

新規制基準適合性審査申請

重大事故等対処施設

<(8)重大事故対策>

- 格納容器破損防止

(No.69,71～73,77,78関連)

補足資料

令和元年8月30日

東北電力株式会社

目次

1. 炉心損傷および格納容器破損防止対策の有効性評価の概要
2. 内部事象出力運転時レベル1.5PRA
3. 格納容器破損モード及び評価事故シーケンス選定の全体プロセス
4. 評価事故シーケンスの選定理由
5. 格納容器破損モードの選定結果
6. 対応手順の概要及び必要な要員・資源の評価
 - 6.1 格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却系を使用する場合)
 - 6.2 格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却系を使用できない場合)
 - 6.3 DCH, FCI, MCCI
7. その他のベント準備, 実施基準
8. PRAにおける事故シーケンスグループの表記方法
9. 重大事故時のアクセスルート状況確認及び復旧について
10. 外部水源注水量限界について
11. 水素燃焼評価に用いるG値の妥当性
12. 気相濃度の推移の補足説明
13. Mark-II型格納容器について
14. シェルアタックを除外する理由について

1. 炉心損傷および格納容器破損防止対策の有効性評価の概要

炉心損傷防止対策

炉心損傷に至る可能性のあるシナリオ(事故シーケンス)の分析

喪失する安全機能によって事故シーケンスグループを選定

事故シーケンスグループ毎に事象進展の厳しさを考慮してシナリオ(重要事故シーケンス)を選定

炉心損傷防止の対策

解析によりシビアアクシデント対策の有効性を確認

格納容器破損防止対策

炉心損傷を前提に格納容器破損に至る可能性がある事故シナリオ(物理化学現象)を抽出

想定すべき格納容器破損モードを選定

格納容器破損モード毎に事象進展の厳しさを考慮してシナリオ(評価事故シーケンス)を選定

格納容器破損防止の対策

解析によりシビアアクシデント対策の有効性を確認

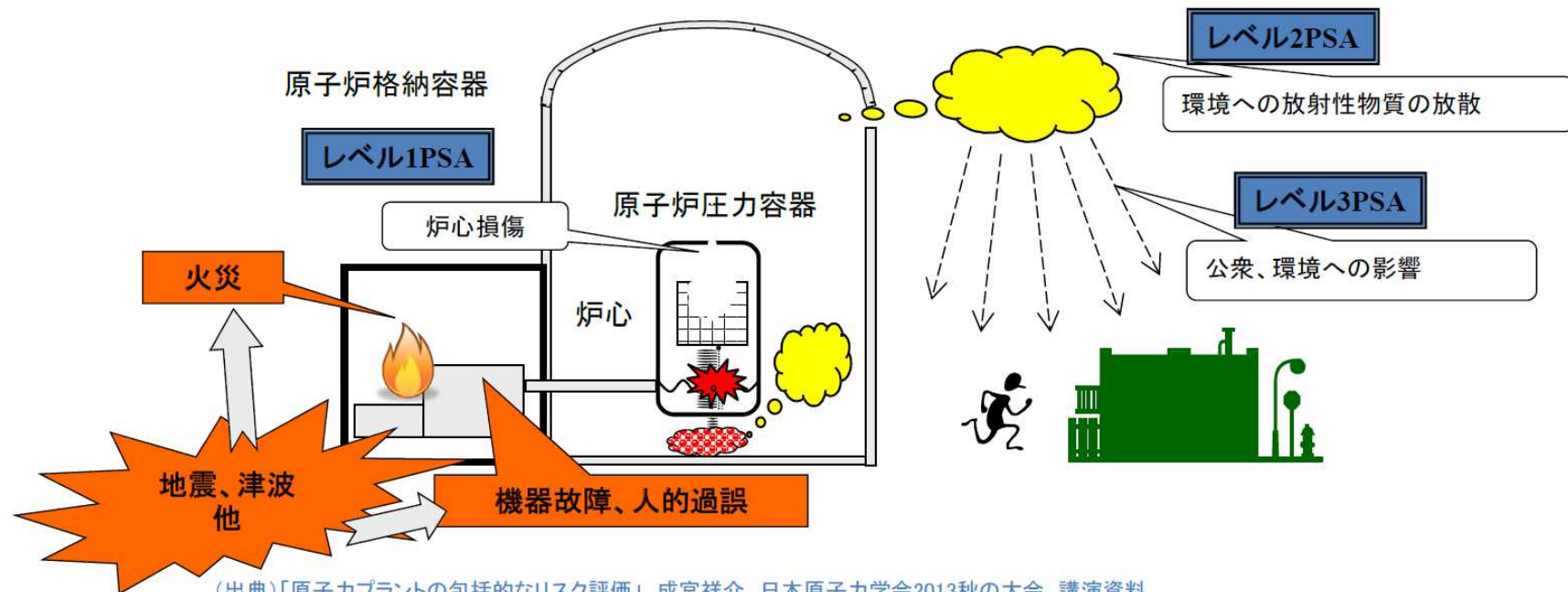
2. 内部事象出力運転時レベル1.5PRA(1/6)

■PRAの評価レベルによる分類

- レベル1PRA : 炉心損傷頻度の評価までを行うリスク評価
- レベル2PRA : 環境へ多量の放射性物質を放出する事故シーケンスの発生頻度(格納容器破損頻度)および放出放射性物質の種類・量の評価までを行うリスク評価
- レベル3PRA : レベル2PRAで得られた発生頻度と放出放射性物質の種類・量をもとに、公衆のリスクの評価まで行うリスク評価

■新規制基準適合性審査におけるPRAの評価レベル

- 炉心損傷頻度および格納容器破損頻度のリスク評価までを行い、放出放射性物質の種類・量の評価は行っていない(レベル1.5PRA)



(出典)「原子力プラントの包括的なリスク評価」 成宮祥介、日本原子力学会2013秋の大会 講演資料

2. 内部事象出力運転時レベル1. 5PRA(2/6)

■プラント損傷状態別の発生頻度

- レベル1PRAの事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度を基に, プラント損傷状態別の発生頻度を定量化

事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度

事故シーケンスグループ	炉心損傷頻度 (/炉年)
TQUX	1.9E-07
TQUV	2.9E-11
TW	5.5E-05
長期TB	6.1E-11
TBU	1.3E-12
TBP	9.3E-13
TBD	4.5E-12
AE	4.2E-14
S1E	3.3E-12
S2E	5.5E-14
ISLOCA	2.4E-09
TC	3.9E-09
合計	5.5E-05



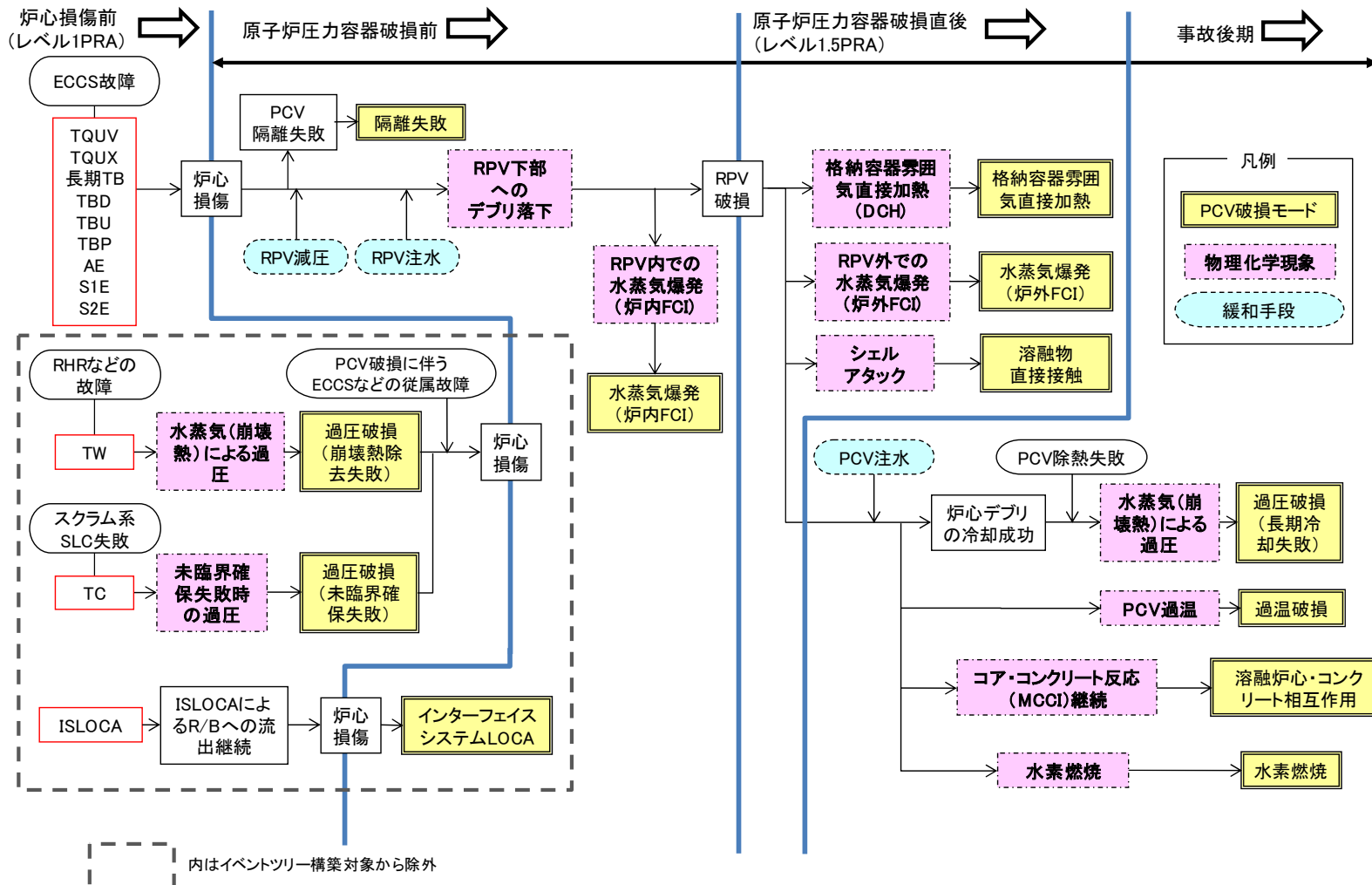
プラント損傷状態別の発生頻度

プラント損傷状態	発生頻度 (/炉年)
TQUX	1.9E-07
TQUV	2.9E-11
TW	5.5E-05
長期TB	6.1E-11
TBU	1.3E-12
TBP	9.3E-13
TBD	4.5E-12
AE	4.2E-14
S1E	3.3E-12
S2E	5.5E-14
ISLOCA	2.4E-09
TC	3.9E-09
合計	5.5E-05

2. 内部事象出力運転時レベル1. 5PRA(3/6)

■物理化学現象及び格納容器破損モードの抽出

- 事故シーケンス(下図の赤枠)毎に, 原子炉停止系, 炉心冷却系, 崩壊熱除去系, 工学的安全設備などの緩和設備の動作状態を考慮し物理化学現象及び格納容器破損モードを抽出



2. 内部事象出力運転時レベル1. 5PRA(4/6)

