

1.5 法令への適合性の確認のための安全性評価結果

法令への適合性の確認のための安全性評価結果に関して、原子炉等規制法第43条の3の5第2項第9号及び第10号並びに実用炉規則第3条第1項第6号及び第7号に基づく発電用原子炉施設設置変更許可申請に係る手続きを通じて、通常運転時、運転時の異常な過渡変化時、設計基準事故時及び重大事故等時における安全性の評価(通常運転時の被ばく評価も含む。)を実施しており、この評価内容について説明する。

具体的には、第1.5.1項に発電用原子炉施設設置変更許可申請書(以下「設置変更許可申請書」という。)本文九号「ハ. 周辺監視区域の外における実効線量の算定の条件及び結果」、第1.5.2項に設置変更許可申請書本文十号「イ. 運転時の異常な過渡変化」、第1.5.3項に設置変更許可申請書本文十号「ロ. 設計基準事故」、第1.5.4項に設置変更許可申請書本文十号「ハ. 重大事故に至るおそれがある事故(運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故を除く。)又は重大事故」の評価内容を示す。

なお、評価時点において、設置工事が完了しておらず、運用を開始していない構築物、系統及び機器類(それらに係る体制や手順の整備等に関する事項を含む)については、その旨の注釈を付けることとする。また、商業機密や防護上の観点から公開できないものについては、参考資料Ⅰ-1、特定重大事故等対処施設における防護上の観点の理由のため公開できないものについては、参考資料Ⅱ-1にまとめて記載する。

1.5.1 周辺監視区域の外における実効線量の算定の条件及び結果

「線量目標値に関する指針」に基づき、気体廃棄物中の希ガスの γ 線に起因する実効線量、液体廃棄物中に含まれる放射性物質（よう素を除く。）に起因する実効線量並びに気体廃棄物中及び液体廃棄物中に含まれるよう素に起因する実効線量を、「線量目標値に対する評価指針」及び「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」に従って評価する。

(1) 線量の評価条件

(i) 気体廃棄物中の希ガスの γ 線に起因する実効線量

a. 年間放出量及び γ 線実効エネルギー

(a) ガス減衰タンク又は活性炭式希ガスホールドアップ装置からの排気

希ガスの年間放出量及び γ 線実効エネルギーは、それぞれ $3.5 \times 10^{14} \text{Bq/y}$ 及び $3.4 \times 10^{-2} \text{MeV/dis}$ （1号及び2号炉各炉）、 $2.9 \times 10^{14} \text{Bq/y}$ 及び $1.6 \times 10^{-2} \text{MeV/dis}$ （3号炉）並びに $2.8 \times 10^{14} \text{Bq/y}$ 及び $1.5 \times 10^{-2} \text{MeV/dis}$ （4号炉）とする。

(b) 原子炉停止時の原子炉格納容器換気

希ガスの年間放出量及び γ 線実効エネルギーは、それぞれ $2.5 \times 10^{13} \text{Bq/y}$ 及び $4.3 \times 10^{-2} \text{MeV/dis}$ （1号及び2号炉各炉）、 $2.6 \times 10^{13} \text{Bq/y}$ 及び $4.3 \times 10^{-2} \text{MeV/dis}$ （3号炉）並びに $2.7 \times 10^{13} \text{Bq/y}$ 及び $4.3 \times 10^{-2} \text{MeV/dis}$ （4号炉）とする。

(c) 原子炉格納容器減圧時の排気

希ガスの年間放出量及び γ 線実効エネルギーは、それぞれ $1.6 \times 10^{13} \text{Bq/y}$ 及び $4.4 \times 10^{-2} \text{MeV/dis}$ （1号及び2号炉各炉）、 $1.0 \times 10^{13} \text{Bq/y}$ 及び $4.4 \times 10^{-2} \text{MeV/dis}$ （3号炉）並びに 1.0

$\times 10^{13}\text{Bq}/\text{y}$ 及び $4.4 \times 10^{-2}\text{MeV}/\text{dis}$ (4号炉) とする。

(d) 原子炉補助建屋等の換気

希ガスの年間放出量及び γ 線実効エネルギーは、それぞれ $1.9 \times 10^{14}\text{Bq}/\text{y}$ 及び $8.5 \times 10^{-2}\text{MeV}/\text{dis}$ (1号及び2号炉各炉)、
 $2.0 \times 10^{14}\text{Bq}/\text{y}$ 及び $8.5 \times 10^{-2}\text{MeV}/\text{dis}$ (3号炉) 並びに $2.0 \times 10^{14}\text{Bq}/\text{y}$ 及び $8.4 \times 10^{-2}\text{MeV}/\text{dis}$ (4号炉) とする。

b. 気象条件

気象条件は、現地における1981年1月から1981年12月までの気象観測による実測値を使用する。

c. 計算地点

実効線量の計算は、将来の集落の形成を考慮し、3号発電用原子炉を中心として16方位に分割したうちの陸側7方位の敷地等境界外について行い、希ガスの γ 線による実効線量が最大となる地点での線量を求める。

(ii) 液体廃棄物中に含まれる放射性物質に起因する実効線量

a. 年間放出量

液体廃棄物の年間放出量はトリチウムを除き、1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉それぞれ $3.7 \times 10^{10}\text{Bq}/\text{y}$ 、トリチウムは3号炉及び4号炉それぞれ $7.4 \times 10^{13}\text{Bq}/\text{y}$ 、1号炉及び2号炉それぞれ $3.7 \times 10^{13}\text{Bq}/\text{y}$ とする。

b. 海水中における放射性物質の濃度

海水中における放射性物質の濃度は、放射性物質の年間放出量を年間の復水器冷却水量(補機冷却水を含む。)で除した放水口における濃度とする。

なお、年間復水器冷却水量(補機冷却水を含む。)は、3号炉

及び 4 号炉それぞれ $2.06 \times 10^9 \text{m}^3 / \text{y}$ 、1 号炉及び 2 号炉それぞれ $9.41 \times 10^8 \text{m}^3 / \text{y}$ とする。

また、前面海域での拡散による希釈効果は考慮しない。

(iii) 気体廃棄物中に含まれるよう素に起因する実効線量

a. 年間放出量

(a) 原子炉停止時の原子炉格納容器換気

よう素の年間放出量は、I-131 について $8.7 \times 10^8 \text{Bq} / \text{y}$ (1 号及び 2 号炉各炉)、 $5.4 \times 10^8 \text{Bq} / \text{y}$ (3 号炉) 及び $5.4 \times 10^8 \text{Bq} / \text{y}$ (4 号炉)、I-133 について $7.3 \times 10^8 \text{Bq} / \text{y}$ (1 号及び 2 号炉各炉)、 $6.4 \times 10^8 \text{Bq} / \text{y}$ (3 号炉) 及び $6.4 \times 10^8 \text{Bq} / \text{y}$ (4 号炉) とする。

(b) 原子炉格納容器減圧時の排気

よう素の年間放出量は、I-131 について $2.1 \times 10^9 \text{Bq} / \text{y}$ (1 号及び 2 号炉各炉)、 $1.5 \times 10^9 \text{Bq} / \text{y}$ (3 号炉) 及び $1.5 \times 10^9 \text{Bq} / \text{y}$ (4 号炉)、I-133 について $4.6 \times 10^8 \text{Bq} / \text{y}$ (1 号及び 2 号炉各炉)、 $3.2 \times 10^8 \text{Bq} / \text{y}$ (3 号炉) 及び $3.2 \times 10^8 \text{Bq} / \text{y}$ (4 号炉) とする。

(c) 原子炉補助建屋等の換気

よう素の年間放出量は、I-131 について $8.3 \times 10^9 \text{Bq} / \text{y}$ (1 号及び 2 号炉各炉)、 $1.0 \times 10^{10} \text{Bq} / \text{y}$ (3 号炉) 及び $1.0 \times 10^{10} \text{Bq} / \text{y}$ (4 号炉)、I-133 について $1.5 \times 10^{10} \text{Bq} / \text{y}$ (1 号及び 2 号炉各炉)、 $1.7 \times 10^{10} \text{Bq} / \text{y}$ (3 号炉) 及び $1.7 \times 10^{10} \text{Bq} / \text{y}$ (4 号炉) とする。

(d) 定期検査時のよう素 131

よう素の年間放出量は、I-131 について $2.8 \times 10^9 \text{Bq} / \text{y}$ (1

号及び2号炉各炉)、 $3.0 \times 10^9 \text{Bq/y}$ (3号炉) 及び $3.0 \times 10^9 \text{Bq/y}$ (4号炉) とする。

b. 気象条件

1.5.1(1)(i)b.と同じとする。

c. 計算地点

吸入摂取による実効線量を求める場合には、将来の集落の形成を考慮し、3号発電用原子炉を中心として16方位に分割したうちの陸側7方位の敷地等境界外であって、年平均地上空気中濃度が最大となる地点とする。

葉菜摂取による実効線量を求める場合には、食物連鎖を考慮し、3号発電用原子炉を中心として16方位に分割したうちの陸側7方位の敷地境界外であって、年平均地上空気中濃度が最大となる地点とする。

牛乳摂取による実効線量を求める場合には、食物連鎖を考慮し、牧草地のうちで年平均地上空気中濃度が最大となる地点とする。

(2) 線量の評価結果

敷地等境界外における1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉からの気体廃棄物中の希ガスの γ 線に起因する実効線量、液体廃棄物中に含まれる放射性物質(よう素を除く。)に起因する実効線量及びよう素に起因する実効線量は、それぞれ年間約 $2.5 \mu \text{Sv}$ 、年間約 $2.8 \mu \text{Sv}$ 及び年間約 $2.5 \mu \text{Sv}$ となり、合計は年間約 $7.8 \mu \text{Sv}$ である。

この値は、「線量目標値に関する指針」に示される線量目標値の年間 $50 \mu \text{Sv}$ を下回る。

なお、発電用原子炉施設の設計及び管理によって、通常運転時に

において原子炉施設からの直接線及びスカイシャイン線による実効線量が、人の居住の可能性のある敷地等境界外において年間 $50 \mu\text{Sv}$ を下回るようにする。

1.5.2 運転時の異常な過渡変化

事故に対処するために必要な施設並びに発生すると想定される事故の程度及び影響の評価を行うために設定した条件及びその評価の結果

(1) 基本方針

(i) 評価事象

本発電用原子炉施設において評価する「運転時の異常な過渡変化」は、「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」(以下「安全評価指針」という。)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、加圧水型である本発電用原子炉施設の安全設計の基本方針に照らして、代表的な事象を選定する。具体的には、以下に示す異常な状態を生じさせる可能性のある事象とする。

- 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
 - (b) 出力運転中の制御棒の異常な引き抜き
 - (c) 制御棒の落下及び不整合
 - (d) 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
 - (a) 原子炉冷却材流量の部分喪失
 - (b) 原子炉冷却材系の停止ループの誤起動

- (c) 外部電源喪失
 - (d) 主給水流量喪失
 - (e) 蒸気負荷の異常な増加
 - (f) 2次冷却系の異常な減圧
 - (g) 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
- (a) 負荷の喪失
 - (b) 原子炉冷却材系の異常な減圧
 - (c) 出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動
- (ii) 判断基準

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を確認しなければならない。このことを判断する基準は以下のとおりである。なお、判断基準の適用にあたっては、「安全評価指針」に従い、事象毎に選定して用いる。

- 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[gage]の 1.1 倍の圧力 18.88MPa[gage]以下であること。
- (iii) 事故に対処するために必要な施設

事故に対処するために必要な施設の安全機能のうち、解析に当

たつて考慮する主要なものを以下に示す。

a. MS-1

(a) 原子炉の緊急停止機能

制御棒クラスタ及び制御棒駆動系(トリップ機能)

(b) 未臨界維持機能

制御棒クラスタ及び制御棒駆動系

非常用炉心冷却系(ほう酸水注入機能)

(c) 原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧防止機能

加圧器安全弁(開機能)

(d) 原子炉停止後の除熱機能

補助給水系

主蒸気安全弁

(e) 工学的安全施設及び原子炉停止系への作動信号の発生機能

安全保護系

(f) 安全上特に重要な関連機能

非常用電源系

b. MS-3

(a) タービントリップ機能

タービントリップ

(2) 解析条件

(i) 主要な解析条件

a. 初期定常運転条件

原子炉出力の初期値として、定格値(3,423MWt)に定常運転出力決定に際して生じる熱校正の誤差(定格値の±2%)を考慮した値を用いる。また、1次冷却材平均温度の初期値は、定格値(307.1℃)

に定常運転時の誤差($\pm 2.2^{\circ}\text{C}$)を考慮した値、原子炉圧力の初期値は、定格値(15.41MPa[gage])に定常運転時の誤差($\pm 0.21\text{MPa}$)を考慮した値を用いる。

これらの初期値の選定に際しては、判断基準に照らして解析結果が最も厳しくなるように定常誤差の符号を選択するが、DNBRの評価では統計的熱設計手法を使用するため、初期定常の誤差の効果はパラメータの不確かさを統計的に考慮する因子(DNBR乗数)に含まれており、初期値として定格値を用いる。

b. 安全保護系の設定点の作動限界値及び応答時間

原子炉トリップ限界値及び応答時間を以下に示す。

出力領域中性子束高(高設定)

118%(定格出力値に対して)(応答時間 0.5 秒)

出力領域中性子束高(低設定)

35%(定格出力値に対して)(応答時間 0.5 秒)

過大温度 ΔT 高

1次冷却材平均温度等の関数(第 1.5.2-1 図参照)

(応答時間 6.0 秒)

過大出力 ΔT 高

1次冷却材平均温度等の関数(第 1.5.2-1 図参照)

(応答時間 6.0 秒)

原子炉圧力高

16.61MPa[gage](応答時間 2.0 秒)

原子炉圧力低

12.73MPa[gage](応答時間 2.0 秒)

1次冷却材流量低

87% (定格流量に対して) (応答時間 1.0 秒)

1 次冷却材ポンプ電源電圧低

65% (定格値に対して) (応答時間 1.5 秒)

蒸気発生器水位低

狭域水位検出器下端水位 (応答時間 2.0 秒)

タービントリップ

— (応答時間 1.0 秒)

工学的安全施設作動信号の作動限界値及び応答時間を以下に示す。

(a) 非常用炉心冷却設備作動信号

原子炉圧力低

12.04MPa [gage] (応答時間 2.0 秒)

主蒸気ライン圧力低

3.35MPa [gage] (応答時間 2.0 秒)

原子炉格納容器圧力高

0.048MPa [gage] (応答時間 2.0 秒)

(b) 主蒸気ライン隔離信号

主蒸気ライン圧力低

3.35MPa [gage] (応答時間 2.0 秒)

(c) 原子炉格納容器スプレイ作動信号

原子炉格納容器圧力異常高

0.205MPa [gage] (応答時間 2.0 秒)

c. 原子炉トリップ特性

原子炉のトリップの効果を期待する場合には、トリップを生じさせる信号の種類を明確にした上、適切なトリップ遅れ時

間を考慮し、かつ、当該事象の条件において最大反応度価値を有する制御棒クラスタ 1 本が、全引抜位置にあるものとして停止効果を考慮する。

トリップ時の制御棒クラスタ落下による反応度の添加は、第 1.5.2-2 図に示すものを使用する。制御棒クラスタ落下開始から全ストロークの 85% 落下までの時間を 2.2 秒とする。

d. 反応度係数

減速材密度係数は、出力運転状態からの解析では、サイクル初期からサイクル末期を含み、 $0 \sim 0.51(\Delta K / K) / (g / \text{cm}^3)$ の範囲の値を使用し、ドップラ出力係数は第 1.5.2-3 図に示す値を用いる。

e. 解析期間

各事象の解析は、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、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、さら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。

(ii) 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

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。

(a) 原子炉出力の初期値は定格値の 10^{-13} とする。

(b) 初期温度条件は高温零出力状態の温度として、 291.7°C とする。

また、初期の実効増倍率は 1.0 とする。

- (c) 反応度添加率は $7.5 \times 10^{-4} (\Delta K / K) / s$ とする。
 - (d) 実効遅発中性子割合 (β_{eff}) は 0.75% を使用する。
 - (e) ドップラ係数は、燃料実効温度の関数として考慮し、絶対値が小さめの値とする。
 - (f) 減速材温度係数は $8.0 \times 10^{-5} (\Delta K / K) / ^\circ\text{C}$ とする。
 - (g) 原子炉は、「出力領域中性子束高(低設定)」信号で自動停止するものとする。
 - (h) 原子炉圧力の初期値は、燃料エンタルピー解析の場合には定格値に負の定常誤差を考慮した値、圧力解析の場合には定格値に正の定常誤差を考慮した値とする。
- b. 出力運転中の制御棒の異常な引き抜き
- 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。
- (a) DNBR の評価では、初期原子炉出力は定格出力とする。
 - (b) 減速材密度係数は $0 (\Delta K / K) / (g / \text{cm}^3)$ とし、ドップラ出力係数は第 1.5.2-3 図の下限の値とする。
 - (c) 制御棒クラスタ引き抜きによる最大の反応度添加率は $7.5 \times 10^{-4} (\Delta K / K) / s$ とする。
 - (d) 原子炉は、「出力領域中性子束高(高設定)」信号又は「過大温度 ΔT 高」信号のトリップ限界値に達すると、自動停止するものとする。
 - (e) 燃料中心温度の評価では、初期原子炉出力は定格出力の 102% とし、最も厳しい解析結果をもたらす燃焼度を仮定する。
- c. 制御棒の落下及び不整合

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制御棒の落下と不整合の事象を想定する。

- (a) 初期原子炉出力は定格出力とする。
- (b) 減速材密度係数は $0(\Delta K / K) / (g / \text{cm}^3)$ とし、ドップラ出力係数は第 1.5.2-3 図の下限の値とする。
- (c) 添加反応度は $-2.5 \times 10^{-3} \Delta K / K$ とし、瞬時に加わるものとする。
- (d) 制御用制御棒クラスタは、自動制御運転である場合及び手動制御運転である場合の両方について解析する。
- (e) 制御棒クラスタの落下後の核的エンタルピ上昇熱水路係数 ($F_{\Delta H}^N$) として、1.87 を使用する。
- (f) 制御棒クラスタの不整合は、制御棒クラスタのバンク D が挿入限界に位置し、うち 1 本の制御棒クラスタが全引抜位置にあるものとする。

d. 原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈

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。

d-1 プラント起動時の異常な希釈

- (a) 1 次冷却材の体積は、加圧器等を除いた 1 次冷却系の有効体積を用いる。
- (b) 1 次冷却系への純水補給最大流量は、1 次系補給水ポンプ 2 台運転時の全容量 ($82\text{m}^3 / \text{h}$) とする。

(c) 1次冷却系は、燃料取替用水タンクのほう酸水（ほう素濃度 3,100ppm）で満たされているものとする。

(d) 「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報は、停止時中性子束レベルの 0.8 デカード上とする。

d-2 出力運転時の異常な希釈

(a) 1次冷却材の体積は、プラント起動時と同様の有効体積を用いる。

(b) 1次冷却系への純水補給最大流量は、充てんポンプ3台運転時の全容量(57m³/h)とする。

(c) 初期ほう素濃度は 2,100ppm とする。

(d) 反応度停止余裕は 0.016 Δ K/K とする。

(iii) 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

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。

(a) 初期原子炉出力は定格出力とする。

(b) 減速材密度係数は 0(Δ K/K)/(g/cm³)とし、ドップラ出力係数は第 1.5.2-3 図の上限の値とする。

(c) 原子炉の自動停止は、「1次冷却材流量低」信号によるものとする。

(d) 1次冷却材流量コストダウン曲線の計算に使用する1次冷却材ポンプの慣性モーメントは、3,110kg・m²を使用する。

(e) 制御棒制御系は手動制御されているものとする。

b. 原子炉冷却材系の停止ループの誤起動

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。

(a) 初期原子炉出力は1ループ停止時の最大運転出力である70%とする。また、1次冷却材平均温度の初期値は70%出力運転時の値とし、原子炉圧力の初期値は定格値とする。

(b) 停止している1次冷却材ポンプの起動に伴い、停止ループ中の流量は20秒で定格流量に達するものとする。

(c) 減速材密度係数は $0.51(\Delta K/K)/(g/cm^3)$ とする。

(d) ドップラ出力係数は第1.5.2-3図の下限の値とする。

(e) 制御棒制御系は手動制御されているものとする。

(f) 停止ループの1次冷却材ポンプ起動により反応度が添加され、原子炉出力が上昇すれば、「出力領域中性子束高（高設定）」信号により原子炉は自動停止する。

(g) 燃料中心温度の評価では、初期値はDNBRの評価を用いた値に定格誤差を考慮して、それぞれ最大出力、最高温度及び最低圧力とする。

c. 外部電源喪失

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。

(a) 「1.5.2 (2) (iii) d. 主給水流量喪失」及び「1.5.3 (2) (ii) b. 原子炉冷却材流量の喪失」解析と同様である。

d. 主給水流量喪失

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。
- (a) 初期値として原子炉出力は定格出力の 102%、加圧器保有水量は最大値 (62%)、蒸気発生器水位は定格出力運転時設定水位とする。
 - (b) 崩壊熱は、(a) 項の初期原子炉出力で無限時間運転した場合を考える。
 - (c) 原子炉の停止と同時に外部電源喪失を仮定し、1 次冷却材は、1 次冷却材ポンプの停止後コーストダウンし、その後自然循環するものとする。
 - (d) 電動補助給水ポンプ 1 台が原子炉トリップ 60 秒後に自動起動し、4 基の蒸気発生器に合わせて $125\text{m}^3/\text{h}$ の流量で給水するものとする。タービン動補助給水ポンプによる補助給水は解析では無視する。
 - (e) タービンバイパス弁及び主蒸気逃がし弁は作動せず、主蒸気安全弁のみ作動するものとする。
 - (f) 以下の 2 ケースに分けて解析する。
 - (f-1) 原子炉圧力の評価では、1 次冷却材平均温度及び原子炉圧力の初期値はそれぞれ最高温度及び最低圧力とし、加圧器スプレイ及び加圧器逃がし弁は作動しないものとする。
 - (f-2) 加圧器水位の評価では、1 次冷却材平均温度及び原子炉圧力の初期値はそれぞれ最低温度及び最高圧力とし、加圧器スプレイ及び加圧器逃がし弁は作動するものとする。
- e. 蒸気負荷の異常な増加
- 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。

(a) 初期原子炉出力は定格出力とする。

(b) 以下の4ケースに分けて解析する。

ケースA：手動運転、サイクル初期

ケースB：手動運転、サイクル末期

ケースC：自動運転、サイクル初期

ケースD：自動運転、サイクル末期

(c) 減速材密度係数はサイクル初期では $0(\Delta K / K) / (g / cm^3)$ とし、サイクル末期では $0.51(\Delta K / K) / (g / cm^3)$ とする。

(d) ドップラ出力係数は第1.5.2-3図の下限の値とする。

(e) 原子炉を定格出力で運転中に、蒸気流量が10%急増するものとする。

f. 2次冷却系の異常な減圧

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。

(a) 原子炉の初期状態としては、原子炉は高温停止状態にあり、制御棒クラスタは全挿入されているものとする。反応度停止余裕は $0.016\Delta K / K$ とする。1次冷却材中のほう素濃度は0ppmを仮定する。

(b) 解析はサイクル末期について行う。

減速材密度変化による反応度効果は、第1.5.2-4図に示すように減速材の密度の関数として与える。また、ドップラ出力係

数による反応度効果は、第 1.5.2-5 図に示すように出力の関数として与える。

(c) 1 次冷却材平均温度及び原子炉圧力の初期値は、それぞれ 291.7℃及び 15.41MPa[gage]とする。

(d) タービンバイパス弁、主蒸気逃がし弁等 2 次冷却系の弁のうち、最大容量を持った弁が 1 個全開するものとする。

蒸気の放出量は、8.17MPa[gage]にて 440t/h とする。

(e) 1 台の高圧注入ポンプのみが作動し、ほう素濃度 3,100ppm のほう酸水を 1 次冷却材低温側配管に注入するものとする。

また、ほう酸水が炉心に到達するまでの時間には、非常用炉心冷却設備作動信号が発信してから、高圧注入ポンプが全速に達するまでの時間、ほう酸注入配管内の低濃度のほう酸水が一掃される時間及び 1 次冷却材管内での輸送遅れを考慮する。

(f) 蒸気発生器では完全に気水分離するものとする。

(g) 外部電源はあるものとする。

(h) 非常用炉心冷却設備作動信号発信後 10 分の時点で蒸気放出が継続している蒸気発生器への補助給水を停止する操作を行うものとする。

(i) DNBR の計算には、W-3 相関式を使用する。

g. 蒸気発生器への過剰給水

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。

(a) 初期原子炉出力は定格出力とする。

(b) 減速材密度係数は $0.51(\Delta K / K) / (g / cm^3)$ とし、ドップラ

出力係数は第 1.5.2-3 図の下限の値とする。

(c) 主給水制御弁が 1 個全開し、蒸気発生器 1 基に定格流量の 230% で給水されるものとする。

(d) 「蒸気発生器水位異常高」信号で、タービンは自動停止し、引き続き「タービントリップ」信号によって原子炉は自動停止する。

また、この「蒸気発生器水位異常高」信号によって、主給水隔離弁等が全閉し、給水は停止する。

(iv) 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

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。

(a) 初期原子炉出力は、DNBR の評価では定格出力とし、原子炉圧力の評価では定格出力の 102% とする。

(b) 減速材密度係数は $0(\Delta K / K) / (g / \text{cm}^3)$ とし、ドップラ出力係数は第 1.5.2-3 図の上限の値とする。

(c) 負荷が瞬時に完全に喪失するものとする。また、この場合、タービンバイパス弁及び主蒸気逃がし弁は作動しないものとし、主蒸気安全弁が作動するものとする。

(d) 以下の 2 ケースに分けて解析する。

(d-1) DNBR 評価では、加圧器スプレー及び加圧器逃がし弁は作動するものとする。

(d-2) 原子炉圧力評価では、加圧器スプレー及び加圧器逃がし弁は作動しないものとする。

(e) 制御棒制御系は手動制御されているものとする。

b. 原子炉冷却材系の異常な減圧

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。

(a) 初期原子炉出力は定格出力とする。

(b) 減速材密度係数は $0(\Delta K/K)/(g/cm^3)$ とする。また、反応度帰還あるいは炉心出力分布に関してボイドの発生による効果は考慮しない。

(c) ドップラ出力係数は第 1.5.2-3 図の上限の値とする。

(d) 1次冷却材の吹出し流量は、加圧器逃がし弁1個の定格容量の120%とする。

(e) 制御棒制御系は自動制御されているものとする。

(f) 出力ピーキング係数は変化しないものとする。

c. 出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動

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。

(a) 初期原子炉出力は定格出力とする。

(b) 減速材密度係数は $0(\Delta K/K)/(g/cm^3)$ とする。

(c) ドップラ出力係数は第 1.5.2-3 図の下限の値とする。

(d) 制御棒制御系は手動制御されているものとする。

(e) 原子炉が出力運転中に、2台の高圧注入ポンプにより、ほう素濃度 3,100ppm のほう酸水が各ループの低温側配管に注入されるものとする。なお、注入水の流量は1次冷却系の圧力とポンプの特性によって定まる値に余裕をみた値を仮定する。

(f) 原子炉の自動停止は「原子炉圧力低」信号によるものとする。

(3) 評価結果

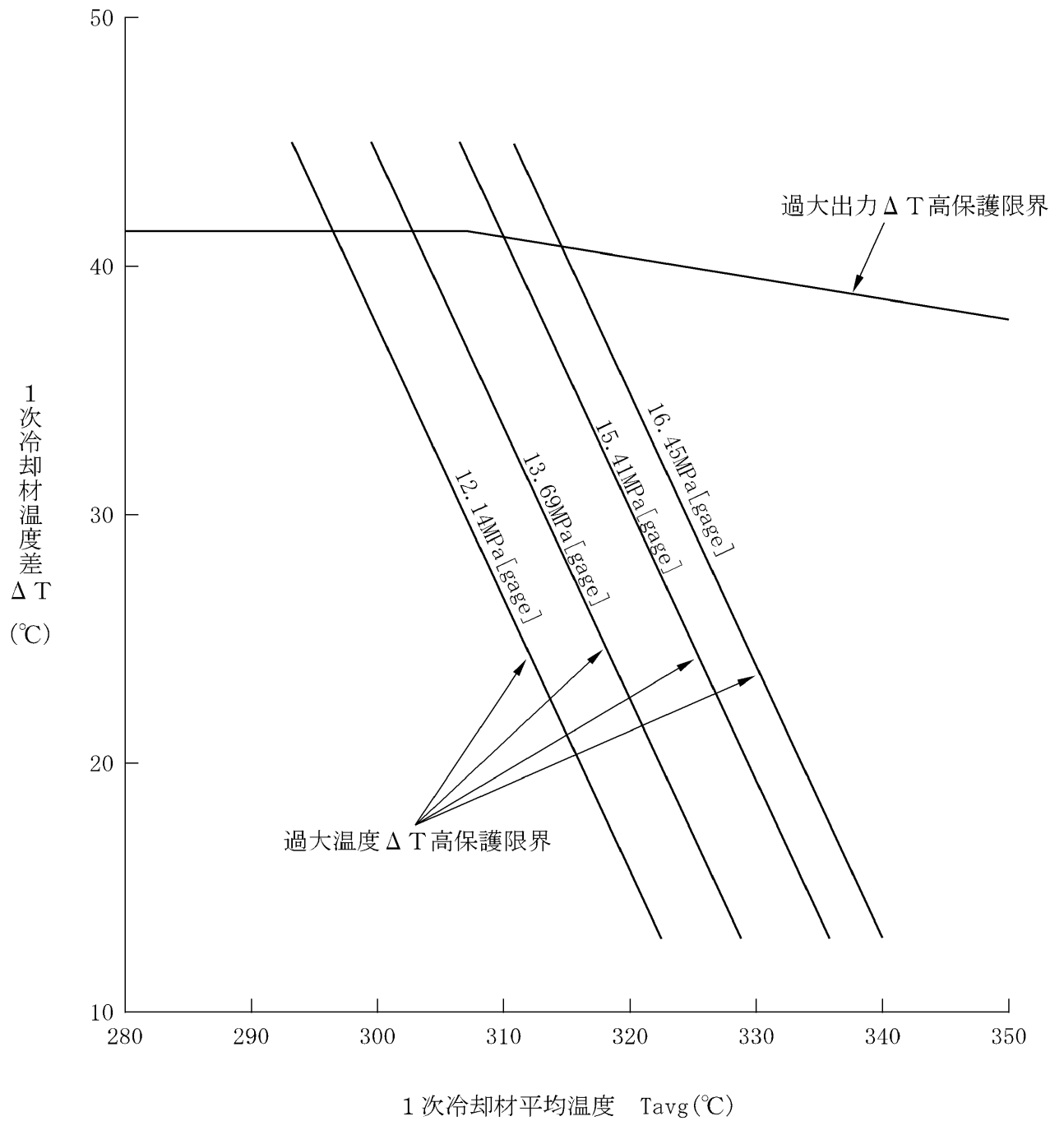
判断基準に対する解析結果は以下のとおりである。

- a. 最小 DNBR については、これが最も厳しくなる「原子炉冷却材系の停止ループの誤起動」において約 1.29 であり、許容限界値である 1.17 を下回ることはない。
- b. 燃料中心最高温度については、これが最も厳しくなる「出力運転中の制御棒の異常な引き抜き」において、二酸化ウラン燃料は約 2,300℃、ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料は約 2,280℃であり、それぞれの解析上の判断基準である二酸化ウラン燃料 2,590℃、ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料 2,500℃を下回っている。
- c. 燃料エンタルピの最大値については、「原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き」において、最も厳しくなる二酸化ウラン燃料で約 367kJ/kg であり、燃料の許容限界値である 712kJ/kg（「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。）に示す 170cal/g に相当。）を下回っている。

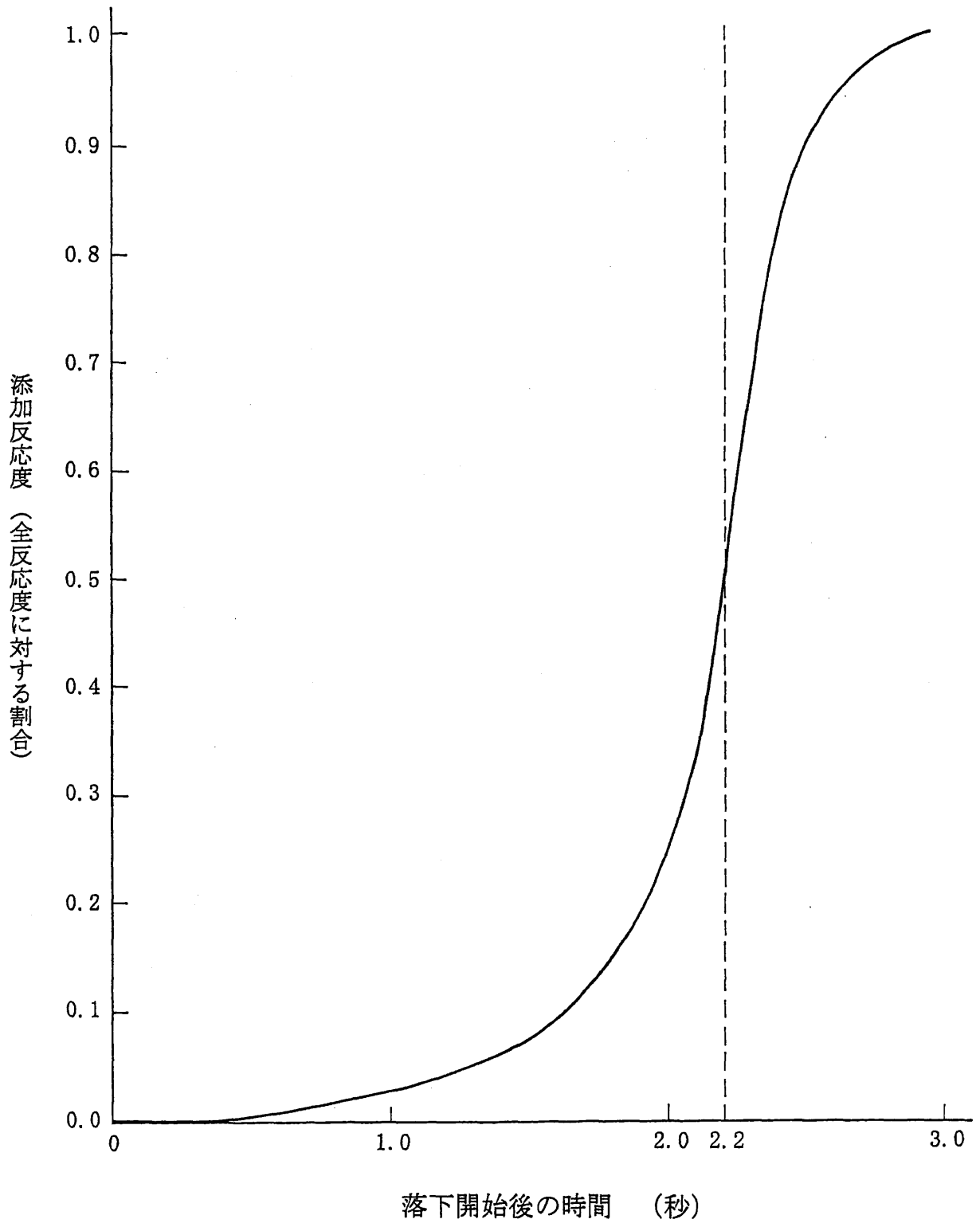
なお、浸水燃料の存在を仮定しても、この過渡変化による燃料棒の破裂は生じることはない。

また、「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り扱いについて」（以下「RIE 報告書」という。）に示すペレット／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。）のしきい値のめやすに対して、ピーク出力部燃料エンタルピ増分の最大値は、これを下回っており、燃料棒の破損は生じない。

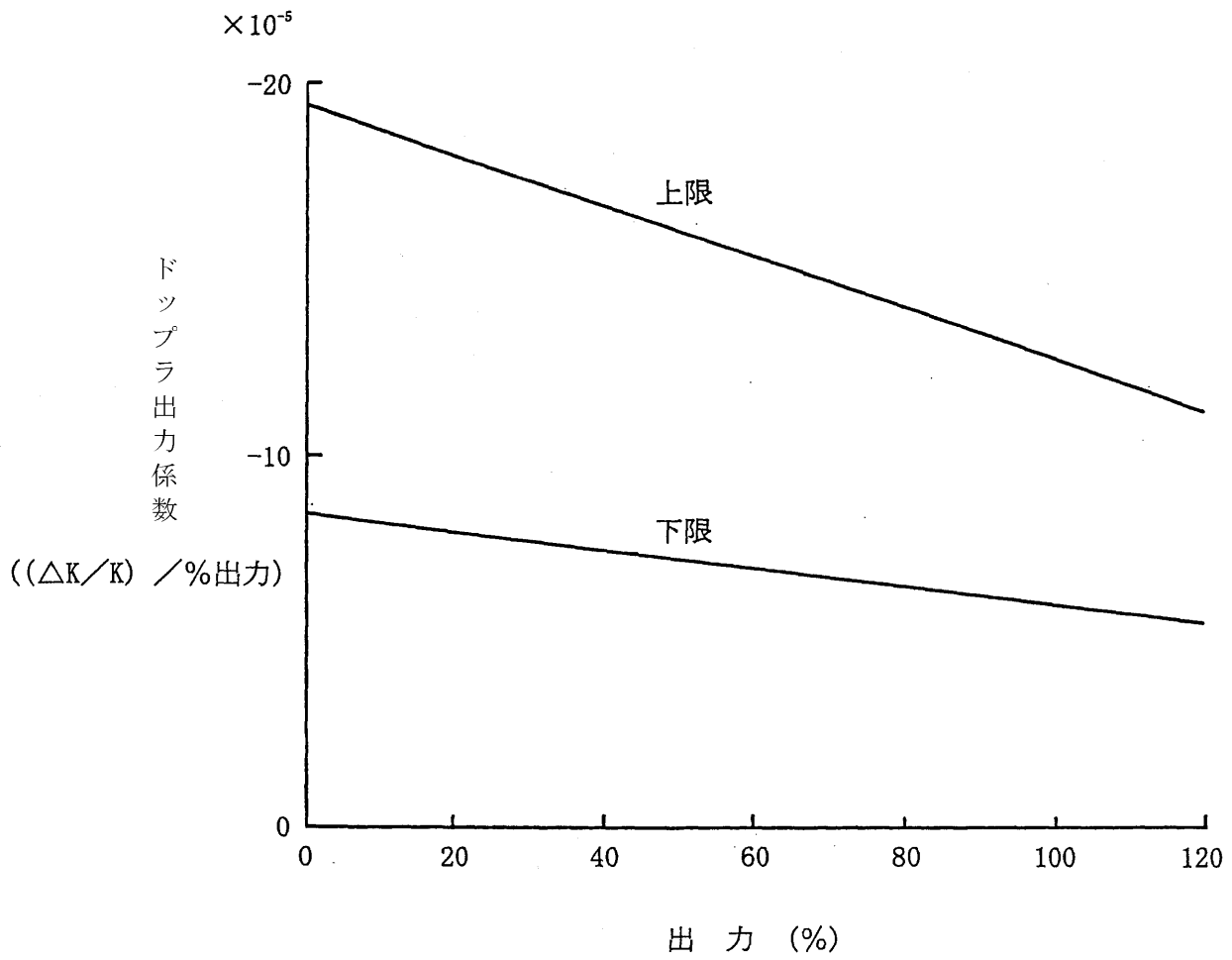
- d. 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力については、これが最も厳しくなる「負荷の喪失」において約 18.5MPa[gage]であり、最高使用圧力の 1.1 倍である 18.88MPa[gage]を下回っている。



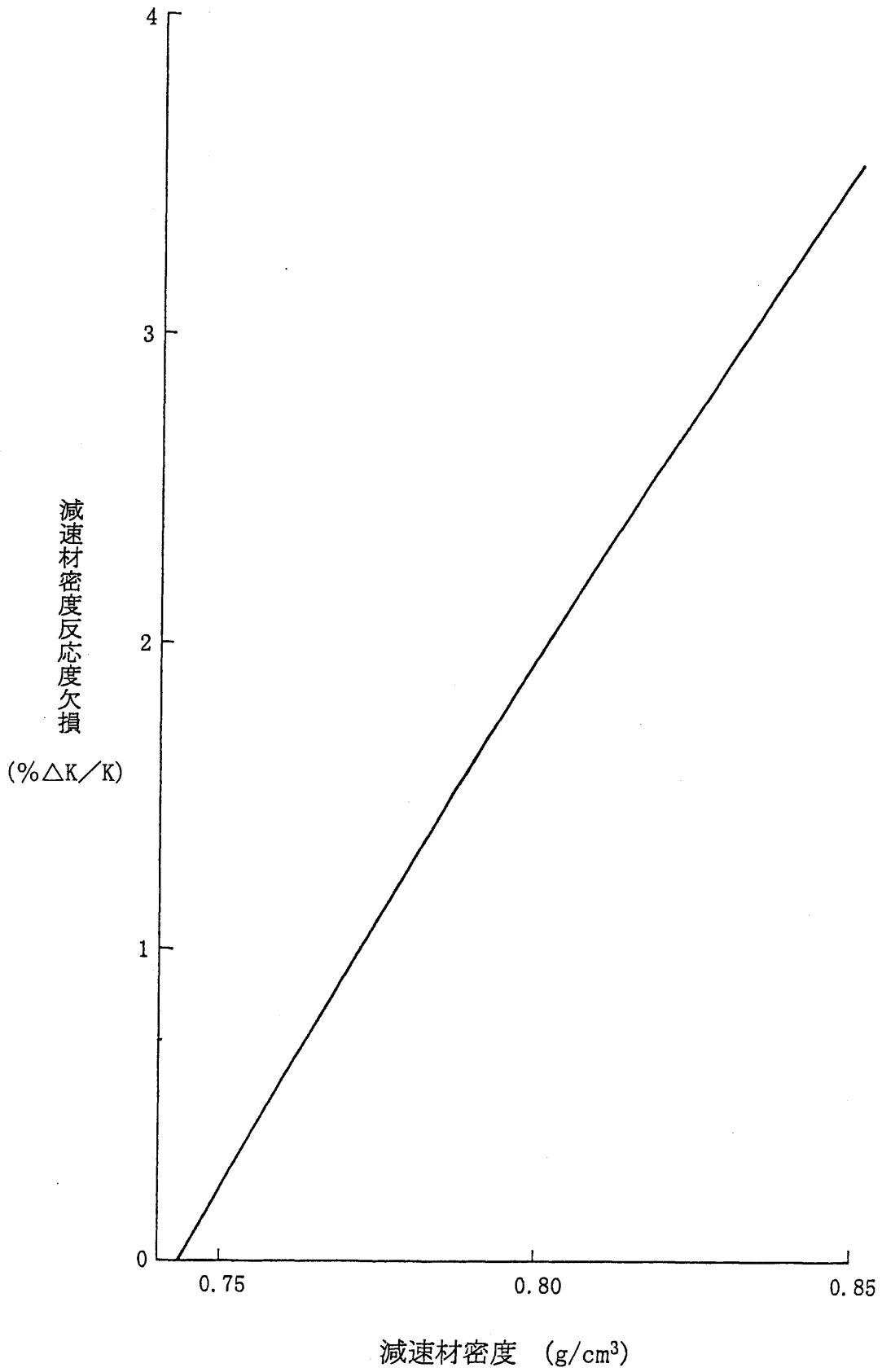
第 1.5.2-1 図 過大出力 ΔT 高及び過大温度 ΔT 高による保護限界図(代表例)



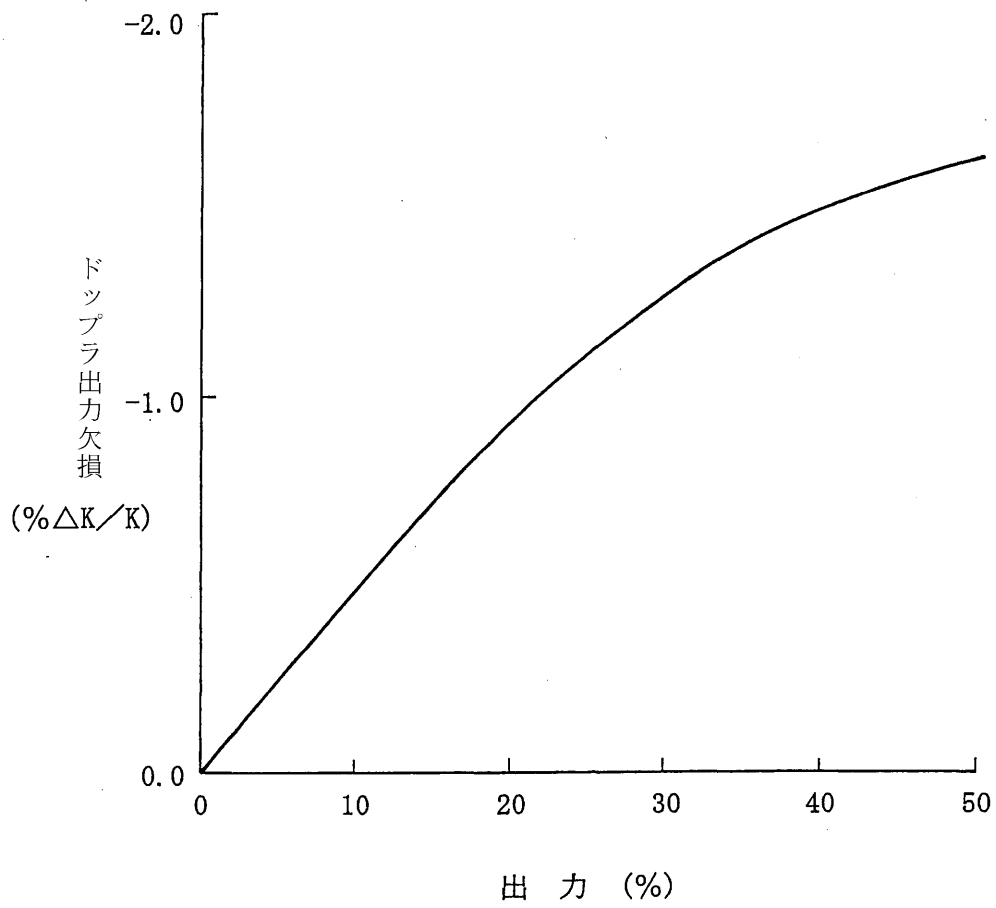
第 1.5.2-2 図 トリップ時の制御棒クラスタ落下による反応度添加曲線



第 1.5.2-3 図 解析に使用したドップラ出力係数



第 1.5.2-4 図 解析に使用した減速材密度反応度欠損



第 1.5.2-5 図 解析に使用したドップラ出力欠損

1.5.3 設計基準事故

事故に対処するために必要な施設並びに発生すると想定される事故の程度及び影響の評価を行うために設定した条件及びその評価の結果

(1) 基本方針

(i) 評価事象

本発電用原子炉施設において評価する「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、加圧水型である本発電用原子炉施設の安全設計の基本方針に照らして、代表的な事象を選定する。具体的には以下に示す異常な状態を生じさせる可能性のある事象とする。

- 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
 - (b) 原子炉冷却材流量の喪失
 - (c) 原子炉冷却材ポンプの軸固着
 - (d) 主給水管破断
 - (e) 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
 - (a) 制御棒飛び出し
- 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
 - (b) 蒸気発生器伝熱管破損

- (c) 燃料集合体の落下
 - (d) 原子炉冷却材喪失
 - (e) 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
- (a) 原子炉冷却材喪失
 - (b) 可燃性ガスの発生
- (ii) 判断基準

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がなく、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次的損傷が生じず、さら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を確認しなければならない。このことを判断する基準は以下のとおりである。なお、判断基準の適用にあたっては、「安全評価指針」に従い、事象毎に選定して用いる。

- 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[gage]の 1.2 倍の圧力 20.59MPa[gage]以下であること。
 - d. 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 0.392MPa[gage]以下であること。
 - e. 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。
- (iii) 事故に対処するために必要な施設

事故に対処するために必要な施設の安全機能のうち、解析に当たって考慮する主要なものを以下に示す。

a. MS-1

- (a) 原子炉の緊急停止機能
制御棒クラスタ及び制御棒駆動系(トリップ機能)
- (b) 未臨界維持機能
制御棒クラスタ及び制御棒駆動系
非常用炉心冷却系(ほう酸水注入機能)
- (c) 原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧防止機能
加圧器安全弁(開機能)
- (d) 原子炉停止後の除熱機能
補助給水系
主蒸気安全弁
主蒸気隔離弁
主蒸気逃がし弁(手動逃がし機能)
- (e) 炉心冷却機能
非常用炉心冷却系
- (f) 放射性物質の閉じ込め機能、放射線の遮へい及び放出低減機能
原子炉格納容器
アニュラス
原子炉格納容器隔離弁
原子炉格納容器スプレイ系
アニュラス空気浄化系
安全補機室空気浄化系

(g) 工学的安全施設及び原子炉停止系への作動信号の発生機能
安全保護系

(h) 安全上特に重要な関連機能
非常用電源系

b. MS-2

(a) 放射性物質放出の防止機能
放射性気体廃棄物処理系の隔離弁

(b) 異常状態の緩和機能
加圧器逃がし弁(手動開閉機能)

c. MS-3

(a) タービントリップ機能
タービントリップ

(2) 解析条件

(i) 主要な解析条件

1.5.2 (2)(i)と同様である。

(ii) 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

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。

a-1 非常用炉心冷却設備性能評価解析—大破断—

(a) 配管の破断は、低温側配管(1次冷却材ポンプ出口から原子炉容器入口ノズルまでの間)に起こるものとする。破断規模は、1次冷却材管(内径約0.70m、肉厚約69mmのステンレス鋼)の

