

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3月22日
東北電力株式会社

1. はじめに
2. 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
 - 2.1 高圧注水・減圧機能喪失
 - 2.2 原子炉停止機能喪失

1. はじめに

- 女川2号炉の津波レベル1PRA及び超過津波に対する対応の基本的考え方について説明し、超過津波への対応について検討するようご指摘をいただいている
- 第545回審査会合(平成30年2月8日)において、超過津波への対応方針について説明し、その具体的な対策及び可搬型設備の保管場所については継続して検討しているところである
- 重大事故等対策の有効性評価における、可搬型設備による対策に期待するシナリオについては、上記の津波レベル1PRA及び可搬型設備の保管場所に係る資料を改めて提示させていただき、審議が終わり次第、ご説明させていただく
- 重大事故等対策の有効性評価における、可搬型設備による対策に期待しないシナリオとして「高圧注水・減圧機能喪失」及び「原子炉停止機能喪失」があり、その対策の成立性についてご説明する

2. 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

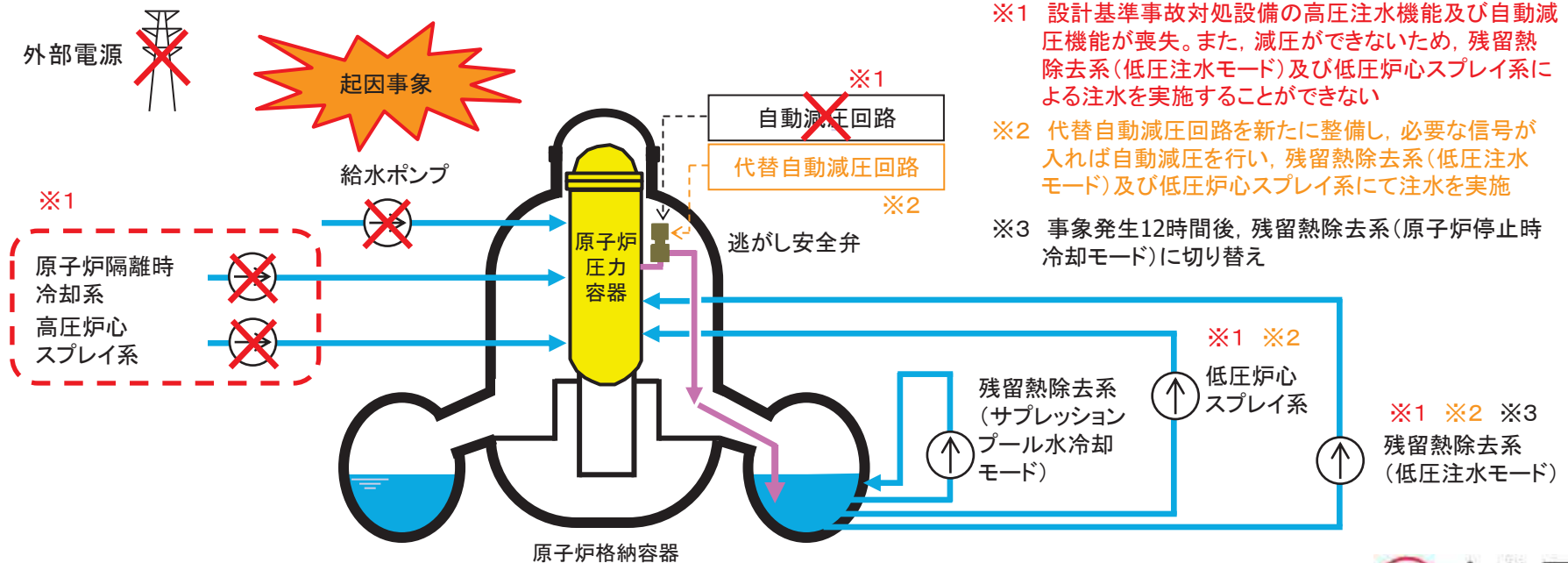
2.1 高圧注水・減圧機能喪失(1/7) 事象の概要

高圧注水・減圧機能喪失の特徴

過渡事象(起因事象は給水流量の全喪失)の発生後, 高圧注水機能(原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系)及び減圧機能(自動減圧機能)が喪失する。原子炉圧力の上昇に伴う逃がし安全弁からの水蒸気の流出により原子炉水位が低下し, 炉心損傷に至る

高圧注水・減圧機能喪失の対策概要

- ・代替自動減圧回路を用いて逃がし安全弁を作動し, 残留熱除去系(低圧注水モード)及び低圧炉心スプレイ系により炉心を冷却
- ・残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード及び原子炉停止時冷却モード)により原子炉圧力容器及び原子炉格納容器からの除熱



2. 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

2.1 高圧注水・減圧機能喪失(2/7) 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	高圧注水機能及び原子炉減圧機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を、原子炉減圧機能として手動減圧の失敗を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源は使用できないものと仮定する ただし、外部電源がない場合は、事象発生と同時に再循環ポンプはトリップし、外部電源がある場合と比べて原子炉水位の低下が緩やかになることから、再循環ポンプは、事象発生と同時にトリップせず、原子炉水位低(レベル2)の信号でトリップするものとする。原子炉水位低(レベル2)の信号でトリップすることで、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

