

東海第二発電所 審査資料	
資料番号	PS-C-1 改 61
提出年月日	平成 29 年 11 月 29 日

東海第二発電所

重大事故等対策の有効性評価

平成 29 年 11 月
日本原子力発電株式会社

本資料のうち、 は商業機密又は核物質防護上の観点から公開できません。

目 次

1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方
 - 1.1 概 要
 - 1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定
 - 1.3 評価に当たって考慮する事項
 - 1.4 有効性評価に使用する計算プログラム
 - 1.5 有効性評価における解析の条件設定の方針
 - 1.6 解析の実施方針
 - 1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針
 - 1.8 必要な要員及び資源の評価方針
 - 付録1 事故シーケンスグループの抽出及び重要事故シーケンスの選定について
 - 付録2 原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価
 - 付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて
-
2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
 - 2.1 高圧・低圧注水機能喪失
 - 2.2 高圧注水・減圧機能喪失
 - 2.3 全交流動力電源喪失
 - 2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）
 - 2.3.2 全交流動力電源喪失（TBD，TBU）
 - 2.3.3 全交流動力電源喪失（TBP）

- 2.4 崩壊熱除去機能喪失
 - 2.4.1 取水機能が喪失した場合
 - 2.4.2 残留熱除去系が故障した場合
 - 2.5 原子炉停止機能喪失
 - 2.6 L O C A時注水機能喪失
 - 2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）
 - 2.8 津波浸水による注水機能喪失
3. 重大事故
- 3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
 - 3.1.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策
 - 3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合
 - 3.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合
 - 3.2 高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
 - 3.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用
 - 3.4 水素燃焼
 - 3.5 熔融炉心・コンクリート相互作用
4. 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故
- 4.1 想定事故 1
 - 4.2 想定事故 2
5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
- 5.1 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）
 - 5.2 全交流動力電源喪失

添付資料1.5.4	外部水源温度の条件設定の根拠について
添付資料1.5.5	給水流量をランアウト流量（68％）で評価することの妥当性
添付資料1.5.6	逃がし安全弁の解析条件設定について
添付資料1.5.7	原子炉停止機能喪失の解析条件設定の考え方について
添付資料1.5.8	重大事故等対処設備としての逃がし安全弁7弁の十分性について
添付資料1.5.9	使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故（想定事故1及び2）の有効性評価における共通評価条件について
添付資料1.7.1	解析コード及び解析条件の不確かさ影響評価フロー
添付資料2.1.1	平均出力燃料集合体での燃料被覆管最高温度の代表性について
添付資料2.1.2	<u>安定状態について（高圧・低圧注水機能喪失）</u>
添付資料2.1.3	解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧・低圧注水機能喪失）
添付資料2.1.4	7日間における水源の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）
添付資料2.1.5	7日間における燃料の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）
添付資料2.1.6	常設代替交流電源設備の負荷（高圧・低圧注水機能喪失）
添付資料2.2.1	安定状態について（高圧注水・減圧機能喪失）
添付資料2.2.2	解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について

- 添付資料3.1.2.11 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について
(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)(代替循環冷却系を使用する場合))
- 添付資料3.1.2.12 大破断LOCAを上回る規模のLOCAに対する格納容器破損防止対策の有効性について
- 添付資料3.1.2.13 7日間における水源の対応について(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)(代替循環冷却系を使用する場合))
- 添付資料3.1.2.14 7日間における燃料の対応について(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)(代替循環冷却系を使用する場合))
- 添付資料3.1.2.15 常設代替交流電源設備の負荷(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)(代替循環冷却系を使用する場合))
- 添付資料3.1.2.16 格納容器内の酸素濃度上昇抑制のための対応操作について
- 添付資料3.1.3.1 東海第二発電所の格納容器設計の特徴を踏まえた過圧破損防止対策について
- 添付資料3.1.3.2 炉心損傷の判断基準及び炉心損傷判断前後の運転操作の差異について
- 添付資料3.1.3.3 崩壊熱による蒸発量相当の注水量について
- 添付資料3.1.3.4 格納容器圧力逃がし装置を用いて大気中へ放出されるCs-137の放出量評価
- 添付資料3.1.3.5 原子炉建屋から大気中へ漏えいするCs-137の漏えい量評価等について

「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」より抜粋

解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが、この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりが無いことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に格納容器ベント時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、75分程度操作開始時間は遅れる可能性がある。この場合、格納容器圧力は0.31MPa[gage]より若干上昇し、評価項目となるパラメータに影響を及ぼすが、この場合でも0.62MPa[gage]を十分に下回ると考えられることから、格納容器の健全性の観点からは問題とならない。

(添付資料 2.1.3)

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）は、高圧・低圧注水機能喪失及び給水流量の全喪失を想定することから安全機能の喪失状態等が同じであり、原子炉減圧操作も同じ25分であるが、原子炉水位低下の観点では本重要事故シーケンスより厳しい「LOCA時注水機能喪失」において、10分の減圧操作開始遅れを想定した場合でも、燃料被覆管の最高温度は約706℃であり、燃料被覆管の破裂は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、事象発生の約14時間後に実施す

るものであり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作は、事象発生の約 28 時間後に実施するものであり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。仮に、中央制御室からの遠隔操作に失敗し、現場操作にて格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁の開操作を実施する場合には、格納容器ベント操作の開始が遅れることで、格納容器圧力は 0.31MPa[gage]から上昇するが、格納容器スプレイの停止した時点の格納容器圧力約 0.25MPa[gage]から 0.31MPa[gage]到達までの時間が約 1 時間であることから 0.31MPa[gage]に到達してから 0.62MPa[gage]に到達するまで少なくとも数時間程度の時間余裕があると考えられ、現場操作に要する時間は 75 分程度であることから、時間余裕がある。

(添付資料 2.1.3, 2.6.6)

(4) まとめ

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

2.1.4 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「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策