断面積の2倍の面積で配管の長さ方向のスプリット破断が瞬時に発生するものとし、破断口における流出係数は、1.0～0.4までの範囲について検討する。

(b) 原子炉出力は定格出力の102%とし、熱流束熱水路係数は2.32、燃料棒の最大線出力密度は41.5kW/mの102%とする。

(c) 非常用炉心冷却設備のパラメータとして以下の値を用いる。

蓄圧注入系の蓄圧タンクの保持圧力 4.04MPa[gage]

蓄圧注入系の蓄圧タンクの保有水量

26.9m³ (1基当たり)

高圧注入系及び低圧注入系の作動時間遅れ 34秒

非常用炉心冷却設備作動信号は、「原子炉格納容器圧力高」信号、あるいは「原子炉圧力低」信号のうち、早い方の信号により発信するものとする。

(d) 単一故障として、低圧注入系1系列の不作動を仮定する。

また、外部電源の喪失により、常用電源はすべて喪失するものとし、非常用電源の供給もディーゼル発電機の電圧が確立するまでの間遅延されるものとする。

(e) ブローダウン過程中に蓄圧注入系より注入される水は、原子炉容器のダウンコマ部での蒸気の上昇流が十分に弱まり、注入水が上昇流に対向して下部プレナムに落下できるようになるまで、原子炉容器内残存水量として有効に作用しないものとする。

(f) 再冠水解析においては、1次冷却材ポンプの駆動軸が固着して動かないものとする。

(g) 原子炉格納容器内圧の計算に際しては、内圧が低めになる

ような条件を選定する。

- (h) 事故後の炉心部での発熱量を評価する際には、原子炉は定格出力の102%で長時間運転されてきたものとし、核分裂生成物の崩壊熱としては、ANSI/ANS-5.1-1979に基づいて三菱原子力工業（株）の作成した曲線を使用する。また、アクチニドの崩壊熱も考慮する。
- (i) 事故発生時の燃料棒内の蓄積エネルギーの評価に当たっては、燃焼度や燃料ペレットの焼きしまりの影響を考慮する。
- (j) 原子炉容器頂部の初期の1次冷却材温度は、高温側配管冷却材温度に等しいと仮定する。
- (k) 蒸気発生器伝熱管施栓率は0%及び10%とする。

a-2 非常用炉心冷却設備性能評価解析－小破断－

小破断事故では、次に述べる条件を除いて、すべて大破断解析の条件と同じである。

- (a) 破断位置は低温側配管とし、破断面積については、一般的な感度解析の結果を踏まえ、また、気相部破断については、加圧器気相部に接続する最大口径配管破断を解析する。
- (b) 単一故障として、ディーゼル発電機1台の不作動を仮定する。
- (c) 非常用炉心冷却設備の高圧注入系の作動時間遅れは27秒とする。

b. 原子炉冷却材流量の喪失

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。

- (a) 初期原子炉出力は定格出力とする。

- (b) 減速材密度係数は $0(\Delta K / K) / (g / \text{cm}^3)$ とし、ドップラ出力係数は第 1.5.2-3 図の上限の値とする。
- (c) 原子炉の自動停止は、「1 次冷却材ポンプ電源電圧低」信号によるものとする。
- (d) 1 次冷却材ポンプの慣性モーメントは、 $3,110\text{kg}\cdot\text{m}^2$ を使用する。
- (e) 制御棒制御系は手動制御されているものとする。

c. 原子炉冷却材ポンプの軸固着

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。

- (a) DNBR の評価では、初期原子炉出力は定格出力とする。
- (b) 減速材密度係数は $0(\Delta K / K) / (g / \text{cm}^3)$ とし、ドップラ出力係数は第 1.5.2-3 図の上限の値とする。
- (c) 原子炉の自動停止は、「1 次冷却材流量低」信号によるものとする。
- (d) 原子炉圧力の評価では、初期原子炉出力は定格出力の 102% とし、加圧器スプレイ弁、加圧器逃がし弁及びタービンバイパス弁は不作動とし、原子炉停止後の蒸気発生器への給水は行われぬものとする。

d. 主給水管破断

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。

- (a) 原子炉圧力の評価では、初期原子炉出力は定格出力の 102%

とする。

- (b) すべての蒸気発生器への主給水は、主給水管破断発生と同時に停止するものとする。
- (c) 主給水管 1 本が瞬時に両端破断すると仮定するが、給水リングの開口部にて臨界流となるものとする。破断流量の計算には Moody のモデルを使用するものとする。
- (d) 原子炉は破断側の「蒸気発生器水位低」信号で自動停止するものとする。
- (e) 原子炉停止と同時に外部電源は喪失するものとする。
- (f) 崩壊熱は初期原子炉出力で無限時間運転した場合の値を使用する。
- (g) 運転員は事故の発生を検知してから 10 分後に健全側蒸気発生器 3 基に、タービン動補助給水ポンプの単一故障を仮定し、電動補助給水ポンプ 2 台分の補助給水を供給する操作を行うものとする。
- (h) DNBR の評価では、初期原子炉出力は定格出力とする。

e. 主蒸気管破断

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。

- (a) 原子炉の初期状態としては、原子炉は高温停止状態にあり、制御棒クラスタは全挿入されているものとする。反応度停止余裕は $0.016 \Delta K / K$ とする。1 次冷却材中のほう素濃度は 0ppm を仮定する。
- (b) 解析はサイクル末期について行う。

減速材密度変化による反応度効果は、第 1.5.2-4 図に示す

ように減速材の密度の関数として与える。また、ドップラ出力係数による反応度効果は、第 1.5.2-5 図に示すように出力の関数として与える。

(c) 1次冷却材平均温度及び原子炉圧力の初期値は、それぞれ 291.7°C 及び 15.41MPa[gage]とする。

(d) 主蒸気管 1 本の瞬時の両端破断を仮定し、以下の 2 ケースについて解析する。

ケース A 外部電源あり

ケース B 外部電源なし

(e) 逆止弁の効果は無視し、主蒸気管の隔離は主蒸気隔離弁によって行うものとする。

(f) 1 台の高圧注入ポンプのみが作動し、燃料取替用水タンクのほう素濃度 3,100ppm のほう酸水を 1 次冷却材低温側配管に注入するものとする。

ほう酸水が炉心に到達するまでの時間には、非常用炉心冷却設備作動信号が発信してから、高圧注入ポンプが全速に達するまでの時間、ほう酸注入配管内の低濃度のほう酸水が一掃される時間及び 1 次冷却材管内での輸送遅れを考慮する。

(g) 蒸気発生器では完全に気水分離するものとする。

(h) 主蒸気管破断時の蒸気流量の計算には、Moody のモデルを使用する。

(i) DNBR の計算には、W-3 相関式を使用する。

(j) 非常用炉心冷却設備作動信号発信後 10 分の時点で蒸気放出が継続している蒸気発生器への補助給水を停止する操作を行うものとする。

(iii) 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

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。

(a) 以下の4ケースについて実施する。

サイクル初期高温全出力

サイクル末期高温全出力

サイクル初期高温零出力

サイクル末期高温零出力

(b) 高温全出力のケースでは、

(b-1) 原子炉出力及び1次冷却材平均温度の初期値は、圧力解析の場合にはそれぞれ定格出力の102%及び309.3℃とする。
なお、DNBR評価の場合には初期値は定格値とする。

(b-2) 原子炉圧力の初期値は、圧力解析の場合には定格値に正の定常誤差を考慮した値、DNBR評価の場合には定格値とする。

(b-3) 制御グループの制御棒クラスタのバンクDは、制御棒挿入限界位置にあると仮定し、その位置から制御棒クラスタ1本が飛び出すものとする。

(b-4) 原子炉の自動停止は、「出力領域中性子束高（高設定）」信号によるものとする。

(c) 高温零出力のケースでは、

(c-1) 原子炉出力及び1次冷却材平均温度の初期値は、燃料エンタルピ解析及び圧力解析の場合にはそれぞれ定格出力の

10^{-9} 及び 293.9°C とする。

(c-2) 原子炉圧力の初期値は、燃料エンタルピー解析の場合には定格値に負の定常誤差を考慮した値、圧力解析の場合には正の定常誤差を考慮した値とする。

(c-3) 制御グループの制御棒クラスタのバンク D は全挿入位置、他のバンクは制御棒挿入限界位置にあると仮定し、バンク D に属する制御棒クラスタ 1 本が飛び出すものとする。

(c-4) 原子炉の自動停止は、「出力領域中性子束高（低設定）」信号によるものとする。

(d) 原子炉圧力の評価においては、燃料から冷却材への熱伝達、金属-水反応、冷却材中での熱発生を考慮し、圧力ハウジングの破損による減圧効果を無視する。

(e) 制御棒クラスタの飛び出しによって、以下の反応度が 0.1 秒の間に添加されるものとする。

サイクル初期高温全出力 0.12% $\Delta K / K$

サイクル末期高温全出力 0.18% $\Delta K / K$

サイクル初期高温零出力 0.66% $\Delta K / K$

サイクル末期高温零出力 0.87% $\Delta K / K$

(f) 実効遅発中性子割合 (β_{eff}) は以下の値を使用する。

ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料を装荷する場合

サイクル初期 0.47%

サイクル末期 0.41%

ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料を装荷しない場合

サイクル初期 0.52%

サイクル末期 0.44%

(g) ギャップ熱伝達係数は、燃料エンタルピー解析では、小さめのギャップ熱伝達係数をコード内部で計算し、初期値から一定として使用する。

(h) 燃料被覆管表面熱伝達係数は以下に示す相関式により計算する。

(h-1) サブクール状態 Dittus-Boelter の式

(h-2) 核沸騰状態 Jens-Lottes の式

(h-3) 膜沸騰状態 Bishop-Sandberg-Tong の式

解析ではいったん DNB に達すれば、その後は膜沸騰状態が持続するものとする。

(i) ドップラ反応度帰還は、燃料実効温度の関数として考慮する。

圧力ハウジングの破損に伴う減圧沸騰による負の反応度効果は、考慮しないものとする。

(j) 制御棒クラスタ飛び出し直後の熱流束熱水路係数は以下の値を使用する。また、その後の熱流束熱水路係数は、高温全出力のケースについては一定とし、高温零出力のケースについては、制御棒クラスタ飛び出し後の反応度帰還効果による出力分布の変化を考慮する。

サイクル初期高温全出力 7.0

サイクル末期高温全出力 6.8

サイクル初期高温零出力 15

サイクル末期高温零出力 25

(k) 反応度投入による急激な発熱量の増加により、浸水燃料の破裂及び／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。

(k-1) 浸水燃料の破裂限界

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

(k-2) 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、「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」に示された 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。

(iv) 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

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。

(a) 原子炉は事故直前まで定格出力の 102% で運転していたものとする。

(b) 1 次冷却材中の希ガス濃度は 1 % の燃料被覆管欠陥率を基に評価する。

(c) 原子炉停止に伴い、1 次冷却材中の希ガス全量がガスサージタンク 1 基に 1 日で移行すると仮定する。なお、その間の放射性崩壊を考慮する。

(d) 活性炭式希ガスホールドアップ装置及び体積制御タンクパ

ーラインは、事故後 20 分は隔離されないものとし、この間の希ガスの放出を考慮する。

(e) 原子炉補助建屋内に放出される希ガスの全量が大気中に放出されると仮定する。

(f) 線量評価に必要な拡散条件及び気象条件としては、放射性物質が地表面から放出されると仮定し、現地における 1981 年 1 月から 1981 年 12 月までの気象観測による実測値及び実効放出継続時間より求めた相対線量 (D/Q) を用いる。

b. 蒸気発生器伝熱管破損

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。

b-1 事故経過の解析

(a) 初期原子炉出力は定格出力の 102% とする。

(b) 1 基の蒸気発生器の伝熱管の 1 本が、瞬時に両端破断を起こしたものとする。流出流量の算出に当たっては、初期値を 130t/h とした 1 次冷却系と 2 次冷却系の差圧の平方根に比例する式を用いる。

(c) 原子炉は、「原子炉圧力低」信号又は「過大温度 ΔT 高」信号により自動停止するものとする。

(d) 高圧注入ポンプ 2 台が作動するものとする。

また、補助給水ポンプはタービン動補助給水ポンプの単一故障を仮定し、電動補助給水ポンプ 2 台が作動するものとする。

(e) 主蒸気逃がし弁が自動作動するものとする。

- (f) 原子炉トリップと同時に外部電源は喪失するものとする。
- (g) 事故終止のための運転員操作としては、以下のとおりとする。
 - (g-1) 破損側蒸気発生器につながるタービン動補助給水ポンプ蒸気元弁を閉止する操作を行うとともに、破損側蒸気発生器への補助給水を停止する操作を行う(原子炉トリップ後10分)。
 - (g-2) 破損側蒸気発生器につながる主蒸気隔離弁は、原子炉トリップ10分後に閉止操作を開始し、原子炉トリップ後20分で閉止するものとする。
 - (g-3) 健全側の主蒸気逃がし弁を開き、1次冷却系の冷却を開始する(原子炉トリップ後25分)。
 - (g-4) 1次冷却材を高温零出力温度以下に十分減温した後、加圧器逃がし弁を開き、1次冷却系を減圧する。1次冷却系圧力が、破損側蒸気発生器の2次側圧力まで低下した時点で、加圧器逃がし弁を閉じる(解析では、1次冷却材高温側配管温度が279℃に減温された時点で減圧を開始する。)
 - (g-5) 加圧器逃がし弁の閉止後、1次冷却系圧力の再上昇を確認した後、非常用炉心冷却設備を停止する(解析では、1次冷却系圧力の再上昇の幅は0.98MPaとする。)
- (h) DNBRの評価では、初期原子炉出力は定格出力とする。

b-2 核分裂生成物の放出量及び線量の評価

- (a) 発電用原子炉は、事故直前まで定格出力の102%で運転されていたものとする。その運転時間は燃料を1/3ずつ取替えていく場合の平衡炉心を考えて、最高30,000時間とする。
- (b) 破損側蒸気発生器は、事故発生後51分で隔離されるものとする。

し、この間に 1 次冷却系から 2 次冷却系へ流出する 1 次冷却材量は 90 t とする。また、流出した 1 次冷却材を含む 2 次冷却水のうち、破損側蒸気発生器につながる主蒸気逃がし弁等から大気中へ放出される蒸気量は 40 t とする。

(c) 蒸気発生器伝熱管破損により新たに燃料被覆管の損傷を招くことはない。したがって、2 次冷却系へ流出する放射能源として、以下の 2 通りを仮定する。

(c-1) 燃料被覆管欠陥率 1 % を用いて計算した 1 次冷却材中に存在する核分裂生成物のよう素約 9.2×10^{13} Bq、希ガス約 4.4×10^{14} Bq (γ 線エネルギー 0.5 MeV 換算)。

(c-2) (c-1) 項の損傷燃料棒から新たに 1 次冷却材中への追加放出に寄与する核分裂生成物のよう素約 1.5×10^{15} Bq、希ガス約 4.3×10^{15} Bq (γ 線エネルギー 0.5 MeV 換算)。

追加放出量は、事故発生後の 1 次冷却系圧力が直線的に低下するものとし、この圧力低下に比例して 1 次冷却系に放出されるものとする。この場合の追加放出率は、 $1.23 \times 10^{-2} \text{min}^{-1}$ とする。

(d) この 1 次冷却材中の核分裂生成物のうち、破損側蒸気発生器が隔離されるまでの間に 1 次冷却系から 2 次冷却系へ流出する放射エネルギーは、1 次冷却材中の濃度に依存するものとする。

(e) 2 次冷却系に流出してきた希ガスについては、全量が大気中へ放出されるものとする。

(f) 2 次冷却系に流出してきたよう素については、気液分配係数 100 で蒸気とともに大気中に放出されるものとする。

(g) 原子炉トリップと同時に外部電源は喪失するものとする。

(h) 破損側蒸気発生器隔離後も、2次冷却系の弁からの蒸気漏えいにより、よう素が大気中に放出されるものとする。

弁からの蒸気漏えい率は、隔離直後 $5 \text{ m}^3/\text{d}$ とし、その後は2次冷却系圧力が24時間で直線的に大気圧まで低下すると仮定し、この2次冷却系圧力に対応して弁からの蒸気漏えい率が減少するものとする。

(i) 線量評価に必要な拡散条件及び気象条件としては、放射性物質が地表面から放出されると仮定し、現地における1981年1月から1981年12月までの気象観測による実測値及び実効放出継続時間より求めた相対濃度 (x/Q) 及び相対線量 (D/Q) を用いる。

c. 燃料集合体の落下

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。

(a) 燃料取扱いに際し、使用済燃料ピット内で取扱い中の燃料集合体1体が操作上の最高の位置から落下し、落下した燃料集合体の全燃料棒の10%の燃料棒の被覆管が破損するものとする。

(b) 原子炉停止時の燃料ギャップ内の核分裂生成物の量は、原子炉が定格出力の102%で運転された取替炉心のサイクル末期の最大出力集合体（運転時間30,000時間）のものとする。

(c) 燃料取扱作業は、原子炉停止後100時間において開始され、この時点で落下事故が生じるものとする。

(d) 損傷した燃料棒の燃料ギャップ内の核分裂生成物の全量が、

使用済燃料ピット水中に放出されるものとする。

- (e) 使用済燃料ピット水中に放出された希ガスの水中への溶解を無視し、全量が燃料取扱棟内に放出されるものとする。
- (f) 使用済燃料ピット水中に放出されたよう素の水中での除染係数は 500 とする。
- (g) 燃料取扱棟内に放出された希ガス及びよう素は、直接大気中に放出されるものとする。
- (h) 線量評価に必要な拡散条件及び気象条件としては、放射性物質が地表面から放出されると仮定し、現地における 1981 年 1 月から 1981 年 12 月までの気象観測による実測値及び実効放出継続時間より求めた相対濃度 (χ / Q) 及び相対線量 (D / Q) を用いる。

d. 原子炉冷却材喪失

「1.5.3 (1) (i) 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。

- (a) 事故発生直前まで、原子炉は定格出力の 102% で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は、燃料を 1 / 3 ずつ取替えていく場合の平衡炉心を考えて、最高 30,000 時間とする。
- (b) 原子炉格納容器内に放出される核分裂生成物の量は、炉心全体の内蔵量に対し、次の割合で放出されるものとする。

希ガス 1 %

よう素 0.5 %

- (c) 放出されたよう素のうち、有機よう素は 4 % とし、残りの

96%は無機よう素の形態をとるものとする。

(d) 原子炉格納容器内に放出されたよう素のうち、無機よう素については、50%が原子炉格納容器内部に沈着し、漏えいに寄与しないものとする。

(e) 原子炉格納容器スプレイ水による無機よう素の除去効率は、等価半減期 50 秒とする。

ただし、事故発生後、無機よう素の除去効果が有効になるまでの時間は 6 分とする。

(f) 単一故障として、ディーゼル発電機 1 台の不作動を仮定する。

また、動的機器の単一故障のケースの他、事故後長期間にわたる静的機器の単一故障の仮定として、単一設計とするスプレイリングに接続する配管 1 箇所について、再循環切替後の瞬時の両端破断のケースも考慮する。

(g) 原子炉格納容器からの漏えい率は、事故時の原子炉格納容器内圧に対応した漏えい率とする。

(h) 原子炉格納容器からの漏えいは、その 97%が配管等の貫通するアニュラス部に生じ、残り 3%はアニュラス部以外で生じるものとする。

(i) 事故発生後、非常用炉心冷却設備作動信号によってアニュラス空気浄化設備が起動し、アニュラス部の負圧達成時間は 2 分とする。その間原子炉格納容器からアニュラス部に漏えいしてきた気体はそのまま全量大気中へ放出されるものとし、アニュラス空気浄化設備のフィルタ効果は無視する。

(j) 原子炉格納容器からアニュラス部に漏えいした気体は、ア

ニュラス空気浄化設備を経て再循環するが、その一部は、アニュラス部の負圧維持のため排気筒より放出される。このとき、アニュラス部内での核分裂生成物の沈着の効果はないものとする。

- (k) アニュラス空気浄化設備のよう素フィルタの効率は95%とする。
- (l) 希ガスに対する原子炉格納容器スプレイ水による除去効果及びアニュラス空気浄化設備のフィルタ効果等は無視する。
- (m) 事故後の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（以下「再循環系」という。）からは、事故期間中（30日間）安全補機室内へ、 $4 \times 10^{-3} \text{ m}^3 / \text{h}$ の漏えいがあるものとする。
- (n) 再循環水中の放射エネルギーは事故発生直後、(b)項と同量のよう素が無機よう素として溶解しているものとする。
- (o) 再循環水体積は $1,600 \text{ m}^3$ とする。
- (p) 再循環系から安全補機室に漏えいした再循環水中のよう素の気相への移行率は5%とし、安全補機室内でのよう素沈着率は50%とする。
- (q) 安全補機室空気浄化設備のよう素フィルタの効率は95%とする。
- (r) 原子炉格納容器内及びアニュラス部内の浮遊核分裂生成物による直接線量については、以下の条件にしたがって評価する。
 - (r-1) 事故時に炉心から原子炉格納容器内に放出された核分裂生成物は、すべて原子炉格納容器内に均一に分布するもの

と仮定し、原子炉格納容器からの漏えいによる減少効果や原子炉格納容器スプレイ水による除去効果は無視する。

(r-2) 原子炉格納容器からアニュラス部に漏えいした核分裂生成物はアニュラス部内に均一に分布するものとする。

(r-3) 核種の選定に当たって、よう素に関しては、核分裂収率が小さく半減期の極めて短いもの及びエネルギーの小さいものの以外の核種、希ガスに関しては、半減期 10 分以上の核種、その他の核種については、原子炉格納容器及びアニュラス部内の浮遊核分裂生成物からの γ 線による直接線量の計算に寄与するような十分高いエネルギーを持ち、半減期が 10 分以上の核種を対象とする。

(r-4) 核分裂生成物による γ 線エネルギーは以下のエネルギー範囲別に区分する。

代表エネルギー (MeV/dis)	エネルギー範囲 (MeV/dis)
0.4	$E \leq 0.4$
0.8	$0.4 < E \leq 1.0$
1.3	$1.0 < E \leq 1.5$
1.7	$1.5 < E \leq 1.8$
2.5	$1.8 < E$

(s) 事故の評価期間は 30 日間とする。

(t) 環境への核分裂生成物の放出については、アニュラス部及び再循環系を経て排気筒から放出される希ガス及びよう素は排気筒放出とし、アニュラス部以外から漏えいする希ガス及びよう素は地上放出とする。

(u) 線量評価に必要な拡散条件及び気象条件としては、現地に

おける 1981 年 1 月から 1981 年 12 月までの気象観測による実測値及び実効放出継続時間より求めた相対濃度 (x/Q) 及び相対線量 (D/Q) を用いる。

e. 制御棒飛び出し

「1.5.3 (1) (i) b. (a) 制御棒飛び出し」で想定した制御棒クラスタ飛び出しの際に、放射性物質が環境に放出される事象を想定する。

制御棒飛び出し事故では、次に述べる条件を除いて、全て「1.5.3 (2) (iv) d. 原子炉冷却材喪失」の条件と同じである。

(a) 破損する燃料棒割合としては、「1.5.3 (2) (iii) a. 制御棒飛び出し」で評価した値のうち最も厳しい値である 13%を使用する。

(b) 原子炉格納容器内に放出される核分裂生成物の量は、炉心全体の内蔵量に対し、次の割合で放出されるものとする。

希ガス 0.33 %

よう素 0.165%

(c) 非常用炉心冷却設備作動信号によってアニュラス空気浄化設備が起動する。事故発生後、アニュラス部の負圧達成時間は 10 分とし、その間原子炉格納容器からアニュラス部に漏えいしてきた気体はそのまま全量大気中へ放出されるものとし、アニュラス空気浄化設備のフィルタ効果は無視する。

(d) 原子炉格納容器スプレイ設備は事故発生後 30 分で起動する。

(e) 原子炉格納容器からの漏えい率は、次のように仮定する。

事故後 24 時間まで 0.127 %/d

その後 29 日間 0.0635%/d

(v) 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

「1.5.3 (1) (i) 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。

(a) 配管の破断は、蒸気発生器出口側配管の瞬時の両端破断で、流出係数1.0の場合を解析する。

(b) 原子炉出力は定格出力の102%とする。

(c) 非常用炉心冷却設備のパラメータとして以下の値を用いる。

蓄圧注入系の蓄圧タンクの保持圧力 4.04MPa[gage]

蓄圧注入系の蓄圧タンクの保有水量

26.9m³ (1基当たり)

また、高圧注入系及び低圧注入系からの注入は、ブローダウン終了と同時に開始されると仮定する。

(d) 単一故障として、原子炉格納容器スプレイ設備1系列の不作動を仮定する。

また、外部電源の喪失により常用電源は全て喪失するものとし、非常用電源の供給もディーゼル発電機の電圧が確立するまでの間遅延されるものとする。

また、動的機器の単一故障のケースの他、事故後長期間にわたる静的機器の単一故障の仮定として、単一設計とするスプレイリングに接続する配管1箇所について、再循環切替後の瞬時の両端破断のケースも考慮する。

(e) ブローダウン過程に蓄圧注入系より注入される水は、原子炉容器のダウンコマ部及び下部プレナムに注入されるもの

とする。

- (f) 再冠水解析においては、1次冷却材ポンプはその特性に従って動くものとする。
- (g) 事故後の炉心部での発熱量を評価する際には、原子炉は定格出力の102%で長時間運転されてきたものとし、核分裂生成物の崩壊熱としては、ANS5.1の与える値に1.2を乗じたものを使用する。また、アクチニドの崩壊熱を考慮する。

b. 可燃性ガスの発生

「1.5.3 (1) (i) 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。

- (a) 原子炉は事故直前まで定格出力の102%で運転していたものとする。
- (b) 水素の発生源としては、炉心水及びサンプ水の放射線分解、ジルコニウム-水反応及びその他の金属の腐食反応を考慮する。
- (c) 事故時のジルコニウム-水反応量は「1.5.3 (2) (ii) a-1 非常用炉心冷却設備性能評価解析-大破断-」で得られた値の5倍の1.5%とする。
- (d) 炉心内の核分裂生成物の内蔵量のうち、ハロゲン50%、並びに、希ガス及びハロゲンを除く核分裂生成物の1%が、原子炉格納容器内の液相中に存在するものとする。さらに、他の核分裂生成物は、希ガスを除き、全て炉心部に存在するものとする。
- (e) 放射線分解により発生する水素ガスの発生割合（G値）は0.5分子/100eVとする。

(f) 単一故障として、低圧注入系 1 系列の不作動を仮定する。

また、動的機器の単一故障のケースの他、事故後長期間にわたる静的機器の単一故障の仮定として、単一設計とするスプレイリングに接続する配管 1 箇所について、再循環切替後の瞬時の両端破断のケースも考慮する。

(3) 評価結果

判断基準に対する解析結果は以下のとおりである。

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については、「原子炉冷却材喪失」の場合が最も厳しく、以下のとおり、「軽水型動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針」に示された基準を満たす。

(a) 燃料被覆管温度の最高値はウラン・プルトニウム混合酸化物燃料で約 1,006℃であり、制限値の 1,200℃を下回る。

(b) 燃料被覆管の局所的最大ジルコニウム－水反応量はウラン・プルトニウム混合酸化物燃料で燃料被覆管厚さの約 1%であり、酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの 15%以下である。

(c) 全炉心平均ジルコニウム－水反応量は、0.3%以下であり、反応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小さい。

(d) 再冠水開始以降、熱除去は順調に行われており、その後は、再循環モードの確立によって、長期にわたる炉心の冷却が可能である。

b. 燃料エンタルピーの最大値については、「制御棒飛び出し」において二酸化ウラン燃料は約 352kJ/kg、ウラン・プルトニウム混

合酸化物燃料は約 352 kJ/kg であり、制限値（「RIE 評価指針」に示す 230cal/g に相当。）から燃焼が最も進んだペレットの融点低下及びプルトニウム添加によるペレットの融点低下を考慮した解析上の判断基準である二酸化ウラン燃料の 833kJ/kg、ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料の 770kJ/kg をそれぞれ下回っている。

また、RIE 報告書に示される PCMI 破損時の機械的エネルギーの影響を評価した結果、PCMI 破損及び浸水燃料の破裂によって発生する衝撃圧力のもつ機械的エネルギーは、原子炉容器の吸収可能な歪エネルギーに対して十分小さく、原子炉容器の健全性が損なわれることはない。

- c. 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力については、これが最も厳しくなる「主給水管破断」において約 18.4MPa[gage]であり、最高使用圧力の 1.2 倍である 20.59MPa[gage]を下回っている。
- d. 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力については、「原子炉冷却材喪失」において、約 0.320MPa[gage]であり、最高使用圧力である 0.392MPa[gage]を下回っている。この時の原子炉格納容器内温度は、最高温度となるが、最高使用温度を超えない。また、「可燃性ガスの発生」に伴う原子炉格納容器内の水素最大濃度については、事故発生後、30 日時点で約 3.5%であり、可燃限界である 4%を下回っている。
- e. 敷地等境界外における実効線量については、これが最も厳しくなる「蒸気発生器伝熱管破損」において、約 0.24mSv であり、周辺の公衆に対し、著しい放射線被ばくのリスクを与えるもの

ではない。

1.5.4 重大事故に至るおそれがある事故（運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故を除く。）又は重大事故

事故に対処するために必要な施設及び体制並びに発生すると想定される事故の程度及び影響の評価を行うために設定した条件及びその評価の結果

(1) 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

東京電力（株）福島第一原子力発電所の事故の教訓を踏まえた重大事故等対策の設備強化等の対策に加え、重大事故に至るおそれがある事故若しくは重大事故が発生した場合又は大規模な自然災害若しくは故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる発電用原子炉施設の大規模な損壊が発生するおそれがある場合又は発生した場合における以下の重大事故等対策設備に係る事項、復旧作業に係る事項、支援に係る事項及び手順書の整備、教育及び訓練の実施並びに体制の整備を考慮し当該事故等に対処するために必要な手順書の整備、教育及び訓練の実施並びに体制の整備等運用面での対策を行う。

「(i)重大事故等対策」について手順を整備し、重大事故等の対応を実施する。「(ii)大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応における事項」の「a. 可搬型設備等による対応」は「(i)重大事故等対策」の対応手順を基に、大規模な損壊が発生するおそれがある場合又は発生した場合も対応を実施する。また、様々な状況においても、事象進展の抑制及び緩和を行うための手順を整備し、大規模な損壊が発生するおそれがある場合又は発生した場合の対応を実施する。

重大事故等又は大規模損壊に対処し得る体制においても技術的能力

を維持管理していくために必要な事項を「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」に基づく原子炉施設保安規定等において規定する。

重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置については、技術的能力の審査基準で規定する内容に加え、設置許可基準規則に基づいて整備する設備の運用手順等についても考慮した第 1.5.4-1 表に示す「重大事故等対策における手順書の概要」を含めて手順書等を適切に整備する。

(i) 重大事故等対策

a. 重大事故等対処設備に係る事項

(a) 切り替えの容易性

本来の用途以外の用途として重大事故等に対処するために使用する設備にあっては、通常時に使用する系統から弁操作又は工具等の使用により速やかに切り替えられるように、当該操作等を明確にし、通常時に使用する系統から速やかに切り替えるために必要な手順等を整備するとともに、確実にできるよう訓練を実施する。

(b) アクセスルートの確保

想定される重大事故等が発生した場合において、可搬型重大事故等対処設備を運搬し、又は他の設備の被害状況を把握するため、発電所内の道路及び通路が確保できるよう、以下の実効性のある運用管理を実施する。

屋外及び屋内において、想定される重大事故等の対処に必要な可搬型重大事故等対処設備の保管場所から設置場所及び接続場所まで運搬するための経路、又は他の設備の被害状況を把握するた

めの経路（以下「アクセスルート」という。）は、迂回路も考慮して複数のアクセスルートを確保する。

複数ルートのうち少なくとも1ルートは、想定される自然現象、発電用原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。）、溢水及び火災を想定しても、速やかに運搬、移動が可能なルートとするとともに、他の復旧可能なルートも確保する。

屋内及び屋外アクセスルートは、想定される自然現象に対して地震、津波、洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、火山の影響、生物学的事象、森林火災及び高潮を、発電用原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。）に対して飛来物（航空機落下等）、ダムの崩壊、爆発、近隣工場等の火災、有毒ガス、船舶の衝突及び電磁的障害を考慮する。また、重大事故等時の高線量下環境を考慮する。

想定される自然現象又は発電用原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。）のうち、洪水、地滑り及びダムの崩壊については、立地的要因により影響を受けることはない。また、生物学的事象、落雷及び電磁的障害については、直接の影響はない。

可搬型重大事故等対処設備の保管場所については、設計基準事故対処設備の配置も含めて常設重大事故等対処設備と位置的分散を図る。また、屋外の可搬型重大事故等対処設備は複数箇所に分散して保管する。

重大事故等が発生した場合、事故収束に迅速に対応するため、

屋外の可搬型重大事故等対処設備の保管場所から使用場所まで運搬するアクセスルート の状況確認、八田浦貯水池及び取水ピットの取水箇所 の状況確認、ホース布設ルート の状態確認を行い、合わせて燃料油貯蔵タンク、大容量空冷式発電機、その他屋外設備の被害状況の把握を行う。

屋外アクセスルートに対する想定される自然現象のうち、地震による影響（周辺構造物の倒壊又は損壊、周辺斜面の崩壊、敷地下斜面のすべり）、風（台風）及び竜巻による影響（飛来物）、積雪、火山の影響（降灰）を想定し、複数のアクセスルートの中から状況を確認し、早期に復旧可能なアクセスルートを確認するため、障害物を除去可能なホイールローダ及びその他の重機を保管、使用し、それらを運転できる要員を確保する。

また、地震による屋外タンクからの溢水及び降水に対して、道路上への自然流下も考慮した上で、溢水による通行への影響を受けない箇所にアクセスルートを確認する。

津波の影響については、基準津波に対して、十分余裕を見た高さ にアクセスルートを確認する。

また、高潮に対して、通行への影響を受けない敷地高さ にアクセスルートを確認する。

屋外アクセスルートは、想定される自然現象のうち凍結及び森林火災、発電用原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。）のうち飛来物（航空機落下等）、爆発、近隣工場等の火災、有毒ガス及び船舶の衝突に対して、迂回路も考慮した複数のアクセスルートを確認する。

屋外アクセスルートの周辺構造物の倒壊による障害物については、ホイールローダ及びその他の重機による撤去あるいは複数のアクセスルートによる迂回を行う。

屋外アクセスルートは、基準地震動による周辺斜面の崩壊や敷地下斜面のすべりで崩壊土砂が広範囲に到達することを想定した上で、ホイールローダ及びその他の重機による崩壊箇所の仮復旧を行い、通行性を確保する。

不等沈下や地下構造物の損壊に伴う段差の発生が想定される箇所においては、段差緩和対策を講じるが、想定を上回る段差が発生した場合は、ホイールローダ及びその他の重機による段差箇所の仮復旧を行い、通行性を確保する。

アクセスルート上の風（台風）及び竜巻による飛来物、積雪、火山の影響（降灰）については、ホイールローダ及びその他の重機による撤去を行う。

なお、想定を上回る積雪、火山の影響（降灰）が発生した場合は、除雪、除灰の頻度を増加させることにより対処する。

重大事故等が発生した場合において、屋内の可搬型重大事故等対処設備へ要員が移動するアクセスルートの状況確認を行い、あわせて常設電動注入ポンプ、その他屋内設備の被害状況の把握を行う。

屋内アクセスルートは、津波及びその他想定される自然現象による影響並びに発電用原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。）に対して、外部からの衝撃による損傷の防止が図られた施設内に確保する。

屋内アクセスルートは、重大事故等時に必要となる現場操作を実施する活動場所まで移動可能なルートを選定する。また、屋内のアクセスルート上には、転倒した場合に撤去できない資機材は設置しないこととするとともに、撤去可能な資機材についても必要に応じて固縛、転倒防止措置により、通行に支障をきたさない措置を講じる。

屋外及び屋内の機器からの溢水が発生した場合については、適切な防護具を着用することによりアクセスルートを通行する。

アクセスルートでの被ばくを考慮した放射線防護具の配備及びアクセスルート近傍の化学物質を貯蔵しているタンクからの漏えいを考慮した薬品保護具の配備を行い、移動時及び作業時の状況に応じて着用する。停電時及び夜間時においては、確実に運搬、移動が出来るように、可搬型照明を配備する。また、現場との連絡手段を確保し、作業環境を考慮する。

b. 復旧作業に係る事項

重大事故等発生時において、重要安全施設の復旧作業を有効かつ効果的に行うため、以下の基本方針に基づき実施する。

(a) 予備品等の確保

重大事故等発生後の事故対応については、重大事故等対処設備にて実施することにより、事故収束を行う。

事故収束を継続させるためには、機能喪失した重要安全施設の機能回復を図ることが有効な手段であるため、以下の方針に基づき重要安全施設の取替え可能な機器、部品等の復旧作業を優先的に実施することとし、そのために必要な予備品を確保する。

- ・ 短期的には重大事故等対処設備で対応を行い、その後の事故

収束対応の信頼性向上のため長期的に使用する設備を復旧する。

- ・ 単一の重要安全施設の機能を回復することによって、重要安全施設の多数の設備の機能を回復することができ、事故収束を実施する上で最も効果が大きいサポート系設備を復旧する。
- ・ 復旧作業の実施に当たっては、復旧が困難な設備についても、復旧するための対策を検討し実施することとするが、放射線の影響、その他の作業環境条件を踏まえ、復旧作業の成立性が高い設備を復旧する。

なお、今後も多様な復旧手段の確保、復旧を想定する機器の拡大、その他の有効な復旧対策について継続的な検討を行うとともに、そのために必要な予備品の確保に努める。

また、予備品の取替え作業に必要な資機材等として、がれき撤去等のためのホイールローダ及びその他の重機、夜間の対応を想定した照明機器等及びその他作業環境を想定した資機材を確保する。

(b) 保管場所

予備品等については、地震による周辺斜面の崩落、敷地下斜面のすべり、津波による浸水などの外部事象の影響を受けにくい場所に当該重要安全施設との位置的分散を考慮し保管する。

(c) アクセスルートの確保

想定される重大事故等が発生した場合において、設備の復旧作業のため、発電所内の道路及び通路が確保できるよう、以下の実効性のある運用管理を実施する。

設備の復旧作業に支障がないよう、迂回路も考慮して複数のアクセスルートを確認する。複数ルートのうち少なくとも1ルート

は、想定される自然現象、発電用原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。）、溢水及び火災を想定しても、運搬、移動に支障をきたさないよう、通行性を確保する等、「a. (b)アクセスルートの確保」と同じ運用管理を実施する。

c. 支援に係る事項

重大事故等に対して事故収束対応を実施するため、発電所内であらかじめ用意する重大事故等対処設備、予備品及び燃料等の手段により、重大事故等対策を実施し、事故発生後7日間は継続して事故収束対応を維持できるようにする。

また、関係機関等と協議及び合意の上、外部からの支援計画を定め、協力体制が整い次第、プラントメーカーからは設備の設計根拠及び機器の詳細な情報並びに事故収束手段及び復旧対策の提供、協力会社及び建設会社からは事故収束及び復旧対策活動に必要な要員の支援並びに燃料供給会社からは燃料の供給及び輸送を可能とするとともに中長期的な物資輸送にも対応できるように支援計画を定める。

他の原子力事業者からは、要員の派遣、資機材の貸与及び環境放射線モニタリングの支援を、原子力緊急事態支援組織からは、被ばく低減のために遠隔操作可能なロボット等の資機材、資機材操作の支援及び提供資機材を活用した事故収束活動に係る助言を受けることができるように支援計画を定める。

さらに、発電所外に保有している重大事故等対処設備と同種の設備、予備品及び燃料等について支援を受けることによって、発電所内に配備している重大事故等対処設備に不具合があった場合の代替手段及び燃料等の確保を行い、継続的な重大事故等対策を実施でき

るよう事象発生後6日間までに支援を受けられる体制を整備する。

また、原子力事業所災害対策支援拠点から、災害対策支援に必要な資機材として、食料、その他の消耗品、汚染防護服及びその他の放射線管理に使用する資機材を継続的に発電所へ供給できる体制を整備する。

d. 手順書の整備、教育及び訓練の実施並びに体制の整備

重大事故等に的確かつ柔軟に対処できるよう、手順書を整備し、教育及び訓練を実施するとともに、要員を確保する等の必要な体制を整備する。

(a) 手順書の整備

重大事故等発生時において、事象の種類及び事象の進展に応じて重大事故等に的確かつ柔軟に対処できるよう手順書を整備する。

さらに、使用主体に応じた手順書として、運転員が使用する手順書（以下「運転手順書」という。）、発電所の緊急時対策本部（以下「緊急時対策本部」という。）が使用する手順書（以下「緊急時対策本部用手順書」という。）及び緊急時対策本部のうち支援組織が使用する手順書（以下「支援組織用手順書」という。）を整備する。

(a-1) 全ての交流動力電源及び常設直流電源系統の喪失、安全系の機器若しくは計測器類の多重故障又は複数号炉の同時被災等の過酷な状態において、限られた時間の中で3号炉及び4号炉の発電用原子炉施設の状態の把握及び実施すべき重大事故等対策の適切な判断に必要な情報の種類、その入手の方法及び判断基準を整理し、運転手順書にまとめる。

発電用原子炉施設の状態の把握が困難な場合にも対処できる

よう、パラメータを計測する計器故障又は計器故障が疑われる場合に発電用原子炉施設の状態を把握するための手順、パラメータの把握能力を超えた場合に発電用原子炉施設の状態を把握するための手順及び計測に必要な計器電源が喪失した場合の手順を定める。

具体的には、第 1.5.4-1 表に示す「重大事故等対策における手順書の概要」のうち「1.15 事故時の計装に関する手順等」の内容を含むものとする。

(a-2) 炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損防止のために、最優先すべき操作等を迷うことなく判断し実施できるよう、あらかじめ判断基準を明確にした手順を以下のとおり運転手順書に整備する。

炉心損傷が避けられない状況においては、炉心へ注水すべきか又は原子炉格納容器へ注水すべきか判断に迷い、対応が遅れることで、原子炉格納容器の破損に至ることがないように、原子炉格納容器への注水を最優先する判断基準を明確にした手順を整備する。

炉心の著しい損傷又は原子炉格納容器の破損防止のために注水する淡水源が枯渇又は使用できない状況においては、設備への悪影響を懸念することなく、迷わず海水注入を行えるよう判断基準を明確にした手順を整備する。

全交流動力電源喪失時等において、準備に長時間を要する可搬型設備を必要な時期に使用可能とするため、準備に要する時間を考慮の上、手順着手の判断基準を明確にした手順を整備する。

炉心の著しい損傷時において水素爆発を懸念し、水素制御装置の必要な起動時期を見失うことがないように、水素制御装置を速やかに起動する判断基準を明確にした手順を整備する。

その他、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損防止に必要な各操作については、重大事故等対処設備を必要な時期に使用可能とするため、手順着手の判断基準を明確にした手順を整備する。

重大事故等対策時においては、設計基準事故時に用いる操作の制限事項は適用しないことを明確にした手順を整備する。

- (a-3) 重大事故等対策の実施において、財産（設備等）保護よりも安全を優先する共通認識を持って行動できるように、社長はあらかじめ方針を示す。

重大事故等発生時の運転操作において、当直課長が躊躇せず指示できるよう、財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針に基づき定めた運転手順書を整備し、判断基準を明記する。

重大事故等発生時の緊急時対策本部活動において、重大事故等対策を実施する際に、緊急時対策本部長が、財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針に従った判断を実施する。

また、財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針に基づいた緊急時対策本部用手順書を整備し、判断基準を明記する。

- (a-4) 重大事故等対策時に使用する手順書として、発電所内の実施組織と支援組織が連携し事故の進展状況に応じて具体的な重大事故等対策を実施するため、運転員用及び支援組織用の手順書を適切に定める。

運転手順書は、重大事故等対策を的確に実施するために、事

故の進展状況に応じて構成し定める。

緊急時対策本部用手順書に、体制、通報及び緊急時対策本部内の連携等について明確にし、その中に支援組織用手順書を整備し、支援の具体的内容等、重大事故等対策を的確に実施するための必要事項を明確に示した手順を定める。

運転手順書は、事故の進展状況に応じて構成を明確化し、手順書相互間を的確に移行できるよう、移行基準を明確にする。

事故発生時は、事象の判別を行う運転手順書により事象判別を行い、故障及び設計基準事象に対処する運転手順書に移行する。

また、多重故障等により安全機能が喪失した場合は、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器破損を防止する事象ベースの運転手順書に移行する。

事象判別を行っている場合又は事象ベースの運転手順書にて事故対応操作中は、安全機能パラメータを常に監視し、あらかじめ定めた適用条件が成立すれば、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器破損を防止する安全機能ベースの運転手順書に移行する。

ただし、原因が明確でかつその原因除去あるいは対策が優先されるべき場合は、安全機能ベースの運転手順書には移行せず、その原因に対する事象ベースの運転手順書を優先する。

多重故障が解消され安全機能が回復すれば、故障及び設計基準事象に対処する運転手順書に戻り処置を行う。

炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器破損を防止する運転手順書による対応で事故収束せず炉心損傷に至った場合は、炉心

の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書に移行し対応処置を実施する。

- (a-5) 重大事故等対策実施の判断基準として確認する水位、圧力、温度等の計測可能なパラメータを整理し、運転手順書に明記する。

重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータをあらかじめ選定し、重要監視パラメータと有効監視パラメータに位置づけて運転手順書に明記する。通常使用するパラメータが故障等により計測不能又は計器故障が疑われる場合は、代替パラメータにて当該パラメータを推定する方法を運転手順書に明記する。また、記録が必要なパラメータ及び直流電源が喪失しても可搬型計測器により計測可能なパラメータをあらかじめ選定し、運転手順書に明記する。

重大事故等対策実施時におけるパラメータ挙動予測、影響評価すべき項目及び監視パラメータ等を運転手順書に整理する。

有効性評価等にて整理した有効な情報について、運転員が監視すべきパラメータの選定、状況の把握及び進展予測並びに対応処置の参考情報とし、運転手順書に整理する。また、有効性評価等にて整理した有効な情報について、緊急時対策本部要員が運転操作を支援するためのパラメータ挙動予測や影響評価のための判断情報とし、支援組織用手順書に整理する。

- (a-6) 前兆事象として把握ができるか、重大事故等を引き起こす可能性があるかを考慮して、設備の安全機能の維持及び事故の未然防止対策をあらかじめ検討しておき、前兆事象を確認した時点で事前の対応ができる体制及び手順を整備する。

大津波警報が発令された場合、原則として原子炉を停止し、冷却操作を開始する手順を整備する。

その他の前兆事象を伴う事象については、気象情報の収集、巡視点検の強化及び事故の未然防止の対応を行う手順を整備する。

- (a-7) 有毒ガス発生時に、事故対策に必要な各種の指示、操作を行うことができるよう、運転員、緊急時対策本部要員及び重大事故等対策要員の吸気中の有毒ガス濃度を有毒ガス防護のための判断基準値以下とするための手順と体制を整備する。固定源に対しては、運転員、緊急時対策本部要員及び重大事故等対策要員の吸気中の有毒ガス濃度が有毒ガス防護のための判断基準値を下回るようにする。可動源に対しては、換気設備の隔離等により、運転員及び緊急時対策本部要員が事故対策に必要な各種の指示、操作を行うことができるようにする。

予期せぬ有毒ガスの発生に対応するため、運転員及び緊急時対策本部要員のうち初動対応を行う者に対して配備した防護具を着用することにより、事故対策に必要な各種の指示、操作を行うことができるよう手順と体制を整備する。

有毒ガスの発生による異常を検知した場合は、運転員に連絡し、運転員が通信連絡設備により、有毒ガスの発生を発電所内の必要な要員に周知する手順を整備する。

- (b) 教育及び訓練の実施

緊急時対策本部要員は、重大事故等発生時において、事象の種類及び事象の進展に応じた的確かつ柔軟に対処するために必要な力量を確保するため、教育及び訓練を計画的に実施する。

必要な力量の確保に当たっては、原則、重大事故等発生時の緊急時対策本部の体制を通常時の組織の業務と対応するように定め、通常時の実務経験を通じて得られる力量に加え、事故時対応の知識及び技能について要員の役割に応じた教育及び訓練を定められた頻度、内容で計画的に実施することにより緊急時対策本部要員の力量の維持及び向上を図る。

重大事故等対策における中央制御室での操作及び動作状況確認等の短時間で実施できる操作以外の作業や操作については、第1.5.4-2表に示す「重大事故等対策における操作の成立性」の必要な要員数及び想定時間にて対応できるよう、教育及び訓練により効率的かつ確実に実施できることを確認する。

現場作業に当たっている重大事故等対策要員が必要な作業を確実に完了できるよう、運転員（当直員）と連携して一連の活動を行う訓練を計画的に実施する。

緊急時対策本部要員の対象者については、重大事故等発生時における事象の種類及び事象の進展に応じて的確かつ柔軟に対処できるよう、各要員の役割に応じた教育及び訓練を実施し、計画的に評価することにより力量を付与し、運転開始前までに力量を付与された要員を必要人数配置する。

