

- ※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 : すべての蒸気発生器水位 (狭域) 計指示が 0% 未満、及びすべての蒸気発生器補助給水流量計指示の合計が 125 m<sup>3</sup>/h 未満。
- ※3 : 蒸気発生器水位及び主蒸気圧力の低下、主蒸気流量上昇。
- ※4 : 蒸気発生器伝熱管漏えい監視モニタ上昇、蒸気発生器水位及び主蒸気圧力の上昇、加圧器水位及び圧力の低下。
- ※5 : 漏えいの確認は以下で確認。  
・加圧器圧力及び水位、格納容器圧力及び温度、格納容器サンプ水位、格納容器再循環サンプ水位、格納容器内エアモニタ
- ※6 : 高圧注入流量が確認できない場合、又は炉心出口温度 350℃ 以上。
- ※7 : 冷却材喪失及び高圧注入喪失と判断した後、主蒸気逃がし弁による 2 次冷却系強制冷却を実施する。
- ※8 : 2 次冷却系強制冷却による 1 次冷却材圧力の減圧も加わり、蓄圧注入系からの注水が開始される。
- ※9 : 低圧再循環運転  
・余熱除去冷却器への原子炉補機冷却水供給。  
・余熱除去ポンプ水源切替え (燃料取替用水ビット→格納容器再循環サンプ)  
・低圧再循環を開始後は、蒸気発生器の器内に残存している高温水の入替えが完了すれば主蒸気逃がし弁を閉操作する。
- ※10 : 燃料取替用水ビット水位計指示が再循環切替水位 (3 号炉: 12.5%、4 号炉: 16.0%) 以下になれば、非常用炉心冷却設備作動信号と一致で「再循環自動切替信号」が発信し、再循環運転への移行及び格納容器再循環サンプ水位 (広域) 計指示が 56% 以上であることを確認する。
- ※11 : 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 7.1.6.5 図 「ECCS 注水機能喪失」の対応手順の概要  
(「中破断 LOCA (2 インチ破断) + 高圧注入失敗」の事象進展)

手順の項目	必要な要員と作業項目	手順の内容	経過時間		備考
			経過時間(秒)	経過時間(分)	
手続の項目	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	10	10	
3号機	当直課長、当直主任	●号炉ごと運転操作指摺 ●原子炉トリップ、タービントリップ確認 ●安全注入システム動作確認 ●補助給水ポンプ起動確認、補助給水流重確立の確認 ●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、蒸気発生部伝熱管漏えいの確認 ●主蒸気、主給水管の漏えいの確認、高圧注入系動作不能の確認(中央制御室確認)	約16秒 ▽事務発生 ▽約59分 高圧注入開始 ▽約11分 2次冷却系強制冷却開始 ▽約23分 低圧注入系からの注水 ▽プラント状況判断	10	
4号機	運転員B	●主蒸気漏えい弁閉操作 (中央制御室操作)	1分	1分	2次冷却系強制冷却が、管路上、閉鎖している約1分までに実施できる。
2次冷却系強制冷却操作	運転員B	●高圧注入ポンプ及び充てんポンプ起動操作 (中央制御室操作)	5分	5分	適宜実施 ※1
高圧注入系回復操作 (解析上考慮せず)	運転員D	●高圧注入ポンプ及び充てんポンプ起動操作、失敗原因調査 (中央制御室操作)	10分	10分	※1: 高圧注入系回復操作を適宜実施する。
低圧注入系確認	運転員B	●余熱除去ポンプによる低圧注入確認 (中央制御室操作)	2分	2分	
高圧タンク出口弁操作	運転員B	●高圧タンク出口弁閉操作 (中央制御室操作)	5分	5分	
電源盤確認、復旧操作	運転員C	●電源盤確認、復旧操作 ※2 (現場操作)	30分	30分	適宜実施 復旧に要する時間 ※2: 電源盤復旧要領に要する時間は20分に標準される。その後は他に考えられる原因を調査し回復を促す。
恒設代替低圧注水ポンプ起動操作	運転員E	●恒設代替低圧注水ポンプ起動準備 (現場操作)	25分	25分	
恒設代替低圧注水ポンプ起動操作	運転員C	●恒設代替低圧注水ポンプ起動準備 (現場操作)	7分	7分	
燃料取替用水ピット補給操作 (解析上考慮せず)	運転員E	●燃料取替用水ピット補給系統構成 (現場操作)	25分	25分	
燃料取替用水ピット補給操作	運転員A	●燃料取替用水ピット補給操作 (中央制御室操作)	5分	5分	
機器の復旧作業	保修班等	●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: 通常の交換状態での召喚を待つ。

上記要員に加え、緊急時対応本別添付6名にて関係各所に連絡連絡を行う。  
なお、各号炉時間は操作場所、操作条件及び電源の可用性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、運転員は手帳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。

## 第 7.1.6.6 図 「ECCS注水機能喪失」の作業と所要時間 (中破断LOCA (6インチ破断) + 高圧注入失敗)

必要な要員と作業項目		経過時間(秒)	経過時間(分)	備考
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			
	3号 4号			
当直部長、当直主任	1			
運転員A、B、C	3			
2次冷却系強制冷却操作	運転員B	[0] [0]	1分	2次冷却系強制冷却が、動作上、期待していない約11分までに実施できる。
高圧注入系回復操作 (解任上考慮せず)	運転員B	[0] [0]	5分	適宜実施 ※1
運転員D	1		10分	適宜実施 ※1
低圧注入系確認	運転員B	[0] [0]	2分	
蓄圧タンク出口弁操作	運転員B	[0] [0]	5分	
電源盤確認、復旧操作	運転員C	[0] [0]	30分	適宜実施
恒設代替低圧注水ポンプ起動操作	運転員E	1	25分	2分
燃料取替用水ビット補給操作 (解任上考慮せず)	運転員E	[0] [0]	25分	5分
運転員A	[0] [0]			
機器の復旧作業	保修班等	-		適宜実施

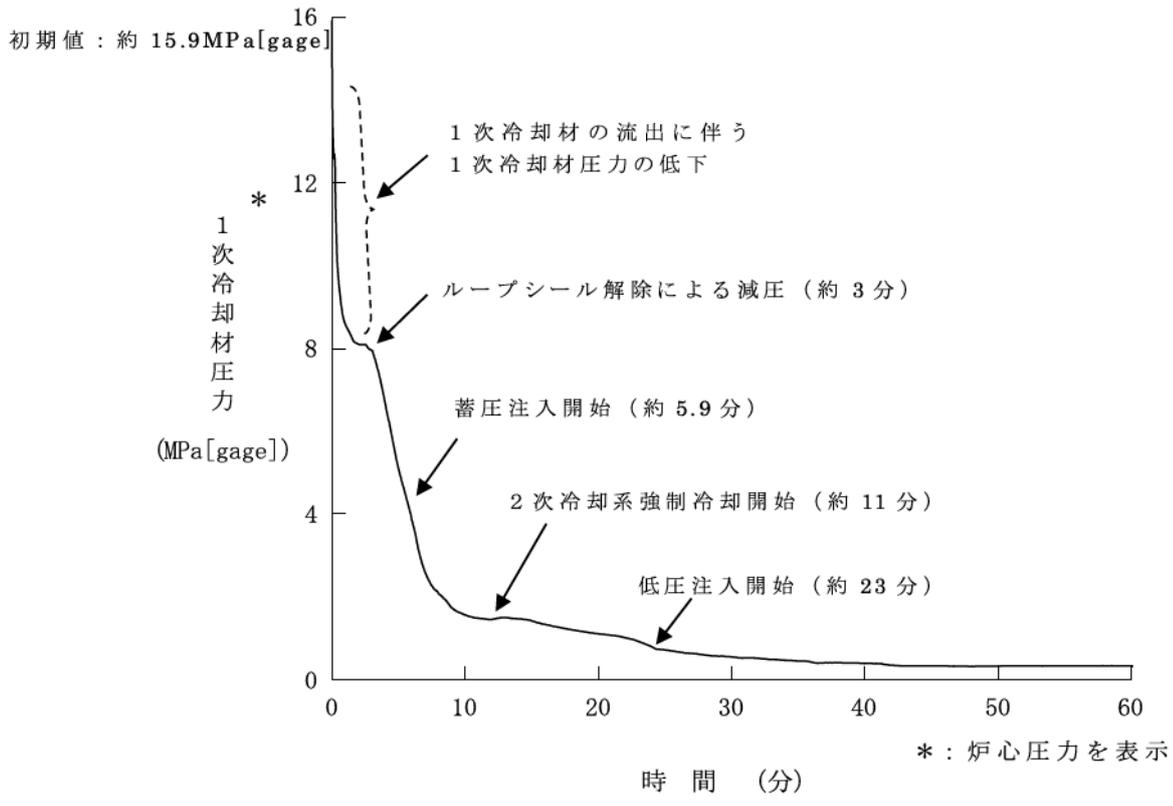
上記要員に加え、緊急時対応本朝要員6名にて副係各所に連絡連絡を行う。  
 なお、各設定時間は操作場所、操作条件並びに要員の現場移動を含む作業時間等を考慮した上で解任上の仮定として設定したものであり、運転員は手帳書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。  
 また、運転員が解任上設定した操作条件時間内に対応できることは副係等に必ず確認している。

### 第 7.1.6.7 図 「ECCS注水機能喪失」の作業と所要時間 (中破断LOCA(4インチ破断) + 高圧注入失敗)

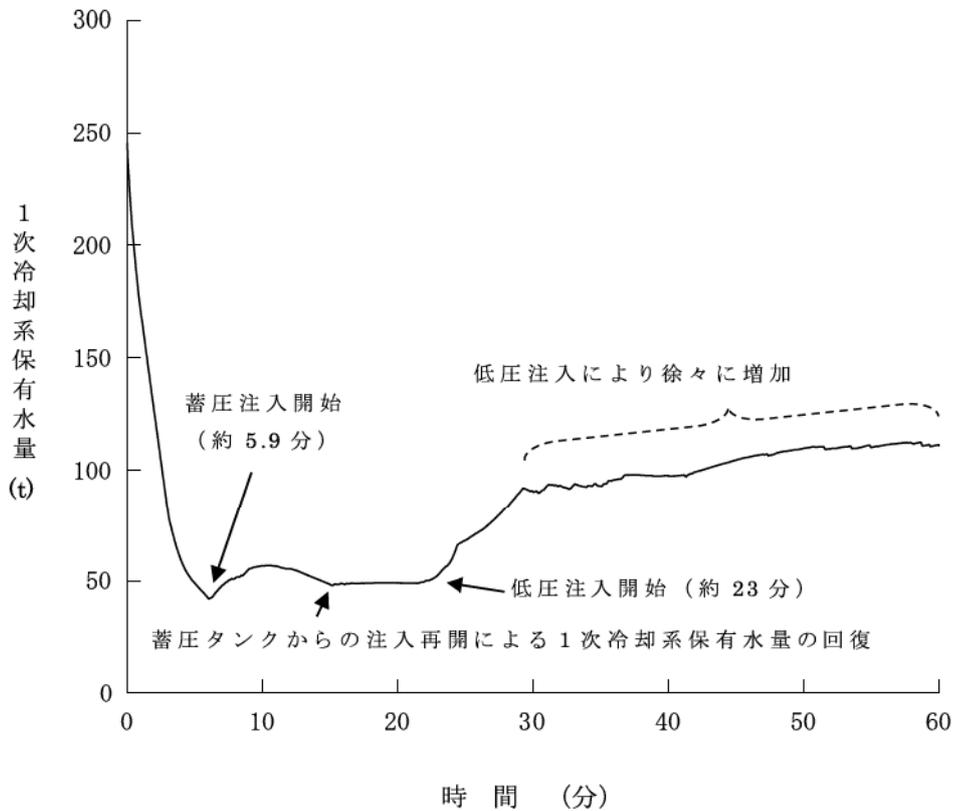
手順の項目	必要な要員と作業項目		経過時間(秒)	経過時間(分)	備考
	要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきて要員	手順の内容			
手続の項目	3名 4号	手続の内容	10	10	
当直課長、当直主任	1 1	●号炉ごと 運転操作指揮 ●原子炉トリップ、タービントリップ確認 ●安全注入システム動作確認 ●補助水ポンプ起動確認、補助給水流重確立の確認 ●所内電源及び外部電源の確認 ●1次冷却材の漏えいを判断、蒸気発生器伝熱管漏えいの確認 ●主蒸気、主給水管の漏えいの確認、高圧注入系動作不能の確認 (中央制御室確認)	約65秒	1	2次冷却系強制冷却部が、解析上、期待している約12分までに要員できる。
状況判断	3 3		約19分 高圧注入開始 約12分 2次冷却系強制冷却開始 約40分 低圧注入系からの注水開始	10分	
2次冷却系強制冷却操作	0 [0]	●主蒸気逃がし弁閉操作 (中央制御室操作)	1分	1分	
高圧注入系回復操作 (解析上考慮せず)	0 [0]	●高圧注入ポンプ及び充てんポンプ起動操作 (中央制御室操作)	5分	5分	適宜実施 ※1
他は注入系確認	1 1	●高圧注入ポンプ及び充てんポンプ起動操作、失敗原因調査 (現場操作)	10分	10分	適宜実施 ※1
高圧タンク出口弁操作	0 [0]	●余熱除去ポンプによる低圧注入確認 (中央制御室操作)	2分	2分	
電源強確認、復旧操作	0 [0]	●高圧タンク出口弁閉操作 (中央制御室操作)	5分	5分	
恒設代替低圧注水ポンプ起動操作	0 [0]	●電源強確認、復旧操作 ※2 (現場操作)	30分	30分	適宜実施
燃料取替用海水ピット補給系構成	1 1	●恒設代替低圧注水ポンプ起動準備 (現場操作)	25分	25分	
燃料取替用海水ピット補給操作 (解析上考慮せず)	0 [0]	●恒設代替低圧注水ポンプ起動準備 (現場操作)	2分	2分	
燃料取替用海水ピット補給操作 (解析上考慮せず)	0 [0]	●燃料取替用海水ピット補給系構成 (現場操作)	25分	25分	
燃料取替用海水ピット補給操作 (解析上考慮せず)	0 [0]	●燃料取替用海水ピット補給操作 (中央制御室操作)	5分	5分	
機器の復旧作業	- -	●電源強確認、機能喪失した機器の復旧作業 ※3 (現場操作)			適宜実施

上記要員に加え、緊急時対策本部委員6名にて関係各所に連絡連絡を行う。  
なお、各設定時間は操作場所・操作条件並びに要員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条件範囲内に対応できることは訓練等に基づき確認している。

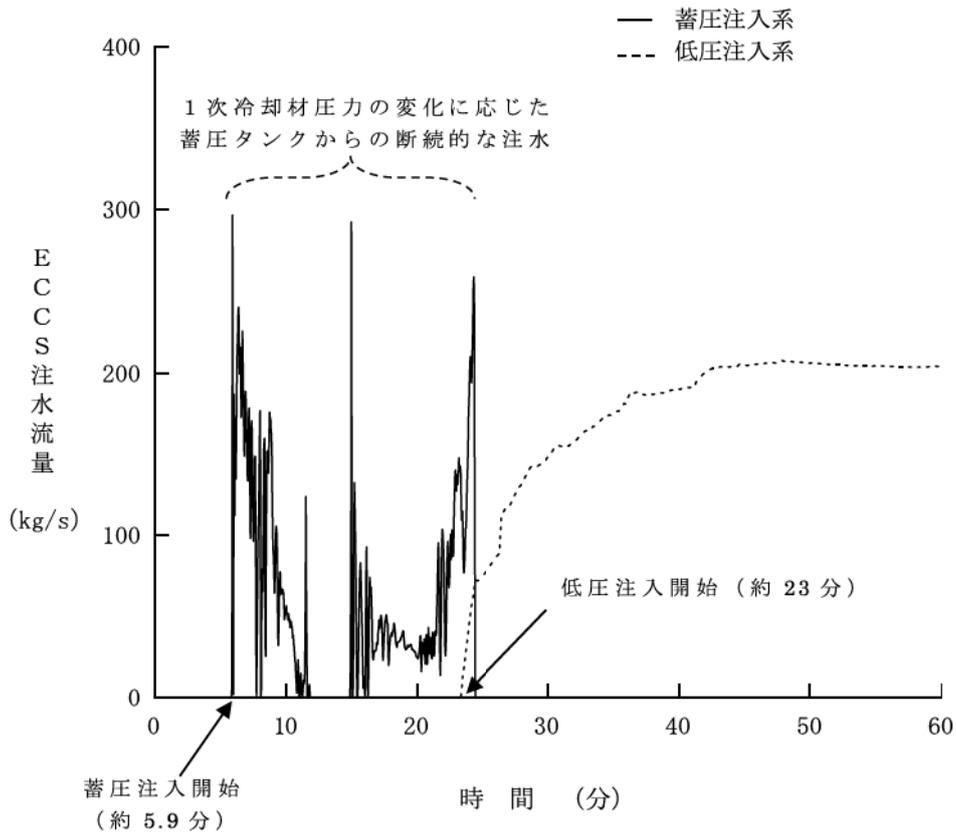
## 第 7.1.6.8 図 「ECCS注水機能喪失」の作業と所要時間 (中破断LOCA (2インチ破断) + 高圧注入失敗)



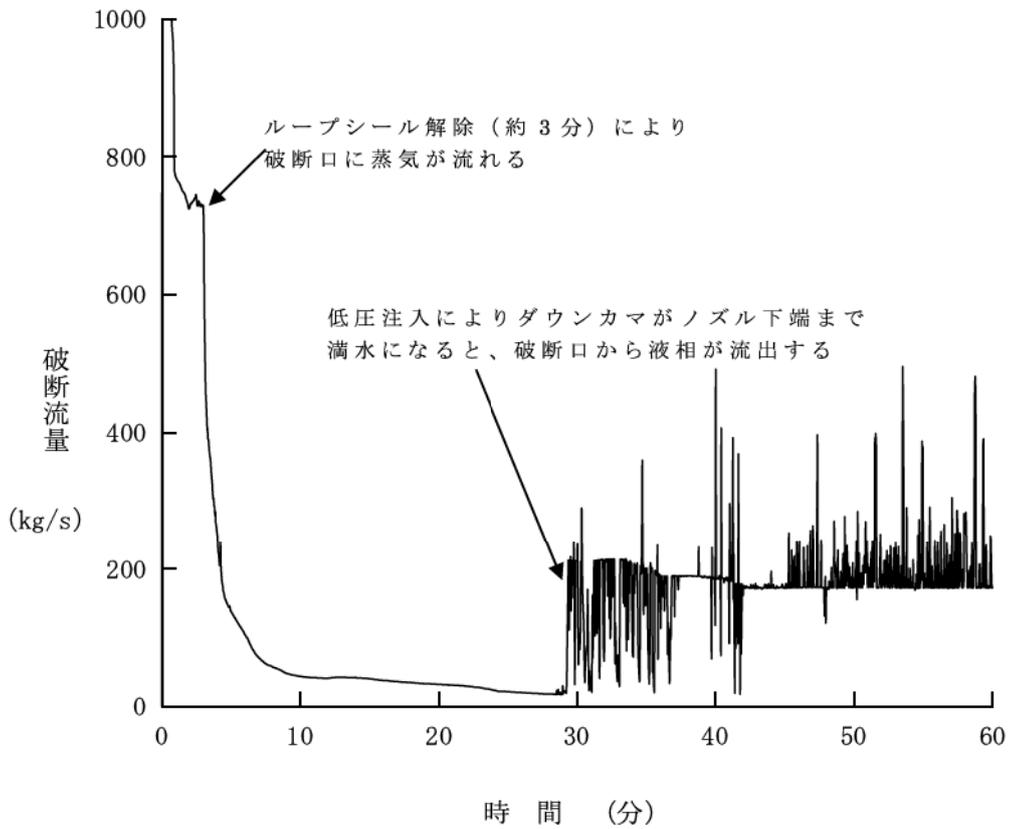
第 7.1.6.9 図 1次冷却材圧力の推移 (6インチ破断)



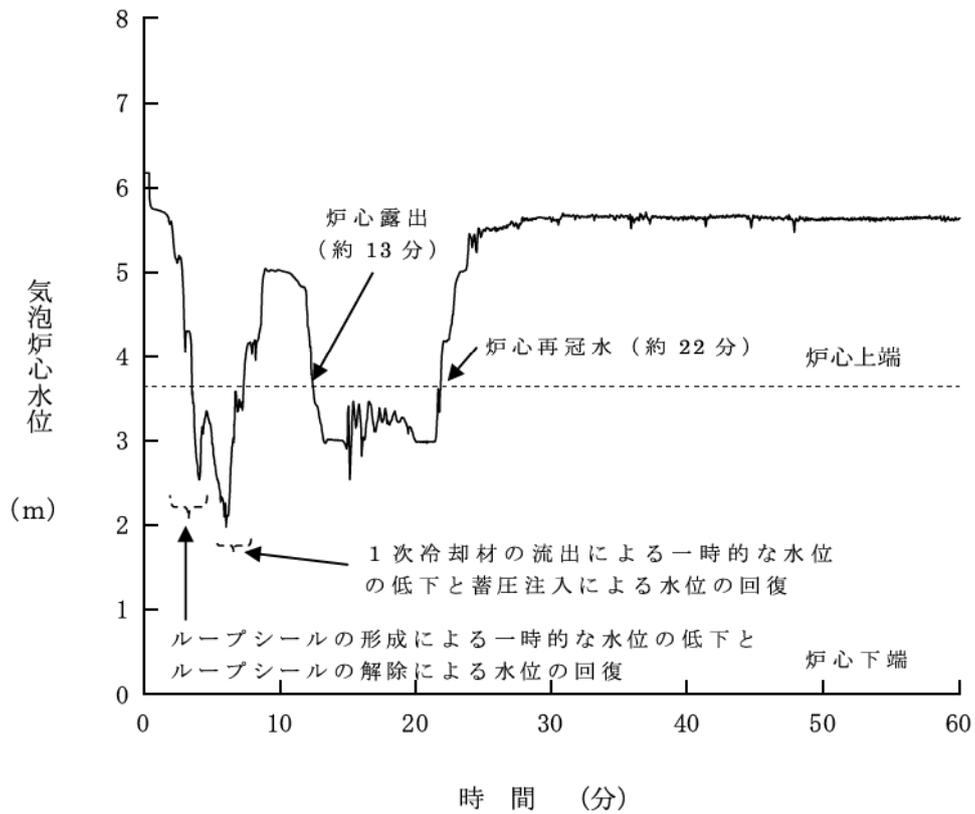
第 7.1.6.10 図 1次冷却系保有水量の推移 (6インチ破断)



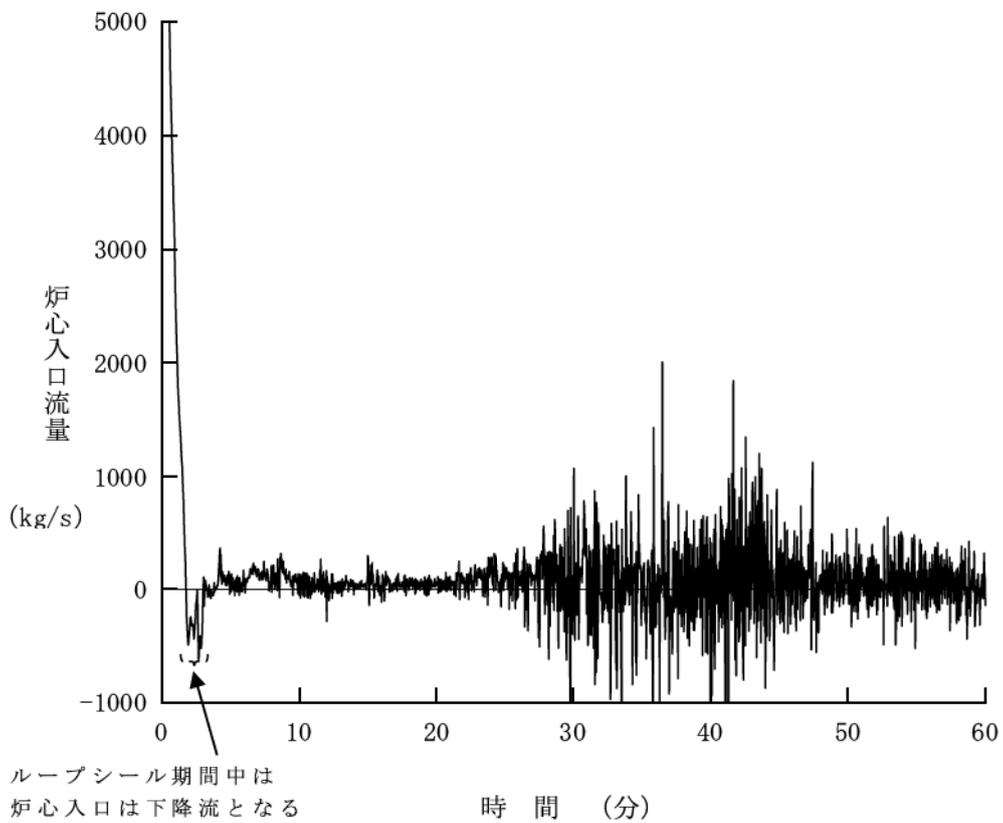
第 7.1.6.11 図 ECCS 注水流量の推移 (6 インチ破断)



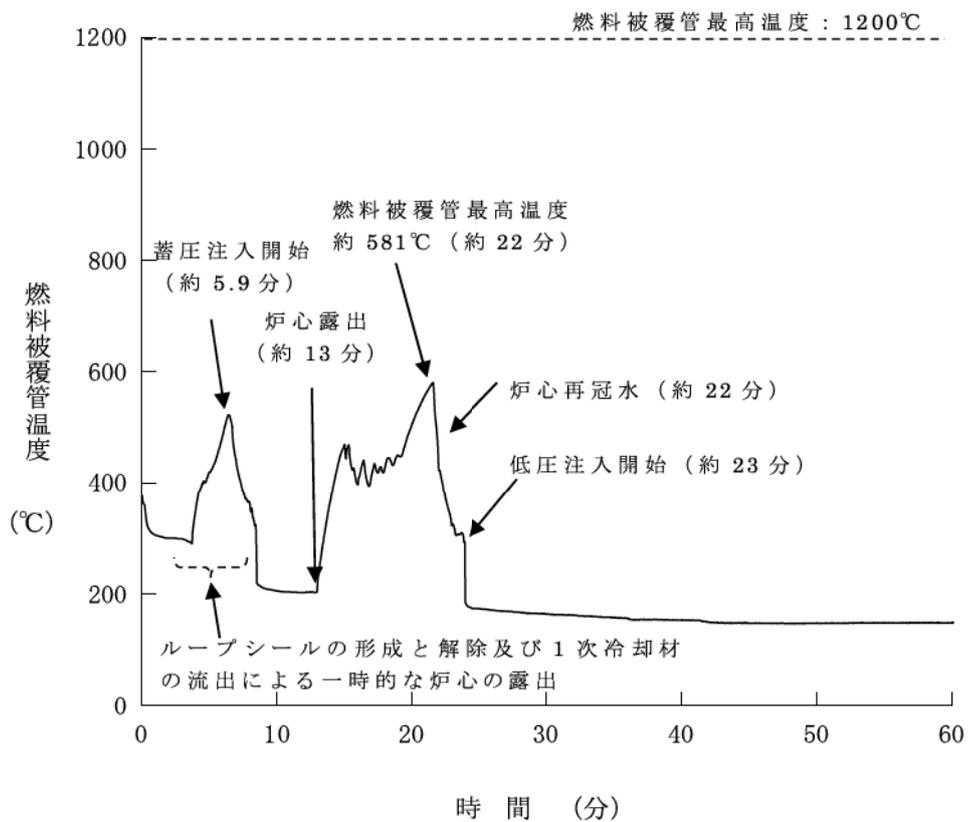
第 7.1.6.12 図 破断流量の推移 (6 インチ破断)



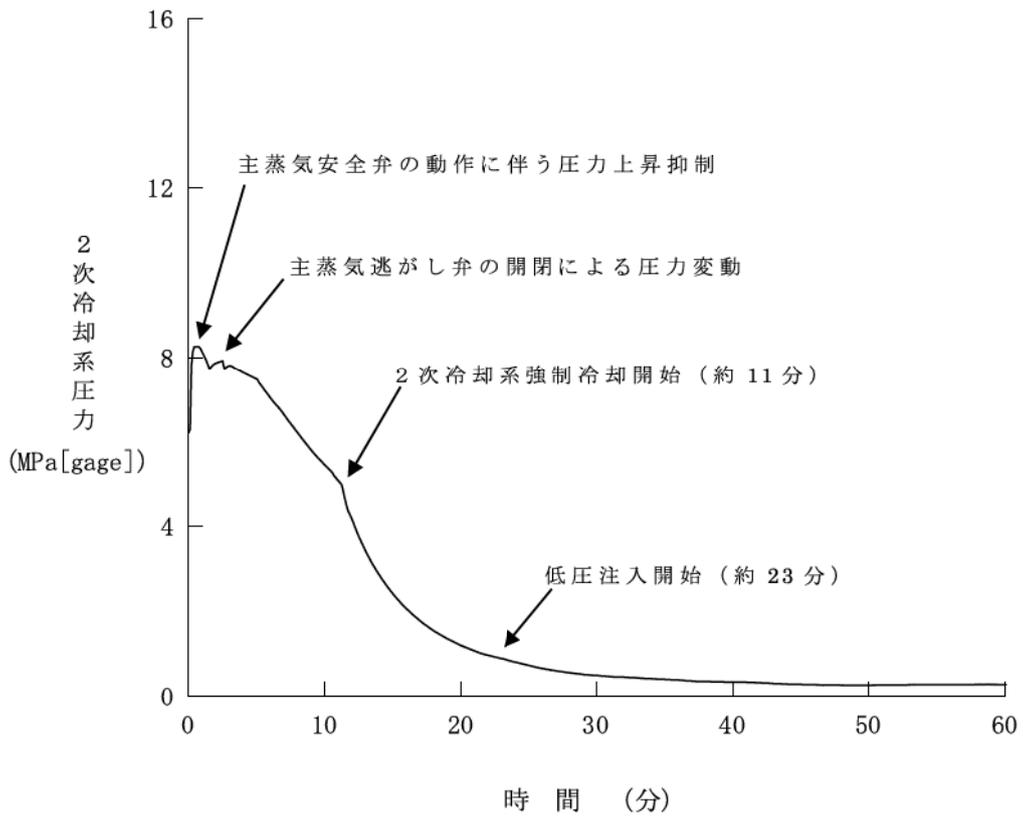
第 7.1.6.13 図 気泡炉心水位の推移 (6 インチ破断)



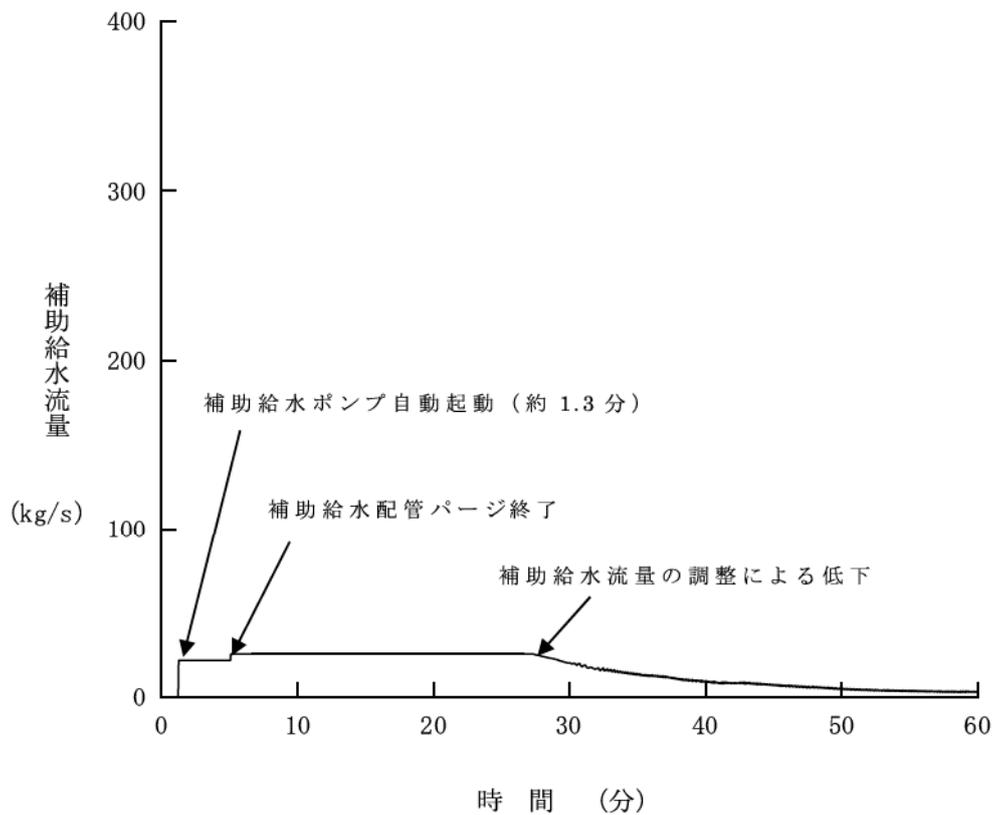
第 7.1.6.14 図 炉心入口流量の推移 (6 インチ破断)



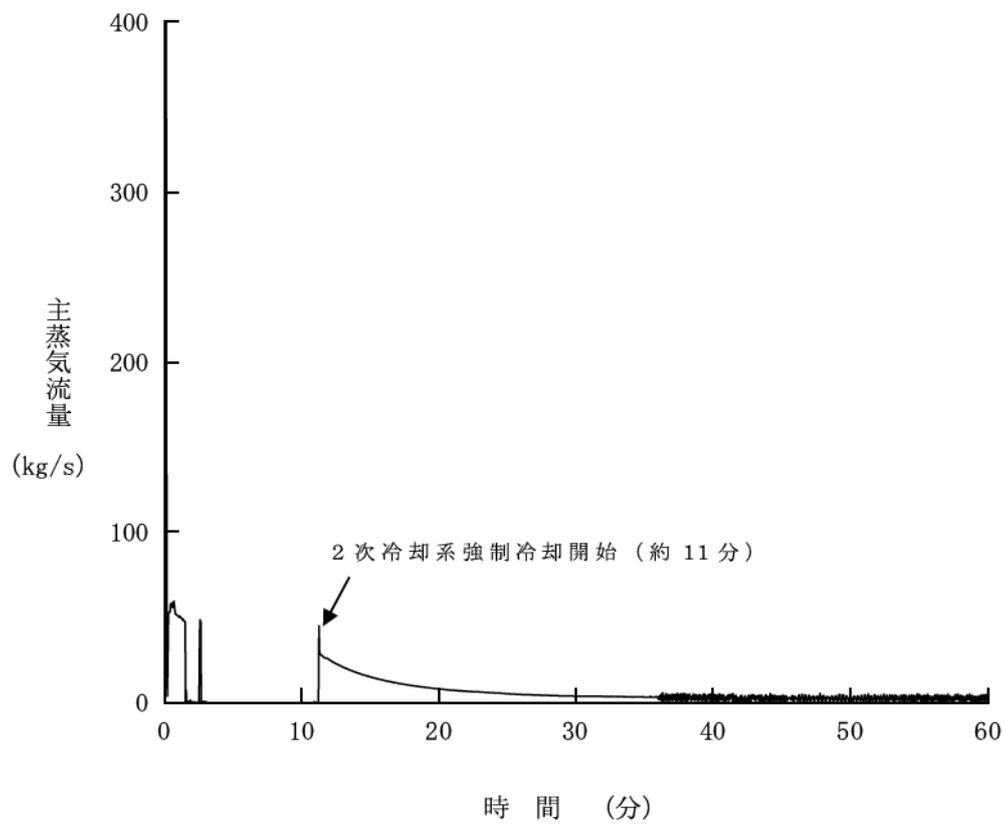
第 7.1.6.15 図 燃料被覆管温度の推移 (6 インチ破断)



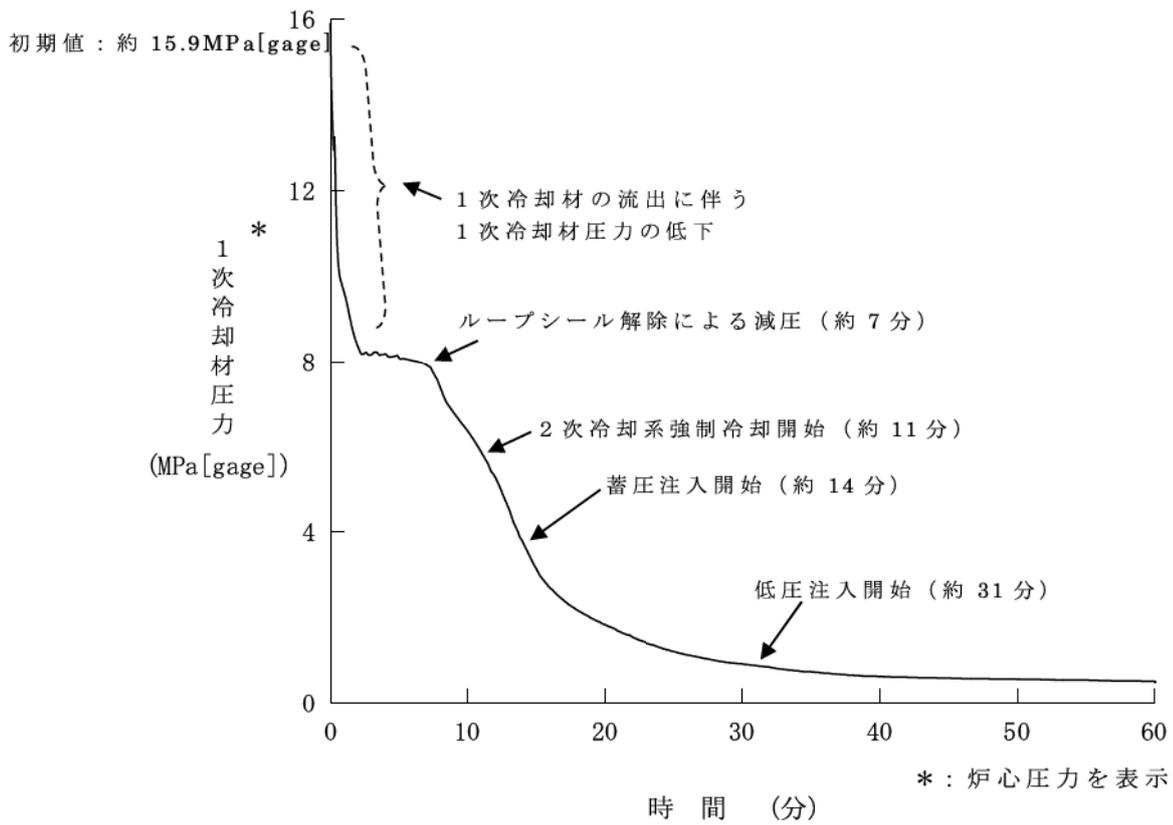
第 7.1.6.16 図 2次冷却系圧力の推移 (6インチ破断)



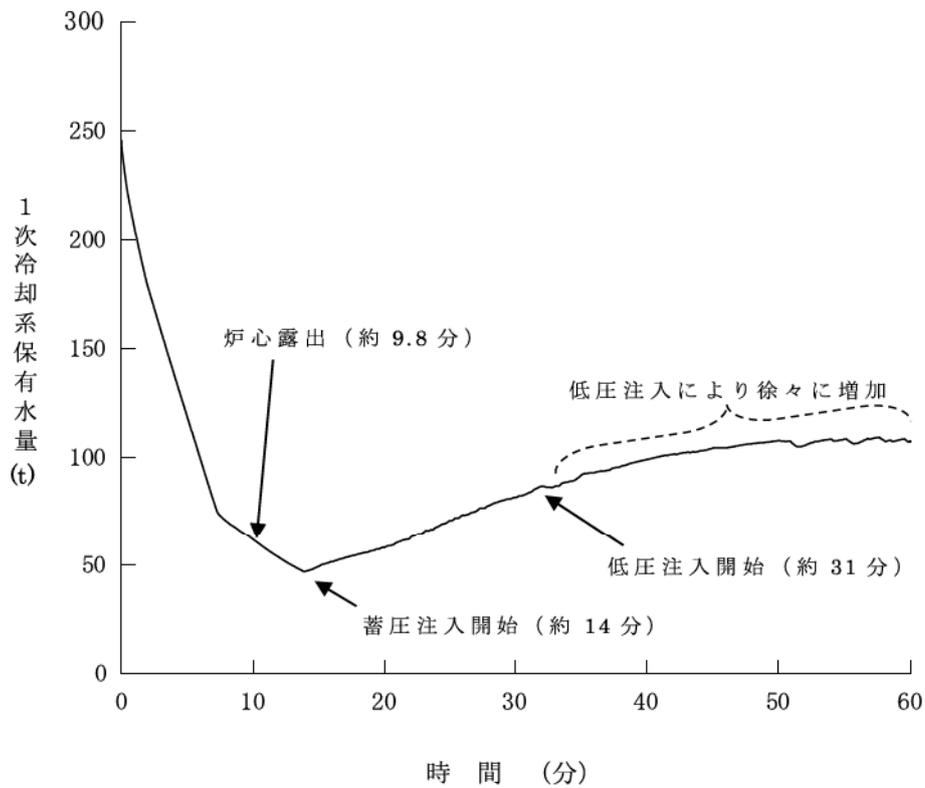
第 7.1.6.17 図 補助給水流量の推移 (6インチ破断)



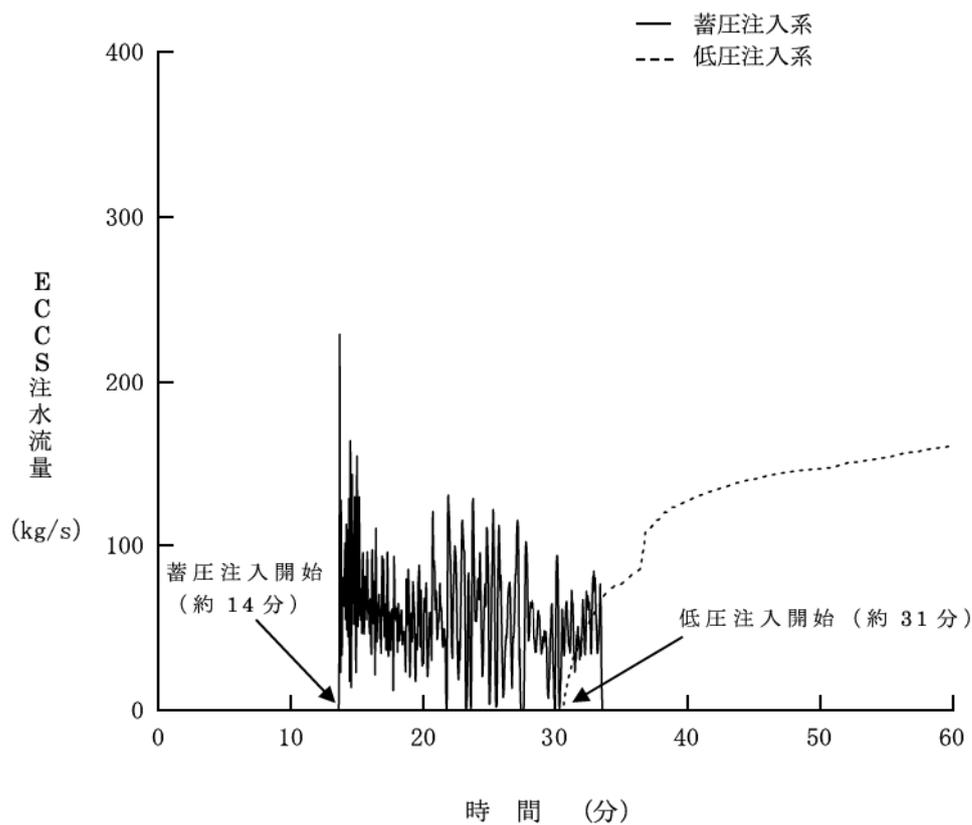
第 7.1.6.18 図 主蒸気流量の推移 (6 インチ破断)



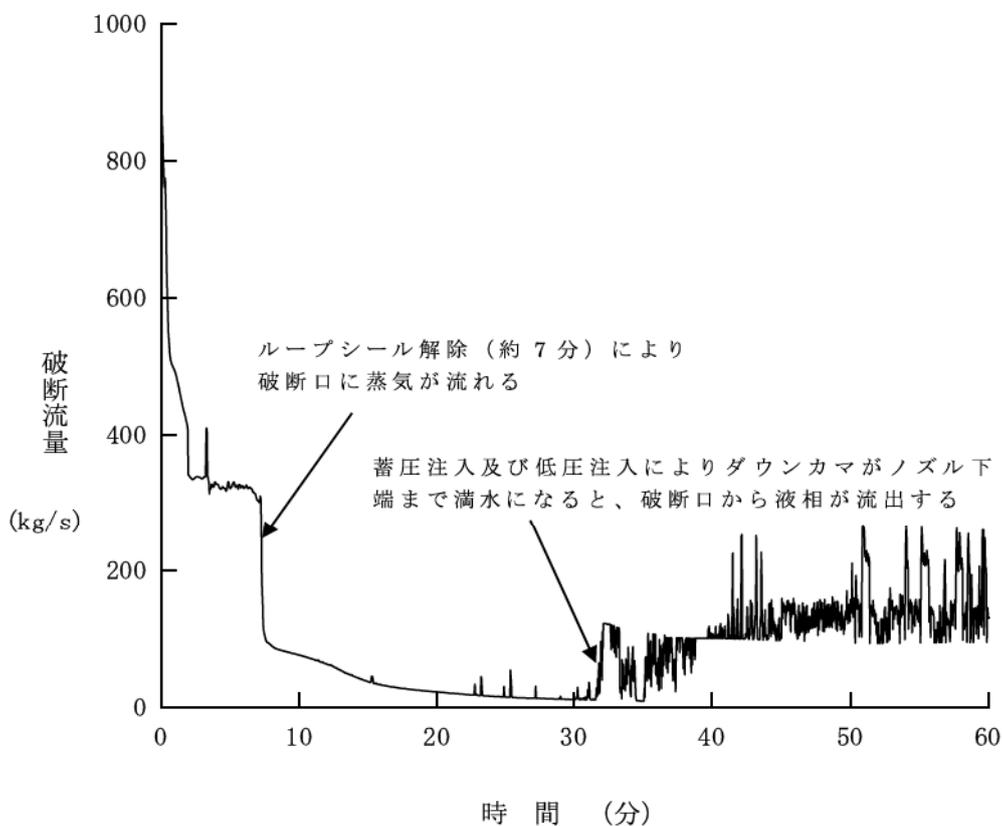
第 7.1.6.19 図 1次冷却材圧力の推移 (4インチ破断)



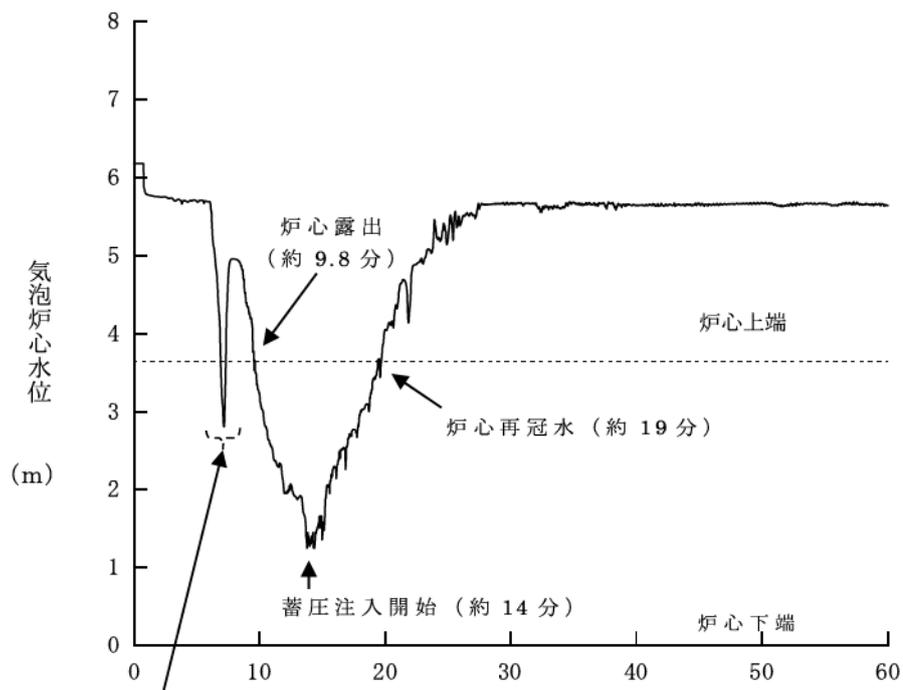
第 7.1.6.20 図 1次冷却系保有水量の推移 (4インチ破断)



第 7.1.6.21 図 ECCS 注水流量の推移 (4 インチ破断)



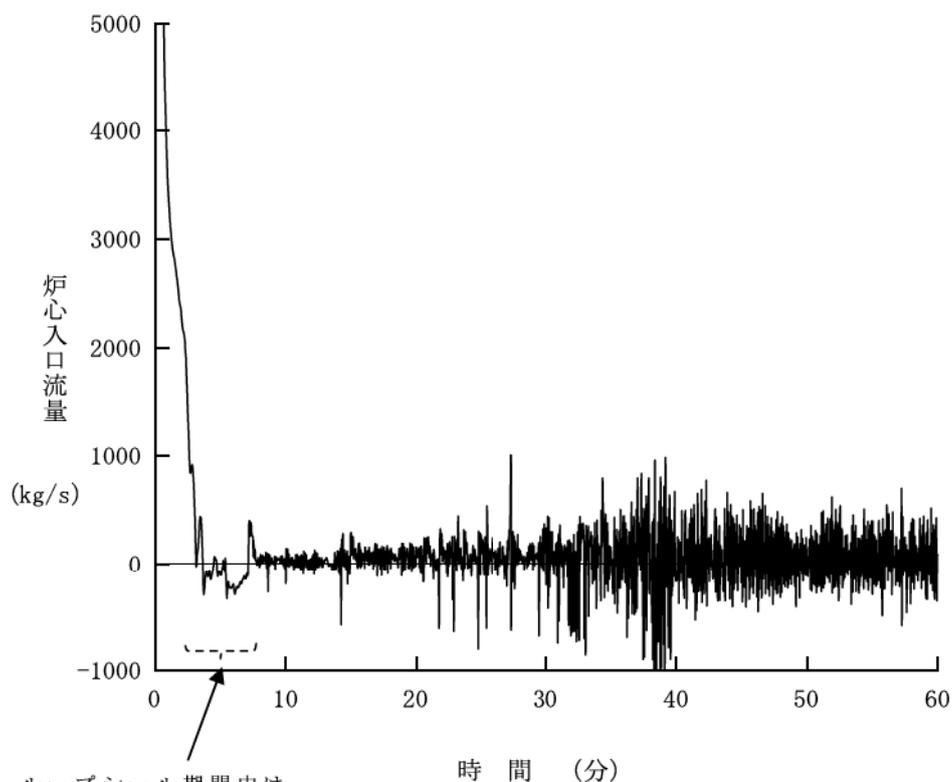
第 7.1.6.22 図 破断流量の推移 (4 インチ破断)



ループシールの形成による  
一時的な水位の低下と  
ループシール解除による  
水位の回復

時間 (分)

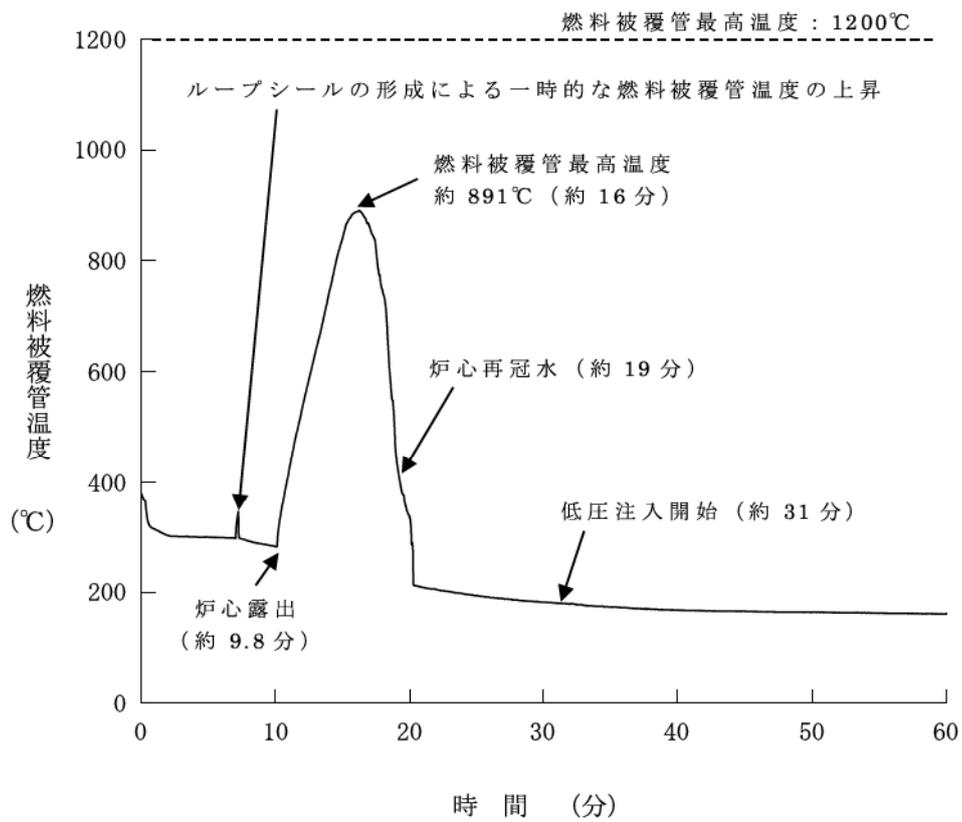
第 7.1.6.23 図 気泡炉心水位の推移 (4 インチ破断)



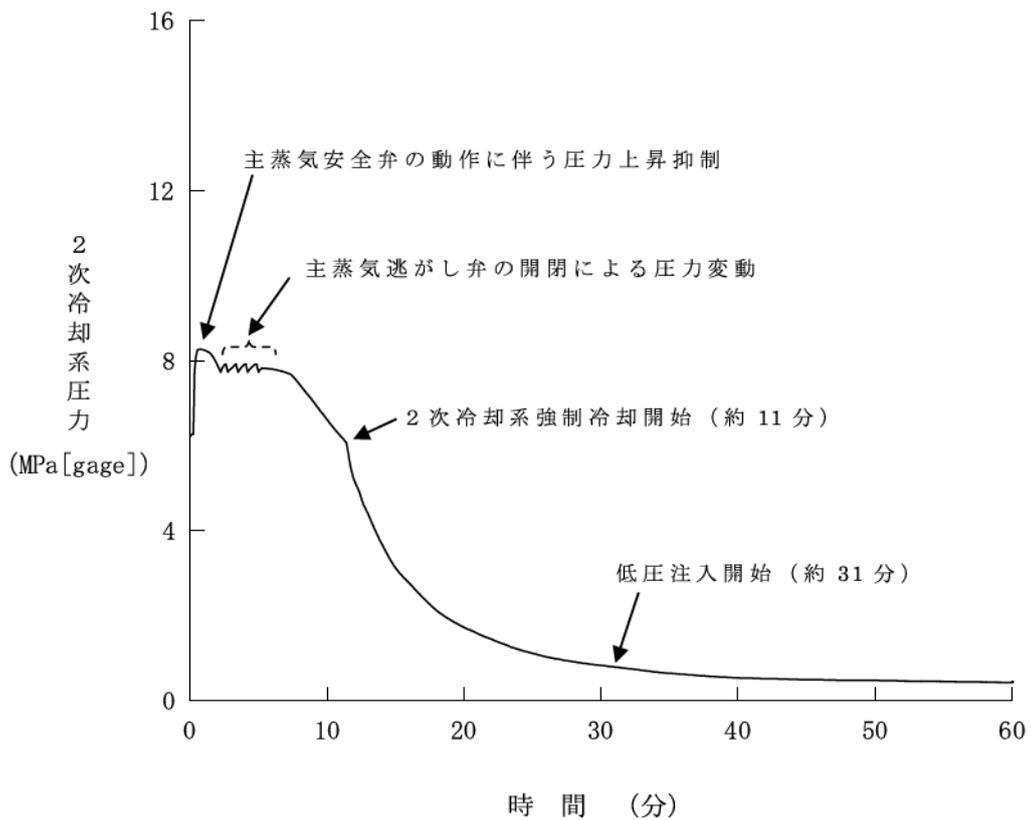
ループシール期間中は  
炉心入口は下降流となる

時間 (分)

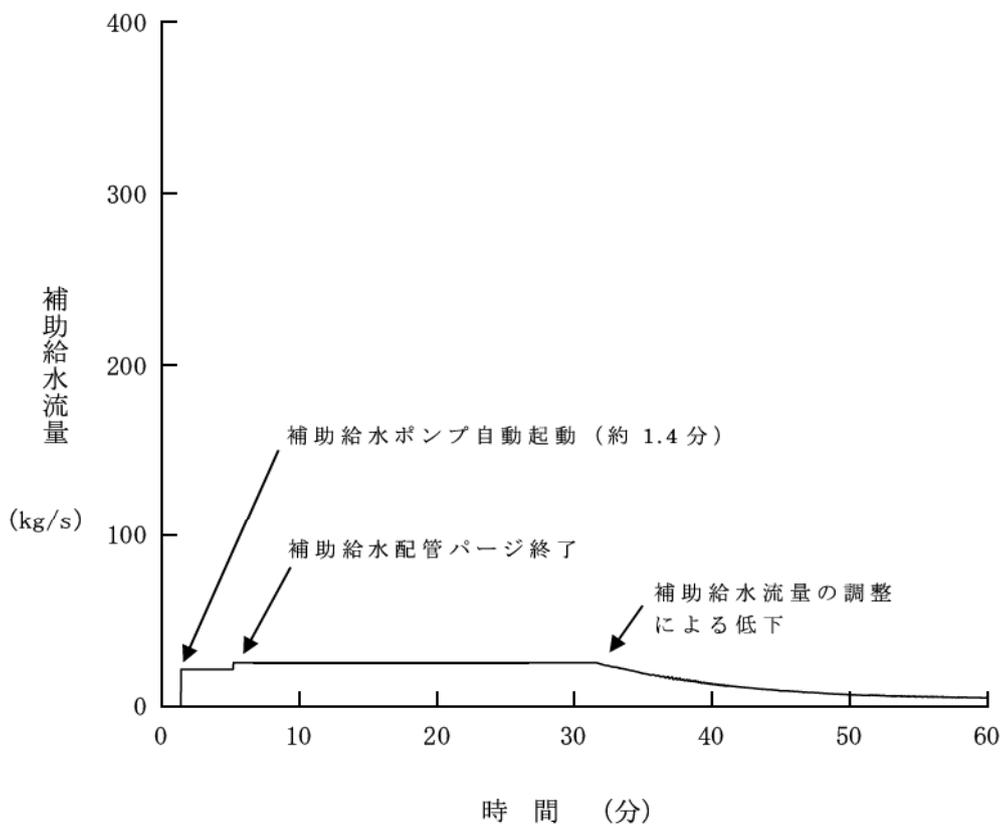
第 7.1.6.24 図 炉心入口流量の推移 (4 インチ破断)



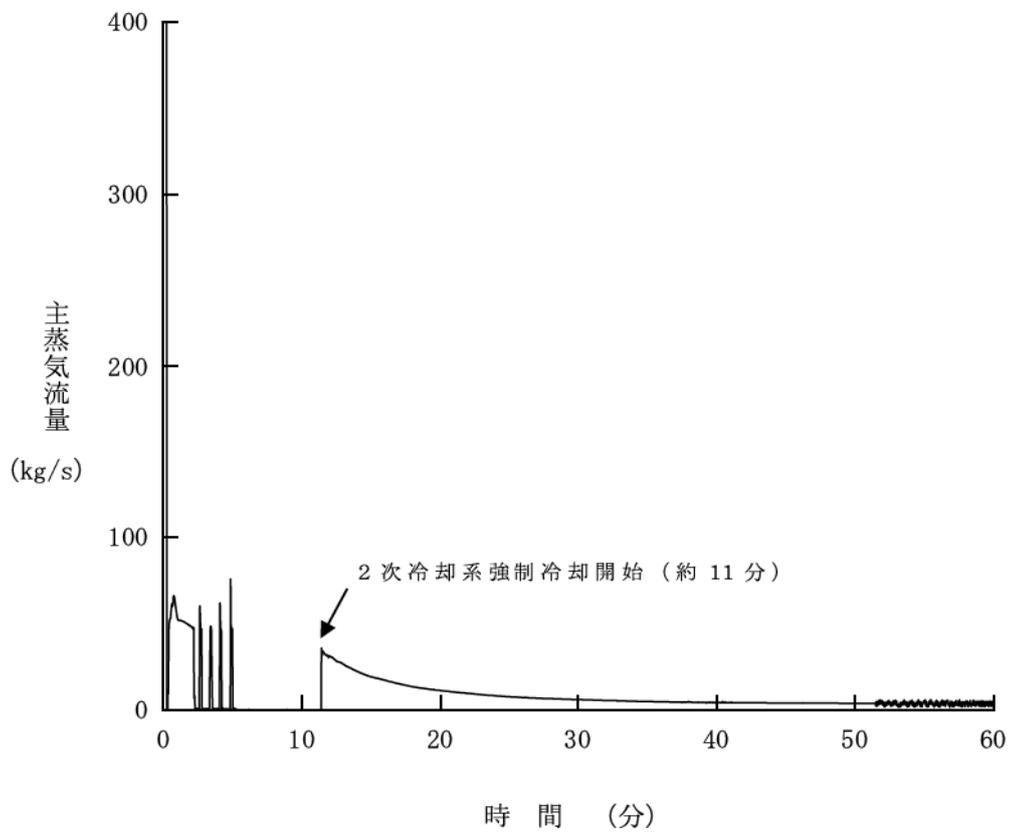
第 7.1.6.25 図 燃料被覆管温度の推移 (4 インチ破断)



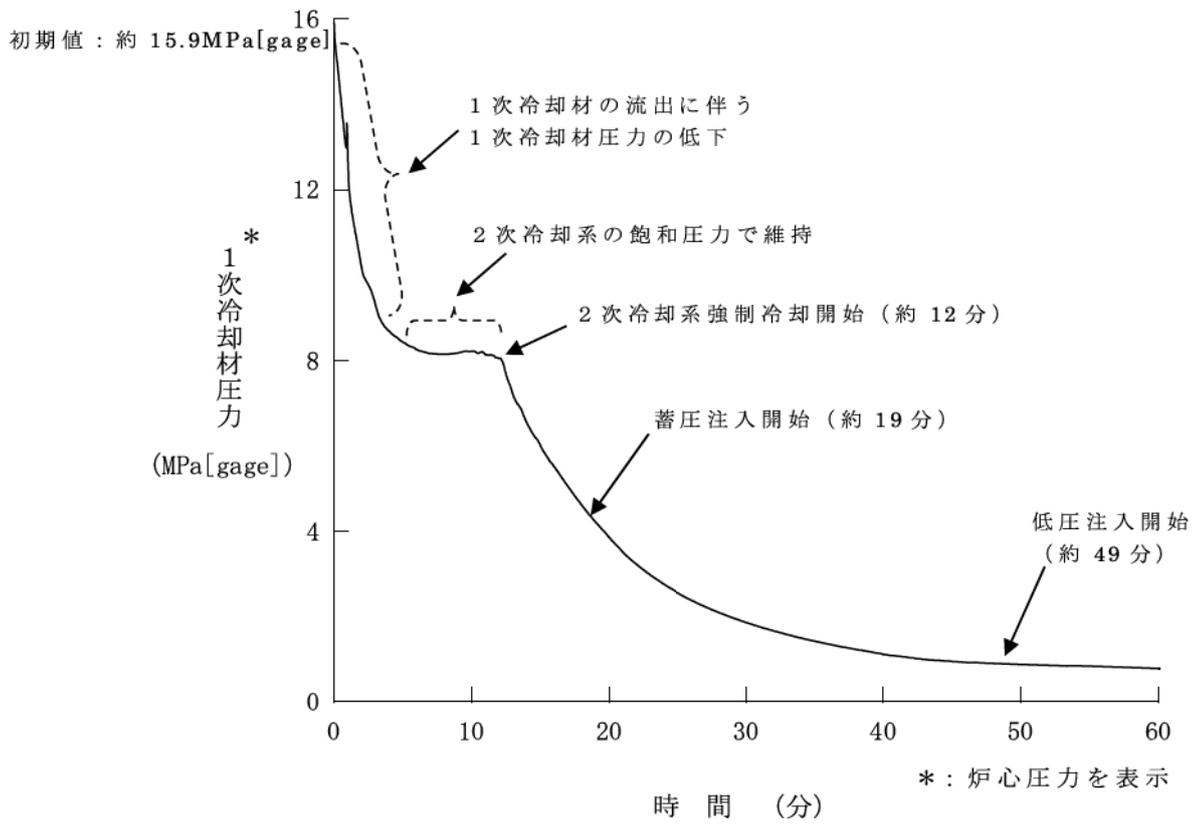
第 7.1.6.26 図 2次冷却系圧力の推移 (4インチ破断)



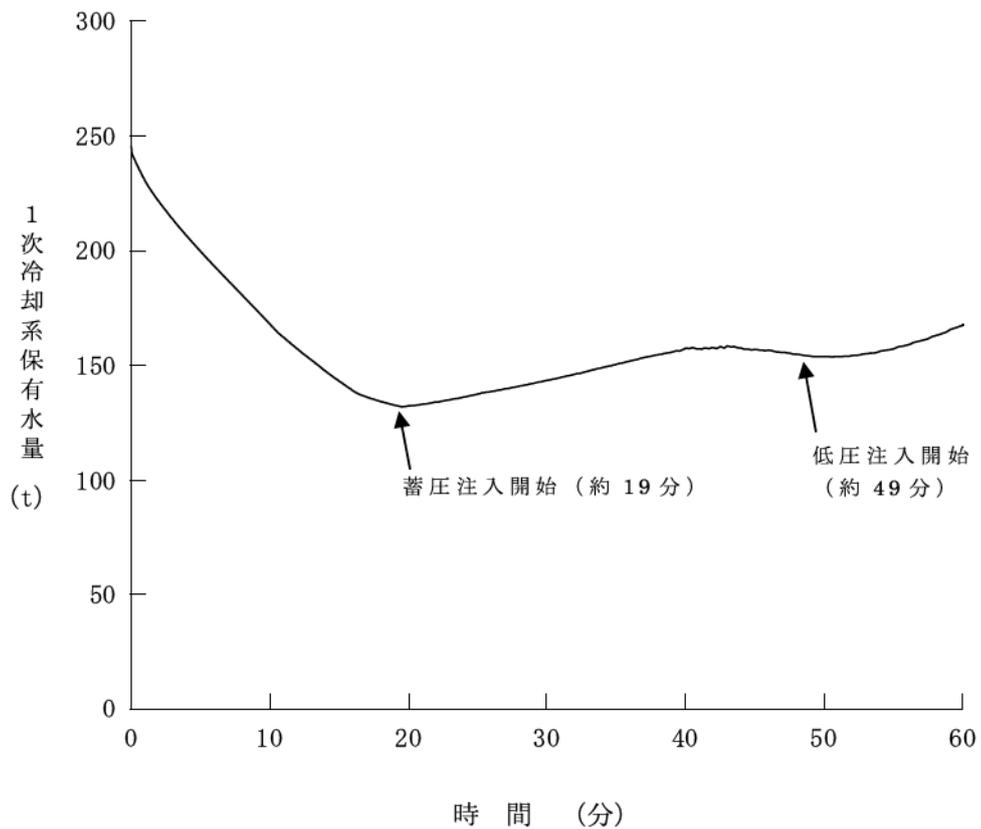
第 7.1.6.27 図 補助給水流量の推移 (4インチ破断)



