泊発電所3号機
重大事故等対策有効性評価　成立性確認

＜炉心損傷防止＞
＜停止中の原子炉の燃料損傷防止＞

平成25年10月1日
北海道電力株式会社

□ 枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

泊発電所３号機
各事故シーケンス／格納容器破損モードにおける評価事故シーケンス一覧

【炉心損傷防止】

事故シーケンスグループ	評価事故シーケンス
２次系からの除熱機能喪失	主給水流量喪失＋補助給水機能喪失
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
	1. 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）
原子炉補機冷却機能喪失	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
原子炉格納容器の除熱機能喪失	大ＬＯＣＡ＋低圧再循環機能喪失＋格納容器スプレイ機能喪失
原子炉停止機能喪失	主給水流量喪失＋原子炉停止機能喪失（トリップ失敗）
ＥＣＣＳ注水機能喪失	中小ＬＯＣＡ＋高圧注入機能喪失
ＥＣＣＳ再循環機能喪失	大ＬＯＣＡ＋高圧再循環機能喪失＋低圧再循環機能喪失
格納容器バイパス	インターフェイスシステムＬＯＣＡ
	蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗

【SFPの燃料損傷防止】

重要事故シーケンス	評価事故シーケンス
想定事故１	使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の機能喪失
想定事故２	使用済燃料ピット冷却系配管の破断

【格納容器破損防止】

格納容器破損モード	評価事故シーケンス
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温）	（格納容器過圧破損）大ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ注水機能喪失＋格納容器スプレイ機能喪失
	（格納容器過温破損）全交流動力電源喪失＋補助給水機能喪失
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	全交流動力電源喪失＋補助給水機能喪失
原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	大ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ注水機能喪失＋格納容器スプレイ機能喪失
水素燃焼	大ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ注水機能喪失
溶融炉心・コンクリート相互作用	大ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ注水機能喪失＋格納容器スプレイ機能喪失

【停止中の原子炉の燃料損傷防止】

事故シーケンスグループ	評価事故シーケンス
２．崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系統の故障による停止時冷却機能の喪失）	ミッドループ運転中の余熱除去機能喪失
２．全交流動力電源喪失	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
３．原子炉冷却材の流出	ミッドループ運転中の原子炉冷却材流出
４．反応度の誤投入	停止中の原子炉への純水流入

（黄色）本日配付　（青色）配布済み

泊発電所3号機
重大事故等対策有効性評価　成立性確認

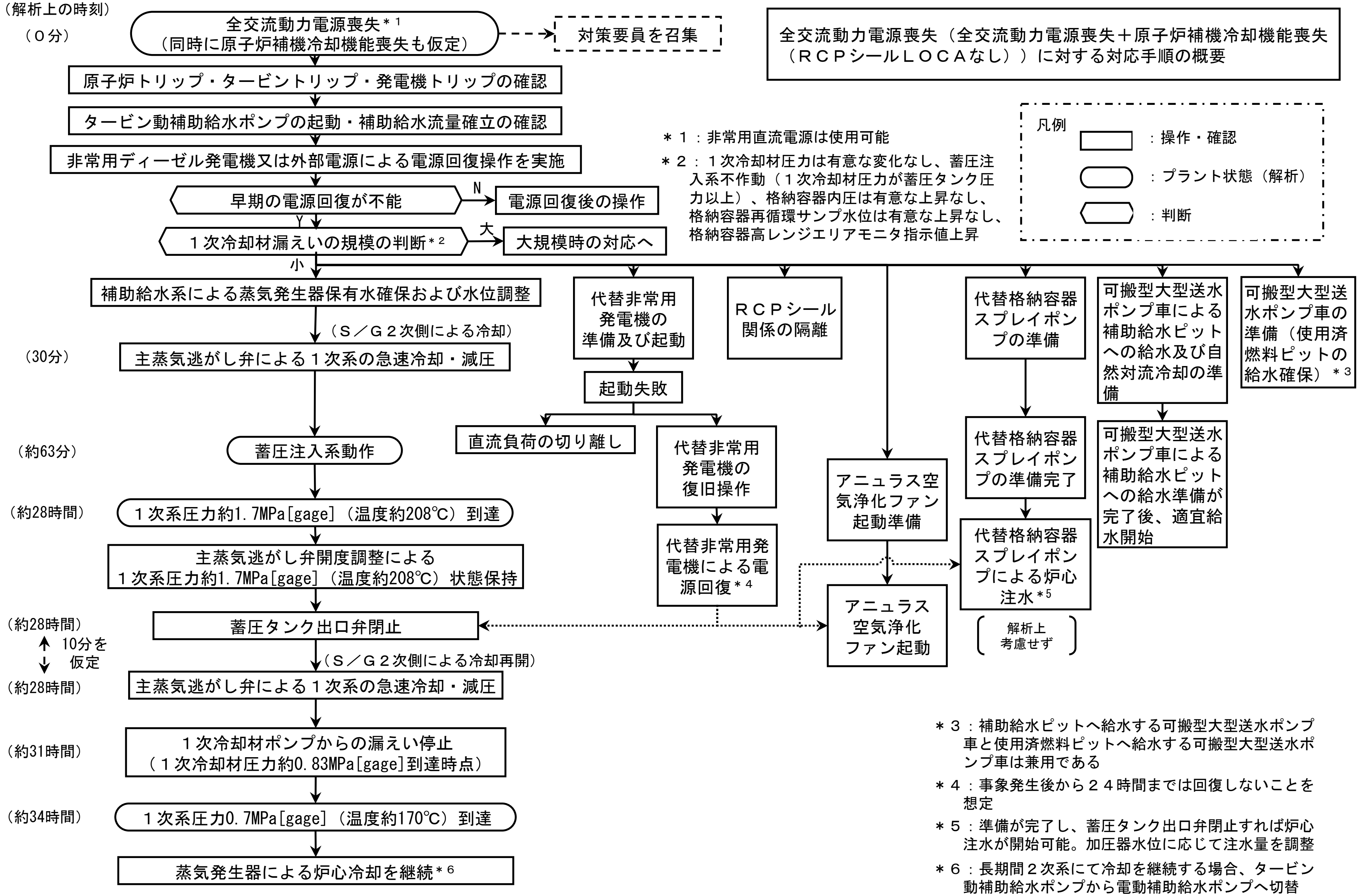
＜炉心損傷防止＞
【全交流動力電源喪失　RCPシールLOCAなし】

事故シーケンスの概要

	炉心損傷シナリオ	起因事象	結果の概要
全交流動力電源喪失（原子炉冷却材ポンプ（ＲＣＰ）シールＬＯＣＡが発生しない場合）	送電系統の故障等により、外部電源が喪失し、さらに非常用所内電源設備が機能喪失した場合（全交流動力電源喪失）、安全機能を有する系統及び機器が機能喪失することにより、炉心の著しい損傷に至るシナリオ	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するとともに、非常用所内交流電源系統の機能喪失を想定する（原子炉冷却材ポンプ（ＲＣＰ）シール部からの小規模の漏えいを考慮）	「主蒸気逃がし弁開による1次系の急速冷却」及び「タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への給水」を実施することによって、原子炉の除熱を行うことにより、炉心崩壊熱を除去し、炉心損傷が防止される結果となった。 これにより、泊発電所３号機の対策が有効と判断した。 （１－１頁より評価内容について説明）

1．対応手順の概要フロー

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））に対する対応手順の概要



＊１：非常用直流電源は使用可能

＊２：１次冷却材圧力は有意な変化なし、蓄圧注入系不作動（１次冷却材圧力が蓄圧タンク圧力以上）、格納容器内圧は有意な上昇なし、格納容器再循環サンプ水位は有意な上昇なし、格納容器高レンジエリアモニタ指示値上昇

＊３：補助給水ピットへ給水する可搬型大型送水ポンプ車と使用済燃料ピットへ給水する可搬型大型送水ポンプ車は兼用である

＊４：事象発生後から２４時間までは回復しないことを想定

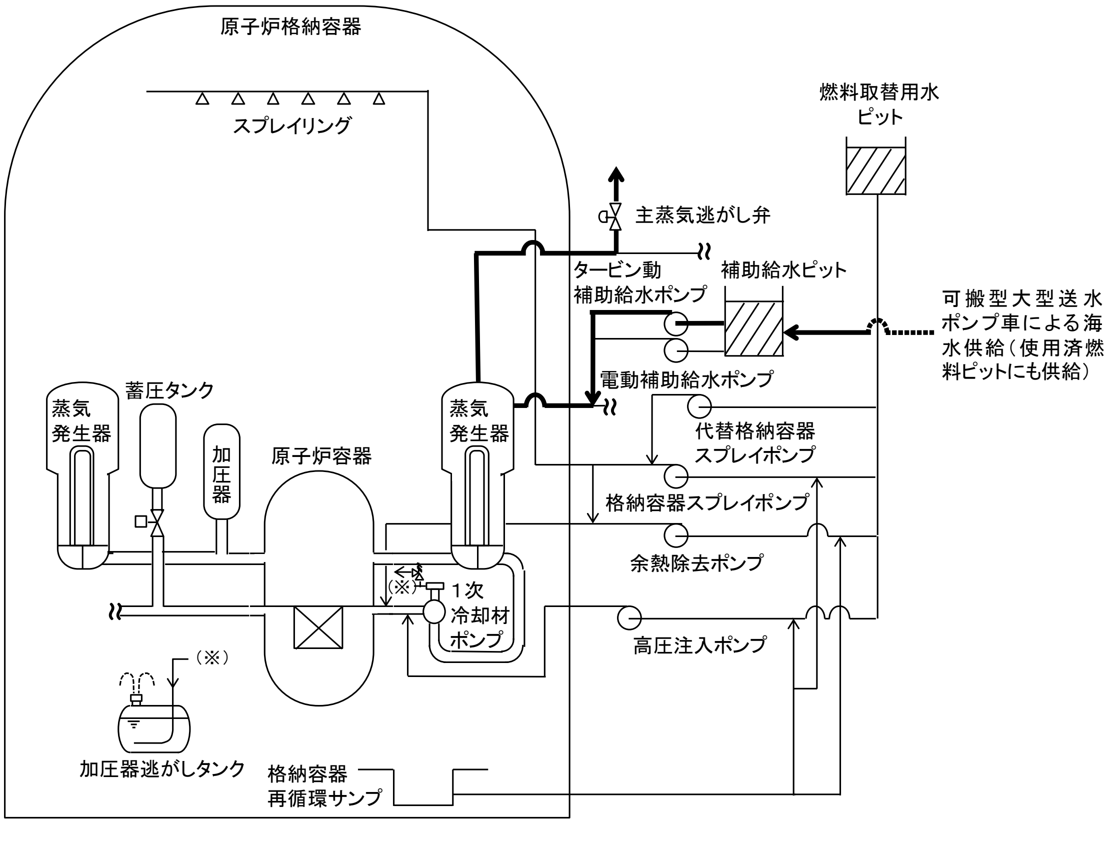
＊５：準備が完了し、蓄圧タンク出口弁閉止すれば炉心注水が開始可能。加圧器水位に応じて注水量を調整

＊６：長期間２次系にて冷却を継続する場合、タービン動補助給水ポンプから電動補助給水ポンプへ切替

２．主要解析条件および重大事故対策概要図（短期対策）

主要解析条件

項目	主要解析条件
解析コード	Ｍ－ＲＥＬＡＰ５
原子炉出力（初期）	100%(2,660 MWt)×1.02
１次冷却材圧力（初期）	15.41+0.21MPa[gage]
１次冷却材平均温度（初期）	304.5℃
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^3/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）
漏えい停止圧力	0.83MPa[gage]
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）
蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa[gage]（最低保持圧力）
蓄圧タンク保有水量	29.0m^3/基（最低保有水量）
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
交流電源確立	事象発生後24時間
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
蓄圧タンク出口弁閉止	１次冷却材圧力約1.7MPa[gage]（温度約208℃）到達+10分
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