■抽出した格納容器破損モード

- 格納容器破損に至る事故シーケンスに対して、格納容器の破損形態を分類するため、格納容器破損に至る負荷の分析から格納容器破損モードを設定

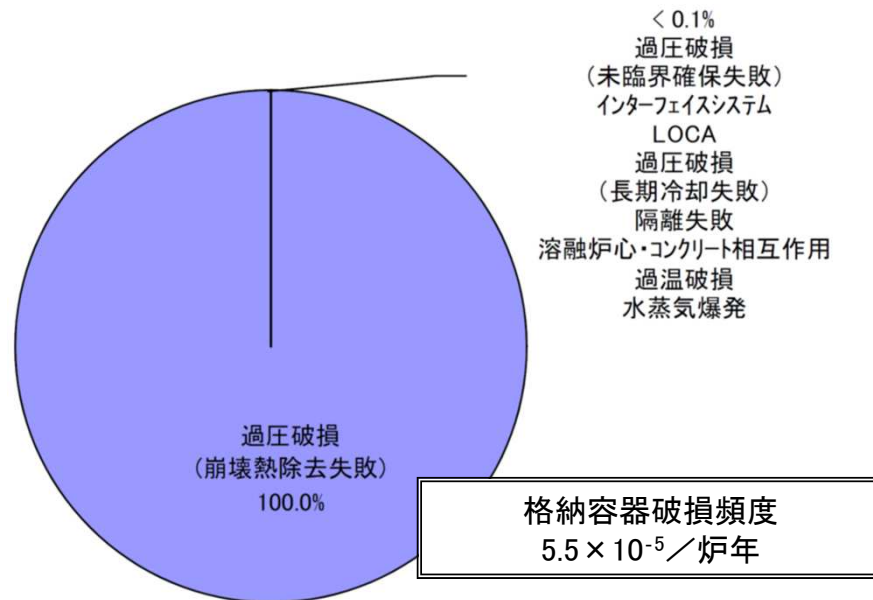
格納容器の状態		格納容器破損モード	破損モードの説明
健全性維持		原子炉圧力容器内事故収束	損傷炉心は原子炉圧力容器内で冷却され、残留熱除去系による崩壊熱除去に成功するモード。
		格納容器内事故収束	原子炉圧力容器破損に至るが、損傷炉心は格納容器内で冷却され、残留熱除去系による崩壊熱除去に成功するモード。
	バイパス	インターフェイスシステムLOCA	格納容器をバイパスして炉内インベントリが外部に放出されるモード。
	格納容器隔離失敗	隔離失敗	事故後に核の容器の隔離に失敗するモード。
物理的破損	格納容器先行破損	過圧破損(未臨界確保失敗)	原子炉の停止に失敗したため、大量に発生し続ける水蒸気によって格納容器が過圧され、格納容器先行破損に至るモード。事故後早期に格納容器破損が生じる。
		過圧破損(崩壊熱除去失敗)	炉心への注水には成功するものの崩壊熱の除去に失敗、水蒸気蓄積によって過圧され格納容器先行破損に至るモード。事故後後期に格納容器破損が生じる。
	炉心損傷後の格納容器破損	水蒸気爆発	格納容器内での水蒸気爆発によって格納容器が破損するモード。
		格納容器雰囲気直接加熱	格納容器雰囲気直接加熱によって格納容器が破損するモード。
		溶融物直接接触	シェルアタックにより格納容器が破損するモード。
		過温破損	ドライウェル貫通部あるいはフランジ部の過温によって格納容器が破損するモード。
		過圧破損(長期冷却失敗)	損傷炉心冷却に伴う発生蒸気によりサプレッションプール水温が上昇し、格納容器圧力が上昇して破損するモード。
		溶融炉心・コンクリート相互作用	溶融炉心・コンクリート相互作用によって圧力容器支持機能が喪失し、格納容器が破損するモード。
水素燃焼	水素燃焼によって格納容器が破損するモード。		

2. 内部事象出力運転時レベル1. 5PRA(6/6)

意見No.69関連

■レベル1. 5PRAの評価結果

- 女川2号炉のプラント全体の格納容器破損頻度は、 5.5×10^{-5} / 炉年
- 格納容器破損モード別では、過圧破損(崩壊熱除去機能失敗)のリスクが最も大きい(重大事故対策等を除くと、崩壊熱を除去する設備は残留熱除去系(2系統)のみとなるため)
- 適合性審査においては、各格納容器破損モードの発生の観点で事象進展が最も厳しくなると考えられる事故シーケンスを検討し、今回整備した格納容器破損防止対策が有効であることを確認



格納容器破損モード別の格納容器破損頻度

格納容器破損モード別の格納容器破損頻度

格納容器破損モード	格納容器破損頻度 (/ 炉年)
過温破損	9.4E-13
過圧破損(長期冷却失敗)	1.3E-09
過圧破損(崩壊熱除去失敗)	5.5E-05
過圧破損(未臨界確保失敗)	3.9E-09
格納容器雰囲気直接加熱	0.0E+00
水蒸気爆発	5.0E-15
溶融炉心・コンクリート相互作用	1.1E-10
水素燃焼	0.0E+00
溶融物直接接触	0.0E+00
インターフェイスシステムLOCA	2.4E-09
隔離失敗	9.4E-10
合計	5.5E-05

4. 評価事故シーケンスの選定理由(1/3)

■ 格納容器破損モードの評価事故シーケンスの選定理由

- 格納容器破損モードの発生の観点で事象進展が最も厳しくなると考えられる事故シーケンスを評価事故シーケンスとして選定しており、その選定理由を下表に示す。

表 評価事故シーケンスの選定理由(1/3)

格納容器破損モード	評価事故シーケンスの選定理由
① - 1 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)	<p>【評価事故シーケンス】大破断LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+全交流動力電源喪失</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ LOCAにECCS注水機能喪失及び全交流動力電源喪失を重畳させることで、電源の復旧、注水機能の確保等必要となる対応が多く、格納容器破損防止対策を講じるための対応時間が厳しいシナリオとなるため、過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価するための事故シーケンスとして、LOCAを選定し、これに全交流動力電源喪失事象の重畳を考慮している。
① - 2 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ LOCAに属する事故シーケンスのうち、破断口径が大きいことから原子炉水位の低下が早く、また、水位回復に必要な流量が多いため、対応時の時間余裕、必要な設備容量の観点で厳しい大破断LOCAを起因とし、炉心損傷防止が困難な事故シーケンスとしての包絡関係や、格納容器破損防止対策を講じるための対応時間の厳しさの観点を踏まえて、「大破断LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+全交流動力電源喪失」を評価事故シーケンスとして選定している。
② 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱	<p>【評価事故シーケンス】過渡事象+高圧注水失敗+手動減圧失敗</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 本格納容器破損モードに含まれる事故シーケンスのうち、起因事象発生から原子炉減圧までの時間余裕の観点ではTQUX, TBD, TBU及びS2Eが厳しく、高圧状態で炉心損傷に至る点ではTQUX, TBD, TBU及びS2Eに有意な違いはないことから、本格納容器破損モードを代表する事故シーケンスとしてTQUXを選定している。 ➤ TQUXに属する事故シーケンスのうち、事象進展が早く、炉心溶融までの時間の観点で厳しい過渡事象を起因とし、逃がし安全弁の再閉失敗を含まない、「過渡事象+高圧注水失敗+手動減圧失敗」を評価事故シーケンスとして選定している。 ➤ 逃がし安全弁の再閉失敗を含まないシーケンスとした理由は、炉心損傷防止のために重大事故等対処設備による原子炉減圧を実施する状況を想定した場合、事象発生時点から逃がし安全弁の再閉失敗によって原子炉減圧されている場合の方が、原子炉減圧が完了し、高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱を防止できる状態となるまでの時間が短縮でき、対応が容易になると考えられるためである。

4. 評価事故シーケンスの選定理由(2/3)

表 評価事故シーケンスの選定理由(2/3)

格納容器破損モード	評価事故シーケンスの選定理由
③原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用	<p>【評価事故シーケンス】過渡事象+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 原子炉圧力容器が高圧で破損に至る場合、格納容器に放出される溶融炉心が分散され易いと考え、原子炉圧力容器が低圧で破損に至る場合の方が、格納容器下部へ一体となって落下する溶融炉心の割合が多くなると考えられるため、高圧状態で破損するTQUX, TBU, TBD及び長期TBは選定対象から除外する。 ➤ LOCAは、蒸気が急速に格納容器に流出するため、ジルコニウムの酸化割合が他の低圧破損シーケンスより小さくなり、酸化ジルコニウム質量割合が他の低圧破損シーケンスより小さくなることでデブリの内部エネルギーが小さくなると考えられる。さらに、破断口から高温の冷却材が流出し格納容器下部に滞留する可能性があるが、FCIによる水蒸気爆発は、低温の水に落下する場合の方が発生する可能性が高い事象であり、格納容器下部に高温の冷却材が流入する場合には発生の可能性が低減されるものと考えられることから、LOCAは選定対象から除外する。 ➤ よって、本格納容器破損モードにおいて厳しい事故シーケンスとして、原子炉の水位低下が早く、原子炉圧力容器破損までの時間が短いTQUVを選定する。 ➤ TQUVに属する事故シーケンスのうち、事象進展が早い過渡事象を起因とし、発生頻度の観点で大きいと考えられる逃がし安全弁の再閉失敗を含まない、「過渡事象+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗」を評価事故シーケンスとして選定している。
水素燃焼	<p>【評価事故シーケンス】大破断LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+全交流動力電源喪失</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 原子炉注水に期待しない場合のジルコニウム-水反応の挙動は事象発生時の原子炉圧力容器外への冷却材の放出経路から、LOCAとその他の事故シーケンスに大別できる。 ➤ LOCAでは事象発生と同時に原子炉圧力容器が大きく減圧され、冷却材が多量に原子炉圧力容器外に排出されることから、ジルコニウム-水反応に寄与する冷却材の量が少なくなり、水素濃度は13vol%を上回るものの、その他の事故シーケンスに比べて水素発生量が少なくなると考えられる。このため、LOCAでは水の放射線分解によって増加する酸素濃度が他の事故シーケンスよりも相対的に高くなる可能性が考えられる。さらに、原子炉圧力容器破損の有無の影響を考えると、原子炉圧力容器が破損する場合には、格納容器下部での溶融炉心・コンクリート相互作用によって生じる非凝縮性ガスが酸素濃度を低下させる方向に寄与する可能性が考えられることから、同じ事故シーケンスでも原子炉圧力容器破損に至らない場合を想定することが適切と考える。 ➤ 炉心損傷を防止できない事故シーケンスのうち、格納容器破損防止対策の有効性を確認する事故シーケンスとしては、大破断LOCAと非常用炉心冷却系注水機能の喪失が重畳する事故シーケンスのみが抽出されている。 ➤ これらのことから、「大破断LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+全交流動力電源喪失」を本格納容器破損モードの評価事故シーケンスとして選定している。 ➤ 有効性評価に当たっては、酸素濃度の上昇に着目する観点から、ジルコニウム-水反応による水素の過剰な発生抑制及び水の放射線分解に伴い発生する酸素を格納容器内に保持することによる酸素濃度の上昇を考慮し、炉心損傷後に原子炉注水に成功し、格納容器ベントを実施しない場合について評価している。

4. 評価事故シーケンスの選定理由(3/3)

表 評価事故シーケンスの選定理由(3/3)

格納容器破損モード	評価事故シーケンスの選定理由
⑤ 溶融炉心・コンクリート相互作用	<p>【評価事故シーケンス】過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 溶融炉心・コンクリート相互作用の観点からは、格納容器下部に落下する溶融炉心の割合が多いシーケンスが厳しくなる。 ➤ 原子炉圧力容器が高圧で破損に至る場合、格納容器に放出される溶融炉心が分散され易く、また、落下速度が大きくなることで、格納容器下部に落下した際の粒子化割合が高くなり、落下した溶融炉心が冷却され易いと考えられると、原子炉圧力容器が低圧で破損に至る場合の方が、格納容器下部へ一体となって落下する溶融炉心の割合が多くなると考えられるため、高圧状態で破損するTQUX, TBD, TBU, 長期TB及び小破断LOCAは選定対象から除外する。 ➤ 原子炉圧力容器が低圧破損に至る事象として、TQUV(TQUXにおける炉心損傷後の手動減圧を含む)、中破断LOCA及び大破断LOCAが抽出されるが、LOCAは格納容器下部への冷却材の流入の可能性があり、溶融炉心・コンクリート相互作用の観点で厳しい事象とはならないと考えられるため、選定対象から除外する。 ➤ よって、本格納容器破損モードにおいて最も厳しい事故シーケンスとして、原子炉の水位低下が早く、対策実施までの時間余裕の観点から厳しいTQUVを選定する。 ➤ TQUVに属する事故シーケンスのうち、事象進展が早く、対応時の時間余裕の観点で厳しい過渡事象を起因とし、発生頻度の観点で大きいと考えられる逃がし安全弁の再閉失敗を含まない、「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗＋損傷炉心冷却失敗(＋格納容器注水成功＋デブリ冷却失敗)」を評価事故シーケンスとして選定している。

