

女川原子力発電所2号炉  
運転中の原子炉における  
炉心損傷防止対策の有効性評価について

---

平成30年6月12日  
東北電力株式会社

1. はじめに
2. 柏崎刈羽原子力発電所6号炉及び7号炉の新規制基準適合性  
審査を通じて得られた技術的知見の反映
3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策
  - 3.1 全交流動力電源喪失(長期TB)
  - 3.2 全交流動力電源喪失(TBU)
  - 3.3 全交流動力電源喪失(TBD)
  - 3.4 全交流動力電源喪失(TBP)
  - 3.5 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)
  - 3.6 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)
4. 審査会合での指摘事項に対する回答

## 1. はじめに

全交流動力電源喪失時の有効性評価については、津波PRAの結果を踏まえ一部対策の見直しを行った。また、対策の見直しに伴い、以下のとおり重大事故等対策に必要な要員数の見直しを行った。

### 【全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の見直し】

- 第567回審査会合(平成30年5月8日)において、女川2号炉の津波PRA及び超過津波に対する対応について説明。敷地内に津波の影響が及んだ直後は可搬型設備の対応の実行性に不確かさが大きいため、TBPシーケンスのように事象進展(注水機能の喪失)が早い事象に対応するため、可搬型の緊急送水ポンプに代えて、新たに常設の直流駆動低圧注水ポンプを設置することとした

### 【重大事故等対策に必要な要員数の見直し】

- 上記対策の変更に伴い、緊急送水ポンプに係わる作業が不要となったことから、TBPの対応に必要な要員数を31名から30名に見直し※

※ 重大事故等対応要員1名が行うこととしていた緊急送水ポンプの運転状態の監視が不要となったことから重大事故等対応要員の数を18名から17名に見直し。発電所対策本部要員6名、運転員7名については変更なし。

- 各事故シーケンスグループ等のうち、必要な要員数が最も多い事故シーケンスグループ等はTBPの31名であったが、これが30名となることから発電所内に常駐している重大事故等対策要員数を30名に見直し(他の事故シーケンスグループ等への対応を含め30名で対応可能)

上記対策の見直し等を踏まえた有効性評価について、次ページ以降にて説明する。

## 2. 柏崎刈羽原子力発電所6号炉及び7号炉の新規制基準適合性審査を通じて得られた技術的知見の反映(1/2)

### (1) 項目

- ・全交流動力電源喪失を想定した事故シーケンスグループの分割

### (2) 説明内容

#### a. 柏崎刈羽6・7号炉の技術的知見

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ついて、BWRにおける全交流動力電源喪失を想定した事故シーケンスグループでは、交流動力電源が24時間使用できない条件で評価することが要求されている。

#### b. 全交流動力電源喪失を想定した事故シーケンスグループの分割

- ・「全交流動力電源喪失」の事故シーケンスグループについて、原子炉隔離時冷却系の機能喪失要因※に着目し、「長期TB」、「TBU」、「TBP」及び「TBD」の4つに分割した。
- ・上記4つの事故シーケンスグループからそれぞれ重要事故シーケンスを選定した。

※

長期TB : 蓄電池枯渇後に原子炉隔離時冷却系が機能喪失

TBU : 原子炉隔離時冷却系本体の機能喪失

TBD : 直流電源喪失に伴い原子炉隔離時冷却系が機能喪失

TBP : 逃がし安全弁1個の開固着に伴う原子炉圧力低下による原子炉隔離時冷却系の機能喪失

# 2. 柏崎刈羽原子力発電所6号炉及び7号炉の新規制基準適合性審査を通じて得られた技術的知見の反映(2/2)

## (2) 説明内容

事故シナリオグループ	事故シナリオ (◎は選定した重要事故シナリオ)	対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	重要事故シナリオの選定の考え方				選定した重要事故シナリオと選定理由		
			a	b	c	d			
全交流動力電源喪失	◎ ①全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉隔離時冷却系（所内常設蓄電式直流電源設備による電源供給）</li> <li>手動減圧</li> <li>高圧代替注水系</li> <li>低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）</li> <li>常設代替交流電源設備</li> <li>原子炉格納容器代替スプレイ冷却系</li> <li>原子炉補機代替冷却水系</li> <li>原子炉格納容器フィルタベント系</li> </ul>	-	-	-	-	抽出されたシナリオが1つであることから着眼点に照らした整理は行わず、全ての着眼点について「-」とした。	①「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗（蓄電池枯渇後RCIC停止）」 <sup>※1</sup> を重要事故シナリオとして選定。	各重要事故シナリオそれぞれに対し、地震PRAからは、全交流動力電源喪失と最終ヒートシンク喪失の重量を伴う事故シナリオも抽出されるが、最終ヒートシンクの機能を有する設備も電源喪失によって機能喪失に至るため、地震による損傷の有無に係らず最終ヒートシンクの喪失が生じる。交流電源の復旧後については、電源供給に伴う最終ヒートシンクの復旧可否の観点で対応に違いが現れると考えられ、設備損傷によって最終ヒートシンクの機能喪失が生じている場合の方が緩和手段が少なくなる。但し、設備損傷によって最終ヒートシンクの喪失が生じている場合においても原子炉格納容器フィルタベント系による除熱が可能であり、交流電源の復旧によって最終ヒートシンクの機能を復旧可能な場合には、これに加えて原子炉補機代替冷却水系の有効性を確認することができる。
	◎ ①全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+高圧注水失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>手動減圧</li> <li>高圧代替注水系（所内常設蓄電式直流電源設備による電源供給）</li> <li>低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）</li> <li>常設代替交流電源設備</li> <li>原子炉格納容器代替スプレイ冷却系</li> <li>原子炉補機代替冷却水系</li> <li>原子炉格納容器フィルタベント系</li> </ul>	-	-	-	-	抽出されたシナリオが1つであることから着眼点に照らした整理は行わず、全ての着眼点について「-」とした。	①「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+高圧注水失敗（RCIC本体の機能喪失）」 <sup>※1</sup> を重要事故シナリオとして選定。	
	◎ ①全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再開失敗+HPCS失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉隔離時冷却系（動作可能な範囲に原子炉圧力が保たれる間）</li> <li>手動減圧</li> <li>高圧代替注水系（動作可能な範囲に原子炉圧力が保たれる間）（所内常設蓄電式直流電源設備による電源供給）</li> <li>低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）</li> <li>常設代替交流電源設備</li> <li>原子炉格納容器代替スプレイ冷却系</li> <li>原子炉補機代替冷却水系</li> <li>原子炉格納容器フィルタベント系</li> </ul>	-	-	-	-	抽出されたシナリオが1つであることから着眼点に照らした整理は行わず、全ての着眼点について「-」とした。	①「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再開失敗+HPCS失敗」 <sup>※1</sup> を重要事故シナリオとして選定。	
	◎ ①全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失+HPCS失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>高圧代替注水系</li> <li>可搬型代替直流電源設備</li> <li>手動減圧</li> <li>低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）</li> <li>低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）</li> <li>原子炉格納容器代替スプレイ冷却系</li> <li>原子炉補機代替冷却水系</li> <li>原子炉格納容器フィルタベント系</li> <li>常設代替交流電源設備</li> </ul>	-	-	-	-	抽出されたシナリオが1つであることから着眼点に照らした整理は行わず、全ての着眼点について「-」とした。	①「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失+HPCS失敗」 <sup>※1</sup> を重要事故シナリオとして選定。	

※1：PRAの結果抽出した事故シナリオの名称に対し、機器の表記の変更、機能喪失の状態の付記等を行い、重要事故シナリオの名称とした。

### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

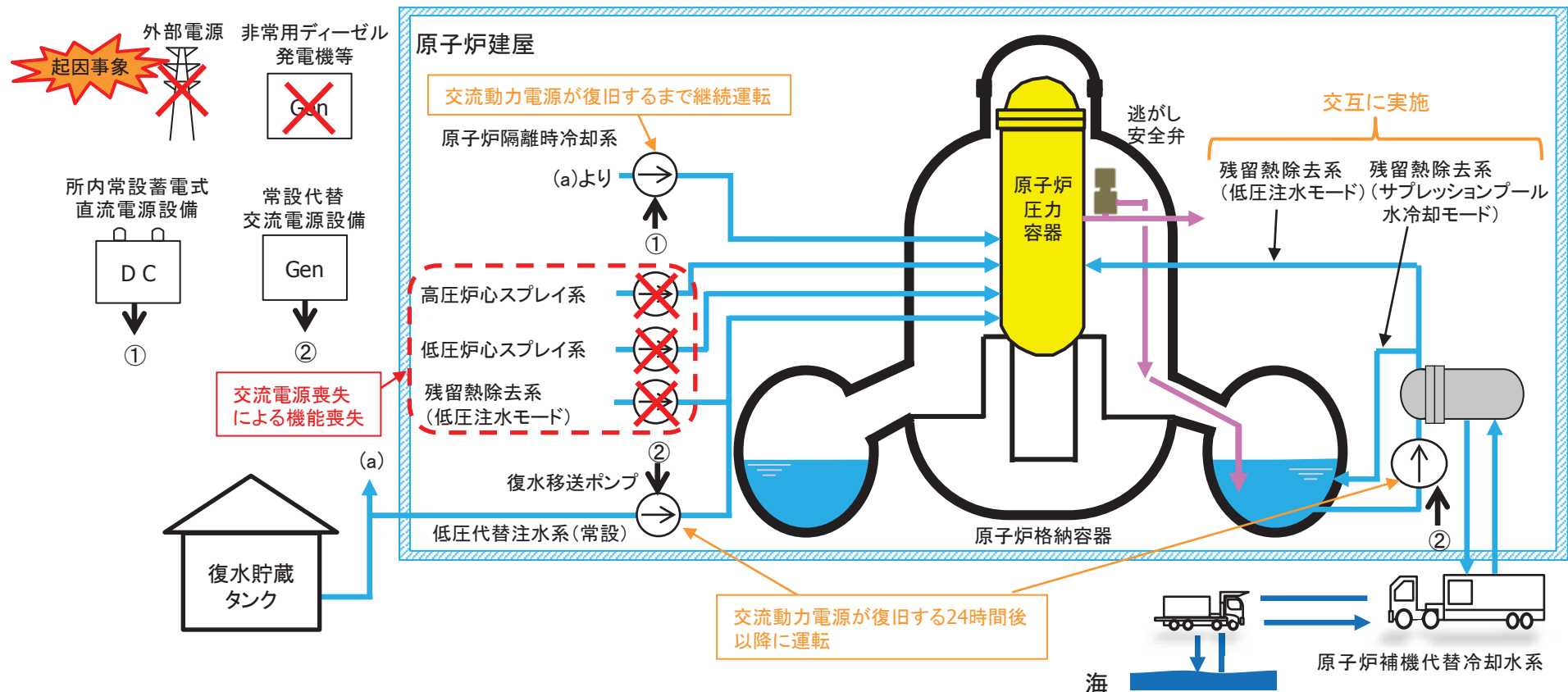
#### 3.1 全交流動力電源喪失(長期TB) (1/9) 事象の概要

##### 全交流動力電源喪失(長期TB)の特徴

外部電源及び非常用ディーゼル発電機等の喪失後、直流電源の枯渇により原子炉隔離時冷却系が停止する。原子炉圧力の上昇に伴う逃がし安全弁からの蒸気の流出により原子炉水位が低下し、炉心損傷に至る。

##### 全交流動力電源喪失(長期TB)の対策概要

- ・直流電源を確保し、交流動力電源が復旧するまで原子炉隔離時冷却系を継続運転[0~24時間まで]
- ・交流動力電源を復旧した後、低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)により炉心を冷却[24時間後]
- ・原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水及び残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)による格納容器除熱[25時間後]



### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

#### 3.1 全交流動力電源喪失(長期TB) (2/9) 主要解析条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	原子炉補機冷却水系(原子炉補機冷却海水系を含む)の機能喪失により、全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、設定
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとして設定



### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

#### 3.1 全交流動力電源喪失(長期TB) (3/9) 主要解析条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事 関連する 事故等 対策に 対する 条件	原子炉スクラム信号	主蒸気止め弁閉 (遅れ時間:0.06秒)	タービントリップに伴う原子炉スクラム 信号を設定
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低(レベル2)にて自動起動 90.8m <sup>3</sup> /h(7.86~1.04MPa[gage]において)	原子炉隔離時冷却系の設計値として 設定
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37MPa[gage]×2個, 356t/h/個 7.44MPa[gage]×3個, 360t/h/個 7.51MPa[gage]×3個, 363t/h/個 7.58MPa[gage]×3個, 367t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計 値として設定
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個を開ることによる原 子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気 流量及び原子炉圧力の関係から設定
	低圧代替注水系(常設) (復水移送ポンプ)	120m <sup>3</sup> /h(ポンプ1台当たり, 0.427MPa[dif]において)で注水, その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮 した値として設定
	残留熱除去系(サブレッ ションプール水冷却モード)	熱交換器1基当たり約16.0MW(サブレーションプール水温 154℃において)	原子炉補機代替冷却水系の設計値を 考慮して設定
	残留熱除去系(低圧注水 モード)	1,136m <sup>3</sup> /h(0.14MPa [dif]において)にて注水	残留熱除去系(低圧注水モード)の設 計値として設定
	原子炉補機代替冷却水系	16.0MW(サブレーションプール水温154℃, 海水温度26℃に おいて)	原子炉補機代替冷却水系の設計値と して設定



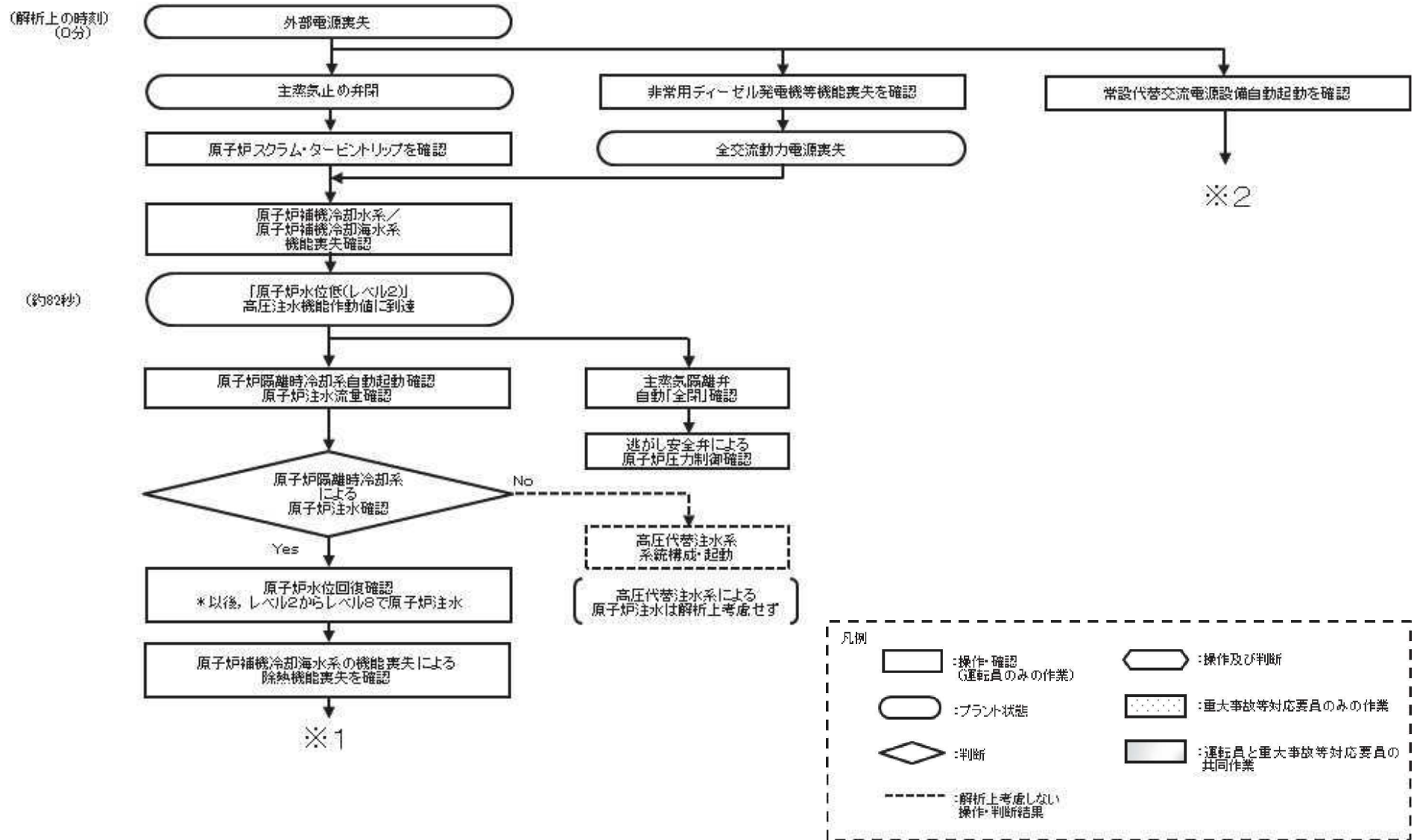
### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

#### 3.1 全交流動力電源喪失(長期TB) (4/9) 主要解析条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事 連する故 操作対策に 関する条件	常設代替交流電源設備からの受電操作	事象発生24時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧及び低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水操作	事象発生24時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)運転操作	事象発生25時間後	原子炉補機代替冷却水系の準備時間及び常設代替交流電源設備からの受電を考慮し設定
	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系(低圧注水モード)運転操作	残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)による格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低(レベル3)に到達	格納容器除熱及び原子炉水位制御(レベル3～レベル8)が継続的に可能な条件として設定