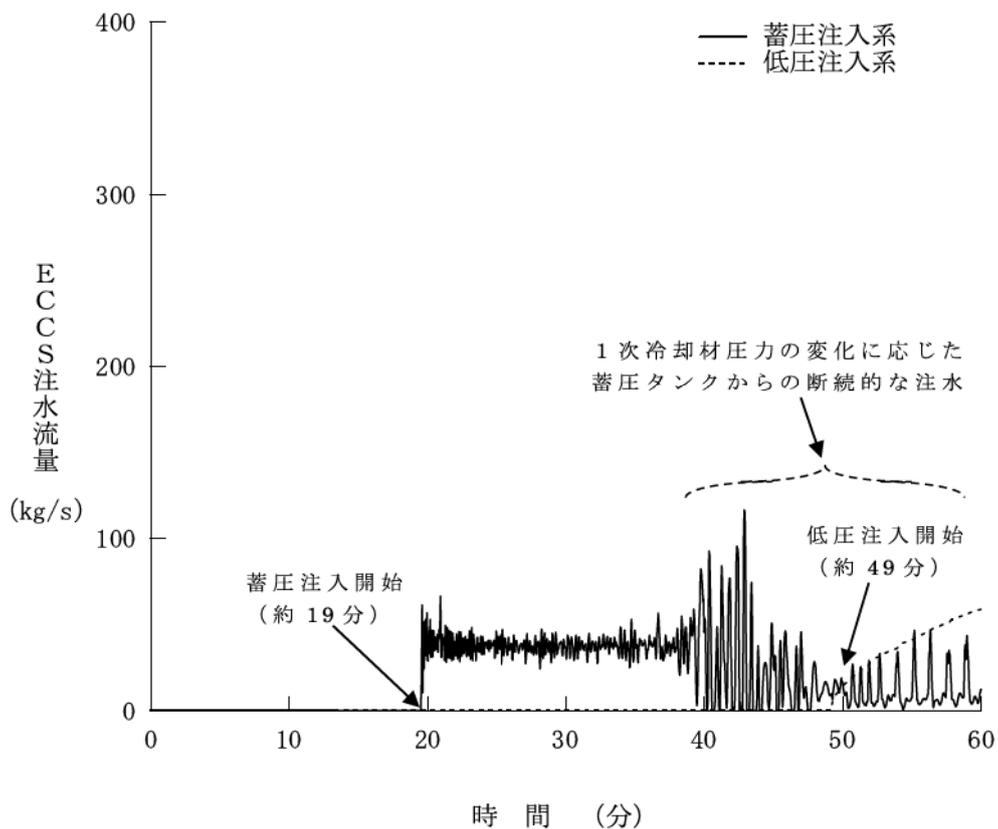
第 7.1.6.28 図 主蒸気流量の推移 (4 インチ破断)



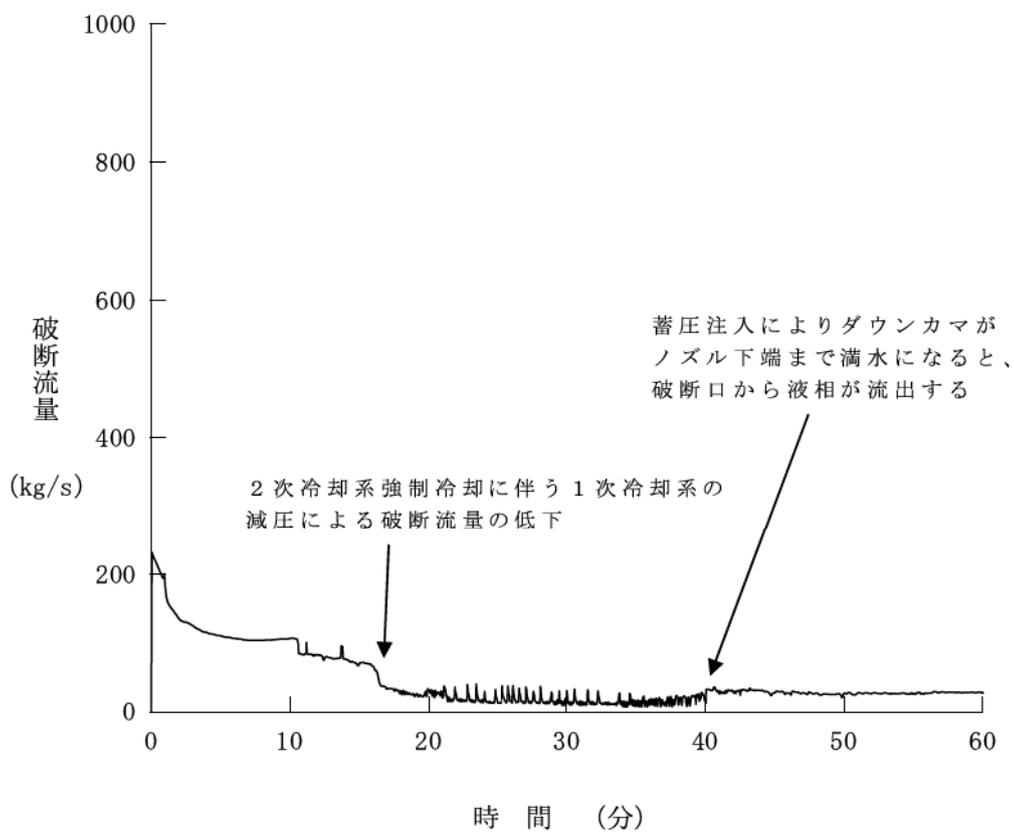
第 7.1.6.29 図 1 次冷却材圧力の推移 (2 インチ破断)



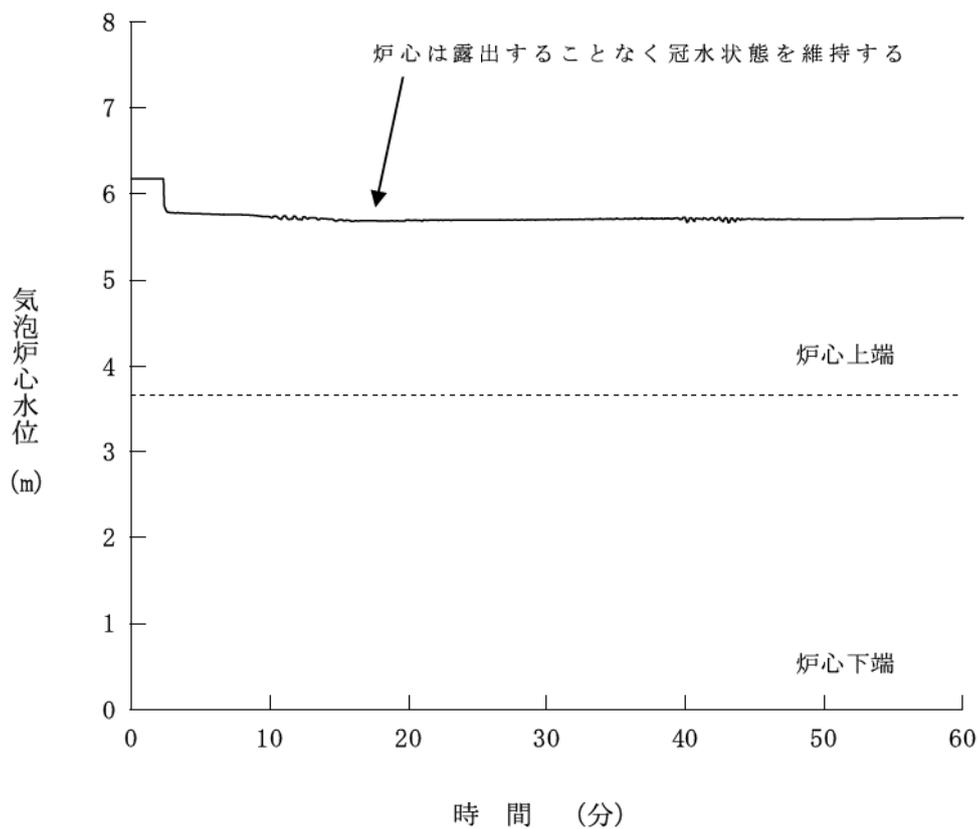
第 7.1.6.30 図 1 次冷却系保有水量の推移 (2 インチ破断)



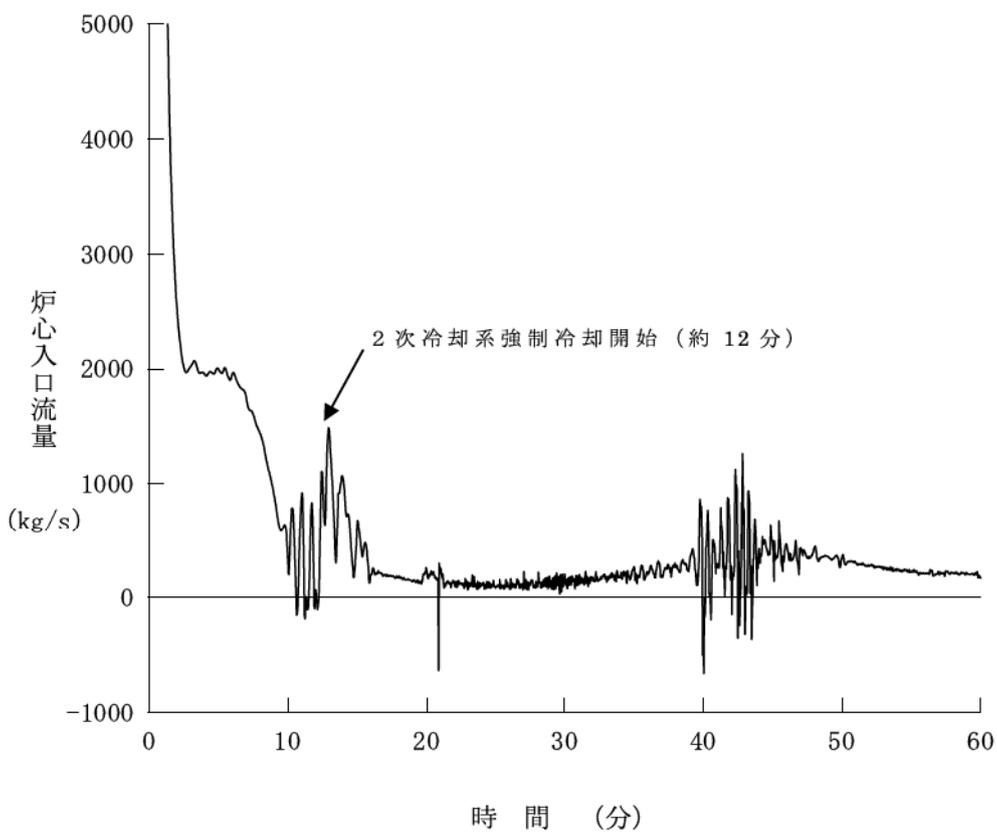
第 7.1.6.31 図 ECCS注水流量の推移 (2 インチ破断)



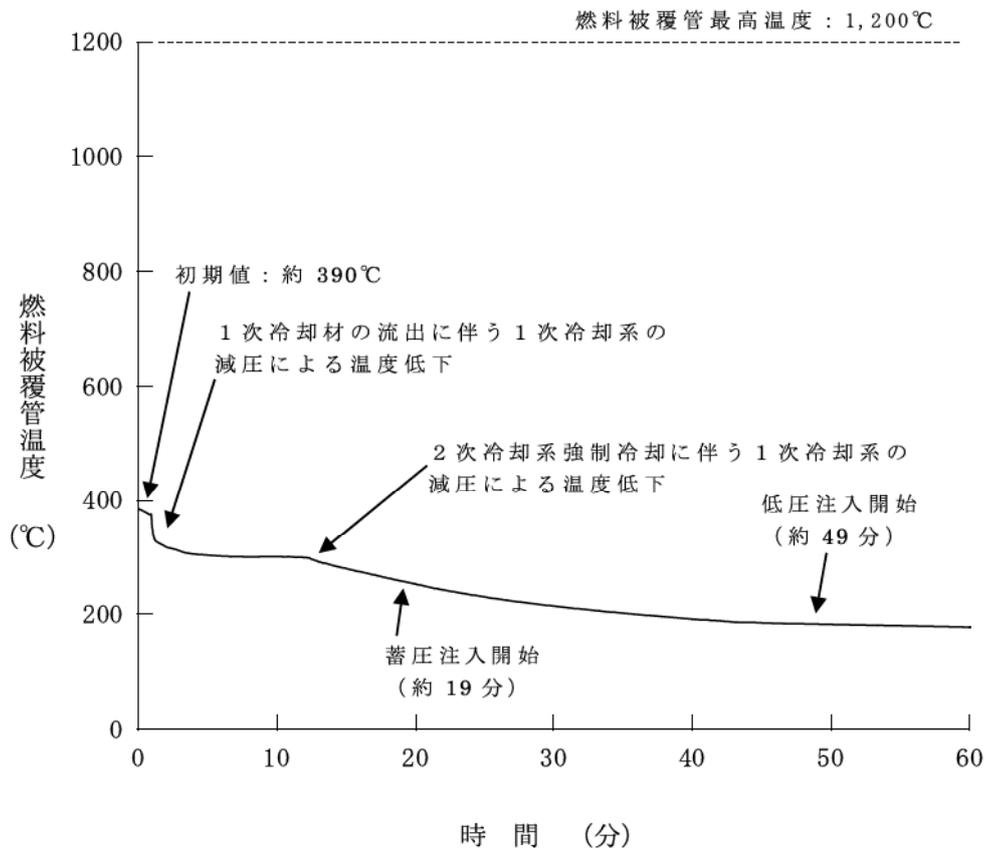
第 7.1.6.32 図 破断流量の推移 (2 インチ破断)



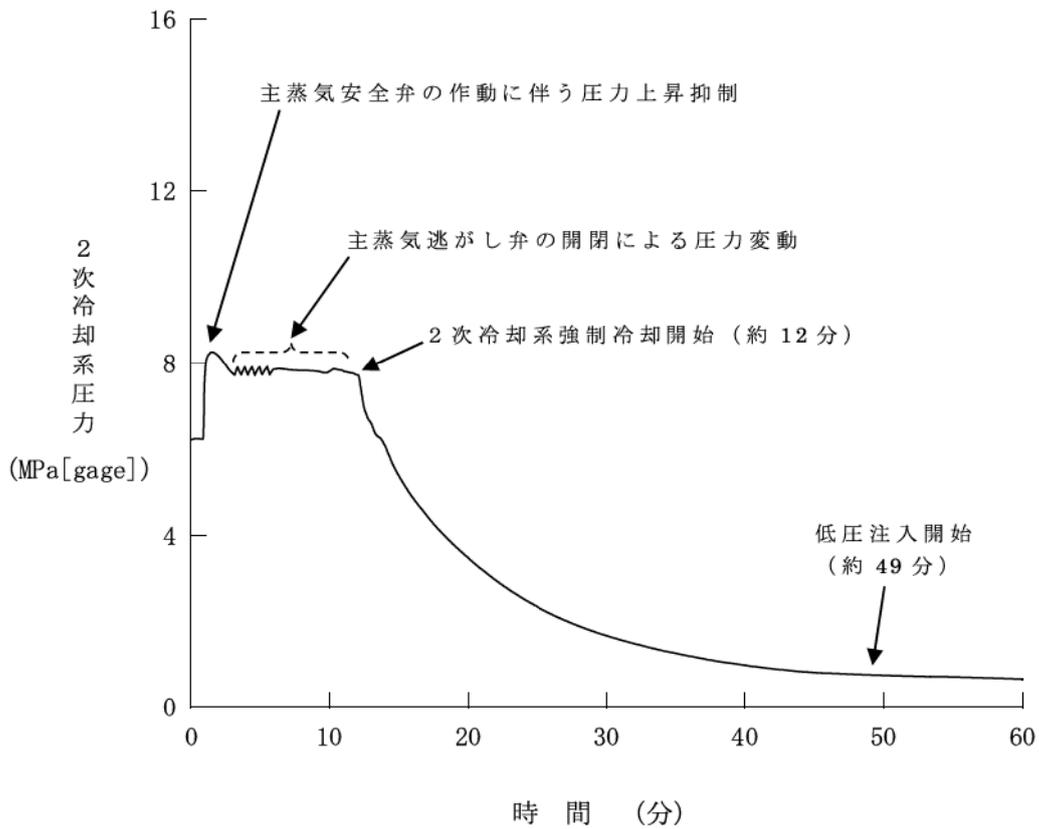
第 7.1.6.33 図 気泡炉心水位の推移 (2 インチ破断)



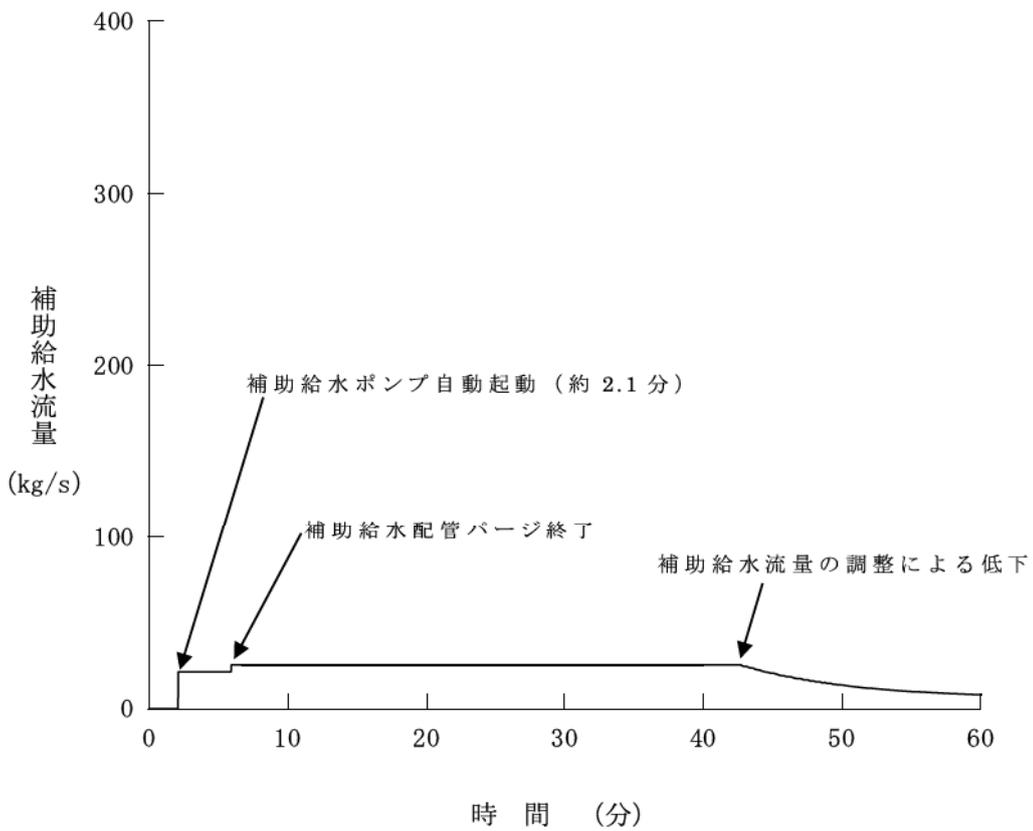
第 7.1.6.34 図 炉心入口流量の推移 (2 インチ破断)



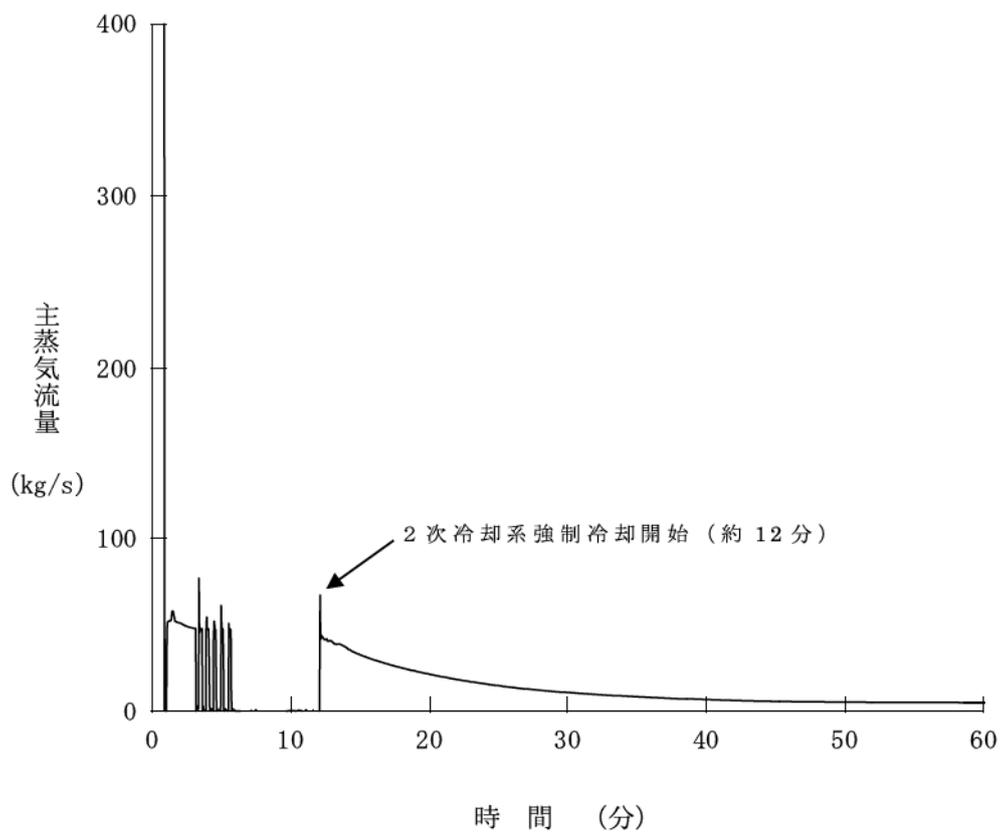
第 7.1.6.35 図 燃料被覆管温度の推移 (2 インチ破断)



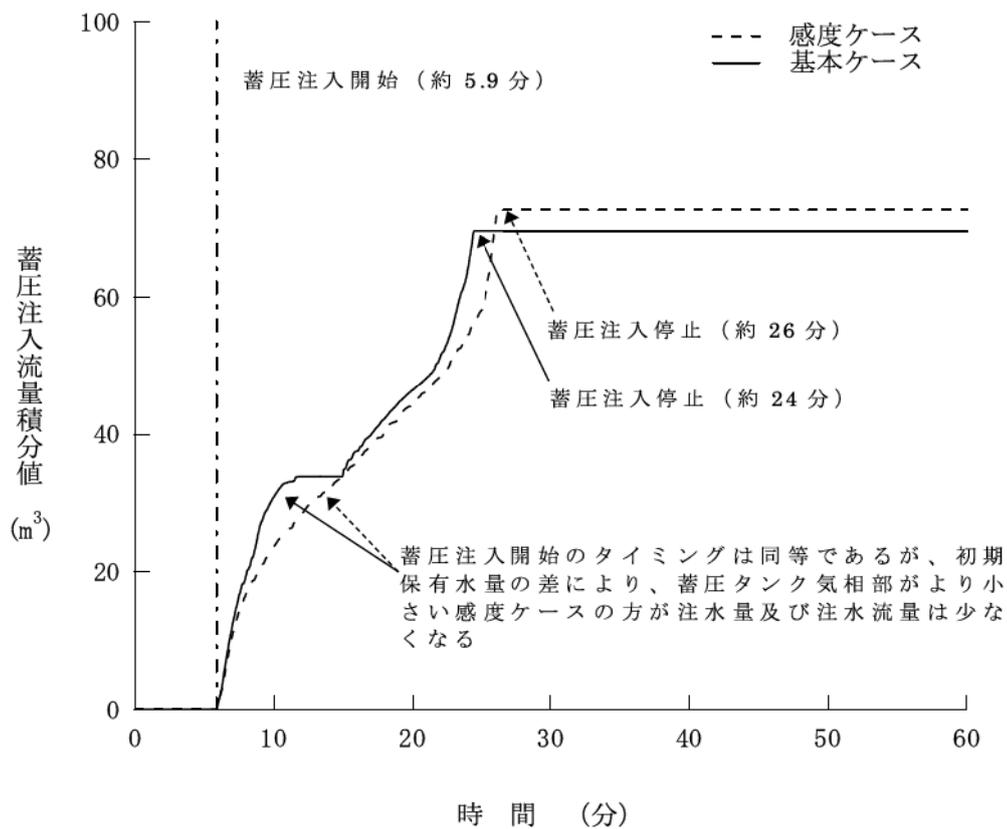
第 7.1.6.36 図 2 次冷却系圧力の推移 (2 インチ破断)



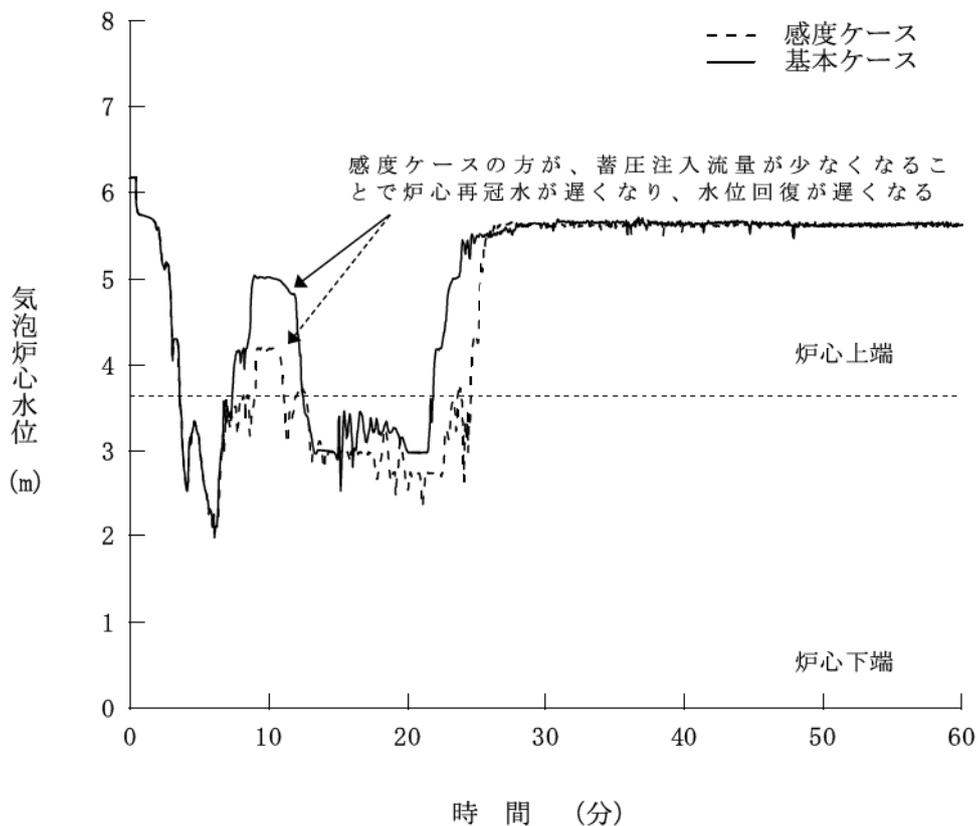
第 7.1.6.37 図 補助給水流量の推移 (2 インチ破断)



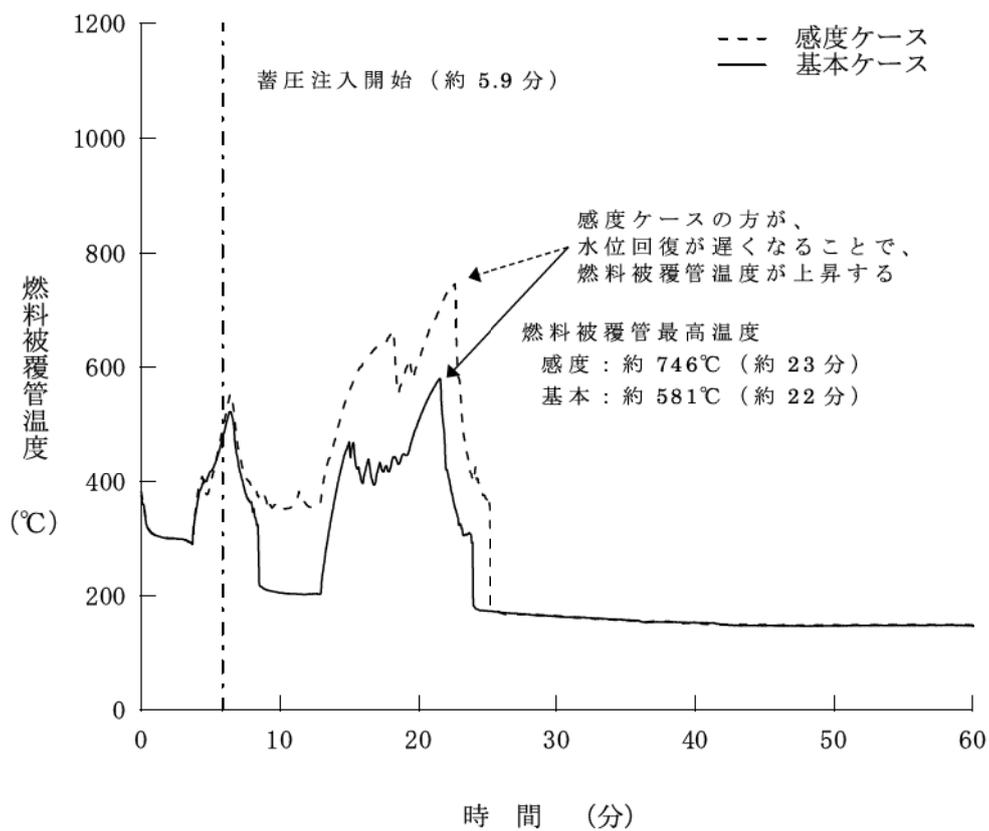
第 7.1.6.38 図 主蒸気流量の推移 (2 インチ破断)



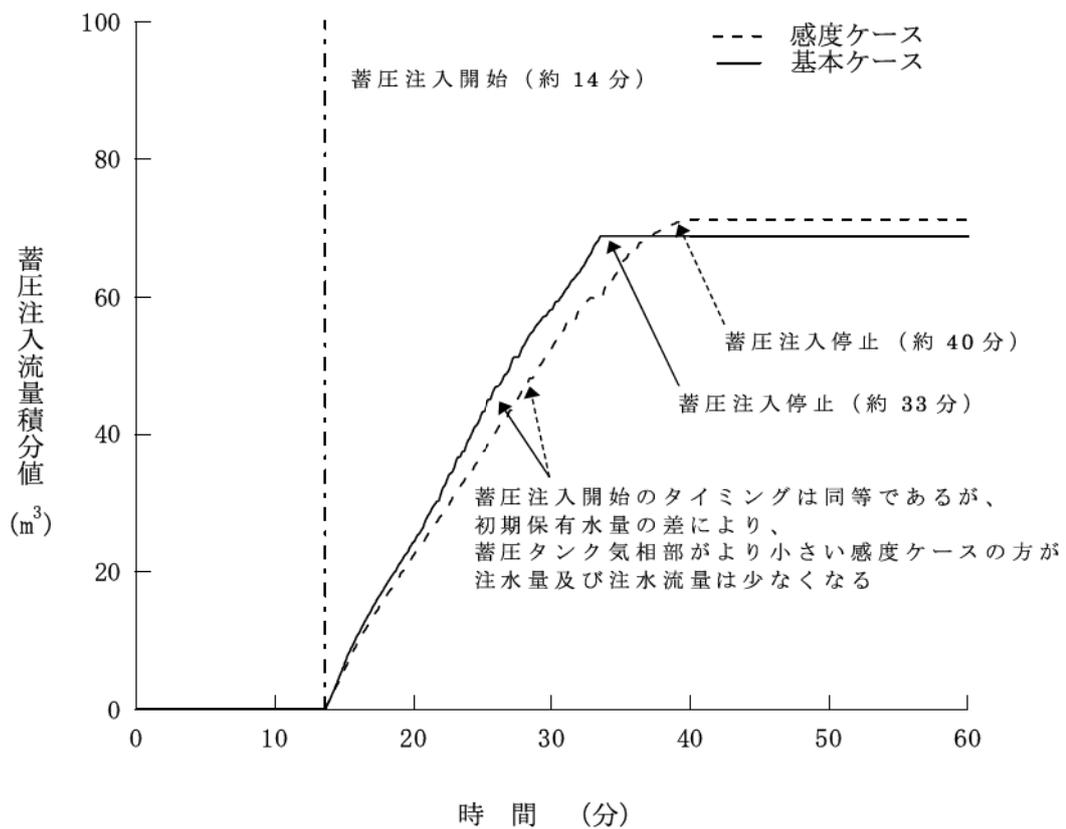
第 7.1.6.39 図 蓄圧注入流量積分値の推移 (6 インチ破断)  
(蓄圧タンク初期保有水量の影響確認)



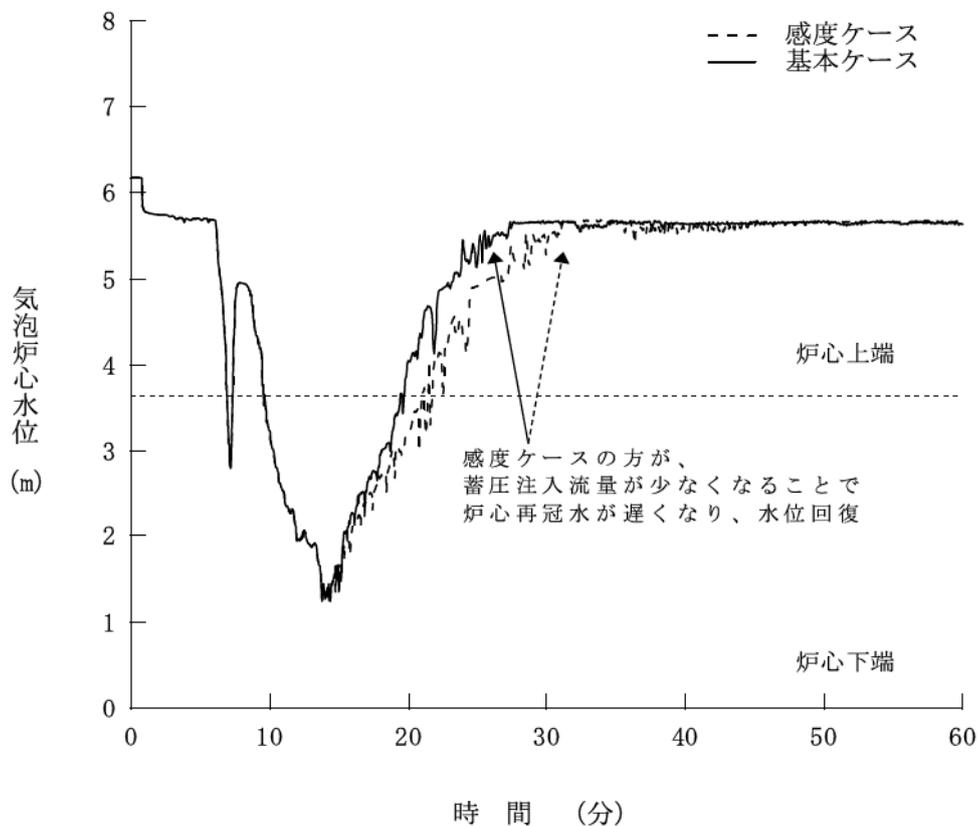
第 7.1.6.40 図 気泡炉心水位の推移 (6 インチ破断)  
(蓄圧タンク初期保有水量の影響確認)



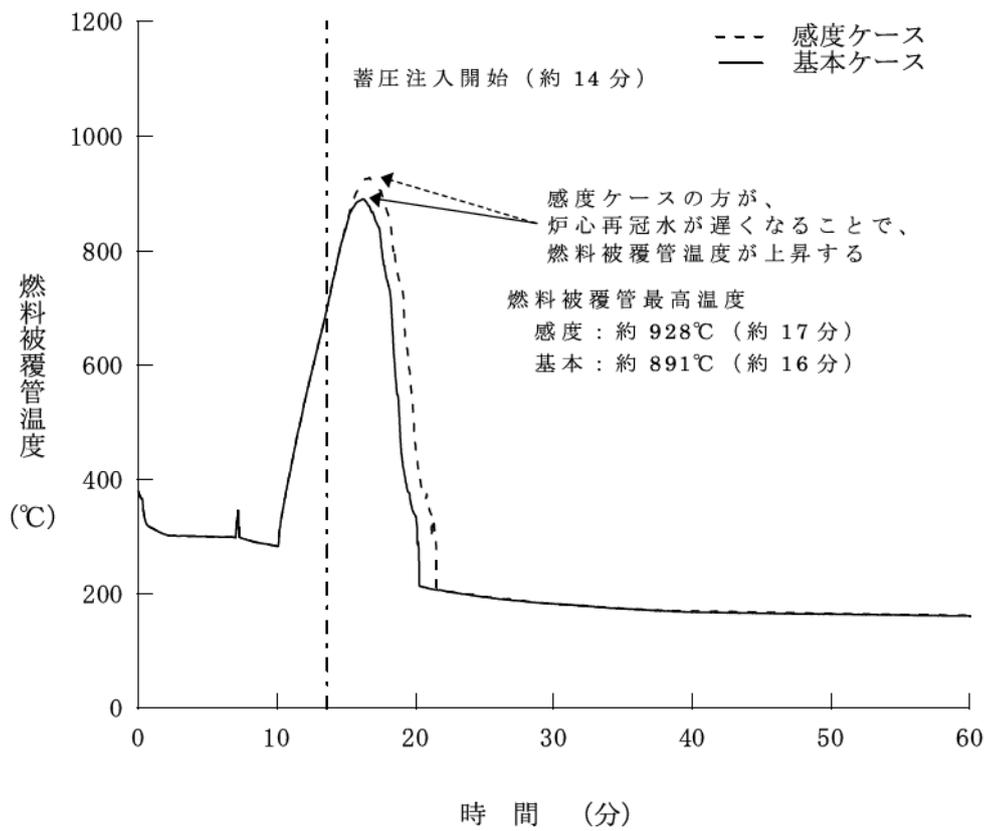
第 7.1.6.41 図 燃料被覆管温度の推移 (6 インチ破断)  
(蓄圧タンク初期保有水量の影響確認)



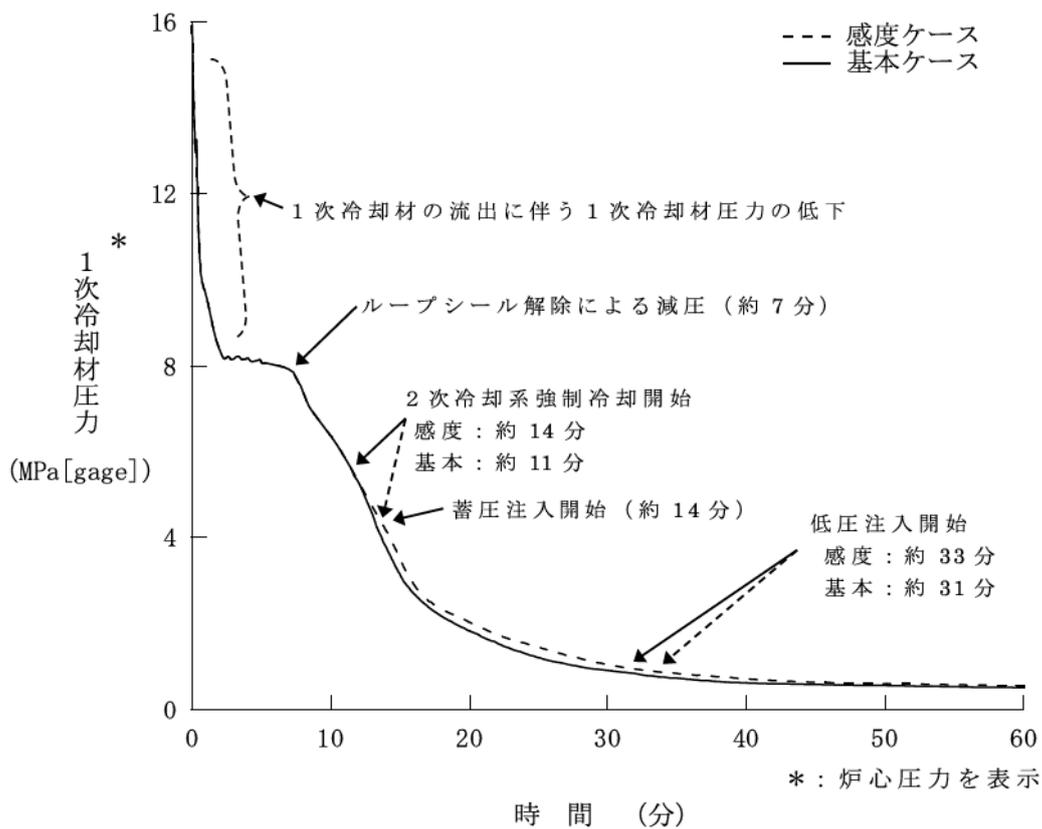
第 7.1.6.42 図 蓄圧注入流量積分値の推移 (4 インチ破断)  
(蓄圧タンク初期保有水量の影響確認)



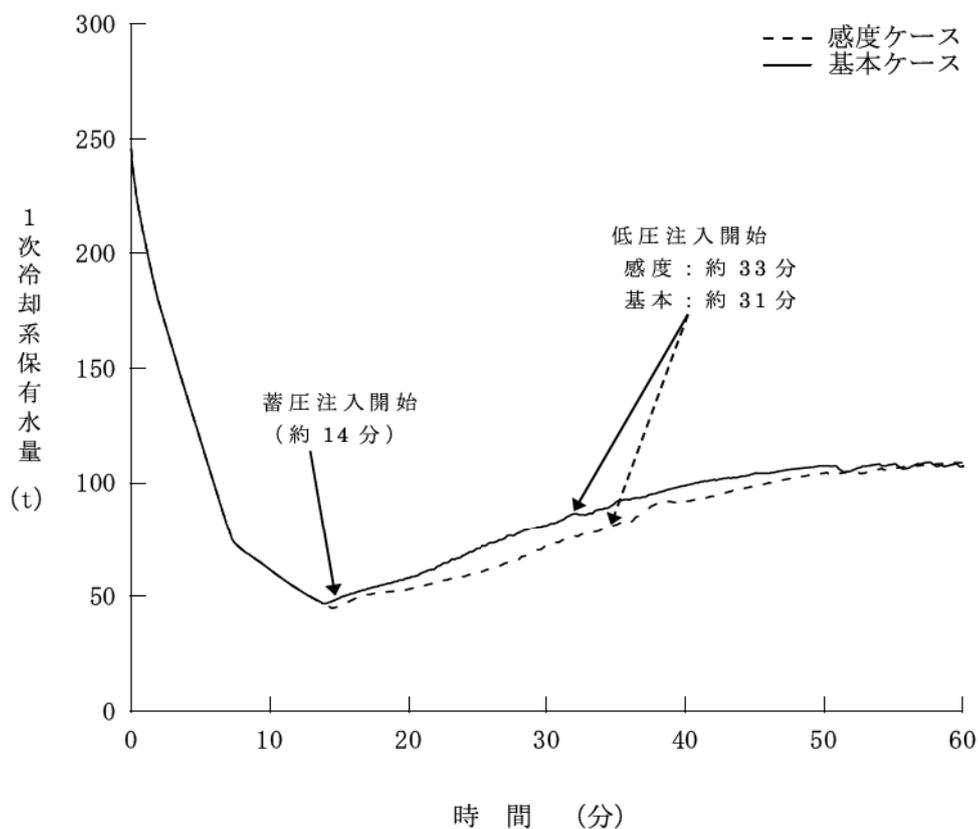
第 7.1.6.43 図 気泡炉心水位の推移 (4 インチ破断)  
(蓄圧タンク初期保有水量の影響確認)



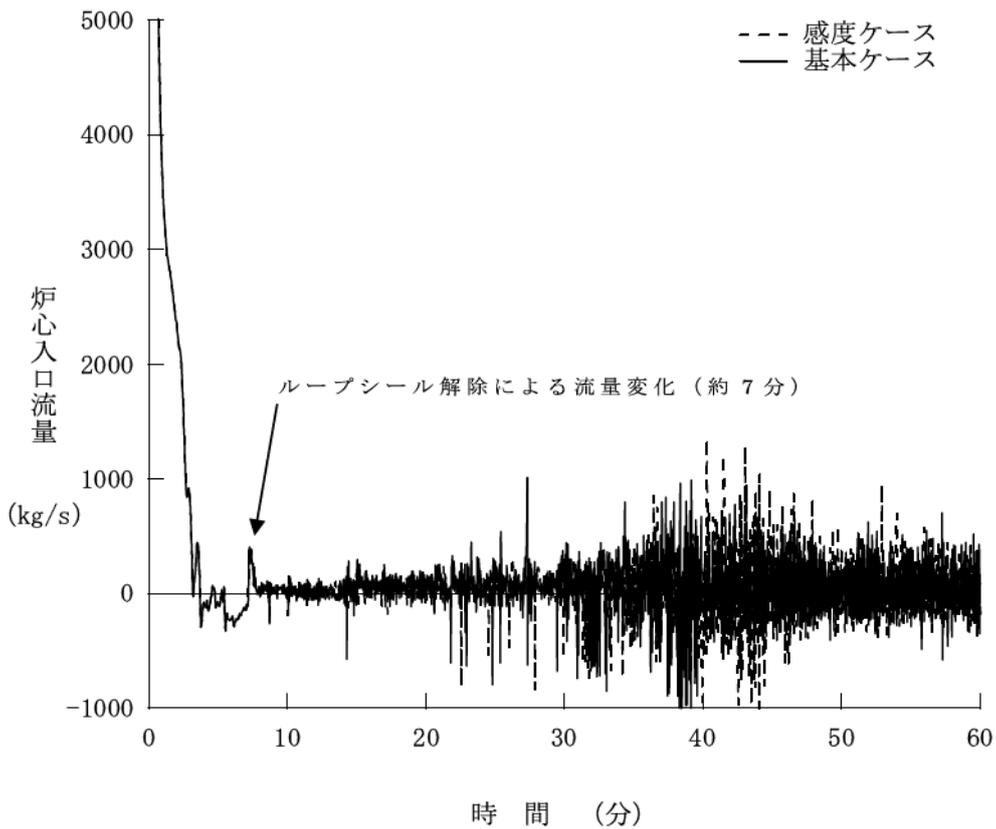
第 7.1.6.44 図 燃料被覆管温度の推移 (4 インチ破断)  
(蓄圧タンク初期保有水量の影響確認)



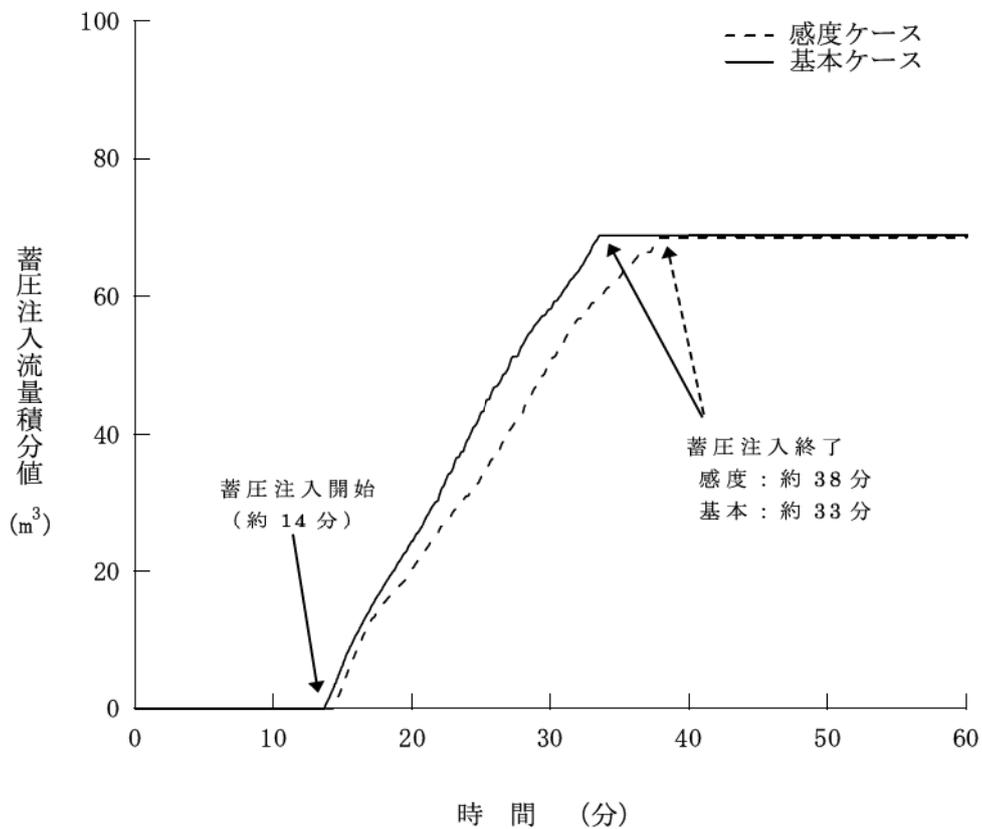
第 7.1.6.45 図 1次冷却材圧力の推移 (4インチ破断)  
(2次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認)



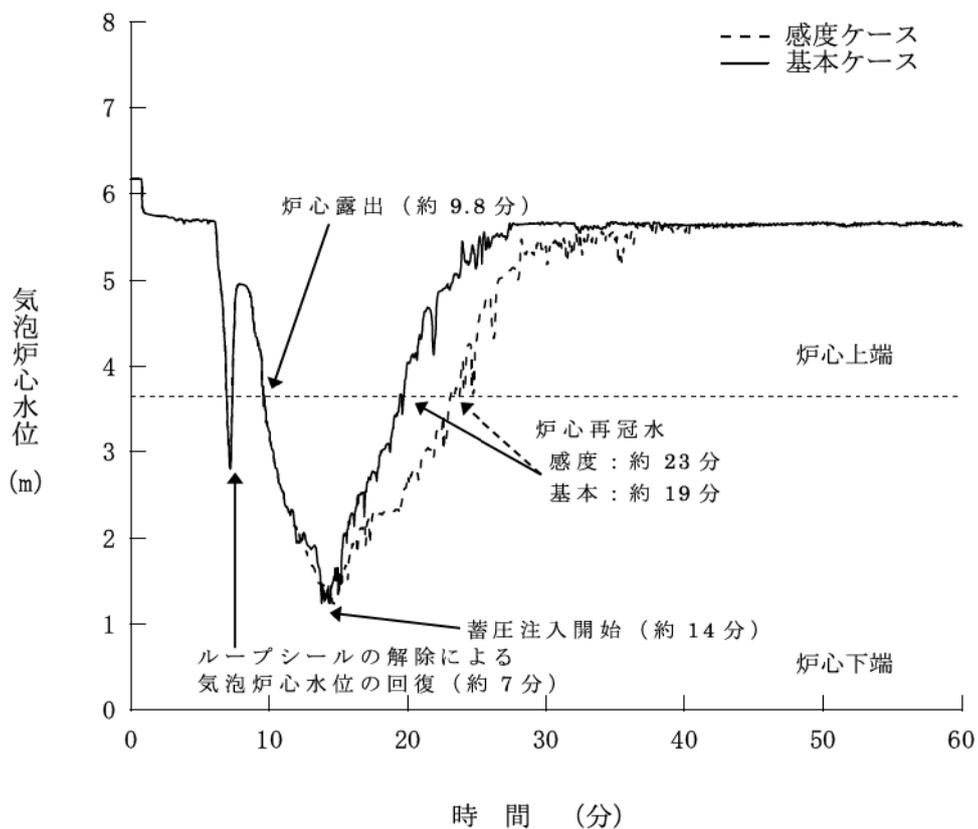
第 7.1.6.46 図 1次冷却系保有水量の推移 (4インチ破断)  
(2次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認)



第 7.1.6.47 図 炉心入口流量の推移 (4 インチ破断)  
(2 次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認)

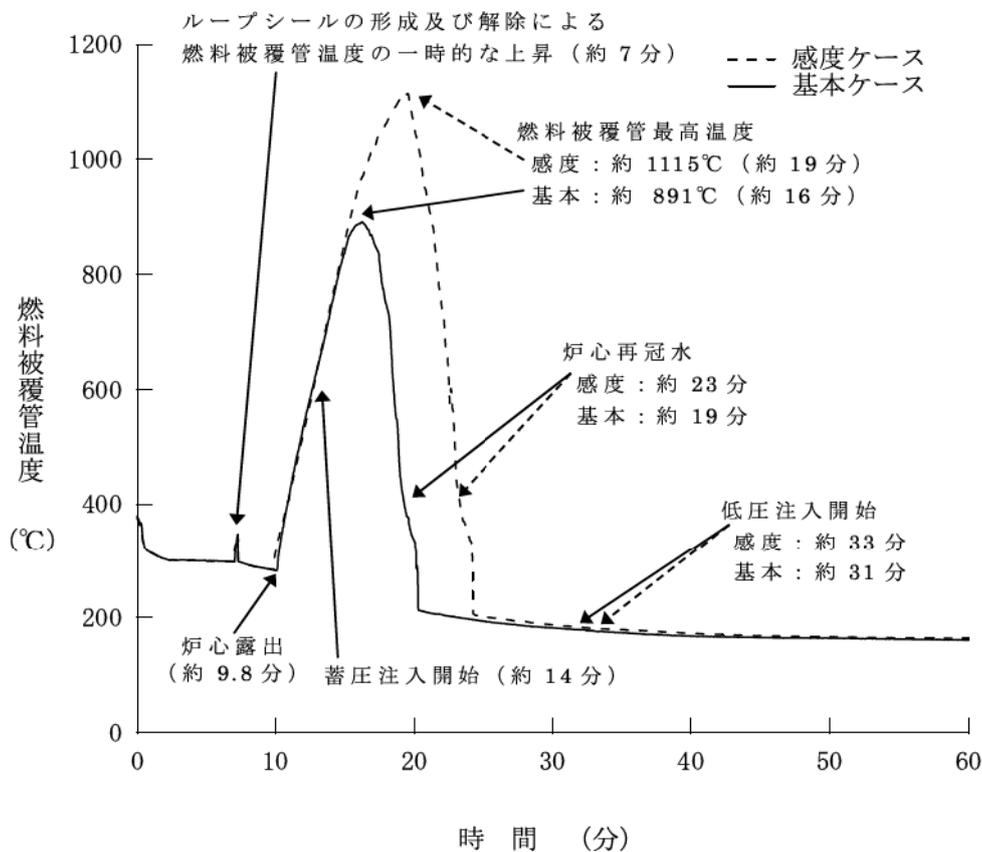


第 7.1.6.48 図 蓄圧注入流量積分値の推移 (4 インチ破断)  
(2 次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認)



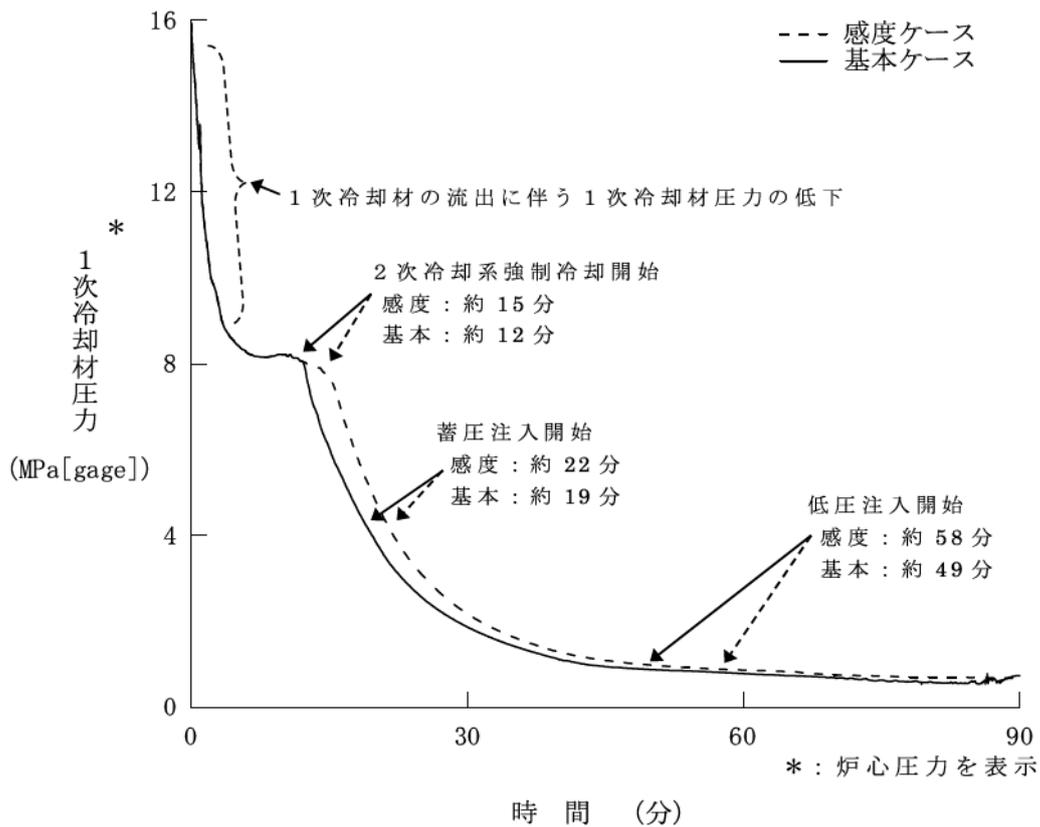
第 7.1.6.49 図 気泡炉心水位の推移 (4 インチ破断)

(2 次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認)

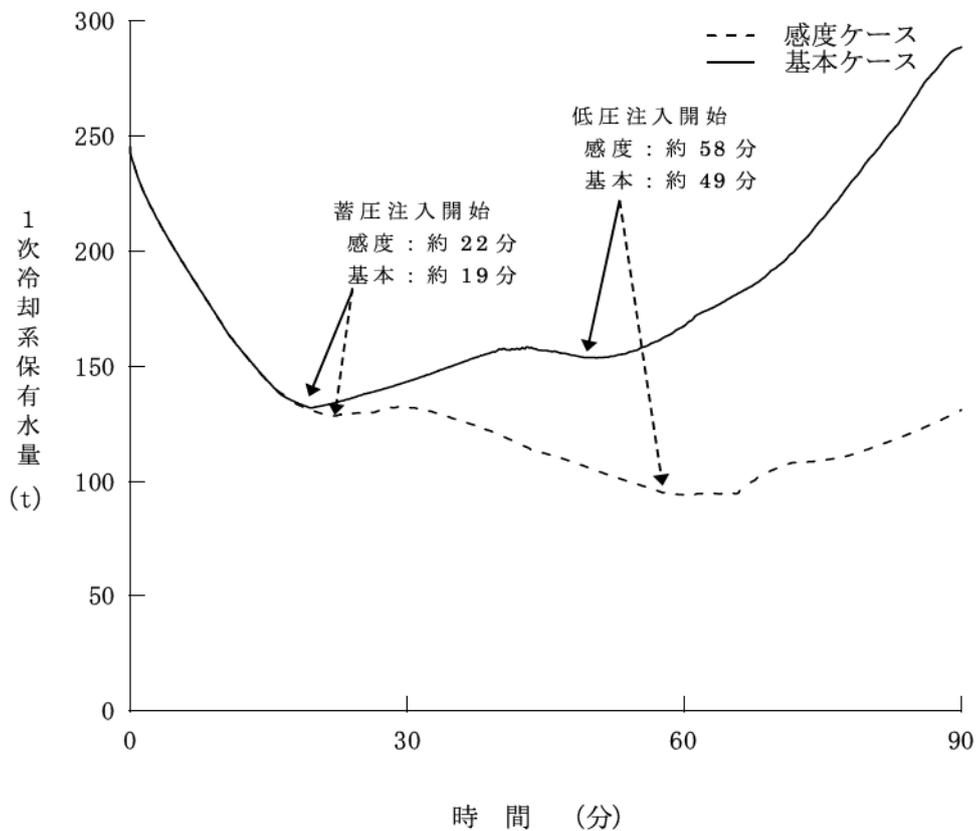


第 7.1.6.50 図 燃料被覆管温度の推移 (4 インチ破断)

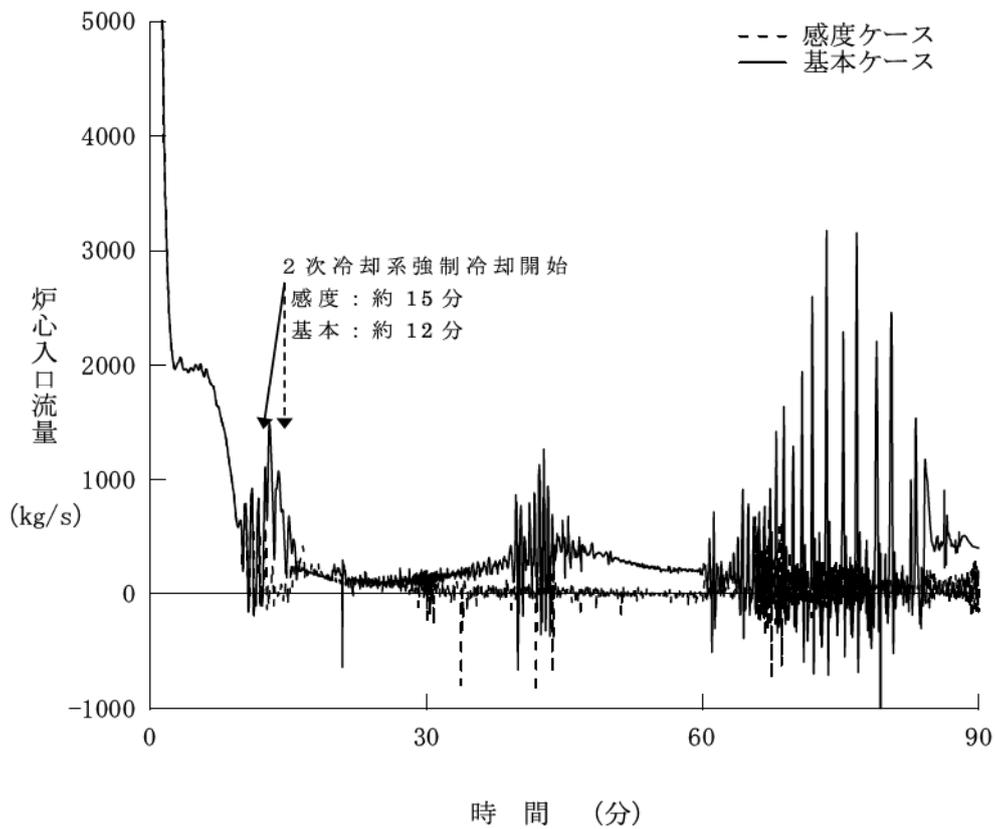
(2 次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認)



第 7.1.6.51 図 1次冷却材圧力の推移 (2インチ破断)  
(2次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認)

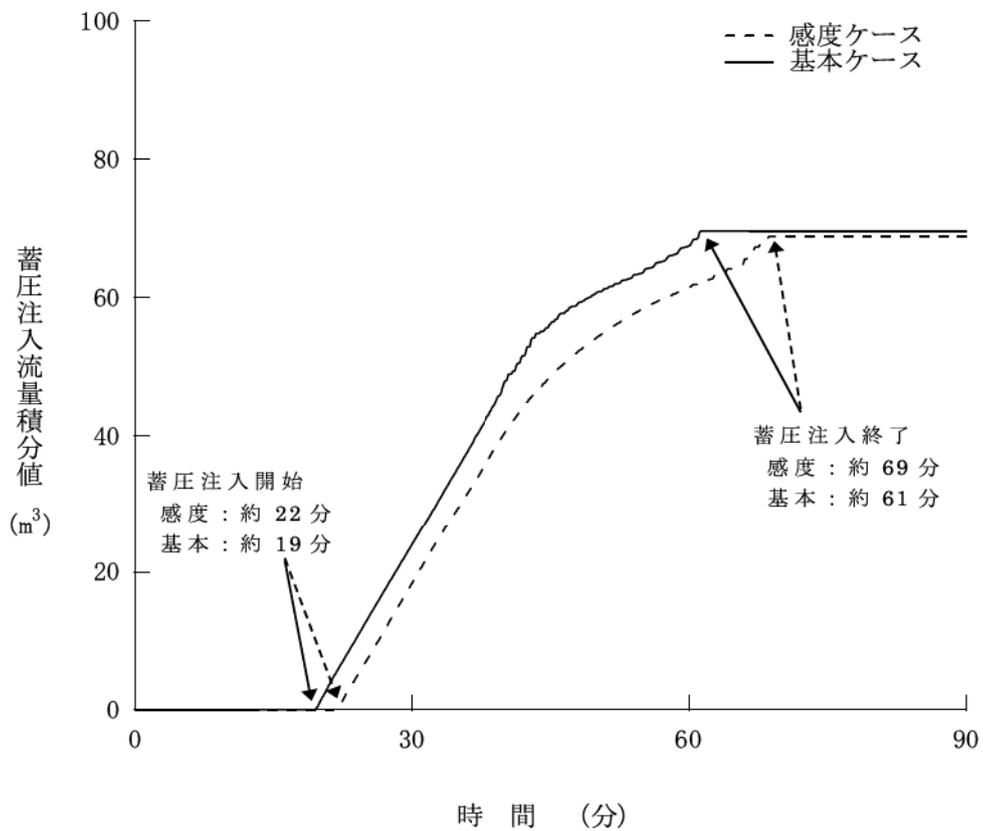


第 7.1.6.52 図 1次冷却系保有水量の推移 (2インチ破断)  
(2次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認)