5. 格納容器破損モードの選定結果

■ 格納容器破損モード別格納容器破損頻度

格納容器の状態	想定される破損モード	格納容器破損頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)	解釈で想定する格納容器破損モード	備考
格納容器 物理的破損	過温破損	9.4×10^{-13}	<0.1 (<0.1)	雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)	—
	過圧破損 (長期冷却失敗)	1.3×10^{-9}	<0.1 (54.3)	雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)	—
	過圧破損 (崩壊熱除去失敗)	5.5×10^{-5}	約100	なし	炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認。 →事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」
	過圧破損 (未臨界確保失敗)	3.9×10^{-9}	<0.1	なし	炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認。 →事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」
	格納容器雰囲気直接加熱※ ¹	—	—	高温溶融物/格納容器雰囲気 直接加熱	本格格納容器破損モードの発生により格納容器破損に至る確率が極めて小さいことから、工学的な判断として格納容器破損頻度を0として扱っている。
	原子炉圧力容器内での水蒸気爆発※ ¹	—	—	なし	各種研究により得られた知見から、原子炉圧力容器内で水蒸気爆発が発生し、格納容器の破損に至る可能性は極めて低いと評価。
	原子炉圧力容器外での水蒸気爆発	5.0×10^{-15}	<0.1 (<0.1)	原子炉圧力容器外の溶融燃料— 冷却材相互作用	—
	溶融炉心・コンクリート相互作用	1.1×10^{-10}	<0.1 (4.9)	溶融炉心・コンクリート相互作用	—
	水素燃焼※ ¹	—	—	水素燃焼	女川原子力発電所2号炉では、運転中、格納容器内を窒素で置換しており、酸素濃度を低く管理しているため、水素濃度及び酸素濃度が可燃限界に至る可能性が十分小さいと評価し、PRAで定量化する格納容器破損モードから除外しているが、有効性評価においては窒素置換の有効性を確認する観点で有効性評価の対象とする。
	溶融物直接接触※ ¹	—	—	格納容器直接接触 (シェルアタック)	BWR MARK I 改良型格納容器である女川原子力発電所2号炉では構造的に発生する可能性はない格納容器破損モードであることから、有効性評価の対象から除外した。
格納容器バイパス	インターフェイスシステムLOCA	2.4×10^{-9}	<0.1	なし	炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認 →事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」
格納容器隔離失敗	隔離失敗	9.4×10^{-10}	<0.1 (40.7)	なし	格納容器隔離失敗に対する運用上の対策をとっていること及び、すべての炉心損傷防止対策が有効であることから、本破損モードを個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして追加不要と判断。

ハッチング：内部事象運転時レベル1. 5PRAで抽出された格納容器破損モードのうち、解釈に基づき必ず想定するものに含まれない格納容器破損モード

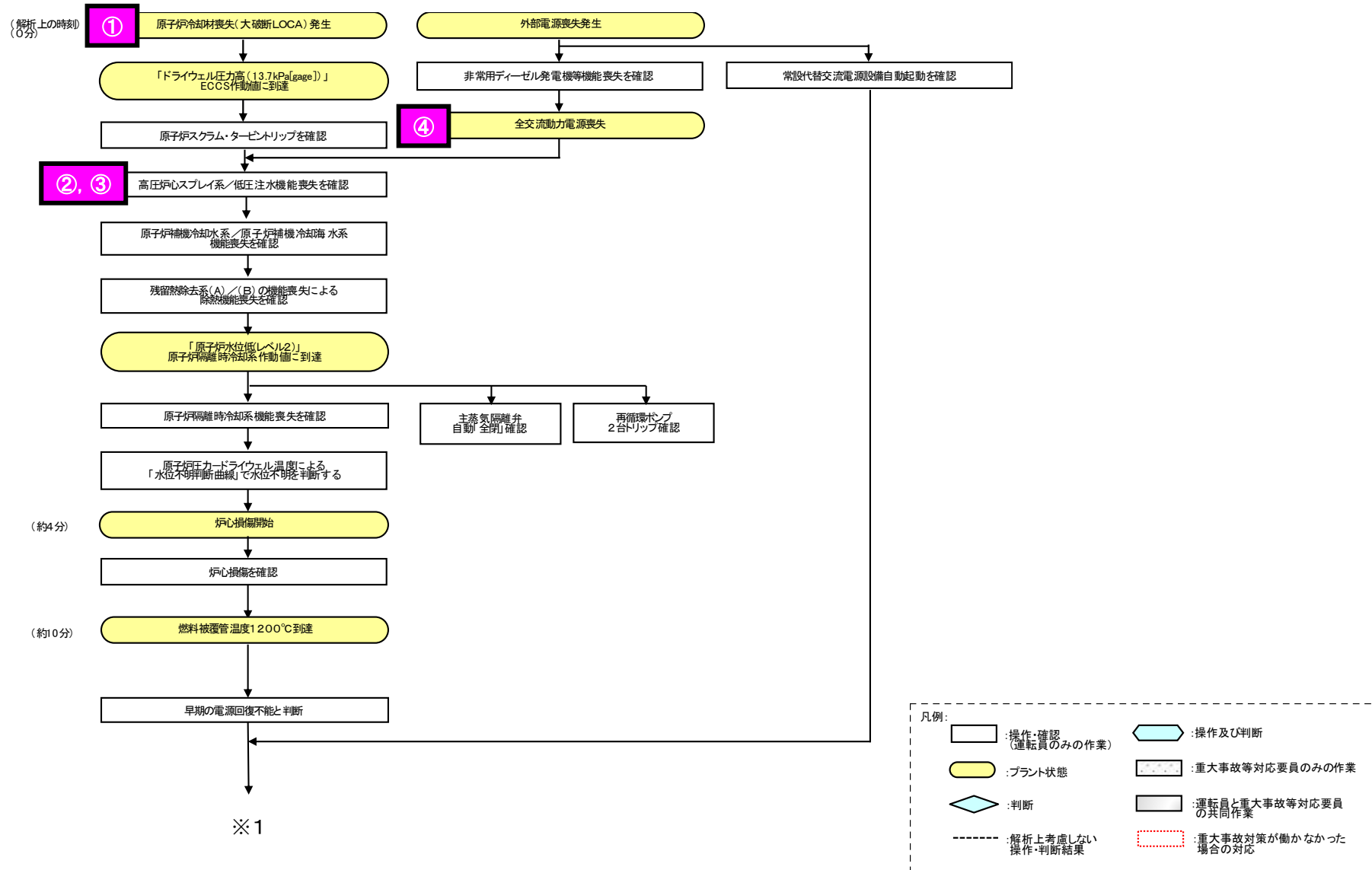
()：格納容器先行破損に至るシーケンスを除いた場合の寄与割合

※¹：BWRIにおいて考えられる格納容器破損モードの1つとして抽出したものの、女川原子力発電所2号炉では想定されないことから、定量化の対象から除外した格納容器破損モード。

6. 対応手順の概要及び必要な要員・資源の評価

6.1 格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却系を使用する場合)(1/5)

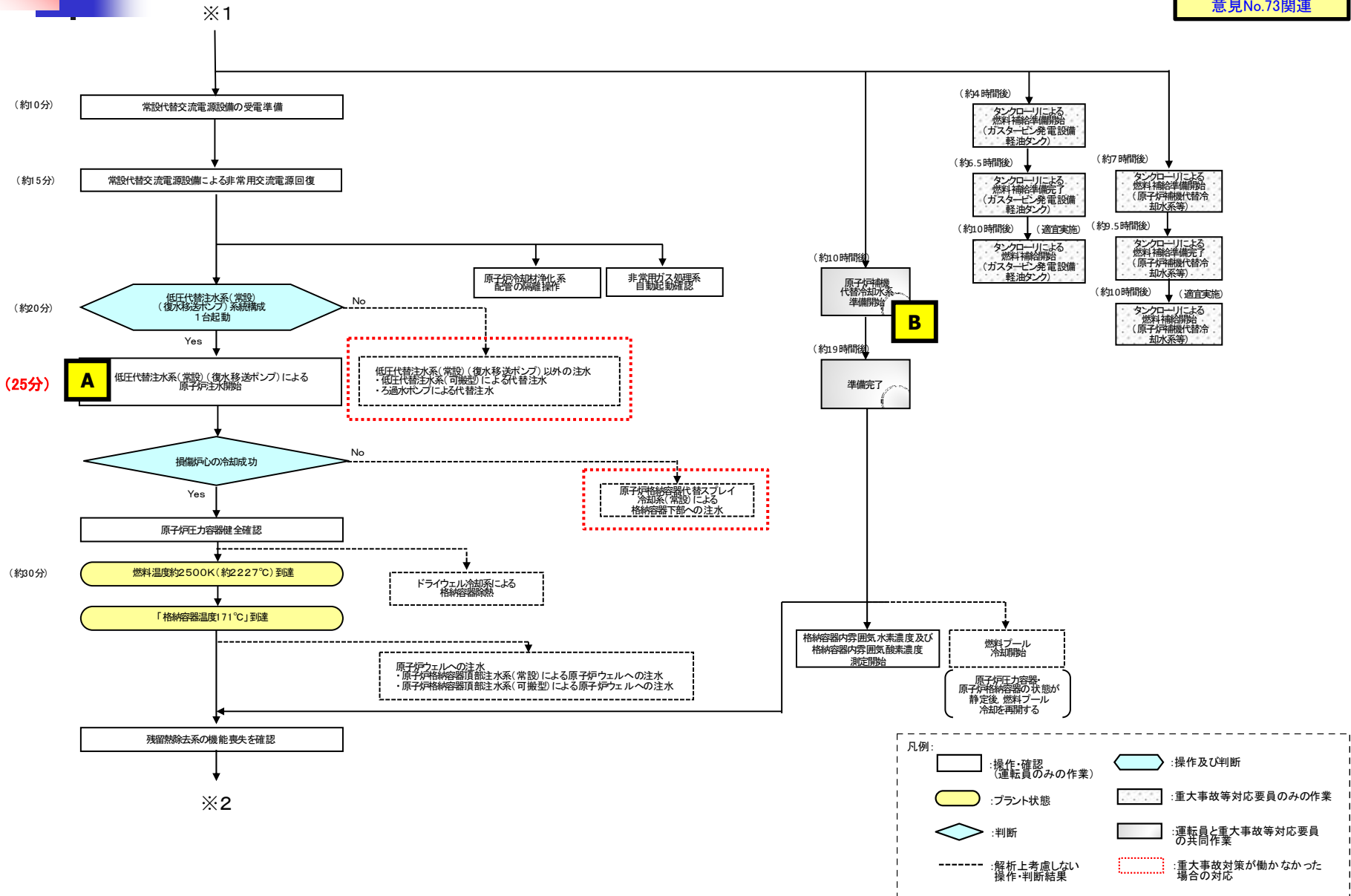
意見No.73関連



6. 対応手順の概要及び必要な要員・資源の評価

6.1 格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却系を使用する場合)(2/5)

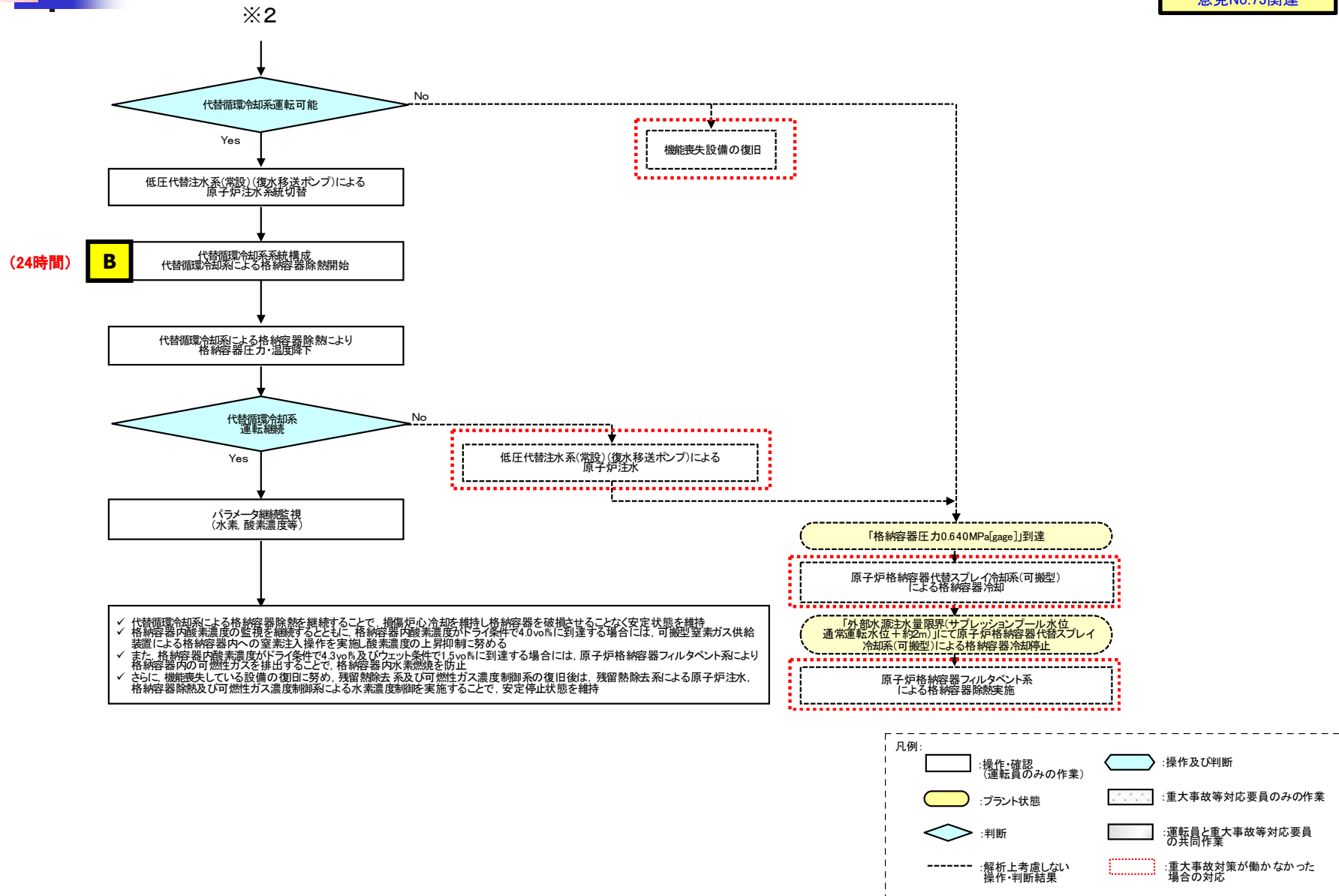
意見No.73関連



6. 対応手順の概要及び必要な要員・資源の評価

6.1 格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却系を使用する場合)(3/5)