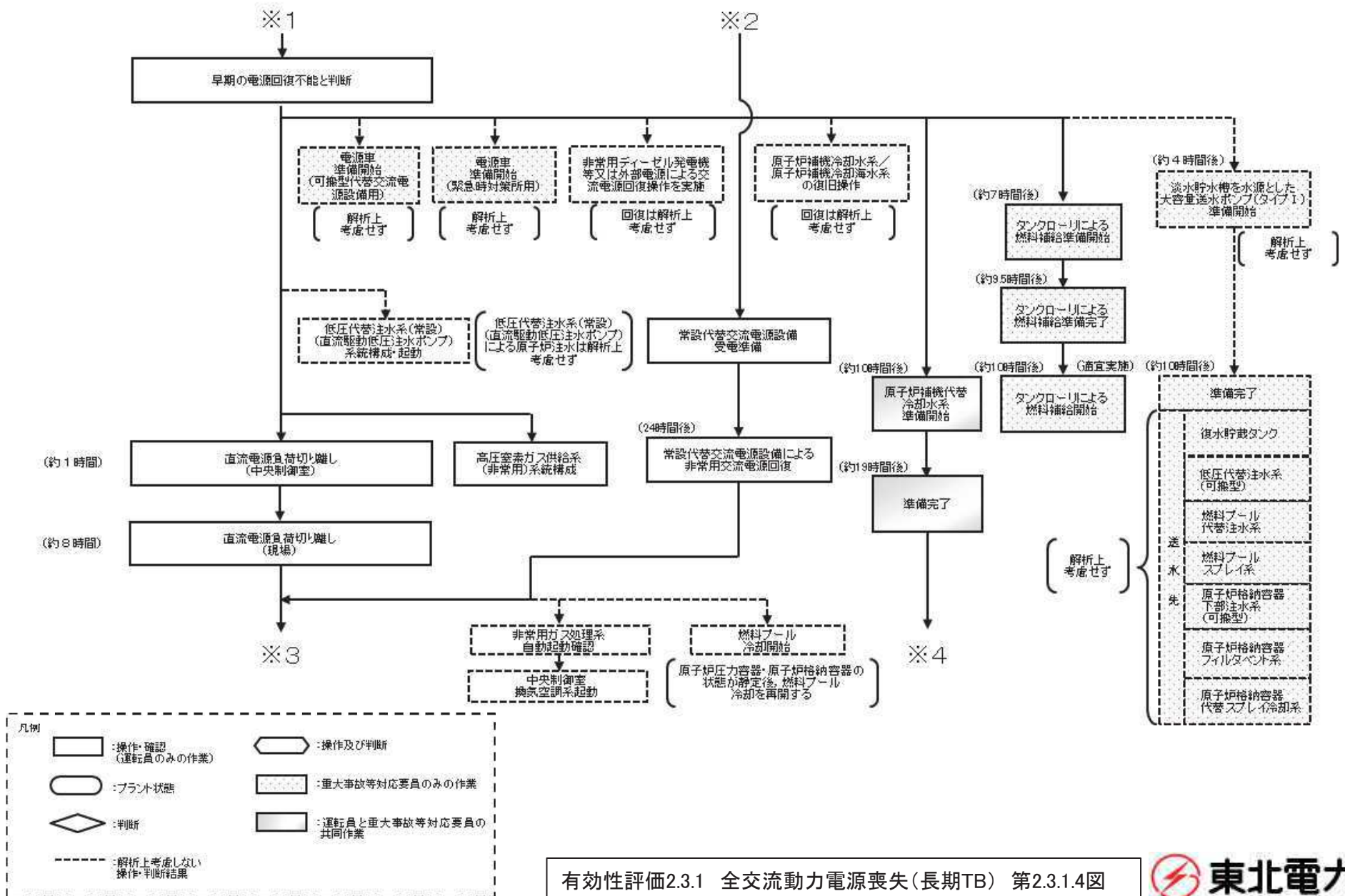
### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

#### 3.1 全交流動力電源喪失(長期TB) (5/9) 対応手順の概要



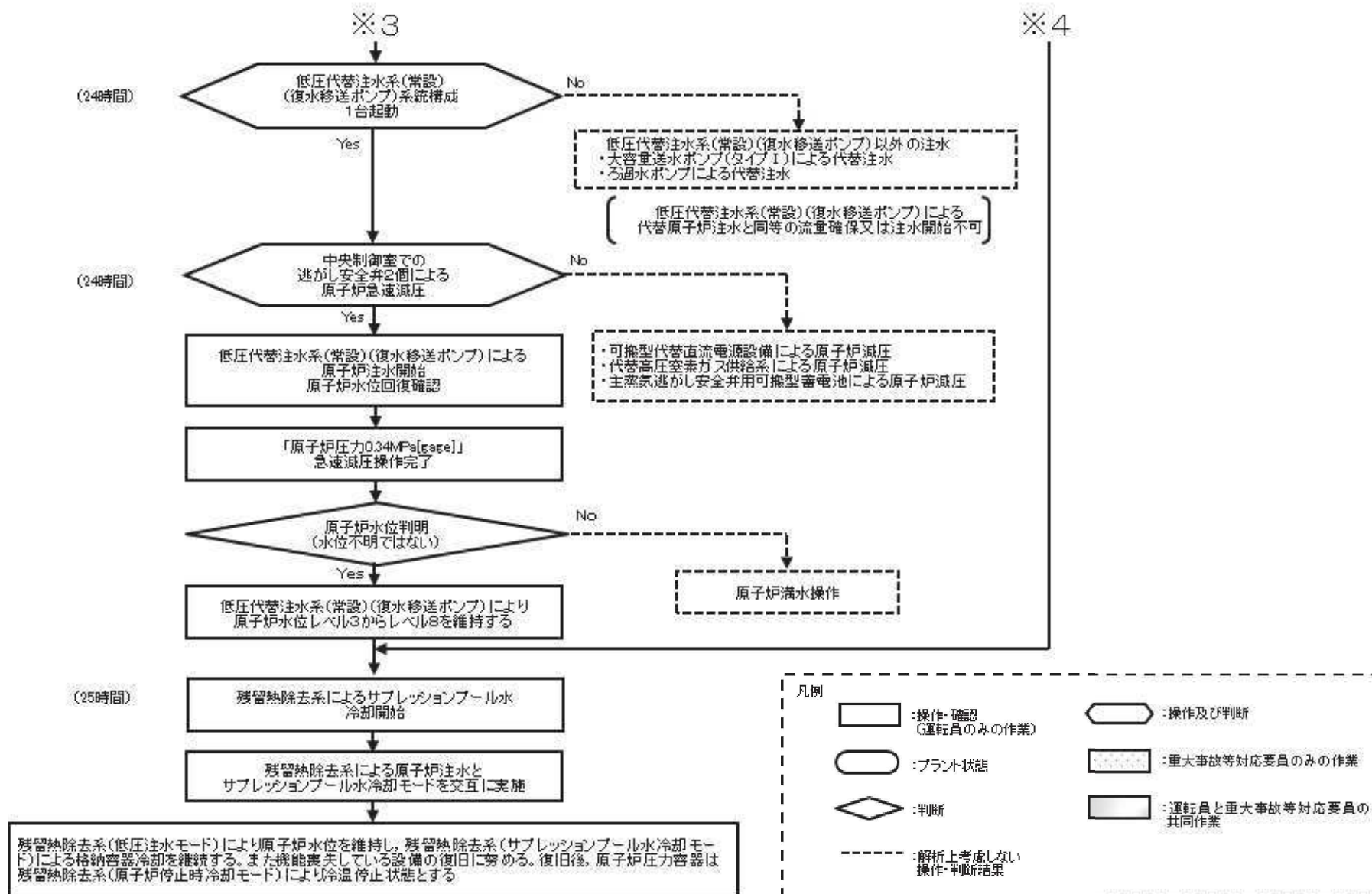
### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

#### 3.1 全交流動力電源喪失(長期TB) (6/9) 対応手順の概要



### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

#### 3.1 全交流動力電源喪失(長期TB) (7/9) 対応手順の概要



### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

#### 3.1 全交流動力電源喪失(長期TB) (8/9) 有効性評価の結果

#### 全交流動力電源喪失(長期TB)における有効性評価の結果

- ・表1に示す評価項目について、解析結果が判定基準を満足することを確認した。
- ・原子炉水位(シュラウド内外水位)及び格納容器圧力の推移を図1及び図2に示す。

表1 解析結果

評価項目	解析結果	判定基準
燃料被覆管の最高温度	約309°C(初期値) [冠水維持により温度上昇なし]	1200°C以下
燃料被覆管の酸化量	1%以下	15%以下
原子炉冷却材圧カバウンダリにかかる圧力の最大値	約7.77MPa[gage]	10.34MPa[gage](最高使用圧力の1.2倍)未滿
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値	約0.366MPa[gage]	0.854MPa[gage](格納容器限界圧力)未滿
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値	約153°C	200°C(格納容器限界温度)未滿

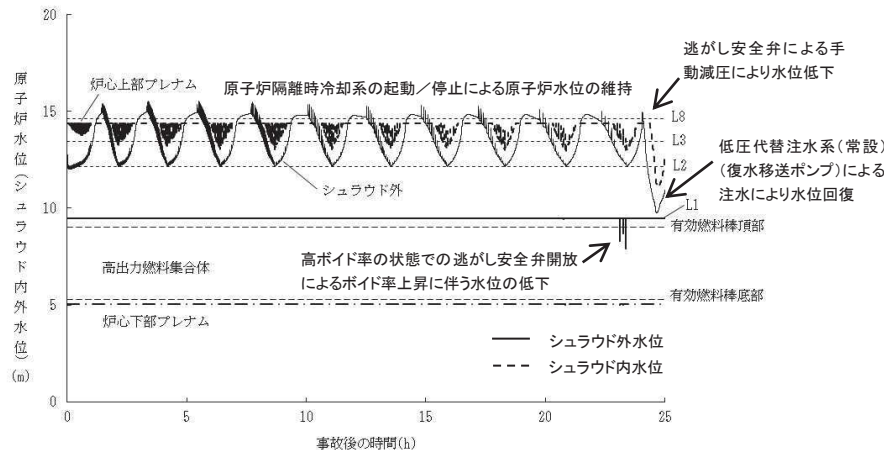


図1 原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移

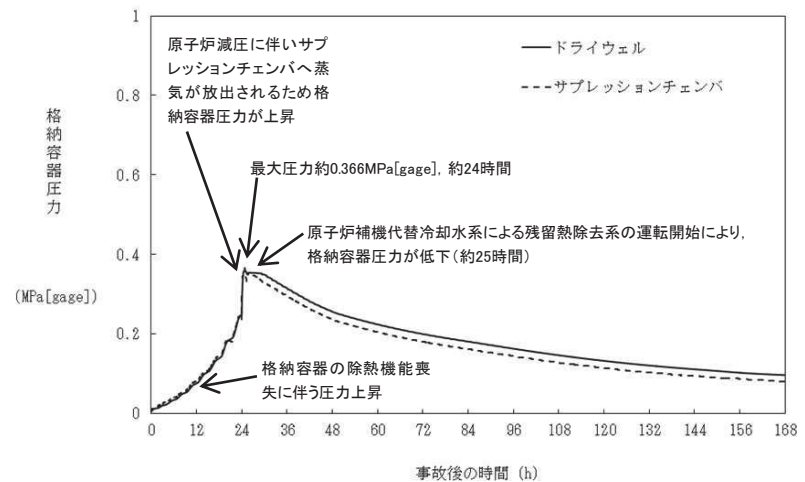


図2 格納容器圧力の推移



### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

#### 3.1 全交流動力電源喪失(長期TB) (9/9) 必要な要員及び資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失(長期TB)」における重大事故等対策に必要な要員及び資源の評価結果を表2に示す。

表2 要員及び資源の評価結果

評価項目	必要な要員数又は数量	確保している要員数又は数量
要員	30名 ( 運転員:7名 発電所対策本部要員:6名 重大事故等対応要員:17名 )	30名※ ( 運転員:7名 発電所対策本部要員:6名 重大事故等対応要員:17名※ )
水源	約730m <sup>3</sup>	復水貯蔵タンク:約1,192m <sup>3</sup>
燃料	約358kL	約900kL
電源	約4,423kW	約6,000kW(常用連続運用仕様)

以上のとおり、必要な要員及び資源を確保していることから、重大事故等への対応は可能である。

※ TBPにおける原子炉への注水対策の変更に伴い要員数を見直し

### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

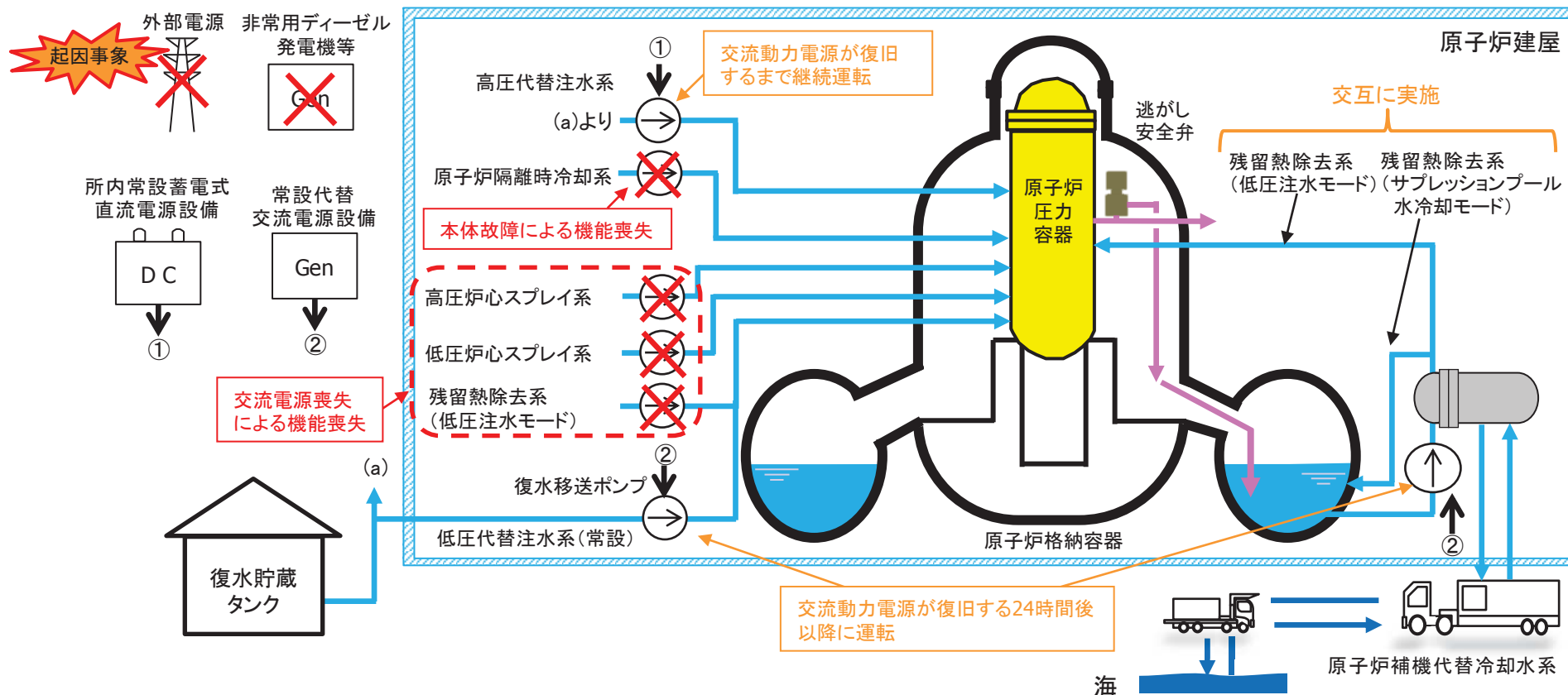
#### 3.2 全交流動力電源喪失(TBU) (1/9) 事象の概要

##### 全交流動力電源喪失(TBU)の特徴

外部電源及び非常用ディーゼル発電機等の喪失後、本体の故障により原子炉隔離時冷却系が停止する。原子炉圧力の上昇に伴う逃がし安全弁からの蒸気の流出により原子炉水位が低下し、炉心損傷に至る。

##### 全交流動力電源喪失(TBU)の対策概要

- ・直流電源を確保し、交流動力電源が復旧するまで高圧代替注水系を継続運転[0~24時間まで]
- ・交流動力電源を復旧した後、低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)により炉心を冷却[24時間後]
- ・原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水及び残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)による格納容器除熱[25時間後]





### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

#### 3.2 全交流動力電源喪失(TBU) (2/9) 主要解析条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	原子炉補機冷却水系(原子炉補機冷却海水系を含む)の機能喪失により、全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、設定
		原子炉隔離時冷却系機能喪失	本事故シーケンスにおける前提条件
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとして設定

### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

#### 3.2 全交流動力電源喪失(TBU) (3/9) 主要解析条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等機器対策に 関連する条件	原子炉スクラム信号	主蒸気止め弁閉 (遅れ時間:0.06秒)	タービントリップに伴う原子炉スクラム信号を設定
	高圧代替注水系	90.8m <sup>3</sup> /h(7.86~2.60MPa[gage]において)	高圧代替注水系の設計値として設定
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37MPa[gage]×2個, 356t/h/個 7.44MPa[gage]×3個, 360t/h/個 7.51MPa[gage]×3個, 363t/h/個 7.58MPa[gage]×3個, 367t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個を開ることによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
	低圧代替注水系(常設) (復水移送ポンプ)	120m <sup>3</sup> /h(ポンプ1台当たり, 0.427MPa[dif]において)で注水, その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定
	残留熱除去系(サプレッションプール水冷却モード)	熱交換器1基当たり約16.0MW(サプレッションプール水温154℃において)	原子炉補機代替冷却水系の設計値を考慮して設定
	残留熱除去系(低圧注水モード)	1,136m <sup>3</sup> /h(0.14MPa [dif]において)にて注水	残留熱除去系(低圧注水モード)の設計値として設定
	原子炉補機代替冷却水系	16.0MW(サプレッションプール水温154℃, 海水温度26℃において)	原子炉補機代替冷却水系の設計値として設定