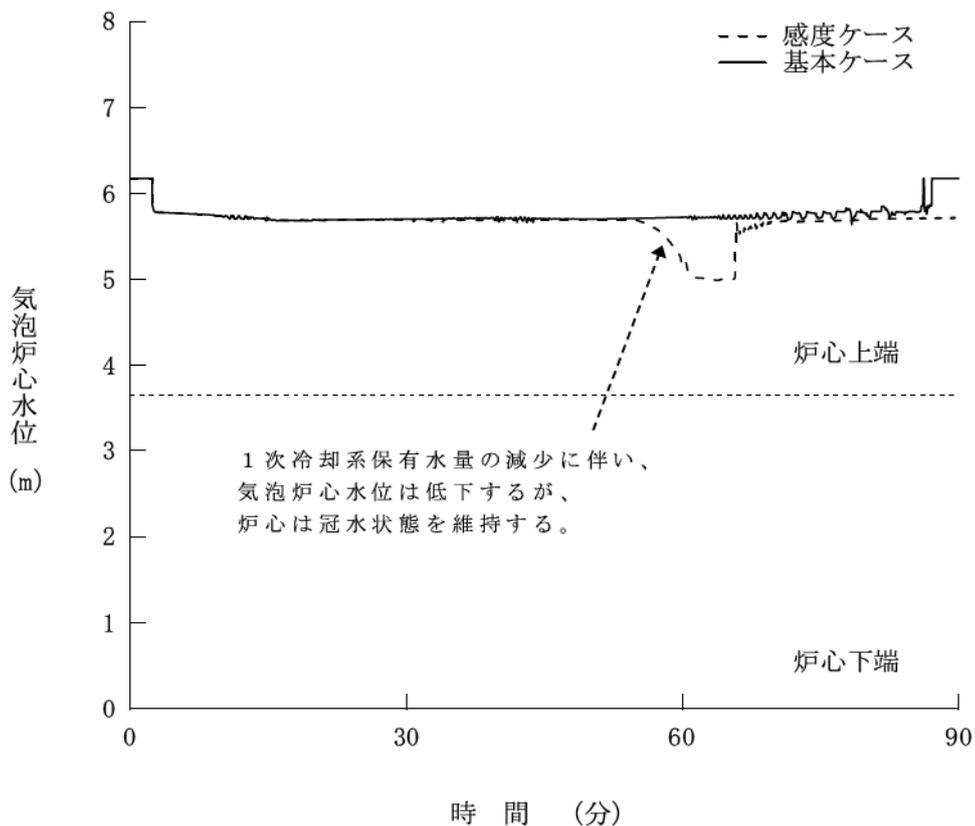
第 7.1.6.53 図 炉心入口流量の推移 (2 インチ破断)

(2 次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認)

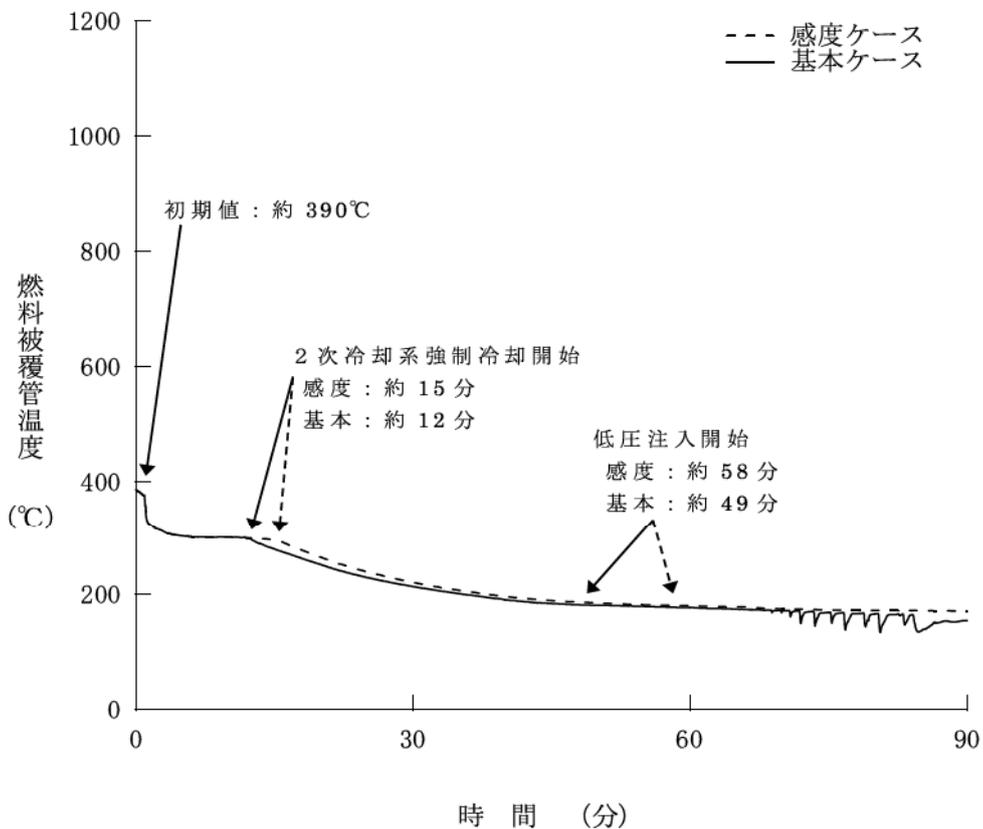


第 7.1.6.54 図 蓄圧注入流量積分値の推移 (2 インチ破断)

(2 次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認)



第 7.1.6.55 図 気泡炉心水位の推移 (2 インチ破断)  
 (2 次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認)



第 7.1.6.56 図 燃料被覆管温度の推移 (2 インチ破断)  
 (2 次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認)

## 7.1.7 E C C S再循環機能喪失

### 7.1.7.1 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「E C C S再循環機能喪失」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、「大破断L O C A時に高圧再循環機能及び低圧再循環機能が喪失する事故」、「中破断L O C A時に高圧再循環機能が喪失する事故」及び「小破断L O C A時に高圧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「E C C S再循環機能喪失」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し、燃料取替用水ピットを水源とした非常用炉心冷却設備による炉心への注水後に、格納容器再循環サンプを水源とする非常用炉心冷却設備の再循環機能（E C C S再循環機能）が喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、1次冷却材の保有水量が低下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、継続して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再循環機能喪失」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、格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ再循環を整備する。対策の概略系統図を第7.1.7.1図に、対応手順の概要を第7.1.7.2図及び第7.1.7.3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7.1.7.1表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「7.1.7.2(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号炉及び4号炉同時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18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及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員10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6名である。この必要な要員と作業項目について第7.1.7.4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、18名で対処可能である。

a. プラントトリップの確認

事故の発生に伴い、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

「安全注入作動」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、高圧注入流量等である。

c. 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、1次冷却材圧力である。

d. 格納容器スプレイ作動状況の確認

「CVスプレイ作動」警報により格納容器スプレイ信号が発信し、格納容器スプレイが作動していることを確認する。

格納容器スプレイ作動状況の確認に必要な計装設備は、格納容器圧力（広域）等である。

e. 1次冷却材漏えいの判断

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、格納容器サンプル及び格納容器再循環サンプル水位の上昇、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. 再循環自動切換

燃料取替用水ピット水位低下により燃料取替用水ピット水位指示が再循環切替水位（3号炉：12.5%、4号炉：16.0%）以下になれば、非常用炉心冷却設備作動信号との一致で再循環自動切換信号が発信し、格納容器再循環サンプルから高圧注入ポンプにより炉心注水する高圧再循環運転及び余熱除去ポンプを経て余熱除去冷却器で冷却した水を炉心注水する低圧再循環運転へ移行する。また、格納容器再循環サンプル水位（広域）が56%以上であることを確認する。

再循環自動切換に必要な計装設備は、燃料取替用水ピット水位等である。

g. 再循環自動切換失敗の判断

再循環弁等の動作不調により再循環自動切換失敗と判断する。

再循環自動切換失敗の判断に必要な計装設備は、高圧再循環運転は高圧注入流量等であり、低圧再循環運転は余熱除去流量等である。

h. 再循環自動切換失敗時の対応

再循環自動切換失敗時の対応操作として、再循環機能回復操作、代替再循環運転の準備、蒸気発生器2次側による炉心冷却及び燃料取替用水ピットの補給操作を行う。

再循環自動切換失敗時の対応に必要な計装設備は、格納容器再

循環サンプ水位（広域）等である。

i. 代替再循環運転による炉心冷却

代替再循環運転の準備が完了すれば、A格納容器スプレイポンプによる代替再循環配管（A格納容器スプレイポンプ出口～A余熱除去ポンプ出口連絡ライン）を使用した代替再循環運転による炉心冷却を開始する。

代替再循環運転による炉心冷却に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。

長期対策として、代替再循環運転による炉心冷却を継続的に行う。

j. 原子炉格納容器の健全性維持

長期対策として、B格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ再循環運転により、原子炉格納容器の健全性維持を継続的に行う。

原子炉格納容器の健全性維持に必要な計装設備は、格納容器圧力（広域）等である。

#### 7.1.7.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

##### (1) 有効性評価の方法

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、破断による1次冷却材の流出量が多くなるとともに、再循環切替までの時間が短いことで、再循環切替が失敗する時点での炉心崩壊熱が大きく、炉心冷却時に要求される設備容量及び運転員等操作の観点で厳しくなる「大破断LOCA時に高圧再循環機能及び低圧再循環機能が喪失する事故」である。

本事故シーケンスグループにおける中破断LOCA又は小破断LOCAを起因とする事故の炉心損傷防止対策として、2次冷却系強制冷却により1次冷却系を減圧させた後、低圧再循環により長期の炉心冷却を確保する手段があるが、この対策の有効性については、「7.1.6 ECCS注水機能喪失」において確認している。さらに、そ

の手段に失敗した場合においても、格納容器スプレイポンプによる代替再循環に期待できる。したがって、「大破断LOCA時に高圧再循環機能及び低圧再循環機能が喪失する事故」の対策を評価することで、中破断LOCA又は小破断LOCAを起因とする事故を包絡することができる。

本重要事故シーケンスでは、事象初期のブローダウン期間及びリフィル／再冠水期間を除いた炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、並びに1次冷却系における気液分離・対向流及びECCS強制注入が重要現象となる。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MAAP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。

なお、MAAPについては、事象初期の炉心水位、燃料被覆管温度、原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度の適用性が低いことから、1次冷却系を多数のノードに区分し、質量、運動量及びエネルギー保存則を解くことで、事象初期のブローダウン期間及びリフィル／再冠水期間をより詳細に評価しており、事象初期においては有効性評価よりも厳しい単一故障を想定した条件で評価を実施している「3.2.1 原子炉冷却材喪失」及び事象初期においては有効性評価と同様の事象進展となる「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における評価結果を参照する。

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。

また、MAAPの炉心水位の予測の不確かさに関し、「7.1.7.3(3) 感度解析」において、MAAPとプラント過渡解析コードM-R E L A P 5との比較による評価を実施する。

## (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 7.1.7.2 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

起因事象として、大破断 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、1 次冷却材管（約 0.70m（27.5 インチ））の完全両端破断が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

E C C S 再循環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、E C C S 再循環切替失敗の時期が早くなる。このため、E C C S 再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、格納容器スプレイポンプによる代替再循環への切替操作時間の観点で厳しくなる。

(d) 再循環切替

再循環切替は、燃料取替用水ピット水位低（3 号炉：12.5%、4 号炉：16.0%）到達時とする。また、同時に E C C S 再循環切替に失敗するものとする。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 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「原子炉圧力低」信号により発信するものとする。また、12.04MPa[gage]を作動限界値とし、応答時間は 0 秒とする。

(b) 原子炉格納容器スプレイ作動信号

原子炉格納容器スプレイ作動信号は「原子炉格納容器圧力異常高」信号により発信するものとする。また、0.205MPa[gage]を

作動限界値とし、応答時間は 0 秒とする。

(c) 高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプ

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、最大注入特性（高圧注入特性（ $0\text{m}^3/\text{h}$ ～約  $360\text{m}^3/\text{h}$ 、 $0\text{MPa}[\text{gage}]$ ～約  $15.8\text{MPa}[\text{gage}]$ ）、低圧注入特性（ $0\text{m}^3/\text{h}$ ～約  $2,500\text{m}^3/\text{h}$ 、 $0\text{MPa}[\text{gage}]$ ～約  $1.5\text{MPa}[\text{gage}]$ ）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、燃料取替用水ピットの水位低下が早くなる。このため、ECCS再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、格納容器スプレイポンプによる代替再循環への切替操作時間の観点で厳しくなる。

(d) 格納容器スプレイポンプ

格納容器スプレイポンプは 2 台動作し、設計値に余裕を考慮した最大流量で原子炉格納容器内に注水するものとする。また、代替再循環時には 1 台動作し、設計値に余裕を考慮した最大流量で原子炉格納容器内に注水するものとする。

最大流量とすることにより、燃料取替用水ピットの水位低下が早くなる。このため、ECCS再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、格納容器スプレイポンプによる代替再循環への切替操作時間の観点で厳しくなる。

(e) 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 台が自動起動し、非常用炉心冷却設備作動限界値到達の 60 秒後に 4 基の蒸気発生器に合計  $370\text{m}^3/\text{h}$  の流量で注水するものとする。

(f) 蓄圧タンク

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、炉心への注水を遅くするために最低保持圧力とする。また、初期保有水量については、炉心への注水量を少なくするために最低保有水量とする。

蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力） 4.04MPa[gage]

蓄圧タンクの保有水量（最低保有水量） 26.9m<sup>3</sup>

(1 基当たり)

(g) 代替再循環

格納容器スプレイポンプ 1 台動作による代替再循環時の炉心への注水流量は、E C C S 再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱に相当する蒸散量を上回る流量として、200m<sup>3</sup>/h を設定する。

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」示す分類にしたがって以下のとおり設定する。

(a) 格納容器スプレイポンプによる代替再循環は、現場での電源投入や中央制御室での代替再循環開始操作等に余裕を考慮して、E C C S 再循環切替失敗から 30 分後に開始するものとする。なお、運用上は「7.1.7.3(3) 感度解析」に示すとおり、M A A P の炉心水位の予測の不確かさを考慮し、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を実際に見込まれる操作時間である E C C S 再循環切替失敗から 15 分後（訓練実績：11 分）までに開始する。

(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 7.1.7.3 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 7.1.7.5 図から第 7.1.7.12 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 7.1.7.13 図から第 7.1.7.16 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動作する。このため、炉心は一時的に露出するが、炉心注水が開始されることにより再び冠水状態となる。

燃料取替用水ピット水位が低下し、事象発生の約 17 分後に格納容器再循環サンプル側への水源切替えを行うが、E C C S 再循環へ

の切替えに失敗することで原子炉容器内水位は低下する。しかし、ECCS再循環切替失敗の30分後に、格納容器スプレイポンプを用いた代替再循環による炉心への注水を実施することで炉心水位は回復する。

#### b. 評価項目等

燃料被覆管温度は破断直後の炉心露出により一時的に上昇するが、第7.1.7.12図に示すとおり、非常用炉心冷却設備による炉心注水により低下する。非常用炉心冷却設備の性能は、「3.2.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管のスプリット破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも燃料被覆管の最高温度は約984℃であり、燃料被覆管の酸化量は約0.4%である。このため、本事象においても燃料被覆管最高温度1,200℃、燃料被覆管の酸化量15%以下である。

1次冷却材圧力は第7.1.7.5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16.3MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回る。

原子炉格納容器圧力及び温度は、第7.1.7.15図及び第7.1.7.16図に示すとおり、事象発生直後からの格納容器スプレイにより抑制できる。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0.308MPa[gage]及び約132℃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(0.39MPa[gage])及び最高使用温度(144℃)を下回る。

第7.1.7.14図に示すように、格納容器再循環サンプル水温度は低下傾向を示し、炉心は安定して冷却されており、事象発生の約2.0時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。その後も格納容器スプレイポンプによる代替再循環を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

### 7.1.7.3 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、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スプレイポンプによる代替再循環操作により炉心を冷却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、ECCS再循環切替失敗の30分後を起点とする格納容器スプレイポンプによる代替再循環とする。

#### (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

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデル、並びに1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルの不確かさについては、「7.1.7.3(3) 感度解析」にて評価している。

##### b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデル、並びに1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルの不確かさについては、「7.1.7.3(3) 感度解析」にて評価している。

#### (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7.1.7.2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崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなり、炉心注水流量が多くなることで、再循環切替水位に到達する時間が早くなる。しかし、事象発生後の1次冷却材圧力は原子炉格納容器圧力に支配され、崩壊熱の変動による炉心注水流量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。

破断口径を最確値とした場合、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、破断口からの1次冷却材の流出流量が少なくなり、炉心注水流量が減少する。このため、再循環切替水位に到達する時間が遅くなるため、その後には生じるECCS再循環切替失敗を起点とする格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転の開始が遅くなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

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崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率が低下し、1次冷却系保有水量の低下が抑制される。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。

破断口径を最確値とした場合、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、1次冷却材の流出流量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制される。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。

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

格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転は、第 7.1.7.4 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

格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転は、解析上の開始時間と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り操作時間が早くなる場合、代替再循環開始時の炉心崩壊熱は高くなるため 1 次冷却系保有水の低下が早まるが、代替再循環運転により 1 次冷却系保有水量は回復することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。一方、破断口径等の不確かさにより、破断口からの 1 次冷却材の流出量が少なくなるとともに、燃料取替用水ピットの水位低下が遅くなるため、再循環切替水位への到達が遅くなり、ECCS 再循環切替失敗時点における炉心崩壊熱が小さくなる。このため、1 次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、並びに 1 次冷却系における気液分離・対向流の不確かさについては、「7.1.7.3(3) 感度解析」にて評価しており、評価項目に与える影響は小さい。

(3) 感度解析

MAAP における重要現象の不確かさのうち、炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、並びに 1 次冷却系における気液分離・対向流による炉心水位の予測に関する不確かさを確認するため、M-RELAP5 による感度解析を実施した。

その結果、第 7.1.7.17 図に示すとおり、MAAP は M-RELAP

P5より約15分炉心露出を遅めに予測する傾向を確認した。また、M-RELAP5によりECCS再循環切替失敗から15分後に代替再循環を開始した場合の感度解析を実施した。その結果、第7.1.7.18図に示すとおり、ECCS再循環切替失敗後において、炉心は露出せず、燃料被覆管温度は上昇しない結果となった。よって、本重要事故シーケンスにおいては、炉心露出の予測に対する不確かさとして、15分を考慮するものとする。なお、本評価では、MAAPによって算出された原子炉格納容器圧力等を境界条件として用いているが、両コードの計算結果から得られる原子炉格納容器内へ放出されるエネルギーの差から見積もられる原子炉格納容器圧力の差はわずかであることから、M-RELAP5の炉心露出の予測に与える影響は軽微である。

MAAPにおける重要現象の不確かさのうち、炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、並びに1次冷却系における気液分離・対向流の不確かさとして、炉心露出を約15分遅く評価する可能性があることから、実際の炉心露出に対する余裕が小さくなり、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる。これを踏まえて、格納容器スプレイポンプによる代替再循環の開始操作については、解析上の操作開始時間に対して、運用上実際に見込まれる操作開始時間を15分早くしている。このため、炉心露出することはなく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

#### (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操作時間余裕を評価する。

格納容器スプレイポンプによる代替再循環操作の実施時間に対する時間余裕を確認するため、燃料被覆管温度評価の観点から、運用上実際に見込まれる操作開始時間であるECCS再循環切替失敗から15分後に実施する格納容器スプレイポンプによる代替再循環操作に対して、開始を5分遅くした場合の感度解析を実施した。その結

果、第 7.1.7.19 図及び第 7.1.7.20 図に示すとおり、燃料被覆管温度は 1,200℃に対して余裕があることを確認した。よって、ECCS 再循環切替失敗から約 20 分の操作時間余裕があることを確認した。

#### (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確認した。感度解析結果から、MAAP の炉心水位の予測の不確かさとして 15 分を考慮することとし、運用上実際に見込まれる操作開始時間を 15 分早くした。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれら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、運転員による格納容器スプレイポンプを用いた代替再循環を行うことにより、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。

### 7.1.7.4 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「ECCS 再循環機能喪失」において、3 号炉及び 4 号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.1.7.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 18 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 68 名で対処可能である。ただし、緊急時対策所建屋内に緊急時対策所を設置するまでは、「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 70 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「ECCS 再循環機能喪失」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。

また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。

#### a. 水源

燃料取替用水ピット（1,860m<sup>3</sup>：有効水量）を水源とする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、燃料取替用水ピット水位が再循環切替水位（3号炉：12.5%、4号炉：16.0%）に到達後（約17分後）、高圧再循環運転及び低圧再循環運転への切替に失敗するが、その後、2系列の格納容器スプレイ再循環運転への切替に成功したことを確認した後、A格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転に切り替える（約47分後）。以降は、格納容器再循環サンプを水源とし、代替再循環運転による炉心冷却を継続する。

燃料取替用水ピット（1,860m<sup>3</sup>：有効水量）を水源とする格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ注水については、燃料取替用水ピット水位が再循環切替水位（3号炉：12.5%、4号炉：16.0%）に到達後（事象発生約17分後）、B格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ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し、格納容器スプレイ再循環運転を継続する。

以上より、燃料取替用水ピットへの補給は不要である。

なお、外部電源の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594.7kl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603.1kl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及び重油タンクの合計油量(620kl)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動作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。

#### 7.1.7.5 結論

事故シーケンスグループ「ECCS再循環機能喪失」では、燃料取替用水ピットを水源とした非常用炉心冷却設備による炉心への注水後に、格納容器再循環サンプを水源とする非常用炉心冷却設備の再循環運転ができなくなることで、1次冷却材の保有水量が低下し、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「ECCS再循環機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策及び長期対策として格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ再循環を整備している。

事故シーケンスグループ「ECCS再循環機能喪失」の重要事故シーケンス「大破断LOCA時に高圧再循環機能及び低圧再循環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、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を実施することにより、ECCS再循環切替失敗後に炉心が露出することはない。

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並びに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並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目に与える影響は小さいことを確認した。感度解析結果より、MAAPの炉心水位の予測の不確かさとして15分を考慮し、運用上実際に見込まれる操作開始時間を15分早くした。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、外部電源喪失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「ECCS再循環機能喪失」において、格納容器スプレイポンプによる代替再循環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「ECCS再循環機能喪失」に対して有効である。

第 7.1.7.1 表 「ECCS 再循環機能喪失」 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
a. プラントトリップの確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>・事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。</li> <li>・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。</li> </ul>	-	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. 安全注入シケル作動状況の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>・「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シケル作動が作動していることを確認する。</li> </ul>	燃料取替用水ピット 余熱除去ポンプ 高圧注入ポンプ	高圧注入流量 余熱除去流量 燃料取替用水ピット水位 1次冷却材圧力
c. 蓄圧注入系動作の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>・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。</li> </ul>	蓄圧タンク	1次冷却材圧力
d. 格納容器ステイ作動状況の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>・「C.V.S.ステイ作動」警報により格納容器ステイ作動信号が発信し、格納容器ステイが作動していることを確認する。</li> </ul>	燃料取替用水ピット 格納容器ステイポンプ	格納容器圧力 (広域) AM用格納容器圧力 格納容器内温度 燃料取替用水ピット水位 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) 格納容器再循環サンプ流量
e. 1次冷却材の漏えいの判断	<ul style="list-style-type: none"> <li>・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、格納容器内エリアマニタの上昇等により1次冷却材の漏えいの判断を行う。</li> </ul>	-	加圧器水位 1次冷却材圧力 格納容器圧力 (広域) 格納容器内温度 格納容器内高レベルエリアマニタ (高レベル) 格納容器内高レベルエリアマニタ (低レベル) 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. 再循環自動切換	<ul style="list-style-type: none"> <li>・燃料取替用水ピット水位低下により燃料取替用水ピット水位計指示が再循環切替水位 (3号炉：12.5%、4号炉：16.0%) 以下になれば、非常用炉心冷却設備作動信号と一致で再循環から高圧注入ポンプにより炉心注水する高圧再循環器及び余熱除去ポンプを経て低圧再循環器へ移行する。</li> <li>・格納容器再循環サンプ水位 (広域) が 56%以上であることを確認する。</li> </ul>	燃料取替用水ピット 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプ ステイポンプ 高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ	燃料取替用水ピット水位 (広域) 格納容器再循環サンプ水位 (狭域) 1次冷却材側温度 (広域) 1次冷却材側温度 (広域) 1次冷却材圧力 高圧注入流量 余熱除去流量

【 】 は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第7.1.7.1表 「ECCS再循環機能喪失」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
g. 再循環自動切換失敗の判断	・再循環弁等の動作不調により再循環運転への自動切換失敗と判断する。	-	-	高圧注入流量 余熱除去流量 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）
h. 再循環自動切換失敗時の対応	・再循環自動切換失敗時の対応操作として、再循環機能回復操作、代替再循環運転の準備、蒸気発生器2次側による炉心冷却及び燃料取替用水ピットの補給操作を行う。	格納容器サブレイボンプ 格納容器サブレイ冷却器 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプアスクリーン 【主蒸気逃がし弁】 【タービン動補給水ポンプ】 【電動補給水ポンプ】 【蒸気発生器】 【復水ピット】 【燃料取替用水ピット】	-	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次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材圧力 余熱除去流量 加圧器水位 蒸気発生器補助給水流量 主蒸気圧力（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水ピット水位 燃料取替用水ピット水位
i. 代替再循環運転による炉心冷却	・代替再循環運転の準備が完了すれば、A格納容器サブレイボンプによる代替再循環配管（A格納容器サブレイボンプ出口～A余熱除去ポンプ出口連絡ライン）を使用した代替再循環運転による炉心冷却を開始する。 ・長期対策として、代替再循環運転による炉心冷却を継続的に行う。	A格納容器サブレイボンプ （RHRSS-CSSS連絡ライン使用） A格納容器サブレイ冷却器 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプアスクリーン	-	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次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材圧力 余熱除去流量 加圧器水位
j. 原子炉格納容器の健全性維持	・長期対策として、B格納容器サブレイボンプによる格納容器サブレイ再循環運転により、原子炉格納容器の健全性維持を継続的に行う。	B格納容器サブレイボンプ B格納容器サブレイ冷却器 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプアスクリーン	-	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） 格納容器圧力（広域） AM用格納容器圧力 格納容器内温度

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.7.2 表 「ECCS 再循環機能喪失」の主要解析条件  
(大破断 LOCA + 高圧再循環失敗 + 低圧再循環失敗) (1 / 3)

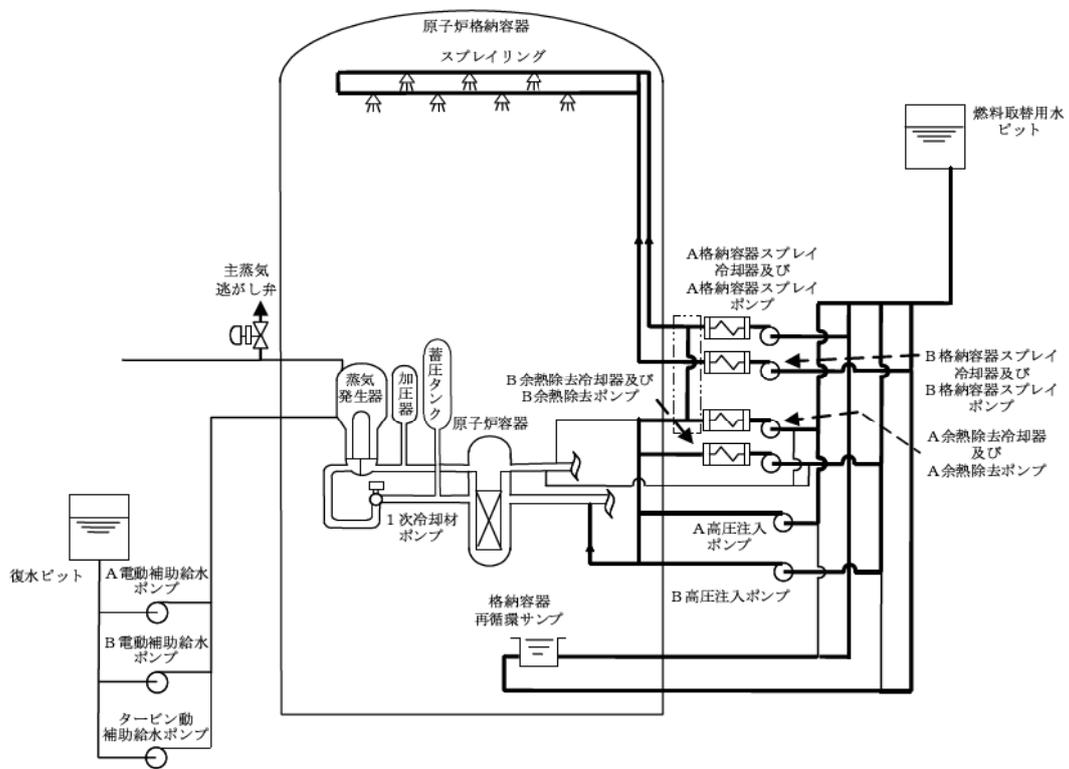
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	M A A P	本重要事故シナケンスの重要現象である炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰・ポイド率変化等を適切に評価することが可能であるコード。
炉心熱出力 (初期)	100%(3,411 MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと炉心崩壊及び炉心保有熱も大きくなり、1次冷却材の蒸散量が大さくなることから、炉心水位を確保しにくく、燃料被覆管温度が高くなり厳しい設定。
1次冷却材圧力 (初期)	15.41+0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1次冷却材圧力が高いと、非常用炉心冷却設備による注水流量が少なくなるとともに、蓄圧注入のタイミングも遅くなることから、炉心水位を確保しにくくなり厳しい設定。
1次冷却材平均温度 (初期)	307.1+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次冷却材温度が高いと、非常用炉心冷却設備による注水流量が少なくなるとともに、蓄圧注入のタイミングも遅くなることから、炉心水位を確保しにくくなり厳しい設定。
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さくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に炉心崩壊熱を設定。
蒸気発生器 2次側保有水量 (初期)	50t (1基当たり)	設計値として設定。
原子炉格納容器 自由体積	72,900m <sup>3</sup>	設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。
起因事象	大破断 LOCA 破断位置：低温側配管 破断口径：完全両端破断	破断位置は、炉心冠水遅れや炉心冷却能力低下の観点から低温側配管とし、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して設定。破断口径は、1次冷却材管（口径約 0.70m (27.5インチ)）の完全両端破断として設定。
安全機能の喪失 に対する仮定	ECCS 再循環機能喪失	ECCS 再循環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、ECCS 再循環切替失敗の時期が早くなる。このため、ECCS 再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、代替再循環への切替再循環への観点が厳しくなる。
再循環切替	燃料取替用水ピット水位低（3号炉：12.5%、4号炉：16.0%であり再循環切替までに炉心に注入される水量は同一）到達時。同時に ECCS 再循環切替に失敗。	再循環切替を行う燃料取替用水ピット水位として設定。



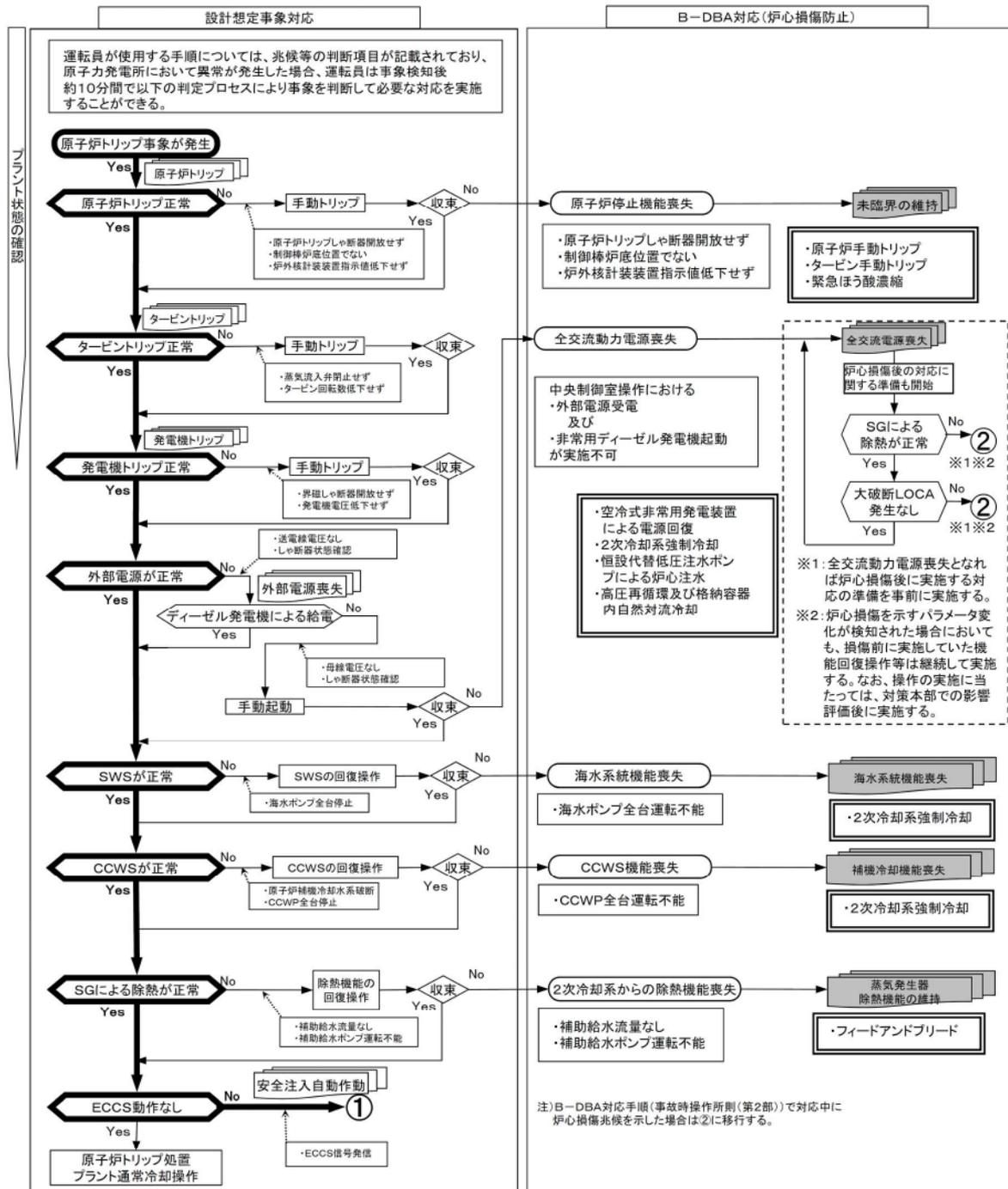
第 7.1.7.2 表 「ECCS 再循環機能喪失」の主要解析条件  
 (大破断 LOCA + 高圧再循環失敗 + 低圧再循環失敗) (3 / 3)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 連する機器条件	蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa[gage] (最低保持圧力)	炉心への注水タイミングを遅くする最低の圧力として設定。
	蓄圧タンク保有水量	26.9m <sup>3</sup> (1基当たり) (最低保有水量)	炉心への注水量を少なくする最低の保有水量を設定。
	代替再循環流量	200m <sup>3</sup> /h	再循環代替時間約 17分時点での崩壊熱に相当する蒸散量 (約 146m <sup>3</sup> /h) を上回る流量として設定。
重大事故等対策に 連する操作条件	代替再循環開始	ECCS 再循環代替失敗の 30分後 (この間は注水がないと仮定)	運転員操作時間として、格納容器スプレイポンプによる代替再循環の現場での余裕を考慮して、代替再循環の開始操作に 30分を想定して設定。なお、運用上は MAAP の炉心水位の予測の不確かさを考慮し、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を実際に見込 (訓練実績 : 11分) までに開始する。

..... 設計基準事故対処設備から追加した箇所



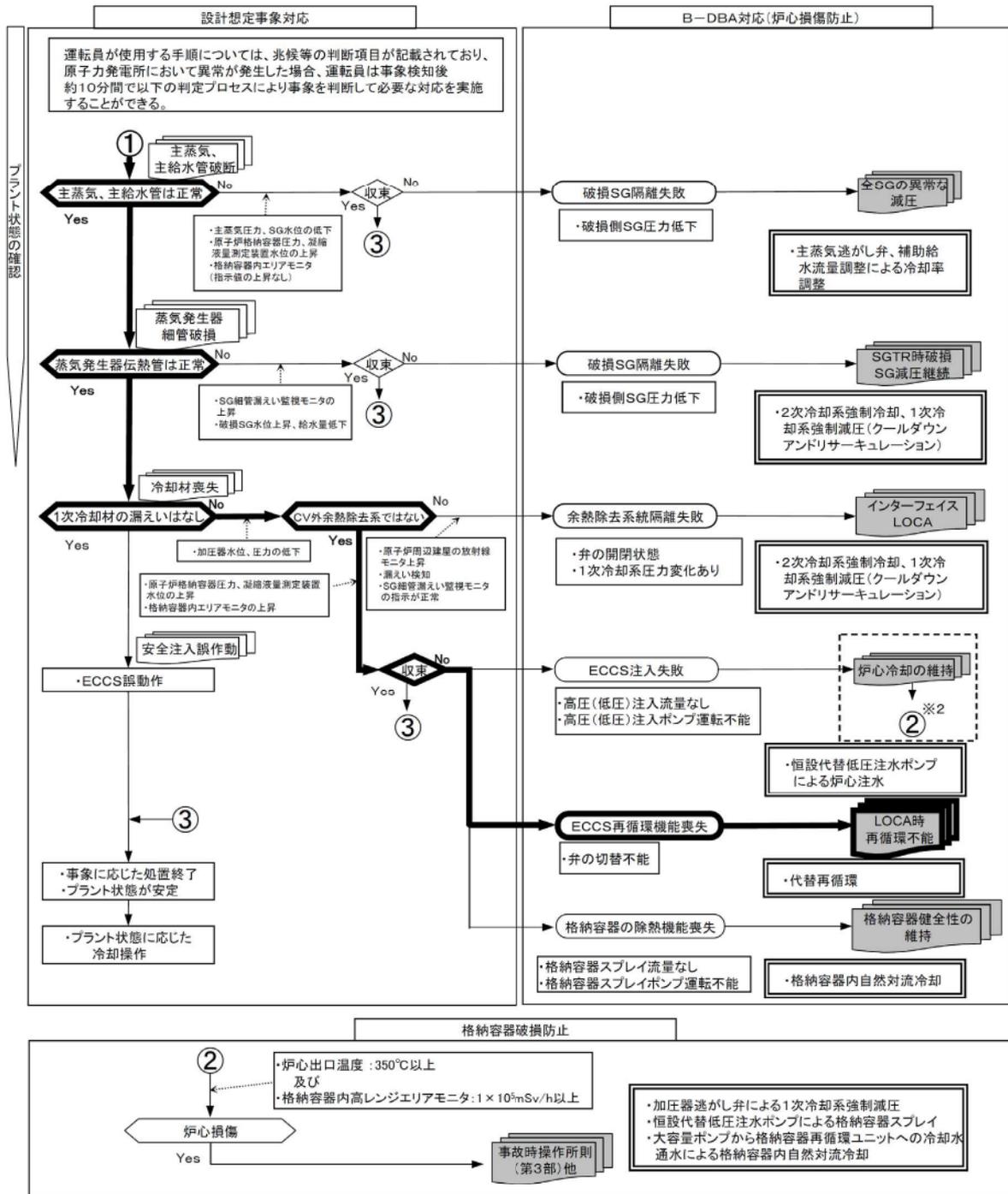
第 7.1.7.1 図 「ECCS再循環機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図



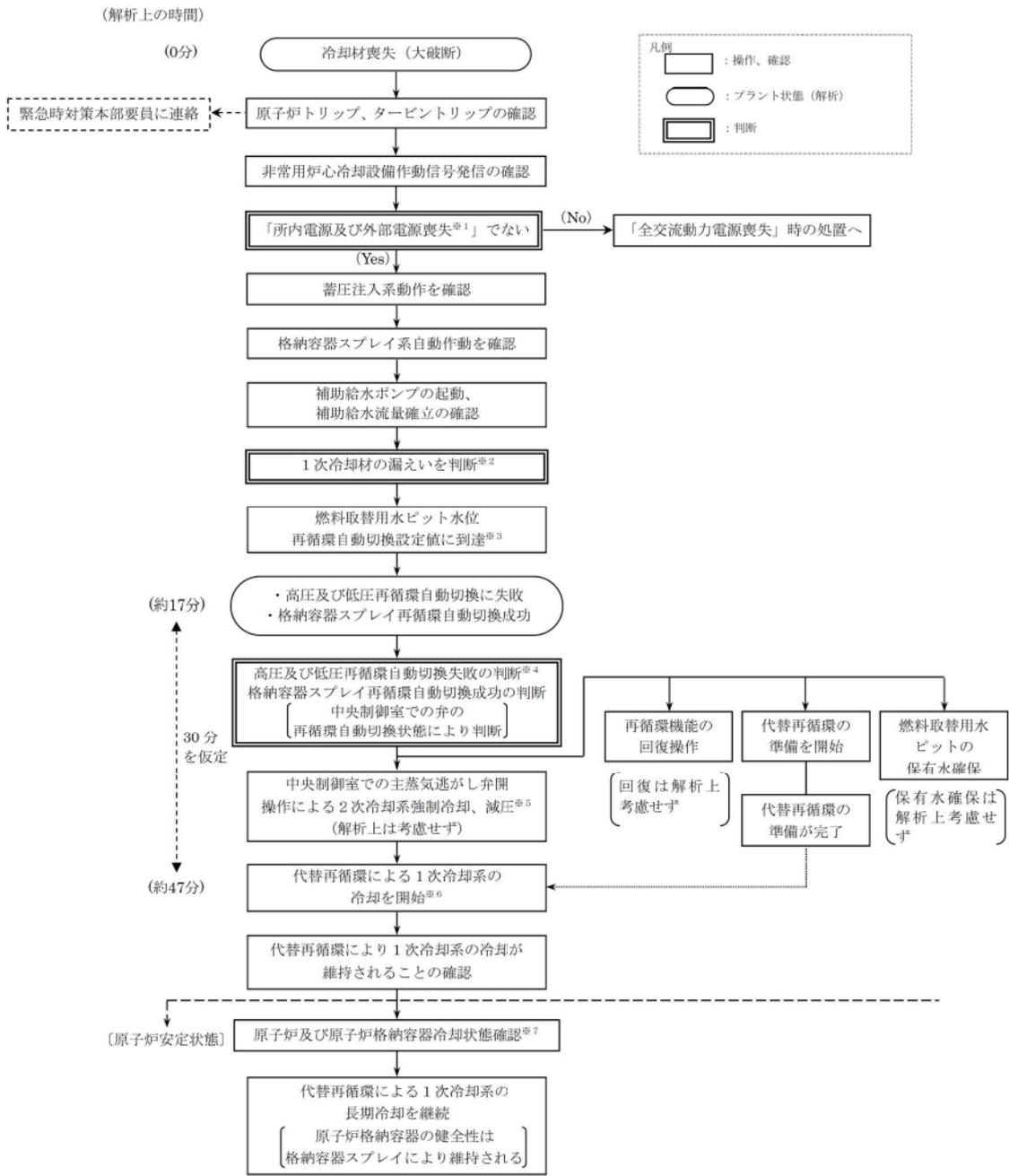
凡例: [ ] 設計事象対応手順(事故時操作所則) [ ] B-DBA対応手順(事故時操作所則(第2部))

注:太線はプロセスの流れを示す

第 7.1.7.2 図 「ECCS再循環機能喪失」の対応手順の概要  
(判定プロセス) (1 / 2)



第 7.1.7.2 図 「ECCS 再循環機能喪失」の対応手順の概要  
(判定プロセス) (2 / 2)



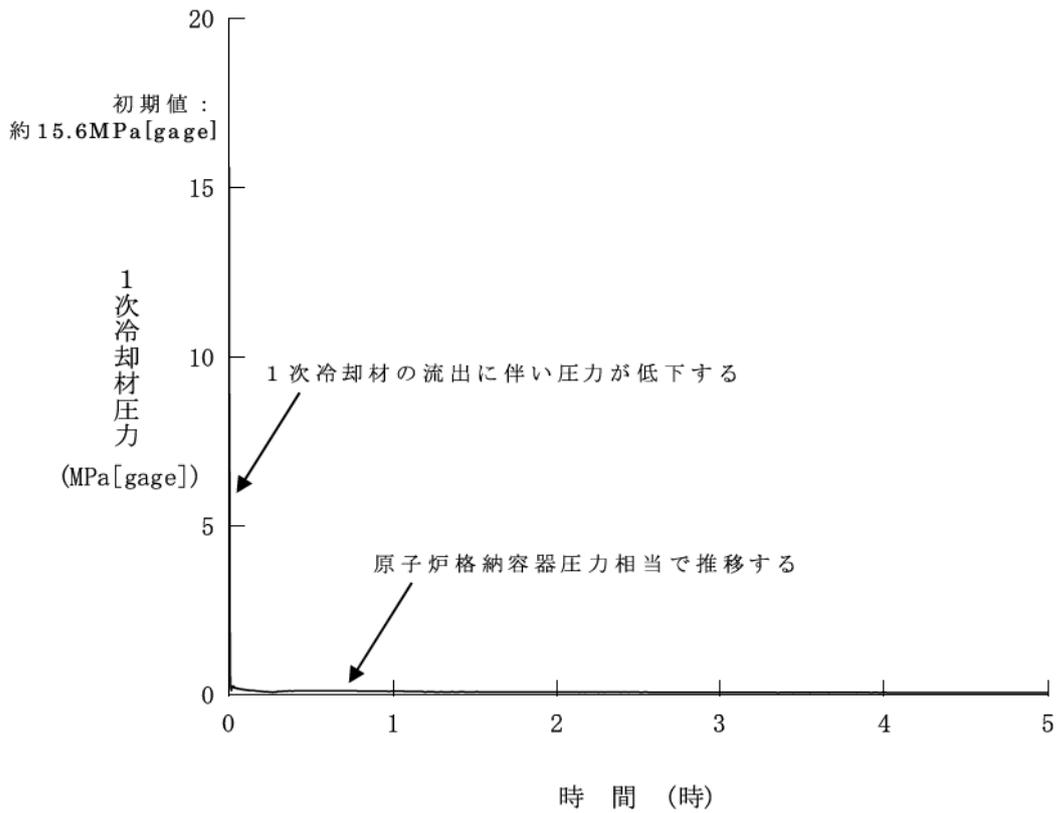
※1 : すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」ボルトを示した場合。  
 ※2 : 漏えいの確認は以下で確認。  
 ・加圧器圧力及び水位、原子炉格納容器圧力及び温度、格納容器サンプ水位、格納容器再循環サンプ水位、格納容器内エアモニタ  
 ※3 : 燃料取替用水ピット水位計指示が再循環切替水位 (3号炉: 12.5%、4号炉: 16.0%) 以下になれば、非常用炉心冷却設備作動信号との一致で「再循環自動切換信号」が発信し、再循環運転への移行及び格納容器再循環サンプ水位 (広域) 計指示が56%以上であることを確認する。  
 ※4 : 高圧及び低圧再循環ラインの弁の動作不調を確認。  
 ※5 : 燃料取替用水ピット水の有効利用を目的として実施する高圧注入ポンプ1台を除いた安全系ポンプ停止操作の後に操作を実施する。  
 ※6 : 準備が完了すれば、その段階で実施する。  
 代替再循環ライン (再循環サンプ→A格納容器スプレーポンプ→代替再循環ライン→A余熱除去系統→原子炉)  
 ※7 : 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 7.1.7.3 図 「ECCS再循環機能喪失」の対応手順の概要  
 (「大破断LOCA+高圧再循環失敗+低圧再循環失敗」の事象進展)

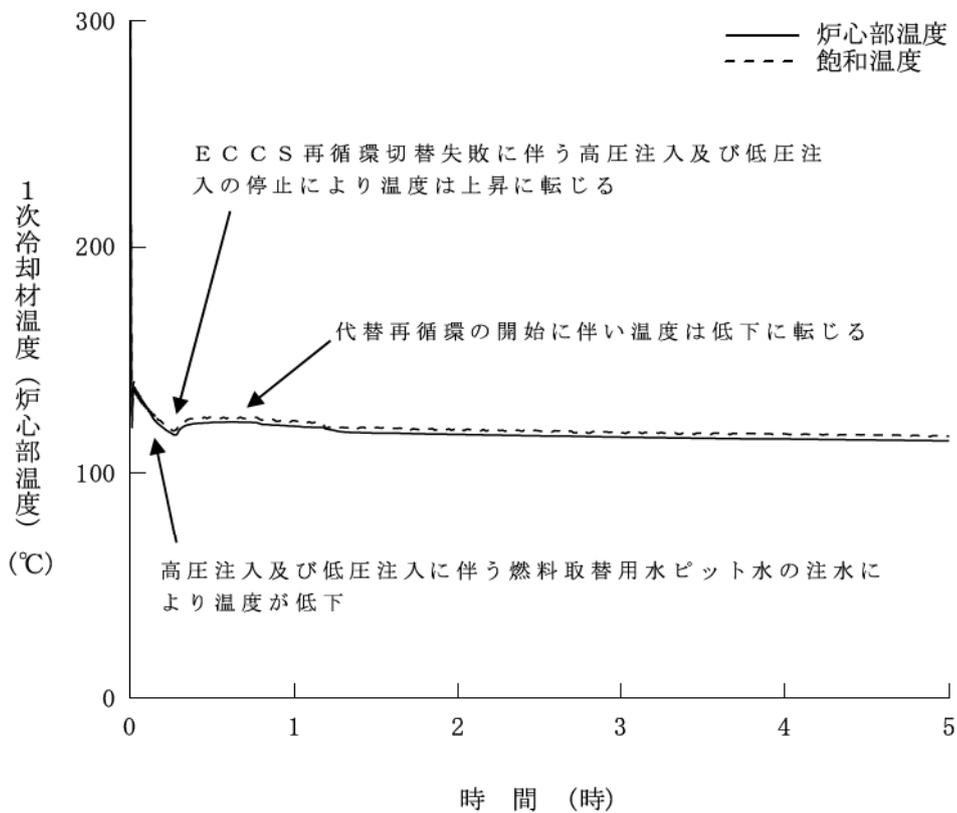
手順の項目	必要な要員と作業項目				経過時間(分)												備考	
	要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	3号	4号	手順の内容	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120		
状況判断	当直班長、当直主任	1	1	●号炉ごと 運転操作指揮 ●原子炉トリップ、タービントリップ確認 ●安全注入シケケンス作動確認 ●所内電源及び外部電源の確認 ●高圧、蓄圧、低圧注入及び格納容器スプレイ自動作動を確認 ●1次冷却材の濃度を判断 (中央制御室確認)	約17分												約47分	代替再循環開始 格納容器スプレイ系と余熱除去系を接続する配管を用いた代替再循環による炉心冷却
再循環自動切替確認、復旧操作 (解析上考慮せず)	運転員B	【1】	【1】	●格納容器スプレイ再循環自動切替成功確認 ●高圧及び低圧再循環自動切替失敗確認 ●高圧及び低圧再循環手動切替操作 ●高圧注入ポンプ1台運転に減少操作 (中央制御室操作)	5分	5分												
2次冷却系強制冷却操作	運転員E	【1】	【1】	●再循環手動切替操作、失敗原因調査 (総操操作)													10分	適宜実施
格納容器スプレイによる代替再循環操作	運転員A	【1】	【1】	●補助水ポンプ起動確認、補助給水量確立の確認 ●主蒸気道がし弁閉操作 (中央制御室操作)													4分	1分
燃料取替用ウォーター補給操作 (解析上考慮せず)	運転員E	1	1	●代替再循環ライン電動弁電源投入 (総操操作)													10分	
燃料取替用ウォーター補給操作 (解析上考慮せず)	運転員B	【1】	【1】	●格納容器スプレイによる代替再循環操作 (中央制御室操作)													15分	
電源盤確認、復旧操作	運転員D	1	1	●燃料取替用ウォーター補給構成 (総操操作)													25分	
機器の復旧作業	運転員B	【1】	【1】	●燃料取替用ウォーター補給操作 (中央制御室操作)													5分	
	運転員C	【1】	【1】	●電源盤確認、復旧操作 ※1 (総操操作)													30分	適宜実施
	保安班等	-	-	●電源盤確認、機能喪失した機器の復旧作業 ※2 (総操操作)														適宜実施

上記要員に加え、緊急時対策本部要員(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条件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。

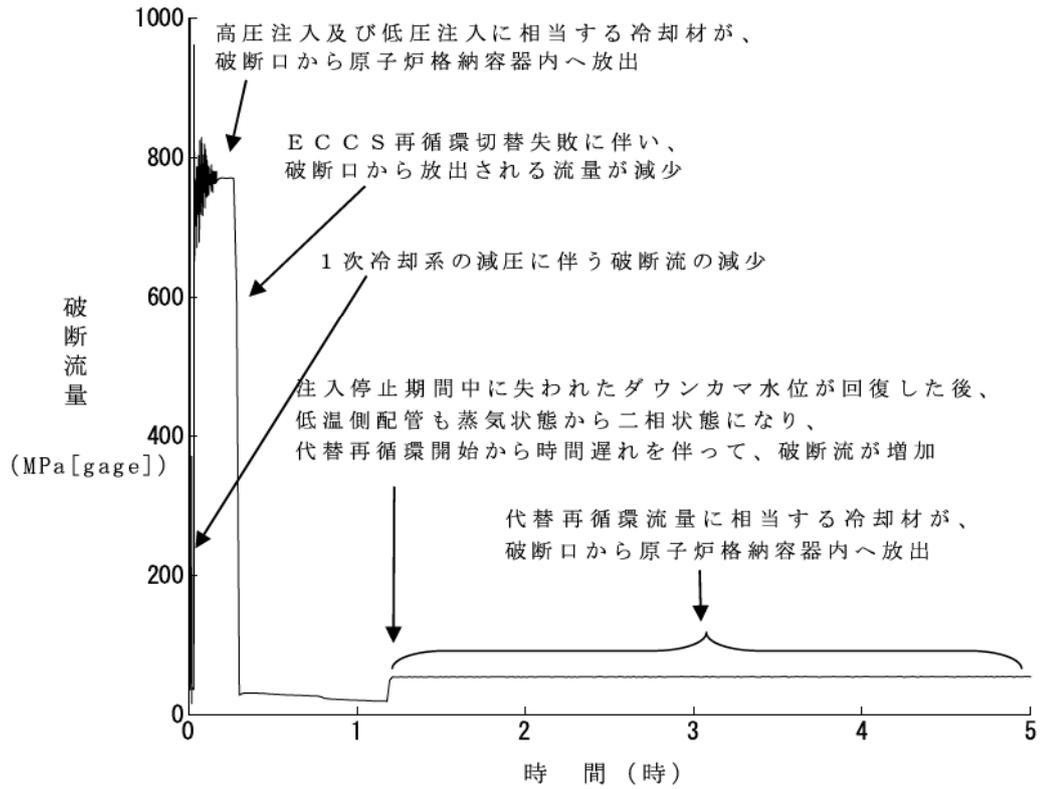
### 第 7.1.7.4 図 「ECCS 再循環機能喪失」の作業と所要時間 (大破断 LOCA + 高圧再循環失敗 + 低圧再循環失敗)