意見No.73関連



6. 対応手順の概要及び必要な要員・資源の評価

6.1 格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却系を使用する場合)(4/5)

格納容器破損モード「格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却系を使用する場合)」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1のとおりであり、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。

表1 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890m ³	復水貯蔵タンク:約1,192m ³
燃料	約505kL	約1,055kL
電源	約4,615kW	約6,000kW(常用連続運用仕様)

6. 対応手順の概要及び必要な要員・資源の評価

6.1 格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却系を使用する場合)(5/5)

意見No.72関連質問

格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却系を使用する場合)

	▽事象発生	▽約4時間後	▽約7時間後	▽約10時間後 大容量送水ポンプ (タイプI)準備完了	▽約19時間後 原子炉補機代替 冷却水系準備完了	▽約24時間後 原子炉補機代替冷却水系を 用いた代替循環冷却系によ る格納容器除熱開始
発電所対策本部要員:6名 ・事故対応指揮:1名 ・重大事故等対応要員への指示:1名 ・情報収集等:2名 ・消火活動指揮等:2名	事故対応指揮, 情報収集等					
運転員:7名 ・発電課長:1名 ・発電副長:1名 ----- ・運転員(中央制御室操作):3名 ----- ・運転員(現場操作):2名	運転操作の総括管理・指揮・命令等					
	事故対応操作(復水移送ポンプによる注水, 格納容器除熱等)					
	事故対応操作(原子炉補機代替冷却水系接続後の原子炉補機冷却水系空気抜き等)					
重大事故等対応要員:6名 ・アクセスルート状況確認(ルート1):2名 ・アクセスルート状況確認(ルート2):2名 ・アクセスルート復旧:2名	状況確認 (ルート1, 2)					
		アクセスルート 復旧				
重大事故等対応要員:9名 ・大容量送水ポンプ(タイプI)設置等:3名 ・ホース敷設, 接続等:3名 ・注水用ヘッド設置等:3名			大容量送水ポンプ(タイプI)設置 (目的:復水貯蔵タンクへの補給)		原子炉補機代替冷却水系 設置(目的:代替循環冷却 系等への冷却水供給)	
重大事故等対応要員:2名 ・給油準備, 給油:2名			給油準備		大容量送水ポンプ(タイプI)及び 原子炉補機代替冷却水系への給油(適宜実施)	

合計:30名

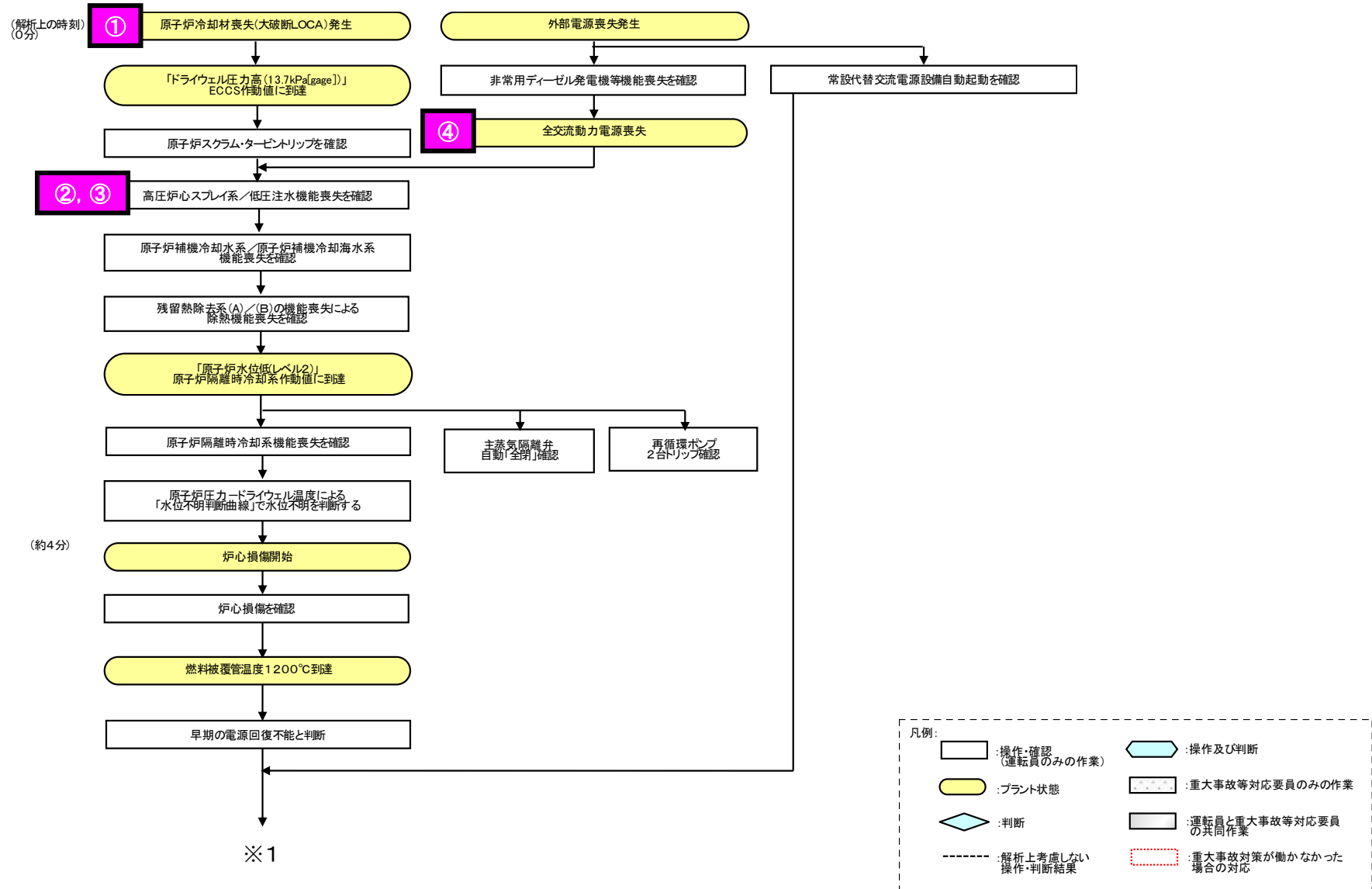
上記のとおり, 事故発生後の対応に必要な要員は, 事故対応指揮等を行う発電所対策本部要員6名, 中央制御室または現場での事故対応操作を行う運転員7名及び可搬型設備の運用を行う重大事故等対応要員17名※の合計30名である。

※大容量送水ポンプ(タイプI)を設置する場合, 「アクセスルート復旧」, 「燃料補給」を一連で対応するため重大事故等対応要員17名が必要となり, 他のシーケンスと同様に合計30名となる

6. 対応手順の概要及び必要な要員・資源の評価

6.2 格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却系を使用できない場合)(1/5)

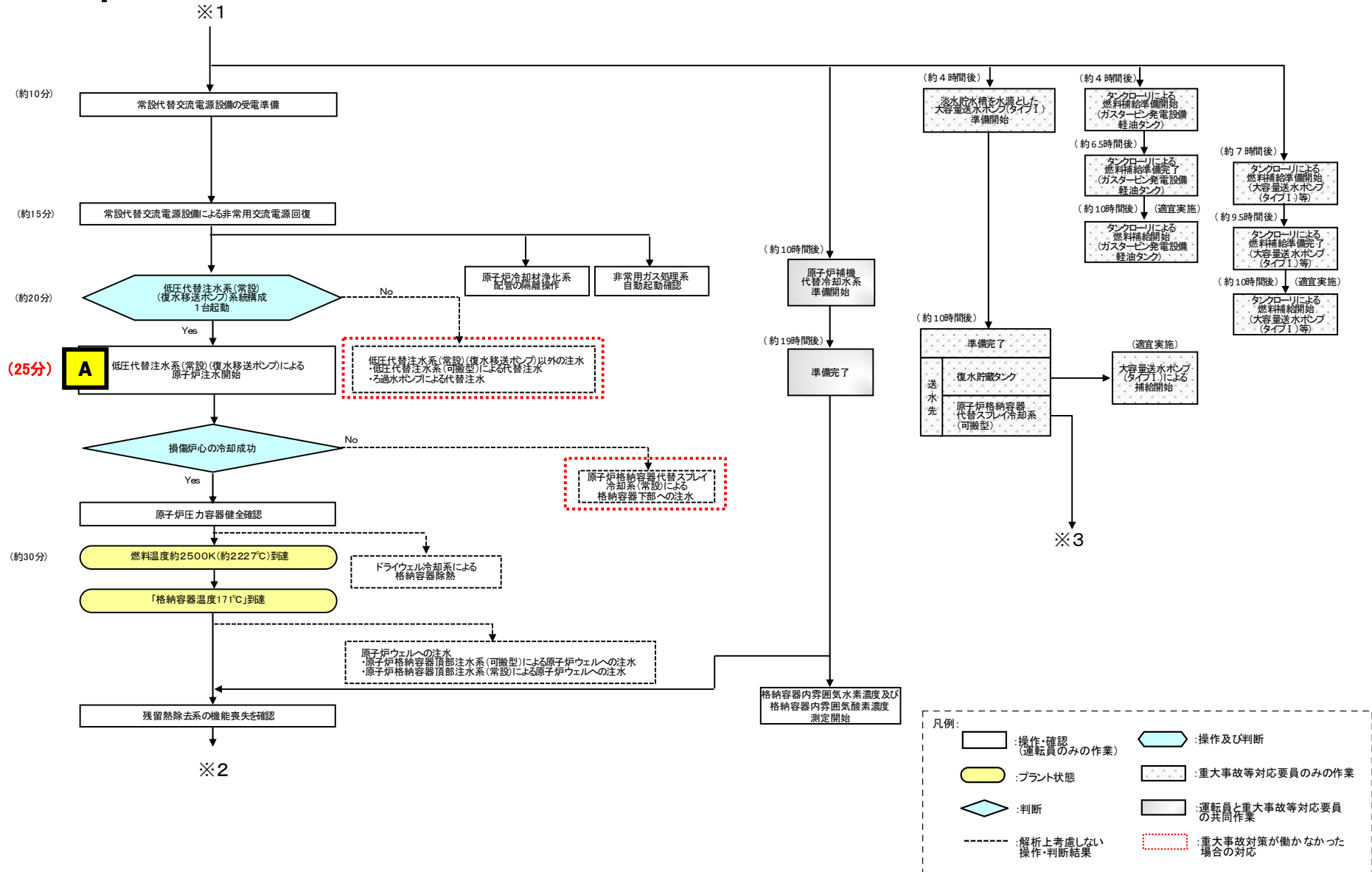
意見No.73関連



6. 対応手順の概要及び必要な要員・資源の評価

6.2 格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却系を使用できない場合)(2/5)

