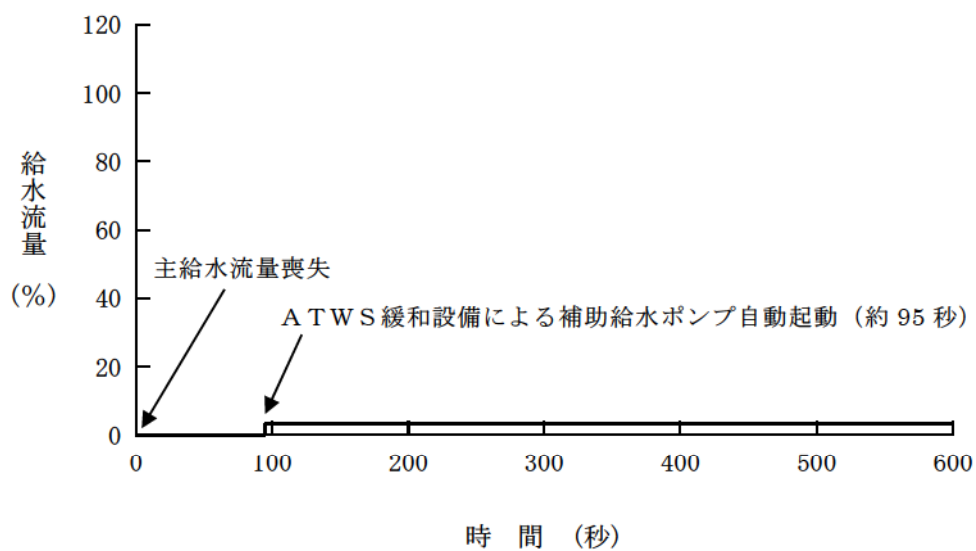
第 7.1.5.15 図 蒸気流量の推移（主給水流量喪失）



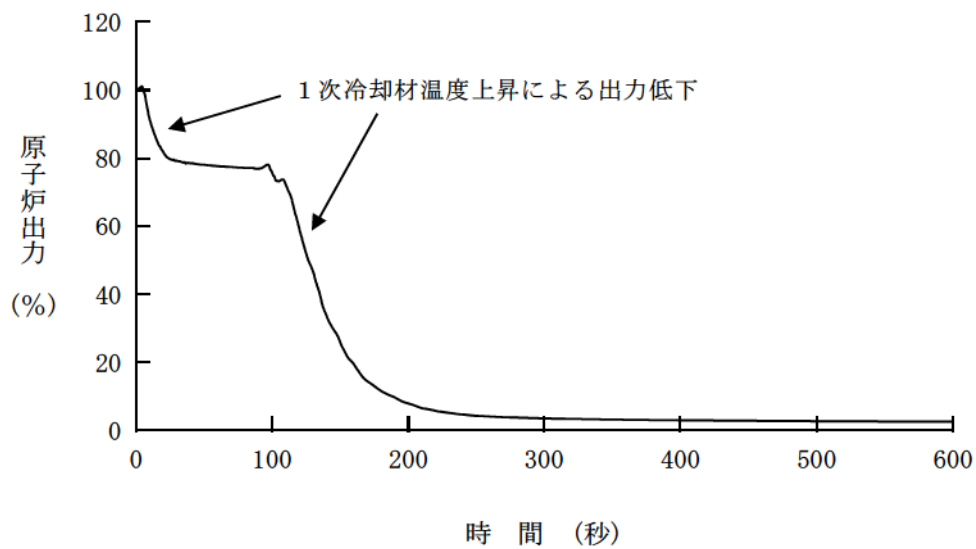
第 7.1.5.16 図 2次冷却系圧力の推移（主給水流量喪失）



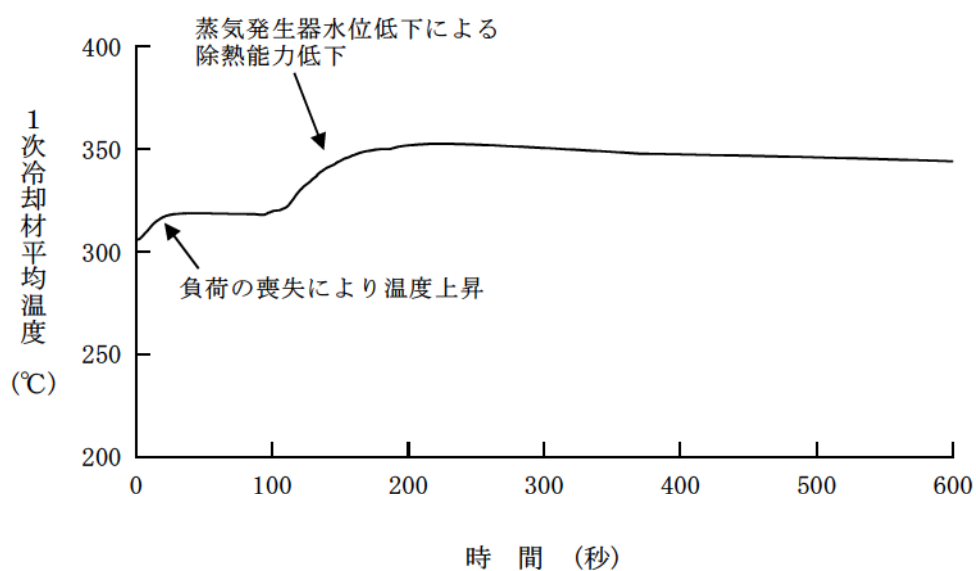