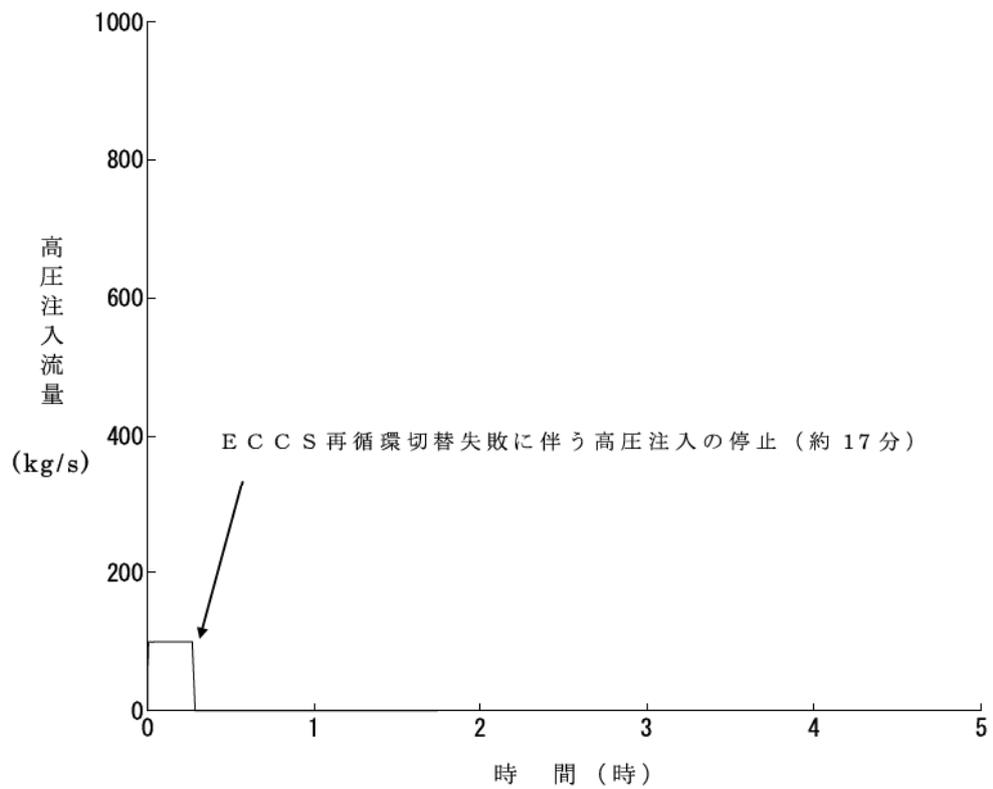
第 7.1.7.5 図 1次冷却材圧力の推移



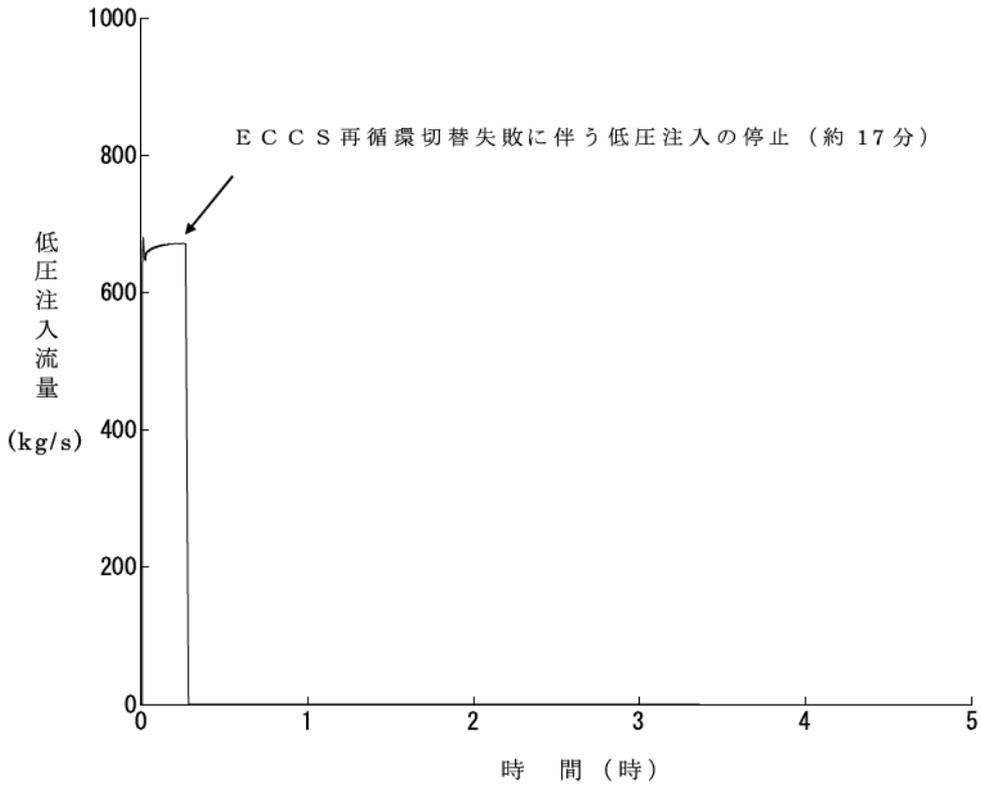
第 7.1.7.6 図 1次冷却材温度 (炉心部温度) の推移



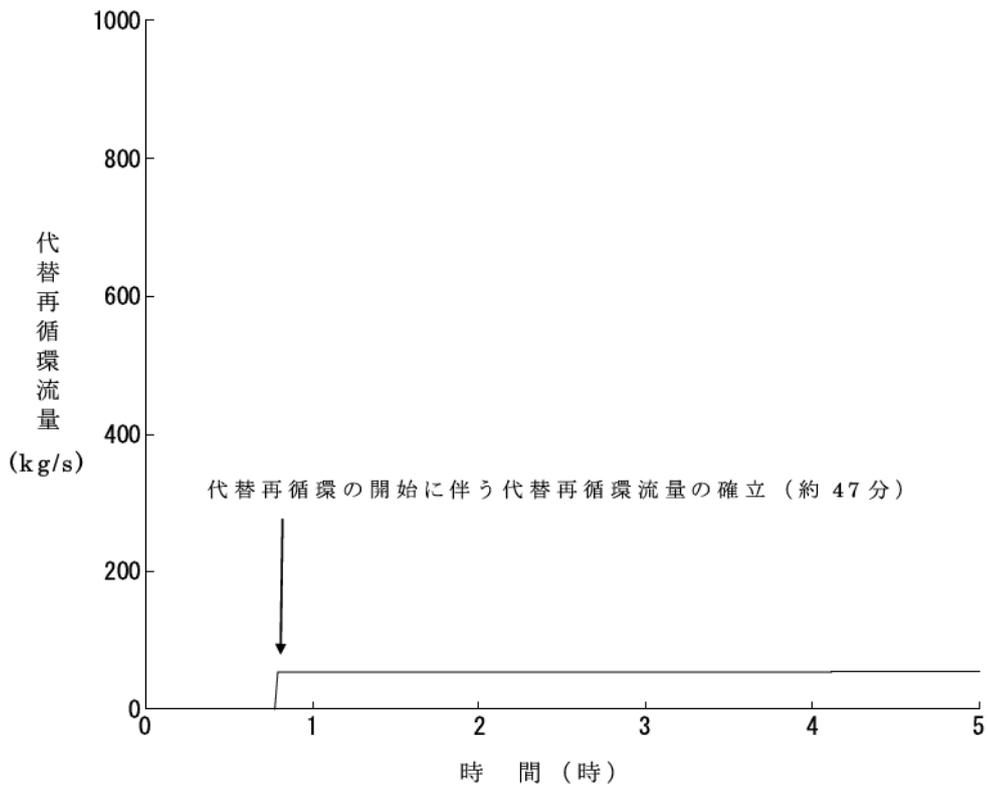
第 7.1.7.7 図 破断流量の推移



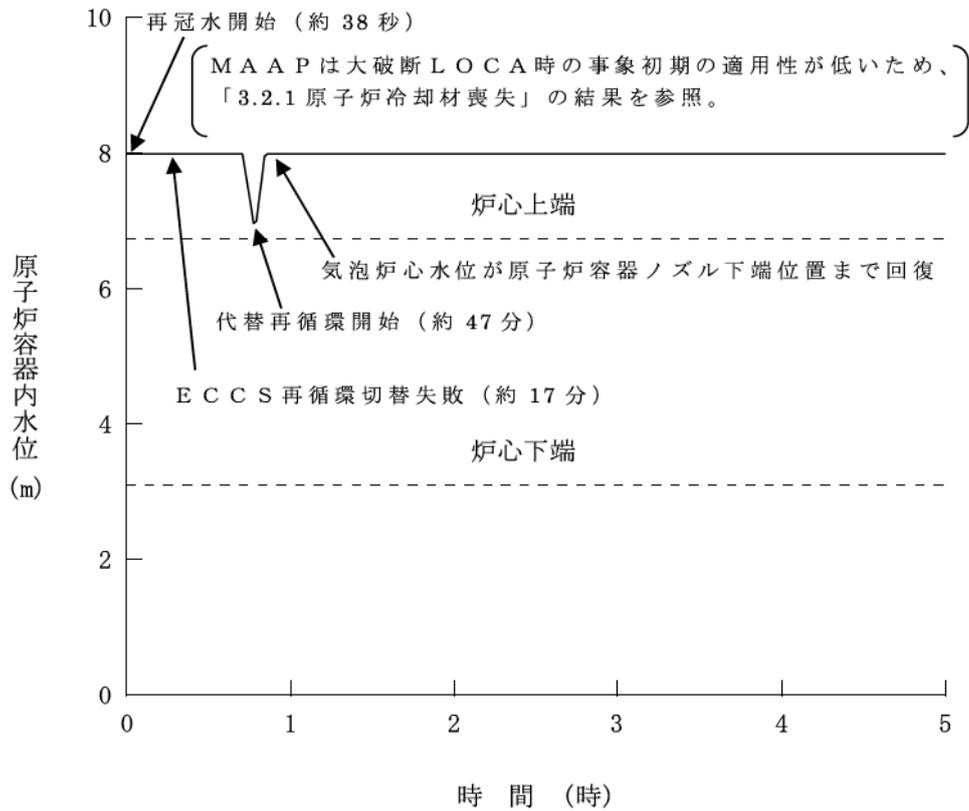
第 7.1.7.8 図 高圧注入流量の推移



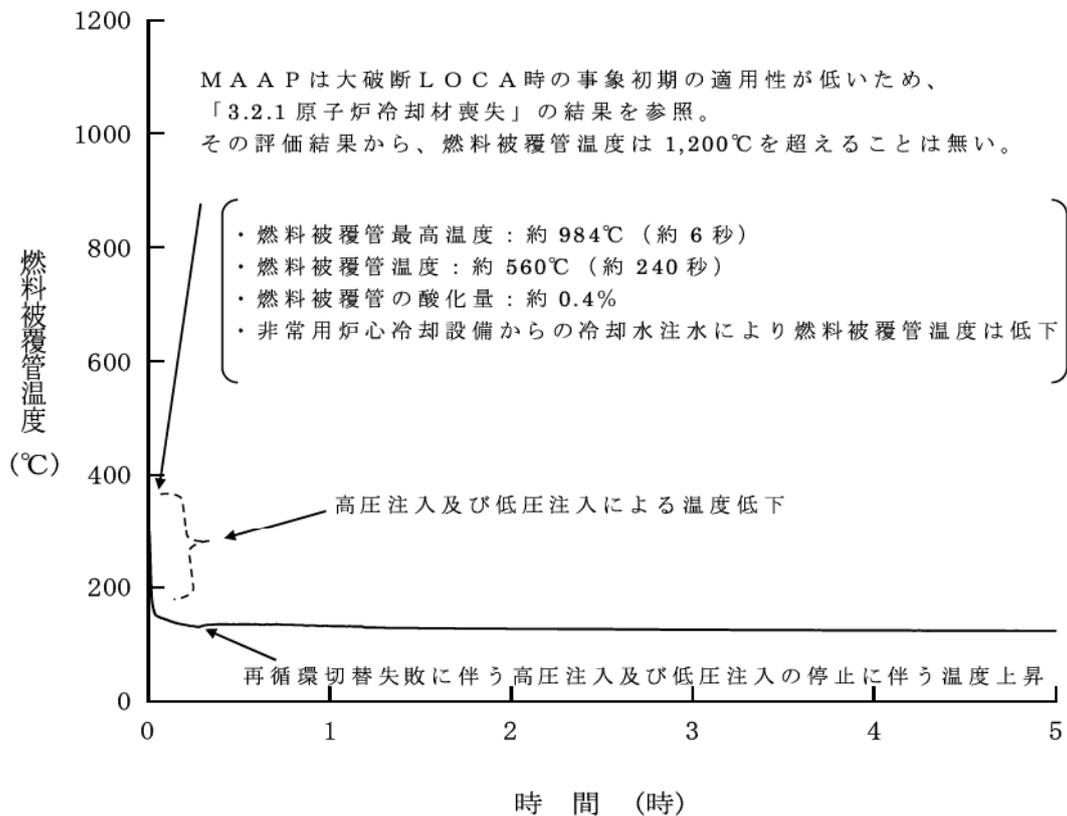
第 7.1.7.9 図 低圧注入流量の推移



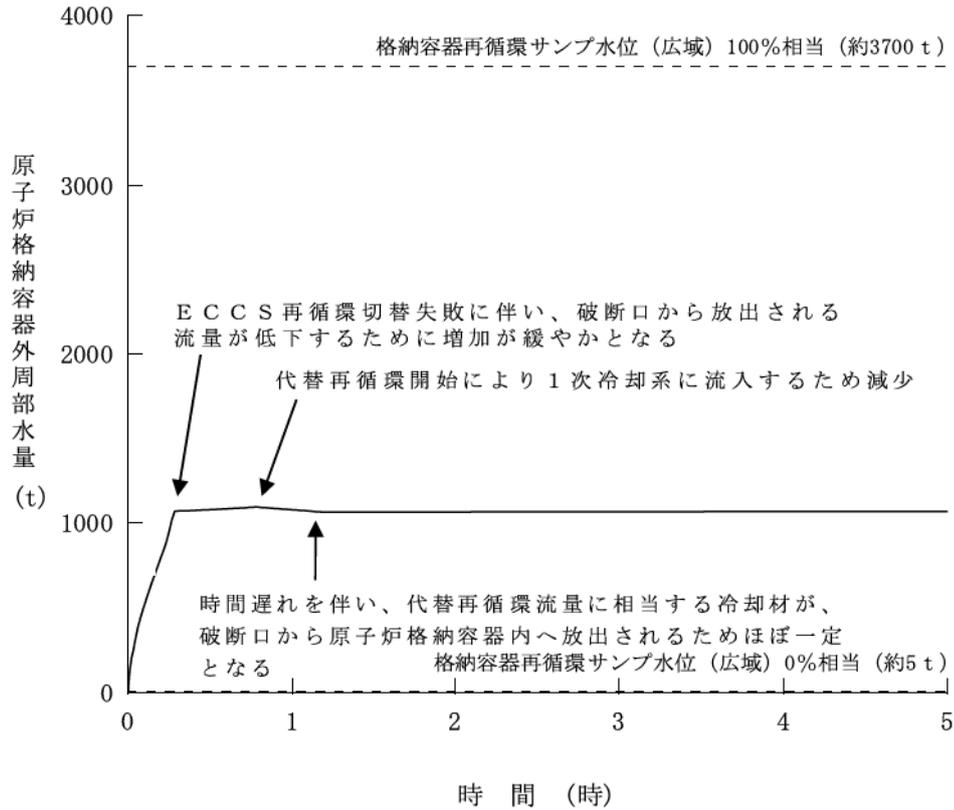
第 7.1.7.10 図 代替再循環流量の推移



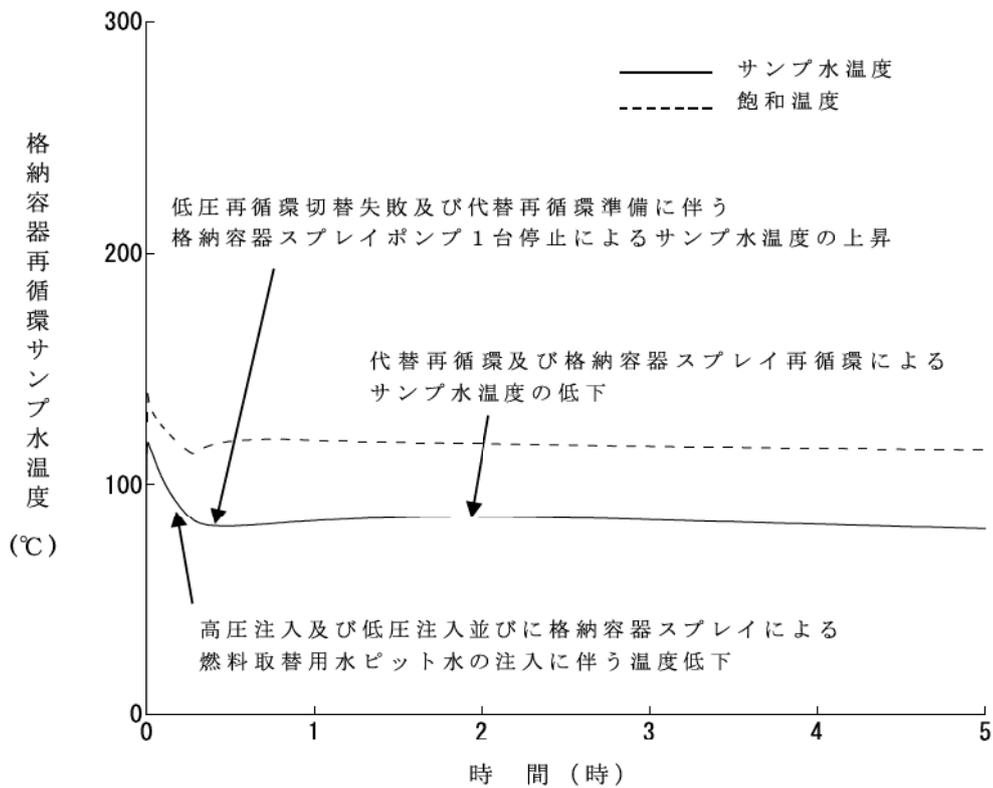
第 7.1.7.11 図 原子炉容器内水位の推移



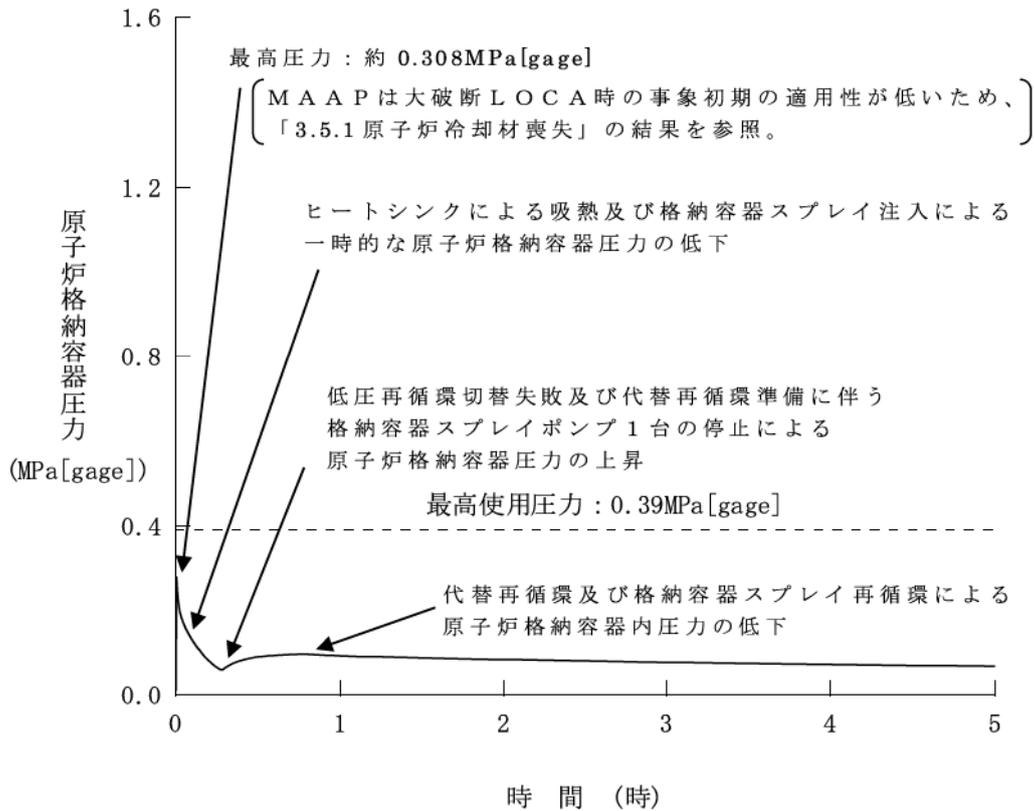
第 7.1.7.12 図 燃料被覆管温度の推移



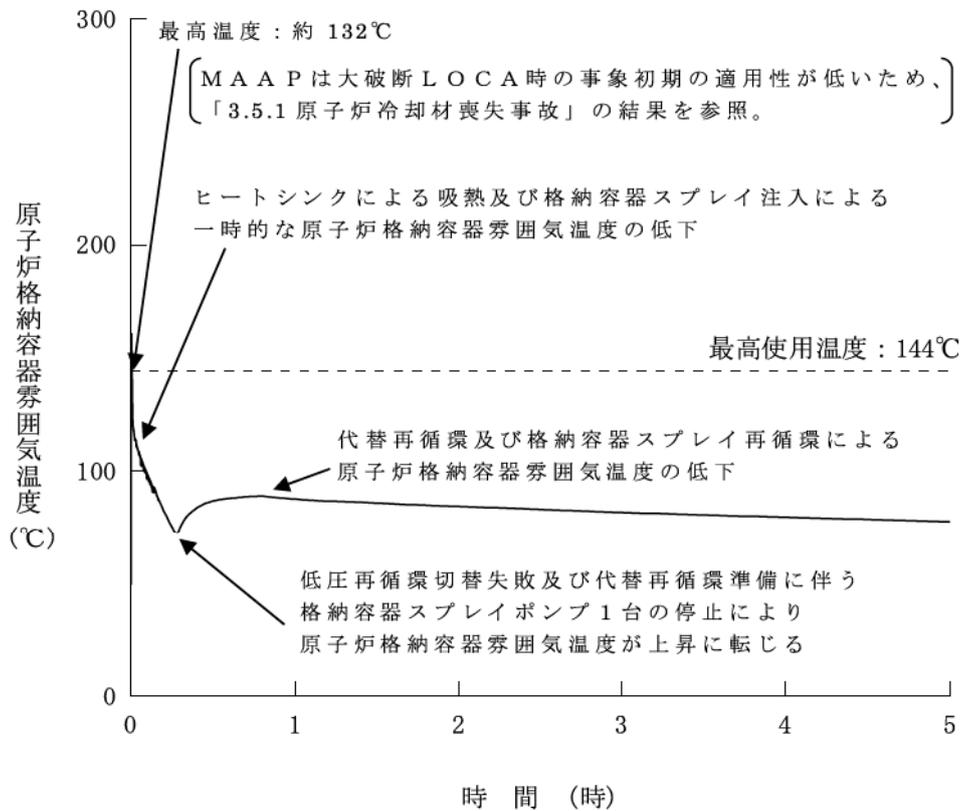
第 7.1.7.13 図 原子炉格納容器外周部水量の推移



第 7.1.7.14 図 格納容器再循環サンプル水温度の推移

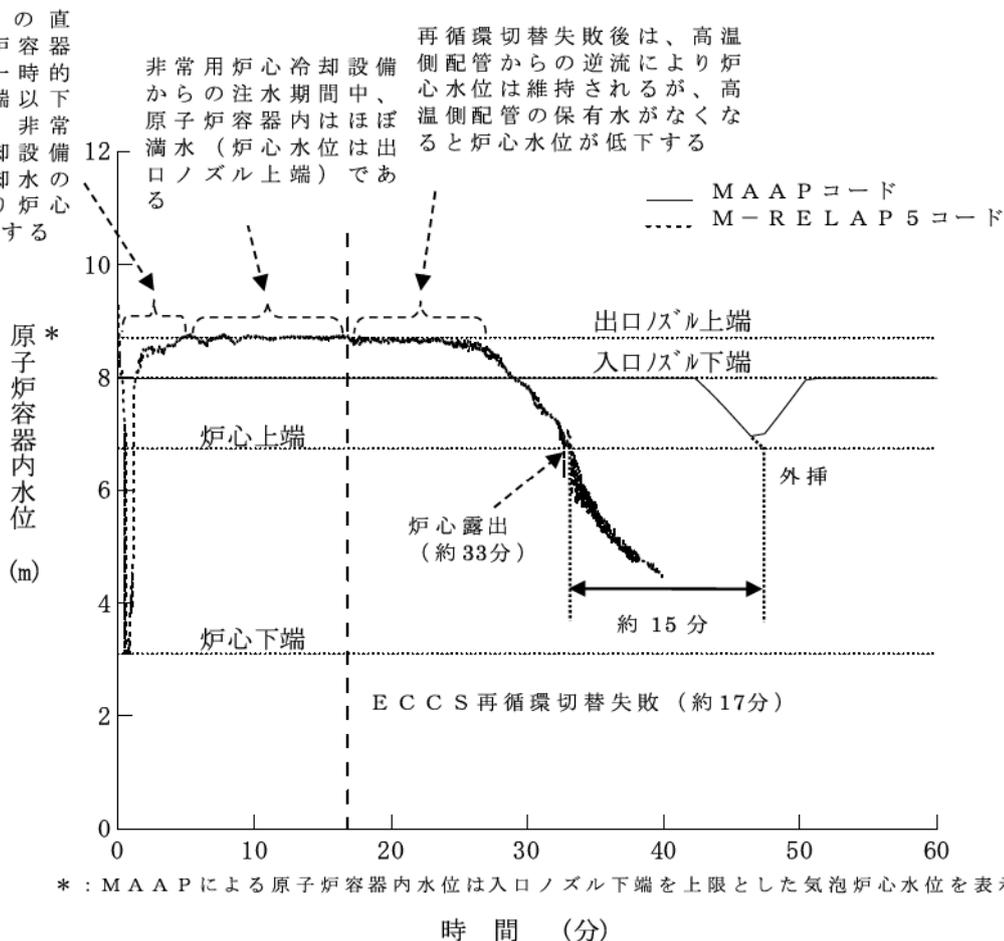


第 7.1.7.15 図 原子炉格納容器圧力の推移

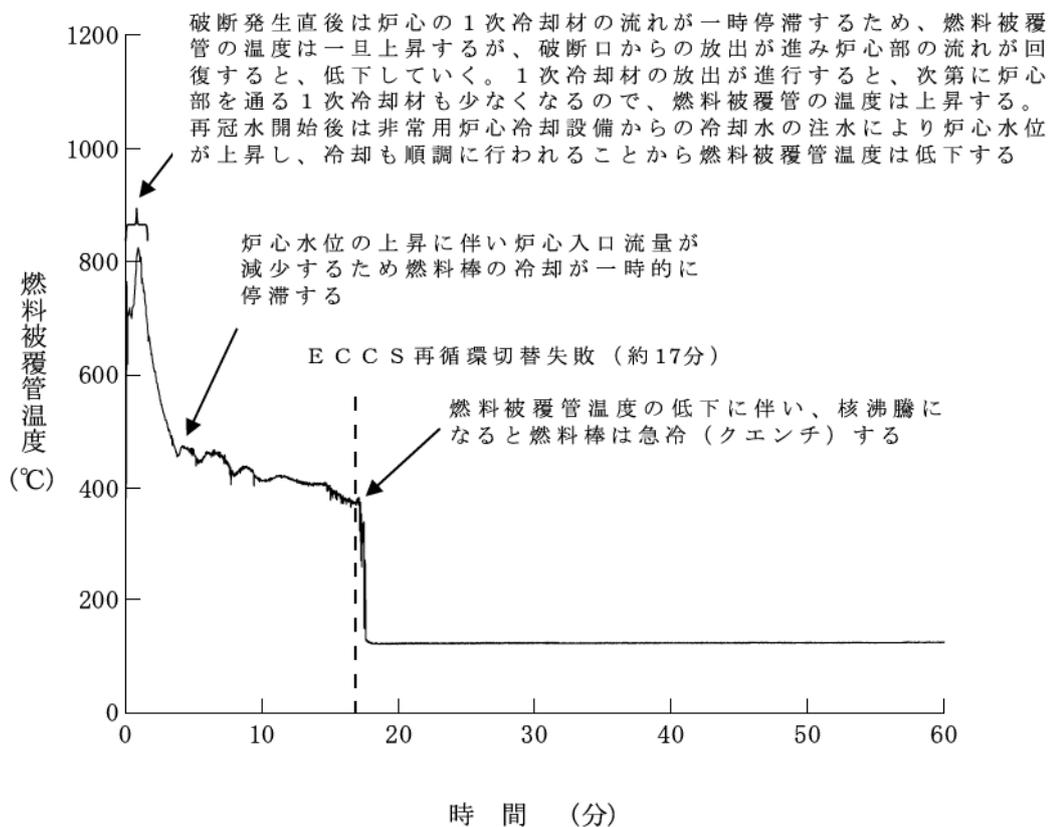


第 7.1.7.16 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移

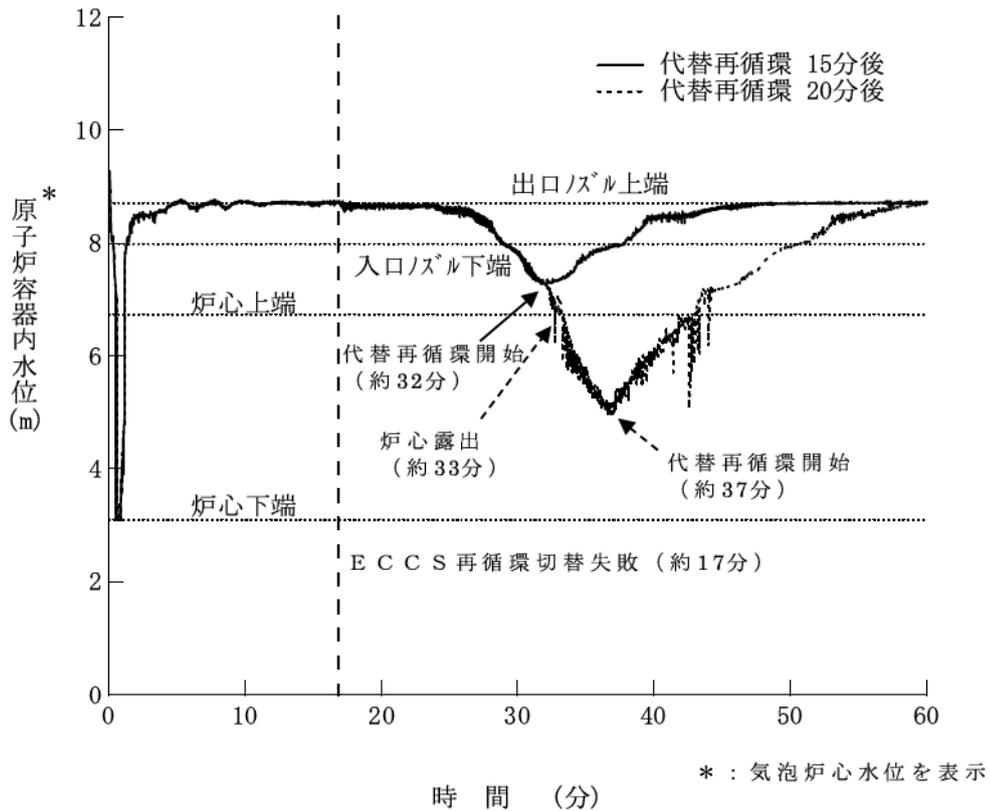
破断発生直後、原子炉容器内水位は一時低下するが、非常用炉心冷却設備からの注水により炉心水位は回復する



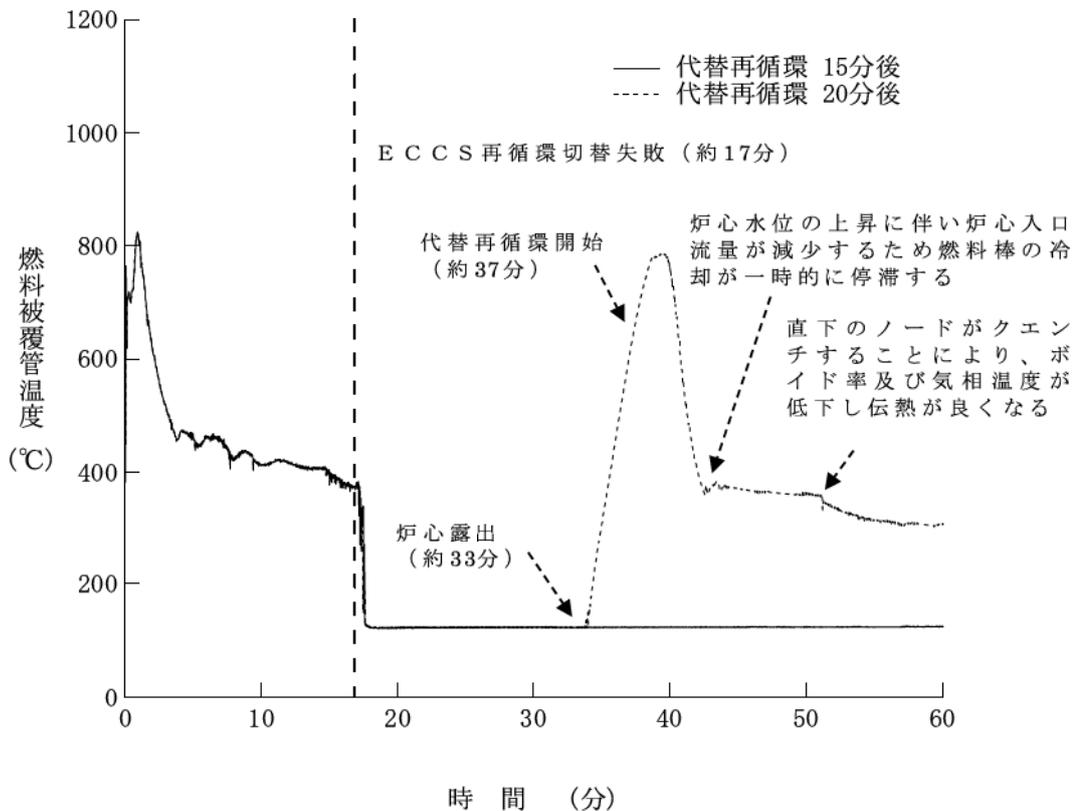
第 7.1.7.17 図 原子炉容器内水位の推移 (コード間比較)



第 7.1.7.18 図 燃料被覆管温度の推移 (M-RELAP5)



第 7.1.7.19 図 原子炉容器内水位の推移 (代替再循環操作時間余裕確認)  
(M-R E L A P 5)



第 7.1.7.20 図 燃料被覆管温度の推移 (代替再循環操作時間余裕確認)  
(M-R E L A P 5)

## 7.1.8 格納容器バイパス

### 7.1.8.1 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」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、「インターフェイスシステム L O C A」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」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「格納容器バイパス」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機器が破損し、さらに 1 次冷却材が原子炉格納容器外へ漏えいする。このため、緩和措置がとられない場合には、1 次冷却材の原子炉格納容器外への漏えいが継続し、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、1 次冷却系を減温、減圧し、漏えいを抑制することにより、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「格納容器バイパス」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、主蒸気逃がし弁、高圧注入ポンプ等によるクールダウンアンドリサーキュレーションを整備する。さらに、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いたフィードアンドブリードを整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、余熱除去系による炉心冷却を整備する。また、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱、格納容器スプレイ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 7.1.8.1 図及び第 7.1.8.2

図に、対応手順の概要を第 7.1.8.3 図から第 7.1.8.6 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 7.1.8.1 表及び第 7.1.8.2 表に示す。

a. インターフェイスシステム L O C A

事故シーケンスグループのうち、「インターフェイスシステム L O C A」における 3 号炉及び 4 号炉同時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 18 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及び当直主任の 2 名、運転操作対応を行う運転員 10 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 6 名である。この必要な要員と作業項目について第 7.1.8.7 図に示す。

(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

「安全注入作動」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、高圧注入流量等である。

(c) 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、1 次冷却材圧力である。

(d) 余熱除去系統からの漏えいの判断

余熱除去系統からの漏えいの兆候があり加圧器水位及び圧力の低下、補助建屋内放射線監視モニタの指示上昇、蒸気発生器伝熱管漏えい監視モニタ指示正常等により、インターフェイスシステムLOCAの発生を判断する。

余熱除去系統から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。

(e) 余熱除去系統隔離

中央制御室での操作にて余熱除去ポンプを全台停止するとともに、燃料取替用水ピット水の流出を抑制するために、燃料取替用水ピットと余熱除去系統の隔離を行う。

また、1次冷却系保有水量低下を抑制するために1次冷却系の減圧操作を開始する前に、1次冷却系統と余熱除去系統の隔離操作を行う。

なお、隔離操作については漏えい側系統及び健全側系統ともに行う。

余熱除去系統隔離に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。

(f) 余熱除去系統の隔離失敗の判断及び対応操作

1次冷却材圧力の低下が継続することで余熱除去系統の隔離失敗と判断し、燃料取替用水ピット補給操作を行う。

余熱除去系統の隔離失敗の判断に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

(g) 蒸気発生器2次側による炉心冷却

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。

蒸気発生器への注水は補助給水ポンプにて行う。

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次冷却材高温側温度（広域）等である。

(h) 加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧

非常用炉心冷却設備停止条件確立及び1次冷却系からの漏えい

量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動で開操作し、1次冷却系の強制減圧を行う。

加圧器逃がし弁操作の際は、1次冷却系のサブクール度を確保した段階で実施する。

加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

(i) 高圧注入から充てん注入への切替え

非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高圧注入から充てん注入へ切り替える。

高圧注入から充てん注入への切替えに必要な計装設備は、高圧注入流量等である。

(j) 蓄圧タンク出口弁閉操作

1次冷却材圧力計指示が 0.6MPa[gage]になれば、蓄圧タンク出口弁を閉操作する。

蓄圧タンク出口弁閉操作に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

(k) 現場での余熱除去システムの隔離及び余熱除去システムからの漏えい停止確認

漏えい側余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）を閉操作することにより隔離を行い、余熱除去システムからの漏えい停止を確認する。なお、早期の流出停止を目的として、1次冷却材圧力を監視しつつ準備が整い次第、操作を実施する。

現場での余熱除去システムの隔離及び余熱除去システムからの漏えい停止確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

(l) 健全側余熱除去系による1次冷却系の冷却

余熱除去システムからの漏えい停止を確認すれば、健全側の余熱除去系による炉心冷却を開始する。

余熱除去系による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。

長期対策として余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。

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再循環ファンを運転し継続的に行う。

**b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故**

事故シーケンスグループのうち、「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」における3号炉及び4号炉同時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16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及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員8名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は6名である。この必要な要員と作業項目について第7.1.8.8図に示す。

**(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**

「安全注入作動」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、高圧注入流量等である。

**(c) 蒸気発生器伝熱管の漏えいの判断**

蒸気発生器伝熱管漏えい監視モニタ指示、蒸気発生器水位及び主蒸気圧力の上昇、加圧器水位及び圧力の低下により、蒸気発生器伝熱管破損発生の判断及び破損側蒸気発生器の判定を行う。

蒸気発生器伝熱管の漏えいの判断に必要な計装設備は、主蒸気

圧力等である。

(d) 補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認

安全注入シーケンス作動等による補助給水ポンプの自動起動及び補助給水流量が確立していることを確認する。

補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認に必要な計装設備は、蒸気発生器補助給水流量等である。

(e) 破損側蒸気発生器の隔離

破損側蒸気発生器の隔離操作として、破損側蒸気発生器への補助給水停止、主蒸気隔離弁の閉操作、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉操作等を行う。

(f) 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断

破損側蒸気発生器の隔離操作完了後に、破損側主蒸気圧力計指示が無負荷圧力(7.53MPa[gage])より低下し、減圧が継続すれば、破損側蒸気発生器圧力の減圧継続を判断する。

破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断に必要な計装設備は、主蒸気圧力等である。

(g) 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応

破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応操作として、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却及び燃料取替用水ピット補給操作を行う。

健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度(広域)等である。

(h) 加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧

非常用炉心冷却設備停止条件確立及び1次冷却系からの漏えい量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動で開操作することで1次冷却系の強制減圧を行う。

加圧器逃がし弁操作の際は、1次冷却系サブクール度を確保した段階で実施する。

加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

(i) 蓄圧タンク出口弁閉操作

蓄圧注入による破損側蒸気発生器 2 次側への漏えい量を抑制するため、1 次冷却材圧力が蓄圧タンクの保持圧力 (4.04MPa[gage])になる前に蓄圧タンク出口弁を閉操作する。

蓄圧タンク出口弁閉操作に必要な計装設備は、1 次冷却材圧力等である。

(j) 高圧注入から充てん注入への切替え

非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高圧注入から充てん注入へ切り替える。

高圧注入から充てん注入への切替えに必要な計装設備は、高圧注入流量等である。

(k) 余熱除去系による炉心冷却

1 次冷却材圧力計指示 2.7MPa[gage]以下及び 1 次冷却材高温側温度 (広域) 計指示 177°C以下となり余熱除去系統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開始する。

余熱除去系による炉心冷却に必要な計装設備は、1 次冷却材高温側温度 (広域) 等である。

(l) 1 次冷却系と破損側蒸気発生器均圧操作による破損側蒸気発生器からの漏えい停止

余熱除去系による冷却継続により、1 次冷却系と破損側蒸気発生器を均圧させ、破損側蒸気発生器からの漏えいを停止する。

破損側蒸気発生器からの漏えい停止に必要な計装設備は、1 次冷却材圧力等である。

以降、長期対策として余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。

(m) 1 次冷却系のフィードアンドブリード

余熱除去系が使用不能の場合には、すべての加圧器逃がし弁を手動で開操作し、充てん系によるフィードアンドブリードを行う。

1 次冷却系のフィードアンドブリードに必要な計装設備は、1

次冷却材高温側温度（広域）等である。

(n) 代替再循環運転への切替え

長期対策として、余熱除去系統が使用不能の場合、格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が再循環運転可能水位（56%）に再循環運転開始後の水位低下の可能性を考慮した水位 61%以上となれば、代替再循環運転に切り替える。代替再循環運転に切替え後は、格納容器再循環サンプからA格納容器スプレイポンプを経てA格納容器スプレイ冷却器で冷却した水をA余熱除去系統及びA格納容器スプレイ系統に整備している連絡ラインより炉心注水することで、継続的な炉心冷却を行う。

代替再循環運転への切替えに必要な計装設備は、余熱除去流量等である。

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再循環ファンを運転し継続的に行う。

#### 7.1.8.2 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、格納容器バイパス時の漏えい経路の違いを考慮した「インターフェイスシステムLOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、1次冷却系における冷却材流量変化、冷却材放出、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離・対向流、圧力損失、ECCS強制注入及びECCS蓄圧タンク注入、加圧器における冷却材放出、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プラント過渡解析コードM-RELAP5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。

## (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 7.1.8.3 表及び第 7.1.8.4 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. インターフェイスシステム L O C A

#### (a) 事故条件

##### i. 起回事象

起回事象として、余熱除去系統入口隔離弁の誤開又は破損による余熱除去系統の圧力上昇により、余熱除去系統からの漏えいが発生するものとする。1 次冷却材の漏えい箇所として、余熱除去系逃がし弁、余熱除去系機器等からの漏えいが発生するものとする。余熱除去ポンプ入口逃がし弁及び余熱除去冷却器出口逃がし弁の破断口径については、実機における口径を基に設定し、余熱除去系機器等については、実機における破断面積に係る評価値に余裕を考慮した値を設定する。また、余熱除去系機器等の破断面積の評価においては、余熱除去系統の圧力挙動の評価結果を踏まえ、配管破断は生じることはなく、余熱除去系統の低圧側に静的に 1 次冷却系統の圧力及び温度相当まで加圧及び加温されるものとしている。

##### (i) 原子炉格納容器外の余熱除去冷却器出口逃がし弁

(等価直径約 2.5cm (約 1 インチ) 相当、1 個)

##### (ii) 原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁

(等価直径約 10cm (約 4 インチ) 相当、1 個)

##### (iii) 原子炉格納容器外の余熱除去系機器等

(等価直径約 2.8cm (約 1.12 インチ) 相当)

##### ii. 安全機能の喪失に対する仮定

余熱除去系統入口隔離弁の誤開又は破損が発生した側の余熱除去機能が喪失するものとする。

iii. 外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しくなる。

(b) 重大事故等対策に関連する機器条件

i. 高圧注入ポンプ

炉心への注水は、高圧注入ポンプ 2 台を使用するものとし、漏えい量を増加させる観点から、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：0m<sup>3</sup>/h～約360m<sup>3</sup>/h、0MPa[gage]～約15.8MPa[gage]）を用いるものとする。

ii. 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 台が自動起動し、非常用炉心冷却設備作動限界値到達の 60 秒後に 4 基の蒸気発生器に合計 370m<sup>3</sup>/h の流量で注水するものとする。

iii. 蓄圧タンク

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、蓄圧注入のタイミングを遅くすることで 1 次冷却系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量については、最低保有水量を用いる。なお、本事象は事象発生後の事象進展が比較的早く、蓄圧タンクの初期条件の不確かさによる漏えい量に与える影響は小さいことから、他の事象と同様に以下の取扱いとする。

蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力）

4.04MPa[gage]

蓄圧タンクの保有水量（最低保有水量）

26.9m<sup>3</sup>（1 基当たり）

iv. 主蒸気逃がし弁

2次冷却系強制冷却として主蒸気逃がし弁 4 個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁 1 個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の 10%を処理するものとする。

v. 余熱除去系逃がし弁吹止まり圧力

余熱除去冷却器出口逃がし弁及び余熱除去ポンプ入口逃がし弁は、設計値にて閉止するものとする。

(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、「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。

i. 主蒸気逃がし弁の開操作による 2 次冷却系強制冷却は、事象の判断、余熱除去系統の隔離操作、主蒸気逃がし弁の開操作時間等を考慮して、非常用炉心冷却設備作動信号発信から 25 分後に開始するものとする。

ii. 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。

iii. 加圧器逃がし弁の開閉操作に係る以下の条件が成立すれば、1 個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。

(i) 非常用炉心冷却設備停止条件成立前

イ. サブクール度 60℃以上で開操作

ロ. サブクール度 40℃以下又は加圧器水位 50%以上で閉操作

(ii) 非常用炉心冷却設備停止条件成立後

イ. サブクール度 20℃以上で開操作

ロ. サブクール度 10℃以下で閉操作

iv. 以下に示す非常用炉心冷却設備停止条件が成立、又は原子炉トリップ後 2.5 時間経過すれば、炉心注水を高圧注入から充てん注入に同時に切り替えるものとする。

(i) サブクール度 40℃以上

(ii) 加圧器水位 50%以上

- (iii) 1次冷却材圧力が安定又は上昇、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中
  - (iv) 蒸気発生器狭域水位下端以上又は電動補助給水ポンプ 1 台が設計流量以上で注水中
  - v. 以下に示す余熱除去運転条件が成立すれば、健全側余熱除去系による炉心冷却を開始するものとする。
    - (i) 1次冷却材温度 177℃以下
    - (ii) 1次冷却材圧力 2.7MPa[gage]以下
  - vi. 運用上実際の操作では、充てんポンプによる充てん流量を調整することで、加圧器水位を計測範囲内に維持するが、漏えい側余熱除去ポンプ入口弁の閉止と同時に充てんポンプを停止するものとする。
- b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故
- (a) 事故条件
    - i. 起回事象
      - 起回事象として、1基の蒸気発生器の伝熱管 1 本が瞬時に両端破断を起こすものとする。
    - ii. 安全機能の喪失に対する仮定
      - 破損側蒸気発生器隔離失敗の想定として、原子炉トリップ後に主蒸気逃がし弁が動作した時点で、破損側蒸気発生器につながる主蒸気安全弁 1 個が開固着するものとする。
    - iii. 外部電源
      - 外部電源はないものとする。
      - 外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しくなる。
  - (b) 重大事故等対策に関連する機器条件
    - i. 高圧注入ポンプ
      - 炉心への注水は、高圧注入ポンプ 2 台を使用するものとし、漏えい量を増加させる観点から、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：0m<sup>3</sup>/h～約360m<sup>3</sup>/h、0MPa[gage]～約15.8MPa[gage]）を用いるものとする。

ii. 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 台が自動起動し、非常用炉心冷却設備作動限界値到達の 60 秒後に 4 基の蒸気発生器に合計 370m<sup>3</sup>/h の流量で注水するものとする。

iii. 主蒸気逃がし弁

2 次冷却系強制冷却のため、健全側蒸気発生器につながる主蒸気逃がし弁 3 個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁 1 個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の 10%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、「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。

i. 破損側蒸気発生器の隔離操作として、原子炉トリップから 10 分後に、破損側蒸気発生器につながるタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉操作、破損側蒸気発生器への補助給水の停止操作及び破損側蒸気発生器につながる主蒸気隔離弁の閉操作を開始し、操作完了に約 2 分を要するものとする。

ii. 健全側蒸気発生器につながる主蒸気逃がし弁の開操作は、破損側蒸気発生器隔離操作の完了時点で開始し、操作完了に 1 分を要するものとする。

iii. 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。

iv. 加圧器逃がし弁の開閉操作に係る以下の条件が成立すれば、1 個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。

(i) 非常用炉心冷却設備停止条件成立前

イ. サブクール度 60℃以上で開操作

- ロ. サブクール度 40℃以下又は加圧器水位 50%以上で閉操作
- (ii) 非常用炉心冷却設備停止条件成立後
  - イ. サブクール度 20℃以上で開操作
  - ロ. サブクール度 10℃以下で閉操作
- v. 以下に示す非常用炉心冷却設備停止条件が成立すれば、炉心注水を高圧注入から充てん注入に切り替えるものとし、切替えに2分の操作時間を考慮するものとする。
  - (i) サブクール度 40℃以上
  - (ii) 加圧器水位 50%以上
  - (iii) 1次冷却材圧力が安定又は上昇、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中
  - (iv) 健全側蒸気発生器の狭域水位下端以上又は健全側蒸気発生器への電動補助給水ポンプ1台の設計流量以上で注水中
- vi. 充てんポンプによる充てん流量を調整することで、加圧器水位を計測範囲内に維持するものとする。
- vii. 以下に示す余熱除去運転条件が成立すれば、余熱除去系による炉心冷却を開始するものとする。
  - (i) 1次冷却材温度 177℃以下
  - (ii) 1次冷却材圧力 2.7MPa[gage]以下

### (3) 有効性評価の結果

#### a. インターフェイスシステムLOCA

インターフェイスシステムLOCAの事象進展を第7.1.8.4図に、1次冷却材圧力、1次冷却材温度、1次冷却系保有水量、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第7.1.8.9図から第7.1.8.20図、給水流量及び蒸気流量の2次冷却系パラメータの推移を第7.1.8.21図及び第7.1.8.22図に示す。

#### (a) 事象進展

事象発生後、余熱除去系統入口隔離弁の誤開または破損が発生した側の余熱除去系逃がし弁及び余熱除去系機器等からの漏えいにより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。

事象発生約 21 秒後に「原子炉圧力低」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、ほう酸水が炉心に注水される。また、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。

事象発生約 11 分後に 1 次冷却材圧力が余熱除去冷却器出口逃がし弁の吹止まり圧力まで低下するため、逃がし弁が閉止することで 1 次冷却系保有水量が回復する。

事象発生約 25 分後に主蒸気逃がし弁の開操作による 2 次冷却系強制冷却を開始するとともに、1 次冷却系からの漏えい量抑制のため、事象発生約 63 分後に炉心注水を高圧注入から充てん注入へ切替えを実施する。また、事象発生約 63 分後に健全側余熱除去系による炉心冷却を開始する。

その後、漏えい側の余熱除去ポンプ入口弁（ツインパワー弁）を閉止することで漏えいは停止する。

(b) 評価項目等

燃料被覆管温度は第 7.1.8.20 図に示すとおり、炉心が冠水状態にあることから初期値（約 390℃）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 7.1.8.9 図に示すとおり、初期値（約 15.9MPa[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 16.3MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍(20.59MPa[gage])を下回る。

また、原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁の動作により、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作動に至った場合、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 0.308MPa[gage]及び約 132℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器の最高使用圧力(0.39MPa[gage])及び最高使用温度 (144℃) を下回る。

第 7.1.8.9 図及び第 7.1.8.10 図に示すように、事象発生後の 8 時間後においても 1 次冷却材圧力及び温度は安定しており、炉心は安定して冷却されている。その後、事象発生後の約 9.8 時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに健全側余熱除去系による除熱を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故

蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故の事象進展を第 7.1.8.6 図に、1 次冷却材圧力、1 次冷却材温度、1 次冷却系保有水量、燃料被覆管温度等の 1 次冷却系パラメータの推移を第 7.1.8.23 図から第 7.1.8.32 図に、蒸気発生器水位、蒸気流量等の 2 次冷却系パラメータの推移を第 7.1.8.33 図から第 7.1.8.35 図に示す。

(a) 事象進展

事象発生後、破断した伝熱管を通じて 1 次冷却材が蒸気発生器 2 次側に流出することで 1 次冷却材圧力が低下し、事象発生後の約 5 分後に「過大温度  $\Delta T$  高」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。

事象発生後の約 6 分後の主蒸気逃がし弁作動と同時に破損側蒸気発生器につながる主蒸気安全弁開固着を仮定しているため、1 次冷却材温度及び圧力が低下することで、事象発生後の約 8 分後に「原子炉圧力低」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、ほう酸水が炉心に注水されることで 1 次冷却系保有水量が上昇に転じる。また、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。

原子炉トリップの 10 分後に破損側蒸気発生器の隔離操作を開始し、その約 2 分後に隔離操作を完了する。さらに、破損側蒸気発生器の隔離操作を完了した時点から健全側蒸気発生器につながる主蒸気逃がし弁の開操作を開始し、1 分後に完了する。

加圧器水位の回復と 1 次冷却系からの漏えい量低減のため、事象発生約 27 分後に加圧器逃がし弁による 1 次冷却系の減圧を実施し、事象発生約 36 分後に炉心注水を高圧注入から充てん注入へ切替えを実施する。その後、事象発生約 2.3 時間後に余熱除去系による冷却を開始することにより、1 次冷却材圧力は低下し、1 次冷却材圧力と破損側蒸気発生器の 2 次側圧力が平衡になった時点で、1 次冷却材の 2 次冷却系への漏えいは停止する。

#### (b) 評価項目等

燃料被覆管温度は第 7.1.8.32 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 350℃）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 7.1.8.23 図に示すとおり、初期値（約 15.7MPa[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 16.3MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍(20.59MPa[gage])を下回る。

また、加圧器逃がし弁の開閉操作により、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作動に至った場合、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 0.308MPa[gage]及び約 132℃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(0.39MPa[gage])及び最高使用温度（144℃）を下回る。

第 7.1.8.23 図及び第 7.1.8.24 図に示すように、事象発生の約 4.0 時間後においても 1 次冷却材圧力及び温度は低下傾向を示していることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、余熱除去系の運転を継続することにより、事象発生の約 4.5 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。また、余熱除去系が使用不能の場合においても、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリード及び格納容器スプレイポンプによる代替再循環を行うことにより、事象発生の約 46 時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。その後も格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

#### 7.1.8.3 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 2 次冷却系強制冷却、加圧器逃がし弁開閉操作による 1 次冷却系の減温、減圧を行うとともに、高圧注入から充てん注入への切替操作等を行うクールダウンアンドリサーキュレーションにより炉心を冷却し、漏えい量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、原子炉トリップ又は非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする 2 次冷却系強制冷却、並びに 1 次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）等を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作とする。

##### (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、「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

炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で 40%程度小さ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、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を起点とす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・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析等の結果から、炉心水位について最大で 0.3m 低く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点とす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。

1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、インターフェイスシステムLOCAでは、主配管につながる枝管の下流側にある弁等からの流出を仮定するため枝管の形状圧損及び摩擦圧損が模擬されず、破断流量を実際よりも多く評価することから、漏えい量を少なく評価する不確かさについて考慮する必要はない。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系の減圧が遅くなるため、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次冷却系強制冷却の開始が遅くなる。また、1次冷却系の減圧が遅くなることで1次冷却材の飽和温度の低下が遅くなり、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。一方、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について

て-10%~50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系の減圧が遅くなるため、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次冷却系強制冷却の開始が遅くなる。また、1次冷却系の減圧が遅くなることで1次冷却材の飽和温度の低下が遅くなり、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。

1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、インターフェイスシステムLOCAにおいて、2次冷却系強制冷却等による減圧時に1次冷却材圧力について最大で0.5MPa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1次冷却材温度は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。

1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、インターフェイスシステムLOCAにおいて、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱・凝縮量を小さ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、実際の蒸気発生器での伝熱・凝縮量は解析結果に比べて大きくなり、1次冷却材温度が低くなることから、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。

蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時に1次側・2次側の熱伝達を小さく評価する不確

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1次側・2次側の熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、1次冷却材温度が低くなることから、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さ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、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析等の結果から、炉心水位について最大で0.3m低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、実際の炉心水位は解析結果に比べて高くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、インターフェイスシステムLOCAでは、主配管につながる枝管の下流側にある弁等からの流出を仮定するため枝管の形状圧損及び摩擦圧損が模擬されず、破断流量を実際よりも多く評価することから、漏えい量を少なく評価する不確かさについて考慮する必要はない。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。一方、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%~50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束

領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、インターフェイスシステムLOCAにおいて、2次冷却系強制冷却等による減圧時に1次冷却材圧力について最大で0.5MPa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1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、インターフェイスシステムLOCAにおいて、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱・凝縮量を小さく評価することにより、1次冷却材圧力について最大で0.5MPa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1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることにより、漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時における1次冷却材圧力について最大で0.5MPa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1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなり、漏えい量が少なくなることで1次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

## (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 7.1.8.3 表及び第 7.1.8.4 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インターフェイスシステム L O C A 時の破断口径、並びに評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる蓄圧タンク初期保有水量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小さくなるため、1 次冷却材温度及び圧力の低下が早くなる。よって、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする 2 次冷却系強制冷却及び 1 次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。

インターフェイスシステム L O C A 時の破断口径を最確値とした場合、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、破断箇所からの漏えい量が少なくなる。このため、1 次冷却材圧力の低下が遅くなり、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする 2 次冷却系強制冷却の開始が遅くなる。一方、1 次冷却材圧力の低下が遅くなることで 1 次冷却材の飽和温度の低下も遅くなり、1 次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。

(b) 評価項目となるパラメータへの影響

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、1 次冷却材の蒸散率が低下し、1 次冷却系保有水量の低下が抑制される。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。

インターフェイスシステムLOCA時の破断口径を最確値とした場合、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、1次冷却材の流出量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制される。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。

蓄圧タンクの初期保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定している保有水量より多くなる。蓄圧タンクの初期保有水量が多い方が蓄圧タンク気相部の初期体積が小さくなり、注水に伴う気相部圧力の低下が大きくなることから、1次冷却系への注水量の観点から厳しくなる。その影響を事象推移から確認した結果、蓄圧タンクによる炉心注水より前に、高圧注入ポンプによる炉心注水により1次冷却系保有水量は回復に転じていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

#### 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

インターフェイスシステムLOCAにおける2次冷却系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第7.1.8.7図に示すとおり、中央制御室での操作であり、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。また、余熱除去系統の隔離操作として実施する余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の閉操作は、第7.1.8.7図に示すとおり、現場の操作であるが、同一の運転員等による他の操作がないことから、要員の配置による他の操作への影響はない。なお、余熱除去

ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の操作位置は漏えいの影響を受けにくい場所にあるため、破断口径の不確かさにより漏えい量の変動しても、余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の閉操作の成立性に影響を与えない。

蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における２次冷却系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第 7.1.8.8 図に示すとおり、中央制御室での操作であり、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

２次冷却系強制冷却は、炉心崩壊熱等の不確かさにより１次冷却材温度及び圧力の低下が早くなることで、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が早くなり、これに伴い操作開始が早くなる。また、蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における２次冷却系強制冷却は、解析上の開始時間と運用として実際に見込まれる開始時間の差異等により操作開始が早くなる。これらのように操作開始が早くなる場合には、１次冷却系からの漏えい量が少なくなり、１次冷却系保有水量の低下が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。一方、インターフェイスシステム L O C A における２次冷却系強制冷却は、冷却材放出における臨界流モデル等の不確かさにより、１次冷却系からの漏えい量が少なくなり、１次冷却材圧力の低下が遅くなることで、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が遅くなり、これに伴い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は、１次冷却系からの漏えい量と操作遅れ時間の程度により燃料被覆管温度上昇に対する余裕は小さくなることが考えられるが、高圧注入ポンプによる炉心注水により１次冷却系保有水量は確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作は、炉心崩壊熱等の不確かさにより1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなることで、操作開始が早くなる。このように操作開始が早くなる場合には、1次冷却系からの漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されるため、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評価する。

インターフェイスシステムLOCA時において、2次冷却系強制冷却の操作時間余裕としては、水源となる燃料取替用水ピット枯渇までの時間として、第7.1.8.36図に示す2次冷却系強制冷却開始までの最大注水流量が継続するものとして概算した。その結果、約2時間の操作時間余裕があることを確認した。加圧器逃がし弁の開操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水ピット枯渇までの時間として、第7.1.8.36図に示す主蒸気逃がし弁開による1次冷却系の減温、減圧操作を考慮し、大気圧時点での高圧注入流量が継続するものとして概算した。その結果、約2時間の操作時間余裕があることを確認した。

蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故時において、破損側蒸気発生器の隔離操作及び2次冷却系強制冷却の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水ピット枯渇までの時間として、第7.1.8.37図に示す2次冷却系強制冷却開始までの最大注水流量が継続するものとして概算した。その結果、約7時間の操作時間余裕があることを確認した。加圧器逃がし弁の開操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水ピット枯渇までの時間として、第7.1.8.37図に示す主蒸気逃がし弁開による1次冷却系の減温、減圧操作を考慮し、大気圧時点の高圧注入流量が継続するものとして概算した。その結果、約4

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、並びにそれら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、運転員等によるクールダウンアンドリサーキュレーションにより、1次冷却系への注水、1次冷却系の減温、減圧を行うこと等により、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。

### 7.1.8.4 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」において、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.1.8.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり18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68名で対処可能である。ただし、緊急時対策所建屋内に緊急時対策所を設置するまでは、「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70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「格納容器バイパス」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。

また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であ

ることを確認する。

なお、重要事故シーケンス「インターフェイスシステムLOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」において、燃料及び電源の評価結果は同じであり、水源の評価結果は各々について以下に示す。

a. 水源

重要事故シーケンス「インターフェイスシステムLOCA」において、復水ピット（1,035m<sup>3</sup>：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、復水ピットが枯渇するまでの約18.7時間の注水継続が可能であり、事象発生約63分後から健全側余熱除去系による冷却を実施した以降は、炉心冷却のための蒸気発生器への注水継続は不要である。また、燃料取替用水ピット（約1,860m<sup>3</sup>：有効水量）を水源とする高圧注入ポンプによる炉心注水については、事象発生約63分後に充てんポンプに切り替えて炉心注水を継続する。その後、余熱除去システムからの漏えい停止確認以降は、事象収束のための注水継続は不要である。

重要事故シーケンス「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」において、復水ピット（約1,035m<sup>3</sup>：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、復水ピットが枯渇するまでの約18.7時間の注水継続が可能であり、事象発生約2.3時間後に余熱除去系による冷却に切り替えた以降は、炉心冷却のための蒸気発生器への注水継続は不要である。また、燃料取替用水ピット（約1,860m<sup>3</sup>：有効水量）を水源とする高圧注入ポンプによる炉心注水については、事象発生約36分後に充てんポンプに切り替えて炉心注水を継続する。その後、1次冷却系の減圧操作により、蒸気発生器2次側圧力と均圧し、破損側蒸気発生器からの漏えいが停止した以降は、事象収束のための注水継続は不要である。なお、余熱除去系の接続に失敗した場合においては、充てん

ポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリード運転を実施するとともに、代替再循環運転へ切り替えることにより長期冷却が可能である。

#### b. 燃料

ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後 7 日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約 594.7kl 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 603.1kl 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及び重油タンクの合計容量(620kl)にて供給可能である。

#### c. 電源

ディーゼル発電機の電源負荷について、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。

### 7.1.8.5 結論

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」では、1 次冷却材の原子炉格納容器外への漏えいが継続し、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「格納容器バイパス」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として主蒸気逃がし弁、高圧注入ポンプ等によるクールダウンアンドリサーキュレーションを整備しており、さらに、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリードを整備している。長期対策として余熱除去系による炉心冷却を整備する。また、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱、格納容器スプレーポンプによる代替

再循環を整備している。

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」の重要事故シーケンス「インターフェイスシステムLOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、運転員等操作によるクールダウンアンドリサーキュレーション等を実施することにより、炉心が露出することはない。

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並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、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、外部電源喪失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「格納容器バイパス」において、クールダウンアンドリサーキュレーション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「格納容器バイパス」に対して有効である。

第 7.1.8.1 表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について  
(インターフェースシステム LOCA) (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	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 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。</li> <li>・ 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。</li> </ul>	-	-	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. 安全注入シークエンス作動状況の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シークエンスが作動していることを確認する。</li> </ul>	燃料取替用水ピット 余熱除去ポンプ 高圧注入ポンプ	-	高圧注入流量 余熱除去流量 燃料取替用水ピット水位 1次冷却材圧力
c. 蓄圧注入系動作の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 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。</li> </ul>	蓄圧タンク	-	1次冷却材圧力
d. 余熱除去系統からの漏えいの判断	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 余熱除去系統からの漏えいの兆候があり加圧器水位及び圧力の低下、補助建屋内放射線監視モニタの指示上昇、蒸気発生器伝熱管漏えい監視モニタ指示正常等により、インターフェースシステム LOCA の発生を判断する。</li> </ul>	-	-	1次冷却材圧力 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 7.1.8.1 表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について  
(インターフェイスシナシテム LOCA) (2/3)

		重大事故等対処設備		
判断及び操作	手順	常設備	可搬設備	計装設備
e. 余熱除去系統隔離	<ul style="list-style-type: none"> <li>中央制御室での操作にて余熱除去ポンプを全台停止するとともに、燃料取替用水ピット水の流出を抑制するために、燃料取替用水ピットと余熱除去系統の隔離を行う。</li> <li>1次冷却系保有水量低下を抑制するために1次冷却系の減圧操作を開始する前に、1次冷却系統と余熱除去系統の隔離操作を行う。</li> <li>隔離操作については漏えい側系統及び健全側系統ともに行う。</li> </ul>	-	-	余熱除去流量 燃料取替用水ピット水位
f. 余熱除去系統の隔離失敗の判断及び対応操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>1次冷却材圧力の低下が継続することで余熱除去系統の隔離失敗と判断し、燃料取替用水ピット補給操作を行う。</li> </ul>	【燃料取替用水ピット】	-	1次冷却材圧力 加圧器水位 燃料取替用水ピット水位
g. 蒸気発生器2次側による炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> <li>蒸気発生器への注水は補助給水ポンプにて行う。</li> </ul>	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 復水ピット ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク 重油タンク	-	1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材低温側温度(広域) 1次冷却材圧力 蒸気発生器補助給水流量 主蒸気圧力 蒸気発生器水位(狭域) 蒸気発生器水位(広域) 復水ピット水位
h. 加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧	<ul style="list-style-type: none"> <li>非常用炉心冷却設備停止条件確立及び1次冷却系からの漏えい量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動で開操作し、1次冷却系の強制減圧を行う。</li> <li>加圧器逃がし弁操作の際は、1次冷却系のサブクール度を確保した段階で実施する。</li> </ul>	加圧器逃がし弁 ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク 重油タンク	-	1次冷却材圧力 1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材低温側温度(広域)

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.8.1 表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について  
(インターフェイスシスデム LOCA) (3/3)

重大事故等対処設備			
判断及び操作	手順	常設設備	可搬設備
i. 高圧注入から充てん注入への切替え	<ul style="list-style-type: none"> <li>非常用炉心冷却設備停止条件を満足して注入を切り替える。</li> </ul>	高圧注入ポンプ 充てんポンプ 燃料取替用水ピット デイジーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク 重油タンク	高圧注入流量 加圧器水位 燃料取替用水ピット 水位
j. 蓄圧タンク出口弁閉操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>1次冷却材圧力計指示が 0.6MPa[gage]になれば、蓄圧タンク出口弁を閉操作する。</li> </ul>	蓄圧タンク出口弁	1次冷却材圧力 1次冷却材高温側温度 (広域) 1次冷却材低温側温度 (広域)
k. 現場での余熱除去系統の隔離及び余熱除去系統からの漏えい停止確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>漏えい側余熱除去ポンプの入口弁 (ツインパワ一弁) を閉操作することにより隔離を行い、余熱除去系統からの漏えい停止を確認する。</li> <li>早期の流出停止を目的として、1次冷却材圧力を監視しつつ準備が整った次第、操作を実施する。</li> </ul>	余熱除去ポンプ入口弁	1次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器圧力 (広域) AM用格納容器圧力 格納容器内温度
1. 健全側余熱除去系による1次冷却系の冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>余熱除去系からの漏えい停止を確認すれば、健全側の余熱除去系による炉心冷却を開始する。</li> <li>長期対策として余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。</li> </ul>	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器 デイジーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク 重油タンク	1次冷却材高温側温度 (広域) 1次冷却材低温側温度 (広域) 1次冷却材圧力 余熱除去流量 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 7.1.8.2 表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について  
 (蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗) (1 / 4)

		重大事故等対処設備		
判断及び操作	手順	常設設備	可搬設備	計装設備
a. プラントトリップの確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 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。</li> <li>・ 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。</li> </ul>	—	—	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. 安全注入シケンス作動状況の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シケンスが作動していることを確認する。</li> </ul>	燃料取替用水ピット 余熱除去ポンプ 高圧注入ポンプ	—	高圧注入流量 余熱除去流量 燃料取替用水ピット水位 1 次冷却材圧力
c. 蒸気発生器伝熱管の漏えいの判断	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 蒸気発生器伝熱管漏えい監視モニタ指示、蒸気発生器水位及び主蒸気圧力の上昇、加圧器水位及び圧力の低下により、蒸気発生器伝熱管破損発生の判断及び破損側蒸気発生器の判定を行う。</li> </ul>	—	—	主蒸気圧力 蒸気発生器水位 (広域) 蒸気発生器水位 (狭域) 加圧器水位 1 次冷却材圧力
d. 補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 安全注入シケンス作動等による補助給水ポンプの自動起動及び補助給水流量が確立していることを確認する。</li> </ul>	電動補助給水ポンプ タービン補助給水ポンプ 蒸気発生器復水ピット	—	蒸気発生器補助給水流量 蒸気発生器水位 (広域) 蒸気発生器水位 (狭域) 復水ピット水位
e. 破損側蒸気発生器の隔離	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 破損側蒸気発生器の隔離操作として、破損側蒸気発生器への補助給水停止、主蒸気発生器の閉操作、タービン補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の間操作等を行う。</li> </ul>	主蒸気隔離弁	—	—

【 】 は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.8.2 表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について  
 (蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗) (2 / 4)

重大事故等対処設備			
判断及び操作	手順	常設設備	可搬設備
		計装設備	
f. 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断	<ul style="list-style-type: none"> <li>破損側蒸気発生器の隔離操作完了後に、破損側主蒸気圧力計指示が無負荷圧力(7.53MPa[gage])より低下し、減圧が継続すれば、破損側蒸気発生器圧力の減圧継続を判断する。</li> </ul>	-	-
g. 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応	<ul style="list-style-type: none"> <li>破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応操作として、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却及び燃料取替用水ピット補給操作を行う。</li> </ul>	主蒸気逃がし弁 電動補助給水ポンプ タービン補助給水ポンプ 蒸気発生器復水ピット ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク 重油タンク 【燃料取替用水ピット】	主蒸気圧力 蒸気発生器水位 (広域) 蒸気発生器水位 (狭域) 蒸気発生器補助給水流量 復水ピット水位 1次冷却材高温側温度 (広域) 1次冷却材低温側温度 (広域) 1次冷却材圧力 燃料取替用水ピット水位
h. 加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧	<ul style="list-style-type: none"> <li>非常用炉心冷却設備停止条件確立及び1次冷却系からの漏えい量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動で開操作することで1次冷却系の強制減圧を行う。</li> <li>加圧器逃がし弁操作の際は、1次冷却系サプクル度を確保した段階で実施する。</li> </ul>	加圧器逃がし弁 ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク 重油タンク	1次冷却材圧力 1次冷却材高温側温度 (広域) 1次冷却材低温側温度 (広域)
i. 蓄圧タンク出口弁閉操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>蓄圧注入による破損側蒸気発生器2次側への漏えい量を抑制するため、1次冷却材圧力が蓄圧タンクの保持圧力(4.04MPa[gage])になる前に蓄圧タンク出口弁を閉操作する。</li> </ul>	蓄圧タンク出口弁	1次冷却材圧力 1次冷却材高温側温度 (広域) 1次冷却材低温側温度 (広域)

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.8.2 表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について

(蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗) (3/4)

重大事故等対処設備			
判断及び操作	手順	常設設備	可搬設備
j. 高圧注入から充てん注入への切替え	<ul style="list-style-type: none"> <li>非常用炉心冷却設備停止条件を満足して、高圧注入へ切り替える。</li> </ul>	高圧注入ポンプ 充てんポンプ 燃料取替用水ピット デイゼル発電機 燃料油貯蔵タンク 重油タンク	-
k. 余熱除去系による炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>1次冷却材圧力計指示 2.7MPa[gage]以下及び1次冷却材高温側温度(広域)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により余熱除去系による炉心冷却を開始する。</li> </ul>	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器 デイゼル発電機 燃料油貯蔵タンク 重油タンク	-
l. 1次冷却系と破損側蒸気発生器均圧操作による破損側蒸気発生器からの漏えい停止	<ul style="list-style-type: none"> <li>余熱除去系による冷却継続により、1次冷却系と破損側蒸気発生器を均圧させ、破損側蒸気発生器からの漏えいを停止する。</li> <li>以降、長期対策として余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。</li> </ul>	加圧器逃がし弁 余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器 デイゼル発電機 燃料油貯蔵タンク 重油タンク	-
m. 1次冷却系のフィードアンドブリード	<ul style="list-style-type: none"> <li>余熱除去系が使用不能の場合には、すべての加圧器逃がし弁を手動で開操作し、充てん系によるフィードアンドブリードを行う。</li> </ul>	充てんポンプ 加圧器逃がし弁 燃料取替用水ピット デイゼル発電機 燃料油貯蔵タンク 重油タンク	-
		高圧注入流量 加圧器水位 燃料取替用水ピット水位	1次冷却材圧力 余熱除去流量 加圧器水位 1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材低温側温度(広域) 1次冷却材圧力 加圧器水位 主蒸気圧力 蒸気発生器水位(広域) 蒸気発生器水位(狭域) 1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材低温側温度(広域) 余熱除去流量 1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材低温側温度(広域) 1次冷却材圧力 加圧器水位 燃料取替用水ピット水位

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.8.2 表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について  
 (蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗) (4 / 4)

重大事故等対処設備			
判断及び操作	手順	常設設備	可搬設備
n. 代替再循環運転への切替え	<p>・長期対策として、余熱除去システムが使用不能の場合、格納容器再循環サンプ水位(広域)計指示が再循環可能水位(56%)に再循環運転開始後の水位低下の可能性を考慮した水位 61%以上となれば、代替再循環運転に切り替える。</p> <p>・代替再循環運転に切替え後は、格納容器再循環サンプから格納容器サンプレイアウトを迂回して格納容器システム及び格納容器システムに接続している連絡ラインより炉心注水すること、継続的な炉心冷却を行う。</p>	<p>A 格納容器サンプレイアウト (RHR) S-CSS 連絡ライン使用)</p> <p>A 格納容器サンプレイアウト</p> <p>格納容器再循環サンプ</p> <p>格納容器再循環サンプ</p> <p>格納容器再循環サンプ</p> <p>ディーゼル発電機</p> <p>燃料油貯蔵タンク</p> <p>重油タンク</p>	<p>格納容器再循環サンプ水位(広域)</p> <p>格納容器再循環サンプ水位(狭域)</p> <p>1 次冷却材低温側温度(広域)</p> <p>1 次冷却材高温側温度(広域)</p> <p>1 次冷却材圧力</p> <p>余熱除去流量</p> <p>加圧器水位</p>

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.8.3 表

「格納容器バイパス」の主要解析条件 (インターフェースシステム LOCA) (1 / 3)

項目		主要解析条件		条件設定の考え方	
初期条件	解析コード	M-R-E-L-A-P-5		本重要事故シナリオの重要現象である炉心における沸騰・ポイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるとして設定。	
	炉心熱出力 (初期)	100%(3,411MWt)×1.02		評価結果を厳しくすると崩壊熱が小さくなり、1次冷却材の蒸散量及び燃料被覆管温度評価の観点から厳しい設定。	
	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、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 (初期)	307.1+2.2℃		1次冷却材圧力が高いと2次冷却系強制注水の減温、減圧が遅くなり、非常用炉心冷却設備注水のタイミミングも遅くなることから厳しい設定。	
事故条件	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)		評価結果を厳しくするよう、定常誤差を考慮した上限値として設定。	
	蒸気発生器 2次側保有水量 (初期)	50t (1基当たり)		1次冷却材平均温度が高いと2次冷却系強制注水の減温、減圧が遅くなり、非常用炉心冷却設備注水のタイミミングも遅くなることから厳しい設定。	
	起因事象	余熱除去系系統入口隔離弁の誤開又は破損		サイクル末期炉心の保守的な値を設定。	
		破断箇所	破断口径	燃焼度が高いと高次のため、燃焼度が高くなることから厳しい設定。	
原子炉格納容器外 余熱除去冷却器 出口逃がし弁		約 2.5cm (約 1インチ)	サドル末期炉心の保守的な値を設定。		
安全機能の喪失 に対する仮定	原子炉格納容器内 余熱除去ポンプ 入口逃がし弁	約 10cm (約 4インチ)	燃焼度が大きいと高次のため、燃焼度が高くなることから厳しい設定。		
	原子炉格納容器外 余熱除去系機器等	約 2.8cm (約 1.12インチ)	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。		
	余熱除去系系統入口隔離弁の誤開又は破損が発生した側の余熱除去機能喪失			燃焼度が大きいと高次のため、燃焼度が高くなることから厳しい設定。	
外部電源	外部電源なし		設計値として設定。		

第 7.1.8.3 表 「格納容器バイパス」の主要解析条件 (インターフェースシステム LOCA) (2 / 3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 (12.73MPa[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、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	原子炉圧力低 (12.04MPa[gage]) (応答時間 2.0 秒)	非常用炉心冷却設備作動設定値に計器誤差を考慮した低い値として、非常用炉心冷却設備作動限界値を設定。検出遅れ、信号発信遅れ時間等を考慮して、応答時間を設定。
高压注入ポンプ	最大注入特性 (2 台) (高压注入特性: 0m <sup>3</sup> /h ~ 約 360m <sup>3</sup> /h、 0MPa[gage] ~ 約 15.8MPa[gage])	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。原子炉冷却材圧力パワウンダリ外への 1 次冷却材の漏えい量が多く推移するため、設備環境等に与える影響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。
蓄圧タンク 保持圧力	370m <sup>3</sup> /h (蒸気発生器 4 基合計)	補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台の補助給水全運転時 (ポンプ容量は設計値 (ミニフロー流量除く) を想定) に 4 基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。
蓄圧タンク 保有水量	4.04MPa[gage] (最低保持圧力)	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力として設定。
主蒸気逃がし弁 容量	26.9m <sup>3</sup> (1 基当たり) (最低保有水量)	最低の保有水量を設定。
余熱除去系逃がし弁 吹止まり圧力	定格主蒸気流量 (ループ当たり) の 10% (1 個当たり)	定格運転時において、設計値として各ループに設置している主蒸気逃がし弁 1 個当たり定格主蒸気流量 (ループ当たり) の 10% を処理できる流量として設定。
余熱除去系逃がし弁	余熱除去冷却器出口逃がし弁及び 余熱除去ポンプ入口逃がし弁の設計値	余熱除去系逃がし弁は設計値にて閉止するものとして設定。