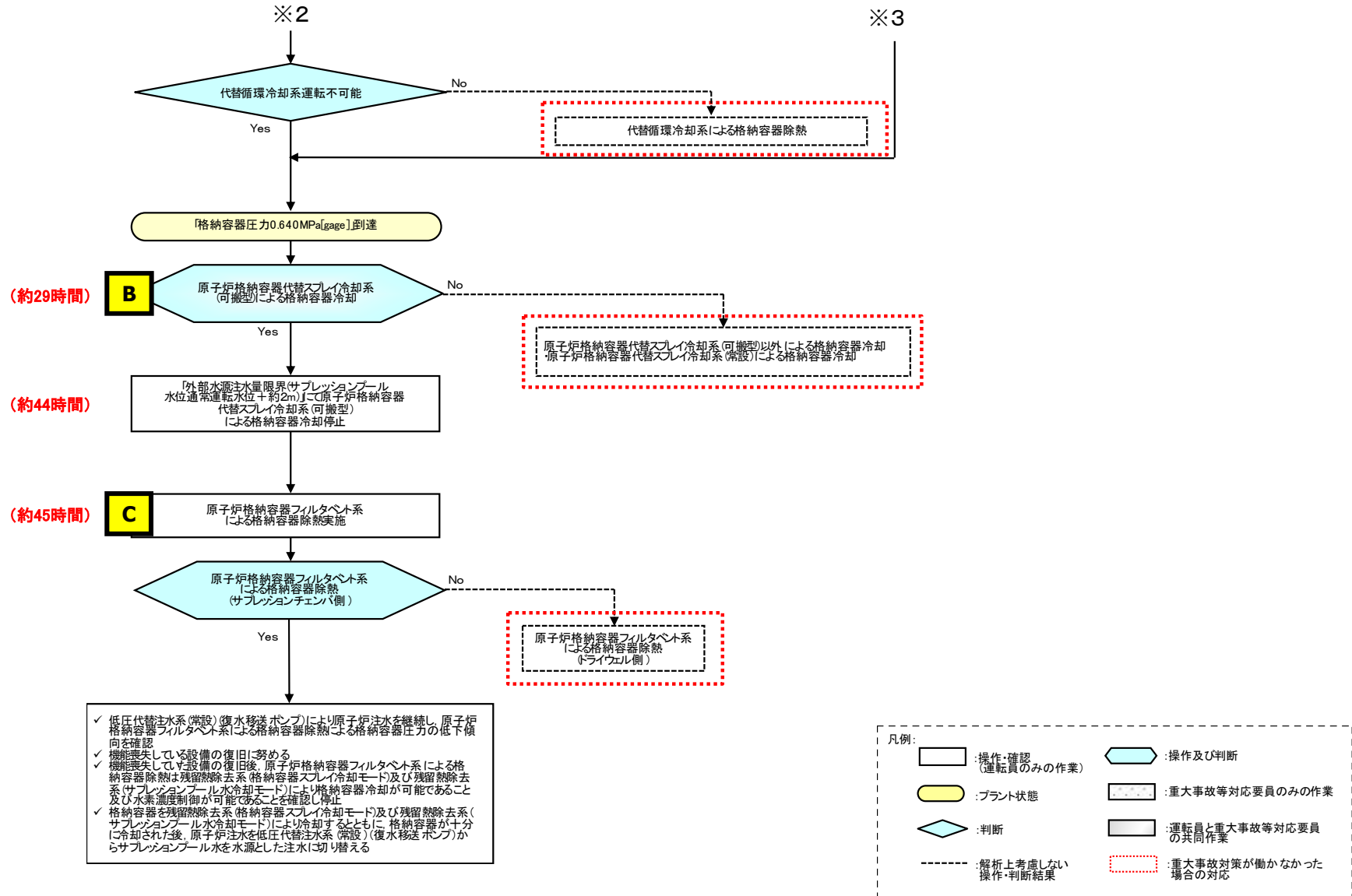
意見No.73関連



6. 対応手順の概要及び必要な要員・資源の評価

6.2 格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却系を使用できない場合)(3/5)

意見No.73関連



6. 対応手順の概要及び必要な要員・資源の評価

6.2 格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却系を使用できない場合)(4/5)

格納容器破損モード「格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却系を使用できない場合)」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2のとおりであり、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。

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3,480m ³	復水貯蔵タンク:約1,192m ³ 淡水貯水槽:約10,000m ³
燃料	約505kL	約1,055kL
電源	約4,525kW	約6,000kW(常用連続運用仕様)

6. 対応手順の概要及び必要な要員・資源の評価

6.2 格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却系を使用できない場合)(5/5)

意見No.72関連質問

格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却系を使用できない場合)

	▽事象発生	▽約4時間後	▽約7時間後	▽約10時間後	▽約19時間後	▽約29時間後	▽約45時間後
				大容量送水ポンプ(タイプI)準備完了	原子炉補機代替冷却水系準備完了	格納容器圧力0.640MPa[gage]大容量送水ポンプ(タイプI)による格納容器スプレイ開始	格納容器ベント開始
発電所対策本部要員:6名 ・事故対応指揮:1名 ・重大事故等対応要員への指示:1名 ・情報収集等:2名 ・消火活動指揮等:2名	事故対応指揮, 情報収集等						
運転員:7名 ・発電課長:1名 ・発電副長:1名	運転操作の総括管理・指揮・命令等						
・運転員(中央制御室操作):3名	事故対応操作(復水移送ポンプによる注水, 格納容器冷却, 格納容器除熱等)						
・運転員(現場操作):2名	事故対応操作(原子炉補機代替冷却水系接続後の原子炉補機冷却水系空気抜き等)						
重大事故等対応要員:6名 ・アクセスルート状況確認(ルート1):2名 ・アクセスルート状況確認(ルート2):2名 ・アクセスルート復旧:2名	状況確認(ルート1, 2)						
		アクセスルート復旧					
重大事故等対応要員:9名 ・大容量送水ポンプ(タイプI)設置等:3名 ・ホース敷設, 接続等:3名 ・注水用ヘッダ設置等:3名			大容量送水ポンプ(タイプI)設置(目的:復水貯蔵タンクへの補給, 格納容器スプレイ)				
					原子炉補機代替冷却水系設置(目的:残留熱除去系等への冷却水供給)		
重大事故等対応要員:2名 ・給油準備, 給油:2名			給油準備				
						大容量送水ポンプ(タイプI)及び原子炉補機代替冷却水系への給油(適宜実施)	
合計:30名							

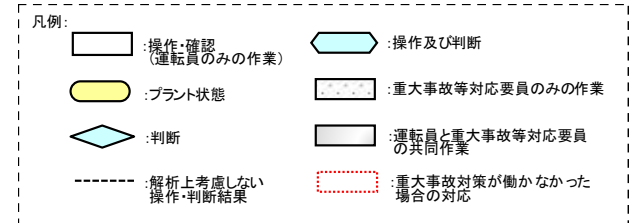
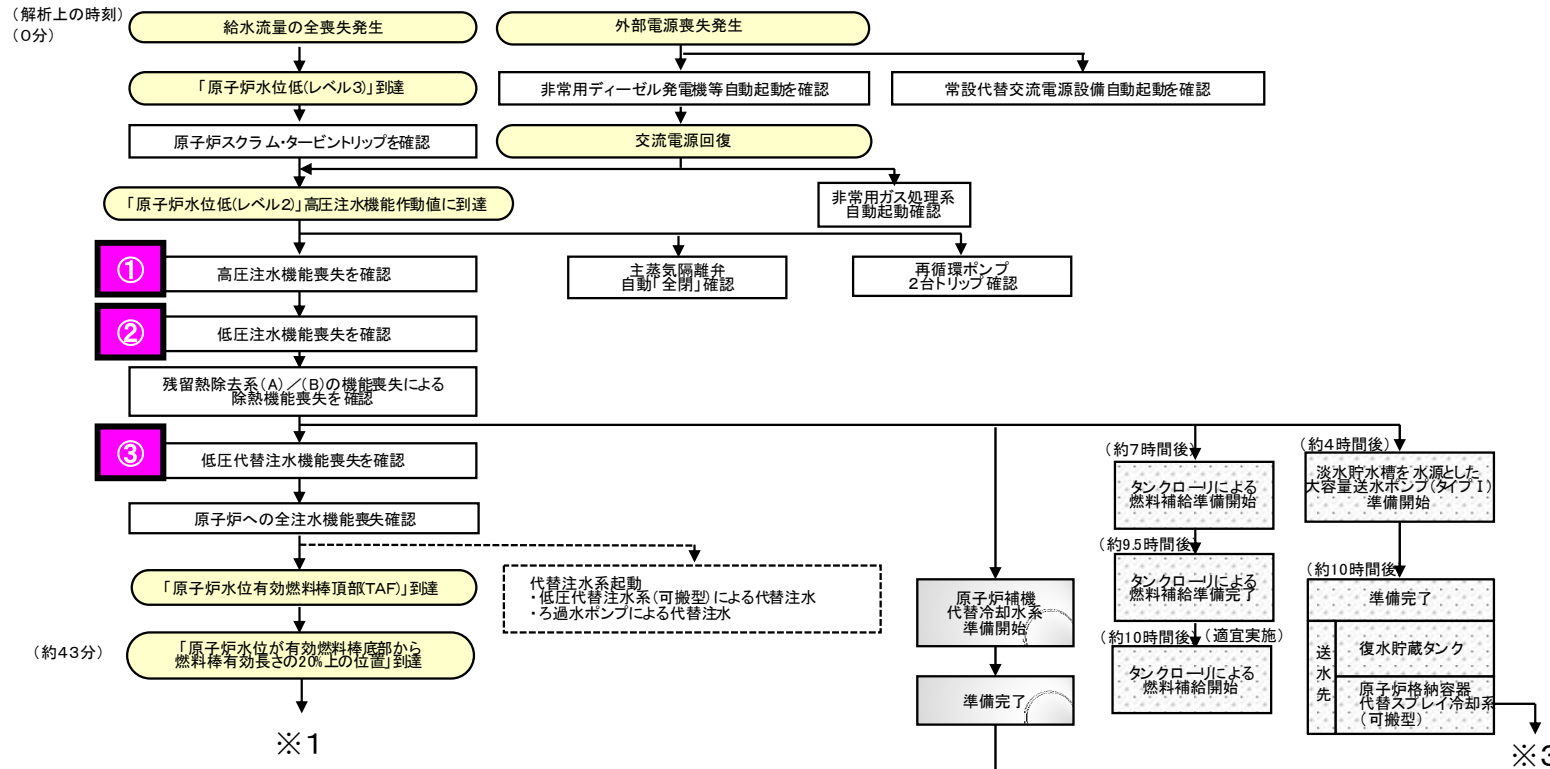
上記のとおり, 事故発生後の対応に必要な要員は, 事故対応指揮等を行う発電所対策本部要員6名, 中央制御室または現場での事故対応操作を行う運転員7名及び可搬型設備の運用を行う重大事故等対応要員17名*の合計30名である。

*大容量送水ポンプ(タイプI)を設置する場合, 「アクセスルート復旧」, 「燃料補給」を一連で対応するため重大事故等対応要員17名が必要となり, 他のシーケンスと同様に合計30名となる

