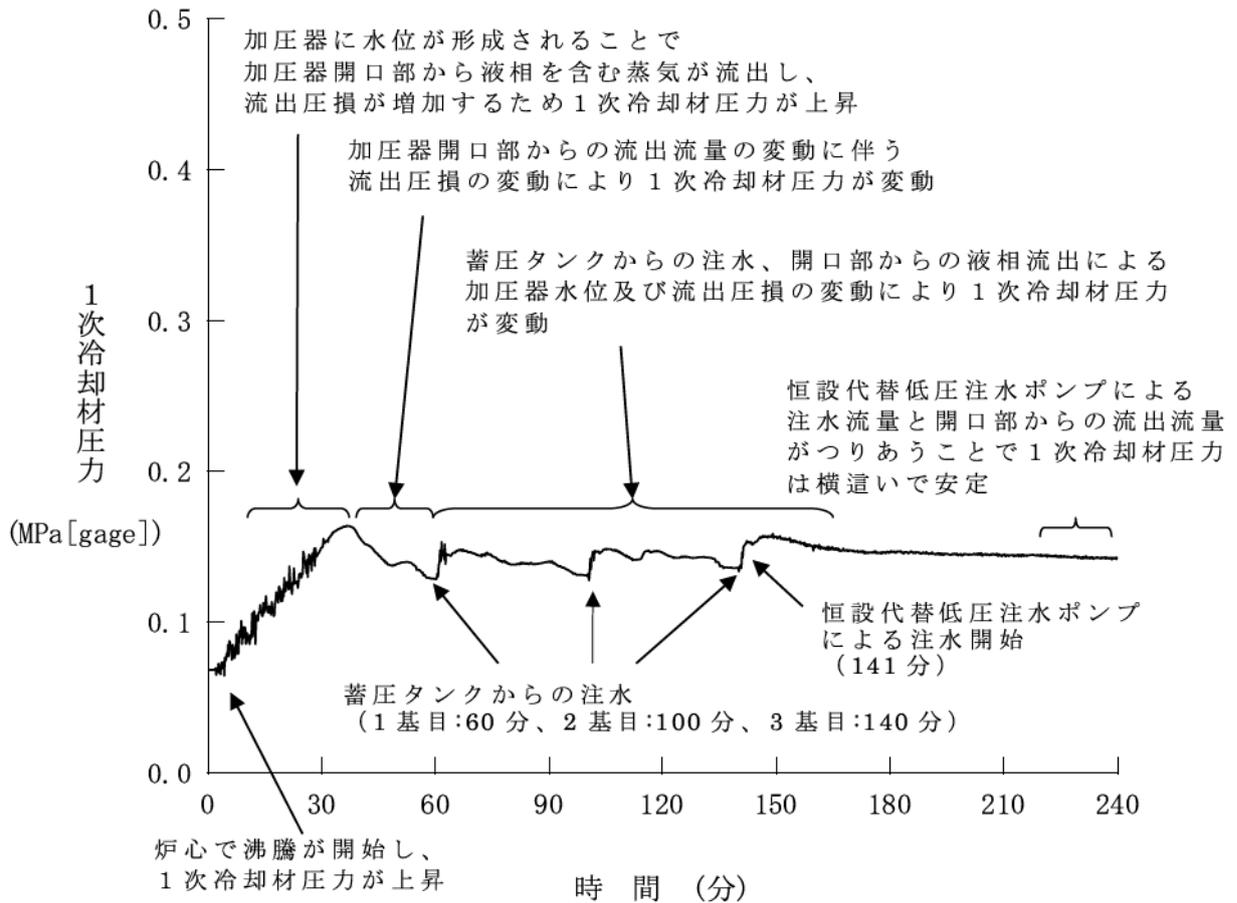
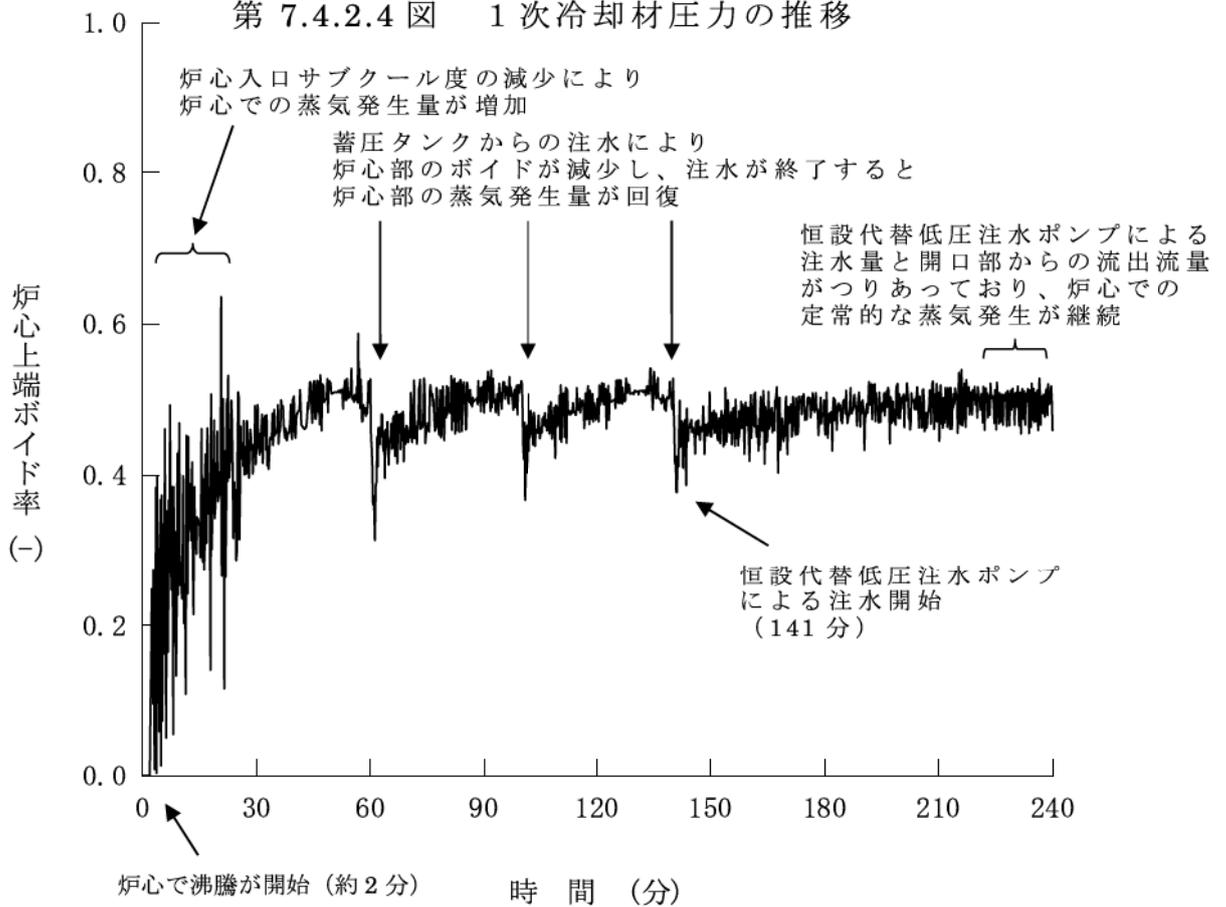


第 7.4.2.2 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要

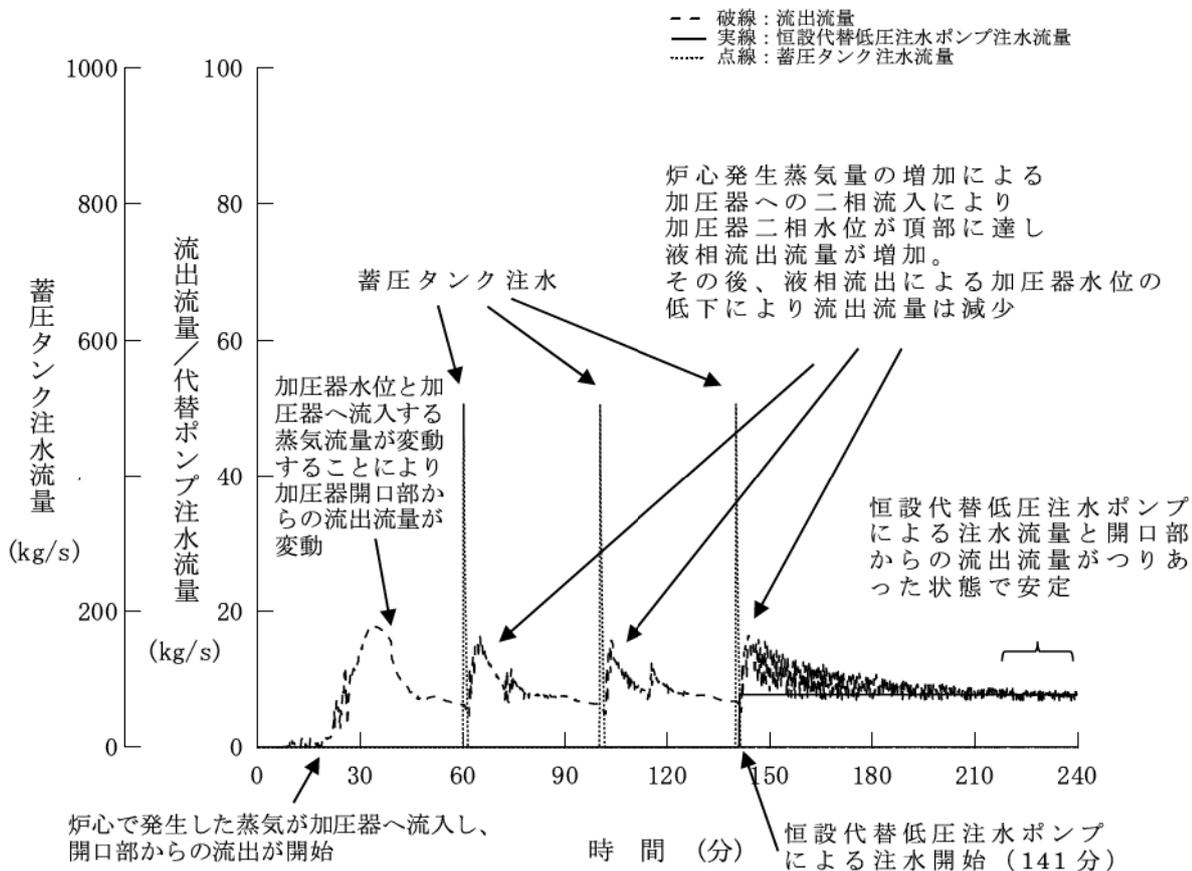
(「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」の事象進展)



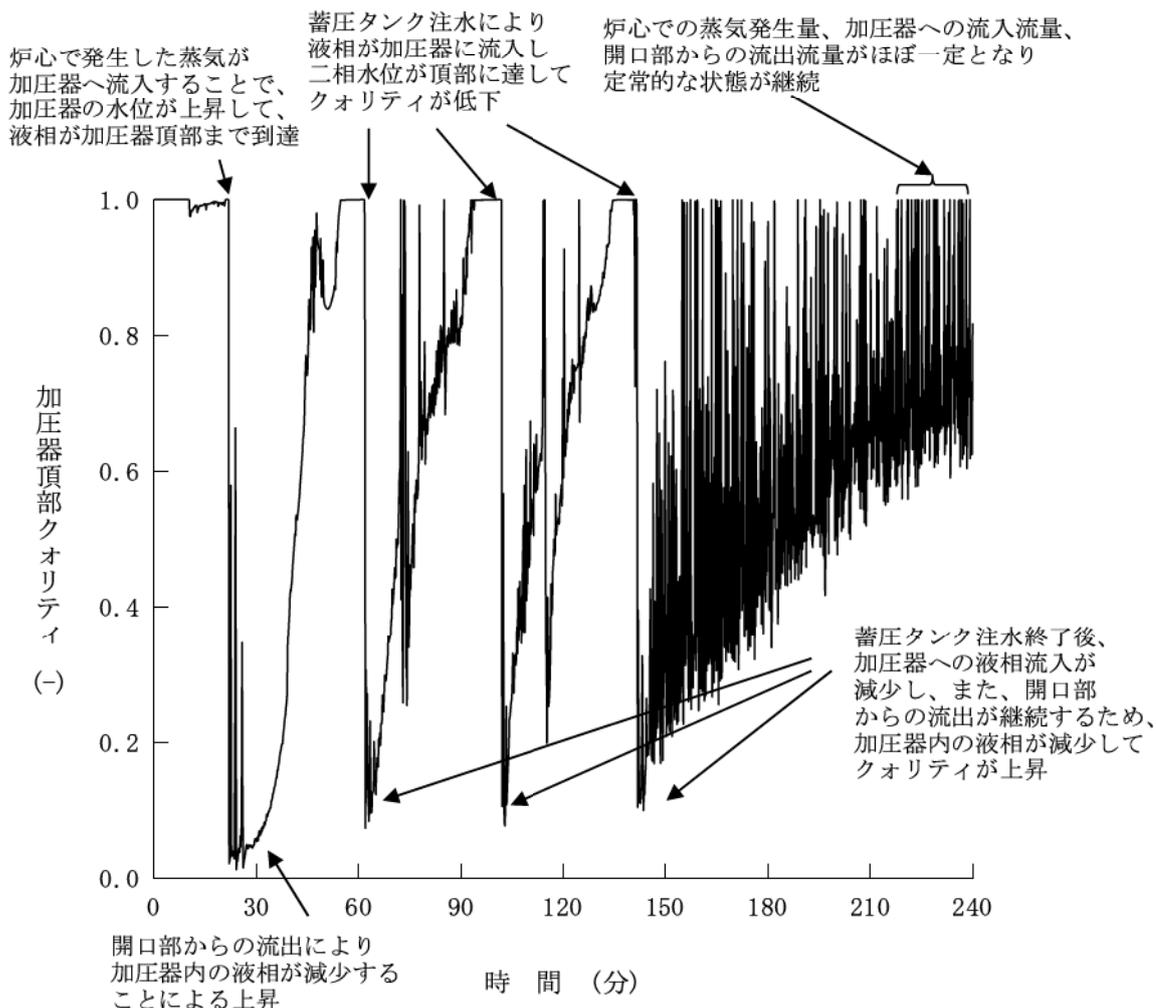
第 7.4.2.4 図 1次冷却材圧力の推移



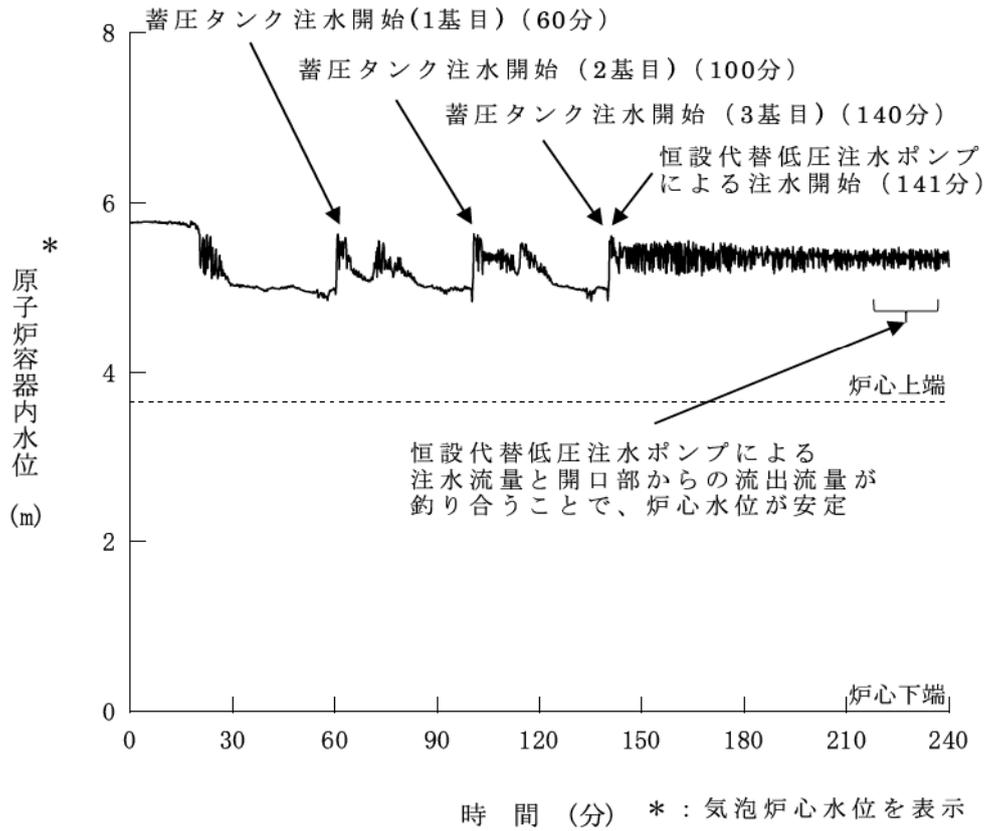
第 7.4.2.5 図 炉心上端ボイド率の推移



第 7.4.2.6 図 開口部からの流出流量と注水流量の推移

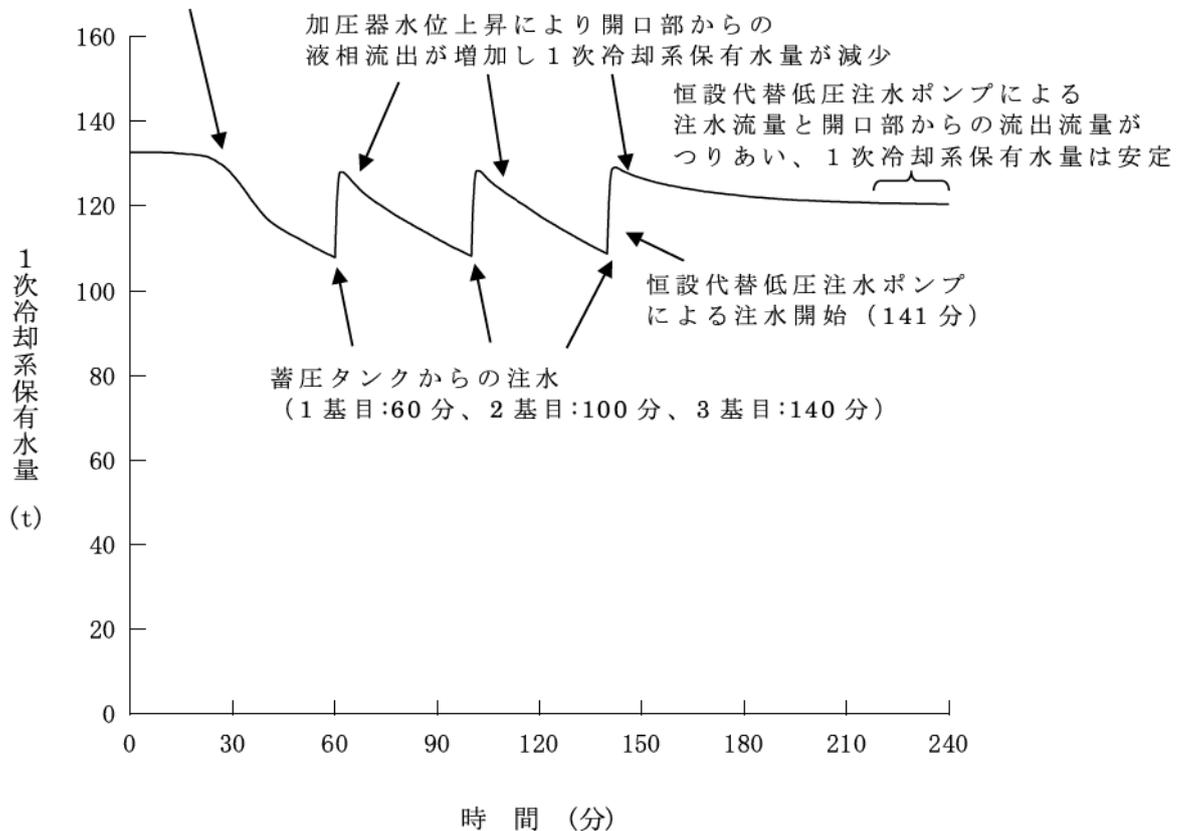


第 7.4.2.7 図 加圧器頂部クオリティの推移

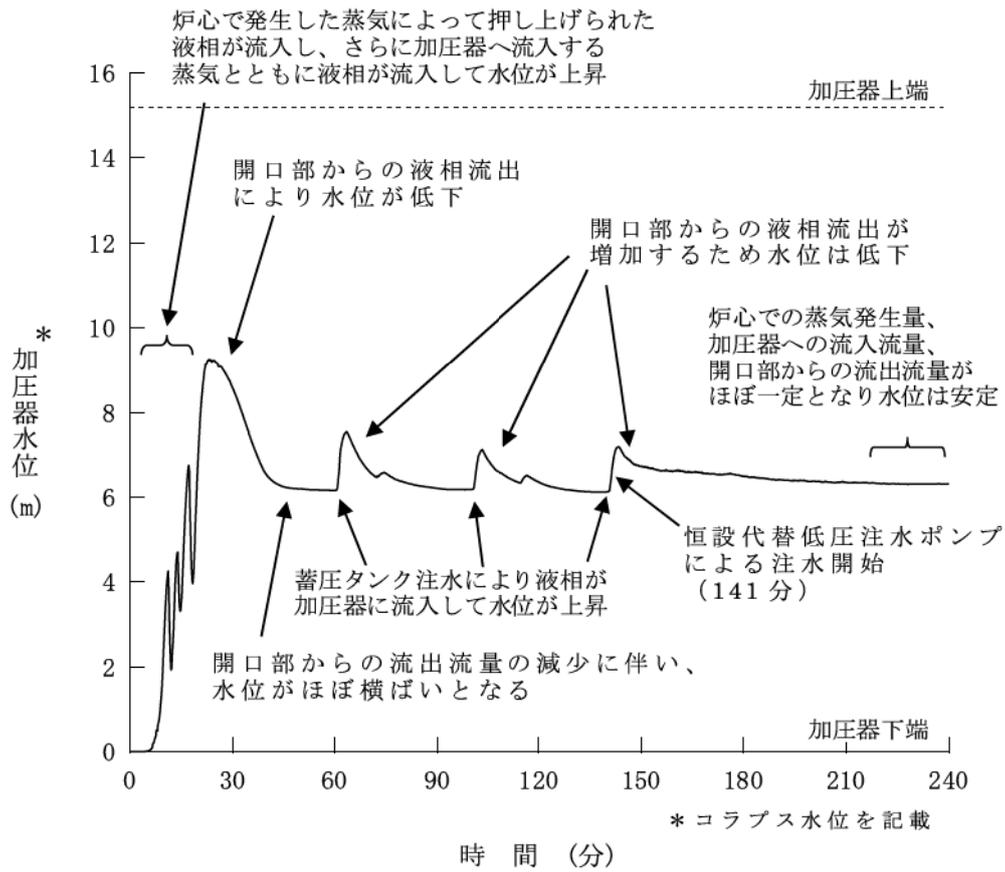


第 7.4.2.8 図 原子炉容器内水位の推移

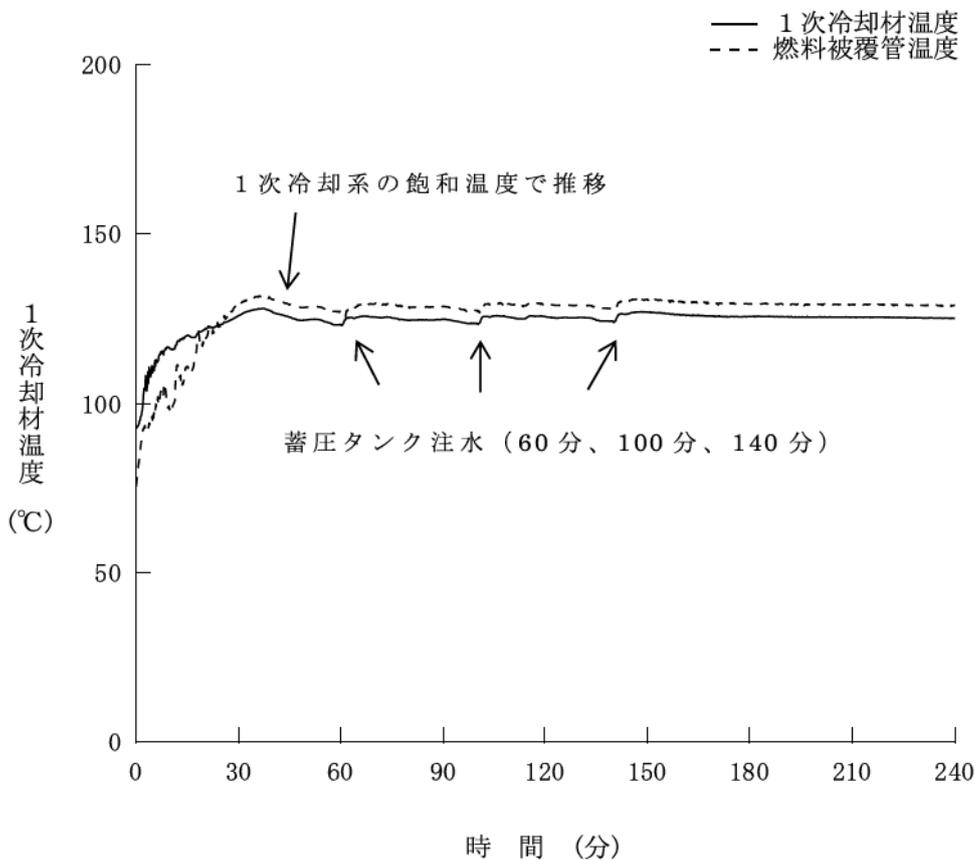
加圧器開口部からの二相流出により
1次冷却系保有水量が減少



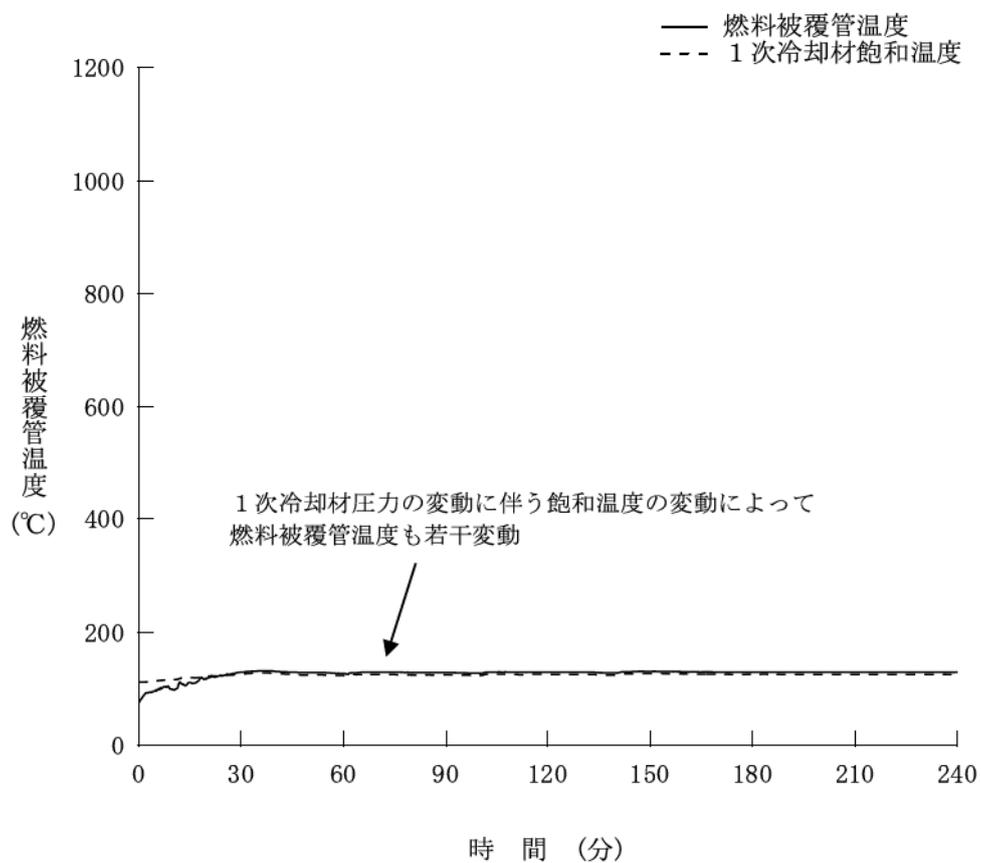
第 7.4.2.9 図 1次冷却系保有水量の推移



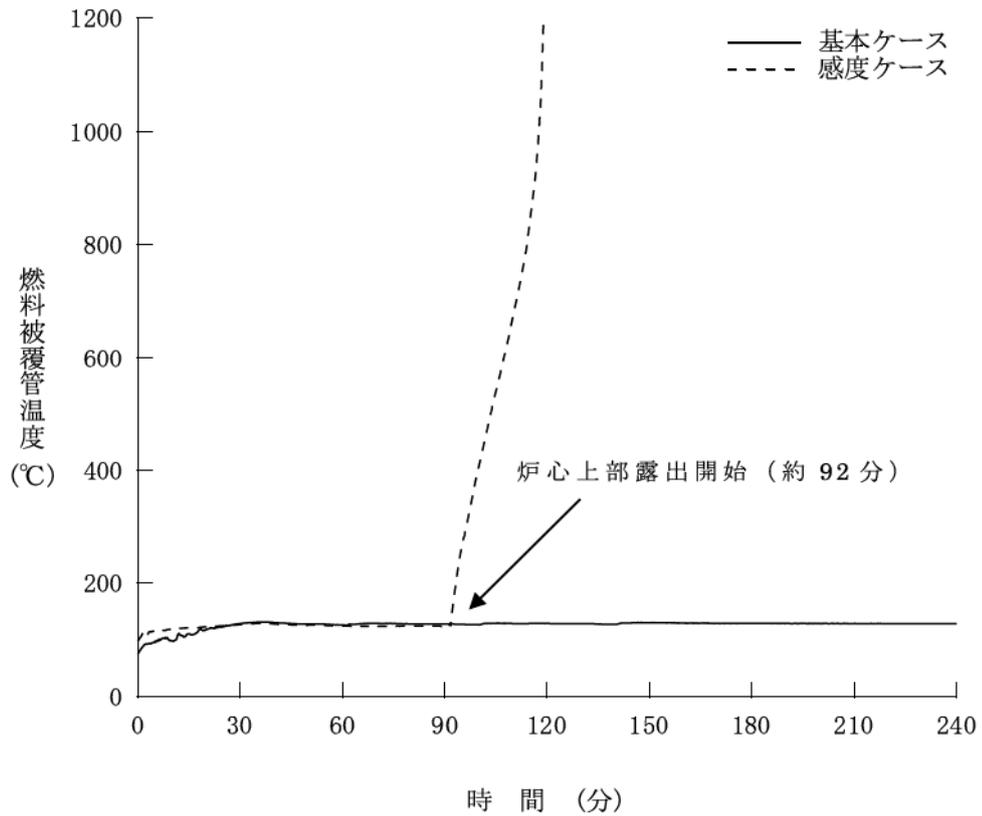
第 7.4.2.10 図 加圧器水位の推移



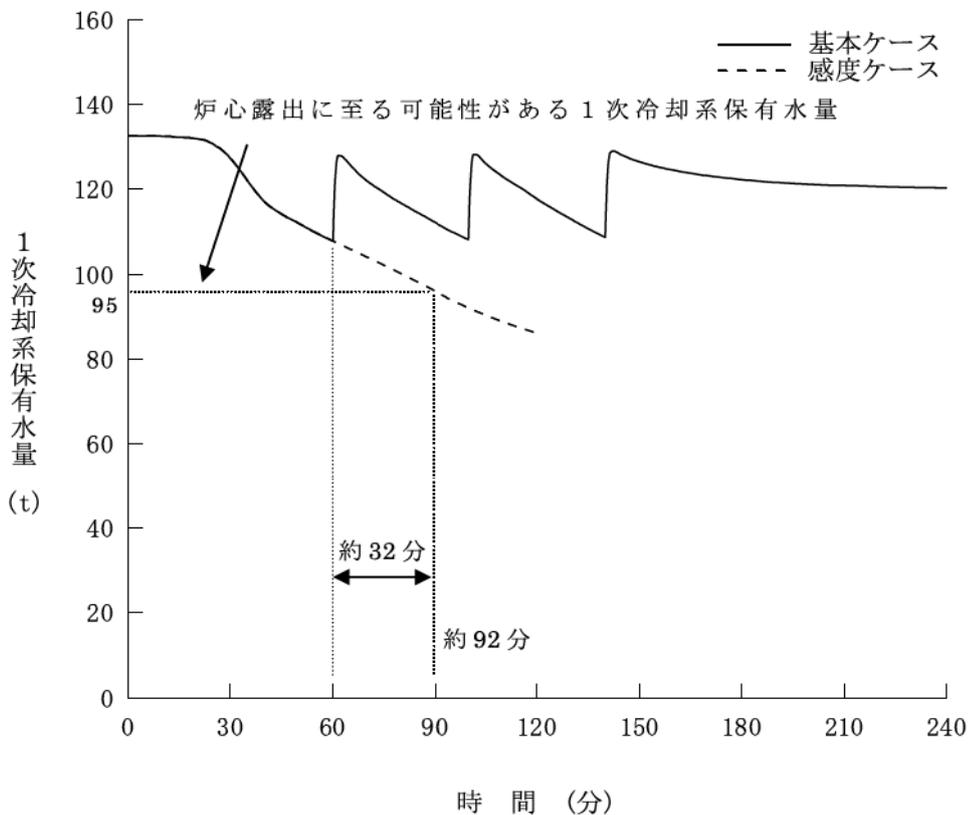
第 7.4.2.11 図 1次冷却材温度の推移



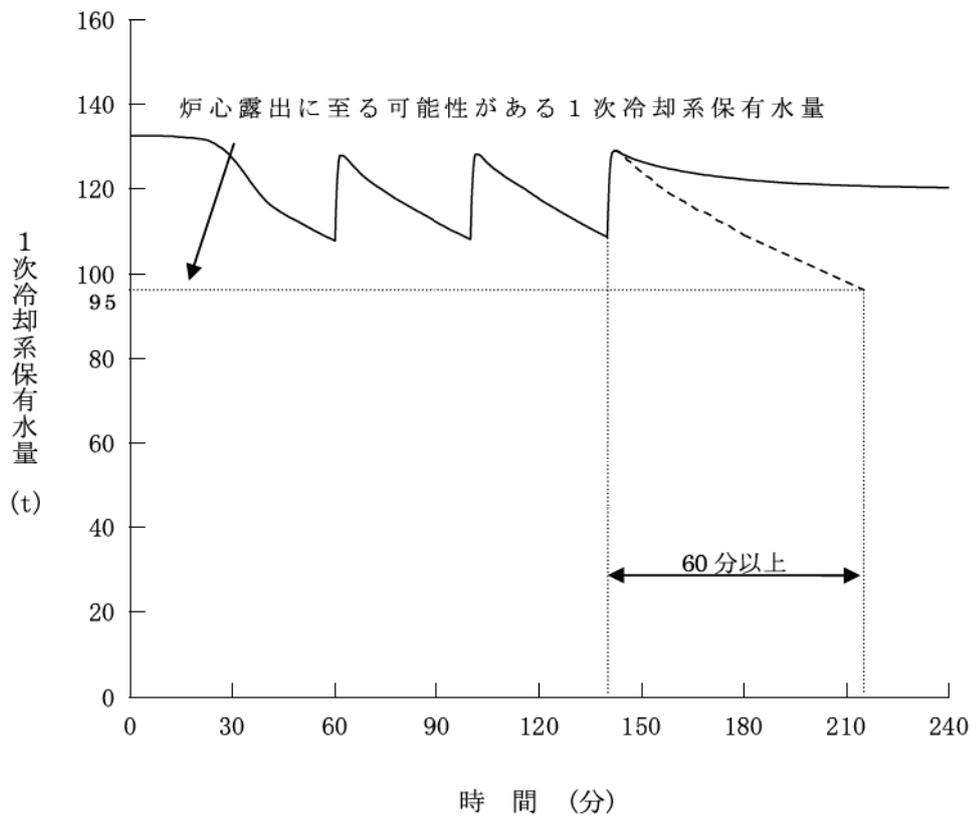
第 7.4.2.12 図 燃料被覆管温度の推移



第 7.4.2.13 図 燃料被覆管温度の推移 (炉心注水操作開始の時間余裕確認)



第 7.4.2.14 図 1 次冷却系保有水量の推移 (炉心注水操作開始の時間余裕確認)



第 7.4.2.15 図 1 次冷却系保有水量の推移
 (恒設代替低圧注水ポンプ炉心注水操作開始の時間余裕確認)

7.4.3 原子炉冷却材の流出

7.4.3.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」、「水位維持に失敗する事故」及び「オーバードレンとなる事故」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

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

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

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするために充てんポンプによる炉心注水を整備する。長期的な除熱を可能とするため、格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに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整備する。対策の概略系統図を第 7.4.3.1 図に、対応手順の概要を第 7.4.3.2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.4.3.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「7.4.3.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計12名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員4名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は6名である。この必要な要員と作業項目について第7.4.3.3図に示す。なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、12名で対処可能である。

a. 1次冷却系の水位低下による余熱除去機能喪失の判断

1次冷却材流出により1次冷却系の水位が低下し、余熱除去ポンプの運転に必要な水頭圧が確保できなくなり、余熱除去ポンプがトリップする。余熱除去系2系統の運転不能により、余熱除去機能喪失と判断する。

余熱除去機能喪失の判断に必要な計装設備は、余熱除去流量である。

b. 余熱除去機能喪失時の対応

余熱除去機能回復操作を実施するとともに、1次冷却材の流出原因調査及び隔離操作を行う。

c. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止

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

d. 原子炉格納容器隔離操作

放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離を行う。

e. 充てんポンプによる炉心注水及び1次冷却系保有水確保

充てんポンプにより燃料取替用水ピット水を炉心注水し、1次冷却系保有水を維持するとともに、加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸散により崩壊熱を除去する。

充てんポンプによる炉心注水及び1次冷却系保有水確保の操作に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

f. 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

格納容器圧力（広域）計指示が上昇し 39.0kPa[gage]になれば、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策としてアニュラス空気浄化ファンを起動する。

また、中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環系を起動する。

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に必要な計装設備は、格納容器圧力（広域）である。

g. 代替再循環運転又は高圧再循環運転による1次冷却系の冷却

長期対策として、燃料取替用水ピットを水源とした充てんポンプによる炉心冷却を継続して実施する。

また、余熱除去機能が回復しない状態で燃料取替用水ピット水位計指示が再循環切替水位（3号炉：12.5%、4号炉：16.0%）到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が56%以上であることを確認し、格納容器再循環サンプからA格納容器スプレイポンプを経てA格納容器スプレイ冷却器で冷却した水をA余熱除去系統及びA格納容器スプレイ系統に整備している連絡ラインより炉心注水する代替再循環運転又は高圧注入ポンプを経て炉心注水する高圧再循環運転に切り替えることで、継続的な炉心冷却を行う。

代替再循環運転による1次冷却系の冷却操作に必要な計装設備は、余熱除去流量等であり、高圧再循環運転による1次冷却系の冷却操作に必要な計装設備は、高圧注入流量等である。

h. 格納容器内自然対流冷却

長期対策として、A、D格納容器再循環ユニットへ原子炉補機

冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。

なお、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じてB格納容器スプレイポンプにより、格納容器スプレイ再循環運転を継続的に行う。

7.4.3.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、1次冷却材の流出流量の観点から代表性があり、1次冷却系保有水の確保の観点から、炉心崩壊熱が高く、1次冷却系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流並びに1次冷却系における冷却材流出及びECCS強制注入が重要な現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードM-RELAP5により1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.4.3.2表に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、余熱除去系統からの1次冷却材の流出を想定する。

ミッドループ運転中に1次冷却系と接続されている系統には余熱除去系統と化学体積制御系統等があるが、1次冷却系保有水の早期流出の観点で流量の多い余熱除去系統からの流出とする。

また、流出流量は余熱除去ポンプ1台による浄化運転時の最大流量として、450m³/hとする。

さらに、余熱除去機能喪失後も誤操作等による系外の漏えいの復旧を見込まず、流出が継続するものとし、流出する口径は余熱除去系統の最大口径である燃料取替用水ピット戻り配管の約0.2m（8インチ）相当とする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

余熱除去ポンプ入口側の1次冷却材が喪失した時点として、1次冷却系水位が1次冷却材管の下端に到達した時点で浄化運転中の余熱除去系が機能喪失し、その後さらに待機中の余熱除去系も機能喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合、ディーゼル発電機にて充てんポンプによる炉心注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の確保の観点から厳しくなる外部電源がない場合を想定する。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 充てんポンプの原子炉への注水流量

原子炉停止72時間後を事象開始として、「7.4.3.2(2)c. 重大事故等対策に関連する操作条件」の(a)で設定した時点の崩壊熱の蒸散量に、流出により低下した水位を回復させるための水量を見込み、45m³/hとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間

に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 充てんポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間として、余熱除去機能喪失の 20 分後に開始するものとする。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.4.3.2 図に、1 次冷却材圧力、加圧器水位、燃料被覆管温度等の 1 次冷却系パラメータの推移を第 7.4.3.4 図から第 7.4.3.13 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、1 次冷却材の流出に伴い、1 次冷却系水位が低下し約 3 分で余熱除去系が機能喪失することで流出流量が減少する。事象発生約 23 分後、充てんポンプによる炉心注水を開始し、加圧器開口部及び余熱除去系抽出口からの流出流量と炉心への注水流量が釣り合うことにより 1 次冷却系保有水量を確保することができる。

b. 評価項目等

炉心上端ボイド率は第 7.4.3.5 図に示すとおりであり、充てんポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することなく燃料有効長頂部は冠水している。

また、燃料有効長上端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り、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値 0.15mSv/h を上回ることはなく、放射線の遮蔽を維持できる。

炉心崩壊熱に伴う 1 次冷却材のボイド発生により、1 次冷却材の密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と、1 次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度帰還効果が生じる。ミッドループ運転時の炉心が高濃度のほう酸水で満たされている場合は、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により、一時的に反応度は上昇する場合もある。これらの効果を考慮し、

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評価した。その結果、事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約 $-6.2\% \Delta k/k$ であり、未臨界であることを確認した。このとき、事象発生前の初期未臨界度は、取替炉心による反応度の変動を考慮して浅く設定している。また、事象進展中の反応度変化量は、ほう素価値が取替炉心で大きく変わらないことから、ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で大きく変わらない。したがって、取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。

燃料被覆管温度は第7.4.3.13図に示すとおり、初期温度から大きく上昇することはなく1次冷却材の飽和温度と同等の温度に維持できる。

第7.4.3.10図及び第7.4.3.12図に示すとおり、事象発生の約30分後に、1次冷却系保有水量及び1次冷却材温度は安定しており、安定状態を維持できる。

その後は、1次冷却材流出システムの隔離を行った上で、燃料取替用水ピット水位及び格納容器再循環サンプル水位が再循環切替値に到達後、A格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転に切り替え、炉心冷却を継続すること、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、また、必要に応じてB格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイにより原子炉格納容器の除熱を継続することで、燃料の健全性を維持できる。

なお、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態においては、炉心崩壊熱及び1次冷却系保有水量の観点から、燃料取出前のミッドループ運転時の状態が評価項目である燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して最も厳しい想定であり、運転停止中の他のプラント状態においてもすべての評価項目を満足できる。

また、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態以外の部分出力運転や高温停止状態においては、燃料取出前のミッドル

ープ運転時と比べて、期待できる蓄圧タンク等の緩和機能の台数が増えることから、1次冷却系保有水が確保される状況にあり、炉心崩壊熱を考慮してもすべての評価項目を満足できる。

7.4.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。

本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である充てんポンプによる炉心注水操作により、1次冷却系保有水を確保することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、1次冷却系水位低下による余熱除去機能喪失を起点とする充てんポンプによる炉心注水とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、余熱除去機能喪失が早くなることで、1次冷却系水位低下による余熱除去機能喪失を起点とする充てんポンプによる炉心注水の操作開始が早くなるが、操作開始が早まる時間は数十秒であり、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken試験解析の結果から、二相臨界流での漏えい量について

-10%~+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮した場合、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることにより、炉心露出に対する事象進展が遅くなることから、1次冷却系水位低下による余熱除去機能喪失を起点とする操作の開始が遅くなる。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなるが、第7.4.3.9図に示すとおり、最も低くなる原子炉容器内水位は、炉心上端から約1.3mの高さ位置であるため、炉心の冠水は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken試験解析の結果から、二相臨界流での漏えい量について-10%~+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮した場合、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第7.4.3.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を

与えらるる炉心崩壊熱及び1次冷却材流出流量に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率が低下し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されるが、余熱除去機能喪失までの期間においては、1次冷却系保有水の減少量のうち余熱除去系統からの1次冷却材の流出量が支配的であることから、1次冷却系水位低下による余熱除去機能喪失を起点とする操作に与える影響は小さい。

1次冷却材流出流量を最確値とした場合、解析条件で設定している1次冷却材流出流量より減少し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、1次冷却系水位低下が遅くなることで、余熱除去機能喪失に対する事象進展は遅くなるが、余熱除去機能喪失以降に1次冷却系水位を起点に開始する運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率が低下し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

1次冷却材流出流量を最確値とした場合、解析条件で設定している1次冷却材流出流量より減少し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響及び解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラ

メータに与える影響を確認する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

充てんポンプによる炉心注水は、第 7.4.3.3 図に示すとおり、中央制御室からの操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

充てんポンプによる炉心注水の操作開始時間については、解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には、1次冷却系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、操作開始が遅くなる場合は、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散及び1次冷却材流出に伴う1次冷却系保有水量の減少と操作遅れ時間の程度により評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなると考えられるが、「7.4.3.3(3) 操作時間余裕の把握」において、充てんポンプによる炉心注水が遅れた場合の操作時間余裕を評価しており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(3) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性を確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。

充てんポンプによる炉心注水の操作時間余裕としては、第 7.4.3.14 図に示すとおり、充てんポンプによる炉心注水開始時点の1次冷却系からの流出量を維持するものとして概算した結果、炉心が露出する可能性がある1次冷却系保有水量となるまで事象発生の約 23 分後から約 46 分の操作時間余裕があることを確認した。

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える

影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員による充てんポンプを用いた炉心注水により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.4.3.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.4.3.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり12名である。したがって、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員68名で対処可能である。ただし、緊急時対策所建屋内に緊急時対策所を設置するまでは、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員70名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。

a. 水源

燃料取替用水ピット（1,860m³：有効水量）を水源とする充てんポンプによる炉心注水については、燃料取替用水ピット水位が再循環切替水位（3号炉：12.5%、4号炉：16.0%）に到達後、代替

再循環へ切り替え、以降は格納容器再循環サンプを水源とするため、燃料取替用水ピットへの補給は不要である。

b. 燃料

ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後 7 日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約 594.7kl の重油が必要となる。

電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 8.3kl の重油が必要となる。

7 日間の運転継続に必要な重油はこれらを合計して約 603.1kl となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯蔵タンク及び重油タンクの合計油量(620kl)にて供給可能である。

c. 電源

ディーゼル発電機の電源負荷について、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.4.3.5 結論

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、原子炉の運転停止中に、原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、誤操作等によって系外への漏えいが発生する。このため、1次冷却材が流出することで、余熱除去機能が喪失し、1次冷却系保有水量が減少することで炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する燃料損傷防止対策は、短期対策として充てんポンプによる炉心注水、長期対策として格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに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整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「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

り機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、充てんポンプによる炉心注水により炉心は露出することはなく燃料有効長頂部は冠水している。燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、放射線の遮蔽を維持でき、また、炉心崩壊熱により1次冷却材にボイドが発生した場合においても未臨界を維持できる。

その結果、燃料有効長頂部は冠水し、放射線の遮蔽は維持され、未臨界が確保されており、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさ並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、充てんポンプを用いた炉心注水による燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であり、事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。

第 7.4.3.1 表 「原子炉冷却材の流出」における重大事故等対策について（1 / 3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
a. 1次冷却系の水位低下による余熱除去機能喪失の判断	<ul style="list-style-type: none"> 1次冷却材流出により1次冷却系の水位が低下し、余熱除去ポンプの運転に必要な水頭圧が確保できなくなり、余熱除去ポンプがトリップする。余熱除去系2系統の運転不能により、余熱除去機能喪失と判断する。 	-	-	余熱除去流量
b. 余熱除去機能喪失時の対応	<ul style="list-style-type: none"> 余熱除去機能回復操作を実施するとともに、1次冷却材の流出原因調査及び隔離操作を行う。 	【余熱除去ポンプ】	-	-
c. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバケーションアラーム又はベージング装置により退避の指示を行う。 作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。 	-	-	-
d. 原子炉格納容器隔離操作	<ul style="list-style-type: none"> 放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離を行う。 	-	-	-

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.4.3.1 表 「原子炉冷却材の流出」における重大事故等対策について（2 / 3）

重大事故等対処設備			
判断及び操作	手順	常設設備	可搬設備 計装設備
e. 充てんポンプによる炉心注水及び1次冷却系保有水確保	<ul style="list-style-type: none"> 充てんポンプにより燃料取替用水ピット水を炉心注水し、1次冷却系保有水を維持するとともに、加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸散により崩壊熱を除去する。 	充てんポンプ 燃料取替用水ピット ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク 重油タンク	加圧器水位 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 燃料取替用水ピット水位
f. アニユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器圧力（広域）計指示が上昇し 39.0kPa[gage]になれば、アニユラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策としてアニユラス空気浄化ファンを起動する。 中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環系を起動する。 	アニユラス空気浄化ファン アニユラス空気浄化ファン 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ァン ディーゼルユニット 燃料油貯蔵タンク 重油タンク	格納容器圧力（広域）

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.4.3.1 表 「原子炉冷却材の流出」における重大事故等対策について（3 / 3）

重大事故等対処設備			
判断及び操作	手順	常設設備	可搬設備
g. 代替再循環運転又は高圧再循環運転による 1 次冷却系の冷却	<ul style="list-style-type: none"> 長期対策として、燃料取替用水ピットを水源とした充てんポンプによる炉心冷却を継続して実施する。 余熱除去機能が回復しない状態で燃料取替用水ピット水位計指示が再循環切替水位（3号炉：12.5%、4号炉：16.0%）到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 56%以上であることを確認し、格納容器再循環サンプからA格納容器スプレイポンプを経てA格納容器スプレイ冷却器で冷却した水をA余熱除去系統及びA格納容器スプレイ系統に整備している連絡ラインより炉心注水する代替再循環運転又は高圧注水入ポンプを経て炉心注水する高圧再循環運転に切り替えることで、継続的な炉心冷却を行う。 	充てんポンプ 燃料取替用水ピット デイゼル発電機 燃料油貯蔵タンク 重油タンク 高圧注水ポンプ A格納容器スプレイポンプ (RHRSS-CSSS連絡ライン使用) A格納容器スプレイ冷却器 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	余熱除去流量 高圧注水流量 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) 1次冷却材低温側温度(広域) 1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材圧力 加圧器水位 燃料取替用水ピット水位
h. 格納容器内自然対流冷却	<ul style="list-style-type: none"> 長期対策として、A、D格納容器再循環ユニットへ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ことで、原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。 原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器スプレイポンプにより、格納容器スプレイ再循環運転を継続的に行う。 	A、D格納容器再循環ユニット 原子炉補機冷却水ポンプ 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 海水ポンプ デイゼル発電機 燃料油貯蔵タンク 重油タンク B格納容器スプレイポンプ B格納容器スプレイ冷却器 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 格納容器圧力(広域) 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) 原子炉補機サージタンク 加圧ライン圧力 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)

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

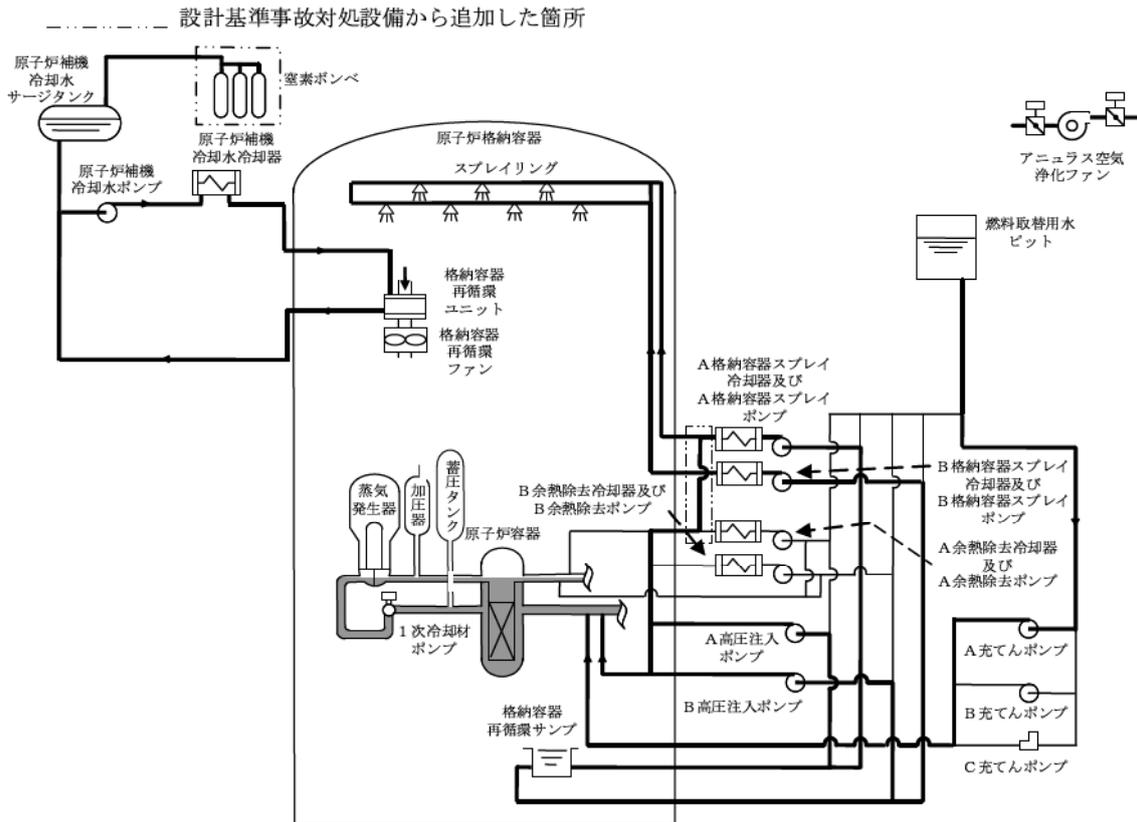
第 7.4.3.2 表 「原子炉冷却材の流出」の主要解析条件（燃料取出前のミッドロード運転中に
原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故）（1 / 2）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	M-R E L A P 5	本重要事故シナリオの重要現象である炉心における沸騰・ブレイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
原子炉停止後の時間	72 時間	評価結果を厳しくするよう、燃料取り出し前のミッドロード運転中の事故を想定し、そのうち、炉心露出の観点から炉心崩壊熱と 1 次冷却系保有水量の最も厳しい組合せとなる 1 次冷却材水抜き完了時に事故が発生するものとする。したがって、定期検査完了工程上、原子炉停止から 1 次冷却材水抜き完了までの時間を短縮し、原子炉停止後の最短時間に余裕を見た時間として設定。原子炉停止後の時間が短いと炉心崩壊熱が大きくなり、1 次冷却材の蒸散率も大きくなることから、1 次冷却系保有水量を確保しにくく厳しい設定。
1 次冷却材圧力 (初期)	大気圧 (0MPa [gauge])	ミッドロード運転時は 1 次冷却系を大気開放状態としていることから設定。
1 次冷却材高温側温度 (初期)	93℃ (保安規定モード 5)	評価結果を厳しくするよう、ミッドロード運転時の運転モード (モード 5) の上限値として設定。1 次冷却材温度が高いと 1 次冷却系の保有熱が大きくなり、1 次冷却系保有水量を確保しにくく厳しい設定。
1 次冷却材水位 (初期)	原子炉容器出入口 配管中心高さ + 200mm	評価結果を厳しくするよう、プラント系統構成上の制約から定めているミッドロード運転時の水位として設定。ミッドロード運転時の水位が低いと 1 次冷却系保有水量が少なくなることから厳しい設定。
炉心崩壊熱	F P : 日本原子力学会推奨値 アクチニド : ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
1 次冷却系開口部	加圧器安全弁 3 個取外し	ミッドロード運転時の蒸気放出経路として、確保している経路を設定。
2 次冷却系の状態	2 次冷却系からの冷却なし	炉心崩壊熱による 1 次冷却材の蒸散に伴い、1 次冷却系保有水量の減少を早める観点から、2 次冷却系からの冷却は想定しない。

