

代替電源（交流）からの給電が実施できない場合に、号機間電力融通恒設ケーブル（１号～２号）を使用した号機間融通による非常用高圧母線への代替電源（交流）から給電する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

予備変圧器の故障等により予備変圧器２次側恒設ケーブルを使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電が母線電圧等にて確認できない場合において、他号炉のディーゼル発電機が健全であること※⁷をディーゼル発電機電圧等にて確認できた場合。

※⁷ 他号炉のディーゼル発電機が健全とは以下のとおり。

- ・ 供給元が運転中又は高温停止中の場合はディーゼル発電機２台が健全
- ・ 供給元が低温停止中の場合はディーゼル発電機１台が健全

b. 操作手順

号機間電力融通恒設ケーブル（１号～２号）を使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電を行う手順の概要は以下のとおり。概略図を第1.14.7図に、タイムチャートを第1.14.8図に、機器配置を第1.14.9図に示す。

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員に、号機間電力融通恒設ケーブル（１号～２号）による号機間融通での給電を指示する。
- ② 運転員等は、中央制御室及び現場で号機間融通を受ける側の所内電源系の受電準備、送る側の送電準備を実施する。
- ③ 緊急安全対策要員は、現場で供給元メタクラ盤の予備遮断器及び給電先メタクラ盤の予備遮断器からのケーブルを号機間融通用高圧ケーブルコネクタ盤にてコネクタで接続する。
- ④ 運転員等は、現場で供給元及び給電先の恒設ケーブルを接

続した予備遮断器を投入する。

- ⑤ 緊急安全対策要員は、現場で供給元の遮断器が投入され、給電先メタクラ盤へ電力融通が開始されたことを、発電所対策本部長へ報告する。
- ⑥ 運転員等は、現場で非常用高圧母線の電圧計により電源が確保されたことを確認後、パワーセンタ、コントロールセンタの復旧を行い、直流電源、計器用電源等の必要負荷を起動する。
- ⑦ 当直課長は、運転員等に充電器の受電操作を指示する。
- ⑧ 緊急安全対策要員は、現場でバッテリー室排気ファン用ダンパ及びバッテリー室送気ファン用ダンパの開操作を実施する。
- ⑨ 運転員等は、中央制御室でバッテリー室排気ファンを起動し、バッテリー室の換気を行う。
- ⑩ 運転員等は、現場で充電器を起動し直流電源の給電を行う。

c. 操作の成立性

上記のうち、号機間電力融通恒設ケーブル（1号～2号）を使用した号機間融通による受電操作について、中央制御室対応は運転員等2名、現場対応は運転員等1名、緊急安全対策要員2名にて実施し、所要時間は約2.3時間と想定する。

また、充電器の受電操作については、中央制御室対応は1ユニット当たり運転員等1名、現場対応は1ユニット当たり運転員等1名、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55分と想定する。

円滑に作業できるように、号機間融通用高圧ケーブル接続盤等の常設設備と接続する箇所はコネクタ接続とし、移動経路の確保及び携帯照明や通信設備等を整備するとともに、暗闇でも視認性が上がるように操作対象盤に識別表示を行う。遮断器操作については、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。室温は通常運転状態と同程度で

ある。

号機間電力融通恒設ケーブル（１号～２号）を使用した号機間融通については、ケーブルの送電容量を考慮した負荷の範囲内で給電する。

号機間電力融通恒設ケーブル（１号～２号）は、通常運転中は、遮断器及びケーブルにより他号炉との縁を切っており、重大事故等時のみ接続する。

号機間電力融通恒設ケーブル（１号～２号）を使用した号機間融通の必要最大負荷は、想定される事故シーケンスのうち最大負荷となる、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」の場合である。号機間電力融通恒設ケーブル（１号～２号）を使用した号機間融通では必要最大負荷以上の電力を確保することで、原子炉を安定状態に収束するための電力を供給する。さらに、他号炉の電源裕度及びプラント設備状況（被災状況、定期検査中等）に応じたその他使用可能な設備に給電する。

また、審査基準ごとに要求される重大事故等対処設備等の負荷へ給電する。

（４）号機間電力融通恒設ケーブル（１，２号～３，４号）を使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電

号機間電力融通恒設ケーブル（１号～２号）を使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電が実施できない場合に、号機間電力融通恒設ケーブル（１，２号～３，４号）を使用した号機間融通による非常用高圧母線への代替電源（交流）から給電する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

号機間電力融通恒設ケーブル（１号～２号）を使用した号機

間融通による代替電源（交流）からの給電が母線電圧等にて確認できない場合において、3号炉又は4号炉のディーゼル発電機2台が健全であることをディーゼル発電機電圧等にて確認できた場合。

b. 操作手順

号機間電力融通恒設ケーブル（1，2号～3，4号）を使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電を行う手順の概要は以下のとおり。概略図を第1.14.10図に、タイムチャートを第1.14.11図に、機器配置を第1.14.12図及び第1.14.13図に示す。

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員に、号機間電力融通恒設ケーブル（1，2号～3，4号）による号機間融通での給電を指示する。なお、送る側は、3号炉ができなければ4号炉とし、受ける側は、1号炉又は2号炉、1号炉及び2号炉とする。
- ② 運転員等は、中央制御室及び現場で号機間融通を受ける側の所内電源系の受電準備、送る側の送電準備を実施する。
- ③ 緊急安全対策要員は、現場で供給元メタクラ盤の空冷式非常用発電装置受電遮断器からのケーブルを号機間融通用高圧ケーブルコネクタ盤にてコネクタで接続する。
- ④ 緊急安全対策要員は、現場で給電先メタクラ盤の予備遮断器からのケーブルを号機間融通用高圧ケーブルコネクタ盤にてコネクタで接続する。
- ⑤ 運転員等は、現場で供給元及び給電先の恒設ケーブルを接続した予備遮断器及び空冷式非常用発電装置受電遮断器を投入する。
- ⑥ 緊急安全対策要員は、現場で供給元の遮断器が投入され、給電先メタクラ盤へ電力融通が開始されたことを、発電所対策本部長へ報告する。

- ⑦ 運転員等は、現場で非常用高圧母線の電圧計により電源が確保されたことを確認後パワーセンタ、コントロールセンタの復旧を行い、直流電源、計器用電源等の必要負荷を起動する。
- ⑧ 当直課長は、運転員等に充電器の受電操作を指示する。
- ⑨ 緊急安全対策要員は、現場でバッテリー室排気ファン用ダンパ及びバッテリー室送気ファン用ダンパの開操作を実施する。
- ⑩ 運転員等は、中央制御室でバッテリー室排気ファンを起動し、バッテリー室の換気を行う。
- ⑪ 運転員等は、現場で充電器を起動し直流電源の給電を行う。

c. 操作の成立性

上記のうち、号機間電力融通恒設ケーブル（１，２号～３，４号）を使用した号機間融通による受電操作について、中央制御室対応は運転員等３名、現場対応は運転員等１名、緊急安全対策要員２名にて実施し、所要時間は約３時間と想定する。

また、充電器の受電操作については、中央制御室対応は１ユニット当たり運転員等１名、現場対応は１ユニット当たり運転員等１名、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５５分と想定する。

円滑に作業できるように、号機間融通用高圧ケーブル接続盤等の常設設備と接続する箇所はコネクタ接続（３，４号）及び端子接続（１，２号）とし、移動経路の確保及び携帯照明や通信設備等を整備するとともに、暗闇でも視認性が上がるように操作対象盤に識別表示を行う。ケーブル接続、遮断器操作については、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。室温は通常運転状態と同程度である。

号機間電力融通恒設ケーブル（１，２号～３，４号）を使用した号機間融通については、ケーブルの送電容量を考慮した負荷の範囲内で給電する。

号機間電力融通恒設ケーブル（１，２号～３，４号）は、通常運転中は、遮断器及びケーブルにより他号炉との縁を切っており、重大事故等時のみ接続する。

号機間電力融通恒設ケーブル（１，２号～３，４号）を使用した号機間融通の必要最大負荷は、想定される事故シーケンスのうち最大負荷となる、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」の場合である。号機間電力融通恒設ケーブル（１，２号～３，４号）を使用した号機間融通では必要最大負荷以上の電力を確保することで、原子炉を安定状態に収束するための電力を供給する。さらに、３号炉又は４号炉の電源裕度及びプラント設備状況（被災状況、定期検査中等）に応じたその他使用可能な設備に給電する。

また、審査基準ごとに要求される重大事故等対処設備等の負荷へ給電する。

(5) 電源車による代替電源（交流）からの給電

号機間電力融通恒設ケーブル（１，２号～３，４号）を使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電が実施できない場合に、電源車により非常用高圧母線への代替電源（交流）から給電する手順を整備する。

なお、電源車の接続場所は位置的に分散した２ヶ所を整備する。

a. 手順着手の判断基準

号機間電力融通恒設ケーブル（１，２号～３，４号）を使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電が母線電圧等にて確認できない場合。

b. 操作手順

電源車による代替電源（交流）からの給電を行う手順の概要

は以下のとおり。概略図を第1.14.14図に、タイムチャートを第1.14.15図に、ケーブル敷設ルートを1.14.16図に示す。

また、電源車への燃料（重油）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。

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員に、給電先の健全性確認及び電源車の寄付き場所からのケーブルルートの確認並びに電源車からの給電を指示する。
- ② 緊急安全対策要員は、現場でケーブル敷設ルートの確認、電源車の移動、起動前点検を実施する。
- ③ 運転員等は、現場でメタクラ、パワーセンタ、コントロールセンタに接続されるすべての機器及び遮断器の操作スイッチを「切」又は「引断」にし、負荷の切離しを実施する。
- ④ 緊急安全対策要員は、現場でケーブルコネクタの接続及び電源車を起動し、出力NFBを投入する。
- ⑤ 緊急安全対策要員は、現場で発電所対策本部長に電源車による給電を開始したことを報告する。
- ⑥ 運転員等は、現場のメタクラ室にて母線連絡遮断器を投入し、メタクラの受電を確認する。
- ⑦ 運転員等は、中央制御室でパワーセンタ及びコントロールセンタを受電し、非常用高圧母線の電圧計により電源が確保されたことを確認する。
- ⑧ 運転員等は、現場で受電に伴い順次起動する補機の確認を行うとともに、重大事故等対処設備を必要な時期に起動する。
- ⑨ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に電源車の燃料(重油)補給を指示する。
- ⑩ 当直課長は、運転員等に充電器の受電操作を指示する。
- ⑪ 緊急安全対策要員は、現場でバッテリー室排気ファン用ダンパ及びバッテリー室送気ファン用ダンパの開操作を実施する。

- ⑫ 運転員等は、中央制御室でバッテリー室排気ファンを起動し、バッテリー室の換気を行う。
- ⑬ 運転員等は、現場で充電器を起動し直流電源の給電を行う。

c. 操作の成立性

上記のうち、電源車における受電操作について、中央制御室対応は1ユニット当たり運転員等2名、現場対応は1ユニット当たり運転員等1名、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2.8時間と想定する。

また、充電器の受電操作については、中央制御室対応は1ユニット当たり運転員等1名、現場対応は1ユニット当たり運転員等1名、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55分と想定する。

円滑に作業できるように、可搬式代替電源用接続盤等の常設設備と接続する箇所はコネクタ接続のため、手動にて実施し、移動経路の確保及び携帯照明や通信設備等を整備するとともに、暗闇でも視認性が上がるように操作対象盤に識別表示を行う。室温は通常運転状態と同程度である。

電源車は、プラント監視機能等を維持するために必要な最低限度の電力を供給する。また、プラントの被災状況に応じて使用可能な設備の電力を供給する。

(6) 号機間電力融通予備ケーブル（1号～2号）を使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電

あらかじめ敷設した号機間電力融通恒設ケーブルが使用できず、電源車による代替電源（交流）からの給電が実施できない場合に、号機間電力融通予備ケーブル（1号～2号）を使用した号機間融通による非常用高圧母線への代替電源（交流）から給電する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

電源車の故障等により代替電源からの給電が母線電圧等にて確認できない場合において、他号炉のディーゼル発電機が健全であること※8をディーゼル発電機電圧等にて確認できた場合。

※8 他号炉のディーゼル発電機が健全とは以下のとおり。

- ・供給元が運転中又は高温停止中の場合はディーゼル発電機2台が健全
- ・供給元が低温停止中の場合はディーゼル発電機1台が健全

b. 操作手順

号機間電力融通予備ケーブル（1号～2号）を使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電を行う手順の概要は以下のとおり。概略図を第1.14.17図に、タイムチャートを第1.14.18図に、ケーブル機器配置を第1.14.19図に示す。

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員に、号機間電力融通予備ケーブル（1号～2号）を使用した号機間融通での給電を指示する。
- ② 運転員等は、中央制御室及び現場で号機間融通を受ける側の所内電源系の受電準備、送る側の送電準備を実施する。
- ③ 緊急安全対策要員は、現場で供給元メタクラ盤の予備遮断器及び給電先メタクラ盤の予備遮断器に号機間電力融通予備ケーブル（1号～2号）を敷設し、接続する。
- ④ 運転員等は、現場で供給元及び給電先の号機間電力融通予備ケーブル（1号～2号）を接続した予備遮断器を投入する。
- ⑤ 緊急安全対策要員は、現場で供給元及び給電先の予備遮断器が投入され、給電先メタクラ盤へ電力融通が開始されたことを、発電所対策本部長へ報告する。
- ⑥ 運転員等は、現場で非常用高圧母線の電圧計により電源が確保されたことを確認後、パワーセンタ、コントロールセン

タの復旧を行い、直流電源、計器用電源等の必要負荷を起動する。

- ⑦ 当直課長は、運転員等に充電器の受電操作を指示する。
- ⑧ 緊急安全対策要員は、現場でバッテリー室排気ファン用ダンパ及びバッテリー室送気ファン用ダンパの開操作を実施する。
- ⑨ 運転員等は、中央制御室でバッテリー室排気ファンを起動し、バッテリー室の換気を行う。
- ⑩ 運転員等は、現場で充電器を起動し直流電源の給電を行う。

c. 操作の成立性

上記のうち、号機間電力融通予備ケーブル（１号～２号）を使用した号機間融通による受電操作について、中央制御室対応は運転員等２名、現場対応は運転員等１名、緊急安全対策要員１６名にて実施し、所要時間は約２.６時間と想定する。

また、充電器の受電操作については、中央制御室対応は１ユニット当たり運転員等１名、現場対応は１ユニット当たり運転員等１名、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５５分と想定する。

円滑に作業できるように、空冷式非常用発電装置受電遮断器盤等の常設設備と接続する箇所は端子接続とし、移動経路を確保し、携帯照明や通信設備等を整備するとともに、暗闇でも視認性が上がるように操作対象盤に識別表示を行う。ケーブル接続、遮断器操作については、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。室温は通常運転状態と同程度である。

号機間電力融通予備ケーブル（１号～２号）を使用した号機間融通については、ケーブルの送電容量を考慮した負荷の範囲内で給電する。

号機間電力融通予備ケーブル（１号～２号）は、通常運転中は、敷設していないため、他号炉との縁を切っており、重大事

故等時のみ接続する。

号機間電力融通予備ケーブル（１号～２号）を使用した号機間融通の必要最大負荷は、想定される事故シーケンスのうち最大負荷となる、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」の場合である。号機間電力融通予備ケーブル（１号～２号）を使用した号機間融通は必要最大負荷以上の電力を確保することで、原子炉を安定状態に収束するための電力を供給する。さらに、他号炉の電源裕度及びプラント設備状況（被災状況、定期検査中等）に応じたその他使用可能な設備に給電する。

また、審査基準ごとに要求される重大事故等対処設備等の負荷へ給電する。

（７）優先順位

全交流動力電源喪失時に炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、使用済燃料ピット内燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するために必要な電力を確保するための代替電源（交流）による給電手順の優先順位は、空冷式非常用発電装置、予備変圧器２次側恒設ケーブル、号機間電力融通恒設ケーブル、電源車、号機間電力融通予備ケーブル（１号～２号）の順で使用する。

空冷式非常用発電装置は全交流動力電源喪失時に、他号炉や外部電源の状況に依存せず、中央制御室及び現場での電源回復操作を並行し、短時間での電力供給ができるため、第１優先で使用する。

予備変圧器２次側恒設ケーブルを使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電は、運転員等によるインターロック解除（ジャンパ、リフト）処置後、中央制御室で遮断器を投入することで、容易に給電することができるが、給電までに要する準

備時間が比較的長いことから、第2優先で使用する。

号機間電力融通恒設ケーブルを使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電は、上記の第2優先手順と同様に給電までに要する準備時間が比較的長いこと及び上記の第2優先手順に比べ、対応に必要な要員が多いことから、第3優先で使用する。

なお、号機間電力融通恒設ケーブル（1号～2号）と号機間電力融通恒設ケーブル（1，2号～3，4号）の優先順位は、給電までに要する準備時間が比較的短いことから、号機間電力融通恒設ケーブル（1号～2号）を優先とする。

電源車は、必要とされる監視設備や中央制御室空調設備等を維持するための最低限必要な負荷へ給電できる電源であること及び給電までに要する準備時間が比較的長いことから、第4優先で使用する。

号機間電力融通予備ケーブル（1号～2号）による給電は、電路への接続作業等の準備時間が長いことから第5優先で使用する。

上記の第1優先から第5優先までの手順を連続して行った場合、約12時間で実施でき、所内直流電源設備から給電されている24時間以内に、十分な余裕を持って給電を開始する。

以上の対応手順のフローチャートを第1.14.20図に示す。

1.14.2.2 代替電源（直流）の給電手順等

(1) 蓄電池（安全防護系用）による代替電源（直流）からの給電

全交流動力電源喪失時は、蓄電池（安全防護系用）により、非常用直流母線へ代替電源（直流）が自動で給電される。このため、蓄電池（安全防護系用）による直流電源を給電するための手順を整備する。

また、非常用高圧母線の電圧が確認できた場合、計器用電源（無停電電源装置）の負荷である運転コンソール復旧のための

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発生後、交流電源から非常用直流母線への給電が母線電圧等にて確認できない場合。

また、非常用高圧母線の電圧が確認できた場合。

b. 操作手順

蓄電池（安全防護系用）による代替電源（直流）からの給電は、自動動作となるため、自動動作の状況を中央制御室で警報表示等により、電源が確保されていることを確認する。

早期の交流電源の復旧見込みがない場合、安全防護系直流不要負荷を切り離し、蓄電池（安全防護系用）による直流電源を給電する。手順の概要は以下のとおり。概略図を第1.14.21(1)図、タイムチャートを第1.14.21(2)図に示す。計器用電源（無停電電源装置）による直流電源からの給電については、概略図を第1.14.23図に、タイムチャートを第1.14.24図に示す。

（不要直流負荷切離し）

- ① 運転員等は、直流主分電盤への電源が確保されていることを、中央制御室で警報表示等により確認する。
- ② 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に、不要直流負荷の切離しを指示する。
- ③ 運転員等は、全交流動力電源喪失発生後 1 時間までに中央制御室で不要直流負荷の切離しを行う。

（運転コンソール復旧）

- ④ 計器用電源を復旧した場合には、運転コンソールは手動にて復旧するため、発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員に、現場で復旧を指示する。
- ⑤ 緊急安全対策要員は、現場で安全防護系シーケンス盤等を

起動する。

- ⑥ 運転員等は、中央制御室で運転コンソールのパネルにより復旧されていることを確認する。

c. 操作の成立性

上記のうち、不要直流負荷切離しの対応は全交流動力電源喪失後、1時間までに中央制御室からの不要直流負荷の切離しを1ユニット当たり運転員等1名、所要時間は約10分と想定する。不要直流負荷の切離しにより蓄電池（安全防護系用）にて24時間にわたり直流電源の給電を確保する。

また、運転コンソール復旧の現場対応は1ユニット当たり緊急安全対策要員2名により作業を実施し、所要時間は約40分と想定する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、携帯照明や通信設備等を整備するとともに、暗闇でも視認性が上がるように操作対象盤に識別表示を行う。室温は通常運転状態と同程度である。

(2) 蓄電池（3系統目）による代替電源（直流）からの給電

全交流動力電源喪失時に、蓄電池（安全防護系用）により、直流母線電圧を維持できない場合は、蓄電池（3系統目）による代替電源（直流）から給電する手順を整備する。あわせて、プラントの状態監視等に必要な直流負荷（以下「必要直流負荷」という。）の切替え手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時に可搬式整流器の準備が完了するまでに、直流母線電圧が蓄電池（安全防護系用）の故障等により許容最低電圧値（108V）以上を維持できない場合。

b. 操作手順

蓄電池（３系統目）による代替電源（直流）からの給電及び必要直流負荷への切替え手順の概要は以下のとおり。概要図を第 1.14.22(1)図に、タイムチャートを第 1.14.22(2)図に、配置図を第 1.14.22(3)図に示す。

（必要直流負荷への切替え）

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に蓄電池（３系統目）を使用した給電及び必要直流負荷への切替えを指示する。
- ② 運転員等は、中央制御室及び現場にて蓄電池（３系統目）による必要直流負荷への切替えを実施する。
- ③ 運転員等は、中央制御室で直流母線電圧により、電源が確保されていることを確認する。
- ④ 不要直流負荷の切り離し操作は1.14.2.2(1)「蓄電池（安全防護系用）による代替電源（直流）からの給電」にて整備する。

（運転コンソール復旧）

- ⑤ 計器用電源を復旧した場合には、運転コンソールは手動にて復旧するため、発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員に、現場で復旧を指示する。
- ⑥ 緊急安全対策要員は、現場で安全防護系シーケンス盤等を起動する。
- ⑦ 運転員等は、中央制御室で運転コンソールのパネルにより復旧されていることを確認する。

c. 操作の成立性

上記のうち、必要直流負荷への切替えの中央制御室対応は1ユニット当たり運転員等1名、現場対応は1ユニット当たり運転員等1名にて実施し、給電及び必要直流負荷への切替えの所要時間は、約21分と想定する。

必要直流負荷への切替え対応は、現場で蓄電池（３系統目）

の投入操作後、直ちに必要直流負荷への切替えを行い24時間にわたり電力の供給を実施する。

これにより、蓄電池（3系統目）から必要な負荷へ24時間以上にわたり直流電源給電を確保する。

また、運転コンソール復旧の現場対応は1ユニット当たり緊急安全対策要員2名により作業を実施し、所要時間は約40分と想定する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、携帯照明や通信設備等を整備するとともに、暗闇でも視認性が上がるように操作対象盤に識別表示を行う。室温は通常運転状態と同程度である。

(3) 可搬式整流器による代替電源（直流）からの給電

全交流動力電源喪失時に蓄電池（安全防護系用）及び蓄電池（3系統目）の電圧が低下する（24時間以降）前までに、可搬式整流器による代替電源（直流）から非常用直流母線へ給電する手順を整備する。

また、非常用高圧母線の電圧が確認できた場合、計器用電源（無停電電源装置）の負荷である運転コンソール復旧のための手順を整備する。

なお、給電に必要な代替電源（交流）による給電手順は1.14.2.1「代替電源（交流）による給電手順等」に定める。代替電源（交流）からの給電が母線電圧等にて確認できない場合には、「1.14.2.3 代替所内電気設備による給電手順等」にて対応する。

a. 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時に、代替電源（交流）設備による、代替電源（交流）からの給電が母線電圧等にて確認でき、非常用直流母線への給電が確認できない場合。

また、非常用高圧母線の電圧が確認できた場合。

b. 操作手順

可搬式整流器による代替電源（直流）からの給電を行う手順の概要は以下のとおり。概略図を第1.14.25図、タイムチャートを第1.14.26図に、ケーブル敷設ルートを第1.14.27図に示す。計器用電源（無停電電源装置）による直流電源からの給電については、概略図を第1.14.23図に、タイムチャートを第1.14.24図に示す。

また、給電に伴い必要な代替電源（交流）による給電を行う手順については、1.14.2.1「代替電源(交流)による給電手順等」のとおり。

（可搬式整流器接続）

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員に、給電先の健全性確認及び可搬式整流器による給電を指示する。
- ② 緊急安全対策要員は、現場でケーブル敷設ルートの確認、可搬式整流器の移動、起動前点検を実施する。
- ③ 運転員等は、現場で受電準備操作を実施する。
- ④ 緊急安全対策要員は、現場でケーブルの接続を実施する。
- ⑤ 運転員等は、現場で電源操作を実施する。
- ⑥ 緊急安全対策要員は、現場で可搬式整流器を起動、出力調整し、出力スイッチを投入する。
- ⑦ 緊急安全対策要員は、発電所対策本部長に可搬式整流器による給電を開始したことを報告する。
- ⑧ 運転員等は、直流主分電盤への電源が確保されていることを、中央制御室で警報表示等により確認する。
- ⑨ 運転員等は、現場で給電開始操作を実施する。

（運転コンソール復旧）

- ⑩ 計器用電源を復旧した場合には、運転コンソールは手動にて復旧するため、発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員に、現場で復旧を指示する。

- ⑪ 緊急安全対策要員は、現場で安全防護系シーケンス盤等を起動する。
- ⑫ 運転員等は、中央制御室で運転コンソールのパネルにより復旧されていることを確認する。

c. 操作の成立性

上記のうち、可搬式整流器接続の現場対応は1ユニット当たり運転員等1名、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2時間と想定する。

また、運転コンソール復旧の現場対応は1ユニット当たり緊急安全対策要員2名により作業を実施し、所要時間は約40分と想定する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、携帯照明や通信設備等を整備するとともに、暗闇でも視認性が上がるように操作対象盤に識別表示を行う。ケーブル接続については、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。室温は通常運転状態と同程度である。

(4) 優先順位

全交流動力電源喪失時は、蓄電池（安全防護系用）により、非常用直流母線へ代替電源（直流）が自動で給電される。また、直流電源系は不要な直流負荷の切離しを行うことで24時間にわたって給電を確保するため、蓄電池（安全防護系用）による代替電源（直流）からの給電を第1優先で使用する。