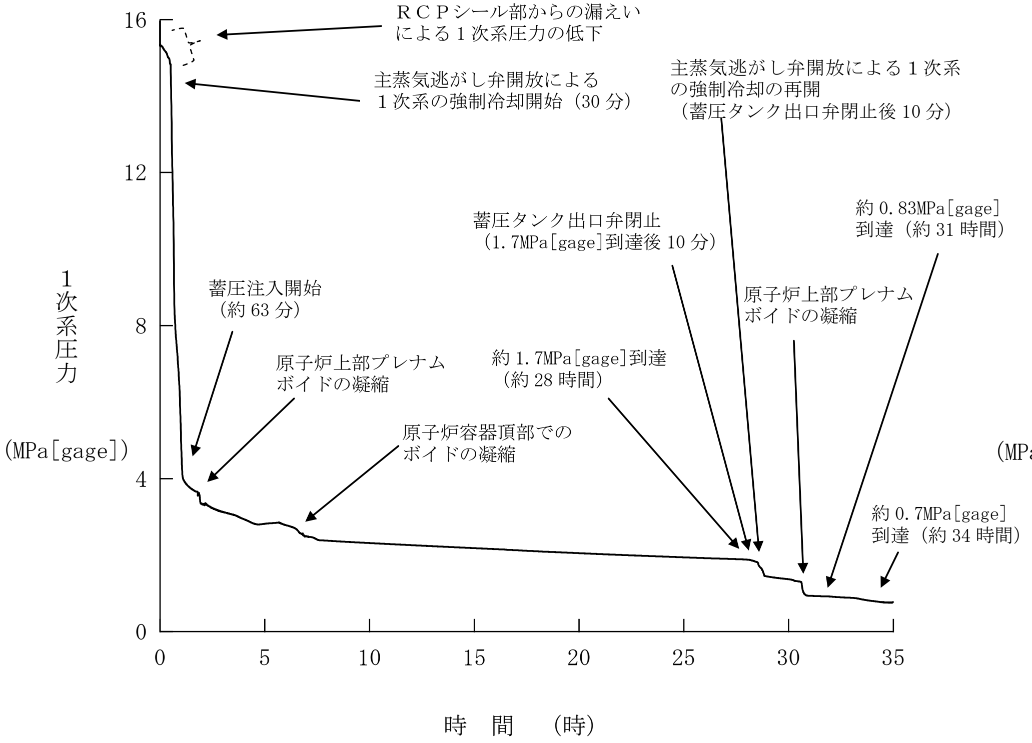


第１図　重大事故対策概要図（短期対策）

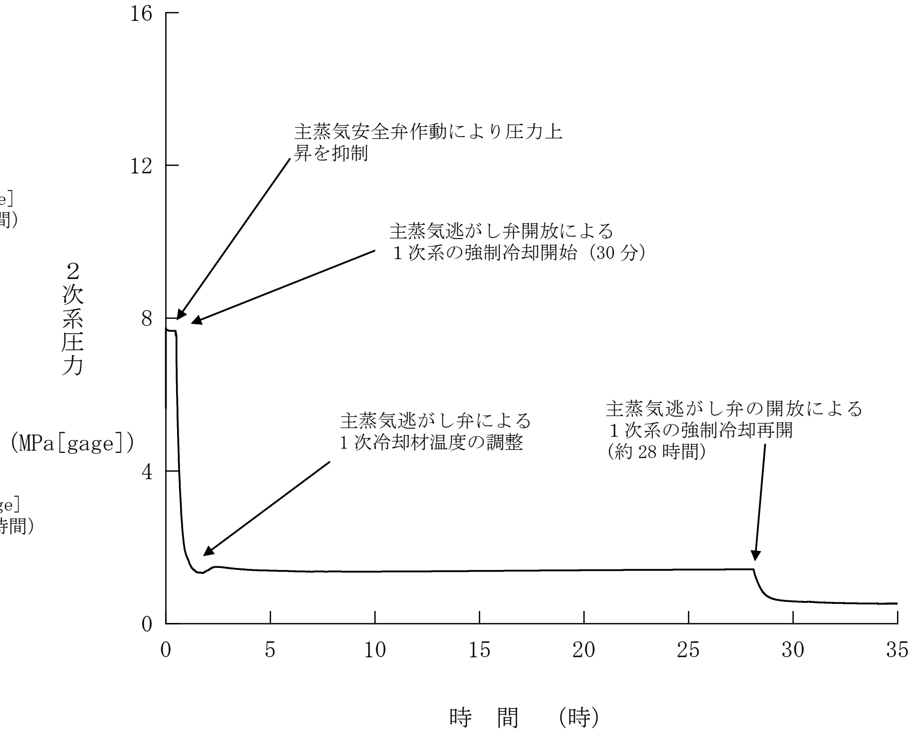
３．主要なパラメータの解析結果（１）

主蒸気安全弁作動圧力（単位：MPa[gage]）

	解析設定値	実機設定値
主蒸気安全弁	[redacted]	7.48

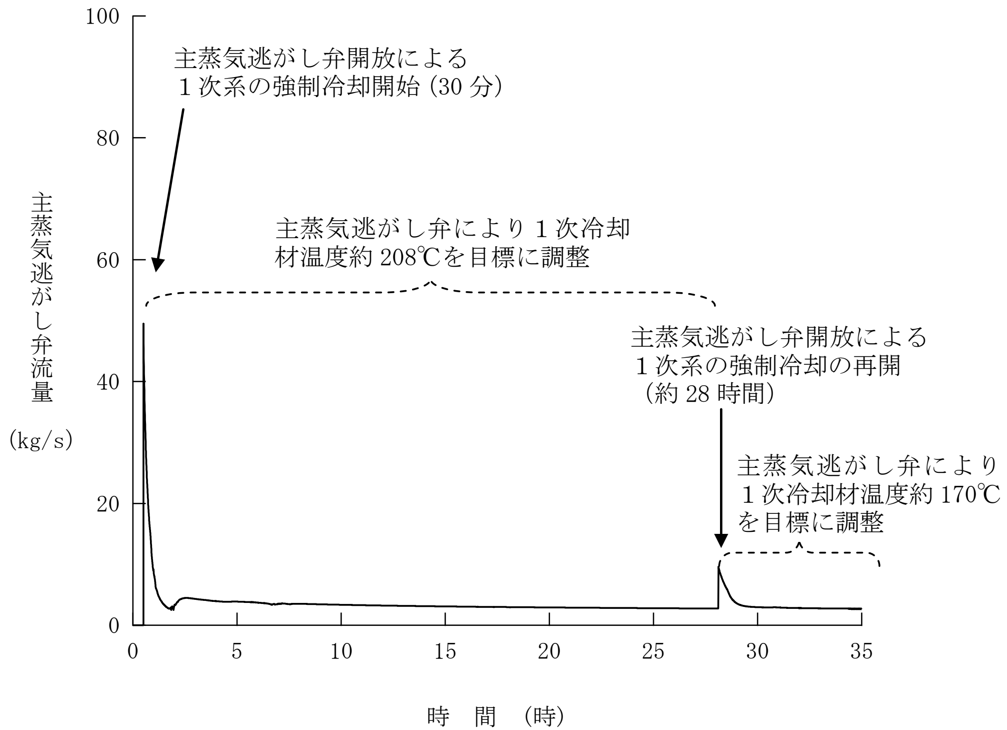


第２図　１次系圧力の推移



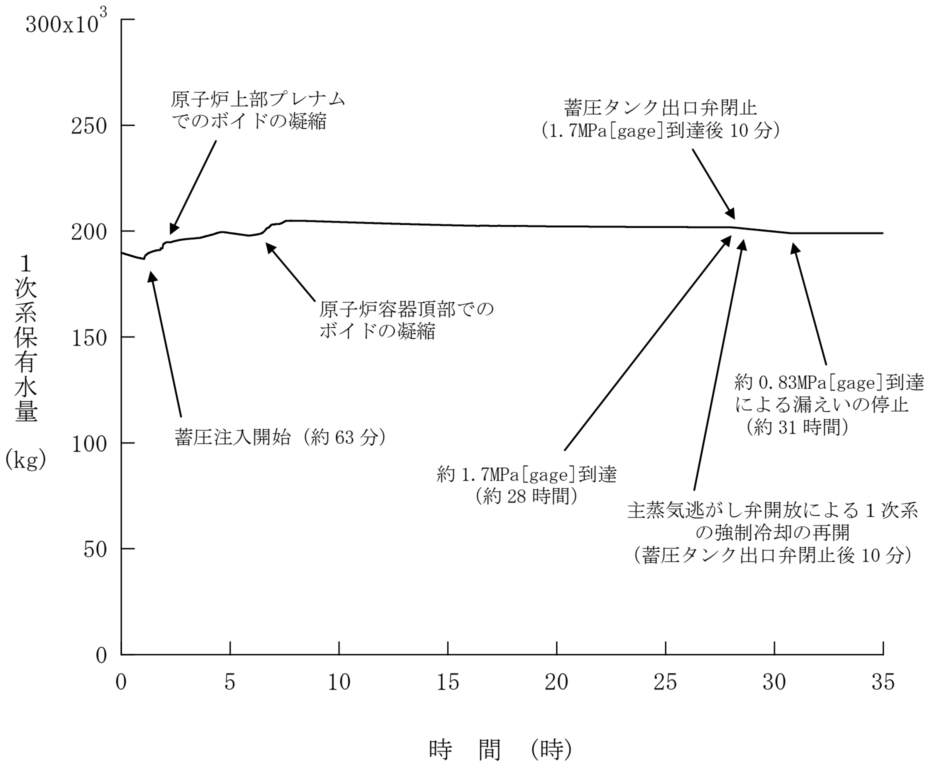
第３図　２次系圧力の推移

３．主要なパラメータの解析結果（２）

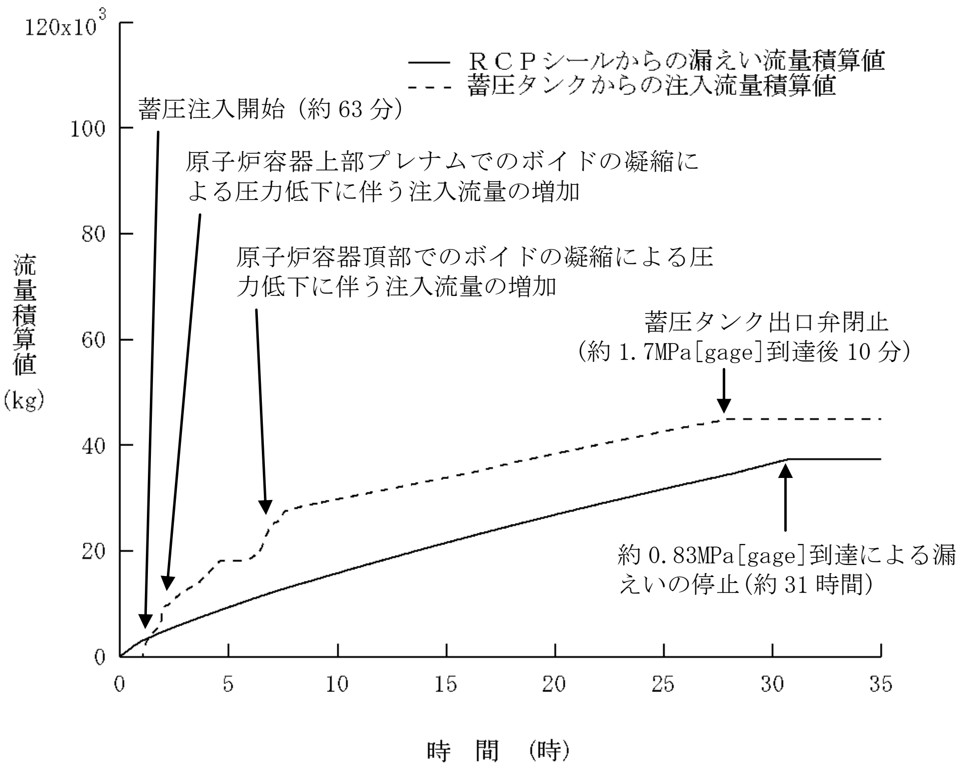


第４図　主蒸気逃がし弁流量の推移

３．主要なパラメータの解析結果（３）



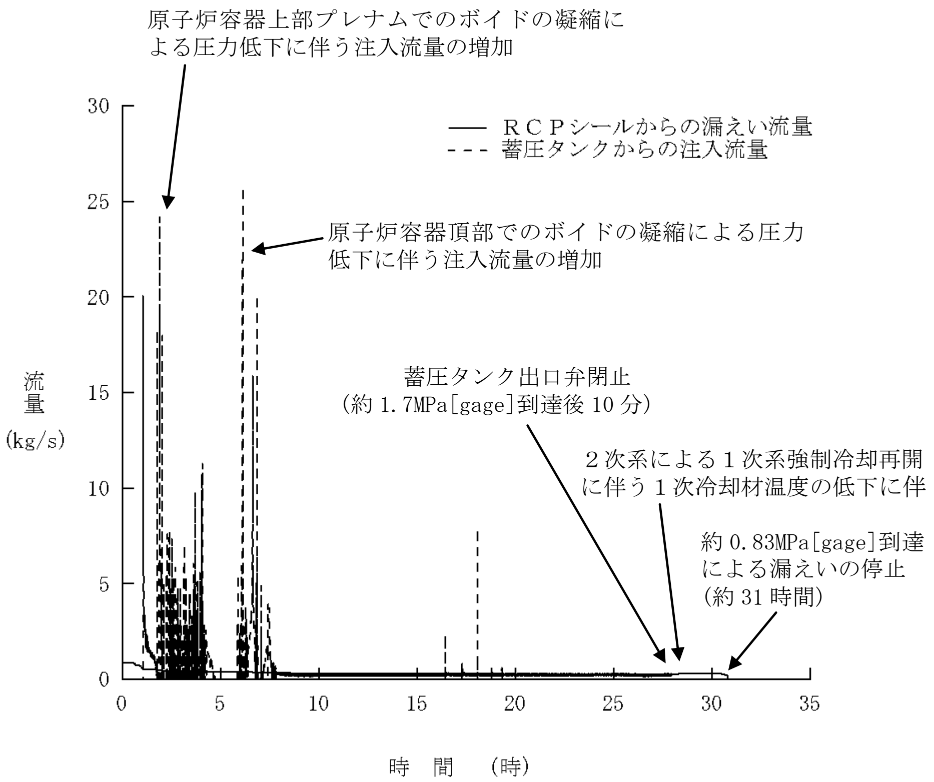
第５図　１次系保有水量の推移



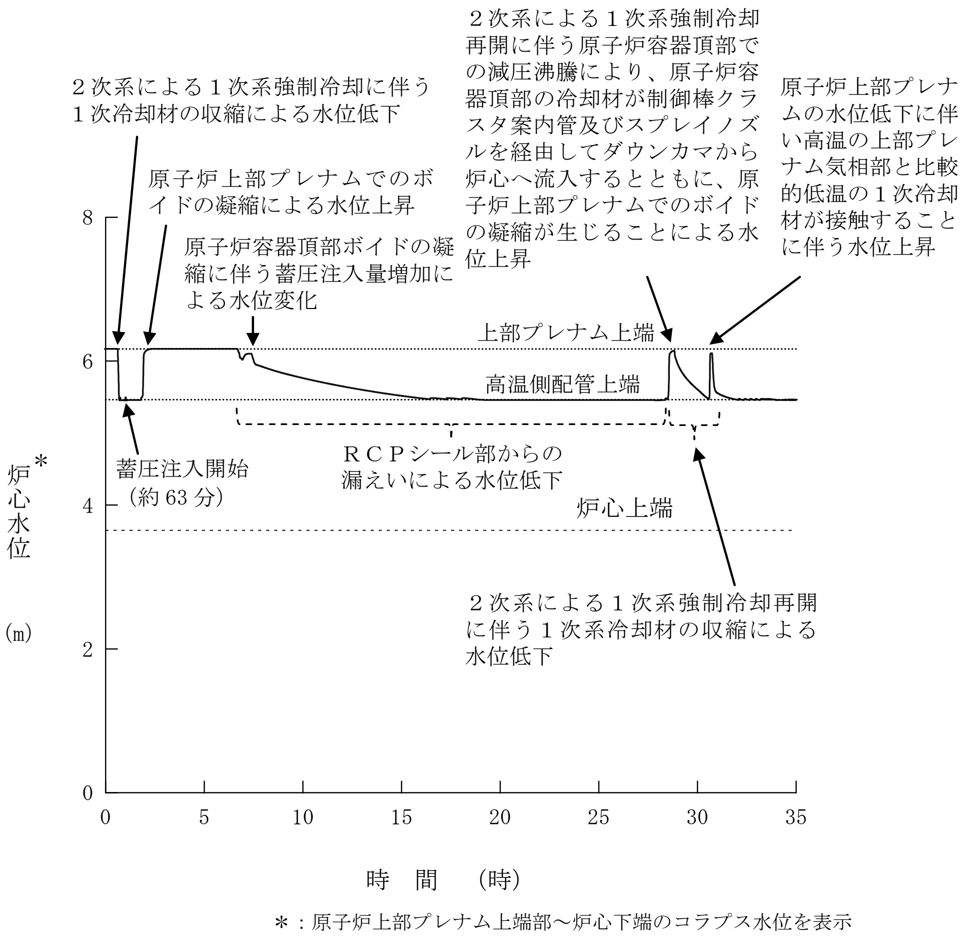
第６図　漏えい量と注入量の推移

ＲＣＰシール部からの漏えいにより１次系保有水量は減少するが、蓄圧注入により、ほう酸水が１次系に補給される。

３．主要なパラメータの解析結果（４）

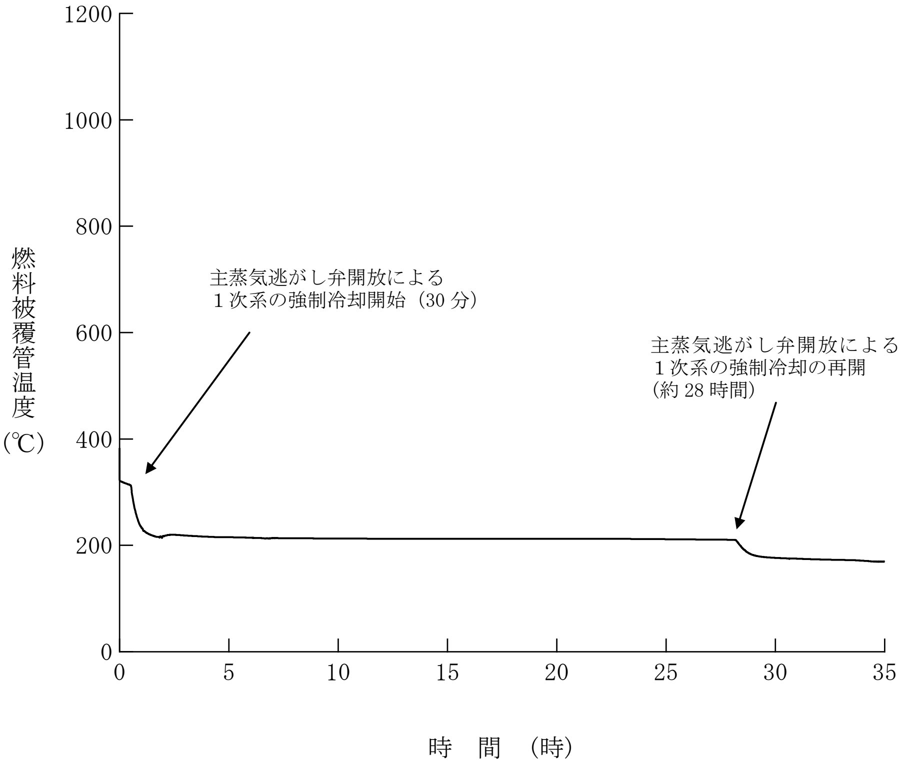


第７図　漏えい流量と注入流量の推移



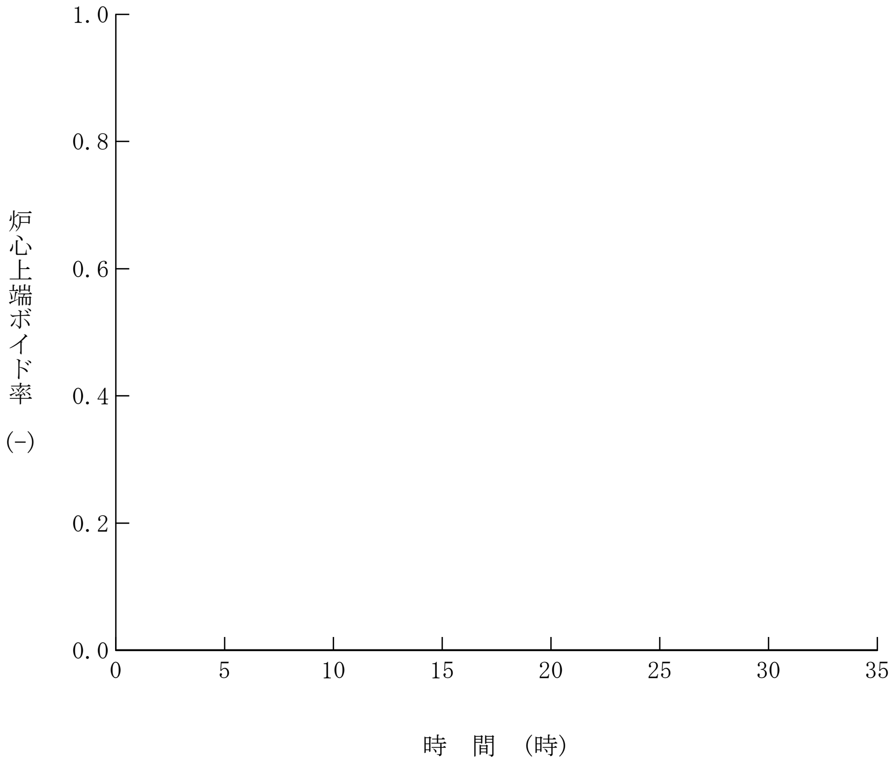
第８図　炉心水位の推移

３．主要なパラメータの解析結果（５）



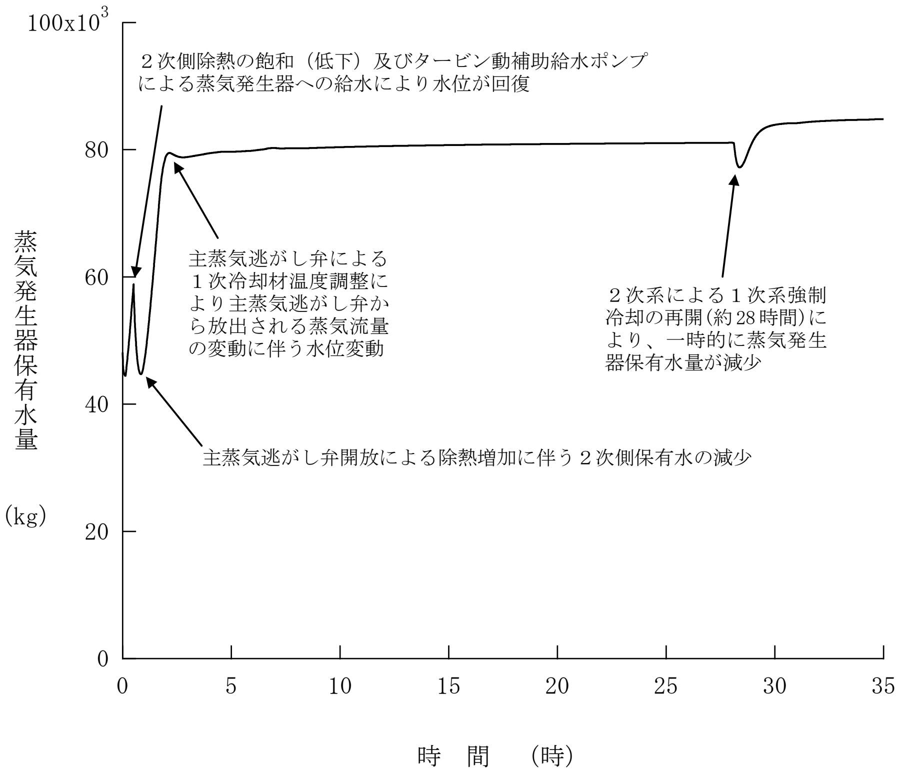
第９図　燃料被覆管温度の推移

燃料被覆管温度は初期より低下する。

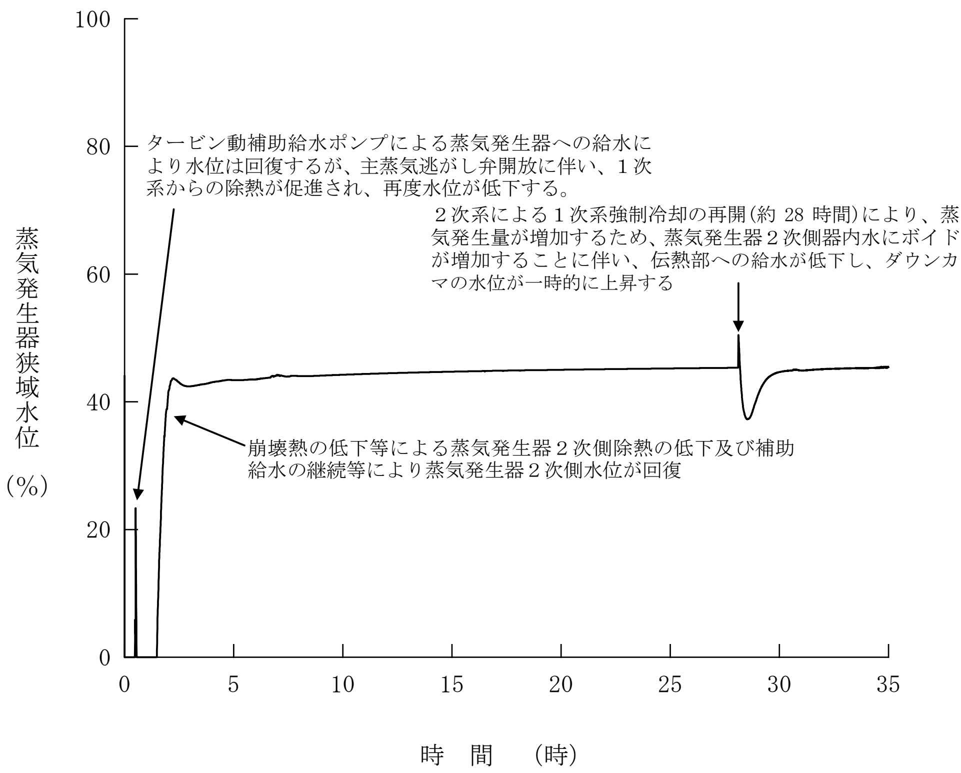


第10図　炉心上端ボイド率の推移

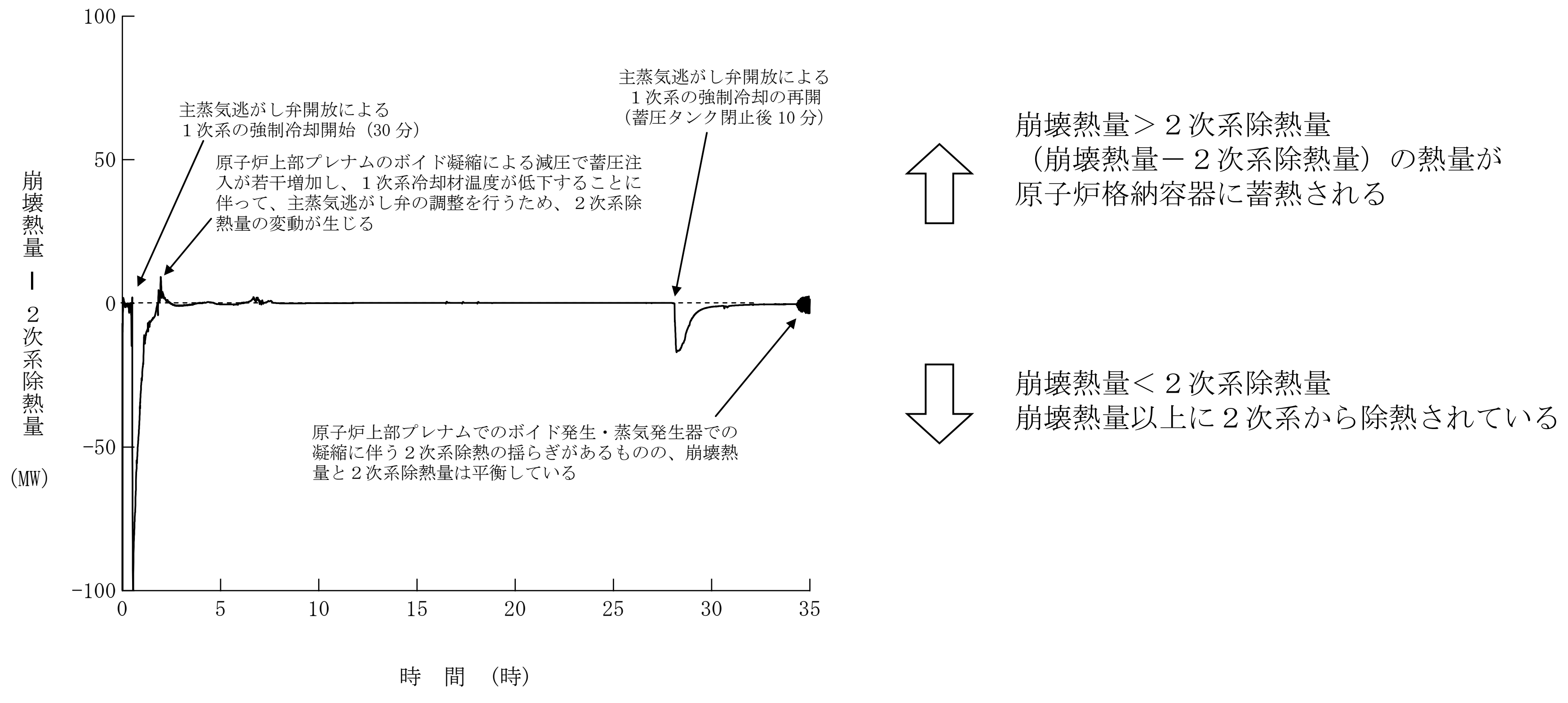
炉心上端でボイドは発生せず、炉心は冠水している。



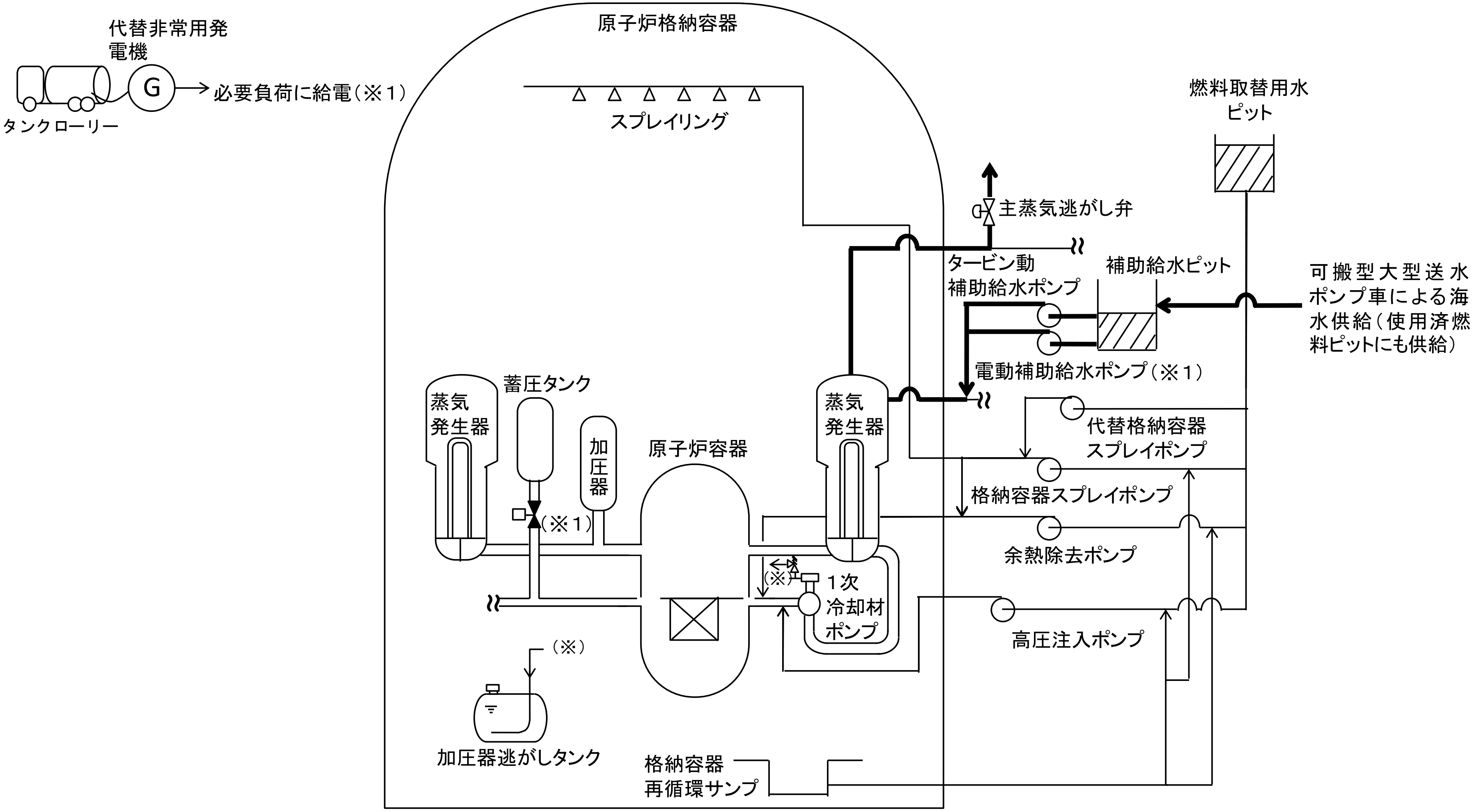
第11図　蒸気発生器水位の推移(1)



第12図　蒸気発生器水位の推移(2)



