

1.15 安全解析

1.15.1 一般検討事項

1.15.1.1 序論

(1) 運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故の基本的考え方

本原子炉が固有の安全性と安全確保のために設計した設備により安全に運転できることを示し、原子炉施設の安全設計の基本方針の妥当性を確認する。

原子炉の安全設計の基本方針の妥当性は、「設置許可基準規則」により判断されるが、これらの判断の過程で行う安全評価は、「安全評価指針」、「軽水型動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針」(以下「ECCS性能評価指針」という。)及び「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象に関する評価指針」(以下「RIE評価指針」という。)等に基づいて行うものとする。

本発電用原子炉施設の安全設計の基本方針の妥当性を確認するために、異常状態、すなわち、運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故について解析し、評価を行う。

なお、運転時の異常な過渡変化とは、発電用原子炉の運転中において発電用原子炉施設の寿命期間中に予想される機器の単一の故障若しくは誤動作又は運転員の単一の誤操作及びこれらと類似の頻度で発生すると予想される外乱によって生ずる異常な状態に至る事象をいう。

また、設計基準事故とは、前記運転時の異常な過渡変化を超える異常な状態であって、発生する頻度はまれであるが、発生した場合は原子炉施設からの放射性物質の放出の可能性がある、原子炉施設の安全性を評価する観点から想定する必要がある事象をいう。

(2) 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方

本発電用原子炉施設において、「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」、「運転中の原子炉における重大事故」、「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」及び「運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」(以下「重大事故等」という。)が発生した場合にも、炉心や燃料体の著しい損傷の防止あるいは原子炉格納容器の破損及び発電所外への放射性物質の異常な水準の放出の防止に講ずることとしている措置(以下「重大事故等対策」という。)が有効であることを示すため、評価対象とする事故シーケンスを整理し、対応する評価項目を設定した上で、計算プログラムを用いた解析等を踏まえて、設備、手順及び体制の有効性を評価する。

1.15.1.2 安全解析の範囲及び適用する手法

(1) 運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故

想定された事象の解析を行うに当たっては、異常状態の発生前の状態として、当該原子炉施設の通常運転範囲及び運転期間の全域について考慮し、サイクル期間中の炉心燃焼度変化、燃料交換等による長期的な変動及び運転中予想される異なった運転モードを考慮して、判断基準に照らして解析結果が最も厳しくなる初期状態を選定する。また、解析は、原則として事象が収束し、補助給水系又は主給水系による蒸気発生器保有水の確保及び主蒸気逃がし弁又はタービンバイパス弁による除熱及び化学体積制御系によるほう素の添加、更には余熱除去冷却系の作動により、支障なく冷態停止に至ることができることが合理的に推定できる時点まで行う。

(2) 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価

有効性評価を行うに当たっては、異常状態の発生前の状態として、通常運転範囲及び運転期間の全域について考慮し、サイクル期間中の炉心燃焼度変化、燃料交換等による長期的な変動及び運転中予想される運転状態を考慮する。

有効性評価は、「1.3.1.7 一般的設計要件及び技術的許容基準の適用」で重大事故等対処設備としている設備を用いたものを対象とするが、手順及び体制としてはその他の措置との関係を含めて必要となる水源、燃料及び電源の資源や要員を整理した上で、安全機能の喪失に対する仮定、外部電源に対する仮定、単一故障に対する仮定及び運転員等の操作時間に対する仮定等を考慮して、原則として事故が収束し、「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」については原子炉が安定停止状態に、「運転中の原子炉における重大事故」については原子炉及び原子炉格納容器が安定状態に、「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」については使用済燃料ピットの水位が回復し、水位及び温度が安定した状態に、「運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」については原子炉が安定状態(以下「原子炉等が安定停止状態等」という。)に導かれる時点までを対象とする。

1.15.1.3 設計基準状態の解析

(1) 運転時の異常な過渡変化

本発電用原子炉施設において発生する可能性のある運転時の異常な過渡変化に対して、その発生原因と防止対策及び拡大防止対策を説明し、その経過の解析と結果の評価を行い、本原子炉の安全性がいかに確保されるかを説明する。

(2) 設計基準事故

本発電用原子炉施設において想定される設計基準事故に対して、その発生原因と事故防止対策及び拡大防止対策を説明し、事故経過の解析と結果の評価を行い、本原子炉の安全性がいかに確保されるかを説明する。

1.15.1.4 設計拡張状態の解析

(1) 概要

a. 解析の実施方針

有効性評価における解析は、評価項目となるパラメータの推移のほか、事象進展の状況を把握する上で必要なパラメータの推移について解析を実施し、事象進展が適切に解析されていることを確認する。また、発電所内の発電用原子炉施設で重大事故等が同時期に発生することも想定し、評価項目となるパラメータに対し厳しくなる発電用原子炉施設の結果を明示する。

なお、事象進展の特徴や厳しさ等を踏まえ、解析以外の方法で原子炉等が安定停止状態等に導かれ、評価項目を満足することが合理的に説明できる場合はこの限りではない。

b. 必要な要員及び資源の評価方針

(a) 必要な要員の評価

発電所内の発電用原子炉施設で重大事故等が同時期に発生することを想定した最も厳しい重大事故等対策時において、時間外、休日(夜間)における要員の確保の観点から、整備している体制にて、対処可能であることを確認するとともに、必要な作業が所要時間内に実施できることを確認する。

(b) 必要な資源の評価

発電所内の発電用原子炉施設で重大事故等が同時期に発生することを想定した最も厳しい重大事故等対策時において、必要となる水源、燃料及び電源の資源の確保の観点から、必要水量、燃料消費量及び電源負荷を確認するとともに、7日間継続してこれらの資源が供給可能であることを評価する。また、有効性評価において考慮されていない機器についても、使用した場合を想定して、各資源について7日間継続して資源の供給が可能であることを確認する。

(2) 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

本発電用原子炉施設において選定された事故シーケンスグループごとに選定した重要事故シーケンスについて、その発生原因と、当該事故に対処するために必要な対策について説明し、炉心損傷防止対策の有効性評価を行い、その結果について説明する。

(3) 運転中の原子炉における重大事故

本発電用原子炉施設において選定された格納容器破損モードごとに選定した評価事故シーケンスについて、その発生原因と、当該事故に対処するために必要な対策について説明し、格納容器破損防止対策の有効性評価を行い、その結果について説明する。

(4) 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故

本発電用原子炉施設における想定事故について、その発生原因と、当該事故に対処するために必要な対策について説明し、使用済燃料ピットにおける燃料損傷防止対策の有効性評価を行い、その結果について説明する。

(5) 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

本発電用原子炉施設において選定された事故シーケンスグループごとに選定した重要事故シーケンスについて、その発生原因と、当該事故に対処するために必要な対策について説明し、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価を行い、その結果について説明する。

1.15.1.5 ハザード解析

「1.3.3 外部ハザードに対する防護」及び「1.3.4 内部ハザードに対する防護」を参照。

1.15.1.6 1.15の構成の説明

1.15 安全解析

1.15.1 一般検討事項

1.15.1.1 序論

1.15.1.2 安全解析の範囲及び適用する手法

1.15.1.3 設計基準状態の解析

1.15.1.4 設計拡張状態の解析

1.15.1.5 ハザード解析

1.15.1.6 1.15の構成の説明

1.15.2 想定起因事象及び事故シナリオの特定、カテゴリ分け及びグループ分け

1.15.2.1 想定起因事象及び事故シナリオのカテゴリ分けに関する根拠

1.15.2.2 頻度に応じた事象のカテゴリ分け

1.15.2.3 種類に応じた事象のグループ分け

1.15.2.4 想定起因事象及び事故シナリオのリスト

- 1.15.2.5 内部・外部ハザードのリスト
- 1.15.3 安全目標及び許容基準
 - 1.15.3.1 安全目標及び安全解析
 - 1.15.3.2 決定論的安全解析の許容基準
 - 1.15.3.3 確率論的安全解析の許容基準
- 1.15.4 人の措置
 - 1.15.4.1 一般検討事項
 - 1.15.4.2 決定論的安全解析における人の措置
 - 1.15.4.3 確率論的安全解析における人の措置
- 1.15.5 決定論的安全解析
 - 1.15.5.1 手法の一般的説明
 - 1.15.5.2 通常運転の解析
 - 1.15.5.3 運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故の解析
 - 1.15.5.4 深刻な燃料劣化を伴わない設計拡張状態の解析
 - 1.15.5.5 炉心溶融を伴う設計拡張状態の解析
 - 1.15.5.6 使用済燃料プールに関連する起因事象及び事故シナリオの解析
 - 1.15.5.7 燃料取扱い事象の解析
 - 1.15.5.8 補助系統又は補機からの放射性物質の放出解析
 - 1.15.5.9 内部・外部ハザードの解析
- 1.15.6 確率論的安全評価
 - 1.15.6.1 確率論的安全評価の一般的手法
 - 1.15.6.2 レベル1確率論的安全評価の結果及び結論
 - 1.15.6.3 レベル2確率論的安全評価の結果及び結論
 - 1.15.6.4 確率論的安全評価の洞察及び応用
- 1.15.7 安全解析結果の概要

- 1.15.7.1 通常運転の解析結果
- 1.15.7.2 運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故の解析結果
- 1.15.7.3 深刻な燃料劣化を伴わない設計拡張状態の解析結果
- 1.15.7.4 炉心溶融を伴う設計拡張状態の解析結果
- 1.15.7.5 使用済燃料プールに関連する想定起因事象及び事故シナリオの解析結果
- 1.15.7.6 燃料取扱い事象の解析結果
- 1.15.7.7 補助系統又は補機からの放射性物質の放出の解析結果
- 1.15.7.8 内部・外部ハザードの解析結果
- 1.15.7.9 確率論的安全解析結果
- 1.15.7.10 結論

1.15.2 想定起因事象及び事故シナリオの特定、カテゴリ分け及びグループ分け

1.15.2.1 想定起因事象及び事故シナリオのカテゴリに関する根拠

(1) 運転時の異常な過渡変化

本原子炉において評価する運転時の異常な過渡変化は、「安全評価指針」に基づき、発電用原子炉施設が制御されずに放置されると、炉心あるいは原子炉冷却材圧力バウンダリに過度の損傷をもたらす可能性のある事象について、これらの事象が発生した場合における安全保護系、原子炉停止系等の主として「異常影響緩和系」(以下「MS」という。)に属する構築物、系統及び機器の設計の妥当性を確認する見地から、代表的な事象を選定する。

(2) 設計基準事故

本原子炉において評価する設計基準事故は、「安全評価指針」に基づき、発電用原子炉施設から放出される放射性物質による敷地周辺への影響が大きくなる可能性のある事象について、これらの事象が発生した場合における工学的安全施設等の主としてMSに属する構築物、系統及び機器の設計の妥当性を確認する見地から、代表的な事象を選定する。

(3) 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価

本発電用原子炉施設を対象とした確率論的リスク評価(以下「PRA」という。)の知見等を踏まえ、重大事故等に対処するための措置が基本的に同じである事故シーケンスのグループ化を行い、措置の有効性を確認するための代表的な事故シーケンス(以下「重要事故シーケンス等」という。)を選定して、対応する措置の有効性評価を行う。

具体的には「1.15.2.2 頻度に応じた事象のカテゴリ分け」、「1.15.2.3 種類に応じた事象のグループ分け」の(3)から(6)による。

1.15.2.2 頻度に応じた事象のカテゴリ分け

(1) 運転時の異常な過渡変化

「1.15.1.1(1) 運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故の基本的考え方」を参照。

(2) 設計基準事故

「1.15.1.1(1) 運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故の基本的考え方」を参照。

(3) 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価

炉心損傷防止対策及び運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスグループ及び格納容器破損防止対策の有効性を確認する格納容器破損モード(以下「事故シーケンスグループ等」という。)の選定に当たっては、アクシデントマネジメント策や緊急安全対策等を考慮しない仮想的なプラント状態を評価対象として実施したPRAの結果を活用する。

「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」に対しては、発電用原子炉施設内部の原因によって引き起こされる起因事象(以下「内部事象」という。)レベル1PRAに加えて、PRAが適用可能な外部事象として地震、津波それぞれのレベル1PRAを活用する。「運転中の原子炉における重大事故」に対しては、内部事象レベル1.5PRAを活用する。「運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」に対しては、停止時レベル1PRAを活用する。

PRAを実施した結果、本発電用原子炉施設の運転中の炉心損傷頻度は 10^{-4} /炉年程度、格納容器破損頻度は 10^{-4} /炉年程度、運転停止中の炉心損傷頻度は 10^{-4} /炉年程度である。

また、PRAが適用可能でない外部事象については、定性的な検討から発生する事故シーケンスの分析を行い、新たに追加すべき事故シーケンスグループ等がないことを確認した。

なお、有効性評価における重要事故シーケンスと「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力に係る審査基準(以下「技術的能力審査基準」という。)」、「設置許可基準規則」及び「技術基準規則」との関連を第1.15-1表に示す。

1.15.2.3 種類に応じた事象のグループ分け

(1) 運転時の異常な過渡変化

a. 評価事象

(a) 炉心内の反応度又は出力分布の異常な変化

- イ 原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き
- ロ 出力運転中の制御棒の異常な引き抜き
- ハ 制御棒の落下及び不整合
- ニ 原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈

(b) 炉心内の熱発生又は熱除去の異常な変化

- イ 原子炉冷却材流量の部分喪失
- ロ 原子炉冷却材系の停止ループの誤起動
- ハ 外部電源喪失
- ニ 主給水流量喪失
- ホ 蒸気負荷の異常な増加
- ヘ 2次冷却系の異常な減圧
- ト 蒸気発生器への過剰給水

- (c) 原子炉冷却材圧力又は原子炉冷却材保有量の異常な変化
 - イ 負荷の喪失
 - ロ 原子炉冷却材系の異常な減圧
 - ハ 出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動

(2) 設計基準事故

a. 評価事象

- (a) 原子炉冷却材の喪失又は炉心冷却状態の著しい変化
 - イ 原子炉冷却材喪失
 - ロ 原子炉冷却材流量の喪失
 - ハ 原子炉冷却材ポンプの軸固着
 - ニ 主給水管破断
 - ホ 主蒸気管破断
- (b) 反応度の異常な投入又は原子炉出力の急激な変化
 - イ 制御棒飛び出し
- (c) 環境への放射性物質の異常な放出
 - イ 放射性気体廃棄物処理施設の破損
 - ロ 蒸気発生器伝熱管破損
 - ハ 燃料集合体の落下
 - ニ 原子炉冷却材喪失
 - ホ 制御棒飛び出し
- (d) 原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化
 - イ 原子炉冷却材喪失
 - ロ 可燃性ガスの発生

(3) 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

a. 事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定

「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」については、運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故に対して発電用原子炉施設の安全性を損なうことがないように設計することが求められる構築物、系統及び機器がその安全機能を喪失した場合であって、炉心の著しい損傷に至る可能性があると想定する事故シーケンスを、本発電用原子炉施設を対象としたPRAの結果を踏まえ事故シーケンスグループにグループ化し、事故シーケンスグループごとに重要事故シーケンスを選定して評価を行う。

(a) 事故シーケンスの抽出

内部事象レベルIPRAにおいては、各起因事象の発生から炉心損傷に至ることを防止するための緩和手段等の成功及び失敗の組合せを網羅的に分析し、炉心損傷に至る事故シーケンスをイベントツリーから抽出する。複数の緩和機能が喪失する場合、事象発生後に要求される安全機能の時系列に着目し、炉心損傷の直接要因となる安全機能が喪失する事故シーケンスに整理する。第1.15-1図に内部事象PRAにおけるイベントツリーを示す。

地震PRA及び津波PRAにおいては、建屋、構築物、大型機器等の大規模な損傷が発生し、直接的に炉心損傷に至る事故シーケンスや、地震や津波により複数の機器等が同時に損傷し炉心損傷に至る事故シーケンスについても取り扱う。具体的には、地震PRA及び津波PRAでは、内部事象PRAで想定していない複数機器・複数機能の同時喪失を伴う事象の発生を想定しており、発生する可能性のある起因事象をプラントへ与える影響度の高いものから起因事象階層イベントツリーで整理し、複合的な事象発生の組合せを含めた事故シーケンスを抽出する。第1.15-2図に地震PRA階層イベントツリー

一、第1.15-3図に津波PRA階層イベントツリーを示す。

地震PRAでは、建屋の損傷や原子炉容器等の大型静的機器の損傷、電気盤の損傷に伴う複数機能の同時喪失(複数の信号系損傷)等、緩和設備に期待できない事象も抽出しており、これらは直接炉心損傷に至る事象として取り扱う。

また、津波PRAでは、津波襲来時の到達水位に応じて複数の機器が同時に機能喪失することを想定しており、同一フロアに設置されている複数の電気設備が機能を喪失する事象は、緩和設備に期待できない直接炉心損傷に至る事象として取り扱う。

なお、1次冷却材配管の破断による原子炉冷却材喪失(以下「LOCA」という。)を想定する場合の配管の破断規模については、非常用炉心冷却設備(以下「ECCS」という。)の特徴を踏まえたPRA上の取扱いに従い、以下のとおり分類する。

イ 大破断LOCA

1次冷却材配管の両端破断のように、事象初期に急激な1次系の減圧を生じるもので、蓄圧注入系及び低圧注入系により炉心冷却が可能となる規模のLOCAである。

ロ 中破断LOCA

大破断LOCAと比較して破断口が小さく、1次系の減圧が比較的緩やかで、蓄圧注入系及び高圧注入系により炉心冷却が可能となる規模のLOCAである。

ハ 小破断LOCA

中破断LOCAよりも更に破断口が小さく、高圧注入系による1次冷却材の補填と、2次系による崩壊熱除去が可能となる規模のLOCAである。

ニ 極小LOCA

小破断LOCAよりも更に破断口が小さく、充てん注入系による1次冷却材の補填が可能となる規模のLOCAである。

ホ Excess LOCA

大破断LOCAを上回る規模のLOCAであり、ECCS注水の成否に関わらず炉心損傷に至る。

(b) 事故シーケンスのグループ化

PRAの知見を活用して抽出した事故シーケンスを、重大事故等に対処するための措置が基本的に同じとなるよう、炉心損傷に至る主要因の観点から以下の事故シーケンスグループに分類する。

イ 2次冷却系からの除熱機能喪失

ロ 全交流動力電源喪失

ハ 原子炉補機冷却機能喪失

ニ 原子炉格納容器の除熱機能喪失

ホ 原子炉停止機能喪失

へ ECCS注水機能喪失

ト ECCS再循環機能喪失

チ 格納容器バイパス

また、地震及び津波特有の事象で、以下に示す5つの事故シーケンスは、

事象発生時に発電用原子炉施設に及ぼす影響が大きな幅を有し、建屋や機器の損傷程度や組合せを特定することは困難であるため、上記の事故シーケンスグループと直接的に対応しないものとして抽出している。

- ・ 蒸気発生器伝熱管破損(複数本破損)
- ・ 原子炉建屋損傷
- ・ 原子炉格納容器損傷
- ・ 原子炉補助建屋損傷
- ・ 複数の信号系損傷

これら地震及び津波特有の事象による炉心損傷頻度は、本発電用原子炉施設の全炉心損傷頻度に対して極めて小さい寄与であり、仮にこれらの事象が発生したとしても影響を緩和する対策を整備していることから、頻度及び影響の観点から総合的に検討した結果、有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして新たに追加する必要はない。

なお、これら地震及び津波特有の事故シーケンスへの対応に際しては、発生する事象の程度や組合せに応じて炉心損傷防止対策や格納容器破損防止対策を柔軟に活用するとともに、建屋全体が崩壊し内部の安全系機器・配管のすべてが機能を喪失するような深刻な事故の場合には、可搬型のポンプ、電源、放水砲などを活用した大規模損壊対策による影響緩和を図る。

(c) 重要事故シーケンスの選定

事故シーケンスグループごとに、有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定する。同じ事故シーケンスグループに複数の事故シーケンスが含まれる場合には、共通原因故障、系統間の機能の依存性、炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間、炉心損傷防止に必要な設備容量等の観点で、より厳しい事故シーケンスを選定する。

イ 2次冷却系からの除熱機能喪失

1次系の温度及び圧力上昇が早く、フィードアンドブリード開始までの時間余裕が短くかつ要求される設備容量の観点で厳しくなる「主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして選定する。

ロ 全交流動力電源喪失

全交流動力電源喪失に係る事故シーケンスは「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」のみである。

但し、共通原因故障、系統間依存性の観点から、従属的に発生する「原子炉補機冷却機能喪失」の重畳を考慮する。また、原子炉補機冷却機能喪失時に生じるRCPシールからの漏えいの有無による影響を確認するため、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」及び「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして選定する。

ハ 原子炉補機冷却機能喪失

1次冷却材の流出量が多く、要求される設備容量の観点で厳しい「原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールLOCAが発生する事故」を選定する。

但し、「原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールLOCAが発生する事故」は、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」に従属して発生するため、事象進展は同じであることから、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」を重要事故シーケンスとして選定する。

ニ 原子炉格納容器の除熱機能喪失

破断口径の大きさによる原子炉格納容器内への1次冷却材の流出流量が多いことから、原子炉格納容器内の除熱時に要求される設備容量の観点で厳しく、また、事象初期から格納容器スプレイによる原子炉格納容器内の除熱が期待できず、原子炉格納容器圧力及び温度上昇の事象進展が早いことから、運転員等操作の時間余裕の観点で厳しい「中破断LOCA時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして選定する。

ホ 原子炉停止機能喪失

原子炉停止機能喪失に係る事故シーケンスは、「原子炉トリップが必要な起因事象が発生した場合に原子炉トリップ機能が喪失する事故」のみである。

起因事象発生時に原子炉自動停止に失敗し、多様化自動作動設備(ATWS緩和設備)の作動に期待する事象のうち、より多くの機能を期待する必要がある、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性確保の観点で厳しくなる「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び圧力評価が厳しい「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして選定する。

ヘ ECCS注水機能喪失

破断口径の大きさによる1次冷却材の流出流量が多く、時間余裕及び要求される設備容量の観点で厳しい「中破断LOCA時に高圧注入機能が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして選定する。

ト ECCS再循環機能喪失

破断による1次冷却材の流出量が多くなるとともに、再循環切替時間までの時間が短いことで、再循環切替が失敗する時点での崩壊熱が大きく、炉心冷却時に要求される設備容量及び運転員等操作の観点で厳しくなる「大破断LOCA時に低圧再循環機能が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして選定する。

チ 格納容器バイパス

格納容器バイパス時の漏えい経路の違いを考慮して、「インターフェイスシステムLOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」のそれぞれを重要事故シーケンスとして選定する。

なお、国内外の先進的な対策を考慮した場合であっても、すべての条件に対応できるような炉心損傷防止対策を講ずることが困難な以下の事故シーケンスについては、格納容器破損防止対策により原子炉格納容器の機能に期待できることを確認しており、これらを除く事故シーケンスを対象に、重要事故シーケンスの選定を実施している。

- ・ Excess LOCA
- ・ 大破断LOCA時に低圧注入機能が喪失する事故
- ・ 大破断LOCA時に蓄圧注入機能が喪失する事故
- ・ 中破断LOCA時に蓄圧注入機能が喪失する事故
- ・ 原子炉補機冷却機能喪失時に補助給水機能が喪失する事故
- ・ 炉内構造物損傷(過渡事象時に補助給水機能が喪失する事故)

各事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンス及び重要事故シーケンスについて整理した結果を第1.15-2表に示す。

(4) 運転中の原子炉における重大事故

a. 格納容器破損モードの選定と評価事故シーケンスの選定

「運転中の原子炉における重大事故」については、著しい炉心損傷の発生後、原子炉格納容器が破損に至る可能性があるとして想定する格納容器破損モードを、本発電用原子炉施設を対象としたPRAの結果を踏まえ、格納容器破損モードごとに評価事故シーケンスを選定して評価を行う。

(a) 格納容器破損モードの抽出

内部事象レベル1.5PRAにおいては、事故の進展に伴い生じる原子炉格納容器の健全性に影響を与える負荷の分析から、格納容器破損モードの抽出を行う。

具体的には、事故の進展を炉心損傷前、原子炉容器破損前、原子炉容器破損直後、原子炉容器破損以降の長期の各プラント状態に分類して、それぞれの状態で発生する負荷を抽出し、事故進展中に実施される緩和手段等から第1.15-4図に示す格納容器イベントツリーを作成し、格納容器破損モードを抽出して整理する。

(b) 格納容器破損モードの選定

格納容器イベントツリーにより抽出した格納容器破損モードを、事象進展の類似性から以下の格納容器破損モードに分類する。

イ 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)

