島根２号炉の代替交流電源設備による非常用所内電気設備と代替所内電気設備の電源供給の考え方について

１．代替交流電源設備の電源供給優先順位について

代替交流電源設備の優先順位として技術的能力 1.14 において以下の通りとしている。なお，この優先順位については高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機が健全な場合であっても，代替交流電源設備を使用するため，使用する設備には高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機も含んで優先順位を設定している。

優先１．ガスタービン発電機
優先２．高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（自主対策）
優先３．号炉間電力融通ケーブル（常設）（自主対策）
優先４．高圧発電機車（原子炉建物西側の高圧発電機車接続プラグ収納箱に接続）
優先５．高圧発電機車（原子炉建物南側の高圧発電機車接続プラグ収納箱に接続）
優先６．高圧発電機車（ガスタービン発電機建物（緊急用メタクラ）の緊急用メタクラ接続プラグ盤への接続）
優先７．号炉間電力融通ケーブル（可搬型）（自主対策）

上記のガスタービン発電機（以下，「ＧＴＧ」という。），高圧発電機車から電源供給する場合には，非常用所内電気設備である非常用高圧母線Ｃ系又はＤ系側（以下，「非常用Ｍ／Ｃ側」という。）か，代替所内電気設備であるＳＡロードセンタ側（以下，「ＳＡ－Ｌ／Ｃ側」という。）のいずれかを優先して受電することとなり，島根２号炉においては，非常用Ｍ／Ｃ側の受電を優先している。以下に理由を示す。

①ＳＢＯ発生後において，２４時間電源供給が可能な所内常設蓄電式直流電源設備を用いてＲＣＩＣにより高圧注水を継続するが，交流電源復旧後は，炉心損傷防止，格納容器破損防止を目的として非常用Ｍ／Ｃ側補機を起動するため，非常用Ｍ／Ｃ側の受電を優先する。

②蓄電池（非常用）への充電はＳＡ－Ｌ／Ｃ側を経由した充電（充電器電源切替盤を使用）も可能ではあるが，充電時の水素滞留対策として必要となる空調設備の起動が容易となるため，非常用Ｍ／Ｃ側の受電を優先する。

③ＳＢＯ発生後は上記①の通り，原子炉は高温待機の状態が継続すると想定される。一方でＳＡ－Ｌ／Ｃ側の主な負荷としては，原子炉減圧後に必要な負荷（ＦＬＳＲ等）を接続しているため，ＳＡ－Ｌ／Ｃ側の負荷への電源供給については時間的余裕がある。

④非常用Ｍ／Ｃ側を受電することで，居住性に関する空調設備等のその他の負荷に対しても電源供給が可能となる。（図１参照）

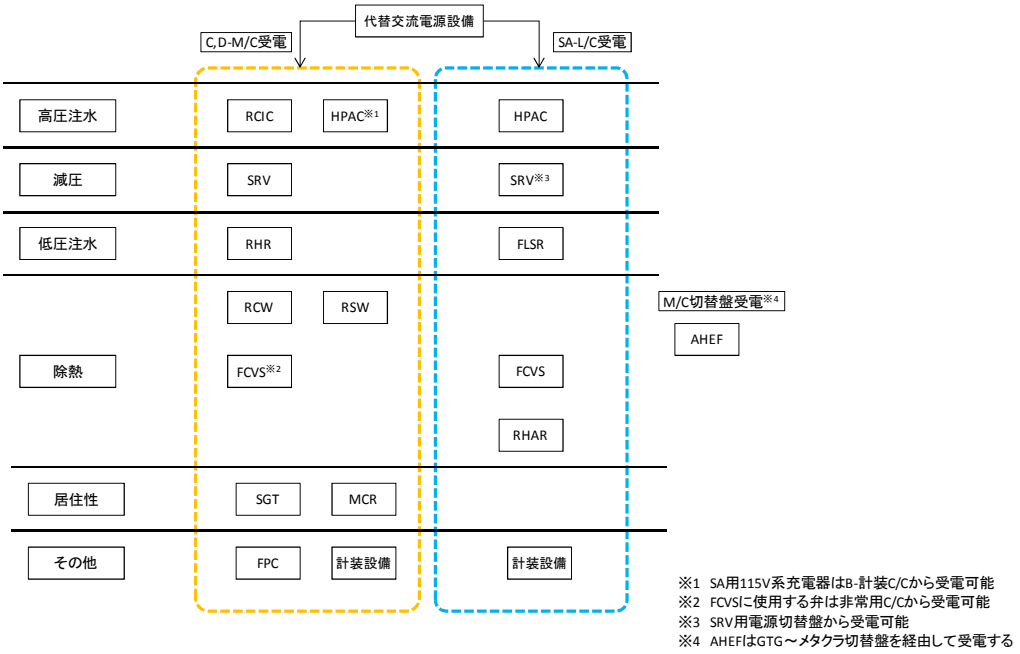


図１　非常用所内電気設備の負荷と代替所内電気設備の負荷

２．緊急用メタクラのＳＡ－Ｌ／Ｃ用受電遮断器について

ＧＴＧから電源供給するためには，ＧＴＧ受電遮断器による緊急用メタクラの接続が必須であるが，緊急用メタクラを受電することにより予期せぬ範囲への充電を防止するため，ＧＴＧ受電遮断器の投入はＳＡ－Ｌ／Ｃ用受電遮断器が「切」状態を含む緊急用メタクラ停電を条件としている。（図２参照）

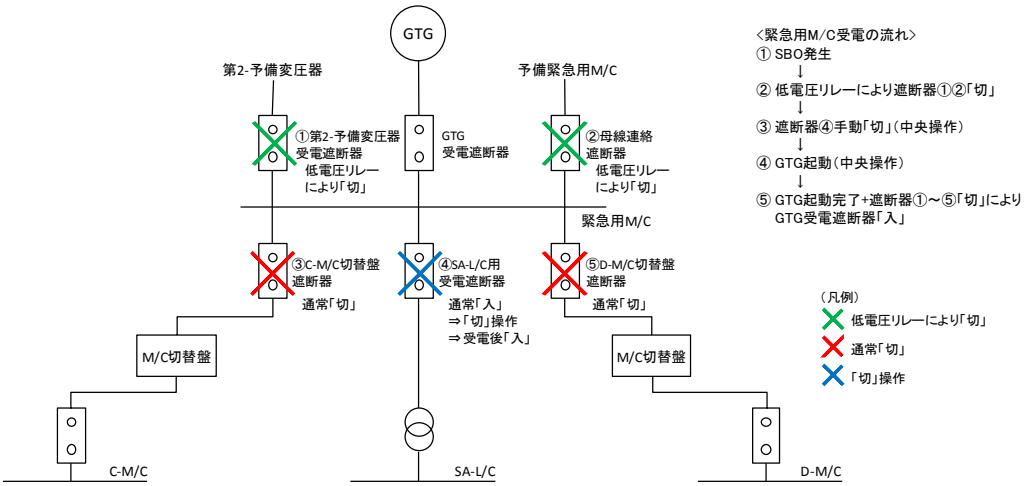


図２　ＧＴＧによる緊急用メタクラ受電の概要

このため，現状は緊急用メタクラ受電により非常用Ｍ／Ｃ側及びＳＡ－Ｌ／Ｃ側が自動的に受電しない設計としていることから，緊急用メタクラ受電後，ＳＡ－Ｌ／Ｃ側を受電するためには，改めて遮断器④のＳＡ－Ｌ／Ｃ受電用遮断器を投入する必要がある。

３．ＳＡ－Ｌ／Ｃ側への優先した電源供給について

１．及び２．のとおり，現状ＧＴＧから電源供給する場合は，非常用Ｍ／Ｃ側の受電を優先しているが，注水機能のバックアップである低圧原子炉代替注水系の電源を早期に確保する観点から，ＳＡ－Ｌ／Ｃ側の受電を優先し，その後，非常用Ｍ／Ｃ側に接続される重大事故等対処設備が使用可能であれば，非常用Ｍ／Ｃ側を受電するよう設備及び手順を変更する。（図３参照）

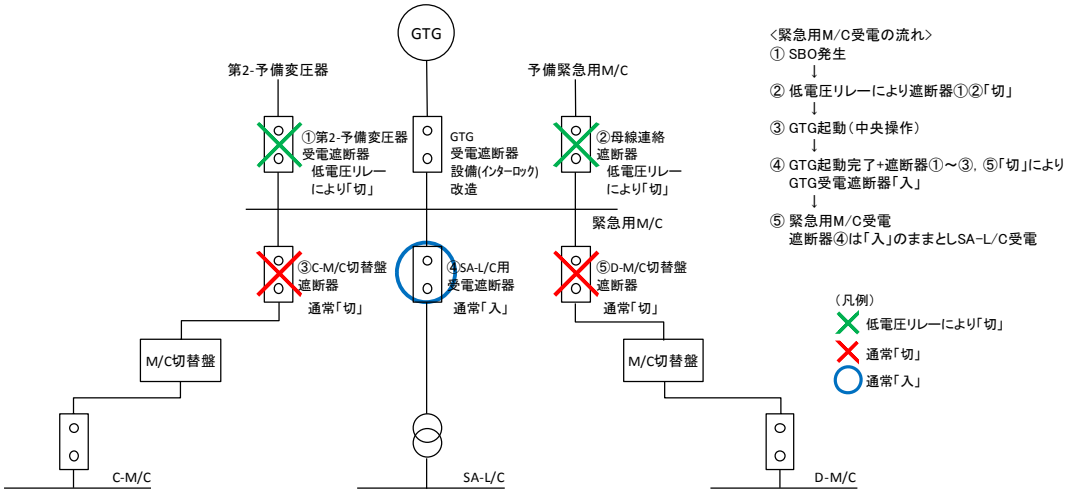
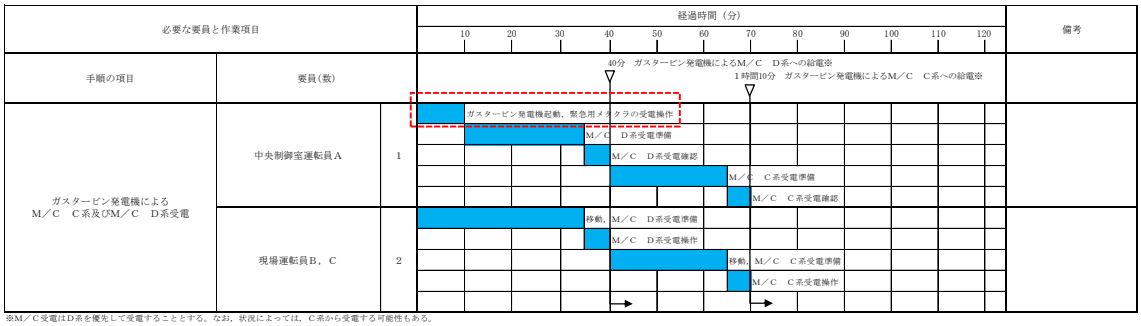


図３　ＧＴＧによる緊急用メタクラ受電の概要（変更後）

また，ＳＡ－Ｌ／Ｃの受電確認については，中央制御室運転員Ａが，緊急用メタクラ受電確認とあわせて確認を行うため，タイムチャートに影響はない。



※M／C受電はD系を優先して受電することとする。なお，状況によっては，C系から受電する可能性もある。

図４　ガスタービン発電機によるＭ／Ｃ　Ｃ系及びＭ／Ｃ　Ｄ系受電タイムチャート

４．重大事故等時の対応手段選択フローチャート

代替電源設備，代替所内電気設備及び非常用所内電気設備の優先順位を考慮した対応手段の選定フローを図４に示す。

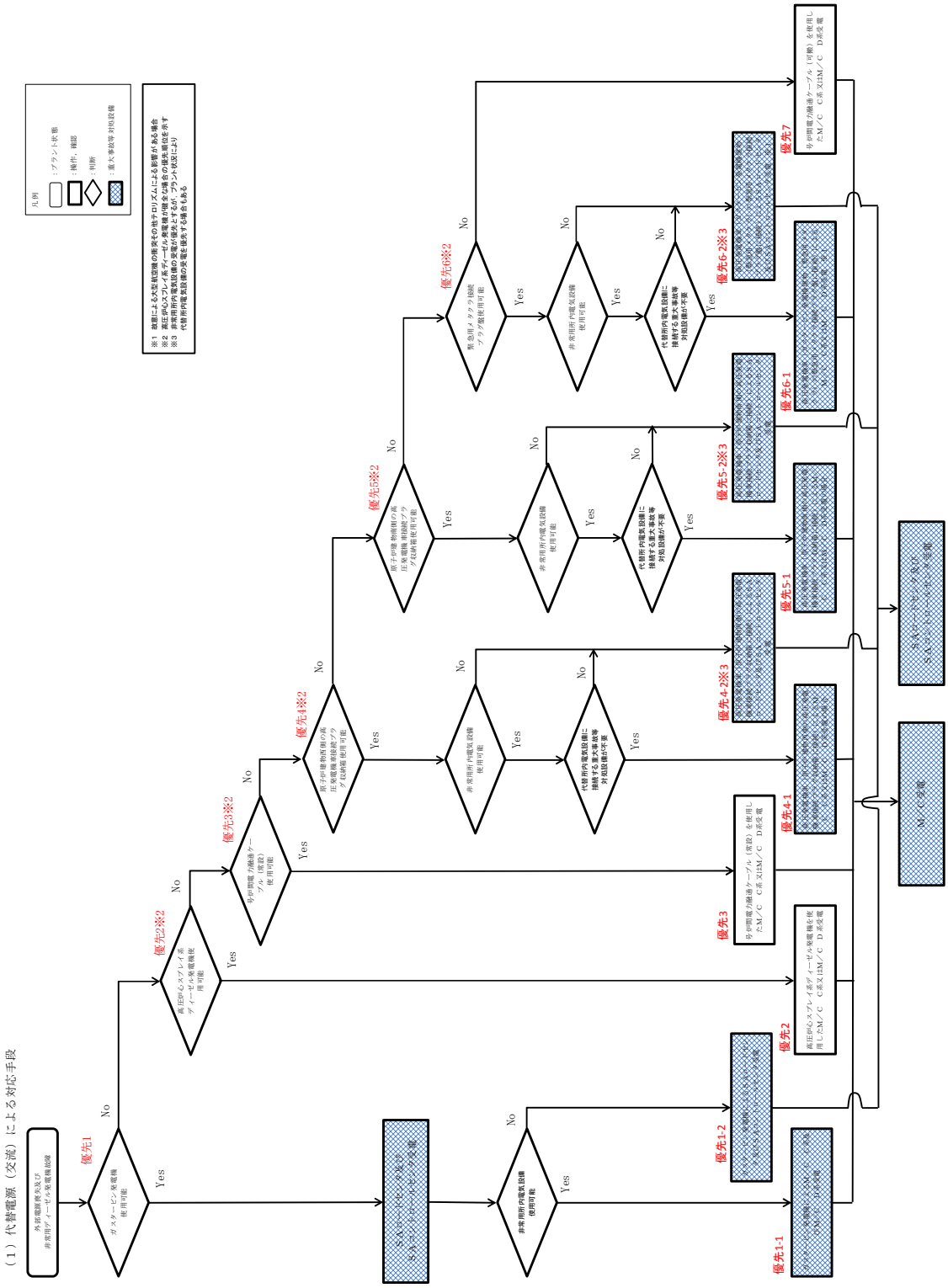


図４　重大事故等時の対応手段選択フローチャート

以上

(a)　手順着手の判断基準

外部電源，非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の機能喪失によりＭ／Ｃ　Ｃ系，Ｍ／Ｃ　Ｄ系及びＭ／Ｃ　ＨＰＣＳ系へ給電できない場合。なお，ガスタービン発電機の現場起動については，ガスタービン発電機の中央制御室起動が失敗した場合及び要員が確保されている場合に，他の手段と同時並行で実施する。

(b)　操作手順

ガスタービン発電機によるＭ／Ｃ　Ｃ系及びＭ／Ｃ　Ｄ系受電手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.14－6図及び第1.14－7図に，概要図を第1.14－8図に，タイムチャートを第1.14－9図に示す。

〔優先１．ガスタービン発電機によるＭ／Ｃ　Ｃ系及びＭ／Ｃ　Ｄ系受電の場合〕

Ｉ．ガスタービン発電機の中央制御室からの起動

①[a]当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，中央制御室運転員にガスタービン発電機の起動，緊急用メタクラ及びＳＡ－Ｌ／Ｃの受電開始を指示する。

②[a]中央制御室運転員Ａは，緊急用メタクラの動力変圧器用遮断器以外の遮断器の「切」を確認した後，ガスタービン発電機を起動し，緊急用メタクラ及びＳＡ－Ｌ／Ｃの受電を電圧確認により実施し，ガスタービン発電機の起動，緊急用メタクラ及びＳＡ－Ｌ／Ｃの受電が開始されたことを当直副長に報告する。

③[a]当直副長は，運転員にガスタービン発電機によるＭ／Ｃ　Ｄ系への受電準備開始を指示する。

④[a]中央制御室運転員Ａは，受電前準備としてＭ／Ｃ　Ｄ系，Ｌ／Ｃ　Ｄ系及びＣ／Ｃ　Ｄ系の動的機器の自動起動防止のため操作スイッチ（以下「ＣＳ」という。）を「停止引ロック」又は「停止」とする。

⑤[a]現場運転員Ｂ及びＣは，Ｍ／Ｃ　Ｄ系及びＬ／Ｃ　Ｄ系の負荷抑制のため，あらかじめ定められた負荷以外の遮断器を「切」とし，当直副長に受電準備完了を報告する。

⑥[a]当直副長は，運転員にガスタービン発電機によるＭ／Ｃ　Ｄ系の受電開始を指示する。

⑦[a]現場運転員Ｂ及びＣは，Ｍ／Ｃ　Ｄ系の受電遮断器を「入」とし，Ｍ／Ｃ　Ｄ系，Ｌ／Ｃ　Ｄ系及びＣ／Ｃ　Ｄ系の受電操作を実施する。

⑧[a]中央制御室運転員Ａは，Ｍ／Ｃ　Ｄ系を受電するための緊急用メタクラの遮断器を「入」操作を実施する。

⑨[a]現場運転員Ｂ及びＣは，外観点検によりＭ／Ｃ　Ｄ系，Ｌ／Ｃ　Ｄ系及びＣ／Ｃ　Ｄ系の受電状態に異常がないことを確認後，当直副長に報告する。

⑩ᵃ当直副長は，運転員にガスタービン発電機によるＭ／Ｃ　Ｃ系への受電準備開始を指示する。

⑪ᵃ中央制御室運転員Ａは，受電前準備としてＭ／Ｃ　Ｃ系，Ｌ／Ｃ　Ｃ系及びＣ／Ｃ　Ｃ系の動的機器の自動起動防止のためＣＳを「停止引ロック」又は「停止」とする。

⑫ᵃ現場運転員Ｂ及びＣは，Ｍ／Ｃ　Ｃ系及びＬ／Ｃ　Ｃ系の負荷抑制のため，あらかじめ定められた負荷以外の遮断器を「切」とし，当直副長にＭ／Ｃ　Ｃ系の受電準備完了を報告する。

⑬ᵃ当直副長は，運転員にガスタービン発電機によるＭ／Ｃ　Ｃ系の受電開始を指示する。

⑭ᵃ現場運転員Ｂ及びＣは，Ｍ／Ｃ　Ｃ系の受電遮断器を「入」とし，Ｍ／Ｃ　Ｃ系，Ｌ／Ｃ　Ｃ系及びＣ／Ｃ　Ｃ系の受電操作を実施する。

⑮ᵃ中央制御室運転員Ａは，Ｍ／Ｃ　Ｃ系を受電するための緊急用メタクラの遮断器を「入」操作を実施する。

⑯ᵃ現場運転員Ｂ及びＣは，外観点検によりＭ／Ｃ　Ｃ系，Ｌ／Ｃ　Ｃ系及びＣ／Ｃ　Ｃ系の受電状態に異常がないことを確認後，当直副長に報告し，Ａ－115V系充電器盤，Ｂ－115V系充電器盤，Ｂ１－115V系充電器盤（ＳＡ），ＳＡ用115V系充電器盤，230V系充電器盤（ＲＣＩＣ）及び中央制御室監視計器へ交流電源を供給する。

操作手順については，「1.14.2.2(1)ａ．所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備による給電」の操作手順⑫ᵃ～と同様である。

Ⅱ．ガスタービン発電機の現場からの起動

①ᵇ当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，当直長を経由して，緊急時対策本部にガスタービン発電機の現場起動，緊急用メタクラ及びＳＡ－Ｌ／Ｃの受電開始を依頼する。

②ᵇ緊急時対策本部は，緊急時対策要員にガスタービン発電機の現場起動，緊急用メタクラ及びＳＡ－Ｌ／Ｃの受電開始を指示する。

③ᵇ緊急時対策要員は，ガスタービン発電機の現場起動及び緊急用メタクラの受電を電圧確認により，ＳＡ－Ｌ／Ｃの受電を状態表示確認により実施し，ガスタービン発電機の現場起動，緊急用メタクラ及びＳＡ－Ｌ／Ｃ受電完了を緊急時対策本部に報告する。

④ᵇ緊急時対策本部は，ガスタービン発電機の現場起動，緊急用メタクラ及びＳＡ－Ｌ／Ｃ受電完了を当直長に報告する。

⑤ᵇ当直副長は，運転員にガスタービン発電機によるＳＡ－Ｌ／Ｃの受電確認，Ｍ／Ｃ　Ｃ系及びＭ／Ｃ　Ｄ系への受電準備開始を指示する。

⑥ᵇ中央制御室運転員Ａは，ＳＡ－Ｌ／Ｃの受電を電圧確認により実施した後，受電前準備としてＭ／Ｃ　Ｄ系，Ｌ／Ｃ　Ｄ系及びＣ／Ｃ　Ｄ系の動的機器の自動起動防止のためＣＳを「停止引ロック」又は「停

止」とする。

⑦ᵇ現場運転員Ｂ及びＣは，Ｍ／Ｃ　Ｄ系及びＬ／Ｃ　Ｄ系の負荷抑制のため，あらかじめ定められた負荷以外の遮断器を「切」とする。

⑧ᵇ中央制御室運転員Ａは，受電前準備としてＭ／Ｃ　Ｃ系，Ｌ／Ｃ　Ｃ系及びＣ／Ｃ　Ｃ系の動的機器の自動起動防止のためＣＳを「停止引ロック」又は「停止」とする。

⑨ᵇ現場運転員Ｂ及びＣは，Ｍ／Ｃ　Ｃ系及びＬ／Ｃ　Ｃ系の負荷抑制のため，あらかじめ定められた負荷以外の遮断器を「切」とし，当直副長にＭ／Ｃ　Ｃ系の受電準備完了を報告する。

⑩ᵇ当直副長は，運転員にガスタービン発電機によるＭ／Ｃ　Ｄ系の受電開始を指示する。

⑪ᵇ現場運転員Ｂ及びＣは，Ｍ／Ｃ　Ｄ系の受電遮断器を「入」とし，Ｍ／Ｃ　Ｄ系，Ｌ／Ｃ　Ｄ系及びＣ／Ｃ　Ｄ系の受電操作を実施する。

⑫ᵇ中央制御室運転員Ａは，Ｍ／Ｃ　Ｄ系を受電するための緊急用メタクラの遮断器を「入」操作を実施する。

⑬ᵇ現場運転員Ｂ及びＣは，外観点検によりＭ／Ｃ　Ｄ系，Ｌ／Ｃ　Ｄ系及びＣ／Ｃ　Ｄ系の受電状態に異常がないことを確認後，当直副長に報告する。

⑭ᵇ当直副長は，運転員にガスタービン発電機によるＭ／Ｃ　Ｃ系の受電開始を指示する。

⑮ᵇ現場運転員Ｂ及びＣは，Ｍ／Ｃ　Ｃ系の受電遮断器を「入」とし，Ｍ／Ｃ　Ｃ系，Ｌ／Ｃ　Ｃ系及びＣ／Ｃ　Ｃ系の受電操作を実施する。

⑯ᵇ中央制御室運転員Ａは，Ｍ／Ｃ　Ｃ系を受電するための緊急用メタクラの遮断器を「入」操作を実施する。

⑰ᵇ現場運転員Ｂ及びＣは，外観点検によりＭ／Ｃ　Ｃ系，Ｌ／Ｃ　Ｃ系及びＣ／Ｃ　Ｃ系の受電状態に異常がないことを確認後，当直副長に報告し，Ａ－115V系充電器盤，Ｂ－115V系充電器盤，Ｂ１－115V系充電器盤（ＳＡ），ＳＡ用115V系充電器盤，230V系充電器盤（ＲＣＩＣ）及び中央制御室監視計器へ交流電源を供給する。

操作手順については，「1.14.2.2(1)ａ．所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備による給電」の操作手順⑫ᵃ～と同様である。

