

# 泊発電所3号機

重大事故等対策有効性評価 成立性確認

補足説明資料

＜炉心損傷防止＞

【全交流動力電源喪失 RCPシールLOCAなし】

＜停止中の原子炉の燃料損傷防止＞

【崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失】

【原子炉冷却材の流出】

【反応度の誤投入】

平成25年10月1日

北海道電力株式会社

## 目 次

### 1. 炉心損傷防止

#### 【全交流動力電源喪失 RCPシールLOCAなし】

1-1. 有効性評価の条件設定の考え方	1-1-1
1-2. 2次系による1次系強制冷却における温度目標について	1-2-1
1-3. 炉心水位の挙動について	1-3-1
1-4. SBO時におけるRCPシール部からの漏えい量について	1-4-1
1-5. 有効性評価における対応手順（『解析』と『運転要領』との比較）	1-5-1
1-6. 事故発生直後に確認すべき主要パラメータおよび動作機器	1-6-1
1-7. 運転員の事象判別プロセスについて	1-7-1
1-8. 蓄電池の給電時間評価	1-8-1
1-9. 蒸気発生器2次側への海水注入時の塩分析出の防止対策について	1-9-1
1-10. 代替屋外給水タンクの使用について	1-10-1
1-11. 全交流電源喪失時の蓄圧タンク出口弁閉止に関する窒素混入の 影響について	1-11-1

### 2. 停止中の原子炉の燃料損傷防止

#### 【崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失】、【原子炉冷却材の流出】及び【反応度の誤投入】

2-1. 有効性評価の条件設定の考え方	2-1-1
2-2. 有効性評価における対応手順（『解析』と『運転要領』との比較）	2-2-1

2-3. 事故発生直後に確認すべき主要パラメータおよび動作機器	2-3-1
2-4. 定期検査工程の概要	2-4-1
2-5. ミッドループ運転概要	2-5-1
2-6. ミッドループ運転中の「全交流動力電源喪失+余熱除去機能喪失」時の 炉心注入手段	2-6-1
2-7. ミッドループ運転中の事故発生時における原子炉格納容器内の作業員の 退避について	2-7-1
2-8. 臨界ほう素濃度の設定について	2-8-1
2-9. 反応度の誤投入における警報設定値の影響について	2-9-1
2-10. RCSほう素濃度の希釈中において外部電源喪失が発生した場合の 影響について	2-10-1
2-11. 反応度の誤投入における1次冷却材中のほう素濃度均一性について	2-11-1
2-12. 「原子炉冷却材の流出」事象における流出条件の設定について	2-12-1
2-13. 「反応度の誤投入」における有効性評価の想定について	2-13-1
2-14. 停止中の重大事故等対策有効性評価における設備選択の考え方について	2-14-1

1-1. 有効性評価の条件設定の考え方

【全交流動力電源喪失（全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失（RCPシールLOCAなし））】

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	M-RELAP5	—
原子炉出力（初期）	100%(2,660 MWt)×1.02	崩壊熱等を保守的に評価する観点から、定格熱出力に対して、正の定常誤差を考慮した値を設定
1次冷却材圧力（初期）	15.41+0.21MPa[gage]	冷却材喪失時に流出量が多く、事象の推移を保守的に評価する観点から、定格値に対して、正の定常誤差を考慮した値を設定
1次冷却材平均温度（初期）	304.5℃	実運転上の100%設定値
RCPシール部からの漏えい率（初期）	定格圧力において、約1.5m <sup>3</sup> /h/台相当となる口径約0.2cm（約0.07inch）/台（事象発生時からの漏えいを仮定）	RCPシールリーク量を評価した値に余裕をみて設定
漏えい停止圧力	0.83MPa[gage]	1次冷却材ポンプ封水戻りラインに設置している逃がし弁の閉止圧力を基に設定
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）	「55Gウラン燃料+1/4MOX燃料炉心」における燃焼度に基づく設定（なお、FPおよびアクチニド量が多く崩壊熱が大きくなるサイクル末期時点を仮定）
蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa[gage]（最低保持圧力）	炉心への注入を遅くし、水位を確保しにくくする観点から、最低の圧力として設定
蓄圧タンク保有水量	29.0m <sup>3</sup> /基（最低保有水量）	有効性評価に与える影響は軽微であり、安全解析における標準的な設定
2次系による1次系強制冷却開始（主蒸気逃がし弁開）	事象発生から30分後	運転余裕時間として設定
交流電源確立	事象発生後24時間	審査ガイドの条件
1次冷却材圧力の保持	1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]（温度約208℃）到達時	蓄圧タンクから1次系の窒素混入防止として設定
蓄圧タンク出口弁閉止	1次冷却材圧力約1.7MPa[gage]（温度約208℃）到達+10分	運転員操作余裕時間として設定
2次系による1次系強制冷却再開（主蒸気逃がし弁開）	蓄圧タンク出口弁閉止+10分	運転員操作余裕時間として設定

## 1-2. 2次系による1次系強制冷却における温度目標について

全交流動力電源喪失時のプラント停止(1次系の減温・減圧)操作は、2次系による1次系強制冷却により1次系の減温・減圧を実施する。この際、いくつかの温度状態(208℃及び170℃)にて状態を保持することとしている。これらの目標温度設定の考え方と解析上の取扱を以下にまとめた。

### 1. 2次系による1次系強制冷却における温度目標について

全交流動力電源喪失+補機冷却水の喪失事象が発生した際の2次系による1次系強制冷却操作に関する1次系温度目標値を208℃としている。

1次系温度の目標を208℃とする理由は、蓄圧タンク出口弁閉止による1次系への窒素ガス混入防止である。蓄圧タンク出口弁閉止圧力は、1次系への窒素ガス混入圧力である約1.2MPa[gage]に対して、0.5MPa[gage]の余裕を考慮した1.7MPa[gage]とし、この飽和温度である約208℃を2次系による1次系強制冷却における目標温度としている。これにより、1次系圧力の低下に応じて蓄圧タンク保有水を可能な限り1次系へ注入するとともに窒素ガスの混入を防止する。

主蒸気逃がし弁を用いた2次系による1次系強制冷却を開始した後、1次冷却材温度208℃を目標として当該弁の弁開度を調整して冷却を継続する。解析上の取扱いとしては、1次系高温側配管温度と目標温度である208℃の偏差に基づくP I制御\*により主蒸気逃がし弁の開度調整を行っている。当該模擬と運転操作の関係について別紙に示す。

### 2. 2次系による1次系強制冷却再開後における目標温度170℃について

1.7MPa[gage]の飽和温度である約208℃の状態温度維持し、代替非常用発電機等からの電源供給により蓄圧タンク出口弁を閉止した後、1次系温度170℃を目標として2次系による1次系強制冷却を再開する。

2次系による1次系強制冷却再開後における1次系温度の目標を170℃とする理由は、以下のとおり。

- ①0.7MPa[gage]の飽和温度である約170℃を目標温度とすることで、RCP封水戻りラインに設置している逃がし弁からの漏えいを停止(吹き止まり圧力0.83MPa[gage])することができる。
- ②1次系と同様に2次系の圧力も0.7MPa[gage]となることから、タービン動補助給水ポンプが継続的に運転することが可能。
- ③170℃は、余熱除去系への接続が可能な温度である(プラントをスムーズに低温停止に移行、維持するためには、余熱除去系を使用した冷却手段を確保する必要がある。)

※：P I制御とは、目標値との偏差に基づき、あるパラメータが目標値を達成する制御のことである。PはProportional、IはIntegralの略であり、それぞれが示すとおり、比例要素と積分要素を組み合わせて制御を行う

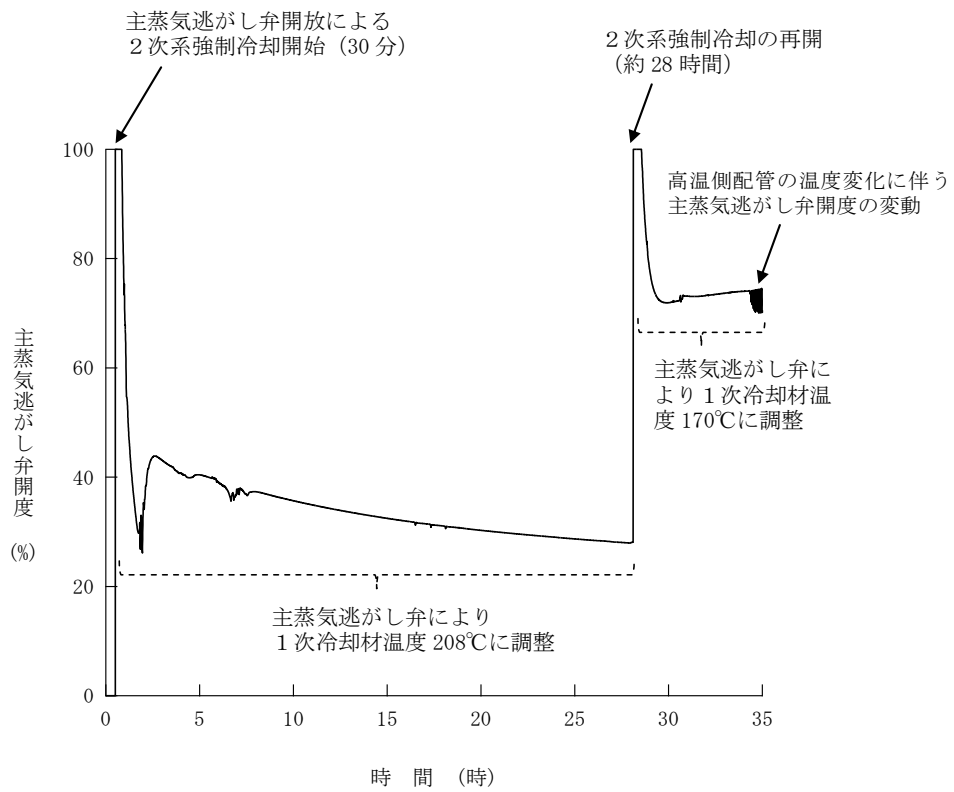


図1 主蒸気逃がし弁開度の推移

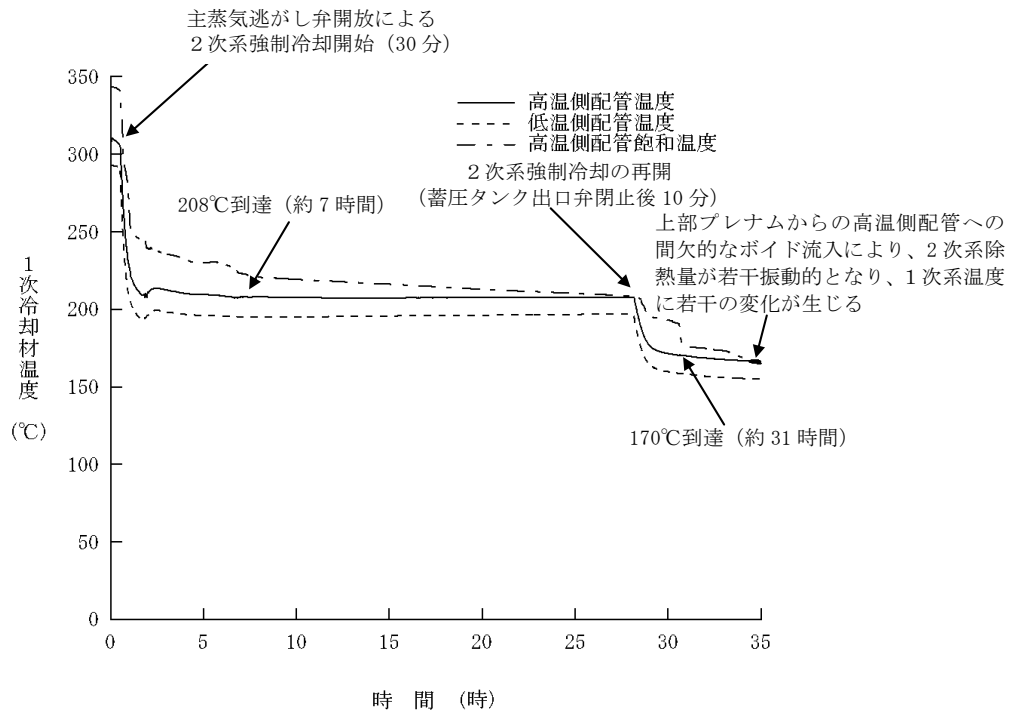


図2 1次系温度の推移

## 主蒸気逃がし弁の手動操作の解析上の模擬と実際の運転員操作について

## 1. 主蒸気逃がし弁の手動操作の解析上の模擬

運転員による主蒸気逃がし弁の手動操作は、目標温度との偏差や温度の変化に応じて逃がし弁開度の調整を行う。このため、人的操作の模擬をPI制御として解析を実施している。

解析においては、運転員が実施する高温側配管温度と目標温度と温度偏差の大きさに応じた弁開度の調整を比例(P)制御とし、温度偏差の推移状況に対する調整を積分(I)制御として評価を行い、評価の結果から、裕度を持った運転員操作が可能な模擬であり、実際の運転操作の検討等にあたり参考指標とするデータとして十分妥当なもの判断している。

図3の1次冷却材温度の短期応答に示す通り、事象発生30分後の2次系による強制冷却開始(約310℃)から目標温度(約208℃)付近まで低下するには、1時間以上かかる比較的緩慢な温度挙動である。このため、運転員による主蒸気逃がし弁操作によって容易に目標温度まで減温することが可能であり、また、目標温度到達以降の温度維持も崩壊熱の漸減分に対応する操作となることから調整は容易に行える。したがって、SBO時の収束シナリオに従う運転員操作により、安定な冷却状態へ移行することは十分可能である。

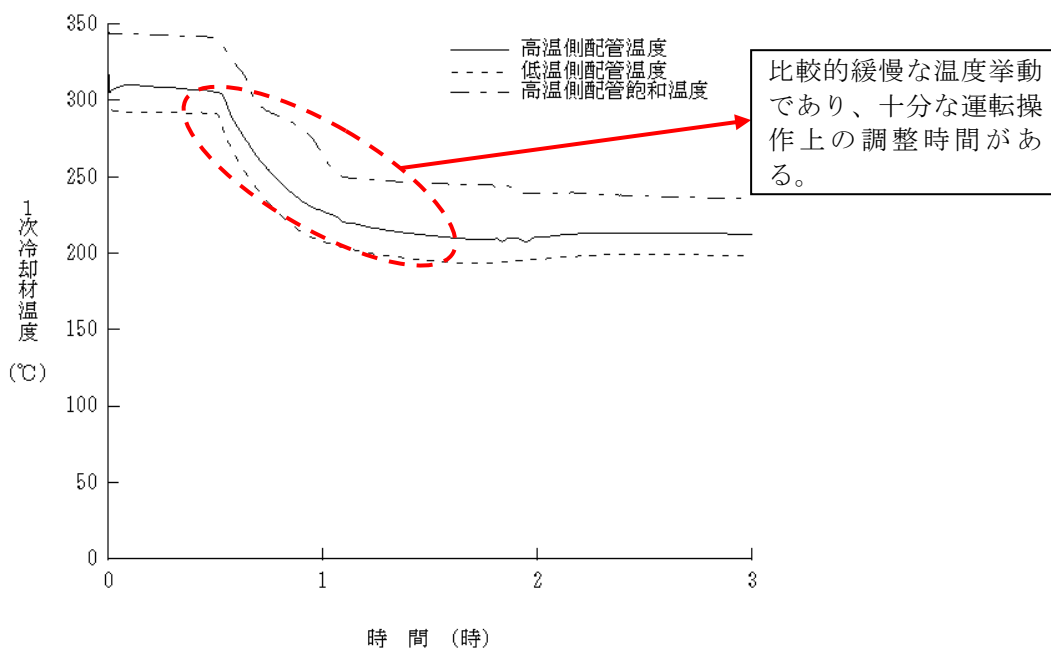


図3 1次系温度の推移（短期応答図）

## 2. 解析評価と運転員操作手順の関連について

解析評価と運転操作手順検討の関連を図4に示す。本図に示すとおり、解析評価および運転手順等の検討にあたっては、解析評価担当と運転手順検討部署間で相互確認を行った上で評価の実施、手順の整備を行っている。

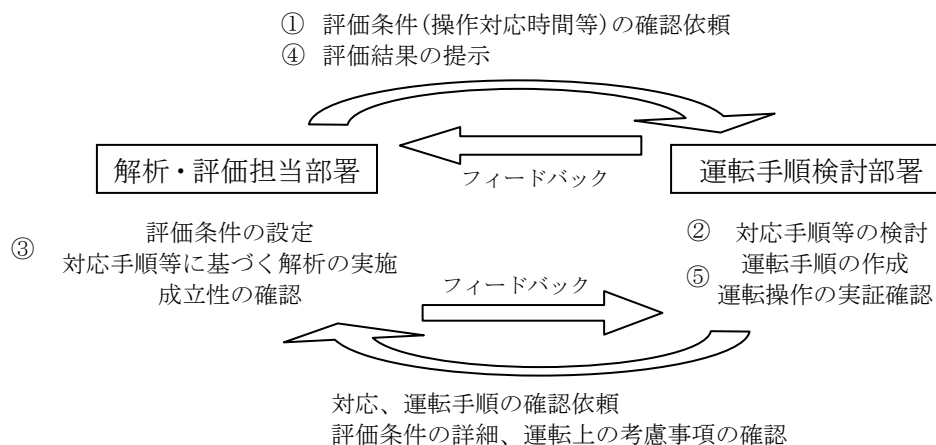


図4 解析評価と運転間で相互確認の概念図

発電所において、新たに制定する運転手順については、解析評価を参考とした上で、中央操作員及び現場操作員が連携したシミュレータにより、確認・検証しながら作成する。

また、運転員は、手順の制定に際し、運転手順の内容に関する教育により、操作目標や挙動等に関する机上学習を実施し、さらに、定期的にシミュレータ訓練を実施することから、本シーケンスにおける主要な運転操作である、主蒸気逃がし弁開度調整操作に伴う1次冷却系の温度、圧力の応答・挙動の確認等を通じ、事故収束に必要な適切な操作の実施が十分可能と判断している。



### 1-3. 炉心水位の挙動について

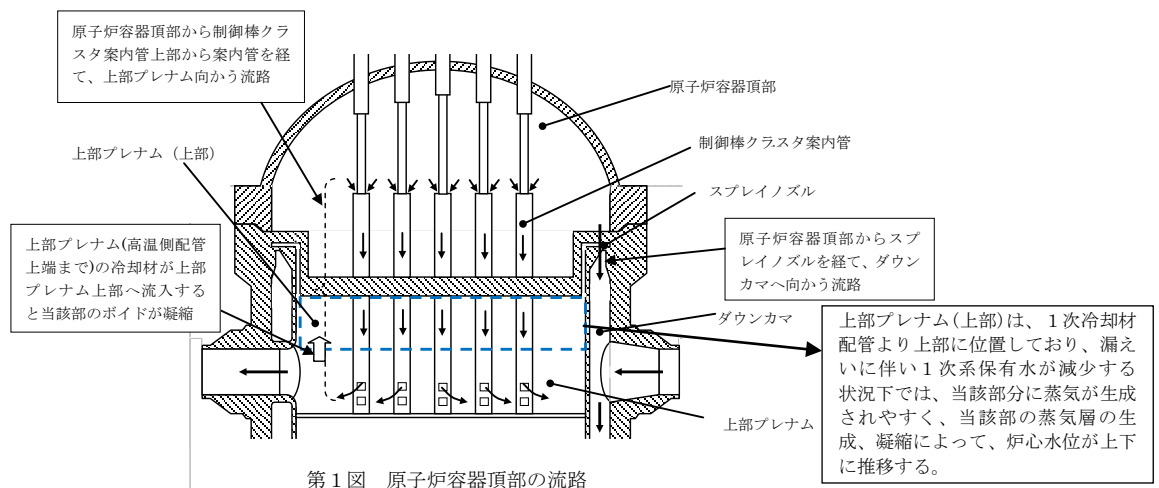
#### 1. 炉心水位の挙動について

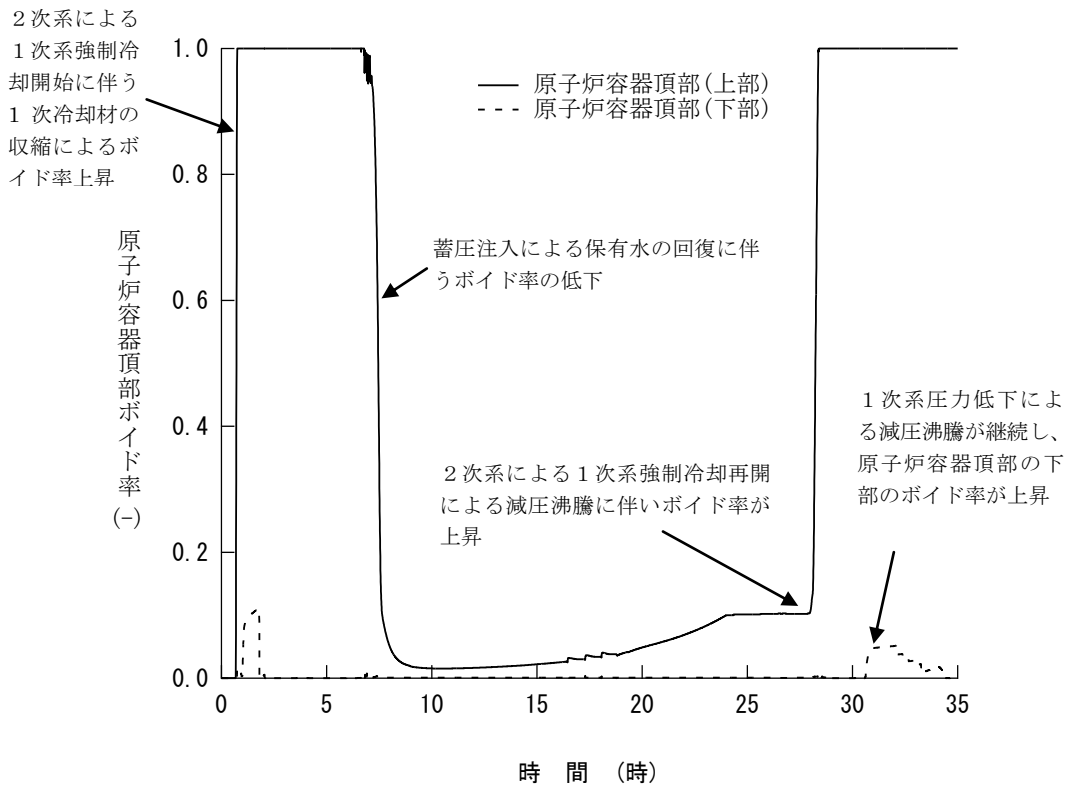
全交流動力電源喪失(RCPシールLOCAが発生しない場合)時において、2次系による1次系強制冷却を行い1次系を減温・減圧する。その際、減温・減圧に伴う原子炉上部プレナム(上部)でのボイドの生成、凝縮により炉心水位が上下に推移する。また、原子炉容器頂部における減圧沸騰が生じることで、一時的に炉心水位が上昇する挙動を示している。

原子炉容器頂部から炉心及び上部プレナムへの流路は、第1図に示すとおりであり、制御棒クラスタ案内管上部からの流路及びスプレイノズルを経由したダウンカマへの流路となる。炉心水位の挙動として、第2図に原子炉容器頂部プレナムボイド率の推移、第3図に上部プレナムボイド率の推移、第4図に炉心水位の推移及び第5図に上部プレナム(上部)温度の推移をそれぞれ示す。

事象発生30分後から2次系による1次系強制冷却を行うことで、1次冷却材が収縮し、炉心水位の低下が生じている(図4①)。その後蓄圧注入により原子炉上部プレナム(上部)でのボイドの凝縮により水位が上昇する(図4②)。以降、冷却材の収縮及びRCPシール部からの冷却材の漏えいにより徐々に水位は低下する(図4③)。

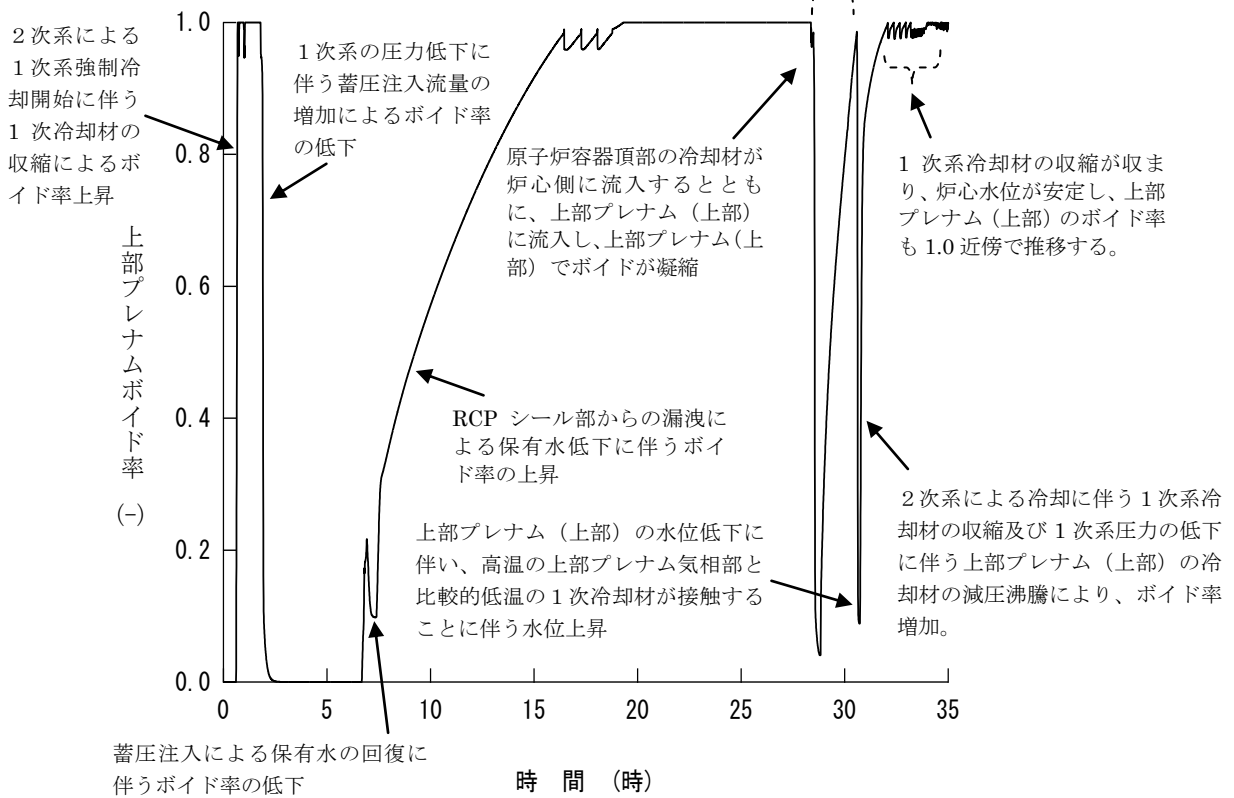
事象発生後約28時間後に2次系による1次系強制冷却を再開することで冷却材が収縮し、原子炉容器頂部での減圧沸騰が生じ、原子炉容器頂部の冷却材が制御棒クラスタ案内管の上端部から、上部プレナムの下部に流出する。また、原子炉容器頂部の冷却材が制御棒クラスタ案内管より低くなった場合は、スプレイノズルを介して冷却材はダウンカマに流出する。原子炉容器から流出した冷却材は炉心水位を上昇させ、上部プレナムの上部(破線囲い)の蒸気領域に冷却材が流入すると、当該部分の蒸気が凝縮し、炉心水位が一時的に上昇する(図4④)が、冷却に伴う冷却材の収縮により再び水位は低下している(図4⑤)。事象発生約31時間後に、水位低下により、上部プレナム(上部)の気相部と1次冷却材が接触し、上部プレナム(上部)の温度が低下することで気相部が凝縮し、水位が一時的に上昇している(図4⑥)。以降はRCPシール部からの漏えいが停止し1次冷却材の収縮が収まることで水位は安定する。