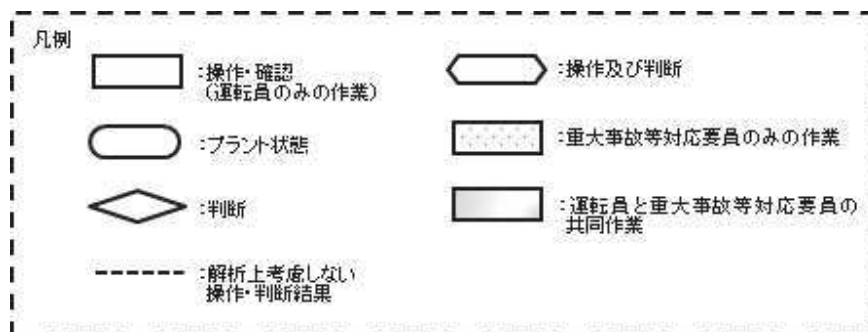
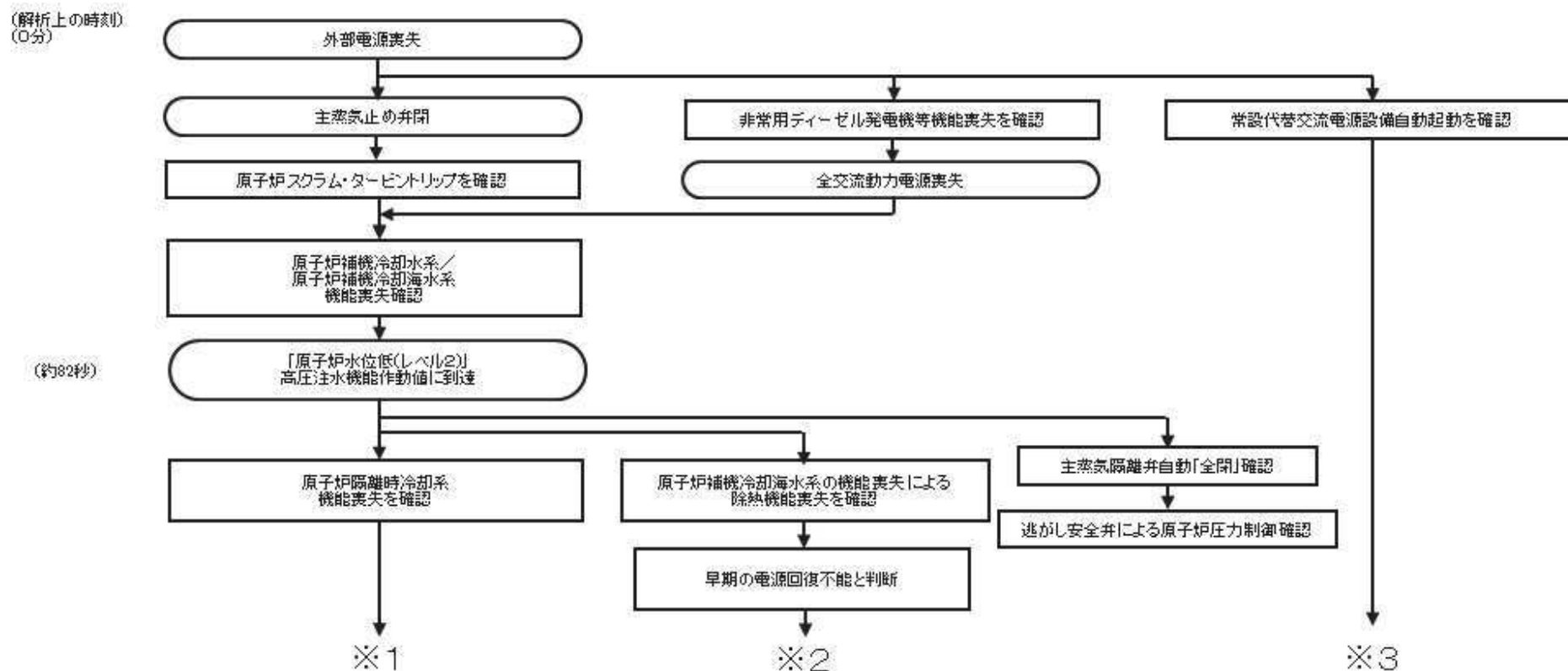
### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

#### 3.2 全交流動力電源喪失(TBU) (4/9) 主要解析条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事 故等 対策 に 関連 する 条件	高圧代替注水系による原子炉注水操作	事象発生15分後	事象判断時間を考慮して、事象発生から10分後に開始し、操作時間は5分とする
	常設代替交流電源設備からの受電操作	事象発生24時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧及び低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水操作	事象発生24時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系(サプレッションプール水冷却モード)運転操作	事象発生25時間後	原子炉補機代替冷却水系の準備時間及び常設代替交流電源設備からの受電を考慮し設定
	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系(低圧注水モード)運転操作	残留熱除去系(サプレッションプール水冷却モード)による格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低(レベル3)に到達	格納容器除熱及び原子炉水位制御(レベル3~レベル8)が継続的に可能な条件として設定

### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

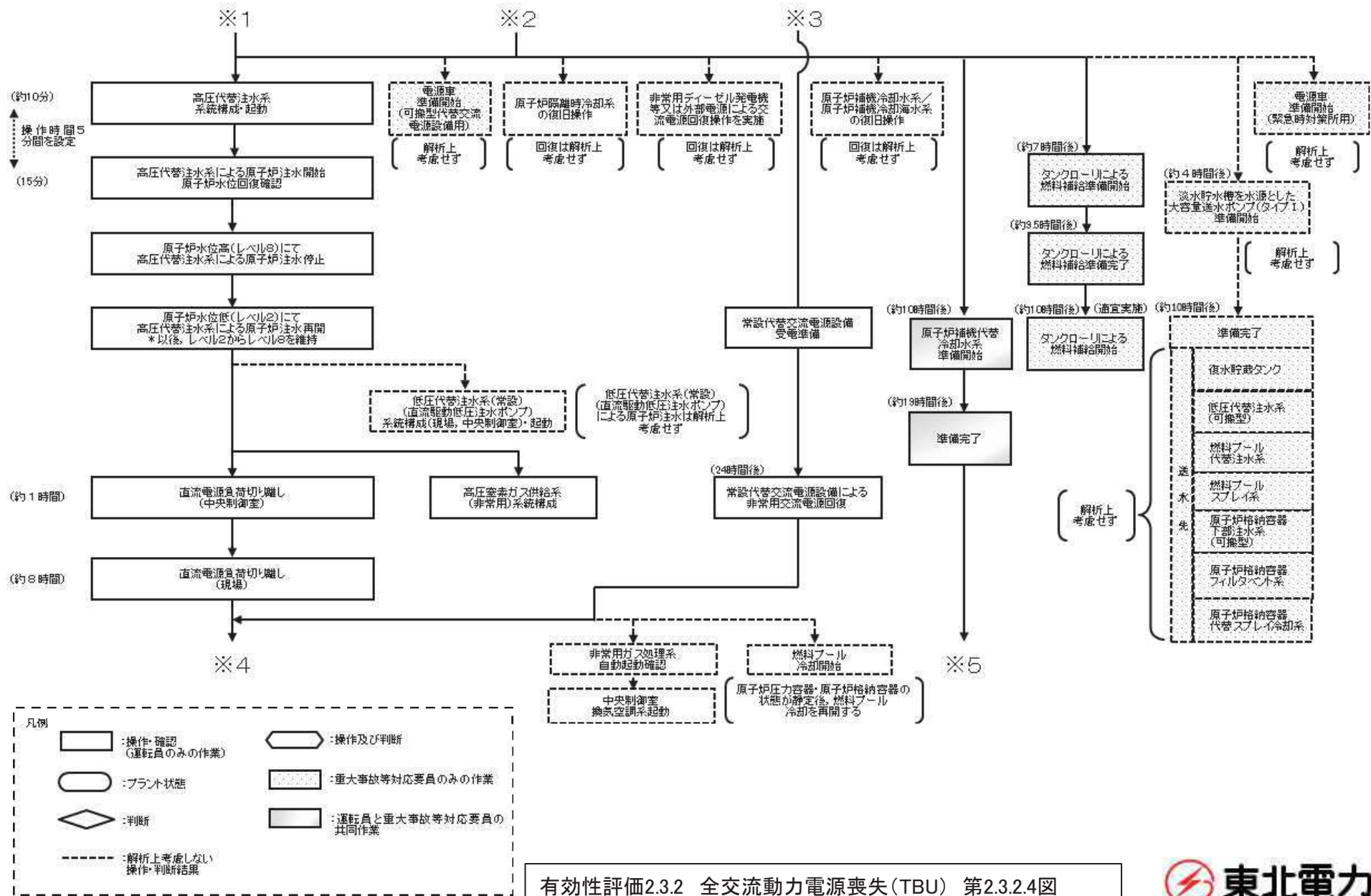
#### 3.2 全交流動力電源喪失(TBU) (5/9) 対応手順の概要



有効性評価2.3.2 全交流動力電源喪失(TBU) 第2.3.2.4図

### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

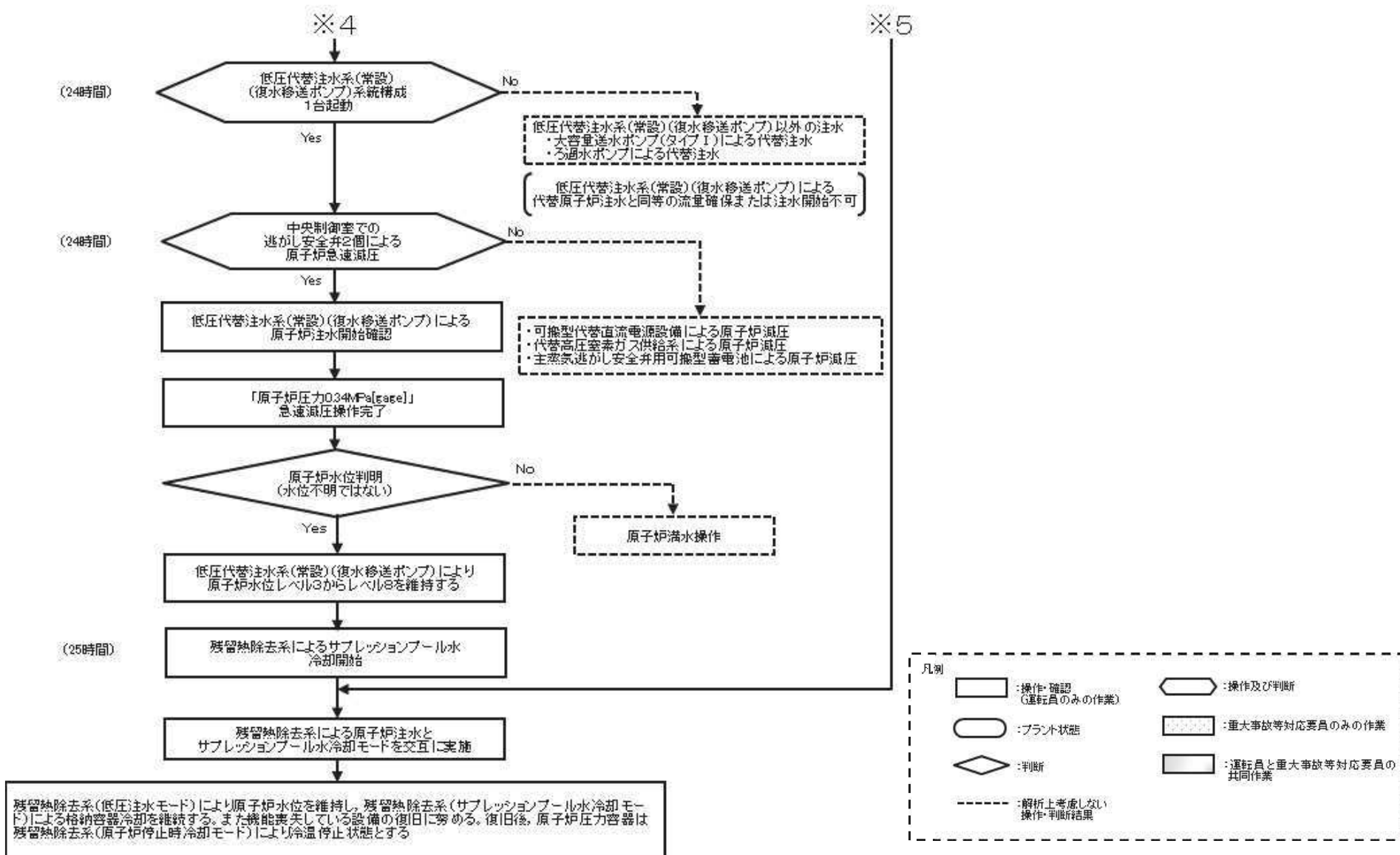
#### 3.2 全交流動力電源喪失(TBU) (6/9) 対応手順の概要





### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

#### 3.2 全交流動力電源喪失(TBU) (7/9) 対応手順の概要



有効性評価2.3.2 全交流動力電源喪失(TBU) 第2.3.2.4図

### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

#### 3.2 全交流動力電源喪失(TBU) (8/9) 有効性評価の結果

#### 全交流動力電源喪失(TBU)における有効性評価の結果

- ・表3に示す評価項目について、解析結果が判定基準を満足することを確認した。
- ・原子炉水位(シュラウド内外水位)及び格納容器圧力の推移を図3及び図4に示す。

表3 解析結果

評価項目	解析結果	判定基準
燃料被覆管の最高温度	約309°C(初期値) [冠水維持により温度上昇なし]	1200°C以下
燃料被覆管の酸化量	1%以下	15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値	約7.77MPa[gage]	10.34MPa[gage](最高使用圧力の1.2倍)未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値	約0.376MPa[gage]	0.854MPa[gage](格納容器限界圧力)未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値	約155°C	200°C(格納容器限界温度)未満

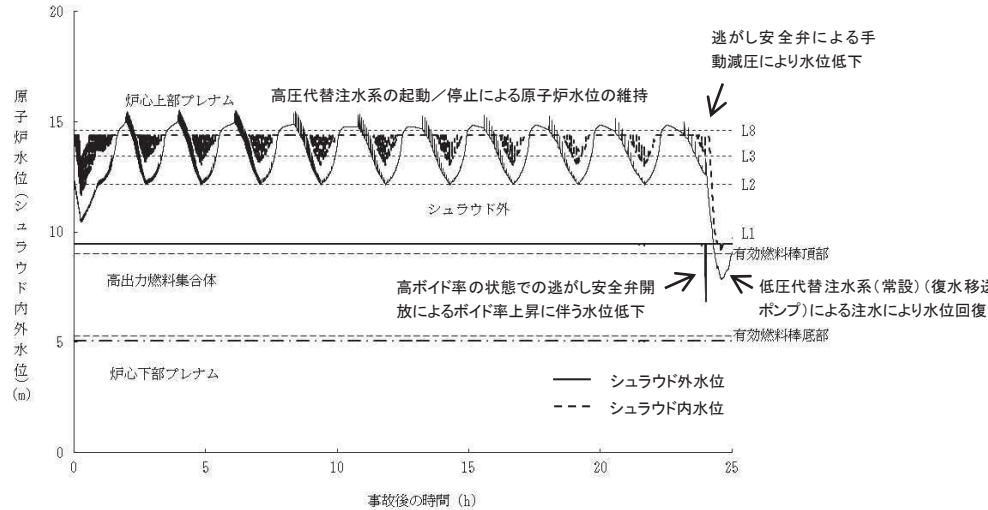


図3 原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移

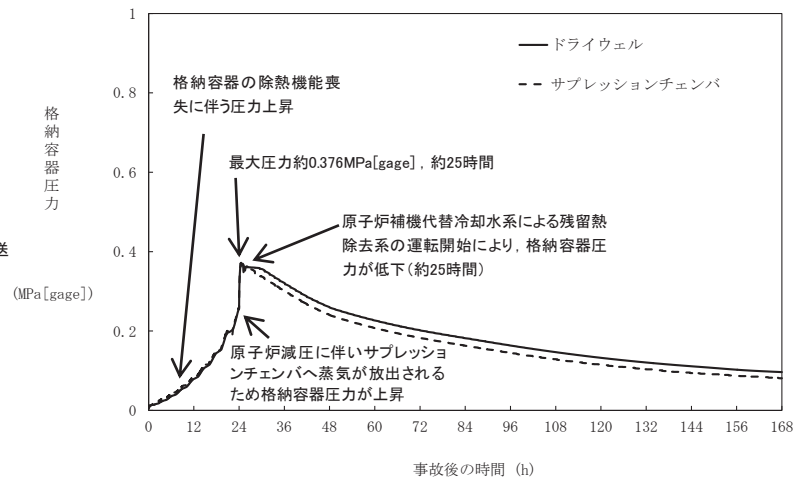


図4 格納容器圧力の推移



3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策  
 3.2 全交流動力電源喪失(TBU) (9/9) 必要な要員及び資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失(TBU)」における重大事故等対策に必要な要員及び資源の評価結果を表4に示す。

表4 要員及び資源の評価結果

評価項目	必要な要員数又は数量	確保している要員数又は数量
要員	30名 ( 運転員:7名 発電所対策本部要員:6名 重大事故等対応要員:17名 )	30名 ( 運転員:7名 発電所対策本部要員:6名 重大事故等対応要員:17名 )
水源	約760m <sup>3</sup>	復水貯蔵タンク:約1,192m <sup>3</sup>
燃料	約358kL	約900kL
電源	約4,423kW	約6,000kW(常用連続運用仕様)