重大事故等対策活動のための要員を確保するため、以下の基本方針に基づき教育及び訓練を実施する。

- (b-1) 重大事故等対策は、幅広い発電用原子炉施設の状況に応じた対策が必要であることを踏まえ、重大事故等発生時の発電用原子炉施設の挙動及び物理現象に関する知識の向上を図ることができる教育及び訓練等を実施する。

(b-2) 緊急時対策本部要員の各役割に応じて、重大事故等よりも厳しいプラント状態となった場合でも対応できるよう、重大事故等の内容、基本的な対処方法等、定期的に知識ベースの理解向上に資する教育を行う。

重大事故等発生時のプラント状況の把握、的確な対応操作の選択等、実施組織及び支援組織の実効性等を総合的に確認するための演習を計画的に実施する。

(b-3) 重大事故等の事故状況下において復旧を迅速に実施するために、普段から保守点検活動を社員自らが行って部品交換等の実務経験を積むことなどにより、発電用原子炉施設及び予備品等について熟知する。

(b-4) 重大事故等発生時の対応や事故後の復旧を迅速に実施するために、重大事故等発生時の事象進展により高線量下になる場所を想定し放射線防護具を使用した事故時対応訓練、夜間及び降雨並びに強風等の悪天候下等を想定した事故時対応訓練を実施する。

(b-5) 重大事故等発生時の対応や事故後の復旧を迅速に実施するために、設備及び事故時用の資機材等に関する情報並びにマニュアルが即時に利用できるよう、普段から保守点検活動等を通じて準備し、それらの情報及びマニュアルを用いた事故時対応訓練を行う。

(c) 体制の整備

重大事故等発生時において重大事故等に対応するための体制として、以下の基本方針に基づき整備する。

(c-1) 重大事故等対策を実施する実施組織及びその支援組織の役割

分担及び責任者を定め、効果的な重大事故等対策を実施し得る体制を整備する。重大事故等の原子力災害が発生するおそれがある場合又は発生した場合に、事故原因の除去、原子力災害の拡大防止及びその他の必要な活動を迅速かつ円滑に行うため、所長（原子力防災管理者）は、緊急時体制を発令し、要員の非常召集及び通報連絡を行い、発電所に自らを本部長とする緊急時対策本部を設置して対処する。

緊急時対策本部に、重大事故等対策を実施する実施組織、実施組織に対して技術的助言を行う技術支援組織及び実施組織が事故対策に専念できる環境を整える運営支援組織を編成し、組織が効果的に重大事故等対策を実施できるよう、専門性及び経験を考慮した作業班の構成を行う。また、各班の役割分担、責任者である班長を定め、指揮命令系統を明確にし、効果的な重大事故等対策を実施し得る体制を整備する。

発電用原子炉主任技術者は、重大事故等が発生した場合の原子力防災組織において、その職務に支障をきたすことがないように、独立性が確保できる組織に配置（指令部の本部付）する。発電用原子炉主任技術者は、重大事故等が発生した場合、重大事故等対策における発電用原子炉施設の運転に関し保安監督を誠実かつ、最優先に行うことを任務とする。

発電用原子炉主任技術者は、重大事故等発生時において、発電用原子炉施設の運転に関し保安上必要な場合は、運転に従事する者（所長を含む。）へ指示を行い、緊急時対策本部の本部長は、その指示を踏まえ方針を決定する。

休日、時間外（夜間）に重大事故等が発生した場合、緊急時

対策本部要員（指揮者等）は、発電用原子炉主任技術者が発電用原子炉施設の運転に関する保安監督を誠実に行うことができるよう、通信連絡手段により必要の都度、情報連絡（プラントの状況、対策の状況）を行い、発電用原子炉主任技術者は、その情報連絡を受け、発電用原子炉施設の運転に関し保安上必要な場合は指示を行う。

発電用原子炉主任技術者は、重大事故等の発生連絡があった場合、発電所に駆けつける。重大事故等の発生連絡を受けた後、発電所に駆けつけられるよう、非常召集ルート圏内に3号炉及び4号炉の発電用原子炉主任技術者を2名配置する。

発電用原子炉主任技術者は、重大事故等対策に係る手順書の整備に当たって、保安上必要な事項について確認を行う。

(c-2) 実施組織を、運転員等により事故拡大防止に必要な運転上の措置を実施する班、発電設備の応急復旧計画の策定及び措置を実施する班、発電所及びその周辺（周辺海域）における放射線量並びに放射性物質の濃度の状況把握及び災害対策活動に従事する要員の被ばく管理を実施する班、土木建築設備の応急復旧計画の策定及び措置を実施する班で構成し、必要な役割の分担を行い重大事故等対策が円滑に実施できる体制を整備する。

(c-3) 実施組織は、複数号炉の同時被災の場合において以下のとおり対応できる組織とする。

緊急時対策本部は、複数号炉の同時被災の場合において、本部長の指示により3号炉及び4号炉ごとに指名した指揮者の指示のもと、号炉ごとの情報収集や事故対策の検討を行う。

緊急時対策本部要員（指揮者等）、運転員（当直員）及び重大

事故等対策要員を発電所構内又は近傍に常時確保し、複数号炉の同時被災が発生した場合においても、確保した要員により、重大事故等対処設備を使用して3号炉及び4号炉の炉心損傷防止及び原子炉格納容器破損防止の重大事故等対策に対応できる体制とする。

発電用原子炉主任技術者は、原子炉ごとに選任する。担当号炉のプラント状況把握及び事故対策に専念することにより、複数号炉の同時被災を想定した場合においても指示を的確に実施する。

各号炉の発電用原子炉主任技術者は、複数号炉の同時被災時に、号炉ごとの保安監督を誠実かつ、最優先に行う。

また、実施組織による重大事故等対策の実施に当たり、号炉ごとに選任した発電用原子炉主任技術者は、緊急時対策本部から得られた情報に基づき重大事故等の拡大防止又は影響緩和に関し、保安上必要な場合は、運転に従事する者（所長を含む。）へ指示を行い、事故の拡大防止又は影響緩和を図る。

(c-4) 緊急時対策本部には、支援組織として技術支援組織と運営支援組織を設ける。

技術支援組織は、事故拡大防止のための運転措置の支援及び保安上の技術的助言を行う班、運営支援組織は、実施組織が重大事故等対策に専念できる環境を整えるため緊急時対策本部の運営及び情報の収集を行う班、関係地方公共団体の対応及び報道機関等の社外対応を行う班、防災資機材の整備を行う班、避難者の誘導を行う班で構成する。

(c-5) 重大事故等対策の実施が必要な状況において、緊急時体制を

発令し、緊急時対策本部要員の非常召集連絡を行い、所長（原子力防災管理者）を本部長とする緊急時対策本部を設置する。その中に実施組織及び支援組織を設置し重大事故等の対策を実施する。

休日、時間外（夜間）においては、重大事故等が発生した場合、速やかに対策の対応を行うため、発電所構内又は近傍に緊急時対策本部要員（指揮者等）、運転員（当直員）及び重大事故等対策要員を常時確保し、体制を強化する。

なお、地震により緊急呼出システムが正常に機能しない等の通信障害によって非常召集連絡ができない場合でも、地震の発生により発電所に自動参集する体制を整備する。

重大事故等が発生した場合に速やかに対応するために実施組織として必要な要員は、原子力防災組織の統括管理及び全体指揮を行う全体指揮者、号炉ごとの統括管理及び号炉ごとの指揮を行う号炉ごと指揮者並びに通報連絡を行う通報連絡者の緊急時対策本部要員（指揮者等）4名、運転操作指揮、号炉間連絡、運転操作助勢及び運転操作対応を行う運転員（当直員）12名並びに運転対応及び保修対応を行う重大事故等対策要員36名の合計52名を確保する。

重大事故等が発生した場合、重大事故等対策要員のうち初動の運転対応及び保修対応を行う重大事故等対策要員は、中央制御室に参集するとともに、緊急時対策本部要員（指揮者等）と初動後の保修対応を行う重大事故等対策要員は、代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）^{*1}に参集し、通報連絡、給水確保及び電源確保等の各要員の任務に応じた対応を行

う。

- * 1 発電用原子炉設置変更許可申請書(平成 29 年 1 月 18 日原規規発第 1701182 号にて許可)にて緊急時対策所の変更における許可を受けた記載としているが、評価時点において当該工事は完了していない。
このため、評価時点においては代替緊急時対策所を運用中であり、緊急時対策所(緊急時対策棟内)は運用していない。

重大事故等の対応については、高線量下の対応においても、社員及び協力会社社員を含め要員を確保する。

病原性の高い新型インフルエンザや同様に危険性のある新感染症等が発生し、緊急時対策本部要員(指揮者等)、運転員(当直員)及び重大事故等対策要員に欠員が生じた場合は、休日、時間外(夜間)を含め要員の補充を行うとともに、そのような事態に備えた体制に係る管理を行う。

緊急時対策本部要員(指揮者等)、運転員(当直員)及び重大事故等対策要員の補充の見込みが立たない場合は、原子炉停止等の措置を実施し、確保できる要員で、安全が確保できる原子炉の運転状態に移行する。

また、あらかじめ定めた連絡体制に基づき、休日、時間外(夜間)を含めて必要な要員を非常召集できるよう、緊急時対策本部要員に対して定期的に通報連絡訓練を実施する。

(c-6) 発電所における重大事故等対策の実施組織及び支援組織の各班の機能は、上記(c-2)項及び(c-4)項のとおり明確にする
とともに、各班に責任者である班長及び副班長を配置する。

(c-7) 緊急時対策本部における指揮命令系統を明確にするとともに、指揮者である本部長の所長(原子力防災管理者)及び班長が欠けた場合に備え、代行者と代行順位をあらかじめ定め明確にす

る。

- (c-8) 実施体制が実効的に活動するための施設及び設備等を整備する。

重大事故等が発生した場合において、実施組織及び支援組織が定められた役割を遂行するために、関係箇所との連携を図り迅速な対応により事故対応を円滑に実施することが必要なことから、支援組織が、発電所内外に通信連絡を行い関係箇所と連携を図るための統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備等（テレビ会議システムを含む。）を備えた代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）^{*1}を整備する。

さらに、実施組織が中央制御室、代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）^{*1}及び現場との連携を図るため、携帯型通話設備等を整備する。

- (c-9) 支援組織は、発電用原子炉施設の状態及び重大事故等対策の実施状況について、原子力施設事態即応センターに設置する本店対策本部等の発電所内外の組織への通報及び連絡を実施できるように衛星携帯電話設備及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備を用いて、広く情報提供を行うことができる体制を整備する。

緊急時対策本部の運営及び情報の収集を行う班が、本店対策本部と緊急時対策本部間において発電所の状況及び重大事故等対策の実施状況の情報共有を行う。

また、報道発表及び外部からの問い合わせ対応等については、本店対策本部の広報活動を行う班で実施し、緊急時対策本部が事故対応に専念でき、かつ、発電所内外へ広く情報提供を行う

ことができる体制を整備する。

- (c-10) 重大事故等発生時に、発電所外部からの支援を受けることができるように支援体制を整備する。

発電所における緊急時体制発令の報告を受け、本店における緊急時体制を発令した場合、速やかに原子力施設事態即応センターに発電所外部の支援組織である本店対策本部を設置し、原子力部門のみでなく他部門も含めた全社大での体制にて原子力災害対策活動を実施する。

本店対策本部は、緊急時対策本部が事故対応に専念できるよう、技術支援組織として、事故拡大防止措置の支援を行う班、運営支援組織として、情報収集及び災害状況の把握を行う班、外部電源や通信連絡設備に関する支援を行う班、広報活動を行う班及び資機材の調達運搬を行う班で構成する。

本店対策本部は、原子力事業所災害対策支援拠点の設置が必要と判断した場合、あらかじめ選定している施設の候補の中から放射性物質が放出された場合の影響等を勘案した上で原子力事業所災害対策支援拠点を指定し、必要な要員を派遣するとともに、災害対策支援に必要な資機材等の運搬を実施する。

本店対策本部は、他の原子力事業者及び原子力緊急事態支援組織からの技術的な支援が受けられる体制を整備する。

- (c-11) 重大事故等発生後の中長期的な対応が必要となる場合に備えて、社内外の関係各所と連携し、適切かつ効果的な対応を検討できる体制を整備する。

重大事故等発生時に原子炉格納容器の設計圧力及び温度に近い状態が継続する場合等に備えて、機能喪失した設備の部品取

替による復旧手段を整備する。また、設備の補修を実施するための放射線量低減、放射性物質を含んだ汚染水が発生した際の汚染水の処理等の事態収束活動を円滑に実施するため、平時から必要な対応を検討できる協力活動体制を継続して構築する。

(ii) 大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応における事項

a. 可搬型設備等による対応

大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる発電用原子炉施設の大規模な損壊（以下「大規模損壊」という。）が発生するおそれがある場合又は発生した場合における体制の整備に関し、以下の項目に関する手順書を適切に整備し、また、当該手順書に従って活動を行うための体制及び資機材を整備する。ここでは、発電用原子炉施設にとって過酷な大規模損壊が発生した場合においても、当該の手順書等を活用した対策によって緩和措置を講じることができることを説明する。

一 大規模損壊発生時における大規模な火災が発生した場合における消火活動に関すること。

二 大規模損壊発生時における炉心の著しい損傷を緩和するための対策に関すること。

三 大規模損壊発生時における原子炉格納容器の破損を緩和するための対策に関すること。

四 大規模損壊発生時における使用済燃料貯蔵槽の水位を確保するための対策及び燃料体の著しい損傷を緩和するための対策に関すること。

五 大規模損壊発生時における放射性物質の放出を低減するため

の対策に関すること。

(a) 大規模損壊発生時の手順書の整備

大規模損壊発生時の手順書を整備するに当たっては、大規模損壊を発生させる可能性のある外部事象として、大規模な自然災害及び故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムを想定する。

大規模な自然災害については、多数ある自然災害の中から発電用原子炉施設に大規模損壊を発生させる可能性のある自然災害により、重大事故又は大規模損壊等が発生する可能性を考慮した対応手順書を整備する。

上記に加え、確率論的リスク評価の結果に基づく事故シーケンスグループの選定にて抽出しなかった地震及び津波特有の事象として発生する事故シーケンスへの対応を含む手順書として、また、発生確率や地理的な理由により発生する可能性が極めて低いと抽出していない外部事象に対しても緩和措置が行えるよう整備する。

故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムについては、大規模損壊を発生させる可能性の高い事象であることから、大規模損壊及び大規模な火災が発生することを前提とした対応手順書を整備する。

(a-1) 大規模損壊を発生させる可能性のある自然災害への対応における考慮

大規模損壊を発生させる可能性のある自然災害を想定するに当たっては、国内外の基準等で示されている外部事象を網羅的に収集し、その中から考慮すべき自然災害に対して、設

計基準又はそれに準じた基準を超えるような規模を想定し、発電用原子炉施設の安全性に与える影響及び重畳することが考えられる自然災害の組み合わせについても考慮する。

また、事前予測が可能な自然現象については、影響を低減させるための必要な安全措置を講じることを考慮する。

さらに、事態収束に必要と考えられる機能の状態に着目して事象の進展を考慮する。

(a-2) 故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応における考慮

テロリズムには様々な状況が想定されるが、その中でも施設の広範囲にわたる損壊、不特定多数の機器の機能喪失及び大規模な火災が発生して発電用原子炉施設に大きな影響を与える故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムを想定し、その上で流用性を持たせた柔軟で多様性のある対応ができるよう考慮する。

(a-3) 大規模損壊発生時の対応手順書の整備及びその対応操作

大規模損壊発生時の対応手順書については、(a-3-3)項に示す5つの項目に関する緩和等の措置を講じるため、可搬型重大事故等対処設備による対応を中心とした多様性及び柔軟性を有するものとして、また、(a-3-3)項に示すとおり重大事故等対策において整備する手順書等に対して更なる多様性を持たせたものとして整備する。

大規模損壊により発電用原子炉施設が受ける被害範囲は広範囲であり不確定性が大きく、重大事故等対策のようにあらかじめシナリオ設定した対応操作は困難であると考えられる。

そこで、施設等の被害状況の把握を迅速に試みるとともに断片的に得られる情報、確保できる要員及び使用可能な設備により、炉心の著しい損傷の緩和、原子炉格納容器の破損緩和、使用済燃料ピットの水位確保及び燃料体等の著しい損傷の緩和又は発電所外への放射性物質の放出低減のために効果的な対応操作を速やかに、かつ臨機応変に選択及び実行する必要があることから、発電用原子炉施設の被害状況を把握するための手段及び各対応操作の実行判断を行うための手段を手順として定め整備する。

また、当該の手順書については、大規模な自然災害及び故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムが発電用原子炉施設に及ぼす影響等、様々な状況を想定した場合における事象進展の抑制及び緩和対策の実行性を確認し整備する。

(a-3-1) 大規模損壊発生時の対応手順書の適用条件と判断フロー

大規模損壊発生時は、発電用原子炉施設の状況把握が困難で事故対応の判断ができない場合、プラント状態が悪化した等の安全側に判断した措置をとるよう判断フローを整備する。また、手順書を有効かつ効果的に活用するため、適用開始条件を明確化するとともに、緩和操作を選択するための判断フローを明示することにより必要な個別対応手段への移行基準を明確にする。

(a-3-1-1) 大規模損壊発生時の判断及び対応要否の判断基準

大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムの発生について、緊急地震速報、大津波警報、外部からの情報連絡等又は衝撃音、衝突音等に

より検知した場合、中央制御室の状況、プラント状態の大まかな確認及び把握を行うとともに、大規模損壊発生（又は発生が疑われる場合）の判断を原子力防災管理者又は当直課長が行う。また、原子力防災管理者又は当直課長が以下の適用開始条件に該当すると判断すれば、大規模損壊時に対応する手順に基づき事故の進展防止及び影響を緩和するための活動を開始する。

(a-3-1-1-1) 大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムにより、発電用原子炉施設が以下のいずれかの状態となった場合又は疑われる場合

- ・ プラント監視機能又は制御機能が喪失した場合
(中央制御室の喪失を含む)
- ・ 使用済燃料ピットが損傷し、漏えいが発生した場合
- ・ 炉心冷却機能及び放射性物質閉じ込め機能に影響を与える可能性があるような大規模な損壊が発生した場合
- ・ 大型航空機の衝突による大規模な火災が発生した場合

(a-3-1-1-2) 当直課長が重大事故等発生時に期待する安全機能が喪失し、事故の進展防止及び影響緩和が必要と判断した場合

(a-3-1-1-3) 原子力防災管理者が大規模損壊時に対応する手順を活用した支援が必要と判断した場合

(a-3-1-2) 緩和操作を選択するための判断フロー

大規模損壊時に対応する手順による対応を判断した後、発電用原子炉施設の被害状況を把握するための手段を用いて施設の損壊状況及びプラントの状態等を把握し、各対応操作の実行判断を行うための手段に基づいて、事象進展に応じた対応操作を選択する。緩和操作を選択するための判断フローは、中央制御室の監視及び制御機能の喪失により原子炉停止状況などのプラント状況把握が困難な場合には、外からの目視による確認及び可搬型計測器による優先順位に従った内部の状況確認を順次行い、必要の都度緩和措置を行う。また、中央制御室又は代替緊急時対策所若しくは緊急時対策所（緊急時対策棟内）^{*1}での監視機能の一部が健全であり、速やかな安全機能等の状況把握が可能な場合には、外からの目視に加えて内部の状況から全体を速やかに把握し、優先順位を付けて喪失した機能を回復又は代替させる等により緩和措置を行う。また、適切な個別操作を速やかに選択できるように、緩和操作を選択するための判断フローに個別操作への移行基準を明確にする。

なお、個別操作を実行するために必要な重大事故等対処設備又は設計基準事故対処設備の使用可否については、大規模損壊時に対応する手順に基づき当該設備の状況確認を実施することにより判断する。

(a-3-2) 優先順位に係る基本的な考え方

環境への放射性物質の放出低減を最優先に考え、炉心損

傷の潜在的可能性を最小限にすること、炉心損傷を少しでも遅らせることに寄与できる初期活動を行うとともに、事故対応への影響を把握するため、火災の状況を確認する。また、確保できる要員及び残存する資源等を基に有効かつ効果的な対応を選定し、事故を収束させる対応を行う。

また、設計基準事故対処設備の安全機能の喪失、大規模な火災の発生及び緊急時対策本部要員（指揮者等）、運転員（当直員）、重大事故等対策要員、専属自衛消防隊員の一部が被災した場合も対応できるようにするとともに、可搬型重大事故等対処設備等を活用することによって、(a-3-3-1)項に示す5つの項目に関する緩和等の措置の対応を行う。人命救助が必要な場合は原子力災害へ対応しつつ、人命の救助を要員の安全を確保しながら行う。

さらに、環境への放射性物質の放出低減を最優先とする観点から、重大事故等対策におけるアクセスルート確保の考え方を基本に被害状況を確認し、早急に復旧可能なルートを選定しホイールローダ、その他重機を用いて斜面崩壊による土砂、建屋等の損壊によるがれきの撤去活動を実施することでアクセスルートの確保を行う。また、事故対応を行うためのアクセスルート及び操作場所に支障となる火災並びに延焼することにより被害の拡大に繋がる可能性のある火災の消火活動を優先的に実施する。

対応の優先順位については、把握した対応可能な要員数、使用可能な設備及び施設の状態に応じて選定する。

(a-3-2-1) 発電用原子炉施設の状況把握が困難な場合

プラント監視機能が喪失し、発電用原子炉施設の状況把握が困難な場合においては、外観から施設の状況を把握するとともに、対応可能な要員の状況を可能な範囲で把握し、原子炉格納容器又は使用済燃料ピットから環境への放射性物質の放出低減を最優先に考え、大規模火災の発生に対しても迅速に対応する。また、監視機能を復旧させるため、代替電源による給電により、監視機能の復旧措置を試みるとともに、可搬型計測器等を用いて可能な限り継続的に状態把握に努める。

外観から原子炉格納容器が健全であることや原子炉施設周辺の線量率が正常であることが確認できた場合は、原子炉格納容器破損の緩和措置を優先して実施し、炉心が損傷していないこと等を確認できた場合には、炉心損傷緩和の措置を実施する。

使用済燃料ピットへの対応については、外観から燃料取扱棟が健全であることや使用済燃料ピット周辺の線量率が正常であることが確認できた場合は、建屋内部にて可能な限り代替水位計の設置等の措置を行うとともに、常設設備又は可搬型設備による注水を行う。また、水位の維持が不可能又は不明と判断した場合は建屋内部又は外部からのスプレイを行う。

(a-3-2-2) 発電用原子炉施設の状況把握がある程度可能な場合

プラント監視機能が健全である場合には、運転員（当直員）、緊急時対策本部要員（指揮者等）及び重大事故等対策要員により発電用原子炉施設の状況を速やかに把握

し、緩和操作を選択するための判断フローに基づいて「止める」、「冷やす」、「閉じ込める」機能の確保を基本とし、状況把握が困難な場合と同様に環境への放射性物質の放出低減を目的に優先的に実施すべき対応操作とその実行性を総合的に判断し、必要な緩和措置を実施する。

なお、部分的にパラメータ等を確認できない場合は、可搬型計測器等により確認を試みる。

(a-3-3) 大規模損壊発生時に活動を行うために必要な手順書

大規模損壊が発生した場合に対応する手順については、以下の(a-3-3-1)項の5つの活動又は緩和対策を行うための手順書として重大事故等対策で整備する設備を活用した手順等に加えて、重大事故等時では有効に機能しない設備等が大規模損壊のような状況下では有効に機能する場合も考えられるため、事象進展の抑制及び緩和に資するための多様性を持たせた設備等を活用した手段を可搬型設備等による対応手順等として整備する。

また、以下の(a-3-3-2)項から(a-3-3-14)項の手順等を基本に、共通要因で同時に機能喪失することのない可搬型重大事故等対処設備等を用いた手順、中央制御室での監視及び制御機能が喪失した場合も対応できるよう現場にてプラントパラメータを計測するための手順、重大事故等対策と異なる判断基準により事故対応を行うための手順及び現場にて直接機器を作動させるための手順等を整備する。

なお、(a-3-3-2)項から(a-3-3-14)項で整備した手順のうち大規模損壊に特化した手順を(a-3-3-15)項に示す。

(a-3-3-1) 5つの活動又は緩和対策を行うための手順書

(a-3-3-1-1) 大規模な火災が発生した場合における消火活動に関する手順等

大規模損壊発生時に大規模な火災が発生した場合における消火活動として、故意による大型航空機の衝突による大規模な航空機燃料火災を想定し、放水砲等を用いた泡消火についての手順書を整備するとともに必要な設備を配備する。

また、地震及び津波のような大規模な自然災害によって発電所内の油タンク火災等の大規模な火災が発生した場合においても、同様な対応が可能なように多様な消火手段を整備する。

手順書については、以下の(a-3-3-12)項に該当する手順等を含むものとして整備する。

大規模な火災が発生した場合における対応手段の優先順位は、放水砲等を用いた泡消火について速やかに準備するとともに、火災の状況に応じて小型放水砲等による泡消火を準備する。また、早期に準備可能な消防自動車による延焼防止のための消火を実施する。

また、重大事故等対策要員による消火活動を行う場合でも、事故対応とは独立した通信手段を用いるために、消火活動専用の無線連絡設備の回線を使用することとし、全体指揮者の指揮の下対応を行う。

(a-3-3-1-2) 炉心の著しい損傷を緩和するための対策に関する手順等

炉心の著しい損傷を緩和するための対策に関する手順書については、以下の（a-3-3-2）項から（a-3-3-6）項、（a-3-3-13）項及び（a-3-3-14）項に該当する手順等を含むものとして整備する。炉心の著しい損傷を緩和するための対策が必要な場合における対応手段の優先順位は以下のとおりである。

- ・ 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時は、2次冷却系からの除熱による原子炉冷却及び減圧を優先し、2次冷却系からの除熱機能が喪失している場合は、1次冷却システムの減圧及び原子炉への注水を行う。
- ・ 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時において1次冷却材喪失事象が発生している場合は、多様な炉心注水手段から早期に準備可能な常設設備を優先して使用し、常設設備が使用できない場合は、可搬型設備による炉心注水により原子炉を冷却する。また、1次冷却材喪失事象が発生していない場合は、2次冷却系からの除熱による原子炉冷却を行う。
- ・ 最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合は、2次冷却系からの除熱による原子炉冷却及び格納容器内自然対流冷却により最終ヒートシンクへ熱を輸送する。
- ・ 原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合は、格納容器内自然対流冷却に移動式大容量ポンプ車を使用するため準備に時間がかかることから、使用開始するまでの間に格納容器圧力が最高使用圧力以上

に達した場合は、多様な格納容器スプレイ手段から早期に準備可能な常設設備を優先して使用し、常設設備が使用できない場合は、可搬型設備により原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる。

(a-3-3-1-3) 原子炉格納容器の破損を緩和するための対策に関する手順等

原子炉格納容器の破損を緩和するための対策に関する手順書については、以下の(a-3-3-3)項から(a-3-3-10)項、(a-3-3-13)項及び(a-3-3-14)項に該当する手順等を含むものとして整備する。

原子炉格納容器の破損を緩和するための対策が必要な場合における対応手段の優先順位は以下のとおりである。

- ・ 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時は、2次冷却系からの除熱による原子炉冷却及び減圧を優先し、2次冷却系からの除熱機能が喪失している場合は1次冷却系統の減圧及び原子炉への注水を行う。また、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧する手段により、高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による原子炉格納容器の破損を防止する。
- ・ 炉心が溶融し、溶融デブリが原子炉容器内に残存する場合は、原子炉格納容器の破損を緩和するため、多様な格納容器スプレイ手段から早期に準備可能な常設設備を優先して使用し、常設設備が使用できない場合は可搬型設備により原子炉格納容器内に注水

し、原子炉容器内の残存溶融デブリを冷却する。

- ・ 最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合は、2次冷却系からの除熱による原子炉冷却及び格納容器内自然対流冷却により最終ヒートシンクへ熱を輸送する。
- ・ 原子炉格納容器内の冷却又は破損を緩和するため、格納容器内自然対流冷却又は、多様な格納容器スプレイ手段から早期に準備可能な常設設備を優先して使用し、常設設備が使用できない場合は、可搬型設備により原子炉格納容器の圧力及び温度を低下させる。
- ・ 溶融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）の抑制及び溶融炉心が拡がり原子炉格納容器バウンダリへの接触を防止するため、多様な格納容器スプレイ手段から早期に準備可能な常設設備を優先して使用し、常設設備が使用できない場合は、可搬型設備により、原子炉格納容器の下部に落下した溶融炉心を冷却する。また、溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、多様な炉心注水手段から早期に準備可能な常設設備を優先して使用し、常設設備が使用できない場合は可搬型設備により原子炉を冷却する。
- ・ さらに、原子炉格納容器内に水素が放出された場合においても水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な水素濃度低減及び水素濃度

監視を実施し、水素が原子炉格納容器から原子炉格納容器周囲のアニュラス部に漏えいした場合にも、水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するため、アニュラス内の水素排出及び水素濃度監視を実施する。

(a-3-3-1-4) 使用済燃料貯蔵槽の水位を確保するための対策及び燃料体の著しい損傷を緩和するための対策に関する手順等

使用済燃料ピットの水位を確保するための対策及び燃料体の著しい損傷を緩和するための対策に関する手順書については、以下の(a-3-3-11)項、(a-3-3-13)項及び(a-3-3-14)項に該当する手順等を含むものとして整備する。

使用済燃料ピットの水位を確保するための対策及び燃料体等の著しい損傷を緩和するための対策が必要な場合における対応手段の優先順位は、外観から燃料取扱棟が健全であること、周辺の線量率が正常であることが確認できた場合、建屋内部にて可能な限り代替水位計の設置等の措置を行うとともに、早期に準備が可能な常設設備による注水を優先して実施し、常設設備による注水ができない場合は、可搬型設備による注水、内部からのスプレー等を実施し、使用済燃料ピットの近傍に立ち入ることができない場合は、外部からのスプレーを実施する。また、注水操作を行っても使用済燃料ピットの水位維持ができない大量の漏えいが発生

した場合、燃料取扱棟の損壊又は現場線量率の上昇により燃料取扱棟に近づけない場合は、放水砲により燃料体等の著しい損傷の進行を緩和する。

(a-3-3-1-5) 放射性物質の放出を低減するための対策に関する手順等

炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損又は使用済燃料ピット内の燃料体等の著しい損傷に至った場合において、放射性物質の放出を低減するための対策に関する手順書については、以下の(a-3-3-6)項及び(a-3-3-11)項から(a-3-3-13)項に該当する手順等を含むものとして整備する。

放射性物質の放出を低減するための対策が必要な場合における対応手順の優先順位は、原子炉格納容器の閉じ込め機能が喪失した場合、格納容器スプレーが実施可能であれば、早期に準備が可能な常設設備によるスプレーを優先して実施し、常設設備によるスプレーができない場合は、可搬型設備による代替格納容器スプレーを実施する。すべての格納容器スプレーが使用不能な場合又は放水砲による放水が必要と判断した場合は、放水砲による放射性物質の放出低減を実施する。

使用済燃料ピット内の燃料体等の著しい損傷に至った場合は、使用済燃料ピットへの外部からのスプレーによる放射性物質の放出低減を優先して実施し、燃料取扱棟の損壊又は現場線量率の上昇により燃料取扱棟に近づけない場合は、放水砲による放射性物質の放出

低減を実施する。

(a-3-3-2) 「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」

重大事故等対策にて整備する1.2の手順に加えて、以下の手順を整備する。

- ・ 原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、全ての蒸気発生器が除熱を期待できない場合、フロントライン系の機能喪失に加えてサポート系の機能喪失も想定し、燃料取替用水タンク水をB充てんポンプ（自己冷却）により充てんラインを使用して原子炉へ注入する操作と加圧器逃がし弁による原子炉格納容器内部へ原子炉冷却材を放出する操作を組み合わせる原子炉を冷却する手順

(a-3-3-3) 「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」

重大事故等対策にて整備する1.3の手順に加えて、以下の手順を整備する。

- ・ 原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、全ての蒸気発生器が除熱を期待できない状況において、蒸気発生器2次側による炉心冷却を用いた1次冷却系の減圧機能が喪失した場合、サポート系の機能喪失を想定し、加圧器逃がし弁を用いて1次冷却系を減圧する手順
- ・ フロントライン系の機能喪失に加えてサポート系の機能喪失も想定し、燃料取替用水タンク水をB充

てんポンプ（自己冷却）により充てんラインを使用して原子炉へ注入し、加圧器逃がし弁を開とする手順

(a-3-3-4) 「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」

重大事故等対策にて整備する1.4の手順に加えて、以下の手順を整備する。

- ・ 消火用水系統が使用できない場合は、可搬型ディーゼル注入ポンプと同様の接続口を使用し、消防自動車から原子炉に注水する手順

(a-3-3-5) 「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」

重大事故等対策にて整備する1.5の手順に加えて、以下の手順を整備する。

- ・ 1.5の手順を実施するに当たり、原子炉補機冷却水冷却器室が浸水した場合に排水する手順

(a-3-3-6) 「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」

重大事故等対策にて整備する1.6の手順に加えて、以下の手順を整備する。

- ・ 消火用水系統が使用できない場合は、可搬型ディーゼル注入ポンプと同様の接続口を使用し、消防自動車から原子炉格納容器へ注水する手順
- ・ 1.6の手順を実施するに当たり、原子炉補機冷却水冷却器室が浸水した場合に排水する手順

(a-3-3-7) 「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」

重大事故等対策にて整備する1.7の手順に加えて、以下の手順を整備する。

- ・ 消火用水系統が使用できない場合は、可搬型ディーゼル注入ポンプと同様の接続口を使用し、消防自動車から原子炉格納容器へ注水する手順
- ・ 1.7の手順を実施するに当たり、原子炉補機冷却水冷却器室が浸水した場合に排水する手順

(a-3-3-8) 「1.8 原子炉格納容器下部の熔融炉心を冷却するための手順等」

重大事故等対策にて整備する1.8の手順に加えて、以下の手順を整備する。

- ・ 消火用水系統が使用できない場合は、可搬型ディーゼル注入ポンプと同様の接続口を使用し、消防自動車から原子炉に注水する手順及び原子炉格納容器へ注水する手順

(a-3-3-9) 「1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等」

重大事故等対策にて整備する1.9の手順を用いた手順等を整備する。

(a-3-3-10) 「1.10 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等」

重大事故等対策にて整備する1.10の手順に加えて、以下の手順を整備する。

- ・ 全交流動力電源及び直流電源が喪失した場合、可搬型バッテリーにより、アニュラス水素濃度計測装置

に電源を供給する手順

(a-3-3-11) 「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」

重大事故等対策にて整備する1.11の手順に加えて、以下の手順を整備する。

- ・ 使用済燃料ピットの冷却機能若しくは注水機能喪失又は使用済燃料ピット水の小規模な漏えいが発生した場合、可搬型ディーゼル注入ポンプにより淡水又は海水を使用済燃料ピットへ注水する手順
- ・ 使用済燃料ピットから大量の水の漏えいが発生し、使用済燃料ピットへの注水による水位維持が不可能又は不明と判断した場合で燃料取扱棟の損壊又は現場線量率の上昇により燃料取扱棟に近づけない場合は、消防自動車及び使用済燃料ピットスプレイヘッダの運搬、設置及び接続を行い、使用済燃料ピットへの外部からのスプレイを行う手順

(a-3-3-12) 「1.12 発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等」

重大事故等対策にて整備する1.12の手順に加えて、以下の手順を整備する。

- ・ 原子炉格納容器、原子炉周辺建屋等が破損している場合又は破損が不明な状況において、建屋周辺の線量率が上昇している場合は、代替格納容器スプレイにより原子炉格納容器へ注水する手順

(a-3-3-13) 「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」

重大事故等対策にて整備する1.13の手順に加えて、以下の手順を整備する。

- ・ 長期間にわたる大津波警報が発令されている状況等を考慮し、被災状況、場所により適切なルートで淡水の水源を確保する手順

(a-3-3-14) 「1.14 電源の確保に関する手順等」

重大事故等対策にて整備する1.14の手順に加えて、以下の手順を整備する。

- ・ 非常用母線2系統が損傷した場合に、発電機車（高圧発電機車又は中容量発電機車）、変圧器車及び可搬型分電盤により、アニュラス空気浄化ファン、電気式水素燃焼装置、可搬型格納容器水素濃度計電源盤及びサンプリング弁に電源を供給する手順

(a-3-3-15) 「2.1 可搬型設備等による対応手順等」

可搬型設備等による対応手順等のうち、大規模損壊に特化した手順を以下に示す。

(a-3-3-15-1) B充てんポンプ（自己冷却）で注入し、加圧器逃がし弁を開とする手順

(a-3-3-15-2) 消防自動車可搬型ディーゼル注入ポンプと同じ接続口に接続し、原子炉に注水する手順

(a-3-3-15-3) 消防自動車可搬型ディーゼル注入ポンプと同じ接続口に接続し、原子炉格納容器に注水する手順

(a-3-3-15-4) 使用済燃料ピットへ可搬型ディーゼル注入ポンプで注水する手順

- (a-3-3-15-5) 使用済燃料ピットへ消防自動車ですプレーイする手順
- (a-3-3-15-6) 大津波警報発令時、八田浦貯水池を移動式大容量ポンプ車の取水源とする手順
- (a-3-3-15-7) 可搬型バッテリーを使用してアニュラス水素濃度を計測する手順
- (a-3-3-15-8) 可搬型代替所内電気設備による原子炉格納容器破損を防止するための設備へ給電する手順
- (a-3-3-15-9) 可搬型計測器を現場盤に接続し計測する手順
- (a-3-3-15-10) 移動式大容量ポンプ車による A 系格納容器再循環ユニットへの海水通水を実施する際、原子炉補機冷却水冷却器室が浸水した場合に排水する手順

これら手順のうち、炉心の著しい損傷を緩和するための対策に関する手順等については、(a-3-3-15-1) 項から (a-3-3-15-3) 項及び (a-3-3-15-9) 項が該当する。

原子炉格納容器の破損を緩和するための対策に関する手順等については、(a-3-3-15-1) 項から (a-3-3-15-3) 項及び (a-3-3-15-6) 項から (a-3-3-15-10) 項が該当する。

使用済燃料ピットの水位を確保するための対策及び燃料体の著しい損傷を緩和するための対策に関する手順等並びに放射性物質の放出を低減するための対策に関する手順等については、(a-3-3-15-4) 項から (a-3-3-15-6) 項が該当する。

- (a-3-4) (a-3-3) 項に示す大規模損壊への対応手順書は、中央制御室の機能が喪失した場合も対応できるよう整備する

が、中央制御室での監視及び制御機能に期待できる可能性も十分に考えられることから、運転手順書も並行して活用した事故対応も考慮したものとする。

(b) 大規模損壊の発生に備えた体制の整備

大規模損壊発生時の体制については、組織が最も有効に機能すると考えられる通常の緊急時対策本部の体制を基本としつつ、通常とは異なる対応が必要となる状況においても流動性を持って対応できるように整備する。

また、重大事故等を超えるような状況を想定した大規模損壊発生時の対応手順に従って活動を行うことを前提とし、中央制御室が機能喪失するような通常とは異なる体制で活動しなければならない場合にも対応できるよう教育、訓練の実施及び体制の整備を図る。

(b-1) 大規模損壊への対応のための要員への教育及び訓練

大規模損壊への対応のための緊急時対策本部要員への教育及び訓練については、重大事故等対策にて実施する教育及び訓練を基に、専属自衛消防隊員への教育及び訓練については、火災防護の対応に関する教育及び訓練を基に、大規模損壊発生時における各要員の役割に応じた任務を遂行するに当たり必要となる力量を習得及び維持するため、教育及び訓練を実施する。また、通常の指揮命令系統が機能しない場合を想定した緊急時対策本部要員（指揮者等）への個別の教育及び訓練を実施する。さらに、要員の役割に応じて付与される力量に加え、流動性をもって対応できるような力量を確保していくことにより、期待する要員以外の要員でも対応できるよう

教育及び訓練の充実を図る。

(b-2) 大規模損壊発生時の体制

発電用原子炉施設において重大事故等及び大規模損壊のような原子力災害が発生するおそれがある場合又は発生した場合に、事故原因の除去並びに原子力災害の拡大防止及び緩和その他必要な活動を迅速かつ円滑に実施するため、通常の子力防災組織の体制を基本とする緊急時対策本部の体制を整える。

また、休日、時間外（夜間）においても、発電所構内又は近傍に運転員（当直員）12名、緊急時対策本部要員（指揮者等）4名、重大事故等対策要員36名、専属自衛消防隊員8名を確保し、大規模損壊の発生により中央制御室（運転員（当直員）を含む。）が機能しない場合においても、対応できるような体制を整備する。

さらに、発電所構内及び近傍の最低要員により当面の間は事故対応を行えるよう体制を整える。

(b-3) 大規模損壊発生時の要員確保及び通常とは異なる指揮命令系統の確立についての基本的な考え方

大規模損壊発生時には、通常の子力防災体制での指揮命令系統が機能しない場合も考えられる。このような状況においても、対応要員を確保するとともに指揮命令系統を確立できるように、大規模損壊時に対応するための体制を基本的な考え方に基づき整備する。

(b-3-1) 休日、時間外（夜間）における副原子力防災管理者を含む対応要員は、地震、津波等の大規模な自然災害又は故意

による大型航空機の衝突その他のテロリズムが発生した場合にも対応できるよう分散して待機する。また、建物の損壊等により対応要員が被災するような状況においても、発電所構内に勤務している他の要員を緊急時対策本部での役務に割り当てる等の措置を講じる。

(b-3-2) プルーム放出時は代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）*¹に残る要員（以下「最低限必要な要員」という。）は代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）*¹に留まり、プルーム通過後、活動を再開する。プルーム通過時、最低限必要な要員以外の要員は発電所外へ一時避難し、その後、最低限必要な要員と交代する要員として発電所へ再度非常召集する。

(b-3-3) 大規模損壊と同時に大規模火災が発生している場合、緊急時対策本部の火災対応の指揮命令系統の下、専属自衛消防隊は消火活動を実施する。また、原子力防災管理者が、事故対応を実施又は継続するために、放水砲等による泡消火の実施が必要と判断した場合は、重大事故等対策要員を火災対応の指揮命令系統の下で消火活動に従事させる。これら大規模損壊発生時の火災対応については、休日、時間外（夜間）時には副原子力防災管理者の指揮命令系統の下で消火活動を行う。

(b-4) 大規模損壊発生時の支援体制の確立

(b-4-1) 本店対策本部体制の確立

発電用原子炉施設において大規模損壊が発生した場合の支援を実施するため、社長を本部長とする本店対策本部が

速やかに確立できるような体制を整備する。

原子力災害と非常災害（一般災害）の複合災害発生時においては、原子力災害対策組織と非常災害（一般災害）対策組織を統合し、対策総本部（統合本部）として、一体となって対応を実施する。また、社長は総本部長として全社対策組織を指揮し、原子力災害対策組織については発電本部長が副総本部長、非常災害（一般災害）対策組織については副社長が副総本部長となり、それぞれの対策組織の責任者として指揮する。

(b-4-2) 外部支援体制の確立

大規模損壊発生時における外部支援体制は、「(1) (i) c. 支援に係る事項」で整備する原子力災害発生時の外部支援体制と同様である。

(c) 大規模損壊の発生に備えた設備及び資機材の配備

大規模損壊の発生に備え、大規模損壊発生時の対応手順に従って活動を行うために必要な重大事故等対処設備及び資機材を配備する。

(c-1) 大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応に必要な設備の配備及び当該設備の防護の基本的な考え方

可搬型重大事故等対処設備は、重大事故等対策で配備する設備の基本的な考え方を基に同等の機能を有する設計基準事故対処設備及び常設重大事故等対処設備と同時に機能喪失することのないよう外部事象の影響を受けにくい場所に保管する。また、大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝

突その他のテロリズムの共通要因で、同時に複数の可搬型重大事故等対処設備が機能喪失しないように考慮する。

(c-1-1) 屋外の可搬型重大事故等対処設備は、地震により生じる敷地下斜面のすべり、液状化及び揺すり込みによる不等沈下、地盤支持力の不足及び地下構造物の損壊等の影響により必要な機能を喪失しない位置に保管する。また、基準津波を一定程度超える津波に対して、裕度を有する高台に保管するとともに、竜巻により同時に機能喪失させないよう位置的分散を図り複数箇所に保管する。

(c-1-2) 屋外の可搬型重大事故等対処設備は、設計基準事故対処設備等及び常設重大事故等対処設備が設置されている建屋並びに屋外の設計基準事故対処設備等又は常設重大事故等対処設備のそれぞれから100mの離隔距離を確保した上で、複数箇所に分散して保管する。

(c-1-3) 可搬型重大事故等対処設備同士の距離を十分に離して複数箇所に分散して保管するとともに、常設設備への接続口、アクセスルートを複数設ける。また、速やかに消火及びがれき撤去できる資機材を当該事象による影響を受けにくい場所に保管する。

(c-2) 大規模損壊に備えた資機材の配備に関する基本的な考え方
大規模損壊発生時の対応に必要な資機材については、重大事故等対策で配備する資機材の基本的な考え方を基に、高線量の環境、大規模な火災の発生及び外部支援が受けられない状況を想定し配備する。また、そのような状況においても使用を期待できるよう原子炉建屋及び原子炉補助建屋から100m

以上離隔をとった場所に分散して配備する。

- (c-2-1) 炉心損傷及び原子炉格納容器破損による高線量の環境下において、事故対応するために着用するマスク、高線量対応防護服及び線量計等の必要な資機材を配備する。
- (c-2-2) 地震及び津波の大規模な自然災害による油タンク火災又は故意による大型航空機の衝突による大規模な燃料火災の発生時に備え、必要な消火活動を実施するために着用する防護具、消火薬剤等の資機材及び小型放水砲等を配備する。
- (c-2-3) 大規模損壊の発生時において、指揮者と現場間、発電所の内外との連絡に必要な通信手段を確保するため、多様な複数の通信手段を整備する。また、消火活動専用の通信連絡が可能な無線連絡設備を配備する。

- b. 特定重大事故等対処施設の機能を維持するための体制の整備
防護上の観点から、参考資料Ⅱ-1に記載する。

(2) 有効性評価

(i) 基本方針

a. 評価事象

本発電用原子炉施設において安全確保のために設計基準として設けた設備について、その機能が喪失した場合であっても、重大事故等に対する対策により、事象進展を防止あるいは放射性物質の放出を抑制できることを示し、重大事故等に対する対策の有効性を確認する。

重大事故等に対する対策の有効性は設置許可基準規則等に基づき評価を実施し、有効性があることを確認する見地から、以下のとおり代表的な事象を選定する。

なお、選定に当たっては確率論的リスク評価の知見を踏まえ、設置許可基準規則等で想定する事故シーケンスグループ（運転停止中を含む。）、格納容器破損モードに含まれない有意な頻度又は影響をもたらすものが新たに抽出されないことを確認する。

また、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。）の特徴を踏まえた確率論的リスク評価上の取扱いに従い、以下のとおり分類する。

- ・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次冷却系統（以下「1次系」という。）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。

- ・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。

- (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
- 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する炉心損傷防止対策の評価事象は、対応が可能な範囲を明確にした上で、事故シーケンスグループごとに炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間等を考慮して選定した結果、以下の事故とする。

なお、事故シーケンスグループのうち、炉心の著しい損傷

後の原子炉格納容器の機能に期待できるものについては、国内外の先進的な対策と同等のものを講じていることを確認する。

(a-1) 2次冷却系からの除熱機能喪失

主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故

(a-2) 全交流動力電源喪失

外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及び1次冷却材ポンプ軸封（以下「RCPシール」という。）部からの1次冷却材の流出（以下「RCPシールLOCA」という。）が発生する事故並びに外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故

(a-3) 原子炉補機冷却機能喪失

外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し、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

(a-4) 原子炉格納容器の除熱機能喪失

大破断LOCA時に格納容器スプレイ注入機能及び低圧再循環機能が喪失する事故

(a-5) 原子炉停止機能喪失

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負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故

(a-6) ECCS注水機能喪失

中破断LOCA時に高圧注入機能が喪失する事故

(a-7) ECCS再循環機能喪失

大破断 LOCA 時に低圧再循環機能及び高圧再循環機能が喪失する事故

(a-8) 格納容器バイパス

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

(b) 運転中の原子炉における重大事故

運転中の原子炉における重大事故に対する格納容器破損防止対策の評価事象は、発電用原子炉施設の特性等を考慮し、工学的に発生すると考えられる範囲を明確にした上で、格納容器破損モードごとに原子炉格納容器への負荷等を考慮して選定した結果、以下の事故とする。

(b-1) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

(b-1-1) 格納容器過圧破損

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

(b-1-2) 格納容器過温破損

外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故

(b-2) 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故

(b-3) 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

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

(b-4) 水素燃焼

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

(b-5) 格納容器直接接触（シェルアタック）

本発電用原子炉施設においては、工学的に発生しない。

(b-6) 溶融炉心・コンクリート相互作用

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

(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

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対する使用済燃料ピット内の燃料損傷防止対策の評価事象は、設置許可基準規則等で想定された以下の事故とする。