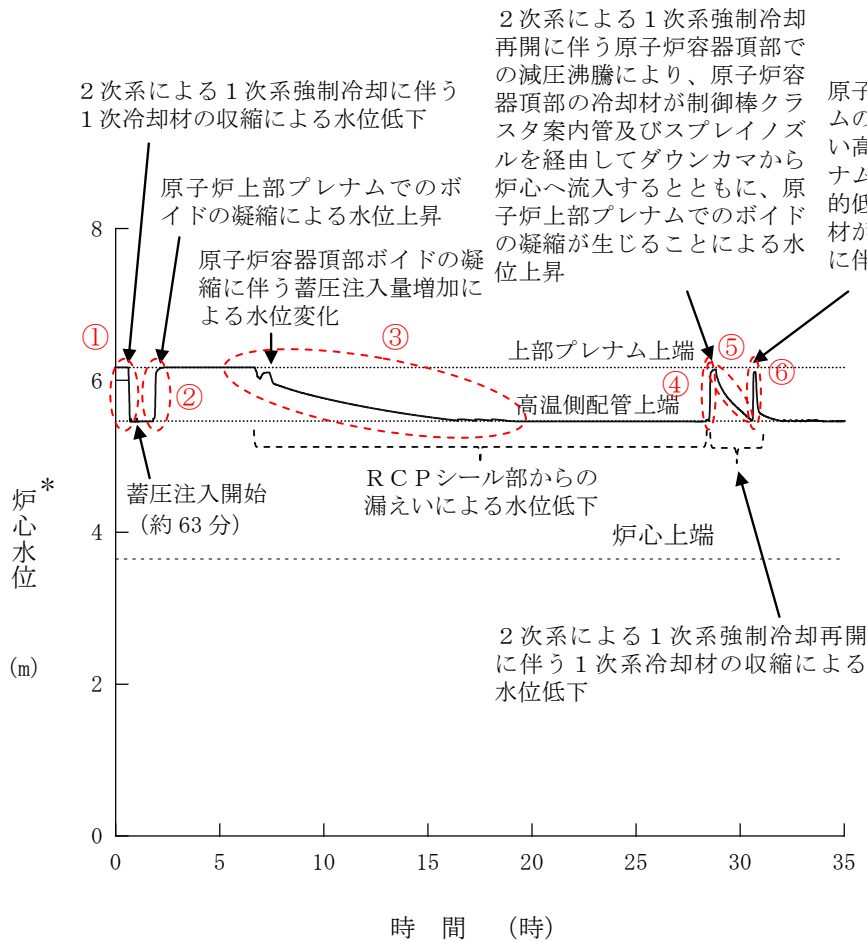


第2図 原子炉容器頂部ボイド率の推移

2次系冷却による1次系冷却材の収縮とRCPシール部からの漏れ及び上部プレナム(上部)の冷却材の減圧沸騰により、ボイド率増加。

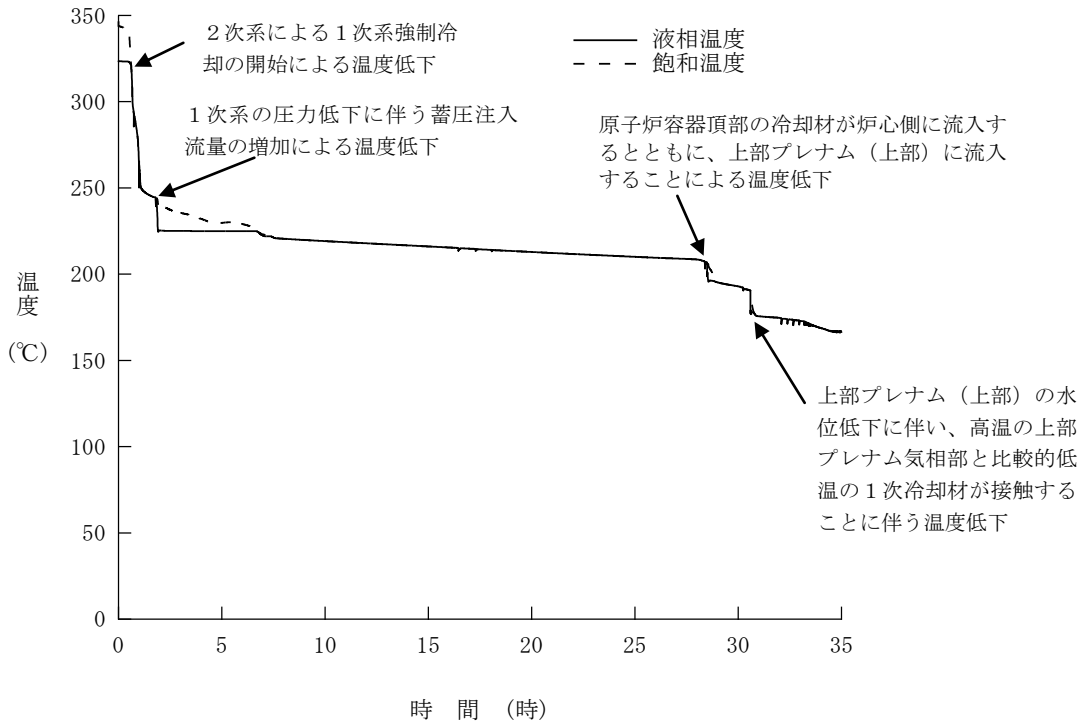


第3図 上部プレナム(上部)ボイド率の推移



※：原子炉上部プレナム上端部～炉心下端のコラプス水位を表示

第4図 炉心水位の推移



第5図 上部プレナム(上部)温度の推移

## 1-4. SBO時におけるRCPシール部からの漏えい量について

### 1. SBO時におけるRCPシール部の挙動

通常運転中、RCPシール部は、充てんポンプによる封水注入ラインからの封水注入、およびサーマルバリアへの冷却水通水により、RCPシール部の熱的な防護が図られている。(図1)

一方、SBO時には、充てんポンプおよび原子炉補機冷却水ポンプが停止し、封水の注入、サーマルバリアへの冷却水通水が停止するため、シール部は高温の1次冷却材にさらされる。

対応操作として、封水注入ライン弁および封水戻りライン弁を閉止することに伴い、封水戻りライン内部の圧力上昇により逃がし弁が作動し、RCPシール部へ到達した1次冷却材は加圧器逃がしタンク側へと導かれる。

加圧器逃がしタンクにはラプチャディスク(破壊板)が設置されており、規定圧力まで内圧が上昇するとラプチャディスクを通じて1次冷却材が格納容器内へ流出する。

また、SBO時は、封水戻りラインに設置されている止め弁が自動的に閉止し、当該弁をバイパスする形で設置されているバイパスオリフィスを経由することになり、封水戻り流量は制限される。

これに伴い、No.2シール入口の圧力が上昇し、No.2シールからの漏えい量増加が想定される。(図2)

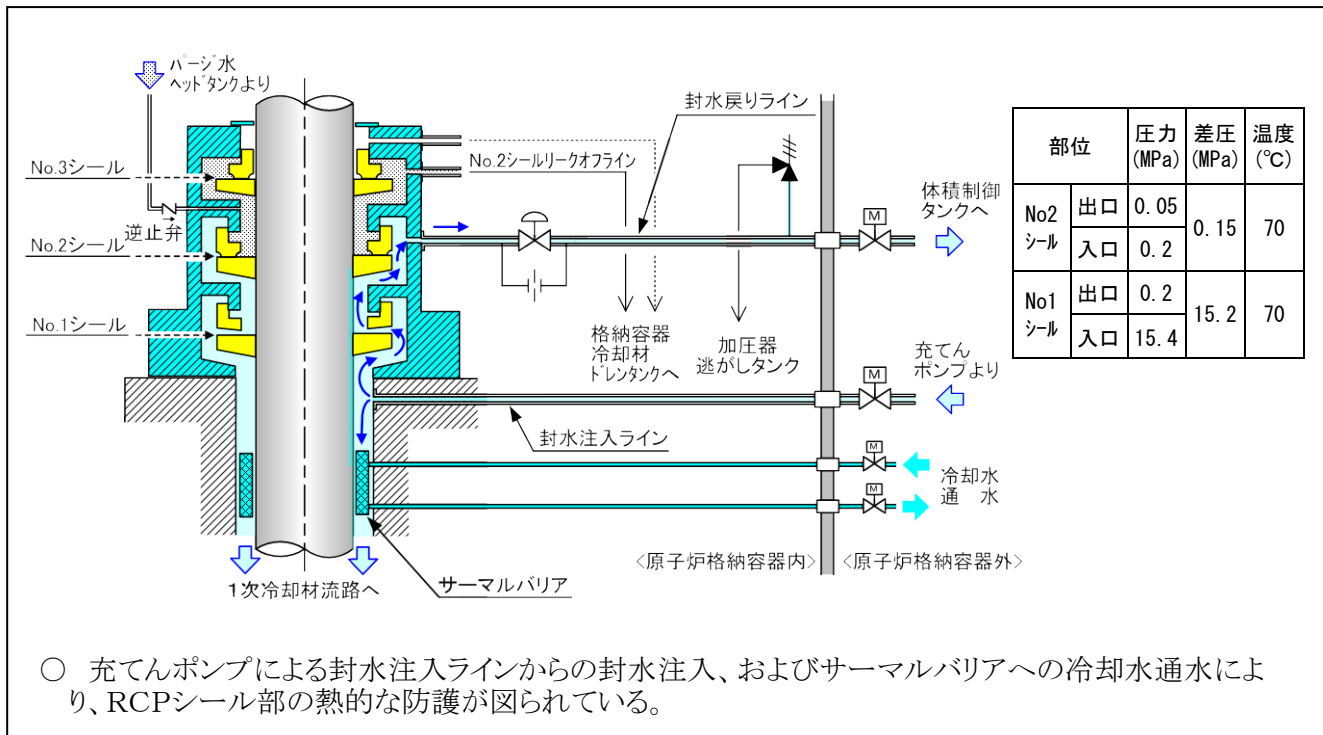


図1 RCPシールの状況（通常運転時）

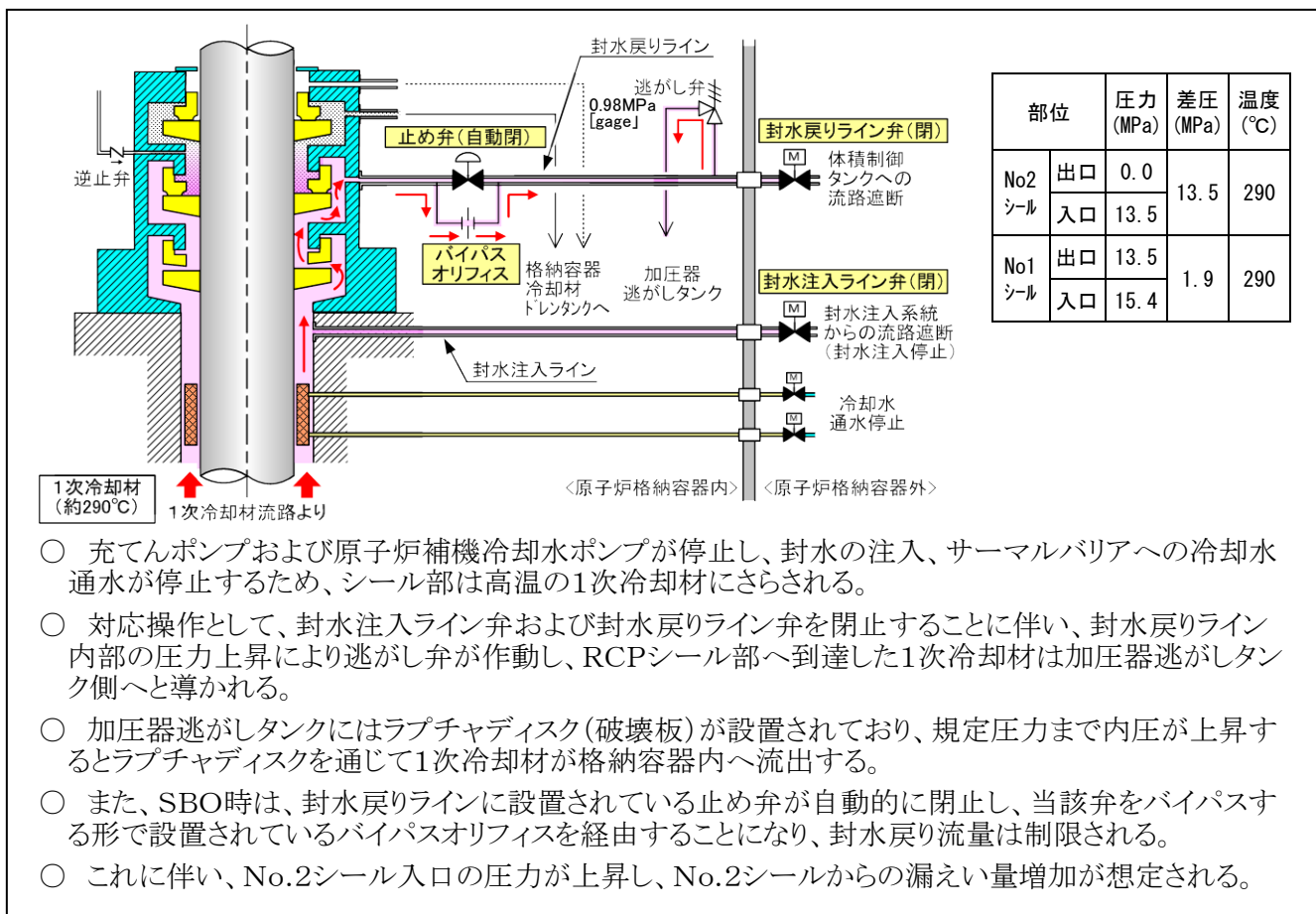


図2 RCPシールの状況（SBO時）

## 2. SBO時におけるRCPシール部からの漏えい量について

### (1) 評価方法

SBO時におけるRCPシール部からの漏えい量（封水戻りラインバイパスオリフィス（以下、「バイパスオリフィス」と言う。）およびNo.2シールからの漏えい量）を以下の手順により評価した。（図3）

#### ① 差圧－流量特性評価

1次冷却材温度290℃における各要素（No.1シール／No.2シール／バイパスオリフィス）の“差圧－流量特性”を評価する。

- ・No.1シール（—）※单相流として評価（別紙1）
- ・No.2シール（.....）※シール出口における減圧沸騰を考慮して評価（別紙2）
- ・バイパスオリフィス（.....）※オリフィス通過時の減圧沸騰を考慮して評価（別紙3）

②No.2シールおよびバイパスオリフィスの“差圧－流量特性”を合成する。（—）

③No.1シール通過流量（ $Q_1$ ）が、（No.2シール通過流量（ $Q_2$ ））+（バイパスオリフィス通過流量（ $Q_3$ ））に一致することから、各要素の前後差圧を評価する。

④③の評価結果により各要素の流量を算定する。

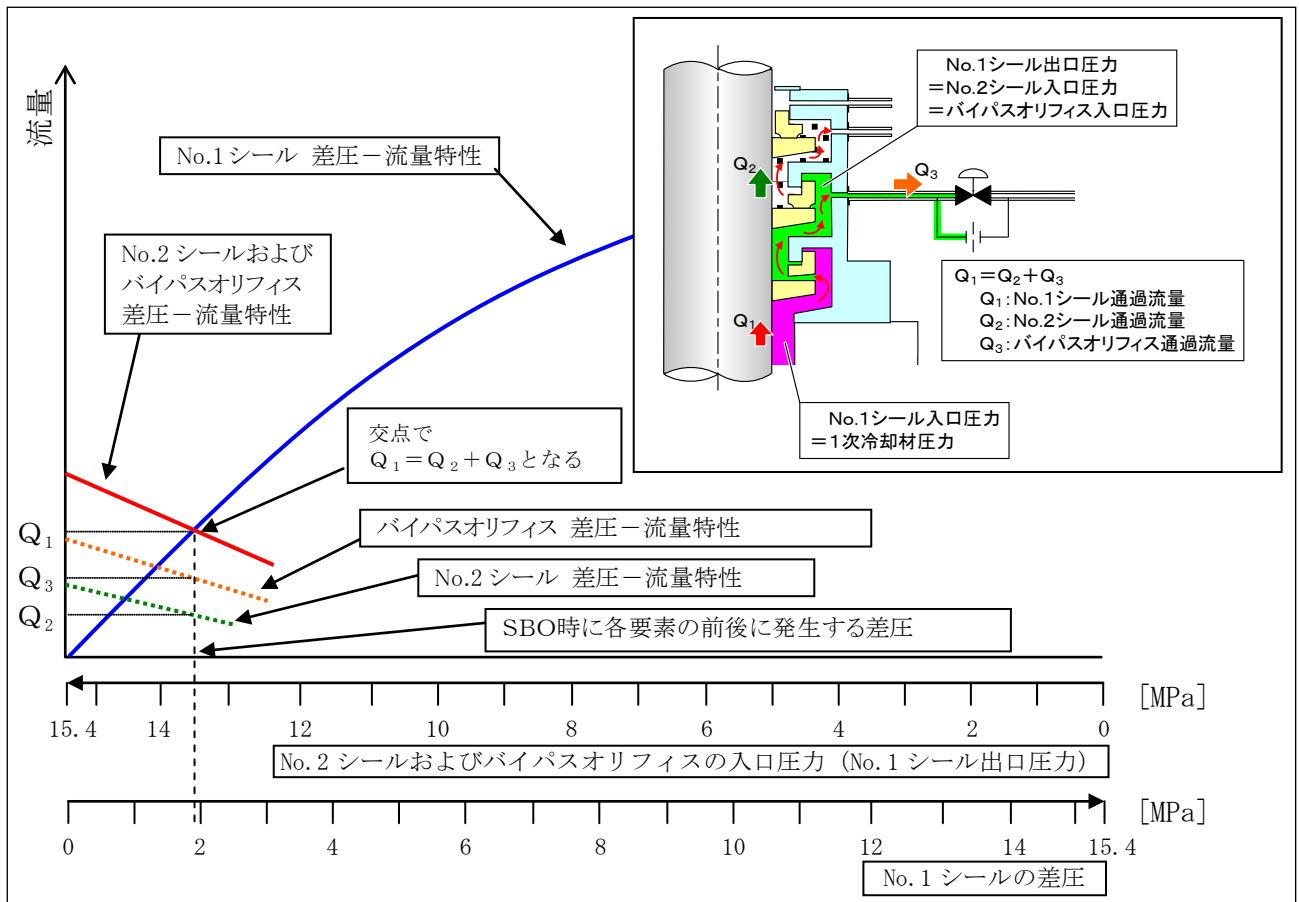


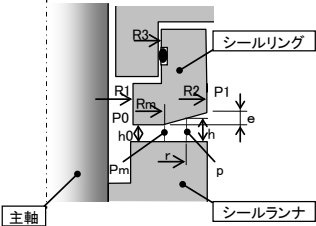
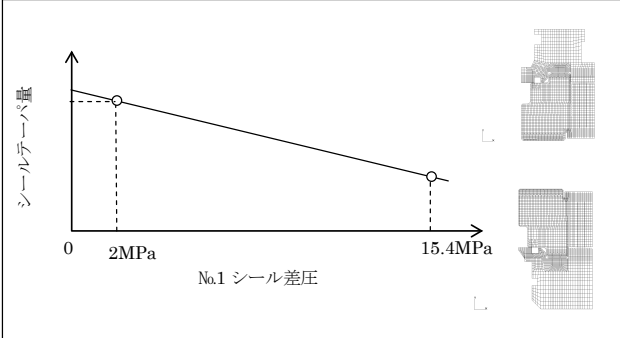
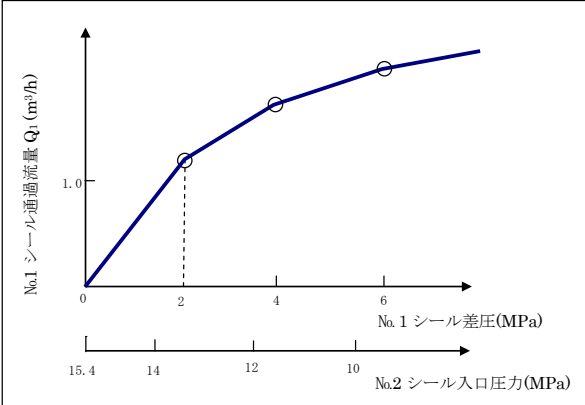
図3 RCPシール部からの漏えい量算定方法

(2) 評価結果

(1) の手順に基づく評価を実施した結果、SBO環境条件となる1次冷却材圧力15.4MPa、1次冷却材温度290℃において、封水戻りライン（バイパスオリフィス）を通じての1次冷却材漏えい量（ $Q_3$ ）は約0.8m<sup>3</sup>/h、No.2シールからの漏えい量（ $Q_2$ ）は約0.4m<sup>3</sup>/hであり、シール部からの漏えい量（ $Q_1 = Q_2 + Q_3$ ）は合計で約1.2m<sup>3</sup>/hである。

以上

№. 1 シール 差圧－流量特性評価方法

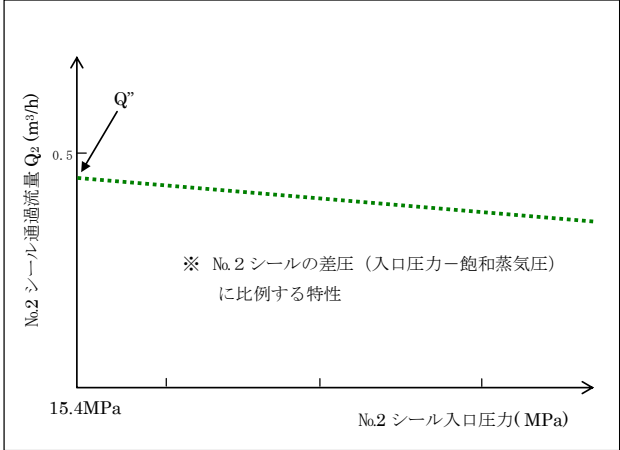
評価フロー	算出過程	入力値
<p>変形解析を実施し、 №.1 シール差圧毎のテ ーパ量 <math>e</math> を求める。</p>	 	<ul style="list-style-type: none"> <li>シール構造データ</li> <li>部材の物性値等</li> </ul>
<p>シール差圧を 0MPa から 2MPa ピッチ設定し、 №.1 シール流量を求 める。</p>	<p>シール差圧を仮定し <math>W_L = W_s</math> とする <math>h_0</math> を設定</p> $W_L = 2\pi \cdot \int_{R1}^{R2} p r dr$ $W_s = \pi \cdot (R2^2 - R3^2) \cdot P1$ $W_L = W_s$ $h = h_0 + e \cdot \frac{r - Rm}{R2 - Rm}$ $Q = \frac{\pi \cdot r \cdot h^3}{6 \cdot \mu} \cdot \frac{dp}{dr} = \frac{\pi \cdot (P1 - P0)}{6 \cdot \mu \cdot \int_{R1}^{R2} \frac{dr}{r \cdot h^3}} = \frac{\pi \cdot (P1 - P0)}{6\mu \left\{ \int_{Rm}^{R2} \frac{dr}{r \cdot h^3} + \frac{1}{h_0^3} \ln \left( \frac{Rm}{R1} \right) \right\}}$	<ul style="list-style-type: none"> <li><math>p</math> : 圧力 [Pa]</li> <li><math>Q</math> : 流量 [m<sup>3</sup>/s]</li> <li><math>h</math> : 隙間 (<math>h_0</math>: バランスする隙間) [m]</li> <li><math>r</math> : 半径位置 [m]</li> <li><math>W_L</math> : リフティングフォース [N]</li> <li><math>W_s</math> : シーティングフォース [N]</li> <li><math>\mu</math> : 粘性係数 [Pa/s]</li> <li><math>e</math> : テーパー量 [m]</li> <li><math>P1</math> : 高圧側圧力 [Pa]</li> <li><math>P0</math> : 低圧側圧力 [Pa]</li> <li><math>Rm</math> : テーパー開始部の半径寸法 [m]</li> <li><math>Rn</math> : 半径寸法 (<math>n=1, 2, 3</math>) [m]</li> </ul>
<p>差圧毎に求められた通 過流量を元にプロット し、差圧 - 流量特性を 求める。</p>		

(出典)

機械工学便覧 (流体工学) : 日本機械学会

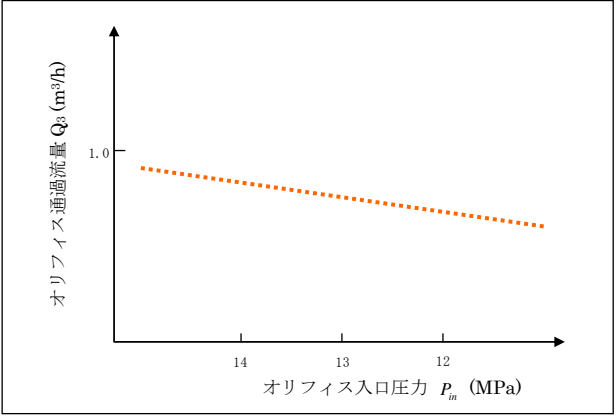


No. 2 シール 差圧－流量特性評価方法

評価フロー	算出過程	入力値
<p>No.2 シール入口圧力 15.4MPa における <math>Q_2=Q_2'</math> となる <math>h</math> を繰り返し計算により求める。</p>	$Q_2 = \frac{bh^3}{12 \cdot \mu \cdot l} \Delta P$ $b = 2\pi \cdot r$	<p><math>Q_2</math> : 摺動面通過流量[m<sup>3</sup>/s]  <math>Q_2'</math> : 減圧沸騰時の摺動面通過流量[m<sup>3</sup>/s]  <math>b</math> : 摺動部の長さ[m]  <math>l</math> : 摺動部の幅[m]  <math>h</math> : 摺動部隙間[m]  <math>\mu</math> : 水の粘性率[Pa·s]  <math>r</math> : シール摺動部の内半径[m]  <math>\Delta P</math> : No.2シール差圧[Pa]                  (No.2シール入口圧力－飽和蒸気圧)</p>
	$Q_2' = A \times C \times \frac{\rho'}{\rho''}$ $A = 2\pi \times r \times h$	<p><math>A</math> : 摺動部出口面積  <math>C</math> : 水蒸気の音速[m/s]  <math>\rho'</math> : 水蒸気の密度[kg/m<sup>3</sup>]  <math>\rho''</math> : 水の密度[kg/m<sup>3</sup>]</p>
	$Q_2 = Q_2'$ となる $h$ を求める	
<p>No.2 シール入口圧力 15.4MPa の通過流量 <math>Q''</math> を元に No.2 シールの差圧－流量特性を求める。</p>	<p style="text-align: center;">↓</p> 	

(出典)  
 機械工学便覧 (流体工学) : 日本機械学会

バイパスオリフィス 差圧－流量特性評価方法

評価フロー	算出過程	入力値
<p>各段の抵抗係数<math>\zeta_i</math>を算出 (オリフィスの急縮小<math>\zeta_1</math>と急拡大<math>\zeta_2</math>の抵抗係数の和)</p>	$\zeta_i = \zeta_1 + \zeta_2 = 0.5 \times \left( 1 - \left( \frac{d}{D} \right)^2 \right) + \left( 1 - \left( \frac{d}{D} \right)^2 \right)^2$	<p><math>\zeta_i</math>: 抵抗係数[-]  <math>D</math>: 配管径[m]  <math>d</math>: オリフィス孔径[m]  <math>i</math>: オリフィス係数</p>
<p>各段のオリフィスの圧力損失の合計値が、出入口の圧力差と整合する流量<math>Q_3</math>を求める。(繰り返し計算)</p>	$P_{out} = P_{in} - \sum_{i=1}^N \Delta P_i$ $P_{in} = 0.98 \times 10^6 + \sum_{i=1}^N \Delta P_i$ $\Delta P_i = \phi_{Lo}^2 \zeta_i \frac{Q_3^2}{2 \rho_f A_i^2}$ $\phi_{Lo}^2 = \phi_L^2 (1-x)^{1.75}$ $\phi_L^2 = 1 + \frac{C}{X} + \frac{1}{X^2}$ $X^2 = \left( \frac{1-x}{x} \right)^{1.75} \cdot \left( \frac{\rho_g}{\rho_f} \right) \cdot \left( \frac{\mu_f}{\mu_g} \right)^{0.25}$ <p><small><math>P_{out}</math>: 封水戻ライン逃がし弁開圧力</small></p> <p><small>単相時; 圧損は単相圧損係数に依存                  二相時; 圧損は二相増倍係数を考慮</small></p>	<p><math>P_{in}</math>: 入口圧力[Pa]  <math>P_{out}</math>: 出口圧力[Pa]  <math>\Delta P</math>: 圧力損失[Pa]</p> <p><math>A</math>: 流路断面積[m<sup>2</sup>]  <math>C</math>: 係数 (乱流かつミロエーダの穴径のため 20)[-]  <math>Q_3</math>: 質量流量[kg/s]  <math>x</math>: 乾き度[-]  <math>\phi_{Lo}^2</math>: 二相圧損増倍係数 (全流量)[-]  <math>\phi_L^2</math>: 二相増倍係数 (液単相, Chisholm の式)[-]  <math>X</math>: マルチネリパラメータ[-]  <math>\rho_g</math>: 密度 (気相)[kg/m<sup>3</sup>]  <math>\rho_f</math>: 密度 (液相)[kg/m<sup>3</sup>]  <math>\mu_g</math>: 粘性係数 (気相)[Pa·s]  <math>\mu_f</math>: 粘性係数 (液相)[Pa·s]</p>
<p>流量<math>Q_3</math>－オリフィス入口圧力<math>P_m</math>をプロットし、差圧－流量特性を求める。</p>		