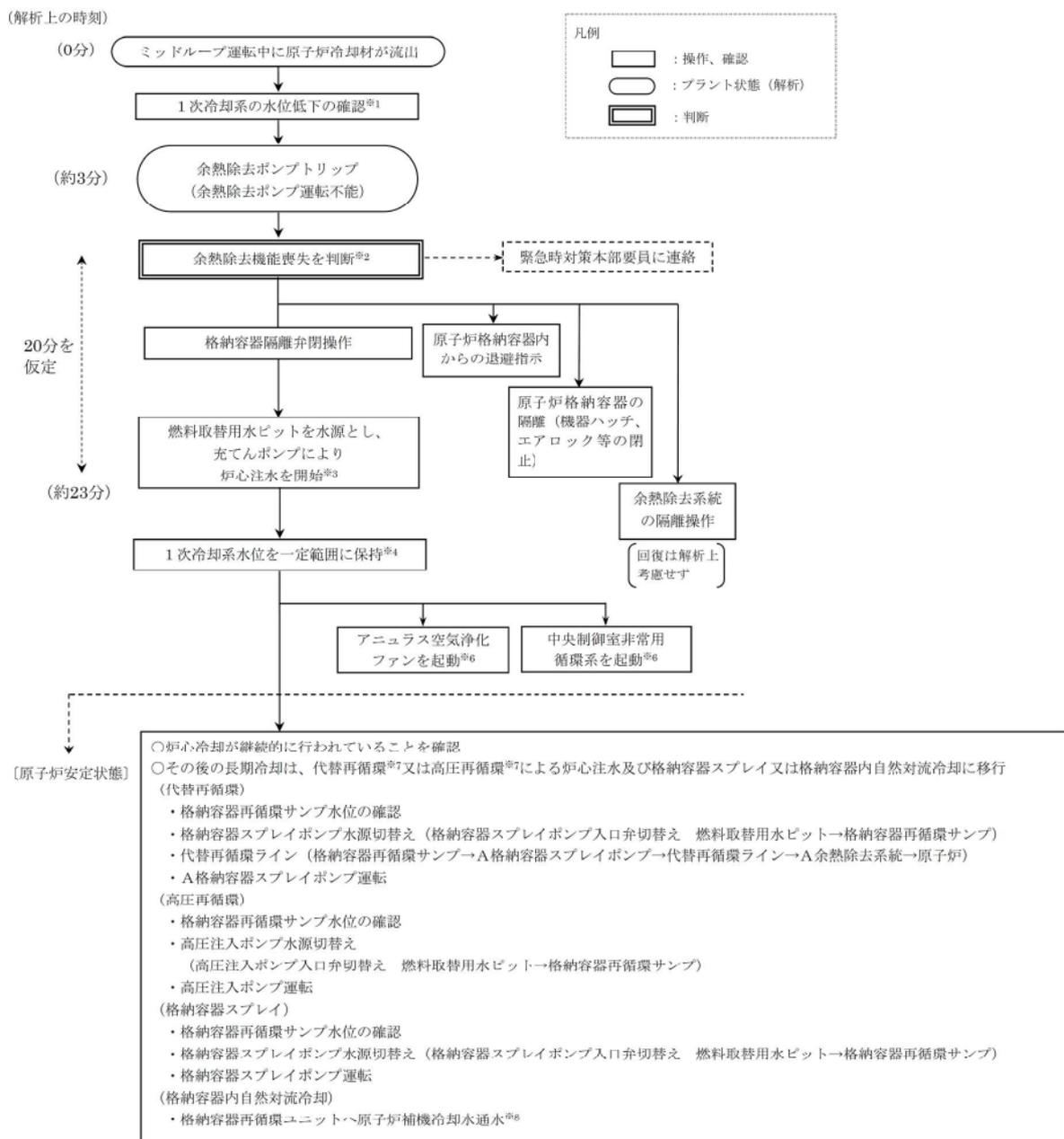
初期条件

第 7.4.3.2 表 「原子炉冷却材の流出」の主要解析条件（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）（2 / 2）

項目		主要解析条件		条件設定の考え方
事故条件	起因事象	余熱除去系統からの1次冷却材の流出	450m ³ /h (余熱除去機能喪失まで流出) 燃料取替用水ピット戻り配管の口径である約0.2m (8インチ) 口径相当の漏えい(余熱除去機能喪失後)	余熱除去ポンプ1台による浄化運転時の最大流量として設定（ミッドループ運転中に1次冷却系と接続されている系統には余熱除去系統と化学体積制御系統があるが、1次冷却系保有水の早期流出の観点で、流量の多い余熱除去系統からの流出を想定）。
	安全機能の喪失に対する仮定	1次冷却系水位が1次冷却材管の下端に到達した時点で余熱除去機能喪失		誤開した弁の復旧を見込まず、余熱除去機能喪失後も流出が継続するものとして設定。また、流出する口径は余熱除去系統の最大口径を設定。
	外部電源	外部電源なし		余熱除去ポンプ入口側の1次冷却材が喪失した時点で、浄化運転中の余熱除去系が機能喪失し、さらにこれに伴い待機中の余熱除去系も機能喪失を仮定。
重大事故等対策に関連する機器条件	充てんポンプの原子炉への注水流量	45m ³ /h		外部電源がない場合、ディーゼル発電機にて充てんポンプによる炉心注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源確保の観点で厳しくなる外部電源がない場合を設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	充てんポンプ作動	余熱除去ポンプ機能喪失後 20分		原子炉停止の72時間後を事象開始として、充てんポンプの起動時間約23分時点における炉心崩壊熱による蒸散量約27.8 m ³ /hを上回る値として設定。
				運転員等操作時間余裕として、事象の検知及び判断並びに充てんポンプによる炉心注水操作に計20分を想定して設定。



第 7.4.3.1 図 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策の概略系統図



※1：解析上、初期水位E.L.+23.10m (ノズルセンタ+20cm)、水位低警報はE.L.+22.93m (ノズルセンタ+3cm) にて燃料取替時1次冷却系統水位注意警報が発信。

※2：余熱除去機能喪失の判断は、運転表示灯、余熱除去流量、余熱除去ポンプ出口圧力等により総合的に判断する。

※3：実際の操作では、充てんポンプによる炉心注水以外に、蒸気発生器を使用した除熱、燃料取替用水ピットからの重力注水等の冷却方法がある。

※4：1次冷却系水位は1次冷却材配管下端水位以上で適宜調整する。

※5：格納容器圧力 (広域) 計指示が20.0kPa[gauge]になれば起動する。

※6：燃料取替用水ピット水位計指示が再循環切替水位 (3号炉：12.5%、4号炉：16.0%) 到達及び格納容器再循環サンプ水位 (広域) 計指示が56%以上であることを確認し、代替再循環又は高圧再循環に移行する。

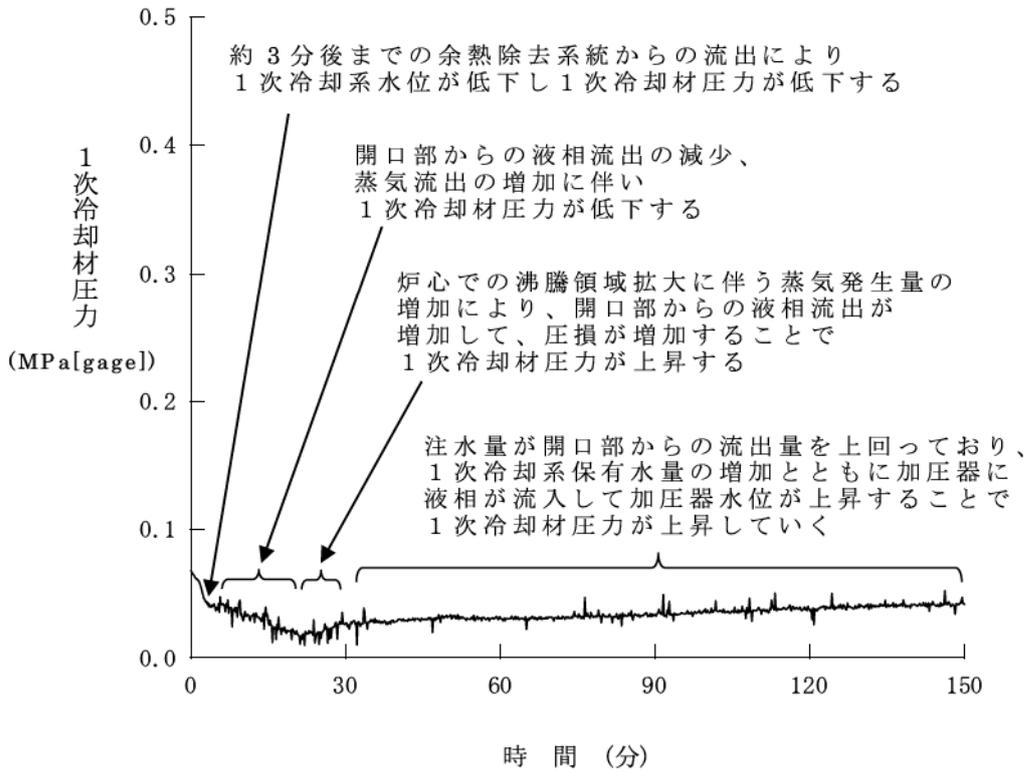
※7：格納容器圧力 (広域) 計指示が196kPa[gauge]及び格納容器スプレイ不動作となれば格納容器内自然対流冷却の準備を開始し、準備が完了すれば通水を開始する。

第 7.4.3.2 図 「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要
(「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」の事象進展)

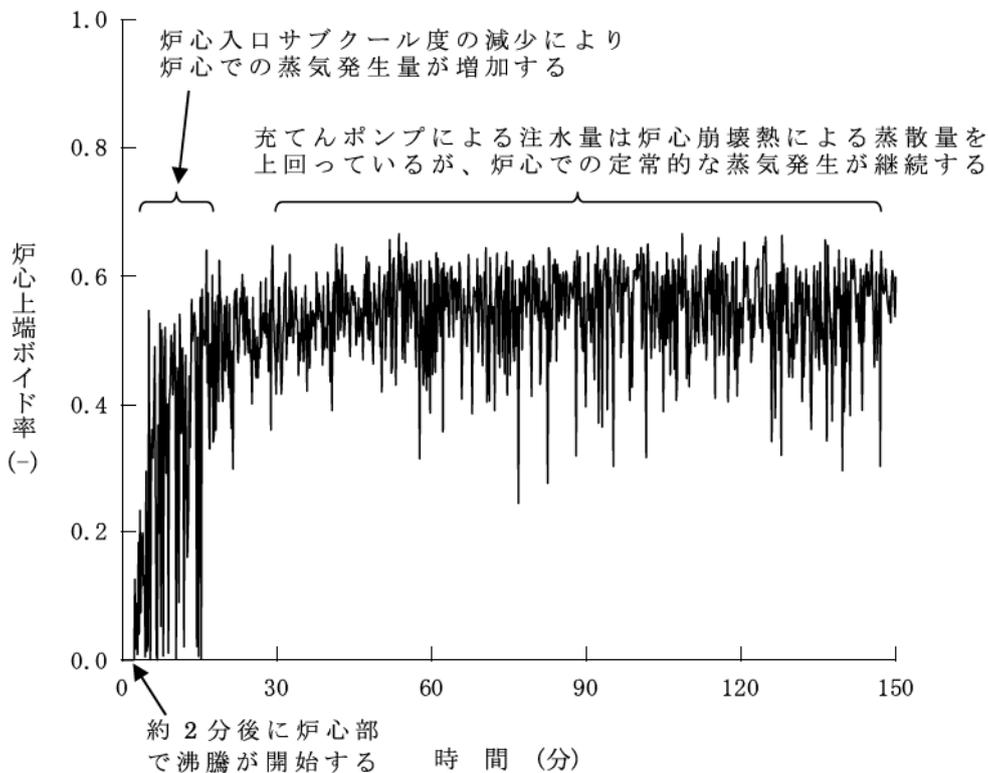
必要な要員と作業項目		経過時間(分)		備考
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は作業後移動してきた要員	手順の内容	経過時間(分)	備考
	3号 4号			
状況判断	当直課長、当直主任 運転員A、B 運転員A	<ul style="list-style-type: none"> ●号炉ごと 運転操作指揮 ●1次冷却系水位、漏えい状況確認 ●余熱除去ポンプトリップ確認 (中央制御室確認) ●原子炉格納容器内からの退避指示、格納容器機器ハツ子の閉止依頼、格納容器エアロックの閉止依頼 ●格納容器隔離弁閉操作 (中央制御室操作) 	10分 10分 10分	事象発生 約23分 充てんポンプによる炉心への注水 約3分 余熱除去ポンプトリップ プラント状況判断
原子炉格納容器隔離	格納容器内作業員 出入監視員	<ul style="list-style-type: none"> ●原子炉格納容器内からの退避 (現場操作) ●点呼、報告 ●原子炉格納容器内からの退避確認、報告他 ●格納容器エアロック閉止 (現場操作) 	10分 25分 5分	重大事故等対策に必要な要員とは関係のない一助作業員。 ミッドループ運転期間中は出入監視員が2時間常駐する。
炉心注水操作	運転員A	●充てんポンプによる炉心注水操作 (中央制御室操作)	3分	
漏えい箇所隔離操作 (解析上考慮せず)	運転員A	●余熱除去系の隔離操作 (中央制御室操作)	10分	適宜実施
	運転員B	●余熱除去系漏えい原因調査、隔離操作 (現場操作)	20分	適宜実施
	運転員A	●アニュラス空気浄化ファン起動操作 ●中央制御室非常用循環系起動操作 (中央制御室操作)	5分 5分	適宜実施 ※1 適宜実施 ※1

上記要員に加え、緊急時対策本部要員6名にて関係各所に通報連絡を行う。
 なお、各設定時間は操作場所、操作条件並びに実際の現場移動を含む作業時間等を考慮した上で解析上の設定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。
 また、運転員が解析上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している。

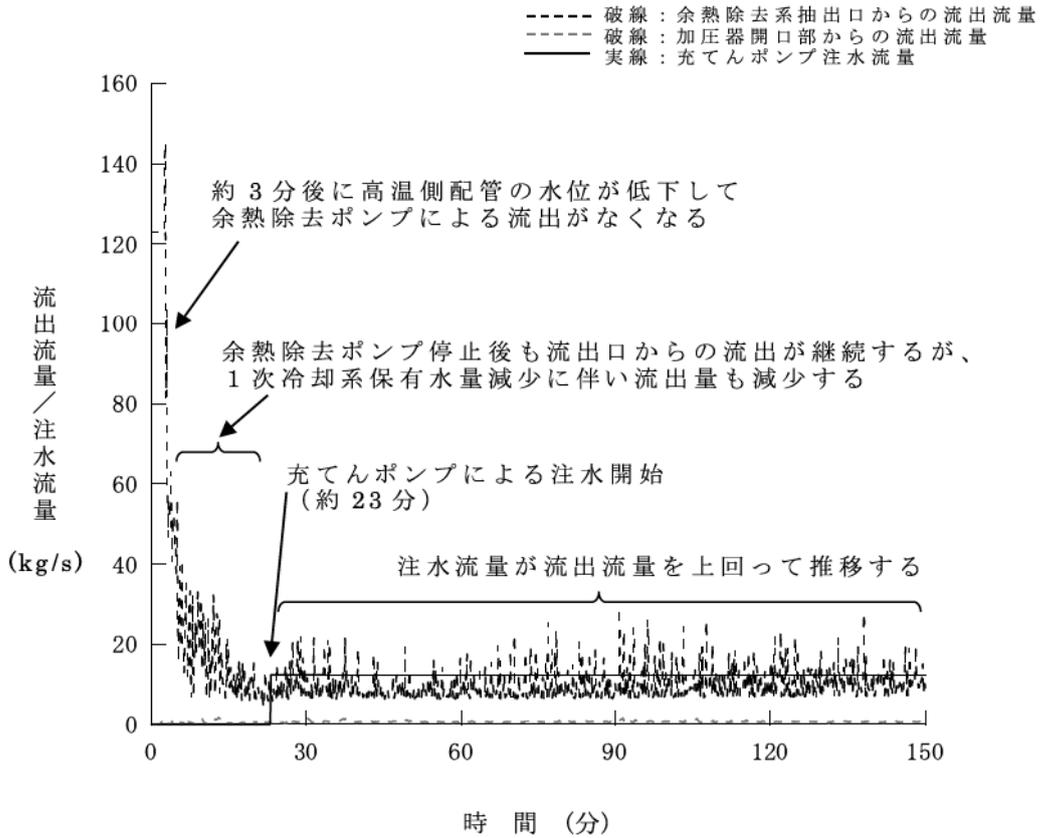
第 7.4.3.3 図 「原子炉冷却材の流出」の作業時間と手順 (燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故)



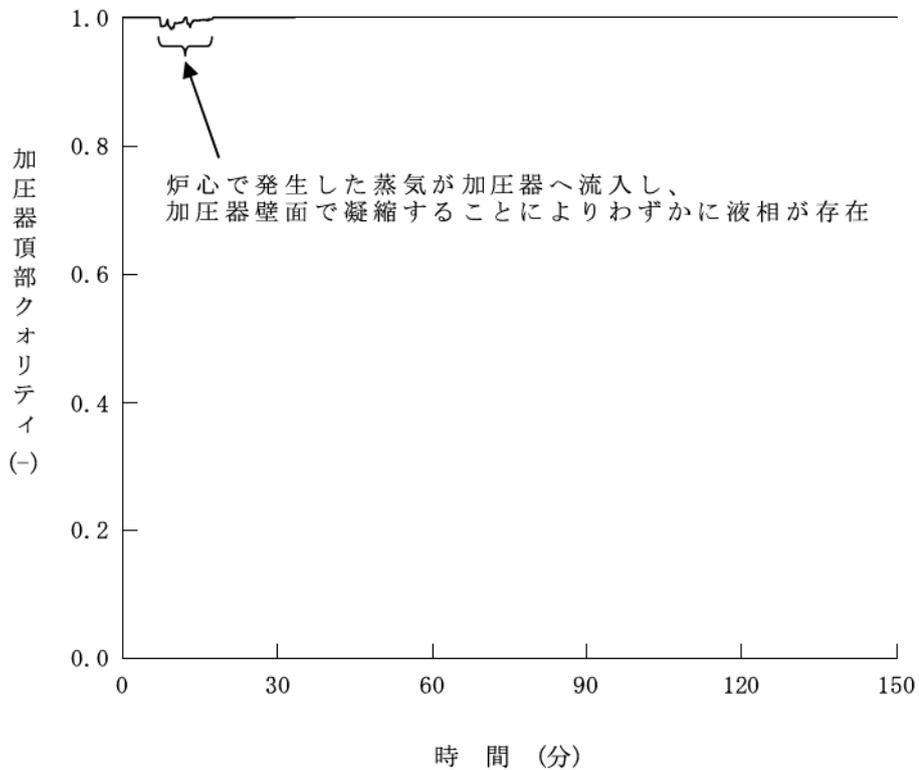
第 7.4.3.4 図 1 次冷却材圧力の推移



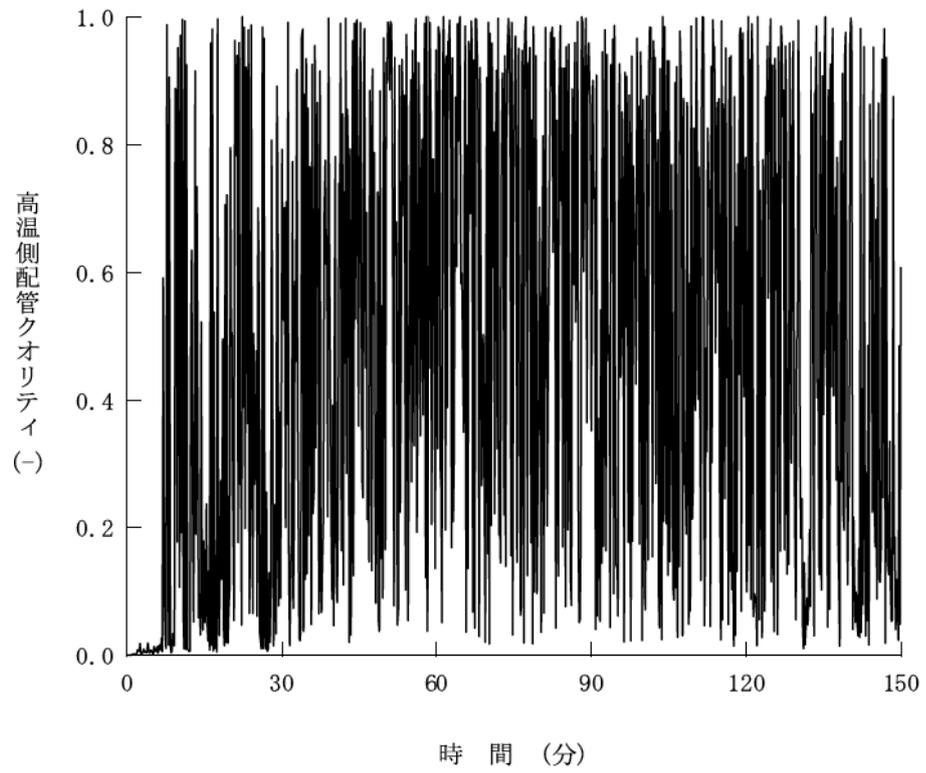
第 7.4.3.5 図 炉心上端ボイド率の推移



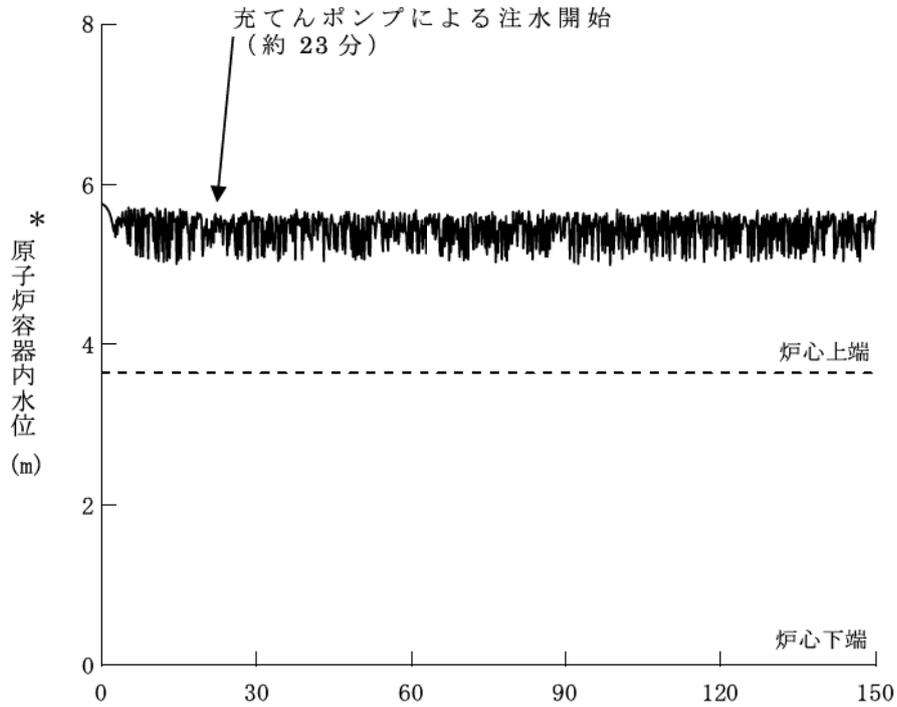
第 7.4.3.6 図 開口部からの流出流量と注水流量の推移



第 7.4.3.7 図 加圧器頂部クオリティの推移

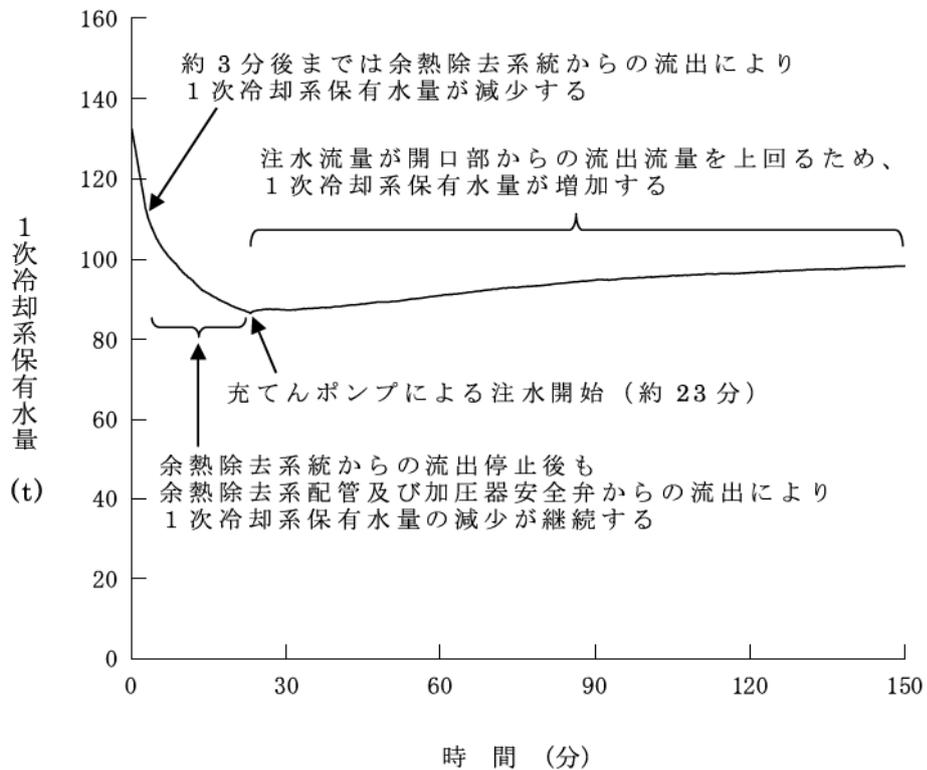


第 7.4.3.8 図 高温側配管クオリティ（余熱除去系抽出口）の推移

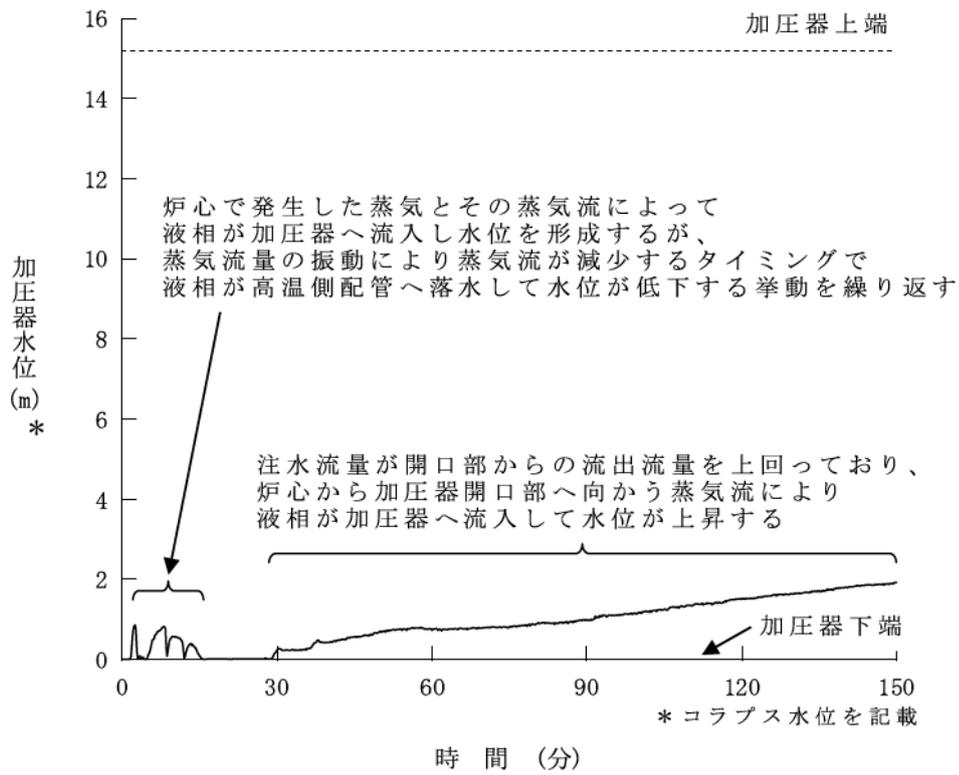


時間 (分) * : 気泡炉心水位を表示

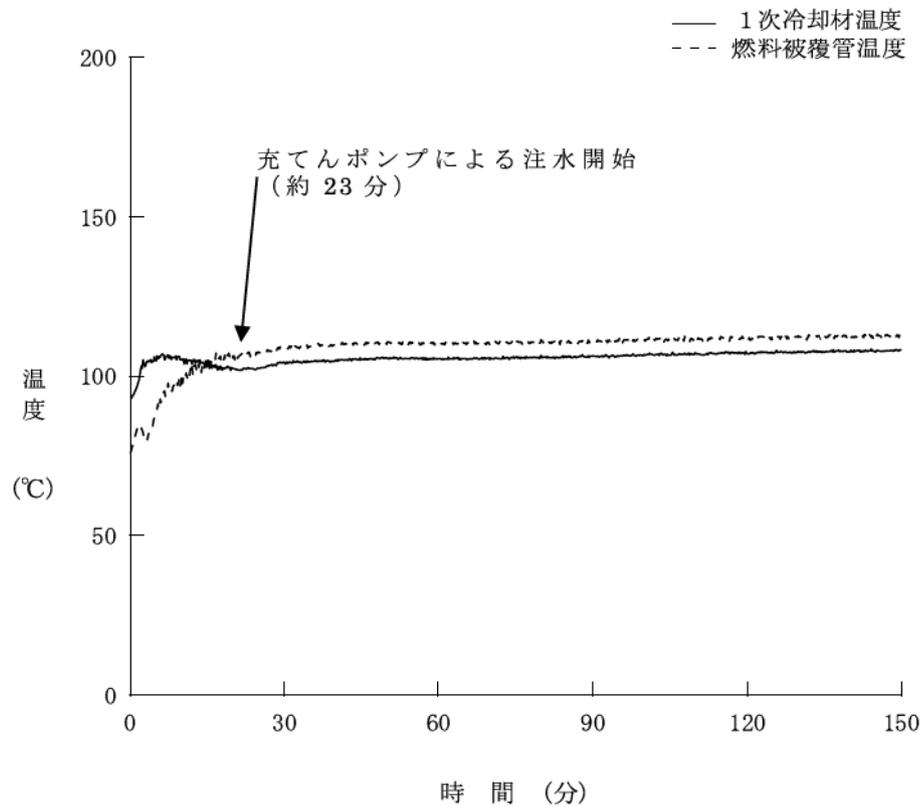
第 7.4.3.9 図 原子炉容器内水位の推移



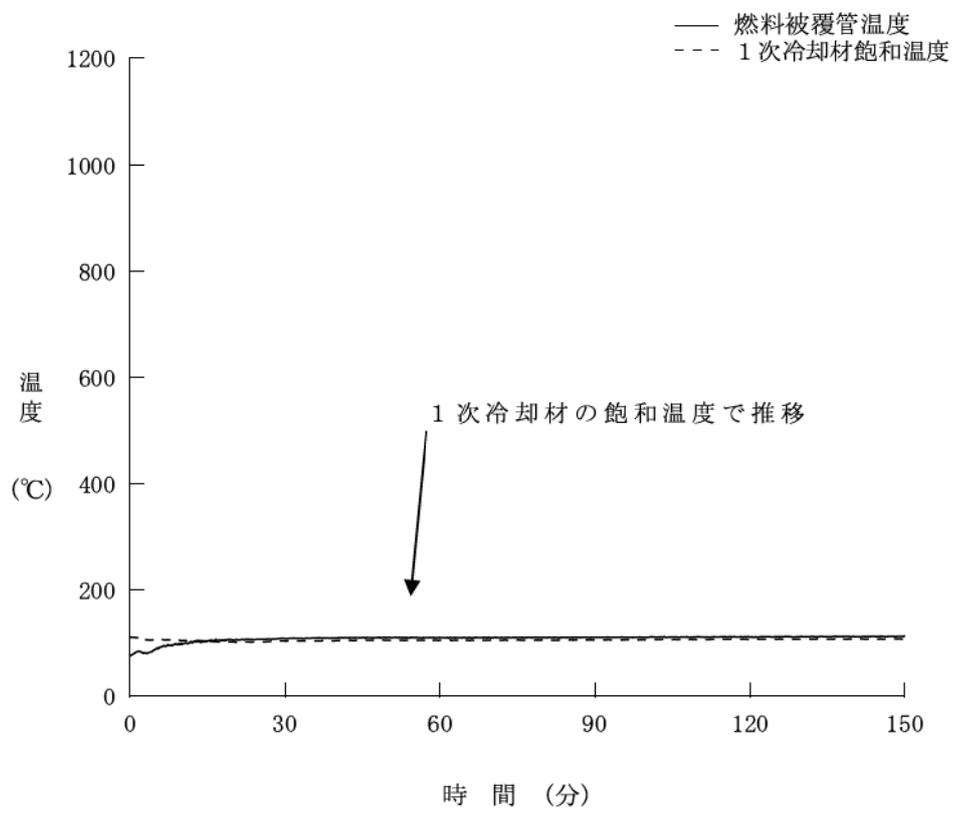
第 7.4.3.10 図 1 次冷却系保有水量の推移



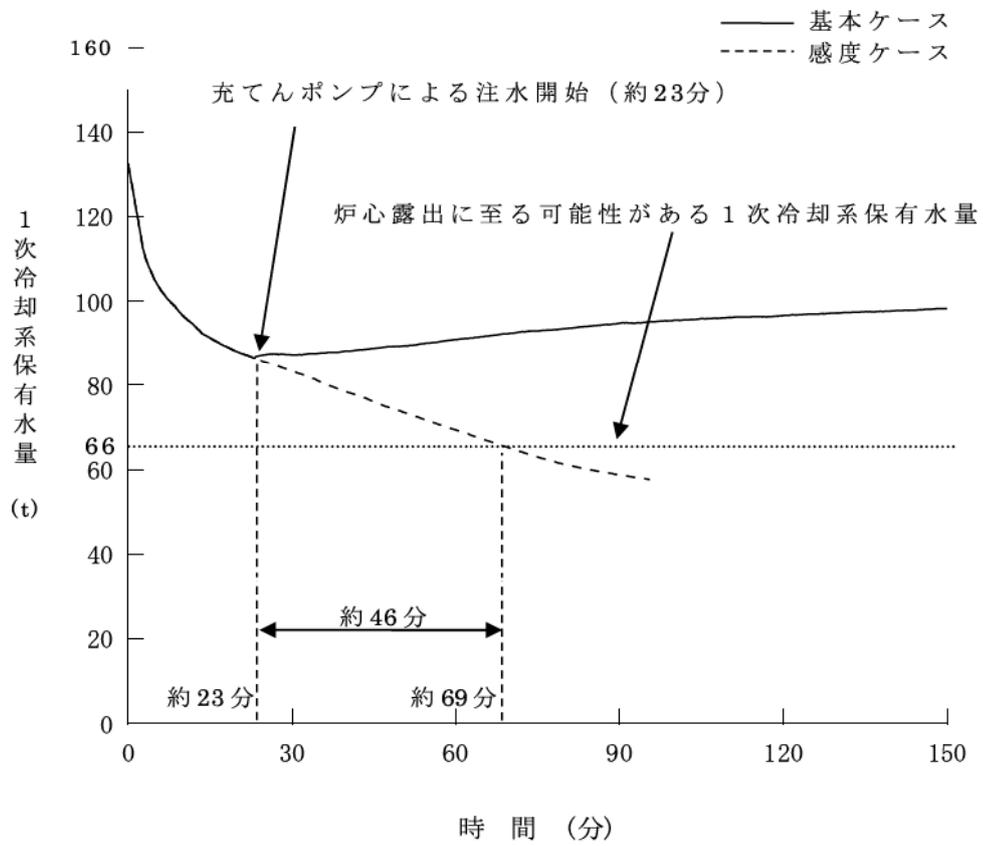
第 7.4.3.11 図 加圧器水位の推移



第 7.4.3.12 図 1次冷却材温度の推移



第 7.4.3.13 図 燃料被覆管温度の推移



第 7.4.3.14 図 1 次冷却系保有水量の推移 (炉心注水操作開始の時間余裕)

7.4.4 反応度の誤投入

7.4.4.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「反応度の誤投入事故」のみである。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

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

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

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするために純水注水を停止し、1次冷却材を濃縮するほう酸注入を整備する。対策の概略系統図を第 7.4.4.1 図に、対応手順の概要を第 7.4.4.2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.4.4.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「7.4.4.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計12名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長及び

当直主任の 2 名、運転操作対応を行う運転員 4 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所へ通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 6 名である。この必要な要員と作業項目について第 7.4.4.3 図に示す。

a. 反応度の誤投入の判断

1 次冷却系の希釈事象が発生し、中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示上昇、原子炉補給水補給流量積算制御器の動作音及び炉外核計装装置可聴計数率計の計数音間隔が短くなることにより、反応度の誤投入を判断する。

なお、停止時中性子束レベルの 0.5 デカード以上となれば、「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報が発信する。

反応度の誤投入の判断に必要な計装設備は、中性子源領域中性子束等である。

b. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止

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

c. 希釈停止操作

1 次系補給水ポンプの停止及び当該系統の弁の開操作により、原子炉補給水補給流量積算制御器の動作停止を確認する。

d. ほう酸濃縮操作

ほう酸ポンプ起動及び緊急ほう酸注入ライン補給弁を開操作し、緊急ほう酸濃縮操作を行い、中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示が低下することを確認する。

ほう酸濃縮操作に必要な計装設備は、ほう酸タンク水位等である。

e. 未臨界状態の維持確認

中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示、炉外核計装装置可聴計数率計の計数音間隔が事象発生前に戻っているこ

とを確認する。

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

未臨界状態の維持確認に必要な計装設備は、中性子源領域中性子束等である。

7.4.4.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、定期検査中、原子炉起動前までは希釈が生じない措置を講じることを考慮し、臨界到達までの時間余裕を厳しく評価する観点で、「原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故」である。

なお、希釈操作中に外部電源が喪失した場合、希釈信号は直流電源より受電しているため希釈信号は保持されるものの希釈水弁が自動閉止し、1次系補給水ポンプが停止するため、1次冷却系に希釈水が流入することはない。1次系補給水ポンプは、非常用母線から受電しているが、外部電源喪失により停止し、起動信号保持回路はリセットされる。したがって、ディーゼル発電機からの受電後も再起動はしない。

また、原子炉停止中において、1次冷却系の水抜き開始から燃料取出しまでの期間及び燃料装荷開始から1次冷却系の水張り完了までの期間については、1次冷却系へ純水を補給する系統の手動弁を閉止運用する等、機器の誤動作による1次冷却材の希釈を防止する措置を講じ設備及び手順の両面から反応度事故の発生防止を図っている。

本重要事故シーケンスでは、事象発生から臨界に至るまでの時間が重要となる。よって、希釈が開始されてから「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報の発信及び臨界に至るまでの時間を求め、運転員が警報により異常な状態を検知し、臨界に至る前に希釈停止操

作を実施するための時間余裕を評価する。

また、評価条件の不確かさの影響評価として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間への影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 7.4.4.2 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 制御棒位置

低温停止状態における制御棒位置として、全挿入状態とする。

(b) 1次冷却系有効体積

1次冷却系の体積は、小さいほど希釈率が大きく、反応度添加率が増加するため、評価結果が厳しくなるような値として、1次冷却系の有効体積は加圧器、原子炉容器上部ドーム部、炉心内バイパス等を除いた 261m³とする。

(c) 初期ほう素濃度

原子炉停止中の1次冷却系は、燃料取替用水ピットのほう酸水で満たされており、同ピットのほう素濃度として、保安規定に定められた制限値である 2,800ppm とする。

(d) 臨界ほう素濃度

サイクル初期、低温状態、制御棒全挿入状態における炉心の臨界ほう素濃度の評価値に、炉心のばらつき等を考慮しても余裕のある値として、2,000ppm とする。

b. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、原子炉の運転停止中に、化学体積制御系の弁の誤動作等により、1次冷却材中に純水が注水されることを想定する。

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台運転時の全補給容量（約79m³/h）に余裕を持たせた値である82m³/hとする。

(b) 外部電源

外部電源はあるものとする。

1次系補給水ポンプにより原子炉へ純水が流入して反応度が投入される事象を想定するため、外部電源はある場合を想定する。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 「中性子源領域炉停止時中性子束高」設定値

警報発信から臨界までの時間的余裕を保守的に評価するため、設定値に余裕を見込んだ値として、停止時中性子束レベルの0.8デカード上とする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 希釈停止操作は「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、操作に1分を要するものとする。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第7.4.4.2図に示す。

a. 事象進展

原子炉の運転停止中に、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。このため、1次冷却材中のほう素濃度が低下するが、事象発生の約52分後に「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報が発信する。警報発信の10分後の約62分後に1次系補給水ポンプの停止や弁の閉止等の純水注水停止操作を実施し、1次冷却材の希釈を停止する。希釈停止までの間、炉心は臨界に至ることなく未臨界を維持する。希釈停止後、ほう酸注入による濃縮操作により、事象発生前の初期ほう素濃度まで濃縮し、未臨界を確保する。

b. 評価項目等

第 7.4.4.4 図に示すとおり、希釈開始から「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報が発信されるまで約 52 分を要し、臨界に至るまでにはさらに約 12 分を要する。

したがって、運転員が異常状態を検知し、希釈停止操作の実施に十分な時間余裕があり、未臨界を維持することができる。

なお、当該期間においては純水が注水され、原子炉容器は水で満たされている状態で維持されており、燃料有効長頂部が冠水している状態であるとともに、原子炉容器ふたが閉止されている状態であることから、放射線遮蔽を維持できる。

その後は、ほう酸注入による濃縮操作により長期にわたる未臨界の維持が可能である。なお、臨界ほう素濃度である 2,000ppm まで希釈された際に、初期ほう素濃度 2,800ppm まで濃縮するのに要する時間は約 2 時間である。

7.4.4.3 評価条件の不確かさの影響評価

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員操作である希釈停止操作により、反応度添加を停止することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員操作は、「中性子源領域炉停止時中性子束高」の警報発信を起点とする希釈停止とする。

(1) 評価条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 7.4.4.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定にあたっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる 1 次冷却系純水注水流量及び臨界ほう素濃度

に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

1次冷却系純水注水流量を最確値とした場合、評価条件で設定している純水注水流量より少なくなるため、ほう素濃度が低下していくことから、「中性子源領域炉停止時中性子束高」の警報発信時間が遅くなり、警報発信を起点とする希釈停止の開始が遅くなる。

臨界ほう素濃度を最確値とした場合、評価条件で設定している臨界ほう素濃度より低くなるため、臨界到達までの時間が長くなることから、「中性子源領域炉停止時中性子束高」の警報発信時間が遅くなり、警報発信を起点とする希釈停止の開始が遅くなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

1次冷却系純水注水流量を最確値とした場合、評価条件で設定している純水注水流量より少なくなるため、ほう素濃度が低下していくくなり、臨界到達までの時間が長くなることから、事象発生から臨界までの時間余裕が大きくなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

臨界ほう素濃度を最確値とした場合、評価条件で設定している臨界ほう素濃度より低くなるため、「中性子源領域炉停止時中性子束高」の警報発信から臨界までの時間余裕が大きくなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響及び評価上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

希釈停止は、第 7.4.4.3 図に示すとおり、中央制御室の操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないこと

から、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

希釈停止の操作開始時間については、評価上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には、事象発生から臨界までの時間余裕が大きくなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、操作開始が遅くなる場合は、1次冷却系純水注水流量等の不確かさにより事象進展が遅くなり、「中性子源領域炉停止時中性子束高」の警報発信時間が遅くなることで操作開始が遅くなるが、「中性子源領域炉停止時中性子束高」の警報発信から臨界までの時間余裕が大きくなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

なお、「7.4.4.3(2) 操作時間余裕の把握」において、警報発信から希釈停止を開始した場合の操作時間余裕を評価しており、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(2) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性を確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。

希釈停止の操作時間としては、「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信から臨界に至るまで約12分かかるのに対し、警報による事象の検知及び判断に10分、その後の希釈停止操作に1分の計11分で完了できることから、臨界に達するまで1分の時間余裕があることを確認した。

なお、評価では警報発信に伴い反応度誤投入の判断後、希釈停止を実施することとしているが、運転員は、原子炉補給水補給流量積算制御器の動作音や炉外核計装装置可聴計数率計の計数音間隔の変化により1次冷却系の希釈を早期に検知することができ、臨界に至るまでの希釈停止の操作時間余裕は十分ある。

(3) まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響を考慮した場合においても、運転員による希釈停止操作を行うことにより、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.4.4.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.4.4.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり12名である。したがって、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員68名で対処可能である。ただし、緊急時対策所建屋内に緊急時対策所を設置するまでは、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員70名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。

a. 水源

本重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策時に必要な水源はない。

b. 燃料

外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定し、事象発生後 7 日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約 594.7kℓ の重油が必要となる。

電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 8.3kℓ の重油が必要となる。

7 日間の運転継続に必要な重油はこれらを合計して約 603.1kℓ となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、燃料油貯蔵タンク及び重油タンクの合計油量(620kℓ)にて供給可能である。

c. 電源

外部電源の喪失は仮定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.4.4.5 結論

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では、原子炉の起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により、1次冷却材中に純水が注水される。このため、1次冷却材中のほう素濃度が低下することに伴い反応度が添加されることで、炉心が臨界に達し、燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対する燃料損傷防止対策としては、純水注水を停止し、ほう酸注入により1次冷却材を濃縮する対策を整備している。

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の重要事故シーケンス「原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉が臨界になる前に、運転員が警報に

より異常な状態を検知し、希釈停止操作実施に十分な時間余裕があり、未臨界は維持される。また、当該期間においては純水が注水され、原子炉容器は水で満たされている状態で維持されており、燃料有効長頂部が冠水している状態であるとともに、原子炉容器ふたが閉止されている状態であることから、放射線の遮蔽は維持される。その後は、ほう酸注入による濃縮操作により長期にわたる未臨界の維持が可能である。

その結果、燃料有効長頂部は冠水し、放射線の遮蔽は維持され、未臨界が確保されており、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定状態を維持できる。

評価条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策要員は、本事故シナシナグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時を仮定しても供給可能である。

以上のことから、事故シナシナグループ「反応度の誤投入」において、希釈停止操作等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シナシナに対して有効であり、事故シナシナグループ「反応度の誤投入」に対して有効である。

第 7.4.4.1 表 「反応度の誤投入」における重大事故等対策について

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設備	可搬設備	計装設備
a. 反応度の誤投入の判断	<ul style="list-style-type: none"> 1 次冷却系の希釈事象が発生し、中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示上昇、原子炉補給水補給流量積算制御器の動作音及び炉外核計装装置可聴計数率計の計数音間隔が短くなることにより、反応度の誤投入を判断する。 停止時中性子束レベルの 0.5 デカード以上となれば、「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報が発信する。 	-	-	中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
b. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器内にある作業員に対してエバケーションアラーム又はベージング装置により退避の指示を行う。 作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。 	-	-	-
c. 希釈停止操作	<ul style="list-style-type: none"> 1 次系補給水ポンプの停止及び当該系統の弁の開操作により、原子炉補給水補給流量積算制御器の動作停止を確認する。 	-	-	-
d. ほう酸濃縮操作	<ul style="list-style-type: none"> ほう酸ポンプ起動及び緊急ほう酸注入ライン補給弁を開操作し、緊急ほう酸濃縮操作を行い、中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示が低下することを確認する。 	ほう酸タンク ほう酸ポンプ 充てんポンプ 緊急ほう酸注入ライン 補給弁	-	ほう酸タンク水位 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
e. 未臨界状態の維持確認	<ul style="list-style-type: none"> 中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示、炉外核計装装置可聴計数率計の計数音間隔が事象発生前に戻っていることを確認する。 ほう酸濃度についてもサンプルリングにより事象発生前の停止ほう酸濃度以上に戻っていることを確認する。 	-	-	中間領域中性子束 中性子源領域中性子束

【 】 は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.4.4.2 表 「反応度の誤投入」の主要評価条件（原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故）（1 / 2）

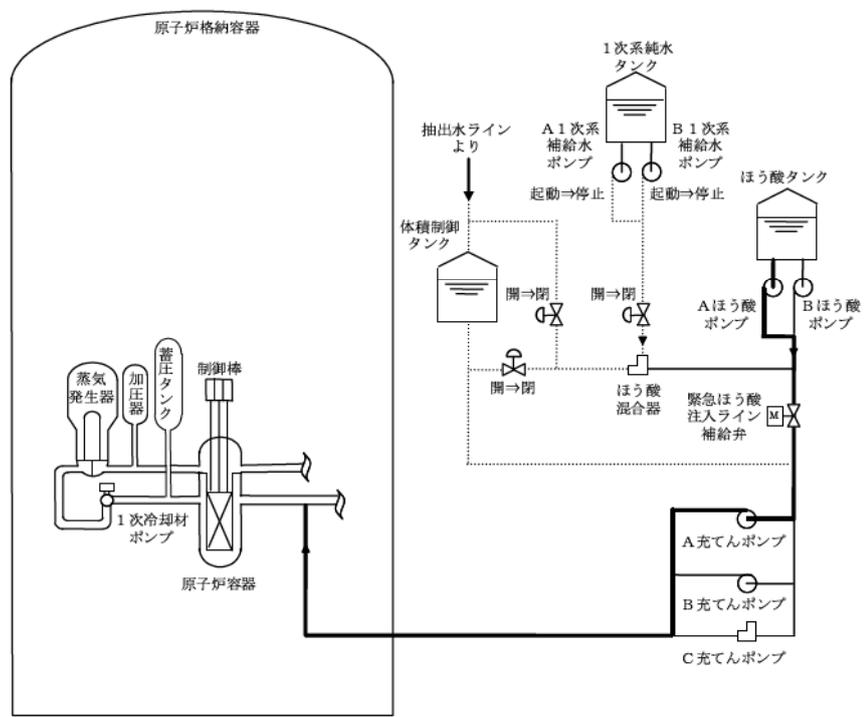
項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	制御棒	全挿入状態	低温停止状態における制御棒位置として、全挿入状態を設定。
	1次冷却系有効体積	261m ³	1次冷却系の体積は、小さいほど希釈率が大きく、反応度添加率が増加することから、加圧器、原子炉容器上部ドーム部、炉心内パイパス等を除いた1次冷却系の有効体積を厳しい値として設定。
	初期ほう素濃度	2,800ppm (燃料取替時のほう素濃度)	原子炉停止中の1次冷却系は、燃料取替用水ピットのほう酸水で満たされており、同ピットのほう素濃度として保安規定にて定められた下限値を厳しい値として設定。
	臨界ほう素濃度	2,000ppm [*]	サイクル初期、低温状態、制御棒全挿入状態における、ウラン燃料装荷平衡炉心の臨界ほう素濃度の評価値に、炉心のばらつき等を考慮しても余裕のある値として設定。 臨界ほう素濃度は、高いほど初期ほう素濃度との差が小さくなることから厳しい設定。
事故条件	起因事象	1次冷却系への純水注水	原子炉の運転停止中に、化学体積制御系の弁の誤動作等により、1次冷却材中に純水が注水されるとして設定。1次系補給水ポンプ2台運転時の全補給容量（約79m ³ /h）に余裕をもたせた値として設定。 1次冷却系純水注水流量は、大きいほど希釈率が大きく、反応度添加率が増加することから厳しい設定。
		82m ³ /h	

※ 低温停止、制御棒全挿入状態における平衡炉心のサイクル初期臨界ほう素濃度評価値（約1,600ppm）に、取替炉心による変動分（300ppm）+核的不確定性（100ppm）を考慮した値

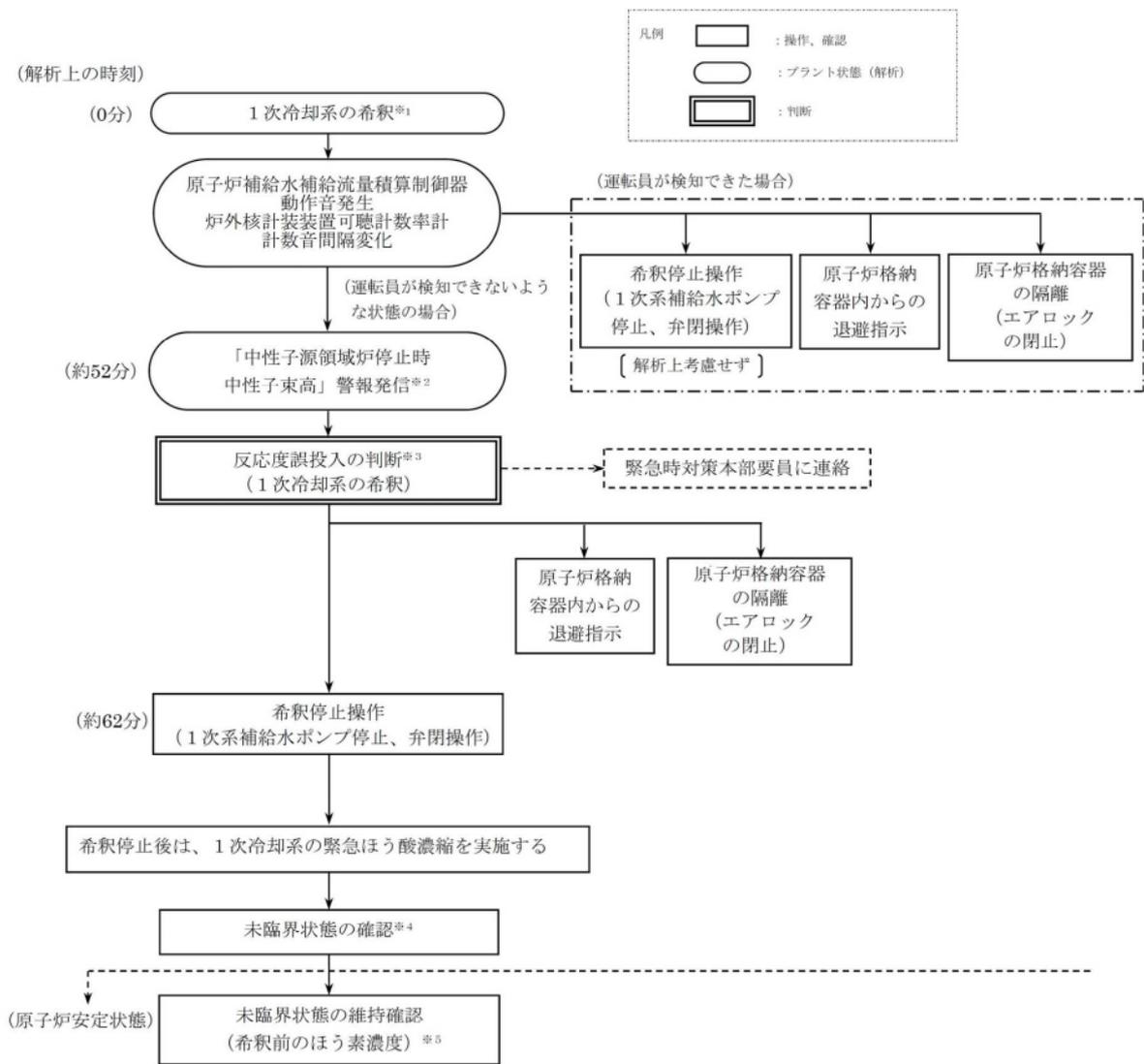
第 7.4.4.2 表 「反応度の誤投入」の主要評価条件（原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故）（2/2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
事故条件	外部電源	外部電源あり	1 次系補給水ポンプにより原子炉へ純水が流入して反応度が投入される事象を想定するため、外部電源はある場合を設定。
重大事故等対策に関する機器条件	「中性子源領域炉停止時中性子束高」 炉停止時中性子束高	停止時中性子束レベルの 0.8デカード上	この警報は原子炉停止時に中性子束レベルが増加した場合の運転員への注意喚起のため、信号の揺れを考慮して、停止時中性子束レベルから 0.5 デカード（ $10^{0.5}$ = 約 3.2 倍）上で発信するよう設定されている。有効性評価では、警報発信から臨界までの時間的余裕を保守的に評価するため、計器の誤差も考慮した 0.8 デカード（ $10^{0.8}$ = 約 6.3 倍）上として設定。
重大事故等対策に関する操作条件	希釈停止操作	「中性子源領域炉停止時中性子束高」の警報発信から 10 分後 + 希釈停止操作時間(1分)	運転員等操作時間として、事象の検知及び判断に 10 分、希釈停止操作に 1 分を想定。