(c-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（以下「想定事故 1」という。）

(c-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（以下「想定事故 2」という。）

(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

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する原子炉内の燃料損傷防止対策の評価事象は、運転停止中事故シーケンスグループごとに燃料損傷防止対策の実施に対する余裕時間等を考慮して選定した結果、以下の事

故とする。

- (d-1) 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）

燃料取出前の浄化運転（以下「ミッドループ運転」という。）中に余熱除去機能が喪失する事故

- (d-2) 全交流動力電源喪失

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動力電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故

- (d-3) 原子炉冷却材の流出

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

- (d-4) 反応度の誤投入

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

b. 評価項目

- (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炉心損傷防止対策について、以下の項目を概ね満足することを確認することで、有効性があることを確認する。

- (a-1) 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。

- (a-2) 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[gage]の 1.2 倍の圧力 20.59MPa[gage]を下回ること。

(a-3) 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が最高使用圧力 0.392MPa[gage]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 0.784MPa[gage]を下回ること。

(a-4) 原子炉格納容器バウンダリにかかる温度が最高使用温度 144℃又は限界温度を下回る温度である 200℃を下回ること。

(b) 運転中の原子炉における重大事故

格納容器破損防止対策について、以下の項目を概ね満足することを確認することで、有効性があることを確認する。

(b-1) 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 0.392MPa[gage]の 2 倍の圧力 0.784MPa[gage]を下回ること。

(b-2) 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℃を下回ること。

(b-3) 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。

(b-4) 原子炉圧力容器の破損までに、原子炉冷却材圧力は 2.0MPa [gage]以下に低減されていること。

(b-5) 急速な原子炉圧力容器外の溶融燃料－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。

(b-6) 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。

(b-7) 可燃性ガスの蓄積、燃焼が生じた場合においても、(b-1)の要件を満足すること。

(b-8) 溶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溶融炉心が適切に冷却されること。

(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

使用済燃料ピット内に貯蔵されている燃料体等の損傷防止対策について、以下の項目を満足することを確認することで、有効性があることを確認する。

(c-1) 燃料有効長頂部が冠水していること。

(c-2) 放射線の遮へいが維持される水位を確保すること。

(c-3) 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

運転停止中の原子炉内の燃料損傷防止対策について、以下の項目を満足することを確認することで、有効性があることを確認する。

(d-1) 燃料有効長頂部が冠水していること。

(d-2) 放射線の遮へいが維持される水位を確保すること。

(d-3) 未臨界を確保すること（ただし、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。）。

c. 事故に対処するために必要な施設

「(1) 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」で整備する施設のうち、「(2) 有効性評価」において重大事故等に対処するために必要な施設を第1.5.4-3表に示す。

(ii) 解析条件

有効性評価における解析の条件設定については、事象進展の不確かさを考慮して、設計値等の現実的な条件を基本としつつ、原則、有効性を確認するための評価項目に対して余裕が小さくなるような設定とするが、標準値として評価項目となるパラメータに対し有意な影響を及ぼさないことを踏まえて条件を設定する場合もある。この際、解析コードの持つ重要現象に対する不確かさや解析条件の不確かさによって、さらに本発電用原子炉施設の有効性評価の評価項目並びに運転員（当直員）及び重大事故等対策要員（以下「運転員等」という。）操作時間に対する余裕が小さくなる可能性がある場合は、影響評価において感度解析等を行うことを前提に設定する。なお、有効性評価においては発電所内の発電用原子炉施設で重大事故等が同時に発生することも想定していることから、3号炉と4号炉で異なる解析条件を設定している場合は、両号炉の条件を記載する。

a. 主要な解析条件

(a) 評価に当たって考慮する事項

(a-1) 安全機能の喪失に対する仮定

有効性評価で対象とする事象に応じ、適切に安全機能の喪失を考慮する。

(a-2) 外部電源に対する仮定

重大事故等に対する対策の有効性評価に当たっては、外部電源の有無の影響を考慮する。

(a-3) 単一故障に対する仮定

重大事故等は、設計基準事故対処設備が多重の機能喪失を起こすことを想定しており、さらに、重大事故等対処設備は、設計基準事故対処設備に対して多様性を考慮して設置していることから、重大事故等対処設備の単一故障は仮定しない。

(a-4) 運転員等の操作時間に対する仮定

事故に対処するために必要な運転員等の手動操作については、原則として、中央制御室での警報発信又は監視パラメータが操作開始条件に達したことを起点として、適切な時間余裕を設定する。

また、運転員等操作時間は、操作場所までのアクセスルート状況、操作場所の作業環境等を踏まえ、実現可能と考えられる操作時間の想定等に基づき設定する。

(b) 共通解析条件

(b-1) 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

(b-1-1) 初期条件

- ・ 炉心熱出力の初期値は、原則として、定格値（3,411MWt）に正の定常誤差（定格値の+2%）を考慮した値を用いるものとする。

（事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」を除く。）

- ・ 1次冷却材平均温度の初期値は、原則として、定格値（307.1℃）に正の定常誤差（+2.2℃）を考慮した値を用いるものとする。
 （事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」を除く。）
- ・ 1次系圧力の初期値は、原則として、定格値（15.41 MPa[gage]）に正の定常誤差（+0.21MPa）を考慮した値を用いるものとする。
 （事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」を除く。）
- ・ 1次冷却材全流量は熱設計流量を用いるものとする。
- ・ 炉心崩壊熱としては、日本原子力学会の推奨値に基づく核分裂生成物の崩壊熱にアクチニドの崩壊熱を考慮した曲線（標準値）を使用する。また、使用する崩壊熱はウラン燃料及び3号炉ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料の装荷を考慮するものとする。
- ・ 炉心バイパス流量割合は5.5%（標準値）を用いるものとする。
- ・ 即発中性子寿命、実効遅発中性子割合、減速材密度係数、ドップラ係数等の核的パラメータは、原則として炉心運用を包絡する値を用いるものとする。
- ・ 加圧器保有水量の初期値は60%体積（標準値）を用いるものとする。
- ・ 蒸気発生器伝熱管施栓率は10%を考慮する。また、蒸気発生器2次側保有水量は1基当たり50tを用い

るものとする。

- ・原子炉格納容器の自由体積は、72,900m³を用いるものとする。
- ・原子炉格納容器のヒートシンクは、設計値より小さな値を用いるものとする。
- ・原子炉格納容器の初期温度及び初期圧力は、49℃及び9.8kPa[gage]（標準値）を用いるものとする。
- ・主要機器の形状に関する条件として、原子炉容器、1次冷却材ポンプ、加圧器、蒸気発生器、1次冷却材配管及び原子炉格納容器は設計値を用いるものとする。

(b-1-2) 事故条件

1次冷却材配管の破断によるLOCAを想定する場合の配管の破断位置について、炉心損傷防止対策の有効性評価においては、低温側とする。

(b-1-3) 重大事故等対策に関連する機器条件

- ・原子炉トリップ時の制御棒クラスタ落下による反応度の添加は、余裕を考慮した値を使用する。制御棒クラスタ落下開始から全ストロークの85%落下までの時間を2.2秒とする。

- ・安全保護系の設定点の作動限界値及び応答時間

原子炉トリップ限界値及び応答時間として以下の値を用いるものとする。

過大温度 ΔT 高

1次冷却材平均温度等の関数（応答時間 6.0 秒）

原子炉圧力低

12.73MPa [gage] (応答時間 2.0 秒)

1 次冷却材ポンプ電源電圧低

65% (定格値に対して) (応答時間 1.5 秒)

蒸気発生器水位低

蒸気発生器狭域水位 11% (応答時間 2.0 秒)

また、工学的安全施設作動信号のうち、ECCS 作動信号の作動限界値及び応答時間として以下の値を用いるものとする。

原子炉圧力低

12.04MPa [gage] (応答時間 2.0 秒)

(ただし、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」及び「ECCS 再循環機能喪失」を除く。)

- ・ 原子炉制御設備は、作動しないものとする。ただし、加圧器逃がし弁及び主蒸気逃がし弁は自動作動するものとする。なお、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」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」においては、加圧器圧力制御系、加圧器水位制御系及び給水制御系は自動作動するものとする。
- ・ 加圧器逃がし弁、主蒸気逃がし弁、加圧器安全弁及び主蒸気安全弁の容量は以下の値を用いるものとする。また、加圧器安全弁及び主蒸気安全弁の作動圧力については設計値に余裕を考慮した高めの値を用

いるものとする。

加圧器逃がし弁容量：95t/h（1個当たり）

加圧器安全弁容量：190t/h（1個当たり）

主蒸気逃がし弁容量：定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%

主蒸気安全弁容量：定格主蒸気流量（ループ当たり）の100%

- ・1次冷却材ポンプ回転数等の1次冷却材ポンプ仕様に関する条件は設計値を用いるものとする。
- ・格納容器再循環ユニットは2基作動し、1基当たり除熱特性（標準値：100℃～約168℃、約4.1MW～約11.2MW）で原子炉格納容器を除熱するものとする。
- ・燃料取替用水タンクの水量は、2,100m³を用いるものとする。

(b-2) 運転中の原子炉における重大事故

(b-2-1) 初期条件

(b-1-1)に同じ。なお、格納容器破損モード「水素燃焼」の原子炉格納容器のヒートシンク、初期圧力は、以下の値を用いるものとする。

- ・原子炉格納容器のヒートシンクは、設計値より大きめの値を用いるものとする。
- ・原子炉格納容器の初期圧力は、0 kPa[gage]を用いるものとする。

(b-2-2) 事故条件

- ・1次冷却材配管の破断によるLOCAを想定する場合の

配管の破断位置について、格納容器破損防止対策の有効性評価においては、高温側とする。

(b-2-3) 重大事故等対策に関連する機器条件

(b-1-3) に同じ。

(b-3) 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

(b-3-1) 初期条件

- ・使用済燃料ピット崩壊熱は、使用済燃料ピット崩壊熱が最大となるような組合せで貯蔵される場合を想定して、3号炉 12.464MW、4号炉 10.496MW を用いるものとする。
- ・事象発生前使用済燃料ピット水温は、40℃を用いるものとする。
- ・使用済燃料ピットに隣接するピットの状態として、3号炉 Aピット及びBピット、4号炉ピット並びに燃料取替チャンネル及び燃料検査ピットは接続状態とする。評価においては、3号炉 Aピット及びBピット、4号炉ピットのための水量を考慮するものとする。
- ・使用済燃料ピット等の主要機器の形状に関する条件は設計値を用いるものとする。

(b-3-2) 重大事故等対策に関連する機器条件

- ・放射線の遮へいが維持できる使用済燃料ピット水位としては、燃料頂部から、3号炉約 4.27m、4号炉約 4.41m とする。

(b-4) 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

る事故

(b-4-1) 初期条件（運転停止中事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」を除く。）

- ・炉心崩壊熱としては、日本原子力学会の推奨値に基づく核分裂生成物の崩壊熱にアクチニドの崩壊熱を考慮した曲線（標準値）を使用する。また、使用する崩壊熱はウラン燃料及び3号炉ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料の装荷を考慮するものとする。
- ・事象は、原子炉停止72時間後に発生するものとする。
- ・1次系圧力の初期値は大気圧とする。
- ・1次冷却材高温側温度の初期値は93℃とする。
- ・1次系の初期水位は原子炉容器出入口配管の中心高さを20cm上回る高さとする。
- ・1次系開口部は、加圧器安全弁が3個取り外されているものとする。
- ・主要機器の形状に関する条件として、原子炉容器、1次冷却材ポンプ、加圧器、蒸気発生器、1次冷却材配管及び原子炉格納容器は設計値を用いるものとする。

b. 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-1) 起因事象として、主給水流量の喪失が発生するものとする。

(a-2) 安全機能としては、補助給水機能が喪失するものとする。

- (a-3) 外部電源はあるものとする。
- (a-4) フィードアンドブリードにおける炉心への注水は、高圧注入ポンプ 2 台を使用するものとし、最小注入特性（高圧注入特性：0～約 280m³/h、0～約 13.5MPa[gage]）を用いるものとする。
- (a-5) フィードアンドブリードにおける 1 次冷却材の放出は、加圧器逃がし弁 2 個を使用するものとし、1 個当たりの容量は、95t/h を用いるものとする。
- (a-6) 蓄圧タンクの初期の保持圧力及び保有水量として、以下の値を用いるものとする。
- 蓄圧タンクの保持圧力 4.04MPa[gage]
- 蓄圧タンクの保有水量 26.9m³（1 基当たり）
- (a-7) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。
- (a-7-1) フィードアンドブリードは、蒸気発生器広域水位が 0 % に到達した時点から 5 分後に開始するものとする。
- (b) 全交流動力電源喪失
- (b-1) 起因事象として、外部電源喪失が発生するものとする。
- (b-2) 安全機能としては、非常用所内交流動力電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとする。
- (b-3) 外部電源はないものとする。
- (b-4) RCP シール LOCA が発生する場合の RCP シール部からの漏えい率は、1 次冷却材ポンプ 1 台当たり、定格圧力において約 109m³/h とし、1 次冷却材ポンプ 4 台からの漏えいを考慮するものとする。RCP シール LOCA が発生しない場合の

RCP シール部からの漏えい率は、1 次冷却材ポンプ 1 台当たり、定格圧力において $1.5\text{m}^3/\text{h}$ とし、1 次冷却材ポンプ 4 台からの漏えいを考慮するものとする。

(b-5) タービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、事象発生
の 60 秒後に 4 基の蒸気発生器に合計 $200\text{m}^3/\text{h}$ の流量で注
水するものとする。

(b-6) 2 次系強制冷却として、主蒸気逃がし弁 4 個を使用する
ものとし、容量は各ループに設置している主蒸気逃がし弁
1 個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の 10% を処理
するものとする。

(b-7) 蓄圧タンクの初期の保持圧力及び保有水量として、以下
の値を用いるものとする。

蓄圧タンクの保持圧力 $4.04\text{MPa}[\text{gage}]$

蓄圧タンクの保有水量 26.9m^3 （1 基当たり）

(b-8) 常設電動注入ポンプの炉心への注水流量は、1 次系圧力
 $0.7\text{MPa}[\text{gage}]$ 到達時点で代替炉心注水を開始することとし、
 $30\text{m}^3/\text{h}$ を設定するものとする。

(b-9) RCP シール LOCA が発生しない場合において、RCP 封水戻
りライン逃がし弁の閉止圧力である $0.83\text{MPa}[\text{gage}]$ で漏え
いが停止するものとする。

(b-10) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおり
とする。

(b-10-1) 2 次系強制冷却は、事象発生から 30 分後に開始する
ものとする。

(b-10-2) 代替交流電源は、RCP シール LOCA が発生する場合に

においては事象発生後の 60 分後に確立するものとし、RCP シール LOCA が発生しない場合においては交流電源が 24 時間使用できないものとして、事象発生後の 24 時間後に確立するものとする。

(b-10-3) 1 次系温度の維持は、約 1.7MPa[gage]の飽和温度である 208℃に到達した段階でその状態を維持するものとする。

(b-10-4) 蓄圧タンク出口弁の閉止は、1 次系圧力約 1.7MPa [gage]到達及び代替交流電源の確立から、10 分後に行うものとする。

(b-10-5) 2 次系強制冷却再開は、蓄圧タンク出口弁の閉止から 10 分後とし、1 次系温度が 170℃に到達した段階でその状態を維持するものとする。

(b-10-6) タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することにより、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。

(b-10-7) RCP シール LOCA が発生する場合には、1 次系圧力が 0.7MPa[gage]に到達すれば、代替炉心注水を開始するものとする。

(c) 原子炉補機冷却機能喪失

「(b) 全交流動力電源喪失」と同様である。

(d) 原子炉格納容器の除熱機能喪失

(d-1) 起因事象として、大破断 LOCA が発生するものとし、破断口径は、低温側配管の口径である約 0.70m の完全両端破断とする。

- (d-2) 安全機能としては、格納容器スプレイ注入機能及び低圧再循環機能が喪失するものとする。
- (d-3) 外部電源はあるものとする。
- (d-4) ECCS 作動信号は、「原子炉圧力低」信号により発信するものとし、12.04MPa[gage]を作動限界値とする。また、応答時間は0秒とする。
- (d-5) 炉心への注水は、再循環切替え前は高圧注入ポンプ2台及び余熱除去ポンプ2台を使用するものとし、再循環切替え後は高圧注入ポンプ2台を使用するものとする。炉心への注水流量として、最大注入特性（高圧注入特性：0～約360m³/h、0～約15.8MPa[gage]、低圧注入特性：0～約2,500m³/h、0～約1.5MPa[gage]）を用いるものとする。
- (d-6) 電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し、ECCS 作動限界値到達60秒後に4基の蒸気発生器に合計370m³/hの流量で注水するものとする。
- (d-7) 蓄圧タンクの初期の保持圧力及び保有水量として、以下の値を用いるものとする。
- 蓄圧タンクの保持圧力 4.04MPa[gage]
- 蓄圧タンクの保有水量 26.9m³（1基当たり）
- (d-8) 再循環切替えは、燃料取替用水タンク水位16%到達後に行うものとする。
- (d-9) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。
- (d-9-1) A、B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は、原子炉格納容器の最高使用圧力0.392MPa

[gage]到達から 30 分後に開始するものとする。

(e) 原子炉停止機能喪失

(e-1) 炉心熱出力の初期値は、定格値 (3,411MWt) を用いるものとする。

(e-2) 1次系圧力の初期値は、定格値 (15.41MPa[gage]) を用いるものとする。

(e-3) 1次冷却材平均温度の初期値は、定格値 (307.1℃) を用いるものとする。

(e-4) 減速材温度係数の初期値は、ウラン燃料を装荷した炉心において、炉心サイクル寿命中の変化及び取替炉心のばらつき等のプラント特性並びに解析コードの不確かさを考慮し、負の反応度帰還効果が小さくなるよう $-16\text{pcm}/^\circ\text{C}$ に設定するものとする。

(e-5) ドップラ特性は、ウラン燃料を装荷した平衡炉心の特性 (標準値) を設定するものとする。

(e-6) 対象炉心は、ウラン燃料を装荷した平衡炉心に対して、(e-4)、(e-5) の特性を考慮した炉心を用いるものとする。

(e-7) 起因事象として、以下のいずれかが発生するものとする。

- ・主給水流量喪失
- ・負荷の喪失

(e-8) 安全機能としては、原子炉トリップ機能が喪失するものとする。

(e-9) 外部電源はあるものとする。

(e-10) 多様化自動作動設備作動設定値は、「蒸気発生器水位低」原子炉トリップ信号設定値を下回る蒸気発生器狭域水位

7%とする。

(e-11) 主蒸気ライン隔離は、多様化自動作動設備作動設定値到達 17 秒後に全ループの主蒸気隔離弁が閉止し、完了するものとする。

(e-12) 電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、多様化自動作動設備作動設定値到達 60 秒後に 4 基の蒸気発生器に合計 $370\text{m}^3/\text{h}$ の流量で注水するものとする。

(f) ECCS 注水機能喪失

(f-1) 起因事象として、中破断 LOCA が発生するものとし、破断口径は約 15cm、約 10cm 及び約 5 cm とする。

(f-2) 安全機能としては、高圧注入機能が喪失するものとする。

(f-3) 外部電源はないものとする。

(f-4) 炉心への注水は、余熱除去ポンプ 2 台を使用するものとし、炉心への注水流量として、最小注入特性（低圧注入特性： $0 \sim$ 約 $1,010\text{m}^3/\text{h}$ 、 $0 \sim$ 約 $0.9\text{MPa}[\text{gage}]$ ）を用いるものとする。

(f-5) 電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、ECCS 作動限界値到達 60 秒後に 4 基の蒸気発生器に合計 $370\text{m}^3/\text{h}$ の流量で注水するものとする。

(f-6) 2 次系強制冷却として、主蒸気逃がし弁 4 個を使用するものとし、容量は各ループに設置している主蒸気逃がし弁 1 個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の 10% を処理するものとする。

(f-7) 蓄圧タンクの初期の保持圧力及び保有水量として、以下

の値を用いるものとする。

蓄圧タンクの保持圧力 4.04MPa[gage]

蓄圧タンクの保有水量 26.9m³ (1基当たり)

(f-8) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。

(f-8-1) 2次系強制冷却は、ECCS 作動信号発信から 10 分後に開始し、開操作に 1 分を要するものとする。

(f-8-2) 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することにより、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。

(g) ECCS 再循環機能喪失

(g-1) 起因事象として、大破断 LOCA が発生するものとし、破断口径は、低温側配管の口径である約 0.70m の完全両端破断とする。

(g-2) 安全機能としては、低圧再循環機能及び高圧再循環機能が喪失するものとする。

(g-3) 外部電源はあるものとする。

(g-4) 再循環切替は、燃料取替用水タンク水位 16% 到達時に行うものとし、再循環機能が喪失するものとする。

(g-5) ECCS 作動信号は、「原子炉圧力低」信号により発信するものとし、12.04MPa[gage]を作動限界値とする。また、応答時間は 0 秒とする。

(g-6) 原子炉格納容器スプレイ作動信号は、「原子炉格納容器圧力異常高」信号により発信するものとし、0.205MPa[gage]を作動限界値とする。また、応答時間は 0 秒とする。

(g-7) 炉心への注水は、再循環切替え前は高圧注入ポンプ 2 台及び余熱除去ポンプ 2 台を使用するものとする。炉心への注水流量として、最大注入特性（高圧注入特性：0～約 360 m³/h、0～約 15.8MPa[gage]、低圧注入特性：0～約 2,500 m³/h、0～約 1.5MPa[gage]）を用いるものとする。

(g-8) 格納容器スプレイポンプは、再循環切替え前は、格納容器スプレイとして格納容器スプレイポンプ 2 台を最大流量で使用するものとする。また、再循環切替え後は、1 台を代替再循環による炉心注水として一定流量で使用し、もう 1 台を格納容器スプレイとして最大流量で使用するものとする。

(g-9) 電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、ECCS 作動限界値到達 60 秒後に 4 基の蒸気発生器に合計 370m³/h の流量で注水するものとする。

(g-10) 蓄圧タンクの初期の保持圧力及び保有水量として、以下の値を用いるものとする。

蓄圧タンクの保持圧力 4.04MPa[gage]

蓄圧タンクの保有水量 26.9m³（1 基当たり）

(g-11) 代替再循環時の炉心への注水流量は、200m³/h を設定するものとする。

(g-12) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。

(g-12-1) 余熱除去系と格納容器スプレイ系間のタイラインを使用する B 格納容器スプレイポンプによる代替再循環は、再循環機能喪失から 30 分後に開始するものとする。

(h) 格納容器バイパス

(h-1) インターフェイスシステム LOCA

(h-1-1) 起因事象として、余熱除去系入口隔離弁の誤開又は破損による余熱除去系の圧力上昇により、余熱除去系からの漏えいが発生するものとする。

(h-1-2) 1次冷却材の漏えい箇所として、余熱除去系逃がし弁の作動、余熱除去系機器等からの漏えいが発生するものとする。

(h-1-3) 破断口径は、以下のとおり設定する。

- ・ 原子炉格納容器外の余熱除去冷却器出口逃がし弁
(等価直径約 2.5cm 相当)
- ・ 原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁
(等価直径約 10cm 相当)
- ・ 原子炉格納容器外の余熱除去系機器等
(等価直径約 2.8cm 相当)

(h-1-4) 安全機能としては、余熱除去系入口隔離弁の誤開又は破損が発生した側の余熱除去機能が喪失するものとする。

(h-1-5) 外部電源はないものとする。

(h-1-6) 炉心への注水は、高圧注入ポンプ2台を使用するものとし、炉心への注水流量として、最大注入特性（高圧注入特性：0～約 360m³/h、0～約 15.8MPa[gage]）を用いるものとする。

(h-1-7) 電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し、ECCS 作動限界値到達 60 秒後に4基の蒸気発生器に合計 370m³/h の流量で注水するものとする。

する。

(h-1-8) 2次系強制冷却として、主蒸気逃がし弁4個を使用するものとし、容量は各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理するものとする。

(h-1-9) 蓄圧タンクの初期の保持圧力及び保有水量として、以下の値を用いるものとする。

蓄圧タンクの保持圧力 4.04MPa[gage]

蓄圧タンクの保有水量 26.9m³（1基当たり）

(h-1-10) 余熱除去冷却器出口逃がし弁及び余熱除去ポンプ入口逃がし弁は、設計値にて閉止するものとする。

(h-1-11) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。

(h-1-11-1) 2次系強制冷却は、ECCS作動信号発信から24分後に開始し、開操作に1分を要するものとする。

(h-1-11-2) 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することにより、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。

(h-1-11-3) 加圧器逃がし弁の開閉は、加圧器逃がし弁の開閉に係る条件が成立すれば、1個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。

(h-1-11-4) 高圧注入系から充てん系への切替えは、ECCS停止条件が成立すれば、高圧注入ポンプから充てんポンプによる炉心注水に切り替えるものとする。

(h-1-11-5) 健全側余熱除去系による炉心冷却は、余熱除去運転

条件が成立すれば開始するものとする。

(h-2) 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

(h-2-1) 起因事象として、1基の蒸気発生器の伝熱管1本が瞬時に両端破断を起こすものとする。

(h-2-2) 安全機能としては、破損側蒸気発生器隔離失敗の想定として、原子炉の自動停止後に主蒸気逃がし弁が作動した時点で、破損側蒸気発生器につながる主蒸気安全弁1個が開固着するものとする。

(h-2-3) 外部電源はないものとする。

(h-2-4) 炉心への注水は、高圧注入ポンプ2台を使用するものとし、炉心への注水流量として、最大注入特性（高圧注入特性：0～約360m³/h、0～約15.8MPa[gage]）を用いるものとする。

(h-2-5) 電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し、ECCS作動限界値到達60秒後に4基の蒸気発生器に合計370m³/hの流量で注水するものとする。

(h-2-6) 2次系強制冷却として、健全側蒸気発生器につながる主蒸気逃がし弁3個を使用するものとし、容量は各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理するものとする。

(h-2-7) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。

(h-2-7-1) 破損側蒸気発生器の隔離は、破損側蒸気発生器につ

ながるタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉止、破損側蒸気発生器への補助給水の停止及び破損側蒸気発生器につながる主蒸気隔離弁の閉止を行うものとし、原子炉トリップ信号発信から 10 分後に操作を開始し、操作終了に約 2 分を要するものとする。

(h-2-7-2) 健全側蒸気発生器につながる主蒸気逃がし弁による 2 次系強制冷却は、破損側蒸気発生器隔離の操作終了時点から開始し、開操作に 1 分を要するものとする。

(h-2-7-3) 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することにより、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。

(h-2-7-4) 加圧器逃がし弁の開閉は、加圧器逃がし弁の開閉に係る条件が成立すれば、1 個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。

(h-2-7-5) 高圧注入系から充てん系への切替えは、ECCS 停止条件が成立すれば、高圧注入ポンプから充てんポンプによる炉心注水に切り替えるものとし、切替えに 2 分を要するものとする。

(h-2-7-6) 充てんポンプによる炉心注水流量を調整することにより、加圧器水位を計測範囲内に維持するものとする。

(h-2-7-7) 余熱除去系による炉心冷却は、余熱除去運転条件が成立すれば開始するものとする。

c. 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-1) 格納容器過圧破損
- (a-1-1) 事象進展解析の条件
- (a-1-1-1) 起因事象として、大破断 LOCA が発生するものとし、破断口径は、高温側配管の口径である約 0.74m の完全両端破断とする。
- (a-1-1-2) 安全機能としては、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ものとし、さらに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ものとする。
- (a-1-1-3) 外部電源はないものとする。
- (a-1-1-4) 水素の発生については、ジルコニウム-水反応を考慮するものとする。
- (a-1-1-5) タービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、事象発生の 60 秒後に 4 基の蒸気発生器に合計 $200\text{m}^3/\text{h}$ の流量で注水するものとする。
- (a-1-1-6) 蓄圧タンクの初期の保持圧力及び保有水量として、以下の値を用いるものとする。
- 蓄圧タンクの保持圧力 4.04MPa[gage]
- 蓄圧タンクの保有水量 26.9m^3 (1 基当たり)
- (a-1-1-7) 原子炉格納容器内への代替格納容器スプレイは、常設電動注入ポンプを使用するものとし、代替格納容器スプレイ流量は、 $130\text{m}^3/\text{h}$ (標準値) を設定するものとする。
- (a-1-1-8) 静的触媒式水素再結合装置及び電気式水素燃焼装置の効果については期待しない。

- (a-1-1-9) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。
- (a-1-1-9-1) 常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイは、炉心溶融開始から 30 分後に開始するものとし、事象発生から 24 時間後に停止するものとする。
- (a-1-1-9-2) 移動式大容量ポンプ車を用いた 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は、事象発生から 24 時間後に開始するものとする。
- (a-1-2) 放射性物質 (Cs-137) の放出量評価の条件
- (a-1-2-1) 事象発生直前まで、定格出力の 102% で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は、燃料を 1 / 3 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考えて、最高 30,000 時間とする。
- (a-1-2-2) 原子炉格納容器内に放出される Cs-137 の量は、炉心全体の内蔵量に対して 75% の割合で放出されるものとする。
- (a-1-2-3) 原子炉格納容器内に放出された Cs-137 は、原子炉格納容器等への沈着効果及びスプレイ水による除去効果を見込むものとする。
- (a-1-2-4) 評価期間は 7 日間とする。なお、事故後 7 日以降の影響についても評価するものとする。
- (a-1-2-5) 原子炉格納容器からの漏えい率は、評価期間中一定の 0.16% / d を用いるものとする。なお、事故後 7 日以降の漏えい率は、原子炉格納容器圧力に応じた漏え

い率に余裕を見込んだ値として、 $0.125\%/d$ を用いるものとする。

(a-1-2-6) 原子炉格納容器からの漏えいは、その97%が配管等の貫通するアニュラス部に生じ、残り3%はアニュラス部以外で生じるものとする。

(a-1-2-7) アニュラス空気浄化設備の微粒子フィルタの効率は、99%を用いるものとする。

(a-1-2-8) アニュラス部の負圧達成時間は、事象発生後62分とする。その間、原子炉格納容器からアニュラス部に漏えいしてきたCs-137はそのまま全量環境へ放出されるものとし、アニュラス空気浄化設備のフィルタ効果は無視するものとする。

(a-1-2-9) 常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ流量は、 $140\text{m}^3/\text{h}$ を設定するものとする。

(a-2) 格納容器過温破損

(a-2-1) 事象進展解析の条件

(a-2-1-1) 起因事象として、外部電源喪失が発生するものとする。

(a-2-1-2) 安全機能としては、非常用所内交流動力電源が喪失するものとする。また、補助給水機能及び原子炉補機冷却機能が喪失するものとする。

(a-2-1-3) 外部電源はないものとする。

(a-2-1-4) RCP シール部からの漏えい率は、1次冷却材ポンプ1台当たり、定格圧力において $1.5\text{m}^3/\text{h}$ とし、1次冷却材ポンプ4台からの漏えいを考慮するものとする。

(a-2-1-5) 水素の発生については、ジルコニウム－水反応を考慮するものとする。

(a-2-1-6) 蓄圧タンクの初期の保持圧力及び保有水量として、以下の値を用いるものとする。

蓄圧タンクの保持圧力 4.04MPa[gage]

蓄圧タンクの保有水量 26.9m³ (1基当たり)

(a-2-1-7) 1次系強制減圧操作において、加圧器逃がし弁2個を使用するものとし、1個当たりの容量は95t/hを用いるものとする。

(a-2-1-8) 原子炉格納容器内への代替格納容器スプレイは、常設電動注入ポンプを使用するものとし、代替格納容器スプレイ流量は、130m³/h(標準値)を設定するものとする。

(a-2-1-9) 静的触媒式水素再結合装置及び電気式水素燃焼装置の効果については期待しない。

(a-2-1-10) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。

(a-2-1-10-1) 加圧器逃がし弁による1次系強制減圧は、炉心溶融開始から10分後に開始するものとする。

(a-2-1-10-2) 常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイは、炉心溶融開始から30分後に開始するものとする。また、原子炉格納容器内の保有水量が2,000m³に到達した時点で原子炉格納容器の最高使用圧力0.392MPa[gage]に到達していない場合は、常設電動注入ポンプを一旦停止し、原子炉格納容器の最高使

用圧力到達の30分後に再開するものとする。その後、格納容器内自然対流冷却開始に伴い、事象発生から24時間後に停止するものとする。

(a-2-1-10-3) 移動式大容量ポンプ車を用いた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は、事象発生から24時間後に開始するものとする。

(b) 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

「(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-2) 格納容器過温破損」と同様であるが、以下の条件を適用する。

(b-1) リロケーションは、炉心の温度履歴に応じて発生するものとする。

(b-2) 原子炉容器は、最大歪みを超えた場合に破損するものとする。

(c) 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

「(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-1) 格納容器過圧破損」と同様であるが、以下の条件を適用する。

(c-1) 原子炉容器破損時のデブリジェットの初期落下径は計装用案内管と同等の径を用いるものとする。

(c-2) エントレインメント係数は Ricou-Spalding モデルにおけるエントレインメント係数の最確値を用いるものとする。

(c-3) 溶融炉心と水の伝熱面積は原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用の大規模実験に対するベンチマーク解析の粒

子径の最確値より算出された面積を用いるものとする。

(d) 水素燃焼

(d-1) 起因事象として、大破断 LOCA が発生するものとし、破断口径は、高温側配管の口径である約 0.74m の完全両端破断とする。

(d-2) 安全機能としては、低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失するものとする。

(d-3) 外部電源はあるものとする。

(d-4) 全炉心内ジルコニウム量の 75% が水と反応することによる水素の発生を考慮するものとする。

また、水の放射線分解、金属腐食及びヒドラジンの放射線分解による水素の発生(標準値)を考慮するものとする。

水の放射線分解では、水素の生成割合を、炉心水については 0.4 分子/100eV、サンプ水については 0.3 分子/100eV とする。金属腐食では、アルミニウム及び亜鉛を考慮するものとする。ヒドラジンの放射線分解では、水素の生成割合を 0.4 分子/100eV とする。

(d-5) 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の評価においては、全炉心内ジルコニウム量の 75% が水と反応して発生した水素が、全て燃焼に寄与するものとする。

(d-6) 静的触媒式水素再結合装置 1 基当たりの処理性能については、1.2kg/h (水素濃度 4 vol%、圧力 0.15MPa[abs]時)を用いるものとする。また、装置については 5 基の設置を考慮するものとする。

(d-7) 電気式水素燃焼装置の効果は期待しないものとする。

(d-8) 格納容器スプレイは、格納容器スプレイポンプ2台を使用するものとし、最大流量を用いるものとする。

(e) 溶融炉心・コンクリート相互作用

「(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-1) 格納容器過圧破損」と同様であるが、以下の条件を適用する。

(e-1) 溶融炉心の原子炉下部キャビティ床面での拡がりについては、原子炉下部キャビティ床底面の全面に拡がるものとする。

(e-2) 溶融炉心から原子炉下部キャビティ水への熱流束の上限は、大気圧条件で $0.8\text{MW}/\text{m}^2$ 相当とする。

(e-3) 溶融炉心とコンクリートの伝熱として、伝熱抵抗を考慮せず、溶融炉心の表面温度とコンクリート表面温度が同等となるよう設定するものとする。

d. 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-1) 事象発生前使用済燃料ピット水位については、使用済燃料ピット水位低警報レベルである、通常運転水位（以下「NWL」という。） -0.09m とする。

(a-2) 安全機能としては、使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能が喪失するものとする。

(a-3) 外部電源はないものとする。

(a-4) 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流量は、 $25\text{m}^3/\text{h}$ を設定するものとする。

(a-5) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおり

とする。

(a-5-1) 使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる注水は、事象発生から7時間50分後に開始するものとする。

(b) 想定事故2

(b-1) 使用済燃料ピット冷却系配管の破断によって想定される初期水位については、使用済燃料ピット冷却系出口配管下端まで低下すると想定し、サイフォンブレーカの効果を考慮し、NWL—約1.41mとする。

(b-2) 安全機能としては、使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能が喪失するものとする。

(b-3) 外部電源はないものとする。

(b-4) 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流量は、 $25\text{m}^3/\text{h}$ を設定するものとする。

(b-5) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。

(b-5-1) 使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる注水は、事象発生から7時間50分後に開始するものとする。

e. 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-1) 起因事象として、余熱除去系による浄化及び冷却運転中に、余熱除去ポンプの故障等により、全ての余熱除去機能が喪失するものとする。

(a-2) 安全機能としては、起因事象の想定により、全ての余熱

除去機能が喪失するものとする。

- (a-3) 外部電源はないものとする。
- (a-4) 炉心への注水は、充てんポンプ 2 台を使用するものとし、炉心への注水流量として、 $37\text{m}^3/\text{h}$ を設定するものとする。
- (a-5) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。
 - (a-5-1) 充てんポンプによる炉心注水は、事象発生から 50 分後に開始するものとする。
- (b) 全交流動力電源喪失
 - (b-1) 起因事象として、外部電源喪失が発生するものとする。
 - (b-2) 安全機能としては、非常用所内交流動力電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとする。
 - (b-3) 外部電源はないものとする。
 - (b-4) 常設電動注入ポンプによる炉心への注水流量は、 $37\text{m}^3/\text{h}$ を設定するものとする。
 - (b-5) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。
 - (b-5-1) 常設電動注入ポンプによる代替炉心注水は、事象発生から 50 分後に開始するものとする。
- (c) 原子炉冷却材の流出
 - (c-1) 起因事象として、余熱除去系から 1 次冷却材が流出するものとする。
 - (c-2) 余熱除去機能喪失までの 1 次冷却材の流出流量は $450\text{m}^3/\text{h}$ (標準値) とする。さらに、余熱除去機能喪失後も流出が継続するものとし、流出口径は約 20cm 相当とする。

- (c-3) 安全機能としては、1次系水位が1次冷却材配管の下端に到達した時点で全ての余熱除去機能が喪失するものとする。
- (c-4) 外部電源はないものとする。
- (c-5) 炉心への注水は、充てんポンプ2台を使用するものとし、炉心への注水流量として、 $45\text{m}^3/\text{h}$ を設定するものとする。
- (c-6) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。
 - (c-6-1) 充てんポンプによる炉心注水は、余熱除去機能喪失から20分後に開始するものとする。
- (d) 反応度の誤投入
 - (d-1) 制御棒位置として全挿入状態を用いるものとする。
 - (d-2) 1次冷却材の有効体積は、 261m^3 を用いるものとする。
 - (d-3) 原子炉停止中の1次系は、3号炉は燃料取替用水タンク、4号炉は燃料取替用水ピットのほう酸水で満たされており、同タンク、ピットのほう素濃度は、3号炉 $3,100\text{ppm}$ 、4号炉 $2,500\text{ppm}$ を用いるものとする。
 - (d-4) 臨界ほう素濃度は、3号炉 $1,850\text{ppm}$ 、4号炉 $1,800\text{ppm}$ を用いるものとする。
 - (d-5) 起因事象として、原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤作動等により、1次冷却材中に純水が注水されるものとする。
 - (d-6) 1次系への純水注水の最大流量は、 $81.8\text{m}^3/\text{h}$ とする。
 - (d-7) 外部電源はあるものとする。
 - (d-8) 「中性子源領域炉停止時中性子束高」信号の設定値は停

止時中性子束レベルの0.8デカード上を用いるものとする。

(d-9) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。

(d-9-1) 希釈停止は、「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信から10分後に開始し、操作完了に1分を要するものとする。

(iii) 評価結果

評価項目に対する評価結果は以下のとおりであり、事故シーケンスグループ、格納容器破損モード及び想定事故ごとに選定した評価事象のうち、発電所内の発電用原子炉施設で重大事故等が同時に発生することも想定し、評価項目に対して最も厳しくなる発電用原子炉施設の事故の結果を記載する。

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

(a) 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%以下であることについては、これが最も厳しくなる「中破断LOCA時に高圧注入機能が喪失する事故」において、不確かさを考慮しても以下のとおり評価項目を満足する。なお、「大破断LOCA時に格納容器スプレイ注入機能及び低圧再循環機能が喪失する事故」並びに「大破断LOCA時に低圧再循環機能及び高圧再循環機能が喪失する事故」の事象初期において、設計基準事故時の評価結果を参照した場合は、燃料被覆管温度の最高値は約1,006℃、燃料被覆管の酸化量は約1%となる。

(a-1) 燃料被覆管温度の最高値は約 891℃であり、不確かさを考慮しても 1,200℃以下である。

(a-2) 燃料被覆管の酸化量は約 1.7%であり、不確かさを考慮しても酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの 15%以下である。

(b) 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力については、これが最も厳しくなる「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」において、約 18.9MPa[gage]であり、不確かさを考慮しても最高使用圧力の 1.2 倍である 20.59MPa[gage]を下回る。

(c) 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力については、これが最も厳しくなる「大破断 LOCA 時に格納容器スプレイ注入機能及び低圧再循環機能が喪失する事故」において、原子炉格納容器圧力の最高値は約 0.408MPa[gage]であり、不確かさを考慮しても最高使用圧力 0.392MPa[gage]の 2 倍の圧力 0.784MPa[gage]を下回る。

(d) 原子炉格納容器バウンダリにかかる温度については、これが最も厳しくなる「大破断 LOCA 時に格納容器スプレイ注入機能及び低圧再循環機能が喪失する事故」において、原子炉格納容器内温度の最高値は約 140℃であり、不確かさを考慮しても 200℃を下回る。

b. 運転中の原子炉における重大事故

(a) 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力については、これが最も厳しくなる「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」におい

て、原子炉格納容器圧力の最高値は約 0.444MPa[gage]であり、不確かさを考慮しても最高使用圧力 0.392MPa[gage]の 2 倍の圧力 0.784MPa[gage]を下回る。

- (b) 原子炉格納容器バウンダリにかかる温度については、これが最も厳しくなる「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」において、原子炉格納容器内温度の最高値は約 144℃であり、不確かさを考慮しても 200℃を下回る。
- (c) 放射性物質の総放出量については、これが最も厳しくなる「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」において、Cs-137 の総放出量は、事故発生後から 7 日後までの間で約 4.5TBq、100 日後までを考慮したとしても約 4.8TBq であり、不確かさを考慮しても放射性物質による環境への汚染の視点も含め、環境への影響を小さくとどめている。
- (d) 原子炉圧力容器の破損時の原子炉冷却材圧力については、これが最も厳しくなる「外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」において、約 1.8MPa[gage]であり、不確かさを考慮しても 2.0MPa[gage]以下に低減される。
- (e) 急速な原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による熱的・機械的荷重については、工学的に発生する可能性がある圧力スパイクの観点で最も厳しい「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」に代替格納容器スプレイを考慮した事故にお

いて、圧力上昇は見られるものの、不確かさを考慮しても熱的・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することはない。

(f) 水素濃度については、水素の放出時期と放出速度の観点で最も厳しくなる「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」において、ドライ条件に換算した原子炉格納容器内水素濃度の最大値は約 12.8vol% であり、不確かさを考慮しても 13vol% 以下である。また、水の放射線分解等によって発生する水素を考慮しても、原子炉格納容器内に設置する静的触媒式水素再結合装置の効果により、原子炉格納容器内の水素濃度は徐々に減少することから爆轟に至ることはない。

(g) 全炉心内のジルコニウム量の 75% と水が反応して発生した水素が、全て燃焼に寄与することを想定した場合の原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最高値は、約 0.497MPa [gage] であり、不確かさを考慮しても最高使用圧力の 2 倍の圧力 0.784MPa [gage] を下回る。

(h) 熔融炉心・コンクリート相互作用については、最も炉心溶解が早期に生じる「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」においても、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り、熔融炉心からの崩壊熱は除去され、原子炉格納容器床は有意に侵食されることはなく、不確かさを考慮しても原子炉格納容器の構造部材の支持機能が喪失することはない。

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

初期水位の観点から最も厳しい想定事故2において、事故発生から使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取扱時の燃料取扱棟の遮へい設計基準値 0.15mSv/h に相当する水位まで低下するのに要する時間は約 1.4 日であり、事故を検知し、使用済燃料ピット補給用水中ポンプを配備し注水を行うまでに十分な時間余裕があることから、燃料有効長頂部は冠水し、放射線の遮へいが維持できる水位を確保できる。さらに、使用済燃料ピットは通常ほう酸水で満たされているが、純水で満たされた状態で、最も反応度の高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定しても実効増倍率は最大で 0.966 であり、十分な未臨界性を確保できる設計としている。この実効増倍率は使用済燃料ピット内の水の沸騰による水密度の低下に伴って低下することから、未臨界は維持される。

このため、不確かさを考慮しても燃料有効長頂部は冠水し、放射線の遮へいが維持される水位を確保できるとともに未臨界は維持される。

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

炉心崩壊熱及び1次系保有水量の観点から最も厳しい「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」及び「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動力電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」において、事象発生後50分後に充てんポンプ又は常設電動注入ポンプによる炉心注水により、炉心が露出することはなく燃料有効長頂部は冠水している。また、燃料有

効長頂部まで水位が低下しても、原子炉容器ふたが閉止されている状態であることから、燃料取替時の遮へい設計基準値 0.15mSv/h を上回ることはなく、放射線の遮へいを維持できる。さらに、運転停止中において、炉心は高濃度のほう酸水で満たされており、事象進展に伴う1次冷却材中のほう素密度の低下による正の反応度帰還効果の方が大きくなることで、炉心反応度が正側に移行する可能性がある。このため、事象発生後の1次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化をほう素価値の大きいウラン炉心を対象に評価した結果、最も炉心反応度が大きくなる場合でも約 $-6.6\% \Delta k/k$ であり、未臨界を確保できる。また、取替炉心のほう素価値は、ウラン炉心で同程度であり、ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料装荷により小さくなる方向であることから、事象進展中の反応度変化量も同程度又は小さくなり、取替炉心を考慮しても未臨界を確保できる。

このため、不確かさを考慮しても炉心が露出することはなく、未臨界は確保され、また、原子炉容器ふたが閉止されている状態であることから、放射線の遮へいは維持される。

e. 重大事故等に対処するために必要な要員及び資源

重大事故等に対処するために必要な要員及び資源については、要員、水源、燃料及び電源が確保され、重大事故等に対処できる。

第1.5.4-1表 重大事故等対策における手順書の概要（1 / 20）

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等	
方針目的	<p>運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉を緊急に停止させるための設計基準事故対処設備が機能喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、手動による原子炉緊急停止、原子炉出力抑制（自動）、原子炉出力抑制（手動）により原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持する手順等を整備する。また、自動での原子炉緊急停止及び手動による原子炉緊急停止ができない場合、原子炉出力抑制を図った後に、ほう酸水注入により原子炉を未臨界に移行する手順等を整備する。</p>
対応手段等	<p>原子炉緊急停止（手動による）</p> <p>運転時の異常な過渡変化時において原子炉緊急停止ができない事象（以下「ATWS」という。）が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合、中央制御室から手動にて原子炉トリップスイッチにより原子炉を緊急停止する。</p>
	<p>原子炉出力抑制（自動）</p> <p>ATWSが発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合、多様化自動作動設備の作動により主蒸気隔離弁が閉止することで1次冷却材温度が上昇し、減速材温度係数の負の反応度帰還効果により、原子炉出力が低下していることを確認する。また、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により、1次冷却材圧力が安定し、格納容器圧力及び温度の異常な上昇がないこと並びに電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ（以下「補助給水ポンプ」という。）、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の作動により、1次冷却材温度が安定することで原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性が維持されていることを確認する。</p>
	<p>原子炉出力抑制（手動）</p> <p>自動及び手動による原子炉緊急停止ができない場合でかつ多様化自動作動設備による原子炉出力抑制（自動）が作動しなかった場合、中央制御室からの手動操作により、補助給水ポンプの起動及び主蒸気隔離弁の閉止を行う。手動による主蒸気隔離弁の閉止により、1次冷却材温度を上昇させることで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が低下していることを確認する。また、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により、1次冷却材圧力が安定し、格納容器圧力及び温度の異常な上昇がないこと並びに補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の作動により、1次冷却材温度が安定することで原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性が維持されていることを確認する。</p>
	<p>ほう酸水注入</p> <p>自動での原子炉緊急停止及び手動での原子炉緊急停止ができない場合、原子炉出力抑制を図った後に、化学体積制御設備によりほう酸水注入を行う。また、希釈による反応度添加の可能性を除去するためにほう酸希釈ラインを隔離する。</p> <p>ほう酸タンクのほう酸水を炉心へ注入できない場合は、充てんポンプの入口ラインを体積制御タンクから燃料取替用水タンクに切替え、充てんポンプを使用して燃料取替用水タンクのほう酸水を炉心へ注入する。</p> <p>ほう酸水注入は、燃料取替ほう素濃度になるまで継続する。なお、ほう酸水注入を行っている間に制御棒の全挿入に成功した場合は、プラント状態に応じて高温停止又は低温停止のほう素濃度を目標にほう酸水注入を継続する。</p>

<p style="writing-mode: vertical-rl;">配慮すべき事項</p>	<p style="writing-mode: vertical-rl;">優先順位</p>	<p>自動での原子炉緊急停止失敗と判断すれば速やかに中央制御室からの手動での原子炉緊急停止を行い、多様化自動作動設備による原子炉出力抑制のための設備の作動状況を確認する。</p> <p>自動及び手動での原子炉緊急停止操作及び多様化自動作動設備からの自動信号による原子炉出力抑制に失敗した場合は、手動での原子炉出力抑制を行う。原子炉出力抑制を図った後は、原子炉を未臨界状態とするために化学体積制御設備によるほう酸水注入を行う。</p>
---	--	--

第 1.5.4-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (2 / 20)