ロ 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)

ハ 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

ニ 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

ホ 水素燃焼

へ 溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI)

また、上記に分類されない格納容器破損モードとして、以下の格納容器破損モードを抽出している。

- ・ 原子炉容器内での水蒸気爆発 (α モード)
- ・ 格納容器隔離失敗 (β モード)
- ・ 水蒸気蓄積による格納容器先行破損 (θ モード)
- ・ インターフェイスシステムLOCA (v モード)
- ・ 蒸気発生器伝熱管破損 (g モード)

これらの格納容器破損モードについては、発生する可能性が極めて低いことや、炉心損傷防止対策によりその発生を回避でき有意な影響をもたらすものではないことから、有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードとして新たに追加する必要はない。

なお、蒸気発生器伝熱管破損 (g モード)については、炉心損傷後の限定的な条件下で発生する破損モード(温度誘因蒸気発生器伝熱管破損 (TI-SGTR))があるが、発生する可能性は極めて低く、万が一発生した場合においても、可搬型のポンプ、電源、放水砲などを活用した大規模損壊対策による影響緩和を図る。

また、原子炉格納容器が小さく、原子炉下部のペDESTALに開口部があるBWRマークI型の原子炉格納容器に特有の事象として格納容器直接接触(シェルアタック)があるが、PWRでは原子炉格納容器が大きく、溶融炉心が壁面に流れる構造ではないため、発生の可能性がないと考えられることから、評価対象として想定する格納容器破損モードとはしていない。

(c) 評価事故シーケンスの選定

格納容器破損モードごとに、有効性評価の対象とする評価事故シーケン

スを選定する。具体的には、格納容器破損モードごとに、当該破損モードに至る可能性のある最も厳しいプラント損傷状態（以下「PDS」という。）に属する事故シーケンスの中から、当該破損モードの観点で厳しい事故シーケンスを選定する。PDSの分類記号についての説明を第1.15-3表に示す。なお、Excess LOCAにおいても、大破断LOCAで整備した格納容器破損防止対策が有効である。

イ 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）

破断規模が大きく原子炉格納容器内へ短時間で大量の冷却材が放出され、原子炉格納容器内への注水がなく圧力上昇が抑制されないPDSである「AED」に属する事故シーケンスのうち、中破断LOCAに比べ破断口径が大きく原子炉格納容器圧力上昇の観点で厳しくなる大破断LOCAを起因とし、更に炉心損傷を早め、時間余裕及び要求される設備容量の観点から厳しくなる高圧注入機能の喪失も考慮した「大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」を評価事故シーケンスとして選定する。

なお、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

ロ 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）

原子炉容器破損時に熔融物が高圧で原子炉格納容器内に分散することで原子炉格納容器内雰囲気への伝熱が大きく、補助給水及び原子炉格納容器内への注水がなく温度上昇が抑制されないPDSである「TED」に属

する事故シーケンスのうち、1次系圧力が高圧で溶融物からの発熱による加熱ガスが高温になるとともに、原子炉容器が破損した際に溶融物が原子炉格納容器内に分散する割合が多くなる全交流動力電源喪失を起因とし、時間余裕及び要求される設備容量の観点から厳しくなる補助給水機能喪失を考慮した「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」を評価事故シーケンスとして選定する。

なお、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

ハ 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

1次系が高圧で維持され、原子炉格納容器内への注水がなく高圧溶融物放出時の格納容器雰囲気直接加熱が抑制されないPDSである「TED」に属する事故シーケンスのうち、1次系圧力が高圧で溶融物からの発熱による加熱ガスが高温になるとともに、原子炉容器が破損した際に溶融物が原子炉格納容器内に分散する割合が多くなる全交流動力電源喪失を起因とし、時間余裕及び要求される設備容量の観点から厳しくなる補助給水機能喪失を考慮した「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」を評価事故シーケンスとして選定する。

なお、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

ニ 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

破断規模が大きく、原子炉格納容器内へ短時間で大量の冷却材が放

出されることで原子炉容器破損時の溶融炉心の崩壊熱が大きく、原子炉格納容器内が冷却されないPDSである「AEW」に属する事故シーケンスのうち、中破断LOCAに比べ破断口径が大きく原子炉容器破損時の崩壊熱が高い大破断LOCAを起因とし、更に炉心損傷を早める観点から低圧注入機能及び高圧注入機能の喪失を、原子炉下部キャビティ水のサブクール度が小さくなる観点から格納容器スプレイ再循環機能の喪失を想定した「大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故」を評価事故シーケンスとして選定する。

また、本評価事故シーケンスにおける原子炉格納容器への注水としては、原子炉下部キャビティに溜まる水のサブクール度が相対的に小さい方が、冷却水から蒸気が急激に生成し、事象が厳しくなる。このため、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮することにより、格納容器スプレイポンプによる注水は想定せず、常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイによる注入を想定する。常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイは、格納容器スプレイポンプより開始時間が遅く流量も小さいため、原子炉下部キャビティ水のサブクール度は小さくなり、事象を厳しく評価することとなる。

ホ 水素燃焼

破断規模が大きく原子炉格納容器内へ短時間で大量の冷却材が放出されることで事象進展に伴う水素発生速度が大きく、格納容器スプレイによる水蒸気の凝縮により、原子炉格納容器内の水素濃度が高くなるPDSである「AEI」に属する事故シーケンスのうち、中破断LOCAに比べ破断口径が大きく、事象進展が早くなり、初期から水素放出が開始され、かつ水素放出速度が大きくなる大破断LOCAを起因とし、更に時間余裕及び要求される

設備容量の観点から厳しくなる低圧注入機能及び高圧注入機能の喪失も考慮した「大破断LOCA時に低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失する事故」を評価事故シーケンスとして選定する。

へ 溶融炉心・コンクリート相互作用

破断規模が大きく原子炉格納容器内へ短時間で大量の冷却材が放出されることで原子炉容器破損時の溶融炉心の崩壊熱が大きく、原子炉格納容器内への注水がなく原子炉下部キャビティへ落下する溶融物が冷却されないPDSである「AED」に属する事故シーケンスのうち、中破断LOCAに比べ破断口径が大きく事象進展が早くなり原子炉容器破損時の崩壊熱が高くなる大破断LOCAを起因とし、更に炉心損傷を早め、時間余裕及び要求される設備容量の観点から厳しくなる高圧注入機能の喪失も考慮した「大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」を評価事故シーケンスとして選定する。

なお、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

格納容器破損モード及び評価事故シーケンスについて整理した結果を第1.15-3表に示す。

(5) 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故

a. 想定事故

「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」については、本発電用原子炉施設において、使用済燃料ピット内に貯蔵されている燃料の

著しい損傷に至る可能性があるとして想定する以下の事故の評価を行う。

(a) 想定事故1

使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故

(b) 想定事故2

サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故

(6) 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

a. 事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定

運転停止中の原子炉は、主発電機の解列から並列までの期間とし、この期間中はプラント状態が様々に変化する。このため、プラントの運転状態、1次系の開放状態、1次系保有水量、崩壊熱及び保守点検状況などに応じた緩和設備の状態等に応じて、プラントの状態を適切に区分したうえで、「運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」については、運転停止中の原子炉において、燃料の著しい損傷に至る可能性があるとして想定する事故シーケンスを、本発電用原子炉施設を対象としたPRAの結果を踏まえ事故シーケンスグループにグループ化し、事故シーケンスグループごとに重要事故シーケンスを選定して評価を行う。

(a) 運転停止中事故シーケンスの抽出

停止時レベル1PRAにおいては、各起因事象の発生から燃料損傷に至ることを防止するための緩和手段の組合せ等を第1.15-5図に示すイベントツリ

一で分析し、燃料損傷に至る事故シーケンスを抽出する。

(b) 運転停止中事故シーケンスのグループ化

運転停止中事故シーケンスのグループ化に当たっては、重大事故等に対処するための措置が基本的に同じとなるよう、燃料損傷に至る主要因の観点から事故シーケンスを以下のように分類している。

- イ 崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)
- ロ 全交流動力電源喪失
- ハ 原子炉冷却材の流出
- ニ 反応度の誤投入

(c) 重要事故シーケンスの選定

運転停止中事故シーケンスグループごとに、有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定する。同じ運転停止中事故シーケンスグループに複数の事故シーケンスが含まれる場合には、燃料損傷防止対策の実施に対する余裕時間、燃料損傷回避に必要な設備容量等の観点で、より厳しいシーケンスを選定する。

イ 崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)

充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水開始までの時間余裕が短く、かつ、要求される設備容量の観点から、崩壊熱が高く、1次系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」を、重要事故シーケンスとして選定する。

ロ 全交流動力電源喪失

全交流動力電源喪失に係る事故シーケンスは「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」のみである。

全交流動力電源喪失の発生に伴い従属的に発生する原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮し、常設電動注入ポンプによる炉心注水開始までの時間余裕が短く、かつ、要求される設備容量の観点から、崩壊熱が高く、1次系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして選定する。

ハ 原子炉冷却材の流出

1次冷却材の流出流量が多く、1次系保有水の確保の観点から、崩壊熱が高く、1次系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」を、重要事故シーケンスとして選定する。

ニ 反応度の誤投入

反応度の誤投入に係る事故シーケンスは「反応度の誤投入事故」のみである。

定期検査中、原子炉起動前までは純水注水による希釈が生じない措置を講じることから、臨界到達までの時間余裕を厳しく評価する観点で「原子炉起動時に、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故」を重要事故シーケンスとして選定する。

各運転停止中事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンス及び重要事故シーケンスについて整理した結果を第1.15-4表に示す。

1.15.2.4 想定起因事象及び事故シナリオのリスト

(1) 運転時の異常な過渡変化

a. 炉心内の反応度又は出力分布の異常な変化

(a) 原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き

イ 過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(イ) 過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、発電用原子炉の起動時に、制御棒駆動系の故障、誤操作等により、制御棒クラスタが連続的に引き抜かれ、原子炉出力が上昇する事象を想定する。

制御棒クラスタの異常な連続的引き抜きが生じると、中性子束は急激に上昇するが、負のドップラ係数による反応度帰還効果によって抑えられる。この自己制御性は、原子炉保護設備が作動するまでの初期において、出力上昇を抑制するので重要な役割を果たす。更に、原子炉保護設備により発電用原子炉は自動停止し、この過渡変化は安全に終了できる。

この事象については、燃料エンタルピ⁶に関して以下の判断基準を用いる。なお、ここではウラン燃料ペレットの単位重量当たりのエンタルピ半径方向平均をkJ/kg・UO₂の単位で表す。

I 燃料エンタルピの最大値は、燃料の許容設計限界712kJ/kg・UO₂（「RIE評価指針」に示す170cal/g・UO₂に相当。）を超えないこと。

II ピーク出力部燃料エンタルピの増分は、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」（以下「RIE報告書」という。）に示された以下のPCMI破損しきい値のめやすを超えないこと。

ペレット燃焼度 25,000MWd/t未満

ピーク出力部燃料エンタルピの増分 460kJ/kg・UO₂

(「RIE報告書」に示す110cal/g・UO₂に相当。)

ペレット燃焼度 25,000MWd/t以上40,000MWd/t未満

ピーク出力部燃料エンタルピの増分 356kJ/kg・UO₂

(「RIE報告書」に示す85cal/g・UO₂に相当。)

ペレット燃焼度 40,000MWd/t以上65,000MWd/t未満

ピーク出力部燃料エンタルピの増分 209kJ/kg・UO₂

(「RIE報告書」に示す50cal/g・UO₂に相当。)

ペレット燃焼度 65,000MWd/t以上75,000MWd/t程度まで

ピーク出力部燃料エンタルピの増分 167kJ/kg・UO₂

(「RIE報告書」に示す40cal/g・UO₂に相当。)

(ロ) 防止対策

制御棒クラスタの引き抜きにより過度の反応度添加率で反応度が添加されることがないように制御棒クラスタはバンク構成とし、バンク単位で挿入、引き抜きを行い、各バンクごとに所定の順序で駆動される。また、駆動の最大速度を約114cm/minに制限している。

(ハ) 拡大防止対策

- I 「中間領域中性子束高」信号又は「出力領域中性子束高」信号による「制御棒クラスタ引抜阻止インターロック」により制御棒クラスタの引き抜きを自動的に阻止し、過渡変化の進行を未然に防止する。
- II 原子炉保護設備からの信号により発電用原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発生が考えられる。

- (I) 中性子源領域中性子束高
- (II) 中間領域中性子束高
- (III) 出力領域中性子束高(低設定)
- (IV) 出力領域中性子束高(高設定)
- (V) 出力領域中性子束変化率高

(b) 出力運転中の制御棒の異常な引き抜き

イ 過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(イ) 過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、発電用原子炉の出力運転中に、制御棒駆動系の故障、誤操作等により制御棒クラスタが連続的に引き抜かれ、原子炉出力が上昇する事象を想定する。

制御棒クラスタの異常な連続的引き抜きに伴って、原子炉出力が上昇し、1次冷却材温度が上昇して、DNBRが低下するが、原子炉保護設備により発電用原子炉は自動停止し、DNBRが許容限界値を下回る前に、この過渡変化は安全に終止できる。

(ロ) 防止対策

制御棒クラスタの引き抜きにより過度の反応度添加率で反応度が添加されることがないように制御棒クラスタはバンク構成とし、バンク単位で挿入、引き抜きを行い、各バンクごとに所定の順序で駆動される。また、駆動の最大速度を約114cm/minに制限している。

(ハ) 拡大防止対策

I 「出力領域中性子束高」信号、「過大温度 ΔT 高」信号又は「過大出力

ΔT高」信号による「制御棒クラスタ引抜阻止インターロック」により、制御棒クラスタの引き抜きを手動又は自動のいずれの場合にも自動的に阻止し、過渡変化の進行を未然に防止する。

II 原子炉保護設備からの信号により発電用原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発生が考えられる。

- (I) 出力領域中性子束高
- (II) 過大出力ΔT高
- (III) 過大温度ΔT高
- (IV) 原子炉圧力高
- (V) 加圧器水位高
- (VI) 出力領域中性子束変化率高

(c) 制御棒の落下及び不整合

イ 過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(イ) 過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、発電用原子炉の出力運転中に制御棒駆動系の故障等により、炉心に挿入されている制御棒の配置に異常が生じ、炉心内の出力分布が変化する以下の制御棒の落下と不整合の事象を想定する。

制御棒の落下は、最大反応度価値を有する制御棒クラスタ1本が全引抜位置から全挿入位置に落下する事象として考える。

もし、防止対策が何らとられないとすると、減少した原子炉出力を補償するために他の制御棒クラスタが引き抜かれ、過渡変化の生じる前の出力に復帰する。この状態では炉心出力分布がはずんでおり熱水路係数が大きいため、発電用原子炉の安全性の余裕の減少となるので、その過渡変化が過大になる前に、原子炉保護設備により発電用原子炉は自動

停止し、過渡変化は安全に終止できる。

制御棒の不整合は、炉心に挿入される制御棒クラスタバンクが挿入限界位置にあり、かつ、そのうちの1本の制御棒クラスタが全引抜位置にある不整合な状態として考える。

この場合、不ぞろいに駆動された制御棒クラスタ付近の原子炉出力は局部的に変化し、炉心出力分布は通常運転状態より悪化する。もし、防止対策が何らとられないとすると、熱水路係数を大きくさせ、発電用原子炉の安全余裕を減少させる。

したがって、この過渡変化が過大となる前に検出され、修正されて、発電用原子炉の安全が確保されるよう防止対策がとられるようになっている。

(ロ) 防止対策

各制御棒クラスタは、バンクごとに所定の順序で駆動され、通常、プラント炉心寿命中、それぞれの出力に対して定められた運転範囲内にあり、この範囲外の異常な制御棒クラスタパターン及び異常な位置で運転されることはない。

(ハ) 拡大防止対策

- I 各制御棒クラスタの位置を指示する位置指示計装を中央制御室に設ける。
- II 出力分布の非対称性は、炉外核計装又は炉内計装によって検出できる。
- III 運転員は、「制御棒位置偏差大」警報によって、同一バンクに生じた不整動作を検知できる。
- IV 更に、運転員は、各々の制御棒クラスタの位置指示計の下限信号によ

る「制御棒落下」警報によって、制御棒クラスタの落下を知ることができる。

V 原子炉保護設備からの信号により発電用原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発生が考えられる。

- (I) 出力領域中性子束変化率高
- (II) 中間領域中性子束高
- (III) 出力領域中性子束高
- (IV) 原子炉圧力低

(d) 原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈

イ 過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(イ) 過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、発電用原子炉の起動時あるいは出力運転中に、化学体積制御系の故障、誤操作等により1次冷却材中に純水が注入され、1次冷却材中のほう素濃度が低下して反応度が添加される事象を想定する。

プラント起動時のように発電用原子炉が停止状態にある場合は、この反応度添加により、停止余裕が減少し臨界に至るおそれがある。出力運転時で、制御棒クラスタを自動制御している場合は、添加反応度を補償するように制御棒クラスタが挿入限界を超えて挿入されるため、必要な停止余裕を失うおそれがある。

また、制御棒クラスタの手動制御時には「1.15.2.4(1)a.(b) 出力運転中の制御棒の異常な引き抜き」と同様、原子炉出力が増加し、熱流束の増加及び1次冷却材温度の上昇によって、DNBRの許容限界値に対する余裕が減少する。

しかし、このような過渡変化は、異常事態の発生から保護動作が必要

となるまでの間には十分な時間的余裕があり、運転員の操作又は原子炉自動停止により安全に終止できる。

(ロ) 防止対策

- I ほう素の希釈は、ある一定量の純水を1次冷却系に注入することによって行われ、純水が設定量だけ注入され終わると、純水注入ラインの弁を自動的に閉止するので、設定値を超えるほう素の希釈は起こらない。
- II 希釈を行う場合、運転員に対して、自動補給モードから希釈モードへの切換えと起動スイッチの操作という2段の手順が必要であるようにし、どちらかの手順を怠ると希釈できないようにして、運転員の不注意な希釈の可能性を小さくするように設計している。
- III 化学体積制御設備は、「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報又は「制御棒クラスタ挿入限界」警報によって、運転員が異常を検知し、十分修正動作がとれるよう、その最大ほう素希釈率を限定している。

(ハ) 拡大防止対策

- I 化学体積制御設備の故障によって、ほう酸水あるいは純水の流量が設定流量から外れた場合は、運転員に流量偏差大の警報で注意を喚起するとともに、体積制御タンク入口及び充てん／高圧注入ポンプ入口の補給水制御弁を自動的に閉じ、1次冷却系への補給を停止する。
- II 原子炉保護設備からの信号により発電用原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発生が考えられる。
 - (I) 中性子束高
 - (II) 過大温度 ΔT 高

b. 炉心内の熱発生又は熱除去の異常な変化

(a) 原子炉冷却材流量の部分喪失

イ 過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(イ) 過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、発電用原子炉の出力運転中に1次冷却材を駆動する1次冷却材ポンプの故障等により、炉心の冷却材流量が減少する事象を想定する。具体的には、1台の1次冷却材ポンプの駆動電源が喪失するものとする。

この場合、炉心損傷の心配のない低出力時以外は、原子炉保護設備により発電用原子炉は自動停止し、過渡変化は安全に終止できる。

(ロ) 防止対策

1次冷却材ポンプは、単一の所内母線故障で2台以上のポンプが同時に停止しないよう別々の所内母線に接続し、原子炉運転中、この母線は発電機側の電源から給電され、発電機側の電源が遮断された場合にも直ちに外部の500kV又は220kV送電線より給電される構成とする。

(ハ) 拡大防止対策

I 1次冷却材ポンプは、フライホイールを設けて慣性を大きくして、電源喪失の際にも1次冷却材流量の急速な低下を防ぎ、熱除去能力が急速に失われることを防止する。

II 原子炉保護設備からの信号により発電用原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発生が考えられる。

(I) 1次冷却材流量低

(II) 1次冷却材ポンプ遮断器開

(b) 原子炉冷却材系の停止ループの誤起動

イ 過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(イ) 過渡変化の原因及び説明

1次冷却材ポンプ2台で部分負荷運転を行っている場合、停止ループは原子炉容器出入口間の圧力差により1次冷却材が逆流しているため、停止ループの低温側配管冷却材温度は運転ループの低温側配管冷却材温度と等しいが、蒸気発生器における熱伝達による温度降下のため、高温側配管冷却材温度は、低温側配管冷却材温度より低くなっている。

この過渡変化は、1次冷却材ポンプ1台が停止しており、発電用原子炉が部分負荷で運転中にポンプ制御系の故障、誤操作等により停止中のポンプが起動され、停止ループ中の比較的低温の冷却材が炉心に注入されて反応度が添加され、原子炉出力が上昇する事象を想定する。

この場合、過渡変化が過大となる場合はその前に原子炉保護設備により発電用原子炉は自動停止し、過渡変化は安全に終止できる。

(ロ) 防止対策

I 停止ループの1次冷却材ポンプを起動するときは、1次冷却材温度が炉心に異常な反応度変化を伴わない値であるように原子炉出力を下げた後、停止ループの1次冷却材ポンプを起動する操作を行うよう厳格な運転管理を行う。

II 1次冷却材ポンプの制御装置は別々に設け、単一の故障又は誤操作で複数のポンプが起動することがない設計としている。

III 高出力時(パーミッシブ信号(P-8)の設定値(40%)以上)では、1次冷却材ポンプは全台運転するため、原子炉冷却材系の停止ループの誤起

動は起こらない。

(ハ) 拡大防止対策

I 原子炉保護設備からの信号により発電用原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発生が考えられる。

(I) 中性子束高

II 1次冷却材ポンプが1台停止状態で出力がパーミッシブ信号(P-8)設定値を超えると原子炉トリップのブロックが解除され「1次冷却材流量低」信号で発電用原子炉は自動停止する。

(c) 外部電源喪失

イ 過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(イ) 過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、発電用原子炉の出力運転中に送電系統又は所内主発電設備の故障等により外部電源が喪失する事象を想定する。

具体的には外部電源の喪失により所内補機用交流電源が喪失し、1次冷却材ポンプ、復水ポンプ及び主給水ポンプ等が自動停止し、1次冷却材流量や主給水流量の喪失が起こる事象として考える。

この場合、原子炉保護設備により発電用原子炉は自動停止する。また、補助給水設備、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の作動により、原子炉自動停止後の発電用原子炉の崩壊熱及び他の残留熱を除去でき、過渡変化は安全に終止できる。

(ロ) 防止対策

I 1号機及び2号機は500kV送電線2回線で送電系統に接続する。送電

系統の実績からみて、この2回線が同時に故障を起こす可能性は極めて小さい。

II 500kV送電線2回線が停電した場合には発電用原子炉を安全に停止するために必要な非常用所内電力は220kV送電線から受電し、外部電源がすべて同時に失われる可能性を小さくする。

III 所内母線は各々独立した複数の母線で構成し、所内補機は各母線に分割して接続する。したがって、単一の母線の故障があっても全所内補機の電源が失われることはない。

IV 多重化された直流負荷に給電する125V直流電源は各々独立した2系統から成り、それらは個々に蓄電池と充電装置を有し、2系統の直流電源が失われることのないようにする。

V 計測制御用機器などは115V交流母線から供給する。この母線は独立する2つの125V直流電源及び460V非常用電源からインバータを通じて供給され、この115V交流母線の電圧が失われることがないようにする。

(ハ) 拡大防止対策

I 外部電源喪失時に必要な補機を作動させるために必要な容量を有するディーゼル発電機2台を設ける。

このディーゼル発電機は、それが接続される非常用高圧母線の電圧低下で自動起動させる。

II 何らかの理由で制御棒クラスタ駆動装置への電源が失われれば、制御棒クラスタは炉心内に重力により落下し、発電用原子炉は自動停止する。

(d) 主給水流量喪失

イ 過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(イ) 過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、発電用原子炉の出力運転中に、主給水ポンプ、復水ポンプ又は給水制御系の故障等により、すべての蒸気発生器への給水が停止し、発電用原子炉からの除熱能力が低下する事象を想定する。

この場合、原子炉保護設備により発電用原子炉は自動停止する。また、補助給水ポンプが自動起動して蒸気発生器2次側に給水し、原子炉自動停止後の発電用原子炉の崩壊熱及び他の残留熱を除去でき、過渡変化は安全に終止できる。