第 7.1.5.17 図 蒸気発生器 2 次側保有水量の推移（主給水流量喪失）



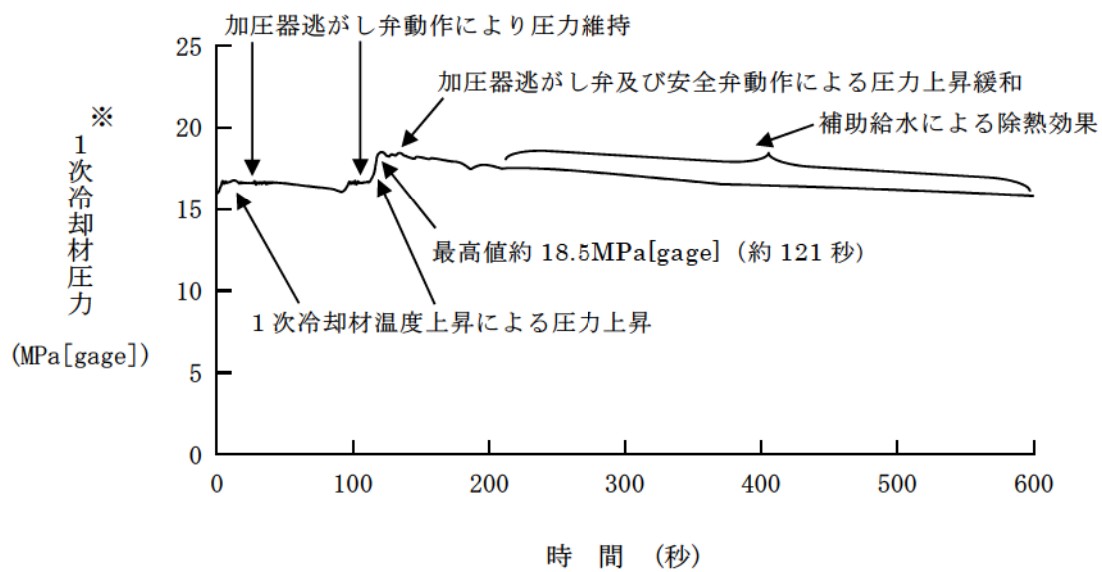
第 7.1.5.18 図 給水流量の推移（主給水流量喪失）



第 7.1.5.19 図 原子炉出力の推移（負荷の喪失）

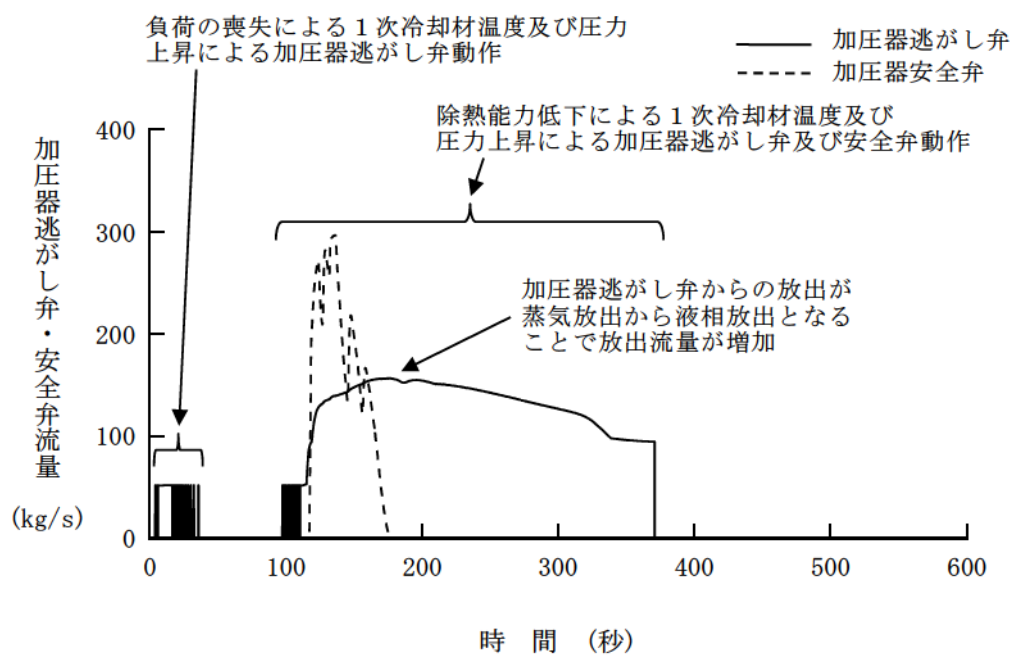