重大事故等対策に関連する機器条件

第 7.1.8.3 表 「格納容器バイパス」の主要解析条件 (インターフェイスシステム LOCA) (3 / 3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
2次冷却系 強制冷却開始	非常用炉心冷却設備動作 発信から 25 分後	運転員等操作時間として、事象判断に 10 分、非常用炉心冷却設備作 動信号からのリセット操作、余熱除去ポンプ停止操作、余熱除去系統の中 央制御室からの隔離操作等に 14 分、主蒸気逃がし弁開操作に 1 分を 想定し、必要な時間を積み上げて設定。
補助給水流量の調整	蒸気発生器狭域水位内	運転員等操作として、蒸気発生器狭域水位内に維持するように設定。
加圧器逃がし弁の 開閉操作	加圧器逃がし弁の開閉操作に係る 条件成立後	運転員等操作として、加圧器逃がし弁の開閉操作に係る条件が成立す れば適宜開閉するよう設定。
高圧注入から 充てん注入への 切替操作	非常用炉心冷却設備 停止条件成立後	運転員等操作として、高圧注入から充てん注入への同時切替えを想 定。
充てん流量の調整	加圧器水位計測範囲内	運転員等操作として、加圧器水位計測範囲内を維持するように設定。

重大事故等対策に関連する操作条件



第 7.1.8.4 表 「格納容器バイパス」 主要解析条件  
 (蒸気発生器伝熱管破損 + 破損側蒸気発生器隔離失敗) (2 / 3)

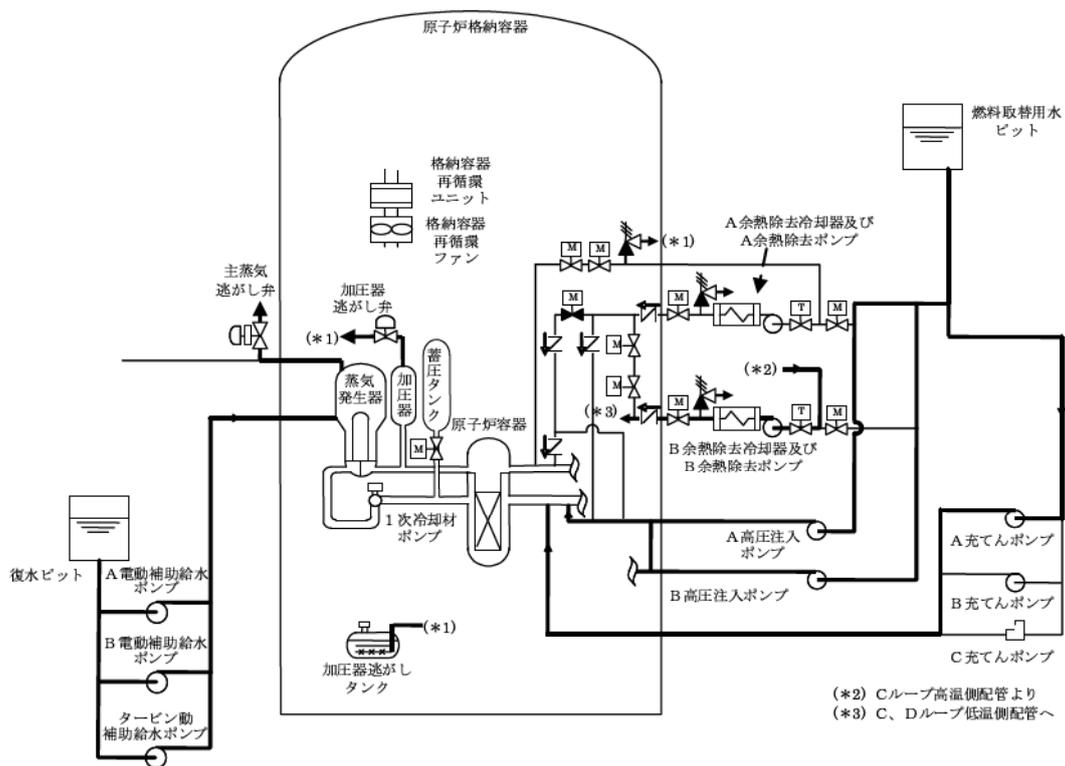
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 (12.73MPa[gage]) (応答時間 2.0 秒) あるいは 過大温度 ΔT 高 冷却材温度等の関数) (1 次冷却時間 6.0 秒)	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号遅れ時間を考慮して、応答時間を設定。
非常用炉心冷却設備作動信号	原子炉圧力低 (12.04MPa[gage]) (応答時間 2.0 秒)	非常用炉心冷却設備作動設定値に計器誤差を考慮した低めの値として、検出遅れや信号遅れ時間を考慮して、応答時間を設定。
高圧注入ポンプ	最大注入特性 (2 台) (高圧注入特性: 0m <sup>3</sup> /h ~ 約 360m <sup>3</sup> /h、 0MPa[gage] ~ 約 15.8MPa[gage])	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。冷却材圧力パワリ外への 1 次冷却材の漏えい量が大きく推移するため、設備環境等に与える影響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 370m <sup>3</sup> /h (蒸気発生器 4 基合計)	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。
主蒸気逃がし弁容量	定格主蒸気流量 (ループ当たり) の 10% (1 個当たり)	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 台の補助給水全量 (ポンプ容量は設計値 (ミニフロー流量除く) を想定) に 4 基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。

重大事故等対策に関連する機器条件

第 7.1.1.8.4 表 「格納容器バイパス」の主要解析条件  
 (蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗) (3 / 3)

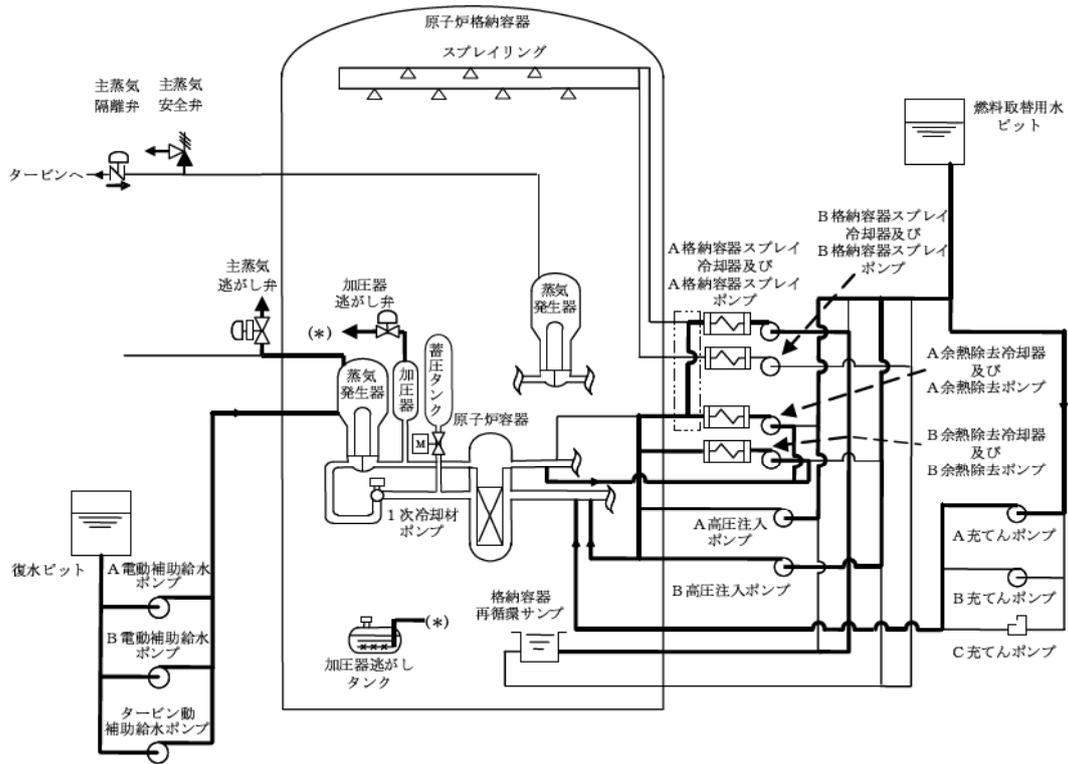
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
①破損側蒸気発生器への補助給水停止 ②破損側蒸気発生器に十分な蒸気運転補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉操作 ・主蒸気隔離弁操作	原子炉トリップ後 10 分で開始し、約 2 分で完了	運転員等操作時間として、事象発生の検知及び判断に 10 分、①及び②の操作に約 2 分を想定し、必要時間を積み上げて設定。
健全側蒸気発生器につながらず主蒸気逃がし弁操作	破損側蒸気発生器隔離操作完了後 1 分で開始	運転員等操作時間として、破損側蒸気発生器隔離操作完了後、主蒸気逃がし弁の中央開操作に 1 分を想定し、必要時間を積み上げて設定。
補助給水流量の調整	蒸気発生器狭域水位内	運転員等操作として、蒸気発生器狭域水位内に維持するよう設定。
加圧器逃がし弁の開閉操作	加圧器逃がし弁の開閉操作に係る条件成立後	運転員等操作として、加圧器逃がし弁の開閉操作に係る条件が成立すれば適宜開閉するよう設定。
高圧注入から充てん注入への切替操作	非常用炉心冷却設備停止条件成立から 2 分後	運転員等操作時間として、高圧注入から充てん注入への切替操作に 2 分を想定して設定。
充てん流量の調整	加圧器水位計測範囲内	運転員等操作として、加圧器水位計測範囲内を維持するよう設定。
余熱除去系による炉心冷却開始	余熱除去運転条件成立後	余熱除去運転条件が成立すれば、余熱除去系統による炉心冷却を開始するよう設定。

重大事故等対策に関する操作条件

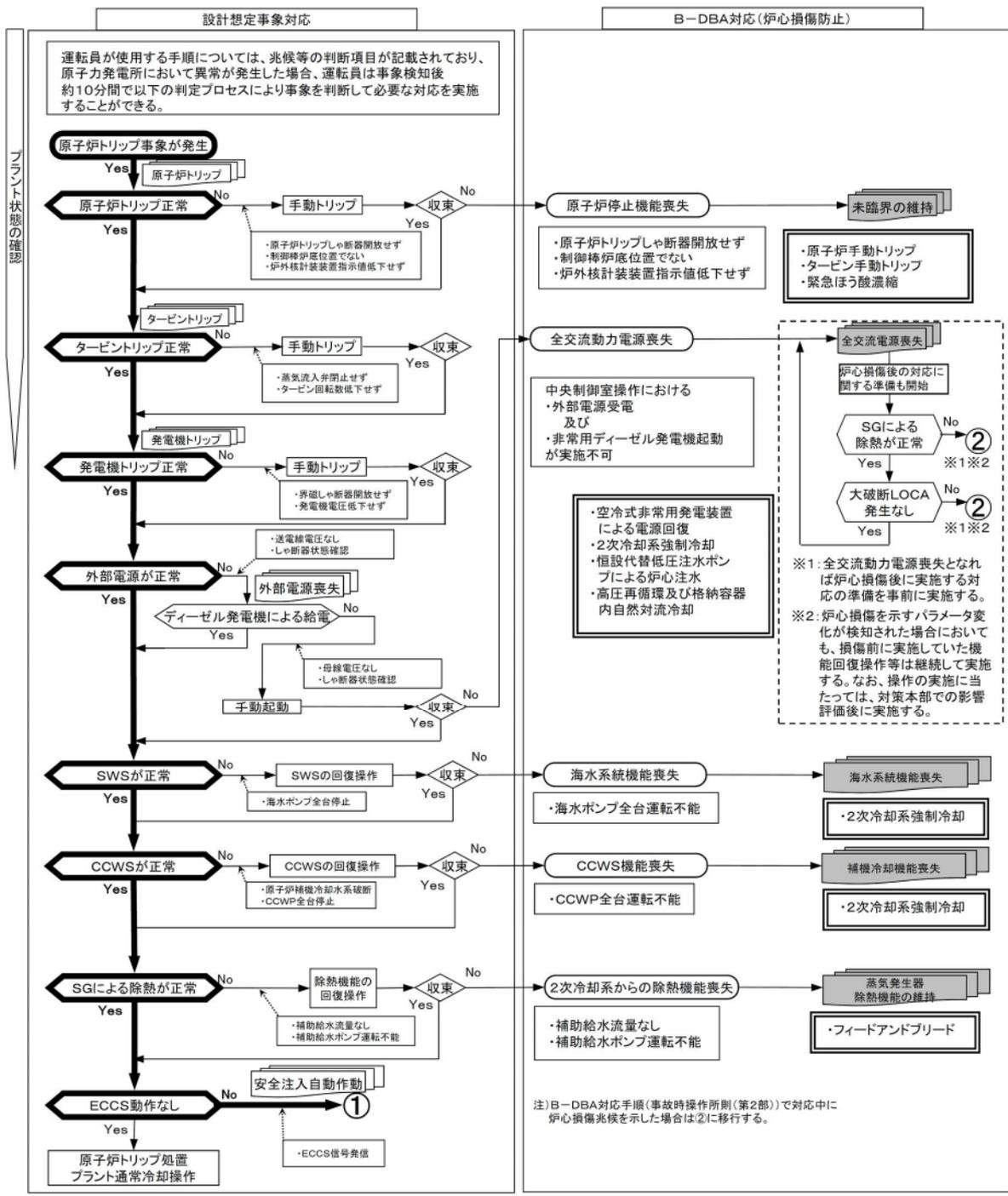


第 7.1.8.1 図 「格納容器バイパス」の重大事故等対策の概略系統図  
(インターフェイスシステム LOCA)

..... 設計基準事故対処設備から追加した箇所



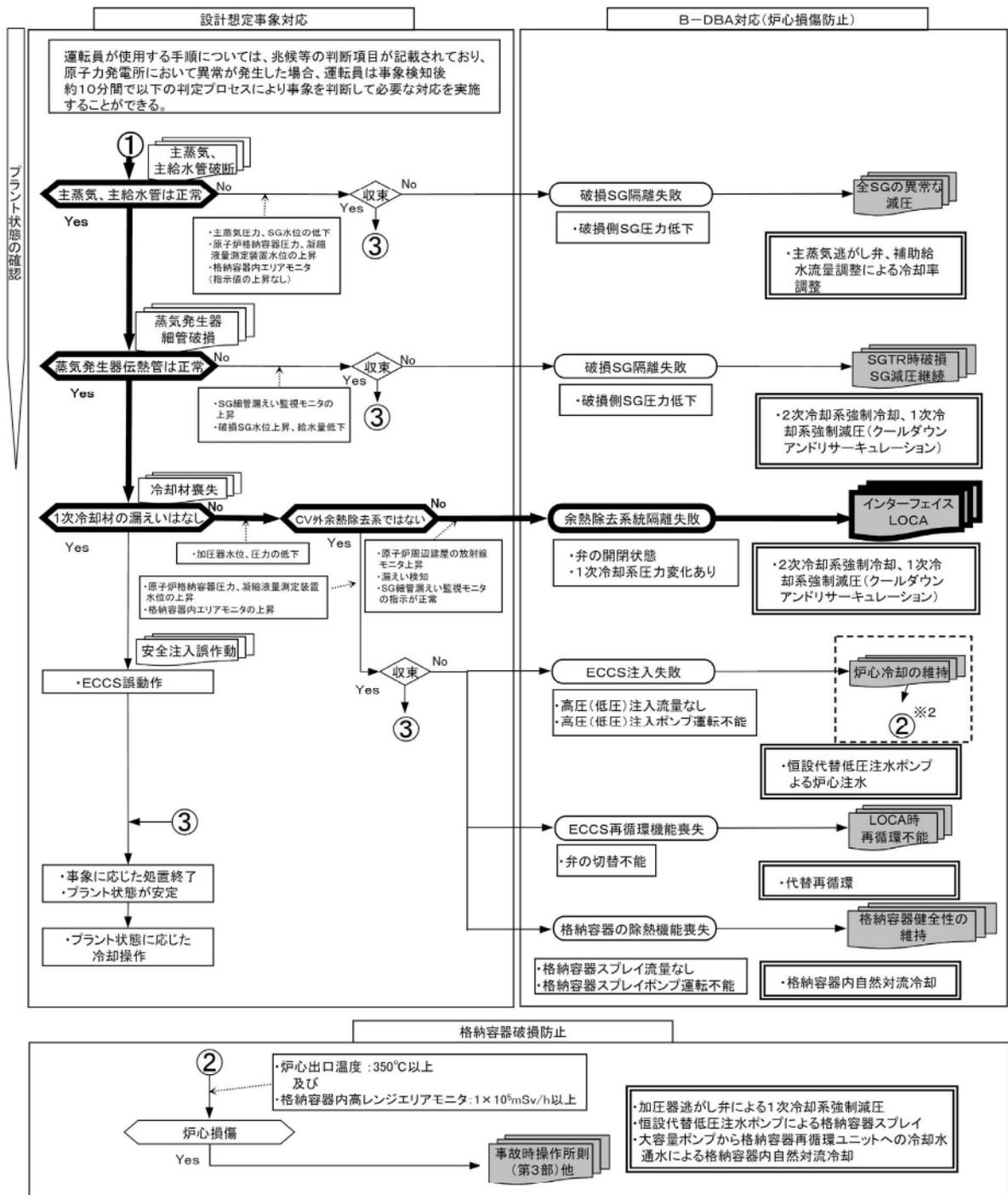
第 7.1.8.2 図 「格納容器バイパス」の重大事故等対策の概略系統図  
(蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)



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))

注: 太線はプロセスの流れを示す

第 7.1.8.3 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要  
(判定プロセス)  
(インターフェイスシステムLOCA) (1/2)



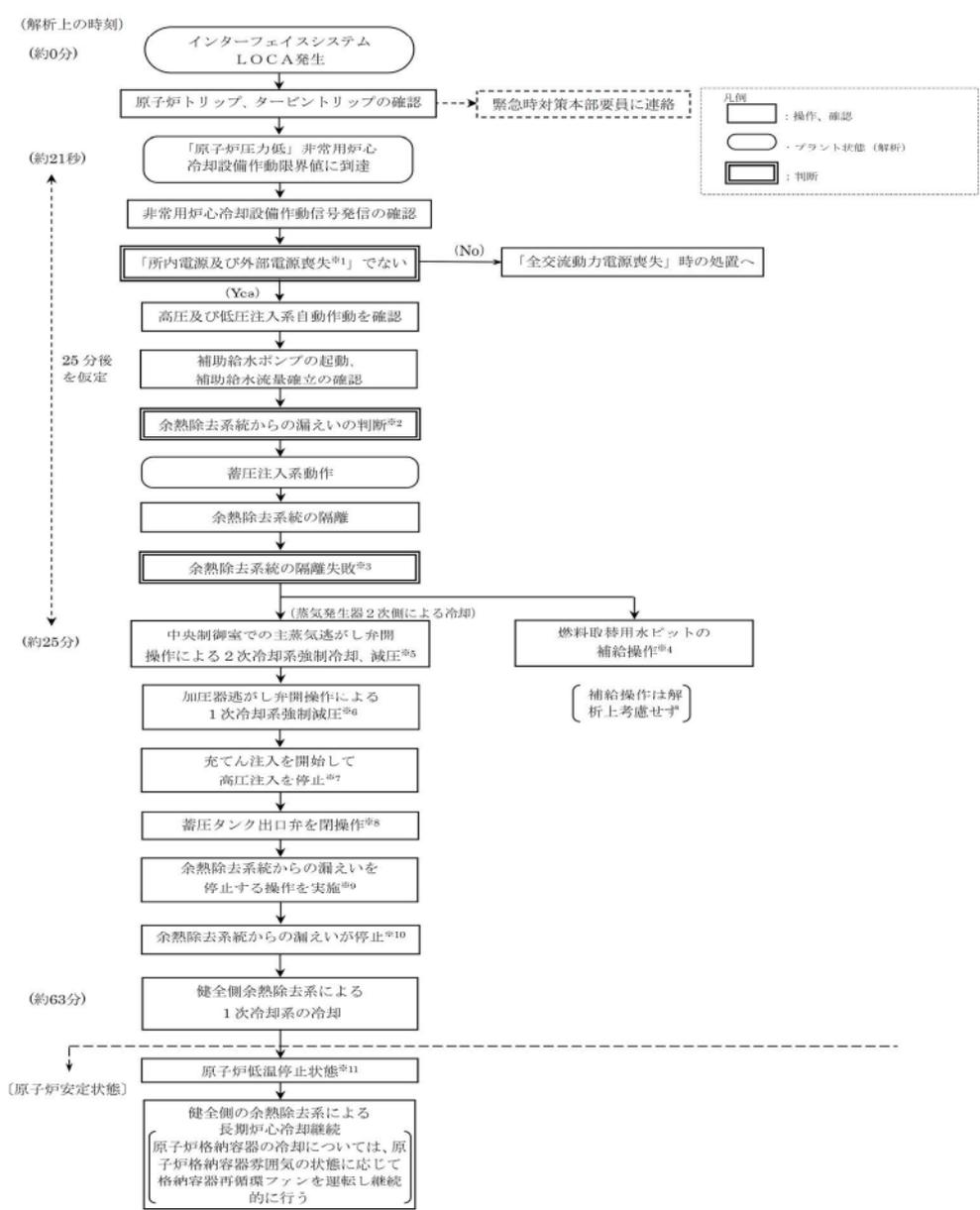
凡例: [ ] 設計事象対応手順(事故時操作所則) [ ] B-DBA対応手順(事故時操作所則(第2部)及び事故時操作所則(第3部))

注: 太線はプロセスの流れを示す

第 7.1.8.3 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要

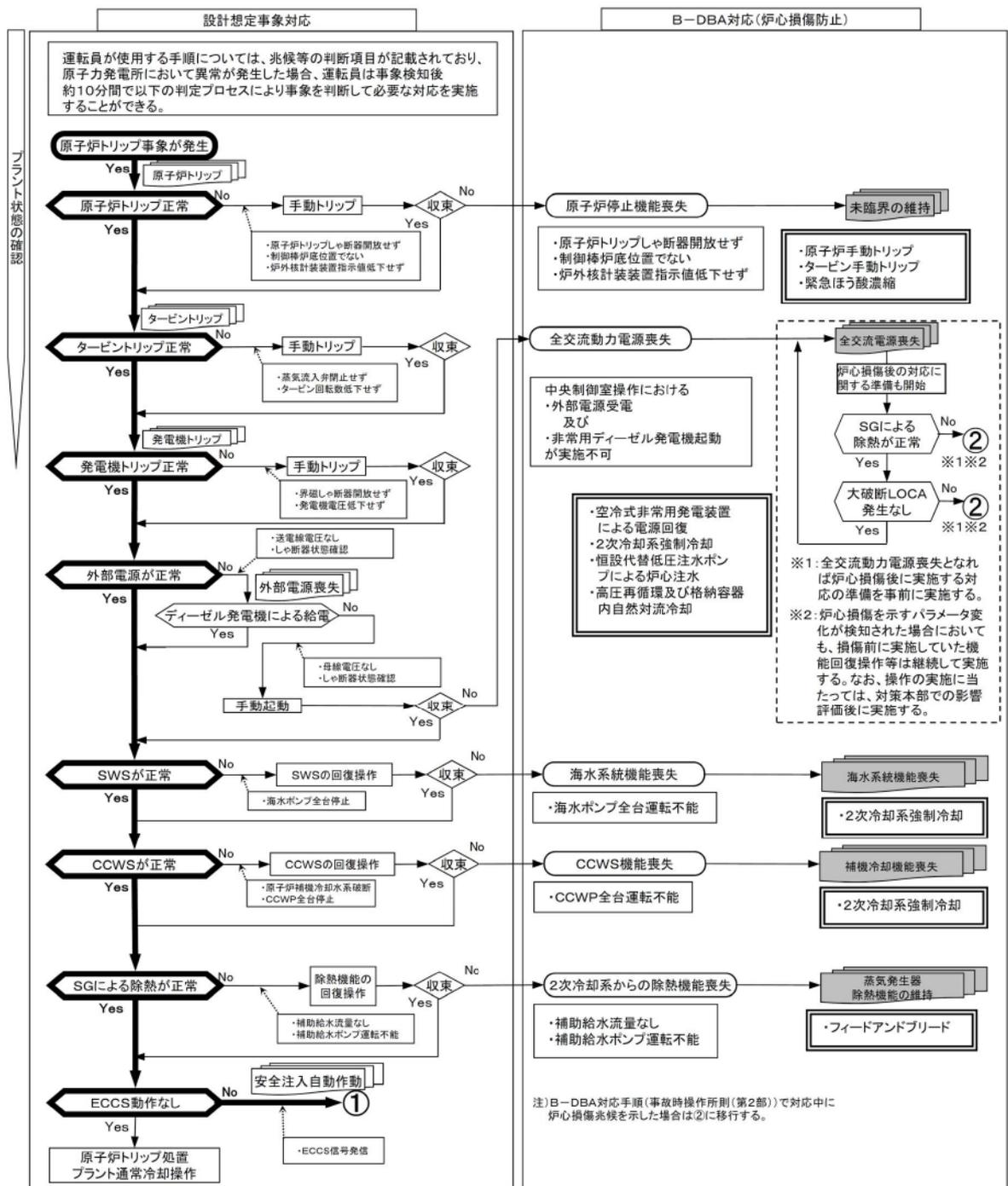
(判定プロセス)

(インターフェイスシステムLOCA) (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：余熱除去系統からの漏えいは以下で確認。  
 補助建屋内放射線監視モニタ、蒸気発生器伝熱管漏えい監視モニタ、加圧器水位及び圧力、原子炉周辺建屋サンプタンク水位、余熱除去ポンプ出口圧力  
 ※3：余熱除去系統からの漏えいを隔離できないものとする。  
 ※4：燃料取替用水ピットへの補給操作  
 ・原子炉補給水制御系（ほう酸タンク、1次系純水タンク）  
 ・1次系純水タンクから使用済燃料ピット脱塩塔経由等  
 ※5：漏えいしている余熱除去系統の隔離操作等の時間を考慮して、解析上では、約25分後の開始としているが、実際の操作では、準備が完了した段階で1次冷却系保有水の減少抑制のために実施する。  
 ※6：実際の操作においては、2次冷却系強制冷却による1次冷却系のサブクール度の確保を確認した段階で必要により実施し、保有水の確保を図る。また、その後の漏えい量低減のため、操作は適宜実施。  
 ※7：原子炉格納容器外への漏えいを抑制するため、充てん注入は高圧注入系の停止準備が整ってから開始する。  
 ※8：1次冷却材圧力計指示が0.6MPa[gage]になれば閉操作する。  
 ※9：隔離は余熱除去ポンプ入口弁閉操作で可能と想定する。なお、解析においては事象発生約7時間後まで漏えい停止を考慮しない。  
 ※10：余熱除去系統からの漏えい停止は以下で確認。  
 ・余熱除去ポンプ出口圧力、加圧器圧力及び水位、1次冷却材圧力、充てん水流量、原子炉水位、燃料取替用水ピット水位等の運動から総合的に確認する。  
 ※11：漏えいが停止し、1次冷却材温度が安定又は低下傾向。

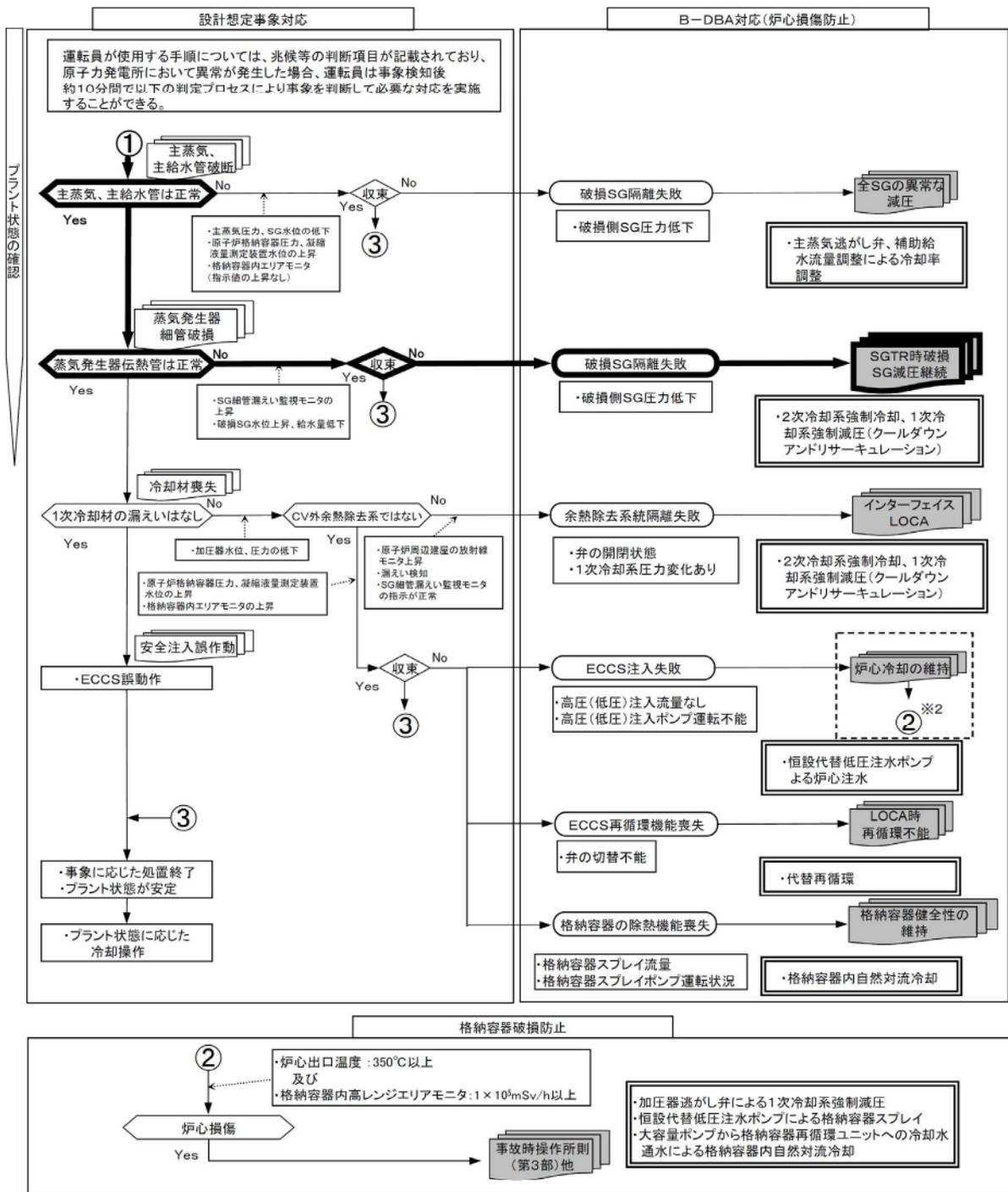
第 7.1.8.4 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要  
（「インターフェイスシステムLOCA」の事象進展）



第 7.1.8.5 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要

(判定プロセス)

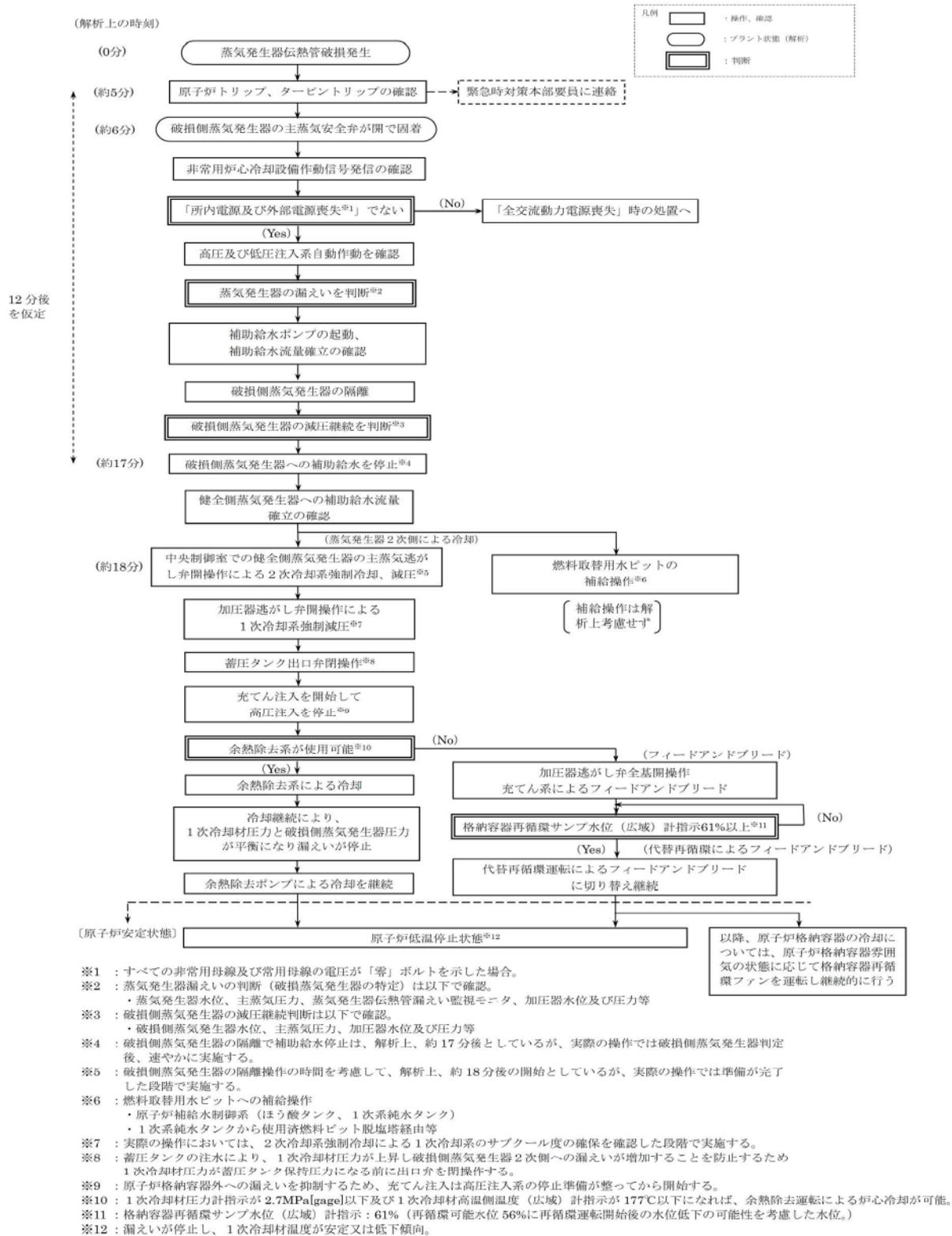
(蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) (1 / 2)



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 7.1.8.5 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要  
(判定プロセス)

(蒸気発生器伝熱管破損 + 破損側蒸気発生器隔離失敗) (2 / 2)



第 7.1.8.6 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要  
(「蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗」の事象進展)

手順の項目	必要な要員と作業項目	経過時間(分)		備考
		経過時間(分)	経過時間(時間)	
手順の内容	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	約21秒 約25分 約65分 約7時間	約21秒 約25分 約65分 約7時間	事象発生 原子炉トリップ プラント状況判断 約25分 2次冷却系強制冷却設備作動 約65分 充てん注入開始、高圧注入停止 約7時間 余熱除去系からの充てん停止
状況判断	当直課長、当直主任 運転員A、B、C	1 3	10分	
1次冷却系強制減圧操作	運転員A	【】【1】	5分	※1: 1次冷却系のサブクール度を確認し段階で実施する。
余熱除去系の分離、隔離操作	運転員B 運転員E	【】【1】 1	5分 30分	
2次冷却系強制冷却操作	運転員A	【】【1】	4分 1分	2次冷却系強制冷却が、断続上、断続している約25分までに実施される。
燃料取替用水ピット補給操作 (断続上考慮せず)	運転員D 運転員B	1 【】【1】	25分 5分	※2: 余熱除去系絶縁隔離操作を適宜実施する。
充てん開始、高圧注入停止操作	運転員B	【】【1】	5分	
蓄圧タンク出口弁閉操作	運転員D	【】【1】	5分	
電源確認、復旧操作	運転員C	【】【1】	30分	復旧に必要 電源確認復旧作業に要する時間は30分に 制限される。その後は断続に考えられる原因を 調査し回復を促す。
機器の復旧作業	保守班等	-	適宜実施	※3: 通常の交通状態での作業を期待。

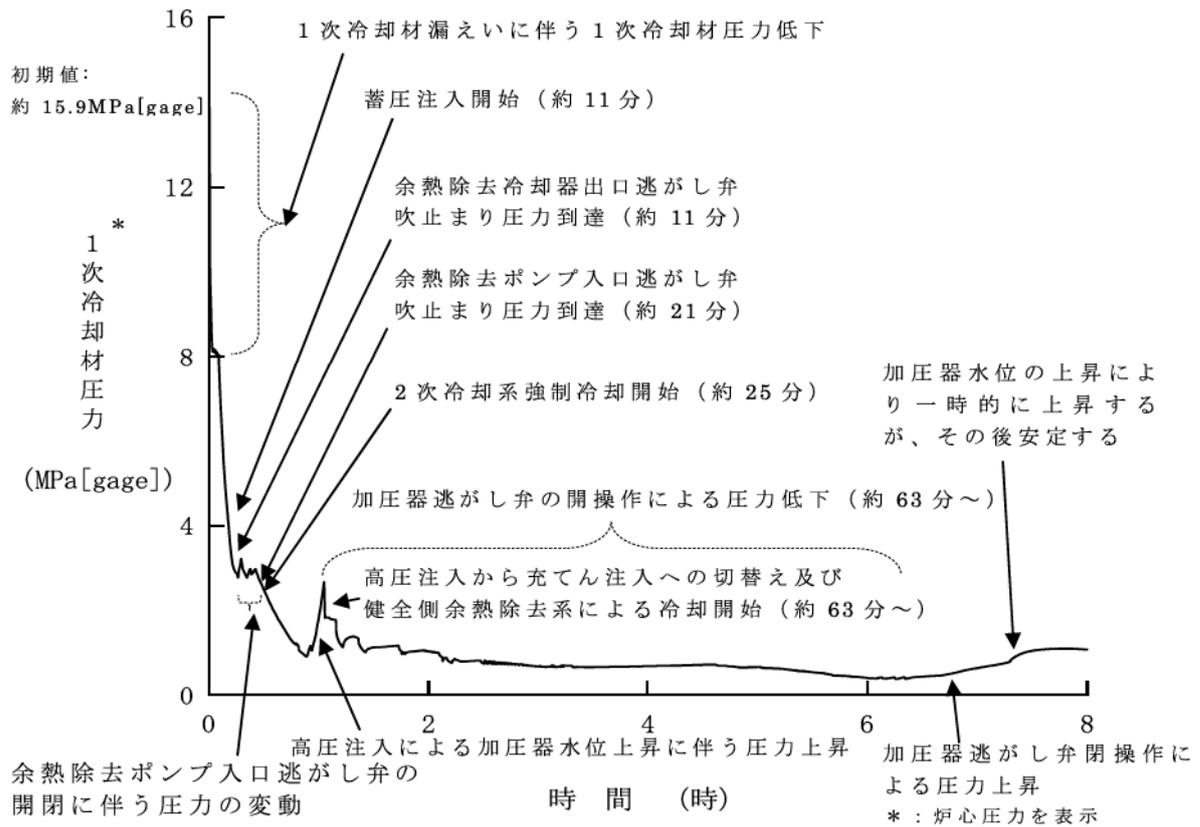
上記要員に加え、緊急時別室本部要員6名にて関係各所に通報連絡を行う。  
なお、各設定時間は操作場所、操作条件並びに実際の現場移動を含む作業時間を考慮した上で断続上の設定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。  
また、運転員が断続上設定した操作条件時間内に対応できることは別欄等に基づき確認している(一部の機器については想定時間により算出)。

## 第 7.1.8.7 図 「格納容器バイパス」の作業と所要時間 (インターフェイスシステムLOCA)

必要な要員と作業項目		経過時間(分)												備考	
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	3号炉名	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	備考
手順の内容															
手帳の内容															
当直課長、当直主任	1	1													
運転員A、B、C	3	3													
運転員A	1	1													
運転員C	1	1													
運転員A	1	1													
運転員B	1	1													
運転員B	1	1													
運転員D	1	1													
運転員B	1	1													

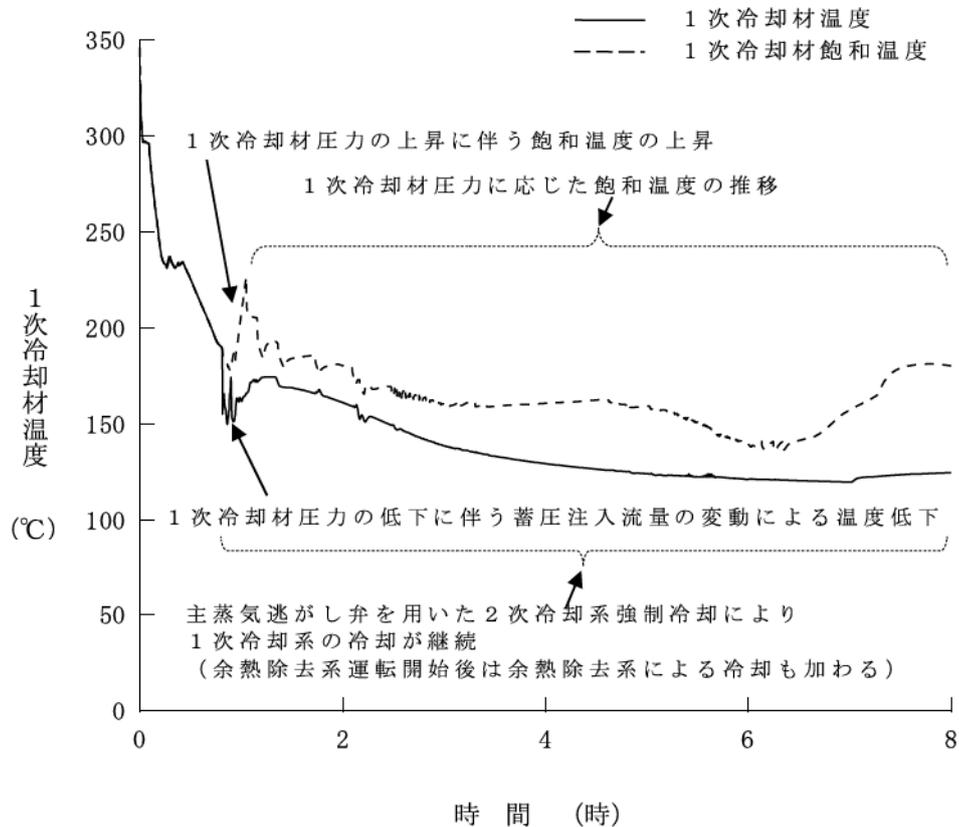
上記要員に加え、緊急時対応本要員6名にて関係各所に通報連絡を行う。  
 なお、各設定時間は操作場所、操作条件並びに要員の現場移動を含む作業時間等を考慮した上で解析上の仮定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば開次操作を実施する。  
 また、運転員が解析上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している。

### 第 7.1.8.8 図 「格納容器バイパス」の作業と所要時間 (蒸気発生器伝熱管破損 + 破損側蒸気発生器隔離失敗)



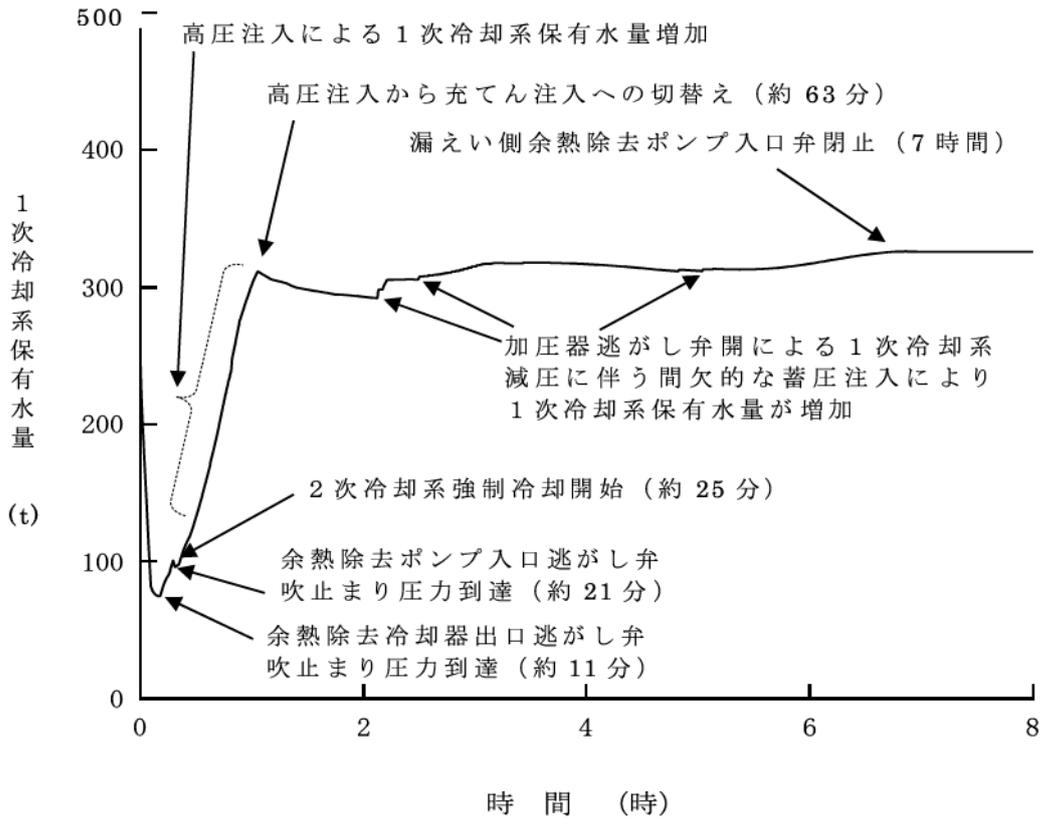
第 7.1.8.9 図 1次冷却材圧力の推移

(インターフェイスシステムLOCA)

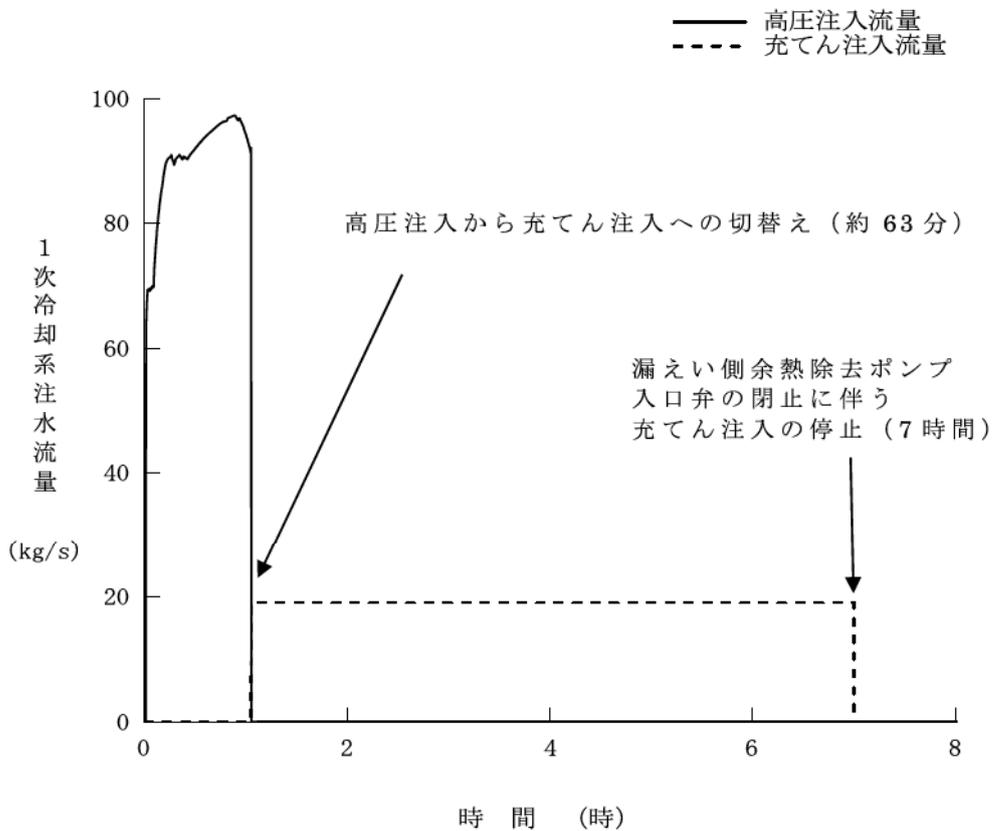


第 7.1.8.10 図 1次冷却材温度の推移

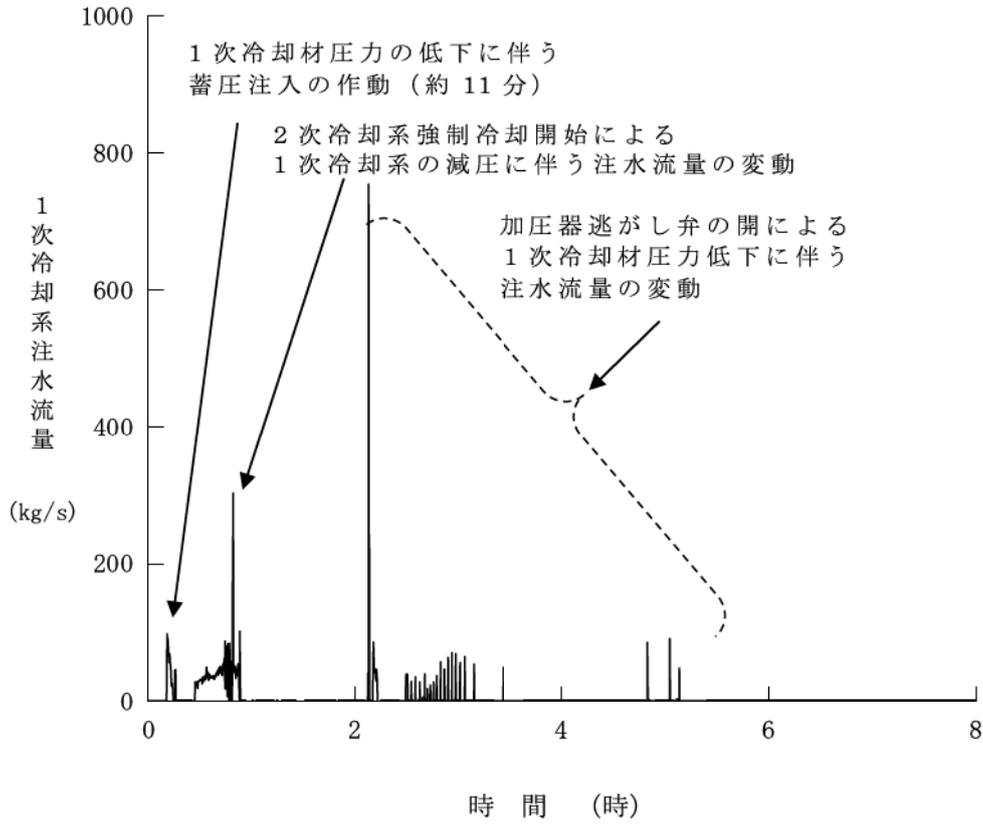
(インターフェイスシステムLOCA)



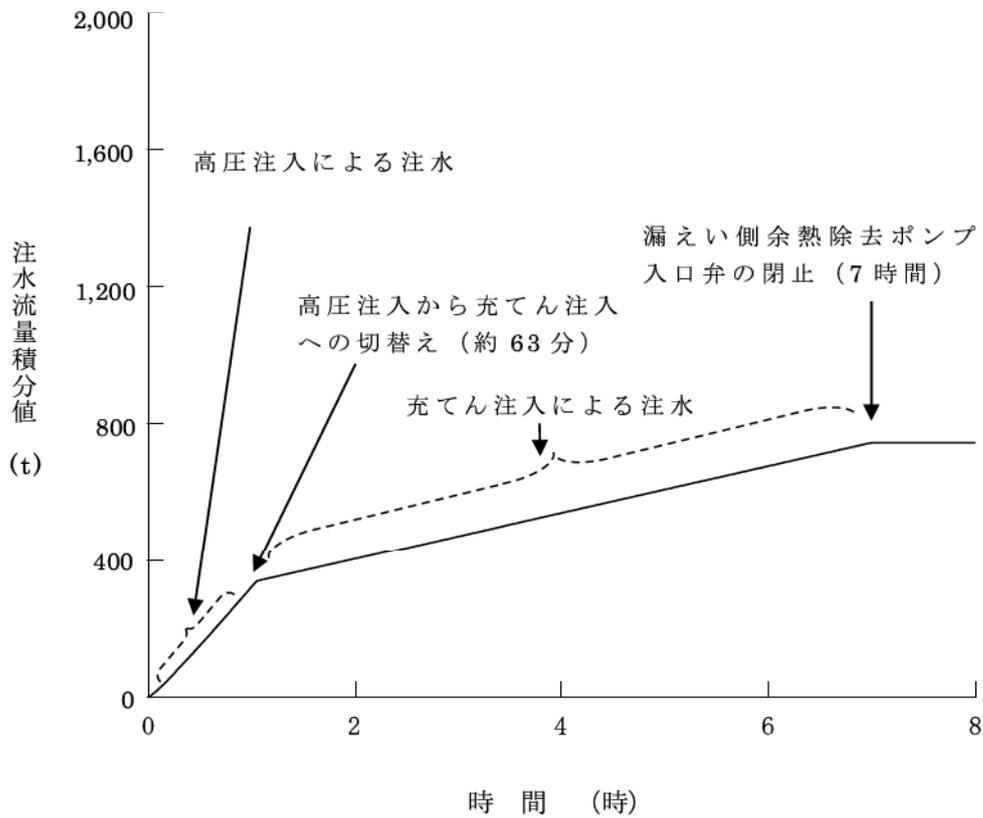
第 7.1.8.11 図 1 次冷却系保有水量の推移  
(インターフェイスシステム LOCA)



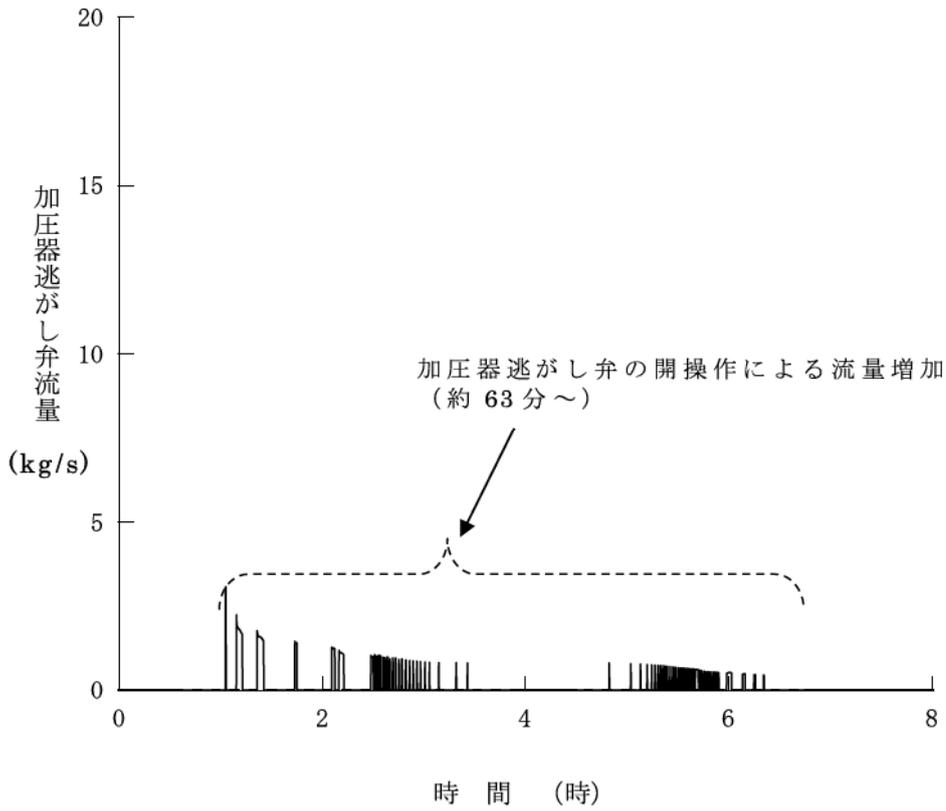
第 7.1.8.12 図 1 次冷却系注水流量 (高圧及び充てん) の推移  
(インターフェイスシステム LOCA)



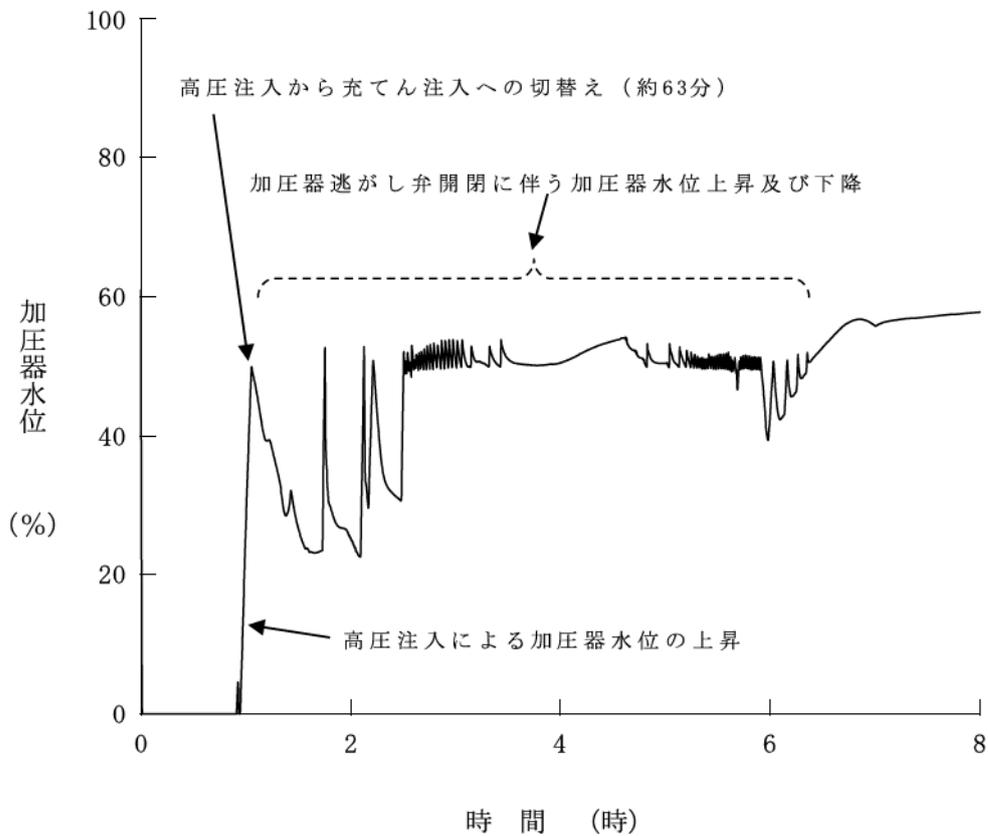
第 7.1.8.13 図 1次冷却系注水流量 (蓄圧注入) の推移 (インターフェイスシステム LOCA)



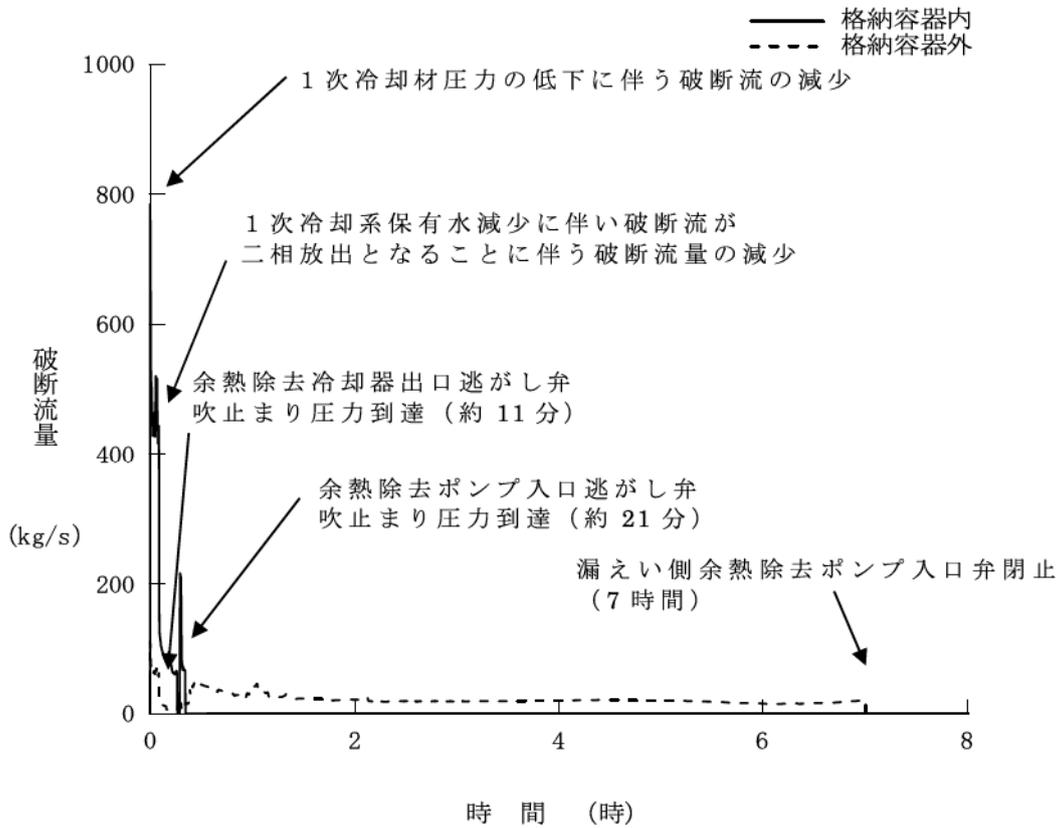
第 7.1.8.14 図 注水流量積分値の推移 (インターフェイスシステム LOCA)



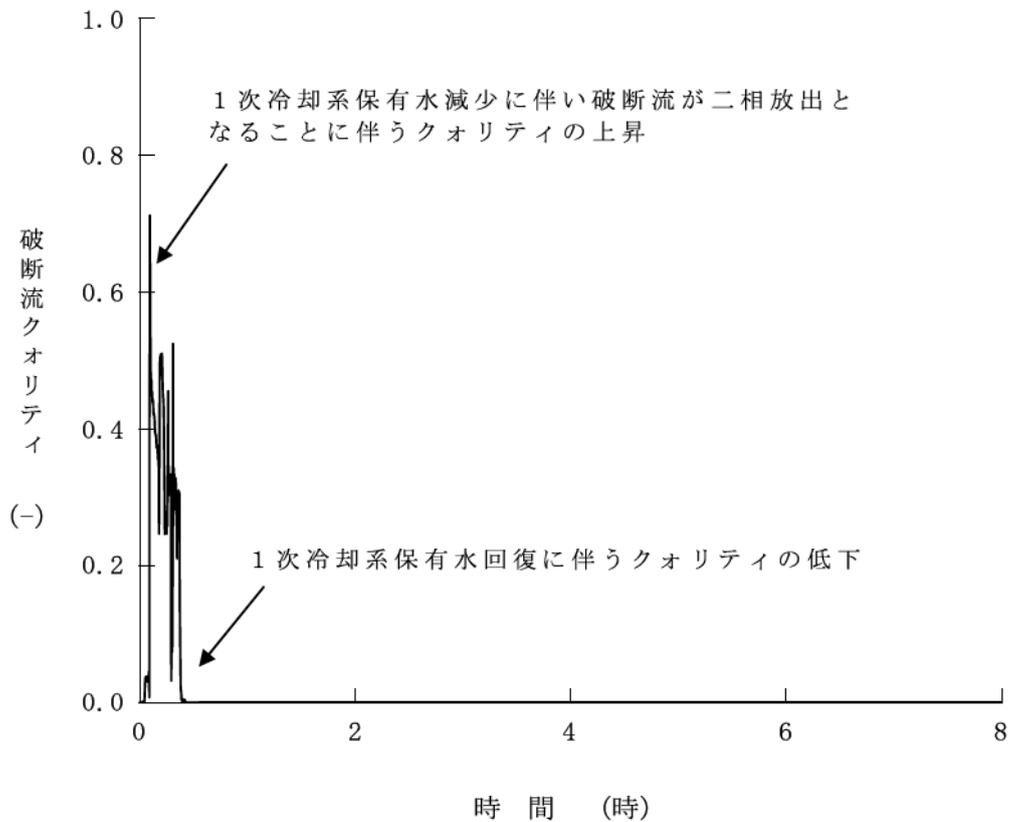
第 7.1.8.15 図 加圧器逃がし弁流量の推移  
(インターフェイスシステム LOCA)



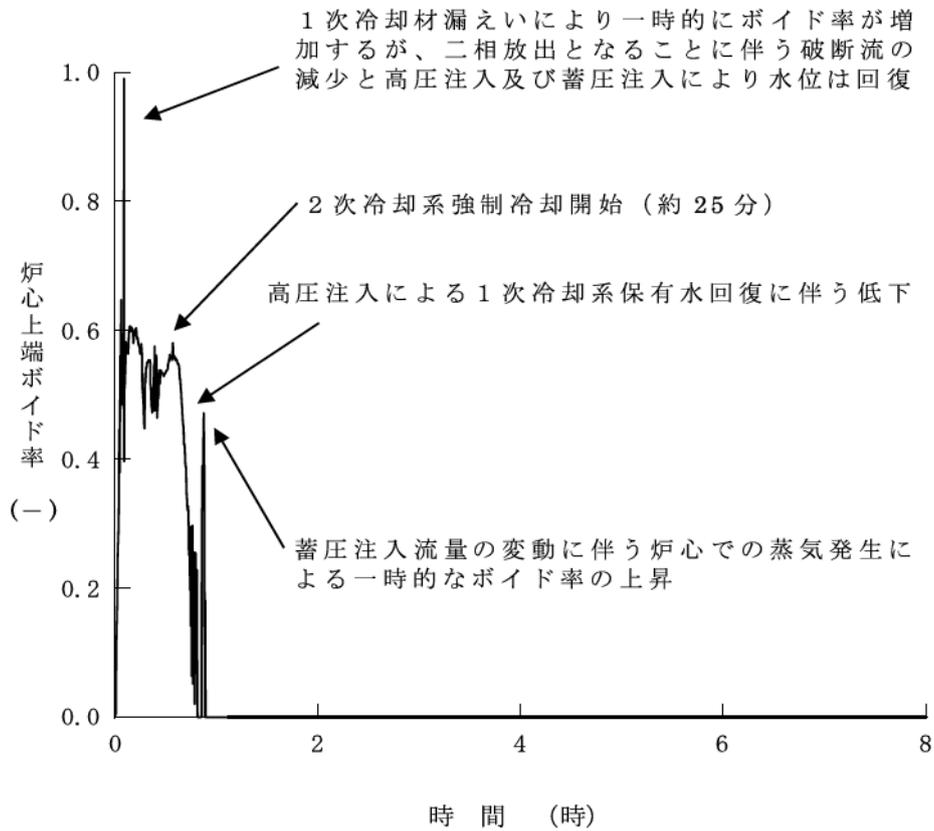
第 7.1.8.16 図 加圧器水位の推移  
(インターフェイスシステム LOCA)