2. 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

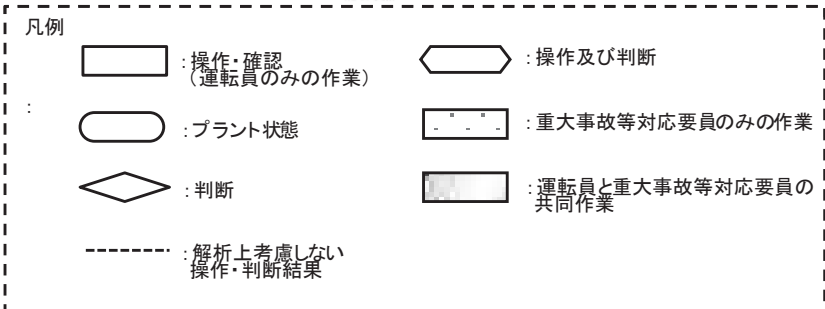
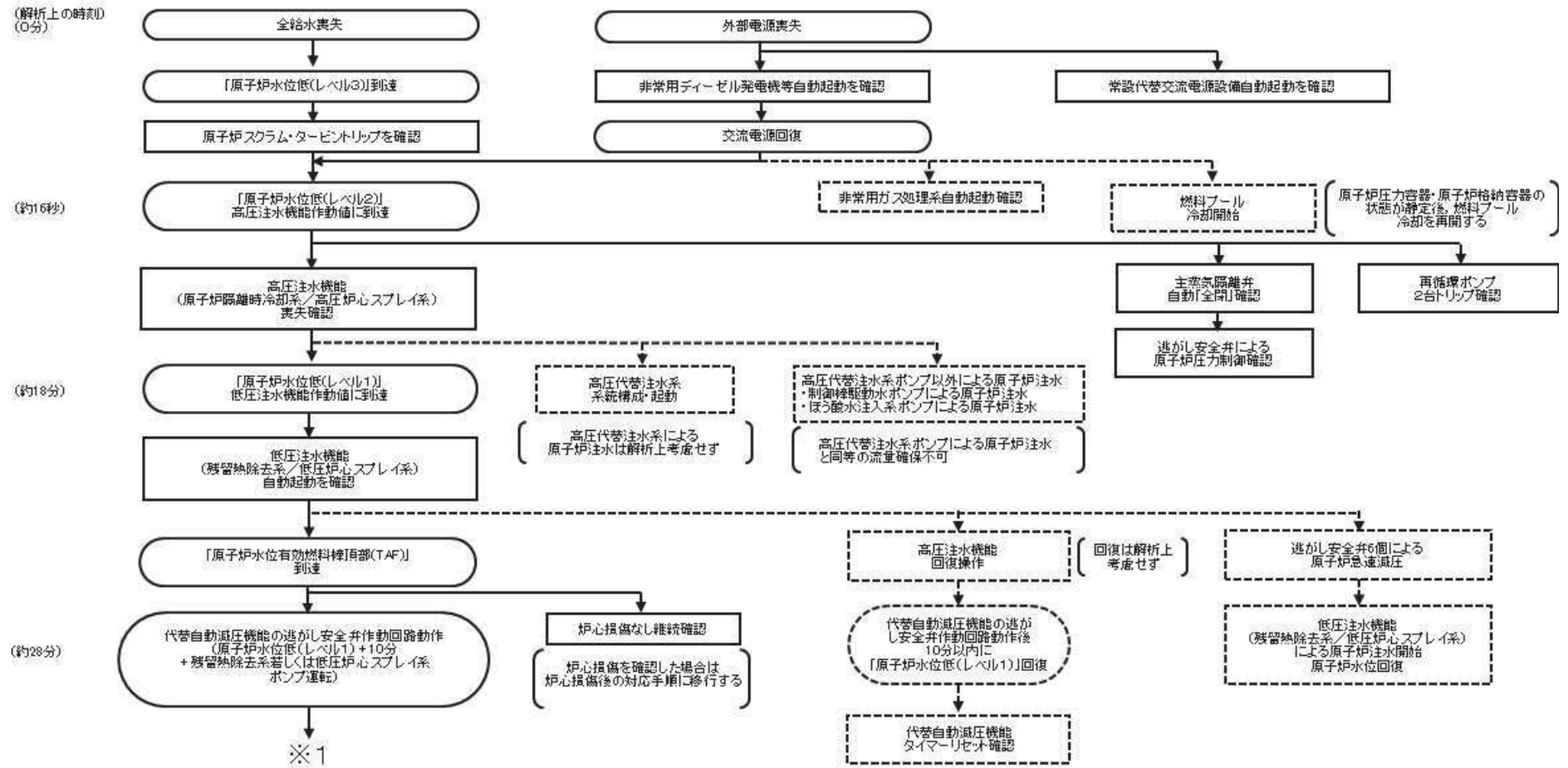
5

2.1 高圧注水・減圧機能喪失(3/7) 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 等機 器対 策に	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
	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
	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
	原子炉減圧機能	逃がし弁機能 <ul style="list-style-type: none"> 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
		代替自動減圧機能により自動減圧機能付き逃がし安全弁の2弁を開ることによる原子炉急速減圧 <ul style="list-style-type: none"> 作動時間:原子炉水位低(レベル1)到達から10分後 作動数:2個 	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
	残留熱除去系(低圧注水モード)	原子炉水位低(レベル1)にてポンプ3台が自動起動 1,136m ³ /h(ポンプ1台当たり, 0.14MPa [dif]において)	残留熱除去系(低圧注水モード)の設計値として設定
	低圧炉心スプレイ系	原子炉水位低(レベル1)にて自動起動 1,050m ³ /h(ポンプ1台当たり, 0.78MPa [dif]において)	低圧炉心スプレイ系の設計値として設定
残留熱除去系(サプレッションプール水冷却モード及び原子炉停止時冷却モード)	熱交換器1基当たり約8.8MW(サプレッションプール水温又は原子炉冷却材温度52℃, 海水温度26℃において)	残留熱除去系の設計値として設定	
関重 連大 す事 る故 操等 作対 策に	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	原子炉水位高(レベル8)到達後	原子炉水位制御(レベル3~レベル8)を踏まえ、原子炉注水による炉心冠水確認後の操作として設定
	残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転操作	事象発生12時間後	運転停止後の原子炉停止時冷却モードの運転開始時間の実績に基づき設定