..... 想定希釈経路



第 7.4.4.1 図 「反応度の誤投入」の重大事故等対策の概略系統図



- ※1 : 1次冷却系水位を低下させる場合は、1次冷却系へ純水を補給する系統を隔離する運用であり、隔離弁は施錠閉するため、1次冷却系が希釈される事象は発生しない。このため臨界到達までの時間余裕が厳しい原子炉起動時において、ほう素希釈運転中の化学体積制御系の弁の誤動作等により炉心へ純水が流入する事象を想定する。
- ※2 : 「中性子源領域炉停止時中性子東高」警報の発信により運転員が異常状態を検知し、希釈停止操作に移行する。
- ※3 : 反応度誤投入の判断は以下で行う。
原子炉補給水補給流量計動作、原子炉補給水補給流量積算制御器動作、炉外核計装装置可聴計数率計計数音間隔、「中性子源領域炉停止時中性子東高」警報、中性子源領域中性子東レベル上昇、中間領域中性子東レベル上昇、中性子源領域起動率が正側を指示、中間領域起動率が正側を指示
- ※4 : 未臨界状態の確認は以下で行う。
中性子源領域中性子東レベル低下、中性子源領域起動率が負側を指示
- ※5 : 中性子源領域中性子東及び中性子源領域起動率の指示、可聴計数率計の可聴音間隔が事象発生前に戻っていることを確認する。また、ほう素濃度が希釈前のほう素濃度以上であることをサンプリングにより確認する。

第 7.4.4.2 図 「反応度の誤投入」の対応手順の概要

(「原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故」の事象進展)

手順の項目	必要な要員と作業項目		経過時間(分)	経過時間(時間)	備考
	委員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の内容			
状況判断	3号 4号	手順の内容 約59分 「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信 約02分 希釈停止操作 約33.2時間後 運転完了 事象発生 ▽ (プラント状況判断) ▽ プラント状況判断	10	1	※1: 警報発出前であっても、監視設備等により異常を感知した場合、速やかに対応操作を実施する。 ※2: 警報発出前であっても、監視設備等により異常を感知した場合、速やかに対応操作を実施する。 ※3: 通常の交連状態での召喚を閉止。
	当直課長、当直主任 運転員A、B		●号炉ごと 運転操作指揮 ●中性子源領域中性子束指示値確認、原因調査 (中央制御室確認)	10分 ※1	
原子炉格納容器隔離	運転員A	●原子炉格納容器内からの遠隔指示、格納容器エアロックの閉止指示 (中央制御室操作)	10分 ※1	3	※1: 警報発出前であっても、監視設備等により異常を感知した場合、速やかに対応操作を実施する。 ※2: 警報発出前であっても、監視設備等により異常を感知した場合、速やかに対応操作を実施する。 ※3: 通常の交連状態での召喚を閉止。
	運転員B	●原子炉格納容器からの遠隔確認、報告他 ●格納容器エアロック閉止 (現場操作)	20分 ※1 5分 ※1	70	
希釈停止操作	運転員A	●希釈停止操作(二次系補給水ポンプ停止、弁閉操作) (中央制御室操作)	1分 ※1	71	※1: 警報発出前であっても、監視設備等により異常を感知した場合、速やかに対応操作を実施する。 ※2: 警報発出前であっても、監視設備等により異常を感知した場合、速やかに対応操作を実施する。 ※3: 通常の交連状態での召喚を閉止。
緊急ほうげん濃縮給操作	運転員A 放射線管理班	●緊急ほうげん濃縮給操作(ほうげんポンプ起動、弁閉操作) ●中性子源領域中性子束指示値確認 (中央制御室操作) ●サンプリング、ほうげん濃度測定 ※3 (現場操作)	5分 ※2 5分 ※2 1分 ※1	72	

上記要員に加え、緊急時が基本要員6名にて関係各所に通報連絡を行う。
 なお、各設定時間は操作場所、操作条件並びに要員の現場移動を含む作業時間等を考慮した上で稼働上の仮定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。
 また、運転員が稼働上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している。

第 7.4.4.3 図 「反応度の誤投入」の作業と所要時間
 (原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故)

初期ほう素濃度 C_{B0} からほう素濃度 C に至るまで

$$t = \frac{V}{Q} \ln \frac{C_{B0}}{C}$$

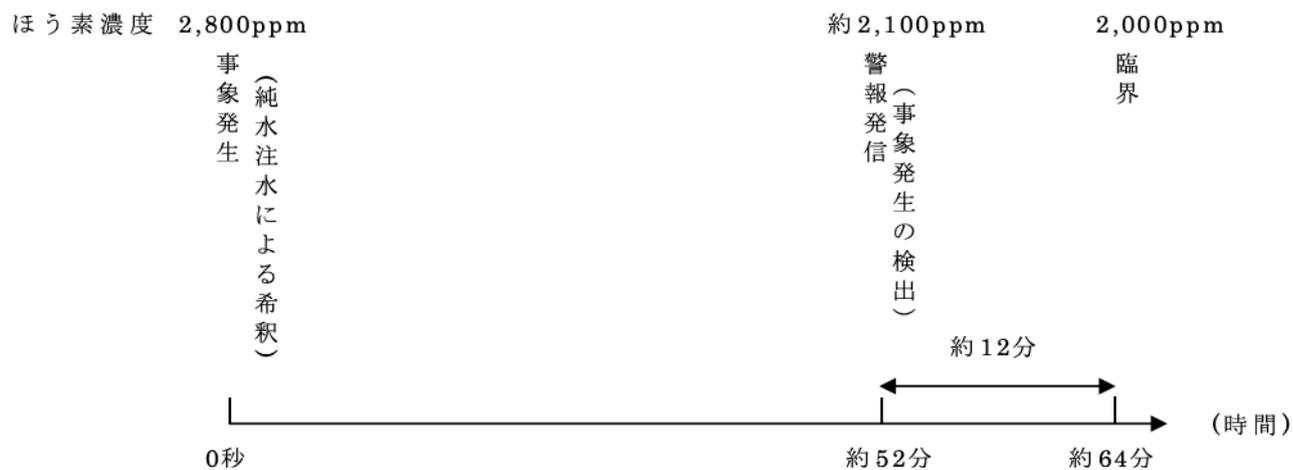
}

t : 希釈にかかる時間(h)

V : 1次冷却系有効体積(m^3)

Q : 希釈流量(m^3/h)

原子炉の状態	時 間
「中性子源領域炉停止時中性子束高」 警報発信	事象発生の約52分後
臨 界	警報発信の約12分後



第 7.4.4.4 図 反応度の誤投入時の臨界到達時間評価結果

7.5 必要な要員及び資源の評価

7.5.1 必要な要員及び資源の評価条件

(1) 要員の評価条件

- a. 各事故シーケンスにおける要員については、保守的に3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に対応可能であるか評価を行う。
- b. 要員の評価においては、重大事故等対策要員（運転員、緊急時対策本部要員及び緊急安全対策要員）により、必要な作業対応が可能であることを評価する。なお、発電所構外から召集されるその他の要員については、実際の運用では、集まり次第作業対応は可能であるが、評価上は見込まないものとする。
- c. 屋外作業に係る要員の評価においては、屋外作業実施に必要なアクセスルート復旧作業時間172分を考慮して評価を行う。なお、復旧作業時間172分は、重大事故等対策要員（緊急安全対策要員）の参集時間30分とアクセスルート復旧時間として訓練実績や文献を参考にして算出した時間142分の合計により想定した時間である。

(2) 資源の評価条件

a. 全般

(a) 重大事故等対策の有効性評価において、駆動源の喪失により通常系統からの注水及び給電が不可能となる事象についての水源、燃料及び電源に関する評価を実施する。また、前提として、有効性評価の条件（各重要事故シーケンス等特有の解析条件又は評価条件）を考慮する。

(b) 水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。ただし、送水車の燃料（軽油）については共用であるため、3号炉及び4号炉の合計の消費量を評価する。

b. 水源

(a) 炉心への注水においては、恒設代替低圧注水ポンプを用いた注水を実施する場合の水源となる燃料取替用水ピット（1,860m³：有効

水量)の枯渇時間を算出し、枯渇するまでに格納容器再循環サンプを水源とした再循環運転が可能であることを評価する。

(b) 蒸気発生器への注水においては、復水ピット(1,035m³:有効水量)の枯渇時間を算出し、枯渇するまでに送水車を用いた海水補給が可能であること又は余熱除去系統による冷却が可能であることを評価する。

(c) 原子炉格納容器への注水においては、恒設代替低圧注水ポンプを用いた注水を実施する場合の水源となる燃料取替用水ピット(1,860m³:有効水量)の枯渇時間を算出し、枯渇するまでに可搬式代替低圧注水ポンプを用いた海水注水への切替えが可能であることを評価する。

(d) 使用済燃料ピットへの注水については海を水源とする。

(e) 水源の評価については、事象進展が早い重要事故シーケンス等が水源(必要水量)としても厳しい評価となることから、重要事故シーケンス等の評価し成立性を確認する事で、事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。

c. 燃料

(a) 空冷式非常用発電装置、電源車(可搬式代替低圧注水ポンプ用)、大容量ポンプ及び電源車(緊急時対策所用)の燃料(重油)、並びに送水車の燃料(軽油)が備蓄量にて7日間運転継続が可能であることを評価する。

(b) 各事故シーケンスの事故条件で、事象進展上厳しく評価する場合又は資源の確保の観点から厳しく評価するために外部電源なしとした場合は、ディーゼル発電機からの給電による燃料消費量の算出を行う。また、外部電源がある場合においても、仮に外部電源が喪失しディーゼル発電機から給電したことを想定し、燃料消費量の確認を行う。この場合、燃料(重油)の備蓄量として、燃料油貯蔵タンク(150kl(1基当たり)、2基)と重油タンク(160kl(1基当たり)、2基)との合計油量(620kl)を考慮する。

(c) 各事故シーケンスの事故条件で全交流動力電源喪失とした場合の

燃料（重油）の備蓄量としては、燃料油貯蔵タンクの使用可能量（114kℓ（1基当たり）、2基）と重油タンク（160kℓ（1基当たり）、2基）との合計(548kℓ)を考慮する。

- (d) 電源車（緊急時対策所用）への燃料供給については、各事故シーケンスにおける外部電源の有無に関わらず資源の評価上厳しくなるように考慮する。
- (e) 燃料消費量（重油）の計算においては、ディーゼル発電機等の負荷に応じた燃料消費量を想定し算出する。
- (f) 送水車の燃料（軽油）については、備蓄量 21,000ℓ を考慮する。
- (g) 燃料消費量（軽油）の計算においては、送水車の負荷に応じた燃料消費量を想定し算出する。また、燃料消費開始時間は作業手順上、起動可能な時間とする。
- (h) 全交流動力電源喪失を仮定している事故シーケンスについては、送水車を用いた使用済燃料ピットへの海水注水に必要な燃料（軽油）を考慮する。なお、送水車を用いた使用済燃料ピットへの注水は3号炉及び4号炉を対象とする。
- (i) 各事故シーケンスにおける対策に必要な補機類は、重要事故シーケンス等の対策補機類に包絡される。ただし、各シーケンスにおいて補機類の起動時間は異なる事から、燃料消費量の包絡性を評価するため、重要事故シーケンス等による評価に加え、事象発生直後から補機類が起動することを想定して燃料の消費量を算定し、発電所構内の備蓄量にて7日間の対応が可能であることの確認も行う。

d. 電源

- (a) 各事故シーケンスの事故条件で全交流動力電源喪失とした場合又は全交流動力電源喪失以外でも重大事故等対策として恒設代替低圧注水ポンプを用いる場合において、必要となる補機類に電源供給を行い最大となる負荷が空冷式非常用発電装置の給電容量 2,920kW(3,650kVA)未満となることを評価する。
- (b) 各事故シーケンスの事故条件で、事象進展上厳しく評価する場合又は、資源の確保の観点から厳しく評価するために外部電源なしと

した場合は、ディーゼル発電機から給電とする。

- (c) 各事故シーケンスの事故条件で、外部電源がある場合においても、仮に外部電源が喪失しディーゼル発電機から給電したことを想定した確認を行う。
- (d) 各事故シーケンスにおける対策に必要な補機類は、重要事故シーケンス等の対策補機類に包絡されるため、重要事故シーケンス等を評価し成立性を確認する事で、事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。

7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果

(1) 必要な要員の評価結果

各事故シーケンスにおいて、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な作業の項目、要員数、移動時間を含めた各作業にかかる所要時間について確認した。

初動対応において必要な要員数が最も多い事故シーケンスグループ等は「7.1.2 全交流動力電源喪失」、「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」、「7.2.1.1 格納容器過圧破損」、「7.2.1.2 格納容器過温破損」、「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」、「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」、「7.2.4 水素燃焼」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」であり、使用済燃料ピットへの注水対応をあわせて実施しても、48名（3号炉及び4号炉のうち、1つの原子炉容器に燃料が装荷されていない場合41名、3号炉及び4号炉の原子炉容器に燃料が装荷されていない場合34名）で対処可能である。これらの要員数に消火活動要員7名、ガレキ除去要員2名、中央制御室チェン징エリア対応要員1名及び被災後6時間以内を目途として参集し、発電所対策本部の各班の活動を行う緊急時対策本部要員10名を加えた重大事故等対策要員68名（3号炉及び4号炉のうち、1つの原子炉容器に燃料が装荷されていない場合61名、3号炉及び4号炉の原子炉容器に燃料が装荷されていない場合54名）を時間外、休日（夜間）においても確保する。

なお、上記とは別に 1 号炉及び 2 号炉の対応を行う 1 号炉及び 2 号炉の運転員 4 名を時間外、休日（夜間）においても確保する。

ただし、緊急時対策所建屋内に緊急時対策所を設置するまでは、初動対応において必要な要員数が最も多い事故シーケンスグループ等は「7.1.2 全交流動力電源喪失」、「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」、「7.2.1.1 格納容器過圧破損」、「7.2.1.2 格納容器過温破損」、「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」、「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」、「7.2.4 水素燃焼」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」であり、使用済燃料ピットへの注水対応をあわせて実施しても、48 名（3 号炉及び 4 号炉のうち、1 つの原子炉容器に燃料が装荷されていない場合 41 名、3 号炉及び 4 号炉の原子炉容器に燃料が装荷されていない場合 34 名）で対処可能である。これらの要員数に 1 号炉及び 2 号炉の運転員 2 名、消火活動要員 7 名、ガレキ除去要員 2 名、中央制御室チェンジングエリア対応要員 1 名及び被災後 6 時間以内を目途として参集し、発電所対策本部の各班の活動を行う緊急時対策本部要員 10 名を加えた重大事故等対策要員 70 名（3 号炉及び 4 号炉のうち、1 つの原子炉容器に燃料が装荷されていない場合 63 名、3 号炉及び 4 号炉の原子炉容器に燃料が装荷されていない場合 56 名）を時間外、休日（夜間）においても確保する。

なお、上記とは別に 1 号炉及び 2 号炉の対応を行う 1 号炉及び 2 号炉の運転員 4 名を時間外、休日（夜間）においても確保する。

7.5.3 重大事故等対策時に必要な水源、燃料及び電源の評価結果

重大事故等発生後 7 日間は外部からの支援がない場合においても、必要量以上の水源、燃料及び電源の供給が可能である。

(1) 水源の評価結果

a. 炉心注水

炉心注水における水源評価上、最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.1.2 全交流動力電源喪失」及び「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」である。

恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水については、燃料取替用水ピットを水源とし、 $1,860\text{m}^3$ の使用が可能であることから、事象発生約 64.2 時間後までの注水継続が可能である。以降は、格納容器再循環サンプを水源に切り替えた高圧代替再循環運転の継続により、7 日間の代替炉心注水の継続が可能である。

b. 蒸気発生器注水

蒸気発生器注水における水源評価上、最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.1.2 全交流動力電源喪失」及び「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」である。

復水ピット ($1,035\text{m}^3$: 有効水量) を水源とするタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水については、復水ピット枯渇までの約 18.7 時間の注水継続が可能である。なお、7.4 時間以降は、復水ピットに送水車 (約 $300\text{m}^3/\text{h}$ (1 台あたり)) による補給を行うことにより、7 日間の注水継続が可能である。

c. 原子炉格納容器注水

原子炉格納容器注水における水源評価上、最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.2.1.1 格納容器過圧破損」、「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」である。

恒設代替低圧注水ポンプによる原子炉格納容器への注水については、燃料取替用水ピットを水源とし、 $1,860\text{m}^3$ の使用が可能であるため、事象発生約 15.1 時間後までの注水が可能である。また、事象発生約 15.1 時間後から 24 時間後までは、海を水源とする可搬式代替低圧注水ポンプにより、格納容器内自然対流冷却移行までの間の注水継続が可能である。

以降は、格納容器内自然対流冷却の継続で原子炉格納容器の冷却継続が可能である。

(2) 燃料の評価結果

燃料の評価においては、重要事故シーケンス等による評価に加え、事象発生直後から補機類が起動することを想定して、燃料の消費量を

算定し、発電所構内の備蓄量にて 7 日間の対応が可能であることを以下のとおり確認した。

重油に関しては、最も消費量が厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.4.1 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）」である。

ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後 7 日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約 594.7kl の重油が必要となる。

電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 8.3kl の重油が必要となる。

空冷式非常用発電装置を用いた恒設代替低圧注水ポンプへの電源供給については、事故発生直後から約 69 時間後までの運転を想定して、約 6.9kl の重油が必要となる。

7 日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約 610.0kl となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯蔵タンクと重油タンクとの合計油量(620kl)にて供給可能である。

また、各事故シーケンスの事故条件で全交流動力電源喪失とした場合に重油に関して最も消費量が厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.2.1.1 格納容器過圧破損」、「7.2.1.2 格納容器過温破損」、「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」、「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」であり、7 日間の運転継続に必要な重油は、約 191.7kl となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示す燃料油貯蔵タンクと重油タンクとの合計油量のうち、使用可能量(548kl)にて供給可能である。

軽油に関しては、最も消費量が厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.1.2 全交流動力電源喪失」及び「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」である。

復水ピットへの蒸気発生器注水用の海水補給及び使用済燃料ピットへの海水注水に用いる送水車、3号炉、4号炉それぞれ事象発生の 6.3

時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約 10,107ℓ の軽油が必要となる。

7日間の運転継続に必要な軽油は、これらを合計して約 20,214ℓ となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、発電所構内に備蓄している軽油 21,000ℓ にて供給可能である。

さらに、各事故シーケンスを包絡するように、事象発生直後から補機類が起動することを想定し、保守的に評価した。

重油消費量に関しては、全交流動力電源喪失を想定していない事故シーケンスグループ等の場合、すべて事象発生直後から補機類の起動を想定していることから、最も消費量の厳しくなる「7.4.1 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）」についても同じ約 610.0kℓ の消費量となり、燃料油貯蔵タンクと重油タンクとの合計油量(620kℓ)にて供給可能である。

なお、各事故シーケンスの事故条件で全交流動力電源喪失とした場合に重油に関して最も消費量が厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.2.1.1 格納容器過圧破損」、「7.2.1.2 格納容器過温破損」、「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」、「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」であり、燃料消費量は、約 196.8kℓ となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示す燃料油貯蔵タンクと重油タンクとの合計油量のうち、使用可能量(548kℓ)にて供給可能である。

軽油に関して最も消費量が厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.1.2 全交流動力電源喪失」及び「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」であり、燃料消費量は約 21,000ℓ となり、発電所構内に備蓄している軽油 21,000ℓ にて供給可能である。

(3) 電源の評価結果

電源評価上、最も負荷が厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.1.2 全交流動力電源喪失」、「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」及び「7.4.2 全交流動力電源喪失」である。

空冷式非常用発電装置の電源負荷については、重大事故等対策時に

必要な負荷として約 1,759kW 必要となるが、給電容量である 2,920kW(3,650kVA)未満となることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

追 補

(添付書類十)

目 次

追補 1 . 「5 . 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」の追補

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

追補 2 . 「6 . 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方」の追補

I 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

II 原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価

追補 「5.2.2 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」の追補

I 特定重大事故等対処施設の手順等について

II 想定する起因事象と特定重大事故等対処施設の効果の評価

追 補 1

「5. 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」の追補

添付書類十「5. 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」の記述に次のとおり追補する。

(3号炉及び4号炉)

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

本資料のうち、枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

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

目 次

1.	重大事故等対策における事項・・・・・・・・・・・・・・・・	1.0
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・・・・・・・・・・・・・・・・	1.1-1
1.2	原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を 冷却するための手順等・・・・・・・・・・・・・・・・	1.2-1
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・・・・	1.3-1
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・・・・・・・・・・・・・・・・	1.4-1
1.5	最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等・・・・・・・・	1.5-1
1.6	原子炉格納容器内の冷却等のための手順等・・・・・・・・	1.6-1
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・・・・	1.7-1
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・・・・	1.8-1
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・・・・・・・・・・・・・・・・	1.9-1
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・・・・・・・・・・・・・・・・	1.10-1
1.11	使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等・・・・・・・・	1.11-1
1.12	工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等・・・・	1.12-1
1.13	重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等・・・・・・・・	1.13-1
1.14	電源の確保に関する手順等・・・・・・・・・・・・・・・・	1.14-1
1.15	事故時の計装に関する手順等・・・・・・・・・・・・・・・・	1.15-1
1.16	原子炉制御室の居住性等に関する手順等・・・・・・・・	1.16-1
1.17	監視測定等に関する手順等・・・・・・・・・・・・・・・・	1.17-1
1.18	緊急時対策所の居住性等に関する手順等・・・・・・・・	1.18-1
1.19	通信連絡に関する手順等・・・・・・・・・・・・・・・・	1.19-1

1. 重大事故等対策における事項

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

< 目次 >

1.1.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

(2) 対応手段と設備の選定の結果

a. フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備

b. 手順等

1.1.2 重大事故等時の手順等

1.1.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等

(1) 手動による原子炉緊急停止

(2) 原子炉出力抑制（自動）

(3) 原子炉出力抑制（手動）

(4) ほう酸水注入

(5) その他の手順項目にて考慮する手順

(6) 優先順位

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

< 要求事項 >

発電用原子炉設置者において、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象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においても炉心の著しい損傷を防止するため、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とともに、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

- 1 「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」とは、発電用原子炉を緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。
- 2 「発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。
 - (1) 沸騰水型原子炉（BWR）及び加圧水型原子炉（PWR）共通
 - a) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、手動による原子炉の緊急停止操作を実施すること。
 - (2) BWR
 - a) 上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、原子炉出力を制御するため、原子炉冷却材再循環ポンプが自動停止しない場合は、手動で停止操作を実施すること。

- b) 十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入設備（S L C S）を起動する判断基準を明確に定めること。
- c) 発電用原子炉を緊急停止することができない事象の発生時に不安定な出力振動が検知された場合には、ほう酸水注入設備（S L C S）を作動させること。

(3) P W R

- a) 上記 1 の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、補助給水系ポンプが自動起動しない場合又はタービンが自動停止しない場合は、手動操作により実施すること。
- b) 上記 1 の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備による十分な量のほう酸水注入を実施すること。

運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉（以下「原子炉」という。）を停止させるための設計基準事故対処設備は、原子炉核計装、安全保護系のプロセス計装等である。

これらの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、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）の健全性を維持するとともに、原子炉を未臨界に移行する対処設備を整備しており、ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

1.1.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

運転時の異常な過渡変化により原子炉トリップが必要な状況における設計基準事故対処設備として、原子炉安全保護計装盤、安全保護系プロセス計装、原子炉核計装、制御棒クラスタ及び原子炉トリップしゃ断器を設置している。

これらの設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備の機能喪失を想定し、その機能を代替するために、各設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした上で、想定する機能喪失に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第1.1.1図）（以下「機能喪失原因対策分析」という。）。

重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び多様性拡張設備^{※1}を選定する。

※1 多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十四条及び技術基準規則第五十九条（以下「基準規則」という。）の要求機能が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

機能喪失原因対策分析の結果、運転時の異常な過渡変化時にフロントライン系機能喪失として、原子炉安全保護計装盤、安全保護

系プロセス計装、原子炉核計装、制御棒クラスタ及び原子炉トリップしゃ断器の機能喪失を想定する。

電源喪失（サポート系機能喪失）は、制御棒駆動装置の電源が喪失することにより制御棒が挿入されることから想定しない。

設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因と対策手段の検討、審査基準及び基準規則要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備と多様性拡張設備を以下に示す。

なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第1.1.1表に示す。

a. フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

運転時の異常な過渡変化時において原子炉の運転を緊急に停止することができない事象（以下「A T W S」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、手動による原子炉緊急停止を行う手段がある。

手動による原子炉緊急停止に使用する設備は以下のとおり。

- ・ 原子炉トリップスイッチ（中央盤手動操作）
- ・ MGセット電源（常用母線 440V しゃ断器スイッチ）
（中央盤手動操作）
- ・ 制御棒操作レバー（中央盤手動操作）
- ・ MGセット電源（MGセット出力しゃ断器スイッチ）
（現場手動操作）
- ・ 原子炉トリップしゃ断器スイッチ（現場手動操作）

A T W S が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生

した場合に、A T W S 緩和設備の自動作動により原子炉出力を抑制するとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び格納容器の健全性を維持する手段がある。

原子炉出力抑制（自動）に使用する設備は以下のとおり。

- ・ A T W S 緩和設備
- ・ 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
- ・ 復水ピット
- ・ 蒸気発生器
- ・ 主蒸気逃がし弁
- ・ 主蒸気安全弁
- ・ 加圧器逃がし弁
- ・ 加圧器安全弁
- ・ ほう酸タンク
- ・ ほう酸ポンプ
- ・ 緊急ほう酸注入ライン補給弁
- ・ 充てんポンプ

手動による原子炉緊急停止ができない場合かつ A T W S 緩和設備が自動作動しない場合は、中央制御室からの手動操作により、タービン手動トリップ、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。）の手動起動を実施することで原子炉出力を抑制するとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び格納容器の健全性を維持する手段がある。

原子炉出力抑制（手動）に使用する設備は以下のとおり。

- ・ タービントリップスイッチ（中央盤手動操作）

- ・ 主蒸気隔離弁（中央盤手動操作）
- ・ 電動補助給水ポンプ（中央盤手動操作）
- ・ タービン動補助給水ポンプ（中央盤手動操作）
- ・ 復水ピット
- ・ 蒸気発生器
- ・ 主蒸気逃がし弁
- ・ 主蒸気安全弁
- ・ 加圧器逃がし弁
- ・ 加圧器安全弁
- ・ ほう酸タンク
- ・ ほう酸ポンプ
- ・ 緊急ほう酸注入ライン補給弁
- ・ 充てんポンプ

A T W S 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に、原子炉の出力抑制を図った後、原子炉を未臨界状態とするために、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備によりほう酸水注入を行う手段がある。

ほう酸水注入に使用する設備は以下のとおり。

- ・ ほう酸タンク
- ・ ほう酸ポンプ
- ・ 緊急ほう酸注入ライン補給弁
- ・ 充てんポンプ
- ・ 燃料取替用水ピット
- ・ 高圧注入ポンプ

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、手動による原子

炉緊急停止に使用する設備のうち、原子炉トリップスイッチ（中央盤手動操作）は重大事故等対処設備と位置づける。

原子炉出力抑制（自動）に使用する設備のうち、A T W S 緩和設備、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、復水ピット、蒸気発生器、主蒸気逃がし弁、主蒸気安全弁、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

原子炉出力抑制（手動）に使用する設備のうち、主蒸気隔離弁（中央盤手動操作）、電動補助給水ポンプ（中央盤手動操作）、タービン動補助給水ポンプ（中央盤手動操作）、復水ピット、蒸気発生器、主蒸気逃がし弁、主蒸気安全弁、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

ほう酸水注入に使用する設備のうち、ほう酸タンク、ほう酸ポンプ、緊急ほう酸注入ライン補給弁、充てんポンプ及び燃料取替用水ピットは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの重大事故等対処設備により、原子炉を緊急に停止できない場合においても、原子炉出力を抑制し原子炉を未臨界に移行させることができる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

- ・ MGセット電源（常用母線 440V しゃ断器スイッチ）（中央盤手動操作）、MGセット電源（MGセット出力しゃ断器スイッチ）（現場手動操作）、原子炉トリップしゃ断器スイッチ（現場手動操作）

耐震性がないものの、サポート系である電源を遮断することにより制御棒を全挿入できることから、原子炉を緊急停止する代替手段として有効である。

- ・ 制御棒操作レバー（中央盤手動操作）

制御棒全挿入完了までは時間を要するものの、上記の電源遮断操作完了までの間又は実施できない場合に原子炉を停止する手段として有効である。

- ・タービントリップスイッチ（中央盤手動操作）

耐震性がないものの、機能が健全であれば中央制御室にて速やかな操作が可能であるため、原子炉出力を抑制する代替手段として有効である。

- ・ 高圧注入ポンプ、燃料取替用水ピット

1次冷却材圧力が高圧注入ポンプ注入圧力未満であれば、高圧注入ポンプを使用してほう酸水を注入することが可能であり、原子炉出力を抑制する代替手段として有効である。

b. 手順等

上記の a. により選定した対応手段に係る手順を整備する。

また、事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備を整備する（第 1.1.2 表、第 1.1.3 表）。

これらの手順は、発電所対策本部長^{※2} 当直課長、運転員等^{※3} 及び緊急安全対策要員^{※4} の対応として原子炉出力を手動で抑制する手順等に定める（第 1.1.1 表）。

※2 発電所対策本部長：重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。

※3 運転員等：運転員及び重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員をいう。

※4 緊急安全対策要員：重大事故等対策要員のうち発電所対策本部長の指示に基づき対応する運転員等以外の要員をいう。

1.1.2 重大事故等時の手順等

1.1.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等

(1) 手動による原子炉緊急停止

A T W S 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を緊急停止する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

原子炉トリップ設定値に到達し、原子炉トリップしゃ断器の状態、制御棒炉底位置表示灯等により、原子炉自動トリップ失敗を確認した場合に、原子炉出力が 5%以上又は中間領域起動率が正となった場合。

b. 操作手順

原子炉手動トリップ操作の手順の概要は以下のとおり。各手順の成功は、制御棒炉底位置表示灯点灯及び原子炉出力の低下により確認する。タイムチャートを第 1.1.3 図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に原子炉手動トリップ操作を指示する。
- ② 運転員等は、中央制御室で原子炉トリップスイッチ（中央盤手動操作）により、原子炉トリップ操作を行う。
- ③ 運転員等は、②の操作に失敗した場合、中央制御室で常用母線 440V しゃ断器 2 台の開操作により、MGセット 2 台の電源を遮断する。
- ④ 運転員等は、③の操作に失敗した場合、中央制御室で制御棒手動操作により、制御棒を原子炉へ挿入する。
- ⑤ 運転員等は、④の操作と並行して、現場でMGセット制御盤の発電機出力しゃ断器 2 台の開操作を行う。

- ⑥ 運転員等は、⑤の操作に失敗した場合、現場で原子炉トリップしゃ断器 8 台の開操作を行う。

c. 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて 1 ユニット当たり運転員等 2 名、現場にて 1 ユニット当たり運転員等 1 名により行う。②及び③の中央制御室操作の所要時間は約 3 分と想定し、⑤及び⑥の現場での原子炉トリップしゃ断器等の開操作を含めた所要時間は約 13 分と想定する。円滑に操作ができるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

(2) 原子炉出力抑制（自動）

A T W S 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、重大事故等対処設備である A T W S 緩和設備の作動により原子炉出力を抑制するとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び格納容器の健全性を維持する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

原子炉トリップ設定値に到達したにもかかわらず、原子炉トリップしゃ断器等の機能喪失による原子炉自動トリップに失敗したことを検知した場合に作動する「安全保護アナログ盤作動」警報が発信した場合。

b. 操作手順

A T W S 緩和設備の作動の確認手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.1.2 図に、タイムチャートを第 1.1.3 図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に A T W S 緩和設備の作動状況の確認を指示する。
- ② 運転員等は、中央制御室での監視によりタービントリップの作動、主蒸気隔離弁の閉を確認するとともに、すべての補助給水ポンプが自動起動し補助給水流量が確立していることを確認する。その後、蒸気発生器水位を無負荷時水位に維持する。
- ③ 運転員等は、中央制御室での監視により 1 次冷却材温度が上昇していることを確認するとともに、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。
- ④ 運転員等は、中央制御室で加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により 1 次冷却材圧力が所定の圧力以上に上昇していないことを確認するとともに、格納容器圧力及び温度の上昇がないこと、又は格納容器圧力及び温度の上昇がわずかであることを確認する。
また、補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の動作により 1 次冷却材温度が所定の温度以上に上昇していないことを確認する。
- ⑤ 運転員等は、中央制御室で緊急ほう酸濃縮を実施する。緊急ほう酸濃縮は後述の(4)に示すほう酸水注入の手順と同様。

c. 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて 1 ユニット当たり運転員等 1 名により実施する。「安全保護アナログ盤作動」警報の発信により原子炉トリップ失敗を踏まえて、A T W S 緩和設備の作動を予測し速やかに A T W S 緩和設備の作動を確認する。

なお、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により加圧器逃がしタンクから格納容器内に漏えいした1次冷却材による格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであり、格納容器が健全であることを確認する。

A T W S 緩和設備が作動しない場合の処置については、後述の(3)原子炉出力抑制（手動）の処置による。

(3) 原子炉出力抑制（手動）

A T W S 緩和設備の自動信号が発信するものの、原子炉を未臨界に移行するために必要な機器等が自動作動しなかった場合、中央制御室からの手動によりタービントリップ、主蒸気隔離弁の閉操作及び補助給水ポンプの起動を行うことで原子炉出力を抑制するとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び格納容器の健全性を維持する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

A T W S 緩和設備が自動作動しない場合で、かつ中央制御室から原子炉トリップスイッチ（中央盤手動操作）による原子炉緊急停止ができない場合。

b. 操作手順

タービン手動トリップ及び補助給水流量確保の手順は以下のとおり。概略系統を第 1.1.2 図に、タイムチャートを第 1.1.3 図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等にタービン手動トリップ、主蒸気隔離弁の閉操作及び補助給水流量の確保を指示する。

- ② 運転員等は、中央制御室でタービン手動トリップ操作を行い、タービン主要弁（MSV、GV、ICV、RSV）の閉によりタービントリップを確認する。
- ③ 運転員等は、②によるタービントリップに失敗した場合、中央制御室で主蒸気隔離弁を手動にて閉操作するとともに、主蒸気隔離弁バイパス弁の閉を確認する。
- ④ 運転員等は、中央制御室で補助給水ポンプを手動起動し、補助給水流量が確立したことを確認する。その後、蒸気発生器水位を無負荷時水位に維持する。
- ⑤ 運転員等は、中央制御室での監視により、1次冷却材温度が上昇していることを確認するとともに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。
- ⑥ 運転員等は、中央制御室で加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により1次冷却材圧力が所定の圧力以上に上昇していないことを確認するとともに、格納容器圧力及び温度の上昇がないこと、又は格納容器圧力及び温度の上昇がわずかであることを確認する。
また、補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の動作により1次冷却材温度が所定の温度以上に上昇していないことを確認する。
- ⑦ 運転員等は、中央制御室で緊急ほう酸濃縮を実施する。緊急ほう酸濃縮は後述の(4)に示すほう酸水注入の手順と同様。

c. 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等2名により作業を実施し、所要時間は約4分と想定する。

(4) ほう酸水注入

A T W S 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、原子炉の出力抑制を図った後、原子炉を未臨界状態とするために化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備によりほう酸水の注入を行い負の反応度を添加するとともに、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手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

手動による原子炉緊急停止の失敗を原子炉トリップしゃ断器の状態、制御棒炉底位置表示灯等により確認し、原子炉出力が 5% 以上又は中間領域起動率が正であり、ほう酸タンク等の水位が確保されている場合。

b. 操作手順

ほう酸水注入の操作手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.1.4 図～第 1.1.6 図に、タイムチャートを第 1.1.3 図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等にほう酸タンクを用いた緊急ほう酸濃縮の準備と系統構成を指示する。
- ② 運転員等は、中央制御室で充てんポンプの起動を確認し、緊急ほう酸濃縮のための系統構成を実施する。
- ③ 運転員等は、中央制御室でほう酸ポンプを起動し、緊急ほう酸注入ライン補給弁を開操作し、緊急ほう酸水補給流量により原子炉へほう酸水注入が行われていることを確認する。その後、出力領域中性子束により原子炉出力が低下すること及び中間領域起動率等により未臨界状態へ移行していることを確認する。

④ 運転員等は、中央制御室でほう酸ポンプの故障等により緊急ほう酸注入ラインが使用できない場合は、代替手段として、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ピットに切り替え、燃料取替用水ピットのほう酸水を原子炉へ注入する。

また、充てんポンプの故障等により充てんラインが使用できない場合、1次冷却材圧力が高圧注入ポンプ注入圧力未満であれば、高圧注入ポンプを使用して燃料取替用水ピットのほう酸水を原子炉へ注入する。

⑤ 運転員等は、中央制御室でほう酸希釈ラインを隔離する。

⑥ 運転員等は、中央制御室でほう酸タンク等の水位より、ほう酸水注入量及び1次冷却材のほう素濃度を計算し、燃料取替ほう素濃度になるまでほう酸水注入を継続する。なお、緊急ほう酸濃縮を行っている間に制御棒の全挿入に成功した場合は、プラントを高温停止に維持し、引き続いて低温停止に移行させるために必要となるほう素濃度を目標にほう酸水注入を継続する。

⑦ 運転員等は、サンプリングの結果により、1次冷却材のほう素濃度が⑥で目標としたほう素濃度より高い値になっていることを確認する。

c. 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名により実施し、ほう酸水注入開始までの所要時間は約5分と想定する。(所要時間は作業の開始が必ずしも事象発生後の操作でないことから事象判別の10分は含まない。以降の条文も同様とする。) 交流動力電源喪失により、正確なサンプリング結果が得ら

れないと想定される場合は、電源復旧後にサンプリングを実施し、結果を確認する。

原子炉の出力抑制後は、1次冷却材のほう素濃度を確認し、主蒸気逃がし弁及び加圧器スプレイ弁により1次冷却系の降温、降圧を行い、1次冷却材圧力 2.7MPa [gage] 以下及び1次冷却材温度 177℃以下となれば、余熱除去系に切り替え、炉心冷却を継続的に行う。

(5) その他の手順項目にて考慮する手順

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

(6) 優先順位

A T W S 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（A T W S 緩和設備の作動状況確認を含む。）は、中央制御室から速やかな操作が可能である原子炉トリップスイッチ（中央盤手動操作）（制御棒駆動装置電源遮断及び制御棒手動挿入操作を含む。）により手動にて原子炉の緊急停止を行う。蒸気発生器水位低信号による A T W S 緩和設備が作動した場合においても、中央制御室から原子炉トリップスイッチ（中央盤手動操作）（制御棒駆動装置電源遮断及び制御棒手動挿入操作を含む。）により手動にて原子炉の緊急停止を行い、その後、A T W S 緩和設備の作動状況の確認を行う。

中央制御室から原子炉トリップスイッチ（中央盤手動操作）による原子炉緊急停止ができない場合で、かつ A T W S 緩和設備が作動しない場合は、手動による原子炉出力抑制を行う。

原子炉トリップに失敗し、原子炉の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又は非常用炉心冷却設備によりほう酸水注入を行う。

ただし、原子炉の出力抑制を図った後でも、原子炉トリップに成功した場合は、早急なほう酸水注入は必要ない。

以上の対応手順のフローチャートを第 1.1.7 図に示す。

第 1.1.1 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順 (1 / 2)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	設備分類 ^{※3}	整備する手順書	手順の分類	
フロントライン系機能喪失時	原子炉安全保護計装盤 又は 安全保護系プロセス計装 又は 原子炉核計装	手動による原子炉緊急停止	原子炉トリップスイッチ (中央盤手動操作)	重大事故等 対処設備	a	手動により原子炉を緊急停止する手順	
			MGセット電源 ^{※1} (常用母線 440V しゃ断器 スイッチ) (中央盤手動操作)				
制御棒操作レバー (中央盤手動操作) ^{※1}							
MGセット電源 ^{※1} (MGセット出力しゃ断器 スイッチ) (現場手動操作)							
原子炉トリップしゃ断器スイッチ (現場手動操作)							
制御棒クラスタ 又は 原子炉トリップしゃ断器 又は 原子炉安全保護計装盤 又は 安全保護系プロセス計装 又は 原子炉核計装	原子炉出力抑制(自動)	ATWS緩和設備 ^{※1} (蒸気発生器水位低による ・タービントリップ ・主蒸気隔離 ・電動補助給水ポンプ ・タービン動補助給水ポンプ)	重大事故等 対処設備	a,b	ATWS緩和設備の 作動を 確認する手順	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	
		主蒸気隔離弁					
		電動補助給水ポンプ ^{※2}					
		タービン動補助給水ポンプ					
		復水ピット					
		蒸気発生器					
		主蒸気逃がし弁					
		主蒸気安全弁					
		加圧器逃がし弁					
		加圧器安全弁					
		緊急ほう酸濃縮 (中央盤手動操作) (a)					

※1 : 原子炉トリップしゃ断器機能喪失時にも有効に機能する。

※2 : ディーゼル発電機等により給電する。

※3 : 重大事故等対策において用いる設備の分類

a : 当該条文中に適合する重大事故等対処設備 b : 37 条に適合する重大事故等対処設備 c : 自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.1.1 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順 (2 / 2)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	設備分類 ^{※2}	整備する手順書	手順の分類		
フロントライン系機能喪失時	制御棒クラスタ 又は 原子炉トリップしゃ断器 又は 原子炉安全保護計装盤 又は 安全保護系プロセス計装 又は 原子炉核計装	原子炉出力抑制(手動)	タービントリップスイッチ (中央盤手動操作)	拡張設備 多様性	a	原子炉出力を手動で抑制する手順	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	
			主蒸気隔離弁 (中央盤手動操作)	重大事故等対処設備				
			電動補助給水ポンプ (中央盤手動操作) ^{※1}					
			タービン動補助給水ポンプ (中央盤手動操作)					
			復水ピット					
			蒸気発生器					
			主蒸気逃がし弁					
			主蒸気安全弁					
			加圧器逃がし弁					
			加圧器安全弁					
		緊急ほう酸濃縮 (中央盤手動操作) (a)						
		ほう酸水注入	ほう酸タンク ほう酸ポンプ ^{※1} 緊急ほう酸注入ライン 補給弁 ^{※1} 充てんポンプ ^{※1}	① (緊急ほう酸濃縮)	重大事故等対処設備	a,b		緊急ほう酸濃縮により原子炉出力を抑制する手順
			高圧注入ポンプ ^{※1}	拡張設備 多様性				
燃料取替用水ピット								

※1 : ディーゼル発電機等により給電する。

※2 : 重大事故等対策において用いる設備の分類

a : 当該条文中に適合する重大事故等対処設備 b : 37 条に適合する重大事故等対処設備 c : 自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第1.1.2表 重大事故等対処に係る監視計器

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

監視計器一覧（1／4）

対応手段	重大事故等の 対応に必要な 監視項目	監視計器	
1.1.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等			
(1) 手動による原子炉緊急停止	判断基準	未臨界の維持又は 監視	・原子炉トリップしゃ断器表示灯
			・制御棒炉底位置表示灯
			・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中間領域起動率計
	操作	未臨界の維持又は 監視	・原子炉トリップしゃ断器表示灯
			・制御棒炉底位置表示灯
			・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域起動率計
	電源		・3-3(4) C1、D1 母線電圧計

監視計器一覧（2／4）

対応手段	重大事故等の 対応に必要なとなる 監視項目	監視計器	
1.1.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等			
(2) 原子炉出力抑制（自動）	判断基準	未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップしゃ断器表示灯
			・制御棒炉底位置表示灯
			・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域起動率計
			・中性子源領域起動率計
	信号	・安全保護アナログ盤作動警報	
	操作	未臨界の維持又は監視	・非常遮断油圧計
			・弁表示灯（EH）
			・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域起動率計
			・中性子源領域起動率計
		原子炉压力容器内の温度	・1次冷却材高温側温度計（広域）
			・1次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉压力容器内の圧力	・1次冷却材圧力計
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計（広域）
		・AM用格納容器圧力計	
最終ヒートシンクの確保	・主蒸気圧力計		
	・蒸気発生器水位計（狭域）		
	・蒸気発生器補助給水流量計		
補機監視機能	・加圧器逃がし弁表示灯		
	・加圧器安全弁表示灯		
	・主蒸気逃がし弁表示灯		
	・主蒸気安全弁表示灯		

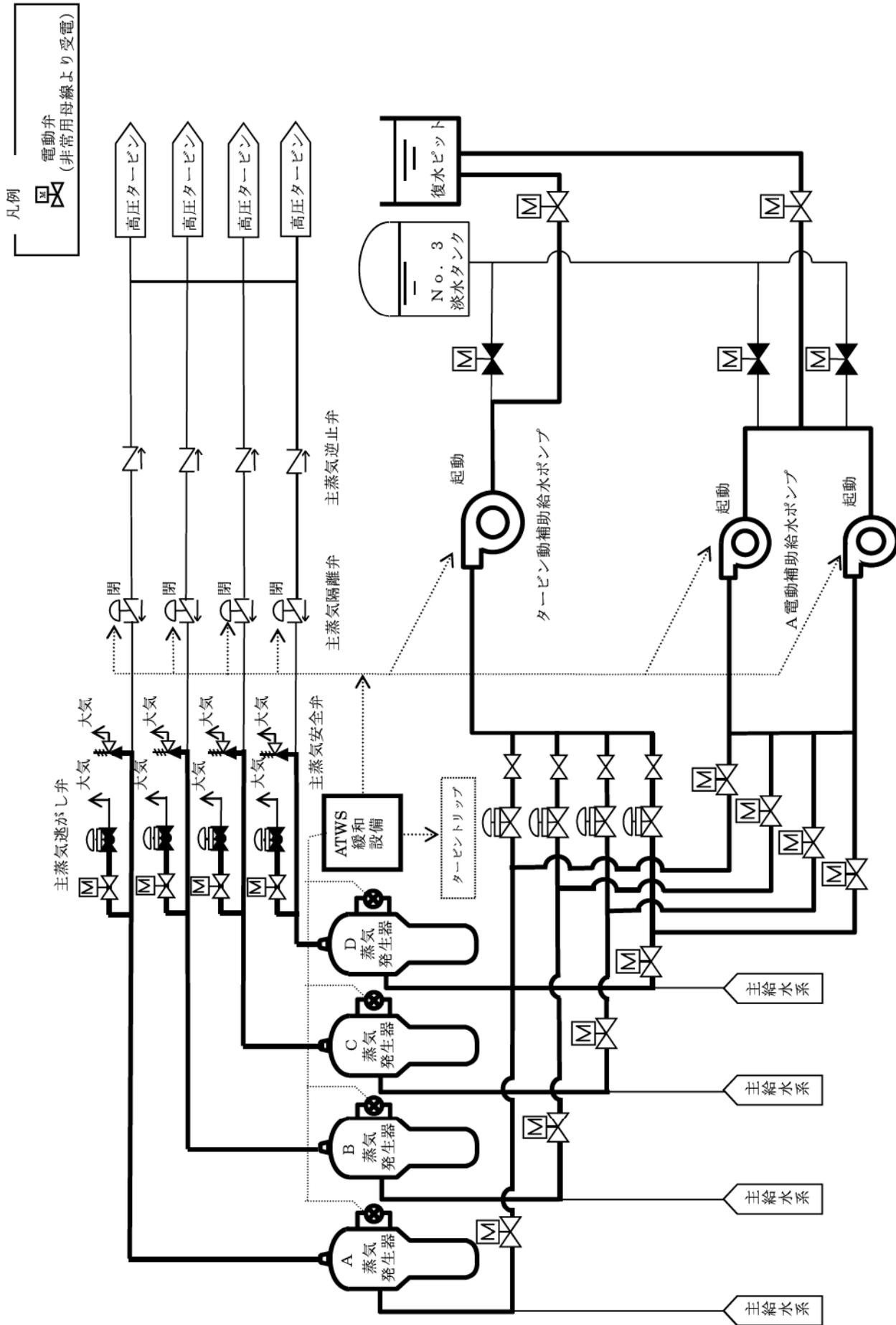
対応手段	重大事故等の 対応に必要となる 監視項目	監視計器	
1.1.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等			
(3) 原子炉出力抑制（手動）	判断基準	未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップしゃ断器表示灯
			・制御棒炉底位置表示灯
			・非常遮断油圧計
			・弁表示灯（EH）
			・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域起動率計
			・中性子源領域起動率計
			・主蒸気圧力計
	最終ヒートシンクの確保		・蒸気発生器水位計（狭域）
			・蒸気発生器補助給水流量計
			・安全保護アナログ盤作動警報
	信号		・安全保護アナログ盤作動警報
	操作	未臨界の維持又は監視	・非常遮断油圧計
			・弁表示灯（EH）
			・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域起動率計
			・中性子源領域起動率計
		原子炉圧力容器内の温度	・1次冷却材高温側温度計（広域）
			・1次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉圧力容器内の圧力	・1次冷却材圧力計
原子炉格納容器内の温度		・格納容器内温度計	
原子炉格納容器内の圧力		・格納容器圧力計（広域）	
		・AM用格納容器圧力計	
最終ヒートシンクの確保		・主蒸気圧力計	
	・蒸気発生器水位計（狭域）		
	・蒸気発生器補助給水流量計		
補機監視機能	・加圧器逃がし弁表示灯		
	・加圧器安全弁表示灯		
	・主蒸気逃がし弁表示灯		
	・主蒸気安全弁表示灯		

監視計器一覧（4／4）

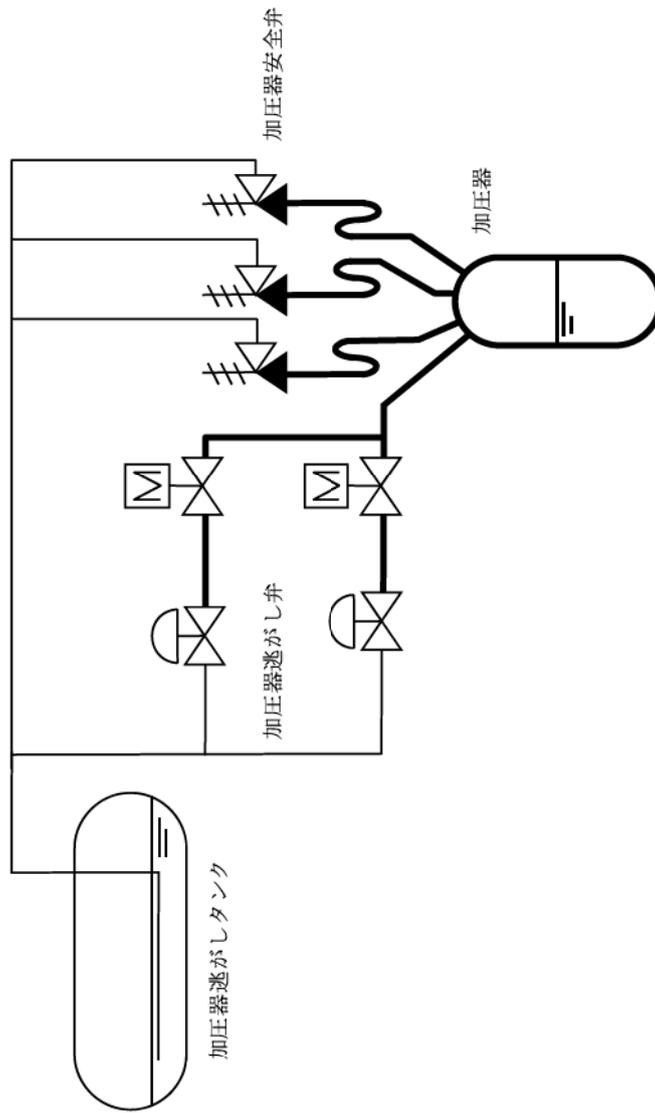
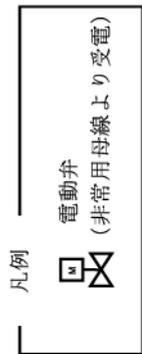
対応手段	重大事故等の 対応に必要なとなる 監視項目	監視計器	
1.1.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等			
(4) ほう酸水注入	判断基準	未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップしゃ断器表示灯
			・制御棒炉底位置表示灯
			・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中間領域起動率計
	水源の確保	・ほう酸タンク水位計	
	操作	未臨界の維持又は監視	・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域起動率計
			・中性子源領域起動率計
			・可聴計数率計（可聴音）
			・緊急ほう酸水補給流量計
		・原子炉補給水補給流量積算制御器積算カウンタ	
		原子炉压力容器内の圧力	・1次冷却材圧力計
		原子炉压力容器内への注水量	・充てん水流量計
・高圧注入流量計			
水源の確保	・燃料取替用水ピット水位計		
	・ほう酸タンク水位計		
—	・ほう素濃度（手分析値）		