第１３図　崩壊熱量と２次系除熱量の推移



第１４図　重大事故対策概要図（長期対策）

５． 使用機器リスト（１）

対象機器	重大事故対策	要求事項	仕様	備考
主蒸気逃がし弁	2次系による１次系強制冷却	現場手動操作時間：30分	－	崩壊熱を除去するのに十分な容量があり、各主蒸気管に1個あることから多重性を有する。 電源、作動用空気がない状態においても手動による開閉操作が可能。
タービン動補助給水ポンプ	2次系による１次系強制冷却	－	－	通常の給水系統の機能が失われた場合でも、崩壊熱を除去するのに十分な冷却水を供給する。
可搬型大型送水ポンプ車	2次系による１次系強制冷却ための海水等供給	・給水流量：32m³/h ・給水開始時間：7時間	・容量：300m³/h/台 ・吐出圧力：1.3MPa[gage] ・台数：２台＋α※	補助給水ピットの水が枯渇するまでに、補助給水ピット補給配管を経由して代替屋外給水タンクの水および海水を供給する。
	使用済燃料ピットへの海水給水	・給水流量：20m³/h ・給水開始時間：約1.6日後		使用済燃料ピット水面の線量率が0.15mSv/hとなる水位までに海水を給水する。
しゃ断器	代替交流電源	－	－	代替非常用発電機起動後にしゃ断器を投入する。
代替非常用発電機	代替交流電源	起動時間：24時間	－	外部電源およびディーゼル発電機の機能が完全に喪失した場合において重大事故等に対処するための必要な電源を供給する。
代替格納容器スプレイポンプ	代替炉心注入	－	・容量：150m³/h/台 ・揚程：300m ・台数：1台	原子炉格納容器スプレイ系統と余熱除去系統を連絡する配管等を経由して燃料取替用水ピットの水を原子炉に注水する。
アニュラスダンパ操作用可搬型窒素ボンベ	被ばく低減	－	・容量：約46.7ℓ、1個 （＋予備1個）	作動用空気がない場合の代替手段
3号機DG燃料油貯油槽	代替非常用発電機及び可搬型大型送水ポンプ車の燃料確保	必要燃料量(7日間)：約211,860L	燃料保有量：132,000L/基以上 基数：4基	代替非常用発電機及び可搬型大型送水ポンプ車が7日間運転できる容量以上の燃料を確保する。
タンクローリー	代替非常用発電機への燃料供給	－	容量：18kL/台	代替非常用発電機とタンクローリーを給油ホースにより接続して燃料を供給する。

※ αは発電所共通予備

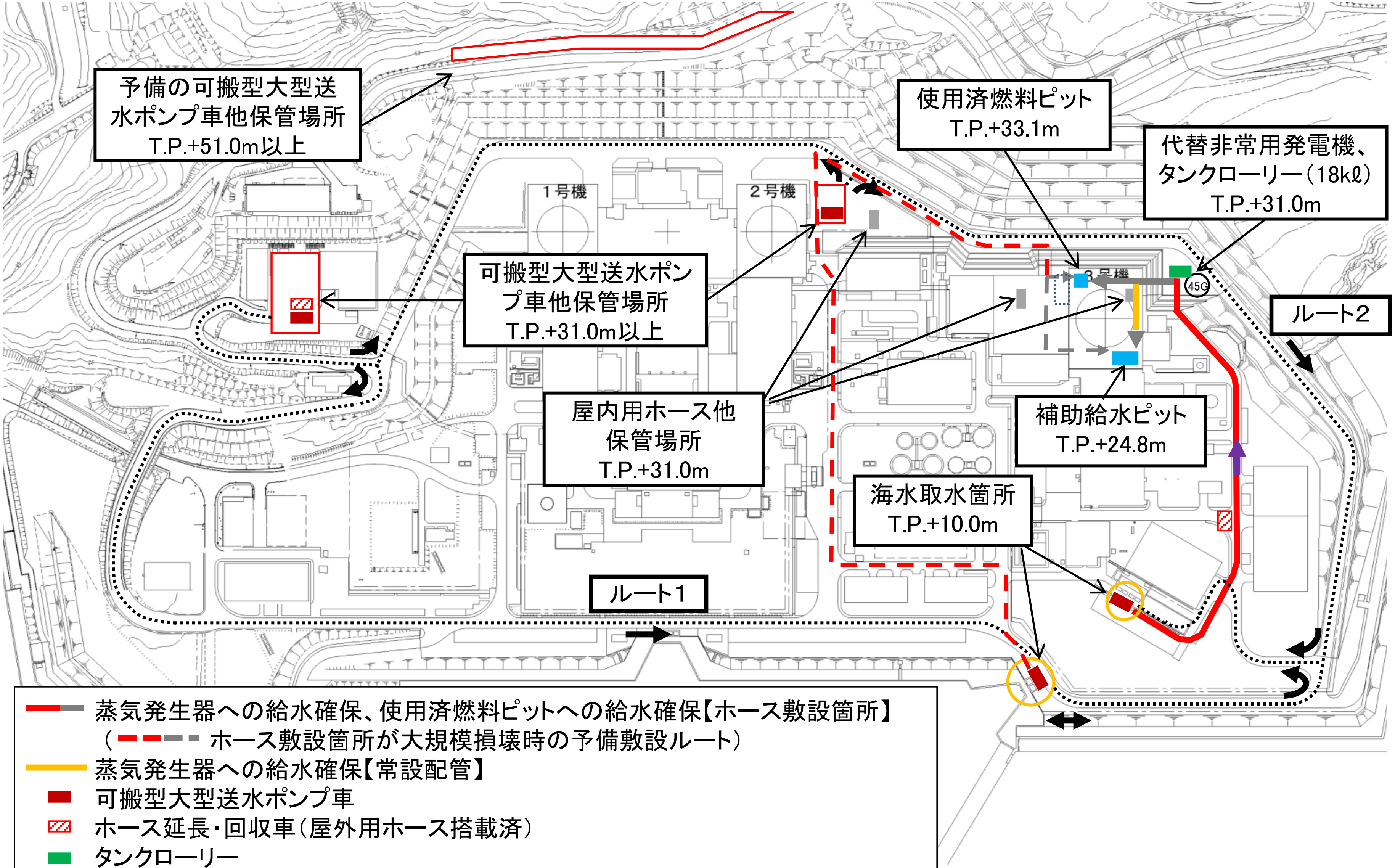
５． 使用機器リスト（２）：有効性評価で期待していない機器

有効性評価における使用機器の代替機器を下記に示す。

対象機器	代替機器	備考
タービン動補助給水ポンプ	電動補助給水ポンプ	代替非常用発電機により電源供給
	蒸気発生器直接給水ポンプ（自主）	代替非常用発電機により電源供給

６． 操作機器配置図（全体）

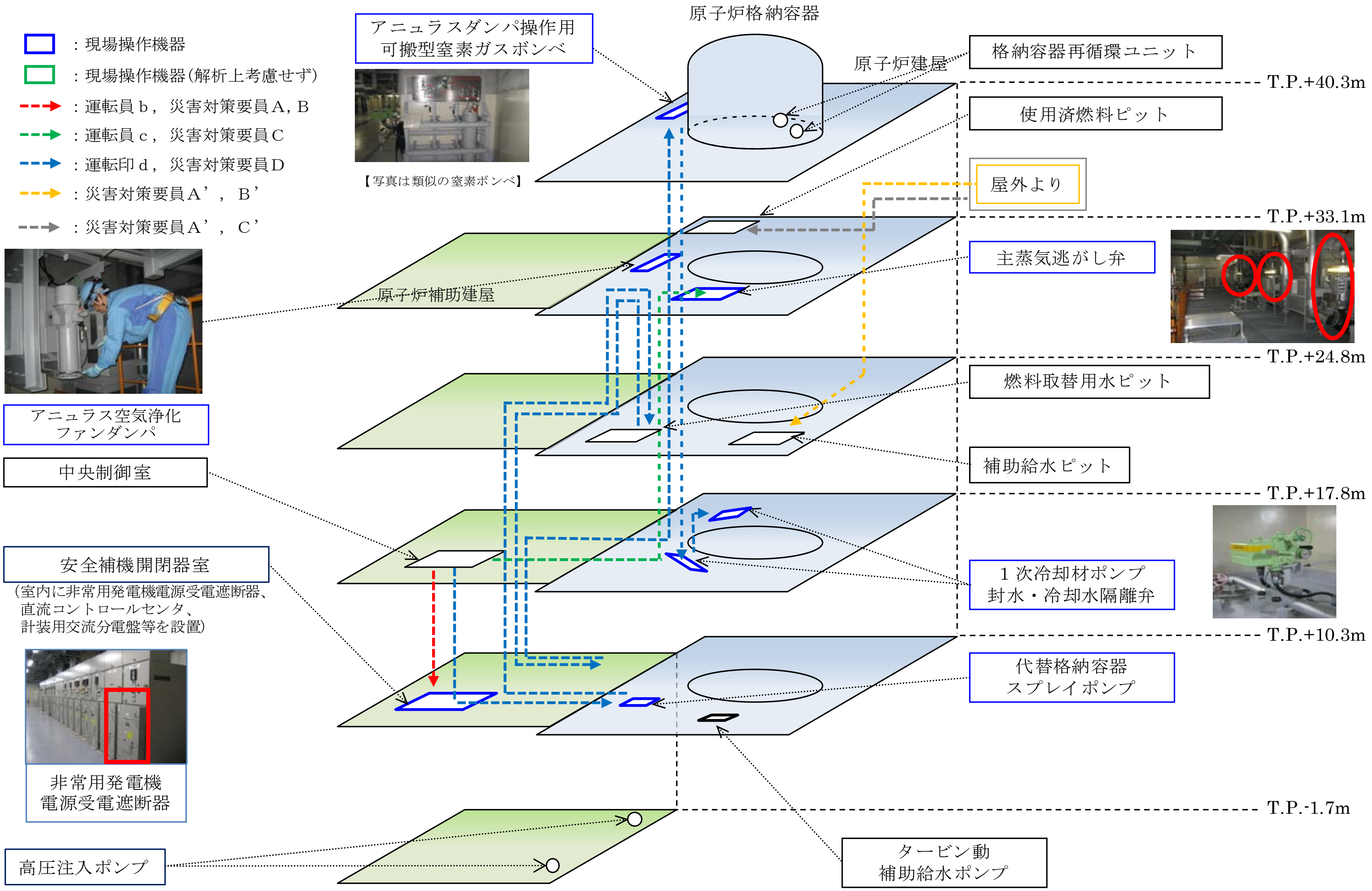
（全交流動力電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失（RCPシールLOCAなし））



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】
（ホース敷設箇所が大規模損壊時の予備敷設ルート）
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
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

7． 操作機器配置図（建屋内）

（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））



8．必要な要員および作業項目

（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））

●夜間・休日の初動対応要員

		対応要員数	実動要員
運転員	3号機中央制御室	6名	6名
災害対策要員	社員 （当番（指揮、通報））	（1～3号共通）3名	3名 ※4
	社員 （運転支援、電源、給水等）	（3号）3名	2名
	協力会社 （運転支援、電源、給水等）	（3号）4名	2名
	協力会社（瓦礫撤去、 給油ホース接続）	（1～3号共通）2名	2名
	協力会社 （消防）	（1～3号共通）8名	8名 ※5
小計		26名	23名
		余裕	3名 ★1

●召集要員構成（H25.7.17現在）

召集要員 （技術系社員）	宮丘地区※1	325名
	地元4カ町村※2	104名
小計		429名

対応要員の内訳	要員　※3	作業内容	時間	作業場所
○運転員（3号機中央制御室対応要員） 3号機運転員（3名） ・発電課長（当直） ・副長 ・運転員a ○運転員（現場操作者） 3号機運転員（3名） ・運転員b,c,d ○災害対策要員（6名） ・災害対策要員A,B,C,D ・災害対策要員E,F　※6	運転員a	①代替非常用発電機起動	≦約70分	中央制御室
		②補助給水流量調整　※8	≦30分	
		③不要な直流負荷の切離し C−計装用インバータ停止	≦約60分	
	運転員b 災害対策要員A,B	【電源確保作業】 所内電源母線受電準備	≦約70分	原子炉補助建屋
		不要な直流負荷の切離し（中央制御室隣接箇所）	≦約60分	安全系計装盤室
	運転員c 災害対策要員C	【2次系による1次系の急速冷却】 主蒸気逃がし弁開放	≦30分	主蒸気管室
	運転員d 災害対策要員D	代替格納容器スプレイポンプ起動準備	≦約2.2時間	原子炉建屋
		【被ばく低減操作（解析上考慮せず）】 アニュラス空気浄化ファンダンパ窒素供給操作	—	原子炉建屋
		【1次冷却材ポンプシール封水・冷却水隔離弁等閉止操作】 1次冷却材ポンプシール封水・冷却水隔離閉止操作	−	原子炉建屋
	災害対策要員E,F	【電源確保作業】 タンクローリー(18kL)から代替非常用発電機への給油ホース接続	≦約70分 ※7	屋外

対応要員の内訳	要員　※3	作業内容	時間	作業場所
○運転員（4名） ・運転員a,b,c,d ○災害対策要員（4名） ・A'　　（社員） ・B',C',D'（社員または協力会社）	災害対策要員 A',B'	●蒸気発生器への給水確保（海水） ・海水供給ラインホース敷設・接続 ・ホース延長・回収車による海水供給ラインホース敷設・接続 ・可搬型大型送水ポンプ車の設置 （使用済燃料ピットへの給水と兼用）	≦約7.5時間	スクリーン室 ～原子炉建屋背面の道路、 原子炉補助建屋
	災害対策要員 A',B',C',D'	●原子炉補機冷却海水系統への給水確保(海水） ・ホース延長・回収車による海水供給ラインホース敷設・接続 ・可搬型大型送水ポンプ車の設置	−	循環水ポンプ建屋
	災害対策要員 A',B',C'	●使用済燃料ピットへの給水確保（海水） ・海水供給ラインホース敷設・接続 ・可搬型大型送水ポンプ車の設置 （蒸気発生器への給水と兼用）	≦約1.6日	スクリーン室 ～原子炉建屋背面の道路、 使用済燃料ピットエリア
	運転員a	●格納容器自然対流冷却系統構成	−	中央制御室
		●後備蓄電池投入	≦約14.5時間	
		●代替非常用発電機給電準備・起動操作	−	
		●代替格納容器スプレイポンプ起動（解析上考慮せず）	−	
		●アニュラス空気浄化ファン起動	−	
		●蓄圧タンク出口弁閉操作	≦約28時間	
		●補助給水流量調整　※8	−	
	運転員b,d	●格納容器自然対流冷却系統構成	−	循環水ポンプ建屋、 原子炉補助建屋、 原子炉建屋
	運転員c	●主蒸気逃がし弁開度調整	−	主蒸気管室
	運転員b,d	●不要な直流負荷の切離し （計装用交流分電盤、直流コントロールセンタ）	≦約8.5時間	安全補機開閉器室
		●所内電源母線受電準備	≦約24時間	安全補機開閉器室

※1：宮丘地区からの召集要員とは、社員[社宅、みやおか寮、柏木寮、桜木寮、
はまなす寮]
※2：地元4カ町村からの召集要員とは、宮丘地区を除く、地元4カ町村（岩内町、
共和町、泊村、神恵内村）
※3：要員数については実際の現場移動時間および作業時間を考慮した人員である。
ただし、今後の更なる要員の検討により変更が必要となる可能性がある。

※4：社員（当番（指揮、通報））は、緊急時対策所にて、指揮または通報の対応を専属で行う。
※5：災害対策要員のうち、協力会社（消防）は、作業を専属で担当することから、他の作業およびサポート要員としては配置しない。
したがって、担当する作業が発生しない場合であっても、対応要員全員が作業している表記としている。
※6：タンクローリー(18kL)から代替非常用発電機への給油ホース接続を、3→1→2号機の順で実施する。
※7：代替非常用発電機燃料タンク容量600Lのうち、450Lを保有、起動後25%負荷で運転していると仮定し、約35分間給油なしで代替非常用発電機は運転可能である。
この仮定に基づき起動までの時間約35分と合わせ、約70分までに給油ホースを接続する。
※8：補助給水流量調整弁が安全系直流電源より給電される電動弁であるため、中央制御室より流量調整が可能

○要員人数	平日昼間に事故が発生した場合に十分な要員数を確保できるのは当然のことながら、夜間・休日においても、初動対応要員（運転員、災害対策要員）および召集要員（技術系社員）により、事故収束作業に必要な要員が確保できる体制となっている。

★1：初動対応開始後、サポート要員3名を中央制御室に待機させ、通信手段の不具合や要員の受傷など不測の事態に備える。

ともに輝く明日のために。 Light up your future. ほくでん

（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））

手順の項目	要員	手順の内容	経過時間（分）（10・20・30・40・50・60・70・80・90・100・110・120・130）	備考
			▽事象発生（0分） ▽プラント状況判断 全交流動力電源喪失判断（10分） ▽30分 2次系による1次系の急速冷却開始 ▽60分 不要な直流負荷の切離し	
状況判断	運転員	●原子炉トリップ・タービントリップ・発電機トリップ確認 ●タービン動補助給水ポンプ運転・補助給水流量確認 ●全交流動力電源喪失確認 ●1次冷却材漏えい規模の判断 1次冷却材圧力有意な変化なし 蓄圧注入系不作動（1次冷却材圧力が蓄圧タンク圧力以上） 格納容器圧力有意な上昇なし 格納容器再循環サンプ水位有意な上昇なし 格納容器高レンジエリアモニタ指示値上昇 （中央制御室）	10分（0〜10分）	
中央制御室操作	運転員a 【携行型通話装置】	●代替非常用発電機からの給電準備・起動操作および受電失敗後の回復操作 （中央制御室操作）	適宜実施（約25分〜）	
		●補助給水流量調整 （中央制御室操作）	適宜監視・調整（30分〜） RCS温度を確認し保持操作	
		●不要な直流負荷の切離し C−計装用インバータ停止 （中央制御室操作）	約5分（55〜60分）	
電源確保作業	運転員b 【携行型通話装置】 災害対策要員A,B	●現場移動／所内電源母線受電準備および受電（しゃ断器操作） （現場操作）	約25分（10〜35分）	
不要な直流負荷の切離し		●現場移動／不要な直流負荷の切離し（中央制御室隣接箇所） （現場操作）	約20分（40〜60分）	
2次系による1次系の急速冷却	運転員c 【携行型通話装置】 災害対策要員C	●現場移動／主蒸気逃がし弁開放 （現場操作）	約20分（10〜30分）	主蒸気逃がし弁手動開放操作による蒸気発生器を使用した2次系強制冷却を30分（解析上の仮定）までに開始できる。
		●主蒸気逃がし弁開度調整 （現場操作）	適宜監視・調整（30分〜） RCS温度を確認し保持操作	
代替格納容器スプレイポンプ準備	運転員d 【携行型通話装置】 災害対策要員D	●現場移動／代替格納容器スプレイポンプ起動準備 （現場操作）	約30分（10〜40分） 操作後移動	
被ばく低減操作		●現場移動／アニュラス空気浄化ファンダンパ窒素供給操作 可搬式窒素ガスボンベ接続 （現場操作）	約15分（40〜55分） 操作後移動	
1次冷却材ポンプシール戻り隔離弁等閉止操作		●1次冷却材ポンプ封水・冷却水隔離弁閉止操作 （現場操作）	約30分（55〜85分）	
電源確保作業	災害対策要員E,F 【衛星携帯電話】	●タンクローリー（18kℓ）から代替非常用発電機への給油ホース接続操作 （現場操作）	約20分（3号機）（10〜30分） 約20分（1号機）（30〜50分） 約20分（2号機）（50〜70分）	事象発生10分後より災害対策要員2名にて、3号機⇒1号機⇒2号機の順でホース接続操作を実施する。

所要時間については、類似訓練における時間を元に想定時間により算出している。

凡例 【①】
①：作業が開始できる最早時点
②：必要作業時間

（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））

手順の項目	要員	手順の内容	時間経過（時間） 2 4 6 8 10 12 14 24 35 45 55 事象発生 7時間 可搬型大型送水ポンプ車による補助給水ピットへの給水開始 14時間 後備蓄電池投入 24時間 可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの給水開始 代替非常用電源確保完了 38時間 （約1.6日）	備考
蒸気発生器への給水確保（海水）	災害対策要員A',B'	海水供給ラインホース敷設・接続（T.P.31m～補助給水ピット）	【1.5】 1.5	蒸気発生器への給水は補助給水ピットの水が枯渇する時間（約7.5時間）までに対応を行う想定としている。
		ホース延長・回収車による海水供給ラインホース敷設・接続（スクリーン室～可搬型大型送水ポンプ車～T.P.31m）	【3.0】 2.5	
	災害対策要員B'	可搬型大型送水ポンプ車による断続送水（循環水ポンプ建屋横）	【5.5】 補助給水ピットが枯渇しないように災害対策本部の指示により断続的に送水を継続	
原子炉補機冷却海水系統への給水確保（海水）	災害対策要員A',C',D'	ホース延長・回収車による海水供給ラインホース敷設・接続（スクリーン室～可搬型大型送水ポンプ車（2台）～循環水ポンプ建屋）	【6.5】 4.0	
	運転員a	格納容器自然対流冷却系統構成（中央制御室）	【6.5】 0.5	
	運転員b,d	格納容器自然対流冷却系統構成（循環水ポンプ建屋、原子炉補助建屋、原子炉建屋）	【6.5】 1.0	
	災害対策要員B'	可搬型大型送水ポンプ車（1台）による連続送水（循環水ポンプ建屋横）	【10.5】	
使用済燃料ピットへの給水確保（海水）	災害対策要員A',C'	海水供給ラインホース敷設・接続（T.P.31m～使用済燃料ピット）	【5.5】 1.0	使用済燃料ピットへの給水は、使用済燃料ピット水面の線量率が0.15mSv/hとなる水位（通常水位-3.3m）となる38時間後までに対応が可能。
	災害対策要員B',C'	可搬型大型送水ポンプ車により適宜送水（循環水ポンプ建屋横、T.P.31m）	【6.5】 災害対策本部の指示により適宜送水を継続	
不要な直流負荷の切離し	運転員b,d	不要な直流負荷の切離し（計装用交流分電盤、直流コントロールセンタ）	0.5	
電源確保作業		所内電源母線受電準備および受電（安全補機開閉器室）	操作時間25分	
主蒸気逃がし弁開度調整	運転員c	主蒸気逃がし弁開度調整	適宜監視・調整 RCS温度を確認し保持操作	
中央制御室操作	運転員a	後備蓄電池投入	操作時間5分	
		代替非常用発電機の給電準備・起動操作	操作時間5分	
		代替格納容器スプレイポンプ起動（解析上考慮せず）	操作時間5分	
		アニュラス空気浄化ファン起動	操作時間5分	
		蓄圧タンク出口弁閉操作	操作時間5分	事故後約28時間で閉止
		補助給水流量調整	適宜監視・調整 RCS温度を確認し保持操作	代替非常用発電機受電後、ﾀｰﾋﾞﾝ動補助給水ﾎﾟﾝﾌﾟから電動補助給水ﾎﾟﾝﾌﾟへ切替

災害対策要員	通信手段	通信先
A'	衛星携帯電話、トランシーバー	災害対策本部、屋外
B'	トランシーバー	屋外
C'	トランシーバー	屋外
D'	トランシーバー	屋外