第 7.1.5.20 図 1次冷却材平均温度の推移（負荷の喪失）

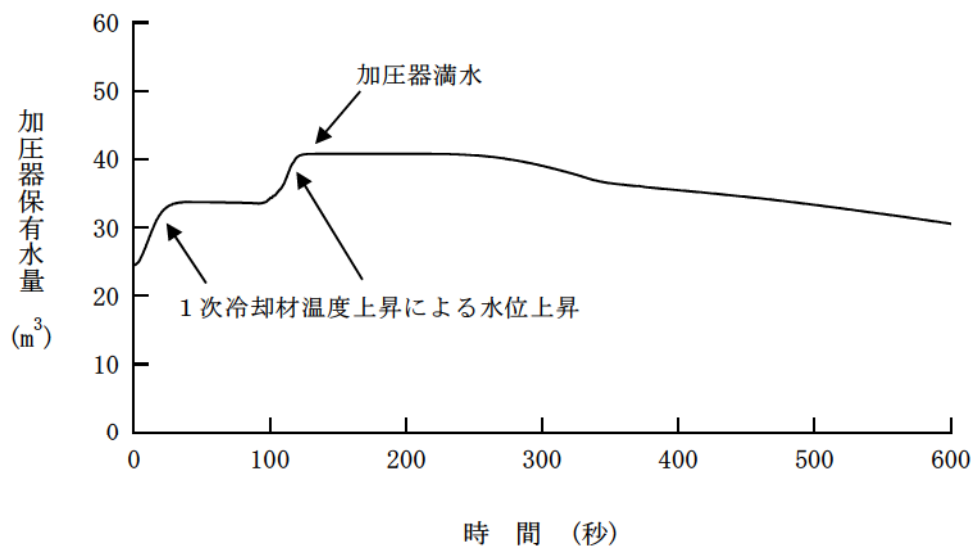


※:原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を表示

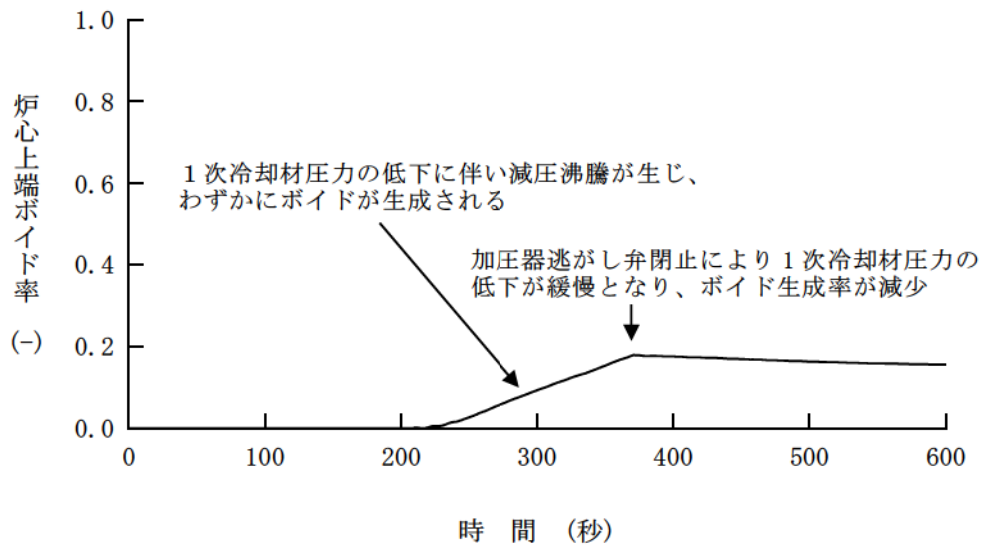
第 7.1.5.21 図 1 次冷却材圧力の推移 (負荷の喪失)