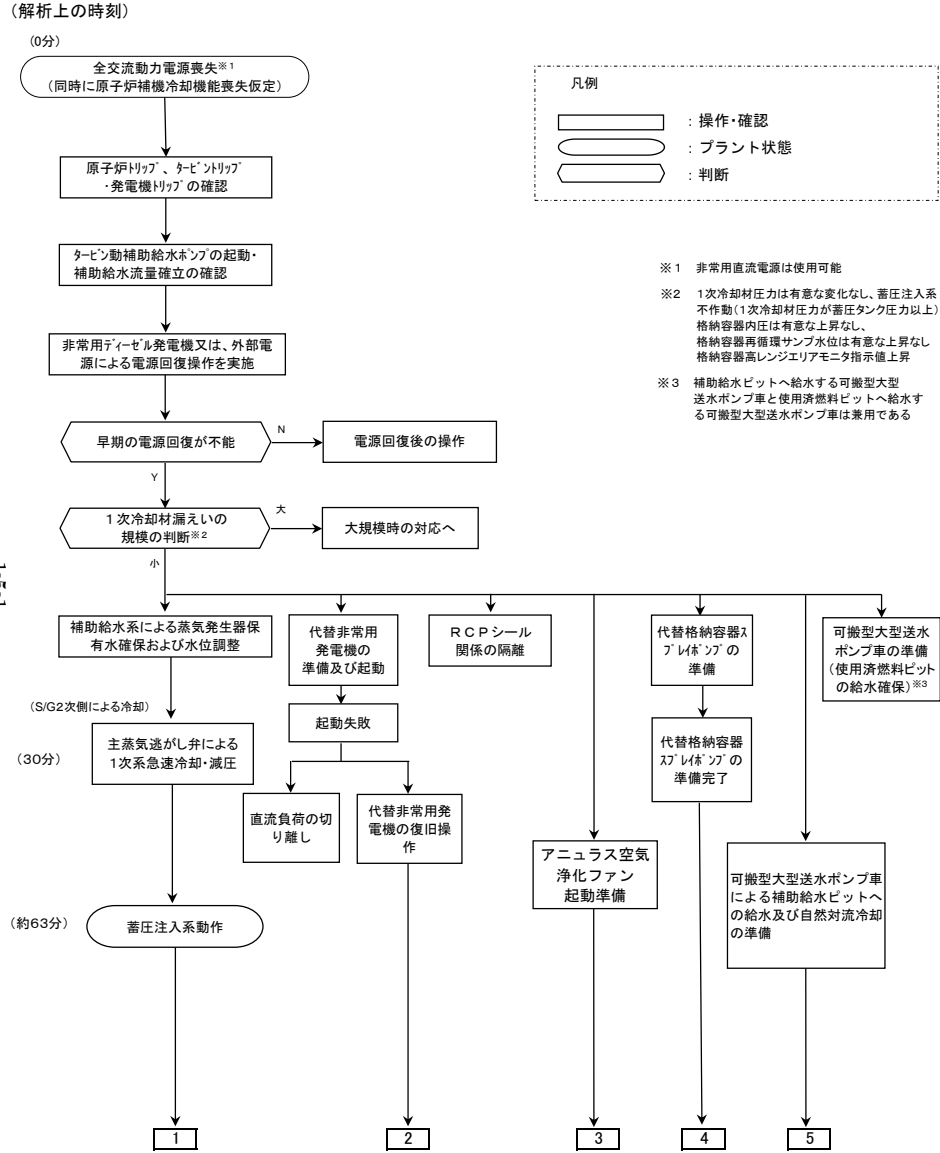
(出典)

管路・ダクトの流体抵抗：日本機械学会

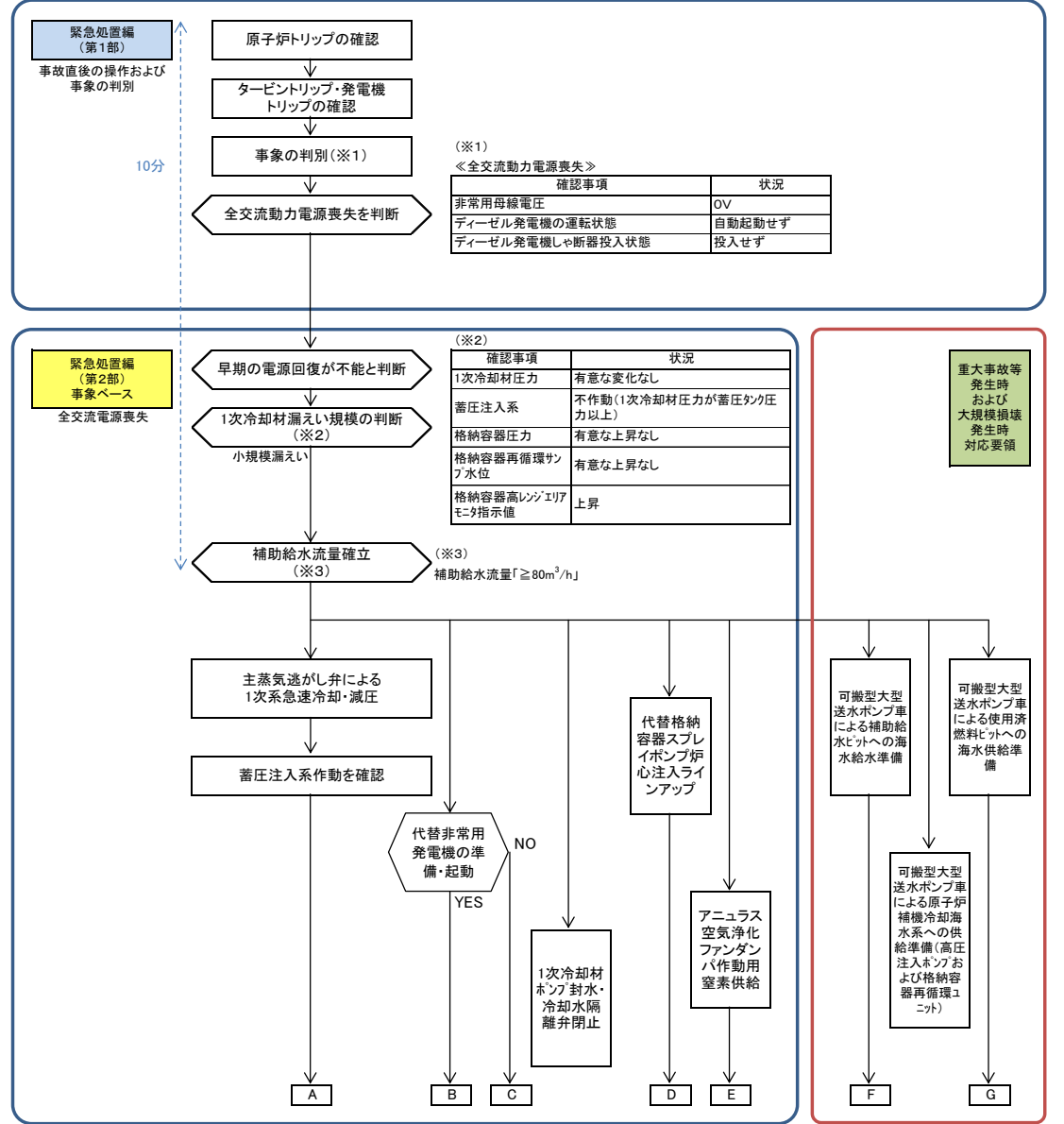
気液二相流技術ハンドブック：日本機械学会

1-5. 有効性評価における対応手順(『解析』と『運転要領』との比較)【全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失(RCPシールLOCAなし)】

【解析上の対応手順の概要フロー】

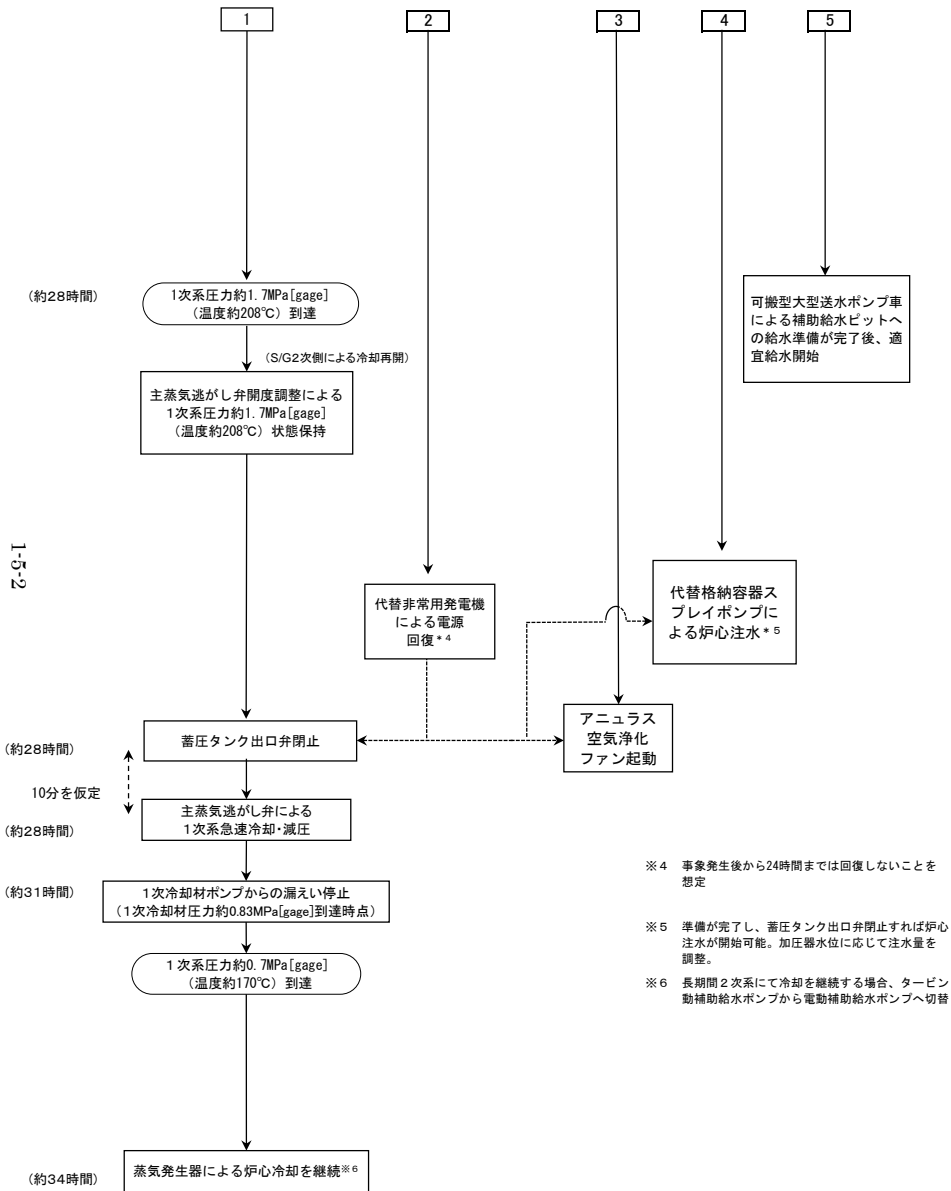


【運転要領(案)】

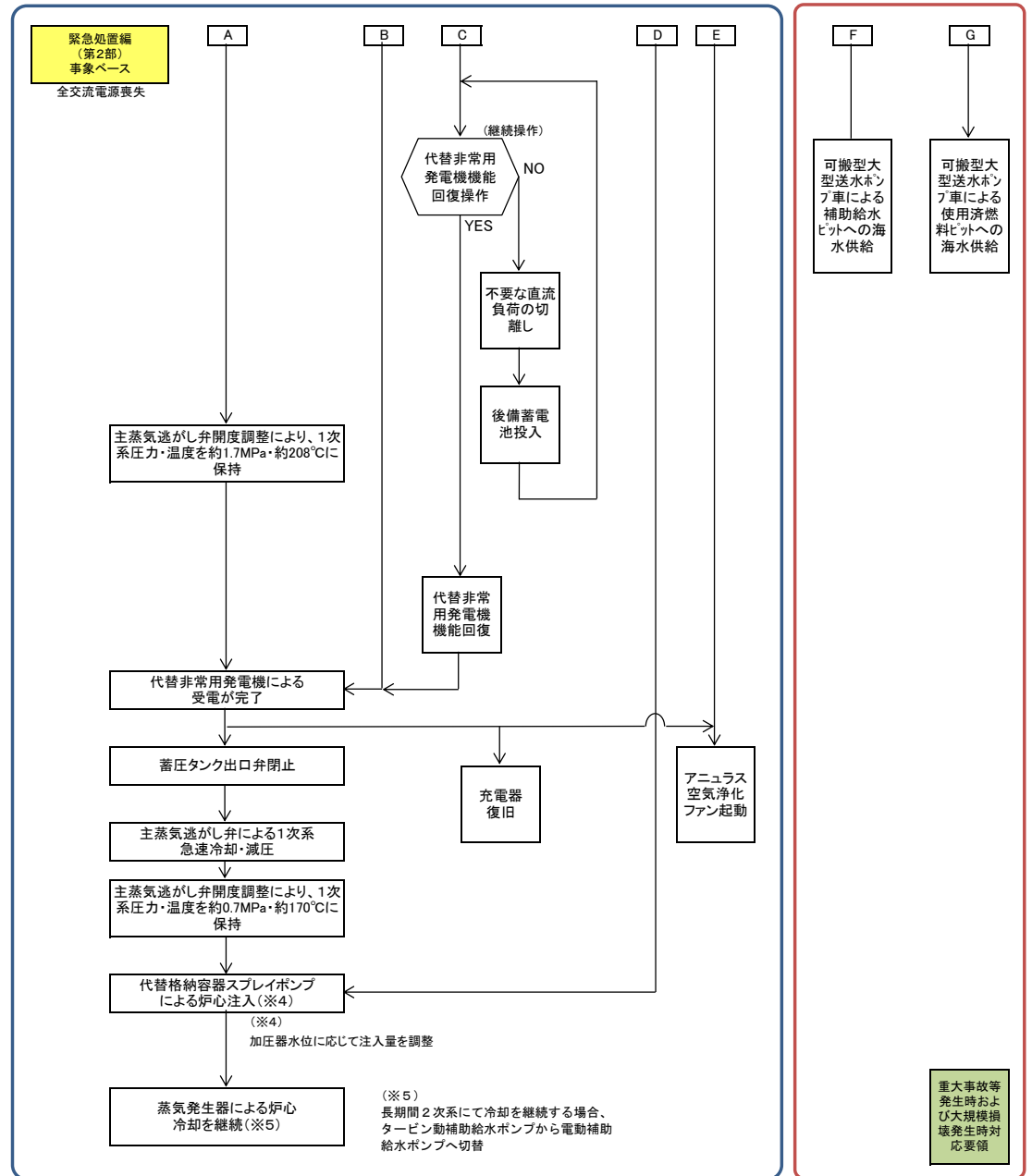


1-5. 有効性評価における対応手順(『解析』と『運転要領』との比較) 【全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失(RCPシールLOCAなし)】

【解析上の対応手順の概要フロー】



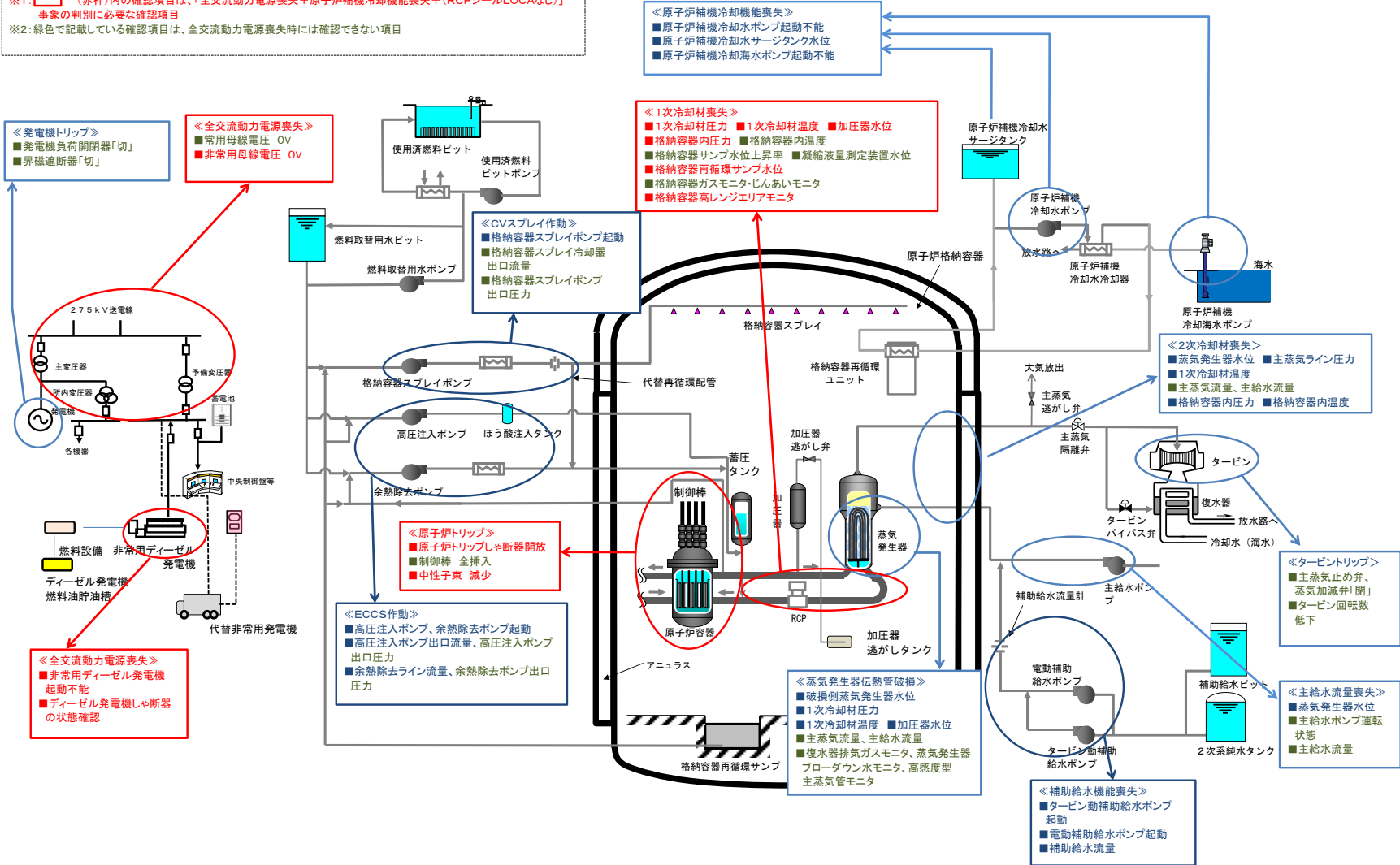
【運転要領(案)】



### 1-6. 事故発生直後に確認すべき主要パラメータおよび動作機器 (全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失(RCPシールLOCAなし))

※1: (赤枠)内の確認項目は、「全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+(RCPシールLOCAなし)」  
事象の判別に必要な確認項目  
※2: 緑色で記載している確認項目は、全交流動力電源喪失時には確認できない項目

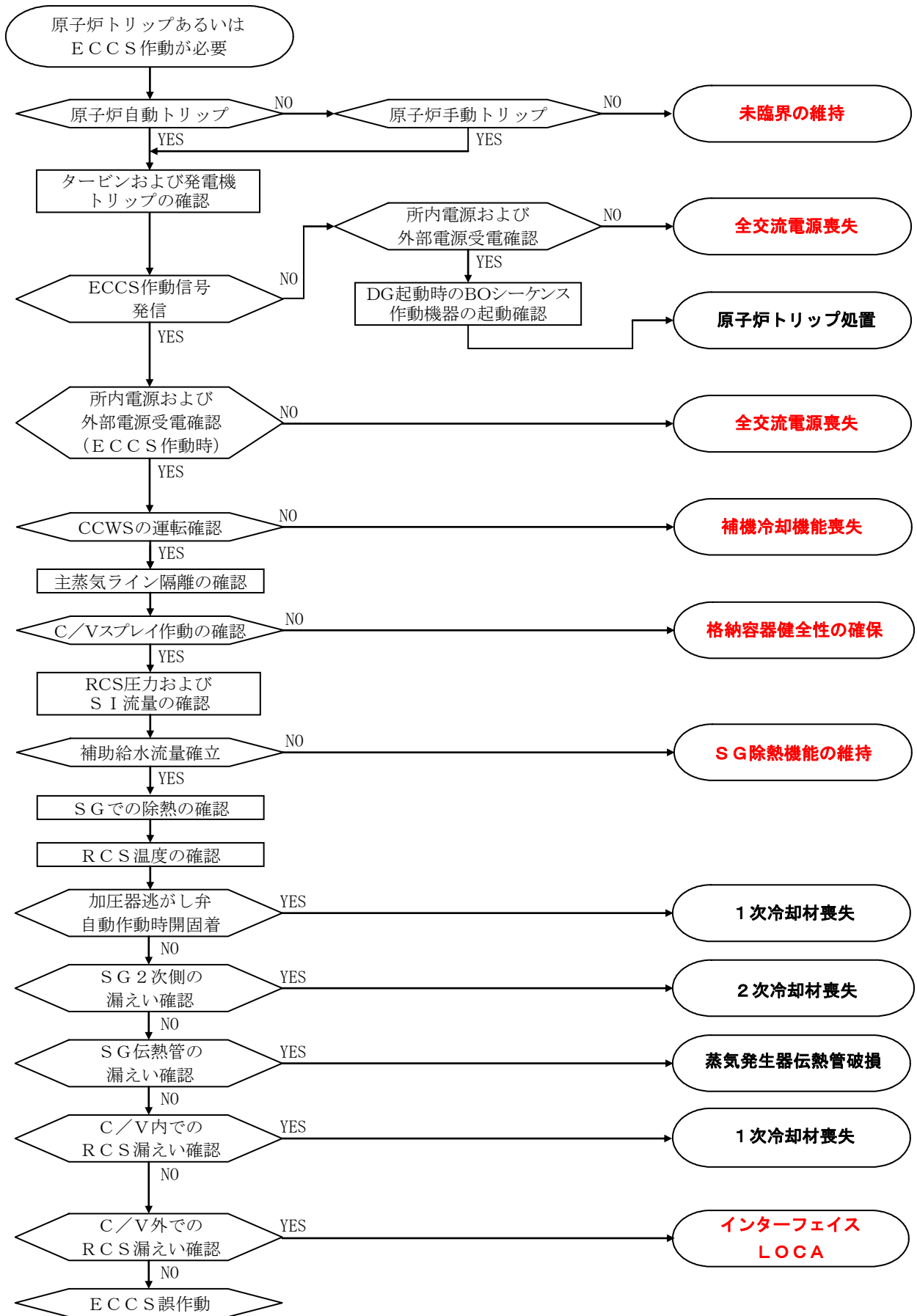
I-6-1



## 1-7. 運転員の事象判別プロセスについて

- 運転中の異常な過渡変化および事故が発生した場合、運転員は「止める」、「冷やす」、「閉じ込める」の原則に基づき対応する。  
まずは、運転要領緊急処置編（第1部）「事故直後の操作および事象の判別」にて、事故直後の操作と事象判別を行う。具体的には、「止める」機能確立のため、原子炉トリップを含むプラントトリップ確認を実施し、自動トリップしない場合には、手動によるトリップ操作を実施する。次に「冷やす」機能確立のため、安全注入（ECCS）作動信号の発信有無および外部電源の有無を確認した後、当該の信号が発信している場合には、安全系補機がシーケンス通りに自動作動し炉心にほう酸水が注入されるとともに、2次系による炉心冷却が維持されていることを確認する。また、「閉じ込める」機能確立のため、格納容器隔離弁により段階的に格納容器の隔離機能が確保されていることを確認する。
- これらの自動作動機器の動作状況および安全機能パラメータの確認を行う中で事象判別を実施し、事象毎に対応した手順に則り対応処置を実施することとなる。事象判別フローの概要は添付1のとおり。  
運転員は、添付2「事象判別のための確認事項および判断基準」に示す様々な確認事項を確認するとともに、事象判別の判断基準に従い適切な運転要領を選択する。  
これら事象毎に対応した手順は、運転要領「緊急処置編（第1部）」および「緊急処置編（第2部）事象ベース、安全機能ベース」にて構成されている。  
これらの体系移行は、「緊急処置編（第1部）」による対応操作を実施中に、必要な安全機能や安全機器の多重故障等により炉心冷却機能等に重大な問題が生じた場合に、各々の判断基準に従い、「緊急処置編（第2部）事象ベース」および「緊急処置編（第2部）安全機能ベース」へ移行し対応処置を行うこととなる。
- さらにあらかじめ定められた炉心損傷の判断基準に合致すれば、「緊急処置編（第3部）」に移行し、炉心損傷進展の防止および緩和、ならびに、格納容器の健全性維持、外部への放射性物質放出の防止および緩和のための操作を行う。
- 添付3に「事象発生後に使用する手順の選定フロー」を、添付4に「安全機能パラメータおよび運転要領適用条件」、「緊急処置編（第3部）適用条件」を示す。

運転員の事象判別フロー概要



## 事象判別のための確認事項および判断基準

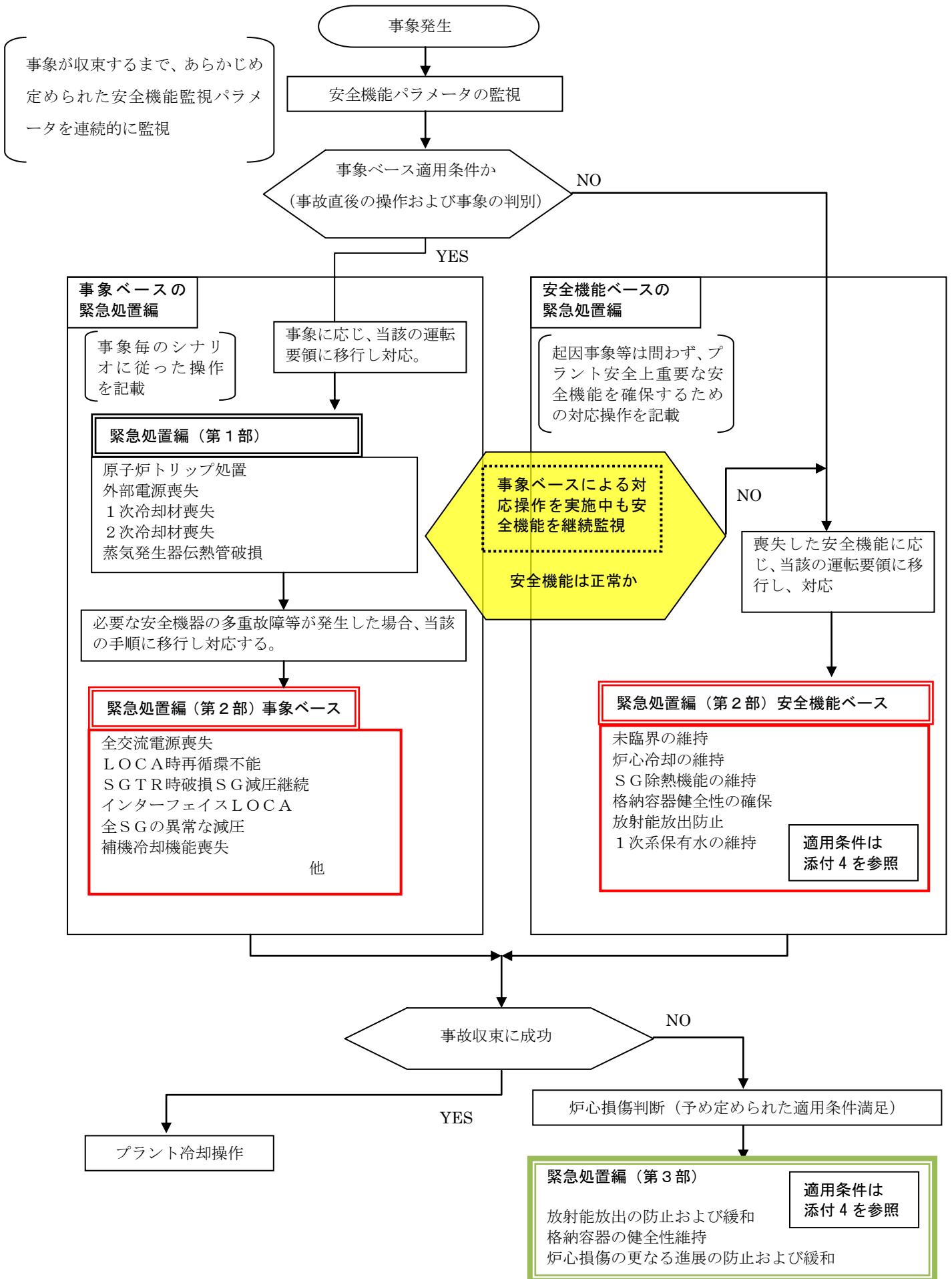
項目	確認事項	事象判別の判断基準	備考
原子炉トリップ	<ul style="list-style-type: none"> <li>●原子炉トリップ遮断器「開放」</li> <li>●制御棒「全挿入」</li> <li>●中性子束「減少中」</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>●トリップできない場合は、 緊急処置編（第2部）安全機能ベース「未臨界の維持」へ移行</li> </ul>	
タービントリップ	<ul style="list-style-type: none"> <li>●非常しゃ断油圧力「低」</li> <li>●主蒸気止め弁「全閉」</li> <li>●蒸気加減弁「全閉」</li> <li>●インターセプト弁「全閉」</li> <li>●再熱蒸気止め弁「全閉」</li> </ul>		
発電機トリップ	<ul style="list-style-type: none"> <li>●発電機負荷開閉器「切」</li> <li>●界磁遮断器「切」</li> </ul>		
所内電源および外部電源受電確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>●非常用高圧母線電圧「約6.6kV」</li> <li>●常用高圧母線電圧「約6.6kV」</li> <li>●275kV甲、乙母線電圧「約275kV」</li> <li>●泊幹線1号線、泊幹線2号線、後志幹線1号線、後志幹線2号線電圧「約275kV」</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>●全ての確認事項について満足した場合、 緊急処置編（第1部）「原子炉トリップ処置」へ移行</li> <li>●275kV甲、乙母線、ならびに、泊幹線および後志幹線が停電し、ディーゼル発電機から受電している場合は、「BOシーケンス作動」を確認した後、 緊急処置編（第1部）「原子炉トリップ処置」へ移行</li> <li>●275kV甲、乙母線、ならびに、泊幹線および後志幹線が停電し、非常用高圧母線の両母線が受電不能である場合、 緊急処置編（第2部）事象ベース「全交流電源喪失」へ移行</li> </ul>	
ECCS作動信号発信	<ul style="list-style-type: none"> <li>●ECCS作動ファーストアウト警報を確認</li> <li>●ECCS作動シーケンスによる機器の自動起動確認（※1）</li> <li>●RCP「停止」</li> <li>●主給水隔離</li> <li>●原子炉格納容器隔離A作動</li> </ul>		※1： 高圧注入系、低圧注入系、補助給水系、原子炉補機冷却系、原子炉補機冷却海水系、制御用空気系、換気空調系の機器の起動
所内電源および外部電源受電確認（ECCS作動時）	<ul style="list-style-type: none"> <li>●ディーゼル発電機自動起動</li> <li>●非常用高圧母線電圧「約6.6kV」</li> <li>●常用高圧母線電圧「約6.6kV」</li> <li>●275kV甲、乙母線電圧「約275kV」</li> <li>●泊幹線1号線、泊幹線2号線、後志幹線1号線、後志幹線2号線電圧「約275kV」</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>●275kV甲、乙母線、ならびに、泊幹線および後志幹線が停電し、非常用高圧母線の両母線が受電不能である場合、 緊急処置編（第2部）事象ベース「全交流電源喪失」へ移行</li> </ul>	
CCWSの運転確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>●原子炉補機冷却水ポンプ起動確認</li> <li>●原子炉補機冷却系のラインアップ正常の確認</li> <li>●原子炉補機冷却水サージタンク水位の確認</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>●原子炉補機冷却水サージタンク水位が維持できない場合、 緊急処置編（第2部）事象ベース「補機冷却機能喪失」へ移行</li> </ul>	
主蒸気ライン隔離	<ul style="list-style-type: none"> <li>●主蒸気隔離弁「閉」</li> </ul>		