所要時間については、類似訓練における時間を元に想定時間により算出している。

凡例 【①】 ②

①：作業が開始できる最早時点

②：必要作業時間

（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））

【蒸気発生器注水】
〇水源：
・補助給水ピット：570m³（保安規定要求最低値）
〇水の使用：
・炉心崩壊熱を2次系による１次系強制冷却で除熱する場合の補助給水ピットから蒸気発生器への給水量積算カーブを以下に示す。

※ 必要補給水量内訳（補給水温度40℃）
① 出力運転状態から高温停止状態までの顕熱除去　：－11.6m³
（原子炉トリップ遅れ、燃料及び1次冷却材蓄積熱量他）
② 高温停止状態から冷却維持温度（170℃）までの顕熱除去：156.5m³
（1次冷却材及び蒸気発生器保有水量等の顕熱）
③ 蒸気発生器水位回復　：104.4m³

上記①～③の合計　：249.3m³

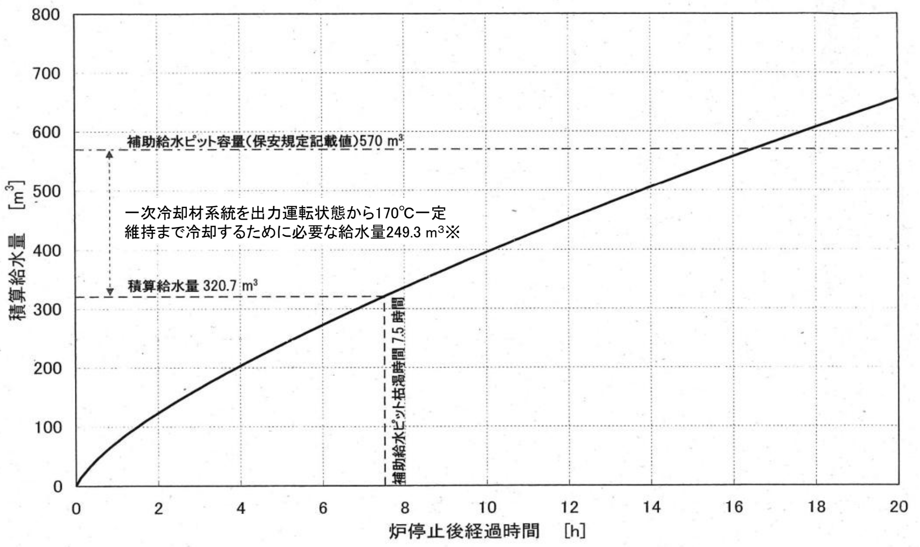


図1 炉停止後の経過時間と崩壊熱除去に必要な補助給水量との関係

補助給水ピットの水量570m³から一次冷却材系統を出力運転状態から170℃一定維持まで冷却するために必要な給水量（249.3 m³）を引き、残りの水量（320.7m³）がなくなる時間を崩壊熱除去に応じた補給水量カーブから求めると、7.5時間後になる。
7.5時間までに海水等を可搬型大型送水ポンプ車により補助給水ピットに補給することにより対応可能である。
〇水源評価結果
事故後7.5時間までに海水等を可搬型大型送水ポンプ車により補助給水ピットに補給することにより対応可能。
7.5時間までに可搬型大型送水ポンプ車で海水等の補給が可能なことは成立性評価（所要時間）にて確認。

１１． ７日間における燃料の対応

（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））

プラント状況：3号機運転中 （1，２号機停止中）

燃料種別	号機		時系列	合計	判定
軽油	3号機	電源供給	事象発生24時間後～事象発生後7日間 代替非常用発電機（3号機用1台）起動。（給電先に代替格納容器スプレイポンプを含む） 事象発生24時間後～7日間の燃料消費量は、 燃費約1390L/h（定格負荷）×1台×24h×6日間＝約200,160L	7日間 1～3号機で消費する軽油量の合計 約607,668L（*1） （*1）この他にモニタリング設備用、緊急時対策所用の発電機で数kLの消費あり	発電所に備蓄している軽油量の合計は約1,354,400L（*2）であることから、7日間は十分に対応可能。 （*2）非常用DG燃料油貯油槽容量（使用可能量） 1号機：約103.3kL×4＝約413.2kL 2号機：約103.3kL×4＝約413.2kL 3号機：約132kL×4＝約528kL
		SG他給水	事象発生7h後（送水開始は最早ケースで5.5h後）～事象発生後7日間（＝162.5h：最早ケース） 3号SG（補助給水ピット）給水用の可搬型大型送水ポンプ車（1台）起動。 送水開始最早（5.5h後）～7日間の燃料消費量は、燃費72L/h×1台×162.5h＝約11,700Lとなる。（使用済燃料ピットへの給水も本送水ポンプ車で対応可能）		
	1号機	電源供給	事象発生直後～事象発生後7日間 代替非常用発電機（1号機用2台）起動。 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約695L/h（定格負荷）×2台×24h×7日間＝約233,520L		
		SFP給水	事象発生直後～事象発生後7日間 1号使用済燃料ピット給水用の可搬型大型送水ポンプ車（1台）起動。 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約72L/h×1台×24h×7日間＝約12,096L		
	2号機	電源供給	事象発生直後～事象発生後7日間 代替非常用発電機（2号機用2台）起動。 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約411L/h（定格負荷）×2台×24h×7日間＝約138,096L		
		SFP給水	事象発生直後～事象発生後7日間 2号使用済燃料ピット給水用の可搬型大型送水ポンプ車（1台）起動。 （保守的に事象発生後すぐの起動を想定） 燃費約72L/h×1台×24h×7日間＝約12,096L		

泊発電所3号機
重大事故等対策有効性評価　成立性確認

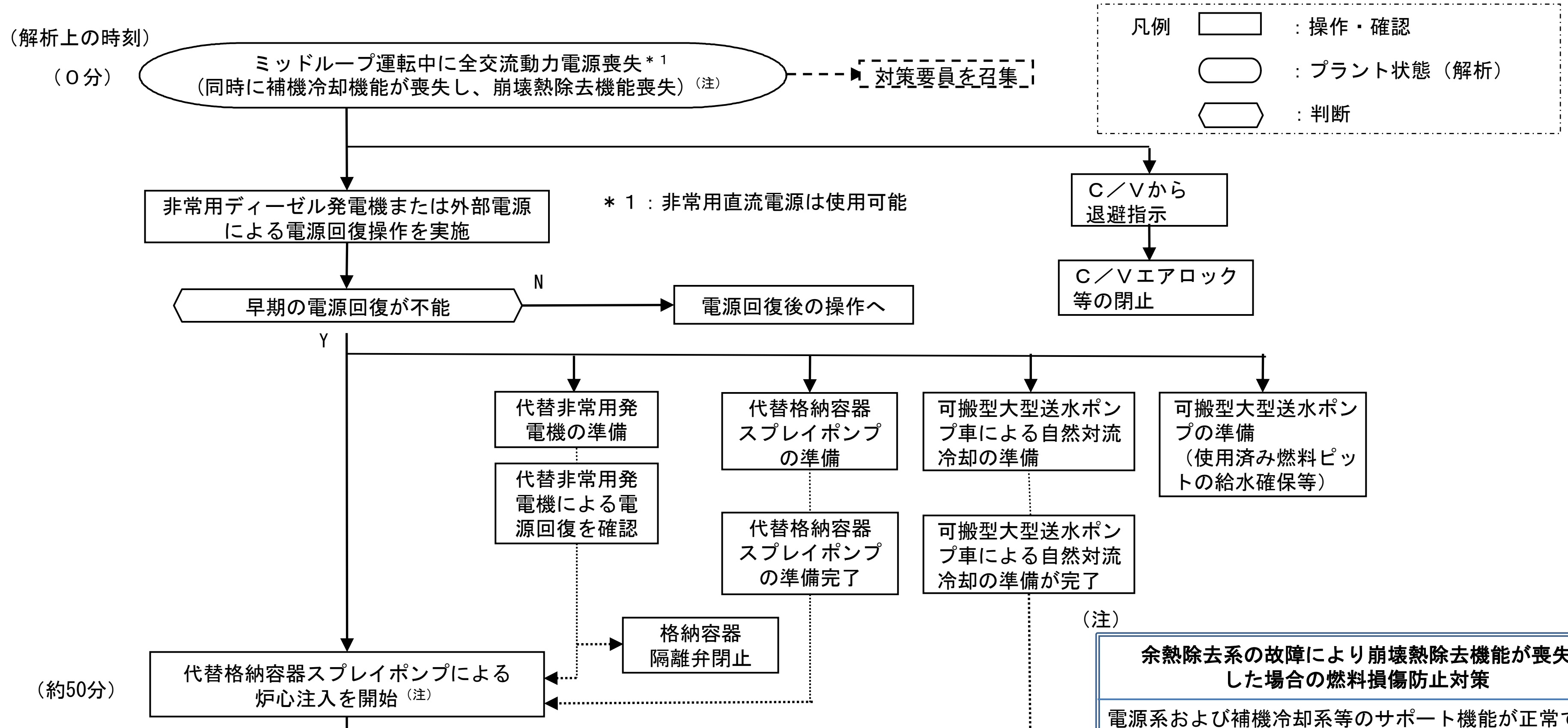
＜停止中の原子炉の燃料損傷防止＞
【崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失】

事故シーケンスの概要

<table>
<tr><th></th><th>炉心損傷シナリオ</th><th>起因事象</th><th>結果の概要</th></tr>
<tr><td>崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系統の故障による停止時冷却機能の喪失）</td><td>原子炉の運転停止中において、余熱除去系の故障によって、炉心の崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷に至るシナリオ</td><td>定期検査時の運転停止中のうち、燃料損傷防止対策の実施に対する余裕時間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において、余熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失する事象を選定</td><td rowspan="2">崩壊熱除去機能の喪失による1次冷却材の蒸発に伴い、1次冷却材の保有水は減少するが、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注入により、炉心冷却が維持され、炉心損傷が防止される結果となった。
これにより、泊発電所３号機の対策が有効と判断した。
（２－１頁より評価内容について説明）</td></tr>
<tr><td>全交流動力電源喪失</td><td>原子炉の運転停止中において、全交流動力電源喪失が発生し補機冷却機能が喪失することによって、炉心の崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷に至るシナリオ</td><td>定期検査時の運転停止中のうち、燃料損傷防止対策の実施に対する余裕時間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において、全交流動力電源喪失が発生し、加えて従属的に発生する補機冷却機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失する事象を選定</td></tr>
</table>

１．対応手順の概要フロー

崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失
（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）に対する対応手順の概要



○炉心冷却が継続的に行われていることを確認
○その後の長期冷却は、高圧再循環による炉心注水及び格納容器自然対流冷却に移行（注）
（高圧再循環）
・再循環サンプ水位の確認
・高圧注入ポンプ水源切替（高圧注入ポンプ入口弁切替　燃料取替用水ピット→再循環サンプ）
・可搬型大型送水ﾎﾟﾝﾌﾟ車から高圧注入ポンプへ冷却水供給
・高圧注入ポンプ運転
（格納容器自然対流冷却）
・可搬型大型送水ﾎﾟﾝﾌﾟ車からＣ／Ｖ再循環ユニットへ冷却水通水

（注）

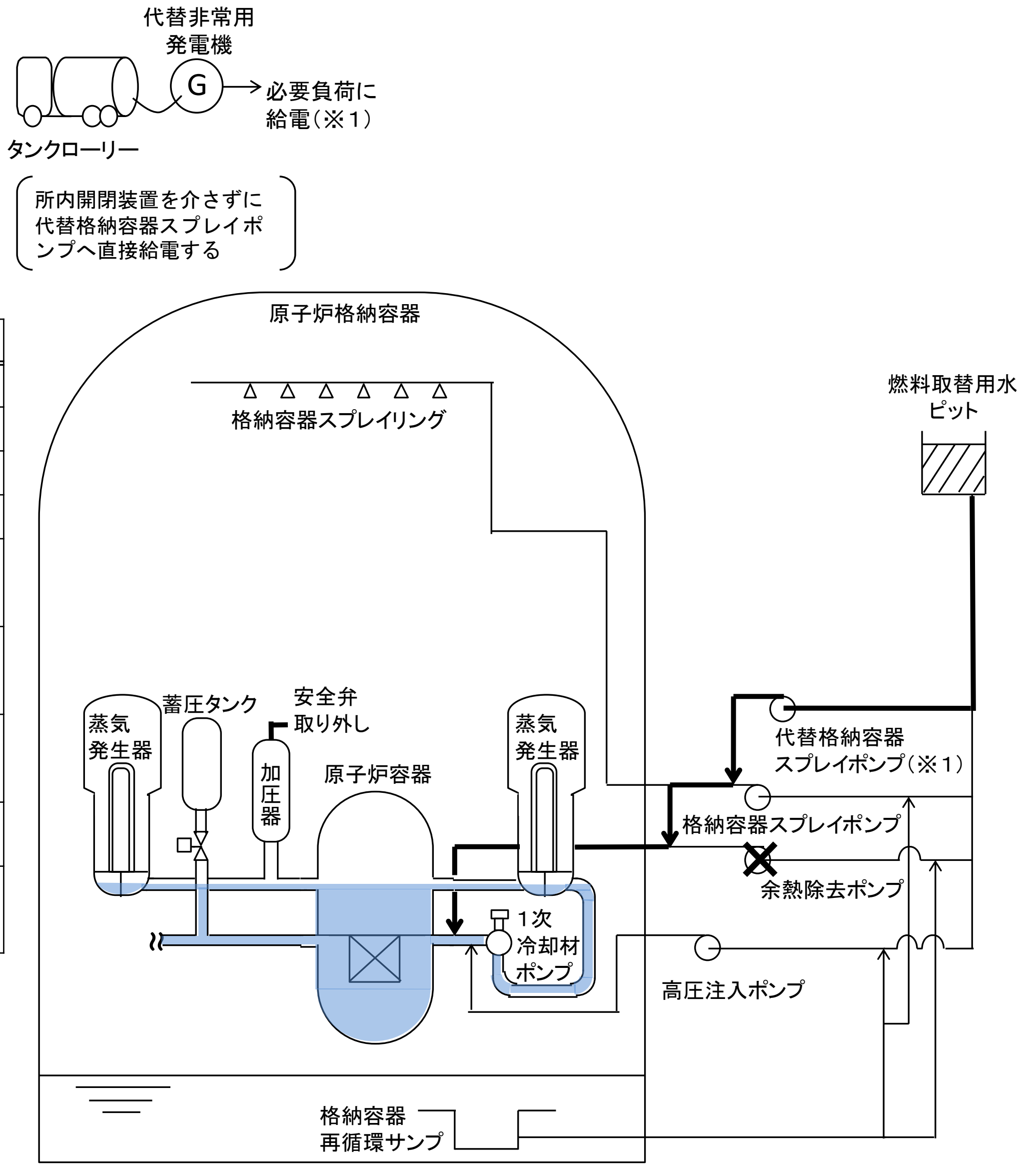
余熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失した場合の燃料損傷防止対策

電源系および補機冷却系等のサポート機能が正常であることから、下記のとおり、全交流動力電源喪失による有効性評価結果に包含される。
（短期対策）
・代替格納容器スプレイポンプと同等の注水機能を有する充てんポンプを用いることで、早期に炉心注入を開始可能。
【電源系及び補機冷却系正常のため】
（長期対策）
・補機冷却系を用いた高圧再循環および格納容器自然対流冷却が可能　【補機冷却系正常のため】

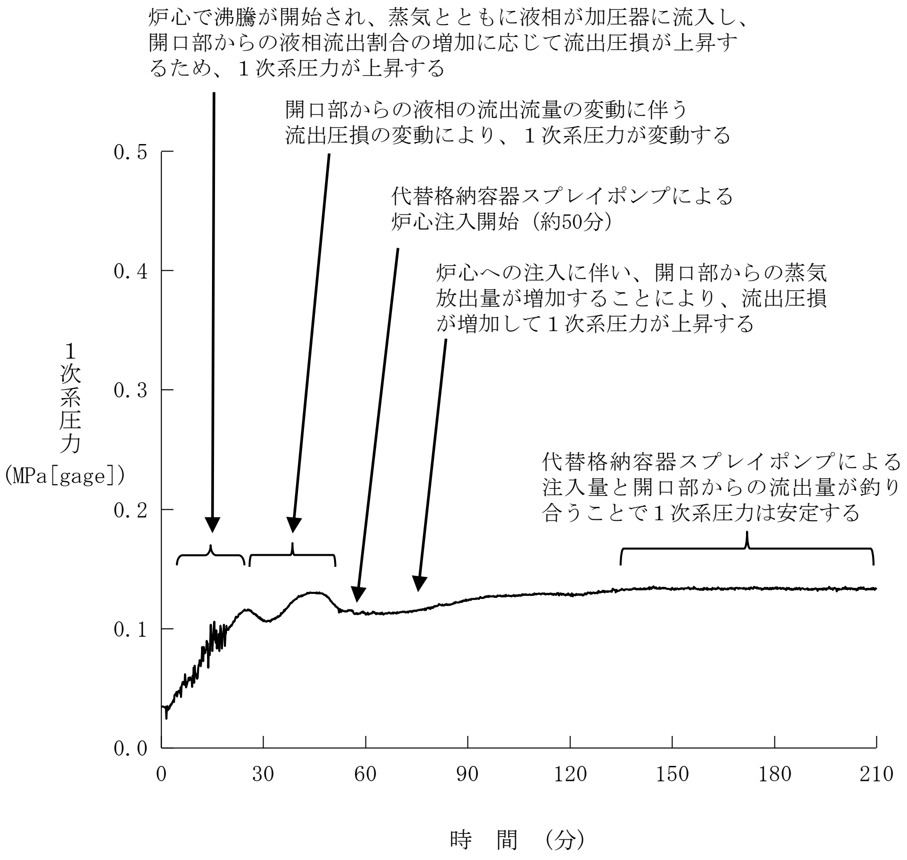
２．主要解析条件および重大事故対策概要図（短期対策）

主要解析条件一覧

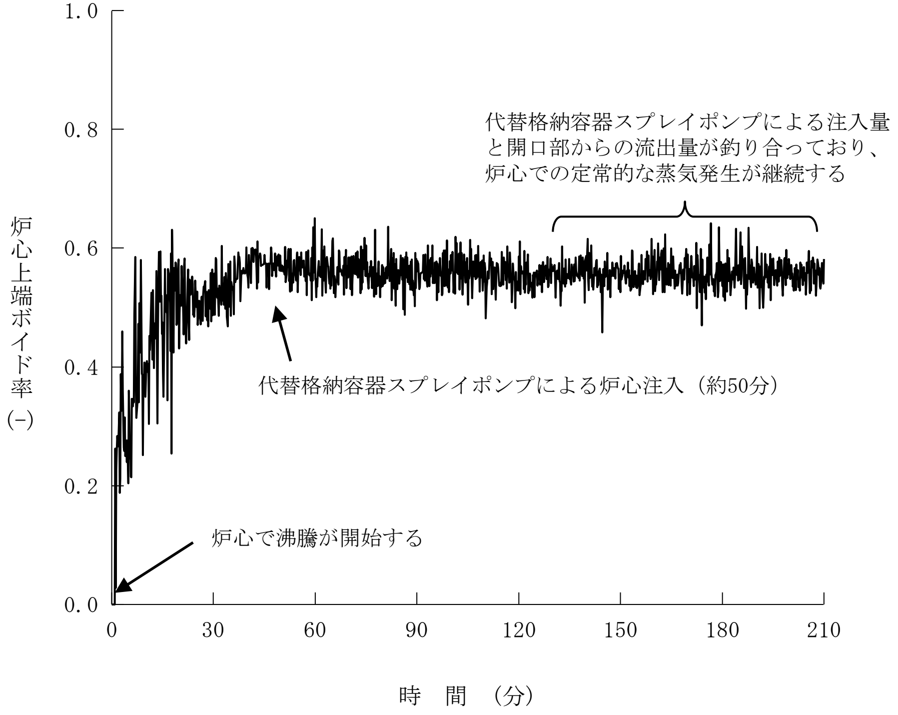
項目	主要解析条件
解析コード	Ｍ－ＲＥＬＡＰ５
原子炉停止後の時間	55 時間
１次冷却材圧力（初期）	大気圧（0MPa[gage]）
１次冷却材高温側温度（初期）	93℃
１次冷却材水位（初期）	原子炉容器出入口 ノズルセンター＋80mm
炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2
代替格納容器スプレイポンプの原子炉への注入流量	30m^3/hr
代替格納容器スプレイポンプ作動	事象発生から約50分後
１次系開口部	加圧器安全弁取り外し（３個） 加圧器ベント弁開放（２個）