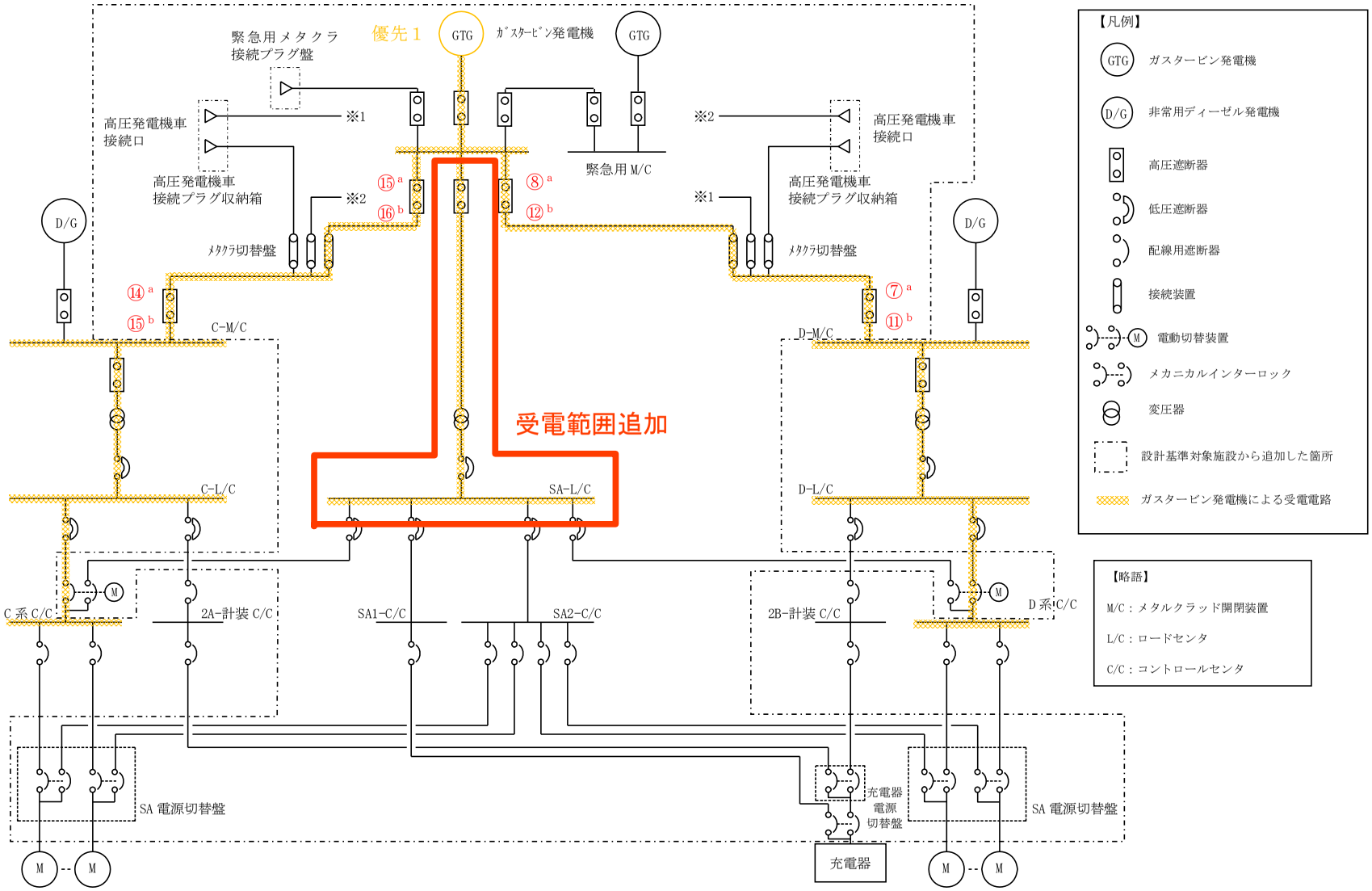
(c)　操作の成立性

優先１の中央制御室操作でのガスタービン発電機によるＭ／Ｃ　Ｃ系及びＭ／Ｃ　Ｄ系受電操作は，中央制御室運転員１名及び現場運転員２名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してからの所要時間は以下のとおり。

・ガスタービン発電機による給電開始まで10分以内で可能である。

・ガスタービン発電機によるＭ／Ｃ　Ｄ系受電完了まで40分以内で可能

（技術的能力1.14）
GTGによるM/C C系及びM/C D系受電



記載例　○：操作手順番号を示す。

第 1.14－8 図　ガスタービン発電機によるM／C　C系及びM／C　D系受電　概要図

〔優先１．ガスタービン発電機によるＳＡロードセンタ及びＳＡコントロールセンタ受電の場合〕

Ⅰ．ガスタービン発電機の中央制御室からの起動

①[a]当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，中央制御室運転員にガスタービン発電機の起動，緊急用メタクラ及びＳＡ－Ｌ／Ｃの受電開始を指示する。

②[a]中央制御室運転員Ａは，緊急用メタクラの動力変圧器用遮断器以外の遮断器の「切」を確認した後，ガスタービン発電機を起動し，緊急用メタクラ及びＳＡ－Ｌ／Ｃの受電を電圧確認により実施し，ガスタービン発電機の起動，緊急用メタクラ及びＳＡ－Ｌ／Ｃの受電が開始されたことを当直副長に報告する。

③[a]当直副長は，ＳＡ電源切替盤による給電の場合には，現場運転員にＳＡ電源切替盤による負荷への給電開始を指示する。
当直副長は，非常用コントロールセンタ切替盤による給電の場合には，運転員に非常用コントロールセンタ切替盤による給電開始を指示する。

④[a]現場運転員Ｂ及びＣは，ＳＡ電源切替盤による給電の場合には，ＳＡ電源切替盤にて各電動弁電源を「ＳＡ側」へ切り替えを行い，切替え作業完了を当直副長へ報告し，非常用コントロールセンタ切替盤による給電の場合には，不要な負荷の切り離しを行い，切離し作業完了を当直副長へ報告する。
中央制御室運転員Ａは，非常用コントロールセンタ切替盤による給電の場合には，ＣＳで非常用コントロールセンタ切替盤の切り替え及び不要な負荷のＣＳを「停止引ロック」又は「停止」を行い，切替え作業完了を当直副長へ報告する。

⑤[a]中央制御室運転員Ａは，電動弁の電源が復旧したことを状態表示ランプにて確認する。

Ⅱ．ガスタービン発電機の現場からの起動

①[b]当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，当直長を経由して，緊急時対策本部にガスタービン発電機の現場起動，緊急用メタクラ及びＳＡ－Ｌ／Ｃの受電開始を依頼する。

②[b]緊急時対策本部は，緊急時対策要員にガスタービン発電機の現場起動，緊急用メタクラ及びＳＡ－Ｌ／Ｃの受電開始を指示する。

③[b]緊急時対策要員は，緊急用メタクラの動力変圧器用遮断器以外の遮断器の「切」を確認した後，ガスタービン発電機を現場起動し，緊急用メタクラの受電を電圧確認により，ＳＡ－Ｌ／Ｃの受電を状態表示確認により実施し，ガスタービン発電機の現場起動，緊急用メタクラ及びＳＡ－Ｌ／Ｃ受電完了を緊急時対策本部に報告する。

④[b]緊急時対策本部は，ガスタービン発電機の現場起動，緊急用メタク

ラ及びＳＡ－Ｌ／Ｃ受電完了を当直長に報告する。
⑤[b]当直副長は，中央制御室運転員にＳＡ－Ｌ／Ｃの受電確認を指示する。
⑥[b]中央制御室運転員Ａは，ＳＡ－Ｌ／Ｃの電圧確認を行い，ガスタービン発電機から給電が開始されたことを当直副長に報告する。
ＳＡ電源切替盤又は非常用コントロールセンタ切替盤による負荷への受電操作手順については，「ガスタービン発電機によるＳＡロードセンタ及びＳＡコントロールセンタ受電の場合」の操作手順③[a]～⑤[a]と同様である。

〔優先２．高圧発電機車（原子炉建物西側の高圧発電機車接続プラグ収納箱に接続）によるＳＡロードセンタ及びＳＡコントロールセンタ受電の場合〕
①[c]当直副長は，手順着手の判断基準に基づき，中央制御室運転員に高圧発電機車（原子炉建物西側の高圧発電機車接続プラグ収納箱に接続）によるＳＡ－Ｌ／Ｃ及びＳＡ－Ｃ／Ｃ受電準備開始を指示する。
②[c]当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に高圧発電機車（原子炉建物西側の高圧発電機車接続プラグ収納箱に接続）によるＳＡ－Ｌ／Ｃ及びＳＡ－Ｃ／Ｃへの給電を依頼する。
③[c]緊急時対策本部は，緊急時対策要員に高圧発電機車（原子炉建物西側の高圧発電機車接続プラグ収納箱に接続）によるＳＡ－Ｌ／Ｃ及びＳＡ－Ｃ／Ｃへの給電準備開始を指示する。
④[c]中央制御室運転員Ａは，緊急用メタクラの遮断器の「切」を確認した後，緊急用メタクラの非常用高圧母線用遮断器の「入」操作を行い，当直副長にＳＡ－Ｌ／Ｃ及びＳＡ－Ｃ／Ｃの受電準備完了を報告する。
⑤[c]当直長は，当直副長からの依頼に基づき，緊急時対策本部に緊急用メタクラ，ＳＡ－Ｌ／Ｃ及びＳＡ－Ｃ／Ｃの受電準備が完了したことを報告する。
⑥[c]緊急時対策要員は，高圧発電機車を原子炉建物西側近傍に配置し，高圧発電機車の起動準備，高圧発電機車から高圧発電機車接続プラグ収納箱までの間に高圧発電機車のケーブルを敷設し，接続作業を行う。
⑦[c]緊急時対策要員は，メタクラ切替盤において給電する緊急用メタクラへの切替え作業をするとともに，絶縁抵抗測定により高圧発電機車からＳＡ－Ｌ／Ｃ動力変圧器の一次側までの間の電路の健全性を確認し，受電準備完了を緊急時対策本部に報告する。
⑧[c]緊急時対策本部は，緊急時対策要員に高圧発電機車（原子炉建物西側の高圧発電機車接続プラグ収納箱に接続）による給電開始を指示する。

(3)　電源の評価結果

全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮する場合に評価上，最も負荷が厳しくなる事故シーケンスグループ等は，「2.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」，「2.3.2　全交流動力電源喪失（ＴＢＵ）」，「2.3.3　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ）」，「2.3.4　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」である。常設代替交流電源設備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4,286~~68~~kWが必要となるが，常設代替交流電源設備の連続定格容量である4,800kW未満であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

なお，全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮しない場合は，非常用ディーゼル発電機等による電源供給を想定しているが，重大事故等対策に必要な負荷は，非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから，非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。

また，直流電源については外部電源喪失時においても，非常用ディーゼル発電機等又は常設代替交流電源設備により交流電源を充電器盤に供給することで継続的な直流電源の供給が可能である。なお，事故シーケンスグループ「2.3 全交流動力電源喪失」においては，交流電源が事象発生後24時間復旧しない場合を想定しており，この場合でも直流電源負荷の切り離し及び所内常設蓄電式直流電源設備への切替えの実施により，事象発生後24時間の連続した直流電源の供給が可能である。

（添付資料 6.3.1）

第１表　水源，燃料及び電源負荷の必要量（１／４）

事故シーケンス	水源 原子炉注水及び格納容器スプレイ （必要水量／水源総量）	水源 燃料プール注水 （必要水量／水源総量）	燃料（軽油） ７日間必要量／備蓄量	電源負荷 最大負荷／給電容量
2.1 高圧・低圧注水機能喪失	約 3,600m³／約 7,740m³ ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・格納容器代替スプレイ系（可搬型）	—	○非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等　約712m³／約730m³ ・非常用ディーゼル発電機×２（約 543.648m³） ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（約 155.736m³） ・大量送水車（約 11.3736m³） ○ガスタービン発電機用軽油タンク　約 352m³／約 450m³ ・ガスタービン発電機（約 351.12m³） ○緊急時対策所用燃料地下タンク　約８m³／約 45m³ ・緊急時対策所用発電機（約 7.8792m³）	約 354kW／約 4,800kW
2.2 高圧注水・減圧機能喪失	—	—	○非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等　約700m³／約730m³ ・非常用ディーゼル発電機×２（約 543.648m³） ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（約 155.736m³） ○緊急時対策所用燃料地下タンク　約８m³／約 45m³ ・緊急時対策所用発電機（約 7.8792m³）	—
2.3.1 全交流動力電源喪失（長期ＴＢ） 2.3.2 全交流動力電源喪失（ＴＢＵ） 2.3.3 全交流動力電源喪失（ＴＢＤ）	約 1,100m³／約 7,000m³ ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・格納容器代替スプレイ系（可搬型）	—	○非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等　約 12m³／約 730m³ ・大量送水車（約 11.3736m³） ○ガスタービン発電機用軽油タンク　約 352m³／約 450m³ ・ガスタービン発電機（約 351.12m³） ○緊急時対策所用燃料地下タンク　約８m³／約 45m³ ・緊急時対策所用発電機（約 7.8792m³）	約 4,28~~668~~kW／約 4,800kW※2
2.3.4 全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	約 1,000m³／約 7,000m³ ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・格納容器代替スプレイ系（可搬型）	—	○非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等　約 12m³／約 730m³ ・大量送水車（約 11.3736m³） ○ガスタービン発電機用軽油タンク　約 352m³／約 450m³ ・ガスタービン発電機（約 351.12m³） ○緊急時対策所用燃料地下タンク　約８m³／約 45m³ ・緊急時対策所用発電機（約 7.8792m³）	約 4,28~~668~~kW／約 4,800kW※2

※１：有効性評価において，外部電源喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失し，非常用ディーゼル発電機が起動したことを考慮する。

※２：直流電源については，電源負荷の制限や電源の切替えにより，24 時間電源供給可能である。以降は，他の事故シーケンスグループ等も含めて交流電源により供給可能である。

□ は，各資源の必要量（負荷）が最大のものを示す。ただし，燃料評価においては，□ は，全交流動力電源喪失の発生または重畳を考慮し，ガスタービン発電機による電源供給に期待する場合の最大値を，⋯ は，全交流動力電源喪失の発生または重畳を考慮せず，非常用ディーゼル発電機で電源を供給する場合の最大値を示す。

第１表　水源，燃料及び電源負荷の必要量（２／４）

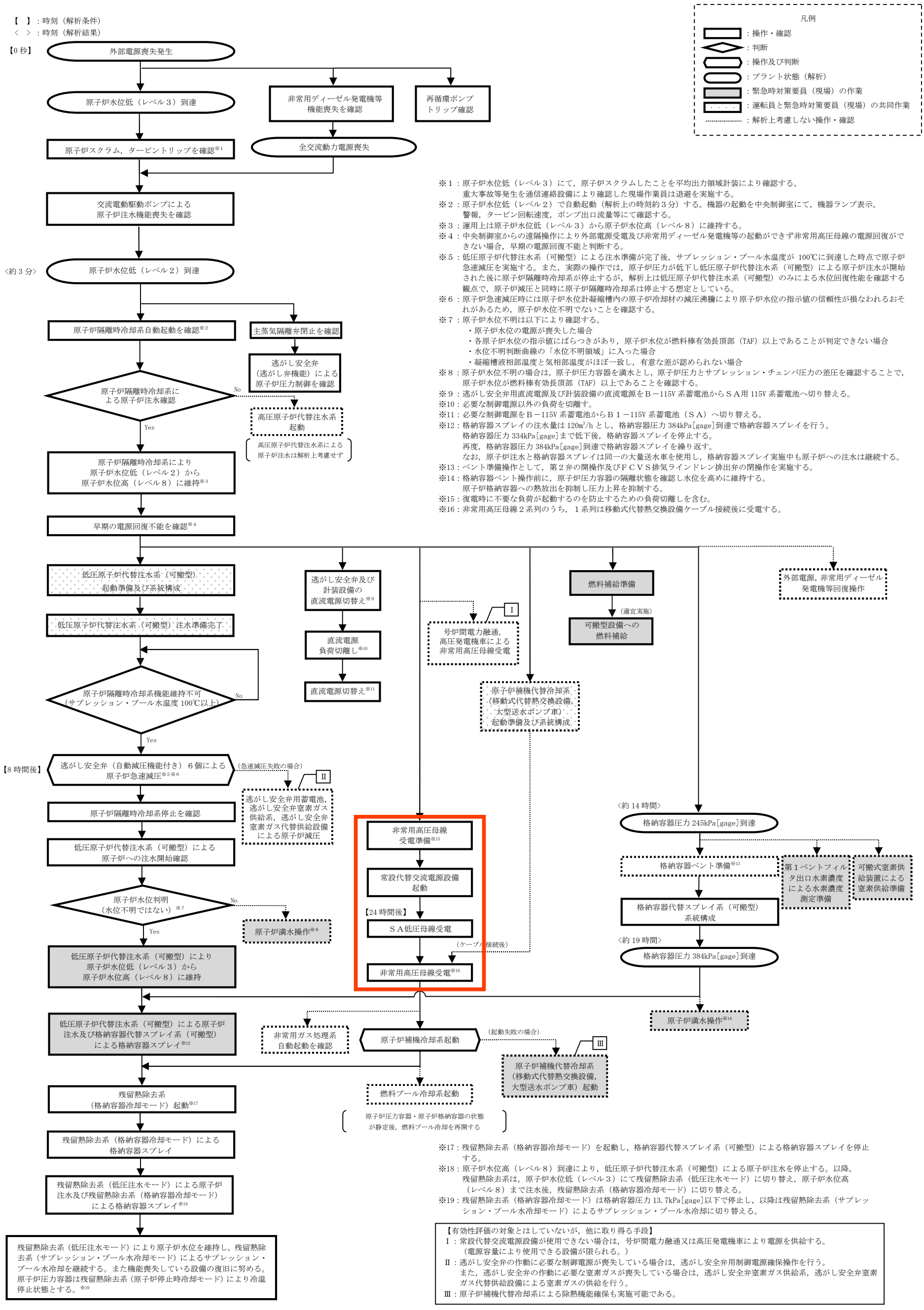
事故シーケンス	水源 原子炉注水及び格納容器スプレイ （必要水量／水源総量）	水源 燃料プール注水 （必要水量／水源総量）	燃料（軽油） ７日間必要量／備蓄量	電源負荷 最大負荷／給電容量
2.4.1　崩壊熱除去機能喪失 （取水機能が喪失した場合）	—	—	○非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等　約 53m³／約 730m³ ・大型送水ポンプ車（約 52.08m³） ○ガスタービン発電機用軽油タンク　約 352m³／約 450m³ ・ガスタービン発電機（約 351.12m³） ○緊急時対策所用燃料地下タンク　約８m³／約 45m³ ・緊急時対策所用発電機（約 7.8792m³）	約 2,966~~48~~kW／約 4,800kW
2.4.2　崩壊熱除去機能喪失 （残留熱除去機能が故障した場合）	約 3,600m³／約 7,740m³ ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・格納容器代替スプレイ系（可搬型）	—	○非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等　約 712m³／約 730m³ ・非常用ディーゼル発電機×２（約 543.648m³） ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（約 155.736m³） ・大量送水車（約 11.3736m³） ○ガスタービン発電機用軽油タンク　約 352m³／約 450m³ ・ガスタービン発電機（約 351.12m³） ○緊急時対策所用燃料地下タンク　約８m³／約 45m³ ・緊急時対策所用発電機（約 7.8792m³）	約 354kW／約 4,800kW
2.5　原子炉停止機能喪失※1	—	—	○非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等　約 700m³／約 730m³ ・非常用ディーゼル発電機×２（約 543.648m³） ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（約 155.736m³） ○緊急時対策所用燃料地下タンク　約８m³／約 45m³ ・緊急時対策所用発電機（約 7.8792m³）	—
2.6　LOCA 時注水機能喪失	約 3,400m³／約 7,740m³ ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・格納容器代替スプレイ系（可搬型）	—	○非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等　約 712m³／約 730m³ ・非常用ディーゼル発電機×２（約 543.648m³） ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（約 155.736m³） ・大量送水車（約 11.3736m³） ○ガスタービン発電機用軽油タンク　約 352m³／約 450m³ ・ガスタービン発電機（約 351.12m³） ○緊急時対策所用燃料地下タンク　約８m³／約 45m³ ・緊急時対策所用発電機（約 7.8792m³）	約 354kW／約 4,800kW

※１：有効性評価において，外部電源喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失し，非常用ディーゼル発電機が起動したことを考慮する。

※２：直流電源については，電源負荷の制限や電源の切替えにより，24 時間電源供給可能である。以降は，他の事故シーケンスグループ等も含めて交流電源により供給可能である。

□ は，各資源の必要量（負荷）が最大のものを示す。ただし，燃料評価においては，□ は，全交流動力電源喪失の発生または重畳を考慮し，ガスタービン発電機による電源供給に期待する場合の最大値を

⬚ は，全交流動力電源喪失の発生または重畳を考慮せず，非常用ディーゼル発電機で電源を供給する場合の最大値を示す。

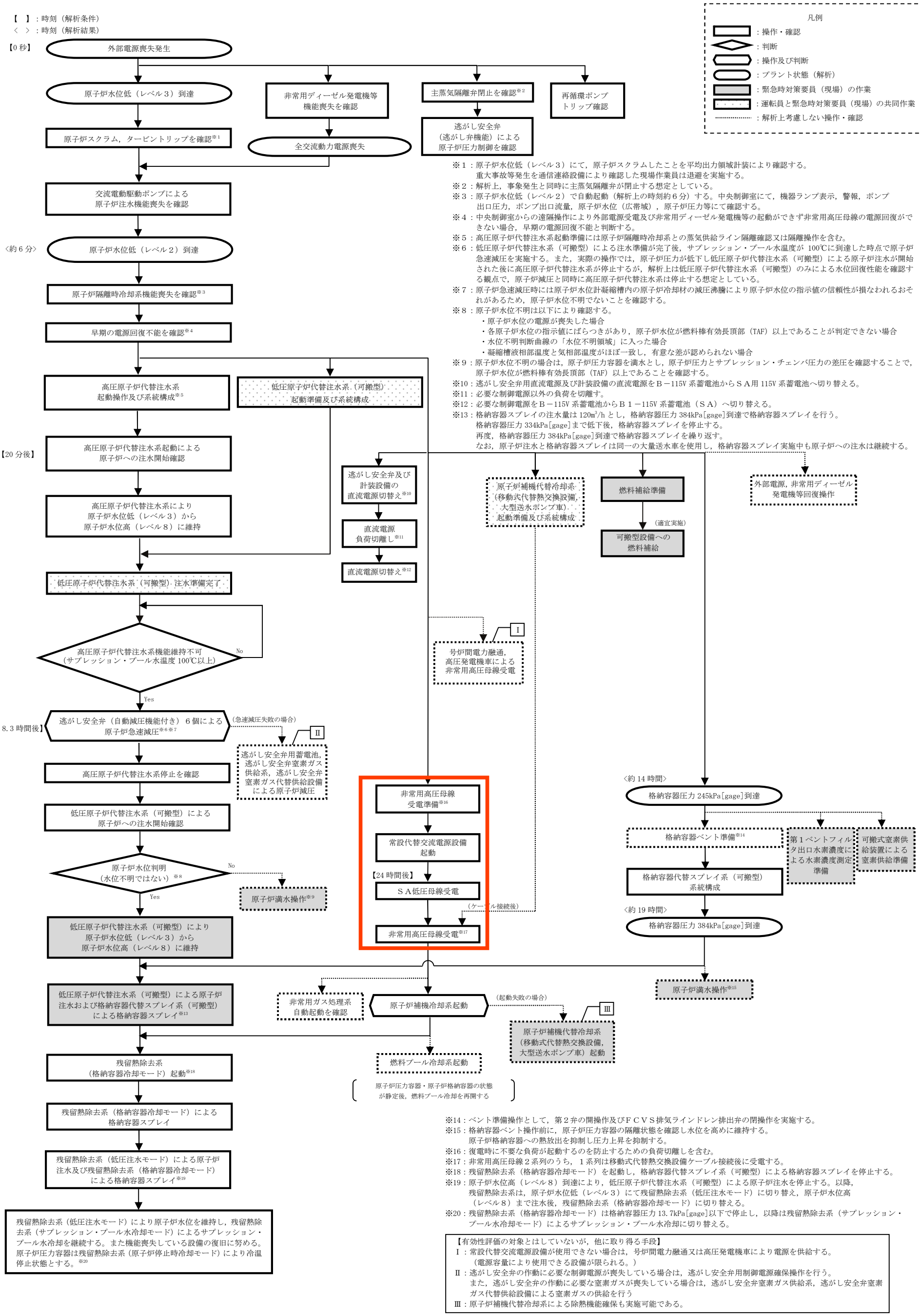


※１：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※２：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約３分）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※３：運用上は原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持する。
※４：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず非常用高圧母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※５：低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水準備が完了後，サプレッション・プール水温度が 100℃に到達した時点で原子炉急速減圧を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，解析上は低圧原子炉代替注水系（可搬型）のみによる水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※６：原子炉急速減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
※７：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※８：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※９：逃がし安全弁用直流電源及び計装設備の直流電源をＢ－115V 系蓄電池からＳＡ用 115V 系蓄電池へ切り替える。
※10：必要な制御電源以外の負荷を切離す。
※11：必要な制御電源をＢ－115V 系蓄電池からＢ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）へ切り替える。
※12：格納容器スプレイの注水量は 120m³/h とし，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。
格納容器圧力 334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
再度，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
なお，原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大量送水車を使用し，格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。
※13：ベント準備操作として，第２弁の開操作及びＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁の閉操作を実施する。
※14：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※15：復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※16：非常用高圧母線２系列のうち，１系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。

※17：残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。
※18：原子炉水位高（レベル８）到達により，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。以降，残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）にて残留熱除去系（低圧注水モード）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）まで注水後，残留熱除去系（格納容器冷却モード）に切り替える。
※19：残留熱除去系（格納容器冷却モード）は格納容器圧力 13.7kPa[gage]以下で停止し，以降は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水冷却に切り替える。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。
（電源容量により使用できる設備が限られる。）
Ⅱ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅲ：原子炉補機代替冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