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等									
方針目的	<p>原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、1次系のフィードアンドブリード又は蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水、蒸気放出）により発電用原子炉を冷却する手順等を整備する。</p> <p>また、原子炉を冷却するために1次冷却材及び2次冷却材の保有水量を監視及び制御する手順等を整備する。</p>								
対応手段等	<table border="1"> <tr> <td style="vertical-align: top;">フロントライン系故障時</td> <td> <p>1次系のフィードアンドブリード</p> <p>すべての蒸気発生器が除熱を期待できない水位になった場合、燃料取替用水タンク水を高圧注入ポンプにより炉心へ注入する操作と加圧器逃がし弁の開操作により原子炉格納容器内部へ1次冷却材を放出することで原子炉の冷却を行う。格納容器再循環サンプ水位が、再循環切替可能水位に到達すれば高圧再循環運転に切り替える。</p> <p>2次冷却系の除熱機能が回復した場合、1次冷却材の冷却を開始し、1次系のフィードアンドブリードを停止後、蓄圧タンク出口弁を閉止する。その後、余熱除去系による原子炉の冷却により低温停止状態とする。余熱除去系が使用不能な場合は蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる炉心冷却により低温停止状態とする。</p> <p>2次冷却系の除熱機能が回復しない場合、余熱除去系による1次冷却材の冷却操作を開始し、1次系のフィードアンドブリードを停止後、蓄圧タンク出口弁を閉止する。その後、余熱除去系による原子炉の冷却により低温停止状態とする。余熱除去系が使用できない場合は、余熱除去系又は2次冷却系の除熱機能が使用可能となるまで高圧再循環運転を継続する。</p> </td> </tr> <tr> <td style="vertical-align: top;">サポート系故障時</td> <td> <table border="1"> <tr> <td style="vertical-align: top;">(タービン動補助給水ポンプ)の機能回復</td> <td> <p>全交流動力電源及び常設直流電源系統が喪失した場合において、タービン動補助給水ポンプの機能回復を行う場合、タービン動補助給水ポンプ注油器により軸受へ潤滑油を供給し、現場での手動によるタービン動補助給水ポンプの駆動蒸気入口弁及び蒸気加減弁を開操作し、タービン動補助給水ポンプを起動して復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。</p> </td> </tr> <tr> <td style="vertical-align: top;">(電動補助給水ポンプ)の機能回復</td> <td> <p>全交流動力電源が喪失し、かつタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水ができない場合において、電動補助給水ポンプの機能回復を行う。大容量空冷式発電機により非常用高圧母線へ給電し復水タンク水を電動補助給水ポンプにより蒸気発生器へ注水する。</p> <p>ただし、外部電源が無い場合は、電動補助給水ポンプの電源は燃料補給を必要とする大容量空冷式発電機となるため、タービン動補助給水ポンプが使用できる間は、電動補助給水ポンプは主とせず後備の設備として待機させる。なお、タービン動補助給水ポンプの運転継続が不能となった場合又は外部電源が復旧し、電動補助給水ポンプに対する電源の信頼性が高まった場合は、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り替えを行う。</p> </td> </tr> </table> </td> </tr> </table>	フロントライン系故障時	<p>1次系のフィードアンドブリード</p> <p>すべての蒸気発生器が除熱を期待できない水位になった場合、燃料取替用水タンク水を高圧注入ポンプにより炉心へ注入する操作と加圧器逃がし弁の開操作により原子炉格納容器内部へ1次冷却材を放出することで原子炉の冷却を行う。格納容器再循環サンプ水位が、再循環切替可能水位に到達すれば高圧再循環運転に切り替える。</p> <p>2次冷却系の除熱機能が回復した場合、1次冷却材の冷却を開始し、1次系のフィードアンドブリードを停止後、蓄圧タンク出口弁を閉止する。その後、余熱除去系による原子炉の冷却により低温停止状態とする。余熱除去系が使用不能な場合は蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる炉心冷却により低温停止状態とする。</p> <p>2次冷却系の除熱機能が回復しない場合、余熱除去系による1次冷却材の冷却操作を開始し、1次系のフィードアンドブリードを停止後、蓄圧タンク出口弁を閉止する。その後、余熱除去系による原子炉の冷却により低温停止状態とする。余熱除去系が使用できない場合は、余熱除去系又は2次冷却系の除熱機能が使用可能となるまで高圧再循環運転を継続する。</p>	サポート系故障時	<table border="1"> <tr> <td style="vertical-align: top;">(タービン動補助給水ポンプ)の機能回復</td> <td> <p>全交流動力電源及び常設直流電源系統が喪失した場合において、タービン動補助給水ポンプの機能回復を行う場合、タービン動補助給水ポンプ注油器により軸受へ潤滑油を供給し、現場での手動によるタービン動補助給水ポンプの駆動蒸気入口弁及び蒸気加減弁を開操作し、タービン動補助給水ポンプを起動して復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。</p> </td> </tr> <tr> <td style="vertical-align: top;">(電動補助給水ポンプ)の機能回復</td> <td> <p>全交流動力電源が喪失し、かつタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水ができない場合において、電動補助給水ポンプの機能回復を行う。大容量空冷式発電機により非常用高圧母線へ給電し復水タンク水を電動補助給水ポンプにより蒸気発生器へ注水する。</p> <p>ただし、外部電源が無い場合は、電動補助給水ポンプの電源は燃料補給を必要とする大容量空冷式発電機となるため、タービン動補助給水ポンプが使用できる間は、電動補助給水ポンプは主とせず後備の設備として待機させる。なお、タービン動補助給水ポンプの運転継続が不能となった場合又は外部電源が復旧し、電動補助給水ポンプに対する電源の信頼性が高まった場合は、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り替えを行う。</p> </td> </tr> </table>	(タービン動補助給水ポンプ)の機能回復	<p>全交流動力電源及び常設直流電源系統が喪失した場合において、タービン動補助給水ポンプの機能回復を行う場合、タービン動補助給水ポンプ注油器により軸受へ潤滑油を供給し、現場での手動によるタービン動補助給水ポンプの駆動蒸気入口弁及び蒸気加減弁を開操作し、タービン動補助給水ポンプを起動して復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。</p>	(電動補助給水ポンプ)の機能回復	<p>全交流動力電源が喪失し、かつタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水ができない場合において、電動補助給水ポンプの機能回復を行う。大容量空冷式発電機により非常用高圧母線へ給電し復水タンク水を電動補助給水ポンプにより蒸気発生器へ注水する。</p> <p>ただし、外部電源が無い場合は、電動補助給水ポンプの電源は燃料補給を必要とする大容量空冷式発電機となるため、タービン動補助給水ポンプが使用できる間は、電動補助給水ポンプは主とせず後備の設備として待機させる。なお、タービン動補助給水ポンプの運転継続が不能となった場合又は外部電源が復旧し、電動補助給水ポンプに対する電源の信頼性が高まった場合は、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り替えを行う。</p>
フロントライン系故障時	<p>1次系のフィードアンドブリード</p> <p>すべての蒸気発生器が除熱を期待できない水位になった場合、燃料取替用水タンク水を高圧注入ポンプにより炉心へ注入する操作と加圧器逃がし弁の開操作により原子炉格納容器内部へ1次冷却材を放出することで原子炉の冷却を行う。格納容器再循環サンプ水位が、再循環切替可能水位に到達すれば高圧再循環運転に切り替える。</p> <p>2次冷却系の除熱機能が回復した場合、1次冷却材の冷却を開始し、1次系のフィードアンドブリードを停止後、蓄圧タンク出口弁を閉止する。その後、余熱除去系による原子炉の冷却により低温停止状態とする。余熱除去系が使用不能な場合は蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる炉心冷却により低温停止状態とする。</p> <p>2次冷却系の除熱機能が回復しない場合、余熱除去系による1次冷却材の冷却操作を開始し、1次系のフィードアンドブリードを停止後、蓄圧タンク出口弁を閉止する。その後、余熱除去系による原子炉の冷却により低温停止状態とする。余熱除去系が使用できない場合は、余熱除去系又は2次冷却系の除熱機能が使用可能となるまで高圧再循環運転を継続する。</p>								
サポート系故障時	<table border="1"> <tr> <td style="vertical-align: top;">(タービン動補助給水ポンプ)の機能回復</td> <td> <p>全交流動力電源及び常設直流電源系統が喪失した場合において、タービン動補助給水ポンプの機能回復を行う場合、タービン動補助給水ポンプ注油器により軸受へ潤滑油を供給し、現場での手動によるタービン動補助給水ポンプの駆動蒸気入口弁及び蒸気加減弁を開操作し、タービン動補助給水ポンプを起動して復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。</p> </td> </tr> <tr> <td style="vertical-align: top;">(電動補助給水ポンプ)の機能回復</td> <td> <p>全交流動力電源が喪失し、かつタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水ができない場合において、電動補助給水ポンプの機能回復を行う。大容量空冷式発電機により非常用高圧母線へ給電し復水タンク水を電動補助給水ポンプにより蒸気発生器へ注水する。</p> <p>ただし、外部電源が無い場合は、電動補助給水ポンプの電源は燃料補給を必要とする大容量空冷式発電機となるため、タービン動補助給水ポンプが使用できる間は、電動補助給水ポンプは主とせず後備の設備として待機させる。なお、タービン動補助給水ポンプの運転継続が不能となった場合又は外部電源が復旧し、電動補助給水ポンプに対する電源の信頼性が高まった場合は、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り替えを行う。</p> </td> </tr> </table>	(タービン動補助給水ポンプ)の機能回復	<p>全交流動力電源及び常設直流電源系統が喪失した場合において、タービン動補助給水ポンプの機能回復を行う場合、タービン動補助給水ポンプ注油器により軸受へ潤滑油を供給し、現場での手動によるタービン動補助給水ポンプの駆動蒸気入口弁及び蒸気加減弁を開操作し、タービン動補助給水ポンプを起動して復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。</p>	(電動補助給水ポンプ)の機能回復	<p>全交流動力電源が喪失し、かつタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水ができない場合において、電動補助給水ポンプの機能回復を行う。大容量空冷式発電機により非常用高圧母線へ給電し復水タンク水を電動補助給水ポンプにより蒸気発生器へ注水する。</p> <p>ただし、外部電源が無い場合は、電動補助給水ポンプの電源は燃料補給を必要とする大容量空冷式発電機となるため、タービン動補助給水ポンプが使用できる間は、電動補助給水ポンプは主とせず後備の設備として待機させる。なお、タービン動補助給水ポンプの運転継続が不能となった場合又は外部電源が復旧し、電動補助給水ポンプに対する電源の信頼性が高まった場合は、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り替えを行う。</p>				
(タービン動補助給水ポンプ)の機能回復	<p>全交流動力電源及び常設直流電源系統が喪失した場合において、タービン動補助給水ポンプの機能回復を行う場合、タービン動補助給水ポンプ注油器により軸受へ潤滑油を供給し、現場での手動によるタービン動補助給水ポンプの駆動蒸気入口弁及び蒸気加減弁を開操作し、タービン動補助給水ポンプを起動して復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。</p>								
(電動補助給水ポンプ)の機能回復	<p>全交流動力電源が喪失し、かつタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水ができない場合において、電動補助給水ポンプの機能回復を行う。大容量空冷式発電機により非常用高圧母線へ給電し復水タンク水を電動補助給水ポンプにより蒸気発生器へ注水する。</p> <p>ただし、外部電源が無い場合は、電動補助給水ポンプの電源は燃料補給を必要とする大容量空冷式発電機となるため、タービン動補助給水ポンプが使用できる間は、電動補助給水ポンプは主とせず後備の設備として待機させる。なお、タービン動補助給水ポンプの運転継続が不能となった場合又は外部電源が復旧し、電動補助給水ポンプに対する電源の信頼性が高まった場合は、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り替えを行う。</p>								

対応手段等	サポート系故障時 (主蒸気逃がし弁) 弁の機能回復	<p>駆動用空気喪失時又は常設直流電源系統が喪失した場合において、現場で手動ハンドルにより主蒸気逃がし弁を開とし、蒸気発生器から蒸気放出をすることにより2次冷却系からの除熱を行う。</p>
	監視及び制御	<p>原子炉を冷却するために1次冷却材及び2次冷却材の保有水量を加圧器水位計、蒸気発生器広域水位計及び蒸気発生器狭域水位計により監視する。また、これらの計測機器が故障又は計測範囲(把握能力)を超えた場合、当該パラメータの値を推定する。</p> <p>蒸気発生器水位が低下した場合において、電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプが自動起動又は手動により起動した場合、電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプの作動状況を補助給水流量計、復水タンク水位計、蒸気発生器広域水位計及び蒸気発生器狭域水位計により確認する。</p> <p>加圧器水位の調整が必要な場合、燃料取替用水タンク水等を常設電動注入ポンプ等により炉心へ注入する場合は、流量を調整し加圧器水位を制御する。</p> <p>2次冷却系からの除熱を行う場合において、蒸気発生器水位の調整が必要な場合、補助給水流量を調整し、蒸気発生器水位を制御する。</p>
配慮すべき事項	優先順位	<p>フロントライン系 故障時</p> <p>補助給水系の故障により2次冷却系からの除熱機能が喪失している場合、1次系のフィードアンドブリードを行う。ただし、炉心の過熱が促進されるタイミングである蒸気発生器の保有水量がなくなる段階までは、原子炉格納容器内部への1次冷却材の放出を伴う1次系のフィードアンドブリードではなく、蒸気発生器2次側による炉心冷却(注水)機能の回復を行う。</p>
	サポ ート系 故障時	<p>補助給水の機能が回復すれば、主蒸気逃がし弁の開操作により2次冷却系からの除熱を行う。補助給水の機能が回復していない場合において、主蒸気逃がし弁の開操作による蒸気放出を実施すると蒸気発生器の保有水量の減少が早まるため、電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプの起動操作による蒸気発生器への注水を優先して実施する。</p>
	復旧に係る 手順等	<p>全交流動力電源が喪失した場合、大容量空冷式発電機から非常用高圧母線へ給電することにより、電動補助給水ポンプを起動させ、十分な期間の運転を継続させる。</p>
	主蒸気逃がし弁 操作時の留意事項	<p>主蒸気逃がし弁を使用して蒸気放出を行う場合は、蒸気発生器伝熱管破損がないことを確認後、実施する。蒸気発生器伝熱管破損は放射線モニタ等で確認するが、全交流動力電源が喪失した場合は、放射線モニタが使用できないため、蒸気発生器水位及び圧力により、蒸気発生器伝熱管破損がないことを確認する。蒸気発生器伝熱管破損の徴候が見られた場合においては、当該蒸気発生器に接続された主蒸気逃がし弁の操作は行わない。</p>

配慮すべき事項	主蒸気逃がし弁現場 操作時の環境条件	<p>蒸気発生器伝熱管破損があった場合は、当該ループの主蒸気逃がし弁の操作は行わない。また、当該ループ付近の線量が上昇するが、初期対応としては現場にて確実に健全ループの主蒸気逃がし弁を開操作し、以降は被ばく低減等の観点から多様性拡張設備である窒素ポンベ（主蒸気逃がし弁用）により駆動源を確保し、中央制御室からの遠隔操作を行う。現場で手動により主蒸気逃がし弁を操作するにあたり、運転員（当直員）等※1はポケット線量計を携帯するとともに、必要に応じて放射線防護具を着用する。</p> <p>主蒸気管室が高温である場合は、初期対応より窒素ポンベ（主蒸気逃がし弁用）を使用し中央制御室からの遠隔操作を行う。</p>
	全交流動力電源喪失 及び補助給水失敗時の 留意事項	<p>本配慮すべき事項は、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」の全交流動力電源喪失及び補助給水失敗時の留意事項と同様。</p>
	タービン動補助 給水ポンプ駆動 蒸気の確保	<p>全交流動力電源喪失時において1次冷却系の減温、減圧を行う場合、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気確保のため主蒸気逃がし弁及びタービン動補助給水ポンプ出口流量設定弁を調整し、封水戻りライン逃がし弁吹き止まりを考慮した圧力に保持する。</p>
	1次系のフィード アンドブリードの 判断基準	<p>蒸気発生器広域水位計は、常温、常圧の状態における水位を指示するように校正されている。そのため、高温状態においては、実水位と異なる指示値を示す。</p> <p>1次系のフィードアンドブリードを開始する判断基準の、すべての蒸気発生器が除熱を期待できない水位とは、上記校正誤差に余裕を持たせた水位とする。</p>
	作業性	<p>タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁は、現場において手動ハンドルにより容易に操作でき、タービン動補助給水ポンプの蒸気加減弁は、専用の工具を用いて弁を持ち上げる容易な操作である。使用する工具については、速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。</p>

※1 運転員（当直員）及び重大事故等対策要員のうち運転対応要員を「運転員（当直員）等」という。（以下、同様）

第 1.5.4-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (3 / 20)

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等		
方針目的	<p>原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の減圧機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、1次系のフィードアンドブリード、蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水、蒸気放出）により原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧する手順等を整備する。</p> <p>また、炉心損傷時に原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態である場合において、高圧溶融物放出及び格納容器内雰囲気直接加熱による原子炉格納容器破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧する手順等を整備する。</p> <p>さらに、蒸気発生器伝熱管破損又はインターフェイスシステム LOCA 発生時において、炉心の著しい損傷を防止するため、1次冷却系統を減圧する手順等を整備する。</p>	
対応手段等	1次系のフィードアンドブリード	<p>本対応手段は、「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のフロントライン系故障時の1次系のフィードアンドブリードと同様。</p>
	蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	<p>加圧器逃がし弁による原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧機能が喪失した場合、蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）により、1次冷却系統の減圧を行うため、補助給水ポンプの自動起動を確認し、復水タンク水が蒸気発生器へ注水されていることを確認する。この時、補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を確認できない場合は、中央制御室から電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプを起動し蒸気発生器へ注水する。</p> <p>補助給水ポンプの優先順位は、外部電源又はディーゼル発電機が健全であれば電動補助給水ポンプを優先し、大容量空冷式発電機からの給電時は燃料消費量及び燃料補給の観点からタービン動補助給水ポンプを使用する。</p>
	蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）	<p>加圧器逃がし弁による原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧機能が喪失した場合、蒸気発生器への注水及び主蒸気逃がし弁の開を確認し、2次冷却系からの除熱による1次冷却材の冷却を用いた1次冷却系統の減圧が開始されていることを確認する。主蒸気逃がし弁が開となっていなければ、中央制御室にて開操作する。</p>
	（タービン動補助給水ポンプ）の機能回復	<p>本対応手段は、「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のサポート系故障時のポンプの機能回復（タービン動補助給水ポンプ）と同様。</p>

対応手段等	サポート系故障時	弁の機能回復 (主蒸気逃がし弁)	<p>本対応手段は、「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のサポート系故障時の弁の機能回復（主蒸気逃がし弁）と同様。</p>
		弁の機能回復 (加圧器逃がし弁)	<p>駆動用空気喪失時において、加圧器逃がし弁の開操作が必要である場合、窒素ポンプによる加圧器逃がし弁の機能回復を行う。窒素ポンプ（加圧器逃がし弁用）を空気配管に接続し、中央制御室からの加圧器逃がし弁の開操作により1次冷却系統を減圧する。</p> <p>常設直流電源系統が喪失した場合において、加圧器逃がし弁の開操作が必要である場合、可搬型バッテリーによる加圧器逃がし弁の機能回復を行う。可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）により直流電源を給電することで加圧器逃がし弁を開操作し、1次冷却系統を減圧する。</p>
	気直接加熱防止	高圧溶融物放出 及び格納容器雰囲気	<p>炉心損傷時、1次冷却材圧力計の指示値が2.0MPa[gage]以上の場合、高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による原子炉格納容器破損を防止するため、加圧器逃がし弁により1次冷却系統を減圧する。</p>
	蒸気発生器伝熱管破損		<p>蒸気発生器伝熱管破損が発生した場合、原子炉の自動停止を確認するとともに非常用炉心冷却設備作動信号の発信及び高圧注入系、低圧注入系、電動補助給水ポンプ等の自動起動を確認する。</p> <p>1次冷却材圧力、加圧器水位の低下及び破損側蒸気発生器水位・圧力の上昇並びに高感度型主蒸気管モニタ等の指示値により蒸気発生器伝熱管破損の発生と判断し、破損蒸気発生器の隔離を行う。</p> <p>破損側蒸気発生器の隔離完了後に破損蒸気発生器の圧力の低下が継続し、破損蒸気発生器の隔離失敗と判断した場合、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による冷却・減圧操作と加圧器逃がし弁による減圧操作で1次冷却系統を減圧することにより、1次冷却材の蒸気発生器2次側への漏えいを抑制する。</p> <p>1次冷却系統減圧後、高圧注入ポンプから充てんポンプによる炉心への注水に切り替え、高圧注入ポンプを停止する。その後、余熱除去系による冷却を行う。</p>
	システムLOCA		<p>インターフェイスシステムLOCAが発生した場合、原子炉の自動停止を確認するとともに非常用炉心冷却設備作動信号の発信及び高圧注入系、低圧注入系、電動補助給水ポンプ等の自動起動を確認する。</p> <p>1次冷却材圧力及び加圧器水位の低下、余熱除去ポンプ出口圧力上昇等により余熱除去系への漏えいによるインターフェイスシステムLOCAの発生を判断した場合、原子炉格納容器外への1次冷却材の漏えいを停止するため破損箇所を早期に発見し隔離する。</p> <p>早期に破損箇所を隔離できない場合、主蒸気逃がし弁による減温・減圧操作と加圧器逃がし弁による減圧操作で1次冷却系統を減圧することにより1次冷却材の漏えい量を抑制する。</p>

配慮すべき事項	優先順位	フロントライン 系故障時	2次冷却系からの除熱機能による1次冷却材の冷却を用いた1次冷却システムの減圧を優先して実施し、2次冷却系からの除熱機能が回復しない場合は、高圧注入ポンプによる炉心への注水と加圧器逃がし弁の開操作による1次系のフィードアンドブリードを行う。
		サポート系 故障時	電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプの機能が回復すれば、主蒸気逃がし弁を現場での手動による開操作を行う。補助給水ポンプの機能が回復していない場合において、主蒸気逃がし弁の開操作による蒸気放出を実施すると蒸気発生器の保有水量の減少が早まるため、電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプの起動操作による蒸気発生器への注水を優先して実施する。
	復旧に係る 手順等	常設直流電源喪失時、可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）により加圧器逃がし弁へ給電することで遠隔操作を行う。	
	操作時の 留意事項	主蒸気逃がし弁 本対応手段は、「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」の主蒸気逃がし弁操作時の留意事項と同様。	
	全交流動力 電源喪失 及び補助 給水失敗 時の 留意事項	全交流動力電源の喪失が継続し、補助給水系による蒸気発生器への注水機能が回復しない場合は、高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による原子炉格納容器破損を防止するため加圧器逃がし弁の開操作準備を行う。	
	現場操作 時の環 境条件	主蒸気逃がし弁 本対応手段は、「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」の主蒸気逃がし弁現場操作時の環境条件と同様。	
	現場操作 時の環 境条件	加圧器逃がし弁 加圧器逃がし弁を確実に作動させるために、窒素ポンプの設定圧力は、加圧器逃がし弁全開時の設定圧力及び有効性評価における原子炉容器破損前の原子炉格納容器内最高圧力を考慮し、余裕を見た値に設定する。また、必要な窒素量は、ポンプ容量に対し少量で操作回数も少ないため十分に確保している。	
	インターフェイス システムLOCA時 の漏えい監視	インターフェイスシステムLOCAの漏えい場所特定は、原子炉補助建屋内の各部屋が分離されているため、漏水検知器、監視カメラ及び火災報知器により行う。	

配慮すべき事項	インターフェイスシステムLOCA時の内部溢水の影響	<p>専用工具により破断箇所隔離を行う弁の操作場所及びアクセスルートはインターフェイスシステムLOCAにより漏えいが発生する機器とは別の区画とし、溢水影響がないようにする。</p>
	タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気の確保	<p>本対応手段は、「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気の確保と同様。</p>
	1次系のフィードアンドブリードの判断基準	<p>本対応手段は、「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」の1次系のフィードアンドブリードの判断基準と同様。</p>
	作業性	<p>タービン動補助給水ポンプの機能回復時の作業性は、「1.2原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」の作業性と同様。</p> <p>インターフェイスシステムLOCA発生時、現場での隔離操作は円滑に作業ができるように、アクセスルートを確保する。また、操作場所の環境性等を考慮して、専用工具を用いて遠隔操作により行う。専用工具は速やかに操作ができるよう操作場所近傍に配備する。</p>

第1.5.4-1表 重大事故等対策における手順書の概要（4 / 20）

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等	
方針目的	<p>原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、1次冷却材喪失事象が発生している場合は炉心注入、代替炉心注入、代替再循環、再循環により、1次冷却材喪失事象が発生していない場合は蒸気発生器2次側による炉心冷却により、運転停止中の場合は炉心注入、代替炉心注入、代替再循環、再循環、蒸気発生器2次側による炉心冷却により、原子炉を冷却する手順等を整備する。</p> <p>また、1次冷却材喪失事象後、炉心が溶融し、溶融デブリが原子炉容器内に残存した場合において、原子炉格納容器の破損を防止するため、格納容器スプレイにより原子炉格納容器に水張りすることで原子炉を冷却する手順等を整備する。</p>
対応手段等	1次冷却材喪失事象が発生している場合
	フロントライン系故障時
	代替炉心注入
	<p>炉心注入</p> <p>非常用炉心冷却設備である高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等により炉心へ注水する機能が喪失した場合、燃料取替用水タンク水を充てんポンプにより炉心へ注水する。</p>
	<p>代替炉心注入</p> <p>非常用炉心冷却設備である高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等により燃料取替用水タンク水を炉心へ注水する機能が喪失した場合、以下の手順により燃料取替用水タンク水等を炉心へ注水する。</p> <ul style="list-style-type: none"> 燃料取替用水タンク水をB格納容器スプレイポンプ（RHRS - CSS タイライン使用）により炉心へ注水する。 燃料取替用水タンク水を常設電動注入ポンプにより炉心へ注水する。常設電動注入ポンプの水源として燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 淡水又は海水を可搬型ディーゼル注入ポンプにより炉心へ注水する。水源は中間受槽を使用する。中間受槽への供給は、淡水である八田浦貯水池から行い、使用可能な淡水がない場合は海水を使用する。 <p>代替炉心注入手段の優先順位は、準備時間の短いB格納容器スプレイポンプ（RHRS - CSS タイライン使用）を優先し、次に常設電動注入ポンプを使用する。常設設備による炉心への注水ができない場合は、可搬型ディーゼル注入ポンプを活用する。</p>
	<p>代替再循環</p> <p>非常用炉心冷却設備である余熱除去ポンプ又は余熱除去冷却器の故障等により格納容器再循環サンプル水を炉心へ注水する機能が喪失した場合、B格納容器スプレイポンプ（RHRS - CSS タイライン使用）及びB格納容器スプレイ冷却器により格納容器再循環サンプル水を炉心へ注水する。</p>

対応手段等	1次冷却材喪失事象が発生している場合	フロントライン系故障時	再循環	<p>非常用炉心冷却設備である余熱除去ポンプ又は余熱除去冷却器の故障等により、格納容器再循環サンプル水を炉心へ注水する機能が喪失し、さらに、B格納容器スプレイポンプ（RHRS - CSS タイライン使用）による炉心への注水が実施できない場合、格納容器再循環サンプル水を高圧注入ポンプによる高圧再循環により炉心へ注水するとともに、格納容器スプレイポンプ及び格納容器スプレイ冷却器により原子炉格納容器内を冷却する。</p> <p>また、格納容器スプレイポンプ及び格納容器スプレイ冷却器により原子炉格納容器内の冷却操作ができない場合、格納容器再循環サンプル水を高圧注入ポンプによる高圧再循環により炉心へ注水するとともに、格納容器再循環ユニットにより原子炉格納容器内を冷却する。</p>
			格納容器再循環サンプルスクリーン閉塞の徴候が見られた場合	<p>再循環運転により炉心への注水を行っている際に格納容器再循環サンプルスクリーン閉塞の徴候が見られた場合、余熱除去ポンプ1台による再循環運転とし、余熱除去ポンプの流量を低下させる。再循環運転ができない場合、燃料取替用水タンクを水源とし、燃料取替用水タンクへの補給を行いながら高圧注入ポンプ1台にて炉心へ注水する。燃料取替用水タンクへの補給が不能であれば、充てんポンプによる炉心への注水を行う。充てんポンプによる炉心注入ができない場合は、代替炉心注入を行う。</p> <p>また、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により原子炉格納容器内の冷却を行う。</p> <p>炉心への注水は、原子炉格納容器内の重要機器及び重要計器を水没させない上限の高さとなれば停止する。</p>

対応手段等	1 次冷却材喪失事象が発生している場合	サポート系故障時	代替炉心注入	<p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により炉心注水機能が喪失し、RCP シール LOCA が発生した場合又は発生するおそれのある場合、以下の手順により燃料取替用水タンク水等を炉心へ注水する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 大容量空冷式発電機から受電した常設電動注入ポンプにより燃料取替用水タンク水を炉心へ注水する。常設電動注入ポンプの水源として燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 ・ 常設電動注入ポンプによる代替炉心注入ができない場合、大容量空冷式発電機から受電したB 充てんポンプ（自己冷却）により燃料取替用水タンク水を炉心へ注水する。 ・ 常設設備による代替炉心注入ができない場合、可搬型ディーゼル注入ポンプにより淡水又は海水を炉心へ注水する。水源は中間受槽を使用する。中間受槽への供給は、淡水である八田浦貯水池から行い、使用可能な淡水がない場合は海水を使用する。 <p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により炉心注水機能が喪失し、漏えい規模が大きい LOCA が発生した場合、以下の手順により燃料取替用水タンク水等を炉心へ注水する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 大容量空冷式発電機から受電したB 充てんポンプ（自己冷却）により燃料取替用水タンク水を炉心へ注水する。 ・ 常設設備による代替炉心注入ができない場合、可搬型ディーゼル注入ポンプにより淡水又は海水を炉心へ注水する。水源は中間受槽を使用する。中間受槽への供給は、淡水である八田浦貯水池から行い、使用可能な淡水がない場合は海水を使用する。 <p>RCP シール LOCA が発生した場合又は発生するおそれのある場合の代替炉心注入の優先順位は、注水流量が大きく、使用準備時間が早い常設電動注入ポンプを優先する。次に高揚程であるB 充てんポンプ（自己冷却）を使用する。常設設備による炉心への注水ができない場合は、可搬型ディーゼル注入ポンプを活用する。</p> <p>漏えい規模が大きい LOCA が発生した場合の代替炉心注入の優先順位は、常設電動注入ポンプを原子炉格納容器へのスプレーに使用することから、B 充てんポンプ（自己冷却）を使用する。常設設備による炉心への注水ができない場合は、可搬型ディーゼル注入ポンプを活用する。</p>
			代替再循環	<p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時は、移動式大容量ポンプ車により補機冷却水が確保された場合、B 高圧注入ポンプ（海水冷却）による代替再循環を行うとともに、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による格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器内を冷却する。</p>

対応手段等	1次冷却材喪失事象が発生している場合	溶融デブリが原子炉格納容器内に残存する場合	原子炉格納容器水張り	<p>炉心の著しい損傷、溶融が発生した場合、原子炉格納容器内の圧力及び温度の上昇又は可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）用）の温度差の変化により、原子炉格納容器内が過熱状態であり原子炉容器内に溶融デブリが残存していると判断した場合、原子炉格納容器の破損を防止するため格納容器内自然対流冷却を確認するとともに、格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイにより残存溶融デブリを冷却し原子炉格納容器内の重要機器及び重要計器が水没しない上限の高さまで燃料取替用水タンク水等を原子炉格納容器内へ注水する。</p>
	1次冷却材喪失事象が発生していない場合	フロントライン系故障時	蒸気発生器2次側による炉心冷却	<p>余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失し、かつ2次冷却系からの除熱が可能な場合、復水タンク水を電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプにより蒸気発生器へ注水する。また、中央制御室にて主蒸気逃がし弁を開とし、蒸気発生器からの蒸気放出を行うことで、蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う。</p> <p>余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失し、主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱効果もなくなった場合において、低温停止への移行が必要となれば、蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードを行う。蒸気発生器への注水は電動補助給水ポンプにより復水タンク水を注水する。</p>
		サポート系故障時	蒸気発生器2次側による炉心冷却	<p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去設備である余熱除去ポンプによる崩壊熱除去機能が喪失し、かつ2次冷却系からの除熱が可能な場合、復水タンク水を電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプにより蒸気発生器に注水する。全交流動力電源喪失時の電動補助給水ポンプの機能回復に関する対応手段は、「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手段等」のサポート系故障時の電動補助給水ポンプの機能回復と同様である。蒸気発生器への注水が確保されている場合において、現場で手動ハンドルにより主蒸気逃がし弁を開操作し、蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う。</p> <p>主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱効果もなくなった場合において、低温停止への移行が必要となれば、蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードを行う。蒸気発生器への注水は電動補助給水ポンプにより復水タンク水を注水する。</p>

対応手段等	運転停止中の場合	フロントライン系故障時	炉心注入	<p>余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、以下の手順により燃料取替用水タンク水を炉心へ注水する。</p> <ul style="list-style-type: none"> 燃料取替用水タンク水を充てんポンプにより炉心へ注水する。 充てんポンプにより炉心へ注水ができない場合、燃料取替用水タンク水を高圧注入ポンプにより炉心へ注水する。
			代替炉心注入	<p>余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、以下の手順により燃料取替用水タンク水等を炉心へ注水する。</p> <ul style="list-style-type: none"> 高圧注入ポンプによる炉心注水ができない場合、燃料取替用水タンク水をB格納容器スプレイポンプ (RHRS - CSS タイライン使用) により炉心へ注水する。 B格納容器スプレイポンプ (RHRS - CSS タイライン使用) による代替炉心注入ができない場合、燃料取替用水タンク水を常設電動注入ポンプにより炉心へ注水する。常設電動注入ポンプの水源として燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 常設設備による炉心への注水ができない場合、淡水又は海水を可搬型ディーゼル注入ポンプにより炉心へ注水する。水源は中間受槽を使用する。中間受槽への供給は、淡水である八田浦貯水池から行い、使用可能な淡水がない場合は海水を使用する。
			代替再循環	<p>余熱除去設備である余熱除去ポンプ又は余熱除去冷却器の故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、炉心注入又は代替炉心注入により燃料取替用水タンク水等を炉心へ注水し、格納容器再循環サンプ水位が確保された後、B格納容器スプレイポンプ (RHRS - CSS タイライン使用) 及びB格納容器スプレイ冷却器により格納容器再循環サンプ水を炉心へ注水する。</p>
			再循環	<p>余熱除去設備である余熱除去ポンプ又は余熱除去冷却器の故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、以下の手順により格納容器再循環サンプ水を炉心へ注水する。</p> <ul style="list-style-type: none"> B格納容器スプレイポンプ (RHRS - CSS タイライン使用) による炉心への注水ができない場合、格納容器再循環サンプ水を高圧注入ポンプによる高圧再循環により炉心へ注水するとともに、格納容器再循環ユニットにより原子炉格納容器内を冷却する。 格納容器再循環ユニットにより原子炉格納容器内の冷却ができない場合、格納容器再循環サンプ水を高圧注入ポンプによる高圧再循環により炉心へ注水するとともに、設計基準事故対処設備である格納容器スプレイポンプ及び格納容器スプレイ冷却器により原子炉格納容器内を冷却する。

対応手段等	運転停止中の場合	蒸気発生器2次側による炉心冷却	<p>余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失し、かつ2次冷却系からの除熱が可能な場合、復水タンク水を電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプにより蒸気発生器に注水する。また、中央制御室にて主蒸気逃がし弁を開とし、蒸気発生器からの蒸気放出を行うことで、蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う。</p> <p>主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱効果もなくなった場合において、低温停止への移行が必要な場合は、蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードを行う。復水タンク水を電動補助給水ポンプにより蒸気発生器へ注水する。</p>
		代替炉心注入	<p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合、以下の手順により燃料取替用水タンク水等を炉心へ注水する。</p> <ul style="list-style-type: none"> 燃料取替用水タンク水を常設電動注入ポンプにより炉心へ注水する。常設電動注入ポンプの水源として燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 常設電動注入ポンプによる代替炉心注入ができない場合、燃料取替用水タンク水をB充てんポンプ（自己冷却）により炉心へ注水する。 常設設備による炉心への注水ができない場合、淡水又は海水を可搬型ディーゼル注入ポンプによる代替炉心注入を行う。水源は中間受槽を使用する。中間受槽への供給は、淡水である八田浦貯水池から行い、使用可能な淡水がない場合は海水を使用する。
		代替再循環	<p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合、移動式大容量ポンプ車からの海水供給によるB高圧注入ポンプの補機冷却水を確保し、格納容器再循環サンプ水をB高圧注入ポンプ（海水冷却）による代替再循環により炉心へ注水するとともに、移動式大容量ポンプ車を用いて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により原子炉格納容器内を冷却する。</p>
		蒸気発生器2次側による炉心冷却	<p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失し、かつ2次冷却系からの除熱が可能な場合、復水タンク水を電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプにより蒸気発生器に注水する。全交流動力電源喪失時の電動補助給水ポンプの機能回復に関する手順は「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のサポート系故障時の電動補助給水ポンプの機能回復と同様である。蒸気発生器への注水が確保されている場合は、現場で手動ハンドルにより主蒸気逃がし弁を開操作し、蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う。</p> <p>主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱効果もなくなった場合において、低温停止への移行が必要となれば、蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードを行う。なお、電動補助給水ポンプにより復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。</p>

配慮すべき事項	1次冷却材喪失事象が発生している場合	優先順位	フロントライン系故障時	<p>非常用炉心冷却設備である高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等により炉心への注水機能が喪失した場合、炉心注入又は代替炉心注入を行い、格納容器再循環サンプル水が確保された場合、再循環運転が不能であれば、代替再循環を実施し、炉心を冷却する。</p>
		サポート系故障時	<p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により炉心への注水機能が喪失した場合、代替炉心注入を行い、格納容器再循環サンプル水が確保された場合、代替再循環を実施し、炉心を冷却する。</p>	
		常設電動注入ポンプの注水先について	<p>1次冷却材喪失事象（RCP シール LOCA）と全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失事象が重畳した場合の常設電動注入ポンプの注水先を炉心注水とする。また、対応途中で事象が進展し、炉心損傷と判断すれば、常設電動注入ポンプの注水先を格納容器スプレーへ変更を行うとともに、その後、B 充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注入を行う。</p>	
		1 次冷却材圧力監視の残存デブリ冷却時について	<p>原子炉容器内に溶融デブリが残存していると判断した場合、炉心冠水操作を実施する際は1次冷却材圧力を監視する。1次冷却系統の圧力が原子炉格納容器内の圧力より高い場合は溶融デブリの冷却が阻害される場合があるため、加圧器逃がし弁を開操作し原子炉容器内と原子炉格納容器を均圧させる。</p>	
		残存デブリ冷却時の注水量について	<p>原子炉格納容器内への注水量は、原子炉格納容器水位監視装置、AM 用消火水積算流量計、B 格納容器スプレー流量積算流量計、燃料取替用水タンク水位の収支により把握する。 残存デブリの影響を防止するための原子炉格納容器内への注水量は、残存デブリを冷却し、原子炉格納容器内の重要機器及び重要計器が水没しない上限の高さまでとする。</p>	
		炉心損傷後の再循環運転について	<p>炉心が損傷した場合、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に加え格納容器スプレーポンプによる再循環運転を行う場合は、格納容器圧力及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）等により、原子炉格納容器内の圧力の推移及び炉心損傷度合いを監視し、再循環運転を実施した場合の原子炉格納容器内の圧力低減効果、ポンプ及び配管の周辺線量上昇による被ばく等の影響を評価し、実施の可否を検討する。</p>	

配慮すべき事項	運転停止中の場合	優先順位	<p>フロントライン系故障時</p> <p>余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、蒸気発生器による冷却が可能であれば、蒸気発生器2次側による炉心冷却を優先する。 蒸気発生器による冷却ができない場合は、炉心注入又は代替炉心注入を行い、格納容器再循環サンプ水が確保された場合、再循環運転が不能であれば、代替再循環を実施し、炉心を冷却する。</p>
		サポート系故障時	<p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合、蒸気発生器による冷却が可能であれば、蒸気発生器2次側による炉心冷却を優先する。 蒸気発生器による冷却ができない場合は、代替炉心注入を行い、格納容器再循環サンプ水が確保された場合、代替再循環を実施し、炉心を冷却する。</p>
	原子炉格納容器内からの退避	<p>運転停止中において、全交流動力電源喪失等により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合又は1次冷却材が流出した場合、燃料取替用水タンク水を充てんポンプ等にて炉心へ注水し開放中の加圧器安全弁から原子炉格納容器内へ蒸散させることにより原子炉を冷却する。この場合は、原子炉格納容器内の雰囲気悪化から原子炉格納容器内の作業員を守るために作業員を退避させる。 また、運転停止中に1次冷却材の希釈事象が発生し、中性子源領域中性子束が上昇した場合は、原子炉格納容器内の作業員を守るために作業員を退避させる。</p>	
	復旧に係る手順等	<p>全交流動力電源が喪失した場合は、代替電源から設計基準事故対処設備に給電し、起動及び十分な期間の運転を継続させる。</p>	
	原子炉格納容器隔離弁の閉止	<p>全交流動力電源喪失時、1次冷却材ポンプシール部への封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により、1次冷却材ポンプシール部から1次冷却材が漏えいするおそれがある。原子炉格納容器外への1次冷却材の漏えいを防止するため、1次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁等の原子炉格納容器隔離弁を閉止する。 隔離は、大容量空冷式発電機により電源が確保されれば、中央制御室にて1次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁等を閉止し、非常用炉心冷却設備作動信号が発信する場合は、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。</p>	

配慮すべき事項	作業性	<p>常設電動注入ポンプの水源確保及びB充てんポンプ（自己冷却）の補機冷却水に係るディスタンスピース取替えについては、一般的なフランジ接続作業と同等であり容易に作業できる。また、速やかに作業ができるよう、使用する工具は作業場所近傍に配備する。</p> <p>可搬型ホース布設、接続作業については、速やかに作業ができるように可搬型ディーゼル注入ポンプの保管場所に使用工具及び可搬型ホースを配備する。</p>
	電源確保	<p>全交流動力電源喪失時は、大容量空冷式発電機により常設電動注入ポンプ、B充てんポンプ（自己冷却）へ給電する。</p>
	燃料補給	<p>可搬型ディーゼル注入ポンプ又は移動式大容量ポンプ車への燃料補給は、可搬型ディーゼル注入ポンプ又は移動式大容量ポンプ車を運転した場合、燃料油貯蔵タンク、タンクローリを用いて実施する。その後の燃料補給は、定格負荷運転時における燃料補給間隔を目安に実施する。また、重大事故等時7日間運転継続するために必要な燃料の備蓄量として、「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」、「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」、「1.14 電源の確保に関する手順等」及び「1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順書等」に示す燃料も含め、燃料油貯蔵タンクの油量を356kℓ以上に管理する。</p>

第 1.5.4-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (5 / 20)

1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等	
方針目的	設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却、格納容器内自然対流冷却及び代替補機冷却により最終ヒートシンクへ熱を輸送する手順等を整備する。
対応手段等	<p>蒸気発生器 2 次側による炉心冷却</p> <p>海水ポンプ又は原子炉補機冷却水ポンプの故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、復水タンク水をタービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプにより蒸気発生器へ注水する。蒸気発生器への注水が確保されている場合において、現場で手動ハンドルにより主蒸気逃がし弁を開操作し、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却を行う。</p> <p>補助給水ポンプについては大容量空冷式発電機の燃料消費量削減の観点からタービン動補助給水ポンプを優先して使用し、その後、大容量空冷式発電機から受電した電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を行う。</p>
	<p>格納容器内自然対流冷却</p> <p>海水ポンプ又は原子炉補機冷却水ポンプの故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失し、1 次冷却材喪失事象が発生した場合、移動式大容量ポンプ車を用いた A、B 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を行う。</p> <p>本対応手段は、「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」の全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失の格納容器内自然対流冷却と同様。</p>
	<p>代替補機冷却</p> <p>海水ポンプ又は原子炉補機冷却水ポンプの故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、移動式大容量ポンプ車により B 高圧注入ポンプに補機冷却水（海水）を通水する。</p>
サポート系故障時	<p>蒸気発生器 2 次側による炉心冷却</p> <p>全交流動力電源が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、復水タンク水をタービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプにより蒸気発生器へ注水する。</p> <p>蒸気発生器への注水が確保されている場合において、現場で手動ハンドルにより主蒸気逃がし弁を開操作し、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却を行う。</p> <p>補助給水ポンプについては大容量空冷式発電機の燃料消費量削減の観点からタービン動補助給水ポンプを優先して使用し、その後、大容量空冷式発電機から受電した電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を行う。</p>

対応手段等	サポート系故障時	<p>格納容器内自然対流冷却</p> <p>全交流動力電源が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において、1次冷却材喪失事象が発生した場合、移動式大容量ポンプ車を用いたA、B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を行う。</p> <p>本対応手段は、「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」の全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失の格納容器内自然対流冷却と同様。</p>
	代替補機冷却	<p>全交流動力電源が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、移動式大容量ポンプ車によりB高圧注入ポンプに補機冷却水（海水）を通水する。</p>
配慮すべき事項	作業性	<p>可搬型ホース布設、接続作業については、速やかに作業ができるように移動式大容量ポンプ車の保管場所に使用工具及び可搬型ホースを配備する。</p> <p>移動式大容量ポンプ車による補機冷却海水通水に係るディスタンスピース取替えについては、一般的なフランジ接続作業と同等であり容易に作業できる。また、速やかに作業ができるよう、使用する工具は作業場所近傍に配備する。</p>
	主蒸気逃がし弁現場操作時の留意事項	<p>主蒸気逃がし弁を使用して蒸気放出を行う場合は、蒸気発生器伝熱管破損がないことを確認後、実施する。蒸気発生器伝熱管破損は、放射線モニタ等で確認するが、全交流動力電源が喪失した場合は、放射線モニタが使用できないため、蒸気発生器水位及び圧力により、蒸気発生器伝熱管破損がないことを確認する。蒸気発生器伝熱管破損の徴候が見られた場合においては、当該蒸気発生器に接続された主蒸気逃がし弁の操作は行わない。</p>
	電源確保	<p>全交流動力電源喪失時は、大容量空冷式発電機により電動補助給水ポンプへ給電する。</p>
	燃料補給	<p>本配慮すべき事項は、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」の燃料補給と同様。</p>

第 1.5.4-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (6 / 20)

1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等			
方針目的	<p>設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、格納容器内自然対流冷却、代替格納容器スプレイにより原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる手順等を整備する。また、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、格納容器内自然対流冷却、代替格納容器スプレイにより原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させる手順等を整備する。</p>		
	炉心損傷前	フロントライン系故障時	<p>格納容器スプレイポンプの故障等により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合、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、格納容器内自然対流冷却を行う。</p> <p>本対応手段は、「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」の交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全の格納容器内自然対流冷却と同様。</p>
		代替格納容器スプレイ	<p>格納容器スプレイポンプの故障等により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失し、格納容器圧力が最高使用圧力以上となれば、燃料取替用水タンク水を常設電動注入ポンプにより原子炉格納容器内へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。</p>
	対応手段等	サポート系故障時	<p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合、A、B格納容器再循環ユニットに移動式大容量ポンプ車により海水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行う。</p> <p>本対応手段は、「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」の全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失の格納容器内自然対流冷却と同様。</p>
代替格納容器スプレイ		<p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において、格納容器圧力が最高使用圧力以上となれば、燃料取替用水タンク水を常設電動注入ポンプにより原子炉格納容器内へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。</p>	

対応手段等	炉心損傷後	フロントライン系故障時	格納容器内 自然対流冷却	<p>炉心の著しい損傷が発生した場合に格納容器スプレイポンプの故障等により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合、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、格納容器内自然対流冷却を行う。</p> <p>本対応手段は、「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」の交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全の格納容器内自然対流冷却と同様。</p>
			代替格納容器 スプレイ	<p>炉心の著しい損傷が発生した場合に格納容器スプレイポンプの故障等により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失し、格納容器圧力が最高使用圧力以上となれば、燃料取替用水タンク水を常設電動注入ポンプにより原子炉格納容器内へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。</p>
		サポート系故障時	格納容器内 自然対流冷却	<p>本対応手段は、「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」の全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失の格納容器内自然対流冷却と同様。</p>
			代替格納容器 スプレイ	<p>炉心の著しい損傷が発生した場合において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合、格納容器圧力が最高使用圧力以上となれば、燃料取替用水タンク水を常設電動注入ポンプにより原子炉格納容器内へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。</p>