第１図　重大事故対策概要図（短期対策）



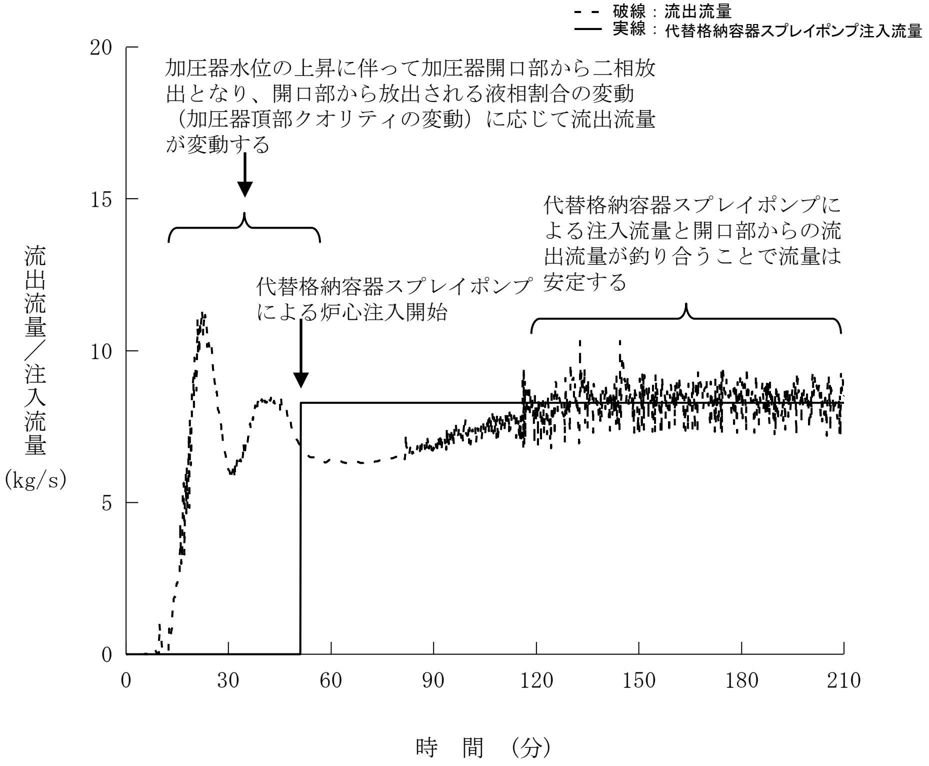
第２図　１次系圧力の推移



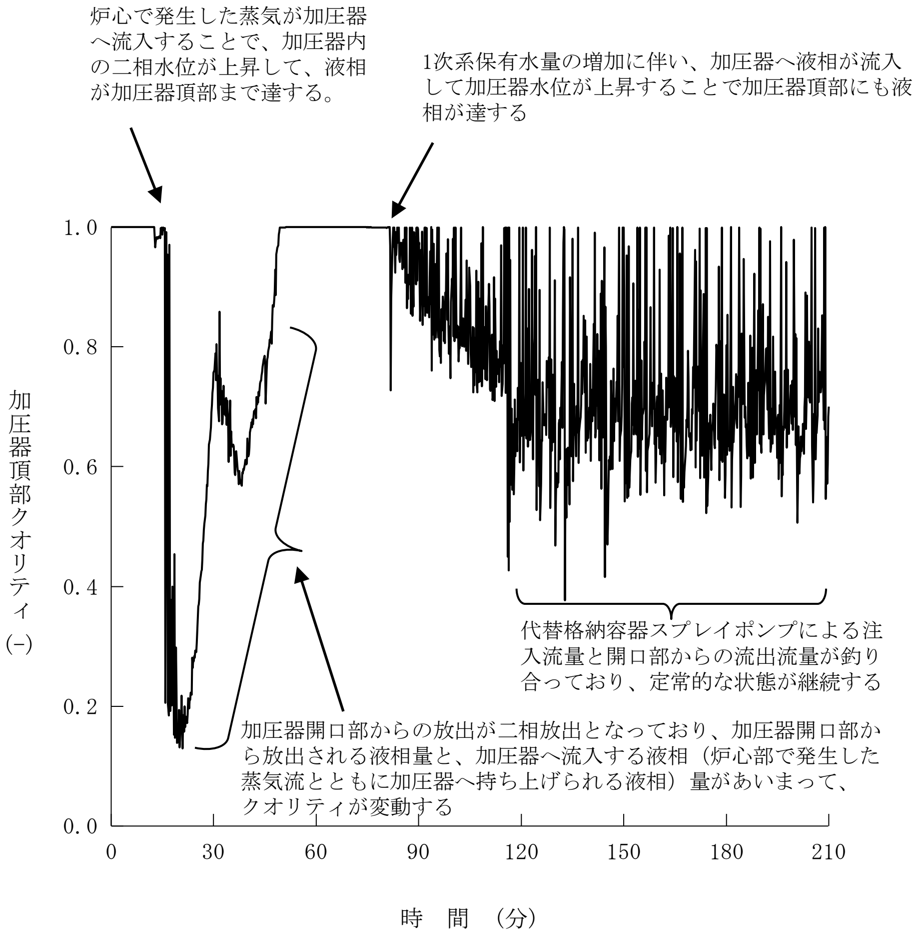
第３図　炉心上端ボイド率の推移

余熱除去機能の喪失によって炉心で蒸発が開始されるが、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注入によって炉心は気泡水位に覆われ冠水しており冷却が維持されている。

３．主要なパラメータの解析結果（２）

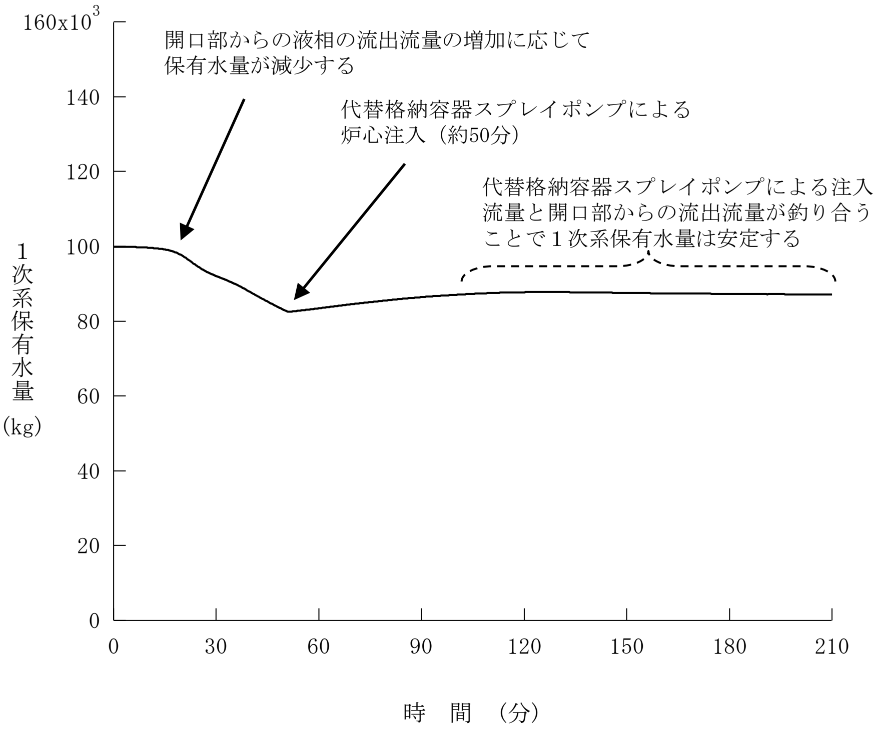


第４図　開口部からの流出流量と注入流量の推移

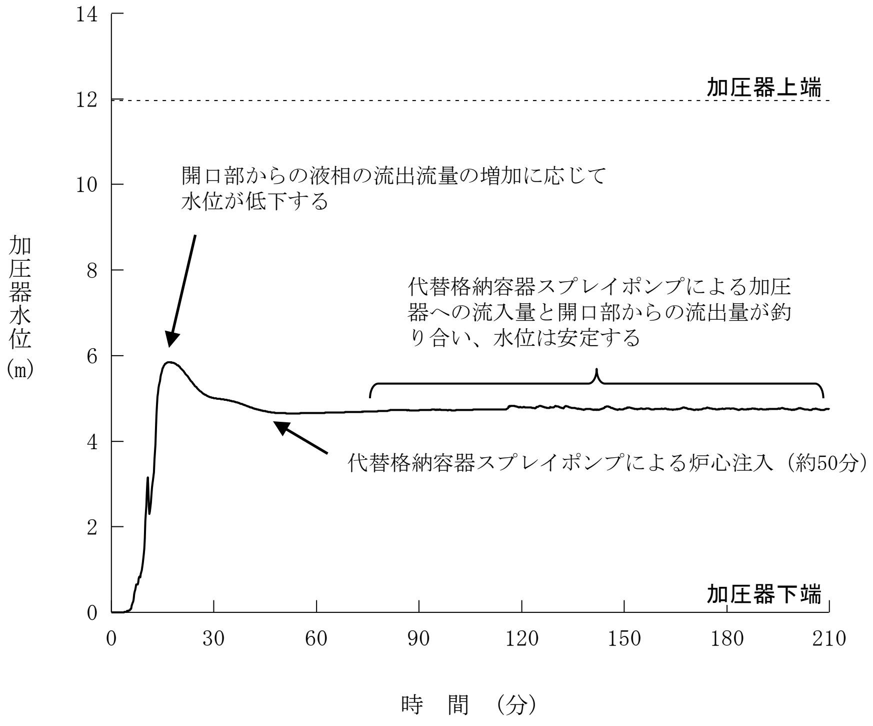


第５図　加圧器頂部クォリティの推移

３．主要なパラメータの解析結果（３）



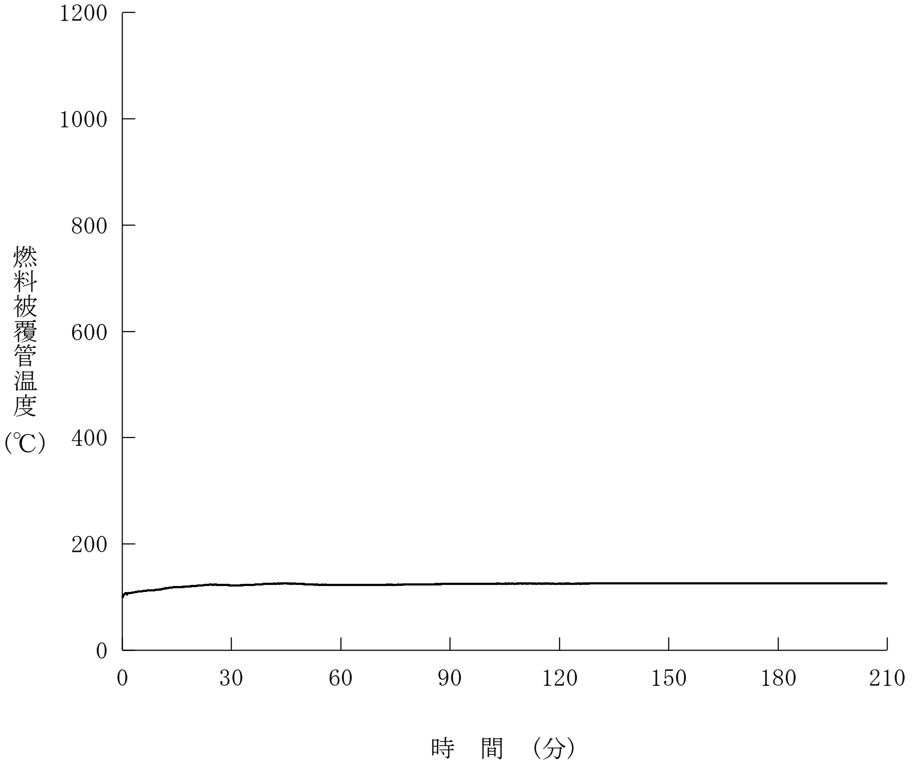
第６図　１次系保有水量の推移



第７図　加圧器水位※の推移

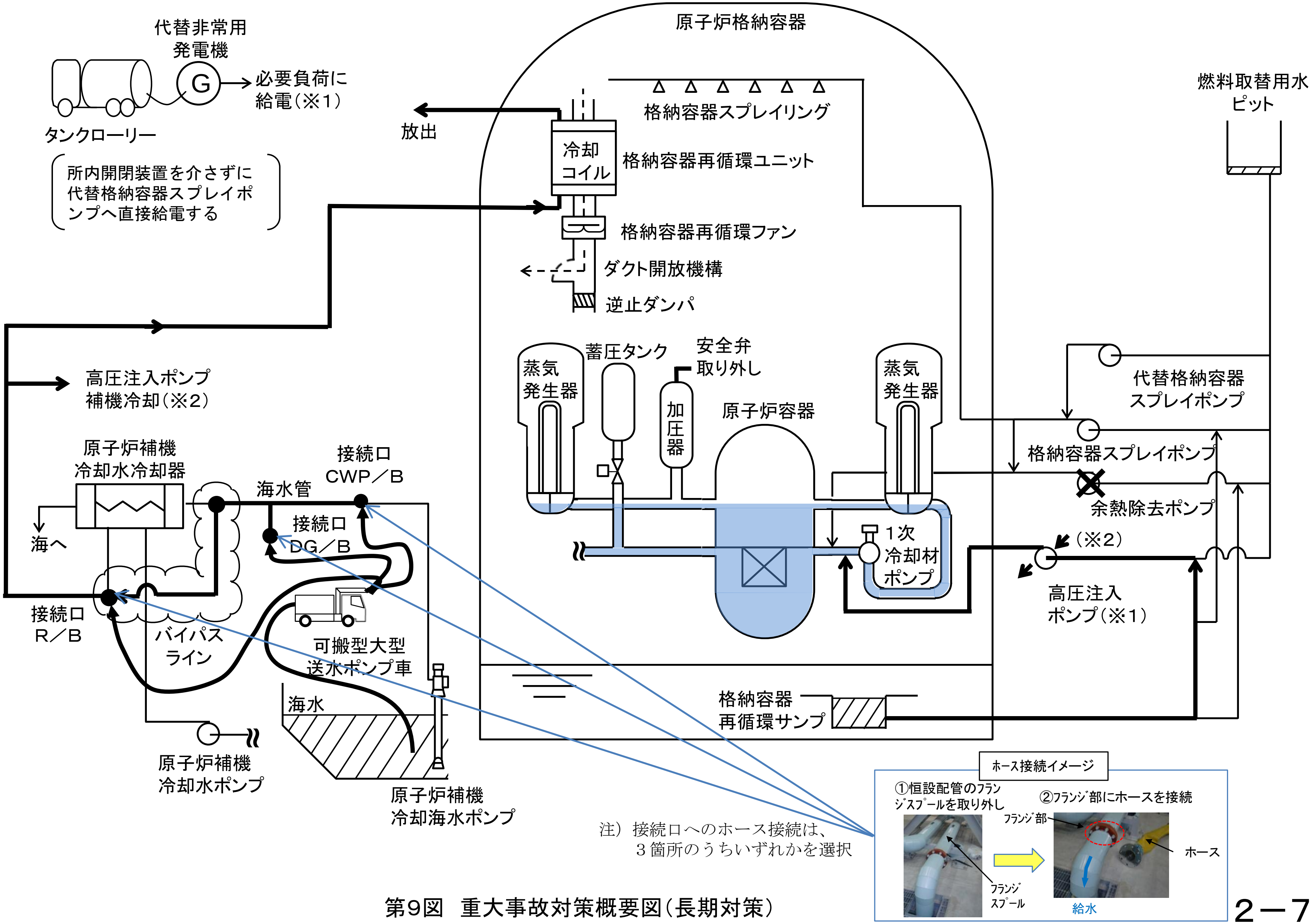
（※コラプスト水位を示す）

代替格納容器スプレイポンプによって燃料取替用水ピットのほう酸水が炉心に注入され、１次系保有水は確保されるとともに、未臨界が維持される。



第８図　燃料被覆管温度の推移

代替格納容器スプレイポンプによる炉心注入により１次系保有水が確保されることで、炉心冷却が維持される。また、原子炉容器上蓋が閉止されている状態であることから、放射線の遮へいの観点で問題とならない。



第9図　重大事故対策概要図（長期対策）

５． 使用機器リスト（１）

対象機器	重大事故対策	要求事項	仕様	備考
しゃ断器	代替交流電源	－	－	代替非常用発電機起動後にしゃ断器を投入する。
代替非常用発電機	代替交流電源	－	－	外部電源およびディーゼル発電機の機能が完全に喪失した場合において重大事故等に対処するための必要な電源を供給する。
代替格納容器スプレイポンプ	代替炉心注入	・原子炉への注入流量：30m^3/h ・注入開始時間：50分	・容量：150m^3/h/台 ・揚程：300m ・台数：1台	原子炉格納容器スプレイ系統と余熱除去系統を連絡する配管等を経由して燃料取替用水ピットの水を原子炉に注水する。
可搬型大型送水ポンプ車	使用済燃料ピットへの海水給水	・給水流量：20m^3/h ・給水開始時間：約1.6日後	・容量：300m^3/h/台 ・吐出圧力：1.3MPa[gage] ・台数：２台＋α※	使用済燃料ピット水面の線量率が0.15mSv/hとなる水位までに海水を給水する。
	格納容器自然対流冷却等のための海水供給	通水流量：186.5m^3/h	・容量：300m^3/h/台 ・吐出圧力：1.3MPa[gage] ・台数：２台＋α※	原子炉格納容器の破損防止のため、格納容器再循環ユニットおよびその他の必要な補機類冷却のため、原子炉補機冷却水海水系統と原子炉補機冷却水系統の接続配管（バイパスライン）等を経由して海水を供給する。
格納容器再循環ユニット	格納容器内自然対流冷却	－	－	重大事故等発生時には、格納容器再循環ユニット内の冷却コイルに可搬型大型送水ポンプ車によって海水を通水することにより、格納容器再循環ファンが停止している場合においても、格納容器自然対流冷却を行う。
高圧注入ポンプ	高圧再循環	－	－	原子炉格納容器内に注水された水を高圧注入ポンプにて循環することで炉心を冷却する。
3号機DG燃料油貯油槽	代替非常用発電機及び可搬型大型送水ポンプ車の燃料確保	必要燃料量（7日間）：約256,596L	燃料保有量：132,000L/基以上 基数：4基	代替非常用発電機及び可搬型大型送水ポンプ車が7日間運転できる容量以上の燃料を確保する。
タンクローリー	代替非常用発電機への燃料供給	－	容量：18kL/台	代替非常用発電機とタンクローリーを給油ホースにより接続して燃料を供給する。

※ αは発電所共通予備

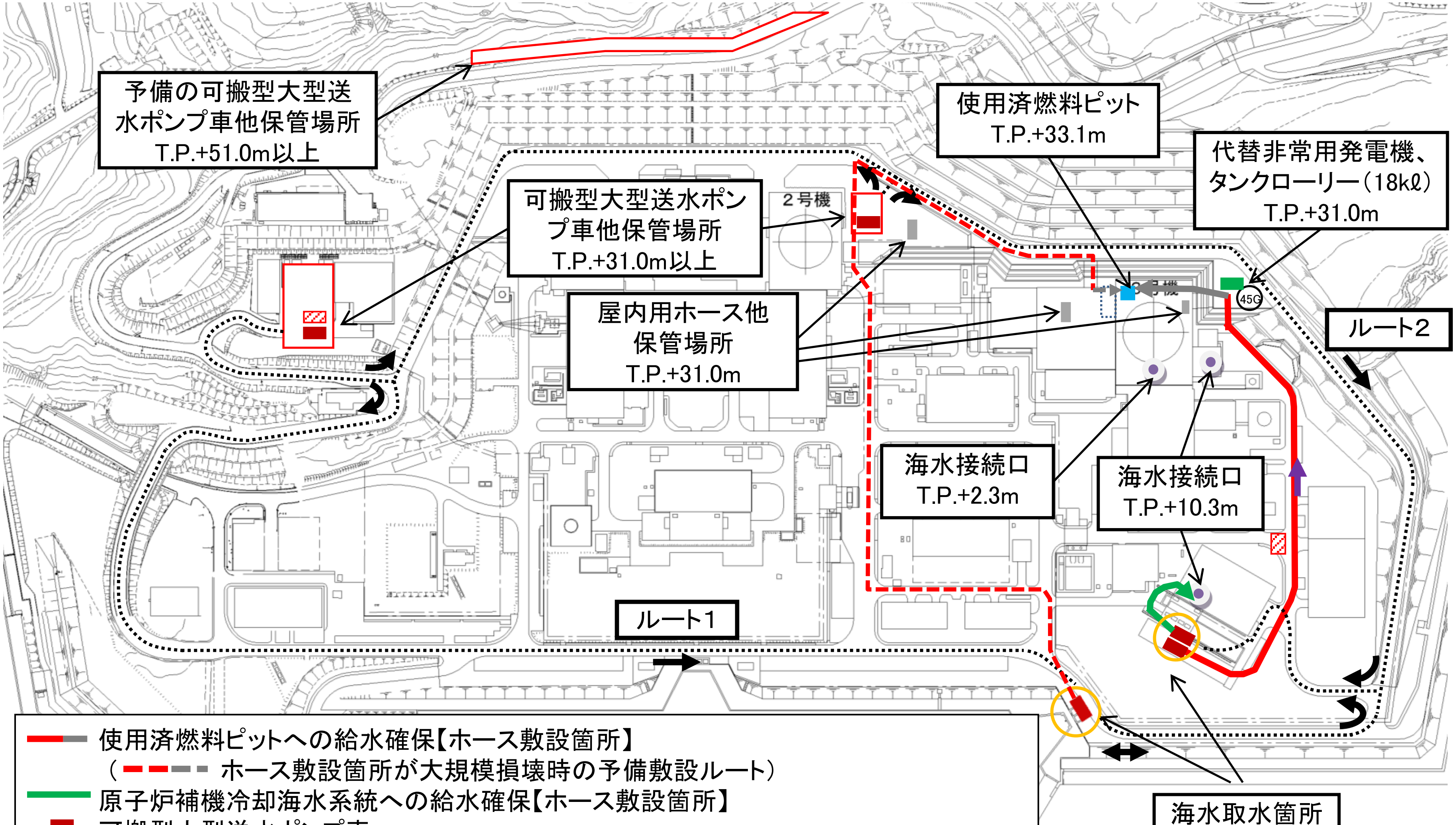
５． 使用機器リスト（２）：有効性評価で期待していない代替機器

有効性評価における使用機器以外の代替機器を下記に示す。

対象機器	代替機器	備考
代替非常用発電機	号機間融通ライン	所内電源復旧手段
	可搬型代替電源車	
代替格納容器スプレイポンプ	可搬型大型送水ポンプ車＋可搬型注水ポンプ車	
	充てんポンプ（自己冷却式）（自主）	代替非常用発電機により電源供給
	格納容器スプレイポンプ（自己冷却式）（自主）	代替非常用発電機により電源供給
可搬型大型送水ポンプ車	原子炉補機冷却海水ポンプモータ予備品（自主）	原子炉補機冷却海水復旧手段

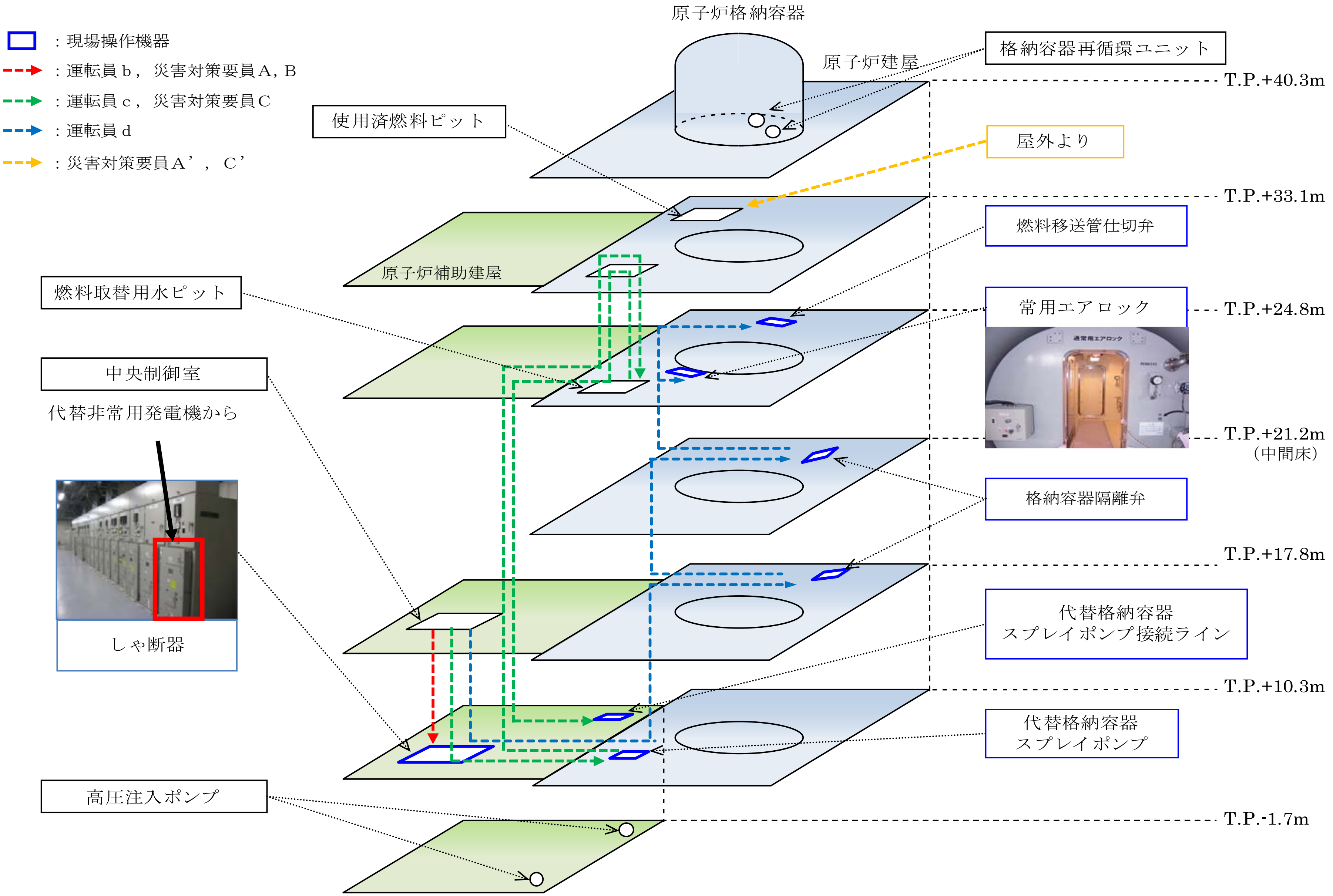
ともに輝く明日のために。 Light up your future. ほくでん

（ミッドループ運転中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失）



使用済燃料ピットへの給水確保【ホース敷設箇所】
（ホース敷設箇所が大規模損壊時の予備敷設ルート）
原子炉補機冷却海水系統への給水確保【ホース敷設箇所】
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
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