2. 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

2.1 高圧注水・減圧機能喪失(4/7) 対応手順の概要

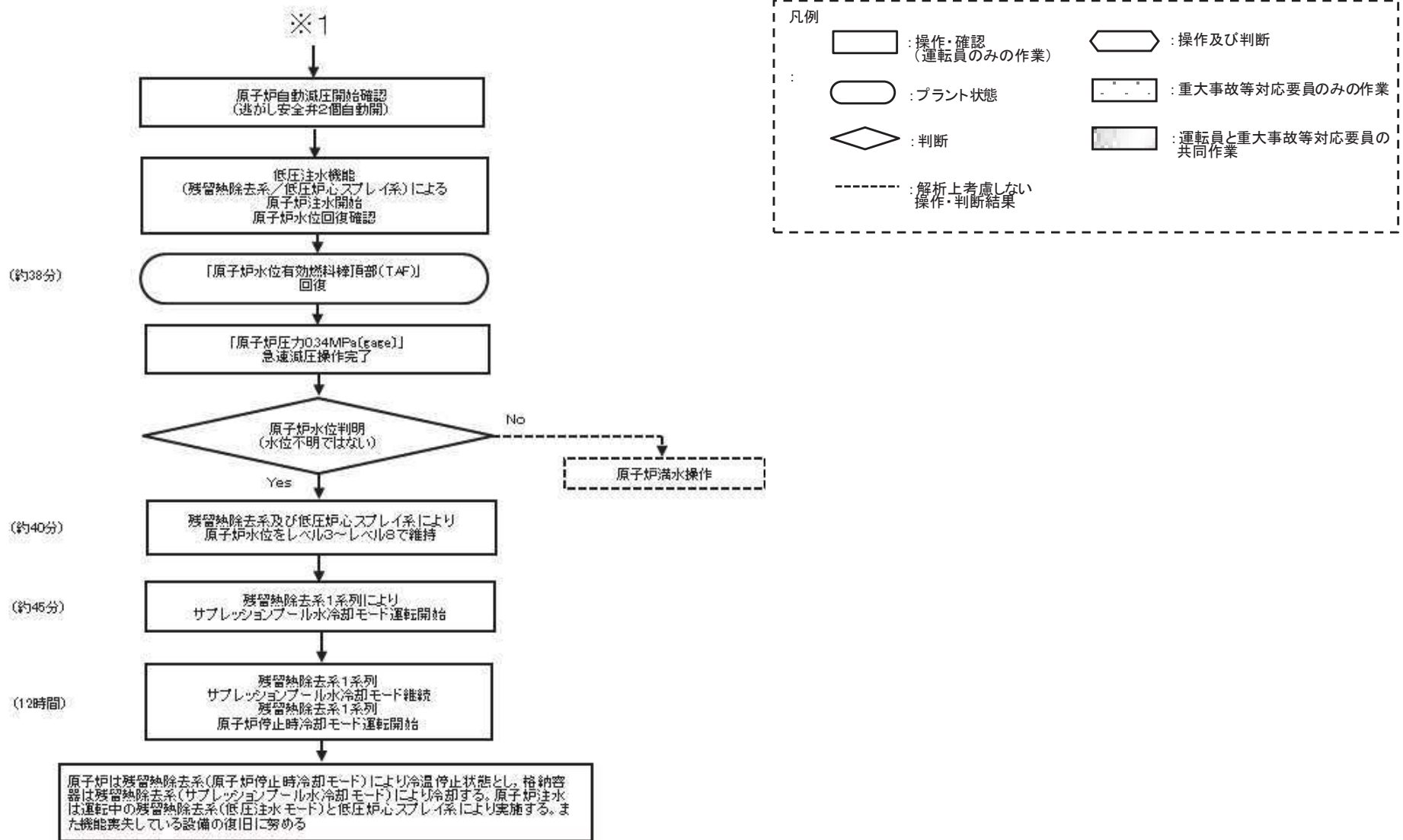


有効性評価2.2 高圧注水・減圧機能喪失 第2.2.3図



2. 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

2.1 高圧注水・減圧機能喪失(5/7) 対応手順の概要



2. 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

2.1 高圧注水・減圧機能喪失(6/7) 有効性評価の結果

高圧注水・減圧機能喪失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)及び燃料被覆管温度の推移を図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749℃	1200℃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7.69MPa[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0.034MPa[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83℃	200℃(格納容器限界温度)未滿

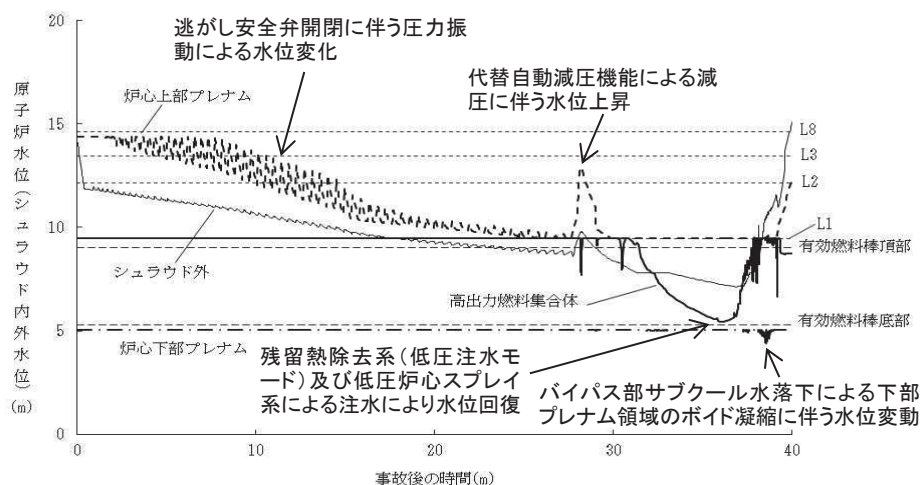


図1 原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移

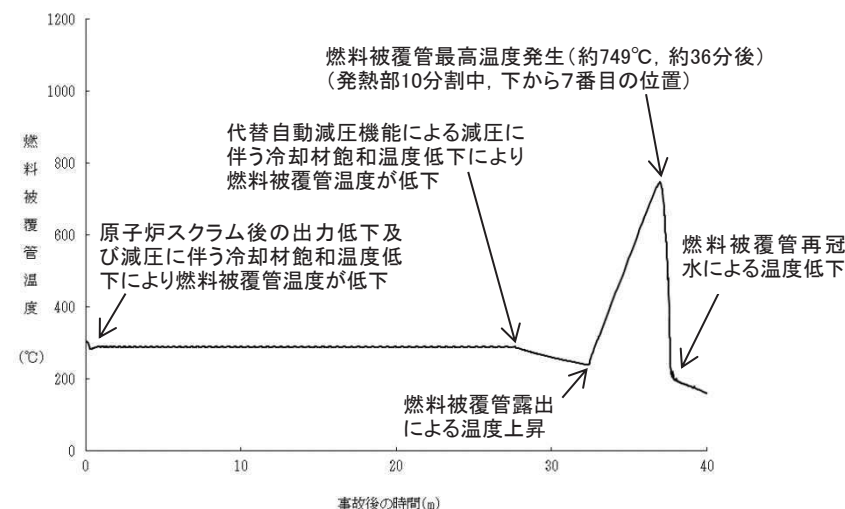


図2 燃料被覆管温度の推移

2. 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

2.1 高圧注水・減圧機能喪失(7/7) 必要な要員及び資源の評価

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」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	11名 〔 運転員:5名 発電所対策本部要員:6名 重大事故等対応要員:0名 〕	31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:18名 〕
水源	サプレッションプール水を水源として注水することから 水源が枯渇することはない	
燃料	約505kL	約880kL
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。