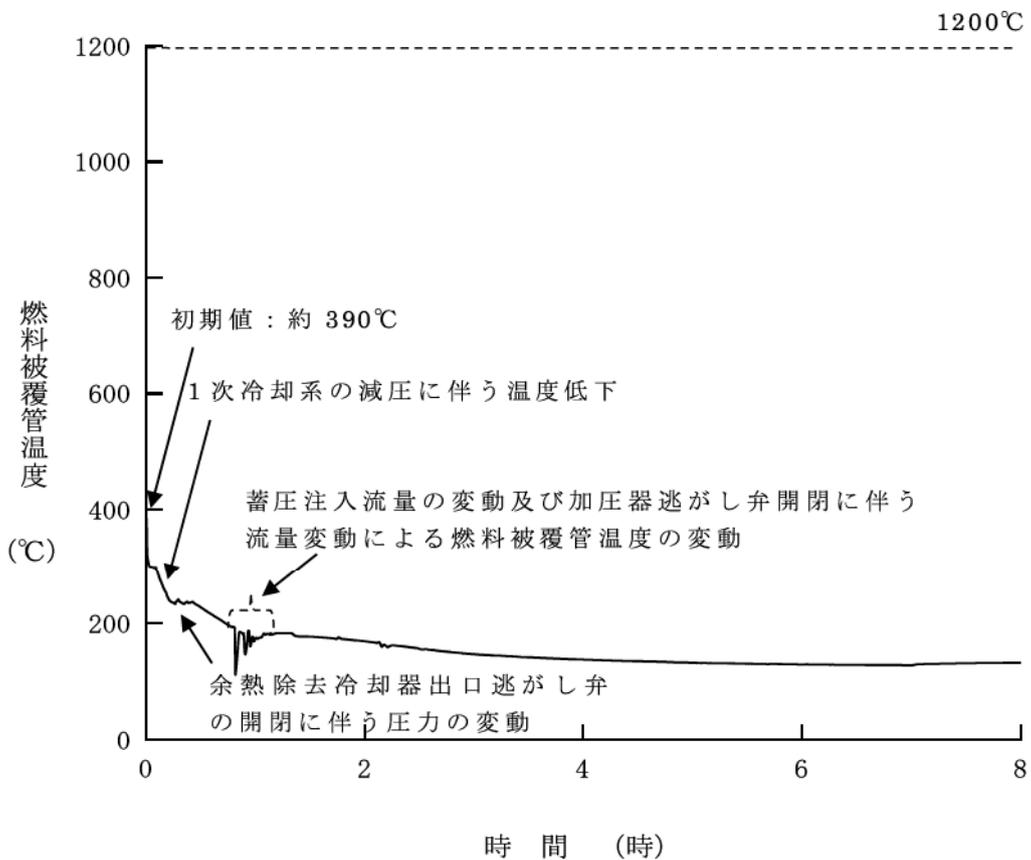
第 7.1.8.17 図 破断流量の推移  
(インターフェイスシステム L O C A)



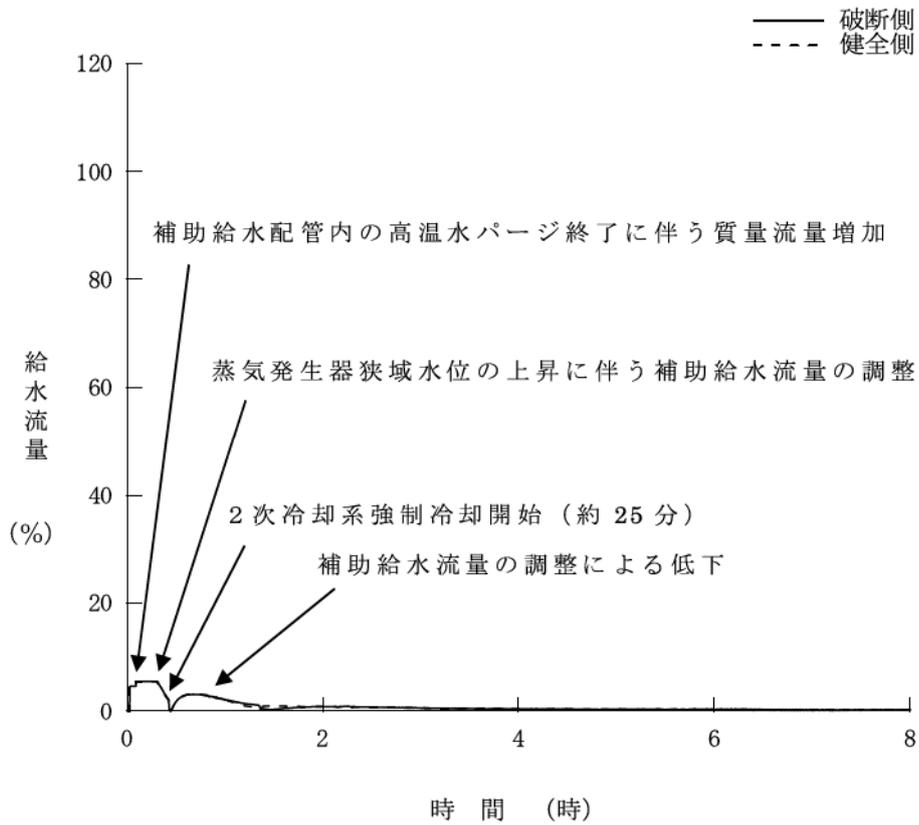
第 7.1.8.18 図 破断流クオリティの推移  
(インターフェイスシステム L O C A)



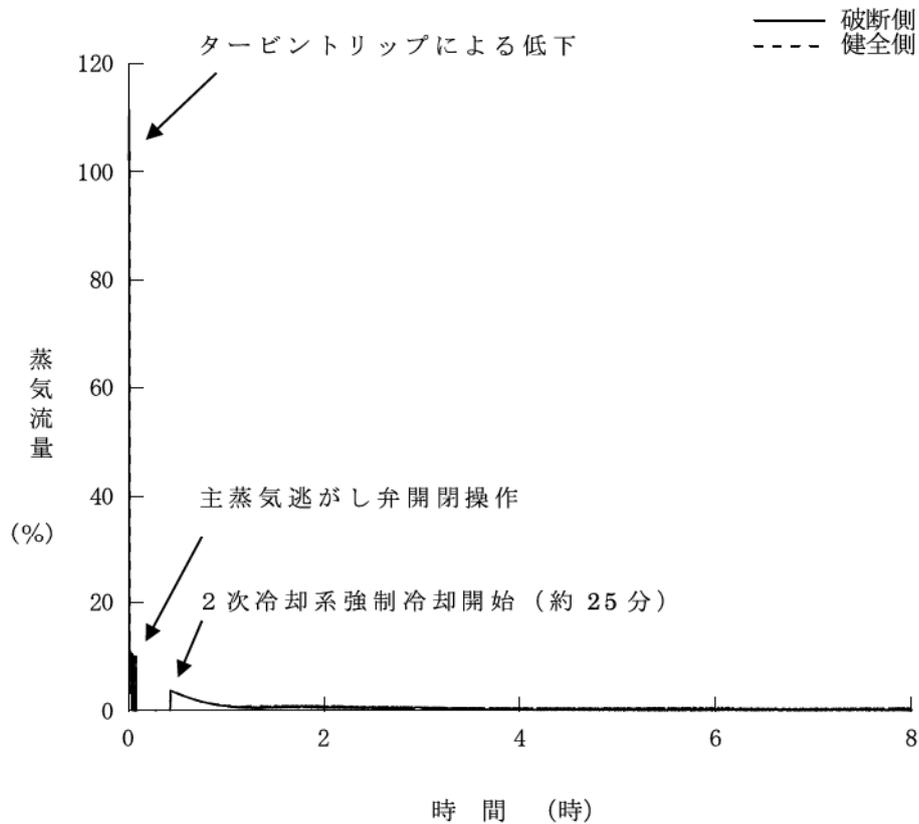
第 7.1.8.19 図 炉心上端ボイド率の推移  
(インターフェイスシステム L O C A)



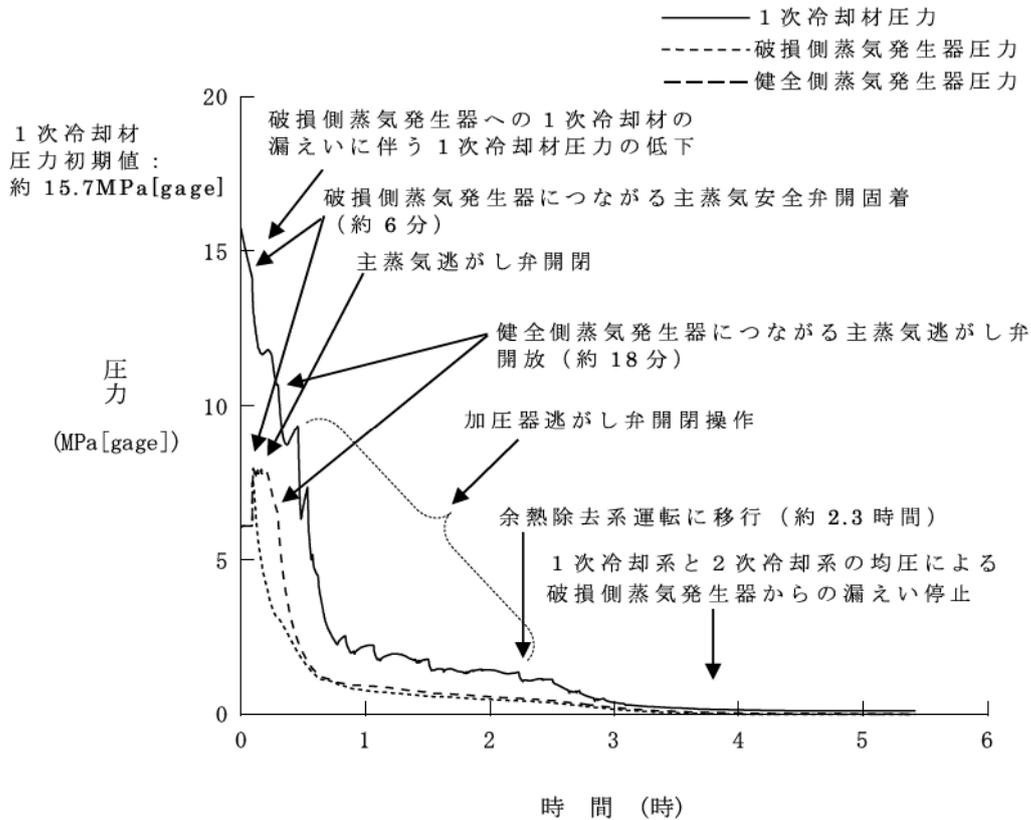
第 7.1.8.20 図 燃料被覆管温度の推移  
(インターフェイスシステム L O C A)



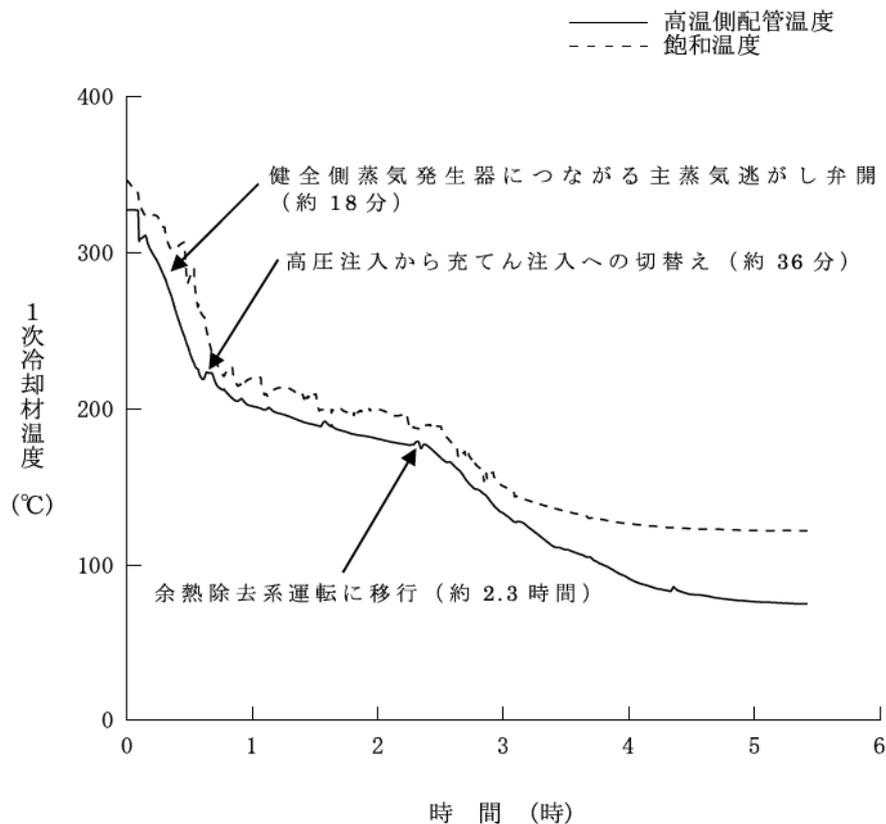
第 7.1.8.21 図 蒸気発生器への給水流量の推移  
(インターフェイスシステム LOCA)



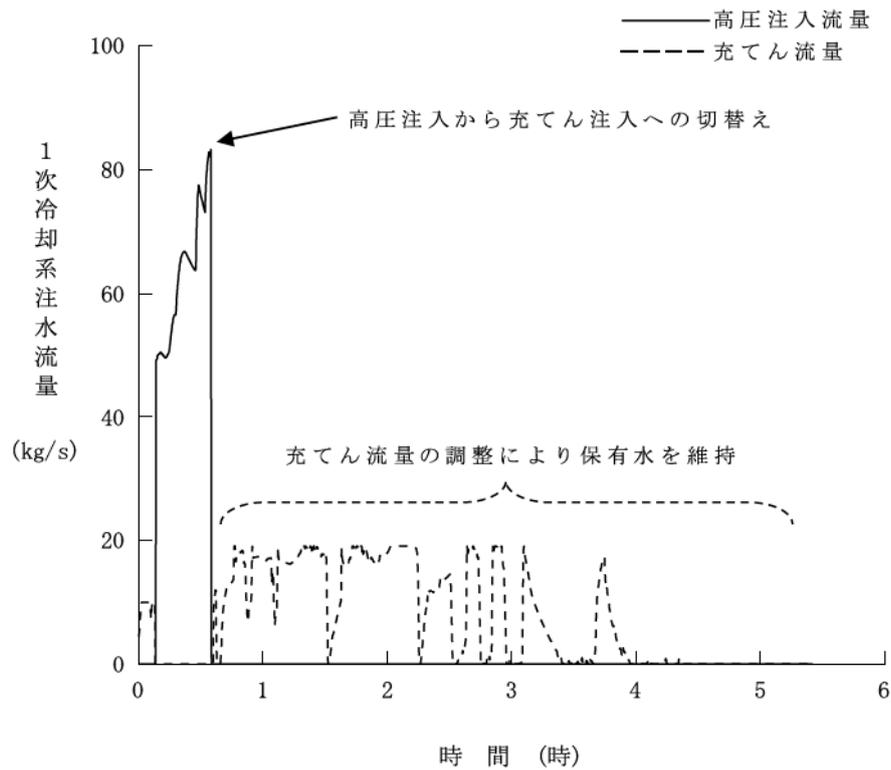
第 7.1.8.22 図 蒸気流量の推移  
(インターフェイスシステム LOCA)



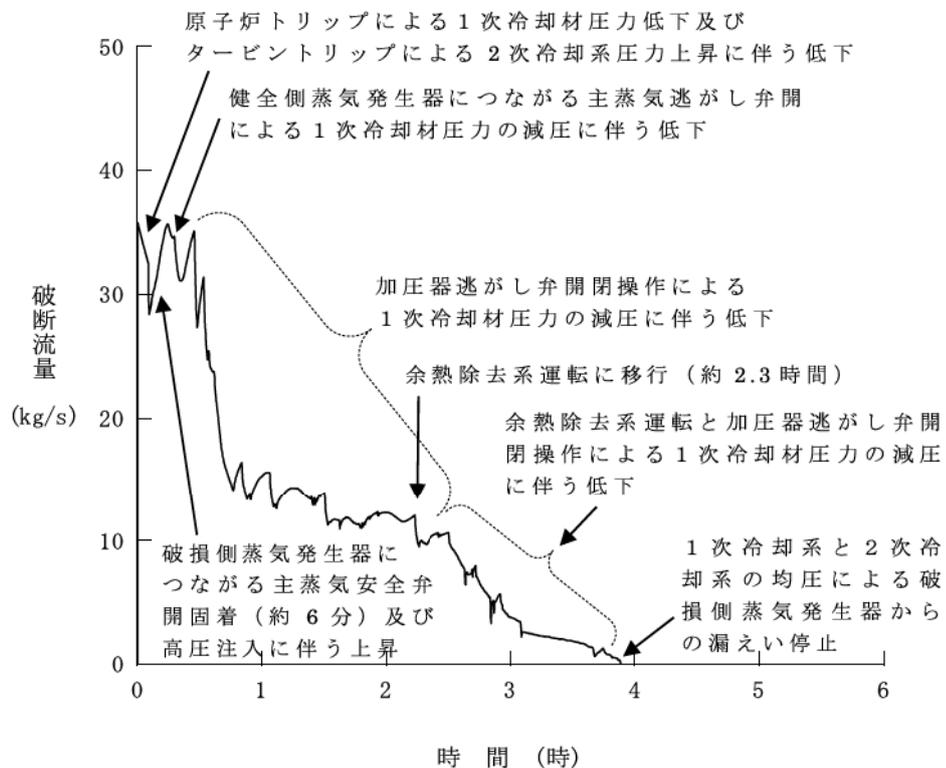
第 7.1.8.23 図 1、2次冷却系圧力の推移  
(蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)



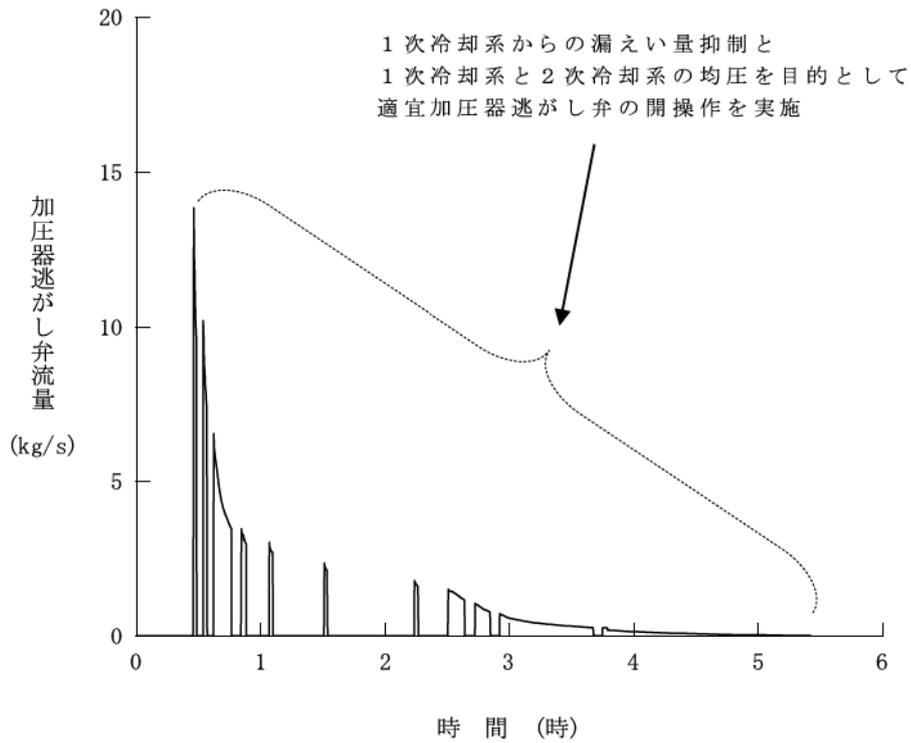
第 7.1.8.24 図 1次冷却材温度の推移  
(蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)



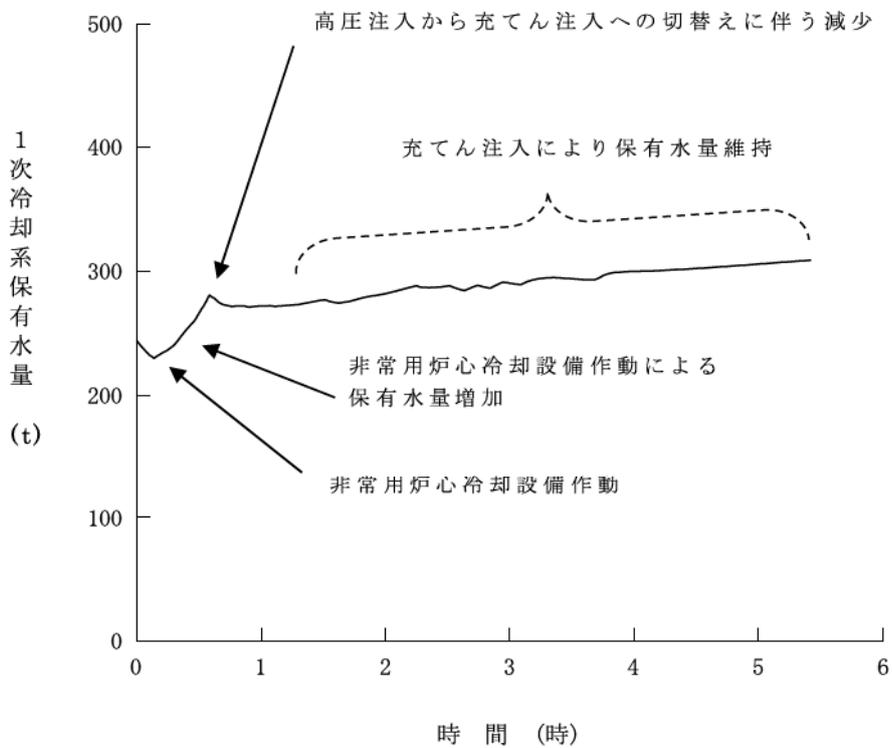
第 7.1.8.25 図 1 次冷却系注水流量の推移  
(蒸気発生器伝熱管破損 + 破損側蒸気発生器隔離失敗)



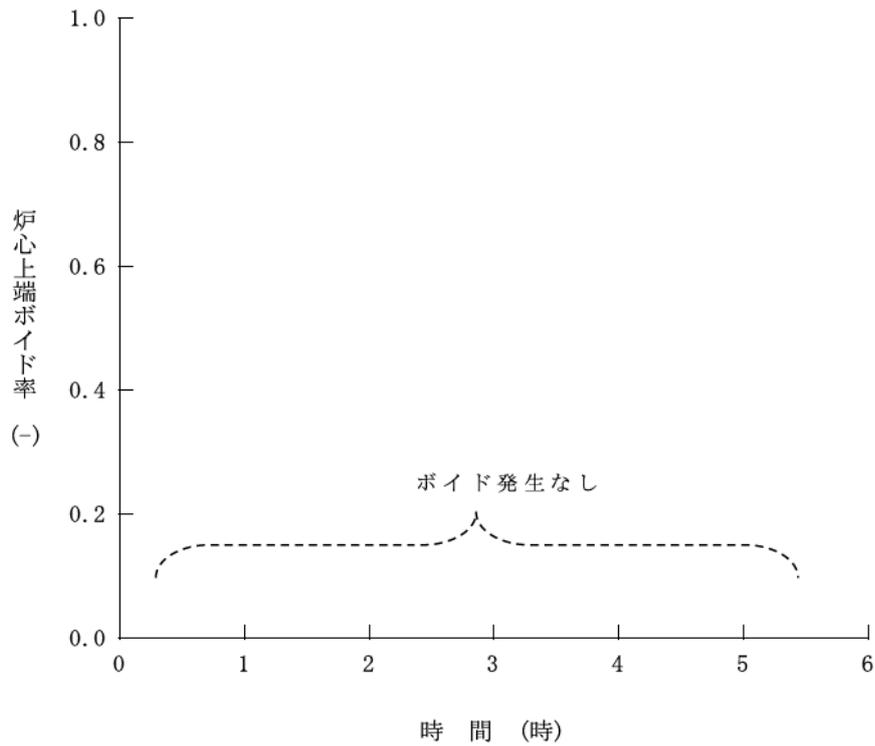
第 7.1.8.26 図 破断流量の推移  
(蒸気発生器伝熱管破損 + 破損側蒸気発生器隔離失敗)



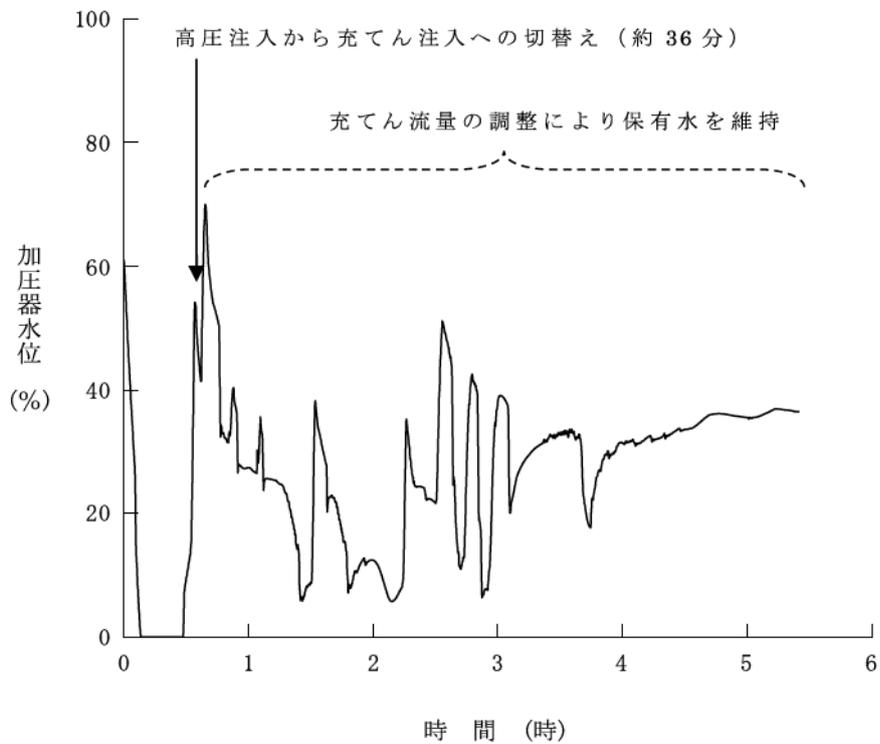
第 7.1.8.27 図 加圧器逃がし弁流量の推移  
(蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)



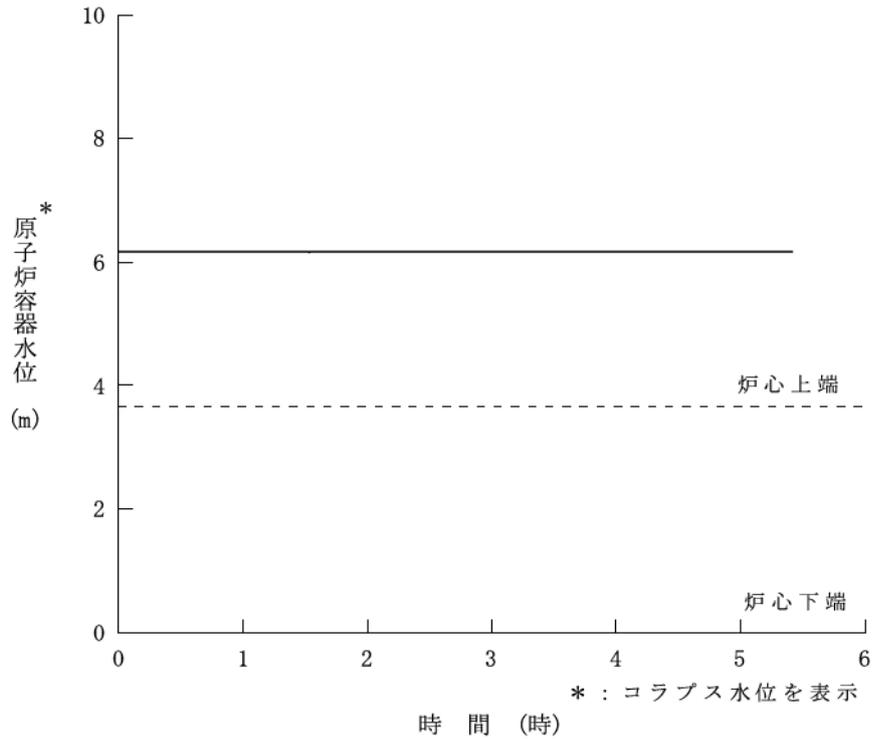
第 7.1.8.28 図 1次冷却系保有水量の推移  
(蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)



第 7.1.8.29 図 炉心上端ボイド率の推移  
(蒸気発生器伝熱管破損 + 破損側蒸気発生器隔離失敗)

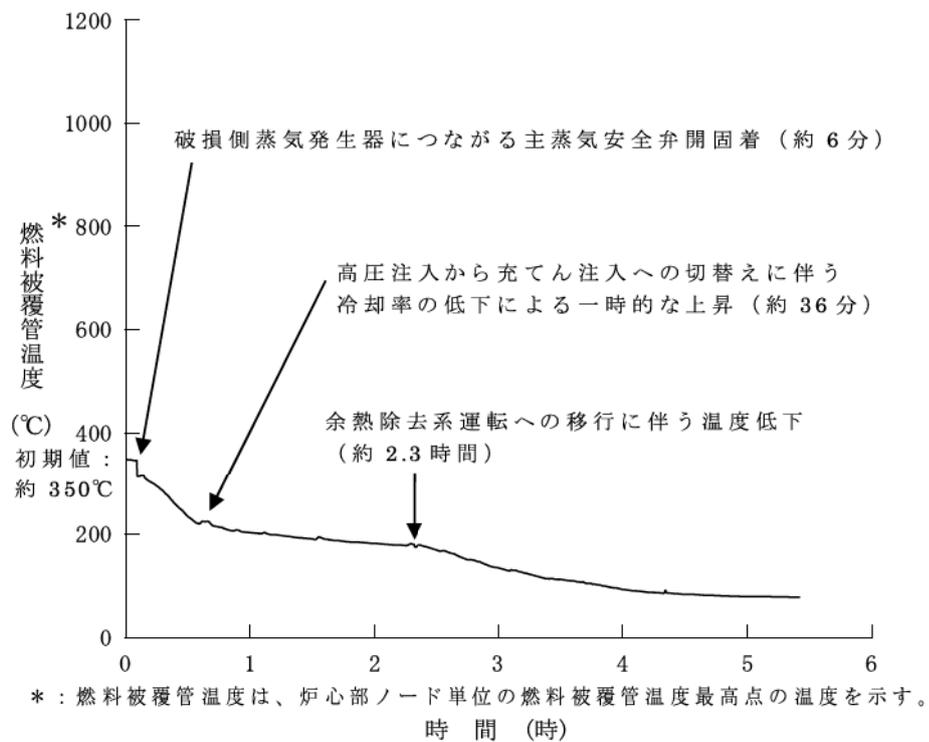


第 7.1.8.30 図 加圧器水位の推移  
(蒸気発生器伝熱管破損 + 破損側蒸気発生器隔離失敗)



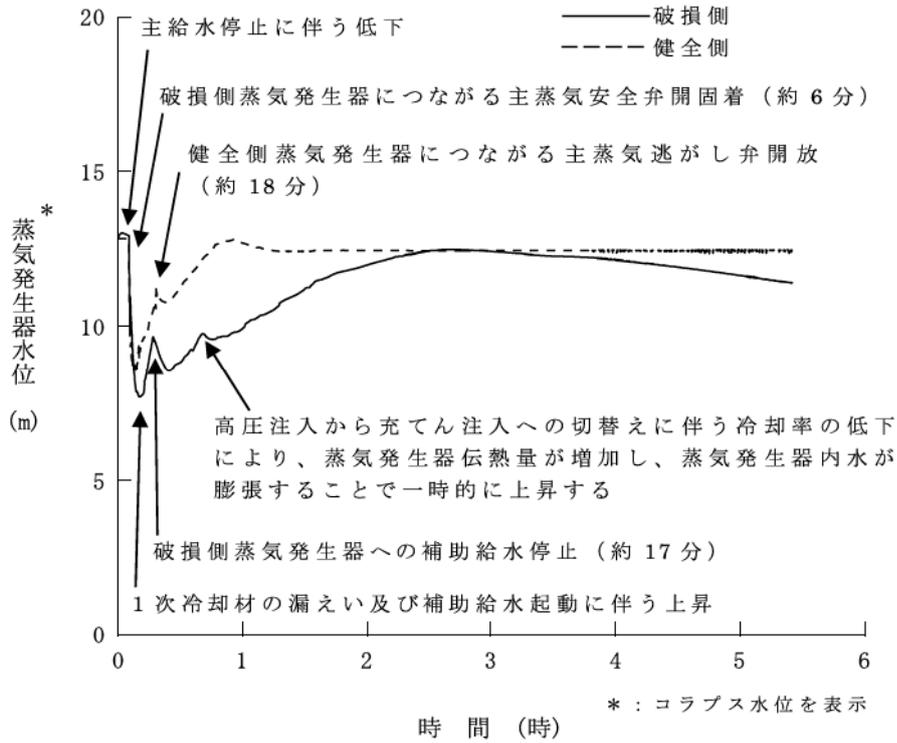
第 7.1.8.31 図 原子炉容器内水位の推移

(蒸気発生器伝熱管破損 + 破損側蒸気発生器隔離失敗)



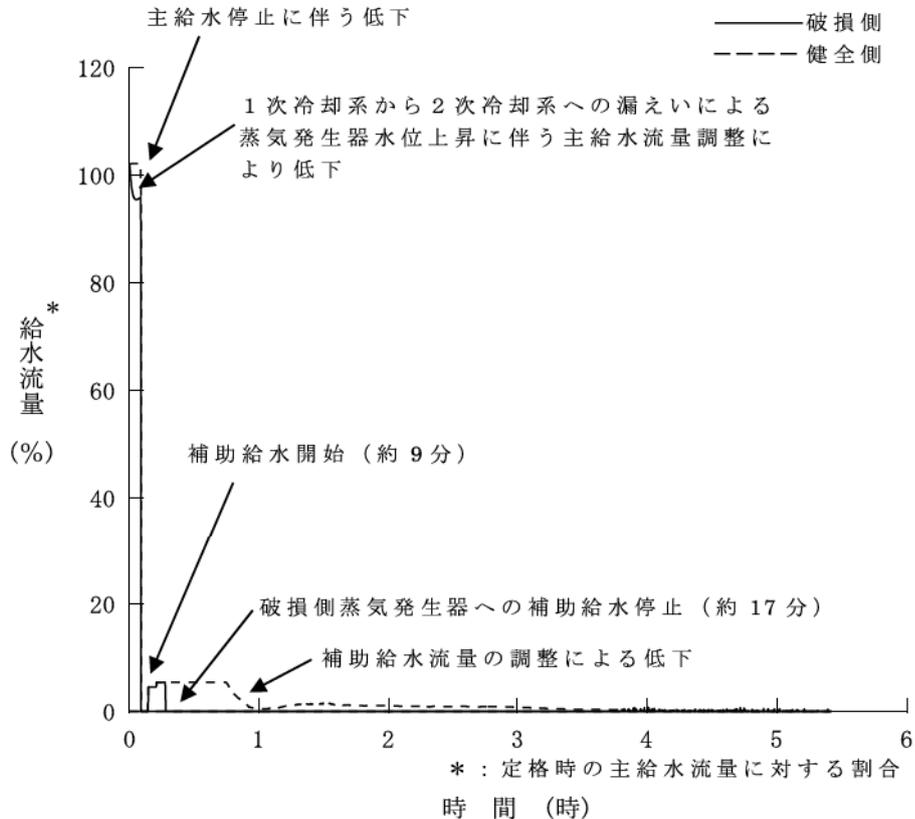
第 7.1.8.32 図 燃料被覆管温度の推移

(蒸気発生器伝熱管破損 + 破損側蒸気発生器隔離失敗)



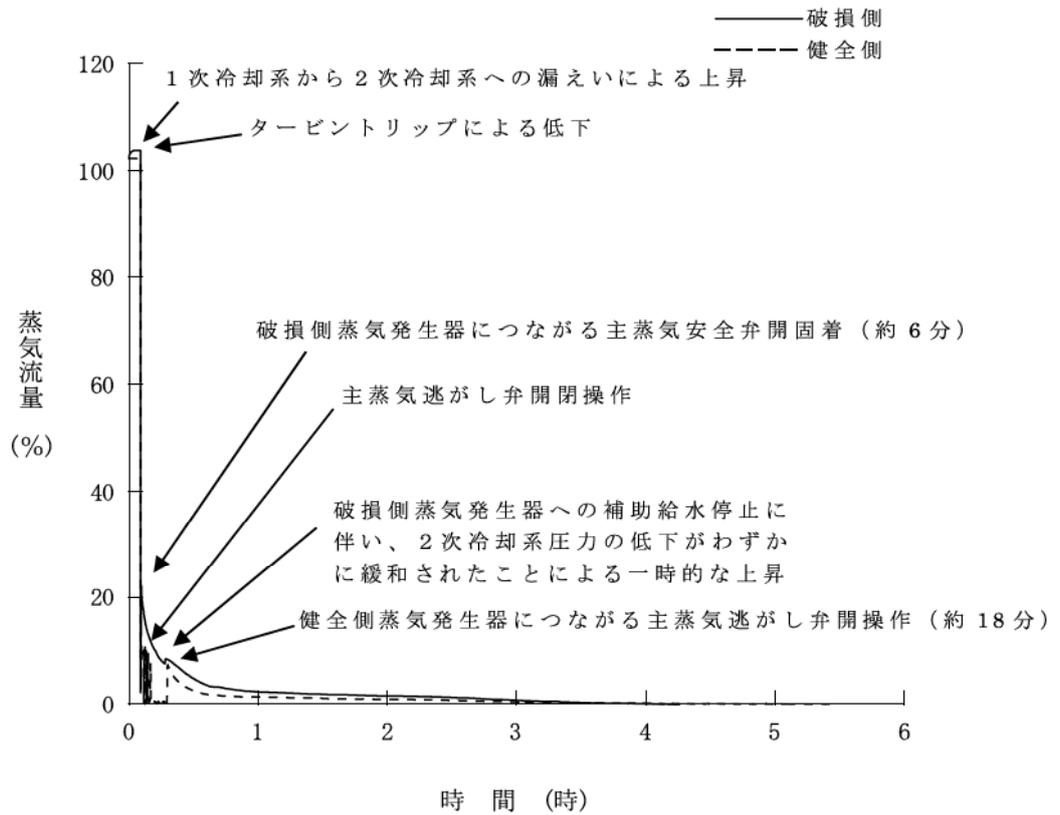
第 7.1.8.33 図 蒸気発生器水位の推移

(蒸気発生器伝熱管破損 + 破損側蒸気発生器隔離失敗)



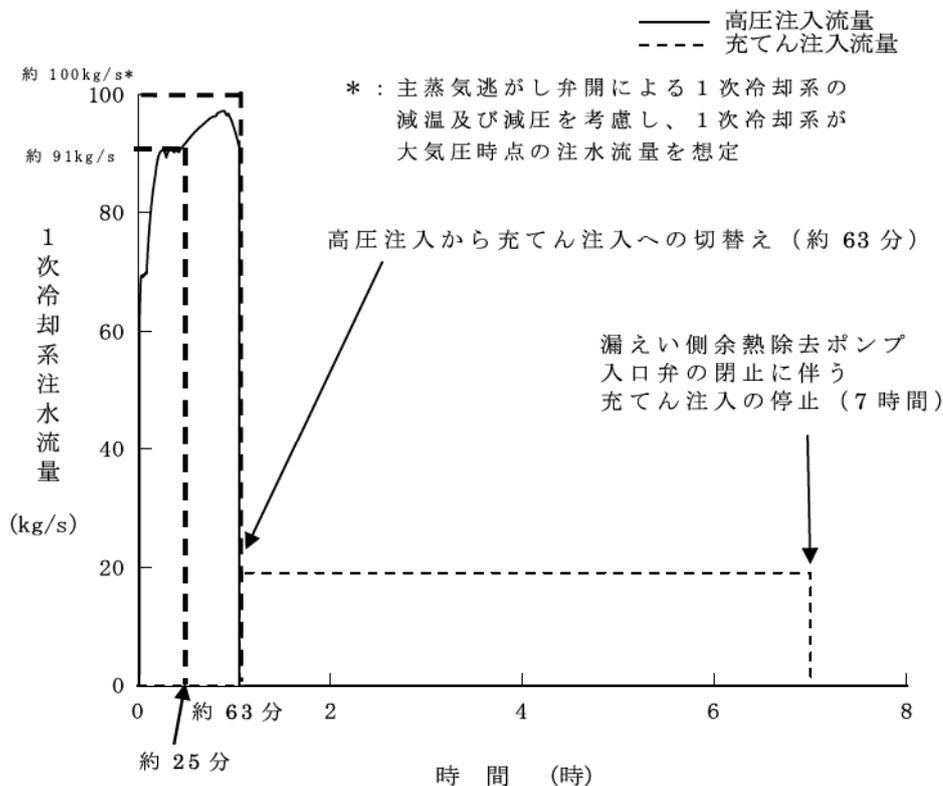
第 7.1.8.34 図 蒸気発生器への給水流量の推移

(蒸気発生器伝熱管破損 + 破損側蒸気発生器隔離失敗)

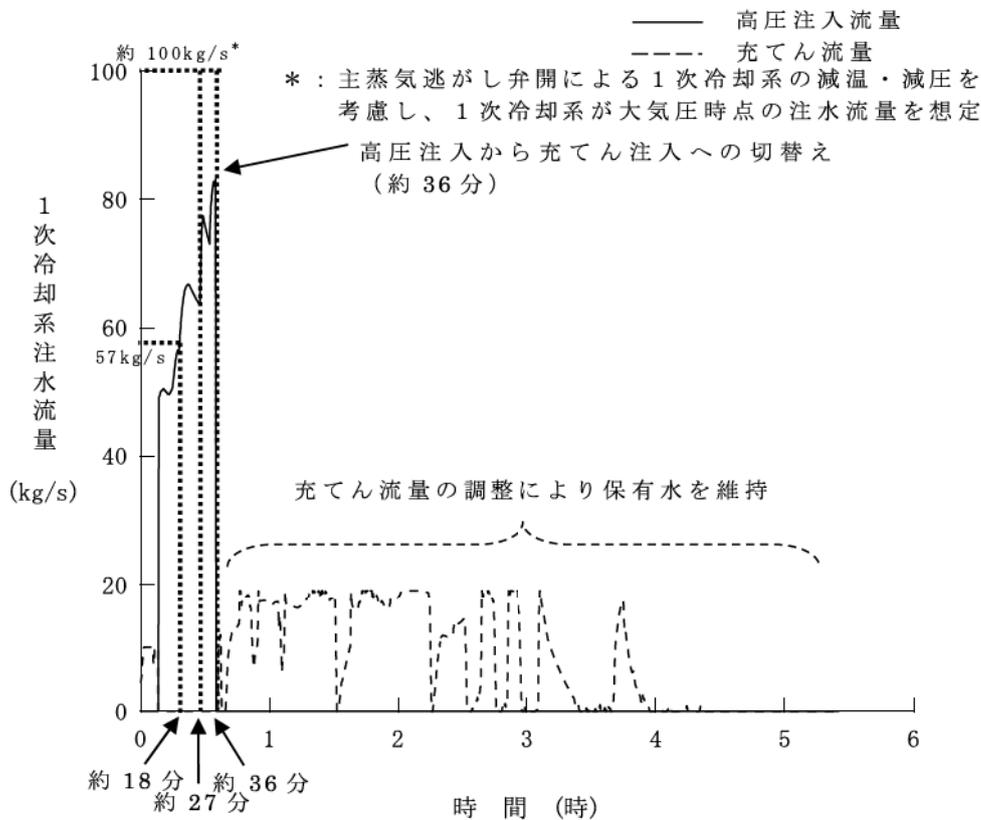


第 7.1.8.35 図 蒸気流量の推移

(蒸気発生器伝熱管破損 + 破損側蒸気発生器隔離失敗)



第 7.1.8.36 図 1 次冷却系注水流量（高圧及び充てん）の推移（インターフェイスシステム LOCA）（操作時間余裕確認）



第 7.1.8.37 図 1 次冷却系注水流量（高圧及び充てん）の推移（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）（操作時間余裕確認）

## 7.2. 重大事故

本原子炉施設において選定された格納容器破損モードごとに選定した評価事故シーケンスについて、その発生要因と、当該事故に対処するために必要な対策について説明し、格納容器破損防止対策の有効性評価を行い、その結果について説明する。

### 7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

#### 7.2.1.1 格納容器過圧破損

##### 7.2.1.1.1 格納容器破損モードの特徴、格納容器破損防止対策

###### (1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、SED、TED、TEW、AEW、SLW、SEW及びAEDがある。

###### (2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」では、LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ注入機能、ECCS再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、原子炉格納容器内へ流出した高温の1次冷却材及び熔融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、金属－水反応等によって発生した非凝縮性ガスの蓄積により、緩和措置がとられない場合には、原子炉格納容器圧力が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の過圧破損に至る。

したがって、本格納容器破損モードでは、原子炉格納容器雰囲気を冷却及び除熱し、原子炉格納容器圧力の上昇を抑制することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。

また、熔融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制するため、原子炉下部キャビティへ注水し原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心を冷却

することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。さらに、継続的に発生する水素を処理する。

### (3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。

また、溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制する観点から、代替格納容器スプレイにより原子炉下部キャビティへ注水する対策を整備する。

さらに、継続的に発生する水素を処理するため、静的触媒式水素再結合装置を設置するとともに、より一層の水素濃度低減を図るための設備として原子炉格納容器水素燃焼装置を設置する。

本格納容器破損モードに係る重大事故等対策の概略系統図を第 7.2.1.1.1 図に、対応手順の概要を第 7.2.1.1.2 図に示すとともに、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 7.2.1.1.1 表に示す。

本格納容器破損モードのうち、「7.2.1.1.2(1) 有効性評価の方法」に示す評価事故シーケンスにおける 3 号炉及び 4 号炉同時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 48 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及び当直主任の 2 名、運転操作対応を行う運転員 10 名である。発電所構内に常駐している要員のうち緊急安全対策要員が 30 名、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員が 6 名である。この必要な要員と作業項目について第 7.2.1.1.3 図に示

す。なお、評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を評価事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、48名で対処可能である。また、本評価事故シーケンスにおいては、全交流動力電源喪失を想定しており、その手順については「7.1.2 全交流動力電源喪失」の「7.1.2.1(3) 炉心損傷防止対策」による。

a. 事象の発生及び対応処置

LOCA、過渡事象、全交流動力電源喪失等が発生し、原子炉自動停止、非常用炉心冷却設備作動信号、格納容器スプレイ信号の自動発信等を確認すれば、原子炉トリップ、安全注入及び格納容器スプレイの作動状況を確認する。その後、高圧注入系及び低圧注入系の動作不能、補助給水系の機能喪失等の安全機能喪失が発生すれば、事象進展に従い喪失した安全機能に対応する手順に移行する。

事象の発生及び対応処置に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

b. 全交流動力電源喪失の判断

外部電源が喪失し、ディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失の判断を行う。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応

中央制御室からの非常用母線の電源回復操作に失敗し、早期の電源回復不能と判断した場合には、全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応も想定して、空冷式非常用発電装置、恒設代替低圧注水ポンプ、B充てんポンプ（自己冷却）、加圧器逃がし弁及びアニュラス空気浄化系ダンパへの作動空気供給、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ダンパの開処置並びに送水車の準備を開始する。

また、安全系補機の非常用母線からの切離しを実施し、その後、空冷式非常用発電装置を起動する。空冷式非常用発電装置の起動

が完了すれば、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電操作を実施することにより、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電を開始する。

d. 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、格納容器サンプル及び格納容器再循環サンプル水位の上昇、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。

e. 補助給水系の機能喪失の判断

すべての蒸気発生器補助給水流量計指示の合計が  $125\text{m}^3/\text{h}$  未満であれば、補助給水系の機能喪失の判断を行う。

補助給水系の機能喪失の判断に必要な計装設備は、蒸気発生器補助給水流量等である。

f. 高圧注入系、低圧注入系の動作不能及び格納容器スプレイ自動作動の確認

1次冷却材漏えい時において、非常用炉心冷却設備作動信号の発信、高圧注入流量、低圧注入流量等の指示により、高圧注入系及び低圧注入系の動作不能を確認し、格納容器スプレイ信号の発信と格納容器スプレイ流量等の指示により格納容器スプレイ自動作動を確認する。

高圧注入系及び低圧注入系の動作不能の確認に必要な計装設備は、高圧注入流量等であり、格納容器スプレイ自動作動の確認に必要な計装設備は、格納容器スプレイ積算流量等である。

g. 原子炉格納容器水素燃焼装置の起動

非常用炉心冷却設備作動信号が発信すれば、原子炉格納容器水素燃焼装置の自動起動を確認する。全交流動力電源が喪失している場合は、空冷式非常用発電装置による電源の回復後、速やかに原子炉格納容器水素燃焼装置を起動する。

h. 可搬型格納容器水素ガス濃度計の準備

炉心出口温度 350℃以上又は格納容器内高レンジエリアモニタ  $1 \times 10^5 \text{mSv/h}$  以上となれば、可搬型格納容器水素ガス濃度計の準備を開始する。

可搬型格納容器水素ガス濃度計の準備に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。

i. 炉心損傷の判断

炉心出口温度 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ  $1 \times 10^5 \text{mSv/h}$  以上により、炉心損傷と判断する。

炉心損傷の判断に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。

j. 原子炉格納容器水素燃焼装置及び静的触媒式水素再結合装置動作状況の確認

原子炉格納容器水素燃焼装置及び静的触媒式水素再結合装置によって原子炉格納容器内の水素が処理されていることを、原子炉格納容器内状態監視装置盤の温度指示の上昇により確認する。

k. 水素濃度監視

炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応等により水素が発生することから、原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認するために、可搬型格納容器水素ガス濃度計の準備が整い次第運転し、原子炉格納容器内水素濃度の測定を開始する。

l. 1次冷却系強制減圧

炉心損傷判断後、補助給水系の機能喪失により、1次冷却材圧力計指示が  $2.0 \text{MPa}[\text{gage}]$  以上であれば、加圧器逃がし弁の代替空気（窒素ボンベ接続）の供給準備が完了次第、加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧操作を開始する。なお、加圧器逃がし弁使用準備において、直流電源が喪失している場合には、可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）も準備する。

1次冷却系強制減圧操作に必要な計装設備は、1次冷却材圧力である。

#### m. 代替格納容器スプレイ

格納容器スプレイ系が機能喪失している場合は、原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の溶融炉心・コンクリート相互作用の防止のため、恒設代替低圧注水ポンプ等の準備が完了し炉心損傷を判断し次第、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを開始する。なお、炉心の冷却については、B充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水を行う。また、代替格納容器スプレイについては溶融炉心を冠水するために十分な水位（格納容器再循環サンプル水位（広域）計指示が61%）を確保し、格納容器再循環サンプル水位（広域）計指示が61%から71%の間で代替格納容器スプレイを停止する。なお、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力となれば代替格納容器スプレイを再開し、恒設代替低圧注水ポンプの水源である燃料取替用水ピット水が枯渇するまでに、海水を水源とする可搬式代替低圧注水ポンプに切り替えて可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを行う。

恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイに必要な計装設備は、格納容器圧力（広域）等である。

なお、格納容器スプレイ系が作動している場合は、再循環自動切換信号が発信すれば、格納容器スプレイ系再循環自動切換を確認し、以降、原子炉格納容器内の除熱が継続的に行われていることを確認する。

格納容器スプレイ系再循環自動切換に必要な計装設備は、燃料取替用水ピット水位等である。

#### n. アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動

全交流動力電源喪失時、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、現場でアニュラス空気浄化系ダンパの代替空気（窒素ボンベ接続）供給を行い、アニュラス空気浄化ファンを起動する。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。

o. 格納容器内自然対流冷却

A、D格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行う。

また、全交流動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水系が使用できない場合は、大容量ポンプを用いたA、D格納容器再循環ユニットへの海水通水により、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、格納容器内温度等である。

#### 7.2.1.1.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

##### (1) 有効性評価の方法

プラント損傷状態の選定結果については、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、本格納容器破損モードに含まれるプラント損傷状態のうち、破断規模の大きい「A\*\*」が、原子炉格納容器への1次冷却材放出量が大きく圧力上昇の観点で厳しく、また、ECCS又は格納容器スプレイにより原子炉格納容器内へ注水されない「\*\*D」が、圧力上昇が抑制されないという観点からより厳しい。したがって、本格納容器破損モードにおいて最も厳しいプラント損傷状態は、破断規模が大きく、ECCS注水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する「AED」である。

このプラント損傷状態には、以下の事故シーケンスが想定される。

- ・大破断LOCA時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
- ・中破断LOCA時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

上記事故シーケンスのうち、評価事故シーケンスは中破断LOCAに比べ破断口径が大きく原子炉格納容器圧力上昇の観点で厳しくなる大破断LOCAを起因とした「大破断LOCA時に高圧注入機

能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」である。

なお、本評価事故シーケンスにおいては、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、並びに大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

さらに、本評価事故シーケンスは、炉心溶融が早く、事象進展中は原子炉格納容器圧力が高く推移することから、環境に放出される放射性物質が多くなる。したがって、本評価事故シーケンスにおいて、Cs-137の放出量評価を実施し、環境への影響をできるだけ小さく留めるものであることを確認する。

本評価事故シーケンスにおいて、格納容器過圧破損に係る重要現象は以下のとおりである。

a. 炉心における重要現象

- ・崩壊熱
- ・燃料棒内温度変化
- ・燃料棒表面熱伝達
- ・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・対向流

b. 原子炉容器、1次冷却系、加圧器及び蒸気発生器における重要現象

- ・炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーション
- ・炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達
- ・炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器破損・溶融
- ・炉心損傷後の原子炉容器における1次系内核分裂生成物挙動

### c. 原子炉格納容器における重要現象

- ・ 区画間の流動
- ・ 構造材との熱伝達及び内部熱伝導
- ・ スプレイ冷却
- ・ 格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却
- ・ 水素濃度変化
- ・ 炉心損傷後の原子炉容器外における熔融燃料－冷却材相互作用
- ・ 炉心損傷後の熔融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱
- ・ 炉心損傷後の熔融炉心とコンクリートの伝熱
- ・ 炉心損傷後のコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生
- ・ 炉心損傷後の原子炉格納容器内核分裂生成物挙動

本評価事故シーケンスにおける有効性評価は、炉心損傷後のプラント挙動を適切に模擬することが目的であることから、これらの現象を適切に評価することが可能な、原子炉系、原子炉格納容器系の熱水力モデルを備え、かつ、炉心損傷後のシビアアクシデント特有の熔融炉心挙動に関するモデルを有する解析コードとしてMAAPを使用する。

なお、MAAPは、大破断LOCA事象初期の原子炉格納容器雰囲気温度評価への適用性が低いことから、事象初期においては有効性評価と同様の事象進展となる「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における評価結果を参照する。

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、本評価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

本評価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 7.2.1.1.2 表に示す。また、主要な解析条件について、本評価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、大破断LOCAが発生するものとする。原子炉冷却材圧力バウンダリの配管破断位置は高温側配管とし、また、破断口径は、1次冷却材管（約0.74m（29インチ））の完全両端破断が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失するものとし、さらに全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮するものとする。

(c) 外部電源

「7.2.1.1.2(2)a.(b) 安全機能の喪失に対する仮定」に示すとおり、外部電源なしを想定する。

(d) 水素の発生

水素の発生についてはジルコニウム-水反応を考慮する。なお、MAAPでは水の放射線分解等による水素発生は考慮していないため、「7.2.1.1.2(4) 有効性評価の結果」にてその影響を評価する。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) タービン動補助給水ポンプ

タービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し、事象発生後の60秒後に4基の蒸気発生器に合計200m<sup>3</sup>/hの流量で注水するものとする。

(b) 蓄圧タンク

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、炉心への注水を遅くするために最低保持圧力とする。また、初期保有水量については、炉心への注水量を少なくするために最低保有水量とする。

蓄圧タンク保持圧力（最低保持圧力）4.04MPa[gage]

蓄圧タンク保有水量（最低保有水量）26.9m<sup>3</sup>（1基当たり）

(c) 代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ流量

原子炉格納容器内に放出される放射性物質の除去、並びに原子炉格納容器圧力及び温度上昇の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、恒設代替低圧注水ポンプ、可搬式代替低圧注水ポンプともに設計上期待できる値として  $130\text{m}^3/\text{h}$  とする。

(d) 静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置

原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように、静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置の効果については期待しないが、静的触媒式水素再結合装置による水素処理の発熱反応の原子炉格納容器圧力及び温度への寄与を「7.2.1.1.2(4) 有効性評価の結果」にて考慮する。

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) 代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイは、現場操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して、炉心溶融開始の30分後に開始するものとする。また、格納容器内自然対流冷却開始に伴い、事象発生後の24時間後に停止するものとする。

(b) 大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却は、現場操作に必要な時間、操作等の時間を考慮して、事象発生後の24時間後に開始するものとする。

(3) 有効性評価（Cs-137の放出量評価）の条件

a. 事象発生直前まで、定格出力の102%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は、ウラン燃料を1/4ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考えて、最高40,000時間とする。

b. 原子炉格納容器内に放出されるCs-137の量は、炉心損傷に至る事故シーケンスを基にした代表的なソースタームであるNUREG-1465に示された原子炉格納容器内への放出割合に

に基づき、炉心全体の内蔵量に対して 75%の割合で放出されるものとする。本評価においては、下記 c.項の原子炉格納容器内での除去効果も含めて、MAAPによる解析結果に比べて、Cs-137の大気への放出量の観点で保守的となる条件設定としている。

- c. 原子炉格納容器内に放出されたCs-137については、実験等から得られた適切なモデルに基づき、原子炉格納容器等への沈着効果及びスプレイ水による除去効果を見込む。
- d. 時間経過とともにCs-137の大気への放出率は減少していくことを踏まえ、評価期間は7日間とする。なお、事故後7日以降の影響についても確認する。
- e. 原子炉格納容器からの漏えい率は、MAAPの解析結果である原子炉格納容器圧力に応じた漏えい率に余裕を見込んだ値として、評価期間中一定の0.16%/dとする。なお、事故後7日以降の漏えい率は、原子炉格納容器圧力に応じた漏えい率に余裕を見込んだ値として、0.125%/dとする。
- f. 原子炉格納容器からの漏えいは、配管等が貫通しているアニュラス部に集中すると考えられるが、評価上はその97%が配管等の貫通するアニュラス部に生じ、残り3%はアニュラス部以外で生じるものとする。
- g. アニュラス空気浄化設備の微粒子フィルタの効率は、設計上期待できる値として99%とする。
- h. アニュラス部の負圧達成時間は、事象発生後、全交流動力電源喪失を想定したアニュラス空気浄化設備の起動遅れ時間及び起動後の負圧達成までの時間を考慮し、評価上62分とする。その間原子炉格納容器からアニュラス部に漏えいしてきたCs-137はそのまま全量大気中へ放出されるものとし、アニュラス空気浄化設備のフィルタ効果は無視する。

#### (4) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスの事象進展を第7.2.1.1.4図及び第7.2.1.1.5図に、1次冷却材圧力、原子炉容器内水位等の1次冷却系

パラメータの推移を第 7.2.1.1.6 図から第 7.2.1.1.8 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 7.2.1.1.9 図から第 7.2.1.1.13 図に示す。

#### a. 事象進展

事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い 1 次冷却材ポンプの母線電圧が低下することで「1 次冷却材ポンプ回転数低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。また、大破断 L O C A 時に高圧注入機能及び低圧注入機能が喪失することから 1 次冷却系保有水量が低下し、事象発生の約 21 分後に炉心溶融に至る。

さらに、格納容器スプレイ注入機能が喪失していることから炉心溶融開始の 30 分後、事象発生の約 51 分後に運転員による恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイを開始することにより、原子炉格納容器内を冷却し、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する。

その後、事象発生の約 1.4 時間後に原子炉容器破損に至り、約 2.5 時間後に原子炉容器からの溶融炉心の流出が停止することに伴い、原子炉格納容器圧力の上昇が緩やかになる。

また、事象発生の 24 時間後に大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却を開始することで、原子炉格納容器内を冷却し、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する。

その結果、原子炉格納容器圧力は事象発生の約 14 時間後に、原子炉格納容器雰囲気温度は事象発生の約 26 時間後に低下に転じる。

#### b. 評価項目等

原子炉格納容器圧力は第 7.2.1.1.9 図に示すとおり、事象発生の約 14 時間後に最高値約 0.43MPa[gage]となり、以降は低下傾向となっていることから、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は原子炉格納容器の最高使用圧力の 2 倍(0.78MPa[gage])を下

回る。

原子炉格納容器雰囲気温度は第 7.2.1.1.10 図に示すとおり、事象発生約 26 時間後に最高値約 143℃となり、以降は低下傾向となっていることから、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度は 200℃を下回る。

本評価事故シーケンスは、事象初期から原子炉格納容器内に蒸気が放出されることで事象進展中の原子炉格納容器圧力が高く推移することから、原子炉格納容器から環境に放出される放射性物質が多くなるが、アニュラス空気浄化設備を起動し、フィルタによる除去を行うことで、第 7.2.1.1.14 図に示すとおり、事象発生から 7 日後までの Cs-137 の総放出量は約 5.2TBq にとどまり、「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」に示された 100TBq を十分下回る。大気放出過程を第 7.2.1.1.15 図に示す。

事象発生から 7 日以降、Cs-137 の放出が継続した場合の評価を行ったところ、事象発生約 30 日後（約 5.7TBq）及び 100 日後（約 5.7TBq）においても総放出量の増加は軽微であり、100TBq を下回る。

1 次冷却材圧力は第 7.2.1.1.6 図に示すとおり、原子炉容器破損に至る事象発生約 1.4 時間後における 1 次冷却材圧力は約 0.21MPa[gage]であり、原子炉容器破損までに 1 次冷却材圧力は 2.0MPa[gage]以下を下回る。

「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(5)及び(8)に示す評価項目については、本評価事故シーケンスと「7.2.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5 熔融炉心・コンクリート相互作用」の評価事故シーケンスが同一であることから、それぞれにおいて、評価項目を満足することを確認する。

「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(6)に示す評価項目については、格納容器スプレイが作動することで本シ

一ケンスよりも水蒸気が凝縮され水素濃度が高くなり、また、全炉心内のジルコニウム量の75%が水と反応して水素が発生することを想定した「7.2.4 水素燃焼」において、評価項目を満足することを確認する。

原子炉格納容器内の水素分圧（絶対圧）は第7.2.1.1.13図に示すとおり、全圧約0.5MPa[abs]に対して約0.01MPa[abs]である。また、全炉心のジルコニウム量の75%と水の反応により発生する水素と水の放射線分解等により発生する水素発生量を、静的触媒式水素再結合装置により処理した場合の発熱量は、炉心崩壊熱の約2%と小さい。したがって、水素の蓄積を考慮し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最高使用圧力の2倍(0.78MPa[gage])及び200℃を下回る。

第7.2.1.1.9図及び第7.2.1.1.10図に示すとおり、原子炉格納容器圧力は事象発生後の約14時間後に、原子炉格納容器雰囲気温度は事象発生後の約26時間後に低下傾向を示し、原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心及び原子炉格納容器雰囲気は安定して除熱されていることから、安定状態に至る。その後も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。

#### 7.2.1.1.3 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。

本評価事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、並びに大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水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を低減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、炉心損傷を起点とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始操作及び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に差異がある大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の開始操作とする。

#### (1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本評価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

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形に係る解析コードの炉心ヒートアップモデルは、TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップに係る感度解析では、炉心溶融時間に対する感度は小さく、また、炉心がヒートアップする状態では炉心出口温度の上昇が急峻であることから、炉心溶融開始の 30 分後に開始するものとしている恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ操作に与える影響は小さい。

原子炉格納容器における区画間の流動、並びに構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係る解析コードの熱水力モデルは、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。しかし、原子炉格納容器圧力及び温度を起点とす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。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションに係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まる場合があることが確認されているが、原子炉容器破損を起点とす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。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る感度解析により、原子炉容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されていること、また、原子炉容器破損を起点とす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。

炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器破損・溶融に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉容器破損の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みを低下させた条件における感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まることが確認されているが、原子炉容器破損を起点とす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。

炉心損傷後の原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉下部キャビティ水深等の感度解析により、原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧カスパイクに対する感度が小さいことが確認されていること、また、原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用に対す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。

#### 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内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形に係る解析コードの炉心ヒートアップモデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップに係る感度解析では、下部プレナムへのリロケーション開始時間が30秒程度早まるが、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分に注水されていることから、解析コード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小さい。

原子炉格納容器における区画間の流動、並びに構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係る解析コードの熱水力モデルは、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。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションに係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まる場合があることが確認されているが、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分に注水されていることから、解析コード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小さい。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る感度解析により、原子炉容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されていることから、解析コード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小さい。

炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器破損・溶融に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉容器破損の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みを低下させた条件における感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まることが確認されているが、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分に注水されていることから、解析コード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小さい。

炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉下部キャビティ水深等の感度解析により、原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに対する感度が小さいことが確認されていることから、解析コード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小さい。

炉心損傷後の原子炉下部キャビティ床面での熔融炉心の拡がり、熔融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱、熔融炉心とコンクリートの伝熱、並びにコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生に係る解析コードの熔融炉心挙動モデルについて、熔融炉心・コンクリート相互作用の不確かさに係るパラメータの組合せを考慮した感度解析を実施した。本感度解析においては約 17cm のコンクリート侵食による非凝縮性ガスの発生及び反応熱の増加により、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇幅は大きくなるものの、原子炉下部キャビティ水により熔融炉心が冷却されることでコンクリート侵食は停止し、第 7.2.1.1.16 図及び第 7.2.1.1.17 図に示すとおり、これらの要因による原子炉格納容器圧力及び温度上昇は一時的なものである。さらに、コンクリート侵食等に伴う水素発生による原子炉格納容器圧力上昇が考えられるが、水素の追加発生に伴う水素濃度上昇はドライ条件換算で 1vol%程度にとどまる。このため、原子炉格納容器圧力及び温度は、それぞれ原子炉格納容器の最高使用圧力の 2 倍(0.78MPa[gage])及び 200°C に対して十分な余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