第1.1.3表 審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

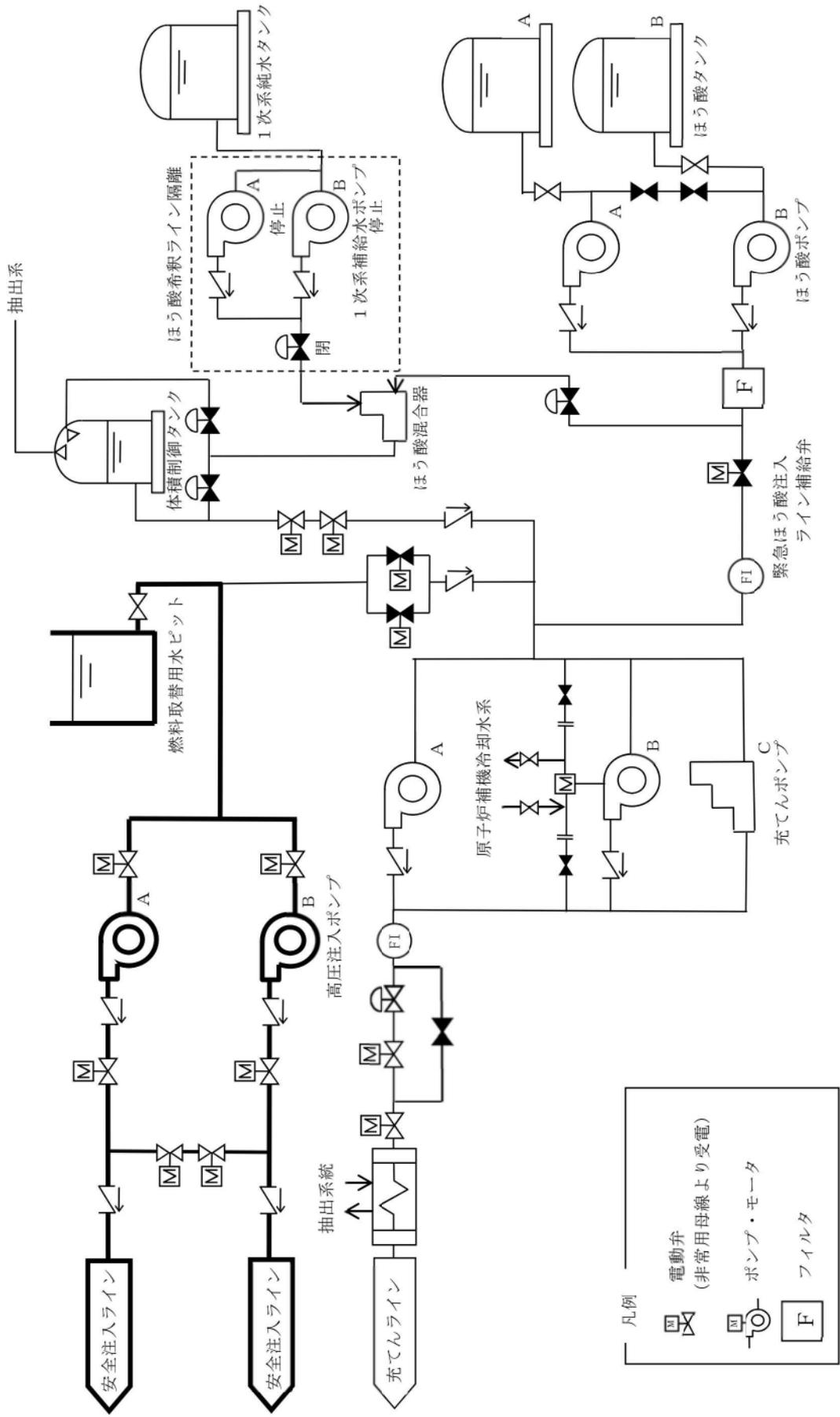
対象条文	供給対象設備	給電元
<p>【1.1】 緊急停止失敗時に発電 用原子炉を未臨界にす るための手順等</p>	A 充てんポンプ	4-3(4) A 非常用高压母線
	B 充てんポンプ	4-3(4) B 非常用高压母線
	C 充てんポンプ	3-3(4) A 2 又は 3-3(4) B 2 非常用低压母線
	A 電動補助給水ポンプ	4-3(4) A 非常用高压母線
	B 電動補助給水ポンプ	4-3(4) B 非常用高压母線
	A ほう酸ポンプ	A1原子炉コントロールセンタ
	B ほう酸ポンプ	B1原子炉コントロールセンタ
	A 主蒸気逃がし弁	A 1 ソレノイド分電盤
	B 主蒸気逃がし弁	
	C 主蒸気逃がし弁	B 1 ソレノイド分電盤
	D 主蒸気逃がし弁	
	A 主蒸気隔離弁	A 1 ソレノイド分電盤
	B 主蒸気隔離弁	B 1 ソレノイド分電盤
	A 主蒸気隔離弁	A 1 ソレノイド分電盤
	B 主蒸気隔離弁	B 1 ソレノイド分電盤
	C 主蒸気隔離弁	A 1 ソレノイド分電盤
	D 主蒸気隔離弁	B 1 ソレノイド分電盤
	A 加圧器逃がし弁	A 1 ソレノイド分電盤
	B 加圧器逃がし弁	B 1 ソレノイド分電盤
	A 加圧器逃がし弁	A 2 ソレノイド分電盤
B 加圧器逃がし弁	B 2 ソレノイド分電盤	
緊急ほう酸注入 ライン補給弁	B1原子炉コントロールセンタ	



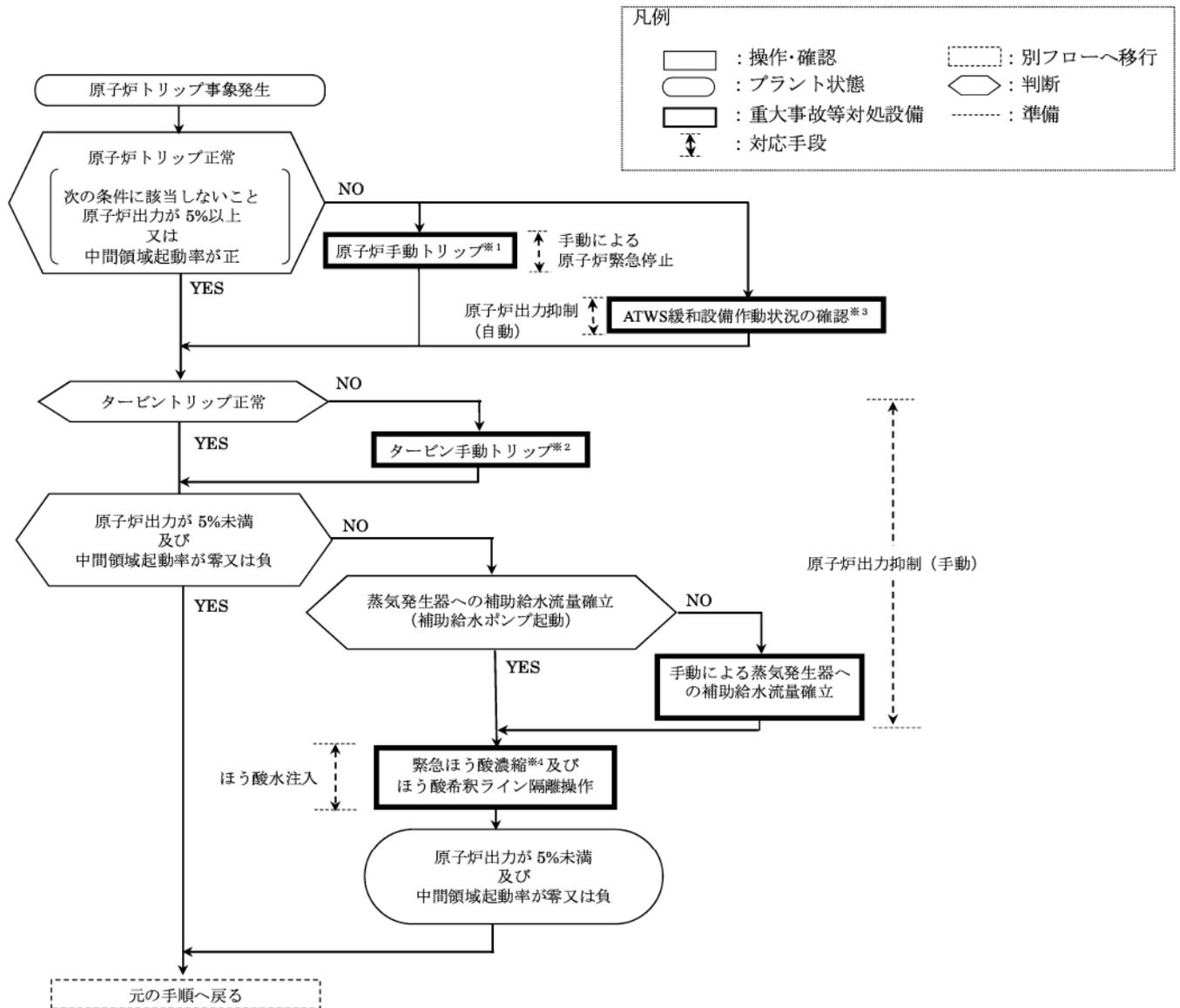
第 1.1.2 図 原子炉出力抑制 (自動) (手動) 概略系統 (1 / 2)



第 1.1.2 図 原子炉出力抑制 (自動) (手動) 概略系統 (2 / 2)



第 1.1.6 図 ほう酸水注入(安全注入ライン) 概略系統



※1：手動による原子炉トリップが不可能な場合は、制御棒を手動挿入する。

- ①MGセット電源（常用母線 440V しゃ断器スイッチ）（中央盤手動操作）開放
- ②制御棒挿入（中央盤手動操作）
- ③MGセット電源（MGセット出力しゃ断器スイッチ）（現場手動操作）開放
- ④原子炉トリップしゃ断器スイッチ（現場手動操作）開放

※2：手動によるタービントリップ不能な場合は、主蒸気隔離弁を手動にて閉操作し、主蒸気隔離弁バイパス弁の閉を確認する。

※3：設定値（蒸気発生器水位低 9%+10秒）

- ①タービントリップ
- ②主蒸気隔離
- ③補助給水ポンプ起動

※4：制御棒の挿入に失敗した場合は、制御棒値を補完するため、燃料取替ほう素濃度までほう酸水注入を継続する。

なお、緊急ほう酸濃縮を行っている間に制御棒の全挿入に成功した場合は、プラントを高温停止に維持し、引き続き低温停止に移行させるために必要となるほう素濃度を目標にほう酸水注入を継続する。

- 燃料取替ほう素濃度
 - ・ 2800ppm 以上のほう素濃度
- 停止ほう素濃度
 - ・ 高温停止：停止余裕 1.6% Δ k / k 以上を確保できるほう素濃度
 - ・ 低温停止：停止余裕 1.0% Δ k / k 以上を確保できるほう素濃度

第 1.1.7図 原子炉トリップ失敗時の対応手順（フロントライン系機能喪失）

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

< 目次 >

1.2.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

(2) 対応手段と設備の選定の結果

- a. フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備
- b. サポート系機能喪失時の対応手段及び設備
- c. 監視及び制御の対応手段及び設備
- d. 手順等

1.2.2 重大事故等時の手順等

1.2.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等

(1) 1次冷却系のフィードアンドブリード

(2) 蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）

- a. 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水
- b. 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水

(3) 蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）

- a. タービンバイパス弁による蒸気放出

(4) その他の手順項目にて考慮する手順

(5) 優先順位

1.2.2.2 サポート系機能喪失時の手順等

(1) 補助給水ポンプの機能回復

- a. タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）及びタービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復

- b. 空冷式非常用発電装置による電動補助給水ポンプの機能回復
- (2) 主蒸気逃がし弁の機能回復
 - a. 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復
 - b. 窒素ポンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復
 - c. 大容量ポンプを用いたB制御用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復
- (3) その他の手順項目にて考慮する手順
- (4) 優先順位

1.2.2.3 復旧に係る手順等

1.2.2.4 監視及び制御

- (1) 加圧器水位及び蒸気発生器水位の監視又は推定
- (2) 補助給水ポンプの動作状況確認
- (3) 加圧器水位（原子炉水位）の制御
- (4) 蒸気発生器水位の制御
- (5) その他の手順項目にて考慮する手順

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

< 要求事項 >

発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、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、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

1 「発電用原子炉を冷却するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

(1) 全交流動力電源喪失・常設直流電源系統喪失を想定し、原子炉隔離時冷却系（R C I C）若しくは非常用復水器（B W R の場合）又はタービン動補助給水ポンプ（P W R の場合）（以下「R C I C 等」という。）により発電用原子炉を冷却するため、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等を整備すること。

a) 可搬型重大事故防止設備

i) 現場での可搬型重大事故防止設備（可搬型バッテリー又は窒素ポンベ等）を用いた弁の操作により R C I C 等の起動及び十分な期間^{*}の運転継続を行う手順等（手順及び装備等）を整備すること。ただし、下記(1) b) i) の人力による措置が容易に行える場合を除く。

b) 現場操作

- i) 現場での人力による弁の操作により、R C I C等の起動及び十分な期間^{*}の運転継続を行う手順等(手順及び装備等)を整備すること。

※:原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間のこと。

c) 監視及び制御

- i) 原子炉水位(BWR及びPWR)及び蒸気発生器水位(PWRの場合)を推定する手順等(手順、計測機器及び装備等)を整備すること。
- ii) R C I C等の安全上重要な設備の作動状況を確認する手順等(手順、計測機器及び装備等)を整備すること。
- iii) 原子炉水位又は蒸気発生器水位を制御する手順等(手順及び装備等)を整備すること。

(2) 復旧

- a) 原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、注水(循環を含む。)すること及び原子炉を冷却できる設備に電源を接続することにより、起動及び十分な期間の運転継続ができること。(BWRの場合)
- b) 電動補助給水ポンプに代替交流電源を接続することにより、起動及び十分な期間の運転継続ができること。(PWRの場合)

(3) 重大事故等の進展抑制

- a) 重大事故等の進展を抑制するため、ほう酸水注入系(S L C S)又は制御棒駆動機構(C R D)等から注水する手順等を整備すること。(BWRの場合)

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（以下「原子炉」という。）の冷却機能は、蒸気発生器２次側による原子炉の冷却機能である。

この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、原子炉を冷却する対処設備を整備しており、ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

1.2.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

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原子炉の冷却機能が喪失した場合に炉心の著しい損傷を防止するため、蒸気発生器２次側による原子炉の冷却機能により原子炉を冷却する必要がある。蒸気発生器２次側による原子炉の冷却機能により原子炉を冷却するための設計基準事故対処設備として、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。）、復水ピット並びに主蒸気逃がし弁を設置している。

これらの設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備の機能喪失を想定し、その機能を代替するために、各設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした上で、想定する機能喪失に対する対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第 1.2.1 図）（以下「機能喪失原因対策分析」という。）。

また、原子炉を冷却するために１次冷却系及び２次冷却系の保有水を監視及び制御する対応手段と重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び多様性拡張設備^{※1}を選定する。

※1 多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十五条

及び技術基準規則第六十条（以下「基準規則」という。）の要求機能が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系の機能喪失として、蒸気発生器2次側による炉心冷却に使用する設備の機能喪失を想定する。また、サポート系の機能喪失として全交流動力電源喪失又は常設直流電源系統喪失を想定する。

設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因と対応手段の検討、審査基準及び基準規則要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備と多様性拡張設備を以下に示す。

なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第1.2.1表に示す。

a. フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

蒸気発生器2次側による原子炉の冷却機能が喪失した場合、1次冷却系のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手段がある。

1次冷却系のフィードアンドブリードで使用する設備は以下のとおり。

- ・ 高圧注入ポンプ
- ・ 加圧器逃がし弁
- ・ 燃料取替用水ピット
- ・ 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
- ・ 余熱除去ポンプ
- ・ 余熱除去冷却器

蒸気発生器 2 次側への注水設備である補助給水ポンプが故障等により運転できない場合は、常用設備等を使用して蒸気発生器 2 次側へ注水する手段がある。

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（注水）に使用する設備は以下のとおり。

- ・ 電動主給水ポンプ
- ・ 脱気器タンク
- ・ 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）
- ・ 復水ピット

蒸気発生器 2 次側の蒸気放出設備である主蒸気逃がし弁の機能が喪失した場合は、常用設備を使用して蒸気発生器 2 次側の蒸気放出を行う手段がある。

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（蒸気放出）に使用する設備は以下のとおり。

- ・ タービンバイパス弁

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、1 次冷却系のフィードアンドブリードで使用する高圧注入ポンプ、加圧器逃がし弁、燃料取替用水ピット、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、余熱除去ポンプ及び余熱除去冷却器は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備

は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。以上の重大事故等対処設備により、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却に使用するすべての設備が使用できない場合においても、原子炉を冷却できる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

- ・ 電動主給水ポンプ、脱気器タンク

耐震性がないものの、常用母線が健全で、脱気器タンクの保有水があれば、補助給水ポンプの代替手段として有効である。

- ・ 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）、復水ピットポンプ吐出圧力が約 3.0MPa [gage] であるため、1 次冷却材圧力及び 1 次冷却材温度が低下し、蒸気発生器 2 次側の圧力が低下しないと使用できないが、補助給水ポンプの代替手段として長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。

- ・ タービンバイパス弁

耐震性がないものの、常用母線及び復水器真空度が健全であれば、主蒸気逃がし弁の代替手段として有効である。

b. サポート系機能喪失時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

蒸気発生器 2 次側への注水設備である補助給水ポンプの機能が喪失した場合は、タービン動補助給水ポンプの機能を回復させるため、タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）及びタービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）により、タービン動補助給水ポンプの機能を回復させることで、原子炉の冷却を行う手段がある。

また、電動補助給水ポンプの機能を回復させるため、空冷式非常用発電装置から給電する手段がある。

タービン動補助給水ポンプの機能回復に使用する設備は以下のとおり。

- ・ タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）
- ・ タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）

電動補助給水ポンプの機能回復に使用する設備は以下のとおり。

- ・ 空冷式非常用発電装置
- ・ 燃料油貯蔵タンク
- ・ 重油タンク
- ・ タンクローリー

蒸気発生器2次側の蒸気放出設備である主蒸気逃がし弁の機能が喪失した場合は、現場での手動操作、窒素ポンベ及び制御用空気により主蒸気逃がし弁の機能を回復させることで、原子炉の冷却を行う手段がある。

主蒸気逃がし弁の機能回復に使用する設備は以下のとおり。

- ・ 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）
- ・ 窒素ポンベ（主蒸気逃がし弁作動用）
- ・ 大容量ポンプ
- ・ B制御用空気圧縮機（海水冷却）

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、タービン動補助給水ポンプの機能を回復させる手段に使用する設備のうち、タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）及びタービ

ン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

電動補助給水ポンプの機能を回復させる手段に使用する設備のうち、空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、重油タンク及びタンクローリーは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

主蒸気逃がし弁の機能を回復させる手段に使用する設備のうち、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）は機能回復のため現場において窒素ポンベ（主蒸気逃がし弁作動用）を接続するのと同様以上の作業の迅速性及び駆動軸を人力で直接操作することによる操作の確実性を有するため、重大事故等対処設備と位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、全交流動力電源又は常設直流電源系統が喪失しても原子炉を冷却するために必要な設備の機能を回復できる。また以下の設備は、それぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

- ・ 窒素ポンベ（主蒸気逃がし弁作動用）

窒素ポンベの容量から使用時間に制限があるものの、事故発生時の初動対応である主蒸気逃がし弁（現場手動操作）に対し、中央制御室からの遠隔操作が可能となり、運転員等の負担軽減となる。また、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合でも対応が可能である。

- ・ 大容量ポンプ、B制御用空気圧縮機（海水冷却）

全交流動力電源喪失時に、蒸気発生器2次側による炉

心冷却が必要となるまでには間に合わないが、中央制御室からの遠隔操作が可能となり、運転員等の負担軽減となる。

c. 監視及び制御の対応手段及び設備

(a) 対応手段

原子炉を冷却するための1次冷却系及び2次冷却系の保有水を監視又は推定する手段がある。

また、蒸気発生器へ注水するための補助給水ポンプの動作状況を確認する手段がある。

さらに、原子炉を冷却するための1次冷却系及び2次冷却系の保有水を制御する手段がある。

監視及び制御に使用する設備は以下のとおり。

- ・ 加圧器水位計
- ・ 蒸気発生器水位計（広域）
- ・ 蒸気発生器水位計（狭域）
- ・ 蒸気発生器補助給水流量計
- ・ 復水ピット水位計

(b) 重大事故等対処設備

審査基準の要求により選定した、加圧器水位計、蒸気発生器水位計（広域）、蒸気発生器水位計（狭域）、蒸気発生器補助給水流量計及び復水ピット水位計は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

d. 手順等

上記のa.、b.及びc.により選定した対応手段に係る手順を整備する。また、事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要と

なる設備を整備する（第1.2.2表、第1.2.3表）。

これらの手順は、発電所対策本部長^{※2}、当直課長、運転員等^{※3}及び緊急安全対策要員^{※4}の対応として蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順等に定める（第1.2.1表）。

※2 発電所対策本部長：重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。

※3 運転員等：運転員及び重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員をいう。

※4 緊急安全対策要員：重大事故等対策要員のうち発電所対策本部長の指示に基づき対応する運転員等以外の要員をいう。

1.2.2 重大事故等時の手順等

1.2.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等

(1) 1次冷却系のフィードアンドブリード

蒸気発生器2次側による原子炉の冷却機能が喪失した場合、燃料取替用水ピット水を高圧注入ポンプにより原子炉へ注水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操作を組み合わせた1次冷却系のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

補助給水ポンプの故障等による蒸気発生器への注水機能の喪失によって蒸気発生器水位が低下し、すべての蒸気発生器が除熱を期待できない水位（蒸気発生器水位計（広域）指示値が10%未満）になった場合に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水ピットの水位が確保されている場合。

b. 操作手順

高圧注入ポンプ等により1次冷却系のフィードアンドブリードを行う手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.2.2図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に1次冷却系のフィードアンドブリードを指示する。
- ② 運転員等は、中央制御室で非常用炉心冷却設備作動信号を手動発信させ、高圧注入ポンプ2台を起動し、高圧注入ポンプ吐出圧力等により、高圧注入ポンプの運転状態を確認する。
- ③ 運転員等は、中央制御室で加圧器の全ヒータの切を確認し、すべての加圧器逃がし弁を開操作し全開とする。1次冷却材圧力等により、1次冷却系が減圧できていることを確認する

とともに、高圧注入流量等により原子炉への注水、1次冷却材温度等により原子炉が冷却状態にあることを確認する。仮に、高圧注入ポンプが1台となった場合でも、1次冷却系のフィードアンドブリードを継続する。

- ④ 運転員等は、中央制御室で燃料取替用水ピット水位及び格納容器再循環サンプ水位を確認し、再循環切替水位となれば再循環運転になったことを確認する。

【蒸気発生器2次側による原子炉の冷却機能が回復した場合：④より】

- ⑤ 運転員等は、中央制御室で蒸気発生器2次側による原子炉の冷却機能が回復した場合、蒸気発生器2次側による炉心冷却を開始し、1次冷却材温度等により原子炉の冷却状態を確認する。
- ⑥ 運転員等は、中央制御室で蓄圧タンクの注水状態を1次冷却材圧力等により確認し、1次冷却材圧力が安定していれば蓄圧タンク出口弁を閉操作する。
- ⑦ 運転員等は、中央制御室でいずれかの蒸気発生器において蒸気発生器狭域水位が0%以上に回復したことを確認した場合、すべての加圧器逃がし弁を閉操作し、1次冷却系のフィードアンドブリードを停止する。
- ⑧ 運転員等は、中央制御室で1次冷却材圧力及び加圧器水位が安全注入により回復していること並びに十分なサブクール状態であることを確認し、安全注入を停止する。
- ⑨ 運転員等は、余熱除去運転のため、中央制御室で1次冷却材温度等にて、1次冷却材温度177℃以下、1次冷却材圧力2.7MPa〔gage〕以下及び余熱除去系が健全であることを確認する。

【余熱除去系が使用可能の場合(蒸気発生器2次側による原子炉

の冷却機能が回復した場合) : ⑨より】

- ⑩ 運転員等は、余熱除去系が健全である場合、中央制御室で余熱除去系による原子炉の冷却を開始する。
- ⑪ 運転員等は、中央制御室で余熱除去系による原子炉の冷却が開始されたことを確認し、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却を停止する。
- ⑫ 運転員等は、中央制御室で余熱除去系による原子炉の冷却状態を 1 次冷却材温度等により確認し、低温停止とする。

【余熱除去系が使用不能の場合(蒸気発生器 2 次側による原子炉の冷却機能が回復した場合) : ⑨より】

- ⑩ 運転員等は、余熱除去系が使用できない場合、中央制御室で蒸気発生器 2 次側による炉心冷却により冷却の効果がなくなるまで継続する。
- ⑪ 運転員等は、中央制御室及び現場で蒸気発生器 2 次側による炉心冷却の効果がなくなったことを 1 次冷却材温度等により確認した場合、蒸気発生器 2 次側のフィードアンドブリードを開始する。
- ⑫ 運転員等は、中央制御室で蒸気発生器 2 次側のフィードアンドブリードによる原子炉の冷却状態を 1 次冷却材温度等により確認し、低温停止とする。

【蒸気発生器 2 次側による原子炉の冷却機能が回復しない場合:

④より】

- ⑤ 運転員等は、余熱除去運転のため、中央制御室で 1 次冷却材温度等にて、1 次冷却材温度 177℃ 以下、1 次冷却材圧力 2.7MPa [gage] 以下及び余熱除去系が健全であることを確認し、使用準備を行う。
- ⑥ 運転員等は、中央制御室で余熱除去系による原子炉の冷却が可能であることを確認した場合は、余熱除去系による原子炉

の冷却を開始する。

余熱除去系が使用できない場合は、余熱除去系又は蒸気発生器 2 次側による原子炉の冷却機能が使用可能となるまで、再循環運転による 1 次冷却系のフィードアンドブリードを継続する。

- ⑦ 運転員等は、中央制御室で蓄圧タンクの注水状態を 1 次冷却材圧力等により確認し、1 次冷却材圧力が安定していれば蓄圧タンク出口弁を閉操作する。
- ⑧ 運転員等は、中央制御室で余熱除去系による原子炉の冷却が開始されたことを確認し、すべての加圧器逃がし弁を閉操作し、1 次冷却系のフィードアンドブリードを停止する。
- ⑨ 運転員等は、中央制御室で 1 次冷却材圧力及び加圧器水位が安全注入により回復していること並びに十分なサブクール状態であることを確認し、安全注入を停止する。
- ⑩ 運転員等は、中央制御室で余熱除去系による原子炉の冷却状態を 1 次冷却材温度等により確認し、低温停止とする。

c. 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名により実施する。補助給水ポンプの故障等を踏まえて蒸気発生器水位及び主蒸気圧力を継続的に監視し、すべての蒸気発生器の広域水位が10%未満となれば、速やかに 1 次冷却系のフィードアンドブリードを開始する。

なお、蒸気発生器水位計（広域）は、定期検査での蒸気発生器の水張り時における水位を確認することを主目的としており、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、蒸気発生器内の水、蒸気の密度が異なるため広域水位は実水位と異なる指示値を示すこと

となるが、蒸気発生器がドライアウトとならない水位として、計器校正の誤差に余裕をもって広域水位が10%未満となれば、速やかに1次冷却系のフィードアンドブリードを開始する。

(2) 蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）

a. 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水

補助給水ポンプが使用できない場合、脱気器タンク水を常用設備である電動主給水ポンプにより蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

補助給水ポンプ故障等により、補助給水流量等が確認できない場合に、外部電源により常用母線が受電され、蒸気発生器へ注水するために必要な脱気器タンク水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

b. 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水

補助給水ポンプが使用できない場合において電動主給水ポンプが使用できず、かつ主蒸気圧力が約 3.0MPa [gage] まで低下している場合に、復水ピット水を蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）により蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

なお、淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生

器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

補助給水ポンプの故障等により、補助給水流量等が確認できない場合及び蒸気発生器への注水が喪失した場合に、蒸気発生器へ注水するために必要な復水ピット水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.2.3 図に、タイムチャートを第 1.2.4 図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長へ蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水準備と系統構成を指示する。
- ② 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水準備と系統構成を指示する。
- ③ 緊急安全対策要員は、現場で蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）の免震架台の固定治具取付け及び出入口管を接続する。
- ④ 緊急安全対策要員は、現場で蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による注水のための系統構成を実施する。
- ⑤ 緊急安全対策要員は、現場で系統の水張り及びベンディングを実施する。
- ⑥ 緊急安全対策要員は、現場で蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）の設置等の作業と並行して、補助給水系との

接続及び他の系統と連絡する弁を操作し系統構成を行う。

- ⑦ 発電所対策本部長は、当直課長へ蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水準備が完了したことを報告する。
- ⑧ 当直課長は、発電所対策本部長へ蒸気発生器への注水が可能となり、その他の蒸気発生器への注水手段が喪失していれば注水開始を指示する。また、運転員等へ中央制御室で蒸気発生器水位等の監視を指示する。
- ⑨ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に、蒸気発生器への注水開始を指示する。
- ⑩ 緊急安全対策要員は、現場で蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）へ給電を実施する。
- ⑪ 緊急安全対策要員は、現場で蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）を起動する。
- ⑫ 運転員等は、中央制御室で蒸気発生器水位の上昇、補助給水流量等により、蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）の運転状態に異常がないことを確認する。
- ⑬ 運転員等は、中央制御室で蒸気発生器水位により蒸気発生器2次側の保有水量が回復したことを確認し、蒸気発生器水位を監視可能な範囲に維持するため、現場で蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）出口ラインに設置された手動弁の開度を調整して蒸気発生器水位を調整する。
- ⑭ 運転員等は、中央制御室で蒸気発生器水位等により蒸気発生器への注水が確保されていることを確認し、主蒸気逃がし弁又はタービンバイパス弁を開操作し蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う。
- ⑮ 運転員等は、中央制御室で1次冷却材温度等により原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて 1 ユニット当たり運転員等 1 名、現場にて 1 ユニット当たり緊急安全対策要員 5 名により作業を実施し、所要時間は約 110 分と想定する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

(3) 蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（蒸気放出）

蒸気放出経路の故障等による 2 次冷却系の除熱機能喪失の場合は、タービンバイパス弁の開操作を行う。蒸気放出経路は、多重化及び多様化していること、主蒸気逃がし弁の現場での開操作も可能であることから、その機能がすべて喪失する可能性は低いが、以下の操作を実施することを考慮する。

a. タービンバイパス弁による蒸気放出

主蒸気逃がし弁による蒸気発生器からの蒸気放出ができない場合、常用設備であるタービンバイパス弁を中央制御室で開操作し、蒸気発生器からの蒸気放出を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

主蒸気逃がし弁による蒸気放出が主蒸気圧力等にて確認できない場合に、外部電源により常用母線が受電され、2 次冷却系の設備が運転中であり復水器真空度が維持されている場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「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」のうち、1.3.2.1(3)b.「タービンバイパス弁による蒸気放出」にて整備する。

(4) その他の手順項目にて考慮する手順

復水ピット、燃料取替用水ピットの枯渇時の補給手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」のうち、1.13.2.1「蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（注水）のための代替手段及び復水ピットへの供給に係る手順等」、1.13.2.2「炉心注水のための代替手段及び燃料取替用水ピットへの供給に係る手順等」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

(5) 優先順位

フロントライン系の機能喪失時に、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において原子炉の冷却機能が喪失している場合の冷却手段の優先順位を以下に示す。

補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水機能が喪失した場合は、多様性拡張設備である電動主給水ポンプ及び蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水を行う。

蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）は使用準備に時間を要することから、補助給水ポンプによる注水手段を失った場合に準備を開始し、準備が整った際にほかの注水手段がなければ蒸気発生器に注水を行う。

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（蒸気放出）における蒸気発生器からの蒸気放出は、重大事故等対処設備である主蒸気逃がし弁を使用する。主蒸気逃がし弁が機能喪失した場合は、タービン

バイパス弁を使用する。

上記手段による蒸気発生器2次側による炉心冷却による原子炉の冷却を優先し、蒸気発生器の除熱機能が喪失した場合は、高圧注入ポンプによる原子炉への注水と加圧器逃がし弁の開操作による1次冷却系のフィードアンドブリードを行う。

以上の対応手順のフローチャートを第1.2.5図に示す。

1.2.2.2 サポート系機能喪失時の手順等

(1) 補助給水ポンプの機能回復

常設直流電源系統喪失により、タービン動補助給水ポンプを駆動するために必要な、タービン動補助給水ポンプ非常用油ポンプ（以下「非常用油ポンプ」という。）及びタービン動補助給水ポンプ起動弁の駆動源が喪失した場合に、タービン動補助給水ポンプの機能を回復させるため、現場でタービン動補助給水ポンプ起動弁及びタービン動補助給水ポンプの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する手順を整備する。

全交流動力電源喪失時は、電動補助給水ポンプの機能を回復させるため、空冷式非常用発電装置により交流電源を確保し、電動補助給水ポンプを起動する手順を整備する。

a. タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）及びタービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復

非常用油ポンプの機能が喪失した場合、現場で専用工具（油供給用）を用いてタービン動補助給水ポンプ軸受へ給油し、タービン動補助給水ポンプ起動弁の開操作及び専用工具（蒸気加減弁開操作）を用いてタービン動補助給水ポンプ蒸気加減弁を押し上げることにより、タービン動補助給水ポンプを起動し、

復水ピット水を蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

なお、タービン動補助給水ポンプは、復水ピットから No. 3 淡水タンクへの切替え又は復水ピットへの補給により水源を確保し、再循環運転、余熱除去系又は蒸気発生器 2 次側のフィードアンドブリードによる原子炉の冷却が可能となるまでの期間、運転を継続する。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ライン流量調節弁前弁の開度を調整し、1 次冷却材圧力が 1 次冷却材ポンプ封水戻りライン逃がし弁吹き止まり圧力まで低下すれば、その状態を保持する。

なお、淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

常設直流電源系統喪失時に、タービン動補助給水ポンプの起動ができない場合において、蒸気発生器への注水が補助給水流量等にて確認できない場合に、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必要で復水ピットの水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）及びタービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの起動手順は以下のとおり。概略系統を第 1.2.6 図に、タイムチャートを第 1.2.7 図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に、現

場手動操作によるタービン動補助給水ポンプの起動を指示する。

- ② 運転員等は、現場でタービン動補助給水ポンプ主蒸気供給ライン止め弁の開を確認する。
- ③ 運転員等は、現場でタービン動補助給水ポンプの起動前点検及び系統構成を実施する。
- ④ 運転員等は、現場で専用工具（油供給用）を油タンク及び軸受に可搬型ホースで接続する。
- ⑤ 運転員等は、現場で専用工具（油供給用）を用いてタービン動補助給水ポンプ軸受へ給油する。
- ⑥ 運転員等は、現場で蒸気加減弁及び起動速度制御ピストンに専用工具（蒸気加減弁開操作用）を取付ける。
- ⑦ 運転員等は、現場でタービン動補助給水ポンプ起動弁を開操作する。
- ⑧ 運転員等は、現場で専用工具（蒸気加減弁開操作用）を用いてタービン動補助給水ポンプ蒸気加減弁を押し上げてタービン動補助給水ポンプを起動する。
- ⑨ 運転員等は、現場でタービン動補助給水ポンプの運転状態に異常がないことを確認し、各専用工具を取外す。
- ⑩ 運転員等は、中央制御室で蒸気発生器水位を監視し、水位調整が必要となれば現場の運転員等と連絡を密にし、現場でタービン動補助給水ライン流量調節弁前弁を手動により操作し蒸気発生器水位を調整する。
- ⑪ 運転員等は、中央制御室で蒸気発生器水位等により蒸気発生器への注水が確保されていることを確認し、中央制御室又は現場で主蒸気逃がし弁により蒸気発生器 2 次側による炉心冷却を行う。
- ⑫ 運転員等は、中央制御室で 1 次冷却材温度等により原子炉

が冷却状態にあることを継続して確認する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名、現場にて1ユニット当たり運転員等4名により作業を実施し、所要時間は、約45分と想定する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。タービン動補助給水ポンプの起動により騒音が発生するが、運転員等は通話装置を用いることで、中央制御室との連絡は可能である。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

なお、タービン動補助給水ポンプ軸受への給油は、現場において専用工具（油供給用）を用いて単純な操作で給油できる。タービン動補助給水ポンプ起動弁は手動ハンドルにより容易に操作できる。タービン動補助給水ポンプ蒸気加減弁は、現場において専用工具（蒸気加減弁開操作用）を用いて弁を押し上げる単純な操作で起動できる。各専用工具については速やかに操作ができるよう操作場所近傍に配備する。

b. 空冷式非常用発電装置による電動補助給水ポンプの機能回復

全交流動力電源が喪失した場合、空冷式非常用発電装置により非常用母線を回復させ、電動補助給水ポンプを起動し、復水ピット水を蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

なお、電動補助給水ポンプは、復水ピットからNo. 3淡水タンクへの切替え又は復水ピットへの補給により水源を確保し、再循環運転、余熱除去系又は蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる原子炉の冷却が可能となるまでの期間、運転を継続する。

なお、淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

空冷式非常用発電装置により非常用母線が回復し、タービン動補助給水ポンプの起動ができない場合において、蒸気発生器への注水が補助給水流量等にて確認できない場合に、電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が必要で復水ピットの水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

電動補助給水ポンプは、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

(2) 主蒸気逃がし弁の機能回復

制御用空気が喪失すれば、主蒸気逃がし弁は駆動源喪失により閉となる構造であるため中央制御室からの遠隔による開操作ができなくなる。

これらの駆動源が喪失した場合、主蒸気逃がし弁の機能を回復させ、原子炉の冷却を行う手順を整備する。

a. 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復

主蒸気逃がし弁は、駆動源喪失時に閉となる構造の空気作動弁であるため、駆動源が喪失した場合、弁が閉となるとともに中央制御室からの遠隔操作が不能となる。この場合、現場で手動により主蒸気逃がし弁を開操作することで、蒸気発生器2次

側による炉心冷却を行う手順を整備する。

主蒸気逃がし弁による蒸気放出を行う場合、蒸気発生器伝熱管の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主蒸気圧力により、蒸気発生器伝熱管の破損がないことを確認する。蒸気発生器伝熱管破損の兆候が見られた場合に、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。

なお、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した際の現場操作時は状況に応じて放射線防護具を着用し、線量計を携帯する。

(a) 手順着手の判断基準

主蒸気逃がし弁の駆動源が喪失し、中央制御室からの開操作ができないことを主蒸気圧力等にて確認した場合に、補助給水流量等により蒸気発生器への注水が確保されている場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「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」のうち、1.3.2.2(2)a.「主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。

b. 窒素ポンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復

制御用空気が喪失した場合、窒素ポンベ（主蒸気逃がし弁作動用）により駆動源を確保し、主蒸気逃がし弁を操作する手順を整備する。

この手順は、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）に対して中央

制御室からの遠隔操作を可能とすることで、運転員等の負担軽減を図る。また、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合でも対応が可能である。

なお、中央制御室からの遠隔操作による主蒸気逃がし弁の開度調整は必須ではなく、これらの対応に期待しなくても炉心の著しい損傷を防止できる。

(a) 手順着手の判断基準

制御用空気喪失が継続する場合に、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）の開操作後、中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「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」のうち、1.3.2.2(2)b.「窒素ポンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。

c. 大容量ポンプを用いたB制御用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復

全交流動力電源が喪失した場合、大容量ポンプを用いてB制御用空気圧縮機へ補機冷却水（海水）を通水して制御用空気系を回復し、主蒸気逃がし弁の機能を回復する手順を整備する。

この手順は、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）に対して中央制御室からの遠隔操作を可能とすることで、運転員等の負担軽減を図る。

なお、中央制御室からの遠隔操作による主蒸気逃がし弁の開

度調整は必須ではなく、これらの対応に期待しなくても炉心の著しい損傷を防止できる。

(a) 手順着手の判断基準

制御用空気喪失時に主蒸気逃がし弁を中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「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」のうち、1.3.2.2(2)c. 「大容量ポンプを用いたB制御用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。

(3) その他の手順項目にて考慮する手順

復水ピットへの補給手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」のうち、1.13.2.1「蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）のための代替手段及び復水ピットへの供給に係る手順等」にて整備する。

空冷式非常用発電装置の代替電源に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。また、空冷式非常用発電装置への燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

(4) 優先順位

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、サポート系機能喪失時に、原子炉の冷却機能が喪失した場合の冷却手段として、以上の手段を用いて炉心の著しい損傷を防止する。これらの冷却手段の優先順位を以下に示す。

全交流動力電源が喪失すると電動補助給水ポンプが起動できなくなる。さらに、常設直流電源系統が喪失すればタービン動補助給水ポンプが起動できなくなるため、重大事故等対処設備であるタービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）及びタービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）にてタービン動補助給水ポンプ起動操作を行い蒸気発生器 2 次側へ注水を行う。

空冷式非常用発電装置からの給電により非常用母線が復旧すれば、電動補助給水ポンプの運転が可能となるが、空冷式非常用発電装置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使用できる間は、電動補助給水ポンプは起動せず後備の設備として待機させる。タービン動補助給水ポンプが運転できない場合又は低温停止に移行させる場合は、電動補助給水ポンプにより蒸気発生器 2 次側へ注水を行う。

補助給水の機能が回復すれば、主蒸気逃がし弁を現場にて手動により開操作する。補助給水の機能が回復していない場合に、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の減少が早まるため、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。

主蒸気逃がし弁による 2 次冷却系からの除熱は、現場での手動による主蒸気逃がし弁の開操作により行う。また、その後制御用空気の喪失が継続する場合に、主蒸気逃がし弁を中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合は、窒素ポンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の開操作を行う。なお、長期的に中

中央制御室からの遠隔操作が必要でかつ大容量ポンプによるB制御用空気圧縮機（海水冷却）が運転可能となった場合は、制御用空気系を回復し主蒸気逃がし弁の開操作を行う。

以上の対応手順のフローチャートを第 1.2.8 図に示す。

1.2.2.3 復旧に係る手順等

全交流動力電源が喪失した場合は、十分な期間の運転を継続するために電動補助給水ポンプが健全であれば空冷式非常用発電装置等により非常用母線への給電を確認し起動する。その手順は 1.2.2.2(1)b.のとおり。また、電動補助給水ポンプ起動後は長期的な冷却に際し、十分な水源を確保する。通常、電動補助給水ポンプの水源は復水ピットであるが、復水ピットから No. 3 淡水タンクへの切替え及び復水ピットへの補給により水源を確保し、余熱除去系による原子炉の冷却が可能となるまでの期間、運転を継続する。

1.2.2.4 監視及び制御

(1) 加圧器水位及び蒸気発生器水位の監視又は推定

原子炉を冷却するために1次冷却系及び2次冷却系の保有水を加圧器水位計及び蒸気発生器水位計により監視する。また、これらの計測機器が機能喪失又は計測範囲（把握能力）を超えた場合、当該パラメータの値を推定する手順を整備する。

加圧器水位及び蒸気発生器水位の監視又は推定の手順は、「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

(2) 補助給水ポンプの動作状況確認

蒸気発生器2次側による炉心冷却のために起動した補助給水ポンプ

ンプの動作状況を蒸気発生器補助給水流量計、復水ピット水位計、蒸気発生器水位計により確認する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

蒸気発生器水位が低下した場合に、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。

b. 操作手順

補助給水ポンプの動作状況確認手順は以下のとおり。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に、補助給水ポンプの動作状況確認を指示する。
- ② 運転員等は、中央制御室及び現場で補助給水ポンプの運転状態に異常がないことを確認する。
- ③ 運転員等は、中央制御室及び現場での補助給水流量等の監視により、補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が実施できていることを確認する。

c. 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名、現場にて1ユニット当たり運転員等1名により作業を実施する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。補助給水ポンプの起動により騒音が発生するが、運転員等は通話装置を用いることで、中央制御室との連絡は可能である。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

(3) 加圧器水位（原子炉水位）の制御

燃料取替用水ピット水等を恒設代替低圧注水ポンプ等により原

子炉へ注水する場合、流量を調整し加圧器水位を制御する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

燃料取替用水ピット水等を恒設代替低圧注水ポンプ等により原子炉へ注水し、加圧器水位の調整が必要な場合。

b. 操作手順

操作手順は、「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」のうち、1.4.2.1(1)b.(b)「恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水」にて整備する。

(4) 蒸気発生器水位の制御

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却を行う場合、補助給水流量を調整し、蒸気発生器水位を制御する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却において、蒸気発生器水位の調整が必要な場合。

b. 操作手順

操作手順は、「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」のうち、1.3.2.1(3)「蒸気発生器 2 次側による炉心冷却(蒸気放出)」及び 1.2.2.1(2)b.、1.2.2.2(1)a.にて整備する。

(5) その他の手順項目にて考慮する手順

監視又は推定に係る計装設備に関する手順は、「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」に

て整備する。

第 1.2.1 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順 (1 / 2)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	設備分類 ^{※7}	整備する手順書	手順の分類
フロントライン系機能喪失時	電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ又は復水ピット ^{※2} 又は主蒸気逃がし弁	1次冷却系のフィードアンドブリード	高圧注入ポンプ ^{※6}	重大事故等対処設備	1次冷却系のフィードアンドブリードによる炉心冷却の手順	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
			加圧器逃がし弁 ^{※6}			
			燃料取替用水ピット			
			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			
			余熱除去ポンプ ^{※6} ^{※6}			
			余熱除去冷却器 ^{※6}			
	電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ又は復水ピット ^{※2}	蒸気発生器2次側による炉心冷却(注水)	電動主給水ポンプ	多様性拡張設備	蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順	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
脱気器タンク			蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順		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	
蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ(電動) ^{※4}			蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプによる蒸気発生器への注水のための手順		SA所達 ^{※1}	
			復水ピット		蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順	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
	主蒸気逃がし弁	蒸気発生器2次側による炉心冷却(蒸気放出)	タービンバイパス弁 ^{※3}		蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順	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

※1 : 「大飯発電所 重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

※2 : 手順は「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」にて整備する。

※3 : 手順は「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」にて整備する。

※4 : 蒸気発生器へ淡水又は海水を長時間注水する場合は蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

※5 : ディーゼル発電機等により給電する。

※6 : 1次冷却系のフィードアンドブリード停止後の余熱除去運転による炉心冷却操作に使用する。

※7 : 重大事故等対策において用いる設備の分類

a : 当該条文中に適合する重大事故等対処設備 b : 37 条に適合する重大事故等対処設備 c : 自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.2.1 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順 (2 / 2)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	設備分類 ^{※9}	整備する手順書	手順の分類			
サポート系機能喪失時	タービン動補助給水ポンプ 直流電源	補助給水ポンプの機能回復 ^{※5}	タービン動補助給水ポンプ (現場手動操作)	重大事故等 対処設備	a	補助給水ポンプ 機能回復の手順	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		
			タービン動補助給水ポンプ起動弁 (現場手動操作)						
	電動補助給水ポンプ 全交流動力電源		空冷式非常用発電装置 ^{※6}		a	全交流動力電源喪失時 の対応手順	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		
			燃料油貯蔵タンク ^{※7}						
			重油タンク ^{※7}					空冷式非常用発電装置 燃料補給の手順	S A 所達 ^{※1}
			タンクローリー ^{※7}						
	主蒸気逃がし弁 全交流動力電源 (制御用空気) 又は 直流電源		主蒸気逃がし弁の機能回復		主蒸気逃がし弁 (現場手動操作) ^{※3}	重大事故等 対処設備	a,b	主蒸気逃がし弁 機能回復の手順	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
					窒素ポンベ (主蒸気逃がし弁作動用) ^{※3}				
					大容量ポンプ ^{※8}		主蒸気逃がし弁 機能回復の手順	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	
					B 制御用空気圧縮機 (海水冷却)				大容量ポンプによる 原子炉補機冷却水系 通水の手順
—	—	監視及び制御	加圧器水位計 ^{※2※4} 蒸気発生器水位計 (広域) ^{※2※3} 蒸気発生器水位計 (狭域) ^{※2※3} 蒸気発生器補助給水流量計 ^{※2} 復水ピット水位計 ^{※2}	重大事故等 対処設備	a,b	全交流動力電源喪失時 の対応手順	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		

※1 : 「大飯発電所 重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
 ※2 : 直流電源喪失も含めた対応手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。
 ※3 : 手順は「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」にて整備する。
 ※4 : 手順は「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」にて整備する。
 ※5 : 蒸気発生器へ淡水又は海水を長時間注水する場合は蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。
 ※6 : 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
 ※7 : 空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
 ※8 : 手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
 ※9 : 重大事故等対策において用いる設備の分類
 a : 当該条文中に適合する重大事故等対処設備 b : 37 条に適合する重大事故等対処設備 c : 自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第1.2.2表 重大事故等対処に係る監視計器

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

監視計器一覧 (1/6)

対応手段	重大事故等の 対応に必要な 監視項目	監視計器	
1.2.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等			
(1) 1次冷却系のフィードアンドブリード	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1次冷却材高温側温度計 (広域) ・ 1次冷却材低温側温度計 (広域)
		原子炉圧力容器内の圧力	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1次冷却材圧力計
		最終ヒートシンクの確保	<ul style="list-style-type: none"> ・ 蒸気発生器水位計 (広域) ・ 蒸気発生器補助給水流量計
		水源の確保	<ul style="list-style-type: none"> ・ 燃料取替用水ピット水位計
	操作	信号	<ul style="list-style-type: none"> ・ 安全注入作動警報
		原子炉圧力容器内の温度	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1次冷却材高温側温度計 (広域) ・ 1次冷却材低温側温度計 (広域)
		原子炉圧力容器内の水位	<ul style="list-style-type: none"> ・ 加圧器水位計 ・ サブクール度 (CRT)
		原子炉格納容器内の温度	<ul style="list-style-type: none"> ・ 格納容器内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	<ul style="list-style-type: none"> ・ 加圧器圧力計 (CRT) ・ 1次冷却材圧力計
		原子炉格納容器内の圧力	<ul style="list-style-type: none"> ・ 格納容器圧力計 (広域) ・ AM用格納容器圧力計
		最終ヒートシンクの確保	<ul style="list-style-type: none"> ・ 蒸気発生器水位計 (広域) ・ 蒸気発生器水位計 (狭域) ・ 蒸気発生器補助給水流量計
		原子炉格納容器内の水位	<ul style="list-style-type: none"> ・ 格納容器再循環サンプル水位計 (広域)
		原子炉圧力容器内への注水量	<ul style="list-style-type: none"> ・ 高圧注入流量計 ・ 余熱除去流量計 ・ 蓄圧タンク水位計 (CRT)
		水源の確保	<ul style="list-style-type: none"> ・ 燃料取替用水ピット水位計
		補機監視機能	<ul style="list-style-type: none"> ・ 高圧注入ポンプ吐出圧力計

対応手段	重大事故等の 対応に必要なとなる 監視項目	監視計器	
1.2.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等 (2)蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）			
a. 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・ 1次冷却材高温側温度計（広域）
		・ 1次冷却材低温側温度計（広域）	
		原子炉圧力容器内の圧力	・ 1次冷却材圧力計
		最終ヒートシンクの確保	・ 蒸気発生器水位計（広域）
		・ 蒸気発生器水位計（狭域）	
	電源	・ 蒸気発生器補助給水流量計	
	水源の確保	・ 4-3(4) C1、C2、D1、D2母線電圧計	
操作	-	-	
b. 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・ 1次冷却材高温側温度計（広域）
		・ 1次冷却材低温側温度計（広域）	
		原子炉圧力容器内の圧力	・ 1次冷却材圧力計
		最終ヒートシンクの確保	・ 蒸気発生器水位計（広域）
		・ 蒸気発生器水位計（狭域）	
	水源の確保	・ 蒸気発生器補助給水流量計	
	操作	原子炉圧力容器内の温度	・ 1次冷却材高温側温度計（広域）
		・ 1次冷却材低温側温度計（広域）	
		最終ヒートシンクの確保	・ 主蒸気圧力計
		・ 蒸気発生器水位計（広域）	
・ 蒸気発生器水位計（狭域）			
水源の確保	・ 蒸気発生器補助給水流量計		
・ 復水ピット水位計			

－：通常の運転操作により対応する手順については、監視計器を記載しない。

監視計器一覧（3／6）

対応手段	重大事故等の 対応に必要なとなる 監視項目	監視計器	
1.2.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等			
(3) 蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）			
a. タービンバイパス弁による 蒸気放出	判断基準	原子炉圧力容器内の 温度	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1次冷却材高温側温度計（広域） ・ 1次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉圧力容器内の 圧力	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1次冷却材圧力計
		最終ヒートシンク の確保	<ul style="list-style-type: none"> ・ 主蒸気圧力計
			<ul style="list-style-type: none"> ・ 蒸気発生器水位計（広域）
			<ul style="list-style-type: none"> ・ 蒸気発生器水位計（狭域）
			<ul style="list-style-type: none"> ・ 蒸気発生器主給水流量計（CRT）
		<ul style="list-style-type: none"> ・ 蒸気発生器水張り流量計（CRT） 	
	<ul style="list-style-type: none"> ・ 蒸気発生器補助給水流量計 		
	電源	<ul style="list-style-type: none"> ・ 4-3（4）C1、C2、D1、 D2母線電圧計 	
	操作	「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」のうち、1.3.2.1(3)b.「タービンバイパス弁による蒸気放出」にて整備する。	
1.2.2.2 サポート系機能喪失時の手順等			
(1) 補助給水ポンプの機能回復			
a. タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）及びタービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復	判断基準	原子炉圧力容器内の 温度	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1次冷却材高温側温度計（広域） ・ 1次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉圧力容器内の 圧力	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1次冷却材圧力計
		最終ヒートシンク の確保	<ul style="list-style-type: none"> ・ 蒸気発生器水位計（広域）
			<ul style="list-style-type: none"> ・ 蒸気発生器水位計（狭域）
			<ul style="list-style-type: none"> ・ 蒸気発生器補助給水流量計
		水源の確保	<ul style="list-style-type: none"> ・ 復水ピット水位計
		電源	<ul style="list-style-type: none"> ・ A、B直流き電盤出力電圧計
	操作	原子炉圧力容器内の 温度	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1次冷却材高温側温度計（広域） ・ 1次冷却材低温側温度計（広域）
		最終ヒートシンク の確保	<ul style="list-style-type: none"> ・ 蒸気発生器水位計（広域）
			<ul style="list-style-type: none"> ・ 蒸気発生器水位計（狭域）
<ul style="list-style-type: none"> ・ 蒸気発生器補助給水流量計 			
水源の確保	<ul style="list-style-type: none"> ・ 復水ピット水位計 		

対応手段	重大事故等の 対応に必要な 監視項目	監視計器	
1.2.2.2 サポート系機能喪失時の手順等			
(1) 補助給水ポンプの機能回復			
b. 空冷式非常用発電装置による電動補助給水ポンプの機能回復	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・ 1次冷却材高温側温度計（広域）
		・ 1次冷却材低温側温度計（広域）	
		原子炉圧力容器内の圧力	・ 1次冷却材圧力計
		最終ヒートシンクの確保	・ 蒸気発生器水位計（広域）
		・ 蒸気発生器水位計（狭域）	
		・ 蒸気発生器補助給水流量計	
	水源の確保	・ 復水ピット水位計	
電源	・ 4-3（4）A、B母線電圧計		
・ 空冷式非常用発電装置 電力計、周波数計			
操作	—	—	
1.2.2.2 サポート系機能喪失時の手順等			
(2) 主蒸気逃がし弁の機能回復			
a. 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・ 1次冷却材高温側温度計（広域）
		・ 1次冷却材低温側温度計（広域）	
		原子炉圧力容器内の圧力	・ 1次冷却材圧力計
		最終ヒートシンクの確保	・ 主蒸気圧力計
		・ 蒸気発生器水位計（広域）	
		・ 蒸気発生器水位計（狭域）	
	・ 蒸気発生器主給水流量計（CRT）		
・ 蒸気発生器水張り流量計（CRT）			
・ 蒸気発生器補助給水流量計			
補機監視機能	・ 制御用空気供給母管圧力計		
操作	「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」のうち、1.3.2.2(2)a.「主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。		