安定状態の維持について

1. 安定状態の維持に関する定量評価

サブプレッション・プール水温度に関する長期間解析及び残留熱除去系の復旧に関する定量評価について以下に示す。

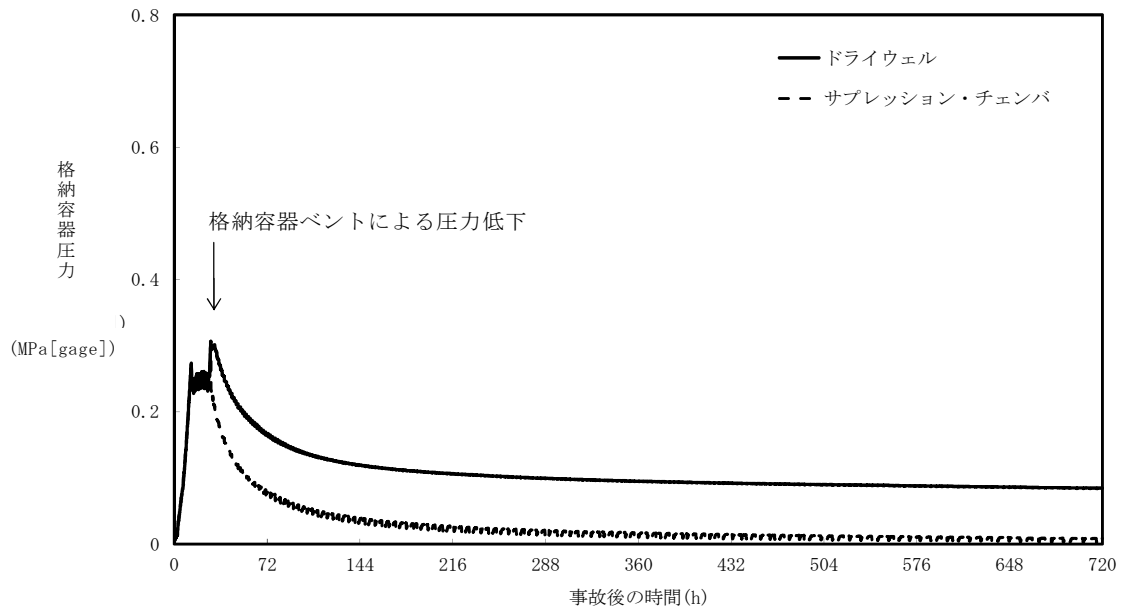
(1) 格納容器ベントを使用した場合のサブプレッション・プール水温度に関する長期間解析

格納容器ベントを使用した場合の長期的なサブプレッション・プール水温度の挙動を確認するため、運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故において格納容器ベントを実施する事故シーケンスのうち、サブプレッション・プール水温度が高く推移する「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」について、サブプレッション・プール水温度が約 100℃に低下するまでの長期間解析を実施した。

第 1 図から第 3 図に格納容器圧力、温度、サブプレッション・プール水温度の解析結果を示す。第 3 図に示すとおり、事象発生から 7 日後時点では、サブプレッション・プール水温度は最高使用温度の 104℃（格納容器設計条件を決定するための冷却材喪失事故時の解析結果での最高温度に余裕をもたせた温度）を上回っているが、事象発生から 7 日以降の 100℃に低下するまでの全期間にわたって 150℃を下回っている。トップヘッドフランジや機器搬入用ハッチに使用されている改良 EPDM 製シール材は一般特性として耐温度性は 150℃であることから、格納容器の放射性物質の閉じ込め機能は維持される。

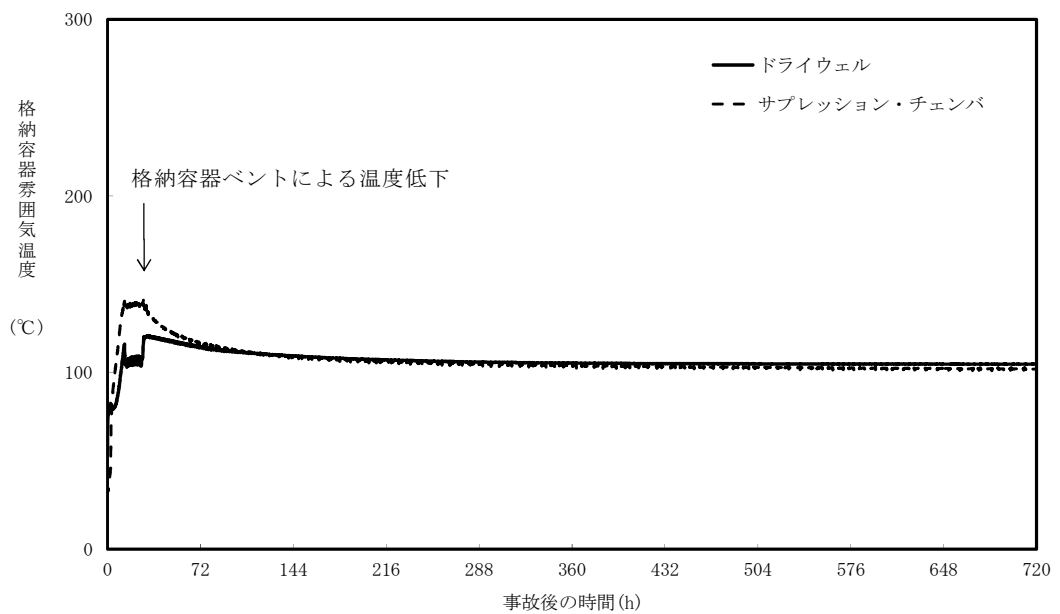
したがって、事故発生 7 日以降にサブプレッション・プール水温度が最高使用温度を上回っていても格納容器の健全性が問題となることはない。また、事象発生 7 日後においては、サブプレッション・プール水が飽和状態で