6. 対応手順の概要及び必要な要員・資源の評価

6.3 DCH, FCI, MCCI(1/5)

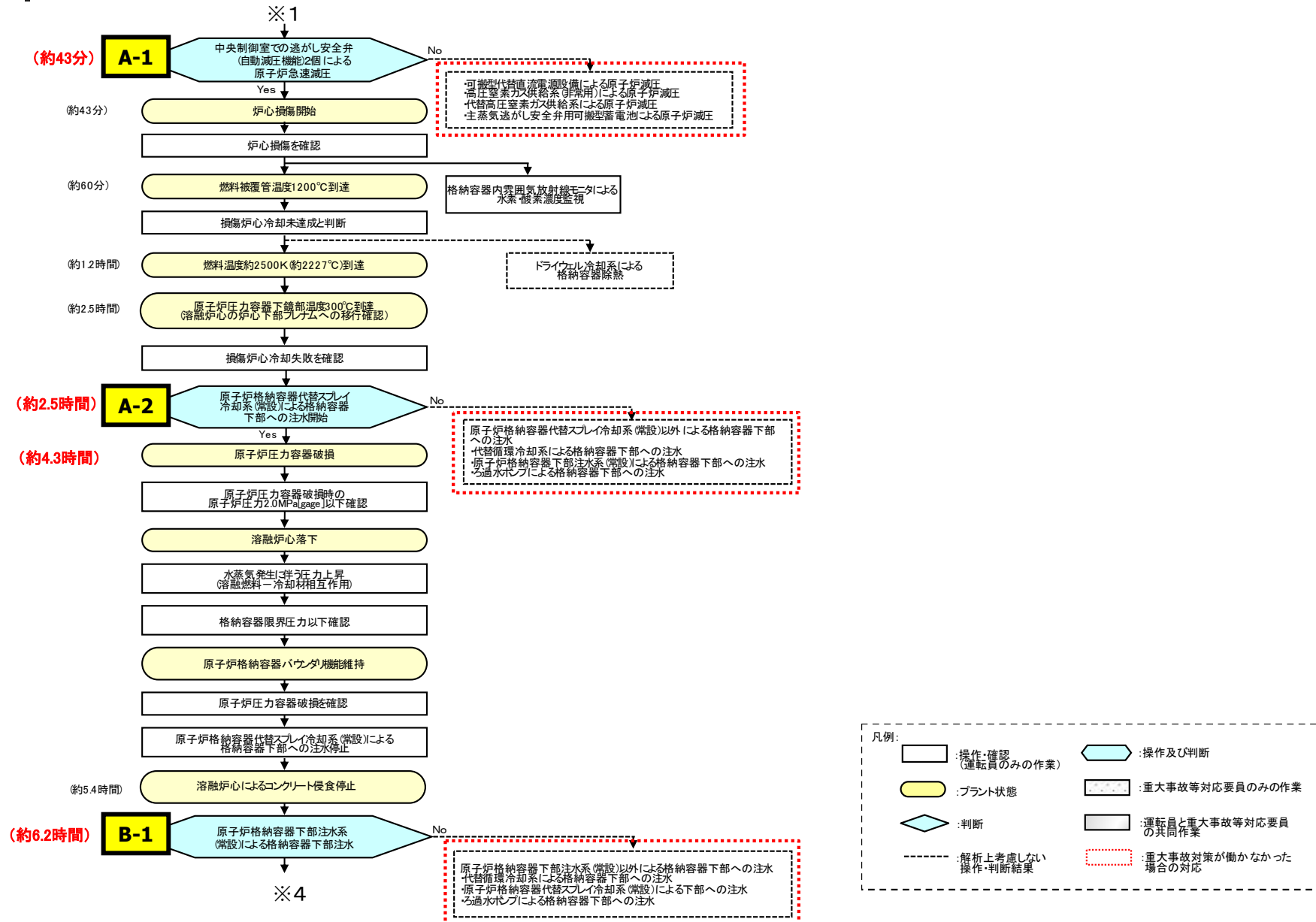
意見No.73関連



6. 対応手順の概要及び必要な要員・資源の評価

6.3 DCH, FCI, MCCI(2/5)

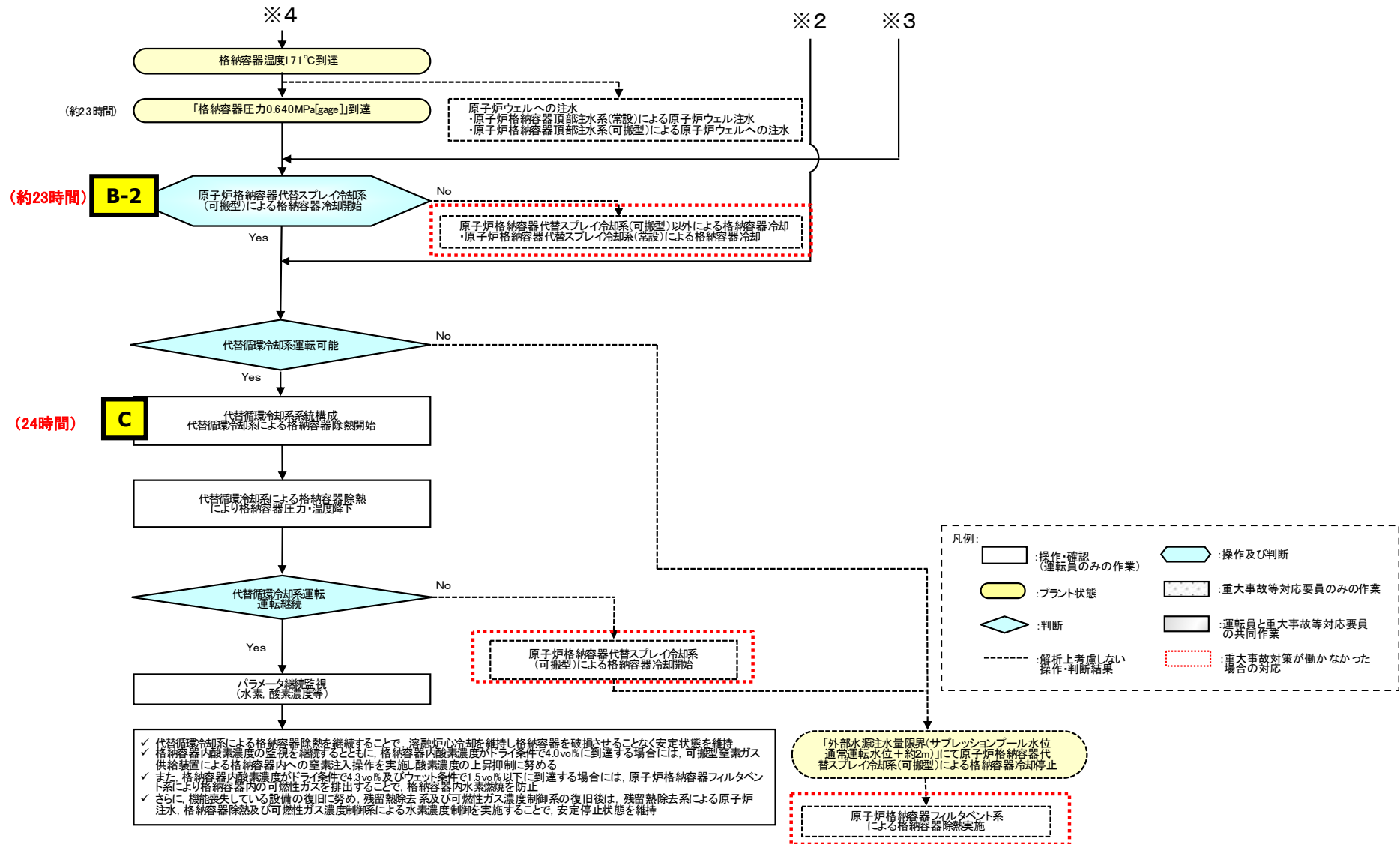
意見No.73関連



6. 対応手順の概要及び必要な要員・資源の評価

6.3 DCH, FCI, MCCI(3/5)

意見No.73関連



6. 対応手順の概要及び必要な要員・資源の評価

6.3 DCH, FCI, MCCI(4/5)

格納容器破損モード「DCH, FCI, MCCI」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3のとおりであり、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。

表3 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590m ³	復水貯蔵タンク:約1,192m ³ 淡水貯水槽:約10,000m ³
燃料	約851kL	約1,055kL
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	

6. 対応手順の概要及び必要な要員・資源の評価

6.3 DCH, FCI, MCCI(5/5)

意見No.72関連質問

DCH, FCI, MCCI

	▽事象発生	▽約4時間後	▽約7時間後	▽約10時間後 大容量送水ポンプ (タイプI)準備完了	▽約19時間後 原子炉補機代替 冷却水系準備完了	▽約23時間後 格納容器圧力 0.640MPa[gage]大容量送水 ポンプ(タイプI)による格 納容器スプレイ開始	▽約24時間後 原子炉補機代替冷却 水系を用いた代替循 環冷却系による格納 容器除熱開始
発電所対策本部要員:6名 ・事故対応指揮:1名 ・重大事故等対応要員への指示:1名 ・情報収集等:2名 ・消火活動指揮等:2名							
事故対応指揮, 情報収集等							
運転員:7名 ・発電課長:1名 ・発電副長:1名							
運転操作の総括管理・指揮・命令等							
・運転員(中央制御室操作):3名							
事故対応操作(復水移送ポンプによる格納容器下部への注水, 格納容器冷却, 格納容器除熱等)							
・運転員(現場操作):2名							
事故対応操作(原子炉補機代替冷却水系接続後の原子炉補機冷却水系空気抜き等)							
重大事故等対応要員:6名 ・アクセスルート状況確認(ルート1):2名 ・アクセスルート状況確認(ルート2):2名 ・アクセスルート復旧:2名	状況確認 (ルート1, 2)						
		アクセス ルート復旧					
重大事故等対応要員:9名 ・大容量送水ポンプ(タイプI)設置等:3名 ・ホース敷設, 接続等:3名 ・注水用ヘッド設置等:3名			大容量送水ポンプ(タイプI) 設置(目的:格納容器スプレイ)				
				原子炉補機代替冷却水系 設置(目的:代替循環冷却 系等への冷却水供給)			
重大事故等対応要員:2名 ・給油準備, 給油:2名			給油準備				
				大容量送水ポンプ(タイプI)及び 原子炉補機代替冷却水系への給油(適宜実施)			

合計:30名

上記のとおり, 事故発生後の対応に必要な要員は, 事故対応指揮等を行う発電所対策本部要員6名, 中央制御室または現場での事故対応操作を行う運転員7名及び可搬型設備の運用を行う重大事故等対応要員17名※の合計30名である。

※大容量送水ポンプ(タイプI)を設置する場合, 「アクセスルート復旧」, 「燃料補給」を一連で対応するため重大事故等対応要員17名が必要となり, 他のシーケンスと同様に合計30名となる

7. その他のベント準備, 実施基準

(1) 格納容器圧力による判断基準

炉心状態	判断基準		ベント実施時間
炉心損傷後	準備	格納容器圧力0.640MPa[gage](1.5Pd)到達	約45時間後
	実施	外部水源注水量限界(サプレッションプール水位「通常運転水位+約2m」)到達	

(2) 格納容器酸素濃度による判断基準

炉心状態	判断基準		ベント実施時間
炉心損傷後	準備	格納容器内酸素濃度がドライ条件で4.0vol%及びウエット条件で1.5vol%到達	7日以降
	実施	格納容器内酸素濃度がドライ条件で4.3vol%及びウエット条件で1.5vol%到達	

(3) 原子炉建屋水素濃度による判断基準

炉心状態	判断基準		ベント実施時間
炉心損傷後	準備	原子炉建屋水素濃度が2.0vol%到達	7日以降
	実施	原子炉建屋水素濃度が2.3vol%到達	

(4) 格納容器内雰囲気温度による判断基準

炉心状態	判断基準		ベント実施時間
炉心損傷後	準備	格納容器内雰囲気温度が200℃以上で温度上昇が継続している場合	注水機能継続中は到達せず
	実施	格納容器内雰囲気温度が200℃以上で温度上昇が継続している場合	

8. PRAにおける事故シーケンスグループの表記方法

- イベントツリーにより得られた事故進展の結果を、事象緩和機能の喪失状況やプラントの状態等に与える影響によって事故シーケンスグループに分類し、識別記号を用いて表現する

識別記号の一例

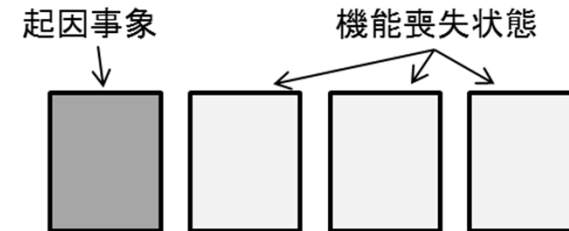
記号	起回事象
A*1	原子炉冷却材喪失(LOCA)
T	過渡事象

+

記号	機能喪失状態
B	全交流動力電源喪失
C	原子炉未臨界確保失敗
D	直流電源喪失
E	炉心への注水失敗(=UVを省略)
P	逃がし安全弁開固着
Q	給水喪失
U	高圧炉心注水系による炉心注水失敗
V	低圧炉心注水系による炉心注水失敗
W	崩壊熱除去機能喪失
X	原子炉減圧失敗