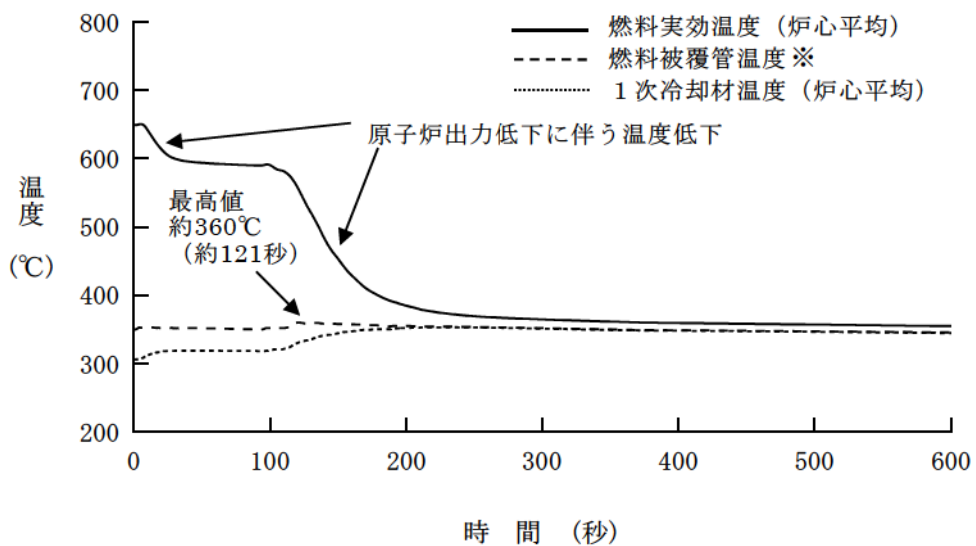
第 7.1.5.22 図 加圧器逃がし弁及び安全弁流量の推移（負荷の喪失）



第 7.1.5.23 図 加圧器保有水量の推移（負荷の喪失）

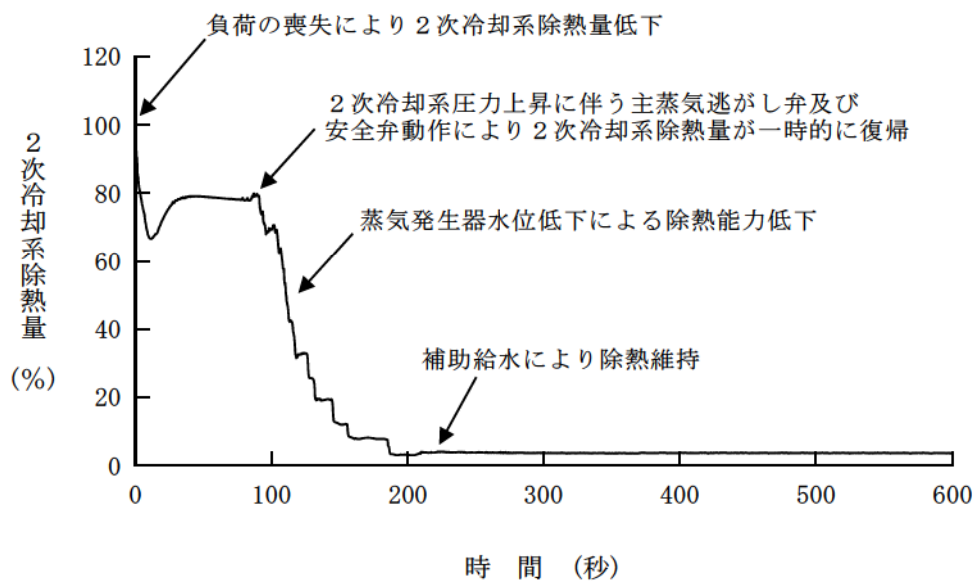


第 7.1.5.24 図 炉心上端ボイド率の推移（負荷の喪失）

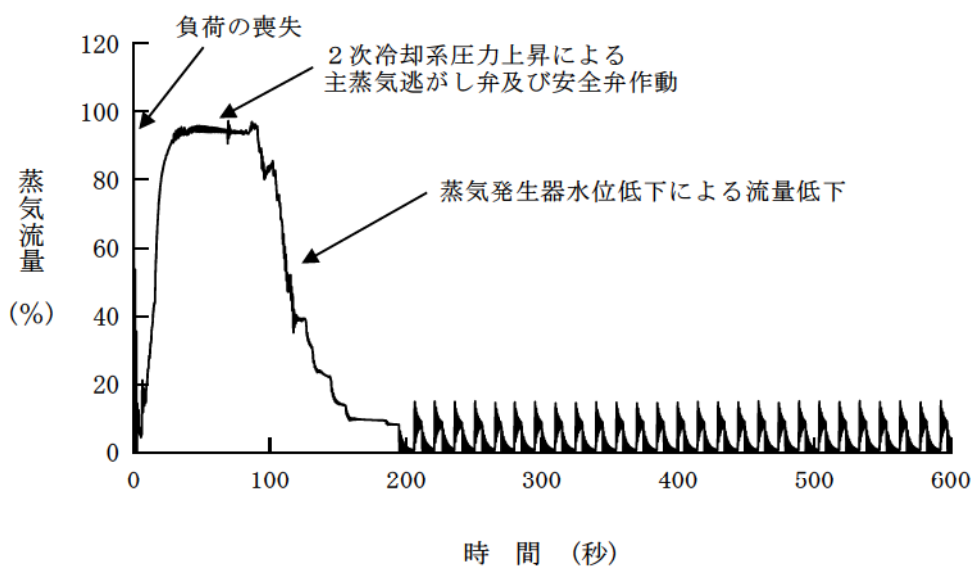


※：燃料被覆管温度は、3次元炉心計算によって得られるノード単位の燃料被覆管温度最高点の温度を示す

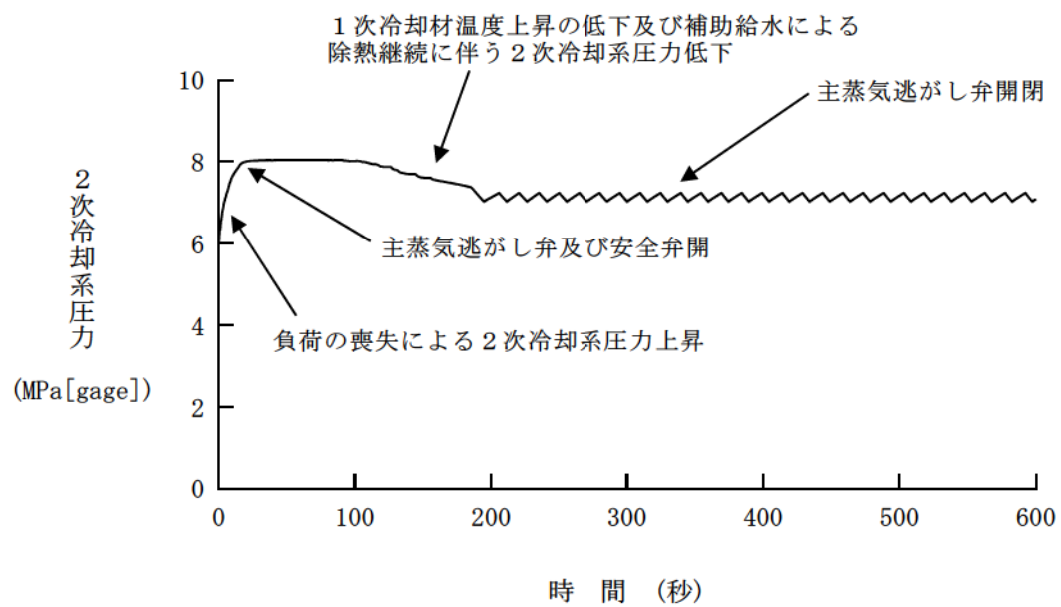
第 7.1.5.25 図 燃料実効温度と1次冷却材温度の推移（負荷の喪失）



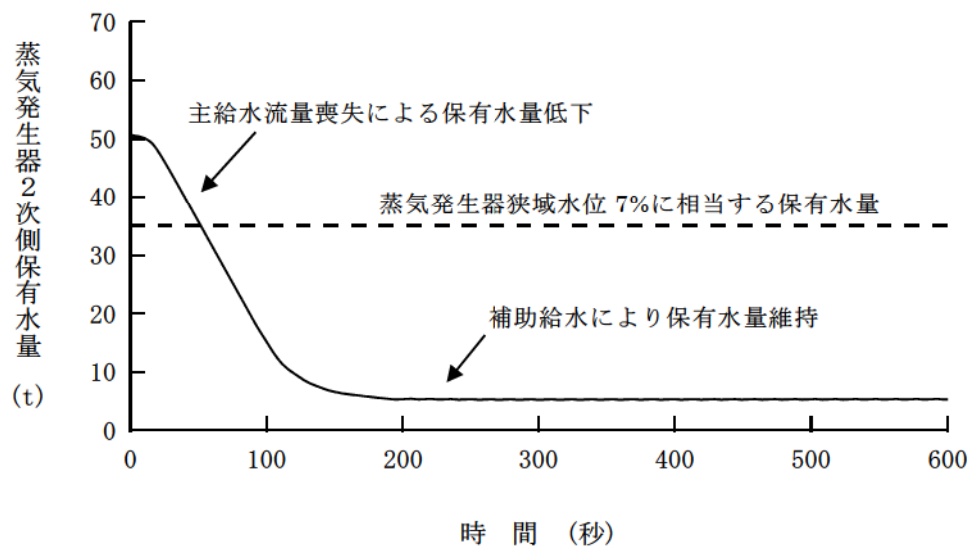
第 7.1.5.26 図 2 次冷却系除熱量の推移（負荷の喪失）



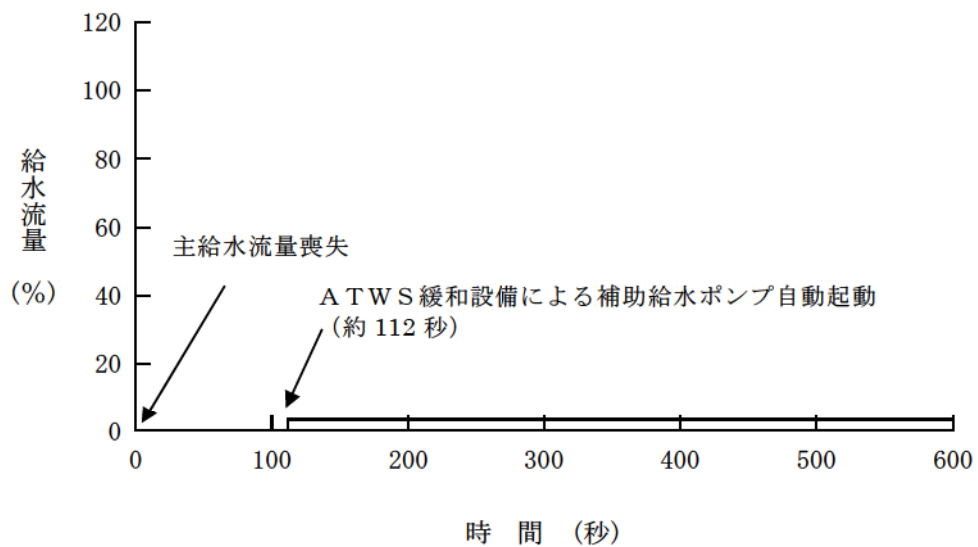
第 7.1.5.27 図 蒸気流量の推移（負荷の喪失）



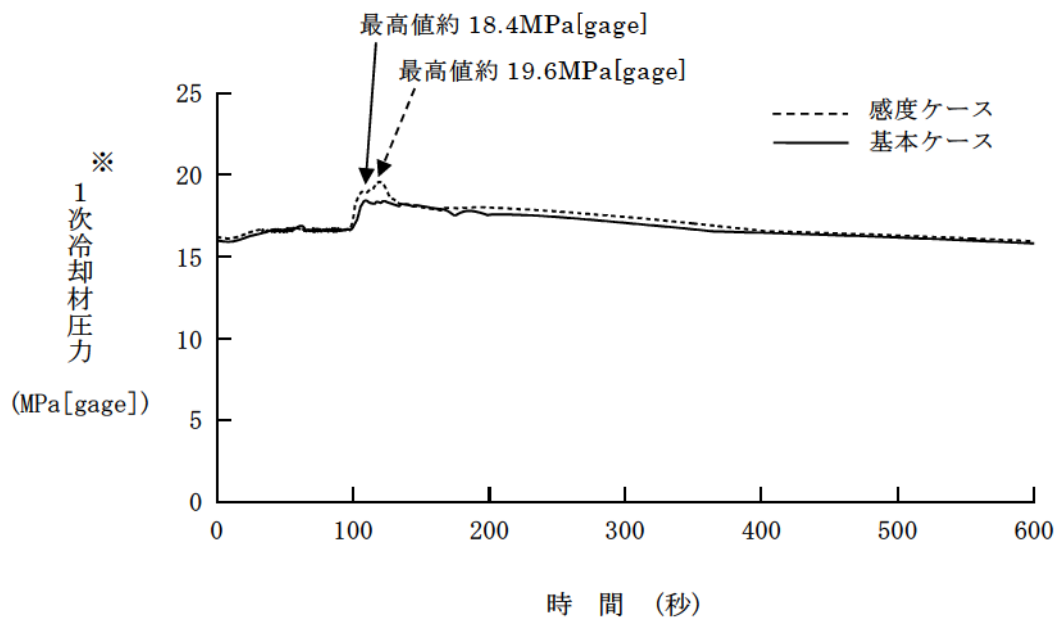
第 7.1.5.28 図 2 次冷却系圧力の推移（負荷の喪失）



第 7.1.5.29 図 蒸気発生器 2 次側保有水量の推移（負荷の喪失）

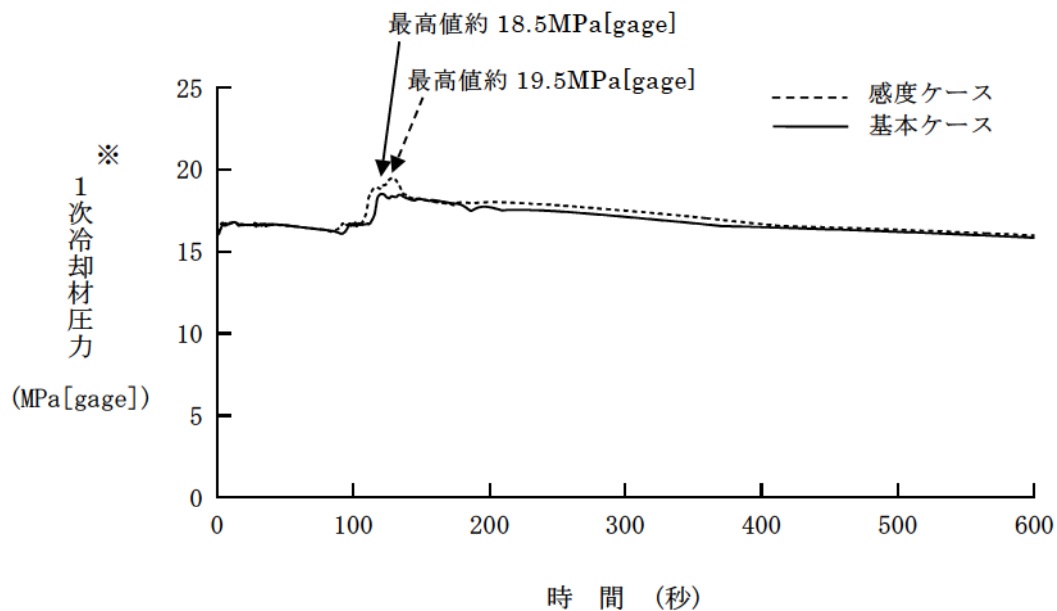


第 7.1.5.30 図 給水流量の推移（負荷の喪失）



※：原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を表示

第 7.1.5.31 図 1 次冷却材圧力の推移（主給水流量喪失）
（初期定常誤差及びドップラ効果の感度確認）



※：原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を表示