あるため、外部水源を用いた原子炉への注水量と同等の水量が格納容器ベントにより排出されることから、サプレッション・プール水位は上昇していない。さらに、サプレッション・プールから原子炉建屋への放熱量は概算でおおよそ数十 KW 程度であり、約 1 年後の崩壊熱量は概算でおおよそ数 MW 程度であることから、崩壊熱量の方が十分大きくサプレッション・プールの飽和状態は長期間にわたって継続するため、サプレッション・プール水位は上昇しないものと考えられる。なお、実際には重大事故等対処設備である代替循環冷却系及び緊急用海水系による内部水源を用いた原子炉注水に移行することから、以降はサプレッション・プール水位の上昇はない。また、緊急用海水系及び代替循環冷却系の起動操作は、中央制御室からの遠隔操作により約 1 時間で実施可能であり、第 4 図に示すとおり事象発生 7 日までに十分な時間余裕をもって完了することができる。



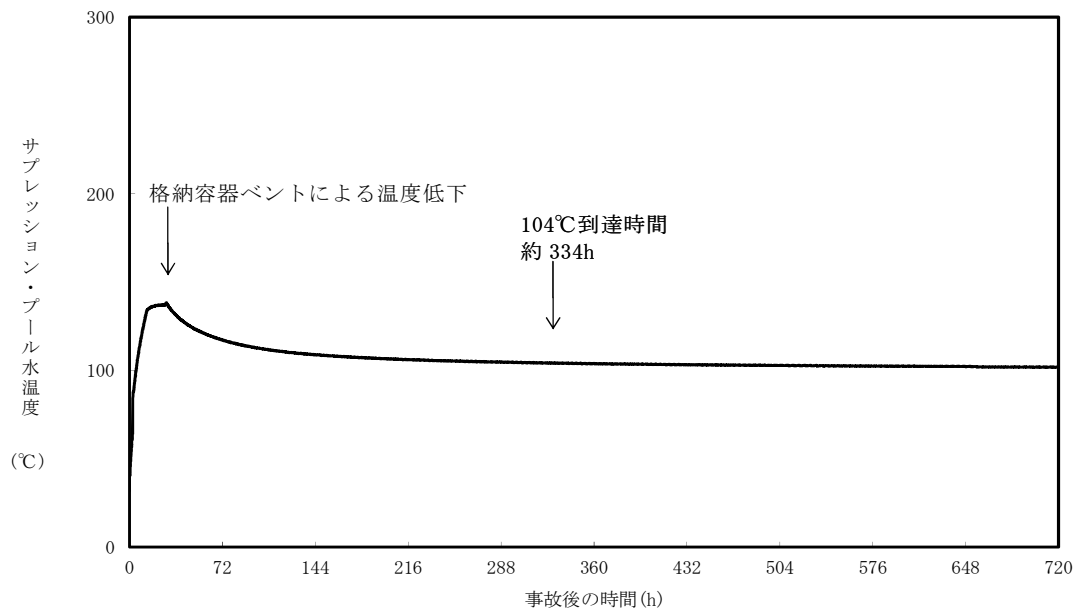
第1図 格納容器圧力の推移

(崩壊熱除去系機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))



第2図 格納容器雰囲気温度の推移

(崩壊熱除去系機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))



第3図 サプレッション・プール水温度の推移
 (崩壊熱除去系機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))

実施箇所・必要員数	必要員数			操作の内容	経過時間（時間）												備考						
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)		4	8	12	16	20	24	28	32	36	40	44	48							
操作項目					▽ 事象発生 ▽ 約2時間 サプレッション・プール水温度65℃到達 ▽ 約13時間 格納容器圧力279kPa [gage] 到達 ▽ 約24時間 サプレッション・プール水位 通常水位+5.5m到達 ▽ 約27時間 サプレッション・プール水位 通常水位+6.5m到達 ▽ 約28時間 格納容器圧力310kPa [gage] 到達																		
原子炉水位の調整操作 (原子炉隔離時冷却系 [高圧炉心スプレイ系])	【1人】 A	-	-	●原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の調整操作																			
常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の準備操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	3分															サプレッション・プール熱容量制限到達までに実施			
逃がし安全弁（自動減圧機能）の自動開放による原子炉減圧	【1人】 B	-	-	●逃がし安全弁（自動減圧機能）の自動開放操作	1分																		
原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系（常設）)	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持																		
常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	格納容器スプレイ中、適宜状態監視																		
代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作	【1人】 A	-	-	●代替循環冷却系による原子炉注水操作 ●代替循環冷却系による格納容器除熱操作	注水開始後、適宜原子炉水位調整 格納容器スプレイ中、適宜状態監視																		解析上考慮しない 代替循環冷却系のみで状態維持が可能な場合は、低圧代替注水系（常設）による注水を停止する
原子炉満水操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の流量増加操作	原子炉水位を可能な限り高く維持																		解析上考慮しない
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作	適宜実施 20分 15分																		解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する 解析上考慮しない 25時間後までに実施する
格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の準備操作	【1人】 A	-	-	●格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の準備操作（中央制御室での第二弁操作）	5分																		
格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サプレッション・チャンバ側）	【1人】 A	-	-	●第一現場操作場所への移動 ●格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の準備操作（現場での第一弁操作） ●格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（中央制御室での第二弁操作）	125分												格納容器ベント実施後、適宜状態監視				解析上考慮しない		
可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作	-	-	3人 (参集)	●第二現場操作場所への移動 ●格納容器逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（現場での第二弁操作）	75分																解析上考慮しない		
可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	-	-	8人 a~h	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	180分																		
可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	-	-	【2人】 a,b	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	適宜実施																		代替淡水貯槽の枯渇までには十分な時間があり、代替淡水貯槽の残量に応じて適宜補給を実施する
タンクローリによる燃料給油操作	-	-	2人 (参集)	●可搬型代替注水中型ポンプの起動操作及び水源補給操作 ●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作	90分	適宜実施																	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
必要員合計	2人 A,B	3人 C,D,E	8人 a~h 及び参集5人																				