配慮すべき事項	優先順位	<p>炉心損傷前及び炉心損傷後のフロントライン系故障時は、継続的な原子炉格納容器内の冷却並びに重要機器及び重要計器の水没防止を図るため、格納容器内自然対流冷却を優先する。ただし、サポート系故障時の格納容器内自然対流冷却の手段では移動式大容量ポンプ車を使用するため準備に時間がかかることから、この間に、格納容器圧力が最高使用圧力以上となれば、代替格納容器スプレイを行う。</p>	
	原子炉格納容器内冷却	水素濃度	<p>炉心損傷後の原子炉格納容器減圧操作については、格納容器圧力が最高使用圧力から50kPa低下すれば停止する手順とすることで、大規模な水素燃焼の発生を防止することとする。また、水素濃度は、可搬型格納容器水素濃度計測装置で計測される水素濃度（ドライ）により継続的に監視を行い、測定による水素濃度が8 vol%（ドライ）未満であれば減圧を継続する。</p>
	原子炉格納容器内冷却	注水量の管理	<p>原子炉格納容器内の冷却を目的とした格納容器スプレイを行う場合は、原子炉格納容器内への注水量の制限があることから、原子炉格納容器内の重要機器及び重要計器を水没させない上限の高さに達すれば格納容器スプレイを停止し、格納容器内自然対流冷却のみの冷却とする。</p>
	放射性物質濃度低減	<p>炉心の著しい損傷が発生した場合において、代替格納容器スプレイ手段を用いて原子炉格納容器内へスプレイすることにより、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるとともに粒子状の放射性物質の除去により放射性物質の濃度を低減する。格納容器再循環ユニットによる冷却で対応している場合において、格納容器圧力が十分低下しない等により放射性物質濃度低減が必要な場合は、代替格納容器スプレイを同時に実施することにより、原子炉格納容器内冷却と放射性物質濃度の低下を図る。</p>	

配慮すべき事項	作業性	<p>常設電動注入ポンプの水源確保に係るディスタンスピース取替えについては、一般的なフランジ接続作業と同等であり容易に作業できる。また、速やかに作業ができるよう、使用する工具は作業場所近傍に配備する。</p> <p>移動式大容量ポンプ車に関する配慮すべき事項は、「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」の作業性と同様。</p>
	電源確保	<p>全交流動力電源喪失時は、大容量空冷式発電機により常設電動注入ポンプへ給電する。</p>
	燃料補給	<p>本配慮すべき事項は、「1.4 原子炉冷却材バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」の燃料補給と同様。</p>

第 1.5.4-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (7 / 20)

1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等															
方針目的	炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、格納容器スプレイ、格納容器内自然対流冷却、代替格納容器スプレイにより原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる手順等を整備する。														
対応手段等	<table border="1"> <tr> <td>交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全</td> <td> <table border="1"> <tr> <td>格納容器スプレイ</td> <td>炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器圧力が最高使用圧力以上であり、格納容器スプレイができない場合、燃料取替用水タンク水を格納容器スプレイポンプ手動起動により原子炉格納容器内へスプレイする。</td> </tr> <tr> <td>格納容器内自然対流冷却</td> <td>炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器圧力が原子炉格納容器スプレイ作動圧力以上であり、格納容器スプレイができない場合、原子炉補機冷却水の沸騰を防止するため原子炉補機冷却水サージタンクを窒素により加圧し、可搬型温度計測装置の取付け後に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、格納容器内自然対流冷却を行う。冷却水の通水後にA、B格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差を確認し、格納容器再循環ユニットによる冷却状態を監視する。</td> </tr> <tr> <td>代替格納容器スプレイ</td> <td>炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器圧力が原子炉格納容器スプレイ作動圧力以上であり、格納容器スプレイ及び格納容器内自然対流冷却ができない場合、格納容器圧力が最高使用圧力以上となれば、燃料取替用水タンク水を常設電動注入ポンプにより原子炉格納容器内へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。</td> </tr> </table> </td> </tr> <tr> <td>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失</td> <td> <table border="1"> <tr> <td>格納容器内自然対流冷却</td> <td>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、炉心の著しい損傷が発生した場合、移動式大容量ポンプ車による原子炉補機冷却水系への海水通水準備を行い、可搬型温度計測装置の取付け後にA、B格納容器再循環ユニットに海水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行う。海水の通水後にA、B格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差を確認し、格納容器再循環ユニットによる冷却状態を監視する。</td> </tr> <tr> <td>代替格納容器スプレイ</td> <td>本対応手段は、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」の炉心損傷後のサポート系故障時の代替格納容器スプレイと同様。</td> </tr> </table> </td> </tr> </table>	交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全	<table border="1"> <tr> <td>格納容器スプレイ</td> <td>炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器圧力が最高使用圧力以上であり、格納容器スプレイができない場合、燃料取替用水タンク水を格納容器スプレイポンプ手動起動により原子炉格納容器内へスプレイする。</td> </tr> <tr> <td>格納容器内自然対流冷却</td> <td>炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器圧力が原子炉格納容器スプレイ作動圧力以上であり、格納容器スプレイができない場合、原子炉補機冷却水の沸騰を防止するため原子炉補機冷却水サージタンクを窒素により加圧し、可搬型温度計測装置の取付け後に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、格納容器内自然対流冷却を行う。冷却水の通水後にA、B格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差を確認し、格納容器再循環ユニットによる冷却状態を監視する。</td> </tr> <tr> <td>代替格納容器スプレイ</td> <td>炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器圧力が原子炉格納容器スプレイ作動圧力以上であり、格納容器スプレイ及び格納容器内自然対流冷却ができない場合、格納容器圧力が最高使用圧力以上となれば、燃料取替用水タンク水を常設電動注入ポンプにより原子炉格納容器内へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。</td> </tr> </table>	格納容器スプレイ	炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器圧力が最高使用圧力以上であり、格納容器スプレイができない場合、燃料取替用水タンク水を格納容器スプレイポンプ手動起動により原子炉格納容器内へスプレイする。	格納容器内自然対流冷却	炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器圧力が原子炉格納容器スプレイ作動圧力以上であり、格納容器スプレイができない場合、原子炉補機冷却水の沸騰を防止するため原子炉補機冷却水サージタンクを窒素により加圧し、可搬型温度計測装置の取付け後に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、格納容器内自然対流冷却を行う。冷却水の通水後にA、B格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差を確認し、格納容器再循環ユニットによる冷却状態を監視する。	代替格納容器スプレイ	炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器圧力が原子炉格納容器スプレイ作動圧力以上であり、格納容器スプレイ及び格納容器内自然対流冷却ができない場合、格納容器圧力が最高使用圧力以上となれば、燃料取替用水タンク水を常設電動注入ポンプにより原子炉格納容器内へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。	全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失	<table border="1"> <tr> <td>格納容器内自然対流冷却</td> <td>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、炉心の著しい損傷が発生した場合、移動式大容量ポンプ車による原子炉補機冷却水系への海水通水準備を行い、可搬型温度計測装置の取付け後にA、B格納容器再循環ユニットに海水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行う。海水の通水後にA、B格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差を確認し、格納容器再循環ユニットによる冷却状態を監視する。</td> </tr> <tr> <td>代替格納容器スプレイ</td> <td>本対応手段は、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」の炉心損傷後のサポート系故障時の代替格納容器スプレイと同様。</td> </tr> </table>	格納容器内自然対流冷却	全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、炉心の著しい損傷が発生した場合、移動式大容量ポンプ車による原子炉補機冷却水系への海水通水準備を行い、可搬型温度計測装置の取付け後にA、B格納容器再循環ユニットに海水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行う。海水の通水後にA、B格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差を確認し、格納容器再循環ユニットによる冷却状態を監視する。	代替格納容器スプレイ	本対応手段は、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」の炉心損傷後のサポート系故障時の代替格納容器スプレイと同様。
	交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全	<table border="1"> <tr> <td>格納容器スプレイ</td> <td>炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器圧力が最高使用圧力以上であり、格納容器スプレイができない場合、燃料取替用水タンク水を格納容器スプレイポンプ手動起動により原子炉格納容器内へスプレイする。</td> </tr> <tr> <td>格納容器内自然対流冷却</td> <td>炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器圧力が原子炉格納容器スプレイ作動圧力以上であり、格納容器スプレイができない場合、原子炉補機冷却水の沸騰を防止するため原子炉補機冷却水サージタンクを窒素により加圧し、可搬型温度計測装置の取付け後に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、格納容器内自然対流冷却を行う。冷却水の通水後にA、B格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差を確認し、格納容器再循環ユニットによる冷却状態を監視する。</td> </tr> <tr> <td>代替格納容器スプレイ</td> <td>炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器圧力が原子炉格納容器スプレイ作動圧力以上であり、格納容器スプレイ及び格納容器内自然対流冷却ができない場合、格納容器圧力が最高使用圧力以上となれば、燃料取替用水タンク水を常設電動注入ポンプにより原子炉格納容器内へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。</td> </tr> </table>	格納容器スプレイ	炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器圧力が最高使用圧力以上であり、格納容器スプレイができない場合、燃料取替用水タンク水を格納容器スプレイポンプ手動起動により原子炉格納容器内へスプレイする。	格納容器内自然対流冷却	炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器圧力が原子炉格納容器スプレイ作動圧力以上であり、格納容器スプレイができない場合、原子炉補機冷却水の沸騰を防止するため原子炉補機冷却水サージタンクを窒素により加圧し、可搬型温度計測装置の取付け後に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、格納容器内自然対流冷却を行う。冷却水の通水後にA、B格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差を確認し、格納容器再循環ユニットによる冷却状態を監視する。	代替格納容器スプレイ	炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器圧力が原子炉格納容器スプレイ作動圧力以上であり、格納容器スプレイ及び格納容器内自然対流冷却ができない場合、格納容器圧力が最高使用圧力以上となれば、燃料取替用水タンク水を常設電動注入ポンプにより原子炉格納容器内へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。							
	格納容器スプレイ	炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器圧力が最高使用圧力以上であり、格納容器スプレイができない場合、燃料取替用水タンク水を格納容器スプレイポンプ手動起動により原子炉格納容器内へスプレイする。													
	格納容器内自然対流冷却	炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器圧力が原子炉格納容器スプレイ作動圧力以上であり、格納容器スプレイができない場合、原子炉補機冷却水の沸騰を防止するため原子炉補機冷却水サージタンクを窒素により加圧し、可搬型温度計測装置の取付け後に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、格納容器内自然対流冷却を行う。冷却水の通水後にA、B格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差を確認し、格納容器再循環ユニットによる冷却状態を監視する。													
代替格納容器スプレイ	炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器圧力が原子炉格納容器スプレイ作動圧力以上であり、格納容器スプレイ及び格納容器内自然対流冷却ができない場合、格納容器圧力が最高使用圧力以上となれば、燃料取替用水タンク水を常設電動注入ポンプにより原子炉格納容器内へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。														
全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失	<table border="1"> <tr> <td>格納容器内自然対流冷却</td> <td>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、炉心の著しい損傷が発生した場合、移動式大容量ポンプ車による原子炉補機冷却水系への海水通水準備を行い、可搬型温度計測装置の取付け後にA、B格納容器再循環ユニットに海水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行う。海水の通水後にA、B格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差を確認し、格納容器再循環ユニットによる冷却状態を監視する。</td> </tr> <tr> <td>代替格納容器スプレイ</td> <td>本対応手段は、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」の炉心損傷後のサポート系故障時の代替格納容器スプレイと同様。</td> </tr> </table>	格納容器内自然対流冷却	全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、炉心の著しい損傷が発生した場合、移動式大容量ポンプ車による原子炉補機冷却水系への海水通水準備を行い、可搬型温度計測装置の取付け後にA、B格納容器再循環ユニットに海水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行う。海水の通水後にA、B格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差を確認し、格納容器再循環ユニットによる冷却状態を監視する。	代替格納容器スプレイ	本対応手段は、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」の炉心損傷後のサポート系故障時の代替格納容器スプレイと同様。										
格納容器内自然対流冷却	全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、炉心の著しい損傷が発生した場合、移動式大容量ポンプ車による原子炉補機冷却水系への海水通水準備を行い、可搬型温度計測装置の取付け後にA、B格納容器再循環ユニットに海水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行う。海水の通水後にA、B格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差を確認し、格納容器再循環ユニットによる冷却状態を監視する。														
代替格納容器スプレイ	本対応手段は、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」の炉心損傷後のサポート系故障時の代替格納容器スプレイと同様。														

配慮すべき事項	優先順位	原子炉補機冷却機能健全	<p>交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が健全な場合は、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる効果が最も大きい格納容器スプレイを優先する。次に、継続的な原子炉格納容器内の冷却並びに重要機器及び重要計器の水没防止を図るため、格納容器内自然対流冷却を優先する。ただし、格納容器内自然対流冷却の準備の間に格納容器圧力が最高使用圧力以上となれば、代替格納容器スプレイを行う。</p>
		原子炉補機冷却機能喪失又は全交流動力電源喪失	<p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失の場合は、継続的な原子炉格納容器内の冷却並びに重要機器及び重要計器の水没防止を図るため、格納容器内自然対流冷却を優先する。ただし、格納容器内自然対流冷却は移動式大容量ポンプ車を使用するための準備に時間がかかることから、この間に格納容器圧力が最高使用圧力以上となれば、代替格納容器スプレイを行う。</p>
	格納容器内冷却	水素濃度	<p>炉心損傷後の格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイによる原子炉格納容器減圧操作については、格納容器圧力が最高使用圧力から50kPa低下すれば停止する手順とすることで大規模な水素燃焼の発生を防止することとする。また、水素濃度は、可搬型格納容器水素濃度計測装置で計測される水素濃度（ドライ）により継続的に監視を行い、測定による水素濃度が8 vol%（ドライ）未満であれば減圧を継続する。</p>
		注水量の管理	<p>原子炉格納容器内の冷却を目的とした格納容器スプレイを行う場合は、原子炉格納容器内への注水量の制限があることから、原子炉格納容器へスプレイを行っている際に、原子炉格納容器内の重要機器及び重要計器を水没させない上限の高さに達すれば格納容器スプレイを停止し、格納容器内自然対流冷却のみの冷却とする。</p>

配慮すべき事項	作業性	<p>原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作については、速やかに作業ができるように作業場所近傍に使用工具を配備する。</p> <p>移動式大容量ポンプ車による原子炉補機冷却水系への海水通水準備に係るディスタンスピース取替えについては、一般的なフランジ接続作業と同等であり、容易に作業できる。また、速やかに作業ができるように使用する工具は作業場所近傍に配備する。</p> <p>可搬型ホース布設、接続作業については、速やかに作業ができるように移動式大容量ポンプ車の保管場所に使用工具及び可搬型ホースを配備する。</p>
	電源確保	<p>全交流動力電源喪失時は、大容量空冷式発電機により常設電動注入ポンプへ給電する。</p>
	燃料補給	<p>本配慮すべき事項は、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」の燃料補給と同様。</p>

第 1.5.4-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (8 / 20)

1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等				
方針目的	<p>炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、格納容器スプレィ及び代替格納容器スプレィにより、溶融し原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却することにより、溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI) を抑制及び溶融炉心が拡がり原子炉格納容器バウンダリへの接触を防止する手順等を整備する。</p> <p>また、溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、原子炉容器への注水により、炉心を冷却する手順等を整備する。</p>			
	対応手段等	原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却	交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全	<p>格納容器スプレィ</p> <p>炉心の著しい損傷が発生した場合において、溶融炉心を冷却するために必要な水量を十分に上回る水位未満である場合、燃料取替用水タンク水を格納容器スプレィポンプにより原子炉格納容器内へ注水する。溶融炉心を冷却するために必要な水量を十分に上回る水位が確保された場合は、格納容器スプレィポンプを停止し、その後は水位を維持する。</p>
		全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失	代替格納容器スプレィ	<p>代替格納容器スプレィ</p> <p>炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器スプレィポンプによる格納容器スプレィができない場合、燃料取替用水タンク水を常設電動注入ポンプにより原子炉格納容器内へ注水する。溶融炉心を冷却するために必要な水量を十分に上回る水位が確保された場合は、常設電動注入ポンプを停止し、その後は水位を維持する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。</p>
		全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失	代替格納容器スプレィ	<p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、炉心の著しい損傷が発生した場合において、溶融炉心を冷却するために必要な水量を十分に上回る水位未満である場合、燃料取替用水タンク水を常設電動注入ポンプにより原子炉格納容器内へ注水する。溶融炉心を冷却するために必要な水量を十分に上回る水位が確保された場合は、常設電動注入ポンプを停止し、その後は水位を維持する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。</p>

対応手段等	溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止	交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全	炉心注入	<p>炉心の著しい損傷が発生した場合、溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、以下の手順により燃料取替用水タンク水を炉心へ注水する。</p> <ul style="list-style-type: none"> 燃料取替用水タンク水を高圧注入ポンプ又は余熱除去ポンプにより炉心へ注水する。 高圧注入ポンプ又は余熱除去ポンプによる炉心注入ができない場合、燃料取替用水タンク水を充てんポンプにより炉心へ注水する。
		全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失	代替炉心注入	<p>炉心の著しい損傷が発生した場合、溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、以下の手順により燃料取替用水タンク水等を炉心へ注水する。</p> <ul style="list-style-type: none"> 充てんポンプによる炉心注入ができない場合、燃料取替用水タンク水をB格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSSタイライン使用）により炉心へ注水する。 B格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSSタイライン使用）による代替炉心注入ができない場合、燃料取替用水タンク水を常設電動注入ポンプにより炉心へ注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。
		全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失	代替炉心注入	<p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、炉心の著しい損傷が発生した場合、溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、以下の手順により燃料取替用水タンク水等を炉心へ注水する。</p> <ul style="list-style-type: none"> 燃料取替用水タンク水をB充てんポンプ（自己冷却）により炉心へ注水する。 B充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注入ができない場合、燃料取替用水タンク水を常設電動注入ポンプにより炉心へ注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

配慮すべき事項	優先順位	原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却	<p>交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が健全な場合、原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却する手段の優先順位は、格納容器スプレイポンプの使用を優先し、格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイができない場合は、代替格納容器スプレイを行う。</p>
	優先順位	溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止	<p>交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が健全な場合に、炉心の著しい損傷が発生した場合、溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止する手段の優先順位は、流量の大きい高圧注入ポンプ又は余熱除去ポンプによる炉心注入を優先する。次に充てんポンプによる炉心注入を実施する。高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ及び充てんポンプによる炉心注入ができない場合は代替炉心注入を実施する。</p> <p>代替炉心注入手段の優先順位は、準備作業時間の短いB格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSSタイライン使用）を優先する。次に常設電動注入ポンプを使用する。</p> <p>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、炉心の著しい損傷が発生した場合、溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止する手段の優先順位は、高揚程であるB充てんポンプ（自己冷却）を優先する。次に常設電動注入ポンプを使用する。</p>
	水位監視	原子炉下部キャビティの	<p>溶融炉心冷却のため、原子炉格納容器へ注水されていることを原子炉下部キャビティ水位監視装置の作動により確認する。</p>
	注水先	常設電動注入ポンプの注水先	<p>全交流動力電源喪失と1次冷却材喪失事象（漏えい規模が大きいLOCA）が同時に発生した場合は、常設電動注入ポンプの注水先を格納容器スプレイとし、原子炉下部キャビティに注水する。その後、B充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注入を行う。</p> <p>また、常設電動注入ポンプにより炉心へ注水を実施している際に炉心損傷が発生した場合は、常設電動注入ポンプの注水先を格納容器スプレイへ切替え、原子炉下部キャビティに注水する。その後、B充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注入を行う。</p>

配慮すべき事項	作業性	<p>常設電動注入ポンプの水源確保及びB 充てんポンプ（自己冷却）の補機冷却水確保に係るディスタンスピース取替えについては、一般的なフランジ接続作業と同等であり容易に作業できる。また、速やかに作業ができるように使用する工具は作業場所近傍に配備する。</p>
	電源確保	<p>全交流動力電源喪失時は、大容量空冷式発電機により常設電動注入ポンプ、B 充てんポンプ（自己冷却）へ給電する。</p>

第1.5.4-1表 重大事故等対策における手順書の概要（9 / 20）

1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等							
方針目的	<p>炉心の著しい損傷が発生した場合において、ジルコニウム-水反応及び水の放射線分解により水素が原子炉格納容器内に放出された場合においても、水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な水素濃度低減、水素濃度監視を行う手順等を整備する。</p>						
対応手段等	<table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td style="vertical-align: top;">水素濃度低減</td> <td> <p>静的触媒式水素再結合装置</p> <p>炉心損傷が発生したことを確認した場合、原子炉格納容器内の水素濃度を低減させるために設置している静的触媒式水素再結合装置の作動状況を静的触媒式水素再結合装置動作監視装置の温度指示上昇により確認する。</p> <p>直流電源が喪失した場合は、代替電源設備から給電されていることを確認後、静的触媒式水素再結合装置の作動状況を静的触媒式水素再結合装置動作監視装置の温度指示上昇により確認する。</p> </td> </tr> <tr> <td style="vertical-align: top;">水素濃度低減</td> <td> <p>電気式水素燃焼装置</p> <p>炉心出口温度計指示が350℃に到達した場合、又は安全注入作動を伴うLOCAが発生し高圧注入ポンプによる炉心への注水ができない場合、速やかに電気式水素燃焼装置を起動する。全交流動力電源が喪失した場合は、代替電源設備からの給電後、速やかに電気式水素燃焼装置を起動する。電気式水素燃焼装置の作動状況を電気式水素燃焼装置動作監視装置の温度指示上昇により確認する。</p> <p>直流電源が喪失した場合は、代替電源設備から給電されていることを確認後、電気式水素燃焼装置の作動状況を電気式水素燃焼装置動作監視装置の温度指示上昇により確認する。</p> </td> </tr> <tr> <td style="vertical-align: top;">水素濃度監視</td> <td> <p>可搬型格納容器水素濃度計測装置</p> <p>炉心出口温度計指示が350℃に到達した場合、又は安全注入作動を伴うLOCAが発生し高圧注入ポンプによる炉心への注水ができない場合、可搬型格納容器水素濃度計測装置の系統構成を行い、可搬型代替ガスサンプリング圧縮装置を起動し、原子炉格納容器内の水素濃度を測定し監視する。</p> <p>全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合は、代替電源設備からの給電後、可搬型格納容器水素濃度計測装置の系統構成及び窒素ポンベ（事故時試料採取設備弁用）による代替空気供給を行い、可搬型ガスサンプリング冷却器用冷却ポンプ及び可搬型代替ガスサンプリング圧縮装置を起動し、原子炉格納容器内の水素濃度を測定し監視する。</p> <p>直流電源が喪失した場合は、代替電源設備から給電されていることを確認後、原子炉格納容器内の水素濃度を測定し監視する。</p> </td> </tr> </table>	水素濃度低減	<p>静的触媒式水素再結合装置</p> <p>炉心損傷が発生したことを確認した場合、原子炉格納容器内の水素濃度を低減させるために設置している静的触媒式水素再結合装置の作動状況を静的触媒式水素再結合装置動作監視装置の温度指示上昇により確認する。</p> <p>直流電源が喪失した場合は、代替電源設備から給電されていることを確認後、静的触媒式水素再結合装置の作動状況を静的触媒式水素再結合装置動作監視装置の温度指示上昇により確認する。</p>	水素濃度低減	<p>電気式水素燃焼装置</p> <p>炉心出口温度計指示が350℃に到達した場合、又は安全注入作動を伴うLOCAが発生し高圧注入ポンプによる炉心への注水ができない場合、速やかに電気式水素燃焼装置を起動する。全交流動力電源が喪失した場合は、代替電源設備からの給電後、速やかに電気式水素燃焼装置を起動する。電気式水素燃焼装置の作動状況を電気式水素燃焼装置動作監視装置の温度指示上昇により確認する。</p> <p>直流電源が喪失した場合は、代替電源設備から給電されていることを確認後、電気式水素燃焼装置の作動状況を電気式水素燃焼装置動作監視装置の温度指示上昇により確認する。</p>	水素濃度監視	<p>可搬型格納容器水素濃度計測装置</p> <p>炉心出口温度計指示が350℃に到達した場合、又は安全注入作動を伴うLOCAが発生し高圧注入ポンプによる炉心への注水ができない場合、可搬型格納容器水素濃度計測装置の系統構成を行い、可搬型代替ガスサンプリング圧縮装置を起動し、原子炉格納容器内の水素濃度を測定し監視する。</p> <p>全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合は、代替電源設備からの給電後、可搬型格納容器水素濃度計測装置の系統構成及び窒素ポンベ（事故時試料採取設備弁用）による代替空気供給を行い、可搬型ガスサンプリング冷却器用冷却ポンプ及び可搬型代替ガスサンプリング圧縮装置を起動し、原子炉格納容器内の水素濃度を測定し監視する。</p> <p>直流電源が喪失した場合は、代替電源設備から給電されていることを確認後、原子炉格納容器内の水素濃度を測定し監視する。</p>
	水素濃度低減	<p>静的触媒式水素再結合装置</p> <p>炉心損傷が発生したことを確認した場合、原子炉格納容器内の水素濃度を低減させるために設置している静的触媒式水素再結合装置の作動状況を静的触媒式水素再結合装置動作監視装置の温度指示上昇により確認する。</p> <p>直流電源が喪失した場合は、代替電源設備から給電されていることを確認後、静的触媒式水素再結合装置の作動状況を静的触媒式水素再結合装置動作監視装置の温度指示上昇により確認する。</p>					
	水素濃度低減	<p>電気式水素燃焼装置</p> <p>炉心出口温度計指示が350℃に到達した場合、又は安全注入作動を伴うLOCAが発生し高圧注入ポンプによる炉心への注水ができない場合、速やかに電気式水素燃焼装置を起動する。全交流動力電源が喪失した場合は、代替電源設備からの給電後、速やかに電気式水素燃焼装置を起動する。電気式水素燃焼装置の作動状況を電気式水素燃焼装置動作監視装置の温度指示上昇により確認する。</p> <p>直流電源が喪失した場合は、代替電源設備から給電されていることを確認後、電気式水素燃焼装置の作動状況を電気式水素燃焼装置動作監視装置の温度指示上昇により確認する。</p>					
水素濃度監視	<p>可搬型格納容器水素濃度計測装置</p> <p>炉心出口温度計指示が350℃に到達した場合、又は安全注入作動を伴うLOCAが発生し高圧注入ポンプによる炉心への注水ができない場合、可搬型格納容器水素濃度計測装置の系統構成を行い、可搬型代替ガスサンプリング圧縮装置を起動し、原子炉格納容器内の水素濃度を測定し監視する。</p> <p>全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合は、代替電源設備からの給電後、可搬型格納容器水素濃度計測装置の系統構成及び窒素ポンベ（事故時試料採取設備弁用）による代替空気供給を行い、可搬型ガスサンプリング冷却器用冷却ポンプ及び可搬型代替ガスサンプリング圧縮装置を起動し、原子炉格納容器内の水素濃度を測定し監視する。</p> <p>直流電源が喪失した場合は、代替電源設備から給電されていることを確認後、原子炉格納容器内の水素濃度を測定し監視する。</p>						

配慮すべき事項	可搬型格納容器 水素濃度計測装置	<p>可搬型格納容器水素濃度計測装置は共用設備であるため、3号炉及び4号炉が同時被災した場合は、原子炉格納容器内の水素濃度計測を約5分毎に交互に実施する。切替えに当たっては、都度パーズ操作を行う。</p> <p>他号炉に悪影響を及ぼさないよう、汚染度の大きい原子炉格納容器のサンプリングガスを汚染度の小さい原子炉格納容器に流入させないように、放射性物質と水素を含むサンプリングガスのパーズ先となる原子炉格納容器を選択する。なお、号炉間をまたぐパーズの際に、原子炉格納容器の自由体積に対してサンプリングガスの流量は十分小さいため悪影響は及ぼさない。</p>
	電源確保	<p>全交流動力電源又は直流電源が喪失した場合は、代替電源設備により水素濃度低減に使用する設備及び水素濃度監視に使用する設備に給電する。</p>

第1.5.4-1表 重大事故等対策における手順書の概要（10／20）

1.10 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等	
方針目的	炉心の著しい損傷が発生した場合において、水素が原子炉格納容器内に放出され、原子炉格納容器から原子炉格納容器周囲のアニュラス部に漏えいした場合においても、水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するため、アニュラス部の水素排出及び水素濃度監視を行う手順等を整備する。
対応手段等	<p>水素排出（アニュラス空気浄化設備）</p> <p>非常用炉心冷却設備作動信号が発信した場合に、アニュラス空気浄化ファンを運転し、アニュラス部から放射性物質低減機能を有するアニュラス空気浄化フィルタユニットを通して屋外へ排気されることをアニュラス内圧力の低下により確認する。</p> <p>全交流動力電源又は直流電源が喪失した場合にも、B系アニュラス空気浄化設備の弁の制御用空気配管に窒素ポンベ（アニュラス空気浄化ファン弁用）を接続して代替空気（窒素）を供給し、代替電源設備から給電した後、Bアニュラス空気浄化ファンを運転する。</p>
	<p>水素濃度監視</p> <p>炉心の損傷が発生したことを確認した場合において、アニュラス空気浄化ファンが自動起動又は手動で起動した場合、アニュラス水素濃度計測装置によりアニュラス部の水素濃度を測定し監視する。</p>
配慮すべき事項	<p>電源確保</p> <p>全交流動力電源又は直流電源が喪失した場合は、代替電源設備により水素排出に使用するアニュラス空気浄化設備及び水素濃度監視に使用するアニュラス水素濃度計測装置へ給電する。</p>

第 1.5.4-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (11/20)

1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等					
方針目的	<p>使用済燃料貯蔵槽（以下「使用済燃料ピット」という。）の冷却機能又は注水機能が喪失し、又は使用済燃料ピットからの水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料ピットの水位が低下した場合、使用済燃料ピット内の燃料体又は使用済燃料（以下「使用済燃料ピット内の燃料体等」という。）を冷却し、放射線を遮へいし、及び臨界を防止するため使用済燃料ピットへの注水、使用済燃料ピットの監視を行う手順等を整備する。</p> <p>使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料ピットの水位が異常に低下した場合、使用済燃料ピット内の燃料体等の著しい損傷の進行を緩和し、臨界を防止し、放射性物質の放出を低減するため使用済燃料ピットへのスプレイ、燃料取扱棟への放水、使用済燃料ピットの監視を行う手順等を整備する。</p>				
対応手段等	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 20%; vertical-align: middle;">使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる注水</td> <td> <p>使用済燃料ピットの冷却機能若しくは注水機能が喪失又は使用済燃料ピットに接続する配管が破損し使用済燃料ピット水の小規模な漏えいが発生した場合に、使用済燃料ピットポンプが全台停止した場合、使用済燃料ピットの冷却機能が回復せず使用済燃料ピット温度が 65℃を超える場合又は使用済燃料ピットの水位回復操作を実施した場合においても使用済燃料ピット水位が EL. +10.75m 未満まで低下した場合は、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を行う。</p> <p>水源は中間受槽を使用する。中間受槽への供給は、淡水である八田浦貯水池から行い、使用可能な淡水がない場合は海水を使用する。</p> <p>使用済燃料ピットへの注水に使用する補機の優先順位は、注水までの所要時間が短い多様性拡張設備である燃料取替用水タンク等を優先とする。使用済燃料ピット補給用水中ポンプは、使用準備に時間を要することから、あらかじめ使用済燃料ピット補給用水中ポンプ等の運搬、設置及び接続の準備を行い、燃料取替用水タンク等による注水手段がなければ使用済燃料ピットへ注水する。</p> </td> </tr> <tr> <td style="vertical-align: middle;">使用済燃料ピットへのスプレイ及び燃料取扱棟への放水</td> <td> <p>使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいが発生し、使用済燃料ピットの水位回復操作を実施した場合においても使用済燃料ピット水位が EL. +10.75m 未満まで低下し、かつ水位低下が継続する場合に、使用済燃料ピット出口配管下端水位を維持できないおそれがある場合、可搬型ディーゼル注入ポンプ及び使用済燃料ピットスプレイヘッドによる使用済燃料ピットへのスプレイを行う。</p> <p>水源は中間受槽を使用する。中間受槽への供給は、淡水である八田浦貯水池から行い、使用可能な淡水がない場合は海水を使用する。</p> <p>使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいが発生し、使用済燃料ピットの水位回復操作を実施した場合においても使用済燃料ピット水位が EL. +10.75m 未満まで低下し、かつ水位低下が継続する場合に、燃料取扱棟の損壊又は使用済燃料ピットエリアモニタの指示上昇により燃料取扱棟にアクセスできない場合、海を水源とし、移動式大容量ポンプ車及び放水砲による燃料取扱棟（使用済燃料ピット内の燃料体等）への放水を行う。</p> </td> </tr> </table>	使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる注水	<p>使用済燃料ピットの冷却機能若しくは注水機能が喪失又は使用済燃料ピットに接続する配管が破損し使用済燃料ピット水の小規模な漏えいが発生した場合に、使用済燃料ピットポンプが全台停止した場合、使用済燃料ピットの冷却機能が回復せず使用済燃料ピット温度が 65℃を超える場合又は使用済燃料ピットの水位回復操作を実施した場合においても使用済燃料ピット水位が EL. +10.75m 未満まで低下した場合は、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を行う。</p> <p>水源は中間受槽を使用する。中間受槽への供給は、淡水である八田浦貯水池から行い、使用可能な淡水がない場合は海水を使用する。</p> <p>使用済燃料ピットへの注水に使用する補機の優先順位は、注水までの所要時間が短い多様性拡張設備である燃料取替用水タンク等を優先とする。使用済燃料ピット補給用水中ポンプは、使用準備に時間を要することから、あらかじめ使用済燃料ピット補給用水中ポンプ等の運搬、設置及び接続の準備を行い、燃料取替用水タンク等による注水手段がなければ使用済燃料ピットへ注水する。</p>	使用済燃料ピットへのスプレイ及び燃料取扱棟への放水	<p>使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいが発生し、使用済燃料ピットの水位回復操作を実施した場合においても使用済燃料ピット水位が EL. +10.75m 未満まで低下し、かつ水位低下が継続する場合に、使用済燃料ピット出口配管下端水位を維持できないおそれがある場合、可搬型ディーゼル注入ポンプ及び使用済燃料ピットスプレイヘッドによる使用済燃料ピットへのスプレイを行う。</p> <p>水源は中間受槽を使用する。中間受槽への供給は、淡水である八田浦貯水池から行い、使用可能な淡水がない場合は海水を使用する。</p> <p>使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいが発生し、使用済燃料ピットの水位回復操作を実施した場合においても使用済燃料ピット水位が EL. +10.75m 未満まで低下し、かつ水位低下が継続する場合に、燃料取扱棟の損壊又は使用済燃料ピットエリアモニタの指示上昇により燃料取扱棟にアクセスできない場合、海を水源とし、移動式大容量ポンプ車及び放水砲による燃料取扱棟（使用済燃料ピット内の燃料体等）への放水を行う。</p>
使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる注水	<p>使用済燃料ピットの冷却機能若しくは注水機能が喪失又は使用済燃料ピットに接続する配管が破損し使用済燃料ピット水の小規模な漏えいが発生した場合に、使用済燃料ピットポンプが全台停止した場合、使用済燃料ピットの冷却機能が回復せず使用済燃料ピット温度が 65℃を超える場合又は使用済燃料ピットの水位回復操作を実施した場合においても使用済燃料ピット水位が EL. +10.75m 未満まで低下した場合は、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を行う。</p> <p>水源は中間受槽を使用する。中間受槽への供給は、淡水である八田浦貯水池から行い、使用可能な淡水がない場合は海水を使用する。</p> <p>使用済燃料ピットへの注水に使用する補機の優先順位は、注水までの所要時間が短い多様性拡張設備である燃料取替用水タンク等を優先とする。使用済燃料ピット補給用水中ポンプは、使用準備に時間を要することから、あらかじめ使用済燃料ピット補給用水中ポンプ等の運搬、設置及び接続の準備を行い、燃料取替用水タンク等による注水手段がなければ使用済燃料ピットへ注水する。</p>				
使用済燃料ピットへのスプレイ及び燃料取扱棟への放水	<p>使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいが発生し、使用済燃料ピットの水位回復操作を実施した場合においても使用済燃料ピット水位が EL. +10.75m 未満まで低下し、かつ水位低下が継続する場合に、使用済燃料ピット出口配管下端水位を維持できないおそれがある場合、可搬型ディーゼル注入ポンプ及び使用済燃料ピットスプレイヘッドによる使用済燃料ピットへのスプレイを行う。</p> <p>水源は中間受槽を使用する。中間受槽への供給は、淡水である八田浦貯水池から行い、使用可能な淡水がない場合は海水を使用する。</p> <p>使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいが発生し、使用済燃料ピットの水位回復操作を実施した場合においても使用済燃料ピット水位が EL. +10.75m 未満まで低下し、かつ水位低下が継続する場合に、燃料取扱棟の損壊又は使用済燃料ピットエリアモニタの指示上昇により燃料取扱棟にアクセスできない場合、海を水源とし、移動式大容量ポンプ車及び放水砲による燃料取扱棟（使用済燃料ピット内の燃料体等）への放水を行う。</p>				

対応手段等	使用済燃料ピットの監視	<p>使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能喪失時、又は使用済燃料ピット水の小規模な漏えい発生時又は使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいが発生した場合、常設設備の使用済燃料ピット水位計 (SA)、使用済燃料ピット温度計 (SA)、使用済燃料ピット状態監視カメラにより、使用済燃料ピットの水位、水温及び状態監視を行う。また、使用済燃料ピットポンプが全台停止した場合、使用済燃料ピットの冷却機能が回復せず使用済燃料ピット温度が 65℃を超える場合又は使用済燃料ピットの水位回復操作を実施した場合においても使用済燃料ピット水位が EL. +10.75m 未満まで低下した場合、可搬型設備である使用済燃料ピット水位計 (広域)、使用済燃料ピット周辺線量率計により中央制御室にて使用済燃料ピットの状態監視を実施する。</p> <p>使用済燃料ピットの監視は、常設設備により行うが、計器の計測範囲を超えた場合は、可搬型の計器を用いることで変動する可能性のある範囲を各計器がオーバーラップして監視する。直流電源が喪失している場合は、代替電源設備から供給されていることを確認後、可搬型設備の指示を確認する。</p> <p>使用済燃料ピット周辺線量率計は、使用済燃料ピット区域の定点 3 箇所に設置し、使用済燃料ピットにおける通常水位から燃料体等が露出にいたるまでの水位変動に対し、使用済燃料ピットの空間線量率の計測が可能である。</p> <p>使用済燃料ピットエリアモニタ、使用済燃料ピット周辺線量率計 (低レンジ) 及び使用済燃料ピット状態監視カメラについては、耐環境性向上のため使用済燃料ピット監視装置用空気供給システムにより空気を供給することで冷却する。</p>
配慮すべき事項	作業性	<p>可搬型ホース布設、接続作業については、速やかに作業ができるように使用済燃料ピット補給用水中ポンプ及び可搬型ディーゼル注入ポンプの保管場所に使用工具及び可搬型ホースを配備する。</p>
	電源確保	<p>全交流動力電源又は直流電源が喪失した場合に、使用済燃料ピットの状態を監視するため、代替電源設備により使用済燃料ピット監視計器へ給電する。</p>
	燃料補給	<p>可搬型ディーゼル注入ポンプの燃料補給は、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」の燃料補給と同様。</p> <p>使用済燃料ピット監視装置用空気供給システム (発電機) への燃料補給は、使用済燃料ピット監視装置用空気供給システム (発電機) を運転した場合、燃料油貯蔵タンク、タンクローリを用いて実施する。その後の燃料補給は、定格負荷運転時における燃料補給間隔を目安に実施する。また、重大事故等時 7 日間運転継続するために必要な燃料の備蓄量として、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」、「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」、「1.14 電源の確保に関する手順等」及び「1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順書等」に示す燃料も含め、燃料油貯蔵タンクの油量を 356kℓ以上に管理する。</p>

第 1.5.4-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (12/20)

1.12 発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等	
方針目的	<p>炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損又は使用済燃料ピット内燃料体等の著しい損傷に至った場合において、大気への拡散抑制、海洋への拡散抑制により、発電所外への放射性物質の拡散を抑制する手順等を整備する。</p> <p>また、原子炉建屋周辺における航空機衝突による航空機燃料火災が発生した場合、航空機燃料火災の泡消火により火災に対応する手順等を整備する。</p>
対応手段等	<p style="text-align: center;">大気への拡散抑制</p> <p>炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損</p> <p>炉心損傷が発生した場合において、格納容器スプレーができない場合、海を水源とし、移動式大容量ポンプ車及び放水砲による放水準備を開始する。その後、原子炉格納容器及びアニュラス部の破損のおそれがある場合又は破損があると判断した場合は、原子炉格納容器及びアニュラス部へ放水する。</p>
	<p style="text-align: center;">海洋への拡散抑制</p> <p>移動式大容量ポンプ車及び放水砲により原子炉格納容器及びアニュラス部へ放水することにより放射性物質を含む汚染水が発生するため、以下の手段により、海洋への放射性物質の拡散を抑制する。</p> <p>放水による放射性物質を含む汚染水が発生する場合、3号炉及び4号炉放水口側雨水排水処理槽等に放射性物質吸着剤を設置し、雨水排水の流路から流れてきた汚染水が通過することにより放射性物質を吸着させるとともに、3号炉及び4号炉放水口側雨水排水処理槽放水箇所付近等にシルトフェンスを設置することで放射性物質の拡散を抑制する。</p> <p>なお、要員に余裕があれば、放射性物質吸着剤を追加設置する。</p> <p>放射性物質吸着剤の設置は、発電所内の排水路の流路特性を考慮し3号炉及び4号炉放水口側雨水排水処理槽を優先する。その後、3号炉及び4号炉取水口側雨水排水処理槽に設置する。</p> <p>シルトフェンスの設置は、3号炉及び4号炉放水口側雨水排水処理槽放水箇所付近を優先する。その後、3号炉及び4号炉取水口側雨水排水処理槽放水箇所付近、3号炉及び4号炉放水ピット、3号炉及び4号炉取水ピットの順番にシルトフェンスを設置する。</p> <p>また、1号炉及び2号炉側においては、吐口水槽、八田浦雨水枡の順番に放射性物質吸着剤を設置し、その後、吐口水槽放水箇所付近、八田浦雨水枡放水箇所付近の順番にシルトフェンスを設置する。</p>

対応手段等	使用済燃料ピット内燃料体等の著しい損傷	大気への拡散抑制	<p>使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいが発生し、使用済燃料ピットの水位回復操作を実施した場合においても使用済燃料ピット水位がEL. +10.75m未滿まで低下し、かつ水位低下が継続する場合に、使用済燃料ピット出口配管下端水位を維持できないおそれがある場合、可搬型ディーゼル注入ポンプ及び使用済燃料ピットスプレイヘッドによる使用済燃料ピットへのスプレイを行う。</p> <p>使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいが発生し、使用済燃料ピットの水位回復操作を実施した場合においても使用済燃料ピット水位がEL. +10.75m未滿まで低下し、かつ水位低下が継続する場合に、燃料取扱棟の損壊又は使用済燃料ピットエリアモニタの指示上昇により燃料取扱棟にアクセスできない場合、海を水源とし、移動式大容量ポンプ車及び放水砲による燃料取扱棟（使用済燃料ピット内の燃料体等）への放水を行う。</p>
		海洋への拡散抑制	<p>移動式大容量ポンプ車及び放水砲により燃料取扱棟（使用済燃料ピット内の燃料体等）へ放水することにより放射性物質を含む汚染水が発生するため、以下の手段により、海洋への放射性物質の拡散を抑制する。</p> <p>放水による放射性物質を含む汚染水が発生する場合、3号炉及び4号炉放水口側雨水排水処理槽等に放射性物質吸着剤を設置し、雨水排水の流路から流れてきた汚染水が通過することにより放射性物質を吸着させるとともに、3号炉及び4号炉放水口側雨水排水処理槽放水箇所付近等にシルトフェンスを設置することで放射性物質の拡散を抑制する。</p> <p>なお、要員に余裕があれば、放射性物質吸着剤を追加設置する。</p> <p>放射性物質吸着剤の設置は、発電所内の排水路の流路特性を考慮し3号炉及び4号炉放水口側雨水排水処理槽を優先する。その後、3号炉及び4号炉取水口側雨水排水処理槽に設置する。</p> <p>シルトフェンスの設置は、3号炉及び4号炉放水口側雨水排水処理槽放水箇所付近を優先する。その後、3号炉及び4号炉取水口側雨水排水処理槽放水箇所付近、3号炉及び4号炉放水ピット、3号炉及び4号炉取水ピットの順番にシルトフェンスを設置する。</p> <p>また、1号炉及び2号炉側においては、吐口水槽、八田浦雨水拵の順番に放射性物質吸着剤を設置し、その後、吐口水槽放水箇所付近、八田浦雨水拵放水箇所付近の順番にシルトフェンスを設置する。</p>
	航空機燃料火災の泡消火	<p>原子炉建屋周辺における航空機衝突による航空機燃料火災が発生した場合、海を水源とし、移動式大容量ポンプ車及び放水砲による放水に泡消火薬剤を注入して泡消火を実施する。</p> <p>移動式大容量ポンプ車及び放水砲の準備が完了するまで多様性拡張設備である化学消防自動車や小型放水砲により、アクセスルートの確保、要員の安全確保、航空機燃料の飛散による延焼拡大防止のために泡消火を実施する。</p>	

配慮すべき事項	操作性	<p>放水砲による放水については噴射ノズルを調整することで、放水形状を直線状又は噴霧状に調整でき、放水形状は、直線状とするとより遠くまで放水できるが、噴霧状とすると、直線状よりも放射性物質の拡散抑制効果が期待できることから、なるべく噴霧状を使用する。</p> <p>原子炉格納容器の破損箇所が確認できる場合は、原子炉格納容器破損箇所に向けて噴射ノズルを調整し、破損箇所が不明な場合は原子炉格納容器頂部に噴射ノズルを調整する。また、放水砲は、複数の方向からの放水を可能とする。</p> <p>放水砲は、原子炉格納容器破損箇所又は燃料取扱棟（使用済燃料ピット内の燃料体等）の状況に応じて設置位置を設定し、原子炉格納容器及びアニュラス部又は燃料取扱棟（使用済燃料ピット内の燃料体等）に向けて放水する。</p>
	作業性	<p>可搬型ホース布設、接続作業については、速やかに作業ができるように移動式大容量ポンプ車の保管場所に使用工具及び可搬型ホースを配備する。</p>
	燃料補給	<p>本配慮すべき事項は、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」の燃料補給と同様。</p>

第 1.5.4-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (13/20)

1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等	
方針目的	<p>設計基準事故の収束に必要な水源である復水タンク、燃料取替用水タンクとは別に、重大事故等の収束に必要な十分な量の水を有する八田浦貯水池、海を水源として、淡水又は海水を確保する。</p> <p>設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備に対して重大事故等の収束に必要な十分な量の水を供給するため、代替水源から中間受槽への供給、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（注水）の代替手段及び復水タンクへの供給、炉心注入及び格納容器スプレイの代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給、格納容器再循環サンプを水源とする再循環及び代替再循環、使用済燃料ピットへの注水、使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時の使用済燃料ピットへのスプレイ及び燃料取扱棟（使用済燃料ピット内の燃料体等）への放水、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損時の原子炉格納容器及びアニュラス部への放水について手順等を整備する。</p>
対応手段等	<p>代替水源から中間受槽への供給</p> <p>重大事故等の発生において、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（注水）のための必要な水源である復水タンクへの供給、炉心注入及び格納容器スプレイのための必要な水源である燃料取替用水タンクへの供給又は使用済燃料ピット内の燃料体等の冷却のための使用済燃料ピットへの注水がそれぞれ必要になった場合、八田浦貯水池又は 3 号炉及び 4 号炉取水ピットを水源とし取水用水中ポンプにより水を中間受槽へ供給する。</p> <p>中間受槽への供給には水質のよい淡水を優先して使用する。多様性拡張設備である 2 次系純水タンク、原水タンクを優先して使用する。上記タンクが使用できなければ八田浦貯水池を使用し、八田浦貯水池からの取水よりも海水取水が適切と判断すれば、3 号炉及び 4 号炉取水ピットを使用する。なお、八田浦貯水池付近の斜面側の取水位置、八田浦貯水池付近の斜面に設置した配管、3 号炉及び 4 号炉放水ピット、1 号炉及び 2 号炉放水口、1 号炉及び 2 号炉取水口、1 号炉取水ピット、2 号炉取水ピット、仮岸壁は、使用可能であれば使用する。</p>
	<p>蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（注水）の代替手段</p> <p>蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（注水）が必要な場合において、すべての蒸気発生器からの除熱を期待できない水位になった場合は、1 次系のフィードアンドブリードにより原子炉の冷却を行う。</p> <p>本対応手段は、「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」の 1 次系のフィードアンドブリードと同様。</p>
	<p>中間受槽を水源とする復水タンクへの供給</p> <p>蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（注水）中に全交流動力電源喪失、原子炉補機冷却機能喪失又は復水タンクが枯渇するおそれがある場合に、中間受槽を水源とした復水タンクへの供給準備を開始する。準備が完了すれば、中間受槽を水源とする復水タンク（ピット）補給用水中ポンプによる復水タンクへの供給を行う。</p>