第 7.1.5.32 図 1 次冷却材圧力の推移（負荷の喪失）
（初期定常誤差及びドップラ効果の感度確認）

7.1.6 E C C S 注水機能喪失

7.1.6.1 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「E C C S 注水機能喪失」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、「6.2 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 L O C A 時に高圧注入機能が喪失する事故」、「小破断 L O C A 時に高圧注入機能が喪失する事故」、「極小 L O C A 時に充てん注入機能又は高圧注入機能が喪失する事故」及び「D C 母線 1 系列喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁 L O C A が発生し、高圧注入機能が喪失する事故」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「E C C S 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破断が発生するとともに、非常用炉心冷却設備による炉心への注水機能が喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、1 次冷却系保有水量が減少することで炉心の冷却能力が低下し、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、2 次冷却系を強制的に減圧することにより、1 次冷却系を減温、減圧し、炉心注水を行うことにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「E C C S 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、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた 2 次冷却系強制冷却、余熱除去ポンプによる低圧注入、並びに恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、余熱除去ポンプによる低圧再循環及び内

部スプレポンプによる代替再循環を整備する。対策の概略系統図を第 7.1.6.1 図に、対応手順の概要を第 7.1.6.2 図から第 7.1.6.5 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手順の関係を第 7.1.6.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「7.1.6.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける 3 号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計 10 名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 4 名、この必要な要員と作業項目について第 7.1.6.6 図から第 7.1.6.8 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、10 名で対処可能である。

a. プラントトリップの確認

事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

b. 安全注入シーケンス作動状況の確認

「安全注入動作」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。

安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、安全注入流量等である。