第4図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）の作業と所要時間

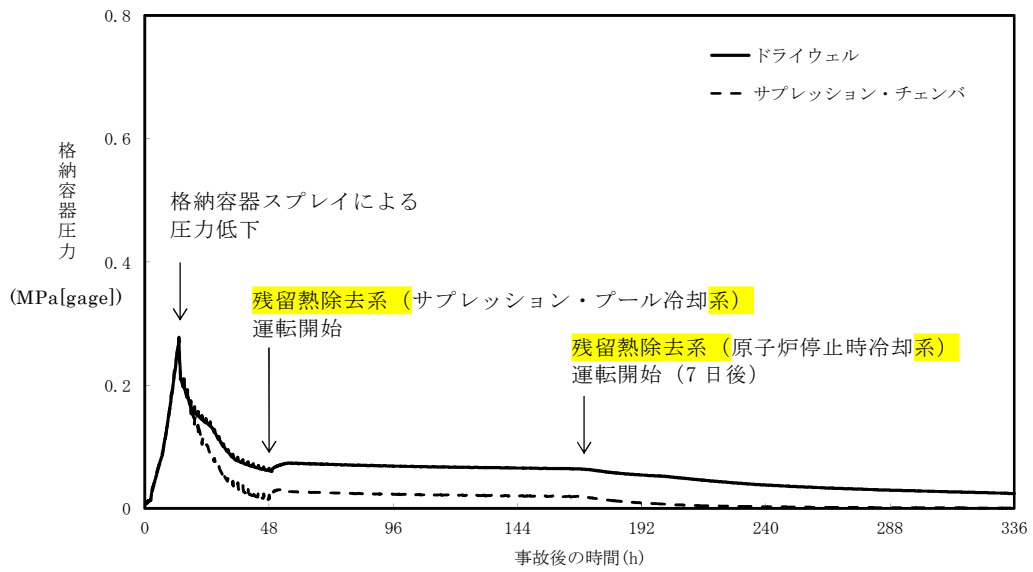
(2) 残留熱除去系の復旧に関する定量評価

ここでは、残留熱除去系の復旧による安定状態の維持に関する定量評価として、崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）を例に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を実施した場合の長期間解析を実施した。

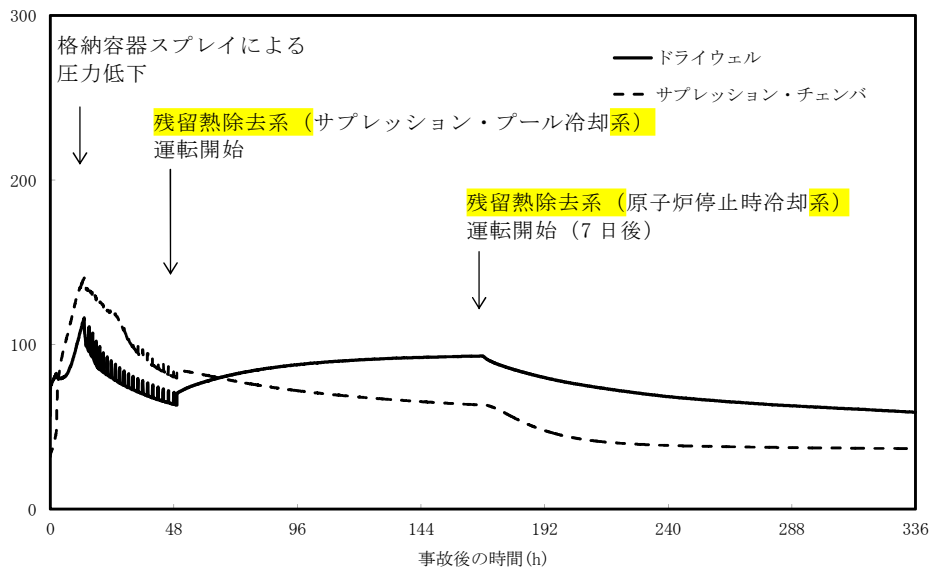
第5図から第7図に格納容器圧力、サプレッション・プール水温度及び水位の解析結果を、それぞれ事象発生の14日後まで示す。

第6図に示すとおり、サプレッション・プール水温度は事象発生の約13時間後に残留熱除去系による格納容器除熱を開始した以降に低下傾向となり、事象発生の7日後までに最高使用温度（104℃）を下回る。その後、事象発生の7日後に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を開始すると、除熱性能が向上し、第5図及び第7図に示すとおり、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は大幅に低下する。

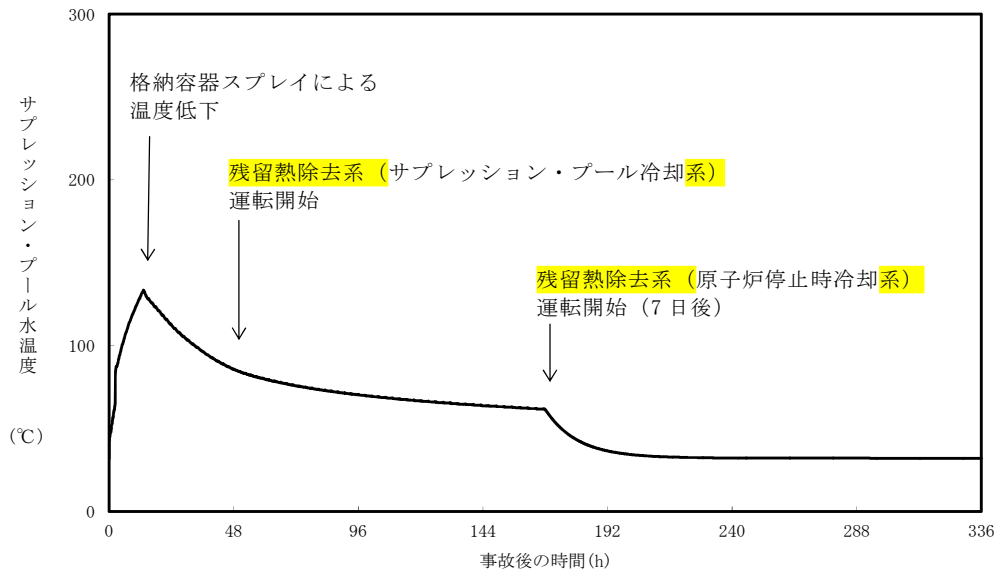
以上から、残留熱除去系の復旧により安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能である。