全交流動力電源喪失時に可搬式整流器による代替電源（直流）からの給電準備が完了するまでに蓄電池（安全防護系用）の電圧が許容最低電圧以下に低下した場合、手動操作により蓄電池（3系統目）を使用することにより24時間以上にわたって直流電源を確保可能であることから第2優先で使用する。

全交流動力電源喪失時に、蓄電池（安全防護系用）及び蓄電池

(3系統目)による代替電源(直流)からの給電は、24時間以降に電圧が許容最低電圧以下に低下するため、それまでに可搬式整流器による電源を準備し、可搬式整流器から代替電源(直流)を給電することにより長期にわたる直流電源を確保可能であることから、第3優先で使用する。

以上の対応手順のフローチャートを第1.14.28図に示す。

1.14.2.3 代替所内電気設備による給電手順等

(1) 代替所内電気設備による交流及び直流の給電(空冷式非常用発電装置)

所内電気設備の2系統が同時に機能喪失した場合は、共通要因で機能を失うことがないように、少なくとも1系統は機能の維持及び人の接近性を確保し、常設重大事故等対処設備である空冷式非常用発電装置、代替所内電気設備変圧器及び代替所内電気設備分電盤と、可搬型重大事故等対処設備である可搬式整流器により、原子炉を安定状態に収束させるために必要な機器(恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、アキュムレータ出口弁、計器用電源、アニュラス循環排気ファン、可搬式整流器及び可搬式空気圧縮機(加圧器逃がし弁作動用))へ代替電源から給電する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

所内電気設備の2系統が同時に機能喪失したことを、非常用高圧母線の電圧及び非常用直流母線の電圧等により確認した場合。

b. 操作手順

代替所内電気設備による給電を行う手順の概要は以下のとおり。概略図を第1.14.29図に、タイムチャートを第1.14.30図に、フローチャートを第1.14.20図に示す。

また、空冷式非常用発電装置への燃料（重油）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。

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員に、代替所内電気設備による給電を指示する。
- ② 緊急安全対策要員は、現場で代替所内電気設備の健全性を確認する。
- ③ 緊急安全対策要員は、現場で代替所内電気設備の受電に必要な系統構成を実施する。
- ④ 運転員等は、中央制御室で空冷式非常用発電装置を起動する。
- ⑤ 緊急安全対策要員は、現場で代替所内電気設備変圧器、代替所内電気設備分電盤の給電が完了したことを確認する。
- ⑥ 緊急安全対策要員は、現場で給電対象負荷の本設受電NFBを「切」、代替所内電気設備用受電NFBを「入」とし、代替所内電気設備分電盤から交流電源の給電を開始する。
- ⑦ 緊急安全対策要員は、現場で可搬式整流器の移動、ケーブルの接続及び起動前点検を実施する。
- ⑧ 緊急安全対策要員は、現場で可搬式整流器を起動、出力調整し、出力スイッチを投入する。
- ⑨ 運転員等は、現場で直流電源の給電を開始する。
- ⑩ 運転員等は、直流主分電盤への電源が確保されていることを、中央制御室で警報表示等により確認する。
- ⑪ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に空冷式非常用発電装置の燃料（重油）補給を指示する。

c. 操作の成立性

上記の中央制御室対応は、1ユニット当たり運転員等1名、現場対応は、1ユニット当たり運転員1名及び緊急安全対策要員2名にて実施し、所要時間は約3.8時間と想定する。

円滑に作業できるように、代替所内電気設備分電盤及び給電対象負荷の切替箇所はNFB操作による手動で実施し、可搬式整流器のケーブル接続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。また、移動経路を確保し、携帯照明や通信設備等を整備するとともに、暗闇でも視認性が上がるように操作対象盤に識別表示を行う。室温は通常運転状態と同程度である。

(2) 代替所内電気設備による交流及び直流の給電（電源車）

所内電気設備の2系統が同時に機能喪失した場合は、共通要因で機能を失うことがないように、少なくとも1系統は機能の維持及び人の接近性を確保し、常設重大事故等対処設備である代替所内電気設備変圧器及び代替所内電気設備分電盤と、多様性拡張設備である電源車及び可搬型重大事故等対処設備である可搬式整流器により、原子炉を安定状態に収束させるために必要な機器（恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、アキュムレータ出口弁、計器用電源、アニュラス循環排気ファン、可搬式整流器及び可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用））へ代替電源から給電する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

所内電気設備の2系統が同時に機能喪失したことを、非常用高圧母線の電圧及び非常用直流母線の電圧等により確認した場合。

b. 操作手順

代替所内電気設備による給電を行う手順の概要は以下のとおり。概略図を第1.14.29図に、タイムチャートを第1.14.30図に、フローチャートを第1.14.20図に示す。

また、電源車への燃料（重油）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。

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員に、代替所内電気設備による給電を指示する。
- ② 緊急安全対策要員は、現場で代替所内電気設備の健全性を確認する。
- ③ 緊急安全対策要員は、現場で代替所内電気設備の受電に必要な系統構成を実施する。
- ④ 緊急安全対策要員は、現場で電源車の配置及びケーブルの敷設を実施する。
- ⑤ 緊急安全対策要員は、現場でケーブルを中継接続盤に接続後、電源車を起動し、運転状態の確認を実施する。
- ⑥ 緊急安全対策要員は、現場で代替所内電気設備変圧器、代替所内電気設備分電盤の給電が完了したことを確認する。
- ⑦ 緊急安全対策要員は、現場で給電対象負荷の本設受電NFBを「切」、代替所内電気設備用受電NFBを「入」とし、代替所内電気設備分電盤から交流電源の給電を開始する。
- ⑧ 緊急安全対策要員は、現場で可搬式整流器の移動、ケーブルの接続及び起動前点検を実施する。
- ⑨ 緊急安全対策要員は、現場で可搬式整流器を起動、出力調整し、出力スイッチを投入する。
- ⑩ 運転員等は、現場で直流電源の給電を開始する。
- ⑪ 運転員等は、直流主分電盤への電源が確保されていることを、中央制御室で警報表示等により確認する。
- ⑫ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に電源車の燃料(重油)補給を指示する。

c. 操作の成立性

上記の現場対応は、1ユニット当たり運転員等1名、緊急安全対策要員4名にて実施し、所要時間は約4時間と想定する。所内電気設備の2系統が同時に機能を喪失した場合に、代替電源

からの給電手段として、以上の手段を用いて、原子炉を安定状態に収束するために必要な電力を確保する。

円滑に作業できるように、代替所内電気設備分電盤及び給電対象負荷の切替箇所はNFB操作による手動で実施し、可搬式整流器のケーブル接続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。また、移動経路を確保し、携帯照明や通信設備等を整備するとともに、暗闇でも視認性が上がるように操作対象盤に識別表示を行う。室温は通常運転状態と同程度である。

(3) 優先順位

空冷式非常用発電装置は、中央制御室での起動操作が可能で短時間で電力供給ができるため第1優先で使用し、空冷式非常用発電装置が使用できない場合に電源車を使用する。

1.14.2.4 燃料の補給手順等

全交流動力電源喪失時に、重大事故等対処設備である空冷式非常用発電装置又は電源車を運転した場合、これらの設備への燃料補給が必要となる（燃料はすべて重油）。

重大事故対処設備である燃料油貯油そうから空冷式非常用発電装置用給油ポンプ又はタンクローリーへ給油し、各設備へ補給する手順を整備する。

(1) 空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給

燃料油貯油そうから空冷式非常用発電装置用給油ポンプ又はタンクローリーにより空冷式非常用発電装置等に補給する。

a. 手順着手の判断基準

空冷式非常用発電装置、電源車を運転した場合において、各発電機の燃料が規定油量以上あることを確認した上で運転開

始後、燃料補給作業着手時間※⁹に達した場合。

※⁹ 各発電機の燃料補給作業着手時間及び給油間隔は以下のとおり。

- ・空冷式非常用発電装置：運転開始直後。（その後自動的に燃料補給）
- ・電源車：運転開始約 2.3 時間後（その後約 2 時間ごとに補給）

b. 操作手順

空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給の手順の概要は以下のとおり。また、概略図を第1.14.31図に、タイムチャートを第1.14.32図に、アクセスルートを第1.14.33図に示す。

【空冷式非常用発電装置用給油ポンプの操作】

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員に、燃料油貯油そうから空冷式非常用発電装置用給油ポンプによる空冷式非常用発電装置への燃料補給を指示する。
- ② 緊急安全対策要員は、燃料油貯油そうから空冷式非常用発電装置へ燃料（重油）補給準備を行う。
- ③ 緊急安全対策要員は、空冷式非常用発電装置用給油ポンプの吐出口及び空冷式非常用発電装置の前方コンテナ付近の給油口に給油ホースを接続し給油ホースを敷設する。
- ④ 緊急安全対策要員は、空冷式非常用発電装置用給油ポンプの給油口及び燃料油貯油そうの取出口に給油ホースを接続し給油ホースを敷設する。
- ⑤ 緊急安全対策要員は、空冷式非常用発電装置の給油ラインの止め弁を開状態にする。
- ⑥ 緊急安全対策要員は、発電所対策本部長に空冷式非常用発電装置用給油ポンプ、空冷式非常用発電装置及び燃料油貯油そ

うの給油ホースの接続、敷設が完了し、空冷式非常用発電装置への燃料補給準備が完了したことを報告する。なお、これ以降は自動的に燃料補給される。

【タンクローリーの操作】

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員に、燃料油貯油そうからタンクローリーによる空冷式非常用発電装置等への燃料補給を指示する。
- ② 緊急安全対策要員は、燃料油貯油そうから空冷式非常用発電装置等へ燃料（重油）補給準備を行う。
- ③ 緊急安全対策要員は、タンクローリーを保管エリアから燃料油貯油そう付近に移動させる。
- ④ 緊急安全対策要員は、タンクローリー給油口に給油用ホースを接続する。
- ⑤ 緊急安全対策要員は、燃料油貯油そう取出口の蓋を開放し、給油用ホースを接続する。
- ⑥ 緊急安全対策要員は、タンクローリー給油ポンプを起動し、タンクローリーの油面計でタンクが満杯となれば給油ポンプを停止する。
- ⑦ 緊急安全対策要員は、タンクローリーを空冷式非常用発電装置等の近傍に移動させる。

（空冷式非常用発電装置の場合）

- ⑧ 緊急安全対策要員は、空冷式非常用発電装置の前方コンテナ側面の給油口に、給油ホースを接続する。
- ⑨ 緊急安全対策要員は、タンクローリーの排出弁及び空冷式非常用発電装置の給油ラインの止め弁を開状態にし、タンクローリーからの給油を開始する。
- ⑩ 緊急安全対策要員は、タンクが満杯になれば、給油を停止し、排出弁及び止め弁を閉止した後、給油ホースを取外す。

（電源車の場合）

- ⑧ 緊急安全対策要員は、電源車の給油口に、給油ホースを接続する。
- ⑨ 緊急安全対策要員は、タンクローリーの排出弁を開状態にし、タンクローリーからの給油を開始する。
- ⑩ 緊急安全対策要員は、タンクが満杯になれば、給油を停止し、排出弁を閉止した後、給油ホースを取外す。
- ⑪ 緊急安全対策要員は、タンクローリーの油量を確認し、以降④から⑩を繰り返し燃料の補給を実施する。
- ⑫ 緊急安全対策要員は、発電所対策本部長にタンクローリーによる空冷式非常用発電装置等への燃料補給が完了したことを報告する。

c. 操作の成立性

上記の現場対応は、空冷式非常用発電装置については緊急安全対策要員1名にて実施し、所要時間は空冷式非常用発電装置用給油ポンプの場合は約30分、タンクローリーの場合は約2.4時間と想定する。また、電源車については緊急安全対策要員2名にて実施し、所要時間は約2.3時間と想定する。

空冷式非常用発電装置の燃料消費率は、約238.2ℓ/hであり、起動から枯渇までの時間は約7時間と想定しており枯渇までに燃料（重油）補給を実施する。

電源車の燃料消費率は、約86.3ℓ/hであり、起動から枯渇までの時間は約5.6時間と想定しており枯渇までに燃料（重油）補給を実施する。

ディーゼル発電機（他号炉）の1台当たり燃料消費率は、重大事故等時に想定される負荷に余裕を見込み約1.34ℓ/hであり、起動から枯渇までの時間は7日間以上と想定しており、燃料（重油）補給を実施しなくても、燃料油貯油そう（180kℓ以上（1基当たり）、2基）を管理することで、重大事故等時7日間運転継続することが可能である。

また、円滑に作業できるように、移動経路を確保し、携帯照明や通信設備等を整備する。油そう蓋等を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。周囲温度は外気温度と同程度である。

(2) 優先順位

空冷式非常用発電装置への燃料補給は、短時間で操作が可能な空冷式非常用発電装置用給油ポンプを第1優先で使用し、空冷式非常用発電装置給油ポンプが使用できない場合にタンクローリーを使用する。

第 1.14.1 表 重大事故等における対応手段と整備する手順

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※5	整備する手順書	手順の分類
交流電源喪失	ディーゼル発電機 (全交流動力電源)	代替電源（交流）からの給電 (a)	空冷式非常用発電装置	a,b	空冷式非常用発電装置による電源の復旧手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	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 S A所達※1
			燃料油貯油そう※2,3			
			空冷式非常用発電装置用給油ポンプ※2			
			タンクローリー※2,3			
			号機間電力融通恒設ケーブル（1号～2号）	a	恒設ケーブルを用いた号機間融通による電源の復旧手順（1号～2号） 電源車による電源復旧手順 予備ケーブルを用いた号機間融通による電源の復旧手順	S A所達※1
			ディーゼル発電機（他号炉）※4			
			燃料油貯油そう（他号炉）※4			
			電源車			
			号機間電力融通予備ケーブル（1号～2号）			
			予備変圧器 2 次側恒設ケーブル	多様性拡張設備	予備変圧器 2 次側恒設ケーブルを用いた号機間融通による電源の復旧手順（1号～2号）	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
			号機間電力融通恒設ケーブル（1, 2号～3, 4号）※5		恒設ケーブルを用いた号機間融通による電源の復旧手順（1, 2号～3, 4号）	S A所達※1

※1：「高浜発電所 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：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。

※3：電源車の燃料補給に使用する。

※4：他号炉とは、1号炉に対しては2号炉、2号炉に対しては1号炉を指す。

※5：号機間電力融通（1, 2号～3, 4号）は、送り側を3号炉又は4号炉とし、受ける側を1号炉又は2号炉、1号炉及び2号炉とする。

※6：重大事故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 1.14.2 表 重大事故等における対応手段と整備する手順

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
直 流 電 源 喪 失	ディーゼル発電機 (全交流動力電源)	代替電源（直流） からの給電	蓄電池（安全防護系用）		a,b	蓄電池による電 源の復旧手順	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
			計器用電源（無停電電源装置）※3				
	ディーゼル発電機 (全交流動力電源) 及び 蓄電池（安全防護系用） (枯渇)		蓄電池（3系統目）	重大事故等 対処設備	a	蓄電池（3系統 目）による電源 の復旧手順	
			計器用電源（無停電電源装置）※3				
			可搬式整流器		a	可搬式整流器を 用いた直流電源 復旧の手順	S A所達※1
			計器用電源（無停電電源装置）※3				
			②交流電源喪失時に代替電源（交流）からの給電により対応する手段 に用いる設備と同様				

※1 : 「高浜発電所 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 : 重大事故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

※3 : 計器用電源 (無停電電源装置) は、運転コンソール復旧する場合に使用する。

第 1.14.3 表 重大事故等における対応手段と整備する手順

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	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
所内電気設備機能喪失	所内電気設備	代替所内電気設備による（交流、直流）給電	空冷式非常用発電装置	重大事故等対応設備	a	空冷式非常用発電装置による電源の復旧手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	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 S A所達※1
			燃料油貯油そう※2,3				
			空冷式非常用発電装置用給油ポンプ※2				
			タンクローリー※2,3				
			代替所内電気設備分電盤			代替所内電気設備による電源供給手順	S A所達※1
			代替所内電気設備変圧器				
			可搬式整流器				
			電源車	多様性拡張設備			

※1：「高浜発電所 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：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。

※3：電源車の燃料補給に使用する。

※4：重大事故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応設備 b：37条に適合する重大事故等対応設備 c：自主的対策として整備する重大事故等対応設備

第1.14.4表 重大事故等対処に係る監視計器（1号炉）

1.14 電源の確保に関する手順等

監視計器一覧（1／3）

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
1.14.2.1 代替電源（交流）による給電手順等			
(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	判断基準	電源	・ 4－1 A、B、C 1、 C 2、D 母線電圧計
	操作	電源	・ 4－1 A、B 母線電圧計
			・ 3－1 A、B 母線電圧計
			・ A、B 直流主分電盤出力電圧計
			・ A、B、C、D 計器用電源電圧計
(2) 予備変圧器 2 次側恒設ケーブルを使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電	判断基準	電源	・ 空冷式非常用発電装置 電力計、周波数計
			・ 4－1 A、B 母線電圧計
			・ 3－1 A、B 母線電圧計
			・ A、B ディーゼル発電機電圧計 (他号炉)
	操作	電源	・ 4－1 A、B 母線電圧計
			・ 3－1 A、B 母線電圧計
			・ A、B 直流主分電盤出力電圧計
			・ A、B、C、D 計器用電源 電圧計
			・ A、B ディーゼル発電機 電圧計、電力計 (他号炉)
			・ A、B ディーゼル発電機 電圧計 (他号炉)
(3) 号機間電力融通恒設ケーブル（1号～2号）を使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電	判断基準	電源	・ 4－1 A、B 母線電圧計
			・ 3－1 A、B 母線電圧計
			・ A、B ディーゼル発電機 電圧計 (他号炉)

監視計器一覧（２／３）

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	
1.14.2.1 代替電源（交流）による給電手順等				
(3) 号機間電力融通恒設ケー ブル（１号～２号）を使用した 号機間融通による代替電源 （交流）からの給電	操作	電源	・ ４－１ A、B 母線電圧計	
			・ ３－１ A、B 母線電圧計	
			・ A、B 直流主分電盤出力電圧計	
			・ A、B、C、D 計器用電源 電圧計	
			・ A、B ディーゼル発電機 電圧計、電力計（他号炉）	
(4) 号機間電力融通恒設ケー ブル（１，２号～３，４号）を 使用した号機間融通による 代替電源（交流）からの給電	判断 基準	電源	・ ４－１ A、B 母線電圧計	
			・ ３－１ A、B 母線電圧計	
			・ A、B ディーゼル発電機 電圧計（他号炉）	
	操作	電源	・ ４－１ A、B 母線電圧計	
			・ ３－１ A、B 母線電圧計	
			・ A、B 直流主分電盤出力電圧計	
			・ A、B、C、D 計器用電源 電圧計	
			・ A、B ディーゼル発電機 電圧計、電力計（他号炉）	
	(5) 電源車による代替電源（交 流）からの給電	判断 基準	電源	・ ４－１ A、B 母線電圧計
				・ ３－１ A、B 母線電圧計
操作		電源	・ ４－１ A、B 母線電圧計	
			・ ３－１ A、B 母線電圧計	
			・ A、B 直流主分電盤出力電圧計	
			・ A、B、C、D 計器用電源 電圧計	
			(6) 号機間電力融通予備ケー ブル（１号～２号）を使用した 号機間融通による代替電源 （交流）からの給電	判断 基準
・ ３－１ A、B 母線電圧計				
・ A、B ディーゼル発電機 電圧計（他号炉）				

監視計器一覧（3／3）

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
1.14.2.1 代替電源（交流）による給電手順等			
(6) 号機間電力融通予備ケーブル （1号～2号）を使用した号機 間融通による代替電源（交流）か らの給電	操作	電源	・ 4－1 A、B母線電圧計
			・ 3－1 A、B母線電圧計
			・ A、B直流主分電盤出力電圧計
			・ A、B、C、D計器用電源 電圧計
			・ A、Bディーゼル発電機 電圧計、電力計（他号炉）
1.14.2.2 代替電源（直流）による給電手順等			
(1) 蓄電池（安全防護系用）による 代替電源（直流）からの給電（計 器用電源（無停電電源装置）によ る直流電源からの給電を含む。）	判断 基準	電源	・ 4－1 A、B、C 1、 C 2、D母線電圧計
	操作	電源	・ A、B直流主分電盤出力電圧計
(2) 蓄電池（3系統目）による代替 電源（直流）からの給電（計器用 電源（無停電電源装置）による直 流電源からの給電を含む。）	判断 基準	電源	・ 4－1 A、B、C 1、 C 2、D母線電圧計
	操作	電源	・ A、B直流主分電盤出力電圧計
(3) 可搬式整流器による代替電源 （直流）からの給電（計器用電源 （無停電電源装置）による直流 電源からの給電を含む。）	判断 基準	電源	・ 4－1 A、B、C 1、 C 2、D母線電圧計
	操作	電源	・ A、B直流主分電盤出力電圧計
1.14.2.3 代替所内電気設備による給電手順等			
(1) 代替所内電気設備による交流 及び直流の給電 （空冷式非常用発電装置）	判断 基準	電源	・ 4－1 A、B母線電圧計
			・ A、B直流主分電盤出力電圧計
	操作	電源	・ A、B、C、D計器用電源 電圧計
			・ A、B直流主分電盤出力電圧計 ・ 空冷式非常用発電装置 電力計、周波数計
(2) 代替所内電気設備による 交流及び直流の給電 （電源車）	判断 基準	電源	・ 4－1 A、B母線電圧計
			・ A、B直流主分電盤出力電圧計
	操作	電源	・ 4－1 A、B母線電圧計
			・ 3－1 A、B母線電圧計 ・ A、B直流主分電盤出力電圧計 ・ A、B、C、D計器用電源 電圧計

第1.14.4表 重大事故等対処に係る監視計器（2号炉）

1.14 電源の確保に関する手順等

監視計器一覧（1／3）

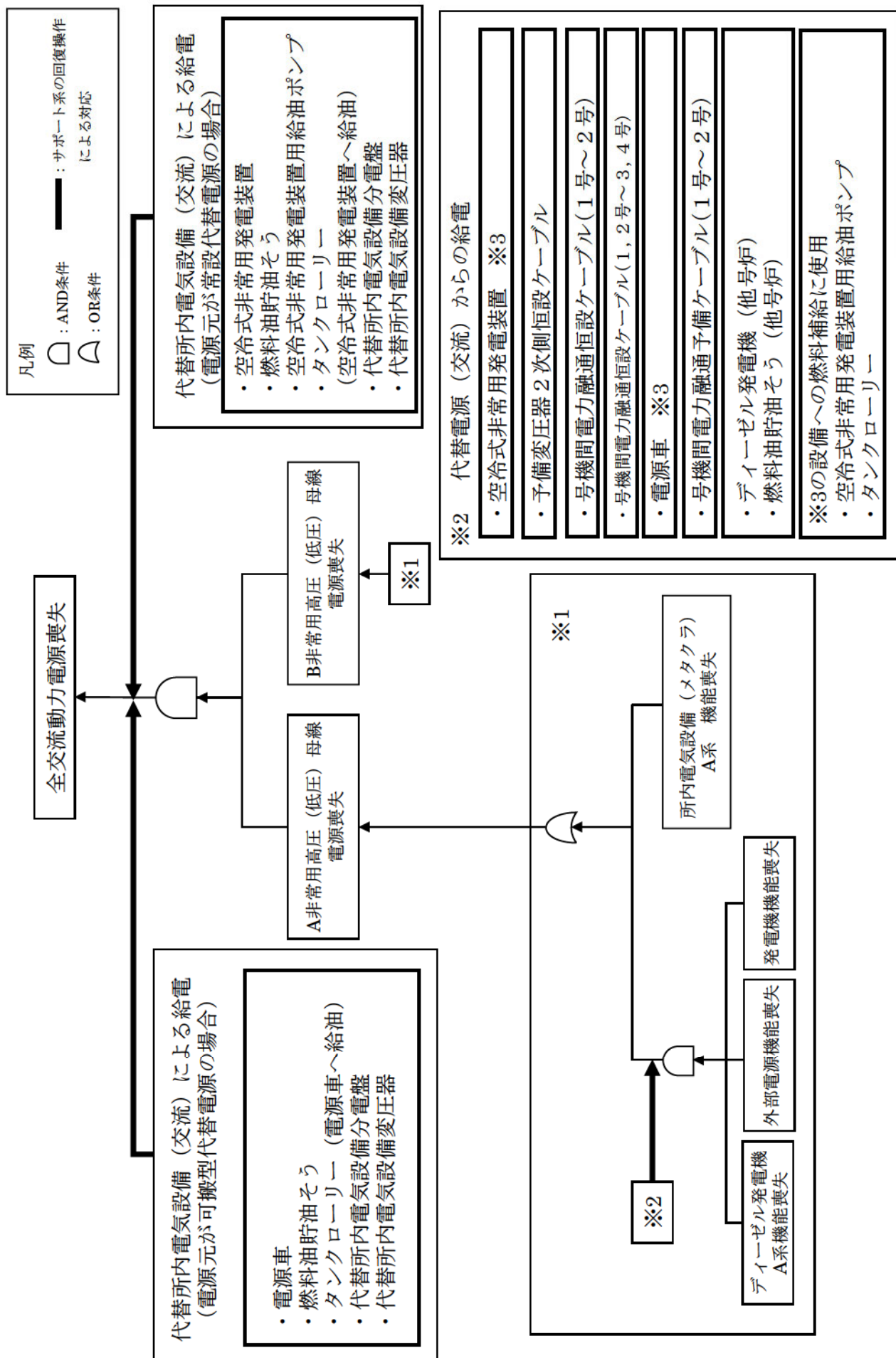
対応手段		重大事故等の 対応に必要なと なる監視項目	監視計器
1.14.2.1 代替電源（交流）による給電手順等			
(1) 空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電	判断基準	電源	・ 4－2 A、B、C 1、 C 2、D 母線電圧計
	操作	電源	・ 4－2 A、B 母線電圧計
			・ 3－2 A、B 母線電圧計
			・ A、B 直流主分電盤出力電圧計
			・ A、B、C、D 計器用電源電圧計
(2) 予備変圧器 2 次側恒設ケーブルを使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電	判断基準	電源	・ 空冷式非常用発電装置 電力計、周波数計
			・ 4－2 A、B 母線電圧計
			・ 3－2 A、B 母線電圧計
			・ A、B ディーゼル発電機電圧計 (他号炉)
	操作	電源	・ 4－2 A、B 母線電圧計
			・ 3－2 A、B 母線電圧計
			・ A、B 直流主分電盤出力電圧計
			・ A、B、C、D 計器用電源 電圧計
			・ A、B ディーゼル発電機 電圧計、電力計 (他号炉)
(3) 号機間電力融通恒設ケーブル（1号～2号）を使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電	判断基準	電源	・ 4－2 A、B 母線電圧計
			・ 3－2 A、B 母線電圧計
			・ A、B ディーゼル発電機 電圧計 (他号炉)