７．操作機器配置図（建屋内）



８．必要な要員および作業項目

●夜間・休日の初動対応要員

		対応要員数	実動要員
運転員	3号機中央制御室	6名	6名
災害対策要員	社員 （当番（指揮、通報））	（1～3号共通）3名	3名 ※4
	社員 （運転支援、電源、給水等）	（3号）3名	3名 ※9
	協力会社 （運転支援、電源、給水等）	（3号）4名	
	協力会社（瓦礫撤去、 給油ホース接続）	（1～3号共通）2名	2名
	協力会社 （消防）	（1～3号共通）8名	8名 ※5
小計		26名	22名
		余裕	4名 ★

対応要員の内訳	要員 ※3	作業内容	時間	作業場所
○運転員（3号機中央制御室対応要員） 3号機運転員 （3名） ・発電課長（当直） ・副長 ・運転員a	運転員a	【電源確保作業】 代替非常用発電機からの起動準備・起動操作	－	中央制御室
		【格納容器隔離】 格納容器隔離弁閉止	－	
○運転員（現場操作者） 3号機運転員 （3名） ・運転員b,c,d	運転員b 災害対策要員A,B	【電源確保作業】 所内電源母線受電準備	－	原子炉補助建屋
	運転員c 災害対策要員C	【代替格納容器スプレイポンプ準備】 代替スプレイポンプ起動準備	≦約50分	原子炉建屋 原子炉補助建屋
	運転員d	【格納容器隔離】 格納容器隔離弁閉止 格納容器エアロック閉止確認	－	原子炉建屋
○災害対策要員 （6名） ・災害対策要員A,B,C ・災害対策要員D,E ※6 ・災害対策要員F	災害対策要員D,E	【電源確保作業】 タンクローリー(18KL)から代替非常用発電機への給油ホース接続	≦約70分 ※7	屋外
○エアロック閉止要員（1名）	エアロック閉止要員	【格納容器隔離】 格納容器エアロック閉止	－	原子炉建屋

●召集要員構成（H25.7.17現在）

召集要員 （技術系社員）	宮丘地区※1	325名
	地元4カ町村※2	104名
小計		429名

対応要員の内訳	要員 ※3	作業内容	時間	作業場所
○運転員（3名） ・運転員a,b,c ○災害対策要員 （3名） ・A' （社員） ・B',C' （社員または協力会社）	災害対策要員A',B',C'	●使用済燃料ピットへの補給（海水） ・海水供給ラインホース敷設・接続 ・ホース延長・回収車による海水供給ラインホース敷設・接続 ・可搬型大型送水ポンプ車の設置	≦約1．6日	スクリーン室または取水口 ～原子炉建屋背面の道路、 使用済燃料ピットエリア
	災害対策要員A',B',C'	●原子炉補機冷却海水系統への給水確保(海水) ・ホース延長・回収車による海水供給ラインホース敷設・接続 ・可搬型大型送水ポンプ車の設置	－	循環水ポンプ建屋
	運転員a	●格納容器自然対流冷却系統構成・	－	中央制御室
	運転員b,c	●格納容器自然対流冷却系統構成	－	循環水ポンプ建屋、 原子炉補助建屋、 原子炉建屋

●ミッドループ期間中エアロック閉止専属要員

	対応要員数	実働要員
協力会社 （エアロック閉止要員） ※8	（3号）1名	1名

※1：宮丘地区からの召集要員とは、社員[社宅、みやおか寮、柏木寮、桜木寮、はまなす寮]
※2：地元4カ町村からの召集要員とは、宮丘地区を除く、地元4カ町村（岩内町、共和町、泊村、神恵内村）
※3：要員数については実際の現場移動時間および作業時間を考慮した人員である。・
ただし、今後の更なる要員の検討により変更が必要となる可能性がある。

※4：社員（当番（指揮、通報））は、緊急時対策所にて、指揮または通報の対応を専属で行う。
※5：災害対策要員のうち、協力会社（消防）は、その作業を専属で担当することから、他の作業およびサポート要員としては配置しない。したがって、担当する作業が発生しない場合であっても、対応要員全員が作業している表記としている。
※6：タンクローリー(18kL)から代替非常用発電機への給油ホース接続を、3→1→2号機の順で実施する。
※7：代替非常用発電機燃料タンク容量600Lのうち、450Lを保有、起動後25%負荷で運転していると仮定し、約35分間給油なしで代替非常用発電機は運転可能である。
この仮定に基づき起動までの時間約35分と合わせ、約70分までに給油ホースを接続する。
※8：エアロック閉止要員は、災害対策要員とは別にミッドループ運転期間中のみ配置するエアロック閉止専属要員であり、夜間・休日問わず24時間エアロック前に常駐する。
※9：3名のうち1名は社員、2名は社員または協力会社社員とする。

○要員人数	平日昼間に事故が発生した場合に十分な要員数を確保できるのは当然のことながら、夜間・休日においても、初動対応要員（運転員、災害対策要員）および召集要員（技術系社員）により、事故収束作業に必要な要員が確保できる体制となっている。

★初動対応開始後、サポート要員4名を中央制御室に待機させ、通信手段の不具合や要員の受傷など不測の事態に備える。

９．対応手順と所要時間（１）

手順の項目	要員	手順の内容	経過時間（分）／時間経過（時間） 10 20 30 40 50 60 70 ／ 3 4 5 6 7 ▽事象発生　▽約35分 代替非常用電源確保完了　▽約50分 代替格納容器スプレイポンプによる注入開始 ▽プラント状況判断	備考
状況判断	運転員	●全交流動力電源喪失確認 ●余熱除去系統機能喪失 余熱除去ﾎﾟﾝﾌﾟの運転状態、余熱除去ﾗｲﾝ流量 （中央制御室）	10分	
電源確保作業	運転員a 【携行型通話装置】	●代替非常用発電機からの給電準備・起動操作 （中央制御室操作）	約5分	
格納容器隔離	運転員a 【携行型通話装置】	●格納容器隔離弁閉止 （中央制御室操作）	約5分	
電源確保作業	運転員b 【携行型通話装置】 災害対策要員A,B	●現場移動/所内電源母線受電準備および受電 （しゃ断器操作） （現場操作）	約25分	
代替格納容器 スプレイポンプ 準備	運転員c 【携行型通話装置】 災害対策要員C	●現場移動/代替格納容器スプレイポンプ起動準備 ●現場移動/代替格納容器スプレイポンプ起動～注水開始 （現場操作）	約30分 約5分	代替格納容器スプレイポンプの注水準備を、解析上期待する約50分までに実施できる。その後、高圧再循環へ移行するまでの間、注水を継続する。
格納容器隔離	運転員d	●格納容器隔離弁閉止 （現場操作） ●格納容器エアロック閉止確認 （現場確認）	約25分 約5分	
電源確保作業	災害対策要員D,E 【衛星携帯電話】	●タンクローリー（18kℓ）から代替非常用発電機への 給油ホース接続操作 （現場操作）	約20分（3号機） 約20分（1号機） 約20分（2号機）	事象発生10分後より災害対策要員2名にて、3号機⇒1号機⇒2号機の順でホース接続操作を実施する。
格納容器隔離	エアロック閉止要員	●格納容器エアロック閉止 （現場操作）	約10分	夜間・休日問わず24時間、エアロック前に常駐する。

各操作・作業の必要時間については、実際の現場移動時間および作業時間を確認した上で算出している。（一部、未配備の機器については想定時間により算出）

凡例　【①】▽　②

①：操作が開始できる最早時間
②：必要操作時間

９．対応手順と所要時間（２）

手順の項目	要員	手順の内容	時間経過（時間）（2, 4, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 20, 30, 40） ▽事象発生 / 約1．6日▽ / 高圧再循環開始（以降継続）▽	備考
使用済燃料ピットへの補給（海水）	災害対策要員 A',C'	海水供給ラインホース敷設・接続（T.P.31m～使用済燃料ピット）	【1.5】 1.0	使用済燃料ピットへの給水は、使用済燃料ピット水面の線量率が0．15mSv/hとなる水位となる約1．6日後までに対応が可能。
	災害対策要員 A',C'	ホース延長・回収車による海水供給ラインホース敷設・接続（スクリーン室等～可搬型大型送水ポンプ車（1台）～T.P.31m）	【2.5】 2.5	
	災害対策要員 B',C'	可搬型大型送水ポンプ車により適宜送水（循環水ポンプ建屋横、T.P.31m）	【5.0】 災害対策本部の指示により適宜送水を継続	
原子炉補機冷却海水系統への給水確保（海水）	災害対策要員 A',C'	ホース延長・回収車による海水供給ラインホース敷設・接続（スクリーン室等～可搬型大型送水ポンプ車（1台）～循環水ポンプ建屋）	【5.0】 4.0	系統構成完了後、可搬型大型送水ポンプ車による原子炉補機冷却海水系統への給水が可能となる。
	運転員a	格納容器自然対流冷却系統構成（中央制御室）	【5.0】 0.5 【9.0】	
	運転員b,c	格納容器自然対流冷却系統構成（循環水ポンプ建屋、原子炉補助建屋、原子炉建屋）	【5.0】 1.0 【9.0】	
	災害対策要員B'	可搬型大型送水ポンプ車(1台)による連続送水（循環水ポンプ建屋横）	【10.5】	

災害対策要員	通信手段	通信先
A'	衛星携帯電話、トランシーバー	災害対策本部、屋外
B'	トランシーバー	屋外
C'	トランシーバー	屋外

凡例 【①】 ②

①:操作が開始できる最早時間
②:必要操作時間

（ミッドループ運転中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失）

【炉心注水】
〇水源：
・燃料取替用水ピット：1,700m^3（最低保有水量）

〇水の使用：
・代替格納容器スプレイポンプ：30m^3/h　事故後50分（0.83時間）以降運転

〇時間評価
・1,700m^3 ÷ 30m^3/h ＋ 0.83hr ≒ 57時間

〇水源評価結果
　事故後57時間までに可搬型大型送水ポンプ車、CV再循環ユニットによる格納容器自然対流冷却＋高圧再循環運転に移行することで対応可能。
　57時間までに可搬型大型送水ポンプ車で格納容器自然対流冷却＋高圧再循環運転への移行が可能なことは成立性評価（所要時間）にて確認。

１１．７日間における燃料の対応

（ミッドループ運転中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失）

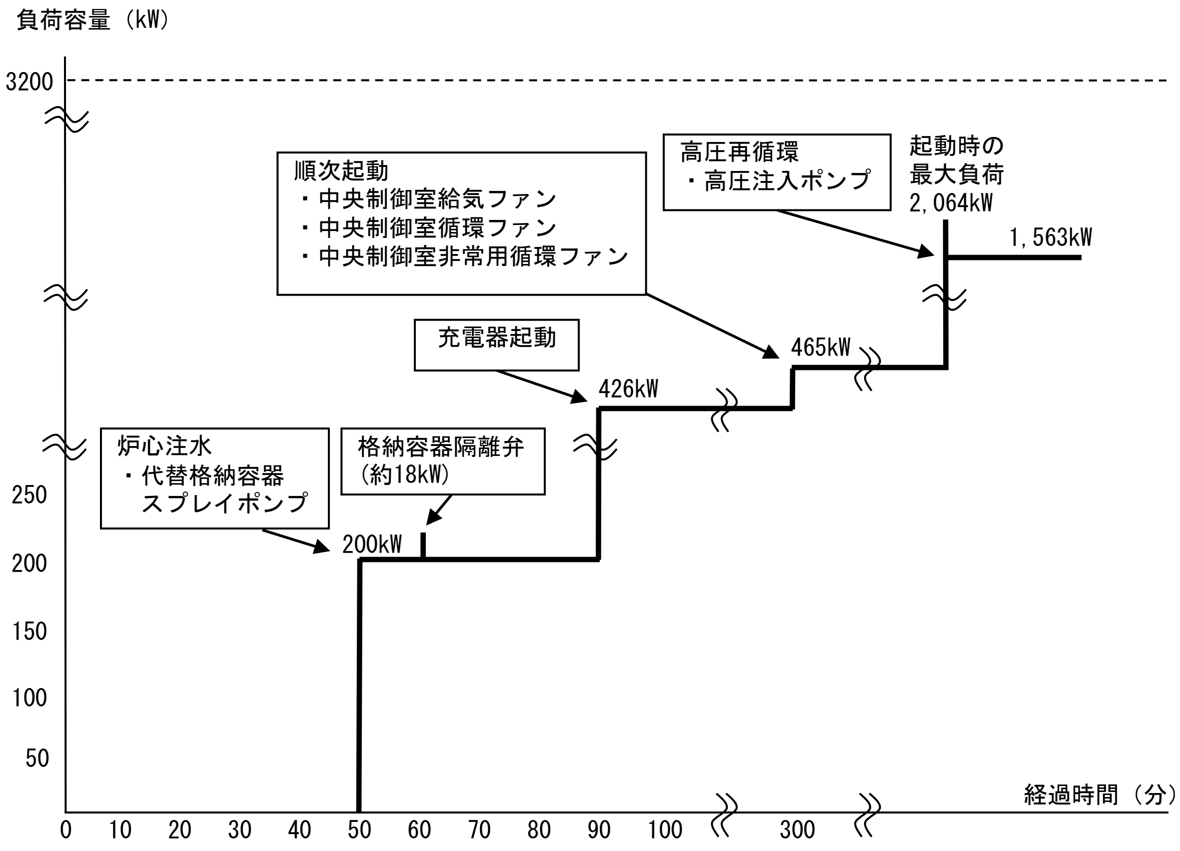
プラント状況：3号機停止中 （1，2号機停止中）

燃料種別	号機		時系列	合計	判定
軽油	3号機		事象発生直後～事象発生後7日間	7日間 1～3号機で消費する軽油量の合計 約652,404L (*1)この他にモニタリング設備用、緊急時対策所用の発電機で数kLの消費あり	発電所に備蓄している軽油量の合計は約1,354,400L(*2)であることから、7日間は十分に対応可能。 (*2)非常用DG燃料油貯油槽容量(使用可能量) 1号機：約103.3kL×4＝約413.2kL 2号機：約103.3kL×4＝約413.2kL 3号機：約132kL×4＝約528kL
		電源供給	代替非常用発電機(3号機用1台)起動。(給電先に代替格納容器スプレイポンプを含む) (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約1390L/h(定格負荷)×1台×24h×7日間＝約233,520L		
		SFP給水	事象発生38h後(送水開始は最早ケースで5h後)～事象発生後7日間(＝163h：最早ケース) 3号使用済み燃料ピット給水用の可搬型大型送水ポンプ車(1台)起動。 送水開始最早(5h後)～7日間の燃料消費量は、燃費72L/h×1台×163h＝約11,736Lとなる。		
		CV再循環ユニット他給水	事象発生57h後(送水開始は最早ケースで10.5h後)～事象発生後7日間(＝157.5h：最早ケース) 3号CV再循環ユニット他給水用の可搬型大型送水ポンプ車(1台)起動。 送水開始最早(10.5h後)～7日間の燃料消費量は、燃費72L/h×1台×157.5h＝約11,340Lとなる。		
	1号機		事象発生直後～事象発生後7日間		
		電源供給	代替非常用発電機(1号機用2台)起動。 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約695L/h(定格負荷)×2台×24h×7日間＝約233,520L		
		SFP給水	事象発生直後～事象発生後7日間 1号使用済燃料ピット給水用の可搬型大型送水ポンプ車(1台)起動。 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約72L/h×1台×24h×7日間＝約12,096L		
	2号機		事象発生直後～事象発生後7日間		
		電源供給	代替非常用発電機(2号機用2台)起動。 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約411L/h(定格負荷)×2台×24h×7日間＝約138,096L		
		SFP給水	事象発生直後～事象発生後7日間 2号使用済燃料ピット給水用の可搬型大型送水ポンプ車(1台)起動。 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約72L/h×1台×24h×7日間＝約12,096L		

（崩壊熱除去機能喪失および全交流動力電源喪失）

主要機器名称	容量（kVA/kW）
高圧注入ポンプ	1.229/1,098
充電器（A、B）	131/113
	131/113
計装用電源（安全系）（A,B,C,D）	充電器Aに含む（27/22）
	充電器Bに含む（27/22）
	充電器Aに含む（27/22）
	充電器Bに含む（27/22）
代替格納容器スプレイポンプ	209/200
中央制御室給気ファン	27/21
中央制御室循環ファン	15/13
中央制御室非常用循環ファン	6/5
合計（kVA/kW）	1,748/1,563

主要負荷リスト



負荷積算イメージ

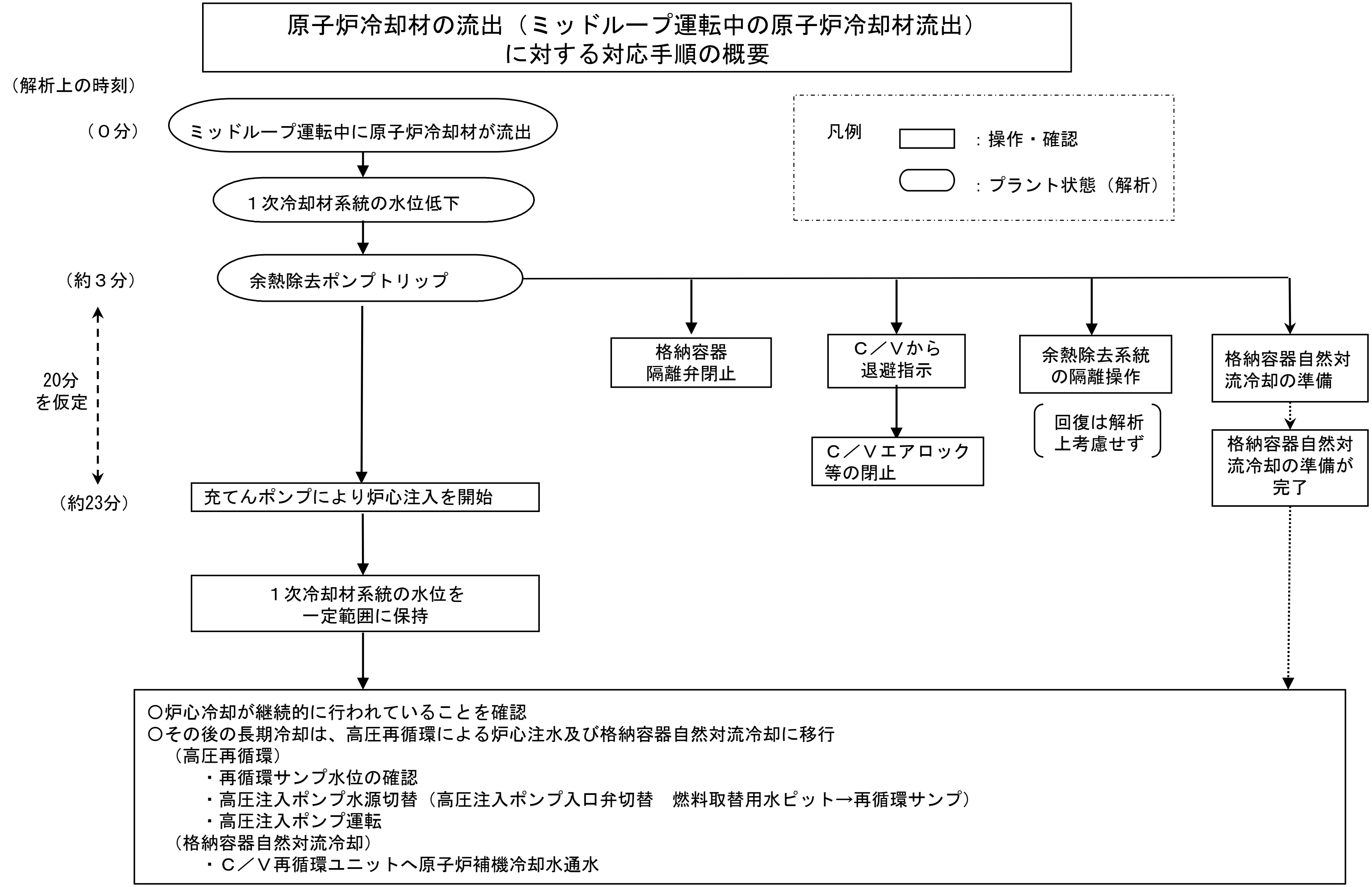
泊発電所3号機
重大事故等対策有効性評価　成立性確認

＜停止中の原子炉の燃料損傷防止＞
【原子炉冷却材の流出】

事故シーケンスの概要

	炉心損傷シナリオ	起因事象	結果の概要
原子炉冷却材の流出	原子炉の運転停止中において、原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、冷却材が系外に流出し、炉心損傷に至るシナリオ	定期検査時の運転停止中のうち、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において、1次冷却材系統に接続されている系統の弁の誤操作等によって、原子炉冷却材が系外に流出する事象を選定	原子炉冷却材が系外に流出することで、崩壊熱除去機能が喪失し、1次冷却材の蒸発に伴い1次冷却材の保有水は減少するが、充てんポンプによる炉心注入により、炉心冷却が維持され、炉心損傷が防止される結果となった。 これにより、泊発電所3号機の対策が有効と判断した。 （3－1頁より評価内容について説明）