第 5 図 格納容器圧力の推移



第 6 図 格納容器雰囲気温度の推移



第7図 サプレッション・プール水温度の推移

2. 残留熱除去系の復旧方法について

(1) 残留熱除去系の復旧方法及び予備品の確保について

残留熱除去系の機能喪失の原因によっては、大型機器の交換が必要となり復旧に時間かかる場合も想定されるが、予備品の活用やサイト外からの支援等を考慮すれば、1ヶ月程度で残留熱除去系を復旧させることが可能である場合もあると考えられる。

残留熱除去系の復旧に当たり、残留熱除去系海水系については、予備品を保有することで復旧までの時間が短縮でき、成立性の高い作業で機能回復できる機器であり、機械的故障と電氣的故障の要因が考えられる残留熱除去系海水系ポンプ電動機を予備品として確保し、重要安全施設との位置的分散を考慮し保管する。(詳細は添付資料 1.0.3「予備品等の確保及び保管場所について」参照)

一方、残留熱除去系については、防潮堤等の津波対策及び原子炉建屋内の内部溢水対策により区分分離されていることから、複数の残留熱除去系が同時浸水により機能喪失することはないと考えられる。

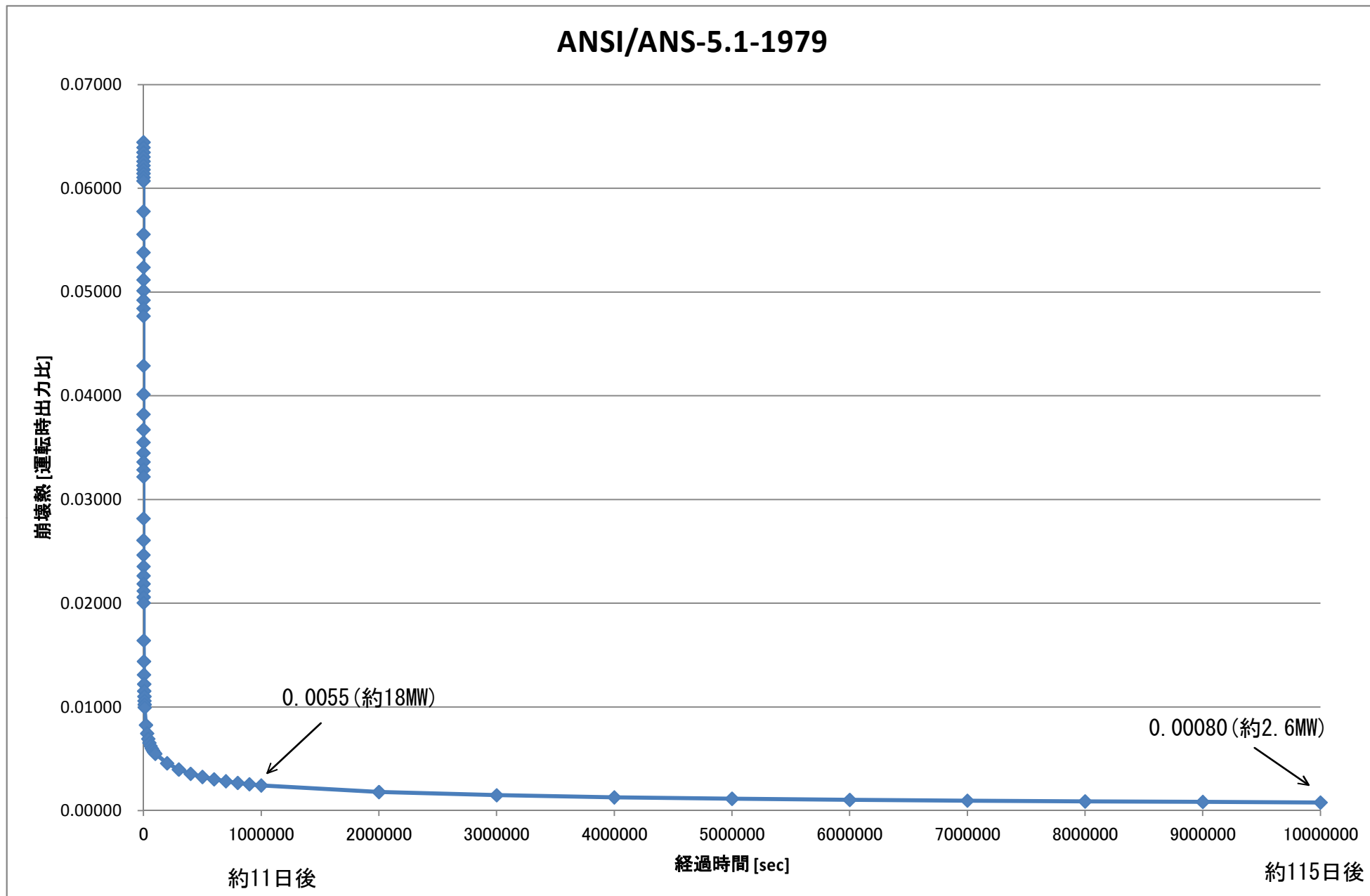
なお、ある1系統の残留熱除去系の電動機が浸水し、当該の残留熱除去系が機能喪失に至った場合においても、残りの系統の残留熱除去系の電動機を接続することにより復旧する手順を準備する。

(2) 残留熱除去系の復旧手順について

炉心損傷又は格納容器破損に至る可能性のある事象が発生した場合に、災害対策要員が残留熱除去系を復旧するための手順を「アクシデントマネジメント故障機器復旧手順ガイドライン」にて整備している。

本手順では、機器の故障箇所、復旧に要する時間、炉心損傷あるいは格納容器破損に対する時間余裕に応じて「恒久対策」、「応急対策」、又は「代替対

策」のいずれかを選択するものとしている。具体的には，故障個所の特定と対策の選択を行い，故障個所に応じた復旧手順にて復旧を行う。



炉心損傷の判断基準及び炉心損傷判断前後の運転操作の差異について

1. 炉心損傷の判断基準

1.1 炉心損傷の判断基準について

炉心損傷に至るケースとしては、注水機能喪失により原子炉水位が燃料有効長頂部（以下「T A F」という。）以上に維持できない場合において、原子炉水位が低下し、炉心が露出し冷却不全となる場合が考えられる。