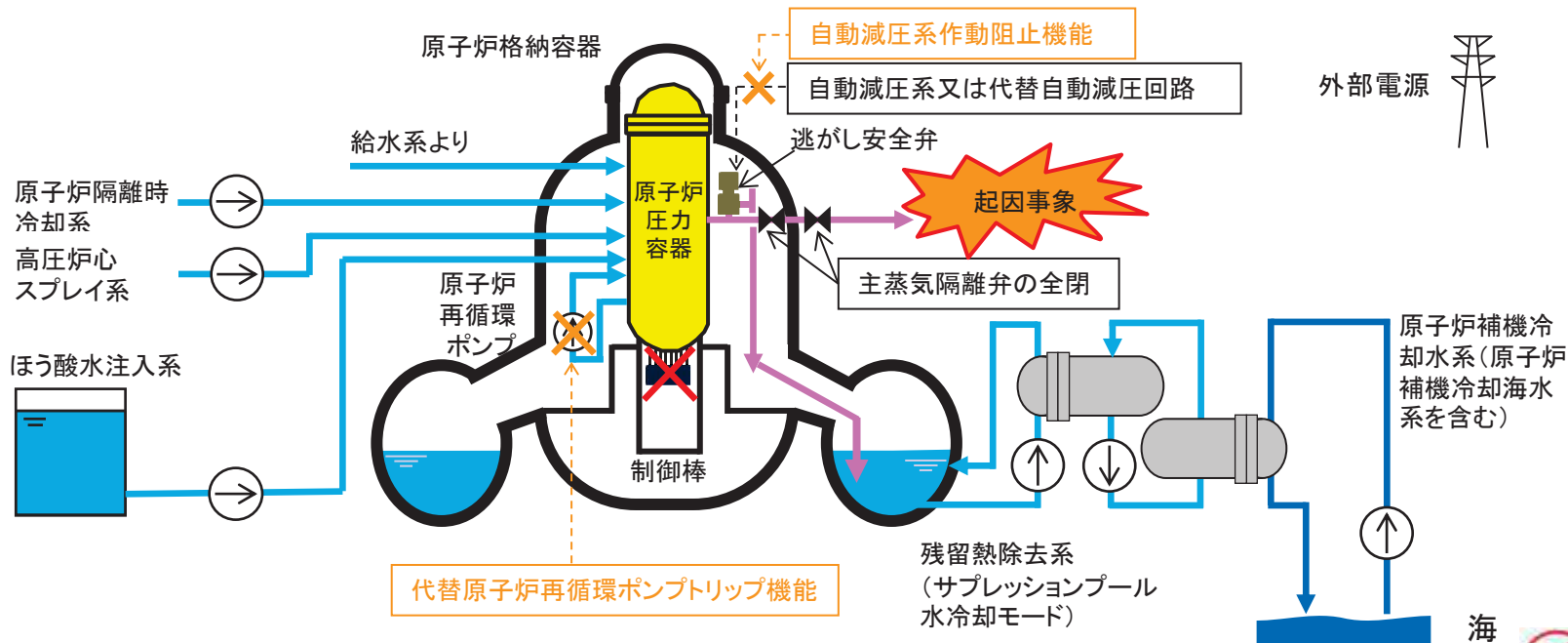
2.2 原子炉停止機能喪失(1/11) 事象の概要

原子炉停止機能喪失の特徴

運転時の異常な過渡変化の発生後に原子炉停止機能が作動せず、原子炉出力を低下させることができないことから、原子炉圧力容器内の圧力が上昇することにより逃がし安全弁からの水蒸気の流出が継続し、原子炉水位が低下することにより炉心が露出し、炉心損傷に至る

原子炉停止機能喪失の対策概要

- ・代替原子炉再循環ポンプトリップ機能による原子炉出力の抑制
- ・自動減圧系作動阻止機能により原子炉冷却材注入量の増加を阻止することによる正の反応度印加の防止
- ・ほう酸水注入系による原子炉停止及び未臨界の維持
- ・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の冷却
- ・残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)による原子炉格納容器からの除熱



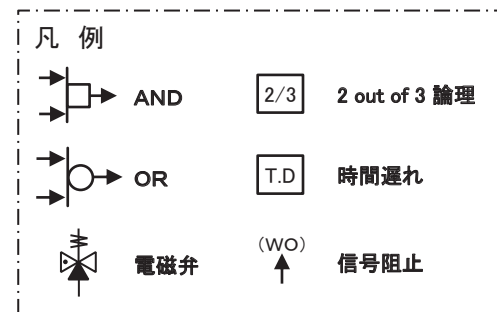
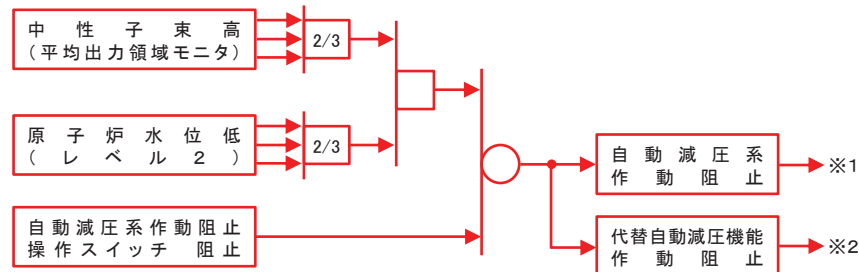
2. 運転中の原子炉における炉心損傷防止対策の特徴と主な対策