(ロ) 防止対策

主給水制御系は、すべての蒸気発生器への主給水が同時に喪失する可能性を減らすため、蒸気発生器ごとに個別に設置する。

(ハ) 拡大防止対策

I 蒸気発生器1基への主給水が停止すると、その水位が低下し「蒸気発生器水位偏差大」の警報を発し、運転員の注意を喚起する。

II 蒸気発生器への主給水が喪失することに備えて、電動補助給水ポンプ2台を設け、以下の信号により自動起動する。

(I) 蒸気発生器水位異常低

(II) すべての主給水ポンプトリップ

(III) 非常用炉心冷却設備作動

電動補助給水ポンプは、外部電源が喪失した場合には、ディーゼル発電機により電源が供給され自動起動する。

III 更に、タービン動補助給水ポンプ1台を設け、以下の信号により自動起動する。

(I) 3基のうち2基の蒸気発生器水位異常低

(II) 常用高圧母線のうちいずれか2つの電圧低

タービン動補助給水ポンプは、蒸気発生器2次側の蒸気により駆動する。

IV 原子炉保護設備からの信号により発電用原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発生が考えられる。

(I) 蒸気発生器給水流量低

(II) 蒸気発生器水位異常低

(III) 原子炉圧力高

V 発電用原子炉の崩壊熱及び他の残留熱の除去は、2次側の補助給水と主蒸気逃がし弁あるいは主蒸気安全弁によって行われ、1次冷却系が過大に熱膨張及び加圧される以前に十分除熱が可能である。

(e) 蒸気負荷の異常な増加

イ 過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(イ) 過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、発電用原子炉の出力運転中に、タービンバイパス弁、蒸気加減弁又は主蒸気逃がし弁の誤開放により主蒸気流量が異常に増加し、1次冷却材の温度が低下して反応度が添加され、原子炉出力が上昇する事象を想定する。

(ロ) 防止対策

負荷要求の急増に対しては、原子炉制御設備は10%のステップ状及

び5%/minのランプ状負荷変化に追従できる。また、タービンバイパス弁及び主蒸気逃がし弁は、誤動作による過渡変化を抑制するために、弁1個当たりの最大容量を適切な値にしており、また、制御系の単一の故障によって、これらの弁が2つ以上同時に全開となるようなことはないよう構成している。

(ハ) 拡大防止対策

I 通常運転中は中央制御室で、「蒸気発生器水位」、「主蒸気流量」等の指示計器の監視を行い、また、警報として「蒸気発生器水位偏差大」を設けており早期に異常現象の発生が検知できる。

II 原子炉保護設備からの信号により発電用原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発生が考えられる。

(I) 中性子束高

(II) 過大出力 ΔT 高

(III) 過大温度 ΔT 高

(f) 2次冷却系の異常な減圧

イ 過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(イ) 過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、発電用原子炉の高温停止中にタービンバイパス弁、主蒸気逃がし弁等の2次冷却系の弁が誤開放し、1次冷却材の温度が低下して、反応度が添加される事象を想定する。

この場合、非常用炉心冷却設備の作動により、過渡変化は安全に終了できる。

(ロ) 防止対策

タービンバイパス弁及び主蒸気逃がし弁は、誤動作による過渡変化を抑制するために、弁1個当たりの最大容量を適切な値にしており、また、制御系の単一の故障によって、これらの弁が2つ以上同時に全開となるようなことはないよう構成している。

(ハ) 拡大防止対策

I 通常運転中は中央制御室で、「蒸気発生器水位」、「主蒸気流量」等の指示計器の監視を行い、また、警報として「蒸気発生器水位偏差大」を設けており早期に異常現象の発生が検知できる。

II 原子炉保護設備からの信号により発電用原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発生が考えられる。

(I) 中性子束高

(II) 過大温度 ΔT 高

(III) 過大出力 ΔT 高

(IV) 非常用炉心冷却設備作動

(V) 原子炉圧力低

III 主給水による1次冷却系の過度の冷却を防止するため、「原子炉トリップ」信号と「1次冷却材平均温度低」信号の一致により、主給水制御弁を全閉する。更に、「非常用炉心冷却設備作動」信号により、主給水ポンプを自動停止し、主給水系のすべての制御弁及び主給水隔離弁を全閉する。

IV 炉心にほう酸水を注入するため、以下の信号により非常用炉心冷却設備を作動する。

(I) 原子炉圧力低と加圧器水位低の一致

(II) 原子炉圧力異常低

(III) 主蒸気ライン差圧高

V 主蒸気逃がし弁の誤開の場合は元弁、タービンバイパス弁の誤開の場合は主蒸気隔離弁を閉止することにより事象を終結できる。

(g) 蒸気発生器への過剰給水

イ 過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(イ) 過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、発電用原子炉の出力運転中に給水制御系の故障又は誤操作等により、蒸気発生器への給水が過剰となり、1次冷却材の温度が低下して反応度が添加され、原子炉出力が上昇する事象を想定する。

この場合、原子炉保護設備により発電用原子炉は自動停止し、過渡変化は安全に終止できる。

(ロ) 防止対策

主給水制御弁は、誤動作による過渡変化を抑制するために、弁1個当たりの最大容量を適切な値にしており、また、制御系の単一の故障によって、これらの弁が2つ以上同時に全開となるようなことはないよう構成している。

(ハ) 拡大防止対策

I 通常運転中は、中央制御室で「蒸気発生器水位」、「蒸気発生器給水流量」等の指示計器の監視を行い、また、警報として「蒸気発生器水位偏差大」を設けており、早期に異常現象の発生が検知できる。

II 蒸気発生器の水位が異常に上昇した場合には、「蒸気発生器水位高」信号により主給水制御弁を全閉する。また、同時に中央制御室に警報を発し、運転員の注意を喚起する。

III 「蒸気発生器水位異常高」信号により、タービントリップを行い、すべての主給水ポンプを自動停止し、主給水系のすべての制御弁及び主給水隔離弁を全閉する。

IV 原子炉保護設備からの信号により発電用原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発生が考えられる。

- (I) 中性子束高
- (II) 過大温度 ΔT 高
- (III) 過大出力 ΔT 高
- (IV) タービントリップ

c. 原子炉冷却材圧力又は原子炉冷却材保有量の異常な変化

(a) 負荷の喪失

イ 過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(イ) 過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、発電用原子炉の出力運転中に外部電源あるいはタービンの故障等により、タービンへの蒸気流量が急減し原子炉圧力が上昇する事象を想定する。

タービン故障等によりタービンが自動停止する場合は、低出力時(パーミッシブ信号(P-7)の設定値以下)を除き、直接原子炉トリップに至る。この場合、蒸気発生器で発生する過剰な蒸気は、タービンバイパス弁を通して復水器へ導かれ、1次冷却系の除熱、冷却は維持されるため、1次冷却材温度及び原子炉圧力はほとんど上昇せずに、この過渡変化は

安全に終止できる。

定格負荷の約50%以下の負荷喪失の場合は、蒸気加減弁及びタービンバイパス弁の作動により、プラントは自動停止することなく安全に追従できる。

定格負荷の約50%より大きい負荷喪失の場合は、タービン及び発電用原子炉は直接自動停止することはないが、もし発電用原子炉の運転条件が乱されて、原子炉保護設備の設定値に達すれば発電用原子炉は自動停止し、この過渡変化は安全に終止できる。

負荷喪失後、タービンバイパス系が使用できないという事態が生じれば、主蒸気安全弁が作動して1次冷却系の除熱を確保するとともに、発電用原子炉は「原子炉圧力高」、「加圧器水位高」、「過大温度 ΔT 高」等の信号により自動停止し、この過渡変化は安全に終止できる。この場合1次冷却系の過度の圧力上昇は、加圧器逃がし弁、加圧器安全弁等の作動により防止できる。

(ロ) 防止対策

1号機及び2号機は、500kV送電線2回線で送電系統に接続する。送電系統の実績からみて、この2回線が同時に故障を起こす可能性は極めて小さい。

(ハ) 拡大防止対策

- I タービントリップを生じると、低出力時(パーミッシブ信号(P-7)の設定値以下)を除き、直ちに発電用原子炉も自動停止する。
- II タービンが自動停止しても、タービンバイパス系の作動により、1次冷却系の冷却はなされる。復水器真空度の喪失などによりタービンバイパス

系が作動しない場合は、2次冷却系の圧力が上昇し、主蒸気逃がし弁又は主蒸気安全弁が作動する。主蒸気安全弁は、2次冷却系の過度の圧力上昇を十分抑制できる容量であり、1次冷却系の冷却を確保する。

III 1次冷却材温度及び原子炉圧力が上昇した場合、加圧器スプレイ及び加圧器逃がし弁は圧力上昇の抑制効果を持つ。また、加圧器安全弁は、全負荷喪失時に加圧器スプレイ及び加圧器逃がし弁が作動しない場合でも、主蒸気安全弁の作動と相まって、1次冷却系の過度の圧力上昇を抑制できる逃がし容量を持つように設計する。

IV 原子炉保護設備からの信号により発電用原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発生が考えられる。

- (I) 原子炉圧力高
- (II) 加圧器水位高
- (III) 過大温度 ΔT 高

(b) 原子炉冷却材系の異常な減圧

イ 過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(イ) 過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、発電用原子炉の出力運転中に、1次冷却系の圧力制御系の故障等により、原子炉圧力が低下する事象を想定する。

具体的には、加圧器圧力制御系の加圧器逃がし弁と加圧器スプレイ弁のうち原子炉圧力を最も低下させる効果をもつ加圧器逃がし弁1個が全開するものとする。

この場合、原子炉保護設備により発電用原子炉は自動停止し、過渡変化は安全に終止できる。

(ロ) 防止対策

加圧器逃がし弁は、誤動作による過渡変化を抑制するために、弁1個当たりの最大容量を適切な値にしており、また、制御系の単一の故障によって、これらの弁が2つ同時に全開となるようなことはないよう構成している。

(ハ) 拡大防止対策

I 通常運転中は中央制御室で、「加圧器圧力」、「加圧器水位」等の指示計器の監視を行い、また、警報として「加圧器逃がし弁出口温度高」、「加圧器圧力低」等を設けており早期に異常現象の発生が検知できる。加圧器逃がし弁からの漏えいの場合は、元弁を閉止することにより対処できる。

II 原子炉保護設備からの信号により発電用原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発生が考えられる。

(I) 過大温度 ΔT 高

(II) 原子炉圧力低

(c) 出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動

イ 過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(イ) 過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、発電用原子炉の出力運転中に非常用炉心冷却設備が誤起動する事象を想定する。具体的には、非常用炉心冷却設備のうち高圧注入系が起動し、ほう酸水が1次冷却系に注入され、原子炉出力が低下し、2次冷却系との出力の不一致によって1次冷却系が冷却される現象として考える。

非常用炉心冷却設備作動信号は通常原子炉トリップをもたらす。しか

し、原子炉トリップを伴わずに非常用炉心冷却設備のみが誤作動する場合でも、原子炉保護設備により発電用原子炉は自動停止する。

また、原子炉トリップ後も充てん／高圧注入ポンプにより1次冷却系にほう酸水が注入され、原子炉圧力が上昇するが、加圧器安全弁の容量は、注入流量を十分に上回るため過度に圧力上昇することはなく、過渡変化は安全に終止できる。

(ロ) 防止対策

I 非常用炉心冷却設備は

(I) 原子炉圧力低と加圧器水位低の一致

(II) 原子炉圧力異常低

(III) 主蒸気流量高と主蒸気ライン圧力低あるいは1次冷却材平均温度異常低の一致

(IV) 主蒸気ライン差圧高

(V) 原子炉格納容器圧力高

により自動作動するが、各信号の論理構成は多重構成としており、不必要な作動を防止している。

II 運転員による手動作動に対しても、不注意な作動の可能性を小さくするように設計している。

(ハ) 拡大防止対策

I 「非常用炉心冷却設備作動」信号により発電用原子炉は自動停止する。

II 原子炉保護設備からの信号により発電用原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発生が考えられる。

(I) 原子炉圧力低

(2) 設計基準事故

a. 原子炉冷却材の喪失又は炉心冷却状態の著しい変化

(a) 原子炉冷却材喪失

イ 事故の原因、防止対策及び拡大防止対策

(イ) 事故の原因及び説明

この事故は、発電用原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管あるいはこれに付随する機器等の破損等により、1次冷却材が系外に流失し、炉心の冷却能力が低下する事象を想定する。

この場合、1次冷却材の流出量の少ない場合には、充てん／高圧注入ポンプによる1次冷却材の補給で加圧器水位を維持しながら、通常の原子炉停止操作をとることができる。また、1次冷却材の流出量が充てん／高圧注入ポンプの補給量を上回る場合には、原子炉保護設備により発電用原子炉は自動停止し、非常用炉心冷却設備の作動により、事故は炉心に過度の損傷を与えることなく終止できる。また、原子炉格納容器スプレイ設備の作動により原子炉格納容器内は減圧され、原子炉格納容器に損傷を与えることなく事故は終止できる。

これらの具体的な判断基準として、「ECCS性能評価指針」に基づいて以下の基準を用いる。

- I 燃料被覆管の温度の計算値の最高値は、1,200℃以下であること。
- II 燃料被覆管のジルコニウム－水反応量の計算値は、酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの15%以下であること。
- III 炉心で燃料被覆管及び構造材が水と反応するに伴い発生する水素の量は、原子炉格納容器の健全性確保の見地から、十分低い値であること。

IV 燃料棒の形状の変化を考慮しても、崩壊熱の除去が長期間にわたって行われることが可能であること。

(ロ) 防止対策

I 1次冷却系の材料選定、設計、製作、据付け及び供用期間中において、以下のような考慮を払い、配管破断の可能性を極めて小さくする。

(I) 材料選定、設計、製作、据付け及び検査は、関連する規格及び基準に適合させるようにし、また、品質管理を十分に行うとともに、供用期間中においても必要な検査を行う。

(II) 加圧器安全弁、加圧器逃がし弁など過渡状態での過圧を防止する設備を設ける。また、熱応力などが過度となることのないよう設計上の配慮を行い、更に、機械的な原因による過度の応力を制限する。

(III) 1次冷却系は、オーステナイトステンレス鋼やニッケル・クロム・鉄合金など耐食性の強い材料を使用するが、更に、1次冷却材中の溶存酸素量や塩素量を抑えて、腐食を防止するよう運転管理を行う。

II 原子炉格納容器内に設ける漏えい監視設備によって、早期に漏れを検知し、適切な処置を講じる。

また、加圧器逃がし弁からの漏えいの場合は、逃がし弁出口温度等により検知し、元弁を閉止することにより対処できる。

(ハ) 拡大防止対策

I 炉心の冷却可能な形状が維持し得ないほどの燃料被覆管の破損を防止し、原子炉格納容器の健全性確保の見地からジルコニウム-水反応を十分低く抑え、崩壊熱の除去を長期間にわたって行うため、非常用炉心冷却設備を設ける。

(I) 小口径の配管の破断のように、喪失する1次冷却材量が少ない場合には、1次冷却系に冷却材を補給する充てん／高圧注入ポンプは、通常運転時に必要な補給量以上の容量のものを使用するので、加圧器水位の低下により補給水量が自動的に増加し、加圧器の水位が通常運転時より下がることを防止しつつ、通常の停止操作をとることができる。

この充てん／高圧注入ポンプの吸込側は、体積制御タンクに接続しているが、1次冷却系への補給水量が増大し、この体積制御タンクの水位が異常に低くなった場合は、弁を切り替えて充てん／高圧注入ポンプの吸込側を燃料取替用水タンクに接続することにより、1次冷却系への補給を継続できる。

(II) 破断面積が大きく、充てん／高圧注入ポンプのみで加圧器水位を維持できない程度に1次冷却材量が減少し、また、1次冷却系の圧力が低下して蓄圧タンクの保持圧力以下になると、自動的に蓄圧タンク内のほう酸水を、1次冷却系の原子炉入口側配管を経て原子炉内に注入し、炉心の冷却を行う。

(III) この間、1次冷却材量の減少と原子炉圧力の低下による「原子炉圧力低と加圧器水位低の一致」信号、「原子炉圧力異常低」信号又は「原子炉格納容器圧力高」信号により、「非常用炉心冷却設備作動」信号が発生し、この信号で、充てん／高圧注入ポンプ(高圧注入系)や余熱除去ポンプ(低圧注入系)が起動し、燃料取替用水タンクのほう酸水を原子炉内に注入し、炉心の冷却を行う。また、「原子炉圧力低」信号又は「非常用炉心冷却設備作動」信号により発電用原子炉を自動停止する。

(IV) 更に、長時間の余熱除去を行うため、前記の2系統が作動して燃

料取替用水タンクのほう酸水がほぼ使用しつくされると、1次冷却系からの流出水等の格納容器サンプにたまったほう酸水を再び上記の2系統を通して発電用原子炉に注入する再循環ラインを設ける。余熱除去ポンプを通るほう酸水は余熱除去冷却器により冷却する。

II 1次冷却材管の亀裂や破断に伴って放出される1次冷却材及び放射性物質の外部への放散を抑制するため、原子炉格納容器を設ける。

III 原子炉格納容器内の温度及び圧力の上昇を抑制するため、燃料取替用水タンクのほう酸水又は格納容器サンプ水を原子炉格納容器内にスプレーする2系列の原子炉格納容器スプレー設備を設ける。この設備には、格納容器サンプ水をスプレーする再循環期間のスプレー水の冷却のため、格納容器スプレー冷却器を設ける。

IV 上記の工学的安全施設は、発電所外部からの給電が全くとだえるような不測の事態においても十分その機能を果たせるように、発電所内に設けるディーゼル発電機から受電し運転できるようにする。

V 工学的安全施設及びディーゼル発電機は、原子炉出力運転時及び原子炉停止時に、「非常用炉心冷却設備作動」等の信号を模擬し、工学的安全施設及びディーゼル発電機がその機能を果たせることを確認できる。

(b) 原子炉冷却材流量の喪失

イ 事故の原因、防止対策及び拡大防止対策

(イ) 事故の原因及び説明

この事故は、発電用原子炉の出力運転中に1次冷却材の流量が定格出力時の流量から自然循環流量にまで大幅に低下する事象を想定する。

具体的には1次冷却材ポンプの全台の駆動電源が同時に喪失するも

のと考える。この事故が発生すると、炉心損傷の心配のない低出力時以外は、原子炉保護設備により発電用原子炉は自動停止し、事故は安全に終止できる。

(ロ) 防止対策

1次冷却材ポンプは、単一の所内母線故障で2台以上のポンプが同時に停止しないよう別々の所内母線に接続し、原子炉運転中、この母線は発電機側の電源から給電され、発電機側の電源が遮断された場合にも直ちに外部の500kV又は220kV送電線より給電される構成とし、所内母線の電源喪失の発生を防止する。

(ハ) 拡大防止対策

I 1次冷却材ポンプは、フライホイールを設けて慣性を大きくして、電源喪失の際にも1次冷却材流量の急速な低下を防ぎ、熱除去能力が急速に失われることを防止する。

II 原子炉保護設備からの信号により発電用原子炉を自動停止する。この事象においては以下の信号の発生が考えられる。

- (I) 1次冷却材流量低
- (II) 1次冷却材ポンプ電源電圧低
- (III) 1次冷却材ポンプ電源周波数低
- (IV) 1次冷却材ポンプ遮断器開

(c) 原子炉冷却材ポンプの軸固着

イ 事故の原因、防止対策及び拡大防止対策

(イ) 事故の原因及び説明

この事故は、発電用原子炉の出力運転中に、1次冷却材を駆動する

ポンプの回転軸が固着し、1次冷却材の流量が急激に減少する事象を想定する。具体的には1次冷却材ポンプ1台の回転軸が固着して瞬時に停止するものとする。

この場合、燃料被覆管温度の急上昇による燃料棒の損傷と、原子炉圧力の急上昇による1次冷却系の損傷が生じるか否かが問題となる。

発電用原子炉は、原子炉保護設備により自動停止し、事故は炉心に過度の損傷を与えることなく終止できる。

(ロ) 防止対策

- I 1次冷却材ポンプの材料選定、設計、製作、据付け及び検査は、関連する規格及び基準に適合させるようにし、また、品質管理を十分に行う。特に、ベアリングは長時間の1次冷却材ポンプの運転に対しても摩耗することのないように設計を行い、ポンプ軸固着の可能性を極めて小さくする。
- II ベアリング潤滑油やベアリング温度が異常な状態になれば、「オイルレベル低」警報や「ベアリング温度高」警報を中央制御室に発し、運転員のポンプ停止操作により、ベアリングの固着を防ぐようにする。

(ハ) 拡大防止対策

原子炉保護設備からの信号により発電用原子炉を自動停止する。この事象においては以下の信号の発生が考えられる。

- (I) 1次冷却材流量低
- (II) 1次冷却材ポンプ遮断器開

(d) 主給水管破断

イ 事故の原因、防止対策及び拡大防止対策

(イ) 事故の原因及び説明

この事故は、発電用原子炉の出力運転中に給水系配管に破断が生じ、2次冷却材が喪失し、発電用原子炉の冷却能力が低下する事象を想定する。具体的には主給水管1本が瞬時に両端破断するものとする。もし、主給水管の逆止弁と蒸気発生器の間の配管が破断すると、蒸気発生器の保有水も破断口を通して放出される。更に、この位置での破断により破断側の蒸気発生器へ補助給水を供給することができなくなる。

この場合、以下の理由で炉心に発生する熱を1次冷却系より除去する能力が減少する。

- I 蒸気発生器への主給水が減少するため、発電用原子炉が停止するまでに1次冷却材温度は上昇する。
- II 破断側の蒸気発生器の保有水は破断口を通して放出され、発電用原子炉の崩壊熱及び他の残留熱の除去に利用できない。
- III 破断が大きいと原子炉停止後主給水を供給できない。

しかしながら、原子炉保護設備により発電用原子炉は自動停止し、健全側の蒸気発生器へ補助給水を供給することによって1次冷却系を冷却することができる。更に、加圧器安全弁の作動により原子炉圧力の上昇を抑制することができるので、炉心に過度の損傷を与えることなく、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が損なわれることもなく事故は安全に終止できる。

(ロ) 防止対策

主給水管の材料選定、設計、製作、据付け及び検査は、関連する規

格及び基準に準拠して行い、主給水管破断が起こる可能性を極めて小さくする。

(ハ) 拡大防止対策

I 原子炉保護設備からの信号により発電用原子炉を自動停止する。この事象においては以下の信号の発生が考えられる。

- (I) 原子炉圧力高
- (II) 過大温度 ΔT 高
- (III) 蒸気発生器給水流量低
- (IV) 蒸気発生器水位異常低
- (V) 非常用炉心冷却設備作動

II 発電用原子炉の崩壊熱及び他の残留熱の除去のために、補助給水系を設ける。

III 1次冷却系の過圧を防止するため、加圧器逃がし弁、加圧器安全弁等の設備を設ける。

IV 破断側蒸気発生器の水位低下と給水流量の増大、健全側蒸気発生器への給水流量の低下等から異常を検知し、破断側蒸気発生器への補助給水系を早期に閉止できるよう、中央制御室から操作可能な補助給水ポンプ出口弁を設ける。

(e) 主蒸気管破断

イ 事故の原因、防止対策及び拡大防止対策

(イ) 事故の原因及び説明

この事故は、発電用原子炉の高温停止時に、2次冷却系の破断等により1次冷却材の温度が低下し、反応度が添加される事象を想定する。

具体的には主蒸気管1本が瞬時に両端破断するものとする。

破断による蒸気の流出は蒸気圧力の下降とともに減少するが、1次冷却系から熱を除去し、1次冷却材の温度と圧力の低下をもたらす。発電用原子炉が正の減速材密度係数を持っていると、反応度が添加され、発電用原子炉の反応度停止余裕が減少する。もし、最も反応度価値の大きい制御棒クラス1本が全引抜位置で固着した場合は、原子炉トリップ後再び臨界となり、出力上昇の状態も生じ得るが、非常用炉心冷却設備の働きにより、発電用原子炉は再び未臨界となり安全に保たれる。

(ロ) 防止対策

- I 主蒸気管の材料選定、設計、製作、据付け及び検査は、関連する規格及び基準に準拠して行い、主蒸気管破断が起こる可能性を極めて小さくする。
- II 主蒸気系の過圧を防止するため、タービンバイパス系、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁を設ける。

(ハ) 拡大防止対策

- I 原子炉保護設備からの信号により発電用原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発生が考えられる。
 - (I) 中性子束高
 - (II) 過大温度 ΔT 高
 - (III) 過大出力 ΔT 高
 - (IV) 非常用炉心冷却設備作動
 - (V) 原子炉圧力低
- II ほう酸水を炉心に注入するため、以下の信号により非常用炉心冷却