第 2.3.1.1－2 図　「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」の対応手順の概要

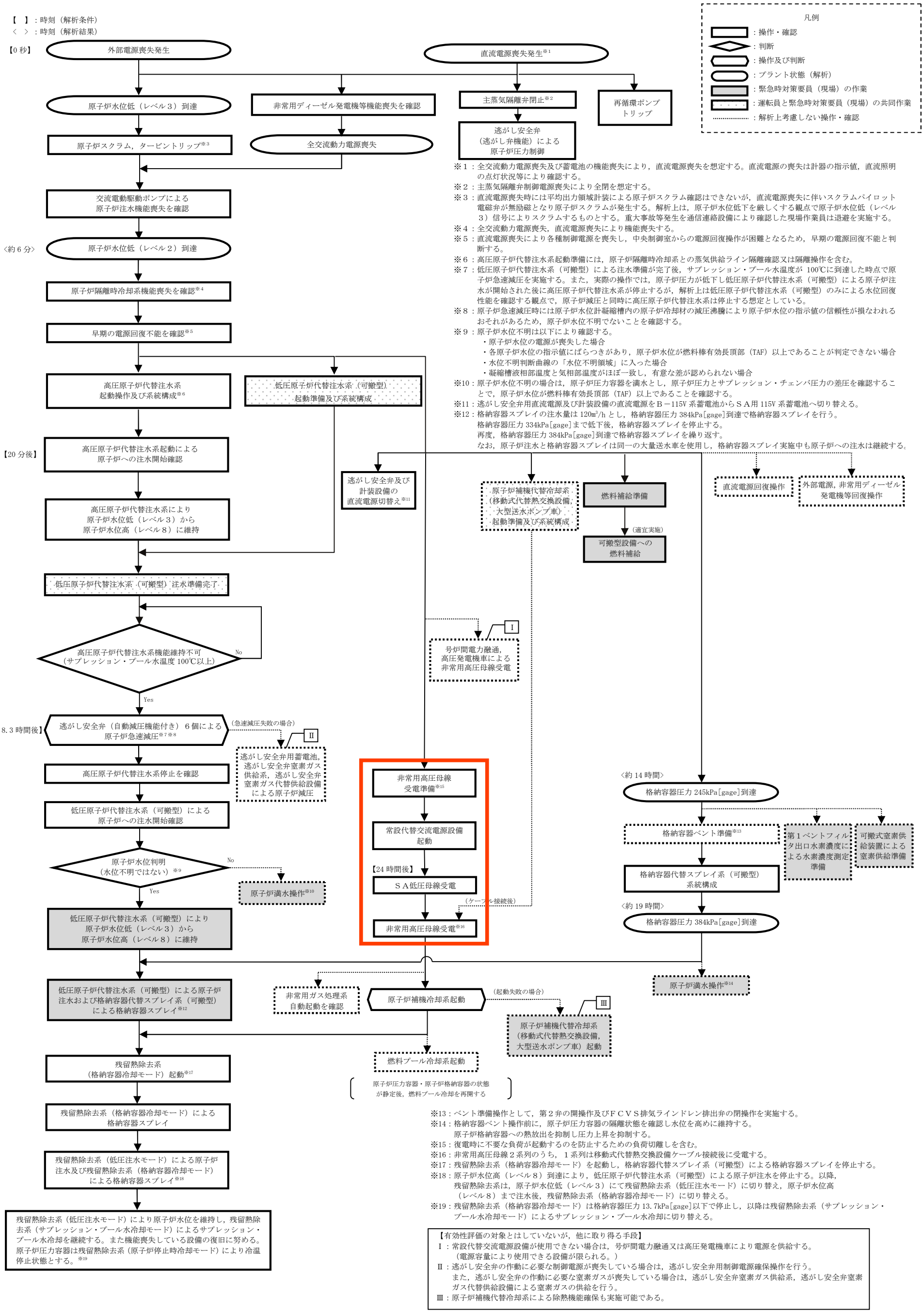


※１：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※２：解析上，事象発生と同時に主蒸気隔離弁が閉止する想定としている。
※３：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約６分）する。中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ出口圧力，ポンプ出口流量，原子炉水位（広帯域），原子炉圧力等にて確認する。
※４：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず非常用高圧母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※５：高圧原子炉代替注水系起動準備には原子炉隔離時冷却系との蒸気供給ライン隔離確認又は隔離操作を含む。
※６：低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水準備が完了後，サプレッション・プール水温度が 100℃に到達した時点で原子炉急速減圧を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に高圧原子炉代替注水系が停止するが，解析上は低圧原子炉代替注水系（可搬型）のみによる水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧と同時に高圧原子炉代替注水系は停止する想定としている。
※７：原子炉急速減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
※８：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※９：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※10：逃がし安全弁用直流電源及び計装設備の直流電源をＢ－115V 系蓄電池からＳＡ用 115V 系蓄電池へ切り替える。
※11：必要な制御電源以外の負荷を切離す。
※12：必要な制御電源をＢ－115V 系蓄電池からＢ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）へ切り替える。
※13：格納容器スプレイの注水量は 120m³/h とし，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。
格納容器圧力 334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
再度，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
なお，原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大量送水車を使用し，格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。

※14：ベント準備操作として，第２弁の開操作及びＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁の閉操作を実施する。
※15：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※16：復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※17：非常用高圧母線２系列のうち，１系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。
※18：残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。
※19：原子炉水位高（レベル８）到達により，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。以降，残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）にて残留熱除去系（低圧注水モード）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）まで注水後，残留熱除去系（格納容器冷却モード）に切り替える。
※20：残留熱除去系（格納容器冷却モード）は格納容器圧力 13.7kPa[gage]以下で停止し，以降は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水冷却に切り替える。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。
（電源容量により使用できる設備が限られる。）
Ⅱ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う
Ⅲ：原子炉補機代替冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

第 2.3.2.1－2 図　「全交流動力電源喪失（ＴＢＵ）」の対応手順の概要

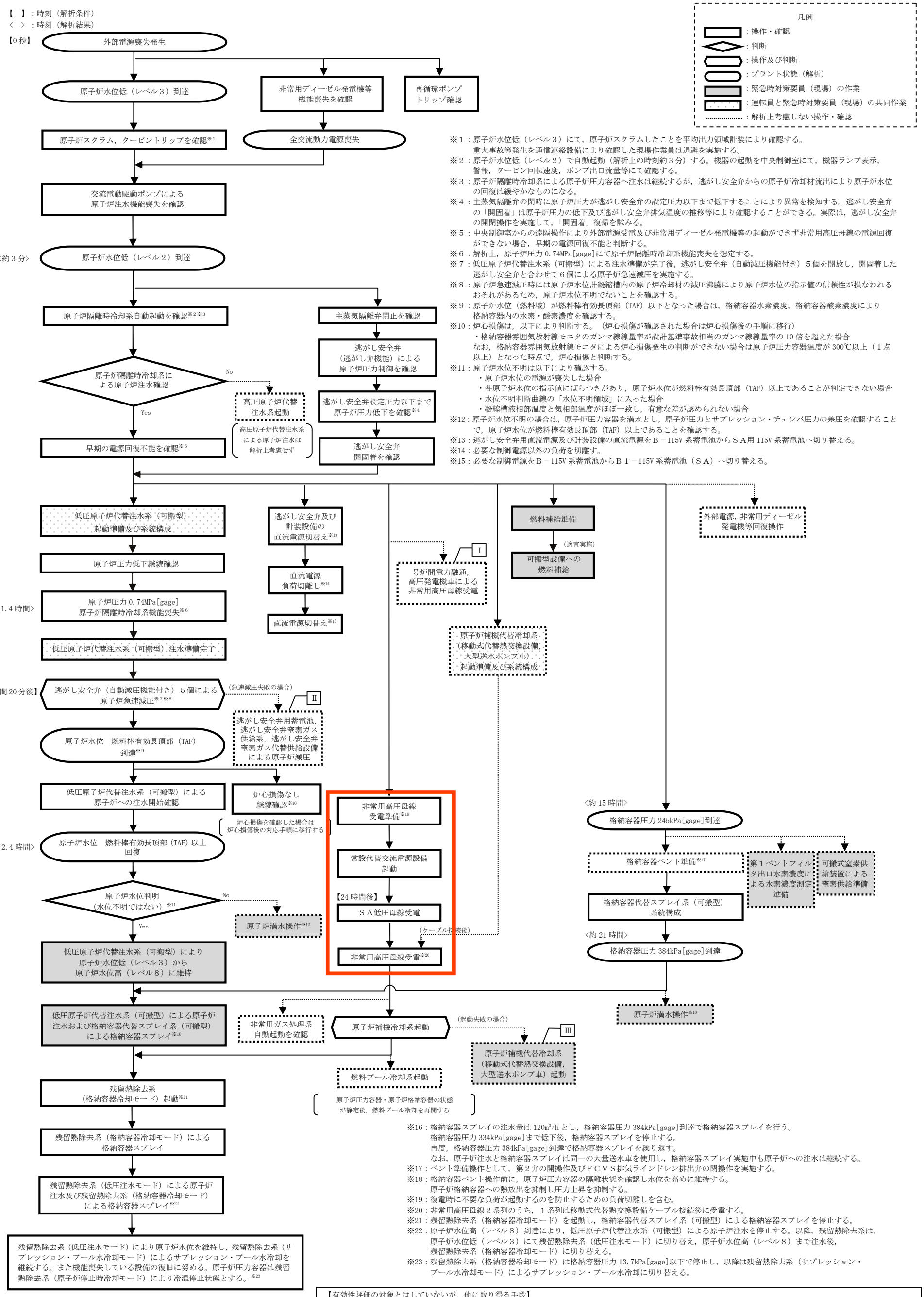


※１：全交流動力電源喪失及び蓄電池の機能喪失により，直流電源喪失を想定する。直流電源の喪失は計器の指示値，直流照明の点灯状況等により確認する。
※２：主蒸気隔離弁制御電源喪失により全閉を想定する。
※３：直流電源喪失時には平均出力領域計装による原子炉スクラム確認はできないが，直流電源喪失に伴いスクラムパイロット電磁弁が無励磁となり原子炉スクラムが発生する。解析上は，原子炉水位低下を厳しくする観点で原子炉水位低（レベル３）信号によりスクラムするものとする。重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※４：全交流動力電源喪失，直流電源喪失により機能喪失する。
※５：直流電源喪失により各種制御電源を喪失し，中央制御室からの電源回復操作が困難となるため，早期の電源回復不能と判断する。
※６：高圧原子炉代替注水系起動準備には，原子炉隔離時冷却系との蒸気供給ライン隔離確認又は隔離操作を含む。
※７：低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水準備が完了後，サプレッション・プール水温度が 100℃に到達した時点で原子炉急速減圧を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に高圧原子炉代替注水系が停止するが，解析上は低圧原子炉代替注水系（可搬型）のみによる水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧と同時に高圧原子炉代替注水系は停止する想定としている。
※８：原子炉急速減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
※９：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※10：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※11：逃がし安全弁用直流電源及び計装設備の直流電源をＢ－115V 系蓄電池からＳＡ用 115V 系蓄電池へ切り替える。
※12：格納容器スプレイの注水量は 120m³/h とし，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。
格納容器圧力 334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
再度，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
なお，原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大量送水車を使用し，格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。

※13：ベント準備操作として，第２弁の開操作及びＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁の閉操作を実施する。
※14：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※15：復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※16：非常用高圧母線２系列のうち，１系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。
※17：残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。
※18：原子炉水位高（レベル８）到達により，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。以降，残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）にて残留熱除去系（低圧注水モード）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）まで注水後，残留熱除去系（格納容器冷却モード）に切り替える。
※19：残留熱除去系（格納容器冷却モード）は格納容器圧力 13.7kPa[gage]以下で停止し，以降は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水冷却に切り替える。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。
（電源容量により使用できる設備が限られる。）
Ⅱ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅲ：原子炉補機代替冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

第 2.3.3.1－2 図　「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ）」の対応手順の概要

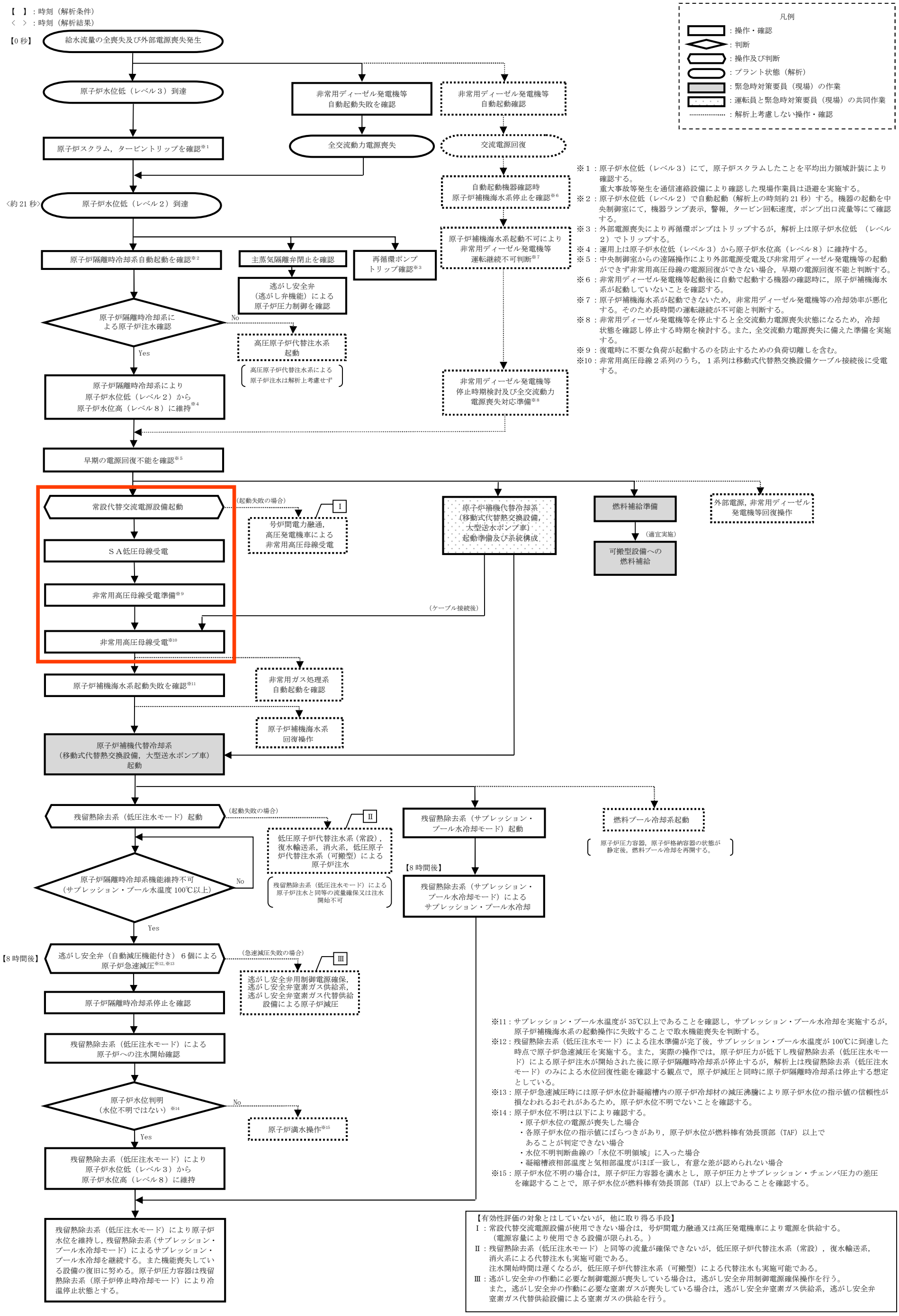


※１：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※２：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約３分）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※３：原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器へ注水は継続するが，逃がし安全弁からの原子炉冷却材流出により原子炉水位の回復は緩やかなものになる。
※４：主蒸気隔離弁の閉時に原子炉圧力が逃がし安全弁の設定圧力以下まで低下することにより異常を検知する。逃がし安全弁の「開固着」は原子炉圧力の低下及び逃がし安全弁排気温度の推移等により確認することができる。実際は，逃がし安全弁の開閉操作を実施して，「開固着」復帰を試みる。
※５：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず非常用高圧母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※６：解析上，原子炉圧力 0.74MPa[gage]にて原子炉隔離時冷却系機能喪失を想定する。
※７：低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水準備が完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）５個を開放し，開固着した逃がし安全弁と合わせて６個による原子炉急速減圧を実施する。
※８：原子炉急速減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
※９：原子炉水位（燃料域）が燃料棒有効長頂部（TAF）以下となった場合は，格納容器水素濃度，格納容器酸素濃度により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※10：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタのガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合
なお，格納容器雰囲気放射線モニタによる炉心損傷発生の判断ができない場合は原子炉圧力容器温度が 300℃以上（１点以上）となった時点で，炉心損傷と判断する。
※11：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※12：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※13：逃がし安全弁用直流電源及び計装設備の直流電源をＢ－115V 系蓄電池からＳＡ用 115V 系蓄電池へ切り替える。
※14：必要な制御電源以外の負荷を切離す。
※15：必要な制御電源をＢ－115V 系蓄電池からＢ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）へ切り替える。

※16：格納容器スプレイの注水量は 120m³/h とし，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。
格納容器圧力 334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
再度，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
なお，原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大量送水車を使用し，格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。
※17：ベント準備操作として，第２弁の開操作及びＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁の閉操作を実施する。
※18：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※19：復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※20：非常用高圧母線２系列のうち，１系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。
※21：残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。
※22：原子炉水位高（レベル８）到達により，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。以降，残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）にて残留熱除去系（低圧注水モード）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）まで注水後，残留熱除去系（格納容器冷却モード）に切り替える。
※23：残留熱除去系（格納容器冷却モード）は格納容器圧力 13.7kPa[gage]以下で停止し，以降は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水冷却に切り替える。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。（電源容量により使用できる設備が限られる。）
Ⅱ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅲ：原子炉補機代替冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

第 2.3.4.1－2 図　「全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」の対応手順の概要



第 2.4.1.1－2 図　「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の対応手順の概要

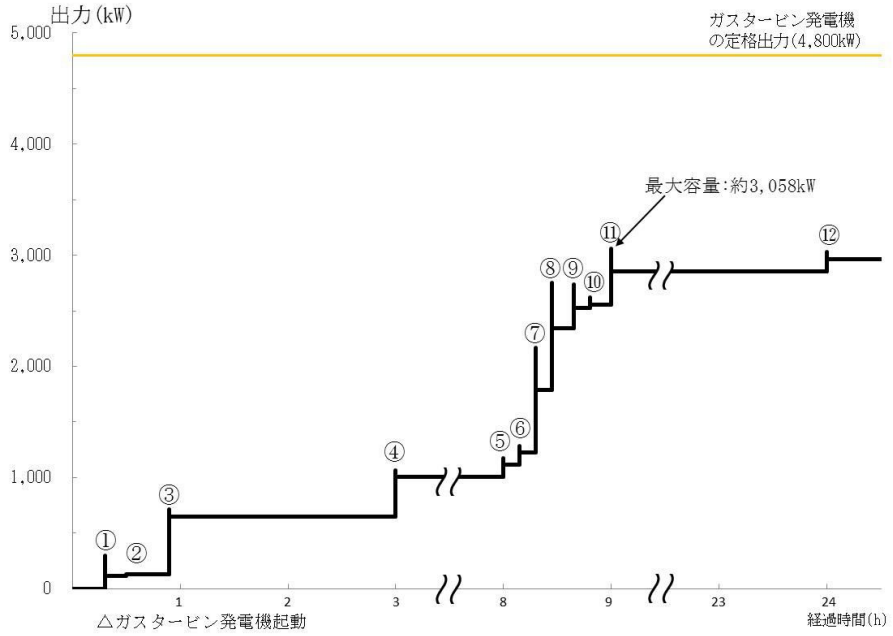
常設代替交流電源設備の負荷
（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

主要負荷リスト

電源設備：ガスタービン発電機　　定格出力：4,800kW

起動順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の最大負荷容量 (kW)
①	ガスタービン発電機付帯設備	約 111	約 300	約 111
②	代替所内電気設備負荷（自動投入負荷）	約 18	約 129	約 129
③	充電器，非常用照明，非常用ガス処理系，モニタリング・ポスト他（D系高圧母線受電時の自動投入負荷）	約 518	約 713	約 647
④	充電器，非常用照明，非常用ガス処理系他（C系高圧母線受電時の自動投入負荷）	約 359	約 1,068	約 1,006
⑤	A－淡水ポンプ（移動式代替熱交換設備）	約 110	約 1,176	約 1,116
⑥	B－淡水ポンプ（移動式代替熱交換設備）	約 110	約 1,286	約 1,226
⑦	C－残留熱除去ポンプ	約 560	約 2,169	約 1,786
⑧	B－残留熱除去ポンプ	約 560	約 2,750	約 2,346
⑨	B－中央制御室送風機	約 180	約 2,741	約 2,526
⑩	B－中央制御室非常用再循環送風機	約 30	約 2,618	約 2,556
⑪	B－中央制御室冷凍機	約 300	約 3,058	約 2,856
⑫	B－燃料プール冷却水ポンプ	約 110	約 3,031	約 2,966

SA-L/C負荷



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

添 2.4.1.4-1

常設代替交流電源設備の負荷
（全交流動力電源喪失（ＴＢＰ））

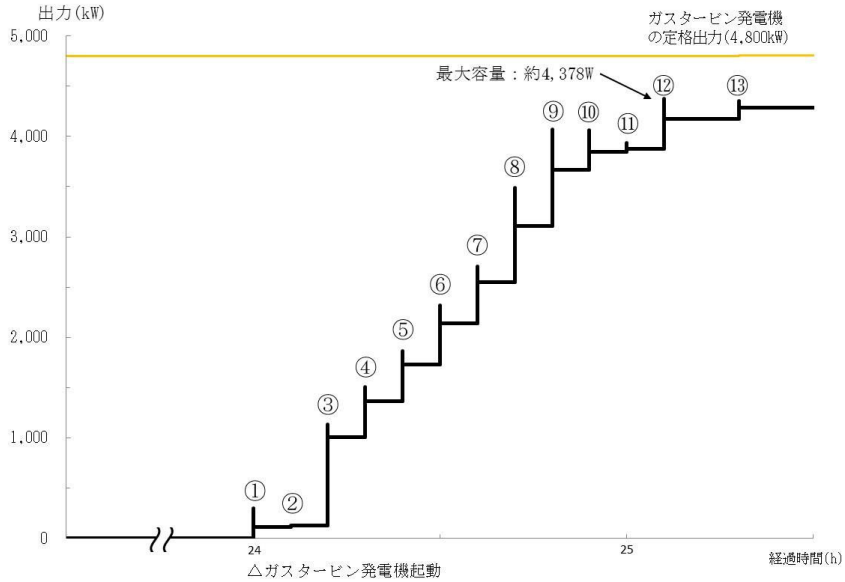
主要負荷リスト

電源設備：ガスタービン発電機　　定格出力：4,800kW

起動順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の最大負荷容量 (kW)
①	ガスタービン発電機付帯設備	約 111	約 300	約 111
②	代替所内電気設備負荷（自動投入負荷）	約 18	約 129	約 129
③	充電器，非常用照明，非常用ガス処理系，モニタリング・ポスト他（自動投入負荷）	約 877	約 1,134	約 1,006
④	Ｂ－原子炉補機冷却水ポンプ	約 360	約 1,507	約 1,366
⑤	Ｄ－原子炉補機冷却水ポンプ	約 360	約 1,867	約 1,726
⑥	Ｂ－原子炉補機海水ポンプ	約 410	約 2,321	約 2,136
⑦	Ｄ－原子炉補機海水ポンプ	約 410	約 2,707	約 2,546
⑧	Ｃ－残留熱除去ポンプ	約 560	約 3,489	約 3,106
⑨	Ｂ－残留熱除去ポンプ	約 560	約 4,070	約 3,666
⑩	Ｂ－中央制御室送風機	約 180	約 4,061	約 3,846
⑪	Ｂ－中央制御室非常用再循環送風機	約 30	約 3,938	約 3,876
⑫	Ｂ－中央制御室冷凍機	約 300	約 4,378	約 4,176
⑬	Ｂ－燃料プール冷却水ポンプ	約 110	約 4,351	約 4,286

SA-L/C負荷

※電源復旧後起動が想定される機器



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

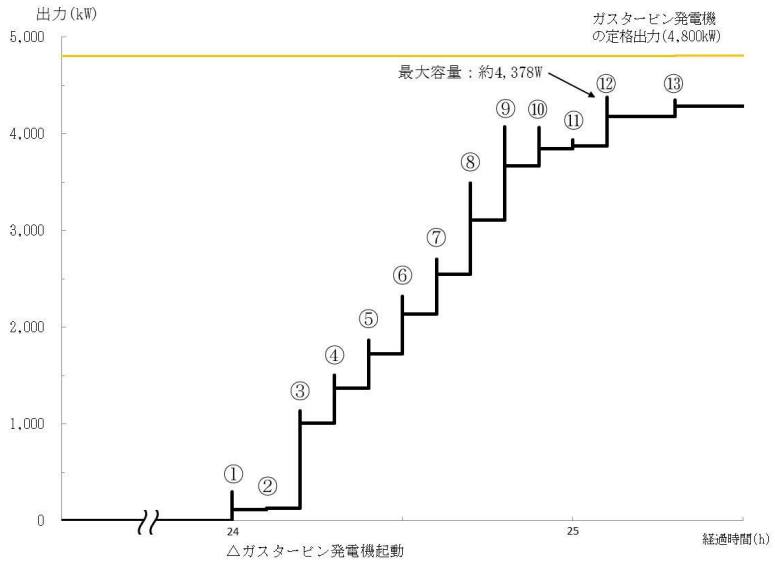
常設代替交流電源設備の負荷
（全交流動力電源喪失（長期ＴＢ））

主要負荷リスト
電源設備：ガスタービン発電機　　定格出力：4,800kW

起動順序	主要機器	負荷容量(kW)	負荷起動時の最大負荷容量(kW)	定常時の最大負荷容量(kW)
①	ガスタービン発電機付帯設備	約 111	約 300	約 111
②	代替所内電気設備負荷（自動投入負荷）	約 18	約 129	約 129
③	充電器，非常用照明，非常用ガス処理系，モニタリング・ポスト他（自動投入負荷）	約 877	約 1,134	約 1,006
④	Ｂ－原子炉補機冷却水ポンプ	約 360	約 1,507	約 1,366
⑤	Ｄ－原子炉補機冷却水ポンプ	約 360	約 1,867	約 1,726
⑥	Ｂ－原子炉補機海水ポンプ	約 410	約 2,321	約 2,136
⑦	Ｄ－原子炉補機海水ポンプ	約 410	約 2,707	約 2,546
⑧	Ｃ－残留熱除去ポンプ	約 560	約 3,489	約 3,106
⑨	Ｂ－残留熱除去ポンプ	約 560	約 4,070	約 3,666
⑩	Ｂ－中央制御室送風機	約 180	約 4,061	約 3,846
⑪	Ｂ－中央制御室非常用再循環送風機	約 30	約 3,938	約 3,876
⑫	Ｂ－中央制御室冷凍機	約 300	約 4,378	約 4,176
⑬	Ｂ－燃料プール冷却水ポンプ	約 110	約 4,351	約 4,286

SA-L/C負荷

※電源復旧後起動が想定される機器



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

添 2.3.1.8-1

1.3　全交流動力電源喪失

1.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）

1.3.2　全交流動力電源喪失（ＴＢＵ）

1.3.3　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ）

特徴

全交流動力電源喪失後，原子炉隔離時冷却系が自動起動し，設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの，その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることを想定する。このため，逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。