項目	確認事項	事象判別の判断基準	備考
C/Vスプレイ作動	<ul style="list-style-type: none"> <li>●格納容器スプレイポンプ起動確認</li> <li>●格納容器スプレイ系ラインアップ正常</li> <li>●原子炉格納容器隔離B作動</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>●格納容器圧力がC/Vスプレイ作動圧力以上で、格納容器スプレイ系が不作動の場合、 緊急処置編（第2部）安全機能ベース「格納容器健全性の確保」へ移行</li> </ul>	
RCS圧力およびSI流量の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>●1次冷却材圧力の確認</li> <li>●高圧注入ポンプ出口圧力、流量の確認</li> </ul>		
補助給水流量の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>●補助給水ライン流量「<math>\geq 80\text{m}^3/\text{h}</math>」</li> <li>●蒸気発生器水位の確認</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>●補助給水ライン流量が「<math>&lt; 80\text{m}^3/\text{h}</math>」、かつ、全蒸気発生器狭域水位「<math>\leq</math>下端水位」の場合、 緊急処置編（第2部）安全機能ベース「SG除熱機能の維持」へ移行</li> </ul>	
SGでの除熱確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>●タービンバイパス弁による除熱確認 または</li> <li>●主蒸気逃がし弁による除熱確認</li> </ul>		
RCS温度の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>●1次冷却材温度確認</li> </ul>		
加圧器逃がし弁自動作動時開固着	<ul style="list-style-type: none"> <li>●加圧器逃がし弁、加圧器逃がし弁元弁の閉止に失敗</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>●加圧器逃がし弁、加圧器逃がし元弁の閉止に失敗した場合、 緊急処置編（第1部）「1次冷却材喪失」へ移行</li> <li>●緊急処置編（第1部）「1次冷却材喪失」に従い操作中、燃料取替用水ピット水位16.5%となり、再循環切替操作を実施したが、再循環運転に移行できない場合は、 緊急処置編（第2部）事象ベース「LOCA時再循環不能」に移行</li> </ul>	
SG2次側の漏えい確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>●いずれかの蒸気発生器の主蒸気ライン圧力「低下」</li> <li>●いずれかの蒸気発生器の主蒸気ライン流量「上昇」</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>●蒸気発生器2次側の漏えいと判断される場合、 緊急処置編（第1部）「2次冷却材喪失」へ移行</li> <li>●緊急処置編（第1部）「2次冷却材喪失」に従い操作中、健全蒸気発生器が確認できず、全蒸気発生器が減圧を示した場合、 緊急処置編（第2部）事象ベース「全SGの異常な減圧」に移行</li> </ul>	
SG伝熱管の漏えい確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>●復水器排気ガスモニタ指示値「上昇」</li> <li>●蒸気発生器ブローダウン水モニタ指示値「上昇」</li> <li>●高感度型主蒸気管モニタ指示値「上昇」</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>●SG伝熱管の漏えいと判断される場合、 緊急処置編（第1部）「蒸気発生器伝熱管破損」へ移行</li> <li>●緊急処置編（第1部）「蒸気発生器伝熱管破損」に従い操作中、破損側蒸気発生器の主蒸気ライン圧力が無負荷圧力（6.93MPa）より低下し、減圧が継続している場合、 緊急処置編（第2部）事象ベース「SGTR時破損SG減圧継続」に移行</li> <li>●緊急処置編（第1部）「蒸気発生器伝熱管破損」に従い操作中、漏えい停止のための1次冷却系減圧操作が不可能な場合、 緊急処置編（第2部）事象ベース「SGTR時破損減圧操作不能」に移行</li> </ul>	
C/V内でのRCSの漏えい確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>●格納容器じんあいモニタ指示値「上昇」</li> <li>●格納容器ガスモニタ指示値「上昇」</li> <li>●格納容器圧力「上昇」</li> <li>●格納容器再循環サンプル水位「上昇」</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>●格納容器内での1次冷却材の漏えいと判断される場合、 緊急処置編（第1部）「1次冷却材喪失」へ移行</li> <li>●緊急処置編（第1部）「1次冷却材喪失」に従い操作中、燃料取替用水ピット水位16.5%となり、再循環切替操作を実施したが、再循環運転に移行できない場合は、 緊急処置編（第2部）事象ベース「LOCA時再循環不能」に移行</li> </ul>	

項目	確認事項	事象判別の判断基準	備考
C/V外でのRCSの漏えい確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>●排気筒ガスモニタ指示値「上昇」</li> <li>●原子炉補助建屋、原子炉建屋での漏えい（※2）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>●格納容器外での1次冷却材の漏えいと判断される場合、 緊急処置編（第2部）事象ベース「インターフェイスLOCA」へ移行</li> </ul>	※2： 補助建屋サンプタンク水位、漏えい検知器等による確認
ECCS誤作動の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>●1次冷却材圧力 ●加圧器水位</li> <li>●格納容器じんあいモニタ、ガスモニタ</li> <li>●格納容器圧力 ●格納容器再循環サンプ水位</li> <li>●復水器排気ガスモニタ指示値</li> <li>●蒸気発生器ブローダウン水モニタ指示値</li> <li>●排気筒ガスモニタ指示値</li> <li>●主蒸気ライン圧力 ●主蒸気ライン流量</li> <li>●加圧器逃がしタンク水位・圧力・温度</li> </ul>	全ての確認事項が「正常」	

事象発生後に使用する手順の選定フロー



安全機能パラメータおよび運転要領適用条件

運転要領 緊急処置編（第2部） 安全機能ベース	安全機能パラメータおよび運転要領適用条件
未臨界の維持	原子炉出力「 $\geq 5\%$ 」 または 炉外核計測装置中間領域起動率「 $> 0$ 」
炉心冷却の維持	炉心出口温度「 $\geq 350^{\circ}\text{C}$ 」
SG除熱機能の維持	全蒸気発生器狭域水位「 $\leq$ 下端水位」 かつ 補助給水ライン流量「 $< 80\text{m}^3/\text{h}$ 」
格納容器健全性の確保	格納容器圧力「 $\geq 0.127\text{MPa}$ 」 かつ 格納容器スプレイ系不作動
放射能放出防止	格納容器高レンジエリアモニタ指示値「 $\geq 10^3\text{mSv/h}$ 」 かつ 格納容器スプレイ系不作動
1次系保有水の維持	ECCS作動中でなく かつ 加圧器水位「 $\leq 17\%$ 」

緊急処置編（第3部）適用条件

《適用条件》

炉心出口温度 $350^{\circ}\text{C}$ 以上 かつ 格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示値 $1 \times 10^5\text{mSv/h}$ 以上
---

## 1-8. 蓄電池の給電時間評価

### 1. 評価の概要

泊発電所3号機は、設置許可基準第57条の常設直流電源設備として、非常用蓄電池2組(A、B)および後備蓄電池1組を有している。

後備蓄電池については、重大事故に対処するための主な設備(代替CVスプレイポンプ、代替再循環設備等)をB系列に設置していることから、これらの補機操作に必要な操作機器および監視計器への直流電源を極力長期間確保するため、B系列に接続することとしている。

B系列については、全交流動力電源喪失(以下、SBOと言う。)後1時間で中央制御室に隣接する安全系計装盤室、8.5時間で中央制御室の1階下の安全補機開閉器室で不要な負荷切離しを行うこと、更には14.3時間後に後備蓄電池を接続することにより24時間以上の給電が可能である。

A系列については、B系列同様の不要負荷切り離しに加えて、1時間で安全系計装用インバータ2台中1台を中央制御室から遠隔操作にて切離しを行うことにより、24時間以上の給電が可能である。

### 2. 負荷切離しの考え方

表-1にA、B系列の直流コントロールセンタにおいて切離す対象の負荷およびその考え方を、表-2に直流コントロールセンタの下流の計装用インバータにおいて切離す対象の負荷およびその考え方を示す。

切離す直流負荷としては、主に以下を選定している。

- ・ SBO時に機能喪失する補機の操作に必要な制御機器等  
(非常用ディーゼル発電機、制御用空気圧縮機等の制御盤他)
- ・ SBOへの対応に機能が要求されない保護計装等  
(制御用地震計、電気式タービン保安装置、炉外核計測装置(NIS出力領域)他)
- ・ 他系列または他チャンネルにより代替可能な機能または機器  
(C-計装用インバータ(主に安全保護系Ⅲチャンネルの監視機能)、安全系FD P(保守用))

図-4に蓄電池の設置場所、図-5、6に不要負荷切離し場所を示す。

1時間での切離しは中央制御室または中央制御室に隣接する安全系計装盤室で、8.5時間での切離しは中央制御室の1階下の安全補機開閉器室で行う。

表-1、2に示す負荷切離しを実施した場合の蓄電池の給電時間を評価した結果を図-2、3に示す。

評価の結果、B系列は既設の非常用蓄電池で14.8時間、後備蓄電池を14.3時間で接続することにより約29.8時間、A系列はB系列同様の不要負荷に加えて計装用インバータ1台を切り離すことにより既設の非常用蓄電池で約26時間の給電が可能である。

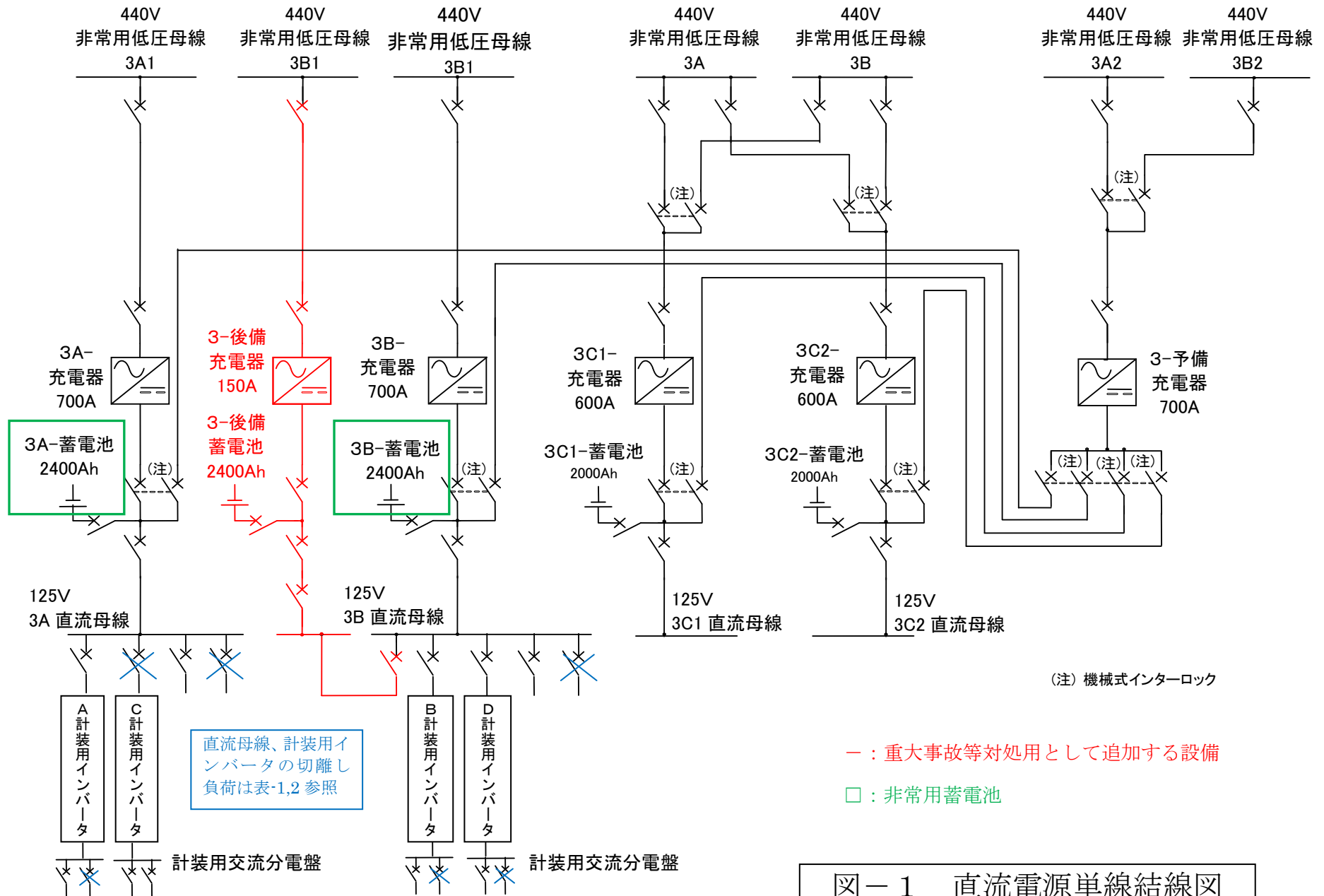


図-1 直流電源単線結線図

表-1 直流コントロールセンタ負荷積み上げ表

(1) A 直流コントロールセンタ (DCA)

負荷名称	負荷電流 (切離し前) (A)	負荷電流 (切離し後) (A)	DCAでの 負荷切離し	備考
3A-補助建屋直流分電盤	11.8	11.8	○	
3A-6.6kVメタクラ	1.6	1.6	○	
3-タービン動補助給水ポンプ起動盤トレンA	2.4	2.4	○	
3A-計装用インバータ	81.0	47.0	△	A計装用インバータの一部負荷を不要負荷として切離し実施 (切離し対象負荷は1-8-5頁「A計装用インバータの負荷切離し対象表」参照)
3C-計装用インバータ	66.0	0.0	×	C計装用インバータ本体を不要負荷として切離し実施
3A-ディーゼル発電機制御盤(発電機盤)	3.4	0.0	×	SBOではDG使用不能であるため不要
3A-ディーゼル発電機制御盤(励磁機盤)	0.1	0.0	×	SBOではDG使用不能であるため不要
3DCA共通電源	0.0	0.0	○	
3-補助給水ポンプ出口流量調節弁盤トレンA	6.9	6.9	○	
3A1-パワーコントロールセンタ	0.1	0.1	○	
3A2-パワーコントロールセンタ	0.3	0.3	○	
合計負荷電流(A)	173.6	70.1	-	

1-8-3

: 1時間で切離し
  : 8.5時間で切離し
  : 一部負荷を1時間または8.5時間で切離し  
 ○ : NFB「入」、× : NFB「切」、△ : 計装用インバータ負荷の一部を下流のNFBにて「切」

(2) B 直流コントロールセンタ (DCB)

負荷名称	負荷電流 (切離し前) (A)	負荷電流 (切離し後) (A)	DCBでの 負荷切離し	備考
3 B-補助建屋直流分電盤	23.7	23.7	○	
3 B-6.6kVメタクラ	1.6	1.6	○	
3-タービン動補助給水ポンプ起動盤トレンB	2.4	2.4	○	
3 B-計装用インバータ	75.0	43.0	△	B計装用インバータの一部負荷を不要負荷として切離し実施 (切離し対象負荷は1-8-7頁「B計装用インバータの負荷切離し対象表」参照)
3 D-計装用インバータ	79.0	47.0	△	D計装用インバータの一部負荷を不要負荷として切離し実施 (切離し対象負荷は1-8-8頁「D計装用インバータの負荷切離し対象表」参照)
3 B-ディーゼル発電機制御盤 (発電機盤)	3.4	0.0	×	SBOではDG使用不能であるため不要
3 B-ディーゼル発電機制御盤 (励磁機盤)	0.1	0.0	×	SBOではDG使用不能であるため不要
3 DCB共通電源	0.0	0.0	○	
3-補助給水ポンプ出口流量調節弁盤トレンB	3.5	3.5	○	
3 B1-パワーコントロールセンタ	0.1	0.1	○	
3 B2-パワーコントロールセンタ	0.2	0.2	○	
合計負荷電流 (A)	189.0	121.5	-	

F-8-1

: 8.5時間で切離し 
  : 一部負荷を1時間または8.5時間で切離し  
 ○ : NFB「入」、× : NFB「切」、△ : 計装用インバータ負荷の一部を下流のNFBにて「切」



表-2 計装用インバータの負荷切離し対象

(1) A計装用インバータ

必要負荷：○、不要負荷：×

負荷名称	入力負荷容量 (VA)	入力負荷容量 (切離し後) (VA)	要否	備考	
3A1計装用交流分電盤	制御用地震計（下部階）	18	0	×	原子炉トリップ信号発信設備であり、原子炉トリップ後は不要
	制御用地震計（上部階）	15	0	×	
	RCP母線計測盤	152	0	×	SBOではRCPは停止しているため不要
	原子炉安全保護盤NIS計装用	166	166	○	
	DG制御盤	125	0	×	SBOではDG使用不能であるため不要
	空調用冷凍機盤	49	0	×	SBOでは空調用冷凍機の動力電源を喪失しているため不要
	電気式タービン保安装置分電盤	32	0	×	タービントリップ後は不要
	直流コントロールセンター	8	8	○	
	6.6kVメタクラ（電圧計）	—	—	○	
	電圧計	—	—	○	
	AM設備計装用電源切換器盤	—	—	○	
3A2計装用交流分電盤	原子炉安全保護盤	2150	2150	○	
	原子炉安全保護盤NIS制御用	190	190	○	
	工学的安全施設作動盤	916	916	○	SBOでは作動機器電源がないため不要であるが、他の盤との連携のため必要
	安全系現場制御監視盤（Gr.1）	1435	1435	○	SBOではGr.1は補助給水流量制御に必要、Gr.2,3は動力電源を喪失しているため不要
	安全系現場制御監視盤（Gr.2）	1180	0	×	
	安全系現場制御監視盤（Gr.3）	1471	0	×	
	安全系マルチプレクサ	318	318	○	
	安全系FDP（3SFOA1）	337	337	○	
	安全系FDP（3SFOA2）	337	337	○	
	安全系FDP（3SFMA1,2）	568	0	×	定検作業等にて操作、監視に使用する保守用FDPであるため不要
	安全系FDP（3SFMA5,6）	566	0	×	
電圧計	—	—	○		
合計負荷容量（VA）	10033	5857	—		
計装用インバータ負荷電流換算（A）	81	47	—		

：1時間で当該盤にて切離し 8.5時間で計装用交流分電盤にて切離し

## (2) C計装用インバータ

必要負荷：○、不要負荷：×

負荷名称		入力負荷容量 (VA)	入力負荷容量 (切離し後) (VA)	要否	備考
3 C 1 計 装 用 交 流 分 電 盤	制御用地震計（下部階）	16	0	×	原子炉トリップ信号発信設備であり、原子炉トリップ後は不要
	制御用地震計（上部階）	12	0	×	
	RCP母線計測盤	152	0	×	SBOではRCPは停止しているため不要
	原子炉安全保護盤NIS計装用	107	0	×	出力領域のみ監視する盤であり、原子炉トリップ後は不要
	制御用空気圧縮機盤	51	0	×	SBOでは制御用空気圧縮機の動力電源を喪失しているため不要
	空調用冷凍機盤	45	0	×	SBOでは空調用冷凍機の動力電源を喪失しているため不要
	直流漏電検出器盤	139	0	×	設備保護はNFBで行う、地絡は地絡リレーにて検知可能であるため不要。
	電圧計	—	—	×	分電盤を切離すため不要
3 C 2 計 装 用 交 流 分 電 盤	原子炉安全保護盤	2092	0	×	BトレンにてB、D計装用インバータにより2ch監視可としたことから、Aトレンの1chは不要とした
	原子炉安全保護盤NIS制御用	63	0	×	出力領域のみ監視する盤であり、原子炉トリップ後は不要
	原子炉安全保護盤RMS信号処理用	218	0	×	高レンジエリアモニタはBトレンで監視可能であるため不要
	工学的安全施設作動盤	716	0	×	SBOでは作動機器電源がないため不要
	安全系現場制御監視盤（Gr. 1）	838	0	×	A計装用インバータより給電されるため不要
	安全系現場制御監視盤（Gr. 2）	987	0	×	SBOでは対象補機の動力電源を喪失しているため不要
	安全系現場制御監視盤（Gr. 3）	1340	0	×	
	安全系マルチプレクサ	241	0	×	A計装用インバータより給電されるため不要
	安全系FDP（3SFOA3）	326	0	×	A計装用インバータより給電される安全系FDPが使用できるため不要
	安全系FDP（3SFMA3, 4）	569	0	×	定検作業等にて操作、監視に使用する保守用FDPであるため不要
	安全系FDP（3SFMA7）	338	0	×	
電圧計	—	—	×	分電盤を切離すため不要	
合計負荷容量（VA）		8250	0	—	
計装用インバータ負荷電流換算（A）		66	0	—	

1-8-6

	：1時間でC計装用インバータ本体を切離し
--	----------------------

## (3) B計装用インバータ

必要負荷：○、不要負荷：×

負荷名称		入力負荷容量 (VA)	入力負荷容量 (切離し後) (VA)	要否	備考
3 B 1 計 装 用 交 流 分 電 盤	制御用地震計（下部階）	16	0	×	原子炉トリップ信号発信設備であり、原子炉トリップ後は不要
	制御用地震計（上部階）	14	0	×	
	RCP母線計測盤	153	0	×	SBOではRCPは停止しているため不要
	原子炉安全保護盤N I S計装用	153	153	○	
	DG制御盤	128	0	×	SBOではDG使用不能の想定であるため不要
	空調用冷凍機盤	56	0	×	SBOでは空調用冷凍機の動力電源を喪失しているため不要
	電気式タービン保安装置分電盤	33	0	×	タービントリップ後は不要
	直流コントロールセンター	8	8	○	
	6.6kVメタクラ（電圧計）	—	—	○	
	電圧計	—	—	○	
AM設備計装用電源切換器盤	471	471	○		
3 B 2 計 装 用 交 流 分 電 盤	原子炉安全保護盤	2156	2156	○	
	原子炉安全保護盤N I S制御用	165	165	○	
	工学的安全施設作動盤	605	605	○	SBOでは作動機器電源がないため不要であるが、他の盤との連携のため必要
	安全系現場制御監視盤（Gr. 1）	855	855	○	SBOではGr. 1は補助給水流量制御に必要、Gr. 2, 3は動力電源を喪失しているため不要
	安全系現場制御監視盤（Gr. 2）	1118	0	×	
	安全系現場制御監視盤（Gr. 3）	1231	0	×	
	安全系マルチプレクサ	267	267	○	
	安全系FDP（3SFOB1）	343	343	○	
	安全系FDP（3SFOB2）	346	346	○	
	安全系FDP（3SFMB1, 2）	572	0	×	定検作業等にて操作、監視に使用する保守用FDPであるため不要
	安全系FDP（3SFMB5, 6）	566	0	×	
電圧計	—	—	○		
合計負荷容量（VA）	9256	5369	—		
計装用インバータ負荷電流換算（A）	75	43	—		

1-8-7

     : 1時間で当該盤にて切離し
      : 8.5時間で計装用交流分電盤にて切離し

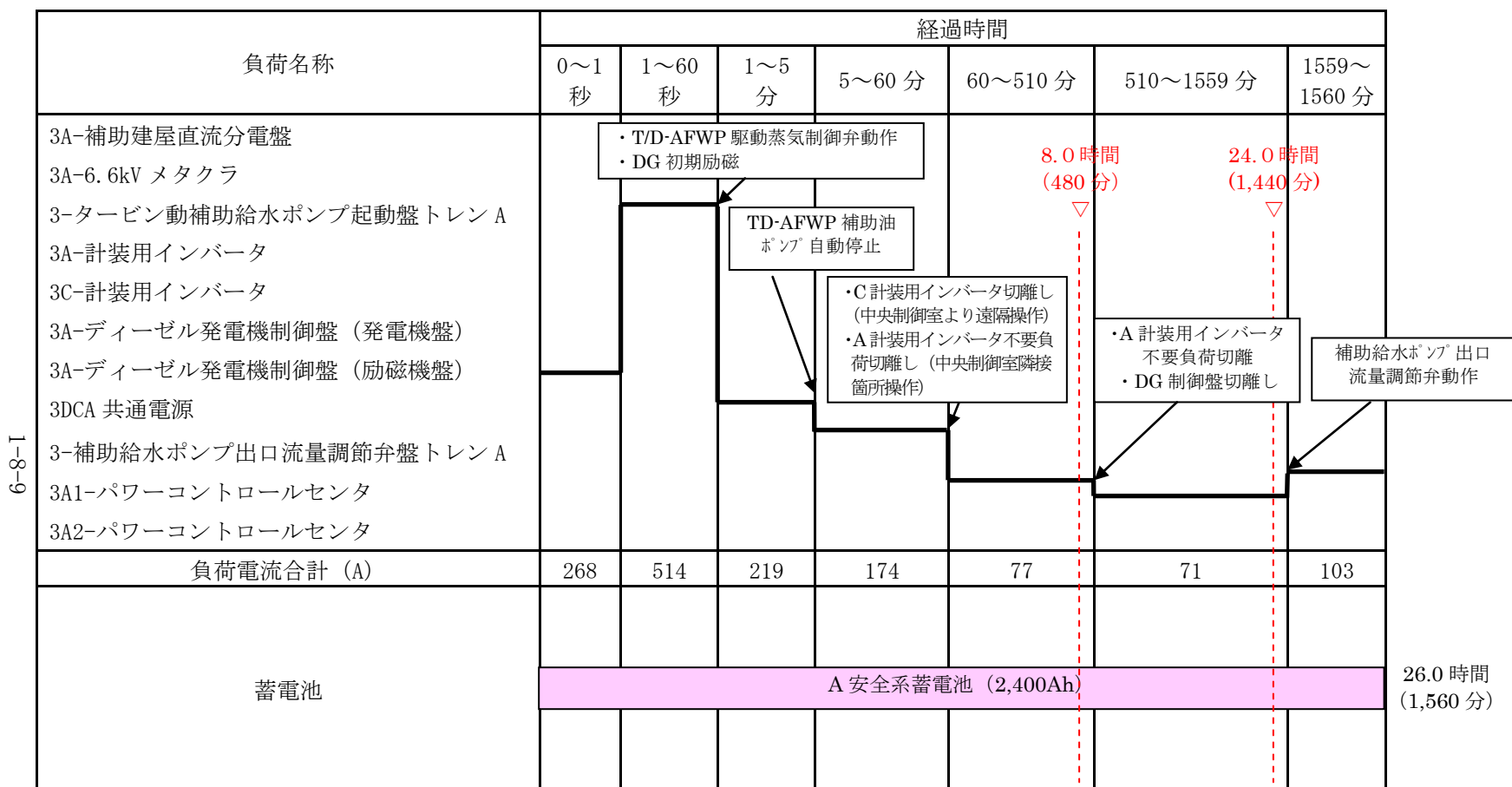
## (4) D計装用インバータ

必要負荷：○、不要負荷：×

負荷名称	入力負荷容量 (VA)	入力負荷容量 (切離し後) (VA)	要否	備考	
3 D 1 計 装 用 交 流 分 電 盤	制御用地震計（下部階）	16	0	×	原子炉トリップ信号発信設備であり、原子炉トリップ後は不要
	制御用地震計（上部階）	15	0	×	
	原子炉安全保護盤N I S計装用	112	0	×	出力領域のみ監視する盤であり、原子炉トリップ後は不要
	制御用空気圧縮機盤	18	0	×	SBOでは制御用空気圧縮機の動力電源を喪失しているため不要
	空調用冷凍機盤	56	0	×	SBOでは空調用冷凍機の動力電源を喪失しているため不要
	直流漏電検出器盤	136	0	×	設備保護はNFBで行う、地絡は地絡リレーにて検知可能であるため不要。
	電圧計	—	—	○	
	CMF対策盤	502	502	○	
3 D 2 計 装 用 交 流 分 電 盤	原子炉安全保護盤	2145	2145	○	
	原子炉安全保護盤N I S制御用	63	0	×	出力領域のみ監視する盤であり、原子炉トリップ後は不要
	原子炉安全保護盤RMS信号処理用	227	227	○	
	工学的安全施設作動盤	806	806	○	SBOでは作動機器電源がないため不要であるが、他の盤との連携のため必要
	安全系現場制御監視盤（G r . 1）	990	990	○	SBOではGr. 1は補助給水流量制御に必要、Gr. 2, 3は動力電源を喪失しているため不要
	安全系現場制御監視盤（G r . 2）	1134	0	×	
	安全系現場制御監視盤（G r . 3）	1556	0	×	
	安全系マルチプレクサ	307	307	○	
	安全系FDP（3 S F O B 3）	345	345	○	
	安全系FDP（3 S F M B 3, 4）	567	0	×	定検作業等にて操作、監視に使用する保守用FDPであるため不要
	安全系FDP（3 S F M B 7）	341	0	×	
	電圧計	—	—	○	
緊急時対策所用ゲートウェイ盤用切換器分電盤	495	495	○		
合計負荷容量（VA）	9831	5817	—		
計装用インバータ負荷電流換算（A）	79	47	—		