—：通常の運転操作により対応する手順については、監視計器を記載しない。

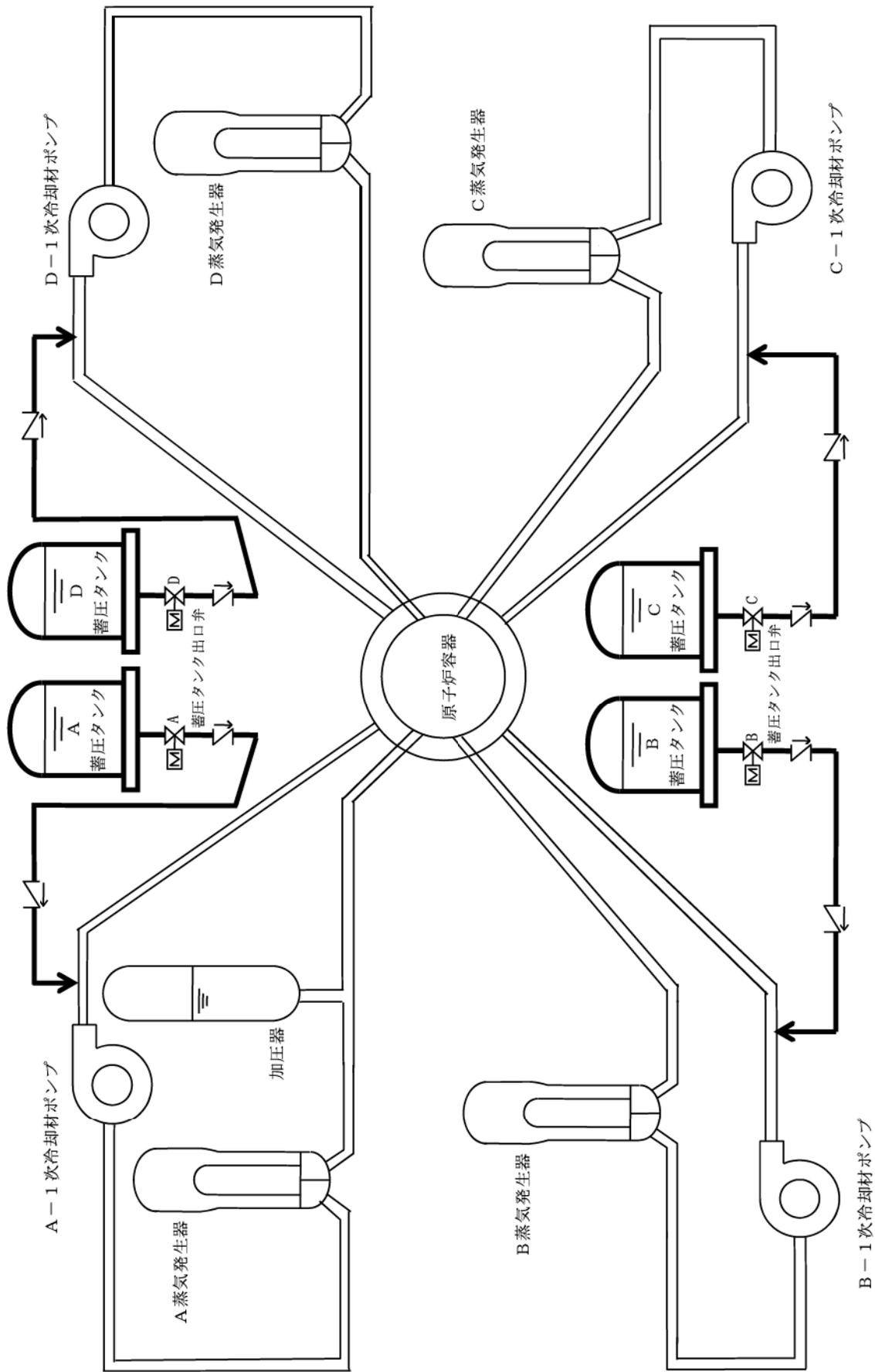
対応手段	重大事故等の 対応に必要な 監視項目	監視計器	
1.2.2.2 サポート系機能喪失時の手順等			
(2) 主蒸気逃がし弁の機能回復			
b. 窒素ポンペ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1次冷却材高温側温度計（広域） ・ 1次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉圧力容器内の圧力	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1次冷却材圧力計
		最終ヒートシンクの確保	<ul style="list-style-type: none"> ・ 主蒸気圧力計
			<ul style="list-style-type: none"> ・ 蒸気発生器水位計（広域）
			<ul style="list-style-type: none"> ・ 蒸気発生器水位計（狭域）
			<ul style="list-style-type: none"> ・ 蒸気発生器主給水流量計（CRT）
		<ul style="list-style-type: none"> ・ 蒸気発生器水張り流量計（CRT） 	
	<ul style="list-style-type: none"> ・ 蒸気発生器補助給水流量計 		
	補機監視機能	<ul style="list-style-type: none"> ・ 制御用空気供給母管圧力計 	
	操作	<p>「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」のうち、1.3.2.2 (2)b.「窒素ポンペ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。</p>	
c. 大容量ポンプを用いたB制御用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1次冷却材高温側温度計（広域） ・ 1次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉圧力容器内の圧力	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1次冷却材圧力計
		最終ヒートシンクの確保	<ul style="list-style-type: none"> ・ 主蒸気圧力計
			<ul style="list-style-type: none"> ・ 蒸気発生器水位計（広域）
			<ul style="list-style-type: none"> ・ 蒸気発生器水位計（狭域）
			<ul style="list-style-type: none"> ・ 蒸気発生器主給水流量計（CRT）
		<ul style="list-style-type: none"> ・ 蒸気発生器水張り流量計（CRT） 	
	<ul style="list-style-type: none"> ・ 蒸気発生器補助給水流量計 		
	補機監視機能	<ul style="list-style-type: none"> ・ 制御用空気供給母管圧力計 	
	操作	<p>「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」のうち、1.3.2.2(2)c.「大容量ポンプを用いたB制御用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。</p>	

監視計器一覧（6／6）

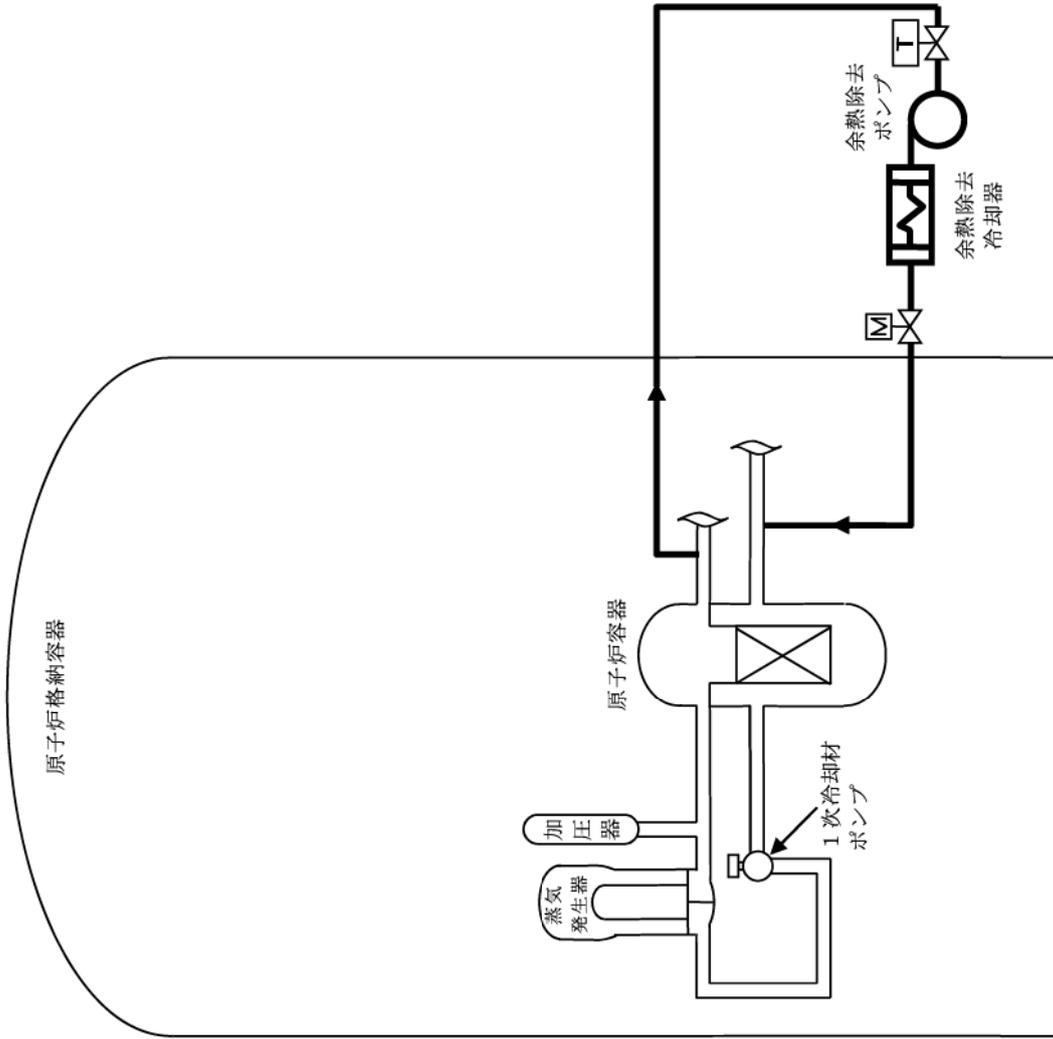
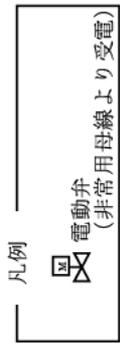
対応手段	重大事故等の 対応に必要となる 監視項目	監視計器	
1.2.2.4 監視及び制御			
(1) 加圧器水位及び蒸気発生器水位の監視又は推定	判断基準	「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。	
	操作	「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。	
(2) 補助給水ポンプの動作状況確認	判断基準	最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
	操作	最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器補助給水流量計
			・蒸気発生器水位計（広域） ・蒸気発生器水位計（狭域）
水源の確保	・復水ピット水位計		
(3) 加圧器水位（原子炉水位）の制御	判断基準	原子炉圧力容器内の圧力	・加圧器圧力計（CRT）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・A余熱除去流量計 ・恒設代替低圧注水積算流量計
		電源	・4-3(4) A、B、C1、C2、D1、D2母線電圧計
	操作	「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」のうち、1.4.2.1(1)b.(b)「恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水」にて整備する。	
(4) 蒸気発生器水位の制御	判断基準	最終ヒートシンクの確保	・主蒸気圧力計
			・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・蒸気発生器補助給水流量計
	原子炉圧力容器内の温度	・1次冷却材高温側温度計（広域）	
・1次冷却材低温側温度計（広域）			
電源	・4-3(4) A、B、C1、C2、D1、D2母線電圧計		
操作	「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」のうち、1.3.2.1(3)「蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）」及び1.2.2.1(2)b.(b)⑬、1.2.2.2(1)a.(b)⑩にて整備する。		

第1.2.3表 審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元
<p>【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</p>	A 高圧注入ポンプ	4-3(4)A 非常用高圧母線
	B 高圧注入ポンプ	4-3(4)B 非常用高圧母線
	A 余熱除去ポンプ	4-3(4)A 非常用高圧母線
	B 余熱除去ポンプ	4-3(4)B 非常用高圧母線
	A 電動補助給水ポンプ	4-3(4)A 非常用高圧母線
	B 電動補助給水ポンプ	4-3(4)B 非常用高圧母線
	A 加圧器逃がし弁	A 2 ソレノイド分電盤
	B 加圧器逃がし弁	B 2 ソレノイド分電盤



第 1.2.2 図 1 次冷却系のフリードアンドブリード 概略系統 (2 / 3)

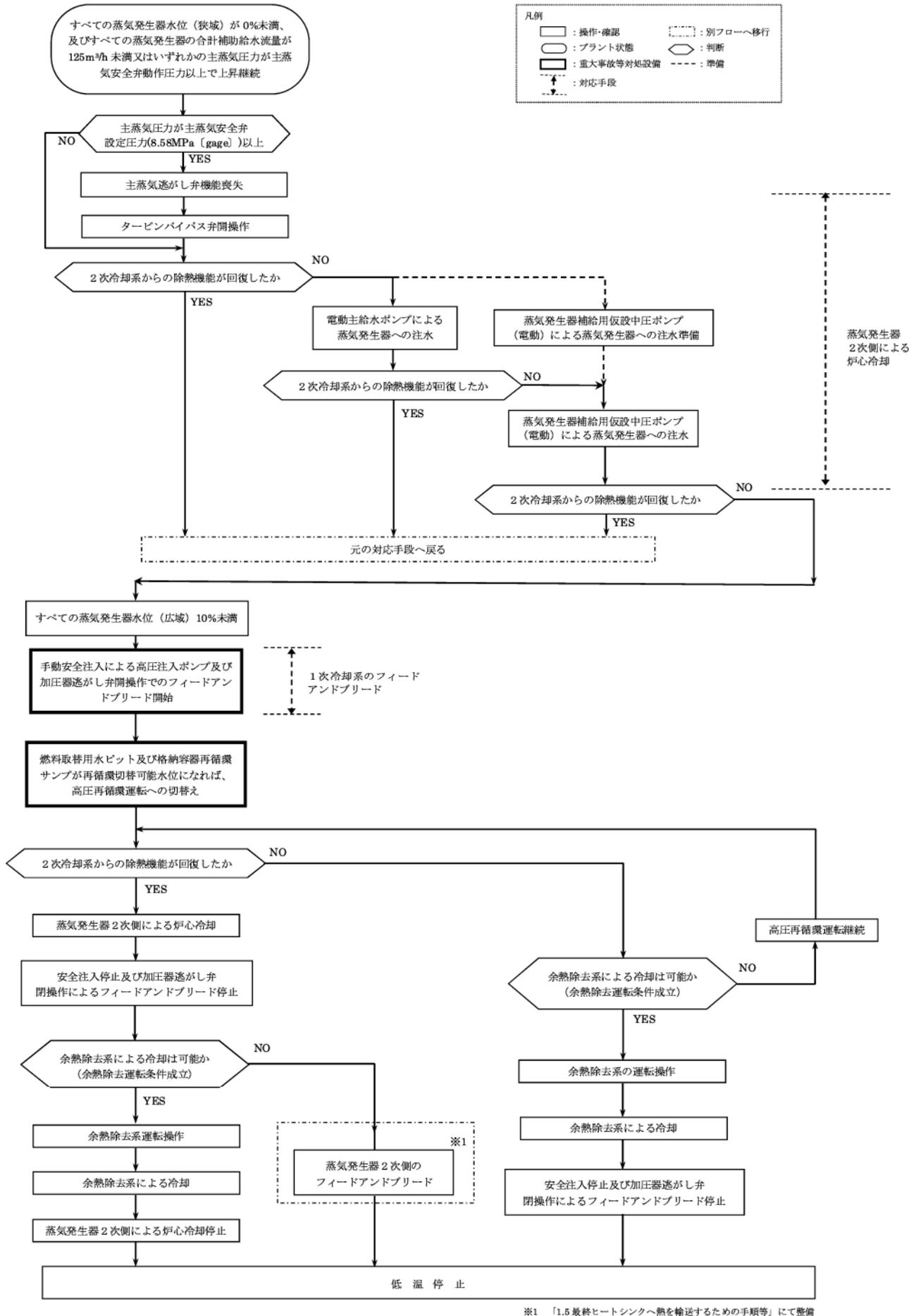


第 1.2.2 図 1 次冷却系のフィードアンドブリード 概略系統 (3 / 3)

		経過時間 (分)												備考		
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120		130	
手順の項目	要員 (数)	蒸気発生器補給用仮設 中圧ポンプ (電動) による 蒸気発生器への注水可能 約110分 ▼														
蒸気発生器補給用 仮設中圧ポンプ (電動) による蒸 気発生器への注水	緊急安全対策要員 2	移動														
		補助給水系への接続														
		注水準備														
	緊急安全対策要員 3	移動														
		系統構成														
		注水準備														
												系統接続及び電源入				

※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.2.4図 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ (電動) による蒸気発生器への注水 タイムチャート

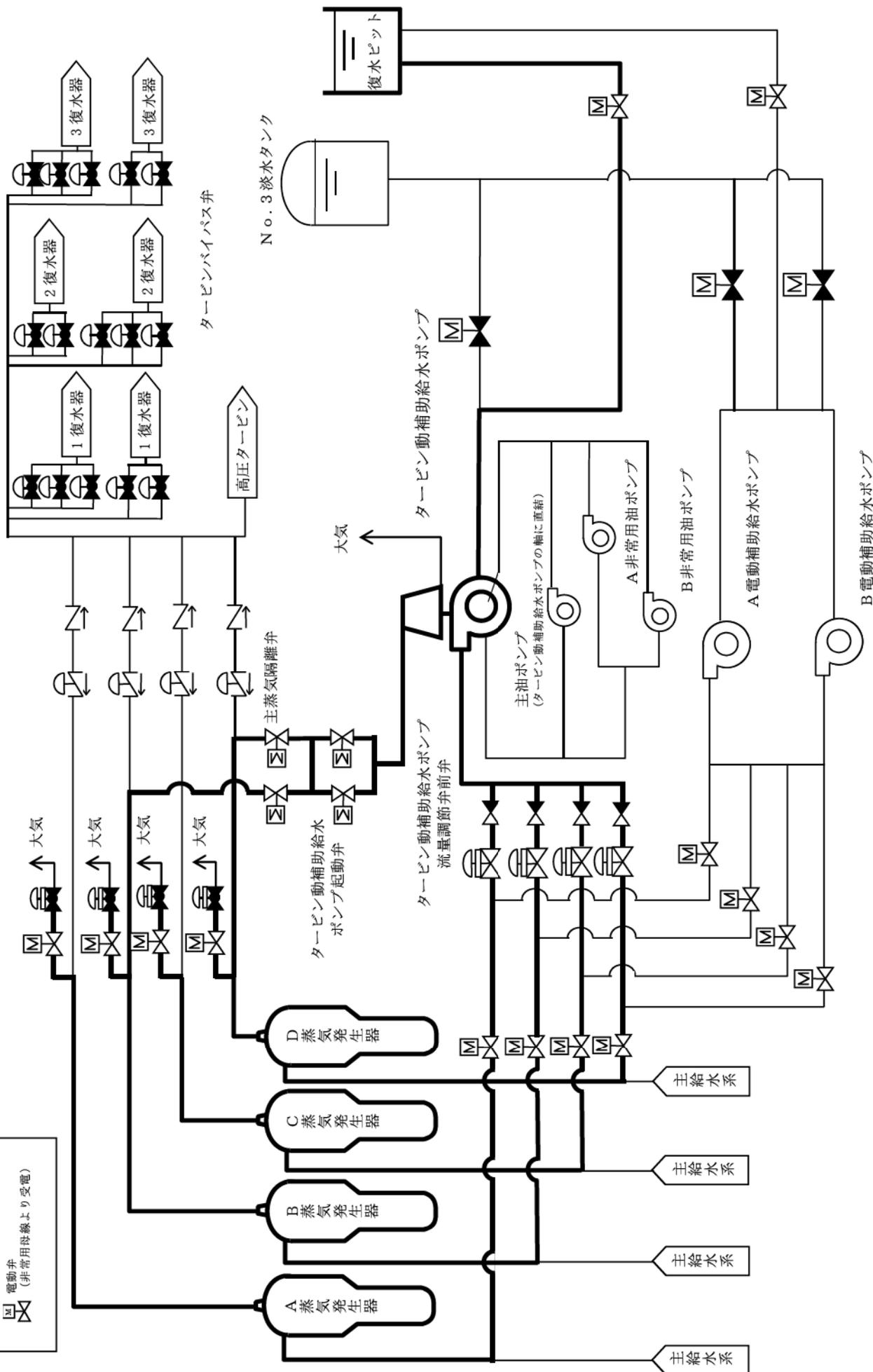


※1 「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備

第 1.2.5 図 蒸気発生器2次側による炉心冷却機能喪失に対する対応手順
(フロントライン系機能喪失時)

凡例

電動弁
(非常用母線より受電)

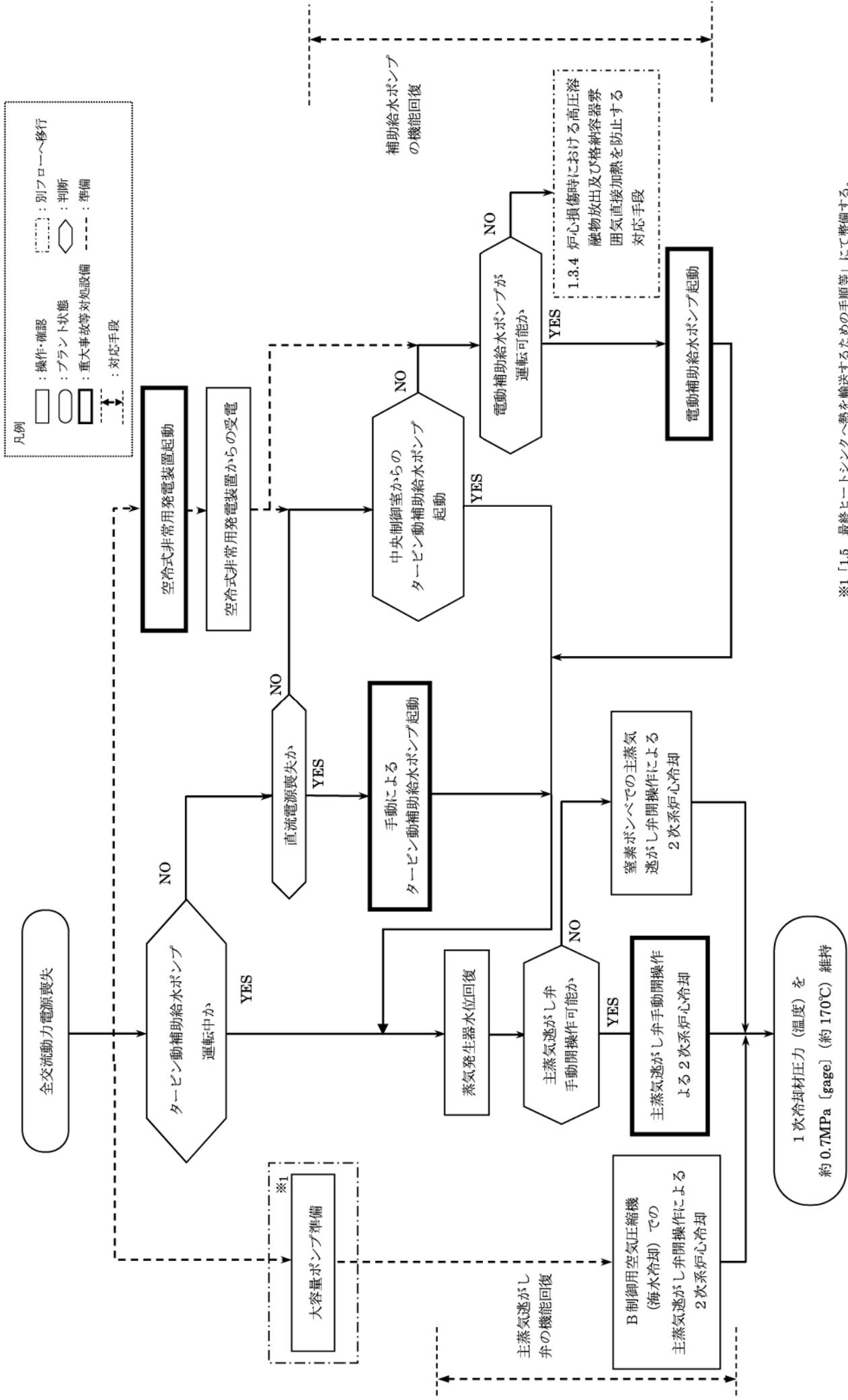


第 1.2.6 図 タービン動補給水ポンプ (現場手動操作) 及びタービン動補給水ポンプ起動弁 (現場手動操作) によるタービン動補給水ポンプの機能回復 概略系統

		経過時間 (分)										備考							
		10	20	30	40	50	60	70	80	90									
手順の項目	要員 (数)	タービン動補助給水ポンプ (現場手動操作) 及びタービン動補助給水ポンプ起動弁 (現場手動操作) によるタービン動補助給水ポンプの起動開始 約45分 ▽																	
タービン動補助給水ポンプ (現場手動操作) 及びタービン動補助給水ポンプ起動弁 (現場手動操作) によるタービン動補助給水ポンプの機能回復	運転員等 (現場)	1	移動																
			タービン動補助給水ポンプ起動弁開操作																
		1	移動																
			軸受への給油準備																
		蒸気加減弁開操作																	
		1	移動																
			軸受への給油準備																
		給油操作																	
		1	移動																
			蒸気加減弁開操作準備																

※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.2.7図 タービン動補助給水ポンプ (現場手動操作) 及びタービン動補助給水ポンプ起動弁 (現場手動操作) によるタービン動補助給水ポンプの機能回復 タイムチャート



※1 「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

第 1.2.8 図 2次冷却系からの除熱機能喪失に対する対応手順 (サポート系機能喪失時)

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

< 目次 >

1.3.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

(2) 対応手段と設備の選定の結果

- a. フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備
- b. サポート系機能喪失時の対応手段及び設備
- c. 炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備
- d. 蒸気発生器伝熱管破損発生時の対応手段及び設備
- e. インターフェイスシステムLOCA発生時の対応手段及び設備
- f. 手順等

1.3.2 重大事故等時の手順等

1.3.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等

(1) 1次冷却系のフィードアンドブリード

(2) 蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）

- a. 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る蒸気発生器への注水
- b. 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水
- c. 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水

(3) 蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）

- a. 主蒸気逃がし弁による蒸気放出
- b. タービンバイパス弁による蒸気放出

(4) 加圧器補助スプレイ弁による減圧

(5) その他の手順項目にて考慮する手順

(6) 優先順位

1.3.2.2 サポート系機能喪失時の手順等

(1) 補助給水ポンプの機能回復

a. タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）及びタービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復

b. 空冷式非常用発電装置による電動補助給水ポンプの機能回復

(2) 主蒸気逃がし弁の機能回復

a. 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復

b. 窒素ポンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復

c. 大容量ポンプを用いたB制御用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復

(3) 加圧器逃がし弁の機能回復

a. 窒素ポンベ（代替制御用空気供給用）による加圧器逃がし弁の機能回復

b. 可搬式空気圧縮機（代替制御用空気供給用）による加圧器逃がし弁の機能回復

c. 可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）による加圧器逃がし弁の機能回復

d. 空冷式非常用発電装置及び可搬式整流器による加圧器逃がし弁の機能回復

e. 大容量ポンプを用いたB制御用空気圧縮機（海水冷却）による加圧器逃がし弁の機能回復

(4) その他の手順項目にて考慮する手順

(5) 優先順位

1.3.3 復旧に係る手順

1.3.4 炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備

1.3.5 蒸気発生器伝熱管破損発生時減圧継続の手順

1.3.6 インターフェイスシステムLOCA発生時の手順

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

< 要求事項 >

発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、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、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【 解釈 】

1 「炉心の著しい損傷」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ために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

(1) 可搬型重大事故防止設備

a) 常設直流電源系統喪失時において、減圧用の弁（逃がし安全弁（BWRの場合）又は、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁（PWRの場合））を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。

b) 減圧用の弁が空気作動弁である場合、減圧用の弁を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう可搬型コンプレッサー又は窒素ポンペを整備すること。

c) 減圧用の弁が作動可能な環境条件を明確にすること。

(2) 復旧

a) 常設直流電源喪失時においても、減圧用の弁を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、代替電源による復旧手順等が整備されていること。

(3) 蒸気発生器伝熱管破損 (SGTR)

a) SGTR発生時において、破損した蒸気発生器を隔離すること。隔離できない場合、加圧器逃がし弁を作動させること等により原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。(PWRの場合)

(4) インターフェイスシステムLOCA (ISLOCA)

a) ISLOCA発生時において、原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷箇所を隔離すること。隔離できない場合、原子炉を減圧し、原子炉冷却材の漏えいを抑制するために、逃がし安全弁(BWRの場合)又は主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁(PWRの場合)を作動させること等により原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。

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(以下「原子炉」という。)の減圧機能は、2次冷却系の除熱による減圧機能又は加圧器逃がし弁により1次冷却系を減圧する機能である。なお、加圧器逃がし弁による減圧は、2次冷却系の除熱によりサブクール度を確保した上で実施する。2次冷却系の除熱機能が喪失した場合は、高圧注入ポンプによる原子炉への注水機能を確保した後に加圧器逃がし弁による減圧を実施する。

蒸気発生器伝熱管破損発生時は、破損した蒸気発生器の隔離を行い、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により1次冷却系と2次冷却系を均圧させることで1次冷却材の漏えいを抑制する。

インターフェイスシステムLOCA発生時は、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を行うとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷箇所を隔離することで1次冷却材の漏えいを抑制する。

なお、どちらの事象も隔離できない場合は、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次冷却材の漏えいを抑制する。

これらの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（以下「格納容器」という。）の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ための対処設備を整備しており、ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

1.3.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

炉心の著しい損傷を防止するため原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態にある場合には、1次冷却系の減圧が必要である。1次冷却系を減圧するための設計基準事故対処設備として、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。）、復水ピット、主蒸気逃がし弁並びに加圧器逃がし弁を設置している。

これらの設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備の機能喪失を想定し、その機能を代替するために、各設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした上で、想定する機能喪失に対する対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第1.3.1図、第1.3.2図）（以下「機能喪失原因対策分析」という。）。

また、高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損の防止、蒸気発生器伝熱管破損及びインターフェイスシステムLOCAの対応手段と重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び多様性拡張設備^{※1}を選定する。

※1 多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十六条及び技術基準規則第六十一条（以下「基準規則」という。）の要求機能が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備

との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系の機能喪失として、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却に使用する設備又は加圧器逃がし弁の機能喪失を想定する。また、サポート系機能喪失として、全交流動力電源喪失又は常設直流電源系統喪失を想定する。

設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因と対応手段の検討、審査基準及び基準規則要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備と多様性拡張設備を以下に示す。

なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第 1.3.1 表～第 1.3.4 表に示す。

a. フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

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、1 次冷却系のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手段がある。

1 次冷却系のフィードアンドブリードで使用する設備は以下のとおり。

- ・ 加圧器逃がし弁
- ・ 高圧注入ポンプ
- ・ 燃料取替用水ピット
- ・ 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
- ・ 余熱除去ポンプ

- ・ 余熱除去冷却器

蒸気発生器 2 次側への注水設備である補助給水ポンプが故障等により運転できない場合は、常用設備等を使用して蒸気発生器 2 次側へ注水する手段がある。

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（注水）に使用する設備は以下のとおり。

- ・ 電動主給水ポンプ
- ・ 脱気器タンク
- ・ 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）
- ・ 復水ピット

蒸気発生器 2 次側の蒸気放出設備である主蒸気逃がし弁の機能が喪失した場合は、常用設備を使用して蒸気発生器 2 次側の蒸気放出を行う手段がある。

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（蒸気放出）に使用する常用設備は以下のとおり。

- ・ タービンバイパス弁

加圧器逃がし弁の故障等により開操作できない場合は、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（注水、蒸気放出）、加圧器補助スプレイにより 1 次冷却系を減圧する手段がある。

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（注水）に使用する設備は以下のとおり。

- ・ 電動補助給水ポンプ
- ・ タービン動補助給水ポンプ
- ・ 復水ピット
- ・ 蒸気発生器

- ・ 電動主給水ポンプ
- ・ 脱気器タンク
- ・ 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（蒸気放出）に使用する設備は以下のとおり。

- ・ 主蒸気逃がし弁
- ・ タービンバイパス弁

加圧器補助スプレイに使用する設備は以下のとおり。

- ・ 加圧器補助スプレイ弁

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、1 次冷却系のフィードアンドブリードで使用する加圧器逃がし弁、高圧注入ポンプ、燃料取替用水ピット、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、余熱除去ポンプ及び余熱除去冷却器は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

蒸気発生器 2 次側への注水に使用する電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水ピット及び蒸気発生器は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

蒸気発生器 2 次側の蒸気放出に使用する主蒸気逃がし弁は、重大事故等対処設備と位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却に使用するすべての設備が使用できない場合又は

加圧器逃がし弁の機能喪失時においても、1次冷却系の減圧を可能とする。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

- ・ 電動主給水ポンプ、脱気器タンク
耐震性がないものの、常用母線が健全で、脱気器タンクの保有水があれば、補助給水ポンプの代替手段として有効である。
- ・ 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）、復水ピット
ポンプ吐出圧力が約3.0MPa〔gage〕であるため、1次冷却材圧力及び温度が低下し、蒸気発生器2次側の圧力が低下しないと使用できないが、補助給水ポンプの代替手段として長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。
- ・ タービンバイパス弁
耐震性がないものの、常用母線及び復水器真空度が健全であれば、主蒸気逃がし弁の代替手段として有効である。
- ・ 加圧器補助スプレイ弁
常用母線及び化学体積制御系の充てんラインが健全であれば、充てんポンプ起動により1次冷却系の減圧が可能であり、加圧器逃がし弁の代替手段として有効である。

b. サポート系機能喪失時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

蒸気発生器2次側への注水設備である補助給水ポンプの機能が喪失した場合は、タービン動補助給水ポンプの機能を回復させるため、タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）

及びタービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）を使用した手段により、タービン動補助給水ポンプの機能を回復させることで、1次冷却系の減圧を行う手段がある。

また、電動補助給水ポンプの機能を回復させるため、空冷式非常用発電装置から給電する手段がある。

タービン動補助給水ポンプの機能回復に使用する設備は以下のとおり。

- ・タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）
- ・タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）

電動補助給水ポンプの機能回復に使用する設備は以下のとおり。

- ・空冷式非常用発電装置
- ・燃料油貯蔵タンク
- ・重油タンク
- ・タンクローリー

蒸気発生器2次側の蒸気放出設備である主蒸気逃がし弁の機能が喪失した場合は、現場での手動操作、窒素ボンベ及び制御用空気により主蒸気逃がし弁の機能を回復させることで、1次冷却系の減圧を行う手段がある。

主蒸気逃がし弁の機能回復に使用する設備は以下のとおり。

- ・主蒸気逃がし弁（現場手動操作）
- ・窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）
- ・大容量ポンプ
- ・B制御用空気圧縮機（海水冷却）

また、主蒸気逃がし弁が動作可能な環境条件を明確にする。

1次冷却系の減圧設備である加圧器逃がし弁の機能が喪失した場合は、窒素ポンベ（代替制御用空気供給用）、可搬式空気圧縮機（代替制御用空気供給用）、可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）、可搬式整流器及び制御用空気により加圧器逃がし弁の機能を回復させることで、1次冷却系の減圧を行う手段がある。

加圧器逃がし弁の機能回復に使用する設備は以下のとおり。

- ・ 窒素ポンベ（代替制御用空気供給用）
- ・ 可搬式空気圧縮機（代替制御用空気供給用）
- ・ 可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）
- ・ 空冷式非常用発電装置
- ・ 可搬式整流器
- ・ 燃料油貯蔵タンク
- ・ 重油タンク
- ・ タンクローリー
- ・ 大容量ポンプ
- ・ B制御用空気圧縮機（海水冷却）

また、加圧器逃がし弁が動作可能な環境条件を明確にする。

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、タービン動補助給水ポンプの機能を回復させる手段に使用する設備のうち、タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）及びタービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

電動補助給水ポンプの機能を回復させる手段に使用する設

備のうち、空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、重油タンク及びタンクローリーは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

主蒸気逃がし弁の機能を回復させる手段に使用する設備のうち、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）は機能回復のため現場において窒素ポンベ（主蒸気逃がし弁作動用）を接続するのと同様以上の作業の迅速性及び駆動軸を人力で直接操作することによる操作の確実性を有するため、重大事故等対処設備と位置づける。

加圧器逃がし弁の機能を回復させる手段に使用する設備のうち、窒素ポンベ（代替制御用空気供給用）、可搬式空気圧縮機（代替制御用空気供給用）、可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）、空冷式非常用発電装置、可搬式整流器、燃料油貯蔵タンク、重油タンク及びタンクローリーは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、全交流動力電源又は常設直流電源系統が喪失しても1次冷却系を減圧するために必要な設備の機能を回復できる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

- ・ 窒素ポンベ（主蒸気逃がし弁作動用）

窒素ポンベの容量から使用時間に制限があるものの、事故発生時の初動対応である主蒸気逃がし弁（現場手動操作）に対して中央制御室からの遠隔操作が可能となり、運転員等の負担軽減となる。また、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪

化した場合でも対応可能である。

- ・ 大容量ポンプ、B制御用空気圧縮機（海水冷却）

大容量ポンプを用いて補機冷却水（海水）を通水するまでに約9.2時間を要するが、B制御用空気圧縮機の機能回復により、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁の中央制御室からの遠隔操作が可能となり、運転員等の負担軽減となる。

- c. 炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備

(a) 対応手段

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、高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損を防止するため、加圧器逃がし弁による1次冷却系を減圧する手段がある。

1次冷却系を減圧する設備は以下のとおり。

- ・ 加圧器逃がし弁

(b) 重大事故等対処設備

審査基準及び基準規則の要求により選定した、加圧器逃がし弁を、重大事故等対処設備と位置づける。

- d. 蒸気発生器伝熱管破損発生時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

蒸気発生器伝熱管破損発生時に、破損側蒸気発生器を隔離できない場合、1次冷却材が格納容器外へ漏えいする。格納容器外への漏えいを抑制するため、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁により1次冷却系を減圧する手段がある。

1次冷却系の減圧に使用する設備は以下のとおり。

- ・ 主蒸気逃がし弁
- ・ 加圧器逃がし弁

(b) 重大事故等対処設備

審査基準の要求により選定した、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁を、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

e. インターフェイスシステムLOCA発生時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

インターフェイスシステムLOCA発生時に、漏えい箇所を隔離できない場合、1次冷却材が格納容器外へ漏えいする。格納容器外への漏えいを抑制するため、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁により1次冷却系を減圧する手段がある。

1次冷却系の減圧に使用する設備は以下のとおり。

- ・ 主蒸気逃がし弁
- ・ 加圧器逃がし弁

(b) 重大事故等対処設備

審査基準の要求により選定した、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁を、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

f. 手順等

上記のa.、b.、c.、d.及びe.により選定した対応手段に係る手順を整備する。また、事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備を整備する（第1.3.5表、第1.3.6表）。

これらの手順は、発電所対策本部長^{※2}、当直課長、運転員等^{※3}

及び緊急安全対策要員^{※4}の対応として蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順等に定める（第1.3.1表～第1.3.4表）。

※2 発電所対策本部長：重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。

※3 運転員等：運転員及び重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員をいう。

※4 緊急安全対策要員：重大事故等対策要員のうち発電所対策本部長の指示に基づき対応する運転員等以外の要員をいう。

1.3.2 重大事故等時の手順等

1.3.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等

(1) 1次冷却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を用いた1次冷却系の減圧機能が喪失した場合、加圧器逃がし弁を用いて1次冷却系を減圧する手順を整備する。ただし、この手順は1次冷却系のフィードアンドブリードであり、燃料取替用水ピット水を高圧注入ポンプにより原子炉へ注水し、原子炉の冷却を確保してから加圧器逃がし弁を開操作する。

a. 手順着手の判断基準

補助給水ポンプの故障等による蒸気発生器への注水機能の喪失によって蒸気発生器水位が低下し、すべての蒸気発生器が除熱を期待できない水位（蒸気発生器水位計（広域）指示値が10%未満）になった場合に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水ピットの水位が確保されている場合。

b. 操作手順

操作手順は、「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」のうち、1.2.2.1(1)「1次冷却系のフィードアンドブリード」にて整備する。

(2) 蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）

a. 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る蒸気発生器への注水

加圧器逃がし弁による1次冷却系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を用いた1次冷却系の減圧を行うため、補助給水ポンプの自動起動を確認し、復水ピット水が

蒸気発生器へ注水されていることを確認する。この時、補助給水ポンプが運転していなければ、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却による 1 次冷却系の減圧のため、中央制御室から補助給水ポンプを起動し蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

なお、淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

加圧器逃がし弁による 1 次冷却系の減圧機能の喪失を 1 次冷却材圧力等により確認した場合に、すべての補助給水ポンプが運転しておらず補助給水流量等により蒸気発生器への注水が確保されていない場合。また、蒸気発生器へ注水するために必要な復水ピット水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

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る注水は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

b. 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水

補助給水ポンプが使用できない場合、脱気器タンク水を常用設備である電動主給水ポンプにより蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

補助給水ポンプ故障等により、補助給水流量等が確認できない場合に、外部電源により常用母線が受電され、蒸気発生器

へ注水するために必要な脱気器タンク水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「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」のうち、1.2.2.1(2)a.「電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水」にて整備する。

c. 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水

補助給水ポンプが使用できず、さらに電動主給水ポンプが使用できない場合に、主蒸気圧力が約3.0MPa〔gage〕まで低下している場合、復水ピット水を蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）により蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

なお、淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

補助給水ポンプの故障等により、補助給水流量等が確認できない場合及び蒸気発生器への注水が喪失した場合に、蒸気発生器へ注水するために必要な復水ピット水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「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」のうち、1.2.2.1(2)b.「蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への

注水」にて整備する。

(3) 蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（蒸気放出）

蒸気放出経路の故障等による 2 次冷却系の除熱機能喪失の場合は、タービンバイパス弁の開操作を行う。蒸気放出経路は、多重化及び多様化していること、主蒸気逃がし弁の現場での開操作も可能であることから、その機能がすべて喪失する可能性は低いが、以下の操作を実施することを考慮する。

また、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の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の場合は、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主蒸気圧力により、蒸気発生器伝熱管の破損がないことを確認する。

なお、蒸気発生器伝熱管破損の兆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。

a. 主蒸気逃がし弁による蒸気放出

加圧器逃がし弁による 1 次冷却系の減圧機能が喪失した場合、主蒸気逃がし弁の開を確認し、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却により 1 次冷却系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いていなければ中央制御室にて開操作し、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却を用いた 1 次冷却系の減圧を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

加圧器逃がし弁による 1 次冷却系の減圧機能の喪失を 1 次冷却材圧力等により確認した場合に、補助給水流量等により、

蒸気発生器への注水が確保されている場合。

(b) 操作手順

主蒸気逃がし弁の開操作は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

b. タービンバイパス弁による蒸気放出

主蒸気逃がし弁による蒸気発生器からの蒸気放出ができない場合、常用設備であるタービンバイパス弁を中央制御室で開操作し、蒸気発生器からの蒸気放出を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

主蒸気逃がし弁による蒸気放出が主蒸気圧力等にて確認できない場合に、外部電源により常用母線が受電され、2次冷却系の設備が運転中であり復水器真空度が維持されている場合。

(b) 操作手順

タービンバイパス弁の開操作は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

(4) 加圧器補助スプレイ弁による減圧

加圧器逃がし弁の故障等により、1次冷却系の減圧機能が喪失した場合、加圧器補助スプレイ弁を中央制御室で開操作し減圧を行う手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

加圧器逃がし弁の故障等による1次冷却系の減圧機能喪失を

1 次冷却材圧力等により確認した場合に、充てんポンプ運転及び燃料取替用水ピット又は体積制御タンクの水位が確保されている場合。

b. 操作手順

加圧器補助スプレイ弁による減圧手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.3.3図に、タイムチャートを第1.3.4図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に加圧器補助スプレイ弁による減圧操作を指示する。
- ② 運転員等は、中央制御室で加圧器補助スプレイ弁による減圧操作のための系統構成を実施する。
- ③ 運転員等は、現場で加圧器補助スプレイ弁の電源を入とする。
- ④ 運転員等は、中央制御室で加圧器補助スプレイ弁による減圧操作を開始し、1次冷却材圧力が低下することを確認する。

c. 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名、現場にて1ユニット当たり運転員等1名により作業を実施し、所要時間は約15分と想定する。

円滑に作業ができるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

(5) その他の手順項目にて考慮する手順

復水ピット、燃料取替用水ピットの枯渇時の補給手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」のうち、1.13.2.1 「蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）のための代替手段及び復水ピットへの供給に係る手順等」、1.13.2.2 「炉心注水のため

の代替手段及び燃料取替用水ピットへの供給に係る手順等」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

(6) 優先順位

フロントライン系の機能喪失時に、1次冷却系の減圧機能が喪失している場合の減圧手段の優先順位を以下に示す。

蒸気発生器2次側による炉心冷却を用いた減圧時の蒸気発生器への注水は、重大事故等対処設備である電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプを優先する。電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプの優先順位は、駆動用の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、代替電源からの給電時は燃料消費量の観点からタービン動補助給水ポンプを優先して使用する。

補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水機能が喪失した場合は、多様性拡張設備である電動主給水ポンプ及び蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水を行う。

蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）は使用準備に時間を要することから、補助給水ポンプによる注水手段を失った場合に準備を開始し、準備が整った際にほかの注水手段がなければ蒸気発生器に注水を行う。

蒸気発生器2次側による炉心冷却時の蒸気発生器からの蒸気放出は、重大事故等対処設備である主蒸気逃がし弁を使用する。主蒸気逃がし弁が機能喪失した場合は、タービンバイパス弁を使用する。

上記手段のとおり、蒸気発生器2次側による炉心冷却を用いた

1次冷却系の減圧を優先し、蒸気発生器の除熱機能が喪失した場合は、高圧注入ポンプによる原子炉への注水と加圧器逃がし弁を開操作し1次冷却系のフィードアンドブリードを行う。

1次冷却系のフィードアンドブリードができない場合は、余熱除去ポンプが運転しており、1次冷却系の減圧により、蓄圧タンクの注水及び余熱除去ポンプの注水による原子炉の冷却が可能であれば加圧器逃がし弁による1次冷却系の減圧を行う。

加圧器逃がし弁機能喪失時は、加圧器補助スプレイ弁を用いて1次冷却系の減圧を行う。

以上の対応手順のフローチャートを第1.3.5図に示す。

1.3.2.2 サポート系機能喪失時の手順等

(1) 補助給水ポンプの機能回復

常設直流電源系統喪失によりタービン動補助給水ポンプを駆動するために必要なタービン動補助給水ポンプ非常用油ポンプ（以下「非常用油ポンプ」という。）及びタービン動補助給水ポンプ起動弁の駆動源が喪失した場合に、タービン動補助給水ポンプの機能を回復させるため、現場でタービン動補助給水ポンプ起動弁及びタービン動補助給水ポンプの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する手順を整備する。

全交流動力電源喪失時は、電動補助給水ポンプの機能を回復させるため、空冷式非常用発電装置により交流電源を確保し、電動補助給水ポンプを起動する手順を整備する。

- a. タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）及びタービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復

非常用油ポンプの機能が喪失した場合、現場で専用工具（油

供給用) を用いてタービン動補助給水ポンプ軸受へ給油し、タービン動補助給水ポンプ起動弁の開操作及び専用工具(蒸気加減弁開操作)を用いてタービン動補助給水ポンプ蒸気加減弁を押し上げることにより、タービン動補助給水ポンプを起動し、復水ピット水を蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

なお、タービン動補助給水ポンプは、復水ピットからNo. 3淡水タンクへの切替え又は復水ピットへの補給により水源を確保し、再循環運転、余熱除去系又は蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる原子炉の冷却が可能となるまでの期間、運転を継続する。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ライン流量調節弁前弁の開度を調整し、1次冷却系の圧力が1次冷却材ポンプ封水戻りライン逃がし弁吹き止まり圧力まで低下すれば、その状態を保持する。

なお、淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

常設直流電源系統喪失時、タービン動補助給水ポンプの起動ができない場合において、蒸気発生器への注水が補助給水流量等にて確認できない場合に、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必要で復水ピットの水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「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」のうち、1.2.2.2(1)a.「タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）及びタービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復」にて整備する。

- b. 空冷式非常用発電装置による電動補助給水ポンプの機能回復
全交流動力電源が喪失した場合、空冷式非常用発電装置により非常用母線を回復させ、電動補助給水ポンプを起動し、復水ピット水を蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

なお、電動補助給水ポンプは、復水ピットからNo. 3淡水タンクへの切替え又は復水ピットへの補給により水源を確保し、再循環運転、余熱除去系又は蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる原子炉の冷却が可能となるまでの期間、運転を継続する。

なお、淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

空冷式非常用発電装置により非常用母線が回復し、タービン動補助給水ポンプの起動ができない場合において、蒸気発生器への注水が補助給水流量等にて確認できない場合に、電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が必要で復水ピットの水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.2(1)b.「空

冷式非常用発電装置による電動補助給水ポンプの機能回復」にて整備する。

(2) 主蒸気逃がし弁の機能回復

制御用空気が喪失すれば、主蒸気逃がし弁は駆動源喪失により閉となる構造であるため中央制御室からの遠隔による開操作が不能となる。

これらの駆動源が喪失した場合、主蒸気逃がし弁の機能を回復させ、1次冷却系の減圧を行う手順を整備する。

a. 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復

主蒸気逃がし弁は、駆動源喪失時に閉となる構造の空気作動弁であるため、駆動源が喪失した場合、弁が閉となるとともに中央制御室からの遠隔操作が不能となる。この場合に現場で手動により主蒸気逃がし弁を開操作することで、蒸気発生器2次側による炉心冷却を用いた1次冷却系を減圧する手順を整備する。

主蒸気逃がし弁による蒸気放出を行う場合は、蒸気発生器伝熱管の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主蒸気圧力により、蒸気発生器伝熱管の破損がないことを確認する。蒸気発生器伝熱管破損の兆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。なお、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した際の現場操作時は状況に応じて放射線防護具を着用し、線量計を携帯する。

(a) 手順着手の判断基準

主蒸気逃がし弁の駆動源が喪失し、中央制御室からの開操作ができないことを主蒸気圧力等にて確認した場合に、補助給水流量等により蒸気発生器への注水が確保されている場合。

(b) 操作手順

現場手動開操作による主蒸気逃がし弁の機能回復手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.3.6図に、タイムチャートを第1.3.7図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に蒸気発生器2次側による炉心冷却操作を指示する。
- ② 運転員等は、中央制御室で補助給水流量により、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実施できていることを確認する。
- ③ 当直課長は、主蒸気隔離を実施した時点から継続して蒸気発生器伝熱管破損がないことを蒸気発生器水位、主蒸気圧力等により確認する。
- ④ 運転員等は、現場で主蒸気逃がし弁を手動により開操作し、蒸気発生器2次側による炉心冷却を開始する。
- ⑤ 運転員等は、中央制御室で主蒸気圧力の低下により蒸気が放出できていることを確認するとともに、1次冷却材圧力及び1次冷却材温度により原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。また、必要により、現場で手動による主蒸気逃がし弁の開度調整を実施する。
- ⑥ 運転員等は、中央制御室で蒸気発生器水位を監視し、水位調整が必要となれば現場の運転員等と連絡を密にし、現場でタービン動補助給水ライン流量調節弁前弁を手動で

操作することで開度を調整し蒸気発生器水位を調整する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名、現場にて1ユニット当たり運転員等4名により作業を実施し、所要時間は約30分と想定する。

円滑に作業ができるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。主蒸気配管室は蒸気の流れにより騒音が発生するが、運転員等は通話装置を用いて、中央制御室と連絡する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

b. 窒素ポンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復

制御用空気が喪失した場合、窒素ポンベ（主蒸気逃がし弁作動用）により駆動源を確保し、主蒸気逃がし弁を操作する手順を整備する。

この手順は、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）に対して中央制御室から遠隔操作を可能とすることで、運転員等の負担軽減を図る。また、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合でも対応可能である。

なお、中央制御室からの遠隔操作による主蒸気逃がし弁の開度調整は必須ではなく、これらの対応に期待しなくても炉心の著しい損傷を防止できる。

(a) 手順着手の判断基準

制御用空気喪失が継続する場合に、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）の開操作後、中央制御室から遠隔で操作する必要

がある場合。

(b) 操作手順

窒素ポンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁開操作手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.3.8図に、タイムチャートを第1.3.9図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に窒素ポンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の開操作を指示する。
- ② 運転員等は、現場で主蒸気逃がし弁用窒素マニホールドより、主蒸気逃がし弁へ窒素を供給できるように系統構成を行う。
- ③ 運転員等は、現場で窒素マニホールドの減圧弁を調整し、配管を充気するとともに、必要設定圧力^{※5}に調整する。
- ④ 運転員等は、中央制御室で主蒸気逃がし弁の開度調整操作により1次冷却材圧力及び1次冷却材温度を調整し、原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。

※5 窒素ポンベの設定圧力は、主蒸気逃がし弁の動作に必要な設計圧力0.65MPa〔gage〕に余裕を見た圧力としている。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名、現場にて1ユニット当たり運転員等1名により作業を実施し、所要時間は約60分と想定する。

円滑に作業ができるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

c. 大容量ポンプを用いたB制御用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復

全交流動力電源が喪失した場合、大容量ポンプを用いてB制御用空気圧縮機へ補機冷却水（海水）を通水して制御用空気系を回復し、主蒸気逃がし弁の機能を回復する手順を整備する。

この手順は、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）に対して中央制御室からの遠隔操作を可能とすることで、運転員等の負担軽減を図る。

なお、中央制御室からの遠隔操作による主蒸気逃がし弁の開度調整は必須ではなく、これらの対応に期待しなくても炉心の著しい損傷を防止できる。

(a) 手順着手の判断基準

制御用空気喪失時等に主蒸気逃がし弁を中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合。

(b) 操作手順

大容量ポンプを用いたB制御用空気圧縮機の補機冷却水（海水）通水により制御用空気系を回復する手順は、「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち、1.5.2.2(2)c.「大容量ポンプを用いたB制御用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。

B制御用空気圧縮機は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

主蒸気逃がし弁の開操作は、1.3.2.2(2)b.と同様。

(3) 加圧器逃がし弁の機能回復

制御用空気が喪失すれば、加圧器逃がし弁は駆動源喪失により閉となる構造であるため中央制御室からの遠隔による開操作が不能となる。

これらの駆動源が喪失した場合、加圧器逃がし弁の機能を回復させ、1次冷却系の減圧を行う手順を整備する。

なお、加圧器逃がし弁1回の動作に必要な窒素量は、ポンペ容量に対し少量であり、事故時の操作回数も少ないことから、事象収束まで必要な量を十分に確保する。

a. 窒素ポンベ（代替制御用空気供給用）による加圧器逃がし弁の機能回復

加圧器逃がし弁は、駆動源喪失時に閉となる構造の空気作動弁であり、全交流動力電源喪失により制御用空気圧縮機が停止し、制御用空気が喪失した場合は開操作が不能となる。加圧器逃がし弁の機能回復（駆動用空気回復）として、窒素ポンベ（代替制御用空気供給用）を空気配管に接続し、中央制御室からの操作による1次冷却系を減圧する手順を整備する。

窒素ポンベ（代替制御用空気供給用）は、想定される重大事故等が発生した場合の格納容器内圧力においても加圧器逃がし弁が確実に動作する容量及び圧力^{※6}のポンベを配備している。