2.2 原子炉停止機能喪失(2/11) 自動減圧系作動阻止機能について

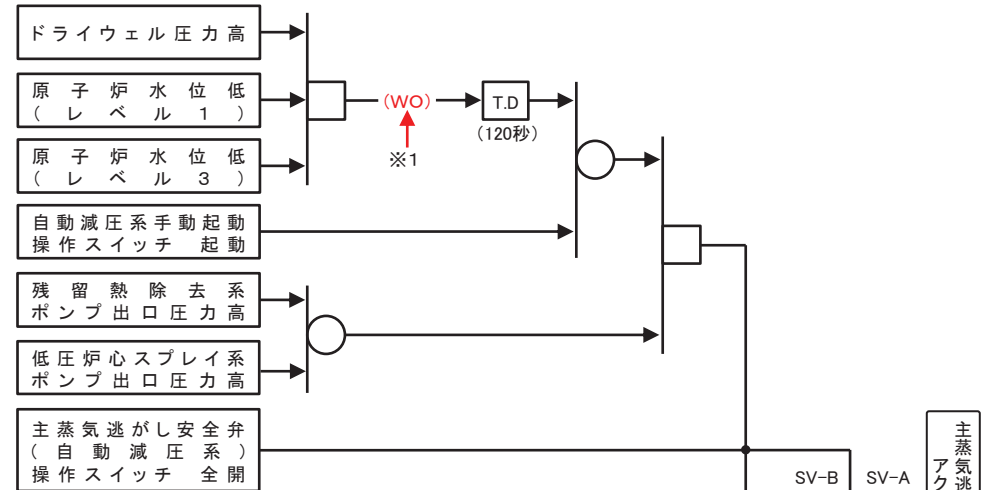
ATWS緩和設備(自動減圧系作動阻止機能)の概要

- 原子炉停止機能喪失時において、減圧機能の作動及び原子炉圧力容器への注水に伴う急激な出力上昇による炉心の著しい損傷を防止する目的として設置
- 事象進展が早いことを考慮し、運転員による操作に期待せずインターロックにより自動減圧系及び代替自動減圧機能の作動を阻止
- 「中性子束高(平均出力領域モニタ)」信号及び「原子炉水位低(レベル2)」信号の組み合わせにより自動で作動阻止信号を発信させるとともに、手動操作による作動阻止も可能

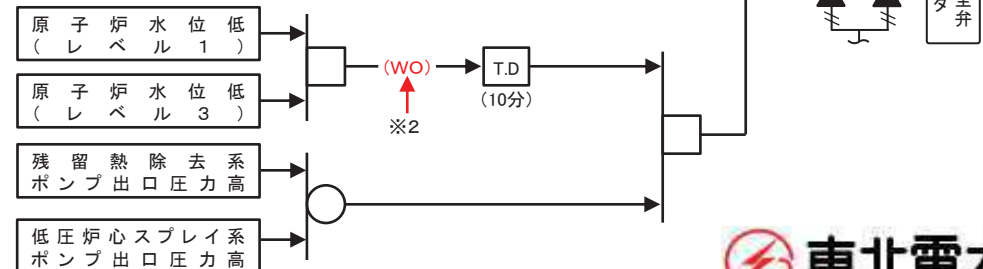
(自動減圧系作動阻止機能)



(自動減圧系)



(代替自動減圧機能)



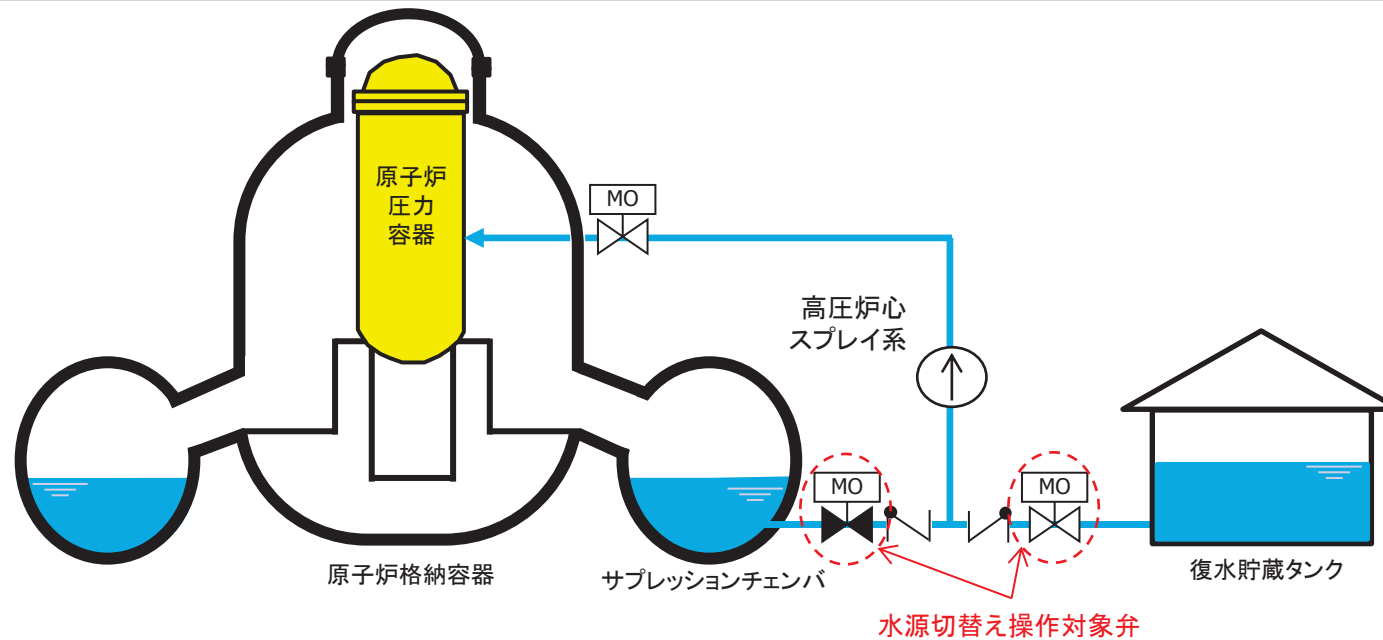
重大事故等対処設備について
添付資料 3.1.2.4 ATWS緩和設備(自動減圧系作動阻止機能)

2. 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

2.2 原子炉停止機能喪失(3/11) 高圧炉心スプレイ系の水源切替えについて

高圧炉心スプレイ系水源切替えの概要

- 高圧炉心スプレイ系の第一水源は復水貯蔵タンクであり、サプレッションチェンバのプール水位高信号により第二水源であるサプレッションチェンバに自動で切り替わる
 - サプレッションチェンバを水源として高圧炉心スプレイ系の運転を継続中、サプレッションチェンバのプール水温が80℃※に到達した場合には、中央制御室の運転員による遠隔手動操作により高圧炉心スプレイ系の水源をサプレッションチェンバから復水貯蔵タンクへ切り替える手順としている
- ※サプレッションチェンバのプール水温が高圧炉心スプレイ系の最高使用温度(100℃)に到達するまでに水源切替えが完了するよう、操作の所要時間を考慮して設定
- 残留熱除去系(サプレッションプール水冷却モード)運転によりサプレッションチェンバのプール水温が100℃未満に低下後、内部水源への切替えのために高圧炉心スプレイ系の水源をサプレッションチェンバへ切り替える手順としている



技術的能力 1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等
1.2.2.4 (2) 高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水