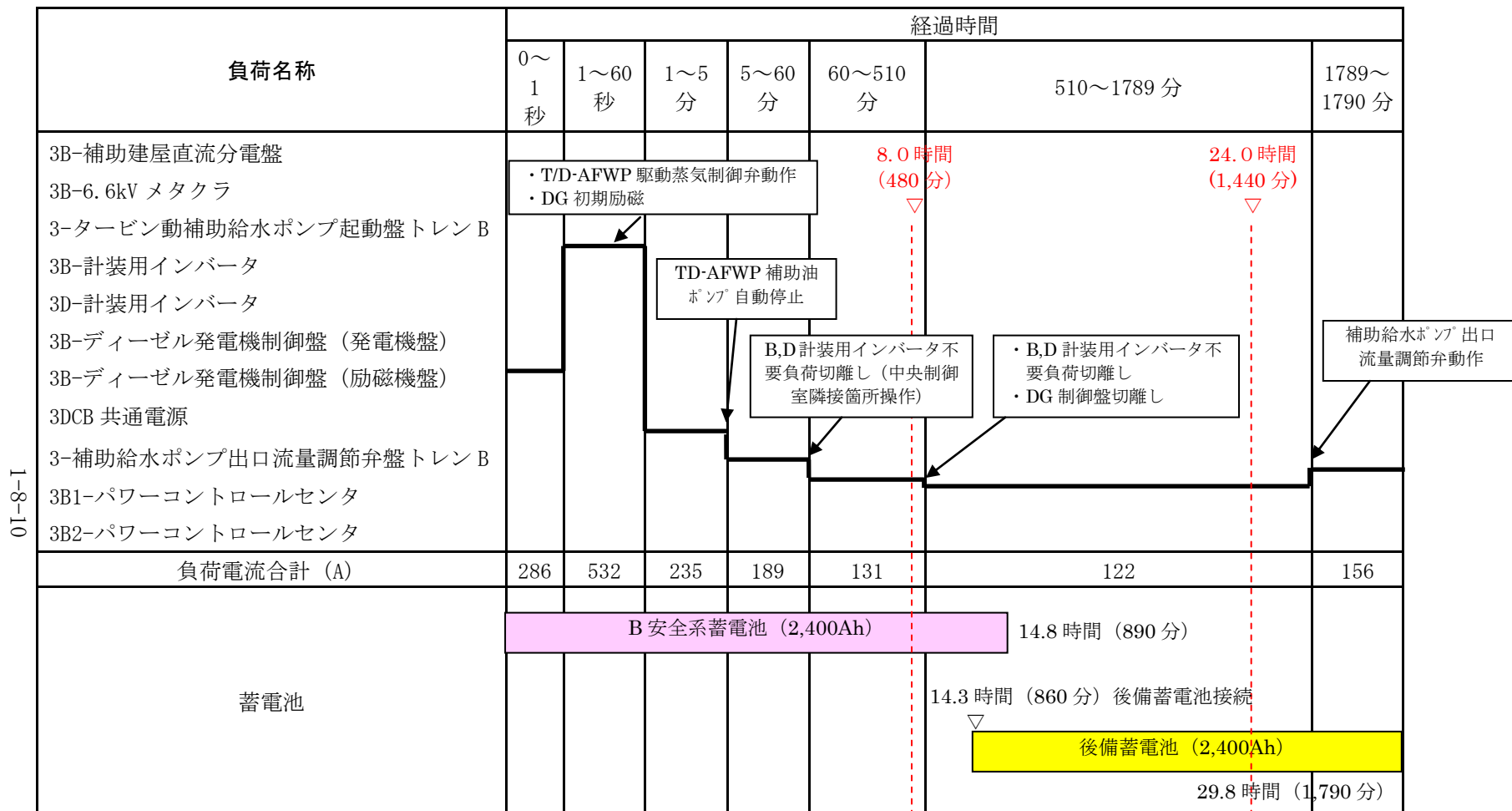
 ：1時間で当該盤にて切離し
  ：8.5時間で計装用交流分電盤にて切離し

図-2 泊3号機 所内常設蓄電式直流電源による直流電源給電パターン (A 直流 C/C 給電)



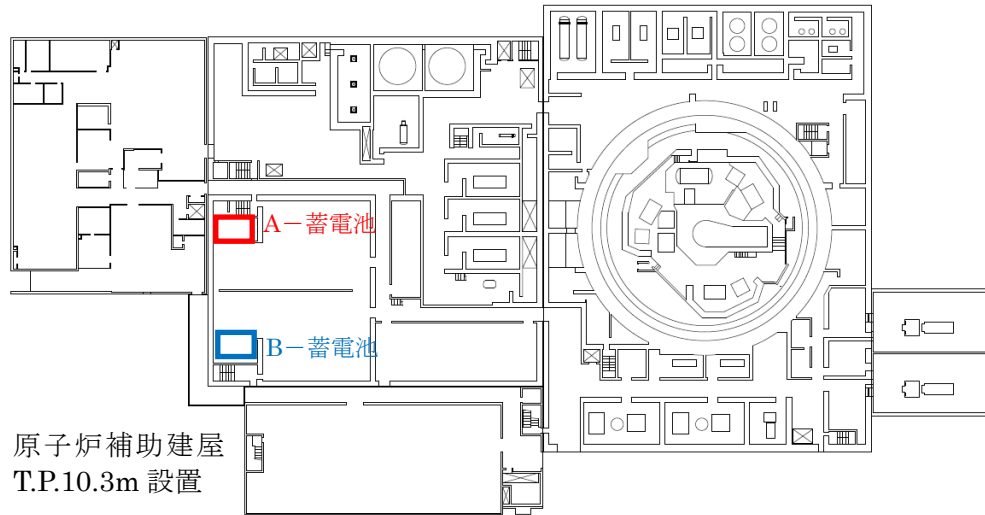
1-8-9

図-3 泊3号機 所内常設蓄電式直流電源による直流電源給電パターン (B 直流 C/C 給電)

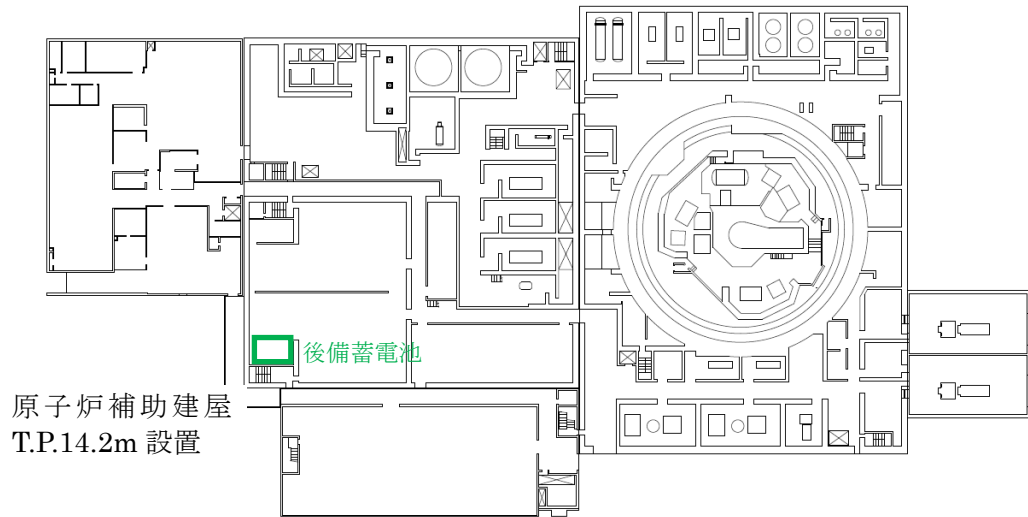


1-8-10

図-4 蓄電池配置図



蓄電池写真



1-8-11

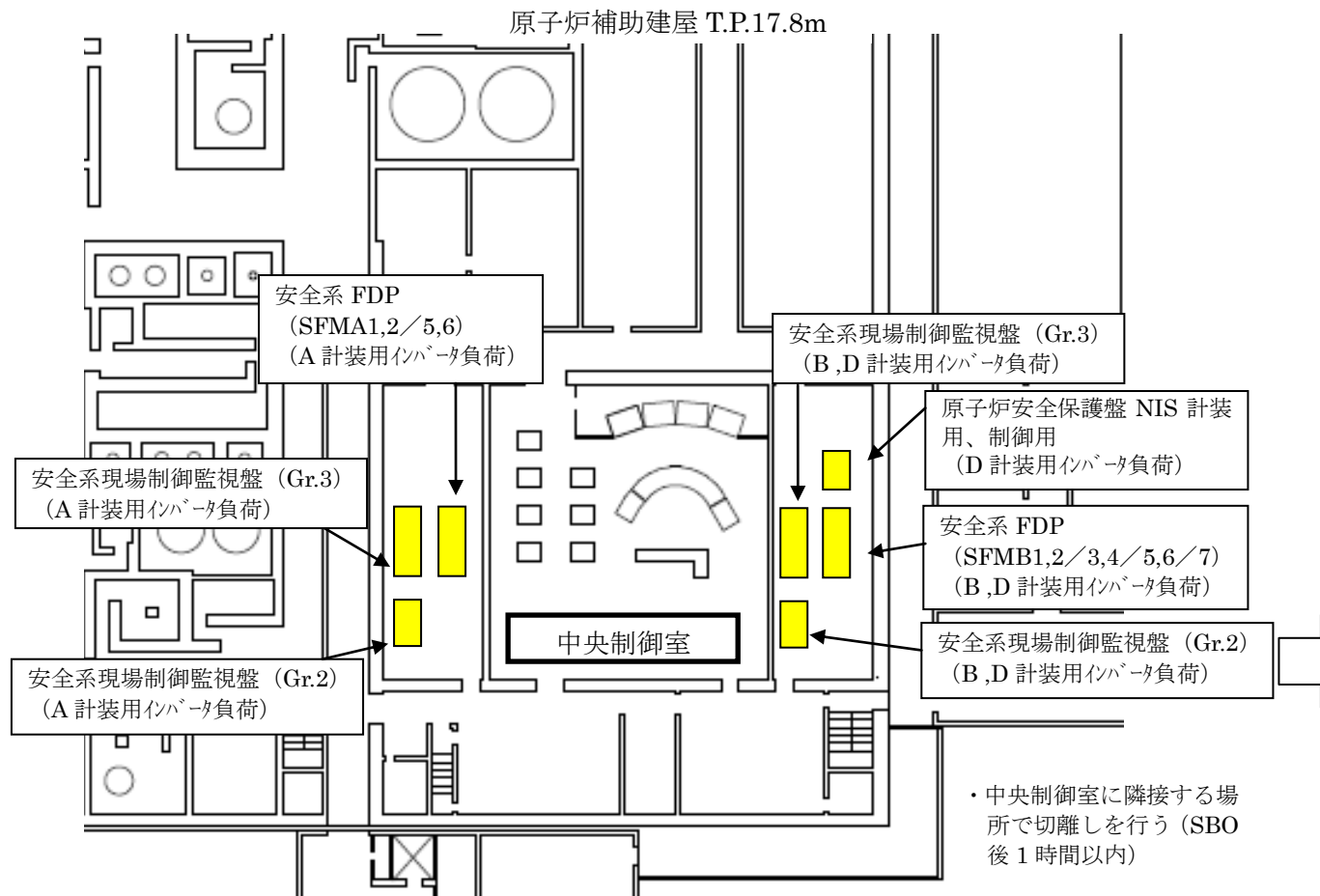
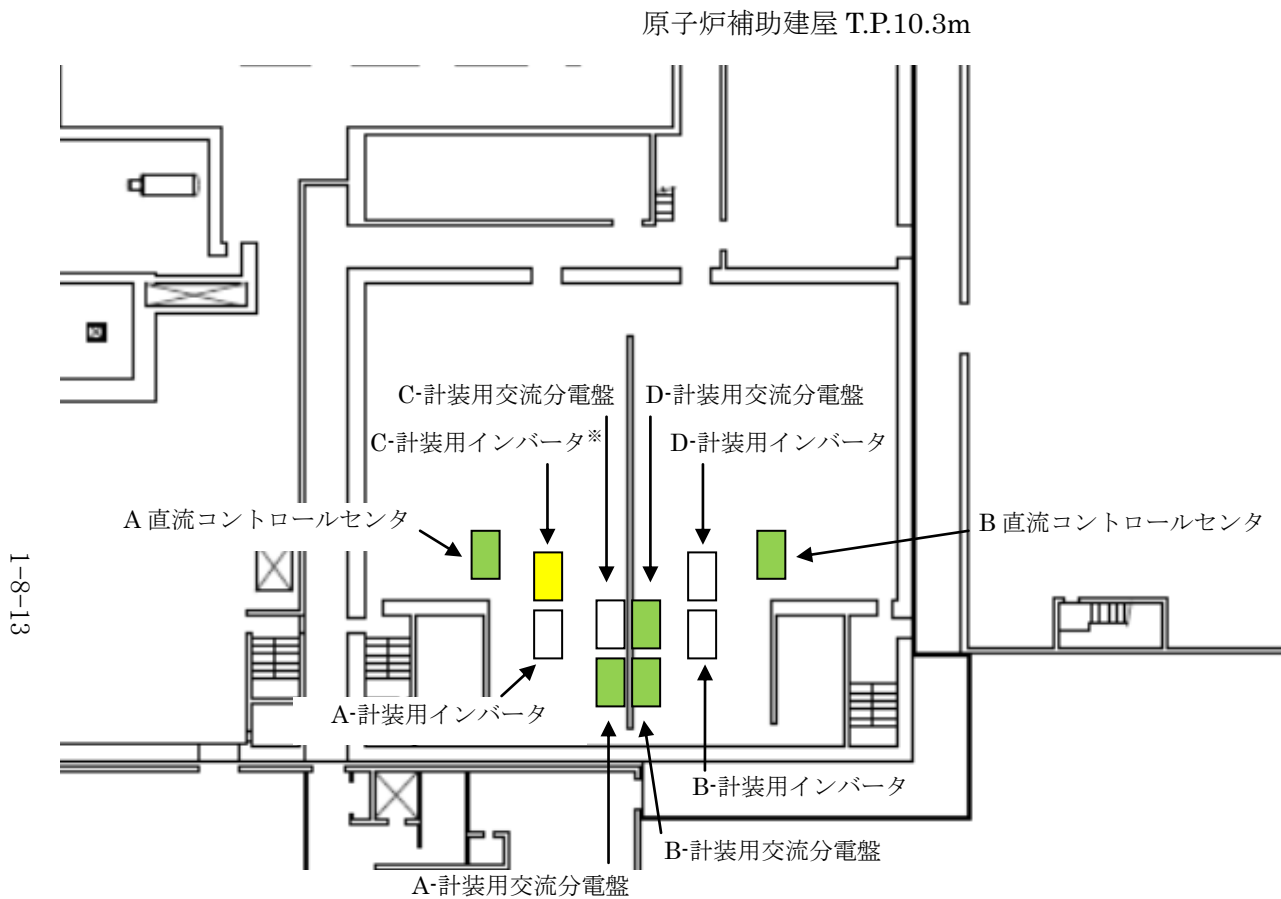


図-5 負荷切離し場所 (原子炉補助建屋 T.P.17.8m)







※：C-計装用インバータを中央制御室から遠隔操作により切離しを行う（SBO 後 1 時間以内）

・SBO 後 8 時間以降に切離す負荷は、中央制御室より 1 階下の原子炉補助建屋 T.P.10.3m 計装用交流分電盤および直流コントロールセンタの NFB を「切」とする。

B 直流コントロールセンタ



B-計装用交流分電盤



図-6 負荷切離し場所（原子炉補助建屋 T.P.10.3m）

## 1-9. 蒸気発生器2次側への海水注入時の塩析出の防止対策について

全交流動力電源喪失時において、補助給水ピットの水が枯渇後、直ちに蒸気発生器（以下、SG）の2次側に海水を給水する条件で評価した場合でも、SG2次側に海水の塩分が析出するまでは数日の余裕がある。また、SG2次側の塩分濃度の高い水をSGブローダウン系統から一定量放出することにより、塩分濃度の上昇を抑制し、塩分の析出を防止することにより、流路閉塞、伝熱阻害を発生させることなく冷却を継続することができることを確認している。

### 1. 塩析出までの期間の評価

#### (1) 冷却に必要な海水の量

全交流動力電源喪失時において、補助給水ピットの水が枯渇後、直ちに海水を供給する場合、必要な海水量は図1-1のとおりとなる。

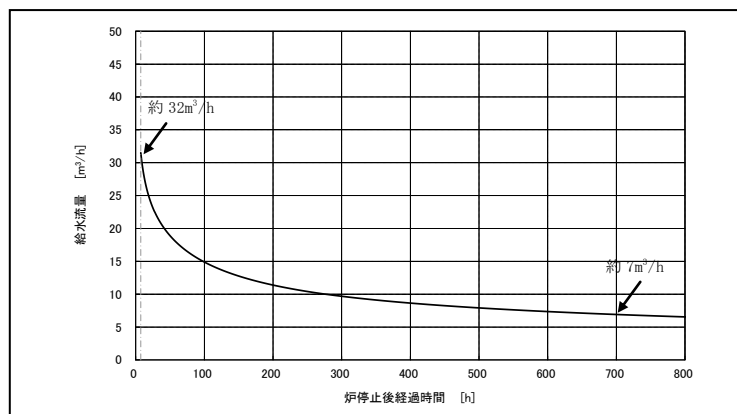


図1-1 SGへの給水流量（SG3基の合計）

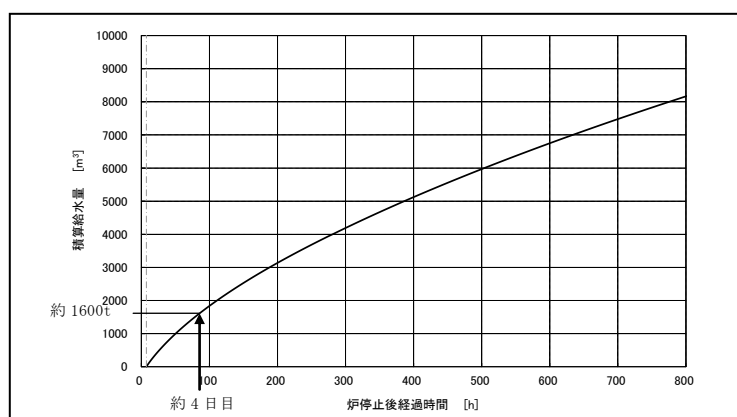


図1-2 SGへの積算水量（SG3基の合計）

## (2) 海水中の塩分濃度と塩分の溶解度

海水中の塩分は一般的に3%程度である。また、塩分の主成分は、塩化ナトリウム、塩化マグネシウム、硫酸マグネシウムであり、これらの合計で海水中の塩分の9割以上を占める。

理科年表を参照し、それぞれの成分の溶解度を表1にまとめる。本溶解度の定義は100gの飽和溶液中に溶存する各物質の量をグラム数で表したものである。

成分	0℃	20℃	40℃	60℃	80℃	100℃
塩化ナトリウム	26.28	26.38	26.65	27.05	27.54	28.2
塩化マグネシウム	34.6	35.3	36.5	37.9	39.8	42.3
硫酸マグネシウム	18.0	25.2	30.8	35.3	35.8	33.5

表1 海水中の主要な塩分の溶解度

さらに、表1をグラフ化したものが図2である。塩化ナトリウムは海水成分の75%強を占め、溶媒温度が高い領域での溶解度が上記3物質の中で最も小さい。このことから、海水成分の溶解度を塩化ナトリウムで代表させ、塩化ナトリウムの実際の溶解度に対し保守的な溶解度として、25gを本評価での海水成分の溶解度として設定する。

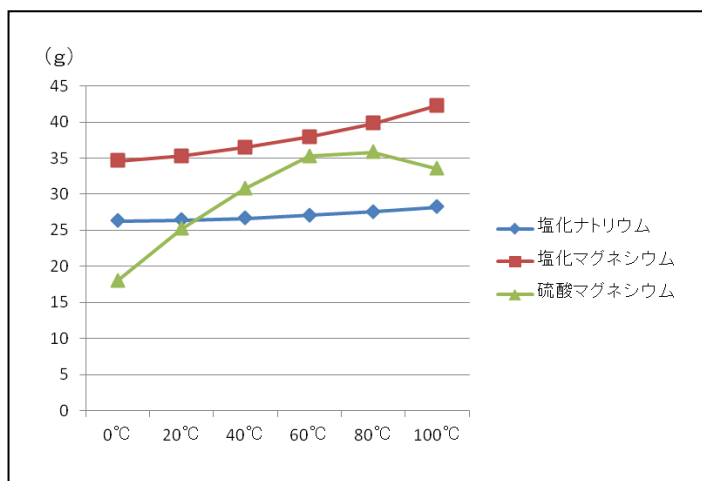


図2 海水中の主要な塩分の溶解度

## (3) SG 2次側の保有水量と塩分の溶解可能量

SG 2次側の保有水量は約67t/SGである。(2)項で見積もった塩分の溶解度とSG 2次側の保有水量から、SG 3基の保有水中に溶解可能な塩分量は、約50tとなる。

#### (4) SG 2次側に塩分が析出する時期

海水の塩分濃度3%とした場合、SG 3基へ持込む塩分量が約50tとなる海水給水量は約1600tであり、SGへの積算海水給水量がこの値を超える時期は図1-2より約4日目となる。従って、この時期までの間は2次側に著しい塩分の析出は生じないと考えられる。

## 2. SGブローダウンシステムを利用した塩分濃度上昇の抑制効果

SG 2次側に塩分が析出する時期、すなわち全交流動力電源喪失後約4日目のプラント状態は、RCS温度が約170℃、RCS圧力が約0.7MPaに維持され、安定的に冷却されている時期と考えられる。この時は、蒸気の飽和圧力から、SG 2次側の圧力も0.7MPa程度となる。このようなプラント状態でSGブローダウンシステムを使用し、塩分濃度が上昇したSG 2次側保有水を放出した場合の抑制効果を評価する。

### (1) 評価の諸元

前項の評価より、

- 海水中の塩分：約3%
- SG 2次側保有水量：約67t / SG
- SG 2次側保有水の塩分濃度：約25% (図2の溶解度25gに相当)
- SG 2次側保有水の塩分量：約16.7t / SG
- 全交流電源喪失後4日目に必要な冷却水流量：6t / h / SG  
(図1-1より)
- 継続的に必要な冷却水流量：2.4t / h / SG  
(図1-1より安全側に設定)

泊発電所の運転実績から、

- 抽出可能なSGブローダウン流量：約16t / h / SG

### (2) 塩分濃度の抑制効果

SGに継続的に注入すべき海水量は、SGブローダウン流量と必要な冷却水量から、約22t / h / SGとなる。海水中の塩分濃度から、これによる塩分持込量は、約0.7t / h / SGである。

一方、SG 2次側からの塩分排出量は、SGブローダウン流量とSG 2次側保有水の塩分濃度から、約4.0t / h / SGとなる。

塩分持込み量が塩分排出量を下回ることから、時間経過につれてSG 2次側保有水の塩分濃度が減少すると評価できる。

なお、継続的に必要な冷却水流量を、図1-1より安全側に2.4t / h

／SGにおいて、塩分持込量と塩分排出量が等しくなるようなSG 2次側保有水の塩分濃度を求めると約3.5%である。従って、このような運転を継続することにより、いずれ海水の塩分濃度と同程度になるまで塩分濃度の上昇は改善されると考えられる。

以上

## 1-10. 代替屋外給水タンクの使用について

津波襲来直後など、T.P.10mでの作業が困難な場合、蒸気発生器給水による炉心冷却をするため、T.P.31mに代替屋外給水タンクを設置した。

本タンク使用により、一定期間、津波襲来などの影響の受けない高所での炉心冷却作業が可能である。

全交流動力電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失（RCPシールLOCAなし）の事故シーケンスにおいて、代替屋外給水タンクの使用が可能である。（図1参照）

図2に代替屋外給水タンクの配置図を示す。

### 《代替屋外給水タンク仕様》

- ・基数 5（次項の評価においては、この内2基を3号機で使用することを仮定した）
- ・有効容量 70m<sup>3</sup>/基（淡水）（総容量 350m<sup>3</sup>）

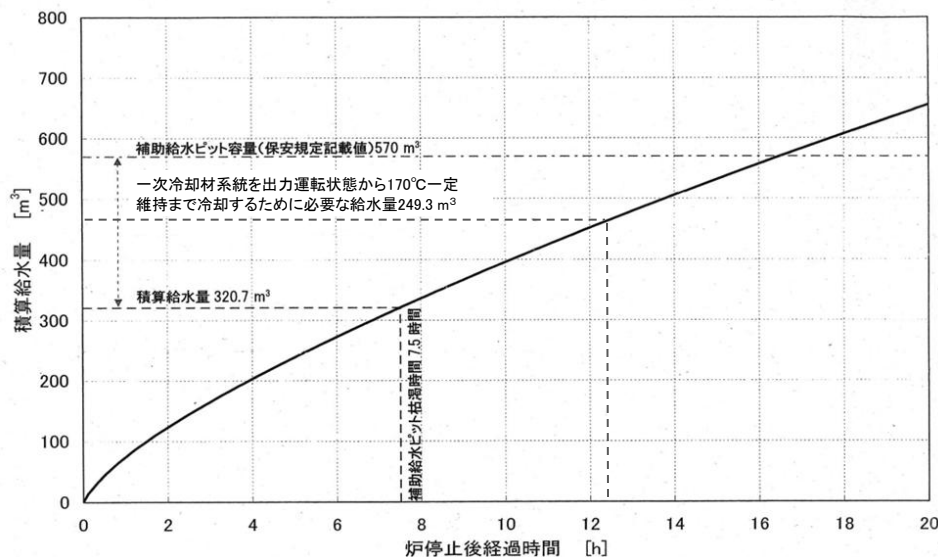


図 炉停止後の経過時間と崩壊熱除去に必要な補助給水量との関係

$$320.7\text{m}^3 + 140\text{m}^3 = 460.7\text{m}^3$$

〔補助給水ピット 積算給水量〕    〔代替屋外給水 タンク容量〕

代替屋外給水タンクの使用により、  
淡水の枯渇時間が事象発生12.5時間  
後となる



(全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失(RCPシールLOCAなし)(代替屋外給水タンク))

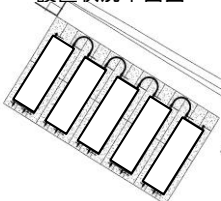
代替屋外給水タンクは十分な耐震性を有するとともに、T.P.31mは耐震性も高く、津波などの影響も受けにくい。

予備の可搬型大型送水ポンプ車他保管場所  
T.P.+51.0m以上

代替屋外給水タンク  
設置場所 T.P.+31.0m



代替屋外給水タンク  
設置状況平面図



可搬型大型送水ポンプ車他保管場所  
T.P.+31.0m以上

使用済燃料ピット  
T.P.+33.1m

代替非常用発電機、  
タンクローリー(18kℓ)  
T.P.+31.0m

屋内用ホース他  
保管場所  
T.P.+31.0m

補助給水ピット  
T.P.+24.8m

海水取水箇所  
T.P.+10.0m

ルート1

ルート2

- 蒸気発生器への給水確保、使用済燃料ピットへの給水確保【ホース敷設箇所】
  - - - 代替屋外給水タンクからのホース敷設ルート
  - 蒸気発生器への給水確保【常設配管】
  - 可搬型大型送水ポンプ車
  - ▨ ホース延長・回収車(屋外用ホース搭載済)
  - タンクローリー
  - 代替屋外給水タンク
  - ..... ルート1およびルート2は可搬型大型送水ポンプ車の移動経路を表す
- ※ホース敷設箇所は代表ケースを記載

図2 代替屋外給水タンク配置図

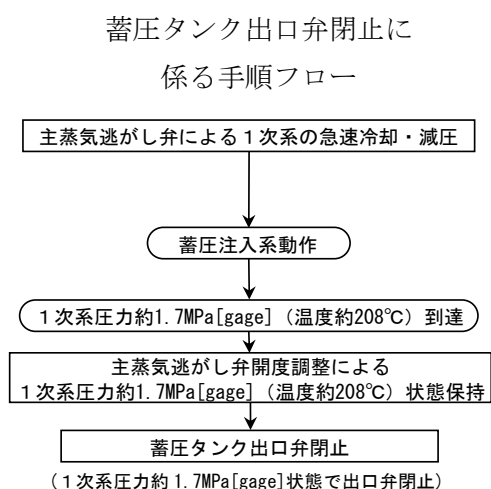
1-10-3



## 1-11. 全交流電源喪失時の蓄圧タンク出口弁閉止に関する窒素混入の影響について

### 1. 蓄圧タンク出口弁閉止に対する余裕について

全交流動力電源喪失の事故シナリオにおいては、以下のフローに基づく手順としており、そのうち蓄圧タンク出口弁閉止の操作については、以下の事項から蓄圧タンクからの窒素が流入する前に確実に出口弁を閉止できる運用としている。