なお、加圧器逃がし弁1回の動作に必要な窒素量は、ポンペ容量に対し少量であり、事故時の操作回数も少ないことから、事象収束まで必要な量を十分に確保する。

※6 窒素ポンベ（代替制御用空気供給用）の設定圧力は、加圧器逃がし弁全開に必要な圧力0.485MPa〔gage〕、格納容器最高使用圧力0.392MPa〔gage〕、計器誤差等0.03MPaを考慮し、余裕を見て0.91MPa〔gage〕としている。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時において、1次冷却材圧力により加圧器逃がし弁を中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合。

(b) 操作手順

窒素ポンベ（代替制御用空気供給用）による加圧器逃がし弁の機能回復手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.3.10図にタイムチャートを第1.3.11図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に窒素ポンベ（代替制御用空気供給用）による加圧器逃がし弁への窒素供給の準備作業と系統構成を指示する。
- ② 運転員等は、現場で窒素ポンベ（代替制御用空気供給用）の使用準備を行い、窒素を供給するための系統構成を行う。
- ③ 運転員等は、現場で他の系統と連絡する弁の閉を確認後、窒素ポンベ（代替制御用空気供給用）より窒素を供給し、加圧器逃がし弁の空気供給配管に充気する。充気が完了すれば、加圧器逃がし弁へ窒素を供給する。
- ④ 当直課長は、窒素ポンベ（代替制御用空気供給用）による窒素供給が完了し、加圧器逃がし弁による減圧が可能となったことを確認する。

加圧器逃がし弁の開操作は、1.3.4「炉心損傷時における高圧熔融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備」にて整備する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名、

現場にて1ユニット当たり運転員等1名により作業を実施し、所要時間は約55分と想定する。

円滑に作業ができるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

b. 可搬式空気圧縮機（代替制御用空気供給用）による加圧器逃がし弁の機能回復

加圧器逃がし弁は駆動源喪失時に閉となる構造の空気作動弁であり、全交流動力電源喪失により制御用空気圧縮機が停止し、制御用空気が喪失した場合は開操作が不能となる。加圧器逃がし弁の機能回復（駆動用空気回復）として、可搬式空気圧縮機（代替制御用空気供給用）を空気配管に接続し、中央制御室からの操作による1次冷却系を減圧する手順を整備する。

可搬式空気圧縮機（代替制御用空気供給用）は、想定される重大事故等が発生した場合の格納容器内圧力においても加圧器逃がし弁が確実に動作する容量及び圧力^{※7}の空気圧縮機を配備している。

※7 可搬式空気圧縮機（代替制御用空気供給用）の設定圧力は、加圧器逃がし弁全開に必要な圧力 0.485MPa〔gage〕、格納容器最高使用圧力 0.392MPa〔gage〕、配管圧損等を考慮し、余裕を見て 0.90MPa〔gage〕としている。

(a) 手順着手の判断基準

窒素ポンベ（代替制御用空気供給用）による加圧器逃がし弁の機能回復ができない場合に、加圧器逃がし弁を中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合。

(b) 操作手順

可搬式空気圧縮機（代替制御用空気供給用）による加圧器逃がし弁の機能回復手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.3.12図にタイムチャートを第1.3.13図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に可搬式空気圧縮機（代替制御用空気供給用）による加圧器逃がし弁への代替空気供給の準備作業、系統構成及び制御用空気系への接続を指示する。
- ② 運転員等は、現場で可搬式空気圧縮機（代替制御用空気供給用）の使用準備を行い、代替空気を供給するための系統構成及び制御用空気系への接続を行う。
- ③ 当直課長は、運転員等に可搬式空気圧縮機（代替制御用空気供給用）の起動及び加圧器逃がし弁への代替空気供給を指示する。
- ④ 運転員等は、現場で他の系統と連絡する弁の閉を確認後、可搬式空気圧縮機（代替制御用空気供給用）を起動し、代替空気を加圧器逃がし弁へ供給する。
- ⑤ 当直課長は、可搬式空気圧縮機（代替制御用空気供給用）による代替空気供給が完了し、加圧器逃がし弁により1次冷却系の減圧が可能となったことを確認する。
加圧器逃がし弁の開操作は、1.3.4「炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備」にて整備する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名、現場にて1ユニット当たり運転員等1名により作業を実施し、所要時間は約55分と想定する。

円滑に作業ができるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

c. 可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）による加圧器逃がし弁の機能回復

加圧器逃がし弁は、駆動電源喪失時に閉となる構造の空気作動弁であるため、常設直流電源系統が喪失した場合は、電磁弁が動作せず開操作が不能となる。そのため、加圧器逃がし弁機能回復（直流電源回復）として、可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）により直流電源を供給し、加圧器逃がし弁により1次冷却系を減圧する手順を整備する。

可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）は、想定される重大事故等が発生した場合の格納容器内圧力においても加圧器逃がし弁が確実に動作する電源容量^{※8}のバッテリーを配備している。

なお、加圧器逃がし弁用電磁弁消費電力は、バッテリー容量に対し少量であり、事象収束まで必要な量を十分に確保する。

※8 有効性評価における加圧器逃がし弁開時間4時間の間、給電に必要な容量100Whを考慮し、余裕を見て780Whの容量のバッテリーとしている。

(a) 手順着手の判断基準

常設直流電源系統喪失時において、1次冷却材圧力等により加圧器逃がし弁を中央制御室から開操作する必要がある場合。

(b) 操作手順

可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）による加圧器逃がし

弁の機能回復手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.3.14図に、タイムチャートを第1.3.15図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等へ加圧器逃がし弁への可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）による電源供給の準備作業を指示する。
- ② 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長へ加圧器逃がし弁への可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）による電源供給の準備作業と系統構成を指示する。
- ③ 運転員等は、現場で加圧器逃がし弁の常設直流電源を隔離する。
- ④ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に加圧器逃がし弁への可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）による電源供給の準備作業と系統構成を指示する。
- ⑤ 緊急安全対策要員は、現場で可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）を電磁弁分電盤に接続する。
- ⑥ 発電所対策本部長は、可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）による電源供給の準備が完了すれば当直課長へ連絡する。
- ⑦ 当直課長は、運転員等に可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）による電源供給を指示する。
- ⑧ 運転員等は、現場で可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）による電源供給を開始する。
- ⑨ 当直課長は、可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）による電源供給が完了し、1次冷却系の減圧が可能となったことを確認する。

加圧器逃がし弁の開操作は、1.3.4「炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備」にて整備する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名、現場にて1ユニット当たり運転員等1名及び緊急安全対策要員2名により作業を実施し、所要時間は約75分と想定する。

円滑に作業ができるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

d. 空冷式非常用発電装置及び可搬式整流器による加圧器逃がし弁の機能回復

加圧器逃がし弁は、駆動電源喪失時に閉となる構造の空気作動弁であるため、常設直流電源系統が喪失した場合は、電磁弁が動作せず開操作が不能となる。そのため、加圧器逃がし弁機能回復（直流電源回復）として、空冷式非常用発電装置及び可搬式整流器により直流電源を供給し、中央制御室からの操作による1次冷却系を減圧する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時に、常設蓄電池が機能喪失した場合又は24時間以内に交流動力電源が復旧する見込みがない場合でかつ加圧器逃がし弁を中央制御室から開操作する必要がある場合。

(b) 操作手順

加圧器逃がし弁の開操作は、1.3.4「炉心損傷時における高圧熔融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備」にて整備する。

e. 大容量ポンプを用いたB制御用空気圧縮機（海水冷却）による加圧器逃がし弁の機能回復

加圧器逃がし弁は駆動源喪失時に閉となる構造の空気作動弁であり、全交流動力電源喪失により制御用空気圧縮機が停止し、制御用空気が喪失した場合は開操作ができなくなる。そのため、全交流動力電源が喪失した場合に、大容量ポンプを用いてB制御用空気圧縮機へ補機冷却水（海水）を通水して制御用空気系を回復し、中央制御室からの操作による1次冷却系を減圧する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源が喪失した場合において、長期的に制御用空気圧縮機の起動が必要と判断し、補機冷却水（海水）が供給されている場合で、かつ加圧器逃がし弁を中央制御室から開操作する必要がある場合。

(b) 操作手順

大容量ポンプを用いたB制御用空気圧縮機の補機冷却水（海水）通水により制御用空気系を回復する手順は、「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち、1.5.2.2(2)c.「大容量ポンプを用いたB制御用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。

B制御用空気圧縮機は、中央制御室での遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

加圧器逃がし弁の開操作は、1.3.4「炉心損傷時における高圧熔融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備」にて整備する。

(4) その他の手順項目にて考慮する手順

復水ピットへの補給手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」のうち、1.13.2.1「蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）のための代替手段及び復水ピットへの供給に係る手順等」にて整備する。

空冷式非常用発電装置の代替電源に関する手順、又は常設直流電源系統喪失時の代替電源確保等に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）の給電」、1.14.2.2(2)「可搬式整流器による代替電源（直流）からの給電」にて整備する。

空冷式非常用発電装置の燃料補給の手順は1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

(5) 優先順位

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、サポート系機能喪失時に、原子炉の冷却機能が喪失した場合の冷却手段として、以上の手段を用いて炉心の著しい損傷を防止する。これらの冷却手段の優先順位を以下に示す。

全交流動力電源が喪失すると電動補助給水ポンプが起動できなくなる。さらに、常設直流電源系統が喪失すればタービン動補助給水ポンプが起動できなくなるため、重大事故等対処設備であるタービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）及びタービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）にてタービン動補助給水ポンプ起動操作を行う。

空冷式非常用発電装置からの給電により非常用母線が復旧すれば、電動補助給水ポンプの運転が可能となるが、空冷式非常用発電装置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使用できる間は、電動補助給水ポンプは起動せず後備の設備として待機させる。タービン動補助給水ポンプが運転できない場合又は低温停止に移行させる場合は、電動補助給水ポンプにより蒸気発生器 2 次側へ注水を行う。

補助給水の機能が回復すれば、主蒸気逃がし弁を現場にて手動により開操作する。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の減少が早まるため、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。

主蒸気逃がし弁による 2 次冷却系からの除熱は、現場での手動による主蒸気逃がし弁開操作により行う。また、その後制御用空気の喪失が継続する場合において、主蒸気逃がし弁を中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合は、窒素ポンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の開操作を行う。なお、長期的に中央制御室からの遠隔操作が必要でかつ大容量ポンプを用いた B 制御用空気圧縮機（海水冷却）が運転可能となった場合は、制御用空気系を回復し主蒸気逃がし弁の開操作を行う。

なお、全交流動力電源が喪失し、補助給水による蒸気発生器への注水機能が回復しない場合にも対応するため、高圧熔融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による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。

加圧器逃がし弁の機能回復として、制御用空気喪失の場合は現場で重大事故等対処設備である窒素ポンベ（代替制御用空気供給用）により窒素供給操作を行う。乾燥空気に条件に近い窒素ポンベ（代替制御用空気供給用）による窒素供給操作ができない場合

は、可搬式空気圧縮機（代替制御用空気供給用）による空気供給操作を行う。

なお、長期的に中央制御室からの遠隔操作が必要でかつ大容量ポンプを用いたB制御用空気圧縮機（海水冷却）が運転可能となった場合は、制御用空気系を回復し加圧器逃がし弁の開操作を行う。

また、常設直流電源系統が喪失している場合は、現場で重大事故等対処設備である可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）により給電操作を行う。なお、全交流動力電源喪失時に、可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）及び常設蓄電池が機能喪失した場合又は24時間以内に交流動力電源が復旧する見込みがない場合は、空冷式非常用発電装置及び可搬式整流器により給電操作を行う。上記の操作については、機能喪失に至る要因が異なり、それぞれの機能回復のための操作を同時には実施しないと想定できるため相互の対応操作間に影響はない。

なお、制御用空気及び常設直流電源系統の両方が喪失した場合においては、代替空気にて駆動用空気を回復した後、電磁弁を動作させるため代替直流電源設備により直流電源を回復する。

タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた2次冷却系からの除熱による減圧操作と加圧器逃がし弁による減圧操作は、対応する要員及び操作する系統が異なるため、相互の対応操作間に影響はない。

以上の対応手順のフローチャートを第 1.3.16 図に示す。

1.3.3 復旧に係る手順

常設直流電源喪失時において、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中央制御室からの遠隔操作が可能である。その手順は1.3.2.2(3)c.(b)と同様。

常設直流電源喪失時の代替電源確保等に関する手順等は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.2「代替電源（直流）による給電手順等」にて整備する。

1.3.4 炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備

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雰囲気直接加熱による格納容器破損を防止するため、加圧器逃がし弁により1次冷却系を減圧する。

(1) 手順着手の判断基準

炉心損傷時、1次冷却材圧力が2.0MPa〔gage〕以上の場合。

(2) 操作手順

炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する手順は以下のとおり。対応手順のフローチャートを第1.3.17図に示す。

- ① 当直課長は、炉心出口温度及び格納容器内高レンジエリアモニタの指示値により、炉心が損傷したことを確認する。
- ② 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に加圧器逃がし弁による1次冷却系の減圧を指示する。
- ③ 運転員等は、中央制御室で1次冷却材圧力を確認し、2.0MPa〔gage〕以上である場合、加圧器逃がし弁を開操作し1次冷却系の減圧を開始する。
- ④ 運転員等は、中央制御室で1次冷却材圧力が2.0MPa〔gage〕未満まで減圧したことを確認する。

(3) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名で実施する。

1.3.5 蒸気発生器伝熱管破損発生時減圧継続の手順

蒸気発生器伝熱管破損発生時は、原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失し、1次冷却材の格納容器外への漏えいが生じる。したがって、漏えい量を抑制するための早期の1次冷却系の減温、減圧を行う必要がある。

破損側蒸気発生器を1次冷却材圧力、主蒸気圧力、蒸気発生器水位、高感度型主蒸気管モニタ等の指示値から判断し、破損側蒸気発生器を隔離する。

破損側蒸気発生器の隔離完了後、主蒸気逃がし弁による冷却、減圧操作及び加圧器逃がし弁による減圧操作で1次冷却系と破損側蒸気発生器2次側の圧力を均圧させることで、1次冷却材の蒸気発生器2次側への漏えいを抑制する。

全交流動力電源喪失時においては、高感度型主蒸気管モニタ等による監視が不能となるが、破損側蒸気発生器は1次冷却材圧力、主蒸気圧力及び蒸気発生器水位の指示値により判断する。

また、破損側蒸気発生器の隔離ができない場合においても、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による原子炉の冷却及び1次冷却系の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。

(1) 手順着手の判断基準

1次冷却材圧力の低下、破損側蒸気発生器水位、主蒸気圧力の上昇等により蒸気発生器伝熱管破損発生と判断した場合。

また、破損側蒸気発生器の隔離完了後に破損側蒸気発生器の主蒸気圧力の低下が継続していることにより破損側蒸気発生器の隔

離失敗と判断した場合。

(2) 操作手順

蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の減圧が継続した場合の手順は以下のとおり。タイムチャートを第1.3.18図に、フローチャートを第1.3.19図に示す。

- ① 当直課長は、原子炉の自動停止及び非常用炉心冷却設備作動信号の作動による高圧注入系、低圧注入系、電動補助給水ポンプ等の動作を確認する。
- ② 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき蒸気発生器伝熱管破損発生判断及び破損側蒸気発生器を判定し、運転員等に破損側蒸気発生器の隔離を指示する。
- ③ 運転員等は、中央制御室で破損側蒸気発生器への補助給水停止、主蒸気隔離弁の閉操作、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉操作等を行い、破損側蒸気発生器を隔離する。主蒸気隔離弁閉操作後、運転員等は、現場で主蒸気隔離弁の増し締め操作を実施する。
- ④ 当直課長は、破損側蒸気発生器の隔離完了後に破損側蒸気発生器の主蒸気圧力を確認する。破損側蒸気発生器の主蒸気圧力の低下が継続していることにより、破損側蒸気発生器の隔離失敗と判断し、運転員等に健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁開操作による1次冷却系の減温、減圧開始を指示する。
- ⑤ 運転員等は、中央制御室で健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁を全開とし蒸気発生器2次側による炉心冷却を開始する。
- ⑥ 運転員等は、中央制御室及び現場で1次系純水タンク、ほう酸タンク、No. 3淡水タンク等を水源として、燃料取替用水ピットへの補給を開始する。
- ⑦ 当直課長は、安全注入停止条件を早期に確立し、1次冷却系か

らの漏えい量を抑制するため、運転員等に1次冷却系の減圧を指示する。

- ⑧ 運転員等は、中央制御室で加圧器逃がし弁を開操作し、1次冷却系の減圧を開始する。
- ⑨ 運転員等は、中央制御室で破損側蒸気発生器2次側への漏えい量抑制のため、蓄圧タンク出口弁を閉操作する。
- ⑩ 当直課長は、安全注入停止条件を確認し、運転員等に高圧注入ポンプによる安全注入から充てんポンプによる原子炉への注水に切り替えるよう指示する。
- ⑪ 運転員等は、中央制御室で高圧注入ポンプによる安全注入から充てんポンプによる原子炉への注水に切り替える。
- ⑫ 運転員等は、余熱除去系の運転条件を満足していることを確認し、長期的に余熱除去系による冷却を行う。

(3) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等2名、現場にて1ユニット当たり運転員等2名により作業を実施する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

1.3.6 インターフェイスシステムLOCA発生時の手順

インターフェイスシステムLOCA発生時は、原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失し、1次冷却材の格納容器外への漏えいが生じる。したがって、漏えい量を抑制するため早期の1次冷却系の減温、減圧及び保有水量を確保するための原子炉への注水が必要となる。

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。

隔離できない場合、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。

低温停止に移行する場合、健全側の余熱除去系により原子炉を冷却する。

化学体積制御系から1次冷却材が格納容器外へ漏えいした場合においてもインターフェイスシステムLOCAと同様の兆候を示すが、対応手順は設計基準事故の対象として整備している。

(1) 手順着手の判断基準

1次冷却材圧力、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。

(2) 操作手順

格納容器外で1次冷却材の漏えいが生じた場合の手順は以下のとおり。タイムチャートを第1.3.20図に、フローチャートを第1.3.21図に示す。

- ① 当直課長は、原子炉の自動停止及び非常用炉心冷却設備作動信号の作動による高圧注入系、低圧注入系、電動補助給水ポンプ等の動作を確認する。
- ② 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき格納容器外で余熱除去系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、運転員等に、破損箇所の隔離等を指示する。
- ③ 運転員等は、中央制御室で余熱除去ポンプを全台停止する。また、中央制御室及び現場で燃料取替用水ピット水の流出を抑制するために、燃料取替用水ピットと余熱除去系の隔離を行う。

1次冷却系の保有水量低下を抑制するために、1次冷却系と余熱除去系の隔離を行う。

- ④ 運転員等は、中央制御室及び現場で1次系純水タンク、ほう酸タンク、No. 3淡水タンク等を水源として、燃料取替用水ピットへの補給を行う。
- ⑤ 当直課長は、余熱除去系の破損箇所の隔離ができない場合、運転員等に主蒸気逃がし弁の開操作による1次冷却系の減温、減圧を指示する。
- ⑥ 運転員等は、中央制御室で主蒸気逃がし弁を開操作し、1次冷却材圧力及び1次冷却材温度により、1次冷却系が減温、減圧できていることを確認する。
- ⑦ 当直課長は、安全注入停止条件を早期に確立すること及び1次冷却系からの漏えい量を抑制するため、運転員等に加圧器逃がし弁の開操作による1次冷却系の減圧を指示する。
- ⑧ 運転員等は、中央制御室で加圧器逃がし弁を開操作し、1次冷却材圧力により1次冷却系が減圧できていることを確認する。
- ⑨ 運転員等は、中央制御室で1次冷却材圧力が約0.60MPa〔gage〕に下がった場合又は安全注入停止条件が満足していることを確認した場合は、蓄圧タンク出口弁を閉操作する。
- ⑩ 運転員等は、中央制御室で安全注入停止条件を満足していることを確認し、高圧注入ポンプによる安全注入から充てんポンプによる原子炉への注水に切り替える。
- ⑪ 運転員等は、現場で破損側余熱除去系の弁を閉操作することにより隔離を行い、余熱除去系からの漏えいを停止する。
- ⑫ 運転員等は、中央制御室で1次冷却材温度177℃以下及び1次冷却材圧力2.7MPa〔gage〕以下を確認し、長期的に健全側の余熱除去系による炉心冷却を行う。

(3) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等2名、現場にて1ユニット当たり運転員等3名により作業を実施する。

インターフェイスシステムLOCA発生時において、現場での隔離操作は、アクセスルート及び操作場所の環境性等を考慮して、遠隔駆動機構である窒素ポンベ（余熱除去ポンプ入口弁作動用）を用いて行う。

窒素ポンベ（余熱除去ポンプ入口弁作動用）による操作場所及び操作場所への通路部を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の影響の受けない建屋とし、溢水影響がないようにする。室温は漏えいの影響を受けないことから通常運転状態と同程度である。

また、インターフェイスシステムLOCA発生時は格納容器内外のパラメータ等によりインターフェイスシステムLOCAと判断するが、余熱除去系は原子炉周辺建屋内において各部屋が分離されているため、漏水検知器、監視カメラ、火災報知器等により、漏えい場所を特定するための参考情報の入手及び原子炉周辺建屋の状況を確認することが可能である。

第 1.3.1 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順
(フロントライン系機能喪失時) (1/2)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	設備分類 ^{※6}	整備する手順書	手順の分類	
フロントライン系機能喪失時	電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ又は復水ピット ^{※2} 又は主蒸気逃がし弁	1次冷却系のフィードアンドブリード ^{※3}	加圧器逃がし弁 ^{※4}	重大事故等対処設備	a,b	1次冷却系のフィードアンドブリードによる炉心冷却の手順	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
			高圧注入ポンプ ^{※4}				
			燃料取替用水ピット				
			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				
			余熱除去ポンプ ^{※4※5}				
			余熱除去冷却器 ^{※6}				
	電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ又は復水ピット ^{※2}	蒸気発生器2次側による炉心冷却(注水)	電動主給水ポンプ	多様性拡張設備		蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順	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
			脱気器タンク			蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順	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
			蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ(電動) ^{※3}			蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプによる蒸気発生器への注水のための手順	S A所達 ^{※1}
復水ピット	蒸気発生器2次側による炉心冷却(蒸気放出)	タービンバイパス弁			蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順	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	
							主蒸気逃がし弁

※1 : 「大飯発電所 重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

※2 : 手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。

※3 : 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」にて整備する。

※4 : ディーゼル発電機等により給電する。

※5 : 1次冷却系のフィードアンドブリード停止後の余熱除去運転による炉心冷却操作に使用する。

※6 : 重大事故等対策において用いる設備の分類

a : 当該条文中に適合する重大事故等対処設備 b : 37条に適合する重大事故等対処設備 c : 自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.3.1 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順
(フロントライン系機能喪失時) (2/2)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	設備分類 ^{※4}	整備する手順書	手順の分類			
フロントライン系機能喪失時	加圧器逃がし弁	蒸気発生器2次側による炉心冷却(注水)	電動補助給水ポンプ ^{※3}	重大事故等対処設備	a,b	蒸気発生器2次側による炉心冷却(注水)の手順	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		
			タービン動補助給水ポンプ						
			復水ピット						
			蒸気発生器						
			電動主給水ポンプ	多様性拡張設備				蒸気発生器2次側による炉心冷却(注水)の手順	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
			脱気器タンク						
			蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ(電動) ^{※2}						
			復水ピット						
		炉心冷却(蒸気放出)	蒸気発生器2次側による	主蒸気逃がし弁	重大事故等対処設備	a,b	蒸気発生器2次側による炉心冷却(蒸気放出)の手順	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	
				タービンバイパス弁	多様性拡張設備				
加圧器補助スプレイ	加圧器補助スプレイ弁		多様性拡張設備	加圧器逃がし弁による1次冷却系減圧機能を維持又は代替する手順					

※1 : 「大飯発電所 重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

※2 : 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」にて整備する。

※3 : ディーゼル発電機等により給電する。

※4 : 重大事故等対策において用いる設備の分類

a : 当該条文中に適合する重大事故等対処設備 b : 37条に適合する重大事故等対処設備 c : 自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.3.2 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順
(サポート系機能喪失時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	設備分類 ^{※6}	整備する手順書	手順の分類		
サポート系機能喪失時	タービン動補助給水ポンプ 直流電源	補助給水ポンプの機能回復	タービン動補助給水ポンプ (現場手動操作) ^{※2}	a	補助給水ポンプ機能回復の手順	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		
			タービン動補助給水ポンプ起動弁 (現場手動操作) ^{※2}					
	電動補助給水ポンプ 全交流動力電源		空冷式非常用発電装置 ^{※3}	a			空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	S A 所達 ^{※1}
			燃料油貯蔵タンク ^{※4}					
			重油タンク ^{※4}					
			タンクローリー ^{※4}					
	主蒸気逃がし弁 全交流動力電源 (制御用空気) 又は 直流電源	主蒸気逃がし弁の機能回復	主蒸気逃がし弁 (現場手動操作)	a,b	主蒸気逃がし弁機能回復の手順	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		
			窒素ポンペ (主蒸気逃がし弁作動用)	多 様 性 拡 張 設 備			大容量ポンプによる原子炉補機冷却水系通水の手順	S A 所達 ^{※1}
			大容量ポンプ ^{※5}					
			B 制御用空気圧縮機 (海水冷却)					
	加圧器逃がし弁 全交流動力電源 (制御用空気) 又は 直流電源	加圧器逃がし弁の機能回復	窒素ポンペ (代替制御用空気供給用)	a,b	加圧器逃がし弁機能回復の手順	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		
			可搬式空気圧縮機 (代替制御用空気供給用)	c				
可搬型バッテリー (加圧器逃がし弁用)			a					
空冷式非常用発電装置 ^{※3}			a,b	加圧器逃がし弁に電源を供給する手順	S A 所達 ^{※1}			
可搬式整流器 ^{※3}			c					
燃料油貯蔵タンク ^{※4}			a,b	空冷式非常用発電装置燃料補給の手順				
重油タンク ^{※4}								
タンクローリー ^{※4}								
大容量ポンプ ^{※5}			多 様 性 拡 張 設 備	加圧器逃がし弁機能回復の手順	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			
B 制御用空気圧縮機 (海水冷却)				大容量ポンプによる原子炉補機冷却水系通水の手順			S A 所達 ^{※1}	

※1 : 「大飯発電所 重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

※2 : 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」にて整備する。

※3 : 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※4 : 空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※5 : 手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

※6 : 重大事故等対策において用いる設備の分類

a : 当該条文に適合する重大事故等対処設備 b : 37 条に適合する重大事故等対処設備 c : 自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.3.3 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順
(高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱防止)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類*	整備する手順書	手順の分類
格納容器雰囲気直接加熱防止	—	加圧器逃がし弁による1次冷却系の減圧	加圧器逃がし弁	重大事故等対処設備	a,b	加圧器逃がし弁により1次冷却系を減圧する手順	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

※：重大事故等対策において用いる設備の分類

a：当該条文中に適合する重大事故等対処設備 b：37条に適合する重大事故等対処設備 c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.3.4 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順
(蒸気発生器伝熱管破損、インターフェイスシステムLOCA)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類*	整備する手順書	手順の分類
蒸気発生器伝熱管破損	—	1次冷却系の減圧	主蒸気逃がし弁	重大事故等対処設備	a,b	蒸気発生器伝熱管損傷時の対応手順	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
	加圧器逃がし弁						
システムLOCA	—	主蒸気逃がし弁	a,b	インターフェイスシステムLOCA時の対応手順			
		加圧器逃がし弁					

※：重大事故等対策において用いる設備の分類

a：当該条文中に適合する重大事故等対処設備 b：37条に適合する重大事故等対処設備 c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第1.3.5表 重大事故等対処に係る監視計器

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

監視計器一覧 (1 / 11)

対応手段	重大事故等の 対応に必要となる 監視項目	監視計器
1.3.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等		
(1) 1次冷却系のフィードアンドブリード	判断基準 最終ヒートシンク の確保	<ul style="list-style-type: none"> ・蒸気発生器水位計 (広域) ・蒸気発生器補助給水流量計
	原子炉圧力容器内 の圧力	<ul style="list-style-type: none"> ・1次冷却材圧力計
	水源の確保	<ul style="list-style-type: none"> ・燃料取替用水ピット水位計
	操作	<p>「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」のうち、1.2.2.1(1)「1次冷却系のフィードアンドブリード」にて整備する。</p>

監視計器一覧（2 / 11）

対応手段	重大事故等の 対応に必要なとなる 監視項目	監視計器
1.3.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等 (2) 蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）		
a. 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る蒸気発生器への注水	判断基準 最終ヒートシンクの確保 原子炉压力容器内の圧力 水源の確保	・蒸気発生器水位計（広域）
		・蒸気発生器水位計（狭域）
		・蒸気発生器補助給水流量計
	・1次冷却材圧力計	
	・復水ピット水位計	
操作 —	—	
b. 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水	判断基準 最終ヒートシンクの確保 原子炉压力容器内の圧力	・蒸気発生器水位計（広域）
		・蒸気発生器水位計（狭域）
		・蒸気発生器補助給水流量計
	・1次冷却材圧力計	
	・4-3(4) C1、C2、D1、D2母線電圧計	
操作 「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」のうち、1.2.2.1(2)a. 「電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水」にて整備する。		
c. 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水	判断基準 最終ヒートシンクの確保 原子炉压力容器内の圧力 水源の確保	・蒸気発生器水位計（広域）
		・蒸気発生器水位計（狭域）
		・蒸気発生器補助給水流量計
	・1次冷却材圧力計	
	・復水ピット水位計	
操作 「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」のうち、1.2.2.1(2)b. 「蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水」にて整備する。		

—：通常の運転操作により対応する手順については、監視計器を記載しない。

監視計器一覧 (3/11)

対応手段	重大事故等の 対応に必要となる 監視項目	監視計器	
1.3.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等 (3)蒸気発生器2次側による炉心冷却(蒸気放出)			
a. 主蒸気逃がし弁による蒸気放出	判断基準	原子炉圧力容器内の圧力	・1次冷却材圧力計
		最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計(広域)
			・蒸気発生器水位計(狭域)
			・蒸気発生器主給水流量計(CRT)
			・蒸気発生器水張り流量計(CRT) ・蒸気発生器補助給水流量計
操作	—	—	
b. タービンバイパス弁による蒸気放出	判断基準	原子炉圧力容器内の圧力	・1次冷却材圧力計
		最終ヒートシンクの確保	・主蒸気圧力計
			・蒸気発生器水位計(広域)
			・蒸気発生器水位計(狭域)
			・蒸気発生器主給水流量計(CRT)
			・蒸気発生器水張り流量計(CRT) ・蒸気発生器補助給水流量計
	電源	・4-3(4)C1、C2、D1、D2母線電圧計	
操作	—	—	
1.3.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等			
(4) 加圧器補助スプレイ弁による減圧	判断基準	原子炉圧力容器内の圧力	・1次冷却材圧力計
		原子炉圧力容器内への注水量	・充てん水流量計
		水源の確保	・燃料取替用水ピット水位計 ・体積制御タンク水位計(CRT)
	操作	原子炉圧力容器内の圧力	・1次冷却材圧力計
		原子炉圧力容器内への注水量	・充てん水流量計

—：通常の運転操作により対応する手順については、監視計器を記載しない。

監視計器一覧（4 / 11）

対応手段	重大事故等の 対応に必要となる 監視項目	監視計器	
1.3.2.2 サポート系機能喪失時の手順等			
(1) 補助給水ポンプの機能回復			
a. タービン動補助給水ポンプ (現場手動操作)及びタービン 動補助給水ポンプ起動弁(現 場手動操作)によるタービン 動補助給水ポンプの機能回復	判断基準	原子炉圧力容器内 の圧力	・ 1次冷却材圧力計
		最終ヒートシンク の確保	・ 蒸気発生器水位計（広域）
			・ 蒸気発生器水位計（狭域）
			・ 蒸気発生器補助給水流量計
		水源の確保	・ 復水ピット水位計
電源	・ A、B直流き電盤出力電圧計		
操作	「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」のうち、1.2.2.2(1)a.「タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）及びタービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復」にて整備する。		
b. 空冷式非常用発電装置によ る電動補助給水ポンプの機能 回復	判断基準	原子炉圧力容器内 の圧力	・ 1次冷却材圧力計
		最終ヒートシンク の確保	・ 蒸気発生器水位計（広域）
			・ 蒸気発生器水位計（狭域）
			・ 蒸気発生器補助給水流量計
		水源の確保	・ 復水ピット水位計
電源	・ 4-3(4) A、B母線電圧計		
	・ 空冷式非常用発電装置 電力計、周波数計		
操作	「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」のうち、1.2.2.2(1)b.「空冷式非常用発電装置による電動補助給水ポンプの機能回復」にて整備する。		

対応手段	重大事故等の 対応に必要な 監視項目	監視計器	
1.3.2.2 サポート系機能喪失時の手順等			
(2) 主蒸気逃がし弁の機能回復			
a. 主蒸気逃がし弁 (現場手動操作) による主蒸気逃がし弁の機能回復	判断基準	原子炉圧力容器内の圧力	・ 1次冷却材圧力計
		最終ヒートシンクの確保	・ 主蒸気圧力計
			・ 蒸気発生器水位計 (広域)
			・ 蒸気発生器水位計 (狭域)
			・ 蒸気発生器主給水流量計 (CRT)
			・ 蒸気発生器水張り流量計 (CRT)
	・ 蒸気発生器補助給水流量計		
	補機監視機能	・ 制御用空気供給母管圧力計	
	操作	原子炉圧力容器内の温度	・ 1次冷却材高温側温度計 (広域)
			・ 1次冷却材低温側温度計 (広域)
		原子炉圧力容器内の圧力	・ 1次冷却材圧力計
		最終ヒートシンクの確保	・ 主蒸気圧力計
			・ 蒸気発生器水位計 (広域)
			・ 蒸気発生器水位計 (狭域)
・ 蒸気発生器主給水流量計 (CRT)			
・ 蒸気発生器水張り流量計 (CRT)			
・ 蒸気発生器補助給水流量計			
格納容器バイパスの監視		・ 復水器空気抽出器ガスモニタ	
	・ 蒸気発生器ブローダウン水モニタ		
	・ 主蒸気圧力計		
	・ 蒸気発生器水位計 (狭域)		

対応手段	重大事故等の 対応に必要なとなる 監視項目	監視計器	
1.3.2.2 サポート系機能喪失時の手順等			
(2) 主蒸気逃がし弁の機能回復			
b. 窒素ポンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復	判断基準	原子炉圧力容器内の圧力	・ 1次冷却材圧力計
		最終ヒートシンクの確保	・ 主蒸気圧力計
			・ 蒸気発生器水位計（広域）
			・ 蒸気発生器水位計（狭域）
			・ 蒸気発生器主給水流量計（CRT）
			・ 蒸気発生器水張り流量計（CRT）
	・ 蒸気発生器補助給水流量計		
	補機監視機能	・ 制御用空気供給母管圧力計	
	操作	原子炉圧力容器内の温度	・ 1次冷却材高温側温度計（広域）
		・ 1次冷却材低温側温度計（広域）	
		原子炉圧力容器内の圧力	・ 1次冷却材圧力計
		最終ヒートシンクの確保	・ 主蒸気圧力計
・ 蒸気発生器水位計（広域）			
・ 蒸気発生器水位計（狭域）			
・ 蒸気発生器主給水流量計（CRT）			
・ 蒸気発生器水張り流量計（CRT）			
・ 蒸気発生器補助給水流量計			
c. 大容量ポンプを用いたB制御用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復	判断基準	原子炉圧力容器内の圧力	・ 1次冷却材圧力計
		最終ヒートシンクの確保	・ 主蒸気圧力計
			・ 蒸気発生器水位計（広域）
			・ 蒸気発生器水位計（狭域）
			・ 蒸気発生器主給水流量計（CRT）
			・ 蒸気発生器水張り流量計（CRT）
	・ 蒸気発生器補助給水流量計		
	補機監視機能	・ 制御用空気供給母管圧力計	
	操作	補機冷却水（海水）通水は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち、1.5.2.2(2)c.「大容量ポンプを用いたB制御用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。 主蒸気逃がし弁の開操作は、1.3.2.2(2)b.(b)④と同様。	

対応手段	重大事故等の 対応に必要な 監視項目	監視計器
1.3.2.2 サポート系機能喪失時の手順等		
(3) 加圧器逃がし弁の機能回復		
a. 窒素ポンペ（代替制御用空気供給用）による加圧器逃がし弁の機能回復	判断基準	原子炉圧力容器内の圧力
		・ 1次冷却材圧力計
		電源
		・ 4-3 (4) A、B、C 1、C 2、D 1、D 2母線電圧計
	操作	加圧器逃がし弁の開操作は、1.3.4「炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備」にて整備する。
b. 可搬式空気圧縮機（代替制御用空気供給用）による加圧器逃がし弁の機能回復	判断基準	原子炉圧力容器内の圧力
		・ 1次冷却材圧力計
		電源
		・ 4-3 (4) A、B、C 1、C 2、D 1、D 2母線電圧計
	操作	加圧器逃がし弁の開操作は、1.3.4「炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備」にて整備する。
c. 可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）による加圧器逃がし弁の機能回復	判断基準	原子炉圧力容器内の圧力
		・ 1次冷却材圧力計
		電源
		・ A、B直流き電盤出力電圧計
d. 空冷式非常用発電装置及び可搬式整流器による加圧器逃がし弁の機能回復	判断基準	原子炉圧力容器内の圧力
		・ 1次冷却材圧力計
		電源
		・ 4-3 (4) A、B、C 1、C 2、D 1、D 2母線電圧計
		・ A、B直流き電盤出力電圧計
	操作	加圧器逃がし弁の開操作は、1.3.4「炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備」にて整備する。

対応手段	重大事故等の 対応に必要な 監視項目	監視計器	
1.3.2.2 サポート系機能喪失時の手順等 (3)加圧器逃がし弁の機能回復			
e. 大容量ポンプを用いたB制御用空気圧縮機（海水冷却）による加圧器逃がし弁の機能回復	判断基準	原子炉圧力容器内の圧力	・ 1次冷却材圧力計
		電源	・ 4-3(4) A、B、C1、C2、D1、D2母線電圧計
		補機冷却	・ B制御用空気圧縮機・中間冷却器冷却水流量計
			・ B制御用空気冷却器・乾燥器冷却水流量計
	操作	補機冷却水（海水）通水は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち、1.5.2.2(2)c.「大容量ポンプを用いた B 制御用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。 加圧器逃がし弁の開操作は 1.3.4「炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備」にて整備する。	
1.3.4 炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備			
—	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・ 炉心出口温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・ 1次冷却材圧力計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・ 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
	操作	原子炉圧力容器内の温度	・ 炉心出口温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・ 1次冷却材圧力計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・ 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）

対応手段	重大事故等の 対応に必要な 監視項目	監視計器	
1.3.5 蒸気発生器伝熱管破損発生時減圧継続の手順			
—	判断基準	最終ヒートシンクの確保	<ul style="list-style-type: none"> ・蒸気発生器水位計 (広域) ・蒸気発生器水位計 (狭域) ・主蒸気圧力計
		原子炉压力容器内の水位	<ul style="list-style-type: none"> ・加圧器水位計
		格納容器バイパスの監視	<ul style="list-style-type: none"> ・1次冷却材圧力計
			<ul style="list-style-type: none"> ・復水器空気抽出器ガスモニタ
			<ul style="list-style-type: none"> ・蒸気発生器ブローダウン水モニタ
			<ul style="list-style-type: none"> ・高感度型主蒸気管モニタ
			<ul style="list-style-type: none"> ・蒸気発生器水位計 (狭域) ・主蒸気圧力計
		信号	<ul style="list-style-type: none"> ・安全注入作動警報
		操作	最終ヒートシンクの確保
	<ul style="list-style-type: none"> ・蒸気発生器補助給水流量計 		
	<ul style="list-style-type: none"> ・蒸気発生器水位計 (広域) 		
	<ul style="list-style-type: none"> ・蒸気発生器水位計 (狭域) 		
	原子炉压力容器内の温度		<ul style="list-style-type: none"> ・1次冷却材高温側温度計 (広域)
			<ul style="list-style-type: none"> ・1次冷却材低温側温度計 (広域)
	原子炉压力容器内の圧力		<ul style="list-style-type: none"> ・1次冷却材圧力計
	原子炉压力容器内への注水量		<ul style="list-style-type: none"> ・高圧注入流量計
			<ul style="list-style-type: none"> ・充てん水流量計
	原子炉压力容器内の水位		<ul style="list-style-type: none"> ・加圧器水位計
	水源の確保	<ul style="list-style-type: none"> ・ほう酸タンク水位計 	
<ul style="list-style-type: none"> ・復水ピット水位計 			
<ul style="list-style-type: none"> ・燃料取替用水ピット水位計 			
<ul style="list-style-type: none"> ・1次系純水タンク水位計 (CRT) 			
<ul style="list-style-type: none"> ・No. 3淡水タンク水位計 (CRT) ・No. 2淡水タンク水位計 (CRT) 			

監視計器一覧（10／11）

対応手段	重大事故等の 対応に必要な 監視項目	監視計器
1.3.6 インターフェイスシステムLOCA発生時の手順		
—	原子炉圧力容器内の 水位	・加圧器水位計
		・1次冷却材圧力計
	格納容器バイパス の監視	・原子炉周辺建屋サンプタンク水位計（CRT）
		・排気筒ガスモニタ
		・余熱除去ポンプ吐出圧力計
		・加圧器逃がしタンク水位計
		・加圧器逃がしタンク圧力計
	・加圧器逃がしタンク温度計	
信号	・安全注入作動警報	

監視計器一覧 (11/11)

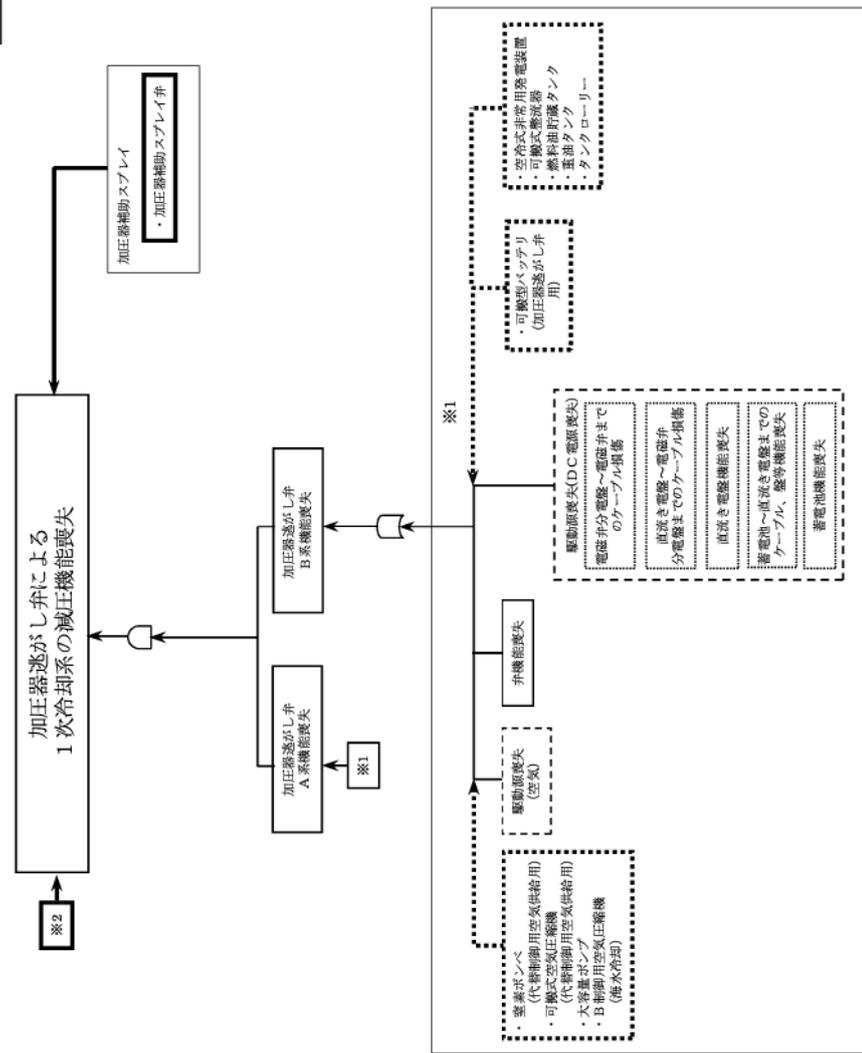
対応手段	重大事故等の 対応に必要な 監視項目	監視計器	
1.3.6 インターフェイスシステムLOCA発生時の手順			
—	操作	原子炉圧力容器内の 水位	・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内の 温度	・1次冷却材高温側温度計 (広域) ・1次冷却材低温側温度計 (広域)
		原子炉圧力容器内の 圧力	・1次冷却材圧力計
		最終ヒートシンク の確保	・蒸気発生器補助給水流量計 ・蒸気発生器水位計 (狭域) ・主蒸気圧力計
		原子炉圧力容器内 への注水量	・高圧注入流量計 ・充てん水流量計
		水源の確保	・燃料取替用水ピット水位計
			・1次系純水タンク水位計 (CRT)
			・ほう酸タンク水位計
			・No. 3淡水タンク水位計 (CRT)
			・復水ピット水位計 ・No. 2淡水タンク水位計 (CRT)

第1.3.6表 審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元
<p style="text-align: center;">【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</p>	A 高圧注入ポンプ	4-3(4)A 非常用高圧母線
	B 高圧注入ポンプ	4-3(4)B 非常用高圧母線
	A 余熱除去ポンプ	4-3(4)A 非常用高圧母線
	B 余熱除去ポンプ	4-3(4)B 非常用高圧母線
	A 電動補助給水ポンプ	4-3(4)A 非常用高圧母線
	B 電動補助給水ポンプ	4-3(4)B 非常用高圧母線
	A 主蒸気逃がし弁	A 1 ソレノイド分電盤
	B 主蒸気逃がし弁	A 1 ソレノイド分電盤
	C 主蒸気逃がし弁	B 1 ソレノイド分電盤
	D 主蒸気逃がし弁	B 1 ソレノイド分電盤
	A 加圧器逃がし弁	A 2 ソレノイド分電盤
	B 加圧器逃がし弁	B 2 ソレノイド分電盤
可搬式空気圧縮機 (代替制御用空気供給用)	可搬式空気圧縮機 (代替制御用空気供給用) 分電盤	

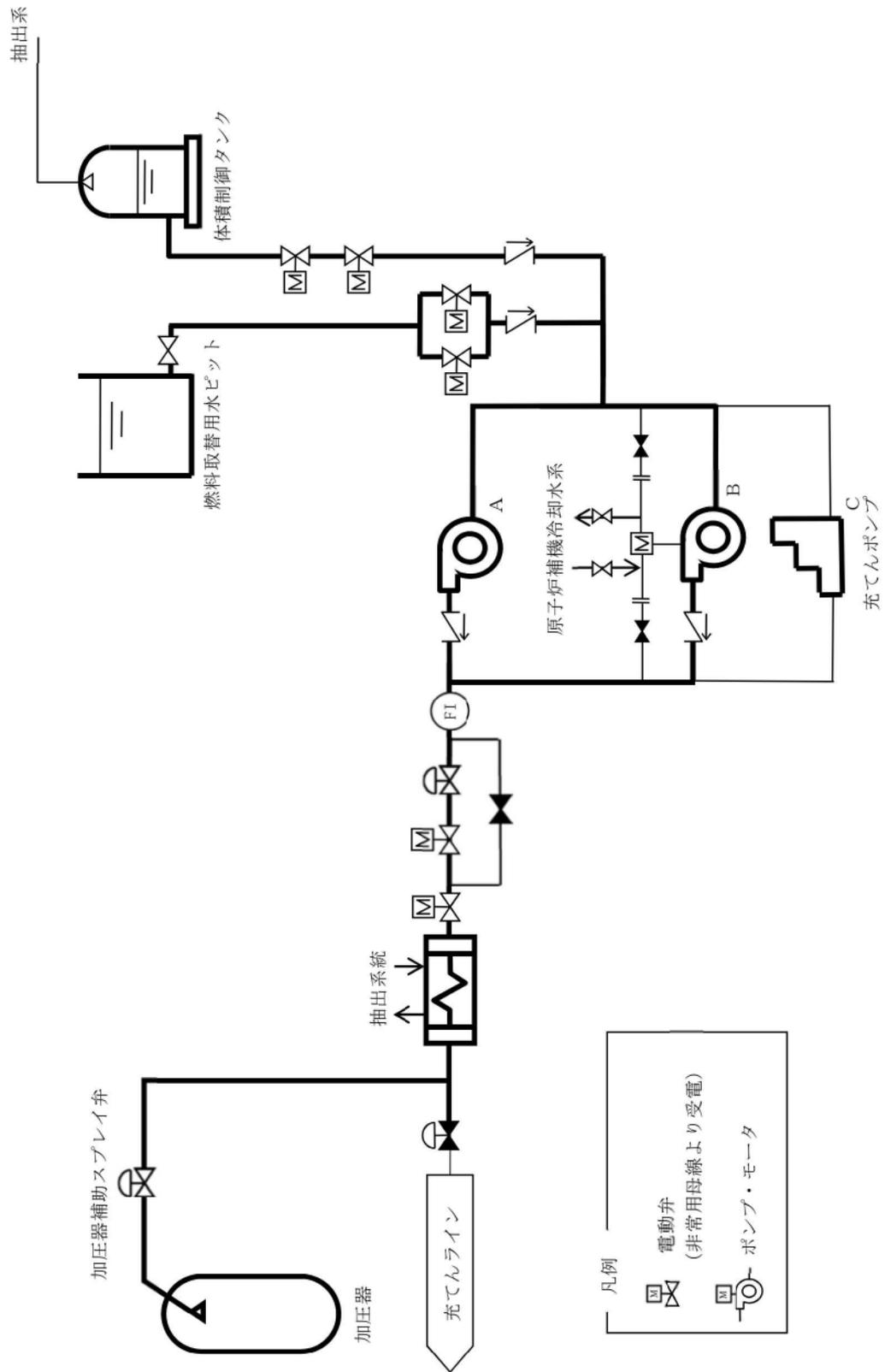
一 凡例

- AND条件 : サポート系の回復操作による対応
- OR条件 : フロントライン系の代替設備、手段による対応
- サポート系 : サポート系
- 電源系機能喪失想定



- ※2 蒸気発生器2次側による炉心の冷却(注水)
- ・電動補助給水ポンプ
 - ・タービン動補助給水ポンプ
 - ・復水ピット
 - ・蒸気発生器
 - ・電動主給水ポンプ
 - ・脱気器タンク
 - ・蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ(電動)
- 蒸気発生器2次側による炉心の冷却(蒸気放出)
- ・主蒸気逃がし弁
 - ・タービンバイパス弁

第1.3.2図 機能喪失原因対策分析(加圧器逃がし弁による1次冷却系の減圧機能喪失)

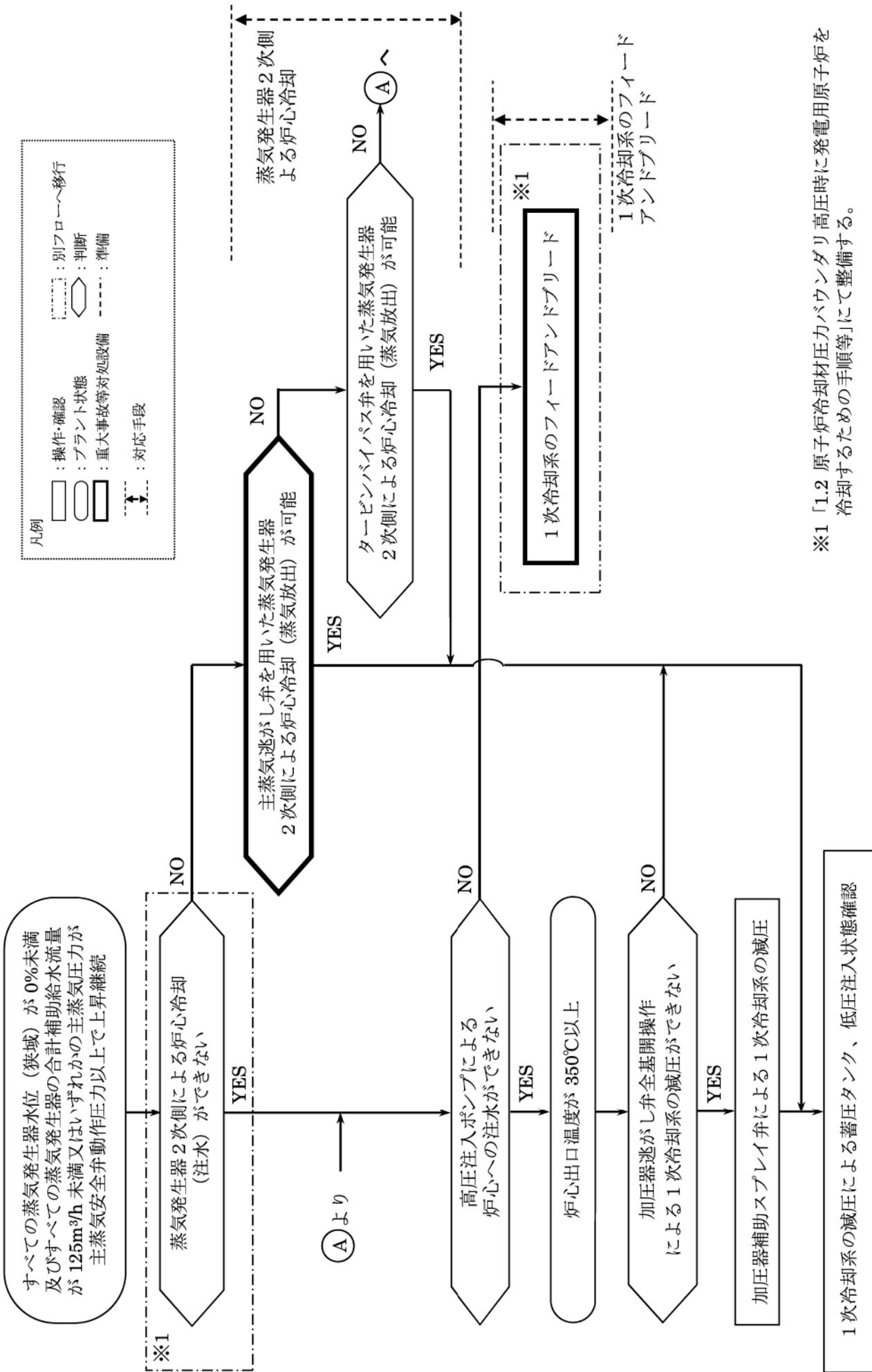


第 1.3.3 図 加圧器補助スプレイ弁による減圧 概略系統

		経過時間 (分)									備考	
		5	10	15	20	25	30	35	40	45		
手順の項目	要員 (数)	▽約15分 加圧器補助スプレイ弁による減圧開始										
加圧器補助スプレイ弁による減圧	運転員等 (中央制御室)	1	系統構成									
			加圧器補助スプレイ弁開操作									
	運転員等 (現場)	1	移動									
			加圧器補助スプレイ弁電源入									