基本的な考え方

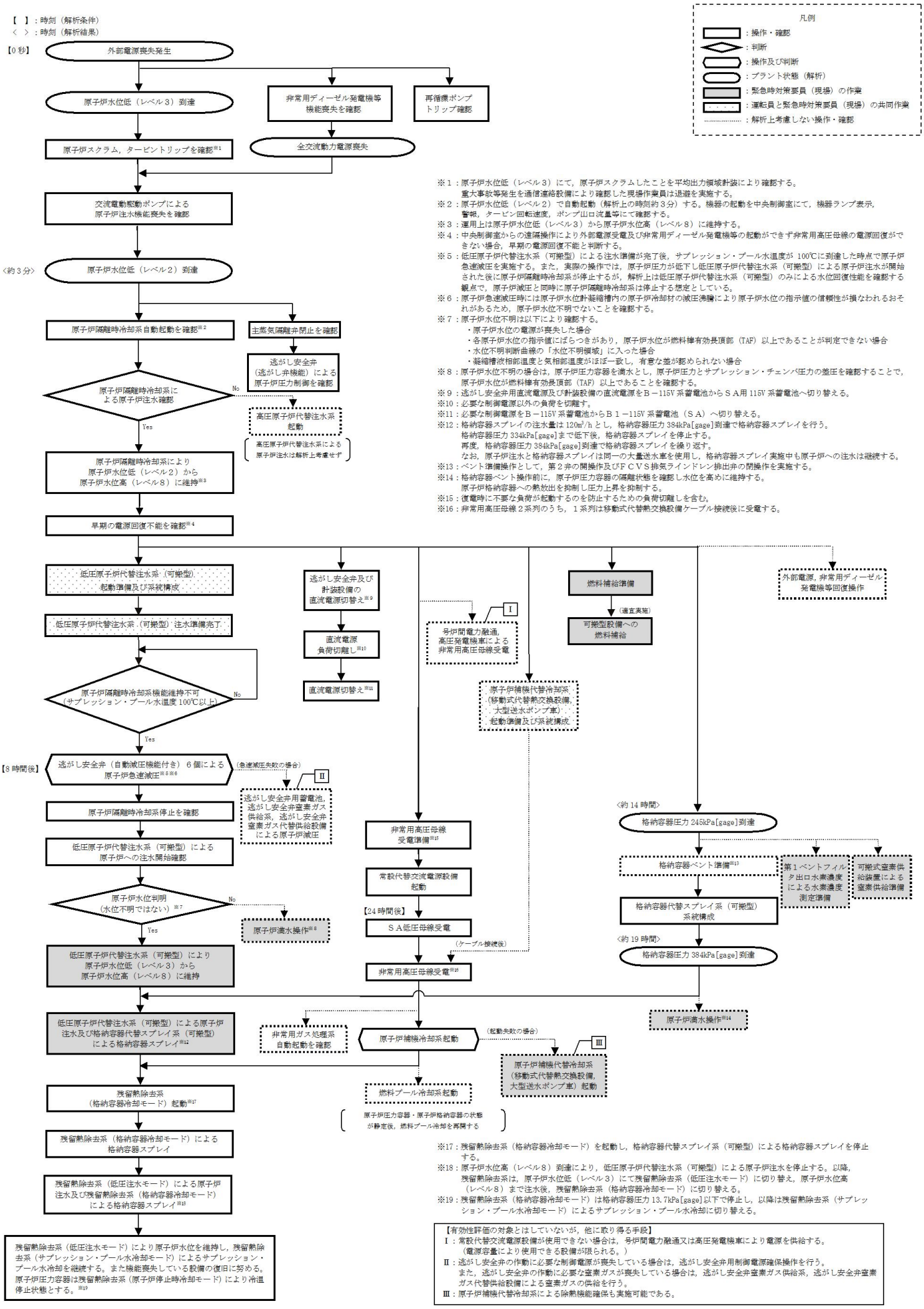
所内常設蓄電式直流電源設備から電源を給電した原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって事象発生８時間後まで炉心を冷却し，その後，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水によって事象発生 24 時間 30 分後まで炉心を冷却し，常設代替交流電源設備による給電後に残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。

対応手順の概要

a．全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認
b．原子炉隔離時冷却系による原子炉注水
c．早期の電源回復不能判断及び対応準備
d．直流電源負荷切離し及び切替え
e．低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備
f．逃がし安全弁による原子炉急速減圧
g．低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水
h．格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却
i．残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱
j．残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に含まれる事故シーケンスグループのうち，「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」，「全交流動力電源喪失（ＴＢＵ）」，「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ）」は原子炉圧力容器への注水方法に原子炉隔離時冷却系と高圧原子炉代替注水系の違いはあるが手順上同じであることから「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」を代表して記載する。

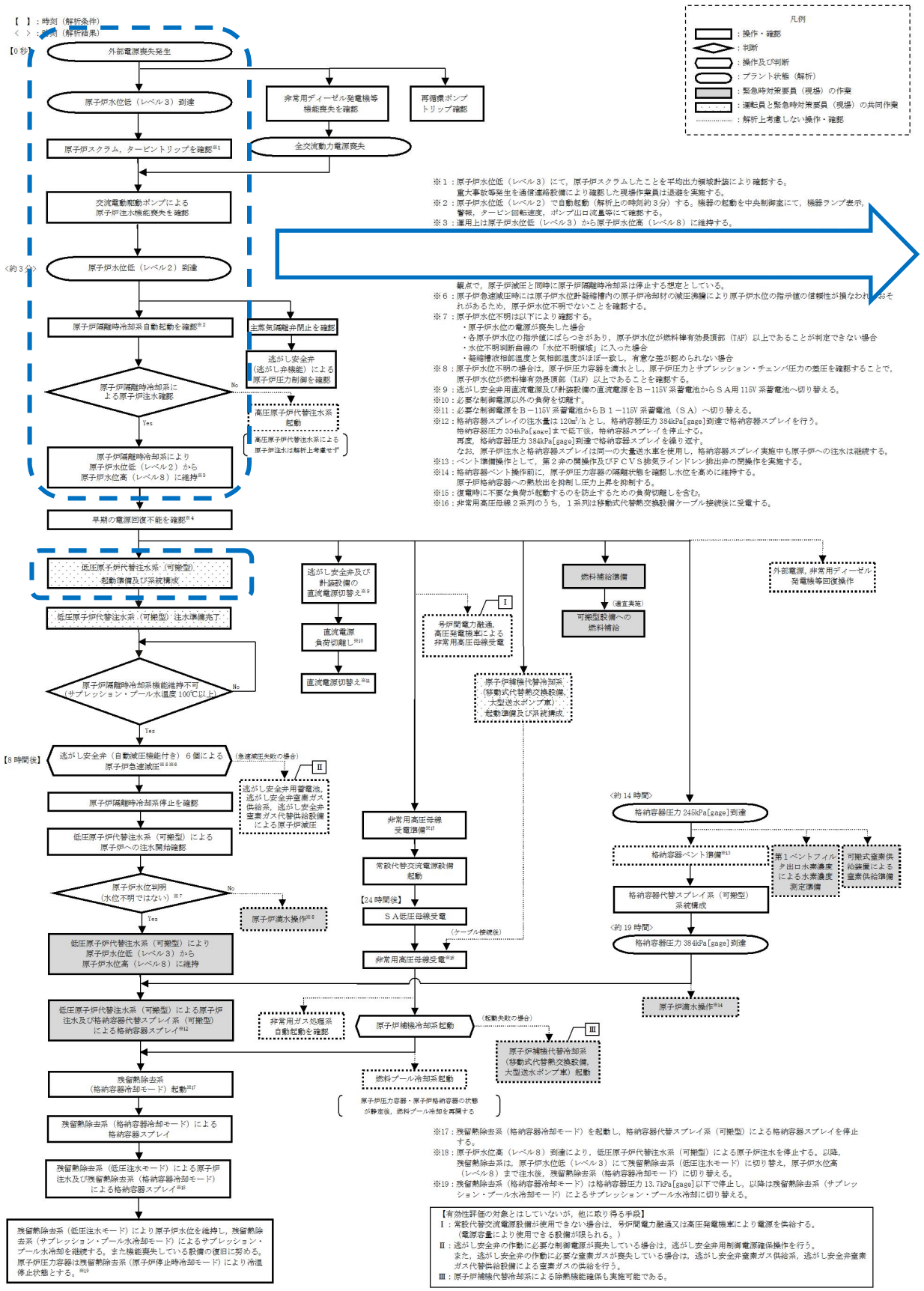
解析上の対応手順の概要フロー



本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



※1：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
　　重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※2：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時間約３分）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※3：運用上は原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持する。
　　観点で，原子炉減圧と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※6：原子炉急速減圧時には原子炉水位計装箱槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
※7：原子炉水位不明は以下により確認する。
　　・原子炉水位の電源が喪失した場合
　　・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
　　・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
　　・凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※8：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※9：逃がし安全弁用直流電源及び制御装置の直流電源をＢ－115V系蓄電池からＳＡ用115V系蓄電池へ切り替える。
※10：必要な制御電源以外の負荷を切離す。
※11：必要な制御電源をＢ－115V系蓄電池からＢ１－115V系蓄電池（ＳＡ）へ切り替える。
※12：格納容器スプレイの注水量は120m³/hとし，格納容器圧力384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。
　　格納容器圧力334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
　　再度，格納容器圧力384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
　　なお，原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大量送水車を使用し，格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。
※13：ベント準備操作として，第２弁の開操作及びＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁の閉操作を実施する。
※14：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
　　原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※15：復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※16：非常用高圧母線２系列のうち，１系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。
※17：残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。
※18：原子炉水位高（レベル８）到達により，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。以降，残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）にて残留熱除去系（低圧注水モード）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）まで注水後，残留熱除去系（格納容器冷却モード）に切り替える。
※19：残留熱除去系（格納容器冷却モード）は格納容器圧力13.7kPa[gage]以下で停止し，以降は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水冷却に切り替える。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。
　（電源容量により使用できる設備が限られる。）
Ⅱ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
　また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅲ：原子炉補機代替冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「スクラム」　A

操作補足事項

給水全喪失による原子炉水位低（レベル３）で原子炉スクラムする。これにより**「事故時操作要領書（徴候ベース）」における原子炉制御「スクラム（ＲＣ）」を導入する。**

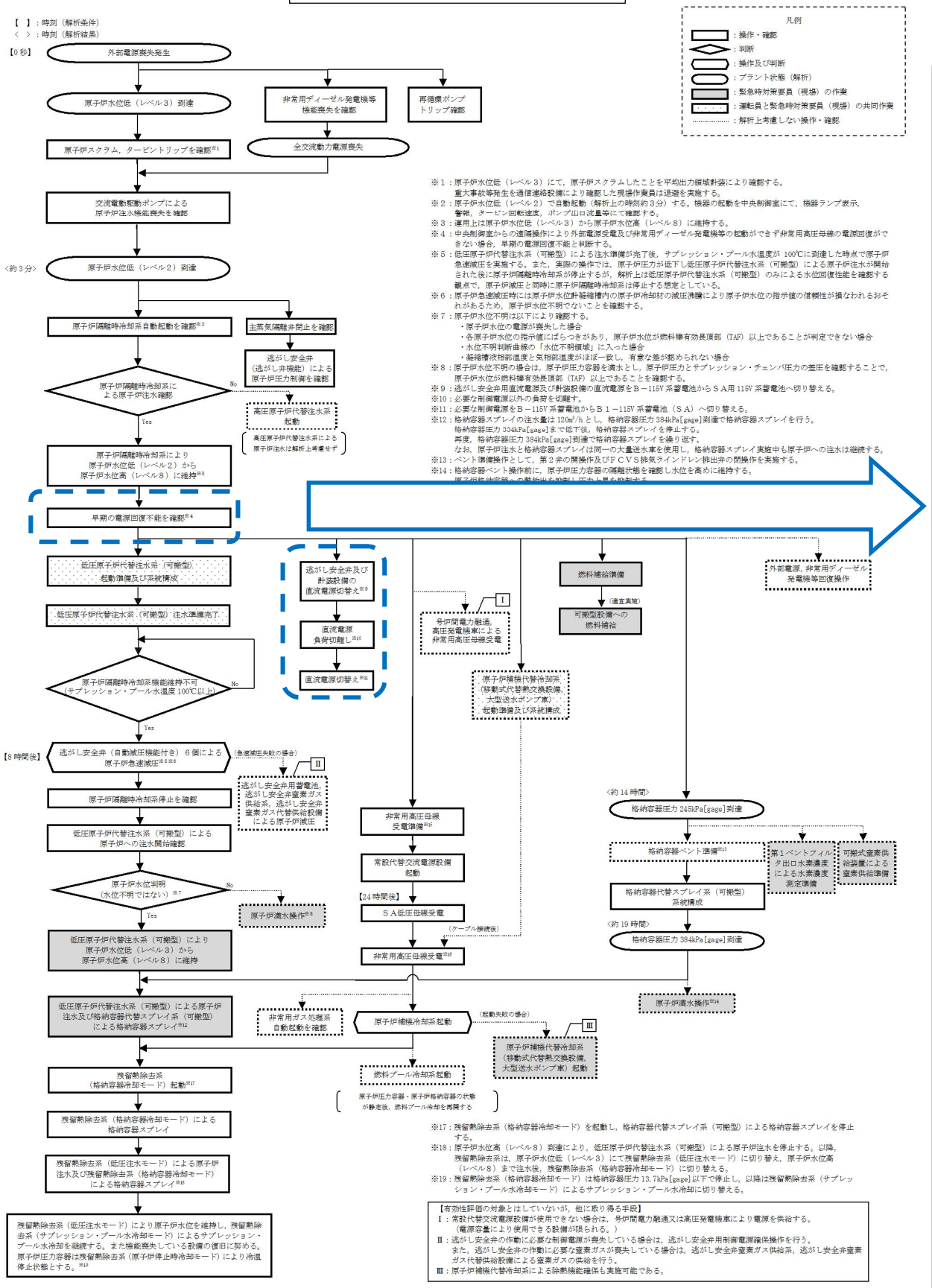
「スクラム」
　最初に「原子炉出力」制御にて発電用原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。
　また，「格納容器制御導入」を継続監視する。
　原子炉水位は全給水喪失するため水位が低下する。原子炉隔離時冷却系を起動し原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持する。サプレッション・プール水温度が100℃到達で機能喪失するため，他の注水手段を確保する。
　所内電源は外部電源が喪失しているため「電源復旧（ＰＳ／Ｒ）」へ移行する。
　原子炉隔離時冷却系運転及び逃がし安全弁から放出される蒸気により，サプレッション・プール温度，格納容器圧力が上昇する。
　サプレッション・プール水温度35℃到達で格納容器制御「Ｓ／Ｃ水温度制御（ＳＰ／Ｔ（Ｗ））」へ移行する。ドライウェル圧力13.7kPa[gage]到達で格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御（ＰＣ／Ｐ）」へ移行する。

AM設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※１：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※２：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約３分）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※３：運用上は原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持する。
※４：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず非常用高圧母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※５：低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水準備が完了後，サプレッション・プール水温度が 100℃に到達した時点で原子炉急速減圧を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，解析上は低圧原子炉代替注水系（可搬型）のみによる水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※６：原子炉急速減圧時には原子炉水位計基準槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
※７：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・基準槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※８：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※９：逃がし安全弁用直流電源及び計装設備の直流電源をＢ－115V 系蓄電池からＳＡ用 115V 系蓄電池へ切り替える。
※10：必要な制御電源以外の負荷を切離す。
※11：必要な制御電源をＢ－115V 系蓄電池からＢ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）へ切り替える。
※12：格納容器スプレイの注水量は 120m³/h とし，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。
格納容器圧力 294kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
再度，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
なお，原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大量送水車を使用し，格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。
※13：ベント準備操作として，第２非の開操作及びＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁の開操作を実施する。
※14：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
原子炉圧力容器の隔離状態を確認し原子炉圧力を低下する。
※17：残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。
※18：原子炉水位高（レベル８）到達により，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。以降，残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）にて残留熱除去系（低圧注水モード）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）まで注水後，残留熱除去系（格納容器冷却モード）に切り替える。
※19：残留熱除去系（格納容器冷却モード）は格納容器圧力 13.7kPa[gage]以下で停止し，以降は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水冷却に切り替える。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。
（電源容量により使用できる設備が限られる。）
Ⅱ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅲ：原子炉補機代替冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　電源復旧　B

操作補足事項

「電源復旧」

外部電源および非常用ディーゼル発電機等が喪失しているため，ガスタービン発電機の起動を試みるが起動に失敗する。

直流電源は蓄電池により給電されるが，制御電源を維持するため不要な負荷を切り離す。

逃がし安全弁用電源を確保するため，電源切替を実施する。

B-115V 系直流電源については，Ｂ１-115V 系（SA）直流電源から融通し 24 時間維持する。

ＡＭ設備別操作要領書

AM 2：「原子炉減圧戦略」

・ＳＲＶ駆動源確保（ＳＲＶ電源切替）

AM 9：「代替監視戦略」

・重要計器の電源切替

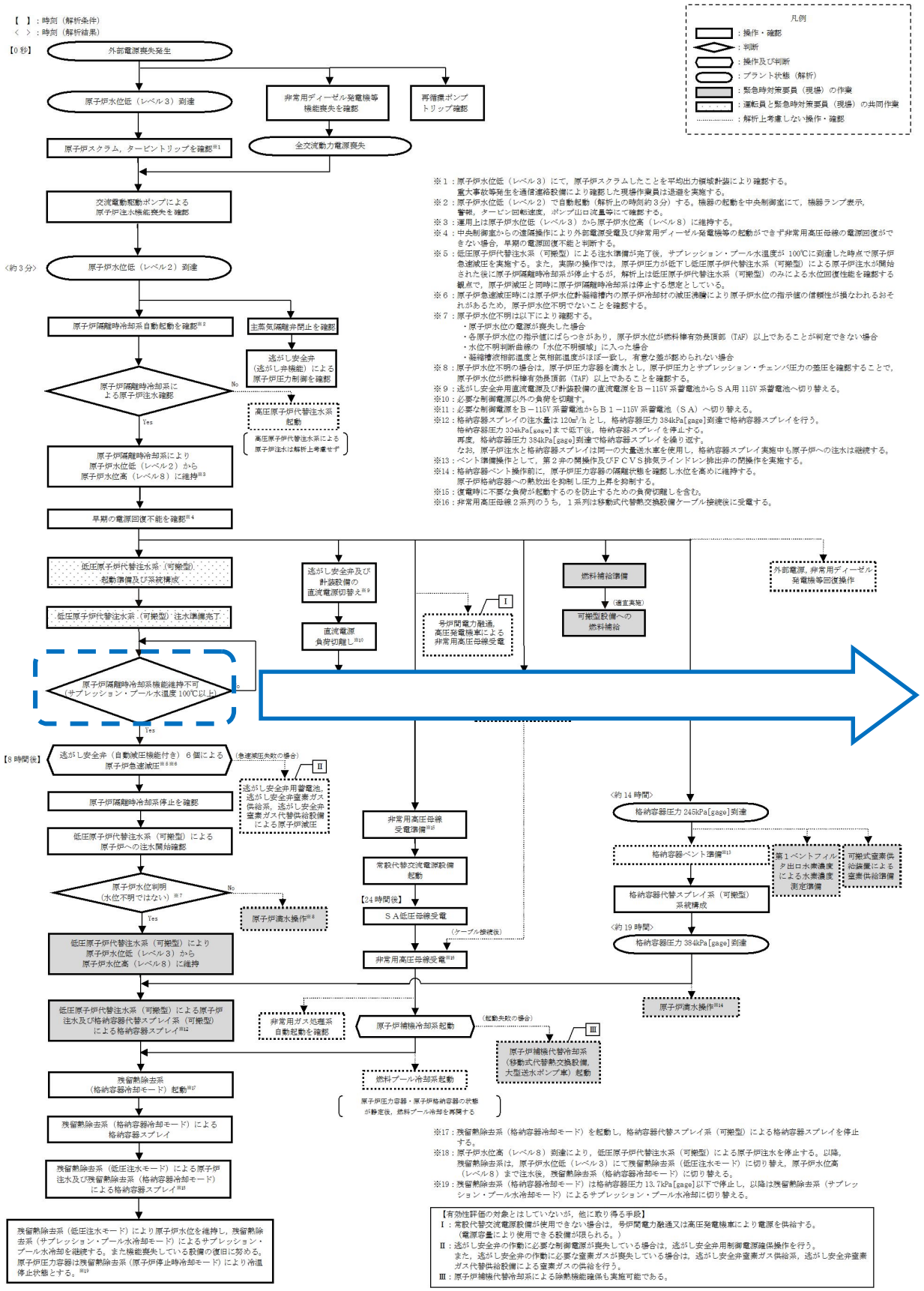
AM 11：「電源確保戦略」

・B1-115V 蓄電池（SA）による B-115V 系直流盤受電

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「Ｓ／Ｃ温度制御」　C

操作補足事項

「Ｓ／Ｃ温度制御」

サプレッション・プール冷却を試みるが全交流動力電源喪失により，原子炉補機冷却系／原子炉補機海水系が喪失しているため，起動できない。

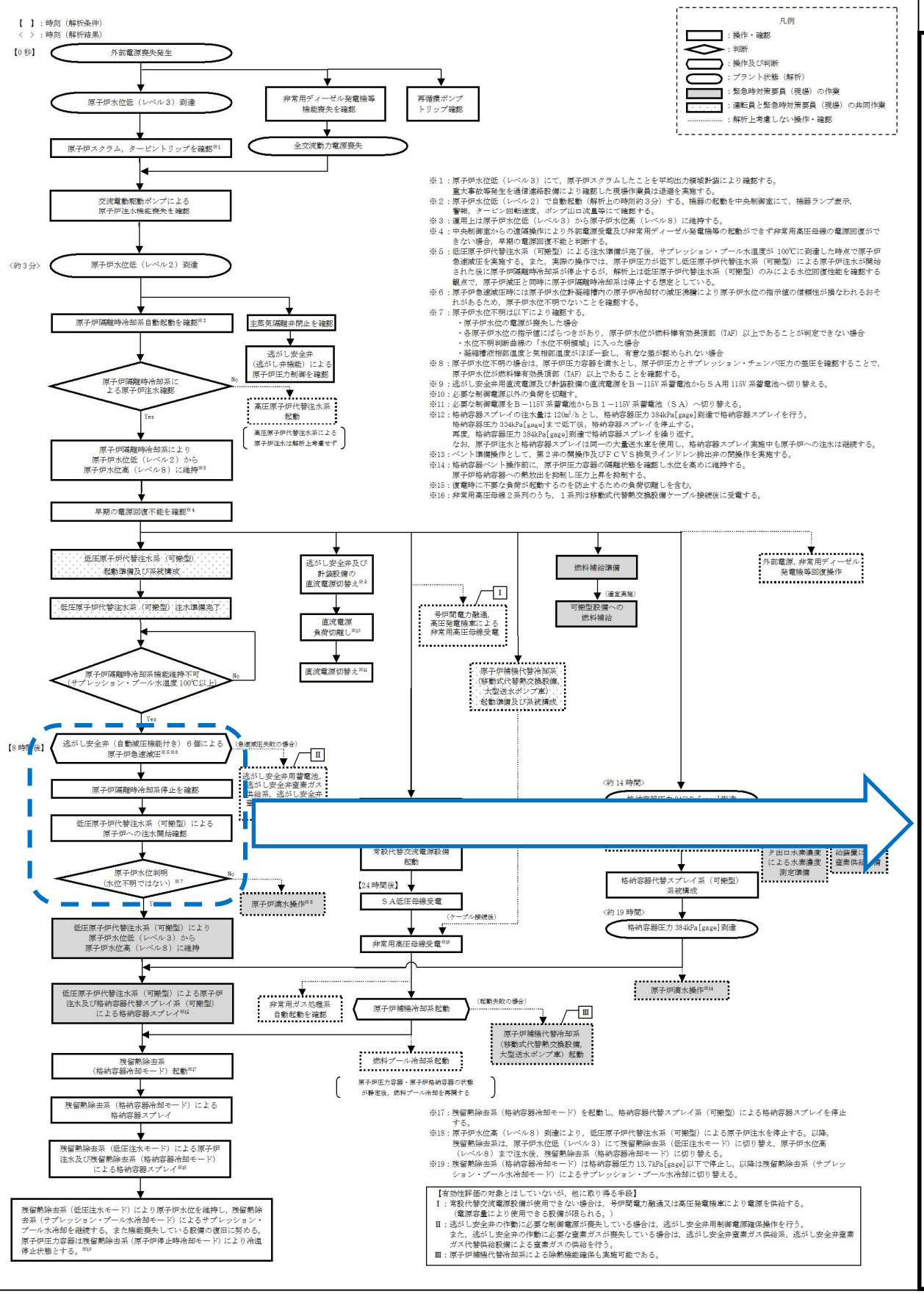
サプレッション・プール水温の上昇が継続する。**サプレッション・プール水温度が 100℃に到達後，不測事態「急速減圧（Ｃ２）」へ移行する。**

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　不測事態「急速減圧」　D

操作補足事項

「急速減圧」

低圧原子炉代替注水系（可搬型）が起動していることを確認後，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個を全開にし，原子炉を減圧する。