炉心損傷の判断基準は非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）において、原子炉への注水系統を十分に確保できず原子炉水位がT A F未満となった場合、格納容器雰囲気放射線モニタを用いてドライウェル及びサブプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率の状況を確認し、第1図に示す設計基準事故における原子炉冷却材喪失^{※1}時の追加放出量（以下「追加放出量」という。）に相当する指示値の10倍以上となった場合を、炉心損傷の判断としている。炉心損傷により燃料被覆管から原子炉内に放出される希ガス等の核分裂生成物（F P）が、逃がし安全弁等を介して格納容器内に流入する事象進展を踏まえて、格納容器内のガンマ線線量率の値の上昇を、運転操作における炉心損傷の判断及び炉心損傷の進展割合の推定に用いる。

※1 設計基準事故の中で格納容器内の核分裂生成物の存在量が最大となる事象

また、格納容器内雰囲気放射線モニタが使用不能の場合は、原子炉压力容器表面温度（下鏡部）300℃以上を炉心損傷判断基準として手順に追加する。原子炉压力容器内表面温度（下鏡部）は、炉心が冠水している場合には、逃がし安全弁動作圧力（安全弁機能の最大 8.31MPa[gage]）における飽和温度約 299℃を超えることなく、300℃以上にはならない。一方、炉心損傷が進展し、熔融炉心が原子炉压力容器下部に移行する場合には、原子炉压力容器表

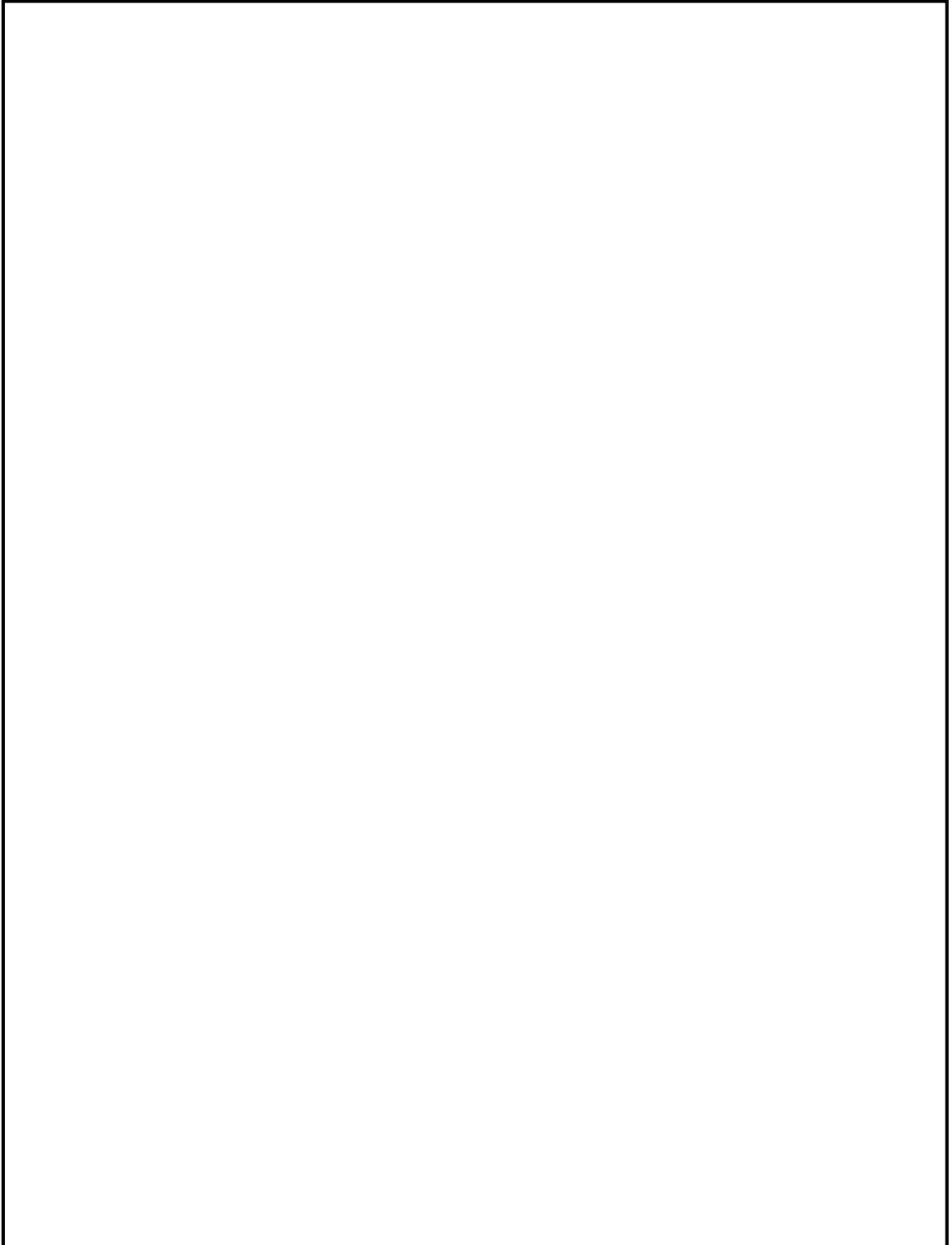
面温度（下鏡部）は飽和温度を超えて上昇するため、300℃以上になると考えられる。上記より、炉心損傷の判断基準を300℃以上としている。

なお、炉心損傷判断は格納容器内雰囲気放射線モニタが使用可能な場合には、当該計装設備にて判断を行う。

1.2 炉心損傷の判断基準の根拠について

炉心損傷の判断基準は、設計基準事故の状態を有意に超えるとともに、炉心損傷の判断が遅くならないよう、追加放出量の10倍に相当するFPが燃料から放出された状態を設定しており、以下の理由から妥当と考えている。