以上のとおり、必要な要員及び資源を確保していることから、重大事故等への対応は可能である。

### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

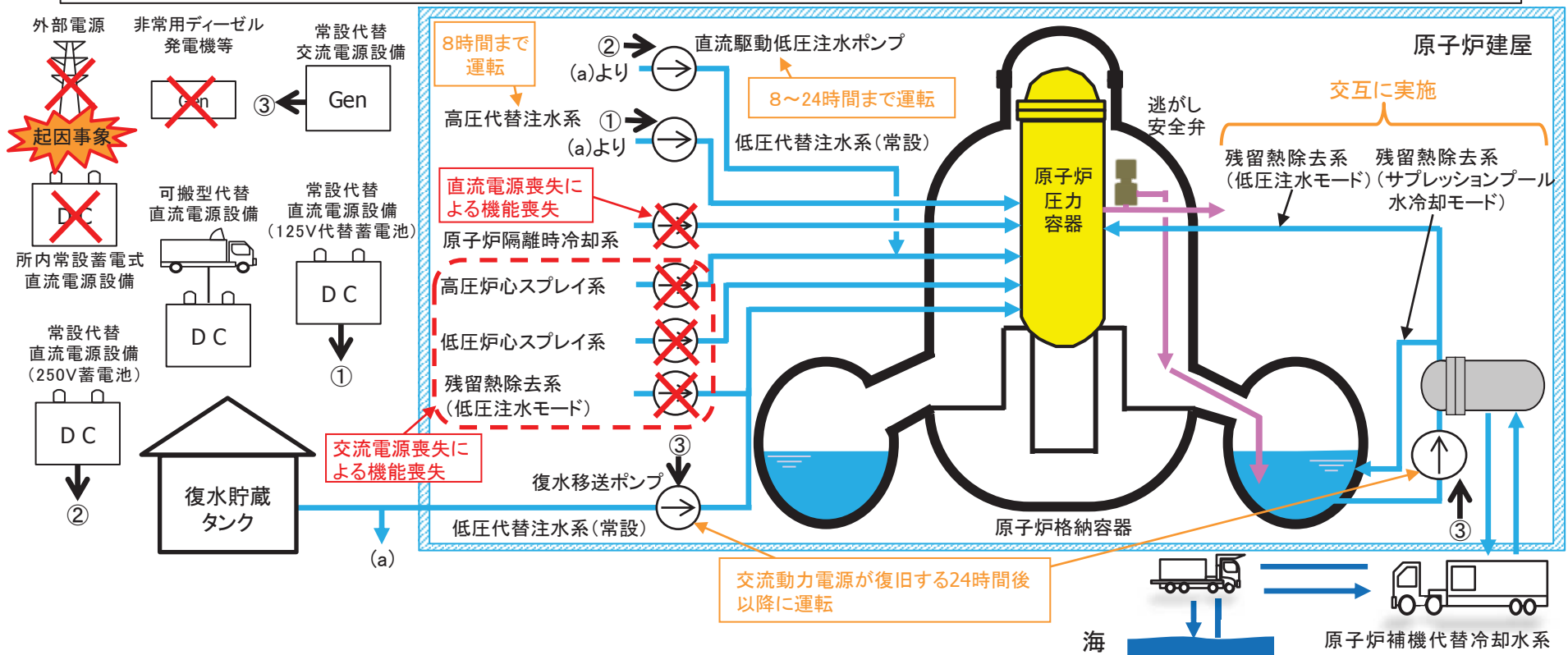
#### 3.3 全交流動力電源喪失(TBD) (1/9) 事象の概要

##### 全交流動力電源喪失(TBD)の特徴

外部電源及び非常用ディーゼル発電機等の喪失後、直流電源の喪失により原子炉隔離時冷却系が停止する。原子炉圧力の上昇に伴う逃がし安全弁からの蒸気の流出により原子炉水位が低下し、炉心損傷に至る。

##### 全交流動力電源喪失(TBD)の対策概要

- ・直流電源を確保し、高圧代替注水系により炉心を冷却[0~8時間まで]
- ・逃がし安全弁を手動開操作し、低圧代替注水系(常設)(直流駆動低圧注水ポンプ)を用いて炉心を冷却[8~24時間まで]
- ・交流動力電源を復旧した後、低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)により炉心を冷却[24時間後]
- ・原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水及び残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)による格納容器除熱[25時間後]



### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

#### 3.3 全交流動力電源喪失(TBD) (2/9) 主要解析条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	原子炉補機冷却水系(原子炉補機冷却海水系を含む)の機能喪失により、全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、設定
		直流電源喪失	本事故シーケンスにおける前提条件
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとして設定

### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

#### 3.3 全交流動力電源喪失(TBD) (3/9) 主要解析条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事 故等 対策 に 関 連 す る 機 器 条 件	原子炉スクラム信号	主蒸気止め弁閉 (遅れ時間:0.06秒)	タービントリップに伴う原子炉スクラム 信号を設定
	高圧代替注水系	90.8m <sup>3</sup> /h(7.86~2.60MPa[gage]において)	高圧代替注水系の設計値として設定
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37MPa[gage]×2個, 356t/h/個 7.44MPa[gage]×3個, 360t/h/個 7.51MPa[gage]×3個, 363t/h/個 7.58MPa[gage]×3個, 367t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計 値として設定
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個を開ることによる原 子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気 流量及び原子炉圧力の関係から設定
	低圧代替注水系(常設) (直流駆動低圧注水ポン プ)	80m <sup>3</sup> /h(0.427MPa [dif]において)で注水, その後は炉心を冠 水維持可能な注水量に制御	低圧代替注水系(常設)(直流駆動低 圧注水ポンプ)の設計値として設定
	低圧代替注水系(常設) (復水移送ポンプ)	120m <sup>3</sup> /h(ポンプ1台当たり, 0.427MPa[dif]において)で注水, その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮 した値として設定
	残留熱除去系(サブレッ ションプール水冷却モード)	熱交換器1基当たり約16.0MW(サブレーションプール水温 154℃において)	原子炉補機代替冷却水系の設計値を 考慮して設定
	残留熱除去系(低圧注水 モード)	1,136m <sup>3</sup> /h(0.14MPa [dif]において)にて注水	残留熱除去系(低圧注水モード)の設 計値として設定
	原子炉補機代替冷却水系	16.0MW(サブレーションプール水温154℃, 海水温度26℃に おいて)	原子炉補機代替冷却水系の設計値と して設定

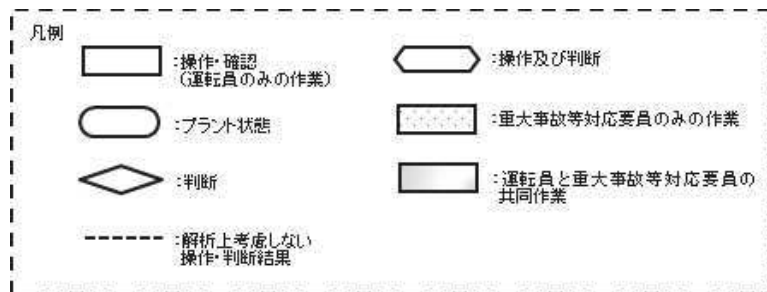
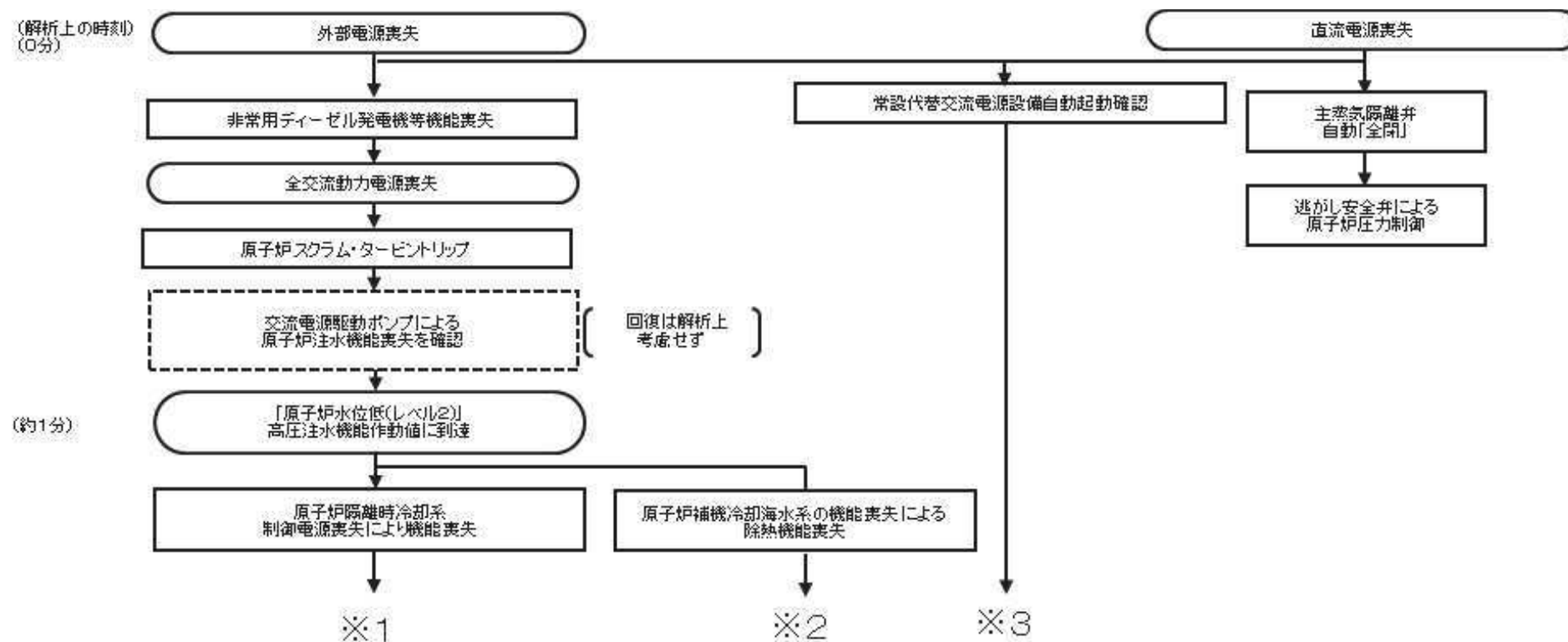
### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

#### 3.3 全交流動力電源喪失(TBD) (4/9) 主要解析条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事 故等 操作 条件に 関連 する	高圧代替注水系による原子炉注水操作	事象発生40分後	常設代替直流電源設備からの受電操作に時間余裕を考慮し設定
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧及び低圧代替注水系(常設)(直流駆動低圧注水ポンプ)による原子炉注水操作	事象発生8時間後	原子炉急速減圧の実施基準であるサブプレッションプール熱容量制限値を考慮して設定
	常設代替交流電源設備からの受電操作	事象発生24時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水操作	事象発生24時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)運転操作	事象発生25時間後	原子炉補機代替冷却水系の準備時間及び常設代替交流電源設備からの受電を考慮し設定
	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系(低圧注水モード)運転操作	残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)による格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低(レベル3)に到達	格納容器除熱及び原子炉水位制御(レベル3~レベル8)が継続的に可能な条件として設定

### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

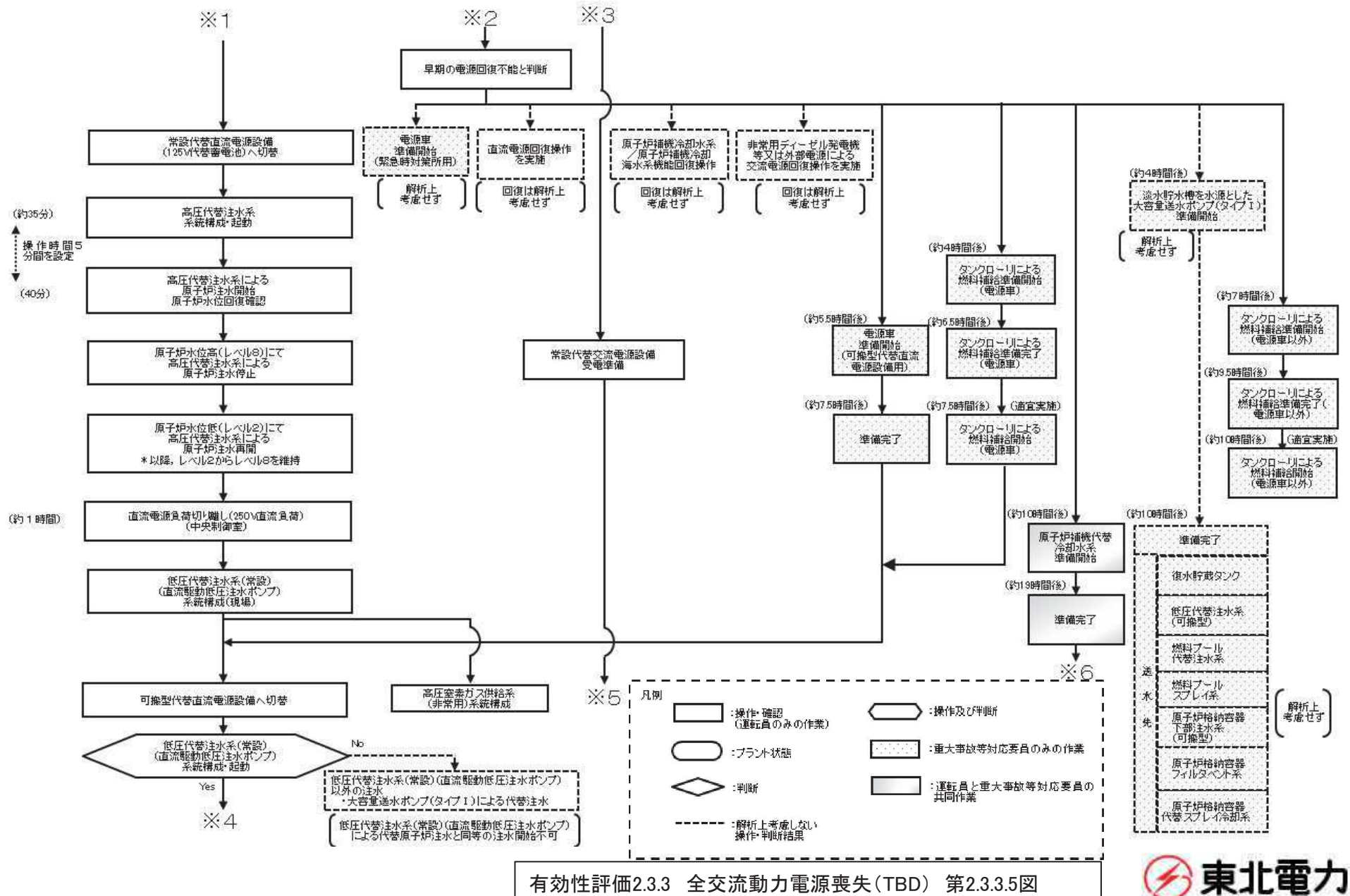
#### 3.3 全交流動力電源喪失(TBD) (5/9) 対応手順の概要





### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

#### 3.3 全交流動力電源喪失(TBD) (6/9) 対応手順の概要

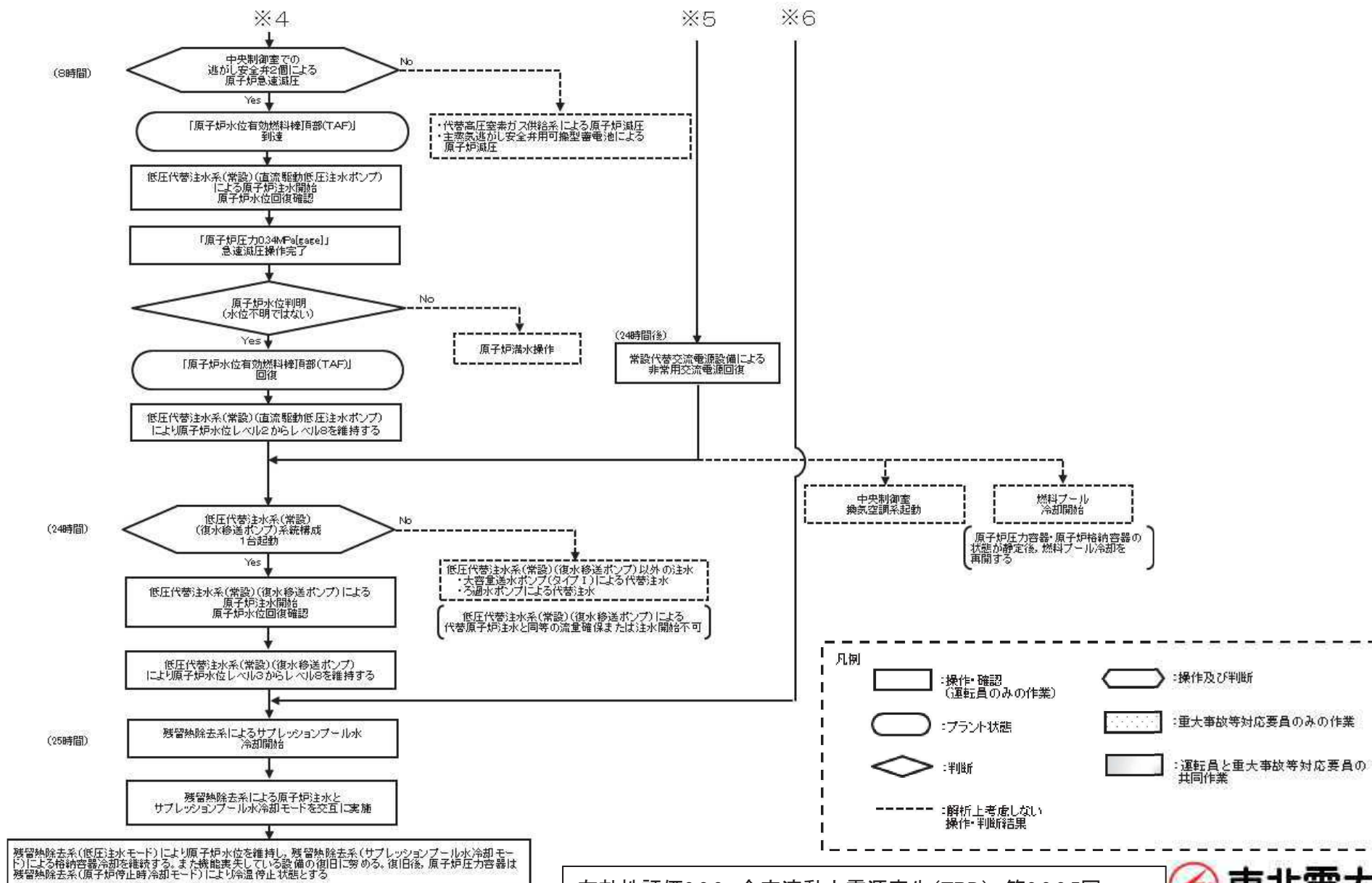


有効性評価2.3.3 全交流動力電源喪失(TBD) 第2.3.3.5図



### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

#### 3.3 全交流動力電源喪失(TBD) (7/9) 対応手順の概要



### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

#### 3.3 全交流動力電源喪失(TBD) (8/9) 有効性評価の結果

#### 全交流動力電源喪失(TBD)における有効性評価の結果

- ・表5に示す評価項目について、解析結果が判定基準を満足することを確認した。
- ・原子炉水位(シュラウド内外水位)及び燃料被覆管温度の推移を図5及び図6に示す。

表5 解析結果

評価項目	解析結果	判定基準
燃料被覆管の最高温度	約672°C	1200°C以下
燃料被覆管の酸化量	1%以下	15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値	約7.77MPa[gage]	10.34MPa[gage](最高使用圧力の1.2倍)未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値	約0.347MPa[gage]	0.854MPa[gage](格納容器限界圧力)未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値	約147°C	200°C(格納容器限界温度)未満