c. 1 次冷却材の漏えいの判断

加圧器圧力及び水位の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納

容器内エリアモニタの上昇等により 1 次冷却材の漏えいの判断を行う。

1 次冷却材の漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

d. 高圧注入系の機能喪失の判断

充てん／高圧注入ポンプトリップ等による運転不能又は、安全注入流量が確認できない場合は、高圧注入系の機能喪失と判断する。

非常用炉心冷却設備作動を伴う 1 次冷却材漏えい時に、すべての高圧注入系が動作しない場合は、2 次冷却系強制冷却を行う。

高圧注入系の機能喪失の判断に必要な計装設備は、安全注入流量等である。

e. 高圧注入系の機能喪失時の対応

高圧注入系の機能喪失時の対応操作として、高圧注入系回復操作、充てん系による注水操作及び恒設代替低圧注水ポンプの準備を行う。

f. 蒸気発生器 2 次側による炉心冷却

1 次冷却系からの漏えい量低減、蓄圧注入の促進及び余熱除去ポンプによる低圧注入開始を期待して、中央制御室にて主蒸気逃がし弁を開操作し、蒸気発生器 2 次側による 1 次冷却系の減温、減圧を行う。

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却に必要な計装設備は、1 次冷却材高温側広域温度等である。

g. 蓄圧注入系動作の確認及びアキュムレータ出口電動弁閉操作

1 次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。

蓄圧注入開始後、冷却材圧力（広域）計指示が 0.6MPa[gage] となればアキュムレータから 1 次冷却系への窒素流入防止のため、アキュムレータ出口電動弁を閉操作する。