C s - 1 3 7 の放出量評価の観点では、原子炉格納容器からの漏えい率について、MAAP の評価結果の原子炉格納容器圧力から得られる原子炉格納容器漏えい率に余裕を考慮して設定した値を用いている。また、ソースタームについては、MAAP の評価結果ではなく、NUREG-1465 に基づき設定しているため、解析コード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。

## (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 7.2.1.1.2 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をしている。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、原子炉格納容器自由体積、ヒートシンク、1次冷却材の流出流量及び格納容器再循環ユニットの除熱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

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、炉心損傷開始が遅くなり、炉心損傷を起点とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ操作の開始が遅くなる。

また、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、原子炉格納容器への放出エネルギーが小さくなり、また、原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクを最確値とした場合、解析条件で設定している原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクより大きくなるため、原子炉格納容器の圧力上昇が緩和される。しかしながら、原子炉格納容器圧力を起点とする運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。

地震により E x c e s s L O C A が発生した場合、1次冷却材の流出流量の増加により、炉心損傷が早まる。その結果、炉心溶融開始の30分後に開始するものとしている恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始は早まるが、解析条件と同様に事象発生約51分後に代替格納容器スプレイを開始したとしても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを「7.2.1.1.3(2)a.(b) 評価項目となるパラメータに与える影響」における E x c e s s L O C A の感度解析により確認していることから、操作時間を早める必要はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器再循環ユニットの除熱特性を最確値とした場合、解

析条件で設定している除熱特性より高くなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、格納容器内自然対流冷却の開始後に原子炉格納容器圧力を起点とする運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。また、原子炉格納容器内に水素が存在する場合、格納容器再循環ユニットの除熱性能が低下するため、原子炉格納容器圧力はわずかに高く推移するが、格納容器内自然対流冷却の開始後に原子炉格納容器圧力を起点とする運転員等操作はなく、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、原子炉格納容器への放出エネルギーが小さくなり、また、原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクを最確値とした場合、解析条件で設定している原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクより大きくなるため、原子炉格納容器の圧力上昇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。

地震により E x c e s s L O C A が発生した場合、1次冷却材の流出流量の増加により炉心及び原子炉格納容器への影響が考えられることから、破断規模及び破断箇所について以下のケースの感度解析を実施した。

- ・ 1次冷却材高温側配管 全ループ破断
- ・ 1次冷却材低温側配管 全ループ破断
- ・ 原子炉容器下端における破損（開口面積：高温側配管両端破断相当）

いずれの感度ケースも恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始時間は基本ケースである大破断 L O C A 時と同様に事象発生約 51 分後とした。その結果、第 7.2.1.1.18 図から第 7.2.1.1.23 図に示すとおり、各ケースともに原子炉格納容器へ放出されるエネルギーは基本ケースと同じ

であり、また、熔融燃料と原子炉下部キャビティ水による相互作用に伴う原子炉格納容器圧力の上昇はわずかであり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

格納容器再循環ユニットの除熱特性を最確値とした場合、解析条件で設定している除熱特性より高くなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなる。格納容器再循環ユニットの除熱特性を設計値（1基当たりの除熱特性：100℃～約168℃、約6.7MW～約13.0MW）とした場合の感度解析の結果を第7.2.1.1.24図及び第7.2.1.1.25図に示す。その結果、事象発生の24時間後に格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却が開始されることにより、原子炉格納容器圧力及び温度上昇が緩和され、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなることを確認した。また、原子炉格納容器内に水素が存在する場合は、格納容器再循環ユニットの除熱性能が低下するため、水素濃度を考慮した場合の感度解析を実施した。その結果、第7.2.1.1.26図及び第7.2.1.1.27図に示すとおり、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

#### 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

代替格納容器スプレイの開始操作は、第7.2.1.1.3図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、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。

格納容器内自然対流冷却の操作は、第7.2.1.1.3図に示すとおり

り、現場での操作であるが、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。

アニュラス空気浄化設備の起動操作は、第7.2.1.1.3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

炉心損傷を起点とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始操作は、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、炉心損傷開始が遅くなることで操作開始が遅くなるが、炉心崩壊熱の減少により原子炉格納容器に放出されるエネルギーも小さくなるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、「7.2.1.1.3(3) 操作時間余裕の把握」において、事象発生の60分後に代替格納容器スプレイを開始した場合の感度解析により操作時間余裕を確認しており、同程度の遅れに対して評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始操作は、実際の操作においては、炉心損傷の判断後、準備が完了した段階で実施することとなっているため、操作開始が早まる可能性がある。代替格納容器スプレイ操作の開始が早くなった場合、代替格納容器スプレイの継続時間が長くなることで原子炉格納容器圧力及び温度の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小さい。

格納容器内自然対流冷却の開始が早くなる場合、原子炉格納容器圧力及び温度の抑制効果の大きい代替格納容器スプレイを早く停止することとなるため、原子炉格納容器圧力は高く推移するが、「7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」においては、

より炉心崩壊熱の高い事象発生の約 9.1 時間後に格納容器内自然対流冷却を実施する場合の成立性を確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

アニュラス空気浄化設備のダンパへの空気供給操作が早くなる場合、アニュラス負圧達成までの時間が短くなり、放出放射エネルギーが減少する。したがって、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

### (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評価する。

恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ操作の操作時間余裕を確認するため、解析上の開始時間は事象発生の約 51 分後であるのに対し、事象発生の 60 分後に開始する場合の感度解析を実施した。その結果、第 7.2.1.1.28 図及び第 7.2.1.1.29 図に示すとおり、原子炉格納容器圧力及び温度はそれぞれ原子炉格納容器の最高使用圧力の 2 倍(0.78MPa[gage])及び 200℃に対して十分余裕があるため、事象発生から 60 分以上の操作時間余裕があることを確認した。

格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却の解析上の開始時間は事象発生の 24 時間後であり、格納容器内自然対流冷却の開始とともに代替格納容器スプレイを停止することとしている。大容量ポンプの準備が遅れた場合は、代替格納容器スプレイを継続する必要があるが、格納容器再循環ユニットが水没する水位に到達するまでに停止する必要がある。原子炉格納容器の注水量が 4,000m<sup>3</sup> 以下であれば、格納容器再循環ユニットは水没しないことを確認していることから、注水量が 4,000m<sup>3</sup> に到達するまでの時間を評価した。代替格納容器スプレイ開始から連続してスプレイするものとして評価したところ、事象発生の 24 時間後から 3 時間以上の操作時間余裕があることを確認した。

アニュラス空気浄化設備ダンパへの作動空気供給操作の解析上の開始時間は事象発生の 60 分後であるが、操作が遅くなる場合は、アニュラス負圧達成までの時間が長くなり、放出放射エネルギーが増加するが、「7.2.1.1.2(4) 有効性評価の結果」に示すとおり解析上の Cs-137 の総放出量は約 5.2TBq であり、10 分～20 分の操作遅れに対して放出放射エネルギーは約 10%～30% の増加にとどまることから、100TBq に対して余裕を確保できるため、事象発生から 80 分以上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、並びにそれらが運転員等操作時間に与える影響を考慮した場合においても、運転員等による恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、並びに格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却により、原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心を冷却し、原子炉格納容器雰囲気冷却及び除熱を行うことにより、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。

#### 7.2.1.1.4 必要な要員及び資源の評価

##### (1) 必要な要員の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」において、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.2.1.1.1(3) 格納容器破損防止対策」に示すとおり 48 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 68 名で対処可能である。ただし、緊急時対策所建屋内に緊急時対策所を設置するまでは、「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 70 名で対処可能である。

## (2) 必要な資源の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」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。

また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。ただし、燃料のうち送水車用燃料（軽油）については共用であるため、3号炉及び4号炉の合計の消費量を評価する。

### a. 水源

恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ（130m<sup>3</sup>/h）については、燃料取替用水ピットを水源とし、水量1,860m<sup>3</sup>の使用が可能であることから、事象発生約 51 分後から約 15.1 時間後までのスプレイ継続が可能である。以降は、海水を水源とする可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイに切り替え、その後、事象発生約 24 時間後からは大容量ポンプを用いた格納容器再循環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が可能であるため、燃料取替用水ピットへの補給は不要である。

### b. 燃料

#### (a) 重油

空冷式非常用発電装置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 日間の運転継続には約 133.4kl 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。

可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイについては、事象発生後の6.5時間後から24時間後まで電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）が運転したと想定して、約2.2klの重油が必要となる。

大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却については、事象発生後の14時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約47.7kl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191.7klの重油が必要となるが「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯蔵タンク及び重油タンクの合計油量のうち使用可能量(548kl)にて供給可能である。

#### (b) 軽油

可搬式代替低圧注水ポンプ及び使用済燃料ピットへの注水に用いる送水車については、3号炉、4号炉それぞれ事象発生後の6.3時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約5,709ℓの軽油が必要となる。

7日間の運転継続に必要な軽油は、これらを合計して約11,418ℓ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21,000ℓにて供給可能である。

#### c. 電源

空冷式非常用発電装置の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷及びその他負荷として約372kW必要となるが、空冷式非常用発電装置の給電容量2,920kW(3,650kVA)にて供給可能である。

#### 7.2.1.1.5 結論

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」では、LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に

格納容器スプレイ注入機能、ECCS再循環機能等の安全機能喪失が重畳する。その結果、原子炉格納容器内へ流出した高温の1次冷却材及び溶融炉心の崩壊熱等の熱に伴い発生した水蒸気、金属－水反応等によって発生した非凝縮性ガスなどの蓄積により、原子炉格納容器圧力が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の過圧破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」に対する格納容器破損防止対策としては、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備している。

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の評価事故シーケンス「大破断LOCA時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」に全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮して有効性評価を行った。

上記の場合においても、運転員等操作である恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、並びに格納容器再循環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、原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱並びに原子炉格納容器圧力の上昇抑制が可能である。

その結果、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度、放射性物質の総放出量、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力、並びに水素の蓄積を想定した場合の原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力については評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器の安定状態を維持できる。

なお、原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による熱的・機械的荷重については「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」、原子炉格納容器内の水素濃度については「7.2.4 水素燃焼」、溶融炉心によるコンクリート侵食については「7.2.5 溶融炉心・コン

クリート相互作用」において、それぞれ確認した。

解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、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、本格納容器破損モード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、全交流動力電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」において、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、並びに格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であり、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」に対して有効である。











第7.2.1.1.2表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の主要解析条件  
 （大破断LOCA時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）（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	本評価事故シナリオの重要な現象である炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達等を適切に評価することが可能であると過渡解析コード。
炉心熱出力 (初期)	100% (3,411MWt) ×1.02	評価結果を厳しくするよう、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崩壊熱が大きくなり、炉心冷却の観点から厳しい設定。
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、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のエネルギー放出が大きくなり、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。
1次冷却材平均温度 (初期)	307.1+2.2℃	評価結果を厳しくするよう、定常誤差を考慮した上限値として設定。1次冷却材温度が高いと原子炉格納容器へのエネルギー放出が大きくなり、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。
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。
2次側保有水量 (初期)	50t (1基当たり)	設計値として設定。
原子炉格納容器自由体積	72,900m <sup>3</sup>	評価結果を厳しくするよう、原子炉格納容器自由体積の設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。原子炉格納容器自由体積が小さいと、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。
ヒートシンク	設計値に余裕を考慮した小さい値	評価結果を厳しくするよう、ヒートシンクの設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。ヒートシンクが小さいと、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。

第 7.2.1.1.2 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の主要解析条件  
 (大破断 L O C A 時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故) (2 / 3)

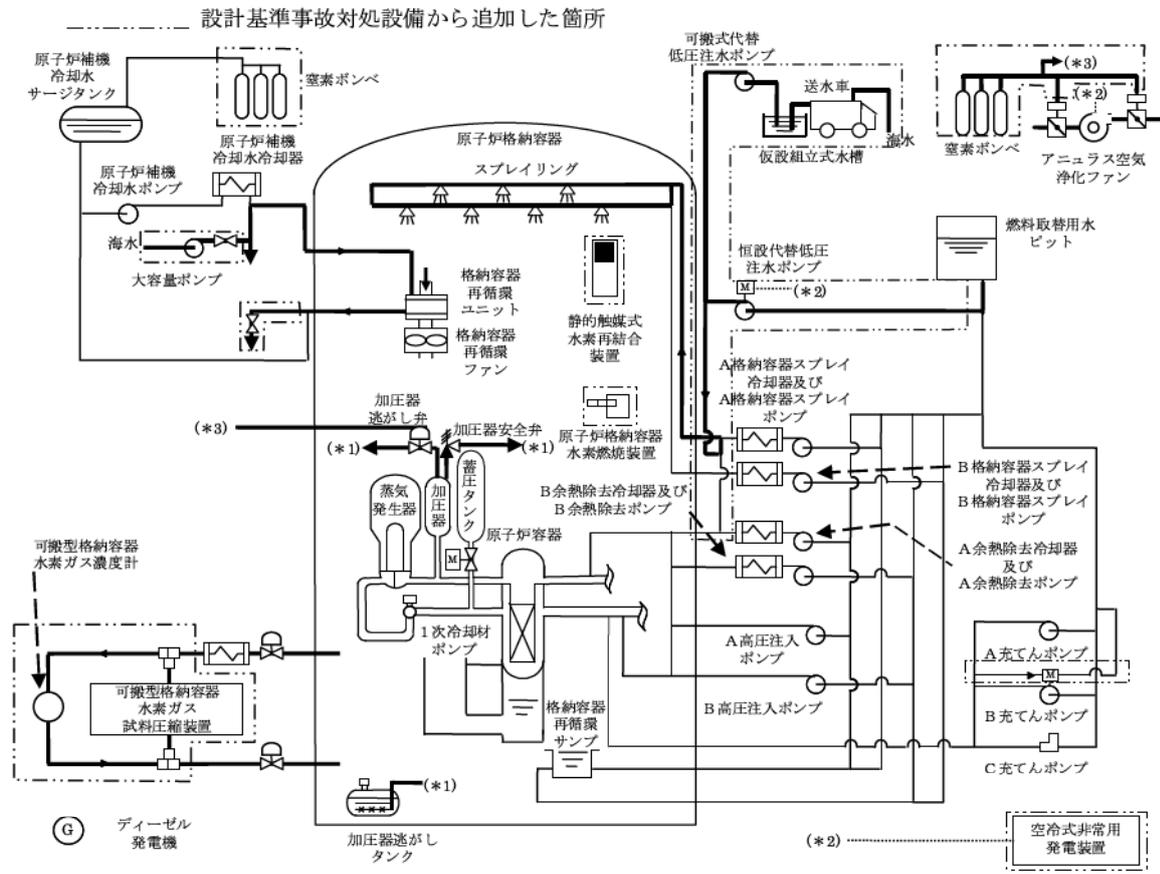
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	大破断 L O C A 破断位置：高温側配管 破断口径：完全両端破断	原子炉格納容器内へ早期に炉心からの蒸気が系外に放出されるため、事象進展が早く、炉心溶融、原子炉容器破損などの主要事象の発生時刻が早くなる観点から高温側配管（口径約 0.74m（29 インチ）の完全両端破断を設定。
安全機能の喪失に対する仮定	高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能喪失 ・外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失	炉心損傷を早め、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ開始までの時間余裕及び要求される設備容量の観点から厳しくなる条件として、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能の喪失を設定。 代替格納容器スプレイ及び格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から外部電源喪失時における非常用所内交流電源の喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重量を考慮。
外部電源	外部電源なし	「安全機能の喪失に対する仮定」に示すとおり、外部電源なしを想定。
水素の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	水素の発生による原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響を考慮する観点で、水素発生の主要因となるジルコニウム-水反応を考慮。なお、水の放射線分解等による水素発生量は少なく、影響が軽微であることから考慮していない。

第 7.2.1.1.2 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の主要解析条件  
 (大破断 L O C A 時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故) (3 / 3)

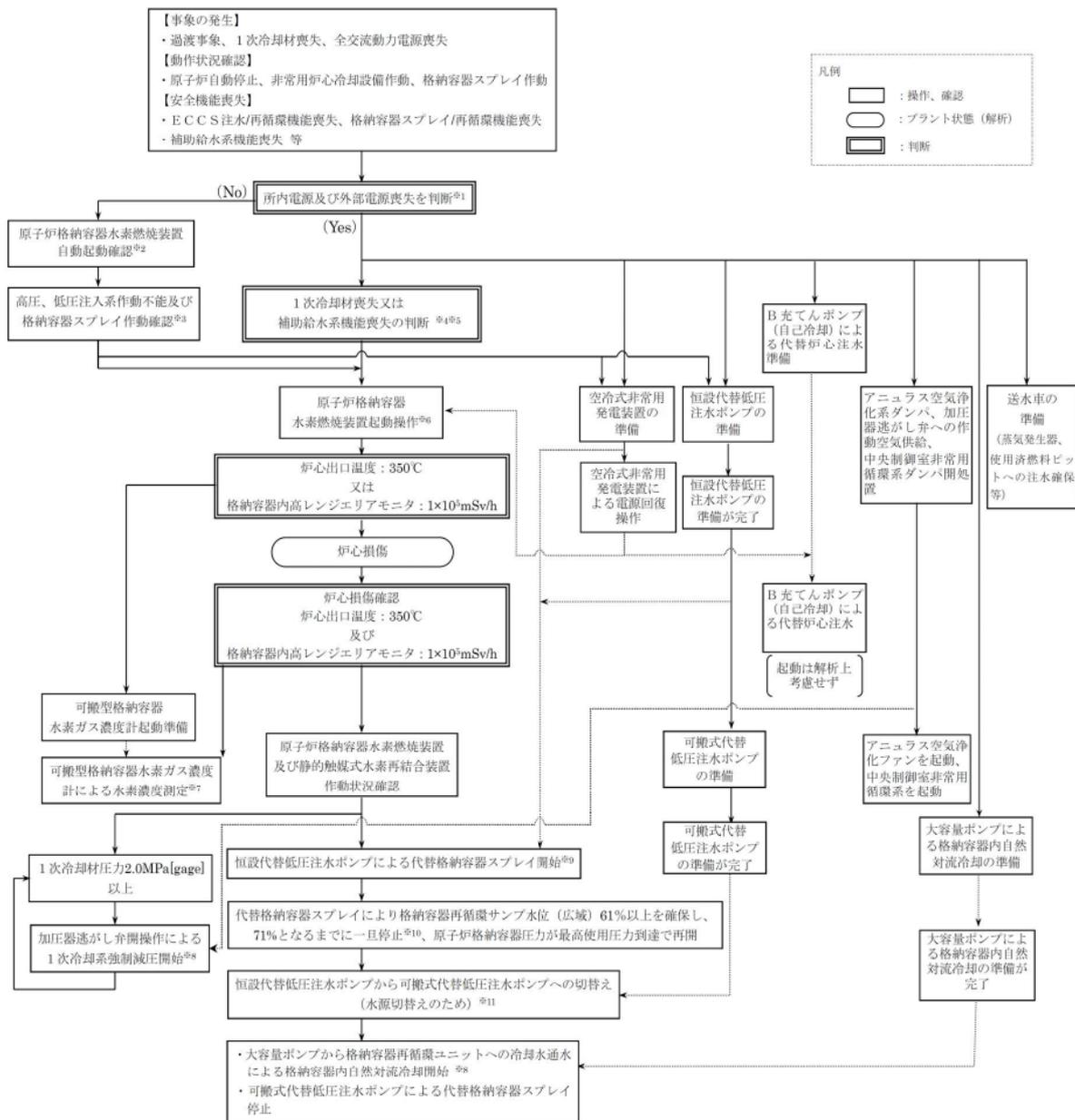
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉トリップ	1 次冷却材ポンプ回転数低 (定格回転数の 92.6%) (応答時間 0.6 秒)	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低い値としてトリップ限界値を設定。検出遅れ、信号発信遅れ等を考慮して応答時間を設定。
タービン動補助給水ポンプ	事象発生の 60 秒後に注水開始	タービン動補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプ定速達成時間に余裕を考慮して設定。
蓄圧タンク保持圧力	200m <sup>3</sup> /h (蒸気発生器 4 基合計)	タービン動補助給水ポンプの設計値 250m <sup>3</sup> /h から、ミニフロー流量 50m <sup>3</sup> /h を除いた値により設定。
蓄圧タンク保有水量	4.04MPa [gage] (最低保持圧力)	炉心への注水のタイミミングを遅くし、炉心損傷のタイミミングを早める観点から最低保持圧力を設定。
代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ流量	26.9m <sup>3</sup> (1 基当たり) (最低保有水量)	炉心への注水量を少なくし、炉心損傷のタイミミングを早める観点から最低保有水量を設定。
格納容器再循環ユニット	130m <sup>3</sup> /h	設計上期待できる値として設定。
静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置	2 基 1 基当たりの除熱特性： 100℃～約 168℃、 約 4.1MW～約 11.2MW	設計値より小さい値を設定。
代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始	効果を期待せず	原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように、静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置の効果については期待しない。
代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの停止	炉心溶融開始の 30 分後	運転員等操作時間を考慮して設定。
格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却開始	事象発生の 24 時間後	格納容器内自然対流冷却の開始に伴い停止。
格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却開始	事象発生の 24 時間後	運転員等操作時間を考慮して設定。

重大事故等対策に関連する機器条件

重大事故等対策に関連する操作条件



第 7.2.1.1.1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の重大事故等対策の概略系統図

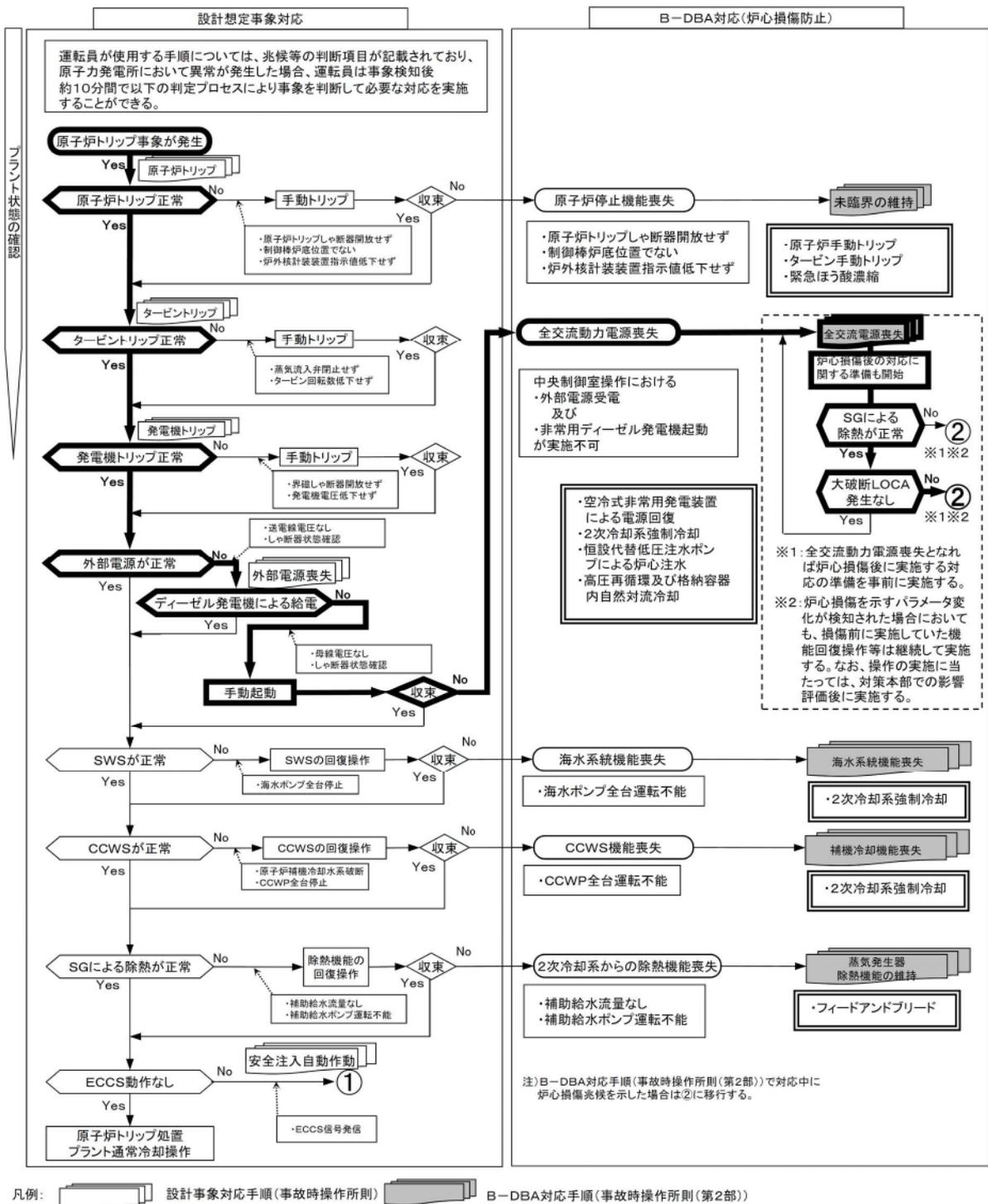


- ※1: すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」ボルトを示した場合。
- ※2: 非常用炉心冷却設備作動信号が発信すれば原子炉格納容器水素燃焼装置の自動起動を確認する。
- ※3: 水素燃焼事象においては格納容器スプレイ作動を考慮する。
- ※4: 1次冷却材喪失は以下で確認。  
 ・加圧器圧力及び水位、原子炉格納容器圧力及び温度、格納容器サンプ水位、格納容器再循環サンプ水位、格納容器内エアモニタ
- ※5: 補助給水系統機能喪失は以下で確認。  
 ・すべての蒸気発生器補助給水流量計指示の合計が125m<sup>3</sup>/h未満
- ※6: 空冷式非常用発電装置による電源回復後起動する。
- ※7: 可搬型格納容器水素ガス濃度計を起動し、原子炉格納容器内の水素濃度を確認する。
- ※8: 準備が完了すれば、その段階で実施する。
- ※9: 恒設代替低圧注水ポンプの注水先の考え方としては、炉心注水をまず行うこととしているが、短時間で炉心損傷に至る場合は原子炉格納容器にスプレイすることになる。  
 実際の操作では、準備が完了し代替格納容器スプレイが可能となれば、その段階で実施する。  
 また、格納容器スプレイ流量は130m<sup>3</sup>/hを下回らない流量で注水する。  
 なお、格納容器スプレイが動作している場合において、再循環自動切換信号が発信すれば、格納容器スプレイ系再循環自動切換を確認し、以降、原子炉格納容器内の除熱が継続的に行なわれていることを確認する。
- ※10: ただちにポンプを停止するのではなく、原子炉格納容器圧力の状況を加味し、決定する。
- ※11: 水源切替え 燃料取替用水ピット → 海水

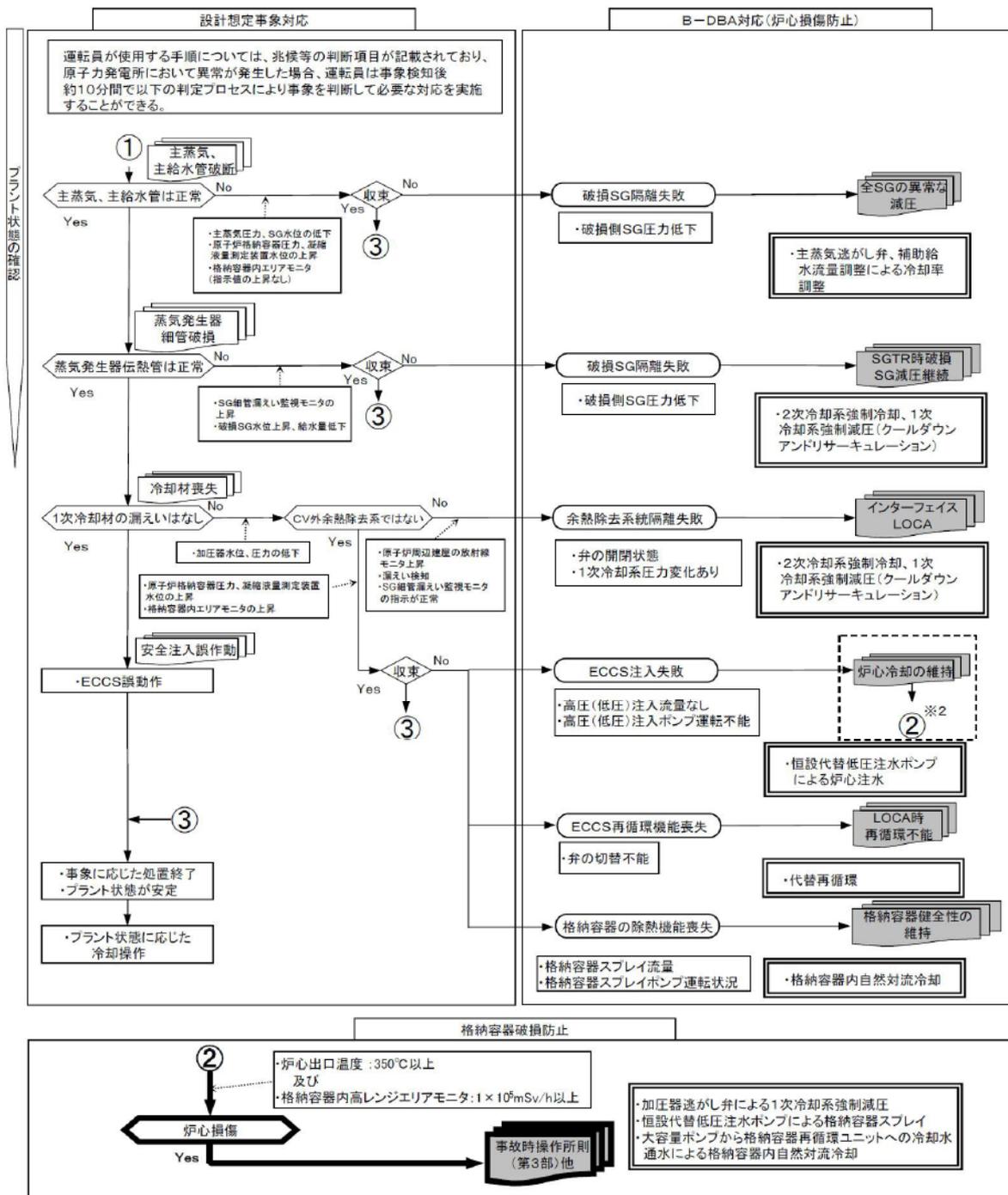
### 第 7.2.1.1.2 図 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)」の対応手順の概要



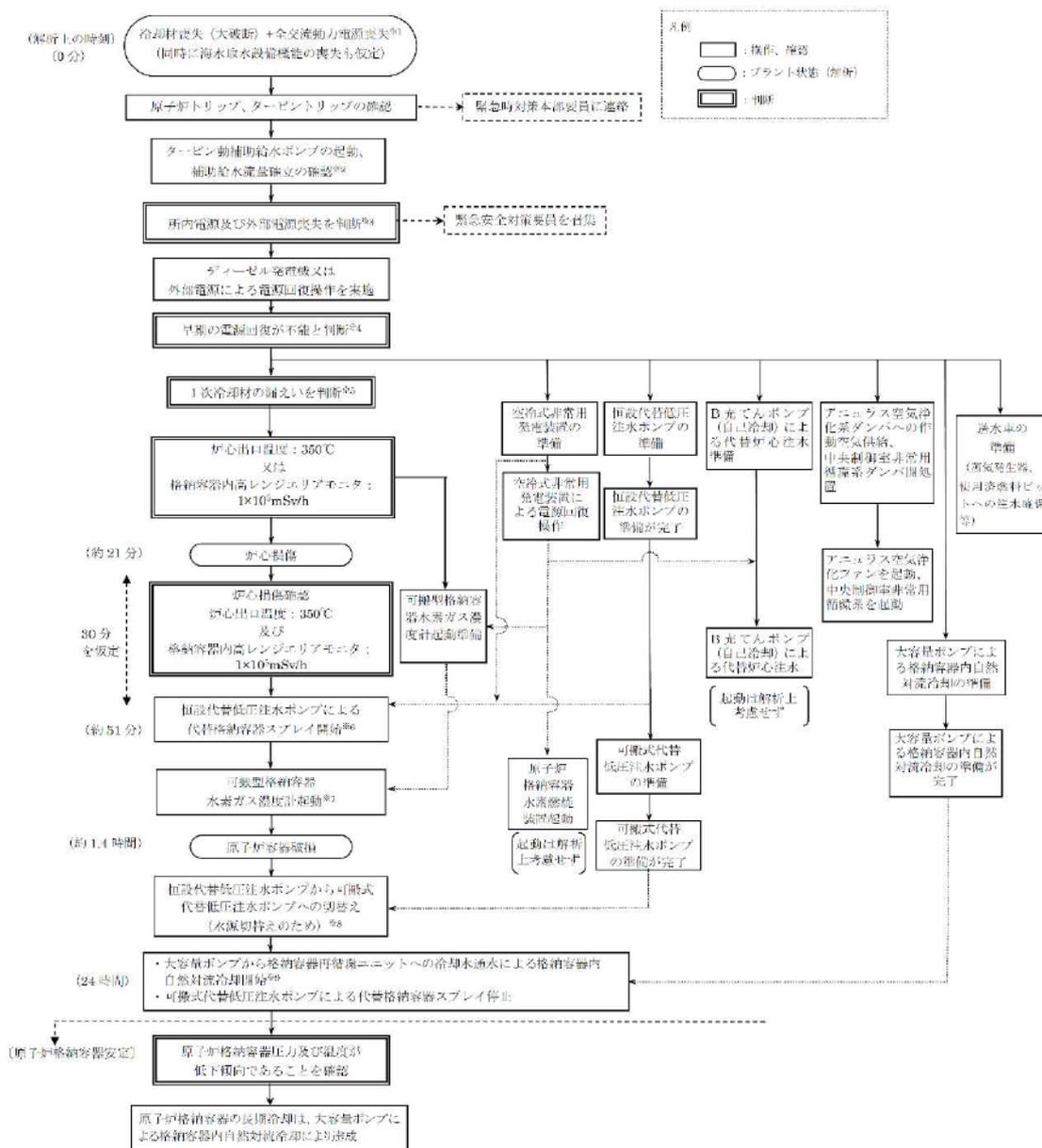




第 7.2.1.1.4 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の事象進展（判定プロセス）  
 （大破断LOCA時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）（1 / 2）

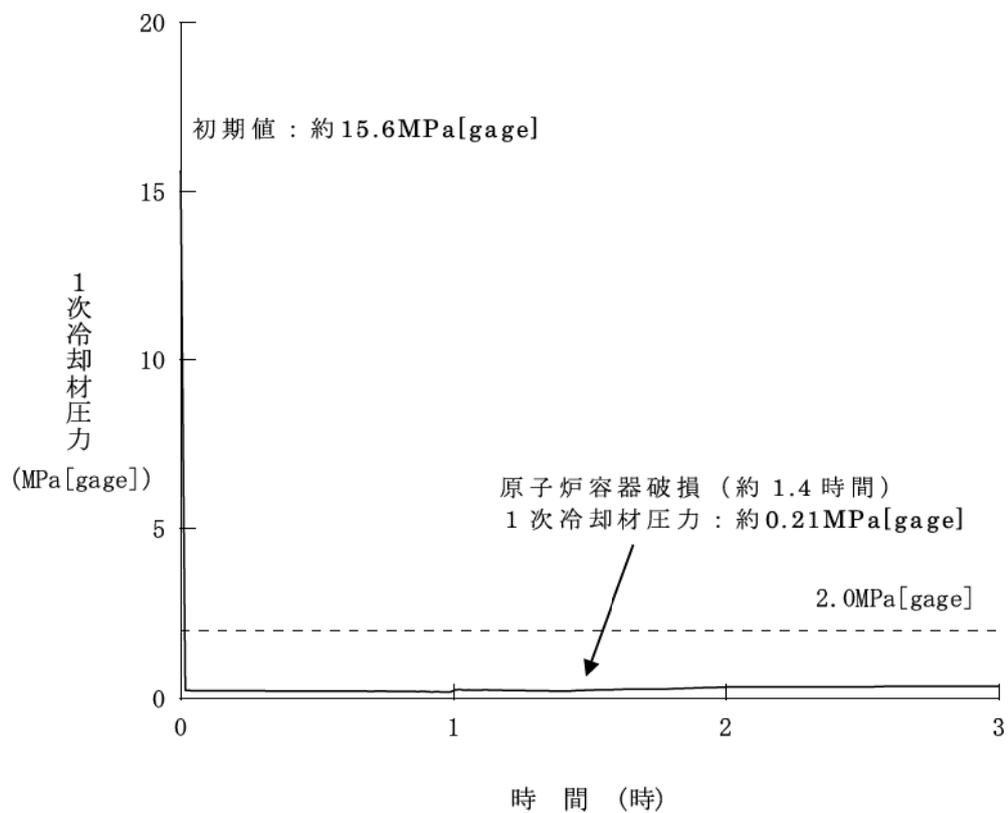


第 7.2.1.1.4 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)」の事象進展(判定プロセス)  
(大破断LOCA時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故) (2/2)

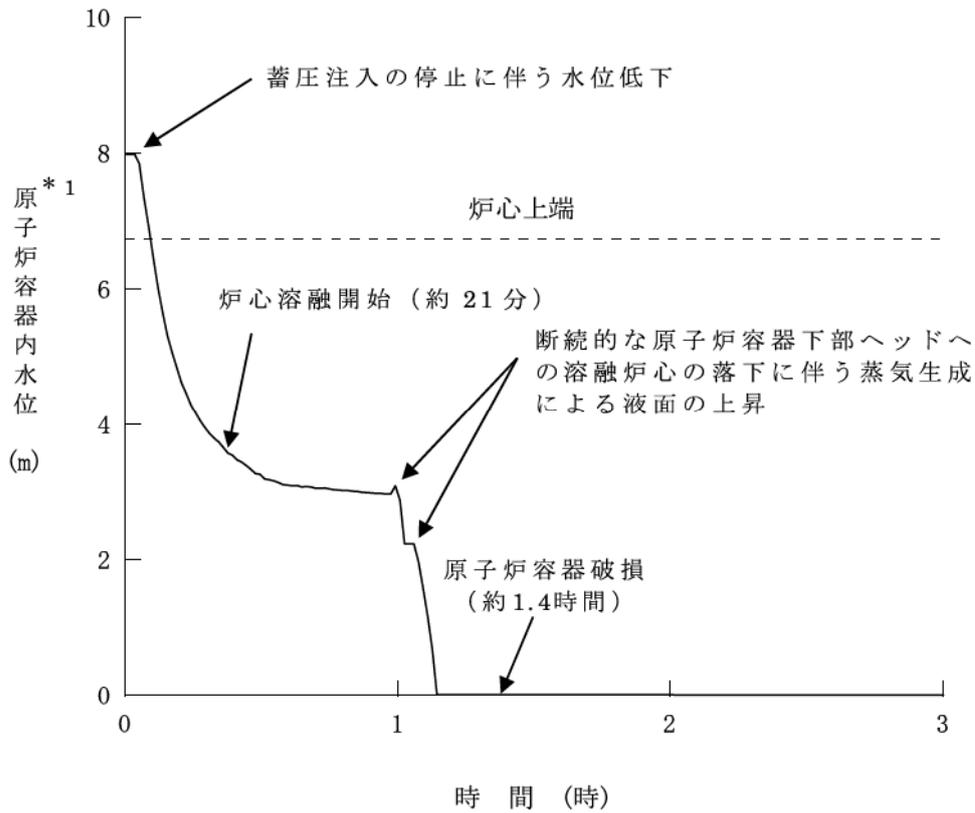


- ※1：非常用直流系統は使用可能。
- ※2：すべての蒸気発生器補助給水流量計指示の合計が 125m<sup>3</sup>/h 以上。
- ※3：すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」表示を示した場合。
- ※4：中央制御室における外部電源受電操作及びディーゼル発電機起動操作が実施できない場合。  
この時点で通常の炉心注水機能を持つ安全系機器の使用が出来ないと判断できる。
- ※5：漏えいの確認は以下で確認。  
・炉心器圧力及び水位、原子炉格納容器圧力及び温度、格納容器サンプ水位、格納容器再循環サンプ水位、格納容器内エアモニタ
- ※6：恒設代替低圧注水ポンプの注水先の考え方としては、炉心注水をまず行うこととしているが、本事故においては短時間で炉心損傷に至るため原子炉格納容器にスプレイすることになる。  
実際の操作では、準備が完了し代替格納容器スプレイが可能となれば、その段階で実施する。  
また、格納容器スプレイ流量は 130m<sup>3</sup>/h を下回らない流量で注水する。
- ※7：可搬型格納容器水素ガス濃度計を起動し、原子炉格納容器内の水素濃度を確認する。
- ※8：水源別替え 燃料取替用水ピット → 海水
- ※9：準備が完了すれば、その段階で実施する。

第 7.2.1.1.5 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の事象進展（対応手順の概要）  
（大破断 L O C A 時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）

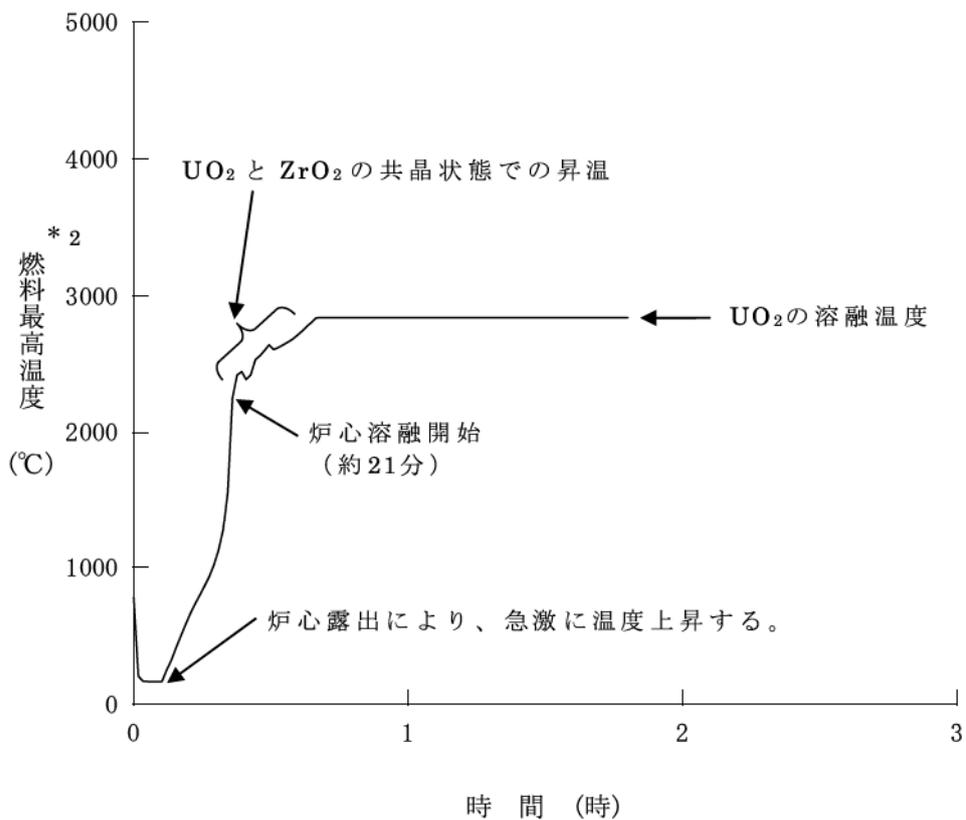


第 7.2.1.1.6 図 1 次冷却材圧力の推移



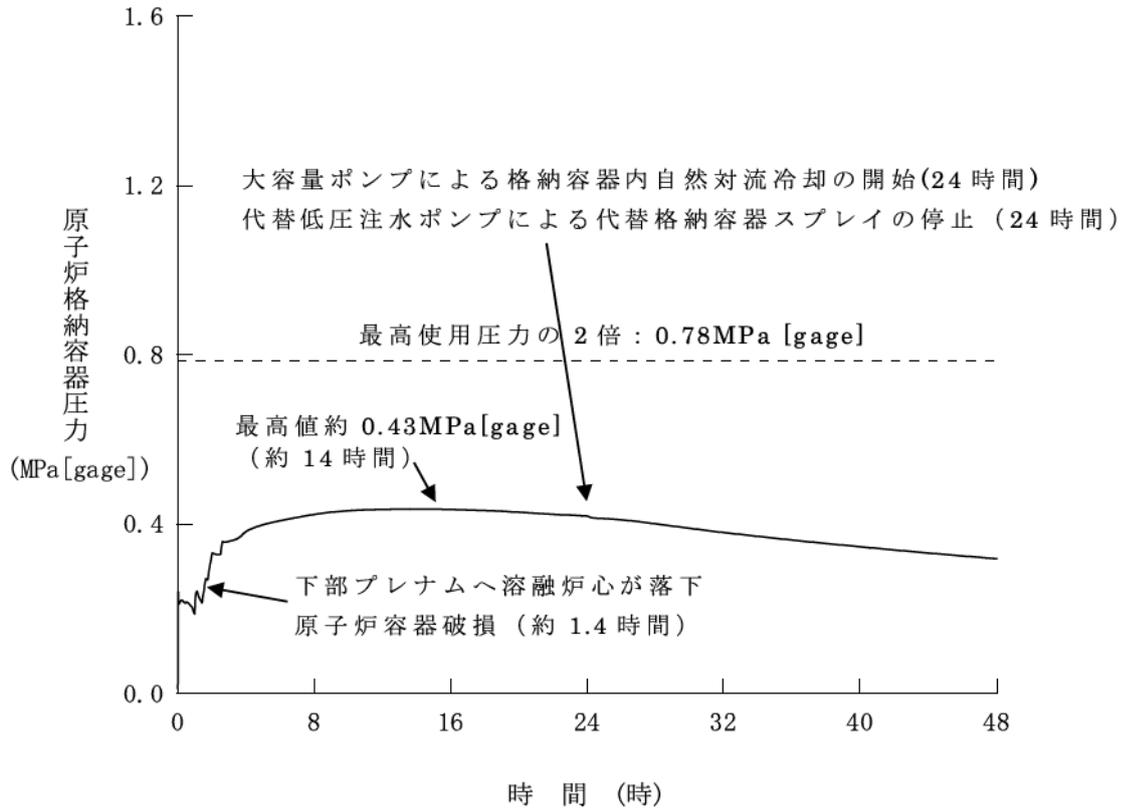
\* 1: 1次冷却材低温側配管下端を上限とした気泡水位を表示

第 7.2.1.1.7 図 原子炉容器内水位の推移

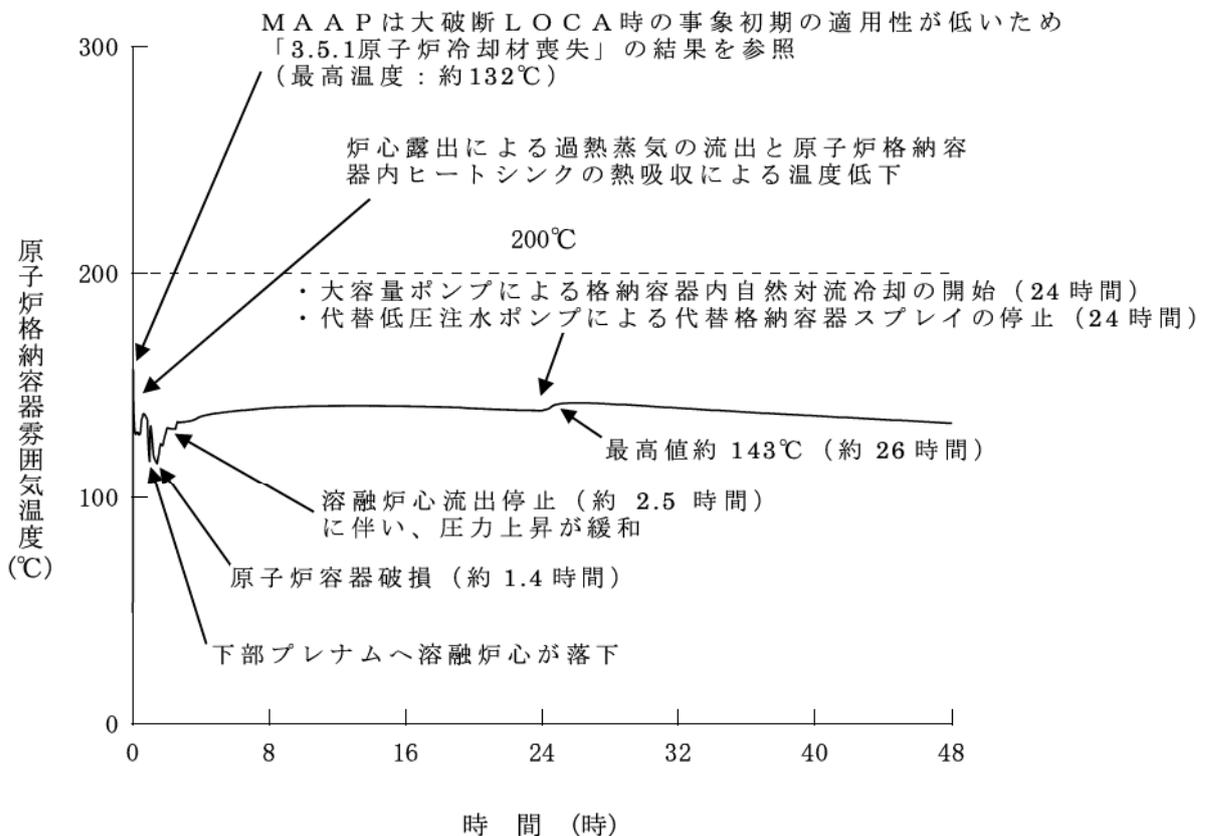


\* 2: 炉心ノードにおける最高の燃料温度

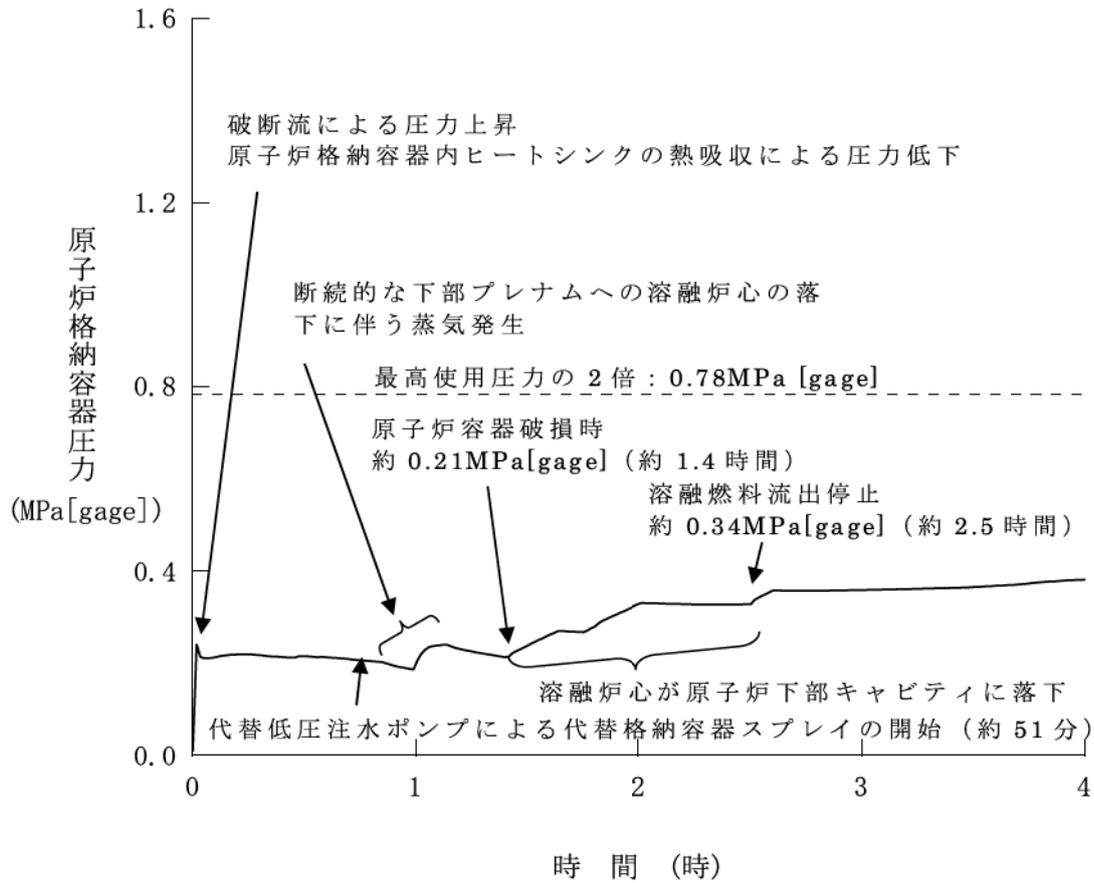
第 7.2.1.1.8 図 燃料最高温度の推移



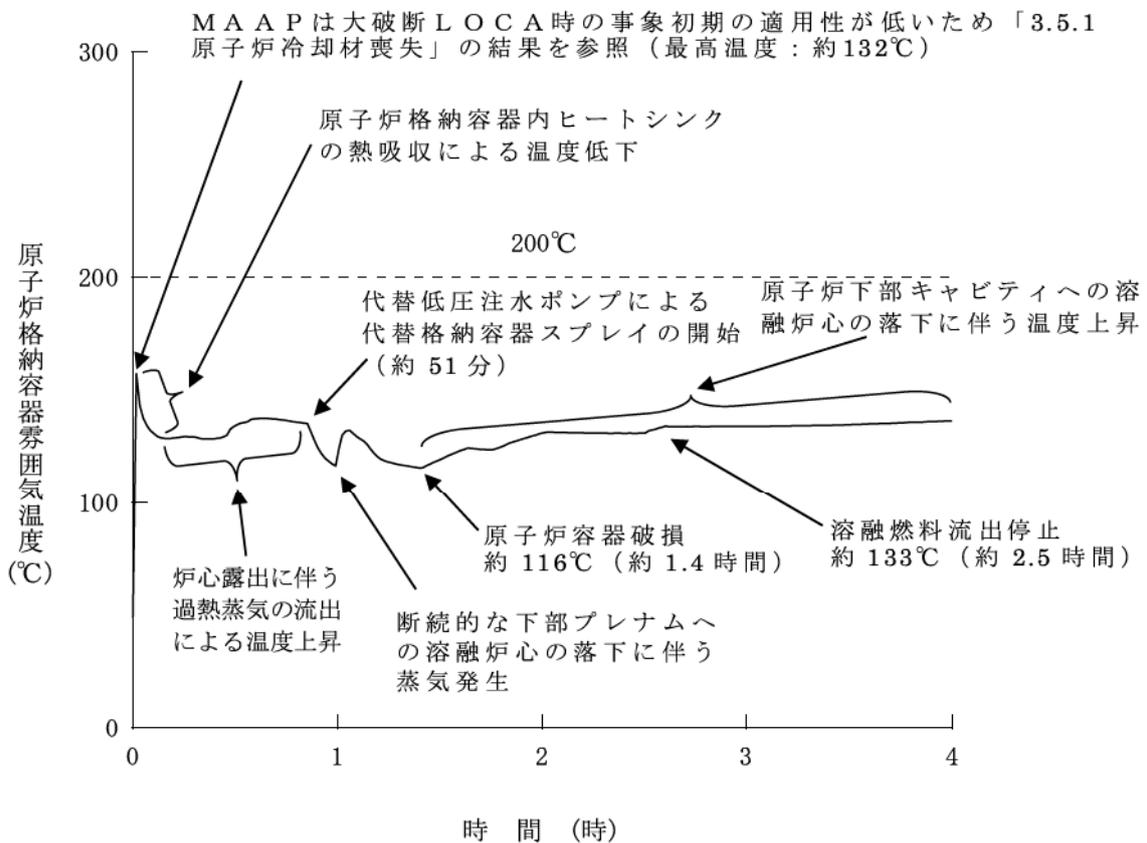
第 7.2.1.1.9 図 原子炉格納容器圧力の推移



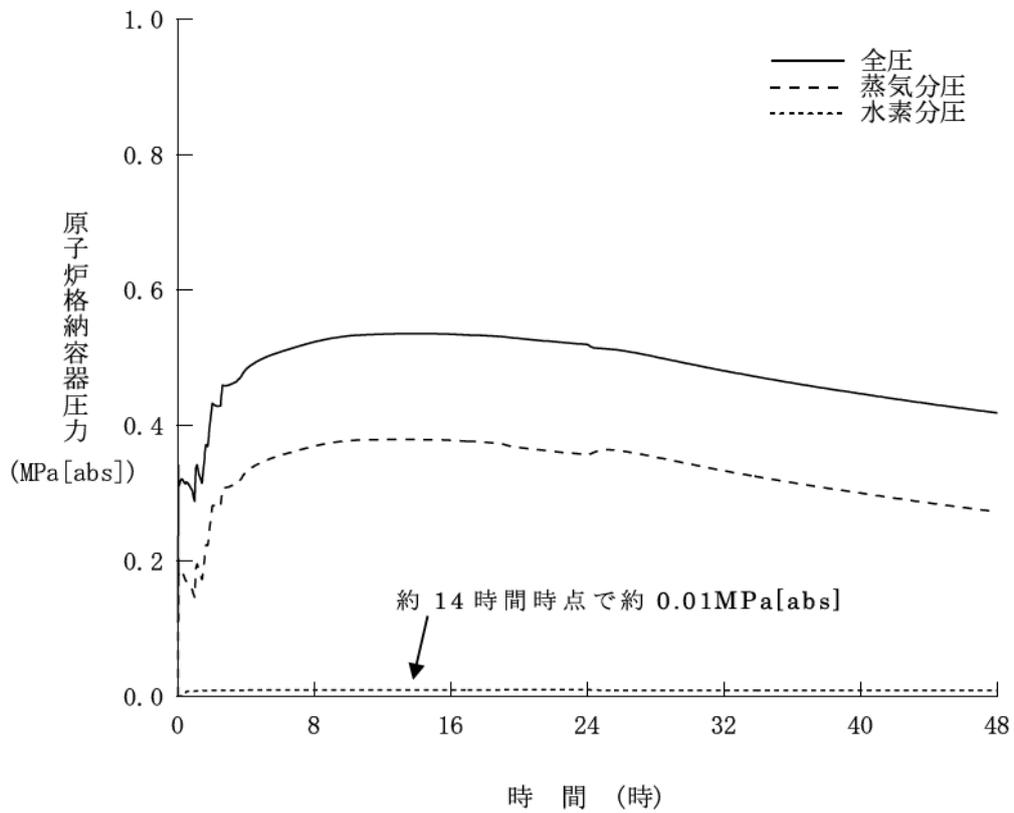
第 7.2.1.1.10 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移



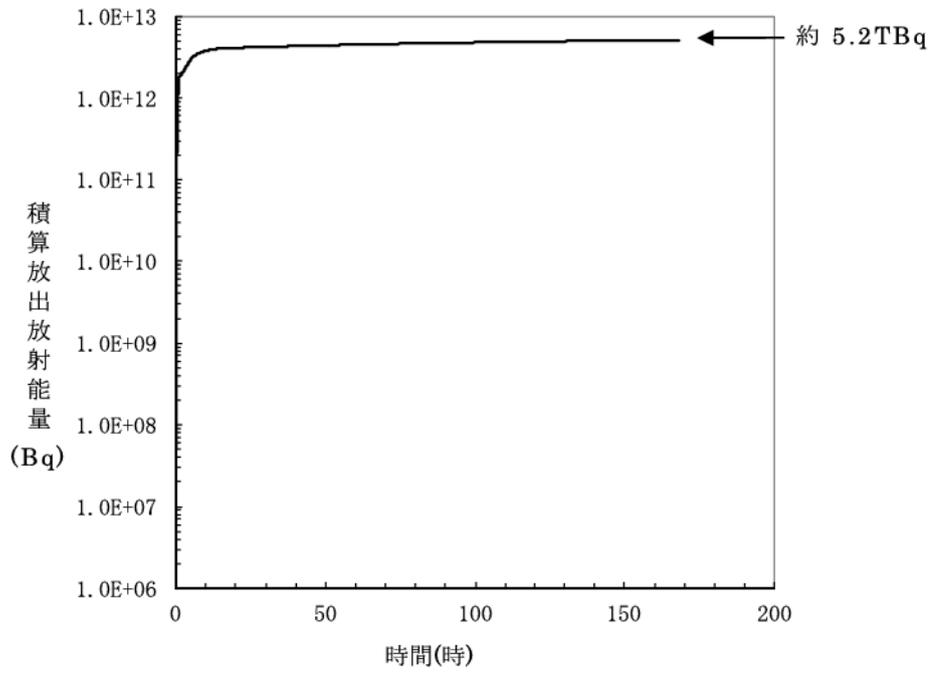
第 7.2.1.1.11 図 原子炉格納容器圧力の推移 (～4 時間)



第 7.2.1.1.12 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (～4 時間)

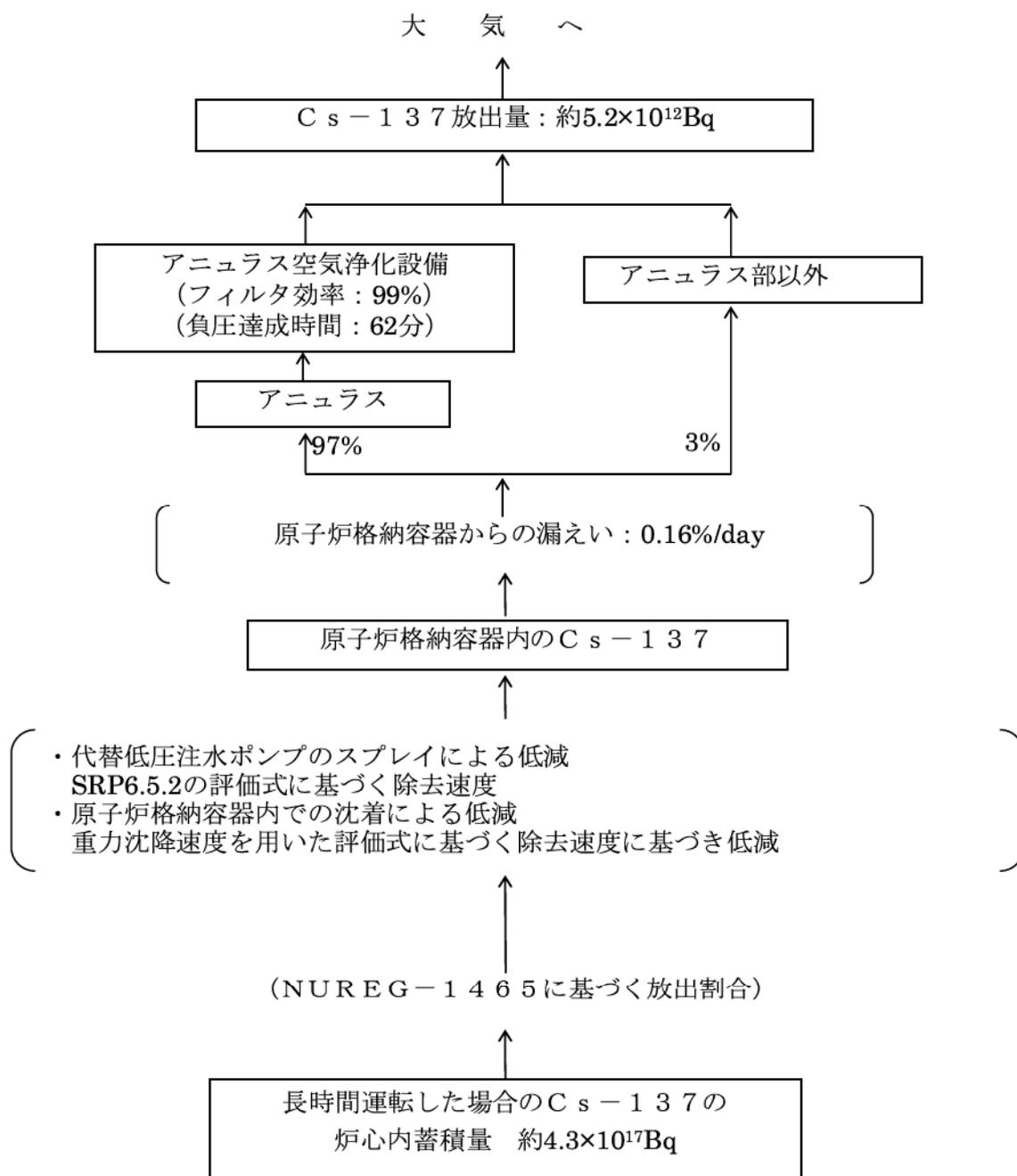


第 7.2.1.1.13 図 原子炉格納容器圧力に占める水蒸気及び水素の分圧 (絶対圧) の推移

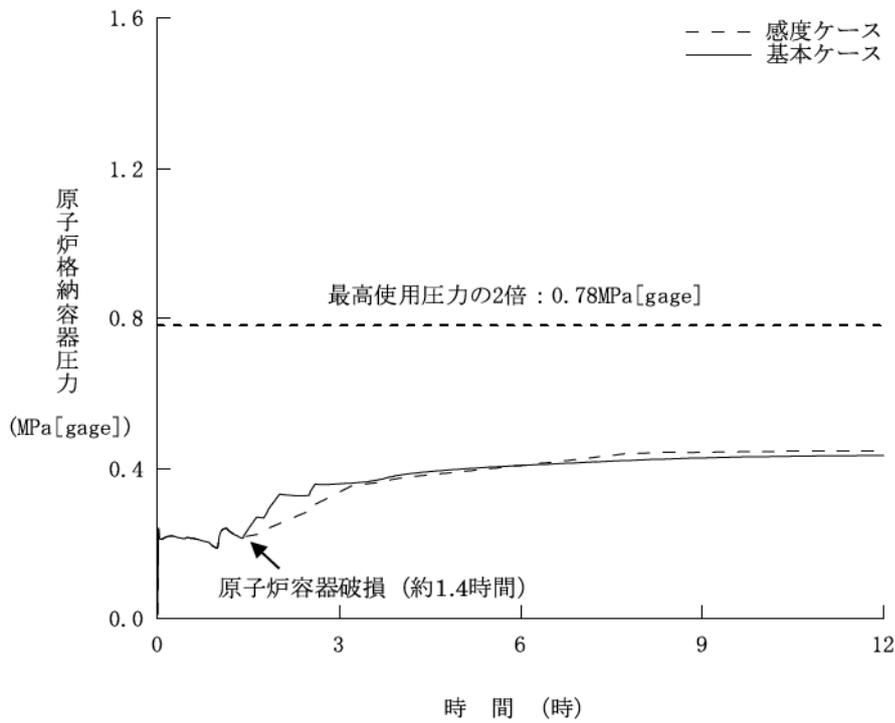


第 7.2.1.1.14 図 Cs - 137 積算放出放射能量の推移

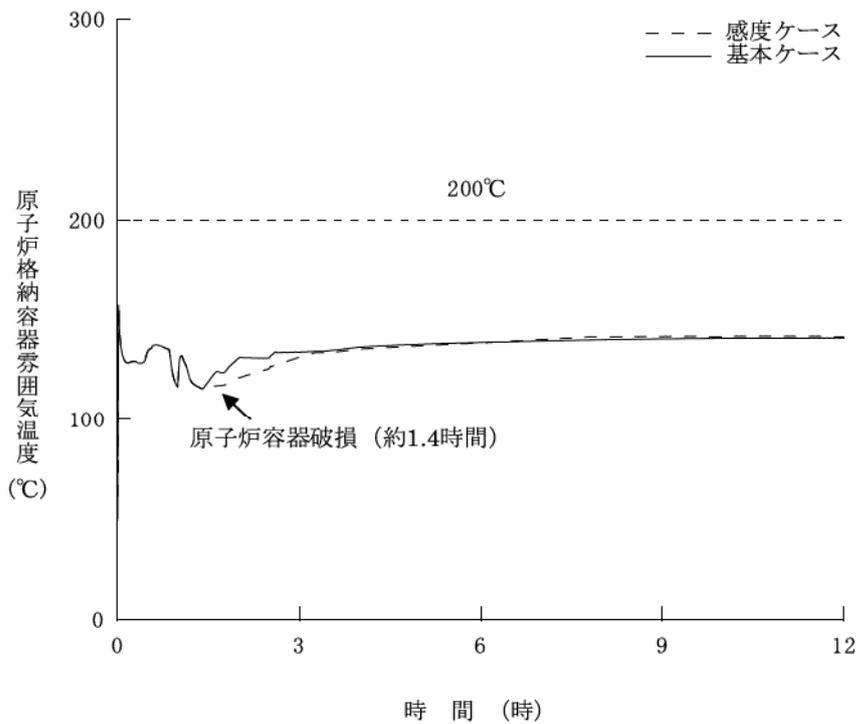
単位：Bq (GROSS値)