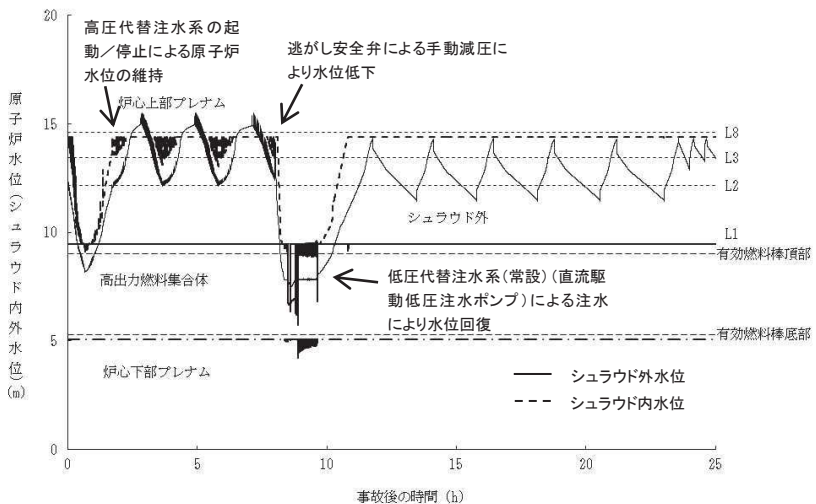


図5 原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移

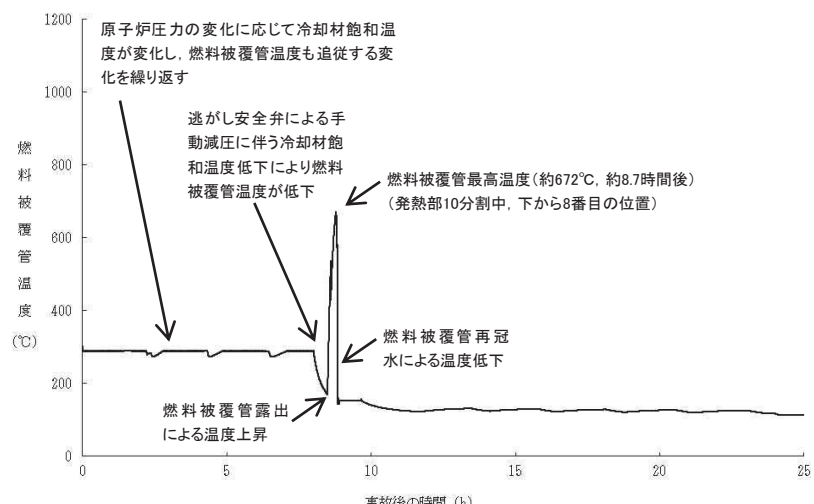


図6 燃料被覆管温度の推移

3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策  
 3.3 全交流動力電源喪失(TBD) (9/9) 必要な要員及び資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失(TBD)」における重大事故等対策に必要な要員及び資源の評価結果を表6に示す。

表6 要員及び資源の評価結果

評価項目	必要な要員数又は数量	確保している要員数又は数量
要員	30名 ( 運転員:7名 発電所対策本部要員:6名 重大事故等対応要員:17名 )	30名 ( 運転員:7名 発電所対策本部要員:6名 重大事故等対応要員:17名 )
水源	約780m <sup>3</sup>	復水貯蔵タンク:約1,192m <sup>3</sup>
燃料	約375kL	約900kL
電源	約4,423kW	約6,000kW(常用連続運用仕様)

以上のとおり、必要な要員及び資源を確保していることから、重大事故等への対応は可能である。

### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

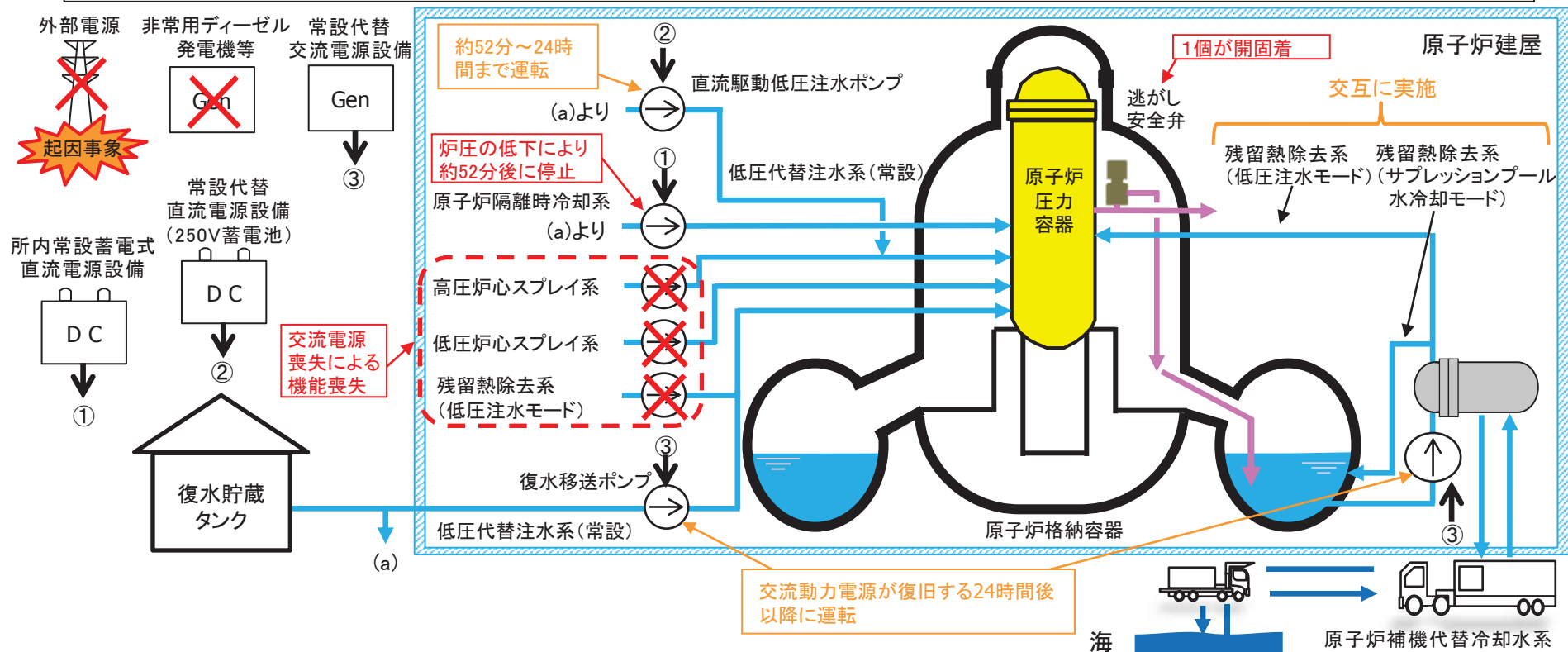
#### 3.4 全交流動力電源喪失(TBP) (1/9) 事象の概要

#### 全交流動力電源喪失(TBP)の特徴

外部電源及び非常用ディーゼル発電機等の喪失後、逃がし安全弁の開固着による原子炉圧力の低下に伴い原子炉隔離時冷却系が停止する。逃がし安全弁からの蒸気の流出により原子炉水位が低下し、炉心損傷に至る。

#### 全交流動力電源喪失(TBP)の対策概要

- ・原子炉圧力が1.04MPa[gage]未満に低下するまで、原子炉隔離時冷却系を継続運転[0～約52分まで]
- ・逃がし安全弁を手動開操作し、低圧代替注水系(常設)(直流駆動低圧注水ポンプ)により炉心を冷却[約52分～24時間まで]
- ・交流動力電源を復旧した後、低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)により炉心を冷却[24時間後]
- ・原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水及び残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)による格納容器除熱[25時間後]



### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

#### 3.4 全交流動力電源喪失(TBP) (2/9) 主要解析条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	原子炉補機冷却水系(原子炉補機冷却海水系を含む)の機能喪失により、全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、設定
		逃がし安全弁1個開固着	本事故シーケンスにおける前提条件
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとして設定

### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

#### 3.4 全交流動力電源喪失(TBP) (3/9) 主要解析条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事 故等 対策に 関連 する 機器 条件	原子炉スクラム信号	主蒸気止め弁閉 (遅れ時間:0.06秒)	タービントリップに伴う原子炉スクラム 信号を設定
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低(レベル2)にて自動起動 90.8m <sup>3</sup> /h(7.86~1.04MPa[gage])において)	原子炉隔離時冷却系の設計値として 設定
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37MPa[gage]×2個, 356t/h/個 7.44MPa[gage]×3個, 360t/h/個 7.51MPa[gage]×3個, 363t/h/個 7.58MPa[gage]×3個, 367t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計 値として設定
		開固着した1個に加えて自動減圧機能付き逃がし安全弁の 1個を開ることによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気 流量及び原子炉圧力の関係から設定
	低圧代替注水系(常設) (直流駆動低圧注水ポン プ)	80m <sup>3</sup> /h(0.427MPa [dif]において)で注水, その後は炉心を冠 水維持可能な注水量に制御	低圧代替注水系(常設)(直流駆動低 圧注水ポンプ)の設計値として設定
	低圧代替注水系(常設) (復水移送ポンプ)	120m <sup>3</sup> /h(ポンプ1台当たり, 0.427MPa[dif]において)で注水, その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮 した値として設定
	残留熱除去系(サブレッ ションプール水冷却モード)	熱交換器1基当たり約16.0MW(サブレーションプール水温 154℃において)	原子炉補機代替冷却水系の設計値を 考慮して設定
	残留熱除去系(低圧注水 モード)	1,136m <sup>3</sup> /h(0.14MPa [dif]において)にて注水	残留熱除去系(低圧注水モード)の設 計値として設定
	原子炉補機代替冷却水系	16.0MW(サブレーションプール水温154℃, 海水温度26℃に おいて)	原子炉補機代替冷却水系の設計値と して設定



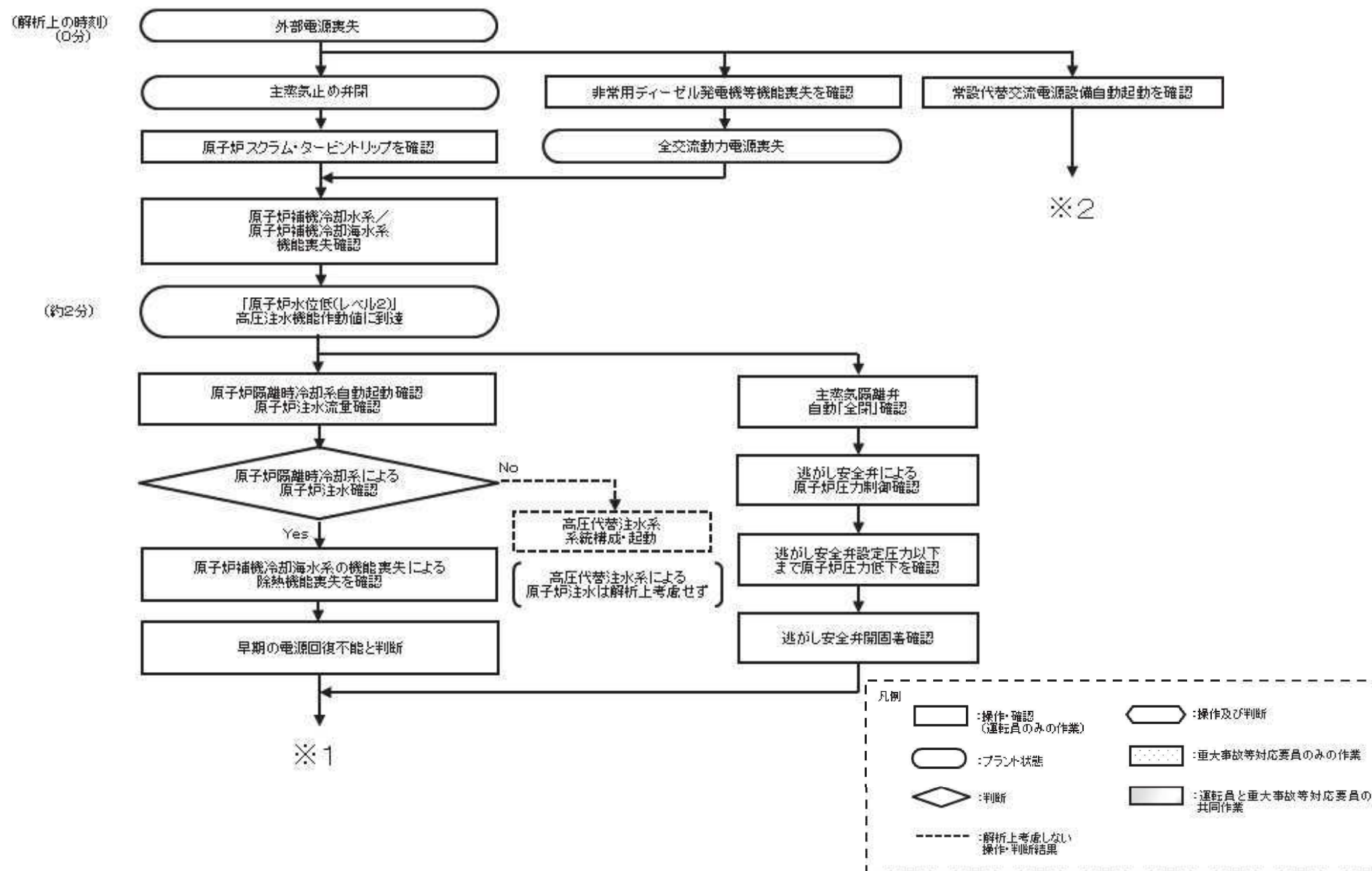
### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

#### 3.4 全交流動力電源喪失(TBP) (4/9) 主要解析条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事 連する故 操作対 条件に	常設代替交流電源設備からの受電操作	事象発生24時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	低圧代替注水系(常設)(直流駆動低圧注水ポンプ)の系統構成及び起動	事象発生15分後	事象判断時間を考慮して、事象発生15分後より開始するものとする。操作時間は35分とする。
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	原子炉隔離時冷却系による原子炉注水停止後	低圧代替注水系(常設)(直流駆動低圧注水ポンプ)による原子炉注水の準備完了後として設定
	低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水操作	事象発生24時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系(サプレッションプール水冷却モード)運転操作	事象発生25時間後	原子炉補機代替冷却水系の準備時間及び常設代替交流電源設備からの受電を考慮し設定
	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系(低圧注水モード)運転操作	残留熱除去系(サプレッションプール水冷却モード)による格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低(レベル3)に到達	格納容器除熱及び原子炉水位制御(レベル3~レベル8)が継続的に可能な条件として設定

### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

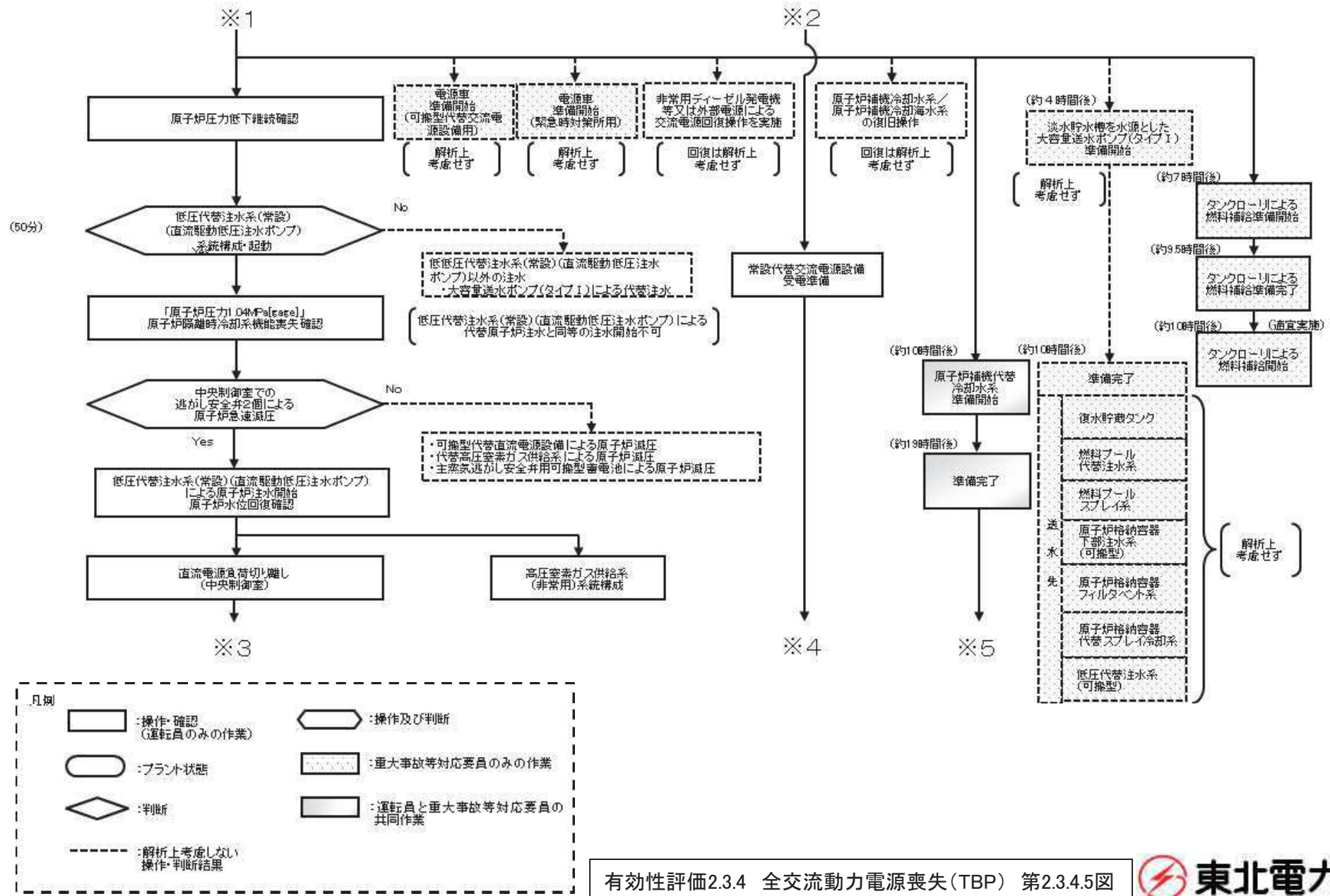
#### 3.4 全交流動力電源喪失(TBP) (5/9) 対応手順の概要



有効性評価2.3.4 全交流動力電源喪失(TBP) 第2.3.4.5図

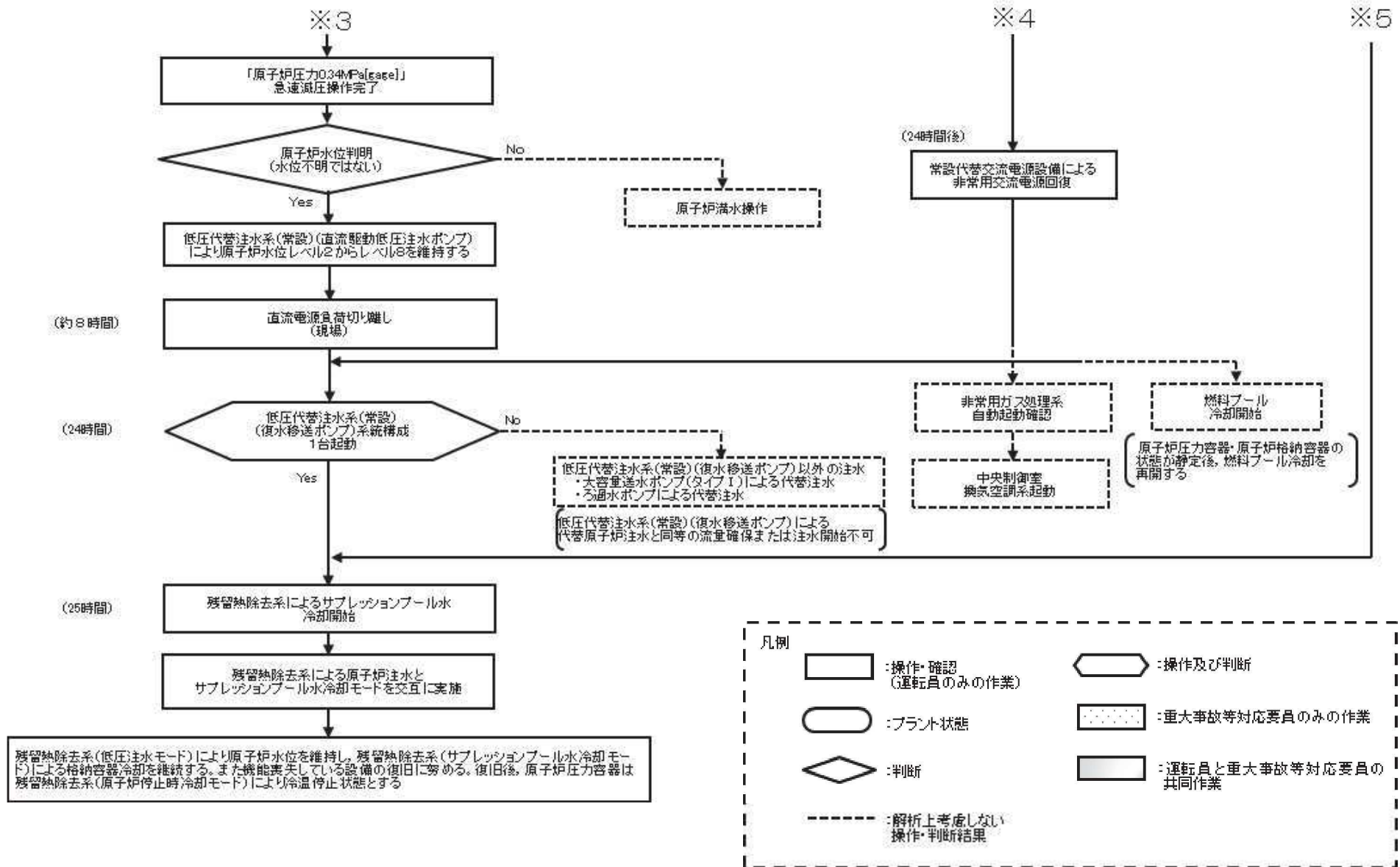
### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

#### 3.4 全交流動力電源喪失(TBP) (6/9) 対応手順の概要



### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

#### 3.4 全交流動力電源喪失(TBP) (7/9) 対応手順の概要



有効性評価2.3.4 全交流動力電源喪失(TBP) 第2.3.4.5図





### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

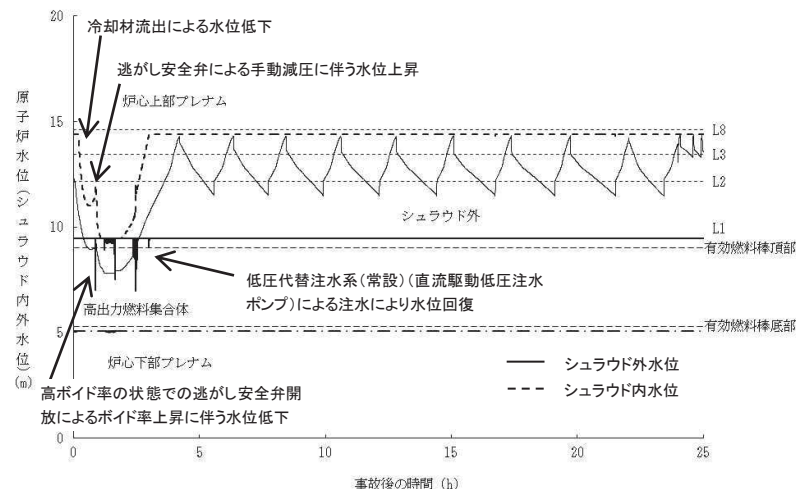
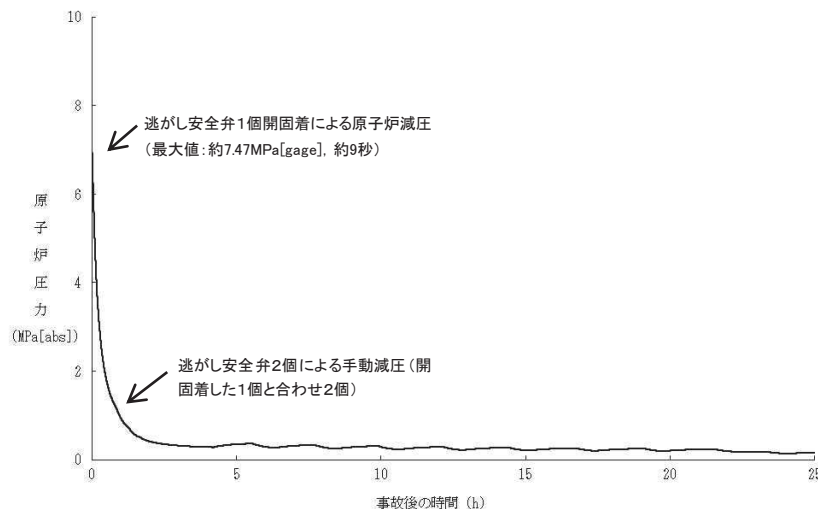
#### 3.4 全交流動力電源喪失(TBP) (8/9) 有効性評価の結果

##### 全交流動力電源喪失(TBP)における有効性評価の結果

- ・表7に示す評価項目について、解析結果が判定基準を満足することを確認した。
- ・原子炉圧力及び原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移を図7及び図8に示す。

表7 解析結果

評価項目	解析結果	判定基準
燃料被覆管の最高温度	約309°C(初期値) [冠水維持により温度上昇なし]	1200°C以下
燃料被覆管の酸化量	1%以下	15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値	約7.77MPa[gage]	10.34MPa[gage](最高使用圧力の1.2倍)未滿
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値	約0.345MPa[gage]	0.854MPa[gage](格納容器限界圧力)未滿
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値	約145°C	200°C(格納容器限界温度)未滿



3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策  
 3.4 全交流動力電源喪失(TBP) (9/9) 必要な要員及び資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失(TBP)」における重大事故等対策に必要な要員及び資源の評価結果を表8に示す。

表8 要員及び資源の評価結果

評価項目	必要な要員数又は数量	確保している要員数又は数量
要員	30名 運転員: 7名 発電所対策本部要員: 6名 重大事故等対応要員: 17名※	30名 運転員: 7名 発電所対策本部要員: 6名 重大事故等対応要員: 17名
水源	約780m <sup>3</sup>	復水貯蔵タンク: 約1,192m <sup>3</sup>
燃料	約358kL	約900kL
電源	約4,423kW	約6,000kW(常用連続運用仕様)

以上のとおり、必要な要員及び資源を確保していることから、重大事故等への対応は可能である。

※ TBPのように事象進展(注水機能の喪失)が早い事象に対応するため、可搬型の緊急送水ポンプに代えて新たに常設の重大事故等対処設備として直流駆動低圧注水ポンプを設置することとした。これに伴い緊急送水ポンプに係わる作業が不要となったため重大事故等対応要員数を17名に見直した。



### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

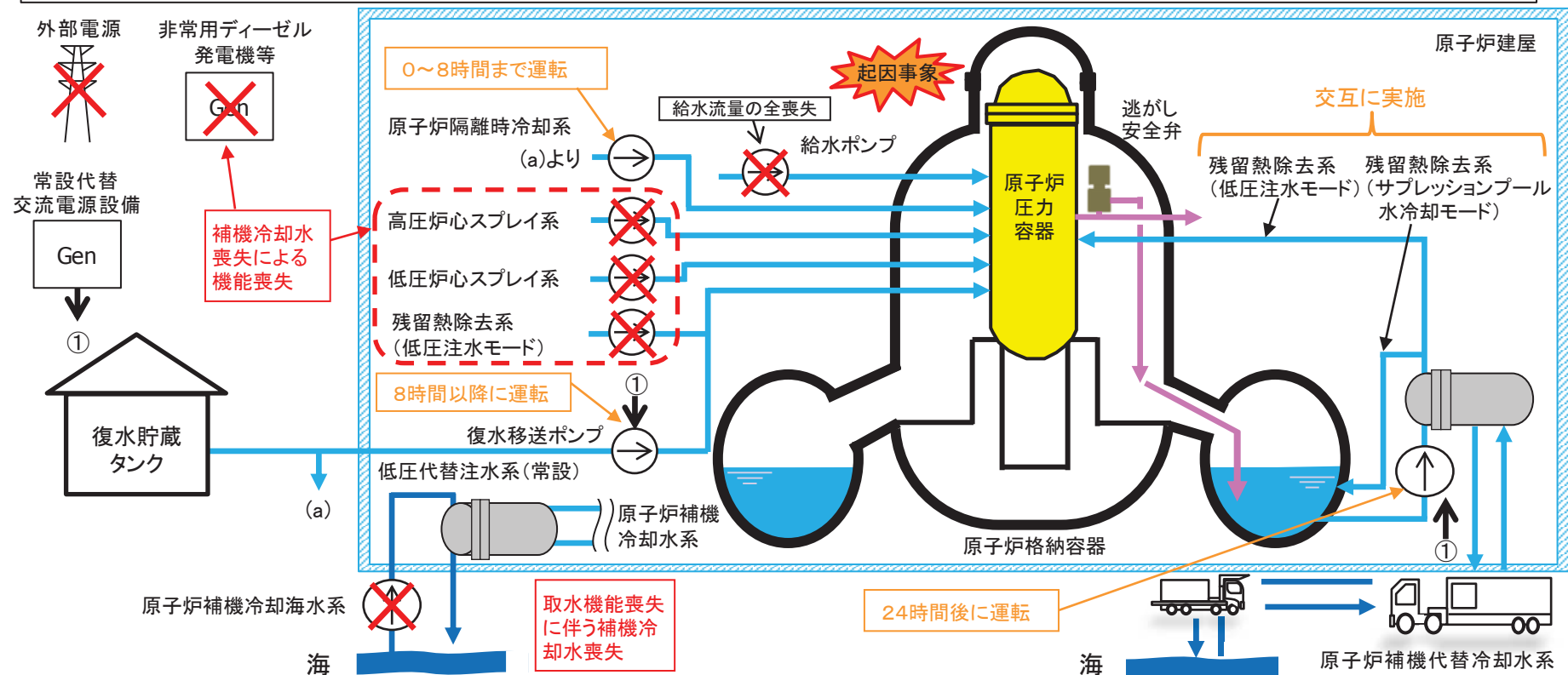
#### 3.5 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)(1/9) 事象の概要

##### 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)の特徴

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故(LOCAを除く)の発生後、原子炉圧力容器への注水により炉心冷却には成功するが、海水を取水する機能を喪失することに伴い最終ヒートシンクへ熱を輸送できなくなるにより、原子炉格納容器からの除熱機能を喪失し、原子炉格納容器内の圧力上昇を抑制できないため、原子炉格納容器が先行破損に至る。これに伴い原子炉圧力容器への注水の継続ができなくなる場合、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。

##### 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)の対策概要

- ・原子炉隔離時冷却系を継続運転[0~8時間まで]
- ・逃がし安全弁を手動開操作し、低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)を用いて炉心を冷却[8時間後]
- ・原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水及び残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)による格納容器除熱[24時間後]



### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

#### 3.5 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合) (2/9) 主要解析条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故(LOCAを除く。)のうち、水位の低下が厳しい事象である給水流量の全喪失の発生を想定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定
	外部電源	外部電源なし	取水機能の喪失により非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することから、外部電源なしの方が、全交流動力電源喪失となり、要員、資源等の観点で厳しいことから設定

### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

#### 3.5 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)(3/9) 主要解析条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
関連重大事故等対策条件に	原子炉スクラム信号	原子炉水位低(レベル3) (遅れ時間: 1.05秒)	事象発生と同時にスクラムせず, 原子炉水位低でスクラムすることにより原子炉保有水量を保守的に評価するため設定
	代替原子炉再循環ポンプトリップ機能	原子炉水位低(レベル2)	原子炉再循環系のインターロックとして設定
	主蒸気隔離弁	原子炉水位低(レベル2)	主蒸気隔離弁の設計値として設定
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低(レベル2)にて自動起動 90.8m <sup>3</sup> /h(7.86~1.04MPa[gage]において)	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37MPa[gage]×2個, 356t/h/個 7.44MPa[gage]×3個, 360t/h/個 7.51MPa[gage]×3個, 363t/h/個 7.58MPa[gage]×3個, 367t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個を開ることによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
	低圧代替注水系(常設) (復水移送ポンプ)	120m <sup>3</sup> /h(ポンプ1台当たり, 0.427MPa[dif]において)で注水, その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定
	残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)	熱交換器1基当たり約16.0MW(サブプレッションプール水温154℃において)	原子炉補機代替冷却水系の設計値を考慮して設定
	残留熱除去系(低圧注水モード)	1,136m <sup>3</sup> /h(0.14MPa [dif]において)にて注水	残留熱除去系(低圧注水モード)の設計値として設定
原子炉補機代替冷却水系	16.0MW(サブプレッションプール水温154℃, 海水温度26℃において)	原子炉補機代替冷却水系の設計値として設定	

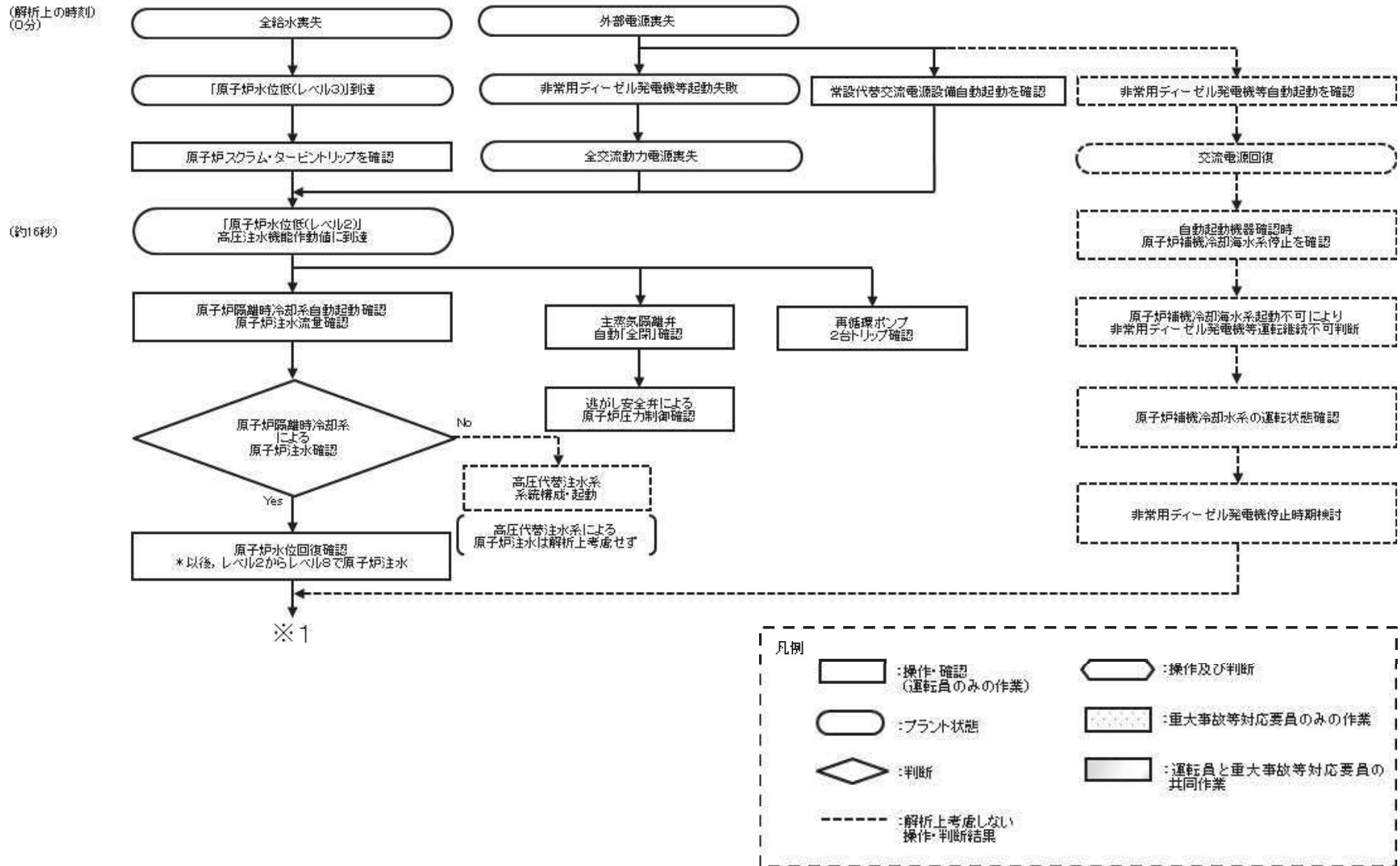
### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