設備を作動する。

(I) 原子炉圧力低と加圧器水位低の一致

(II) 原子炉圧力異常低

(III) 主蒸気流量高と主蒸気ライン圧力低あるいは1次冷却材平均温度異常低の一致

(IV) 主蒸気ライン差圧高

(V) 原子炉格納容器圧力高

III 1次冷却材の圧力低下に伴い、その圧力が蓄圧タンクの保持圧力以下になると、蓄圧タンクから1次冷却系へほう酸水の注入を開始する。

IV 1次冷却材の過度の冷却を防ぐために、「原子炉トリップ」信号と「1次冷却材平均温度低」信号の一致により、主給水制御弁を全閉する。更に、「非常用炉心冷却設備作動」信号により主給水ポンプを自動停止し、主給水系のすべての制御弁及び主給水隔離弁を全閉する。

V 健全側主蒸気管からの逆流による蒸気の流出を防止するため、主蒸気隔離弁の下流に逆止弁を設け、更に、以下の信号によって主蒸気隔離弁を全閉する。

(I) 主蒸気流量高と主蒸気ライン圧力低あるいは1次冷却材平均温度異常低の一致

(II) 原子炉格納容器圧力異常高

VI 蒸気発生器の蒸気出口ノズル部にフローリストラクタを設け、主蒸気管破断による蒸気流出を制限するよう設計している。

b. 反応度の異常な投入又は原子炉出力の急激な変化

(a) 制御棒飛び出し

イ 事故の原因、防止対策及び拡大防止対策

(イ) 事故の原因及び説明

この事故は、発電用原子炉が臨界又は臨界近傍にある時に、制御棒駆動系あるいは同ハウジングの破損等により制御棒クラスタ1本が炉心外に飛び出し、急激な反応度の添加と出力分布変化を生ずる事象を想定する。

高温零出力時からの飛び出しは、反応度の添加が1ドルを超えるので、反応度投入事象となる。

この事故による原子炉出力の上昇は、負のドップラ反応度帰還によって抑制され、更に、原子炉保護設備により発電用原子炉は自動停止し、事故は炉心に過度の損傷を与えることなく終止できる。

また、破断口からの1次冷却材の流出は、1次冷却材管両端破断に比較して破断口の大きさが十分小さいので、厳しいものではない。

反応度投入事象における燃料エンタルピの具体的な判断基準は、燃焼が最も進んだペレットの融点低下及びガドリニア添加によるペレットの融点低下を考慮して、最大燃料エンタルピは791kJ/kg・UO₂を超えないことを用いる。

なお、反応度投入による急激な発熱量の増加により、浸水燃料の破裂又はペレット／被覆管機械的相互作用を原因とする破損（以下「PCMI破損」という。）が生じる場合には、両者の影響を重畳して発生する機械的エネルギーを評価する。

浸水燃料の破裂限界及びPCMI破損しきい値のめやすは以下の値を用いる。

I 浸水燃料の破裂限界

ピーク出力部燃料エンタルピが $272\text{kJ/kg}\cdot\text{UO}_2$ （「RIE評価指針」に示す $65\text{cal/g}\cdot\text{UO}_2$ に相当。）を超える燃料棒の被覆は破裂したものとする。

II PCMI破損しきい値のめやす

ピーク出力部燃料エンタルピの増分が、「RIE報告書」に示された以下のPCMI破損しきい値のめやすを超えた場合、PCMI破損が生じるものとする。

ペレット燃焼度 25,000MWd/t未満

ピーク出力部燃料エンタルピの増分 $460\text{kJ/kg}\cdot\text{UO}_2$

（「RIE報告書」に示す $110\text{cal/g}\cdot\text{UO}_2$ に相当。）

ペレット燃焼度 25,000MWd/t以上40,000MWd/t未満

ピーク出力部燃料エンタルピの増分 $356\text{kJ/kg}\cdot\text{UO}_2$

（「RIE報告書」に示す $85\text{cal/g}\cdot\text{UO}_2$ に相当。）

ペレット燃焼度 40,000MWd/t以上65,000MWd/t未満

ピーク出力部燃料エンタルピの増分 $209\text{kJ/kg}\cdot\text{UO}_2$

（「RIE報告書」に示す $50\text{cal/g}\cdot\text{UO}_2$ に相当。）

ペレット燃焼度 65,000MWd/t以上75,000MWd/t程度まで

ピーク出力部燃料エンタルピの増分 $167\text{kJ/kg}\cdot\text{UO}_2$

（「RIE報告書」に示す $40\text{cal/g}\cdot\text{UO}_2$ に相当。）

(ロ) 防止対策

制御棒クラスタ駆動装置圧力ハウジングの設計及び製作は以下の点に留意して行い、破断が起こる可能性を極めて小さくする。

- I 運転に先立って、圧力ハウジングは最高使用圧力の1.25倍の水圧試験を行い、十分耐圧性の立証されたものを使用する。
- II 圧力ハウジングは、出力運転時の過渡現象や1次冷却系の熱水力学的挙動により過度の応力を受けないよう、また、設計地震力に十分耐えるように設計する。
- III 圧力ハウジングには、発電用原子炉の運転中に遭遇すると思われる全温度範囲にわたって、優秀な強じん性を有するステンレス鋼を使用する。

(ハ) 拡大防止対策

- I 制御棒クラスタの飛び出しにより、過大な反応度が添加されないような設計とする。

出力運転時には、停止用制御棒クラスタは全引抜位置にあり、制御用制御棒クラスタは制御棒クラスタ挿入限界により挿入を制限しており、制御棒クラスタの飛び出しにより、過大な反応度が添加されないような設計としている。
- II 原子炉保護設備からの信号により発電用原子炉を自動停止する。この事象においては以下の信号の発生が考えられる。
 - (I) 中性子束高
 - (II) 出力領域中性子束変化率高
- III 1次冷却材量が減少すると以下の信号で非常用炉心冷却設備が作動し、燃料取替用水タンクのほう酸水を炉心に注入する。
 - (I) 原子炉圧力低と加圧器水位低の一致
 - (II) 原子炉圧力異常低
- IV その他の拡大防止対策については、「1.15.2.4(2)a.(a)イ(ハ) 拡大防止対策」と同じである。

c. 環境への放射性物質の異常な放出

(a) 放射性気体廃棄物処理施設の破損

イ 事故の原因、防止対策及び拡大防止対策

(イ) 事故の原因及び説明

この事故は、放射性気体廃棄物処理設備の一部が破損し、ここに貯留されていた気体状の放射性物質が環境に放出される事象を想定する。

具体的には、放射性気体廃棄物処理設備の配管、ガス減衰タンク等が、何らかの理由で破損又は漏えいを起こし、内蔵された放射性物質が施設外に放出される事象である。

評価では、放射性気体廃棄物が最も多く貯蔵されているガス減衰タンク1基が破損し、放射性希ガスが原子炉補助建屋内に放出される事象として考える。

(ロ) 防止対策

I 放射性気体廃棄物処理設備の配管、タンク類の材料選定、設計、製作、据付け及び検査は関連する規格及び基準に準拠して行い、破損や漏えいの起こる可能性を小さくする。

II ガス減衰タンクのガス圧力がタンクの設計圧力を下回るように、ガス圧縮装置の吐出圧力を決め、破損の可能性を小さくする。

(ハ) 拡大防止対策

I 仮にガス減衰タンク等が破損又は漏えいを起こしたとしても、各タンクの出入口に隔離弁を設け、使用中のタンク以外は常時閉止することにより、放出放射能を最大限タンク1基分にとどめるようにする。

II 放射性気体廃棄物処理設備から原子炉補助建屋内にガス状の放射性物質が放出された場合、排気設備によって原子炉補助建屋排気筒へ導く。更に、排気設備には、放射性ガスの監視設備を設け、周辺環境に放出される放射性物質を監視する。

(b) 蒸気発生器伝熱管破損

イ 事故の原因、防止対策及び拡大防止対策

(イ) 事故の原因及び説明

この事故は、発電用原子炉の出力運転中に、蒸気発生器の伝熱管が破損し、2次冷却系を介して1次冷却材が原子炉格納容器外に放出される事象を想定する。この場合、1次冷却材中の放射性物質により蒸気発生器2次側が汚染を生じる。この汚染された2次側の蒸気は、タービン又はタービンバイパス系をとおり復水器へ導かれるが、もし同時に外部電源が喪失していることなどによりタービンバイパス系が不作動であると、放射性物質は主蒸気逃がし弁又は主蒸気安全弁等を通して大気へ放出される。

蒸気発生器の伝熱管が破損した場合、破損側蒸気発生器につながる主蒸気隔離弁等の閉止操作を行い、更に健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁を操作することにより、1次冷却系は早期に冷却減圧され、2次側への1次冷却材の流出を停止させることにより、放射性物質の環境への放出を抑えることができる。その後、更に健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁又はタービンバイパス系による1次冷却系の除熱及び減圧を継続することにより、事故は終止できる。

(ロ) 防止対策

I 蒸気発生器の伝熱管や管板肉盛材には、耐食性の優れたニッケル・クロム・鉄合金を使用し、伝熱管のU字部の流体力による振動を抑制するため振止め金具を設けるとともに、設計、製作、据付け及び検査も関連する規格及び基準に準拠して行う。また、供用期間中において必要な検査を行うとともに使用する水の溶存酸素や塩素の含有量を抑えるよう水質を管理することにより、蒸気発生器伝熱管の破損の可能性を極めて小さくする。

II 1次冷却系の過圧を防止し、蒸気発生器伝熱管に過大な差圧が生じないようにするため、加圧器スプレイ、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁を設ける。

III 蒸気発生器のブローダウン配管に蒸気発生器ブローダウン水モニタ、復水器真空ポンプ排気ラインに復水器排気ガスモニタ及び各主蒸気管に高感度型主蒸気管モニタを設け、放射性物質濃度が高くなると、中央制御室において警報を発し、運転員の注意を喚起する。

(ハ) 拡大防止対策

I 破損の程度が小さい場合は、加圧器水位の低下による充てん／高压注入ポンプの補給水量の自動増加により、加圧器の水位が定常時より下がることを防止しつつ、通常の停止操作をとることができる。

II 破損の程度が大きい場合は、原子炉保護設備からの信号により発電用原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発生が考えられる。

(I) 原子炉圧力低

(II) 過大温度 ΔT 高

III 更に、1次冷却材量の減少が継続すると、以下の信号で非常用炉心冷却設備が作動し、燃料取替用水タンク及びほう酸注入タンクのほう酸水を炉心に注入する。

(I) 原子炉圧力低と加圧器水位低の一致

(II) 原子炉圧力異常低

また、「非常用炉心冷却設備作動」信号により主給水ポンプが停止するため、補助給水ポンプにより健全側蒸気発生器2次側への給水を確保し、主蒸気逃がし弁による冷却を行う。

IV 破損側蒸気発生器につながる主蒸気隔離弁は、中央制御室から操作可能なよう設計し、この主蒸気隔離弁を閉止して2次側における放射性物質の拡散を回避する。

なお、主蒸気隔離弁の閉止機能の信頼性向上を図るため、閉弁操作後現場で同弁を増締めし、閉止することができるようにしている。

V 破損側蒸気発生器2次側への1次冷却材の過大な流出を防止するため、破損側蒸気発生器を蒸気発生器水位計等により検知し、中央制御室において健全側蒸気発生器のタービンバイパス弁又は主蒸気逃がし弁、次いで加圧器スプレイ弁又は加圧器逃がし弁を操作することにより、1次冷却材の圧力を早期に下げることができるよう設計している。

(c) 燃料集合体の落下

イ 事故の原因、防止対策及び拡大防止対策

(イ) 事故の原因及び説明

この事故は、発電用原子炉の燃料交換時に何らかの理由によって燃料集合体が落下して破損し、放射性物質が環境に放出される事象を想定する。

具体的には、燃料取扱作業中、燃料取扱装置の機械的故障によって、取扱中の燃料集合体が使用済燃料ピットに落下し、燃料被覆管の機械的破損を生じるような事象として考える。

(ロ) 防止対策

- I 燃料取扱装置の設計、製作、据付けや燃料取扱方法の確立に当たっては、燃料取扱いの際に臨界の可能性がなく、放射線業務従事者に過度の被ばくが起る可能性がないよう考慮を払う。
- II 燃料取扱いを行う際は、原子炉キャビティにはほう素を含む燃料取替用水を満たし、厳重な運転管理下でほう素濃度の点検調整を行う。このほう素濃度は、すべての制御棒クラスタを挿入した低温停止状態で実効増倍率0.95以下が確保されるのに必要な濃度以上に保つ。
- III 燃料取扱作業中は、中性子源領域の核計装等により、炉内中性子束の常時監視を行うので、異常事態の発生は直ちに検知できる。
- IV 使用済燃料ピットは、たとえ新燃料を貯蔵し純水で満たされたとしても、実効増倍率が0.98以下となるように、燃料集合体の中心間隔を設計しており、ラックで垂直に支えて貯蔵する配置とする。
- V 原子炉キャビティに所要の水位が保たれていないと、「使用済燃料ピット水位低」等の警報を中央制御室に発し、運転員の注意を喚起し、かつ、取り扱う燃料の操作及び移送は、すべて水中で十分な遮蔽距離をもって行うので、放射線業務従事者が過度に被ばくするおそれはない。
- VI 燃料取替クレーンのグリッパは、空気作動式で、空気圧が供給されな
いときは、燃料を保持したまま取外しのできない構造であり、更に、荷重指示計を設け、あらかじめ設定された荷重を超えたとつり上げを行えないインターロックを設けて、過大荷重による落下を防止する。また、使用済

燃料ピットクレーンは駆動源の喪失に対してフェイル・アズ・イズの設計とし、更に、燃料取替クレーン及び使用済燃料取扱工具は機械的なロック装置が内蔵されており、燃料取扱中にはグリッパが閉じないような設備にするので落下のおそれは極めて少ない。

VII 運転要領を十分に整備し、よく訓練された監督者の直接指揮下で燃料取扱操作を行う運転管理体制をとる。

VIII 燃料集合体は十分な強度を有し、万一落下しても簡単に破損することはない。

(ハ) 拡大防止対策

万一、燃料が落下した場合には、使用済燃料ピット排気ガスモニタの信号により、燃料取扱建屋の排気を通常系統から、使用済燃料ピット排気装置に切り替えられるよう設計し、大気に放出される放射性よう素の低減をはかることができる。

燃料を取り扱う使用済燃料ピットは、所要の水位が保たれており、万一燃料が落下して破損した際も、使用済燃料ピット中でよう素は水に溶解し、燃料取扱建屋内に放出される量は低減される。

(d) 原子炉冷却材喪失

イ 事故の原因、防止対策及び拡大防止対策

(イ) 事故の原因及び説明

この事故は、「1.15.2.4(2) a. (a) 原子炉冷却材喪失」で想定した原子炉冷却材喪失の際に、放射性物質が環境に放出される事象を想定する。

(ロ) 防止対策

この事故の防止対策については、「1.15.2.4(2)a.(a) 原子炉冷却材喪失」と同じである。

(ハ) 拡大防止対策

この事故の拡大防止対策については、「1.15.2.4(2)a.(a) 原子炉冷却材喪失」と同じである。

更に、環境への放射性物質の異常な放出を低減させるため、以下の対策を講じる。

- I 原子炉格納容器スプレイ設備には、原子炉格納容器内のよう素を低減させるため、よう素除去剤を添加する装置を設ける。
- II 事故期間中、原子炉格納容器からアニュラス部へ漏出した空気を浄化するために、アニュラス空気再循環設備を設ける。
- III 再循環期間中、非常用炉心冷却設備及び原子炉格納容器スプレイ設備の再循環系から安全補機室へ漏出した放射性物質は安全補機室空気浄化設備によって浄化する。

(e) 制御棒飛び出し

イ 事故の原因、防止対策及び拡大防止対策

(イ) 事故の原因及び説明

この事故は、「1.15.2.4(2)b.(a) 制御棒飛び出し」で想定した制御棒クラスト飛び出しの際に、放射性物質が環境に放出される事象を想定する。

(ロ) 防止対策

この事故の防止対策については、「1.15.2.4(2)b.(a) 制御棒飛び出

し」と同じである。

(ハ) 拡大防止対策

この事故の拡大防止対策については、「1.15.2.4(2)b.(a) 制御棒飛び出し」と同じである。

更に、環境への放射性物質の異常な放出を低減するための対策は、「1.15.2.4(2)c.(d) 原子炉冷却材喪失」と同じである。

d. 原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化

(a) 原子炉冷却材喪失

イ 事故の原因、防止対策及び拡大防止対策

(イ) 事故の原因及び説明

この事故は、「1.15.2.4(2)a.(a) 原子炉冷却材喪失」で想定した原子炉冷却材喪失の際に1次冷却材が系外に流出し、原子炉格納容器内の圧力、温度が異常に上昇する事象を想定する。

(ロ) 防止対策

この事故の防止対策については、「1.15.2.4(2)a.(a) 原子炉冷却材喪失」と同じである。

(ハ) 拡大防止対策

この事故の拡大防止対策については、「1.15.2.4(2)a.(a) 原子炉冷却材喪失」と同じである。

(b) 可燃性ガスの発生

イ 事故の原因、防止対策及び拡大防止対策

(イ) 事故の原因及び説明

この事故は、「1.15.2.4(2) a. (a) 原子炉冷却材喪失」で想定した原子炉冷却材喪失の際に、可燃性ガスが発生する事象を想定する。

この具体的な判断基準として、下記の基準を用いる。

原子炉格納容器内の水素及び酸素の濃度は、事故発生後少なくとも30日間は、いずれかが次の値以下であること。

水	素	4%
酸	素	5%

(ロ) 防止対策

この事故の防止対策については、「1.15.2.4(2) a. (a) 原子炉冷却材喪失」と同じである。

(ハ) 拡大防止対策

この事故の拡大防止対策については、「1.15.2.4(2) a. (a) 原子炉冷却材喪失」と同じである。

(3) 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

a. 2次冷却系からの除熱機能喪失

(a) 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

イ 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「2次冷却系からの除熱機能喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.15.2.3(3) 運

転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」に示すとおり、「小破断LOCA時に補助給水機能が喪失する事故」、「主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故」、「過渡事象時に補助給水機能が喪失する事故」、「手動停止時に補助給水機能が喪失する事故」、「外部電源喪失時に補助給水機能が喪失する事故」、「2次冷却系の破断時に補助給水機能が喪失する事故」、「2次冷却系の破断時に主蒸気隔離機能が喪失する事故」、「蒸気発生器伝熱管破損時に補助給水機能が喪失する事故」、「DC母線1系列喪失時に補助給水機能が喪失する事故」及び「極小LOCA時に補助給水機能が喪失する事故」である。

ロ 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「2次冷却系からの除熱機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、主給水流量喪失等が発生するとともに、補助給水系機器の故障等により蒸気発生器への注水機能が喪失する。このため、蒸気発生器はドライアウトして、2次冷却系からの除熱機能が喪失することから、緩和措置がとられない場合には、1次系が高温、高圧状態となり、加圧器安全弁等からの漏えいが継続し、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、1次系を強制的に減圧し、高圧での炉心注水を行うことにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより除熱を行う。

ハ 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「2次冷却系からの除熱機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、充てん／高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた高圧注

入系によるフィードアンドブリードを整備する。長期的な冷却を可能とするため、充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプを用いた高圧再循環並びに余熱除去ポンプによる炉心冷却を整備する。対策の概略系統図を第1.15-6図に、対応手順の概要を第1.15-7図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第1.15-5表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「1.15.5.4(1)a.(a)イ(イ)I 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける1号機及び2号機同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員、重大事故等対策要員(初動)及び重大事故等対策要員(初動後)で構成され、合計44名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の2名、号機間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の2名、運転操作対応を行う運転員6名である。発電所構内に常駐している要員のうち、重大事故等対策要員(初動)は、運転対応要員6名及び保修対応要員12名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は4名である。重大事故発生後30分以内に参集できる重大事故等対策要員(初動後)は、保修対応要員12名である。この必要な要員と作業項目について第1.15-8図に示す。なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、44名で対処可能である。

(イ) プラントトリップの確認

事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

(ロ) 補助給水系機能喪失の判断及び喪失時の対応

電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプの自動起動が失敗することにより補助給水流量が喪失し、全蒸気発生器水位が狭域スパン以下に低下するため補助給水系機能喪失と判断する。その後、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ機能の回復操作、電動主給水ポンプ及び蒸気発生器水張ポンプによる蒸気発生器への代替注水並びに可搬型ディーゼル注入ポンプによる蒸気発生器への代替注水準備を行う。

補助給水系機能喪失の判断に必要な計装設備は、蒸気発生器狭域水位等である。

(ハ) 1次系のフィードアンドブリード運転開始

主蒸気逃がし弁の自動動作により、すべての蒸気発生器水位が低下し広域水位計指示が10%未満となれば、非常用炉心冷却設備作動信号を手動発信させ充てん／高圧注入ポンプの起動を確認後、すべての加圧器逃がし弁を手動で開放し、フィードアンドブリード運転を開始する。

フィードアンドブリード運転中は、1次系圧力、温度等の監視により炉心の冷却状態を確認する。

1次系のフィードアンドブリード運転開始に必要な計装設備は、蒸気発生器広域水位等であり、フィードアンドブリード中の炉心冷却状態の確認に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度(広域)等である。

(ニ) 蓄圧注入系動作の確認

1次系圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。

蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力である。

(ホ) 高圧再循環運転

燃料取替用水タンク水位計指示が16%到達及び格納容器再循環サンプル広域水位計指示が67%以上となれば、高圧再循環運転への切替えを実施する。

高圧注入から高圧再循環運転への切替えにより、格納容器再循環サンプルから余熱除去ポンプを経て余熱除去冷却器で冷却した水を充てん／高圧注入ポンプにより再度炉心へ注水し、フィードアンドブリードによる炉心冷却を継続する。

高圧再循環運転に必要な計装設備は、燃料取替用水タンク水位等である。

(ヘ) 蒸気発生器水位回復の判断

いずれかの蒸気発生器への注水が確保され、かつ蒸気発生器狭域水位計指示が0%以上となれば、蒸気発生器の水位が回復したと判断し、蒸気発生器2次側による炉心冷却操作を開始する。

蒸気発生器水位の回復が見込めない場合は、高圧再循環運転及び1次系のフィードアンドブリード運転による炉心の冷却を継続する。

蒸気発生器水位回復の判断に必要な計装設備は、蒸気発生器狭域水位等である。

(ト) 余熱除去系による炉心冷却

1次冷却材圧力計指示2.7MPa以下及び1次冷却材高温側温度計(広域)指示177℃以下となり余熱除去系が使用可能になれば、1次冷却材

高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を開始する。

余熱除去系による炉心冷却を開始後、1次系圧力が安定していることを確認し、蓄圧タンク出口弁を閉止する。

余熱除去系による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度(広域)等である。

(チ) 1次系のフィードアンドブリード運転停止

余熱除去系により炉心が冷却されていることが確認できれば加圧器逃がし弁を閉止しフィードアンドブリード運転を停止する。

1次系のフィードアンドブリード運転停止に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度(広域)等である。

以降、長期対策として、炉心の冷却は余熱除去系により継続的に行う。

なお、原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンを運転し継続的に行う。

b. 全交流動力電源喪失

(a) 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

イ 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.15.2.3(3) 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」に示すとおり、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」のみである。

ロ 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方
事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の出力運

転中に、送電系統又は所内主発電設備の故障等により、外部電源が喪失し、常用系補機である1次冷却材ポンプ等が機能喪失するとともに、非常用所内交流電源系統が機能喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水、充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる炉心注水、原子炉補機冷却水ポンプによる最終ヒートシンクへの熱の輸送、中央制御室からの主蒸気逃がし弁操作による1次系の減温、減圧及び復水タンクへの補給ができなくなる。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、補機冷却水が必要な機器に期待できなくなるとともに、RCPシール部へのシール水注水機能及びサーマルバリアの冷却機能が喪失することから、RCPシール部からの1次冷却材の漏えい等により1次系保有水量の減少が生じ、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、2次系を強制的に減圧することにより1次系を減温、減圧し、炉心注水を行うことにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより除熱を行う。

ハ 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた2次系強制冷却、常設電動注入ポンプによる代替炉心注水を整備する。長期的な冷却を可能とするため、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却、充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプを用いた高圧再循環、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備する。対策の概略系統図を第1.15-9図に、対応手順の概要を第1.15-10図から第