監視計器一覧（２／３）

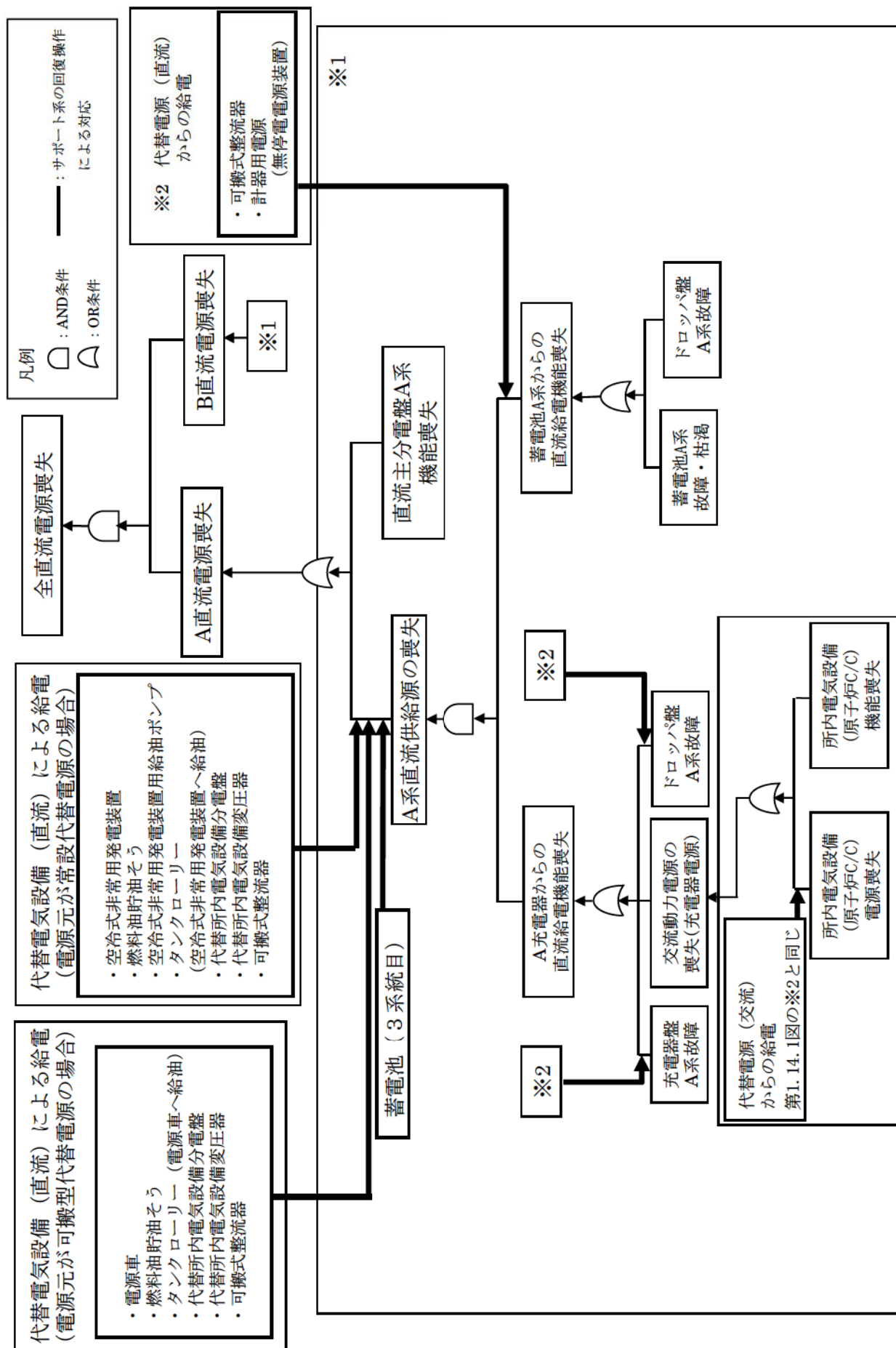
対応手段	重大事故等の 対応に必要なと なる監視項目		監視計器	
1.14.2.1 代替電源（交流）による給電手順等				
(3) 号機間電力融通恒設ケーブル（１号～２号）を使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電	操作	電源	・ ４－２ A、B 母線電圧計	
			・ ３－２ A、B 母線電圧計	
			・ A、B 直流主分電盤出力電圧計	
			・ A、B、C、D 計器用電源電圧計	
			・ A、B ディーゼル発電機電圧計、電力計（他号炉）	
(4) 号機間電力融通恒設ケーブル（１，２号～３，４号）を使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電	判断基準	電源	・ ４－２ A、B 母線電圧計	
			・ ３－２ A、B 母線電圧計	
			・ A、B ディーゼル発電機電圧計（他号炉）	
	操作	電源	・ ４－２ A、B 母線電圧計	
			・ ３－２ A、B 母線電圧計	
			・ A、B 直流主分電盤出力電圧計	
			・ A、B、C、D 計器用電源電圧計	
			・ A、B ディーゼル発電機電圧計、電力計（他号炉）	
	(5) 電源車による代替電源（交流）からの給電	判断基準	電源	・ ４－２ A、B 母線電圧計
				・ ３－２ A、B 母線電圧計
操作		電源	・ ４－２ A、B 母線電圧計	
			・ ３－２ A、B 母線電圧計	
			・ A、B 直流主分電盤出力電圧計	
(6) 号機間電力融通予備ケーブル（１号～２号）を使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電	判断基準	電源	・ A、B、C、D 計器用電源電圧計	
			・ ４－２ A、B 母線電圧計	
			・ ３－２ A、B 母線電圧計	
			・ A、B ディーゼル発電機電圧計（他号炉）	

監視計器一覧（３／３）

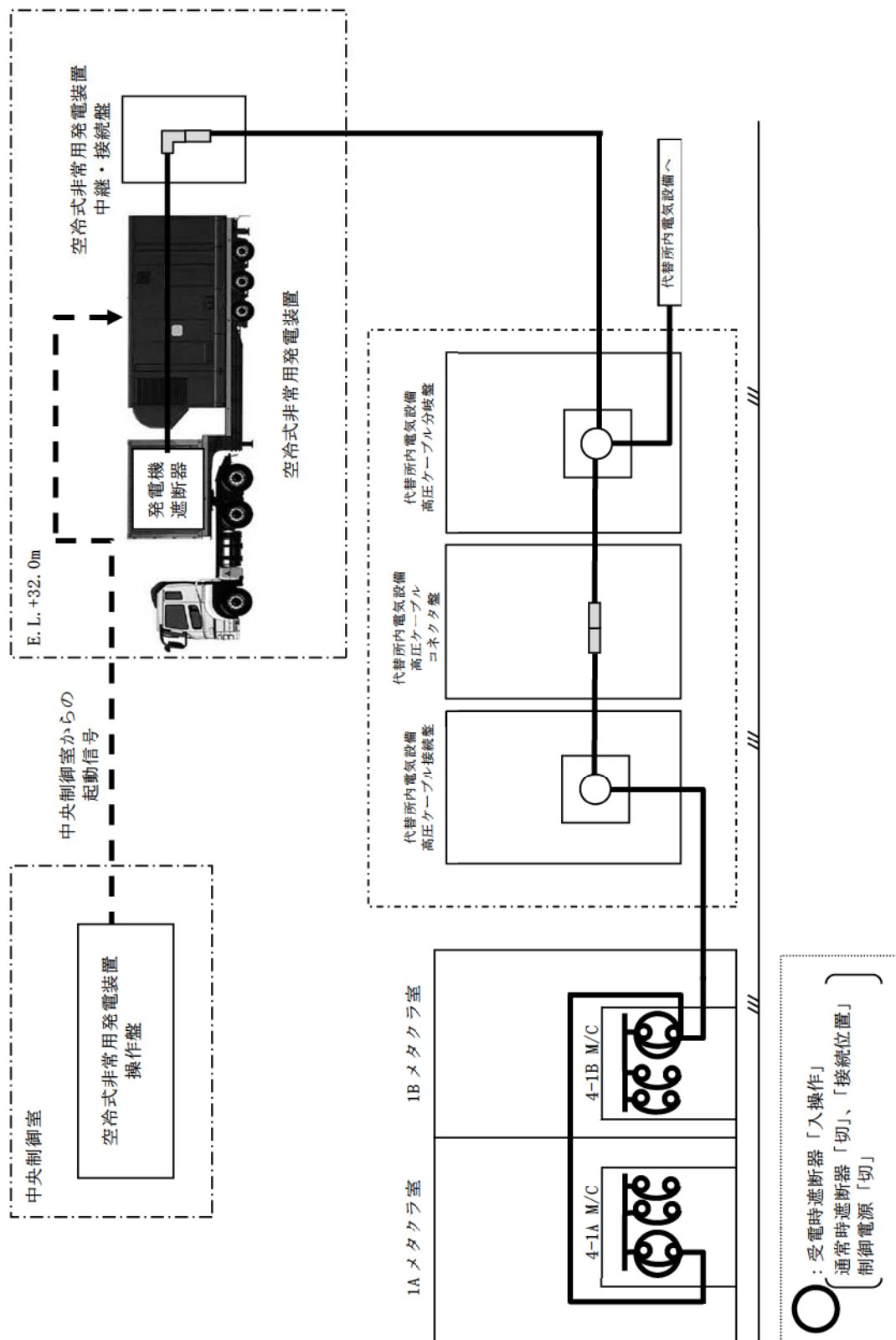
対応手段		重大事故等の 対応に必要なと なる監視項目	監視計器
1.14.2.1 代替電源（交流）による給電手順等			
(6) 号機間電力融通予備ケーブル （１号～２号）を使用した号機 間融通による代替電源（交流）か らの給電	操作	電源	・ ４－２ A、B 母線電圧計
			・ ３－２ A、B 母線電圧計
			・ A、B 直流主分電盤出力電圧計
			・ A、B、C、D 計器用電源 電圧計
			・ A、B ディーゼル発電機 電圧計、電力計（他号炉）
1.14.2.2 代替電源（直流）による給電手順等			
(1) 蓄電池（安全防護系用）による 代替電源（直流）からの給電（計 器用電源（無停電電源装置）によ る直流電源からの給電を含む。）	判断 基準	電源	・ ４－２ A、B、C 1、 C 2、D 母線電圧計
	操作	電源	・ A、B 直流主分電盤出力電圧計
(2) 蓄電池（３系統目）による代替 電源（直流）からの給電（計器用 電源（無停電電源装置）による直 流電源からの給電を含む。）	判定 基準	電源	・ ４－２ A、B、C 1、 C 2、D 母線電圧計
	操作	電源	・ A、B 直流主分電盤出力電圧計
(3) 可搬式整流器による代替電源 （直流）からの給電（計器用電源 （無停電電源装置）による直流 電源からの給電を含む。）	判断 基準	電源	・ ４－２ A、B、C 1、 C 2、D 母線電圧計
	操作	電源	・ A、B 直流主分電盤出力電圧計
1.14.2.3 代替所内電気設備による給電手順等			
(1) 代替所内電気設備による交流 及び直流の給電 （空冷式非常用発電装置）	判断 基準	電源	・ ４－２ A、B 母線電圧計
			・ A、B 直流主分電盤出力電圧計
	操作	電源	・ A、B、C、D 計器用電源 電圧計
			・ A、B 直流主分電盤出力電圧計 ・ 空冷式非常用発電装置 電力計、周波数計
(2) 代替所内電気設備による 交流及び直流の給電 （電源車）	判断 基準	電源	・ ４－２ A、B 母線電圧計
			・ A、B 直流主分電盤出力電圧計
	操作	電源	・ ４－２ A、B 母線電圧計
			・ ３－２ A、B 母線電圧計 ・ A、B 直流主分電盤出力電圧計 ・ A、B、C、D 計器用電源 電圧計



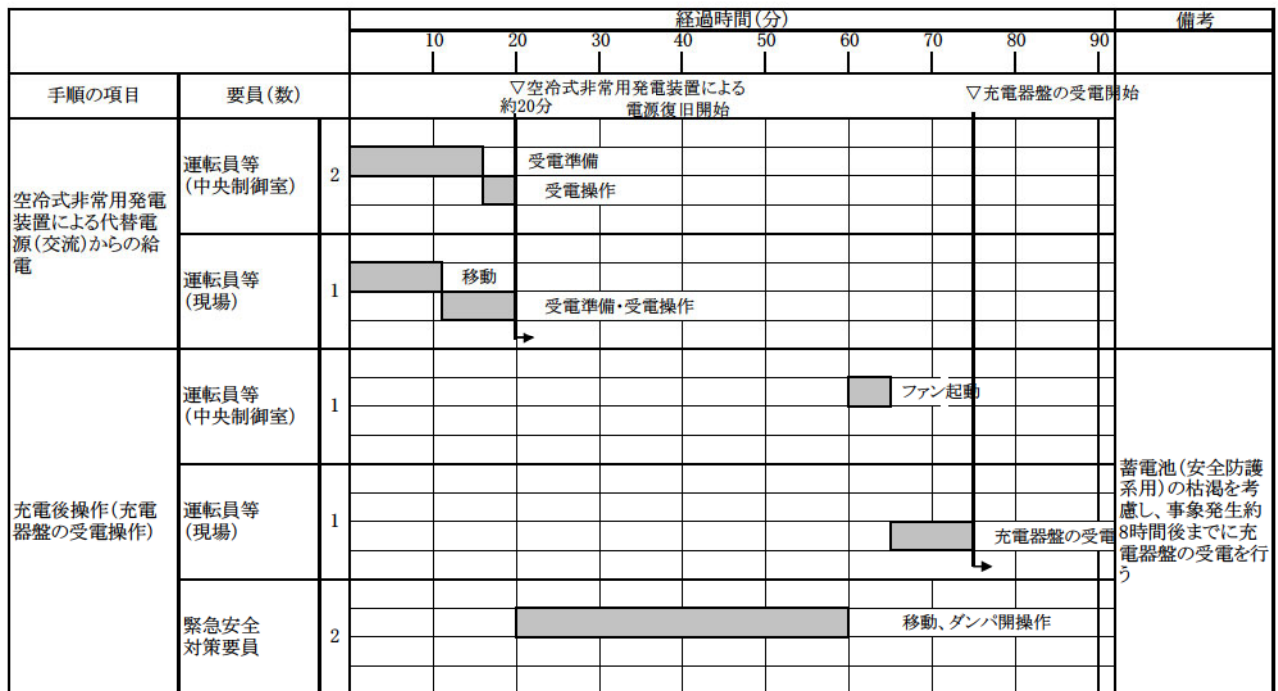
第1.14.1図 機能喪失原因対策分析 (全交流動力電源喪失)



第 1.14.2 図 機能喪失原因対策分析 (全直流電源喪失)

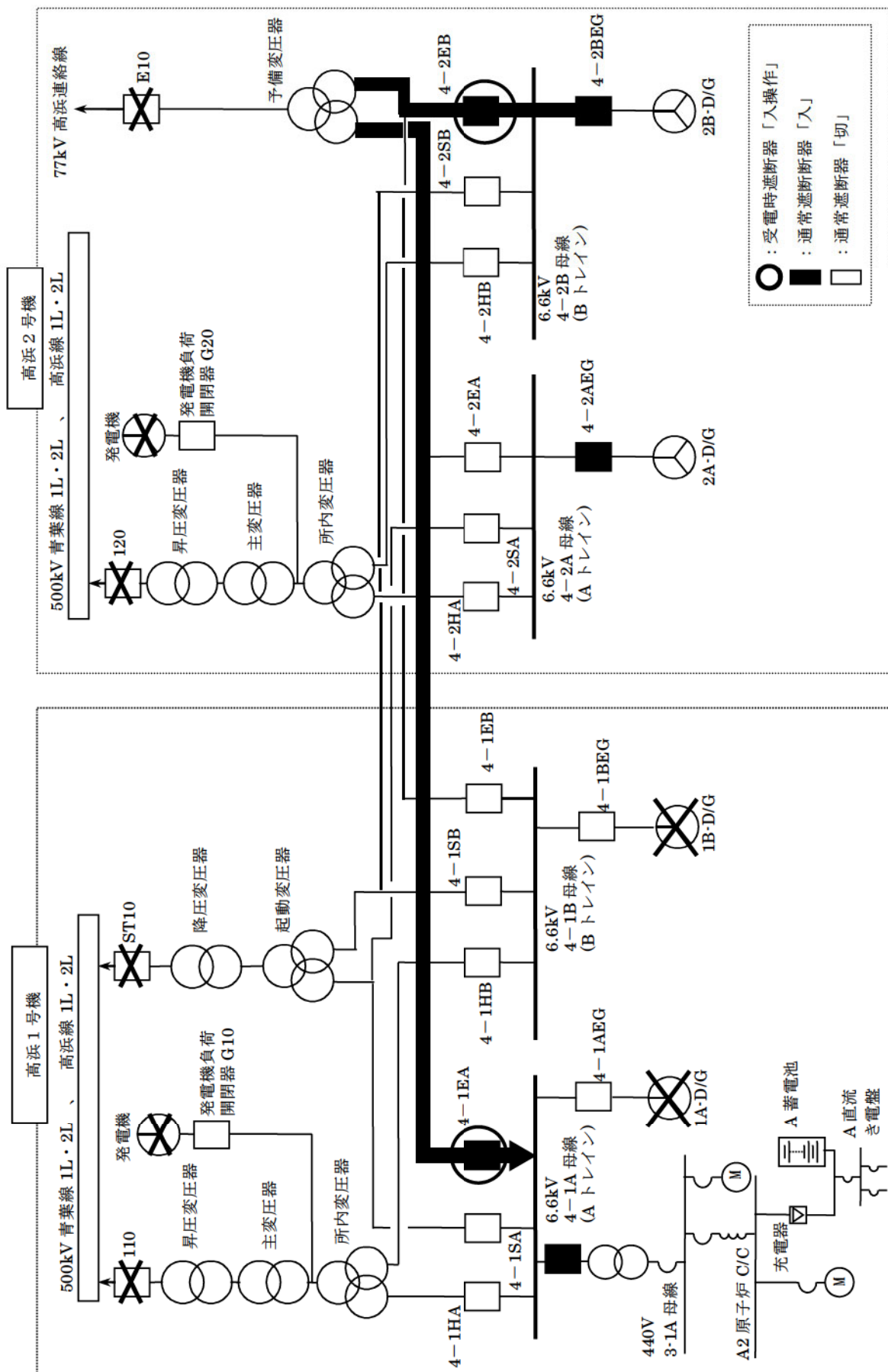


第 1.14.3 図 空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電 概略図

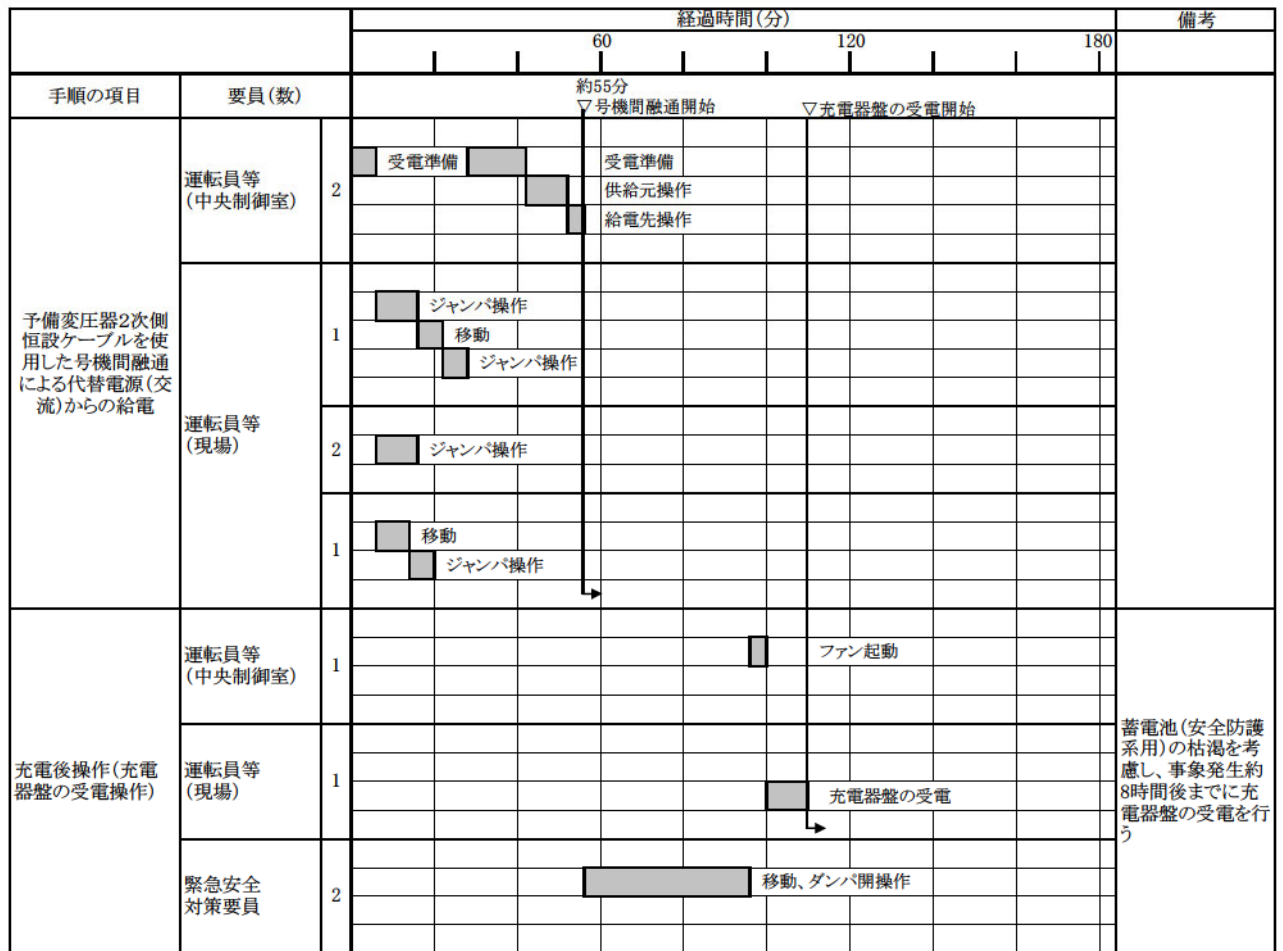


※:現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.14.4図 空冷式非常用発電装置による代替電源(交流)からの給電 タイムチャート

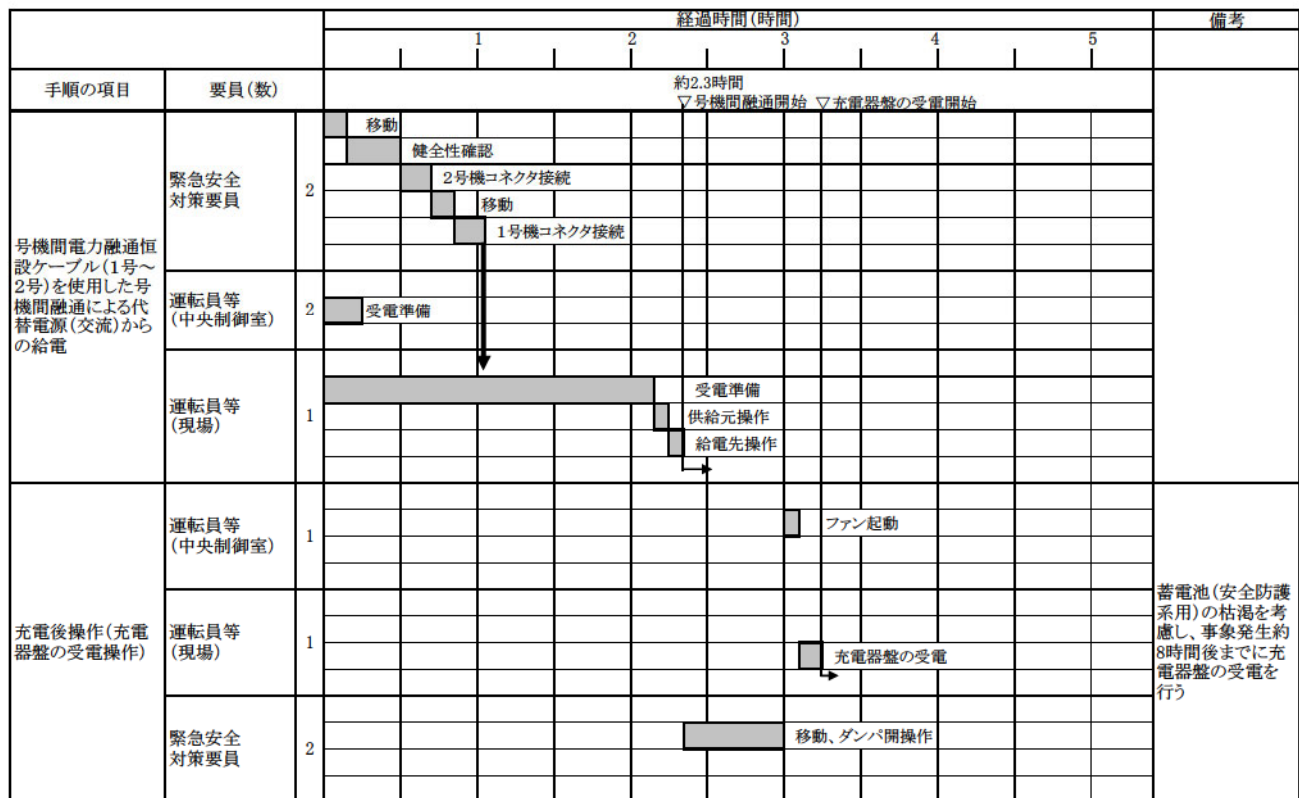


第 1.14.5 図 予備変圧器 2 次側恒設ケーブルを使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電 概略図