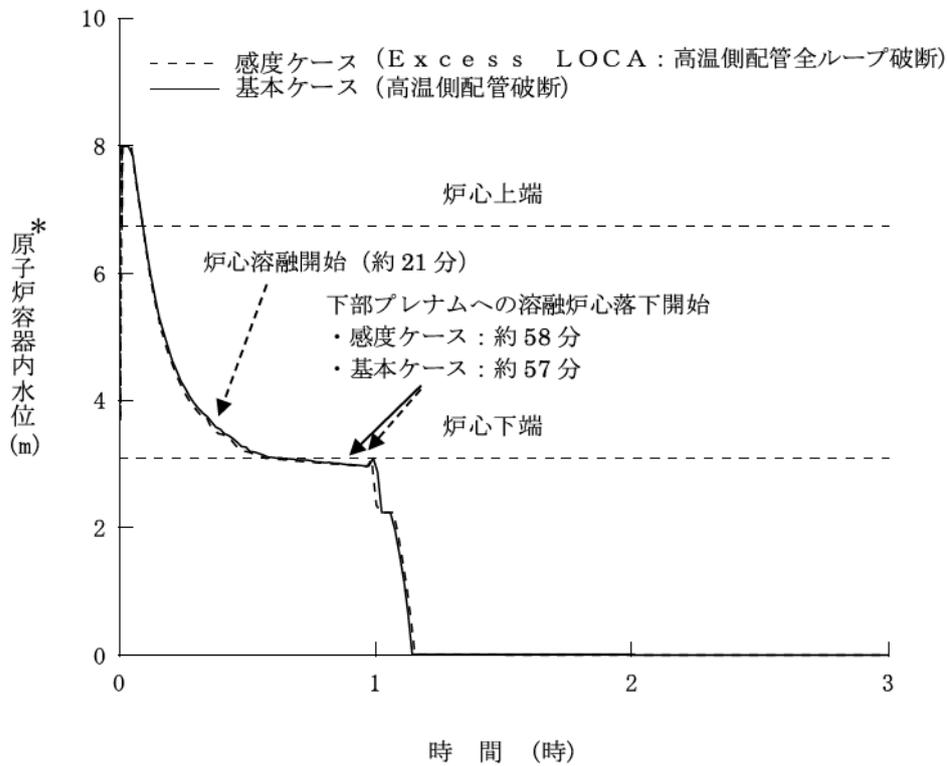
第 7.2.1.1.15 図 Cs-137 の大気放出過程



第 7.2.1.1.16 図 原子炉格納容器圧力の推移  
(溶融炉心・コンクリート相互作用による影響確認)

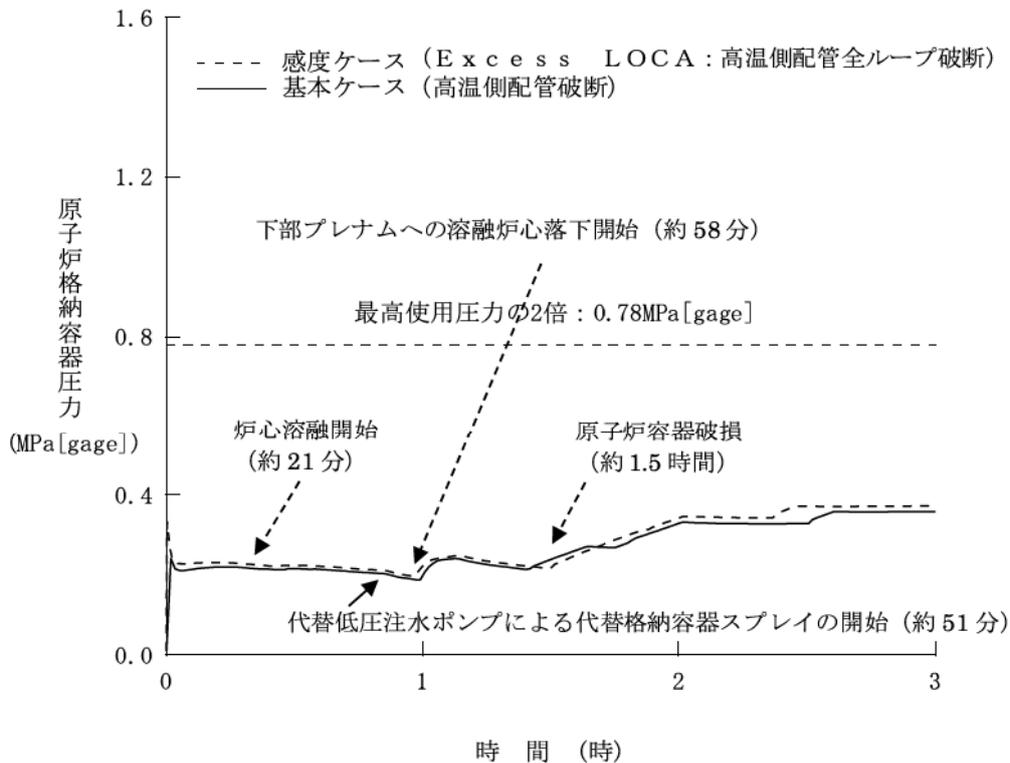


第 7.2.1.1.17 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移  
(溶融炉心・コンクリート相互作用による影響確認)

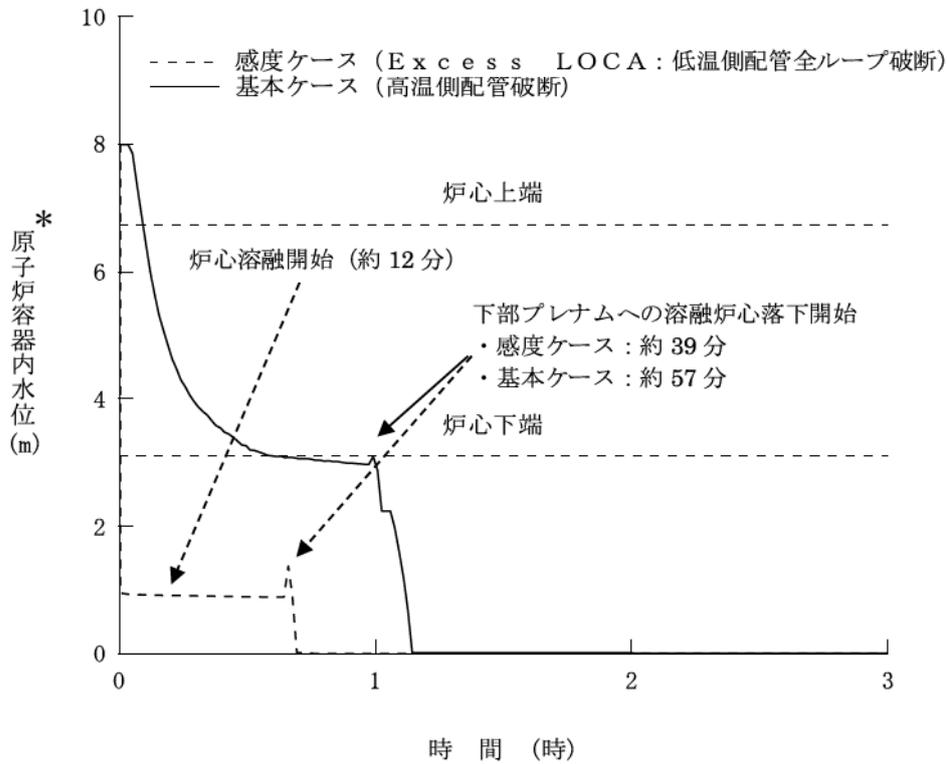


\* : 1次冷却材低温側配管下端を上限とした気泡水位を表示

第 7.2.1.1.18 図 原子炉容器内水位の推移  
 (高温側配管全ループ破断時の影響確認)

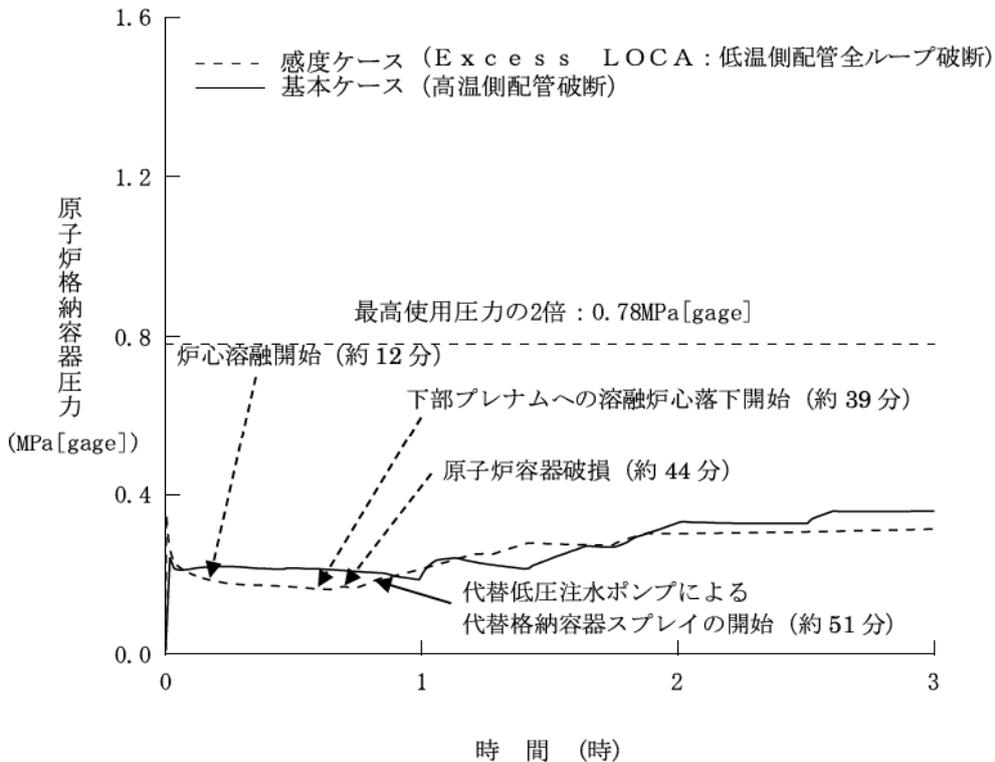


第 7.2.1.1.19 図 原子炉格納容器圧力の推移  
 (高温側配管全ループ破断時の影響確認)

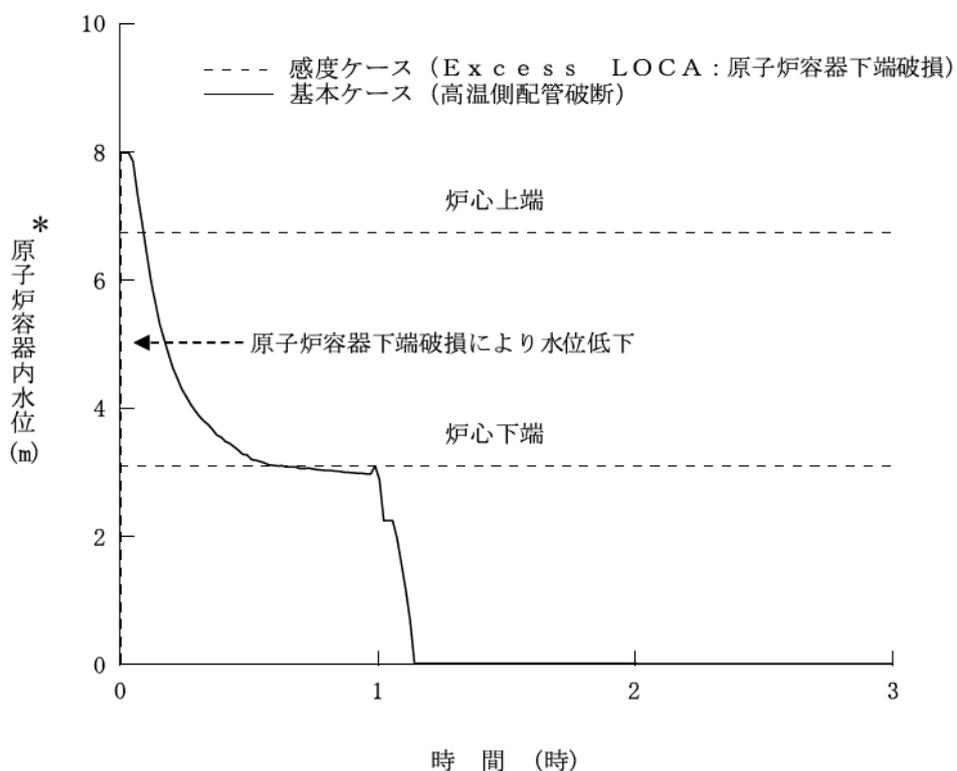


\* : 1次冷却材低温側配管下端を上限とした気泡水位を表示

第 7.2.1.1.20 図 原子炉容器内水位の推移 (低温側配管全ループ破断時の影響確認)

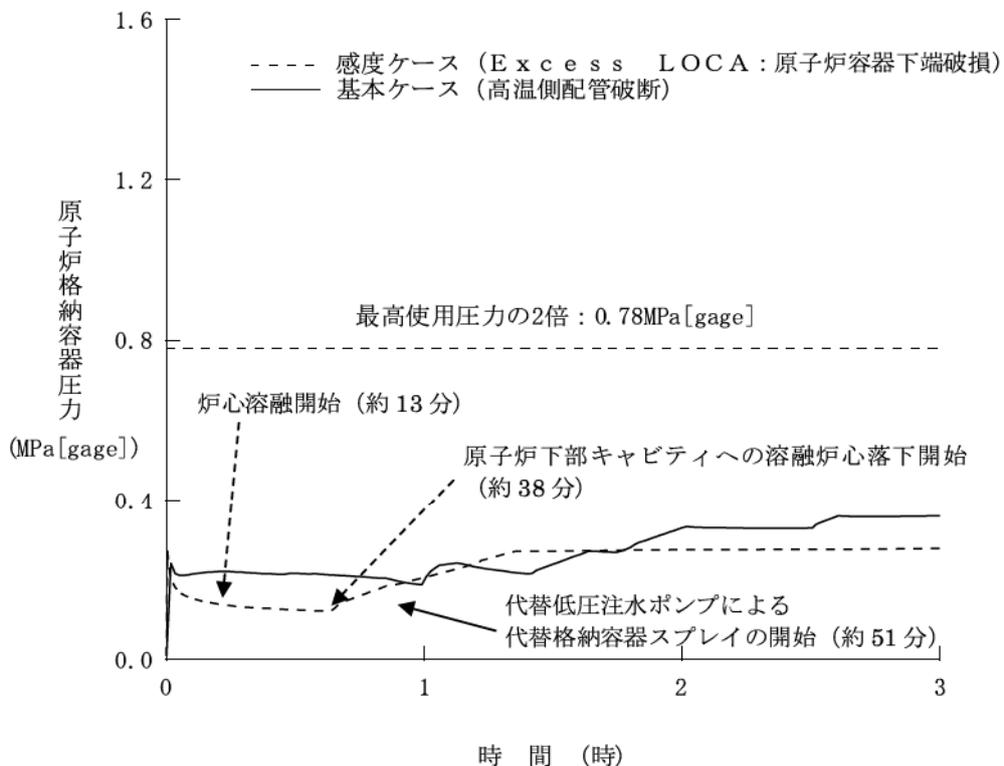


第 7.2.1.1.21 図 原子炉格納容器圧力の推移 (低温側配管全ループ破断時の影響確認)

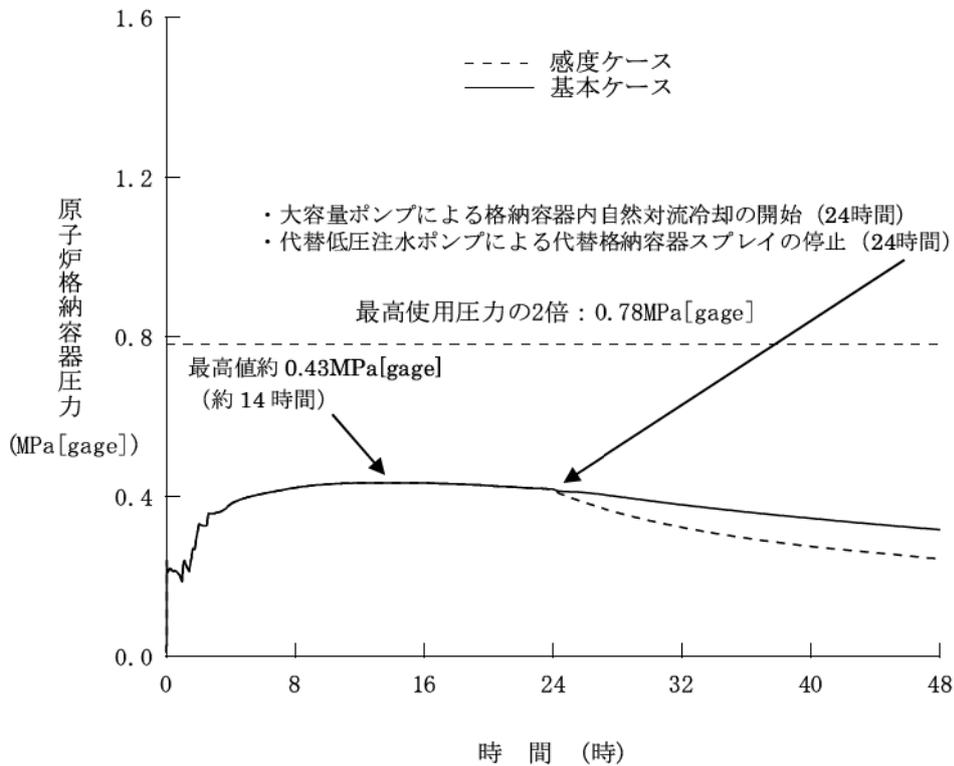


\* : 1次冷却材低温側配管下端を上限とした気泡水位を表示

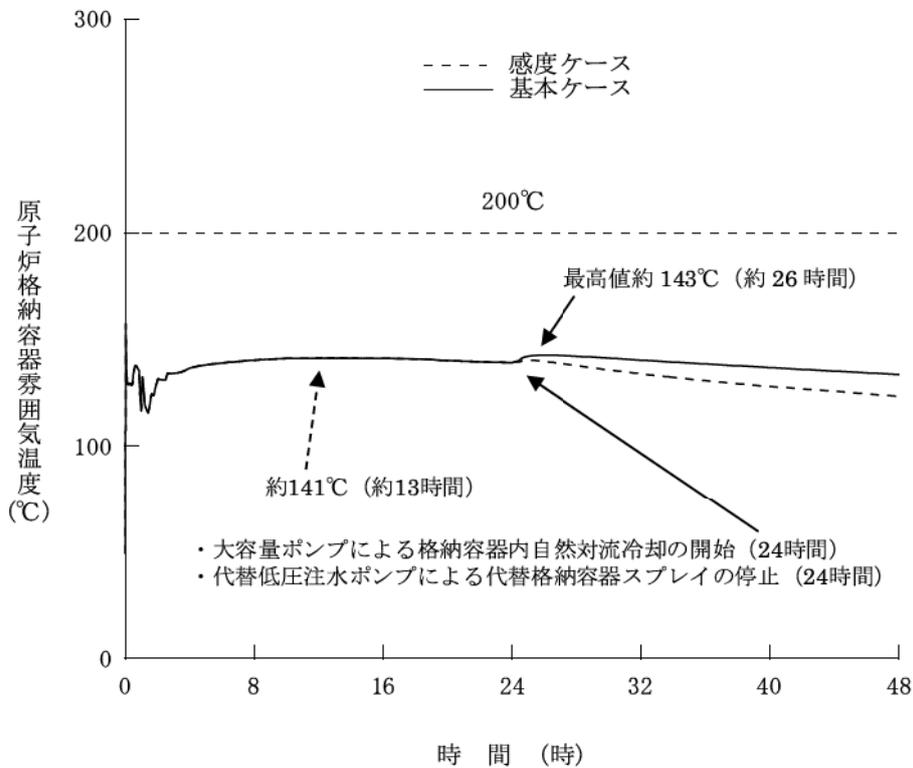
第 7.2.1.1.22 図 原子炉容器内水位の推移  
(原子炉容器下端における破損時の影響確認)



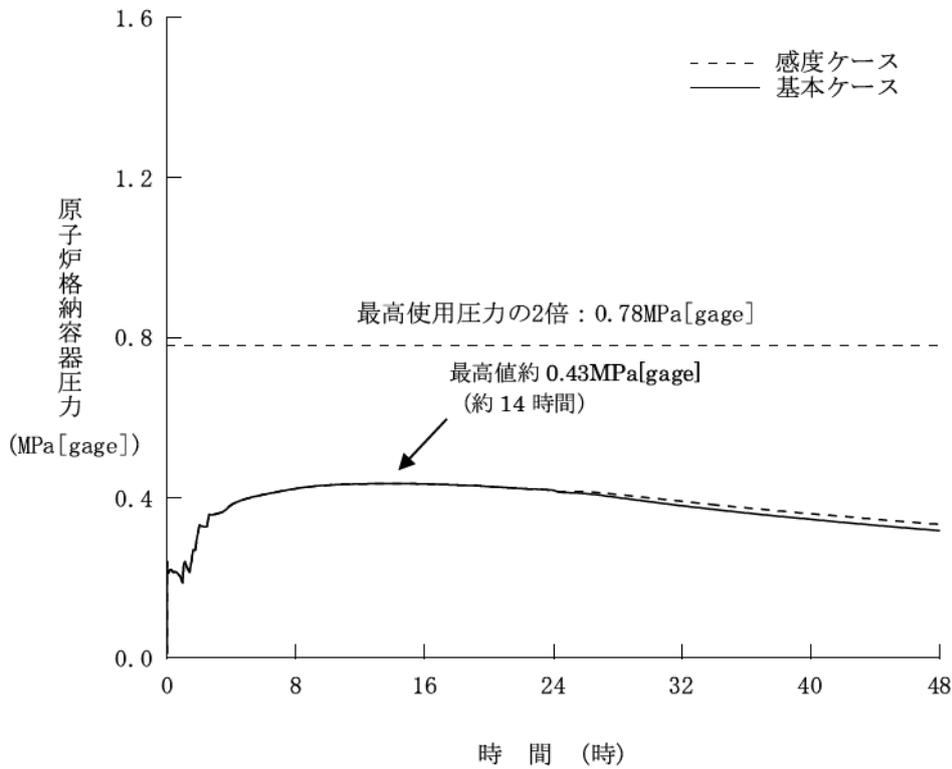
第 7.2.1.1.23 図 原子炉格納容器圧力の推移  
(原子炉容器下端における破損時の影響確認)



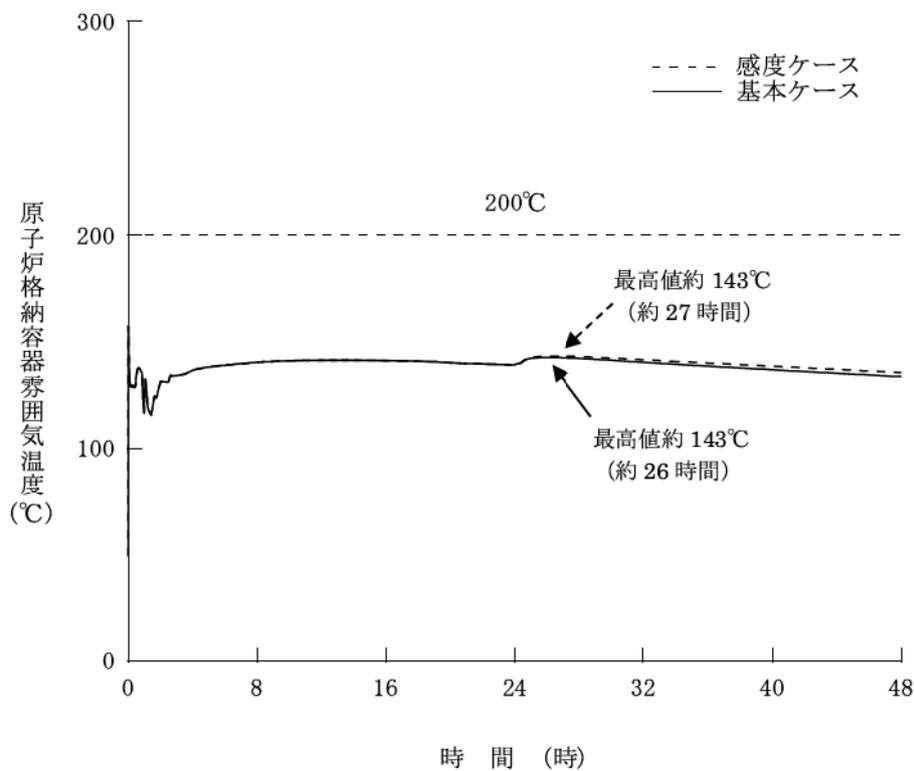
第 7.2.1.1.24 図 原子炉格納容器圧力の推移  
(格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認)



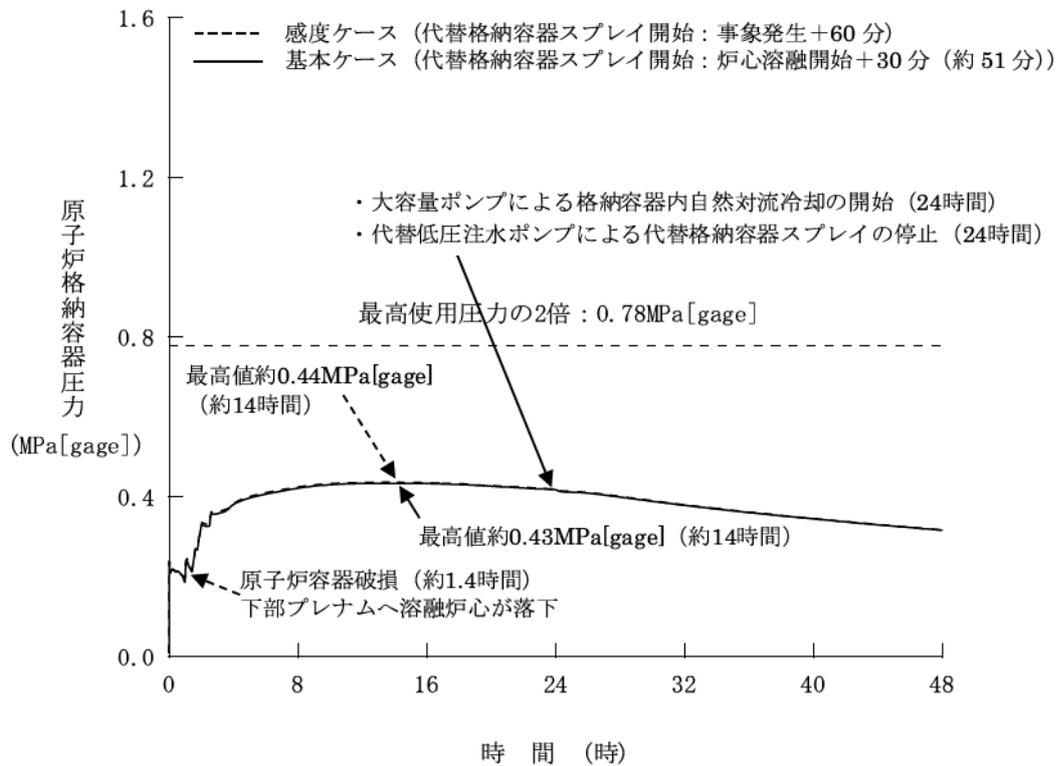
第 7.2.1.1.25 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移  
(格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認)



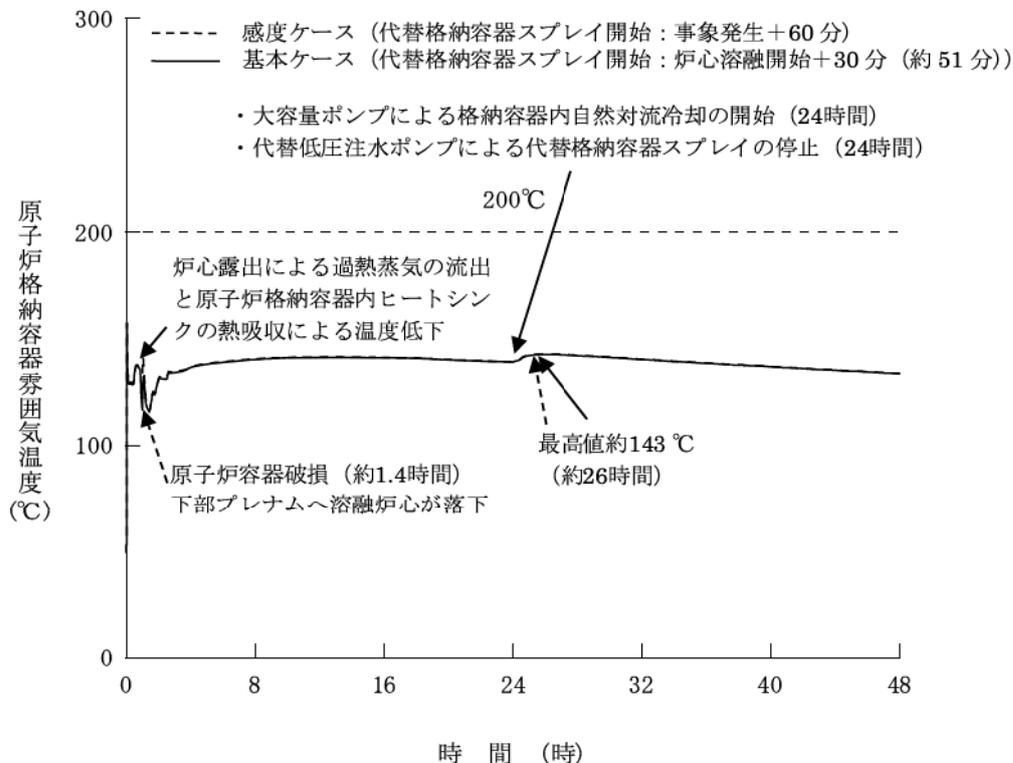
第 7.2.1.1.26 図 原子炉格納容器圧力の推移  
(格納容器内自然対流冷却に対する水素濃度の影響確認)



第 7.2.1.1.27 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移  
(格納容器内自然対流冷却に対する水素濃度の影響確認)



第 7.2.1.1.28 図 原子炉格納容器圧力の推移  
 (代替格納容器スプレイ操作時間余裕確認)



第 7.2.1.1.29 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移  
 (代替格納容器スプレイ操作時間余裕確認)

## 7.2.1.2 格納容器過温破損

### 7.2.1.2.1 格納容器破損モードの特徴、格納容器破損防止対策

#### (1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、SED、TED、TEW、AEW、SLW、SEW及びAEDがある。

#### (2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」では、LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ注入機能、ECCS再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、原子炉格納容器内へ流出した高温の1次冷却材及び熔融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、金属－水反応等によって発生した非凝縮性ガスの蓄積により、緩和措置がとられない場合には、原子炉格納容器雰囲気温度が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の過温破損に至る。

したがって、本格納容器破損モードでは、原子炉格納容器雰囲気を冷却及び除熱し、原子炉格納容器雰囲気温度の上昇を抑制することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。

また、1次冷却材圧力が高い状態で原子炉容器が破損し、熔融炉心、水蒸気及び水素が急速に放出され、原子炉格納容器雰囲気が加熱されることによる急速な原子炉格納容器圧力の上昇を抑制するため、原子炉容器破損前までに1次冷却系の減圧を行うことにより、原子炉格納容器の破損を防止する。

また、熔融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制するため、原子炉下部キャビティへ注水し原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心を冷却することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。さらに、継続的に発生する水素を処理する。

### (3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。

また、1次冷却材圧力が高い状態で原子炉容器が破損し、熔融炉心、水蒸気及び水素が急速に放出され、原子炉格納容器雰囲気が加熱されることによる急速な原子炉格納容器圧力の上昇を抑制する観点から、原子炉格納容器破損前までに加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧を行う対策を整備する。

また、熔融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制する観点から、代替格納容器スプレイにより原子炉下部キャビティへ注水する対策を整備する。

さらに、継続的に発生する水素を処理するため、静的触媒式水素再結合装置を設置するとともに、より一層の水素濃度低減を図るための設備として原子炉格納容器水素燃焼装置を設置する。

本格納容器破損モードに係る重大事故等対策の概略系統図を第7.2.1.2.1図に、対応手順の概要を第7.2.1.2.2図に示すとともに、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7.2.1.2.1表に示す。

本格納容器破損モードのうち、「7.2.1.2.2(1)有効性評価の方法」に示す評価事故シーケンスにおける3号炉及び4号炉同時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48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及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員

10名である。発電所構内に常駐している要員のうち緊急安全対策要員が30名、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員が6名である。この必要な要員と作業項目について第7.2.1.2.3図に示す。なお、評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目及び運転操作項目を評価事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、48名で対処可能である。また、本評価事故シーケンスにおいては、全交流動力電源喪失を想定しており、その手順については「7.1.2 全交流動力電源喪失」の「7.1.2.1(3) 炉心損傷防止対策」による。

a. 事象の発生及び対応処置

LOCA、過渡事象、全交流動力電源喪失等が発生し、原子炉自動停止、非常用炉心冷却設備作動信号、格納容器スプレイ信号の自動発信等を確認すれば、原子炉トリップ、安全注入及び格納容器スプレイの作動状況を確認する。その後、高圧注入系及び低圧注入系の動作不能、補助給水系の機能喪失等の安全機能喪失が発生すれば、事象進展に従い喪失した安全機能に対応する手順に移行する。

事象の発生及び対応処置に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

b. 全交流動力電源喪失の判断

外部電源が喪失し、ディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失の判断を行う。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応

中央制御室からの非常用母線の電源回復操作に失敗し、早期の電源回復不能と判断した場合には、全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応も想定して、空冷式非常用発電装置、恒設代替低圧注水ポンプ、B充てんポンプ（自己冷却）、加圧器逃がし弁及びアニュラス空気浄化系ダンパへの作動空気供給、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

ダンパの開処置並びに送水車の準備を開始する。

また、安全系補機の非常用母線からの切離しを実施し、その後、空冷式非常用発電装置を起動する。空冷式非常用発電装置の起動が完了すれば、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電操作を実施することにより、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電を開始する。

d. 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、格納容器サンプル及び格納容器再循環サンプル水位の上昇、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。

e. 補助給水系の機能喪失の判断

すべての蒸気発生器補助給水流量計指示の合計が  $125\text{m}^3/\text{h}$  未満であれば、補助給水系の機能喪失の判断を行う。

補助給水系の機能喪失の判断に必要な計装設備は、蒸気発生器補助給水流量等である。

f. 高圧注入系、低圧注入系の動作不能及び格納容器スプレイ自動作動の確認

1次冷却材漏えい時において、非常用炉心冷却設備作動信号の発信、高圧注入流量、低圧注入流量等の指示により、高圧注入系及び低圧注入系の動作不能を確認し、格納容器スプレイ信号の発信と格納容器スプレイ流量等の指示により格納容器スプレイ自動作動を確認する。

高圧注入系及び低圧注入系の動作不能の確認に必要な計装設備は、高圧注入流量等であり、格納容器スプレイ自動作動の確認に必要な計装設備は、格納容器スプレイ積算流量等である。

g. 原子炉格納容器水素燃焼装置の起動

非常用炉心冷却設備作動信号が発信すれば、原子炉格納容器水

素燃焼装置の自動起動を確認する。全交流動力電源が喪失している場合は、空冷式非常用発電装置による電源の回復後、速やかに原子炉格納容器水素燃焼装置を起動する。

h. 可搬型格納容器水素ガス濃度計の準備

炉心出口温度 350℃以上又は格納容器内高レンジエリアモニタ  $1 \times 10^5 \text{mSv/h}$  以上となれば、可搬型格納容器水素ガス濃度計の準備を開始する。

可搬型格納容器水素ガス濃度計の準備に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。

i. 炉心損傷の判断

炉心出口温度 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ  $1 \times 10^5 \text{mSv/h}$  以上により、炉心損傷と判断する。

なお、1次冷却材圧力が高圧時に炉心損傷の兆候を確認すれば、常時監視する運転員を配置し、炉心出口温度及び格納容器内の放射線量率の傾向を把握する。

炉心損傷の判断に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。

j. 原子炉格納容器水素燃焼装置及び静的触媒式水素再結合装置動作状況の確認

原子炉格納容器水素燃焼装置及び静的触媒式水素再結合装置によって原子炉格納容器内の水素が処理されていることを、原子炉格納容器内状態監視装置盤の温度指示の上昇により確認する。

k. 水素濃度監視

炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応等により水素が発生することから、原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認するために、可搬型格納容器水素ガス濃度計の準備が整い次第運転し、原子炉格納容器内水素濃度の測定を開始する。

l. 1次冷却系強制減圧

炉心損傷判断後、補助給水系の機能喪失により、1次冷却材圧力計指示が  $2.0 \text{MPa}[\text{gage}]$  以上であれば、加圧器逃がし弁の代替

空気（窒素ポンベ接続）の供給準備が完了次第、加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧操作を開始する。なお、加圧器逃がし弁使用準備において、直流電源が喪失している場合には、可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）も準備する。

1次冷却系強制減圧操作に必要な計装設備は、1次冷却材圧力である。

#### m. 代替格納容器スプレイ

格納容器スプレイ系が機能喪失している場合は、原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の溶融炉心・コンクリート相互作用の防止のため、恒設代替低圧注水ポンプ等の準備が完了し炉心損傷を判断し次第、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを開始する。なお、炉心の冷却については、B充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水を行う。また、代替格納容器スプレイについては溶融炉心を冠水するために十分な水位（格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が61%）を確保し、格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が61%から71%の間で代替格納容器スプレイを停止する。なお、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力となれば代替格納容器スプレイを再開し、恒設代替低圧注水ポンプの水源である燃料取替用水ピット水が枯渇するまでに、海水を水源とする可搬式代替低圧注水ポンプに切り替えて可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを行う。

恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイに必要な計装設備は、格納容器圧力（広域）等である。

なお、格納容器スプレイ系が作動している場合は、再循環自動切換信号が発信すれば、格納容器スプレイ系再循環自動切換を確認し、以降、原子炉格納容器内の除熱が継続的に行われていることを確認する。

格納容器スプレイ系再循環自動切換に必要な計装設備は、燃料取替用水ピット水位等である。

n. アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動

全交流動力電源喪失時、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、現場でアニュラス空気浄化系ダンパの代替空気（窒素ポンベ接続）供給を行い、アニュラス空気浄化ファンを起動する。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。

o. 格納容器内自然対流冷却

A、D格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行う。

また、全交流動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水系が使用できない場合は、大容量ポンプを用いたA、D格納容器再循環ユニットへの海水通水により、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、格納容器内温度等である。

#### 7.2.1.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

##### (1) 有効性評価の方法

プラント損傷状態の選定結果については、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、本格納容器破損モードに含まれるプラント損傷状態のうち、原子炉容器破損時に高圧で熔融炉心が原子炉格納容器内に分散し、熔融炉心の表面積が大きくなり熔融炉心から原子炉格納容器雰囲気への伝熱が大きくなり、かつ補助給水による冷却がない「T\*\*」が原子炉格納容器雰囲気温度上昇の観点で厳しい。また、ECCS又は格納容器スプレイにより原子炉格納容器内へ注水されない「\*\*D」が、温度上昇が抑制されないという観点から厳しい。したがって、本格納容器破損モードにおいて最も厳しいプラント損傷状態は、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断がなく、格納容器スプレイ注入機能が喪失する

「TED」である。

このプラント損傷状態には、以下の事故シーケンスが想定される。

- ・外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故
- ・手動停止時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
- ・過渡事象時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
- ・主給水流量喪失時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
- ・原子炉補機冷却機能喪失時に補助給水機能が喪失する事故
- ・過渡事象時に原子炉トリップに失敗し、格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
- ・2次冷却系の破断時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
- ・外部電源喪失時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
- ・2次冷却系の破断時に主蒸気隔離機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

上記事故シーケンスのうち、評価事故シーケンスは1次冷却材圧力が高圧で、原子炉容器が破損した際に熔融炉心が原子炉格納容器内に分散する割合が多く、また、熔融炉心からの加熱により放出ガスが高温になる全交流動力電源喪失を起因とし、時間余裕及び要求される設備容量の観点から厳しくなる補助給水機能喪失を考慮した「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」である。

なお、本評価事故シーケンスにおいては、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、並びに大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

本評価事故シーケンスにおいて、格納容器過温破損に係る重要現象は以下のとおりである。

a. 炉心における重要現象

- ・崩壊熱
- ・燃料棒内温度変化
- ・燃料棒表面熱伝達
- ・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・対向流

b. 原子炉容器、1次冷却系、加圧器及び蒸気発生器における重要現象

- ・1次冷却系における構造材との熱伝達
- ・1次冷却系における蓄圧タンク注入
- ・加圧器における冷却材放出（臨界流・差圧流）
- ・蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達
- ・蒸気発生器における冷却材放出（臨界流・差圧流）
- ・蒸気発生器における2次側水位変化・ドライアウト
- ・炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーション
- ・炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器破損・熔融
- ・炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達
- ・炉心損傷後の原子炉容器における1次系内核分裂生成物挙動

c. 原子炉格納容器における重要現象

- ・区画間の流動
- ・構造材との熱伝達及び内部熱伝導
- ・スプレイ冷却
- ・格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却
- ・水素濃度変化

- ・ 炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用
- ・ 炉心損傷後の溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱
- ・ 炉心損傷後の溶融炉心とコンクリートの伝熱
- ・ 炉心損傷後のコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生
- ・ 炉心損傷後の原子炉格納容器内核分裂生成物挙動

本評価事故シーケンスにおける有効性評価は、炉心損傷後のプラント挙動を適切に模擬することが目的であることから、これらの現象を適切に評価することが可能な、原子炉系、原子炉格納容器系の熱水力モデルを備え、かつ、炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有する解析コードとしてMAAPを使用する。

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、本評価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、本評価事故シーケンスでは炉心部に残存する損傷燃料（以下「残存デブリ」という。）の量は極く少量となるが、実機を想定した場合、本格納容器破損モードでは様々な事故シーケンスが考えられ、残存デブリ量に不確かさが考えられることから、炉心発熱有効長の中心高さまで冠水させた場合の格納容器内自然対流冷却による残存デブリの冷却性を確認する。

## (2) 有効性評価の条件

本評価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 7.2.1.2.2 表に示す。また、主要な解析条件について、本評価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) 起回事象

起回事象として、外部電源が喪失するものとする。

#### (b) 安全機能の喪失に対する仮定

外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失するものとする。  
また、補助給水機能及び原子炉補機冷却機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

「7.2.1.2.2(2)a.(b) 安全機能の喪失に対する仮定」に示すとおり、外部電源なしを想定する。

(d) R C Pシール部からの漏えい率

WCAP-15603 のうちシールが健全な場合の漏えい率の値として、1次冷却材ポンプ 1 台当たり、定格圧力において約  $4.8\text{m}^3/\text{h}$  (21gpm 相当) とし、その漏えい率相当となる口径約 0.3cm (約 0.13 インチ) を設定する。また、1次冷却材ポンプ 4 台からの漏えいを考慮するものとする。

なお、その他の原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えいについては、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力を高くする観点から考慮しないものとする。

(e) 水素の発生

水素の発生についてはジルコニウム-水反応を考慮する。なお、MAAPでは水の放射線分解等による水素発生は考慮していないため、「7.2.1.2.2(3) 有効性評価の結果」にてその影響を評価する。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 蓄圧タンク

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、蓄圧注入のタイミングを遅くすることで1次冷却系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量については、最低保有水量を用いる。

蓄圧タンク保持圧力 (最低保持圧力)  $4.04\text{MPa}[\text{gage}]$

蓄圧タンク保有水量 (最低保有水量)  $26.9\text{m}^3$  (1 基当たり)

(b) 加圧器逃がし弁

1次冷却系強制減圧操作において、加圧器逃がし弁 2 個を使

用するものとし、1個当たりの容量は、設計値である 95t/h とする。

(c) 代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ流量

原子炉格納容器内に放出される放射性物質の除去、並びに原子炉格納容器圧力及び温度上昇の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、恒設代替低圧注水ポンプ、可搬式代替低圧注水ポンプともに設計上期待できる値として 130m<sup>3</sup>/h とする。

(d) 静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置

原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように、静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置の効果については期待しないが、静的触媒式水素再結合装置による水素処理の発熱反応の原子炉格納容器圧力及び温度への寄与を「7.2.1.2.2(3) 有効性評価の結果」にて考慮する。

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) 加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧は、操作等の時間を考慮して、炉心溶融開始の10分後に開始するものとする。

(b) 代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイは、現場操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して、炉心溶融開始の30分後に開始するものとする。また、格納容器再循環サンプル水位71%到達（原子炉格納容器保有水量 2,000m<sup>3</sup> 相当）、かつ、原子炉格納容器最高使用圧力未満である場合に一旦停止し、原子炉格納容器最高使用圧力到達の30分後に再開するものとする。その後、格納容器内自然対流冷却開始に伴い、事象発生後の24時間後に停止するものとする。

(c) 大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却は、現場操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して、事象発生後の24時間後に開始するものとする。

### (3) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスの事象進展を第 7.2.1.2.4 図及び第 7.2.1.2.5 図に、原子炉容器内水位等の 1 次冷却系パラメータの推移を第 7.2.1.2.6 図及び第 7.2.1.2.7 図に、原子炉格納容器圧力及び温度等の原子炉格納容器パラメータの推移を第 7.2.1.2.8 図から第 7.2.1.2.11 図に示す。

#### a. 事象進展

事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い 1 次冷却材ポンプの母線電圧が低下することで「1 次冷却材ポンプ回転数低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉が自動停止する。また、すべての給水機能が喪失することにより蒸気発生器水位が低下し、1 次冷却材圧力及び温度が上昇して加圧器安全弁が動作する。この間、1 次冷却材の漏えいが継続することで、徐々に原子炉容器内水位が低下し、事象発生の約 3.1 時間後に炉心溶融に至る。

さらに、炉心溶融開始の 10 分後、事象発生の約 3.3 時間後に加圧器逃がし弁による 1 次冷却系強制減圧を開始するとともに、炉心溶融開始の 30 分後、事象発生の約 3.6 時間後に代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを開始することにより、原子炉格納容器内を冷却し、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力を下回るよう原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する。

事象発生の約 16 時間後に代替格納容器スプレイを停止することで、原子炉格納容器圧力及び温度は一時的に上昇するものの、事象発生の約 18 時間後から代替格納容器スプレイを再開することで低下に転じる。

その後、事象発生の 24 時間後に大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却を開始することで、原子炉格納容器内を冷却し、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する。

なお、本評価事故シーケンスでは 1 次冷却材圧力を高く保持するために、原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えいは R C P シ

ール部からのシールリークのみを想定していることから、1次冷却材が高温となり、原子炉容器ふたフランジ及び高温側配管から漏えいすることも考えられるが、現実的には最初にRCPシールLOCAが発生することで1次冷却材の減温、減圧が進み、事象進展が緩和される。

b. 評価項目等

原子炉格納容器圧力は第 7.2.1.2.8 図に示すとおり、代替格納容器スプレイにより事象発生約 18 時間後に最高値約 0.41MPa[gage]となり、以降は低下傾向となっていることから、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は、原子炉格納容器の最高使用圧力の 2 倍(0.78MPa[gage])を下回る。

原子炉格納容器雰囲気温度は第 7.2.1.2.9 図に示すとおり、代替格納容器スプレイにより事象発生約 18 時間後に最高値約 144℃となり、以降は低下傾向となっていることから、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度は 200℃を下回る。

「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(3)に示す評価項目については、本評価事故シーケンスより炉心溶融が早く、事象進展中は原子炉格納容器圧力が高く推移し、環境に放出される放射性物質が多くなる「7.2.1.1 格納容器過圧破損」において評価項目を満足することを確認する。

「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(4)に示す評価項目については、本評価事故シーケンスと「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の評価事故シーケンスが同一であることから、「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において、評価項目を満足することを確認する。

「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(5)及び(8)に示す評価項目については、本評価事故シーケンスより炉心溶融及び原子炉容器破損時間が早く、炉心崩壊熱が高い状態で原子炉下部キャビティに落下し、溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の相互作用による原子炉格納容器圧力の上昇及び溶融炉心によ

るコンクリート侵食の観点で厳しくなる「7.2.3 原子炉压力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」において、評価項目を満足することを確認する。

「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(6)に示す評価項目については、格納容器スプレイが作動することで本シーケンスよりも水蒸気が凝縮され水素濃度が高くなり、また、全炉心内のジルコニウム量の75%が水と反応して水素が発生することを想定した「7.2.4 水素燃焼」において、評価項目を満足することを確認する。

原子炉格納容器内の水素分圧（絶対圧）は第7.2.1.2.10 図に示すとおり、全圧約0.5MPa[abs]に対して約0.02MPa[abs]である。また、全炉心のジルコニウム量の75%と水の反応により発生する水素と水の放射線分解等により発生する水素発生量を、静的触媒式水素再結合装置により処理した場合の発熱量は、炉心崩壊熱の約2%と小さい。したがって、水素の蓄積を考慮し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最高使用圧力の2倍(0.78MPa[gage])及び200℃を下回る。

第7.2.1.2.8 図及び第7.2.1.2.9 図に示すとおり、事象発生約18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、原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器雰囲気は安定して除熱されていることから、安定状態に至る。その後も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。

#### 7.2.1.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、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。

本評価事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる

代替格納容器スプレイ、並びに大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却により、原子炉格納容器雰囲気温度を低減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、炉心損傷を起点とする加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧操作、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始操作及び原子炉格納容器圧力を起点とする代替格納容器スプレイの再開操作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に差異がある大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の開始操作とする。

#### (1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本評価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

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形に係る解析コードの炉心ヒートアップモデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップに係る感度解析では、炉心溶融時間に対する感度は小さく、また、炉心がヒートアップする状態では炉心出口温度の上昇が急峻であることから、炉心溶融開始の10分後に開始するものとしている加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧操作及び炉心溶融開始の30分後に開始するものとしている恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ操作に与える影響は小さい。

原子炉格納容器における区画間の流動、並びに構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係る解析コードの熱水力モデルは、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、原子炉格納容器圧力を起点とする代替格納容器スプレイの再開操作の開始が遅くなる。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションに係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まる場合があることが確認されているが、原子炉容器破損を起点とす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。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達に係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達に係る感度解析により、原子炉容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されていること、また、原子炉容器破損を起点とす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。

炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器破損・熔融に係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、原子炉容器破損の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みを低下させた条件における感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まることが確認されているが、原子炉容器破損を起点とす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。

炉心損傷後の原子炉容器外の熔融燃料－冷却材相互作用に係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、原子炉下部キャビティ水深等の感度解析により、原子炉容器外の熔融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに対する感度が小さいことが確認されていること、また、原子炉容器外の熔融燃料－冷却材相互作用に対す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。

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内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形に係る解析コードの炉心ヒートアップモデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップに係る感度解析では、下部プレナムへのリロケーション開始時間が14分程度早まるが、炉心溶融開始から原子炉容器破損まで3時間程度あり、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分に注水されていることから、解析コード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小さい。

原子炉格納容器における区画間の流動、並びに構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係る解析コードの熱水力モデルは、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。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションに係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まる場合があることが確認されているが、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分に注水されていることから、解析コード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小さい。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る感度解析により、原子炉容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されていることから、解析コード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小さい。

炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器破損・溶融に係る

解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉容器破損の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みを低下させた条件における感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まることが確認されているが、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分に注水されていることから、解析コード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小さい。

炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉下部キャビティ水深等の感度解析により、原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧カスパイクに対する感度が小さいことが確認されていることから、解析コード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小さい。

## (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 7.2.1.2.2 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をしている。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、原子炉格納容器自由体積、ヒートシンク及び格納容器再循環ユニットの除熱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

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、炉心損傷開始が遅くなり、炉心損傷を起点とする加圧器逃がし弁による 1 次冷却系強制減圧操作及び恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ操作の開始が遅くなる。

また、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、原子炉格納容器への放出

エネルギーが小さくなり、また、原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクを最確値とした場合、解析条件で設定している原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクより大きくなるため、原子炉格納容器圧力上昇が緩和される。したがって、原子炉格納容器圧力を起点とする代替格納容器スプレイの再開操作の開始が遅くなる。

格納容器再循環ユニットの除熱特性を最確値とした場合、解析条件で設定している除熱特性より高くなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、格納容器内自然対流冷却の開始後に原子炉格納容器圧力を起点とする運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。また、原子炉格納容器内に水素が存在する場合、格納容器再循環ユニットの除熱性能が低下するため、原子炉格納容器圧力はわずかに高く推移するが、格納容器内自然対流冷却の開始後に原子炉格納容器圧力を起点とする運転員等操作はなく、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、原子炉格納容器への放出エネルギーが小さくなり、また、原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクを最確値とした場合、解析条件で設定している原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクより大きくなるため、原子炉格納容器雰囲気温度の上昇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。

格納容器再循環ユニットの除熱特性を最確値とした場合、解析条件で設定している除熱特性より高くなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなる。格納容器再循環ユニットの除熱特性を設計値（1基当たりの除熱特性：100℃～約168℃、約6.7MW～約13.0MW）とした場合の感度解析の結果を第7.2.1.2.12図及び第7.2.1.2.13図に示す。その結果、事象発生

の 24 時間後に格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却が開始されることにより、原子炉格納容器圧力及び温度上昇が緩和され、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなることを確認した。また、原子炉格納容器内に水素が存在する場合は、格納容器再循環ユニットの除熱性能が低下するが、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

**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**

加圧器逃がし弁の開操作は、第 7.2.1.2.3 図に示すとおり、中央制御室での操作であり、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。

代替格納容器スプレイの開始操作は、第 7.2.1.2.3 図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、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。

代替格納容器スプレイの停止及び再開操作は、代替格納容器スプレイ開始操作と同一運転員等による操作であり、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。

格納容器内自然対流冷却の操作は、第 7.2.1.2.3 図に示すとおり、現場での操作であるが、同一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

炉心損傷を起点とする加圧器逃がし弁による 1 次冷却系強制減圧操作は、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、炉心損傷開始が遅くなることで操作開始が遅くなるが、炉心崩壊熱の減少により原子炉格納容器に放出されるエネルギーも小さくなるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、「7.2.1.2.3(3) 操作時間余裕の把握」において、炉心溶融開始の 20 分後に加圧器逃がし弁を開操作した場合の感度解析により操作時間余裕を確認しており、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

炉心損傷を起点とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始操作は、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、炉心損傷開始が遅くなることで操作開始が遅くなるが、炉心崩壊熱の減少により原子炉格納容器に放出されるエネルギーも小さくなるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始操作は、実際の操作においては、炉心損傷の判断後、準備が完了した段階で実施することとなっているため、操作開始が早まる可能性がある。操作開始が早くなった場合は代替格納容器スプレイの継続時間が長くなることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

原子炉格納容器の最高使用圧力到達後に再開する代替格納容器スプレイの再開操作は、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、原子炉格納容器圧力の上昇が遅くなることで操作開始が遅くなるが、本操作開始の起点となる原子炉格納容器圧力は同一であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

格納容器内自然対流冷却の開始が早くなる場合、原子炉格納

容器圧力及び温度の抑制効果の大きい代替格納容器スプレイを早く停止することとなるため、原子炉格納容器圧力は高く推移するが、「7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」においては、より炉心崩壊熱の高い事象発生の約 9.1 時間後に格納容器内自然対流冷却を実施する場合の成立性を確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

### (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評価する。

加圧器逃がし弁の開操作の操作時間余裕を確認するため、加圧器逃がし弁の開操作開始を 10 分遅くした場合の感度解析結果を第 7.2.1.2.14 図及び第 7.2.1.2.15 図に示す。その結果、原子炉格納容器圧力及び温度はそれぞれ原子炉格納容器の最高使用圧力の 2 倍 (0.78MPa[gage]) 及び 200℃ に対して十分余裕があるため、炉心溶融開始から 20 分以上の操作時間余裕があることを確認した。

格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却の解析上の開始時間は、事象発生の 24 時間後であり、格納容器内自然対流冷却の開始とともに代替格納容器スプレイを停止することとしている。大容量ポンプの準備が遅れた場合は、代替格納容器スプレイを継続する必要があるが、格納容器再循環ユニットが水没する水位に到達するまでに停止する必要がある。原子炉格納容器の注水量が 4,000m<sup>3</sup> 以下であれば、格納容器再循環ユニットは水没しないことを確認していることから、注水量が 4,000m<sup>3</sup> に到達するまでの時間を評価した。代替格納容器スプレイ開始から連続してスプレイするものとして評価したところ、事象発生の 24 時間後から 6 時間以上の操作時間余裕があることを確認した。

### (4) 残存デブリ量の不確かさに対する影響評価

大量の残存デブリが存在することを想定し、原子炉容器破損後、破損口から代替格納容器スプレイ水を流入させて炉心発熱有効長の

中心高さまで冠水させることによる残存デブリの冷却性を評価した。その結果、露出した残存デブリの崩壊熱の全量が原子炉格納容器内の蒸気の過熱に寄与するという保守的な条件においても、露出した残存デブリが全熔融炉心の19%以下であれば、その崩壊熱は原子炉格納容器内で発生する水分量をすべて蒸発させるために必要なエネルギーを下回ることを確認した。全熔融炉心の19%以上が炉心発熱有効長の中心高さより上部に残存することは実際には考えにくいことから、炉心発熱有効長の中心高さまで冠水させることで、残存デブリの冷却性は確保できる。

#### (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、並びにそれらが運転員等操作時間に与える影響を考慮した場合においても、運転員等による加圧器逃がし弁を用いた1次冷却系強制減圧、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、並びに格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却により、原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心を冷却し、原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱を行うことにより、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。

#### 7.2.1.2.4 必要な要員及び資源の評価

##### (1) 必要な要員の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」において、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.2.1.2.1(3) 格納容器破損防止対策」に示す

とおり 48 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 68 名で対処可能である。ただし、緊急時対策所建屋内に緊急時対策所を設置するまでは、「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 70 名で対処可能である。

## (2) 必要な資源の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」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。

また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。ただし、燃料のうち送水車用燃料（軽油）については共用であるため、3号炉及び4号炉の合計の消費量を評価する。

### a. 水源

恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ (130m<sup>3</sup>/h) については、燃料取替用水ピットを水源とし、水量 1,860m<sup>3</sup> の使用が可能であることから、事象発生の約 3.6 時間後から約 17.9 時間後までのスプレイ継続が可能である。以降は、海水を水源とする可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイに切り替え、その後、事象発生の 24 時間後からは大容量ポンプを用いた格納容器再循環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が可能であるため、燃料取替用水ピットへの補給は不要である。

### b. 燃料

#### (a) 重油

空冷式非常用発電装置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 日間の運転継続には約 133.4kl 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。

可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイについては、事象発生後 6.5 時間後から 24 時間後まで電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）が運転したと想定して、約 2.2kℓの重油が必要となる。

大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却については、事象発生後 14 時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約 47.7kℓ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 191.7kℓの重油が必要となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯蔵タンク及び重油タンクの合計油量のうち使用可能量(548kℓ)にて供給可能である。

#### (b) 軽油

可搬式代替低圧注水ポンプ及び使用済燃料ピットの注水に用いる送水車については、3号炉、4号炉それぞれ事象発生後 6.3 時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約 5,709ℓの軽油が必要となる。

7日間の運転継続に必要な軽油は、これらを合計して約 11,418ℓ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 21,000ℓにて供給可能である。

#### c. 電源

空冷式非常用発電装置の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷及びその他負荷として約 372kW 必要となるが、空冷式非常用発電装置の給電容量 2,920kW(3,650kVA)にて供給可能である。

#### 7.2.1.2.5 結論

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器

過温破損)」では、L O C A、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ注入機能、E C C S再循環機能等の安全機能喪失が重畳する。その結果、原子炉格納容器内へ流出した高温の1次冷却材及び溶融炉心の崩壊熱等の熱に伴い発生した水蒸気、金属－水反応等によって発生した非凝縮性ガスなどの蓄積により、原子炉格納容器雰囲気温度が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の過温破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」に対する格納容器破損防止対策としては、加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備している。

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の評価事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」に原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮して有効性評価を行った。

上記の場合においても、運転員等操作である加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、並びに格納容器再循環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、原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱並びに原子炉格納容器圧力の上昇抑制が可能である。

その結果、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度、並びに水素の蓄積を想定した場合の原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力については評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器の安定状態を維持できる。

なお、放射性物質の総放出量については「7.2.1.1 格納容器過圧破損」、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力については「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」、原子炉格納容器内の水素濃度については「7.2.4 水素燃焼」、原子炉容器外の溶融燃料－冷却材

相互作用による熱的・機械的荷重については「7.2.3 原子炉压力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用」、熔融炉心によるコンクリート侵食については「7.2.5 熔融炉心・コンクリート相互作用」において、それぞれ確認した。

解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、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、本格納容器破損モード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、全交流動力電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」において、加圧器逃がし弁を用いた1次冷却系強制減圧、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、並びに格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であり、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」に対して有効である。



第 7.2.1.2.1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」  
 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
e. 補助給水系の機能喪失の判断	<p>・ すべて蒸気発生器補助給水流量計指示の合計が 125m<sup>3</sup>/h 未満であれば、補助給水系の機能喪失の判断を行う。</p>	<p>【タービン動補給水ポンプ】 【蒸気発生器】 【復水ピット】</p>	<p>蒸気発生器補助給水流量 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水ピット水位</p>
f. 高圧注入系、低圧注入系の動作不能及び格納容器作動の確認	<p>・ 1 次冷却材漏えい時において、非常用炉心冷却設備の動作不能、高圧注入系及び低圧注入系の動作不能の発生、格納容器の指示及び格納容器の流量等を確認する。</p>	-	<p>高圧注入流量 余熱除去用ピット水位 燃料取替用スプレイ積算流量 格納容器再循環サンプ水位 格納容器再循環サンプ水位 格納容器再循環サンプ水位 格納容器圧力（狭域） 格納容器圧力（広域） AM 用格納容器圧力 格納容器内温度</p>
g. 原子炉格納容器格納装置の起動	<p>・ 非常用炉心冷却装置が動作し、原子炉格納容器格納装置の電源が喪失している場合、原子炉格納容器格納装置の電源が喪失している場合、速やかに原子炉格納容器格納装置の電源を回復する。</p>	<p>【原子炉格納容器格納装置】 【原燃焼装置】 【原燃焼装置】 空冷式非常用発電装置 重油貯蔵タンク</p>	<p>可搬型格納容器水素濃度計 格納容器用水素濃度計 冷却ポンプ 可搬型格納容器水素濃度計 可搬型格納容器水素濃度計 可搬型格納容器水素濃度計</p>
h. 可搬型格納容器水素濃度計の準備	<p>・ 炉心出口温度 350℃ 以上又は格納容器内高レンジエリアモニータ 1×10<sup>5</sup>mSv/h 以上となれば、可搬型格納容器水素濃度計の準備を開始する。</p>	-	<p>1 次冷却材高温側温度（広域） 1 次冷却材低温側温度（広域） 格納容器内高レンジエリアモニータ（高レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニータ（低レンジ）</p>

【 】 は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備







第 7.2.1.2.2 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の主要解析条件  
（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）（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	本評価シナリオの重要な現象である炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達等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。
炉心熱出力 （初期）	100% (3,411MWt) × 1.02	評価結果を厳しくするよう、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崩壊熱が大きくなり、炉心冷却の観点から厳しい設定。
1 次冷却材圧力 （初期）	15.41+0.21MPa [gauge]	評価結果を厳しくするよう、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のエネルギー放出が大きくなり、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。
1 次冷却材平均温度 （初期）	307.1+2.2℃	評価結果を厳しくするよう、定常誤差を考慮した上限値として設定。1 次冷却材温度が高いと原子炉格納容器へのエネルギー放出が大きくなり、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。
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。
蒸気発生器 2 次側保有水量 （初期）	50t (1 基当たり)	設計値として設定。
原子炉格納容器 自由体積	72,900m <sup>3</sup>	評価結果を厳しくするよう、原子炉格納容器自由体積の設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。原子炉格納容器自由体積が小さいと、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が大きくなり、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。
ヒートシンク	設計値に余裕を考慮した小さい値	評価結果を厳しくするよう、ヒートシンクの設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。ヒートシンクが小さいと、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が大きくなり、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。
初期条件		

第 7.2.1.2.2 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の主要解析条件  
（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）（2 / 3）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	外部電源喪失	起因事象として、外部電源喪失が発生するものとして設定。
安全機能の喪失 に対する仮定	<ul style="list-style-type: none"> <li>外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失</li> <li>補助給水機能喪失</li> <li>原子炉補機冷却機能喪失</li> </ul>	原子炉格納容器へ注水されず過熱に至る観点で外部電源喪失時に非常用所内交流電源及び補助給水機能の喪失を設定。代替格納容器スプレイ及び格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から原子炉補機冷却機能の喪失を設定。
RCP シール部からの 漏えい率（初期）	約 4.8m <sup>3</sup> /h（1 台当たり） （事象発生時からの漏えいを仮定）	WCAP-15603 のシールが健全な場合の漏えい率として 1 台当たり約 4.8m <sup>3</sup> /h（21gpm 相当）を設定。
外部電源	外部電源なし	「安全機能の喪失に対する仮定」に示すとおり、外部電源なしを想定。
水素の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	水素の発生による原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響を考慮する観点で、水素発生の主要因となるジルコニウム-水反応を考慮。なお、水の放射線分解等による水素発生量は少なく、影響が軽微であることから考慮していない。