1.15-12図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第1.15-6表に示す。

本事故シーケンスグループのうち「1.15.5.4(1)a.(a)ロ(イ)I 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける1号機及び2号機同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員、重大事故等対策要員(初動)及び重大事故等対策要員(初動後)で構成され、合計52名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の2名、号機間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の2名、運転操作対応を行う運転員8名である。発電所構内に常駐している要員のうち、重大事故等対策要員(初動)は、運転対応要員8名及び保修対応要員12名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は4名である。重大事故発生後30分以内に参集できる重大事故等対策要員(初動後)は、保修対応要員16名である。この必要な要員と作業項目について第1.15-13図及び第1.15-14図に示す。

(イ) 全交流動力電源喪失及びプラントトリップの確認

外部電源が喪失し、ディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線への給電に失敗したことを確認し、全交流動力電源喪失と判断するとともに、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

また、主蒸気ライン隔離を行い、蒸気ライン圧力等のループ間偏差により、2次冷却材喪失、蒸気発生器細管漏えいの兆候を継続的に確認する。なお、蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う場合、2次冷却材喪

失又は蒸気発生器細管漏えいの兆候が確認されれば、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁により炉心冷却を行う。

(ロ) タービン動補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認

蒸気発生器水位低下によりタービン動補助給水ポンプが起動し、補助給水流量が確立することを確認する。

補助給水流量確立の確認に必要な計装設備は、補助給水流量等である。

(ハ) 早期の電源回復不能判断

中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗した場合は早期の電源回復不能と判断する。

(ニ) 1次冷却材漏えい及び漏えい規模の判断

1次系圧力の低下、格納容器内高レンジエリアモニタ指示上昇、格納容器再循環サンプル水位の上昇等により、1次冷却材漏えいの判断を行う。

全交流動力電源喪失時に1次冷却材漏えいが重畳して発生した場合に1次系圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下し、かつ1次系圧力が回復しない状態であれば「1次冷却材喪失事象(大破断)」と判断する。それ以外は「1次冷却材喪失事象(大破断)に至らない漏えい又は漏えいなし」と判断し処置する。

1次冷却材漏えい及び漏えい規模の判断に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

(ホ) 1次冷却材喪失事象(大破断)に至らない漏えい又は漏えいがない場合の対応

大容量空冷式発電機による電源確保、常設電動注入ポンプ起動準備、被ばく低減操作、復水タンクへの供給、使用済燃料ピットへの注水確保及び移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却の準備を行う。

また、常設電動注入ポンプ起動準備においては、1次冷却材喪失事象(大破断)に至らない漏えい又は漏えいがない場合は、炉心損傷防止のために常設電動注入ポンプの注入先を炉心注水とする。炉心注水を行っている間に炉心出口温度計指示 350°C 以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ(高レンジ)指示 $1\times 10^5\text{mSv/h}$ 以上により炉心損傷と判断すれば、注入先を格納容器スプレイに切り替えるとともに炉心損傷の進展防止及び緩和のため、B充てん/高圧注入ポンプ自己冷却運転による炉心注水を行う。

(ヘ) 補助給水系機能維持の判断

補助給水ポンプ起動及び補助給水流量計指示が $80\text{m}^3/\text{h}$ 以上確立されていることを確認する。

補助給水系機能維持の判断に必要な計装設備は、補助給水流量等である。

(ト) 1次冷却材ポンプシール戻り隔離弁等の閉止

充てん/高圧注入ポンプの起動時の1次冷却材ポンプシール温度急変等を防止するために1次冷却材ポンプシール戻り隔離弁及び原子炉格納容器隔離弁の閉止を行う。また、非常用炉心冷却設備作動信号の

発信に伴い、作動する原子炉格納容器隔離弁の閉止を確認する。

なお、隔離弁等の電源が回復していない場合は、現場にて閉止する。

(チ) 不要直流電源負荷切離し

直流コントロールセンタの不要直流電源負荷の切離しを行う。

(リ) 蒸気発生器2次側による炉心冷却

事象発生後30分以内を目安に主蒸気逃がし弁を現場にて手動で開操作することで、1次冷却材圧力計指示1.7MPa(1次冷却材高温側温度計(広域)指示208℃)を目標に減温、減圧を行う。また、目標値となれば1次系温度・圧力を維持する。

また、その後の蒸気発生器への注水量確保として、取水用水中ポンプ、中間受槽等による復水タンクへの供給を行う。

蒸気発生器2次側による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度(広域)等である。

(ヌ) 蓄圧注入系動作の確認

1次系圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。

蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力である。

(ル) 不要直流電源負荷切離し(計装用電源負荷切離し)

大容量空冷式発電機からの受電ができない場合、24時間の直流電源供給を可能とするため、蓄電池(安全防護系用)に加え、蓄電池(重大事故等対処用)を非常用直流母線に接続し、全交流動力電源喪失後、1時間以内を目安に中央制御室及び隣接する1次系継電器室で不

要直流負荷の切離しを行い、8時間経過すれば不要直流電源負荷の切離しを行う。

(フ) 蓄圧タンク出口弁閉止

大容量空冷式発電機等により電源が供給されれば、1次冷却材圧力計指示が1.7MPaであることを確認し、蓄圧タンクの出口弁を閉止する。

蓄圧タンク出口弁閉止に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

(ワ) 蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開

蓄圧タンク出口弁を閉止確認後、1次冷却材圧力計指示0.7MPa(1次冷却材高温側温度計(広域)指示170℃)を目標に、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却を再開し、目標値となれば1次系温度・圧力を維持する。

蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度(広域)等である。

(カ) 常設電動注入ポンプによる代替炉心注水

常設電動注入ポンプの準備が完了し、1次冷却材圧力計指示が0.7MPa(1次冷却材高温側温度計(広域)指示170℃)となれば燃料取替用水タンクを水源とした常設電動注入ポンプによる代替炉心注水を行う。但し、常設電動注入ポンプの準備が早く整った場合は1次冷却材圧力計指示が0.7MPa以上であっても、ポンプ吐出圧力以下であれば、炉心注水を開始する。

常設電動注入ポンプによる代替炉心注水に必要な計装設備は、余熱除去ループ流量等である。

常設電動注入ポンプによる注水流量は、早期に1次系保有水を回復させるように調整する。

(ヨ) アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動

アニュラス部に水素が滞留することを防止するため及び原子炉格納容器から漏えいした空気中の放射性物質の濃度を低減するため、現場にてアニュラス空気浄化系ダンパの代替空気供給を行い、アニュラス空気浄化ファンを起動する。

また、中央制御室の作業環境確保のため、現場にて中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を実施し、中央制御室非常用循環系を起動する。

(タ) 格納容器内自然対流冷却及び高圧再循環運転

LOCAが発生している場合、長期対策として、移動式大容量ポンプ車によるA、B格納容器再循環ユニット、C充てん／高圧注入ポンプ及びB余熱除去ポンプへの通水により、格納容器内自然対流冷却及び高圧再循環運転を行う。

海水通水が完了すれば、格納容器内自然対流冷却を行う。

また、格納容器再循環サンプ広域水位計指示67%以上及び燃料取替用水タンク水位計指示16%到達を確認し、常設電動注入ポンプによる代替炉心注水から高圧再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器圧力等であり、高圧再循環運転に必要な計装設備は、ほう酸注入ライン流量等である。

(レ) 蒸気発生器2次側による炉心冷却の継続

LOCAが発生していない場合、長期対策として、外部電源が回復すればタービン動補助給水ポンプから電動補助給水ポンプへの切替えを行い、蒸気発生器2次側による炉心冷却を継続的に行う。

蒸気発生器2次側による炉心冷却の継続に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度(広域)等である。

(ソ) 原子炉補機冷却系の復旧作業

保守対応要員の作業時間や原子炉補機冷却水系統の機能喪失要因を考慮し、海水ポンプ用電動機予備品による対応を行うこと等で、原子炉補機冷却水系統の復旧を図る。

c. 原子炉補機冷却機能喪失

(a) 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

イ 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.15.2.3(3) 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」に示すとおり、「原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールLOCAが発生する事故」及び「原子炉補機冷却機能喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁LOCAが発生する事故」である。

ロ 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、原子炉補機冷却水ポンプの故障等により、すべての原子炉

補機冷却機能が喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる炉心注水並びに原子炉補機冷却水ポンプによる最終ヒートシンクへの熱の輸送ができなくなるとともに、補機冷却を必要とする制御用空気供給機能が喪失することにより中央制御室からの主蒸気逃がし弁操作による1次系の減温、減圧ができなくなる。また、RCPシール部へのシール水注水機能及びサーマルバリアの冷却機能の喪失によるRCPシール部からの1次冷却材の漏えい、加圧器逃がし弁又は安全弁からの1次冷却材の漏えいにより1次冷却材の保有水量の減少が生じ、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、2次系を強制的に減圧することにより1次系を減温、減圧し、炉心注水を行うことにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより除熱を行う。

ハ 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた2次系強制冷却、常設電動注入ポンプによる代替炉心注水を整備する。長期的な冷却を可能とするため、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却、充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプを用いた高圧再循環、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備する。対策の概略系統図を第1.15-15図に、対応手順の概要を第1.15-16図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第1.15-7表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールLOCAが発生する事故」における1号機及び2号機同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員、重大事故等対策要員（初動）及び重大事故等対策要員（初動後）で構成され、合計42名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の2名、号機間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の2名、運転操作対応を行う運転員8名である。発電所構内に常駐している要員のうち、重大事故等対策要員（初動）は、運転対応要員6名及び保修対応要員10名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は4名である。重大事故発生後30分以内に参集できる重大事故等対策要員（初動後）は、保修対応要員10名である。この必要な要員と作業項目について第1.15-17図に示す。なお、「原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールLOCAが発生する事故」以外の事故シーケンスについては、作業項目を「原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールLOCAが発生する事故」と比較し、必要な要員数を確認した結果、42名で対処可能である。

（イ） 原子炉補機冷却機能喪失及びプラントトリップの確認

原子炉補機冷却水ポンプの停止等により原子炉補機冷却機能の喪失を判断し、原子炉の手動停止を行うとともに、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

(ロ) 補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認

蒸気発生器水位低下により電動及びタービン動補助給水ポンプが起動し、補助給水流量が確立することを確認する。

補助給水流量確立の確認に必要な計装設備は、補助給水流量等である。

(ハ) 原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作

原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作を行う。

(ニ) 1次冷却材漏えいの判断

1次系圧力の低下、格納容器内高レンジエリアモニタ指示上昇、格納容器再循環サンプル水位の上昇等により、1次冷却材漏えいの判断を行う。

1次冷却材漏えいの判断に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

(ホ) 1次冷却材喪失事象の兆候がある場合の対応

常設電動注入ポンプ起動準備、被ばく低減操作、使用済燃料ピットへの注水確保及び移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却の準備を行う。

常設電動注入ポンプの起動準備においては、炉心損傷防止のために注入先を炉心注水とする。炉心注水を行っている間に炉心出口温度計指示 350°C 以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ(高レンジ)指示 $1\times 10^5\text{mSv/h}$ 以上により炉心損傷と判断すれば、注入先を格納容器スプレイに切り替えるとともに炉心損傷の進展防止及び緩和のため、B充てん／高圧注入ポンプ自己冷却運転による炉心注水を行う。

(へ) 補助給水系機能維持の判断

補助給水ポンプ起動及び補助給水流量計指示が $80\text{m}^3/\text{h}$ 以上確立されていることを確認する。

補助給水系機能維持の判断に必要な計装設備は、補助給水流量等である。

(ト) 1次冷却材ポンプシール戻り隔離弁等の閉止

充てん/高圧注入ポンプの起動時の1次冷却材ポンプシール温度急変等を防止するために1次冷却材ポンプシール戻り隔離弁及び原子炉格納容器隔離弁の閉止を行う。また、非常用炉心冷却設備作動信号の発信に伴い、作動する原子炉格納容器隔離弁の閉止を確認する。

(チ) 蒸気発生器2次側による炉心冷却

補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を確認し、現場での主蒸気逃がし弁の開操作により1次冷却材圧力計指示 1.7MPa (1次冷却材高温側温度計(広域)指示 208°C)を目標に減温・減圧を行う。また、目標値となれば温度を維持する。

また、その後の蒸気発生器への注水量確保として、取水用水中ポンプ、中間受槽等による復水タンクへの供給を行う。

蒸気発生器2次側による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度(広域)等である。

(リ) 蓄圧注入系動作の確認

1次系圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。

蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力である。

(ヌ) 蓄圧タンク出口弁閉止

1次冷却材圧力計指示1.7MPaであることを確認し、蓄圧タンクの出口弁を閉止する。

蓄圧タンク出口弁閉止に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

(ル) 蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開

蓄圧タンク出口弁を閉止確認後、1次冷却材圧力計指示0.7MPa(1次冷却材高温側温度計(広域)指示170℃)を目標に補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却を再開し、目標値となれば温度を維持する。

蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度(広域)等である。

(ロ) 常設電動注入ポンプによる代替炉心注水

常設電動注入ポンプの準備が完了し、1次冷却材圧力計指示0.7MPa(1次冷却材高温側温度計(広域)指示170℃)となれば燃料取替用水タンクを水源とした常設電動注入ポンプによる代替炉心注水を行う。但し、常設電動注入ポンプの準備が早く整った場合は1次冷却材圧力計指示0.7MPa以上であっても、ポンプ吐出圧力以下であれば、炉心注水を開始する。

常設電動注入ポンプによる代替炉心注水に必要な計装設備は、余熱除去ループ流量等である。

常設電動注入ポンプによる注水流量は、早期に1次系保有水を回復

させるように調整する。

(ワ) アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動

アニュラス部に水素が滞留することを防止するため及び原子炉格納容器から漏えいした空気中の放射性物質の濃度を低減するため、現場にてアニュラス空気浄化系ダンパの代替空気供給を行い、アニュラス空気浄化ファンを起動する。

また、中央制御室の作業環境確保のため、現場にて中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を実施し、中央制御室非常用循環系を起動する。

(カ) 格納容器内自然対流冷却及び高圧再循環運転

長期対策として、移動式大容量ポンプ車によるA、B格納容器再循環ユニット、C充てん／高圧注入ポンプ及びB余熱除去ポンプへの通水により、格納容器内自然対流冷却及び高圧再循環運転を行う。

海水通水が完了すれば、格納容器内自然対流冷却を行う。

また、格納容器再循環サンプ広域水位計指示67%以上及び燃料取替用水タンク水位計指示16%到達を確認し、常設電動注入ポンプによる代替炉心注水から高圧再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器圧力等であり、高圧再循環運転に必要な計装設備は、ほう酸注入ライン流量等である。

(ヨ) 原子炉補機冷却系の復旧作業

保修対応要員の作業時間や原子炉補機冷却水系統の機能喪失要

因を考慮し、海水ポンプ用電動機予備品による対応を行うこと等で、原子炉補機冷却水系統の復旧を図る。

d. 原子炉格納容器の除熱機能喪失

(a) 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

イ 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.15.2.3(3) 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」に示すとおり、「中破断LOCA時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」、「中破断LOCA時に格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故」、「小破断LOCA時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」、「小破断LOCA時に格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故」、「DC母線1系列喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁LOCAが発生し、格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」及び「DC母線1系列喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁LOCAが発生し、格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故」である。

ロ 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断が発生するとともに、格納容器スプレイ注入機能又は格納容器スプレイ再循環機能が喪失する。炉心への注水は高圧注入系の再循環運転により継続するが、原子炉格納容器内の除熱機能が喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、原子炉格納容器内の圧力上昇を抑制できなくなり、

原子炉格納容器が過圧破損に至る(原子炉格納容器先行破損)。

その後、格納容器再循環サンプル水の減圧沸騰が生じることにより炉心への注水が継続できなくなり、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉格納容器内を除熱することにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより除熱を行う。

ハ 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」における機能喪失に対して、原子炉格納容器の健全性を維持し、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、格納容器再循環ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却を整備する。長期的な冷却を可能とするため、高圧・低圧再循環運転及び格納容器内自然対流冷却を整備する。対策の概略系統図を第1.15-18図に、対応手順の概要を第1.15-19図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第1.15-8表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「1.15.5.4(1)a.(a)ニ(イ)I 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける1号機及び2号機同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員及び重大事故等対策要員(初動)で構成され、合計22名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の2名、号機間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の2名、運転操作対応を行う運転員8名である。発電所構内に常駐している要員のうち、重大事故等対策要員(初動)は、運転対応

要員2名及び保修対応要員4名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は4名である。この必要な要員と作業項目について第1.15-20図に示す。なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、22名で対処可能である。

(イ) プラントトリップの確認

事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

(ロ) 安全注入シーケンス作動状況の確認

「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。

安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、ほう酸注入ライン流量等である。

(ハ) 1次冷却材の漏えいの判断

加圧器水位・1次系圧力の低下、原子炉格納容器圧力・温度の上昇、格納容器再循環サンプル水位の上昇、原子炉格納容器内モニタの上昇により1次冷却材の漏えいを判断する。

1次冷却材の漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

(ニ) 燃料取替用水タンクの補給操作

1次冷却材漏えい時の対応操作として燃料取替用水タンクの補給操

作を行う。

(ホ) 蓄圧注入系動作の確認

1次系圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。

蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力である。

(ヘ) 格納容器スプレイ系機能喪失の判断

格納容器圧力計指示が110kPa以上かつ格納容器スプレイ不動作の場合に格納容器スプレイ系機能喪失と判断する。

格納容器スプレイ系機能喪失の判断に必要な計装設備は、格納容器圧力等である。

(ト) 格納容器スプレイ系機能喪失時の対応

格納容器スプレイ系機能喪失時の対応操作として、格納容器内自然対流冷却の準備(原子炉補機冷却水サージタンクの加圧操作含む)、格納容器スプレイ系の回復操作及び蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う。

格納容器スプレイ系機能喪失時の対応に必要な計装設備は、原子炉補機冷却水サージタンク圧力(SA)等であり、蒸気発生器2次側による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度(広域)等である。

(チ) 高圧・低圧再循環運転への切替え

燃料取替用水タンク水位計指示が16%到達及び格納容器再循環サンプル広域水位計指示が67%以上となれば、格納容器再循環サンプルから余熱除去ポンプを経て余熱除去冷却器で冷却した水を充てん／高圧注

入ポンプ及び余熱除去ポンプにより炉心へ注水する高圧・低圧再循環運転に切り替え、炉心冷却を継続する。

高圧・低圧再循環運転への切替えに必要な計装設備は、燃料取替用水タンク水位等である。

(リ) 格納容器内自然対流冷却

格納容器圧力計指示が245kPa以上(最高使用圧力)となれば、格納容器内自然対流冷却を開始する。但し、A、B格納容器再循環ユニットへの原子炉補機冷却水通水の準備が完了すれば、通水を開始し格納容器内自然対流冷却を行う。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器圧力等である。

(ヌ) 高圧・低圧再循環運転及び格納容器内自然対流冷却

長期対策として、高圧・低圧再循環運転及びA、B格納容器再循環ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却を行うことで原子炉の冷却及び原子炉格納容器の除熱を継続的に実施する。

e. 原子炉停止機能喪失

(a) 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

イ 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.15.2.3(3) 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」に示すとおり、「原子炉トリップが必要な起因事象が発生した場合に原子炉トリップ機能が喪失する事

故」のみである。

ロ 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、主給水流量喪失、負荷の喪失等が発生するとともに、原子炉停止機能が喪失し、原子炉トリップができなくなる。このため、緩和措置がとられない場合には、過渡変化発生時に原子炉出力が維持されるため、1次系が高温、高圧状態になり、加圧器安全弁等からの漏えいが継続し、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、減速材温度係数の負の反応度帰還効果により原子炉出力を抑制し、1次系の過圧を防止することにより、炉心損傷を防止する。長期的には、炉心へのほう酸水注入により未臨界を確保し、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより除熱を行う。

ハ 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、タービントリップ、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプを自動作動させる多様化自動作動設備(ATWS緩和設備)を整備する。長期的には、未臨界を確保するために緊急ほう酸注入を整備し、炉心を冷却するために余熱除去ポンプによる冷却を整備する。対策の概略系統図を第1.15-21図に、対応手順の概要を第1.15-22図及び第1.15-23図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第1.15-9表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「1.15.5.4(1) a. (a)ホ(イ)I 有効性評

価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける1号機及び2号機同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計14名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の2名、号機間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の2名、運転操作対応を行う運転員6名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は4名である。この必要な要員と作業項目について第1.15-24図及び第1.15-25図に示す。

(イ) 原子炉自動トリップ不能の判断

事故の発生に伴い、原子炉自動トリップへ移行すべき状態にも関わらず、原子炉トリップ遮断器表示灯「赤」点灯、制御棒炉底位置表示灯不点灯及び炉外核計装指示値が低下しないことで原子炉自動トリップ不能を判断する。

原子炉自動トリップ不能時は、手動による原子炉及びタービントリップ並びに原子炉トリップ遮断器の現場開放を実施する。

原子炉自動トリップ不能の判断に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

(ロ) 多様化自動作動設備(ATWS緩和設備)の作動及び作動状況確認

多様化自動作動設備(ATWS緩和設備)作動によりタービントリップ、主蒸気ライン隔離、タービン動補助給水ポンプ、電動補助給水ポンプの自動起動及び補助給水流量が確立していることを確認する。また、タービントリップ及び主蒸気ライン隔離による1次系温度の上昇に伴い、負の反応度帰還効果による原子炉出力の低下を確認するとともに、上昇した

1次系圧力が、補助給水ポンプ自動起動及び加圧器逃がし弁、主蒸気逃がし弁等の動作により抑制されていることを確認する。

多様化自動作動設備(ATWS緩和設備)の作動状況確認に必要な計装設備は、蒸気発生器狭域水位等である。

また、1次系温度の上昇に伴う負の反応度帰還効果の確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等であり、1次系圧力の上昇抑制の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

(ハ) 緊急ほう酸注入及びほう酸希釈ラインの隔離

緊急ほう酸注入による濃縮操作を実施し、1次冷却材のほう酸濃度を上昇させる。また、原子炉補給水流量制御弁「閉」の確認及び1次系補給水ポンプの停止を行うことでほう酸希釈ラインの隔離を実施する。

緊急ほう酸注入に必要な計装設備は、ほう酸タンク水位である。

(ニ) 加圧器水位維持操作

燃料取替用水タンクを水源とし、充てん注入により加圧器水位計指示30%に維持する。

加圧器水位維持に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

(ホ) 原子炉未臨界状態の確認

「出力領域中性子束計指示が5%未満かつ中間領域起動率計指示が零又は負」であることを確認し、原子炉が未臨界状態であることを確認する。

原子炉未臨界状態の確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

また、1次系ほう素濃度のサンプリングにより、燃料取替ほう素濃度以上に濃縮されていることを確認するとともに、1次系圧力・温度、加圧器水位が安定状態であることを確認する。

(へ) 1次系降温、降圧

補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を確認し、主蒸気逃がし弁及び加圧器スプレイ弁により、1次系の降温、降圧を実施する。

補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水に必要な計装設備は、補助給水流量等であり、1次系の冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度(広域)等である。

(ト) 余熱除去系による炉心冷却

長期対策として、1次冷却材圧力計指示2.7MPa以下及び1次冷却材高温側温度計(広域)指示177℃以下となり余熱除去システムが使用可能になれば、1次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。

余熱除去系による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度(広域)等である。

なお、原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンを運転し継続的に行う。

f. ECCS注水機能喪失

(a) 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

イ 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「ECCS注水機能喪失」において、炉心損傷防

止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.15.2.3(3) 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」に示すとおり、「中破断LOCA時に高圧注入機能が喪失する事故」、「小破断LOCA時に高圧注入機能が喪失する事故」、「DC母線1系列喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁LOCAが発生し、高圧注入機能が喪失する事故」及び「極小LOCA時に充てん注入機能又は高圧注入機能が喪失する事故」となる。

ロ 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「ECCS注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断が発生するとともに、非常用炉心冷却設備による炉心への注水機能が喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、1次冷却材の保有水量が減少することで炉心の冷却能力が低下し、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、2次系による1次系の減温、減圧により炉心注水を促進させることにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

ハ 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「ECCS注水機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた2次系強制冷却、余熱除去ポンプによる低圧注入を整備する。長期的な冷却を可能とするため、余熱除去ポンプによる低圧再循環を整備する。対策の概略系統図を第1.15-26図に、対応手順の概要を第1.15-27図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第

1.15-10表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「1.15.5.4(1) a. (a)へ(イ)I 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける1号機及び2号機同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員及び重大事故等対策要員(初動)で構成され、合計26名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の2名、号機間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の2名、運転操作対応を行う運転員8名である。発電所構内に常駐している要員のうち、重大事故等対策要員(初動)は、運転対応要員6名及び保守対応要員4名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は4名である。この必要な要員と作業項目について第1.15-28図に示す。なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、26名で対処可能である。