2. 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

2.2 原子炉停止機能喪失(4/11) 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	主蒸気隔離弁の誤閉止	炉心への反応度印加の観点で厳しい過渡事象として設定
	安全機能等の喪失に対する仮定	原子炉停止機能 手動での原子炉スクラム 代替制御棒挿入機能	バックアップも含めた全ての制御棒挿入機能の喪失を設定
	評価対象とする炉心の状態	平衡炉心のサイクル末期	サイクル初期に比べてボイド反応度印加割合が大きく、保守的な評価となることを考慮して設定
	外部電源	外部電源あり	給水を継続するほうが、出力上昇が大きくなり、評価を厳しくすることから、外部電源は使用できるものと設定 また、再循環ポンプは、事象発生と同時にトリップしないため、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器の圧力及びサプレッションプール水温上昇の観点で事象進展が厳しくなることを考慮して設定

2. 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

2.2 原子炉停止機能喪失(5/11) 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	主蒸気隔離弁閉	—
	主蒸気隔離弁の閉止に要する時間	3秒	設計上の下限値(最も短い時間)として設定
	代替原子炉再循環ポンプトリップ機能	原子炉圧力高(7.35MPa[gage])にて作動	代替原子炉再循環ポンプトリップ機能の設計値
	再循環ポンプトリップの作動時間遅れ	0.3秒	—
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 <ul style="list-style-type: none"> 7.37MPa[gage] × 2弁, 356t/h/個 7.44MPa[gage] × 3弁, 360t/h/個 7.51MPa[gage] × 3弁, 363t/h/個 7.58MPa[gage] × 3弁, 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
	電動機駆動原子炉給水ポンプ	主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動原子炉給水ポンプの駆動蒸気が喪失した後、電動機駆動原子炉給水ポンプにより給水を継続。その後、復水器ホットウェル水位低下により停止	給水を継続するほうが、出力上昇が大きくなり、評価を厳しくすることから電動機駆動原子炉給水ポンプにより給水が継続するものとして設定 また、トリップ機能の設計値で停止するものとして設定
	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 注水遅れ: 起動信号後30秒 90.8m ³ /h(ポンプ1台当たり, 原子炉圧力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)又はドライウェル圧力高(13.7kPa[gage])にて自動起動 注水遅れ: 起動信号後14秒 設計値318～1,050m ³ /h(ポンプ1台当たり, 7.79～1.38MPa[dif]において)を満足する機器の性能特性を考慮した注水流量	高圧炉心スプレイ系の設計値として設定
制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能	中性子束高(10%以上)及び原子炉水位低(レベル2)にて作動	制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能の設計値として設定	

2. 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

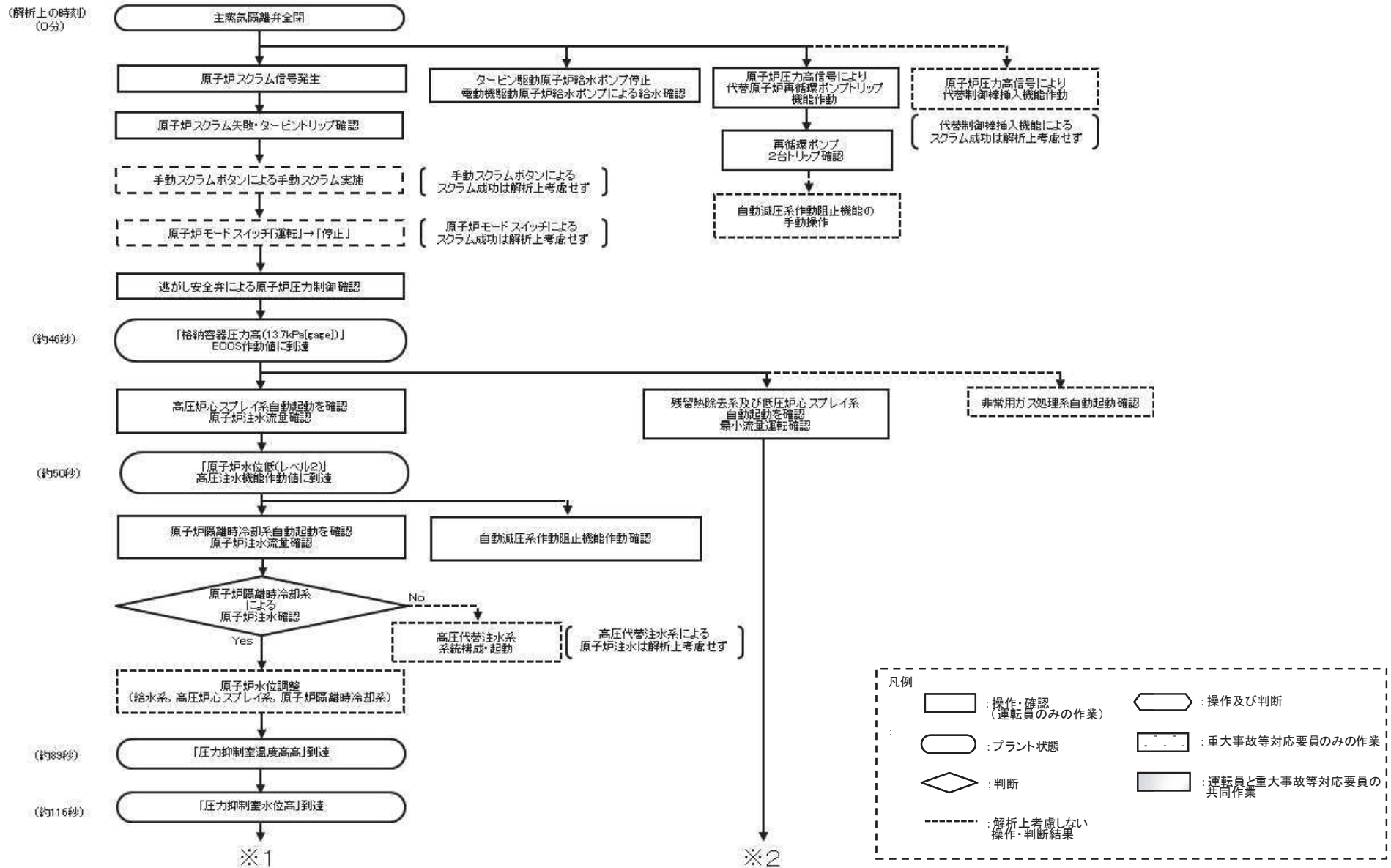
2.2 原子炉停止機能喪失(6/11) 主要解析条件

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に 関する機器条件	ほう酸水注入系	163リットル/分の流量で注入 ほう酸濃度 12.1wt%(見直し予定)	流量については、ほう酸水注入系の設計値として設定 濃度については、印加反応度が遅くなるよう、運用値である1200ppmの濃度を得られるボロンがほう酸水貯蔵タンクにあり、ほう酸水貯蔵タンクの液位が高液位である場合の濃度を設定
	残留熱除去系(サブレーションプール水冷却モード)	熱交換器1基あたり約8.8MW(サブレーションプール水温52℃, 海水温度26℃において)	残留熱除去系の設計値として設定