原子炉減圧後は，原子炉圧力とドライウェル空間部温度の相関関係から，原子炉水位計が正常であることを確認する。

原子炉水位が判明していることを確認し，格納容器制御「Ｓ／Ｃ温度制御（ＳＰ／Ｔ））」へ移行する。

AM設備別操作要領書

AM 1：「原子炉注水戦略」

・大量送水車による原子炉注水

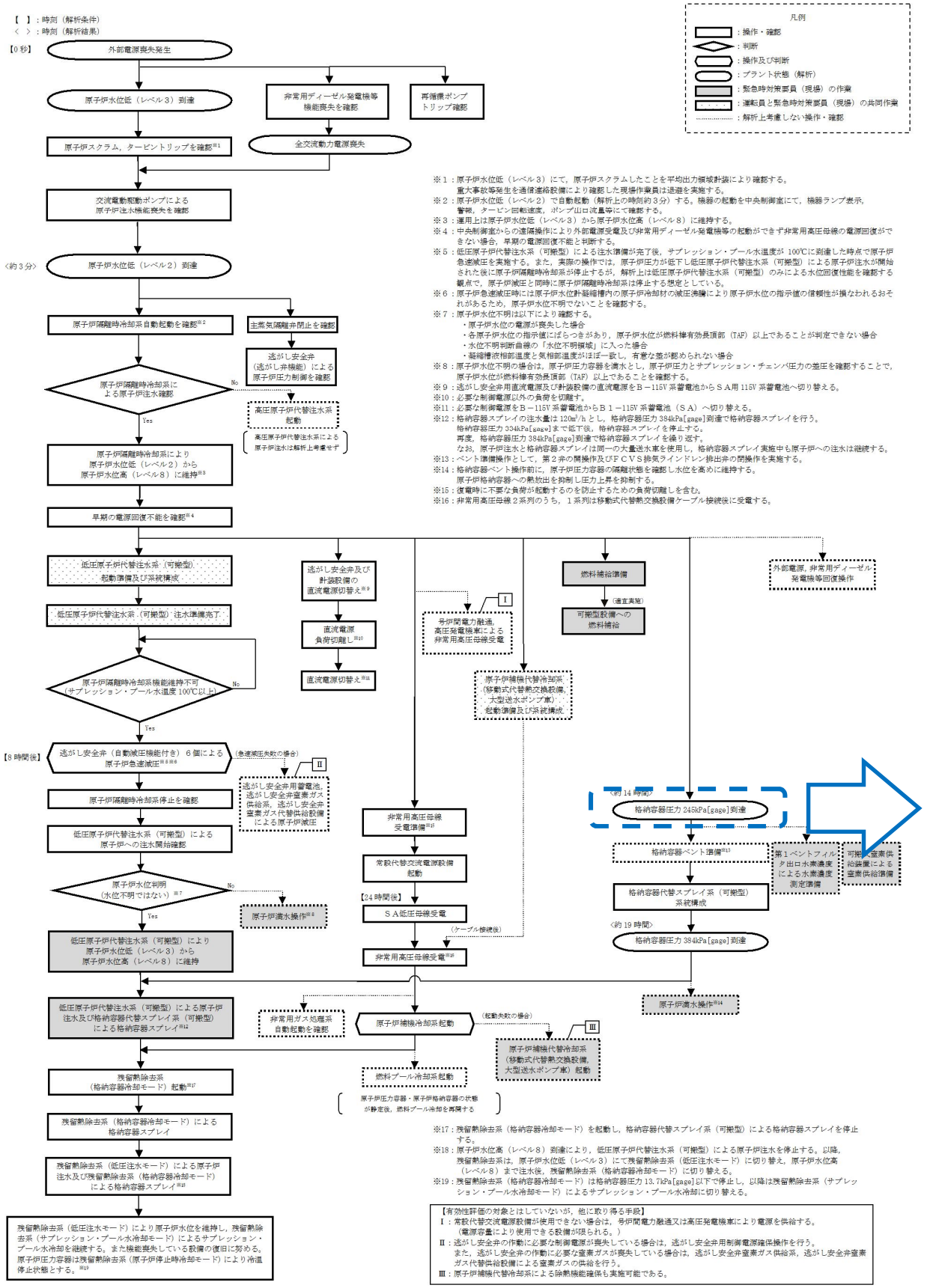
原子力災害対策手順書

EHP

・大量送水車を使用した送水

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」　E

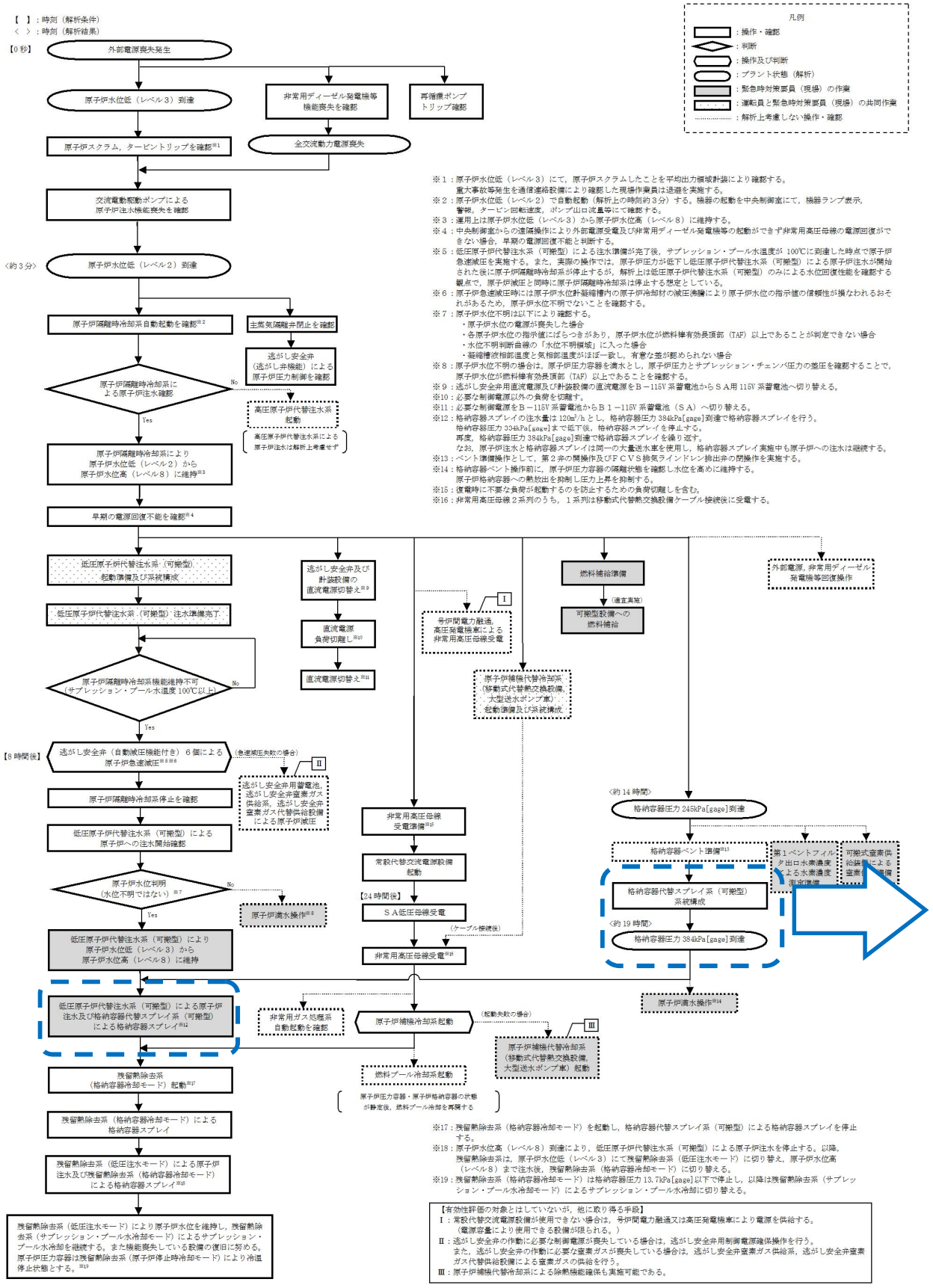
操作補足事項

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」　E

操作補足事項

「ＰＣＶ圧力制御」
　サプレッション・チェンバ圧力が 384kPa[gage]にて，外部水源を用いた格納容器代替スプレイを実施する。

AM設備別操作要領書

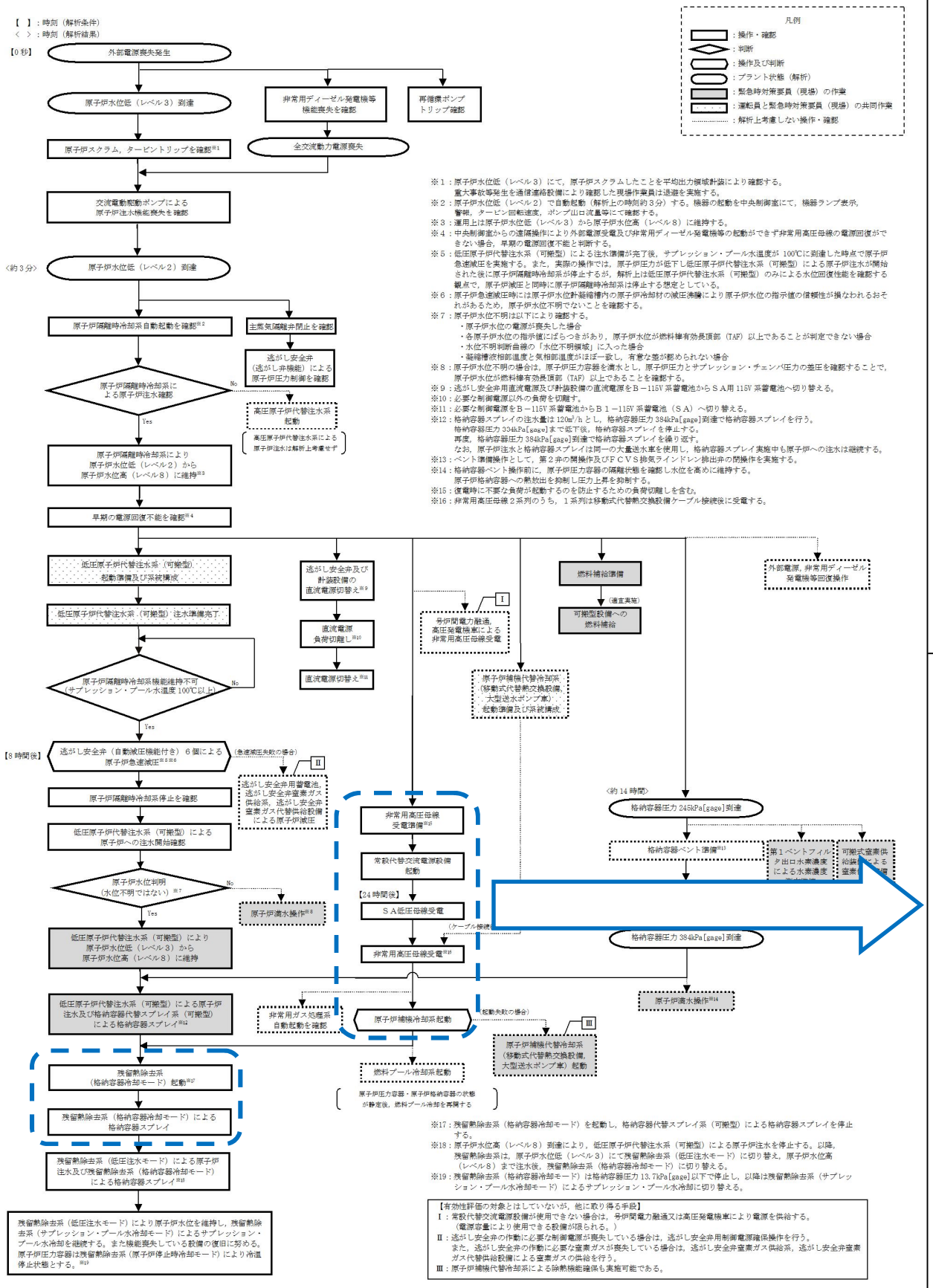
AM 5：「格納容器機能維持戦略」

・大量送水車による格納容器スプレイ

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※１：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※２：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約３分）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※３：運用上は原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持する。
※４：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず非常用高圧母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※５：低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水準備が完了後，サプレッション・プール水温度が 100℃に到達した時点で原子炉急速減圧を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，解析上は低圧原子炉代替注水系（可搬型）のみによる水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※６：原子炉急速減圧時には原子炉水位計基準槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
※７：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値ばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断台帳の「水位不明領域」に入った場合
・凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※８：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※９：逃がし安全弁用直流電源及び計装設備の直流電源を Ｂ－115V 系蓄電池からＳＡ用 115V 系蓄電池へ切り替える。
※10：必要な制御電源以外の負荷を切離す。
※11：必要な制御電源をＢ－115V 系蓄電池からＢ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）へ切り替える。
※12：格納容器スプレイの注水量は 120m³/h とし，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。
格納容器圧力 394kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
再度，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
なお，原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大量送水車を使用し，格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。
※13：ベント準備操作として，第２非の開操作及び CFCVS 排気ラインドレン排出非の閉操作を実施する。
※14：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※15：復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※16：非常用高圧母線２系列のうち，１系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。
（電源容量により使用できる設備が限られる。）
Ⅱ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅲ：原子炉補機代替冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　電源復旧　B

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」　E

操作補足事項

「電源復旧」
　ガスタービン発電機が起動可能になり，非常用母線受電準備が完了していること，移動式代替熱交換設備の電源ケーブルが接続されていることを確認し，ガスタービン発電機を起動し，非常用母線に給電する。

「ＰＣＶ圧力制御」
　非常用母線受電後，原子炉補機冷却系，残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動する。

AM設備別操作要領書

AM 11：「電源確保戦略」
・ＧＴＧによるＣ，Ｄ－Ｍ／Ｃ受電

AM 4：「格納容器除熱戦略」
・ＲＨＲによる格納容器除熱

原子力災害手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

1.3　全交流動力電源喪失

1.3.4　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）

特徴

全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁１個が開状態のまま固着し，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで，原子炉注水機能を喪失することを想定する。このため，開状態のまま固着した逃がし安全弁からの蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。

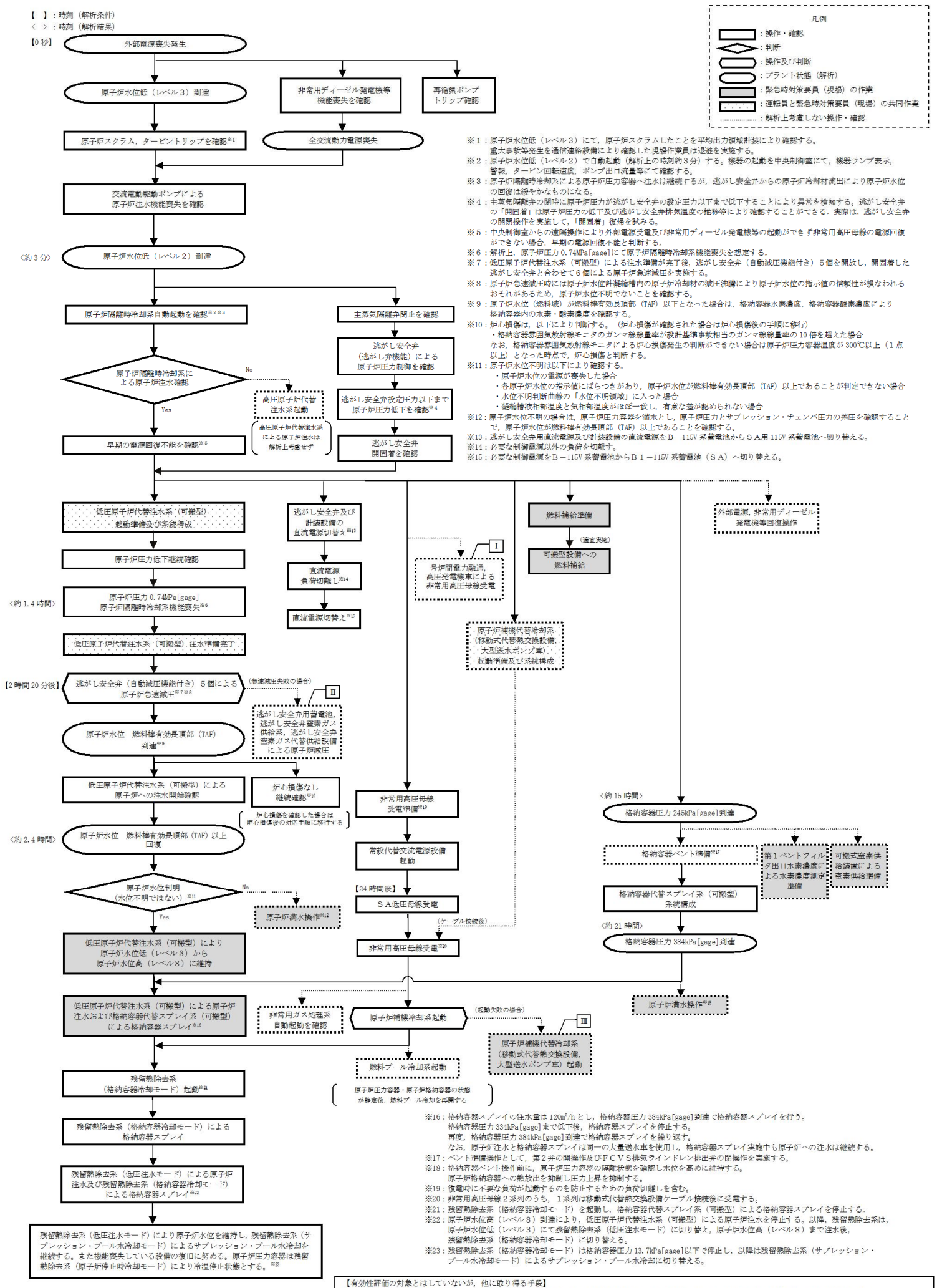
基本的な考え方

逃がし安全弁１個の開固着によって，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間は所内常設蓄電式直流電源設備より電源を給電した原子炉隔離時冷却系により炉心を冷却し，原子炉隔離時冷却系による注水停止後は，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水の準備が完了した後，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（可搬型）により炉心を冷却し，常設代替交流電源設備による給電及び残留熱除去系（低圧注水系）による注水の準備が完了した以降は残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却，残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。

対応手順の概要

- ａ．全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認
- ｂ．原子炉隔離時冷却系による原子炉注水
- ｃ．早期の電源回復不能判断及び対応準備
- ｄ．直流電源切替え
- ｅ．低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備
- ｆ．逃がし安全弁による原子炉急速減圧
- ｇ．低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水
- ｈ．格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却
- ｉ．残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱
- ｊ．残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水

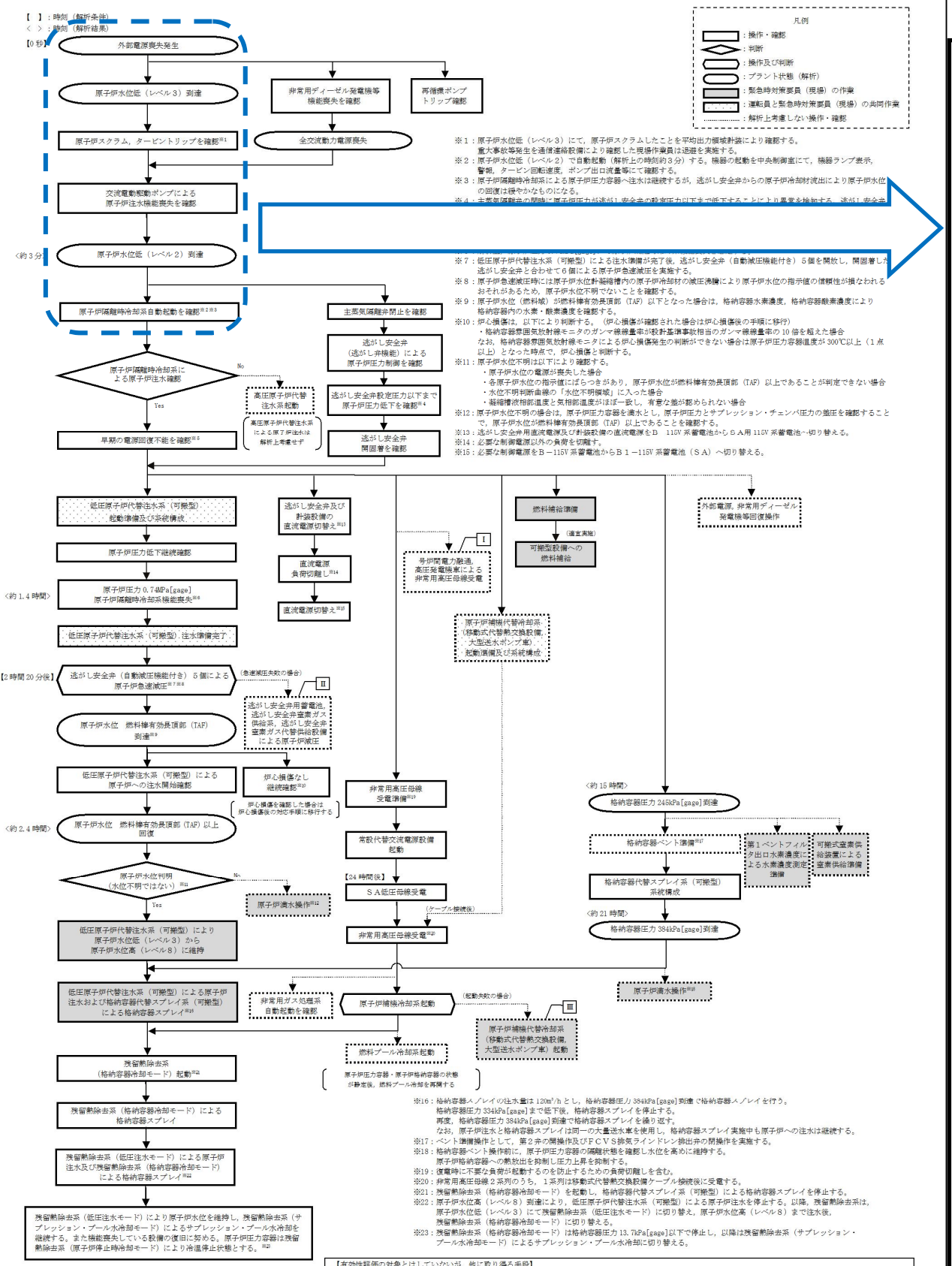
解析上の対応手順の概要フロー



本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「スクラム」　A

操作補足事項

給水全喪失による原子炉水位低（レベル３）で原子炉スクラムする。これにより**「事故時操作要領書（徴候ベース）」における原子炉制御「スクラム（ＲＣ）」を導入する。**

「スクラム」

最初に「原子炉出力」制御にて発電用原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。

また，「格納容器制御導入」を継続監視する。

原子炉水位は全給水喪失するため水位が低下する。原子炉隔離時冷却系を起動するが逃がし安全弁が開固着しているため，水位低下が継続する。**原子炉水位低（レベル３）到達で原子炉制御「水位確保（ＲＣ／Ｌ）」へ移行する。**

所内電源は外部電源が喪失しているため「電源復旧（ＰＳ／Ｒ）」へ移行する。

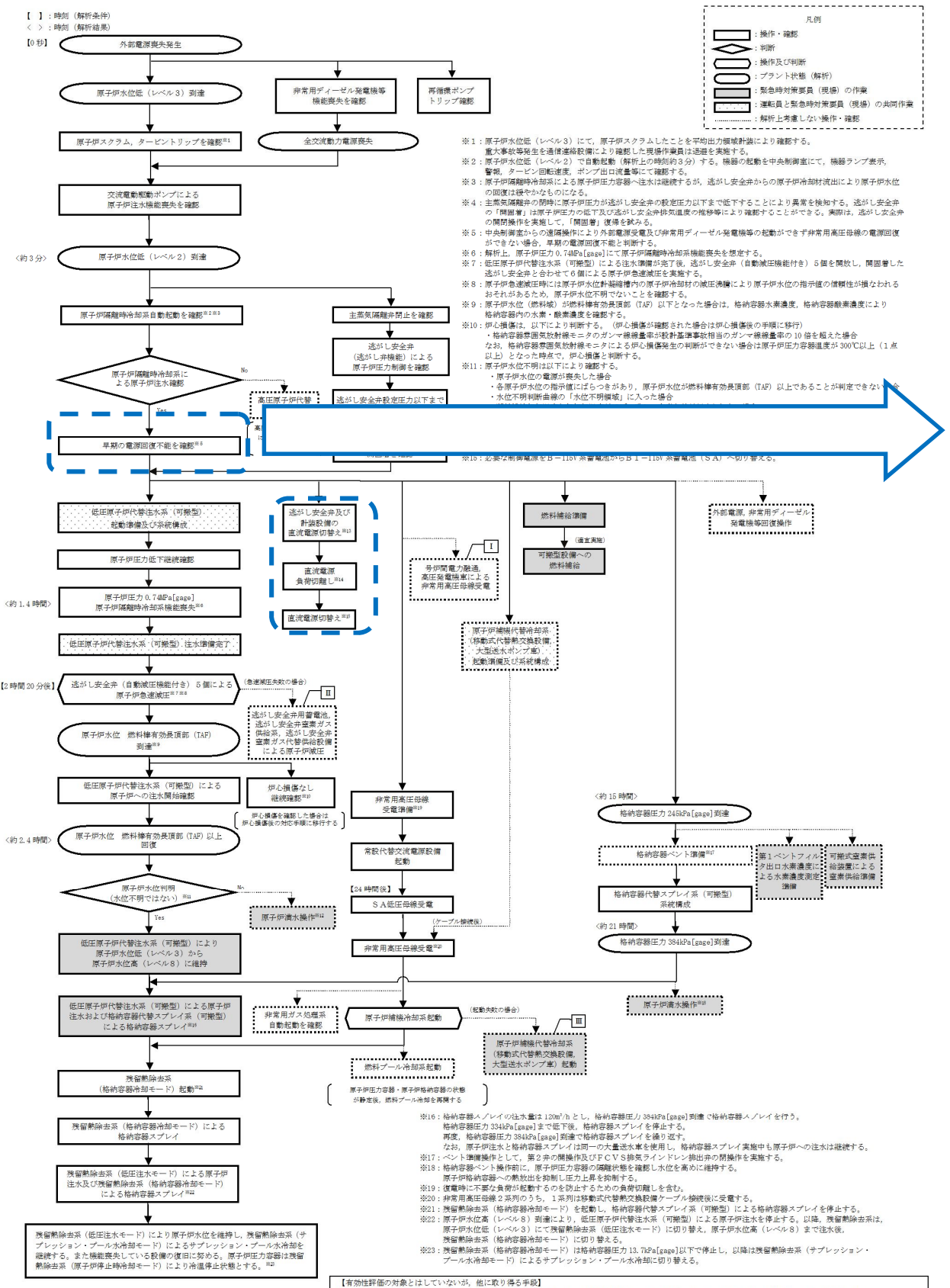
原子炉隔離時冷却系運転及び逃がし安全弁から放出される蒸気により，サプレッション・プール温度，格納容器圧力が上昇する。**サプレッション・プール水温度 35℃到達で格納容器制御「Ｓ／Ｃ水温度制御（ＳＰ／Ｔ（Ｗ））」へ移行する。ドライウェル圧力 13.7kPa[gage]到達で格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御（ＰＣ／Ｐ）」へ移行する。**

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※1：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※2：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約３分）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※3：原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器へ注水は継続するが，逃がし安全弁からの原子炉冷却材流出により原子炉水位の回復は緩やかなものになる。
※4：主蒸気隔離弁の閉時に原子炉圧力が逃がし安全弁の設定圧力以下まで低下することにより異常を検知する。逃がし安全弁の「開固着」は原子炉圧力の低下及び逃がし安全弁排気温度の推移等により確認することができる。実際は，逃がし安全弁の開閉操作を実施して，「開固着」復帰を試みる。
※5：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず非常用高圧母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※6：解析上，原子炉圧力0.74MPa[gage]にて原子炉隔離時冷却系機能喪失を想定する。
※7：低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水準備が完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）５個を開放し，開固着した逃がし安全弁と合わせて６個による原子炉急速減圧を実施する。
※8：原子炉急速減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
※9：原子炉水位（燃料域）が燃料棒有効長頂部（TAF）以下となった場合は，格納容器水素濃度，格納容器酸素濃度により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※10：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタのガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合
なお，格納容器雰囲気放射線モニタによる炉心損傷発生の判断ができない場合は原子炉圧力容器温度が300℃以上（１点以上）となった時点で，炉心損傷と判断する。
※11：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
※12：起動又は制御電源をＢ－115V系蓄電池からＢ１－115V系蓄電池（ＳＡ）へ切り替える。
※16：格納容器ベノレイの注水量は120m³/hとし，格納容器圧力384kPa[gage]到達で格納容器ベノレイを行う。
格納容器圧力334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
再度，格納容器圧力384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
なお，原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大量送水車を使用し，格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。
※17：ベント準備操作として，第２弁の開操作及びＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁の閉操作を実施する。
※18：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※19：復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※20：非常用高圧母線２系列のうち，１系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。
※21：残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。
※22：原子炉水位高（レベル８）到達により，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。以降，残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）にて残留熱除去系（低圧注水モード）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）まで注水後，残留熱除去系（格納容器冷却モード）に切り替える。
※23：残留熱除去系（格納容器冷却モード）は格納容器圧力13.7kPa[gage]以下で停止し，以降は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水冷却に切り替える。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。（電源容量により使用できる設備が限られる。）
Ⅱ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅲ：原子炉補機代替冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）　電源復旧