(イ) プラントトリップの確認

事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

(ロ) 安全注入シーケンス作動状況の確認

「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。

安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、ほう酸注入ライン流量等である。

(ハ) 1次冷却材の漏えいの判断

加圧器水位・1次系圧力の低下、原子炉格納容器圧力・温度の上昇、格納容器再循環サンプル水位の上昇及び原子炉格納容器内モニタの上昇により1次冷却材の漏えいを判断する。

1次冷却材の漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

(ニ) 燃料取替用水タンクの補給操作

1次冷却材漏えい時の対応操作として燃料取替用水タンクの補給操作を行う。

(ホ) 高圧注入系機能喪失の判断

充てん／高圧注入ポンプトリップ等による運転不能又は、ほう酸注入ライン流量が確認できない場合は、高圧注入系機能喪失と判断する。

非常用炉心冷却設備作動を伴う1次冷却材漏えい時に、すべての高圧注入系が動作しない場合は、2次系強制冷却を行う。

高圧注入系機能喪失の判断に必要な計装設備は、ほう酸注入ライン流量等である。

(ヘ) 高圧注入系機能喪失時の対応

高圧注入系機能喪失時の対応操作として、高圧注入系回復操作、充てん系による注水操作、電気式水素燃焼装置(以下「イグナイタ」という。)の起動及び可搬型格納容器水素濃度計測装置の運転準備を行う。

(ト) イグナイタ動作状況確認

イグナイタの運転状態を、電気式水素燃焼装置動作監視装置の温度上昇により確認する。

(チ) 蒸気発生器2次側による炉心冷却

1次系からの漏えい量低減、蓄圧注入の促進及び余熱除去ポンプによる低圧注入開始を期待して、中央制御室にて主蒸気逃がし弁を全開し、蒸気発生器2次側による1次系の除熱を行う。

蒸気発生器2次側による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度(広域)等である。

(リ) 蓄圧注入系動作の確認

1次系圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。

蓄圧注入開始後、1次冷却材圧力計指示が0.6MPaとなれば蓄圧タンクから1次系への窒素流入防止のため、蓄圧タンク出口弁を閉止する。

蓄圧注入系動作の確認及び蓄圧タンク出口弁閉止に必要な計装設備は、1次冷却材圧力である。

(ヌ) 余熱除去ポンプによる低圧注入開始の確認

1次系圧力の低下に伴い、余熱除去ポンプによる低圧注入が開始されることを確認する。

余熱除去ポンプによる低圧注入開始の確認に必要な計装設備は、余熱除去ループ流量等である。

(ル) 低圧再循環運転への切替え

燃料取替用水タンク水位計指示が16%到達及び格納容器再循環サンプル広域水位計指示が67%以上となれば、格納容器再循環サンプルから余熱除去ポンプを経て余熱除去冷却器で冷却した水を炉心へ注水する低圧再循環運転への切替えを実施する。

以降、長期対策として低圧再循環運転による炉心冷却を継続して行う。

低圧再循環運転への切替えに必要な計装設備は、燃料取替用水タンク水位等であり、低圧再循環運転による炉心冷却に必要な計装設備は、余熱除去ループ流量等である。

なお、原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンを運転し継続的に行う。

g. ECCS再循環機能喪失

(a) 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

イ 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「ECCS再循環機能喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.15.2.3(3) 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」に示すとおり、「大破断LOCA時に低圧再循環機能が喪失する事故」、「中破断LOCA時に高圧再循環機能が喪失する事故」、「中破断LOCA時に低圧再循環機能が喪失する事故」、「小破断LOCA時に高圧再循環機能が喪失する事故」、「小破断LOCA時に低圧再循環機能が喪失する事故」、「DC母線1系列喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁LOCAが発生し、高圧再循環機能が喪失する事故」及び「DC母線1系列喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁LOCAが発生し、低圧再循環機能が喪失する事故」である。

ロ 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「ECCS再循環機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断が発生し、燃料取替用水タンクを水源とした非常用炉心冷却設備による炉心への注水後に、格納容器再循環サンプを水源とする非常用炉心冷却設備の再循環機能（ECCS再循環機能）が喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、1次冷却材の保有水量が低下することで炉心の冷却能力が低下し、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、継続して炉心注水を行うことにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

ハ 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「ECCS再循環機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ再循環を整備する。対策の概略系統図を第1.15-29図に、対応手順の概要を第1.15-30図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第1.15-11表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「1.15.5.4(1)a.(a)ト(イ)I 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける1号機及び2号機同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員及び重大事故等対策要員（初動）で構成され、合計18名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作指揮を行う

当直課長及び当直副長の2名、号機間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の2名、運転操作対応を行う運転員8名である。発電所構内に常駐している要員のうち、重大事故等対策要員(初動)は、運転対応要員2名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は4名である。この必要な要員と作業項目について第1.15-31図に示す。なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、18名で対処可能である。

(イ) プラントトリップの確認

事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

(ロ) 安全注入シーケンス作動状況の確認

「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。

安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、ほう酸注入ライン流量等である。

(ハ) 蓄圧注入系動作の確認

1次系圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。

蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力である。

(ニ) 格納容器スプレイ作動状況の確認

「格納容器スプレイ作動」警報により格納容器スプレイ信号が発信し、

格納容器スプレイが作動していることを確認する。

格納容器スプレイ作動状況の確認に必要な計装設備は、格納容器圧力等である。

(ホ) 1次冷却材の漏えいの判断

加圧器水位・1次系圧力の低下、原子炉格納容器圧力・温度の上昇、格納容器再循環サンプル水位の上昇及び原子炉格納容器内モニタの上昇により1次冷却材の漏えいを判断する。

1次冷却材の漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

(ヘ) 燃料取替用水タンクの補給操作

1次冷却材漏えい時の対応操作として燃料取替用水タンクの補給操作を行う。

(ト) 低圧再循環運転への切替え

燃料取替用水タンク水位計指示が16%到達及び格納容器再循環サンプル広域水位計指示が67%以上となれば、格納容器再循環サンプルから余熱除去ポンプを経て余熱除去冷却器で冷却した水を炉心へ注水する低圧再循環運転への切替えを実施する。

低圧再循環運転への切替えに必要な計装設備は、燃料取替用水タンク水位等である。

(チ) 低圧再循環運転への切替失敗の判断

余熱除去ポンプトリップ等による運転不能、余熱除去ループ流量が上昇しない又は弁の動作不調により、低圧再循環運転への切替失敗と判

断する。

低圧再循環運転の切替失敗の判断に必要な計装設備は、余熱除去ループ流量等である。

(リ) 低圧再循環運転への切替失敗時の対応

低圧再循環運転への切替失敗時の対応操作として、低圧再循環機能回復操作、代替再循環運転の準備及び蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う。

(ヌ) 代替再循環運転による炉心冷却

代替再循環運転の準備が完了すれば、A格納容器スプレイポンプによる代替再循環配管(A格納容器スプレイポンプ出口～A余熱除去ポンプ出口タイライン)を使用した代替再循環運転による炉心冷却を開始する。

代替再循環運転による炉心冷却に必要な計装設備は、余熱除去ループ流量等である。

長期対策として、代替再循環運転による炉心冷却を継続的に行う。

(ル) 原子炉格納容器の健全性維持

長期対策として、B格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ再循環運転により原子炉格納容器の健全性維持を継続的に行う。

原子炉格納容器の健全性維持に必要な計装設備は、格納容器圧力等である。

h. 格納容器バイパス

(a) 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

イ 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.15.2.3(3) 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」に示すとおり、「インターフェイスシステムLOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」である。

ロ 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」では、原子炉の出力運転中に、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器が破損し、更に1次冷却材が原子炉格納容器外へ漏えいする。このため、緩和措置がとられない場合には、1次冷却材の原子炉格納容器外への漏えいが継続し、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、1次系を減温、減圧し、漏えいを抑制することにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

ハ 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」における機能の喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、主蒸気逃がし弁、充てん／高圧注入ポンプ等を用いたクールダウンアンドリサーキュレーションを整備する。更に余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、充てん／高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系

によるフィードアンドブリードを整備する。長期的な冷却を可能とするため、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱、及び余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備する。対策の概略系統図を第1.15-32図及び第1.15-33図に、対応手順の概要を第1.15-34図及び第1.15-35図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第1.15-12表及び第1.15-13表に示す。

(イ) インターフェイスシステムLOCA

事故シーケンスグループのうち「インターフェイスシステムLOCA」における1号機及び2号機同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員及び重大事故等対策要員(初動)で構成され、合計20名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の2名、号機間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の2名、運転操作対応を行う運転員8名である。発電所構内に常駐している要員のうち、重大事故等対策要員(初動)は、運転対応要員4名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は4名である。この必要な要員と作業項目について第1.15-36図に示す。

I プラントトリップの確認

事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

II 安全注入シーケンス作動状況の確認

「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。

安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、ほう酸注入ライン流量等である。

III 蓄圧注入系動作の確認

1次系圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。

蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力である。

IV 余熱除去系統からの漏えいの判断

余熱除去系統からの漏えいの兆候があり1次系圧力の低下、加圧器水位の低下、排気筒ガスモニタの指示上昇、蒸気発生器関連モニタ指示正常等によりインターフェイスシステムLOCAの発生を判断する。

余熱除去系統からの漏えいの判断に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

V 余熱除去系統隔離

中央制御室での操作にて余熱除去ポンプを全台停止するとともに、燃料取替用水タンク水の流出を抑制するために、燃料取替用水タンクと余熱除去系統の隔離操作を行う。また、1次系保有水量低下を抑制するために1次系の減圧操作を開始する前に、1次冷却材系統と余熱除去系統の隔離操作を行う。なお、隔離操作については余熱除去両系統とも行う。

VI 余熱除去系統の隔離失敗の判断及び対応操作

1次系圧力の低下が継続することで余熱除去系統の隔離失敗と判断し、燃料取替用水タンクの補給操作を行う。

余熱除去系統の隔離失敗の判断に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

VII 蒸気発生器2次側による炉心冷却

中央制御室にて主蒸気逃がし弁を全開し、蒸気発生器2次側による1次系の減温、減圧を行う。

蒸気発生器への注水は補助給水ポンプにて行う。

蒸気発生器2次側による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度(広域)等である。

VIII 加圧器逃がし弁開放による1次系減圧

安全注入停止条件確立及び1次系からの漏えい量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動開することで1次系の減圧を行う。

加圧器逃がし弁操作の際は、1次系のサブクール度を確保した段階で実施する。

加圧器逃がし弁開放による1次系の減圧に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

IX 高圧注入から充てん注入への切替え

安全注入停止条件を満足していることを確認し、高圧注入から充てん注入へ切り替える。

高圧注入から充てん注入への切替えに必要な計装設備は、ほう酸注

入ライン流量等である。

X 蓄圧タンク出口弁閉止

1次冷却材圧力計指示が0.6MPaになれば、蓄圧タンク出口弁を閉止する。

蓄圧タンク出口弁閉止に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

XI 現場での余熱除去システムの隔離及び余熱除去システムからの漏えい停止確認

漏えい側余熱除去ポンプの入口弁(ユニハンドラ弁)を閉止することにより隔離を行い、余熱除去システムからの漏えい停止を確認する。

現場での余熱除去システムの隔離及び余熱除去システムからの漏えい停止確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

XII 蒸気発生器2次側を使用した除熱の確認

補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水及び主蒸気逃がし弁開放により蒸気発生器2次側を使用した除熱を継続して行う。

蒸気発生器2次側を使用した除熱の確認に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度(広域)等である。

(ロ) 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故

事故シーケンスグループのうち「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」における1号機及び2号機同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策

本部要員及び重大事故等対策要員（初動）で構成され、合計18名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の2名、号機間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の2名、運転操作対応を行う運転員8名である。発電所構内に常駐している要員のうち、重大事故等対策要員（初動）は、運転対応要員2名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は4名である。この必要な要員と作業項目について第1.15-37図に示す。

I プラントトリップの確認

事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

II 安全注入シーケンス作動状況の確認

「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。

安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、ほう酸注入ライン流量等である。

III 蒸気発生器細管の漏えいの判断

蒸気発生器細管漏えい監視モニタ指示上昇、蒸気発生器水位・圧力の上昇及び加圧器水位・圧力の低下にて蒸気発生器伝熱管破損発生の判断及び破損側蒸気発生器を判定する。

蒸気発生器細管の漏えいの判断に必要な計装設備は、蒸気ライン圧力等である。

IV 補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認

安全注入シーケンス作動等による補助給水ポンプの自動起動及び補助給水流量が確立していることを確認する。

補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認に必要な計装設備は、補助給水流量等である。

V 破損側蒸気発生器の隔離

破損側蒸気発生器の隔離操作として、破損側蒸気発生器への補助給水停止、主蒸気隔離弁の閉止、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉止等を行う。

VI 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断

破損側蒸気発生器の隔離操作完了後に、破損側蒸気発生器圧力が無負荷圧力(6.93MPa)より低下し、減圧が継続すれば、破損側蒸気発生器圧力の減圧継続を判断する。

破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断に必要な計装設備は、蒸気ライン圧力等である。

VII 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応

破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応操作として、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却及び燃料取替用水タンクの補給操作を行う。

健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度(広域)等である。

VIII 加圧器逃がし弁開放による1次系減圧

安全注入停止条件確立及び1次系からの漏えい量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動開することで1次系の減圧を行う。

加圧器逃がし弁操作の際は、1次系のサブクール度を確保した段階で実施する。

加圧器逃がし弁開放による1次系減圧に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

IX 蓄圧タンクの隔離

蓄圧注入による破損側蒸気発生器2次側への漏えい量を抑制するため、安全注入停止条件を満足していることを確認し、1次系圧力が蓄圧タンクの保持圧力(4.04MPa)になる前に蓄圧タンク出口弁を閉止する。

蓄圧タンクの隔離に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

X 高圧注入から充てん注入への切替え

安全注入停止条件を満足していることを確認し、高圧注入から充てん注入へ切り替える。

高圧注入から充てん注入への切替えに必要な計装設備は、ほう酸注入ライン流量等である。

XI 余熱除去系による炉心冷却

1次冷却材圧力計指示2.7MPa以下及び1次冷却材高温側温度計(広域)指示177℃以下となり余熱除去系統が使用可能になれば、1次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を開始

する。

余熱除去系による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度(広域)等である。

XII 1、2次系の均圧による破損側蒸気発生器からの漏えい停止

1次系の減圧操作により1次系と2次系を均圧させ、破損側蒸気発生器からの漏えいを停止する。

1、2次系の均圧による破損側蒸気発生器からの漏えい停止に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

以降、長期対策として余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。

XIII 1次系のフィードアンドブリード運転

余熱除去システムが使用不能の場合には、すべての加圧器逃がし弁を手動で開放し、充てん注入によるフィードアンドブリード運転を実施する。

1次系のフィードアンドブリード運転に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度(広域)等である。

XIV 代替再循環運転への切替え

長期対策として、余熱除去システムが使用不能の場合、格納容器再循環サンプル広域水位計指示が再循環運転可能水位(67%)に再循環運転開始後の水位低下の可能性を考慮した水位72%以上となれば、代替再循環運転に切り替える。代替再循環運転に切り替え後は、格納容器再循環サンプルからA格納容器スプレイポンプを経てA格納容器スプレイ冷却器で冷却した水を余熱除去システム及び格納容器スプレイシステムに整備しているタイラインより炉心へ注水することで、継続的な炉心冷却を行う。

代替再循環運転への切替えに必要な計装設備は、余熱除去ループ流量等である。

なお、原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンを運転し継続的に行う。

(4) 運転中の原子炉における重大事故

a. 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

(a) 格納容器過圧破損

イ 格納容器破損モードの特徴、格納容器破損防止対策

(イ) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.15.2.3(4) 運転中の原子炉における重大事故」に示すとおり、SED、TED、TEW、AEW、SLW、SEW及びAEDがある。

(ロ) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」では、LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ機能やECCS再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、原子炉格納容器内へ流出した高温の1次冷却材及び熔融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、金属－水反応等によって発生した非凝縮性ガスの蓄積により、緩和措置がとられない場合には、原子炉格納容器圧力が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の破損に至る。

したがって、本格納容器破損モードでは、原子炉格納容器雰囲気を

冷却及び除熱し、原子炉格納容器圧力の上昇を抑制することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。また、非凝縮性ガスの発生を抑制するとともに、継続的に発生する水素を処理する。更に、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって、原子炉格納容器雰囲気の除熱を行う。

(ハ) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却を整備する。また、非凝縮性ガスの発生を抑制する観点から、溶融炉心・コンクリート相互作用に伴う水素発生に対しては、代替格納容器スプレイによる原子炉下部キャビティへの注水を整備する。更に、継続的に発生する水素を処理するため、静的触媒式水素再結合装置を設置するとともに、より一層の水素濃度低減を図るための設備としてイグナイタを設置する。対策の概略系統図を第1.15-38図に、対応手順の概要を第1.15-39図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第1.15-14表に示す。

本格納容器破損モードのうち、「1.15.5.5(2)a.(a)イ(イ)I 有効性評価の方法」に示す評価事故シーケンスにおける1号機及び2号機同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員、重大事故等対策要員（初動）及び重大事故等対策要員

(初動後)で構成され、合計52名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の2名、号機間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の2名、運転操作対応を行う運転員8名である。発電所構内に常駐している要員のうち、重大事故等対策要員(初動)は、運転対応要員8名及び保守対応要員12名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は4名である。重大事故発生後30分以内に参集できる重大事故等対策要員(初動後)は、保守対応要員16名である。この必要な要員と作業項目について第1.15-40図に示す。なお、評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を評価事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、52名で対処可能である。また、本評価事故シーケンスにおいては、全交流動力電源喪失を想定しており、その手順については「1.15.2.4(3) b.(a)ハ 炉心損傷防止対策」による。

I 事象の発生及び対応処置

LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失が発生し、原子炉自動停止及び非常用炉心冷却設備作動信号等が発信すれば、原子炉トリップ、安全注入及び格納容器スプレイの動作状況を確認する。

その後、格納容器スプレイ機能、ECCS再循環機能等の安全機能喪失が重畳して発生すれば、全交流動力電源喪失の手順又は喪失した安全機能に対応した手順へ移行する。

事象の発生及び対応処置に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

II 1次冷却材喪失事象時の対応

全交流動力電源喪失時に1次冷却材漏えいが重畳して発生した場合に1次系圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下し、かつ1次系圧力が回復しない状態であれば「1次冷却材喪失事象(大破断)」と判断する。判断後は、大容量空冷式発電機による電源確保、常設電動注入ポンプ起動準備、復水タンクへの供給、使用済燃料ピットへの注水確保及び移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却の準備を行う。

また、常設電動注入ポンプ起動準備においては、1次冷却材喪失事象(大破断)の場合は炉心損傷を避けられないとして、常設電動注入ポンプの注入先を格納容器スプレイとする。また、1次冷却材喪失事象(大破断)に至らない漏えい又は漏えいがない場合は、炉心損傷防止のために常設電動注入ポンプの注入先を炉心注水とする。炉心注水を行っている間に炉心出口温度計指示 350°C 以上及び格納容器内高レンジエアモニタ(高レンジ)指示 $1\times 10^5\text{mSv/h}$ 以上により炉心損傷と判断すれば、注入先を格納容器スプレイに切り替えるとともに炉心損傷の進展防止及び緩和のため、B充てん/高圧注入ポンプ自己冷却運転による炉心注水を行う。

1次冷却材喪失事象時の対応に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

III アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動

全交流動力電源喪失時、アニュラス部に水素が滞留することを防止するため及び原子炉格納容器から漏えいした空気中の放射性物質の濃度を低減するため、現場にてアニュラス空気浄化系ダンパの代替空気供給を行い、起動準備が整い次第、アニュラス空気浄化ファンを起動する。ま

た、中央制御室の作業環境確保のため、現場にて中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を実施し、起動準備が整い次第、中央制御室非常用循環系を起動する。

IV 補助給水系機能維持の判断

補助給水ポンプ起動及び補助給水流量計指示が $80\text{m}^3/\text{h}$ 以上確立されていることを確認する。また、全交流動力電源喪失状態で1次冷却材喪失事象(小規模)が発生し、補助給水系の機能が喪失している場合は、加圧器逃がし弁の使用準備として、窒素ボンベ(加圧器逃がし弁用)による駆動用空気の供給を行い、炉心損傷判断後、1次系圧力を 2.0MPa 以下まで減圧を実施する。なお、加圧器逃がし弁使用準備において、直流電源が喪失している場合には、可搬型バッテリー(加圧器逃がし弁用)も準備する。

補助給水系機能維持の判断に必要な計装設備は、補助給水流量等である。

V イグナイタ起動及び可搬型格納容器水素濃度計測装置準備

炉心出口温度計指示が 350°C 到達又は安全注入動作を伴う1次冷却材喪失時にすべての高圧注入系が機能喪失すれば、イグナイタを起動するとともに、可搬型格納容器水素濃度計測装置の起動準備を実施する。また、全交流動力電源喪失時においては、大容量空冷式発電機より受電すれば、速やかにイグナイタを起動する。

VI 炉心損傷の判断

炉心出口温度計指示 350°C 以上及び格納容器内高レンジエリアモニ

タ(高レンジ)指示 $1 \times 10^5 \text{mSv/h}$ 以上により、炉心損傷と判断する。なお、炉心損傷の判断基準である炉心出口温度 350°C は、炉心が直接蒸気を過熱している可能性が高いと考えられる温度として、加圧器安全弁の設定圧力を考慮した1次系の最大飽和蒸気温度から設定した値であり、格納容器内高レンジエリアモニタ(高レンジ) $1 \times 10^5 \text{mSv/h}$ は、炉心溶融時の原子炉格納容器内線量率の評価結果を踏まえて設定した値である。

炉心損傷の判断に必要な計装設備は、格納容器内高レンジエリアモニタ(高レンジ)等である。

VII 静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタ動作状況確認

静的触媒式水素再結合装置にて原子炉格納容器内の水素が処理されていることを、静的触媒式水素再結合装置動作監視装置の温度上昇により確認する。また、イグナイタ運転にて原子炉格納容器内の水素が燃焼し処理されていることを、電気式水素燃焼装置動作監視装置の温度上昇により確認する。

VIII 常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ

格納容器スプレイ系の機能が喪失している場合は、1次冷却材漏えいに伴う原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の溶融炉心・コンクリート相互作用防止のため、大容量空冷式発電機からの給電及び常設電動注入ポンプの準備が整い次第、代替格納容器スプレイを開始する。なお、炉心の冷却については、B充てん／高圧注入ポンプ自己冷却による炉心注水の準備を行い、準備が整い次第、炉心注水を行う。また、常設電動注入ポンプの水源である燃料取替用水タンクが枯渇するまでに、復水タンクより補給を行い、代替格納容器スプレイを継続する。そ

の後、格納容器再循環サンプ広域水位計指示が77%以上となれば、代替格納容器スプレイを一旦停止する。一旦停止後に、格納容器圧力計指示が245kPaまで上昇すれば代替格納容器スプレイを再開する。

常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイに必要な計装設備は、格納容器圧力等である。

IX 水素濃度監視

炉心損傷と判断すれば、ジルコニウム-水反応等にて発生する水素による原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認するために、可搬型格納容器水素濃度計測装置の準備が整い次第、運転し、原子炉格納容器内水素濃度の測定を開始する。

水素濃度監視に必要な計装設備は、可搬型格納容器水素濃度計測装置である。

X 格納容器内自然対流冷却

A、B格納容器再循環ユニットに原子炉補機冷却水を通水し、原子炉格納容器雰囲気を自然対流により除熱する。

また、全交流動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水系統が使用できない場合には、移動式大容量ポンプ車によりA、B格納容器再循環ユニットに冷却水を供給し、原子炉格納容器雰囲気を自然対流により除熱する。但し、炉心溶融により屋外の放射線量が高い場合は、屋内に待機しモニタ指示を確認しながら、事象発生から24時間以内に除熱を開始できるように作業を行う。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。

(b) 格納容器過温破損

イ 格納容器破損モードの特徴、格納容器破損防止対策

(イ) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.15.2.3(4) 運転中の原子炉における重大事故」に示すとおり、SED、TED、TEW、AEW、SLW、SEW及びAEDがある。

(ロ) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」では、LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ機能やECCS再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、原子炉格納容器内へ流出した高温の1次冷却材及び溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、金属－水反応等によって発生した非凝縮性ガスの蓄積により、緩和措置がとられない場合には、原子炉格納容器内温度が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の破損に至る。