蓄圧注入系動作の確認及びアキュムレータ出口電動弁閉操作に必要な計装設備は、冷却材圧力（広域）等である。

h. 炉心注水開始の確認

1 次冷却材圧力の低下に伴い、余熱除去ポンプによる低圧注入が開始されることを確認する。

余熱除去ポンプによる低圧注入開始の確認に必要な計装設備は、余熱除去クーラ出口流量等である。

低圧注入系動作不能を確認した場合は、恒設代替低圧注水ポンプの準備が完了次第、燃料取替用水タンクを水源とした恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を行う。

i. 燃料取替用水タンク補給操作

低圧注入の開始により、燃料取替用水タンクの水位が低下し補給が必要であれば、燃料取替用水タンクの補給操作を行う。

j. 低圧再循環運転への切替え

燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 59%以上となれば、格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て余熱除去クーラで冷却した水を炉心注水する低圧再循環運転への切替えを実施する。

以降、長期対策として低圧再循環運転による炉心冷却を継続して行う。

低圧再循環運転への切替えの確認に必要な計装設備は、燃料取替用水タンク水位等であり、低圧再循環運転による炉心冷却に必要な計装設備は、余熱除去クーラ出口流量等である。

なお、低圧注入系動作不能の場合は、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水から A、B 内部スプレポンプによる代替再循環運転に切り替え、炉心冷却を継続して行う。

原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器スプレイ再循環運転を継続的に行う。

7.1.6.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設