B

操作補足事項

「電源復旧」

外部電源および非常用ディーゼル発電機等が喪失しているため，ガスタービン発電機の起動を試みるが起動に失敗する。

直流電源は蓄電池により給電されるが，制御電源を維持するため不要な負荷を切り離す。

逃がし安全弁用電源を確保するため，電源切替を実施する

B-115V 系直流電源については，Ｂ１-115V 系（SA）直流電源から融通し 24 時間維持する。

AM設備別操作要領書

AM 2：「原子炉減圧戦略」

・ＳＲＶ駆動源確保（ＳＲＶ電源切替）

AM 9：「代替監視戦略」

・重要計器の電源切替

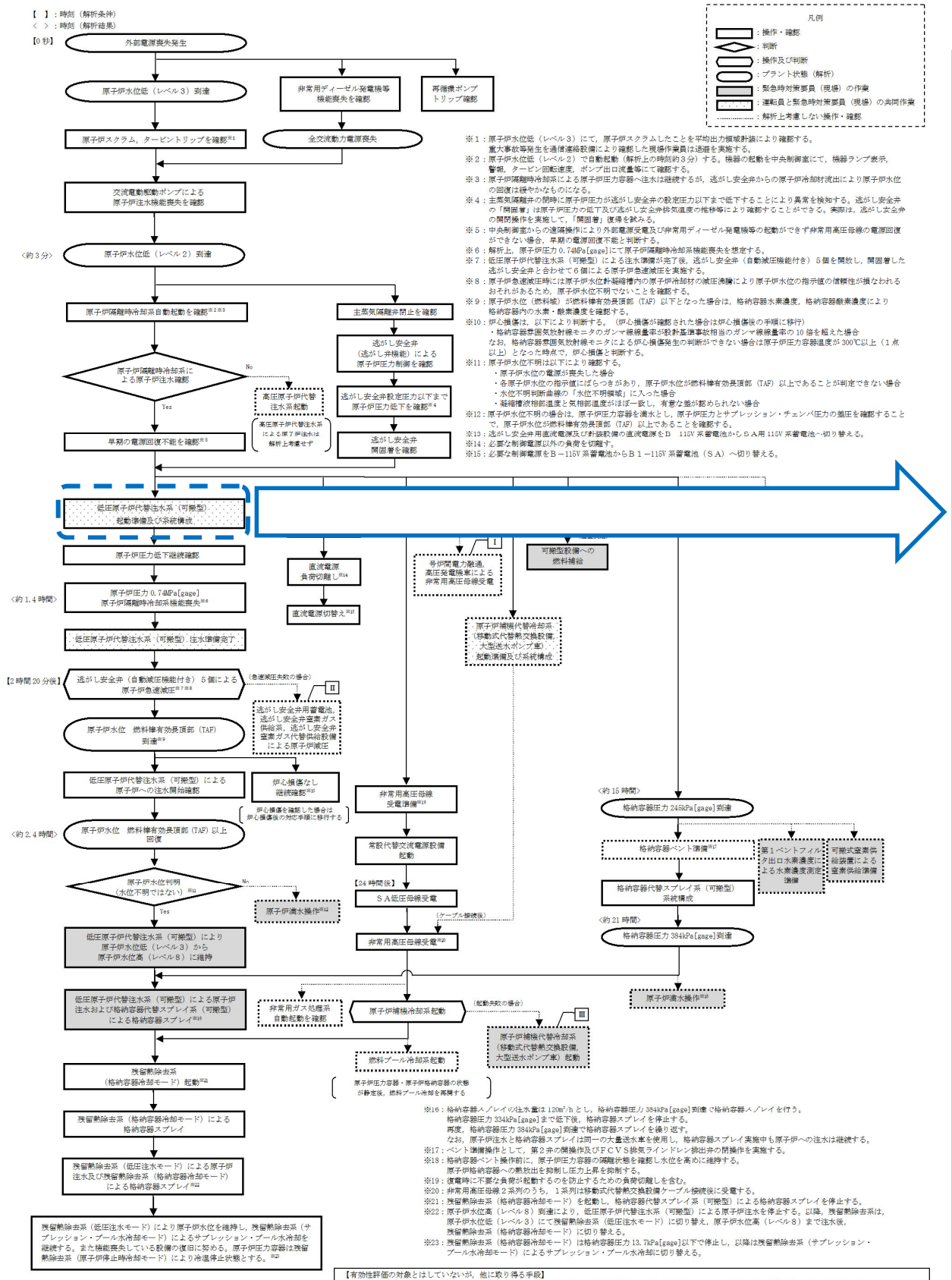
AM 11：「電源確保戦略」

・B1-115V 蓄電池（SA）による B-115V 系直流盤受電

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「水位確保」　C

操作補足事項

「水位確保」

逃がし安全弁が開固着しているため原子炉水位の低下が継続する。低圧原子炉代替注水系（可搬型）を準備する。**原子炉水位が燃料棒有効長頂部以上に維持できないと判断し，不測事態「水位回復（Ｃ１）」へ移行する。**

ＡＭ設備別操作要領書

AM 1：「原子炉注水戦略」

・大量送水車による原子炉注水

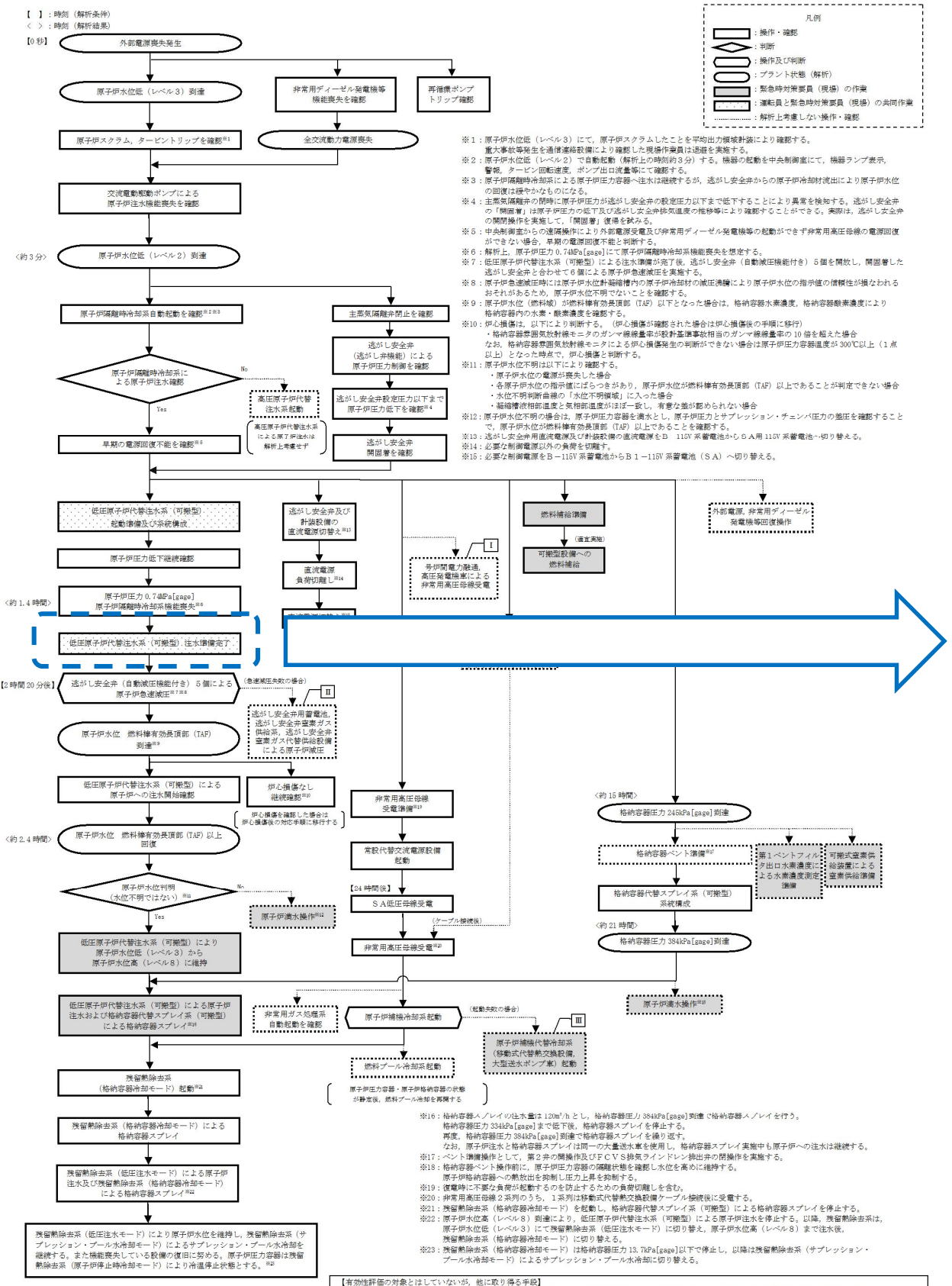
原子力災害対策手順書

EHP

・大量送水車を使用した送水

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　不測事態「水位回復」　D

操作補足事項

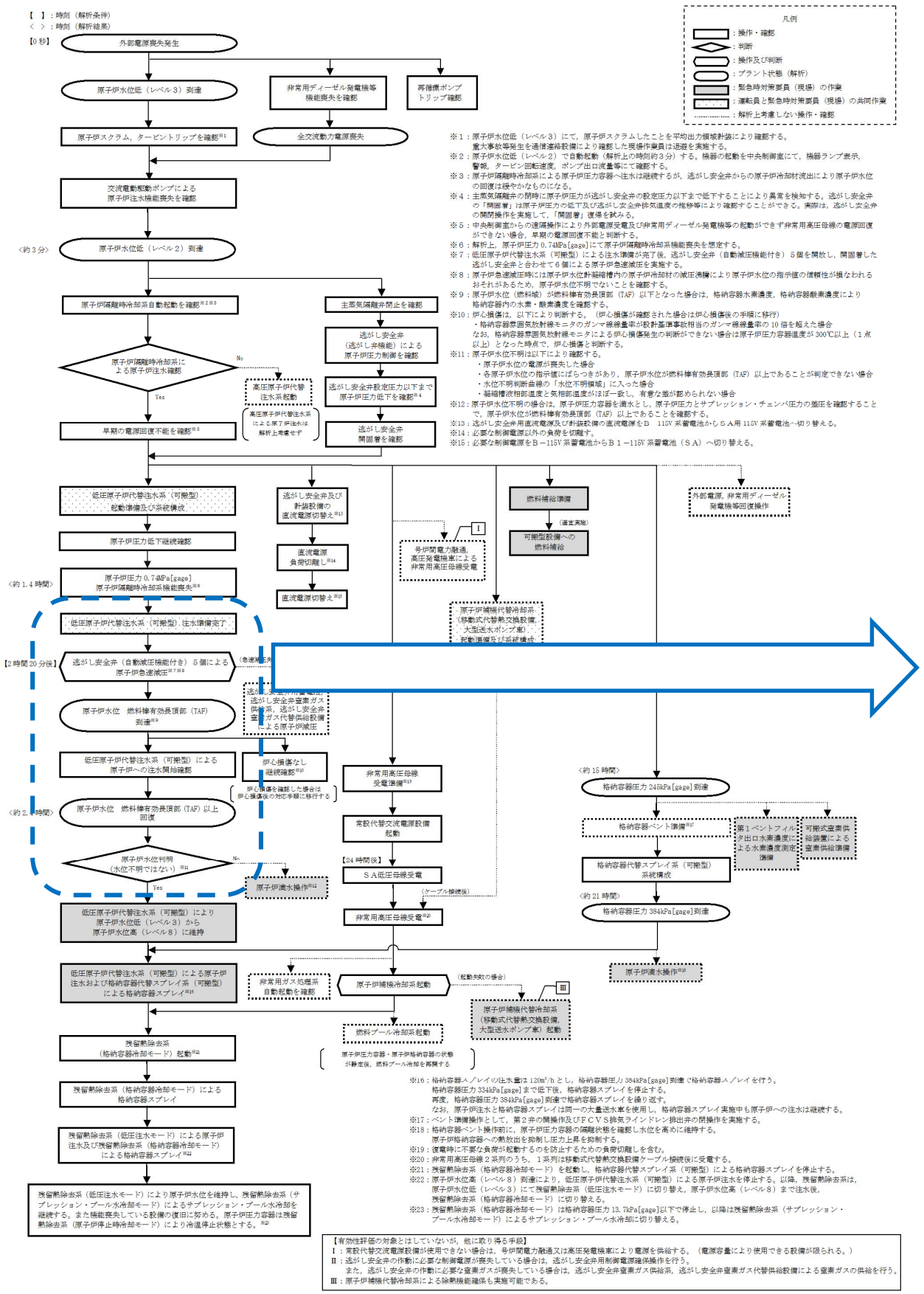
「水位回復」
　逃がし安全弁開固着により，原子炉圧力容器内からの水の流出が継続し原子炉水位が燃料棒有効長頂部未満であり原子炉水位の低下が継続していることを確認する。**低圧原子炉代替注水系（可搬型）の起動準備が完了し不測事態「急速減圧（Ｃ２）」へ移行する。**

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　不測事態「急速減圧」　E

操作補足事項

「急速減圧」

低圧原子炉代替注水系（可搬型）の起動していることを確認後，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）５個を全開にし，原子炉を減圧する。

原子炉減圧後は，原子炉圧力とドライウェル空間部温度の相関関係から，原子炉水位計が正常であることを確認する。

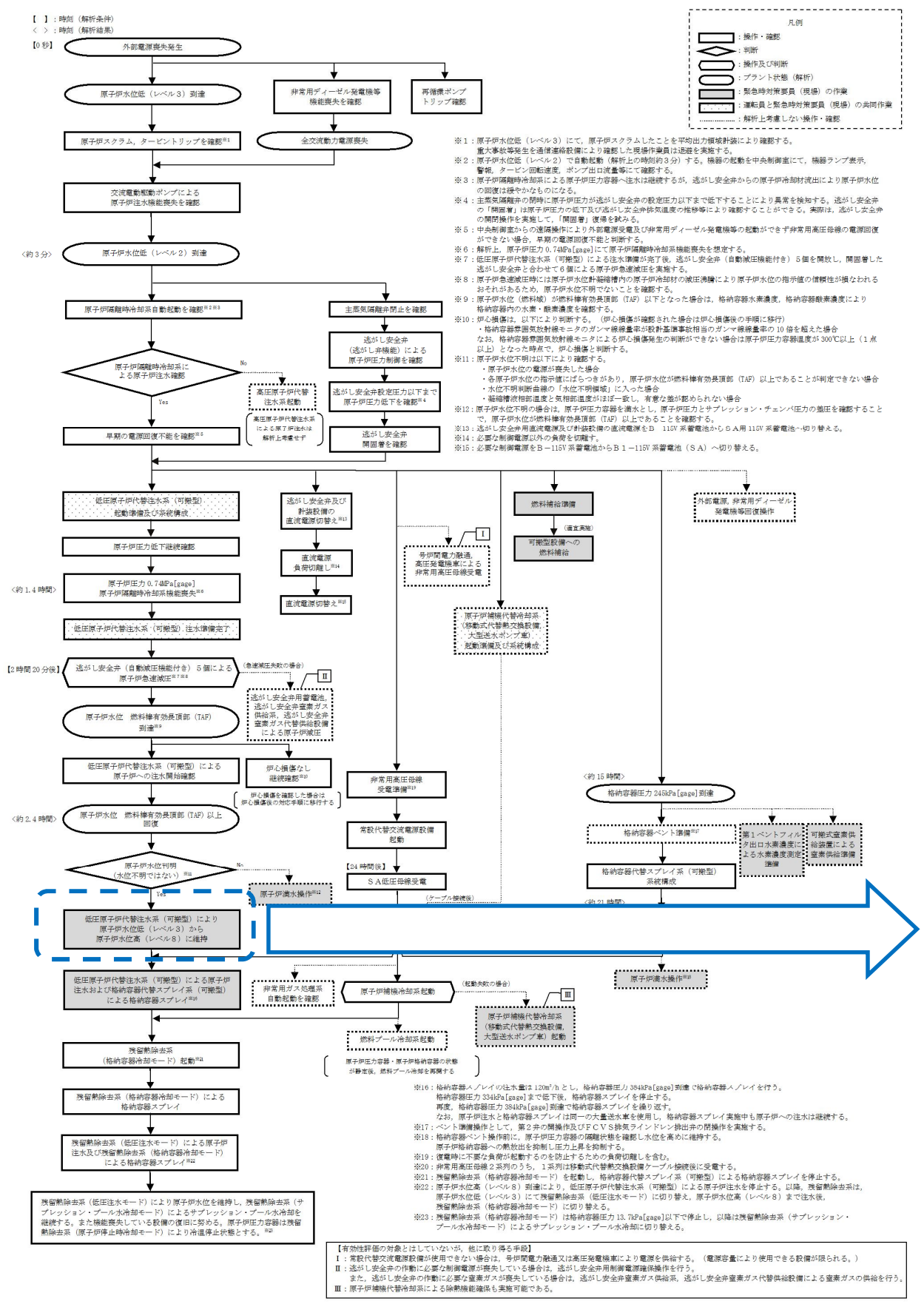
原子炉水位が判明していることを確認し，不測事態「水位回復（Ｃ１）」へ移行する。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　不測事態「水位回復」　F

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「水位確保」　C

操作補足事項

「水位回復」

原子炉水位が燃料棒有効長頂部以上で原子炉制御「水位確保（ＲＣ／Ｌ）」へ移行する。

「水位確保」

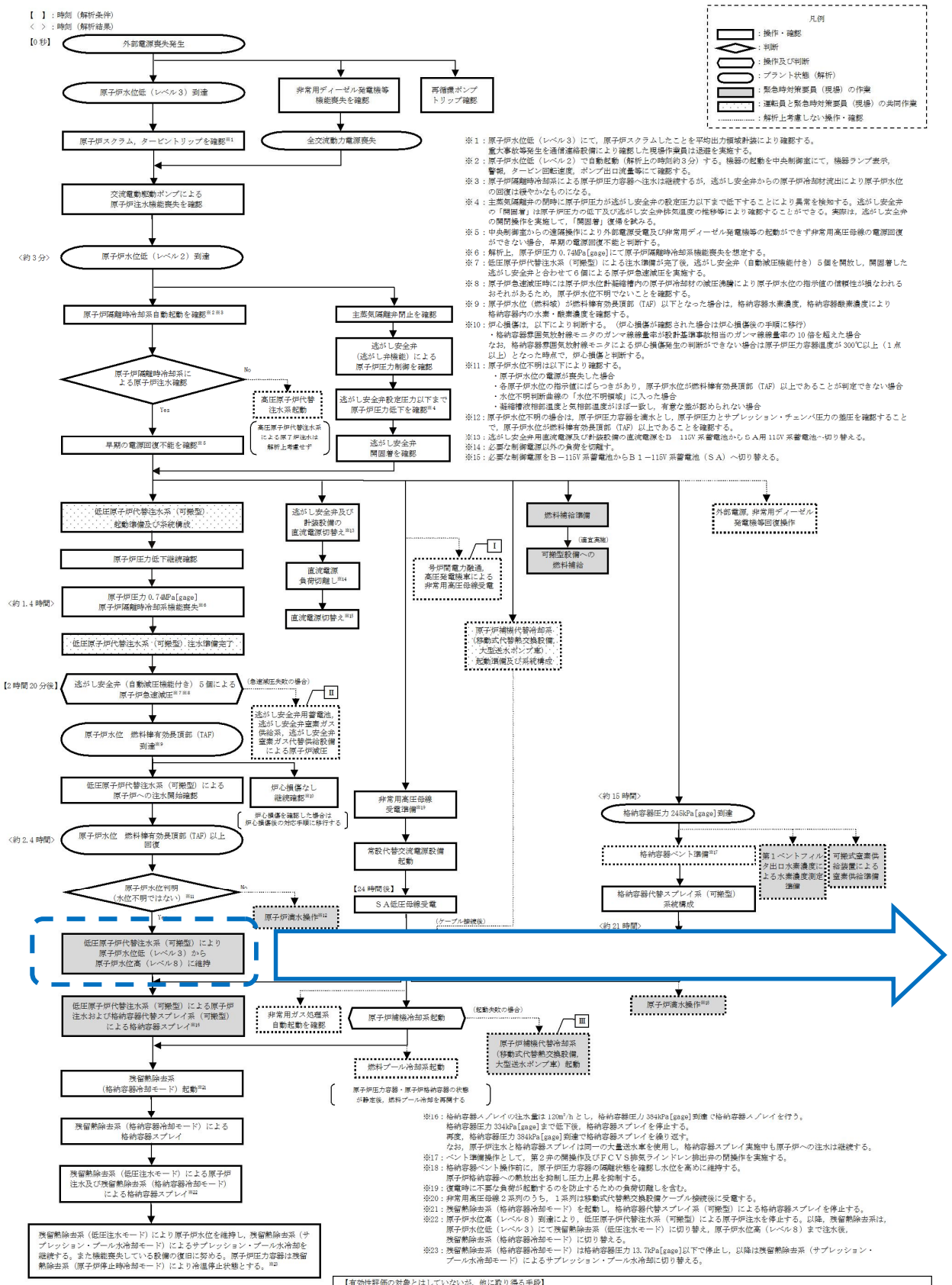
原子炉水位が原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持可能により原子炉制御「スクラム（ＲＣ）」へ移行する。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※1：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は通報を実施する。
※2：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約３分）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※3：原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器へ注水は継続するが，逃がし安全弁からの原子炉冷却材流出により原子炉水位の回復は緩やかなものになる。
※4：主蒸気隔離弁の閉時に原子炉圧力が逃がし安全弁の設定圧力以下まで低下することにより異常を検知する。逃がし安全弁の「開固着」は原子炉圧力の低下及び逃がし安全弁排気温度の推移等により確認することができる。実際は，逃がし安全弁の開閉操作を実施して，「開固着」復帰を試みる。
※5：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず非常用高圧母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※6：解析上，原子炉圧力0.74MPa[gage]にて原子炉隔離時冷却系機能喪失を想定する。
※7：低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水準備が完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）５個を開放し，開固着した逃がし安全弁と合わせて６個による原子炉急速減圧を実施する。
※8：原子炉急速減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
※9：原子炉水位（燃料域）が燃料棒有効長頂部（TAF）以下となった場合は，格納容器水素濃度，格納容器酸素濃度により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※10：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタのガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合
なお，格納容器雰囲気放射線モニタは炉心損傷発生の判断ができない場合は原子炉圧力容器温度が300℃以上（１点以上）となった時点で，炉心損傷と判断する。
※11：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※12：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※13：逃がし安全弁用直流電源及び計装設備の直流電源を Ｂ 110V 系蓄電池から Ｓ Ａ用 110V 系蓄電池へ切り替える。
※14：必要な制御電源以外の負荷を切離す。
※15：必要な制御電源を Ｂ－115V 系蓄電池から Ｂ １－115V 系蓄電池（ＳＡ）へ切り替える。
※16：格納容器ベノイの注水量は 120m³/h とし，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器ベノレイを行う。
格納容器圧力 334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
再度，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
なお，原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大量淡水源を使用し，格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。
※17：ベント準備操作として，第２弁の開操作及びＦＣＶＳ換気ラインドレン排出弁の開操作を実施する。
※18：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※19：復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※20：非常用高圧母線２系列のうち，１系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。
※21：残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。
※22：原子炉水位高（レベル８）到達により，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。以降，残留熱除去系は，原子炉水位低（レベル３）に で残留熱除去系（低圧注水モード）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）まで注水後，残留熱除去系（格納容器冷却モード）に切り替える。
※23：残留熱除去系（格納容器冷却モード）は格納容器圧力 13.7kPa[gage]以下で停止し，以降は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水冷却に切り替える。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。（電源容量により使用できる設備が限られる。）
Ⅱ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅲ：原子炉補機代替冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「スクラム」　A