- ① 東海第二発電所では、設計基準事故における原子炉冷却材喪失時の評価では燃料棒の破裂は発生していない。そのため、設計基準事故時の追加放出量を超える放出量を確認した場合には、設計基準事故を超える状態と判断されること。
- ② 炉心冷却が不十分な事象において、格納容器雰囲気モニタのガンマ線線量率が追加放出量の10倍に相当する値に至る場合には、その後、ごく短時間で10倍に相当する値を大きく上回る線量率に至っていること。また、これは、大量のFPが格納容器内に放出されたことを意味しており、これ以降、格納容器の健全性を確保することが極めて重要となること（第1図の線量率の上昇を参考^{*2}）。
- ③ 追加放出量の10倍のFPが放出された時点では、有効性評価における評価項目（燃料被覆管最高温度1,200℃以下、酸化量15%以下）に至っていない可能性もあるが、上記②のとおり、炉心冷却が不十分な事象において、追加放出量の10倍に相当するFPが放出された以降の事象進展は非常に早く、有効性評価において炉心損傷と判断する時間との差異が小さいと考えられること。



第 1 図 炉心損傷判定図

1.3 格納容器雰囲気放射線モニタについて

格納容器雰囲気放射線モニタのガンマ線線量率の測定レンジは、 10^{-2} ～ 10^5 Sv/h であり、この測定レンジにおいて「設計基準事故における燃料からの追加放出による放射線量率」、「炉心損傷の判断目安（追加放出量相当の 10 倍）」並びに「大破断 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗」の評価事故シーケンスにおける最大放射線量率を測定可能である（第 1 表参照）。

格納容器雰囲気放射線モニタは連続計測しており、計器の指示値は換算不要で第 1 図の炉心損傷の判断目安と対比可能であるため、指示値が上昇すればすぐに炉心損傷を判断可能と考える。格納容器雰囲気放射線モニタの検出器は、ドライウエル内の対角位置に 2 カ所、サブプレッション・チェンバ内の雰囲気対角位置に 2 カ所の合計 4 カ所に設置している。炉心損傷後の F P の原子炉圧力容器内から格納容器への移行は、大破断 L O C A 等の直接ドライウエル側に放出される場合と、原子炉圧力容器が健全で逃がし安全弁を介してサブプレッション・チェンバ側に放出される場合があるが、いずれの場合においても、格納容器雰囲気放射線モニタにて炉心損傷に伴うガンマ線線量率の上昇を測定可能である。

また、炉心の損傷割合と燃料被覆管から放出される希ガス等の放出割合は比例すると仮定し、手順では原子炉停止後の経過時間とガンマ線線量率により炉心損傷の進展割合を推定することとしている。

第1表 事故時の放射線量と炉心損傷判断の関係

項目	放射線量	計器	炉心損傷の判断
設計基準事故の追加放出	$10^{-1} \sim 10^1 \text{Sv/h}$ 未満 (原子炉停止後の経過時間が、 0.1時間後から100時間後の値)	格納容器雰囲気 放射線モニタ※	無
炉心損傷の判断目安 (設計基準事故の追加放出量相当10倍)	$10^1 \sim 10^2 \text{Sv/h}$ 程度 (原子炉停止後の経過時間が、 0.1時間後から100時間後の値)	格納容器雰囲気 放射線モニタ※	有
【参考】 審査ガイドによる制限	敷地境界での実効線量を評価し、周辺 の公衆に対して著しい放射線被ばく のリスクを与えないこと (発生事故当たり概ね5mSv以下)	—	—
【参考】 格納容器雰囲気放射線モニタ使用不可時の炉心損傷判断の基準	300℃以上	原子炉压力容器 温度(下鏡部)	有
「大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」の評価事故シナリオにおける最大放射線量率 (早期に炉心損傷した方が核分裂生成物の減衰が少なく放射線量率は高くなる傾向にあり、重大事故の中でも早期に炉心損傷する例)	10^4Sv/h 程度 (事故時の最大値)	格納容器雰囲気 放射線モニタ※	有

※ 格納容器雰囲気放射線モニタ計測レンジ(計器の仕様): $10^{-2} \sim 10^5 \text{Sv/h}$

2. 炉心損傷判断前後における運転操作の差異

2.1 原子炉圧力容器への注水について

BWRの場合、炉心損傷判断後においても、炉心損傷前と同様に原子炉注水を実施するマネジメントを実施する。原子炉注水により、炉心損傷前であれば、冷却による炉心損傷の発生防止が図られ、また、炉心損傷後であれば、冷却による炉心損傷の進展の抑制及び原子炉圧力容器の破損防止が図られる。

2.2 格納容器ベント及び格納容器スプレイについて

格納容器ベント及び格納容器スプレイについては、炉心損傷を判断基準に運転操作を変更する（第2表）。

格納容器ベントについて、炉心損傷前の実施判断基準である1Pd（格納容器最高使用圧力310kPa[gage]）到達に対し、炉心損傷後はサプレッション・プール水位が通常水位+6.5m到達により格納容器スプレイを停止した時点に変更となり、格納容器ベントのタイミングは2Pd（最高使用圧力の2倍（620kPa[gage]））到達前となる。炉心損傷前は環境へ放出される核分裂生成物の放出量が低く、格納容器の健全性を確保することを目的に設計上の最高使用圧力（1Pd）を実施基準としているが、炉心損傷後は、燃料に何らかの破損が生じ、設計基準事故の追加放出量相当を超えるF Pが格納容器内に移行している可能性が高く、より長く格納容器内でF Pを保持した方が減衰により環境へ放出する放射エネルギーを低減できることから、2Pd到達前を実施基準としている。

また、格納容器ベントの判断基準が変わることで、格納容器スプレイの判断基準も変更となる。原子炉スクラム後における、炉心損傷の前後の格納容器ベント及び格納容器スプレイの実施基準の差異を第2表に示す。