*1 LOCAサイズによってS1又はS2と記載する場合がある

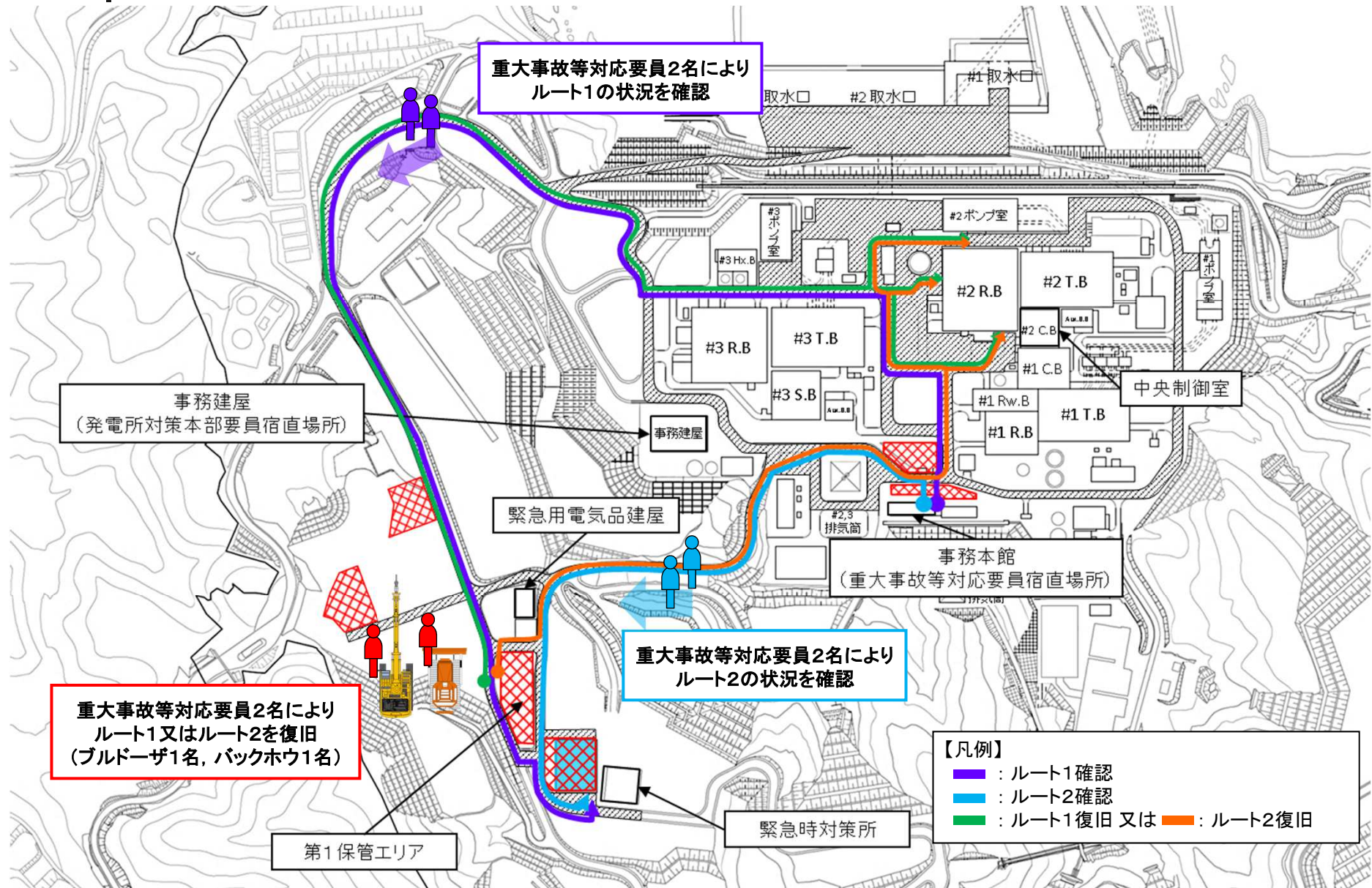
事故シーケンスグループの表記方法



事故シーケンスグループ	内容
TQUV	高圧・低圧注水機能喪失
TQUX	高圧注水・減圧機能喪失
TB	全交流動力電源喪失
TBU	全交流動力電源喪失+高圧注水機能喪失
TBD	全交流動力電源喪失+直流電源喪失
TBP	全交流動力電源喪失+逃がし安全弁開固着
TW	崩壊熱除去機能喪失
TC	原子炉停止機能喪失
AE	LOCA時注水機能喪失
ISLOCA*2	インターフェイスシステムLOCA

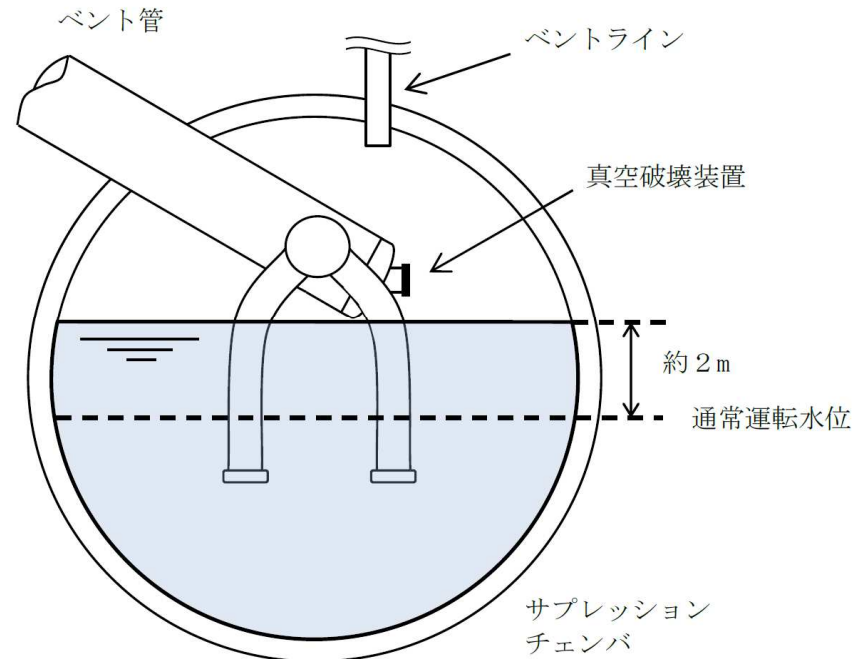
*2 識別記号表記とは異なる記載方法

9. 重大事故時のアクセスルート状況確認及び復旧について



10. 外部水源注水量限界について

- 外部水源注水量限界は、外部水源による原子炉及び格納容器への注水量の制限値として設定したものであり、注水量積算値が外部水源注水量限界に到達した場合、格納容器スプレイを停止する運用としている。
- 女川2号炉においては、事故後の中長期マネジメント成立性(耐震性確保等)を考慮して、サプレッションプール水位が通常運転水位+約2mに到達した場合を設定している(下図参照)。
- 本運用の採用により、ベントラインが水没することなく、サプレッションチェンバ側からの格納容器ベントを継続することができる。



外部水源注水量限界到達時におけるサプレッションプール水位

11. 水素燃焼評価に用いるG値の妥当性(1/2)

■水素燃焼に係る評価の妥当性

- 水素燃焼に係る評価において、水の放射線分解による水素及び酸素の発生割合(G値)は過去の電力共同研究^{[1][2]}の成果に基づき重大事故環境下での水の放射線分解の評価に適した値を設定している。
- 電力共同研究における実験においてG値には不確かさが大きいこと及び事故時の格納容器内の環境についても不確かさが大きいことから、何らかの要因によって酸素濃度が今回の評価よりも多く発生する場合を想定し、現実的な上限であるG値を設定した感度解析を実施している。非常に保守的な条件であっても格納容器破損防止対策が有効であることを確認している。
- 感度解析に用いている値は設計基準事故対処設備である可燃性ガス濃度制御系の性能を評価する際に用いている値であり、設計基準事故環境下に対しても一定の保守性を有する値である。設計基準事故環境下に比べ、重大事故環境下ではG値が低下する傾向にあることから、重大事故環境下におけるG値の不確かさとして考慮するには十分に保守的な値である。

	ベースケース	感度解析
G値	G(H ₂)=0.06 G(O ₂)=0.03	沸騰 : G(H ₂)=0.4 G(O ₂)=0.2 非沸騰 : G(H ₂)=0.25 G(O ₂)=0.125

[1]「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究」BWR電力共同研究 平成12年3月

[2]「事故時放射線分解に関する研究」BWR電力共同研究 昭和63年3月

11. 水素燃焼評価に用いるG値の妥当性(2/2)

■ 感度解析結果

- 評価の結果, 事象発生から約48時間後に格納容器内酸素濃度が4.0vol%(ドライ条件)に到達し, 可搬型窒素ガス供給装置による格納容器内への窒素注入操作を実施することで, 格納容器内酸素濃度の上昇は抑制され, 7日間の酸素濃度の最高値はドライ条件を仮定しても約4.1vol%であり, 可燃限界を下回る(表1参照)
- その後, 格納容器内の水素及び酸素濃度が可燃領域に至る場合については, 原子炉格納容器フィルタベント系によってその水素濃度及び酸素濃度を低減することで, 安定状態を維持できる(図1, 図2参照)

表1 解析結果

評価項目	解析結果※		判定基準
	ウェット条件	ドライ条件	
酸素濃度(ドライウエル)	約3.8vol%	約4.1vol%	5vol%以下
酸素濃度(サブプレッションチェンバ)	約2.9vol%	約4.0vol%	5vol%以下

※: 事象発生から7日間の最高値

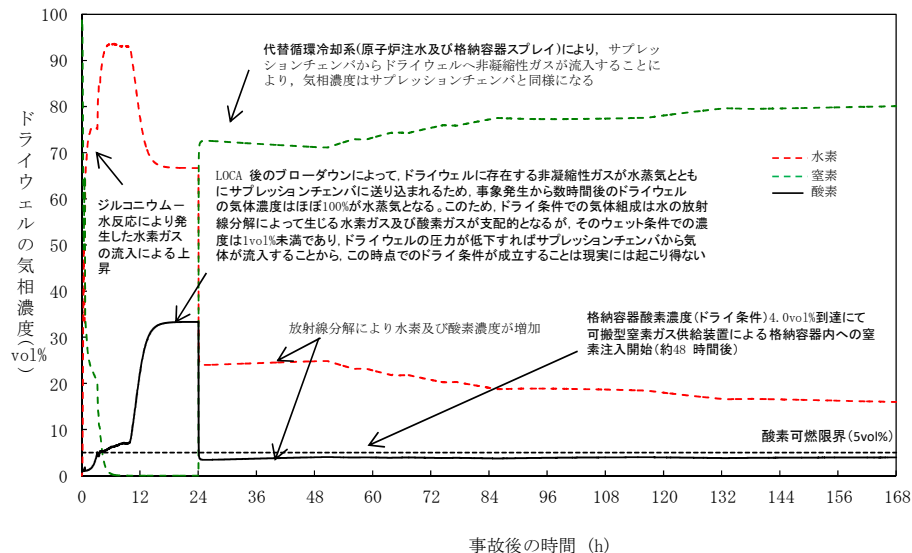


図1 ドライウエルの気相濃度の推移(ドライ条件)