操作補足事項

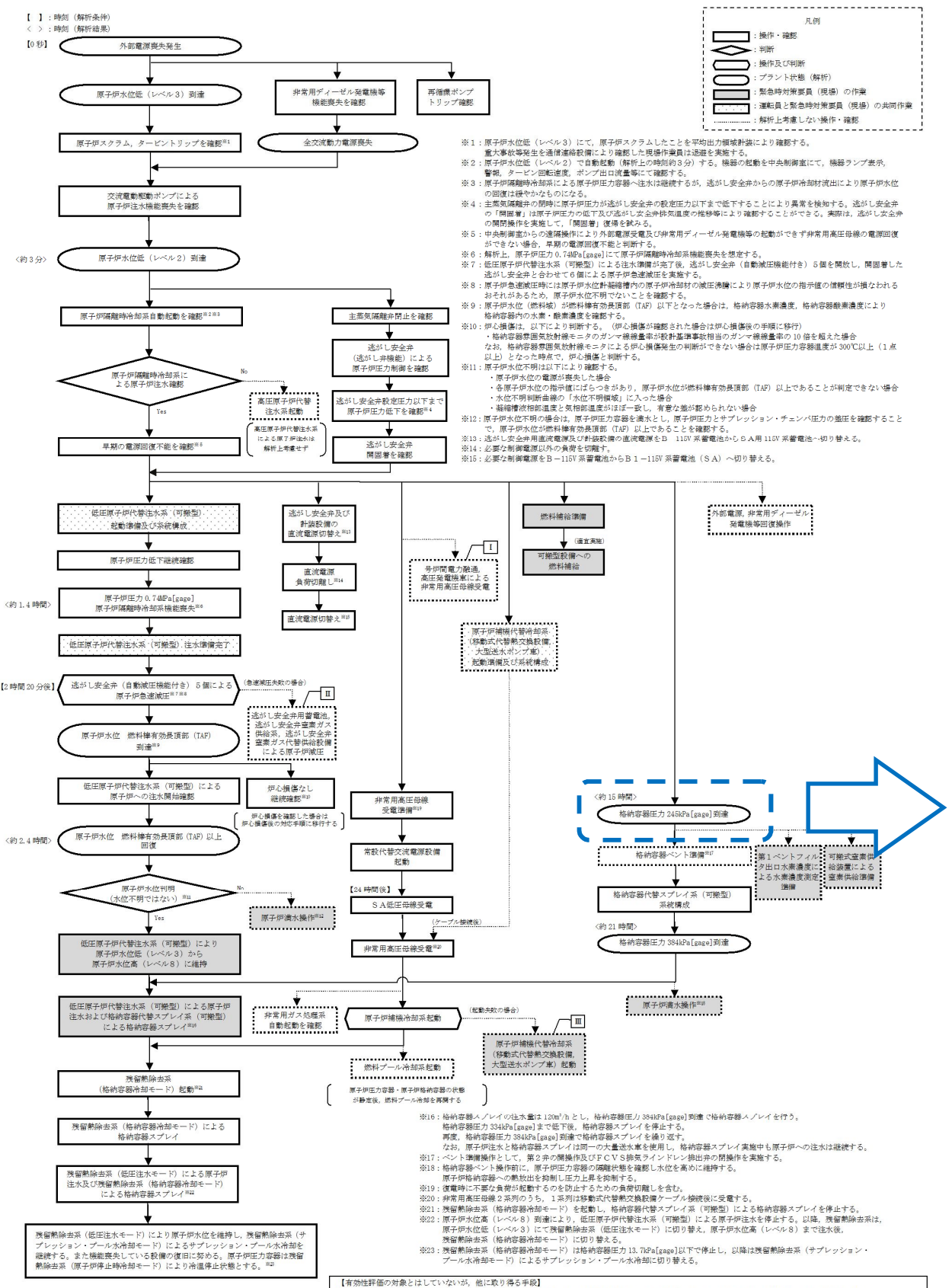
「スクラム」
原子炉水位を継続監視する。

AM設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※１：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※２：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時間約３分）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※３：原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器へ注水は継続するが，逃がし安全弁からの原子炉冷却材流出により原子炉水位の回復は緩やかなものになる。
※４：主蒸気隔離弁の閉時に原子炉圧力が逃がし安全弁の設定圧力以下まで低下することにより異常を検知する。逃がし安全弁の「開固着」は原子炉圧力の低下及び逃がし安全弁排気温度の推移等により確認することができる。実際は，逃がし安全弁の開閉操作を実施して，「開固着」復帰を試みる。
※５：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず非常用高圧母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※６：解析上，原子炉圧力0.74MPa[gage]にて原子炉隔離時冷却系機能喪失を想定する。
※７：低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水準備が完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）５個を開放し，開固着した逃がし安全弁と合わせて６個による原子炉急速減圧を実施する。
※８：原子炉急速減圧時には原子炉水位計基準槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
※９：原子炉水位（燃料棒）が燃料棒有効長頂部（TAF）以下となった場合は，格納容器水素濃度，格納容器酸素濃度により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※10：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタのガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合
なお，格納容器雰囲気放射線モニタによる炉心損傷発生の判断ができない場合は原子炉圧力容器温度が300℃以上（１点以上）となった時点で，炉心損傷と判断する。
※11：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・格納槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※12：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※13：逃がし安全弁用直流電源及び計装設備の直流電源をＤ　110V系蓄電池からＳＡ用110V系蓄電池へ切り替える。
※14：必要な制御電源以外の負荷を切離す。
※15：必要な制御電源をＢ－115V系蓄電池からＢ１－115V系蓄電池（ＳＡ）へ切り替える。
※16：格納容器ベントの注水量は120m³/hとし，格納容器圧力384kPa[gage]到達で格納容器ベントを行う。
格納容器圧力334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
再度，格納容器圧力384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
なお，原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大量送水車を使用し，格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。
※17：ベント準備操作として，第２弁の開操作及びＦＣＶＳ換気ラインドレン排出弁の閉操作を実施する。
※18：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※19：復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※20：非常用高圧母線２系列のうち，１系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。
※21：残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。
※22：原子炉水位高（レベル８）到達により，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。以降，残留熱除去系は，
原子炉水位低（レベル３）にて残留熱除去系（低圧注水モード）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）まで注水後，
残留熱除去系（格納容器冷却モード）に切り替える。
※23：残留熱除去系（格納容器冷却モード）は格納容器圧力13.7kPa[gage]以下で停止し，以降は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水冷却に切り替える。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。（電源容量により使用できる設備が限られる。）
Ⅱ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅲ：原子炉補機代替冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」　G

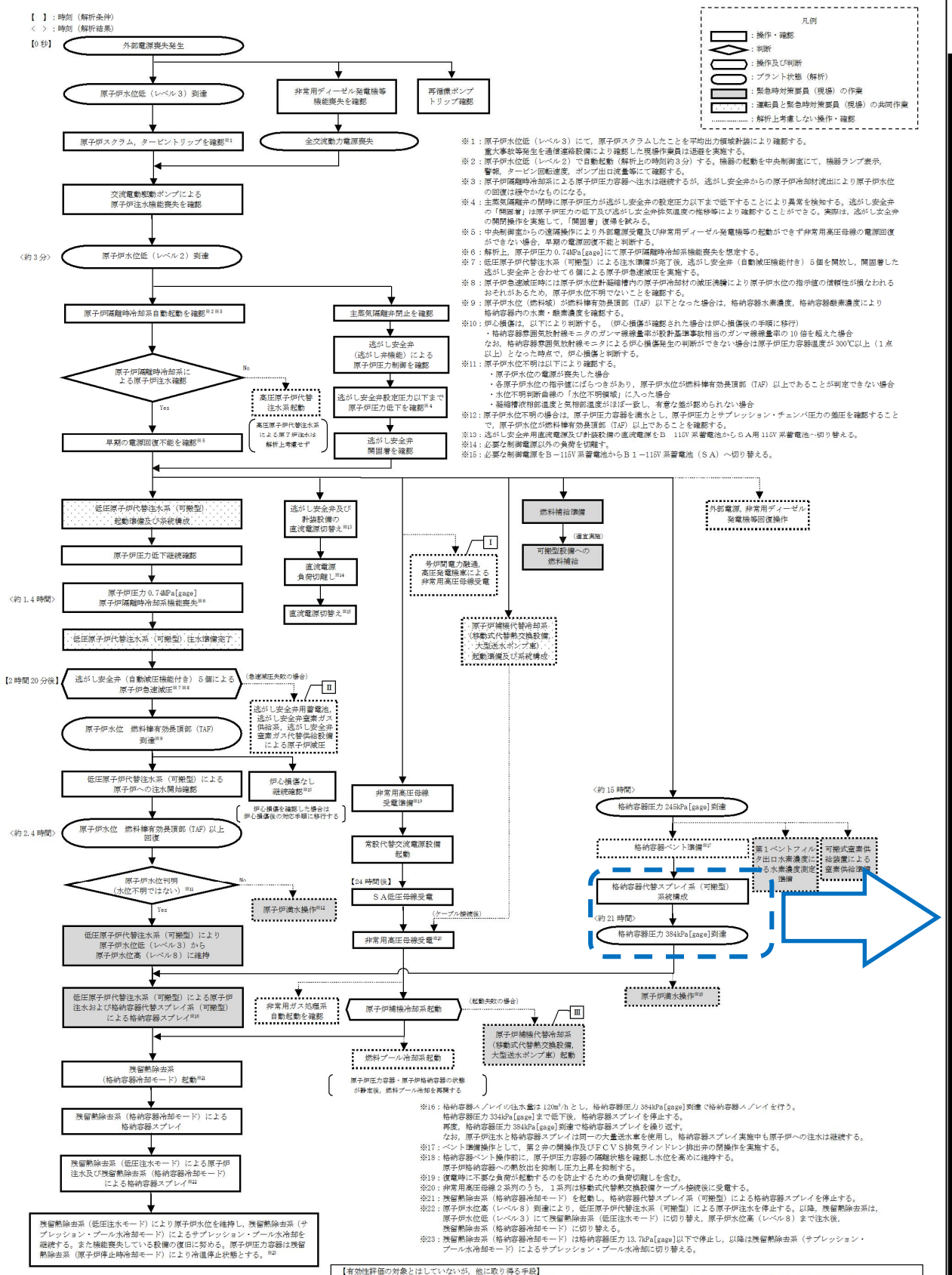
操作補足事項

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※1：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計器により確認する。
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現操作員は退避を実施する。
※2：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時間約３分）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※3：原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器へ注水は継続するが，逃がし安全弁からの原子炉冷却材流出により原子炉水位の回復は緩やかなものになる。
※4：主蒸気隔離弁の閉時に原子炉圧力が逃がし安全弁の設定圧力以下まで低下することにより異常を検知する。逃がし安全弁の「開固着」は原子炉圧力の低下及び逃がし安全弁排気温度の指示等により確認することができる。実際は，逃がし安全弁の開閉操作を実施して，「開固着」復帰を試みる。
※5：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず非常用高圧母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※6：解析上，原子炉圧力 0.74MPa[gage]にて原子炉隔離時冷却系機能喪失を想定する。
※7：低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水準備が完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）５個を開放し，開固着した逃がし安全弁と合わせて６個による原子炉急速減圧を実施する。
※8：原子炉急速減圧時には原子炉水位計基準槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
※9：原子炉水位（燃料棒）が燃料棒有効長頂部（TAF）以下となった場合は，格納容器水素濃度，格納容器酸素濃度により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※10：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタのガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合
なお，格納容器雰囲気放射線モニタによる炉心損傷発生の判断ができない場合は原子炉圧力容器温度が 300℃以上（１点以上）となった時点で，炉心損傷と判断する。
※11：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・基幅槽底相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※12：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※13：逃がし安全弁用直流電源及びｄｃ計装設備の直流電源をＤ　110V 系蓄電池からＢ１－115V 系蓄電池--切り替える。
※14：必要な制御電源以外の負荷を切離す。
※15：必要な制御電源をＢ－115V 系蓄電池からＢ１－115V 系蓄電池（ＳＡ）へ切り替える。
※16：格納容器ベントの注水量は 120m³/h とし，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器ベントを行う。
格納容器圧力 334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
再度，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
なお，原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大量送水車を使用し，格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。
※17：ベント準備操作として，第２弁の開操作及びＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁の閉操作を実施する。
※18：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※19：復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※20：非常用高圧母線２系列のうち，１系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。
※21：残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。
※22：原子炉水位高（レベル８）到達により，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。以降，残留熱除去系は，
原子炉水位低（レベル３）にて残留熱除去系（低圧注水モード）に切り替え，原子炉水位高（レベル８）まで注水後，
残留熱除去系（格納容器冷却モード）に切り替える。
※23：残留熱除去系（格納容器冷却モード）は格納容器圧力 13.7kPa[gage]以下で停止し，以降は残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水冷却に切り替える。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。（電源容量により使用できる設備が限られる。）
Ⅱ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅲ：原子炉補機代替冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」　G

操作補足事項

「ＰＣＶ圧力制御」
　サプレッション・チェンバ圧力が 384kPa[gage]にて，外部水源を用いた格納容器代替スプレイを実施する。

ＡＭ設備別操作要領書

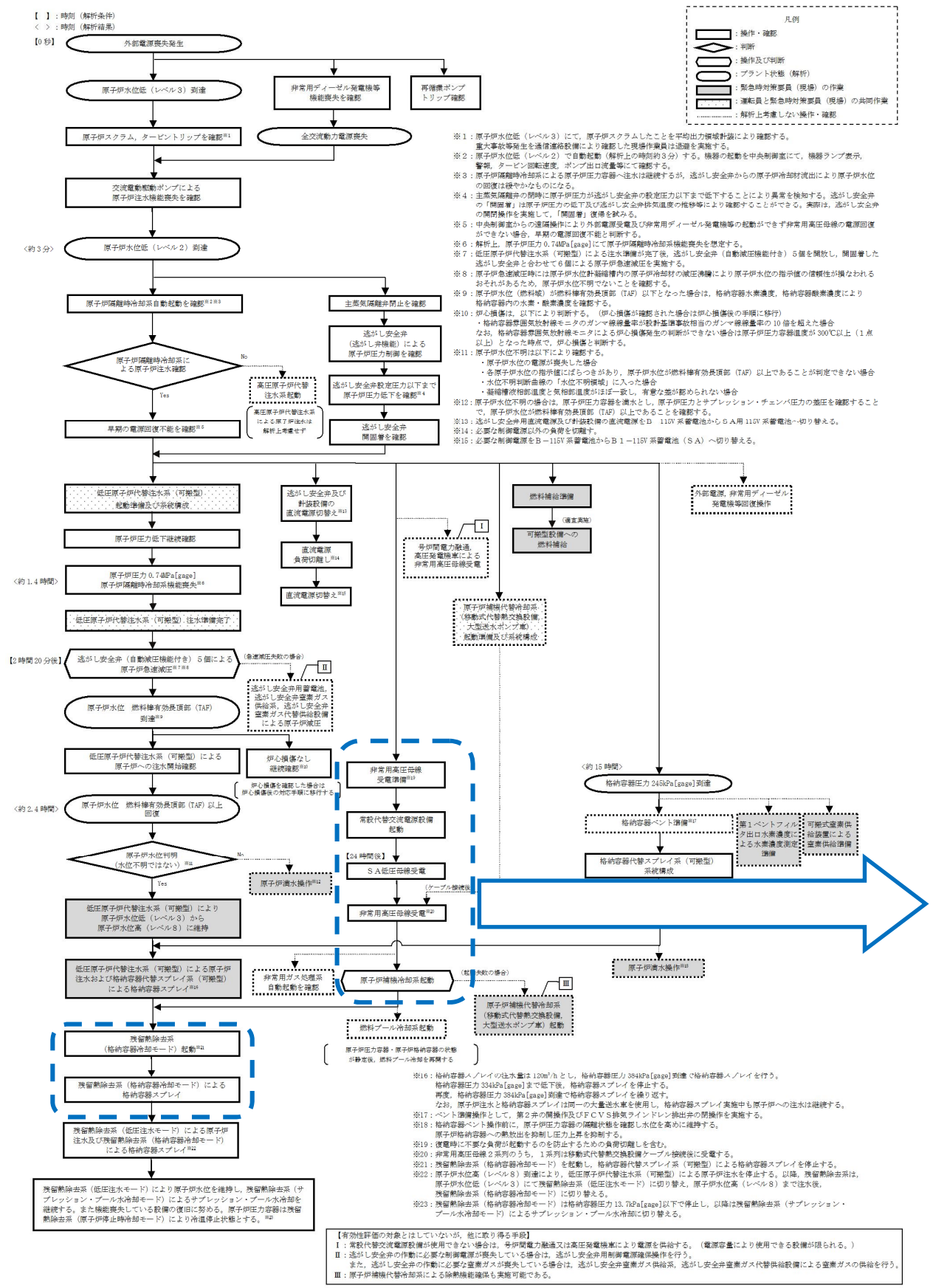
AM 5：「格納容器機能維持戦略」

・大量送水車による格納容器スプレイ

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）　電源復旧

B

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「ＰＣＶ圧力制御」

F

操作補足事項

「電源復旧」
　ガスタービン発電機が起動可能になり，非常用母線受電準備が完了していること，移動式代替熱交換設備の電源ケーブルが接続されていることを確認し，ガスタービン発電機を起動し，非常用母線に給電する。

「ＰＣＶ圧力制御」
　非常用母線受電後，原子炉補機冷却系，残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動する。

ＡＭ設備別操作要領書

AM 11：「電源確保戦略」
・ＧＴＧによるＣ，Ｄ－Ｍ／Ｃ受電

AM 4：「格納容器除熱戦略」
・ＲＨＲによる格納容器除熱

原子力災害手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

1.4　崩壊熱除去機能喪失

1.4.1　取水機能が喪失した場合

特徴

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（ＬＯＣＡを除く）の発生後，炉心冷却には成功するが，取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され，格納容器圧力が上昇することから，緩和措置がとられない場合には，炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。また，取水機能の喪失を想定することから，併せて非常用ディーゼル発電機等も機能喪失する。ここで，対応がより厳しい事故シーケンスとする観点から，外部電源の喪失を設定し，全交流動力電源喪失が生じるものとした。

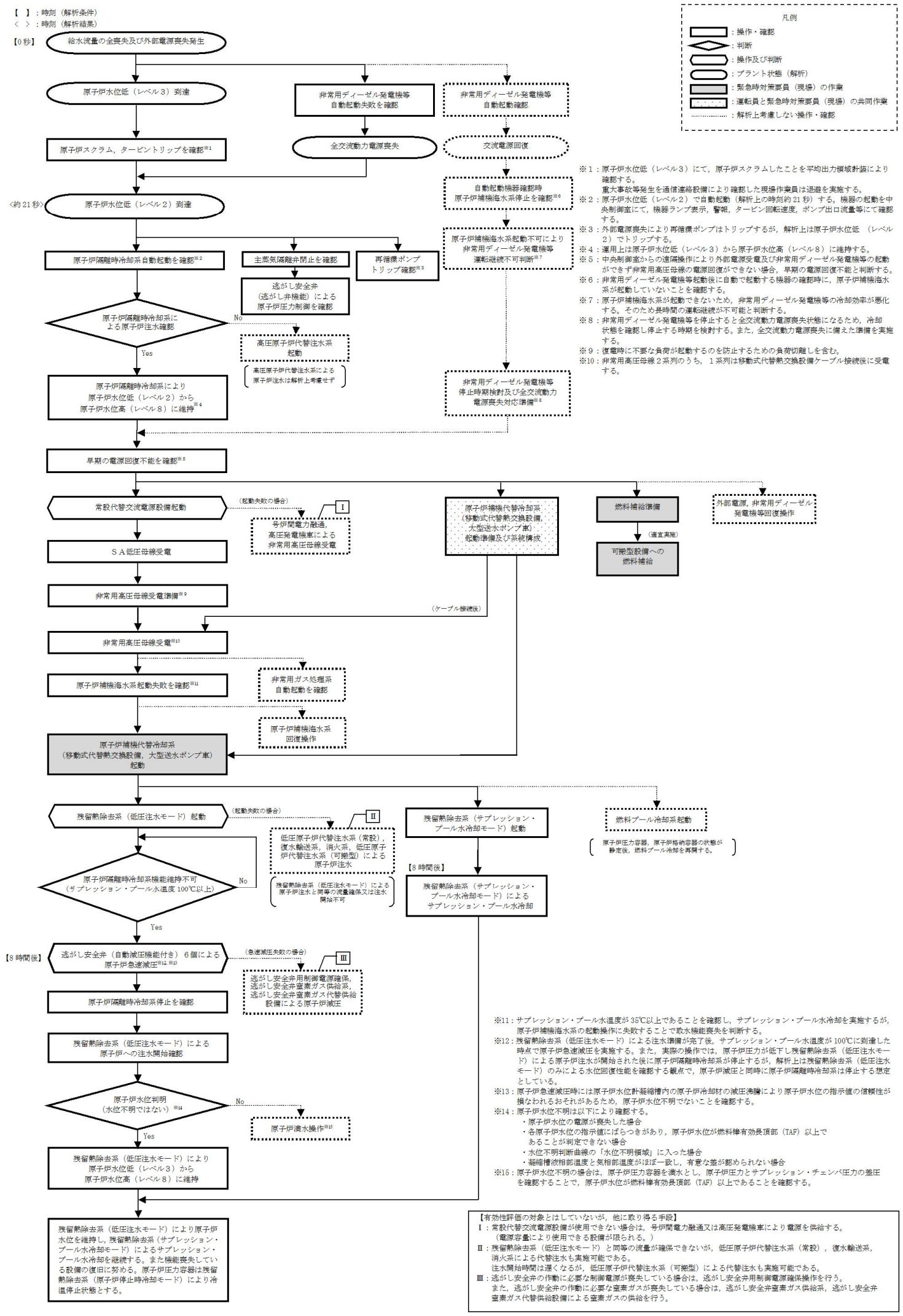
基本的な考え方

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ，常設代替交流電源設備による給電及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の準備が完了したところで，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。

対応手順の概要

a．全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認
b．原子炉隔離時冷却系による原子炉注水
c．早期の電源回復不能判断及び対応準備
d．逃がし安全弁による原子炉急速減圧
e．残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水
f．残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転

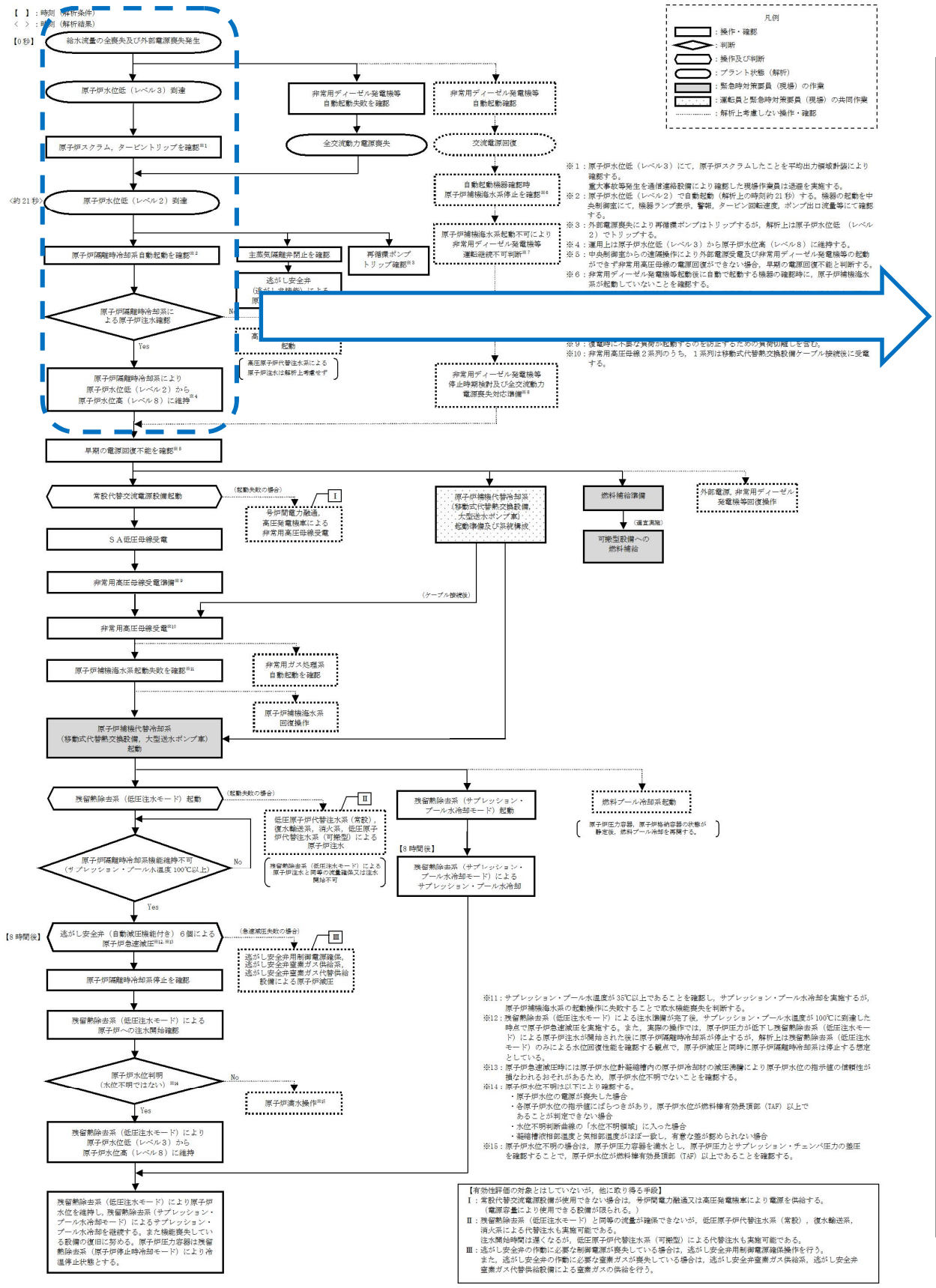
解析上の対応手順の概要フロー



本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

詳細手順説明

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　原子炉制御「スクラム」　A

操作補足事項

給水全喪失による原子炉水位低（レベル３）で原子炉スクラムする。これにより**「事故時操作要領書（徴候ベース）」における原子炉制御「スクラム（ＲＣ）」を導入する。**

「スクラム」

最初に「原子炉出力」制御にて発電用原子炉の停止状態を確認する。続いて「原子炉水位」「原子炉圧力」「タービン・電源」の制御を並行して行う。

また，「格納容器制御導入」を継続監視する。

原子炉水位は全給水喪失し水位が低下する。原子炉隔離時冷却系を起動し原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持する。サプレッション・プール水温度が100℃到達で機能喪失するため，他の注水手段を確保する。

所内電源は外部電源が喪失しているため「電源復旧（ＰＳ／Ｒ）」へ移行する。

原子炉隔離時冷却系運転及び逃がし安全弁から放出される蒸気により，サプレッション・プール水温度が上昇する。

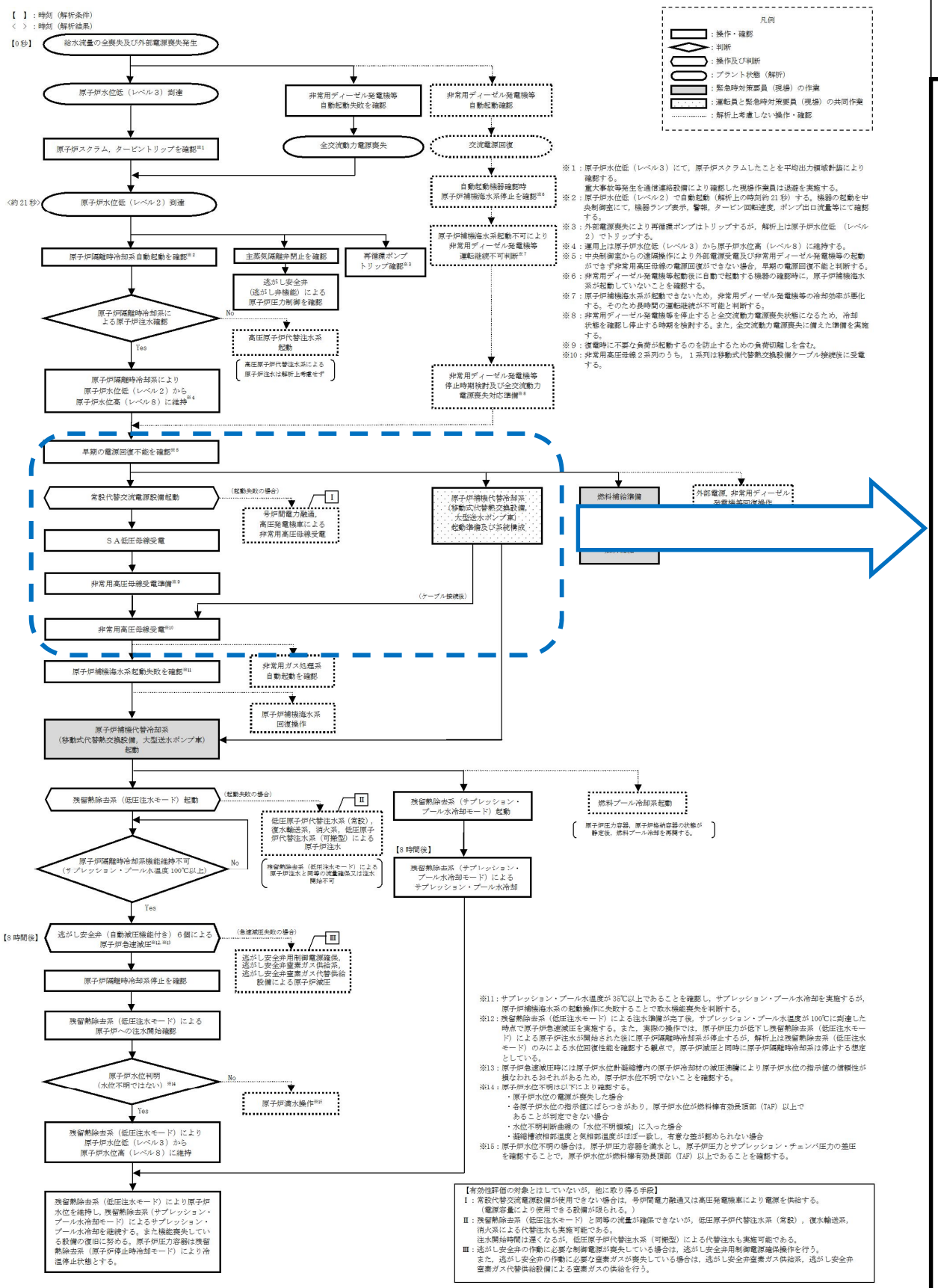
サプレッション・プール水温度35℃到達で格納容器制御「Ｓ／Ｃ水温度制御（ＳＰ／Ｔ（Ｗ））」へ移行する。