※:現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.14.6図 予備変圧器2次側恒設ケーブルを使用した号機間融通による代替電源(交流)からの給電 タイムチャート

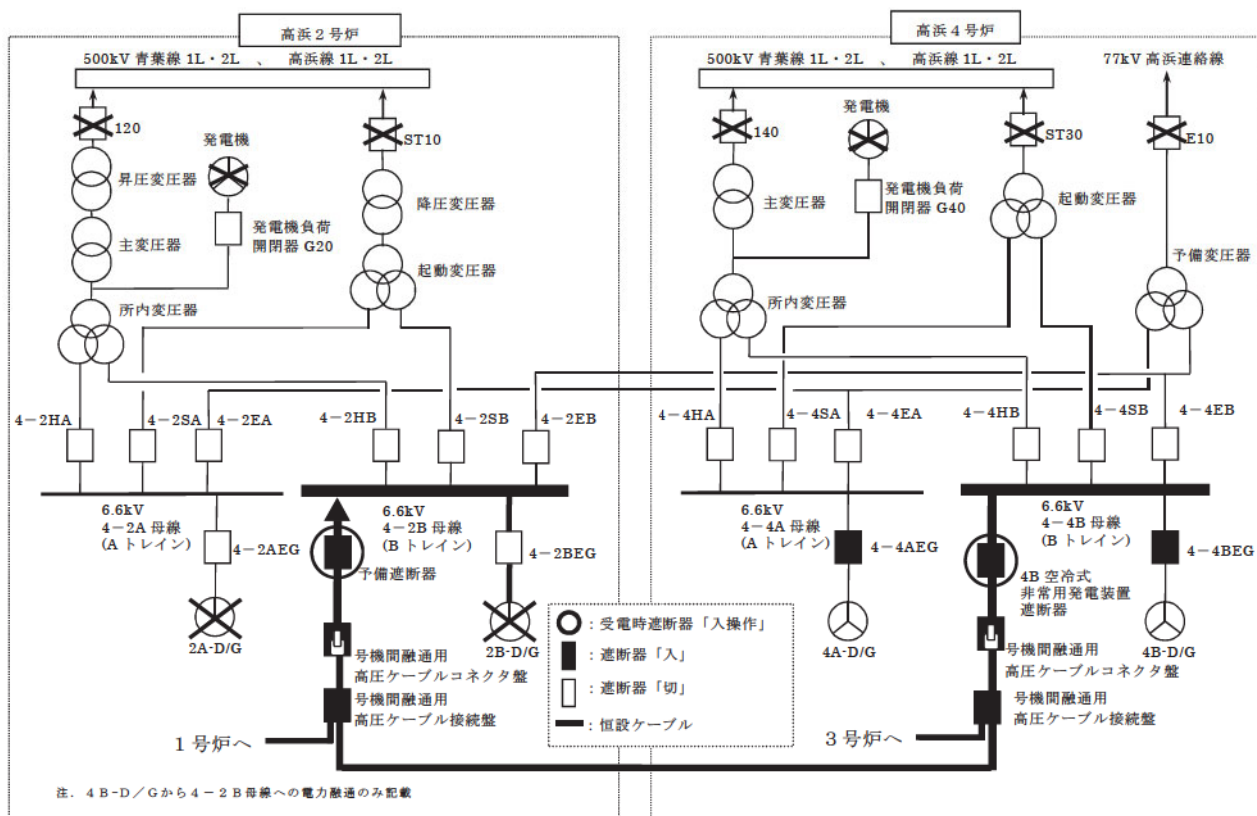


※:現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

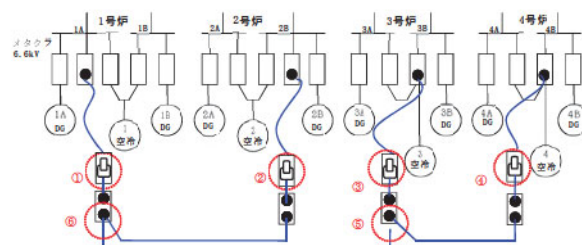
第1.14.8図 号機間電力融通恒設ケーブル(1号～2号)を使用した号機間融通による代替電源(交流)からの給電 タイムチャート

第 1.14.9 図 号機間電力融通恒設ケーブル（1 号～2 号）を使用した号機間融通
ケーブル機器配置（E.L. +4.0m）

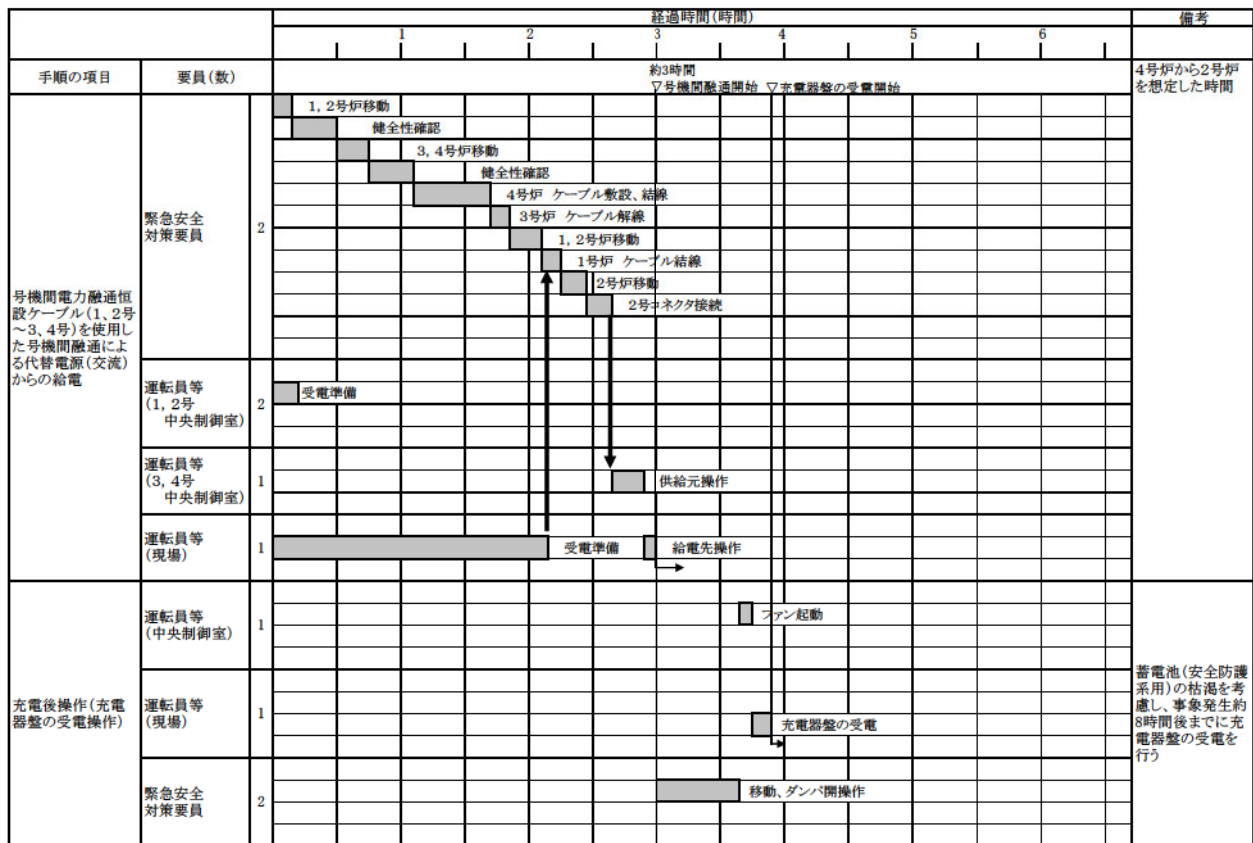
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません



第 1.14.10 図 号機間電力融通恒設ケーブル（1、2号～3、4号）を使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電 概略図

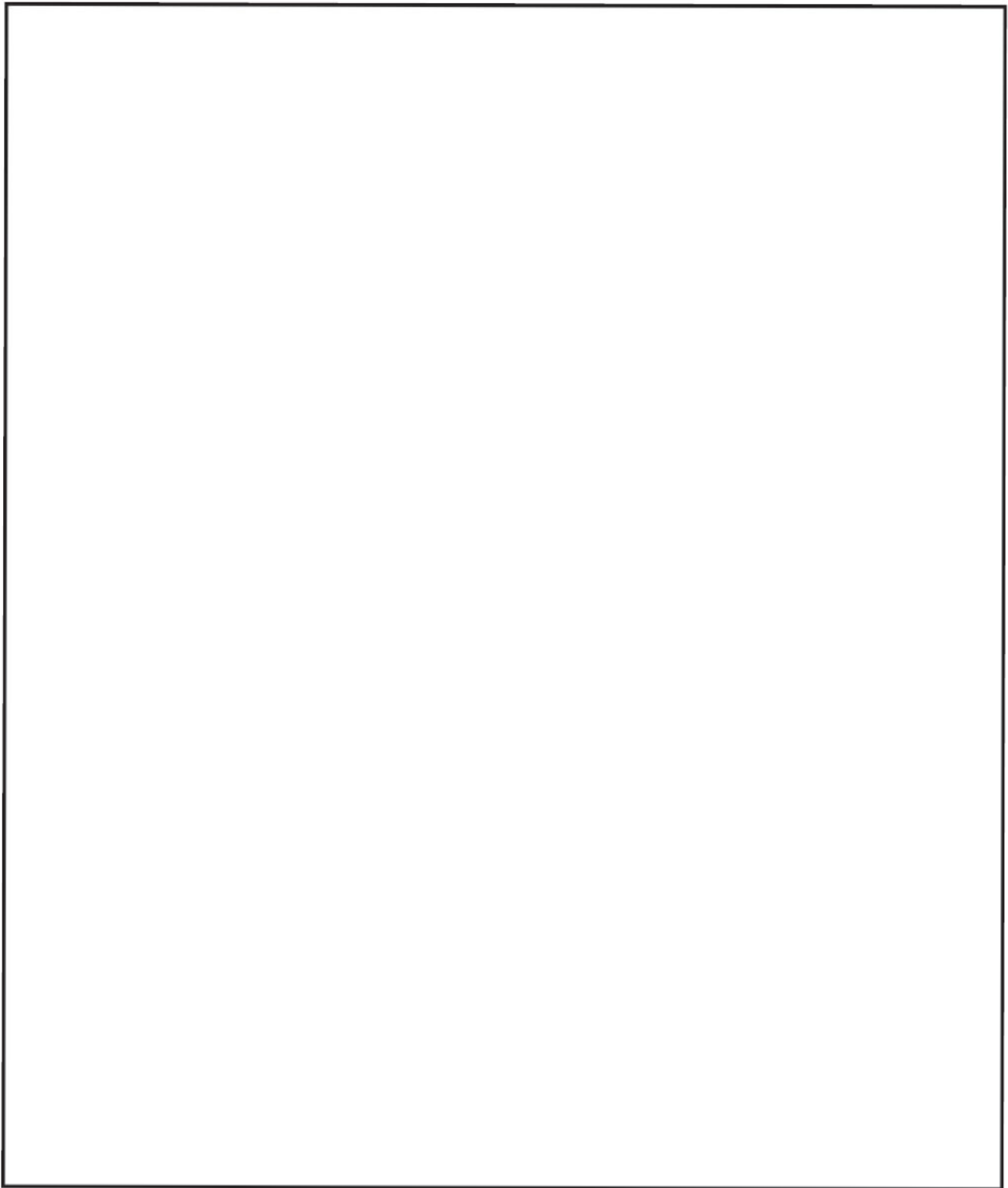


(凡例)
 DG: ディーゼル発電機空冷: 空冷式非常用発電装置
 ①～⑥: 号機間電力融通恒設ケーブル接続箇所 (①～⑥)
 —: 号機間電力融通恒設ケーブル (1, 2号～3, 4号)



※:現場移動時間には防護具着用時間を含む。

第1.14.11図 号機間電力融通恒設ケーブル(1、2号～3、4号)を使用した号機間融通による代替電源(交流)からの給電 タイムチャート

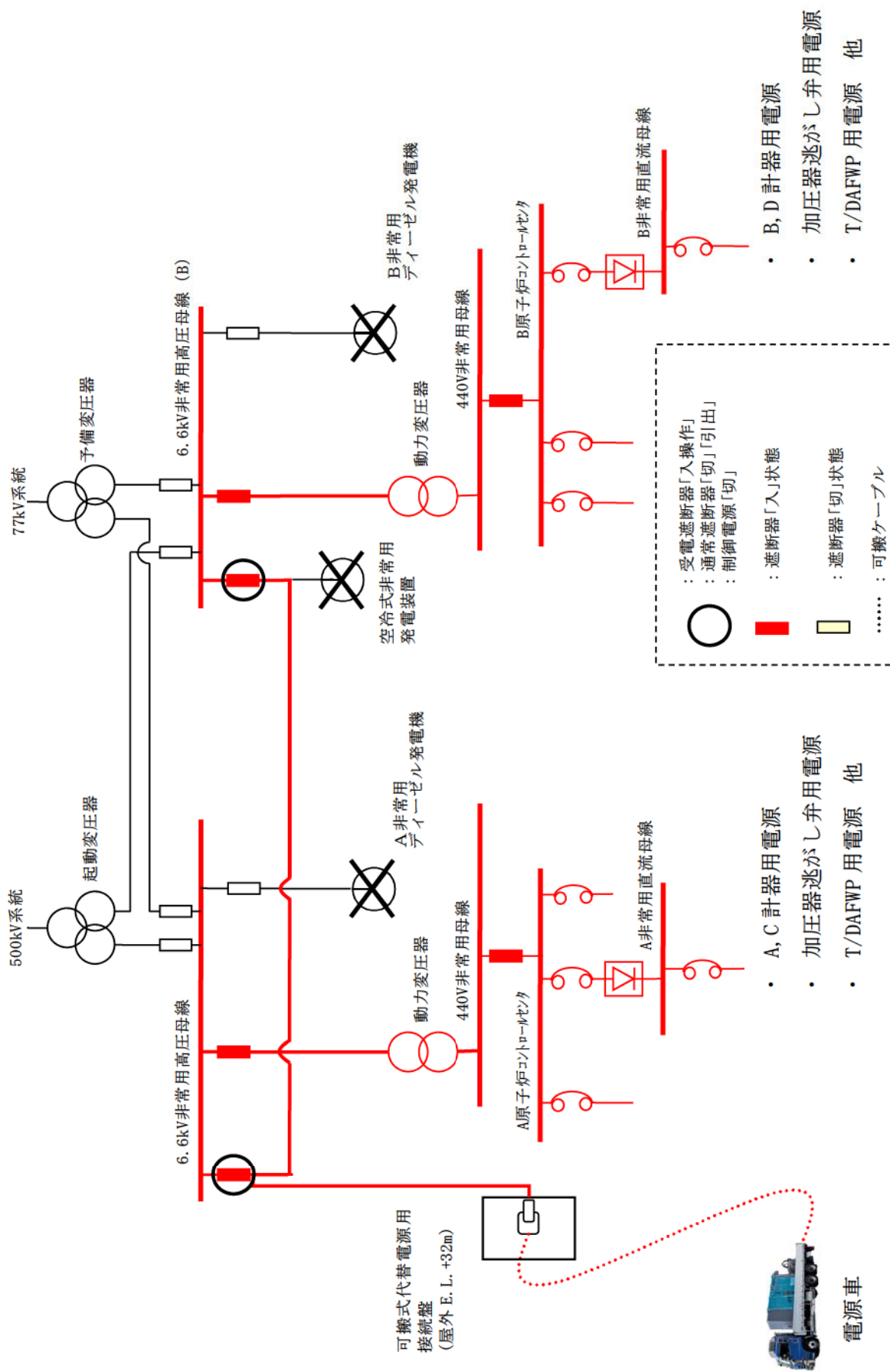


第 1.14.12 図 号機間電力融通恒設ケーブル（1,2 号～3,4 号）を使用した
号機間融通 ケーブル機器配置（1,2 号 E.L. +4.0m）

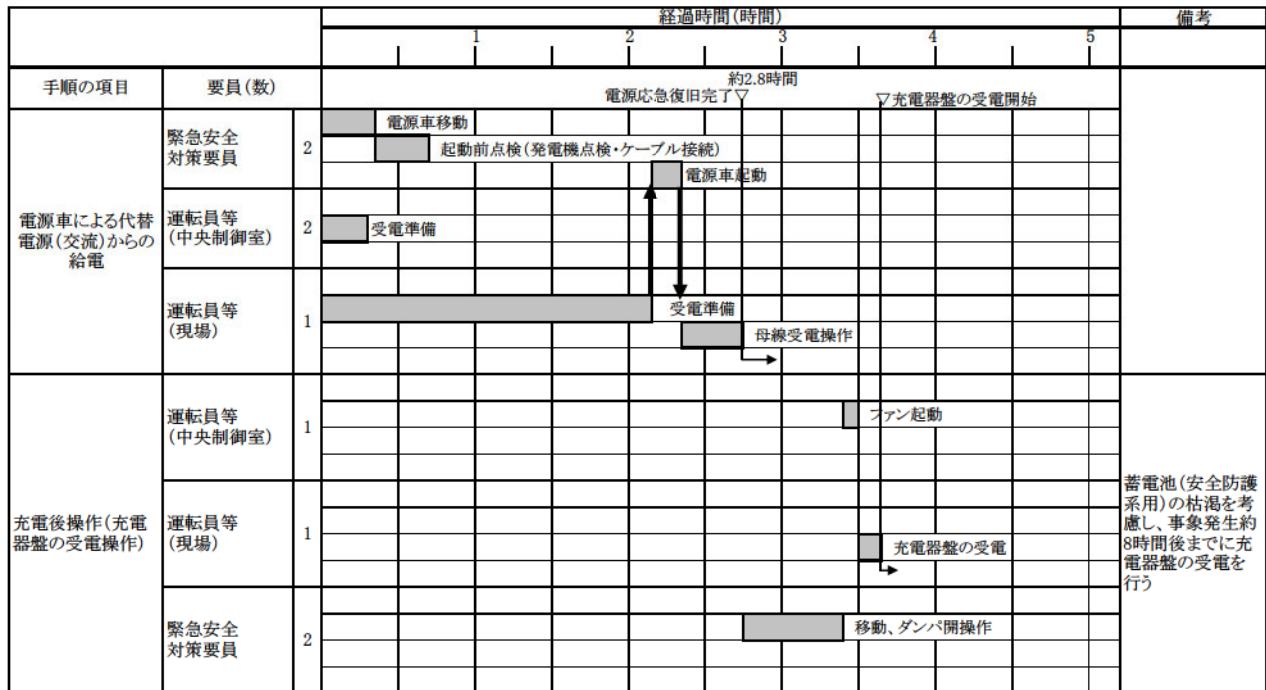
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません

第 1.14.13 図 号機間電力融通恒設ケーブル（1,2号～3,4号）を使用した
号機間融通 ケーブル機器配置（3,4号 E.L.+10.5m）

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

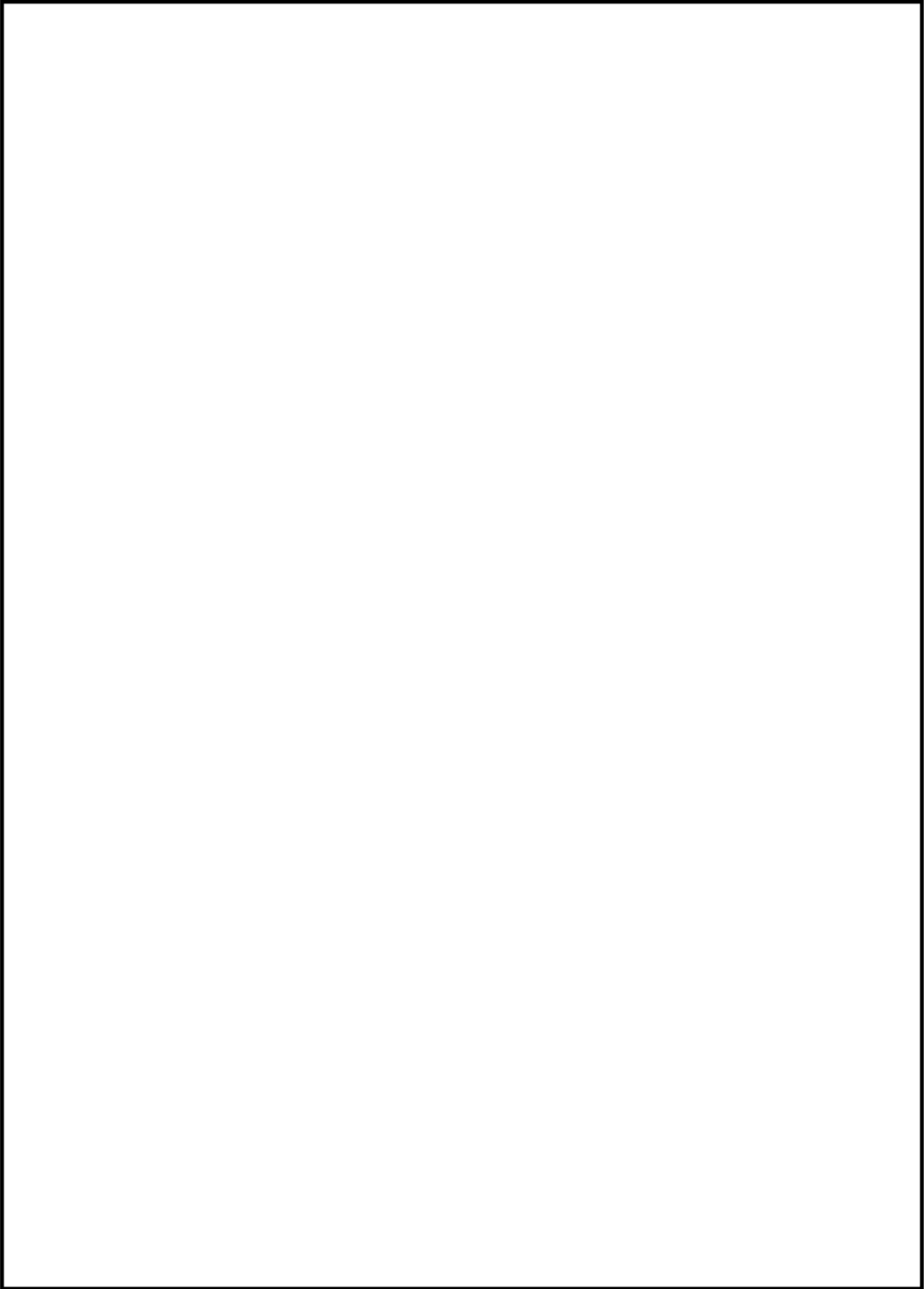


第 1.14.14 図 電源車による代替電源 (交流) からの給電 概略図

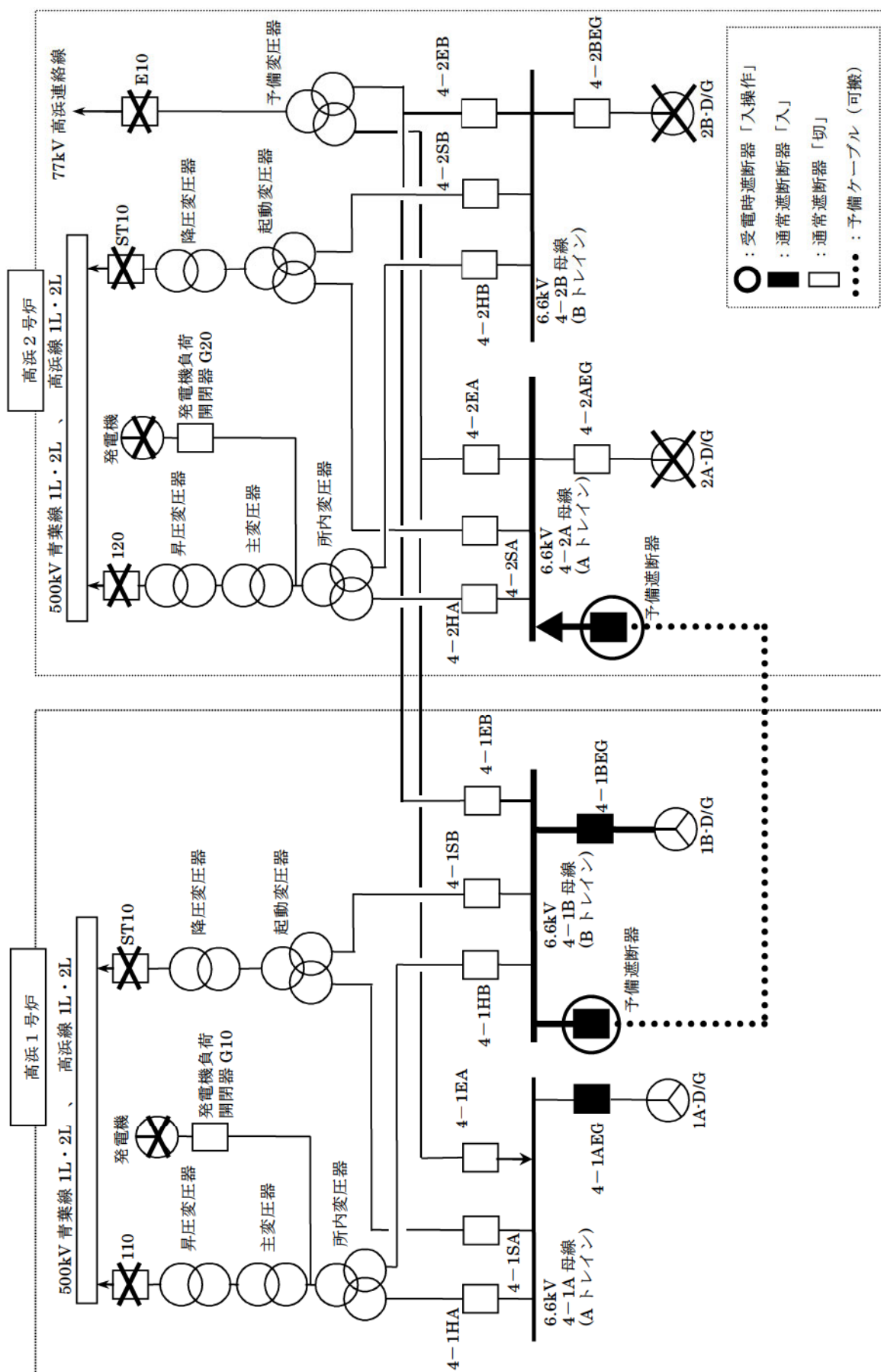


※:現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

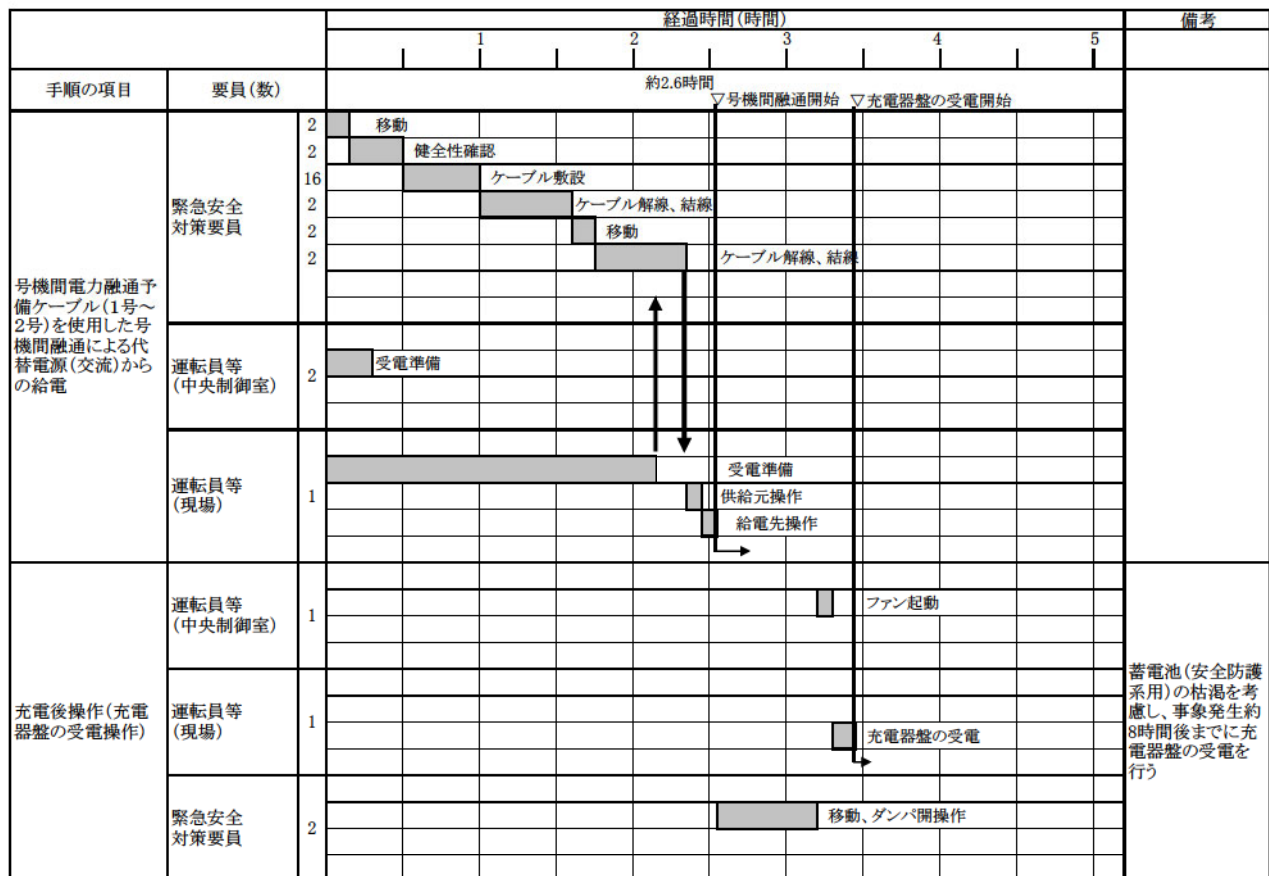
第1.14.15図 電源車による代替電源(交流)からの給電 タイムチャート



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

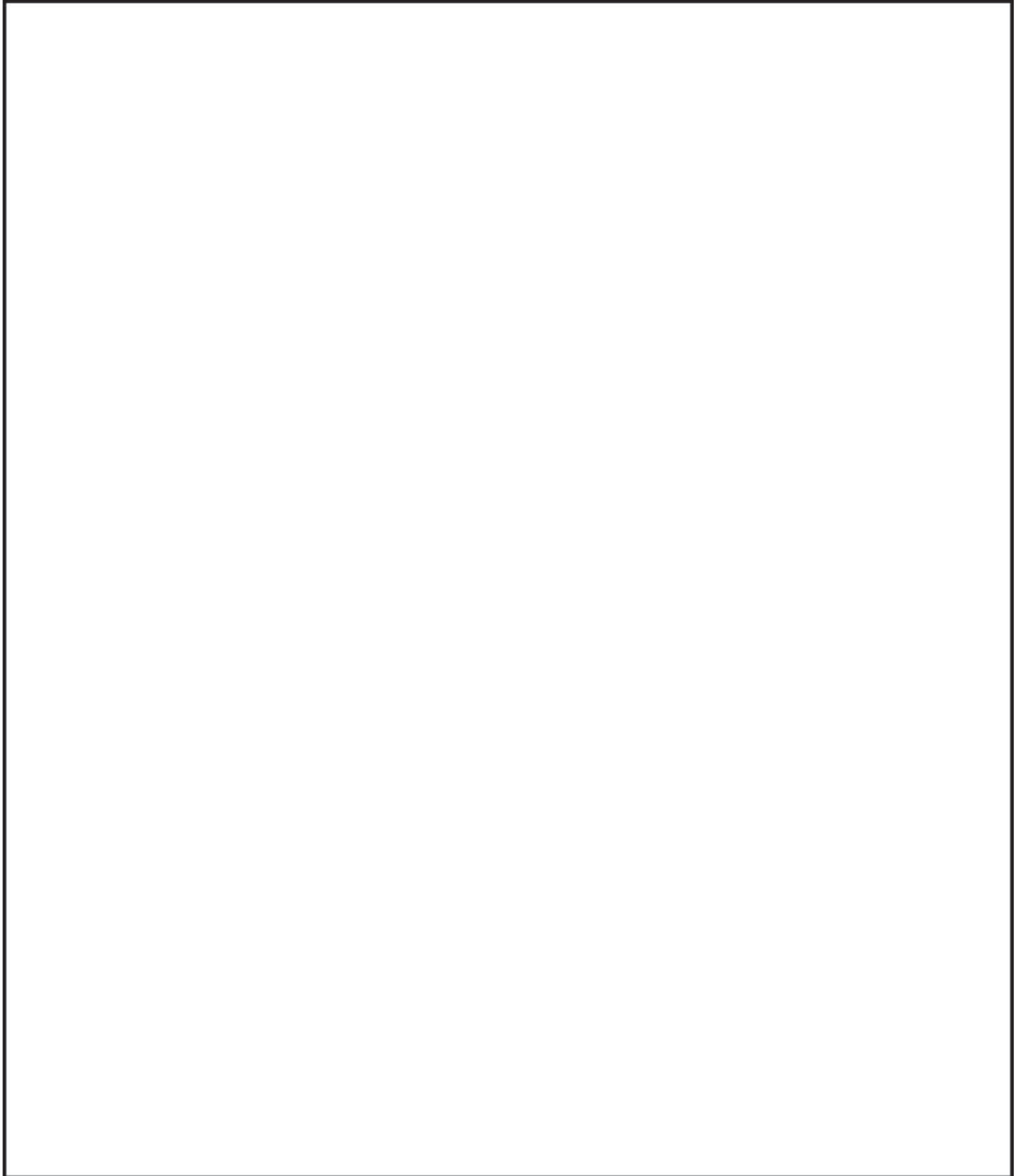


第 1.14.17 図 号機間電力融通予備ケーブル (1号～2号) を使用した号機間融通による代替電源 (交流) からの給電 概略図



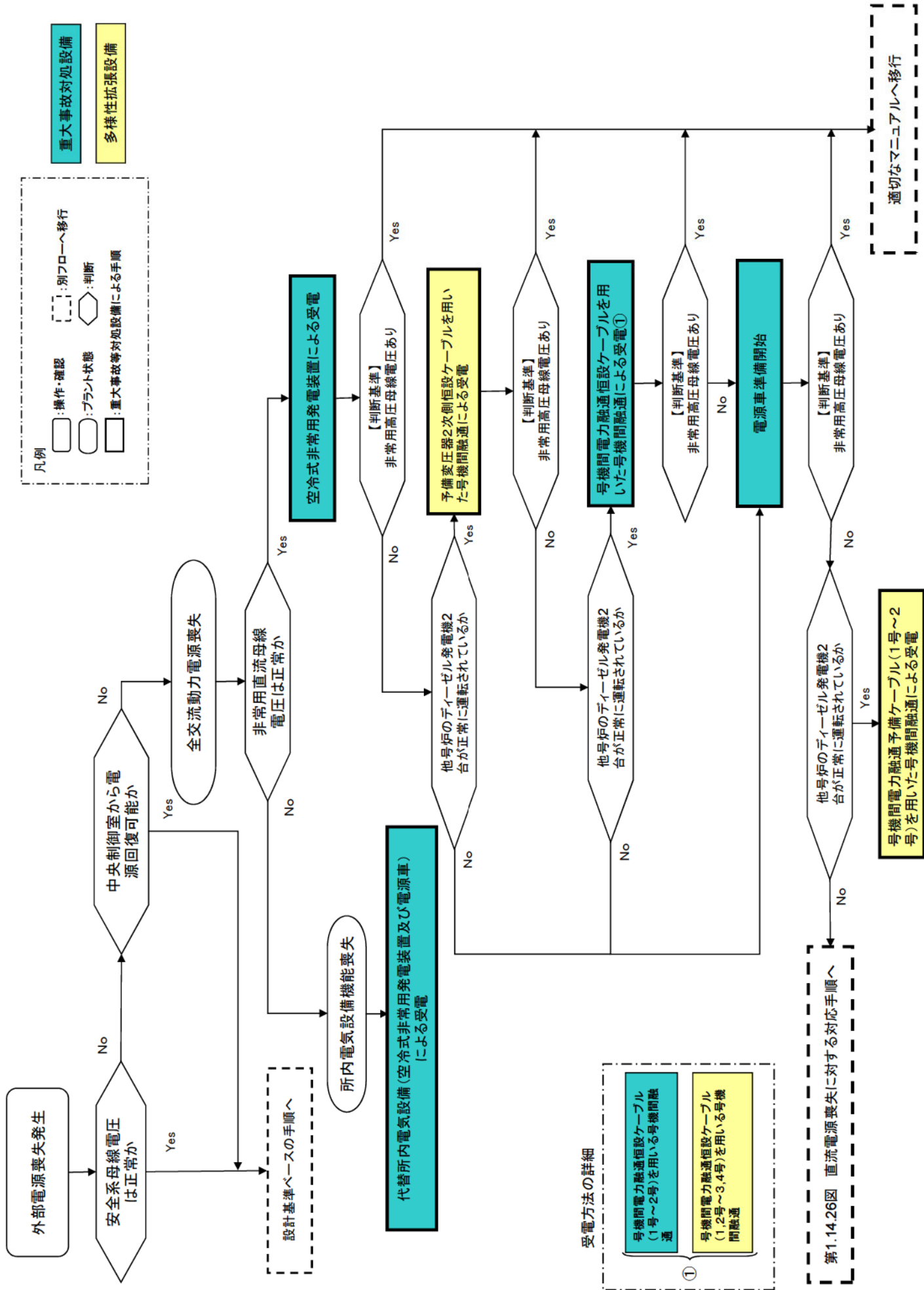
※:現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.14.18図 号機間電力融通予備ケーブル(1号～2号)を使用した号機間融通による代替電源(交流)からの給電 タイムチャート

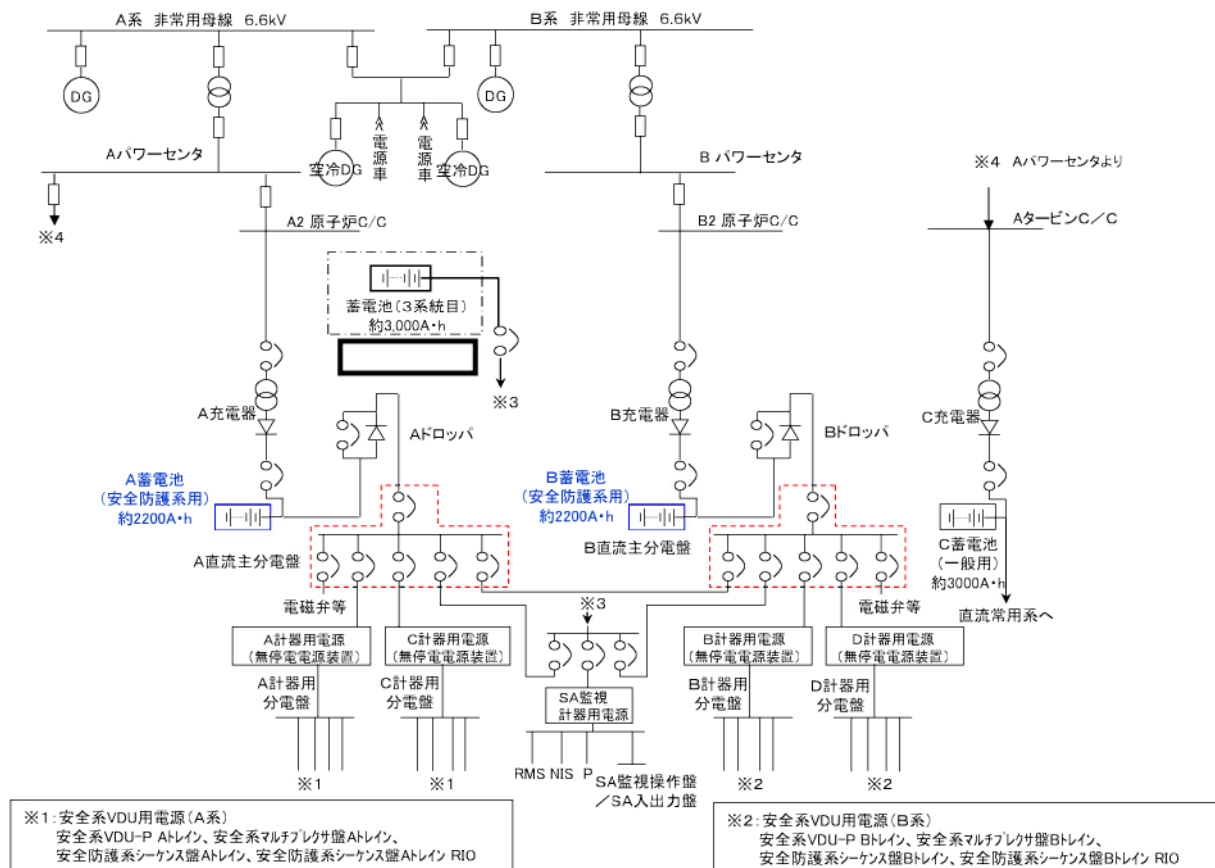


枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません

第 1.14.19 図 号機間電力融通予備ケーブル（1 号～2 号）を使用した号機間融通
ケーブル機器配置（E.L. +4.0m）



第1.14.20図 全交流動力電源喪失に対する対応手順



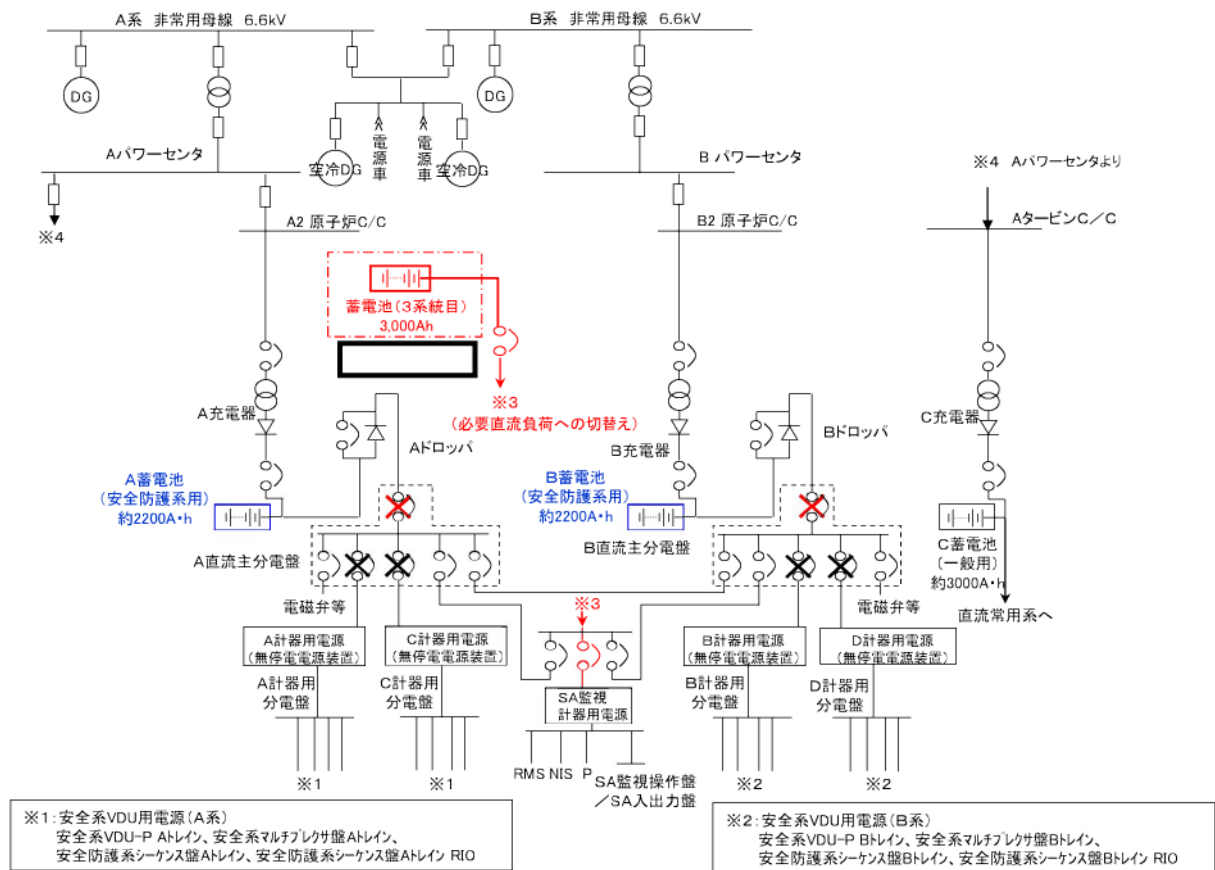
第 1.14.21(1)図 蓄電池（安全防護系用）による代替電源（直流）からの
給電 概略図

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。

		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10分 不要直流負荷切離し操作完了									
不要直流負荷 切離し操作	運転員等 (中央制御室)	1	切離し操作								

※: 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第 1.14.21(2)図 蓄電池（安全防護系用）による代替電源（直流）からの
給電 タイムチャート



第 1.14.22(1)図 蓄電池（3系統目）による代替電源（直流）からの給電 概略図

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。

		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14分 約21分 ▽給電開始 ▽蓄電池(安全防護系用)切離し操作完了										
蓄電池(3系統目)による代替電源(直流)からの給電	運転員等 (中央制御室)	1	■	直流母線電圧確認(108V未満)								
				■	直流母線電圧確認(復旧)							
	運転員等 (現場)	1		■	直流主分電盤投入(非常用直流母線への給電)							
				■	直流主分電盤開放(蓄電池(安全防護系用)切離し)							
			→	→								

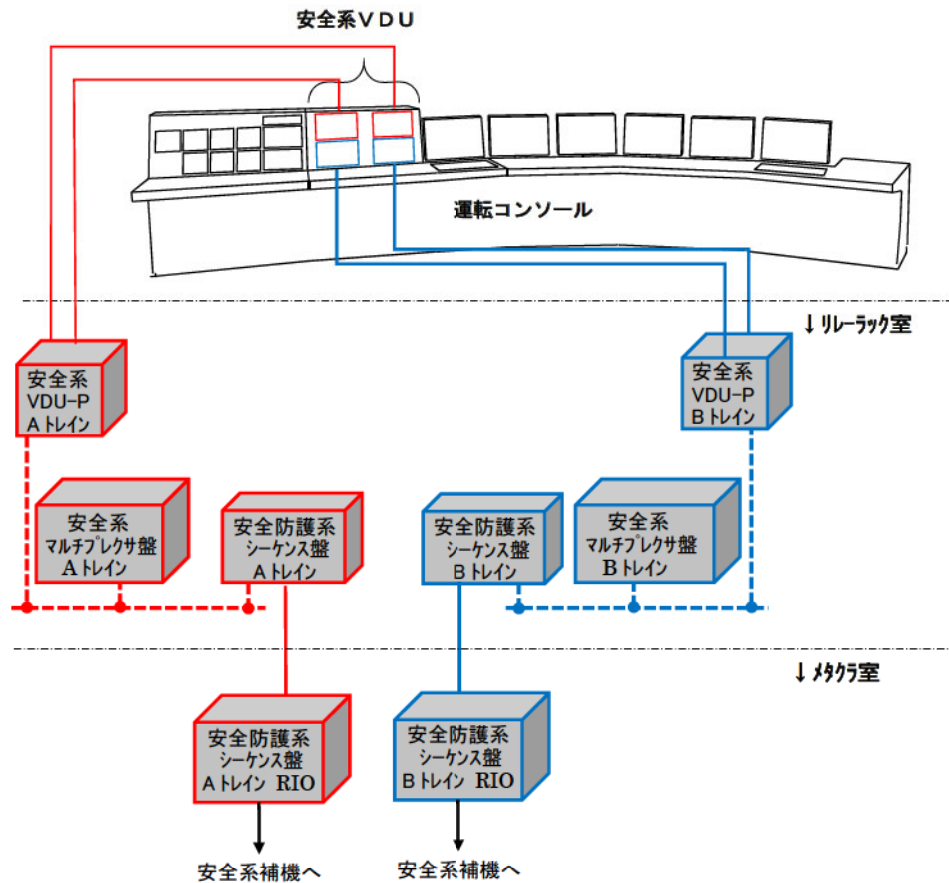
※: 現場移動時間には防護具着用時間を含む。

第 1.14.22(2)図 蓄電池（3系統目）による代替電源（直流）からの給電 タイムチャート



第 1.14.22(3)図 蓄電池（3 系統目）配置図

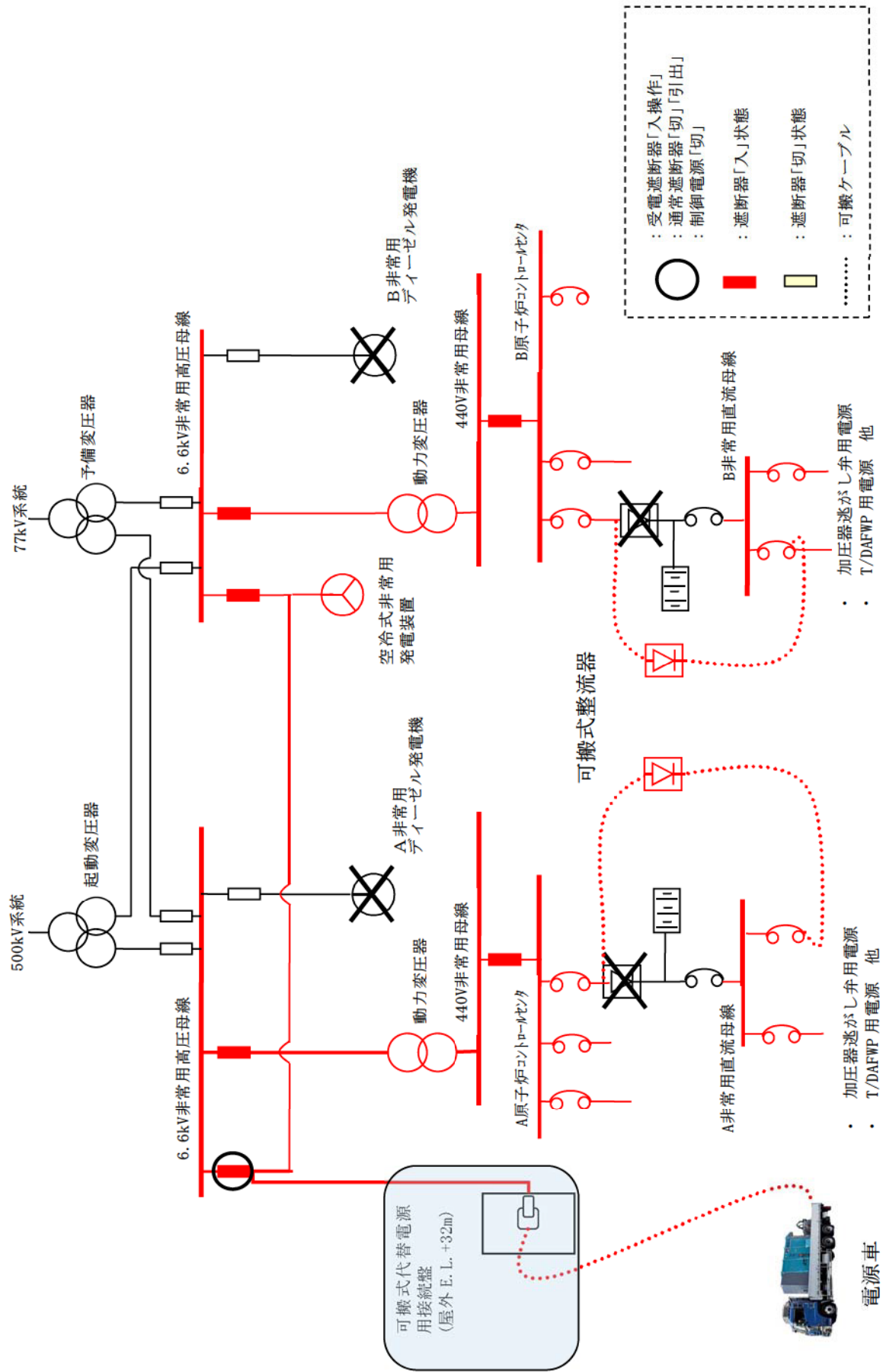
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