第2表 炉心損傷判断前後における格納容器スプレイ及び格納容器ベントの実施基準の差異

	炉心損傷前	炉心損傷後
格納容器	(圧力基準) 格納容器の健全性を維持し、格納容器からの放射性物質の漏えいを可能な限り抑えるために格納容器の最高使用圧力(310kPa[gage])以下で制御することを目的に、格納容器圧力が設計圧力(279kPa[gage])に到達した時点で開始する。	(圧力基準) 炉心損傷後の格納容器スプレイは、格納容器の最高使用圧力の2倍(620kPa[gage])未満に制御することを目的に、格納容器圧力が465kPa[gage](1.5Pd)に到達した時点で開始する。
スプレイ	(温度基準) 格納容器最高使用温度は、ドライウェル171℃、サブプレッション・チェンバ104℃であり、雰囲気温度がこれらの温度に到達する前に、格納容器スプレイを行う。	(温度基準) 評価項目である200℃に至らないように、ドライウェル又はサブプレッション・チェンバの雰囲気温度が171℃以上になった場合に、格納容器スプレイを行う。
ベント	格納容器圧力が上昇し、格納容器最高使用圧力の310kPa[gage]に到達する場合には、格納容器の健全性を維持するために、サブプレッション・チェンバからのベントを優先として格納容器圧力逃がし装置等により格納容器ベントを行う。	サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m到達により格納容器スプレイを停止した時点で、格納容器の過圧による破損を防止することを目的に、サブプレッション・チェンバからのベントを優先として格納容器圧力逃がし装置により格納容器ベントを行う。

3. M A A P 解析における炉心損傷判定値と運転操作における炉心損傷判定基準について

有効性評価のM A A P 解析においては、炉心損傷の解析上の判定基準を、有効性評価の評価項目（「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」を踏まえた要件）の燃料被覆管最高温度 1,200℃（約 1,473K）よりも低い、1,000K（約 727℃）と設定している。

この 1,000K は、PHEBUS-FPT0 実験で、燃料被覆管温度が約 1,000K に達したときに F P の放出が開始されたことを踏まえて設定されたものであり、M A A P 解析上の判定基準である。

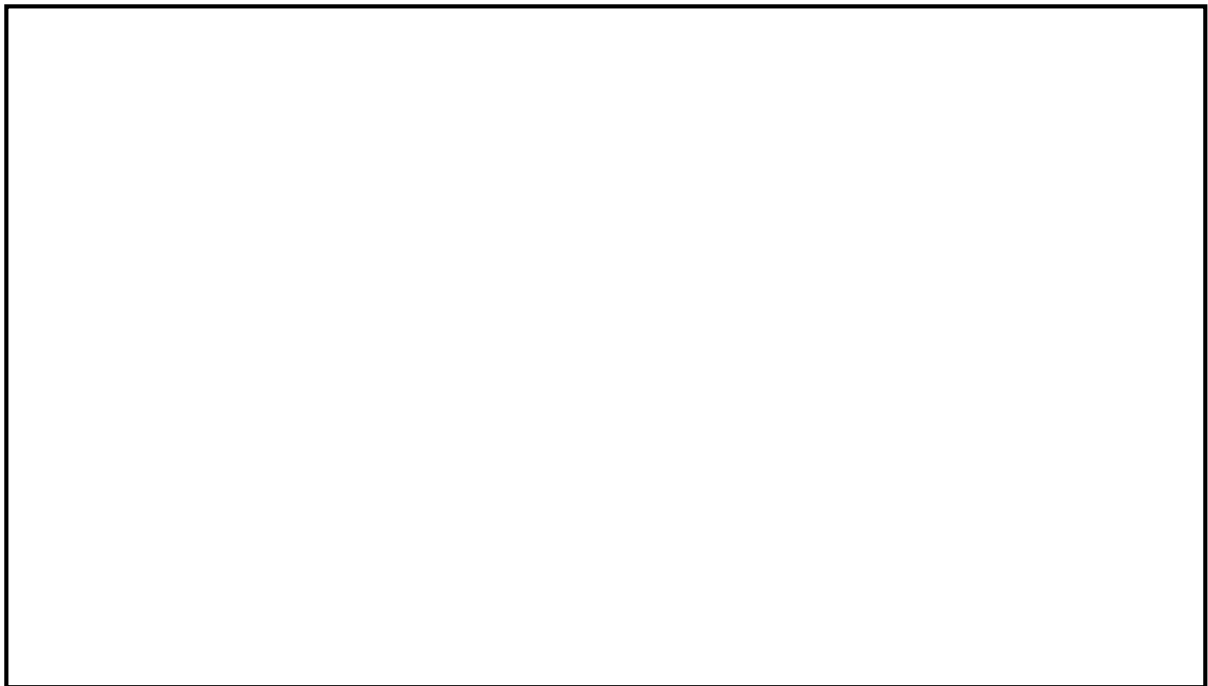
一方、実際の運転操作においては、炉心損傷の状況を直接的に監視可能な計装設備は原子炉内に設置されておらず、このため、燃料の損傷により放出される希ガス等のガンマ線線量率の上昇を格納容器雰囲気放射線モニタによって監視し、運転操作における炉心損傷の判断に用いている。上記より、M A A P 解析上の炉心損傷の判定基準である 1,000K(約 727℃)は、その後の運転操作に影響を与えるものではない。

炉心損傷判定図及び炉心損傷割合の推定図について

炉心損傷判定図における追加放出相当のガンマ線線量率の推移は、設計基準事故の中で格納容器内の核分裂生成物の存在量が最大となる原子炉冷却材喪失時を想定したものであり、線量率として支配的である希ガスの追加放出量を基に評価されたものである。炉心損傷はドライウエル又はサプレッション・チェンバのガンマ線線量率が追加放出量相当のガンマ線線量率の 10 倍以上の領域に到達した場合に判断する。

また、炉心損傷割合の推定図における炉心損傷割合は、希ガスの炉内内蔵量に対する格納容器への放出割合を示しており、ドライウエル及びサプレッション・チェンバにそれぞれ希ガスが放出されたものとして、各炉心損傷割合のガンマ線線量率の推移を示している。

第 1 図に炉心損傷判定図及び炉心損傷割合の推定図を示す。



第 1 図 炉心損傷判定図及び炉心損傷割合の推定図（ドライウエル）