ＡＭ設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※1：原子炉水位低（レベル3）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※2：原子炉水位低（レベル2）で自動起動（解析上の時刻約21秒）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※3：外部電源喪失により再循環ポンプはトリップするが，解析上は原子炉水位低（レベル2）でトリップする。
※4：運用上は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）に維持する。
※5：中央制御室からの連隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず非常用高圧母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※6：非常用ディーゼル発電機等起動後に自動で起動する機器の確認時に，原子炉補機海水系が起動していないことを確認する。
※7：原子炉補機海水系が起動できないため，非常用ディーゼル発電機等の冷却効率が悪化する。そのため長時間の運転継続が不可能と判断する。
※8：非常用ディーゼル発電機等を停止すると全交流動力電源喪失状態になるため，冷却状態を確認し停止する時期を検討する。また，全交流動力電源喪失に備えた準備を実施する。
※9：復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※10：非常用高圧母線２系列のうち，１系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。

※11：サプレッション・プール水温度が35℃以上であることを確認し，サプレッション・プール水冷却を実施するが，原子炉補機海水系の起動操作に失敗することで取水機能喪失を判断する。
※12：残留熱除去系（低圧注水モード）による注水準備が完了後，サプレッション・プール水温度が100℃に到達した時点で原子炉急速減圧を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，解析上は残留熱除去系（低圧注水モード）のみによる水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※13：原子炉急速減圧時には原子炉水位計基準槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
※14：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・基礎構成相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※15：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。（電源容量により使用できる設備が限られる。）
Ⅱ：残留熱除去系（低圧注水モード）と同等の流量が確保できないが，低圧原子炉代替注水系（常設），復水輸送系，消火系による代替注水も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による代替注水も実施可能である。
Ⅲ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　電源復旧　B

操作補足事項

「電源復旧」
　ガスタービン発電機を起動し，非常用母線に給電する。

AM設備別操作要領書

AM 8：「代替除熱戦略」
・移動式代替熱交換設備による冷却水確保

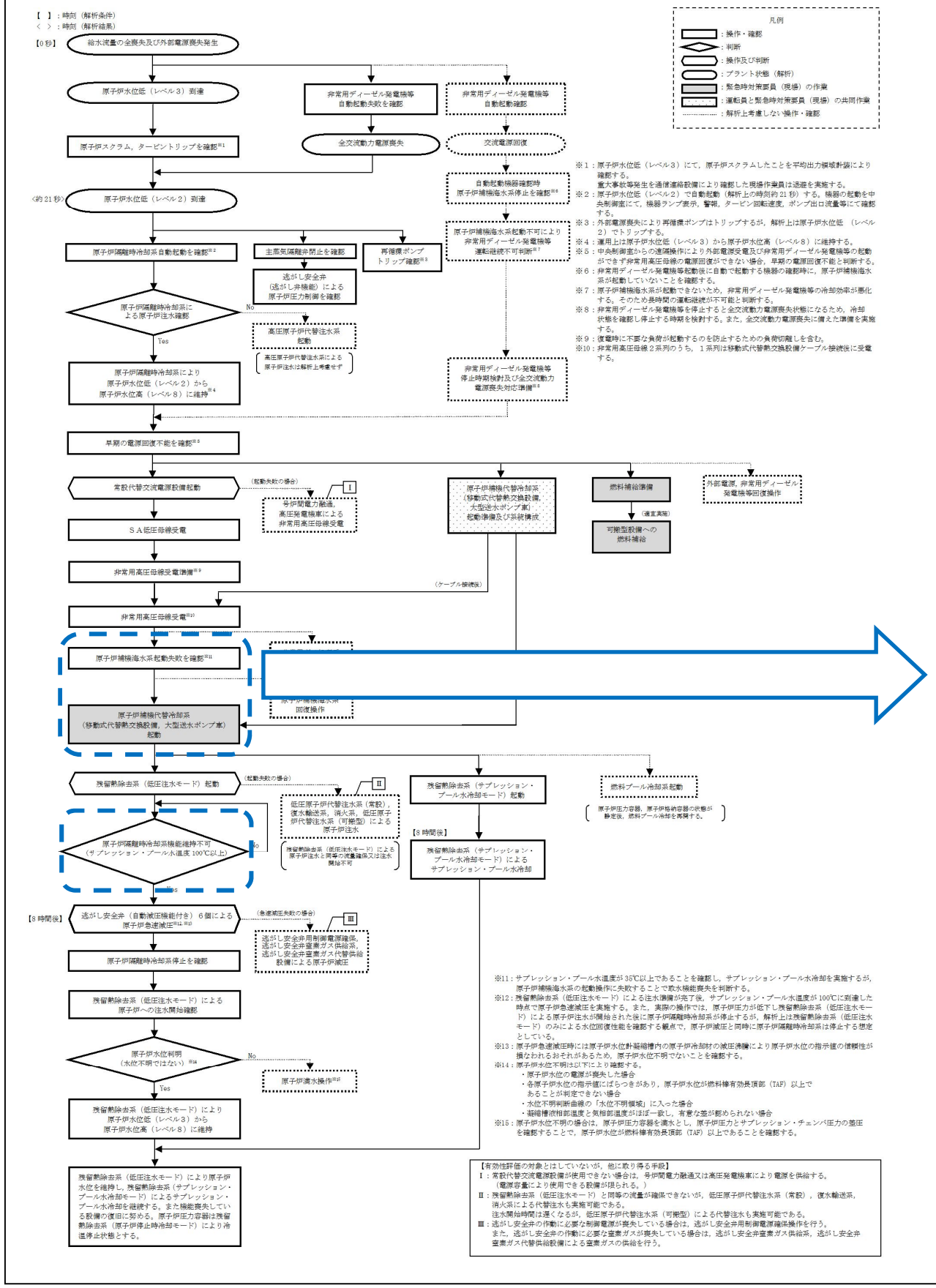
AM 11：「電源確保戦略」
・ＧＴＧによるＣ，Ｄ－Ｍ／Ｃ受電

原子力災害対策手順書

EHP
・移動式熱交換設備および大型送水ポンプ車を使用した最終ヒートシンク確保（UHSS 編）
・大型送水ポンプ車を使用した海水供給（ハイドロサブ編）

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



※１：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※２：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約21秒）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※３：外部電源喪失により再循環ポンプはトリップするが，解析上は原子炉水位低（レベル２）でトリップする。
※４：運用上は原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持する。
※５：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず非常用高圧母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※６：非常用ディーゼル発電機等起動後に自動で起動する機器の確認時に，原子炉補機海水系が起動していないことを確認する。
※７：原子炉補機海水系が起動できないため，非常用ディーゼル発電機等の冷却効率が悪化する。そのため長時間の運転継続が不可能と判断する。
※８：非常用ディーゼル発電機等を停止すると全交流動力電源喪失状態になるため，冷却状態を確認し停止する時期を検討する。また，全交流動力電源喪失に備えた準備を実施する。
※９：復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※10：非常用高圧母線２系列のうち，１系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。

※11：サプレッション・プール水温度が35℃以上であることを確認し，サプレッション・プール水冷却を実施するが，原子炉補機海水系の起動操作に失敗することで取水機能喪失を判断する。
※12：残留熱除去系（低圧注水モード）による注水準備が完了後，サプレッション・プール水温度が100℃に到達した時点で原子炉急速減圧を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，解析上は残留熱除去系（低圧注水モード）のみによる水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※13：原子炉急速減圧時には原子炉水位計基準槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
※14：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・基準槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※15：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。（電源容量により使用できる設備が限られる。）
Ⅱ：残留熱除去系（低圧注水モード）と同等の流量が確保できないが，低圧原子炉代替注水系（常設），復水輸送系，消火系による代替注水も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による代替注水も実施可能である。
Ⅲ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁非常用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。

事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「Ｓ／Ｃ温度制御」 C

操作補足事項

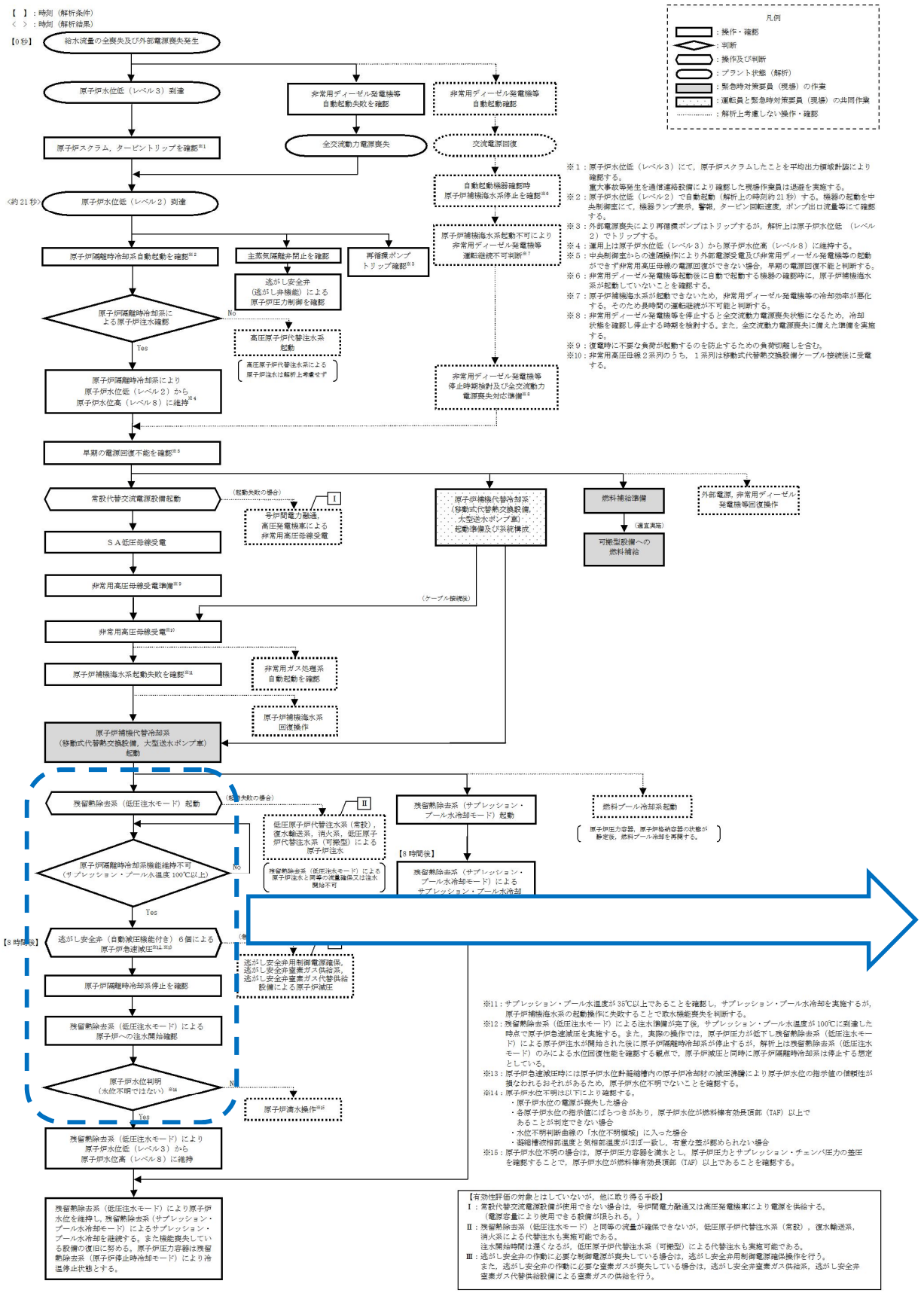
「Ｓ／Ｃ温度制御」
　サプレッション・プール冷却を試みるが取水機能喪失により，原子炉補機冷却系／原子炉補機海水系が喪失していることを確認する。
　サプレッション・プール水温の上昇が継続する。**サプレッション・プール水温度が100℃に到達後，不測事態「急速減圧（Ｃ２）」へ移行する。**

AM設備別操作要領書

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　不測事態「急速減圧」　D

操作補足事項

「急速減圧」

原子炉補機代替冷却系を起動後，残留熱除去系（低圧注水モード）を起動し，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個を全開にし，原子炉を減圧する。

原子炉減圧後は，原子炉圧力とドライウェル空間部温度の相関関係から，原子炉水位計が正常であることを確認する。

原子炉水位が判明していることを確認し，**格納容器制御「Ｓ／Ｃ温度制御（ＳＰ／Ｔ）」へ移行する。**

ＡＭ設備別操作要領書

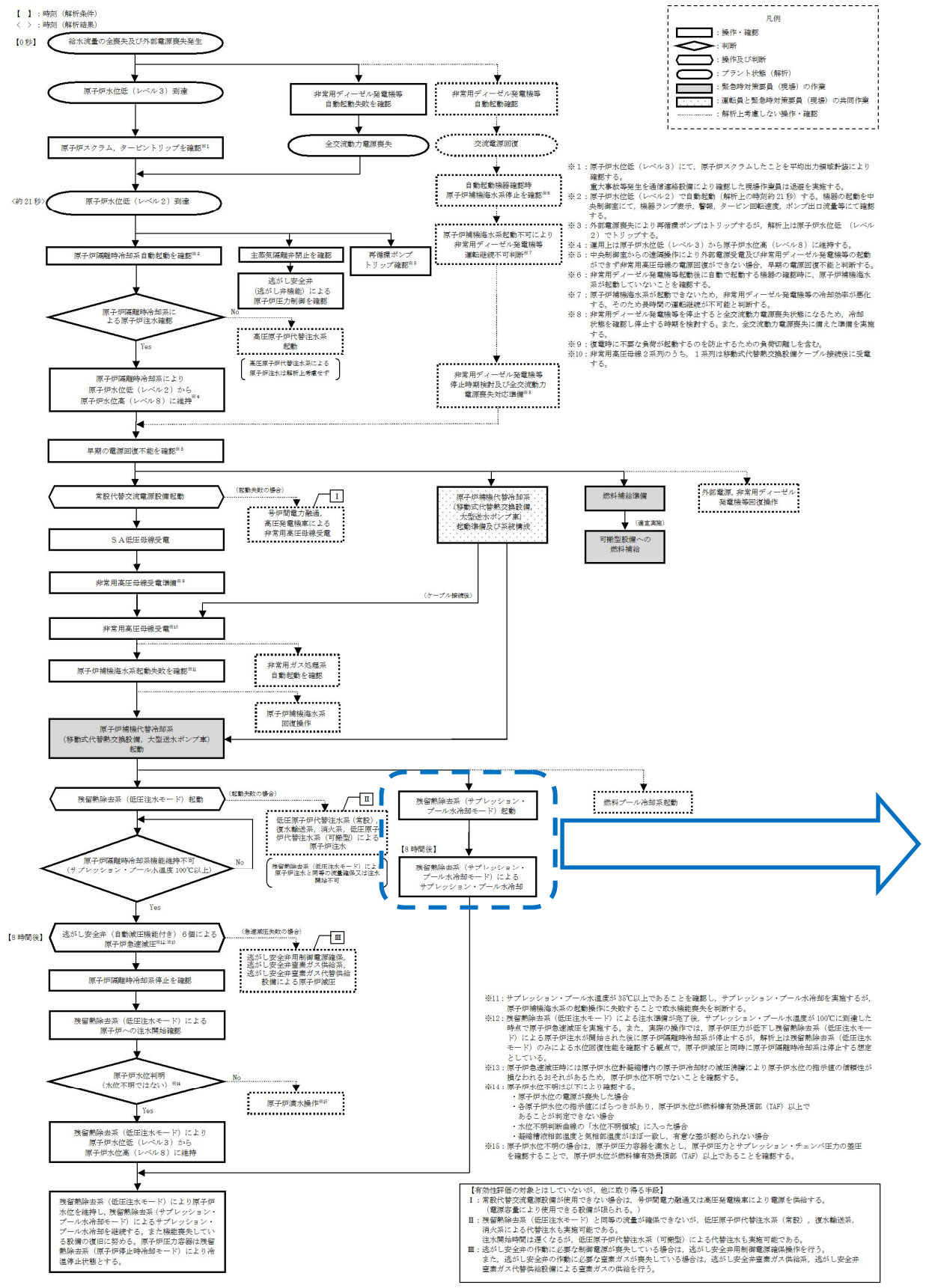
AM 8：「代替除熱戦略」

・ＲＨＲによる原子炉注水

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

解析上の対応手順の概要フロー



事故時操作要領書

事故時操作要領書（徴候ベース）「ＥＯＰ」　格納容器制御「Ｓ／Ｃ温度制御」 C

操作補足事項

「Ｓ／Ｃ温度制御」
　原子炉補機代替冷却系の起動および非常用母線受電後，サプレッション・プール水冷却のため残留熱除去系を起動しサプレッション・プール水の冷却を行う。

ＡＭ設備別操作要領書

AM 4：「格納容器除熱戦略」

・ＲＨＲによる格納容器除熱

原子力災害対策手順書

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

名　　称		ガスタービン発電機
台数	台	１（予備１）
容量	kVA/台	約 6,000

【設　定　根　拠】

ガスタービン発電機は，設計基準事故対処設備の電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合において，重大事故等に対処するために必要な電力を供給できる設計とする。

１．容量

ガスタービン発電機から電力を供給する「有効性評価で期待する負荷」に加え，「評価上期待していない不要負荷であるが，ガスタービン発電機の負荷として考慮する必要がある負荷」を抽出した結果，ガスタービン発電機の最大所要負荷は「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」を想定するシナリオにおいて必要とされる電源容量（最大負荷 約 4,378kW，連続最大負荷 約 4,286kW）である。

起動順序	主要機器	負荷容量（kW）
①	ガスタービン発電機付帯設備	約 111
②	代替所内電気設備負荷（自動投入負荷）	約 18
③	充電器，非常用照明，非常用ガス処理系，モニタリング・ポスト他（自動投入負荷）	約 877
④	Ｂ－原子炉補機冷却水ポンプ	約 360
⑤	Ｄ－原子炉補機冷却水ポンプ	約 360
⑥	Ｂ－原子炉補機海水ポンプ	約 410
⑦	Ｄ－原子炉補機海水ポンプ	約 410
⑧	Ｃ－残留熱除去ポンプ	約 560
⑨	Ｂ－残留熱除去ポンプ	約 560
⑩	Ｂ－中央制御室送風機	約 180
⑪	Ｂ－中央制御室非常用再循環送風機	約 30
⑫	Ｂ－中央制御室冷凍機	約 300
⑬	Ｂ－燃料プール冷却水ポンプ	約 110
連続最大合計負荷（最大負荷）		約 4,286 （約 4,378）

SA-L/C負荷

【設　定　根　拠】（続き）

したがって，発電機の出力は最大所要負荷である約 4,378kW（連続最大負荷：約 4,286kW）に対し十分な余裕を有する約 4,800kW とする。

なお，発電機の容量は以下のとおり，約 6,000kVA とする。

$$Q \geqq \frac{P}{pf} = \frac{4,800}{0.80} = 6,000$$

Q　：発電機の容量（kVA）
P　：発電機の定格出力（kW）　＝4,800
pf　：力率　＝0.80

1.1　重大事故等対処設備による代替電源（交流）の供給

1.1.1　ガスタービン発電機

交流動力電源を供給する設計基準事故対処設備として，非常用ディーゼル発電機等を設置しており，非常用ディーゼル発電機等が故障した場合の常設代替交流電源設備として，ガスタービン発電機を設置している。

ガスタービン発電機は，非常用ディーゼル発電機等と異なり，冷却海水を必要とせずに装置単独で起動できるとともに，燃料系統は非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク（以下「非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等」という。）とは独立した軽油タンクから補給することができることから，非常用ディーゼル発電機等と多様性を有した設計としている。

また，非常用ディーゼル発電機等から 100m 以上離れた位置に設置しており，位置的分散を図った設計としている。

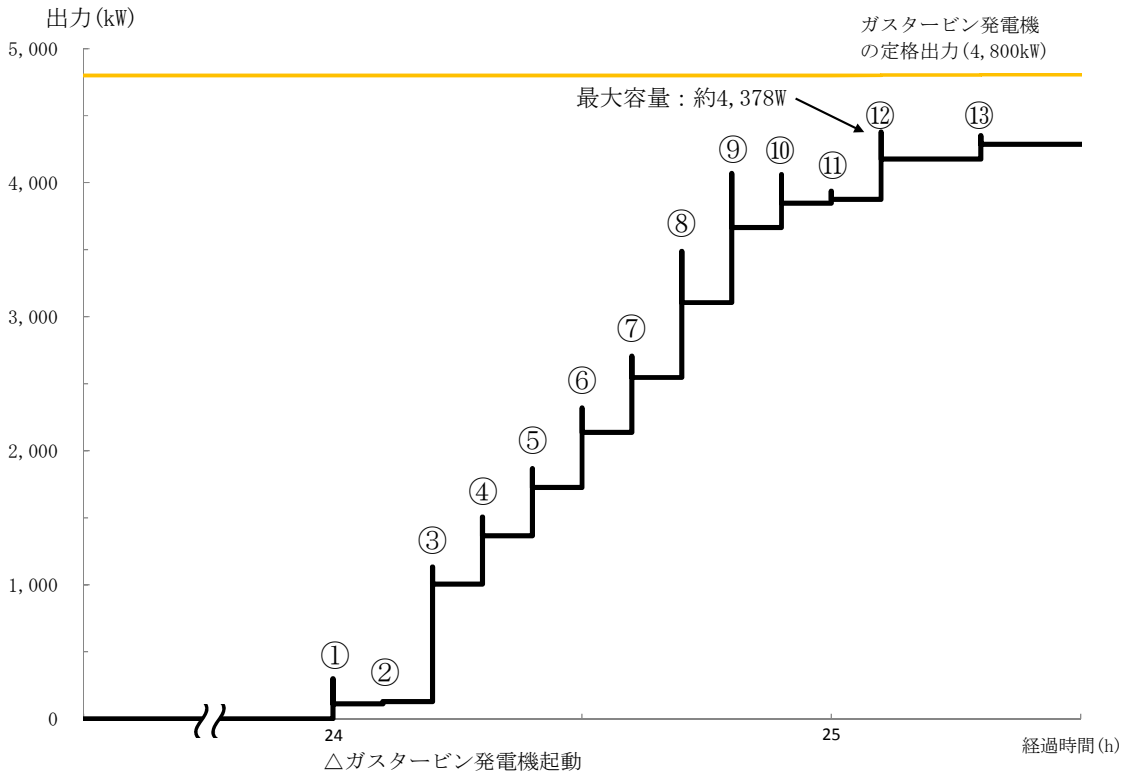
ガスタービン発電機は１台あたり約 4,800kW の発電装置を１台設置しており，第 57-9-2 表のとおり「有効性評価で期待する負荷」に加え，「評価上期待していない不要負荷であるが，ガスタービン発電機の負荷として考慮する必要がある負荷」を抽出した結果，ガスタービン発電機の最大所要負荷は「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」を想定するシナリオにおいて必要とされる電源容量（最大負荷 約 4,3~~60~~78kW，連続最大負荷 約 4,2~~68~~86kW）であり，この電源容量に対して十分な容量を確保している。

第 57-9-2 表　ガスタービン発電機の負荷（添付資料 57-9-1 参照）

起動順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の最大負荷容量 (kW)
①	ガスタービン発電機付帯設備	約 111	約 300	約 111
②	代替所内電気設備負荷（自動投入負荷）	約 18	約 129	約 129
③	充電器，非常用照明，非常用ガス処理系，モニタリング・ポスト他（自動投入負荷）	約 877	約 1,134	約 1,006
④	Ｂ－原子炉補機冷却水ポンプ	約 360	約 1,507	約 1,366
⑤	Ｄ－原子炉補機冷却水ポンプ	約 360	約 1,867	約 1,726
⑥	Ｂ－原子炉補機海水ポンプ	約 410	約 2,321	約 2,136
⑦	Ｄ－原子炉補機海水ポンプ	約 410	約 2,707	約 2,546
⑧	Ｃ－残留熱除去ポンプ	約 560	約 3,489	約 3,106
⑨	Ｂ－残留熱除去ポンプ	約 560	約 4,070	約 3,666
⑩	Ｂ－中央制御室送風機	約 180	約 4,061	約 3,846
⑪	Ｂ－中央制御室非常用再循環送風機	約 30	約 3,938	約 3,876
⑫	Ｂ－中央制御室冷凍機	約 300	約 4,378	約 4,176
⑬	Ｂ－燃料プール冷却水ポンプ	約 110	約 4,351	約 4,286

また，ガスタービン発電機用軽油タンクにより，重大事故等発生後 7 日間は事故収束対応を維持できる容量以上の燃料を発電所内に確保し，ガスタービン発電機用燃料移送ポンプを用いて燃料の補給ができる手順を整備する。

代替交流電源（常設及び可搬型）の非常用所内電気設備及び代替所内電気設備の回路構成については 57-3 系統図参照のこと。



第 57-9-3 図　ガスタービン発電機負荷積上_全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）