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に 関する操作条件	残留熱除去系(サブレーションプール水冷却モード)切替操作	事象発生10分後 サブレーションプール水の冷却開始は切替操作から10分後(事象発生20分後)	サブレーションプール水温32℃到達から、運転員の操作余裕として10分を考慮して設定
	ほう酸水注入系運転操作	サブレーションチェンバのプール水温度高(49℃)から10分後(事象発生約11分後)	サブレーションプール水温49℃到達から、運転員の操作余裕として10分を考慮して設定
	高圧炉心スプレイ系の水源切替操作	事象発生15分後 (サブレーションプール水温100℃到達前)	サブレーションプール水温80℃到達から、運転員の操作余裕として約6分を考慮して設定

2. 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

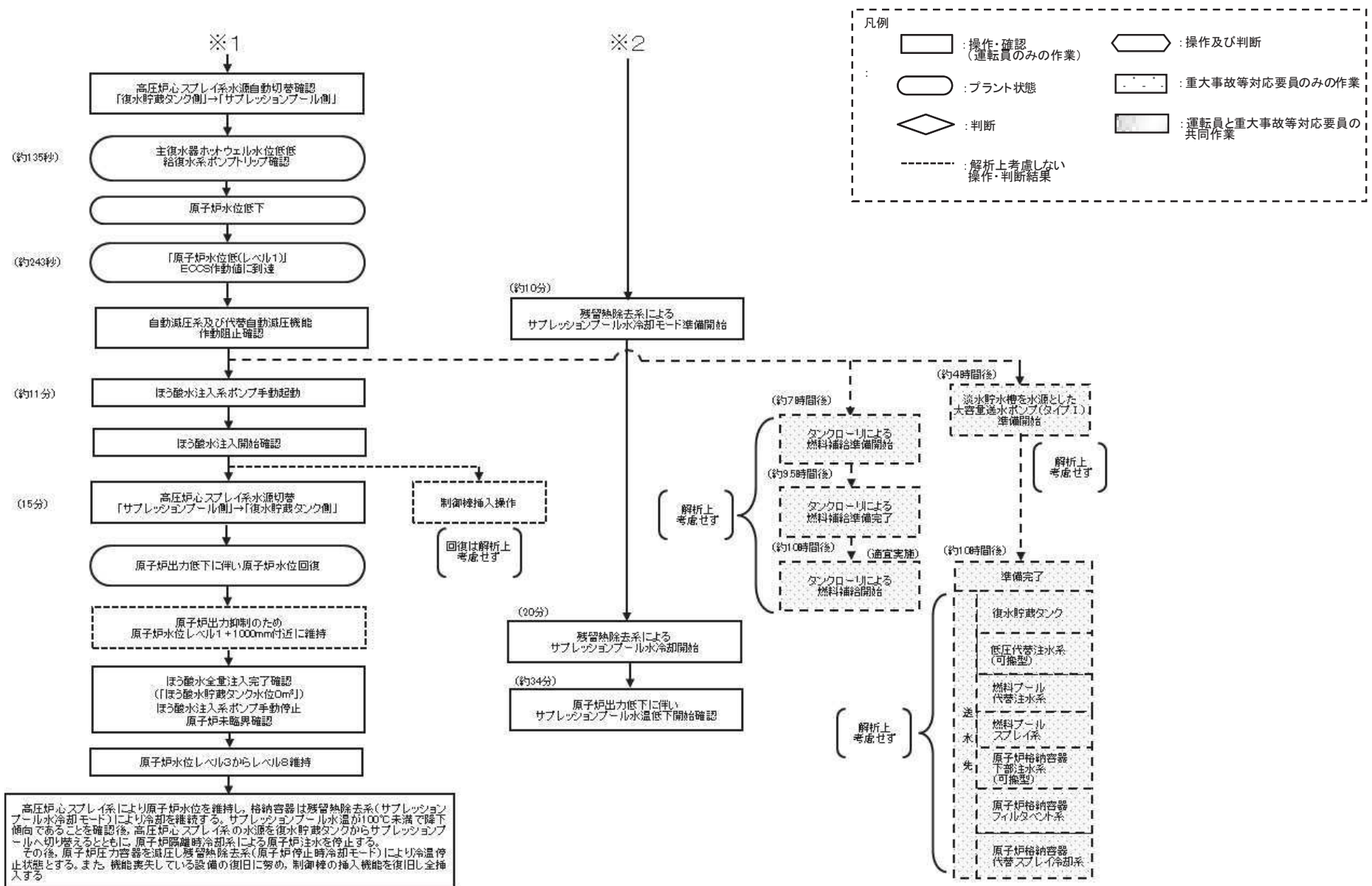
2.2 原子炉停止機能喪失(7/11) 対応手順の概要



有効性評価2.5 原子炉停止機能喪失 第2.5.4図

2. 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

2.2 原子炉停止機能喪失(8/11) 対応手順の概要



2. 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

2.2 原子炉停止機能喪失(9/11) 有効性評価の結果

原子炉停止機能喪失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
- ・中性子束及び燃料被覆管温度の推移を図3及び図4に示す
- ・原子炉圧力及びサプレッションプール水温・格納容器圧力の推移を図5及び図6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961°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9.56MPa[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0.19MPa[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113°C	200°C(格納容器限界温度)未満