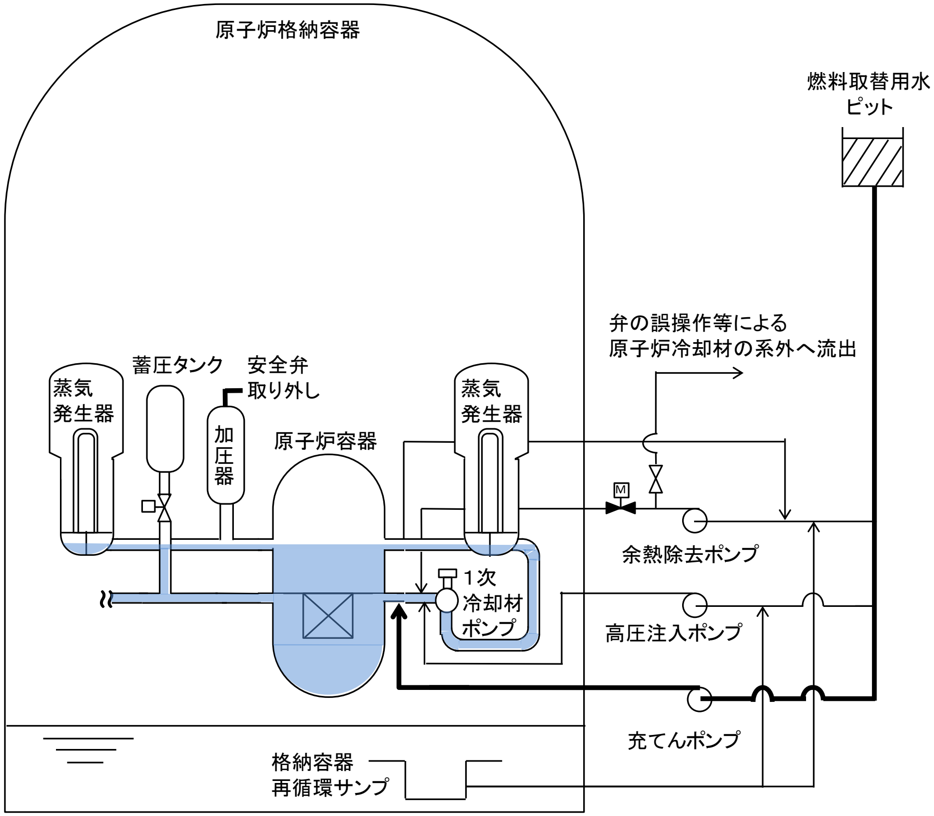
1．対応手順の概要フロー



２．主要解析条件および重大事故対策概要図（短期対策）

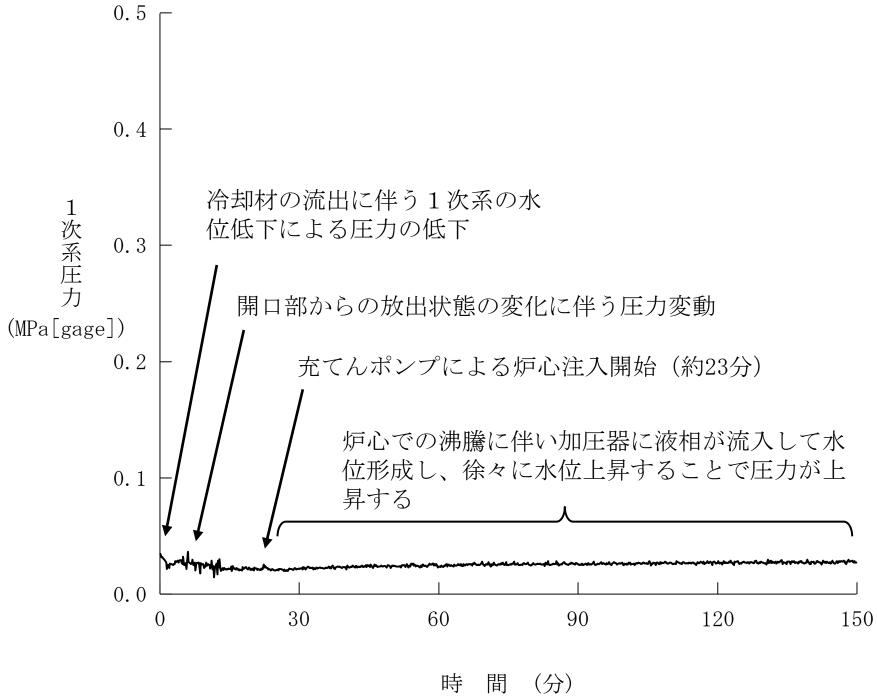
主要解析条件一覧

項目	主要解析条件
解析コード	M-RELAP5
原子炉停止後の時間	55 時間
1次冷却材圧力(初期)	大気圧 (0MPa[gage])
1次冷却材高温側温度(初期)	93℃
1次冷却材水位(初期)	原子炉容器出入口 ノズルセンター＋80mm
炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2
流出の想定	$380m^3/h$ (余熱除去系ポンプ停止まで流量一定で流出) 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)
余熱除去ポンプ機能喪失	1次系水位が1次冷却材管の 下端に到達した時点
充てんポンプ作動	余熱除去ポンプ停止後20分
充てんポンプの 原子炉への注入流量	$31m^3/h$
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

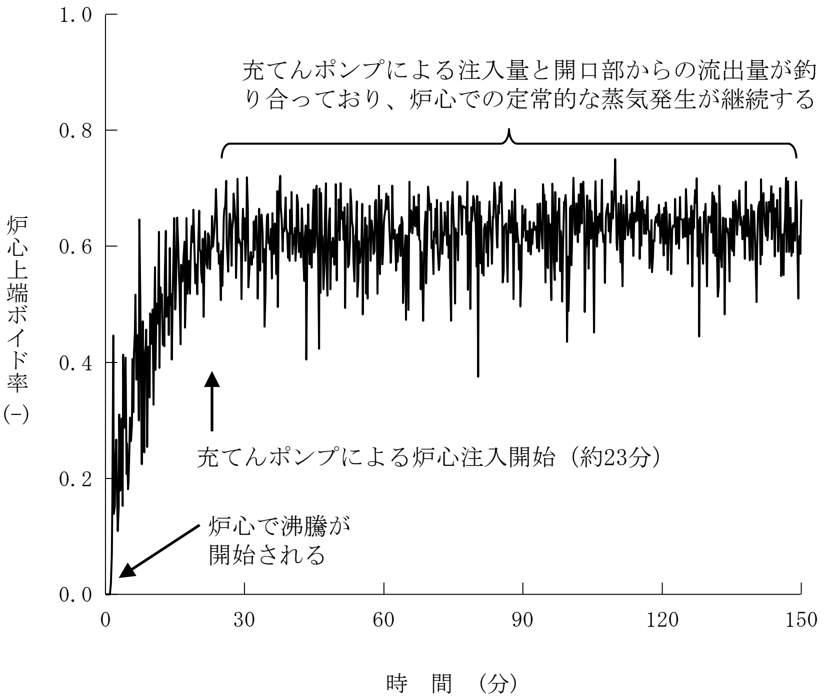


第１図　重大事故対策概要図（短期対策）

３．主要なパラメータの解析結果（１）



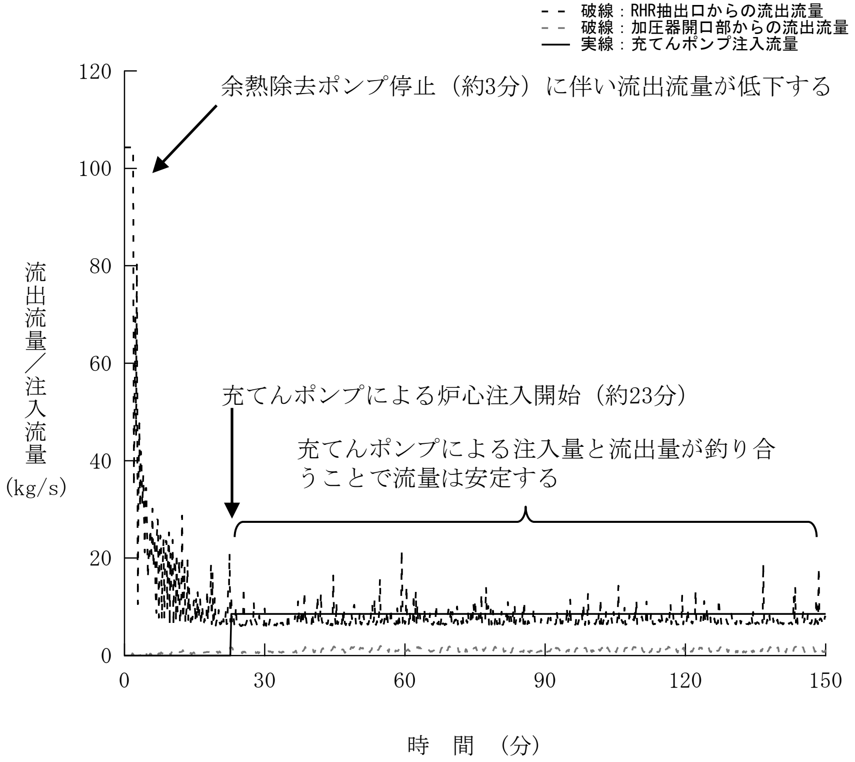
第２図　１次系圧力の推移



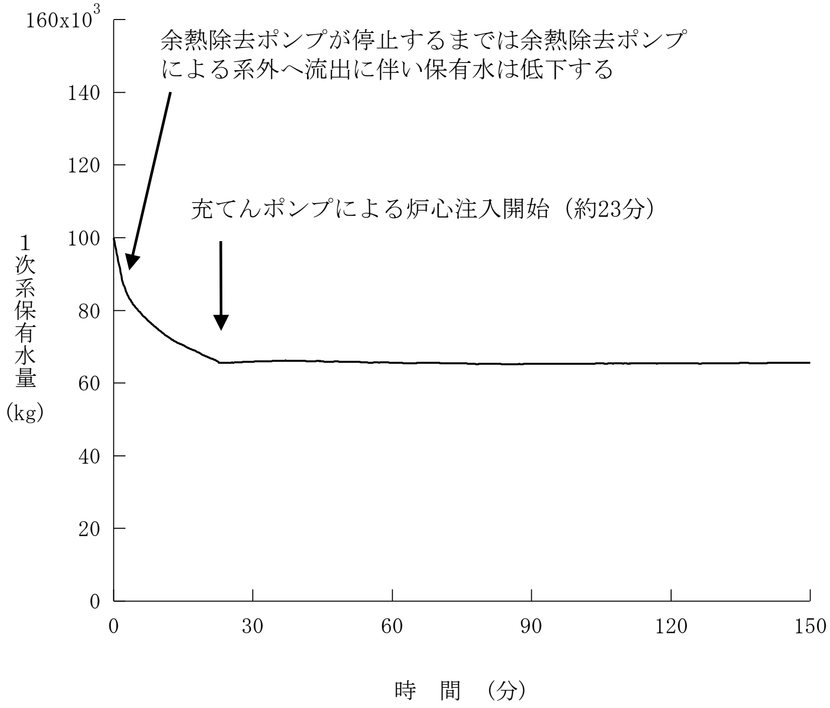
第３図　炉心上端ボイド率の推移

原子炉冷却材の流出および余熱除去系停止によって炉心部での蒸散が開始されるが、充てんポンプによる炉心注入により炉心は気泡水位に覆われ冠水しており冷却が維持されている。

ともに輝く明日のために。 Light up your future. ほくでん

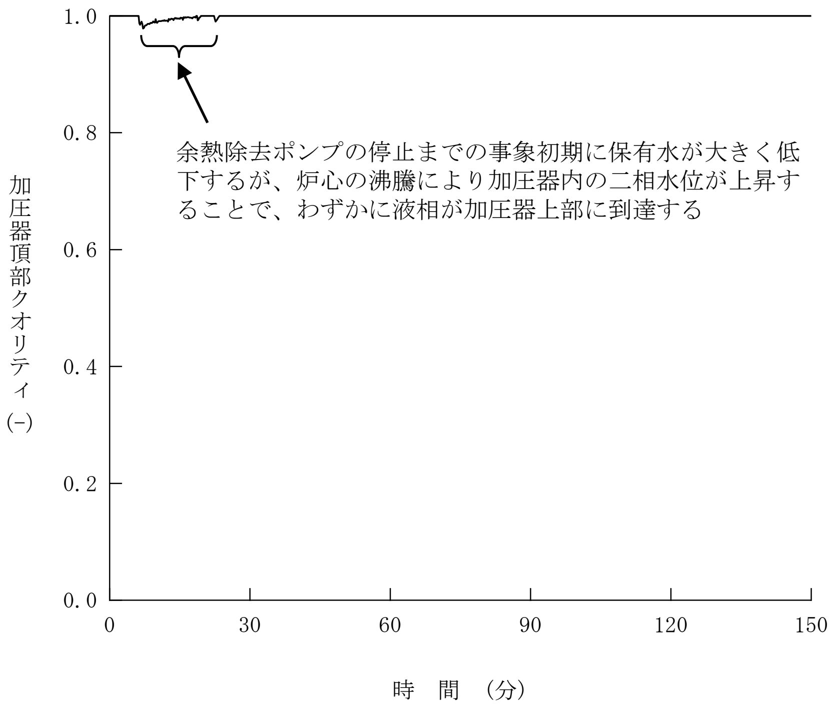


第４図　開口部からの流出流量と注入流量の推移

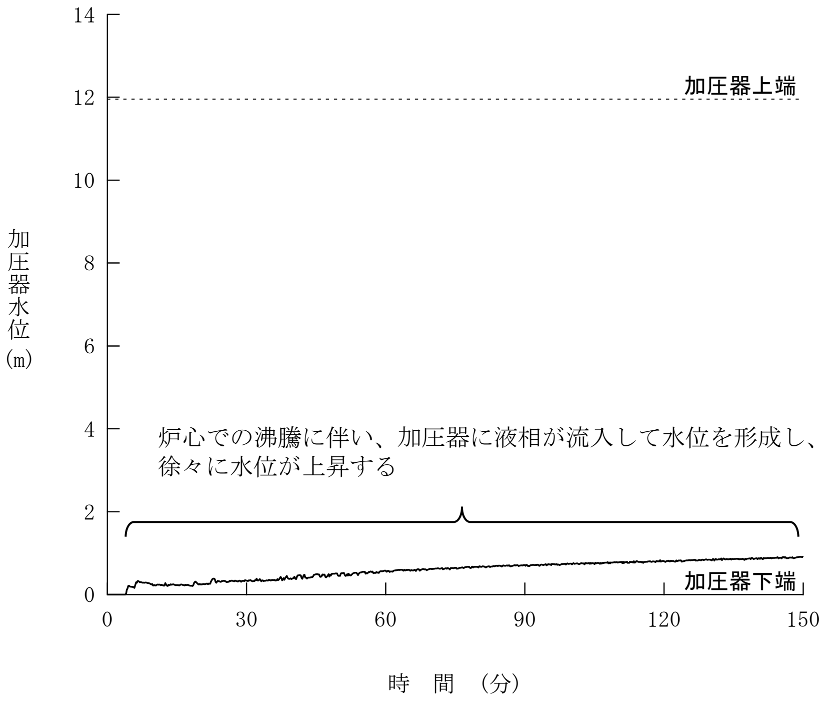


第５図　１次系保有水量の推移

原子炉冷却材の流出および余熱除去系停止に伴い１次系保有水は低下するが、充てんポンプによって燃料取替用水ピットのほう酸水が炉心に注入され、１次系保有水は確保されるとともに、未臨界が維持される。

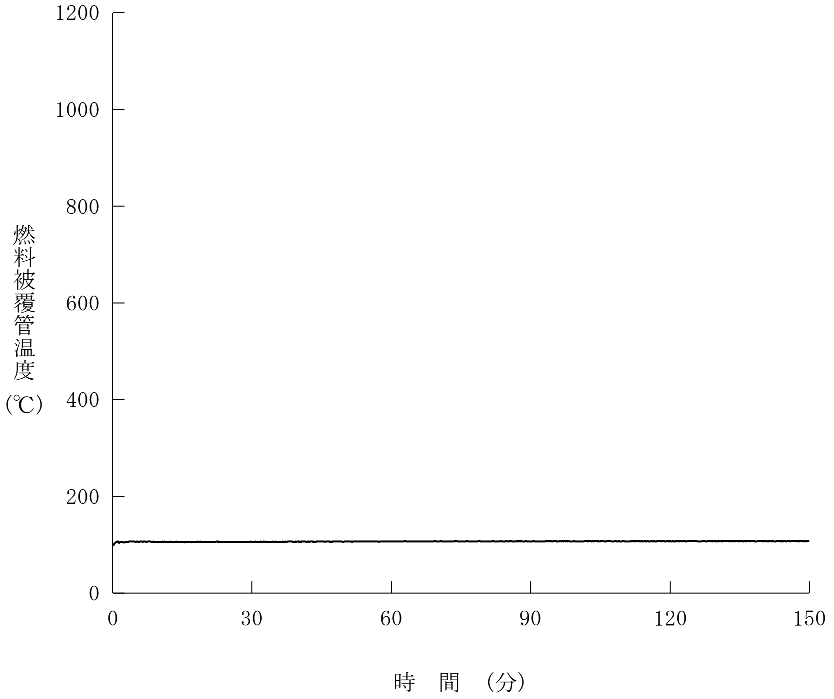


第６図　加圧器頂部のクォリティの推移



第７図　加圧器水位※の推移
(※コラプスト水位を示す)

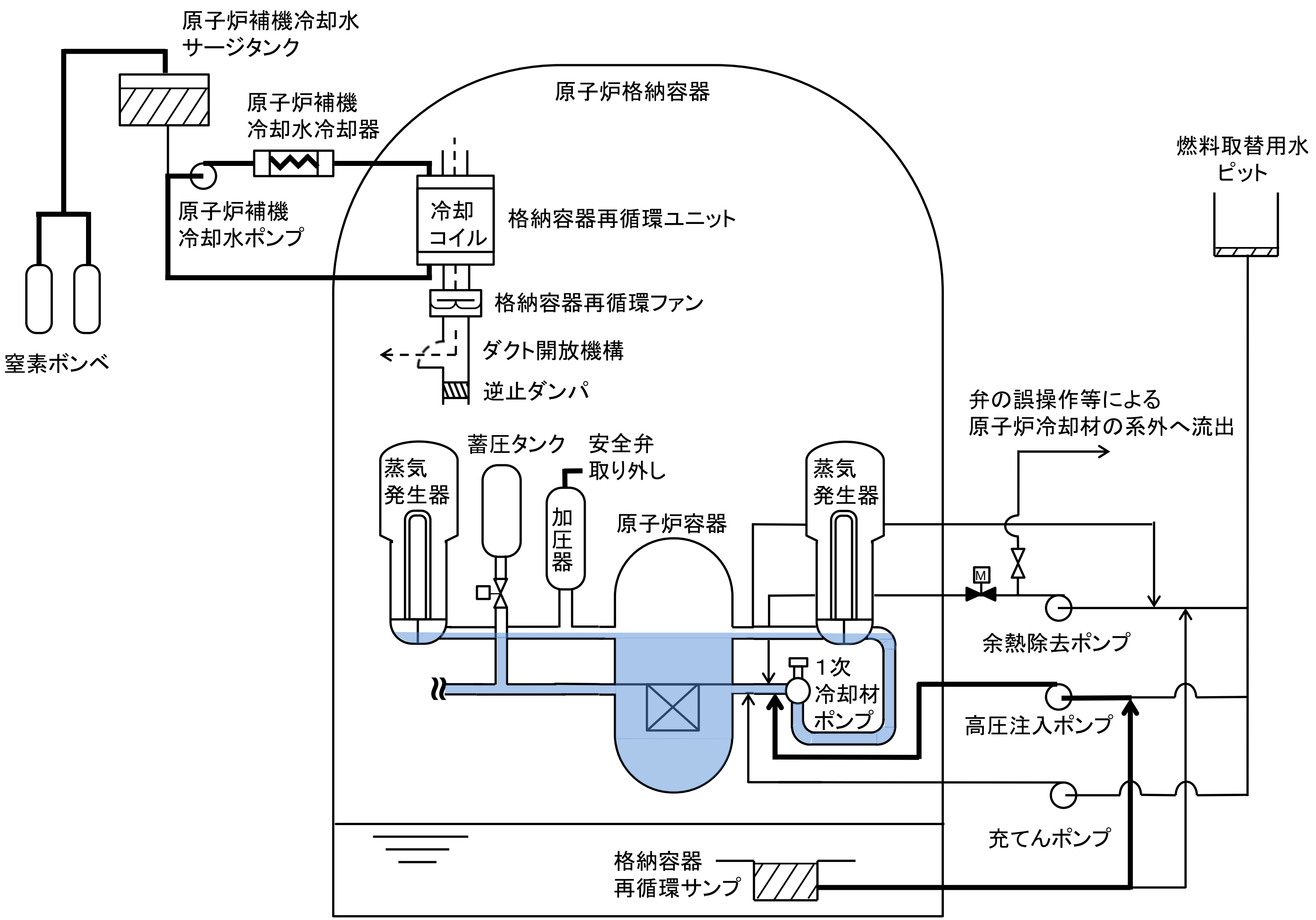
３．主要なパラメータの解析結果（４）



第８図　燃料被覆管温度の推移

充てんポンプによる炉心注入により１次系保有水が確保されることで、炉心冷却が維持される。また、原子炉容器上蓋が閉止されている状態であることから、放射線の遮へいの観点で問題とならない。