#### 3.5 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)(4/9) 主要解析条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
関重連大 す事 る故 操等 作対 条策 件に	常設代替交流電源設備からの受電操作	事象発生15分後	全交流動力電源喪失を確認後実施するが、事象判断時間を考慮して、事象発生から10分後に開始し、操作時間は5分間として設定
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧及び低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水操作	事象発生8時間後	原子炉急速減圧の実施基準であるサプレッションプール熱容量制限値を考慮して設定
	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系(サプレッションプール水冷却モード)運転操作	事象発生24時間後	原子炉補機代替冷却水系の準備時間を考慮し設定
	原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系(低圧注水モード)運転操作	残留熱除去系(サプレッションプール水冷却モード)による格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低(レベル3)に到達	格納容器除熱及び原子炉水位制御(レベル3～レベル8)が継続的に可能な条件として設定

### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

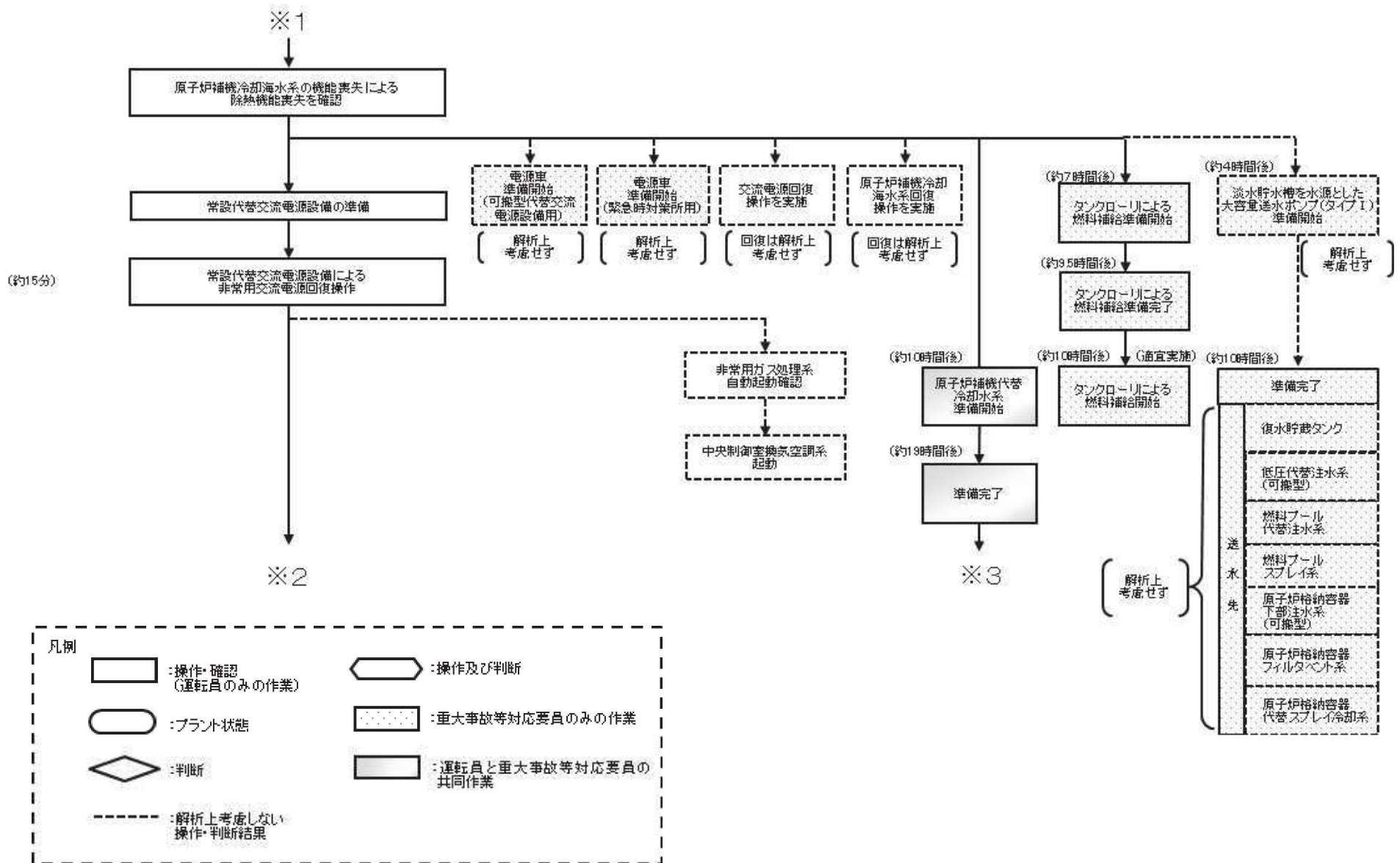
#### 3.5 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)(5/9) 対応手順の概要





### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

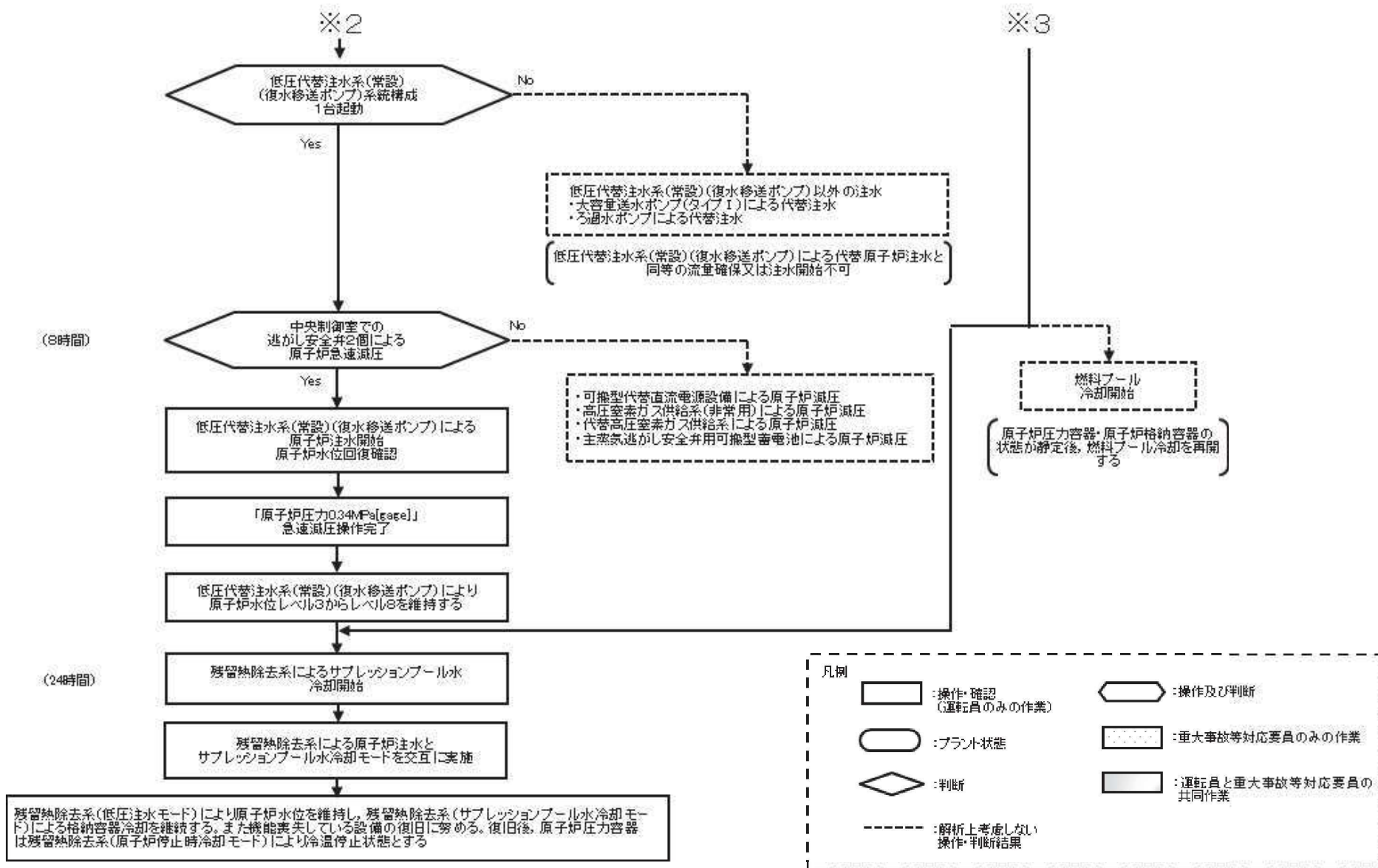
#### 3.5 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合) (6/9) 対応手順の概要





### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

#### 3.5 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)(7/9) 対応手順の概要



### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

#### 3.5 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)(8/9) 有効性評価の結果

##### 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)における有効性評価の結果

- ・表9に示す評価項目について、解析結果が判定基準を満足することを確認した。
- ・原子炉水位(シュラウド内外水位)及び格納容器圧力の推移を図9及び図10に示す。

表9 解析結果

評価項目	解析結果	判定基準
燃料被覆管の最高温度	約309°C(初期値) [冠水維持により温度上昇なし]	1200°C以下
燃料被覆管の酸化量	1%以下	15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値	約7.77MPa[gage]	10.34MPa[gage](最高使用圧力の1.2倍)未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値	約0.311MPa[gage]	0.854MPa[gage](格納容器限界圧力)未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値	約143°C	200°C(格納容器限界温度)未満

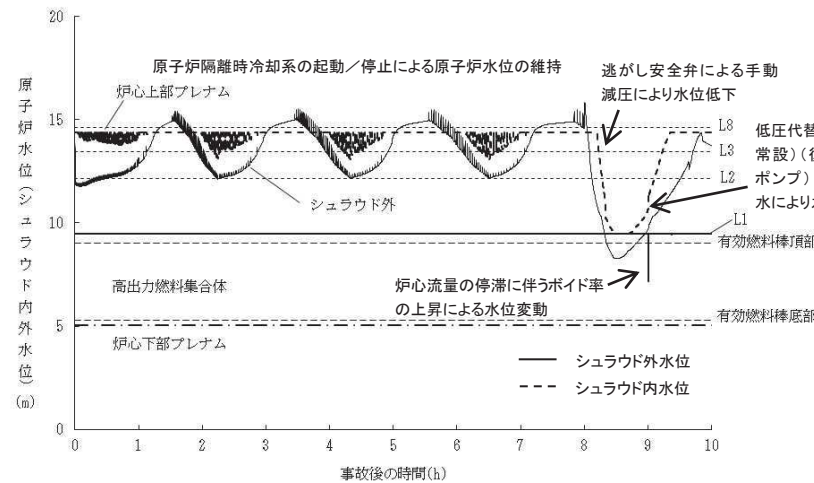


図9 原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移

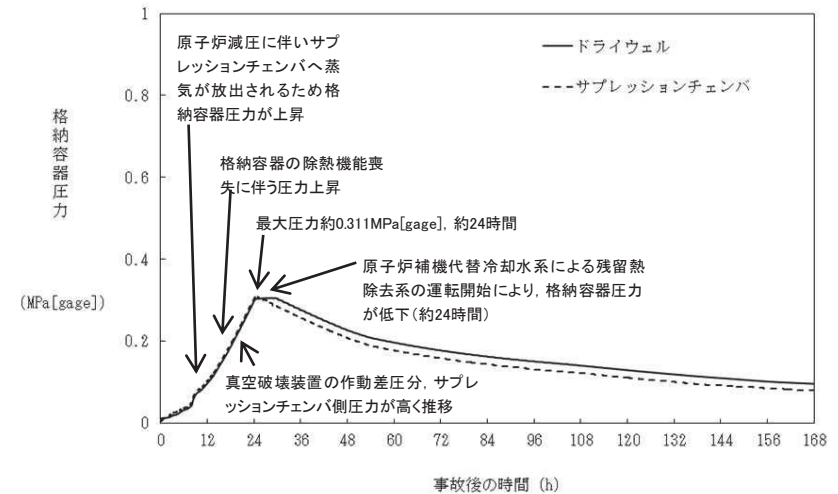


図10 格納容器圧力の推移

### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

#### 3.5 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)(9/9) 必要な要員及び資源の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」における重大事故等対策に必要な要員及び資源の評価結果を表10に示す。

表10 要員及び資源の評価結果

評価項目	必要な要員数又は数量	確保している要員数又は数量
要員	30名 運転員:7名 発電所対策本部要員:6名 重大事故等対応要員:17名	30名 運転員:7名 発電所対策本部要員:6名 重大事故等対応要員:17名
水源	約770m <sup>3</sup>	復水貯蔵タンク:約1,192m <sup>3</sup>
燃料	約372kL	約900kL
電源	約4,423kW	約6,000kW(常用連続運用仕様)

以上のとおり、必要な要員及び資源を確保していることから、重大事故等への対応は可能である。

### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

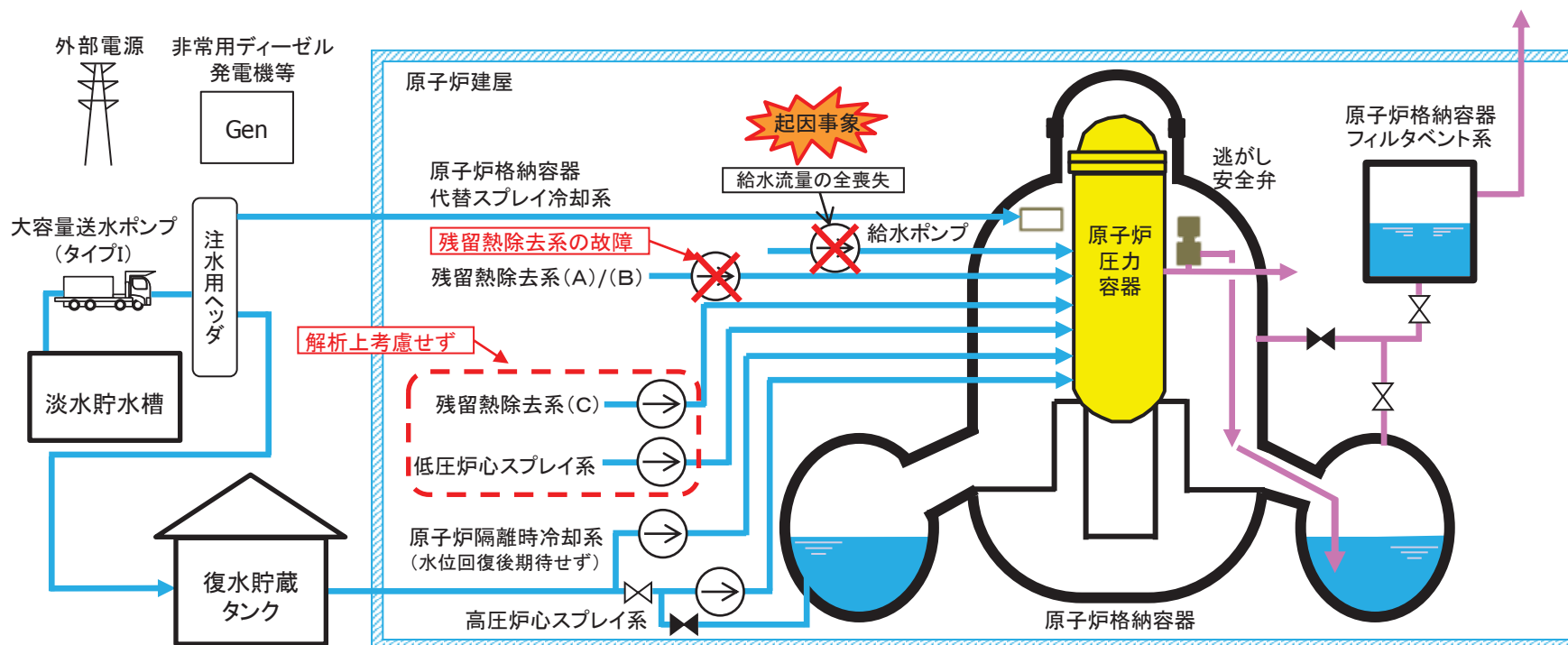
#### 3.6 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)(1/9) 事象の概要

##### 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)の特徴

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故(LOCAを除く)の発生後、原子炉圧力容器への注水により炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により原子炉格納容器からの除熱機能を喪失し、原子炉格納容器内の圧力上昇を抑制できないため、原子炉格納容器が先行破損に至る。これに伴い、原子炉圧力容器への注水の継続ができなくなる場合、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。

##### 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)の対策概要

- ・原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による炉心冷却
- ・原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却
- ・原子炉格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器からの除熱



### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

#### 3.6 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合) (2/9) 主要解析条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故(LOCAを除く。)のうち、水位の低下が厳しい事象である給水流量の全喪失の発生を想定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系の故障に伴い、崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定。全交流動力電源喪失時において崩壊熱除去機能喪失するシーケンス(TBWシーケンス)を模擬するため、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(C)(低圧注水モード)については解析上期待しない
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低(レベル3)による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、炉心冷却上厳しくなる



### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

#### 3.6 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合) (3/9) 主要解析条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方	
関連する重大事故等対策条件に	原子炉スクラム信号	原子炉水位低(レベル3) (遅れ時間: 1.05秒)	事象発生と同時にスクラムせず, 原子炉水位低でスクラムすることにより原子炉保有水量を保守的に評価するため設定	
	代替原子炉再循環ポンプトリップ機能	原子炉水位低(レベル2)	原子炉再循環系のインターロックとして設定	
	主蒸気隔離弁	原子炉水位低(レベル2)	主蒸気隔離弁の設計値として設定	
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低(レベル2)にて自動起動 90.8m <sup>3</sup> /h(7.86~1.04MPa[gage]において)	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定	
	高圧炉心スプレイ系	原子炉水位低(レベル2)にて自動起動 318~1,050m <sup>3</sup> /h(ポンプ1台当たり, 7.79 ~ 1.38MPa[dif]において)	高圧炉心スプレイ系の設計値として設定	
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37MPa[gage] × 2個, 356t/h/個 7.44MPa[gage] × 3個, 360t/h/個 7.51MPa[gage] × 3個, 363t/h/個 7.58MPa[gage] × 3個, 367t/h/個		逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個を開ることによる原子炉急速減圧		逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系	88m <sup>3</sup> /hにてスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し, 設定	
原子炉格納容器フィルタベント系	流路特性(0.427MPa[gage]において, 10.0kg/sの流量)に対し, 原子炉格納容器隔離弁を全開操作にて格納容器除熱	原子炉格納容器フィルタベント系の設計値として設定		