したがって、本格納容器破損モードでは、原子炉格納容器雰囲気を冷却及び除熱し、原子炉格納容器内温度の上昇を抑制することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。また、非凝縮性ガスの発生を抑制するとともに、継続的に発生する水素を処理する。更に、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって、原子炉格納容器雰囲気の除熱を行う。

(ハ) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却を整備する。また、原子炉容器が高い圧力の状況で破損し、熔融炉心、水蒸気及び水素等が急速に放出され、原子炉格納容器雰囲気が直接加熱されることで、急速な原子炉格納容器圧力の上昇を抑制する観点から、原子炉容器破損前までに加圧器逃がし弁による1次系強制減圧を整備する。更に、非凝縮性ガスの発生を抑制する観点から、熔融炉心・コンクリート相互作用に伴う水素発生に対しては、代替格納容器スプレイによる原子炉下部キャビティへの注水を整備する。加えて、継続的に発生する水素を処理するため、静的触媒式水素再結合装置を設置するとともに、より一層の水素濃度低減を図るための設備としてイグナイタを設置する。本格納容器破損モードに対応する対策の概略系統図を第1.15-41図に、対応手順の概要を第1.15-42図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第1.15-15表に示す。

本格納容器破損モードのうち、「1.15.5.5(2)a.(a)ロ(イ)I 有効性評価の方法」に示す評価事故シーケンスにおける1号機及び2号機同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員、重大事故等対策要員(初動)及び重大事故等対策要員(初動後)で構成され、合計52名である。その内訳は次のとおりである。中央

制御室の運転員は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の2名、号機間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の2名、運転操作対応を行う運転員8名である。発電所構内に常駐している要員のうち、重大事故等対策要員(初動)は、運転対応要員8名及び保守対応要員12名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は4名である。重大事故発生後30分以内に参集できる重大事故等対策要員(初動後)は、保守対応要員16名である。この必要な要員と作業項目について第1.15-43図に示す。なお、評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を評価事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、52名で対処可能である。また、本評価事故シーケンスにおいては、全交流動力電源喪失を想定しており、その手順については「1.15.2.4(3) b.(a)ハ 炉心損傷防止対策」による。

I 事象の発生及び対応処置

LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失が発生し、原子炉自動停止及び非常用炉心冷却設備作動信号等が発信すれば、原子炉トリップ、安全注入及び格納容器スプレイの動作状況を確認する。

その後、格納容器スプレイ機能、ECCS再循環機能等の安全機能喪失が重畳して発生すれば、全交流動力電源喪失の手順又は喪失した安全機能に対応した手順へ移行する。

事象の発生及び対応処置に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

II 1次冷却材喪失事象時の対応

全交流動力電源喪失時に1次冷却材漏えいが重畳して発生した場合

に1次系圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下し、かつ1次系圧力が回復しない状態であれば「1次冷却材喪失事象(大破断)」と判断する。判断後は、大容量空冷式発電機による電源確保、常設電動注入ポンプ起動準備、復水タンクへの供給、使用済燃料ピットへの注水確保及び移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却の準備を行う。

また、常設電動注入ポンプ起動準備においては、1次冷却材喪失事象(大破断)の場合は炉心損傷を避けられないとして、常設電動注入ポンプの注入先を格納容器スプレイとする。また、1次冷却材喪失事象(大破断)に至らない漏えい又は漏えいがない場合は、炉心損傷防止のために常設電動注入ポンプの注入先を炉心注水とする。炉心注水を行っている間に炉心出口温度計指示 350°C 以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ(高レンジ)指示 $1 \times 10^5 \text{mSv/h}$ 以上により炉心損傷と判断すれば、注入先を格納容器スプレイに切り替えるとともに炉心損傷の進展防止及び緩和のため、B充てん/高圧注入ポンプ自己冷却運転による炉心注水を行う。

1次冷却材喪失事象時の対応に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

III アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動

全交流動力電源喪失時、アニュラス部に水素が滞留することを防止するため及び原子炉格納容器から漏えいした空気中の放射性物質の濃度を低減するため、現場にてアニュラス空気浄化系ダンパの代替空気供給を行い、起動準備が整い次第、アニュラス空気浄化ファンを起動する。また、中央制御室の作業環境確保のため、現場にて中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を実施し、起動準備が整い次第、中央制御室非

常用循環系を起動する。

IV 補助給水系機能維持の判断

補助給水ポンプ起動及び補助給水流量計指示が $80\text{m}^3/\text{h}$ 以上確立されていることを確認する。また、全交流動力電源喪失状態で1次冷却材喪失事象(小規模)が発生し、補助給水系の機能が喪失している場合は、加圧器逃がし弁の使用準備として、窒素ポンベ(加圧器逃がし弁用)による駆動用空気の供給を行い、炉心損傷判断後、1次系圧力を 2.0MPa 以下まで減圧を実施する。なお、加圧器逃がし弁使用準備において、直流電源が喪失している場合には、可搬型バッテリー(加圧器逃がし弁用)も準備する。

補助給水系機能維持の判断に必要な計装設備は、補助給水流量等である。

V イグナイタ起動及び可搬型格納容器水素濃度計測装置準備

炉心出口温度計指示が 350°C 到達又は安全注入動作を伴う1次冷却材喪失時にすべての高圧注入系が機能喪失すれば、イグナイタを起動するとともに、可搬型格納容器水素濃度計測装置の起動準備を実施する。また、全交流動力電源喪失時においては、大容量空冷式発電機より受電すれば、速やかにイグナイタを起動する。

VI 炉心損傷の判断

炉心出口温度計指示 350°C 以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ(高レンジ)指示 $1\times 10^5\text{mSv/h}$ 以上により、炉心損傷と判断する。なお、炉心損傷の判断基準である炉心出口温度 350°C は、炉心が直接蒸気を

過熱している可能性が高いと考えられる温度として、加圧器安全弁の設定圧力を考慮した1次系の最大飽和蒸気温度から設定した値であり、格納容器内高レンジエリアモニタ(高レンジ) $1 \times 10^5 \text{mSv/h}$ は、炉心溶融時の原子炉格納容器内線量率の評価結果を踏まえて設定した値である。

炉心損傷の判断に必要な計装設備は、格納容器内高レンジエリアモニタ(高レンジ)等である。

VII 静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタ動作状況確認

静的触媒式水素再結合装置にて原子炉格納容器内の水素が処理されていることを、静的触媒式水素再結合装置動作監視装置の温度上昇により確認する。また、イグナイタ運転にて原子炉格納容器内の水素が燃焼し処理されていることを、電気式水素燃焼装置動作監視装置の温度上昇により確認する。

VIII 常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ

格納容器スプレイ系の機能が喪失している場合は、1次冷却材漏えいに伴う原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の溶融炉心・コンクリート相互作用防止のため、大容量空冷式発電機からの給電及び常設電動注入ポンプの準備が整い次第、代替格納容器スプレイを開始する。なお、炉心の冷却については、B充てん/高圧注入ポンプ自己冷却による炉心注水の準備を行い、準備が整い次第、炉心注水を行う。また、常設電動注入ポンプの水源である燃料取替用水タンクが枯渇するまでに、復水タンクより補給を行い、代替格納容器スプレイを継続する。その後、格納容器再循環サンプ広域水位計指示が77%以上となれば、代替格納容器スプレイを一旦停止する。一旦停止後に、格納容器圧力計

指示が245kPaまで上昇すれば代替格納容器スプレイを再開する。

常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイに必要な計装設備は、格納容器圧力等である。

IX 水素濃度監視

炉心損傷と判断すれば、ジルコニウム-水反応等にて発生する水素による原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認するために、可搬型格納容器水素濃度計測装置の準備が整い次第、運転し、原子炉格納容器内水素濃度の測定を開始する。

水素濃度監視に必要な計装設備は、可搬型格納容器水素濃度計測装置である。

X 格納容器内自然対流冷却

A、B格納容器再循環ユニットに原子炉補機冷却水を通水し、原子炉格納容器雰囲気を自然対流により除熱する。

また、全交流動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水システムが使用できない場合には、移動式大容量ポンプ車によりA、B格納容器再循環ユニットに冷却水を供給し、原子炉格納容器雰囲気を自然対流により除熱する。但し、炉心溶融により屋外の放射線量が高い場合は、屋内に待機しモニタ指示を確認しながら、事象発生から24時間以内に除熱を開始できるように作業を行う。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。

b. 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

(a) 格納容器破損モードの特徴、格納容器破損防止対策

イ 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.15.2.3(4) 運転中の原子炉における重大事故」に示すとおり、SED、TEI、TED、TEW、SEI、SLI、SLW及びSEWがある。

ロ 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では、LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ機能やECCS再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、原子炉容器が高い圧力の状況で破損し、緩和措置がとられない場合には、溶融炉心、水蒸気及び水素等が急速に放出され、原子炉格納容器雰囲気が直接加熱されることで、急速に原子炉格納容器圧力が上昇し、原子炉格納容器の破損に至る。

したがって、本格納容器破損モードでは、急速な原子炉格納容器圧力の上昇を抑制するため、原子炉容器破損前までに1次系の減圧を行うことにより、原子炉格納容器の破損を防止する。また、非凝縮性ガスの発生を抑制するとともに、継続的に水素を処理する。更に、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって、原子炉格納容器雰囲気の除熱を行う。

ハ 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器の破損を防止し、か

つ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、原子炉容器が高い圧力の状況で破損し、溶融炉心、水蒸気及び水素等が急速に放出され、原子炉格納容器雰囲気は直接加熱されることで、急速な原子炉格納容器圧力の上昇を抑制する観点から、原子炉容器破損前までに加圧器逃がし弁による1次系強制減圧を整備する。また、その後の原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却を整備する。更に、非凝縮性ガスの発生を抑制する観点から、溶融炉心・コンクリート相互作用に伴う水素発生に対しては、代替格納容器スプレイによる原子炉下部キャビティへの注水を整備する。加えて、継続的に発生する水素を処理するため、静的触媒式水素再結合装置を設置するとともに、より一層の水素濃度低減対策を図るための設備としてイグナイタを設置する。

したがって、本格納容器破損モードに対応する手順及び重大事故等対策は「1.15.2.4(4)a.(b) 格納容器過温破損」と同様である。

c. 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

(a) 格納容器破損モードの特徴、格納容器破損防止対策

イ 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.15.2.3(4) 運転中の原子炉における重大事故」に示すとおり、AEI、AEW、SEI、SLI、SLW及びSEWがある。

ロ 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」では、LOCA時にECCS注水機能や格納容器スプレイ再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、溶融炉心と原子炉圧力容器外の冷却水の接触による一時的な圧力の急上昇が生じ、発生するエネルギーが大きい場合には、構造物が破壊され、原子炉格納容器の破損に至る。

溶融燃料－冷却材相互作用のうち、水蒸気爆発は、原子炉容器から落下する溶融炉心が細粒化して水中に分散する際に蒸気膜を形成し、この蒸気膜が何らかの外乱が加わることによって崩壊し、周囲に瞬時に拡大・伝ばすることに伴い大きなエネルギーが発生する現象である。

細粒化した溶融炉心を覆う蒸気膜は安定性があり、何らかの外乱がなければ蒸気膜の崩壊は起こりにくいことが実験等の知見により得られており、実機においては、原子炉下部キャビティ水は準静的であり、外乱が加わる要素は考えにくい。また、これらの各種実験結果及びJASMINEコードを用いた格納容器破損確率評価等を踏まえると、実機において水蒸気爆発に至る可能性は極めて小さいと考えられる。

したがって、本格納容器破損モードでは、原子炉格納容器雰囲気冷却及び除熱し、溶融炉心から原子炉下部キャビティ水への伝熱による水蒸気発生に伴う原子炉格納容器圧力の上昇を抑制することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。また、非凝縮性ガスの発生を抑制するとともに、継続的に発生する水素を処理する。更に、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって、原子炉格納容器雰囲気の除熱を行う。

ハ 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

用」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、溶融炉心から原子炉下部キャビティ水への伝熱による水蒸気発生に伴う原子炉格納容器圧力の上昇を抑制する観点から、代替格納容器スプレイを整備する。また、その後の原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却を整備する。更に、非凝縮性ガスの発生を抑制する観点から、溶融炉心・コンクリート相互作用に伴う水素発生に対しては、代替格納容器スプレイによる原子炉下部キャビティへの注水を整備する。加えて、継続的に発生する水素を処理するため、静的触媒式水素再結合装置を設置するとともに、より一層の水素濃度低減を図るための設備としてイグナイタを設置する。

したがって、本格納容器破損モードに対応する手順及び重大事故等対策は「1.15.2.4(4)a.(a) 格納容器過圧破損」と同様である。

d. 水素燃焼

(a) 格納容器破損モードの特徴、格納容器破損防止対策

イ 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「水素燃焼」に至る可能性のあるプラントの損傷状態は、「1.15.2.3(4) 運転中の原子炉における重大事故」に示すとおり、TEI、SED、AEI、SEI、SLI、TED、TEW、SEW、AEW、SLW及びAEDがある。

ロ 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「水素燃焼」では、LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ機能やECCS再循環機能等の安全機能

喪失が重畳して、ジルコニウム-水反応、水の放射線分解、金属腐食及び溶融炉心・コンクリート相互作用によって水素が発生し、緩和措置がとられない場合には、水素と原子炉格納容器内の酸素が反応することにより激しい燃焼が生じ、原子炉格納容器の破損に至る。

したがって、本格納容器破損モードでは、継続的に発生する水素を処理し、原子炉格納容器内の水素濃度を低減することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。また、溶融炉心・コンクリート相互作用に対しては、原子炉下部キャビティへ注水し、水素発生を抑制する。

ハ 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「水素燃焼」で想定される事故シーケンスに対して、PWRプラントは原子炉格納容器自由体積が大きいことにより水素濃度が高濃度にならないという特徴を有している。その上で、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、原子炉格納容器内の水素濃度を低減するという観点から、静的触媒式水素再結合装置を設置する。また、より一層の水素濃度低減を図るための設備としてイグナイタを設置する。更に、溶融炉心・コンクリート相互作用に伴う水素発生に対しては、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイによって原子炉下部キャビティへ注水する対策を整備する。加えて、原子炉格納容器内の水素濃度を確認するために可搬型格納容器水素濃度計測装置により原子炉格納容器内の水素濃度測定を実施する。本格納容器破損モードに対応する対策の概略系統図を第1.15-44図に、対応手順の概要を第1.15-45図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第1.15-16表に示す。

本格納容器破損モードのうち、「1.15.5.5(2)a.(d)イ(イ)有効性評価の方法」に示す評価事故シーケンスにおける1号機及び2号機同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員及び重大事故等対策要員(初動)で構成され、合計32名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の2名、号機間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の2名、運転操作対応を行う運転員8名である。発電所構内に常駐している要員のうち、重大事故等対策要員(初動)は、運転対応要員8名及び保守対応要員8名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は4名である。この必要な要員と作業項目について第1.15-46図に示す。なお、評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を評価事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、52名で対処可能である。また、本評価事故シーケンスにおいては、1次冷却材喪失を想定しており、その手順については「1.15.2.4(3)f.(a)ハ 炉心損傷防止対策」による。

(イ) 事象の発生及び対応処置

LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失が発生し、原子炉自動停止及び非常用炉心冷却設備作動信号等が発信すれば、原子炉トリップ、安全注入及び格納容器スプレイの動作状況を確認する。

その後、格納容器スプレイ機能、ECCS再循環機能等の安全機能喪失が重畳して発生すれば、全交流動力電源喪失の手順又は喪失した安全機能に対応した手順へ移行する。

事象の発生及び対応処置に必要な計装設備は出力領域中性子束等である。

(ロ) 1次冷却材喪失事象時の対応

全交流動力電源喪失時に1次冷却材漏えいが重畳して発生した場合に1次系圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下し、かつ1次系圧力が回復しない状態であれば「1次冷却材喪失事象(大破断)」と判断する。判断後は、大容量空冷式発電機による電源確保、常設電動注入ポンプ起動準備、復水タンクへの供給、使用済燃料ピットへの注水確保及び移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却の準備を行う。

また、常設電動注入ポンプ起動準備においては、1次冷却材喪失事象(大破断)の場合は炉心損傷を避けられないとして、常設電動注入ポンプの注入先を格納容器スプレイとする。また、1次冷却材喪失事象(大破断)に至らない漏えい又は漏えいがない場合は、炉心損傷防止のために常設電動注入ポンプの注入先を炉心注水とする。炉心注水を行っている間に炉心出口温度計指示 350°C 以上及び格納容器内高レンジエアモニタ(高レンジ)指示 $1\times 10^5\text{mSv/h}$ 以上により炉心損傷と判断すれば、注入先を格納容器スプレイに切り替えるとともに炉心損傷の進展防止及び緩和のため、B充てん/高圧注入ポンプ自己冷却運転による炉心注水を行う。

1次冷却材喪失事象時の対応に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

(ハ) アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動

全交流動力電源喪失時、アニュラス部に水素が滞留することを防止するため及び原子炉格納容器から漏えいした空気中の放射性物質の濃度を低減するため、現場にてアニュラス空気浄化系ダンパの代替空気供給を行い、起動準備が整い次第、アニュラス空気浄化ファンを起動する。ま

た、中央制御室の作業環境確保のため、現場にて中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を実施し、起動準備が整い次第、中央制御室非常用循環系を起動する。

(ニ) 補助給水系機能維持の判断

補助給水ポンプ起動及び補助給水流量計指示が $80\text{m}^3/\text{h}$ 以上確立されていることを確認する。また、全交流動力電源喪失状態で1次冷却材喪失事象(小規模)が発生し、補助給水系の機能が喪失している場合は、加圧器逃がし弁の使用準備として、窒素ボンベ(加圧器逃がし弁用)による駆動用空気の供給を行い、炉心損傷判断後、1次系圧力を 2.0MPa 以下まで減圧を実施する。なお、加圧器逃がし弁使用準備において、直流電源が喪失している場合には、可搬型バッテリー(加圧器逃がし弁用)も準備する。

補助給水系機能維持の判断に必要な計装設備は、補助給水流量等である。

(ホ) イグナイタ起動及び可搬型格納容器水素濃度計測装置準備

炉心出口温度計指示が 350°C 到達又は安全注入動作を伴う1次冷却材喪失時にすべての高圧注入系が機能喪失すれば、イグナイタを起動するとともに、可搬型格納容器水素濃度計測装置の起動準備を実施する。また、全交流動力電源喪失時においては、大容量空冷式発電機より受電すれば、速やかにイグナイタを起動する。

(ヘ) 炉心損傷の判断

炉心出口温度計指示 350°C 以上及び格納容器内高レンジエリアモニ

タ(高レンジ)指示 $1 \times 10^5 \text{mSv/h}$ 以上により、炉心損傷と判断する。なお、炉心損傷の判断基準である炉心出口温度 350°C は、炉心が直接蒸気を過熱している可能性が高いと考えられる温度として、加圧器安全弁の設定圧力を考慮した1次系の最大飽和蒸気温度から設定した値であり、格納容器内高レンジエリアモニタ(高レンジ) $1 \times 10^5 \text{mSv/h}$ は、炉心溶融時の原子炉格納容器内線量率の評価結果を踏まえて設定した値である。

炉心損傷の判断に必要な計装設備は、格納容器内高レンジエリアモニタ(高レンジ)等である。

(ト) 静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタ動作状況確認

静的触媒式水素再結合装置にて原子炉格納容器内の水素が処理されていることを、静的触媒式水素再結合装置動作監視装置の温度上昇により確認する。また、イグナイタ運転にて原子炉格納容器内の水素が燃焼し処理されていることを、電気式水素燃焼装置動作監視装置の温度上昇により確認する。

(チ) 常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ

格納容器スプレイ系の機能が喪失している場合は、1次冷却材漏えいに伴う原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の溶融炉心・コンクリート相互作用防止のため、大容量空冷式発電機からの給電及び常設電動注入ポンプの準備が整い次第、代替格納容器スプレイを開始する。なお、炉心の冷却については、B充てん／高圧注入ポンプ自己冷却による炉心注水の準備を行い、準備が整い次第、炉心注水を行う。また、常設電動注入ポンプの水源である燃料取替用水タンクが枯渇するまでに、復水タンクより補給を行い、代替格納容器スプレイを継続する。そ

の後、格納容器再循環サンプ広域水位計指示が77%以上となれば、代替格納容器スプレイを一旦停止する。一旦停止後に、格納容器圧力計指示が245kPaまで上昇すれば代替格納容器スプレイを再開する。

常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイに必要な計装設備は、格納容器圧力等である。

(リ) 水素濃度監視

炉心損傷と判断すれば、ジルコニウム-水反応等にて発生する水素による原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認するために、可搬型格納容器水素濃度計測装置の準備が整い次第、運転し、原子炉格納容器内水素濃度の測定を開始する。

水素濃度監視に必要な計装設備は、可搬型格納容器水素濃度計測装置である。

(ヌ) 格納容器内自然対流冷却

A、B格納容器再循環ユニットに原子炉補機冷却水を通水し、原子炉格納容器雰囲気自然対流により除熱する。

また、全交流動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水系統が使用できない場合には、移動式大容量ポンプ車によりA、B格納容器再循環ユニットに冷却水を供給し、原子炉格納容器雰囲気自然対流により除熱する。但し、炉心溶融により屋外の放射線量が高い場合は、屋内に待機しモニタ指示を確認しながら、事象発生から24時間以内に除熱を開始できるように作業を行う。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。

e. 溶融炉心・コンクリート相互作用

(a) 格納容器破損モードの特徴、格納容器破損防止対策

イ 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.15.2.3(4) 運転中の原子炉における重大事故」に示すとおり、TEI、TED、SED、TEW、AEI、SEI、AED、SLI、SLW、AEW及びSEWがある。

ロ 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」では、LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ機能やECCS再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、原子炉容器内の溶融炉心が原子炉格納容器内の床上へ流出し、緩和措置がとられない場合には、溶融炉心からの崩壊熱や化学反応によって、原子炉格納容器床のコンクリートが侵食され、原子炉格納容器の構造部材の支持機能が喪失し、原子炉格納容器の破損に至る。

したがって、本格納容器破損モードでは、原子炉格納容器床へ注水し原子炉格納容器床に落下した溶融炉心を冷却することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。また、非凝縮性ガスの発生を抑制するとともに、継続的に発生する水素を処理する。更に、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって、原子炉格納容器雰囲気の除熱を行う。

ハ 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」で想定される事

故シーケンスに対して、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、原子炉格納容器床のコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスを抑制する観点から、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイによる原子炉下部キャビティへの注水を整備する。また、継続的に発生する水素を処理するため、静的触媒式水素再結合装置を設置するとともに、より一層の水素濃度低減を図るための設備としてイグナイタを設置する。更に、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却を整備する。

したがって、本格納容器破損モードに対応する手順及び重大事故等対策は「1.15.2.4(4)a.(a) 格納容器過圧破損」と同様である。

(5) 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故

a. 想定事故1

(a) 想定事故1の特徴、燃料損傷防止対策

イ 想定する事故

「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」において、使用済燃料ピットにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の1つには、「1.15.2.3(5) 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」に示すとおり、想定事故1として「使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故」がある。

ロ 想定事故1の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

想定事故1では、使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能の喪失により、使用済燃料ピット内の水の温度が徐々に上昇し、やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料ピット水位が低下する。このため、緩和措置がとられない場合には、やがて燃料は露出し、損傷に至る。

したがって、想定事故1では、使用済燃料ピットへの注水の確保を行うことにより、燃料有効長を冠水させること、放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること及び未臨界を維持させることが必要となる。

ハ 燃料損傷防止対策

想定事故1における機能喪失に対して、使用済燃料ピット内の燃料の著しい損傷を防止するため、使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第1.15-47図に、対応手順の概要を第1.15-48図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第1.15-17表に示す。

想定事故1における1号機及び2号機同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員、重大事故等対策要員（初動）及び重大事故等対策要員（初動後）で構成され、合計42名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の2名、号機間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の2名、運転操作対応を行う運転員6名である。発電所構内に常駐している要員のうち、重大事故等対策要員（初動）は、運転対応要員4名及び保修対応要員12名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は4名である。重大事故発生後30分以内に参集できる重大事故

等対策要員（初動後）は、保修対応要員12名である。この必要な要員と作業項目について第1.15-49図に示す。

（イ） 使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応

使用済燃料ピットポンプトリップ等による運転不能により、使用済燃料ピット冷却系の故障を確認した場合は、使用済燃料ピット冷却機能喪失と判断し、使用済燃料ピット冷却系の回復操作、使用済燃料ピットへの使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる注水準備、使用済燃料ピット周辺線量率計の設置及び使用済燃料ピット水位計（広域）〔使用済燃料ピット監視装置用空気供給システム含む〕の設置を行う。