第 1.14.23 図 計器用電源（無停電電源装置）による直流電源からの給電手順 概略図

			経過時間 (分)							備考
			0	10	20	30	40	50	60	
手順の項目	要員 (数)		▽交流電源復旧				▽運転コンソール復旧操作完了			
計器用電源(無停電電源装置)による直流電源からの給電	緊急安全対策要員 (現場、リレー室及びM/C室)	2			安全防护系シーケンス盤等を起動					
							→			

第1.14.24図 計器用電源(無停電電源装置)による直流電源からの給電 タイムチャート

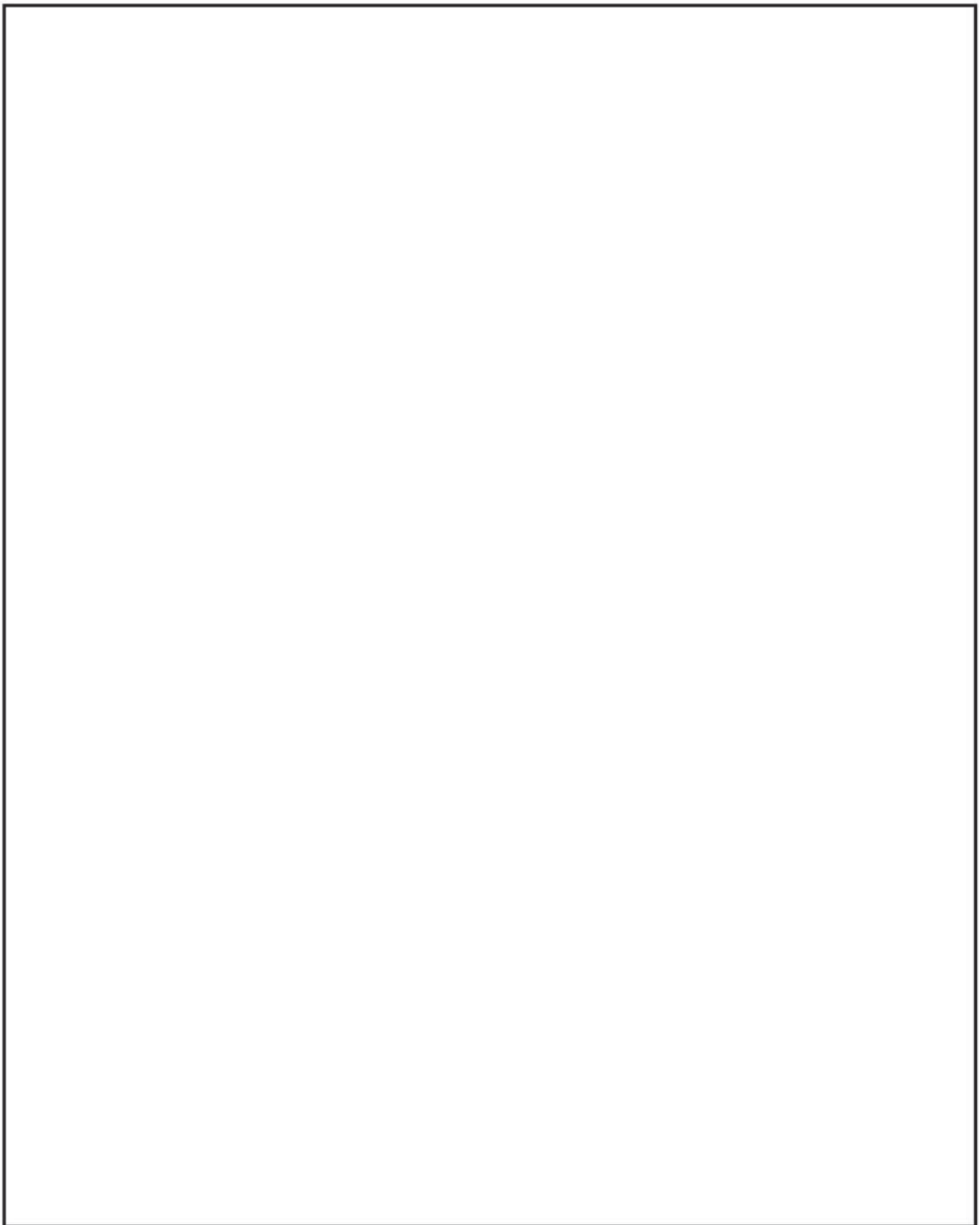


第 1.14.25 図 可搬式整流器による代替電源（直流）からの給電 概略図

		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)	約120分 可搬式整流器による復旧開始 ▽													
可搬式整流器による代替電源(直流)からの給電	緊急安全対策要員	2		移動											
					可搬式整流器運搬・点検										
											ケーブル接続、起動準備				
	運転員等(現場)	1									整流器起動				
					移動・受電準備						電源操作				
													受電操作		

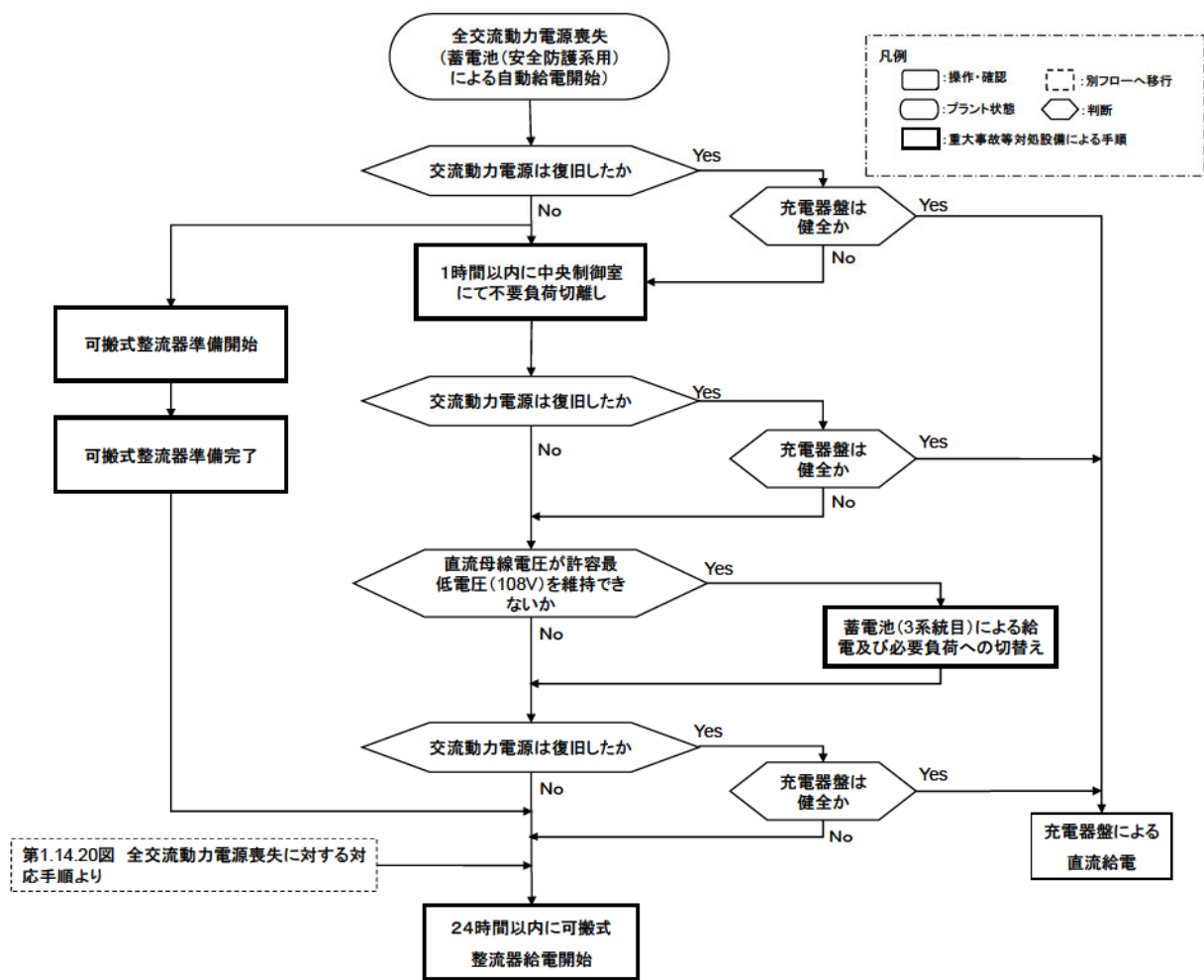
※:現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.14.26図 可搬式整流器による代替電源(直流)からの給電 タイムチャート

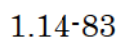


第 1.14.27 図 可搬式整流器による代替電源（直流）からの給電 ケーブル敷設ルート（E.L.+10.0m）

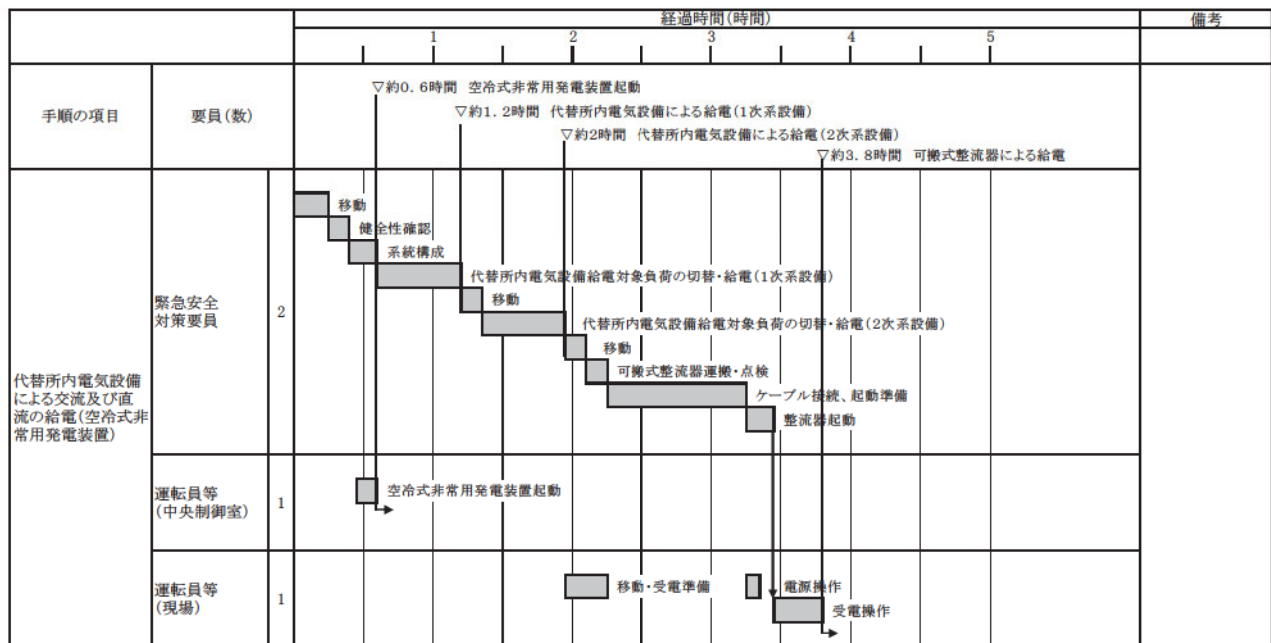
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません



第 1.14.28 図 直流電源喪失に対する対応手順

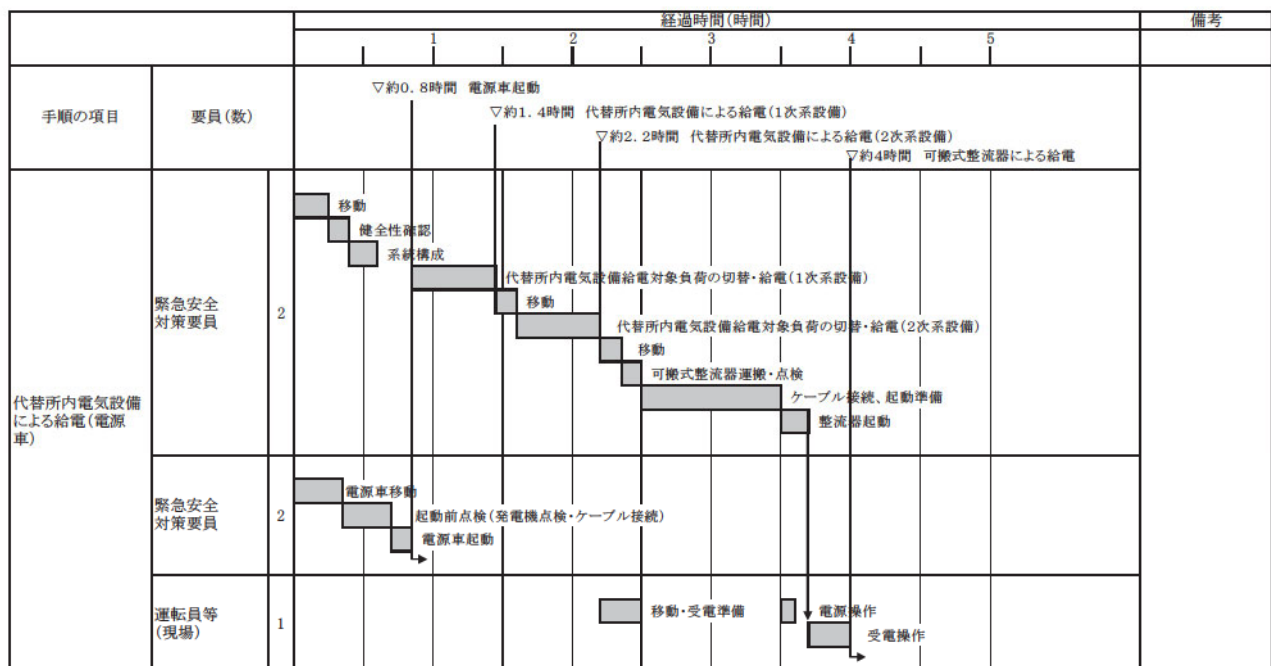


第 1.14.29 図 代替所内電気設備による給電 概略図



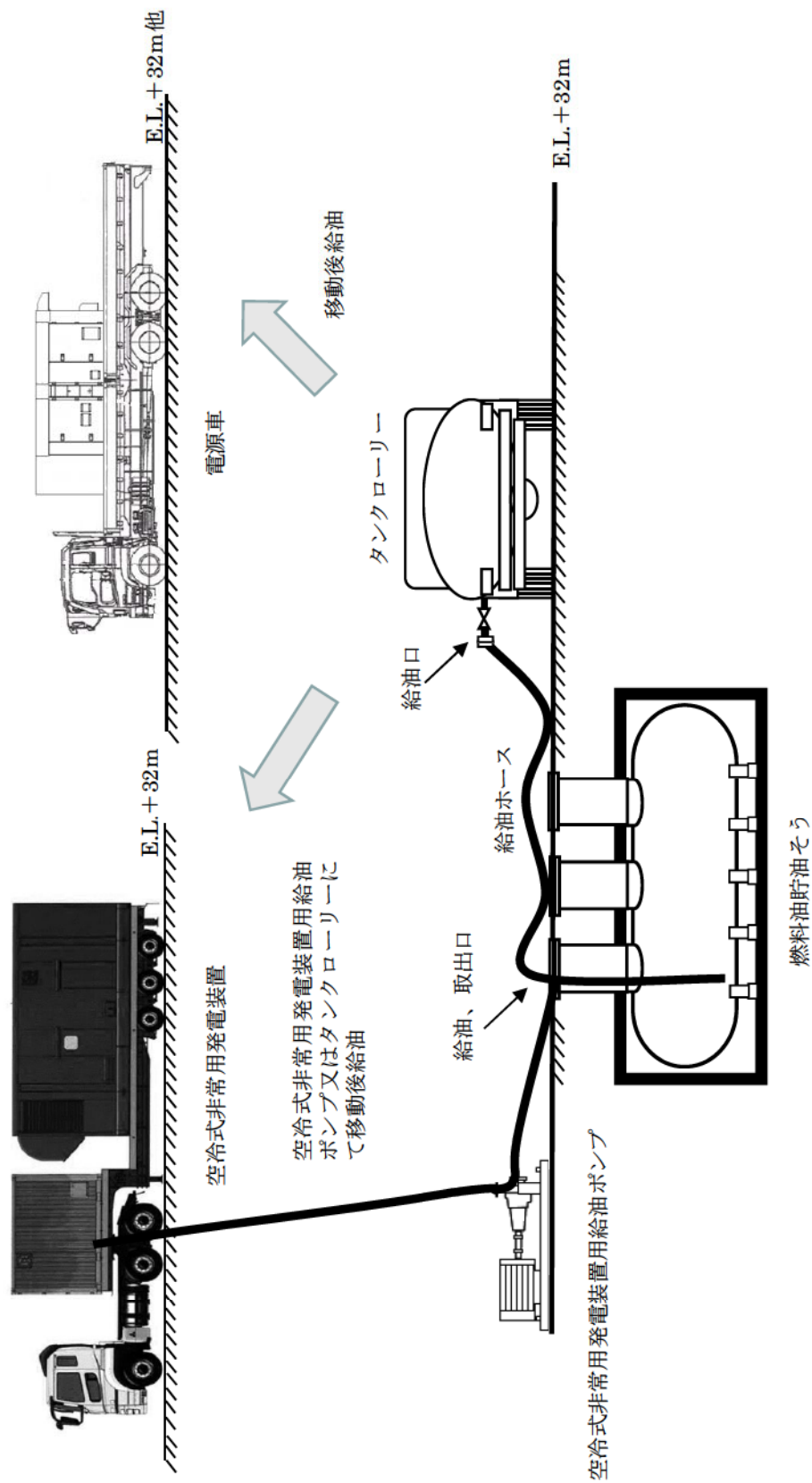
※:現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.14.30図 代替所内電気設備による交流及び直流の給電(空冷式非常用発電装置) タイムチャート

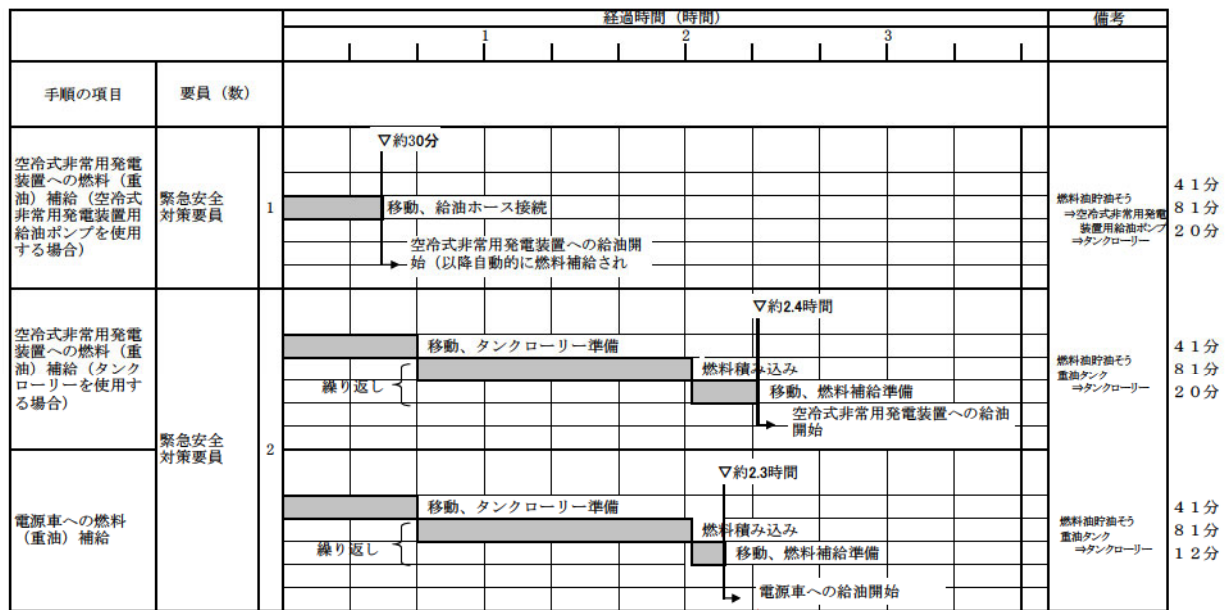


※:現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.14.30図 代替所内電気設備による交流及び直流の給電(電源車) タイムチャート



第1.14.31図 空冷式非常用発電装置、電源車等への燃料（重油）補給 概略図



※:現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.14.32図 燃料(重油)の補給手順 タイムチャート



第1.14.33図 燃料(重油)給油 アクセスルート

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

1.15 事故時の計装に関する手順等

< 目 次 >

1.15.1 設備の選定と対応手順

(1) 設備の選定と対応手段の考え方

(2) 設備の選定と対応手段の選定の結果

- a. パラメータを計測する計器の故障時に原子炉施設の状態を把握するための手段及び設備
- b. 原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位、並びに原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量を監視するパラメータの値が計器の計測範囲を超えた場合に原子炉施設の状態を把握するための手段及び設備
- c. 計測に必要な計器電源が喪失した場合の手段及び設備
- d. 重大事故等時のパラメータを記録する手順及び設備
- e. 手順等

1.15.2 重大事故等時の手順等

1.15.2.1 監視機能喪失

(1) 計器の故障

(2) 計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合

1.15.2.2 計測に必要な電源の喪失

(1) 全交流動力電源喪失及び直流電源喪失

- a. 全交流動力電源喪失時の代替電源の供給
- b. 直流電源喪失時の代替電源の供給
- c. 可搬型計測器によるパラメータ計測又は監視
- d. 可搬型バッテリー（炉外核計装盤、放射線監視盤）による電源の供給
- e. 制御盤ソフトウェアの機能喪失時における補機の手動操作手順

1.15.3 重大事故等時のパラメータを記録する手順

1.15.4 その他の手順項目にて考慮する手順

1.15 事故時の計装に関する手順等

<要求事項>

発電用原子炉設置者において、重大事故等が発生し、計測機器（非常用のものを含む。）の故障により当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを計測することが困難となった場合において当該パラメータを推定するために有効な情報を把握するために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. 「当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを計測することが困難となった場合においても当該パラメータを推定するために有効な情報を把握するために必要な手順等」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。なお、「当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータ」とは、事業者が検討すべき炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策を成功させるために把握することが必要な発電用原子炉施設の状態を意味する。
 - a) 設計基準を超える状態における発電用原子炉施設の状態の把握能力を明確化すること。（最高計測可能温度等）
 - b) 発電用原子炉施設の状態の把握能力（最高計測可能温度等）を超えた場合の発電用原子炉施設の状態を推定すること。
 - i) 原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位を推定すること。
 - ii) 原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量を推定すること。
 - iii) 推定するために必要なパラメータについて、複数のパラメータの中から確からしさを考慮し、優先順位を定めておくこと。
 - c) 原子炉格納容器内の温度、圧力、水位、水素濃度及び放射線量率など想定される重大事故等の対応に必要なパラメータが計測又は監視及び記録ができること。
 - d) 直流電源喪失時に、特に重要なパラメータを計測又は監視を行う手順等（テスター又は換算表等）を整備すること。

重大事故等が発生し、計測機器の故障等により、当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを計測することが困難となった場合に、当該パラメータを推定するために有効な情報を把握するため、計器の故障時の対応、計器の計測範囲を超えた場合への対応、計器電源の喪失時の対応、計測結果を記録する手順等を整備する。

1.15.1 設備の選定と対応手順

(1) 設備の選定と対応手段の考え方

重大事故等発生時において、炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策を実施するため、発電用原子炉施設（以下「原子炉施設」という。）の状態を把握することが重要である。当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを整理し、検討した炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策を成功させるために監視することが必要なパラメータを明確にする（第1.15.1図）。

また、当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを計測することが困難となった場合において、当該パラメータ（以下「主要パラメータ」という。）を推定するために必要なパラメータ（以下「代替パラメータ」という。）を用いて推定する対応手段を整備する（第1.15.2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他に、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（第1.15.1表）。

※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五十八条及び技術基準規則第七十三条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備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。

炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策を成功させるために把握することが必要な原子炉施設の状態を監視する主要パラメータは、事象の判別を行う運転手順書の判断基準、炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書の適用条件、炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書の適用条件及び技術的能力に係る審査基準1.1

～1.10、1.13、1.14のパラメータより選定する。

技術的能力に係る審査基準1.11、1.12、1.16～1.19については、炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策を成功させるための手順とは別に整理した使用済燃料ピット、監視測定、緊急時対策所及び通信連絡等の対応手順として整備する。