対応手段等	代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給	炉心注入及び格納容器スプレイの代替手段	<p>重大事故等により、炉心注入又は格納容器スプレイが必要な際に、燃料取替用水タンクを水源とすることができない場合において、復水タンクの水位が確保されている場合、以下の手段により、代替炉心注入又は代替格納容器スプレイを行う。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 復水タンクを水源とする常設電動注入ポンプによる代替炉心注入又は代替格納容器スプレイ 常設電動注入ポンプの水源を燃料取替用水タンクから復水タンクに切替えて、復水タンクを水源とする常設電動注入ポンプによる代替炉心注入又は代替格納容器スプレイを行う。 ・ 中間受槽を水源とする可搬型ディーゼル注入ポンプによる代替炉心注入 本対応手段は、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手段等」の代替炉心注入と同様。
		燃料取替用水タンクへの供給	<p>重大事故等が発生し、炉心注入及び格納容器スプレイの水源となる燃料取替用水タンクへの供給が必要な場合に、燃料取替用水タンク水位が 16%以下となり、多様性拡張設備である使用済燃料ピット等による供給手段がなければ、復水タンクから燃料取替用水タンクへの供給を行う。</p>
	格納容器再循環サンプを水源とする再循環	再循環	<p>高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプにより炉心へ注水している場合において、格納容器再循環サンプ水位が確保された場合、水源を燃料取替用水タンクから格納容器再循環サンプ側に切り替えて、高圧注入ポンプによる高圧再循環、余熱除去ポンプによる低圧再循環を行う。</p> <p>格納容器スプレイポンプにより原子炉格納容器へスプレイしている場合において、格納容器再循環サンプ水位が確保された場合、水源を燃料取替用水タンクから格納容器再循環サンプ側に切り替えて、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を行う。</p>
		代替再循環	<p>本対応手段は、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手段等」の代替再循環と同様。</p>

対応手段等	使用済燃料ピットへの注水	本対応手段は、「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」の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と同様。
	使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時の使用済燃料ピットへのスプレー 使用済燃料ピットへのスプレー 及び燃料取扱棟への放水	本対応手段は、「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」の使用済燃料ピットへのスプレーと同様。
	燃料取扱棟への放水	本対応手段は、「1.12 発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等」の使用済燃料ピット内燃料体等の著しい損傷時の大気への拡散抑制と同様。
	炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損時の原子炉格納容器及びアニユラス部への放水	本対応手段は、「1.12 発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等」の炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損時の大気への拡散抑制と同様。

配慮すべき事項	移送ルート確保	構内のアクセス状況を考慮して取水源から送水先へ可搬型ホースを布設し、移送ルートを確認する。
	切替性	<p>当初選択した水源から供給準備完了後、引き続き他の水源からの供給準備を行い、最終的に八田浦貯水池、3号炉及び4号炉取水ピット他を水源とすることで水の供給が中断することがなく、重大事故等の収束に必要な十分な量の水を確保する。</p> <p>復水タンクの保有水量を約 970 m³以上に管理することで、復水タンクが枯渇するまでに復水タンクへの供給をすることが可能であり、継続的な2次冷却系からの除熱を成立させることができる。</p> <p>燃料取替用水タンクの保有水量を約 1,960 m³以上に管理することで、燃料取替用水タンクが枯渇するまでに燃料取替用水タンクへの供給をすることが可能であり、継続的な炉心注入、格納容器スプレイ、代替炉心注入及び代替格納容器スプレイを成立させることができる。</p>
	成立性	淡水及び海水取水時は、取水用水中ポンプの吸い込み部（ストレーナを設置）を水面より低く着底しない位置に設置することで、漂流物を吸い込むことなく水を供給できる。
	作業性	復水タンクと燃料取替用水タンクの接続に係るディスタンスピース取替えについては、一般的なフランジ接続作業と同等であり容易に作業できる。また、速やかに作業ができるように使用する工具は作業場所近傍に配備する。
	燃料補給	水中ポンプ用発電機を運転した場合、燃料油貯蔵タンク、タンクローリを用いて燃料補給を実施する。その後の燃料補給は、定格負荷運転時における燃料補給間隔を目安に実施する。また、重大事故等時7日間運転継続するために必要な燃料の備蓄量として、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」、「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」、「1.14 電源の確保に関する手順等」及び「1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順書等」に示す燃料も含め、燃料油貯蔵タンクの油量を 356kl以上に管理する。

第 1.5.4-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (14/20)

1.14 電源の確保に関する手順等	
方針目的	<p>電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合、炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、使用済燃料ピット内燃料体等の著しい損傷及び運転停止中における原子炉内の燃料体の著しい損傷を防止するため代替電源（交流）、非常用電源（直流）、代替電源（直流）、代替所内電気設備から給電するための手順等を整備する。</p>
対応手段等	<p style="text-align: center;">代替電源（交流）による給電</p> <p>全交流動力電源が喪失した場合は、以下の手順により非常用高圧母線へ代替電源（交流）から給電し、母線電圧により受電確認する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・大容量空冷式発電機からの受電準備を行ったのち大容量空冷式発電機を起動し非常用高圧母線へ給電する。 ・他号炉の交流電源（ディーゼル発電機（他号炉））が健全であることが確認できた場合、号炉間電力融通電路を用いて他号炉から非常用高圧母線へ給電する。 ・発電機車（高圧発電機車又は中容量発電機車）からの受電準備を行ったのち発電機車（高圧発電機車又は中容量発電機車）を起動し非常用高圧母線へ給電する。 ・他号炉の交流電源（ディーゼル発電機（他号炉））が健全であることが確認できた場合、予備ケーブル（号炉間電力融通用）を用いて他号炉から非常用高圧母線へ給電する。 <p>代替電源（交流）による給電手段の優先順位は、大容量空冷式発電機、号炉間電力融通電路、発電機車（高圧発電機車又は中容量発電機車）、予備ケーブル（号炉間電力融通用）の順で使用する。</p>
	<p style="text-align: center;">非常用電源（直流）による給電</p> <p>全交流動力電源が喪失した場合は、非常用直流母線へ蓄電池（安全防護系用）により給電し、給電状態を母線電圧により確認する。</p>
	<p style="text-align: center;">代替電源（直流）による給電</p> <p>交流動力電源が復旧する見込みがない場合、24 時間以上にわたり必要な負荷へ給電するため、蓄電池（重大事故等対処用）により非常用直流母線へ給電する。</p> <p>全交流動力電源喪失発生後、蓄電池（安全防護系用）により非常用直流母線電圧が許容最低電圧を維持できない場合、蓄電池（重大事故等対処用）により給電し、8 時間以内に現場で不要な直流負荷の切離しを行う。また、蓄電池（安全防護系用）及び蓄電池（重大事故等対処用）により非常用直流母線電圧が許容最低電圧を維持できない場合、蓄電池（3 系統目）により非常用直流母線へ給電する。</p> <p>蓄電池（重大事故等対処用）又は蓄電池（3 系統目）からの給電にて非常用直流母線電圧が低下する前に、直流電源用発電機及び可搬型直流変換器により非常用直流母線へ給電する。</p>

対応手段等	代替所内電気設備による給電	<p>所内電気設備は、2系統の非常用母線等により構成し、共通要因で機能を失うことなく、少なくとも1系統は給電機能の維持及び人の接近性の確保を図る。2系統の非常用母線等の機能が喪失した場合、大容量空冷式発電機、重大事故等対処用変圧器受電盤及び重大事故等対処用変圧器盤により原子炉を安定状態に収束させるために必要な機器へ給電する。</p>
配慮すべき事項	負荷容量	<p>大容量空冷式発電機の必要最大負荷は、重大事故等対策の有効性を確認する事故シーケンス等のうち必要な負荷が最大となる「全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCP シール LOCA」である。大容量空冷式発電機は必要最大負荷以上の電力を確保することで、原子炉を安定状態に収束する電力を給電する。事故シーケンスにて使用する設備が機能喪失した場合において、重大事故等対処設備による代替手段を用いる場合、大容量空冷式発電機の負荷容量を確認して給電する。また、大容量空冷式発電機の電源裕度及びプラント設備状況（被災状況、定期検査中等）に応じたその他使用可能な設備に給電する。</p> <p>号炉間電力融通回路を使用した号炉間融通については、回路の送電容量を考慮した負荷の範囲内で供給する。</p> <p>発電機車は、プラント監視機能等を維持するために必要な負荷へ給電する。</p> <p>予備ケーブル（号炉間電力融通用）を使用した号炉間融通については、ケーブルの送電容量を考慮した負荷の範囲内で供給する。</p>
	悪影響防止	<p>大容量空冷式発電機、号炉間電力融通回路、発電機車（高圧発電機車又は中容量発電機車）、予備ケーブル（号炉間電力融通用）による給電を行う際は、受電後の非常用高圧母線補機及び非常用低圧母線補機の自動起動を防止するために、中央制御室で各補機の操作スイッチを「停止引ロック」又は「切」とする。</p>
	成立性	<p>蓄電池（安全防護系用）、蓄電池（重大事故等対処用）又は蓄電池（3系統目）から給電されている24時間以内に、大容量空冷式発電機、号炉間電力融通回路、発電機車、予備ケーブル（号炉間電力融通用）により、十分な余裕を持って非常用母線へ繋ぎ込み、給電を開始する。</p>
	作業性	<p>暗闇でも視認性がある識別表示を操作対象遮断器に行う。</p>

配慮すべき事項	<p style="text-align: center;">燃料補給</p> <p>ディーゼル発電機（他号炉）への燃料補給は、ディーゼル発電機（他号炉）を運転し、号炉間電力融通を実施した場合、燃料油貯蔵タンク、タンクローリ及び燃料油貯油そう（他号炉）を用いて実施する。その後の燃料補給は、定格負荷運転時における燃料補給間隔を目安に実施する。また、重大事故等時7日間運転継続するために必要な燃料の備蓄量として、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」、「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」、「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」及び「1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等」に示す燃料も含め、燃料油貯蔵タンクの油量を 356 kℓ 以上、燃料油貯油そう（他号炉）の油量を 132kℓ 以上に管理する。</p> <p>大容量空冷式発電機への燃料補給は、大容量空冷式発電機を運転した場合、燃料油貯蔵タンク、タンクローリ、大容量空冷式発電機用燃料タンク及び大容量空冷式発電機用燃料ポンプを用いて実施する。その後の燃料補給は、定格負荷運転時における燃料補給間隔を目安に実施する。また、重大事故等時7日間運転継続するために必要な燃料の備蓄量として、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」、「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」、「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」及び「1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等」に示す燃料も含め、燃料油貯蔵タンクの油量を 356 kℓ 以上、大容量空冷式発電機用燃料タンクの油量を 20kℓ 以上に管理する。</p> <p>発電機車（高圧発電機車又は中容量発電機車）又は直流電源用発電機への燃料補給は、発電機車（高圧発電機車又は中容量発電機車）又は直流電源用発電機を運転した場合、燃料油貯蔵タンク及びタンクローリを用いて実施する。その後の燃料補給は、定格負荷運転時における燃料補給間隔を目安に実施する。また、重大事故等時7日間運転継続するために必要な燃料の備蓄量として、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」、「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」、「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」及び「1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等」に示す燃料も含め、燃料油貯蔵タンクの油量を 356 kℓ 以上に管理する。</p>
---------	--

第 1.5.4-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (15/20)

1.15 事故時の計装に関する手順等	
方針目的	<p>重大事故等が発生し、計測機器の故障等により当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを計測することが困難となった場合に、当該パラメータを推定するために有効な情報を把握するために、計器故障時の対応、計器の計測範囲を超えた場合の対応、計器電源喪失時の対応、パラメータを記録する手順等を整備する。</p>
パラメータの選定及び分類	<p>重大事故等に対処する場合に使用するパラメータは、事故対処を行う運転手順書のうち「事象の判別を行う運転手順書の判断基準」、「炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書の適用条件」及び「炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書の適用条件」、並びに技術的能力 1.1~1.10、1.13、1.14 の手順着手の判断基準及び操作手順に用いるパラメータ及び有効性評価の判断及び確認に用いるパラメータより抽出し、これを抽出パラメータとする。</p> <p>抽出パラメータのうち、炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策を成功させるために把握することが必要な発電用原子炉施設（以下「原子炉施設」という。）の状態を直接監視するパラメータを主要パラメータとする。</p> <p>また、主要パラメータを計測することが困難となった場合において、主要パラメータを推定するために必要なパラメータを代替パラメータとする。</p> <p>主要パラメータは、以下のとおり分類する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 重要監視パラメータ 主要パラメータのうち、耐震性、耐環境性を有し、重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器を少なくとも1つ以上有するパラメータをいう。 ・ 有効監視パラメータ 主要パラメータのうち、多様性拡張設備の計器のみで計測され、計測することが困難となった場合にその代替パラメータが重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器で計測されるパラメータをいう。 <p>代替パラメータは、以下のとおり分類する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 重要代替監視パラメータ 主要パラメータの代替パラメータを計測する計器が重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器を少なくとも1つ以上有するパラメータをいう。 ・ 常用代替監視パラメータ 主要パラメータの代替パラメータが多様性拡張設備の計器のみにより計測されるパラメータをいう。 <p>抽出パラメータのうち、原子炉施設の状態を直接監視することはできないが、電源設備の受電状態、重大事故等対処設備の運転状態及びその他の設備の運転状態等により原子炉施設の状態を補助的に監視するパラメータを補助パラメータとする。</p>

対応手段等	監視機能喪失時	計器故障	他 ループ による計測	他 チャン ネル又 は	主要パラメータを計測する多重化された重要計器が、チャンネル故障により計測することが困難となった場合に、他チャンネル又は他ループの重要計器により計測を行う。
			代替 パラメ ータに よる推 定	主要パラメータを計測する計器が故障又は計器の故障が疑われる場合に、代替パラメータにより主要パラメータを推定する。 代替パラメータにより主要パラメータの推定を行う際に、推定に使用する計器が複数ある場合は、代替パラメータと主要パラメータの関連性、検出器の種類、使用環境条件及び計測される値の確からしさを考慮し、使用するパラメータの優先順位をあらかじめ定める。 代替パラメータによる主要パラメータの推定は、以下の方法で行う。 <ul style="list-style-type: none"> ・ 同一物理量（温度、圧力、水位、流量及び放射線量率）から推定 ・ 水位を水源若しくは注水先の水位変化又は注水量から推定 ・ 流量を注水先又は水源の水位変化から推定 ・ 除熱状態を温度、圧力等の傾向監視により推定 ・ 1次冷却システムからの漏えいを水位、圧力等の傾向監視により推定 ・ 圧力又は温度を水の飽和状態の関係から推定 ・ 原子炉へのほう酸水注入量により未臨界状態であるか否かを推定 ・ 装置の作動状況により水素濃度を推定 ・ あらかじめ評価したパラメータの相関関係により水素濃度を推定 	
		計器の計測範囲（把握能力） を超えた場合	代替 パラメ ータに よる推 定	原子炉容器内の温度、圧力及び水位、並びに原子炉容器及び原子炉格納容器への注水量を監視するパラメータのうち、パラメータの値が計器の計測範囲を超えるのは原子炉容器内の温度及び水位である。 原子炉容器内の温度及び水位の値が計器の計測範囲を超えた場合に原子炉施設の状態を推定するための手順を以下に示す。 <ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉容器内の温度を監視するパラメータである1次冷却材高温側温度（広域）及び1次冷却材低温側温度（広域）が計器の計測範囲を超えた場合は、常用代替監視パラメータである炉心出口温度により推定する。 ・ 原子炉容器内の水位を監視するパラメータである加圧器水位が計器の計測範囲の下限以下となった場合は、原子炉容器水位により原子炉容器内の保有水量を推定する。 	
			可搬 型計測 器に よる計 測	原子炉容器内の温度を監視するパラメータである1次冷却材高温側温度（広域）及び1次冷却材低温側温度（広域）が計器の計測範囲を超えた場合で、かつ常用代替監視パラメータである炉心出口温度の監視機能が喪失した場合は、可搬型計測器により1次冷却材高温側温度（広域）又は1次冷却材低温側温度（広域）を計測する。 また、可搬型計測器に表示される計測値を読み取り、換算表等を用いて工学値に換算する。	

対応手段等	計器電源喪失時	(交流) 代替電源 給電からの	全交流動力電源喪失が発生した場合に、代替電源（交流）の大容量空冷式発電機から計器に給電し、特に重要なパラメータである重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを計測又は監視する。
		(直流) 代替電源 給電からの	全交流動力電源喪失が発生し直流電源が枯渇するおそれがある場合に、代替電源（直流）の蓄電池（重大事故等対処用）、蓄電池（3系統目）又は直流電源用発電機及び可搬型直流変換器から計器に給電し、特に重要なパラメータである重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを計測又は監視する。
		可搬型計測器による 計測又は監視	代替電源（交流）及び代替電源（直流）からの給電が困難となり、中央制御室でのパラメータ監視が不能となった場合に、特に重要なパラメータである重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを可搬型計測器により計測又は監視する。
	パラメータ記録	原子炉格納容器内の温度、圧力、水位、水素濃度及び放射線量率など想定される重大事故等の対応に必要な重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータの計測結果について、以下の方法により計測結果を記録する。 <ul style="list-style-type: none"> ・ 緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）、SPDSデータ表示装置及び可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）用）により計測結果を記録する。記録されたパラメータの計測結果を、記録容量を超える前に定期的にメディア（記録媒体）に保存する。 ・ 可搬型計測器で計測されるパラメータの値及び現場操作時のみ監視する現場計器の指示値を記録用紙に記録する。 	

配慮すべき事項	原子炉施設の 状態把握	<p>重要監視パラメータを計測する重要計器及び重要代替監視パラメータを計測する重要代替計器の計測範囲及び個数を示し、設計基準を超える状態における原子炉施設の状態を把握する能力を明確化する。</p>
	確からしさの 考慮	<p>圧力のパラメータと温度のパラメータを水の飽和状態の関係から推定する場合は、水が飽和状態にないと不確かさが生じるため、計器が故障するまでの原子炉施設の状況及び事象進展状況を踏まえ、複数の関連パラメータを確認し、有効な情報を得た上で推定する。</p> <p>原子炉格納容器内の水素濃度を装置の作動状況及びあらかじめ評価した原子炉格納容器内水素濃度と圧力の相関関係を用いて推定する場合は、間接的な情報により推定するため不確かさが生じることを考慮する。</p> <p>推定にあたっては、代替パラメータの誤差による影響を考慮する。</p>
	計測又は監視の 留意事項 可搬型計測器による	<p>可搬型計測器による計測対象の選定を行う際、同一パラメータにチャンネルが複数ある場合は、いずれか1つの適切なチャンネルを選定し計測又は監視する。同一の物理量について複数のパラメータがある場合は、いずれか1つの適切なパラメータを選定し計測又は監視する。</p>

第 1.5.4-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (16/20)

1.16 原子炉制御室の居住性等に関する手順等	
方針目的	<p>重大事故等が発生した場合において、運転員が中央制御室にとどまるために必要な対処設備及び資機材を活用した居住性の確保、汚染の持ち込み防止、放射性物質の濃度低減に係る手順等を整備する。</p>
対応手段等	<p>居住性の確保</p> <p>重大事故等が発生した場合において、中央制御室にとどまる運転員の被ばく線量を 7 日間で 100mSv を超えないよう、中央制御室遮へい及び中央制御室空調装置の外気を遮断した閉回路循環運転（以下「事故時外気隔離モード」という。）により、環境に放出された放射性物質等による放射線被ばくから運転員を防護するとともに、マネジメント（全面マスク等）による放射線防護措置等にて被ばくを低減し、以下の手順等で中央制御室の居住性を確保する。</p> <ul style="list-style-type: none"> 放射性物質等が環境に放出されるおそれがある原子炉冷却材圧力バウンダリからの 1 次冷却材の漏えい等に起因する非常用炉心冷却設備作動信号又は中央制御室エリアモニタ線量率高信号による中央制御室換気系隔離信号が発信した場合、中央制御室空調装置の事故時外気隔離モードでの運転を確認する。全交流動力電源喪失により、中央制御室空調装置が事故時外気隔離モードにできない場合は、手動操作によるダンパ開処置により事故時外気隔離モードの系統構成を行い、大容量空冷式発電機により、非常用高圧母線に給電し、中央制御室空調装置を運転する。 中央制御室空調装置が事故時外気隔離モードとなった場合、中央制御室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を行い、酸素濃度の低下又は二酸化炭素濃度の上昇により、規定値を超えるおそれがある場合は、外気を取り入れる。 全交流動力電源喪失時に、中央制御室の照明が使用できない場合、可搬型照明（SA）の蓄電池による照明を確保し、代替交流電源設備からの給電後、可搬型照明（SA）を代替交流電源から給電し、中央制御室の照明を引き続き確保する。照明確保の優先順位は、多様性拡張設備である中央非常用照明を優先して使用し、中央非常用照明が使用できない場合は可搬型照明（SA）を使用する。 炉心損傷が予想される事態となった場合又は炉心損傷に至った場合は、運転員（当直員）等の内部被ばくを低減するため、当直課長の指示により全面マスクを着用する。 運転員（当直員）等の被ばく低減及び被ばく線量の平準化のため、発電課長は発電所長等と協議の上、長期的な保安の観点から運転員（当直員）等の交代要員体制を整備する。また、交代要員は運転員（当直員）等の交代に伴う移動時の放射線防護措置やチェン징ングエリア等の各境界における汚染管理を行うことで被ばくの低減を図る。

対応手順等	汚染の持ち込み防止	<p>原子力災害対策特別措置法第 10 条特定事象が発生した場合に、中央制御室への汚染の持ち込みを防止するため、身体サーベイ及び防護具の着替え等を行うためのチェンジングエリアを設置する。</p> <p>全交流動力電源喪失時にチェンジングエリア設置場所の照明が使用できない場合は可搬型照明 (SA) の蓄電池による照明を確保し、代替交流電源設備により給電後、可搬型照明 (SA) を代替交流電源設備から給電し、引き続き照明を確保する。照明確保の優先順位は、多様性拡張設備である中央制御室の出入口付近に設置する蓄電池内蔵型照明を優先して使用し、蓄電池内蔵型照明が使用できない場合は可搬型照明 (SA) を使用する。</p>
	放射性物質の濃度低減	<p>非常用炉心冷却設備作動信号が発信した場合に、アニュラス空気浄化ファンを運転し、アニュラス部から放射性物質低減機能を有するアニュラス空気浄化フィルタユニットを通して屋外へ排気されることをアニュラス内圧力の低下により確認する。</p> <p>全交流動力電源又は直流電源が喪失した場合にも、B系アニュラス空気浄化設備の弁の制御用空気配管に窒素ポンプ (アニュラス空気浄化ファン弁用) を接続して代替空気 (窒素) を供給し、代替電源設備から給電した後、Bアニュラス空気浄化ファンを運転する。</p>
配慮すべき事項	放射線管理	<p>チェンジングエリア内では、運転員 (当直員) 等の身体サーベイを行い、汚染が確認された場合、チェンジングエリア内に設ける除染エリアにて除染を行う。除染による廃水は、ウエスに染み込ませることで放射性廃棄物として廃棄する。</p>
	電源確保	<p>全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備により中央制御室空調装置及び可搬型照明 (SA) へ給電する。</p> <p>全交流動力電源又は直流電源が喪失した場合は、代替電源設備により放射性物質の濃度低減に使用するアニュラス空気浄化設備へ給電する。</p>

第 1.5.4-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (17/20)

1.17 監視測定等に関する手順等	
方針目的	<p>重大事故等が発生した場合に、発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において発電用原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録するため、放射性物質の濃度及び放射線量を測定する手順等を整備する。また、発電所において風向、風速その他の気象条件を測定し、及びその結果を記録するため、風向、風速その他の気象条件を測定する手順等を整備する。</p>
対応手段等	<p>放射性物質の濃度及び放射線量の測定</p> <p>重大事故等時の発電所敷地境界付近の放射線量は、モニタリングステーション及びモニタリングポストにより監視し、及び測定し、並びにその結果を記録する。また、モニタリングステーション又はモニタリングポストが機能喪失した場合は、可搬型モニタリングポストにより放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録する。</p> <p>全交流動力電源喪失による機能喪失時は、多様性拡張設備であるモニタリングステーション及びモニタリングポスト専用の無停電電源装置及び非常用発電機からの給電を優先し、大容量空冷式発電機による給電が開始されれば給電元が自動で切り替わる。モニタリングステーション及びモニタリングポストは、電源が喪失した状態から給電した場合、自動的に放射線量の連続測定を開始する。</p> <p>原子力災害対策特別措置法第10条特定事象が発生した場合、海側敷地境界付近を含み原子炉格納容器を囲む8方位に設置する可搬型エリアモニタにより放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録する。</p> <p>重大事故等時の空気中の放射性物質濃度の測定は、多様性拡張設備であるモニタリングカーによる測定を優先する。モニタリングカーが使用できない場合は、可搬型放射線計測器（GM汚染サーベイメータ、NaIシンチレーションサーベイメータ）及び可搬型ダストサンプラにより監視し、及び測定し、並びにその結果を記録する。</p> <p>重大事故等時の発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）における放射性物質の濃度（空気中、水中、土壌中）及び放射線量の測定は、可搬型放射線計測器（GM汚染サーベイメータ、NaIシンチレーションサーベイメータ、ZnSシンチレーションサーベイメータ、電離箱サーベイメータ）及び可搬型ダストサンプラにより監視し、及び測定し、並びにその結果を記録する。</p> <p>周辺海域については、小型船舶を用いた海上モニタリングを行う。</p>
その他の気象条件の測定	<p>重大事故等時の風向、風速その他の気象条件の測定は、可搬型気象観測装置により測定し、その結果を記録する。風向、風速その他の気象条件の測定は、多様性拡張設備である気象観測設備を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合、可搬型気象観測装置を使用する。</p>

配慮すべき事項	測定頻度	<p>重大事故等時の放射性物質の濃度及び放射線量の測定頻度のうち、モニタリングステーション、モニタリングポスト、可搬型モニタリングポスト及び可搬型エリアモニタを用いた放射線量の測定は連続測定とする。放射性物質の濃度の測定（空气中、水中、土壌中）及び海上モニタリングは、1回/日以上を目安とするが、測定頻度は原子炉施設の状態及び放射性物質の放出状況を考慮し変更する。</p> <p>重大事故等時の風向、風速その他の気象条件の測定は、連続測定とする。</p>
	バックグラウンド低減対策	<p>重大事故等により放射性物質の放出のおそれがある場合、モニタリングステーション及びモニタリングポストの検出器等の養生を行う。放射性物質の放出により、モニタリングステーション又はモニタリングポストの周辺の汚染を確認した場合、周辺の汚染レベルを確認し、検出器等の除染、周辺の土壌撤去、樹木の伐採等を行い、バックグラウンドレベルを低減する。</p> <p>重大事故等発生後の周辺汚染により放射性物質の濃度測定時のバックグラウンドが上昇し、可搬型放射線計測器での測定が不能となった場合、可搬型放射線計測器の検出器周囲を遮へい材で囲むこと等の対策により、バックグラウンドレベルを低減させて放射性物質の濃度を測定する。</p>
	他の機関との連携体制	<p>重大事故等時の敷地外でのモニタリングについては、国が地方公共団体と連携して策定されるモニタリング計画に従い資機材、要員及び放出源情報を提供するとともにモニタリングに協力する。</p>
	電源確保	<p>全交流動力電源喪失時は、代替電源（交流）によりモニタリングステーション及びモニタリングポストへ給電する。</p>

第 1.5.4-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (18/20)

1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等 (代替緊急時対策所)	
方針目的	<p>代替緊急時対策所に関し、重大事故等が発生した場合においても、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員が代替緊急時対策所にとどまり、重大事故等に対処するために必要な指示を行うとともに、発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡し、重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容する等の緊急時対策本部としての機能を維持するために必要な、居住性の確保、必要な指示及び通信連絡、必要な数の要員の収容、代替電源設備からの給電に関する手順等を整備する。</p>
対応手段等	<p>居住性の確保</p> <p>重大事故等が発生した場合、代替緊急時対策所空気浄化装置による放射性物質の侵入低減、代替緊急時対策所加圧設備による希ガス等の放射性物質の侵入防止等の放射線防護措置等により、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等の被ばく線量を7日間で100mSvを超えないようにするため、以下の手順等により代替緊急時対策所の居住性を確保する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 代替緊急時対策所を立ち上げる場合、代替緊急時対策所空気浄化装置を代替緊急時対策所に接続し、起動するとともに、酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計により代替緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を開始し、測定結果に応じて換気率を調整する。 全交流動力電源喪失時は、代替緊急時対策所の電源を確保するため、代替電源設備である代替緊急時対策所用発電機により給電し、代替緊急時対策所空気浄化装置を起動する。 ・ 原子力災害対策特別措置法第10条特定事象が発生した場合、代替緊急時対策所内へ代替緊急時対策所エリアモニタを、原子炉格納容器と代替緊急時対策所の中間位置に可搬型エリアモニタを設置し、放射線量の測定を開始する。 ・ 重大事故等が発生し、可搬型エリアモニタ等の指示上昇や炉心損傷が生じる等、プルーム放出のおそれがあると判断した場合、パラメータの監視強化及び代替緊急時対策所加圧設備による加圧操作の要員配置を行う。 ・ 原子炉格納容器からプルームが放出され、可搬型エリアモニタ等の線量が上昇した場合は、速やかに代替緊急時対策所空気浄化装置を停止し、代替緊急時対策所加圧設備による代替緊急時対策所内の加圧を行うとともに、酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計により代替緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度を測定し、測定結果に応じて空気流入量を調整する。その後、可搬型エリアモニタ等の線量が低下した場合等、代替緊急時対策所周辺から希ガスの影響が減少したと判断した場合、代替緊急時対策所加圧設備による加圧を停止し、代替緊急時対策所空気浄化装置側へ切替える。

対応手段等	必要な指示及び通信連絡	<p>重大事故等が発生した場合、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等が、代替緊急時対策所の情報収集設備及び代替緊急時対策所の通信連絡設備により、必要なプラントパラメータ等を監視又は収集し、重大事故等に対処するために必要な情報を把握するとともに、重大事故等に対処するための対策の検討を行う。</p> <p>重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料を、代替緊急時対策所に整備する。当該資料は常に最新となるよう通常時から維持、管理する。</p> <p>重大事故等が発生した場合、代替緊急時対策所の通信連絡設備により、発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行う。</p> <p>全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備により代替緊急時対策所の情報収集設備及び通信連絡設備へ給電する。</p>
	必要な数の要員の収容	<p>代替緊急時対策所には、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員に加え、原子炉格納容器の破損等による発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための対策に対処するために必要な数の要員を含めた重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容する。これらの要員を収容するため、以下の手順等により必要な資機材、飲料水、食料等を整備するとともに、維持、管理し、放射線管理等の運用を行う。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員や現場作業を行う要員等の対策要員の装備（線量計、マスク等）及びチェンジングエリアを設置するための資機材を配備し、維持、管理し、重大事故等が発生した場合にはこれらを用いて十分な放射線管理を行う。 ・ 原子力災害対策特別措置法第10条特定事象が発生した場合、代替緊急時対策所への汚染の持ち込みを防止するため、身体サーベイ及び防護具の着替え等を行うためのチェンジングエリアを設置し、代替緊急時対策所の外側が放射性物質により汚染したような状況下になった場合に運用する。 ・ 少なくとも外部からの支援なしに1週間、活動するために必要な飲料水及び食料等を備蓄し、維持、管理し、重大事故等が発生した場合は、代替緊急時対策所内の環境を確認した上で、飲食の管理を行う。
	代替電源設備からの給電	<p>全交流動力電源喪失時は、代替緊急時対策所の電源を確保するため、代替電源設備である代替緊急時対策所用発電機から給電する。</p> <p>代替緊急時対策所用発電機は、代替緊急時対策所の立ち上げ時にケーブル接続等の準備を行い、全交流動力電源喪失時に起動し代替緊急時対策所へ給電を開始する。</p>

配慮すべき事項	配置	<p>重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員と現場作業を行う要員等との輻輳を避けるレイアウトとなるよう考慮する。また、要員の収容が適切に行えるようトイレや休憩スペース等を整備する。</p>
	放射線管理	<p>チェン징グエリア内での身体サーベイで現場作業を行う要員等の放射性物質による汚染が確認された場合には、チェン징グエリア内で拭き取りによる簡易除染にて汚染を取り除くが、拭き取りにて除染ができない場合は除染エリアにて除染を行う。除染による廃水が発生した場合、ウエスに染み込ませることで放射性廃棄物として廃棄する。</p> <p>代替緊急時対策所空気浄化フィルタユニットの線量を監視するため、可搬型エリアモニタを設置し、放射線量を監視する。放射線量が上昇した場合は、周辺に立入りを制限する等の対応を行う。</p> <p>代替緊急時対策所空気浄化フィルタユニットの線量が上昇する等、代替緊急時対策所空気浄化フィルタユニットの切替えが必要となった場合は待機側へ切替え、線量に応じ、交換、保管する。</p> <p>現場作業を行う要員等が代替緊急時対策所の外で身体サーベイを待つ場合、周辺からの放射線影響を低減するため、遮へい効果のある待機所内で待機する。</p>
	電源確保	<p>全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備により代替緊急時対策所の情報収集設備及び通信連絡設備へ給電する。</p>
	燃料補給	<p>代替緊急時対策所用発電機への燃料補給は、定格負荷運転における燃料補給作業着手時間となれば燃料油貯蔵タンク及びタンクローリを用いて実施する。その後の燃料補給は、定格負荷運転時の燃料補給間隔を目安に実施する。また、重大事故等時7日間運転継続するために必要な燃料の備蓄量として、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」、「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」、「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」及び「1.14 電源の確保に関する手順等」に示す燃料も含め、燃料油貯蔵タンクの油量を 356 kl 以上に管理する。</p>

第 1.5.4-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (19/20)

1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等 (緊急時対策所 (緊急時対策棟内)) *1

方針目的	<p>緊急時対策所 (緊急時対策棟内) に関し、重大事故等が発生した場合においても、<u>重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員が緊急時対策所 (緊急時対策棟内) にとどまり、重大事故等に対処するために必要な指示を行うとともに、発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡し、重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容する等の緊急時対策本部としての機能を維持するために必要な、居住性の確保、必要な指示及び通信連絡、必要な数の要員の収容、代替電源設備からの給電に関する手順等を整備する。</u></p>
対応手段等	<p style="text-align: center;">居住性の確保</p> <p>重大事故等が発生した場合、緊急時対策所非常用空気浄化設備による放射性物質の侵入低減、緊急時対策所加圧設備による希ガス等の放射性物質の侵入防止等の放射線防護措置等により、<u>重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等の被ばく線量を7日間で100mSvを超えないようにするため、以下の手順等により緊急時対策所 (緊急時対策棟内) の居住性を確保する。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・ <u>緊急時対策所 (緊急時対策棟内) を立ち上げる場合、緊急時対策所非常用空気浄化設備を起動するとともに、酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計により緊急時対策所 (緊急時対策棟内) 内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を開始し、測定結果に応じて換気率を調整する。</u> <u>全交流動力電源喪失時は、緊急時対策所 (緊急時対策棟内) の電源を確保するため、代替電源設備である緊急時対策所用発電機車により給電し、緊急時対策所非常用空気浄化設備を起動する。</u> ・ <u>原子力災害対策特別措置法第10条特定事象が発生した場合、緊急時対策所 (緊急時対策棟内) 内へ緊急時対策所エリアモニタを、原子炉格納容器と緊急時対策所 (緊急時対策棟内) の中間位置に可搬型エリアモニタを設置し、放射線量の測定を開始する。</u> ・ <u>重大事故等が発生し、可搬型エリアモニタ等の指示上昇や炉心損傷が生じる等、プルーム放出のおそれがあると判断した場合、パラメータの監視強化及び緊急時対策所加圧設備による加圧操作の要員配置を行う。</u> ・ <u>原子炉格納容器からプルームが放出され、可搬型エリアモニタ等の線量が上昇した場合は、速やかに緊急時対策所非常用空気浄化設備から緊急時対策所加圧設備へ切替えるとともに、酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計により緊急時対策所 (緊急時対策棟内) 内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度を測定し、測定結果に応じて空気流入量を調整する。その後、可搬型エリアモニタ等の線量が低下した場合等、緊急時対策所 (緊急時対策棟内) 周辺から希ガスの影響が減少したと判断した場合、緊急時対策所加圧設備から緊急時対策所非常用空気浄化設備側へ切替える。</u>

	<p>必要な指示及び通信連絡</p>	<p>重大事故等が発生した場合、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等が、緊急時対策所（緊急時対策棟内）の情報収集設備及び緊急時対策所（緊急時対策棟内）の通信連絡設備により、必要なプラントパラメータ等を監視又は収集し、重大事故等に対処するために必要な情報を把握するとともに、重大事故等に対処するための対策の検討を行う。</p> <p>重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料を、緊急時対策所（緊急時対策棟内）に整備する。当該資料は常に最新となるよう通常時から維持、管理する。</p> <p>重大事故等が発生した場合、緊急時対策所（緊急時対策棟内）の通信連絡設備により、発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行う。</p> <p>全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備により緊急時対策所（緊急時対策棟内）の情報収集設備及び通信連絡設備へ給電する。</p>
<p>対応手段等</p>	<p>必要な数の要員の収容</p>	<p>緊急時対策所（緊急時対策棟内）には、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員に加え、原子炉格納容器の破損等による発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための対策に対処するために必要な数の要員を含めた重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容する。これらの要員を収容するため、以下の手順等により必要な資機材、飲料水、食料等を整備するとともに、維持、管理し、放射線管理等の運用を行う。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員や現場作業を行う要員等の対策要員の装備（線量計、マスク等）及びチェンジングエリアを設置するための資機材を配備し、維持、管理し、重大事故等が発生した場合にはこれらを用いて十分な放射線管理を行う。 ・ 原子力災害対策特別措置法第10条特定事象が発生した場合、緊急時対策所（緊急時対策棟内）への汚染の持ち込みを防止するため、身体サーベイ及び防護具の着替え等を行うためのチェンジングエリアを設置し、緊急時対策所（緊急時対策棟内）の外側が放射性物質により汚染したような状況下になった場合に運用する。 ・ 少なくとも外部からの支援なしに1週間、活動するために必要な飲料水及び食料等を備蓄し、維持、管理し、重大事故等が発生した場合は、緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の環境を確認した上で、飲食の管理を行う。
	<p>代替電源設備からの給電</p>	<p>全交流動力電源喪失時は、緊急時対策所（緊急時対策棟内）の電源を確保するため、代替電源設備である緊急時対策所用発電機車から給電する。</p> <p>緊急時対策所用発電機車は、緊急時対策所（緊急時対策棟内）の立ち上げ時に電源ケーブル接続等の準備を行い、全交流動力電源喪失時に起動し、緊急時対策所（緊急時対策棟内）へ給電を開始する。</p>

配 慮 す べ き 事 項	配 置	<p>重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員と現場作業を行う要員等との輻輳を避けるレイアウトとなるよう考慮する。また、要員の収容が適切に行えるようトイレや休憩スペース等を整備する。</p>
	放 射 線 管 理	<p>チェンジングエリア内での身体サーベイで現場作業を行う要員等の放射性物質による汚染が確認された場合には、サーベイエリアに隣接した除染エリアにて除染を行う。除染による廃水が発生した場合、汚染水槽に保管し、放射性廃棄物として廃棄する。</p> <p>緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットの線量を監視するため、可搬型エリアモニタを設置し、放射線量を監視する。放射線量が上昇した場合は、周辺に立入りを制限する等の対応を行う。</p> <p>緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットの線量が上昇する等、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットの切替えが必要となった場合は待機側へ切替え、線量に応じ、フィルタの交換又は保管をする。</p> <p>現場作業を行う要員等が緊急時対策所（緊急時対策棟内）の外で身体サーベイを待つ場合、周辺からの放射線影響を低減するため、遮へい効果のある緊急時対策棟内で待機する。</p>
	電 源 確 保	<p>全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備により緊急時対策所（緊急時対策棟内）の情報収集設備及び通信連絡設備へ給電する。</p>
	燃 料 補 給	<p>緊急時対策所用発電機車への燃料補給は、緊急時対策所用発電機車用給油ポンプから緊急時対策所用発電機車へ燃料油供給ホースを接続し、緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンクから、緊急時対策所用発電機車用給油ポンプにより自動補給する。発電機車運転中は、緊急時対策所用発電機車用給油ポンプの運転状態及び燃料油補給状況の警報監視を行い、正常に自動補給されていることを確認する。</p> <p>重大事故等時7日間運転継続するために必要な燃料の備蓄量を有する、緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンク（約75kℓ、2基）を管理する。</p>

第1.5.4-1表 重大事故等対策における手順書の概要 (20/20)

1.19 通信連絡に関する手順等	
方 針 目 的	<p>重大事故等が発生した場合において、発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うため、発電所内の通信連絡設備及び発電所外（社内外）との通信連絡設備により通信連絡を行う手順等を整備する。</p>
対 応 手 段 等	<p>重大事故等が発生した場合、通信設備（発電所内）により、緊急時対策本部要員が、中央制御室、屋内外の作業場所、代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）*¹との間で相互に通信連絡を行うために、衛星携帯電話設備、無線連絡設備及び携帯型通話設備を使用する。</p> <p>全交流動力電源喪失時は、代替電源設備（電池を含む。）により、これらの設備へ給電する。</p> <p>発電所内で通信連絡を行う場合の優先順位は、中央制御室の運転員（当直員）等、代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）*¹の緊急時対策本部要員並びに屋内外で作業を行う緊急時対策本部要員は、操作、作業等の通信連絡を行う場合、屋内外での使用が可能であり、通常時から使用する多様性拡張設備の運転指令設備及び電力保安通信用電話設備を使用する。発電所内でのモニタリングには、屋外の広域で通信連絡が可能な無線連絡設備のうち多様性拡張設備の無線通話装置（固定型、携帯型、モニタリングカー）の使用を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合、屋外の操作、作業等の通信連絡には、屋外使用箇所制限が少ない衛星携帯電話設備及び無線連絡設備のうち重大事故等対処設備の無線通話装置（固定型、携帯型）を優先して使用する。携帯型通話設備は、中継コードの布設が必要であることから、衛星携帯電話設備及び無線連絡設備のうち無線通話装置（携帯型）が使用できない場合に使用する。</p> <p>また、多様性拡張設備が使用できない場合の屋内の操作、作業等の通信連絡には、携帯型通話設備を使用する。</p> <p>重大事故等が発生した場合、データ伝送設備（発電所内）により、代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）*¹へ重大事故等時に対処するために必要なデータを伝送し、パラメータを共有するために、緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）及びSPDSデータ表示装置を使用する。</p> <p>直流電源喪失時等、可搬型の計測器にて、炉心損傷防止及び格納容器破損防止に必要なパラメータ等の特に重要なパラメータを計測し、その結果を通信設備（発電所内）により発電所内の必要な場所で共有する場合、屋内の現場と中央制御室との連絡には携帯型通話設備を使用し、屋外の現場と中央制御室との連絡には衛星携帯電話設備又は無線連絡設備のうち無線通話装置（固定型、携帯型、モニタリングカー）を使用する。また、屋内外の現場若しくは中央制御室と代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）*¹との連絡には衛星携帯電話設備、無線連絡設備又は携帯型通話設備を使用する。</p> <p>全交流動力電源喪失時は、代替電源設備（電池を含む。）により、これらの設備へ給電する。</p> <p>計測等行った特に重要なパラメータを発電所内の必要な場所で共有する場合の優先順位は、屋内外での使用が可能であり、通常時から使用する多様性拡張設備の運転指令設備、電力保安通信用電話設備及び屋外の広域で通信連絡が可能な無線連絡設備のうち無線通話装置（固定型、携帯型、モニタリングカー）の使用を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星携帯電話設備、無線連絡設備のうち無線通話装置（固定型、携帯型）及び携帯型通話設備を使用する。</p>

<p style="writing-mode: vertical-rl; text-orientation: upright;">対応手段等</p>	<p style="writing-mode: vertical-rl; text-orientation: upright;">発電所外（社内外）との通信連絡</p>	<p>重大事故等が発生した場合、通信設備（発電所外）により、代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）*¹の緊急時対策本部要員が、本店、国、地方公共団体、その他関係機関等との間で通信連絡を行うために、衛星携帯電話設備及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム、IP電話、衛星通信装置（電話）、IP-FAX）を使用する。</p> <p>全交流動力電源喪失時は、代替電源設備（電池を含む。）により、これらの設備へ給電する。</p> <p>発電所外（社内外）との通信連絡を行う場合の優先順位は、国との間で通信連絡を行う場合、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム、IP電話、衛星通信装置（電話）、IP-FAX）及び多様性拡張設備の加入電話設備の使用を優先し、多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星携帯電話設備を使用する。</p> <p>本店との間で通信連絡を行う場合、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム、IP電話、衛星通信装置（電話）、IP-FAX）、多様性拡張設備である加入電話設備、電力保安通信用電話設備及びテレビ会議システム（社内）の使用を優先し、多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星携帯電話設備を使用する。</p> <p>地方公共団体、その他関係機関等と通信連絡を行う場合、通常時に通信連絡で使用する多様性拡張設備の加入電話設備の使用を優先し、多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星携帯電話設備を使用する。</p> <p>発電所外でモニタリングを行う緊急時対策本部要員と通信連絡を行う場合、無線連絡設備のうち多様性拡張設備の無線通話装置（固定型、携帯型、モニタリングカー）の使用を優先し、多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星携帯電話設備を使用する。</p> <p>重大事故等が発生した場合、データ伝送設備（発電所外）により、国の緊急時対策支援システム（ERSS）等へ、必要なデータを伝送し、パラメータを共有するために、緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）を使用する。</p> <p>直流電源喪失時等、可搬型の計測器にて、炉心損傷防止及び格納容器破損防止に必要なパラメータ等の特に重要なパラメータを計測し、その結果を通信設備（発電所外）により発電所外（社内外）の必要な場所で共有する場合、代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）*¹と本店、国、地方公共団体との連絡には衛星携帯電話設備及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム、IP電話、衛星通信装置（電話）、IP-FAX）を使用する。</p> <p>全交流動力電源喪失時は、代替電源設備（電池を含む。）により、これらの設備へ給電する。</p> <p>計測等行った特に重要なパラメータを発電所外（社内外）の必要な場所で共有する場合の優先順位は、本店との通信連絡には、社内関係箇所と通常時に通信連絡で使用する多様性拡張設備の電力保安通信用電話設備及びテレビ会議システム（社内）の使用を優先し、多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星携帯電話設備又は統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム、IP電話、衛星通信装置（電話）、IP-FAX）を使用する。国との間で通信連絡を行う場合、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム、IP電話、衛星通信装置（電話）、IP-FAX）及び多様性拡張設備である加入電話設備の使用を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星携帯電話設備を使用する。</p>
<p style="writing-mode: vertical-rl; text-orientation: upright;">配慮すべき事項</p>	<p style="writing-mode: vertical-rl; text-orientation: upright;">電源確保</p>	<p>全交流動力電源喪失時は、代替電源設備により、衛星携帯電話設備のうち衛星携帯電話（固定型）、無線連絡設備のうち無線通話装置（固定型）、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム、IP電話、衛星通信装置（電話）、IP-FAX）、緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）及びSPDSデータ表示装置へ給電する。</p>

第 1.5.4-2 表 重大事故等対策における操作の成立性（1 / 5）

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.1	—	—	—	—
1.2	手動によるタービン動補助給水ポンプの機能回復	保守対応要員※ ¹	2	30分
		運転員（当直員）等 （中央制御室、現場）	3	
	現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復	運転員（当直員）等（現場）	4	20分
1.3	手動によるタービン動補助給水ポンプの機能回復	1.2にて整備する。		
	現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復	1.2にて整備する。		
	窒素ポンペによる加圧器逃がし弁の機能回復	運転員（当直員）等 （中央制御室、現場）	3	25分
	可搬型バッテリーによる加圧器逃がし弁の機能回復	保守対応要員	2	40分
運転員（当直員）等 （現場）		1		
1.4	B格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSSタイライン使用）による代替炉心注入	運転員（当直員）等 （中央制御室、現場）	3	20分
	常設電動注入ポンプによる代替炉心注入 （フロントライン系故障時）	保守対応要員	2	1時間15分
		運転員（当直員）等 （中央制御室、現場）	4	
	常設電動注入ポンプによる代替炉心注入 （サポート系故障時）	保守対応要員	2	1時間15分
		運転員（当直員）等 （中央制御室、現場）	3	
	常設電動注入ポンプによる代替炉心注入 （運転停止中に全交流動力電源が喪失した場合）	保守対応要員	2	40分
		運転員（当直員）等 （中央制御室、現場）	5	
	可搬型ディーゼル注入ポンプによる代替炉心注入	保守対応要員	13	5時間20分
		運転員（当直員）等 （中央制御室、現場）	3	
	B格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSSタイライン使用）による代替再循環	運転員（当直員）等 （中央制御室、現場）	3	15分
	B充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注入	保守対応要員	2	40分
		運転員（当直員）等 （中央制御室、現場）	3	
B高圧注入ポンプ（海水冷却）による代替再循環	1.5にて整備する。			
現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復	1.2にて整備する。			
蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード	運転員（当直員）等 （中央制御室、現場）	3	1時間10分	
可搬型ディーゼル注入ポンプへの燃料補給	保守対応要員	2	1時間55分	
移動式大容量ポンプ車への燃料補給	保守対応要員	2	2時間5分	

※ 1 重大事故等対策要員のうち保守対応要員を「保守対応要員」という。（以下、同様）

第 1.5.4-2 表 重大事故等対策における操作の成立性 (2 / 5)