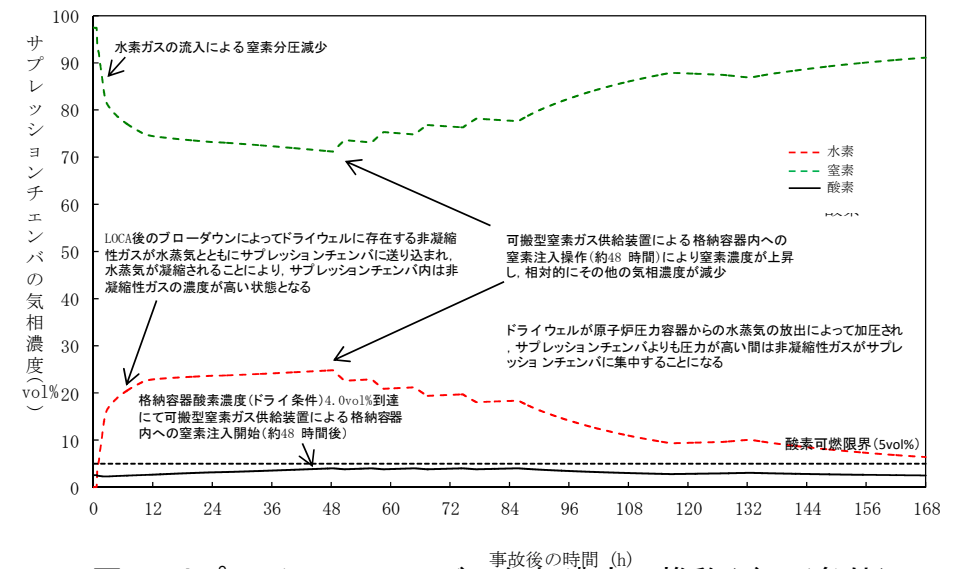
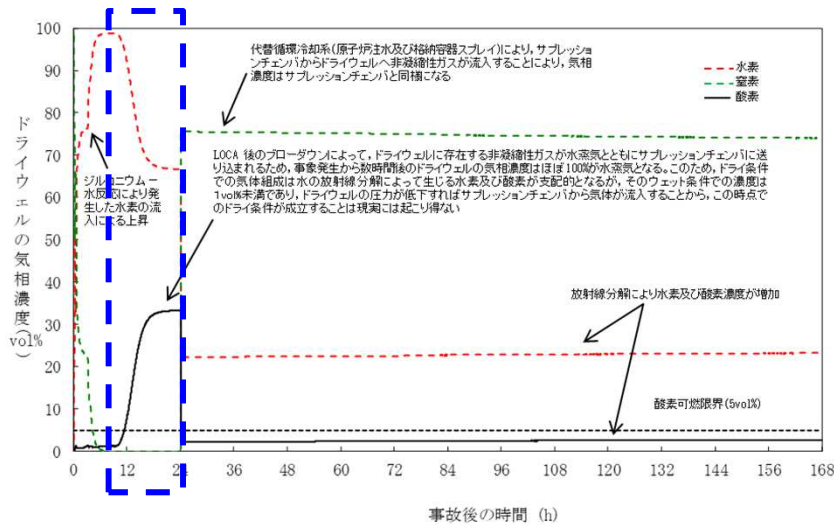


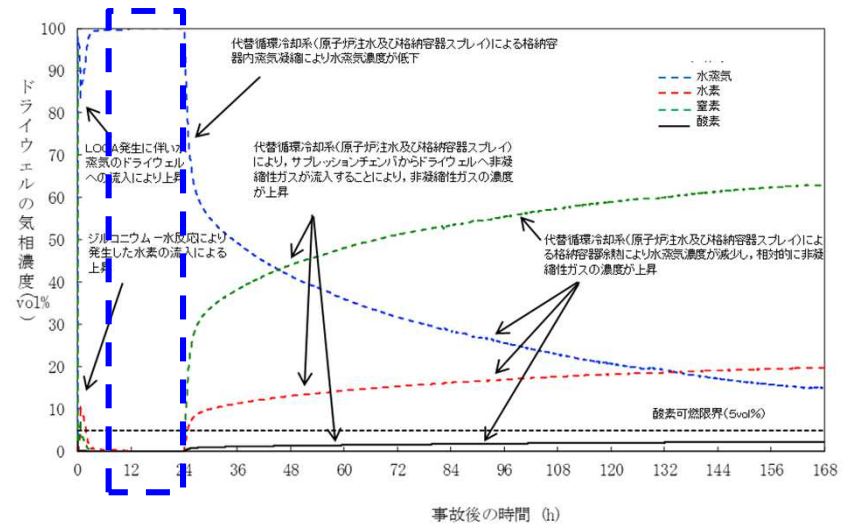
図2 サプレッションチェンバの気相濃度の推移(ドライ条件)

12. 気相濃度の推移の補足説明

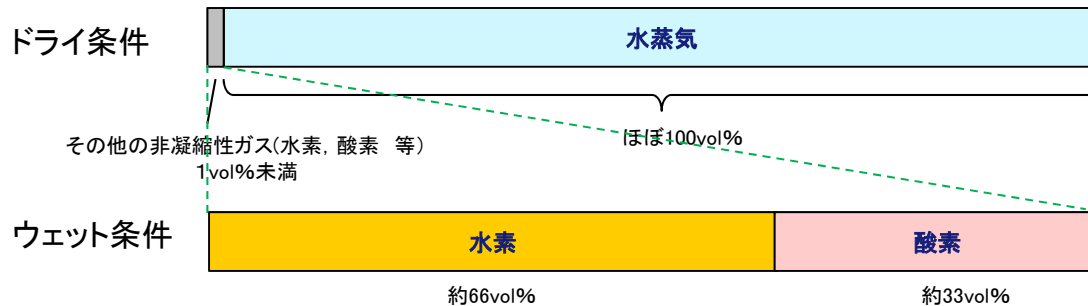
- 事象初期において、ドライ条件におけるドライウエルの酸素濃度が5vol%を超過しているが、これはLOCA後のブローダウンによりドライウエル内のほぼ100vol%が水蒸気となるためである
- 格納容器スプレイ等で水蒸気が凝縮した場合は、ドライウエルの圧力が低下し、サブプレッションチェンバから気体が入ることから、この時点でのドライ条件が成立することは現実には起こり得ない



ドライウエルの気相濃度の推移(ドライ条件)



ドライウエルの気相濃度の推移(ウェット条件)



LOCA 後のブローダウンによって、ドライウエルに存在する非凝縮性ガスが水蒸気とともにサブプレッションチェンバに送り込まれるため、ドライウエル内はほぼ100vol%が水蒸気となる

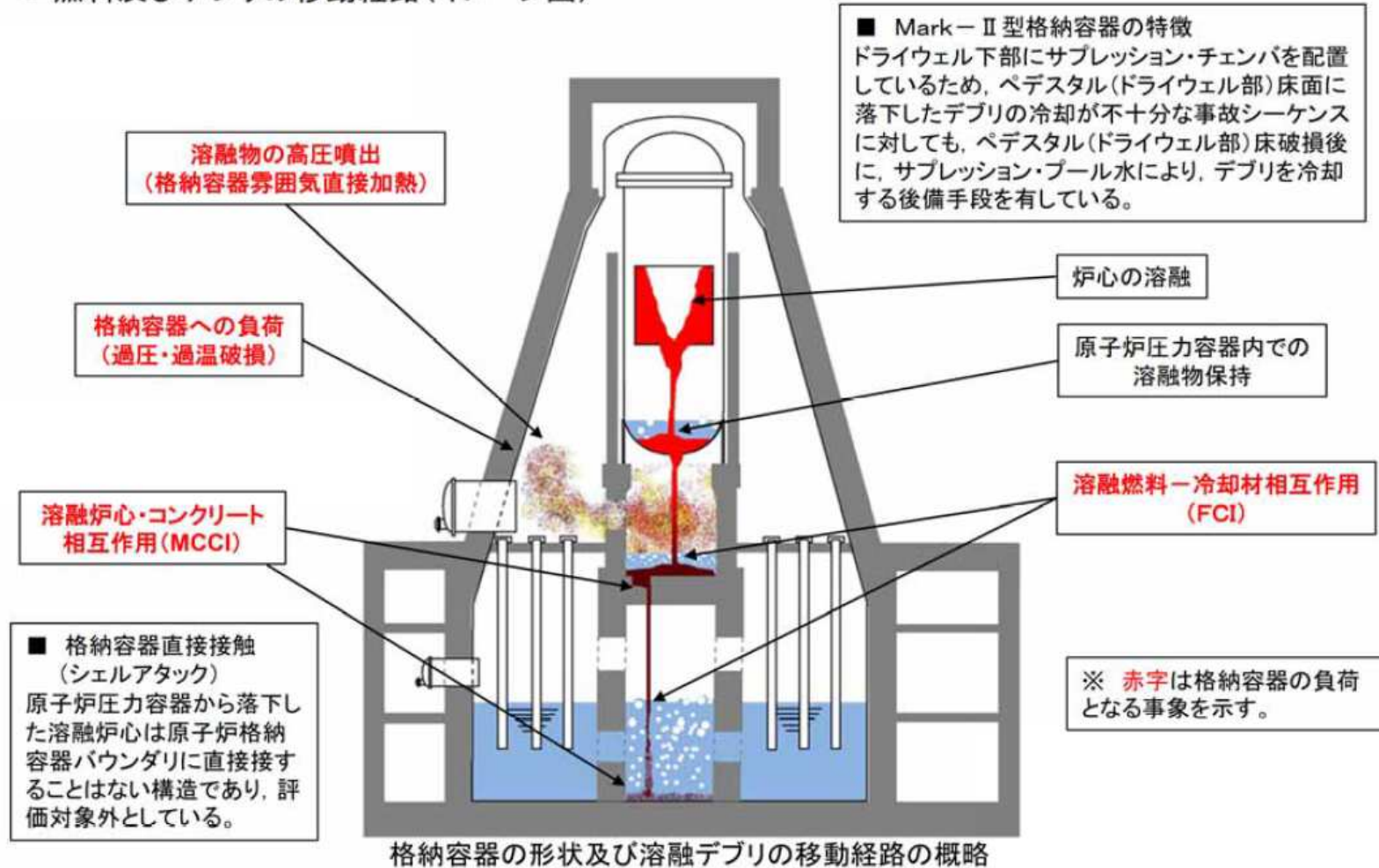
ほぼ100%を占める水蒸気を除くと、放射線分解による水素及び酸素がドライウエルに残ることとなり、水素と酸素の割合はほぼ2:1となる

13. Mark-II型格納容器について

(1) プラントの構成・特性



■ 燃料及びデブリの移動経路(イメージ図)



14. シェルアタックを除外する理由について

- 格納容器直接接触(シェルアタック)については、BWR Mark-I 型格納容器に特有の事象であり、女川2号炉のようなBWR Mark-I 改良型格納容器では、格納容器の構造上、格納容器下部床に落下したデブリが直接格納容器と接触する可能性はなく、格納容器直接接触(シェルアタック)は発生しない
- 下図のとおり、溶融炉心が100%落下した場合を想定しても溶融炉心堆積高さは約1.2mであるが、格納容器下部床から格納容器下部開口部下端までの高さは□mあるため、構造上、ドライウエル床に溶融炉心が拡がることはない
- このため、有効性評価の対象から除外している

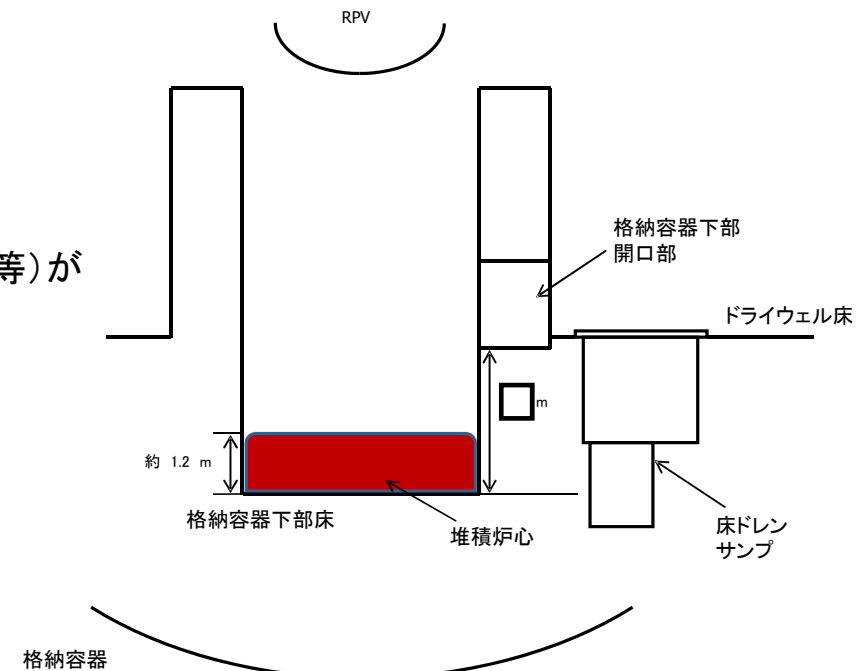
また、以下の不確かさを考慮した上でも、ドライウエル床に溶融炉心が拡がることはない

- (1) 格納容器下部の構造物等(CRD自動交換機プラットフォーム等)が溶融した場合のデブリ増加分を考慮

: 約 1.2 m ⇒ 約 1.5 m < □ m

- (2) (1)に加え、最も厳しい条件として、溶融炉心の全量が単純立方格子(ポロシティ0.48)として堆積する場合を仮定

: 約 1.5 m ⇒ 約 2.9 m < □ m



女川2号炉における格納容器下部内の堆積炉心の状況