選定した主要パラメータ（パラメータの分類：原子炉压力容器内の温度、圧力及び水位、原子炉压力容器及び原子炉格納容器への注水量、原子炉格納容器内の温度、圧力、水位、水素濃度、放射線量率、未臨界の維持又は監視、最終ヒートシンクの確保、格納容器バイパスの監視、水源の確保及びアニュラス内の水素濃度）は、以下のとおり分類する（第1.15.1図）。

① 重要な監視パラメータ

主要パラメータのうち、耐震性、耐環境性を有し、重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器で計測するパラメータをいう。

② 有効な監視パラメータ

主要パラメータのうち、多様性拡張設備の計器で計測されるが、計測することが困難となった場合でも重大事故等対処設備の計器で計測される代替パラメータを有するものをいう。

③ 補助的な監視パラメータ

原子炉施設の状況や重大事故等対処設備の運転状態等を補助的に監視するパラメータをいう。

さらに、次のとおり重要代替パラメータを選定する。

④ 重要代替パラメータ

重要な監視パラメータの代替パラメータのうち重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器（当該重要な監視パラメータの他チャンネル及び他ループの重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器含む。）並びに有効な監視パラメータの代替パラメータを計測する重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器により計測されるパラメータをいう。

なお、選定フローにおいて、有効な監視パラメータ又は補助的な監視パラメータの分類に該当しないものは、耐震性、耐環境性を有さない重要な監視パラメータに該当すると判断し、耐震性、耐環境性を有した計器へ仕様又は設備変更を行う。

選定フローにより分類し、抽出した重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータを、第 1.15.2 表に示す。

分類した重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータにより、重大事故等対処に必要な原子炉格納容器内の温度、圧力、水位、水素濃度及び放射線量率等想定される重大事故等の対応に必要なパラメータを計測又は監視する。

設計基準を超える状態における原子炉施設の状態を把握する能力として、重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータを計測する計器の計測範囲、計器の個数、耐震性、非常用電源からの給電の有無を明確にした運転手順書を整備する（第 1.15.2 表）。

重要な監視パラメータ（原子炉压力容器内の温度、圧力及び水位、並びに原子炉压力容器及び原子炉格納容器への注水量等）又は有効な監視パラメータを計測する計器が故障により、計測することが困難となった場合、当該パラメータを推定する手段を整備する（第 1.15.3 表、第 1.15.4 表）。

原子炉压力容器内の温度、圧力及び水位、並びに原子炉压力容器及び原子炉格納容器への注水量を監視するパラメータの値が計測範囲を超えた場合、原子炉施設の状態を推定するための手段を整備する。計測に必要な計器電源の喪失についても想定する。重大事故等の対処に必要なパラメータを計測又は監視し、記録する手順を整備する。

(2) 設備の選定と対応手段の選定の結果

- a. パラメータを計測する計器の故障時に原子炉施設の状態を把握するための手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等の対処時に重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを計測する計器が故障した場合は、原子炉施設の状態を把握するため、多重化された計器の他チャンネル※² 又は他ループの計器による監視及び代替パラメータを計測する計器により当該パラメータを推定する手段を整備する。

※² チャンネル：重要な監視計器については、単一故障を想定しても、パラメータを監視できなくならないように、1つのパラメータを複数の計器で監視する。複数の計器の1つを指す時にチャンネルと呼ぶ。

他チャンネル又は他ループによる監視及び代替パラメータを計測する計器によるパラメータの推定に使用する設備は、以下のとおり。

①当該パラメータの他チャンネル又は他ループの重要計器

重大事故等対処設備として選定する計器

②当該パラメータの他チャンネル又は他ループの常用計器

重大事故等対処設備としての要求事項を満たさない多様性拡張設備の計器

③重要代替計器

代替パラメータを計測する計器で、重大事故等対処設備としての要求事項を満たした設備

④常用代替計器

代替パラメータを計測する計器で、重大事故等対処設備としての要求事項を満たさない多様性拡張設備

主要パラメータのうち、重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを計測する計器が故障した場合に使用する代替パラメータを第 1.15.3 表に示す。

(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パラメータを計測する計器の故障時に原子炉施設の状態を把握するための設備のうち、当該パラメータの他チャンネル又は他ループの重要計器及び重要代替計器を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、重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを把握することができるため、以下の設備は、多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

- ・当該パラメータの他の常用計器及び常用代替計器

耐震性等がないものの、監視可能であれば原子炉施設の状態を把握することが可能なことから代替手段として有効である。

- b. 原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位、並びに原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量を監視するパラメータの値が計器の計測範囲を超えた場合に原子炉施設の状態を把握するための手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等の対処時に当該パラメータが計測範囲を超えた場合は、原子炉施設の状態を把握するため、代替パラメータを計測する計器又は可搬型計測器により必要とするパラメータの値を推定する手段を整備する。

代替パラメータを計測する計器は以下のとおり。

- ・重要代替計器
- ・常用代替計器

可搬型計測器により必要となるパラメータの値を推定する手段は以下のとおり。

- ・可搬型計測器

(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、パラメータの値が計器の計測範囲を超えた場合に原子炉施設の状態を把握するた

めの設備のうち、重要代替計器及び可搬型計測器は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、当該パラメータを把握することができるため、以下の設備は多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

- ・ 常用代替計器

耐震性等がないものの、監視可能であれば原子炉施設の状態を把握することが可能なことから代替手段として有効である。

c. 計測に必要な計器電源が喪失した場合の手段及び設備

(a) 対応手段

監視パラメータの計器に供給する電源が喪失し、監視機能が喪失した場合に、代替電源（交流、直流）より給電し、当該パラメータの計器により計測し監視する手段を整備する。

また、直流電源が喪失した場合に、電源を内蔵した可搬型計測器を用いて計測し、監視する手段がある。代替電源より給電中に制御盤のソフトウェアが機能喪失した場合においても、可搬型計測器を用いた計測又は監視手段を使用する。なお、ソフトウェア機能喪失時の補機操作については、制御盤内にジャンパ器具を用いて補機の操作信号を手動で直接入力する手段がある。

代替電源（交流）からの給電に使用する設備は、以下のとおり。

- ・ 空冷式非常用発電装置
- ・ 可搬型バッテリー（炉外核計装盤、放射線監視盤）※3
- ・ 電源車
- ・ ジャンパ器具

代替電源（直流）からの給電に使用する設備は、以下のとおり。

- ・ 蓄電池（安全防護系用）
- ・ 蓄電池（3系統目）

- ・可搬式整流器
- ・計器用電源（無停電電源装置）

※3 可搬型バッテリー（炉外核計装盤、放射線監視盤）：インバータを内蔵した可搬型バッテリーを使用することにより電気（交流）を給電できるため、代替電源（交流）として有効である。

直流電源が喪失した場合に計器に内蔵した電源により個別に計測する設備（汎用品）は、以下のとおり。

- ・可搬型計測器

(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、空冷式非常用発電装置、蓄電池（安全防護系用）、蓄電池（3系統目）、電源車、可搬式整流器、計器用電源（無停電電源装置）及び可搬型計測器は、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、重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを把握することができるため、以下の設備は、多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

- ・可搬型バッテリー（炉外核計装盤、放射線監視盤）

電源を供給できる容量に限りがあり、重大事故等の対処時において連続監視することができないものの、代替電源による給電ができない場合において、炉外核計装盤及び放射線監視盤のパラメータを把握することが可能なことから代替手段として有効である。

- ・ジャンパ器具

ジャンパ操作及びその準備に時間を要するものの、制御盤ソフトウェアが機能喪失した場合に、補機を手動操作する手段として有効である。

d. 重大事故等時のパラメータを記録する手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等時において、原子炉格納容器内の温度、圧力、水位、水素濃度及び放射線量率等想定される重大事故等の対応に必要なとなる監視パラメータを記録する手段を整備する。

監視パラメータを記録する設備は、以下のとおり。

- ・安全パラメータ表示システム（SPDS）
（以下「SPDS」という。）
- ・SPDS表示装置
- ・可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（SA）用）

また、重大事故等時の有効な監視パラメータについても使用できる場合は、可能な限りパラメータを記録する手段を整備する。なお、その他の記録として、監視パラメータの警報状態及びプラントトリップ状態を可能な限り記録する手段を整備する。

有効な監視パラメータを記録する設備は、以下のとおり。

- ・ユニット総合管理計算機
（計算機運転日誌、警報記録、事故時データ収集記録）

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

重要な監視パラメータを記録する設備であるSPDS、SPDS表示装置及び可搬型温度計測装置は、重大事故等対処設備と位置づける。

重要な監視パラメータは、原則、SPDSへ記録するが、監視が必要な時に現場に設置する計器の値、複数の計測結果を使用し計算により推定する監視パラメータ（計測結果を含む。）の値は、専用の記録装置又は記録用紙により記録する。なお、その他は可能な限り多様性拡張設備により記録する。

以上の重大事故等対処設備により、重要な監視パラメータを記録することができるため、以下の設備は、多様性拡張設備と位置

づける。あわせて、その理由を示す。

- ・ユニット総合管理計算機

(計算機運転日誌、警報記録、事故時データ収集記録)

耐震性を有していないが、設備が健全である場合は重大事故等の対処に必要な監視パラメータの記録が可能なことから代替手段として有効である。

e. 手順等

上記の a.、b.、c.及び d.により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順は、発電所対策本部長^{※4}、当直課長、運転員等^{※5}及び緊急安全対策要員^{※6}の対応として、炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順等の対応手順等に定める（第 1.15.1 表）。

※4 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。

※5 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。

※6 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。

1.15.2 重大事故等時の手順等

1.15.2.1 監視機能喪失

(1) 計器の故障

重要な監視パラメータ（原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位、並びに原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量等）又は有効な監視パラメータを計測する計器が故障により、計測することが困難となった場合、当該パラメータを推定する手段を整備する（第 1.15.1 表、第 1.15.3 表）。

a. 手順着手の判断基準

b. ④の手順着手の判断は、b. ①～③までの手順により主要パラメータのうち重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを計測する計器の故障が疑われた場合。

b. パラメータ監視の手順

計器の故障の判断及び対応手順は、以下のとおり。

- ① 監視が必要な重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータの指示値を読み取る。
- ② 読み取った指示値が正常であることを、運転手順書に明確に示された計測レンジ範囲内にあること及びプラント状況等により推定される値との間に大きな差異が無いこと等により確認する。
- ③ 原子炉施設の状態を把握するために必要とする重要な監視パラメータについて、他チャンネル又は他ループの計器がある場合は、当該計器により当該パラメータを計測する。なお、当該パラメータの他の常用計器で監視可能であれば確認に使用する。
- ④ パラメータ選定にて選定した重要代替パラメータ（他チャンネル及び他ループの重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器除く。）の値を用いて以下の方法で推定する。なお、常用代替計器が使用可能であれば、推定に使用する。

c. 代替パラメータでの推定方法

計器故障時、当該パラメータの他チャンネル又は他ループの計器がある場合、他チャンネルの計器による計測を優先し、次に他ループの計器により計測する。

重要代替パラメータ（他チャンネル及び他ループの重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器除く。）の値により推定を行う際に、推定に使用する計器が複数ある場合、より直接的なパラメータ、検出器の種類及び使用環境条件を考慮するとともに、計測される値の確からしさを判断の上で使用するパラメータの優先順位を定める。

パラメータを基準配管に水を満たした構造で計測するものについて

ては、急激な減圧等により基準配管の水が蒸発し不確かな指示をする可能性がある。そのような状態が想定される場合は、関連するパラメータを複数確認しパラメータを推定する。なお、蒸気発生器狭域水位及び蒸気発生器広域水位を除き、基準配管の水位に起因する不確かさを考慮する必要はない。

また、重大事故等の環境下で最も設置雰囲気的环境が厳しくなるのは、原子炉格納容器内に蒸気が充満し、加圧された状況であり、環境として圧力、温度、放射線量が厳しい状況下においても、その監視機能を維持できる計器（第 1.15.2 表の重大事故等対処設備）を優先して使用する。

重大事故等の状況によっては、耐震性、耐環境性がない計器（多様性拡張設備）についても、監視機能を維持している場合、重大事故等の対処に有効な情報を得ることができる。ただし、多様性拡張設備については環境条件や不確かさを考慮し、耐震性、耐環境性のある計器のパラメータの値との差異を評価し、パラメータの値、信頼性を考慮した上で使用する。

事故発生からの事象の進展状況（兆候）による炉心の冷却状態（漏えいの規模、安全注入状況）や当該パラメータの計器が故障するまでの状態等、関連するパラメータを複数確認し、得られた情報の中から有効な情報を評価することで、適切な原子炉施設の状態の把握に努める。

なお、圧力のパラメータと温度のパラメータを水の飽和状態の関係から推定する場合は、水が飽和状態でないと不確かさが生じるため、計器が故障するまでの原子炉施設の状況及び事象進展状況を踏まえ、複数の関連パラメータを確認し、有効な情報を得た上で推定する。また、代替パラメータによる推定にあたっては、代替パラメータの誤差による影響を考慮する。

(a) 原子炉圧力容器内の温度の推定

1 次冷却材高温側温度（広域）又は 1 次冷却材低温側温度（広域）の計測が困難となった場合、代替パラメータの 1 次冷却材低

温側温度（広域）又は1次冷却材高温側温度（広域）により原子炉压力容器内の温度を推定する。この推定方法では、重大事故等時において約10℃程度の温度差が生じる可能性があることを考慮し、推定する。また、使用可能であれば炉心出口温度（多様性拡張設備）により原子炉压力容器内の温度を推定する。

炉心出口温度（多様性拡張設備）の計測が困難になった場合、代替パラメータの1次冷却材高温側温度（広域）又は1次冷却材低温側温度（広域）により原子炉压力容器内の温度を推定する。この推定方法では、炉心出口のより直接的な値を示す1次冷却材高温側温度（広域）を優先して使用する。

1次冷却材高温側温度（広域）と炉心出口温度（多様性拡張設備）の関係は、炉心冠水状態から炉心損傷を判断する時点(350℃)において1次冷却材高温側温度（広域）の方がやや低い値を示すものの、大きな温度差は見られないことから、1次冷却材高温側温度（広域）により炉心損傷を判断することが可能である。なお炉心出口温度については、盤及び電源の耐震化を実施している。また、全交流動力電源喪失時においても、可搬型計測器を用いて必要点数の監視及び記録も可能である。炉心出口温度の計測上限値は650℃であるが、可搬型計測器を使用することで検出器の温度素子の機能上限（約1,300℃）まで温度測定が可能である。

(b) 原子炉压力容器内の圧力の推定

1次冷却材圧力の計測が困難となった場合は、代替パラメータの1次冷却材高温側温度（広域）又は1次冷却材低温側温度（広域）により、原子炉压力容器内の圧力と水の飽和温度の関係から原子炉压力容器内の圧力を推定する。この推定方法では、原子炉压力容器内が飽和状態である場合に適用できるが、飽和状態でないことを確認した場合は、不確かさを考慮し、関連パラメータを複数確認した中から有効な情報を組み合わせて推定する。また、測定範囲内であれば加圧器圧力（多様性拡張設

備) により推定する。

加圧器圧力（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合、代替パラメータの1次冷却材圧力により推定する。この推定方法では、測定精度は加圧器圧力に比べ劣るが、重大事故等時においては測定範囲が広い1次冷却材圧力を使用する。

(c) 原子炉圧力容器内の水位の推定

加圧器水位の計測が困難となった場合は、代替パラメータの原子炉水位により原子炉圧力容器内の水位を推定する。また、サブクール度（VDU）（多様性拡張設備）、1次冷却材圧力及び1次冷却材高温側温度（広域）により、原子炉圧力容器内がサブクール状態又は飽和状態であることを監視することで、原子炉圧力容器内の水位が、炉心上端以上で、冠水状態であることを確認する。重大事故等時において、加圧器水位の計測範囲外となった場合、原子炉圧力容器内の水位は直接計測している原子炉水位を優先して使用し確認する。なお、原子炉圧力容器内が過熱状態の場合、炉心注入水により原子炉水位の指示に影響を及ぼす可能性があることを考慮し、関連パラメータを複数確認した中から有効な情報を組み合わせて推定する。

原子炉水位の計測が困難となった場合、加圧器水位により、原子炉圧力容器内の水位を推定する。また、サブクール度（VDU）（多様性拡張設備）、1次冷却材圧力及び炉心出口温度（多様性拡張設備）、1次冷却材高温側温度（広域）、1次冷却材低温側温度（広域）により原子炉圧力容器内がサブクール状態又は飽和状態であることを監視することで、原子炉圧力容器内の水位が、炉心上端以上で冠水状態であることを確認する。

プラント停止中におけるRCSミッドループ運転時において、RCS水位（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合、代替パラメータの1次冷却材高温側温度（広域）及び1次冷却材低温側温度（広域）の傾向監視、又は余熱除去ポンプ出口圧力（多様

性拡張設備)の傾向監視により水位を推定する。この推定方法では、温度の急上昇により原子炉圧力容器内の水位が、炉心上端以下で冠水していないことを推定する。また、余熱除去ポンプの出口圧力の低下により原子炉圧力容器内の水位が低下していることを推定する。

(d) 原子炉圧力容器への注水量の推定

低温側安全注入流量、高温側安全注入流量、余熱除去クーラ出口流量及び充てんライン流量(多様性拡張設備)の計測が困難になった場合、代替パラメータの燃料取替用水タンク水位、加圧器水位、原子炉水位及び格納容器サンプB広域水位の水位変化により原子炉圧力容器内への注水量を推定する。この推定方法では、環境悪化の影響を受けることが小さい水源である燃料取替用水タンク水位を優先して使用し、推定する。また、加圧器水位及び1次冷却材喪失重大事故等時の監視に使用する原子炉水位又は格納容器サンプB広域水位は、水位変化により原子炉圧力容器への注水量を推定する。

恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算の計測が困難となった場合、代替パラメータの燃料取替用水タンク水位、復水タンク水位、加圧器水位、原子炉水位及び格納容器サンプB広域水位の傾向監視により原子炉圧力容器への注水量を推定する。この推定方法では、環境悪化の影響を受けることが小さい水源である燃料取替用水タンク水位、復水タンク水位を優先して使用し推定するが、仮設組立式水槽を水源とする場合及び復水タンクに淡水や海水を補給している場合は、補給に使用したポンプの性能並びに運転時間により算出した注水量を考慮する。また、加圧器水位及び1次冷却材喪失事故時の監視に使用する原子炉水位又は格納容器サンプB広域水位は、水位変化により原子炉圧力容器への注水量を推定する。

アキュムレータ圧力(多様性拡張設備)及びアキュムレータ

水位（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、代替パラメータの1次冷却材圧力及び1次冷却材低温側温度（広域）の傾向監視によりアキュムレータからの注水開始を推定する。

消火水注入流量積算（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合、余熱除去クーラ出口流量及び注水先である加圧器水位及び原子炉水位の傾向監視により注水量を推定する。

(e) 原子炉格納容器への注水量の推定

内部スプレ流量積算、恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算の計測が困難になった場合、代替パラメータの燃料取替用水タンク水位、復水タンク水位、及び格納容器サンプB広域水位の水位変化により原子炉格納容器への注水量を推定する。この推定方法では、環境悪化の影響を受けることが小さい水源である燃料取替用水タンク水位、復水タンク水位を優先して使用し推定するが、仮設組立式水槽を水源とする場合及び復水タンクに淡水や海水を補給している場合は、補給に使用したポンプの性能並びに運転時間により算出した注水量を考慮する。また、格納容器サンプB広域水位は、水位変化により原子炉格納容器への注水量を推定する。

低温側安全注入流量、高温側安全注入流量、余熱除去クーラ出口流量及び充てんライン流量（多様性拡張設備）の計測が困難になった場合は、代替パラメータの燃料取替用水タンク水位及び格納容器サンプB広域水位の水位変化により、原子炉格納容器への注水量を推定する。この推定方法では、環境悪化の影響を受けることが小さい水源である燃料取替用水タンク水位を優先して使用し推定する。格納容器サンプB広域水位は、水位変化により原子炉格納容器への注水量を推定する。

内部スプレクーラ出口流量（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合、燃料取替用水タンク水位、復水タンク水位及び

格納容器サンプ B 広域水位の水位変化により注水量を推定する。

消火水注入流量積算（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合、水源である 1，2 号機淡水タンク水位及び格納容器サンプ B 広域水位の水位変化により注水量を推定する。

(f) 原子炉格納容器内の温度の推定

格納容器内温度の計測が困難となった場合、代替パラメータの格納容器圧力及び格納容器広域圧力により、原子炉格納容器内の圧力と水の飽和温度の関係から原子炉格納容器内の温度を推定する。この推定方法では、測定範囲内であればより詳細な圧力が計測できる格納容器圧力を優先して使用し推定する。なお、原子炉格納容器内が飽和状態でないことが確認された場合は、不確かさを考慮し、関連パラメータを複数確認した中から有効な情報を組み合わせて推定する。

(g) 原子炉格納容器内の圧力の推定

格納容器圧力の計測が困難となった場合、代替パラメータの格納容器広域圧力、格納容器圧力（ナローレンジ）（多様性拡張設備）による推定、又は格納容器内温度から原子炉格納容器内の圧力と水の飽和温度の関係を用いて原子炉格納容器内の圧力を推定する。この推定方法では、同じ圧力を計測している格納容器広域圧力又は格納容器圧力（ナローレンジ）（多様性拡張設備）を優先して使用し推定する。なお、原子炉格納容器内が飽和状態でないことが確認された場合は、不確かさを考慮し、関連パラメータを複数確認した中から有効な情報を組み合わせて推定する。

格納容器広域圧力の計測が困難になった場合、代替パラメータの格納容器圧力、格納容器圧力（ナローレンジ）（多様性拡張設備）、又は格納容器内温度から原子炉格納容器内の圧力と水

の飽和温度の關係を用いて原子炉格納容器内の圧力を推定する。この推定方法では、計測範囲内であれば、より詳細な圧力が計測できる格納容器圧力又は格納容器圧力（ナローレンジ）（多様性拡張設備）を優先して使用し推定する。なお、原子炉格納容器内が飽和状態でないことが確認された場合は、不確かさを考慮し、関連パラメータを複数確認した中から有効な情報を組み合わせて推定する。

(h) 原子炉格納容器内の水位の推定

格納容器サンプルB広域水位の計測が困難となった場合は、測定範囲内であれば、格納容器サンプルB狭域水位、又は原子炉下部キャビティ水位、原子炉格納容器水位及び注水源である燃料取替用水タンク水位、復水タンク水位、内部スプレ流量積算、恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算により、原子炉格納容器内の水位を推定する。この推定方法では、計測範囲内であれば、相関関係があり連続的な監視ができる格納容器サンプルB狭域水位を優先して使用し、推定する。なお、熔融炉心の冷却に必要な水位を確認する場合は、原子炉格納容器水位及び原子炉下部キャビティ水位により確認する。また、注水量による原子炉格納容器内水位の推定は、炉心注入及び格納容器スプレイでの注水量の合計値と水位の相関関係により推定する。

格納容器サンプルB狭域水位の計測が困難になった場合、代替パラメータである格納容器サンプルB広域水位により、広域水位と狭域水位の相関関係を用いて推定する。

原子炉下部キャビティ水位の計測が困難になった場合、代替パラメータである格納容器サンプルB広域水位、又は燃料取替用水タンク水位、復水タンク水位、内部スプレ流量積算、恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算の合計値（注水量）と原子炉格納容器内

水位の相関関係を用いて推定する。

原子炉格納容器水位の計測が困難になった場合、代替パラメータである燃料取替用水タンク水位、復水タンク水位、内部スプレ流量積算、恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算の合計値（注水量）と原子炉格納容器内の水位の相関関係を用いて推定する。

(i) 原子炉格納容器内の水素濃度の推定

格納容器水素濃度の計測が困難になった場合、短時間で取替えが可能な予備の可搬型格納容器内水素濃度計測装置に取り替えて水素濃度を計測する。また、代替パラメータによる推定方法は、原子炉格納容器内の水素発生量と静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置の動作特性（水素処理特性）の関係から、静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置の動作状況を確認することにより、原子炉格納容器内の水素濃度が大規模な水素燃焼が生じない領域であるか否かを確認する。なお使用可能であれば、ガスクロマトグラフ（多様性拡張設備）により水素濃度を推定する。

原子炉格納容器内の水素濃度を装置の動作特性を用いて推定する場合は、間接的な情報により推定するため、不確かさが生じることを考慮する。

(j) アニュラス内の水素濃度の推定

アニュラス水素濃度の計測が困難となった場合は、短時間で取替えが可能な予備の可搬型アニュラス内水素濃度計測装置に取り替えて計測する。また、代替パラメータである可搬型格納容器内水素濃度計測装置及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）と格納容器排気筒高レンジガスモニタ（多様性拡張設備）、により推定する。格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）及び格納容器排気筒高レンジガスモニタ（多様

性拡張設備)の放射線量率の比によりアニュラスへの漏えい率を推定し、格納容器水素濃度とアニュラスへの漏えい率から評価された相関図により、アニュラス水素濃度を推定する。

アニュラス内の水素濃度を推定する場合は、パラメータの相関関係を用いて、間接的な情報により推定するため不確かさが生じることを考慮する。

炉心の著しい損傷が発生した場合に、アニュラス周辺で作業を開始するにあたっては、作業エリアの環境を確認後、作業を行う。

(k) 原子炉格納容器内の放射線量率の推定

格納容器内高レンジエリアモニタ(高レンジ)の計測が困難になった場合、代替パラメータの格納容器内高レンジエリアモニタ(低レンジ)及びモニタポスト(多様性拡張設備)の指示により炉心損傷のおそれが生じているか推定する。この推定方法では、格納容器内高レンジエリアモニタ(低レンジ)の上限値を超えることとなるが、炉心損傷のおそれが生じている場合には、原子炉格納容器内の放射線量率は急上昇すると考えられ、同じくモニタポスト(多様性拡張設備)の値も数倍から1桁程度急上昇することで推定できる。