- ・窒素が流入しだす圧力を保守的な評価(等温変化を仮定)により高めの1.2MPa[gage]と求め、さらに不確かさを考慮し、0.5MPaを余裕として加えた1.7MPa[gage]で蓄圧タンク出口弁を閉止(隔離)する。
- ・運転員は、運転手順に基づき操作を実施することから、操作の注意事項として圧力の挙動に十分注意して冷却操作を行う。
- ・蓄圧注入系作動以後の1次系圧力の低下は、蓄圧タンクからの流入水により比較的緩慢に推移する。

### 2. 窒素混入の影響について

1項にて述べたように、1次系圧力1.7MPa[gage]状態にて蓄圧タンク出口弁の閉止操作を実施するが、評価における圧力推移の結果から窒素混入となる圧力(約1.2MPa[gage])まで到達する可能性は非常に小さい。

過去の試験<sup>1</sup>においては、蒸気発生器のU字管曲げ部の体積を上回る窒素ガスを注入した場合でも自然循環が維持されていることが確認されており、本試験の結果から、泊3号機において蒸気発生器伝熱管U字管曲げ部の体積(約6.3m<sup>3</sup>)に相当する窒素が混入される状況となっても、自然循環による冷却は維持されるものと推測される。

蓄圧タンク出口弁の閉止操作前の状況における1次系圧力の低下は非常に緩慢なことから、本体積に相当する窒素が混入する圧力の低下(約0.06MPa程度)までには、十分な時間余裕がある。

<sup>1</sup>非凝縮性ガス存在下での蒸気発生器伝熱管内自然循環熱特性, 内海ら(三菱重工)、日本混相流学会年会講演会論文集(2004年08月)

## 2-1. 有効性評価の条件設定の考え方

### 【ミッドループ運転中の崩壊熱除去機能喪失+全交流電源喪失】

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	M-RELAP5	—
原子炉停止後の時間	55 時間	定期検査工程上、原子炉停止からミッドループ運転開始までの時間として考えられる最短時間に余裕を見込んだ設定
1 次冷却材圧力（初期）	大気圧（0 MPa[gage]）	ミッドループ運転時は 1 次冷却材系統を大気開放状態としていることから設定
1 次冷却材高温側温度（初期）	93℃	ミッドループ運転時の運転モード（モード 5）の上限値として設定
1 次冷却材の水位	原子炉容器出入口 ノズルセンター+80mm	プラント系統構成上の制約から定めているミッドループ運転時の水位に余裕を見込んだ水位として設定
炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2	「55Gウラン燃料+1/4MOX燃料炉心」における燃焼度に基づく設定（FPおよびアクチニド量が多く崩壊熱が大きくなるサイクル末期時点を仮定）。使用する崩壊熱は、原子炉停止後 55 時間時点を初期値として設定
代替格納容器スプレイポンプ作動	事象発生から約 50 分後	運転員操作余裕時間として設定
代替格納容器スプレイポンプの原子炉への注入流量	30m <sup>3</sup> /h	原子炉停止後 55 時間を事象開始として、代替格納容器スプレイポンプの起動時間約 50 分時点における崩壊熱による蒸発量 29.7m <sup>3</sup> /h を上回る値として設定
1 次系開口部	加圧器安全弁 3 個取り外し 加圧器ベント弁 2 個開放	ミッドループ運転時における蒸気放出経路として設定

2-1. 有効性評価の条件設定の考え方

【ミッドループ運転中の原子炉冷却材流出】

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	M-RELAP5	—
原子炉停止後の時間	55 時間	定期検査工程上、原子炉停止からミッドループ運転開始までの時間として考えられる最短時間に余裕を見込んだ時間として設定
1 次冷却材圧力（初期）	大気圧（0 MPa[gage]）	ミッドループ運転時は 1 次冷却材系統を大気開放状態としていることから設定
1 次冷却材高温側温度（初期）	93℃（保安規定モード 5）	ミッドループ運転時の運転モード（モード 5）の上限値として設定
1 次冷却材水位	原子炉容器出入口 ノズルセンター+80mm	プラント系統構成上の制約から定めているミッドループ運転時の水位に余裕を見込んだ水位として設定
炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2	「55Gウラン燃料+1/4MOX燃料炉心」における燃焼度に基づく設定（FPおよびアクチニド量が多く崩壊熱が大きくなるサイクル末期時点を仮定）。使用する崩壊熱は、原子炉停止後 55 時間時点を初期値として設定
流出の想定	380m <sup>3</sup> /h （余熱除去ポンプ停止まで 流量一定で流出）	ミッドループ運転時の余熱除去ポンプ出口流量の管理上限値として設定（ミッドループ運転中の 1 次冷却材系統に接続されている系統として、余熱除去系および化学体積制御系があるが、1 次冷却材の流出量を多くする観点から、余熱除去系統からの流出を想定）
	燃料取替用水ピット戻り配管 の口径である 8 インチ口径相 当（余熱除去ポンプ停止後）	誤開した弁の復旧を見込まず、余熱除去ポンプ停止後も流出が継続するものとして設定
余熱除去ポンプ機能喪失	1 次冷却材水位が 1 次冷却材 配管の下端に到達した時点	配管の下端に到達すると余熱除去ポンプが機能喪失すると仮定
充てんポンプ作動	余熱除去ポンプ停止後 20 分	運転員操作余裕時間として設定
充てんポンプの原子炉への注入流量	31m <sup>3</sup> /h	原子炉停止後 55 時間を事象開始として、充てんポンプの起動時間約 23 分時点における崩壊熱による蒸発量 29.8m <sup>3</sup> /h を上回る値として設定
1 次系開口部	加圧器安全弁 3 個取り外し 加圧器ベント弁 2 個開放	ミッドループ運転時における蒸気放出経路として設定

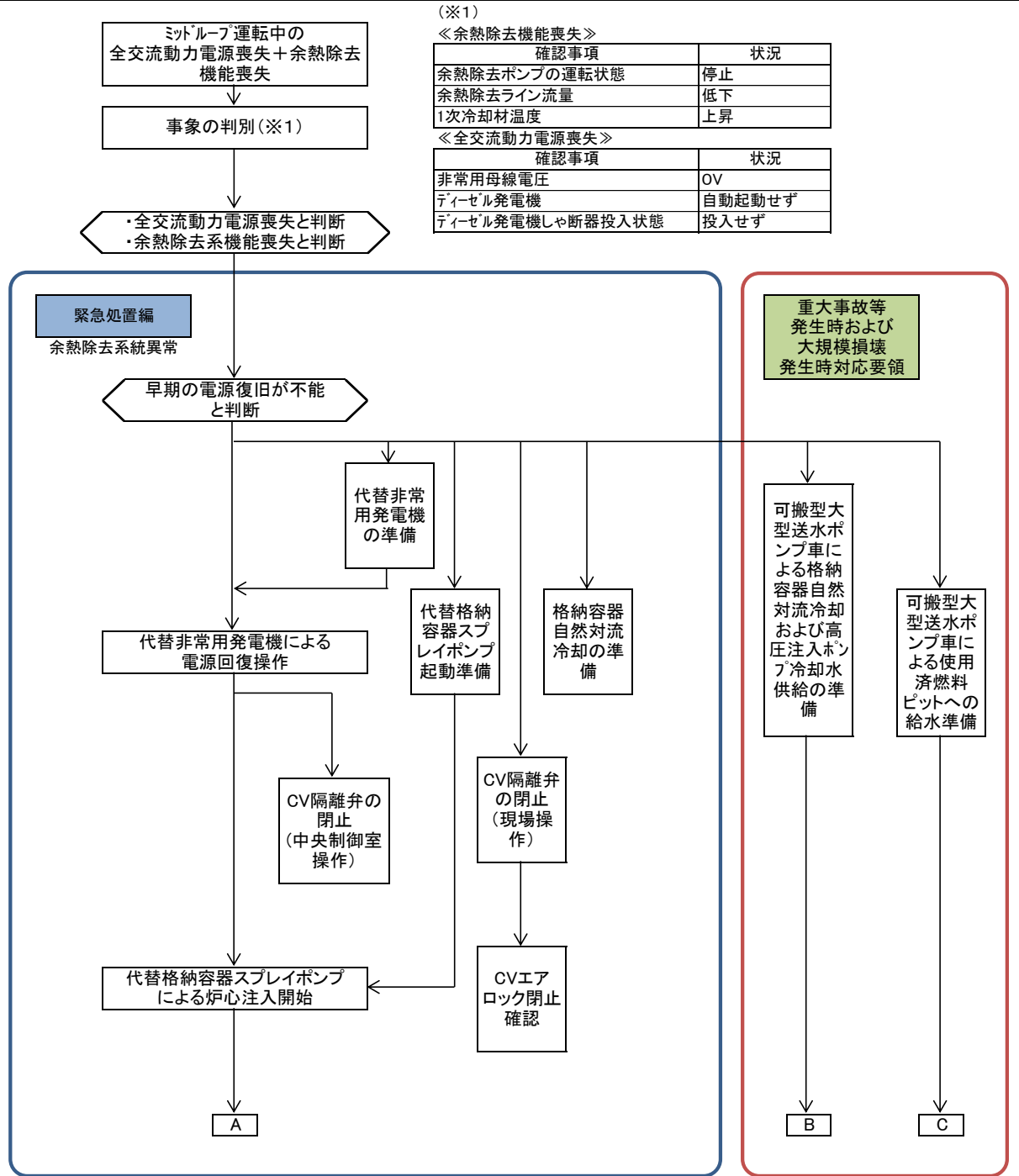
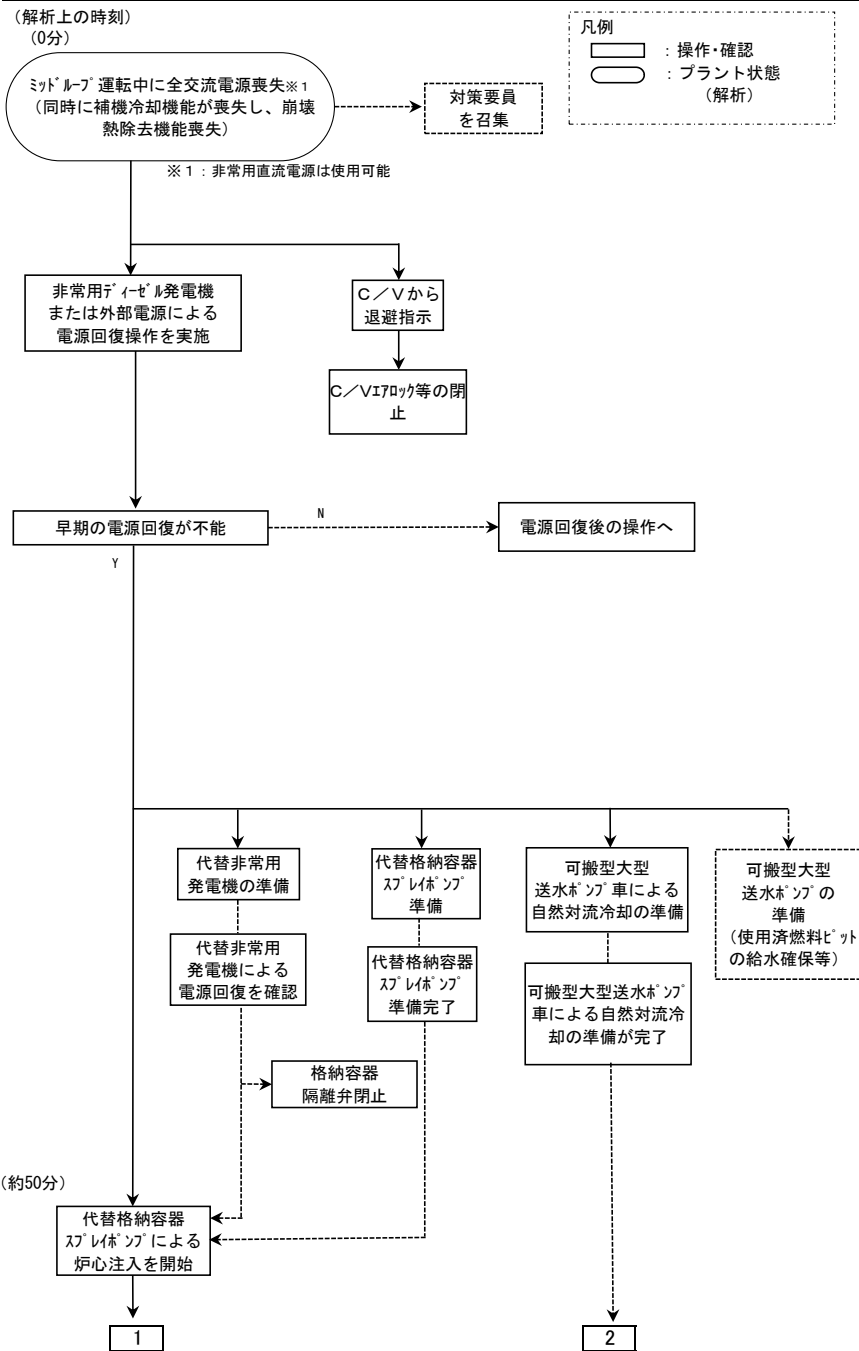
## 2-1. 有効性評価の条件設定の考え方

### 【停止中の原子炉への純水注入】

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
事象発生時期	原子炉起動時	臨界到達までの時間余裕が厳しい条件として、燃料取替後の炉心（低温停止状態）において、原子炉起動時に異常希釈が生じることを想定
制御棒	全挿入	低温停止状態における制御棒位置として、全挿入状態を設定
「中性子源領域 炉停止時中性子束高」	停止時中性子束レベルの 0.8 デカード上	本警報は、原子炉停止時に中性子束レベルが上昇した場合の運転員への注意喚起のため、停止時中性子束レベルから 0.5 デカード上で発信するように設定されているが、有効性評価では、警報発信から臨界までの時間的余裕を保守的に評価するため、計器の誤差も考慮した 0.8 デカード上として設定
1 次冷却系体積	220m <sup>3</sup>	1 次冷却系体積は、小さいほど希釈率が大きく、反応度添加率が増加する。よって、加圧器体積、原子炉容器上部ドーム部、炉心内バイパス部等を除いた体積として設定
1 次系純水注入流量	81.8m <sup>3</sup> /h	1 次系補給水ポンプの 2 台運転時の全容量（74m <sup>3</sup> /h）に余裕を見込んだ流量として設定
初期ほう素濃度	3,200ppm	原子炉停止中の 1 次冷却系は、燃料取替用水ピットのほう酸水で満たされており、同ピットのほう素濃度として設定
臨界ほう素濃度	1,950ppm	サイクル初期、低温状態、制御棒全挿入状態におけるウラン炉心および MOX 炉心の臨界ほう素濃度の評価値に、炉心のばらつき等を考慮しても余裕のある大きめの値として設定

2-2. 有効性評価における対応手順(『解析』と『運転要領』との比較)【ミッドループ運転中の全交流動力電源喪失+余熱除去機能喪失】

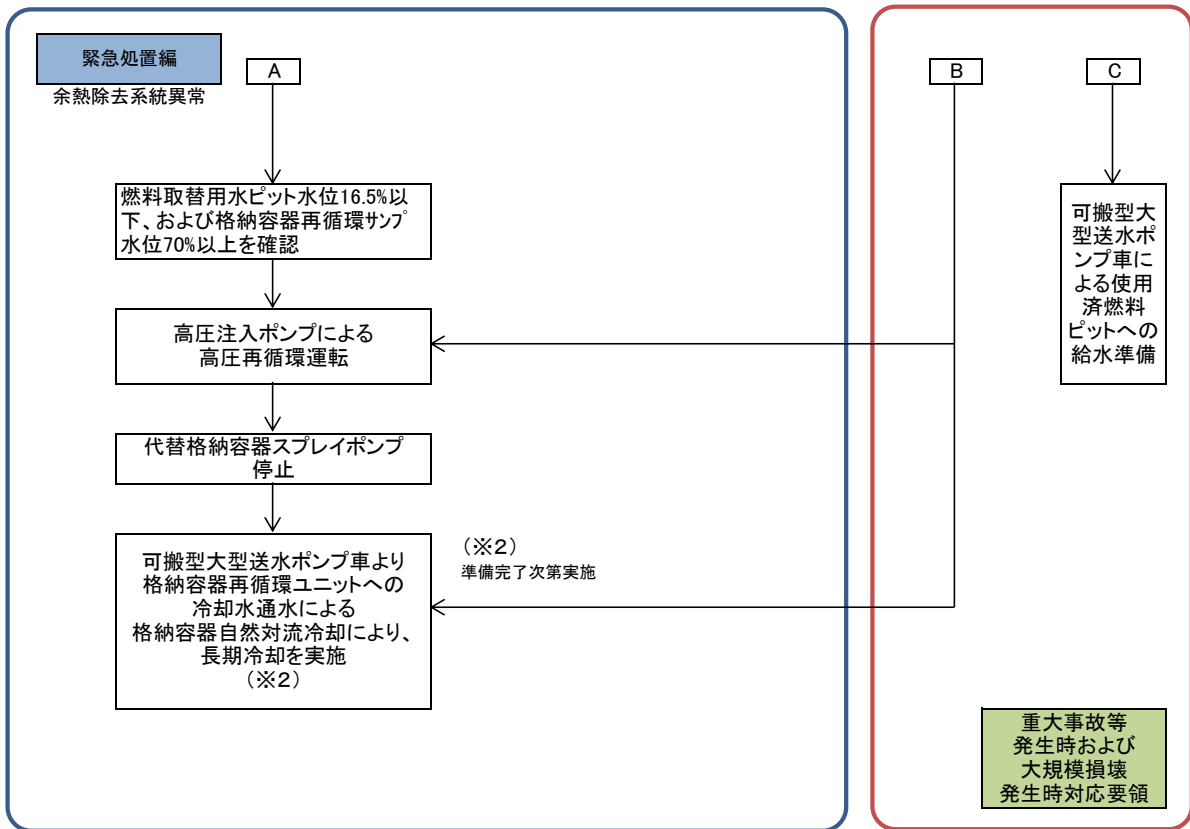
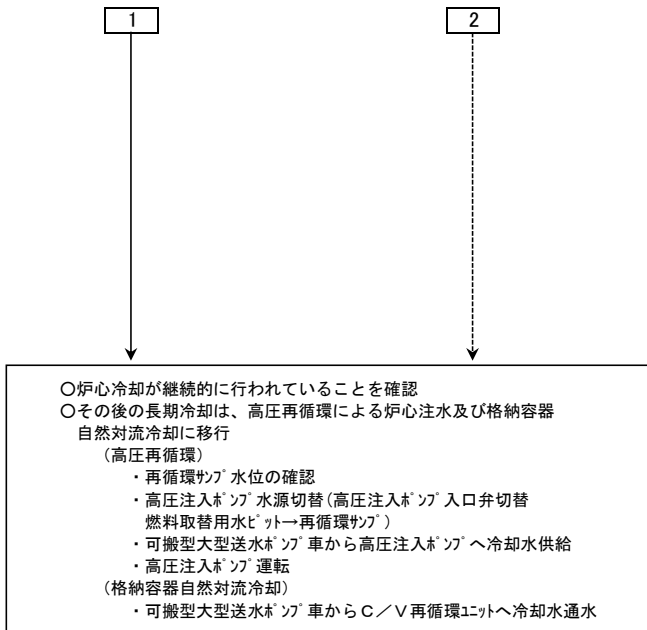
【解析上の対応手順の概要フロー】



2-2-1

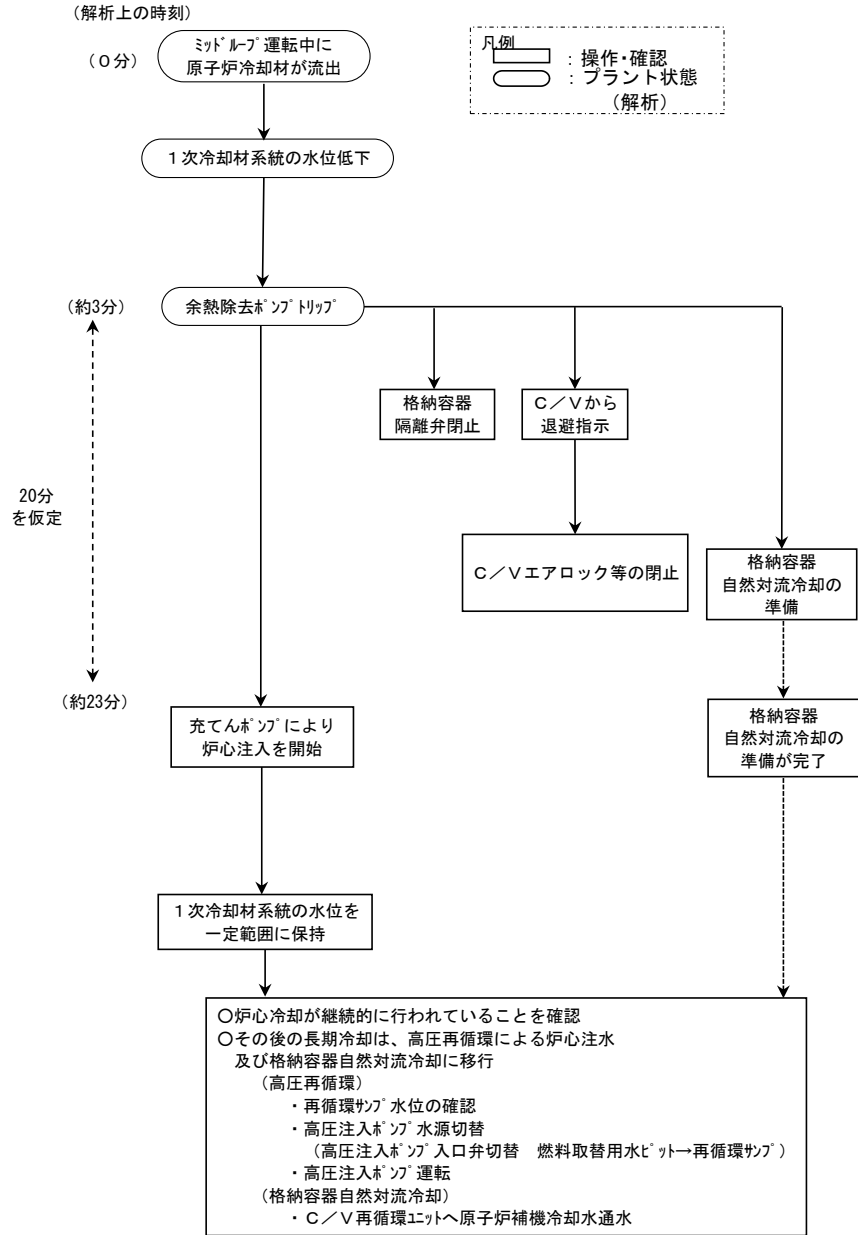
2-2. 有効性評価における対応手順(『解析』と『運転要領』との比較)【ミッドループ運転中の全交流動力電源喪失+余熱除去機能喪失】

【解析上の対応手順の概要フロー】

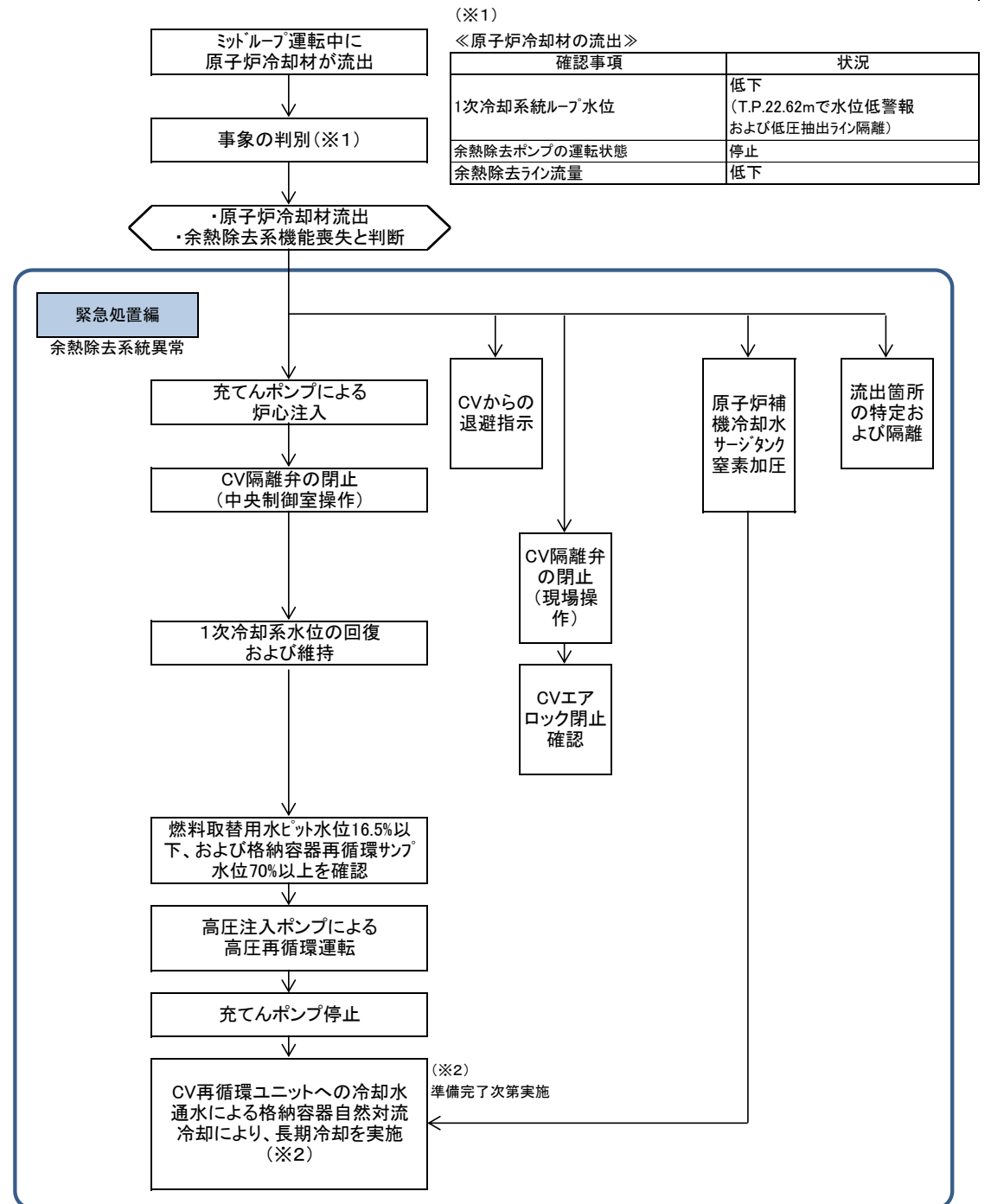


2-2. 有効性評価における対応手順(『解析』と『運転要領』との比較)【原子炉冷却材の流出(ミドループ運転中の原子炉冷却材流出)】

【解析上の対応手順の概要フロー】



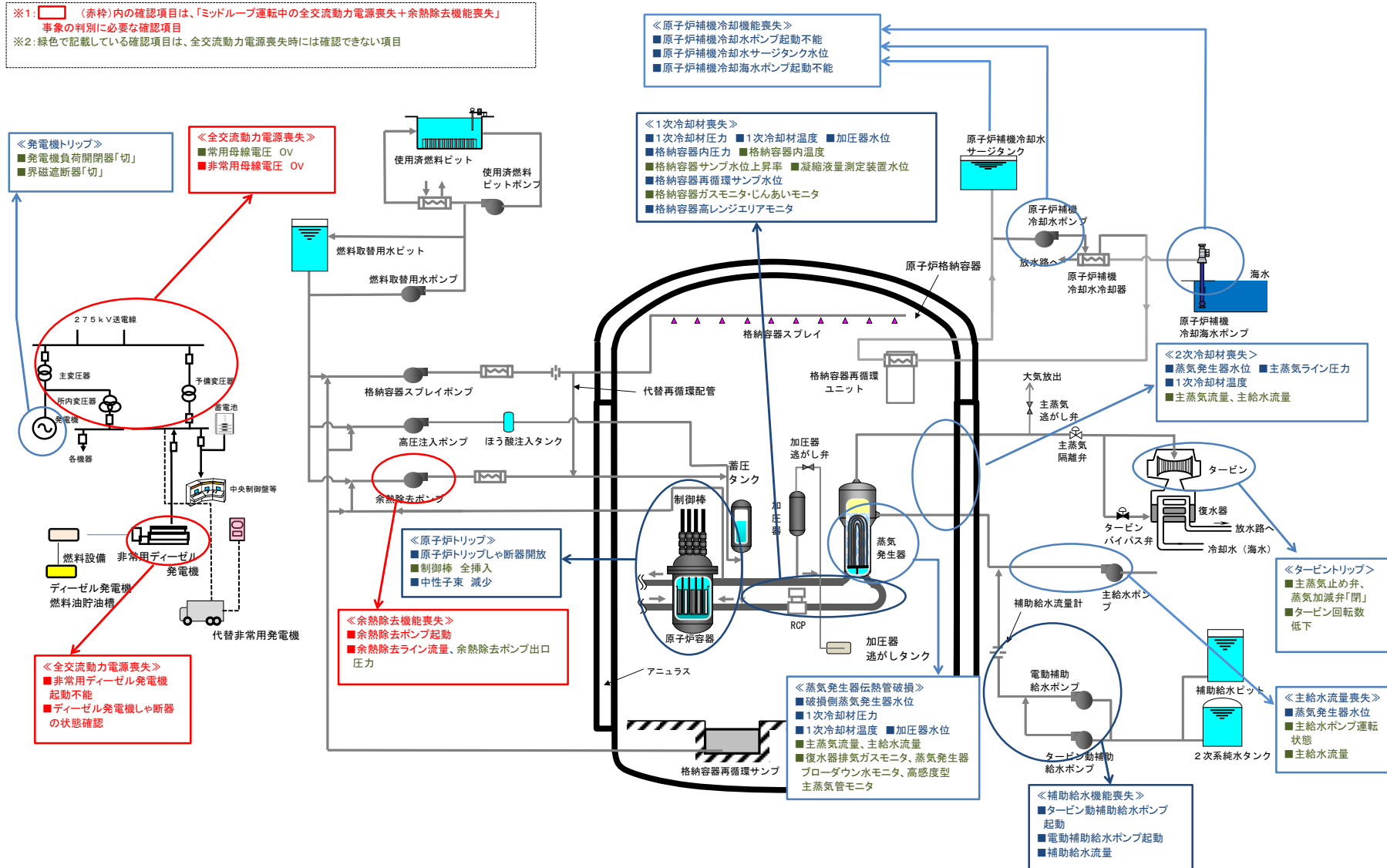
【運転要領(案)】



### 2-3. 事故発生直後に確認すべき主要パラメータおよび動作機器 (ミッドループ運転中の全交流動力電源喪失+余熱除去機能喪失)

※1: (赤枠)内の確認項目は、「ミッドループ運転中の全交流動力電源喪失+余熱除去機能喪失」事象の判別に必要な確認項目  
 ※2: 緑色で記載している確認項目は、全交流動力電源喪失時には確認できない項目