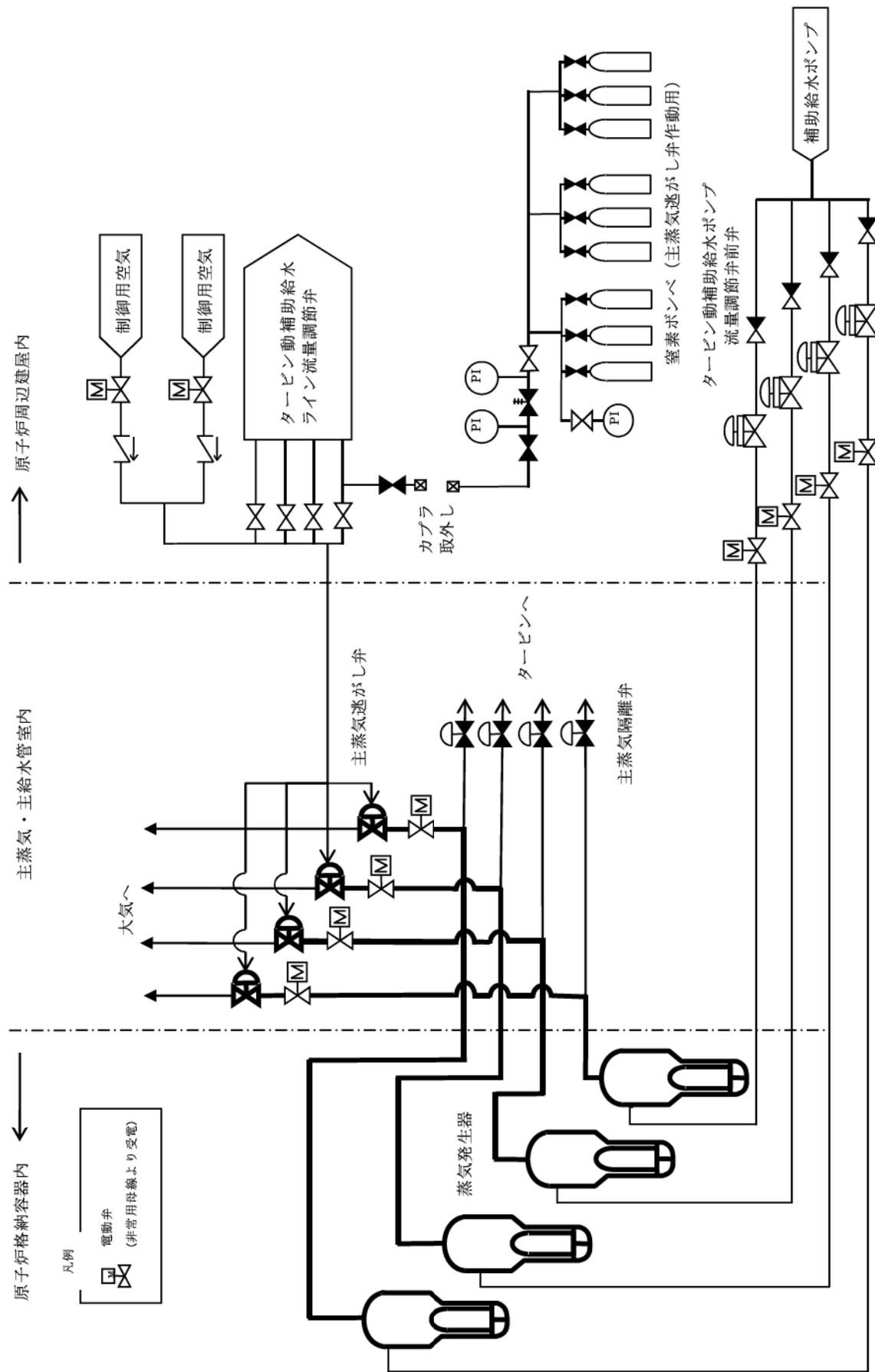
※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.3.4図 加圧器補助スプレイ弁による減圧 タイムチャート



※1 「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」にて整備する。

第 1.3.5 図 蒸気発生器 2 次側による炉心冷却機能喪失に対する対応手順
(フロントライン系機能喪失時)

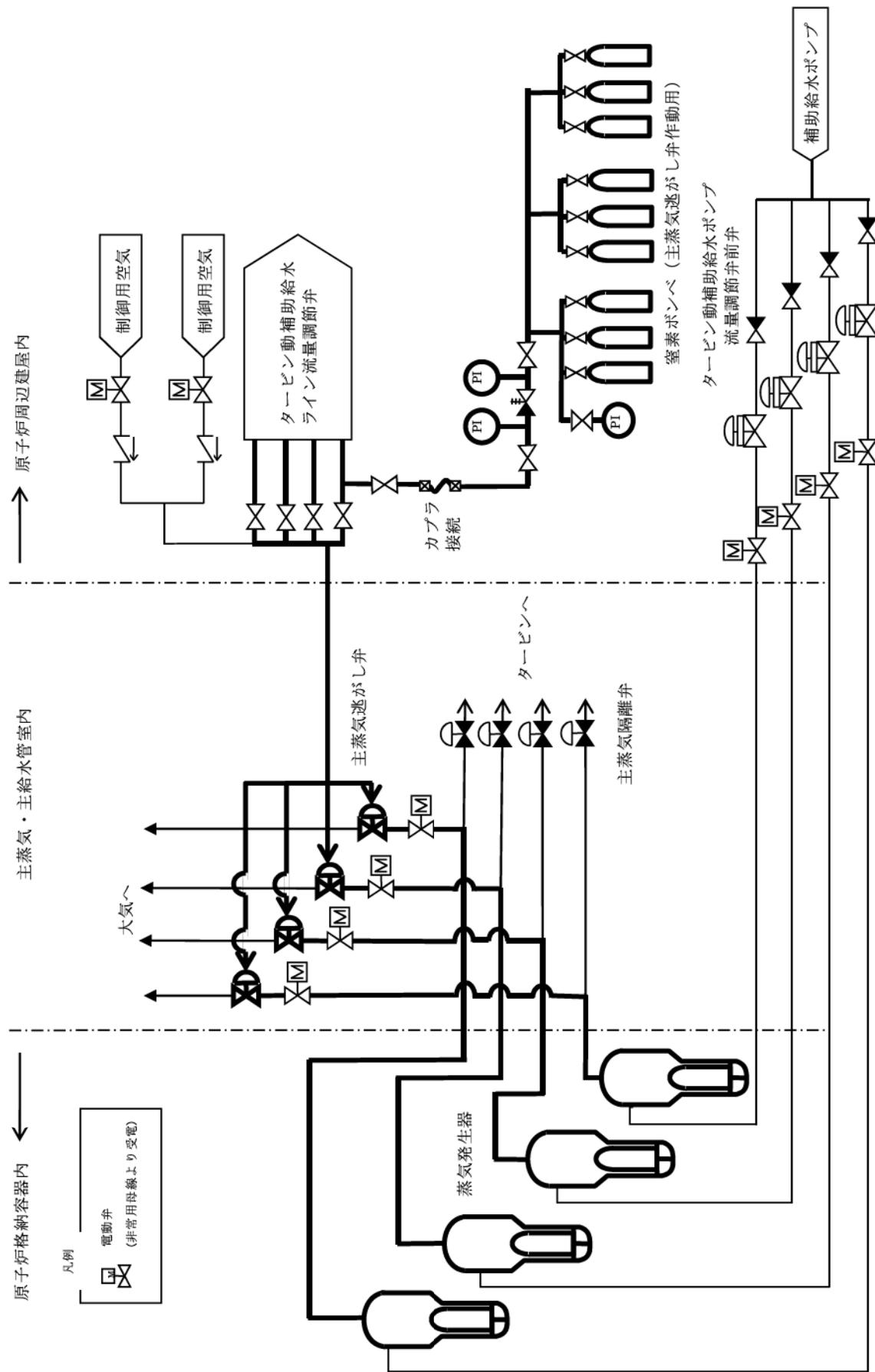


第 1.3.6 図 主蒸気逃がし弁 (現場手動操作) による主蒸気逃がし弁の機能回復 概略系統

		経過時間 (分)									備考
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	
手順の項目	要員 (数)	▽ 約30分 主蒸気逃がし弁 (現場手動操作) による 2次系強制冷却開始									
主蒸気逃がし弁 (現場手動操作) による主蒸気逃がし弁の機能回復	運転員等 (現場)	1		移動	▽ 主蒸気逃がし弁全開						
				開操作							
	運転員等 (現場)	3		移動	▽ 主蒸気逃がし弁全開						
				開操作							

※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.3.7図 主蒸気逃がし弁 (現場手動操作) による主蒸気逃がし弁の機能回復 タイムチャート



第 1.3.8 図 室素ポンベ (主蒸気逃がし弁作動用) による主蒸気逃がし弁の機能回復 概略系統

		経過時間 (分)									備考			
		10	20	30	40	50	60	70	80	90				
手順の項目	要員 (数)	▼約30分 (1台目) 窒素ポンベ (主蒸気逃がし弁作動用) による主蒸気逃がし弁開操作開始 ▼約60分 (4台目) 窒素ポンベ (主蒸気逃がし弁作動用) による主蒸気逃がし弁開操作開始												
窒素ポンベ (主蒸気逃がし弁作動用) による主蒸気逃がし弁の機能回復	運転員等 (中央制御室)	1	系統構成											
						主蒸気逃がし弁開操作								
	運転員等 (現場)	1	移動											
			カブラ接続											
			系統構成											
			A											
			B											
			C											
			D											
			主蒸気逃がし弁開操作、 駆動用空気ライン充圧											

※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.3.9図 窒素ポンベ (主蒸気逃がし弁作動用) による主蒸気逃がし弁機能回復 タイムチャート

		経過時間 (分)										備考				
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100					
手順の項目	要員 (数)	約55分 窒素ポンベ (代替制御用空気供給用) による加圧器逃がし弁の開操作開始 ▼														
窒素ポンベ (代替制御用空気供給用) による加圧器逃がし弁の機能回復	運転員等 (中央制御室)	1	系統構成													
	運転員等 (現場)	1	移動													

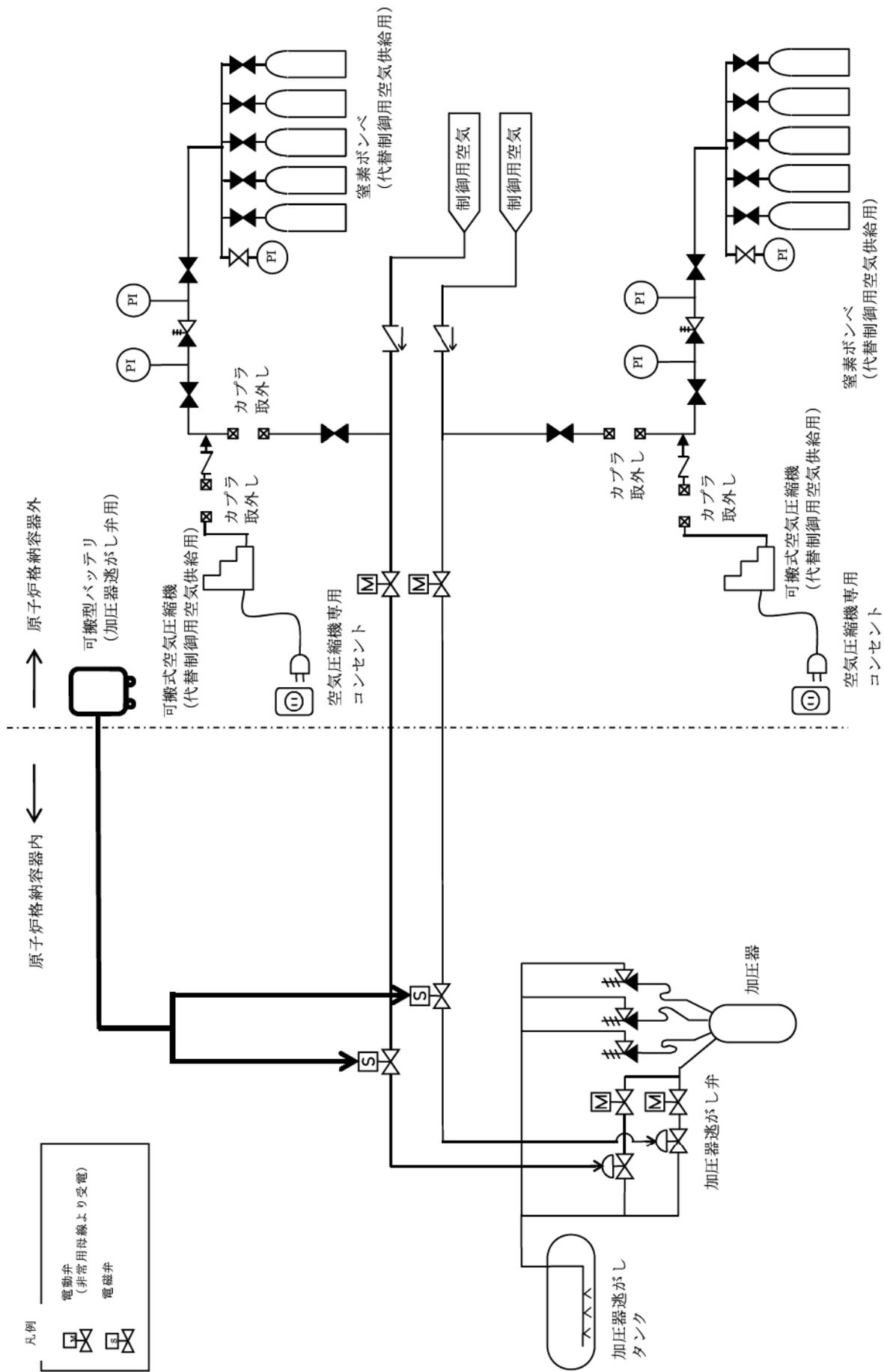
※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.3.11図 窒素ポンベ (代替制御用空気供給用) による加圧器逃がし弁の機能回復 タイムチャート

		経過時間 (分)									備考											
		10	20	30	40	50	60	70	80	90												
手順の項目	要員 (数)	<p style="text-align: center;">約55分</p> <p style="text-align: center;">▽</p> <p style="text-align: center;">可搬式空気圧縮機 (代替制御用空気供給用) による加圧器逃がし弁の開操作開始</p>																				
可搬式空気圧縮機 (代替制御用空気供給用) による加圧器逃がし弁の機能回復	運転員等 (中央制御室)	1	系統構成																			
	運転員等 (現場)	1		移動																		

※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.3.13図 可搬式空気圧縮機 (代替制御用空気供給用) による加圧器逃がし弁の機能回復 タイムチャート

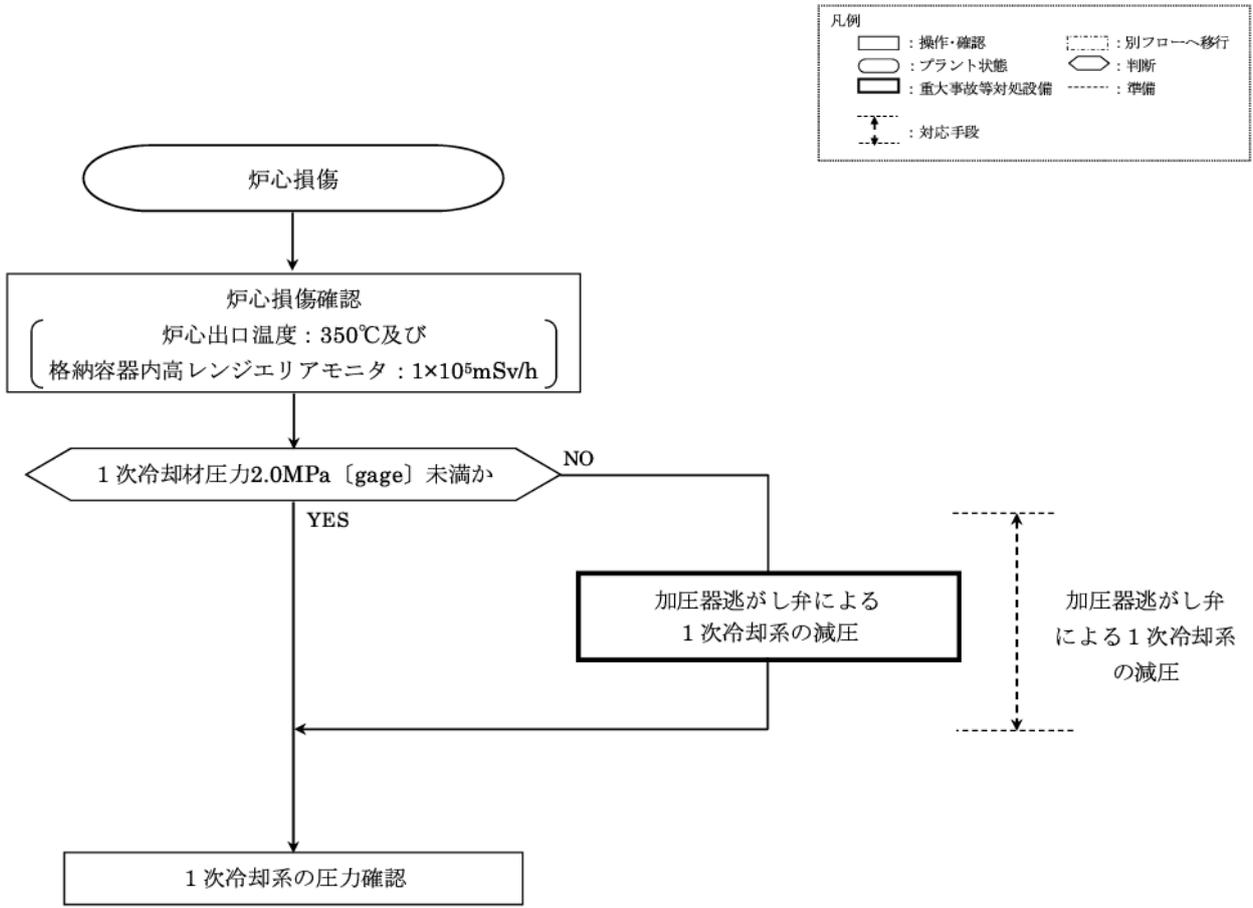


第 1.3.14 図 可搬型バッテリー (加压器逃がし弁用) による加压器逃がし弁の機能回復 概略系統

		経過時間 (分)										備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100		
手順の項目	要員 (数)	可搬型バッテリー (加圧器逃がし弁用) による加圧器逃がし弁開操作開始										約75分 ▽	
可搬型バッテリー (加圧器逃がし弁用) による加圧器逃がし弁の機能回復	緊急安全対策要員	2	移動			ケーブル敷設及び接続							
						可搬型バッテリー (加圧器逃がし弁用) 起動							
	運転員等 (中央制御室)	1	加圧器逃がし弁開操作										
	運転員等 (現場)	1	移動			給電準備				給電操作			
										→			

※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.3.15図 可搬型バッテリー (加圧器逃がし弁用) による加圧器逃がし弁の機能回復 タイムチャート



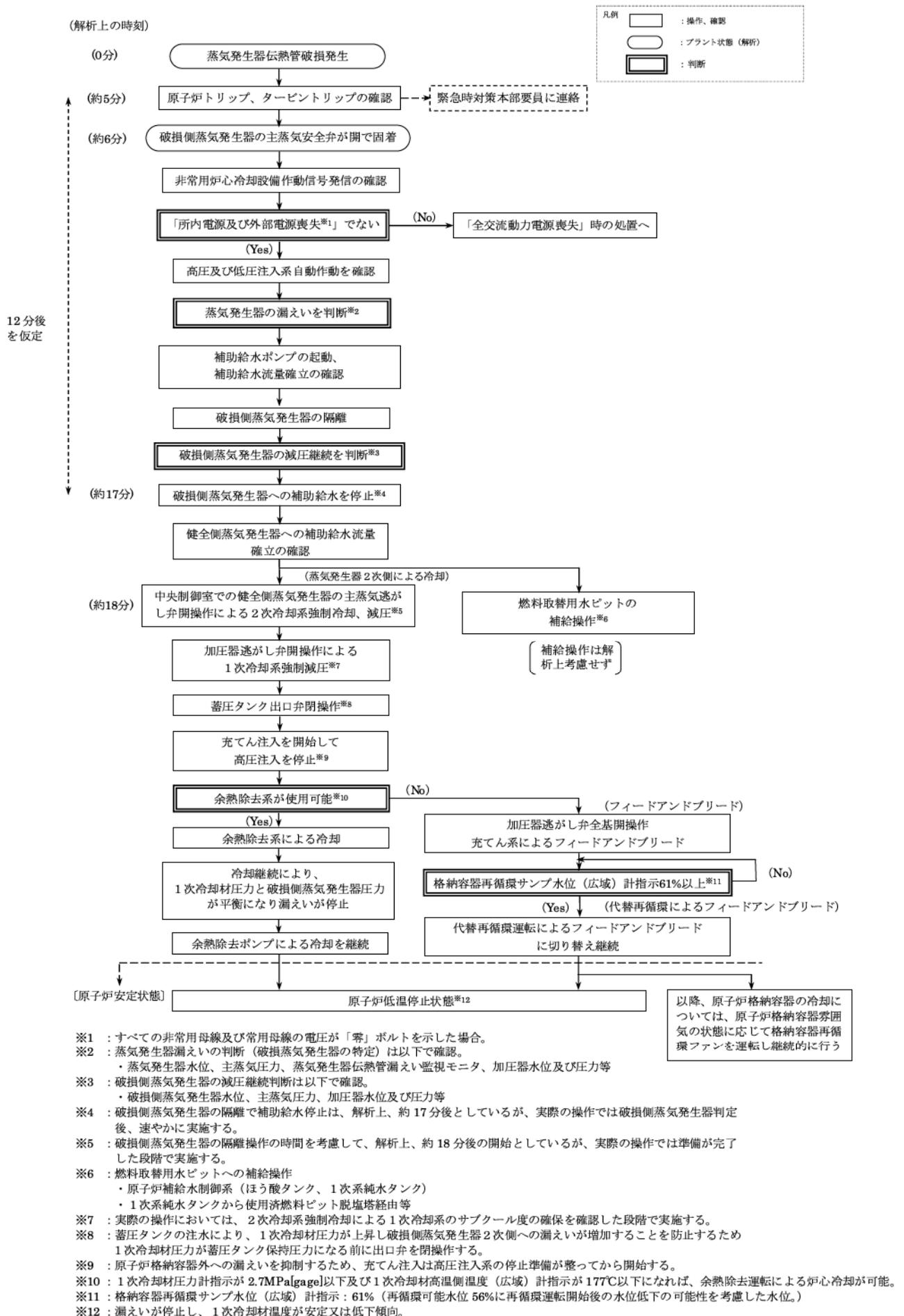
第 1.3.17 図 加圧器逃がし弁による 1 次冷却系の減圧
(高压溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱防止)

⑩「格納容器バイパス(蒸気発生器伝熱管破損)」における対応手順と所要時間

手順の項目	必要な要員と作業項目	経過時間(分)												備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120		
手続の内容	手続の内容	事象発生 蒸気発生器伝熱管破損発生 ▽約5分 原子炉トリップ ▽約6分 破損側蒸気発生器主蒸気安全弁閉鎖 ▽約17分 破損側蒸気発生器隔離、破損側蒸気発生器への補助給水停止完了 ▽約18分 2次冷却系強制冷却開始 ▽アラーム状況判断													
状況判断	当直課長、当直主任 1 1 3号機 運転員A、B、C 3 3	●号機ごと、運転操作指揮 ●原子炉トリップ、タービントリップ確認 ●所内電源及び外部電源の確認 ●蒸気発生器の漏えいを判断 (中央制御室操作)	10分												
破損側蒸気発生器隔離操作	運転員A [1] [1] 運転員C [1] [1]	●破損側蒸気発生器の隔離操作、破損側蒸気発生器への補助給水停止操作 (中央制御室操作) ●破損側蒸気発生器主蒸気隔離弁閉鎖操作(解析上考慮せず) (現場操作)	2分	12分											
1次冷却系強制減圧操作	運転員A [1] [1]	●加圧器速がし弁閉鎖操作 (中央制御室操作)	5分												
2次冷却系強制冷却操作	運転員B [1] [1]	●補助水ポンプ起動確認、健全側蒸気発生器への補助給水流量確立の確認 ●健全側蒸気発生器の主蒸気速がし弁閉鎖操作 (中央制御室操作)	4分	1分											
蓄圧タンク出口弁操作	運転員B [1] [1]	●蓄圧タンク出口弁閉鎖操作 (中央制御室操作)	5分												
充てん開始、高圧注入停止操作	運転員B [1] [1]	●充てん注入開始操作 ●高圧注入停止操作 (中央制御室操作)	5分	5分											
燃料取替用水ピット補給操作 (解析上考慮せず)	運転員D 1 1 運転員B [1] [1]	●燃料取替用水ピット補給系統構成 (現場操作) ●燃料取替用水ピット補給操作 (中央制御室操作)	25分												

上記要員に加え、緊急時対策本部要員6名にて関係各所に連絡・運搬を行う。
 なお、各段階時間は操作場所、操作条件並びに実際の現場移動を含む作業時間等を考慮した上で解析上の仮定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。
 また、運転員が解析上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している。

第1.3.18図 蒸気発生器伝熱管破損発生時の手順 タイムチャート



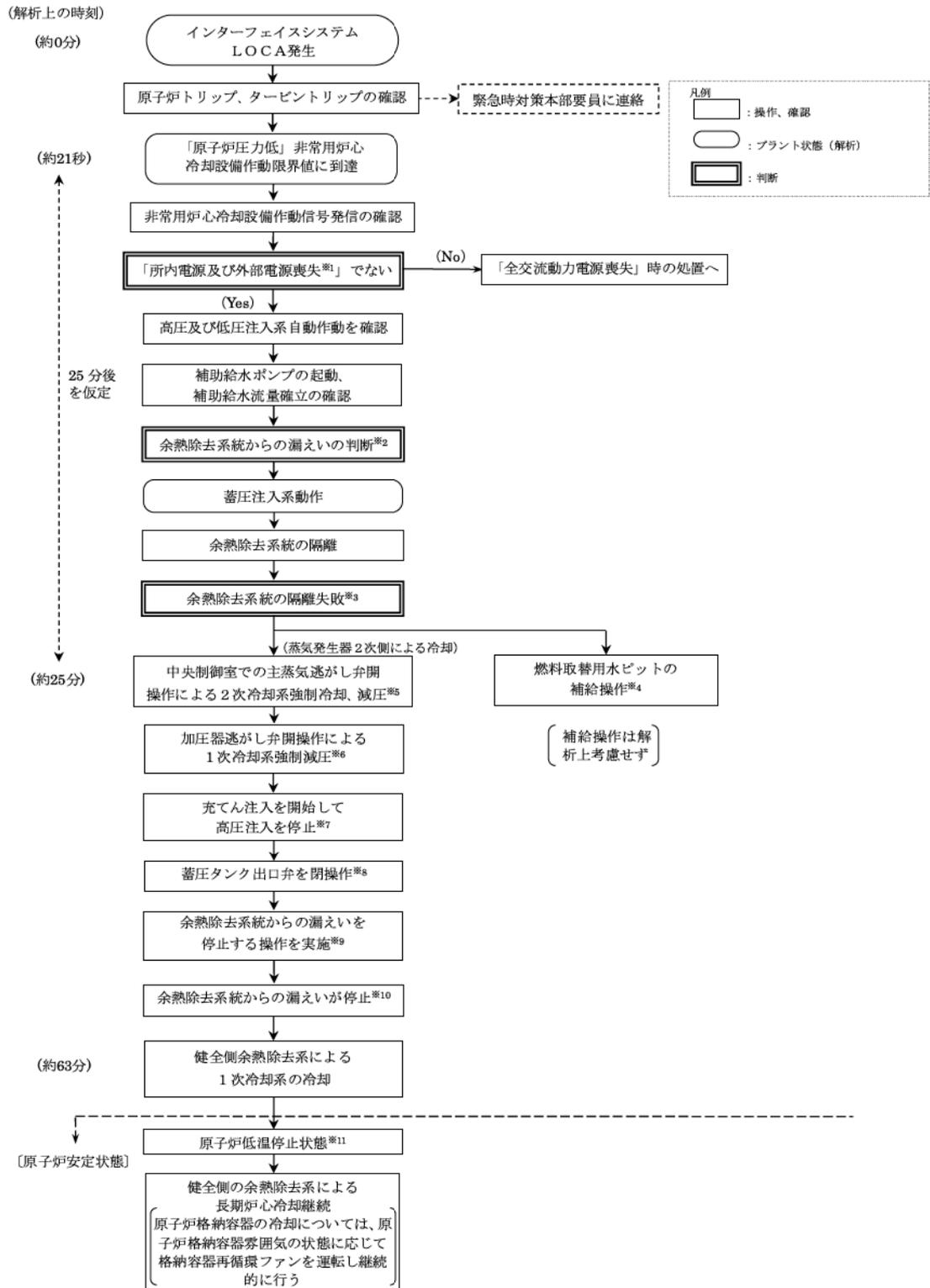
第 1.3.19 図 蒸気発生器伝熱管破損発生時の対応手順 フローチャート

⑩「格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)」における対応手順と所要時間

手順の項目	必要の人員と作業項目	手順の内容	経過時間(分)		備考
			10 20 30 40 50 60 70	3 4 5 6 7	
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後移動してきた要員	手順の内容	10	70	
状況判断	当直課長、当直主任 3号機4号機	●号炉ごと運転操作指揮 ●原子炉トリップ、タービントリップ確認 ●所内電源及び外部電源の確認 ●安全注入シーケンス作動確認 ●余熱除去系からの漏えいの判断(中央制御室確認)	約21秒 原子炉トリップ 約25分 2次冷却系強制冷却開始 約96分 充てん注入開始、高圧注入停止 約7時間 余熱除去系からの漏えい停止		
1次冷却系強制減圧操作	運転員A	●加圧器速がし弁閉操作 ※1 (中央制御室確認)	5分		※1:1次冷却系のサブクール度を確保した段階で実施する。
余熱除去系の分離、隔離操作	運転員B 運転員E	●余熱除去系の燃料取替用水ピットからの隔離操作 ●余熱除去系の1次冷却系からの隔離操作(中央制御室確認) ●破断系列の余熱除去系隔離操作(現場操作)	5分 5分 30分		
2次冷却系強制冷却操作	運転員A	●補助ポンプ起動確認、補助給水流量確立の確認 ●主蒸気速がし弁閉操作(中央制御室確認)	4分 1分		2次冷却系強制冷却が、解析上、期待している約25分までに実施できる。
燃料取替用水ピット補給操作(解析上考慮せず)	運転員D 運転員B	●燃料取替用水ピット補給系統構成(現場操作) ●燃料取替用水ピット補給操作(中央制御室確認)	25分 5分		※2:余熱除去系隔離操作を適宜実施する。
充てん開始、高圧注入停止操作	運転員B	●充てん注入開始操作 ●高圧注入停止操作(中央制御室確認)	5分 5分		
蓄圧タンク出口弁閉操作	運転員B	●蓄圧タンク出口弁閉操作(中央制御室確認)	5分		
電源盤確認、復旧操作	運転員C	●電源盤確認、復旧操作 ※3(現場操作)	30分		復旧に失敗 ※3:電源盤確認実施に要する時間は0分に調整される。その裏は他に考えられる原因を調査し回復を試みる。
機器の復旧作業	係班等	●電源盤確認、機能喪失した機器の復旧作業 ※4(現場操作)			※4:通常の交通状態での作業を期待。

上記要員に加え、緊急時対策本部要員6名にて関係各所に連絡連絡を行う。
 なお、各設定時間は操作場所、操作条件並びに実際の現場移動を言ひ作業時間等考慮した上で解析上の仮定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。
 また、運転員が解析上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している(一部の機器については想定時間により算出。)

第1.3.20図 インターフェイスシステムLOCA発生時の手順 タイムチャート



- ※1 : すべての非常用母線及び非常用母線の電圧が「零」ボルトを示した場合。
- ※2 : 余熱除去系統からの漏えいは以下で確認。
補助建屋内放射線監視モニタ、蒸気発生器伝熱管漏えい監視モニタ、加圧器水位及び圧力、原子炉周辺建屋サンプタンク水位、余熱除去ポンプ出口圧力
- ※3 : 余熱除去系統からの漏えいを隔離できないものとする。
- ※4 : 燃料取替用水ビットへの補給操作
・原子炉補給水制御系（ほう酸タンク、1次系純水タンク）
・1次系純水タンクから使用済燃料ビット脱塩塔経由等
- ※5 : 漏えいしている余熱除去系統の隔離操作等の時間を考慮して、解析上では、約25分後の開始としているが、実際の操作では、準備が完了した段階で1次冷却系保有水の減少抑制のために実施する。
- ※6 : 実際の操作においては、2次冷却系強制冷却による1次冷却系のサブクール度の確保を確認した段階で必要により実施し、保有水の確保を図る。また、その後の漏えい量低減のため、操作は適宜実施。
- ※7 : 原子炉格納容器外への漏えいを抑制するため、充てん注入は高压注入系の停止準備が整ってから開始する。
- ※8 : 1次冷却材圧力計指示が0.6MPa [gauge]になれば閉操作する。
- ※9 : 隔離は余熱除去ポンプ入口弁閉操作で可能と想定する。なお、解析においては事象発生約7時間後まで漏えい停止を考慮しない。
- ※10 : 余熱除去系統からの漏えい停止は以下で確認。
・余熱除去ポンプ出口圧力、加圧器圧力及び水位、1次冷却材圧力、充てん水流量、原子炉水位、燃料取替用水ビット水位等の挙動から総合的に確認する。
- ※11 : 漏えいが停止し、1次冷却材温度が安定又は低下傾向。

第 1.3.21 図 インターフェイスシステム LOCA 発生時の対応手順

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

< 目次 >

1.4.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

(2) 対応手段と設備の選定の結果

- a. 1次冷却材喪失事象が発生している場合
- b. 1次冷却材喪失事象が発生していない場合
- c. 運転停止中の場合
- d. 手順等

1.4.2 重大事故等時の手順等

1.4.2.1 1次冷却材喪失事象が発生している場合

(1) フロントライン系機能喪失時の手順等

- a. 炉心注水
 - (a) A、B充てんポンプによる炉心注水
- b. 代替炉心注水
 - (a) A格納容器スプレイポンプ（RHR S-CSS連絡ライン使用）による代替炉心注水
 - (b) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水
 - (c) 電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替炉心注水
 - (d) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水
- c. 再循環運転
 - (a) 高圧注入ポンプによる高圧再循環運転
- d. 代替再循環運転

- (a) A格納容器スプレイポンプ（R H R S - C S S連絡ライン使用）による代替再循環運転
 - (b) 格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合の手順
 - e. その他の手順項目にて考慮する手順
 - f. 優先順位
- (2) サポート系機能喪失時の手順等
- a. 代替炉心注水
 - (a) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水
 - (b) A余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替炉心注水
 - (c) B充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水
 - (d) A格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（R H R S - C S S連絡ライン使用）による代替炉心注水
 - (e) ディーゼル消火ポンプ又は電動消火ポンプによる代替炉心注水
 - (f) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水
 - b. 代替再循環運転
 - (a) 全交流動力電源喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合
 - i. B高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転
 - (b) 1次冷却材喪失時における再循環運転時に原子炉補機冷却機能が喪失した場合
 - i. A余熱除去ポンプ（空調用冷水）による低圧代替再循環運転
 - ii. B高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転
 - c. 格納容器隔離弁の閉止

d. その他の手順項目にて考慮する手順

e. 優先順位

(3) 溶融デブリが原子炉容器に残存する場合の冷却手順等

1.4.2.2 1次冷却材喪失事象が発生していない場合

(1) フロントライン系機能喪失時の手順等

a. 蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）

(a) 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る蒸気発生器への注水

(b) 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水

(c) 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水

b. 蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）

(a) 主蒸気逃がし弁による蒸気放出

(b) タービンバイパス弁による蒸気放出

c. 蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード

(2) サポート系機能喪失時の手順等

a. 蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）

(a) 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る蒸気発生器への注水

(b) 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水

b. 蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）

(a) 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による蒸気放出

c. 蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード

(3) その他の手順項目にて考慮する手順

(4) 優先順位

1.4.2.3 運転停止中の場合

(1) フロントライン系機能喪失時の手順等

- a. 炉心注水
 - (a) A、B 充てんポンプによる炉心注水
 - (b) 高圧注入ポンプによる炉心注水
 - (c) 蓄圧タンクによる炉心注水
- b. 代替炉心注水
 - (a) 燃料取替用水ピットからの重力注水による代替炉心注水
 - (b) A 格納容器スプレイポンプ（R H R S - C S S 連絡ライン使用）による代替炉心注水
 - (c) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水
 - (d) 電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替炉心注水
 - (e) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水
- c. 再循環運転
 - (a) 高圧注入ポンプによる高圧再循環運転
- d. 代替再循環運転
 - (a) A 格納容器スプレイポンプ（R H R S - C S S 連絡ライン使用）による代替再循環運転
- e. 蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（注水）
 - (a) 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る蒸気発生器への注水
 - (b) 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水
 - (c) 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水
- f. 蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（蒸気放出）
 - (a) 主蒸気逃がし弁による蒸気放出
 - (b) タービンバイパス弁による蒸気放出
- g. 蒸気発生器 2 次側のフィードアンドブリード
- h. その他の手順項目にて考慮する手順

i. 優先順位

(2) サポート系機能喪失時の手順等

a. 代替炉心注水

- (a) 燃料取替用水ピットからの重力注水による代替炉心注水
- (b) 蓄圧タンクによる代替炉心注水
- (c) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水
- (d) A 余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替炉心注水
- (e) B 充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水
- (f) A 格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（R H R S - C S S 連絡ライン使用）による代替炉心注水
- (g) ディーゼル消火ポンプ又は電動消火ポンプによる代替炉心注水
- (h) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

b. 代替再循環運転

- (a) 運転停止中において全交流動力電源喪失が発生した場合
 - i . B 高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転
- (b) 運転停止中において原子炉補機冷却機能喪失が発生した場合
 - i . A 余熱除去ポンプ(空調用冷水)による低圧代替再循環運転
 - ii . B 高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転

c. 蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（注水）

- (a) 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る蒸気発生器への注水
- (b) 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水

- d. 蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（蒸気放出）
 - (a) 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による蒸気放出
- e. 蒸気発生器 2 次側のフィードアンドブリード
- f. その他の手順項目にて考慮する手順
- g. 優先順位

(3) 原子炉格納容器内の作業員を退避させる手順等

1.4.2.4 復旧に係る手順等

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

【要求事項】

発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、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、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

1 「炉心の著しい損傷を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

(1) 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却

a) 可搬型重大事故防止設備の運搬、接続及び操作に関する手順等を整備すること。

(2) 復旧

a) 設計基準事故対処設備に代替電源を接続することにより起動及び十分な期間の運転継続ができること。

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（以下「原子炉」という。）の冷却機能は、以下のとおりである。

1 次冷却材喪失事象が発生して1次冷却系の保有水量を確保する必要がある場合に、非常用炉心冷却設備を用いて燃料取替用水ピット水を原子炉へ注水する冷却機能。また、長期的な原子炉の冷却として、水源を燃料取替用水ピットから格納容器再循環サンプに切り替えた後の再循環

運転による冷却機能。

1次冷却材喪失事象が発生していない場合又は運転停止中に余熱除去設備を用いた崩壊熱除去機能。

これらの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（以下「格納容器」という。）の破損を防止するため、原子炉を冷却する対処設備を整備しており、ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

1.4.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧状態にある場合には、以下の機能により原子炉を冷却する。

なお、選定に当たり1次冷却系の保有水量により原子炉の冷却手段が異なるため、1次冷却材喪失事象が発生している場合、1次冷却材喪失事象が発生していない場合及び運転停止中に分けて整理する。

1次冷却材喪失事象が発生している場合に、1次冷却系の保有水量を確保し、原子炉を冷却するための設計基準事故対処設備として、高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ及び燃料取替用水ピットを設置する。また、1次冷却材喪失事象後の再循環運転による原子炉の冷却が必要である場合の設計基準事故対処設備として、余熱除去ポンプ、余熱除去冷却器、高圧注入ポンプ格納容器再循環サンプ側入口格納容器隔離弁及び格納容器再循環サンプスクリーンを設置する。

1次冷却材喪失事象が発生していない場合に、余熱除去設備により原子炉を冷却するための設計基準事故対処設備として、余熱除去ポンプ及び余熱除去冷却器を設置する。

運転停止中において、崩壊熱を除去するための設計基準事故対処設備として余熱除去ポンプ及び余熱除去冷却器を設置する。

なお、本条項での運転停止中とは、1次冷却材温度 177°C 以下及び1次冷却材圧力 2.7MPa [gage] 以下で余熱除去設備により原子炉を冷却している期間（すべての燃料が格納容器の外にある場合を除く。）とする。

これらの設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備の機能喪失を想定し、その

機能を代替するために、各設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした上で、想定する機能喪失に対して対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第1.4.1図～第1.4.4図）（以下「機能喪失原因対策分析」という。）。

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、格納容器の破損を防止する対応手段と重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備のほか、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び多様性拡張設備^{※1}を選定する。

※1 多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十七条及び技術基準規則第六十二条（以下「基準規則」という。）の要求機能が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因と対策手段の検討、審査基準及び基準規則要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備と多様性拡張設備を以下に示す。

なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第1.4.1表～第1.4.6表に示す。

a. 1次冷却材喪失事象が発生している場合

機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系機能喪失として非常用炉心冷却設備である、余熱除去ポンプ、高圧注入ポンプ燃料取替用水ピット、余熱除去冷却器又は高圧注入ポンプ格納容器再循環サンプ側入口格納容器隔離弁の故障等を想定する。また、格納容器再循環サンプスクリーンの閉塞を想定する。

サポート系機能喪失として全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失を想定する。

また、炉心溶融後において、溶融デブリが原子炉容器に残存した場合を想定する。

1次冷却材喪失事象の発生は、加圧器水位、圧力の低下、格納容器内温度、圧力の上昇、格納容器サンプ水位の上昇、凝縮液量測定装置の水位上昇、格納容器内の放射線モニタの指示上昇等により判断する。

(a) フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備

i. 対応手段

非常用炉心冷却設備である余熱除去ポンプ及び高圧注入ポンプ又は燃料取替用水ピットの故障等により燃料取替用水ピット水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合は、炉心注水^{※2}により原子炉への注水操作を行い、原子炉へ注水ができない場合は代替炉心注水^{※3}により原子炉へ注水する手段がある。

炉心注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・ A、B充てんポンプ
- ・ 燃料取替用水ピット
- ・ 復水ピット

- ・ ほう酸ポンプ
- ・ ほう酸タンク
- ・ 1次系補給水ポンプ
- ・ 1次系純水タンク

※2 炉心注水：設計基準事故対処設備で原子炉へ注水する手段をいう。

代替炉心注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・ A格納容器スプレイポンプ（R H R S - C S S 連絡ライン使用）
- ・ 恒設代替低圧注水ポンプ
- ・ 空冷式非常用発電装置
- ・ 燃料取替用水ピット
- ・ 復水ピット
- ・ 燃料油貯蔵タンク
- ・ 重油タンク
- ・ タンクローリー
- ・ 電動消火ポンプ
- ・ ディーゼル消火ポンプ
- ・ N o . 2 淡水タンク
- ・ 可搬式代替低圧注水ポンプ
- ・ 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）
- ・ 仮設組立式水槽
- ・ 送水車
- ・ 軽油ドラム缶

※3 代替炉心注水：非常用炉心冷却設備による炉心注水ができない場合に、その代替手段として原子炉へ注水する手段をいう。また、自己冷却又は空調用冷水を使用した代替補機冷却による注水時も同様。

再循環運転中に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余熱除去ポンプによる格納容器再循環サンプル水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合は、高圧注入ポンプによる再循環運転^{※4}により原子炉へ注水する手段がある。

再循環運転で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 高圧注入ポンプ
- ・ 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

※4 再循環運転：設計基準事故対処設備で、格納容器に溜まった水を原子炉へ注水する手段をいう。

再循環運転中に非常用炉心冷却設備である余熱除去ポンプ、余熱除去冷却器又は高圧注入ポンプ格納容器再循環サンプル側入口格納容器隔離弁の故障等により格納容器再循環サンプル水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合は、代替再循環運転^{※5}により原子炉へ注水する手段がある。

代替再循環運転で使用する設備は以下のとおり。

- ・ A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）
- ・ A格納容器スプレイ冷却器
- ・ A格納容器スプレイポンプ再循環サンプル側入口格納容器隔離弁
- ・ 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

※5 代替再循環運転：非常用炉心冷却設備による再循環運転ができない場合に、その代替手段として原子炉

へ注水する手段をいう。また、空調用冷水又は海水を使用した代替補機冷却による注水時も同様。

再循環運転中に格納容器再循環サンプルスクリーンが閉塞した場合は、炉心注水により原子炉への注水操作を行い、原子炉へ注水ができない場合は代替炉心注水により原子炉へ注水する手段がある。

炉心注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 高圧注入ポンプ
- ・ A、B 充てんポンプ
- ・ 燃料取替用水ピット
- ・ 復水ピット
- ・ ほう酸ポンプ
- ・ ほう酸タンク
- ・ 1 次系補給水ポンプ
- ・ 1 次系純水タンク

代替炉心注水に使用する設備は余熱除去ポンプ及び高圧注入ポンプ又は燃料取替用水ピットの故障等時に使用する設備と同様。

ii . 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、炉心注水、代替炉心注水、再循環運転及び代替再循環運転で使用する設備のうち、A、B 充てんポンプ（以下「充てんポンプ」という。）、燃料取替用水ピット、復水ピット、A 格納容器スプレイポンプ（R H R S - C S S 連絡ライン使用）、恒設代替低圧注水ポンプ、空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、重油タンク、タンクローリー、可搬式代替低圧注

水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、仮設組立式水槽、送水車、軽油ドラム缶、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格納容器スプレイ冷却器及びA格納容器スプレイポンプ再循環サンプ側入口格納容器隔離弁は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、非常用炉心冷却設備による原子炉への注水機能が喪失した場合においても、原子炉を冷却できる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

- ・ ほう酸ポンプ、ほう酸タンク、1次系補給水ポンプ、1次系純水タンク

原子炉補給系の補給水供給設備である1次系純水タンク及び1次系補給水ポンプは耐震性がないものの、1次系純水タンク及び1次系補給水ポンプが健全であれば燃料取替用水ピットの代替手段として有効である。

- ・ 電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ、No. 2淡水タンク

消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ炉心注水の代替手段として有効である。

(b) サポート系機能喪失時の対応手段及び設備

i. 対応手段

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

ポンプの補機冷却水喪失等により燃料取替用水ピット水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合は、代替炉心注水及び代替再循環運転により原子炉へ注水する手段がある。

代替炉心注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 恒設代替低圧注水ポンプ
- ・ 空冷式非常用発電装置
- ・ B 充てんポンプ（自己冷却）
- ・ 燃料取替用水ピット
- ・ 復水ピット
- ・ 燃料油貯蔵タンク
- ・ 重油タンク
- ・ タンクローリー
- ・ A 格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（R H R S - C S S 連絡ライン使用）
- ・ ディーゼル消火ポンプ
- ・ N o . 2 淡水タンク
- ・ 可搬式代替低圧注水ポンプ
- ・ 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）
- ・ 仮設組立式水槽
- ・ 送水車
- ・ 軽油ドラム缶
- ・ A 余熱除去ポンプ（空調用冷水）
- ・ 電動消火ポンプ

代替再循環運転で使用する設備は以下のとおり。

- ・ B 高圧注入ポンプ（海水冷却）
- ・ 大容量ポンプ
- ・ 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
- ・ 空冷式非常用発電装置
- ・ 燃料油貯蔵タンク
- ・ 重油タンク
- ・ タンクローリー
- ・ A余熱除去ポンプ（空調用冷水）

ii. 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、代替炉心注水及び代替再循環運転で使用する設備のうち、恒設代替低圧注水ポンプ、空冷式非常用発電装置、B充てんポンプ（自己冷却）、燃料取替用水ピット、復水ピット、燃料油貯蔵タンク、重油タンク、タンクローリー、可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、仮設組立式水槽、送水車、軽油ドラム缶、B高圧注入ポンプ（海水冷却）、大容量ポンプ、格納容器再循環サンプ及び格納容器再循環サンプスクリーンは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、非常用炉心冷却設備による原子炉への注水機能が喪失した場合においても、原子炉を冷却できる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

- ・ A格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRSCSS連絡ライン使用）、燃料取替用水ピット

自己冷却で使用した場合、原子炉補機冷却水系が復

旧しても放射性物質を含む流体が原子炉補機冷却水系に流れ込み汚染する可能性があることから再循環運転で使用することができず、また、重大事故等対処設備である恒設代替低圧注水ポンプ等のバックアップであり、運転不能を判断してからの準備となるため系統構成に時間を要するが、流量が大きく炉心注水手段として有効である。

- ・ 電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ、N o . 2 淡水タンク

消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ炉心注水の代替手段として有効である。

- ・ A 余熱除去ポンプ（空調用冷水）、燃料取替用水ピット、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

冷却水の供給設備である空調用冷凍機は耐震性がないものの、空調用冷水系が健全であれば原子炉補機冷却水の代替手段として有効である。

(c) 溶融デブリが原子炉容器に残存する場合の対応手段及び設備

i . 対応手段

炉心の著しい損傷、溶融が発生した場合に、原子炉容器に溶融デブリが残存する場合は、格納容器水張り（格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイ）※6により残存する溶融デブリを冷却する手段がある。

格納容器水張り（格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイ）で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 格納容器スプレイポンプ

- ・ 恒設代替低圧注水ポンプ
- ・ 空冷式非常用発電装置
- ・ 燃料取替用水ピット
- ・ 復水ピット
- ・ 燃料油貯蔵タンク
- ・ 重油タンク
- ・ タンクローリー
- ・ 電動消火ポンプ
- ・ ディーゼル消火ポンプ
- ・ No. 2 淡水タンク
- ・ 可搬式代替低圧注水ポンプ
- ・ 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）
- ・ 仮設組立式水槽
- ・ 送水車
- ・ 軽油ドラム缶

※6 格納容器水張り：格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイにより格納容器内にスプレイすることで炉心本体を水で満たすことをいう。

ii. 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

審査基準及び基準規則で要求される格納容器水張りで使用する設備のうち、格納容器スプレイポンプ、恒設代替低圧注水ポンプ、空冷式非常用発電装置、燃料取替用水ピット、復水ピット、燃料油貯蔵タンク、重油タンク、タンクローリー、可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、仮設組立式水槽、送水車及び軽油ドラム缶は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの重大事故等対処設備により、原子炉容器に溶融

デブリが残存する場合においても、残存する溶融デブリを冷却できる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

- ・ 電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ、N o . 2 淡水タンク

消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ格納容器スプレイの代替手段として有効である。

b. 1 次冷却材喪失事象が発生していない場合

機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系機能喪失として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を想定する。

また、サポート系機能喪失として全交流動力電源喪失を想定する。

(a) フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備

i . 対応手段

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は、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却及び蒸気発生器 2 次側のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手段がある。

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（注水）で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 電動補助給水ポンプ
- ・ タービン動補助給水ポンプ
- ・ 復水ピット
- ・ 蒸気発生器

- ・ 電動主給水ポンプ
- ・ 脱気器タンク
- ・ 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（蒸気放出）で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 主蒸気逃がし弁
- ・ タービンバイパス弁

蒸気発生器 2 次側のフィードアンドブリードで使用する設備は以下のとおり。

- ・ ポンプ車
- ・ 送水車

ii. 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却で使用する電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水ピット、蒸気発生器及び主蒸気逃がし弁は重大事故等対処設備として位置づける。

これらの重大事故等対処設備により、余熱除去設備による炉心冷却ができない場合においても、原子炉を冷却できる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

- ・ 電動主給水ポンプ、脱気器タンク

耐震性がないものの、常用母線が健全で、脱気器タンクの保有水があれば、補助給水ポンプの代替手段として有効である。

- ・ 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）、復水ピッ

ト

ポンプ吐出圧力が約3.0MPa〔gage〕であるため、1次冷却材圧力及び1次冷却材温度が低下し、蒸気発生器2次側の圧力が低下しないと使用できないが、補助給水ポンプの代替手段として長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。

- ・ タービンバイパス弁

耐震性がないものの、常用母線及び復水器真空度が健全であれば、主蒸気逃がし弁の代替手段として有効である。

- ・ ポンプ車、送水車

可搬型ホースの接続作業等に時間を要するが、長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。

(b) サポート系機能喪失時の対応手段及び設備

i. 対応手段

余熱除去設備である余熱除去ポンプの補機冷却水喪失等により崩壊熱除去機能が喪失した場合は、蒸気発生器2次側による炉心冷却及び蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手段がある。

蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 電動補助給水ポンプ
- ・ 空冷式非常用発電装置
- ・ タービン動補助給水ポンプ
- ・ 復水ピット
- ・ 蒸気発生器

- ・ 燃料油貯蔵タンク
- ・ 重油タンク
- ・ タンクローリー
- ・ 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（蒸気放出）で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）

蒸気発生器 2 次側のフィードアンドブリードで使用する設備は以下のとおり。

- ・ ポンプ車
- ・ 送水車

ii . 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却で使用する電動補助給水ポンプ、空冷式非常用発電装置、タービン動補助給水ポンプ、復水ピット、蒸気発生器、燃料油貯蔵タンク、重油タンク、タンクローリー及び主蒸気逃がし弁（現場手動操作）は重大事故等対処設備として位置づける。

これらの重大事故等対処設備により、余熱除去設備による原子炉の冷却ができない場合においても、原子炉を冷却できる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

- ・ 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）、復水ピット

ポンプ吐出圧力が約 3.0MPa [gage] であるため、

1次冷却材圧力及び1次冷却材温度が低下し、蒸気発生器2次側の圧力が低下しないと使用できないが、補助給水ポンプの代替手段として長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。

- ・ポンプ車、送水車

可搬型ホースの接続作業等に時間を要するが、長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。

c. 運転停止中の場合

機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系機能喪失として余熱除去ポンプ又は余熱除去冷却器の故障等を想定する。

また、サポート系機能喪失として全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失を想定する。

(a) フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備

i. 対応手段

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は、炉心注水、代替炉心注水、再循環運転、代替再循環運転、蒸気発生器2次側による炉心冷却及び蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手段がある。

炉心注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・ A、B 充てんポンプ
- ・ 高圧注入ポンプ
- ・ 燃料取替用水ピット
- ・ 復水ピット
- ・ 蓄圧タンク

- ・ ほう酸ポンプ
- ・ ほう酸タンク
- ・ 1次系補給水ポンプ
- ・ 1次系純水タンク

代替炉心注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 燃料取替用水ピット（重力注水）
- ・ A格納容器スプレイポンプ（RHR S - C S S 連絡ライン使用）
- ・ 恒設代替低圧注水ポンプ
- ・ 空冷式非常用発電装置
- ・ 燃料取替用水ピット
- ・ 復水ピット
- ・ 燃料油貯蔵タンク
- ・ 重油タンク
- ・ タンクローリー
- ・ 電動消火ポンプ
- ・ ディーゼル消火ポンプ
- ・ No. 2 淡水タンク
- ・ 可搬式代替低圧注水ポンプ
- ・ 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）
- ・ 仮設組立式水槽
- ・ 送水車
- ・ 軽油ドラム缶

再循環運転で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 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

代替再循環運転で使用する設備は以下のとおり。

- ・ A格納容器スプレイポンプ（RHR S - C S S 連絡ライン使用）
- ・ A格納容器スプレイ冷却器
- ・ 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

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（注水）で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 電動補助給水ポンプ
- ・ タービン動補助給水ポンプ
- ・ 復水ピット
- ・ 蒸気発生器
- ・ 電動主給水ポンプ
- ・ 脱気器タンク
- ・ 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（蒸気放出）で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 主蒸気逃がし弁
- ・ タービンバイパス弁