4．重大事故対策概要図（長期対策）

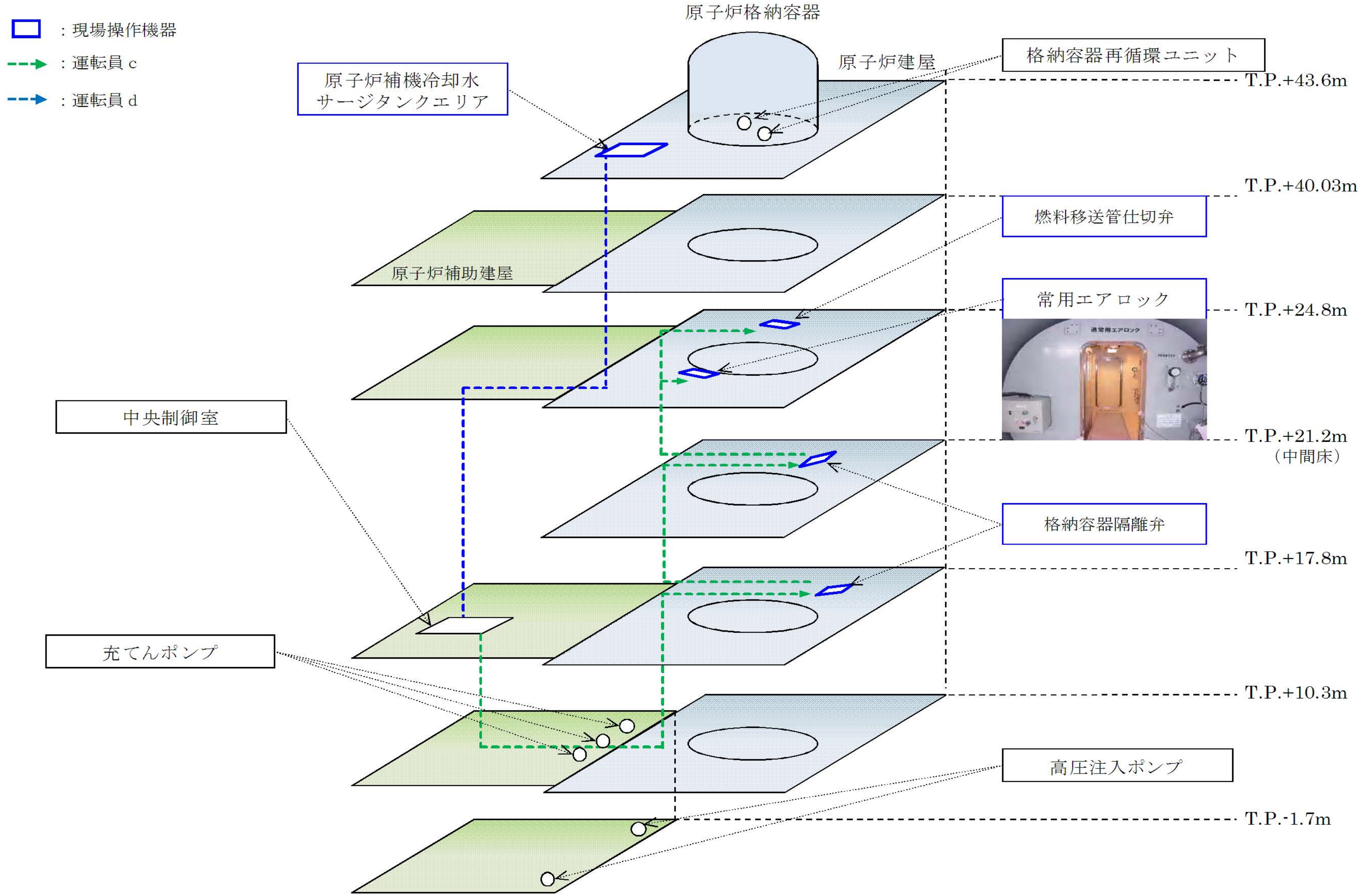


第９図　重大事故対策概要図（長期対策）

５． 使用機器リスト

対象機器	重大事故対策	要求事項	仕様	備考
充てんポンプ	炉心注入	炉心注入開始時間：約23分	－	炉心損傷を防止するため、燃料取替用水ピットの水を炉心に注入する。
高圧注入ポンプ	高圧再循環運転	－	－	燃料取替用水ピットの水位低下後、高圧再循環運転により、炉心注入を継続する。
格納容器再循環ユニット	格納容器内自然対流冷却	－	－	重大事故等発生時には、格納容器再循環ユニット内の冷却コイルに原子炉補機冷却水を通水することにより、格納容器再循環ファンが停止している場合においても、格納容器自然対流冷却を行う。
原子炉補機冷却水ポンプ	格納容器内自然対流冷却	－	－	格納容器再循環ユニット内の冷却コイルに原子炉補機冷却水を通水する。
原子炉補機冷却水冷却器	格納容器内自然対流冷却	－	－	格納容器再循環ユニット内の冷却コイルに通水した原子炉補機冷却水を冷却する。
原子炉補機冷却水サージタンク加圧用可搬型窒素ボンベ	格納容器内自然対流冷却	－	・容量：約46.7ℓ、2個（＋予備2個）	格納容器再循環ユニット内の冷却コイルに通水した原子炉補機冷却水が沸騰するのを防止するため、原子炉補機冷却水系統を加圧する。

６．操作機器配置図　（建屋内）



7．必要な要員および作業項目

ともに輝く明日のために。 Light up your future. ほくでん

●夜間・休日の初動対応要員

		対応要員数	実動要員
運転員	3号機中央制御室	6名	6名
災害対策要員	社員（当番（指揮、通報））	（1～3号共通）3名	3名 ※4
	社員（運転支援、電源、給水等）	（3号）3名	0名
	協力会社（運転支援、電源、給水等）	（3号）4名	0名
	協力会社（瓦礫撤去、給油ホース接続）	（1～3号共通）2名	2名 ※5
	協力会社（消防）	（1～3号共通）8名	8名 ※5
小計		26名	19名
		余裕	7名 ★

対応要員の内訳	要員 ※3	作業内容	時間	作業場所
○運転員（3号機中央制御室対応要員） 3号機運転員 （3名） ・発電課長（当直） ・副長 ・運転員a ○運転員（現場操作者） 3号機運転員 （3名） ・運転員b ・運転員c ・運転員d ○エアロック閉止要員（1名）	運転員a	【充てんポンプによる炉心注入操作】 充てんポンプによる炉心注入操作	≦約23分	中央制御室
	運転員a	【余熱除去系統の隔離操作（解析上考慮せず）】 余熱除去系隔離操作	－	中央制御室
	運転員a	【格納容器からの退避指示】 格納容器からの退避指示	－	中央制御室
	運転員a	【格納容器隔離】 格納容器隔離弁閉止	－	中央制御室
	運転員a	【格納容器自然対流冷却準備】 原子炉補機冷却系加圧操作準備	－	中央制御室
	運転員a	【格納容器自然対流冷却操作】 格納容器再循環ユニットによる格納容器自然対流冷却操作	－	中央制御室
	運転員a	【高圧再循環による炉心注水】 高圧再循環切替操作	－	中央制御室
	運転員b	【余熱除去系統の隔離操作（解析上考慮せず）】 余熱除去系統漏えい原因調査・隔離操作	－	原子炉補助建屋
	運転員c	【格納容器隔離】 格納容器隔離弁閉止 格納容器エアロック閉止確認	－	原子炉建屋
	運転員d	【格納容器自然対流冷却準備】 原子炉補機冷却系加圧操作	－	原子炉建屋
	エアロック閉止要員	【格納容器隔離】 格納容器エアロック閉止	－	原子炉建屋

●召集要員構成（H25.7.17現在）

召集要員（技術系社員）	宮丘地区※1	325名
	地元4カ町村※2	104名
小計		429名

●ミッドループ期間中エアロック閉止専属要員

	対応要員数	実働要員
協力会社（エアロック閉止要員） ※7	（3号）1名	1名

※1：宮丘地区からの召集要員とは、社員[社宅、みやおか寮、柏木寮、桜木寮、はまなす寮]
※2：地元4カ町村からの召集要員とは、宮丘地区を除く、地元4カ町村（岩内町、共和町、泊村、神恵内村）
※3：要員数については実際の現場移動時間および作業時間を考慮した人員である。ただし、今後の更なる要員の検討により変更が必要となる可能性がある。

※4：社員（当番（指揮、通報））は、緊急時対策所にて、指揮または通報の対応を専属で行う。
※5：災害対策要員のうち、協力会社（瓦礫撤去、給油ホース接続）および協力会社（消防）は、それぞれの作業を専属で担当することから、他の作業およびサポート要員としては配置しない。したがって、それぞれが担当する作業が発生しない場合であっても、対応要員全員が作業している表記としている。
※6：災害対策要員のうち協力会社（エアロック閉止要員）は、ミッドループ運転期間中のみ配置するエアロック閉止専属要員である。
※7：エアロック閉止要員は、災害対策要員とは別にミッドループ運転期間中のみ配置するエアロック閉止専属要員であり、夜間・休日問わず24時間エアロック前に常駐する。

○要員人数	平日昼間に事故が発生した場合に十分な要員数を確保できるのは当然のことながら、夜間・休日においても、初動対応要員（運転員、災害対策要員）および召集要員（技術系社員）により、事故収束作業に必要な要員が確保できる体制となっている。

★：初動対応開始後、サポート要員7名を中央制御室に待機させ、通信手段の不具合や要員の受傷など不測の事態に備える。

８．対応手順と所要時間

手順の項目	要員	手順の内容	経過時間（分） 10 20 30 40 50 60 70 80 90	備考
			▽事象発生 ▽約3分 余熱除去系機能喪失 ▽約23分 充てんポンプによる炉心への注水 ▽プラント状況判断	その後は、高圧再循環による炉心注水及び格納容器内自然対流冷却により長期にわたる炉心冷却を継続
状況判断	運転員	●原子炉冷却材流出を確認 1次冷却系統ﾙｰﾌﾟ水位低下 ●余熱除去機能喪失確認 余熱除去ﾎﾟﾝﾌﾟの運転状態、余熱除去ﾗｲﾝ流量低下 （中央制御室）	10分	
充てんポンプによる炉心注入操作	運転員a	●充てんポンプによる炉心注入操作 （中央制御室操作）	適宜調整	
余熱除去系統の隔離操作（解析上考慮せず）	運転員a	●余熱除去系統隔離操作 （中央制御室操作）	適宜実施	
格納容器からの退避指示	運転員a	●格納容器からの退避指示 （中央制御室操作）	約5分	
格納容器隔離	運転員a	●格納容器隔離弁閉止 （中央制御室操作）	約5分	
格納容器自然対流冷却準備	運転員a	●原子炉補機冷却系加圧操作準備 （中央制御室操作）	約5分	
格納容器自然対流冷却操作	運転員a	●格納容器再循環ユニットによる格納容器自然対流冷却操作 （中央制御室操作）	約5分	加圧操作が完了すれば格納容器自然対流冷却は可能である
高圧再循環による炉心注水	運転員a	●高圧再循環切替操作 （中央制御室操作）	約5分	燃料取替用水ピット水位が16．5%となれば、高圧再循環切替を実施
余熱除去系統の隔離操作（解析上考慮せず）	運転員b	●現場移動／余熱除去系統漏えい原因調査・隔離操作 （現場操作）	適宜実施	
格納容器隔離	運転員c	●現場移動／格納容器隔離弁閉止 （現場操作） ●現場移動／格納容器エアロック閉止確認 （現場確認）	約25分 約5分	
格納容器自然対流冷却準備	運転員d	●現場移動／原子炉補機冷却系加圧操作準備 （現場操作） ●原子炉補機冷却系加圧操作 （現場操作）	約15分 約10分	
格納容器隔離	エアロック閉止要員	●格納容器エアロック閉止操作 （現場操作）	約10分	夜間・休日問わず24時間、エアロック前に常駐する。

各操作・作業の必要時間については、実際の現場移動時間および作業時間を確認した上で算出している。（一部、未配備の機器については想定時間により算出）

凡例　【①】 ②

①：操作が開始できる最早時間
②：必要操作時間

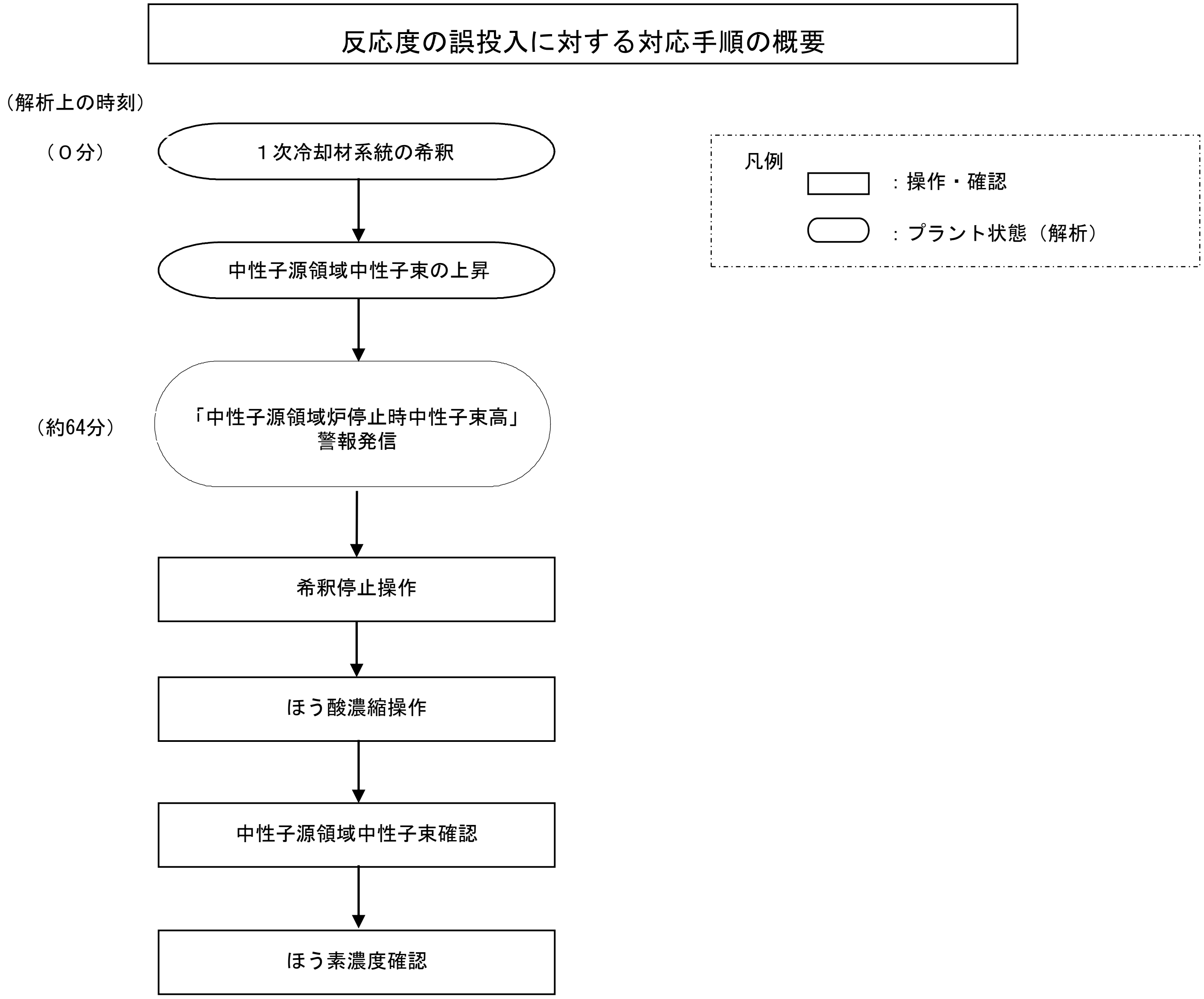
泊発電所3号機
重大事故等対策有効性評価　成立性確認

＜停止中の原子炉の燃料損傷防止＞
【反応度の誤投入】

事故シーケンスの概要

	炉心損傷シナリオ	起因事象	結果の概要
反応度の誤投入	原子炉の運転停止中において、化学体積制御系の故障、誤操作等により原子炉へ純水が注入され、1次冷却材が希釈されることによって反応度が投入されるシナリオ	原子炉の運転停止中のうち、臨界ほう素濃度が高く希釈効果が大きい原子炉起動時において、化学体積制御系の弁の誤作動等により原子炉へ純水が流入する事象を選定	原子炉起動時において化学体積制御系の弁の誤作動等により希釈が生じることによって臨界に至る可能性があるが、原子炉が臨界になる前に、運転員が警報等により異常な状態を検知し、これを終結させるのに十分な時間があることから問題とならない結果となった。 （4－1頁より評価内容について説明）

1．対応手順の概要フロー



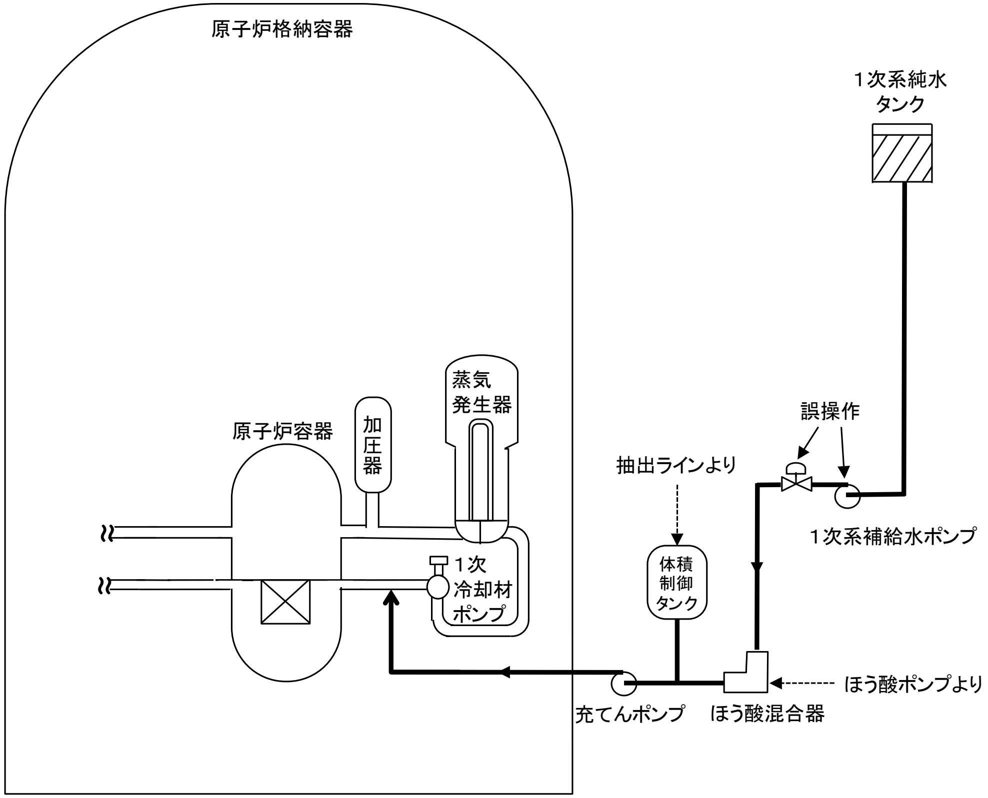
２．主要解析条件および想定事象概要図

主要解析条件一覧

項目	主要評価条件
事象発生時期	原子炉起動時
制御棒	全挿入状態
「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
１次冷却系体積　V	220m^3
１次系純水注入流量　W	81.8m^3/h
初期ほう素濃度　C_{B0}	3,200ppm
臨界ほう素濃度　C_B	1,950ppm

（希釈計算式）

$$\text{希釈に係る時間(h)}：t = \frac{V}{W} \times \ln\left(\frac{C_{B0}}{C_B}\right)$$



第1図　想定事象の概要図

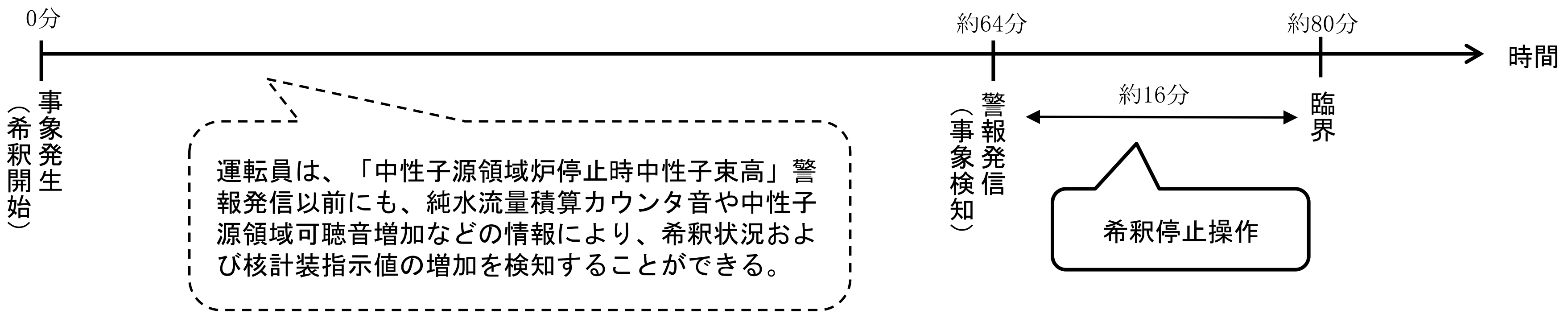
３．有効性評価の結果

■評価結果

原子炉起動時において、化学体積制御系の弁の誤作動等により希釈が生じた場合、希釈が始まってから「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報が発信されるまでに約64分を要し、臨界に至るまでには更に約16分を要する。

したがって、運転員が異常状態を検知し、これを終結させるのに十分な時間があることから、原子炉の未臨界を維持することができる。

プラント状態	時間
希釈（原子炉への純水注入）開始	0分
「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信	約64分
臨界	警報発信後、約16分



原子炉停止時の運用において、原子炉停止後、１次冷却材温度が93℃以下となってから原子炉起動の直前まで、希釈が生じない措置として、原子炉補給水制御操作器に「希釈操作禁止」の表示を行う運用としていることから、１次系冷却材が希釈される事象は発生しない。

4．必要な要員および作業項目

●夜間・休日の初動対応要員

		対応要員数	実動要員
運転員	3号機中央制御室	6名	6名
災害対策要員	社員 （当番（指揮、通報））	（1～3号共通）3名	3名 ※4
	社員 （運転支援、電源、給水等）	（3号）3名	0名
	協力会社 （運転支援、電源、給水等）	（3号）4名	0名
	協力会社（瓦礫撤去、給油ホース接続）	（1～3号共通）2名	2名 ※5
	協力会社 （消防）	（1～3号共通）8名	8名 ※5
小計		26名	19名
		余裕	7名 ★

対応要員の内訳	要員　※3	作業内容	時間	作業場所
○運転員（3号機中央制御室対応要員） 3号機運転員　（4名） ・発電課長（当直） ・副長 ・運転員a,b	運転員a	希釈停止操作	－	中央制御室
		ほう酸濃縮操作	－	
	運転員b	格納容器からの退避指示	－	

●召集要員構成（H25.7.17現在）

召集要員 （技術系社員）	宮丘地区※1	325名
	地元4カ町村※2	104名
小計		429名

※1：宮丘地区からの召集要員とは、社員[社宅、みやおか寮、柏木寮、桜木寮、はまなす寮]
※2：地元4カ町村からの召集要員とは、宮丘地区を除く、地元4カ町村（岩内町、共和町、泊村、神恵内村）
※3：要員数については実際の現場移動時間および作業時間を考慮した人員である。ただし、今後の更なる要員の検討により変更が必要となる可能性がある。

※4：社員（当番（指揮、通報））は、緊急時対策所にて、指揮または通報の対応を専属で行う。
※5：災害対策要員のうち、協力会社（瓦礫撤去、給油ホース接続）および協力会社（消防）は、それぞれの作業を専属で担当することから、他の作業およびサポート要員としては配置しない。したがって、それぞれが担当する作業が発生しない場合であっても、対応要員全員が作業している表記としている。

○要員人数	平日昼間に事故が発生した場合に十分な要員数を確保できるのは当然のことながら、夜間・休日においても、初動対応要員（運転員、災害対策要員）および召集要員（技術系社員）により、事故収束作業に必要な要員が確保できる体制となっている。

★：初動対応開始後、サポート要員7名を中央制御室に待機させ、通信手段の不具合や要員の受傷など不測の事態に備える。

５． 対応手順と所要時間

			経過時間（分） 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100	備考
手順の項目	要員	手順の内容	事象発生 約64分 「中性子源領域炉停止時中性子束高」 警報発信 プラント状況判断	
状況判断	運転員	●1次冷却系の希釈を確認 純水積算カウンタ動作音 中性子源領域中性子束上昇 炉外核計測装置可聴音「間隔変化」 ●中性子源領域炉停止時中性子束高警報確認 （中央制御室）	10分	
希釈停止操作	運転員a	●希釈停止操作 （中央制御室操作）	約1分	
ほう酸濃縮操作	運転員a	●ほう酸濃縮操作 （中央制御室操作）		濃縮は事象発生前の状態に復帰するまで実施
格納容器からの退避指示	運転員b	●格納容器からの退避指示 （中央制御室操作）	約5分	

・各操作・作業の必要時間については、実際の現場移動時間および作業時間を確認した上で算出している。（一部、類似の機器に対する作業時間により算出）