使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断に必要な計装設備は、使用済燃料ピット温度（SA）等である。

（ロ） 使用済燃料ピット温度及び水位の確認

使用済燃料ピット冷却系の故障により、使用済燃料ピット温度が上昇し、使用済燃料ピット水位が低下していることを確認する。

使用済燃料ピット温度及び水位の確認に必要な計装設備は、使用済燃料ピット温度（SA）等である。

（ハ） 使用済燃料ピット補給水系故障の判断

燃料取替用水タンク等を水源として補給操作を行い、使用済燃料ピットの水位上昇が確認できなければ、補給水系の故障と判断し、使用済燃料ピット補給水系の回復操作を行う。

使用済燃料ピット補給水系故障の判断に必要な計装設備は、使用済燃料ピット水位（SA）等である。

(ニ) 使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水開始

使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水準備が完了すれば注水を行う。使用済燃料ピット水位は通常水位(NWL)を目安に注水し、通常水位(NWL)到達後は使用済燃料ピット出口配管下端以下とならないよう水位を維持する。

以降、使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水により使用済燃料ピットの水位が維持され、温度が安定していることを確認する。

使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる注水に必要な計装設備は、使用済燃料ピット水位(SA)等である。

b. 想定事故2

(a) 想定事故2の特徴、燃料損傷防止対策

イ 想定する事故

「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」において、使用済燃料ピットにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の1つには、「1.15.2.3(5) 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」に示すとおり、想定事故2として「サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故」がある。

ロ 想定事故2の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

想定事故2では、使用済燃料ピット冷却系の配管破断によるサイフォン現

象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な漏えいが発生するとともに、注水機能の喪失が重畳する。このため、緩和措置がとられない場合には、やがて燃料は露出し、損傷に至る。

したがって、想定事故2では、使用済燃料ピットへの注水の確保を行うことにより、燃料有効長を冠水させること、放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること及び未臨界を維持させることが必要となる。

ハ 燃料損傷防止対策

想定事故2における機能喪失に対して、使用済燃料ピット内の燃料の著しい損傷を防止するため、使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水手段を整備する。

これらの対策の概略系統図を第1.15-50図に、対応手順の概要を第1.15-51図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第1.15-18表に示す。

想定事故2における1号機及び2号機同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員、重大事故等対策要員(初動)及び重大事故等対策要員(初動後)で構成され、合計42名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の2名、号機間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の2名、運転操作対応を行う運転員6名である。発電所構内に常駐している要員のうち、重大事故等対策要員(初動)は、運転対応要員4名及び保修対応要員12名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は4名である。重大事故発生後30分以内に参集できる重大事故等対策要員(初動後)は、保修対応要員12名である。この必要な要員と作業項目について第1.15-52図に示す。

(イ) 使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応

使用済燃料ピット水位低下により使用済燃料ピット水位低警報が発信し、使用済燃料ピット出口配管下端まで水位が低下した場合は、使用済燃料ピット冷却機能喪失と判断し、使用済燃料ピット冷却システムの隔離操作、使用済燃料ピットへの使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる注水準備、使用済燃料ピット周辺線量率計の設置及び使用済燃料ピット水位計(広域)[使用済燃料ピット監視装置用空気供給システム含む]の設置を行う。

使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断に必要な計装設備は、使用済燃料ピット水位(SA)等である。

(ロ) 使用済燃料ピット温度上昇の確認

使用済燃料ピット水位の低下により、温度が上昇していることを確認する。

使用済燃料ピット温度上昇の確認に必要な計装設備は、使用済燃料ピット温度(SA)等である。

(ハ) 使用済燃料ピット補給水系故障の判断

燃料取替用水タンク等を水源として補給操作を行い、使用済燃料ピットの水位上昇が確認できなければ、補給水系の故障と判断し、使用済燃料ピット補給水系の回復操作を行う。

使用済燃料ピット補給水系故障の判断に必要な計装設備は、使用済燃料ピット水位(SA)等である。

(ニ) 使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水開始

使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水準備が完了すれば注水を行う。使用済燃料ピット水位は使用済燃料ピット出口配管下端水位で維持する。

以降、使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水により使用済燃料ピットの水位が維持され、温度が安定していることを確認する。

使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水に必要な計装設備は、使用済燃料ピット水位(SA)等である。

(6) 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

a. 崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)

(a) 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策

イ 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」において、燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.15.2.3(6) 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」、に示すとおり、「余熱除去機能が喪失する事故」、「外部電源喪失時に余熱除去系による冷却に失敗する事故」及び「原子炉補機冷却機能が喪失する事故」である。

ロ 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」では、原子炉の運転停止中に余熱除去系の故

障等に伴い、崩壊熱除去機能が喪失することから、緩和措置がとられない場合には、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い、1次系保有水量が減少することで炉心が露出し、燃料損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、炉心注水を行うことにより1次系保有水を確保し、燃料損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

ハ 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を整備する。長期的な除熱を可能とするため、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備する。対策の概略系統図を第1.15-53図に、対応手順の概要を第1.15-54図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第1.15-19表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「1.15.5.4(1)a.(b)イ(イ)I 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける1号機及び2号機同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員及び重大事故等対策要員(初動)で構成され、合計18名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の2名、号機間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の2名、運転操作対応を行う運転員6名である。発電所構内に常駐している要員のうち、重大事故等対策要員(初動)は、運転対応要員4名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は4名である。この必要

な要員と作業項目について第1.15-55図に示す。なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、38名で対処可能である。

(イ) 余熱除去系機能喪失の判断

余熱除去ポンプトリップ等による運転不能又は、余熱除去冷却器による冷却不能を確認した場合は、余熱除去系機能喪失と判断し、余熱除去機能の回復操作を実施する。

余熱除去系機能喪失の判断に必要な計装設備は、余熱除去ループ流量等である。

(ロ) 原子炉格納容器からの退避指示及び原子炉格納容器エアロックの閉止

原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバキューエーションアラーム又はページング装置により退避の指示を行う。作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、原子炉格納容器エアロックを閉止する。

(ハ) 余熱除去機能回復操作

余熱除去機能が喪失した原因を究明するとともに、他の対応処置と並行して、余熱除去機能の回復操作を継続する。

(ニ) 原子炉格納容器隔離操作

放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離を行う。

(ホ) 充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水及び1次系保有水確保

充てん／高圧注入ポンプにより燃料取替用水タンク水を炉心に注水し、1次系保有水を維持するとともに、加圧器安全弁(3個取外し中)からの蒸散により炉心崩壊熱を除去する。

充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水及び1次系保有水確保に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

(ヘ) アニュラス空気浄化ファン起動

アニュラス部に水素が滞留することを防止するため及び原子炉格納容器から漏れ出した空気中の放射性物質の濃度を低減するため、格納容器圧力計指示が22kPaになれば、アニュラス空気浄化ファンを起動する。

アニュラス空気浄化ファン起動に必要な計装設備は、格納容器圧力である。

(ト) 代替再循環運転による1次系の冷却

長期対策として、燃料取替用水タンクを水源とした充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を継続して実施する。また、余熱除去機能が回復しない状態で燃料取替用水タンク水位計指示が16%到達及び格納容器再循環サンプ広域水位計指示が67%以上となれば、格納容器再循環サンプからA格納容器スプレイポンプを経てA格納容器スプレイ冷却器で冷却した水を余熱除去系統及び格納容器スプレイ系統に整備しているタイラインより炉心へ注水する代替再循環運転に切り替え、低温停止状態にするとともに、炉心冷却を継続する。

代替再循環運転による1次系の冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度(広域)等である。

b. 全交流動力電源喪失

(a) 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策

イ 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.15.2.3(6) 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」に示すとおり、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」のみである。

ロ 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に送電系統又は所内主発電設備の故障等により、外部電源が喪失するとともに、非常用所内交流電源系統が機能喪失する。このため、安全上重要な機器の交流電源が喪失することで、余熱除去系による炉心注水ができなくなる。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、補機冷却水が必要な機器に期待できなくなることに伴い、余熱除去系による崩壊熱除去機能が喪失することから、緩和措置がとられない場合には、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い、1次系保有水量が減少することで炉心が露出し、燃料損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、炉心注水を行うことにより1次系保有水を確保し、燃料損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

ハ 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対

して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、常設電動注入ポンプによる炉心注水を整備する。長期的な除熱を可能とするため、低圧再循環及び移動式大容量ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却を整備する。対策の概略系統図を第1.15-56図に、対応手順の概要を第1.15-57図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第1.15-20表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「1.15.5.4(1)a.(b)ロ(イ)I 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける1号機及び2号機同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員、重大事故等対策要員(初動)及び重大事故等対策要員(初動後)で構成され、合計52名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の2名、号機間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の2名、運転操作対応を行う運転員8名である。発電所構内に常駐している要員のうち、重大事故等対策要員(初動)は、運転対応要員8名及び保修対応要員12名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は4名である。重大事故発生後30分以内に参集できる重大事故等対策要員(初動後)は、保修対応要員16名である。この必要な要員と作業項目について第1.15-58図に示す。

(イ) 全交流動力電源喪失の判断

外部電源が喪失し、ディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線への給電に失敗したことを確認し、全交流動力電源喪失と判断する。

(ロ) 原子炉格納容器からの退避指示及び原子炉格納容器エアロックの閉止

原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバキューエーションアラーム又はページング装置により退避の指示を行う。作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、原子炉格納容器エアロックを閉止する。

(ハ) 早期の電源回復不能判断及び対応準備

中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗することで、早期の電源回復不能と判断し、大容量空冷式発電機、常設電動注入ポンプ起動準備、被ばく低減操作、使用済燃料ピットへの注水確保、移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却の準備及び中央制御室非常用循環系の運転準備を行う。

(ニ) 燃料取替用水タンクによる炉心注水

燃料取替用水タンク水の炉心への重力注入が期待できる場合は、優先して実施する。

(ホ) 不要直流電源負荷切離し

直流コントロールセンタの不要直流電源負荷の切離しを行う。

(ヘ) 原子炉格納容器隔離操作

放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、電源回復後、原子炉格納容器隔離を行う。

(ト) 炉心注水及び1次系保有水確保操作

1次系保有水を確保するため、大容量空冷式発電機からの受電が完了し、常設電動注入ポンプの準備が整い次第炉心への注水を行うとともに、B充てん／高圧注入ポンプ自己冷却運転準備を行う。

なお、蓄圧タンクによる炉心注水は作業者への安全配慮の観点から実施しない。

炉心注水及び1次系保有水確保操作に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

(チ) アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動

アニュラス部に水素が滞留することを防止するため及び原子炉格納容器から漏れ出す空気中の放射性物質の濃度を低減するため、現場にてアニュラス空気浄化系ダンパの代替空気供給を行い、アニュラス空気浄化ファンを起動する。

また、中央制御室の作業環境確保のため、現場にて中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を実施し、中央制御室非常用循環系を起動する。

格納容器圧力計指示が22kPaになれば、アニュラス空気浄化ファンを起動する。

アニュラス空気浄化ファン起動に必要な計装設備は、格納容器圧力である。

(リ) 移動式大容量ポンプ車を用いた格納容器内自然対流冷却

移動式大容量ポンプ車によるA、B格納容器再循環ユニット、B余熱除去ポンプ等への海水通水により、格納容器内自然対流冷却及び低圧再循環運転の準備を行う。

格納容器圧力計指示が245kPa以上(最高使用圧力)となれば、格納容器内自然対流冷却を開始する。但し、A、B格納容器再循環ユニットへの海水通水の準備が完了すれば、通水を開始し格納容器内自然対流冷却を行う。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。

(ヌ) 低圧再循環運転開始

燃料取替用水タンク水位計指示が16%到達及び格納容器再循環サンプル広域水位計指示が67%以上となれば、格納容器再循環サンプルの水をB余熱除去ポンプからB余熱除去冷却器を経て炉心へ注水する低圧再循環運転に切り替え、炉心冷却を継続する。

低圧再循環運転開始に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度(広域)等である。

(ル) 格納容器内自然対流冷却及び低圧再循環運転

長期対策として、低圧再循環運転及びA、B格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉の冷却及び原子炉格納容器の除熱を継続的に実施する。

格納容器内自然対流冷却及び低圧再循環運転に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。

(ヲ) 原子炉補機冷却系の復旧作業

保守対応要員の作業時間や原子炉補機冷却水系統の機能喪失要因を考慮し、海水ポンプ用電動機予備品による対応を行うこと等で、原

子炉補機冷却水系統の復旧を図る。

c. 原子炉冷却材の流出

(a) 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策

イ 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.15.2.3(6) 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」に示すとおり、「原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」、「水位維持に失敗する事故」及び「オーバードレンとなる事故」である。

ロ 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から誤操作等による系外への漏えいが発生する。このため、1次冷却材が流出することで、余熱除去機能が喪失し、緩和措置がとられない場合には、1次系保有水量が減少することで炉心が露出し、燃料損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、炉心注水を行うことにより1次系保有水を確保し、燃料損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

ハ 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を整備する。長期的な除熱を可

能とするため、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備する。対策の概略系統図を第1.15-59図に、対応手順の概要を第1.15-60図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第1.15-21表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「1.15.5.4(1)a.(b)ハ(イ)I 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける1号機及び2号機同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員及び重大事故等対策要員(初動)で構成され、合計18名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の2名、号機間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の2名、運転操作対応を行う運転員6名である。発電所構内に常駐している要員のうち、重大事故等対策要員(初動)は、運転対応要員4名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は4名である。この必要な要員と作業項目について第1.15-61図に示す。なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、18名で対処可能である。

(イ) 1次系の水位低下による余熱除去機能喪失の判断

原子炉冷却材流出により1次系の水位が低下し、余熱除去ポンプの運転に必要な水頭圧が確保できなくなれば、余熱除去ポンプを停止する。余熱除去系2系統の運転不能により、余熱除去機能喪失と判断する。

余熱除去機能喪失の判断に必要な計装設備は、余熱除去ループ流量である。

(ロ) 余熱除去機能喪失時の対応

余熱除去ポンプ回復操作を実施するとともに、原子炉冷却材の流出原因調査及び隔離操作を行う。

(ハ) 原子炉格納容器からの退避指示及び原子炉格納容器エアロックの閉止

原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバキュエーションアラーム又はページング装置により退避の指示を行う。作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、原子炉格納容器エアロックを閉止する。

(ニ) 原子炉格納容器隔離操作

放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離を行う。

(ホ) 充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水及び1次系保有水確保

充てん／高圧注入ポンプにより燃料取替用水タンク水を炉心に注水し、1次系保有水を維持するとともに、加圧器安全弁(3個取外し中)からの蒸散により炉心崩壊熱を除去する。

充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水及び1次系保有水確保に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

(ヘ) アニュラス空気浄化ファン起動

アニュラス部に水素が滞留することを防止するため及び原子炉格納容器から漏えいした空気中の放射性物質の濃度を低減するため、格納容器圧力計指示が上昇し22kPaになれば、アニュラス空気浄化ファンを起

動する。

アニュラス空気浄化ファン起動に必要な計装設備は、格納容器圧力である。

(ト) 代替再循環運転による1次系の冷却

長期対策として、燃料取替用水タンクを水源とした充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を継続して実施する。また、余熱除去機能が回復しない状態で燃料取替用水タンク水位計指示が16%到達及び格納容器再循環サンプル広域水位計指示が67%以上となれば、格納容器再循環サンプルからA格納容器スプレイポンプを経てA格納容器スプレイ冷却器で冷却した水を余熱除去系統及び格納容器スプレイ系統に整備しているタイラインより炉心注水する代替再循環運転に切り替え、低温停止状態にするとともに、炉心冷却を継続する。

代替再循環運転による1次系の冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度(広域)等である。

d. 反応度の誤投入

(a) 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策

イ 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.15.2.3(6) 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」に示すとおり、「反応度の誤投入事故」のみである。

ロ 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では、原子炉の運転停止中に化学体積制御系の故障、誤操作等により、1次冷却材中に純水が注水される。このため、1次冷却材中のほう素濃度が低下することから、緩和措置がとられない場合には、反応度が添加されることで、臨界に達し、燃料損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、純水注水を停止し、反応度の添加を停止するとともに、1次冷却材中にほう酸を注入し未臨界を確保することで燃料損傷を防止する。

ハ 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、純水注水を停止し、1次冷却材を濃縮するほう酸注入を整備する。対策の概略系統図を第1.15-62図に、対応手順の概要を第1.15-63図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第1.15-22表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「1.15.5.4(1)a.(b)ニ(イ)I 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける1号機及び2号機同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計14名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の2名、号機間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の2名、運転操作対応を行う運転員6名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は4名である。この必要な要員と作業

項目について第1.15-64図に示す。

(イ) 反応度の誤投入の判断

1次系の希釈事象が発生し、中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示上昇、原子炉補給水補給流量積算計の動作音及び可聴計数率計の可聴音間隔が短くなることにより、反応度の誤投入を判断する。

なお、停止時中性子束レベルの0.8デカード上となれば、「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報が発信する。

反応度の誤投入の判断に必要な計装設備は、中性子源領域中性子束等である。

(ロ) 原子炉格納容器からの退避指示及び原子炉格納容器エアロックの閉止

原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバキュエーションアラーム又はページング装置により退避の指示を行う。作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、原子炉格納容器エアロックを閉止する。

(ハ) 希釈停止操作

原子炉補給水補給流量制御弁の「閉」及び1次系補給水ポンプの停止により原子炉補給水補給流量積算計の動作停止を確認する。

(ニ) ほう酸濃縮操作

ほう酸ポンプを起動し、ほう酸注入による濃縮を行い、中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示が低下することを確認する。

ほう酸濃縮操作に必要な計装設備は、ほう酸タンク水位等である。

(ホ) 未臨界状態の維持確認

中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示、可聴計数率計の可聴音間隔が事象発生前に戻っていることを確認する。

また、ほう素濃度についてもサンプリングにより事象発生前の停止ほう素濃度に戻っていることを確認する。

未臨界状態の維持確認に必要な計装設備は、中性子源領域中性子束等である。

1.15.2.5 内部・外部ハザードのリスト

「1.3.3 外部ハザードに対する防護」及び「1.3.4 内部ハザードに対する防護」を参照。

1.15.3 安全目標及び許容基準

1.15.3.1 安全目標及び安全解析

(1) 基本的考え方

a. 運転時の異常な過渡変化

想定された事象が生じた場合、炉心は損傷に至ることなく、かつ、発電用原子炉施設は通常運転に復帰できる状態で事象が収束される設計であること。

b. 設計基準事故

想定された事象が生じた場合、炉心の溶融あるいは著しい損傷のおそれなく、かつ、事象の過程において他の異常状態の原因となるような2次的損傷が生じなく、更に放射性物質の放散に対する障壁の設計が妥当であること。

c. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価

有効性評価に際しては、事故の様相やプラントの特徴を踏まえて有効性を確認するための評価項目を設ける。

(a) 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

「1.15.2.3(3) 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」に挙げた事故シーケンスグループについては、炉心の著しい損傷を防止するための対策に対して有効性があること。

(b) 運転中の原子炉における重大事故

「1.15.2.3(4) 運転中の原子炉における重大事故」に挙げた格納容器破損モードについては、格納容器破損防止対策に対して有効性があること。なお、格納容器直接接触(シェルアタック)については、BWRマークI型の格納容器特有の事象であり、PWRでは格納容器が大きく、溶融炉心が壁面に流

れる構造ではないため、発生の可能性がないと考えられることから、本格納容器破損モードに係る評価項目（原子炉格納容器の床上に落下した熔融炉心が床面を拡がり原子炉格納容器バウンダリと直接接触しないこと及び熔融炉心が適切に冷却されること）については、評価項目として設定しない。

(c) 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故

「1.15.2.3(5) 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」に挙げた想定事故については、使用済燃料ピットにおける燃料損傷を防止するための対策に対して有効性があること。

(d) 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

「1.15.2.3(6) 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」に挙げた事故シーケンスグループについては、運転停止中の原子炉における燃料の著しい損傷を防止するための対策に対して有効性があること。

1.15.3.2 決定論的安全解析の許容基準

(1) 炉心冷却及び系統圧力解析の許容基準

a. 運転時の異常な過渡変化

- (a) 最小限界熱流束比(以下「最小DNBR」という。)が許容限界値以上であること。
- (b) 燃料被覆管の機械的破損が生じないよう、燃料中心最高温度は燃料ペレットの溶融点未満であること。
- (c) 燃料エンタルピは、許容限界値以下であること。
- (d) 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、最高使用圧力である17.16MPaの1.1倍の圧力18.88MPa以下であること。

上記の判断基準に対して想定した運転時の異常な過渡変化ごとに更に具体的な基準を用いる場合には、各事象の説明の中でその具体的な基準を記述する。

b. 設計基準事故

- (a) 炉心は著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却が可能であること。
- (b) 燃料エンタルピは制限値を超えないこと。
- (c) 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、最高使用圧力である17.16MPaの1.2倍の圧力20.59MPa以下であること。

上記の判断基準に対して想定した事故ごとに更に具体的な基準を用いる場合には、各事象の説明の中でその具体的な基準を記述する。

c. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価

- (a) 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
 - イ 炉心の著しい損傷が発生するおそれがないものであり、かつ、炉心を十分

に冷却できるものであること。具体的には燃料被覆管の最高温度が1,200℃以下であること及び燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下であること。

ロ 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力が、最高使用圧力である17.16MPaの1.2倍の圧力20.59MPaを下回ること。

(b) 運転中の原子炉における重大事故

イ 原子炉圧力容器の破損までに、原子炉冷却材圧力は2.0MPa以下に低減されていること。

(c) 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故

イ 燃料有効長頂部が冠水していること。

ロ 放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。

ハ 未臨界が維持されていること。

(d) 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

イ 燃料有効長頂部が冠水していること。

ロ 放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。

ハ 未臨界を確保すること(但し、通常の運転操作における臨界、又は燃料の健全性に影響を与えない一時的かつ僅かな出力上昇を伴う臨界は除く。)

(2) 設計基準状態及び設計拡張状態の放射線影響解析の許容基準

a. 設計基準事故

(a) 周辺の公衆に対し、著しい放射線被ばくのリスクを与えないこと。

b. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価

(a) 運転中の原子炉における重大事故

イ 放射性物質の総放出量は、放射性物質による環境への汚染の視点も含め、環境への影響をできるだけ小さくとどめるものであること。

(3) 格納容器内圧力－温度過渡解析の許容基準

a. 設計基準事故

(a) 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は、最高使用圧力0.245MPa以下であること。

b. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価

(a) 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

イ 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は、最高使用圧力0.245MPa又は限界圧力を下回る圧力である最高使用圧力の2倍の圧力0.490MPaを下回ること。

ロ 原子炉格納容器バウンダリにかかる温度は、最高使用温度127℃又は限界温度を下回る温度である200℃を下回ること。

イ及びロに示す原子炉格納容器バウンダリの健全性に対する有効性を確認するための評価項目の各事故シーケンスグループでの適用については、原則、最高使用圧力及び最高使用温度を下回ることとするが、事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」においては、評価上、最高使用圧力を起点としている操作があることから、最高使用圧力の2倍の圧力0.490MPa及び200℃を下回ることとする。

ここで、原子炉格納容器バウンダリの健全性に対する有効性を確認する

ための評価項目の上限については、漏えい経路になる可能性がある原子炉格納容器バウンダリ構成部に対して、規格計算又は試験にて、1号機及び2号機における仕様を踏まえた構造健全性及びシール部機能維持の確認を行っており、継続的に評価条件を維持していく。

(b) 運転中の原子炉における重大事故

- イ 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が、限界圧力を下回る圧力である最高使用圧力0.245MPaの2倍の圧力0.490MPaを下回ること。
- ロ 原子炉格納容器バウンダリにかかる温度が、限界温度を下回る温度である200°Cを下回ること。
- ハ 急速な原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用による熱的・機械的荷重によって、原子炉格納容器バウンダリの機能が喪失しないこと。
- ニ 原子炉格納容器が破損する可能性のある水素の爆轟を防止すること。
具体的には、原子炉格納容器内の水素濃度がドライ条件に換算して13vol%以下であること。
- ホ 可燃性ガスの蓄積、燃焼が生じた場合においても、イの要件を満足すること。
- ヘ 熔融炉心による侵食によって、原子炉格納容器の構造部材の支持機能が喪失しないこと及び熔融炉心が適切に冷却されること。

(4) 加圧熱衝撃の許容基準

「原子力発電所用機器に対する破壊靱性の確認試験方法JEAC4206－2007」(日本電気協会)附属書Cに基づき、加圧水型原子炉容器の炉心領域部の非延性破壊が防止されること。