蒸気発生器 2 次側のフィードアンドブリードで使用する設備は以下のとおり。

- ・ ポンプ車
- ・ 送水車

ii. 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、炉心注水、代替炉心注水、再循環運転、代替再循環運転及び蒸気発生器 2 次側による炉心冷却で使用する設備のうち、A、B 充てんポンプ、高圧注入ポンプ、燃料取替用水ピット、復水ピット、蓄圧タンク、A 格納容器スプレイポンプ（R H R S - C S S 連絡ライン使用）、恒設代替低圧注水ポンプ、空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、重油タンク、タンクローリー、可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、仮設組立式水槽、送水車、軽油ドラム缶、A 格納容器スプレイ冷却器、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、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、蒸気発生器及び主蒸気逃がし弁は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、余熱除去ポンプの故障等で崩壊熱除去機能が喪失した場合においても、原子炉を冷却できる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

- ・ ほう酸ポンプ、ほう酸タンク、1 次系補給水ポンプ、1 次系純水タンク

原子炉補給系の補給水供給設備である 1 次系純水タンク及び 1 次系補給水ポンプは耐震性がないものの、1 次系純水タンク及び 1 次系補給水ポンプが健全であれば燃料取替用水ピットの代替手段として有効

である。

- ・ 燃料取替用水ピット（重力注水）

プラント状況により燃料取替用水ピットの水頭圧が1次冷却材圧力を下回り、原子炉へ注水できない可能性があるが、比較的早く準備ができるため、炉心注水の代替手段として有効である。

- ・ 電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ、No. 2 淡水タンク

消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ炉心注水の代替手段として有効である。

- ・ 電動主給水ポンプ、脱気器タンク

耐震性がないものの、常用母線が健全で、脱気器タンクの保有水があれば、補助給水ポンプの代替手段として有効である。

- ・ 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）、復水ピット

ポンプ吐出圧が約3.0MPa〔gage〕であるため、1次冷却材圧力及び1次冷却材温度が低下し、蒸気発生器2次側の圧力が低下しないと使用できないが、補助給水ポンプの代替手段として長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。

- ・ タービンバイパス弁

耐震性がないものの、常用母線及び復水器真空度が健全であれば、主蒸気逃がし弁の代替手段として有効である。

- ・ ポンプ車、送水車

可搬型ホースの接続作業等に時間を要するが、長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段とし

て有効である。

(b) サポート系機能喪失時の対応手段及び設備

i. 対応手段

余熱除去設備である余熱除去ポンプの補機冷却水喪失等により崩壊熱除去機能が喪失した場合は、代替炉心注水、代替再循環運転、蒸気発生器2次側による炉心冷却及び蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手段がある。

代替炉心注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 燃料取替用水ピット（重力注水）
- ・ 蓄圧タンク
- ・ 恒設代替低圧注水ポンプ
- ・ 空冷式非常用発電装置
- ・ B充てんポンプ（自己冷却）
- ・ 燃料取替用水ピット
- ・ 復水ピット
- ・ 燃料油貯蔵タンク
- ・ 重油タンク
- ・ タンクローリー
- ・ A格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRSCSS連絡ライン使用）
- ・ ディーゼル消火ポンプ
- ・ No. 2淡水タンク
- ・ 可搬式代替低圧注水ポンプ
- ・ 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）
- ・ 仮設組立式水槽
- ・ 送水車

- ・ 軽油ドラム缶
- ・ A 余熱除去ポンプ（空調用冷水）
- ・ 電動消火ポンプ

代替再循環運転で使用する設備は以下のとおり。

- ・ B 高圧注入ポンプ（海水冷却）
- ・ 大容量ポンプ
- ・ 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
- ・ 空冷式非常用発電装置
- ・ 燃料油貯蔵タンク
- ・ 重油タンク
- ・ タンクローリー
- ・ A 余熱除去ポンプ（空調用冷水）

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（注水）で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 電動補助給水ポンプ
- ・ 空冷式非常用発電装置
- ・ タービン動補助給水ポンプ
- ・ 復水ピット
- ・ 蒸気発生器
- ・ 燃料油貯蔵タンク
- ・ 重油タンク
- ・ タンクローリー
- ・ 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（蒸気放出）で使用する

る設備は以下のとおり。

- ・ 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）

蒸気発生器 2 次側フィードアンドブリードで使用する設備は以下のとおり。

- ・ ポンプ車
- ・ 送水車

ii . 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、代替炉心注水、代替再循環運転及び蒸気発生器 2 次側による炉心冷却で使用する設備のうち、蓄圧タンク、恒設代替低圧注水ポンプ、空冷式非常用発電装置、B 充てんポンプ（自己冷却）、燃料取替用水ピット、復水ピット、燃料油貯蔵タンク、重油タンク、タンクローリー、可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、仮設組立式水槽、送水車、軽油ドラム缶、B 高圧注入ポンプ（海水冷却）、大容量ポンプ、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、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、蒸気発生器及び主蒸気逃がし弁（現場手動操作）は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、余熱除去ポンプの補機冷却水喪失等で崩壊熱除去機能が喪失した場合においても、炉心を冷却できる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

- ・ 燃料取替用水ピット（重力注水）

プラント状況により燃料取替用水ピットの水頭圧が1次冷却材圧力を下回り、原子炉へ注水できない可能性があるが、比較的早く準備ができるため、炉心注水の代替手段として有効である。
- ・ A格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（R H R S - C S S 連絡ライン使用）、燃料取替用水ピット

自己冷却で使用した場合、原子炉補機冷却水系が復旧しても放射性物質を含む流体が原子炉補機冷却水系に流れ込み汚染する可能性があることから再循環運転で使用する事ができず、また、重大事故等対処設備である恒設代替低圧注水ポンプ等のバックアップであり、運転不能を判断してからの準備となるため系統構成に時間を要するが、流量が大きく炉心注水手段として有効である。
- ・ 電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ、N o . 2 淡水タンク

消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ炉心注水の代替手段として有効である。
- ・ 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）、復水ピット

ポンプ吐出圧力が約3.0MPa〔gage〕であるため、1次冷却材圧力及び1次冷却材温度が低下し、蒸気発生器2次側の圧力が低下しないと使用できないが、補助給水ポンプの代替手段として長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。
- ・ ポンプ車、送水車

可搬型ホースの接続作業等に時間を要するが、長期

的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。

- ・ A 余熱除去ポンプ（空調用冷水）、燃料取替用水ピット、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

冷却水の供給設備である空調用冷凍機は耐震性がないものの、空調用冷水系が健全であれば原子炉補機冷却水の代替手段として有効である。

d. 手順等

上記の a.、b. 及び c.により選定した対応手段に係る手順及び復旧に必要な手順を整備する。また、事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備を整備する（第1.4.7表、第1.4.8表）。

これらの手順は、発電所対策本部長^{※7}、当直課長、運転員等^{※8}及び緊急安全対策要員^{※9}の対応として恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順等に定める（第1.4.1表～第1.4.6表）。

※7 発電所対策本部長：重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。

※8 運転員等：運転員及び重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員をいう。

※9 緊急安全対策要員：重大事故等対策要員のうち発電所対策本部長の指示に基づき対応する運転員等以外の要員をいう。

1.4.2 重大事故等時の手順等

1.4.2.1 1次冷却材喪失事象が発生している場合

(1) フロントライン系機能喪失時の手順等

a. 炉心注水

(a) A、B 充てんポンプによる炉心注水

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ピット水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合に、充てんポンプにより燃料取替用水ピット水を原子炉へ注水する手順を整備する。

充てんポンプの水源として燃料取替用水ピットが使用できない場合は、復水ピットを使用する。

また、ほう酸ポンプ、ほう酸タンク、1次系補給水ポンプ及び1次系純水タンクが健全であれば、代替水源として使用できる。

i. 手順着手の判断基準

1次冷却材喪失事象が発生後、1系列以上の非常用炉心冷却設備による原子炉への注水を高圧注入流量及び余熱除去流量等により確認できない場合又は炉心出口温度が350℃以上となった場合、かつ原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水ピット等の水位が確保されている場合。

ii. 操作手順

充てんポンプによる炉心注水手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.4.5図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に充てんポンプによる原子炉への注水準備と系統構成を指示する。

- ② 運転員等は、中央制御室で充てんポンプ水源を体積制御タンクから燃料取替用水ピットへ切り替え、原子炉への注水のための系統構成を実施する。
- ③ 運転員等は、充てんポンプが運転していない場合は、中央制御室で充てんポンプを起動後、充てん流量制御弁を開操作し、原子炉への注水を行う。
- ④ 運転員等は、中央制御室で1次冷却材温度、充てん水流量等により原子炉の冷却及び充てんポンプの運転状態に異常がないことを継続して確認する。
- ⑤ 運転員等は、中央制御室で原子炉水位等により1次冷却系の保有水量が回復していることを確認する。

iii. 操作の成立性

充てんポンプによる原子炉への注水は、中央制御室での遠隔操作が可能である。

充てんポンプによる原子炉への注水は、1次冷却材の漏えい規模によって注水量が不足するため、その場合はA格納容器スプレイポンプ（RHR S - C S S連絡ライン使用）、恒設代替低圧注水ポンプ又は可搬式代替低圧注水ポンプとあわせて使用する。

b. 代替炉心注水

- (a) A格納容器スプレイポンプ（RHR S - C S S連絡ライン使用）による代替炉心注水

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ピット水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合、A格納容器スプレイポンプ（RHR

S-CSS連絡ライン使用)により燃料取替用水ピット水を原子炉へ注水する手順を整備する。

i. 手順着手の判断基準

充てんポンプの故障等により原子炉への注水を充てん水流量等にて確認できない場合に原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水ピット水位が確保されている場合。

ii. 操作手順

A格納容器スプレイポンプ(RHRS-CSS連絡ライン使用)による代替炉心注水手順の概要は以下のとおり。また、概略系統を第1.4.6図に、タイムチャートを第1.4.7図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等にA格納容器スプレイポンプ(RHRS-CSS連絡ライン使用)による原子炉への注水準備と系統構成を指示する。
- ② 運転員等は、中央制御室でA格納容器スプレイポンプが起動していることを確認するとともに、中央制御室及び現場でA格納容器スプレイポンプ(RHRS-CSS連絡ライン使用)による原子炉への注水の系統構成を実施する。
- ③ 当直課長は、A格納容器スプレイポンプ(RHRS-CSS連絡ライン使用)による原子炉への注水が可能となれば、運転員等に注水開始を指示する。
- ④ 運転員等は、中央制御室で他の系統と連絡する弁の閉を確認した後に、RHRS-CSS連絡ラインの電動弁を開操作する。
- ⑤ 運転員等は、中央制御室でA余熱除去流量等により原子

炉への注水が開始されたことを確認する。

- ⑥ 運転員等は、中央制御室で炉心出口温度の低下等により、原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。
- ⑦ 運転員等は、中央制御室で原子炉水位等により 1 次冷却系の保有水量が回復していることを確認する。

iii. 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて 1 ユニット当たり運転員等 1 名、現場にて 1 ユニット当たり運転員等 1 名により作業を実施し、所要時間は約 20 分と想定する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

静的機器の単一故障である A 余熱除去ポンプ出口逆止弁～低温側注入配管の間において配管が損傷した場合は、A 格納容器スプレイポンプ（R H R S - C S S 連絡ライン使用）による代替炉心注水はできない。これと同時に、B 余熱除去ポンプ、A 高圧注入ポンプ及び B 高圧注入ポンプの 3 つの動的機器の多重故障の組合せを想定した場合は、原子炉への注水機能が喪失するが、このシーケンスは稀な場合であって、万一の場合においては格納容器破損防止策にて対応する。その他の代替炉心注水についても同様。

(b) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

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ピット水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水ピット水を原子炉に注水する手順を整備する。

恒設代替低圧注水ポンプの水源として燃料取替用水ピットが使用できない場合は、復水ピットを使用する。

炉心損傷前に恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に、代替炉心注水が必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉へ切り替え、代替炉心注水を行う手順を整備する。

なお、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を実施している場合に、炉心損傷と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替える。

i. 手順着手の判断基準

A格納容器スプレイポンプ（RHR S - C S S 連絡ライン使用）の故障等により、原子炉への注水を余熱除去流量等にて確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水ピット水位が確保されている場合。

ii. 操作手順

恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.4.8 図に、タイムチャートを第 1.4.9 図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に恒設代替低圧注水ポンプによる原子炉への注水の準備作業と系統構成を指示する。
- ② 運転員等は、中央制御室で空冷式非常用発電装置が起動していることを確認する。起動していない場合は、中央制御室より起動する。

- ③ 運転員等は、中央制御室及び現場で恒設代替低圧注水ポンプによる原子炉への注水を行うための系統構成を実施する。
- ④ 当直課長は、運転員等に原子炉への注水が可能となれば、注水開始を指示する。
- ⑤ 運転員等は、現場で恒設代替低圧注水ポンプを起動し、恒設代替低圧注水ポンプ出口ラインに設置された積算流量等により、恒設代替低圧注水ポンプの運転状態に異常がないことを確認し、加圧器水位が可視範囲となるまでは最大流量で注水する。
- ⑥ 運転員等は、中央制御室で炉心出口温度等により、原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。
- ⑦ 運転員等は、中央制御室で原子炉水位等により1次冷却系の保有水量が回復していることを確認し、加圧器水位が監視可能な範囲を維持するため、現場で恒設代替低圧注水ポンプ出口ラインに設置された手動弁を操作して注水流量を調整する。

【恒設代替低圧注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉へ切り替える場合の手順】

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを確認し、運転員等に恒設代替低圧注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉へ切り替え、代替炉心注水を行うことを指示する。
- ② 運転員等は、中央制御室で恒設代替低圧注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉へ切り替える。
- ③ 運転員等は、中央制御室で恒設代替低圧注水ポンプ出口

- ラインに設置された積算流量等により、恒設代替低圧注水ポンプの運転状態に異常がないことを確認し、加圧器水位が可視範囲となるまでは最大流量で注水する。
- ④ 運転員等は、中央制御室で炉心出口温度等を監視し、原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。
 - ⑤ 運転員等は、中央制御室で原子炉水位等により 1 次冷却系の保有水量が回復していることを確認し、加圧器水位が監視可能な範囲を維持するため、現場で恒設代替低圧注水ポンプ出口ラインに設置された手動弁を操作して注水流量を調整する。

iii. 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて 1 ユニット当たり運転員等 2 名、現場にて 1 ユニット当たり運転員等 2 名により作業を実施し、所要時間は約 30 分と想定する。

R H R S - C S S 連絡ラインの電動弁は、電源が回復しない場合においては現場にて手動で操作する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

(c) 電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替炉心注水

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ピット水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合、常用設備である電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプ（以下「消火ポンプ」という。）により N o . 2 淡水タンク水を原子炉へ注水する手順を整備する。

使用には、重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生していないことを確認して使用する。

i . 手順着手の判断基準

恒設代替低圧注水ポンプの故障等により、原子炉への注水が余熱除去流量等にて確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要なNo. 2淡水タンク水位が確保されており、かつ重大事故等対処に悪影響を与える火災の発生がなく、消火用として消火ポンプの必要がない場合。

ii . 操作手順

消火ポンプによる代替炉心注水手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.4.10 図に、タイムチャートを第 1.4.11 図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に消火ポンプによる原子炉への注水準備と系統構成を指示する。
- ② 運転員等は、中央制御室で消火ポンプ起動のための駆動源や水源が確保されていることを確認して系統構成を実施する。
- ③ 当直課長は、消火ポンプによる原子炉への注水が可能となれば、運転員等に注水開始を指示する。
- ④ 運転員等は、中央制御室で他の系統と連絡する弁の閉を確認した後に、消火水ライン弁を開操作する。
- ⑤ 運転員等は、中央制御室でAM用消火水積算流量等により原子炉への注水が開始されたことを確認する。
- ⑥ 運転員等は、中央制御室で炉心出口温度等の指示の低下又は炉外核計装装置による原子炉出力の監視等により、

原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。

- ⑦ 運転員等は、中央制御室で原子炉水位等により 1 次冷却系の保有水量が回復していることを確認する。

iii. 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて 1 ユニット当たり運転員等 1 名、現場にて 1 ユニット当たり運転員等 2 名により作業を実施し、所要時間は約 40 分と想定する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

(d) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

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ピット水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合、可搬式代替低圧注水ポンプにより海水を原子炉へ注水する手順を整備する。

i. 手順着手の判断基準

恒設代替低圧注水ポンプの故障等により、原子炉への注水が余熱除去流量等にて確認できない場合。

ii. 操作手順

可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水手順の概要は以下のとおり。

概略系統を第 1.4.12 図に、タイムチャートを第 1.4.13 図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本

部長に可搬式代替低圧注水ポンプによる原子炉への注水の準備作業と系統構成を指示する。

- ② 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水の準備作業と系統構成を指示する。
- ③ 緊急安全対策要員は、現場で送水車、可搬型ホース等を所定の位置に配置する。
- ④ 緊急安全対策要員は、現場で仮設組立式水槽配置位置まで送水車、可搬型ホース等を敷設、接続する。
- ⑤ 緊急安全対策要員は、現場で可搬式代替低圧注水ポンプを所定の位置に配置するとともに仮設組立式水槽を組立て、可搬式代替低圧注水ポンプの吸込み管及び吐出管の接続を行う。また、敷設された可搬型ホースを仮設組立式水槽に接続する。
- ⑥ 緊急安全対策要員は、現場で可搬式代替低圧注水ポンプの可搬型ホース及び可搬式代替低圧注水ポンプ用主配管を接続する。
- ⑦ 緊急安全対策要員は、現場で電源車の発電機と起動盤のケーブルが接続されていることを確認し、起動盤から可搬式代替低圧注水ポンプまで電源ケーブルの接続を行う。
- ⑧ 緊急安全対策要員は、現場で電源車の発電機を起動し、電圧、周波数及び回転数を確認し、遮断器を投入する。
- ⑨ 緊急安全対策要員は、中央制御室と現場で安全注入系の弁を操作し代替炉心注水の系統構成を行う。
- ⑩ 緊急安全対策要員は、現場で送水車を起動し、仮設組立式水槽への水張りを行う。また、その水を利用して可搬式代替低圧注水ポンプ本体への水張りを行う。
- ⑪ 発電所対策本部長は、当直課長に炉外核計装装置により

原子炉出力の監視が可能であることを確認する。

- ⑫ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に原子炉への注水が可能になれば、注水開始を指示する。
- ⑬ 緊急安全対策要員は、現場で可搬式代替低圧注水ポンプを起動し、運転状態に異常のないことを確認する。
- ⑭ 緊急安全対策要員は、現場で可搬式代替低圧注水ポンプ出口弁を開操作して原子炉への注水を開始するとともに、仮設組立式水槽の水位を確認し、補給状態に異常のないことを確認する。
- ⑮ 緊急安全対策要員は、中央制御室で原子炉への注水が確保されたことを確認する。
- ⑯ 運転員等は、中央制御室で炉心出口温度等の指示低下及び炉外核計装装置での原子炉出力の監視により、可搬式代替低圧注水ポンプの運転状態に異常がないこと及び原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。
- ⑰ 運転員等は、中央制御室で原子炉水位等により1次冷却系の保有水量が回復していることを確認する。
- ⑱ 緊急安全対策要員は、現場で電源車の発電機及び送水車の運転状態を継続して監視し、定格負荷運転時における給油間隔を目安に燃料の給油を実施する（燃料を給油しない場合、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）は、約10時間の運転が可能。送水車は、約5.4時間の運転が可能。）。

iii. 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名、現場及び中央制御室にて1ユニット当たり緊急安全

対策要員 12 名により作業を実施し、所要時間は約 4.8 時間と想定する。

R H R S - C S S 連絡ライン弁の電動弁は、電源が回復しない場合においては現場にて手動で操作する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

可搬型ホース等の接続については速やかに作業ができるよう可搬式代替低圧注水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。

c. 再循環運転

(a) 高圧注入ポンプによる高圧再循環運転

再循環運転中に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余熱除去ポンプによる格納容器再循環サンプル水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合、高圧注入ポンプによる高圧再循環運転により原子炉へ注水する手順を整備する。

格納容器圧力及び温度が上昇した場合は、格納容器スプレイポンプを用いた格納容器スプレイ又は格納容器再循環ユニットによる格納容器自然対流冷却による格納容器冷却に期待する。

i. 手順着手の判断基準

余熱除去ポンプの故障等により、低圧再循環運転による原子炉への注水が余熱除去流量等にて確認できない場合に再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプルの水位が確保されている場合。

ii. 操作手順

高圧注入ポンプによる高圧再循環運転手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.4.14 図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に高圧注入ポンプによる高圧再循環運転の確認を指示する。
- ② 運転員等は、中央制御室で 1 次冷却材温度、高圧注入流量等により高圧注入ポンプによる高圧再循環運転に異常がないことを確認する。

iii. 操作の成立性

高圧注入ポンプによる高圧再循環運転の確認は、中央制御室で可能である。

d. 代替再循環運転

1 次冷却材喪失事象が発生している場合に燃料取替用水ピット水を原子炉に注水し、格納容器再循環サンプル水位が再循環切替可能な水位に到達すれば、再循環運転を開始する。このとき、余熱除去ポンプの故障等により再循環運転に移行できない場合に代替再循環運転により原子炉を冷却する。

(a) A 格納容器スプレイポンプ（R H R S - C S S 連絡ライン使用）による代替再循環運転

再循環運転中に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原子炉へ注水する機能が喪失した場合、A 格納容器スプレイポンプ（R H R S - C S S 連絡ライン使用）及び A 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原子炉へ注水する手順を整備する。

i . 手順着手の判断基準

余熱除去ポンプの故障等により、低圧再循環運転による原子炉への注水が余熱除去流量等にて確認できない場合に、再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプルの水位が確保されている場合。

ii . 操作手順

A格納容器スプレイポンプ（R H R S - C S S 連絡ライン使用）を用いた代替再循環運転手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.4.15 図に、タイムチャートを第 1.4.16 図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に A 格納容器スプレイポンプ（R H R S - C S S 連絡ライン使用）による代替再循環運転による原子炉への注水準備と系統構成を指示する。
- ② 運転員等は、中央制御室で A 格納容器スプレイポンプが起動していることを確認するとともに、中央制御室及び現場で A 格納容器スプレイポンプ（R H R S - C S S 連絡ライン使用）による代替再循環運転の系統構成を実施する。
- ③ 当直課長は、運転員等に A 格納容器スプレイポンプ（R H R S - C S S 連絡ライン使用）を用いた代替再循環運転による原子炉の冷却が可能となれば、開始を指示する。
- ④ 運転員等は、中央制御室で他の系統と連絡する弁の閉を確認した後、R H R S - C S S 連絡ライン弁を開操作

する。

- ⑤ 運転員等は、中央制御室でA余熱除去流量等により原子炉への注水流量が確保されたことを確認する。
- ⑥ 運転員等は、中央制御室で炉心出口温度等の指示により、原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。

iii. 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名、現場にて1ユニット当たり運転員等1名により作業を実施し、所要時間は約15分と想定する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

(b) 格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合の手順

A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替再循環運転により原子炉への注水を行っている際に格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合に対応する手段がある。この再循環運転での原子炉への注水に至るまでには、設計基準事故対処設備である余熱除去ポンプ、高圧注入ポンプ及び格納容器スプレイポンプを使用した再循環運転を行っていることも考えられるため、これらを含めて格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合に対応する手順を整備する。

格納容器再循環サンプスクリーンについては、海外で発生した格納容器再循環サンプスクリーン閉塞対策として、必要

な設備の対策を行っており閉塞することは考えにくいものの、閉塞が発生した場合に備え対応する。

i. 手順着手の判断基準

余熱除去ポンプ、高圧注入ポンプ及び格納容器スプレイポンプによる再循環運転で原子炉へ注水を行っている場合に、格納容器再循環サンプル水位の低下、ポンプの流量低下、ポンプ出口圧力の変動又は低下等により格納容器再循環サンプルスクリーン閉塞の兆候を確認した場合。

ii. 操作手順

格納容器再循環サンプルスクリーン閉塞の兆候を確認した場合の手順の概要は以下のとおり。手順内の格納容器内自然対流冷却の手順は「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」のうち、1.7.2.1(2)a.「A、D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」にて整備する。概略系統を第 1.4.5 図、第 1.4.17 図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に格納容器再循環サンプルスクリーン閉塞の兆候が見られた場合の対応処置の開始を指示する。
- ② 運転員等は、中央制御室で再循環運転している場合は格納容器スプレイを停止する。
- ③ 運転員等は、中央制御室で格納容器の圧力上昇緩和のため、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。
- ④ 運転員等は、中央制御室及び現場で原子炉補機冷却水系の窒素加圧を行い、窒素加圧が完了すれば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。

- ⑤ 運転員等は、中央制御室及び現場で燃料取替用水ピットの水量確保のため、1次系純水タンク、ほう酸タンク、N o . 3 淡水タンク、N o . 2 淡水タンク及び復水ピットを水源とし燃料取替用水ピットへの補給を行う。
- ⑥ 運転員等は、中央制御室で低圧再循環機能を回復させるため、余熱除去ポンプ 1 台を除き、他の高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプを停止する。また、原子炉の注水に使用するポンプがキャビテーションを起こさない範囲で流量を低下させる。
- ⑦ 運転員等は、中央制御室で余熱除去ポンプ 1 台による低圧再循環運転での原子炉への注水に失敗した場合、余熱除去ポンプを停止し、高圧注入ポンプ 1 台による高圧再循環運転での原子炉への注水を行う。
- ⑧ 運転員等は、中央制御室で高圧注入ポンプ 1 台による高圧再循環運転での原子炉への注水に失敗した場合、燃料取替用水ピットを水源とした高圧注入ポンプ 1 台による原子炉への注水を行う。高圧注入ポンプが使用できない場合は充てんポンプによる炉心注水を行い、さらに充てんポンプが使用できない場合は代替炉心注水を実施する。
- ⑨ 運転員等は、中央制御室で燃料取替用水ピットの水位を確認し、燃料取替用水ピット水位が 3%以下となった場合は、燃料取替用水ピットを水源とするすべてのポンプを停止する。
- ⑩ 運転員等は、中央制御室で燃料取替用水ピットへの補給状況を確認し、補給に成功している場合は、燃料取替用水ピット水位が 3%以下にならないように、高圧注入ポ

ンプ、充てんポンプ又は代替炉心注水を断続運転し原子炉への注水を継続する。

- ⑪ 運転員等は、中央制御室及び現場で燃料取替用水ピットへの補給不能の場合は、体積制御タンクへほう酸タンク及び1次系純水タンクからの補給を実施し、充てんポンプ1台による原子炉への注水を行う。
- ⑫ 運転員等は、中央制御室で原子炉への注水量が、格納容器内の重要機器及び重要計器が水没しない高さまで注水されたことを原子炉格納容器水位等により確認すれば原子炉への注水を停止する。

iii. 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名、現場にて1ユニット当たり運転員等1名により実施する。

対応手順のフローチャートを第1.4.18図に示す。

代替再循環運転による原子炉への注水が実施できない場合、高圧注入ポンプ格納容器再循環サンプル側入口格納容器隔離弁の開不能により再循環運転に移行できない場合又は格納容器再循環サンプルスクリーンが閉塞した場合は、高圧注入ポンプ等により燃料取替用水ピット水を原子炉へ注水するとともに、格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却により格納容器内を冷却する。格納容器内自然対流冷却ができない場合は、代替格納容器スプレイを実施する。

高圧注入ポンプ格納容器再循環サンプル側入口格納容器隔離弁については、定期試験及び定期点検を実施し、信頼性を確保する。

e. その他の手順項目にて考慮する手順

燃料取替用水ピットの枯渇又は破損時の復水ピットからの補給手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」のうち、1.13.2.2(3)「燃料取替用水ピットから復水ピットへの水源切替」及び1.13.2.2(9)「復水ピットから燃料取替用水ピットへの補給」にて整備する。

燃料取替用水ピットの枯渇又は破損時の1次系純水タンク及びほう酸タンクからの補給手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」のうち、1.13.2.2(1)「燃料取替用水ピットから1次系純水タンク及びほう酸タンクへの水源切替」及び1.13.2.2(5)「1次系純水タンク及びほう酸タンクから燃料取替用水ピットへの補給」にて整備する。

電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）及び送水車への燃料補給に関する手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.4(1)「電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、大容量ポンプへの燃料補給」及び1.6.2.4(2)「送水車への燃料補給」にて整備する。

1次冷却材喪失事象の発生に伴い、炉心損傷の兆候が見られた場合の格納容器下部への注水については「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」のうち、1.8.2.1(1)a.(a)「格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ」及び1.8.2.1(1)b.「代替格納容器スプレイ」にて整備する。

格納容器内の冷却については「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.1(1)a.(a)「A、D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」又は1.6.2.1(1)b.「代替格納容器スプレイ」にて整備する。

空冷式非常用発電装置の代替電源に関する手順は「1.14 電源

の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。また、空冷式非常用発電装置への燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

f. 優先順位

1次冷却材喪失事象時に、非常用炉心冷却設備による原子炉への注水機能が喪失した場合の原子炉の冷却手段の優先順位を以下に示す。

炉心注水及び代替炉心注水による原子炉への注水については、重大事故等対処設備である充てんポンプ、A格納容器スプレイポンプ（R H R S - C S S 連絡ライン使用）及び恒設代替低圧注水ポンプを使用した注水手段を優先する。充てんポンプ、A格納容器スプレイポンプ（R H R S - C S S 連絡ライン使用）、恒設代替低圧注水ポンプの優先順位については、早期に運転が可能な充てんポンプ、その次に準備時間の短いA格納容器スプレイポンプ（R H R S - C S S 連絡ライン使用）を優先し、それができない場合に恒設代替低圧注水ポンプを使用する。

充てんポンプ、A格納容器スプレイポンプ（R H R S - C S S 連絡ライン使用）及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水及び代替炉心注水ができない場合は、常用母線が健全であれば、電動消火ポンプを使用し、電動消火ポンプが使用できなければディーゼル消火ポンプによる代替炉心注水を行う。ただし、構内で火災が発生している場合においては、消火活動に優先し

て使用する。消火ポンプによる代替炉心注水ができない場合は、可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を行う。

可搬式代替低圧注水ポンプは重大事故等対処設備であるが、使用準備に時間を要することから、恒設代替低圧注水ポンプによる原子炉への注水手段を失った場合に消火ポンプによる代替炉心注水と同時に準備を開始する。

以上の対応手順のフローチャートを第 1.4.19 図に示す。

1 次冷却材喪失事象時に、余熱除去ポンプの故障等により再循環運転による原子炉冷却機能が喪失した場合の冷却手段を以下に示す。

炉心注水又は代替炉心注水により燃料取替用水ピット水等を原子炉へ注水後、格納容器再循環サンプに水源を切り替えて、余熱除去ポンプによる低圧再循環運転が不能であれば、高圧注入ポンプによる高圧再循環運転により原子炉を冷却する。

高圧注入ポンプによる高圧再循環運転だけでも十分な冷却効果があるが、低圧再循環運転による冷却効果を補うため、あわせて A 格納容器スプレイポンプ（R H R S - C S S 連絡ライン使用）による代替再循環運転により原子炉を冷却する。

また、高圧注入ポンプ格納容器再循環サンプ側入口格納容器隔離弁の故障により高圧及び低圧再循環運転が不能であれば、A 格納容器スプレイポンプ（R H R S - C S S 連絡ライン使用）による代替再循環運転により原子炉を冷却する。

以上の対応手順のフローチャートを第 1.4.20 図に示す。

(2) サポート系機能喪失時の手順等

a. 代替炉心注水

(a) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合に、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水ピット水を原子炉へ注水する手順を整備する。

恒設代替低圧注水ポンプの水源として燃料取替用水ピットが使用できない場合は、復水ピットを使用する。

炉心損傷前に恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に、代替炉心注水が必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉へ切り替え、代替炉心注水を行う手順を整備する。

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合に、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を炉心注水側とするよう準備を行い、空冷式非常用発電装置より受電すれば、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を行う。なお、対応途中で、事象が進展し炉心損傷と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を格納容器スプレイ側へ変更し、代替格納容器スプレイを行うとともに、その後、B充てんポンプ（自己冷却）により代替炉心注水を行う。

i. 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失において、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水ピット等の水位が確保されている場合。

ii. 操作手順

1.4.2.1(1)b.(b)と同様。

(b) A余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替炉心注水

原子炉補機冷却機能喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合、A余熱除去ポンプ（空調用冷水）により燃料取替用水ピット水を原子炉へ注水する手順を整備する。

i. 手順着手の判断基準

原子炉補機冷却機能喪失が発生し恒設代替低圧注水ポンプの故障等により、原子炉への注水を余熱除去流量等にて確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水ピット水位が確保されている場合。

ii. 操作手順

A余熱除去ポンプ（空調用冷水）の起動操作は、中央制御室での遠隔起動が可能であり、通常の運転操作により対応する。概略系統を第1.4.21図に示す。

なお、空調用冷水系による冷却水通水操作は「1.5最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち、1.5.2.1(5)b.「空調用冷水ポンプによるA余熱除去ポンプ代替補機冷却」にて整備する。

(c) B充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合、B充てんポンプ（自己冷却）により燃料取替用水ピット水を原子炉へ注水する手順を整備する。

B 充てんポンプの水源として燃料取替用水ピットが使用できない場合は、復水ピットを使用する。

i . 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時に、恒設代替低圧注水ポンプの故障等により、原子炉への注水が余熱除去流量等にて確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水ピット等の水位が確保されている場合。

原子炉補機冷却機能喪失時の対応である A 余熱除去ポンプ（空調用冷水）の故障等により、原子炉への注水が余熱除去流量等にて確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水ピット等の水位が確保されている場合。

ii . 操作手順

B 充てんポンプ（自己冷却）による原子炉への注水手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.4.22 図に、タイムチャートを第 1.4.23 図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に B 充てんポンプ（自己冷却）による原子炉への注水の準備作業と系統構成を指示する。
- ② 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長に B 充てんポンプ（自己冷却）による原子炉への注水の準備作業と系統構成を指示する。
- ③ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に B 充てんポンプ（自己冷却）による原子炉への注水の準備作業と系統構成を指示する。
- ④ 運転員等は、中央制御室及び現場で、B 充てんポンプの

自己冷却運転準備のため、化学体積制御系の弁や原子炉補機冷却水系の弁等を隔離し、ベンディングホースの接続を実施する。

- ⑤ 緊急安全対策要員は、現場でB充てんポンプ（自己冷却）ディスタンスピース 2箇所を取替えを実施する。
- ⑥ 運転員等は、現場でディスタンスピース取替え完了後に、化学体積制御系の弁を操作しB充てんポンプ（自己冷却）冷却水通水のための系統構成を行う。
- ⑦ 当直課長は、運転員等にB充てんポンプ（自己冷却）による原子炉への注水が可能となれば、注水開始を指示する。
- ⑧ 運転員等は、中央制御室でB充てんポンプを起動する。ポンプ起動後、現場で冷却水流量及び起動状態に異常がないことを確認する。
- ⑨ 運転員等は、現場で中央制御室と連絡を密にし、充てん流量制御弁バイパスラインに設置された手動弁により充てん水流量を調整し、1次冷却系の保有水量を回復させる。
- ⑩ 運転員等は、中央制御室で炉心出口温度、充てん水流量等により、原子炉が冷却状態であること及びB充てんポンプの運転状態に異常がないことを継続して確認する。
- ⑪ 運転員等は、中央制御室で原子炉水位により1次冷却系の保有水量が回復したことを確認し、加圧器水位を監視可能な範囲に維持するため、現場で充てん流量制御弁バイパスラインに設置された手動弁を操作して注水流量を調整する。

iii. 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて 1 ユニット当たり運転員等 1 名、現場にて 1 ユニット当たり運転員等 2 名及び緊急安全対策要員 3 名により作業を実施し、所要時間は約 84 分と想定する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

ディスタンスピース取替えについては、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。

(d) A 格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（R H R S - C S S 連絡ライン使用）による代替炉心注水

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失と 1 次冷却材喪失事象が同時に発生した場合、A 格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（R H R S - C S S 連絡ライン使用）により燃料取替用水ピット水を原子炉へ注水する手順を整備する。

i . 手順着手の判断基準

B 充てんポンプ（自己冷却）の故障等により、原子炉への注水を充てん水流量等にて確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水ピット水位が確保されている場合。

ii . 操作手順

A 格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（R H R S - C S S 連絡ライン使用）による代替炉心注水手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.4.24 図に、タイムチャートを第 1.4.25 図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に A 格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（R H R S - C S S 連絡ライン使用）による代替炉心注水の準備作業と系統構成を指示する。
- ② 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長に A 格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（R H R S - C S S 連絡ライン使用）による代替炉心注水の準備作業と系統構成を指示する。
- ③ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に A 格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（R H R S - C S S 連絡ライン使用）による代替炉心注水の準備作業と系統構成を指示する。
- ④ 運転員等は、中央制御室及び現場で A 格納容器スプレイポンプ自己冷却運転準備のため、格納容器スプレイ系の弁や原子炉補機冷却水系の弁等を隔離する。
- ⑤ 緊急安全対策要員は、現場で A 格納容器スプレイポンプ自己冷却運転準備のため、ディスタンスピース 2 箇所の取替え及びベンディングホースの接続を実施する。
- ⑥ 運転員等は、現場でディスタンスピースの取替え完了後に、格納容器スプレイ系の弁を操作し A 格納容器スプレイポンプ冷却水通水のための系統構成及び系統ベンディングを行う。
- ⑦ 運転員等は、中央制御室及び現場で A 格納容器スプレイポンプ起動準備のために他の系統と連絡する弁の閉を確認した後、R H R S - C S S 連絡ライン弁を開操作する。
- ⑧ 当直課長は、A 格納容器スプレイポンプによる原子炉への注水が可能となれば、運転員等に原子炉への注水開始

を指示する。

- ⑨ 運転員等は、中央制御室及び現場でA格納容器スプレイポンプを起動し、冷却水流量及び起動状態に異常がないことを確認する。また、中央制御室でA余熱除去流量等により原子炉への注水が確保されたことを確認する。
- ⑩ 運転員等は、中央制御室で炉心出口温度等の低下により、A格納容器スプレイポンプの運転状態に異常がないこと及び原子炉が冷却状態であることを継続して確認する。
- ⑪ 運転員等は、中央制御室で原子炉水位により1次冷却系の保有水量が回復することを確認し、加圧器水位を監視可能な範囲に維持するため、中央制御室及び現場で注水流量を調整する。

iii. 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名、現場にて1ユニット当たり運転員等3名及び緊急安全対策要員2名により作業を実施し、所要時間は約95分と想定する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

ディスタンスピース取替えについては、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。

- (e) ディーゼル消火ポンプ又は電動消火ポンプによる代替炉心注水

全交流動力電源喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合、常用設備であるディーゼル消火ポンプによりN o . 2淡水タンク水を原子炉へ注水する手順を整備する。

また、原子炉補機冷却機能喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合、常用設備であるディーゼル消火ポンプ又は電動消火ポンプによりN o . 2淡水タンク水を原子炉へ注水する手順を整備する。

使用には、重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生していないことを確認して使用する。

i . 手順着手の判断基準

A格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS-CSS連絡ライン使用）の故障等により、原子炉への注水を余熱除去流量等にて確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要なN o . 2淡水タンク水位が確保されており、かつ重大事故等対処に悪影響を与える火災の発生がなく、消火用として消火ポンプの必要がない場合。

ii . 操作手順

1.4.2.1(1)b.(c)と同様。

(f) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合、可搬式代替低圧注水ポンプにより原子炉へ海水を注水する手順を整備する。

i . 手順着手の判断基準

A格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS-CSS連絡ライン使用）の故障等により、原子炉への注水が余熱除去流量等にて確認できない場合。

ii. 操作手順

1.4.2.1(1)b.(d)と同様。

b. 代替再循環運転

(a) 全交流動力電源喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合

i. B高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転

全交流動力電源喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生し、原子炉冷却機能が喪失した場合、B高圧注入ポンプ（海水冷却）を用いた高圧代替再循環運転を行い、あわせて大容量ポンプ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格納容器を冷却する手順を整備する。

(i) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合に、大容量ポンプにより代替補機冷却による冷却水が確保され、高圧代替再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプの水位が確保されている場合。

(ii) 操作手順

B高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.4.26図

に、タイムチャートを第 1.4.27 図に示す。

大容量ポンプによる冷却水通水操作は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち、1.5.2.1(5)a. 「大容量ポンプによる補機冷却水(海水)通水」にて整備する。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に B 高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転の系統構成が完了すれば高圧代替再循環運転の開始を指示する。
- ② 運転員等は、中央制御室で高圧代替再循環運転のための系統構成を実施する。
- ③ 運転員等は、中央制御室で B 高圧注入ポンプを起動し、原子炉へ注水されていることを高圧注入流量で確認する。
- ④ 運転員等は、中央制御室で 1 次冷却材温度の低下、高圧注入流量等により、原子炉の冷却及び B 高圧注入ポンプの運転状態に異常がないことを継続して確認する。

(iii) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて 1 ユニット当たり運転員等 1 名により作業を実施する。

(b) 1 次冷却材喪失時における再循環運転時に原子炉補機冷却機能が喪失した場合

- i . A 余熱除去ポンプ（空調用冷水）による低圧代替再循環運転

1 次冷却材喪失時における再循環運転時に原子炉補機冷却機能が喪失した場合、A 余熱除去ポンプ（空調用冷水）を用いた低圧代替再循環運転による原子炉への注水を行い、あわせて大容量ポンプ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格納容器内を冷却する手順を整備する。

(i) 手順着手の判断基準

1 次冷却材喪失時における再循環運転時において原子炉補機冷却機能が喪失し原子炉補機冷却水の通水を原子炉補機冷却水供給母管流量等にて確認できない場合に、空調用冷水系が運転中で、低圧代替再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプの水位が確保されている場合。

(ii) 操作手順

A 余熱除去ポンプ（空調用冷水）の起動は、中央制御室での遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。概略系統を第 1.4.28 図に示す。

なお、空調用冷水系による冷却水通水操作は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち、1.5.2.1 (5)b.「空調用冷水ポンプによる A 余熱除去ポンプ代替補機冷却」にて整備する。

ii . B 高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転

1 次冷却材喪失時における再循環運転時に原子炉補機冷却機能が喪失した場合、B 高圧注入ポンプ（海水冷却）を

用いた高圧代替再循環運転による原子炉への注水を行い、あわせて大容量ポンプ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格納容器内を冷却する手順を整備する。

(i) 手順着手の判断基準

原子炉補機冷却機能喪失時にA余熱除去ポンプ（空調用冷水）の故障等により、原子炉への注水を余熱除去流量等にて確認できない場合に、大容量ポンプによる代替補機冷却により冷却水が確保され、高圧代替再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプの水位が確保されている場合。

(ii) 操作手順

1.4.2.1(2)b.(a) i .と同様。

c. 格納容器隔離弁の閉止

全交流動力電源が喪失した場合、RCPシール部へのシール水注水機能及びサーマルバリアの冷却機能が喪失することにより、RCPシール部から1次冷却材が漏えいするおそれがあるため、1次冷却材ポンプシール戻り隔離弁等を閉操作する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源が喪失した場合。

(b) 操作手順

空冷式非常用発電装置により電源が確保されれば、中央制

御室にて、1次冷却材ポンプシール戻り隔離弁を閉操作し、非常用炉心冷却設備作動信号が発信した場合は、動作する格納容器隔離弁の閉を確認する。

なお、隔離弁等の電源が回復していない場合は、現場にて閉操作する。タイムチャートを第 1.4.29 図に示す。

(c) 操作の成立性

上記の対応は現場にて1ユニット当たり運転員等2名により作業を実施し、所要時間は約2.5時間と想定する。

円滑に作業ができるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

隔離操作については、RCPシール部からの1次冷却材漏えいを防止するため、1次冷却材ポンプシール戻り隔離弁を優先して閉操作する。

d. その他の手順項目にて考慮する手順

1次冷却材喪失事象の発生に伴い、炉心損傷の兆候が見られる場合の格納容器下部への注水については「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」のうち、1.8.2.1(1)a.(a)「格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ」及び1.8.2.1(1)b.「代替格納容器スプレイ」にて整備する。

格納容器内の冷却については「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.1(2)b.(a)「大容量ポンプを用いたA、D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」又は1.6.2.1(2)a.「代替格納容器スプレイ」にて整備する。

空冷式非常用発電装置の代替電源に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電

装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。また、空冷式非常用発電装置への燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。

燃料取替用水ピットの枯渇又は破損時の復水ピットからの補給手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」のうち、1.13.2.2(3)「燃料取替用水ピットから復水ピットへの水源切替」及び1.13.2.2(9)「復水ピットから燃料取替用水ピットへの補給」にて整備する。

電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、大容量ポンプ及び送水車への給油に関する手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.4(1)「電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、大容量ポンプへの燃料補給」及び1.6.2.4(2)「送水車への燃料補給」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

e. 優先順位

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合の冷却手段の優先順位を以下に示す。

代替炉心注水による原子炉への注水は、空冷式非常用発電装置から電源を確保できる場合、重大事故等対処設備であり、注水流量が大きく、準備時間の短い恒設代替低圧注水ポンプを優先して使用する。次に高揚程であるB充てんポンプ（自己冷却）を使用する。

恒設代替低圧注水ポンプ及びB充てんポンプ（自己冷却）に

よる代替炉心注水ができない場合は、A格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（R H R S - C S S 連絡ライン使用）による代替炉心注水を行う。これらの手段が実施できない場合は消火ポンプによる代替炉心注水を行う。ただし、構内で火災が発生している場合は、消火活動に優先して使用する。消火ポンプによる代替炉心注水ができない場合は、海水を水源とした可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を行う。可搬式代替低圧注水ポンプは重大事故等対処設備であるが、使用準備に時間を要することから、A格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（R H R S - C S S 連絡ライン使用）による原子炉への注水手段を失った場合に準備を開始し、使用準備が完了し、多様性拡張設備を含む他の原子炉への注水手段がなければ原子炉へ海水の注水を行う。

原子炉補機冷却機能喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合は上記手段に加えて空調用冷水を使用したA余熱除去ポンプ及び電動消火ポンプによる原子炉への注水手段がある。A余熱除去ポンプ（空調用冷水）は恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水ができない場合に使用する。電動消火ポンプは原子炉補機冷却機能喪失時でも使用可能なためA格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（R H R S - C S S 連絡ライン使用）による代替炉心注水ができない場合に使用する。

以上の対応手順のフローチャートを第 1.4.30 図に示す。

代替炉心注水により燃料取替用水ピット水等を原子炉へ注水後、大容量ポンプによる補機冷却水が確保できれば格納容器再循環サンプに水源を切り替えて、B 高圧注入ポンプ（海水冷却）を用いた高圧代替再循環運転により原子炉へ注水を行い、あわせて大容量ポンプからの海水を格納容器再循環ユニットの冷却系へ通水することにより格納容器内を冷却する。

1次冷却材喪失時における再循環運転時に原子炉補機冷却機能が喪失し、余熱除去設備の再循環運転による原子炉冷却機能が喪失した場合は、準備時間の短いA余熱除去ポンプ（空調用冷水）を用いた低圧代替再循環運転により原子炉へ注水を行い、あわせて大容量ポンプからの海水を格納容器再循環ユニットの冷却系へ通水することにより格納容器内を冷却する。

A余熱除去ポンプ（空調用冷水）による低圧代替再循環運転ができない場合は、B高圧注入ポンプ（海水冷却）を用いた高圧代替再循環運転により原子炉へ注水を行い、あわせて大容量ポンプからの海水を格納容器再循環ユニットの冷却系へ通水することにより格納容器内を冷却する。

以上の対応手順のフローチャートを第 1.4.31 図に示す。

(3) 溶融デブリが原子炉容器に残存する場合の冷却手順等

炉心の著しい損傷、溶融が発生した場合に、溶融炉心は原子炉容器を破損し格納容器下部に落下するが、格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイにより原子炉下部キャビティに注水することで溶融炉心を冷却する。

原子炉容器に溶融デブリが残存した場合、その溶融デブリ量が多ければ、自身の崩壊熱により原子炉下部キャビティに溶融落下するため、原子炉容器に溶融デブリが残存することは考えにくい。が、原子炉容器に残存溶融デブリが存在することを想定し、格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイにより格納容器内へのスプレイによる残存溶融デブリの冷却（格納容器水張り）手順として整備する。

炉心の著しい損傷、溶融発生時に恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水（落下遅延・防止）を実施していた場合に、代替

格納容器スプレイが必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替え、代替格納容器スプレイを行う手順を整備する。

なお、炉心損傷後の格納容器の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 低下したことを確認すれば停止する手順としており、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ガス濃度計で計測される水素濃度（ドライ）により継続的に監視を行う運用としており、測定による水素濃度が 8vol%（ドライ）未満であれば減圧を継続する。格納容器圧力は格納容器圧力計（広域）又は AM 用格納容器圧力計により監視するが、これらの計器が機能喪失により監視できない場合においては、格納容器内温度を監視することで圧力と飽和温度の関係から格納容器圧力を推定する。

a. 手順着手の判断基準

炉心の著しい損傷、熔融が発生した場合に、格納容器圧力と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（S A）用）等の温度差の変化により格納容器内が過熱状態であると判断した場合。

b. 操作手順

格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイによる残存熔融デブリの冷却（格納容器水張り）手順の概要は以下のとおり。

手順内の格納容器スプレイ及び代替格納容器スプレイの手順は「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」のうち 1.8.2.1(1)a.(a)「格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ」及び「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手

順等」のうち 1.6.2.2(1)b.「代替格納容器スプレイ」にて整備し、格納容器内自然対流冷却の手順は「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」のうち、1.7.2.1(2)a.「A、D 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」にて整備する。また、可搬型格納容器水素ガス濃度計により水素濃度を監視する手順は「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」のうち、1.9.2.1(2)「水素濃度監視」にて整備する。概略系統を第 1.4.32 図、第 1.4.33 図に示す。

- ① 当直課長は、発電所対策本部長と連絡を密にし、手順着手の判断基準に基づき運転員等に格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイによる格納容器へのスプレイ開始を指示する。また、代替炉心注水を実施していた場合は、代替格納容器スプレイへの切替えを指示する。
- ② 運転員等は、中央制御室で格納容器再循環ユニットにより格納容器内自然対流冷却が実施されていることを確認する。
- ③ 運転員等は、中央制御室で 1 次冷却材圧力を継続的に監視し、格納容器圧力より高い場合は、加圧器逃がし弁により減圧する。
- ④ 運転員等は、中央制御室で格納容器の圧力を監視し、最高使用圧力に到達すれば、格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイによる格納容器へのスプレイを開始する。
- ⑤ 運転員等は、中央制御室で格納容器の圧力が最高使用圧力から 50kPa 低下したことを確認すれば格納容器へのスプレイを停止する。その後、最高使用圧力となれば格納容器へのスプレイを開始し、これを繰り返す。
- ⑥ 運転員等は、中央制御室で格納容器の圧力及び温度により格納容器内が減圧及び冷却されていること継続的に監視する。
- ⑦ 運転員等は、中央制御室で格納容器への注水により、残存溶

融デブリを冷却して格納容器内の重要機器及び重要計器が水没しない高さまで注水されたことを原子炉格納容器水位計等により確認すれば格納容器への注水を停止する。

c. 操作の成立性

上記の対応は中央にて1ユニット当たり運転員等1名により作業を実施する。

格納容器へスプレーするために使用する設備は、格納容器スプレーポンプを優先し、それが使用できない場合は、恒設代替低圧注水ポンプ、消火ポンプ、可搬式代替低圧注水ポンプの順とする。

恒設代替低圧注水ポンプの水源として、燃料取替用水ピットを使用し、燃料取替用水ピットが使用できない場合は、復水ピットを使用する。

以上の対応手順のフローチャートを第1.4.34図に示す。

格納容器水張り操作を実施する際は、1次冷却材圧力を監視する。1次冷却材圧力が格納容器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て原子炉容器内と格納容器内を均圧させる。

格納容器への注水量は、原子炉格納容器水位計、格納容器スプレー流量計、A格納容器スプレー積算流量計、AM用消火水積算流量計、恒設代替低圧注水積算流量計及び燃料取替用水ピット水位の収支により注水量を把握する。

残存デブリの影響を防止するための格納容器への注水量は、残存デブリを冷却して格納容器内の重要機器及び重要計器が水没しない高さまでとする。

格納容器水張りに使用した水が、ほう酸水と海水の混合水の場合でも、海水にも中性子吸収効果が見込まれるため、再臨界

に至る可能性は低いですが、制御できない臨界状態に至ることを避けるため、注水に当たっては可能な限りほう酸水を用いる。

なお、炉心が損傷した場合において、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加え、格納容器スプレイポンプによる再循環運転を行う場合は、格納容器圧力、格納容器内高レンジエリアモニタ等により、格納容器の圧力の推移及び周辺放射線量の影響を監視し、再循環運転を実施した場合の格納容器圧力低減効果、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、実施可否を検討する。

1.4.2.2 1次冷却材喪失事象が発生していない場合

(1) フロントライン系機能喪失時の手順等

a. 蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）

(a) 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る蒸気発生器への注水

1次冷却材喪失事象が発生していない場合で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、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復水ピット水を蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

i. 手順着手の判断基準

余熱除去ポンプの故障等により、余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失し、原子炉への注水が余熱除去流量等にて確認できない場合に、蒸気発生器へ注水するために必要な復水ピット水位が確保されている場合。

ii. 操作手順

電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。概略系統を第1.4.35 図に示す。

(b) 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水

1次冷却材喪失事象が発生していない場合で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、常用設備である電動主給水ポンプにより蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

i. 手順着手の判断基準

電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプの故障等により、補助給水流量等が確認できない場合に、外部電源により常用母線が受電され、2次冷却系の設備が運転中であり、蒸気発生器へ注水するために必要な脱気器タンク水位が確保されている場合。

ii. 操作手順

電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

(c) 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水

1次冷却材喪失事象が発生していない場合で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、蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）により

蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

なお、淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

i. 手順着手の判断基準

電動主給水ポンプの故障等により蒸気発生器への注水を蒸気発生器水張り流量等により確認できない場合に、蒸気発生器へ注水するために必要な復水ピット水位が確保されている場合。

ii. 操作手順

操作手順は「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」のうち、1.2.2.1(2)b. 「蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水」にて整備する。

b. 蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（蒸気放出）

(a) 主蒸気逃がし弁による蒸気放出

1 次冷却材喪失事象が発生していない場合に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、中央制御室にて主蒸気逃がし弁を開操作して蒸気発生器 2 次側による炉心冷却を行う手順を整備する。

i. 手順着手の判断基準

余熱除去ポンプの故障等により、余熱除去設備の崩壊熱除去機能が喪失し、原子炉への注水を余熱除去流量等にて確認できない場合に、蒸気発生器への注水が確保されたこ

とを補助給水流量等により確認できた場合。

ii. 操作手順

主蒸気逃がし弁の開操作は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。概略系統を第 1.4.35 図に示す。

(b) タービンバイパス弁による蒸気放出

1 次冷却材喪失事象が発生していない場合に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、中央制御室にて常用設備であるタービンバイパス弁を開操作し、蒸気発生器から蒸気放出を行う手順を整備する。

i. 手順着手の判断基準

主蒸気逃がし弁による蒸気放出が主蒸気圧力等にて確認できない場合に、外部電源により常用母線が受電され、2 次冷却系の設備が運転中であり復水器真空度が維持されている場合。

ii. 操作手順

タービンバイパス弁の開操作は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

c. 蒸気発生器 2 次側のフィードアンドブリード

主蒸気逃がし弁による原子炉の冷却効果がなくなり、低温停止へ移行する場合、蒸気発生器 2 次側のフィードアンドブリードを行う手順を整備する。

蒸気発生器 2 次側フィードアンドブリードは、ポンプ車によ