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.5	現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復	1.2にて整備する。		
	移動式大容量ポンプ車を用いたA、B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	1.7にて整備する。		
	移動式大容量ポンプ車による補機冷却海水通水	1. 13 2. 4 (中央制御室、現場)	12時間40分	
1.6	A、B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	1.7にて整備する。		
	常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ (フロントライン系故障時)	1. 2	40分	
		2. 6 (中央制御室、現場)		
	常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ (サポート系故障時)	1. 2	40分	
2. 5 (中央制御室、現場)				
移動式大容量ポンプ車を用いたA、B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	1.7にて整備する。			
1.7	A、B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	1. 2	1時間10分	
		2. 3 (中央制御室、現場)		
	常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ	1.6にて整備する。		
1.8	常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ (交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時)	1. 2	40分	
		2. 6 (中央制御室、現場)		
	常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ (全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時)	1. 2	40分	
		2. 5 (中央制御室、現場)		
	B格納容器スプレイポンプ (RHRS-CSS タイライン使用) による代替炉心注入	1.4にて整備する。		
常設電動注入ポンプによる代替炉心注入	1.4にて整備する。			
B充てんポンプ (自己冷却) による代替炉心注入	1.4にて整備する。			
1.9	可搬型格納容器水素濃度計測装置による水素濃度監視 (交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時)	1. 2	35分	
		2. 3 (中央制御室、現場)		
可搬型格納容器水素濃度計測装置による水素濃度監視 (全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能喪失時)	1. 4	35分		
	2. 5 (中央制御室、現場)			
1.10	アニュラス空気浄化設備による水素排出	1. 1	50分	
		2. 1 (中央制御室)		

第 1.5.4-2 表 重大事故等対策における操作の成立性（3 / 5）

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.11	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	保修対応要員	12	5時間 20分
	可搬型ディーゼル注入ポンプ及び使用済燃料ピットスプレイヘッダによる使用済燃料ピットへのスプレイ	保修対応要員	25	2時間
	移動式大容量ポンプ車及び放水砲による燃料取扱棟（使用済燃料ピット内の燃料体等）への放水	1.12にて整備する。		
	可搬型設備による使用済燃料ピットの状態監視	保修対応要員	3	2時間
	使用済燃料ピット監視装置用空気供給システム（発電機）への燃料補給	保修対応要員	2	1時間 55分
1.12	移動式大容量ポンプ車及び放水砲による大気への拡散抑制	保修対応要員	13	4時間
	シルトフェンス及び放射性物質吸着剤による海洋への拡散抑制（放射性物質吸着剤の設置）	保修対応要員	12	5時間
		緊急時対策本部要員	3	
	シルトフェンス及び放射性物質吸着剤による海洋への拡散抑制（シルトフェンスの設置）	保修対応要員	25	36時間
		緊急時対策本部要員	5	
可搬型ディーゼル注入ポンプ及び使用済燃料ピットスプレイヘッダによる大気への拡散抑制	1.11にて整備する。			
移動式大容量ポンプ車及び放水砲による航空機燃料火災への泡消火	保修対応要員	13	4時間	
1.13	八田浦貯水池から中間受槽への供給	保修対応要員	12	5時間 20分
	3号炉及び4号炉取水ピット他から中間受槽への供給	保修対応要員	12	5時間 20分
	中間受槽を水源とする復水タンクへの供給	保修対応要員	6	3時間
	復水タンクを水源とする常設電動注入ポンプによる代替炉心注入	運転員（当直員）等 （中央制御室、現場）	2	20分
	中間受槽を水源とする可搬型ディーゼル注入ポンプによる代替炉心注入	1.4にて整備する。		
	復水タンクを水源とする常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ	運転員（当直員）等 （中央制御室、現場）	2	20分
	復水タンクから燃料取替用水タンクへの供給	保修対応要員	2	40分
		運転員（当直員）等（現場）	1	
B格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSSタイライン使用）による代替再循環	1.4にて整備する。			
B高圧注入ポンプ（海水冷却）による代替再循環	1.4にて整備する。			

第 1.5.4-2 表 重大事故等対策における操作の成立性（4 / 5）

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.13	中間受槽を水源と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	1.11 にて整備する。		
	中間受槽を水源とする使用済燃料ピットへのスプレイ	1.11 にて整備する。		
	海を水源とする燃料取扱棟への放水	1.12 にて整備する。		
	海を水源とする原子炉格納容器及びアニュラス部への放水	1.12 にて整備する。		
	水中ポンプ用発電機への燃料補給	保守対応要員	2	1 時間 55 分
1.14	大容量空冷式発電機による代替電源（交流）からの給電	保守対応要員	1	15 分
		運転員（当直員）等 （中央制御室、現場）	2	
	号炉間電力融通電路を使用した号炉間融通による代替電源（交流）からの給電	保守対応要員	2	30 分
		運転員（当直員）等 （中央制御室、現場）	4	
	発電機車（高圧発電機車又は中容量発電機車）による代替電源（交流）からの給電	保守対応要員	4	2 時間
		運転員（当直員）等 （中央制御室、現場）	2	
	予備ケーブル（号炉間電力融通用）を使用した号炉間融通による代替電源（交流）からの給電	保守対応要員	10	4 時間
		運転員（当直員）等 （中央制御室、現場）	4	
	蓄電池（重大事故等対処用）による代替電源（直流）からの給電	運転員（当直員）等 （中央制御室、現場）	2	10 分
	蓄電池（3 系統目）による代替電源（直流）からの給電	運転員（当直員）等 （中央制御室、現場）	2	30 分
	直流電源用発電機及び可搬型直流変換器による代替電源（直流）からの給電	保守対応要員	4	2 時間
		運転員（当直員）等 （中央制御室、現場）	2	
	代替所内電気設備による給電	保守対応要員	5	1 時間
運転員（当直員）等 （中央制御室、現場）		2		
燃料貯油そう（他号炉）への燃料補給	保守対応要員	2	2 時間 30 分	
大容量空冷式発電機用燃料タンクへの燃料補給	保守対応要員	2	2 時間 30 分	
発電機車（高圧発電機車）への燃料補給	保守対応要員	2	1 時間 55 分	
発電機車（中容量発電機車）への燃料補給	保守対応要員	2	2 時間 5 分	
直流電源用発電機への燃料補給	保守対応要員	2	1 時間 55 分	

第 1.5.4-2 表 重大事故等対策における操作の成立性（5 / 5）

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.15	可搬型計測器による計測	保修対応要員	1	20分
		運転員（当直員）等（現場）	1	
1.16	中央制御室換気空調設備の運転 （全交流動力電源が喪失した場合）	保修対応要員	2	1時間35分
		運転員（当直員）等（中央制御室）	1	
	アニュラス空気浄化設備による放射性物質の濃度低減 （全交流動力電源又は直流電源が喪失した場合）	保修対応要員	1	50分
		運転員（当直員）等（中央制御室）	1	
1.17	可搬型モニタリングポストによる放射線量の代替測定	緊急時対策本部要員	2	1時間50分
	可搬型エリアモニタによる放射線量の測定	緊急時対策本部要員	2	3時間
	可搬型放射線計測器等による空気中の放射性物質の濃度の代替測定	緊急時対策本部要員	2	2時間
	可搬型放射線計測器等による空気中の放射性物質の濃度の測定	緊急時対策本部要員	2	2時間
	可搬型放射線計測器による水中の放射性物質の濃度の測定	緊急時対策本部要員	3	6時間20分
	可搬型放射線計測器による土壌中の放射性物質の濃度の測定	緊急時対策本部要員	2	1時間40分
	海上モニタリング測定	緊急時対策本部要員	3	2時間40分
	モニタリングステーション及びモニタリングポストのバックグラウンド低減対策	緊急時対策本部要員	2	1時間45分
	可搬型気象観測装置による気象観測項目の代替測定	緊急時対策本部要員	4	3時間
1.18	代替緊急時対策所空気浄化装置運転	緊急時対策本部要員	4	30分
	代替緊急時対策所加圧設備による空気供給準備	緊急時対策本部要員	2	30分
	代替緊急時対策所用発電機準備	緊急時対策本部要員	2	20分
	代替緊急時対策所用発電機起動	緊急時対策本部要員	2	10分
	代替緊急時対策所用発電機燃料補給	緊急時対策本部要員	2	1時間55分
	緊急時対策所非常用空気浄化設備運転* ¹	緊急時対策本部要員* ¹	<u>2</u> * ¹	<u>20分</u> * ¹
	緊急時対策所加圧設備による空気供給準備* ¹	緊急時対策本部要員* ¹	<u>6</u> * ¹	<u>30分</u> * ¹
	緊急時対策所用発電機車準備（ケーブル接続）* ¹	緊急時対策本部要員* ¹	<u>4</u> * ¹	<u>15分</u> * ¹
	緊急時対策所用発電機車準備（燃料油供給ホース接続）* ¹	緊急時対策本部要員* ¹	<u>4</u> * ¹	<u>15分</u> * ¹
	緊急時対策所用発電機車起動* ¹	緊急時対策本部要員* ¹	<u>4</u> * ¹	<u>30分</u> * ¹
1.19	—	—	—	—

第 1.5.4-3 表 事故対処するために必要な施設

「2次冷却系からの除熱機能喪失」

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
プラントトリップの確認	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
蒸気発生器除熱機能喪失の判断及び除熱機能維持操作	—	—	蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水流量 復水タンク水位
1次系のフィードアンドブリード開始	燃料取替用水タンク 高圧注入ポンプ 加圧器逃がし弁	—	1次冷却材高温側温度 (広域) 1次冷却材低温側温度 (広域) 1次冷却材圧力 加圧器水位 高圧注入ポンプ流量 格納容器内温度 格納容器内温度 (SA) 格納容器圧力 AM用格納容器圧力 格納容器再循環サンプ水位 (広域) 格納容器再循環サンプ水位 (狭域) 蒸気発生器広域水位 燃料取替用水タンク水位
蓄圧注入系作動の確認	蓄圧タンク	—	1次冷却材高温側温度 (広域) 1次冷却材低温側温度 (広域) 1次冷却材圧力
蒸気発生器除熱機能回復の判断	—	—	—
余熱除去系による炉心冷却への切替え	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器	—	1次冷却材高温側温度 (広域) 1次冷却材低温側温度 (広域) 1次冷却材圧力 加圧器水位 余熱除去流量
1次系のフィードアンドブリード停止及び蓄圧タンク出口弁閉止	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器 蓄圧タンク出口弁	—	1次冷却材高温側温度 (広域) 1次冷却材低温側温度 (広域) 1次冷却材圧力 加圧器水位 余熱除去流量

第 1.5.4-3 表 事故対処するために必要な施設

「全交流動力電源喪失」(1 / 3)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
全交流動力電源喪失の確認	蓄電池 (安全防護系用)	—	—
プラントトリップの確認	—	—	1 次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器内温度 格納容器内温度 (SA) 格納容器圧力 AM 用格納容器圧力 格納容器再循環サンプル水位 (広域) 格納容器再循環サンプル水位 (狭域) 格納容器内高レンジエリアモニタ (低レンジ) 格納容器内高レンジエリアモニタ (高レンジ) 出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 主蒸気ライン圧力
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	タービン動補助給水ポンプ 復水タンク	—	蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水流量 復水タンク水位
早期の電源回復不能判断及び対応準備	大容量空冷式発電機※ 燃料油貯蔵タンク※ 大容量空冷式発電機用燃料タンク※ 大容量空冷式発電機用給油ポンプ※	移動式大容量ポンプ車 取水用水中ポンプ 水中ポンプ用発電機 復水タンク (ピット) 補給用 水中ポンプ 使用済燃料ピット補給用 水中ポンプ 中間受槽 タンクローリ※	—

※：外部電源等が復旧するまでは、以降の負荷に対して必要

第 1.5.4-3 表 事故対処するために必要な施設

「全交流動力電源喪失」(2 / 3)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
事象進展の判断及び対応準備	常設電動注入ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク	—	1次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器内温度 格納容器内温度 (SA) 格納容器圧力 AM用格納容器圧力 格納容器再循環サンプ水位 (広域) 格納容器再循環サンプ水位 (狭域) 格納容器内高レンジエリアモニタ (低レンジ) 格納容器内高レンジエリアモニタ (高レンジ) 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水流量 復水タンク水位
2次系強制冷却	タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器 燃料油貯蔵タンク	取水用水中ポンプ 復水タンク (ピット) 補給 用水中ポンプ 水中ポンプ用発電機 中間受槽 タンクローリ	1次冷却材高温側温度 (広域) 1次冷却材低温側温度 (広域) 1次冷却材圧力 加圧器水位 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水流量 主蒸気ライン圧力 復水タンク水位
蓄圧注入系作動の確認	蓄圧タンク	—	1次冷却材高温側温度 (広域) 1次冷却材低温側温度 (広域) 1次冷却材圧力
1次冷却材ポンプ封水関連の隔離	—	—	—
格納容器隔離弁の閉止	—	—	—
直流電源負荷切離し	蓄電池 (安全防护系用) 蓄電池 (重大事故等対処用) 蓄電池 (3系統目)	—	—
蓄圧タンク出口弁閉止	蓄圧タンク出口弁	—	1次冷却材圧力
2次系強制冷却の再開	タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器 燃料油貯蔵タンク	取水用水中ポンプ 復水タンク (ピット) 補給 用水中ポンプ 水中ポンプ用発電機 中間受槽 タンクローリ	1次冷却材高温側温度 (広域) 1次冷却材低温側温度 (広域) 1次冷却材圧力 加圧器水位 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水流量 主蒸気ライン圧力 復水タンク水位

第 1.5.4-3 表 事故対処するために必要な施設

「全交流動力電源喪失」(3 / 3)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
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 燃料取替用水タンク	—	AM 用消火水積算流量 余熱除去流量 1 次冷却材高温側温度 (広域) 1 次冷却材低温側温度 (広域) 1 次冷却材圧力 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位
アニュラス空気浄化系の起動	—	—	—
中央制御室非常用循環系の起動	中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット	—	—
格納容器内自然対流冷却	A、B 格納容器再循環ユニット 燃料油貯蔵タンク	移動式大容量ポンプ車 タンクローリ	格納容器内温度 格納容器内温度 (SA) 格納容器圧力 AM 用格納容器圧力 可搬型温度計測装置 (格納容器再循環ユニット入口温度 / 出口温度 (SA) 用)
高圧再循環	B 高圧注入ポンプ (海水冷却) 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン 燃料油貯蔵タンク	移動式大容量ポンプ車 タンクローリ	1 次冷却材高温側温度 (広域) 1 次冷却材低温側温度 (広域) 1 次冷却材圧力 加圧器水位 高圧注入ポンプ流量 格納容器再循環サンプ水位 (広域) 格納容器再循環サンプ水位 (狭域) 燃料取替用水タンク水位
蒸気発生器による炉心冷却の継続	タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器 燃料油貯蔵タンク	取水用水中ポンプ 復水タンク (ピット) 補給 水中ポンプ 水中ポンプ用発電機 中間受槽 タンクローリ	1 次冷却材高温側温度 (広域) 1 次冷却材低温側温度 (広域) 1 次冷却材圧力 加圧器水位 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水流量 主蒸気ライン圧力 復水タンク水位
原子炉補機冷却海水系の復旧	—	—	—

第 1.5.4-3 表 事故対処するために必要な施設

「原子炉補機冷却機能喪失」(1 / 2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉補機冷却機能喪失及びプラントトリップの確認	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束 原子炉補機冷却水サージタンク水位
補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認	タービン動補助給水ポンプ 復水タンク	—	蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水流量 復水タンク水位
原子炉補機冷却機能、制御用空気供給機能の回復及び対応準備	燃料油貯蔵タンク	移動式大容量ポンプ車 取水用水中ポンプ 水中ポンプ用発電機 復水タンク(ピット)補給用 水中ポンプ 使用済燃料ピット補給用 水中ポンプ 中間受槽 タンクローリ	—
事象進展の判断及び対応準備	常設電動注入ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク	—	1次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器内温度 格納容器内温度(SA) 格納容器圧力 AM用格納容器圧力 格納容器再循環サンプ水位(広域) 格納容器再循環サンプ水位(狭域) 格納容器内高レンジエリアモニタ(低レンジ) 格納容器内高レンジエリアモニタ(高レンジ) 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水流量 復水タンク水位
2次系強制冷却	タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器 燃料油貯蔵タンク	取水用水中ポンプ 復水タンク(ピット)補給用 水中ポンプ 水中ポンプ用発電機 中間受槽 タンクローリ	1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材低温側温度(広域) 1次冷却材圧力 加圧器水位 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水流量 主蒸気ライン圧力 復水タンク水位
蓄圧注入系作動の確認	蓄圧タンク	—	1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材低温側温度(広域) 1次冷却材圧力

第 1.5.4-3 表 事故対処するために必要な施設

「原子炉補機冷却機能喪失」(2 / 2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
1次冷却材ポンプ封水関連の隔離	—	—	—
格納容器隔離弁の閉止	—	—	—
蓄圧タンク出口弁閉止	蓄圧タンク出口弁	—	1次冷却材圧力
2次系強制冷却の再開	タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器 燃料油貯蔵タンク	取水用水中ポンプ 復水タンク(ピット)補給 用水中ポンプ 水中ポンプ用発電機 中間受槽 タンクローリ	1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材低温側温度(広域) 1次冷却材圧力 加圧器水位 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水流量 主蒸気ライン圧力 復水タンク水位
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 燃料取替用水タンク	—	AM用消火水積算流量 余熱除去流量 1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材低温側温度(広域) 1次冷却材圧力 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位
アニュラス空気浄化系の起動	—	—	—
中央制御室非常用循環系の起動	中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット	—	—
格納容器内自然対流冷却	A、B格納容器再循環ユニット 燃料油貯蔵タンク	移動式大容量ポンプ車 タンクローリ	格納容器内温度 格納容器内温度(SA) 格納容器圧力 AM用格納容器圧力 可搬型温度計測装置(格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度(SA)用)
高圧再循環	B高圧注入ポンプ(海水冷却) 格納容器再循環サンブ 格納容器再循環サンブスクリーン 燃料油貯蔵タンク	移動式大容量ポンプ車 タンクローリ	1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材低温側温度(広域) 1次冷却材圧力 加圧器水位 高圧注入ポンプ流量 格納容器再循環サンブ水位(広域) 格納容器再循環サンブ水位(狭域) 燃料取替用水タンク水位
原子炉補機冷却海水系の復旧	—	—	—

第 1.5.4-3 表 事故対処するために必要な施設

「原子炉格納容器の除熱機能喪失」(1 / 2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
プラントトリップの確認	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
ECCS 作動信号発信等の確認	高压注入ポンプ 余熱除去ポンプ 燃料取替用水タンク 電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 蓄圧タンク	—	1 次冷却材高温側温度 (広域) 1 次冷却材低温側温度 (広域) 1 次冷却材圧力 加圧器水位 高压注入ポンプ流量 余熱除去流量 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水流量 燃料取替用水タンク水位 復水タンク水位
格納容器スプレイ注入機能喪失の判断及び回復操作等	—	—	B 格納容器スプレイ流量積算流量 格納容器内温度 格納容器内温度 (SA) 格納容器圧力 AM 用格納容器圧力 格納容器再循環サンプ水位 (広域) 格納容器再循環サンプ水位 (狭域) 燃料取替用水タンク水位
格納容器内自然対流冷却の準備	A、B 格納容器再循環ユニット A、B 原子炉補機冷却水ポンプ A 原子炉補機冷却水冷却器 原子炉補機冷却水サージタンク A、B 海水ポンプ	窒素ポンペ (原子炉補機冷却水サージタンク用)	原子炉補機冷却水サージタンク水位 可搬型温度計測装置 (格納容器再循環ユニット入口温度 / 出口温度 (SA) 用)
1 次冷却材の漏えいの判断	—	—	1 次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器内温度 格納容器内温度 (SA) 格納容器圧力 AM 用格納容器圧力 格納容器再循環サンプ水位 (広域) 格納容器再循環サンプ水位 (狭域) 格納容器内高レンジエリアモニタ (低レンジ) 格納容器内高レンジエリアモニタ (高レンジ)
燃料取替用水タンクへの補給準備	—	—	—

第 1.5.4-3 表 事故対処するために必要な施設

「原子炉格納容器の除熱機能喪失」(2 / 2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
<p>高圧及び低圧再循環への切替え</p>	<p>高圧注入ポンプ 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン</p>	<p>—</p>	<p>1 次冷却材高温側温度 (広域) 1 次冷却材低温側温度 (広域) 1 次冷却材圧力 加圧器水位 高圧注入ポンプ流量 余熱除去流量 格納容器再循環サンプ水位 (広域) 格納容器再循環サンプ水位 (狭域) 燃料取替用水タンク水位</p>
<p>格納容器内自然対流冷却</p>	<p>A、B 格納容器再循環ユニット A、B 原子炉補機冷却水ポンプ A 原子炉補機冷却水冷却器 原子炉補機冷却水サージタンク A、B 海水ポンプ</p>	<p>窒素ボンベ (原子炉補機冷却水サージタンク用)</p>	<p>格納容器内温度 格納容器内温度 (SA) 格納容器圧力 AM 用格納容器圧力 原子炉補機冷却水サージタンク水位 可搬型温度計測装置 (格納容器再循環ユニット入口温度 / 出口温度 (SA) 用)</p>
<p>高圧再循環及び格納容器内自然対流冷却の継続</p>	<p>高圧注入ポンプ 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン A、B 格納容器再循環ユニット A、B 原子炉補機冷却水ポンプ A 原子炉補機冷却水冷却器 原子炉補機冷却水サージタンク A、B 海水ポンプ</p>	<p>窒素ボンベ (原子炉補機冷却水サージタンク用)</p>	<p>1 次冷却材高温側温度 (広域) 1 次冷却材低温側温度 (広域) 1 次冷却材圧力 加圧器水位 高圧注入ポンプ流量 格納容器内温度 格納容器内温度 (SA) 格納容器圧力 AM 用格納容器圧力 格納容器再循環サンプ水位 (広域) 格納容器再循環サンプ水位 (狭域) 原子炉補機冷却水サージタンク水位 可搬型温度計測装置 (格納容器再循環ユニット入口温度 / 出口温度 (SA) 用)</p>

第 1.5.4-3 表 事故対処するために必要な施設

「原子炉停止機能喪失」

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
運転時の異常な過渡変化の発生及び原子炉トリップ機能喪失の判断	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
多様化自動作動設備の作動及び作動状況確認	多様化自動作動設備 主蒸気隔離弁 電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 蒸気発生器 加圧器逃がし弁 加圧器安全弁 主蒸気逃がし弁 主蒸気安全弁	—	1 次冷却材高温側温度 (広域) 1 次冷却材低温側温度 (広域) 1 次冷却材圧力 格納容器内温度 格納容器内温度 (SA) 格納容器圧力 AM 用格納容器圧力 出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水流量 主蒸気ライン圧力 復水タンク水位
緊急ほう酸注入及びほう酸希釈ラインの隔離	ほう酸タンク ほう酸ポンプ 充てんポンプ 緊急ほう酸注入弁	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束 ほう酸タンク水位
原子炉未臨界状態及びほう素濃度の確認並びに 1 次系の減温及び減圧	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器	—	1 次冷却材高温側温度 (広域) 1 次冷却材低温側温度 (広域) 1 次冷却材圧力 加圧器水位 出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水流量 主蒸気ライン圧力 復水タンク水位
余熱除去系による炉心冷却への切替え	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器	—	1 次冷却材高温側温度 (広域) 1 次冷却材低温側温度 (広域) 1 次冷却材圧力 加圧器水位 余熱除去流量

第 1.5.4-3 表 事故対処するために必要な施設

「ECCS 注水機能喪失」(1 / 2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
プラントトリップの確認	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
ECCS 作動信号発信の確認	余熱除去ポンプ 燃料取替用水タンク 電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク ディーゼル発電機※ 燃料油貯油そう※ 燃料油貯蔵タンク※	タンクローリ※	1 次冷却材高温側温度 (広域) 1 次冷却材低温側温度 (広域) 1 次冷却材圧力 加圧器水位 余熱除去流量 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水流量 燃料取替用水タンク水位 復水タンク水位
1 次冷却材の漏えいの判断	—	—	1 次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器内温度 格納容器内温度 (SA) 格納容器圧力 AM 用格納容器圧力 格納容器再循環サンプル水位 (広域) 格納容器再循環サンプル水位 (狭域) 格納容器内高レンジエリアモニタ (低レンジ) 格納容器内高レンジエリアモニタ (高レンジ)
燃料取替用水タンクへの補給準備	—	—	—
高圧注入機能喪失の判断及び回復操作等	—	—	高圧注入ポンプ流量 燃料取替用水タンク水位
2 次系強制冷却	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器	—	1 次冷却材高温側温度 (広域) 1 次冷却材低温側温度 (広域) 1 次冷却材圧力 加圧器水位 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水流量 主蒸気ライン圧力 復水タンク水位

※：外部電源がない場合は、以降の負荷に対して必要

第 1.5.4-3 表 事故対処するために必要な施設

「ECCS 注水機能喪失」(2 / 2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
電気式水素燃焼装置の起動	—	—	—
格納容器水素濃度計測装置等の運転準備	—	—	—
蓄圧注入系作動の確認	蓄圧タンク	—	1 次冷却材高温側温度 (広域) 1 次冷却材低温側温度 (広域) 1 次冷却材圧力
蓄圧タンク出口弁閉止	蓄圧タンク出口弁	—	1 次冷却材圧力
余熱除去ポンプによる低圧注入開始の確認	余熱除去ポンプ 燃料取替用水タンク	—	1 次冷却材高温側温度 (広域) 1 次冷却材低温側温度 (広域) 1 次冷却材圧力 加圧器水位 余熱除去流量 燃料取替用水タンク水位
低圧再循環への切替え	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン	—	1 次冷却材高温側温度 (広域) 1 次冷却材低温側温度 (広域) 1 次冷却材圧力 加圧器水位 余熱除去流量 格納容器再循環サンプ水位 (広域) 格納容器再循環サンプ水位 (狭域) 燃料取替用水タンク水位

第 1.5.4-3 表 事故対処するために必要な施設

「ECCS 再循環機能喪失」(1 / 2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
プラントトリップの確認	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
ECCS 作動信号発信等の確認	高压注入ポンプ 余熱除去ポンプ 燃料取替用水タンク 電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 蓄圧タンク	—	1 次冷却材高温側温度 (広域) 1 次冷却材低温側温度 (広域) 1 次冷却材圧力 加圧器水位 高压注入ポンプ流量 余熱除去流量 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水流量 燃料取替用水タンク水位 復水タンク水位
原子炉格納容器スプレイ作動信号発信の確認	格納容器スプレイポンプ 燃料取替用水タンク	—	B 格納容器スプレイ流量積算流量 格納容器内温度 格納容器内温度 (SA) 格納容器圧力 AM 用格納容器圧力 格納容器再循環サンプル水位 (広域) 格納容器再循環サンプル水位 (狭域) 燃料取替用水タンク水位
1 次冷却材の漏えいの判断	—	—	1 次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器内温度 格納容器内温度 (SA) 格納容器圧力 AM 用格納容器圧力 格納容器再循環サンプル水位 (広域) 格納容器再循環サンプル水位 (狭域) 格納容器内高レンジエリアモニタ (低レンジ) 格納容器内高レンジエリアモニタ (高レンジ)
燃料取替用水タンクへの補給準備	—	—	—

第 1.5.4-3 表 事故対処するために必要な施設

「ECCS 再循環機能喪失」(2 / 2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
高圧、低圧及び格納容器スプレィ再循環への切替え	高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器 格納容器スプレィポンプ 格納容器スプレィ冷却器 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン	—	1 次冷却材高温側温度 (広域) 1 次冷却材低温側温度 (広域) 1 次冷却材圧力 加圧器水位 高圧注入ポンプ流量 余熱除去流量 B 格納容器スプレィ流量積算流量 格納容器内温度 格納容器内温度 (SA) 格納容器圧力 AM 用格納容器圧力 格納容器再循環サンプ水位 (広域) 格納容器再循環サンプ水位 (狭域) 燃料取替用水タンク水位
低圧再循環機能喪失の判断及び回復操作等	—	—	余熱除去流量 格納容器再循環サンプ水位 (広域) 格納容器再循環サンプ水位 (狭域)
格納容器スプレィ再循環の確認	格納容器スプレィポンプ 格納容器スプレィ冷却器 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン	—	B 格納容器スプレィ流量積算流量 格納容器内温度 格納容器内温度 (SA) 格納容器圧力 AM 用格納容器圧力 格納容器再循環サンプ水位 (広域) 格納容器再循環サンプ水位 (狭域)
代替再循環による炉心冷却	B 格納容器スプレィポンプ (RHRS-CSS タイライン使用) B 格納容器スプレィ冷却器 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン	—	1 次冷却材高温側温度 (広域) 1 次冷却材低温側温度 (広域) 1 次冷却材圧力 加圧器水位 余熱除去流量 格納容器再循環サンプ水位 (広域) 格納容器再循環サンプ水位 (狭域)
原子炉格納容器の健全性維持	A 格納容器スプレィポンプ A 格納容器スプレィ冷却器 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン	—	格納容器内温度 格納容器内温度 (SA) 格納容器圧力 AM 用格納容器圧力 格納容器再循環サンプ水位 (広域) 格納容器再循環サンプ水位 (狭域)

第 1.5.4-3 表 事故対処するために必要な施設

「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」（1 / 2）

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
プラントトリップの確認	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
ECCS 作動信号発信等の確認	高圧注入ポンプ 燃料取替用水タンク 電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク ディーゼル発電機※ 燃料油貯油そう※ 燃料油貯蔵タンク※ 蓄圧タンク	タンクローリ※	1 次冷却材高温側温度（広域） 1 次冷却材低温側温度（広域） 1 次冷却材圧力 加圧器水位 高圧注入ポンプ流量 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水流量 燃料取替用水タンク水位 復水タンク水位
漏えい箇所の判断及び対応操作	—	—	1 次冷却材圧力 加圧器水位 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 主蒸気ライン圧力 格納容器内温度 格納容器内温度（SA） 格納容器圧力 AM 用格納容器圧力 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
漏えい箇所の隔離（1 次系減圧前）	—	—	余熱除去流量 燃料取替用水タンク水位
余熱除去系隔離失敗の判断	—	—	1 次冷却材圧力 加圧器水位
2 次系強制冷却	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器	—	1 次冷却材高温側温度（広域） 1 次冷却材低温側温度（広域） 1 次冷却材圧力 加圧器水位 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水流量 主蒸気ライン圧力 復水タンク水位

※：外部電源がない場合は、以降の負荷に対して必要

第 1.5.4-3 表 事故対処するために必要な施設

「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」（2 / 2）

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
燃料取替用水タンクへの補給及び漏えい箇所との隔離準備（1次系減圧後）	—	—	—
加圧器逃がし弁開操作による1次系の減圧	加圧器逃がし弁	—	1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材圧力 加圧器水位
蓄圧タンク出口弁閉止	蓄圧タンク出口弁	—	1次冷却材圧力
高圧注入系から充てん系への切替え及び高圧注入ポンプの停止	充てんポンプ 燃料取替用水タンク	—	1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材圧力 加圧器水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水流量 燃料取替用水タンク水位
健全側余熱除去系による炉心冷却への切替え	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器	—	1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材圧力 加圧器水位 余熱除去流量
余熱除去系からの漏えい停止	余熱除去ポンプ入口弁 余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器	—	1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材圧力 加圧器水位 余熱除去流量

第 1.5.4-3 表 事故対処するために必要な施設

「格納容器バイパス（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）」（1 / 3）

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
プラントトリップの確認	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
ECCS 作動信号発信の確認	高压注入ポンプ 燃料取替用水タンク 電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク ディーゼル発電機※ 燃料油貯油そう※ 燃料油貯蔵タンク※	タンクローリ※	1 次冷却材高温側温度（広域） 1 次冷却材低温側温度（広域） 1 次冷却材圧力 加圧器水位 高压注入ポンプ流量 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水流量 燃料取替用水タンク水位 復水タンク水位
漏えい箇所の判断及び対応操作	—	—	1 次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器内温度 格納容器内温度（SA） 格納容器圧力 AM 用格納容器圧力 格納容器再循環サンプル水位（広域） 格納容器再循環サンプル水位（狭域） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 主蒸気ライン圧力
漏えい箇所の隔離	主蒸気隔離弁	—	—
破損側蒸気発生器隔離失敗の判断	—	—	1 次冷却材圧力 加圧器水位 主蒸気ライン圧力 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位

※：外部電源がない場合は、以降の負荷に対して必要

第 1.5.4-3 表 事故対処するために必要な施設

「格納容器バイパス（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）」（2 / 3）

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
2次系強制冷却	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器	—	1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材圧力 加圧器水位 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水流量 主蒸気ライン圧力 復水タンク水位
燃料取替用水タンクへの補給	—	—	—
加圧器逃がし弁開操作による1次系の減圧	加圧器逃がし弁	—	1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材圧力 加圧器水位
蓄圧タンク出口弁閉止	蓄圧タンク出口弁	—	1次冷却材圧力
高圧注入系から充てん系への切替え及び高圧注入ポンプの停止	充てんポンプ 燃料取替用水タンク	—	1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材圧力 加圧器水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水流量 燃料取替用水タンク水位
余熱除去系による炉心冷却への切替え	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器	—	1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材圧力 加圧器水位 余熱除去流量
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	加圧器逃がし弁 余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器	—	1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材圧力 加圧器水位 余熱除去流量 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 主蒸気ライン圧力

第 1.5.4-3 表 事故対処するために必要な施設

「格納容器バイパス（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）」（3 / 3）

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
1次系のフィード アンドブリード	充てんポンプ 燃料取替用水タンク 加圧器逃がし弁	—	1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器内温度 格納容器内温度（SA） 格納容器圧力 AM用格納容器圧力 格納容器再循環サンプル水位（広域） 格納容器再循環サンプル水位（狭域） 燃料取替用水タンク水位
代替再循環による 炉心冷却	B格納容器スプレイポンプ（RHRS－ CSSタイライン使用） B格納容器スプレイ冷却器 格納容器再循環サンプル 格納容器再循環サンプルスクリーン 加圧器逃がし弁	—	1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材圧力 加圧器水位 余熱除去流量 格納容器内温度 格納容器内温度（SA） 格納容器圧力 AM用格納容器圧力 格納容器再循環サンプル水位（広域） 格納容器再循環サンプル水位（狭域）

第 1.5.4-3 表 事故対処するために必要な施設

「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」（1 / 2）

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
事象の発生及び対応処置	蓄電池（安全防護系用）	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
事象進展の判断及び対応準備	大容量空冷式発電機※ 常設電動注入ポンプ 燃料油貯蔵タンク※ 大容量空冷式発電機用燃料タンク※ 大容量空冷式発電機用給油ポンプ※ 蓄圧タンク タービン動補助給水ポンプ 復水タンク	移動式大容量ポンプ車 取水用水中ポンプ 水中ポンプ用発電機 復水タンク（ピット）補給 用水中ポンプ 使用済燃料ピット補給用 水中ポンプ 中間受槽 タンクローリ※	1 次冷却材高温側温度（広域） 1 次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器内温度 格納容器内温度（SA） 格納容器圧力 AM 用格納容器圧力 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 格納容器内高レンジエリアモニタ （低レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ （高レンジ） 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水流量 復水タンク水位
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	アニュラス空気浄化ファン アニュラス空気浄化フィルタユニット 中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット	窒素ポンベ（アニュラス空気浄化ファン弁用）	—
補助給水系機能維持の判断	タービン動補助給水ポンプ 復水タンク	—	蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水流量 復水タンク水位
電気式水素燃焼装置の起動及び可搬型格納容器水素濃度計測装置等の運転準備	—	—	—

※：外部電源等が復旧するまでは、以降の負荷に対して必要

第 1.5.4-3 表 事故対処するために必要な施設

「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」（2 / 2）

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
炉心損傷の判断	—	—	1次冷却材高温側温度（広域） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
静的触媒式水素再結合装置及び電気式水素燃焼装置作動状況確認	—	—	—
常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ	常設電動注入ポンプ 燃料取替用水タンク 復水タンク 燃料油貯蔵タンク	取水用水中ポンプ 水中ポンプ用発電機 復水タンク（ピット）補給 用水中ポンプ 中間受槽 タンクローリ	AM用消火水積算流量 格納容器内温度 格納容器内温度（SA） 格納容器圧力 AM用格納容器圧力 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 原子炉格納容器水位 原子炉下部キャビティ水位 燃料取替用水タンク水位 復水タンク水位
水素濃度監視	—	—	—
格納容器内自然対流冷却	A、B格納容器再循環ユニット 燃料油貯蔵タンク	移動式大容量ポンプ車 タンクローリ	格納容器内温度 格納容器内温度（SA） 格納容器圧力 AM用格納容器圧力 可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）用）

第 1.5.4-3 表 事故対処するために必要な施設

「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」（1 / 2）

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
事象の発生及び対応処置	蓄電池（安全防護系用）	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
事象進展の判断及び対応準備	大容量空冷式発電機※ 常設電動注入ポンプ 燃料油貯蔵タンク※ 大容量空冷式発電機用燃料タンク※ 大容量空冷式発電機用給油ポンプ※	移動式大容量ポンプ車 取水用水中ポンプ 水中ポンプ用発電機 復水タンク（ピット）補給 用水中ポンプ 使用済燃料ピット補給用 水中ポンプ 中間受槽 タンクローリ※	1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器内温度 格納容器内温度（SA） 格納容器圧力 AM用格納容器圧力 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 格納容器内高レンジエリアモニタ （低レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ （高レンジ） 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水流量 復水タンク水位
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	アニュラス空気浄化ファン アニュラス空気浄化フィルタユニット 中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット	窒素ポンベ（アニュラス空気浄化ファン弁用）	—
補助給水系機能維持の判断	加圧器逃がし弁 蓄圧タンク	窒素ポンベ（加圧器逃がし弁用）	1次冷却材圧力 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水流量 復水タンク水位
電気式水素燃焼装置の起動及び可搬型格納容器水素濃度計測装置等の運転準備	—	—	—

※：外部電源等が復旧するまでは、以降の負荷に対して必要

第 1.5.4-3 表 事故対処するために必要な施設

「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」（2 / 2）

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
炉心損傷の判断	—	—	1次冷却材高温側温度（広域） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
静的触媒式水素再結合装置及び電気式水素燃焼装置作動状況確認	—	—	—
常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ	常設電動注入ポンプ 燃料取替用水タンク 復水タンク 燃料油貯蔵タンク	取水用水中ポンプ 水中ポンプ用発電機 復水タンク（ピット）補給 用水中ポンプ 中間受槽 タンクローリ	AM用消火水積算流量 格納容器内温度 格納容器内温度（SA） 格納容器圧力 AM用格納容器圧力 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 原子炉格納容器水位 原子炉下部キャビティ水位 燃料取替用水タンク水位 復水タンク水位
水素濃度監視	—	—	—
格納容器内自然対流冷却	A、B格納容器再循環ユニット 燃料油貯蔵タンク	移動式大容量ポンプ車 タンクローリ	格納容器内温度 格納容器内温度（SA） 格納容器圧力 AM用格納容器圧力 可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）用）

第 1.5.4-3 表 事故対処するために必要な施設

「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」

本格納容器破損モードに対応する事故対処のために必要な施設は「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」と同様である。

第 1.5.4-3 表 事故対処するために必要な施設
「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」

本格納容器破損モードに対応する事故対処のために必要な施設は「雰
囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」と同様である。

第 1.5.4-3 表 事故対処するために必要な施設

「水素燃焼」(1 / 2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
事象の発生及び対応処置	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
事象進展の判断及び対応準備	蓄圧タンク タービン動補助給水ポンプ 復水タンク	—	1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器内温度 格納容器内温度(SA) 格納容器圧力 AM用格納容器圧力 格納容器再循環サンプル水位(広域) 格納容器再循環サンプル水位(狭域) 格納容器内高レンジエリアモニタ(低レンジ) 格納容器内高レンジエリアモニタ(高レンジ) 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水流量 復水タンク水位
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	アニュラス空気浄化ファン アニュラス空気浄化フィルタユニット 中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット	—	—
補助給水系機能維持の判断	タービン動補助給水ポンプ 復水タンク	—	蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水流量 復水タンク水位
電気式水素燃焼装置の起動及び可搬型格納容器水素濃度計測装置等の運転準備	—	—	—
炉心損傷の判断	—	—	1次冷却材高温側温度(広域) 格納容器内高レンジエリアモニタ(低レンジ) 格納容器内高レンジエリアモニタ(高レンジ)

第 1.5.4-3 表 事故対処するために必要な施設

「水素燃焼」(2 / 2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
静的触媒式水素再結合装置及び電気式水素燃焼装置作動状況確認	静的触媒式水素再結合装置 静的触媒式水素再結合装置動作監視装置	—	—
常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ	—	—	—
水素濃度監視	—	—	—
格納容器内自然対流冷却	A、B 格納容器再循環ユニット A、B 原子炉補機冷却水ポンプ 原子炉補機冷却水サージタンク A 原子炉補機冷却水冷却器 A、B 海水ポンプ	窒素ポンベ (原子炉補機冷却水サージタンク用)	格納容器内温度 格納容器内温度 (SA) 格納容器圧力 AM 用格納容器圧力 原子炉補機冷却水サージタンク水位 可搬型温度計測装置 (格納容器再循環ユニット入口温度 / 出口温度 (SA) 用)

第 1.5.4-3 表 事故対処するために必要な施設

「溶融炉心・コンクリート相互作用」

本格納容器破損モードに対応する事故対処のために必要な施設は「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」と同様である。

第 1.5.4-3 表 事故対処するために必要な施設

「想定事故 1」

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断	ディーゼル発電機※ 燃料油貯油そう※ 燃料油貯蔵タンク※	タンクローリ※	使用済燃料ピット温度 (SA) 使用済燃料ピット水位 (SA) 使用済燃料ピット状態監視カメラ
使用済燃料ピット冷却機能喪失時の回復操作	—	—	—
燃料取替用水タンク等からの注水準備	—	—	—
使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる注水準備	燃料油貯蔵タンク	取水用水中ポンプ 水中ポンプ用発電機 使用済燃料ピット補給用水中ポンプ 中間受槽 タンクローリ	—
可搬型監視計器の設置	—	—	—
使用済燃料ピット水位の確認	—	—	使用済燃料ピット温度 (SA) 使用済燃料ピット水位 (SA) 使用済燃料ピット状態監視カメラ
使用済燃料ピット注水機能喪失の判断	—	—	使用済燃料ピット温度 (SA) 使用済燃料ピット水位 (SA) 使用済燃料ピット状態監視カメラ
使用済燃料ピット注水機能喪失の回復操作	—	—	—
淡水タンクからの注水操作	—	—	—
使用済燃料ピット補給用水中ポンプ等による使用済燃料ピットへの注水	燃料油貯蔵タンク	取水用水中ポンプ 水中ポンプ用発電機 使用済燃料ピット補給用水中ポンプ 中間受槽 タンクローリ	使用済燃料ピット温度 (SA) 使用済燃料ピット水位 (SA) 使用済燃料ピット状態監視カメラ

※：外部電源がない場合は、以降の負荷に対して必要

第 1.5.4-3 表 事故対処するために必要な施設

「想定事故 2」

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
使用済燃料ピット 水位低下の確認	ディーゼル発電機※ 燃料油貯油そう※ 燃料油貯蔵タンク※	タンクローリ※	使用済燃料ピット水位 (SA) 使用済燃料ピット状態監視カメラ
漏えい箇所の特 定、隔離操作	—	—	—
燃料取替用水タン ク等からの注水準 備	—	—	—
使用済燃料ピット 補給用水中ポンプ による注水準備	燃料油貯蔵タンク	取水用水中ポンプ 水中ポンプ用発電機 使用済燃料ピット補給用 水中ポンプ 中間受槽 タンクローリ	—
可搬型監視計器の 設置	—	—	—
使用済燃料ピット 水温の確認	—	—	使用済燃料ピット温度 (SA) 使用済燃料ピット状態監視カメラ
使用済燃料ピット 注水機能喪失の判 断	—	—	使用済燃料ピット温度 (SA) 使用済燃料ピット水位 (SA) 使用済燃料ピット状態監視カメラ
使用済燃料ピット 注水機能喪失の回 復操作	—	—	—
淡水タンクからの 注水操作	—	—	—
使用済燃料ピット 補給用水中ポンプ 等による使用済燃 料ピットへの注水	燃料油貯蔵タンク	取水用水中ポンプ 水中ポンプ用発電機 使用済燃料ピット補給用 水中ポンプ 中間受槽 タンクローリ	使用済燃料ピット温度 (SA) 使用済燃料ピット水位 (SA) 使用済燃料ピット状態監視カメラ

※：外部電源がない場合は、以降の負荷に対して必要

第 1.5.4-3 表 事故対処するために必要な施設

「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）」

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
余熱除去機能喪失の判断	—	—	1 次冷却材高温側温度（広域） 1 次冷却材低温側温度（広域） 余熱除去流量
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	—	—	—
原子炉格納容器隔離操作	ディーゼル発電機* 燃料油貯油そう* 燃料油貯蔵タンク*	タンクローリ*	—
充てんポンプによる炉心注水	充てんポンプ 燃料取替用水タンク	—	1 次冷却材高温側温度（広域） 1 次冷却材低温側温度（広域） 1 次冷却材圧力 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位
アニュラス空気浄化系の起動	—	—	—
代替再循環及び格納容器内自然対流冷却	B 格納容器スプレイポンプ (RHRS-CSS タイライン使用) B 格納容器スプレイ冷却器 格納容器再循環サンブ 格納容器再循環サンブスクリーン A、B 格納容器再循環ユニット A、B 原子炉補機冷却水ポンプ A 原子炉補機冷却水冷却器 原子炉補機冷却水サージタンク A、B 海水ポンプ	窒素ポンベ (原子炉補機冷却水サージタンク用)	1 次冷却材高温側温度（広域） 1 次冷却材低温側温度（広域） 1 次冷却材圧力 加圧器水位 余熱除去流量 格納容器内温度 格納容器内温度 (SA) 格納容器圧力 AM 用格納容器圧力 格納容器再循環サンブ水位（広域） 格納容器再循環サンブ水位（狭域） 燃料取替用水タンク水位 原子炉補機冷却水サージタンク水位 可搬型温度計測装置 (格納容器再循環ユニット入口温度 / 出口温度 (SA) 用)

※：外部電源がない場合は、以降の負荷に対して必要

第 1.5.4-3 表 事故対処するために必要な施設

「全交流動力電源喪失（運転停止中）」（1 / 2）

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
全交流動力電源喪失の判断	蓄電池（安全防護系用）	—	—
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	—	—	—
早期の電源回復不能判断及び対応準備	常設電動注入ポンプ 大容量空冷式発電機※ 燃料油貯蔵タンク※ 大容量空冷式発電機用燃料タンク※ 大容量空冷式発電機用給油ポンプ※	移動式大容量ポンプ車 取水用水中ポンプ 水中ポンプ用発電機 使用済燃料ピット補給用 水中ポンプ 中間受槽 タンクローリ※	—
燃料取替用水タンクによる代替炉心注水	—	—	—
原子炉格納容器隔離操作	—	—	—
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 燃料取替用水タンク	—	1 次冷却材高温側温度（広域） 1 次冷却材低温側温度（広域） 1 次冷却材圧力 加圧器水位 余熱除去流量 AM 用消火水積算流量 燃料取替用水タンク水位
直流負荷切離し	—	—	—
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	中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット	—	—

※：外部電源等が復旧するまでは、以降の負荷に対して必要

第 1.5.4-3 表 事故対処するために必要な施設

「全交流動力電源喪失（運転停止中）」（2 / 2）

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
高压再循環及び格納容器内自然対流冷却	B 高压注入ポンプ（海水冷却） 格納容器再循環サンブ 格納容器再循環サンブスクリーン A、B 格納容器再循環ユニット 燃料油貯蔵タンク	移動式大容量ポンプ車 タンクローリ	1 次冷却材高温側温度（広域） 1 次冷却材低温側温度（広域） 1 次冷却材圧力 加圧器水位 高压注入ポンプ流量 格納容器内温度 格納容器内温度（SA） 格納容器圧力 AM 用格納容器圧力 格納容器再循環サンブ水位（広域） 格納容器再循環サンブ水位（狭域） 燃料取替用水タンク水位 可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）用）
原子炉補機冷却海水系の復旧	—	—	—

第 1.5.4-3 表 事故対処するために必要な施設

「原子炉冷却材の流出」

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
1次系の水位低下による余熱除去機能喪失の判断	—	—	余熱除去流量
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	—	—	—
原子炉格納容器隔離操作	ディーゼル発電機* 燃料油貯油そう* 燃料油貯蔵タンク*	タンクローリ*	—
充てんポンプによる炉心注水	充てんポンプ 燃料取替用水タンク	—	1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材圧力 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位
アニュラス空気浄化系の起動	—	—	—
代替再循環及び格納容器内自然対流冷却	B格納容器スプレイポンプ（RHRS—CSSタイライン使用） B格納容器スプレイ冷却器 格納容器再循環サンブ 格納容器再循環サンブスクリーン A、B格納容器再循環ユニット A、B原子炉補機冷却水ポンプ 原子炉補機冷却水サージタンク A原子炉補機冷却水冷却器 A、B海水ポンプ	窒素ポンベ（原子炉補機冷却水サージタンク用）	1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材圧力 加圧器水位 余熱除去流量 格納容器内温度 格納容器内温度（SA） 格納容器圧力 AM用格納容器圧力 格納容器再循環サンブ水位（広域） 格納容器再循環サンブ水位（狭域） 燃料取替用水タンク水位 原子炉補機冷却水サージタンク水位 可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）用）

※：外部電源がない場合は、以降の負荷に対して必要

第 1.5.4-3 表 事故対処するために必要な施設

「反応度の誤投入」

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
反応度の誤投入の判断	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
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	—	—	—
希釈ラインの隔離	—	—	—
ほう酸濃縮操作	ほう酸ポンプ 充てんポンプ ほう酸タンク 緊急ほう酸注入弁	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束 ほう酸タンク水位
未臨界状態の確認	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束