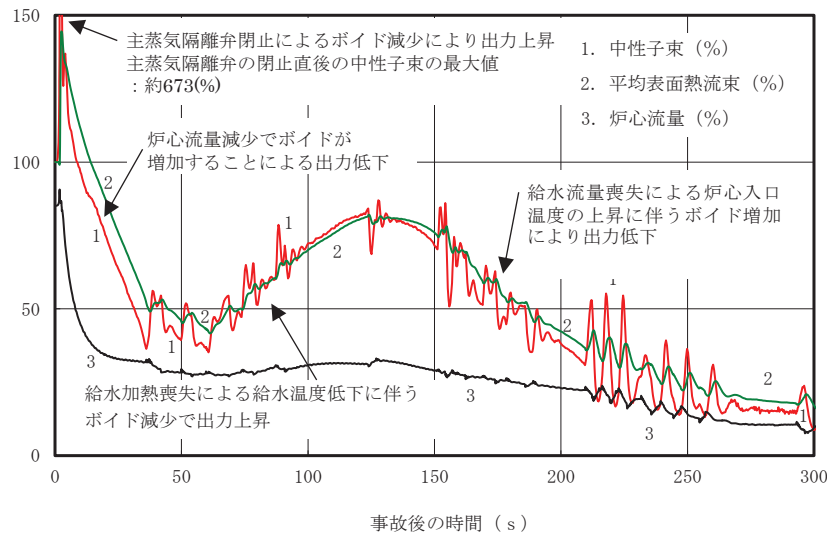


図3 中性子束の推移

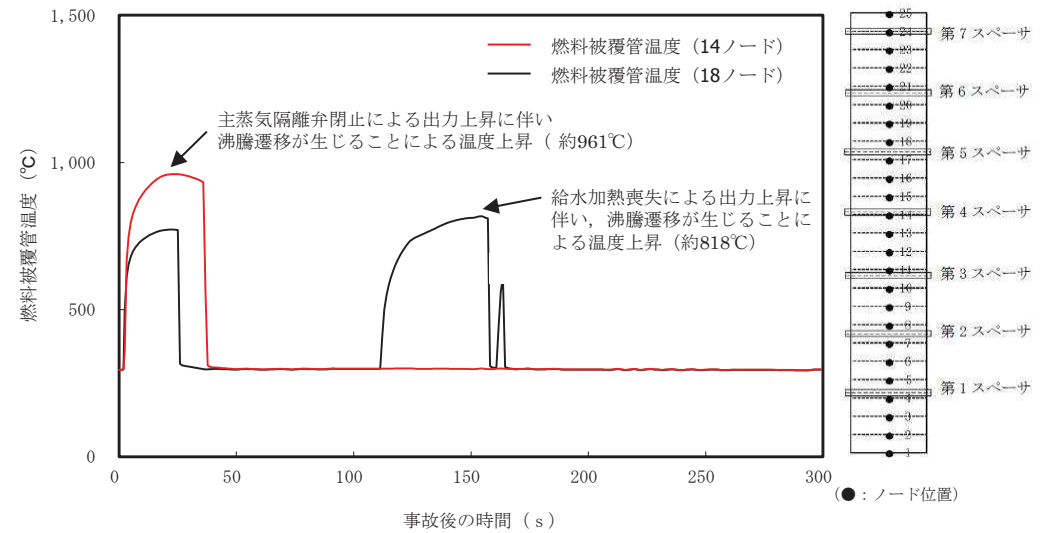


図4 燃料被覆管温度の推移

2. 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

2.2 原子炉停止機能喪失(10/11) 有効性評価の結果

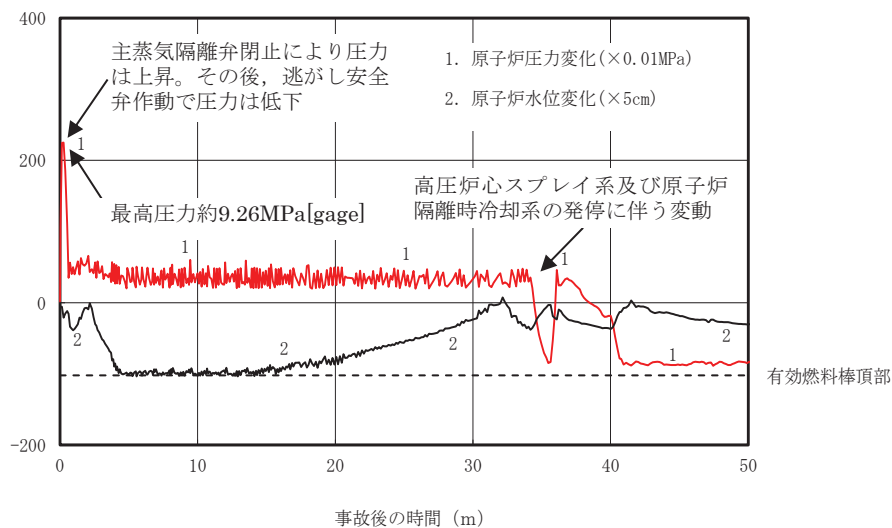


図5 原子炉圧力の推移

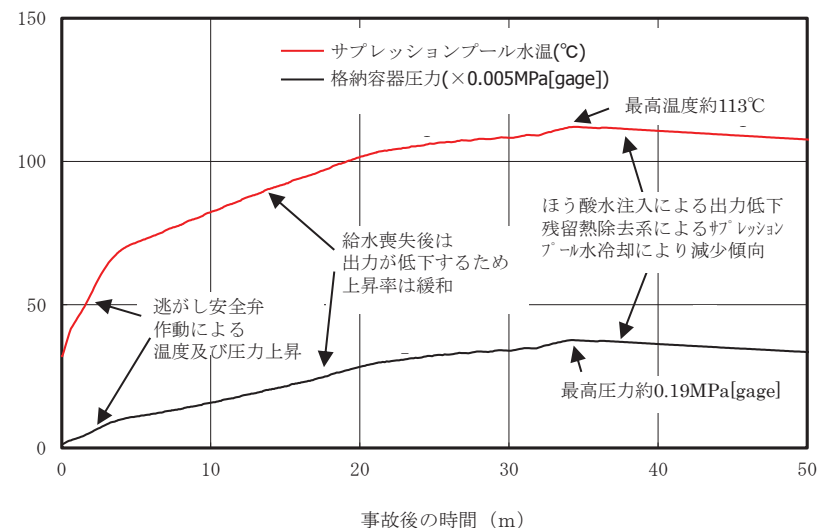


図6 サプレッションプール水温及び格納容器圧力の推移

有効性評価2.5 原子炉停止機能喪失 第2.5.18図, 第2.5.20図

2. 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
 2.2 原子炉停止機能喪失(11/11) 必要な要員及び資源の評価

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」にお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	28名 運転員:5名 発電所対策本部要員:6名 重大事故等対応要員:17名※2	31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:18名
水源	復水貯蔵タンク:約820m ³	復水貯蔵タンク:約1,192m ³
燃料※1	約627kL	約880kL
電源※1	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	

※1 本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、資源の評価上は外部電源が喪失し非常用ディーゼル発電機等による電源供給を行うものと想定

※2 解析上考慮しない作業に従事する要員

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。