2-3-1

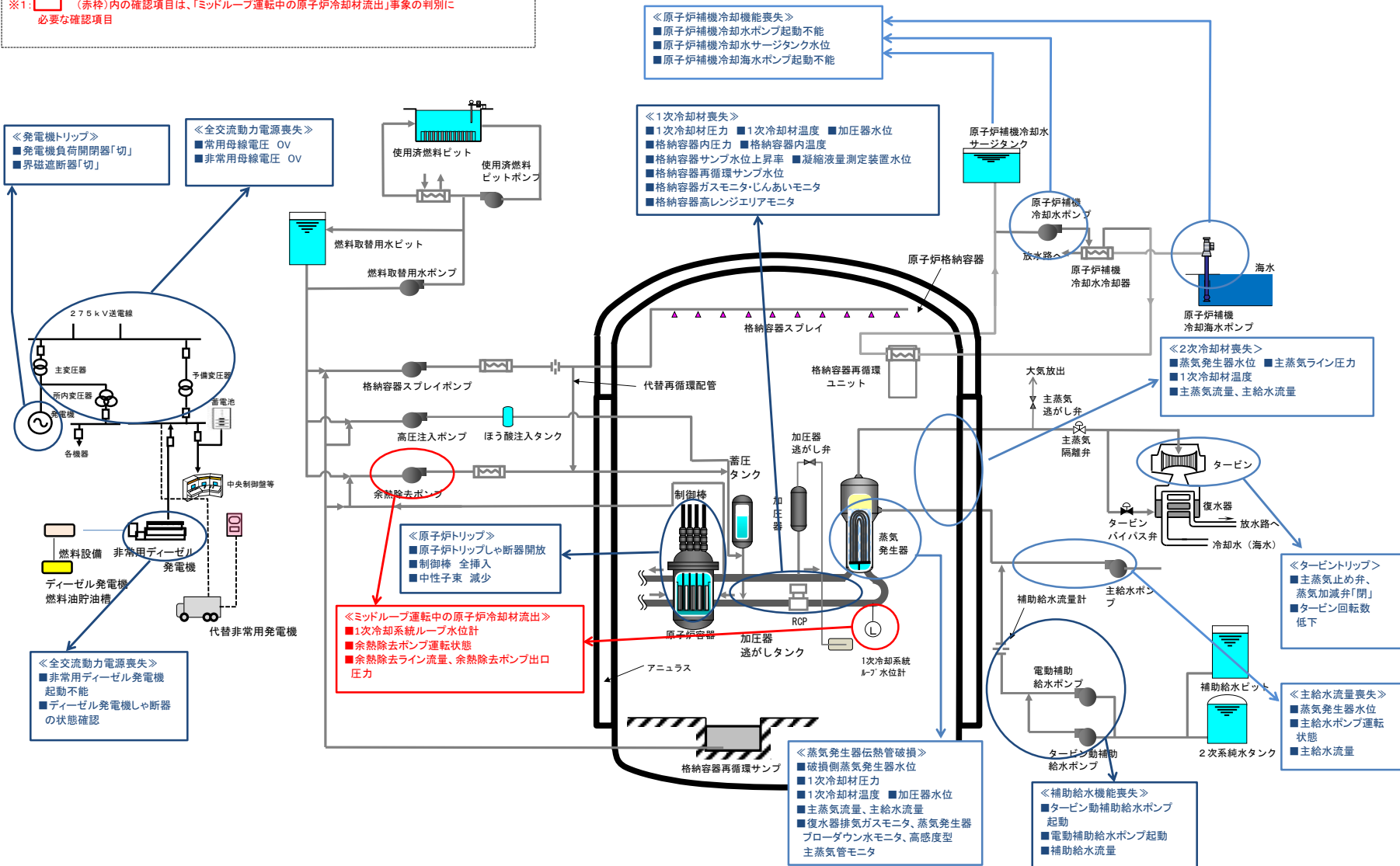




### 2-3. 事故発生直後に確認すべき主要パラメータおよび動作機器 (ミッドループ運転中の原子炉冷却材流出)

※1:   (赤枠)内の確認項目は、「ミッドループ運転中の原子炉冷却材流出」事象の判別に必要な確認項目

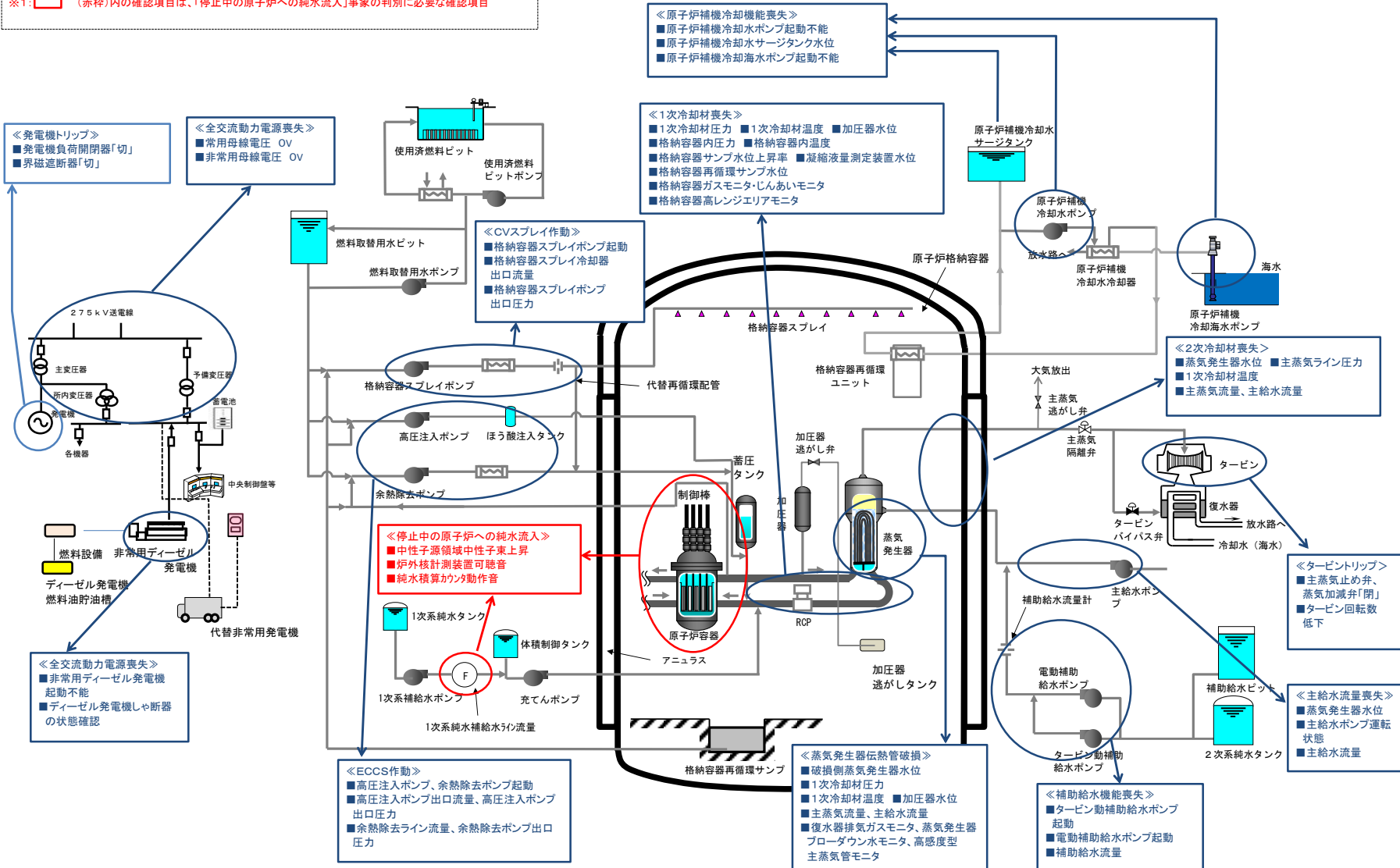
2-3-2



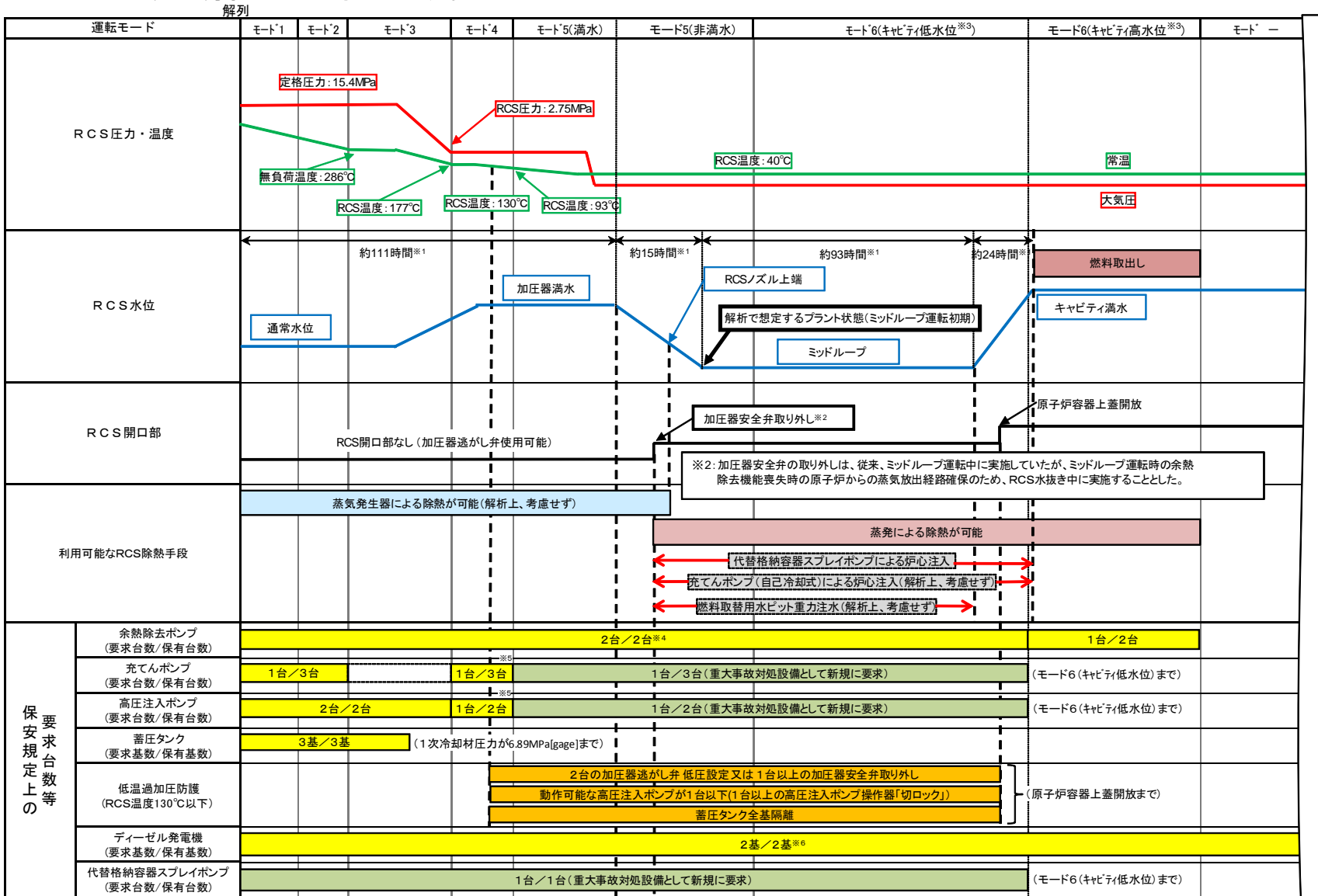
### 2-3. 事故発生直後に確認すべき主要パラメータおよび動作機器 (停止中の原子炉への純水流入)

※1: (赤枠)内の確認項目は、「停止中の原子炉への純水流入」事象の判別に必要な確認項目

2-3-3

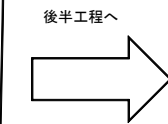


# 2-4. 定期検査工程の概要



※3:  
キャビティ低水位: T.P.32.32m未満  
キャビティ高水位: T.P.32.32m以上

※1: 3号機第2回  
定検工程表より



2-4-1

※4: モード4及びモード5(RCS満水)においては、余熱除去系1系統を蒸気発生器による除熱系とすることができる。  
 ※5: モード4においては、高圧注入系又は充てん注入系1系統以上が動作可能である必要がある。  
 ※6: モード1, 2, 3及び4以外においては、ディーゼル発電機に非常用発電機1基を含めることができる。  
 非常用発電機の運用を開始するまでは、他号炉のディーゼル発電機又は移動発電車を非常用発電機とみなせる。

蒸気発生器 (SG) 伝熱管内に1次冷却水がある場合は、SGを用いた除熱手段が利用可能である。1次系 (RCS) の水抜きを開始し、ミッドループまで水抜きを実施した場合は、SG伝熱管内の1次冷却水がなくなる。この場合、SGによる除熱については大きく期待できなくなるが、加圧器安全弁取り外しによる蒸気放出経路の確保により、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注入により除熱が可能である。なお、代替格納容器スプレイポンプが使用できない場合は、充てんポンプ (自己冷却式) による炉心注入、および、燃料取替用水ピット重力注水も可能である。

## 2-5. ミッドループ運転概要

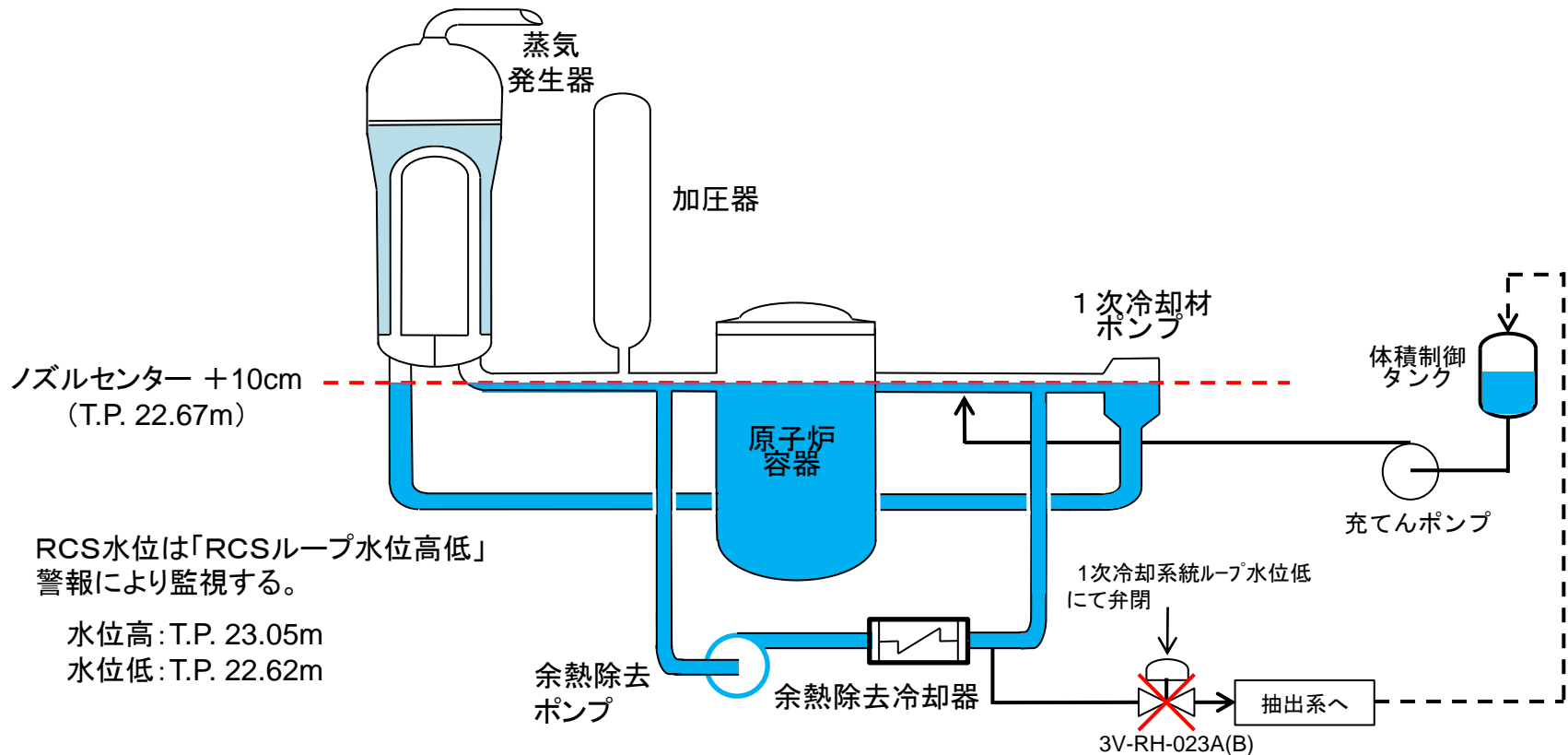
### ■ミッドループ運転について:

ミッドループ運転とは、定期検査時において、原子炉容器内に燃料を保管したまま、1次冷却材システムの水位を1次冷却材配管中心付近(ノズルセンター)に維持し、余熱除去ポンプにより冷却と浄化を実施する運転である。

泊発電所3号機においては、ミッドループ運転中は、余熱除去ポンプへの空気の巻き込みによるキャビテーションを防止するため、通常約681m<sup>3</sup>/hである余熱除去流量を約380m<sup>3</sup>/hに絞って運転する。また、万一のRCS水位低下に備え、RCS水位低(ノズルセンター +5cm(T.P. 22.62m))により低圧抽出ラインを自動隔離するインターロックを設けており、自動的にRCS水位の復旧が可能な設計となっている。

### ■ミッドループ運転の目的:

ノズルセンター +10cm(T.P.22.67m)まで1次冷却材システムの水位を低下させ、定期検査時における作業員の放射線被ばく低減を目的とした1次冷却材システムの酸化運転、及び原子炉容器上蓋を開放する前の蒸気発生器伝熱管内の水抜きを実施することを目的としている。



## 2-6. ミッドループ運転中の「全交流動力電源喪失+余熱除去機能喪失」時の炉心注入手段

■ミッドループ運転期間中において、「全交流動力電源喪失+余熱除去機能喪失」事象が発生した場合には、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注入手段により事象が収束することを確認しているが、一方で本事象に対しては蓄圧タンクによる炉心注入（その後は、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注入）に期待した手段も考えられる。

しかしながら、当社においては、以下に示すとおり代替格納容器スプレイポンプを用いた炉心注入手段の方が短時間で準備が可能なこと、また、(2)に示すとおり、現行運用の見直しに伴い運用上及び作業上のリスクも考えられることから、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注入手段を選択することとした。

### (1) 炉心注入手段の比較

泊発電所3号機においては、以下に示す比較結果のとおり、炉心注入までの操作時間は代替格納容器スプレイポンプによる炉心注入手段の方が短い。また、炉心冷却へ寄与する観点ではどちらも有効と考えられるものの、蓄圧タンクによる冷却手段を実施する場合でも長期冷却のためには代替格納容器スプレイポンプによる炉心注入が必要となることから、運転員の操作負担にも配慮し、当該事象発生時には、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注入を選択することとした。

代替格納容器スプレイポンプによる炉心注入手段	蓄圧タンクによる炉心注入手段
<p>①事象発生から約50分までに代替格納容器スプレイポンプの準備を完了し炉心への注入開始が可能である。</p> <p>②代替格納容器スプレイポンプにより、燃料取替用水ピットのほう酸水を継続的に注入することができ、長期にわたり炉心の冷却が維持できる(30m<sup>3</sup>/hで注入し、事象発生から約57時間後まで注入可能)。その後は高圧再循環運転及び格納容器内自然対流冷却により長期にわたる冷却が可能となる。</p>	<p>①蓄圧タンクによる炉心注入については、代替非常用発電機からの給電準備・起動操作時間、蓄圧タンク出口弁の操作準備時間等を考慮すると、事象発生後から約60分で実施可能である。</p> <p>②蓄圧タンク水を炉心注入する場合、2基注入を考慮すると約60分間(1基あたり約30分間)、炉心冷却に寄与するものと考えられる。ただし、その後の継続的な炉心冷却には代替格納容器スプレイポンプによる炉心注入が必要となる。</p>

### (2) 原子炉停止時における蓄圧タンクの現行運用の見直しに伴うリスクについて

#### 【現行の運用】

- ・原子炉停止操作において、蓄圧タンク出口弁はクールダウン途中のRCS圧力が6.89MPa以下で閉止した後、誤動作防止の管理のために電源を「切」とする運用としている。
- ・蓄圧タンクは、保安規定上の運転モードがモード5(RCS温度93℃以下)に到達し、C/V内のパージを実施した後(格納容器への立入が可能となった時点以降)、タンク内のN<sub>2</sub>を放出し大気開放の状態としている。

#### 【運用見直しに伴うリスク】

上記運用を変更し蓄圧タンク圧力を4.04MPaに保持(待機)する場合には、蓄圧タンク出口弁の誤開により以下のリスクが生じる可能性を考慮する必要がある。

- ・加圧器満水時に当該弁が誤開した場合の低温過加圧防護設備の動作
- ・ミッドループ運転時に当該弁が誤開した場合の格納容器内の作業員への影響

□蓄圧タンクに係る保安規定記載内容(参考)

第45条 低温過加圧防護(モード4(1次冷却材温度が130℃以下)、および5(および6(原子炉容器のふたが閉められている)

「蓄圧タンクが全基が隔離されていること。」

第50条 蓄圧タンク(モード1, 2および3(1次冷却材圧力が6.89MPaを超える)

「出口隔離弁が全開であること」

## 2-7. ミッドループ運転中の事故発生時における原子炉格納容器内の作業員の退避について(1)

泊発電所3号機において、ミッドループ運転中に事故が発生した場合における原子炉格納容器内からの作業員の退避に係る対応を以下に示す。

### (1) 格納容器内作業員への教育の実施

ミッドループ期間中に格納容器内で作業を実施する作業員へは、ミッドループ運転中の事故事象(リスク)や非常時の退避方法(退避場所、注意事項等)について教育等を通じて、周知徹底を図っている。

### (2) 退避手段及び作業員数把握

事故発生時、原子炉格納容器内の退避警報装置又は所内通話設備(バッテリー内蔵)により、作業員へ格納容器内からの退避指示を行う。(加えて、SBO発生時には格納容器内の照明が全消灯することから、当該の状況となった場合には速やかに格納容器外へ退避すること、格納容器内の作業時には懐中電灯を必ず携行し、二人で行動すること等、前項の教育等を通じて作業員へ周知徹底する。)

また、ミッドループ運転期間中における格納容器内入域者(氏名、会社、入退出時間)を管理し、事故発生時においてCV常用エアロック閉止を行う出入監視員1名をCV常用エアロック前に24時間体制で常駐させる。

事故発生時には、当該の出入監視員が全作業員の格納容器外退避を確認した上で、CV常用エアロックを閉止する。

なお、確実に作業員全員が格納容器外へ退避したことを確認するための具体的な手順については以下に示すとおりである。

① 事故発生時、作業員は予め定めた指定場所(オペフロ等)に集合し、各作業の作業責任者等が退避者を確認した後に、作業班単位又は数人のグループ単位で避難を行う。(負傷者が発生した場合は作業班員の救助により避難する。)

② 格納容器外へ退避した後に、各作業の作業責任者等が作業員の点呼を行い、全員の格納容器外への退避を確認し、CV入退域名簿に作業員が退出したことを記載(退出時間を記入)する。

③ 出入監視員は、各作業の作業責任者等が記載したCV入退域名簿を確認し、格納容器内の全作業員の退避を確認する。

### (3) 退避時間の内訳

		所要時間		
運転員	工程	C/V隔離弁閉止		
		事象確認	エアロック閉止確認	
	想定	10分	25分	5分
	検証結果	約17分		約3分
作業員	工程	退避・点呼		
	想定	30分 ※		
出入監視員	退域者の確認	工程	入退域名簿等との照合	
		想定	30分 ※	
	エアロックの閉止	工程	エアロック閉止	
		想定		10分
	検証結果		約5分	
合計	想定	40分		
	検証結果	約35分		

※ ミッドループ運転期間中における格納容器内の最大作業員数は80名程度となる。当該の作業員が事象発生から格納容器外へ退避するまでの時間は、最大でも約30分と想定される。(詳細は次頁のとおり。)

## 2-7. ミッドループ運転中の事故発生時における原子炉格納容器内の作業員の退避について(2)

### 【ミッドループ運転中における格納容器内の主要な作業及び避難時間】

- ・ミッドループ期間中に実施する主な作業は以下のとおりである。
- ・避難時間は最大でも約25分と想定されるが、SBO環境下であることを考慮し約30分とする。

No	作業名(作業場所)	作業場所	人数	避難時間(分)	根 拠
1	キャビティ前清掃	オペフロ キャビティ内	20 (キャビティ内:15)	23	①オペフロ集合・人数確認(約15分 <sup>*1</sup> )、②オペフロ～エアロック出口(約8分)
2	配管及び支持構造物点検工事	オペフロ キャビティ内	10 (キャビティ内:5)	13	①オペフロ集合・人数確認(約5分 <sup>*1</sup> )、②オペフロ～エアロック出口(約8分)
3	原子炉容器点検	オペフロ キャビティ内	15 (キャビティ内:10)	23	①オペフロ集合・人数確認(約15分 <sup>*1*2</sup> )、②オペフロ～エアロック出口(約8分)
4	燃料取扱設備点検	オペフロ キャビティ内	15 (キャビティ内:5)	23	①オペフロ集合・人数確認(約15分 <sup>*1*2</sup> )、②オペフロ～エアロック出口(約8分)
5	蒸気発生器点検(一次側)	ループ室	14	18	①ループ室出入口集合・人数確認(約10分)、②ループ室出入口～エアロック出口(約8分)
6	蒸気発生器点検(二次側)	ループ室	12	18	①ループ室出入口集合・人数確認(約10分)、②ループ室出入口～エアロック出口(約8分)
7	RCPモータ点検	ループ室	15	13	①ループ室出入口集合・人数確認(約5分)、②ループ室出入口～エアロック出口(約8分)
8	燃料関連機器点検工事	オペフロ	10	13	①オペフロ集合・人数確認(約5分)、②オペフロ～エアロック出口(約8分)
9	炉内核計測装置点検	24.8m	10	13	①現場24.8m集合・人数確認(約5分)、②現場24.8m～エアロック前(約8分)

\* 1: キャビティ内の作業員がオペフロに退避するのに要する時間は、1人当たり約1分を想定する。(検証時間約40秒)

したがって、所要時間は“キャビティ内作業員数×1分”とする。

\* 2: NO.3及びNO.4については、同時期に作業を行う可能性があるため、キャビティ内の作業員を合計の15名と想定する。

## 2-7. ミッドループ運転中の事故発生時における原子炉格納容器内の作業員の退避について(3)

### 【ミッドループ運転中における格納容器内からの退避に係る作業員の被ばく】

泊発電所3号機において、ミッドループ運転中に事故が発生した場合における格納容器内からの作業員の退避に係る時間は30分以内であり、この期間における作業員の被ばく線量は最大10.3mSvとなる。

外部被ばく	内部被ばく	計
$8.55 \times 10^{-2} \text{mSv}$	$1.02 \times 10^1 \text{mSv}$	$1.03 \times 10^1 \text{mSv}$

(評価条件)

- 1次冷却材の燃料被覆管欠陥率は0.1%と仮定
- 事象発生0分から、格納容器内が、1次冷却材の蒸気雰囲気（100℃における飽和蒸気として）で満たされるものと仮定
- 気液分配係数は1（1次冷却材中の放射性核種(CP, FP)は、沸騰によって液相から気相へすべて移行するもの）と仮定



## 2-8. 臨界ほう素濃度の設定について

プラント起動時の異常な希釈は、燃料取替後の炉心において低温停止状態で異常希釈が生じることを仮定する。そのため、炉心は、事象発生前には燃料取替用水ピットのほう素濃度 3,200ppm で満たされ、制御棒は全制御棒挿入状態である。