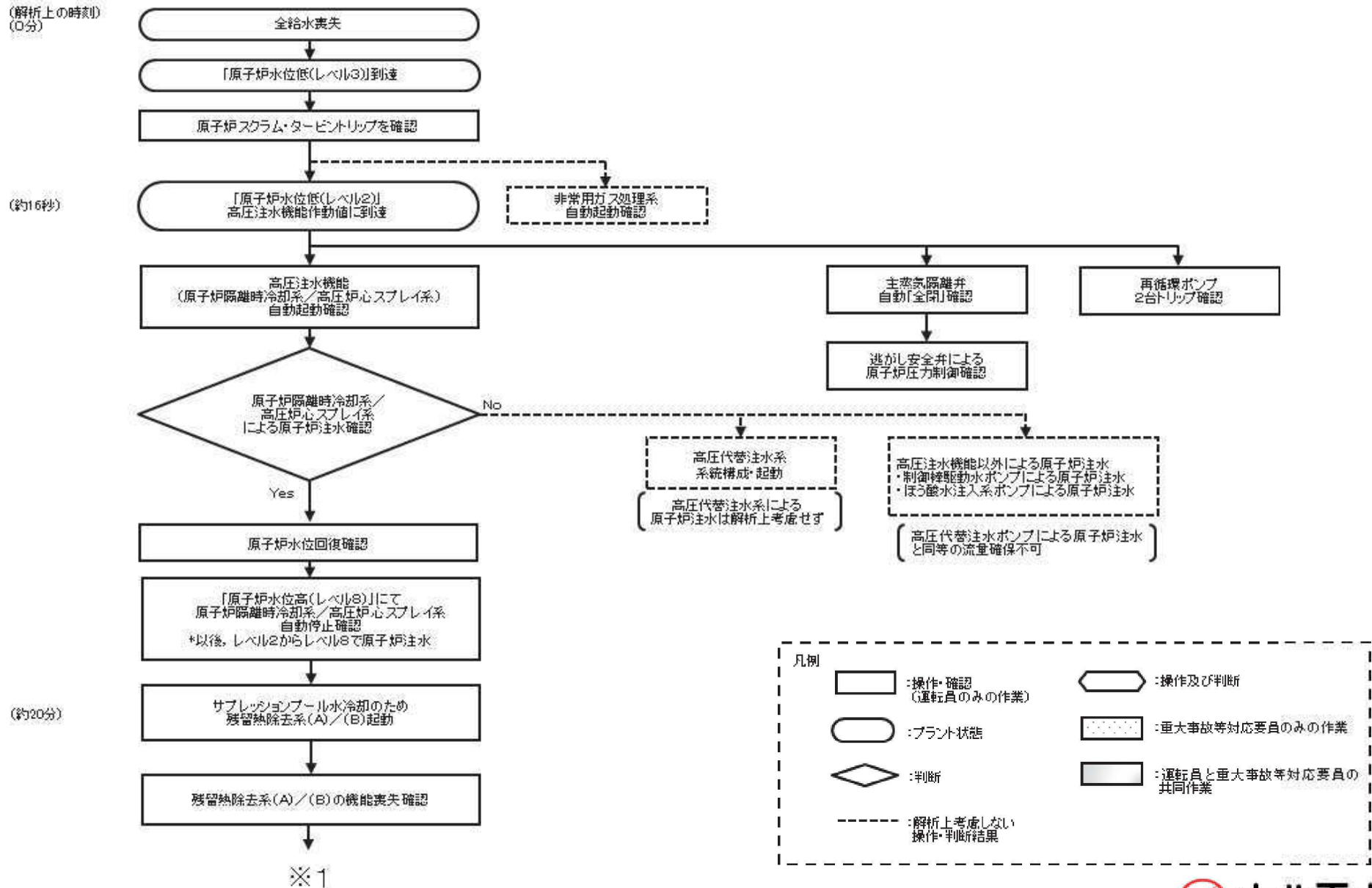
### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

#### 3.6 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)(4/9) 主要解析条件

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事 関連する 故障等 対策に 条件に	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生8時間後	原子炉急速減圧の実施基準であるサプレッションプール熱容量制限値を考慮して設定
	高圧炉心スプレイ系水源切替操作	サプレッションプール水温100°C到達時	高圧炉心スプレイ系の設計値を踏まえて設定
	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却操作	(開始条件) 格納容器圧力0.384MPa[gage] (停止条件) 格納容器圧力0.284MPa[gage]まで降下後又は外部水源注水量限界(サプレッションプール水位が真空破壊装置下端-0.4m(通常運転水位+約2m))に到達	格納容器設計圧力を踏まえて設定
	原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.427MPa[gage]到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

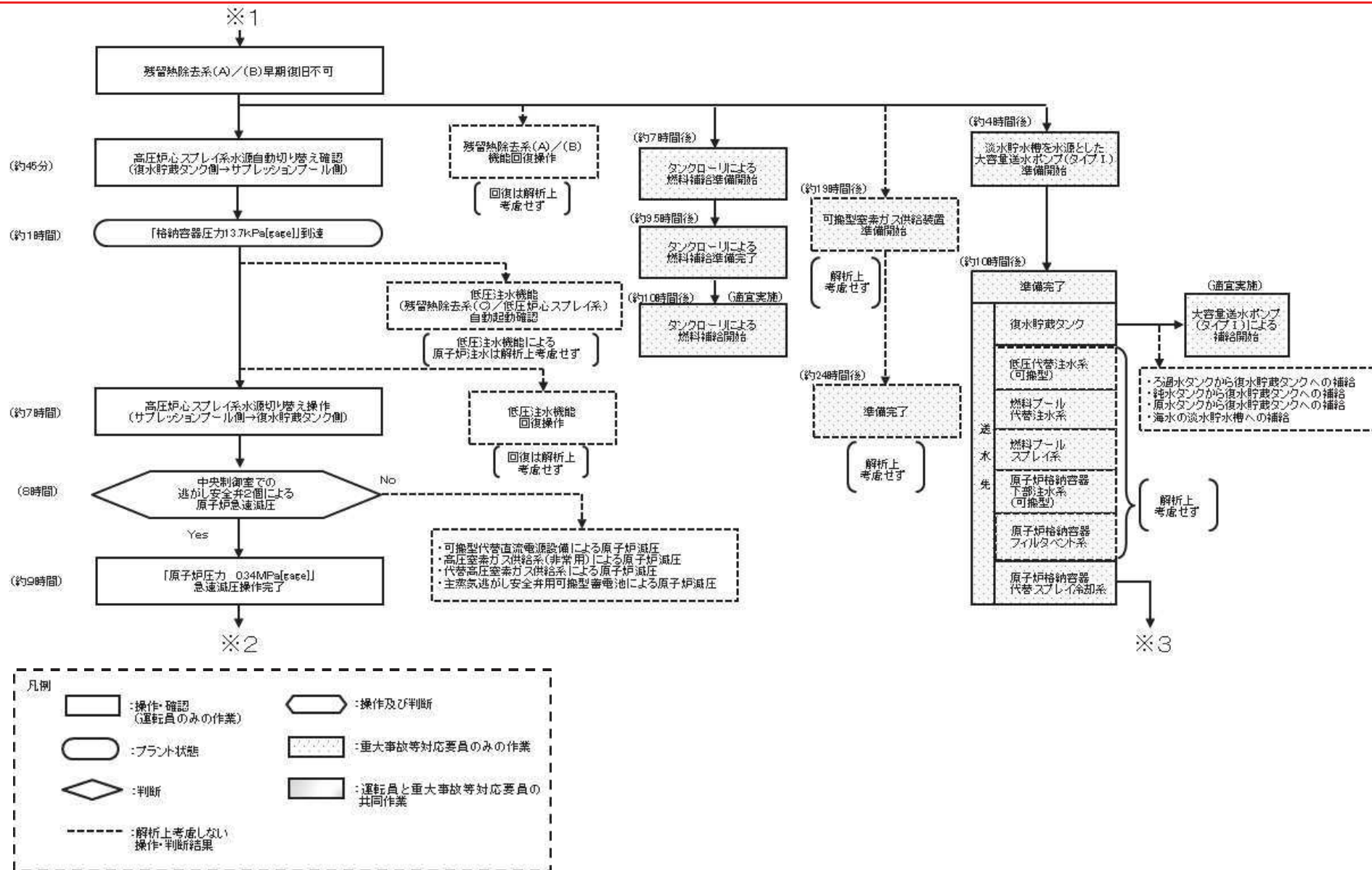
### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

#### 3.6 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)(5/9) 対応手順の概要



### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

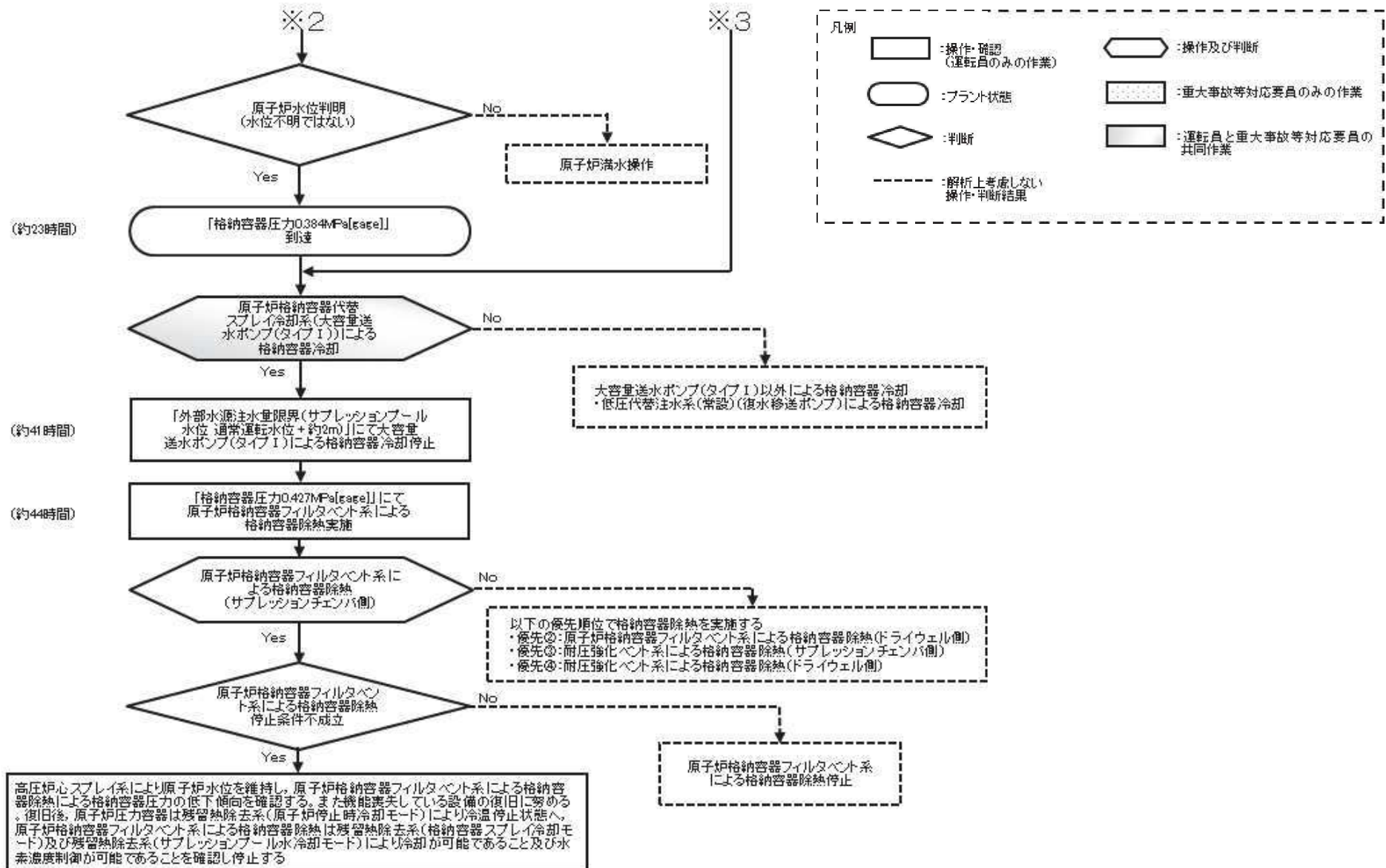
#### 3.6 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合) (6/9) 対応手順の概要



有効性評価2.4.2 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合) 第2.4.2.4図

### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

#### 3.6 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)(7/9) 対応手順の概要



有効性評価2.4.2 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合) 第2.4.2.4図



### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

#### 3.6 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)(8/9) 有効性評価の結果

##### 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)における有効性評価の結果

- ・表11に示す評価項目について、解析結果が判定基準を満足することを確認した。
- ・原子炉水位(シュラウド内外水位)及び格納容器圧力の推移を図11及び図12に示す。
- ・格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、格納容器ベント実施までの時間が短く放射性物質の減衰効果が少ないLOCA時注水機能喪失(約 $3.4 \times 10^{-1}$ mSv)以下であり、5mSvを下回ることを確認した。

表11 解析結果

評価項目	解析結果	判定基準
燃料被覆管の最高温度	約309°C(初期値) [冠水維持により温度上昇なし]	1200°C以下
燃料被覆管の酸化量	1%以下	15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値	約7.68MPa[gage]	10.34MPa[gage](最高使用圧力の1.2倍)未滿
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値	約0.427MPa[gage]	0.854MPa[gage](格納容器限界圧力)未滿
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値	約154°C	200°C(格納容器限界温度)未滿

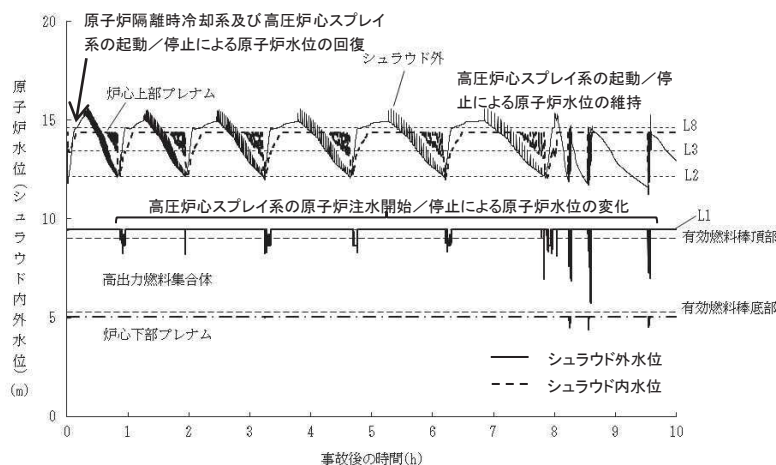


図11 原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移

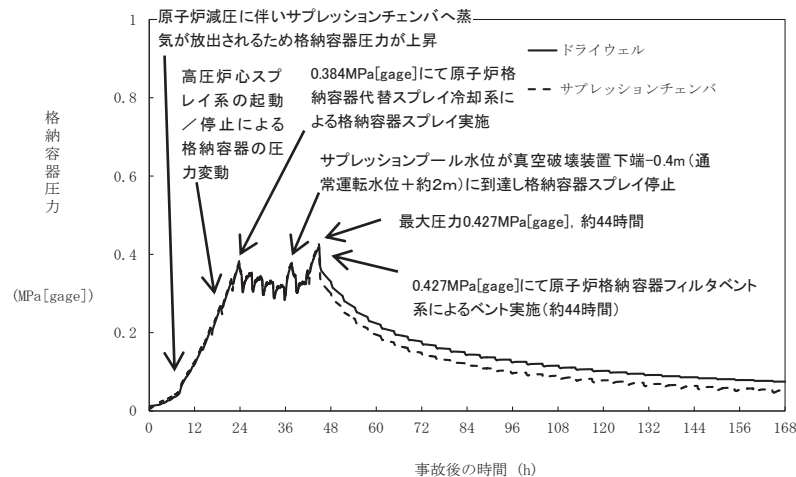


図12 格納容器圧力の推移

### 3. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

#### 3.6 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合) (9/9) 必要な要員及び資源の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」における重大事故等対策に必要な要員及び資源の評価結果を表12に示す。

表12 要員及び資源の評価結果

評価項目	必要な要員数又は数量	確保している要員数又は数量
要員	30名 ( 運転員:7名 発電所対策本部要員:6名 重大事故等対応要員:17名 )	30名 ( 運転員:7名 発電所対策本部要員:6名 重大事故等対応要員:17名 )
水源	約3,750m <sup>3</sup>	復水貯蔵タンク:約1,192m <sup>3</sup> 淡水貯水槽:10,000m <sup>3</sup>
燃料	約652kL	約900kL
電源	重大事故等対策に必要な負荷は非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから電源供給が可能	

以上のとおり、必要な要員及び資源を確保していることから、重大事故等への対応は可能である。



## 4. 審査会合での指摘事項に対する回答(指摘事項No.1)

### (1) 指摘事項

- ・全交流動力電源喪失時に逃がし安全弁の再閉に失敗する事象(TBPシーケンス)において、可搬型設備により炉心注水が可能であると評価しているが、現場作業の成立性及び解析コードや解析条件の不確かさを考慮しても評価項目を満足するのか、整理して提示すること。

### (2) 回答

- ・事象発生直後は、可搬型設備を用いた対応の実行性に不確かさが大きいことから、常設設備である低圧代替注水系(常設)(直流駆動低圧注水ポンプ)による対策の有効性を示すことに変更した。
- ・そのため、先に示したようにTBPシーケンスにおいては、原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでは原子炉隔離時冷却系にて、原子炉隔離時冷却系停止後は低圧代替注水系(常設)(直流駆動低圧注水ポンプ)による原子炉注水を実施し、また、格納容器についても原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を実施する。
- ・その結果、表13に示す評価項目について、解析結果が判定基準を満足することを確認した。

表13 TBPシーケンスにおける解析結果(再掲)

評価項目	解析結果	判定基準
燃料被覆管の最高温度	約309°C(初期値) [冠水維持により温度上昇なし]	1200°C以下
燃料被覆管の酸化量	1%以下	15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値	約7.77MPa[gage]	10.34MPa[gage](最高使用圧力の1.2倍)未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値	約0.345MPa[gage]	0.854MPa[gage](格納容器限界圧力)未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値	約145°C	200°C(格納容器限界温度)未満