格納容器内高レンジエリアモニタ(低レンジ)の計測が困難になった場合、格納容器内高レンジエリアモニタ(高レンジ)、格納容器エアロック区域エリアモニタ(多様性拡張設備)及び炉内計装区域エリアモニタ(多様性拡張設備)により、炉心損傷のおそれが生じていない放射線量率であることを推定する。なお、格納容器内高レンジエリアモニタ(高レンジ)の測定範囲より低く、格納容器エアロック区域エリアモニタ(多様性拡張設備)及び炉内計装区域エリアモニタ(多様性拡張設備)の測定範囲より高い場合は、その間の放射線量率と推定する。

格納容器エアロック区域エリアモニタ(多様性拡張設備)、炉内

計装区域エリアモニタ（多様性拡張設備）、格納容器じんあいモニタ（多様性拡張設備）及び格納容器ガスモニタ（多様性拡張設備）の計測が困難になった場合、測定範囲内であれば格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）の上昇により、原子炉格納容器内の放射線量率の上昇を推定する。

(I) 未臨界の維持又は監視の推定

出力領域中性子束の計測が困難となった場合は、代替パラメータの中間領域中性子束、1次冷却材高温側温度（広域）と1次冷却材低温側温度（広域）の差により推定する。この推定方法では、出力領域中性子束の測定範囲をカバーしている中間領域中性子束を優先する。また、1次冷却材ポンプが運転中である場合、出力領域中性子束の計測範囲であれば、原子炉出力及び1次冷却材高温側温度（広域）と1次冷却材低温側温度（広域）の温度差の相関関係から推定する。なお、ほう酸タンク水位により原子炉の未臨界状態に必要なほう酸水量の注入を把握することで未臨界状態の維持を推定する。

中間領域中性子束の計測が困難となった場合は、代替パラメータの出力領域中性子束の測定範囲内であれば、出力領域中性子束での推定を行い、中性子源領域中性子束の測定範囲内であれば、中性子源領域中性子束により推定する。また、出力領域中性子束の測定範囲下限と中性子源領域中性子束の上限の間である場合は、互いの測定範囲外の範囲であると推定する。なお、ほう酸タンク水位により原子炉の未臨界状態に必要なほう酸水量の注入を把握することで未臨界状態の維持を推定する。

中性子源領域中性子束の計測が困難となった場合、中間領域中性子束の測定範囲内であれば中間領域中性子束により推定する。また、中間領域中性子束の測定範囲下限以下の場合は、測定範囲下限より低い範囲であることを推定する。なお、ほう酸タンク水位により原子炉の未臨界状態に必要なほう酸水量

の注入を把握することで未臨界状態の維持を推定する。

中間領域起動率（多様性拡張設備）の計測が困難になった場合、代替パラメータである中間領域中性子束、中性子源領域中性子束、中性子源領域起動率（多様性拡張設備）により推定する。この推定方法では、中間領域中性子束を優先し推定する。また、中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率（多様性拡張設備）は、中性子源領域中性子束の計測範囲内にある場合のみ使用する。

中性子源領域起動率（多様性拡張設備）の計測が困難になった場合、代替パラメータである中性子源領域中性子束、中間領域中性子束、中間領域起動率（多様性拡張設備）により推定する。この推定方法では、中性子源領域中性子束を優先し推定する。また、中間領域中性子束及び中間領域起動率（多様性拡張設備）は、中間領域中性子束の計測範囲内にある場合のみ使用する。

(m) 最終ヒートシンクの確保の推定

格納容器圧力の計測が困難になった場合、代替パラメータの格納容器広域圧力及び格納容器内温度により、原子炉格納容器内の圧力、温度が低下していることで最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。この推定方法では、原子炉格納容器内が飽和状態である場合に適用できるが、飽和状態でないことが確認された場合は、不確かさを考慮し、関連パラメータを複数確認した中から有効な情報を組み合わせて推定する。

1次系冷却水タンク水位の計測が困難となった場合、代替パラメータの格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（S A）の傾向監視により原子炉格納容器内の除熱のための原子炉補機冷却系が健全かつ最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。

1次系冷却水タンク圧力（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合、代替パラメータである1次系冷却水タンク加圧ライン圧力により推定する。この推定方法は1次系冷却水タンク

加圧ライン圧力の計測装置を接続し推定する。

格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（S A）の計測が困難になった場合、短時間で取替えが可能な予備の格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（S A）に取り替えて格納容器循環冷暖房ユニット入口温度及び出口温度を計測する。また、代替パラメータによる推定方法は、代替パラメータの格納容器内温度及び格納容器圧力の低下により、最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。

格納容器循環冷暖房ユニット出口冷却水流量（多様性拡張設備）の計測が困難になった場合、代替パラメータの格納容器内温度及び格納容器圧力の低下により、最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。

主蒸気ライン圧力の計測が困難となった場合、蒸気発生器 2 次側は、温度計測ができないため、代替パラメータである 1 次冷却材低温側温度（広域）又は 1 次冷却材高温側温度（広域）の傾向監視により、蒸気発生器 2 次側における水の飽和圧力と飽和温度の関係から蒸気ラインの圧力を推定する。この推定方法では、1 次冷却系が満水状態で蒸気発生器 2 次側が飽和状態にある場合は、1 次冷却材低温側温度（広域）と蒸気発生器 2 次側の器内温度はほぼ等しくなることから推定が可能である。なお、1 次冷却材高温側温度（広域）は、蒸気発生器 2 次側の温度よりも高めの指示となるため 1 次冷却材低温側温度（広域）を優先し推定する。また、蒸気発生器 2 次側が飽和状態になるまでの間（未飽和状態）は不確かさが生じることを考慮し、関連パラメータを複数確認した中から有効な情報を組み合わせて推定する。

蒸気発生器狭域水位の計測が困難になった場合、代替パラメータである蒸気発生器広域水位との相関関係により保有水量を推定する。また、1 次冷却材低温側温度（広域）及び 1 次冷却材高温側温度（広域）の変化を傾向監視することにより蒸気発生器 2 次

側の保有水の有無を推定する。この推定方法では、蒸気発生器広域水位を優先する。なお、蒸気発生器２次側の急激な減圧やドライアウト時にパラメータの計測に必要な基準配管の水が蒸発し、高めで不確かな水位を示す可能性があるため、そのような場合には１次冷却材低温側温度（広域）、１次冷却材高温側温度（広域）の変化により推定する。

蒸気発生器広域水位の計測が困難となった場合は、代替パラメータである蒸気発生器狭域水位、１次冷却材低温側温度（広域）及び１次冷却材高温側温度（広域）の変化を傾向監視することにより蒸気発生器２次側の保有水の有無を推定する。この推定方法では、計測範囲であれば蒸気発生器狭域水位との相関関係を優先し推定する。また、蒸気発生器２次側がドライアウトした場合の判断は、蒸気発生器２次側の保有水の減少に伴う除熱能力の低下により、１次冷却材低温側温度（広域）及び１次冷却材高温側温度（広域）が上昇傾向となることで推定することができ、有効性評価の評価条件である蒸気発生器ドライアウトの判断に、代替パラメータを用いたとしても操作遅れ等の影響はない。なお、蒸気発生器２次側の急激な減圧やドライアウト時にパラメータの計測に必要な基準配管の水が蒸発し、高めで不確かな水位を示す可能性があるため、そのような場合には１次冷却材低温側温度（広域）、１次冷却材高温側温度（広域）の変化により蒸気発生器保有水の有無を推定する。

補助給水流量の計測が困難になった場合、代替パラメータである復水タンク水位、蒸気発生器広域水位及び蒸気発生器狭域水位の傾向監視により、補助給水流量を推定する。この推定方法では、水源である復水タンク水位を優先し推定する。

蒸気発生器主蒸気流量（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、代替パラメータの主蒸気ライン圧力の変化を傾向監視することにより、蒸気発生器２次側による除熱状況を監視する。また、蒸気発生器狭域水位及び蒸気発生器広域水位の変化傾向と

補助給水流量を監視することにより蒸気発生器主蒸気流量を推定する。

(n) 格納容器バイパス監視の推定

蒸気発生器狭域水位の計測が困難になった場合、代替パラメータである蒸気発生器広域水位により蒸気発生器伝熱管破損を推定する。また、主蒸気ライン圧力の上昇及び補助給水流量の減少を傾向監視することでも推定することができる。

主蒸気ライン圧力の計測が困難になった場合、代替パラメータである蒸気発生器広域水位の上昇及び補助給水流量の減少を傾向監視することで蒸気発生器伝熱管破損を推定することができる。

1 次冷却材圧力の計測が困難になった場合、代替パラメータである蒸気発生器狭域水位の上昇及び主蒸気ライン圧力の上昇にて蒸気発生器伝熱管破損を、蒸気発生器伝熱管破損がないこと及び格納容器サンプ B 広域水位の上昇がないことで、インターフェイスシステム L O C A を推定する。また、原子炉圧力容器内が飽和状態であれば、1 次冷却材高温側温度（広域）又は 1 次冷却材低温側温度（広域）により、原子炉圧力容器内の圧力と水の飽和温度の関係から原子炉圧力容器内の圧力を推定する。この推定方法では、原子炉圧力容器内が飽和状態である場合に適用できるが、飽和状態にない場合は、不確かさが生じることを考慮する必要がある。なお、測定範囲内であれば測定精度が詳細な加圧器圧力（多様性拡張設備）により推定する。

復水器空気抽出器ガスモニタ（多様性拡張設備）、蒸気発生器ブローダウン水モニタ（多様性拡張設備）及び高感度型主蒸気管モニタ（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、代替パラメータである蒸気発生器狭域水位及び主蒸気ライン圧力の変化により蒸気発生器伝熱管破損を推定する。

補助建屋排気筒ガスモニタ（多様性拡張設備）、補助建屋サン

プ水位（多様性拡張設備）及び余熱除去ポンプ出口圧力（多様性拡張設備）の計測が困難になった場合、代替パラメータの1次冷却材圧力、加圧器水位、格納容器サンプB広域水位、蒸気発生器狭域水位及び主蒸気ライン圧力により、インターフェイスシステムLOCAを推定する。

加圧器逃がしタンク圧力（多様性拡張設備）、加圧器逃がしタンク水位（多様性拡張設備）及び加圧器逃がしタンク温度（多様性拡張設備）の計測が困難になった場合、代替パラメータの1次冷却材圧力及び加圧器水位の低下、格納容器サンプA水位（多様性拡張設備）の上昇がないことにより、インターフェイスシステムLOCAを推定する。

(o) 水源の確保の推定

燃料取替用水タンク水位の計測が困難となった場合、代替パラメータの格納容器サンプB広域水位、又は内部スプレ流量積算、内部スプレクーラ出口流量（多様性拡張設備）、低温側安全注入流量、高温側安全注入流量、余熱除去クーラ出口流量、充てんライン流量（多様性拡張設備）、恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算の合計量により、燃料取替用水タンクの水位を推定する。この推定方法では、格納容器サンプB広域水位を優先し推定するが、燃料取替用水タンク以外からの注水がないことを前提とする。

復水タンク水位の計測が困難になった場合、代替パラメータの補助給水流量、内部スプレ流量積算、恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算により、復水タンクを水源とするポンプの注水量の合計から、水源の有無や使用量を推定する。この推定方法では、仮設組立式水槽を水源とした補給をした場合、復水タンクへの補給量を考慮する。

ほう酸タンク水位の計測が困難となった場合は、緊急ほう酸注入ライン流量（多様性拡張設備）によりほう酸タンク水位を推定

する。また、炉心へのほう酸水注入に伴う負の反応度が添加されていることを出力領域中性子束、中間領域中性子束、中性子源領域中性子束の指示低下により確認し、ほう酸水の使用量を推定する。

上記代替パラメータの推定について第 1.15.3 表に示す。

(2) 計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合

原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位、並びに原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量を監視するパラメータのうち、パラメータの値が計器の計測範囲を超えるものは、原子炉圧力容器内の温度と水位である。

原子炉圧力容器内の温度及び水位の値が計器の計測範囲を超えた場合、原子炉施設の状態を推定するための手段は、以下のとおり。

a. 原子炉圧力容器内の温度

原子炉圧力容器内の温度のパラメータである 1 次冷却材温度が計測範囲（0~370℃）を超えた場合、可搬型計測器を接続し、検出器の抵抗を測定し、換算表を用いて温度へ変換する。これにより、検出器の耐熱温度である 500℃程度までは温度測定できる。多様性拡張設備である炉心出口温度が健全である場合は、炉心出口温度による測定を優先する。

b. 原子炉圧力容器内の圧力

原子炉圧力容器内の圧力を監視するパラメータである 1 次冷却材圧力を計測する計器の計測範囲は、0~20.6MPa[gage]である。重大事故等時の判断基準は 20.59MPa[gage]（1 次系最高使用圧力（17.16MPa[gage]）の 1.2 倍）であり、重大事故等時において原子炉圧力容器内の圧力は、計器の計測範囲で計測可能である。

c. 原子炉圧力容器内の水位

原子炉圧力容器内の水位のパラメータである加圧器水位は、原子炉

圧力容器より上に位置し、水位が低下し計測範囲以下となった場合は、原子炉水位で計測する。原子炉水位を計測する計器の計測範囲は、原子炉容器の底部から頂部までを 0~100%としているため、重大事故等時において原子炉圧力容器内の水位を計器の計測範囲内で測定が可能である。

d. 原子炉圧力容器への注水量

原子炉圧力容器への注水量を監視するパラメータは、低温側安全注入流量、高温側安全注入流量、余熱除去クーラ出口流量及び恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算である。低温側安全注入流量及び高温側安全注入流量の計測範囲は、共に（1号炉）0~225m³/h（2号炉）0~250m³/h としており、計測対象である充てん/高圧注入ポンプの最大流量は 147m³/h であるため、重大事故等時において計器の計測範囲内での流量測定が可能である。また、余熱除去クーラ出口流量の計測範囲は、0~1,000m³/h としており、計測対象である余熱除去ポンプの最大流量は 852m³/h であるため、重大事故等時において計器の計測範囲内での流量測定が可能である。並びに恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算の計測範囲は、0~150m³/h としており、計測対象である恒設代替低圧注水ポンプの事故対処時における必要最大流量は 120m³/h であるため、計器の計測範囲内での流量測定が可能である。

e. 原子炉格納容器への注水量

原子炉格納容器の注水量を監視するパラメータは、内部スプレ流量積算、低温側安全注入流量、高温側安全注入流量、余熱除去クーラ出口流量、充てんライン流量（多様性拡張設備）、恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算である。内部スプレ流量積算の計測範囲は、0~1,000m³/h としており、測定対象である内部スプレポンプの最大流量は 846m³/h であるため、計器の計測範囲内での流量測定が可能である。また、低温側安全注入流量、高温側安全注入流量、余熱除去クーラ出口流量、充てんラ

イン流量（多様性拡張設備）、恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算については原子炉圧力容器への注水量を監視するパラメータ同様に重大事故等時において、計測範囲内での流量測定が可能である。

上記より、パラメータの値が計器の計測範囲を超えるものは原子炉圧力容器内の温度と水位であり、この場合の原子炉施設の状態を推定するため、手順を以下のとおり整備する。

(a) 手順着手の判断基準

i. 原子炉圧力容器内の温度

重大事故等時に1次冷却材高温側温度（広域）又は1次冷却材低温側温度（広域）の値が、計器の計測範囲を超え確認できない場合。

ii. 原子炉圧力容器内の水位

重大事故等時に加圧器水位が低下し、計器の計測範囲を外れ確認できない場合。

(b) パラメータ監視の手順

計器の計測範囲を超えたかどうかの判断及び対応手順は、以下のとおり。

i. 原子炉圧力容器内の温度

- ① 監視が必要な当該パラメータの指示値を読み取る。
- ② 読み取った指示値が正常であるかどうかを、プラント状況等により推定される値との間に大きな差異がないか等により確認する。
- ③ 1次冷却材高温側温度（広域）又は1次冷却材低温側温度（広域）の他ループの指示値を確認し、他ループの指示値も同じ傾向か否かを確認する。
- ④ 1次冷却材高温側温度（広域）又は1次冷却材低温側温度（広域）について、他ループの指示値も同じ傾向で計測範囲を超えていると判断される場合は、炉心出口温度（多様性拡

張設備)で計測する。炉心出口温度(多様性拡張設備)による計測ができない場合は、1次冷却材高温側温度(広域)又は1次冷却材低温側温度(広域)の計器に可搬型計測器を接続し、検出器(内部温度素子)の耐熱温度である500℃程度までに相当する抵抗指示を直接読み取る。読み取った抵抗値を換算表等により換算し、パラメータを計測又は推定する。なお、可搬型計測器による測定においては、1次冷却材高温側温度(広域)を優先する。

ii. 原子炉圧力容器内の水位

- ① 監視が必要な当該パラメータの指示値を読み取る。
- ② 読み取った指示値が正常であるかどうかを、プラント状況等により推定される値との間に大きな差異がないか等により確認する。
- ③ 加圧器水位の他チャンネル指示値を確認し、他チャンネルの指示値も同じ傾向か否かを確認する。
- ④ 加圧器水位について、他チャンネルの指示値も同じ傾向で計測範囲以下にあると判断される場合は、原子炉水位で測定する。

1.15.2.2 計測に必要な電源の喪失

(1) 全交流動力電源喪失及び直流電源喪失

重要な監視パラメータ計器のうち、交流電源から供給される計器については、非常用低圧母線と非常用直流母線に接続された計器用電源(無停電電源装置)より給電されており、いずれか一方の母線があれば計器へ電源を供給可能である。直流電源から供給される計器については、充電器と蓄電池(安全防護系用)又は蓄電池(3系統目)より給電されており、いずれか一方があれば計器へ電源を供給可能である。全交流動力電源喪失により、計測に必要な計器電源が喪失した場合、空冷式非常用発電装置、蓄電池(安全防護系用)、蓄電池(3系統目)、電源車、可

搬式整流器及び計器用電源（無停電電源装置）等の運転により、計器へ給電する。また、計器用電源（無停電電源装置）が使えない場合においても、後備計器用電源（変圧器）を設けており、継続して電源を供給できる手段があり、信頼性も高く監視機能を失うことはない（第1.15.4図）。

代替電源の給電ができない場合は、特に重要なパラメータとして、パラメータ選定した第1.15.2表に示す重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータを計測する計器の温度、圧力、水位及び流量に係るものについて、可搬型計測器を接続し計測する。ただし、可搬型計測器を用いずに直接確認できるものは現場で確認する。また、可搬型計測器の計測値を工学値に換算する換算表を準備する。

可搬型計測器による測定においては、測定対象の選定を行う際の考え方として、同一パラメータにチャンネルが複数ある場合は、いずれか1つの適切なパラメータを選定し測定又は監視する。同一の物理量について、複数のパラメータがある場合は、いずれか1つの適切なパラメータを選定し測定又は監視する。

なお、代替電源より給電中に制御盤のソフトウェアが機能喪失した場合においても、可搬型計測器を用いて計測又は監視するとともに、制御盤内にジャンパ器具を用いて補機の操作信号を手動で直接入力することで、重大事故等の対処に必要な監視及び操作を継続可能である。

a. 全交流動力電源喪失時の代替電源の供給

ディーゼル発電機の故障により非常用高圧母線への交流電源による給電ができない場合は、代替電源（交流）により非常用高圧母線へ給電する。

b. 直流電源喪失時の代替電源の供給

ディーゼル発電機の故障により非常用直流母線への直流電源による給電ができない場合は、直流電源設備により非常用直流母線へ給電する。

全交流動力電源及び直流電源喪失時の代替電源確保に関する手順については、「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち「1.14.2.1 代替

電源（交流）による給電手順等及び 1.14.2.2 代替電源（直流）による給電手順等」にて整備する。

c. 可搬型計測器によるパラメータ計測又は監視

全交流動力電源喪失時等により直流電源が喪失した場合において、中央制御室での監視ができなくなった場合の手段として、第1.15.2表に示す特に重要なパラメータ及び第1.15.5表に示す有効な監視パラメータについて、可搬型計測器で測定可能なものを計測し、監視する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

直流電源が喪失した場合において、中央制御室でのパラメータが監視できない場合。

(b) 操作手順

可搬型計測器によるパラメータ計測の概要は以下のとおり。また、タイムチャートを第1.15.5図に示す。

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急安全対策要員に原子炉施設の状態監視に必要なパラメータの計測開始を指示する。
- ② 緊急安全対策要員は、可搬型計測器を使用する前に電池容量を確認し、残量が少ない場合は予備乾電池と交換する。
- ③ 緊急安全対策要員は、手順に定められたスイッチにより回路を切り離し、可搬型計測器を端子台に接続する。
- ④ 緊急安全対策要員は、可搬型計測器に表示される計測結果を読み取り、換算表を用いて工学値に換算し、運転員等は換算結果を記録用紙に記録する。

なお、使用中に乾電池の残量が少なくなった場合は、予備の乾電池と交換する。

(c) 操作の成立性

上記の現場対応は1ユニット当たり緊急安全対策要員1名にて実施し、所要時間は約25分を想定している。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、照明、通信設備等を整備する。

d. 可搬型バッテリー（炉外核計装盤、放射線監視盤）による電源供給

全交流動力電源喪失等により直流電源が喪失した場合において、中央制御室での監視ができない場合に、炉外核計装盤、放射線監視盤の可搬型バッテリーにより電源を供給する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

直流電源喪失により、炉外核計装盤、放射線監視盤のパラメータが監視できない場合。

(b) 操作手順

可搬型バッテリー（炉外核計装盤、放射線監視盤）による電源供給の概要は以下のとおり。また、タイムチャートを第1.15.6図、第1.15.7図に示す。

- ①発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急安全対策要員に可搬型バッテリー（炉外核計装盤、放射線監視盤）による電源供給を指示する。
- ②緊急安全対策要員は、現場で炉外核計装盤又は放射線監視盤の電源を「切」とする。
- ③緊急安全対策要員は、現場でケーブルを布設し、可搬型バッテリー（炉外核計装盤、放射線監視盤）を炉外核計装盤又は放射線監視盤に接続する。
- ④緊急安全対策要員は、可搬型バッテリー（炉外核計装盤、放射線監視盤）による電源供給を開始し、運転員等は計測結果を記録用紙に記録する。

(c) 操作の成立性

上記の現場対応は1ユニット当たり緊急安全対策要員2名にて実施し、所要時間は、炉外核計装盤については、約60分、放射線監視盤については、約50分を想定している。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、照明等を整備する。

e. 制御盤ソフトウェアの機能喪失時における補機の手動操作手順

制御盤のソフトウェアが機能喪失し、中央制御室での補機操作ができなくなった場合の手段として、制御盤内をジャンパ器具を用いて操作し、補機の操作信号を手動で直接入力する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

制御盤のソフトウェアが機能喪失し、中央制御室での補機操作ができない場合。

(b) 操作手順

補機の操作信号を手動で直接入力する概要は以下のとおり。また、タイムチャートを第1.15.8図に示す。

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急安全対策要員に補機の操作信号の直接入力開始を指示する。
- ② 緊急安全対策要員は、手順に定められた制御盤の端子台をジャンパ器具を用いて操作し、補機の操作信号を手動で直接入力する。

(c) 操作の成立性

上記の現場対応は1ユニット当たり緊急安全対策要員2名にて実施し、所要時間は約25分を想定している。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、照明、通信設備等を整備する。

1.15.3 重大事故等時のパラメータを記録する手順

パラメータ選定で選定した重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータ（原子炉格納容器内の温度、圧力、水位、水素濃度及び放射線量率等）は、SPDS、SPDS表示装置及び可搬型温度計測装置により計測結果を記録する。ただし、複数の計測結果を使用し計算により推定する監視パラメータ（計測結果を含む。）の値や現場操作時のみ監視する現場の指示値は記録用紙に記録する。

SPDS、SPDS表示装置及び可搬型温度計測装置に記録された監視パラメータの計測結果は、記録容量を超える前に定期的にメディア（記録媒体）に保存する。

有効な監視パラメータのうち記録可能なものについては、SPDS又は多様性拡張設備であるユニット総合管理計算機により計測結果及び警報等を記録する手順を整備する（第1.15.5表）。

(1) 手順着手の判断基準

重大事故等が発生したとき。

(2) 操作手順

重大事故等が発生し、重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータ（重大事故等対処設備）の記録の概要は以下のとおり。

a. SPDSによる記録

SPDSは、非常用電源又は代替電源から給電可能で、7日間以上の記録容量を持っている。重大事故等時のパラメータの値を継続して確認できるよう、記録された計測結果を定期的に取り出し保存する手順は以下のとおり。

① 緊急安全対策要員は、SPDS表示装置にてSPDS及びSPDS表示装置に記録された重要な監視パラメータの計測結果を、記録容量を超える前に定期的にメディア（記録媒体）に保存する。

② 緊急安全対策要員は、メディアに保存された重要な監視パラメータの計測結果を印刷し、記録を保存する。

b. 可搬型温度計測装置による記録

- ① 緊急安全対策要員は、可搬型温度計測装置に記録された、格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（S A）の計測結果について、記録容量を超える前に定期的にメディア（記録媒体）に保存する。
- ② 緊急安全対策要員は、メディアに保存された重要な監視パラメータの計測結果を印刷し、記録を保存する。

c. 現場指示計の記録

運転員等は、1次系冷却水タンクの加圧操作時に、現場指示計の1次系冷却水タンク加圧ライン圧力の値を記録用紙へ記録する。

d. 可搬型計測器及び可搬型バッテリーによる電源供給時の記録

緊急安全対策要員は、1.15.2.2(1)c.及びd.で得られた重要な監視パラメータのデータを記録用紙に記録する。

e. ユニット総合管理計算機の記録

(a) 計算機運転日誌

定められたプロセスの計測結果を定時毎に記録し、日毎に帳票印刷する。

(b) 警報記録

プロセス値の異常な状態による中央制御盤の警報発信時、警報の状態を記録し、日毎に帳票印刷する。また、プラントの過渡変化による重要警報のファーストアウト警報発生時、その発生順序（シーケンス）、トリップ状態、工学的安全施設作動信号及び工学的安全施設動作状況を記録し、事象発生時に帳票印刷する。

(c) 事故時データ収集記録