本事象が発生しても、冷却材温度および制御棒位置には影響を及ぼさないため、臨界ほう素濃度は低温状態、全制御棒挿入時の臨界ほう素濃度となる。

安全解析に使用する臨界ほう素濃度の設定にあたっては、泊3号機において想定される炉心を包含するよう、代表 Pu 組成平衡炉心の臨界ほう素濃度評価値 (1,517ppm) に核的不確定性 (100ppm) および取替炉心による変動分 (300ppm) を考慮し、1,950ppm とした。

解析使用値と MOX 炉心およびウラン炉心の臨界ほう素濃度

	解析使用値	代表 Pu 組成 平衡炉心	低 Pu 組成 平衡炉心	高 Pu 組成 平衡炉心	ウラン燃料 平衡炉心
臨界ほう素濃度 (ppm) 〔サイクル初期 低温状態※ 全制御棒挿入〕	1,950	1,517	1,505	1,503	1,368

※ 1 次冷却材温度 20℃における評価値

## 2-9. 反応度の誤投入における警報設定値の影響について

### (1) 警報設定値について

「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報は、原子炉停止時に何らかの理由によって炉心の中性子束レベルが上昇するような事象が発生した場合に、運転員への注意を喚起するために設定している。この警報は、通常、原子炉停止時の定常状態における炉外核計装置中性子源領域の計数率に対して 0.5 デカード上に設定している。

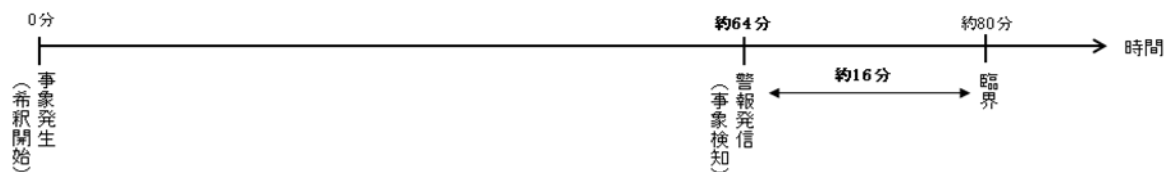
「反応度の誤投入」有効性評価においては、警報発信から臨界までの時間的余裕を保守的に評価するため、通常設定値の 0.5 デカードに、泊 3 号機の炉外核計装置中性子源領域の計器誤差である 0.3 デカードを（フルスケール(6 デカード)±5%) を考慮して、0.8 デカード上に設定している。

### (2) 警報設定値による影響評価

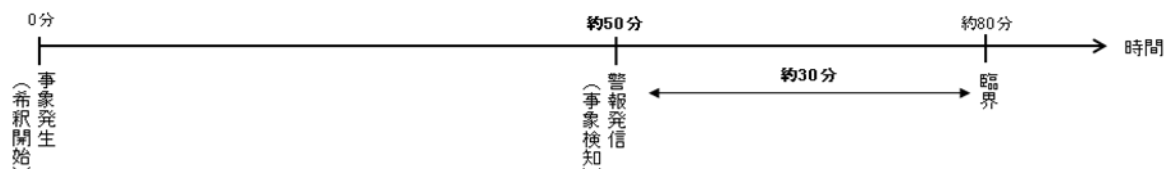
希釈開始から、警報発信および臨界ほう素濃度に到達するまでにかかる時間に対する、警報設定値の差による影響を下に示す。

警報発信から臨界までの時間的余裕は、0.8 デカードの方が約 14 分短く、保守的な設定となっている。

<警報設定値：0.8 デカード上の場合>

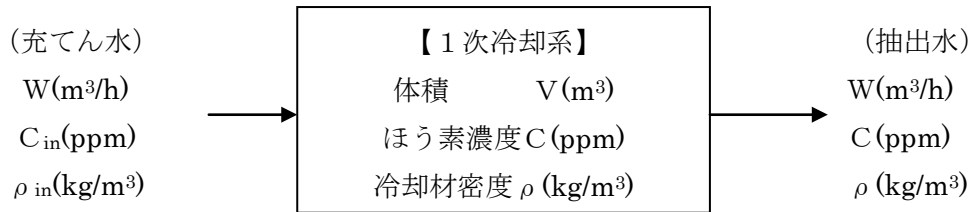


<警報設定値：0.5 デカード上の場合>



反応度の誤投入（原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈）の計算方法について

(1) 1次冷却系の希釈計算について



a. ほう素の平衡式

$$\frac{d}{dt}(\rho V C) = \rho_{in} W C_{in} - \rho W C \dots\dots\dots ①$$

b. 質量の平衡式

$$\frac{d}{dt}(\rho V) = W \rho_{in} - W \rho \dots\dots\dots ②$$

c. ほう素濃度の時間変化（①式及び②式より）

$$\frac{dC}{dt} = \frac{W}{V} \cdot \frac{\rho_{in}}{\rho} (C_{in} - C) \dots\dots\dots ③$$

d. 初期ほう素濃度を  $C_0$  から  $C$  にするのに要する時間（③式より）

$$t = \frac{V}{W \cdot \frac{\rho_{in}}{\rho}} \ln \frac{C_0}{C} \dots\dots\dots ④$$

e. 初期ほう素濃度を  $C_0$  から  $C$  にするのに要する時間

$$t = \frac{V}{W} \times \ln \left( \frac{C_0}{C} \right) \dots\dots\dots ⑤$$

⌈

原子炉起動時の希釈を想定していることから、  
注入水と1次冷却材は常温であり、 $\rho_{in} = \rho$ とする

⌋

## (2) 「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信時のほう素濃度について

「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報点を炉停止時中性子束レベルの0.8デカード上としていることより、

$$\frac{N_A}{N_0} = 10^{0.8} \dots\dots\dots \textcircled{6}$$

$N_A$  : 警報発信時の中性子束レベル

$N_0$  : 炉停止時（初期状態）の中性子束レベル

また、

$$\frac{N_A}{N_0} = \frac{(k_{\text{eff}}^0 - 1)}{(k_{\text{eff}}^A - 1)} \dots\dots\dots \textcircled{7}$$

$k_{\text{eff}}^0$  : 炉停止時（初期状態）の実効増倍率

$k_{\text{eff}}^A$  : 警報発信時の実効増倍率

希釈による実効増倍率の変化は、ほう素濃度の変化量に近似的に比例するため、ほう素濃度と実効増倍率の関係は以下のとおりとなる。

$$C_B = a \cdot k_{\text{eff}} + b \dots\dots\dots \textcircled{8}$$

臨界状態においては、 $k_{\text{eff}} = 1$  となることから、

$$C_{B1} = a + b \dots\dots\dots \textcircled{9}$$

$C_{B1}$  : 臨界時のほう素濃度

⑥～⑨式より、

$$10^{0.8} = \frac{(C_{B0} - C_{B1})}{(C_{BA} - C_{B1})}$$

$$C_{BA} = C_{B1} + \frac{(C_{B0} - C_{B1})}{10^{0.8}} \dots\dots\dots \textcircled{10}$$

$C_{B0}$  : 炉停止時（初期状態）のほう素濃度

$C_{BA}$  : 警報発信時のほう素濃度

となる、よって、「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信時のほう素濃度( $C_{BA}$ )は、

$$C_{BA} = 1950 + \{(3200 - 1950) / 10^{0.8}\} \approx 2148 \text{ (ppm)}$$

$C_{B0} = 3200 \text{ ppm}$  (初期ほう素濃度)

$C_{B1} = 1950 \text{ ppm}$  (低温臨界ほう素濃度)

## (3) 時間評価

a. 事象開始～警報発信までの時間

$$\text{⑤式より, } t = \frac{220}{81.8} \times 1 \text{ n } \left( \frac{3200}{2148} \right) \times 60 = \text{約}64 \text{ 分}$$

b. 警報発信～臨界までの時間

$$\text{⑤式より, } t = \frac{220}{81.8} \times 1 \text{ n } \left( \frac{2148}{1950} \right) \times 60 = \text{約}16 \text{ 分}$$

## 2-10. RCSほう濃度の希釈中において外部電源喪失が発生した場合の影響について

プラント起動中におけるRCSほう素濃度の希釈中に外部電源喪失が発生した場合の影響について、泊発電所3号機においては、以下の対策が講じられており問題がないことを確認した。

### ■ 設備面での対策について

- ・泊発電所3号機において、ほう素濃度希釈中に外部電源喪失が発生した場合には、1次系補給水ポンプが停止し、希釈信号が「切」となることにより希釈ライン弁が自動閉止するため、RCS内への希釈水の流入が継続することはなく、意図せずに反応度が添加されることはない。

希釈中に外部電源が喪失(ブラックアウト)した場合には、希釈信号がリセットされ希釈ライン弁が閉止するインターロックとなっており、ディーゼル発電機が起動し受電された後も希釈ライン弁が自動的に開となることはない。

また、1次系補給水ポンプは安全系交流電源から受電しているが、外部電源喪失により停止し、起動信号保持回路がリセットされることから、ディーゼル発電機が起動し受電された後に再起動することはない。

### ■ 手順書面での対策について

- ・泊発電所 運転要領 緊急処置編「外部電源喪失」では以下の内容を記載しており、設備面での対策に加えて、手順書上の対策も行われている。

<外部電源喪失発生 ⇒ ディーゼル発電機起動・受電 ⇒ ブラックアウトシーケンス動作>  
ブラックアウトシーケンス動作後の操作手順において、原子炉補給水制御を自動待機にする手順を定めており、1次系補給水ポンプ及び希釈ライン弁が正常な状態であることを確認していることから、それらを誤って操作し希釈水がRCSへ流入する可能性はない。

## 2-11. 反応度の誤投入における1次冷却材中のほう素濃度均一性について

反応度の誤投入事象では、化学体積制御系の弁の誤作動等によって1次冷却材中のほう素濃度が希釈されることによって、反応度が投入されるが、原子炉が臨界に至る前に運転員が警報等によって事象を検知し、希釈停止操作等によってこれを終結させることとしている。

炉心注入される純水は1次冷却材低温側配管に注入されるが、1次冷却材ポンプによって純水注入流量の約240倍以上<sup>\*</sup>の流量で攪拌されている(約13秒に1回、1次系統内を循環する流量に相当)。1次冷却材は、原子炉容器入口ノズルから炉心槽に至ると下降流となり、ダウンカム部および下部プレナム部において各ループの冷却材が混合し、その後上昇流となって炉心部へ至る。炉心・燃料部は流路がオープンな構造であり、燃料の支持格子には冷却材の混合を促進するミキシングベーンが設けられている。従って、注入された純水は、1次系統内を循環する中で速やかに1次冷却材との混合が行われることから、純水注入中における1次冷却材中のほう素濃度は均一とみなすことができる。

※炉心の1次冷却材流量と純水注入流量との比較

$$20,200\text{m}^3/\text{h}/\text{ループ} \div 81.8\text{m}^3/\text{h} \approx 247 > 240$$

なお、反応度の誤投入事象では、解析条件に余裕を考慮することで評価の保守性を持たせている。

- ・希釈率を大きくして臨界に至る時間が短くなるよう、1次冷却系体積は小さめの値、1次系純水注入流量は大きめの値を用いている。
- ・臨界ほう素濃度を高くして臨界に至る時間が短くなるよう、炉心のばらつき等を考慮しても余裕のある大きめの値を用いている。

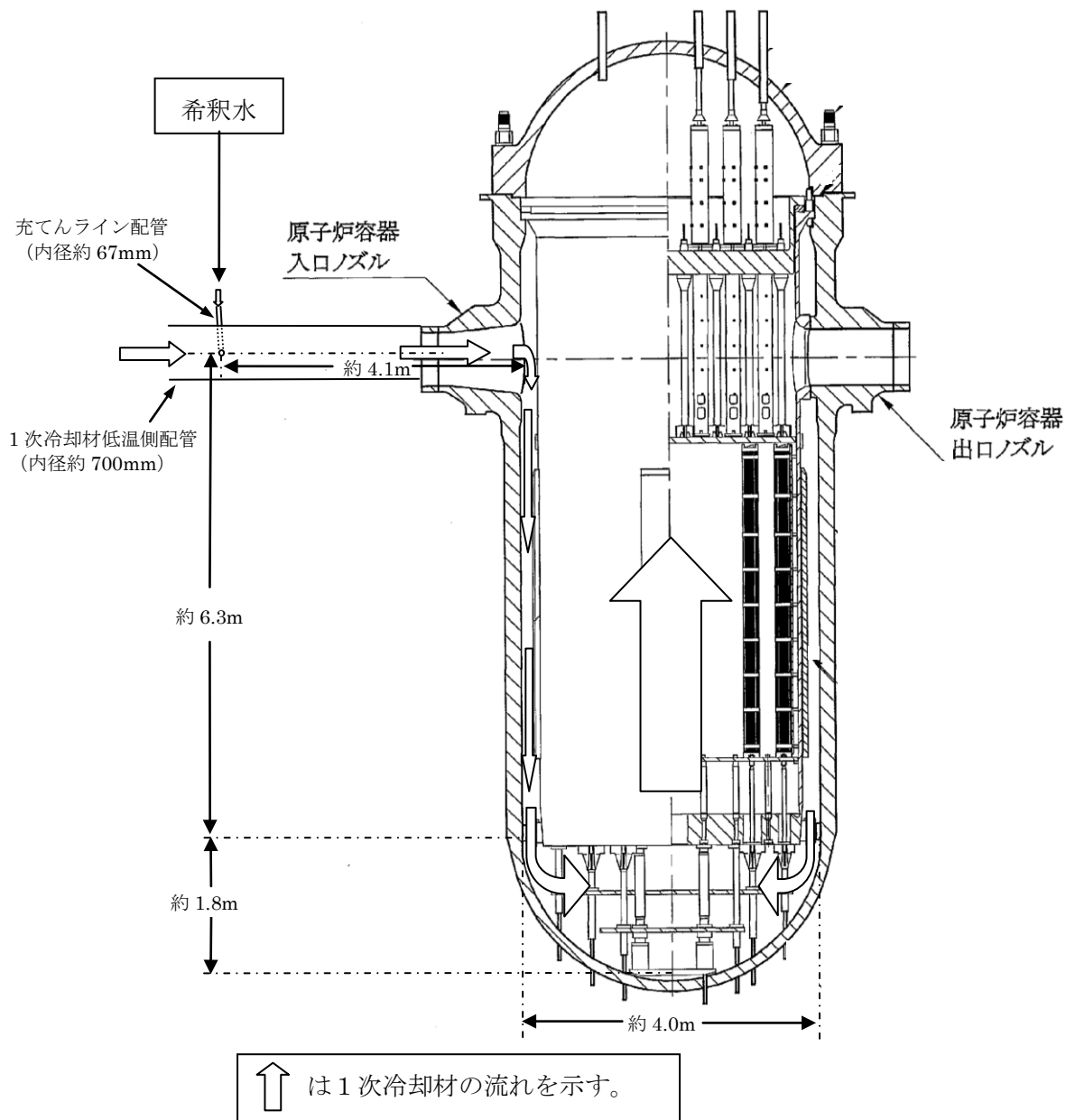


図1 原子炉容器構造図と1次冷却材の流れ



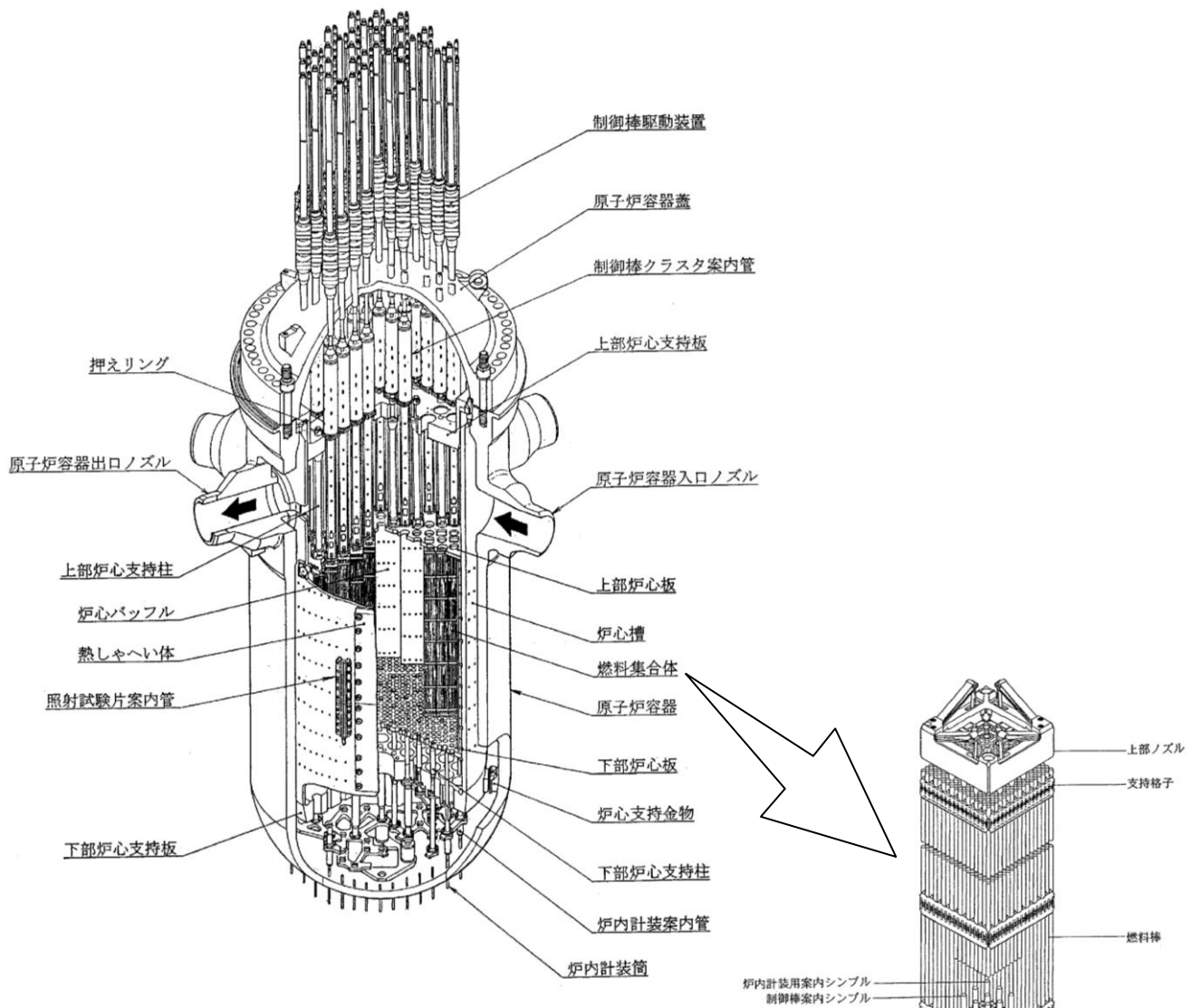


図1 原子炉容器内構造概要図

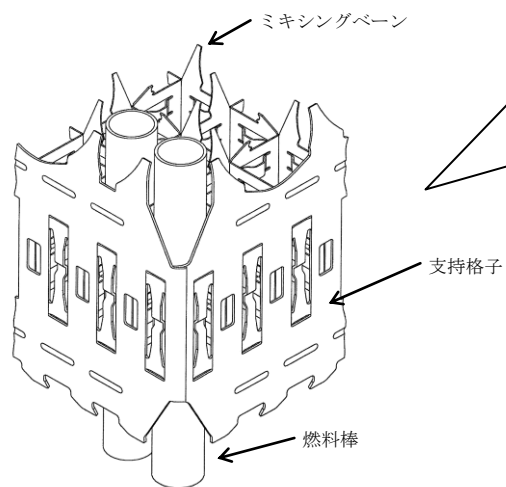
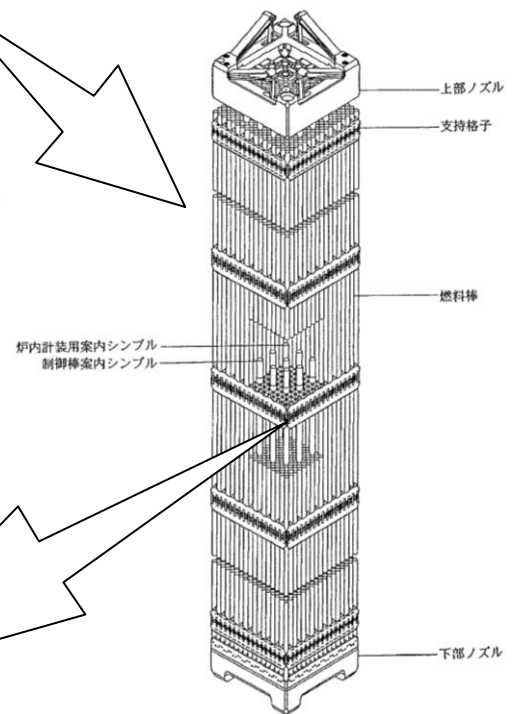


図3 支持格子概略図



第13図 燃料集合体構造概要図

図2 燃料集合体構造概要図

## 2-12. 「原子炉冷却材の流出」事象における流出条件の設定について

「原子炉冷却材の流出」事象においては、1次冷却材系統に接続された系統構成に基づき、弁の誤作動など、系統操作の誤りによって仮定し得る1次冷却材の流出口および流出量を設定している。

上記設定にあたっては、燃料損傷防止対策の実施に対する時間余裕が短く、炉心損傷に対して厳しい結果となるよう、下記のような条件を選定している。

### 1. 運転停止中におけるプラント状態の選定

運転停止中のうち、燃料損傷防止対策の実施に対する時間余裕を厳しくする観点から、崩壊熱が高く1次冷却材の保有水が少ない燃料取り出し前のミッドループ運転状態を選定。

### 2. プラント状態に応じた系統構成

ミッドループ運転状態の系統構成としては、余熱除去ポンプによって1次冷却材高温側配管から1次冷却材を抽出して余熱除去冷却器を出たのち、余熱除去系統から1次冷却材系統へ戻すラインと、化学体積制御系統から1次冷却材系統へ戻すラインの2つがある。

各ラインの流量は、余熱除去系ラインは  $380\text{m}^3/\text{h}$ 、化学体積制御系ラインは約  $20\text{m}^3/\text{h}$  である。

### 3. 流出口と流出量の設定（余熱除去ポンプ停止まで）

ミッドループ運転状態における系統操作の誤り等によって、容量の大きい余熱除去ラインの  $380\text{m}^3/\text{h}$  全量が1次冷却材系統に戻らないと想定することは、1次冷却材の流出量を多くして保有水を早期に減少させ、燃料損傷を早める観点から厳しいため、解析上の流出量は  $380\text{m}^3/\text{h}$  とした。本流出量を設定するにあたり、配管口径の大きさを考慮し、燃料取替用水ピット戻りライン（配管口径 8 インチ）の弁の誤開を設定した。

### 4. 流出口と流出量の設定（余熱除去ポンプ停止以降）

上記で誤開するとした弁の復旧（閉止）は見込まず、余熱除去ポンプ停止後も当該ラインから流出が継続するものと設定した。この際、流出量を多くして保有水を早期に減少させ、燃料損傷を早める観点から、解析上は、燃料取替用水ピット戻りラインの背圧を考慮せず、大気圧と仮定している。

なお、上記の流出口を除いた経路において想定される配管口径は1インチ以下であることから、流出量が小さく、炉心損傷の観点から厳しくならないほか、仮に CV 外への漏えいを想定した場合でも、余熱除去系統入口ラインの隔離や化学体積制御系統入口ラインを隔離することで漏えいを止めることができる。

### 2-13. 「反応度の誤投入」における有効性評価の想定について

「反応度の誤投入」事象では、運転停止中において化学体積制御系の弁の誤作動等によって1次冷却材中のほう素濃度が希釈され、反応度が投入されるシナリオとして、運転時の異常な過渡変化と同じ「原子炉起動時（低温状態）におけるほう素の異常な希釈」を想定した有効性評価としている。

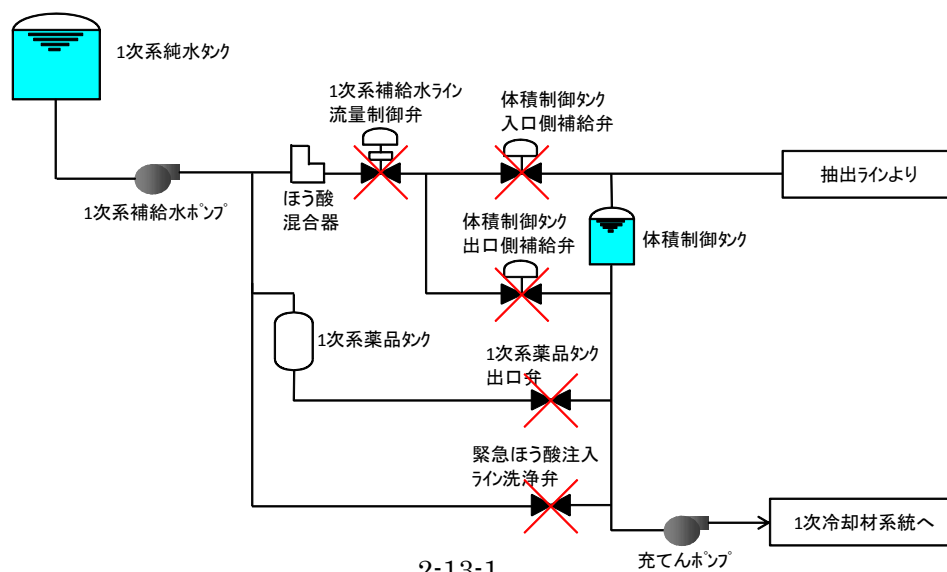
上記想定は、以下のように、①解析条件の設定の保守性、②評価対象時期の選定の妥当性、の観点から適切なものと判断する。

#### ① 解析条件の設定の保守性

- a. 原子炉起動時の低温状態における制御棒状態として、全制御棒挿入状態を設定しており、この期間中にほう素の異常な希釈が生じた場合、制御棒による負の反応度添加が期待できない。（他の事象進展緩和に期待しない解析条件としている）
- b. 原子炉起動時の低温状態（1次冷却材温度を 20℃として評価）における臨界ほう素濃度は、高温時における臨界ほう素濃度よりも高いため、ほう素の異常な希釈が生じた場合、臨界到達までの時間が短くなる。（事象進展の時間余裕を厳しくする解析条件としている）

#### ② 運転停止中における評価対象時期の選定の妥当性

- ・燃料取出前と燃料装荷後と比較した場合、炉心の臨界ほう素濃度は燃料装荷後の方がはるかに高く、厳しい条件となるため、評価対象期間としては燃料装荷後に限定できる。
- ・燃料装荷開始から1次冷却材系統の水張りが完了し、原子炉起動前の低温停止状態（1次冷却材ポンプ運転中）に至るまでの期間は、弁の誤操作あるいは誤作動によって1次冷却材系統へ純水が注入されないよう、以下の図に示す弁の隔離、識別等の管理を実施していることから、弁の誤作動などによる意図せぬ希釈は生じない。
- ・高温状態への昇温開始前には制御棒（停止バンク）を全引抜状態とするため、以降の期間に希釈が生じた場合、制御棒挿入による負の反応度添加あるいは安全保護系による原子炉トリップに期待できるほか、高温になるにつれて臨界ほう素濃度が低くなることから、評価条件としては低温停止の方がより厳しい。



## 2-1-4. 停止中の重大事故等対策有効性評価における設備選択の考え方について

泊3号機の停止中の重大事故等対策有効性評価において、対策に用いる設備の選択にあたっての考え方は、以下のとおりである。

### (1) 短期対策

短期対策としては、以下の設備を用いて、燃料取替用水ピットのほう酸水を炉心に注入し、1次系保有水を確保し炉心冷却を維持する。

① 崩壊熱除去機能喪失	代替格納容器スプレイポンプ
② 全交流動力電源喪失	
③ 原子炉冷却材の流出	充てんポンプ

ここで①、②の事象発生時には、代替格納容器スプレイポンプの代わりに、非常用電源復旧後に、自己冷却化した充てんポンプを用いて炉心注入を行なうことも可能であるが、自己冷却化の系統ラインナップやメタクラの接続操作が必要であること、充てんポンプに接続される補機冷却水系統を汚染してしまうことなどから、泊3号機では、代替格納容器スプレイポンプを優先して活用することとしている。

また、①の崩壊熱除去機能喪失時において、原因が余熱除去ポンプ自体の故障等によるものであり、電源および補機冷却機能が健全である場合は、より迅速な対応が可能となるように、充てんポンプを用いて対応することが可能である。

この他にも、炉心注入手段としては高圧注入ポンプの活用、燃料取替用水ピットからの重力注入も可能である。

### (2) 長期対策

長期対策としては、以下に示すように、高圧再循環による炉心注水により1次系保有水を確保して炉心冷却を維持しつつ、格納容器自然対流冷却によりCV気相部を冷却し熱除去を行う。

	炉心冷却	CV内の熱除去
① 崩壊熱除去機能喪失	高圧再循環（海水冷却）	CV自然対流冷却（海水冷却）
② 全交流動力電源喪失		
③ 原子炉冷却材の流出	高圧再循環（CCW冷却）	CV自然対流冷却（CCW冷却）

ここで①、③の事象発生時には余熱除去ポンプが機能喪失する。（③では冷却材の流出により水位が1次冷却材配管の下端に到達した時点で、余熱除去ポンプがトリップする。）その際、高圧再循環運転の実施に余熱除去ポンプによるブースティングを必要としない泊3号機では高圧再循環により炉心冷却を行なうが、ブースティングが必要なプラントでは、長期対策として代替再循環運転を採用していると考えられる。

また、①において電源、補機冷却機能が健全である場合は、補機冷却水（CCW）冷却による高圧再循環および自然対流冷却にて対応することが可能である。